

CAMPO DE BARRA BONITA - PARANÁ

ANP Nº 48.000.003923/97-09

BARRA BONITA ÓLEO E GÁS LTDA.



VOLUMES DE GÁS IN SITU E POTENCIAL DE PRODUÇÃO DE GÁS

LT – Lins & Takeguma

Aracaju, março 2025

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
2. OBJETIVOS	1
3. GEOLOGIA	2
3.1 Modelo Geológico dos Reservatórios	2
4. ENGENHARIA DE RESERVATÓRIO	12
4.1 Registros de Pressão dos Reservatórios	12
4.2 Produções Acumuladas de Gás	12
4.3 Avaliação dos Volumes de Gás In Situ	13
4.4 Parâmetros para os Cálculos das Pressões	13
4.5 Registros das Pressões Estáticas	14
5. VOLUMES ORIGINAIS DE GÁS IN SITU	15
6. POTENCIAL DE PRODUÇÃO	18
6.1 Cálculo do Potencial de Produção de Gás, LGN e Água	18
6.2 Potencial de Produção de Gás do Campo	18
7. RECOMENDAÇÕES	25
8. ANEXOS	26
9. LISTA DE FIGURAS	
Figura 3.1 – Mapa Estrutural da Fm. Itararé	2
Figura 3.2 – Seção Sísmica 245-RL-0038	3
Figura 3.3 – Seção Sísmica 245-RL-0042	3
Figura 3.4 – Seção Geológica do Reservatório	4
Figura 3.5 – Mapa Estrutural Sísmico do Reservatório	5
Figura 3.6 – Mapa de Isópaca Total do Corpo A	7
Figura 3.7 – Mapa de Isópaca Total do Corpo B	8
Figura 3.8 – Mapa de Isópaca Total do Corpo C	9
Figura 3.9 – Mapa de Isópaca Porosa com Gás Corpo A	10
Figura 3.10 – Mapa de Isópaca Porosa com Gás Corpo B	11
Figura 5.1 – Balanço de Materiais Gráfico Pe/Z x Gp,1-BB-1-PR ..	16
Figura 5.2 – Balanço de Materiais Gráfico Pe/Z x Gp 3-BB-2D-PR ..	16
Figura 6.1 – Vazões Estimadas de Gás e Água, 1-BB-1-PR	20
Figura 6.2 – Vazões Estimadas de Gás e Água, 3-BB-2D-PR	20

Figura 6.3 – Produções Acumuladas de Gás e Água, 1-BB-1-PR	21
Figura 6.4 – Produções Acumuladas de Gás e Água, 3-BB-2D-PR ..	21
Figura 6.5 – Vazões Estimadas de Gás e Água	22
Figura 6.6 – Produções Acumuladas de Gás e Água	22
Figura 6.7 – Fator de Recuperação x Ano dos Poços e Total	23
Figura 6.8 – Tempo x Pressões dos Reservatórios nos Poços	23
Figura 8.1 – Registro de Pressão x Tempo 1-BB-1-PR	26
Figura 8.2 – Gradiente do Gás 1-BB-1-PR	26
Figura 8.3 – Registro de Pressão x Tempo Poço 3-BB-2D-PR	27
Figura 8.4 – Gradiente Gás e Líquido 3-BB-2D-PR	27
Figura 8.5 – Gradiente de Líquidos (LGN + Água) 3-BB-2D-PR	28
10. LISTA DE TABELAS	
Tabela 3.1 – Análise Quantitativa de Perfis – Parâmetros	6
Tabela 4.2 – Volumes de Gás Produzidos no Campo	12
Tabela 5.1 – Volumes de Gás In Situ M. B de Materiais	15
Tabela 5.2 – Volumes de Gás M. Volumétrico PD Petrobrás	17
Tabela 5.3 – Volume de Gás in Situ e Reserva - M. B. Materiais	17
Tabela 6.1 – Previsão de Produção – Pcab. \geq 25,00 kgf/cm ²	24

1. INTRODUÇÃO.

Apresentamos o Relatório da Consultoria em Geologia e Engenharia de Reservatório para a Concessão do Campo de Barra Bonita – PR, elaborado pelos Consultores da LT Serviços de Petróleo e Gás: Geólogo Antonio José Rodrigues Lins, CREA-SE nº 2700202511 e Engenheiro Massahiro Seto Takeguma, CREA-SE nº 3000002630.

Aracaju, 24 de março de 2025.

ANTONIO JOSE RODRIGUES  Assinado de forma digital por ANTONIO
JOSE RODRIGUES LINS:08012814404
LINS:08012814404
Dados: 2025.03.24 08:19:13 -03'00'

Antonio José Rodrigues Lins
Sócio Administrador.
LT – Serviços de Petróleo e Gás Ltda.

2. OBJETIVOS.

Assessorar a elaboração dos Programas de Registro de Pressão dos reservatórios produtores nos poços 1-BB-1-PR e 3-BB-2D-PR;

Analizar e interpretar os dados de Produção, Pressão Estática e demais Parâmetros dos Reservatórios e dos Fluidos;

Analizar e compatibilizar o modelo Geológico dos Reservatórios de Gás com o histórico de Pressão e Produção;

Estimar os Volume de Gás In Situ dos Reservatórios da Formação Campo Mourão e o Potencial de Produção para atender uma demanda de produção de 150 mil m³/dia para o campo;

Para a execução dos serviços, a empresa disponibilizou os dados de perfuração dos poços, perfis, testes de formação, completação dos poços, registros de pressão, histórico de produção dos reservatórios, Plano de Desenvolvimento e Relatório de Geologia e Reservatórios elaborados pela Petrobras. Franqueou o acesso aos técnicos responsáveis pelas atividades na Concessão e aos demais dados e informações disponíveis nos seus arquivos. Também foram consultados nos arquivos públicos da ANP e do REATE/CPRM dados e informações dos poços e dos levantamentos sísmicos da Concessão.

3. GEOLOGIA.

3.1 Modelo Geológico dos Reservatórios.

O Modelo Geológico dos Reservatórios produtores de gás do Campo de Barra Bonita, elaborado pela Petrobrás em 1997, foi baseado nos dados e na interpretação da sísmica 2D, análises de perfis dos poços, testes de formação, afloramentos análogos da Formação Campo Mourão, amostras de rocha e de fluidos.

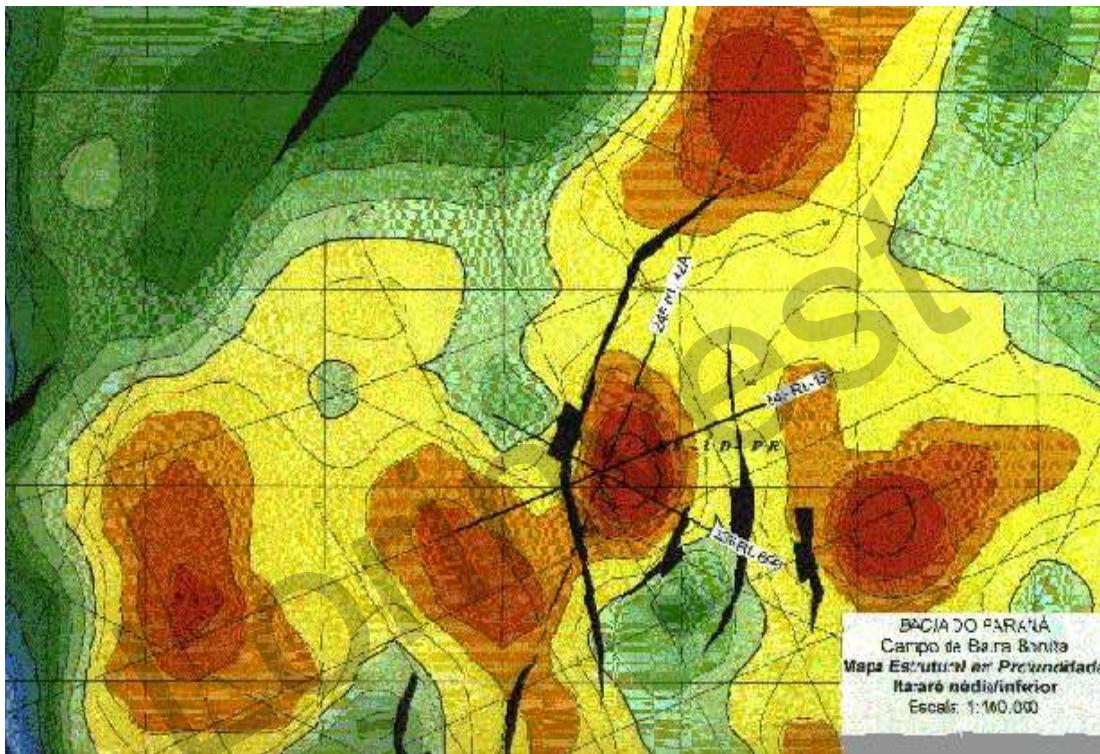


Figura 3.1 – Mapa Estrutural da Fm. Itararé, (PD Petrobrás).

Ao nível da Formação Itararé Médio/Inferior, horizonte próximo dos Reservatórios da Formação Campo Mourão, a estrutura é um anticlinal, alongado na direção NW-SE, limitado a Oeste por falhas normais NE-SW e NW-SE, com mergulhos para Oeste, e, pelo mergulho das camadas, Mapa Estrutural da Fm. Itararé, Figura 3.1.

As seções sísmicas 245-RL-038 e 245-RL-42A, Figuras 3.2 e 3.3 apresentam os principais aspectos geológicos da área do Campo de Barra Bonita. As setas azuis e tarja amarela indicam a posição aproximada dos reservatórios portadores de gás.

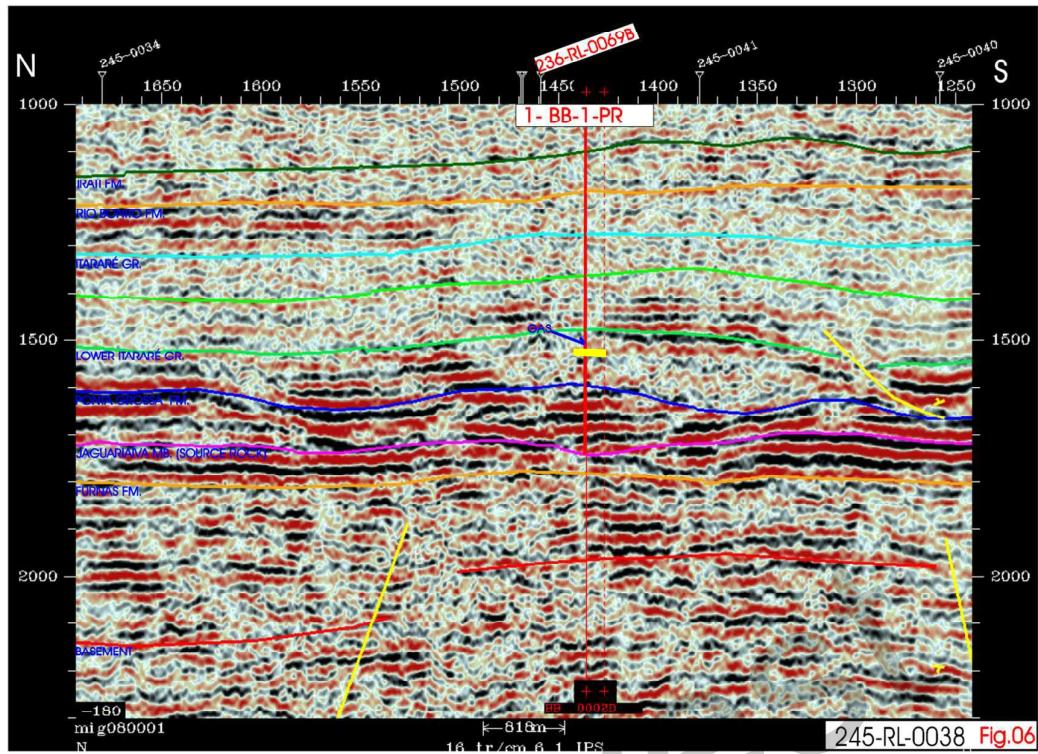


Figura 3.2 – Seção Sísmica 245-RL-0038, Norte-Sul, (PD Petrobrás).

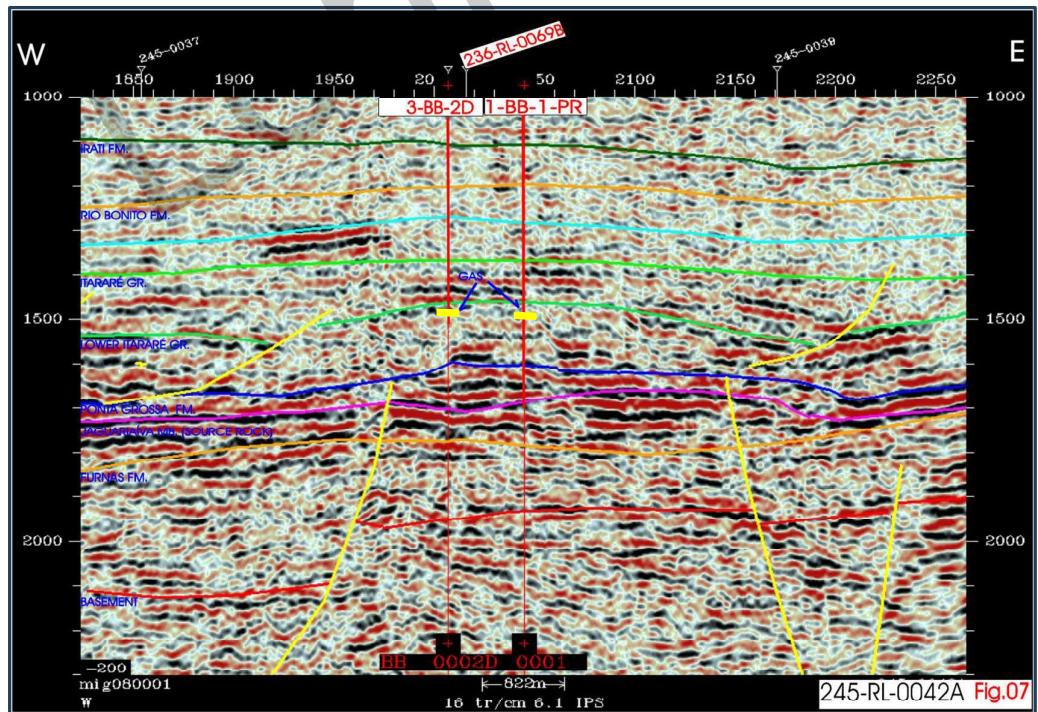
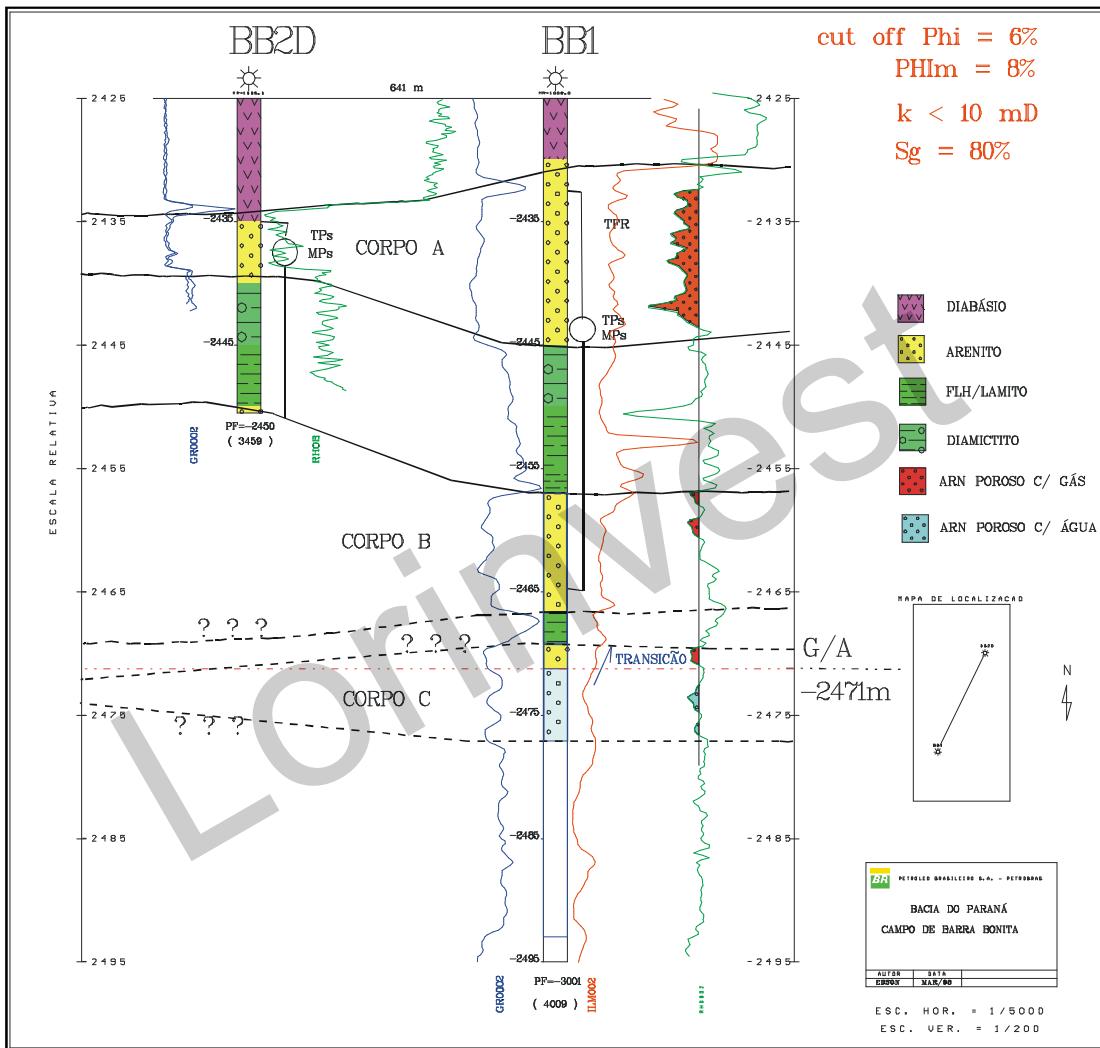


Figura 3.3 – Seção Sísmica 245-RL-0042, Oeste – Leste, (PD Petrobrás).

No contexto estratigráfico, os reservatórios são constituídos por três camadas lenticulares de arenitos flúvio-deltáicos da Formação Campo Mourão, intercaladas por folhelhos e ou diamictitos, o conjunto é capeado por uma soleira de Diabásio que atua como selo da acumulação de gás. As três camadas são denominadas de Corpo A, Corpo B e Corpo C, Figura 3.4



No poço 1-BB-1-PR foi identificado em perfil o Contato Gás/Água na profundidade de 3.480,0 m (-2.471,0 m) no Corpo C, a partir dessa profundidade, em perfis, ocorre uma zona de transição de aproximadamente de 5 m.

Os poços 1-BB-1-PR e 3-BB-2D-PR produzem gás dos Corpos A e B em conjunto. No poço 3-BB-2D-PR os Corpos A e B produzem a poço aberto.

A estrutura da acumulação de gás do Campo de Barra Bonita, ao nível dos Reservatórios da Fm. Campo Mourão, é um anticlinal alongado na direção NW-SE. Foi mapeada em profundidade com sísmica 2D e com dados do poço 1-BB-1-PR, e, posteriormente confirmada pela perfuração do poço 3-BB-2D-PR. Figura 3.5. Essa estrutura é o resultado de acomodações sindeposicionais, movimentações tectônicas e dos eventos intrusivos.

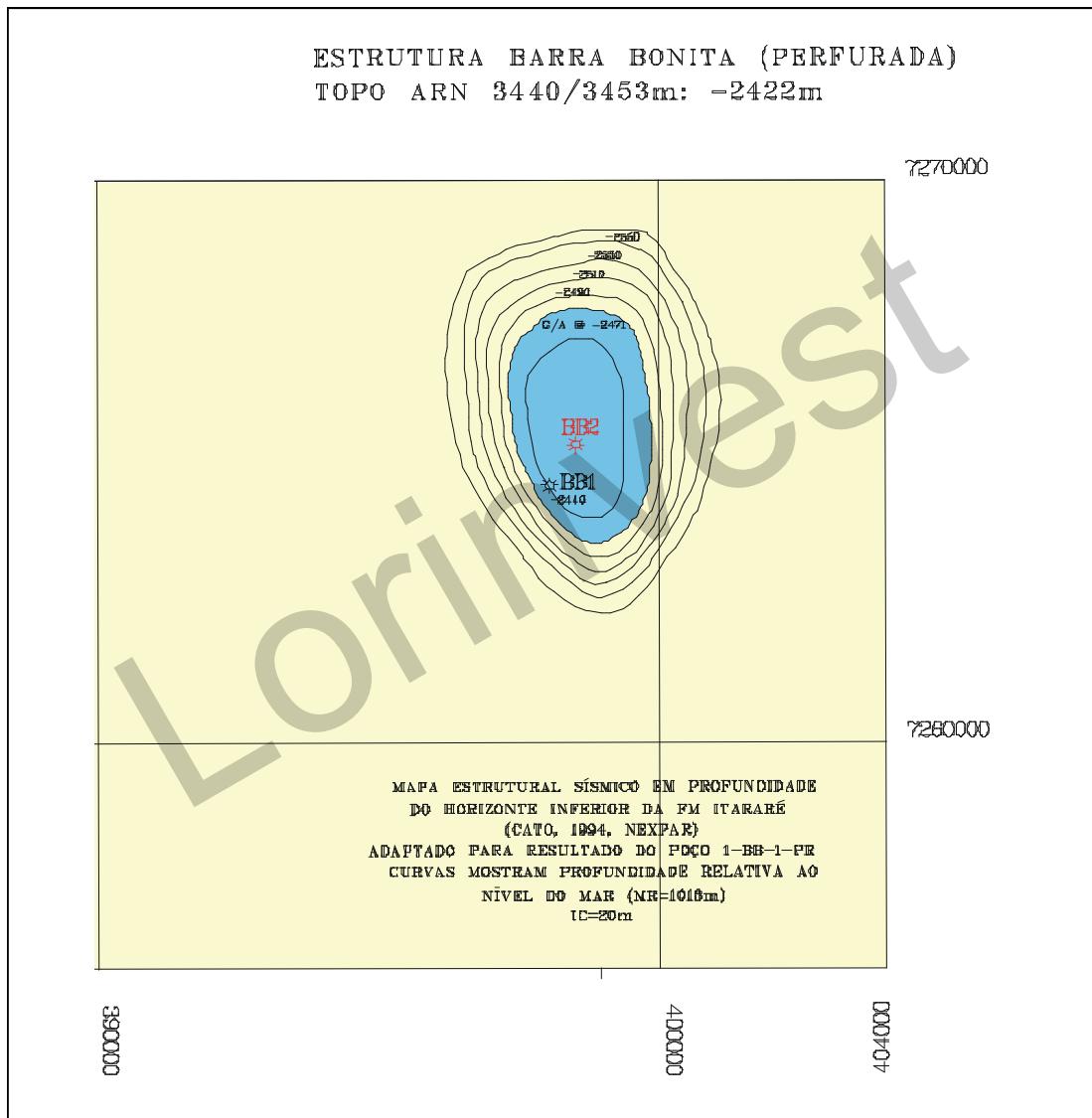


Figura 3.5 – Mapa Estrutural Sísmico do Reservatório, (PD Petrobrás).

No poço 3-BB-2D-PR a perfuração foi interrompida antes de alcançar a base do Corpo B, dessa forma, os valores de espessura, porosidade e saturação para

os Corpos B e C, foram inferidos, tendo como referência o Modelo Geológico, Figura 3.4, e os parâmetros dos reservatórios atravessados pelo poço 1-BB-1-PR.

Na Tabela 3.1 estão especificados os parâmetros dos reservatórios quantificados em perfis e os inferidos para os Corpos B e C no poço 3-BB-2D-PR.

Para totalização das espessuras porosas, foi utilizado o *cut off* de 6% de porosidade, valor estabelecido com base na correlação de perfis e nos dados de petrofísica.

CORPO	TOPO BASE	1-BB-1-PR MR=1009m				3-BB-2D-PR MR=1009m			
		NET	PHIm	SWm	TOPO(med)	TOPO(vert)	NET	PHIm	SWm
		(m)	(%)	(%)	BASE(med)	BASE(vert)	(m)	(%)	(%)
A	3440(-2431)	11	9	17	3832	3442(-2433)	4,7	7,5	<1
	3453(-2444)				3842	3447(-2438)			
B	3465(-2456)	2,8	8	30	3862	3459(-2450)	5	8	30
	3475(-2466)				x	x			
C	3477(-2468)	1,2	8	60	x	x	1 (infer)	8 (infer)	60 (infer)
	3485(-2476)				x	x			

Tabela 3.1 – Análise Quantitativa de Perfis – Parâmetros. (PD Petrobras).

Nos mapas de Isópaca Total dos Corpos A, B e C, observa-se o alongamento das isópacas no sentido da deposição na direção Noroeste – Sudeste, Figuras 3.6, 3.7 e 3.8.

Comparando-se os três mapas observa-se a migração do eixo deposicional desses depósitos: no Corpo C está a Sudoeste dos poços, no Corpo B a Nordeste dos poços e no Corpo A a Sudoeste dos poços, essa geometria referenda a forma lenticular desses corpos no Modelo Geológico, Figura 3.4, e as espessuras estimadas dos corpos B e C no poço 3-BB-2D-PR, Tabela 3.1

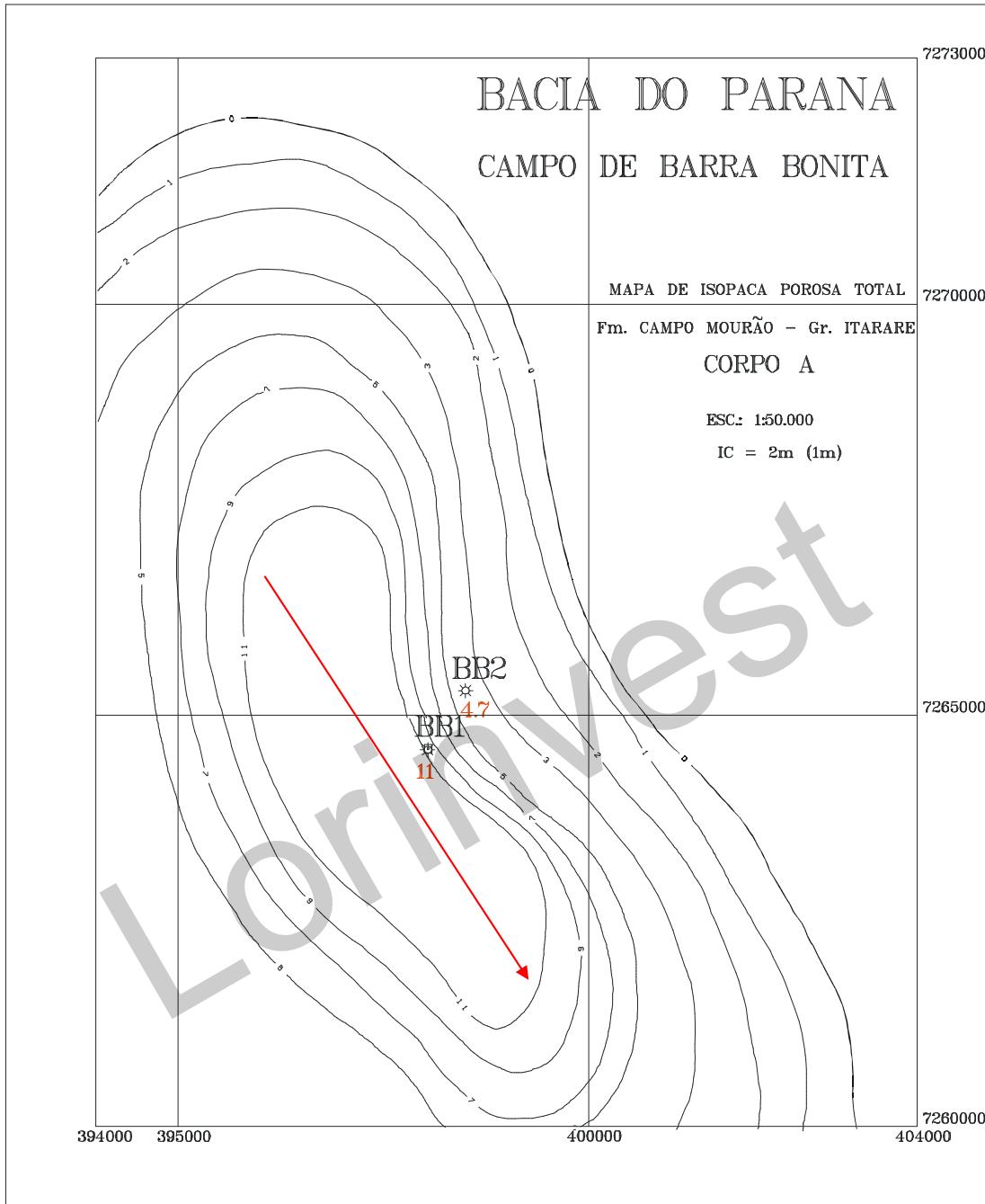


Figura 3.6 – Mapa de Isópaca Total do Corpo A, (PD Petrobrás).

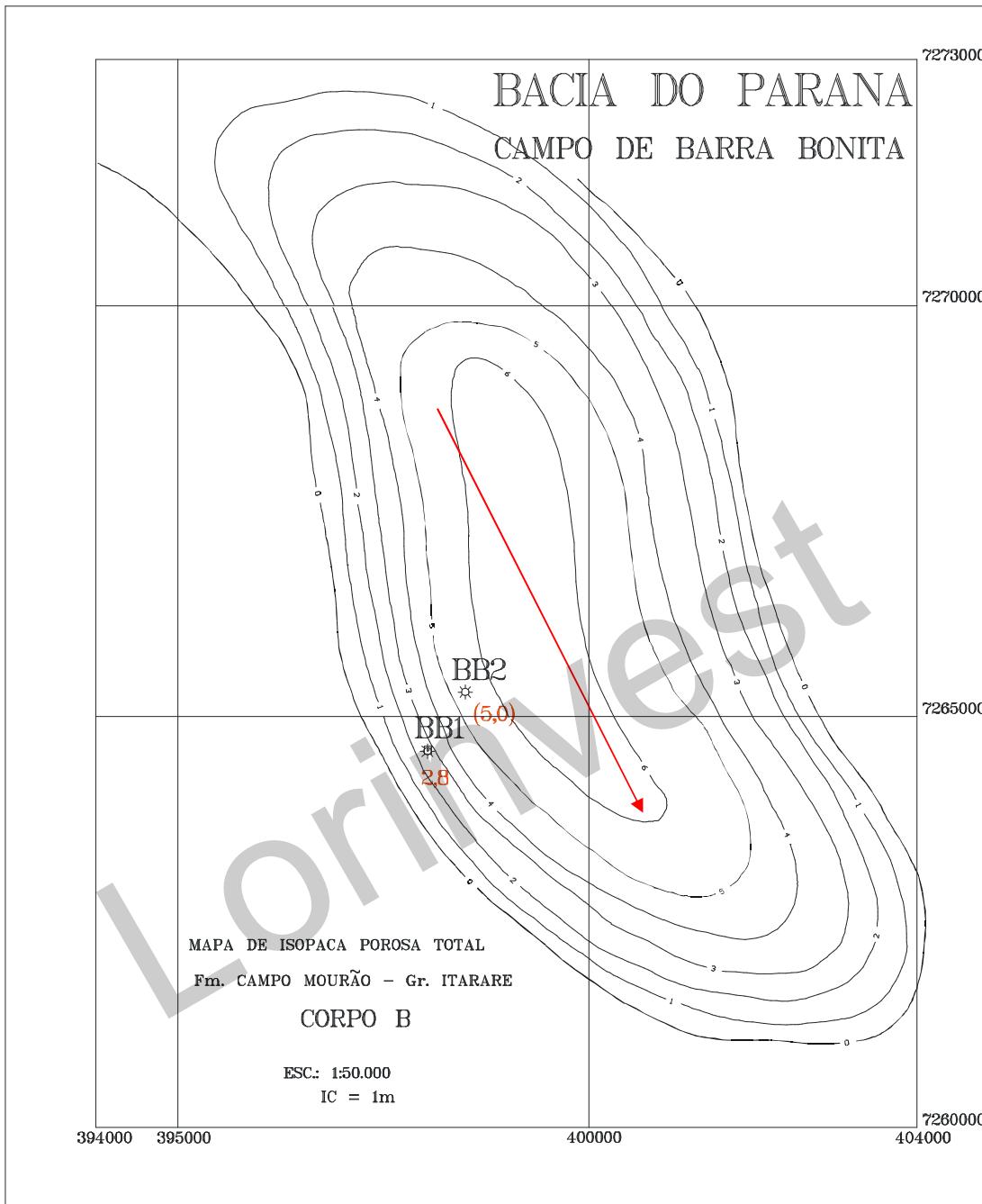


Figura 3.7 – Mapa de Isópaca Total do Corpo B, (PD Petrobrás).

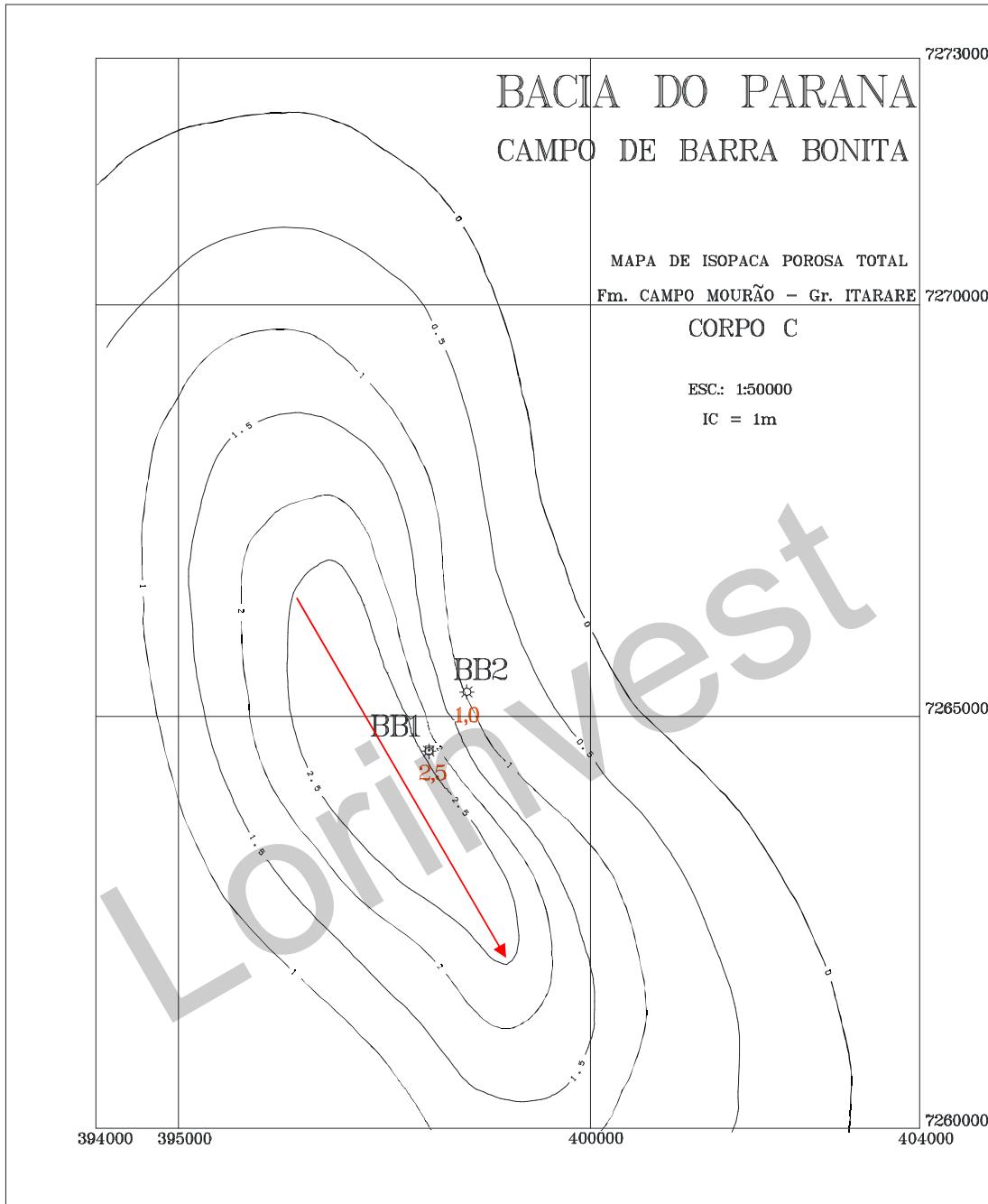


Figura 3.8 – Mapa de Isópaca Total do Corpo C, (PD Petrobrás).

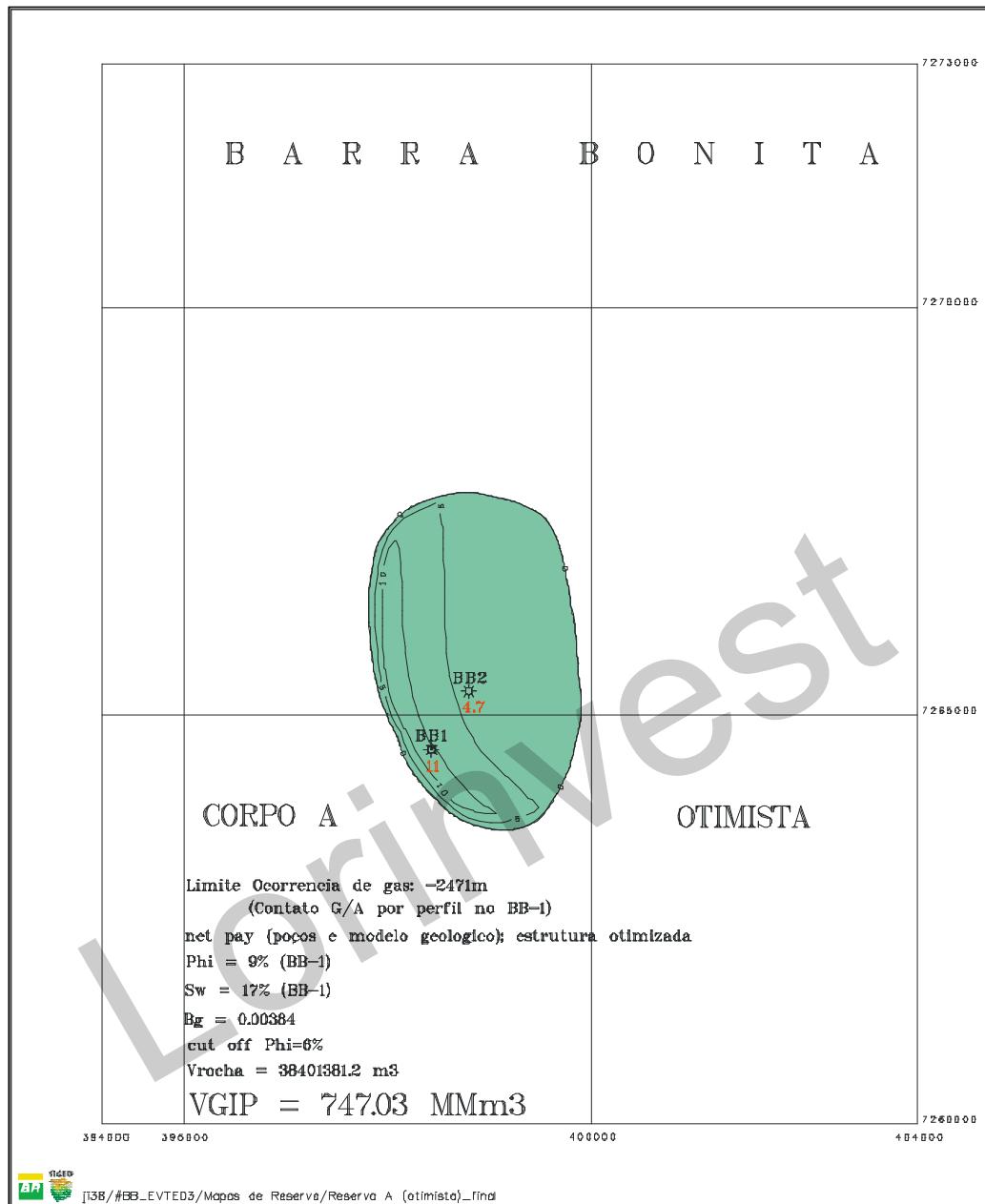


Figura 3.9 – Mapa de Isópaca Porosa com Gás do Corpo A, (PD Petrobrás).

Os dados, informações, análises, interpretações e os Mapas de Isópaca porosa com gás, Figuras 3.9 e 3.19, copilados dos documentos disponíveis (PD Petrobrás), e, destacados nesse Relatório, são tecnicamente consistentes com o atual **Modelo Geológico do Campo de Barra Bonita**.

Os Volumes de Gás *In Situ* – VGIS, calculados pelo **Método Volumétrico**, com os **Mapas de Isópaca Porosa com Gás** dos Reservatórios Campo Mourão – **Corpo A e Corpo B**, Figuras 3.9 e 3.10, são:

Corpo A – VGIS = 747,030 MMm³;

Corpo B – VGIS = 358,910 MMm³;

Total do Campo = 1.105,940 MMm³.

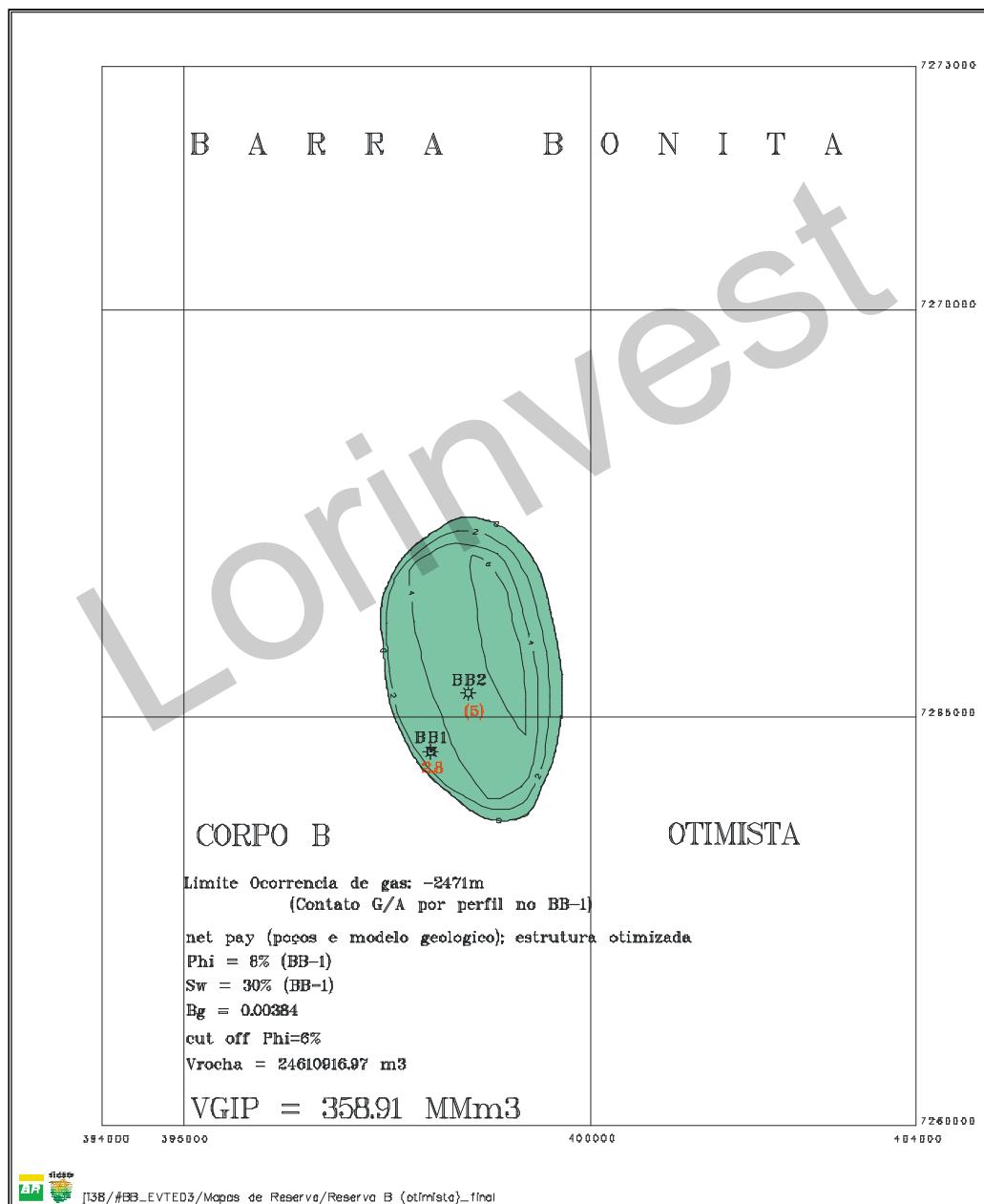


Figura 3.10 – Mapa de Isópaca Porosa com Gás do Corpo B, (PD Petrobrás).

4. ENGENHARIA DE RESERVATÓRIO.

4.1 Registros de Pressão dos Reservatórios.

Os programas de intervenção nos poços, para os Registros de Pressão foram elaborados pelos técnicos da Barra Bonita, com algumas orientações da LT. Entre as orientações, destacam-se: registrar as pressões estáticas nas mesmas profundidades ou o mais próximo possível dos registros anteriores, e, registrar as pressões em pelo menos três profundidades, ao constatar líquidos na coluna de produção, para definir o gradiente dos fluidos.

Em caso de existência de fase líquida na coluna de produção, a pressão estática registrada a partir dessa constatação de líquido, deve ser levada para o fundo, com gradiente do líquido.

4.2 Produções Acumuladas de Gás.

Na Tabela 4.2 estão detalhados os volumes de gás produzidos anualmente no Campo de Barra Bonita, até 31/12/2024. A produção de gás informada em 1998 refere-se aos volumes produzidos durante os testes de avaliação do poço 1-BB-1-PR, realizados pela Petrobras.

VOLUMES DE GÁS PRODUZIDOS NO CAMPO – MM m ³				
ANO	POÇOS		CAMPO	ACUMULADO
	1-BB-1-PR	3-BB-2D-PR		
1998	1,628	-	1,628	1,628
2022	1,802	1,959	3,761	5,400
2023	6,405	3,029	9,434	14,800
2024	4,974	4,919	9,893	25,456

Tabela 4.2 – Volumes Gás Produzidos no Campo.

4.3 Avaliação dos Volumes de Gás In Situ.

Para avaliar os Volumes de Gás in Situ pelo **Método de Balanço de Materiais**, foram utilizados históricos de produção de gás, fluidos, dados de testes dos reservatórios e novos registros de pressão estática, adquiridos nos poços 1-BB-1-PR e 3-BB-2D-PR no período de 07 a 10 de fevereiro de 2025. Consideradas as seguintes premissas:

Reservatório Único – Poços produzem gás dos Corpos A e B em conjunto;

Reservatório Portador de Gás Seco;

Reservatório Volumétrico – Mecanismo de Produção por Expansão do Gás;

Reservatórios Independentes – Cada Poço Drena Área Própria;

Produções Acumuladas definem a queda de pressão em cada Área;

Com base nessas premissas para avaliação dos Volumes de Gás In Situ foi utilizada a **Equação de Balanço de Materiais – EBM** para um Reservatório Volumétrico de Gás Seco: $(P/Z) = (Pi/Zi) - (Pi/Zi) \times (Gp/G)$

Sendo:

P – Pressão Atual do reservatório em kgf/cm²;

Pi – Pressão Original do reservatório em kgf/cm²;

Z – Fator de Compressibilidade do Gás atual, adimensional;

Zi – Fator de Compressibilidade do Gás original, adimensional;

Gp – Produção Acumulada de Gás em MM m³;

G – Volume Original de Gás In Situ extrapolado do Reservatório em MM m³.

4.4 Parâmetros para os Cálculos das Pressões.

O Datum do Reservatório foi estabelecido à 3.457,50m (-2.448,50m), profundidade média entre o topo do Corpo A e base do Corpo B no poço 1-BB-1-PR.

A Pressão Original do Reservatório foi registrada no poço 1-BB-1-PR no teste TFR-1 em 05/02/1997:

$$Pi = 312,90 \text{ kgf/cm}^2 \text{ à } 3.381,00\text{m} (-2.372,00\text{m}).$$

No Datum: $Pi_D = 314,26 \text{ kgf/cm}^2 \text{ à } 3.457,50\text{m} (-2.448,50\text{m}).$

A conversão da Pressão Original P_i para o Datum P_{id} foi calculada pela expressão: $P_{id} = P_i + ((\text{Prof. do Datum}) - (\text{Prof. Registro})) \times \text{Gradiente do Gás}$

Gradiente do Gás: 0,1319 kgf/cm²/m.

Gradiente de Pressão Original: 0,1319 kgf/cm²/m.

P_i Original = 0,1319 x Cota m;

Cota = ((Profundidade Vertical Medida) – (Mesa Rotativa + BAP));

Temperatura da Formação no Datum = 208,88 °F;

Gradiente de Temperatura:

Temperatura no fundo = (Cota x -0,0561) + 71,6 °F

Gradiente de Temperatura = -0,0561 °F/m;

Temperatura média do Município de Pitanga – PR = 71,6 °F;

4.5 Registros de Pressões Estáticas.

As operações de intervenção para os registros de pressão nos poços 1-BB-1-PR e 3-BB-2D-PR foram executadas no período de 07 a 10 de fevereiro de 2025.

Foram feitos registros contínuos de acordo com os programas das intervenções. Os valores das pressões estáticas registradas por poço são:

Poço 1-BB-1-PR:

$P_e = 298,13 \text{ kgf/cm}^2$ à 3.374,00 m (-2.365,00m). Convertendo para o Datum:

$P_e = 299,62 \text{ kgf/cm}^2$ à 3.457,50 m (-2.448,50m).

Poço 3-BB-2D-PR:

$P_e = 300,47 \text{ kgf/cm}^2$ à 3.374,96m (-2365,96m). Convertendo para o Datum:

$P_e = 308,27 \text{ kgf/cm}^2$ à 3.457,50m (-2.448,50m).

A diferença de **8,65 kgf/cm²**, entre as pressões dos poços no **Datum** provavelmente indica que os poços estão drenando gás de áreas não contíguas, áreas com diferentes dimensões e ou áreas com reservatórios com parâmetros de porosidade e permeabilidade distintas.

5. VOLUMES ORIGINAIS DE GÁS IN SITU.

Pelo **Método de Balanço de Materiais**, considerando os reservatórios da Formação Campo Mourão, Corpos A e B, como reservatórios volumétricos portadores de gás seco, e, através dos gráficos (p/Z) versus G_p , obteve-se a extração dos Volumes de Gás in Situ por poço. Figura 5.1- Gráfico P_e/Z x G_p , poço 1-BB-1-PR, Figura 5.2 - Gráfico P_e/Z x G_p , poço 3-BB-2D-PR e Tabela 5.1.

VOLUMES DE GÁS IN SITU – MÉTODO DE BALANÇO DE MATERIAIS	
POÇO	VGIS (MM m³)
1-BB-1-PR	442,760
3-BB-2D-PR	778,030
TOTAL	1.220,790

Tabela 5.1 – Volumes de Gás in Situ – M. Balanço de Materiais.

Estima-se que os Volumes de Gás In Situ dos poços sejam maiores do que os calculados, porque as pressões dos reservatórios, utilizadas nos cálculos, foram registradas ainda em crescimento.

Taxa de crescimento da pressão estática nos poços:

1-BB-1-PR = 0,273 kgf/cm²/dia;

3-BB-2D-PR = 0,365 kgf/cm²/dia.

O Volume de Gás In Situ do reservatório drenado pelo poço 3-BB-2D-PR é maior que o do que o volume do reservatório drenado pelo poço 1-BB-1-PR. Provavelmente essa diferença pode ser explicada nos mapas de Isópicas Porosa Total dos corpos A e B, Figuras 3.6 e 3.7, ou por mudanças de fácies litológicas, parâmetros de porosidade e de permeabilidade dos reservatórios.

A seguir, apresentamos os Gráficos (Pe/Z) x Gp, para as áreas de drenagem dos poços 1-BB-1-PR e 3-BB-2D-PR, Figuras 5.1 e 5.2.

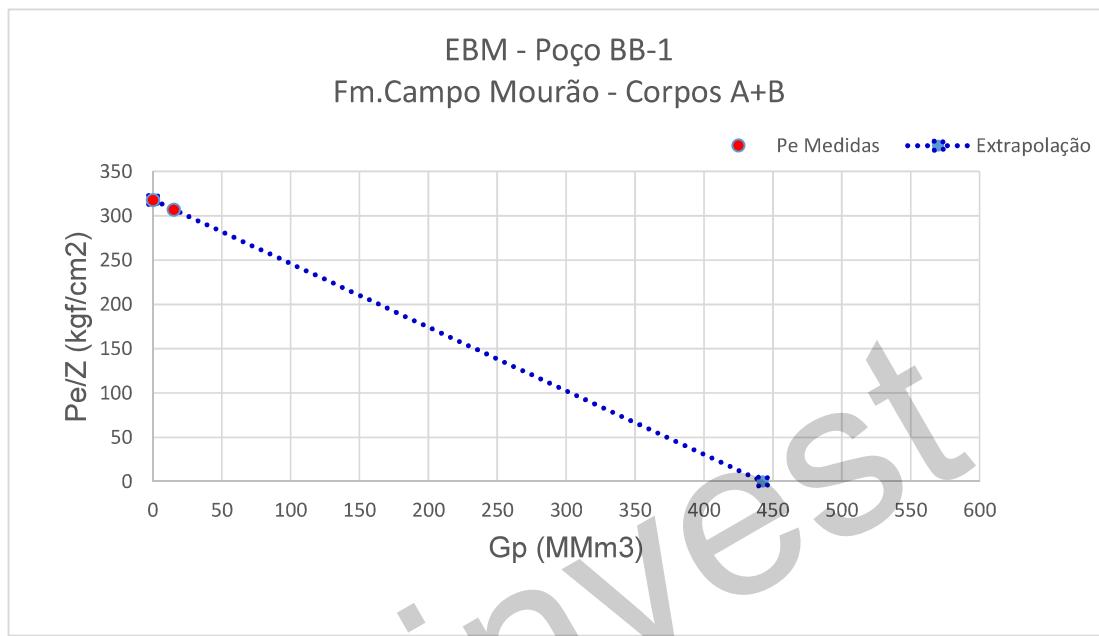


Figura 5.1 – Balanço de Materiais, Gráfico Pe/Z x Gp, Poço 1-BB-1-PR.

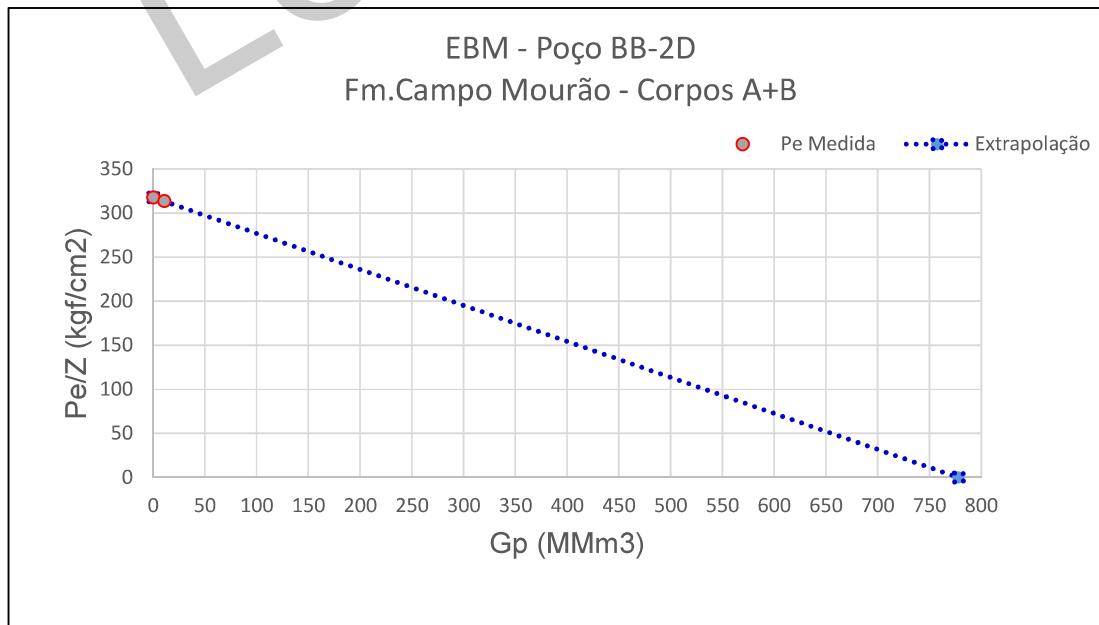


Figura 5.2 – Balanço de Materiais, Gráfico Pe x Gp, Poço 3-BB-2D-PR.

Os Volumes de Gás *In Situ* apresentados no Plano de Desenvolvimento do Campo de Barra Bonita pela Petrobrás Tabela 5.2, foram calculados pelo **Método Volumétrico** com Mapas de Isópaca Porosa com Gás dos Reservatórios Campo Mourão – Corpos A e B.

VOLUMES DE GÁS IN SITU – RESERVA – M. VOLUMÉTRICO			
CORPO	VGIS (MM m³)	Gp (MM m³)	FR (%)
A	747,030	493,759	66,10
B	358,910	316,871	88,29
TOTAL	1.105,940	810,630	73,30

Tabela 5.2 – Volumes de Gás *In Situ* Método Volumétrico, (PD Petrobras).

Na Tabela 5.3 estão discriminados os Volumes de Gás *In Situ* calculados pelo **Método de Balanço de Materiais**, as Reservas Totais e o Fator de Recuperação calculados nas condições determinadas pela Barra Bonita Óleo e Gás: Produção de gás do Campo 150.000m³/dia, sendo 75.000m³/dia por poço até a Pressão na cabeça dos poços - $P_{cab} \geq 25,00 \text{ kgf/cm}^2$. A **Reserva Total** foi estimada considerando-se os volumes a serem produzidos no período de 2025 a 2055.

VOLUMES DE GÁS IN SITU – RESERVAS – MÉTODO B. MATERIAIS			
POÇO	VGIS (MM m³)	Gp (MM m³)	FR (%)
1-BB-1-PR	442,760	319,325	72,12
3-BB-2D-PR	778,030	516,668	66,41
TOTAL	1.220,790	835,993	68,48

Tabela 5.3 – Volumes de Gás *In Situ*, Reserva Total e FR

Os Volumes de Gás In Situ do Campo de Barra Bonita calculados pelo Método de Balanço de Materiais e pelo Método Volumétrico (PD Petrobras) tem valores compatíveis.

A diferença de 8,91% nos Volumes de Gás In Situ calculados entre os dois métodos citados no parágrafo anterior, provavelmente são devidas as incertezas e os limites estabelecidos para o mapeamento dos volumes porosos com gás, forma da estrutura mapeada e ou posição do Contato Gás / Água.

6. POTENCIAL DE PRODUÇÃO DE GÁS, LGN E ÁGUA.

6.1 Cálculo do Potencial de Produção.

Para os cálculos do potencial de produção utilizamos os resultados da **Equação de Balanço de Materiais – EBM**, **Gp** x Pressão do Reservatório **P**, ou seja, a partir da pressão original aplica-se um **ΔPressão** e **ΔGp**, e, calcula-se as Pressões de Fluxo do Reservatório e as Vazões de Gás, através do método teórico, ou seja, desenvolvido através da **Equação da Difusividade Hidráulica**;

Calcula-se a Pressão na Cabeça de Poço – **Pcab**, levando a Pressão de Fluxo de Fundo, diminuindo-se a perda de carga na coluna. Com a **Pcab** mínima é possível determinar qual o potencial de produção de cada poço, com auxílio das equações de Fluxo Vertical Multifásico - **FVM**;

A variável tempo é obtida por cada **ΔP** de pressão e **ΔGp**:

$$\text{Tempo} = [\text{Gp}(i+1) - \text{Gp}(i)] / \text{Qg Média};$$

Gp(i) e **Gp(i+1)** correspondem à produção acumulada com a Pressão do Reservatório, em cada intervalo de **i** até **i+1**;

$$\text{QgMédia} = [\text{Qg}(i) + \text{Qg}(i+1)]/2$$

Com os dados dos volumes e vazões obtidas nas áreas drenadas pelos poços são estimadas as curvas de previsão de produção de gás de cada poço, considerando que os intervalos produtores em cada poço pertencem a uma mesma unidade reservatório, produção conjunta dos Corpos A e B.

O potencial de produção de gás do Campo é o resultado da soma dos volumes e vazões obtidas nas áreas drenadas pelos poços 1-BB-1-PR e 3-BB-2D-PR.

6.2 Potencial de Produção de Gás do Campo.

As condições para calcular o potencial de produção de Gás, especificadas pelo Concessionário e por esse estudo foram as seguintes:

- Vazão de Gás do Campo – 150.000,00 m³/dia;
- Vazão de Gás por Poço – 75.000,00 m³/dia;
- Pressão na cabeça dos poços – $P_{cab} \geq 25,00 \text{ kgf/cm}^2$;
- Pressão inicial dos Reservatórios – As registradas em fevereiro/2025;
- Início dessa Produção – Arbitrada em julho/2025;
- Volume de Gás In Situ – 1.220,790 MM m³;
- Reservatório de Gás Seco;
- Mecanismo de Produção - Expansão do Gás no Reservatório.

Nessas condições, o Campo de Barra Bonita, com novo VGIS, apresenta um potencial de produzir com a vazão de 150.000,00 m³ /dia, por um período de aproximadamente nove anos de 2026 até 2035, Figura 6.5 e Tabela 7.1.

Para estimar a produção de água, foi aplicada a teoria da produção de vapor de água que se condensa, principalmente em reservatórios profundos com temperatura em torno de 100°C. Foi verificada que a salinidade da água produzida está em torno de 10.000 mg/l de NaCl, quando a essa profundidade, em torno de 3.500 m, a salinidade da formação seria em torno de 300.000 mg/l.

A produção de LGN foi obtida por correlação com os valores informados no Plano de Desenvolvimento – PD da Petrobras.

Os volumes de gás in situ podem ser maiores, pois as pressões dos reservatórios utilizadas nos cálculos foram as registradas, ainda na fase de crescimento.

A revisão do modelo de reservatório, como volumes e previsões de produção, pode ser feita com o acompanhamento das medições de produções, pressões e análises dos fluidos.

A seguir, apresentamos os gráficos e tabelas relacionadas a estimativa de produção do Campo de Barra Bonita, ao longo dos próximos anos:

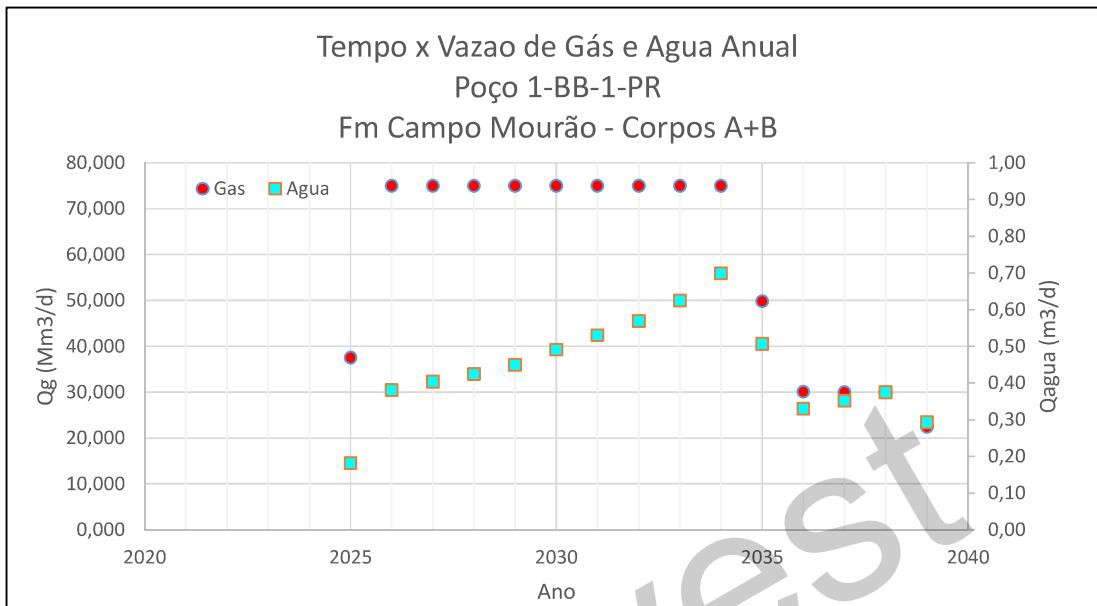


Figura 6.1 – Vazões Estimadas de Gás e Água, poço 1-BB-1-PR.

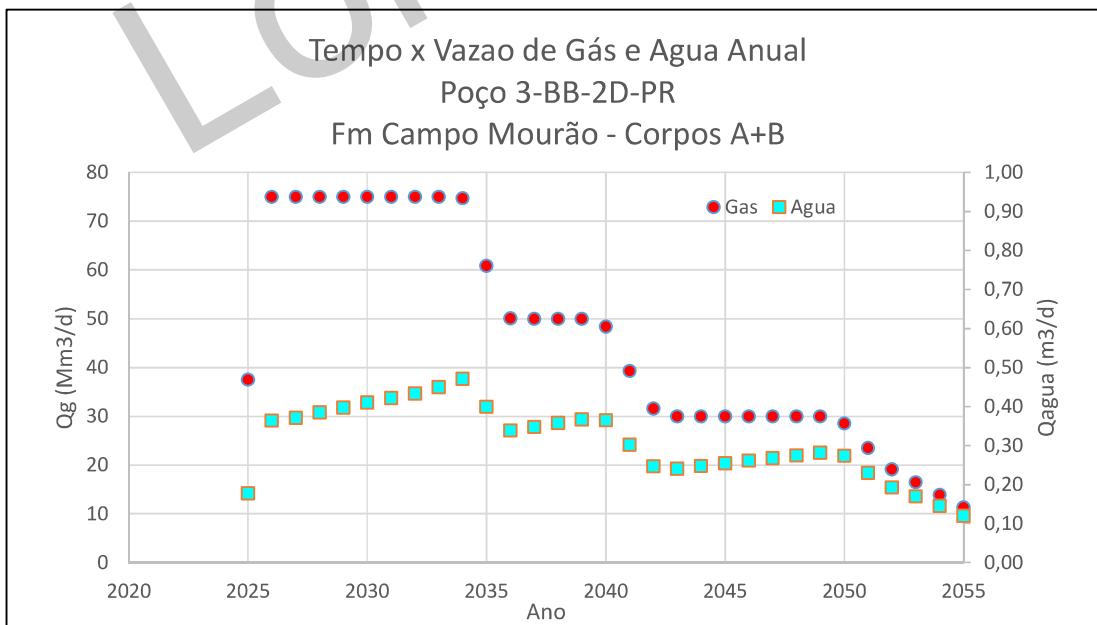


Figura 6.2 – Vazões Estimadas de Gás e Água, poço 3-BB-2D-PR.

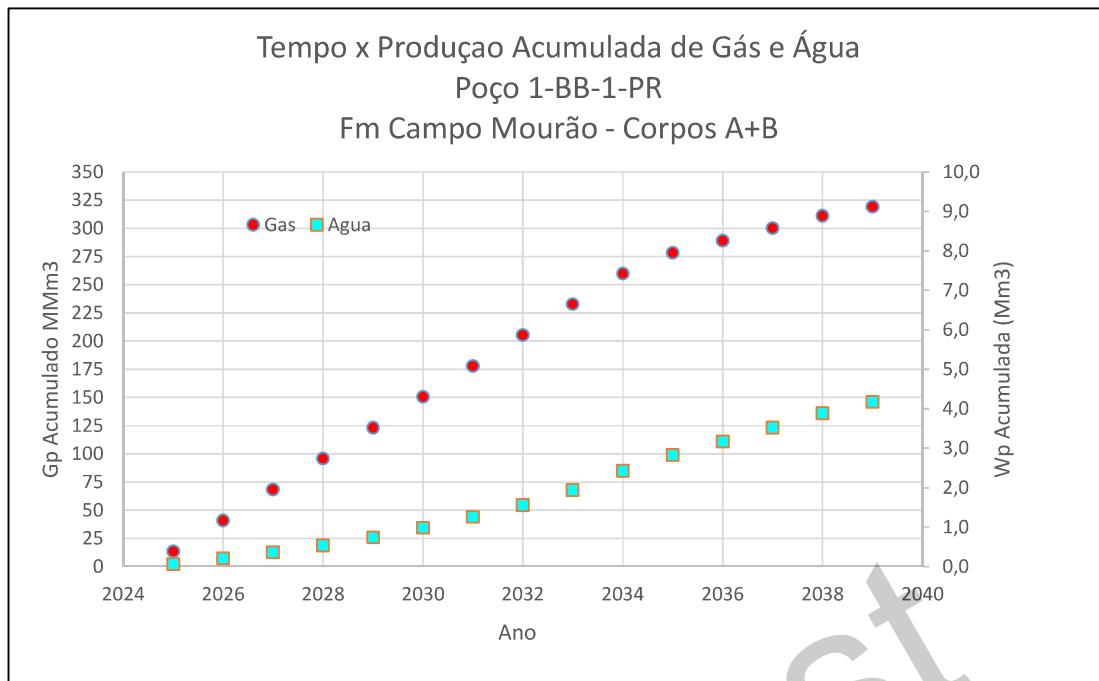


Figura 6.3 – Produções Acumuladas de Gás e Água, poço 1-BB-1-PR.

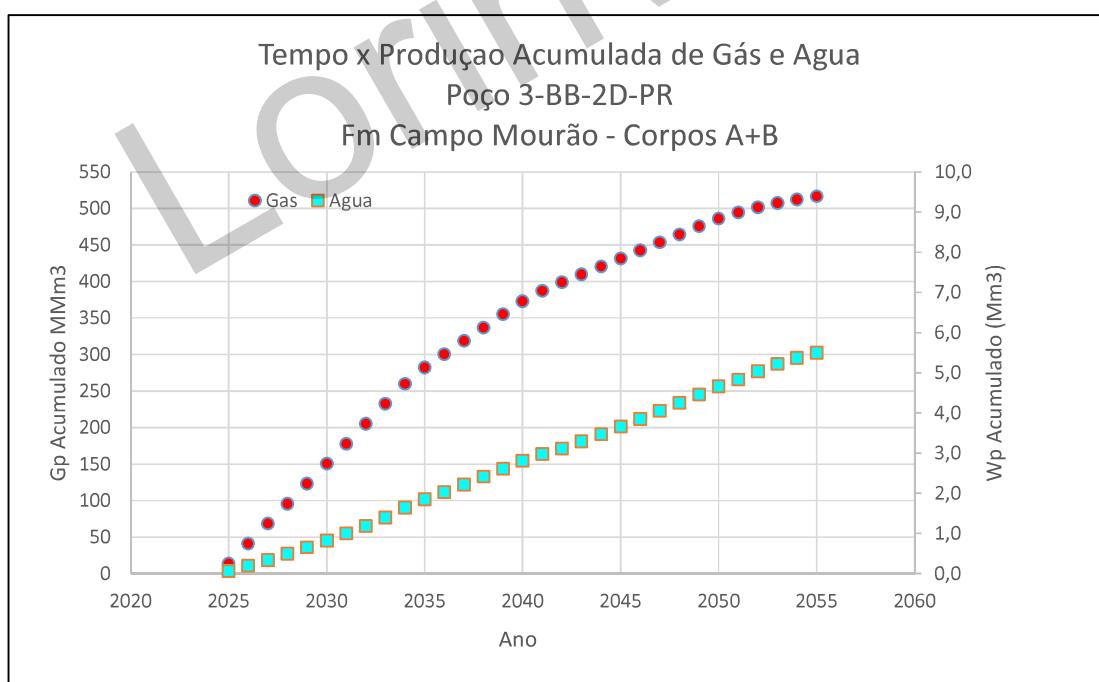


Figura 6.4 – Produções Acumuladas de Gás e Água, 3-BB-2D-PR.

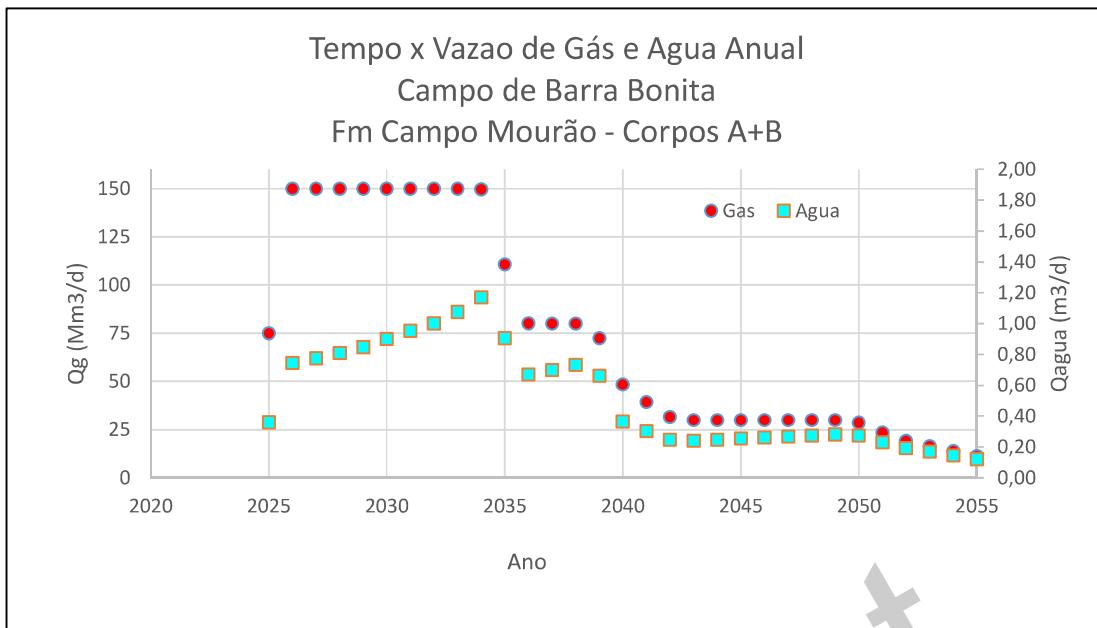


Figura 6.5 – Vazões Estimadas de Gás e Água.

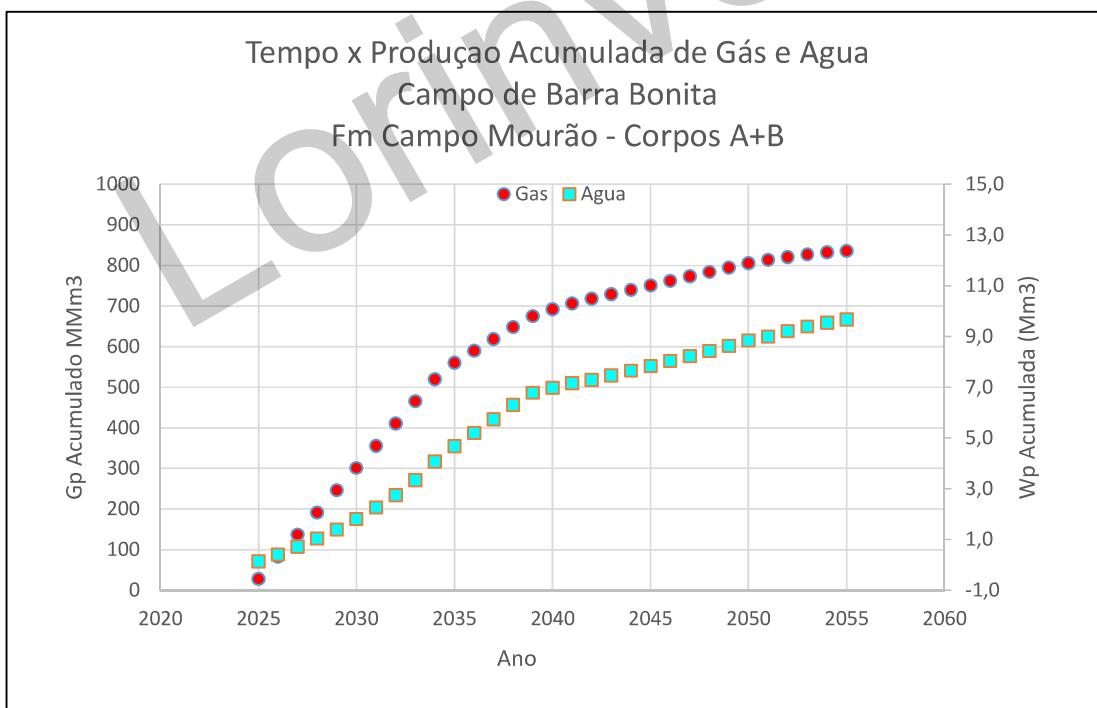


Figura 6.6 – Produções Acumuladas de Gás e Água.

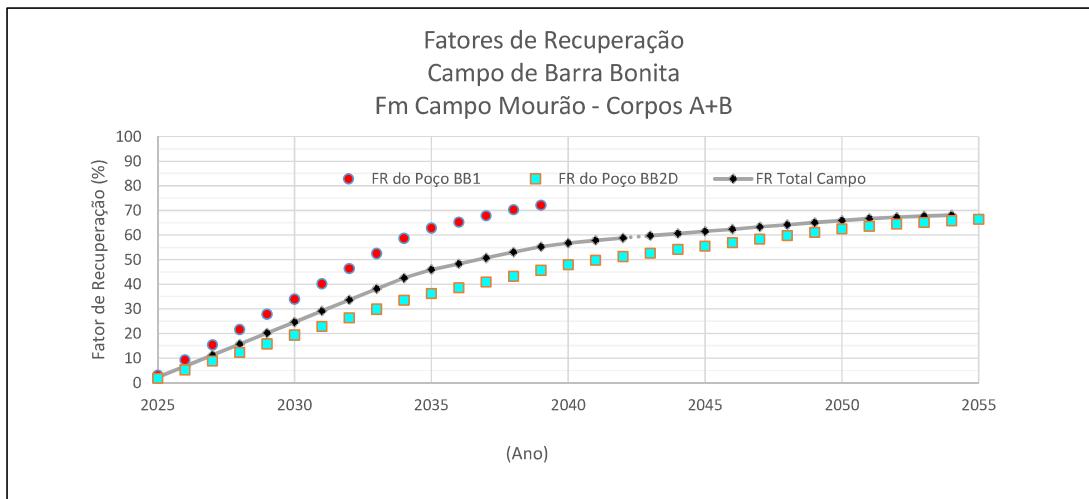


Figura 6.7 – Fator de Recuperação x Ano dos Poços e Total.

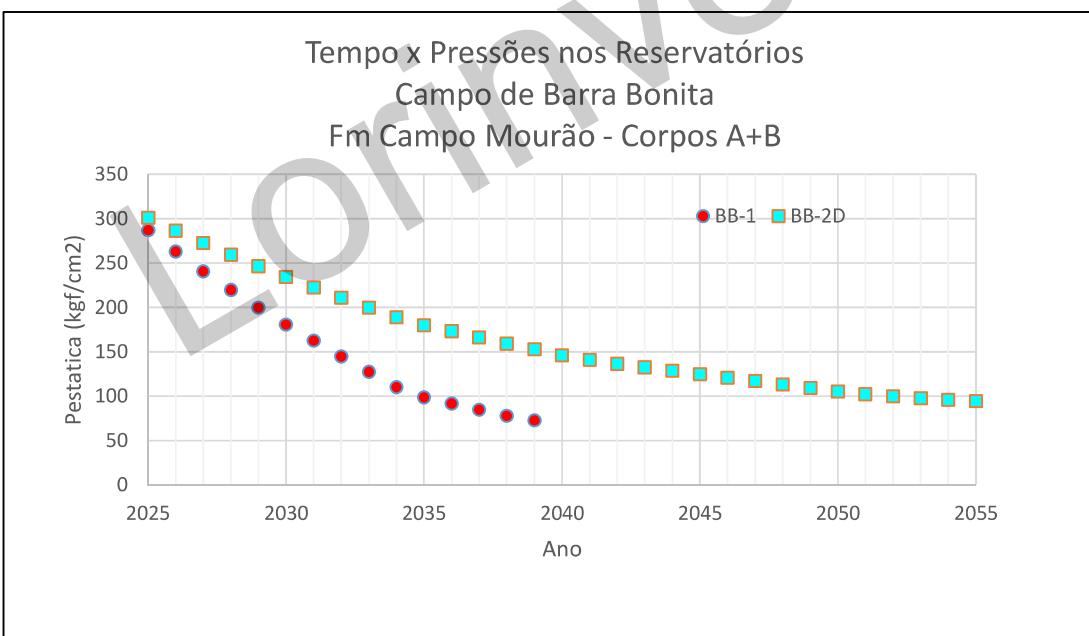


Figura 6.8 – Tempo x Pressões dos Reservatórios nos Poços.

Previsão de Produção (Média Anual)			
Ano	LGN m3/d	Gas Mm3/d	Aqua m3/d
2025	1,46	75,00	0,36
2026	2,92	150,00	0,74
2027	2,92	150,00	0,77
2028	2,92	150,00	0,81
2029	2,92	150,00	0,85
2030	2,92	150,00	0,90
2031	2,92	150,00	0,95
2032	2,92	150,00	1,00
2033	2,92	150,00	1,08
2034	2,91	149,63	1,17
2035	2,15	110,71	0,91
2036	1,56	80,20	0,67
2037	1,56	80,00	0,70
2038	1,56	80,00	0,73
2039	1,41	72,44	0,66
2040	0,94	48,42	0,37
2041	0,76	39,32	0,30
2042	0,62	31,64	0,25
2043	0,58	30,00	0,24
2044	0,58	30,00	0,25
2045	0,58	30,00	0,25
2046	0,58	30,00	0,26
2047	0,58	30,00	0,27
2048	0,58	30,00	0,27
2049	0,58	30,00	0,28
2050	0,56	28,55	0,27
2051	0,46	23,51	0,23
2052	0,37	19,18	0,19
2053	0,32	16,53	0,17
2054	0,27	13,92	0,15
2055	0,22	11,32	0,12

Tabela 7.1 – Previsão de Produção – Pcab. $\geq 25,00$ kgf/cm 2 .

7. Recomendações.

Programar registros de pressão estática dos reservatórios a cada 50 MM m³ de gás produzido, para acompanhar o comportamento das pressões e volumes dos reservatórios.

Registrar diariamente as produções de Gás, LGN e Água, para ajustes nas previsões de produções.

Coletar amostras de líquidos de cada poço periodicamente e após separação dos líquidos analisar a composição química do LGN e da Água.

Acompanhar a Salinidade da Água e os teores de NaCl e Ca, com objetivo de detectar presença de água de formação.

No interesse da empresa, recomendamos analisar a Viabilidade Técnica e Econômica do Reprocessamento das linhas sísmicas 2D que cobrem a Concessão, com o objetivo de subsidiar futuros investimentos ou mapear novos prospectos na área da Concessão.

8. Anexos.

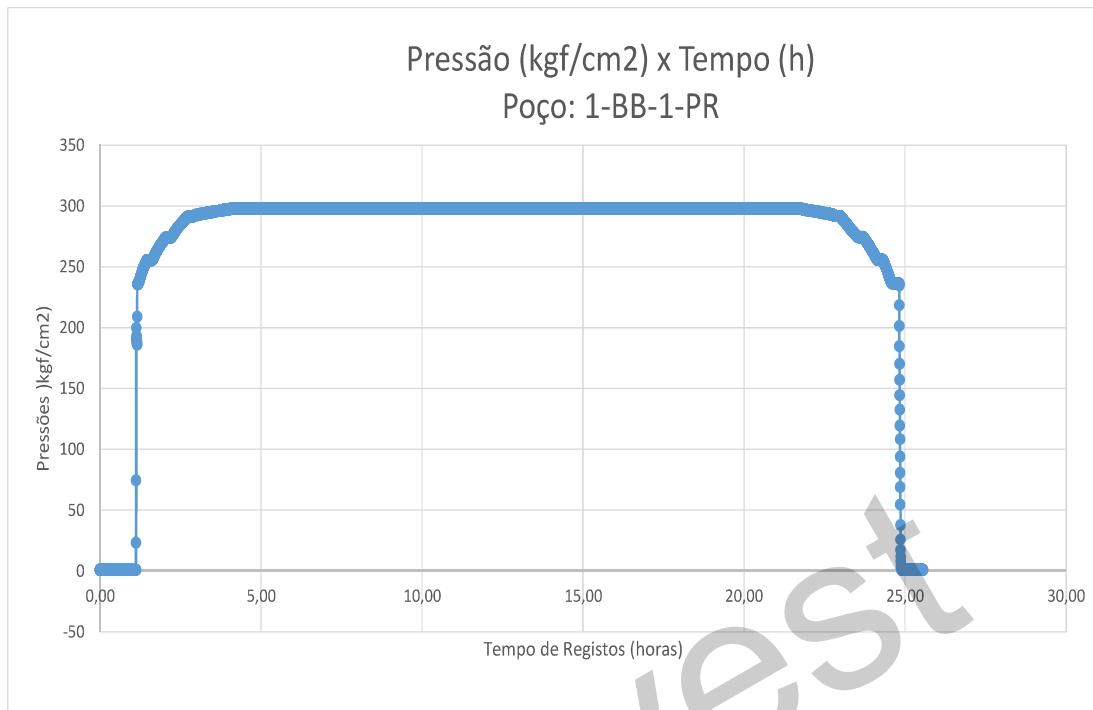


Figura 8.1 – Registro de Pressão x Tempo no poço 1-BB-1-PR.

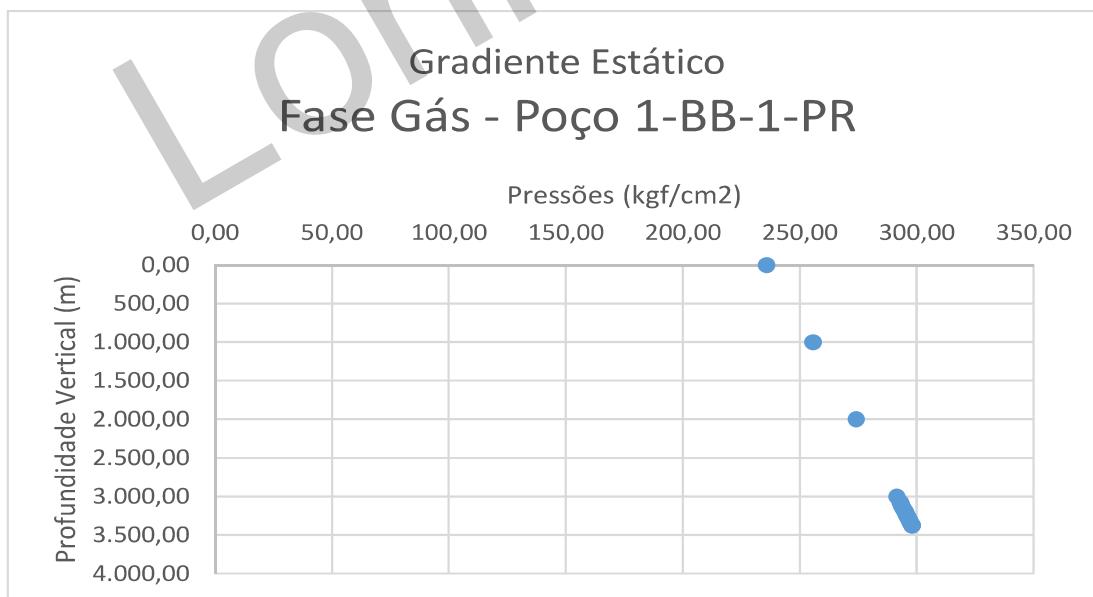


Figura 8.2 – Gradiente do Gás no Poço 1-BB-1-PR.

O Gradiente do Gás = 0,0179 kgf/cm²/m no poço 1-BB-1-PR. Registros de pressões com o poço cheio de gás até a última medição à 3.074,00m.

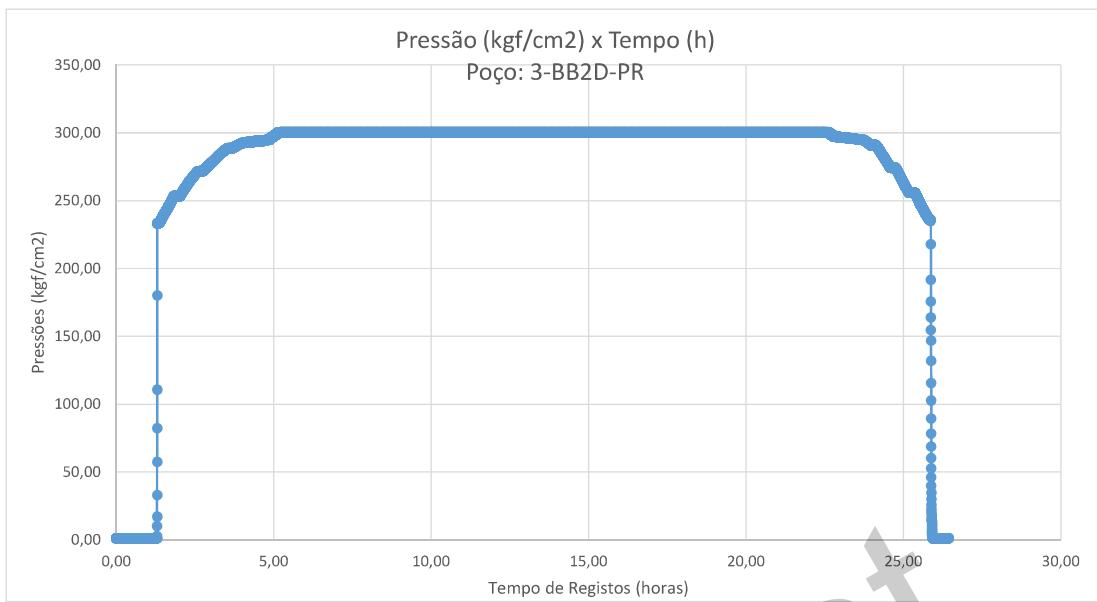


Figura 8.3 – Registro de Pressão x Tempo no poço 3-BB-2D-PR.

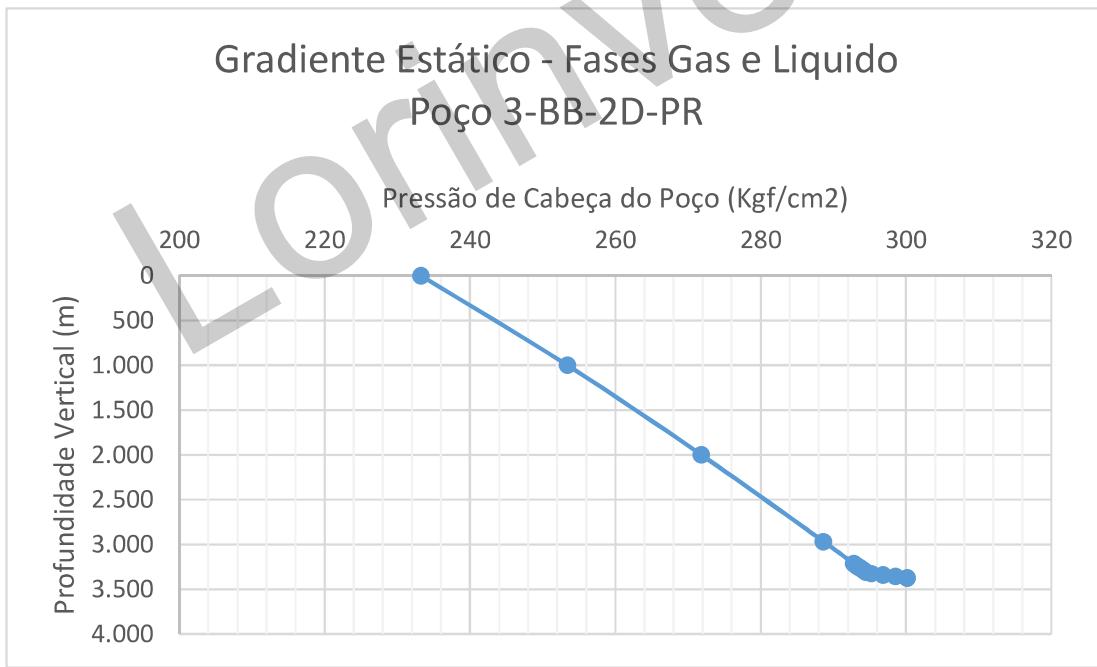


Figura 8.4 – Gradiente Gás e Líquido no Poço 3-BB-2D-PR.

O Gradiente do Gás = 0,0178 kgf/cm²/m no poço 3-BB-2D-PR. Registros de pressões com o poço cheio de gás até 3.322,64m, profundidade vertical.

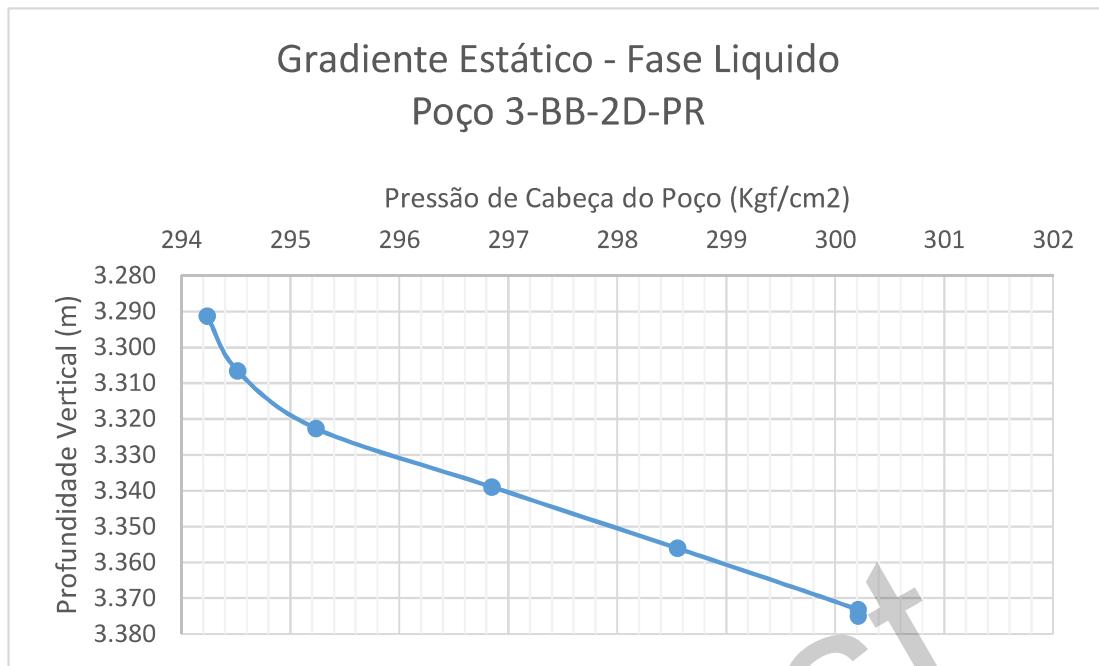


Figura 8.5 – Gradiente de Líquidos (LGN + Água) no poço 3-BB-2D-PR.

O Gradiente da Fase Líquida = 0,0951 kgf/cm²/m no poço 3-BB-2D-PR. Registros de pressões com o poço cheio de gás e coluna de líquido a partir de 3.338,96m, profundidade vertical.