

APRESENTAÇÃO INSTITUCIONAL

1T23

PRIO



IBOVESPA B3 SMLL IBRX ITAG IGC IGC-NM IGCT IBRA



DISCLAIMER

Esta apresentação contém declarações acerca de eventos futuros. Todas as declarações exceto aquelas relativas a fatos históricos contidas nesta apresentação são declarações acerca de eventos futuros, incluindo, mas não limitado a, declarações sobre planos de perfuração e aquisições sísmicas, custos operacionais, aquisição de equipamentos, expectativa de descobertas de óleo, a qualidade do óleo que esperamos produzir e nossos demais planos e objetivos. Os leitores podem identificar várias dessas declarações ao ler palavras como “estima”, “acredita”, “espera” e “fará” e palavras similares ou suas negativas. Apesar da administração acreditar que as expectativas representadas em tais declarações são razoáveis, não pode assegurar que tais expectativas se confirmarão. Por sua natureza, declarações acerca de eventos futuros exigem que façamos suposições e, assim, tais declarações são sujeitas a riscos inerentes e incertezas. Nós alertamos os leitores dessa apresentação a não depositarem confiança indevida nas nossas declarações de eventos futuros considerando que certos fatores podem causar futuras circunstâncias, resultados, condições, ações ou eventos que podem diferir significativamente dos planos, expectativas, estimativas ou intenções expressas nas declarações acerca de eventos futuros e as premissas que as suportam.

Os seguintes fatores de risco podem afetar nossa operação: os relatórios de avaliação de recursos contingentes e prospectivos envolvendo um significativo grau de incerteza e sendo baseados em projeções que podem não ser precisas; riscos inerentes à exploração e produção de óleo e gás natural; histórico limitado da operação como uma empresa de exploração e produção de óleo e gás natural; perfuração e outros problemas operacionais; quebras ou falhas de equipamentos ou processos; erros de contratos ou operadores; falha de execução de terceiros contratados; disputas trabalhistas, interrupções ou declínio na produtividade; aumento em custos de materiais ou pessoal; inatividade de atrair pessoal suficiente; exigências de intensivo capital para investimento e despesas de manutenção que a PetroRio possa não estar apta a financiar; custos decorrentes de atrasos; exposição a flutuações da moeda e preços de commodity; condições econômicas no Brasil; leis complexas que possam afetar custos ou meio de conduzir o negócio; regulamentos relativos ao meio ambiente, segurança e saúde que possam se tornar mais rigorosos no futuro e levar a um aumento nos passivos e custos de capital, incluindo indenizações e penalidades por danos ao meio ambiente; término antecipado, não renovação e outras providências similares relativas aos contratos de concessão; e competição. Alertamos que essa lista de fatores não é completa e que, quando se basearem nas declarações acerca de eventos futuros para tomar decisões, investidores ou outros devem cuidadosamente considerar outras incertezas e eventos potenciais. As declarações acerca de eventos futuros aqui incluídas estão baseadas na premissa de que nossos planos e operação não serão afetados por tais riscos, mas que, se nossos planos e operação forem afetados por tais riscos, as declarações a cerca de eventos futuros podem se tornar imprecisas.

As declarações acerca de eventos futuros incluídas nesta apresentação são expressamente qualificadas em sua totalidade por este aviso legal. Tais declarações foram feitas na data desta apresentação. Não nos comprometemos a atualizar tais declarações acerca de eventos futuros, exceto quando exigido pela legislação de valores mobiliários aplicável.

SUMÁRIO EXECUTIVO

Maior produtora independente de petróleo no Brasil

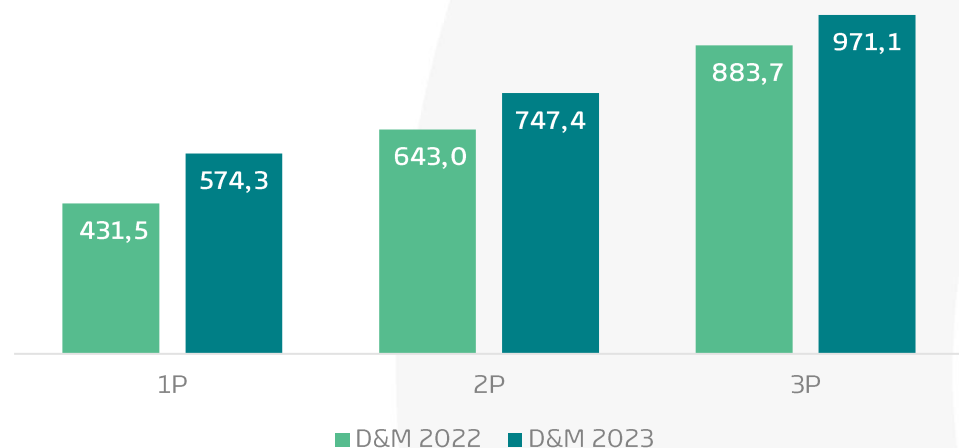
- A PRIO gera valor em **campos produtores** através de **redução de custos** e **revitalização da produção**
- Experiência única em **redesenvolvimento** de campos maduros
- **Time técnico altamente qualificado** Operador-A pela ANP
- **Capacidade de atrair capital** (Queda no Net Debt/EBITDA após aquisição recente de ativos dará espaço para alavancagem; Segmento de Listagem “Novo Mercado”)
- Administração extremamente focada na **disciplina de capital** e **otimização de custos operacionais**
- Grande **potencial de sinergias**, o que torna a PRIO mais competitiva em comparação aos pares

Histórico de M&A

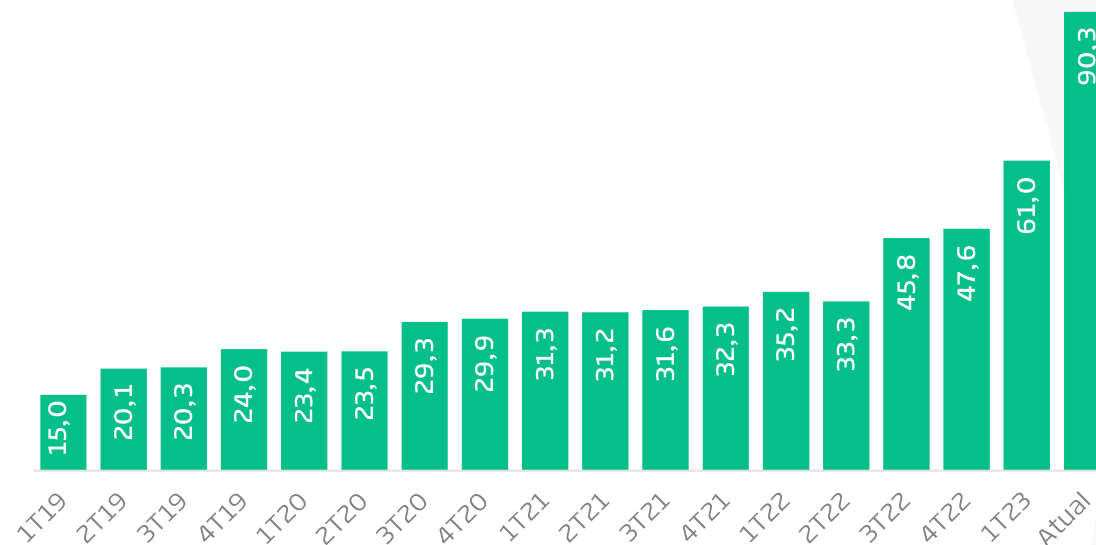
- Histórico de sucesso em M&A, com outras oportunidades disponíveis no mercado



Reservas (MMbb)



Produção (kboe/d)



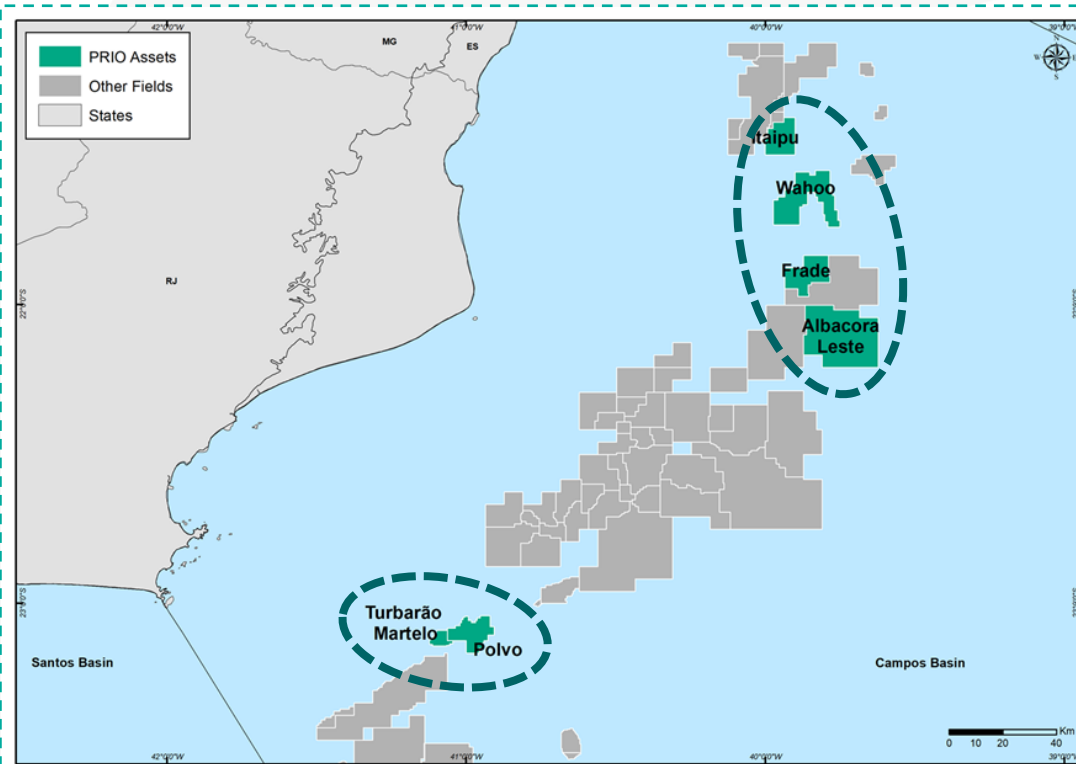
SUMÁRIO EXECUTIVO


	Cluster Frade + Wahoo	Cluster Polvo + TBMT	Albacora Leste	PRIO
Participação da PRIO	100% / 64,3%	100%	90%	n/a
Produção Abr/23 (kboe/d)*	48,5	18,3	23,5	90,3
Reservas 1P (MMbbl)	201,1	42,1	304,1	547,3
CAPEX por novo poço (US\$ MM)	50	20	57	n/a
Previsão de Abandono (1P)	2053	2033	2052	n/a

* Produção correspondente à participação da PRIO nos ativos.





BACIA DE CAMPOS



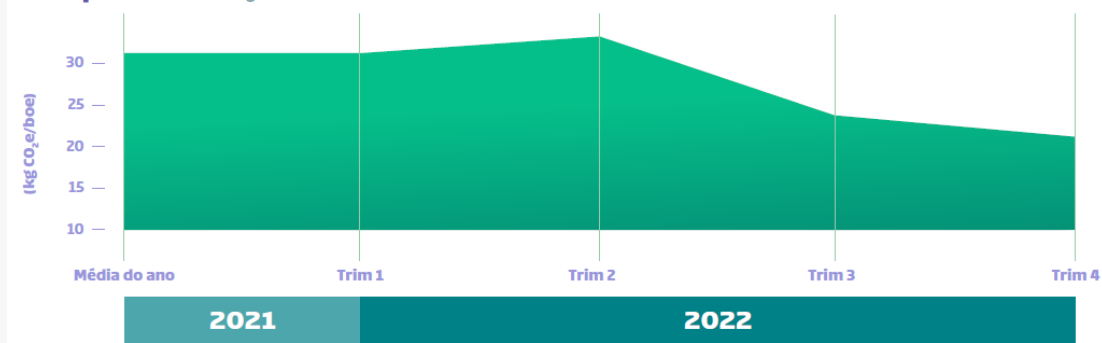

 Divulgação do primeiro Relatório de Sustentabilidade da PRIO, nos padrões GRI, levando mais transparência sobre sua atuação corporativa frente aos pilares ESG.


 Redução das emissões de CO₂ por barril de **31 kgCO₂ em 2021** para **27 kgCO₂ em 2022**


 Investimento de **R\$ 28 milhões** em 2022 para incentivo ao esporte, à cultura e à preservação do meio ambiente.


 Ao final de 2022, a PRIO comemorou a marca de mais de **4.300 dias sem acidentes** com afastamento em seus ativos

Evolução das emissões relativas escopos 1 e 2 (em kgCO₂e/boe)



Emissões de CO₂ PRIO vs. Peers de O&G na Bacia de Campos

	Intensidade Upstream CO ₂ (kgCO ₂ /boe)
Companhia A	15
PRIO	27
Companhia C	28
Companhia D	31
Companhia E	57
Companhia F	67
Companhia G	73

Fonte: Rystad Energy

ESTRATÉGIA DE **CRIAÇÃO DE VALOR**



ESTRATÉGIA

Geração de valor em campos produtores

CUSTO

- Técnicas de **racionalização de custos**
- Captura de sinergias operacionais
- Renegociação de contratos

Custo de Operação nos Campos – USD MM

Polvo



Frade



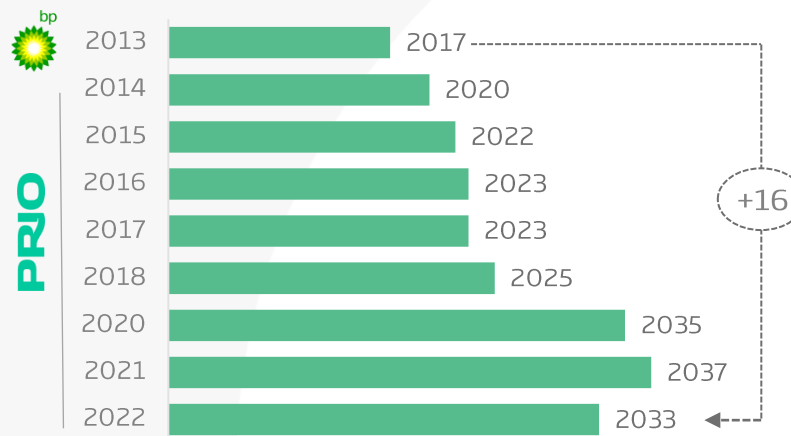
Tubarão Martelo



RESERVATÓRIO

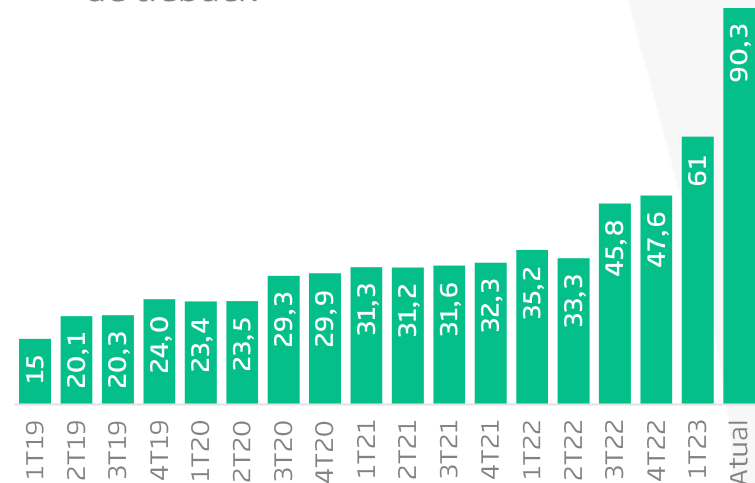
- Foco no **gerenciamento meticuloso do reservatório** para estender a vida útil do campo
- Utilização de técnicas de E.O.R. (*Enhanced Oil Recovery*)

Histórico das datas estimadas de abandono de Polvo (1P)



PRODUÇÃO

- Redesenvolvimento visando o **incremento na produção**
- Aumento da eficiência operacional
- *In-field development*
- Realização de campanhas de perfuração
- Criação de clusters de produção através de *tieback*



PRIO

HISTÓRICO DE CRIAÇÃO DE VALOR

Experiência com aquisições estratégicas e redesenolvimento de ativos maduros

Aquisição de 60% do Campo de Polvo

Preço da Aquisição: USD 135 MM

Produção adicionada: 7,2 kbpd

Reserva 1P adicionada: 5 MMbbl

2014



Aquisição dos 40% remanescentes do Campo de Polvo da Maersk

Carta de crédito de USD 34 MM dada pela Maersk para a PRIO na aquisição

Produção adicionada: 4,8 kbpd

Reserva 1P adicionada: 3,4 MMbbl

2015



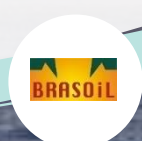
Aquisição de 10% do Campo de Manati

Compra de 100% da Brasoil do Brasil, proprietária de 10% do Campo de Manati por USD 37 MM

Produção adicionada: 2,7 kboepd

Reserva 1P adicionada: 3 MMboe

2017



Aquisição de 100% do Campo de Frade da Inpex, Chevron e Petrobras

Aquisição de 52% da Chevron e 18% da Inpex por USD 450 MM e USD 60 MM, respectivamente

Aquisição dos 30% da Petrobras por USD 100MM

Produção adicionada: 19 kbpd

Reserva 1P adicionada: 60 MMbbl

2018
2019



Aquisição do FPSO OSX-3 e Farm-in do Campo de Tubarão Martelo da Dommo Energia

Preço de Aquisição: USD 140MM

Produção adicionada: 7 kbpd

Reserva 1P adicionada: 30 MMbbl

2020



Aquisição de 35.7% do Campo de Wahoo e 60% do Campo de Itaipu da BP

Aquisição de 28,6% do Campo de Wahoo da Total

Reserva 1P adicionada: 81 MMbbl

2020
2021



Aquisição de 90% do Campo de Albacora Leste da Petrobras

Preço de Aquisição: USD 1,9 bn + *earn-outs*

Produção a ser adicionada: 30 kbpd

Reserva 1P adicionada: 244 MMboe

2022

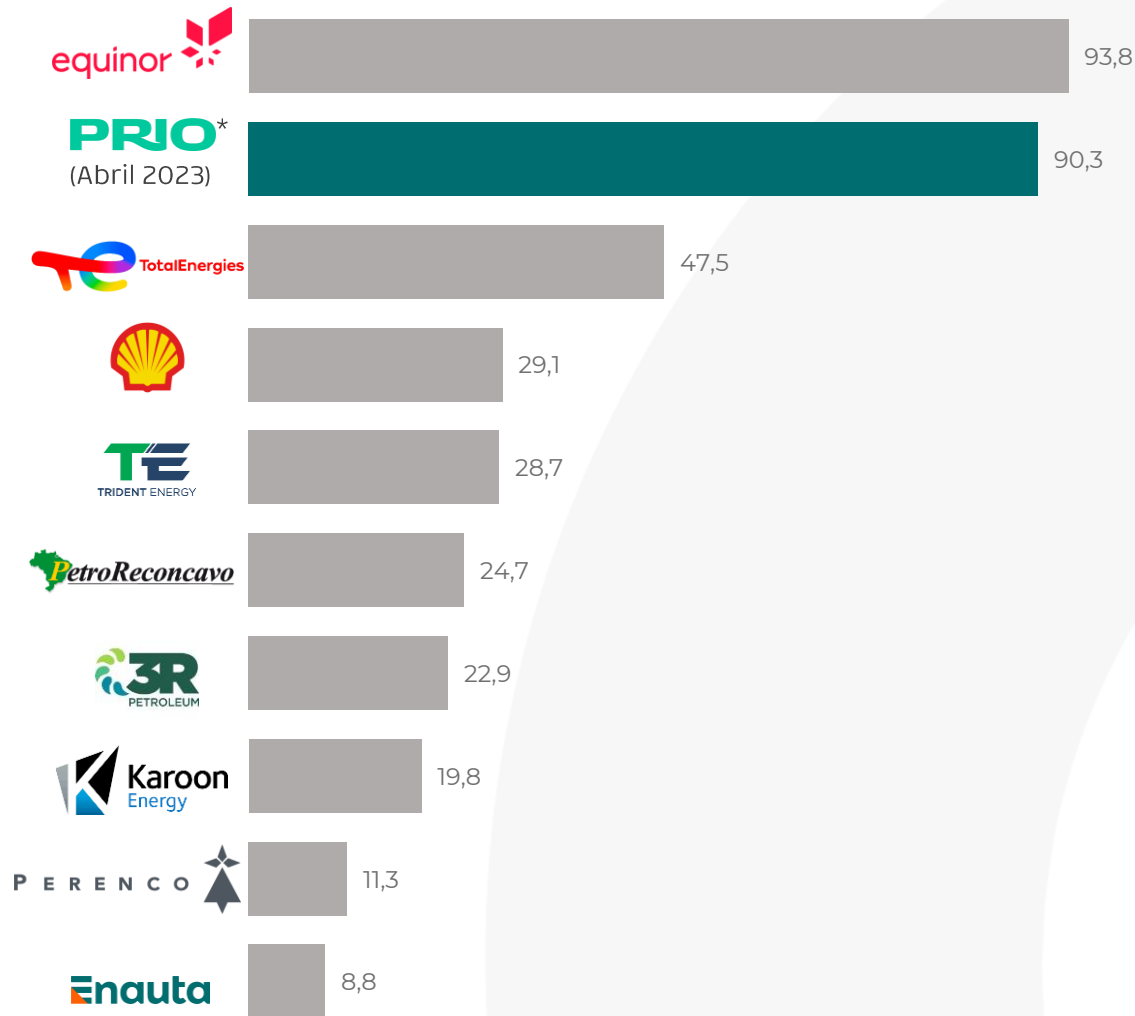


ENTREGANDO CRESCIMENTO

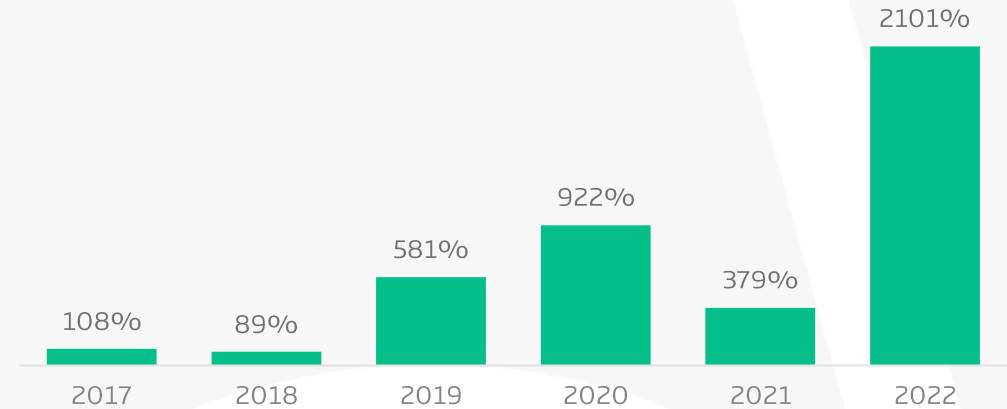
Crescimento através de aquisições, reposição de reservas acima do nível de produção anual e maior representatividade na produção brasileira

Ranking brasileiro de produção de petróleo (Ex-Petrobras)

Fonte: Boletim de Produção da ANP, Março/22, por operador vigente, kbbl/d

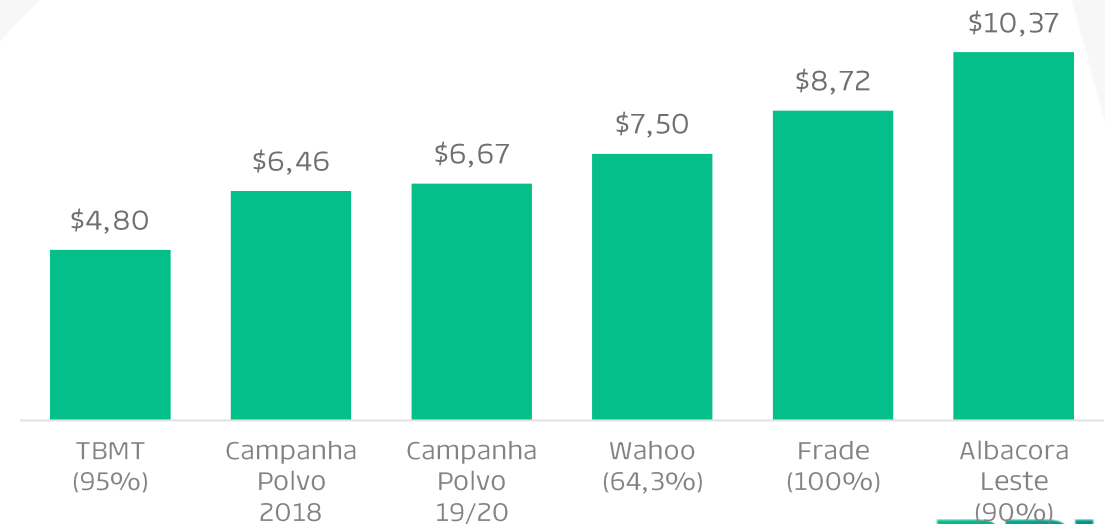


Reserve Replacement Ratio* (1P)



*RRR = Reserva adicionada 1P (Relatório D&M)/Produção anual da Companhia

US\$/bbl adicionado (1P)

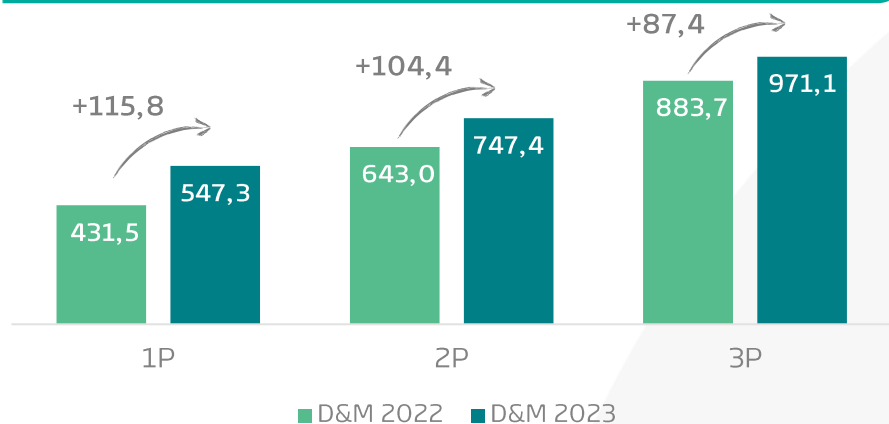


PRIO

RESERVAS

Relatório D&M de Janeiro/23 indica aumento significativo nas reservas da Companhia

Incremento nas Reservas



Fatores de incremento das reservas:

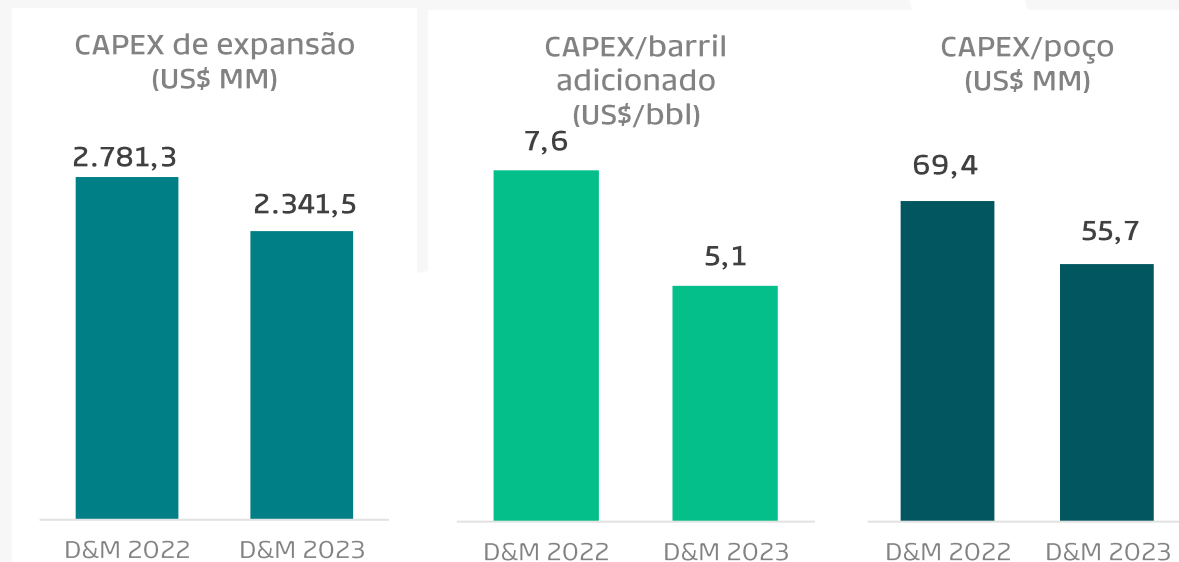
Frade

- Maior volume do reservatório dos poços ODP4 e MUP5
- Reclassificação do efeito dos poços injetores de 2P para 1P

Albacora Leste:

- Produção do poço ABL-134 acima da esperada e consequente melhora das reservas dos poços no mesmo reservatório

CAPEX – 1P



Poços considerados no CAPEX:

Polvo+ TBMT: Perfuração de 3 poços produtores

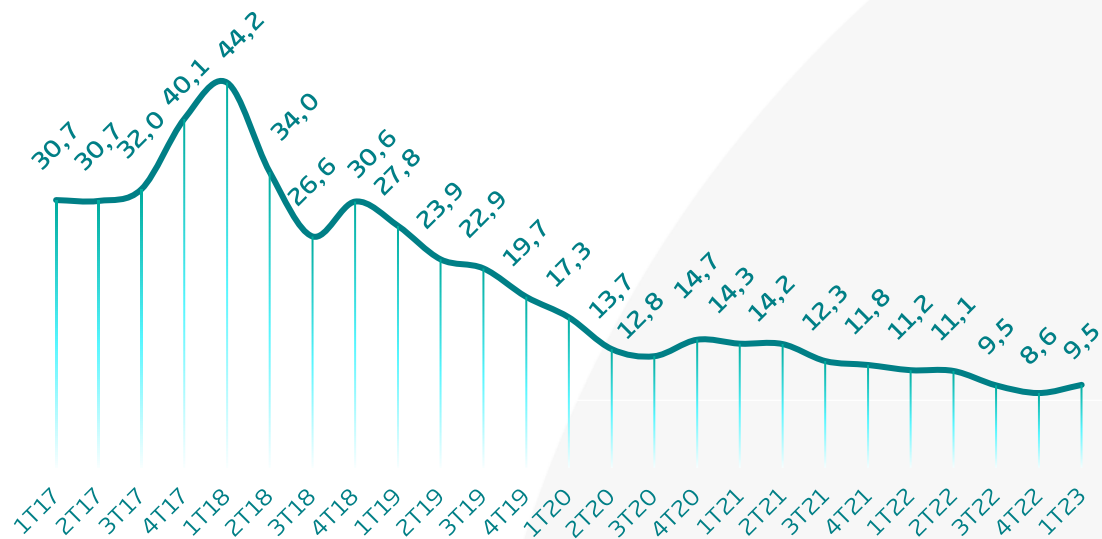
Frade: Perfuração de 3 produtores e 1 injetor

ABL: Reativação de 3 poços produtores e 3 injetores; conexão de 3 poços já perfurados; perfuração de 14 produtores e 5 injetores

EVOLUÇÃO DO LIFTING COST

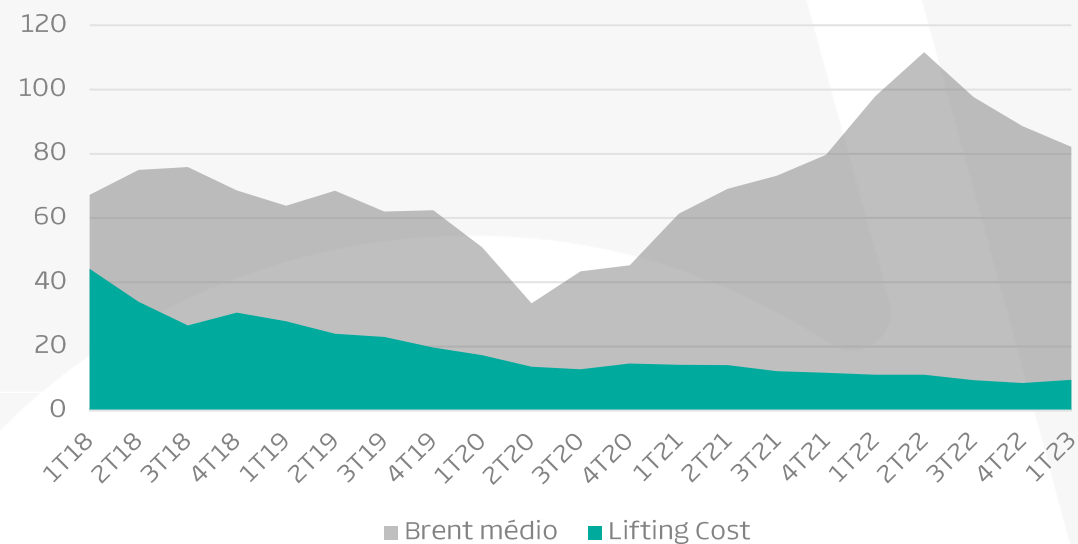
Redução contínua do lifting cost ao longo dos anos

Lifting cost PRIO (US\$/bbl)



Redução do *lifting cost* é a melhor e mais importante estratégia de proteção contra a volatilidade do *brent*

Brent vs. Lifting Cost (US\$/bbl)



- * O *lifting cost* do 1T23 foi afetado pelo OPEX de ABL, relativamente mais alto que os outros ativos, e pela parada programada para manutenção no *cluster* Polvo + TBMT.
- * A PRIO está trabalhando para reduzir o *lifting cost* de ABL, com o objetivo de ficar em linha com os outros ativos da Companhia.

CONTRIBUIÇÕES REGULATÓRIAS FAVORÁVEIS

Transformações relevantes e significativa evolução na legislação do petróleo têm favorecido a PRIO nos últimos anos

MUDANÇA DE FOCO DA ANP

Desde 2016, houve uma significativa mudança de diretriz no Ministério de Minas e Energia e da ANP, direcionando a ambiente de negócios mais favorável, incentivando investimentos de pequenas empresas de E&P

2018

FARM-OUTS RESERVE-BASED LENDING

A ANP aprovou proposta de resolução que moderniza o procedimento de aprovação de *farm-out*, além de permitir a utilização de mecanismos como *Reserve Based Lending* (RBL) entre as garantias que podem ser oferecidas pelas empresas de petróleo e gás nas operações de cessão de direitos.

1º RODADA DA OFERTA PERMANENTE

Consolidação de um novo modelo de licitação que oferece um portfólio de blocos e áreas com acumulações marginais para exploração e produção de petróleo e gás natural.

2019

2020

AJUSTE DE ROYALTIES SOBRE PRODUÇÃO INCREMENTAL

Implementação da primeira redução de alíquota de *royalties* para 5% sobre a produção incremental gerada pelo novo plano de desenvolvimento de Polvo, de modo a viabilizar a extensão da vida econômica do campo.

2021

APROVAÇÃO DO PLANO DE DESENVOLVIMENTO DO NOVO CLUSTER POLVO + TBMT

A ANP aprovou o Plano de Desenvolvimento do cluster Polvo + TBMT, contemplando a redução de *royalties* sobre a produção incremental de Tubarão Martelo.



A produção **incremental** além da prevista inicialmente nos PDs dos campos possui taxa de *royalties* reduzida de 10% para 5%. Isso inclui a produção dos poços POL-K e TBMT-10HP.



A depender da evolução regulatória, novas extensões na vida útil dos campos além da previsão do PD aprovado poderão viabilizar novo incremento de produção e, assim, a rediscussão do ajuste das alíquotas atuais.

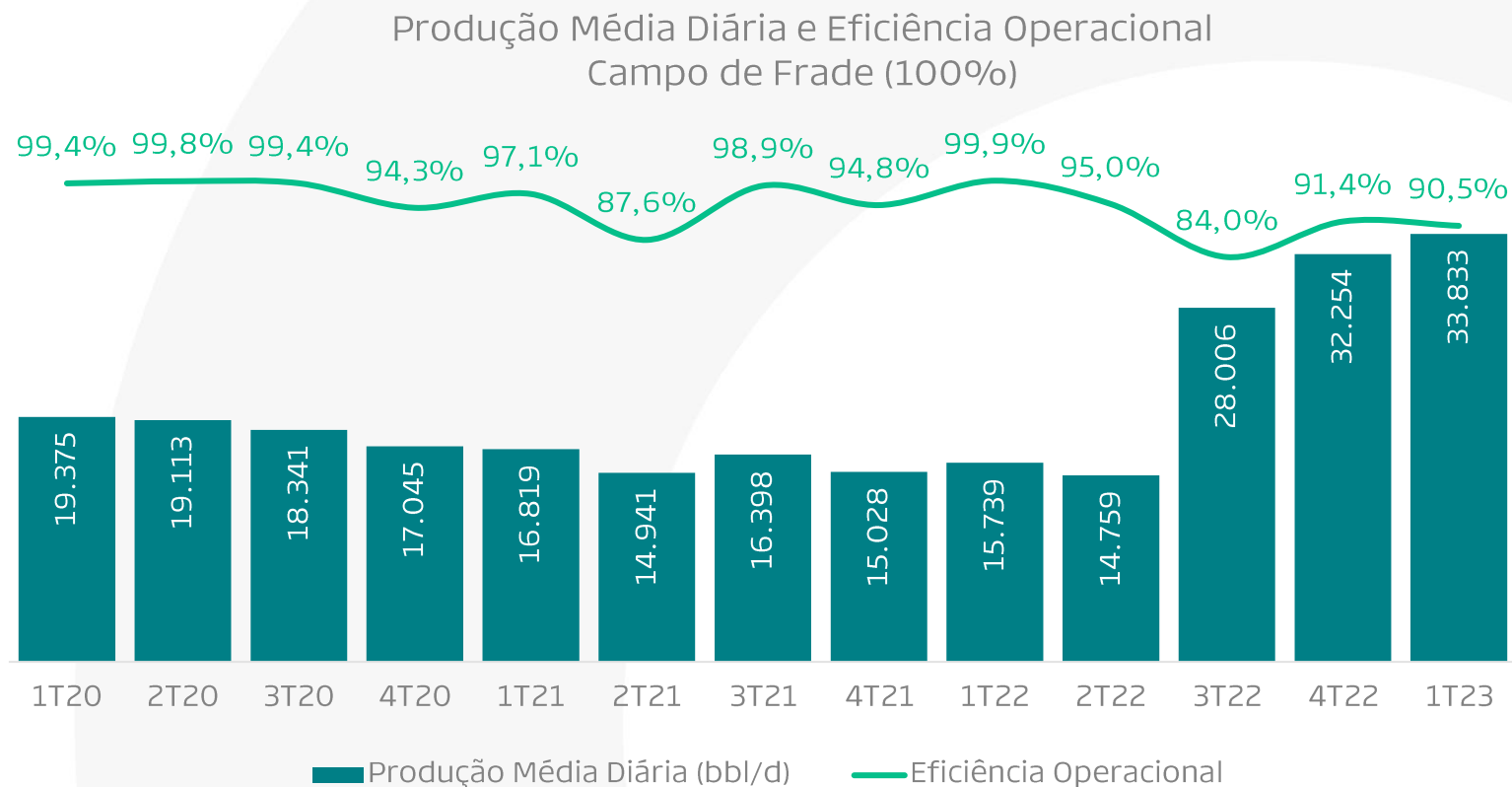
CAMPO DE FRADE

100% PRIO



DESEMPENHO OPERACIONAL

- Com o início da produção dos poços MUP5 e N5P2, o campo atualmente está produzindo 48,5 kboe/d
- Eficiência operacional afetada pela interrupção do poço MUP3A, que está aguardando disponibilidade da sonda Norbe VI para *workover*



PLANO DE REVITALIZAÇÃO DE FRADE

1ª FASE (concluída)

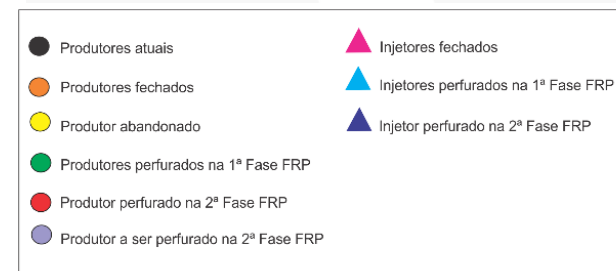
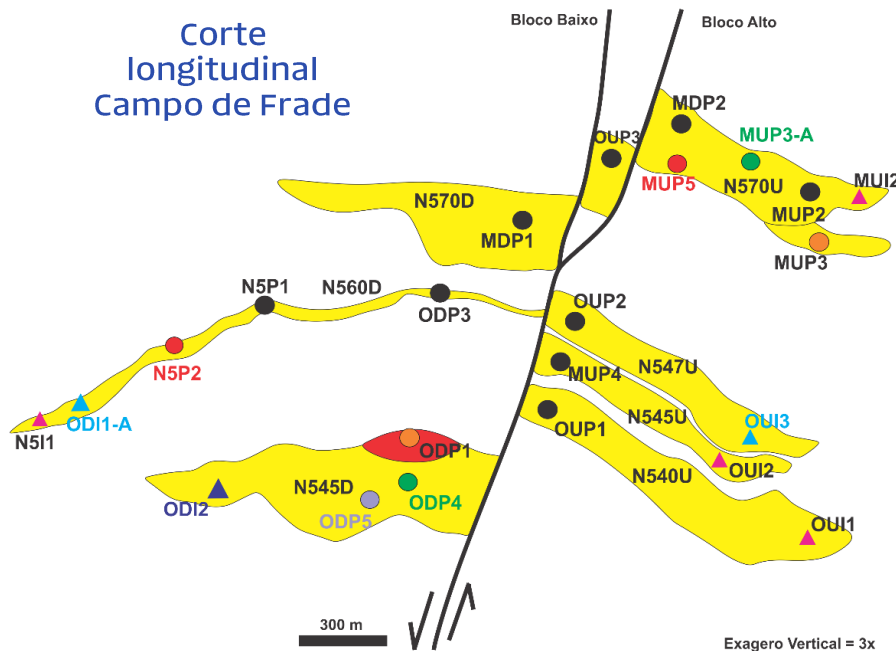
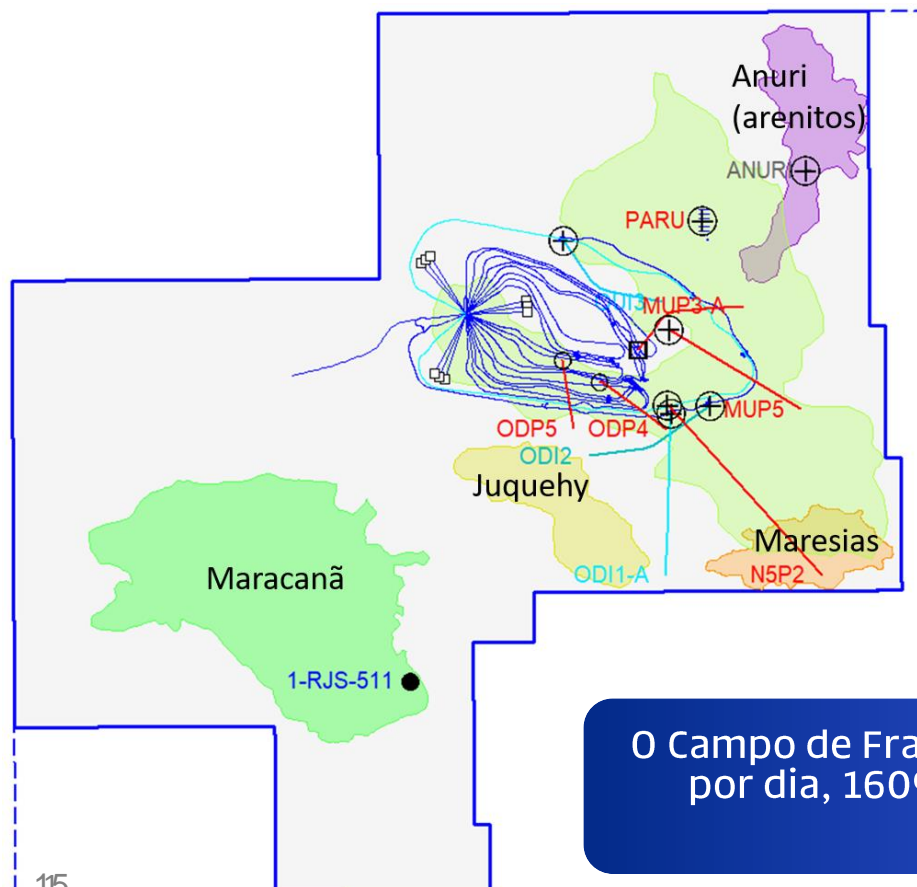
- ✓ 2 poços produtores (ODP4 e MUP3A)
- ✓ 2 poços injetores (ODI1A e OUI3)

2ª FASE (em andamento)

- ✓ 2 poços produtores (MUP5 e N5P2)
- 1 poço injetor (ODI2)

3ª FASE (em estudo)

- 1 poço produtor (ODP5)
- 1 a 2 poços de investigação



O Campo de Frade atualmente produz cerca de 50.000 barris por dia, 160% a mais do que quando a PRIO assumiu a operação, em 2019

Poço MUP5
 Início: março
 Produção: 8 kbpd

Poço N5P2
 Início: abril
 Produção: 11 kbpd



CAMPO DE WAHOO

64,3% PRIO

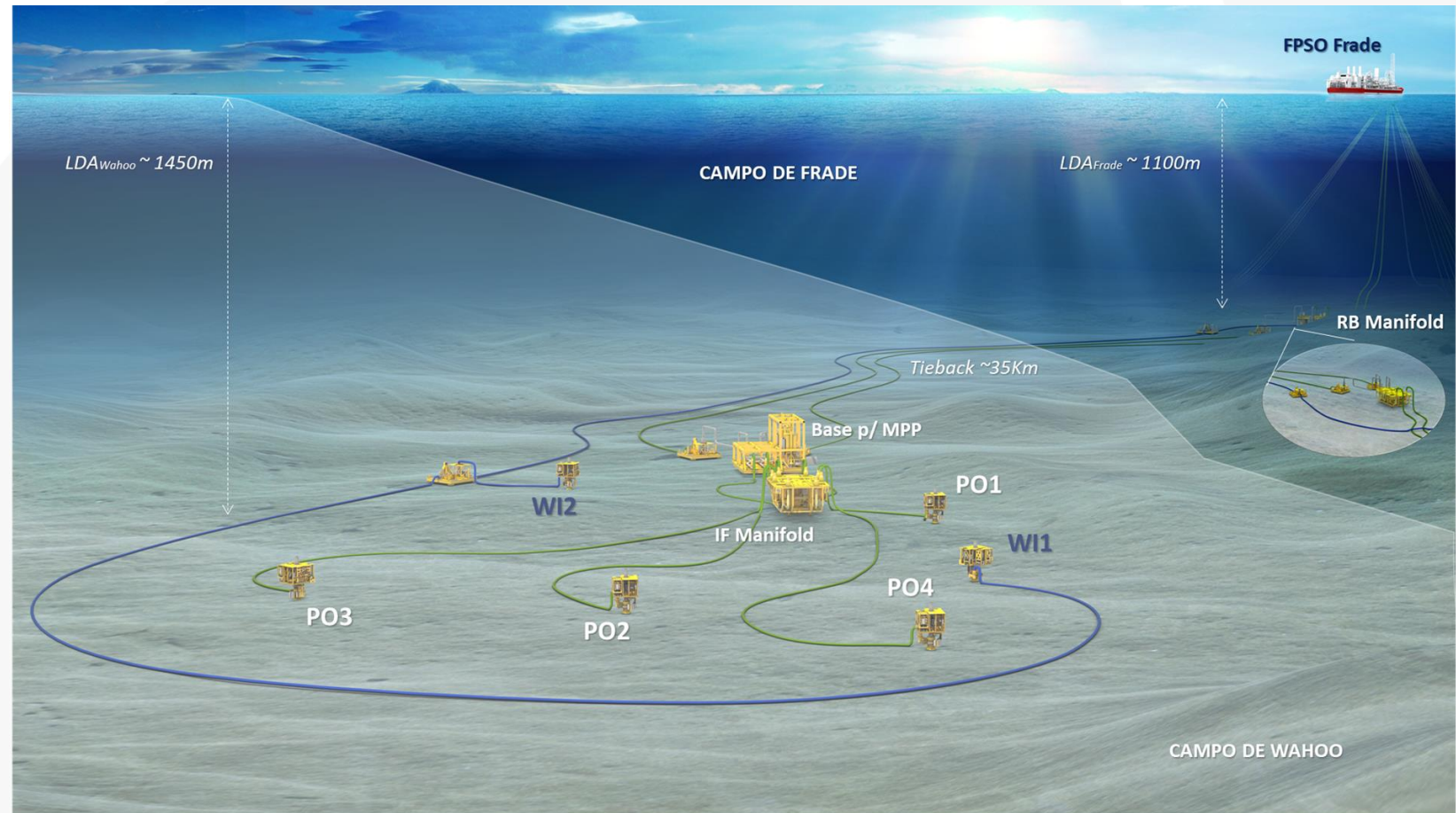
CAMPO DE WAHOO

Em andamento:

- Processo de fabricação de equipamentos
- Obras de adaptação do *topside* do FPSO Valente

Próximos passos:

- Aprovação do licenciamento ambiental
- Início da campanha de perfuração
- Pré-lançamento de linhas e preparação do solo para construção submarina
- Primeiro óleo de Wahoo



OPERACIONAL

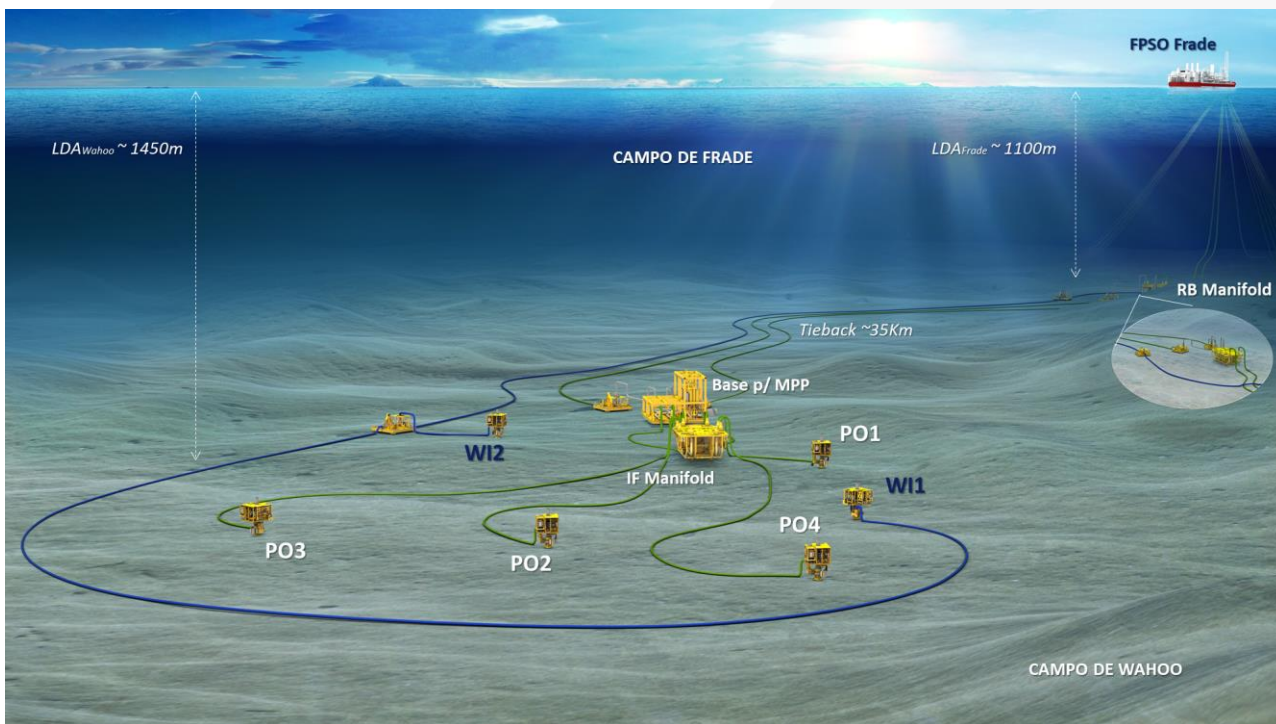


Anadarko (2008)

PRIO

- * 4 poços piloto perfurados
- * 3 poços com descoberta de óleo e teste de formação

- * Novo projeto de desenvolvimento
- * Utilização da infraestrutura existente em Frade



Detalhes técnicos

- * Perfuração de 4 poços produtores e 2 injetores
- * Instalação de *manifold* submarino com bombas multifásicas
- * Tieback de 30 a 35 km entre o *manifold* e o FPSO Frade

Produção

- * Produção esperada: ~10kbbbl/d por poço (~40kbbbl/d para o Campo)
- * Reserva adicionada: 87 MMbbl (64,3% de Wahoo)

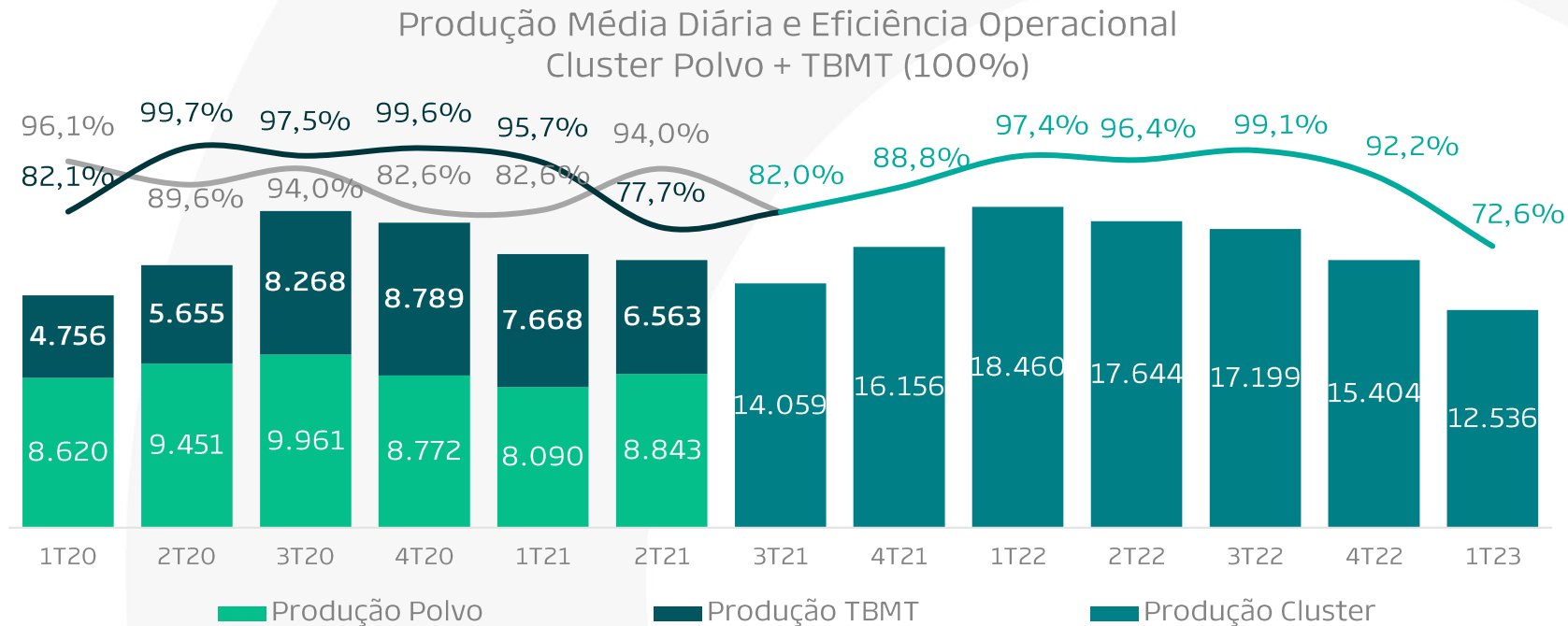


100% PRIO

CLUSTER POLVO + TBMT

DESEMPENHO OPERACIONAL POLVO & TBMT

- Os poços TBMT-4H E TBMT-8H, que estavam em *workover*, retomaram a produção em março e abril, respectivamente
- Eficiência operacional do trimestre afetada pela parada programada para manutenção de 8 dias em março, que afetou as médias de produção e eficiência operacional do ativo





90% PRIO

CAMPO DE ALBACORA LESTE

CAMPO DE ALBACORA LESTE

- ✿ Produção diária média de cerca de 25 kbpd no trimestre.
- ✿ Eficiência operacional de 64,8%.
- ✿ Eficiência e produção afetadas por falhas nos sistemas de geração e compressão de gás e uma parada para manutenção corretiva nos sistemas de refrigeração e geração de energia do FPSO.
- ✿ Falhas foram corrigidas no final do trimestre e é esperado que a eficiência operacional melhore ao longo dos próximos trimestres.



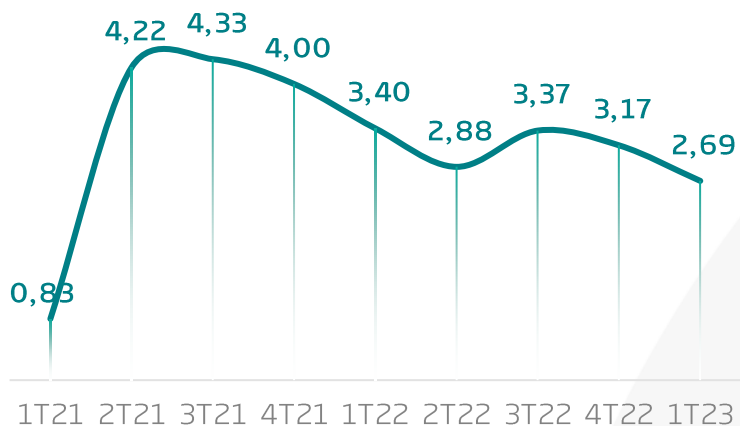
Foco na melhoria da confiabilidade, integridade e eficiência operacional do ativo.

FINANCIANDO A EXPANSÃO

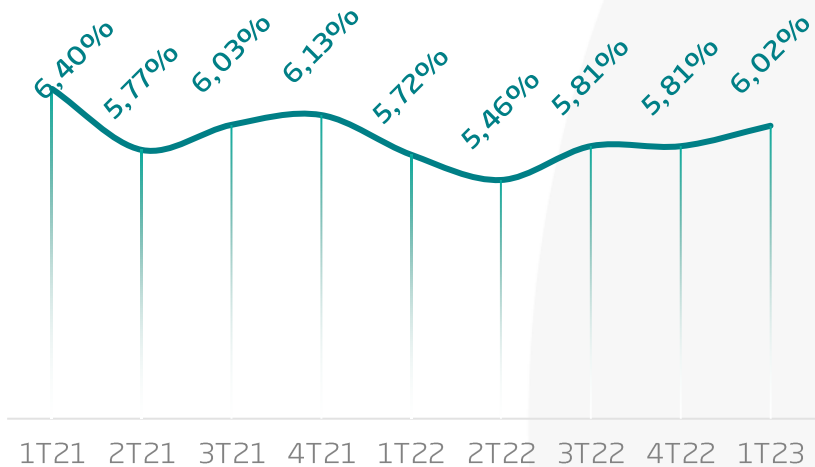


FUNDING

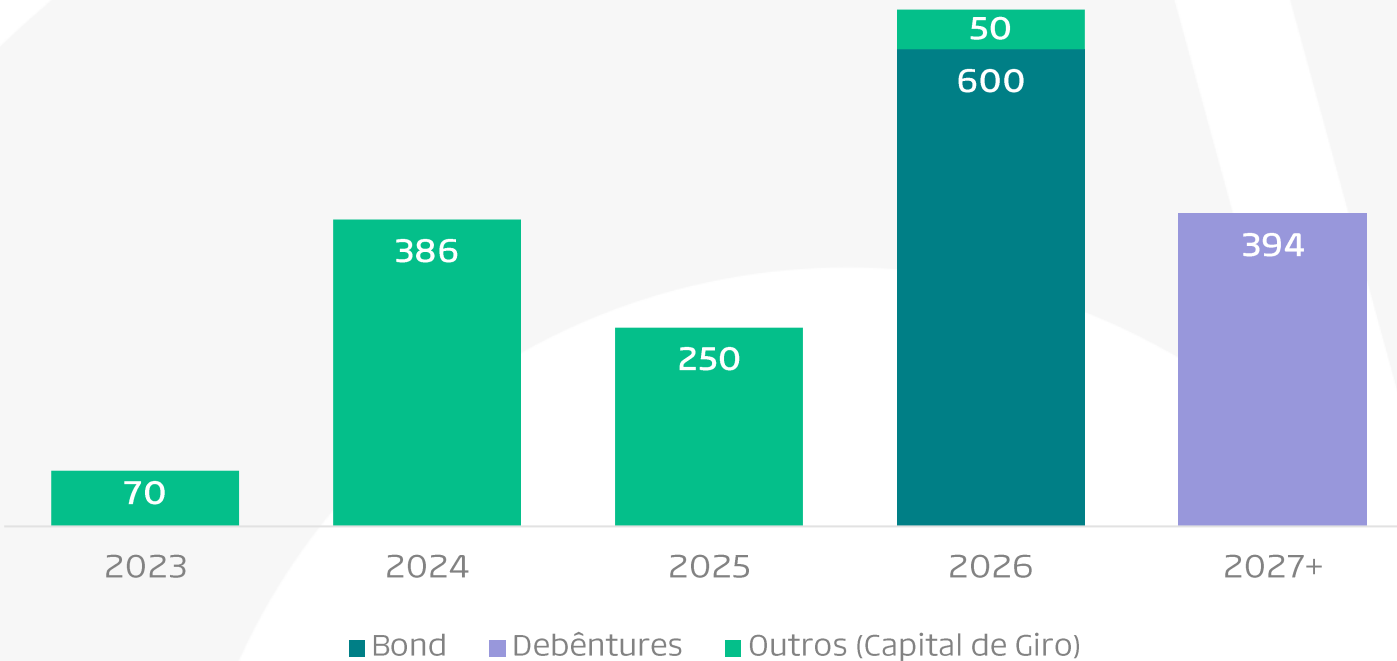
Duration (em anos)



Custo médio da dívida

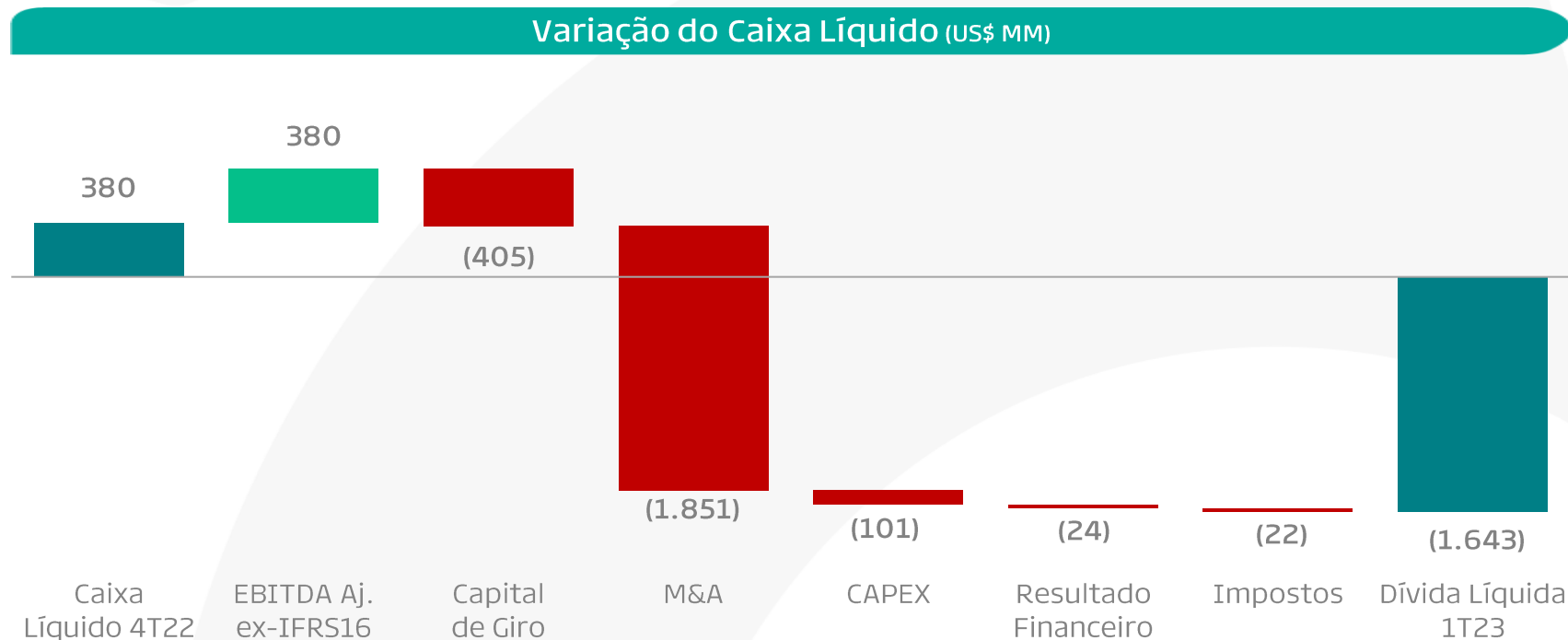


Cronograma de amortização (US\$ MM)



Captação de novas dívidas de capital de giro, no valor total de cerca de US\$ 280 milhões, com o objetivo de reforçar o caixa da PRIO após o pagamento da aquisição de Albacora Leste

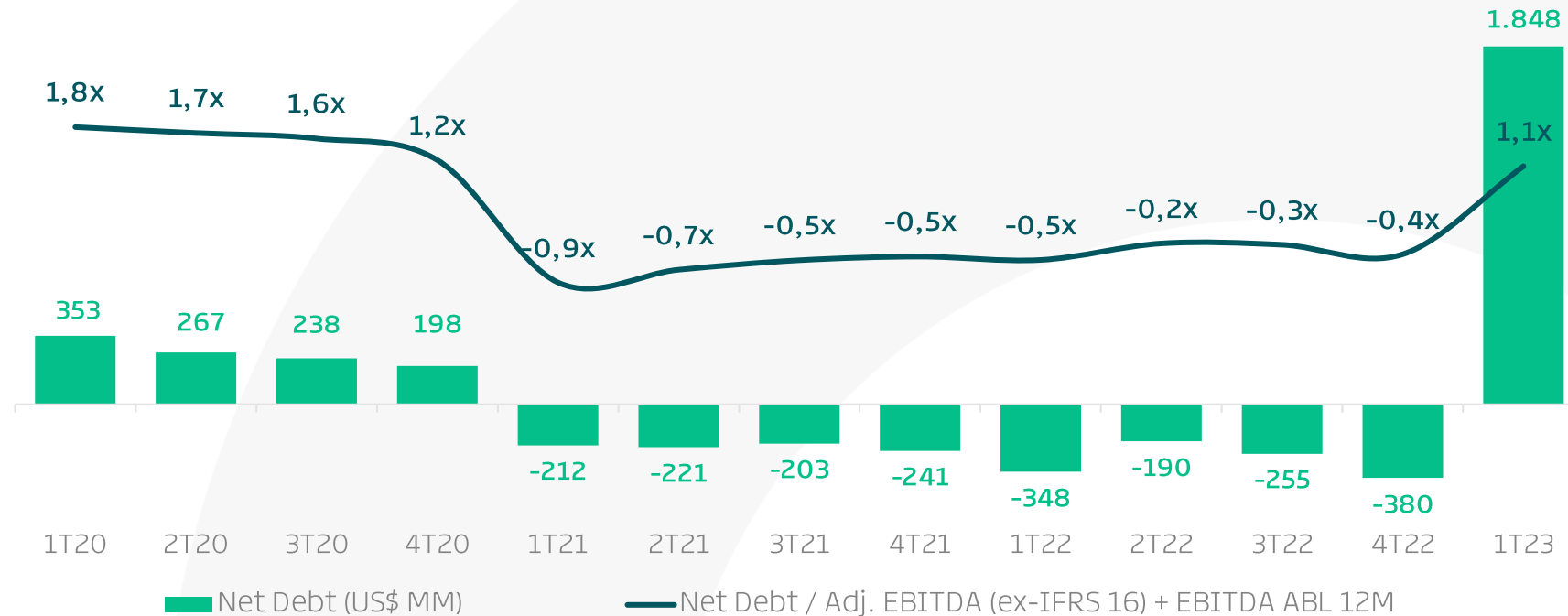
CAIXA LÍQUIDO



- * **M&A:** Aquisição de Albacora Leste e Incorporação da Dommo
- * **Capital de Giro:** aumento de recebíveis devido à concentração de vendas em março
- * **CAPEX:** Frade, workover TBMT+Polvo, Albacora Leste e adiantamentos para Wahoo

ALAVANCAGEM

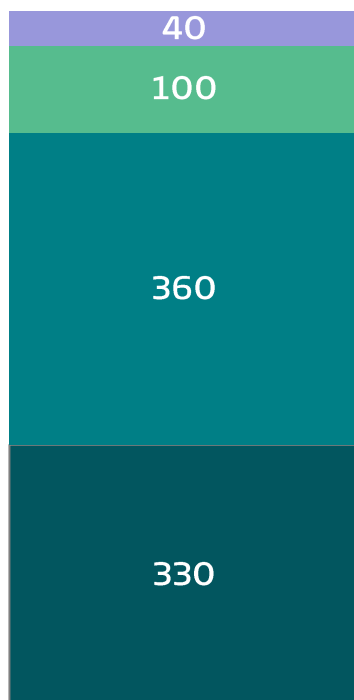
Net Debt (Cash) / EBITDA ajustado (US\$ MM)



✳ Pagamento de ABL reduziu o caixa, colocando a PRIO em posição de dívida líquida. No cálculo do indicador, foi considerado um possível earn-out de ABL e foi incluída uma estimativa do EBITDA ajustado gerado pelo ativo nos últimos 12 meses.

CAPEX

830



- Ajustes no FPSO
- Equipamentos Subsea
- Campanha de Perfuração
- CAPEX Tieback

Alternativa 1:

- * Compartilhar o investimento e a produção proporcionalmente entre os consorciados
- * Será cobrada uma taxa de manuseio dos consorciados pelo uso do FPSO Frade

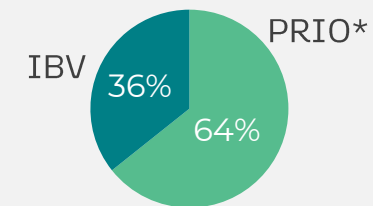
Alternativa 2:

- * Assumir a totalidade da execução do investimento e se beneficiar de toda a produção resultante



Consórcios

Wahoo:



Itaipu:

100% PRIO

*Operadora

PRIO

Praia de Botafogo, 370
22250-040 Rio de Janeiro/RJ, Brasil

RELAÇÕES COM INVESTIDORES

☎ +55 21 3721 2129

✉ ri@petroriosa.com.br

🌐 ri.petroriosa.com.br

ANEXO I: DRE PRO FORMA (US\$ milhares)

	Ex-IFRS 16			Acumulado - Inclui IFRS 16		
	1T22	1T23	Δ	1T22	1T23	Δ
Receita Total	309.676	564.716	82%	309.676	564.716	82%
<i>Impostos de venda interna e exportação</i>	-	(21.550)	n/a	-	(21.550)	n/a
<i>Despesa de Comercialização</i>	-	(18.567)	n/a	-	(18.567)	n/a
Receita Total - FOB	309.676	524.598	69%	309.676	524.598	69%
Custos de Produto Vendido	(45.106)	(88.897)	97%	(42.365)	(79.358)	87%
Royalties	(22.331)	(43.960)	97%	(23.474)	(43.960)	87%
Resultado das Operações	242.239	391.742	62%	243.837	401.281	65%
Despesas gerais e administrativas	(13.449)	(12.381)	-8%	(12.576)	(12.033)	-4%
Outras receitas (despesas) operacionais	(3.406)	(27.246)	700%	(3.972)	(27.246)	586%
EBITDA	225.384	352.115	56%	227.289	362.001	59%
Margem EBITDA	73%	67%	-6 p.p.	73%	69%	-4 p.p.
Depreciação e amortização	(30.209)	(59.145)	96%	(31.733)	(69.086)	118%
Resultado financeiro	(1.448)	(42.639)	2845%	(6.722)	(52.130)	675%
<i>Receita Financeira</i>	65.627	56.499	-14%	65.627	56.499	-14%
<i>Despesa Financeira</i>	(67.075)	(99.138)	48%	(72.350)	(108.629)	50%
Imposto de renda e contribuição social	34.569	(19.002)	n/a	34.569	(19.002)	-155%
Lucro (Prejuízo) do Período	228.296	231.329	1%	223.402	221.784	-1%
EBITDA ajustado*	228.790	379.361	66%	231.260	389.247	68%
Margem EBITDA ajustada	74%	72%	-2 p.p.	75%	74%	-1 p.p.

*O EBITDA Ajustado é calculado semelhante ao EBITDA, desconsiderando a linha composta com efeitos não recorrentes "Outras Receitas e Despesas".

**Para efeito comparativo, os resultados anteriores à 1 de janeiro de 2022, quando a Moeda Funcional da Companhia foi substituída pelo dólar americano, foram convertidos através da média do câmbio trimestral.

ANEXO II: BALANÇO PATRIMONIAL (US\$ milhares)

ATIVO	Dez/22	Mar/23
Caixa e equivalentes de caixa	1.842.375	103.767
Títulos e Valores Mobiliários	-	-
Contas a receber	34.532	438.965
Estoque de Óleo	66.069	45.519
Estoque de Consumíveis	20.833	72.506
Instrumentos financeiros Derivativos	-	27.244
Tributos a recuperar	14.568	18.195
Adiantamentos a fornecedores	35.723	42.381
Adiantamentos a parceiros	3.743	1.096
Despesas antecipadas	2.072	1.052
Outros créditos	61	265
Total Ativo Circulante	2.019.975	750.990
Ativo disponível para venda	11.858	13.631
	2.031.833	764.621
Adiantamentos a Fornecedores	-	-
Depósitos e cauções	2.016	6.403
Tributos a recuperar	5.160	2.508
Tributos diferidos	132.640	128.447
Direito de Uso (Leasing CPC 06.R2/IFRS 16)	305.393	301.099
Imobilizado	893.970	1.308.050
Intangível	543.548	2.486.762
Total Não circulante	1.882.728	4.233.270
Total do Ativo	3.914.561	4.997.891

PASSIVO	Dez/22	Mar/23
Fornecedores	110.767	119.210
Obrigações trabalhistas	26.449	32.273
Tributos e contribuições sociais	30.418	69.811
Instrumentos financeiros Derivativos	-	-
Debêntures com Swap	7.765	1.514
Empréstimos e financiamentos	75.370	325.631
Encargos Contratuais (Leasing CPC06.R2/IFRS 16)	10.067	27.133
Contas a pagar - Aquisição Wahoo	-	-
Outras obrigações	8.324	209.882
Total Passivo Circulante	269.160	785.454
Passivos mantidos para venda	(2.519)	(3.250)
	266.641	782.204
Fornecedores	288	-
Empréstimos e financiamentos	1.005.828	1.046.891
Debêntures com swap	373.768	373.038
Marcação a mercado - swap	17.117	9.281
Provisão para abandono de instalações	51.367	325.725
Provisão para contingências	4.475	94.114
Encargos Contratuais (Leasing CPC06.R2/IFRS 16)	298.846	286.803
Outras obrigações	373	7.064
Total Não circulante	1.752.061	2.142.916
Participações minoritárias	-	-
Capital Social Realizado	953.381	959.899
Reservas de Capital	68.214	30.825
Reserva de Lucro	45.763	762.020
Outros resultados abrangentes	112.244	117.623
Resultado acumulado do período	716.257	202.404
Total Patrimônio líquido	1.895.859	2.072.771
Total do Passivo	3.914.561	4.997.891