

APRESENTAÇÃO INSTITUCIONAL

2T22

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.

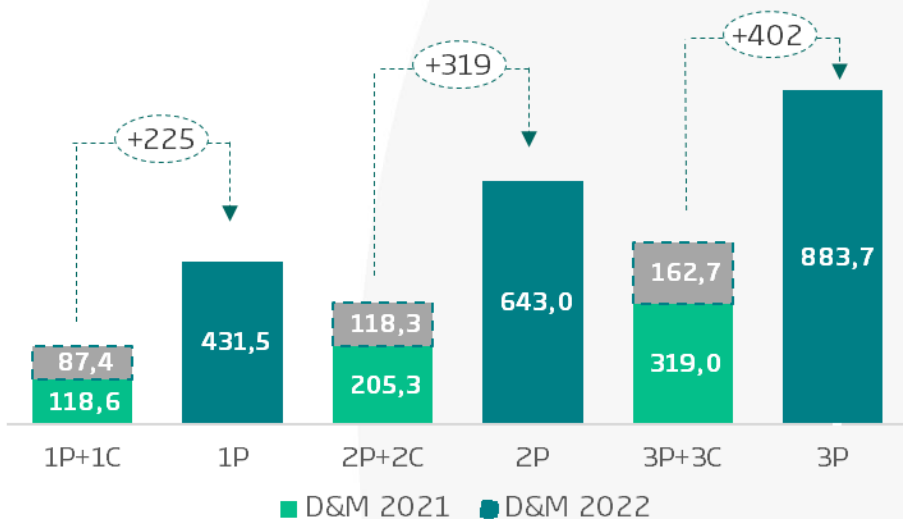
As declarações acerca de eventos futuros incluídas nesta apresentação são expressamente qualificadas em sua totalidade por este aviso legal. Tais declarações foram feitas na data desta apresentação. Não nos comprometemos a atualizar tais declarações acerca de eventos futuros, exceto quando exigido pela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

SUMÁRIO EXECUTIVO

Maior produtora independente de petróleo no Brasil

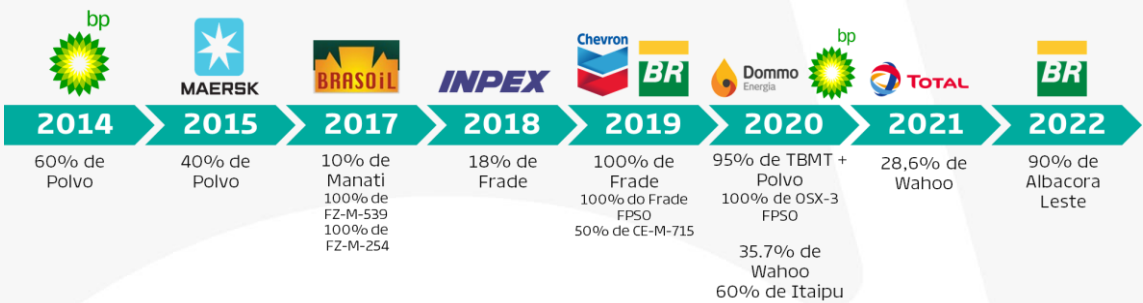
- A PRIO gera valor em **campos produtores** através de **redução de custos** e **revitalização da produção**
- Experiência única em **redesenvolvimento** de campos maduros
- **Time técnico altamente qualificado** - Operador-A pela ANP
- **Capacidade de atrair capital** (Queda no Net Debt/EBITDA após 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

Reservas (MMbbl)



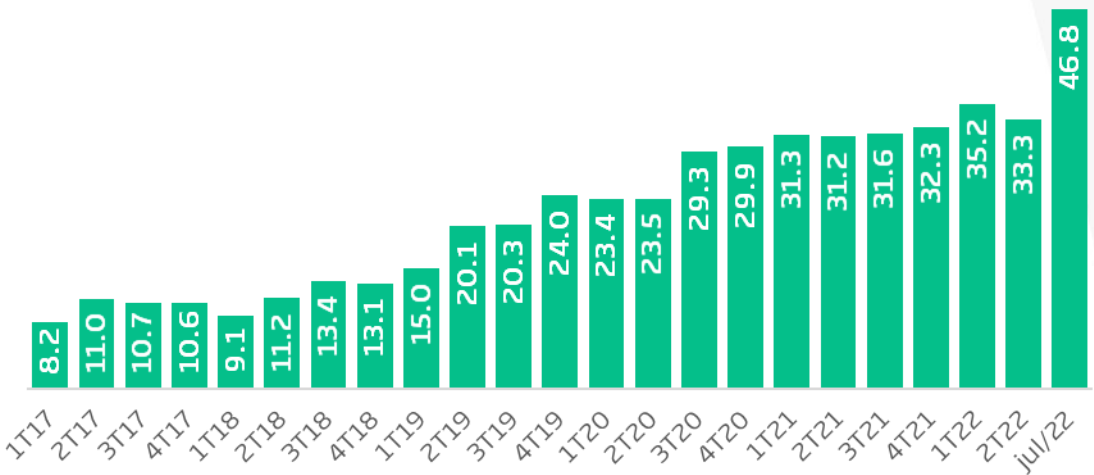
Histórico de M&A

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



Produção (kboe/d)

*Inclui a produção do Campo de Manati



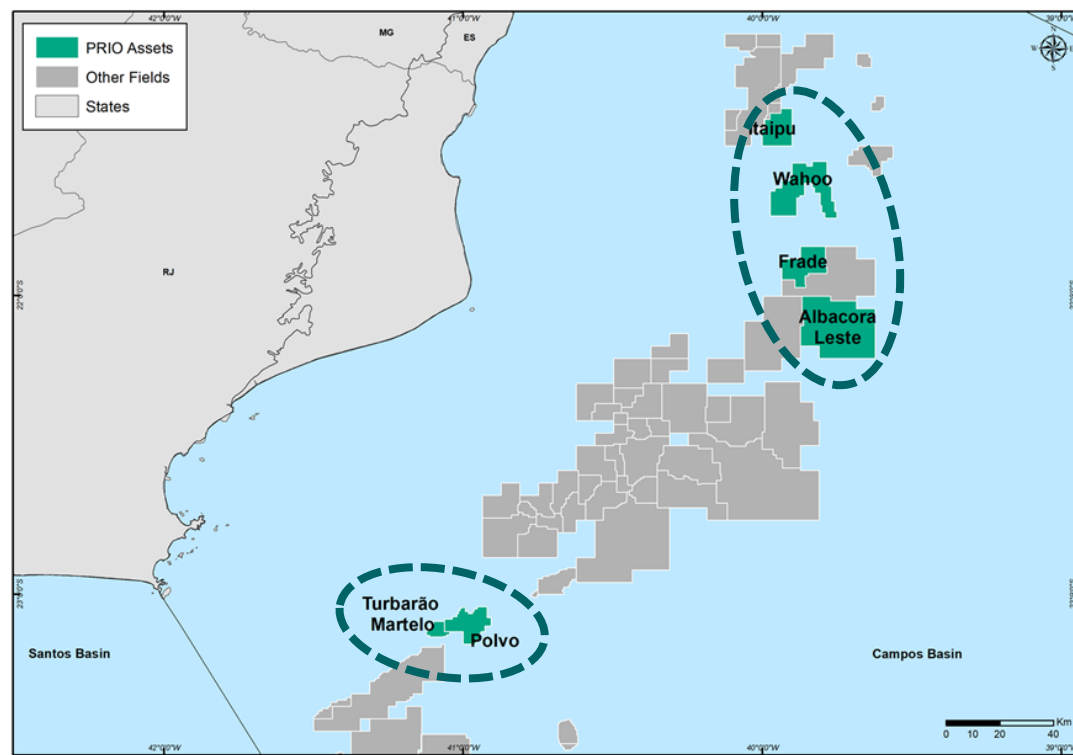
SUMÁRIO EXECUTIVO

	Cluster Frade + Wahoo	Cluster Polvo + TBMT	Albacora Leste ⁽¹⁾	PRIO
Participação da PRIO	100% / 64,3%	95%	90%	n/a
Produção Jul/22 (kboe/d) ⁽²⁾	28,5	16,5	27,0	72,0
Reservas 1P (MMbbl)	141,5	46,4	243,5	431,4
CAPEX por novo poço	US\$ 70 MM	US\$ 15 -20 MM	US\$ 70 MM	n/a
Previsão de Abandono (1P)	2054	2033	2051	n/a

(1) Assinado em 28 de abril de 2022. A conclusão do negócio ainda está sujeita a condições precedentes.

(2) Produção correspondente à participação da PRIO nos ativos.

BACIA DE
CAMPOS



FPSO VALENTE (FRADE)



PLATAFORMA FIXA POLVO A



FPSO BRAVO



FPSO P-50



PRIO

ESG

-  **Meio ambiente:** A PRIO firmou parcerias com consultorias especializadas (Witt O'Brien's e NINT) para certificar emissões de carbono e estruturar um Relatório de Sustentabilidade, com previsão de publicação no 1T23.
-  **Projeto Reação Offshore:** O projeto dos Institutos Reação e Todos na Luta, em parceria com o SENAI e apoiado pela PRIO, teve 4.700 inscrições para o nível técnico, com a seleção de 190 pessoas, para início das quatro semanas de aulas no fim de julho. O objetivo do projeto é qualificar jovens para atuar no setor de óleo e gás *offshore*.
-  **Apoio Social:** A PRIO apoia diversos projetos sociais como o Instituto Reação, o Instituto Todos na Luta, a Casa Irmã Dulce, a Orquestra Neojiba, o projeto Favela Brass, a restauração do Hospital Umberto Primo.
-  **Saúde e bem-Estar:** A PRIO oferece a todos os seus colaboradores um extenso programa de Saúde e Bem-Estar, com atividades como participação em corridas, trekking em grupo pelas trilhas do Rio de Janeiro, sessões de alongamento, fisioterapia e shiatsu, aulas de meditação e yoga (tanto no escritório quanto nas plataformas), melhorias nas instalações de bem-estar *offshore*, além do programa de telenutrição e psicologia online.



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



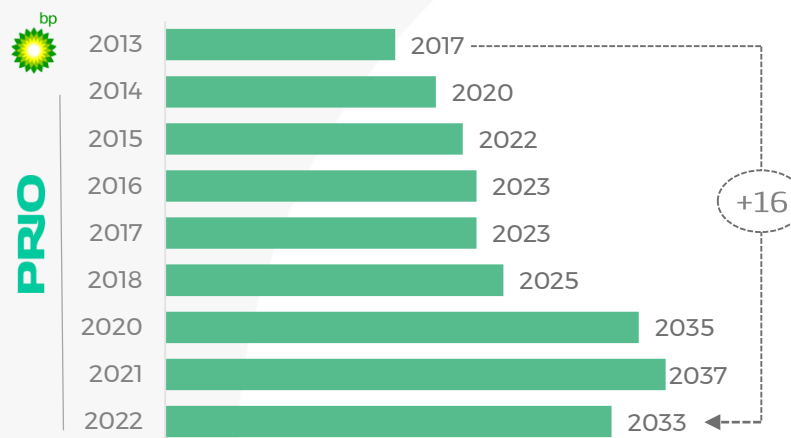
Tubarão Martelo



RESERVATÓRIO

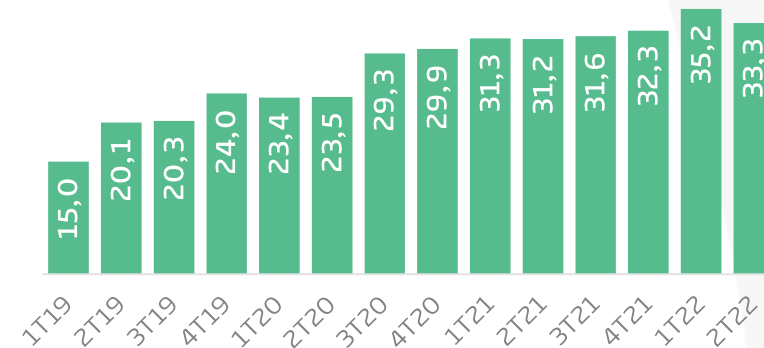
- Foco no **gerenciamento metódico do reservatório** para estender a vida útil do campo
- Utilização de técnicas de E.O.R. (*Enhanced Oil Recovery*)

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



PRODUÇÃO

- Redesenolvimento 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 redensenvolvimento 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
Brasol 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

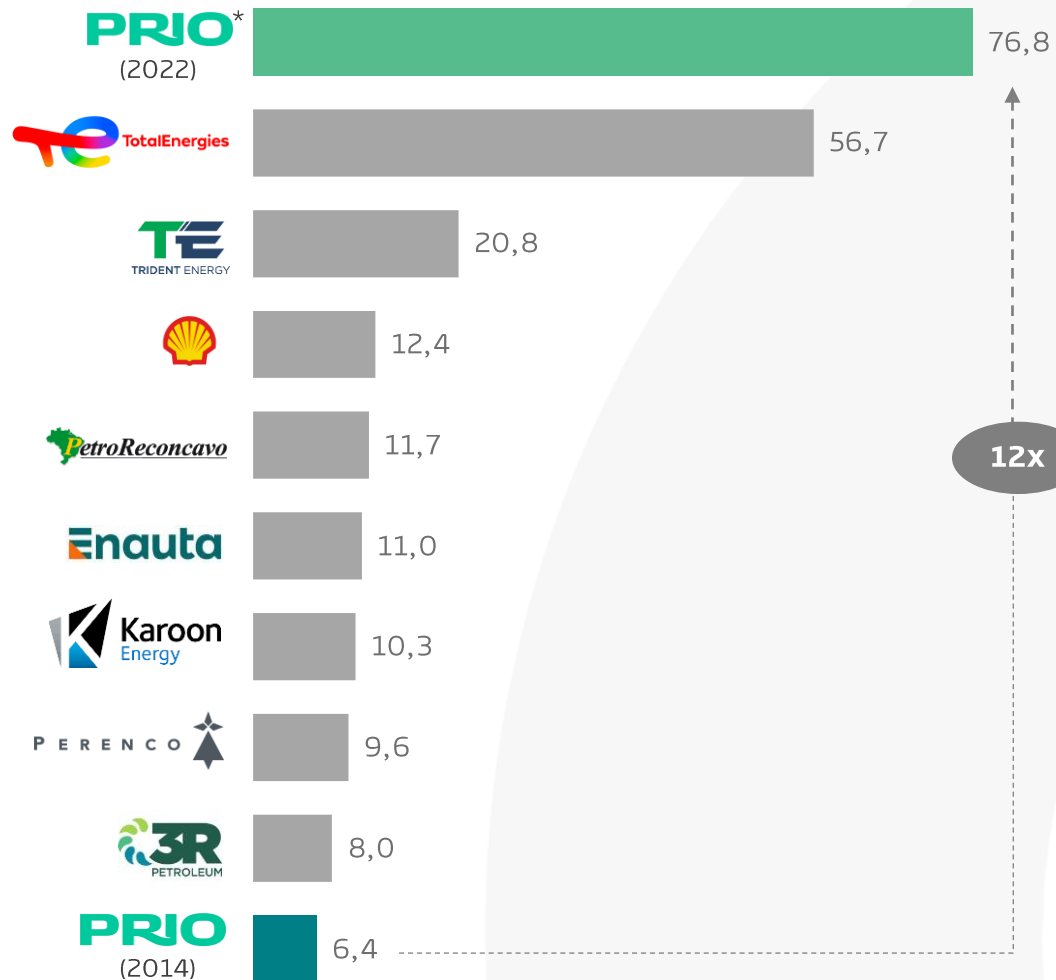


ENTREGANDO CRESCIMENTO

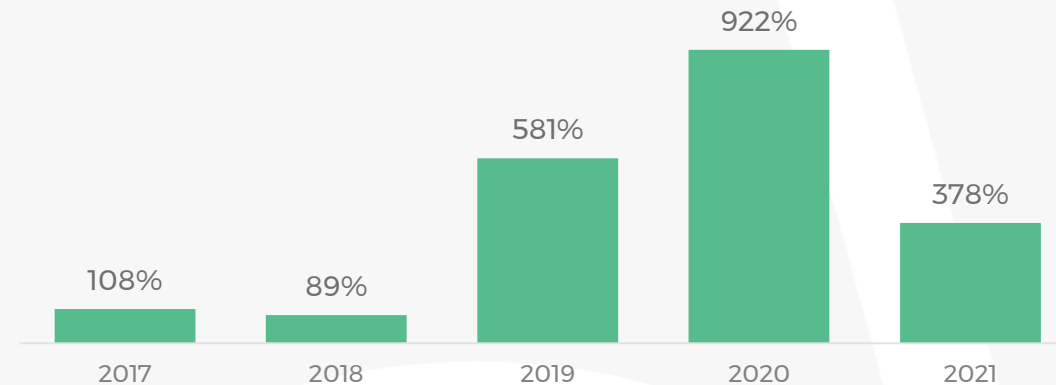
Crescimento através de aquisições, reposição de reservas acima do nível de produção anual e maior representatividade na produção brasileira

Ranking brasileiro de produção de petróleo (Ex-Petrobras)

Fonte: Boletim de Produção da ANP, jun/22, por operador, kbb/d

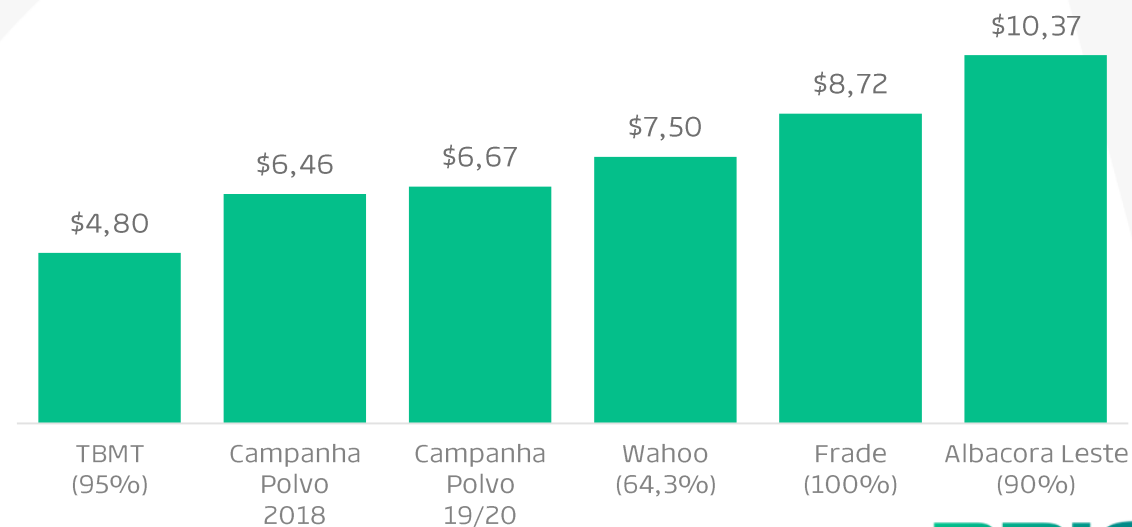


Reserve Replacement Ratio* (1P/1C)



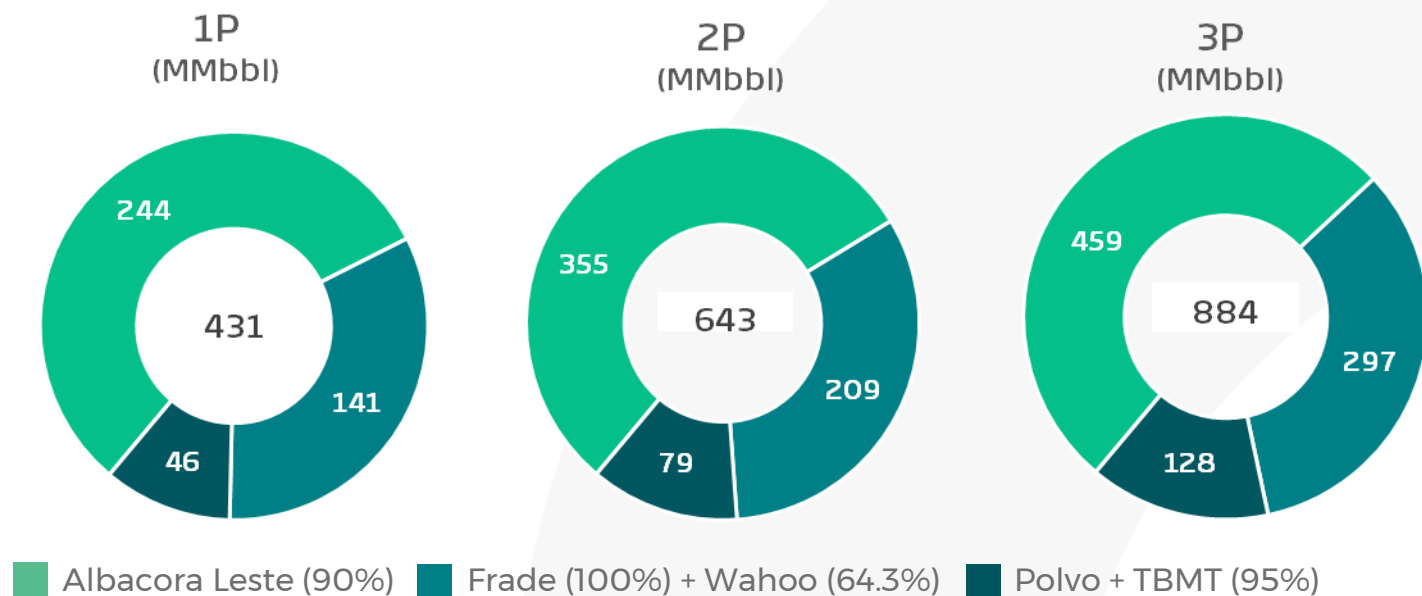
*RRR = Reserva adicionada (Relatório D&M)/Produção anual da Companhia

US\$/bbl adicionado (1P)



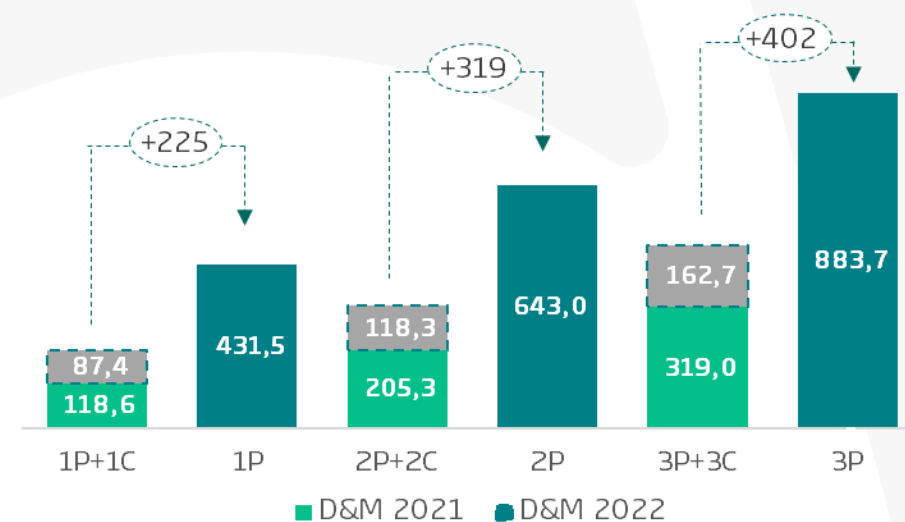
PRIO

Estimativas de Reservas da Companhia



Incremento nas Reservas (MMbbl)

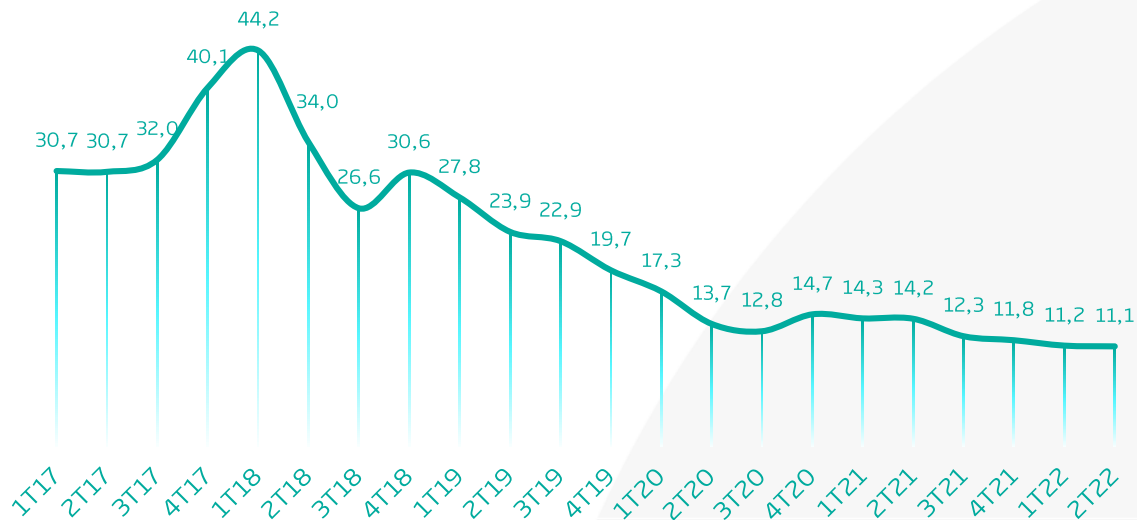
Legenda:
P: Reserva
C: Recursos contingentes



EVOLUÇÃO DO LIFTING COST

Redução contínua do lifting cost ao longo dos anos

Lifting cost PRIO (US\$/bbl)

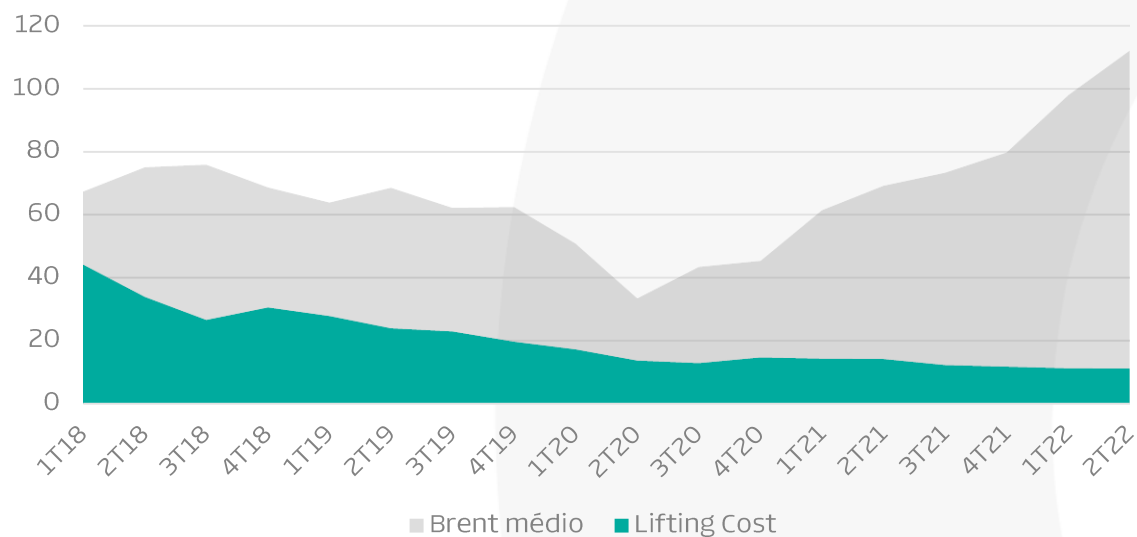


Redução do *lifting cost* é a melhor e mais importante estratégia de proteção contra a volatilidade do *brent*



A Companhia espera que este indicador apresente maiores reduções no curto prazo com a entrada da produção dos novos poços produtores de **Frade**.

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



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

2016

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.

2019

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.

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



CAMPO DE
FRADE

DESEMPENHO OPERACIONAL



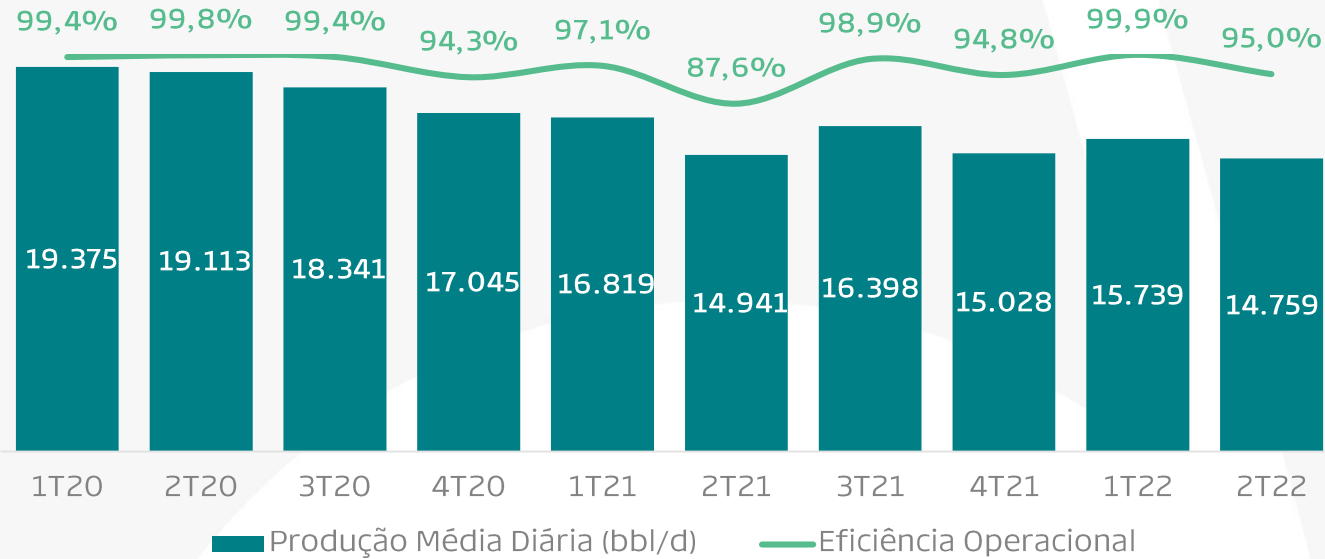
Fatores que impactaram a produção no trimestre:

- Atividades programadas de *subsea*
- Parada dos poços OUP1, OUP2 e OUP3, para o comissionamento do ODP4

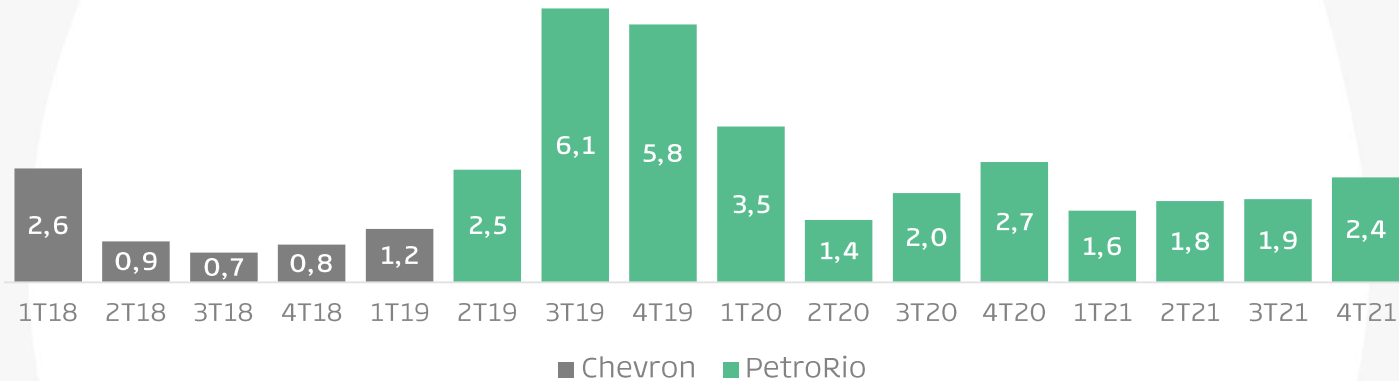


Início de produção dos poços ODP4 e MUP3A em julho, que aumentaram a produção do campo para 35 kbpd.

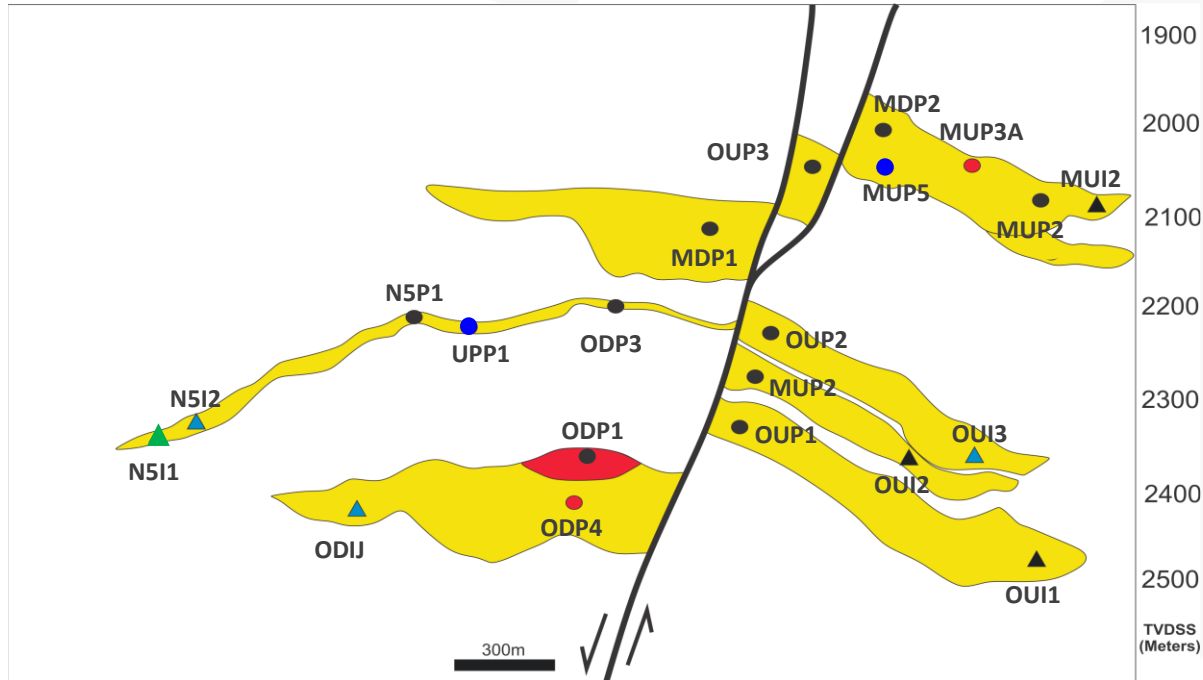
Produção Média Diária e Eficiência Operacional
Campo de Frade (100%)



Gastos com manutenção - Frade (US\$ MM)



PLANO DE REVITALIZAÇÃO DE FRADE



- Produtores atuais
- ▲ Injetores desativados
- ▲ Injetor em operação
- Produtores perfurados na primeira fase
- Produtores a serem perfurados na segunda fase
- ▲ Injetores previstos para perfuração

1ª FASE (2022)

- ✓ 2 poços produtores
- 2 poços injetores

2ª FASE (pós Wahoo)

- 2 poços produtores
- 1 poço injetor

Poço ODP4

- ✱ Início de produção em Julho/2022
- ✱ Praticamente dobrou a produção do Campo de Frade
- ✱ Aumentou em 45% a produção da PRIO
- ✱ Redução de 30% do CAPEX orçado

Poço MUP3A

- ✱ Início de produção em Julho/2022
- ✱ Produção de 3.500 kbpd
- ✱ Custo: US\$ 22 milhões
- ✱ Tempo de execução: 40 dias



CAMPO DE WAHOO

64,3% PRIO

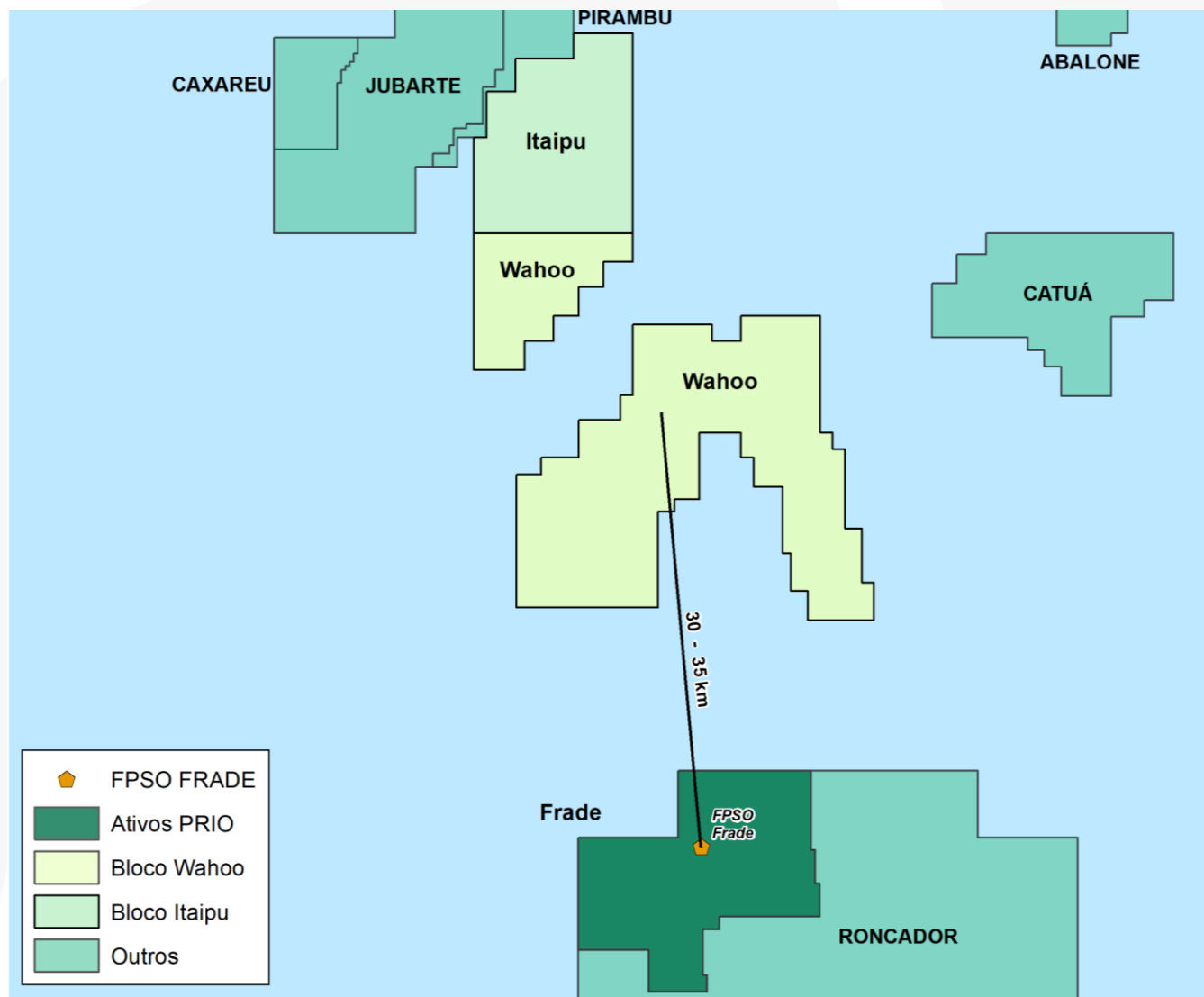
CAMPO DE WAHOO

Status

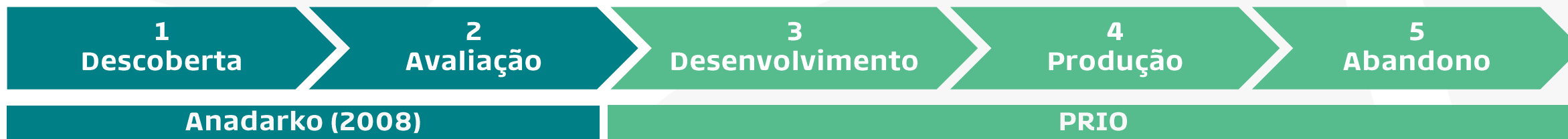
- ✳️ Declaração de comercialidade em dezembro de 2021
- ✳️ Plano de Desenvolvimento submetido à ANP
- ✳️ Projeto detalhado de engenharia (FEED) finalizado em março/2022
- ✳️ Fase final das negociações para compra das estruturas que serão utilizadas no projeto

Próximos passos

- 1) Aprovação do Plano de Desenvolvimento;
- 2) Início do projeto de perfuração e interligação;
- 3) Primeiro óleo de Wahoo.

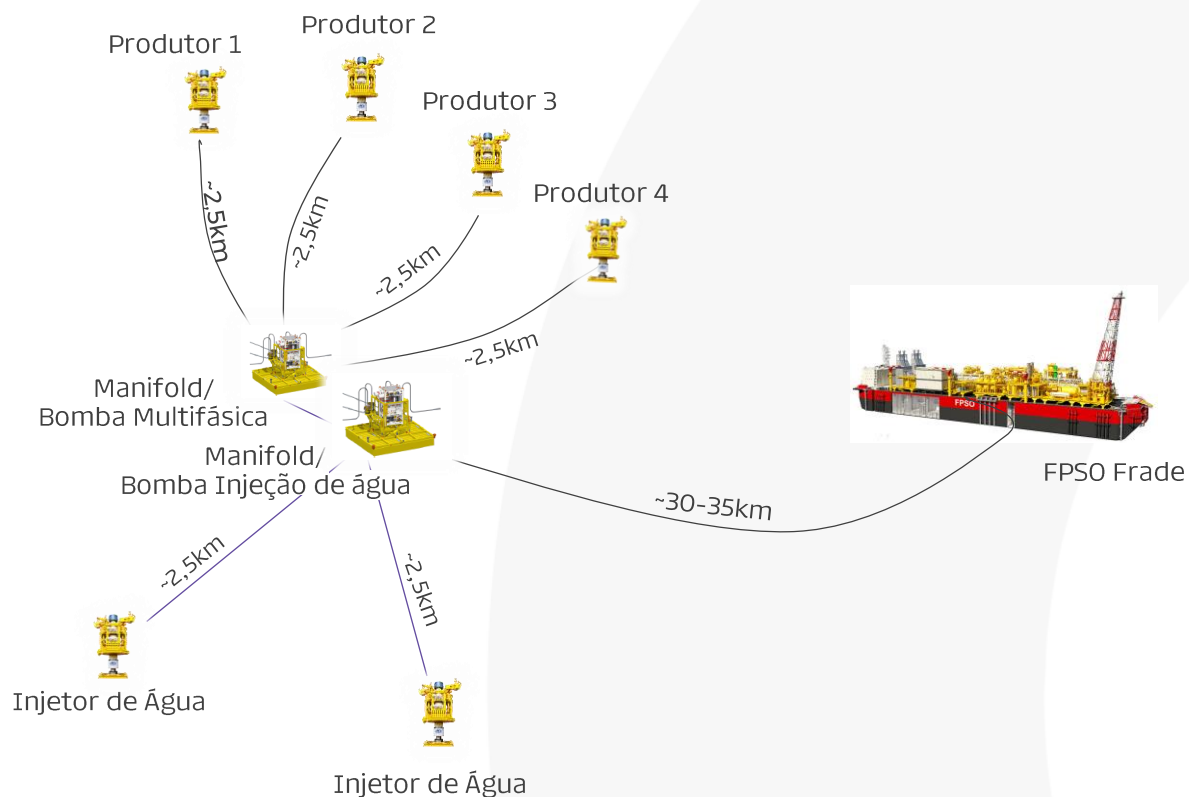


OPERACIONAL



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

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



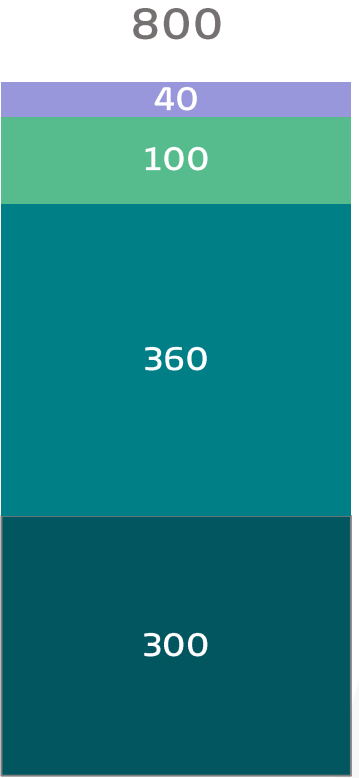
Detalhes técnicos

- * 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)

CAPEX



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

Alternativa 1:

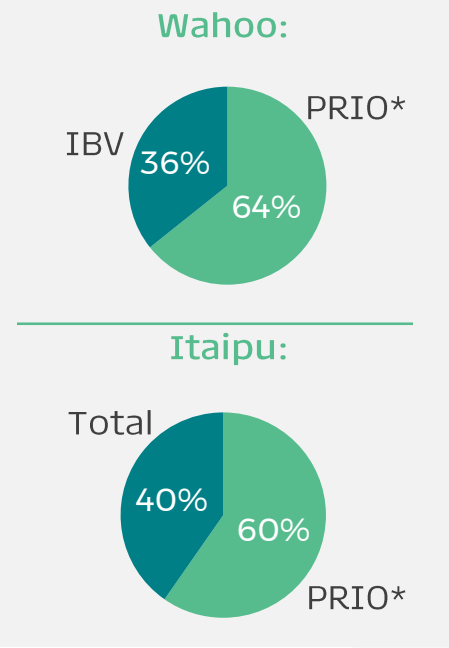
- * Compartilhar o investimento e a produção proporcionalmente entre os consorciados
- * Será cobrada uma taxa de manuseio dos consorciados pelo uso do FPSO Frade

Alternativa 2:

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



Consórcios



*Operadora





95% PRIO

CLUSTER POLVO + TBMT

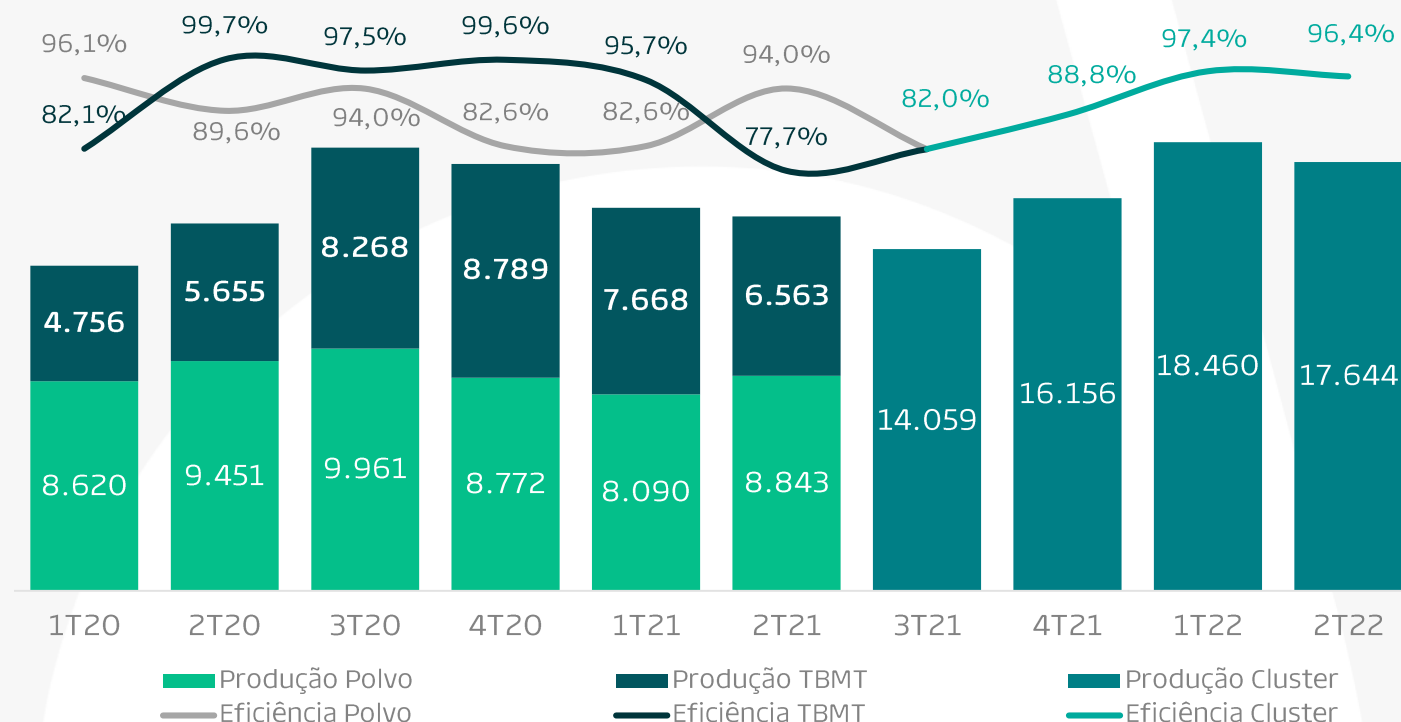
DESEMPENHO OPERACIONAL



Fatores que impactaram a produção no trimestre:

- Parada de dois dias do poço TBMT-8H
- Falha pontual no sistema de geração de energia, que ainda passa por ajustes para busca de máximo rendimento

Produção Média Diária e Eficiência Operacional
Cluster Polvo + TBMT (100%)



CAMPO DE ALBACORA LESTE

90% PRIO



CAMPO DE ALBACORA LESTE

- * Reserva 1P de 279 milhões de barris (100% do campo)
- * Abandono previsto para 2051
- * Waiver Repsol e aprovação do CADE concluídos
- * Processo de transição iniciado pela PRIO

Primeiros 12-18 meses de operação

Revitalização do FPSO P-50

CAPEX estimado: US\$ 150 MM

Redução do OPEX para até US\$ 90 MM/ano

(100% do campo)

3 novas conexões

(1 no pré-sal)

Após 12-18 meses de operação

Campanha de Redesenvolvimento do Campo:

Primeira fase:

2 novos produtores (pré-sal)
6 novos produtores (pós-sal)
1 novo injetor

CAPEX estimado (100% do campo):

- Perfuração: US\$ 70 a 75 MM/poço
- Conexão: US\$ 10 MM/poço

Descomissionamento antecipado de 5 poços produtores e 1 injetor até 2027

CAPEX estimado: US\$ 15 MM/poço (100% do Campo)

Abandono em 2051

CAPEX estimado: US\$ 800 MM (100% do Campo)

CAMPO DE MANATI

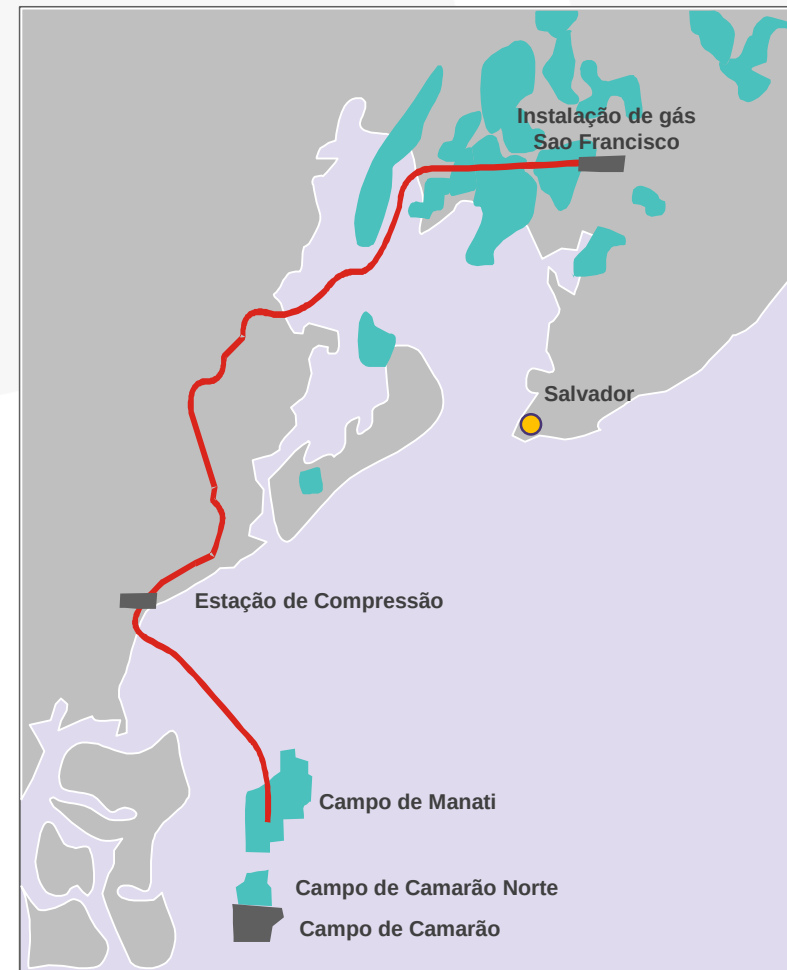
10% PRIO



VISÃO GERAL

Características do Campo

- * Campo produtor de gás natural.
- * Localizado na bacia de Camamu-Almada, a 65km de Salvador-BA.
- * Contrato de *take-or-pay* dá previsibilidade ao Fluxo de Caixa da Cia.
- * Desde a aquisição da participação na concessão de Manati, em março de 2017, a PetroRio incorporou mais de 4,1 milhões de barris provenientes do ativo.

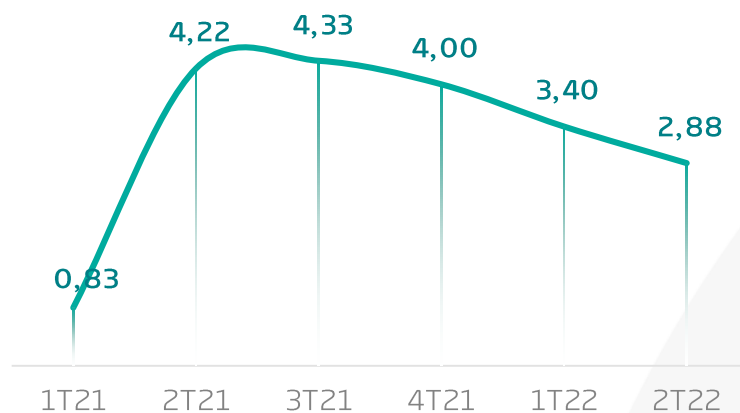


FINANCIANDO A EXPANSÃO

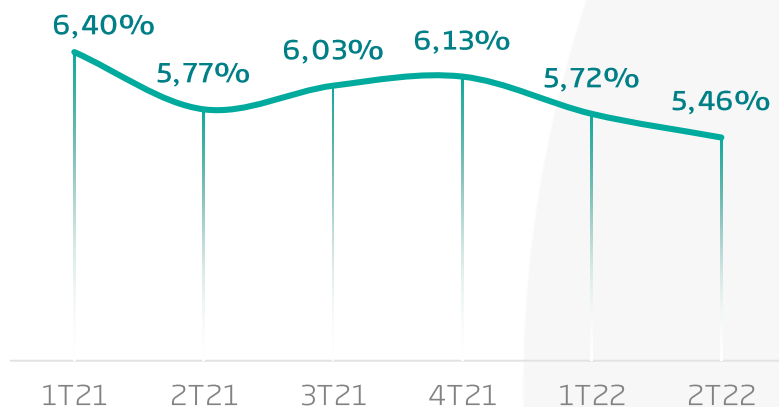


FUNDING

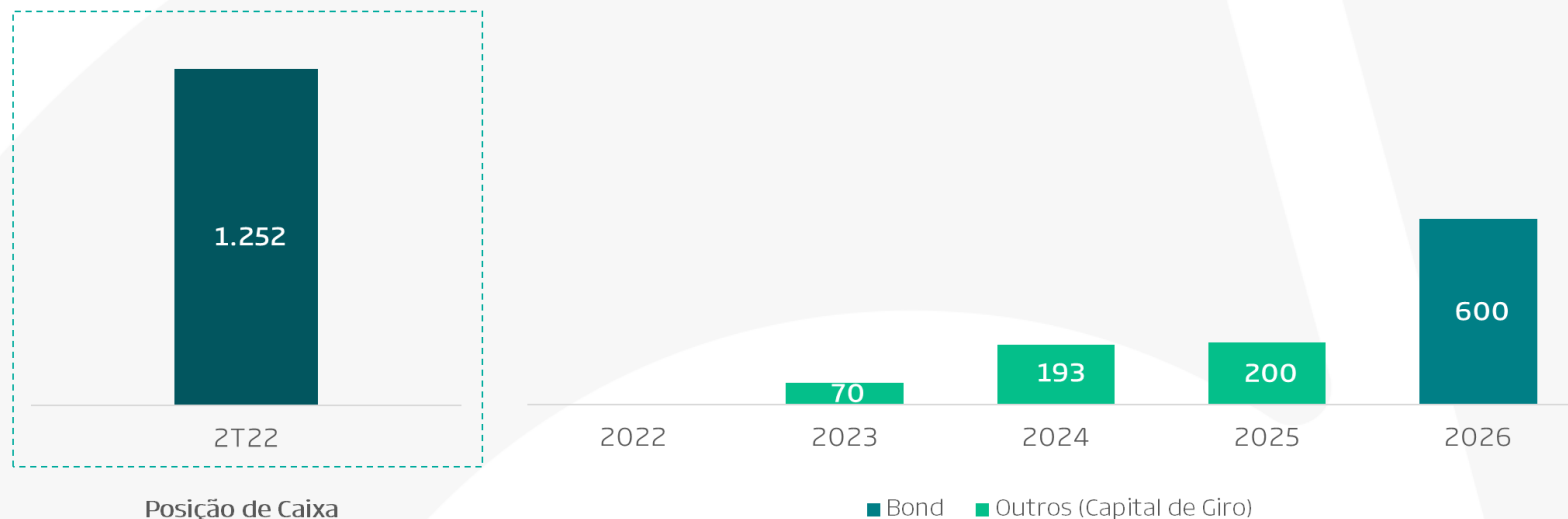
Prazo médio da dívida (em anos)



Custo médio da dívida

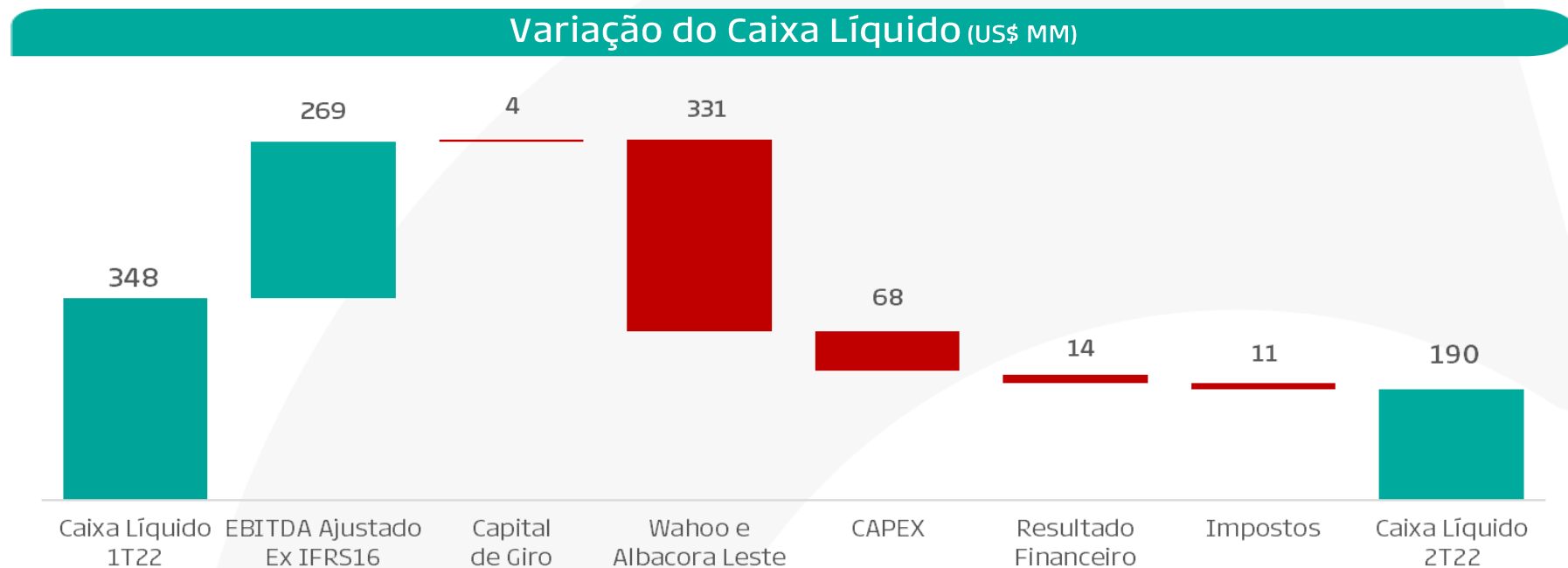


Cronograma de amortização (US\$ MM)



- ✳ Dúvidas emitidas ao longo do 2T22 reduziram o custo médio da dívida, mantendo a *duration* em um prazo adequado para os futuros projetos da PRIO.
- ✳ Emissão de debêntures a ser concluída em agosto de 2022 prevê uma captação de aproximadamente US\$ 380 milhões, com prazo médio ponderado de 5,5 anos.

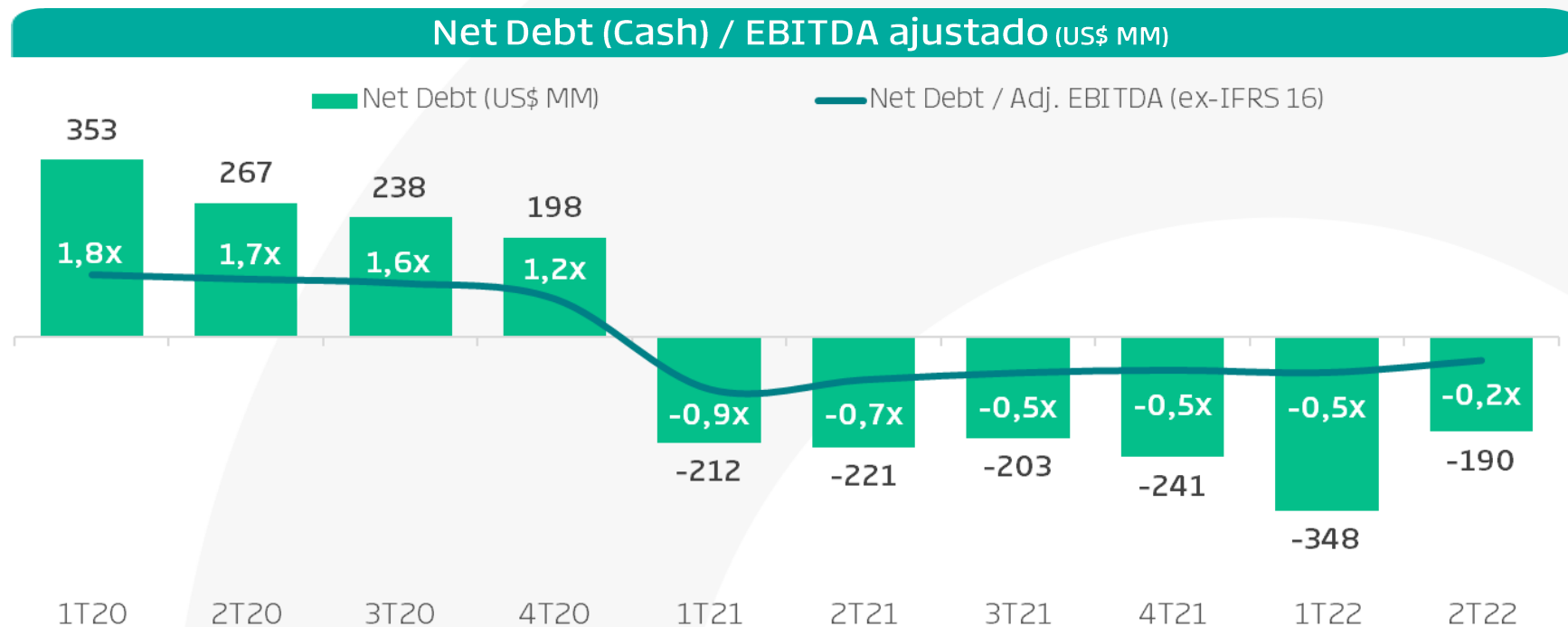
CAIXA LÍQUIDO



✳ **Wahoo e Albacora Leste:** pagamento da última parcela da aquisição de Wahoo da BP (US\$ 37,5 milhões) e pagamento de sinal de Albacora Leste de US\$ 293 milhões à Petrobras;

✳ **CAPEX:** gastos com o plano de revitalização de Frade, estoque de materiais em Frade, e início do desembolso para o desenvolvimento de Wahoo.

ALAVANCAGEM





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 - Ex IFRS-16			Inclui IFRS-16		
	2T21	2T22	Δ	6M21	6M22	Δ	2T21	2T22	Δ
Receita Total	193.327	377.337	95%	312.942	687.012	120%	193.327	377.337	95%
Custos de Produto Vendido	(47.410)	(62.884)	33%	(73.130)	(107.990)	48%	(32.010)	(55.444)	73%
Royalties	(15.537)	(31.598)	103%	(21.605)	(53.929)	150%	(15.537)	(31.598)	103%
Resultado das Operações	130.381	282.855	117%	218.208	525.093	141%	145.781	290.295	99%
Despesas gerais e administrativas	(8.879)	(13.567)	53%	(18.592)	(27.016)	45%	(8.610)	(13.231)	54%
Outras receitas (despesas) operacionais	(11.754)	(20.039)	70%	(15.450)	(23.445)	52%	(11.754)	(20.039)	70%
EBITDA	109.748	249.248	127%	184.166	474.632	158%	125.417	257.024	105%
Margem EBITDA	57%	66%	+9 p.p.	59%	69%	+10 p.p.	65%	68%	+3 p.p.
Depreciação e amortização	(36.081)	(31.295)	-13%	(55.444)	(61.504)	11%	(45.763)	(37.350)	-18%
Resultado financeiro	19.049	(35.737)	n/a	(39.520)	(37.185)	-6%	26.541	(36.124)	n/a
<i>Receita Financeira</i>	98.154	(23.208)	n/a	108.039	42.419	-61%	98.154	(23.208)	n/a
<i>Despesa Financeira</i>	(79.106)	(12.529)	-84%	(147.558)	(79.604)	-46%	(71.613)	(12.916)	-82%
Imposto de renda e contribuição social	(26.639)	(42.279)	59%	(30.384)	(7.710)	-75%	(26.639)	(42.279)	59%
Lucro (Prejuízo) do Período	66.076	139.936	112%	58.819	368.232	526%	79.555	141.270	78%

	2T21	2T22	Δ	6M21	6M22	Δ	2T21	2T22	Δ
EBITDA ajustado*	121.502	269.287	122%	199.616	498.077	150%	137.170	277.063	102%
Margem EBITDA ajustada	63%	71%	+8 p.p.	64%	72%	+8 p.p.	71%	73%	+2 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/21	Jun/22
Caixa e equivalentes de caixa	173.942	609.657
Títulos e Valores Mobiliários	659.472	642.610
Contas a receber	163.970	169.717
Estoque de Óleo	33.953	27.741
Estoque de Consumíveis	5.028	24.892
Instrumentos financeiros Derivativos	6.274	-
Tributos a recuperar	15.382	8.468
Adiantamentos a fornecedores	15.055	24.672
Adiantamentos a parceiros	5.952	9.791
Despesas antecipadas	1.749	4.974
Outros créditos	92	27
Total Ativo Circulante	1.080.869	1.522.549
Ativo disponível para venda	13.351	-
	1.094.220	1.522.549
Adiantamentos a fornecedores	-	-
Depósitos e cauções	1.908	2.038
Tributos a recuperar	1.534	8.481
Tributos diferidos	67.858	127.274
Direito de Uso (Leasing CPC 06.R2/IFRS 16)	76.313	177.211
Imobilizado	635.973	682.535
Intangível	312.217	590.311
Total Não circulante	1.095.802	1.587.850
Total do Ativo	2.190.022	3.110.399

PASSIVO	Dez/21	Jun/22
Fornecedores	52.362	60.469
Obrigações trabalhistas	23.560	24.380
Tributos e contribuições sociais	32.914	57.015
Empréstimos e financiamentos	99	4.794
Debêntures	-	-
Encargos Contratuais (Leasing CPC06.R2/IFRS 16)	18.978	28.779
Contas a pagar - Aquisição Wahoo	67.500	-
Outras obrigações	-	10.276
Total Passivo Circulante	195.412	185.713
Passivos mantidos para venda	(807)	-
	194.606	185.713
Fornecedores	72	97
Empréstimos e financiamentos	592.665	1.057.485
Debêntures	-	-
Provisão para abandono de instalações	124.055	122.949
Provisão para contingências	4.889	6.044
Tributos diferidos	-	-
Encargos Contratuais (Leasing CPC06.R2/IFRS 16)	87.352	177.750
Outras obrigações	65	295
Total Não circulante	809.098	1.364.620
Participações minoritárias	-	-
Capital Social Realizado	950.389	953.485
Reservas de Capital	62.519	66.889
Outros resultados abrangentes	127.648	129.257
Reserva de Lucro	45.763	45.763
Resultado acumulado do período	-	364.672
Total Patrimônio Líquido	1.186.318	1.560.066
Total do Passivo	2.190.022	3.110.399