

APRESENTAÇÃO INSTITUCIONAL

FEVEREIRO/2022

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.

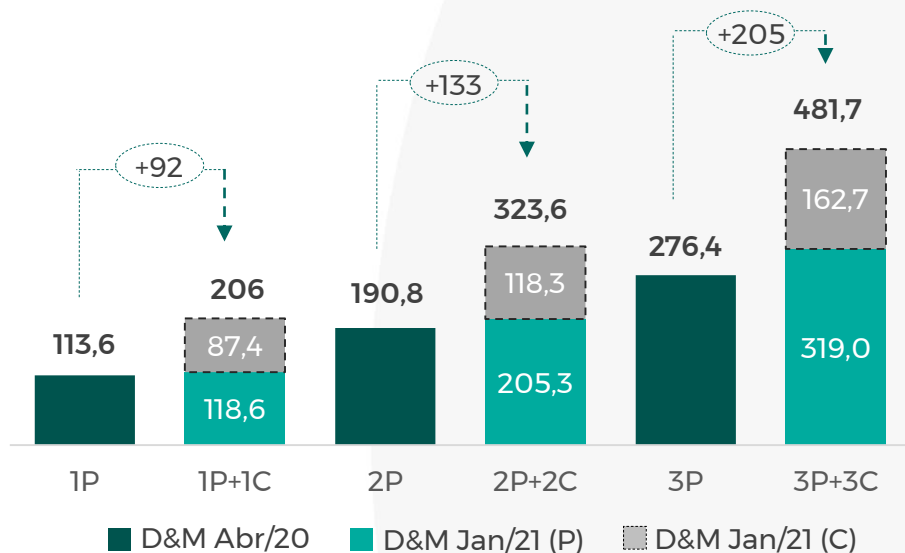
As declarações acerca de eventos futuros incluídas nesta apresentação são expressamente qualificadas em sua totalidade por este aviso legal. Tais declarações foram feitas na data desta apresentação. Não nos comprometemos a atualizar tais declarações acerca de eventos futuros, exceto quando exigido pela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

SUMÁRIO EXECUTIVO

Maior produtora independente de petróleo no Brasil

- A PetroRio 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"; Custo da dívida atual: 6,5%)
- Administração extremamente focada na **disciplina de capital** e **otimização de custos operacionais**
- Grande **potencial de sinergias**, o que torna a PetroRio mais competitiva em comparação aos pares

Reservas (MMbbl)



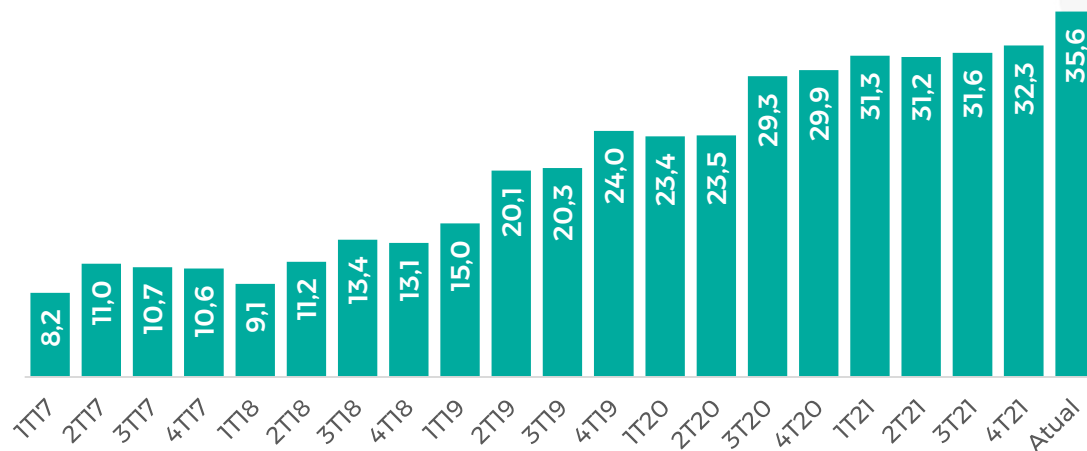
Histórico de M&A

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



Produção (kboe/d)

*Inclui a produção do Campo de Manati



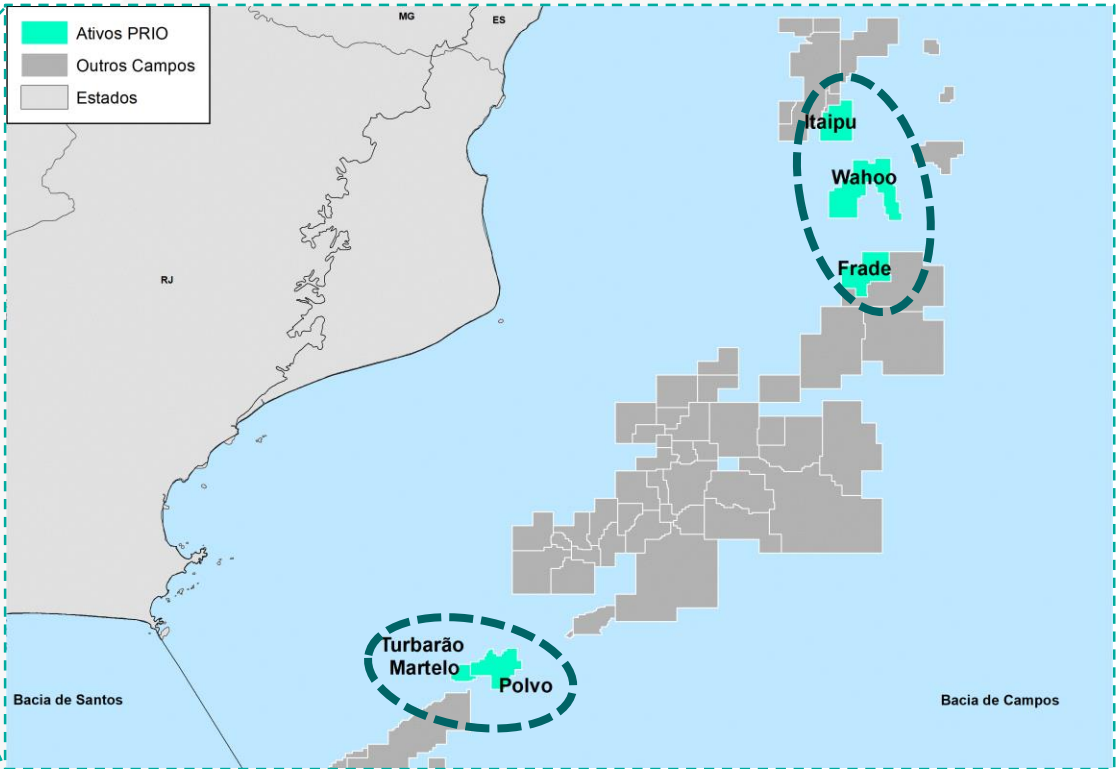
SUMÁRIO EXECUTIVO

	Frade	Wahoo	Cluster Polvo + TBMT	PetroRio
Operador	PetroRio	PetroRio	PetroRio	-
Participação PetroRio	100%	64.3%	95%	-
Produção (kbbbl/d) ⁽¹⁾	15,8	-	18,0	33,8
Reservas 1P + 1C (MMbbl)	147,0		62,9	209,9
CAPEX/poço novo	US\$ 75 MM		US\$ 15 a 20 MM	-
Previsão de Abandono (1P+1C)	2054		2037	-

(1) Produção média de Fevereiro/22



BACIA DE CAMPOS



FPSO VALENTE (FRADE)



PLATAFORMA FIXA POLVO A



FPSO BRAVO



ESTRATÉGIA DE **CRIAÇÃO DE VALOR**

#Petropolis



TECNOLOGIA C.R.P.

Geração de valor em campos produtores através de uma tecnologia de gestão criada pela PetroRio



CUSTO

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

Custo de Operação nos Campos - USD MM

Polvo



Frade



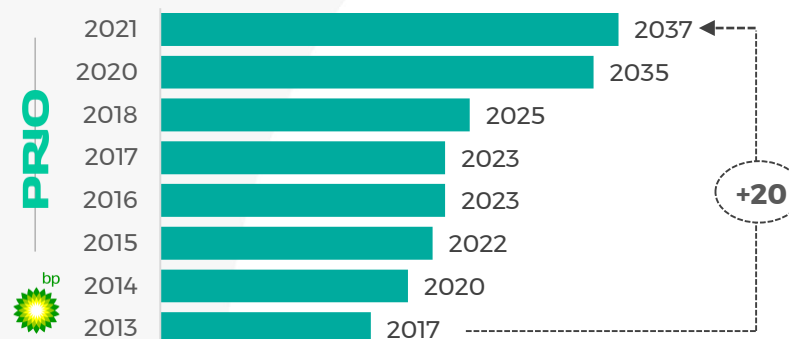
Tubarão Martelo



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

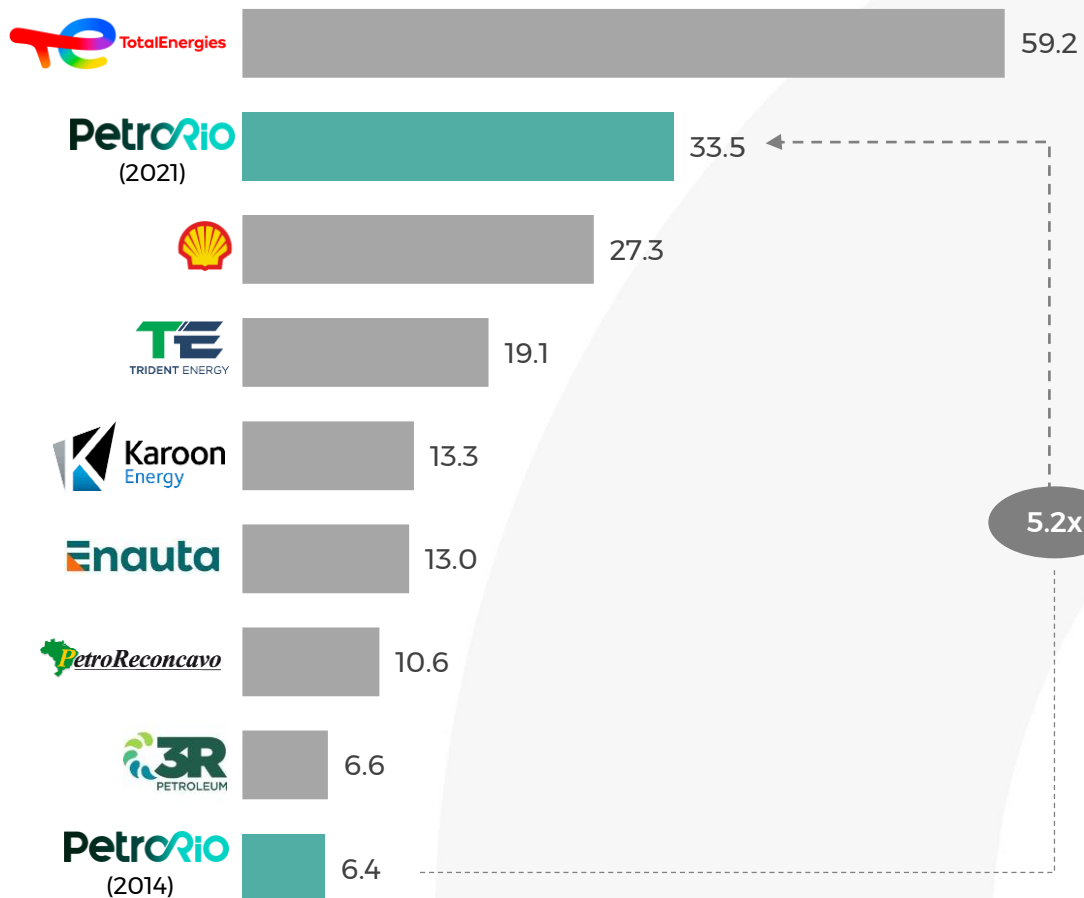
- Redesenvolvimento visando o **incremento na produção**
- Aumento da eficiência operacional
- *In-field development*
- Realização de campanhas de perfuração
- Criação de clusters de produção através de *tieback*

ENTREGANDO CRESCIMENTO

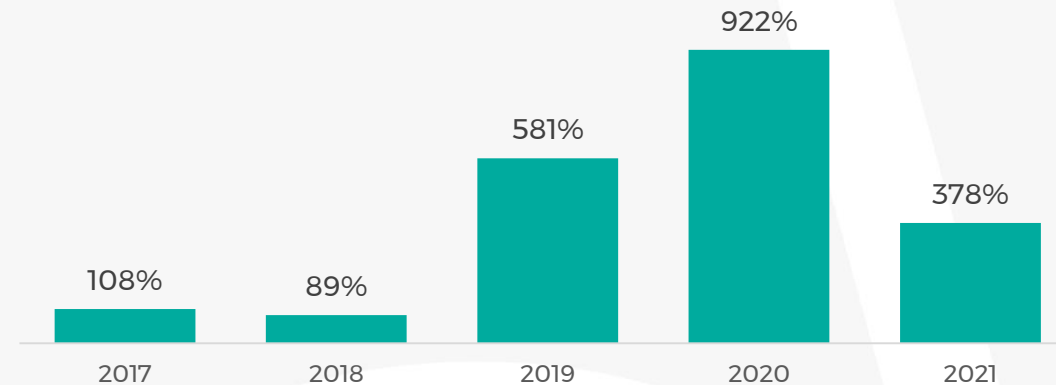
Crescimento através de aquisições, reposição de reservas acima do nível de produção anual e maior representatividade na produção brasileira

Ranking brasileiro de produção de petróleo (Ex-Petrobras)

Fonte: Boletim de Produção da ANP, dez-21, por operador, kbbl/d

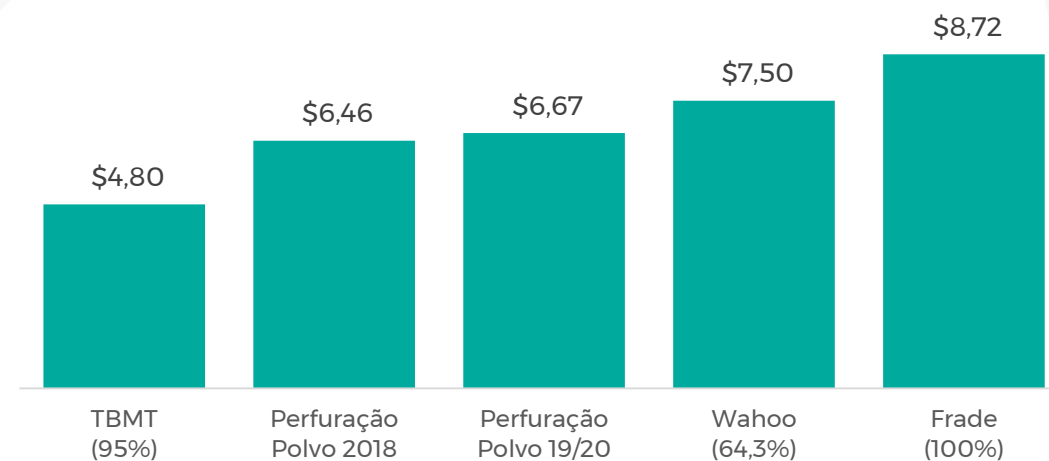


Reserve Replacement Ratio* (1P/1C)



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

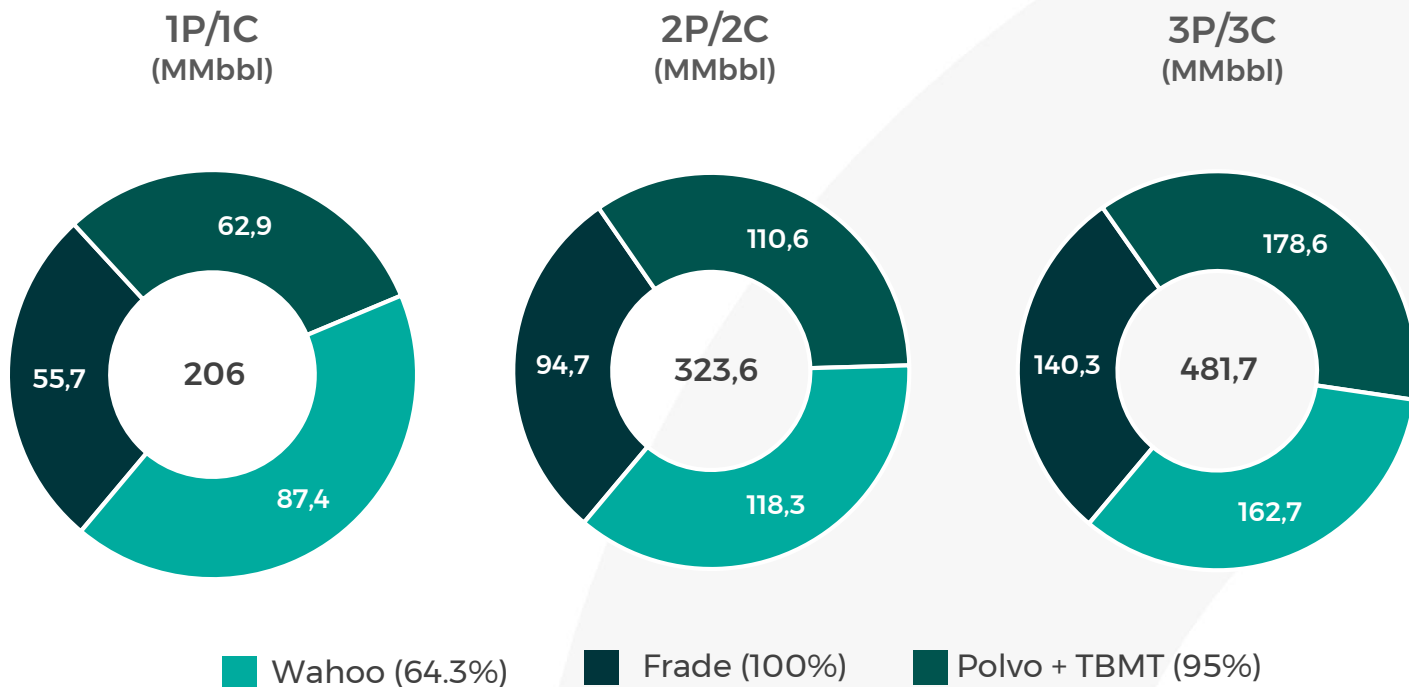
US\$/bbl adicionado (1P)



RESERVAS

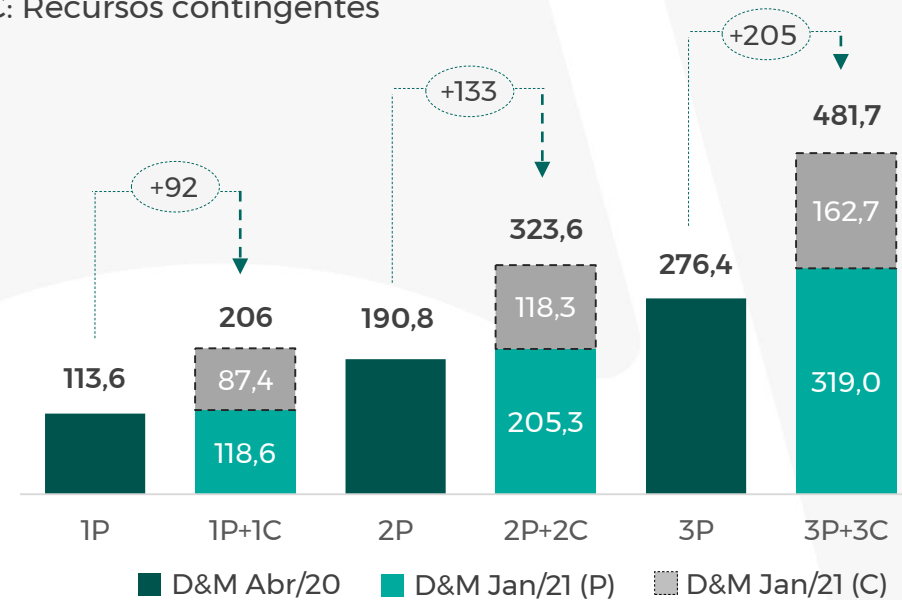
Relatório D&M de Janeiro/21 indica aumento significativo nas reservas da Companhia

Estimativas de Reservas da Companhia



Incremento nas Reservas (MMbbl)

Legenda:
P: Reserva
C: Recursos contingentes



Os recursos contingentes de **Wahoo** consideram 64,3% do Campo, além da produção incremental em **Frade** com a extensão de sua vida útil.

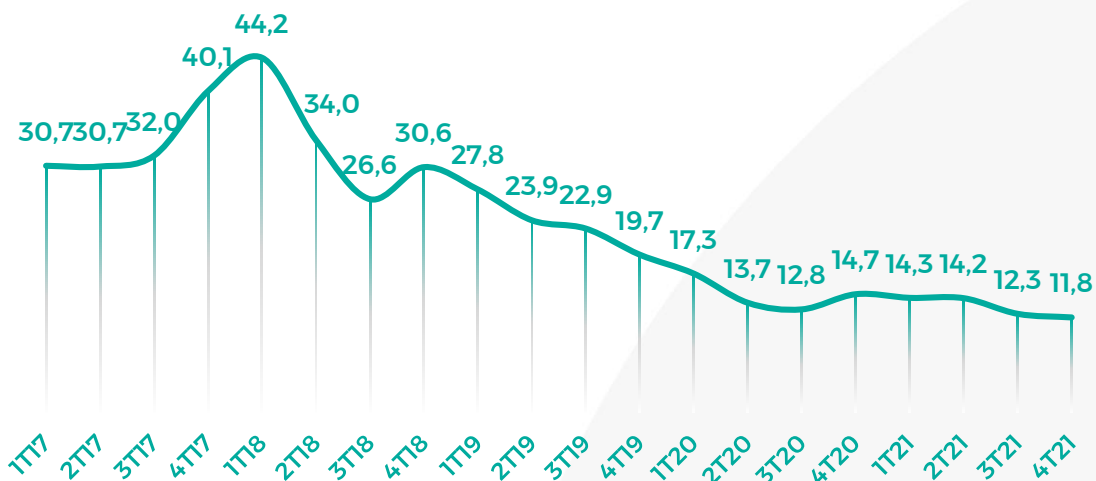


O abandono (1P/1C) do cluster **Frade + Wahoo** passa de 2034 para 2054.

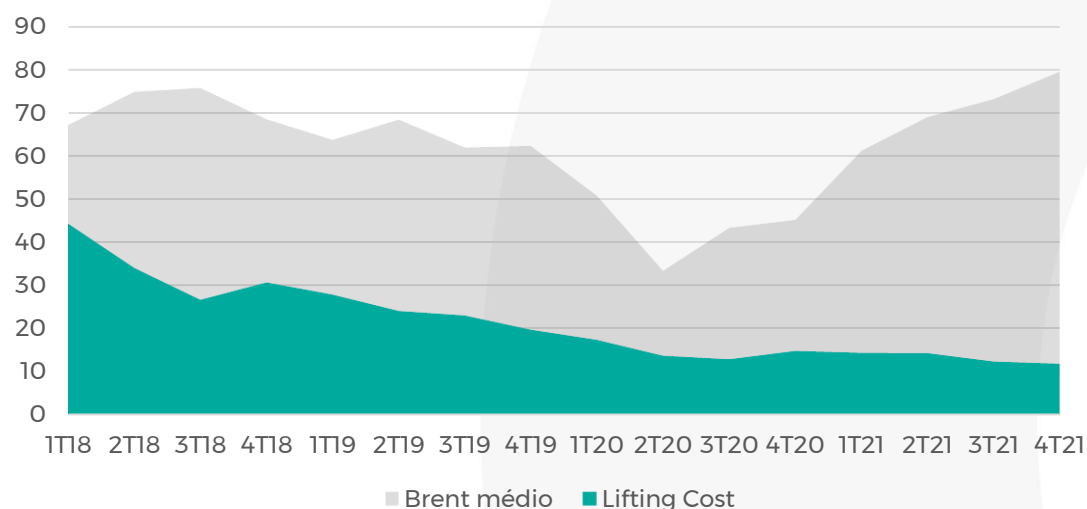
EVOLUÇÃO DO LIFTING COST

Redução contínua do *lifting cost* ao longo dos anos

Lifting cost PetroRio (US\$/bbl)



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



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

✳ Impacto positivo do *tieback* entre **Polvo** e **TBMT**, que possibilitou uma redução de custos operacionais ("OPEX") de US\$ 50 MM/ano com o descomissionamento do FPSO Polvo.

✳ Início da produção do poço TBMT-10H em outubro e retomada dos poços TBMT-2H e TBMT-8H em novembro contribuíram positivamente para a redução do *lifting cost*.

CONTRIBUIÇÕES REGULATÓRIAS FAVORÁVEIS

Transformações relevantes e significativa evolução na legislação do petróleo têm favorecido a PetroRio 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.

1ª 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% PetroRio

15.800 *

Produção (boe/d)

95%

Eficiência Operacional

*Produção média de fevereiro/22



DESEMPENHO OPERACIONAL

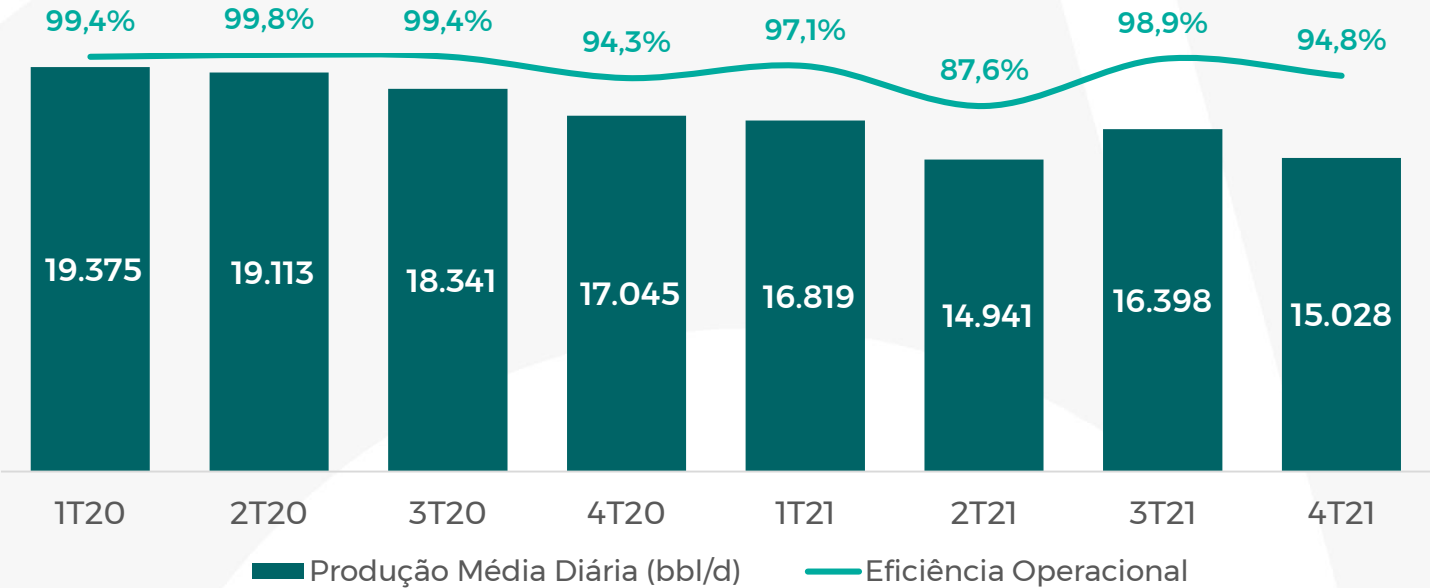


Eficiência no trimestre impactada por dois *shutdowns* em novembro, causados por falha no sistema de automação do FPSO

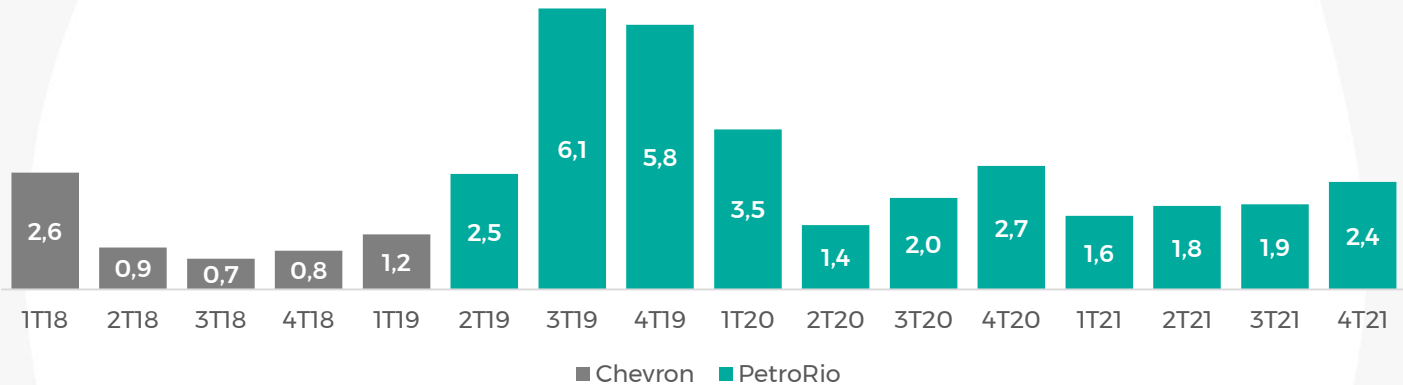


Dados históricos de gastos com manutenção demonstram que a PetroRio investe mais na integridade e segurança do ativo, em comparação com a operadora anterior.

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

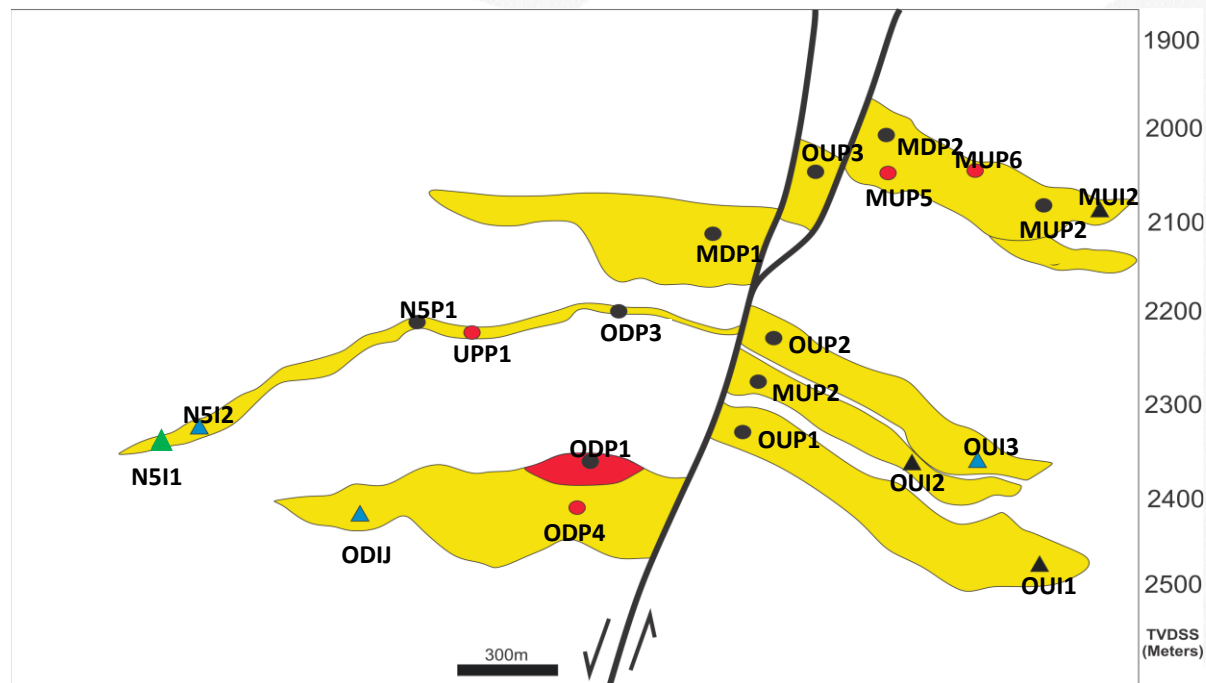


Gastos com manutenção - Frade (US\$ MM)



PLANO DE REVITALIZAÇÃO DE FRADE

4T²¹
2021



Projeto global de perfuração: 4 produtores e 3 injetores

1ª FASE (2022)

1 poço produtor
2 poços injetores

2ª FASE (pós Wahoo)

3 poços produtores
1 poço injetor



Previsão de início da perfuração ainda no 1T22



Plano de Desenvolvimento de Frade aprovado pela ANP



CAMPO DE WAHOO

64,3% PetroRio

VISÃO GERAL

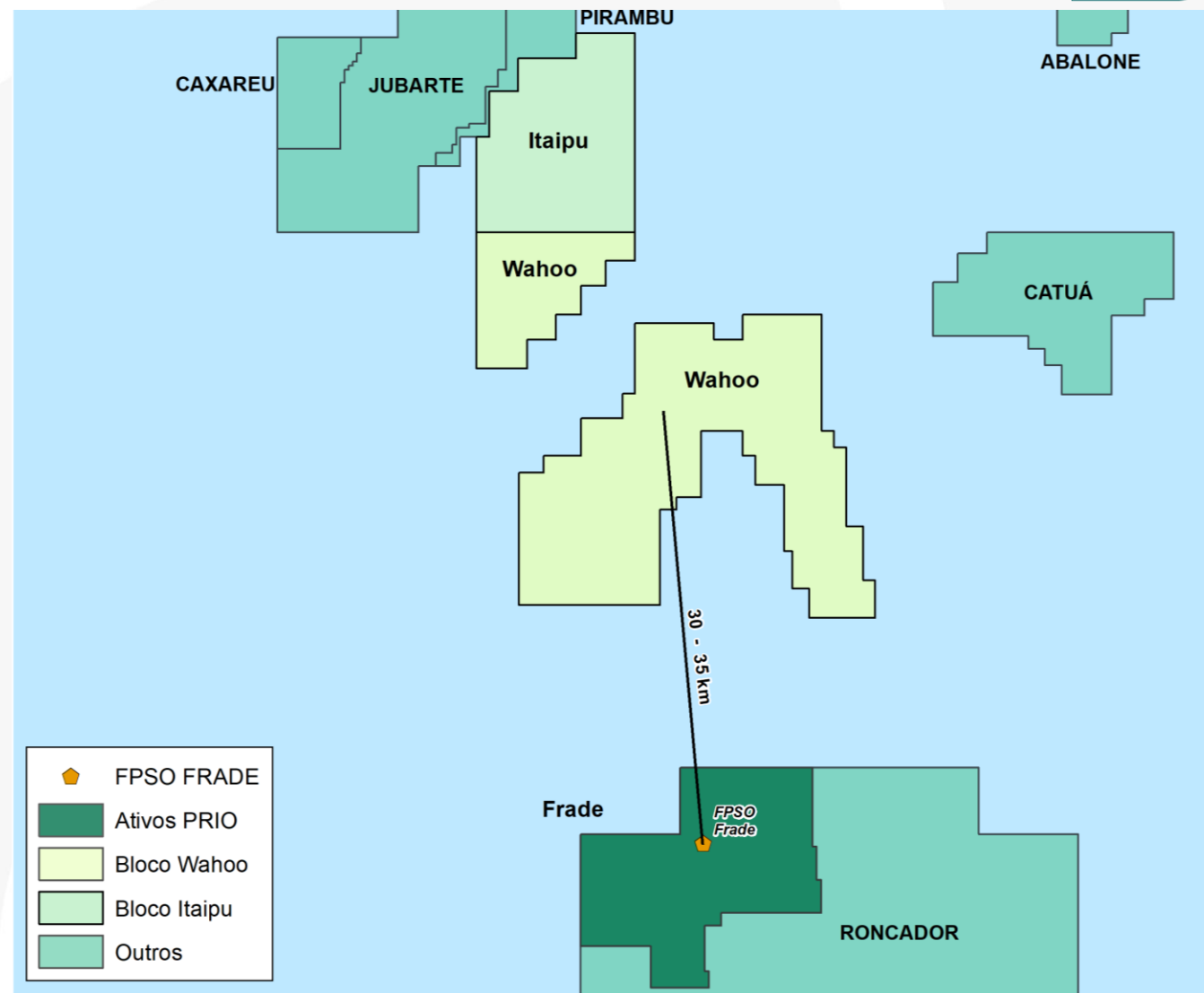
4T²¹
2021

Status

- ✳️ Declaração de Comercialidade em dezembro de 2021
- ✳️ Finalização do FEED (*front-end engineering design*)
- ✳️ Início de negociação com fornecedores do sistema *subsea*

Próximos passos

- 1) Plano de Desenvolvimento;
- 2) Aquisição de equipamentos e serviços de *subsea*;
- 3) Início do projeto de perfuração e interligação;
- 4) Primeiro óleo de Wahoo.



OPERACIONAL

1
Descoberta

2
Avaliação

3
Desenvolvimento

4
Produção

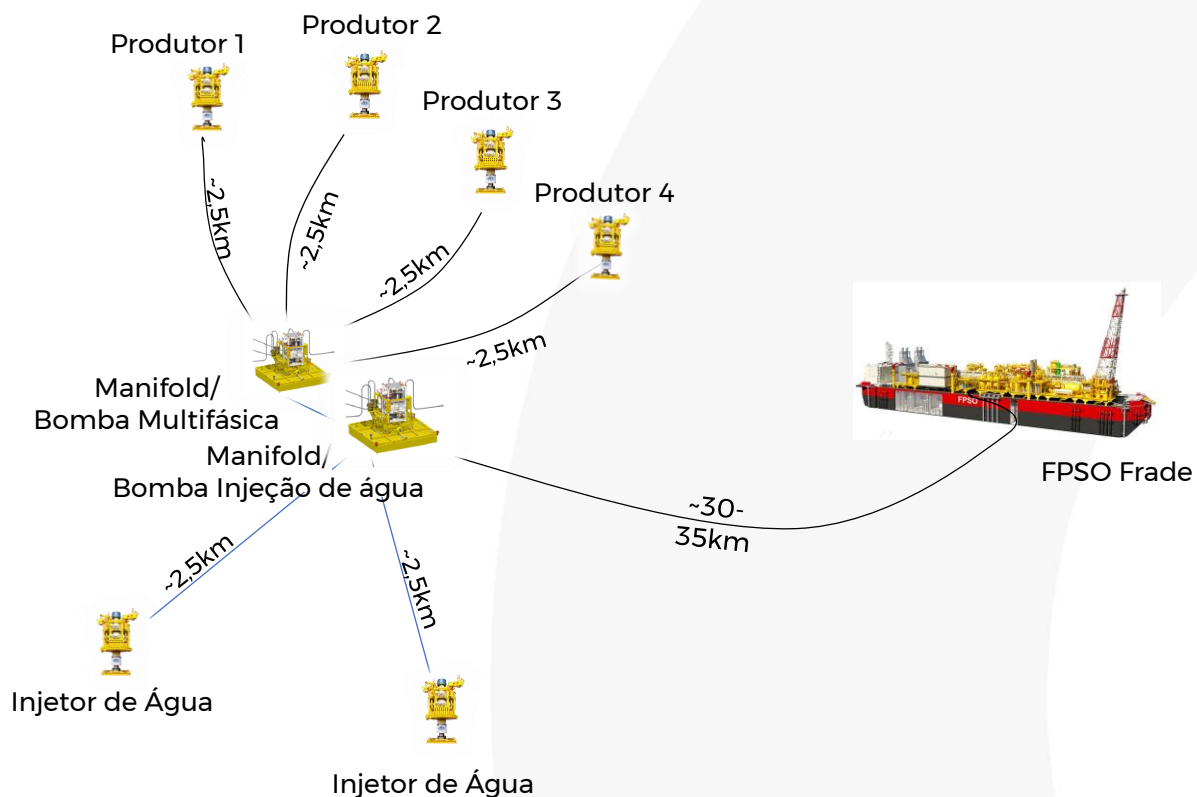
5
Abandono

Anadarko (2008)

PetroRio

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

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



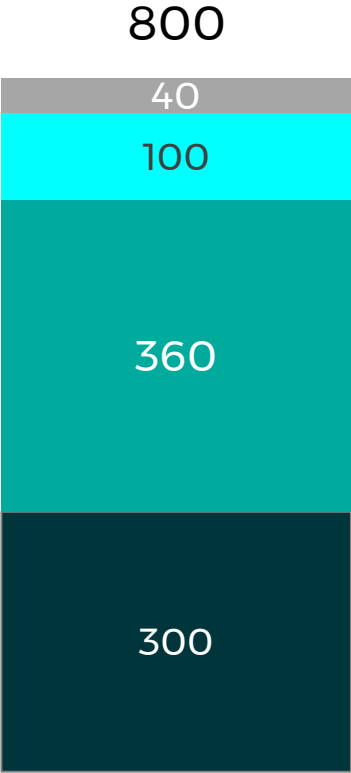
Detalhes técnicos

- * 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



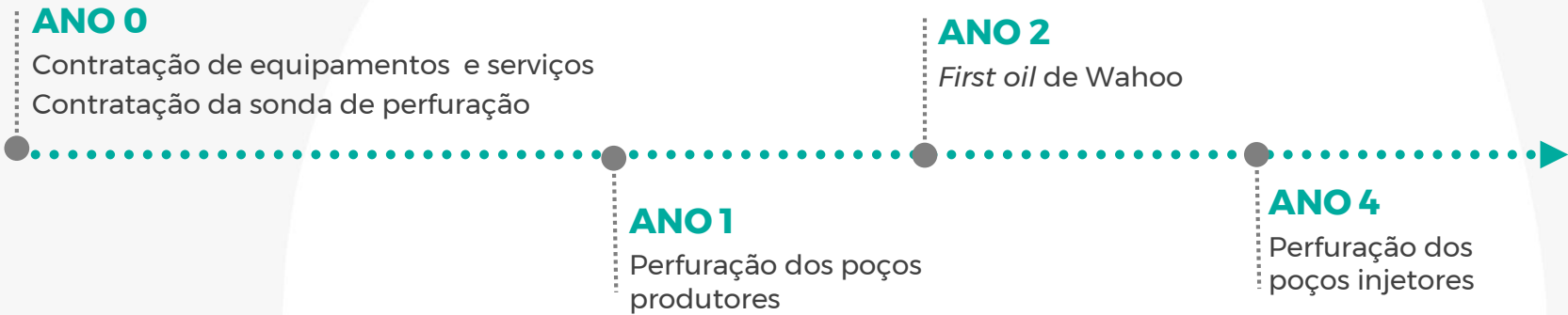
- Ajustes no FPSO
- Equipamentos Subsea
- Campanha de Perfuração
- CAPEX Tieback

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

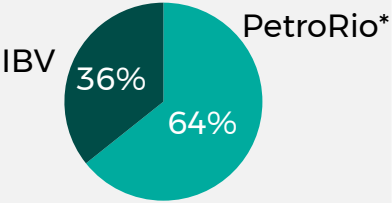
Alternativa 2:

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

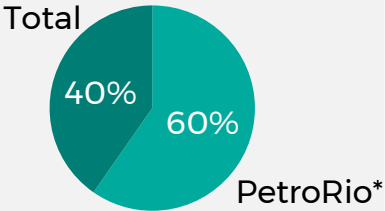


Consórcios

Wahoo:



Itaipu:



*Operadora

CLUSTER **POLVO + TBMT**

95% PetroRio

18.000*

Produção (boe/d)

89%

Eficiência Operacional



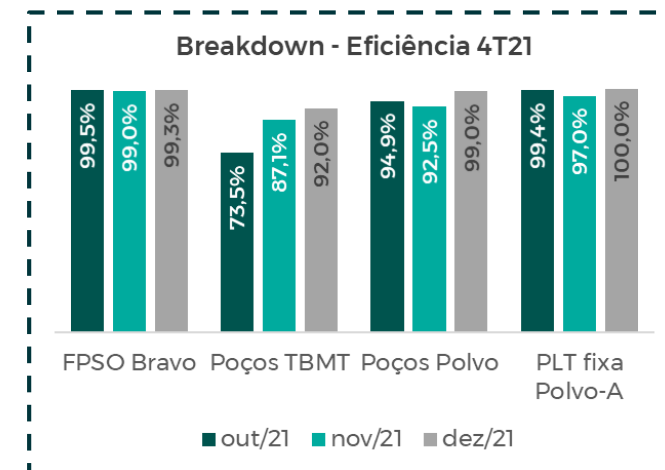
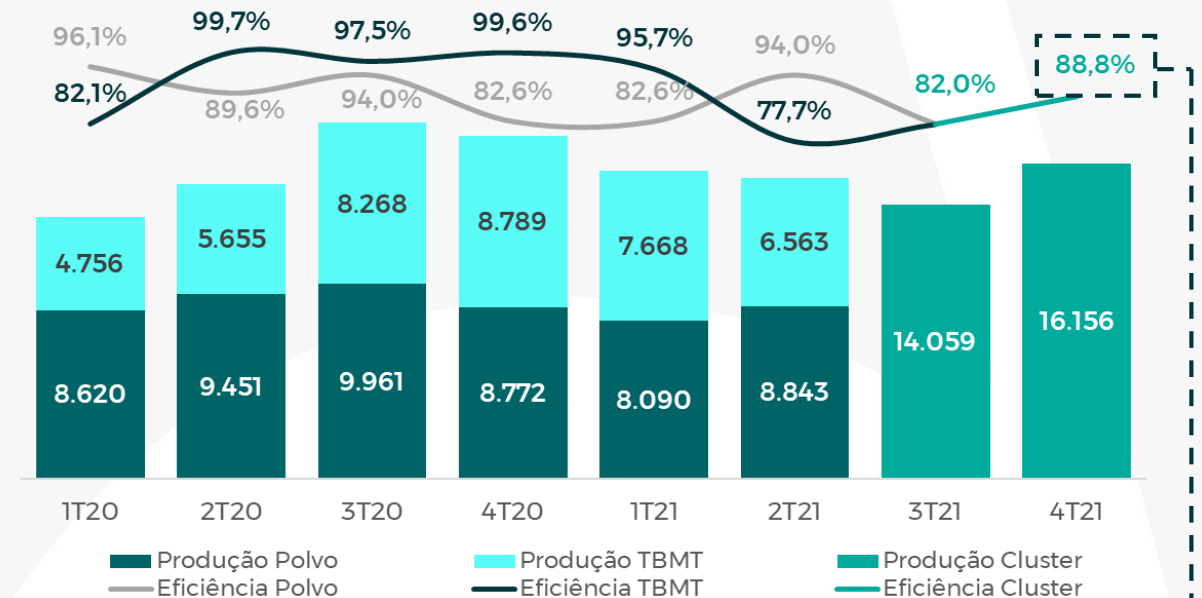
*Produção média de fevereiro/22

DESEMPENHO OPERACIONAL – POLVO & TBMT

4T²¹
2021

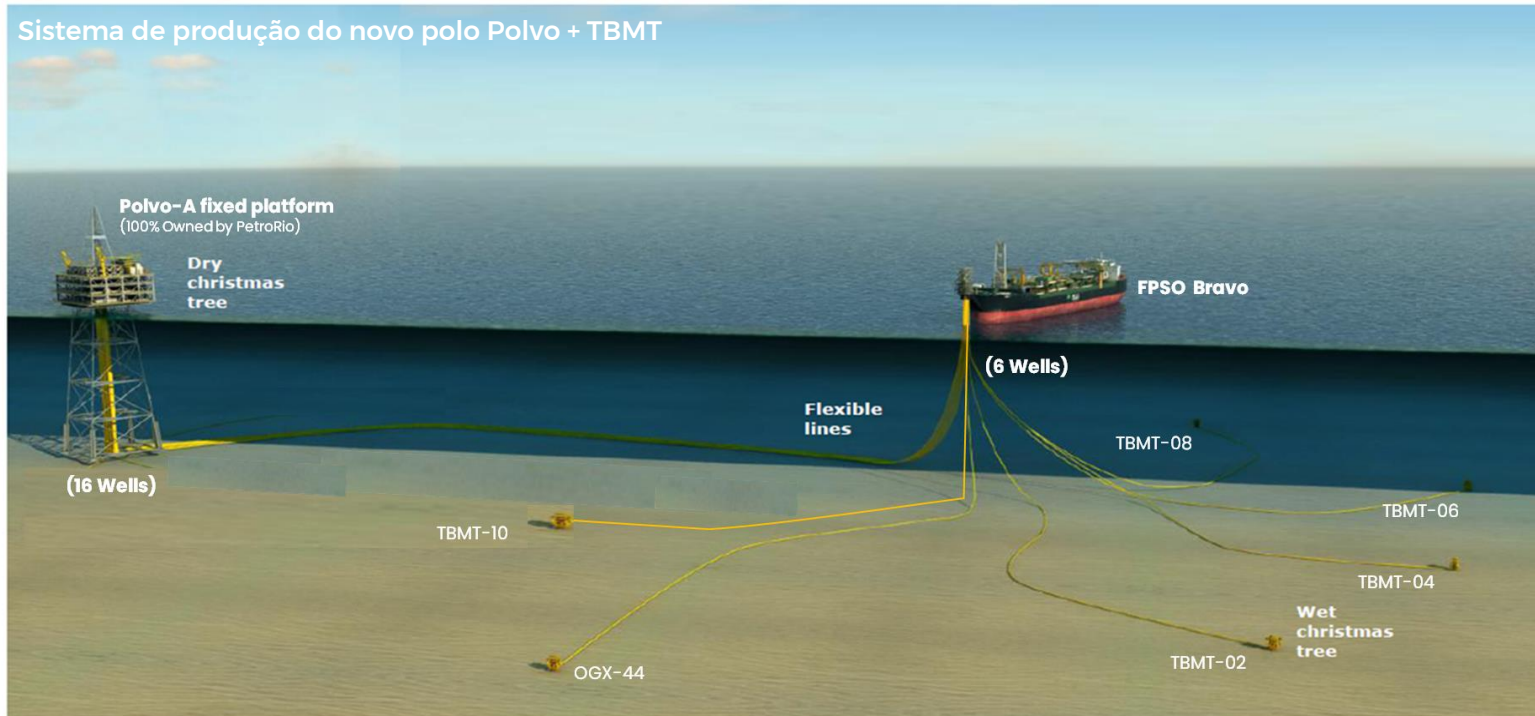
-  Tieback entre os campos concluído em julho.
-  Sexto poço de Tubarão Martelo (TBMT-10H).
-  Paradas programadas nos campos para conclusão do *tieback*.
-  Paralisação dos poços TBMT-2H e TBMT-8H para realização de *workovers*. Ambos retomaram a produção em novembro.
-  *Workover* do poço OGX-44HP iniciado em dezembro e finalizado em janeiro.

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



TIEBACK POLVO-TUBARÃO MARTELO

Sistema de produção do novo polo Polvo + TBMT



- ✳️ Projeto concluído em julho, dentro do prazo de 11 meses e do orçamento inicial, de US\$ 45 milhões.
- ✳️ Redução de custos operacionais em US\$ 50 MM por ano.
- ✳️ Desde julho, a PetroRio tem direito a 95% do óleo produzido por **Polvo** e **TBMT** juntos.



Spools com as linhas flexíveis do *tieback*, antes da mobilização.

CAMPO DE **MANATI**

10% PetroRio

1.900

Produção (boe/d)



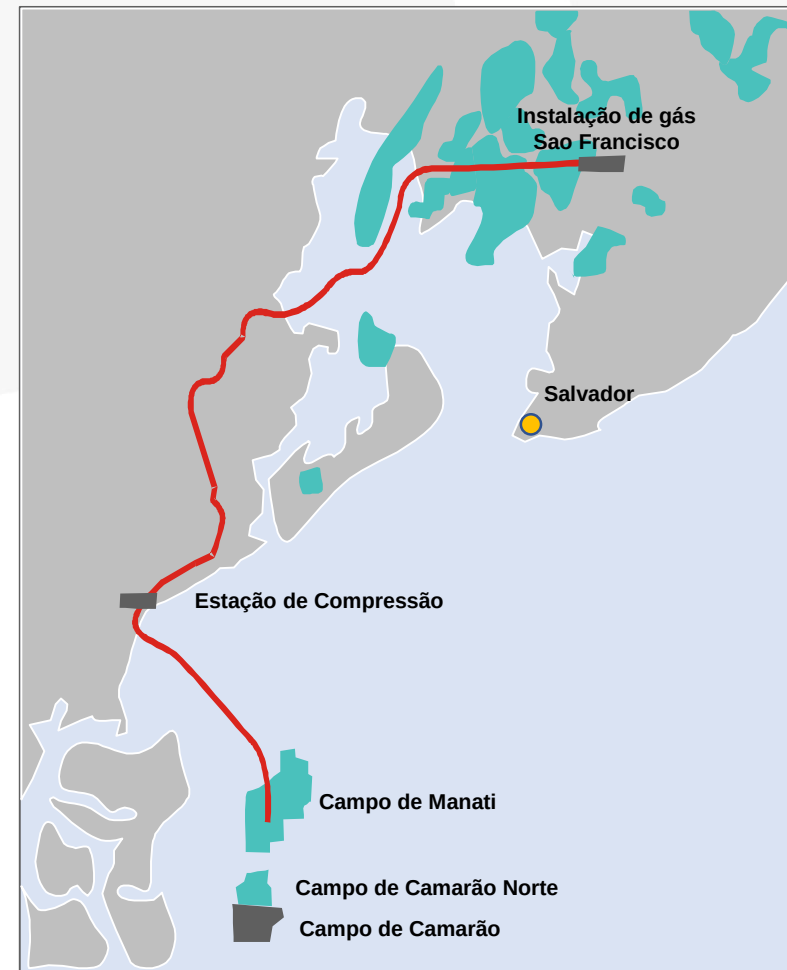
VISÃO GERAL

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.

Alienação de Participação no Campo de Manati

- * Em 05/11/2020, a PetroRio divulgou Fato Relevante comunicando a alienação da participação de 10% no Campo.
- * Conclusão da transação sujeita à condições precedentes.
- * A data efetiva da venda foi de 31 de dezembro de 2020 e a operação tem eficácia econômica retroativa desde 1º de janeiro de 2021.

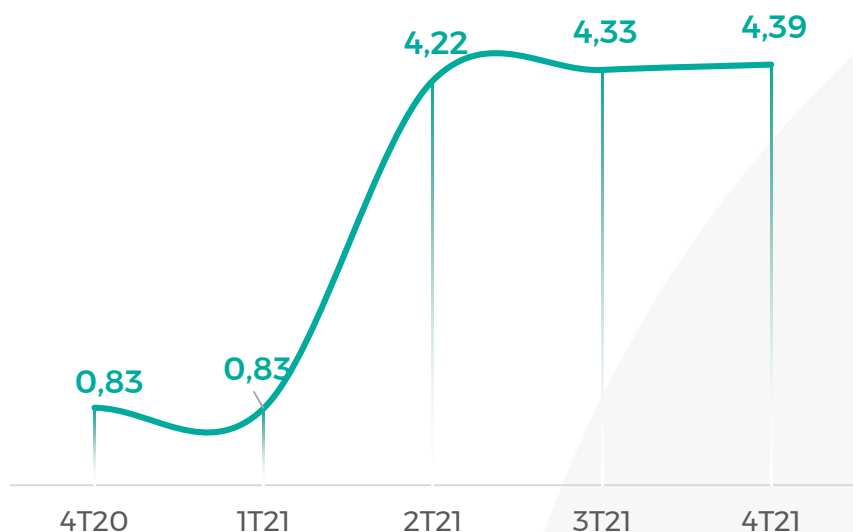


FINANCIANDO A **EXPANSÃO**

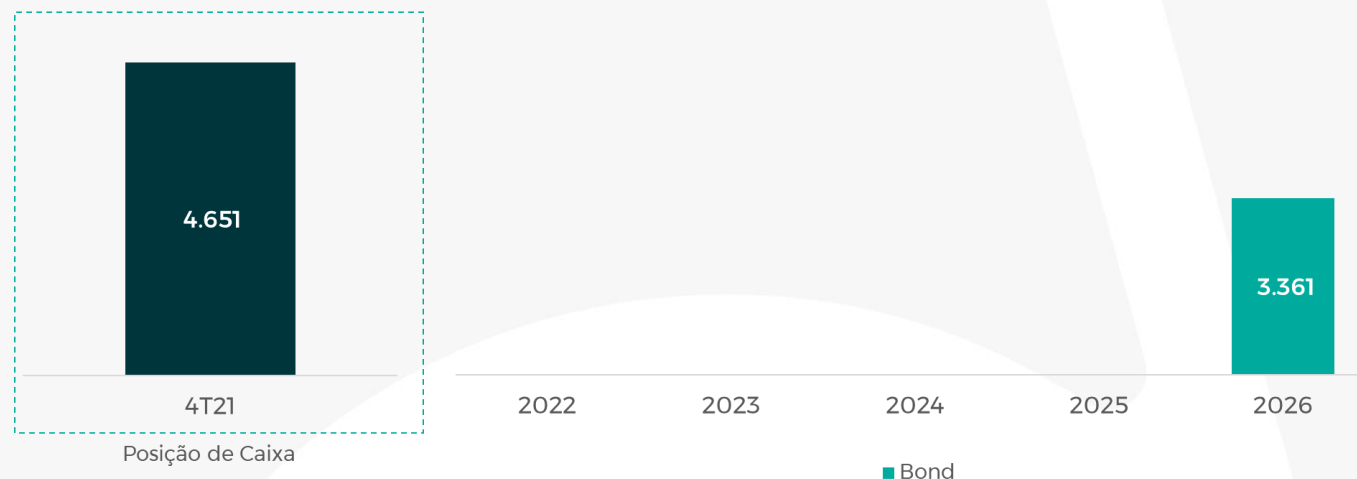


FUNDING

Prazo médio da dívida (em anos)

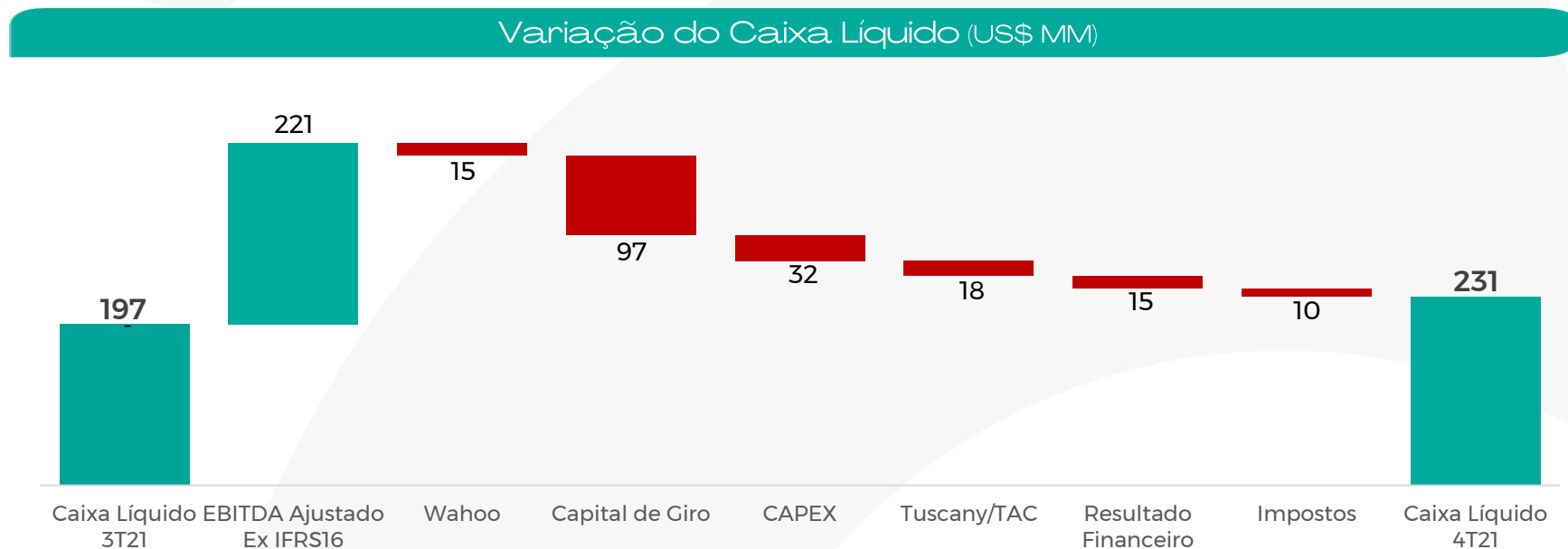


Cronograma de amortização (R\$ MM)



-  *Follow-on* de R\$ 2 bilhões realizado em janeiro de 2021 e emissão de *bonds* de US\$ 600 milhões realizada em junho de 2021.
-  A Companhia realizou, ao longo do último trimestre de 2021 a quitação integral de todas as outras dívidas, deixando o *bond* como único financiamento vigente.
-  O prazo médio (*duration*) das dívidas reforça a maior robustez da estrutura de capital, focando em horizonte de mais longo prazo, deixando a Companhia mais preparada para o crescimento inorgânico.

CAIXA LÍQUIDO

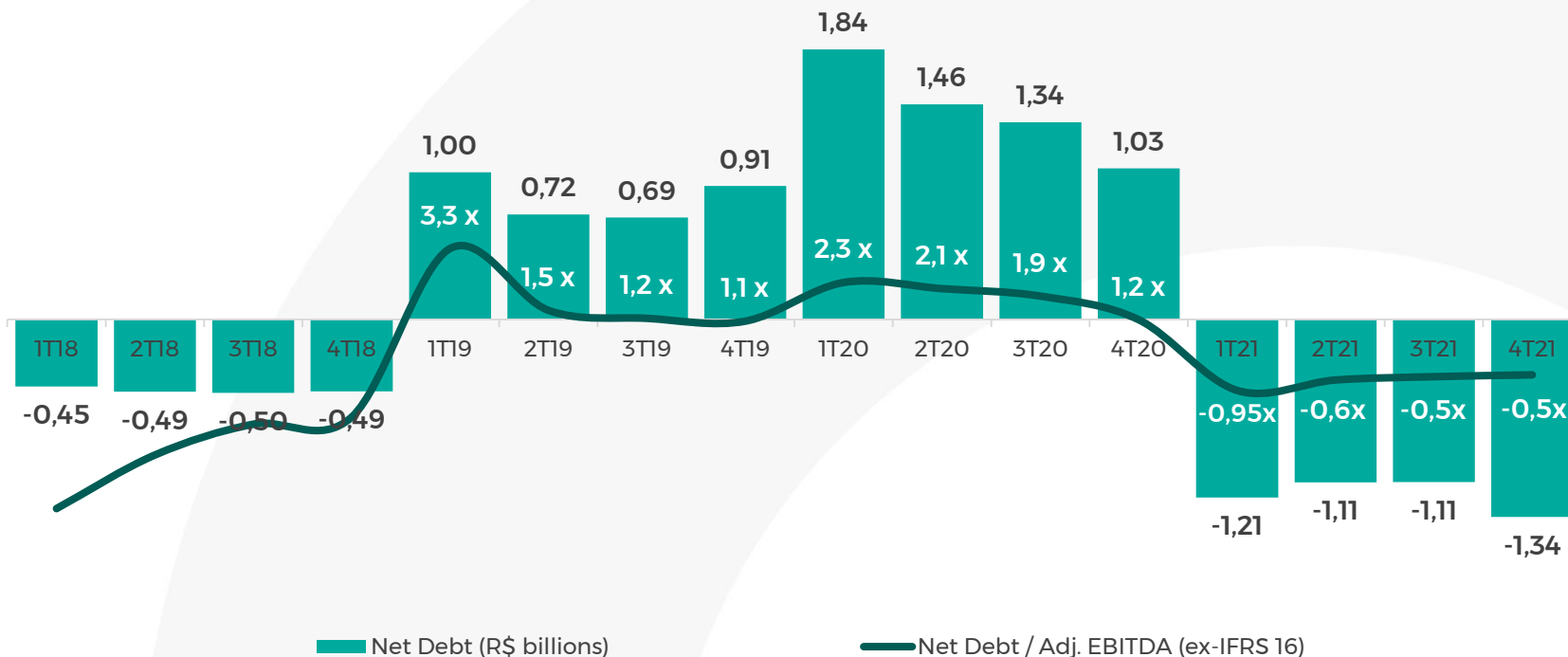


- * **Wahoo:** pagamento de parcela da aquisição de Wahoo da BP;
- * **Capital de Giro:** aumento de recebíveis devido à concentração de vendas no final do trimestre;
- * **CAPEX:** gastos com a completação do poço TBMT-10H e fim da desmobilização do FPSO Polvo;
- * **Tuscany/TAC:** pagamento do processo da Tuscany e quitação do TAC de Frade;
- * **Despesas financeiras:** gastos referentes à juros e prêmio do hedge, contratado em outubro.

ALAVANCAGEM

4T²¹
2021

Net Debt (Cash) / EBITDA ajustado (R\$ Bi)



Com a dívida se mantendo constante, a variação do caixa e principalmente pelo consistente crescimento do EBITDA Ajustado dos últimos 12 meses, o Net Debt (Cash)/EBITDA Ajustado se manteve estável em -0,5x.



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 (R\$ milhares)

	Ex IFRS-16			Acumulado - Ex IFRS-16			Acumulado - Inclui IFRS-16		
	4T20	4T21	Δ	2020	2021	Δ	2020	2021	Δ
Receita Total	880.035	1.778.315	102%	1.904.185	4.396.003	131%	1.904.185	4.396.003	131%
Custos de Produto Vendido	(295.836)	(348.642)	18%	(724.924)	(1.010.893)	39%	(513.009)	(802.152)	56%
Royalties	(74.819)	(127.073)	70%	(152.552)	(321.093)	110%	(152.552)	(321.093)	110%
Resultado das Operações	509.379	1.302.600	156%	1.026.709	3.064.017	198%	1.238.624	3.272.758	164%
Despesas gerais e administrativas	(44.291)	(66.942)	51%	(150.020)	(210.423)	40%	(144.430)	(204.667)	42%
Outras receitas (despesas) operacionais	430.222	(8.899)	n/a	692.354	(65.377)	n/a	692.354	(65.377)	n/a
EBITDA	895.310	1.226.759	37%	1.569.044	2.788.217	78%	1.786.549	3.002.714	68%
Margem EBITDA	102%	69%	-33 p.p.	82%	63%	-19 p.p.	94%	68%	-26 p.p.
Depreciação e amortização	(243.489)	(271.721)	12%	(702.088)	(733.472)	4%	(843.801)	(881.271)	4%
Resultado financeiro	32.787	(126.447)	n/a	(307.692)	(559.290)	82%	(458.668)	(622.322)	36%
Receita Financeira	434.308	155.775	-64%	1.469.151	946.536	-36%	1.469.151	946.536	-36%
Despesa Financeira	(401.521)	(282.222)	-30%	(1.776.843)	(1.505.826)	-15%	(1.927.820)	(1.568.858)	-19%
Imposto de renda e contribuição social	(8.789)	65.698	n/a	(31.167)	(166.075)	433%	(31.167)	(166.075)	433%
Lucro (Prejuízo) do Período	675.820	894.289	32%	528.097	1.329.380	152%	452.913	1.333.046	194%
	4T20	4T21	Δ	2020	2021	Δ	2020	2021	Δ
EBITDA ajustado*	465.088	1.235.657	166%	876.689	2.853.594	225%	1.094.194	3.068.091	180%
Margem EBITDA ajustada	53%	69%	+16 p.p.	46%	65%	+19 p.p.	57%	70%	+13 p.p.

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

ANEXO II: BALANÇO PATRIMONIAL (R\$ milhares)

ATIVO	2020	2021
Caixa e equivalentes de caixa	809.273	970.681
Títulos e Valores Mobiliários	22.793	3.680.185
Caixa Restrito	49.996	-
Contas a receber	386.165	915.033
Estoque de Óleo	186.160	189.477
Estoque de Consumíveis	8.506	28.059
Instrumentos financeiros Derivativos	14.926	35.011
Tributos a recuperar	124.321	85.839
Adiantamentos a fornecedores	58.245	84.013
Adiantamentos a parceiros	86.997	33.216
Despesas antecipadas	25.594	9.760
Outros créditos	-	513
Total Ativo Circulante	1.772.976	6.031.787
Ativo disponível para venda	68.439	74.508
	1.841.415	6.106.295
Adiantamentos a fornecedores	12.596	-
Depósitos e cauções	20.317	10.645
Tributos a recuperar	32.848	8.559
Tributos diferidos	199.942	378.679
Direito de Uso (Leasing CPC 06.R2/IFRS 16)	369.836	425.867
Imobilizado	3.359.013	3.549.045
Intangível	956.866	1.742.326
Total Não circulante	4.951.418	6.115.121

PASSIVO	2020	2021
Fornecedores	236.889	292.204
Obrigações trabalhistas	54.857	131.475
Tributos e contribuições sociais	87.741	183.678
Empréstimos e financiamentos	1.519.966	553
Debêntures	-	-
Adiantamentos de parceiros	-	-
Encargos Contratuais (Leasing CPC06.R2/IFRS 16)	252.645	137.819
Outras obrigações	-	376.684
Total Passivo Circulante	2.152.098	1.122.413
Passivos mantidos para venda	(2.649)	(4.502)
	2.149.449	1.117.911
Fornecedores	13.640	400
Empréstimos e financiamentos	389.753	3.307.368
Debêntures	-	-
Provisão para abandono de instalações	638.504	692.289
Provisão para contingências	75.809	27.284
Tributos diferidos	-	-
Encargos Contratuais (Leasing CPC06.R2/IFRS 16)	373.455	455.553
Outras obrigações	960	362
Total Não circulante	1.492.121	4.483.256
Participações minoritárias	849	-
Capital Social Realizado	3.326.900	5.303.644
Reservas de Capital	321.359	348.886
Outros resultados abrangentes	-	255.381
Prejuízos acumulados	579.820	712.338
Resultado acumulado do período	(1.077.665)	-
Total Patrimônio líquido	3.151.263	6.620.249