

APRESENTAÇÃO INSTITUCIONAL

Maio 2021

PetroRio



IBOVESPA B3 SMLL IBRX ITAG IGC IGC-NM IGCT IBRA



AVISO LEGAL

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 na Namíbia e 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

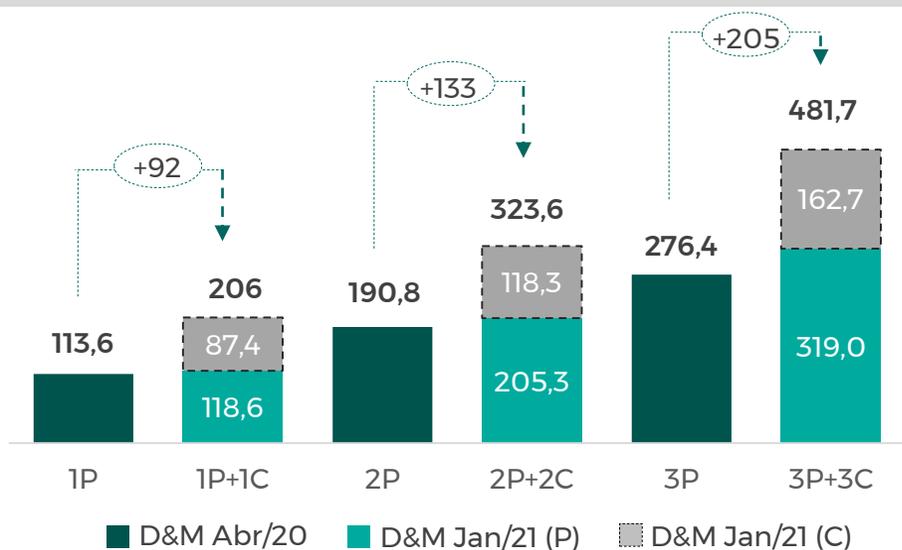
- A PetroRio gera valor em **campos produtores** através de **redução de custos** e **revitalização da produção**
- Experiência única em **redesenvolvimento** de campos maduros
- **Time técnico altamente qualificado** - Operador-A pela ANP
- **Capacidade de atrair capital** (Queda no Net Debt/EBITDA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

Histórico de M&A

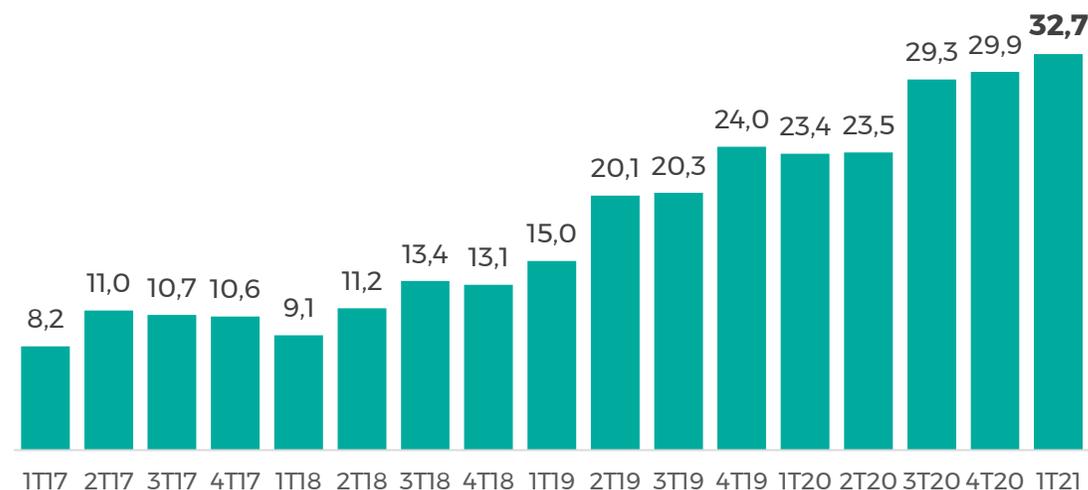
- Histórico de sucesso em M&A, com outras oportunidades disponíveis no mercado



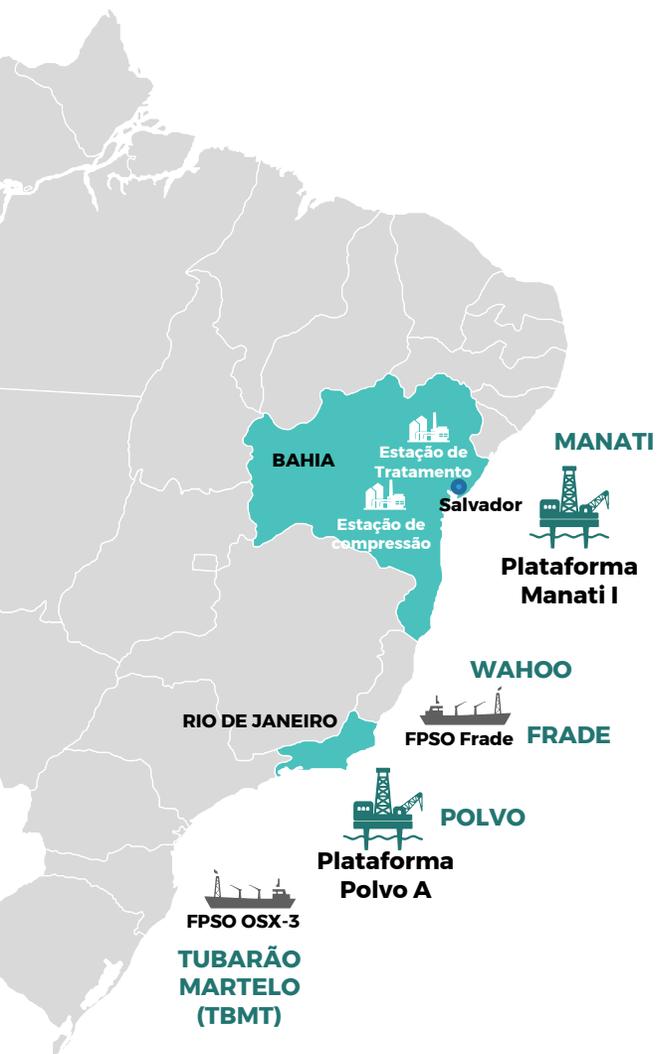
Incremento nas Reservas (MMbbl)



Evolução da Produção (kboe/d)



SUMÁRIO EXECUTIVO



	Frade	Wahoo	Polo Polvo + TBMT	Manati ⁽¹⁾	PetroRio
Operador	PetroRio	PetroRio	PetroRio	Petrobras	-
Participação PetroRio	100%	64,3%	95% ⁽²⁾	10%	-
Unidades de produção próprias	1 FPSO	-	1 FPSO + 1 Plataforma fixa	-	2 FPSO 1 plataforma fixa
Reservas 1P (MMbbl para Frade e Polvo+TBMT) (MMboe para Manati)	55,6	-	62,9	2,5	121
Reservas 2P (MMbbl para Frade e Polvo+TBMT) (MMboe para Manati)	94,7	-	110,6	2,6	208
Recursos Contingentes 1C (MMbbl)	6,6	80,8	-	-	87,4
Recursos Contingentes 2C (MMbbl)	10,4	107,9	-	-	118,3
Produção (boe/d) ⁽³⁾	16.800	-	Polvo: 8.100 TBMT: 5.700	2.100	32.700
CAPEX/poço novo	US\$ 75 MM		US\$ 15 a 20 MM	-	-
% da produção total	51,4%	-	42,2%	6,4%	-
Profundidade	1.300m	1.400m	100m	80m	-
Previsão de abandono (1P)	2035	-	2037	2026	-

 Ativo de óleo

 Ativo de gás



FRADE



POLVO



TUBARÃO MARTELO
(TBMT)



MANATI

Notas: (1) Venda de Manati para a Gas Bridge anunciada em Nov-2020, cuja conclusão está sujeita à condições precedentes; (2) Pré Tieback: 100% de Polvo + 80% de TBMT/Pós Tieback: 95% do polvo Polvo+TBMT; (3) Proporcional à participação da PetroRio (100% Frade; 100% Polvo; 80% TBMT; 10% Manati), dados do 1T21.

ESG – AMBIENTAL, SOCIAL E GOVERNANÇA

Condução dos negócios com segurança, transparência e responsabilidade ambiental e social

Saúde e Segurança



Em Dez/20, o Campo de Frade atingiu a marca de 3.300 dias sem acidentes.



Redução de 77% na taxa de acidentes com afastamento entre 2018 e 2019. Em 2020, **zero acidentes**



Programas de saúde física, mental e emocional disponíveis para colaboradores

Meio Ambiente



5,4% de redução das emissões de CO2 por barril produzido entre 2018 e o 2020



Manutenção das taxas de flare (queima de gás) em Polvo e Frade



Entre 2019 e 2020 a empresa reduziu seu consumo de energia por barril produzido em 1%

Social



Patrocínio de ações sociais que fomentam o desenvolvimento e integração de jovens em situação de vulnerabilidade econômica



Suporte ao Teatro PetroRio Online, que apoia crianças em necessidade através de atividades teatrais



Apoio ao Instituto Reação, que promove o desenvolvimento humano e a inclusão social por meio do esporte e da educação

Governança



Listagem no Novo Mercado (mais alto nível de governança na bolsa) e 62% dos colaboradores são acionistas



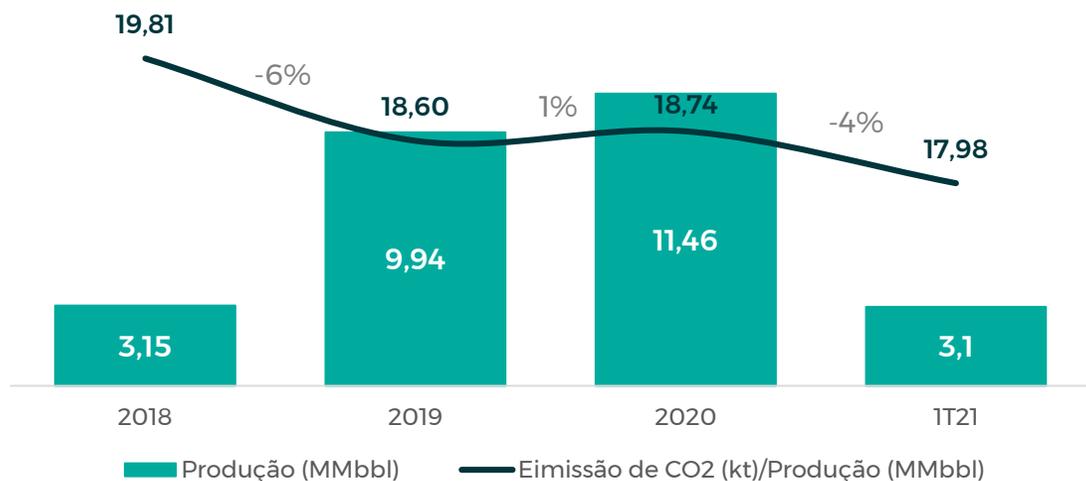
Promoção da diversidade de gênero no Conselho de Administração e nos cargos de decisão da Companhia



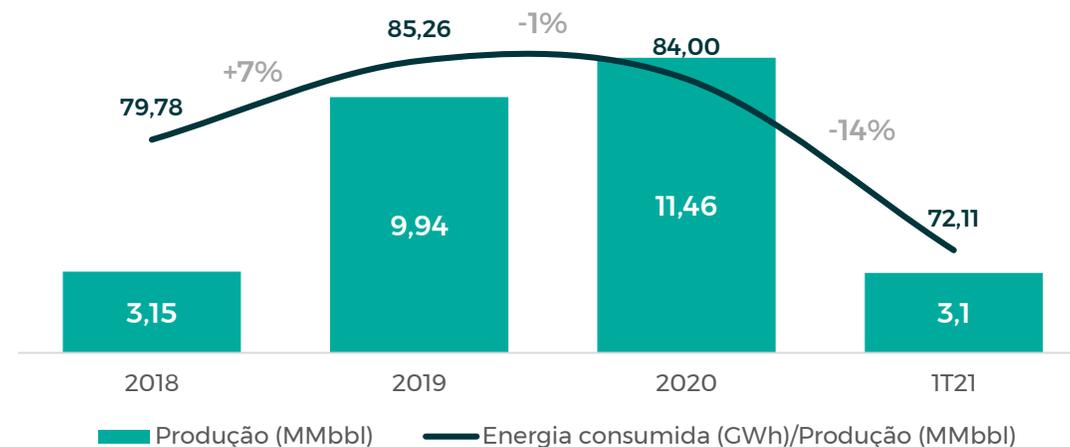
4 dos 7 membros do Conselho de Administração eleitos como membros independentes

Produção adicionada através de aquisições possibilita sinergias que aumentam a eficiência e reduzem as emissões totais

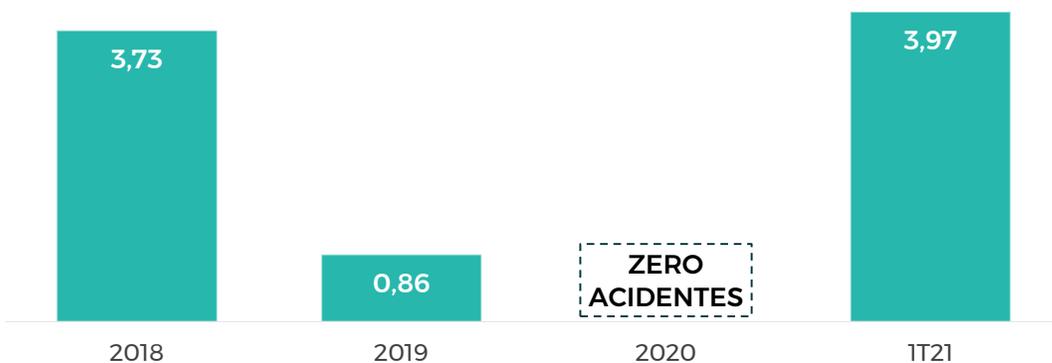
Emissão de CO₂ / Produção



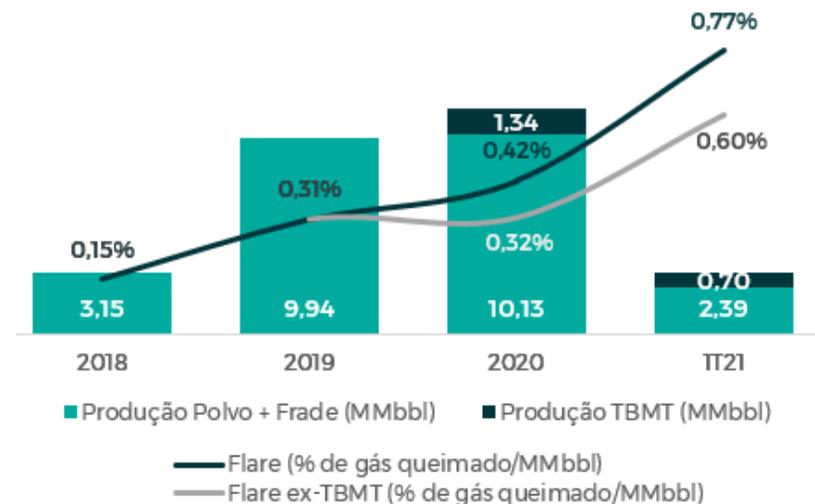
Energia Consumida/Produção



LTIR (Taxa de Acidentes com Afastamento)*



Flare/Produção



*LTIR=(# de acidentes com afastamento *1.000.000)/Horas de exposição

ESTRATÉGIA DE CRIAÇÃO DE VALOR

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



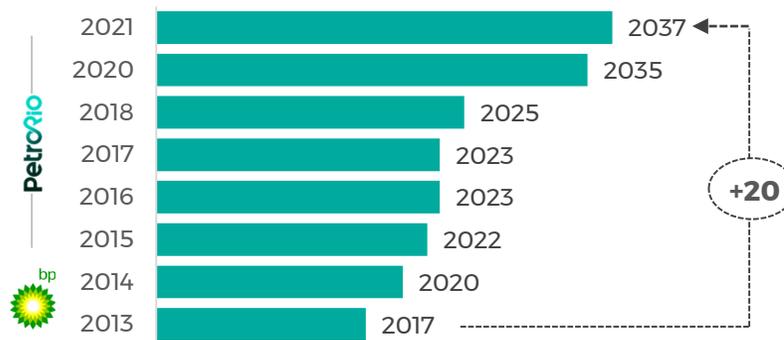
Tubarão Martelo



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

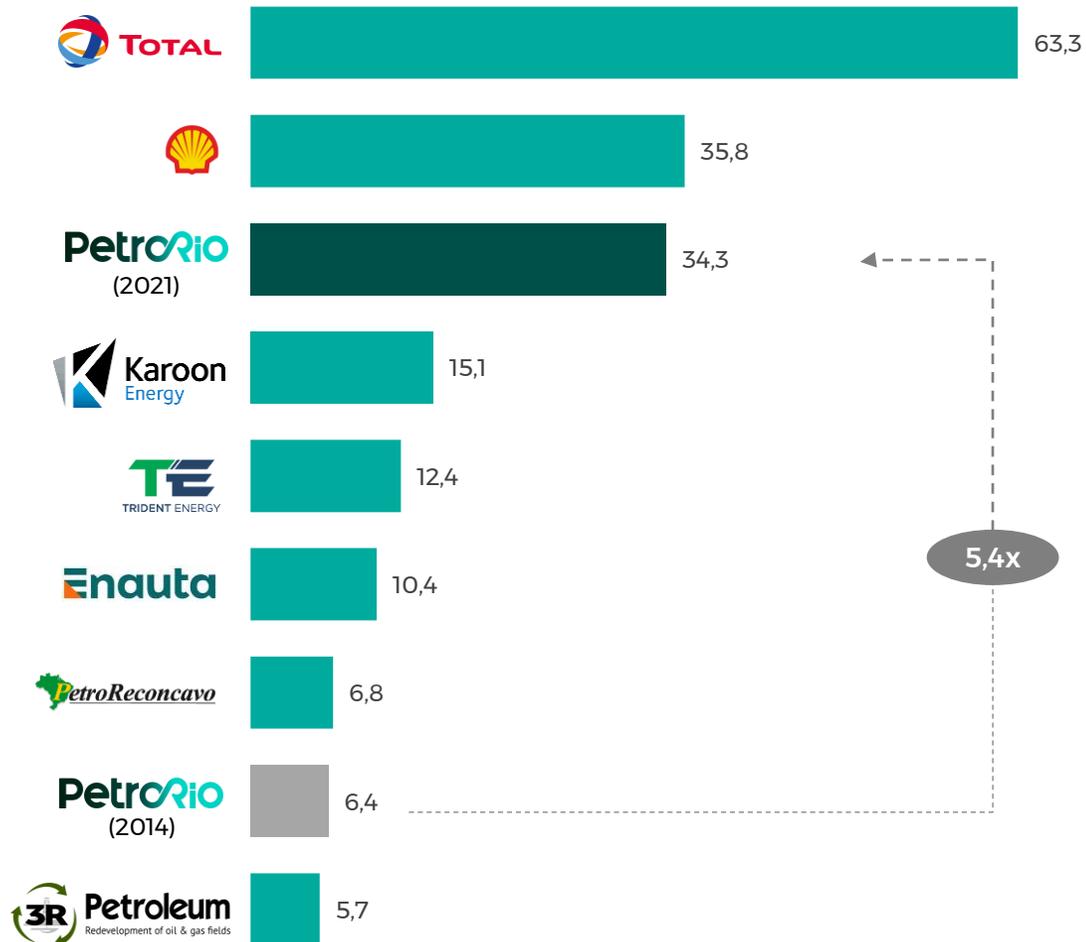


ENTREGANDO CRESCIMENTO

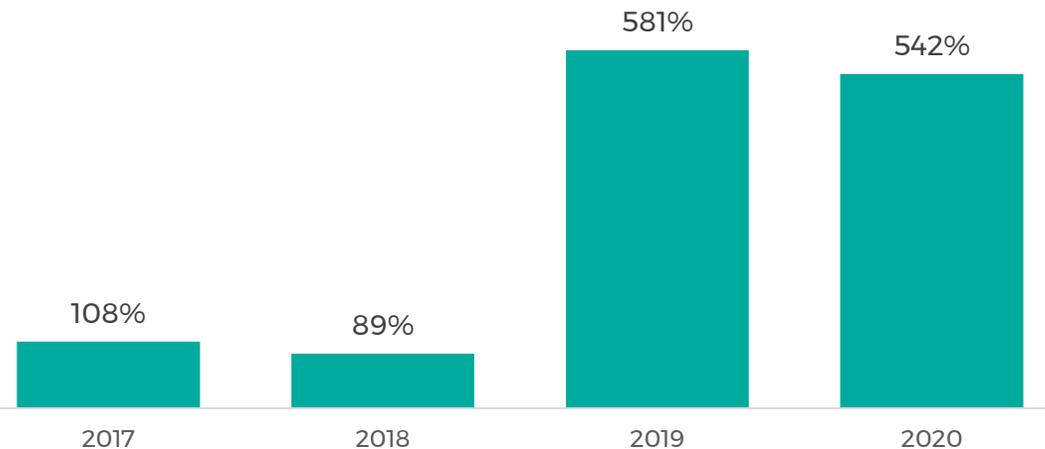
Crescimento através de aquisições, reposição de reservas acima do nível de produção anual e maior representatividade na produção brasileira

Ranking brasileiro de produção de óleo e gás (Ex-Petrobras)

Fonte: Boletim de Produção da ANP, Mar-21 por operador, kboe/d

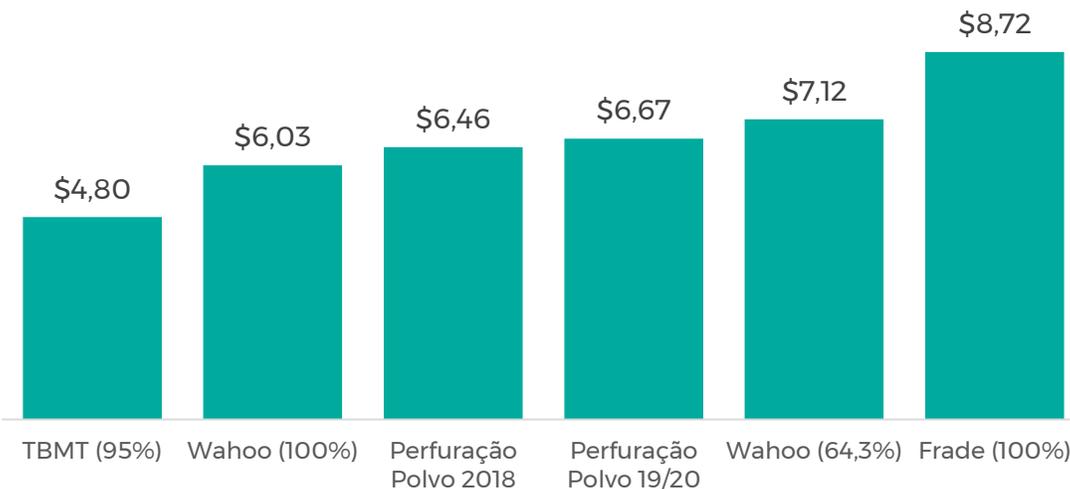


Reserve Replacement Ratio* (1P)



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

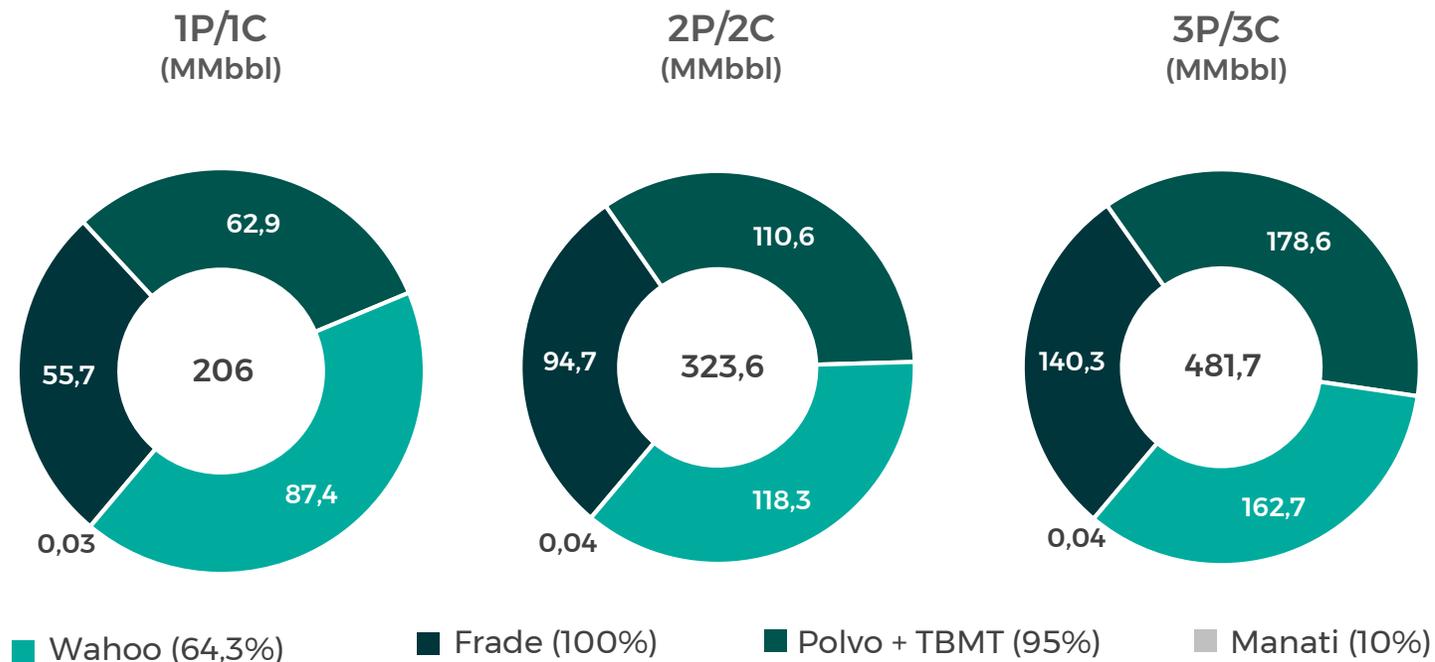
US\$/bbl adicionado (1P)



RESERVAS

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

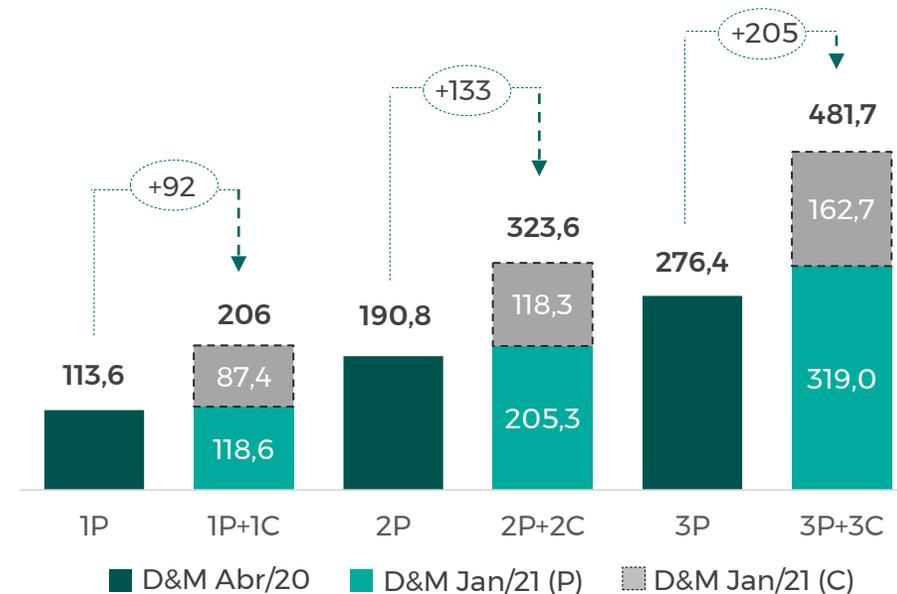
Estimativas de Reservas da Companhia



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.

Incremento nas Reservas (MMbbl)



Legenda:
P: Reserva
C: Recursos contingentes



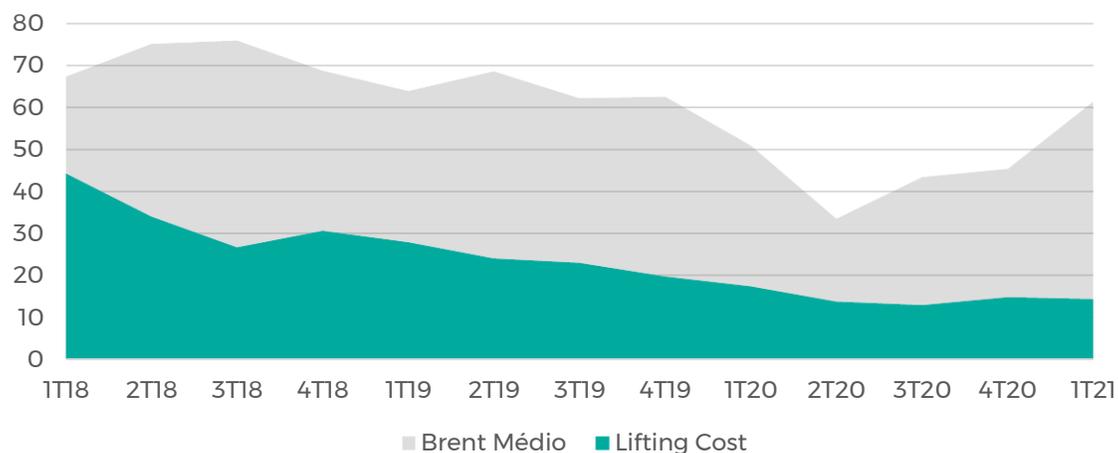
EVOLUÇÃO DO *LIFTING COST* (US\$)

Redução contínua do *lifting cost* ao longo dos anos

Lifting Cost PetroRio
(US\$/bbl)



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



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

- Shutdown em **Polvo**, devido aos problemas na caldeira do FPSO em fevereiro, impactou negativamente o *lifting cost*.
- Fatores que impactaram positivamente o *lifting cost* na comparação com o 1T20:
 - Incorporação da produção de **TBMT**
 - Medidas de revisão de gastos adotadas ao longo de 2020
 - Desvalorização do real frente ao dólar, uma vez que metade dos custos da Cia são em real
- O *lifting cost* reduzirá com a conclusão do *tieback* entre **Polvo** e **TBMT**, prevista para julho.

MUDANÇAS REGULATÓRIAS FAVORÁVEIS

Transformações relevantes na legislação do petróleo favoreceram a PetroRio nos últimos anos

REGIME DE PARTILHA

No Regime de Partilha, o Estado é dono do petróleo explorado, e opera por meio da repartição com a União

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

RESERVE-BASED LENDING

A ANP aprovou proposta de resolução que permite 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 em contratos de exploração e produção.

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.

AJUSTE DE ROYALTIES SOBRE PRODUÇÃO INCREMENTAL

Redução para 5% nos royalties sobre a produção incremental gerada por novo plano de investimentos, de modo a viabilizar a extensão da vida econômica do campo

2010

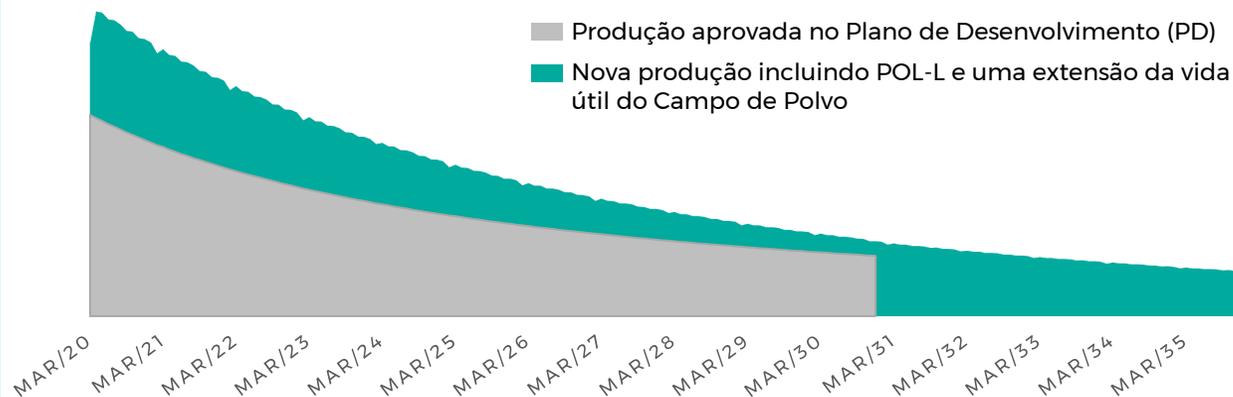
2016

2018

2019

2020

Curva de Produção previsto no PD (ANP) x Nova Estimativa de Produção em Polvo



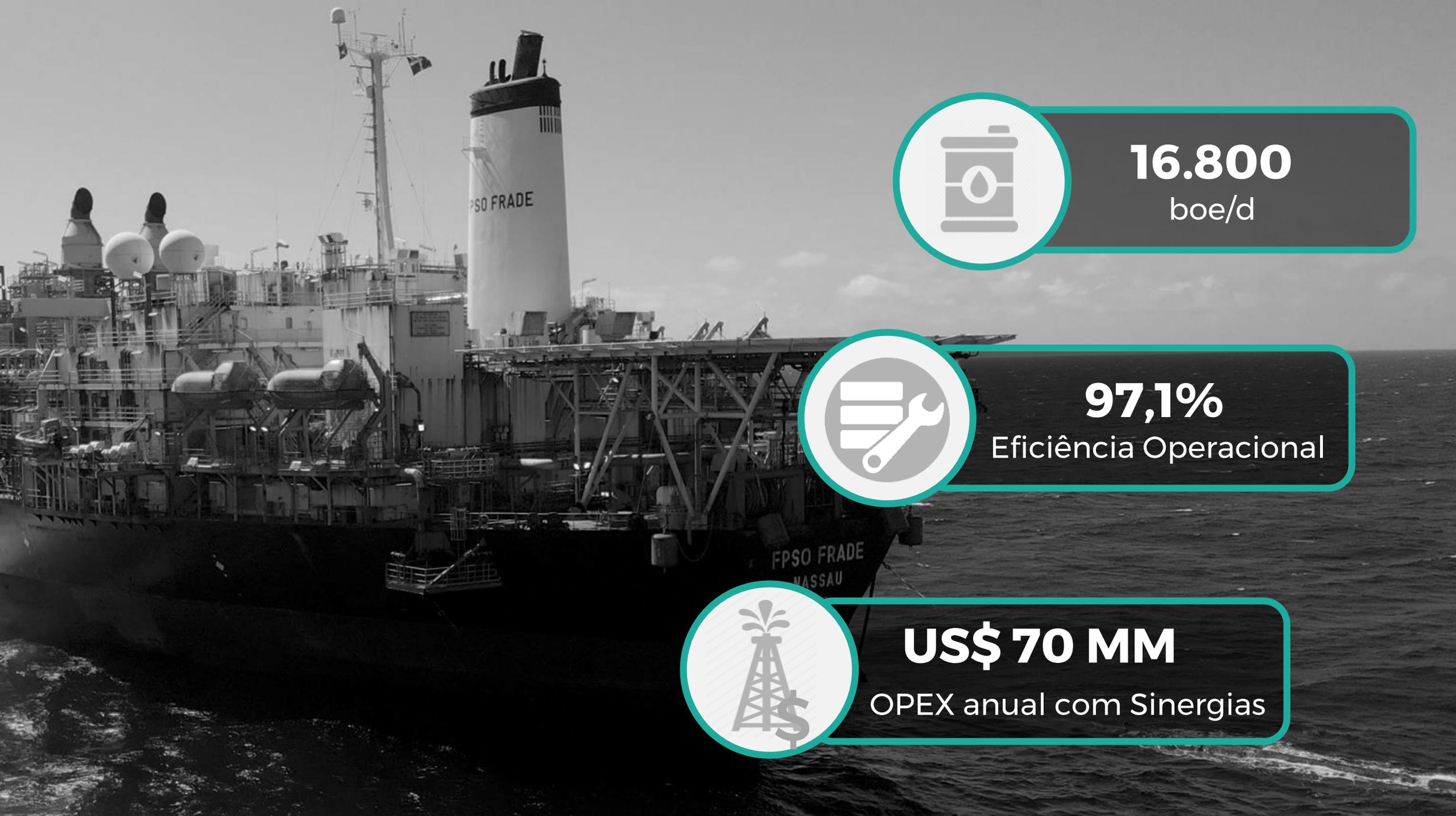
A produção **incremental** do novo poço POL-L terá sua taxa de royalties reduzida para 5%



Uma eventual extensão da vida útil de Polvo para além de 2030 terá sua alíquota reduzida por exceder o corte do PD estimado para 2030

CAMPO DE FRADE

100% PETRORIO



16.800
boe/d



97,1%
Eficiência Operacional



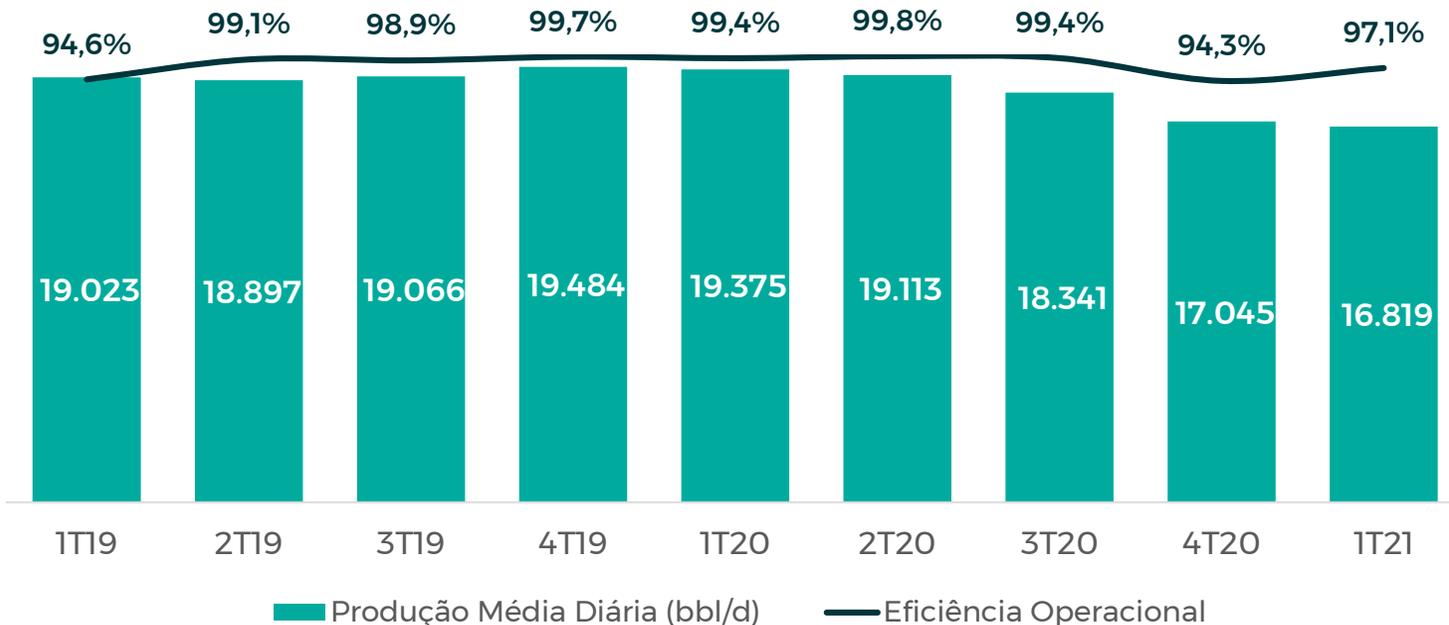
US\$ 70 MM
OPEX anual com Sinergias

DESEMPENHO OPERACIONAL

Os estímulos no Campo proporcionaram crescimento da produção e aumento da eficiência operacional

Produção Média Diária e Eficiência Operacional (100%)

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



Medidas para reduzir o declínio natural

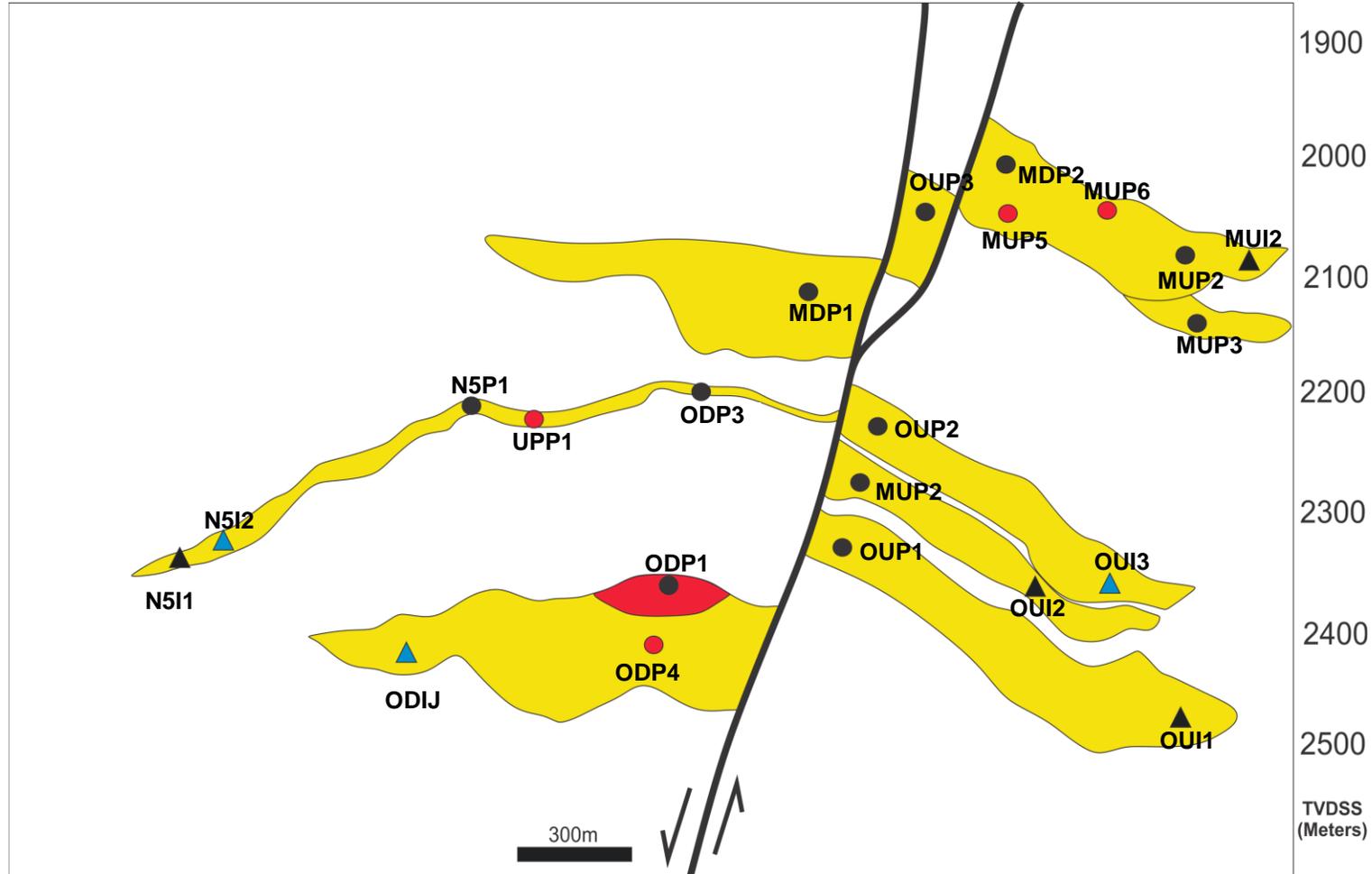
- > **Curto Prazo (realizado)**
 - 1) Injeção de Gás
 - 2) Reabertura de poço com hidrato
- > **Médio Prazo**
 - 3) Redução de BSW (*Water Shutoff / RPM*)
 - 4) Estimulação de poços
- > **Longo Prazo - Campanha de Perfuração**

Fatores que impactaram a produção e eficiência no 1T21

- > Produção reduzida e eficiência impactada por paralisação do poço MUP3.

OPORTUNIDADES DE PERFURAÇÃO EM FRADE

O Plano de Revitalização busca aumentar o fator de recuperação do ativo e estender sua concessão até 2041



Plano de Revitalização de Frade

Projeto global de perfuração:
4 produtores e 3 injetores

CAPEX estimado por poço:
US\$ 70 milhões

- Produtores atuais
- Produtores previstos para perfuração
- ▲ Injetores atuais (desativados)
- ▲ Injetores previstos para perfuração

CAMPO DE WAHOO

64,3% PETRORIO

VISÃO GERAL

Deal

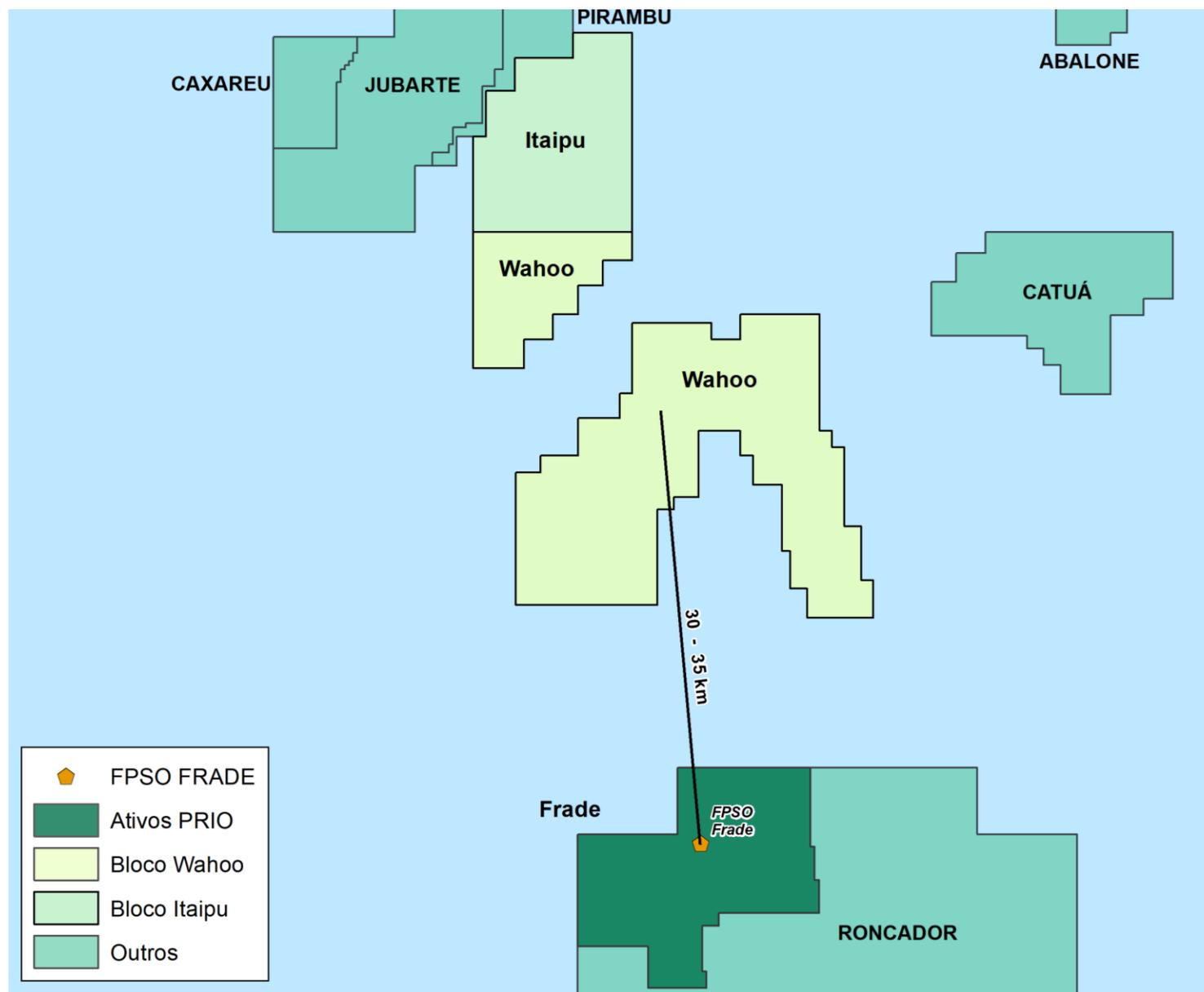
- > Em novembro/2020 e março/2021, a PetroRio anunciou as aquisições de participações de 35,7% e 28,6%, respectivamente, em **Wahoo**, bloco de pré-sal na Bacia de Campos com descobertas significativas de óleo.

Características Wahoo

- > Potencial para produzir mais de 130 milhões de barris
- > Reservatório carbonático na camada do pré-sal
- > Óleo com 30° API e baixa viscosidade

Status:

- > Parcela adquirida da BP (35,7%): Em análise para aprovação na ANP
- > Parcela adquirida da Total (28,6%): Em análise para aprovação na ANP



OPERACIONAL

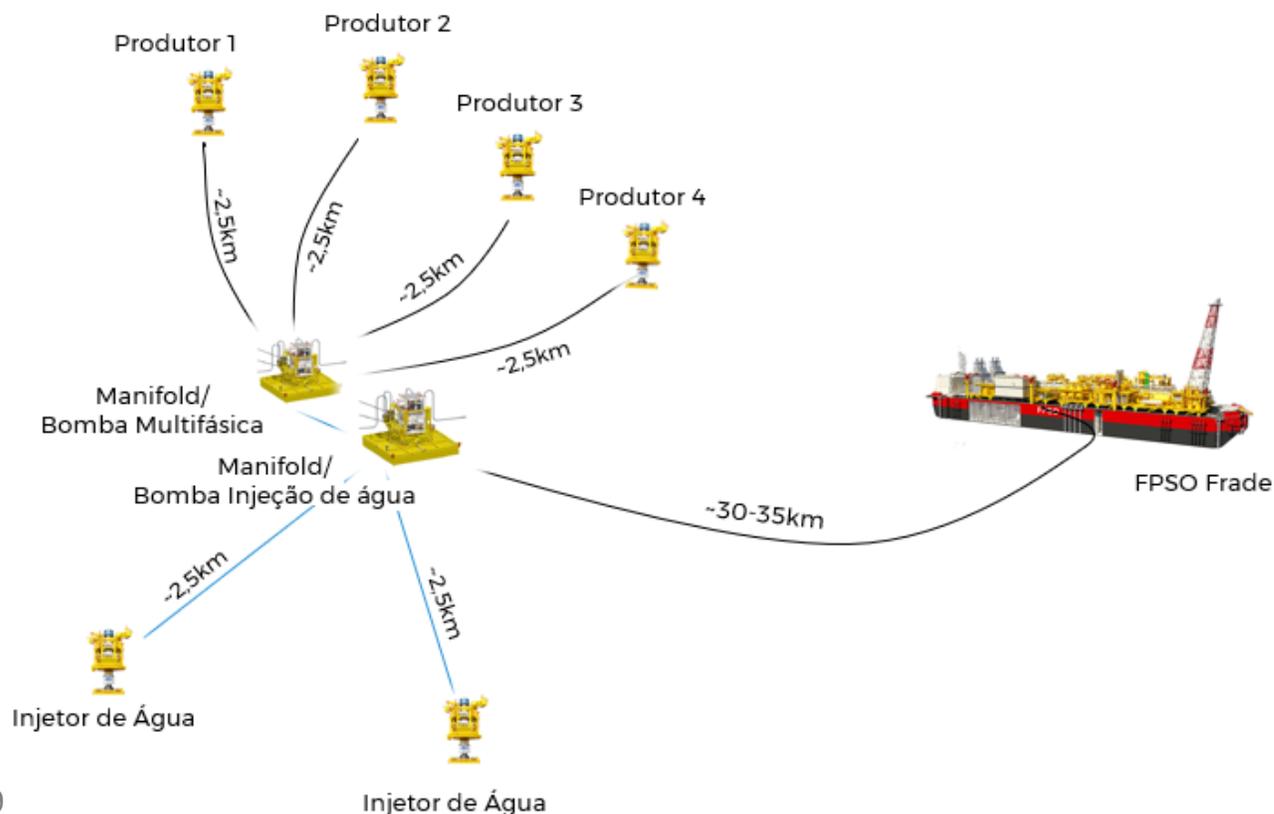


> 4 poços piloto perfurados

> 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

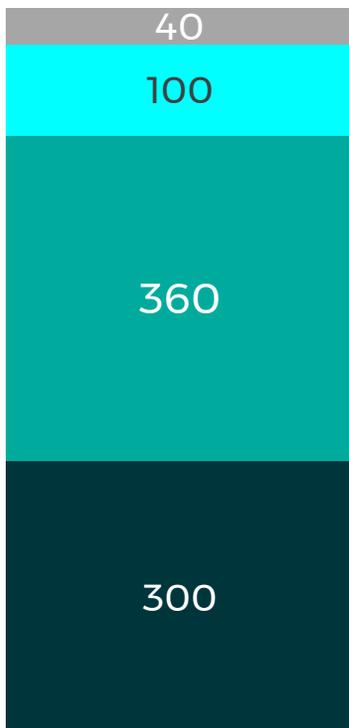
Produção

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

INVESTIMENTOS NO CAMPO

CAPEX

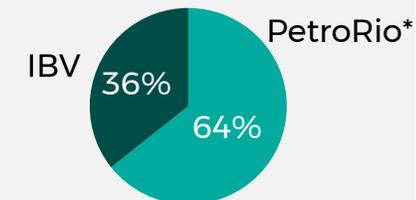
800



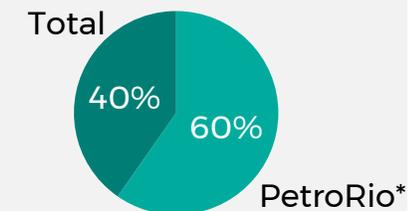
- Ajustes no FPSO
- Equipamentos Subsea
- Campanha de Perfuração
- CAPEX Tieback

Consórcios

Wahoo:



Itaipu:



*Operador; sujeito às aprovações necessárias

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

Cronograma CAPEX

ANO 0

Contratação de equipamentos e serviços
Contratação da sonda de perfuração

ANO 2

First oil de Wahoo

ANO 1

Perfuração dos poços produtores

ANO 4

Perfuração dos poços injetores

CAMPO DE TUBARÃO MARTELO

80% PETRORIO



5.800
boe/d



95,7%
Eficiência Operacional



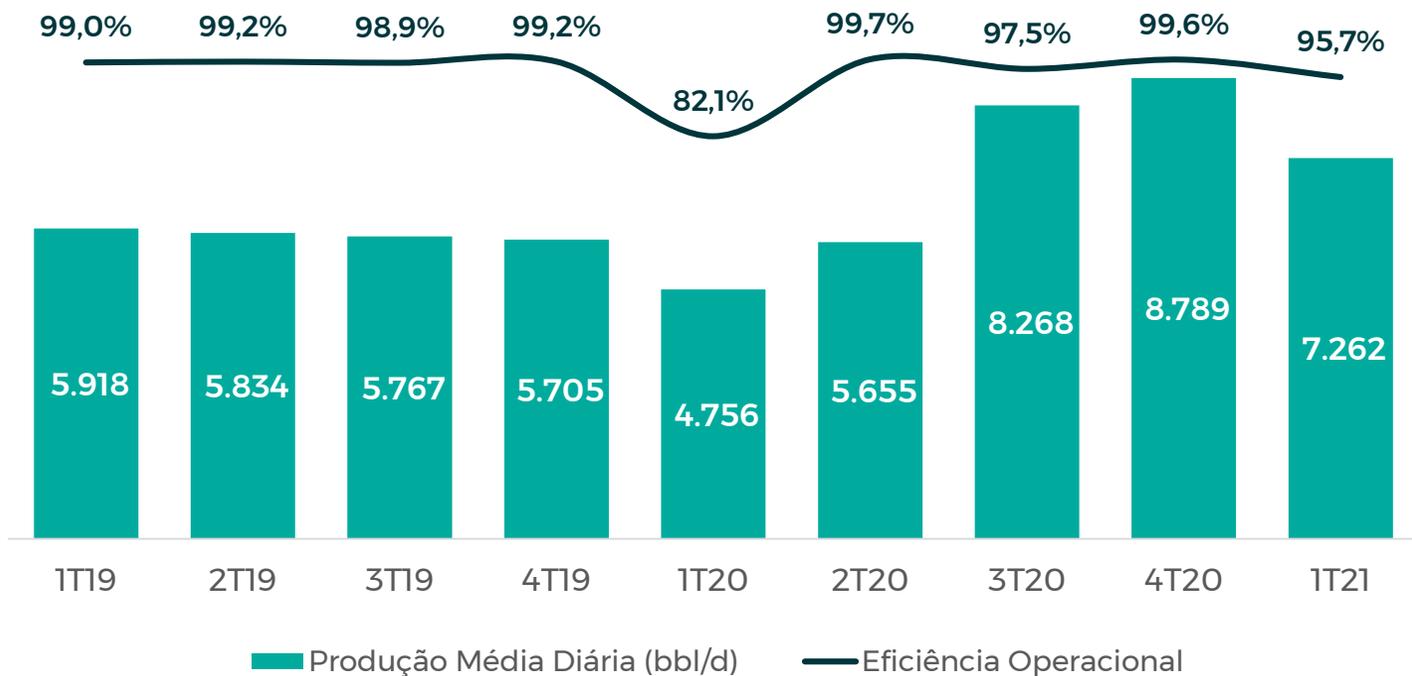
Grande potencial de sinergias
com o Campo de Polvo

DESEMPENHO OPERACIONAL

A primeira fase da Campanha de Revitalização proporcionou crescimento do nível de produção

Produção Média Diária e Eficiência Operacional (100%)

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



Em fevereiro, produção e eficiência foram impactadas por redução na velocidade da bomba do poço OGX-44HP, normalizada no início de março.



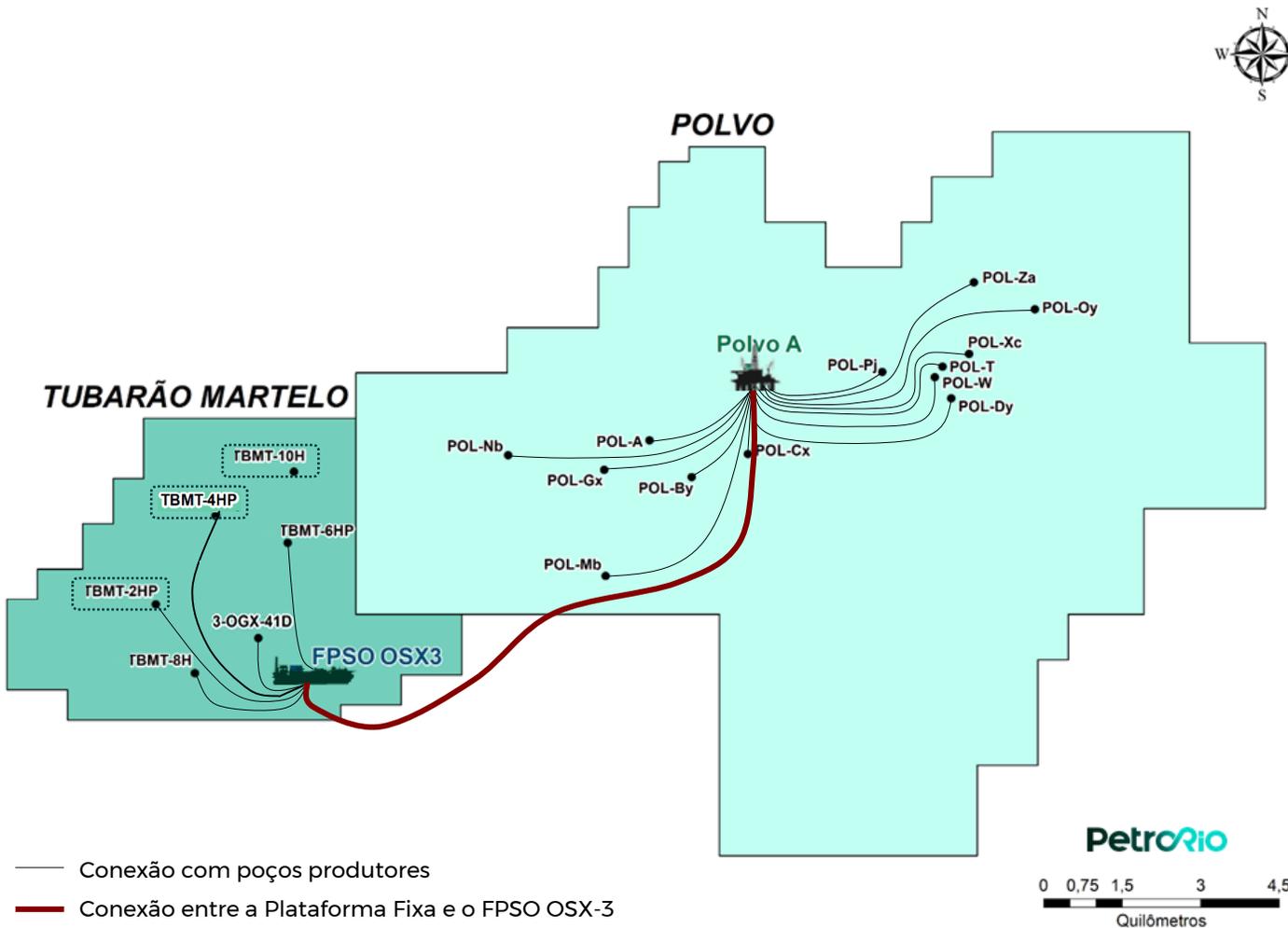
A bomba do poço TBMT-8H, que apresentou falha e afetou produção e eficiência do mês de março, aguarda mobilização da sonda Kingmaker para realização de um *workover*, previsto para maio/junho.



O FPSO Bravo vem apresentando alto índice de eficiência operacional, mostrando que a Companhia adotou o caminho correto na estratégia de realizar o *tieback* entre Polvo e TBMT.

PLANO DE REVITALIZAÇÃO DE TUBARÃO MARTELO

O Plano de Revitalização busca aumentar a média de produção diária do ativo



1ª fase

- Workover (troca de bomba submersível) no poço **TBMT-2HP**
- Conexão de um 5º poço produtor: **TBMT-4HP**
- Produção aumentou em 40% (~3 Mbbbl por dia)

Próximos passos - 1ª metade de 2021

- Workover no poço **TBMT-8H** através da sonda Kingmaker
- Tieback com o Campo de Polvo com CAPEX estimado de US\$ 45 milhões e potencial de redução de OPEX de US\$ 50-60 milhões por ano
- Conexão de um 6º poço produtor (TBMT-10H) com custo de US\$ 25 milhões

TIEBACK POLVO-TUBARÃO MARTELO

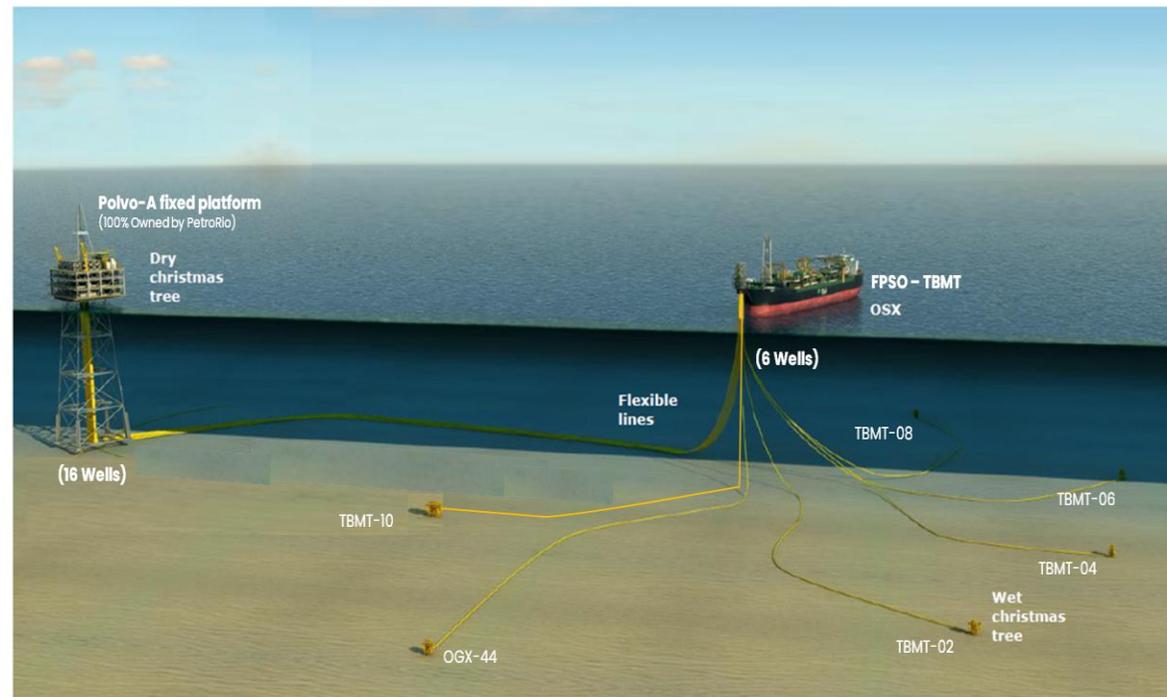
Tieback entre Polvo e TBMT poderá proporcionar redução de 60% nos custos operacionais dos ativos

Pré-Tieback

- > 80% do óleo de TBMT
- > Charter mensal de US\$ 840 mil
- > Unificação dos contratos de logística e embarcações de apoio
- > Unificação de Base de Apoio

Pós-Tieback

- > 95% do óleo de Polvo + TBMT. Após 30 milhões de barris produzidos, esse percentual aumenta para 96%
- > Descomissionamento do FPSO Polvo



- > Até o final do 1T21, o projeto obteve 60,6% de avanço físico e foram gastos US\$ 21,5 MM dos US\$ 45 MM orçados, compreendendo, principalmente, a engenharia, início da fabricação das linhas flexíveis, risers, umbilical e equipamentos.
- > Conclusão prevista em jul/21.
- > Poço TBMT 10 previsto para set/21.

PetroRio

CAMPO DE POLVO

100% PETRORIO



8.100
boe/d



82,6%
Eficiência Operacional



Três Campanhas de
Perfuração bem
sucedidas

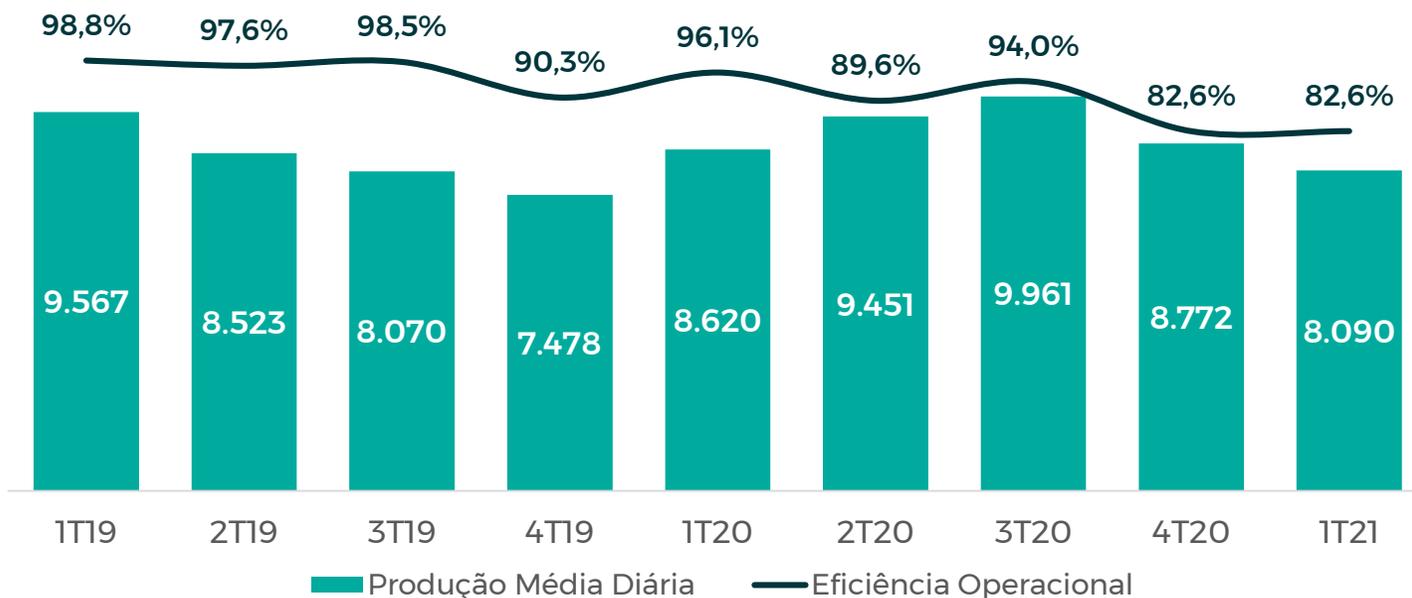


DESEMPENHO OPERACIONAL

O sucesso das Campanhas de Perfuração em Polvo é refletido nos níveis de produção atingidos

Produção Média Diária e Eficiência Operacional (100%)

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

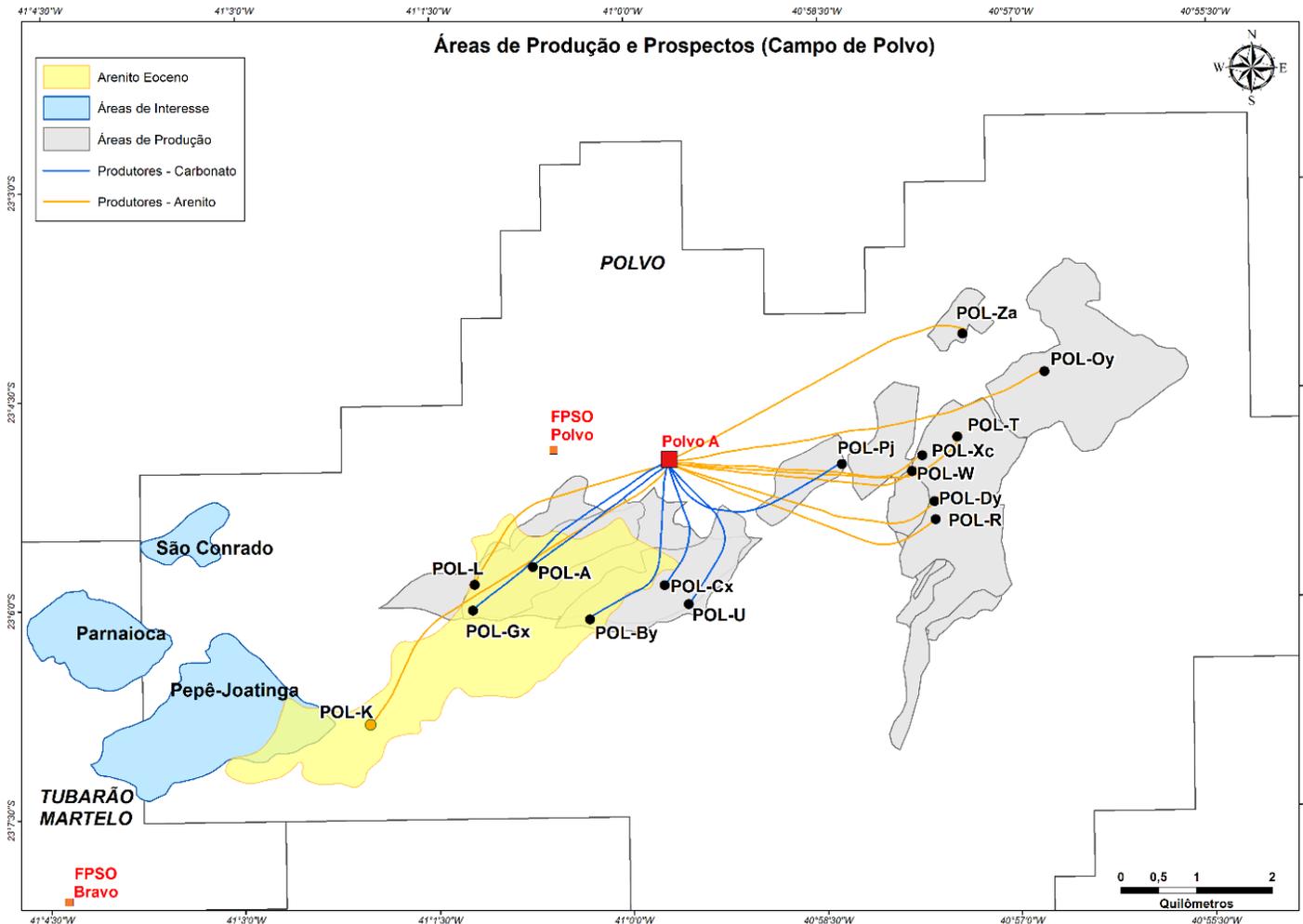


> Início de produção do POL-K em maio/21, acrescentando cerca de 2 kbb/d à produção do Campo, fruto de uma nova perfuração no Eoceno

> Eficiência operacional e média de produção do 1T21 afetadas pela parada de produção em fevereiro por 10 dias para manutenção da caldeira do FPSO afretado.

PLANO DE REVITALIZAÇÃO DO CAMPO DE POLVO

O sucesso nas Campanhas de Perfuração possibilitou incrementos na produção e nas reservas do Campo



3ª fase - Campanha de 2019/2020

- > Perfuração dos poços: POL-N e POL-L
- > Incremento de 30% na produção (~2,5 Mbbl/d)
- > Reserva adicionada: 3 MMbbl
- > Custo: US\$ 20 milhões

4ª fase - Campanha de 2021

- > Perfuração do poço POL-K
- > Incremento de 25% na produção (~2,5 Mbbl/d)
- > Reserva adicionada: 4 MMbbl
- > Custo: US\$ 11 milhões

CAMPO DE GÁS NATURAL DE MANATI

10% PETRORIO



2.100
boe/d



**Fluxo de caixa estável e
previsível**

Contrato de *take-or-pay* com a Petrobras



**Payback de 2 anos e
TIR de 66%**

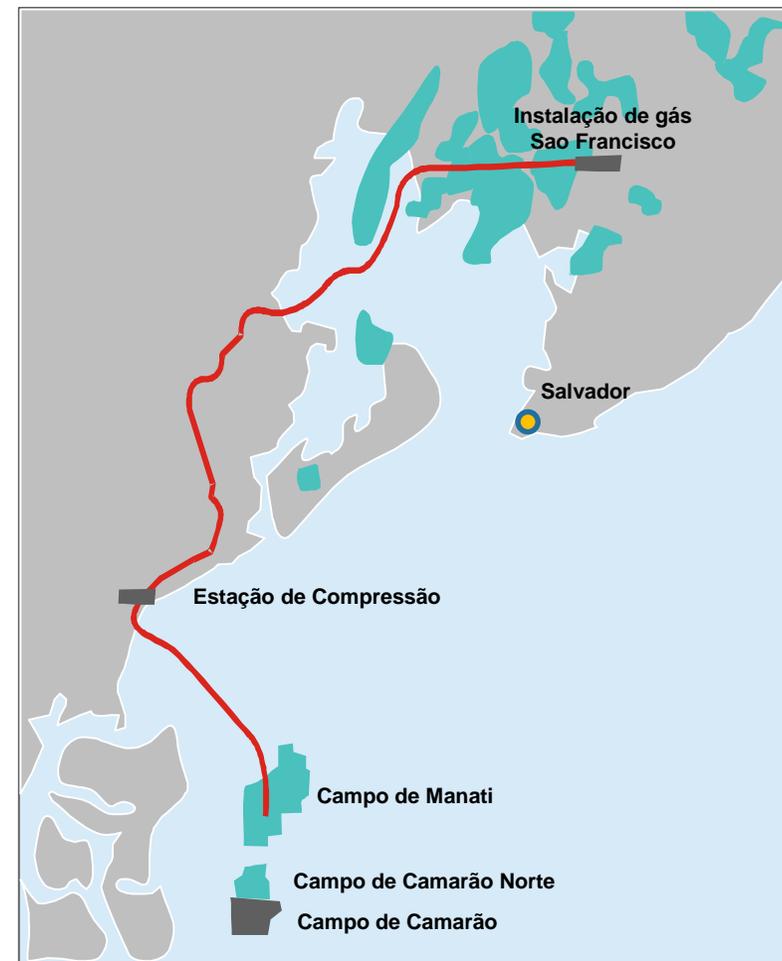
VISÃO GERAL

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.

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 3,2 milhões de barris provenientes do ativo

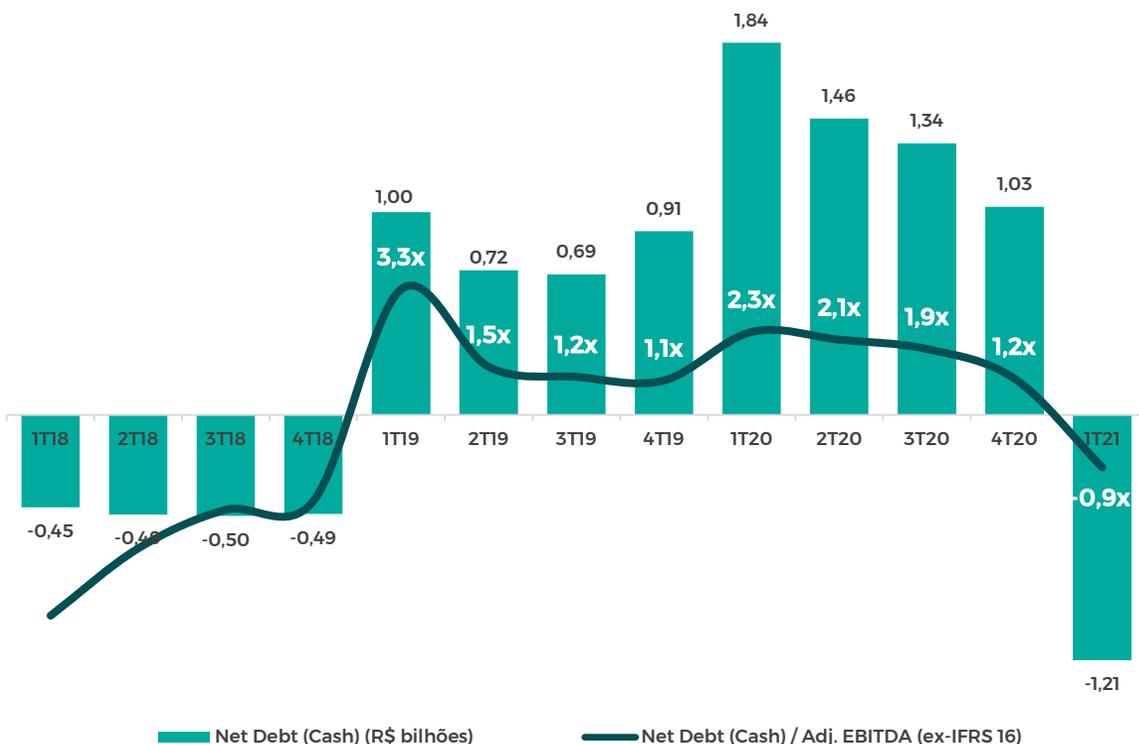


FINANCIANDO A EXPANSÃO

ALAVANCAGEM

Follow-on colocou a Companhia em posição Net Cash

Net Debt/EBITDA (R\$ Bi)

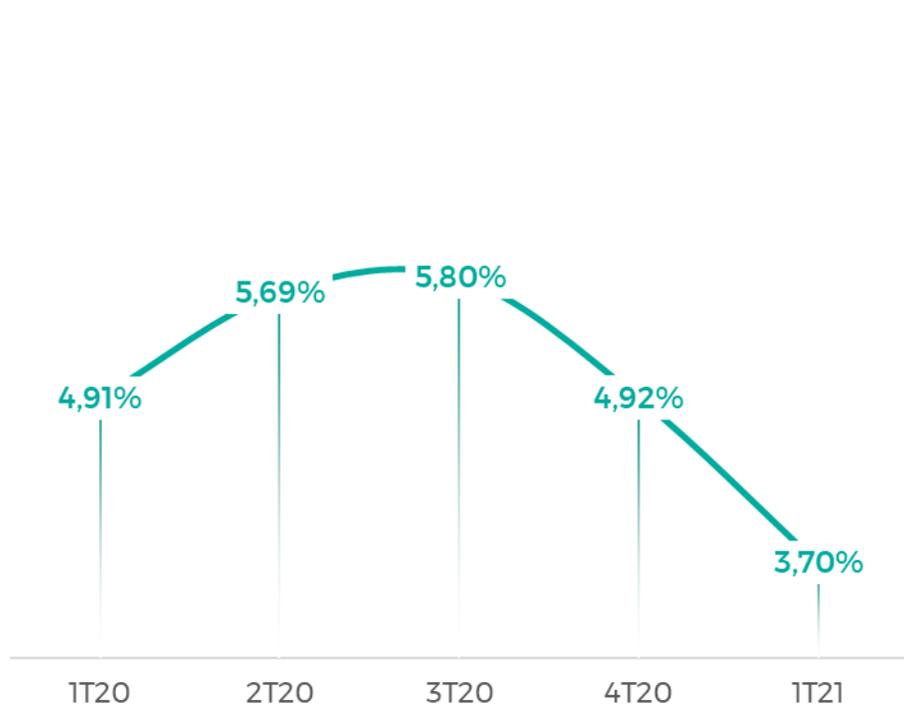


- Posição de **caixa líquido** após o *follow-on* e resultados crescentes contribuíram para a melhora da alavancagem
- A evolução ainda não retrata o real cenário, uma vez que a posição de caixa conta com as contribuições das aquisições de **TBMT**, do **FPSO Bravo** e dos 30% de **Frade** sem a contrapartida do EBITDA ajustado dos últimos 12 meses.
- Mesmo desconsiderando o efeito do *follow-on* no caixa, o indicador teria avançado de 1,2x para 0,6x, como consequência da boa performance operacional no trimestre.

FUNDING

O trabalho sendo conduzido para o alongamento dos prazos permitirá um perfil mais adequado aos planos de médio e longo prazo da Cia.

Custo da dívida - Capital de giro* (R\$ MM)

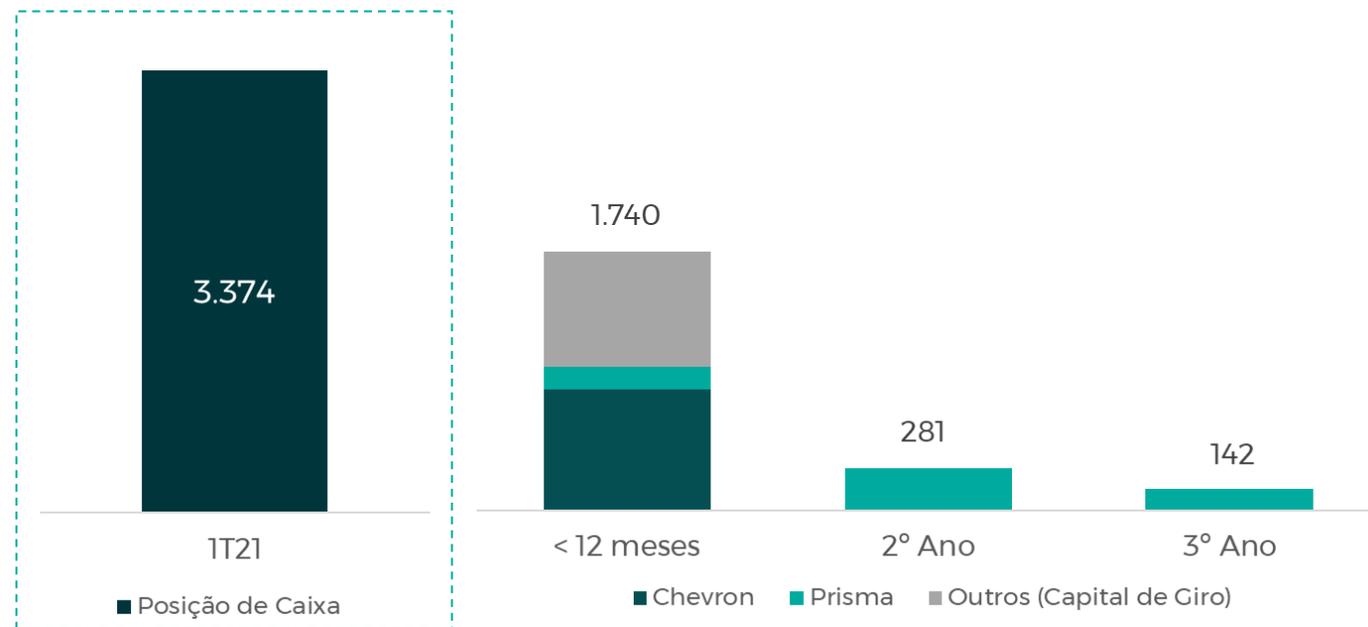


*Prazo médio ponderado < 12 meses



Follow-on contribuiu para a redução do custo de capital

Cronograma de Amortização (R\$ MM)



Vendor Finance (Chevron)

Cronograma de Amortização

US\$ 15 milhões em Nov-20 (pagos)

US\$ 30 milhões em Mai-21

US\$ 97 milhões em Nov-21

7% a.a.

Prisma

Cronograma de Amortização

US\$ 25 milhões em Jul-21

US\$ 25 milhões em Jan-22

US\$ 25 milhões em Jul-22

US\$ 25 milhões em Jan-23

8,95% a.a.

CONTATO

Relações com Investidores

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

 +55 21 3721 2129

 ri@petroriosa.com.br

 ri.petrورية.com.br

ANEXO II: BALANÇO PATRIMONIAL (R\$ milhares)

ATIVO	4T20	1T21
Caixa e equivalentes de caixa	809.273	3.185.031
Títulos e Valores Mobiliários	22.793	77.820
Caixa Restrito	49.996	110.770
Contas a receber	386.165	22.568
Estoque de Óleo	186.160	375.890
Estoque de Consumíveis	8.506	19.891
Instrumentos financeiros Derivativos	14.926	10.994
Tributos a recuperar	124.321	105.144
Adiantamentos a fornecedores	58.245	62.647
Adiantamentos a parceiros	86.997	28.153
Despesas antecipadas	25.594	23.233
Outros créditos	-	613
Total Ativo Circulante	1.772.976	4.022.754
Ativo disponível para venda	68.439	74.533
	1.841.415	4.097.287
Adiantamentos a fornecedores	12.596	12.596
Depósitos e cauções	20.317	15.243
Tributos a recuperar	32.848	32.203
Tributos diferidos	199.942	258.998
Direito de Uso (Leasing CPC 06.R2/IFRS 16)	369.836	413.532
Imobilizado	3.359.013	3.384.265
Intangível	956.866	1.127.624
Total Não circulante	4.951.418	5.244.461
Total do Ativo	6.792.833	9.341.748

PASSIVO	4T20	1T21
Fornecedores	236.889	119.524
Obrigações trabalhistas	54.857	41.101
Tributos e contribuições sociais	87.741	120.602
Empréstimos e financiamentos	1.519.966	1.882.524
Debêntures	-	-
Adiantamentos de parceiros	-	-
Encargos Contratuais (Leasing CPC06.R2/IFRS 16)	252.645	189.846
Outras obrigações	-	-
Total Passivo Circulante	2.152.098	2.353.597
Passivos mantidos para venda	(2.649)	462
	2.149.449	2.354.059
Fornecedores	13.640	13.448
Empréstimos e financiamentos	389.753	281.251
Debêntures	-	-
Provisão para abandono de instalações	638.504	853.359
Provisão para contingências	75.809	91.295
Tributos diferidos	-	-
Encargos Contratuais (Leasing CPC06.R2/IFRS 16)	373.455	412.151
Outras obrigações	960	960
Total Não circulante	1.492.121	1.652.464
Participações minoritárias	849	-
Capital Social Realizado	3.326.900	5.305.772
Reservas de Capital	321.359	321.483
Outros resultados abrangentes	579.820	851.426
Prejuízos acumulados	(1.530.431)	(1.077.664)
Resultado acumulado do período	452.766	(65.792)
Total Patrimônio Líquido	3.150.414	5.335.225
Total do Passivo	6.795.482	9.341.286