APRESENTAÇÃO INSTITUCIONAL

Março 2021

PetroRio

IBOVESPA B3 SMLL IBRX ITAG IGC IGC-NM IGCT IBRA

PRIO3 NOVO MERCADO BM&FBOVESPA

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

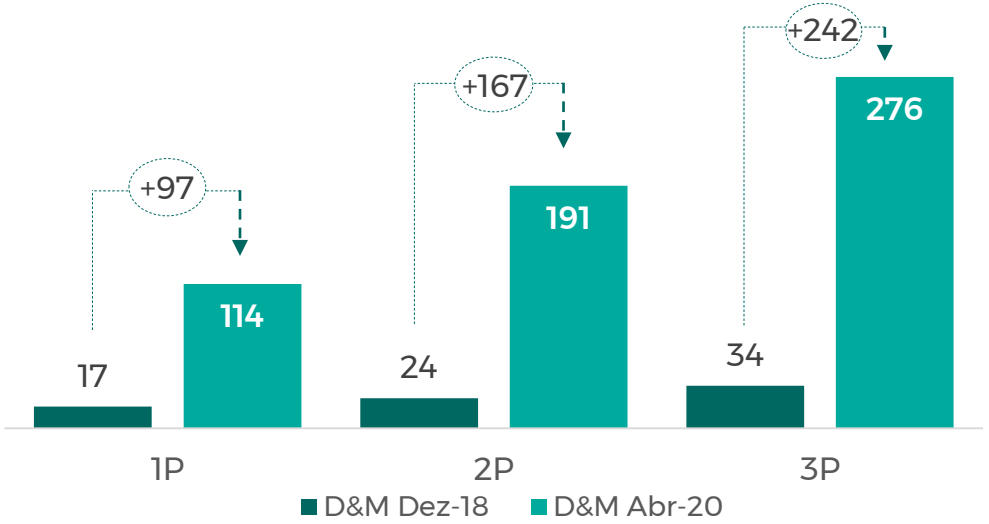
Maior produtora independente de petróleo no Brasil

- 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

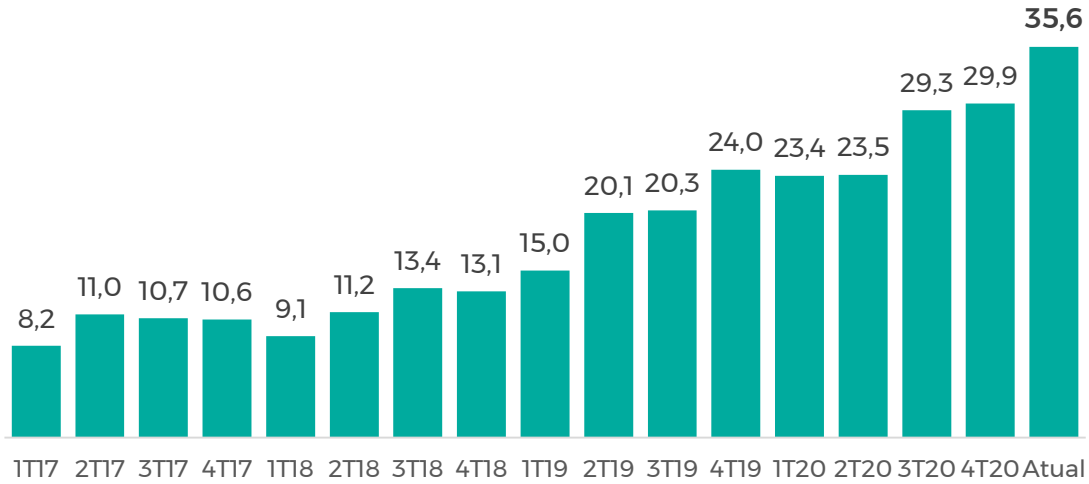
Histórico de M&A

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

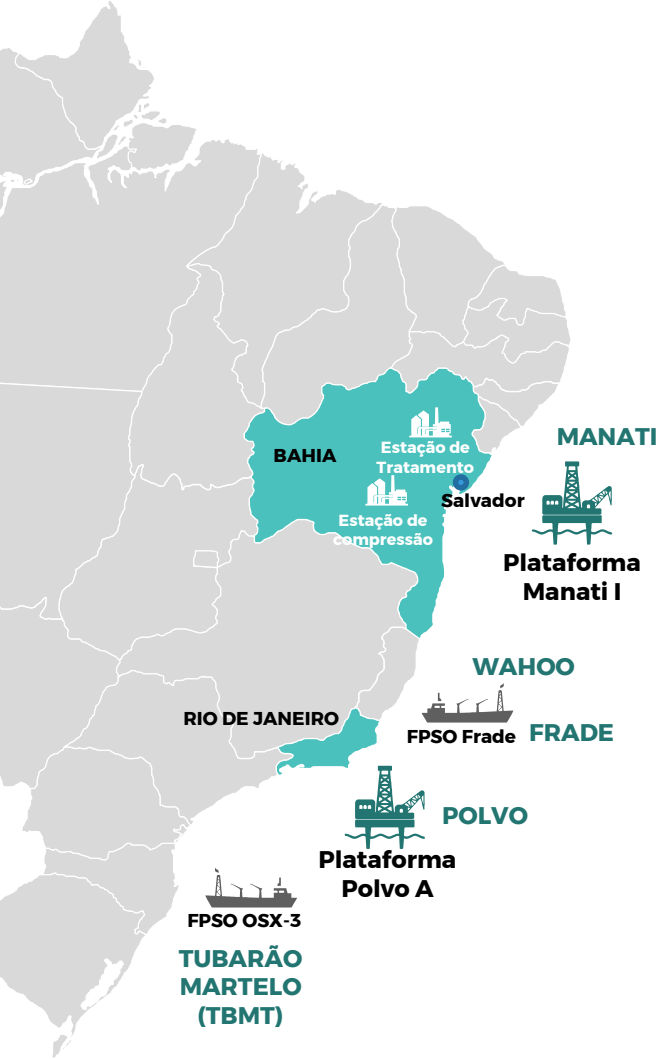
Incremento nas Reservas (MMboe)



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 (MMboe)	60,2	-	50,7	2,8	113,7
Reservas 2P (MMboe)	92,3	-	95,4	3,0	190,7
Expectativa de óleo recuperável (MMboe)[4]	-	140	-	-	140
Produção (boe/d)[3]	17.200	-	Polvo: 9.500 TBMT: 6.700	2.200	35.600
CAPEX/poço novo	US$ 75 MM		US$ 15 a 20 MM	-	-
% da produção total	48,3%	-	45,5%	6,2%	-
Profundidade	1.300m	1.400m	100m	80m	-
Previsão de abandono (1P)	2034	-	2035	2027	-

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 de Jan/2021; (4) Expectativa da Companhia, não é uma rserva certificada

Ativo de óleo

Ativo de gás

FRADE

POLVO

TUBARÃO MARTELO (TBMT)

MANATI

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 CO_2 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

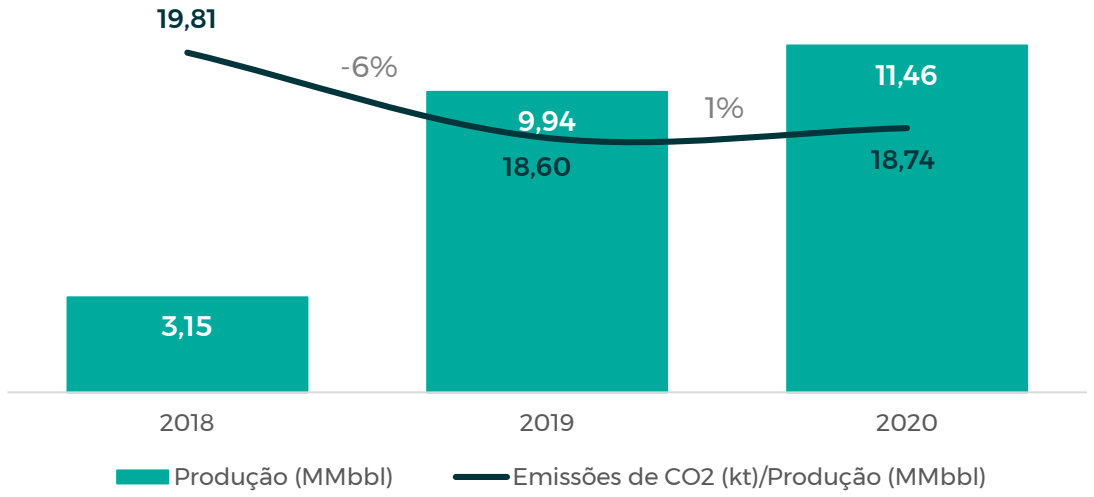
Promoção da diversidade de gênero no Conselho de Administração e nos cargos de decisão da Companhia

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

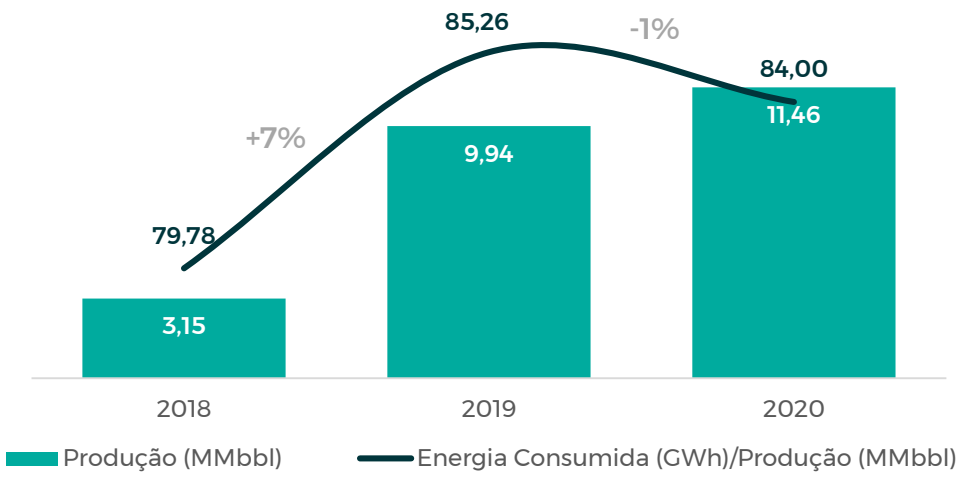
ESG

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

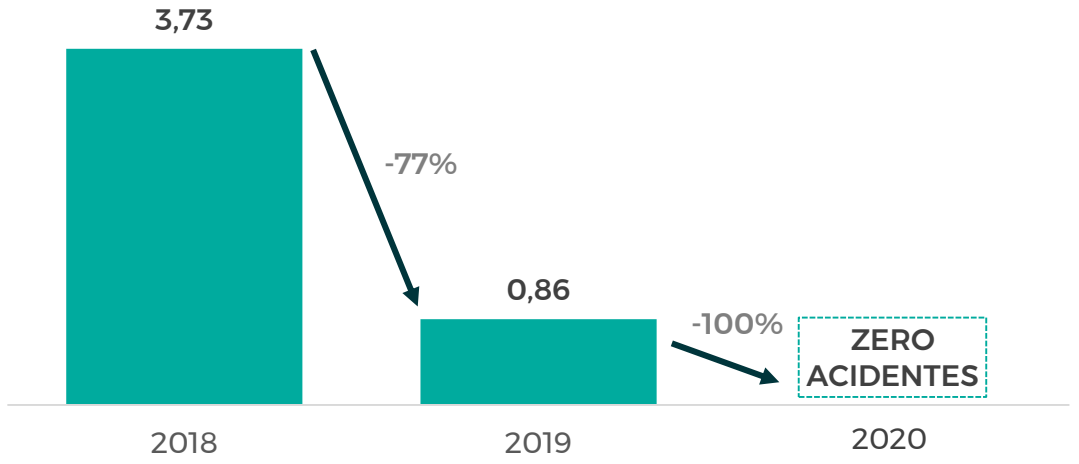
Emissão de CO_2 / Produção



Energia Consumida/Produção

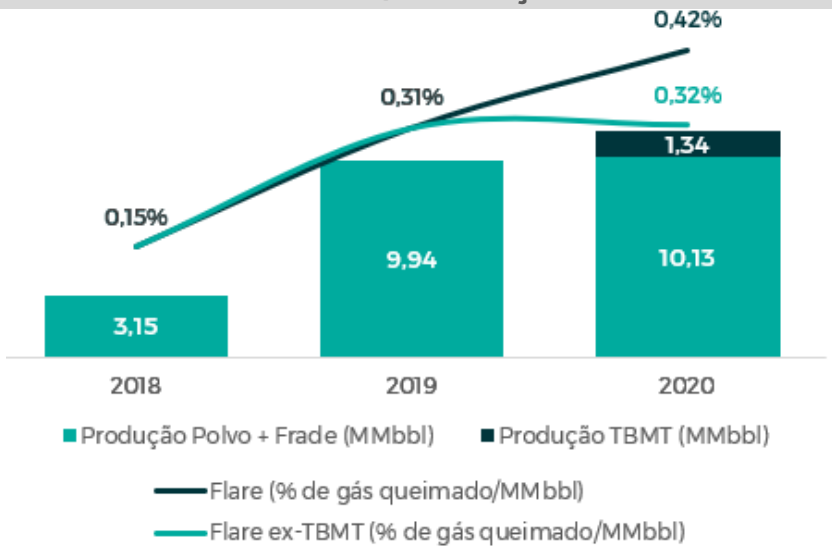


LTIR (Taxa de Acidentes com Afastamento)*



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

Flare/Produção



ESTRATÉGIA DE CRIAÇÃO DE VALOR

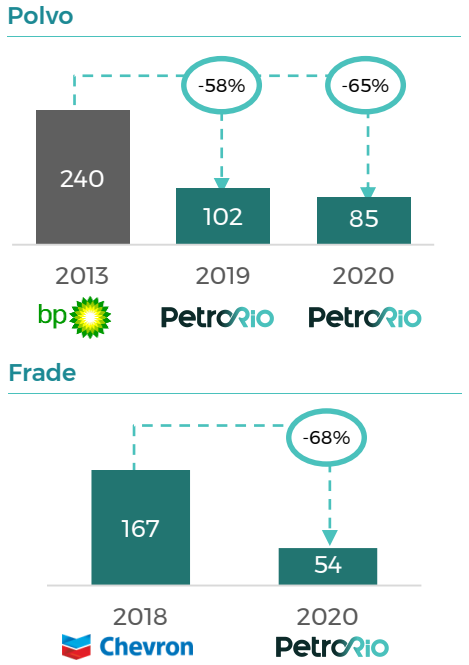
TECNOLOGIA C.R.P.

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

C — CUSTO

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

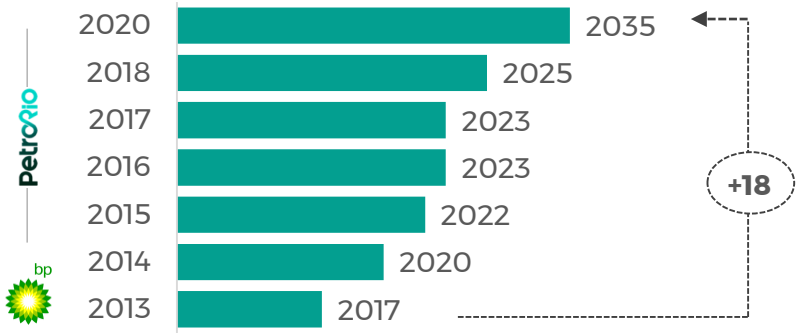
Custo de Operação nos Campos – USD MM



R — 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)



P — 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

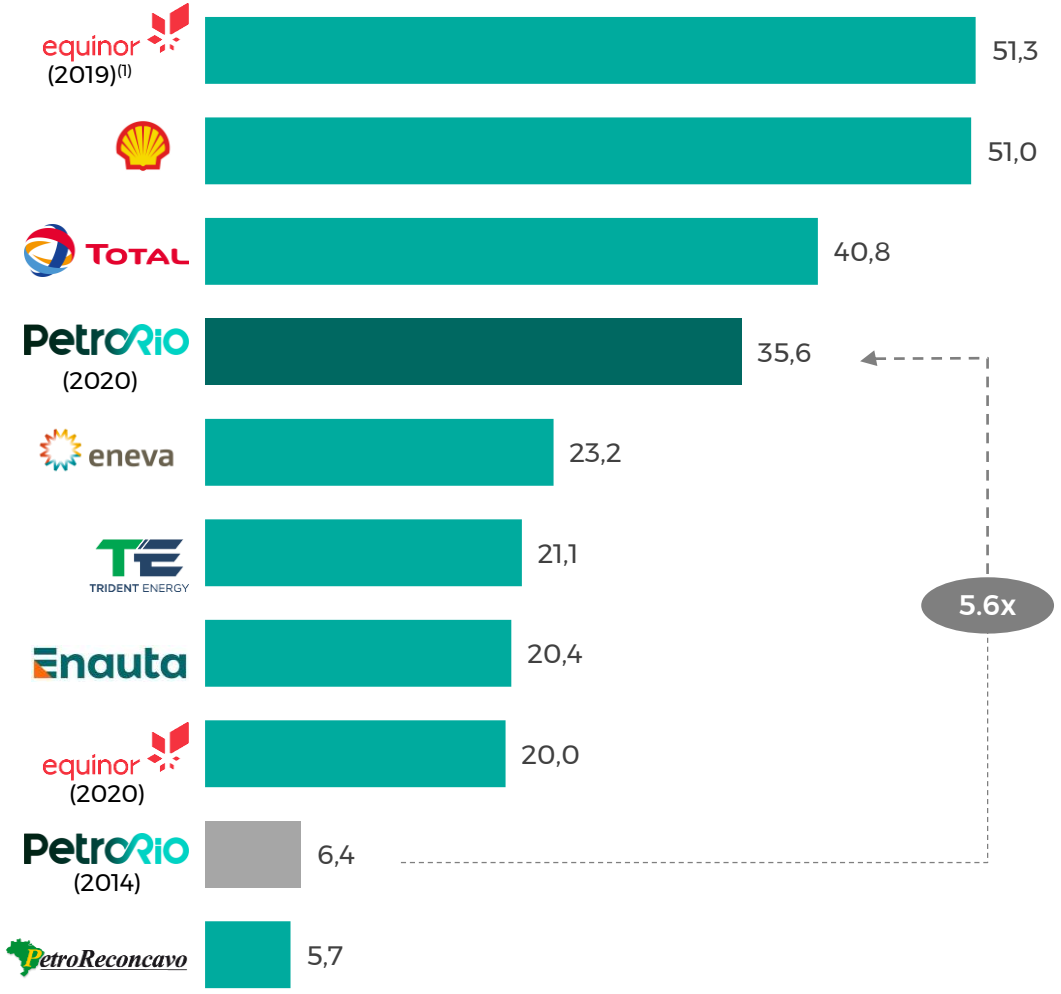
PetroRio

ENTREGANDO CRESCIMENTO

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

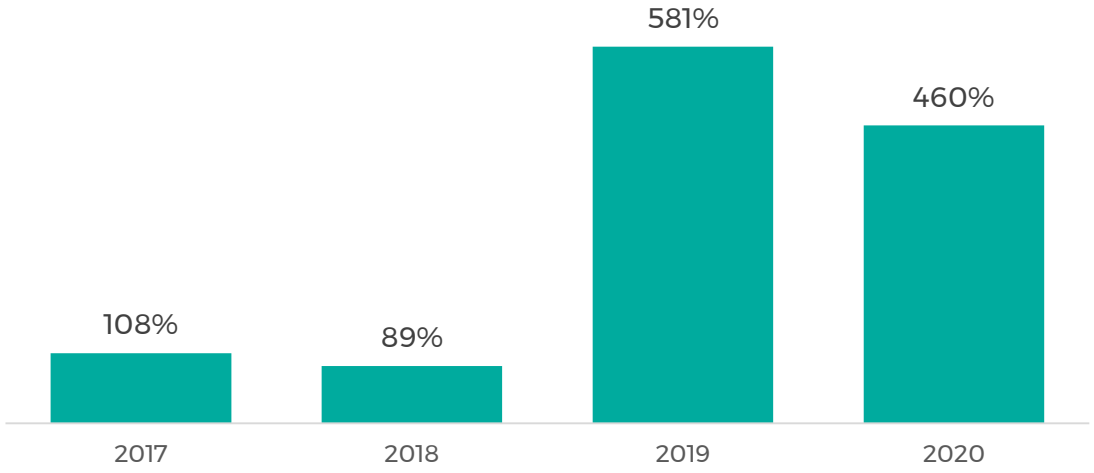
Ranking brasileiro de produção de óleo e gás (Ex-Petrobras)

Fonte: Boletim de Produção da ANP, Nov-20 por operador, kboe/d



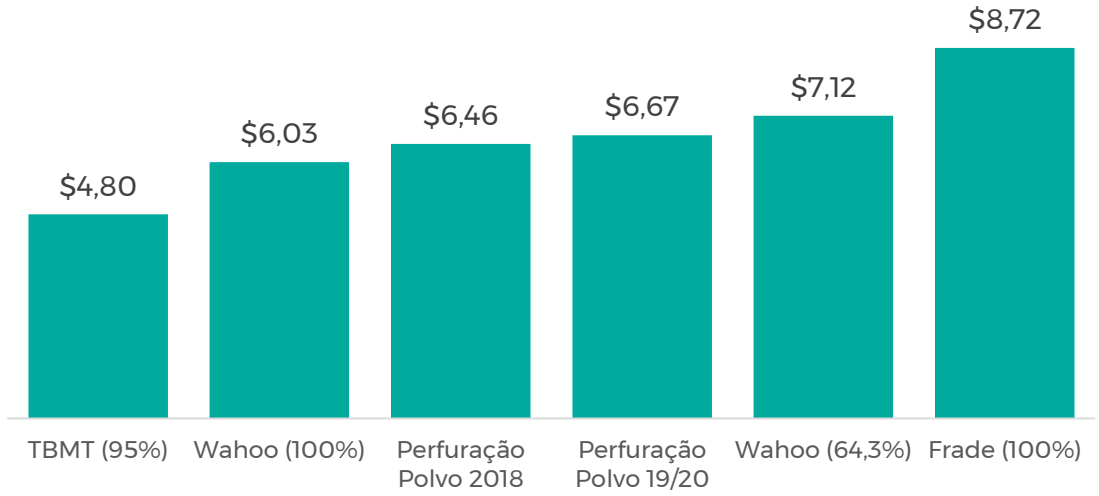
[1]Antes da paralisação de Peregrino

*Reserve Replacement Ratio** (1P)



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

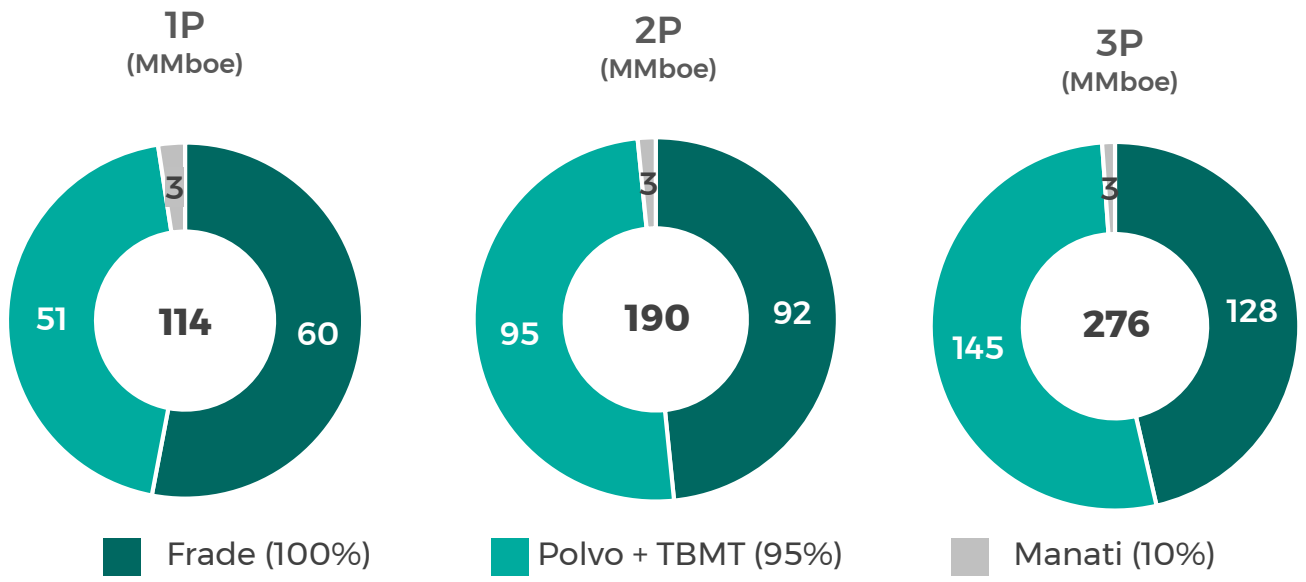
US$/bbl adicionado (1P)



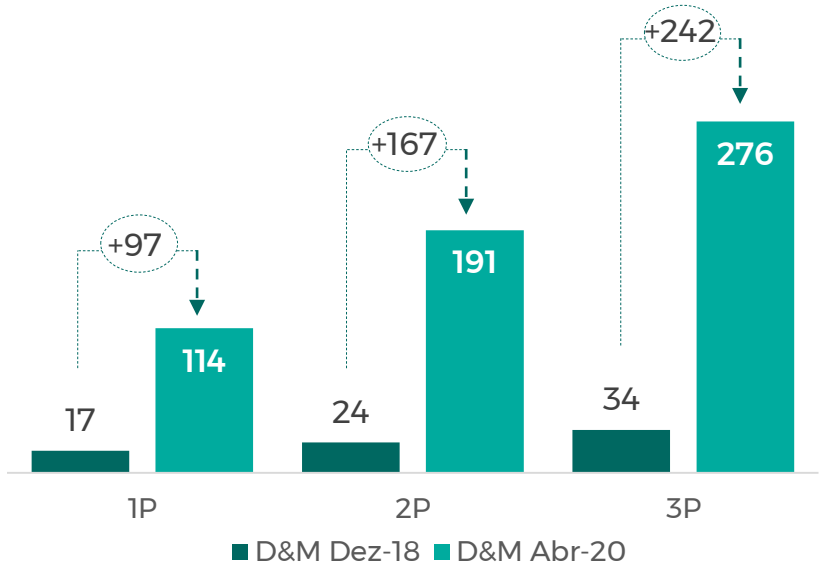
RESERVAS

Relatório D&M de Abril/2020 indica aumento significativo nas reservas da Companhia

Estimativas de Reservas da Companhia



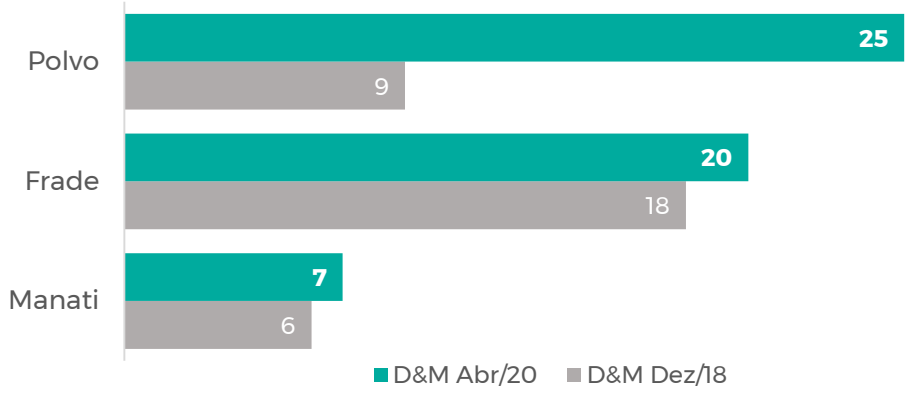
Incremento nas Reservas (MMboe)



Fatores que causaram o incremento nas reservas

- Farm-in em **Tubarão Martelo** e o projeto de *tieback* com **Polvo**, aumentando significativamente a recuperabilidade de ambos os ativos;
- Nova curva de produção de **Frade** após um ano de operação sem redução na produção do Campo;
- Sucesso da Campanha de Perfuração de **Polvo**, que abriu fronteira para poços produtores (*infill drilling*) na descoberta do Eoceno.

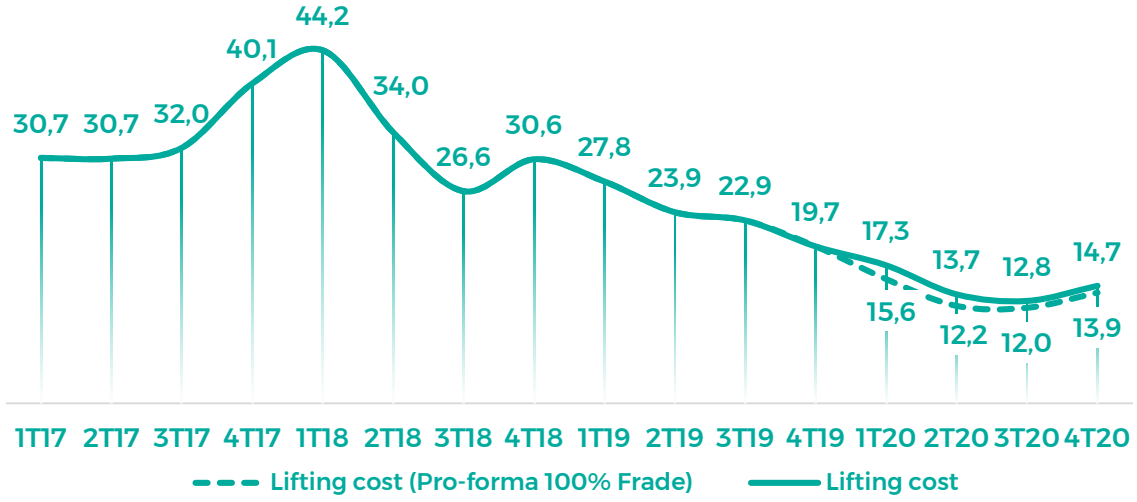
Reserve Life (anos) – 2P



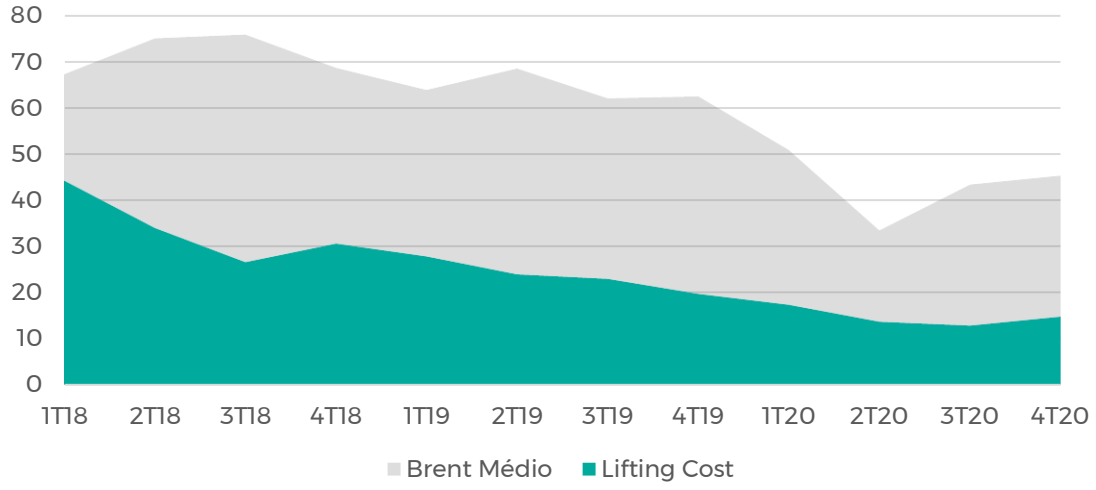
EVOLUÇÃO DO *LIFTING COST* (US$)

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*

Fatores que reduziram o *lifting cost* em 2020

- Racionalização dos custos operacionais
- Aumento de produção em **Polvo**
- Desvalorização do Real frente ao Dólar
- Medidas de revisão de gastos adotadas em 2020

Fatores que impactaram o *lifting cost* no 4T20

- Shutdown em **Polvo** em novembro
- Parada do poço MUP3 em **Frade** por formação de hidrato (produção já retomada)

A redução reportada ainda não considera os 30% de **Frade** adquiridos da Petrobras

PetroRio

MUDANÇAS REGULATÓRIAS FAVORÁVEIS

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

2010 — REGIME DE PARTILHA
No Regime de Partilha, o Estado é dono do petróleo explorado, e opera por meio da repartição com a União

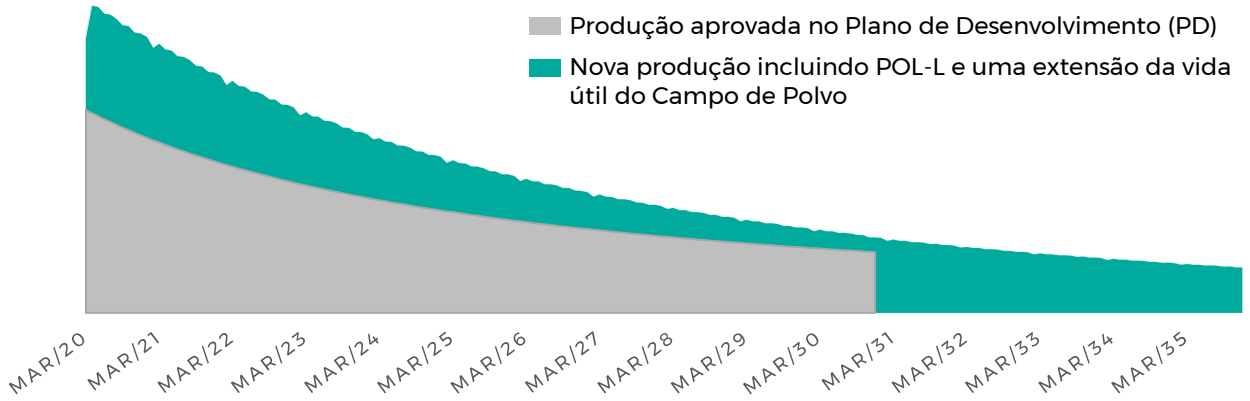
2016 — MUDANÇA DE FOCO DA ANP
Desde 2016, houve uma significativa mudança de diretriz no Ministério de Minas e Energia e da ANP, direcionando a ambiente de negócios mais favorável, incentivando investimentos de pequenas empresas de E&P

2018 — 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.

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
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

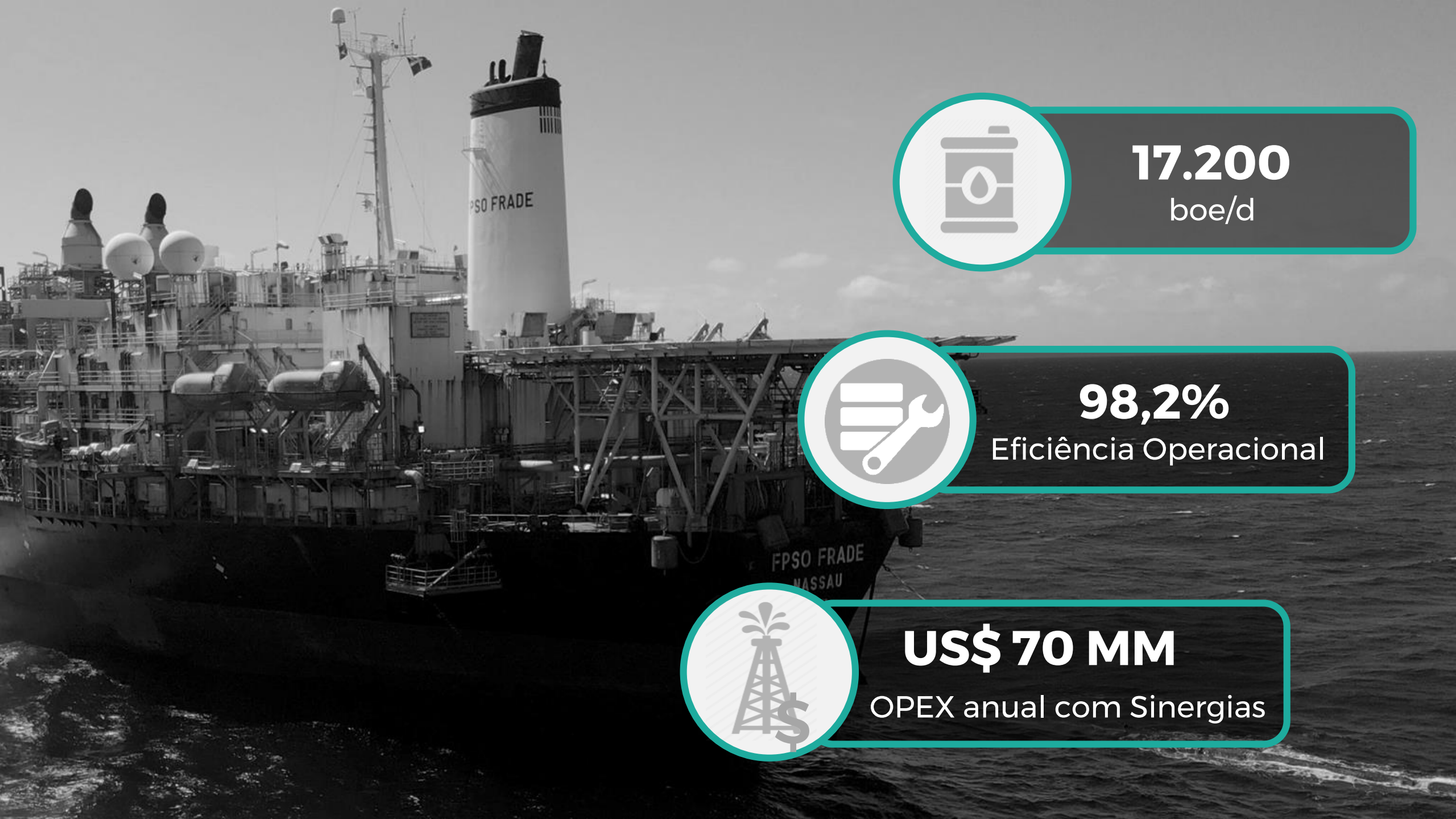
Curva de Produção previsto no PD (ANP) x Nova Estimativa de Produção em Polvo



- 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



17.200
boe/d

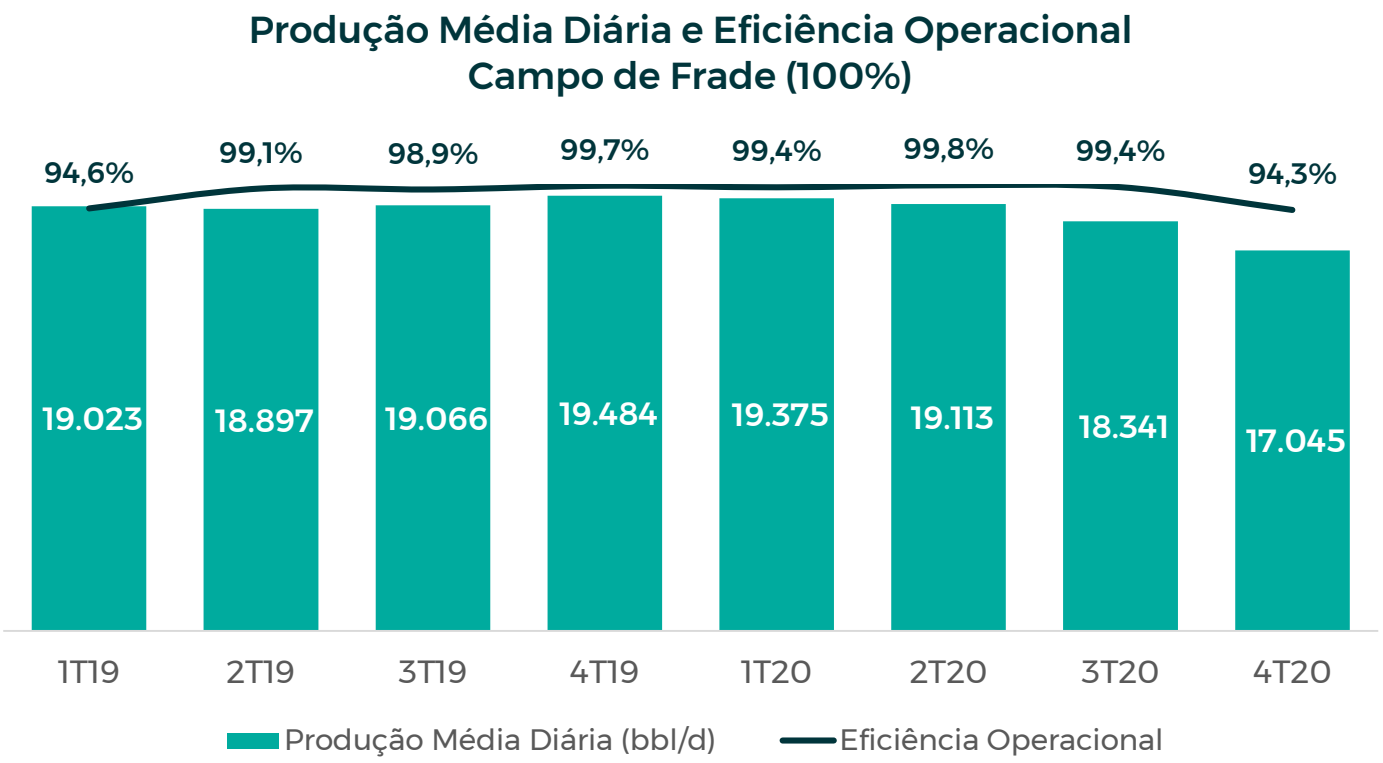
98,2%
Eficiência Operacional

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%)



Medidas para reduzir o declínio natural

Curto Prazo (realizado)

1) Injeção de Gás

2) Reabertura de poço com hidrato

Médio Prazo (em andamento)

3) Redução de BSW (*Water Shutoff / RPM*)

4) Estimulação de poços

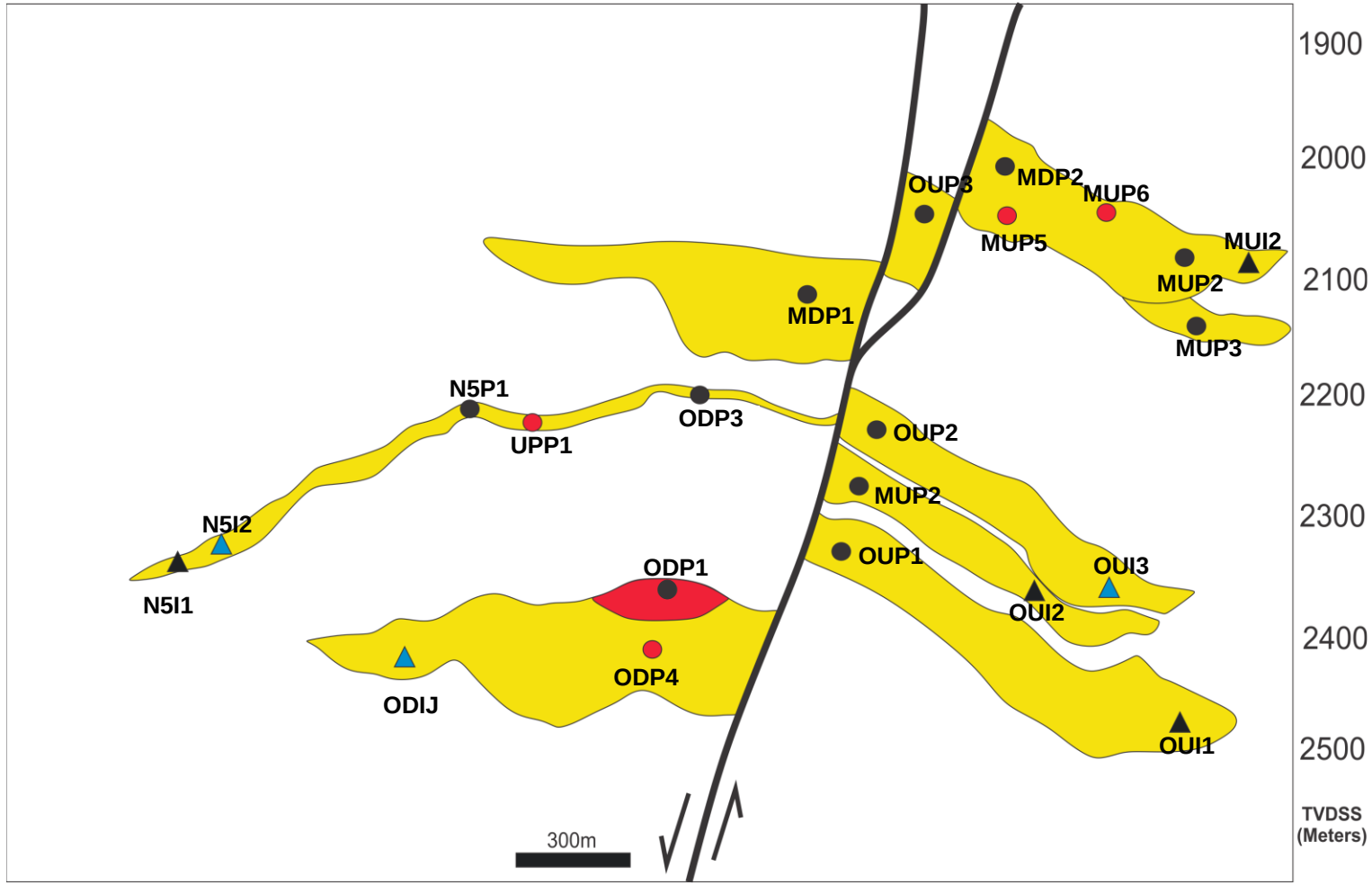
Longo Prazo – Campanha de Perfuração

Fatores que impactaram a produção e eficiência no 4T20

- Parada do poço MUP3 em outubro por formação de hidrato (produção já retomada)
- Falha no compressor de alta pressão durante a inspeção interna dos trocadores de calor do sistema de desidratação de gás em novembro

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

PetroRio

CAMPO DE WAHOO

64,3% PETRORIO

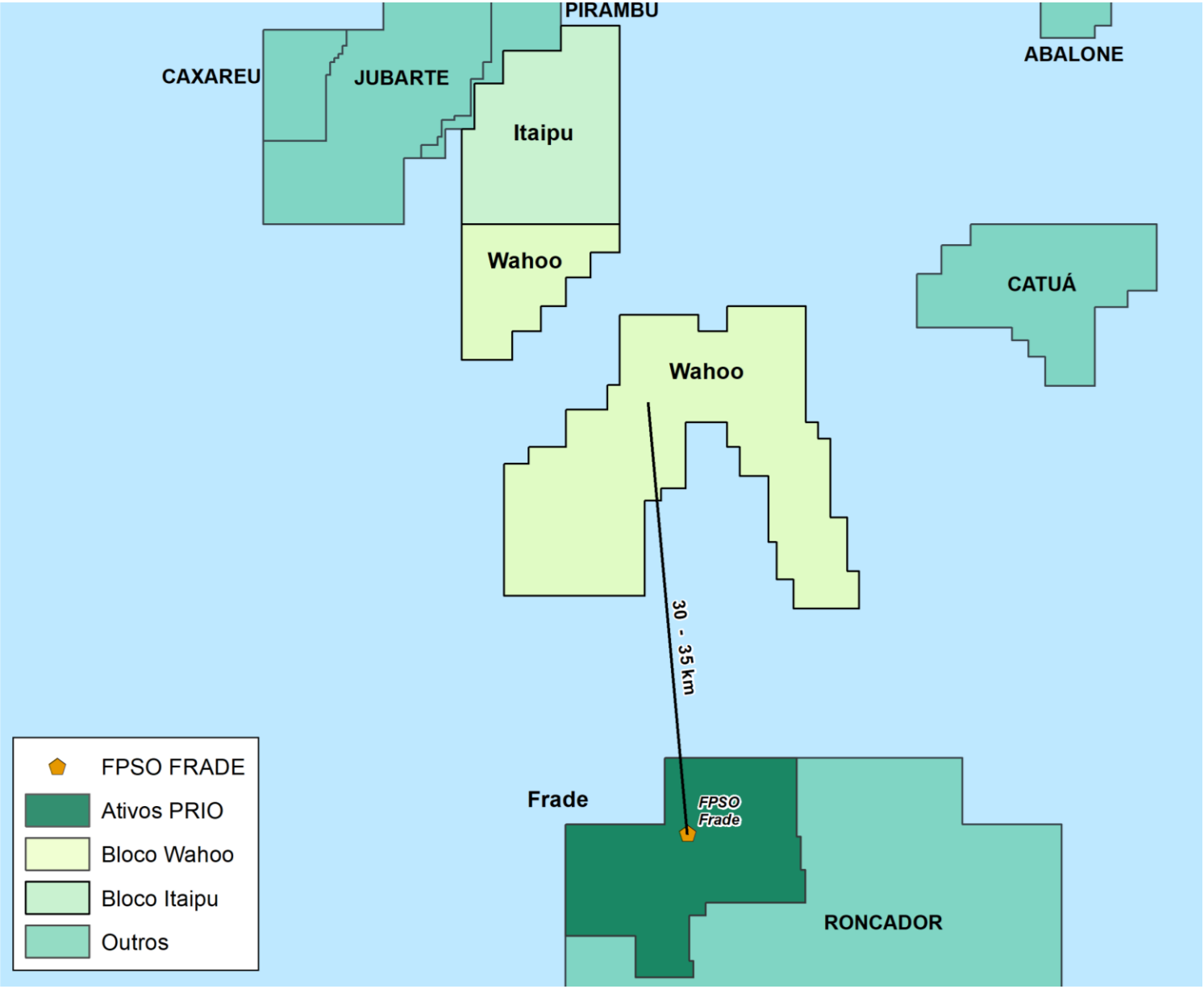
VISÃO GERAL

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 140 milhões de barris
- 30-35 km ao norte de Frade
- Lâmina d'água de 1400m
- Reservatório carbonático na camada do pré-sal
- Óleo com 30° API e baixa viscosidade
- Gás associado para geração de energia no FPSO Frade



OPERACIONAL

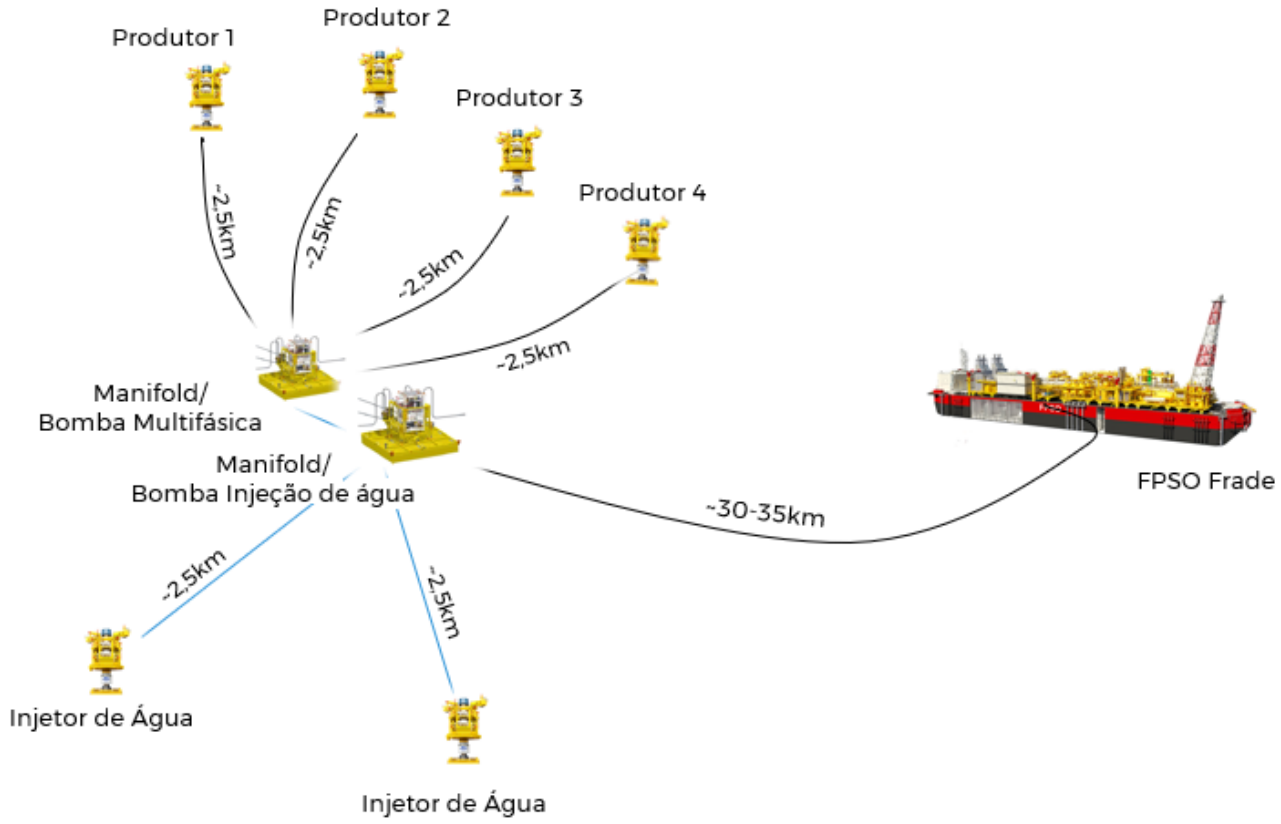
1 Descoberta	2 Avaliação	3 Desenvolvimento	4 Produção	5 Abandono

Anadarko (2008)

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

PetroRio

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



Detalhes técnicos

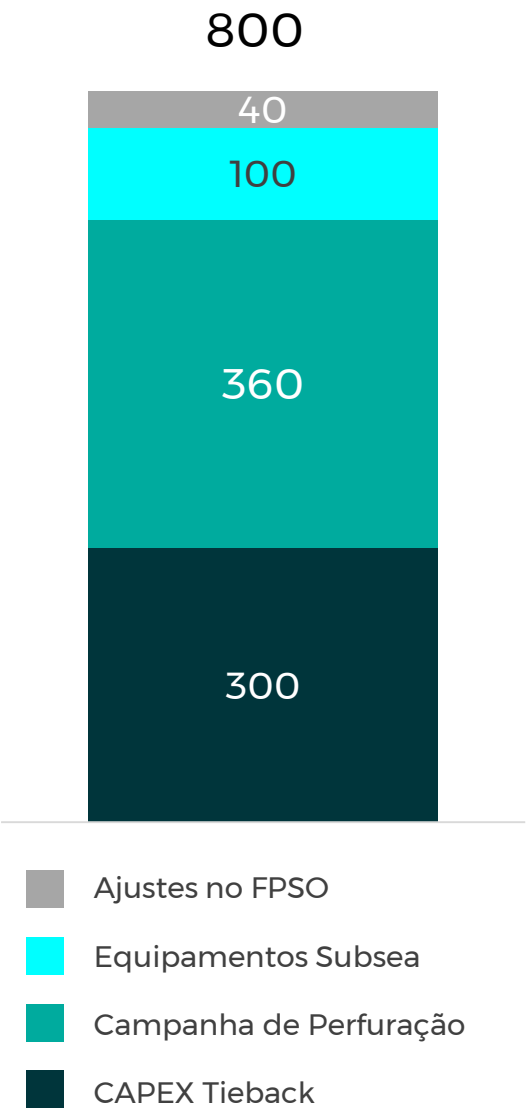
- Perfuração de 4 poços produtores e 2 injetores
- Instalação de *manifold* submarino com bombas multifásicas
- Tieback de 30 a 35 km entre o *manifold* e o FPSO Frade

Produção

- Produção esperada: ~10kbbl/d por poço (~40kbbl/d para o Campo)
- Reserva adicionada: ~140 MMbbl (100% de Wahoo)

INVESTIMENTOS NO CAMPO

CAPEX



Alternativa 1:

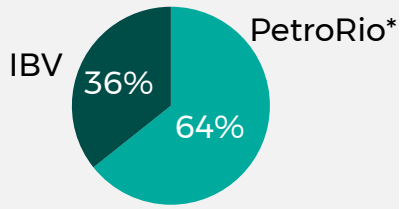
- Compartilhar o investimento e a produção proporcionalmente entre os consorciados
- Será cobrada uma taxa de manuseio dos consorciados pelo uso do FPSO Frade

Alternativa 2:

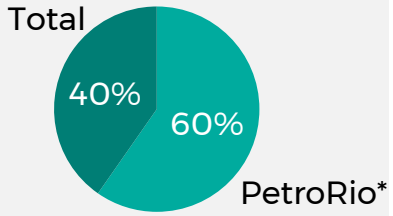
- Assumir a totalidade da execução do investimento e se beneficiar de toda a produção resultante

Consórcios

Wahoo:



Itaipu:



*Operador; sujeito às aprovações necessárias

Cronograma CAPEX

ANO 0
Contratação de equipamentos e serviços
Contratação da sonda de perfuração

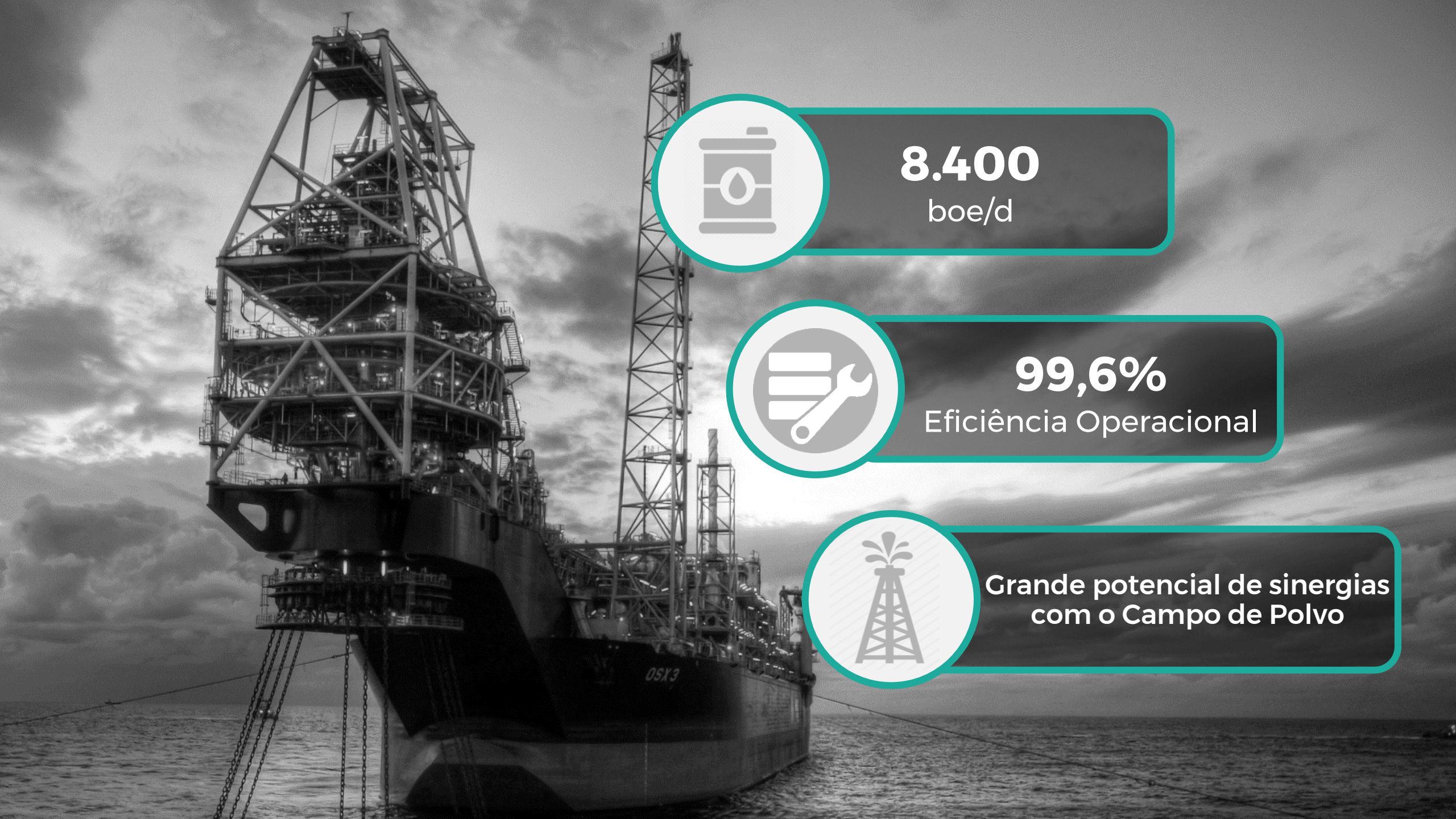
ANO 1
Perfuração dos poços produtores

ANO 2
First oil de Wahoo

ANO 4
Perfuração dos poços injetores

CAMPO DE TUBARÃO MARTELO

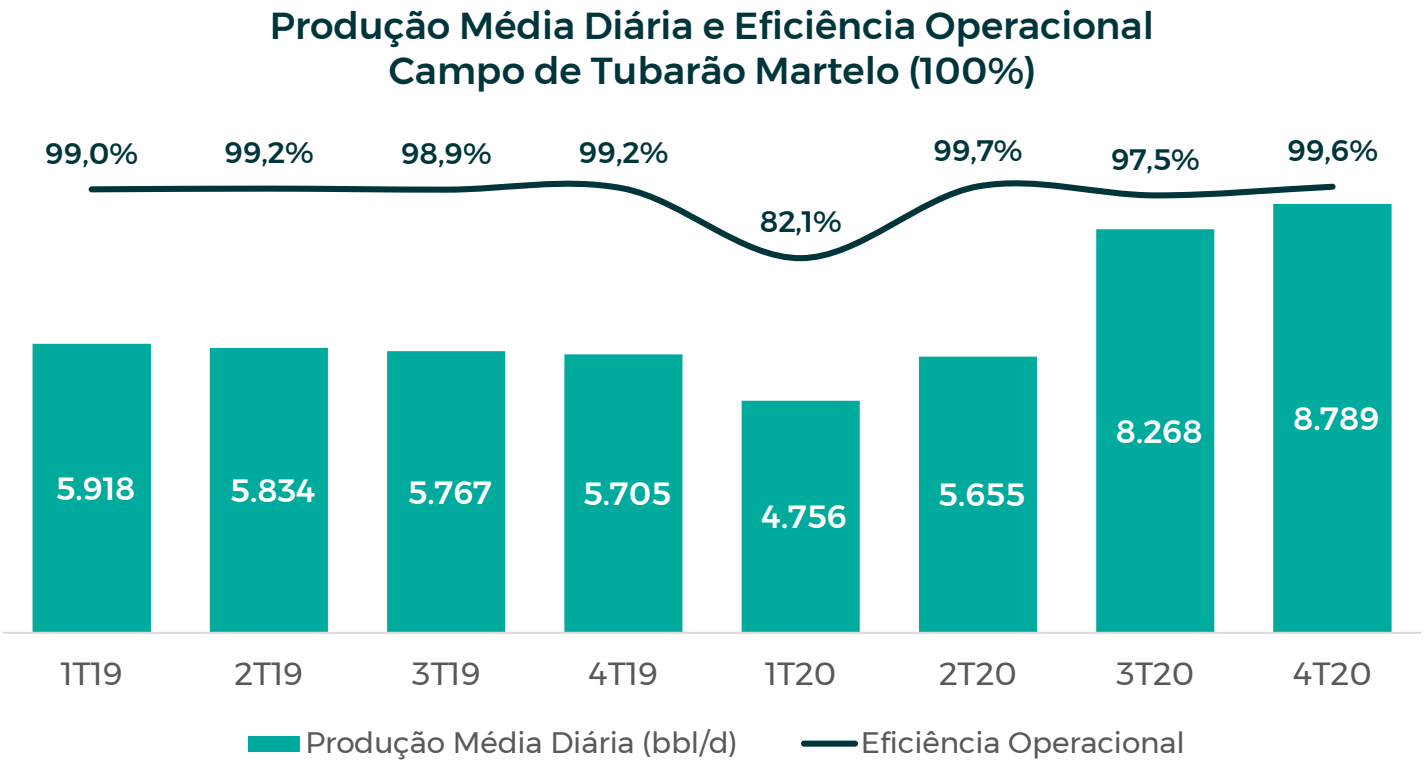
80% PETRORIO


8.400
boe/d
99,6%
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

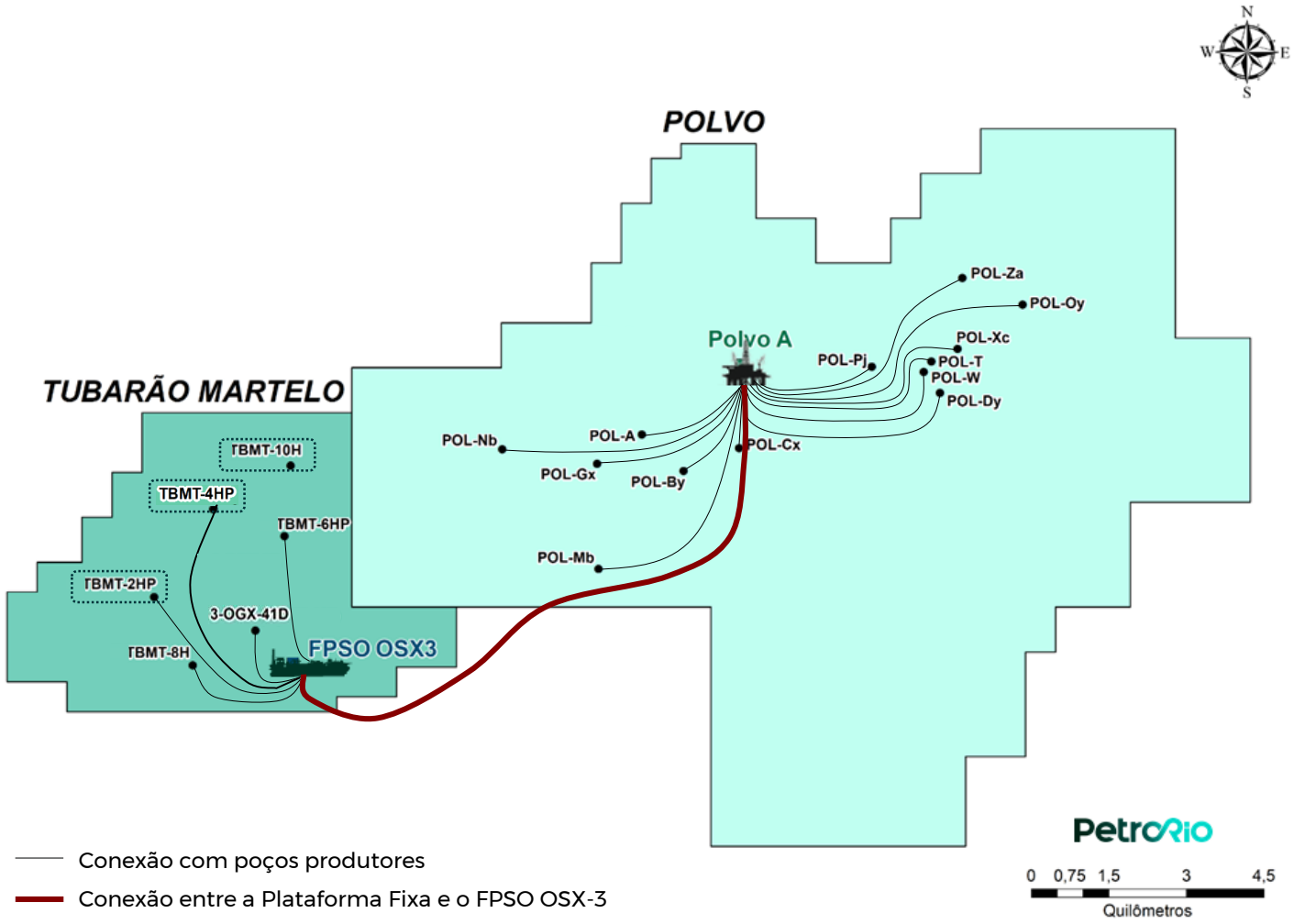
Produção Média Diária e Eficiência Operacional (100%)



- Incorporação da operação pela PetroRio em agosto de 2020
- Conclusão da primeira fase da Campanha de Revitalização com o início da produção do poço TBMT-4HP, aumentando em 40% o nível de produção do Campo (para ~8.400 boed).
- Captura de 80% das sinergias previstas para o período pré-tieback.
- Manutenção do alto nível de eficiência operacional

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 5° poço produtor: **TBMT-4HP**
- Produção aumentou em 40% (~3 Mbbl por dia)

Próximos passos – 1ª metade de 2021

- 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 6° poço produtor (**TBMT-10H**) com custo de US$ 25 milhões

PetroRio

TIEBACK POLVO-TUBARÃO MARTELO

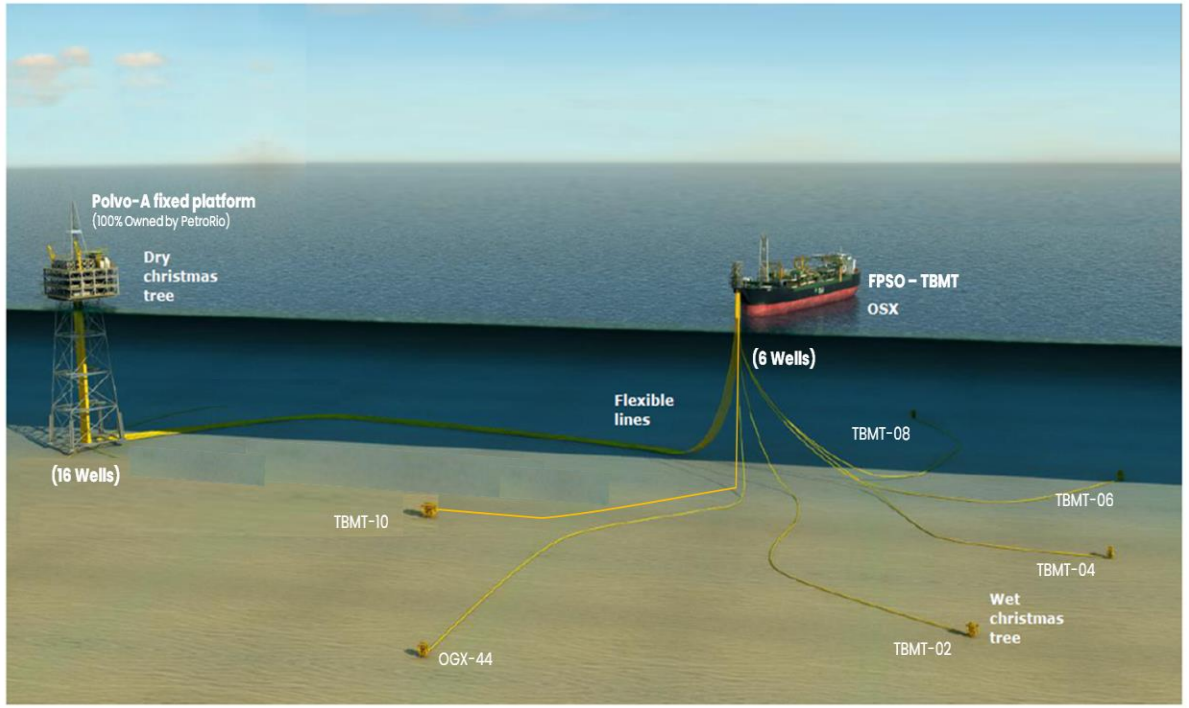
Tieback entre Polvo e TBMT poderá proporcionar redução de 60% nos custos operacionais dos ativos

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 mar/21 42% de avanço físico e US$ 20,5MM do projeto gastos no projeto de tieback entre **Polvo** e **TBMT**, compreendendo, principalmente, o desenho, encomenda e início da fabricação das tubulações flexíveis, risers, umbilical e equipamentos
- Conclusão prevista em jul/21.
- Poço TBMT 10 previsto para set/21.

PetroRio

CAMPO DE POLVO

100% PETRORIO

9.500
boe/d

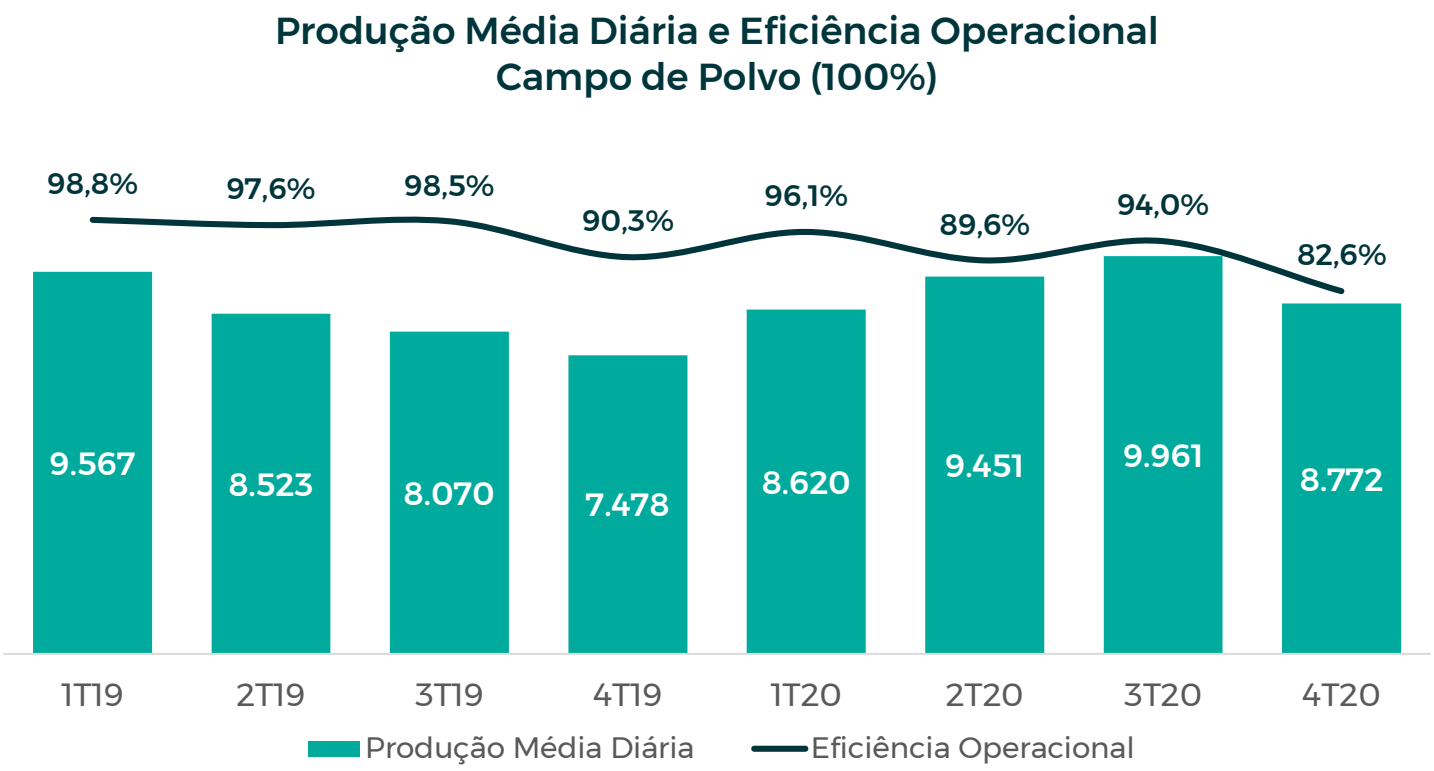
90,5%
Eficiência Operacional

Duas Campanhas de Perfuração bem sucedidas

DESEMPENHO OPERACIONAL

O sucesso da Campanha de Perfuração de 2019/2020 em Polvo é refletido nos níveis de produção atingidos

Produção Média Diária e Eficiência Operacional (100%)



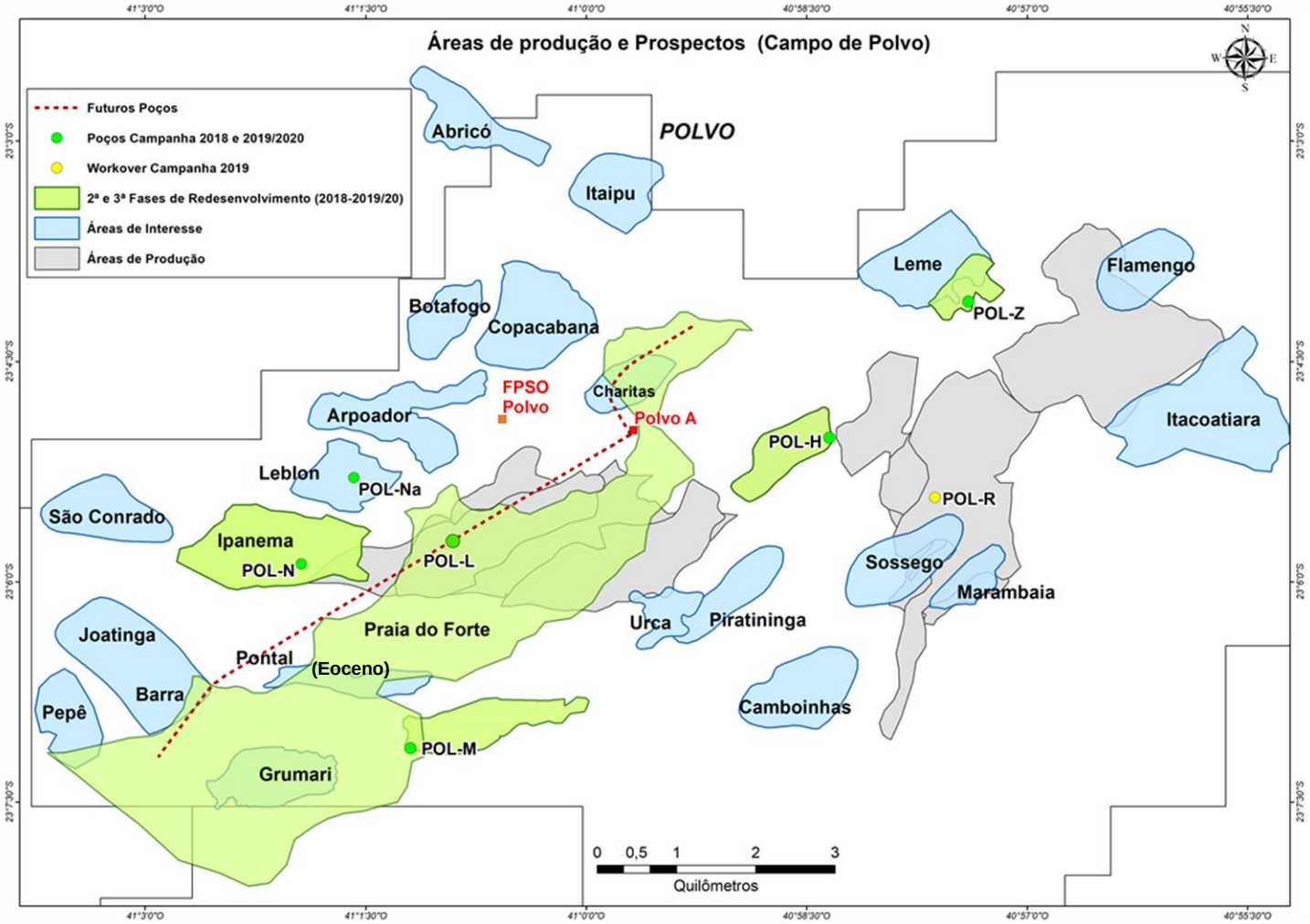
- Início de produção do POL-L em março, acrescentando cerca de 2,5 kbbl/d à produção do Campo, fruto da Campanha de Perfuração 2019/2020

Fatores que impactaram a eficiência de Polvo em 2020:

- *Shutdown* no FPSO arrendado entre junho e julho por casos de COVID-19
- Parada de produção em novembro por 9 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



2ª fase – Campanha de 2018

- Perfuração dos poços: POL-H, POL-Z e POL-M
- Incremento de 50% na produção (~5 Mbbl/d)
- Reserva adicionada: 6.5 MMbbl
- Custo: US$ 42 milhões

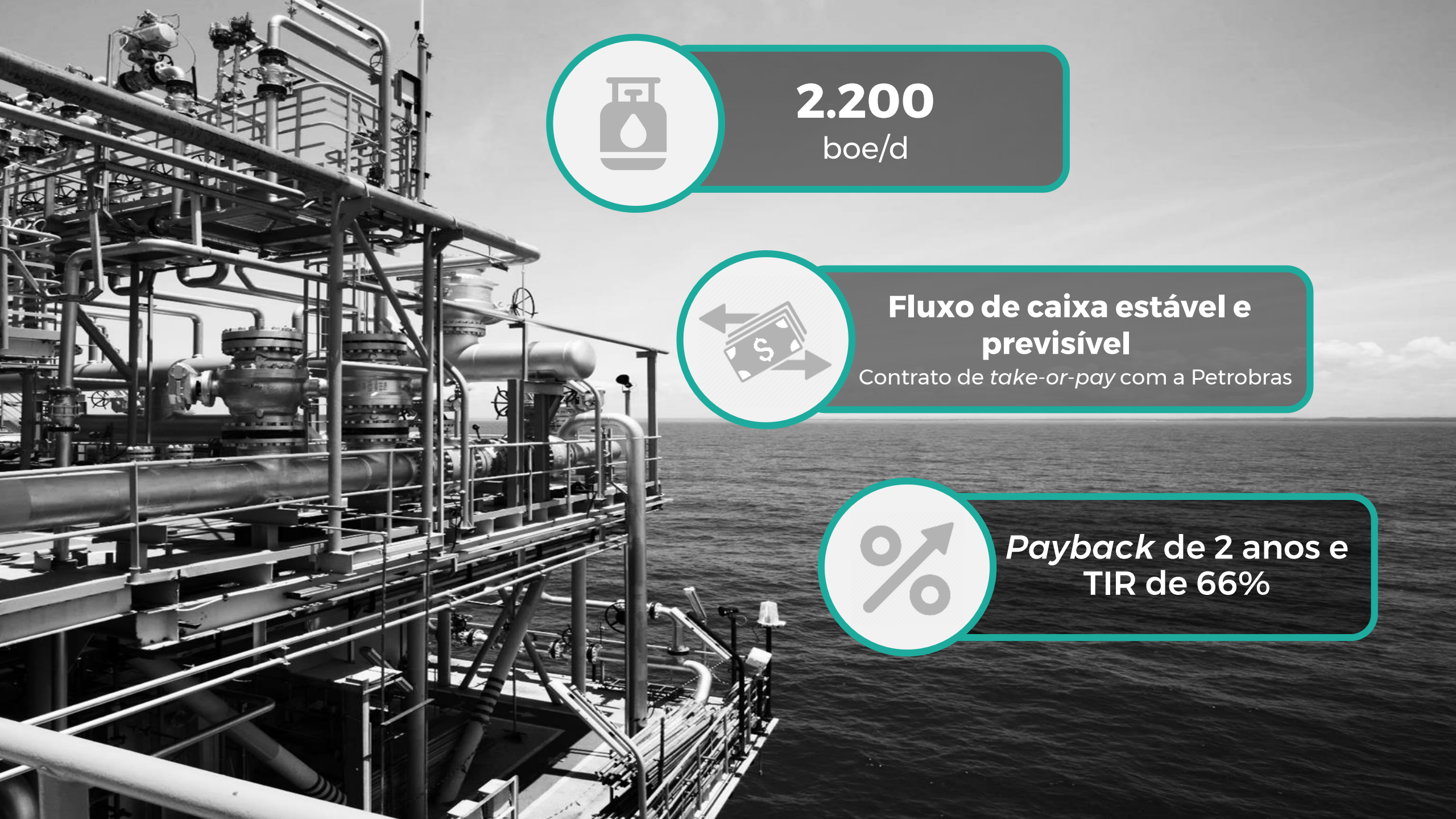
3ª fase – Campanha de 2019/2020

- 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

PetroRio

CAMPO DE GÁS NATURAL DE MANATI

10% PETRORIO



2.200
boe/d

Fluxo de caixa estável e previsível
Contrato de *take-or-pay* com a Petrobras

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

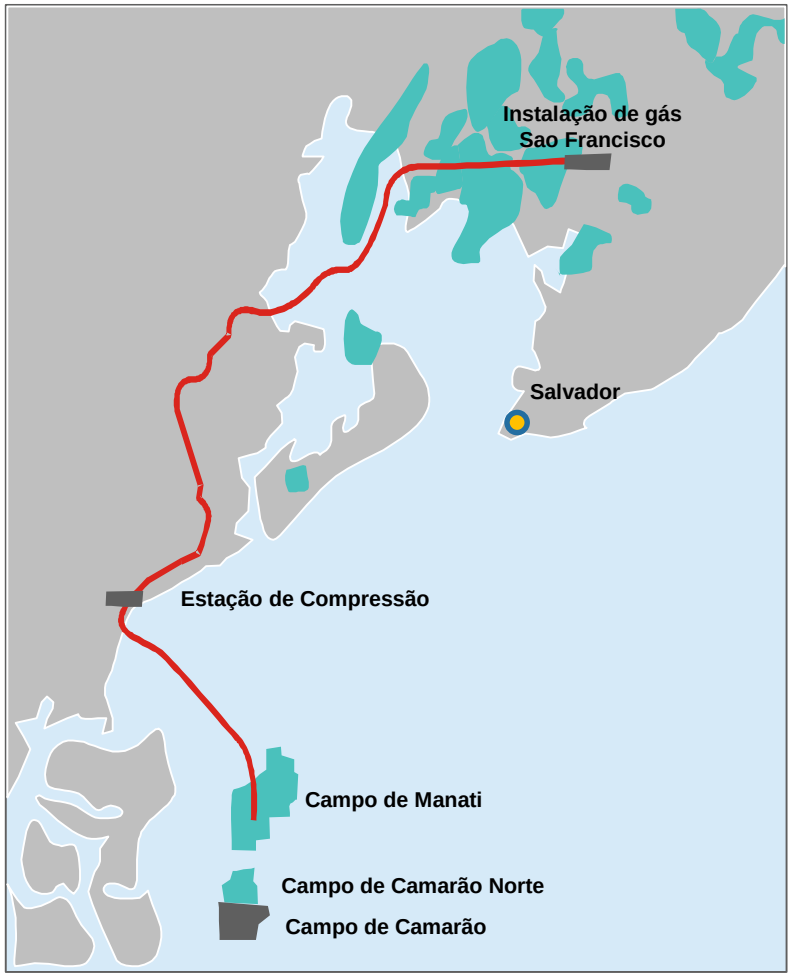
VISÃO GERAL

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 1° 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



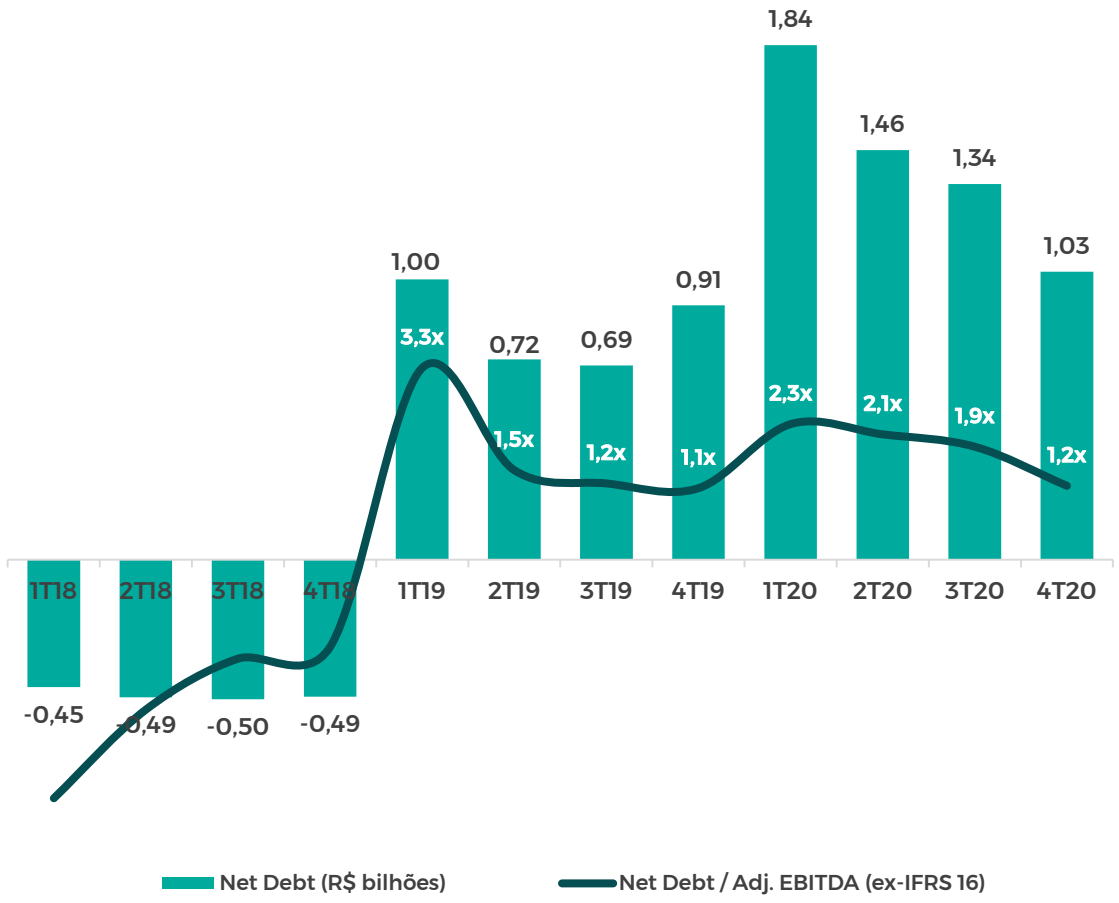
PetroRio

FINANCIANDO A EXPANSÃO

ESPAÇO PARA ALAVANCAGEM

Maior EBITDA originado das aquisições recentes abrirá espaço para alavancagem

Net Debt/EBITDA (R$ Bi)



Fatores que impactaram o Net Debt/EBITDA no 4T20:

- Dívida de **R$ 528,1 milhões** com a Prisma integralmente reconhecida no balanço da Companhia, sem a contrapartida integral da receita gerada por TBMT no EBITDA, uma vez que a conclusão de TBMT ocorreu em 03 de agosto;
- Não inclui os recursos obtidos com a emissão de ações realizada no começo de 2021, que serão refletidos somente nos resultados do 1T21

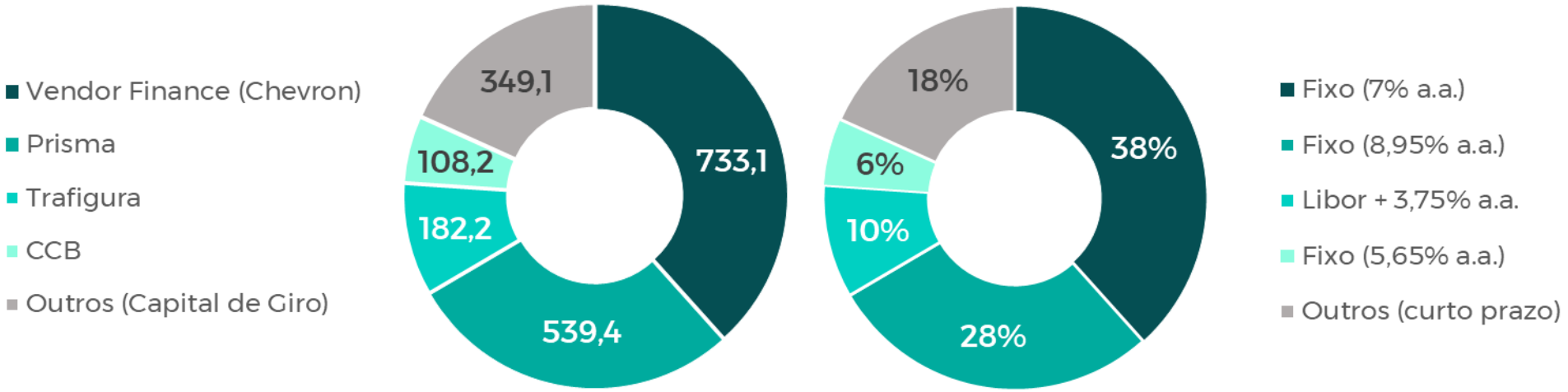
Ajustado pelo caixa obtido com o Follow-on, a Companhia teria aproximadamente R$ 1 bilhão em caixa líquido.

PetroRio

FUNDING

Financiamentos contratados com o intuito de investir no crescimento da Companhia através de aquisições e redesenvolvimento dos campos

Empréstimos e financiamentos (R$ milhões)



Vendor Finance (Chevron)

Original

US$ 224 milhões

Prazo de 2 anos

Libor + 3% a.a.

Vendor finance possibilita pagar o ativo com próprio fluxo

Novo 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 (Aquisição do FPSO Bravo e Campo de TBMT)

Original

US$ 100 milhões

Prazo de 4 meses

8,95% a.a.

Novo Cronograma de Amortização

US$ 25 milhões em Jul-21

US$ 25 milhões em Jan-22

US$ 25 milhões em Jul-22

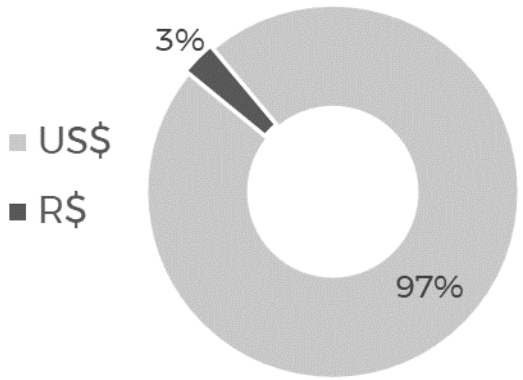
US$ 25 milhões em Jan-23

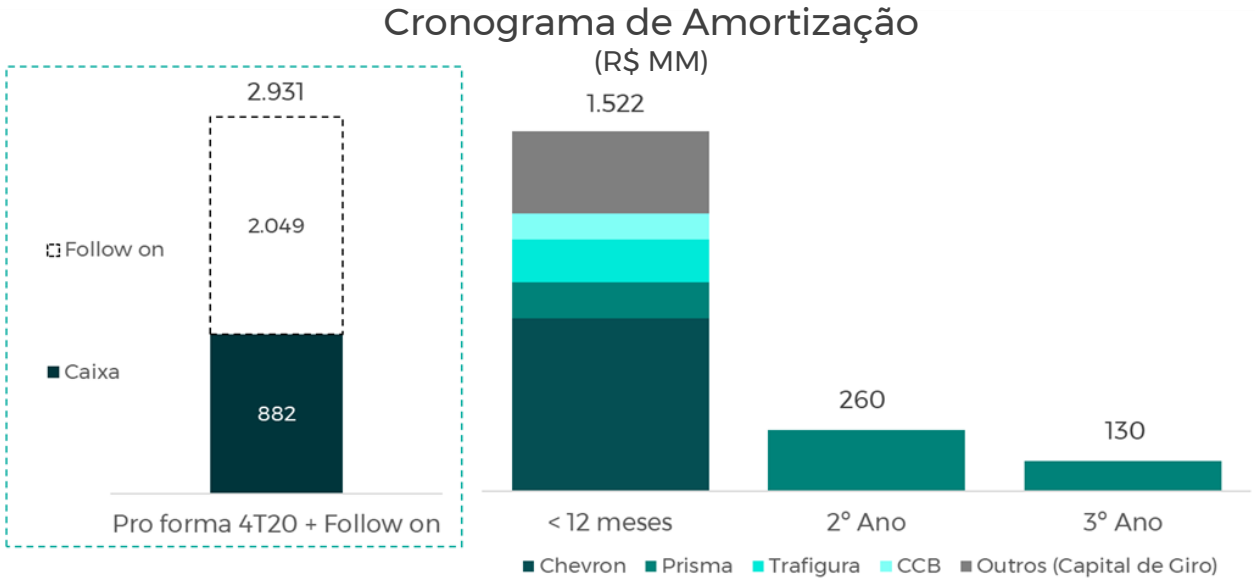
8,95% a.a.

FUNDING

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

Empréstimos e Financiamentos (R$ milhões)





Vendor Finance (Chevron)

Original

US$ 224 milhões

Prazo de 2 anos

Libor + 3% a.a.

Vendor finance possibilita pagar o ativo com próprio fluxo

Novo 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 (Aquisição do FPSO Bravo e Campo de TBMT)

Original

US$ 100 milhões

Prazo de 4 meses

8,95% a.a.

Novo 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.petroriosa.com.br

PetroRio

ANEXO I: DRE PRO FORMA (R$ milhares)

	Sem IFRS-16			Acumulado - Sem IFRS-16			Acumulado - Com IFRS-16		
	4T19	4T20	Δ	2019	2020	Δ	2019	2020	Δ
Receita Total	**557.995**	**880.035**	**58%**	**1.644.346**	**1.904.185**	**16%**	**1.644.346**	**1.904.185**	**16%**
Custos de Produto Vendido	(168.742)	(295.836)	75%	(572.199)	(724.924)	27%	(413.721)	(513.009)	24%
Royalties	(48.314)	(74.819)	55%	(143.780)	(152.552)	6%	(143.780)	(152.552)	6%
Resultado das Operações	**340.939**	**509.379**	**49%**	**928.367**	**1.026.709**	**11%**	**1.086.845**	**1.238.624**	**14%**
Despesas gerais e administrativas	(39.876)	(44.291)	11%	(124.835)	(150.020)	20%	(119.637)	(144.430)	21%
Outras receitas (despesas) operacionais	517.819	430.222	-17%	420.007	692.354	65%	420.007	692.354	65%
EBITDA	**818.881**	**895.310**	**9%**	**1.223.539**	**1.569.044**	**28%**	**1.387.215**	**1.786.548**	**29%**
Margem EBITDA	***147%***	***102%***	***-45 p.p.***	***74%***	***82%***	***8 p.p.***	***84%***	***94%***	***10 p.p.***
Depreciação e amortização	(180.862)	(243.489)	35%	(370.754)	(702.088)	89%	(508.958)	(843.801)	66%
Resultado financeiro	*(28.546)*	*32.787*	n/a	*(252.713)*	*(307.692)*	22%	*(337.254)*	*(458.668)*	36%
Resultado de Hedge - Realizado	*772*	*(49.874)*	*-6562%*	(3.902)	*111.949*	*n/a*	*(3.902)*	*111.949*	n/a
Resultado de Hedge - Marcação	-	-	-	5.467	*134.572*	*n/a*	*5.467*	*134.572*	2362%
Outras receitas (despesas) financeiras	*(29.318)*	*82.661*	*-382%*	(254.277)	*(554.213)*	*118%*	*(338.819)*	*(705.190)*	108%
Imposto de renda e contribuição social	164.664	(8.789)	n/a	301.344	(31.167)	n/a	301.344	(31.167)	n/a
Lucro (Prejuízo) do Período	**774.137**	**675.820**	**-13%**	**901.416**	**528.097**	**-41%**	**842.347**	**452.913**	**-46%**

	4T19	4T20	Δ	2019	2020	Δ	2019	2020	Δ
EBITDA ajustado*	**301.062**	**465.088**	**54%**	**803.532**	**876.689**	**9%**	**967.208**	**1.094.194**	**13%**
Margem EBITDA ajustada	***54%***	***53%***	***-1 p.p.***	***49%***	***46%***	***-3 p.p.***	***59%***	***57%***	***-2 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	2019	2020
Caixa e equivalentes de caixa	459.396	809.273
Títulos e Valores Mobiliários	226.301	22.793
Caixa Restrito	52.223	49.996
Contas a receber	374.598	386.165
Estoque de Óleo	120.101	186.160
Estoque de Consumíveis	5.373	8.506
Instrumentos financeiros Derivativos	9.354	14.926
Tributos a recuperar	116.773	124.321
Adiantamentos a fornecedores	52.171	58.245
Adiantamentos a parceiros	86.278	89.346
Despesas antecipadas	10.333	25.594
Outros créditos	189	-
Total Ativo Circulante	**1.513.090**	**1.775.325**
Ativo disponível para venda	**-**	**-**
	1.513.090	**1.775.325**
Adiantamentos a fornecedores	12.596	12.596
Depósitos e cauções	27.249	20.317
Tributos a recuperar	32.384	32.848
Tributos diferidos	160.313	414.549
Direito de Uso (Leasing CPC 06.R2/IFRS 16)	452.067	369.836
Imobilizado	2.602.523	3.362.690
Intangível	689.529	1.019.279
Total Não circulante	**3.976.661**	**5.232.116**
Total do Ativo	**5.489.751**	**7.007.440**

PASSIVO	2019	2020
Fornecedores	87.232	236.890
Obrigações trabalhistas	39.359	54.857
Tributos e contribuições sociais	83.441	87.741
Empréstimos e financiamentos	1.224.306	1.519.966
Debêntures	-	(0)
Adiantamentos de parceiros	40	-
Encargos Contratuais (Leasing CPC06.R2/IFRS 16)	223.049	223.579
Outras obrigações	12.356	(0)
Total Passivo Circulante	**1.669.783**	**2.123.032**
Fornecedores	13.233	13.640
Empréstimos e financiamentos	421.270	389.753
Debêntures	-	-
Provisão para abandono de instalações	763.633	635.112
Provisão para contingências	65.613	75.809
Tributos diferidos	-	214.607
Encargos Contratuais (Leasing CPC06.R2/IFRS 16)	389.433	402.521
Outras obrigações	1.685	1.703
Total Não circulante	**1.654.867**	**1.733.145**
Participações minoritárias	**759**	**849**
Capital Social Realizado	3.316.411	3.326.900
Reservas de Capital	228.027	321.359
Outros resultados abrangentes	150.335	579.820
Prejuízos acumulados	(2.372.777)	(1.530.431)
Resultado acumulado do período	842.346	452.766
Total Patrimônio líquido	**2.164.342**	**3.150.414**
Total do Passivo	**5.489.751**	**7.007.440**