

APRESENTAÇÃO INSTITUCIONAL

Maio 2020

PetroRio



Índice
Small Cap

SMLL

Índice
Brasil Amplo
BM&FBOVESPA

IBRA

Índice de
Ações com Tag Along
Diferenciado

ITAG

Índice de
Ações com Governança
Corporativa Diferenciada

IGC

Índice de
Governança Corporativa
Novo Mercado

IGC-NM

Índice de
Governança
Corporativa Trade

IGCT

Índice
Brasil

IBRX

 **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

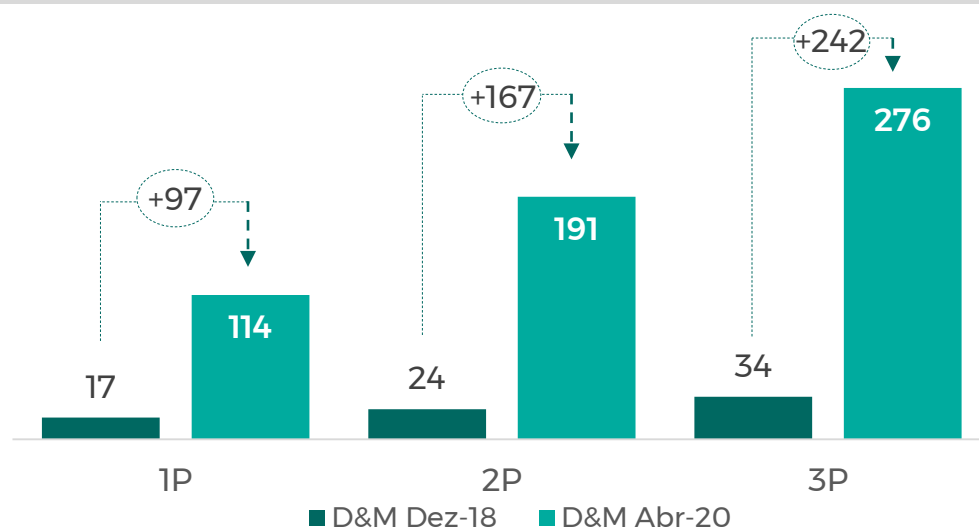
- A PetroRio gera valor em **campos produtores** através de **redução de custos** e **revitalização da produção**
- Experiência única em **redesenvolvimento** de campos maduros
- Time técnico altamente qualificado** - Operador-A pela ANP
- Capacidade de atrair capital** (Potencial de alavancagem; Segmento de Listagem “Novo Mercado”; *Reporting Issuer* no Canadá)
- 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

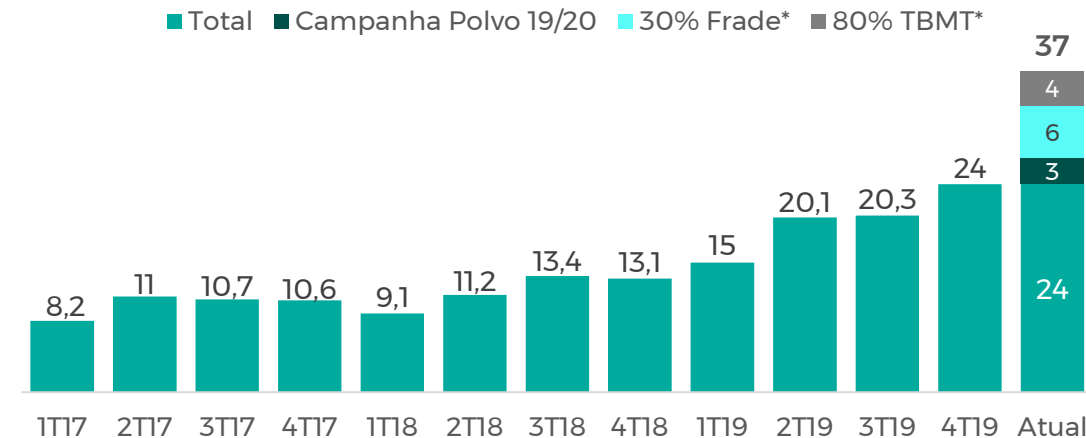
- Histórico de sucesso em M&A, com outras oportunidades disponíveis no mercado



Incremento nas Reservas (MMboe)



Evolução da Produção (kboe/d)



*Números Pró-Forma, aguardando aprovações da ANP.

SUMÁRIO EXECUTIVO



FRADE



POLVO



TUBARÃO MARTELO (TBMT)



MANATI



Resumo dos Ativos

	Frade	Polvo + TBMT	Manati	PetroRio
Operador	PetroRio	PetroRio	Petrobras	-
Participação	100%	95% ⁽⁷⁾	10%	-
Unidades de Produção próprias	1 FPSO	1 FPSO 1 Plataforma fixa	-	2 FPSO 1 Plataforma fixa
Reservas 1P (MMboe)	60,2 ⁽¹⁾⁽³⁾	50,7 ⁽¹⁾⁽³⁾	2,8 ⁽¹⁾⁽³⁾	113,7
Reservas 2P (MMboe)	92,3 ⁽¹⁾⁽³⁾	95,4 ⁽¹⁾⁽³⁾	3,0 ⁽¹⁾⁽³⁾	190,7
Produção (boe por dia)	19.800 ⁽²⁾⁽³⁾	15.000 ⁽²⁾⁽³⁾⁽⁶⁾	1.600 ⁽³⁾⁽⁵⁾	36.400
Profundidade	1300m	105m	80m	-
Capex/poço novo	US\$ 75M	US\$ 15M a 20M	-	-
% da produção total	54,4%	41,2%	4,4%	-
Previsão de Abandono (1P)	2034 ⁽¹⁾	2035 ⁽¹⁾⁽⁴⁾	2027 ⁽¹⁾	-

1 - Relatório D&M de 30/04/2020

2 - Abril/2020

3 - Proporcional à participação da PetroRio (100% Frade; 100% Polvo; 80% TBMT; 10% Manati)

4 - Considera o Polo Polvo+TBMT

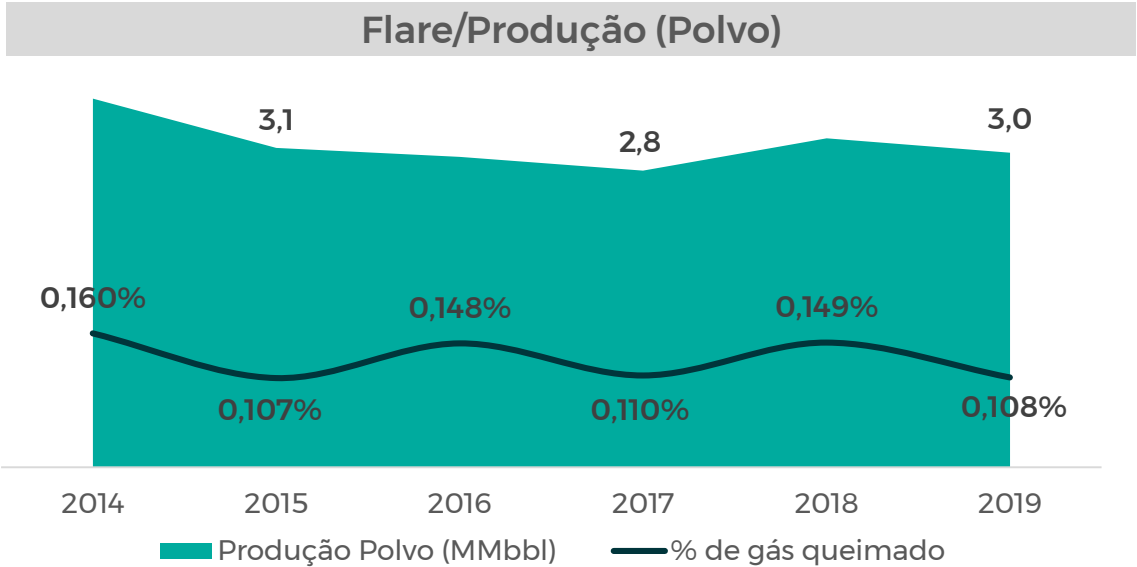
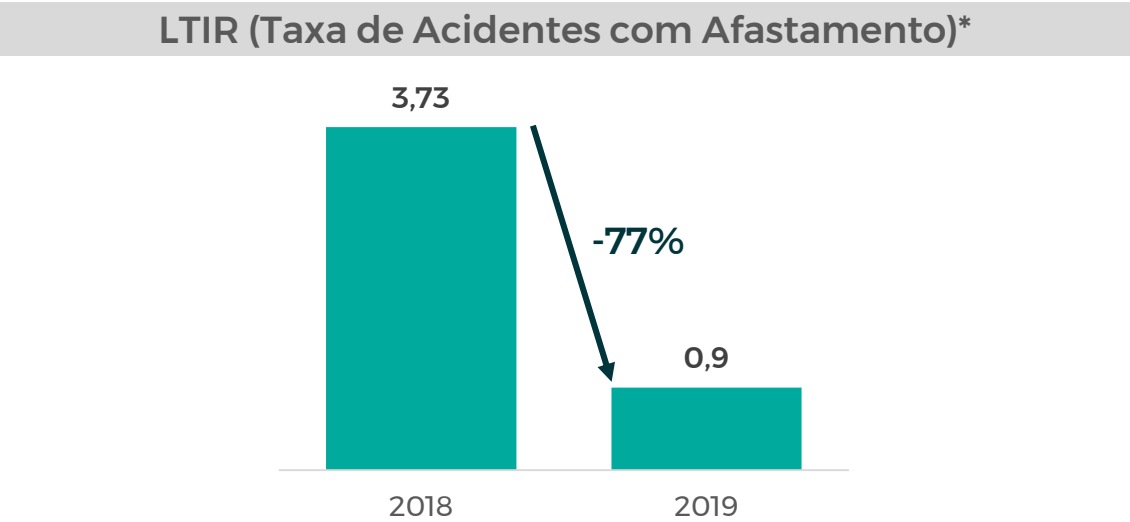
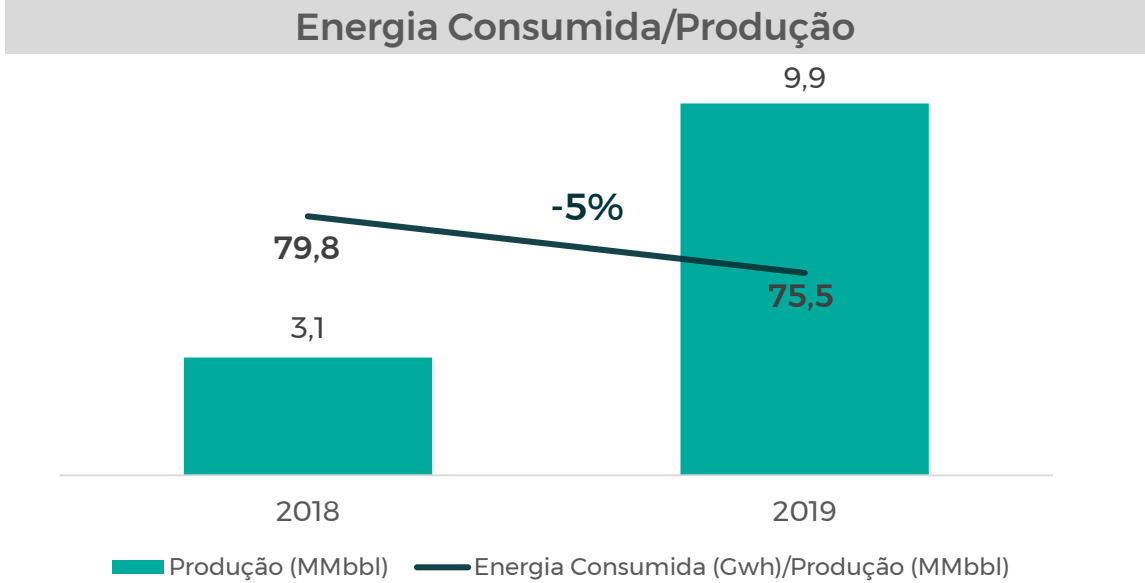
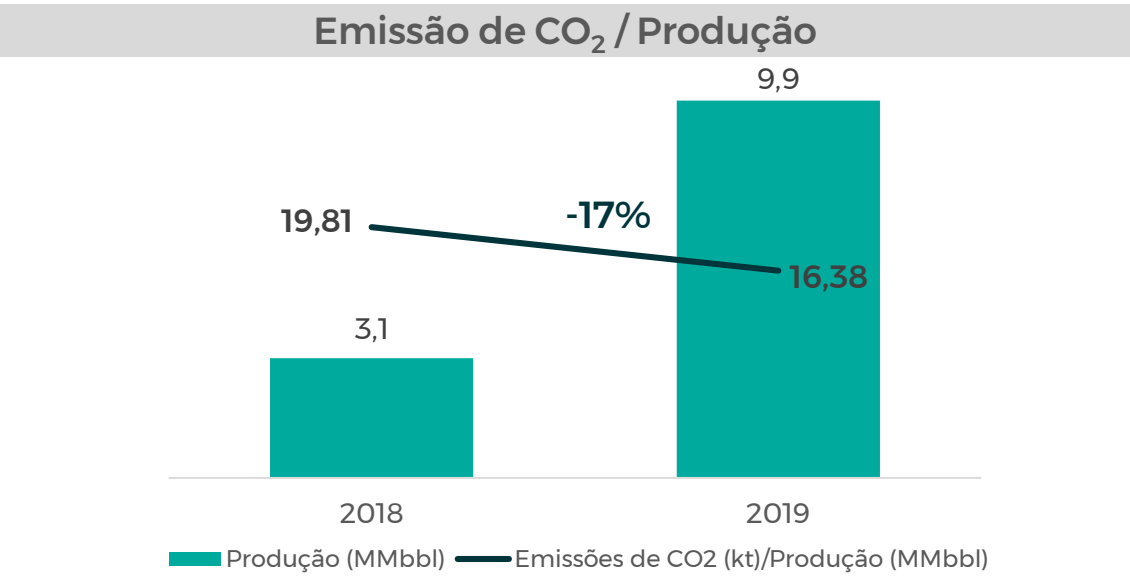
5 - Consumo mínimo definido no contrato take-or-pay com a Petrobras

6 - Considera incremento da Campanha de Perfuração de Polvo

7 - Pré Tieback: 100% de Polvo + 80% de TBMT/Pós Tieback: 95% do Polo Polvo+TBMT

SUSTENTABILIDADE

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



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

ESTRATÉGIA DE CRIAÇÃO DE VALOR

TECNOLOGIA C.R.P.

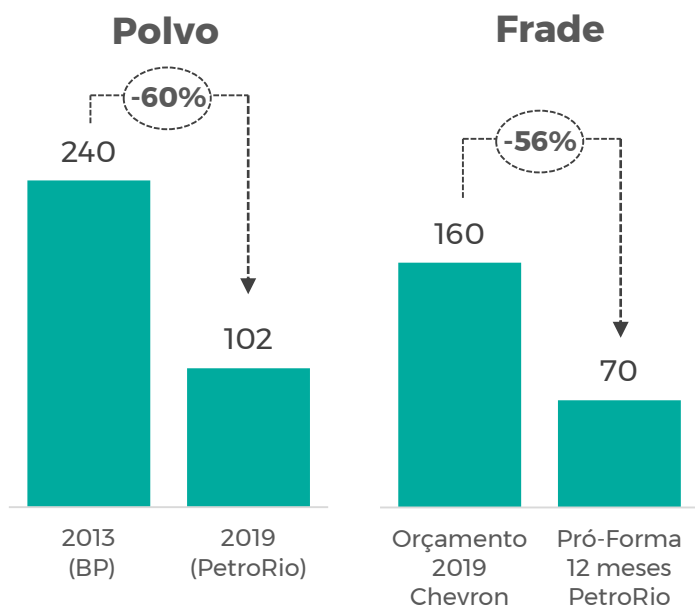
Geração de valor em campos produtores através de uma tecnologia de gestão criada pela PetroRio



CUSTO

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

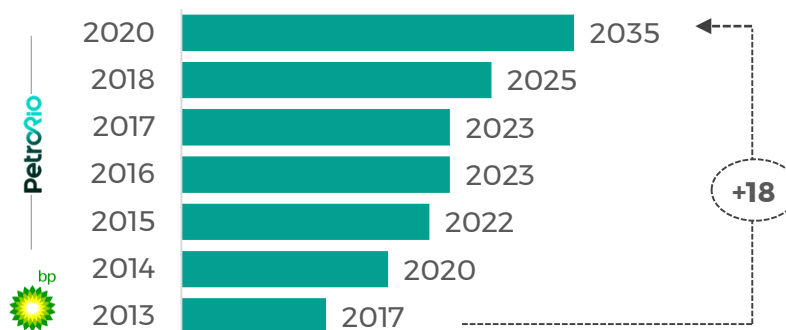
Custo de Operação nos Campos - USD MM



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)



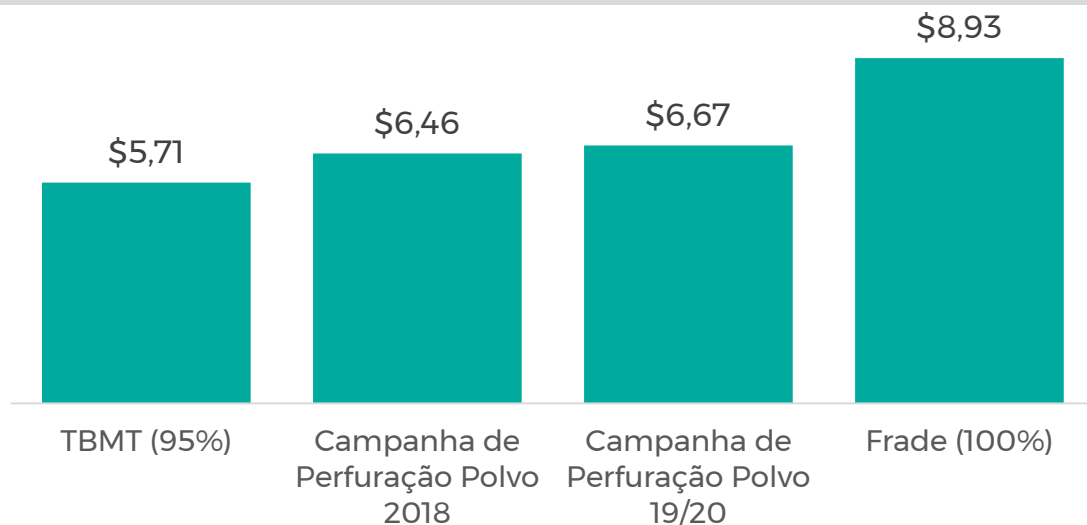
PRODUÇÃO

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

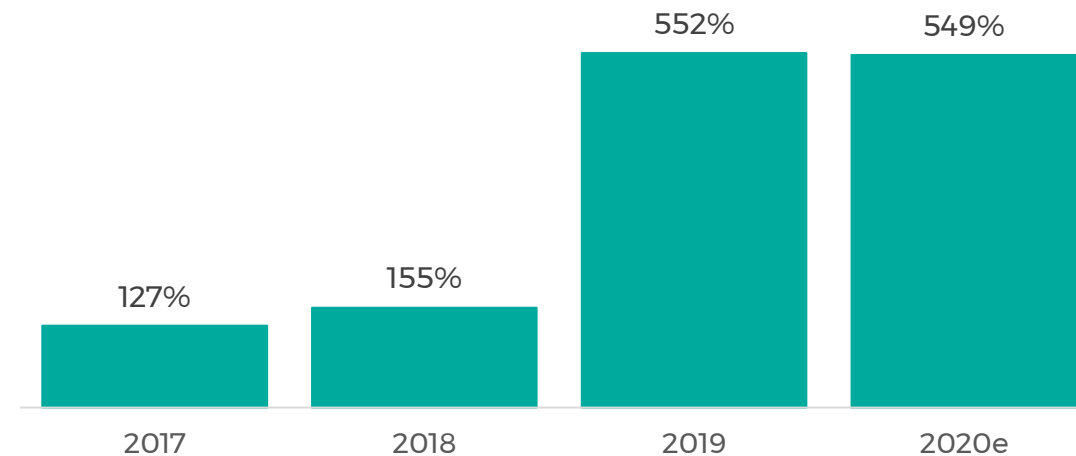
ENTREGANDO CRESCIMENTO

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

US\$/bbl adicionado (1P)



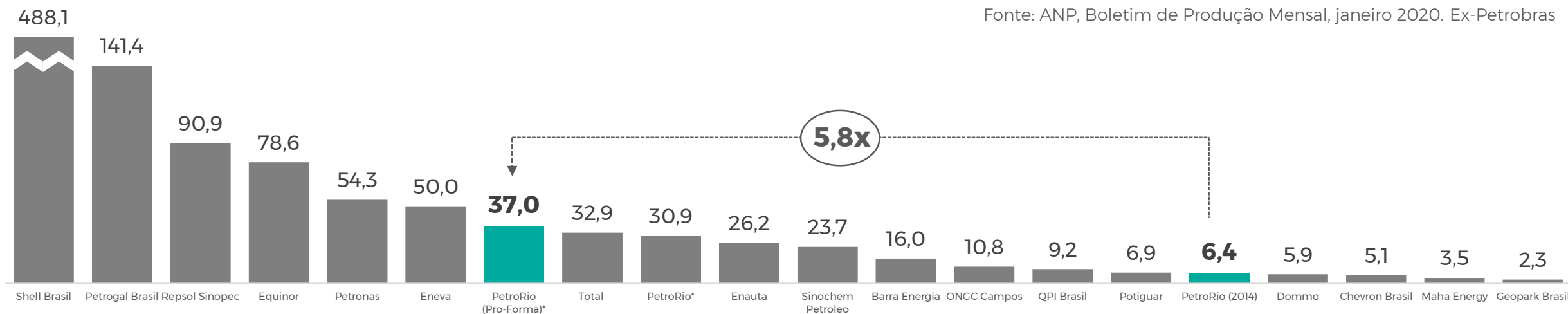
Reserve Replacement Ratio* (2P)



*RRR = Reserva adicionada/Produção da Companhia

Ranking de Produção de Óleo e Gás (kboe/d)

Fonte: ANP, Boletim de Produção Mensal, janeiro 2020. Ex-Petrobras

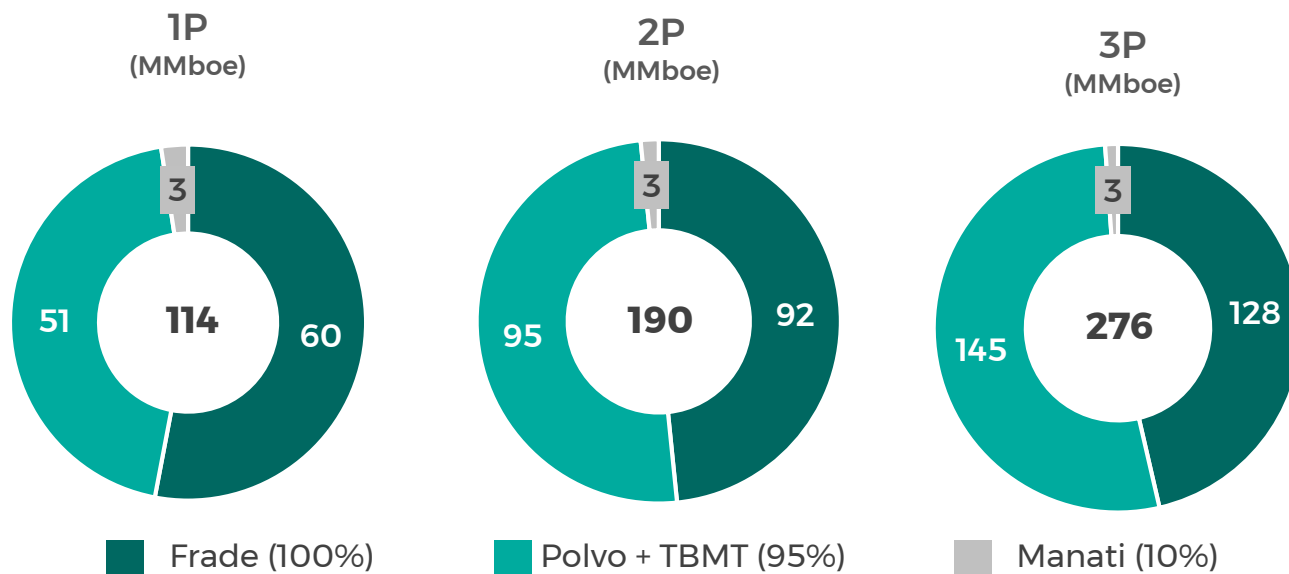


*Números Pro Forma. Considera 100% de Frade. + 80% de TBMT + incremento da Campanha de Perfuração 2019/20 em Polvo.

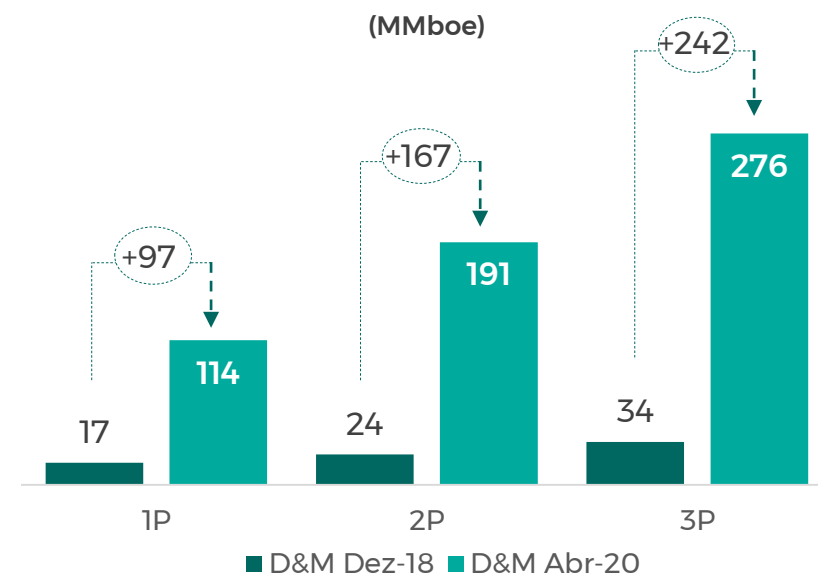
RESERVAS

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

Estimativas de Reservas da Companhia



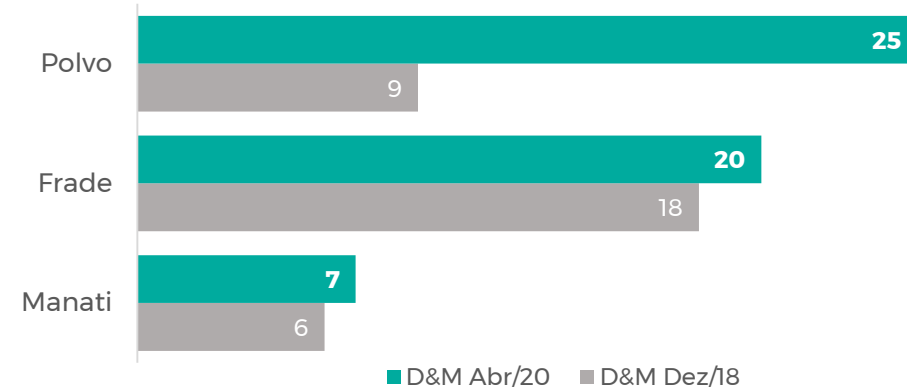
Incremento nas Reservas



Fatores que causaram o incremento nas reservas

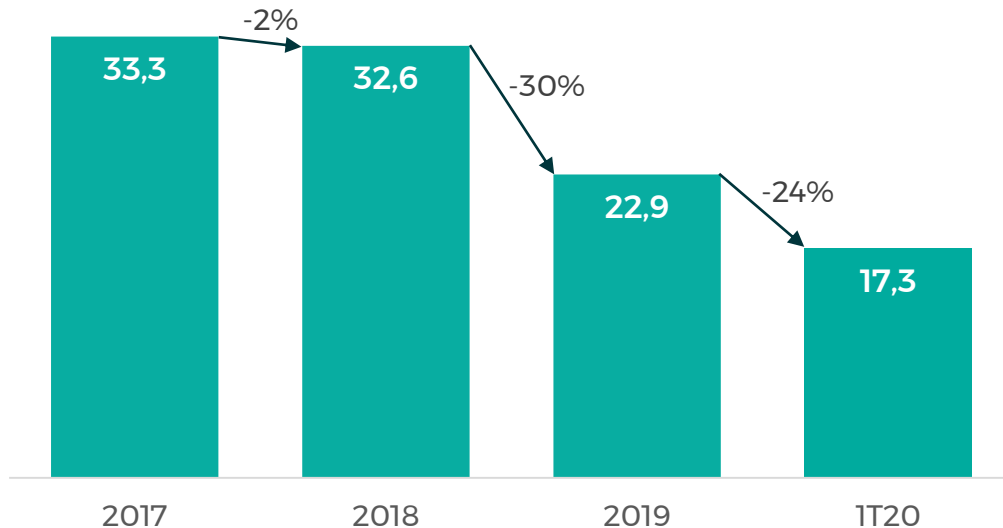
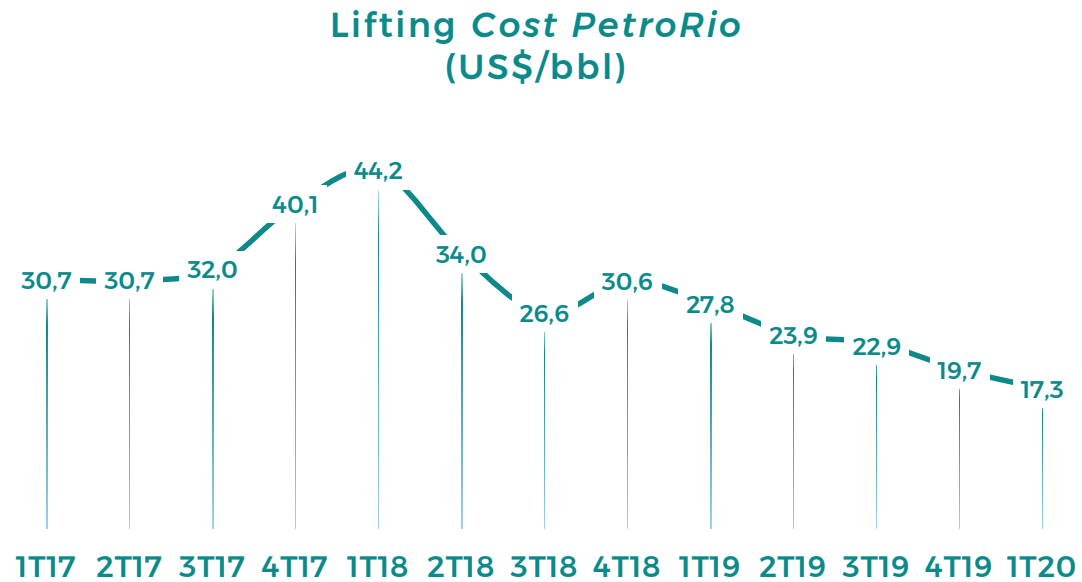
- > Farm-in em **Tubarão Martelo** e o projeto de *tieback* com **Polvo**, aumentando significativamente a recuperabilidade de ambos os ativos;
- > Nova curva de produção de **Frade** após um ano de operação sem redução na produção do Campo;
- > Sucesso da Campanha de Perfuração de **Polvo**, que abriu 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



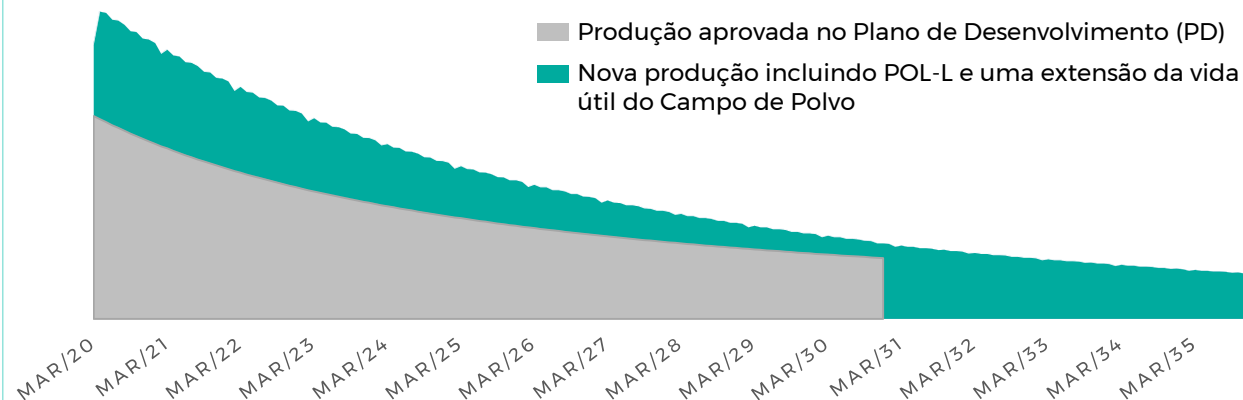
- ✓ Redução contínua do *lifting cost* devido ao aumento da produção em Polvo, do aumento da participação em Frade, e da captura das sinergias entre Frade e Polvo
- ✓ A redução reportada não considera os 30% de Frade adquiridos da Petrobras e a recente aquisição de TBMT.
- ✓ *Lifting cost* poderá alcançar US\$15/bbl nos próximos trimestres com Frade e TBMT

MUDANÇAS REGULATÓRIAS FAVORÁVEIS

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



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



Toda a produção **incremental** do Campo de Polvo terá sua alíquota 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

NOVAS AQUISIÇÕES

FPSO OSX-3 E *FARM-IN* EM TBMT

AQUISIÇÃO DO OSX-3 E FARM IN EM TUBARÃO MARTELO

Aquisições permitirão a criação de um polo privado na região, gerando sinergias significativas

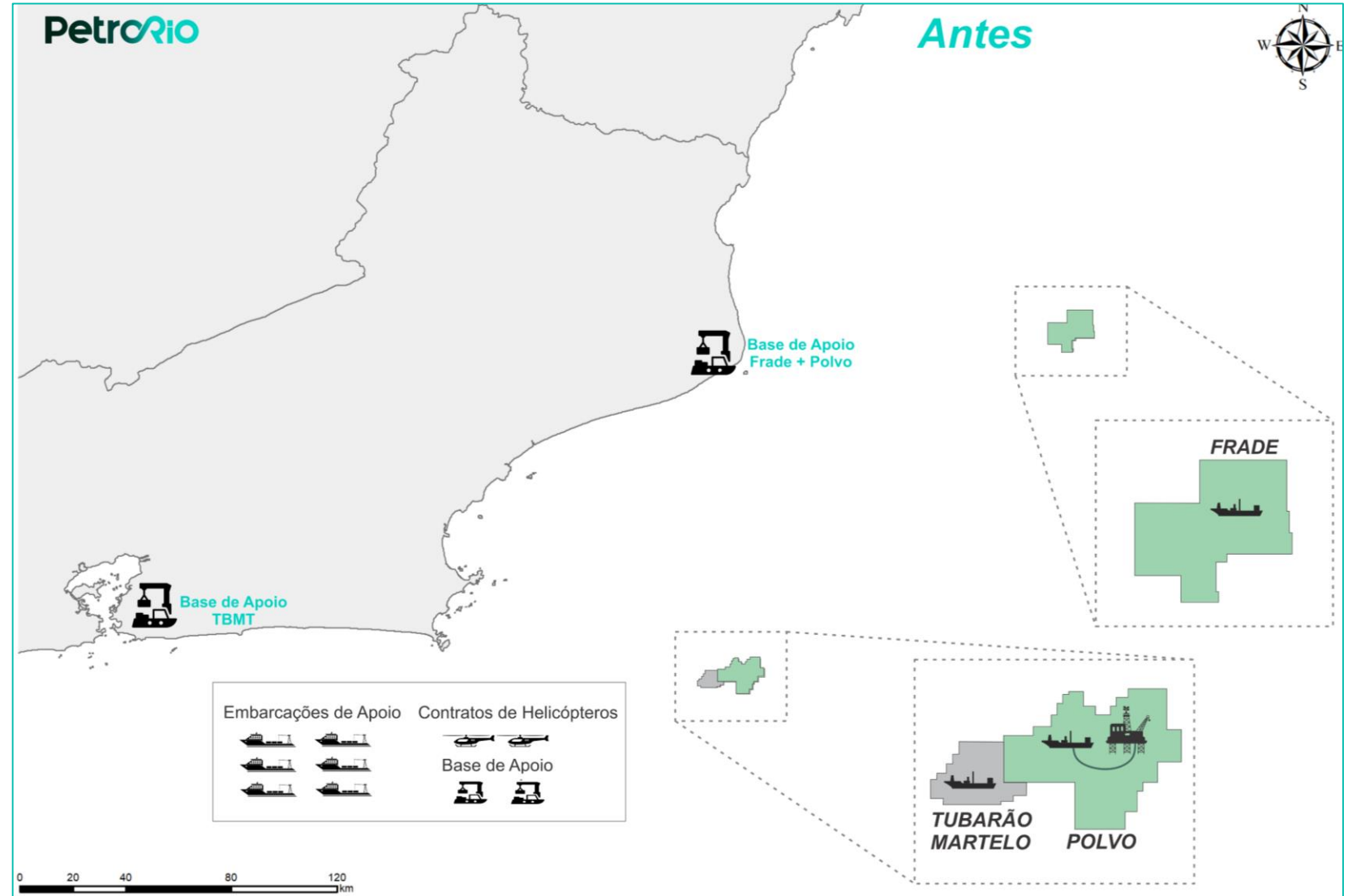
Pré-Tieback

80% do óleo de TBMT

Charter mensal de US\$ 840 mil

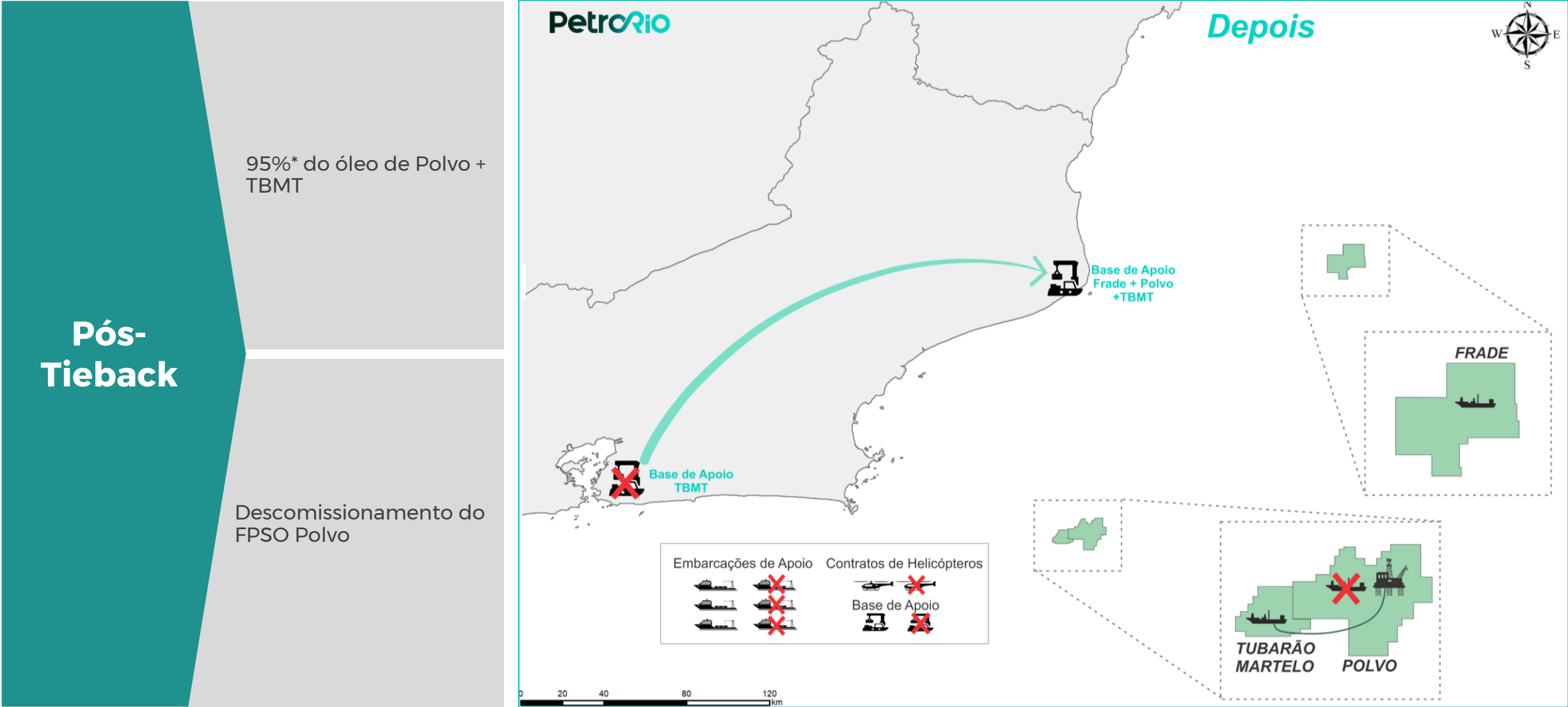
Unificação dos contratos de logística e embarcações de apoio

Unificação de Base de Apoio



AQUISIÇÃO DO OSX-3 E FARM IN EM TUBARÃO MARTELO

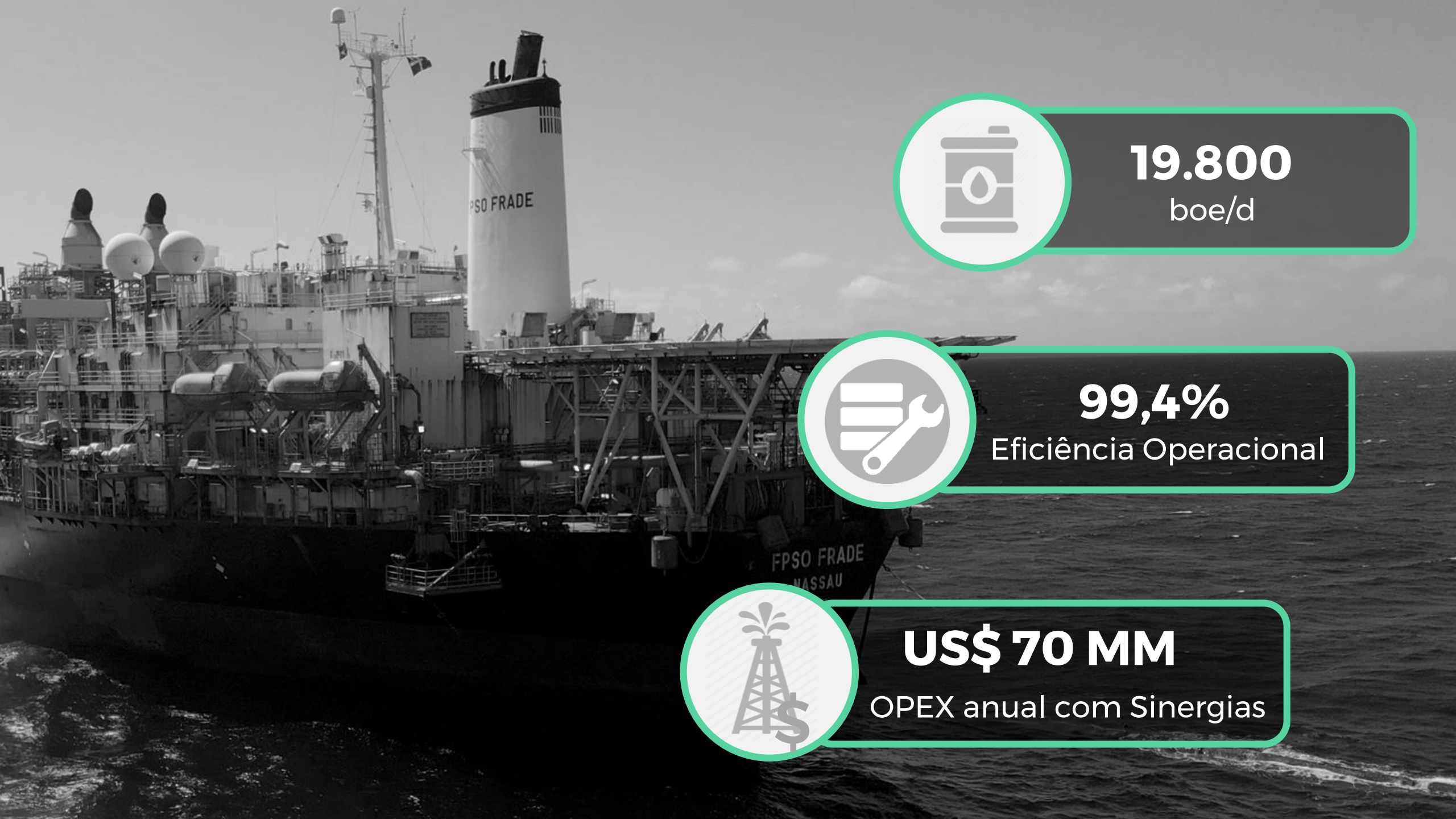
Tieback entre Polvo e TBMT poderá proporcionar redução de 60% nos custos operacionais dos ativos



14 *Após 30 milhões de barris produzidos, esse percentual aumenta para 96%

CAMPO DE FRADE

100% PETRORIO



19.800
boe/d



99,4%
Eficiência Operacional

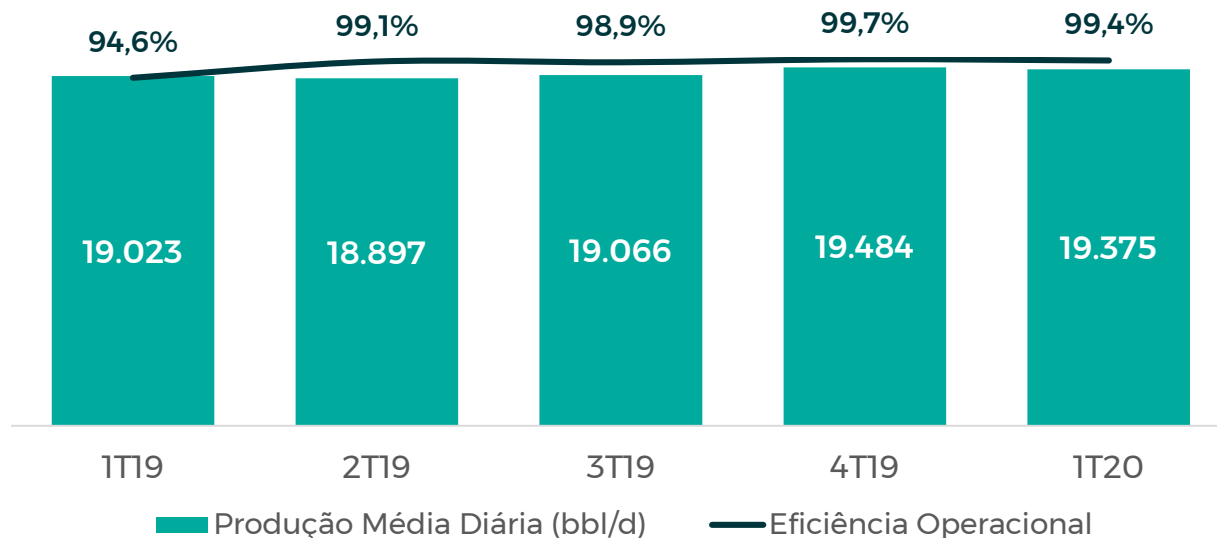


US\$ 70 MM
OPEX anual com Sinergias

DESEMPENHO OPERACIONAL

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

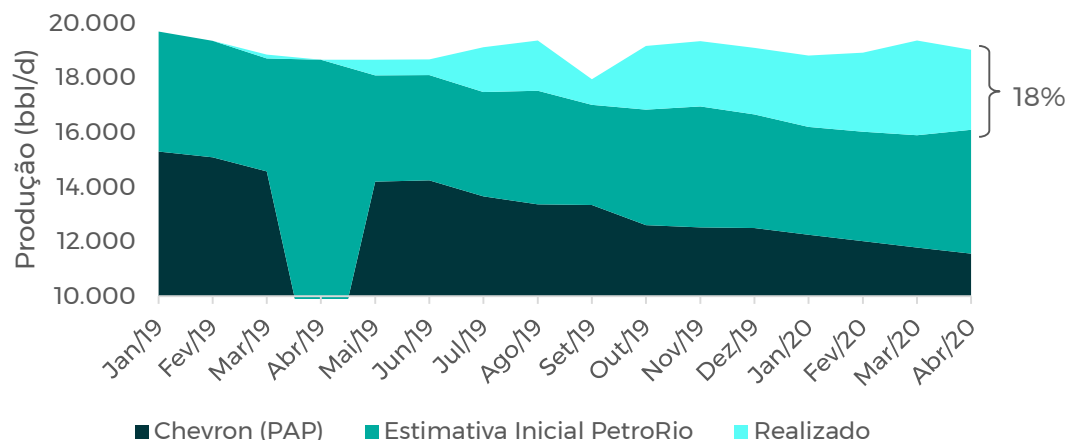
Produção Média Diária e Eficiência Operacional
Campo de Frade (100%)



Medidas para reduzir o declínio natural em 2020

- > **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**

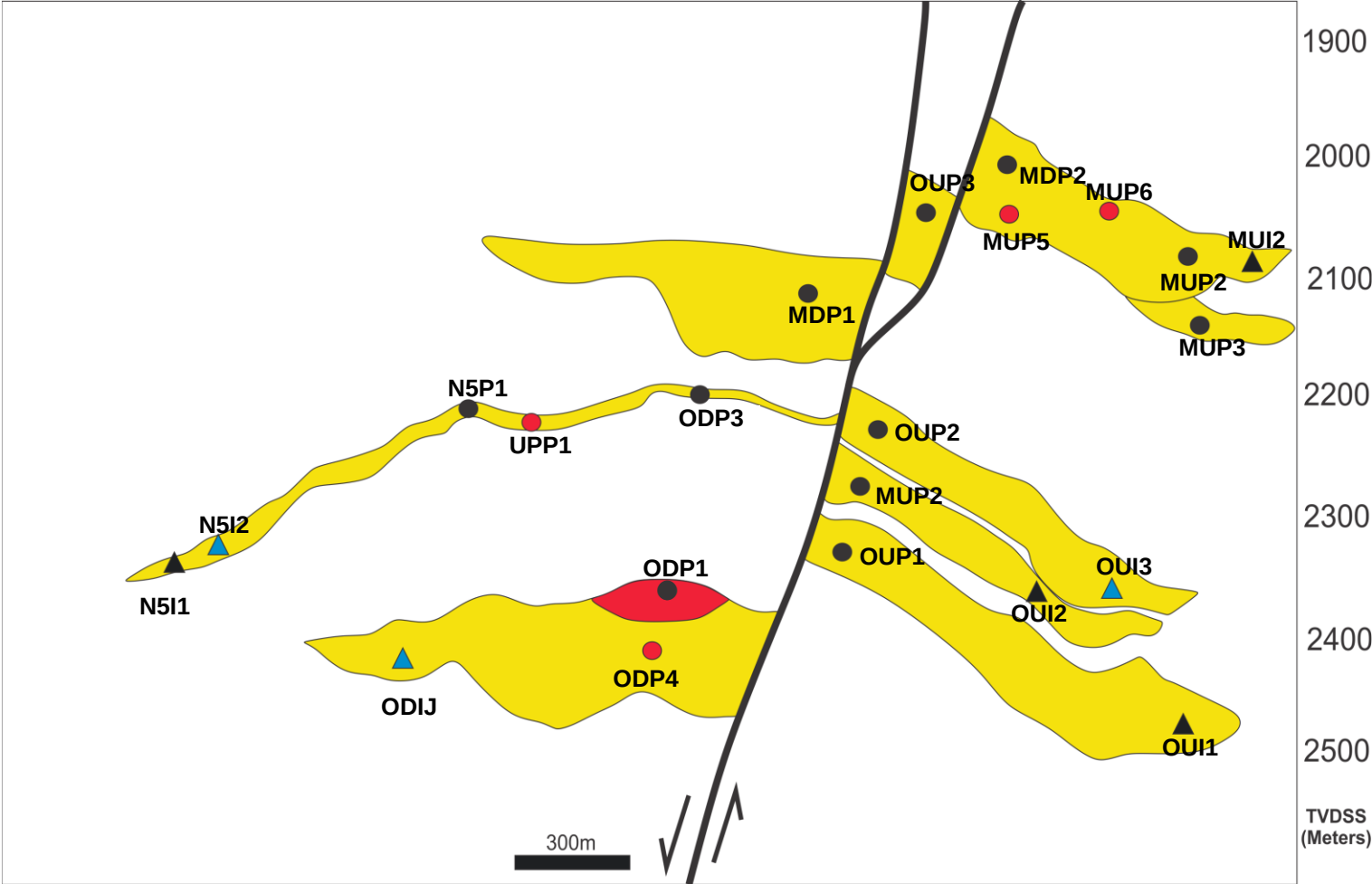
Produção do Campo de Frade (bbl/d)



- > Aumento de cerca de **18%** de produção em relação à curva de declínio esperada para o Campo.

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

CAMPO DE POLVO

100% PETRORIO



10.600
boe/d



96,1%
Eficiência Operacional

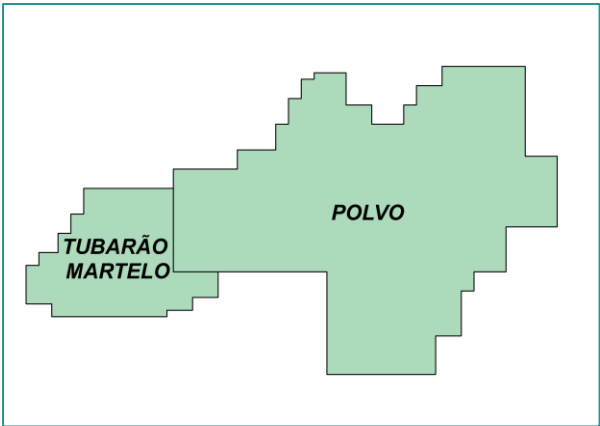
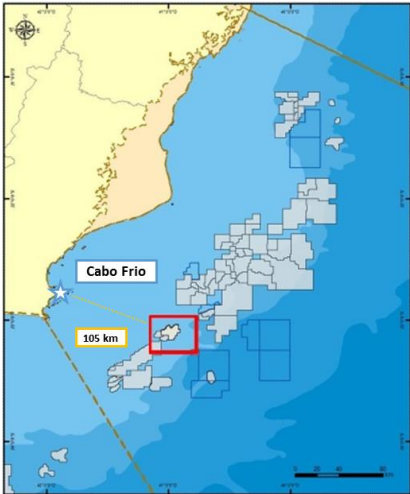


**Campanhas de
Perfuração bem
sucedidas**

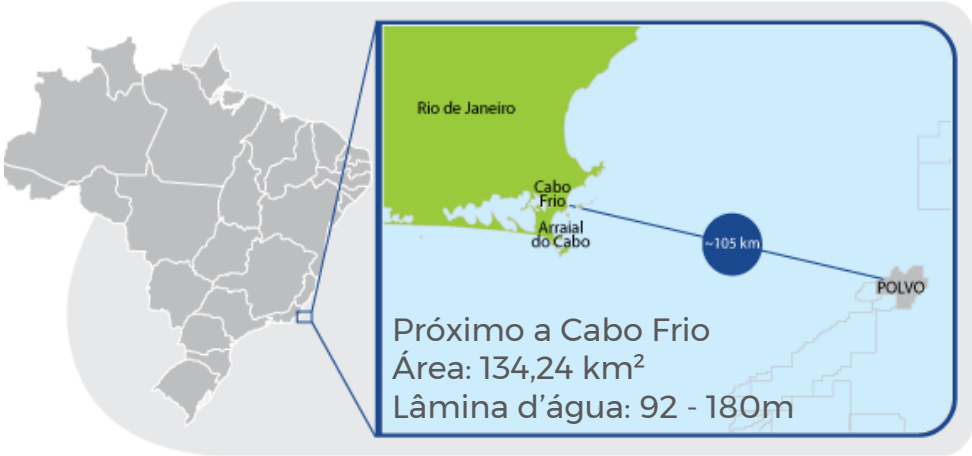


CAMPO DE POLVO – VISÃO GERAL

Bacia de Campos



Localização



Destino das Exportações



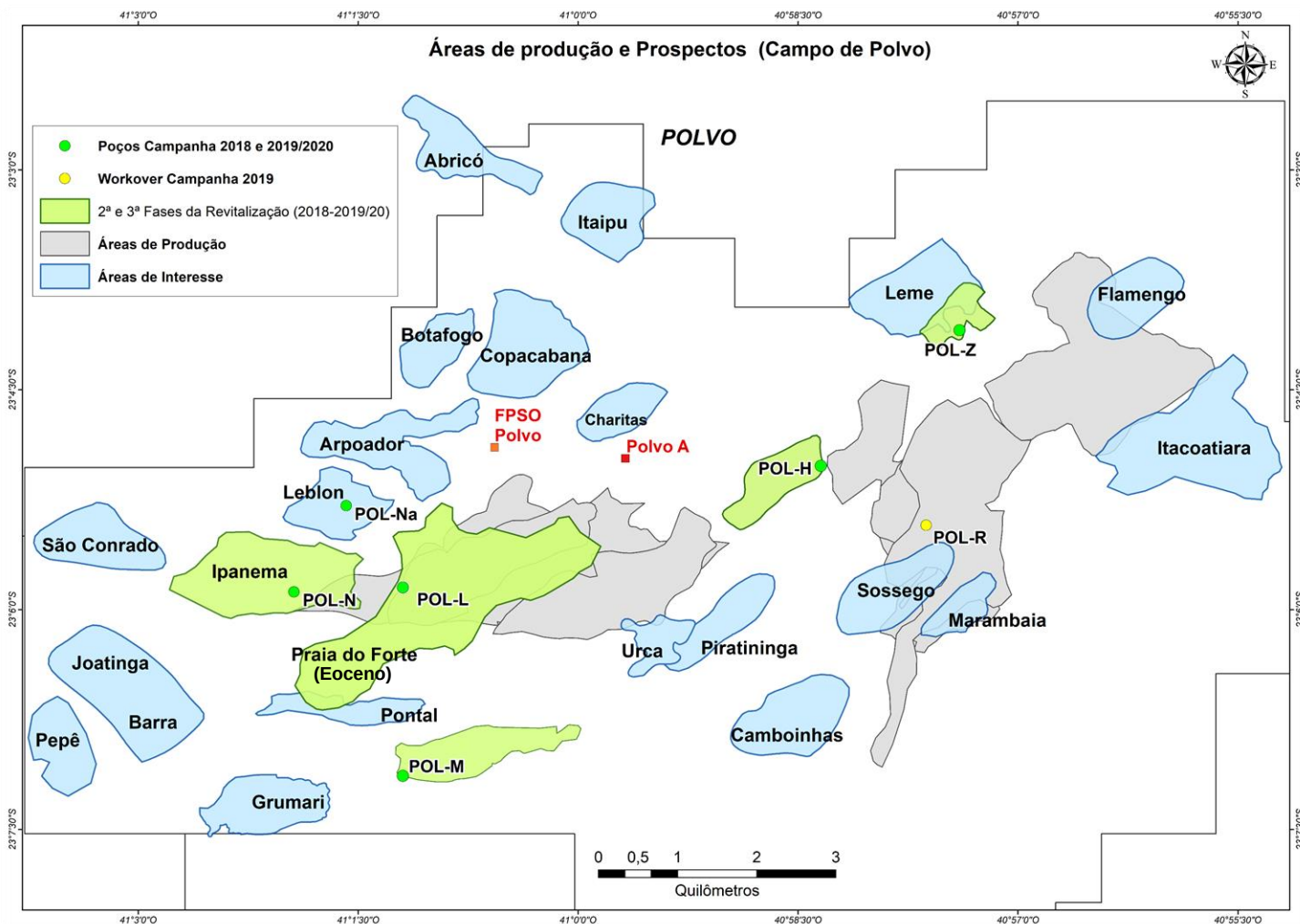
Reservas

RESERVAS DE POLVO+TBMT	ÓLEO (milhões bbl)
Provadas (1P)	50,7
Provadas + Prováveis (2P)	95,4
Provadas + Prováveis + Possíveis (3P)	145,1

Fonte: Relatório de Certificação da D&M - 04/2020

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 kbbbl/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 (~3 kbbbl/d)
- > Reserva adicionada: 3 MMbbl
- > Custo: US\$ 20 milhões

CAMPO DE GÁS NATURAL DE MANATI

10% PETRORIO



1.600
boe/d



**Fluxo de caixa estável e
previsível**

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



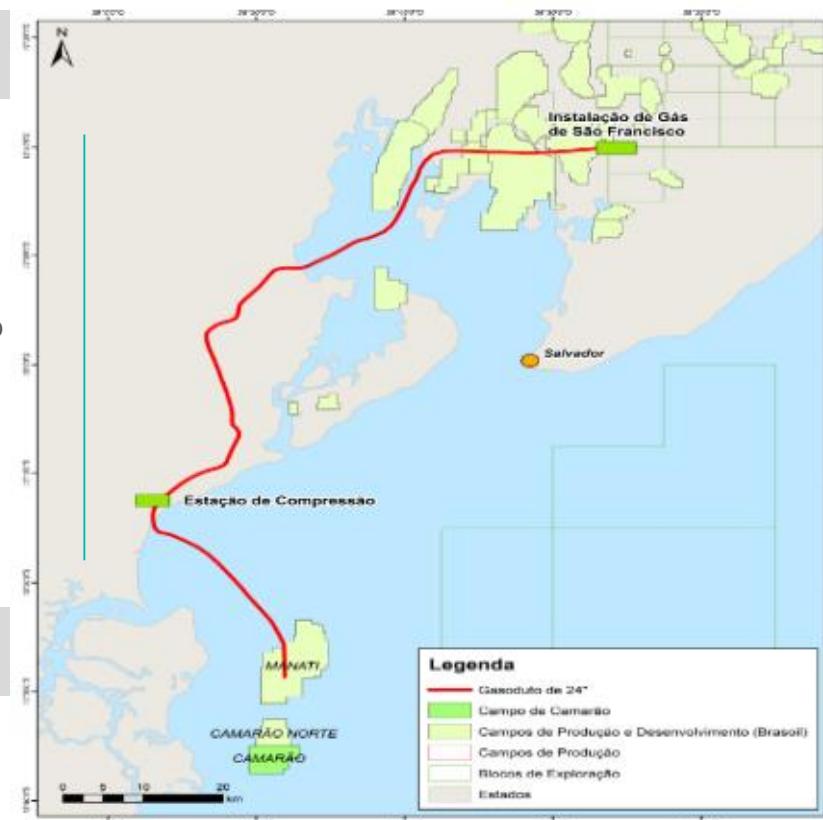
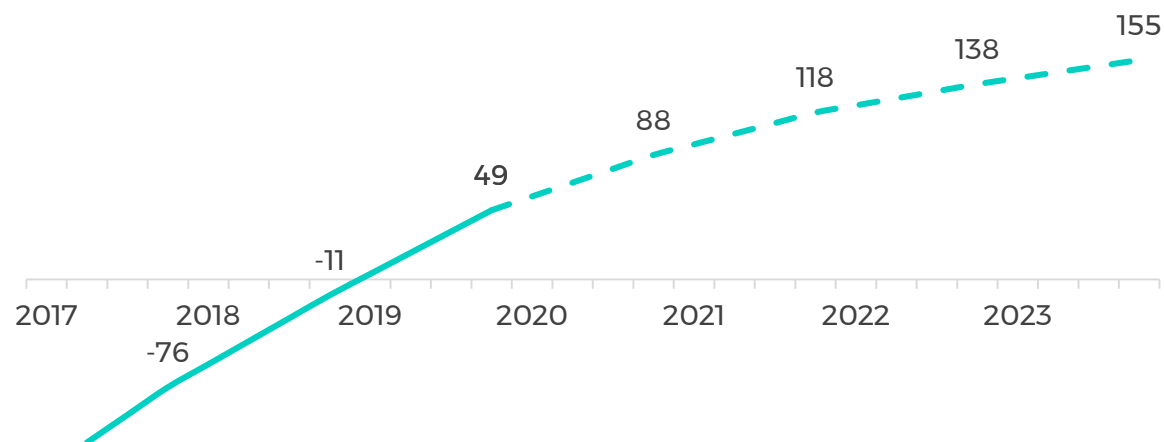
**Payback de 2 anos e
TIR de 66%**

CAMPO DE MANATI – VISÃO GERAL

Campo produtor de Gás Natural

- ✓ Localizado na bacia de Camamu-Almada, a 65km de Salvador-BA
- ✓ Reservas provadas de 3 milhões de boe (referentes à Participação de 10% da PetroRio)
- ✓ Contrato de *take-or-pay* dá previsibilidade ao Fluxo de Caixa da Cia

Fluxo de Caixa Acumulado de Manati (Em R\$ milhões)

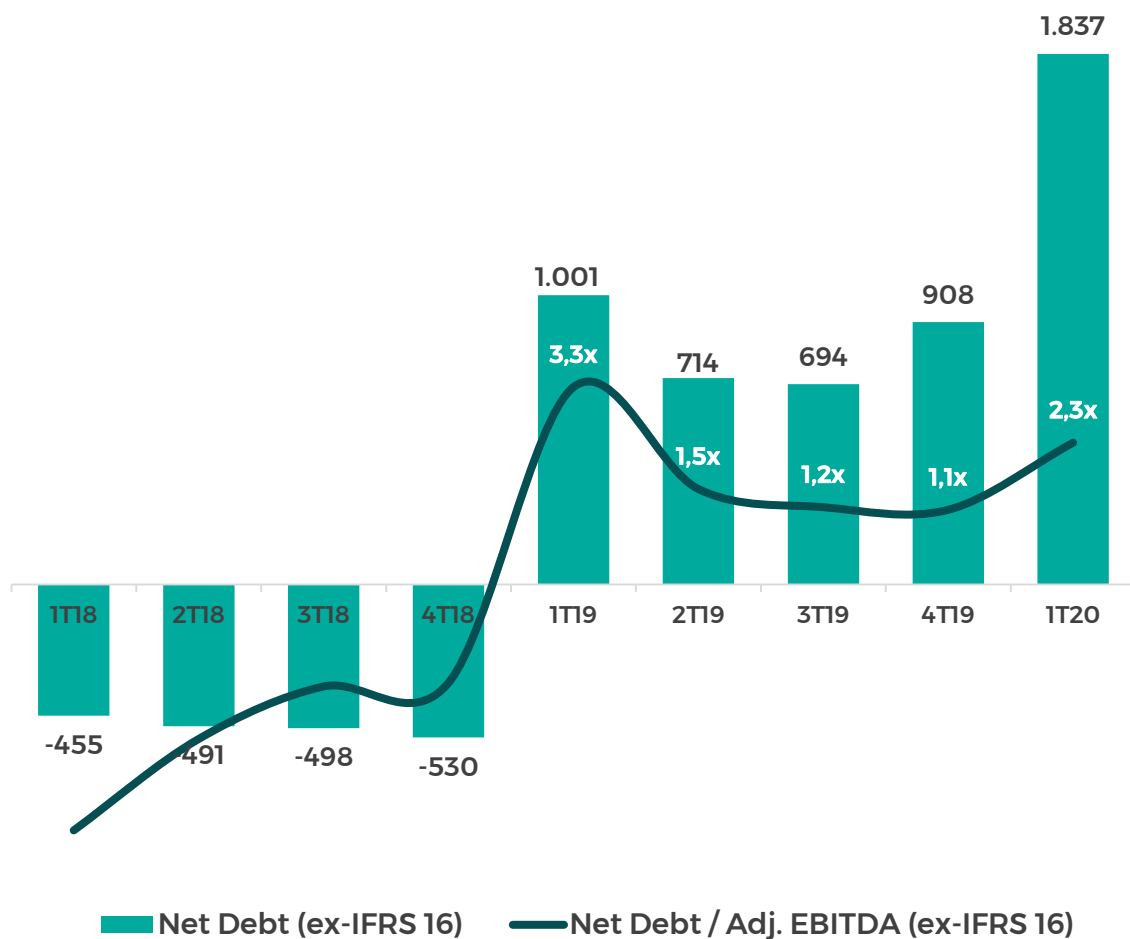


- ✓ Payback de 2 anos e TIR de 66%

FINANCIANDO A EXPANSÃO

ESPAÇO PARA ALAVANCAGEM

Maior EBITDA originado das aquisições recentes abrirá espaço para alavancagem



Fatores que impactaram o Net Debt/EBITDA:

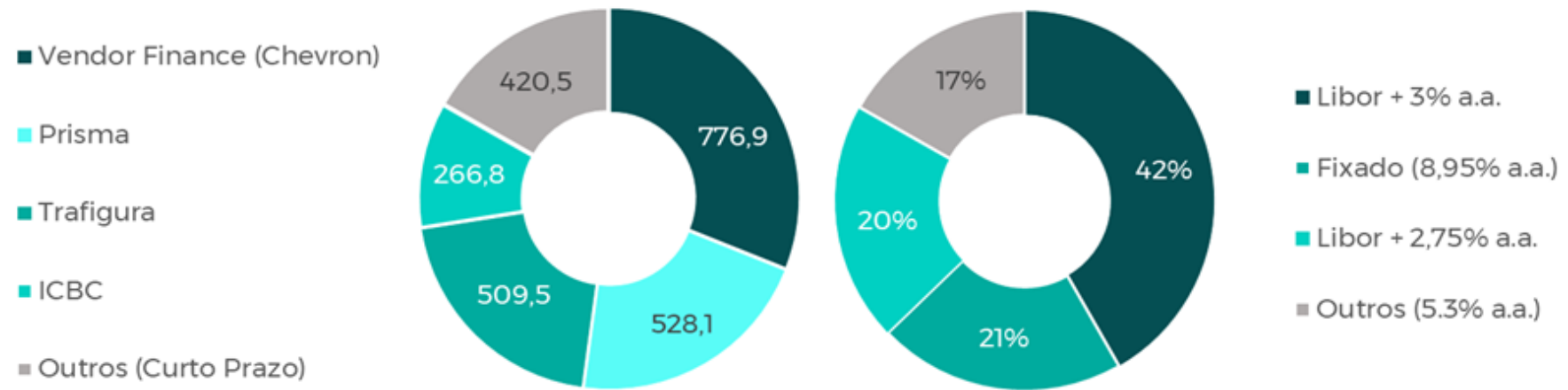
- > A dívida de **R\$ 528,1 milhões** com a Prisma foi integralmente reconhecida no balanço da Companhia, sem a contrapartida no EBITDA nos 12 meses findos em 31 de março de 2020;
- > Contas a Receber de **R\$ 213,8 milhões** devido à concentração de vendas de Polvo e Frade no final do mês de março;
- > Variação cambial líquida da dívida e do caixa da Companhia impactou a alavancagem negativamente em **R\$ 159,7 milhões**;
- > O hedge realizado no trimestre, com ganho de **R\$ 206,6 milhões**, foi liquidado apenas em abril e não foi contabilizado no EBITDA do 1T20.

Ajustando por estes fatores, o Net Debt/EBITDA no 1T20 teria sido de aproximadamente **0,8x**

FUNDING

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

Empréstimos e Financiamentos
(R\$ milhões)



Vendor Finance (Chevron)

US\$ 224 milhões
Prazo de 2 anos
Libor + 3% a.a.
Vendor finance possibilita pagar o ativo com próprio fluxo



Prisma

US\$ 100 milhões
Prazo de 4 meses
8,95% a.a.
Bridge loan para aquisição do FPSO OSX-3 e Campo de Tubarão Martelo
Conversão para *Project Finance* de longo prazo, conforme dispositivos contratuais



Trafigura

US\$ 47 milhões
Prazo de 6 meses
Libor + 2,75% a.a.
Pré-pagamento à exportação



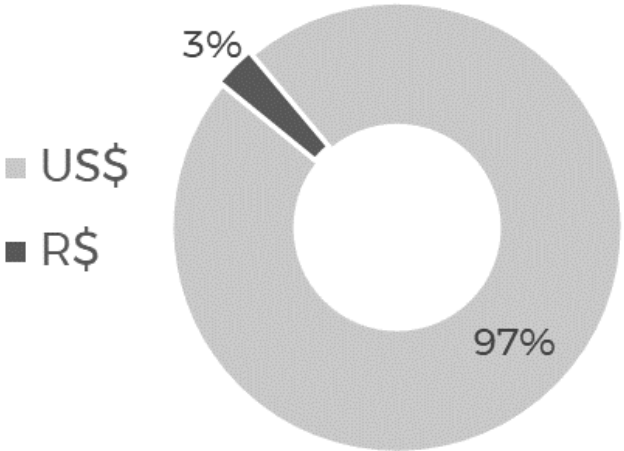
PPE (ICBC)

US\$ 60 milhões
Prazo de 4 anos
Libor + 3% a.a.
Garante venda da produção de Polvo para a PetroChina

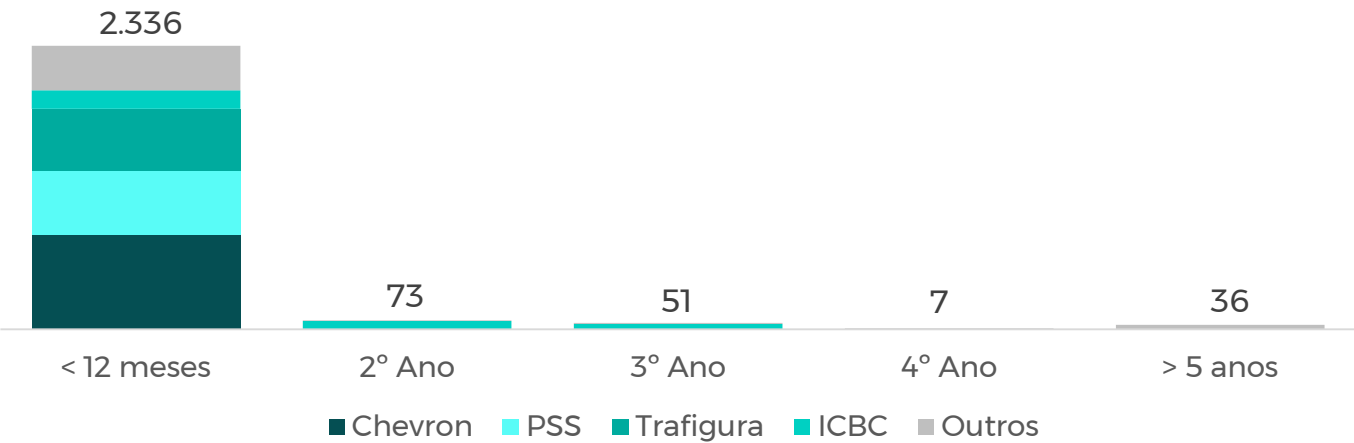
FUNDING

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

Empréstimos e Financiamentos (R\$ milhões)



Cronograma de Amortização (R\$ MM)



Vendor Finance (Chevron)

US\$ 224 milhões
Prazo de 2 anos
Libor + 3% a.a.
Vendor finance possibilita pagar o ativo com próprio fluxo



Prisma

US\$ 100 milhões
Prazo de 4 meses
8,95% a.a.
Bridge loan para aquisição do FPSO OSX-3 e Campo de Tubarão Martelo
Conversão para *Project Finance* de longo prazo, conforme dispositivos contratuais



Trafigura

US\$ 47 milhões
Prazo de 6 meses
Libor + 2,75% a.a.
Pré-pagamento à exportação



PPE (ICBC)

US\$ 60 milhões
Prazo de 4 anos
Libor + 3% a.a.
Garante venda da produção de Polvo para a PetroChina

CONTATO

Relações com Investidores

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



+55 21 3721 2129



ri@petroriosa.com.br



ri.petrوريةa.com.br

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

	1T19	1T20	Δ	Ex-IFRS 16		
				1T19	1T20	Δ
Receita Total	139.431	223.162	60%	139.431	223.162	60%
Custos de Produto Vendido	(49.880)	(83.450)	67%	(68.271)	(118.299)	73%
Royalties	(14.233)	(32.228)	126%	(14.233)	(32.228)	126%
Resultado das Operações	75.318	107.484	43%	56.927	72.635	28%
Despesas gerais e administrativas	(20.375)	(38.958)	91%	(21.630)	(40.311)	86%
Outras receitas (despesas) operacionais	306	164.804	53819%	306	164.804	53819%
EBITDA	55.249	233.330	322%	35.603	197.128	454%
Margem EBITDA	40%	105%	67 p.p.	26%	88%	65 p.p.
Depreciação e amortização	(34.033)	(110.937)	226%	(16.297)	(83.887)	415%
Resultado financeiro	(70.133)	(68.960)	-2%	(52.617)	23.944	n/a
Resultado de Hedge - Realizado	(15.113)	206.615	n/a	(15.113)	206.615	n/a
Resultado de Hedge - Marcação	(6)	134.572	n/a	(6)	134.572	n/a
Outras receitas (despesas) financeiras	(55.014)	(410.147)	646%	(37.498)	(317.243)	746%
Imposto de renda e contribuição social	(4.761)	(8.890)	87%	(4.761)	(8.890)	87%
Lucro (Prejuízo) do Período	(53.678)	44.544	n/a	(38.073)	128.296	n/a

	1T19	1T20	Δ	1T19	1T20	Δ
(-) Outras receitas (despesas) operacionais	306	164.804	53819%	306	164.804	53819%
(+) Resultado do Hedge - Realizado	(15.113)	206.615	n/a	(15.113)	206.615	n/a
EBITDA ajustado* com hedge	39.830	275.141	591%	20.184	238.939	1084%
Margem EBITDA ajustada	29%	123%	94 p.p.	14%	107%	93 p.p.

ANEXO II: BALANÇO PATRIMONIAL (R\$ milhares)

ATIVO	4T19	1T20
Caixa e equivalentes de caixa	459.396	315.180
Títulos e Valores Mobiliários	226.301	102.039
Caixa Restrito	52.223	243.609
Contas a receber	374.598	213.830
Estoque de Óleo	122.571	162.981
Estoque de Consumíveis	5.373	7.582
Instrumentos financeiros Derivativos	9.354	350.930
Tributos a recuperar	116.773	136.036
Adiantamentos a fornecedores	52.154	54.760
Adiantamentos a parceiros	25.590	68.147
Despesas antecipadas	10.333	8.062
Outros créditos	223	-
Total Ativo Circulante	1.454.889	1.663.156
Ativo disponível para venda	-	-
	1.454.889	1.663.156
Adiantamentos a fornecedores	12.596	12.596
Depósitos e cauções	31.170	28.012
Tributos a recuperar	32.384	32.382
Tributos diferidos	153.644	189.182
Direito de Uso (Leasing CPC 06.R2/IFRS 16)	503.350	500.280
Imobilizado	2.477.793	3.468.033
Intangível	817.962	967.290
Total Não circulante	4.028.899	5.197.775
Total do Ativo	5.483.788	6.860.931

PASSIVO	4T19	1T20
Fornecedores	129.727	157.451
Obrigações trabalhistas	39.359	40.457
Tributos e contribuições sociais	83.244	56.691
Empréstimos e financiamentos	1.151.599	2.331.204
Debêntures	-	-
Adiantamentos de parceiros	40	-
Encargos Contratuais (Leasing CPC06.R2/IFRS 16)	211.293	248.399
Outras obrigações	12.356	19
Total Passivo Circulante	1.627.618	2.834.221
Fornecedores	13.233	13.640
Empréstimos e financiamentos	493.977	166.495
Debêntures	-	-
Provisão para abandono de instalações	909.513	855.827
Provisão para contingências	70.320	76.006
Tributos diferidos	147.522	179.808
Encargos Contratuais (Leasing CPC06.R2/IFRS 16)	340.792	377.059
Outras obrigações	1.685	1.704
Total Não circulante	1.977.042	1.670.539
Participações minoritárias	759	979
Capital Social Realizado	3.316.411	3.326.998
Reservas de Capital	118.991	116.282
Outros resultados abrangentes	153.958	574.364
Prejuízos acumulados	(2.342.903)	(1.706.996)
Resultado acumulado do período	631.912	44.544
Total Patrimônio líquido	1.878.369	2.355.192
Total do Passivo	5.483.788	6.860.931