

# RESULTADOS 3T19

4 de novembro de 2019

# 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**

**PRIOS**  
**NOVO**  
**MERCADO**  
BM&FBOVESPA

# 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.

# DESTAQUES OPERACIONAIS

---



Produção da PetroRio de 20.348 bbl/d no trimestre. Como operador foram produzidos 27.136 bbl/d



Queda do *Lifting Cost* total PetroRio para US\$ 22,9/bbl, 14% abaixo do 3T18 (US\$ 26,6/bbl)



Eficiência Operacional de 98,5% em Polvo e 98,9% em Frade no período



Sinergias com logística aérea e terrestre capturadas entre Polvo e Frade. Logística marítima, em curso



Início da Campanha de Polvo de 2019



# DESEMPENHO DOS ATIVOS



	3T18	4T18	1T19	2T19	3T19	3T19 x 3T18	3T19 x 2T19
Brent Médio	\$ 75,84	\$ 68,60	\$ 63,83	\$ 68,47	\$ 62,03	-18,2%	-9,4%
Preço Médio de Venda	\$ 75,60	\$ 63,23	\$ 64,40	\$ 68,61	\$ 62,31	-17,6%	-9,2%
Tx Câmbio Média	3,95	3,81	3,77	3,92	3,97	0,5%	1,3%
Tx Câmbio Final	4,00	3,87	3,90	3,85	4,16	3,8%	8,0%

Offtakes (bbl)							
Frade Field (52%)	n/a	n/a	n/a	975.322	995.052	n/a	2,0%
Polvo Field (100%)	693.126	1.107.774	544.610	1.025.350	508.034	-26,7%	-50,5%

Produção (boepd)							
Campo de Frade (52%)	8.545	10.400	9.843	9.824	9.865	15,4%	0,4%
Campo de Polvo (100%)	10.081	10.055	9.567	8.523	8.070	-19,9%	-5,3%
Campo de Manati (10%)	3.291	3.025	2.033	1.776	2.413	-26,7%	35,9%
Total PetroRio	13.372	13.080	12.191	20.123	20.348	52,2%	1,1%

Lifting Cost (US\$/bbl)							
PetroRio	26,6	30,6	30,8	24,0	22,9	-13,8%	-4,6%

Estimativas de Reservas da Companhia (Mboe)				
Reservas	Frade (52%)	Polvo (1 00%)	Manati (1 0%)	Total
Provasdas (1 P)	30	14	3	47
Provasdas+Prováveis (2P)	46	21	3	70
Provasdas+Prováveis+Possíveis (3P)	62	30	3	96

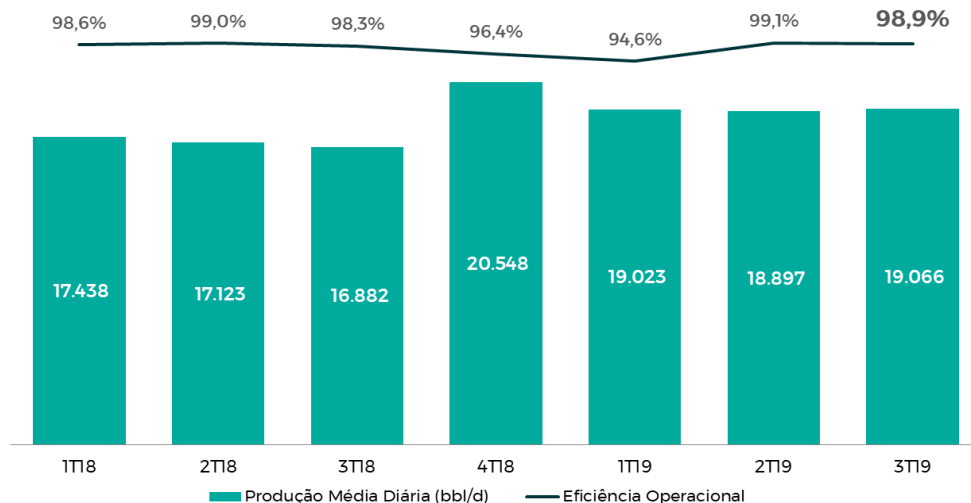
# LIFTING COST POR BARRIL



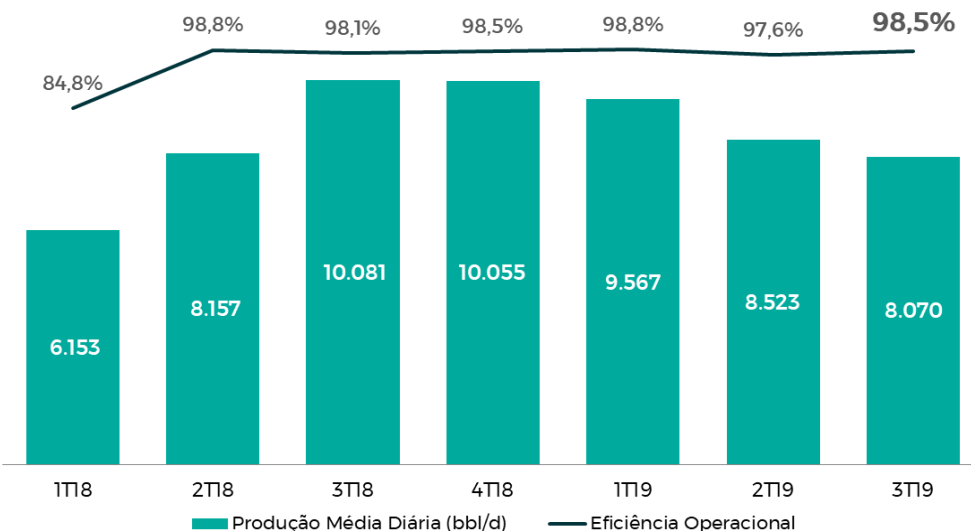
- ✓ Redução de *lifting cost* devido à captura das sinergias entre Frade e Polvo e da renegociação dos contratos operacionais.
- ✓ *Lifting Cost* combinado pode alcançar US\$ 20/bbl a partir de dezembro de 2019.

# DESEMPENHO OPERACIONAL

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



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

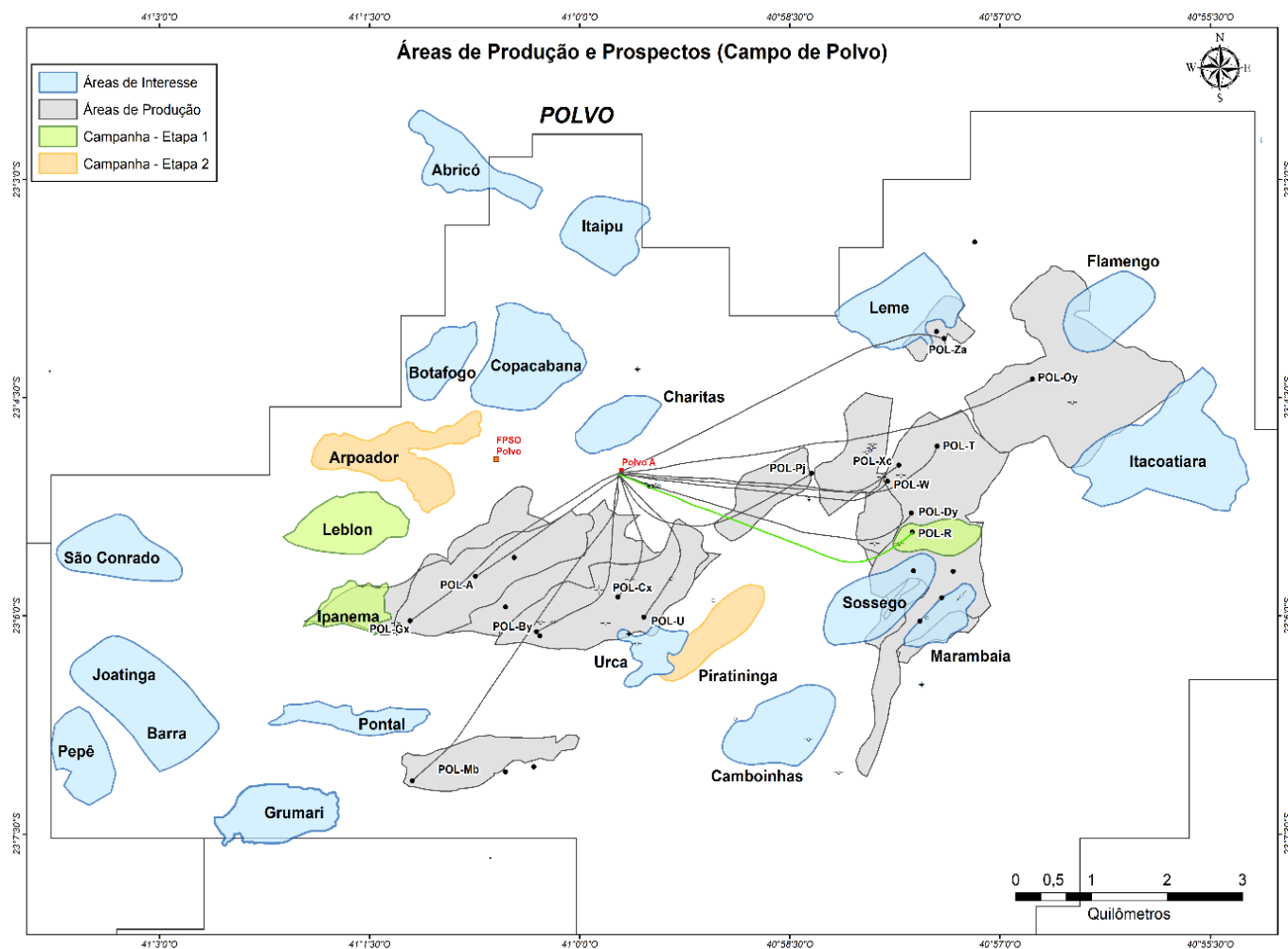


## Medidas para reduzir o declínio natural em 2019

- > **Curto Prazo (realizado)**
  - 1) Injeção de Gás
  - 2) Reabertura de poço com hidrato
  - 3) Ações para melhoria de escoamento e gerenciamento de reservatórios
- > **Médio Prazo (em andamento)**
  - 3) Redução de BSW (*Water Shutoff / RPM*)
  - 4) Estimulação de poços

Aumento de produção em relação à curva de declínio esperada para o Campo é estimado em **18%**

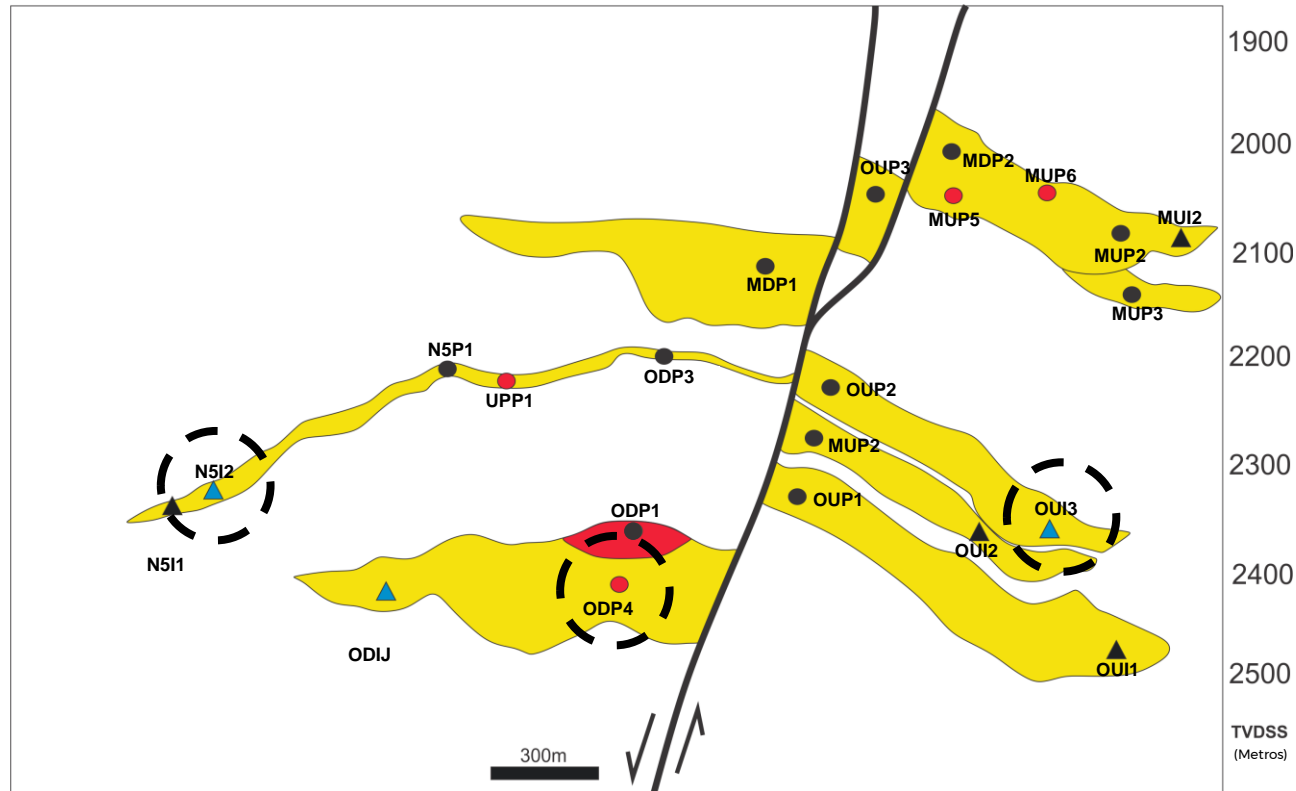
# CAMPANHA DE PERFURAÇÃO POLVO - 2019



## PLANO DE REVITALIZAÇÃO FASE 3

- > Ampliação de escopo inicial:  
1 workover; 1 recompletação; 2 poços
- > 2 meses para cada perfuração
- > Investimento inicial para a primeira etapa será de aproximadamente US\$ 20 milhões

# CAMPANHA DE PERFURAÇÃO FRADE - 2020/2021



## REVITALIZAÇÃO DE FRADE

- Projeto Global de perfuração – 4 Produtores e 3 Injetores
- Perfurações separadas em duas etapas:
  - 1ª Etapa – 1 Produtor e 2 Injetores
  - 2ª Etapa – 3 Produtores e 1 Injetor
- Custo da 1ª fase, para 100% do consórcio: US\$ 190-200 milhões






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

○ = 1ª fase (3 poços)



# DESTAQUES FINANCEIROS

---

-  Receita Líquida de R\$ 399 MM, aumento de 78% vs 3T18
-  EBITDA ajustado (ex-IFRS 16)\* de R\$ 215,9 MM, maior margem realizada em um trimestre (54%)
-  Maior EBITDA\* por barril já atingido, apesar do menor preço médio do Brent (US\$ 31,5/bbl)
-  Queda acelerada na alavancagem para 1,2x Net Debt /EBITDA (ex-IFRS 16) ajustado
-  Resultado líquido ajustado (ex-IFRS 16) fortemente impactado por efeitos não-caixa (variação cambial)

\*EBITDA ajustado (ex-IFRS 16) deduz as “Outras Receitas e Despesas” e os efeitos do IFRS-16, que retira o aluguel do FPSO do “Custo Operacional” e o aloca como Depreciação, gerando impactos também nos juros e variação cambial (Despesas Financeiras).

# DESEMPENHO FINANCEIRO

(Em milhares de R\$)

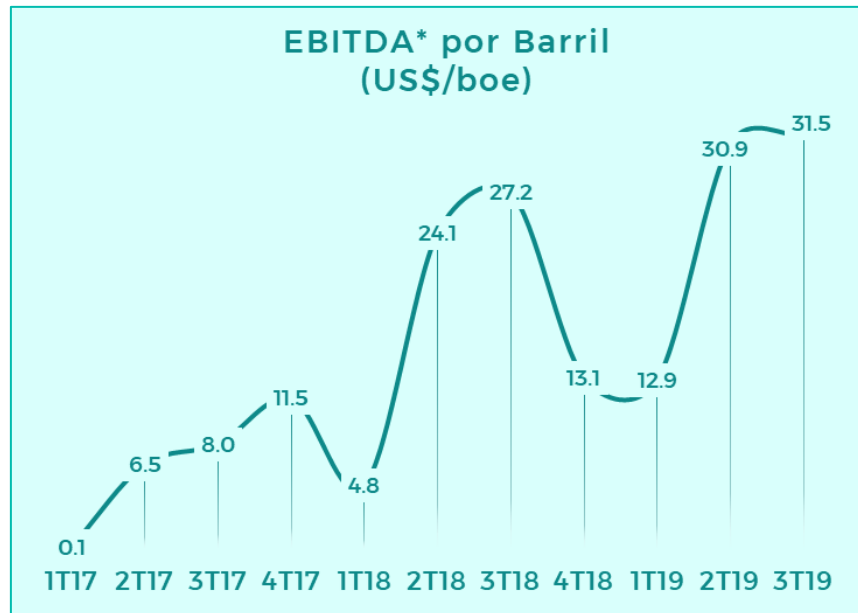
Incluem o IFRS 16 a partir de 1º de janeiro de 2019

	3T18	Ex-IFRS16 3T19	Δ	9M18	Ex-IFRS16 9M19	Δ	3T19	9M19
<b>Receita Total</b>	<b>224.627</b>	<b>399.045</b>	<b>78%</b>	<b>581.187</b>	<b>1.086.351</b>	<b>87%</b>	<b>399.045</b>	<b>1.086.351</b>
Custos de Produto Vendido	(77.316)	(121.214)	57%	(247.754)	(392.459)	58%	(90.028)	(294.439)
Royalties	(17.911)	(32.322)	80%	(45.771)	(95.466)	109%	(32.322)	(95.466)
<b>Resultado das Operações</b>	<b>129.400</b>	<b>245.509</b>	<b>90%</b>	<b>287.662</b>	<b>598.426</b>	<b>108%</b>	<b>276.695</b>	<b>696.446</b>
Despesas gerais e administrativas	(23.000)	(29.635)	29%	(77.292)	(84.674)	10%	(28.304)	(80.807)
Outras receitas (despesas) operacionais	(15.906)	(26.616)	67%	(19.264)	(58.881)	206%	(26.616)	(58.881)
<b>EBITDA</b>	<b>90.494</b>	<b>189.258</b>	<b>109%</b>	<b>191.106</b>	<b>454.871</b>	<b>138%</b>	<b>221.775</b>	<b>556.758</b>
<b>Margem EBITDA</b>	<b>40%</b>	<b>47%</b>	<b>7 p.p.</b>	<b>33%</b>	<b>42%</b>	<b>9 p.p.</b>	<b>56%</b>	<b>51%</b>
Depreciação e amortização	(22.425)	(90.999)	306%	(66.443)	(135.003)	103%	(119.196)	(226.228)
Resultado financeiro	29.143	(98.427)	n/a	45.812	(163.890)	n/a	(173.711)	(251.921)
Imposto de renda e contribuição social	(25.754)	(728)	-97%	(25.763)	(41.168)	60%	(728)	(41.168)
<b>Lucro (Prejuízo) do Período</b>	<b>71.458</b>	<b>(896)</b>	<b>n/a</b>	<b>144.712</b>	<b>114.810</b>	<b>-21%</b>	<b>(71.860)</b>	<b>37.441</b>
	3T18	Ex-IFRS16 3T19	Δ	9M18	Ex-IFRS16 9M19	Δ	3T19	9M19
<b>EBITDA ajustado*</b>	<b>106.400</b>	<b>215.874</b>	<b>103%</b>	<b>210.371</b>	<b>513.752</b>	<b>144%</b>	<b>248.391</b>	<b>615.639</b>
<b>Margem EBITDA ajustada</b>	<b>47%</b>	<b>54%</b>	<b>7 p.p.</b>	<b>36%</b>	<b>47%</b>	<b>11 p.p.</b>	<b>62%</b>	<b>57%</b>

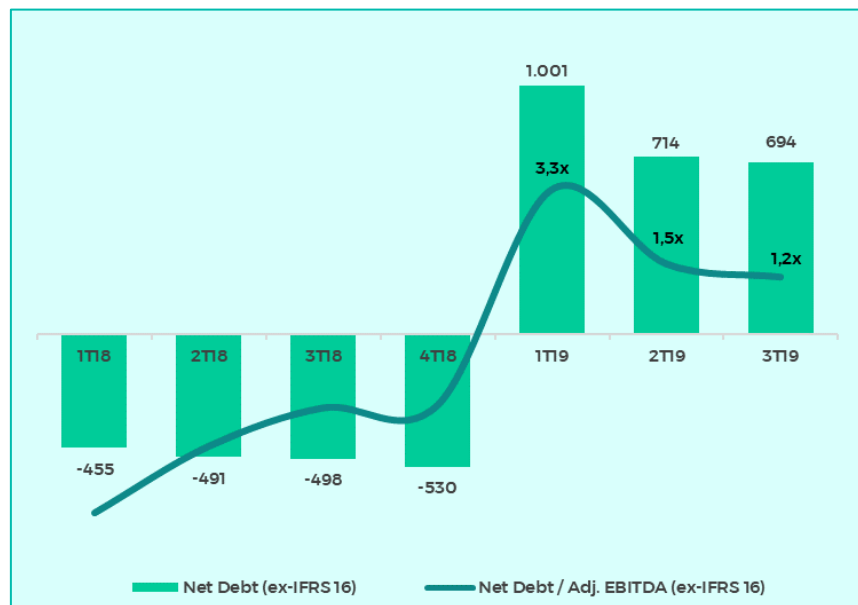
O resultado líquido do trimestre foi impactado por variação cambial negativa de R\$ 79,4 milhões



# DESEMPENHO FINANCEIRO



✓ Melhor EBITDA\* por barril da história da Companhia (+15% vs 3T18), apesar da queda do Brent médio

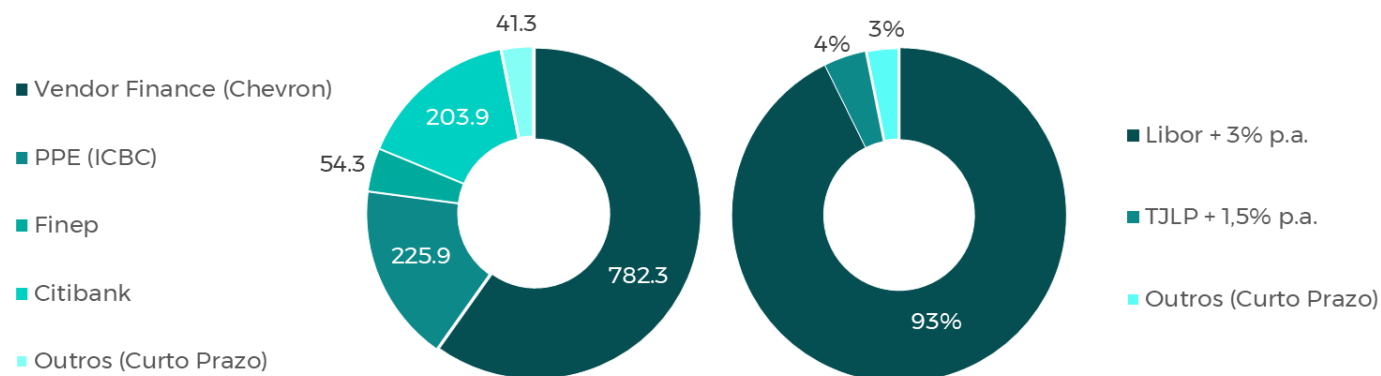


✓ Alavancagem de 1,2x considera toda a dívida para a aquisição de Frade, porém, dos últimos 12 meses, apenas os últimos dois trimestres incorporam os resultados de Frade

\*EBITDA ajustado (ex-IFRS 16): EBITDA deduzindo as "Outras Receitas e Despesas" e os efeitos do IFRS-16, que retira o aluguel do FPSO do "Custo Operacional" e o aloca como "Depreciação", gerando impactos também nos juros e variação cambial ("Despesas Financeiras").

# FUNDING

## Empréstimos e Financiamentos (Em milhares de R\$)



### Vendor Finance (Chevron)

US\$ 224 milhões

Prazo de 2 anos

Libor + 3% a.a.

Vendor finance possibilita pagar o ativo com próprio fluxo



### PPE (ICBC)

US\$ 60 milhões

Prazo de 4 anos

Libor + 3% a.a.

Garante venda da produção de Polvo para a PetroChina



### Finep

R\$ 90 milhões

2,5 anos de carência

Prazo de 10 anos

TJLP + 1,5% a.a.



### Citibank

US\$ 48 milhões

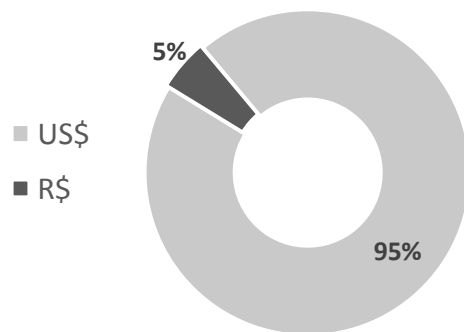
Prazo de 4 meses

Libor + 3% a.a.

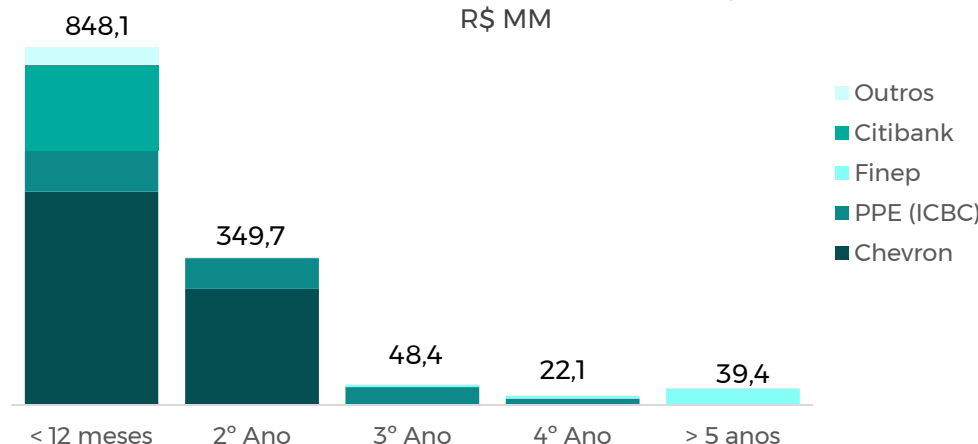
Capital de giro

# FUNDING

## Empréstimos e Financiamentos



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



### PPE (ICBC)

US\$ 60 milhões

Prazo de 4 anos

Libor + 3% a.a.

Garante venda da produção de Polvo para a PetroChina



### Finep

R\$ 90 milhões

2,5 anos de carência

Prazo de 10 anos

TJLP + 1,5% a.a.



### Citibank

US\$ 48 milhões

Prazo de 4 meses

Libor + 3% a.a.

Capital de giro



# Q&A

Relações com Investidores

☎ +55 21 3721 2129  
✉ [ri@petroriosa.com.br](mailto:ri@petroriosa.com.br)  
💻 [ri.petroriosa.com.br](http://ri.petroriosa.com.br)

**Petro**Rio