

mar asset  
management

mar asset  
management

PetroReconcavo – Julho 2021

mar asset  
management

PetroReconcavo – Julho 2021

As informações aqui contidas são consideradas confiáveis e foram obtidas em fontes consideradas confiáveis. Entretanto, esclarecemos que nós não fazemos nenhuma declaração ou garantia, expressa ou implícita, com respeito à imparcialidade, consistência, precisão, razoabilidade ou integralidade, das informações ou opiniões aqui reportadas. Além disto, não temos nenhuma obrigação de atualizar, modificar ou aditar esse material e tampouco notificar o leitor sobre quaisquer eventos, assuntos aqui declarados ou qualquer opinião, projeção, previsão ou estimativa aqui contempladas que eventualmente mudarem ou se tornarem imprecisas posteriormente.

## Tese:

- **Low Cost Producer que se prepara há 20 anos para o momento atual: privatização branca do onshore brasileiro.**
  - Adressable market com potencial de ser 10x o tamanho atual da cia sem considerar revitalização.
- **Provado track record de execução. Mesmo time fazendo a mesma coisa a décadas.**
- **Combinação única de sócios.**
  - Operadores brasileiros há 40 anos: Perbras.
  - Business guys que fizeram a mesma coisa no US e Colombia: Petro Santander.
  - Financistas com deep pocket e prazo infinito de investimento: Opportunity.
- **Junior Oil com avenidas de geração de valor que minimizam risco do petróleo:**
  - Ramp up atual dos campos: 50% de upside com petróleo de longo prazo a \$60.
  - Alocação de capital futura em novos campos e consolidação do setor.
  - Novo mercado privado de gás brasileiro.

# sumário

## Junior Oils Brazil

▶ OIL SxD

REVITALIZAÇÃO

PETRORECONCAVO

- **Premissa de preço de petróleo/Brent usada nos modelos de O&G:**

Consideramos óleo de LP de \$60/b, em linha com curva longa. Dois principais fatores nos da conforto com nível de preço:

- 1) No CP, aumento da mobilidade e revisões pra cima de demanda;
- 2) No LP, maior preocupação ESG das *public companies* leva a menor capex em E&P, o que deveria elevar breakeven do setor.

Apesar da visão construtiva no setor, a capacidade ociosa da OPEP limita o preço do óleo.

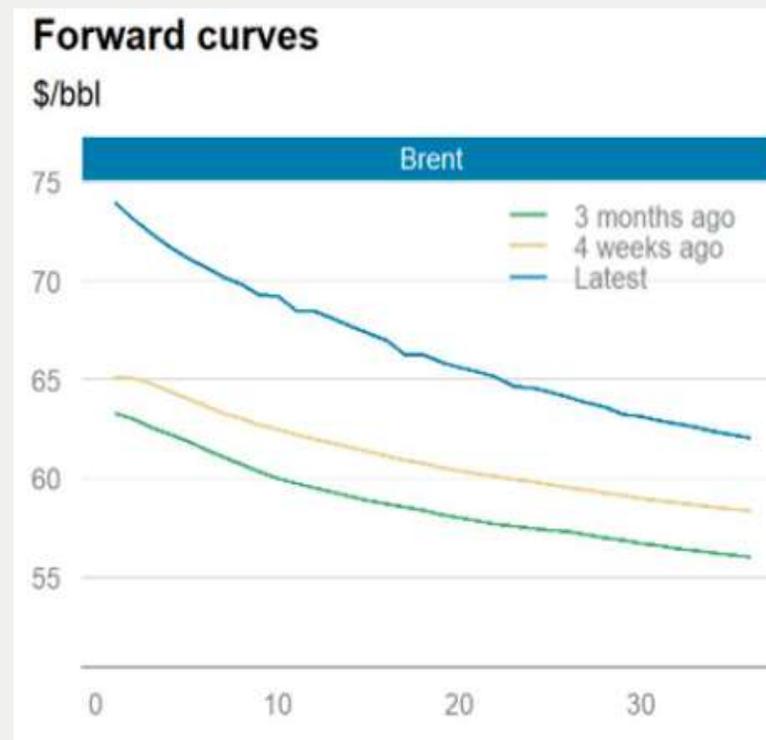
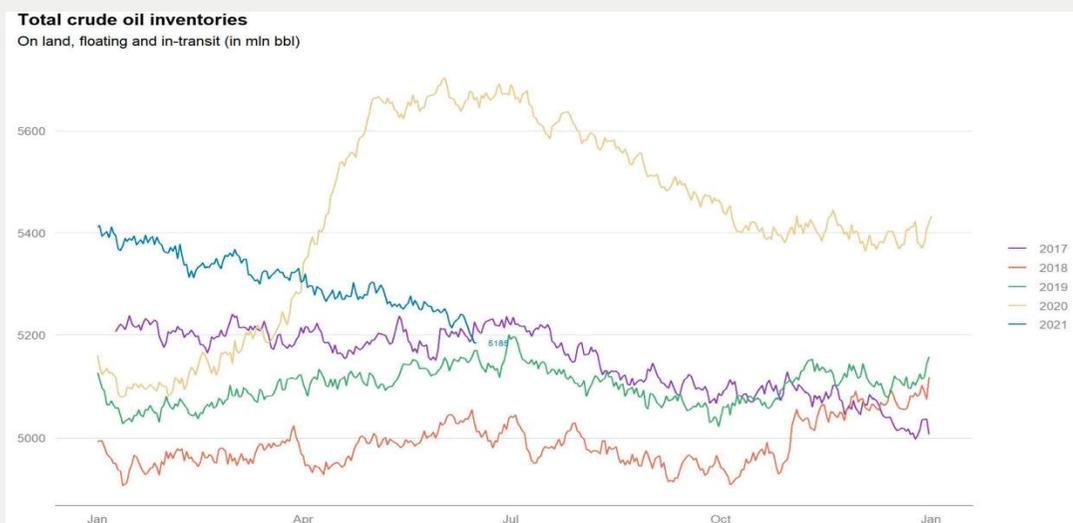
Oil/Brent (\$/b)



- YTD óleo valorizou 46% e apesar da curva ter inclinado, LP ganhou ~\$5-10/. Consenso de *sell-sides* de maneira geral revisaram Oil de LP de ~\$50-55/b para ~\$60-65/b.

**Alguns eventos foram responsáveis por esse comportamento:**

- 1) Acordo da OPEC para reduzir produção faseada devido a Covid-19;
- 2) Retomada/abertura com melhora de mobilidade e revisões pra cima de demanda;
- 3) Consequentemente levando a maior consumo dos estoques globais de petróleo.



- **Melhora da mobilidade:**

Em seu ultimo relatório, IEA subiu estimativa de crescimento demanda de 2,9mbd pra 3,1mbd em 2022 (indo pra 99,5mbd), o que mostra recuperação já em níveis pré-pandemia.

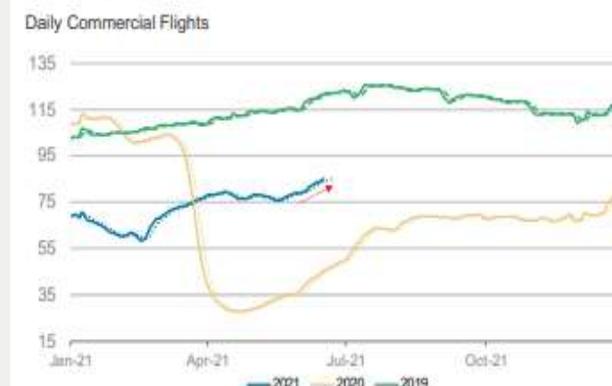
EIA tem 101,3mbd para 2022, acima de 2019;

**Figure 5: Global oil supply and demand (Mb/d)**

Demand	2018	2019	1Q20	2Q20	3Q20	4Q20	2020	1Q21	2Q21	3Q21	4Q21	2021	2022	2023	2024	2025
US	20.8	20.9	19.7	16.4	18.7	19.0	18.4	18.7	19.9	20.7	21.1	20.1	20.9	21.1	21.3	21.4
Other OECD Americas	4.9	4.8	4.7	3.6	4.0	4.1	4.1	4.1	4.4	4.6	4.7	4.4	4.6	4.5	4.5	4.4
OECD Europe	14.3	14.2	13.3	10.9	12.8	12.4	12.4	11.8	13.0	13.7	13.4	13.0	13.7	13.7	13.7	13.6
OECD Asia-Pacific	8.0	7.8	7.8	6.5	6.7	7.3	7.1	7.6	7.0	7.2	7.7	7.4	7.5	7.5	7.4	7.4
<b>Total OECD</b>	<b>47.9</b>	<b>47.6</b>	<b>45.4</b>	<b>37.5</b>	<b>42.2</b>	<b>42.9</b>	<b>42.0</b>	<b>42.2</b>	<b>44.3</b>	<b>46.2</b>	<b>46.8</b>	<b>44.9</b>	<b>46.7</b>	<b>46.9</b>	<b>46.9</b>	<b>46.8</b>
FSU	4.8	4.9	4.7	4.2	4.9	5.0	4.7	4.7	4.7	5.1	5.1	4.9	5.0	5.0	5.1	5.1
Other Europe	0.8	0.8	0.7	0.6	0.8	0.8	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8
China	13.0	13.7	11.9	14.2	14.7	14.9	13.9	14.7	14.9	14.9	15.1	14.9	15.1	15.2	15.4	15.6
Other Asia	14.0	14.0	13.5	11.2	12.3	13.4	12.6	13.5	12.6	13.1	13.9	13.3	14.1	14.5	14.8	15.1
Latin America	6.2	6.2	5.8	4.9	5.8	5.9	5.6	5.8	5.7	6.1	6.2	5.9	6.0	6.1	6.2	6.3
Middle East	8.3	8.3	7.8	7.0	8.2	7.8	7.7	7.6	7.6	8.4	7.9	7.9	8.1	8.3	8.5	8.7
Africa	4.2	4.2	4.1	3.3	3.8	4.0	3.8	4.0	3.9	3.9	4.0	3.9	4.0	4.1	4.2	4.3
<b>Total Non-OECD</b>	<b>51.3</b>	<b>52.1</b>	<b>48.6</b>	<b>45.5</b>	<b>50.5</b>	<b>51.8</b>	<b>49.1</b>	<b>51.1</b>	<b>50.1</b>	<b>52.2</b>	<b>53.0</b>	<b>51.6</b>	<b>53.0</b>	<b>54.0</b>	<b>54.9</b>	<b>55.8</b>
<b>TOTAL DEMAND</b>	<b>99.3</b>	<b>99.7</b>	<b>94.0</b>	<b>83.0</b>	<b>92.7</b>	<b>94.7</b>	<b>91.1</b>	<b>93.4</b>	<b>94.4</b>	<b>98.4</b>	<b>99.8</b>	<b>96.5</b>	<b>99.6</b>	<b>100.8</b>	<b>101.8</b>	<b>102.6</b>
<b>Supply</b>																
US	15.5	17.2	18.0	15.9	16.2	16.2	16.6	15.7	16.3	16.4	16.6	16.3	17.0	17.6	18.0	18.3
Other OECD Americas	7.5	7.5	7.7	6.9	6.9	7.5	7.3	7.6	7.5	7.6	7.7	7.6	7.7	7.7	7.7	7.7
OECD Europe	3.4	3.3	3.7	3.5	3.4	3.5	3.5	3.5	3.2	3.5	3.6	3.5	3.6	3.6	3.4	3.2
OECD Asia-Pacific	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5
<b>Total OECD</b>	<b>26.8</b>	<b>28.5</b>	<b>29.9</b>	<b>26.9</b>	<b>27.0</b>	<b>27.8</b>	<b>27.9</b>	<b>27.4</b>	<b>27.6</b>	<b>28.2</b>	<b>28.4</b>	<b>27.9</b>	<b>28.8</b>	<b>29.4</b>	<b>29.6</b>	<b>29.7</b>
Russia	11.5	11.6	11.6	10.4	10.1	10.4	10.6	10.5	10.8	10.8	10.8	10.7	11.5	12.0	11.9	11.7
Other FSU	3.1	3.1	3.2	2.9	2.7	2.8	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	3.0	3.0	3.1
Other Europe	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
China	3.8	3.9	4.0	4.0	4.0	3.9	4.0	4.1	4.0	4.0	4.0	4.0	3.9	3.8	3.7	3.6
Other Asia	3.4	3.3	3.2	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	2.9	3.0	3.0	2.9	2.8	2.7	2.5	
Latin America	5.1	5.3	5.6	5.1	5.4	5.2	5.3	5.3	5.4	5.6	5.6	5.5	5.6	5.8	6.1	6.5
Middle East	3.2	3.2	3.2	3.1	3.1	3.1	3.1	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.1	3.1	3.0
Africa	1.5	1.5	1.4	1.4	1.4	1.3	1.4	1.3	1.3	1.2	1.2	1.3	1.2	1.1	1.0	1.1
<b>Total Non-OECD</b>	<b>31.7</b>	<b>32.0</b>	<b>32.3</b>	<b>30.0</b>	<b>29.7</b>	<b>29.9</b>	<b>30.5</b>	<b>30.3</b>	<b>30.7</b>	<b>30.8</b>	<b>30.7</b>	<b>30.6</b>	<b>31.1</b>	<b>31.6</b>	<b>31.6</b>	<b>31.7</b>
Biofuels	2.7	2.8	2.2	2.5	3.1	2.6	2.6	2.1	3.0	3.3	3.0	2.9	3.0	3.1	3.2	3.3
Processing Gains	2.4	2.4	2.3	2.0	2.1	2.1	2.1	2.1	2.2	2.3	2.3	2.2	2.3	2.4	2.4	2.5
<b>Total Non-OPEC</b>	<b>63.6</b>	<b>65.6</b>	<b>66.6</b>	<b>61.3</b>	<b>61.9</b>	<b>62.3</b>	<b>63.0</b>	<b>62.0</b>	<b>63.5</b>	<b>64.5</b>	<b>64.4</b>	<b>63.6</b>	<b>65.3</b>	<b>66.5</b>	<b>66.8</b>	<b>67.1</b>
OPEC non-Crude	5.5	5.4	5.4	5.1	5.1	5.1	5.2	5.2	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.2	5.2
<b>OPEC Crude Production</b>	<b>31.4</b>	<b>29.6</b>	<b>28.2</b>	<b>25.6</b>	<b>24.1</b>	<b>24.9</b>	<b>25.7</b>	<b>25.2</b>	<b>25.6</b>	<b>27.2</b>	<b>27.3</b>	<b>26.3</b>				
<b>Call on OPEC Crude (to balance market)</b>	<b>30.2</b>	<b>28.8</b>	<b>22.0</b>	<b>16.5</b>	<b>25.8</b>	<b>27.2</b>	<b>22.9</b>	<b>26.2</b>	<b>25.6</b>	<b>28.6</b>	<b>30.0</b>	<b>27.6</b>	<b>29.1</b>	<b>29.1</b>	<b>29.7</b>	<b>30.3</b>
<b>TOTAL SUPPLY</b>	<b>100.4</b>	<b>100.6</b>	<b>100.2</b>	<b>92.0</b>	<b>91.0</b>	<b>92.4</b>	<b>93.9</b>	<b>92.4</b>	<b>94.4</b>	<b>96.9</b>	<b>97.0</b>	<b>95.2</b>	<b>100.5</b>	<b>103.3</b>	<b>103.7</b>	<b>103.9</b>
OPEC Crude Capacity	35.2	33.1	31.3	31.3	31.3	31.3	31.3	33.2	33.2	33.2	33.2	33.2	34.2	34.8	35.0	35.2
Of which Iran & Venezuela	5.2	3.2	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	3.7	4.2	4.5	4.6
OPEC Spare Capacity - at "call"	5.0	4.3	9.4	14.8	5.6	4.1	8.5	7.0	7.6	4.6	3.1	5.5	5.1	5.7	5.2	4.9

Source : IEA, UBS estimates. Note: The rise in OPEC spare capacity over 2022-25E includes the assumption of resuming Iranian capacity, rising Libya output and a partial recovery in Venezuela.

**Exhibit 14: The number of daily flights is picking up**



Source: Flight Radar 24

**Em paralelo aos impactos atrelados ao Covid-19, alguns eventos relevantes de ESG vem acontecendo recentemente e mudando aos poucos as diretrizes de investimentos da indústria em *fossil fuels*.**

- 4) Tribunal da Holanda ordenou que Shell corte Emissões de CO2;
- 5) IEA mandou relatório inédito com projeções duras para o setor de O&G: *Net Zero Emissions by 2050*;
- 6) Em reunião de conselho da Exxon, fundo ambientalista conseguiu voto suficiente para colocar 3 membros com pauta pró energia renovável;
- 7) No caso da Chevron, investidores votaram a favor (61%) de uma proposta pedindo corte das emissões de CO2.

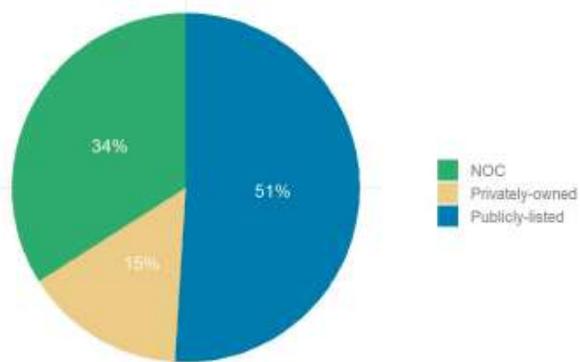
**Análise do MS mostra que mercado “mudou” forma de precificar o petróleo longo.**

- Antes considerava que as *public companies* iriam manter capex suficiente para suprir parte da demanda de combustíveis fósseis dos próximos anos. Até então, o mercado estava olhando pro *US shale* como produtor marginal, que tem um *breakeven* de ~\$50/b Brent.
- Com queda de previsão de capex das *public companies* preocupadas com ESG, as *private companies* e *National Oil Companies* (NOCs) teriam que suprir a demanda adicional + declínio das *public companies*. Com isso novos projetos precisariam de preço de óleo a ~\$80/b.

- No cenário onde *US shale* era considerado como o supplier marginal, as *public companies* iriam suprir metade do crescimento de ~7mbd de consumo dos próximos 10 anos investindo não só para evitar declínio mas também em novos projetos.
- Porém, capex das *oil majors* esta cada vez menor, e alguns anedóticos mostrando que a tendencia de corte em fóssil é mais acelerada do que inicialmente esperado por pressão dos próprios acionistas.

**Exhibit 3: Public companies account for approximately half of global oil supply**

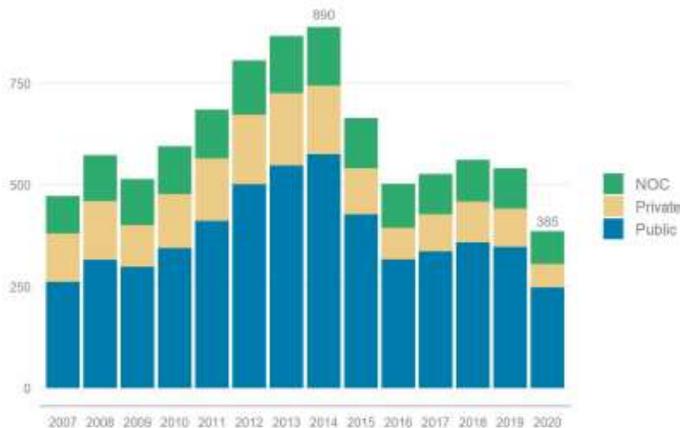
Global oil production, split by type of company  
Based on 2019 data (%)



Source: Rystad Energy, Morgan Stanley Research

**Exhibit 8: Upstream capex fell 40% during 2014-19. In 2020, it declined another 30%**

Global upstream oil & gas capex  
Split by type of company (\$bn)

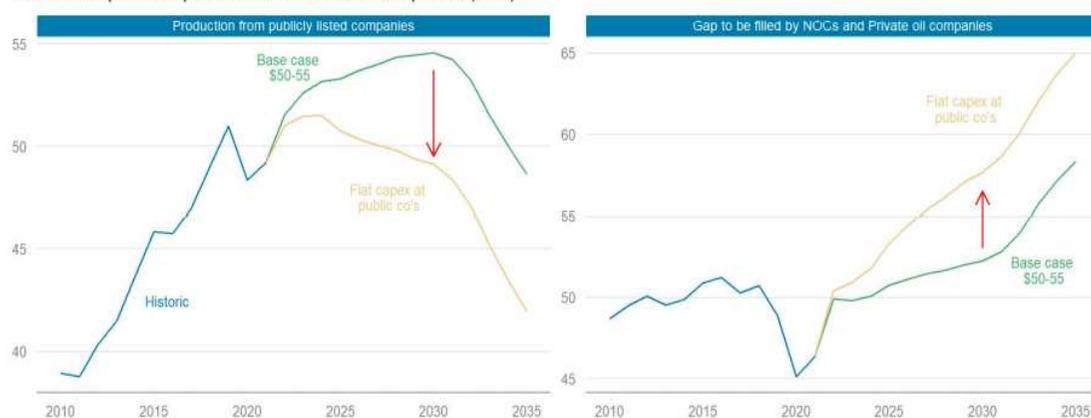


Source: Rystad Energy, Morgan Stanley Research

- Relatório da IEA (*Net Zero Emissions by 2050*) chamou atenção do mercado mencionando que para chegarmos a nível de zero emissões de CO2 globalmente até 2050, não poderia mais haver investimento em novos campos de petróleo. Capex de 2021-2030 seria flat vs 2020 que foi 30% abaixo dos anos anteriores devido a covid-19;
- Se as cias abertas mantiverem o capex flat em níveis de 2020 ate 2030, oferta global deve cair 1,5-2/mnbd no período de 10y.
- E vai ficar sob responsabilidade das estatais e *private companies* suprir o crescimento de 8,5mbd. Para isso o preço de óleo que estimula essas cias a fazer novos projetos seria \$80/b.

**Two scenarios - Some vs no capex growth at publicly listed companies**

Production at public companies vs the 'call' on NOCs and privates (mb/d)



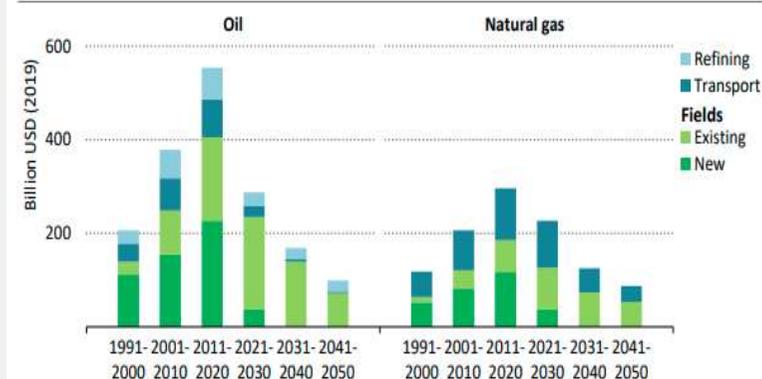
Source: Rystad Energy, Morgan Stanley Research

Note: the 'gap' refers to the difference between global oil demand and supply from publicly-listed oil companies

**3.2.2 Investment in oil and gas**

Upstream oil and gas investment averages about USD 350 billion each year from 2021 to 2030 in the NZE (Figure 3.4). This is similar to the level in 2020, but around 30% lower than average levels during the previous five years. Once fields under development start production, all of the upstream investment in the NZE is to support operations in existing fields; after 2030, total annual upstream investment is around USD 170 billion each year.

**Figure 3.4** ▶ Investment in oil and natural gas supply in the NZE



IEA. All rights reserved.

*Once fields under development start production, all upstream oil and gas investment is spent on maintaining production at existing fields*

Note: Investment in new fields in the 2021-2030 period is for projects that are already under construction or have been approved.

**Electric Vehicles (EVs)**

- Hoje, apenas 1% dos veículos no mundo são elétricos. A expectativa da IEA no NZE by 2050 é que em 2030 essa marca alcance 20%, em 2040 60% e em 2050, 86%.
- Para chegar nesses números as vendas de veículos elétricos tem que subir dos atuais 5% de vendas totais para 60% em 2030.
- Cerca de ~30% do consumo global de óleo vai pra transporte.

Sector	2020	2030	2050
<b>Share of electricity in total final consumption</b>	20%	26%	49%
<b>Industry</b>			
Share of steel production using electric arc furnace	24%	37%	53%
Electricity share of light industry	43%	53%	76%
<b>Transport</b>			
Share of electric vehicles in stock: cars	1%	20%	86%
two/three-wheelers	26%	54%	100%
bus	2%	23%	79%
vans	0%	22%	84%
heavy trucks	0%	8%	59%
Annual battery demand for electric vehicles (TWh)	0.16	6.6	14
<b>Buildings</b>			
Heat pumps installed (millions)	180	600	1 800
Share of heat pumps in energy demand for heating	7%	20%	55%
Million people without access to electricity	786	0	0

**Cathie Wood** @CathieDWood · 27 de set de 2020  
 Em resposta a @CathieDWood  
 According to @skorusARK's battery research, #EV sales will scale nearly 20-fold from roughly 1.8 million last year to 35 million, 40% of total global auto sales, during the next five to six years.

**Elon Musk** @elonmusk  
 Seven years for sure to 30M+ new fully electric vehicles per year, six years maybe. Five years is possible, but unlikely. An extra year makes a giant difference when it comes to exponentials.  
 4:42 AM · 28 de set de 2020

# sumário

Junior Oils Brazil

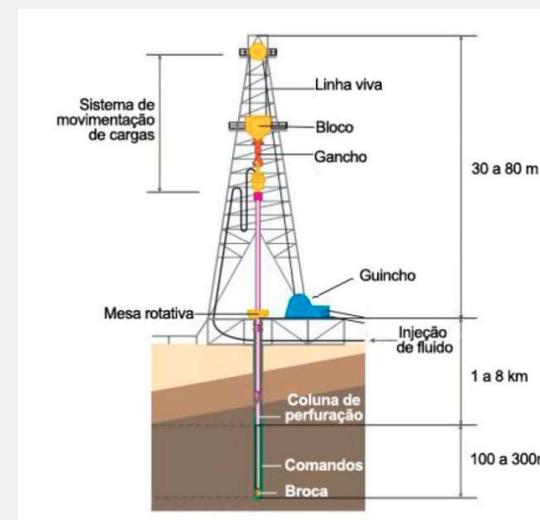
OIL SxD

▶ REVITALIZAÇÃO

PETRORECONCAVO

## O que é ser um operador onshore?

- Na fase de exploração, a empresa vai investigar se há ou não, volume de petróleo/gás comercial.
- Quando declarado comercial, o campo onshore vai precisar de sondas de perfuração para chegar até a camada de petróleo.



- Com o poço perfurado e completado, se a pressão do reservatório não for suficiente para “jorrar” o petróleo, será necessária instalação de bomba de sucção (cavalo-de-pau) para retirar o petróleo.



- Tese das novas *Junior Oils* no Brasil é de sucesso na revitalização de campos maduros que estavam “largados” pela Petrobras:

## O que é revitalizar um campo maduro?

Empresa compra um campo que esteja operando a décadas e que já produziu grande parte do *oil in place*, logo esta em declínio, normalmente com muita produção de água e faz algumas das medidas abaixo:

- Novas descobertas;
- Projetos de produção conjunta;
- Perfuração de poços “inteligentes” horizontais;
- Instalação de bombas;
- Injeção de água/gás;
- desobstrução de poços etc...

Empresas com oportunidade de comprar ativos a venda da Petrobras com concessões que vencem no curto/médio prazo (até ~2030) porém, apresentando projeto de revitalização, ANP concede extensão:



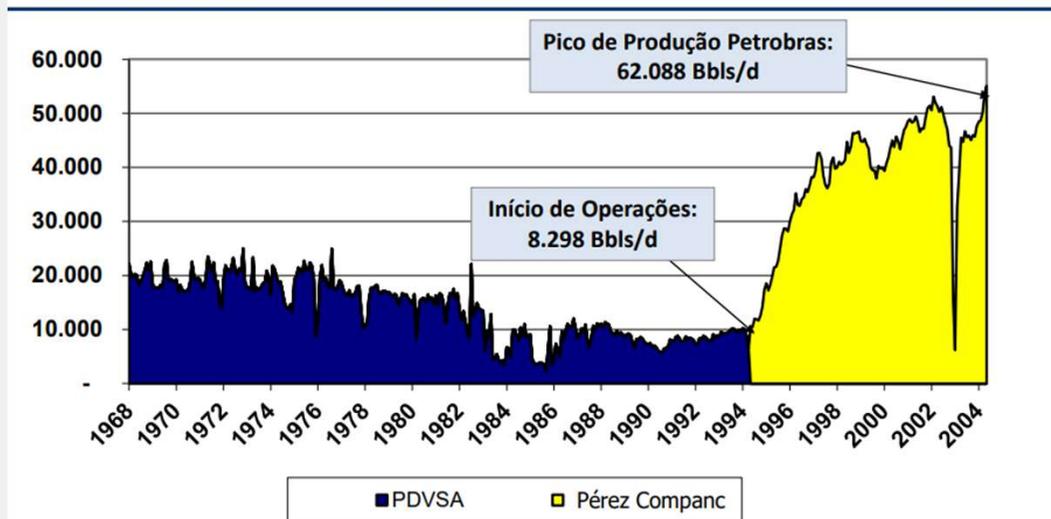
- **Importante ressaltar que processo de revitalização foi evoluindo com o tempo conforme novas técnicas foram aprimoradas. Além disso, revitalizar um ativo que negligenciado traz muito mais benefício do que um ativo maduro que foi bem operado.**
- **Exemplos de revitalizações bem sucedidas:**
  1. Oritupano-Leona na Venezuela em 1995: Perez Companc pegou ativo da PDVSA;
  2. Polvo no Brasil a partir de 2014: PetroRio comprou ativo da Maersk, evitou declínio e conseguiu subir produção;
  3. Pargo e Vermelho, que estavam em declínio, comprados pela Perenco da Petrobras em 2019.
  4. Las Monas na Colombia, operado pela PetroSantander subiu produção que declinava a partir de ~2003;
  5. Remanso no Brasil em 2000: PetroReconcavo pegou ativo da Petrobras;
  6. Riacho da Forquilha e Macau no Brasil: 3R e PetroReconcavo compraram ativos em declínio da Petrobras que foram desinvestidos e já mostram alta na produção;

Oritupano-Leona

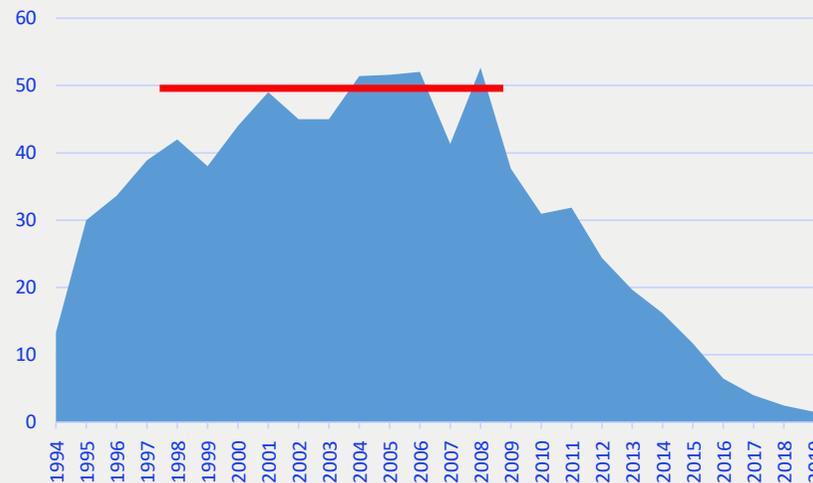
Atual presidente e diretores operacional e de produção da 3R, trabalharam na Perez Companc e participaram ativamente do processo de revitalização do campo da Venezuela de Oritupano-Leona.

O campo saiu de ~10kbd para ~50kbd e conseguiu manter platô por ~10y.

Oritupano-Leona: História de Produção



Prod. Oritupano-Leona

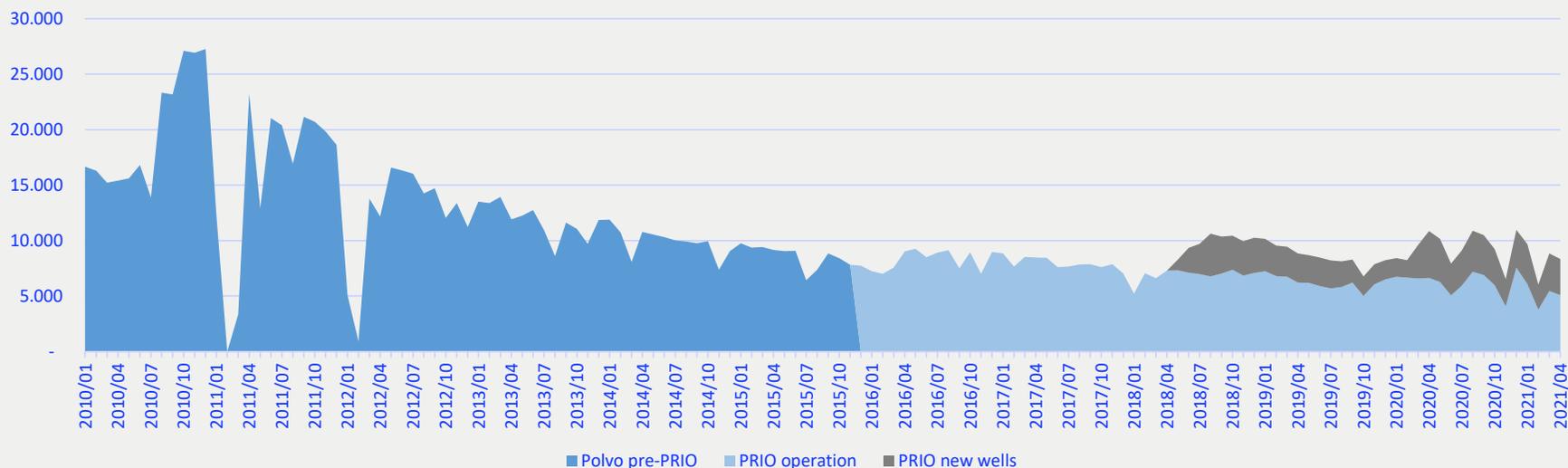


Polvo

A PetroRio hoje em dia é focada em revitalizações de campos maduros. Ela comprou Polvo da Maersk em 2014 e conseguiu evitar o declínio de ~15-20% que estava rodando ao ano desde 2010.

Nos primeiros 2 anos de operação apresentou um declínio de 3-4% considerando operação nos mesmos poços já perfurados. Posteriormente, com novas perfurações, aumentou a produção pra níveis 9-10kboed.

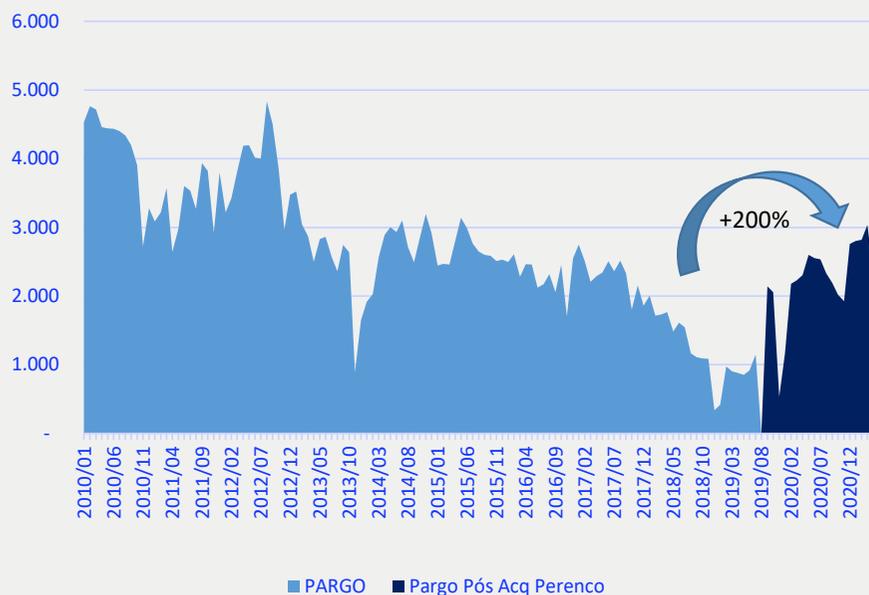
Título do Gráfico



Pargo e Vermelho

Perenco comprou ativos da Petrobras em 2019 e já aumentou produção significativamente.

Produção de Pargo (kboed)

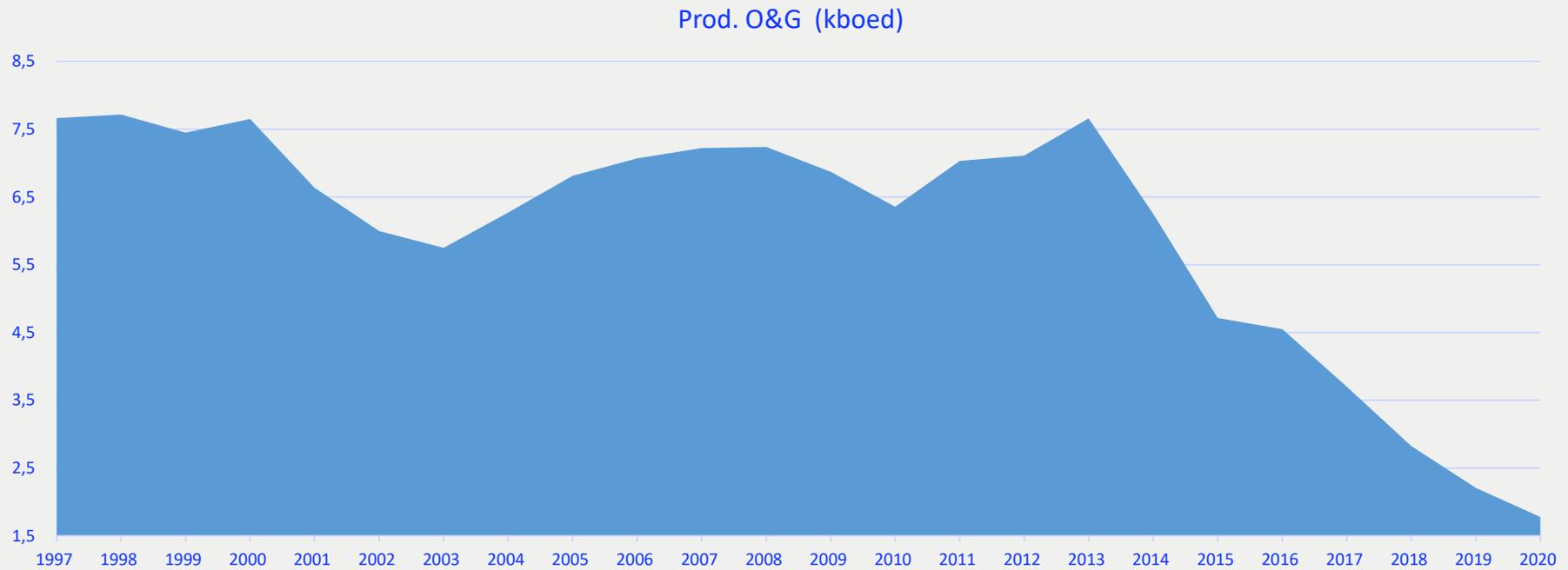


Produção de Vermelho (kboed)



## Las Monas

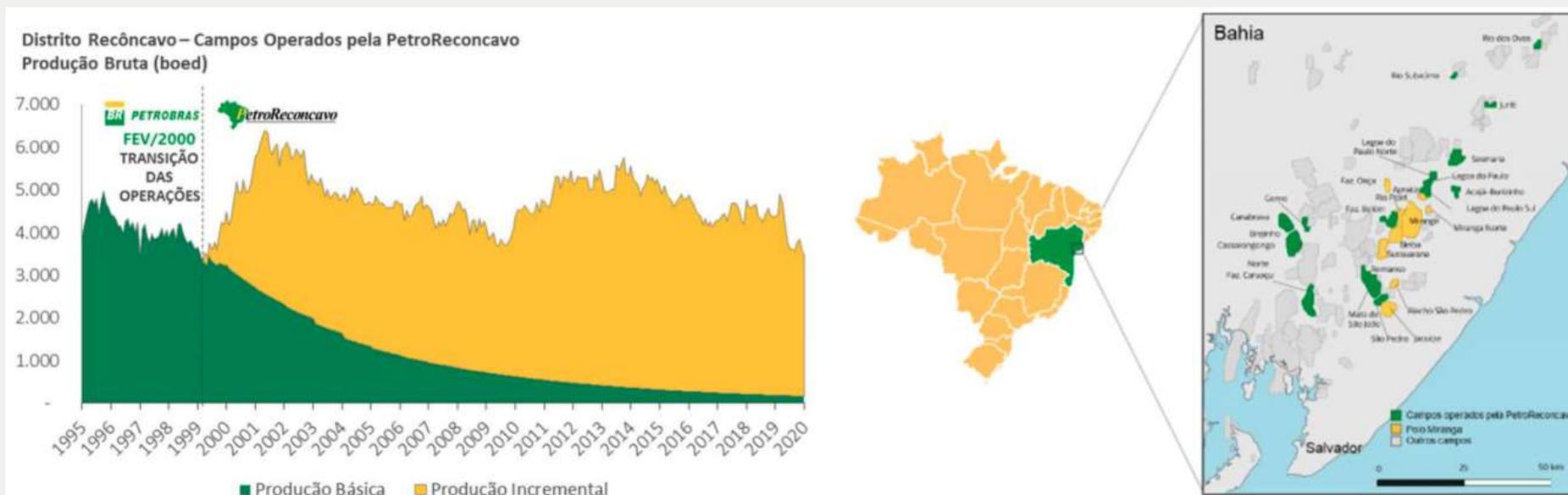
Campo operado pela PetroSantander que estava declinando (1998 – 2003), depois de iniciativas de revitalização, voltou para níveis de pico.



## Remanso

A Petroreconcavo assinou em 2000 um CPR (Contrato de Produção com Clausula de Risco) com Petrobras para operar o Polo Remanso por uma taxa de serviço (hoje em R\$32.93/b). Caso passasse de uma “curva básica” estimada á época do contrato, o adicional de produção seria 85% da RECV e 15% da Petrobras.

Produção que estava declinando em níveis de 3,5kboed subiu a mais de 6kboed e manteve platô de 4-5kboed por mais de duas décadas.

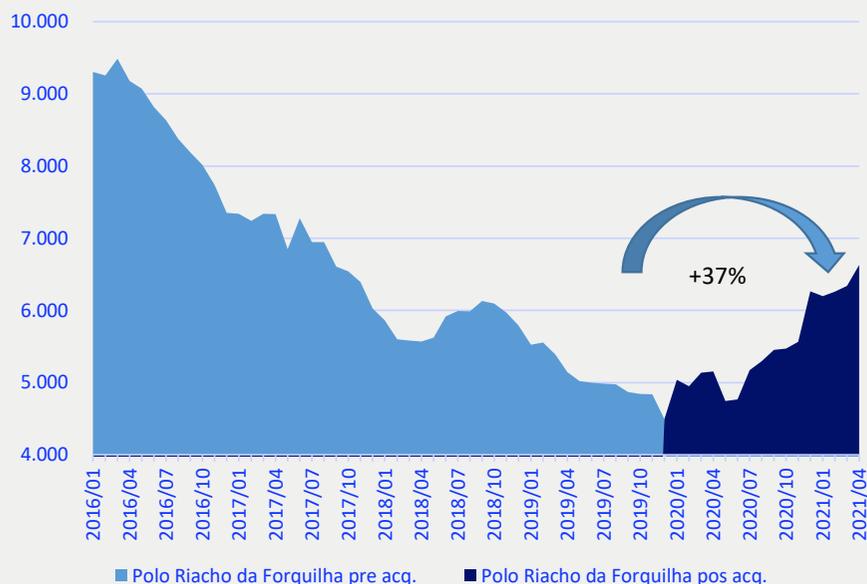


## Riacho da Forquilha e Macau

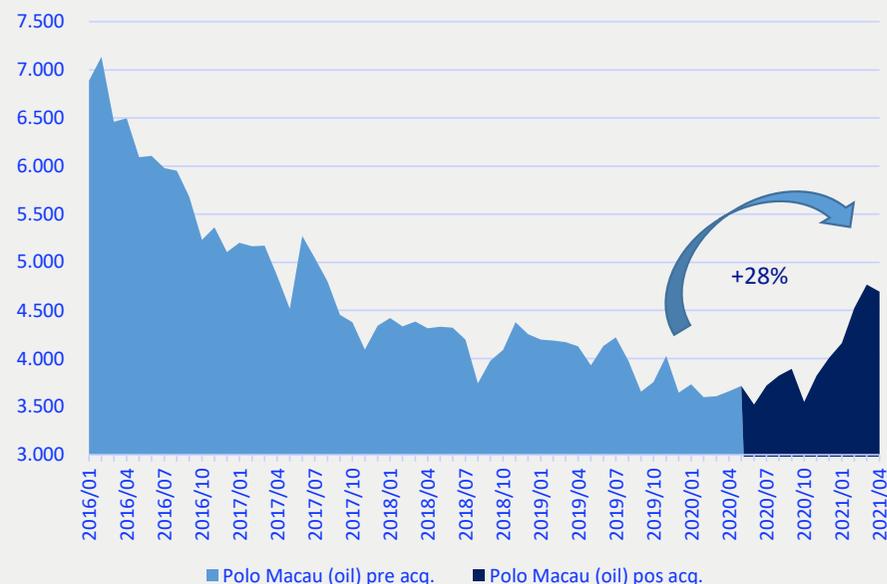
A Petroreconcavo adquiriu o Polo Riacho da Forquilha da Petrobras e começou a opera-lo desde dez/2019.

Na mesma janela de desinvestimentos, a 3R comprou o Polo Macau da Petrobras. Começou a operar o ativo em Junho de 2020 e já subiu produção de petróleo em 25% desde o início da operação.

### Riacho da Forquilha 30 campos (operados RECV)



### Produção de Óleo de Macau



# sumário

**Junior Oils Brazil**

OIL SxD

REVITALIZAÇÃO

PETRORECONCAVO

▶ Crescimento Orgânico

### Origem:

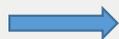
- Com o objetivo de operar o Polo Remanso, a empresa foi fundada em 1999 pela união da família Cintra Santos, dona da PerBras (empresa de serviços de O&G), que já conhecia Opportunity que fez a ponte com PetroSantander (fundo de private equity com foco em operação de campos maduros onshore. Tem ativos no Brasil, Colômbia, US e Romênia).
- IPO em Maio, precificado a R\$14.75/share, levantou R\$1,18bn. Principais sócios tem lock-up de 180 dias;
- Hoje Market cap de R\$5,1bn;
- *Use of proceeds* do IPO considera R\$634mn pra pagar ativos já comprados da Petrobras, e resto para aquisição de novos ativos.

ACIONISTA	TOTAL AÇÕES	PARTICIPAÇÃO
PetroSantander Luxembourg Holding S.a.r.l	82.536.716	33,238%
Fundos Geridos pelo Opportunity	63.930.089	25,745%
Eduardo Cintra Santos	14.749.105	5,939%
Perbras – Emp. Bras. de Perf. Ltda	12.523.304	5,043%
Outros acionistas	74.584.318	30,035%
<b>Total</b>	<b>248.323.532</b>	<b>100%</b>

\* Opportunity aumentou posição comprando R\$200mn no IPO.

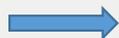
### Mesmo management a ~15y

Marcelo Magalhaes



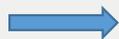
**CEO** da companhia desde 2008. Vem da IBM, foco em tecnologia relevante na revitalização de campos maduros. Passou pela revitalização bem sucedida de Remanso.

Rafael Cunha



**CFO** desde 2003, veio do private equity da Opporunity e participou ativamente nas negociações com Petrobras do CPR de Remanso.

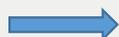
Troy Finney



**COO**: Trabalha com recuperação de reservatórios desde 1988. Em 1995 ingressou na PetroSantander onde trabalhou com Chris Whyte e operou em diversos casos de revitalização no EUA, Colombia, Romenia e no Brasil (Remanso e Riacho da Forquilha). Esta na companhia desde a fundação.

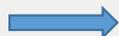
## Conselho de Administração com vasta experiência

Eduardo Cintra Santos



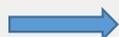
Sócio PerBras

Leendert Lievaart



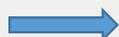
PetroSantander

Chris Whyte



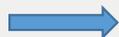
Fundador PetroSantander, tem mais de 30 anos de experiência em cargos operacionais. Fez alocações no Arkansas, entrou na abertura do shale no US.

Eduardo de Britto



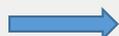
Private Equity Opportunity

Camille Loyo Faria



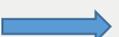
Já foi do IB do BofA, Bbi e MS e de empresas de Energia e Telecom. Hoje como CFO da Oi.

Carlos Marcio Ferreira



Experiência em Utilities. Foi COO da Elektro, da CPFL, da Energisa e hoje participa também do conselho da Eneva e Light.

Phillip Epstein



CEO ERI Group (energia e energias renováveis).

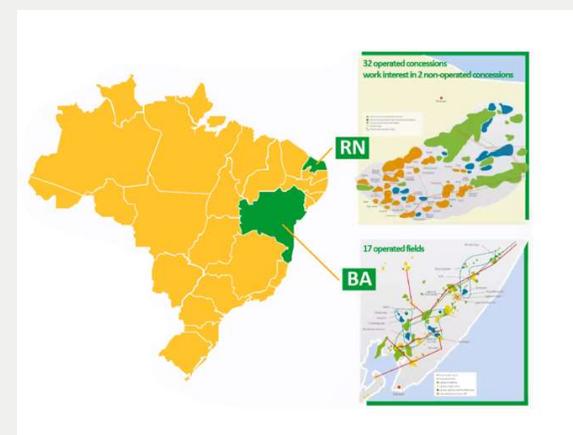
- Resumo dos Ativos:

- **Polo Remanso:** Fev/2000 assinou um CPR (Contrato de Produção com Clausula de Risco) com Petrobras para operar o Polo Remanso por uma taxa de serviço para uma determinada “curva básica” (hoje em R\$32.93/b). Passando desta curva estimada á época do contrato, o adicional de produção seria 85% da RECV e 15% da Petrobras;

Em dez/2020 assinou com Petrobras a compra do Polo Remanso por \$30mn (Bahia);

- **Polo Riacho da Forquilha:** Em dez/2019 concretizou a compra do Polo Riacho da Forquilha da Petrobras por \$352mn (Rio Grande do Norte);

- **Polo Miranga:** Em fev/2021 firmou contrato de compra com Petrobras para comprar Polo Miranga por \$220mn (Bahia). Sujeito a aprovação da ANP;

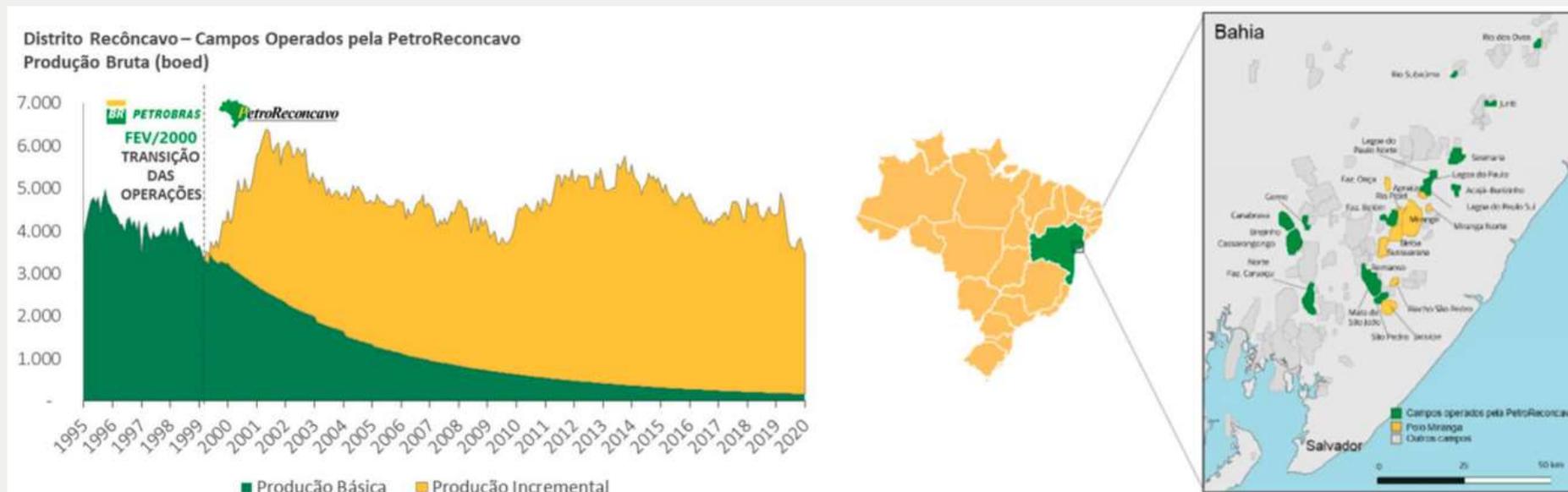


1) **REMANSO:** Começaram a operar o ativo “Polo Remanso” da Petrobras com 12 campos na Bacia do Recôncavo na Bahia em 2000 via CPR. Pelo contrato ficariam com 85% da produção acima da curva base estipulada na época.

Em 2000, a reserva dos campos desse cluster somava apenas 9,7mn barris equivalente (boe) e estava com produção em declínio. Com um capex de desenvolvimento de \$13/b, a empresa adicionou total de 45mn boe de reserva e subiu produção ate 6kboed e manteve platô de 4-5kboed por 2 décadas.

Entre 2003 e 2007 compraram mais 5 campos nas rodadas de licitação da ANP que foram adicionados ao Polo;

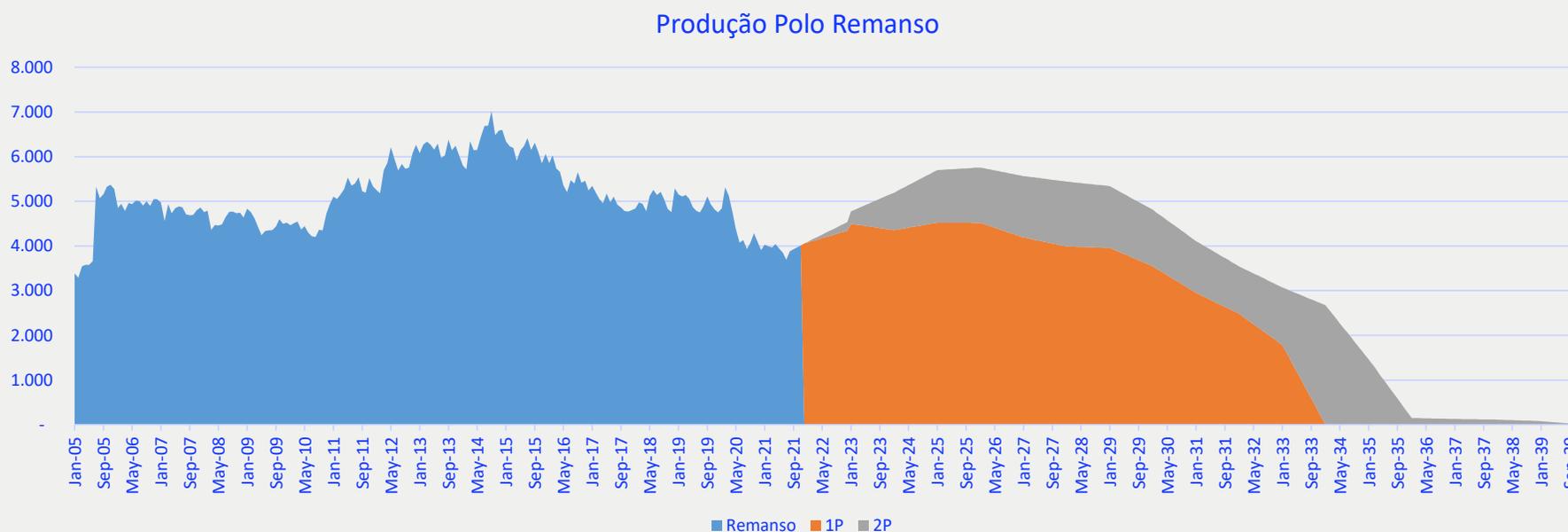
Em dez/2020 compraram os campos da Petrobras por \$30mn (TIR de 28%).



1) **REMANSO:** Expectativa de produção certificada pela NSAI. (1P = probabilidade de 90% de produzir reservas / 2P = 50% de certeza)

O *boost* da curva abaixo é devido ao fato de, até dez/2020, não ser dona do ativo e não ter gerencia sobre a extensão da concessão por 27y. Com o ativo comprado, a empresa consegue justificar capex para crescimento de produção nos próximos ~10y.

Perfil de Produção 1P e 2P do Polo Remanso.

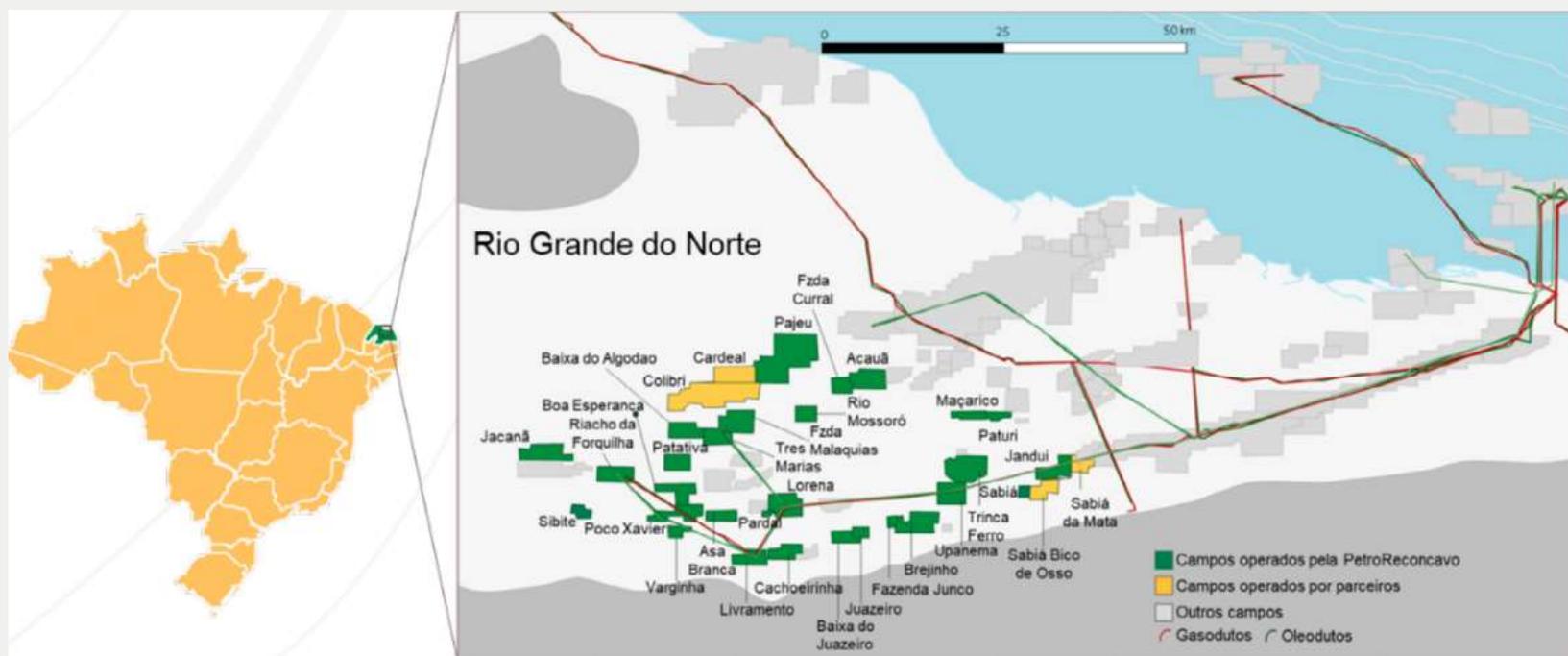


Na 2P bate pico em 2026 de 5,8kboed / Na 1P bate pico de 4,5kboed em 2024.

**2) RIACHO DA FORQUILHA:** Compraram Polo com 34 campos na Bacia do Potiguar, no Rio Grande do Norte, da Petrobras em dez/2019 por \$352mn.

Operavam 30 desses campos até Maio. Em jun/2021 firmaram acordo com Sonangol pra operar 2 dos 4 campos que ainda não operavam. Operam 32 campos no Polo, sendo os outros dois, operados pela empresa Partex, porem são irrelevantes no todo.

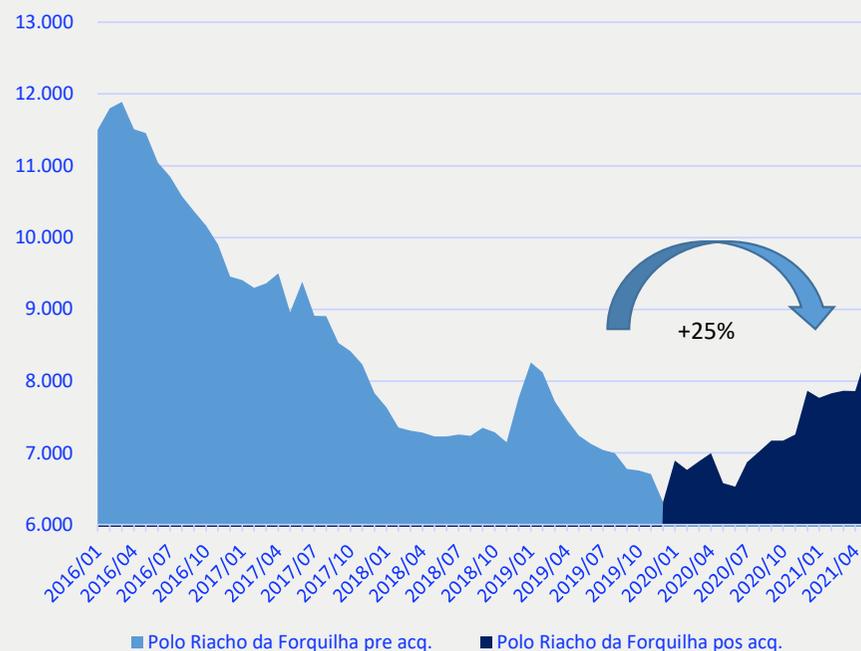
TIR calculada de 22%.



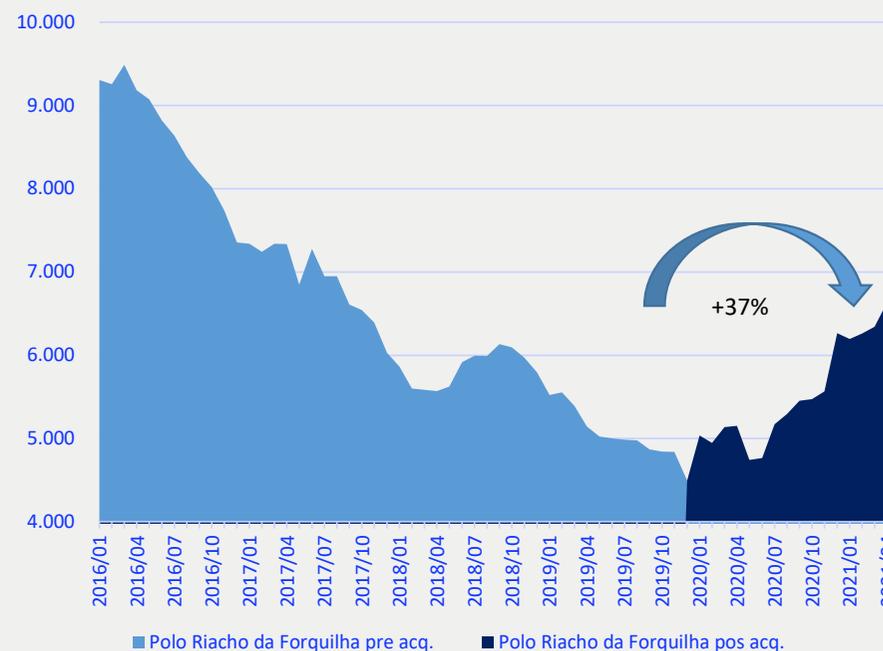
## 2) RIACHO DA FORQUILHA:

Nos campos que opera, já subiu produção em 37% desde final de 2019 a abril/2021.

Riacho da Forquilha 34 campos\* (com Maio)



Riacho da Forquilha 30 campos (operados RECV)



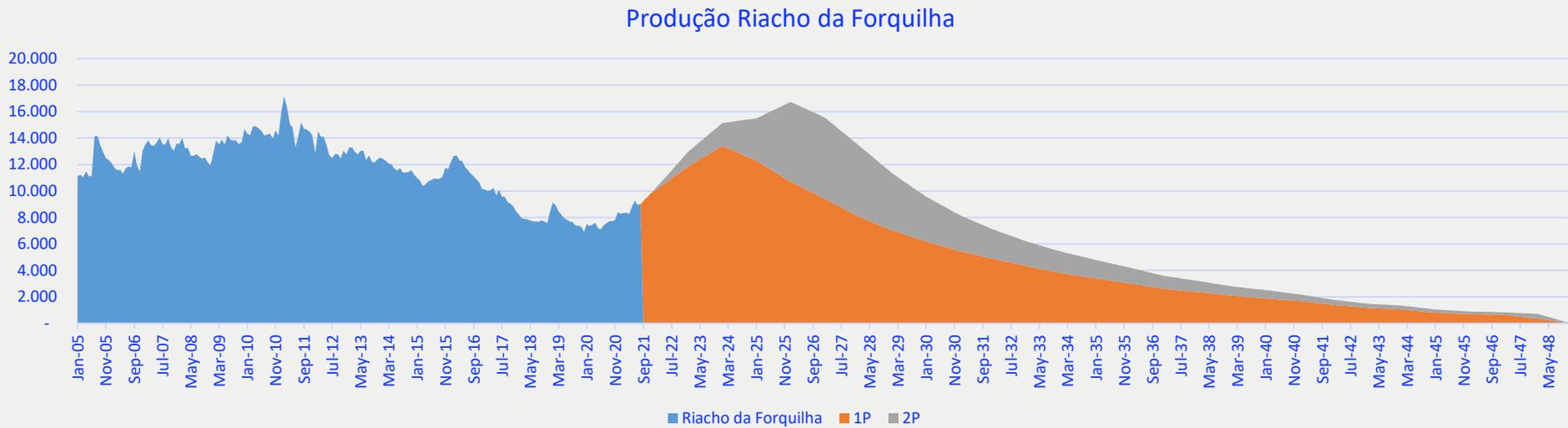
**2) RIACHO DA FORQUILHA: Primeiros 100 dias: low hanging fruits = trocar/consertar equipamentos quebrados / desobstruir poços**

Nos 3 principais campos, aumentaram produtividade dos poços já existentes e perfuraram apenas ~25 novos poços com prod media de 60bd.

	2018/12	2019/01	2019/02	2019/03	2019/04	2019/05	2019/06	2019/07	2019/08	2019/09	2019/10	2019/11	2019/12	2020/01	2020/02	2020/06	2020/07	2020/08	2020/09	2020/10	2020/11	2020/12	2021/01	2021/02	2021/03	2021/04
<b>LIVRAMENTO</b>	527	527	593	549	538	486	424	514	493	461	493	482	441	679	726	646	629	703	627	634	621	663	678	676	736	742
3LV42RN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	91	80	66	74	69	68	72	69	57
7LV12RN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	48	27	22	17	21	20	22	40	43	29	27
7LV13RN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	19	17	17	18	17	16	18	19	17	22
7LV15RN	37	47	76	13	21	37	30	39	41	10	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7LV16RN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8	23	8	9	2	8	7	8	8	11	10	10	11
7LV49DRN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31	96	31	32	17	21	31	18	22	22	21	22	26
7LV54DRN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	76	95
7LV62RN	19	25	22	-	-	-	-	-	7	25	20	13	6	83	6	11	11	12	13	12	13	21	27	26	23	27
7LV63RN	13	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	28	8	9	8	8	10	14	5	6	10	10	10	8
7LV64RN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16	37	17	16	18	16	20	5	10	19	19	19	18
7LV66DRN	3	3	2	16	18	21	23	27	25	21	21	21	13	30	46	34	29	31	12	25	0	6	12	54	61	
7LV7RN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	74	73	71	74	62	68	68	68	64	65	65	65
<b>LORENA</b>	993	1,051	1,100	1,073	959	890	934	889	842	919	866	848	801	1,017	812	738	1,105	1,076	1,020	1,154	1,248	1,655	1,769	1,921	2,046	2,097
7LOR14RN	-	-	-	10	14	16	6	3	7	13	10	-	-	3	6	7	7	7	7	9	6	4	11	11	14	21
7LOR18RN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	53	55	50	41	41	37	47	39	37	38	39
7LOR19RN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6	12	13	4	6	1	3	3	6	
7LOR23RN	17	14	12	13	12	9	6	5	4	4	12	18	18	30	6	5	10	15	15	16	15	25	13	5	17	18
7LOR27RN	11	5	5	17	10	15	13	10	10	11	13	9	11	10	5	-	0	26	24	31	32	31	31	29	26	
7LOR28RN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	112	59	37	31	27	25	22	22	24	23
7LOR38RN	15	12	12	14	15	13	13	12	12	14	13	11	11	14	10	-	-	-	-	-	-	97	108	94	107	110
7LOR39RN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	226	195	165	151	140	125	117
7LOR46RN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	28	18	18	16	15	19	41	174	148	122
7LOR47RN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21	66	51	43	145	153	127	117	110	92
7LOR50RN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	120	74	56	48	54	50	49	49	48	45
7LOR53RN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23	10	10	5	8	7	7	7	8	23	33	32	24
7LOR55RN	31	29	29	30	31	29	29	27	22	19	23	28	25	27	16	6	10	10	21	12	46	45	68	70	66	95
7LOR69RN	38	48	47	58	43	55	59	56	54	54	48	46	41	51	76	51	46	42	9	10	11	30	65	65	64	54
7LOR72RN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	7	8	11	11	11	18	18	17	11	5
7LOR77RN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19	39	35	26	0	38	30	42	68	84
7LOR78RN	14	14	12	14	12	9	10	9	10	10	1	-	-	-	-	4	11	12	21	16	22	20	12	12	9	22
7LOR81RN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	113	222	212	174	148
7LOR83RN	32	38	38	34	15	-	18	28	31	40	25	38	33	44	27	7	17	17	23	23	22	22	12	95	80	64
7LOR85RN	15	13	12	14	15	13	16	12	14	16	13	15	18	10	-	-	-	-	-	-	-	154	138	142	83	72
7LOR86RN	4	2	2	0	0	0	0	0	1	3	2	2	2	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	171
7LOR87RN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18	80	77	65	39
7LOR88RN	33	31	25	27	31	29	33	32	34	36	33	17	15	17	13	12	23	19	22	22	23	11	27	26	28	27
<b>RIACHO DA FORQUILHA</b>	1,405	1,340	1,337	1,279	1,133	1,196	1,264	1,236	1,359	1,329	1,265	1,272	1,140	1,156	1,037	1,296	1,342	1,382	1,459	1,486	1,399	1,225	1,279	1,384	1,319	1,482
7RFQ14DRN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17	50	58	30	24	36	29
7RFQ30DRN	90	91	66	66	63	47	41	29	88	74	70	72	109	100	56	97	101	102	116	110	108	107	99	91	92	54
7RFQ35DRN	31	28	14	23	52	58	37	23	45	35	22	25	45	15	27	23	9	5	41	58	36	39	11	71	73	
7RFQ39DRN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	42	42	42	36	43	39	33	43	40	34	
7RFQ40DRN	101	110	97	105	99	121	114	139	137	140	149	157	169	195	150	261	219	213	272	277	282	137	273	288	286	
7RFQ43DRN	7	5	4	4	4	19	26	24	27	17	10	48	33	-	-	32	97	71	107	117	59	73	83	121	61	
7RFQ44DRN	39	40	46	47	42	6	3	18	30	38	30	30	-	6	18	40	35	28	31	37	44	52	34	41	40	
7RFQ51DRN	30	27	56	57	39	39	53	64	75	71	72	67	85	82	83	83	85	87	105	102	88	98	89	92	96	
7RFQ9DRN	35	20	20	18	17	29	23	9	34	39	16	4	5	65	60	64	52	53	60	58	54	56	58	54	53	

**2) Riacho da Forquilha:** Expectativa de produção certificada pela NSAI. (1P = probabilidade de produzir reservas de 90% / 2P = 50% de certeza)

Perfil de Produção 1P e 2P



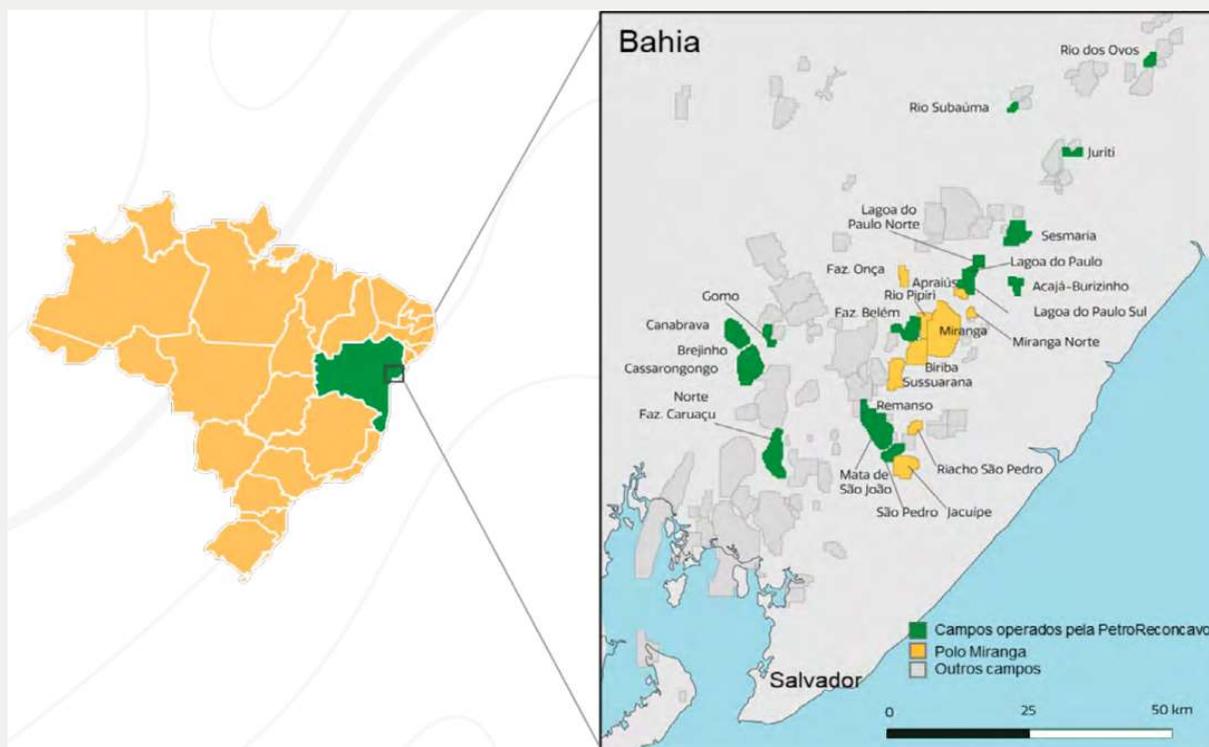
Na 2P bate pico em 2026 de 16,7kboed / Na 1P bate pico de 13,4kboed em 2024.

Nos campos operados pela RECV, já subiu 37% a produção. Acabam de adicionar mais 2 campos que eram operação da Sonangol que são drive relevante de crescimento. Curva 2P considera +30% de growth esse ano.

**3) MIRANGA:** Assinaram contrato de compra do Polo Miranga que possui 100% de 9 Campos na Bacia do Recôncavo, Bahia, com Petrobras em fev/2021 por \$220mn. Sinergia com Polo Remanso.

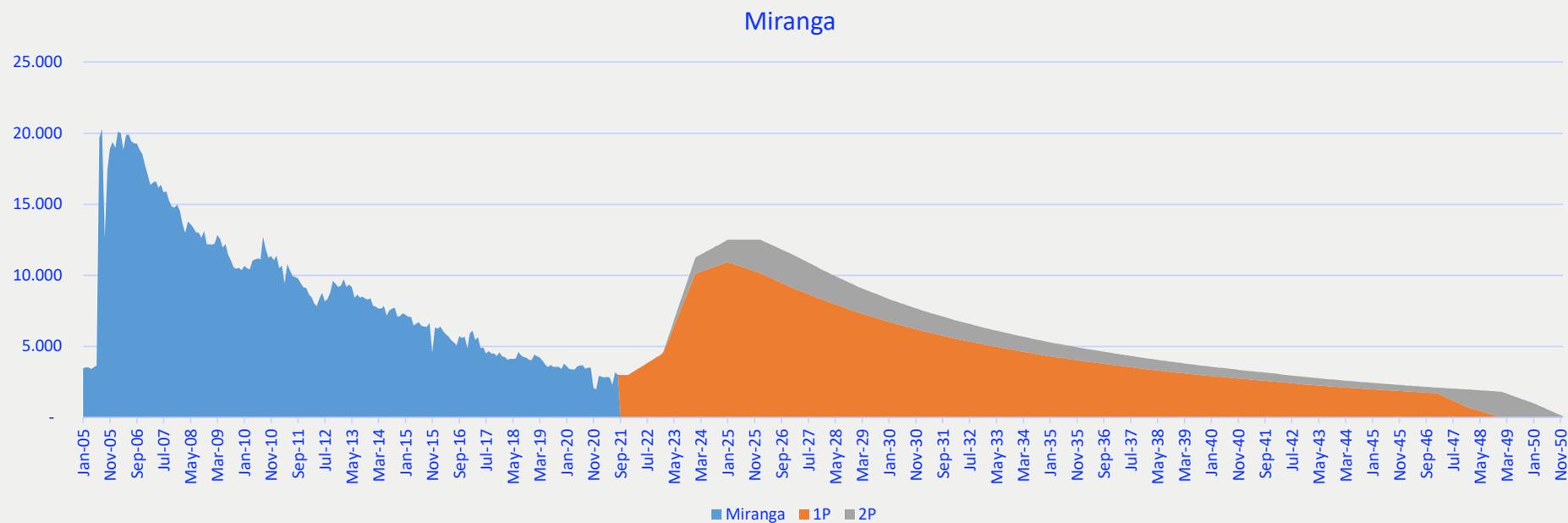
Campos colados aos campos que já possui na Bacia do Recôncavo.

TIR entre 25%-28%.



**3) MIRANGA:** Ainda não estão com operação, esperam a aprovação da ANP ate final do ano.

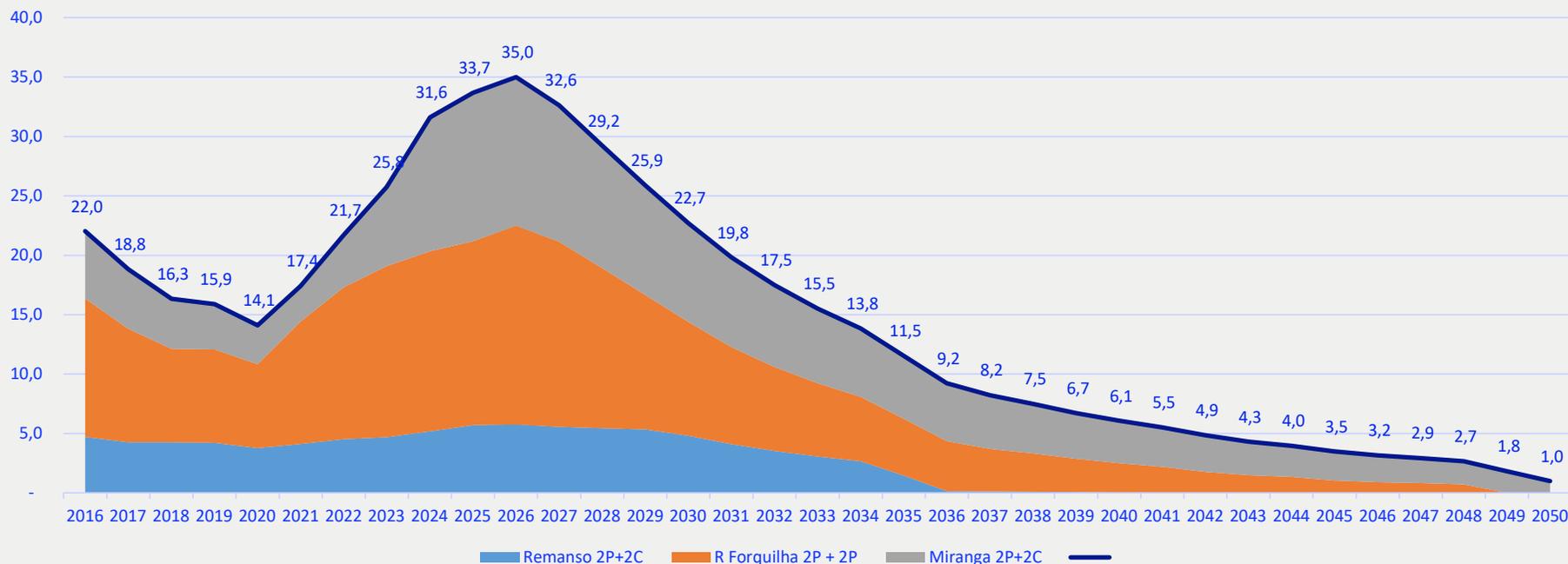
Perfil de Produção 1P e 2P certificadas pela NSAI.



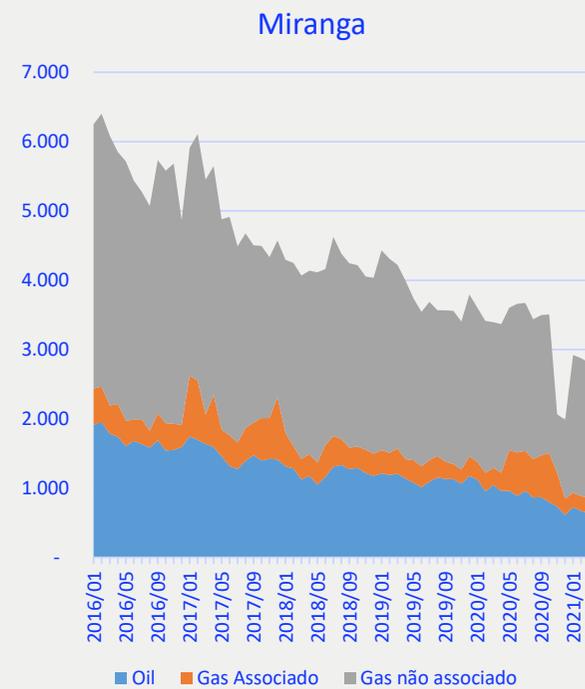
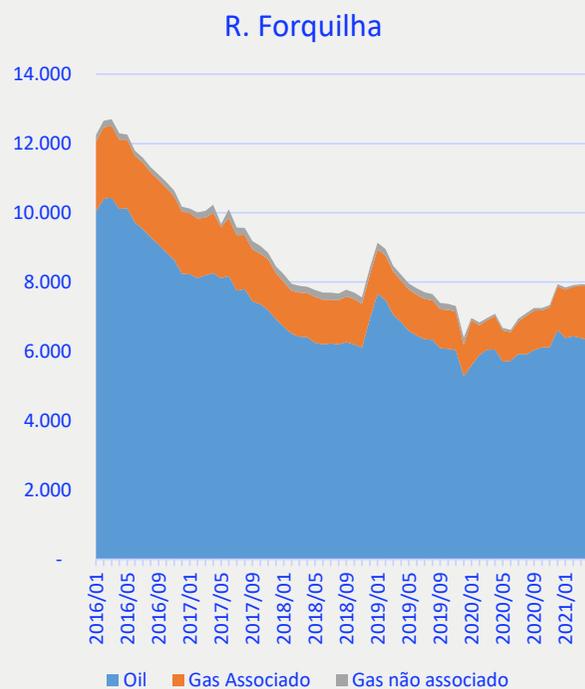
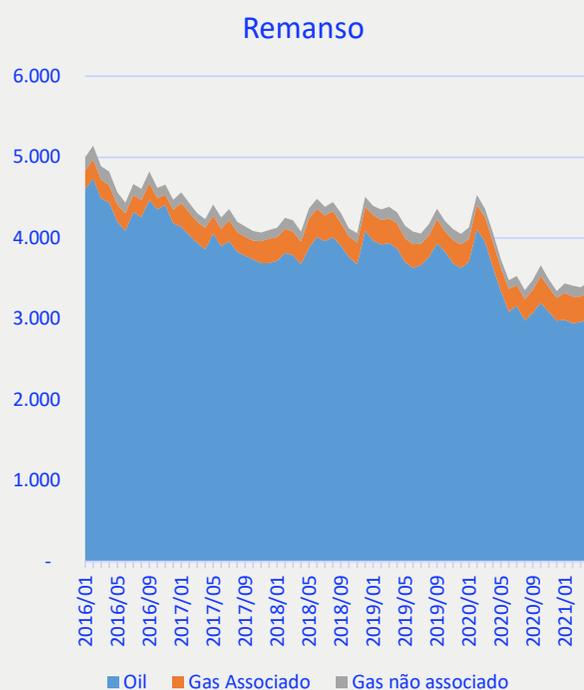
Na 2P bate pico em 2025 de 12,5kboed / Na 1P bate pico de 10,9kboed em 2025.

**Mix Produção:** No consolidado, a cia tem expectativa de mais que dobrar a produção até 2034 com ativos que já estão no portfolio (de 14kboed em 2020 pra 31,6kboed em 2024). Riacho da Forquilha e Miranga ganham muita relevância no mix de produção.

PetroReconcavo prod. NSAI 2P+2C (kboed)



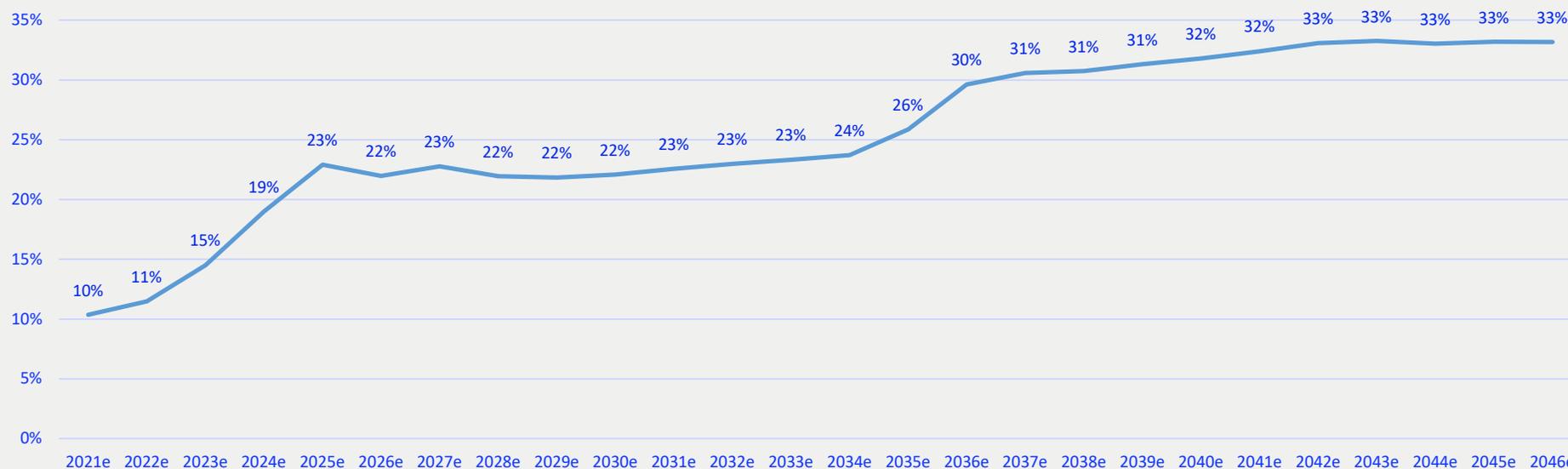
**Mix Produção:** Remanso e Riacho da Forquilha são campos de Oil enquanto Miranga é campo de gás.



Quase 35% das reservas da PetroReconcavo vem de gás.

Apesar de ser uma cia de O&G, vai ter menos exposição a commodity do que outras pares que operam majoritariamente campos de óleo. Deve se beneficiar da abertura do mercado de gás.

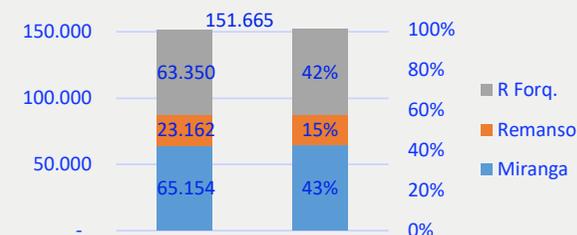
Gas revenue (%)



**Reservas:** 1P, pelo menos 90% de probabilidade que as quantidades sejam efetivamente recuperadas.

2P, pelo menos 50% de probabilidade.

“C” = contingente, deals não concluídos ou concessões ainda não renovadas.



	Petróleo e Líquidos de Gás Natural				Gás				Barris de Óleo Equivalentes <sup>(1)</sup>	Petróleo como % do Total)	(Gás como % do Total)
	Reconcavo <sup>(3)</sup>	Potiguar <sup>(4)</sup>	Miranga <sup>(5)</sup>	sub-total	Reconcavo <sup>(3)</sup>	Potiguar <sup>(4)</sup>	Miranga <sup>(5)</sup>	sub-total			
	(em milhares de barris)				(em milhões de pés cúbicos)				Total		
<b>Reservas Líquidas</b>									(em milhares de boes)		
Reservas provadas em produção	2.739,1	7.626,1	n.a.	10.365,2	1.903,2	6.901,7	n.a.	8.804,9	11.832,7	87,6%	12,4%
Reservas provadas desenvolvidas, porém não em produção ("shut in" ou "behind pipe")	1.370,5	2.437,3	n.a.	3.807,8	590,0	6.725,3	n.a.	7.315,3	5.027,0	75,7%	24,3%
Reservas provadas não desenvolvidas	929,2	6.112,6	n.a.	7.041,8	266,7	2.328,7	n.a.	2.595,4	7.474,4	94,2%	5,8%
<b>Total de reservas provadas (1P)</b>	<b>5.038,9</b>	<b>16.176,0</b>	<b>n.a.</b>	<b>21.214,9</b>	<b>2.760,0</b>	<b>15.955,7</b>	<b>n.a.</b>	<b>18.715,7</b>	<b>24.334,1</b>	<b>87,2%</b>	<b>12,8%</b>
Total de reservas prováveis	438,1	5.468,1	n.a.	5.906,2	244,1	2.384,1	n.a.	2.628,2	6.344,2	93,1%	6,9%
<b>Total de reservas provadas + prováveis (2P)</b>	<b>5.477,0</b>	<b>21.644,1</b>	<b>n.a.</b>	<b>27.121,0</b>	<b>3.004,1</b>	<b>18.339,8</b>	<b>n.a.</b>	<b>21.343,8</b>	<b>30.678,3</b>	<b>88,4%</b>	<b>11,6%</b>
Total de reservas possíveis	391,2	2.139,5	n.a.	2.530,6	38,4	564,0	n.a.	602,4	2.631,0	96,2%	3,8%
<b>Total de reservas provadas + prováveis + possíveis (3P)</b>	<b>5.868,1</b>	<b>23.783,5</b>	<b>n.a.</b>	<b>29.651,6</b>	<b>3.042,4</b>	<b>18.903,8</b>	<b>n.a.</b>	<b>21.946,2</b>	<b>33.309,3</b>	<b>89,0%</b>	<b>11,0%</b>
<b>Recursos Contingentes</b>											
Menor Estimativa (1C)	9.041,7	19.181,2	18.639,9	46.862,8	4.029,0	28.963,0	175.918,7	208.910,7	81.681,2	57,4%	42,6%
Melhor Estimativa (2C)	13.918,9	26.097,3	22.309,6	62.325,8	5.694,1	37.304,8	217.971,7	260.970,7	105.821,0	58,9%	41,1%
Maior Estimativa (3C)	17.010,3	30.227,6	23.193,3	70.431,2	7.175,7	40.482,7	222.590,9	270.249,3	115.472,8	61,0%	39,0%
<b>Total (1P + 1C)</b>	<b>14.080,5</b>	<b>35.357,2</b>	<b>18.639,9</b>	<b>68.077,6</b>	<b>6.789,0</b>	<b>44.918,7</b>	<b>175.918,7</b>	<b>227.626,4</b>	<b>106.015,4</b>	<b>64,2%</b>	<b>35,8%</b>
<b>Total (2P + 2C)</b>	<b>19.395,9</b>	<b>47.741,4</b>	<b>22.309,6</b>	<b>89.446,9</b>	<b>8.698,2</b>	<b>55.644,6</b>	<b>217.971,7</b>	<b>282.314,5</b>	<b>136.499,3</b>	<b>65,5%</b>	<b>34,5%</b>
<b>Total (3P + 3C)</b>	<b>22.878,4</b>	<b>54.011,2</b>	<b>23.193,3</b>	<b>100.082,9</b>	<b>10.218,1</b>	<b>59.386,4</b>	<b>222.590,9</b>	<b>292.195,5</b>	<b>148.782,1</b>	<b>67,3%</b>	<b>32,7%</b>

Junior Oils Brazil

OIL SxD

REVITALIZAÇÃO

PETRORECONCAVO

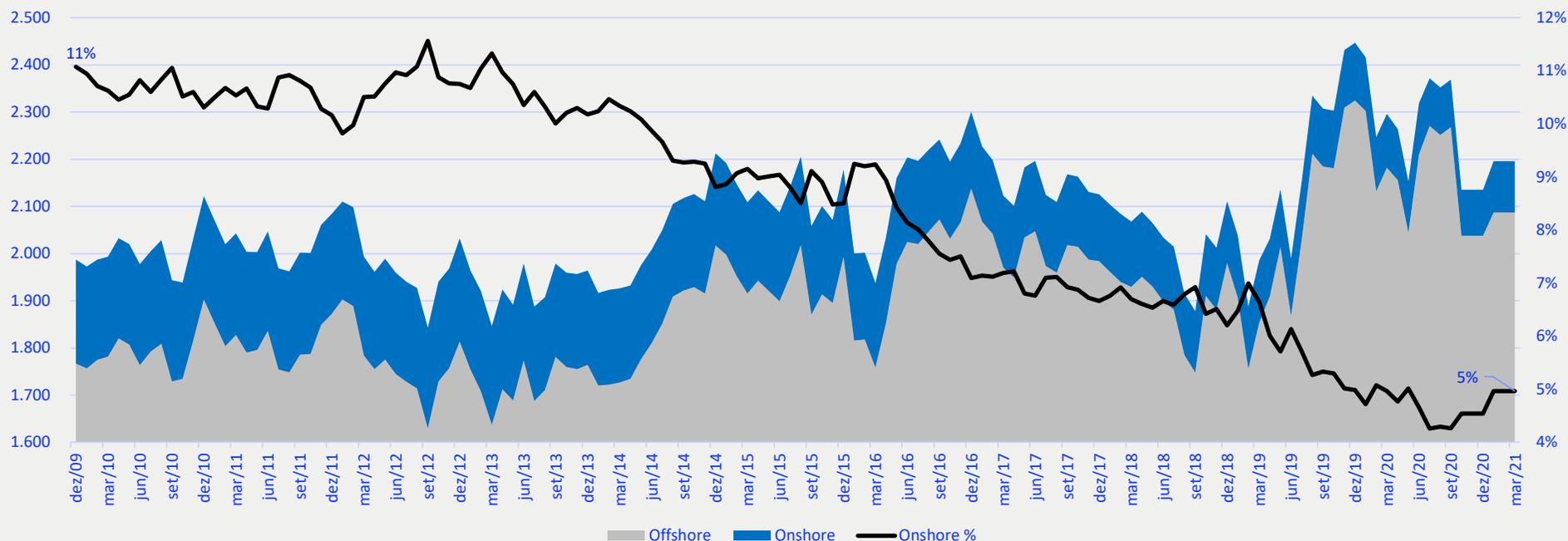
Crescimento Orgânico

▶ Crescimento Inorgânico

## E&P no Onshore Brasileiro

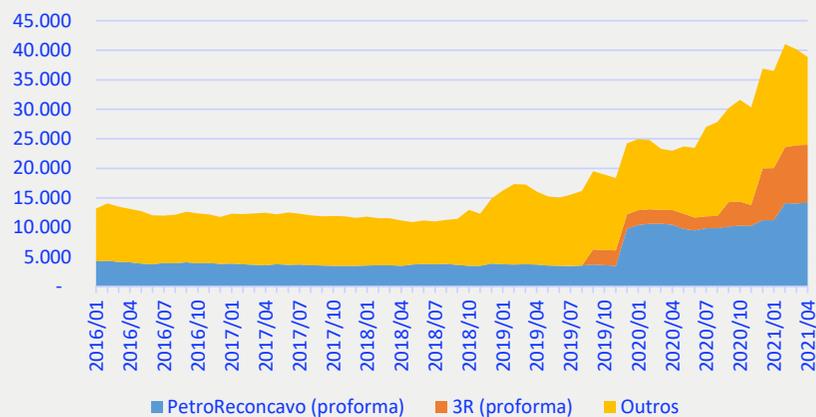
- Com Petrobras em situação financeira delicada, altamente alavancada, *management* decide direcionar alocação de capital no pré-sal e colocar ativos non-core a venda.
- Conseqüentemente, por falta de capex, os campos *onshore*, já maduros, começaram a apresentar forte declínio e diminuir representatividade na matriz da Petro (prod onshore no Brasil caiu de 300kboed pra 200kboed desde 2016).

Petrobras Prod. Brasil (kboed)

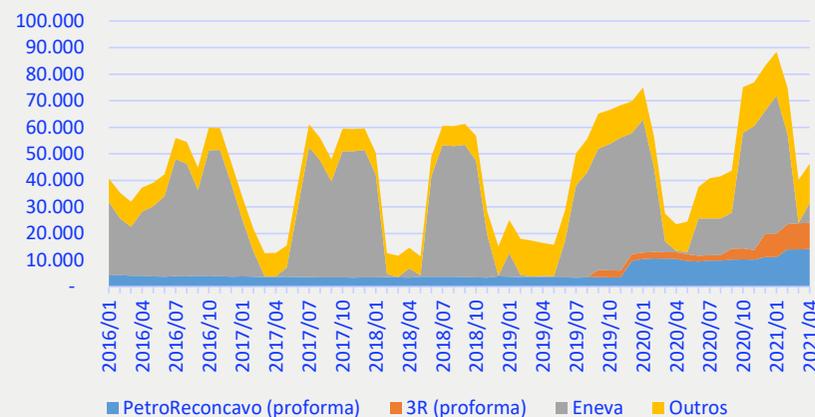


- Com maior volume de venda dos últimos 2 anos, algumas empresas despontaram na relevância da operação no mercado *onshore*:
- **PetroReconcavo** opera estritamente no *onshore* do Brasil;
- **3R**: foco e *know-how* em ativos *onshore* e *shallow water* no Brasil. Com as ofertas da Petrobras começou a mostrar interesse no *deepwater*;
- **Eneva**: foco no *onshore*, mas em bacias de produção de gás para suprir próprias térmicas e surfar abertura do mercado.

Prod. Onshore Ex PBR ex Eneva



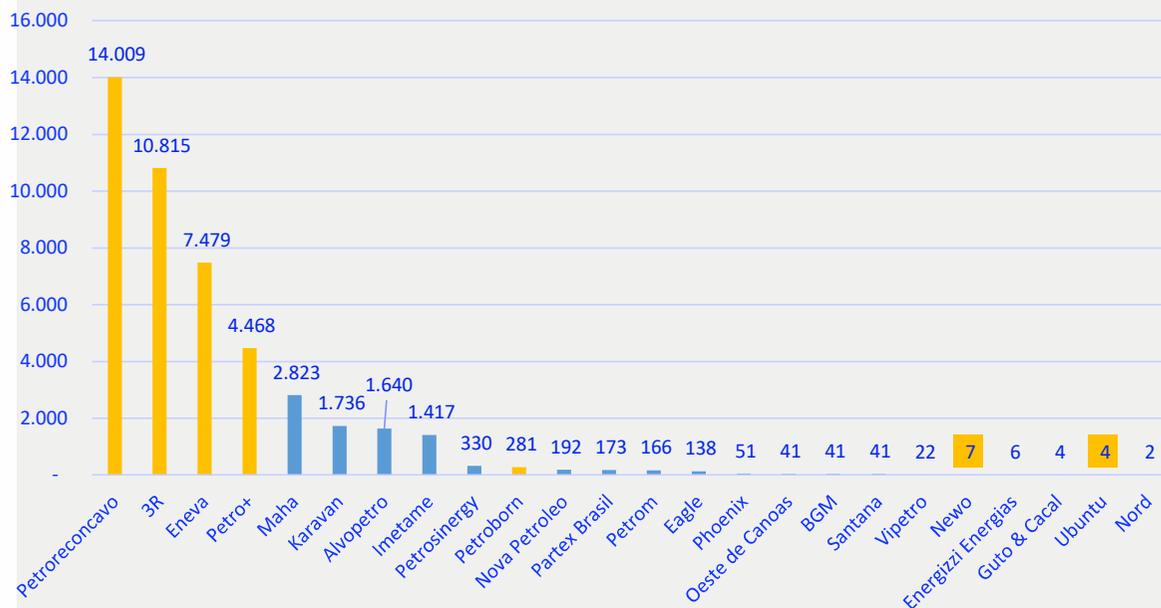
Onshore Prod Ex PBR



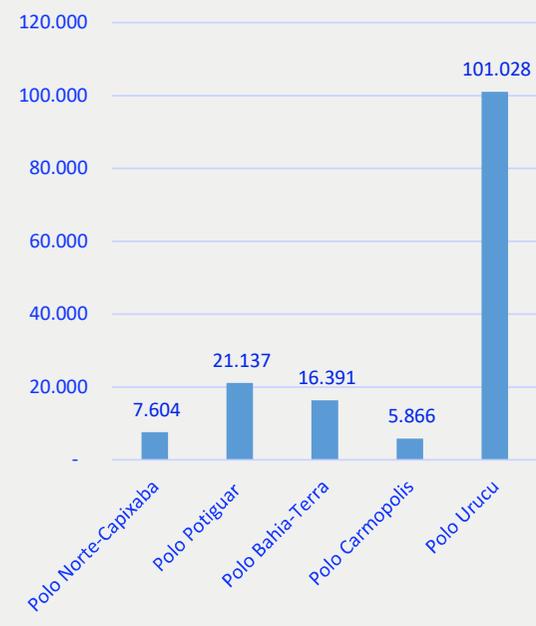
**Competidores:**

- Sabemos que além de Petroreconcavo e 3R, outras empresas que já operam no onshore também estão concorrendo pelos ativos da Petrobras: Eneva, Petroborn, Ubuntu, Newo, Panergy e Petroil.
- Porém, tirando a Eneva, nenhuma dessas cias supera 300 barris diários de produção.

2021/04



Ativos a venda Petrobras\*



\* Praticamente fechado com Eneva

Competidores



### Há equipamento para todos?

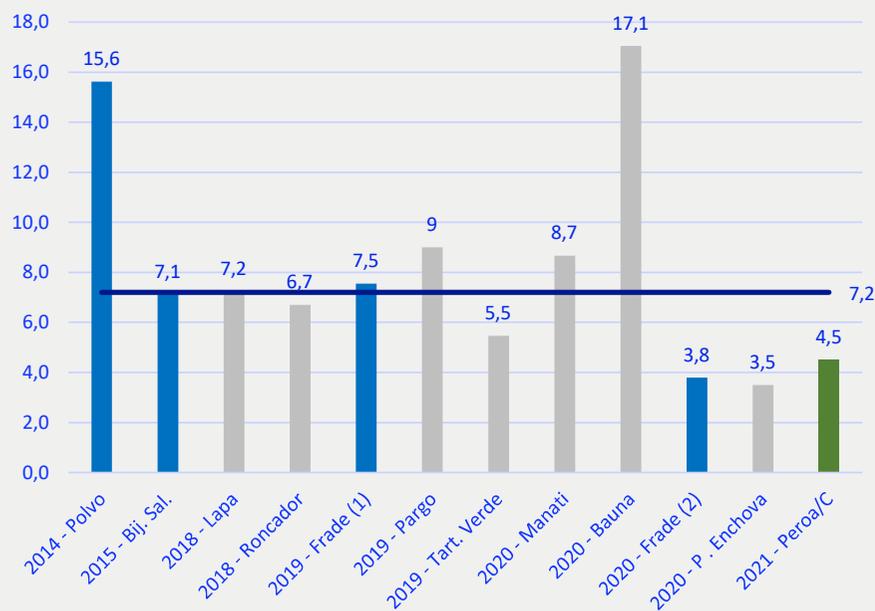
- Com a velocidade da venda de ativos da Petrobras, muitos planos de revitalização acontecerão ao mesmo tempo no Brasil;
- Maior parte das empresas vai precisar alugar sonda;
- Diferencial da Petroreconcavo de já ter 7 sondas no portfolio e trazendo mais 3. Com essas 10 sondas já conseguem fazer os planos de Remanso/Forquilha/Miranga/
- Além disso, com a PerBras como socia, pode ter “preferencia” no afretamento das unidades deles caso falte equipamento no futuro.

- Desde 2015, Petrobras já vendeu mais de 50 ativos, sendo mais da metade do E&P (mais de 200 concessões/campos divididos em Polos/Clusters).
  - Atualmente dos ativos a venda, PetroReconcavo esta na fase vinculante do Polo Bahia Terra e Polo Carmópolis;
- \* Polo Potiguar, independente de quem leve, terá que negociar o tratamento do gás com RECV e 3R. UPGN não consegue operar sem o gás deles.

Ativos a venda pela Petrobras					Potenciais Interessados		
Tipo	Nome	Stake	Prod	Fase	PRIO	RECV	RRRP
Offshore	Polo Marlim	50%	119.0	não-vinculante	X		
Offshore	Albacora e Alb Leste	100%/90%	77.0	vinculante	X		X
Offshore	Papa-Terra	62.5%	17.3	vinculante	X		X
Offshore	Polo Golfino e Camarupim	100%	19.7		X		X
Onshore	Polo Bahia Terra	100%	18.3	vinculante		X	X
Onshore	Polo Carmópolis	100%	11.4	vinculante		X	X
Onshore	Polo Norte Capixaba	100%	7.0	vinculante			X
Onshore	Cupiuba	100%	0.6				
Onshore/Shallow	Polo Potiguar	100%	23.8	vinculante		X	X
Shallow	Tartaruga	25%					
Shallow	Polo Ceara	100%	4.7	vinculante			
Shallow	Manati	35%	8.1				
Shallow	Merluza		3.6				
Shallow	Gaorupa	100%	19.6				

- Múltiplos de venda de ativos no Brasil nos últimos anos:

EV/2P – Offshore Brasil



EV/2P – Onshore Brasil

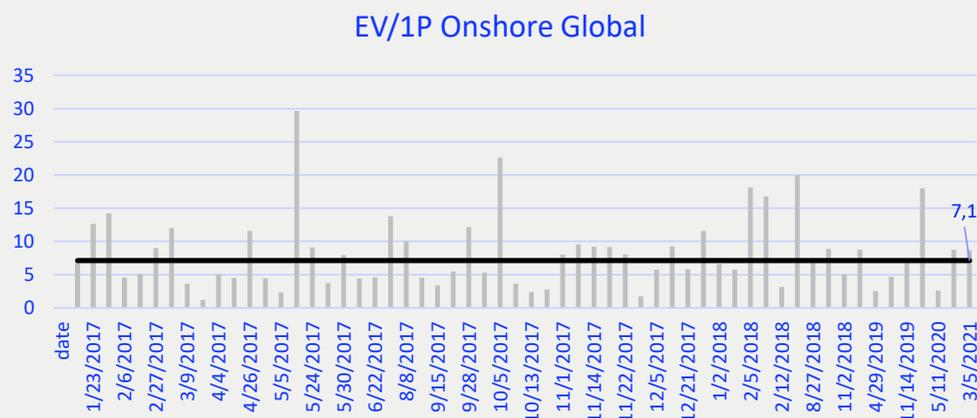
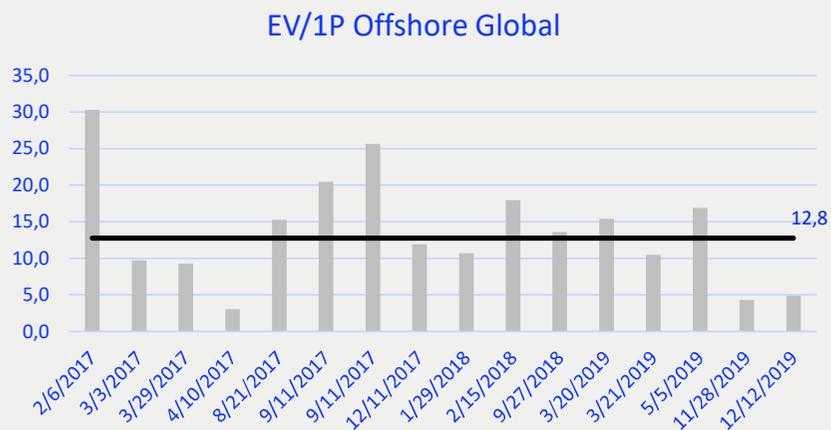
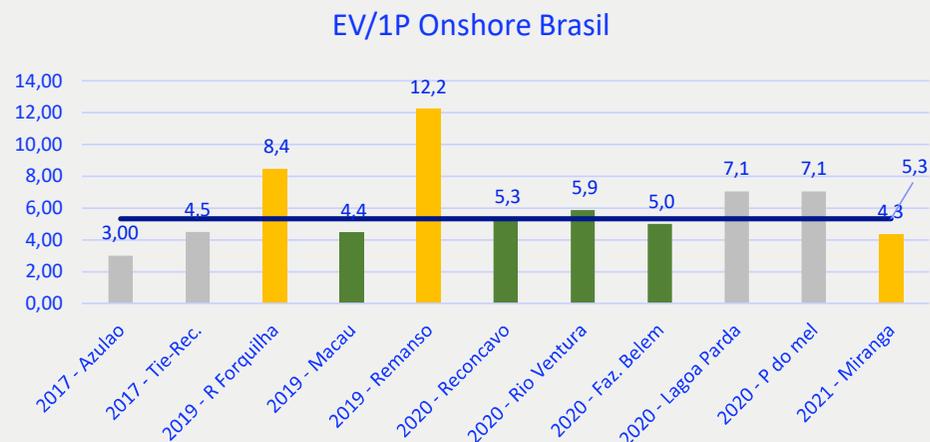
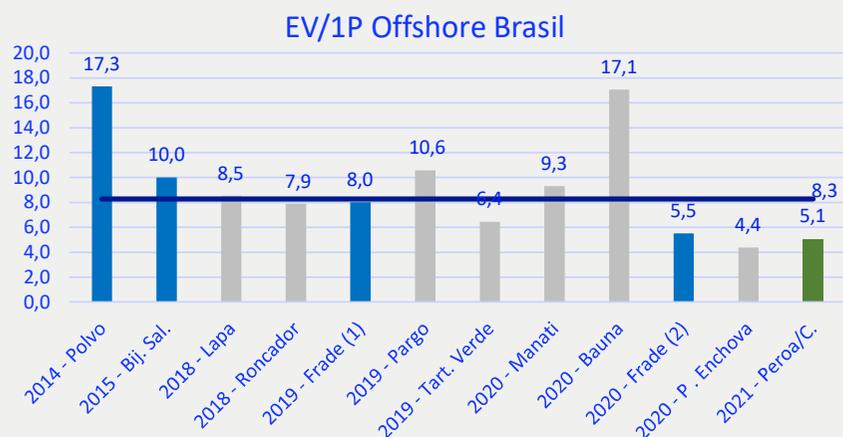


PRIO (~7,7x) / RECV (~4,4x) / 3R (~3,9x)

\* Métrica *misleading* para Remanso que pagou \$30mn por 100% do ativo (~\$1,3/barril), mas já ficava com 85% da produção assumindo 100% do custo. Não é um SPA comparável aos outros.

# Múltiplos dos Deals vs Global

- Petrobras vendendo ativos de E&P “barato” aproveitando a janela da gestão atual. Silva e Luna parece manter o direcionamento do C. Branco.



**Potenciais novos ativos para PetroReconcavo:** Exigem IRR mínimo de 15% a 25% dependendo do ativo.

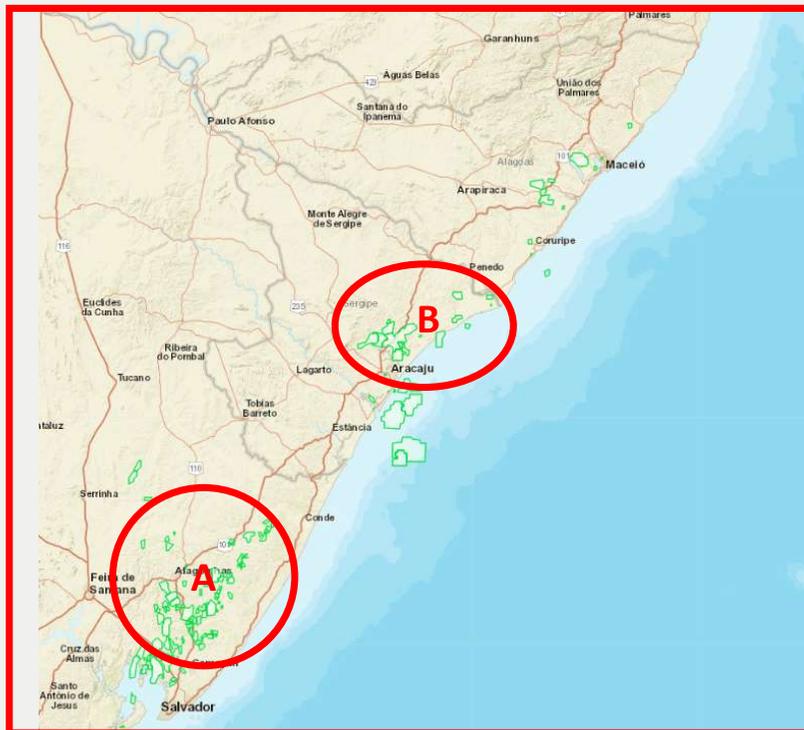
Dos 5 ativos onshore que estavam a venda pela Petrobras esse ano, e a RECV concorreu, ganhou 1 e perderam em 2, o que mostra disciplina quanto a TIR mínima exigida.

- ✘ → **Polo Potiguar:** Estavam na fase não-vinculante mas não passaram pra vinculante. Ativo de 24kboed de produção com UPGN e refinaria. Possuía também campos em shallow-water;
  
- ✘ → **Polo Alagoas:** Estavam na fase vinculante mas perderam pra Petro+. Bid da Petro+ de \$300mn indica uma TIR aquém da mínima que eles exigem;
  
- **Polo Bahia Terra:** Estão na fase vinculante. Tem produção em campos onshore de ~17kboed e possui UPGN. Campos são entrelaçados com Miranga e Remanso. Se ganhar, ha muita sinergia operacional entre os campos e UPGN seria usada para tratar gás dos três Polos dessa bacia;
  
- **Polo Carmópolis:** Estão na fase vinculante. Campos onshore , produção atual de ~9kboed.

Potenciais novos ativos:

→ Polo Bahia Terra: **A**

→ Polo Carmópolis: **B**



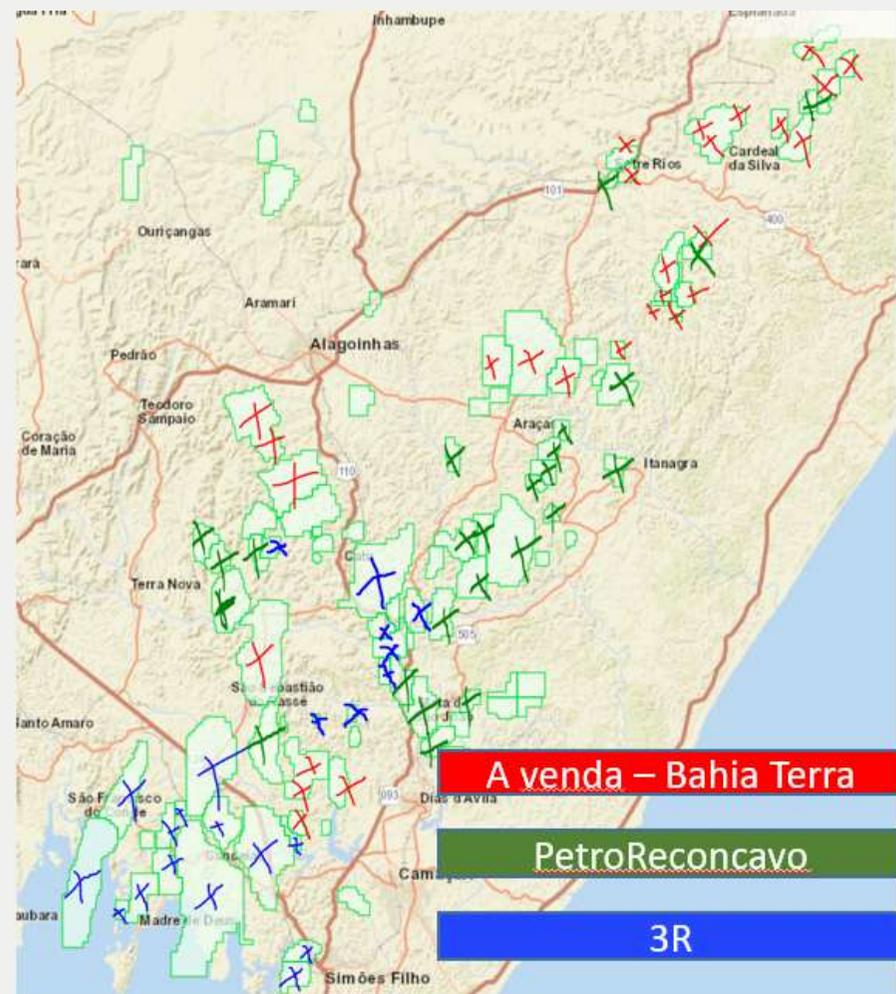
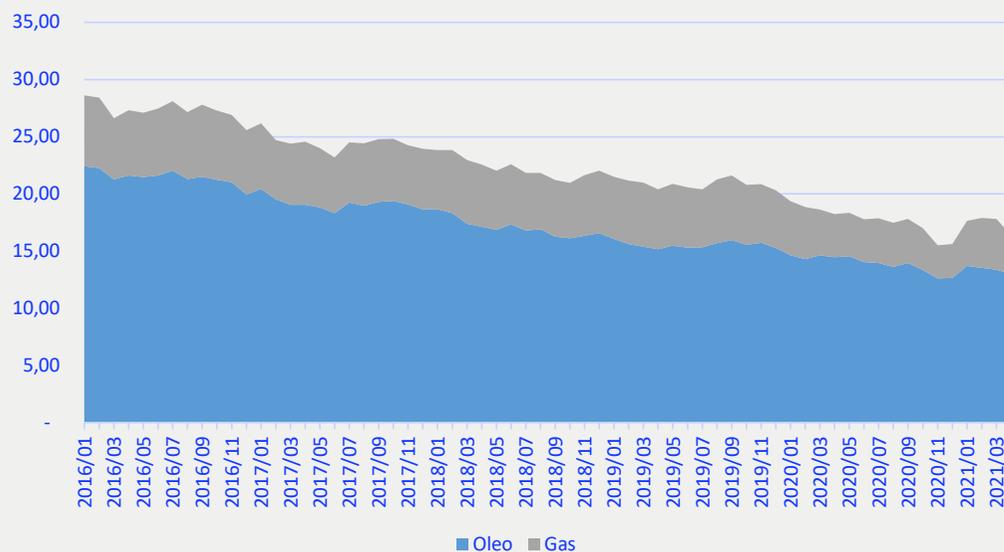
**Bahia Terra:**

28 concessões onshore que atualmente produzem ~17kboed.

UPGN que poderia servir ao Polo Miranga e Remanso.

Competição com 3R. Ativo relevante, pode ser que bid seja em consórcio.

Produção Polo Bahia Terra (kboed)



## Bahia Terra:

Fazendo uma conta extremamente simplificada NPV do ativo pode significar ~40% de upside pro preço atual da ação, assumindo:

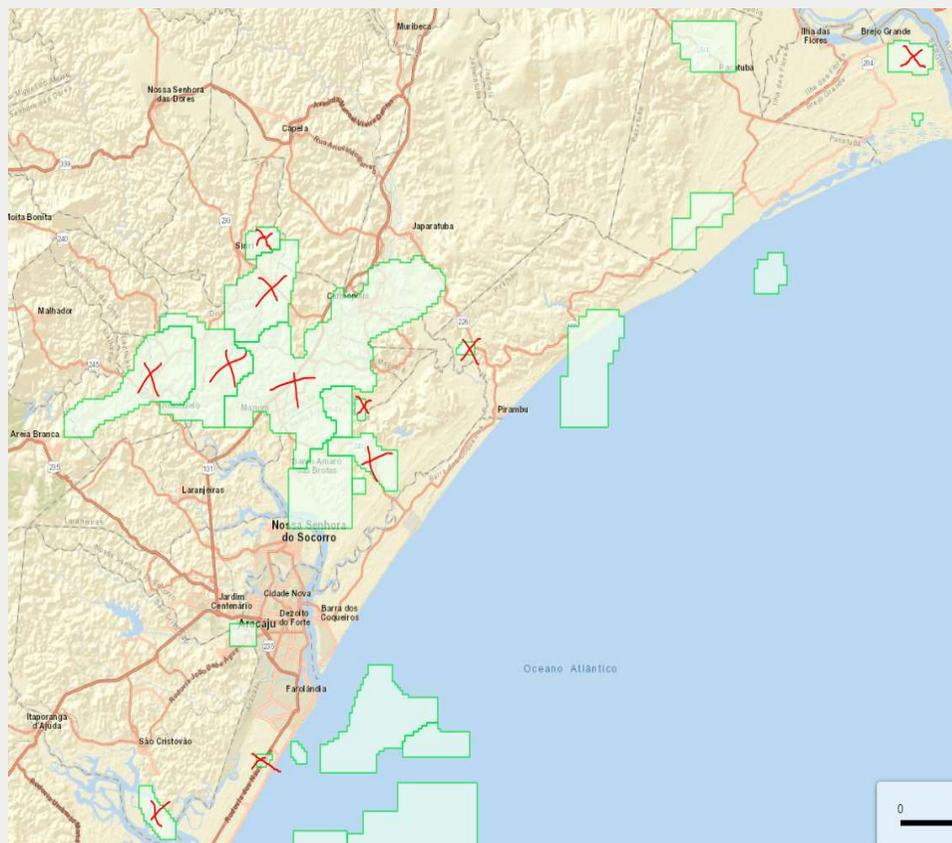
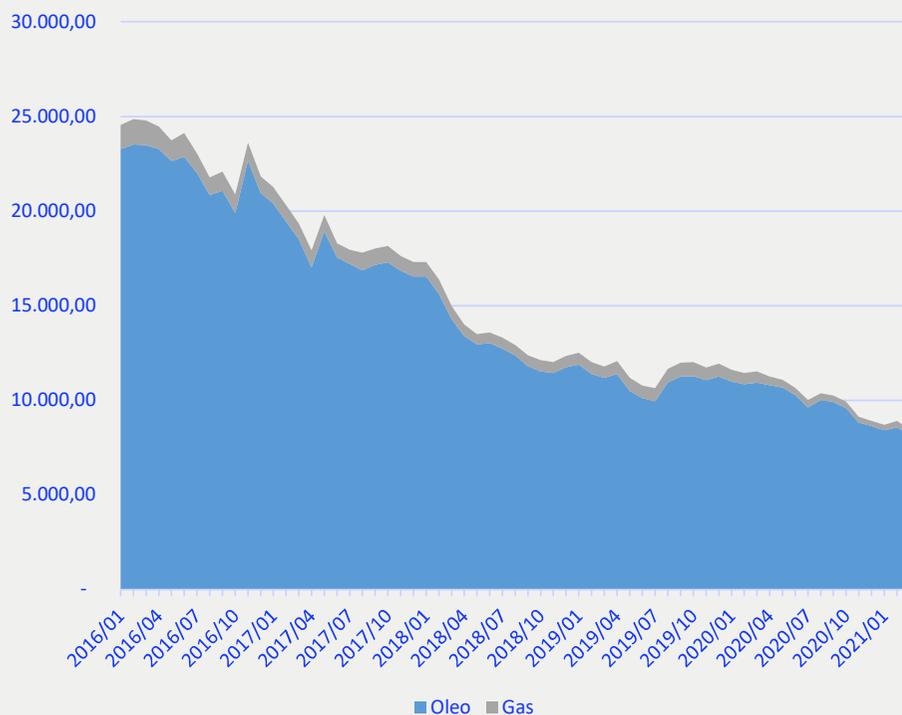
- 1) Subir produção em 40% nos primeiros anos, depois considerar declínio de produção enquanto houver cash flow positivo (ate 2044). Chego em reserva recuperável de 106mn boe (assumindo VOIP da ANP da *single digit recovery fator* implícito);
- 2) Desconto pro Brent de \$5/b e 10% de royalties. Preço do gás em \$5/mbtu (conservador assumindo que tem UPGN própria);
- 3) Lifting cost de \$12/b (base D0 de Miranga e Recôncavo) considerando 60% fixo e 40% variável e capex de desenvolvimento de \$13/b (igual Remanso);
- 4) Valor deal a 10x EV/2P, acima da media de ~\$4-5/b que saíram outros deals devido a infra da UPGN e competição entre outros players.
- 5) O upside abaixo não considera sinergia da UPGN com outros Polos (Miranga e Remanso).

USD	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
Gas \$/mbtu	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
Gas \$/boe	29.7	29.7	29.7	29.7	29.7	29.7	29.7	29.7	29.7	29.7	29.7	29.7	29.7	29.7	29.7	29.7	29.7	29.7	29.7	29.7	29.7	29.7	29.7
Oil	65	62	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Disc	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)
Net Px. Oil	60	57	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55
Lifting	-4.8	(12)	(11)	(10)	(10)	(10)	(11)	(11)	(11)	(12)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(19)	(20)	(22)	(24)	(26)	(28)	(31)
	-7.2																						
EBITDA Oil	42	41	40	39	39	39	38	38	38	37	37	36	35	33	32	31	29	28	26	24	21	19	16
EBITDA Gas	18	19	20	19	19	19	19	18	18	18	17	16	15	14	12	11	9	8	6	4			
capex desenvolvimento	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)					
Prod Oil kbd	13.5	16.9	19.4	18	18	17	16	15	14	14	12	11	10	9	8	7	6	6	5	5	4	4	3
Prod Gas kboed	3.5	4.0	4.4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1
Prod boe Oil	5	6	7	7	6	6	6	5	5	5	4	4	4	3	3	3	2	2	2	2	2	1	1
Prod boe Gas	1	1	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
FCF	149	179	199	187	175	164	154	144	134	126	108	93	79	67	56	46	37	29	52	42	33	26	20
Disc Factor	1.00	1.07	1.15	1.23	1.32	1.42	1.52	1.63	1.74	1.87	2.00	2.15	2.30	2.47	2.65	2.84	3.04	3.26	3.50	3.75	4.02	4.31	4.62
Disc Cash Flow	149	167	173	152	133	116	101	88	77	67	54	43	34	27	21	16	12	9	15	11	8	6	4
NPV	1,467																						
Acq Value	1,063																						
Geracao de Valor	404																						
Upside Px Hoje	42%																						

**Polo Carmópolis:**

11 campos onshore na Bacia Sergipe-Alagoas.

Produção Polo Carmópolis (kboed)



## Polo Carmópolis:

Fazendo uma conta extremamente simplificada NPV do ativo pode significar ~30% de upside pro preço atual da ação, assumindo:

- 1) Subir produção em 40% nos primeiros anos, depois considerar declínio de produção enquanto houver cash flow positivo (ate 2044). Chego em reserva recuperável de 60mn boe (assumindo VOIP da ANP da *single digit recovery* fator implícito);
- 2) Desconto pro Brent de \$5/b e 10% de royalties;
- 3) Lifting cost de \$12/b (base D0 de Miranga e Recôncavo) considerando 60% fixo e 40% variável e capex de desenvolvimento de \$13/b (igual Remanso);
- 4) Valor deal a 10x EV/2P, acima da media de ~\$4-5/b que saíram outros deals.

USD	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
Gas \$/mbtu	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
Gas \$/boe	29.7	29.7	29.7	29.7	29.7	29.7	29.7	29.7	29.7	29.7	29.7	29.7	29.7	29.7	29.7	29.7	29.7	29.7	29.7	29.7	29.7	29.7	29.7
Oil	65	62	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Disc	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)
Net Px. Oil	60	57	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55
Lifting	-4.8	(12)	(11)	(10)	(10)	(10)	(11)	(11)	(11)	(12)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(20)	(22)	(23)	(25)	(28)	(30)
	-7.2																						
EBITDA Oil	42	41	40	39	39	39	39	38	38	37	37	36	35	34	33	31	30	28	26	24	22	19	16
EBITDA Gas	18	19	20	20	19	19	19	18	18	18	17	16	15	14	13	11	10	8	6	4	2		
capex desenvolvimen	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)				
Prod Oil kbd	8.5	10.6	12.2	12	11	10	10	9	9	9	8	7	6	6	5	5	4	4	3	3	3	2	2
Prod Gas kboed	0.3	0.3	0.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Prod boe Oil	3	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1
Prod boe Gas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FCF	90	108	120	113	106	99	93	88	82	77	67	58	50	42	36	30	25	20	16	26	21	17	13
Disc Factor	1.00	1.07	1.15	1.23	1.32	1.42	1.52	1.63	1.74	1.87	2.00	2.15	2.30	2.47	2.65	2.84	3.04	3.26	3.50	3.75	4.02	4.31	4.62
Disc Cash Flow	90	101	104	92	80	70	62	54	47	41	33	27	22	17	14	11	8	6	4	7	5	4	3
NPV	890																						
Acq Value	597																						
Geracao de Valor	293																						
Upside Px Hoje	31%																						

## Adresseble Market

Além dos ativos a venda da Petrobras, Petroreconcavo poderia comprar algum player menor (seja por dificuldade financeira ou falta de interesse em manter operações).

2021/04



## Potenciais novos ativos:

A empresa atualmente é caixa líquido em \$35mn. E assumindo os commitments da cia com Petrobras, tem divida líquida de \$196mn.

Espero EBITDA de \$245mn em 2022 assumindo ramp-up das operações. Sem ramp-up, EBITDA deve ser \$180mn, ou seja, em 2022 estará 0,8-1,1x ND/EBITDA.

Consegue comprar pelo menos cada 1 dos ativos alavancando o balanço.

Acionista de referencia com *deep pocket* sem prazo de saída. Empresa como RECV consegue alavancar 60/40 (divida/equity).

Endividamento líquido (em milhares de R\$)			
	1T21	1T20	Δ%
FINEP	2.637	3.927	-32,8%
Empréstimos bancários	1.019.055	1.030.590	-1,1%
Custos a amortizar	(32.074)	(46.702)	-31,3%
<b>Dívida bruta</b>	<b>989.618</b>	<b>987.815</b>	<b>0,2%</b>
Caixa e equivalentes de caixa	44.045	31.466	3.766,4%
Aplicações financeiras	132.786	66.816	-18,2%
<b>Dívida líquida</b>	<b>812.787</b>	<b>889.533</b>	<b>-8,6%</b>
<b>EBITDA dos últimos 12 meses</b>	<b>500.708</b>	<b>197.315</b>	<b>153,8%</b>
<b>Dívida Líquida/ EBITDA últimos 12 meses</b>	<b>1,62 x</b>	<b>4,51 x</b>	<b>-2,88 x</b>

	Controladora	Consolidado
2021	63.896	251.211
2022	1.315	292.299
2023	329	318.009
2024	0	160.174
<b>Total</b>	<b>65.540</b>	<b>1.021.692</b>

+ 986 = Caixa Líquido R\$174mn

Considerando compromissos com Petrobras: +\$231mn (R\$1,15nb) em divida, seria R\$981mn ND

Junior Oils Brazil

OIL SxD

REVITALIZAÇÃO

PETRORECONCAVO

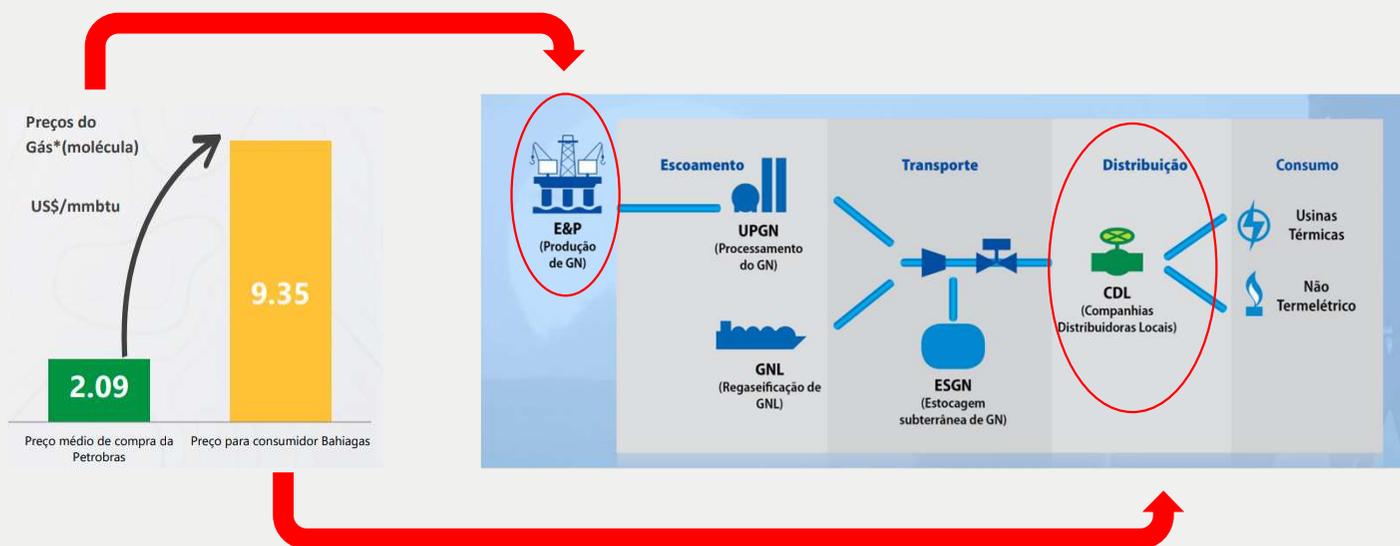
Crescimento Orgânico

Crescimento Inorgânico

▶ Oportunidade no Mercado de Gás

## Novo Mercado de Gás:

- Exemplo na Bahia: Petrobras compra molécula dos produtores de gás a \$2,09/mbtu e revende para distribuidores a \$9,35/mbtu;
- Entre produtor e distribuição do produtor onshore os custos são da UPGN + transporte (TAG/NTS) e esses custos são da ordem de \$0,2/mbu e \$1,5-2/mbtu. Petrobras esta fazendo margem de +/- \$5/mbtu que poderia ir pro bolso dos produtores/consumidores.



- Pelo PL 6.407, o proprietário de UPGNs tem direito de preferencia mas tem que alugar capacidade ociosa para terceiros.
- Essa regra foi criada para Petrobras disponibilizar espaço nas UPGN próprias a terceiros. Com essa abertura Petrobras tem oferecido tarifa de \$2-2,5/mbtu em suas UPGNs, ainda com margem muito alta dado O&M de \$0,15/mbtu da planta.

### Novo Mercado de Gás:

- As UPGNs que PetroReconcavo precisa na Bacia Potiguar e Bacia do Reconcavo estão a venda nos Polos Potiguar e Bahia Terra. Espera-se que uma tarifa mais justa seja próxima de \$1/mbtu para UPGN;
- Se assim for, o preço máximo da molécula (assumindo o valor de \$9,35/mbtu que Bahia gas paga hoje) poderia ser de \$6-6,5/mbtu para distribuidoras;
- Com abertura do mercado, será possível vender o gás direto para indústria que pode ter tarifa superando \$10/mbtu;
- Com \$6/mbtu na venda do gás, vemos um potencial ganho no valor da RECV3 de \$214mn, ou 22% de upside;
- Além da geração de valor no DCF, contratos com maior preço de gás deveriam levar a uma revisão pra cima relevante no volume de reservas certificadas pelas NSAI.

**Junior Oils Brazil**

OIL SxD

REVITALIZAÇÃO

PETRORECONCAVO

Crescimento Orgânico

Crescimento Inorgânico

Oportunidade no Mercado de Gás

▶ Valuation

• Financials e Múltiplos:

DRE	2019a	2020e	2021e	2022e	2023e	2024e	2025e	2026e	2027e	2028e	2029e	2030e
<b>Gross revenues, US\$mn</b>			<b>221,358</b>	<b>406,783</b>	<b>433,136</b>	<b>448,111</b>	<b>530,328</b>	<b>586,358</b>	<b>573,209</b>	<b>533,073</b>	<b>484,887</b>	<b>433,016</b>
Riacho da Forquilha			164,510	255,984	266,842	256,220	269,587	300,599	285,585	253,368	217,357	187,504
Remanso			58,026	106,503	103,060	104,755	117,689	121,832	120,334	120,216	120,081	110,239
Miranga			0	44,295	63,234	87,136	143,052	163,927	167,290	159,489	147,449	135,272
<b>Net revenues, US\$mn</b>	<b>86,140</b>	<b>152,668</b>	<b>200,517</b>	<b>366,850</b>	<b>390,544</b>	<b>404,034</b>	<b>478,119</b>	<b>528,575</b>	<b>516,730</b>	<b>480,608</b>	<b>437,239</b>	<b>390,486</b>
Riacho da Forquilha			147,817	230,386	240,158	230,598	242,628	270,539	257,026	228,031	195,621	168,754
Remanso			55,092	96,599	93,475	95,013	106,744	110,502	109,143	109,036	108,914	99,987
Miranga			0	39,866	56,911	78,423	128,747	147,534	150,561	143,540	132,704	121,745
Oil Hedge (gain/loss)			-24,560	-22,170	-23,816	-5,120						
<b>OPEX, US\$mn</b>	<b>-70,823</b>	<b>-107,746</b>	<b>-71,684</b>	<b>-95,112</b>	<b>-110,147</b>	<b>-127,214</b>	<b>-145,141</b>	<b>-155,905</b>	<b>-160,087</b>	<b>-160,114</b>	<b>-158,732</b>	<b>-154,485</b>
Riacho da Forquilha			-30,139	-36,831	-39,745	-42,274	-44,859	-48,926	-49,795	-50,106	-49,580	-46,782
Remanso	-64,206	-98,944	-30,257	-32,108	-34,287	-36,939	-40,050	-41,520	-42,451	-42,919	-43,514	-43,316
Miranga			0	-10,394	-19,864	-31,264	-42,991	-47,702	-49,551	-48,250	-46,800	-45,548
Holding SG&A	-6,617	-8,802	-15,318	-15,777	-16,251	-16,738	-17,240	-17,758	-18,290	-18,839	-18,839	-18,839
<b>Depreciacion, US\$mn</b>	<b>-24,178</b>	<b>-47,008</b>	<b>-52,627</b>	<b>-31,358</b>	<b>-41,586</b>	<b>-57,036</b>	<b>-78,063</b>	<b>-92,522</b>	<b>-97,295</b>	<b>-93,099</b>	<b>-89,359</b>	<b>-78,606</b>
<b>EBITDA, US\$mn</b>	<b>39,496</b>	<b>91,930</b>	<b>102,634</b>	<b>249,569</b>	<b>256,581</b>	<b>271,699</b>	<b>332,978</b>	<b>372,670</b>	<b>356,644</b>	<b>320,494</b>	<b>278,506</b>	<b>236,001</b>
Riacho da Forquilha			117,677	193,555	200,412	188,325	197,769	221,613	207,232	177,925	146,041	121,972
Remanso			24,835	64,490	59,188	58,074	66,694	68,982	66,693	66,118	65,400	56,671
Miranga			0	29,471	37,047	47,159	85,755	99,832	101,010	95,291	85,904	76,197
Holding			-	15,318	-15,777	-16,251	-16,738	-17,240	-17,758	-18,290	-18,839	-18,839
<b>EBIT, US\$mn</b>	<b>15,318</b>	<b>44,922</b>	<b>50,008</b>	<b>218,211</b>	<b>214,995</b>	<b>214,664</b>	<b>254,915</b>	<b>280,148</b>	<b>259,349</b>	<b>227,395</b>	<b>189,147</b>	<b>157,395</b>
<b>Financial results</b>	<b>2,887</b>	<b>-67,718</b>	<b>-13,216</b>	<b>-8,150</b>	<b>-4,985</b>	<b>-1,113</b>	<b>1,561</b>	<b>8,709</b>	<b>19,332</b>	<b>30,220</b>	<b>41,473</b>	<b>51,587</b>
Financial expenses	-2,454	-22,704	-	14,753	14,753	14,753	14,753	14,753	14,753	14,753	14,753	14,753
Financial revenues	452	153		6,603	9,768	13,639	16,314	23,462	34,085	44,973	56,226	66,339
FX variation	4,889	-45,167										
<b>Pre-tax earnings</b>	<b>18,205</b>	<b>-22,796</b>	<b>36,791</b>	<b>210,061</b>	<b>210,010</b>	<b>213,550</b>	<b>256,476</b>	<b>288,857</b>	<b>278,681</b>	<b>257,615</b>	<b>230,620</b>	<b>208,982</b>
Taxes	-2,067	6,952	5,611	32,034	32,027	32,566	39,113	44,051	42,499	39,286	35,170	31,870
Taxe Rate	11.35%	30.50%	15.25%	15.25%	15.25%	15.25%	15.25%	15.25%	15.25%	15.25%	15.25%	15.25%
<b>Net income</b>	<b>16,138</b>	<b>-15,843</b>	<b>31,181</b>	<b>178,027</b>	<b>177,983</b>	<b>180,984</b>	<b>217,363</b>	<b>244,806</b>	<b>236,182</b>	<b>218,329</b>	<b>195,451</b>	<b>177,112</b>
<b>Capex</b>	<b>2019a</b>	<b>2020e</b>	<b>2021e</b>	<b>2022e</b>	<b>2023e</b>	<b>2024e</b>	<b>2025e</b>	<b>2026e</b>	<b>2027e</b>	<b>2028e</b>	<b>2029e</b>	<b>2030e</b>
<b>Capex</b>			<b>78,133</b>	<b>54,248</b>	<b>70,286</b>	<b>102,661</b>	<b>101,718</b>	<b>71,757</b>	<b>61,270</b>	<b>30,118</b>	<b>31,964</b>	<b>1,931</b>
Riacho da Forquilha			25,166	25,627	32,354	37,496	34,557	33,450	25,693	12,426	8,607	1,931
Remanso			12,817	14,915	15,217	21,973	21,278	12,187	20,003	17,692	23,357	0
Miranga			0	13,706	22,715	43,192	45,882	26,120	15,574	0	0	0
<b>Aquiscoes</b>			<b>65,000</b>	<b>76,000</b>	<b>52,500</b>	<b>68,500</b>	<b>15,000</b>	-	-	-	-	-
Riacho da Forquilha			-	56,000								
Remanso			<b>21,000</b>		5,000							
Miranga			<b>44,000</b>	20,000	47,500	68,500	15,000					

- Financials e Múltiplos:**

Múltiplos	Target	2021A	2022A	2023A	2024A	2025A
EV/EBITDA	31.07	6.96x	2.54x	2.10x	1.73x	0.88x
EV/EBITDA w/commitments	91.8%	9.02x	3.09x	2.42x	1.79x	0.88x
P/E		23.46x	4.11x	4.11x	4.04x	3.36x
FCFE yield (at steady state)		1.0%	21.2%	20.4%	18.5%	26.5%
FCFE yield		-7.9%	10.8%	13.2%	9.1%	24.4%
EV/2P		4.74x	4.35x	3.88x	3.62x	2.43x
EV/2P (commitments as ND)		6.15x	5.28x	4.48x	3.74x	2.43x

Financials (\$mn)	Target	2021A	2022A	2023A	2024A	2025A
ND		-17,537	-96,674	-193,457	-260,316	-439,024
ND (w/ commitment)		194,463	39,326	-109,957	-245,316	-439,024
EBITDA		102,634	249,569	256,581	271,699	332,978
Earnings		31,181	178,027	177,983	180,984	217,363
FCFE at steady state		7,499	155,136	149,284	135,359	193,708
FCFE		-57,501	79,136	96,784	66,859	178,708
Reserves (2P), MMboe		150,497	146,072	138,664	130,084	120,225

- Proforma com produção flat (dados de hoje):**

Múltiplos	Target	2021A	2022A	2023A	2024A	2025A
EV/EBITDA	14.96	5.52x	3.68x	3.95x	4.42x	4.01x
EV/EBITDA w/commitments		7.18x	4.41x	4.46x	4.53x	4.01x
P/E		14.07x	5.41x	6.26x	7.27x	7.20x
FCFE yield (at steady state)		2.7%	13.4%	11.2%	9.4%	9.6%
FCFE yield		-6.2%	3.0%	4.0%	0.0%	7.5%
EV/2P		4.96x	4.91x	4.84x	4.99x	4.72x
EV/2P (commitments as ND)		6.46x	5.89x	5.46x	5.11x	4.72x
ND/EBITDA		1.43x	0.45x	0.01x	-0.45x	-0.92x

• Valuation com base no 2P:

	2020e	2021e	2022e	2023e	2024e	2025e	2026e	2027e	2028e	2029e	2030e
Brent (USD/bbl)	43.3	72.3	70.0	65.0	60.0	61.2	62.4	63.7	64.9	66.2	67.6
FX Avg. (BRL/USD)	5.19	5.50	5.59	5.70	5.81	5.92	6.04	6.16	6.28	6.40	6.53
Cubic meters (m3) to Cubic feet (cf)	37.73	37.73	37.73	37.73	37.73	37.73	37.73	37.73	37.73	37.73	37.73
Barrels (boe) to Cubic meters (m3)	6.29	6.29	6.29	6.29	6.29	6.29	6.29	6.29	6.29	6.29	6.29
# days		365	365	365	366	365	365	365	366	365	365
CPI	1.3%	2.1%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
CPI index	100	100	102	104	106	108	110	113	115	117	120

			2022A	2023A	2024A	2025A	2026A	2027A	2028A	2029A	2030A
<b>EBIT</b>			<b>218,211</b>	<b>214,995</b>	<b>214,664</b>	<b>254,915</b>	<b>280,148</b>	<b>259,349</b>	<b>227,395</b>	<b>189,147</b>	<b>157,395</b>
(-) Taxes	15.25%	-	33,277	32,787	32,736	38,875	42,723	39,551	34,678	28,845	24,003
<b>NOPLAT</b>			<b>184,934</b>	<b>182,208</b>	<b>181,927</b>	<b>216,041</b>	<b>237,425</b>	<b>219,798</b>	<b>192,717</b>	<b>160,302</b>	<b>133,393</b>
(+) Depreciation			31,358	41,586	57,036	78,063	92,522	97,295	93,099	89,359	78,606
(-) Capex			130,248	122,786	171,161	116,718	71,757	61,270	30,118	31,964	1,931
(-) NWC											
<b>Free cash flow</b>			<b>86,044</b>	<b>101,008</b>	<b>67,802</b>	<b>177,385</b>	<b>258,190</b>	<b>255,823</b>	<b>255,698</b>	<b>217,697</b>	<b>210,068</b>
# year ratio			1.00	1.09	1.20	1.31	1.43	1.56	1.71	1.87	2.05
Discounted cash flow, US\$mn			<b>86,044</b>	<b>92,358</b>	<b>56,686</b>	<b>135,603</b>	<b>180,472</b>	<b>163,504</b>	<b>149,429</b>	<b>116,326</b>	<b>102,636</b>

<b>EV US\$</b>	<b>1,400,668</b>
(-) Net debt (cash)	- 17,537
(-) Abandonno	15,293
<b>NAV</b>	<b>1,402,912</b>
<b>NAV BRL</b>	<b>7,716,018</b>
<b>#shares</b>	248,323
Target price R\$/sh	31.07
<b>Current price R\$/sh</b>	16.2
Upside	91.8%

	USD	BRL	Px	Mkt Cap
Range	731,426			
Upside		5.50		4,023

• Valuation com base no 1P:

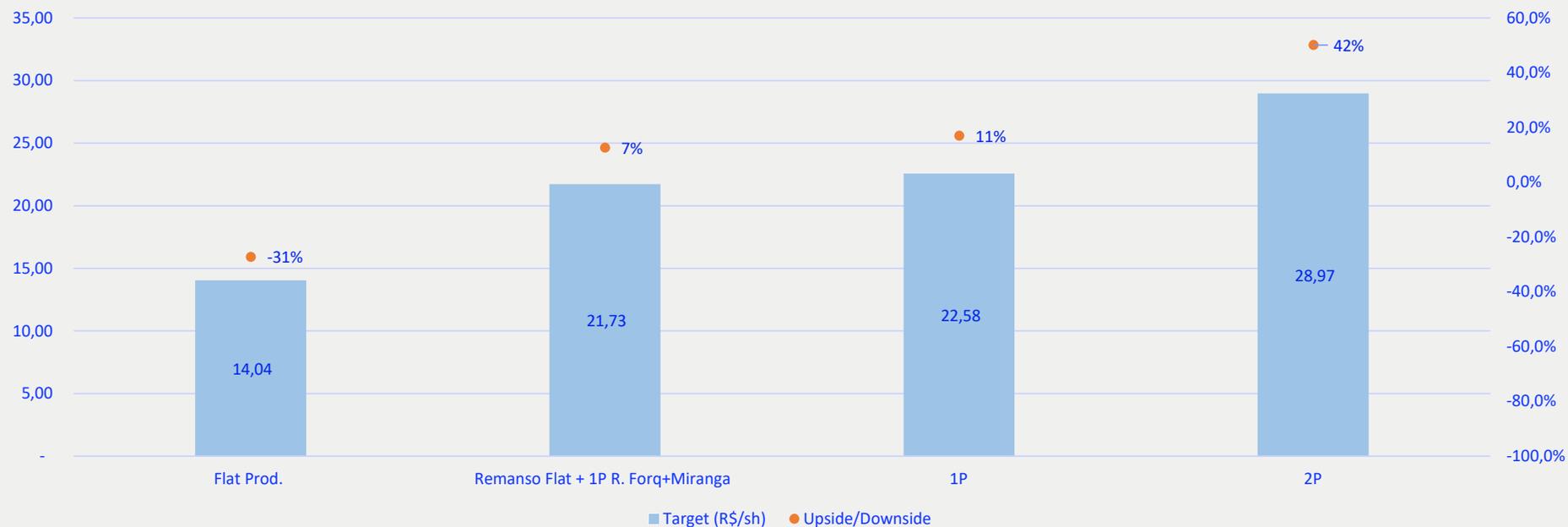
	2021e	2022	2023a	2024e	2025e	2026e	2027e	2028e	2029e	2030e
<b>EBIT</b>	<b>115,764</b>	<b>186,949</b>	<b>192,188</b>	<b>189,822</b>	<b>194,822</b>	<b>183,505</b>	<b>159,678</b>	<b>134,783</b>	<b>112,079</b>	<b>94,913</b>
(-) Taxes	15.25% - 17,654	- 28,510	- 29,309	- 28,948	- 29,710	- 27,985	- 24,351	- 20,554	- 17,092	- 14,474
<b>NOPLAT</b>	<b>98,110</b>	<b>158,439</b>	<b>162,880</b>	<b>160,874</b>	<b>165,112</b>	<b>155,521</b>	<b>135,327</b>	<b>114,229</b>	<b>94,987</b>	<b>80,439</b>
(+) Depreciation	50,297	38,148	48,520	60,332	71,383	70,913	67,063	62,303	63,328	56,460
(-) Capex	99,240	128,506	94,498	109,858	84,412	16,597	17,425	10,954	23,244	-
(-) NWC										
<b>Free cash flow</b>	<b>49,167</b>	<b>68,081</b>	<b>116,902</b>	<b>111,349</b>	<b>152,083</b>	<b>209,837</b>	<b>184,965</b>	<b>165,577</b>	<b>135,071</b>	<b>136,899</b>
# year ratio	1	1.09	1.20	1.31	1.43	1.56	1.71	1.87	2.05	2.24
Discounted cash flow, US\$mn	<b>49,167</b>	<b>62,251</b>	<b>97,737</b>	<b>85,122</b>	<b>106,304</b>	<b>134,113</b>	<b>108,093</b>	<b>88,476</b>	<b>65,994</b>	<b>61,159</b>
<b>EV US\$</b>	<b>1,048,727</b>									
(-) Net debt (cash)	- 83,631									
(-) Abandono	10,773									
<b>NAV</b>	<b>1,121,585</b>									
<b>NAV BRL</b>	<b>5,607,925</b>									
#shares	248,323									
<b>Target price R\$/sh</b>	<b>22.58</b>									
<b>RECV3 R\$/sh</b>	<b>20.40</b>									
<b>Upside</b>	<b>11%</b>									

- **Cenários variando curva e produção:**

**Bear Case (1)** : manter produção corrente flat mesmo com as iniciativas de revitalização (mantive o capex das iniciativas). Target de R\$14,04/share.

**Bear Case (2)**: não consegue subir produção em Remanso mas entrega 1P em Riacho da Forquilha e Miranga. Target de R\$21,73/share.

Target Price - Cenários de Produção



- **Cenários de estresse de Oil:**

Atual preço da ação parece precificar um Brent de LT de ~\$50/b (já a partir de 2022).

Multiples @\$65/b LT	Target	2021e	2022	2023a	2024e	2025e
EV/EBITDA	<b>32.77</b>	4.78x	3.25x	2.31x	1.56x	0.81x
EV/EBITDA w/commitments	<b>60.7%</b>	5.77x	3.66x	2.54x	1.68x	0.81x
P/E		9.76x	5.47x	4.71x	4.19x	3.64x
FCFE yield (at steady state)		11.6%	15.9%	18.1%	18.8%	24.7%
FCFE yield		4.6%	7.5%	14.5%	16.2%	20.5%
EV/2P		5.75x	5.45x	4.74x	3.86x	2.54x
EV/2P (commitments as ND)		6.94x	6.13x	5.21x	4.17x	2.54x

Multiples @\$55/b LT	Target	2021e	2022	2023a	2024a	2025e
EV/EBITDA	<b>23.93</b>	4.78x	4.48x	3.44x	2.64x	1.79x
EV/EBITDA w/commitments	<b>17.3%</b>	5.77x	5.01x	3.73x	2.79x	1.79x
P/E		9.76x	7.52x	6.49x	5.75x	4.97x
FCFE yield (at steady state)		11.6%	10.9%	12.3%	12.3%	17.4%
FCFE yield		4.6%	2.5%	8.7%	9.7%	13.2%
EV/2P		5.75x	5.78x	5.48x	5.13x	4.50x
EV/2P (commitments as ND)		6.94x	6.46x	5.95x	5.44x	4.50x

Multiples @\$50/b LT	Target	2021e	2022	2023a	2024a	2025e
EV/EBITDA	<b>19.51</b>	4.78x	5.41x	4.29x	3.43x	2.50x
EV/EBITDA w/commitmen	<b>-4.4%</b>	5.77x	6.04x	4.64x	3.62x	2.50x
P/E		9.76x	9.25x	7.99x	7.08x	6.07x
FCFE yield (at steady state)		11.6%	8.4%	9.4%	9.0%	13.7%
FCFE yield		4.6%	0.0%	5.8%	6.4%	9.5%
EV/2P		5.75x	5.94x	5.86x	5.77x	5.48x
EV/2P (commitments as ND)		6.94x	6.62x	6.33x	6.08x	5.48x

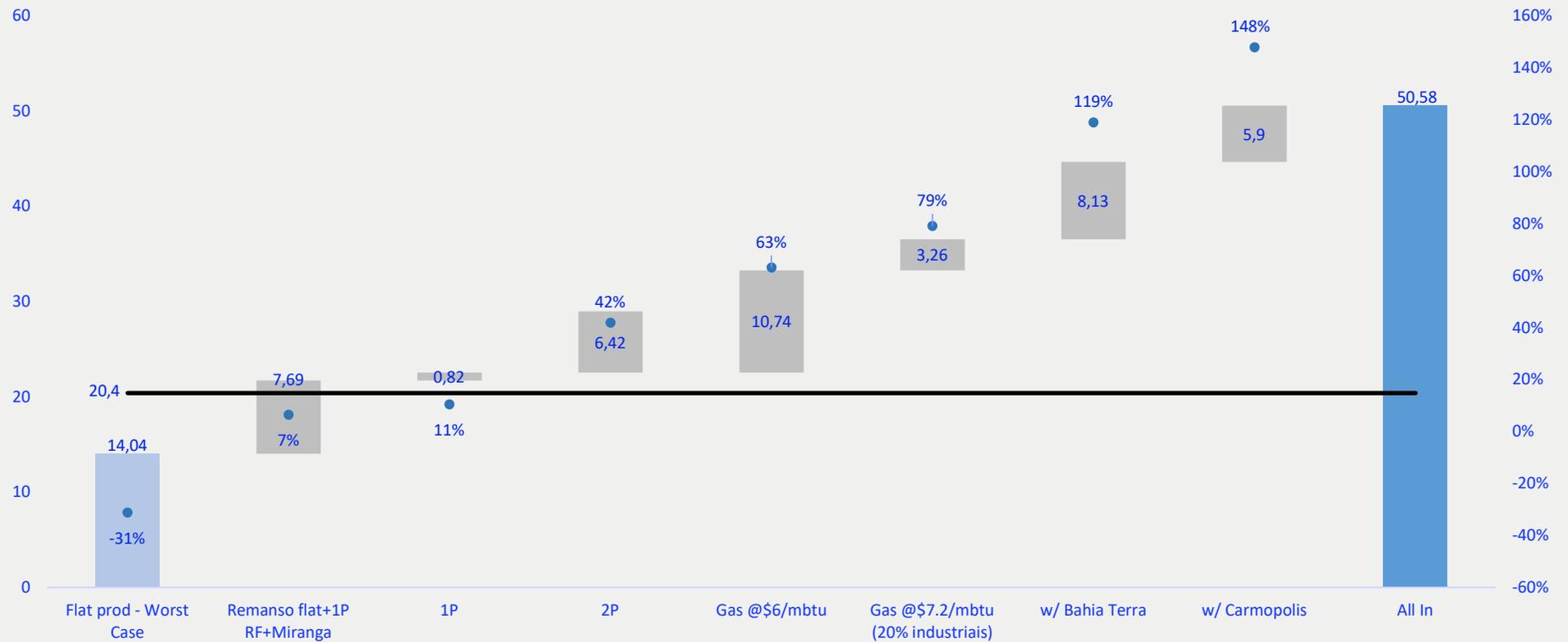
Multiples @\$45/b LT	Target	2021e	2022	2023a	2024a	2025e
EV/EBITDA	<b>15.09</b>	4.78x	6.75x	5.49x	4.53x	3.44x
EV/EBITDA w/commitmen	<b>-26.1%</b>	5.77x	7.51x	5.90x	4.75x	3.44x
P/E		9.76x	12.03x	10.40x	9.19x	7.80x
FCFE yield (at steady state)		11.6%	5.9%	6.5%	5.8%	10.1%
FCFE yield		4.6%	-2.5%	2.9%	3.2%	5.9%
EV/2P		5.75x	6.10x	6.23x	6.41x	6.46x
EV/2P (commitments as ND)		6.94x	6.79x	6.70x	6.72x	6.46x

• Valuation vs peers:

	EV / Reserves	
	1P	2P
Canacol	11.6	7.2
Parex	12.1	8.0
Frontera	8.9	5.5
GeoPark	13.8	8.2
Enauta	5.6	4.0
PetroRio	24.3	14.0
PetroRio w/ Wahoo	14.0	8.9
PetroReconcavo	8.1	6.3
<b>Mediana</b>	<b>11.9</b>	<b>7.6</b>
<b>3R</b>	<b>9.0</b>	<b>6.6</b>
<b>3R w/ Papa-Terra</b>		<b>5.1</b>

	P/E			EV/EBITDA		
	2021	2022	2023	2021	2022	2023
Canacol	8.1	5.1	4.9	4.2	3.3	3.2
Parex	6.0	5.0	3.9	2.5	2.1	2.6
Frontera	13.6	5.0	3.0	2.9	2.0	1.1
GeoPark	8.0	4.1	4.6	3.6	3.0	2.0
Enauta	11.0	7.2	5.7	3.0	3.0	2.1
PetroRio	11.2	9.2	10.8	6.5	5.0	6.5
PetroReconcavo	10.2	5.4	5.0	5.8	3.6	2.7
<b>Mediana</b>	<b>10.2</b>	<b>5.1</b>	<b>4.9</b>	<b>3.6</b>	<b>3.0</b>	<b>2.6</b>
<b>3R</b>	<b>11.0</b>	<b>7.2</b>	<b>4.8</b>	<b>6.8</b>	<b>5.1</b>	<b>3.4</b>
<b>3R (w/ Papa-Terra)</b>	<b>8.8</b>	<b>5.4</b>	<b>4.1</b>	<b>5.4</b>	<b>3.3</b>	<b>2.4</b>

- Waterfall Chart.



# sumário

**Junior Oils Brazil**

OIL SxD

REVITALIZAÇÃO

PETRORECONCAVO

▶ ANEXOS

- **Premissas:** Preço de gás/óleo
- **Preço de petróleo:** longo prazo de \$60/b, descontos dos campos dos offtakes com Petrobras:

	2021	2022	2023	LP
Oil (\$/b)	70	65	62	60
Curva bberg (\$/b)	70	69	65	63
<b>Descontos</b>				
Miranga	4.5	4.5	4.5	4.5
Remanso	2.5	2.5	2.5	2.5
R. Forquilha	10.0	10.0	10.0	10.0

- **Preço do gás:**

**Remanso:** tem offtake com Petrobras de R\$2,8/mbtu que vence em dez/21 já tem MoU com Bahiagas pra ir pra \$4-4,5/mbtu (dependendo do ponto de entrada, uso \$4,5/mbtu).

**Miranga:** tem offtake com Petrobras de R\$8,6/mbtu (jun/22) mas MoU com Bahiagas também pra ir pra \$4-4,5/mbtu (pra ~6kboed). O que esta no relatório de certificação eh R\$8,6/mbtu (uso \$4,1/mbtu).

**Riacho da Forquilha:** Tem offtake com Petrobras de R\$6,7/mbtu (dez/21) mas esta conversando com Potigas entre outras distribuidoras regionais para vender direto. Para isso precisa de UPGN para tratar o gás.

No caso de Remanso/Miranga, eles estão na fase vinculante para levar o Polo Bahia que tem uma UPGN.

- **Premissas:** Preço de gás/óleo

- **Preço de petróleo:**

Especificamente em R. Forquilha o offtake de oil com Petrobras que considera \$10/b de desconto esta muito agressivo (ate 2023). Eles já estão conversando com potenciais novos players do Polo Potiguar que vao levar a Refinaria Potiguar Clara Camarao, que serão possíveis potenciais compradores desse oil. Disse que mais fair seria desconto de \$4,5-5/barril.

Se considerarmos \$5/b de desconto a partir de 2024, target sobe 9% (R\$438mn).

- **Preço do gás:**

Com abertura do setor de óleo e gas (TCC Petro/CADE e PL 6.407), Petrobras é obrigada a ceder a terceiros as UPGNs com capacidade ociosa. A ideia na Bacia Potiguar (onde já estão fora do processo de compra do polo Potiguar) é pagar tarifa de \$2-2,5/mbtu (UPGN Guararé) e comercializar direto com distribuidoras.

Em paralelo, cia esta estudando construir suas próprias UPGNs e dutos para conseguir “verticalizar” essa etapa da cadeia. Onde capex seria ~\$60mn pras duas UPGNs+dutos. Planta própria c\$60-80/mbtu (O&M + amortização). O&M de \$0,15/mbtu.

Processo decisório agora em ~julho. Licenciamento + construção = 18 meses.

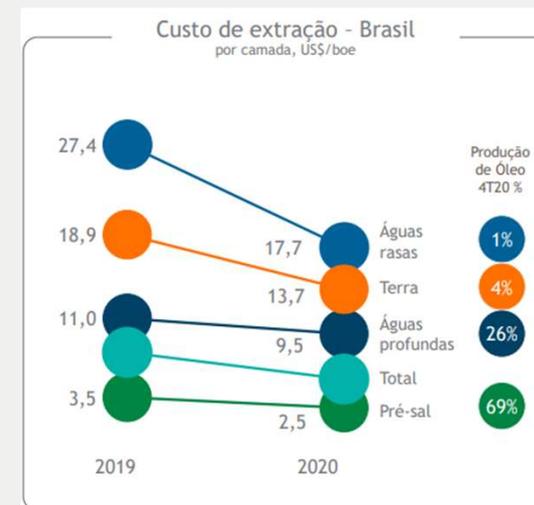
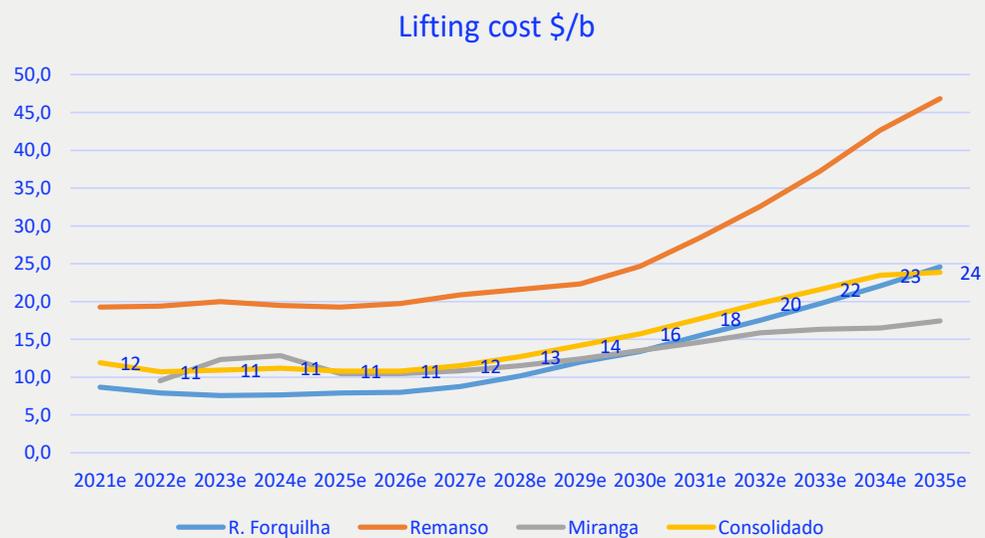
*Vale ressaltar a externalidade positiva se levar o Polo Bahia Terra, leva também UPGN. Assumindo tarifa da TAG de \$1,5-2/mbtu e O&M da UPGN de \$0,15/mbtu, o potencial máximo de preço com distribuidora será algo até \$7/mbtu.*

*Se assumir \$7/mbtu em Remanso e Miranga, meu target do base case sobe de R\$29/share para R\$34,2/share*



- **Lifting e SG&A:** Em 2019 só tinha operação de Remanso que tem lifting acima de \$20/b. Em 2020 ao entrar R. da Forquilha com lifting de ~\$9/b, conseguiu diminuir media para \$12,5/b.

Expectativa é que no consolidado alcance \$11/b no pico de produção com maior diluição de custos fixos.



- **SUDENE:**

PetroReconcavo já tem SUDENE (redução de 75% sobre IRPJ) no Polo Remanso e Riacho da Forquilha. Vai solicitar para Miranga assim que a concessão estiver sendo operada por eles.

Polo Remanso: campos herdados pela Petrobras vence em 2028 e nos campos que comprou nas rodadas, vence em 2024.

Polo Riacho da Forquilha: vence em 2031.

Se não perpeturamos Sudene, target perde 3% (R\$151mn).

- **Royalties:**

Hoje PetroReconcavo paga entre 9.3% e 10% de royalties de petróleo nos campos onde opera. Para concessões de campos maduros renovadas, o concessionário pode pedir redução da alíquota de ~10% para ~5% e ANP concede afim de estimular investimento nesses campos. Essa nova alíquota vale apenas para produção incremental a “curva básica” da concessão original.

Dos 21 pedidos já feitos perante ANP, 15 já foram concedidos, 4 estão sob análise e apenas 2 foram negados por não oferecerem novos investimentos.

Consideramos 10% em Miranga e R. Forquilha e 9,3% em Remanso.

- **Management e Conselho:**

**CEO: Marcelo Magalhaes**

Graduado em Administração de Empresas pela Universidade Federal da Bahia – UFBA, e cursou um MBA em gestão de negócios pela “Darden Graduate School of Business Administration” na Universidade da Virginia – EUA. Iniciou sua carreira como auditor na Arthur Andersen e posteriormente exerceu atividades empresariais e consultoria na área de estratégia. Em 2000 mudou-se para os Estados Unidos da América, onde trabalhou nas áreas de consultoria estratégica e desenvolvimento e avaliação de projetos e novos negócios na International Business Machines Corporation – IBM, companhia norte-americana cuja principal atividade consiste na produção de soluções de TI, em Cambridge, Massachusetts.

Exerce a função de Diretor Presidente da Companhia desde abril de 2008.

**CFO: Rafael Cunha**

Graduado em economia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, possui ainda um MBA em gestão de negócios pela “Darden Graduate School of Business Administration” na Universidade da Virginia – EUA. Cursou ainda o curso de pós-graduação “Emerging CFO Program: Strategic Financial Leadership Program” pela Stanford Graduate School of Business, na Universidade de Stanford- EUA. Possui certificação pelo Programa de Certificação de Conselheiros IBGC (CCI) em Governança Corporativa pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBCG).

Iniciou sua carreira como analista de investimentos em um fundo de private equity administrado pelo Banco Opportunity, onde participou de diversos projetos no setor de infraestrutura, tendo participado ativamente nas negociações com a Petrobras que deram origem ao Contrato de Produção e à Companhia.

Exerce a função de Diretor da Companhia desde outubro de 2003

- Management e Conselho:

**COO: Troy Patrick Finney**

Cidadão norte-americano, residente no Brasil, graduado em Engenharia de Petróleo pela University of Wyoming e cursou um MBA pela University of Denver, ambos nos Estados Unidos da América.

Iniciou sua carreira na Amoco no Estado do Colorado, EUA, onde desempenhou diversas funções relacionadas à operação e ao gerenciamento de campos e reservatórios de petróleo e gás natural entre 1988 e 1994.

Em 1995, ingressou na PetroSantander Inc., empresa que opera diversos campos de petróleo e gás natural nos EUA, Colômbia, Romênia e Brasil (através de sua participação na PetroRecôncavo S.A.), uma das sócias fundadoras da Companhia que atualmente pertence ao seu grupo econômico, onde exerceu diversas funções relacionadas ao gerenciamento das operações de campos de petróleo e gás natural operados pela mesma e antes de assumir a função de Diretor de Operações da Companhia exerceu a função de Vice-Presidente de Engenharia para Operações Internacionais na PetroSantander Inc.

Participou ainda de diversas avaliações de campos para aquisições, inclusive dos campos que a Companhia opera hoje. Também exerceu o cargo de Diretor de Operações da Companhia entre 1999 e 2001 e foi membro do Conselho de Administração entre 2002 e 2019. .

- **Management e Conselho:**

## **Conselho**

Será composto por 7 membros efetivos e suplentes com mandato de 2 anos sendo permitida reeleição.

No mínimo 2 ou 20% (o que for maior) deverão ser conselheiros independentes (Novo Mercado).

### **Presidente: Eduardo Cintra Santos**

Graduado em Engenharia Civil pela Universidade Federal da Bahia – UFBA. É Sócio Gerente, Diretor e Responsável Técnico da Perbrás – Empresa Brasileira de Perfurações Ltda., empresa especializada na operação de sondas de produção terrestres e na prestação de serviços diversos relacionados à operação de campos de petróleo e gás natural, uma das acionistas fundadoras da Companhia que atualmente possui participação acionária superior a 5%.

Dentre outras, atuou como membro do conselho de administração da Brasil Telecom S.A., companhia aberta cuja principal atividade consistia na exploração de serviços de telecomunicações, e da Starfish Oil & Gás S.A., empresa de exploração e produção de óleo e gás. Exerce a função de Presidente do Conselho de Administração desde abril de 2008, e como suplente do mesmo órgão desde a constituição da Companhia.

### **Vice-Presidente: Leendert Lievaart**

Cidadão holandês, graduado em Engenharia de Minas (especialidade em Engenharia de Petróleo) pela Delft Technical University, na Holanda. Experiências anteriores incluem posições como Diretor Executivo da Shell Sakhalin, e Diretor de Desenvolvimento na Petrom Romania E&P. Em 2013, ingressou na PetroSantander Inc., empresa que opera diversos campos de petróleo e gás natural nos EUA, Colômbia, Romênia e Brasil (através de sua participação na PetroRecôncavo S.A., uma das sócias fundadoras da Companhia que atualmente pertence ao seu grupo econômico, onde atualmente exerce a função de Vice-Presidente Executivo supervisionando o gerenciamento das operações de campos de petróleo e gás natural operados pela mesma. É membro do Conselho de Administração desde 2019.

- Conselho:

**Christopher Whyte**

O Sr. Whyte é presidente, CEO e diretor da PetroSantander Inc., que possui e opera propriedades produtoras de petróleo e gás nos Estados Unidos, Romênia, Colômbia e Brasil, desde 1995. O Sr. Whyte foi diretor da Approach Resources Inc., uma empresa pública de petróleo e gás dos EUA, Winstar Resources Ltd. e Compass Petroleum Ltd., empresas públicas de petróleo e gás canadenses. O Sr. Whyte tem mais de 30 anos de experiência em vários cargos operacionais, executivos e financeiros, incluindo como Diretor Executivo e Diretor Financeiro, nos negócios de E&P e energia. O Sr. Whyte possui um B.A. na Universidade de Pittsburgh.

**Eduardo de Britto Pereira Azevedo**

Eduardo de Britto Pereira Azevedo é sócio responsável pela área de Private Equity do Opportunity, onde ingressou em 2011. É conselheiro de administração das companhias Santos Brasil, PetroRecôncavo, CVC Brasil Operadora e Agência de Viagens S.A., Tauá Brasil e AgroSB, na qual atuou como CEO de 2014 a 2016. Anteriormente, trabalhou na área de Corporate Banking do Banco BBM entre os anos de 2001 a 2009. É graduado em Economia pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro e possui MBA pelo MIT Sloan School of Management. É membro do Conselho de Administração da Companhia desde 2016.

**Camille Loyo Faria**

Nascida em 19 de julho de 1973, a Sra. Camille Loyo Faria é atualmente Diretora Financeira e de Relação com Investidores da Oi. Antes disso atuou como Managing Director responsável pelas áreas de Energia, Tecnologia/Mídia/Telecom e Indústrias no Bank of America Merrill Lynch, ocupou o cargo de Managing Director responsável por Energia, Tecnologia/Mídia/Telecom no Bradesco BBI e também no Morgan Stanley. Camille possui também ampla experiência executiva no setor de telecomunicações e infraestrutura, tendo ocupado posições como CEO e IRO da Multiner, CFO da Terna Participações e Líder de Estratégia na Embratel e no grupo Telecom Italia no Brasil e na América Latina.

- Conselho:

**Carlos Marcio Ferreira**

Carlos Marcio Ferreira, executivo com mais de 26 anos de experiência em cargos de liderança, com foco nos últimos 17 anos no setor de energia elétrica. Iniciou sua carreira no setor de papel e celulose com a International Paper, alcançando o cargo de CFO após 27 anos de dedicação à empresa. Carlos mais tarde fez a transição no setor de energia, tornando-se COO por dois anos e CEO por cinco anos na Elektro, uma multinacional empresa de distribuição de energia elétrica. Por dois anos foi COO da CPFL, maior empresa privada brasileira de energia elétrica responsável por todos os serviços de distribuição, geração, comercialização e valor agregado. Em 2013, Carlos ingressou na Energisa e liderou por dois anos o programa de integração com o Grupo Rede, grande empresa brasileira de distribuição de energia elétrica, adquirida em 2014.

Passou a ser COO do Grupo Energisa, quinta maior empresa privada de energia elétrica brasileira, e era responsável por todos os negócios do grupo com 13 distribuidoras, participando ativamente do Re-IPO da empresa em junho de 2016. Em junho de 2017, assumiu o cargo de Presidente do Conselho de Administração da ENEVA SA, com dedicação ativa à empresa, orientando a gestão executiva na implementação da estratégia. Em 2019 passou a integrar o Conselho de Administração da Light S.A., empresa do ramo de geração, distribuição e comercialização de energia elétrica.

**Philip Arthur Epstein**

Philip é um experiente executivo de empresa pública e gerente de investimentos que serviu como Presidente e CEO nas indústrias globais de energia e farmacêutica. Advogado formado em fusões e aquisições e valores mobiliários, Philip se concentrou em ajudar a fundar (ou reestruturar), financiar, operar e monetizar empresas privadas e públicas desde a década de 1990.

Desde 2015, Philip atua como Presidente e CEO do ERI Group LLC, empresa focada em projetos dos EUA e internacionais em energia, energias renováveis, infraestrutura, tecnologia, mídia e finanças..

## Remuneração

- **Fixa:** salario ou pró-labore;
- **Variável de CP (bônus e/ou PLR):** montante anual baseado no atingimento de metas e objetivos estratégicos da Companhia;
- **Variável de LP:** Hoje tem vigente um Plano de Incentivo baseado em ações.

Hoje esta sendo avaliada nova politica de remuneração de longo prazo;

<b>Proporção dos elementos na remuneração Total do Exercício social findo em 31/12/2020</b>			
	<b>Conselho de Administração</b>	<b>Diretoria Estatutária</b>	<b>Diretoria não Estatutária</b>
Salário ou pró-labore	100%	32%	50%
Benefícios direto ou indireto	0%	1%	0%
Participação em Comitês/reuniões	0%	0%	0%
Bônus (sem considerar encargos)	0%	14%	12%
Participação de resultados	0%	18%	20%
Remuneração baseada em ações	0%	35%	18%
Outros	0%	0%	0%
<b>Total da Remuneração</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>

## Remuneração

- **Fixa:** salário ou pró-labore;

O pró-labore/ salário mensal é fixado pelo Conselho de Administração levando-se em conta comparações com as práticas do mercado, as quais são reavaliadas de tempos em tempos através da contratação de pesquisas de mercado, sendo reajustado periodicamente conforme a variação de índices de inflação e/ou condições de mercado.

O último estudo de mercado realizado para fins de determinação da política de remuneração da Companhia utilizou uma amostra de 98 empresas do setor de petróleo, química e mineração, mais empresas com faturamento entre US\$ 30 milhões e US\$ 120 milhões.

- **Variável de CP (bônus e/ou PLR):** montante anual baseado no atingimento de metas e objetivos estratégicos da Companhia;

Com base em indicadores quantitativos e qualitativos pré-estabelecidos pelo Conselho de Administração anualmente.

Atualmente, os indicadores objetivos utilizados são a produção realizada versus a produção potencial, custo por barril produzido realizado versus o custo orçado, indicador de eficiência de capital que calcula o custo de capital por barril de reservas adicionadas versus o custo orçado, o EBITDA realizado versus aquele orçado, uma cesta de indicadores de compliance regulatórios e uma cesta de indicadores tais como taxa de acidentes com e sem afastamento, índice de vazamentos, cumprimento de metas pré-estabelecidas de inspeções gerenciais de segurança; e os indicadores subjetivos se referem ao atingimento de objetivos estratégicos definidos a cada ano pelo Conselho de Administração, tais como desenvolvimento de novos negócios, renovações de concessões, obtenção de benefícios fiscais, etc, bem como uma avaliação da eficácia operacional percebida pelos membros do Conselho de Administração.

## Remuneração

- **Variável de LP:** Plano de Incentivo baseado em ações corrente: Ações diferidas (1/3 por ano), não oneroso.

Até o IPO tinha plano de opções em aberto com volume de ações que ainda não tinha sido exercido. Planos de opções de 2013/2014/2016 e o de 2020 que dão direito a 2 ações por opção em aberto:

Série de Opções	Quantidade	Data de outorga	Data de validade	Preço de exercício R\$	Valor justo na data da outorga R\$
Emitida em 10 de outubro de 2013.....	188.054	10/10/2013	09/10/2023	20,73	15,84
Emitida em 20 de agosto de 2014.....	215.743	20/08/2014	19/08/2024	21,41	16,99
Emitida em 13 de maio de 2016.....	195.000	13/05/2016	12/05/2026	14,81	11,93

### 13.6 – Informações sobre as opções em aberto detidas pelo conselho de administração e pela diretoria estatutária

Opções em aberto ao final do exercício social encerrado em 31/12/2020		
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
<b>Nº total de membros</b>	4,0	3,0
<b>Nº de membros remunerados</b>	0	2
<b>Opções ainda não exercíveis</b>	0	0
Quantidade	0	0
Data em que se tornarão exercíveis	N/A	0
Prazo máximo para exercício das opções	N/A	0
Prazo de restrição à transferência das ações	N/A	0
Preço médio ponderado de exercício	N/A	0
Valor justo das opções no último dia do exercício social	N/A	0
<b>Opções exercíveis</b>	N/A	
Quantidade	N/A	137.213
Prazo máximo para exercício das opções	N/A	19/08/2024
Prazo de restrição à transferência das ações	N/A	N/A
Preço médio ponderado de exercício	N/A	21,04
Valor justo das opções no último dia do exercício social	N/A	16,36
Valor justo do total das opções no último dia do exercício social	N/A	R\$2.245.608,37

35% da remuneração de 2021 com base no plano de ações.

Remuneração total prevista para o Exercício Social corrente 31/12/2021 - Valores Anuais				
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	6,50	3,00	0,00	9,50
Nº de membros remunerados	6,50	3,00	0,00	9,50
<b>Remuneração fixa anual</b>				
Salário ou pró-labore	1.870.000,00	4.098.764,00	0,00	5.968.764,00
Benefícios direto e indireto	0,00	198.727,36	0,00	198.727,36
Participações em comitês	83.333,33	0,00	0,00	83.333,33
<b>Remuneração variável</b>				
Bônus	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação de resultados	0,00	3.369.500,00	0,00	3.369.500,00
<b>Baseada em ações (Incluindo opções)</b>	0,00	4.119.225,00	0,00	4.119.225,00
<b>Observação</b>	O número de membros de cada órgão foi calculado como média anual, nos termos da metodologia apresentada no Ofício Circular/CVM/SEP/Nº 1/21. O valor referente a encargos sociais não foi informado neste item por conta do entendimento do Colegiado da CVM no Processo nº 19957.007457/2018-10, incluído no Ofício Circular CVM/SEP nº 01/21.	O número de membros de cada órgão foi calculado como média anual, nos termos da metodologia apresentada no Ofício Circular/CVM/SEP/Nº 1/21. O valor referente a encargos sociais não foi informado neste item por conta do entendimento do Colegiado da CVM no Processo nº 19957.007457/2018-10, incluído no Ofício Circular CVM/SEP nº 01/21.	O número de membros de cada órgão foi calculado como média anual, nos termos da metodologia apresentada no Ofício Circular/CVM/SEP/Nº 1/21. O valor referente a encargos sociais não foi informado neste item por conta do entendimento do Colegiado da CVM no Processo nº 19957.007457/2018-10, incluído no Ofício Circular CVM/SEP nº 01/21.	
<b>Total da remuneração</b>	1.953.333,33	11.785.216,36	0,00	13.738.549,69

R\$ (000)	RECV3	RRRP3	PRIO3
R\$/membro Diretoria	3,928	7,273	7,441
R\$/membro CA	301	2,878	216
Mkt Cap	5,150,000	6,270,000	19,020,000

- **Provisão de abandono:**

Nos números abaixo não está sendo considerado Miranga com NPV de \$8mn, ou seja, total de R\$80mn de NPV de abandono.

14. PROVISÃO PARA ABANDONO DE POÇOS

	<u>Controladora</u>	<u>Consolidado</u>
Saldos em 31 de dezembro de 2018	9.623	10.902
Atualização	1.109	1.254
Constituição de provisão	-	18.069
Revisão de estimativas	(150)	(243)
Saldos em 31 de dezembro de 2019	<u>10.582</u>	<u>29.982</u>
Atualização	1.740	5.480
Constituição de provisão	-	6.624
Revisão de estimativas	(1.408)	(1.975)
Saldos em 31 de dezembro de 2020	<u>10.914</u>	<u>40.111</u>
Total do passivo circulante	-	6.301
Total do passivo não circulante	10.914	33.810