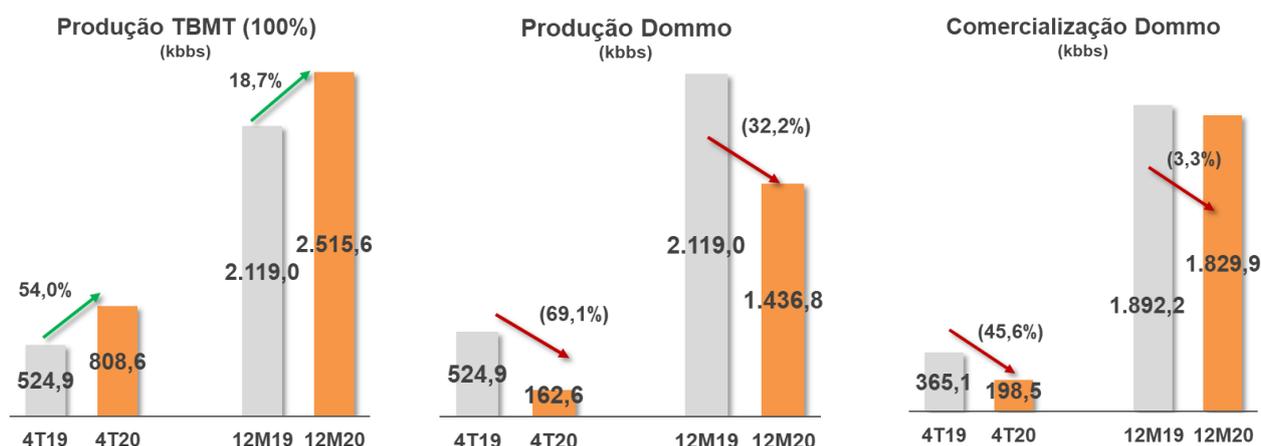


RESULTADOS REFERENTES AO QUARTO TRIMESTRE DE 2020

A Administração da Dommo Energia S.A. (“Dommo Energia” ou “Companhia”), em atendimento às disposições legais e estatutárias, apresenta seu resultado referente ao 4º trimestre de 2020 (“4T20”), bem como eventos subsequentes relevantes ao mercado. Os dados contidos neste relatório referem-se ao período do 4T20, comparados ao 4T19 e do 12M20 comparados ao 12M19 (“YoY”), exceto quando especificado de forma diversa.

DESTAQUES DO TRIMESTRE

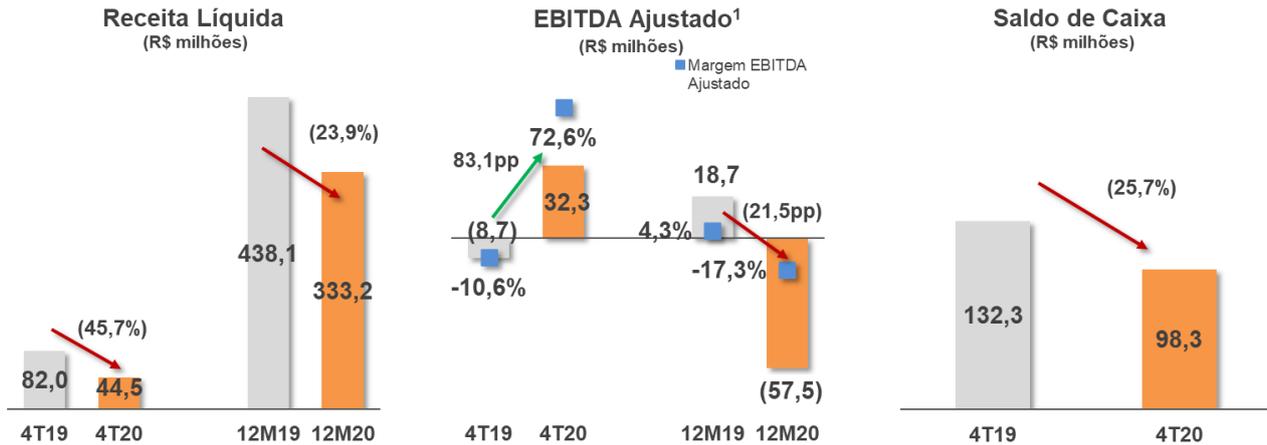
Os destaques da Companhia para o quarto trimestre de 2020, bem como o anual, não são diretamente comparáveis aos períodos anteriores, uma vez que a partir de 3 de agosto de 2020, a participação da Companhia no campo de Tubarão Martelo (“TBMT”) passou a ser de 20%.



O volume produzido no 4T20 pelo campo TBMT de 808,6 mil barris de petróleo representa um aumento na produção do campo de 54,0% em relação ao mesmo período do ano anterior, e é resultado da operação de 5 poços produtores no 4T20, comparado a 3 poços produtores durante o 4T19. A produção anual de 2.515,6 mil barris de petróleo (+18,7% YoY) é reflexo da conclusão do plano de revitalização e entrada em produção de 2 poços produtores durante 2020, enquanto que durante 2019 o TBMT operou com 3 poços apenas.

O volume produzido pelo campo referente a participação da Companhia foi de 162,6 mil barris de petróleo no 4T20. Este dado não é comparável com o volume de 524,9 mil barris de petróleo do 4T19, uma vez que no 4T19 a Companhia detinha 100% dos direitos de produção do TBMT.

Pela mesma razão acima exposta, o volume comercializado pela Companhia no 4T20 de 198,5 mil barris de petróleo não é comparável ao volume comercializado no 4T19 de 365,1 mil barris de petróleo.



A retração da receita no 4T20 é compatível com a retração do volume comercializado, que por sua vez está alinhado com o menor percentual sobre os direitos de produção em relação aos períodos precedentes. Na comparação 12M20 com 12M19, a retração da receita é menos acentuada. O menor percentual sobre os direitos de produção a partir de agosto de 2020, o menor volume comercializado e a retração significativa do *Brent*, que registrou cotação média em 2020 de US\$ 43,21 por barril, frente a US\$ 64,16 por barril em 2019, (-32,7%), foram parcialmente compensados pela desvalorização média de 30,7% do Real em relação à 2019.

O EBITDA Ajustado do 4T20 de R\$ 32,3 milhões (margem de 72,6%), captura os efeitos da transação de *farm-out* do TBMT, representados principalmente pelo custo operacional (“OpEx”) de US\$ 840,0 mil por mês. O resultado do 4T20 não é comparável com o 4T19, uma vez que as condições dos períodos são materialmente diferentes, assim como são distintas as condições do 12M20 e 12M19, dificultando a comparação direta dos períodos.

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

O resultado da Companhia continua a refletir os efeitos decorrentes da pandemia do COVID-19, que causou mudanças significativas nos padrões de oferta e demanda de energia, com os preços do petróleo, em particular, experimentando volatilidade e queda significativa durante 2020.

Destacamos também que os desafios enfrentados desde 2018 no retorno à normalidade, assim como no gerenciamento de passivos fiscais e regulatórios de períodos anteriores, não se dissiparam e devem ser diligentemente considerados pelos potenciais investidores e acionistas atuais. Atenção especial é chamada para as Notas 1.3 (Continuidade), 16 (Provisões) e 18 (Contingências), onde os investidores podem encontrar mais detalhes. Deve-se notar também que, desde dezembro de 2018, o balanço patrimonial da Companhia é caracterizado por patrimônio líquido negativo, e, portanto, o valor das obrigações da Companhia é atualmente superior ao valor de seus ativos. Como sempre, a Administração continuará a se empenhar na defesa dos interesses da Dommo Energia e de seus acionistas.

¹ Vide Anexo I para cálculo do EBITDA Ajustado

Em 3 de fevereiro de 2020, a Companhia informou seus acionistas e ao mercado em geral, através de Fato Relevante², a respeito da celebração de um Acordo de *Farm-out* (“*Farm-out Agreement – FOA*”) e de um Contrato de Operação Conjunta (“*Joint Operating Agreement – JOA*”) a respeito de 80% do Campo de Tubarão Martelo (“TBMT”) (FOA e JOA em conjunto “Transação TBMT”) com a PetroRio Oleo e Gas Ltda (“PetroRio”). Em 3 de agosto de 2020, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP aprovou³ a Transação TBMT, tendo a Companhia deixado de ser operadora e passado a deter participação de 20% nos direitos de produção do TBMT e o OpEx limitado a US\$ 840,0 mil por mês. Dessa forma, os efeitos da Transação TBMT foram parcialmente refletidos no resultado 3T20 e estão integralmente registrados a partir do 4T20.

Destacamos que em 18 de agosto de 2020⁴ a Revitalização do TBMT, sob responsabilidade da Companhia, com investimento total de US\$ 58,3 milhões foi concluída, com a entrada em operação do poço 7-TBMT-4HP, elevando a produção do campo para cerca de 10 mil barris de óleo por dia, a partir de 5 poços produtores, comparado a aproximadamente 6 mil barris de óleo por dia, a partir de 3 poços produtores antes da Revitalização.

Por fim destacamos as incertezas recorrentes e os desafios decorrentes dos fundamentos da indústria, que sofreram mudanças significativas nos padrões de oferta e demanda de energia, resultado da pandemia do COVID-19, que levou a material retração na demanda de óleo e produtos derivados de óleo, e pelo cenário incerto a respeito do volume diário ofertado pela OPEP e OPEP+, que tem se traduzido em forte volatilidade das cotações do petróleo, e conseqüentemente em maior risco para a indústria.

Base Acionária

Cotação DMMO3 (30/12/2020)	Quantidade de ações	Valor de mercado
R\$ 1,39 por ação	Ordinárias: 307.948.654	R\$ 428,0 milhões

B3: DMMO3 (ON) | DMMO11 (Bônus de subscrição)

ATIVOS DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO

A carteira de ativos de E&P no setor de óleo e gás da Companhia é atualmente composta por blocos offshore situados na Bacia de Campos e Bacia de Santos.

CAMPO DE TUBARÃO AZUL

A produção de petróleo foi iniciada em janeiro de 2012, no TBAZ, o qual permaneceu em produção até meados de 2015, tendo sido extraídos, aproximadamente, 6,5 milhões de barris de petróleo. Considerando que não se encontrou alternativa viável para continuar as atividades no TBAZ, a devolução da concessão foi solicitada à ANP, conforme fato relevante divulgado em 20 de setembro de 2016. A Companhia, na condição de operadora, iniciou em 2017 o processo de descomissionamento do campo e abandono dos poços, tendo concluído esta

² [Fato Relevante 3 de fevereiro de 2020](#)

³ [Fato Relevante 3 de agosto de 2020](#)

⁴ [Fato Relevante 18 de agosto de 2020](#)

última atividade no primeiro trimestre de 2018. O processo de descomissionamento do campo encontra-se em andamento.

CAMPO DE TUBARÃO MARTELO

O TBMT estende-se pelas áreas dos contratos de concessão dos blocos exploratórios BM-C-39 e BM-C-40 e está situado na Bacia de Campos, em profundidade d'água de 110 metros, no litoral norte do Estado do Rio de Janeiro.

Em 3 de agosto de 2020, a ANP conferiu vigência e eficácia (“Aprovação”) à Transação TBMT, com a PetroRio. Com a Aprovação, a Companhia passou a ter participação de 20% na concessão do campo e deixou de ser operadora. A Transação TBMT prevê ainda, a interligação (“*Tieback*”) entre os campos de Polvo e TBMT, que gerará sinergias significativas.

Na tabela a seguir, destacamos as fases da Transação TBMT e os principais efeitos esperados para a Companhia:

Alterações para Dommo	ANTES da aprovação ANP	ANTES <i>Tieback</i>	APÓS <i>Tieback</i>
Vida útil TBMT	Esperado 2 a 3 anos	Estimado: 10 anos	Estimado: 10 anos
Concessão TBMT	100% Dommo	20% Dommo	20% Dommo
Afretamento FPSO	US\$ 47,2 milhões / ano	Zero	Zero
CapEx TBMT	100% Dommo	Zero	Zero
OpEx TBMT	100% Dommo	US\$ 840 mil por mês	Zero
AbEx TBMT	100% Dommo R\$ 408,1 milhões ¹	Zero	Zero
Direitos	100% do petróleo de TBMT	20% do petróleo de TBMT	5% do petróleo de TBMT + Polvo; 4% do petróleo após 30 milhões de barris produzidos

¹ em 30 de junho de 2020

Atualmente a Transação TBMT está na fase “ANTES *Tieback*”. Até que seja concluída essa fase, a Companhia terá direito a 20% do óleo produzido e comercializado por TBMT, e o OpEx, correspondente a sua participação no TBMT, equivalente a US\$ 840,0 mil por mês. A PetroRio arcará com a totalidade dos custos relacionado ao afretamento (“Afretamento”) do FPSO Bravo (nova denominação da FPSO OSX-3) e de futuros investimentos (“CapEx”) no campo, incluindo o *Tieback*. Adicionalmente, a PetroRio assumiu a parcela de 20% da Companhia referente ao custo de abandono (“AbEx”) do TBMT.

A PetroRio informou que iniciou o projeto de conexão dos campos de Polvo e TBMT em agosto de 2020 e, também, de conexão do poço TBMT-10H-RJS. De acordo com o operador, o avanço físico do projeto de conexão é de 42%, compreendendo, principalmente, o desenho, encomenda e início da fabricação das tubulações flexíveis, risers, umbilical e equipamentos que ligarão a plataforma fixa de Polvo ao FPSO Bravo.

Após a conclusão do *Tieback*, estimada pela PetroRio para meados de 2021, a Companhia terá direito a 5% do óleo total produzido em conjunto pelos Campos de Polvo e TBMT até os primeiros 30 milhões de barris, e 4% do óleo após 30 milhões de barris produzidos. A PetroRio, por sua vez, assumirá 100% do OpEx e continuará responsável por 100% do Afretamento, CapEx e AbEx do TBMT.

CAMPOS DE ATLANTA E OLIVA – BLOCO BS-4

O Bloco BS-4, composto pelos Campos de Atlanta e Oliva, está situado na região pós-sal da Bacia de Santos, localizado aproximadamente à 185 km da costa, em lâmina d'água com cerca de 1.550 metros. A Companhia adquiriu originalmente 40% de participação no consórcio BS-4 composto originalmente pela Enauta com 30% de participação e Barra com os 30% restantes. O Campo de Atlanta iniciou a produção no dia 2 de maio de 2018.

Conforme fato relevante de 23 de outubro de 2017⁵, há um procedimento arbitral (“Arbitragem”) administrado pela *London Court of International Arbitration* – LCIA, envolvendo a Companhia e os demais integrantes do consórcio (“Consórcio”). No dia 25 de setembro de 2018 a Companhia tomou conhecimento de sentença proferida pelo Tribunal Arbitral (“Decisão”) relativa à primeira fase do procedimento, a qual declarou, dentre outras coisas, que a notificação emitida por um membro do Consórcio em 10 de outubro de 2017 (“Notificação”) foi considerada válida à época de sua realização. A Notificação tinha o intuito de exercer, sem oferta de pagamento de preço, a opção de exigir a exclusão da Companhia do *Joint Operating Agreement* – JOA, do contrato de Consórcio e do contrato de Concessão, todos relativos ao BS-4.

No dia 28 de janeiro de 2019, a Companhia tomou conhecimento de sentença proferida pelo tribunal arbitral acerca da segunda fase do procedimento arbitral, na qual o tribunal arbitral decidiu que a Companhia deveria pagar aos demais consorciados os cash calls cobrados no âmbito do Consórcio.

No dia 08 de abril de 2019, a Companhia divulgou Fato Relevante⁶, comunicando seus acionistas e o mercado em geral que, em 04 de abril de 2019, propôs perante a *Cour d'appel* (Tribunal de Apelações) de Paris, com fundamento no artigo 1520 do Código de Processo Civil Francês, ação com pedido de declaração de nulidade da Decisão proferida em 24 de setembro de 2018 na Arbitragem entre as sociedades consorciadas para exploração do BS-4.

No dia 24 de junho de 2019, a Companhia divulgou Fato Relevante⁷, a respeito da decisão da Diretoria Colegiada da ANP, proferida do dia 19 de junho de 2019, autorizando a cessão da participação da Companhia no Bloco BS-4 para os sócios do consórcio, fundamenta na utilização da cláusula mandato constante no JOA. No entendimento da Companhia, a decisão parte de premissas e informações inverídicas e equivocadas apresentadas pelos sócios do consórcio. Com o fim de anular a referida decisão da ANP, a Dommo Energia apresentou, em 26 de agosto de 2019, requerimento de procedimento arbitral (“Procedimento Arbitral”) em face da ANP e dos demais sócios do Consórcio, conforme Comunicado ao Mercado⁸, divulgado no dia 27 de agosto de 2019.

Em 20 de julho de 2020, a Companhia foi notificada da sentença proferida na fase 3 da Arbitragem, que, dentre outras questões, reconheceu como válida a Notificação à época em que foi feita, tendo determinado que a Dommo Energia reembolse determinados custos às partes, possibilitando, ainda, a compensação de R\$ 1,6

⁵ [Fato Relevante 23 de outubro de 2017](#)

⁶ [Fato Relevante 08 de abril de 2019](#)

⁷ [Fato Relevante 24 de junho de 2019](#)

⁸ [Comunicado ao Mercado 27 de agosto de 2019](#)

milhões de cobranças indevidas da operadora do consórcio. A referida decisão ainda está pendente da análise de pedidos de esclarecimentos das partes, bem como de sua homologação pelo STJ.

Os efeitos e a consequente exequibilidade das sentenças arbitrais proferidas em território nacional estão sujeitos aos procedimentos de homologação de sentença estrangeira, a cargo do Superior Tribunal de Justiça – STJ, nos termos da Constituição Federal e da legislação vigente.

A Operadora Enauta divulgou fatos relevantes que trouxeram ao conhecimento da Companhia atualizações sobre a produção no campo, e a Barra comunicou sua saída voluntária e unilateral do Consórcio, que teve a sua produção suspensa por determinado período, tendo sido parcialmente retomada. Considerando tais atualizações, a Dommo Energia requereu a extinção sem resolução do mérito da arbitragem, deixando de recolher as custas pertinentes. As Requeridas Enauta, Barra e ANP opuseram-se ao pedido, porém devem realizar o pagamento de custas para prosseguimento da arbitragem. Aguarda-se o pagamento das custas pelas Requeridas, ou o encerramento do procedimento arbitral pela CCI.

Chamamos atenção para os Eventos Subsequentes, no qual consta informação sobre acordo de quitação com Barra, celebrado após 31 de dezembro de 2020.

Cumpra esclarecer, que a Companhia ainda possui outros procedimentos arbitrais em jurisdições diversas relacionadas ao bloco BS-4 envolvendo Enauta e a ANP, os quais constam na Nota Explicativa 1.2.

DESEMPENHO OPERACIONAL

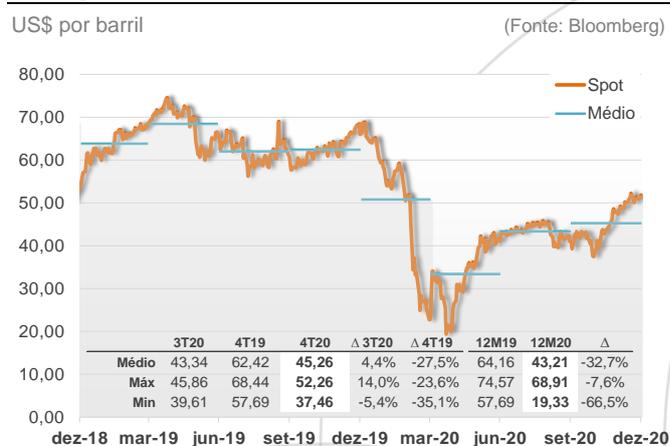
Do ponto de vista econômico, destacam-se dois fundamentos com impacto direto no desempenho da Companhia: (i) cotação do petróleo e (ii) taxa de câmbio.

COTAÇÕES DO BRENT

Os preços do petróleo continuam a experimentar volatilidade significativa decorrentes da pandemia do COVID-19 que causou mudanças significativas nos padrões de oferta e demanda de energia. A partir do 3T20, os preços começaram a mostrar recuperação comparados ao primeiro semestre de 2020, mas continuaram em patamar bastante inferior aos preços de 2019, impactando toda a indústria.

O preço médio do *Brent* no 4T20 foi de US\$ 45,26 por barril, uma recuperação de 4,4% em relação ao preço médio do 3T20, mas ainda representando uma retração de 27,5% em relação ao preço médio de US\$ 62,42 por barril do mesmo período de 2019. O preço

COTAÇÃO DO BRENT



médio do ano de 2020 foi de US\$ 43,21 por barril, retração de 32,7% em relação ao preço médio de 2019 de US\$ 64,16 por barril.

TAXA DE CÂMBIO

As preocupações com os efeitos econômicos da pandemia do COVID-19 continuam a impulsionar a volatilidade e desvalorização do Real. Embora globalmente os governos tenham introduzido respostas fiscais e monetárias, as perspectivas de retração econômica global continuam resilientes. No ambiente doméstico, apesar do estímulo monetário do governo, bem como do auxílio emergencial concedido à população, as incertezas dos efeitos do COVID-19 na atividade econômica e a falta de perspectiva de avanço das reformas administrativa e fiscal, são fatores que deram mais força à volatilidade e desvalorização da taxa de câmbio.

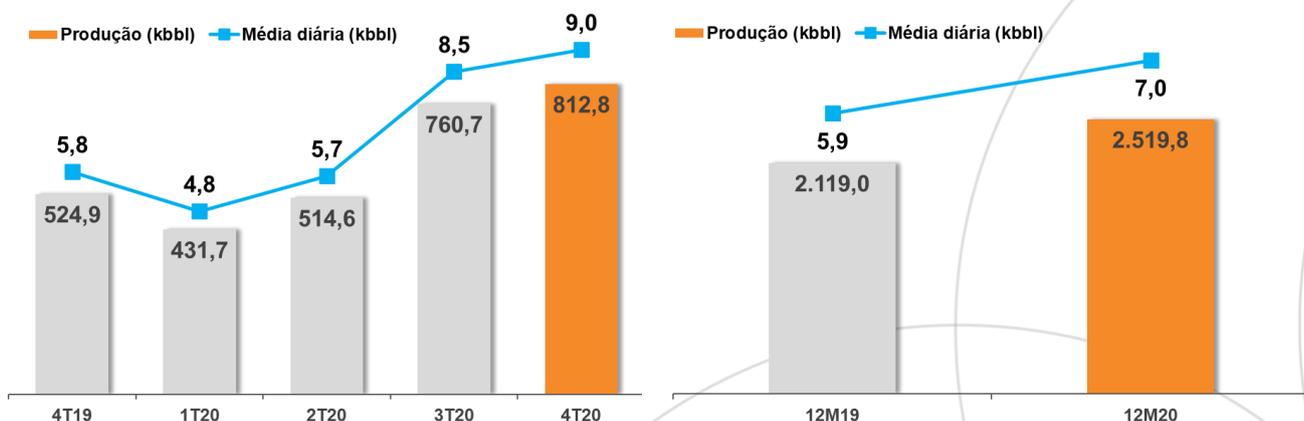
Enquanto no comparativo entre o 4T20 e o 3T20, o câmbio permaneceu relativamente estável, com taxa média de R\$/US\$ 5,39, a volatilidade e desvalorização no comparativo YoY é mais acentuada, com uma taxa média em 2020 de R\$/US\$ 5,16 frente a taxa média de R\$/US\$ 3,95 em 2019.

DADOS OPERACIONAIS

Em razão à aprovação da Transação TBMT em 3 de agosto de 2020, destacamos a seguir os dados operacionais relacionados a 100% do TBMT, bem como da participação atribuída à Companhia.

Campo TBMT

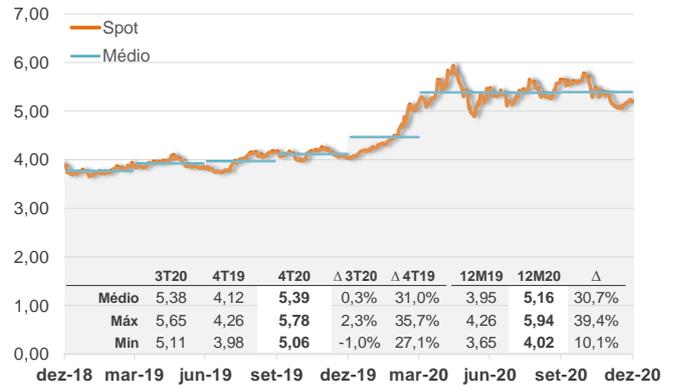
A Revitalização do TBMT foi concluída, tendo o poço 7-TBMT-2HP entrado em operação no dia 25 de junho de 2020, e o poço 7-TBMT-4HP em 18 de agosto de 2020, perfazendo 5 poços em operação.



COTAÇÃO DO DÓLAR

R\$/US\$

(Fonte: Banco Central)



Com cinco poços produtores em operação, o TBMT registrou produção no 4T20 de 812,8 mil barris, representando incremento de 54,8% comparado ao 4T19, quando foram produzidos 524,9 mil barris a partir da operação de 3 poços produtores. Em 2020 a produção alcançou 2.519,8 mil barris comparado à 2.119,0 mil barris em 2019, aumento de 18,9%. O aumento da produção, notadamente a partir do 3T20, é decorrente da conclusão da Revitalização e entrada em operação de dois poços produtores, o que contribuiu para o aumento da produção diária média de 8,5 mil barris no 3T20 e 9,0 mil barris no 4T20.

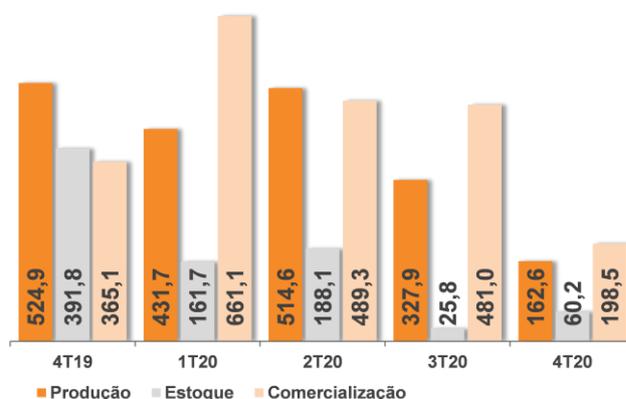
Participação atribuída à Companhia

O volume de produção atribuído à Companhia no 4T20 foi de 162,6 mil barris, sendo que o volume menor, quando comparado ao 3T20 e 4T19, é atribuído à participação de 20% em vigor a partir de 3 de agosto de 2020. O gráfico ao lado apresenta o histórico dos dados operacionais, sendo que os períodos a partir do 3T20 não são comparáveis aos trimestres anteriores devido as participações diferentes da Companhia no TBMT.

Em 2020, o volume de produção atribuído à Companhia foi de 1.436,8 mil barris comparado à 2.119,0 mil barris em 2019 (-32,2%), retração esta decorrente da menor participação nos direitos de produção a partir de agosto de 2020.

DADOS OPERACIONAIS ATRIBUÍDOS À COMPANHIA

kbbls



DESTAQUES FINANCEIROS

As informações financeiras são apresentadas em bases consolidadas, em milhões de reais e foram elaboradas conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil, incluindo os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC, e pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro (*International Financial Reporting Standards – IFRS*), emitidas pelo *International Accounting Standards Board – IASB*.

A partir do início de 2019, a divulgação dos resultados adere aos requerimentos de divulgação sobre a nova norma de arrendamentos (CPC 06 (R2) | IFRS 16), sendo os principais impactos na Companhia referentes a:

- 🔥 Balanço patrimonial: valor contábil dos ativos de direito de uso e as rubricas correspondentes
- 🔥 Demonstração de resultado: despesas de amortização dos ativos de direito de uso e despesas financeiras atreladas ao arrendamento

Os destaques financeiros refletem os termos da Transação TBMT vigentes a partir da Aprovação. Os períodos 4T19, 4T20, 12M19 e 12M20 não são diretamente comparáveis, pois refletem condições e termos econômico-operacionais distintos.

PRINCIPAIS MÉTRICAS

R\$ milhões	4T19	4T20	Δ	12M19	12M20	Δ
Taxa de câmbio média (R\$/US\$)	4,12	5,39	31,0%	3,95	5,16	30,7%
Volume comercializado (kbbls)	365,1	198,5	-45,6%	1.892,2	1.829,9	-3,3%
Receita líquida	82,0	44,5	-45,7%	438,1	333,2	-23,9%
Custo do produto vendido (CPV)	(75,7)	(21,2)	-71,9%	(383,5)	(368,0)	-4,0%
Lucro / (Prejuízo) bruto	6,3	23,3	270,2%	54,6	(34,8)	-163,8%
Margem bruta	7,7%	52,3%	44,6 p.p.	12,5%	-10,5%	-22,9 p.p.
EBITDA Ajustado	(8,7)	32,3		18,7	(57,5)	
Margem EBITDA Ajustado	-10,6%	72,6%	83,1 p.p.	4,3%	-17,3%	-21,5 p.p.
Lucro (prejuízo) do período	(6,4)	77,2		(126,5)	(328,6)	

A acentuada contração e forte volatilidade nas cotações do *Brent* foram os grandes desafios para a Companhia e indústria em 2020.

Mesmo com retração nos volumes, o resultado do 4T20 é superior ao mesmo período de 2019, como se observa pela evolução do lucro bruto, margem bruta, bem como EBITDA Ajustado. O OpEx mensal de US\$ 840,0 mil é a principal alavanca na evolução das métricas, tendo também contribuído, em menor escala, a recuperação média de 4,4% do *Brent* no 4T20 em relação ao 3T20. Em relação ao 4T19, a desvalorização média de 31,0% do Real compensou a retração de 27,5% do Brent no 4T20 em relação ao 4T19.

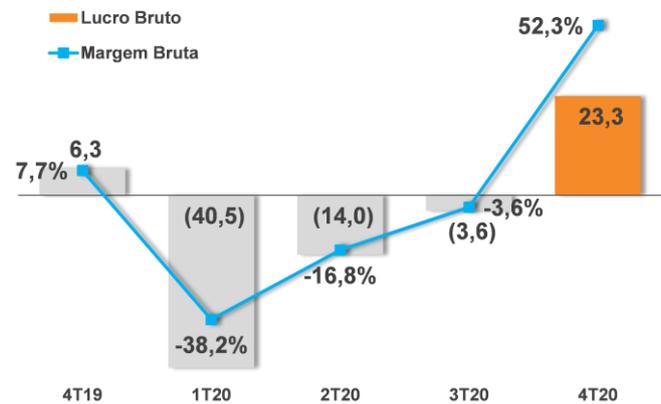
Na comparação 12M20 com 12M19, a retração da receita é menos acentuada. O menor percentual sobre os direitos de produção a partir de agosto de 2020, o menor volume comercializado e a retração significativa do *Brent*, que registrou cotação média em 2020 de US\$ 43,21 por barril frente US\$ 64,16 por barril em 2019, (-32,7%), foram parcialmente compensados pela desvalorização média de 30,7% do Real em relação à 2019.

RESULTADO BRUTO

Ao analisar o resultado do 4T20 é preciso considerar os seguintes fatores (“Fatores”): (i) é o primeiro trimestre a refletir integralmente os efeitos da Transação TBMT, isto é, OpEx mensal de US\$ 840,0 mil e 20% sobre os direitos de produção; (ii) não obstante o menor volume comercializado, durante o 4T20 o *Brent* médio registrou valorização de 4,4% em relação ao 3T20; (iii) em relação ao 4T19, o *Brent* médio continuou em patamar inferior (-27,5%), que foi compensada pela desvalorização de 31,0% do Real. Esses fatores contribuíram para o resultado bruto de R\$ 23,3 milhões no 4T20 e margem bruta de 52,3%.

RESULTADO BRUTO E MARGEM

R\$ milhões



EBITDA AJUSTADO

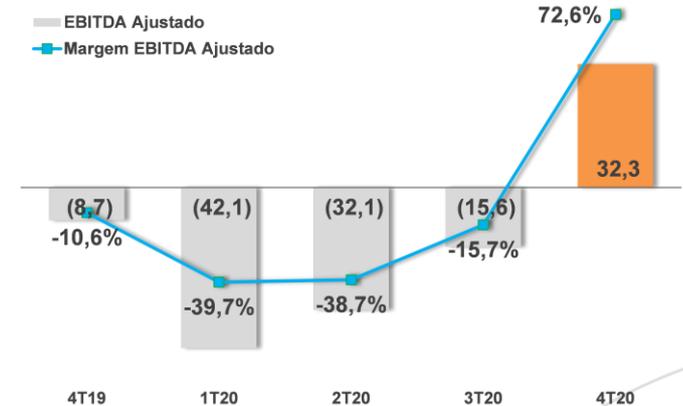
A análise do EBITDA e EBITDA Ajustado do 4T20 deve também considerar os Fatores.

O EBITDA no 4T20, conforme a instrução CVM 357, foi de R\$ 87,7 milhões, comparado a R\$ 4,6 milhões no 4T19. No 12M20, o resultado é EBITDA negativo de R\$ 127,7 milhões, em relação a negativo R\$ 22,7 milhões no 12M19.

Em termos de EBITDA Ajustado, no 4T20 este foi R\$ 32,3 milhões, margem de 72,6%, comparado à EBITDA Ajustado negativo de R\$ 8,7 milhões no 4T19. No 12M20, o resultado foi negativo R\$ 57,5 milhões (margem negativa de 17,3%), comparado à positivo R\$ 18,7 milhões no 12M19.

EBITDA AJUSTADO

R\$ milhões



O EBITDA Ajustado no 12M20 reconcilia: (i) *impairment* sem efeito caixa de R\$ 1.786,5 milhões; (ii) efeitos não caixa e não recorrentes decorrentes da Transação TBMT de R\$ 1.463,3 milhões; (iii) impactos, baixas e efeitos do IFRS 16 de R\$ 128,8 milhões; (iv) PIS e Cofins sobre resultado financeiro de R\$ 144,5 milhões; e (v) *workover* de R\$ 95,4 milhões. A reconciliação está demonstrada no Anexo I deste relatório.

RESULTADO LÍQUIDO

Para análise de efeito caixa, o resultado líquido deve ser ajustado, pois parcela relevante do resultado é atribuída a resultados não recorrentes e sem efeito caixa (“Ajuste”). O gráfico ao lado ilustra a composição dos resultados líquidos.

No 4T20 a Companhia registrou resultado líquido de R\$ 77,2 milhões. Quando considerado o Ajuste de R\$ 76,0 milhões, a Companhia demonstra lucro líquido de R\$ 1,2 milhões comparado a prejuízo líquido de R\$ 24,6 milhões no 4T19. O Ajuste no 4T20 é composto por reconciliação dos seguintes efeitos:

- 🔥 Positivos: (i) *workover* de R\$ 6,1 milhões; e (ii) provisões sem efeito caixa de R\$ 16,6 milhões;
- 🔥 Negativos: (iii) baixa de *impairment* de R\$ 1,2 milhões; (iv) ganho de variação cambial líquida de R\$ 20,7 milhões; e (v) PIS/Cofins sobre resultado financeiro de R\$ 76,9 milhões.

No 12M20, o resultado líquido negativo de R\$ 328,6 milhões, é composto por resultado negativo recorrente de R\$ 142,6 milhões e resultado negativo não recorrente e/ou sem efeito caixa de R\$ 186,1 milhões, composto por:

- 🔥 Positivos: (i) efeitos não caixa e não recorrentes decorrentes da Transação TBMT de R\$ 1.463,3 milhões; (ii) Efeitos IFRS 16 no TBMT de R\$ 90,2 milhões; (iii) PIS/Cofins sobre resultado financeiro de R\$ 144,5 milhões; (iv) *workover* de R\$ 95,4 milhões; (v) provisões sem efeito caixa de R\$ 24,7 milhões; e (vi) perda de variação cambial líquida de R\$ 110,8 milhões;
- 🔥 Negativos: (vii) baixa de *impairment* de R\$ 1.786,5 milhões.

ATIVO

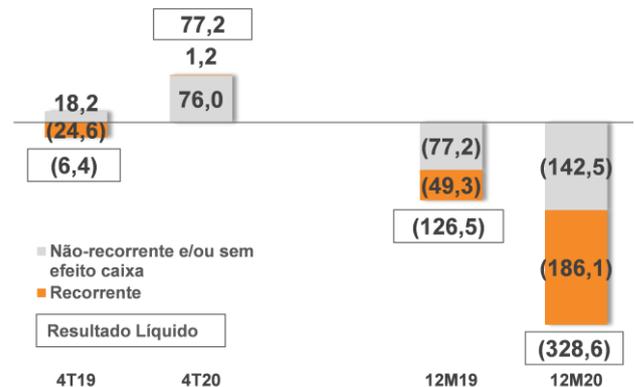
Com a Aprovação, o Ativo Total da Companhia que no 4T19 era de R\$ 1.339,7 milhões encerrou o 4T20 em R\$ 289,8 milhões, resultado principalmente da baixa de Direito de Uso, que passou de R\$ 824,4 milhões no 4T19 para R\$ 4,8 milhões no 4T20, e baixa no Imobilizado que passou de R\$ 178,8 milhões no 4T19 para R\$ 35,2 milhões no 4T20.

O Ativo Circulante no 4T20 de R\$ 128,5 milhões corresponde por 44,3% do Ativo Total e é composto principalmente por (i) caixa, equivalente e depósitos

vinculados de R\$ 98,3 milhões; (ii) outros créditos no valor de R\$ 20,0 milhões, composto principalmente pelo depósito judicial em favor da ANP; (iii) estoque de óleo de R\$ 6,5 milhões e (iv) contas a receber de R\$ 3,6 milhões.

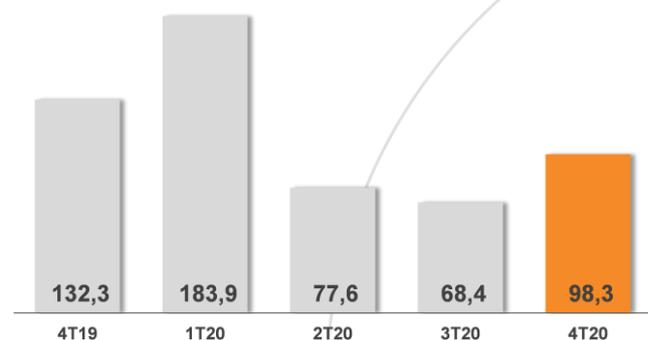
COMPOSIÇÃO DO RESULTADO LÍQUIDO

R\$ milhões



SALDO DE CAIXA

R\$ milhões



PASSIVO

As contas de Passivo do balanço patrimonial também refletem os efeitos da Aprovação. Os principais ajustes no Passivo decorrentes da Transação TBMT são: (i) baixa no valor total de Arrendamentos a pagar para R\$ 4,8 milhões (R\$ 785,7 milhões no 4T19); (ii) baixa integral da provisão para obrigação de abandono do TBMT que era de R\$ 291,5 milhões no 4T19.

O Passivo não circulante de R\$ 684,9 milhões, passou a ser composto essencialmente por (i) provisões para contingências e compromissos regulatórios no valor de R\$ 231,7 milhões; (ii) provisões para obrigação de abandono de campos exploratórios no montante de R\$ 71,6 milhões; e (iii) provisões para compensações ambientais na quantia de R\$ 74,0 milhões. A provisão para PIS/Cofins diferido de R\$ 307,5 milhões é decorrente de receitas de variações monetárias não-realizadas.

No 4T20, conforme divulgado, foi concluído e homologado aumento do capital social no valor de R\$ 43,2 milhões, decorrente de capitalização de créditos, mediante a emissão privada de 37.908.426 (trinta e sete milhões, novecentas e oito mil, quatrocentas e vinte e seis) novas ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal. Ressaltamos que o patrimônio líquido continua negativo em R\$ 754,4 milhões, portanto, o valor das obrigações da Companhia é superior ao valor de seus ativos, espelhando tantos os desafios que ainda são enfrentados para o retorno à normalidade das atividades, assim como da indústria de óleo e gás.

CORONAVIRUS (COVID-19)

A Companhia segue desde o início da pandemia todas as orientações de prevenção do Ministério da Saúde visando proteger os seus colaboradores e suas operações contra as ameaças que estão sendo apresentadas pelo COVID-19. Além disso, adotamos o trabalho remoto e seguimos em conformidade com os protocolos de saúde e segurança estabelecidos pelas autoridades e agências.

A Companhia reconhece a recomendação da Comissão de Valores Mobiliários – CVM, por meio do OFÍCIO CIRCULAR/CVM/SNC/SEP/n.º 02/2020, que destaca a importância das Companhias considerarem os impactos do agente de coronavírus ("COVID-19") em seus negócios e divulgarem os potenciais riscos e incertezas, se houverem, decorrentes dessa análise, levando em consideração as normas contábeis aplicáveis.

Na data desta informação trimestral, a Companhia continua monitorando e acompanhando a evolução do COVID-19 e, até o momento, não identificou alterações significativas no uso de julgamento ou alterações na elaboração de estimativas praticadas e divulgadas nas notas explicativas 1.3, 10, 11, 11b, 12, 13, 16, 18 e 28. A Companhia não pode prever a extensão e a duração de medidas adotadas pelo governo e, portanto, não pode prever os impactos diretos e indiretos do COVID-19 sobre seus negócios, resultados operacionais e condição financeira.

EVENTOS SUBSEQUENTES

HEDGE DE PREÇO DE PETRÓLEO

Em fevereiro de 2021 a Companhia contratou proteção contra oscilação do preço de petróleo. Foram contratadas opções de venda, com preço de exercício (*strike*) de US\$ 50,00 por barril, para o volume de 624 mil barris de óleo referente às comercializações de óleo entre os meses de fevereiro de 2021 até março de 2022.

ACORDO DE QUITAÇÃO EM DISPUTAS ARBITRAIS E JUDICIAIS COM O GRUPO BARRA

No dia 17 de março de 2021 a Companhia comunicou aos seus acionistas e ao mercado em geral que, em conjunto com suas subsidiárias Dommo Netherlands Holding B.V. e Dommo Netherlands B.V., celebrou acordo de quitação com Barra Energia do Brasil Petróleo e Gás Ltda. e FR Barra 1 S.À R.L. (em conjunto “Grupo Barra”), no qual desistiram as partes mutuamente de prosseguir com os litígios arbitrais e judiciais, conexos à participação em disputa no Bloco BS-4 (“BS-4”) entre a Companhia e o Grupo Barra, e outorgaram quitação.

Os litígios arbitrais e judiciais referentes a participação remanescente da Companhia em BS-4 prosseguem com relação à Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A., atualmente denominada Enauta Energia S.A., e Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

AUMENTO DE CAPITAL ATRAVÉS DE CAPITALIZAÇÃO DE CRÉDITOS

Em 22 de março de 2021, o Conselho de Administração aprovou o aumento do capital social da Companhia, mediante capitalização de créditos, detido pelo Escritório de Advocacia Pinheiro Guimarães Advogados (“PGA”), dentro do limite do capital autorizado, no valor de R\$1.883.512,29, com a emissão privada de 2.134.695 (dois milhões, cento e trinta e quatro mil, seiscentos e noventa e cinco) novas ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal, nos termos do artigo 170 da Lei das S/A. Os detalhes do Aumento de Capital constam no Aviso aos Acionistas divulgado ao mercado e acionistas em geral no dia 22 de março de 2021.

DISCLAIMER

Estas apresentações podem conter previsões acerca de eventos futuros. Tais previsões refletem apenas expectativas dos administradores da Companhia sobre condições futuras da economia, além do setor de atuação, do desempenho e dos resultados financeiros da Companhia, dentre outros. Os termos “antecipa”, “acredita”, “espera”, “prevê”, “pretende”, “planeja”, “projeta”, “objetiva”, “deverá”, bem como outros termos similares, visam a identificar tais previsões, as quais, evidentemente, envolvem riscos e incertezas previstos ou não pela Companhia e, conseqüentemente, não são garantias de resultados futuros da Companhia. Portanto, os resultados futuros das operações da Companhia podem diferir das atuais expectativas, e o leitor não deve se basear exclusivamente nas informações aqui contidas. Em nenhuma hipótese a Companhia ou seus conselheiros, diretores, representantes ou empregados serão responsáveis perante quaisquer terceiros (inclusive investidores) por decisões ou atos de investimento ou negócios tomados com base nas informações e afirmações constantes desta apresentação, e tampouco por danos indiretos, lucros cessantes ou afins. A Companhia não se obriga a atualizar as apresentações e previsões à luz de novas informações ou de seus desdobramentos futuros. A Companhia não tem intenção de fornecer aos eventuais detentores de ações uma revisão das afirmações ou análise das diferenças entre as afirmações e os resultados reais. Esta apresentação não contém todas as informações necessárias a uma completa avaliação de investimento na Companhia. Cada investidor deve fazer sua própria avaliação, incluindo os riscos associados, para tomada de decisão de investimento. Os valores informados para o período corrente em diante são estimativas ou metas. Adicionalmente, esta apresentação contém alguns indicadores financeiros que não são reconhecidos pelo BR GAAP ou IFRS. Esses indicadores não possuem significados padronizados e podem não ser comparáveis a indicadores com descrição similar utilizados por outras companhias. Nós fornecemos estes indicadores porque os utilizamos como medidas de performance da companhia; eles não devem ser considerados de forma isolada ou como substituto para outras métricas financeiras que tenham sido divulgadas em acordo com o BR GAAP ou IFRS.

ANEXO I – DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS

R\$ milhões

Demonstrações dos Resultados	4T19	4T20	Δ	12M19	12M20	Δ
Receita líquida de venda	82,0	44,5	-45,7%	438,1	333,2	-23,9%
Custo dos produtos vendidos	(75,7)	(21,2)	-71,9%	(383,5)	(368,0)	-4,0%
Resultado bruto	6,3	23,3	270,2%	54,6	(34,8)	-163,8%
Despesas operacionais						
Despesas administrativas e gerais	(20,1)	(12,5)	-37,9%	(65,8)	(62,7)	-4,7%
Outras receitas (despesas) operacionais	36,2	69,6	92,3%	8,5	(1.868,7)	-21973,8%
(Provisão)/realização/reversão de <i>impairment</i>	(32,4)	1,2	-103,7%	(88,1)	1.786,5	-2126,8%
Resultado de equivalência patrimonial	1,8	(0,2)	-111,8%	4,2	0,1	-98,8%
Resultado antes do resultado financeiro e dos tributos sobre o lucro	(8,2)	81,4	-1088,1%	(86,5)	(179,6)	107,5%
Resultado financeiro						
Receitas financeiras	1,1	0,1	-86,5%	18,2	1,7	-90,9%
Despesas financeiras	(9,2)	(25,0)	172,0%	(50,9)	(39,8)	-21,9%
Variação cambial líquida	10,0	20,7	107,4%	(7,2)	(110,8)	1435,9%
Resultado antes dos tributos sobre o lucro	(6,4)	77,2	-1313,1%	(126,5)	(328,6)	159,7%
Imposto de renda e contribuição social	-	-	n.a.	-	-	n.a.
Lucro líquido (prejuízo) do período	(6,4)	77,2	-1313,1%	(126,5)	(328,6)	159,7%
Reconciliação de contas						
Receita líquida	82,0	44,5	-45,7%	438,1	333,2	-23,9%
Lucro (prejuízo) líquido	(6,4)	77,2	-1313,1%	(126,5)	(328,6)	159,7%
Ajustes						
Imposto de renda e contribuição social	-	-	n.a.	-	-	n.a.
Resultado financeiro	(1,9)	4,1	-321,6%	40,0	149,0	272,7%
Receita financeira	(1,1)	(0,1)	-86,5%	(18,2)	(1,7)	-90,9%
Despesa financeira	9,2	25,0	172,0%	50,9	39,8	-21,9%
Variação cambial líquida	(10,0)	(20,7)	107,4%	7,2	110,8	1435,9%
Depreciação CPV	8,7	0,3	-96,7%	45,5	28,7	-36,8%
Depreciação e amortização	4,1	6,0	45,9%	18,3	23,1	26,1%
EBITDA conforme Inciso I do Art 3º da CVM 527	4,6	87,7	1820,5%	(22,7)	(127,7)	462,2%
Outros ajustes						
IFRS 16	(5,0)	(0,0)	-99,3%	(28,6)	38,6	-235,2%
Provisões (estorno) sem efeito caixa não ligadas a operação TBMT	(16,1)	16,6	-203,1%	(42,3)	24,7	-158,4%
Provisão para perda de estoques	-	-	n.a.	0,0	0,1	2400,0%
PIS e COFINS sobre resultado financeiro ^(a)	(24,5)	(76,9)	213,7%	24,1	144,5	499,0%
Impairment ^(b)	32,4	(1,2)	-103,7%	88,1	(1.786,5)	-2126,8%
Provisão para perda em investimentos	-	-	n.a.	-	-	n.a.
Provisão para realização de ajustes acumulados de conversão	-	-	n.a.	-	-	n.a.
Transação TBMT - Não caixa	-	-	n.a.	-	1.463,3	n.a.
Baixa efeitos IFRS - 16 TBMT	-	-	n.a.	-	90,2	n.a.
Workover	-	6,1	n.a.	-	95,4	n.a.
EBITDA Ajustado	(8,7)	32,3	-473,0%	18,7	(57,5)	-407,6%
Margem EBITDA Ajustado	-10,6%	72,6%	83 p.p.	4,3%	-17,3%	-22 p.p.

(a) Resultado decorrente da receita financeira de variação cambial e não tem efeito caixa. É contabilizado na DRE na rubrica despesa operacional. Foi reconciliado para não causar distorção na análise do EBITDA.

(b) Tem efeito similar à depreciação e não tem efeito caixa. Foi reconciliado para não causar distorção na análise do EBITDA.

ANEXO II – BALANÇO PATRIMONIAL

R\$ milhões

Ativo	4T20	4T19	Δ
Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	94,0	125,7	(31,7)
Caixa restrito	-	-	-
Títulos e valores mobiliários	-	-	-
Depósitos vinculados	4,3	6,6	(2,2)
Contas a receber	3,6	-	3,6
Estoque de óleo	6,5	81,2	(74,7)
Créditos com partes relacionadas	-	-	-
Outros créditos	20,0	7,4	12,6
	128,5	220,8	(92,3)
Não Circulante			
Realizável a longo prazo	121,3	111,6	9,7
Depósitos vinculados	-	-	-
Estoque de materiais	13,9	13,9	-
Empréstimos com partes relacionadas	-	-	-
Impostos e contribuições a recuperar IRPJ e CSLL diferidos	107,4	97,7	9,7
Créditos com partes relacionadas	-	-	-
Direito de uso	4,8	824,4	(819,5)
Investimentos	0,1	4,2	(4,2)
Imobilizado	35,2	178,8	(143,6)
Intangível	0,0	0,0	-
Total do Ativo	289,8	1.339,7	(1.049,9)
Passivo			
Circulante			
Fornecedores	150,2	40,7	109,5
Impostos e participações a recolher	45,4	41,7	3,7
Salários e encargos trabalhistas	12,4	24,8	(12,4)
Contas a pagar para partes relacionadas	-	25,5	(25,5)
Provisões diversas	0,8	0,6	0,2
Empréstimos e financiamentos	-	-	-
Arrendamentos a pagar	1,6	203,6	(202,0)
Outras contas a pagar	148,8	124,6	24,2
	359,3	461,6	(102,3)
Não Circulante			
Provisões diversas	374,2	615,5	(241,3)
Arrendamentos a pagar	3,2	582,1	(578,9)
PIS e COFINS diferidos	307,5	163,0	144,5
	684,9	1.360,6	(675,8)
Patrimônio Líquido			
Capital social	455,6	412,4	43,2
Ações em tesouraria	-	-	-
Reservas de capital	(159,2)	(159,2)	-
Ajustes acumulados de conversão	75,3	61,8	13,5
Prejuízos acumulados	(1.126,1)	(797,5)	(328,6)
	(754,4)	(482,5)	(271,9)
Total do Passivo + Patrimônio Líquido	289,8	1.339,7	(1.049,9)

ANEXO III – FLUXO DE CAIXA

R\$ milhões

Fluxo de Caixa	4T19	4T20	Δ
Fluxos de caixa das atividades operacionais			
Lucro (prejuízo) do período	(126,5)	(328,6)	159,7%
Ajustes para reconciliar o resultado ao fluxo de caixa das atividades operacionais:			
Depreciação do imobilizado e amortização do intangível	63,8	52,1	-18,3%
Resultado de equivalência patrimonial	(4,2)	(0,1)	-98,8%
Opções de ações (pro rata, cancelamento/anulação e garantias)	(2,8)	0,2	-107,0%
Perdas por redução ao valor recuperável de ativos	88,1	(1.786,5)	-2126,8%
Provisão para perda em investimentos	-	-	n.a.
Reversão para perdas de estoques	0,0	0,0	66,7%
Provisões diversas	(13,8)	31,8	-330,1%
Variação cambial não realizada s/ empréstimos e financiamentos	-	-	n.a.
Juros/encargos sobre financiamento ativos e passivos provisionados	-	15,0	n.a.
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	n.a.
PIS e COFINS diferidos	24,1	144,5	499,0%
Juros e variação cambial sobre provisão para abandono	29,8	137,0	360,5%
Transação TBMT	-	1.572,1	n.a.
Ajuste a valor justo ativos financeiros	(12,7)	-	-100,0%
Juros decorrente da adoção da IFRS 16	9,6	(9,5)	-199,7%
Ajuste custo do produto vendido decorrente da adoção da IFRS 16	(38,1)	48,2	-226,3%
Outros	(0,0)	17,2	-573466,7%
Caixa aplicado nas operações	17,2	(106,6)	-718,6%
Varição nos ativos e passivos:			
Outros créditos e partes relacionadas	(38,8)	(38,2)	-1,6%
Impostos de renda, contribuição social e outros impostos a recuperar	1,6	(9,7)	-700,4%
Contas a receber	-	(3,6)	n.a.
Estoques	(61,0)	65,4	-207,3%
Depósitos vinculados	(3,3)	2,2	-167,3%
Títulos e valores mobiliários	113,4	-	-100,0%
Caixa restrito	-	-	n.a.
Fornecedores	4,8	116,0	2314,2%
Salários e encargos trabalhistas	12,8	(12,4)	-196,6%
Imposto de renda, contribuição social, participações governamentais e outros tributos a recolher	6,3	3,7	-40,8%
Provisões diversas	(0,7)	(2,8)	287,1%
Outras contas a pagar	3,4	24,2	621,1%
	38,4	144,9	277,2%
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais	55,7	38,3	-31,1%
Fluxos de caixa das atividades de investimentos			
Aquisições de ativo imobilizado	-	-	n.a.
Alienação de ativo imobilizado	0,0	-	-100,0%
Aquisições de bens intangíveis	(87,3)	(91,8)	5,1%
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de investimentos	(87,3)	(91,8)	5,1%
Fluxos de caixa das atividades de financiamentos			
Aumento de capital / AFAC	0,0	-	-100,0%
Captações de empréstimos e financiamentos com partes relacionadas	-	24,0	n.a.
Amortizações de Principal	-	(2,3)	n.a.
Caixa consolidação OGpar	-	-	n.a.
Caixa líquido gerado pelas (aplicados nas) atividades de financiamentos	0,0	21,8	
Varição no caixa e equivalentes de caixa	(31,6)	(31,7)	0,1%
Demonstração da variação no caixa e equivalentes de caixa			
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	157,3	125,7	-20,1%
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	125,7	94,0	-25,2%
Varição no caixa e equivalentes de caixa	(31,6)	(31,7)	0,1%