

DIVULGAÇÃO DOS
RESULTADOS

Terceiro Trimestre de 2021

Teleconferência de Resultados do 3T21

Quinta-feira, 11 de novembro de 2021

11h00 (Horário de Brasília)



Para assistir, [clique aqui](#)

entrar



RECV
B3 LISTED NM

 **PetroReconcavo**

Destaques do 3T21

Mensagem da Administração

- 01 [Portfólio de Ativos](#)
- 02 [Desempenho Operacional](#)
- 03 [Desempenho Financeiro Consolidado](#)
- 04 [Outros Destaques do Balanço](#)
- 05 [Certificação de Reservas](#)
- 06 [Segurança, Saúde, Meio Ambiente e Sustentabilidade](#)



Mata de São João, 10 de novembro de 2021 – PetroReconcavo S.A. ("PetroReconcavo" ou "Companhia") (B3: RECV3) anuncia hoje seus resultados do terceiro trimestre de 2021 (3T21). As informações a seguir são apresentadas de forma consolidada em milhares de Reais (R\$), de acordo com os padrões internacionais de demonstrações contábeis (IFRS) e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, exceto onde especificado em contrário.

Destaques do 3T21

- Crescimento de 30,1% e de 13,2%, respectivamente, na Receita Líquida e no EBITDA no 3T21, comparado ao 3T20;
- Lucro líquido no 3T21 de R\$ 22,9 milhões e acumulado no período de R\$ 104,6 milhões;
- Crescimento de 13,2% na produção total do 3T21 vs. 3T20 e de 7,8% acumulado em 9 meses, quando comparado ao mesmo período de 2020;
- Completamos 18 meses sem acidentes com afastamento na Companhia e 3 anos no Ativo Bahia;
- A controlada Potiguar E&P assinou contrato com a Potigás para suprimento de gás natural a partir de 1º de janeiro de 2022;
- A controlada Potiguar E&P S.A. foi vencedora no processo da Chamada Pública para Suprimento de Gás Natural 2022/2023 da PBGÁS; e
- A Companhia iniciou sua Campanha de Perfuração de 2021 no Ativo Potiguar, tendo perfurado cinco poços durante o trimestre, e outros três poços em outubro, totalizando oito poços perfurados até a divulgação desse release.



Índice



03



Principais Indicadores (em milhares de R\$, ressalvadas as indicações em contrário)

	3T21	3T20	Δ%	9M21	9M20	Δ%
Receita líquida	260.344	200.177	30,1%	755.242	581.213	29,9%
Lucro Líquido (Prejuízo) do período	22.926	6.342	261,5%	104.602	(144.855)	n.m.
Margem Líquida ¹	8,81%	3,17%	178,0%	13,85%	-24,92%	n.m.
EBITDA ²	134.599	118.915	13,2%	397.585	343.211	15,8%
Margem de EBITDA ³	51,70%	59,40%	-13,0%	52,64%	59,05%	-10,9%
(Caixa Líquido) Dívida Líquida ⁴	(437.138)	825.934	n.m.	(437.138)	825.934	n.m.
Dívida Líquida/ EBITDA últ. 12 meses ⁵	-0,83x	2,13x	n.m.	-0,83x	2,13x	n.m.
Produção média bruta (boe por dia)	12.246	10.815	13,2%	11.969	11.101	7,8%
Custo médio de produção por boe em R\$ ⁶	R\$ 65,59	R\$ 53,27	23,1%	R\$ 67,06	R\$ 55,35	21,2%
Produção bruta (em boe)	1.126.590	994.973	13,2%	3.267.637	3.041.592	7,4%
Preço médio à vista do Petróleo BRENT ⁷	\$73,51	\$42,91	71,3%	\$67,73	\$40,82	65,9%
Taxa média de câmbio R\$/US\$ ⁸	R\$ 5,23	R\$ 5,37	-2,6%	R\$ 5,33	R\$ 5,08	5,1%
Taxa de câmbio R\$/US\$ final do período ⁹	R\$ 5,44	R\$ 5,64	-3,5%	R\$ 5,44	R\$ 5,64	-3,5%
Custo médio de produção por boe em US\$ ¹⁰	\$12,54	\$9,92	26,4%	\$12,58	\$10,89	16,2%

Notas:

(1) Margem líquida corresponde ao lucro líquido/(prejuízo líquido) do período dividido pela receita líquida do período.

(2) Calculamos o EBITDA em consonância com a Instrução da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") nº 527, de 4 de outubro de 2012, conforme alterada ("Instrução CVM 527") e consiste no lucro (prejuízo) líquido ajustado (acrescido) pelo resultado financeiro, pelo imposto de renda e contribuição social sobre o lucro e por depreciação, amortização e depleção ("EBITDA"). O EBITDA não é uma medida contábil reconhecida pelas Práticas Contábeis Adotadas no Brasil ("BRGAAP") nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board ("IASB") não são auditadas ou revisadas pelos auditores independentes da Companhia, e não representa o fluxo de caixa para os períodos apresentados e não devem ser considerados como substitutos para o lucro (prejuízo) líquido, como indicadores do desempenho operacional da Companhia e, portanto, não são substitutos do fluxo de caixa, de indicador de nossa liquidez ou como base para a distribuição de dividendos. O EBITDA não possui significado padronizado e a nossa definição de EBITDA pode não ser comparável àquelas utilizadas por outras companhias.

(3) Margem de EBITDA corresponde ao EBITDA do período dividido pela receita líquida do período. A Margem de EBITDA não é uma medida de desempenho financeiro conforme as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil ou as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) e tampouco deve ser considerado isoladamente, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais como medida de liquidez ou como indicador de retornos financeiros.

(4) Representa o endividamento bancário total, representado pelos saldos de empréstimos e financiamentos nos passivos circulante e não circulante, menos os saldos de caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras presentes no ativo circulante e não circulante.

(5) Representa o saldo da dívida líquida no fim do período dividida pelo EBITDA acumulado dos últimos doze meses em cada período. A Dívida líquida/EBITDA não é medida contábil reconhecida pelas práticas contábeis adotadas no Brasil ("BR GAAP") nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro – International Financial Reporting Standards ("IFRS"), emitidas pelo International Accounting Standards Board ("IASB") não é auditada ou revisada pelos auditores independentes da Companhia. A Dívida líquida/EBITDA não possui significado padronizado, outras empresas podem calcular de maneira diferente da Companhia.

(6) Representa os custos totais dos serviços prestados e de vendas, excluindo-se os royalties a depreciação, a amortização e a depleção, dividido pela produção bruta total em boe no período. No segundo trimestre de 2020, devido à pandemia da Covid-19, a Companhia efetuou redução de atividades não-críticas, ocasionando na redução de custos naquele período. Explicações mais detalhadas sobre as variações de custos podem ser encontradas no tópico "5. Desempenho Financeiro Consolidado".

(7) O Brent é cotado em dólar por barril. Fonte: U.S. Energy Information Administration (EIA).

(8) A taxa de câmbio média do período corresponde à média das taxas de câmbio em cada dia útil nos períodos apresentados, divulgadas pelo Banco Central do Brasil.

(9) A taxa de câmbio final do período corresponde à taxa de câmbio no último dia útil nos períodos apresentados, divulgada pelo Banco Central do Brasil.

(10) Representa os custos totais dos serviços prestados e de vendas, excluindo-se os royalties a depreciação, a amortização e a depleção, dividido pela produção bruta total em boe no período, dividido pela taxa de câmbio média do período.



Índice



Mensagem da Administração



Índice





Com a proximidade do closing das aquisições do Polo Miranga e do Polo Remanso, temos nos dedicado a criar as capacidades e estruturas necessárias para uma aceleração no ritmo de desenvolvimento dos campos operados. Concluímos uma reestruturação interna para fortalecer as áreas de Sondas e Serviço, Projetos e Ativos de Produção. Nesta última, buscamos ampliar as sinergias operacionais, incorporando o Polo Miranga no Ativo Bahia, ao passo que investimos na padronização de processos e sistemas em ambos os Ativos.

No Ativo Potiguar, iniciamos a nossa campanha de perfuração em julho de 2021, utilizando equipamentos e equipes próprios. Concluímos oito projetos até o momento, validando nossas expectativas para o desenvolvimento do Ativo.

Continuamos também a focar na maximização de valor da produção de gás natural, assinando o primeiro contrato para suprimento de Gás Natural de um produtor independente para fornecimento de 100% do gás natural de uma distribuidora regional, oriundo de um processo de chamada pública da Companhia Potiguar de Gás - Potigás. Com relação às condições precedentes para a efetivação do fornecimento, a Companhia concluiu as tratativas junto à Petrobras para contratação dos serviços de escoamento e processamento de sua produção, bem como já pleiteou o acesso ao serviço de transporte da TAG a partir de janeiro de 2022.

No âmbito externo, temos observado aumento da demanda por petróleo e gás à medida em que a maior parte dos países têm acelerado o processo de reabertura com o avanço nas campanhas de vacinação em massa. Esta retomada no lado da demanda, associada às dificuldades de crescimento no lado da oferta, tem se refletido em um cenário construtivo para os preços de petróleo e gás.

Com relação à Covid-19, a Companhia permanece operando seguindo as regras definidas pelo comitê constituído para gestão da crise de saúde. A Companhia já retornou às atividades presenciais mantendo todos os protocolos de segurança recomendados pelo comitê. Colaboradores dos grupos de risco permanecem trabalhando remotamente. No trimestre, não registramos impactos significativos devido à pandemia.

Mais uma vez, agradecemos o empenho de nossos colaboradores e a confiança do mercado, reforçando nosso compromisso com acionistas, colaboradores e sociedade em geral na alocação disciplinada de nossos recursos, desenvolvendo oportunidades na indústria de óleo e gás, transformando recursos em valor e sonhos em realidade.



Índice



01

Portfólio de Ativos

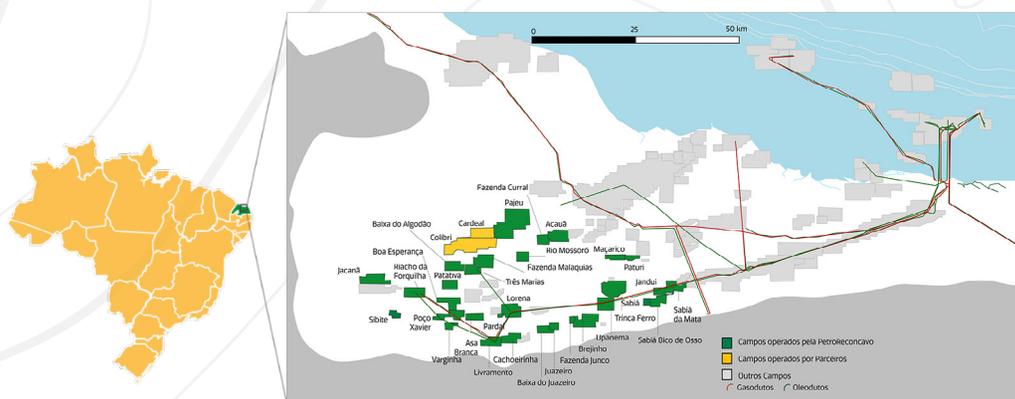
Ativos de produção de petróleo e gás operados ou onde a Companhia detém interesses econômicos.

Em 30 de setembro de 2021, operávamos ou éramos concessionários dos seguintes ativos produtores de Petróleo e Gás:

Ativo Potiguar

O Ativo situado no estado do Rio Grande do Norte, é composto por 33 concessões, das quais 30 são 100% de propriedade da Potiguar E&P e por ela operadas, duas em parceria com a Sonangol Hidrocarbonetos Brasil Ltda, que passaram a ser operadas pela Potiguar E&P a partir de junho de 2021, e uma* com a Partex Brasil Ltda e operadas pela mesma.

O mapa abaixo representa a localização da Bacia do Potiguar, com ênfase nos Campos Operados pela PetroReconcavo através de sua subsidiária Potiguar E&P.



A Potiguar E&P assinou, no dia 28 de junho de 2021, contrato de concessão para exploração e produção de petróleo e gás natural, relativo ao bloco exploratório POT-T-702, arrematado no 2º Ciclo da Oferta Permanente realizado pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. O contrato de concessão compreende uma área de 17,178 km², e um Programa Exploratório Mínimo ("PEM") composto de 1,000 Unidades de Trabalho, correspondente a um valor de R\$ 6.000.000,00 (seis milhões de reais), que possui um prazo de cinco anos para sua execução. A área adquirida é adjacente a blocos já operados pela Potiguar E&P, e seu programa exploratório constará da perfuração de ao menos um poço com objetivo de avaliar a existência de acumulações em reservatórios similares aos existentes nas concessões vizinhas do Bloco.

Notas:

*As concessões de Cardeal e Colibri foram anexados, passando a formar a concessão Cardeal



Índice

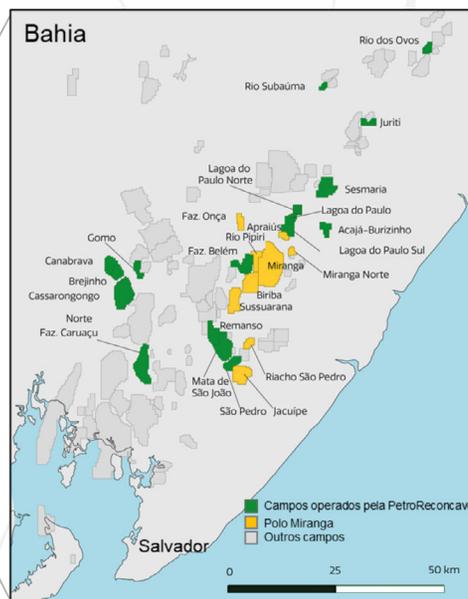
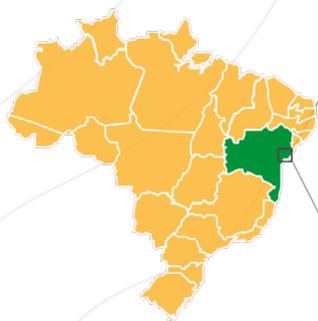


Ativo Bahia Polo Remanso

Em 23 de dezembro de 2020, firmamos contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos 12 campos terrestres (onshore), que constituem o Polo Remanso, na bacia do Recôncavo, estado da Bahia. O valor da aquisição é de US\$30,0 milhões. Desse montante: (i) US\$4,0 milhões, equivalentes a R\$20,6 milhões, foram pagos no dia da assinatura, em 23 de dezembro de 2020; (ii) US\$21,0 milhões serão devidos e pagos no fechamento da transação, abatidos da geração de caixa do ativo e demais condições de ajuste de preço, a serem apresentados pela Petrobras, desde julho de 2020 até a data de fechamento; e (iii) US\$5,0 milhões serão pagos em doze meses após o fechamento da transação, cuja expectativa é que ocorra ao longo de 2021.

A Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ("ANP") aprovou, por unanimidade, em Reunião de Diretoria nº 1050, realizada em 27 de maio de 2021, a cessão dos contratos de concessão do Polo Remanso da Petróleo Brasileiro S.A – Petrobras para a Companhia. Para o fechamento da transação com a Petrobras ("Closing"), ainda deverão ser aprovados pela ANP a proposta de constituição dos instrumentos das garantias de desativação e abandono apresentadas pela Companhia e o cronograma de transição da operação, bem como deverão ser transferidas as titularidades das licenças ambientais.

O mapa abaixo representa a localização da Bacia do Recôncavo, com ênfase nos Campos Operados pela PetroReconcavo e os campos do Polo Miranga, cuja aquisição foi assinada pela Companhia em 24 de fevereiro de 2021:



Índice



Além disso, a Recôncavo E&P, subsidiária da PetroReconcavo, opera cinco áreas na parte norte da Bacia do Recôncavo, correspondentes aos Campos de Lagoa do Paulo, Lagoa do Paulo Sul, Lagoa do Paulo Norte, Juriti e Acará-Burizinho.

Aquisição do Polo Miranga

Em 24 de fevereiro, a Companhia, através da subsidiária SPE Miranga, firmou contrato para a compra da totalidade da participação da Petrobras nos nove campos terrestres na bacia do Recôncavo, na Bahia.

O valor da aquisição é de até US\$220,1 milhões, sendo: (i) US\$11,0 milhões já foram pagos no dia da assinatura, em 24 de fevereiro de 2021; (ii) US\$44,0 milhões serão pagos na data de fechamento da transação, sem ajuste de preço; (iii) US\$20,0 milhões que serão pagos em doze meses após o fechamento da transação; (iv) US\$20,0 milhões que serão pagos em vinte e quatro meses após o fechamento da transação; (v) US\$40,1 milhões que serão pagos em trinta e seis meses após o fechamento da transação; e (vi) até US\$85,0 milhões em pagamentos contingentes previstos em contrato, atrelados a diferentes faixas possíveis do preço de referência do óleo (Brent) no período entre os anos calendários de 2022, 2023 e 2024.



Índice



02

Desempenho Operacional

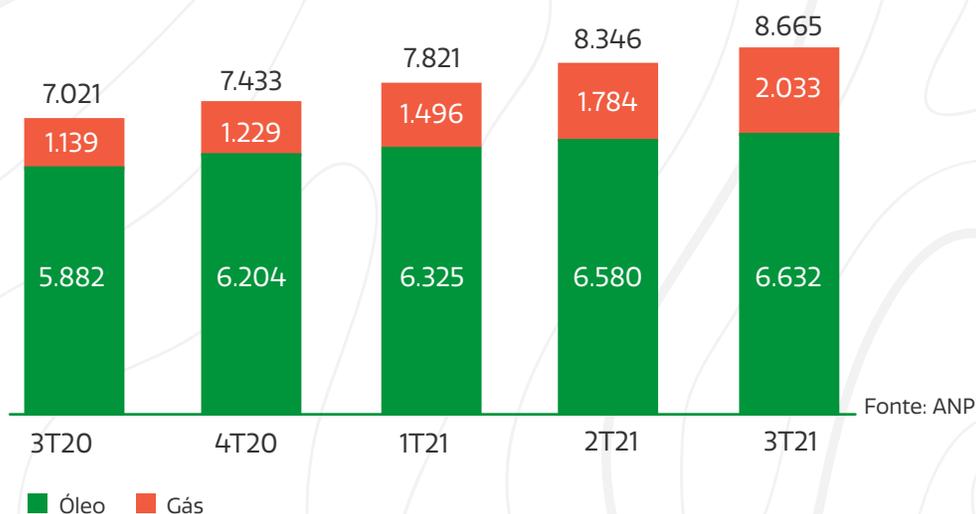
A Companhia fechou o terceiro trimestre com uma produção média de 12.246 barris de óleo equivalente por dia ("BOED"), registrando um crescimento de 13,2% quando comparada ao mesmo período de 2020. No acumulado do ano de 2021, a produção média é de 11.969 BOED, representando um aumento de 7,8% em relação ao mesmo período de 2020, conforme demonstra a tabela abaixo.

Produção bruta diária (em barris de óleo equivalente por dia - BOED)						
	3T21	3T20	Δ%	9M21	9M20	Δ%
Ativo Bahia	3.581	3.794	-5,6%	3.683	4.243	-13,2%
Ativo Potiguar	8.665	7.021	23,4%	8.286	6.857	20,8%
Produção bruta diária	12.246	10.815	13,2%	11.969	11.101	7,8%

Ativo Potiguar

No terceiro trimestre de 2021, a produção do Ativo Potiguar seguiu a sua trajetória ascendente, que se observa desde que assumimos as operações, em dezembro de 2019, tendo crescido 23,4%, quando comparada com o terceiro trimestre de 2020 - 12,8% de crescimento na produção de óleo e 78,5% de crescimento na produção de gás natural. O gráfico abaixo apresenta o histórico de produção do Ativo Potiguar.

Produção média diária em barris de óleo equivalentes por dia (boed)



Índice



Os volumes demonstrados na tabela acima representam a produção total do Ativo Potiguar, incluindo os 30 campos operados pela Companhia e a participação da PetroReconcavo nos três campos operados por parceiros até o mês de maio de 2021. A partir de junho, a Companhia passou a operar também os campos de Sabiá da Mata e Sabiá Bico-de-Osso, anteriormente operados pela parceira Sonangol Hidrocarbonetos do Brasil. Até 3T21 foram realizados poucos investimentos nestes campos, com conseqüente declínio na produção. A Companhia está se mobilizando para iniciar campanha de perfuração destes dois campos, sincronizadas às liberações das licenças ambientais.

O gradativo incremento na produção de gás natural está alinhado à melhora nas condições de comercialização reportadas nos Releases de Resultados de 2021 e na estratégia da Companhia para monetização do produto. Em 29 de setembro de 2021, a Companhia, através de sua subsidiária Potiguar E&P, informou ao mercado que assinou contrato para suprimento de Gás Natural no âmbito da Chamada Pública para Suprimento de Gás Natural – 2022/2023 da Potigás – Companhia Potiguar de Gás. O contrato de venda de gás natural com a Potigás deverá ter duração de dois anos para entrega de 236 mil m³/dia, a partir de janeiro de 2022.

Em 13 de outubro de 2021, a Companhia comunicou ao mercado que a sua subsidiária, Potiguar E&P S.A., foi vencedora da Chamada Pública para Aquisição de Gás Natural para 2022 e 2023 da Companhia Paraibana de Gás – PBGÁS.



Índice



Conforme divulgado, a finalização da Chamada Pública e a assinatura do contrato de suprimento, se dará após a finalização da negociação dos termos do contrato e o atendimento das condições precedentes.

Dentre as condições precedentes para a concretização do negócio, destaca-se a celebração dos seguintes contratos adicionais pela Potiguar E&P: (i) contrato de acesso à infraestrutura de escoamento da Petrobras interligando as instalações de produção da Potiguar E&P até a Unidade de Processamento de Gás Natural da Petrobras em Guamaré ("UPGN Guamaré"); (ii) contrato de Processamento de Gás Natural na UPGN Guamaré; e (iii) contrato de transporte de gás natural junto a TAG, permitindo o transporte do gás natural a partir da UPGN Guamaré até os pontos de entrega (city gates) determinados pela PBGás. Tais contratos se encontram em fase final de negociação.

Ressalta-se que, em adição aos contratos de fornecimento de para comercialização do gás natural, a Companhia passará a comercializar em 2022 as frações líquidas da sua produção de gás, advindas do processamento a ser contratado na UPGN Guamaré. A Companhia irá firmar contrato para venda do C5+ (frações mais pesadas) junto à Petrobras e o GLP (Gás Liquefeito de Petróleo), formado pelas frações intermediárias, será comercializado com distribuidores locais.

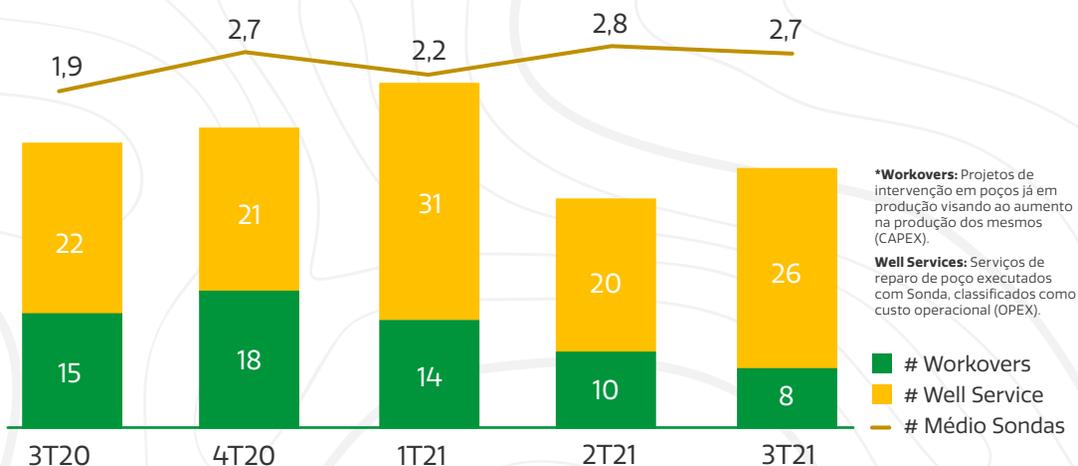
A Companhia segue em sua estratégia de verticalização com esforços de ampliação da quantidade de equipamentos de Sondas e Serviços, ampliando a sua capacidade de execução. No terceiro trimestre de 2021, tivemos um aumento de 48% no número médio de sondas ativas no período, se comparado ao mesmo período do ano anterior, mantendo a quantidade média do trimestre anterior. No mês de setembro, uma das sondas passou por manutenção anual programada durante cerca de 9 dias.



Índice



Ativo Potiguar – Número médio de sondas ativas, Workovers e Well Services*



A Companhia manteve no trimestre três sondas ativas no Ativo Potiguar, com disponibilidade acima de 90%, realizando 8 projetos de workover, com foco em projetos de fraturamentos hidráulicos convencionais. A Companhia ainda realizou no período a perfuração de 5 novos poços, nos campos de Sabiá e Boa Esperança, sendo que um desses poços ainda está em avaliação e, potencialmente, será convertido a poço injetor e os 4 demais já estão em produção. O total investido para a perfuração e completação desses poços no trimestre foi de R\$ 19,9 milhões, com uma produção média diária de 357 bopd em setembro, conforme dados publicados na ANP.

Para esta campanha, a equipe de serviços internos, em conjunto com a equipe de perfuração, desenvolveu os projetos de internalização de lama de perfuração e de cimentação de poços, operações que são essenciais para execução das atividades internas. A implementação dos processos foi iniciada na perfuração do primeiro poço (BE-34) e obteve resultados satisfatórios, tanto da parte técnica, quanto da parte econômica. A internalização desses serviços representa maior nível de segurança operacional, eliminando o risco de indisponibilidade de empresas de serviços externas e redução de custo.

A estimativa de redução de custos diretos, por projeto, quando comparado com companhias de serviços terceirizadas é de aproximadamente R\$ 250 mil por poço, o que não só torna os projetos atuais mais atrativos, como viabiliza a execução de mais projetos.



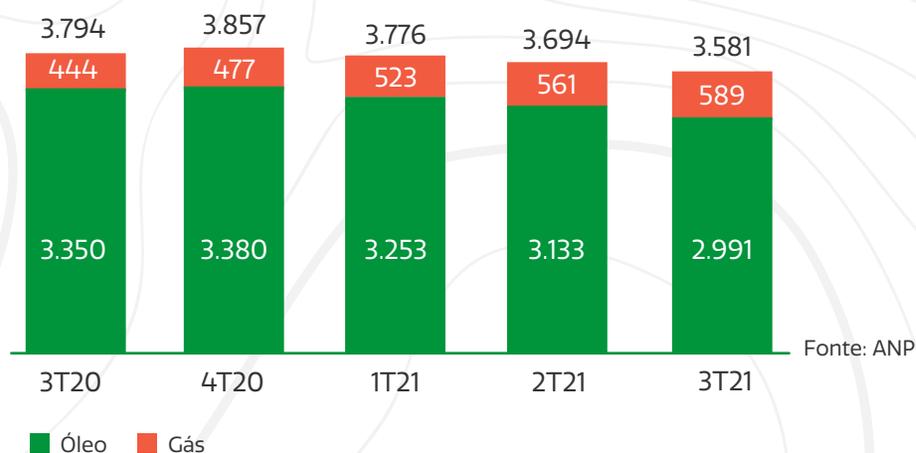
Índice



Ativo Bahia

No terceiro trimestre de 2021, a produção do Ativo Bahia apresentou queda de 5,6%, quando comparada com o terceiro trimestre de 2020, 10,7% de queda na produção de óleo e 32,7% de crescimento na produção de gás natural, conforme apresentado no gráfico abaixo.

Ativo Bahia – Produção média diária em barris de óleo equivalentes por dia (boed)



A estratégia de investimentos no trimestre focou na realização de 9 projetos de workover, principalmente retornos à produção nos campos de Sesmaria, Rio Subaúma, Norte Fazenda Caruaçu e Mata de São João. Em relação à disponibilidade de equipamentos, no terceiro trimestre de 2021 operamos com 1,9 sonda, número 96% maior do que no mesmo período de 2020.



Índice



Ativo Bahia – Número médio de sondas ativas, Workovers e Well Services



Custos

O custo médio de produção consolidado no trimestre foi de US\$12,54/boe. Apesar de representar um aumento, quando comparado ao ano de 2020, os custos se apresentam bastante inferiores aos observados nos anos de 2018 e 2019. Cumpre ressaltar que, em virtude da pandemia da Covid-19, e seus impactos nos preços internacionais do barril de petróleo do tipo Brent, a Companhia reduziu significativamente as atividades não críticas em 2020, de modo que a base de comparação fica prejudicada. Maiores detalhes sobre as variações de custo no trimestre podem ser obtidos no tópico "Desempenho Financeiro Consolidado".



Índice

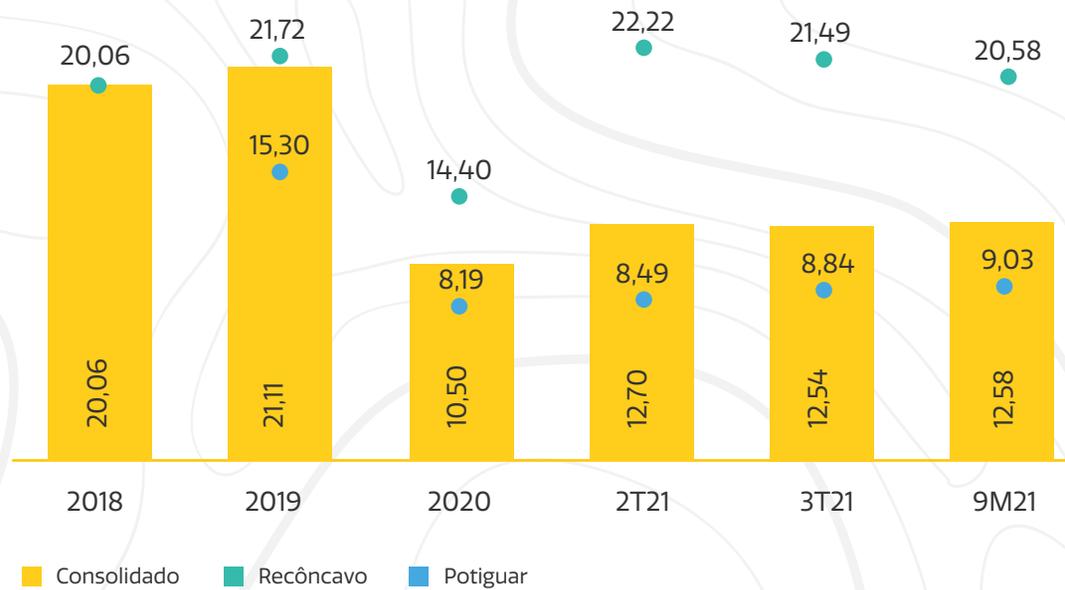


15





Custo médio de produção da PetroReconcavo Consolidado (em US\$/boe)



A grande diferença nos custos médios de produção entre os Ativos advém, principalmente, das diferenças de maturidade dos reservatórios, sobretudo custos variáveis fluido (água + petróleo) maiores no Ativo Bahia decorrente de fase mais avançada em projetos de recuperação secundária.

Com o início das operações do Polo Miranga na Bacia do Recôncavo, que será operado de forma integrada ao Ativo Bahia, objetivamos capturar sinergias operacionais e financeiras, com potencial redução dos custos médios de produção.



Índice



03

Desempenho Financeiro Consolidado

DRE Consolidada (em milhares de R\$)

	3T21	3T20	Δ%	9M21	9M20	Δ%
Receita líquida	260.344	200.177	30,1%	755.242	581.213	29,9%
Royalties	(27.649)	(13.519)	104,5%	(72.412)	(32.289)	124,3%
Custos e despesas	(98.096)	(67.743)	44,8%	(285.245)	(205.713)	38,7%
Ebitda	134.599	118.915	13,2%	397.585	343.211	15,8%
Depreciação, amortização e depleção	(77.661)	(51.861)	49,7%	(207.094)	(158.238)	30,9%
Lucro Operacional	56.938	67.054	-15,1%	190.491	184.973	3,0%
Resultado financeiro líquido	(21.140)	(53.788)	-60,7%	(52.255)	(396.133)	-86,8%
Impostos correntes	(13.669)	(2.783)	391,2%	(33.818)	(15.453)	118,8%
Impostos diferidos	797	(4.141)	n.m.	184	81.758	-99,8%
Resultado líquido	22.926	6.342	261,5%	104.602	(144.855)	n.m.

Receita Líquida

A receita líquida da Companhia cresceu 30,1%, passando de R\$200.177 mil no terceiro trimestre de 2020 para R\$260.344 mil no mesmo período de 2021.

Receita líquida (em milhares de R\$)

	3T21	3T20	Δ%	9M21	9M20	Δ%
Ativo Bahia	96.027	58.465	64,2%	260.903	185.966	40,3%
Receita com prestação de serviços na produção de petróleo	76.687	52.195	46,9%	218.138	162.361	34,4%
Receita com prestação de serviços na produção de gás natural	13.227	4.303	207,4%	28.136	16.259	73,0%
Receita de venda de petróleo	3.824	1.698	125,2%	10.596	4.790	121,2%
Outras receitas com prestação de serviços	2.288	270	747,4%	4.033	2.556	57,8%
Ativo Potiguar	280.084	130.341	114,9%	756.513	329.912	129,3%
Receita de venda de petróleo	263.016	130.059	102,2%	715.194	329.219	117,2%
Receita de venda de gás natural	17.068	282	5952,5%	41.319	693	5862,3%
Instrumentos financeiros derivativos	(39.642)	46.103	n.m.	(56.841)	155.263	n.m.
Receita Bruta	336.469	234.909	43,2%	960.575	671.141	43,1%
Impostos sobre faturamento	(76.125)	(34.732)	119,2%	(205.333)	(89.928)	128,3%
Receita Líquida	260.344	200.177	30,1%	755.242	581.213	29,9%



Índice



Considerando o acumulado do ano, cresceu 29,9%, passando de R\$581.213 mil nos primeiros nove meses de 2020 para R\$755.242 mil em igual período de 2021.

Destacamos na receita líquida o incremento de 114,9% no faturamento com as vendas do Ativo Potiguar, que passou de R\$ 130.341 mil no terceiro trimestre de 2020, para R\$ 280.084 mil no terceiro trimestre de 2021. Além do aumento de 23,4 % na produção do período, conforme verificado no tópico "Desempenho Operacional", o valor médio do barril de petróleo do tipo Brent foi maior no terceiro trimestre de 2021, quando comparado ao mesmo período de 2020. Adicionalmente, embora o gás natural represente um percentual menor no faturamento do Ativo, obtivemos, no ano de 2021, um aditivo ao contrato de venda de gás, com um preço médio bastante superior aos valores praticados no ano de 2020.

Em contrapartida, a valorização do barril de petróleo do tipo Brent resultou em uma perda nos instrumentos financeiros derivativos liquidados no período. No terceiro trimestre de 2021, registramos uma perda de R\$ 39.642 mil nessa rubrica, enquanto no mesmo período de 2020, o resultado foi positivo em R\$ 46.103 mil. Durante esse trimestre, foram liquidados contratos de hedge com um volume de 528 mil barris de petróleo, a um preço médio de US\$ 58,52/bbl. No terceiro trimestre de 2020, o volume liquidado foi de 449 mil barris, a um preço médio de US\$ 62,63/bbl. O preço médio do barril de petróleo do tipo Brent nos terceiros trimestres de 2021 e 2020, respectivamente, foi de US\$73,51 e US\$42,91.



Índice



Custos e despesas operacionais

A tabela abaixo apresenta algumas aberturas e comparativos dos nossos custos e despesas em 2020 e 2021, que devem ser interpretadas com cautela, considerando que, em virtude da pandemia da Covid-19 e seus impactos nos preços internacionais do barril de petróleo do tipo Brent, a Companhia reduziu significativamente as atividades não críticas no segundo e terceiro trimestre de 2020.

Custos e Despesas (em milhares de R\$)						
	3T21	3T20	Δ%	9M21	9M20	Δ%
Ativo Bahia	38.371	31.457	22,0%	119.261	90.407	31,9%
Pessoal	13.402	7.573	77,0%	32.625	22.276	46,5%
Custo com reparo de poços	10.511	7.286	44,3%	33.705	23.064	46,1%
Energia Elétrica	9.452	6.542	44,5%	25.814	23.278	10,9%
Outros custos e despesas	5.006	10.056	-50,2%	27.118	21.790	24,5%
Ativo Potiguar	38.675	25.519	51,6%	114.699	81.632	40,5%
Pessoal	10.292	6.660	54,5%	29.647	19.966	48,5%
Custo com reparo de poços	9.162	5.863	56,3%	23.428	18.330	27,8%
Energia Elétrica	4.736	3.488	35,8%	13.258	11.149	18,9%
Licenciamento ambiental	3.074	1.739	76,8%	10.534	7.217	46,0%
Outros custos e despesas	11.411	7.770	46,9%	37.832	24.971	51,5%
Corporativo	21.050	10.768	95,5%	51.285	33.674	52,3%
Total	98.096	67.743	44,8%	285.245	205.713	38,7%

Os custos e despesas cresceram 44,8%, passando de R\$ 67.743 mil no terceiro trimestre de 2020, para R\$ 98.096 mil no terceiro trimestre de 2021. No acumulado do ano, os custos e despesas cresceram 38,7%, passando de R\$205.713 mil nos primeiros nove meses de 2020, para R\$285.245 mil no mesmo período de 2021. O aumento de custos está explicado nos tópicos abaixo:



Índice



Ativo Bahia

Os custos e despesas no Ativo Bahia cresceram 22,0%, passando de R\$ 31.457 mil no terceiro trimestre de 2020, para R\$ 38.371 mil em igual período de 2021. No acumulado do ano, os custos e despesas no Ativo Bahia cresceram 31,9%, passando de R\$ 90.407 mil nos primeiros nove meses de 2020, para R\$ 119.261 mil em igual período de 2021. Os principais pontos que explicam essas variações são:

- (a) Os custos com pessoal aumentaram 77%, passando de R\$7.573 mil no terceiro trimestre de 2020, para R\$13.402 mil em igual período de 2021. Esse aumento decorre da redução de atividades não críticas no ano de 2020, em virtude da pandemia da Covid-19. Dentre as medidas tomadas pela Companhia, visando preservar empregos, efetuamos a suspensão temporária do contrato de trabalho de alguns colaboradores no período, reduzindo os custos com pessoal. Adicionalmente, a Companhia está se preparando para tornar-se concessionária dos campos do Polo Remanso e para o takeover do Polo Miranga, demandando novas contratações ao longo do ano de 2021;
- (b) Os custos com reparo de poços cresceram 44,3%, passando de R\$7.286 mil no terceiro trimestre de 2020, para R\$10.511 mil em igual período de 2021. Com a pandemia da Covid-19, e a consequente queda no preço do barril de petróleo do tipo Brent observada no ano de 2020, tornou-se não-econômico reparar alguns poços que quebraram ao longo de 2020 e, dessa forma, os custos com reparo de poços ficaram mais baixos em 2020; e
- (c) Os custos com energia elétrica aumentaram 44,5%, passando de R\$ 6.542 mil no terceiro trimestre de 2020 para R\$ 9.452 mil em igual período de 2021. No ano de 2020, em função dos impactos gerados pela pandemia da Covid-19, houve postergação de impactos tarifários na energia elétrica. Essa postergação foi compensada no ano de 2021. Além disso, em 2020 interrompemos a produção de alguns poços do ativo que apresentavam altos custos de produção.



Índice



20



Ativo Potiguar

Os custos e despesas no Ativo Potiguar cresceram 51,6%, passando de R\$ 25.519 mil no terceiro trimestre de 2020, para R\$ 38.675 mil em igual período de 2021. No acumulado do ano, os custos e despesas no Ativo Potiguar cresceram 40,5%, passando de R\$81.632 mil nos primeiros nove meses de 2020, para R\$114.699 mil em igual período de 2021. Os principais pontos que explicam essas variações são:

- (a)** Os custos com pessoal aumentaram 54,5%, passando de R\$ 6.660 mil no terceiro trimestre de 2020, para R\$10.292 mil em igual período de 2021. No início do ano de 2020, o Ativo Potiguar ainda estava no processo de estruturação e mobilização de pessoal para início do programa de manutenção de ativos. Com a pandemia da Covid-19, acabamos postergando a mobilização de pessoal, refletindo em custos menores nos primeiros meses de 2020. Além disso, a Companhia optou por internalizar algumas funções que inicialmente foram contratadas como serviços externos;
- (b)** Os custos com reparo de poços cresceram 56,3%, passando de R\$5.863 mil no terceiro trimestre de 2020, para R\$9.162 mil em igual período de 2021. Com a pandemia da Covid-19, e a consequente queda no preço do barril de petróleo do tipo Brent observada nos primeiros nove meses de 2020, tornou-se não-econômico reparar alguns poços que quebraram ao longo do trimestre e, dessa forma, os custos com reparo de poços ficaram mais baixos no ano de 2020;
- (c)** Os custos com energia elétrica aumentaram 35,8%, passando de R\$3.488 mil no terceiro trimestre de 2020 para R\$4.736 mil em igual período de 2021. Além dos impactos tarifários, essa variação acompanha o aumento do nível da produção e de poços ativos no Ativo Potiguar no ano de 2021; e
- (d)** Os custos com licenciamento ambiental aumentaram 76,8%, passando de R\$1.739 mil no terceiro trimestre de 2020 para R\$3.074 mil em igual período de 2021. Com a pandemia da Covid-19, houve postergação no pagamento das licenças ambientais em parte do ano de 2020. Além disso, houve reajuste de preços das taxas cobradas pelo órgão ambiental;
- (e)** Por fim, os outros custos e despesas apresentaram uma variação de 46,9%, passando de R\$ 7.770 mil no terceiro trimestre de 2020, para R\$ 11.411 mil em igual período de 2021. Esta variação deve-se principalmente ao aumento de custos de operação e manutenção decorrente do aumento de produção e de número de poços ativos no período.

Corporativo

No terceiro trimestre de 2021, foram pagos R\$4,0 milhões em consultorias referentes à processos de fusões e aquisições. Adicionalmente, foram registrados no período R\$7,3 milhões referentes a pagamento baseado em ações a executivos e colaboradores estratégicos da Companhia, associados ao Programa de Incentivo Consolidado. Por fim, o aumento na área corporativa era esperado e reflete a estrutura necessária para atendimento ao crescimento das atividades da Companhia e às novas exigências que surgem após a abertura de capital.



Índice





No terceiro trimestre de 2021, foram pagos R\$4,0 milhões em consultorias referentes à processos de fusões e aquisições. Adicionalmente, foram registrados no período R\$7,3 milhões referentes a pagamento baseado em ações a executivos e colaboradores estratégicos da Companhia, associados aos programas de ações diferidas e matching. Por fim, o aumento na área corporativa era esperado e reflete a estrutura necessária para atendimento ao crescimento das atividades da Companhia e às novas exigências que surgem após a abertura de capital

Resultado financeiro líquido

O resultado financeiro líquido no terceiro trimestre foi negativo em R\$21.140 mil, comparado a um resultado líquido negativo de R\$53.788 mil em igual período de 2020.

Resultado financeiro, líquido (em milhares de R\$)						
	3T21	3T20	Δ%	9M21	9M20	Δ%
Receitas financeiras	5.228	5.330	-1,9%	26.106	9.767	167,3%
Despesas financeiras	(22.148)	(33.518)	-33,9%	(76.171)	(95.109)	-19,9%
Variação cambial sobre financiamentos	(68.516)	(25.041)	173,6%	(37.236)	(310.446)	-88,0%
Variação líquida fundo cambial	63.761	4.009	1490,4%	34.761	7.357	372,5%
Demais variações cambiais	535	(4.568)	n.m.	285	(7.702)	n.m.
Resultado financeiro, líquido	(21.140)	(53.788)	-60,7%	(52.255)	(396.133)	-86,8%

O resultado financeiro líquido no terceiro trimestre de 2021 foi negativo em R\$21.140 mil, comparado com um resultado negativo de R\$53.788 mil no mesmo período de 2020. O resultado é impactado pela variação cambial no período. A Companhia possui aplicações financeiras e financiamentos atrelados à taxa de câmbio do dólar. A tabela abaixo demonstra a apreciação da taxa de câmbio em cada período.

Taxa de câmbio R\$/US\$	30/09/2021	Δ%	30/06/2021	30/09/2020	Δ%	30/06/2020
	5,44	8,8%	5,00	5,64	2,9%	5,48



Índice



Imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido

Imposto de renda e contribuição social						
	3T21	3T20	Δ%	9M21	9M20	Δ%
Correntes	(13.669)	(2.783)	391,2%	(33.818)	(15.453)	118,8%
Diferidos	797	(4.141)	-119,2%	184	81.758	-99,8%
Imposto de renda e contribuição social	(12.872)	(6.924)	85,9%	(33.634)	66.305	-150,7%

Como consequência do maior resultado observado no terceiro trimestre de 2021, bem como pelo fato de termos apresentado lucro na Controladora e prejuízo na subsidiária Potiguar E&P, os impostos correntes foram 391,2% mais altos do que no mesmo período de 2020.

Já na linha de impostos diferidos a variação é de R\$4.938 mil e a principal variação é observada na linha de impostos diferidos sobre prejuízo fiscal acumulado.



Índice





Demonstração de fluxo de caixa consolidada (em milhares de R\$)

	3T21	3T20	Δ%	9M21	9M20	Δ%
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	35.798	13.266	169,8%	138.236	(211.160)	n.m.
Depreciação, amortização e depleção	77.661	51.861	49,7%	207.094	158.238	30,9%
Juros e variações cambiais, líquidas	19.377	42.295	-54,2%	48.088	368.565	-87,0%
Baixas do imobilizado e de arrendamentos	44.695	38.534	16,0%	101.435	62.055	63,5%
Outros ajustes ao lucro	(11.993)	9.407	n.m.	(3.407)	19.194	n.m.
Varição de ativos e passivos	(45.487)	(5.418)	739,6%	(53.979)	(37.398)	44,3%
Juros pagos	(13.529)	(13.273)	1,9%	(44.860)	(45.402)	-1,2%
Caixa gerado pelas atividades operacionais	106.522	136.672	-22,1%	392.607	314.092	25,0%
Adições ao imobilizado e ao intangível	(123.178)	(56.700)	117,2%	(310.256)	(117.770)	163,4%
Aplicações financeiras	235.468	(16.673)	n.m.	(662.919)	(147.264)	350,2%
Caixa aplicado nas atividades de investimento	112.290	(73.373)	n.m.	(973.175)	(265.034)	267,2%
Captação de financiamento	-	-	n.m.	60.479	-	n.m.
Amortização de financiamentos e arrendamentos mercantis	(93.431)	(75.004)	24,6%	(228.084)	(85.789)	165,9%
Aumento de capital social, líquido de custo para emissão	778	1.967	-60,4%	1.112.426	5.342	20724,1%
Efeito líquido de compras e vendas de ações	(2.708)	(140)	1834,3%	(2.708)	(140)	1834,3%
Caixa gerado (aplicado) nas atividades de financiamento	(95.361)	(73.177)	30,3%	942.113	(80.587)	n.m.
Aumento (redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	123.451	(9.878)	n.m.	361.545	(31.529)	n.m.



Índice



O caixa gerado pelas atividades operacionais reduziu 22,1%, no terceiro trimestre de 2021, quando comparado ao mesmo período de 2020. No acumulado do ano, registramos aumento de 25,0% quando comparado ao mesmo período de 2020.

O caixa aplicado nas atividades de investimento totalizou R\$112.290 mil no terceiro trimestre de 2021, como uma combinação dos seguintes fatores:

- (I) A Companhia aplicou R\$ 123.178 mil em adições ao imobilizado e intangível, gerando um aumento de R\$ 66.478 mil, quando comparado ao mesmo período de 2020, por conta, principalmente, da retomada do programa de investimentos da Companhia, que foi reduzido no ano de 2020, em virtude da pandemia da Covid-19;
- (II) No terceiro trimestre de 2021, transferimos para caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras de R\$235.468 mil.

O caixa aplicado nas atividades de financiamento foi de R\$95.361 mil no terceiro trimestre de 2021, enquanto em igual período de 2020 foi aplicado R\$73.177 mil. Essa variação decorre, principalmente, da amortização de financiamentos associados às aquisições.

Como consequência dos itens listados acima, o aumento do saldo de caixa e equivalentes de caixa no terceiro trimestre de 2021 foi de R\$123.451 mil, enquanto no mesmo período de 2020 houve uma redução de R\$9.878 mil.



Índice



25



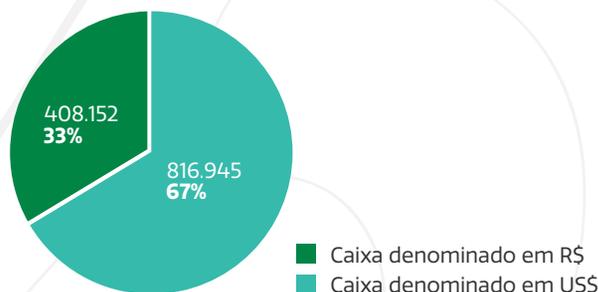
04

Outros destaques do balanço

Posição de caixa (caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras)

Em 30 de setembro de 2021, a Companhia registrou posição de caixa, que representa a soma dos saldos de caixa e equivalentes e aplicações financeiras, de R\$1,2 bilhão.

Atualmente, boa parte dos recursos da Companhia são aplicados em fundo cambial. Essas aplicações são uma das garantias ao empréstimo contratado pela controlada para pagamento de parte da aquisição dos campos produtores de petróleo e gás natural e a aplicação em fundo cambial tem como objetivo acompanhar a variação do dólar contra o real. Uma vez que a dívida da Controlada é em dólar, a Companhia visa, portanto, se proteger da variação cambial. Adicionalmente, a Companhia possui potenciais compromissos futuros relacionados a aquisições de ativos cujos valores também são cotados em dólares. Por esse motivo, boa parte dos recursos captados pela Companhia com a Oferta Pública Inicial de ações também foi aplicado em fundos cambiais. O total de caixa denominados em dólares era de R\$817 milhões, correspondente a 67% do caixa da Companhia. O gráfico abaixo demonstra esses valores.



Endividamento líquido (em milhares de R\$)

	30/09/21	31/12/20	Δ%
FINEP	1.978	2.733	-27,6%
Empréstimos bancários	811.391	926.501	-12,4%
Custos a amortizar	(25.410)	(35.194)	-27,8%
Dívida bruta	787.959	894.040	-11,9%
Caixa e equivalentes de caixa	392.406	30.861	1171,5%
Aplicações financeiras	832.691	135.011	516,8%
(Caixa líquido) Dívida líquida	(437.138)	728.168	n.m.



Índice



O endividamento bruto da Companhia nos primeiros nove meses de 2021 diminuiu 11,9%. Durante esse período, assinamos contrato de financiamento de US\$11 milhões, o equivalente a R\$60.479 mil, com o objetivo de pagar por parte da aquisição do Polo Miranga. Durante o período, também efetuamos pagamento de principal e juros e registramos variação cambial relacionada aos nossos empréstimos em moedas estrangeira, conforme movimentação abaixo.

A Companhia apresentou caixa líquido de R\$437.138 mil no terceiro trimestre de 2021, comparado a uma dívida líquida de R\$728.168 mil em igual período de 2020. Essa variação é decorrente, basicamente, dos recursos obtidos com a abertura de capital e da geração de caixa operacional, explicados em tópicos anteriores.

A movimentação dos saldos de empréstimos e financiamentos no período está demonstrada abaixo:

Movimentação dos empréstimos e financiamentos (em milhares de R\$)	
Saldo em 31 de dezembro de 2020	894.040
Captação de empréstimos	60.479
Pagamentos de principal	(211.770)
Juros pagos	(44.860)
Juros provisionados	42.816
Amortização do custo de aquisição	10.018
Variação cambial	37.236
Saldo em 30 de setembro de 2021	787.959

Instrumentos financeiros derivativos

A Companhia avalia constantemente a possibilidade de realizar operações de hedge da produção futura de petróleo com o objetivo de aumentar a previsibilidade e proteger o fluxo de caixa futuro. A Companhia celebrou contratos a termo de commodity para gerir o risco de preço das commodities associado às transações futuras de até 36 meses, todos na Controlada Potiguar E&P, conforme mencionado no tópico "Receita Líquida".



Índice



A tabela a seguir descreve os contratos a termo de commodity em aberto em 30 de setembro de 2021, bem como as informações relacionadas aos seus correspondentes itens objeto de hedge:

Instrumentos de hedge contratos em aberto	Preço médio do exercício 30/09/2021	Quantidade 30/09/2021	Valor justo dos instrumentos de hedge 30/09/2021
	US\$/barril	Em barris	R\$ mil
Menos de 3 meses	57,82	557.240	(61.171)
De 3 a 6 meses	56,61	510.520	(53.784)
De 6 a 12 meses	54,60	967.408	(96.904)
De 1 a 2 anos	51,92	1.832.839	(173.731)
De 2 a 3 anos	56,23	1.280.000	(62.889)
Total	54,60*	5.148.007	(448.479)

* Strike médio dos contratos a termo ainda não liquidados em 30 de setembro de 2021.



Índice



05

Certificação de Reservas

Esta seção contém sumário dos Relatórios sobre Reservas elaborados pelo perito independente Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI). Os Relatórios sobre Reservas foram elaborados com base em análise de nossas concessões e dos campos da Petrobras localizados na Bacia do Recôncavo no Estado da Bahia, e na Bacia Potiguar no Estado de Rio Grande do Norte, em 31 de dezembro de 2020. A avaliação das Reservas e Recursos da Companhia foram concluídas em 20 de janeiro de 2021 para a Companhia e sua controlada, Potiguar E&P S.A. A avaliação dos Recursos Contingentes de Miranga foi concluída em 22 de fevereiro de 2021.

Segue abaixo tabela resumida das reservas e recursos contingentes líquidos da Companhia, com data base de 31 de dezembro de 2020, preparados de acordo com os relatórios sobre reservas e recursos contingentes. As reservas e recursos contingentes líquidos representam a parcelas das reservas e recursos contingentes das referidas concessões de propriedade da Companhia ou a ela atribuídas contratualmente, descontadas as participações de eventuais terceiros e descontados os royalties da União.



Índice



	Petróleo e Líquidos de Gás Natural				Gás				Barris de Óleo Equivalentes ⁽¹⁾	(Petróleo como % do Total)	(Gás como % do Total)	Fluxo de Caixa Descontado - 10% (MUS\$) ⁽²⁾
	Reconcavo ⁽³⁾	Potiguar ⁽⁴⁾	Miranga ⁽⁵⁾	sub-total	Reconcavo ⁽³⁾	Potiguar ⁽⁴⁾	Miranga ⁽⁵⁾	sub-total				
	(em milhares de barris)				(em milhões de pés cúbicos)				(em milhares de boes)			
Reservas Líquidas												
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%	153.131,9
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%	74.803,7
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%	136.366,9
Total de reservas provadas (1P)	5.038,9	16.176,0	n.a.	21.214,9	2.760,0	15.955,7	n.a.	18.715,7	24.334,1	87,2%	12,8%	364.302,5
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%	99.947,6
Total de reservas provadas + prováveis (2P)	5.477,0	21.644,1	n.a.	27.121,0	3.004,1	18.339,8	n.a.	21.343,8	30.678,3	88,4%	11,6%	464.250,1
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%	34.946,3
Total de reservas provadas + prováveis + possíveis (3P)	5.868,1	23.783,5	n.a.	29.651,6	3.042,4	18.903,8	n.a.	21.946,2	33.309,3	89,0%	11,0%	499.196,5
Recursos Contingentes												
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%	438.136,1
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%	531.636,2
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%	587.980,8
Total (1P + 1C)	14.080,5	35.357,2	18.639,9	68.077,6	6.789,0	44.918,7	175.918,7	227.626,4	106.015,4	64,2%	35,8%	802.438,7
Total (2P + 2C)	19.395,9	47.741,4	22.309,6	89.446,9	8.698,2	55.644,6	217.971,7	282.314,5	136.499,3	65,5%	34,5%	995.886,4
Total (3P + 3C)	22.878,4	54.011,2	23.193,3	100.082,9	10.218,1	59.386,4	222.590,9	292.195,5	148.782,1	67,3%	32,7%	1.087.177,2

Notas:

(1) Volumes de gás foram convertidos em boe à razão de 6.000 pés cúbicos de gás para 1 boe.

(2) Fluxo de caixa antes de despesas financeiras e do imposto de renda e contribuição social descontado a uma taxa anual de 10%a.a.

(3) As reservas do Reconcavo incluem: (i) as participações (aproximadamente 85%) detidas pela Companhia através do Contrato de Produção com Cláusula de Risco (CPCR) nos 12 campos do Polo Remanso; e (ii) 100% de participação nos campos de Lagoa do Paulo, Lagoa do Paulo Sul, Lagoa do Paulo Norte, Juriti e Acará-Burizinho. Todos estes campos localizados no estado da Bahia. Os recursos contingentes referem-se: (i) à participação residual (aproximadamente 15%) atualmente detidas pela Petrobras no CPCR; e (ii) aos volumes de petróleo e gás a serem produzidos após dos prazos das concessões atualmente em vigor. Tais recursos estão contingentes apenas das aprovações regulatórias da aquisição do Polo Remanso e seu subsequente closing, e da extensão das concessões.

(4) As reservas da Potiguar são compostas pelos 34 campos do Polo Riacho da Forquilha, dos quais 30 são 100% de propriedade da Potiguar E&P e por ela operadas, 2 em parceria com a Sonangol Hidrocarbonetos Brasil Ltda (aproximadamente 70% Potiguar E&P e 30% Sonangol) e 2 com a Partex Brasil Ltda (50% Potiguar E&P e 50% Partex), todos situados no estado do Rio Grande do Norte. Os recursos contingentes referem-se aos volumes de petróleo e gás a serem produzidos após os prazos das concessões atualmente em vigor. Tais recursos estão contingentes apenas da extensão das concessões. Os valores apresentados nas tabelas refletem somente a participação (working interest) da Companhia nestas concessões.

(5) Os recursos contingentes de Miranga incluem 100% de participação nos 9 campos do Polo Miranga, todos localizados no estado da Bahia. Tais recursos estão contingentes apenas das aprovações regulatórias da aquisição do Polo Miranga e seu subsequente closing, e da extensão das concessões.

(6) Os valores totais podem não refletir a conta exata, em razão de eventuais arredondamentos de números.

(7) As diferentes classificações das acumulações de petróleo têm graus variados de risco técnico e comercial que são difíceis de quantificar; assim, as reservas, os recursos contingentes e os recursos prospectivos não devem ser agregados sem uma ampla consideração desses fatores. Esta tabela mostra a soma das reservas e recursos contingentes mostrados nos relatórios de NSAI sem ajustes para esses fatores; essas somas são mostradas nesta tabela apenas para fins de conveniência.



Índice



06

Segurança, Saúde, Meio Ambiente e Sustentabilidade (SSMS)

Segurança é um dos valores da PetroReconcavo. O nosso negócio exige uma atuação de excelência pautada pela gestão responsável dos impactos que a nossa atividade gera nas pessoas, comunidades e meio ambiente. Nossas atividades estão em conformidade com as leis e os regulamentos vigentes nos locais em que atuamos, além de cumprirmos com nossas próprias diretrizes e procedimentos internos baseados nas melhores práticas de mercado.

No terceiro trimestre, tivemos 798.320 horas trabalhadas na Companhia com zero acidente com perda de tempo. No Ativo Potiguar seguimos com zero acidente com perda de tempo no ano de 2021 e no Ativo Bahia com o recorde de dias sem acidentes com perda de tempo, atingindo no final de setembro de 2021 a marca de 1.130 dias.

Identificamos os riscos associados às atividades e aplicamos ferramentas para mantê-los controlados e mitigar seus impactos. Continuando com o processo de consolidação da cultura de SSMS, a Companhia vem promovendo diversas ações internas: lives da Diretoria sobre Qualidade de Vida, prevenção de acidentes e prevenção ao suicídio (setembro amarelo); Programa Líder Seguro; e Sistema de Permissão de Trabalho online na plataforma Petro Digital.

Como evento subsequente, em outubro de 2021, conquistamos medalha de prata na categoria Higiene Ocupacional do Prêmio Proteção Brasil 2021, com o projeto de "Controle dos Riscos Ocupacionais na Desparafinação de Tubos Petrolíferos".

No terceiro trimestre de 2021 avançamos no nosso projeto de elaboração do Relatório de Sustentabilidade da Companhia, iniciando no mês de julho a elaboração do nosso primeiro inventário de gases do efeito estufa.



Índice



31



voltar



ri.petroreconcavo.com.br