

O Vista Multiestratégia e o Vista Hedge registraram rentabilidades de 16,58% e 5,61% no mês e 39,23% e 13,15% no ano, respectivamente.

O resultado do mês foi majoritariamente explicado pelas *commodities*, tanto nas estratégias compradas em petróleo e urânio quanto nas posições vendidas em minério de ferro e cobre. Os *hedges* na compra de dólar contra emergentes e venda da bolsa americana também contribuíram positivamente.

Grandes dúvidas sobre o cenário internacional surgiram ao longo desse mês. Evitaremos nos aprofundar em função das incertezas ainda relevantes e do foco dessa carta na tese de investimento em petróleo, posição que nos acompanha há mais de 3 anos. De toda forma, compartilhamos brevemente algumas das nossas indagações.

Em primeiro lugar, discutimos intensamente os últimos acontecimentos econômicos na China. A forte desaceleração do setor imobiliário induzida por políticas restritivas, tema discutido nas nossas últimas cartas, parece cada vez mais consolidada, mas as repercussões do novo cenário ainda estão em aberto. Observam-se também ajustes nos setores de tecnologia e educação e um crescente viés distributivo.

Mais relevante que as causas das mudanças ou as possíveis consequências de segunda ordem é o motivo do ajuste autoimposto.

Esse desvio de rota é resultado de um esgotamento do modelo e, assim, um processo sofrido pelo Japão há algumas décadas se avizinha, combinando declínio demográfico e estouro da bolha de *real estate*? Ou teremos, alternativamente, um novo modelo de crescimento sustentável na China, sem os excessos associados ao ciclo de endividamento dos últimos anos? O forte crescimento das exportações, fruto do *boom* global na demanda por bens desde a eclosão do Covid, que contribui inclusive para acentuar o racionamento de energia em curso, possibilita um governo centralmente planejado escolher os setores que pretende desacelerar e balancear? Mais ainda, será que o foco em *Common Prosperity* é sinal de uma transformação muito mais profunda no modelo econômico e político chinês? Passará a importar a cor do gato?

A economia americana não passa ao largo das incertezas. Ao longo dos últimos anos, discutimos recorrentemente o novo *framework* de política monetária do FED. O regime de *flexible average inflation targeting* e a forte ênfase em criar condições de “máximo emprego” fariam com o que o FED tivesse uma postura muito mais acomodatória, para uma mesma condição cíclica, do que em outros períodos da era moderna dos bancos centrais. O objetivo final da política monetária seria sobreaquecer o mercado de trabalho e, ancorado por décadas de inflação baixa, navegar suavemente por uma inflação acima de 2%.

Ao longo dos últimos meses, a persistência das pressões inflacionárias, agravada pelos contínuos desajustes em importantes cadeias de produção, tem enfraquecido a narrativa de transitoriedade da inflação, alimentada pelo FED. Com o alastramento das restrições de oferta também pelo mercado de energia e o excesso de poupança das famílias, os limites inflacionários do novo regime podem ser testados bem antes do pleno emprego.

A combinação entre agressivas políticas de transferência de renda e restrições de oferta foram além da conta? A escolha, implícita ou explícita, de subir o preço da energia com menos investimentos tornará a economia global menos produtiva, apesar dos avanços tecnológicos em curso? Caminhamos para um equilíbrio perigoso ou a inflação irá arrefecer com a eventual normalização das cadeias produtivas? Com tantos choques de oferta ao mesmo tempo, não estaríamos, na realidade, diante de um grande choque de demanda?

Com mais dúvidas que respostas, o cenário de inflação transitória e juros persistentemente baixos, peças importantes inclusive do nosso cenário de longo prazo, está em xeque.

Parte importante dessa futura equação jaz no preço de energia. As recentes altas de preços reforçam o questionamento sobre o caráter transiente da inflação. Nessa carta nos aprofundaremos no assunto, com especial ênfase no petróleo, principal posição do fundo.

Sem qualquer ambição de projetar preços para o petróleo, destacamos alguns fundamentos de ordem micro e macroeconômica que, em nossa avaliação, apontam para uma assimetria. Como mostraremos adiante, o mercado de petróleo parece suficientemente apertado para evitar uma correção expressiva dos níveis atuais e há diversos fatores em aberto do lado da demanda e da oferta que, se concretizados, seriam individualmente suficientes para manter o preço em trajetória de alta.

No final do dia, o petróleo perfaz uma característica importante, historicamente, para posições relevantes dentro do fundo. Diversos fatores que individualmente não se mostram suficientemente fortes, mas em conjunto trazem um valor esperado relevante. Ao mesmo tempo, essa dispersão de vetores ajuda, na constante preocupação com proteções, ao diluir a tese entre fatores de risco.

\* \* \*

### **Petróleo de xisto americano (*American shale oil*)**

Durante mais de cem anos, a ciência geológica entendeu que a camada de rochas do xisto betuminoso era tão somente o local de originação dos hidrocarbonetos, sem que o petróleo e o gás ali presentes fossem passíveis de exploração antes de vazarem para os reservatórios.

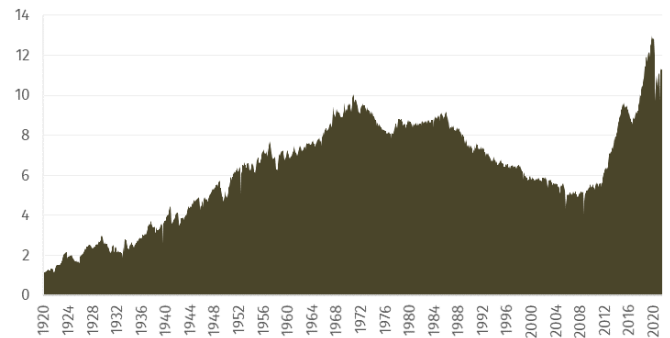
Na virada do século XXI, as evoluções tecnológicas em perfuração hidráulica e perfuração horizontal permitiram os primeiros passos. Passou a ser

possível fraturar a rocha geradora a mais de três mil metros de profundidade – *fracking* – e expandir lateralmente a área de contato com o combustível fóssil. A exploração do abundante volume de gás nas formações pré-reservatório se tornou realidade.

Dali em diante foram necessários mais dez anos de pesquisa até que alguém fosse capaz de extrair dessas rochas não apenas gás, mas também petróleo. Em 2009, a EOG Resources, liderada por Mark Papa, iniciou a primeira produção de petróleo de xisto – *shale oil* – do mundo, na bacia de Bakken em North Dakota. Ainda não se sabia o quão transformacional seria esse movimento para a política energética norte-americana e global.

O ano de 2020 marcou dez anos do *boom* do petróleo de xisto nos Estados Unidos, durante os quais o capitalismo americano fez seu trabalho. O volume colossal de investimentos não só interrompeu mais de trinta anos de decaimento, como dobrou a produção americana, superando o nível recorde dos anos 70. O feito impressiona: entre 2011 e 2020, o petróleo de xisto respondeu por quase 60% por cento de toda a adição global de produção, alçando os Estados Unidos à posição de maior produtor global.

Produção de petróleo dos EUA  
em Mb/d



Essa revolução americana impactou o mercado energético em suas esferas econômica e política. Em 2014, a OPEP testou o fôlego da indústria nascente com um aumento de oferta que fez o preço do barril migrar do patamar de 100 dólares para 50 dólares. O choque foi sentido e impactou negativamente a produção e a perfuração de novos poços pelas produtoras americanas. Contudo, os efeitos rapidamente se dissiparam. À época, a soma de baixo custo de capital, tolerância com alavancagem e a capacidade das empresas de crescer produção mantiveram o fluxo de investimentos elevado e em expansão.

Cinco anos e muitos bilhões de dólares depois, a indústria de xisto americano havia definitivamente se posicionado como a produtora marginal global.

\*

No evento de cinco anos da Vista Capital no final de 2019, a tese de investimento ocupava um espaço de *posição satélite* nos fundos. Naquela ocasião, apresentamos características que destacavam a complexidade da produção americana e colocamos um holofote sobre sua economicidade.

Do lado operacional, a saturação dos campos mais produtivos e a adição de novas tecnologias que não traziam os mesmos ganhos de produtividade de antes dificultariam a entrega da esperada expansão. Do lado financeiro, questionava-se o preço do barril de petróleo necessário para o efetivo *break-even* econômico<sup>1</sup>.

*“Most people will ascribe the low U.S. (shale) growth to capital discipline. But I think the larger reason is what I've been talking about for several years: (1) the shift to Tier 2 and 3 drilling locations in all shale plays and (2) increasing parent-child issues in the Permian. I'll also note that this is likely not just a 2020 event.”*

- Mark G. Papa, ex-CEO da EOG Resources e atual Chairman da Schlumberger, 2019

A resposta não é resultado de simples equação de subtração, pois a expressão contábil da realidade financeira-operacional de uma empresa em algumas situações é enevoadada, dificultando o trabalho dos

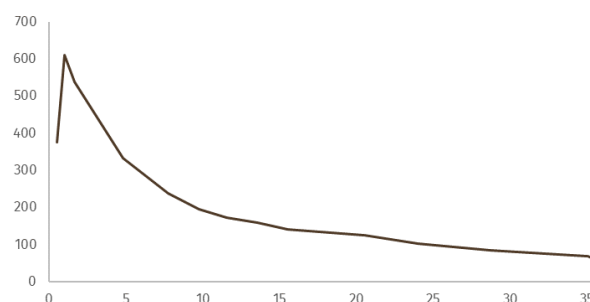
analistas e investidores. Por essa razão, é comum a empresas de vários setores publicarem suas contas ou suas premissas para o cálculo do *break-even* e de outros números gerenciais.

No caso das empresas de *shale*, uma dose de desconfiança sobre os números divulgados pelas empresas sustentava as discussões.

Como qualquer ativo, todos os campos de petróleo sofrem um processo de depleção da capacidade de produção. Com o passar do tempo, se nenhum novo investimento for feito, a produção tende a cair, seja por fatores endógenos ou exógenos aos campos. O reflexo contábil é uma redução do valor do ativo permanente pelo processo chamado de *depreciação*.

A taxa de depleção varia de campo para campo de maneira expressiva. Enquanto a produção convencional *offshore* tem taxas médias de depleção inferiores a dez por cento ao ano, a do petróleo de xisto ultrapassa os quarenta por cento.

Curva de produção média por poço no Permian (2020)  
em b/d por mês de produção



<sup>1</sup> Valor sustentado da commodity que promove VPL positivo no projeto, incluindo custos de encontrar, desenvolver e adquirir reservas (FD&A)

Essa condição natural dos campos americanos não convencionais demanda contínuos e elevados investimentos somente para manter o patamar de produção. De forma simplificada, se após o investimento inicial um determinado poço reduz em 40% sua capacidade produtiva no primeiro ano, é preciso reinvestir 40% do total de recursos originalmente investidos apenas para manter o nível original de produção.

Parece-nos inquestionável, portanto, que os investimentos direcionados a compensar a depleção devem ser contabilizados como *investimento de manutenção*. Ocorre que, em empresas em crescimento, os recursos destinados à manutenção do ativo se misturam nas linhas contábeis consolidadas de *investimentos* com os recursos direcionados à expansão.

Para outras empresas e setores essa relação é mais limpa e trivial. O caso específico com uma depleção acelerada, mesmo que sem erros contábeis, expõe a discussão sobre a alocação de investimentos, especialmente na decisão entre *break-even* contábil e *break-even* econômico.

A depreciação contábil poderia então ser a bússola para apurar a redução do valor e da capacidade produtiva de um determinado ativo, mas são comuns os casos de descasamento com a realidade.

No caso das empresas de *shale*, a discrepância expressiva entre a depreciação apontada nos balanços contábeis – equivalente a um período de dez a quinze anos – e a efetiva depleção da capacidade produtiva dos poços – cerca de 70% em pouco mais de dois anos – foi repetidamente chamada de fraude por Jim Chanos<sup>2</sup>.

*“The way to think about it is that, unlike other businesses, your assets literally get burned up.”*

Jim Chanos

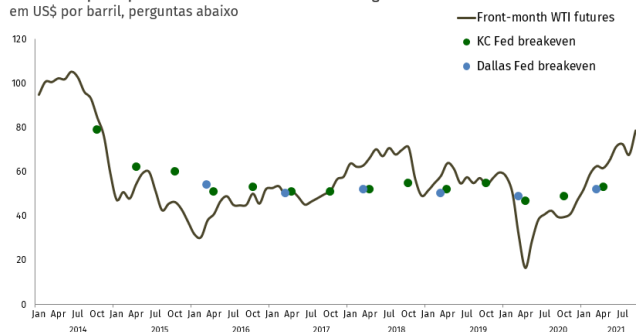
Ao longo dos últimos anos, sob pressão do mercado, os números de depreciação contábil e o custo das reservas repostas convergiram – com mais reservas contabilizadas por dólar investido. Apesar disso, a dúvida agora fica na quantidade e longevidade dessas reservas divulgadas.

Se a nossa profunda tentativa de apurar o *break-even* através dos demonstrativos contábeis parecia infrutífera, uma luz amarela vinda do mercado se acendeu sobre o setor ainda em 2019.

<sup>2</sup> Delivering Alpha Conference, em 2017, e em seguidas conferências em que a tese foi revisitada.<sup>3</sup> Relatório da auditoria

Deloitte LLC “The great compression: Implications of COVID-19 for the US shale industry”

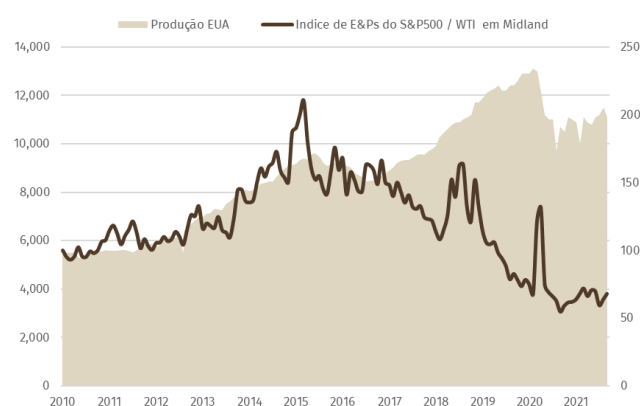
Breakevens para operadores norte-americanos de óleo e gás em US\$ por barril, perguntas abaixo



A expectativa natural é que investimentos em expansão, se feitos com economicidade adequada, levem a geração de valor presente positivo e, dentro de um mercado líquido e eficiente, à valorização de empresas em trajetória de crescimento.

Com o petróleo de longo prazo acima do preço de *break-even* divulgado pelas empresas de *shale* e a alocação de volume expressivo de recursos em investimentos para expansão da produção, a expectativa de valorização das empresas era real.

Produção e performance relativa das E&Ps americanas em kb/d (LHS) e índice de preços (RHS)

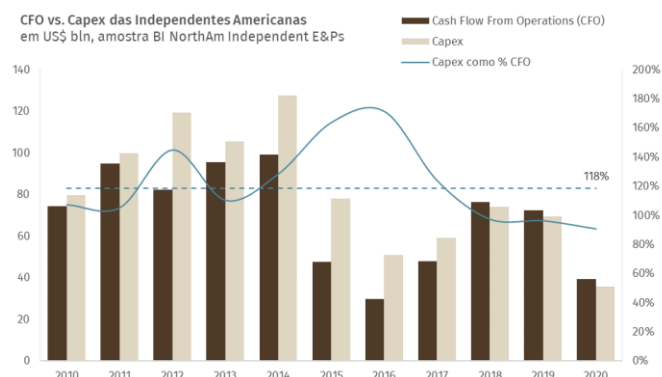


Em que pese a dificuldade de isolar tais fatores dentro das inúmeras variáveis que impactam sua precificação, a forte derrocada das ações e dos títulos de dívida das empresas de *shale* chamou a atenção e pôs em xeque a rentabilidade da exploração.

*Antes da pandemia qual foi o valor gerado pelas empresas produtoras de shale oil, tendo o WTI negociado acima de 50 dólares por barril em 4 de cada 5 dias durante a década?*

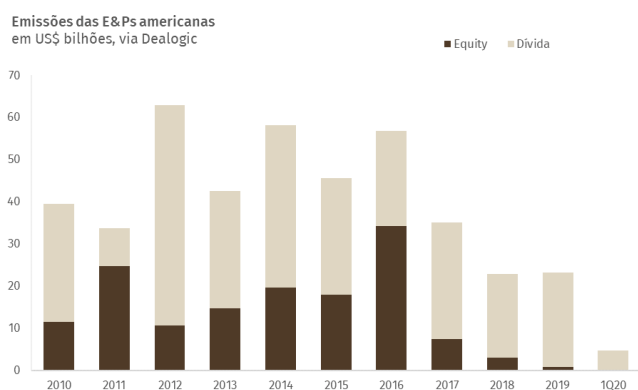
Embora tenha crescido de forma expressiva, a produção de *shale* atingiu seu pico sem gerar valor para os acionistas. De maneira agregada, a indústria apresentou fluxos de caixa livres negativos de 300 bilhões de dólares na década que antecedeu a pandemia, registrou *impairments* – remarcação para baixo do valor de ativos contabilizados em balanço contábil – de mais de 450 bilhões de dólares e assistiu mais de 190 falências.<sup>3</sup>

CFO vs. Capex das Independentes Americanas em US\$ bln, amostra BI NorthAm Independent E&Ps



<sup>3</sup> Relatório da auditoria Deloitte LLC “ The great compression: Implications of COVID-19 for the US shale industry”

Nesse mesmo período, uma parte das companhias listadas investiu quase 20% a mais do que gerou de caixa operacional, crescimento sustentado por emissões de capital e dívida que superaram 420 bilhões de dólares entre 2010 e o início da pandemia<sup>4</sup>.



\*

As questões de ordem econômica discutidas em 2019 se juntaram à agenda ESG<sup>5</sup>, nova protagonista da cena desde 2020.

Os efeitos dessa tendência global ainda estão pendentes de melhor quantificação, mas é certo que o retorno esperado para um investimento em novas fontes de energia consideradas poluentes subiu e, junto dele, subiram os preços necessários para atingir a economicidade.

*“Why don’t we see new drilling in the US with oil at US\$ 70 a barrel? Because, relative to the ‘new economy’ options, the returns are still not satisfactory for the marginal investor.”*

- Jeffrey Currie, chefe global de pesquisa de commodities na Goldman Sachs, 2021

Os exemplos de impacto nas petroleiras são inúmeros. Chevron e Exxon foram repreendidas nos últimos meses por minoritários ativistas com preocupações climáticas, sendo que a última teve 3 dos 12 assentos de seu *board* indicados por acionista que detinha apenas 0,02% de suas ações<sup>6</sup>. A Shell, por sua vez, perdeu um processo sobre a velocidade da sua redução de emissão de carbono e tem adotado até a venda de ativos como forma de se enquadrar nas novas regras.

Na indústria de *shale*, as grandes companhias optaram por direcionar o excesso de fluxo de caixa para reduzir a dívida e aumentar o retorno para os acionistas, ao invés de investir em aumento de produção, estimuladas por um mercado hostil a novas emissões de capital. A partir de 2021, foram adotadas regras de alocação de capital que restringem os reinvestimentos a até 70% do fluxo de caixa operacional (*versus* média superior a 120% entre 2016 e 2019) e o crescimento da produção a até

<sup>4</sup> Estudo Dealogic considerando 38 companhias listadas de E&P norte-americanas vemos que,

<sup>5</sup> Governança Ambiental, Social e Corporativa

<sup>6</sup> Engine No. 1 – “Reenergize ExxonMobil” e CNBC

5% contra o ano anterior. Métricas de retorno sobre o capital e geração de fluxo de caixa livre também apareceram para as principais companhias do setor.

\*

Depois de uma década vitoriosa para a indústria de *shale oil* americano, a realidade econômica se impôs por vários lados. O movimento contrário às fontes poluentes de energia e a expressiva queima de caixa das empresas durante o ciclo de expansão afastaram investidores do setor, gerando inédita escassez de capital. Aqueles que decidem financiar a produção passam a exigir retornos mais elevados.

As revoluções tecnológicas que trouxeram a produção não convencional até o posto de destaque se estabilizaram e os campos mais produtivos estão ficando para trás.

Embora a produção americana ainda seja a segunda maior do planeta, pairam dúvidas sobre os efeitos dessas mudanças sobre seu volume.

Vislumbramos dois potenciais caminhos com informações sobre o efetivo *break-even*. Se a produção se mantiver estável e a geração de caixa elevada – com baixo índice de investimento – será sinal de que a tecnologia resolveu parte do custo de reinvestimento e o efetivo custo marginal de produção é mais próximo do informado pelas

empresas, 10 ou 20 dólares abaixo do preço atual do barril. Caso a produção não se sustente, será necessário realizar investimentos de reposição para manter o nível de produção estável e a geração de caixa atual terá curta duração, possivelmente indicando um *break-even* econômico em níveis ainda mais altos do que o preço atual.

Com o final do estoque de DUCs – *drilled but uncompleted wells*<sup>7</sup> - ao longo do próximo será menos complexo identificar o real custo de exploração, deixando a incerteza para o tamanho do retorno esperado para investir em combustíveis fósseis.

\* \* \*

## **Demanda**

### *Conjuntural*

A recuperação da demanda após o choque gerado pela pandemia é importante para preços de curto prazo. Nossa opinião está alinhada ao consenso, que considera uma questão de tempo ao passo que se avança na vacinação.

A redução de demanda de petróleo em comparação ao período pré-covid é integralmente concentrada no menor consumo de querosene de aviação, com destaque para redução de voos internacionais em regiões como Europa e Ásia. Essa dinâmica poderá

<sup>7</sup> Poços que foram perfurados, mas ainda não passaram por atividades de completação e, por consequência, demandam apenas parte do investimento para começarem a produzir.



mudar em breve com a reabertura do espaço aéreo americano para mais países a partir de novembro. Empresas aéreas indicam forte demanda por passagens para o final do ano.

Os volumes de gasolina e diesel parecem normalizados quando se observa a quantidade total consumida. Essa retomada pode ser observada na mobilidade rodoviária. Nova York, por exemplo, tem níveis de congestionamento no tráfego rodoviário em linha com mesmo período de 2019. Estranha-nos que isso esteja acontecendo com a ocupação de escritórios em patamar ainda 50% inferior aos pré-covid<sup>8</sup>. Temos nos questionado se o uso mais intenso de transportes individuais é uma mudança de comportamento perene ou, ao menos, mais longeva.

Na Ásia, além dos impactos da variante Delta sobre os transportes, em especial a aviação, chama atenção a redução da importação de petróleo cru pela China. Os compradores chineses estão consumindo estoques acumulados a preços baixos em 2020, além de terem sido impactados pelas novas restrições impostas pelo governo nas cotas de importação das refinarias independentes<sup>9</sup>. Essa trajetória deverá ser revertida até o final do ano com a reabertura após

vacinação e a recuperação da demanda asiática por produtos refinados. Outra possibilidade é essa recente queda, na realidade, esconder petróleo iraniano sendo importado pela China por debaixo do radar.

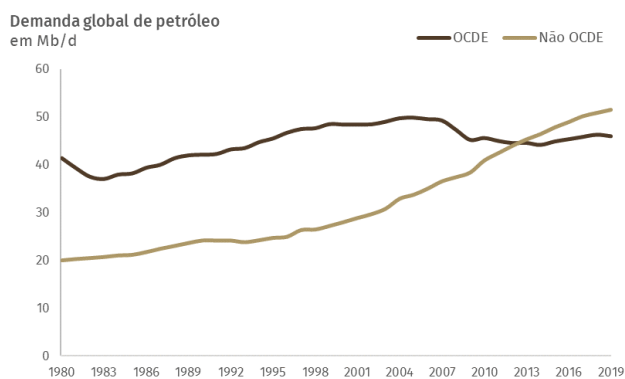
Por último, a substituição de gás por petróleo nas usinas geradoras de energia pode aumentar o consumo em algo entre 700 mil e 1,3 milhão de barris por dia.

### *Estrutural*

Para o médio e longo prazos, horizontes que mais nos interessam e costumamos trabalhar, todas as projeções de consumo de petróleo apontam para redução de consumo em países desenvolvidos, apoiadas na transição energética, e aumento moderado em países emergentes, alinhado ao crescimento econômico e à evolução do PIB *per capita*.

<sup>8</sup> <https://www.bloomberg.com/graphics/2021-return-to-office/>

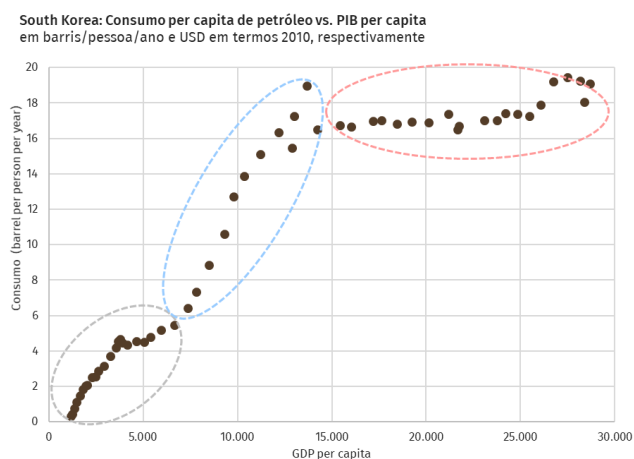
<sup>9</sup> Em agosto, Pequim emitiu o menor nível de cotas para as refinarias independentes desde que as mesmas foram autorizadas a importarem petróleo em 2015, e no ano as mesmas observam queda de 12% nas suas cotas de importação, acarretando na queima de estoques nacionais de mais de 100 milhões de barris do pico observado em setembro de 2020, de volta a níveis pré-Covid.



Antes de apresentar a conciliação desses efeitos, tais direções merecem análises individualizadas.

Para os países emergentes, as principais casas de pesquisa estimam o crescimento do consumo de petróleo aplicando um *beta* – um multiplicador – sobre as expectativas de crescimento econômico.

Reconciliando as projeções, sem fazer nenhum juízo de valor sobre os números de crescimento do PIB, nos questionamos se o *beta* utilizado considera adequadamente uma potencial não-linearidade – *curva em S* – na relação entre demanda de petróleo e PIB *per capita* de uma sociedade.



Esse formato de curva se deve ao fortalecimento do que se chama *sociedade de consumo* em determinado patamar de PIB per capita.

No princípio do avanço econômico, o aumento de renda se traduz em saneamento, algum grau de educação, comida e moradia, gerando pouco consumo de petróleo. A segunda fase do crescimento de renda aumenta a quantidade e variedade de produtos consumidos, com destaque para derivados de petróleo: transporte, aviação, eletrônicos e, como consequência, combustíveis, embalagens e fertilizantes. Esta fase é responsável por impulsionar o consumo de petróleo, com um *beta* superior a 1 ao crescimento do PIB. O terceiro ato é de estabilidade, como observamos em países europeus.

Algumas sociedades, em especial as asiáticas que respondem por grande parte da população do planeta, possivelmente entrarão na segunda fase e momento de forte aceleração. A China, que já é o segundo maior consumidor de petróleo do planeta com quase 15 milhões de barris por dia, parece estar nesse processo.

O governo chinês, que durante as últimas décadas priorizou o investimento em infraestrutura, possivelmente retardou a evolução do país na mencionada curva em S. Nos últimos anos, há uma ênfase crescente na importância de realizar a transição para uma economia menos dependente do investimento, inclusive em propriedades, e mais

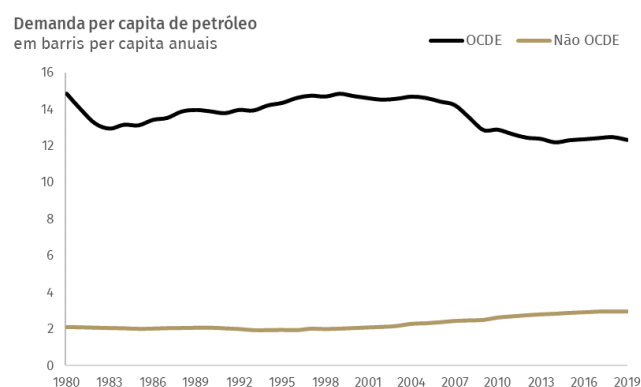
focada no consumo e nas exportações de alto valor adicionado. O momento de guinada do direcionamento estatal para uma sociedade de consumo, o que coincide também com a agenda distributiva do *Common Prosperity*, parece estar alinhado com a aproximação dos chineses ao nível de PIB per capita em que a elasticidade do consumo de petróleo se eleva.

Esse vento de cauda não pode ser menosprezado. Em 2020, apesar da queda de mobilidade e transporte em função da pandemia, o consumo de petróleo pela China cresceu 220 mil barris por dia na média anual<sup>10</sup>, ou 1,6% em comparação a 2019. O consumo de plástico, derivado de petróleo e representante notório de uma sociedade consumista, cresceu 12%<sup>11</sup>.

Para atender ao aumento de demanda, a China está aumentando a oferta. Sua capacidade de refino em 2025 chegará a 20 milhões de barris por dia, ante 17,6 milhões atualmente<sup>12</sup>.

Olhando por outra ótica o potencial de crescimento de demanda em países emergentes, apesar de ter crescido cerca de 45% nos anos 2000, o consumo de petróleo per capita desses países – mais de 80% da

população global – ainda é cerca de um quarto daquele observado nos países da OCDE.



\*

Para os países desenvolvidos, a IEA projeta uma demanda de petróleo constante, sem crescimento algum entre 2022 e 2027. Essa trajetória é intensamente impactada pela velocidade de implementação da transição energética para energias limpas.

Somos entusiastas do movimento ESG em todas as suas esferas e reconhecemos a importância do empurrão na sociedade para evoluir em agendas da maior relevância. Na esfera ambiental, que circunda o tema de transição energética, acompanhamos e esperamos o sucesso do desenvolvimento de tecnologias – já existentes ou em fases de pesquisa –

operação na Ásia até 2027 será voltada para plásticos. Além da China, isso inclui várias novas fábricas na Índia e no Oriente Médio.

<sup>10</sup> BP Statistical Review 2021

<sup>11</sup><http://www.statista.com/statistics/1257739/plastic-product-consumption-growth-in-china/>

<sup>12</sup> Instituto de Pesquisa Econômica e Tecnológica da China National Petroleum Corp. De acordo com a consultoria Wood Mackenzie, cerca de 70% a 80% da nova capacidade de refino que entrará em

candidatas a promover mais uma revolução na forma de gerar energia.

A agenda verde é mais consenso a cada ano e é importante considerar que governos e empresas mostraram a sua capacidade de execução em vários momentos da história quando se alinham em torno de um objetivo – a vacina contra a COVID é o exemplo mais recente.

Em que pese esse reconhecimento, nos questionamos se é possível realizar a substituição de parcela relevante do consumo de energia oriunda de combustíveis fósseis na velocidade esperada sem elevar riscos e impactar crescimento econômico.

As fontes de energia renovável ainda não apresentam características de custo, eficiência e intermitência que permitam sua utilização irrestrita.

Em agosto de 2020, a Califórnia enfrentou *blackouts* durante um período de elevadas temperaturas e alto consumo de energia elétrica. Uma das razões para a dificuldade de suprir a demanda foi a alta exposição – 23% da oferta<sup>13</sup> – a fontes eólicas e solares. Limpas, porém dependentes do comportamento irregular e, em períodos curtos, imprevisível da natureza, essas fontes foram parcialmente interrompidas por ventos insuficientes diante das ondas de calor e pela cortina

de fumaça criada pelas queimadas que bloquearam a luz solar.

No final do ano, aconteceu o inverso, quando temperaturas extremamente baixas impactaram geradoras eólicas no Texas e prejudicaram o aquecimento durante parte do inverno.

Mais recentemente, a Inglaterra, que chegou a ter 25% da energia consumida gerada com parques eólicos<sup>14</sup>, vive momento de ventos reduzidos com consequências desastrosas no mercado energético, especialmente representadas pelo aumento descontrolado do preço do gás.

No Brasil, presenciamos mais uma vez em 2021 a dificuldade de operar sistemas de energia baseados em fontes dependentes da natureza. Com mais um ano de chuvas abaixo da média, vivemos uma crise hídrica que acarretou riscos mais elevados de racionamento e *blackout*. O maior problema das energias renováveis parece ser exatamente o que se procura combater com elas, o aquecimento global.

As restrições de custo e capacidade de fornecimento nesse setor também já aparecem. O polisilício, insumo para produção de placas solares, saltou 200% em 2021 e levou à quebra de contrato pelos fornecedores ao redor do mundo. Outras matérias-primas, tais como cobalto, lítio e cobre, utilizados em

<sup>13</sup> California Energy Commission – “2020 Total System Electric Generation”

<sup>14</sup> National Grid ESO, 2021

baterias e sistemas elétricos, vivem a mesma dinâmica de alta nos preços.

O direcionamento para energias renováveis não encontra desafios apenas nos *grids* de energia elétrica. A substituição dos combustíveis fósseis no transporte também enfrenta obstáculos.

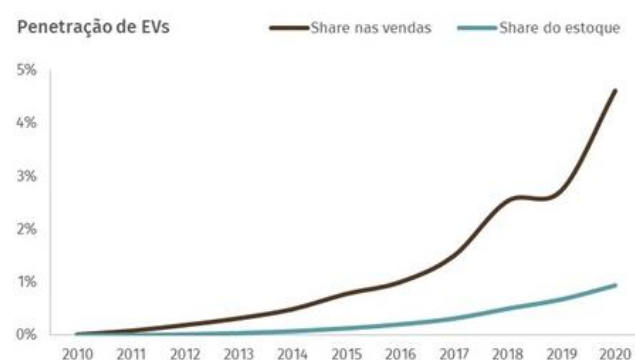
No segundo trimestre de 2021, os novos registros de carros de passeio na União Europeia mostram que os elétricos a bateria (BEV) continuaram a se expandir: seu *share* nas adições mais que dobrou - de 3,5% no segundo trimestre de 2020 para 7,5% este ano. Já os híbridos plug-in (PHEV) representaram 8,4% de todos os carros novos vendidos<sup>15</sup>. O número foi amplamente comemorado, especialmente frente as decepções dos anos anteriores, e é inegável o espaço que as fontes alternativas de energia para o transporte vêm ganhando na categoria.

É importante, no entanto, colocar em perspectiva o impacto prático dessa mudança marginal para a matriz energética da região e, em última instância, para o mundo. O *market-share* da classe elétrica (BEV e PHEV) no estoque da região acaba de superar 1%, de acordo com a EIA.

Adicionalmente, estudo<sup>16</sup> envolvendo mais de 100 mil PHEVs (*plug-in electric vehicles*, tipo que representa mais de metade da categoria), aponta que

a parcela dos quilômetros em que utilizam apenas fonte elétrica (*utility factor*), em média, é de cerca de 37% para carros privados e 20% para corporativos.

Para o mundo, o cenário é análogo: a penetração nas vendas também acelera na margem, mas a penetração total ainda é inferior à 1%, sendo cerca de 1/3 PHEVs.



A viabilidade operacional de uma adesão expressiva e acelerada aos carros elétricos também é questionável. Carregar um automóvel Tesla pode demorar até 3 dias na tomada comum de casa, 11 horas com um carregador oficial ou 1 hora com *super charger*. A utilização do super recurso está restrita a postos de recarga autorizados e uma matemática simples sobre o giro mostra que o espaço físico demandado seria algumas vezes superior ao ocupado por postos de combustível nas densas cidades atuais.

<sup>15</sup> European Automobile Manufacturers' Association

<sup>16</sup> *Real-world usage of plug-in hybrid electric vehicles: Fuel consumption, electric driving, and CO2 emissions* – P. Plötz, C. Moll, and Yaoming Li; G. Bieker, P. Mock (2020)

Ainda que um futuro promissor, que compartilhamos, permita o carregamento em múltiplos locais, de modo que o estoque de veículos elétricos supere o de combustíveis fósseis e até que a frota de carros seja absolutamente autônoma, o horizonte temporal parece diferente do discutido nesta carta e das otimistas projeções.

No recente documentário *Long Way Up*, disponível no Netflix, temos um bom exemplo de onde estamos globalmente em termos de adaptação tecnológica. A produção retrata a tentativa de dois amigos de percorrerem com motos elétricas o caminho rodoviário entre Los Angeles e o extremo sul da América do Sul. Os problemas aparecem rapidamente: a baixa carga da rede elétrica, o efeito do frio sobre o carregamento e a autonomia insuficiente das motos. A dupla de motoqueiros termina por contratar um caminhão à diesel, que transporta um gerador movido também à diesel para acompanhá-los no trajeto carregando os veículos elétricos.

Fossem superados custos, tempo de recarga e espaço nas cidades, ainda é preciso tempo e desenvolvimento tecnológico para garantir que haverá efetivo ganho ambiental e viabilidade de oferta na substituição do consumo de petróleo pelo consumo de cobre, cobalto, lítio e outras matérias-primas associadas às *energias verdes*.

*"[...] You'll have to drive another 13,500 miles (21,725 km) before you're doing less harm to the environment than a gas-guzzling saloon. [...] The model was developed by the Argonne National Laboratory in Chicago and includes thousands of parameters from the type of metals in an electric vehicle (EV) battery to the amount of aluminium or plastic in a car."*

- *"Analysis: When do electric vehicles become cleaner than gasoline cars?"*, por Paul Lienert, publicado na Reuters em 7 de julho de 2021

\*

Olhando o mercado de forma mais consolidada, a ONU estima que, até 2030, a população global deveria crescer em cerca de 750 milhões de pessoas. As *regiões menos desenvolvidas* – nos termos da própria organização – serão responsáveis por virtualmente toda a adição, um crescimento de mais de 11% sobre a população atual.

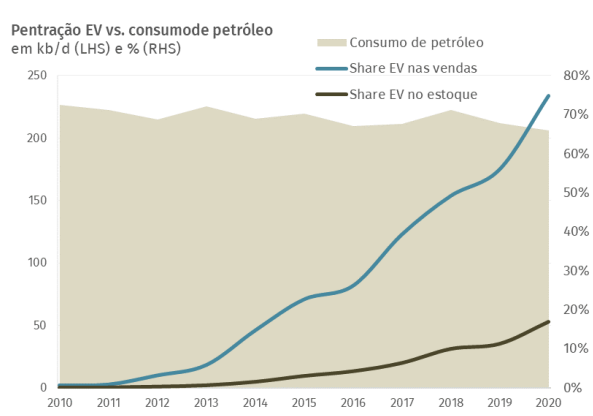
Para o mesmo período, a OECD projeta crescimento real de cerca de 30% para o PIB global, sendo que mais de dois terços desse crescimento vem das economias não-OCDE, que cresceriam mais de 40% nesse período.<sup>17</sup>

Extrapolando o que observamos nas últimas décadas sobre essas premissas, o crescimento potencial de demanda de petróleo vindo dessas economias seria

<sup>17</sup> Fonte: United Nations – "World Population Prospects 2019, Volume II: Demographic Profile" e EIA – "What drives crude oil prices: Demand Non-OECD, 2021".

superior a 16 milhões de barris diários. Para manter a demanda consolidada estável, a contrapartida necessária seria 30% de redução no consumo dos países OCDE, seja por ganhos de eficiência ou substituição da matriz energética.

Vemos dificuldades de realização. Mesmo nos países desenvolvidos mais agressivos na agenda da sustentabilidade, como a Noruega, que já adotam regras e incentivos para adesão a carros elétricos desde o início da década, a queda de demanda de petróleo até aqui foi marginal. No lado de energia, 2021 marca o aumento de geração fóssil a custo das renováveis, como é o caso inglês.



A título de curiosidade, a Europa, que tem como meta reduzir em cerca de 30% as emissões de carbono realizadas em 2019 até 2030, observou estas emissões crescerem entre 2019 e 2021. O longo prazo das projeções começa a aparecer no horizonte e não traz boas notícias.

Dessa forma, não nos parecem irrisórias as chances das projeções para os próximos anos de queda de

consumo nos países desenvolvidos estarem superestimadas e de aumento nos países não-desenvolvidos subestimadas.

\* \* \*

## Oferta

O papel da OPEP é fruto de questionamento costumaz quando se discorre sobre restrições de oferta e demanda no mercado de petróleo. Com excesso de capacidade e um histórico de estabilização do preço, a dúvida é honesta e importante.

A Organização dos Países Exportadores de Petróleo foi fundada em 1960 e atualmente é formada por 12 países: Argélia, Angola, Guiné Equatorial, Gabão, Irã, Iraque, Kuwait, Líbia, Nigéria, República do Congo, Arábia Saudita e Emirados Árabes Unidos.

Desde 2016, um grupo de outros 10 países liderados pela Rússia cooperam com os objetivos do grupo original aderindo às quotas limites de produção. São eles a própria Rússia, Azerbaijão, Bahrein, Brunei, Cazaquistão, Malásia, México, Omã, Sudão do Sul e Sudão. Juntos da OPEP, eles formam um grupo que ficou conhecido como *OPEP+*.

De acordo com o estatuto da entidade, o objetivo da sua existência é *"coordenar e unificar as políticas de petróleo de seus países membros e garantir a estabilização dos mercados de petróleo, a fim de garantir um fornecimento eficiente, econômico e regular"*

*deste recurso aos consumidores, uma renda estável aos produtores e um retorno justo de capital para aqueles que investem na indústria petrolífera.”* A realidade é bem menos romântica do que diz o texto do estatuto.

O grupo responde por 42% da produção global de petróleo, mas é a participação de mais de 60% no volume de petróleo comercializado no mercado internacional que o torna um dos cartéis mais relevantes do planeta. Diferentemente dos demais países, que consomem tanto quanto ou mais do que produzem, os integrantes da OPEP+ vendem conjuntamente dois terços de sua produção. É a OPEP+ que garante suprimento aos deficitários.

Não é por acaso que sua conduta é uma peça fundamental para decisões dos demais agentes – empresas e governos – desde sua criação. O impacto de sua função de reação sobre os preços da *commodity* é determinante.

O objetivo de *“suavizar volatilidade e garantir fornecimento”* é incomum, para o dizer o mínimo, no âmbito dos cartéis e monopólios. Ao se considerar o posicionamento geopolítico dos países membros da OPEP, temos dificuldade de depositar alguma confiança de que se trata da realidade. Veja-se o caso de Irã e Arábia Saudita que discutem por dias a política de produção e ao saírem da sala continuam suas guerras *proxy*.

Em abril de 2020, uma (suposta) disputa entre Arábia Saudita e Rússia em meio ao choque de demanda

provocado pelo COVID, e o consequente aumento dos estoques, contribuiu para que os preços do barril de petróleo negociassem em valores negativos.

*Aqui reside uma dúvida. Terá sido essa uma real disputa? Ou será que os principais estados-membros da OPEP aproveitaram o mundo parado para provar aos investidores que o preço do barril pode ser muito inferior ao que eles projetavam em seus planos de negócios?* Tenha sido esse ou não o objetivo, essa foi a mensagem terminal.

O preço nas mínimas históricas elevou o custo de capital dos novos projetos de exploração e produção e, conseqüentemente, o preço de equilíbrio da oferta marginal.

\*

Passado o momento dramático da crise, o cartel vem conseguindo implementar uma redução importante de estoques sob liderança do príncipe Abdulaziz bin Salman que, no ano passado, declarou que pretende colocar os estoques no nível médio de 5 anos e depois apertá-los ainda mais.

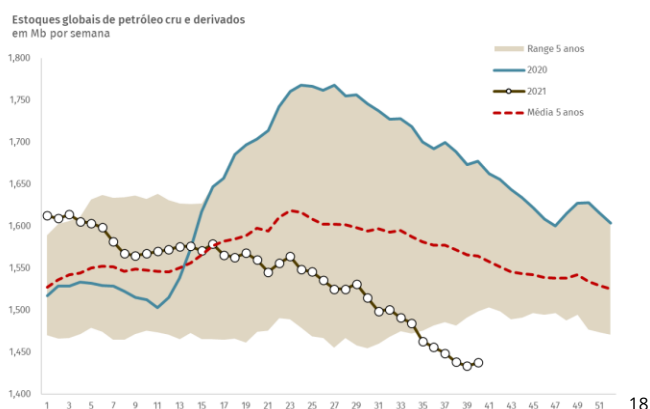
A primeira parte é praxe, mas a segunda chama a atenção. *Até onde a OPEC quer apertar o mercado? Por que a mudança de padrão?*

A resposta para essas perguntas será conhecida apenas em 2022.



Embora os agentes exaustivamente elucubrem sobre as reuniões do grupo e busquem antecipar respostas, a assimetria de informação gerada pelo acesso da OPEP a informações desconhecidas pelos demais agentes do setor - um resultado de sua relevância na comercialização global de petróleo - dificulta a correta interpretação dos movimentos.

Os impactos no mercado, por sua vez, são fatos observáveis. Os estoques globais de petróleo e derivados - flutuantes, americanos, da OECD ou qualquer outro - estão em evidente trajetória de queda e, se a extensão do aperto promovido pelo cartel ainda é desconhecida, a escassez de concorrência e o objetivo de concentrar poder na mão do grupo com controle de parcela crescente do estoque remanescente são flagrantes.



\*

<sup>18</sup> EIA, PJK International, IE Singapore, PAJ, Genscape, FEDCom/Platts

Considerando que a oferta de petróleo ex-OPEC é estável, é possível projetar a produção exigida da OPEP+ para atender a demanda do mercado em 2022, quando se espera uma normalização do consumo. Podemos fazer alguns exercícios:

Do lado da demanda, a OPEC vislumbra um aumento de 4,4 milhões de barris até dezembro de 2022, enquanto a Goldman Sachs projeta 5,1 milhões de incremento de demanda. Esses números não parecem excessivamente otimistas, dado que embutem ainda 1 milhão de barris de perda de demanda na OECD, em boa parte pela suposta falta de normalização de viagens internacionais.

Na oferta, utilizando os volumes produzidos durante a disputa em abril de 2020 como *proxy* da capacidade máxima, a capacidade ociosa da OPEP+ está em 6,2 milhões de barris.

Portanto, partindo de um déficit atual de 1,4 milhões de barris ao dia, no cenário da Goldman Sachs para dezembro de 2022, mesmo com a produção do cartel no limite, o mundo ainda teria uma escassez de 300 mil barris ao dia. No caso alternativo da demanda da OPEP, ainda mais conservadora, teríamos uma sobra de 400 mil barris ao dia.

Frente esse cenário, no xadrez da OPEP, nos parece que a próxima jogada é manter desconhecida sua efetiva capacidade de produção.

Em comunicações recentes, presidentes de produtoras privadas repetem que só voltarão a investir em expansão quando a OPEP não tiver mais capacidade para aumentar a oferta.

*“We have no intention of adding incremental barrels until demand-side fundamentals improve and it becomes evident that OPEC+ spare capacity is effectively absorbed by world markets.”*

Rick Muncrief, CEO Devon Energy, 2021

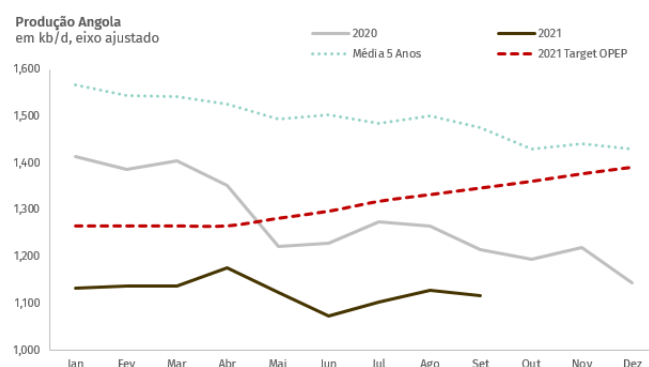
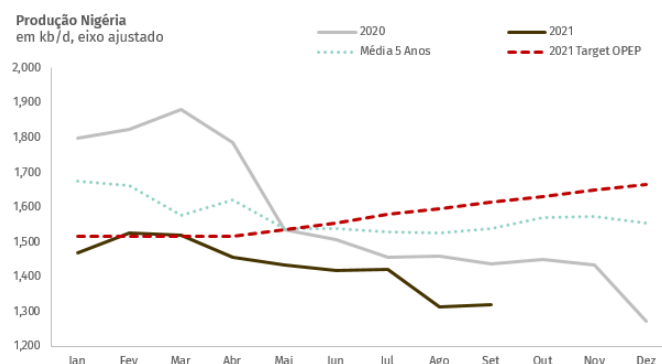
*Como e por que investir em adição de capacidade com custos de 40 ou 50 dólares o barril se a OPEP ainda tem espaço suficiente para elevar a produção e atender a demanda com custos de 15 dólares? Se mantido o segredo, o momento em que essa premissa deixa de ser verdade será conhecida apenas quando faltar petróleo no mundo.*

O *spare capacity* da OPEP é a informação desconhecida que sustenta sua posição monopolista.

Podemos hoje tentar pegar algumas dicas da capacidade produtiva do cartel. Com a demanda ainda aquém dos níveis pré-COVID, as quotas de produção de cada país membro – mecanismo de ajuste arbitrário da oferta – estão atualmente

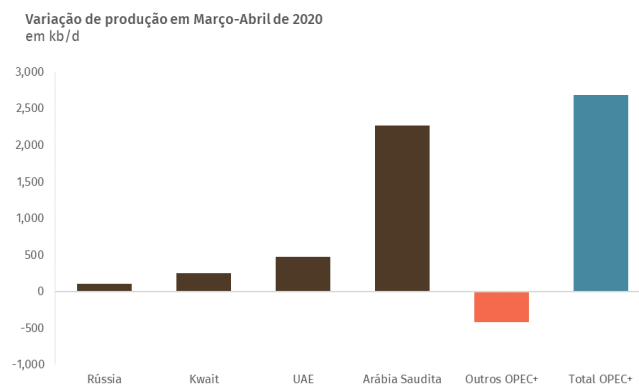
baseadas na produção realizada em 2018 e, portanto, muito abaixo das mínimas.

Chama a atenção que a produção efetiva de alguns deles, como Nigéria e Angola, não consiga atingir tal quota. Cogita-se que a falta de investimento nos últimos anos, em que o petróleo esteve depreciado, tenha reduzido a capacidade de produção dos países em questão.



Setembro 2021 (kbd)			
	Cota	Produção	Δ
Arábia Saudita	9,704	9,704	0
UAE	2,795	2,795	0
Kuwait	2,477	2,474	-3
<b>Core - OPEC</b>	<b>14,976</b>	<b>14,973</b>	<b>-3</b>
Argélia	932	934	2
Gabão	165	179	14
Angola	1,347	1,117	-230
Nigéria	1,613	1,320	-293
Guiné Equatorial	112	106	-6
Congo	287	259	-28
Iraq	4,105	4,294	189
<b>OPEC ex-exempt</b>	<b>8,561</b>	<b>8,209</b>	<b>-352</b>

19



\*

Nos próximos meses, quando a produção da OPEP+ deve subir 400 mil barris por dia a cada mês, poderemos verificar se os outros países conseguem subir sua produção conforme projetado ou se a capacidade extra está concentrada em apenas 2 ou 3 países.

Do outro lado, Arábia Saudita, Emirados Árabes e Kuwait respondem por cerca de 40% da produção da OPEP+ e não deram qualquer sinal de problemas de expansão quando chamados a aumentar oferta em 2020. A incerteza permanecerá e junto dela o monopólio do cartel, tanto para nós do mercado quanto para os produtores americanos.

Parece importante observar que, caso exista necessidade de adição de produção por produtores tradicionais, os custos não serão os mesmos de outrora.

Pega-se por exemplo o Brasil, considerado um futuro produtor marginal dado a alta produtividade e baixo custo relativo. A recente decisão de investimento no campo de Bacalhau – antigo Carcará, cujas atividades sísmicas começaram em 2008 e teve comercialidade declarada em 2019 - no pré-sal brasileiro demandará cerca de 8 bilhões de dólares para colocar 220 mil barris por dia de capacidade de produção em 2024. Uma campanha de proporções gigantescas, que mostra os desafios financeiros e operacionais, bem como o tempo necessário para expansão de produção. A produção na Guiana, outro *front* de produção das *majors* americanas, tem o mesmo perfil.

<sup>19</sup> OilX Research

O tempo de exploração, desenvolvimento e *ramp up* de um campo *offshore* torna possível afirmar que não há, nesse *front*, capacidade relevante para entrar no mercado no horizonte relevante dessa comunicação.

\*

Com esse cenário de oferta, se a recuperação de demanda ocorrer conforme as projeções de mercado – que ainda parecem tímidas, as capacidades máxima e potencial da OPEP serão testadas em breve.

Para qualquer percepção de dificuldade no aumento da produção, esperamos efeitos relevantes nos preços. A situação nos lembra a dinâmica do câmbio diante de um ataque especulativo às reservas de um banco central. Se a venda de reservas representa um montante ínfimo perto do total de reservas que determinado banco central detém, os efeitos da operação são eficientes no controle cambial. Caso haja a sensação de que as reservas estão próximas de acabar, inicia-se uma contagem regressiva e o ataque é acelerado. Essa mudança de percepção é normalmente acompanhada de mudanças abruptas na precificação da moeda.

Ainda nos parece cedo para que esse teste ocorra, mas dentro de cinco ou seis meses a situação pode mudar de figura. Uma antecipação do plano de aumento de produção em 400 mil barris diários ao mês para enfrentar a atual crise do gás pode acelerar a *hora da verdade*.

\* \* \*

## Conclusão

Antes de mais nada, reafirmamos aqui o nosso otimismo e empolgação com a revolução energética em curso nas próximas décadas. O futuro traz oportunidades históricas para mudarmos a matriz que nos acompanha há séculos, reduzindo o efeito das emissões sobre o planeta.

Isso não impede, como investidores, que tenhamos dúvidas e incertezas sobre o equilíbrio entre oferta e demanda nos próximos anos.

A produção americana será mais fraca em função da utilização de campos menos produtivos, inserção de tecnologias menos transformacionais e, especialmente, escassez de capital? Haverá alento vindo do que foi o grande produtor dos últimos anos?

Em paralelo, ameaçados pelo *shale* nos últimos anos, produtores membros e não membros da OPEP+ possivelmente não investiram o suficiente para aumentar ou até mesmo manter suas capacidades produtivas. Os futuros desafios para expansão de oferta são grandes, caros e longos.

No campo da demanda, os países emergentes consomem apenas cerca de 20% do volume *per capita* consumido nos países desenvolvidos. Seu crescimento nos próximos anos será uma força de demanda que pode estar subestimada, em especial o consumo de petroquímicos. Já nos países ricos, a

transição energética se desenrola de forma mais desafiadora do que o esperado.

A OPEP+, tradicional moderadora de preço, começa a mostrar atitudes diferentes de outrora e os riscos de sua capacidade ser totalmente utilizada até o final de 2022 são crescentes.

Exceto pelo risco de um novo choque de demanda, acompanhar a produção da OPEP será a agenda mais importante no mercado energético. Se essa capacidade de oferecer oferta adicional acabar, o foco retorna para a produção americana.

A tradicional terminologia *Call On Opec*, utilizada para mensurar a produção extra do cartel para fechar a conta do equilíbrio de oferta e demanda, poderá ser substituída para *Call On Shale*, com a cessão da responsabilidade de equilibrar o mercado aos produtores americanos.

A produção privada americana não tem *estoque regulador* e terá função de reação diretamente associada ao preço do barril.

Fica então a pergunta: *qual será o preço exigido pelas empresas americanas produtoras de shale oil para retomar os investimentos na expansão da produção de petróleo em um mundo cada vez mais hostil aos combustíveis fósseis?*

\*

Pensando na política econômica e o portfólio de maneira mais ampla, entendemos que o possível cenário de aumento dos preços de energia traz um desafio adicional aos bancos centrais e aos governos.

A pressão inflacionária se refletiria no aumento das taxas de juros e redução de liquidez pelos bancos centrais ao redor do globo, trazendo um ambiente mais complexo aos ativos de risco.

Somado ao cenário da China, esse desenvolvimento nos faz evitar uma alocação direcional de risco dentro do portfólio, mas com um viés para ativos inflacionários. Por mais que o banco central americano tenha mudado a postura ultra acomodatória, o fato dele permanecer *atrás da curva* nos mantém com objetivo de alocar em ativos finitos e escassos, que é a base do nosso cenário macro. A tese de petróleo se encaixa nesse cenário, mas acompanha fundamentos robustos de ordem microeconômica.

\*

A alocação de risco na tese de investimento *long em petróleo* se desdobra de quatro formas dentro do portfólio:

i) *Compra de contratos futuro de petróleo (commodity)*. A curva em formato de *backwardation* embute um cenário de aperto no curto prazo e sobra nos próximos anos. Temos visão oposta. A baixa volatilidade implícita das opções, dado o fluxo de

empresas efetuando *hedges* longos, torna interessante o seu uso.

ii) *Compra de empresas produtoras ao redor do mundo* (Rússia, Europa, Canadá e outros). Essas empresas, dada a expectativa de queda de demanda futura e aversão de investidores a combustíveis fósseis, negociam a *valuations* bastante descontados. A maior parte entrega dividendos de dois dígitos e gera mais que isso de caixa.

iii) *Compra de empresas produtoras de shale americano*. Essa parte funciona como posição e *hedge* ao mesmo tempo. Se estivermos errados e o *break-even* for mais baixo do que o esperado, as empresas estão subavaliadas.

iv) *Compra de Petrobras*. Ainda que a agenda política se sobreponha no curto prazo, a crescente produção reduz o peso dos preços controlados nacionalmente e os riscos percebidos já parecem integralmente precificados. Do outro lado, a empresa possui uma das melhores reservas do mundo e apenas os árabes competem na qualidade e produtividade de novos poços. Ativo ainda mais relevante no ambiente de dificuldade de produção.

\*

A preocupação de praxe com riscos sempre está presente, embora os vários vetores positivos da tese retirem o peso específico de um ou outro e ajudem a mitigar os impactos de uma surpresa inesperada.

Avanços tecnológicos que reduzam o custo das baterias e a descoberta de novas fontes de energia limpas, confiáveis – não intermitentes – e abundantes são os mais importantes.

A mais próxima delas é a revolução na energia nuclear. O tema atravessa acalorado debate global, está presente no portfólio, como *hedge* e posição, e será objeto de uma continuação dessa carta no futuro.

Estamos focados na análise de fontes alternativas de energia e abertos a discussões com clientes. A velocidade da inevitável transição energética será possivelmente o ponto focal do cenário macro global dos próximos anos.

Uma nova revolução tecnológica no *shale* americano também está na lista dos riscos importantes, assim como um crescimento acima do esperado da capacidade de produção da OPEP+. Por último, as negociações do acordo nuclear com Irã e as consequências para a produção do país são acompanhadas de perto e possuem relevância, apesar do nosso ceticismo com a sua concretização.

O portfólio também possui proteções com posições vendidas em moedas emergentes, crédito e bolsa americana.

Permanecemos à disposição.

**Vista Capital**

## Vista Hedge FIC FIM

Ano	Doméstico			Internacional				Caixa	Custos	Rent. Líquida	CDI
	Renda Fixa	Renda Variável	Moedas	Renda Fixa	Renda Variável	Moedas	Commodities				
2018	0,7%	7,6%	0,9%	-0,1%	0,3%	-0,7%	0,1%	3,8%	-2,9%	<b>9,6%</b>	4,1%
2019	0,0%	10,1%	-0,1%	-0,7%	-2,0%	-1,4%	1,0%	4,3%	-2,5%	<b>8,6%</b>	6,0%
2020	1,1%	3,0%	2,6%	-1,0%	4,7%	1,0%	1,8%	2,1%	-4,5%	<b>10,7%</b>	2,8%
2021	2,7%	2,5%	-1,1%	0,7%	3,0%	-0,4%	7,2%	1,7%	-3,1%	<b>13,1%</b>	2,5%
jan	0,0%	0,5%	-1,0%	0,1%	-0,2%	0,0%	-0,7%	0,1%	-0,2%	<b>-1,3%</b>	0,1%
fev	1,2%	-0,3%	0,2%	0,4%	1,2%	0,4%	1,6%	0,0%	-0,8%	<b>3,9%</b>	0,1%
mar	0,3%	-1,3%	0,1%	-0,1%	0,1%	-0,7%	0,1%	0,3%	0,7%	<b>-0,7%</b>	0,2%
abr	0,3%	0,3%	-0,9%	-0,1%	0,4%	-0,1%	0,7%	0,0%	-0,1%	<b>0,6%</b>	0,2%
mai	0,0%	1,3%	0,3%	-0,1%	0,5%	-0,1%	2,2%	0,2%	-0,9%	<b>3,5%</b>	0,3%
jun	-0,2%	1,8%	0,2%	0,3%	0,2%	0,2%	0,0%	0,2%	-0,3%	<b>2,4%</b>	0,3%
jul	0,2%	-0,4%	-0,2%	-0,2%	0,1%	-0,1%	-2,2%	0,3%	0,3%	<b>-2,2%</b>	0,4%
ago	0,9%	0,5%	0,1%	-0,1%	0,3%	-0,4%	-0,2%	0,2%	-0,3%	<b>0,9%</b>	0,4%
set	-0,1%	0,0%	0,1%	0,4%	0,3%	0,5%	5,5%	0,3%	-1,4%	<b>5,6%</b>	0,4%

## Vista Multiestratégia FIC FIM

Ano	Doméstico			Internacional				Caixa	Custos	Rent. Líquida	CDI
	Renda Fixa	Renda Variável	Moedas	Renda Fixa	Renda Variável	Moedas	Commodities				
2015	-0,8%	6,7%	16,4%	0,0%	1,5%	2,9%	0,3%	16,8%	-8,1%	<b>35,7%</b>	12,2%
2016	4,0%	27,8%	-3,0%	1,9%	1,5%	4,0%	0,3%	14,1%	-9,4%	<b>41,3%</b>	14,0%
2017	2,6%	-1,9%	-3,7%	1,4%	6,9%	-1,8%	0,0%	5,2%	-3,1%	<b>5,6%</b>	10,0%
2018	1,3%	37,0%	2,8%	0,3%	4,8%	-2,4%	0,3%	4,3%	-10,0%	<b>38,4%</b>	6,4%
2019	-0,5%	25,9%	0,7%	-2,0%	-6,6%	-3,8%	2,5%	2,4%	-5,7%	<b>12,8%</b>	6,0%
2020	3,3%	9,1%	7,9%	-3,0%	14,2%	2,9%	5,3%	0,9%	-10,4%	<b>30,2%</b>	2,8%
2021	8,2%	9,2%	-3,3%	2,3%	9,4%	-1,4%	23,0%	1,6%	-9,9%	<b>39,2%</b>	2,5%
jan	0,1%	1,5%	-2,9%	0,3%	-0,5%	0,1%	-2,2%	0,0%	-0,2%	<b>-3,8%</b>	0,1%
fev	3,6%	-1,0%	0,6%	1,3%	3,7%	1,3%	4,7%	0,0%	-2,4%	<b>11,8%</b>	0,1%
mar	0,8%	-3,5%	0,2%	-0,3%	0,1%	-2,1%	-0,1%	0,6%	2,2%	<b>-2,2%</b>	0,2%
abr	1,0%	0,7%	-2,0%	-0,2%	1,2%	-0,5%	1,7%	0,1%	-0,5%	<b>1,5%</b>	0,2%
mai	-0,2%	4,3%	0,6%	-0,2%	1,8%	-0,3%	6,6%	0,1%	-2,4%	<b>10,2%</b>	0,3%
jun	-0,5%	6,4%	0,4%	1,0%	0,5%	0,8%	-0,2%	0,1%	-1,7%	<b>6,7%</b>	0,3%
jul	0,9%	-1,6%	-0,6%	-0,8%	0,1%	-0,6%	-6,1%	0,2%	1,4%	<b>-7,1%</b>	0,4%
ago	2,7%	1,5%	0,2%	-0,3%	0,9%	-1,4%	-0,7%	0,1%	-0,8%	<b>2,3%</b>	0,4%
set	-0,5%	-0,2%	0,3%	1,3%	1,1%	1,6%	17,4%	0,1%	-4,6%	<b>16,6%</b>	0,4%