

BRZ JUNIOR OILS: TIME TO STEP UP

Investir no setor de petróleo na Bolsa brasileira foi, por muitos anos, uma tarefa, no mínimo, ingrata. De um lado os fatídicos “cases” à lá OGX. Do outro a Petrobras, grande referência e, por sua dominância em diversos sub-setores da cadeia, peça determinante na evolução do setor como um todo dentro do país. Uma empresa pouco preocupada em retorno sobre o capital, desalinhada com acionistas minoritários, sem uma política transparente de precificação de seus produtos, tendo, por alguns períodos, balanço insustentável e, como se não bastasse, um enorme celeiro de corrupção...

Para o investidor mais ancorado nos pilares de investimento de médio-longo prazo, alocar capital em empresas de petróleo no Brasil historicamente sempre foi muito difícil. Apostas curto-prazistas de eventos, *bottom fishing*¹ aproveitando exageros na precificação e outras estratégias similares podem até ter gerado bons resultados. No entanto, para investimentos estruturais, acreditamos que os pré-requisitos qualitativos simplesmente não se faziam presentes.

Olhando o atual estágio da Petrobras, constatamos que o quadro é bem diferente do exposto acima, pelo menos em alguns méritos. Nosso objetivo nesta Carta não será discutir a tese de investimento da Petrobras, mas sim as implicações que o plano atual da empresa traz para o setor, em especial para as demais empresas listadas. O referido plano é potencialmente transformador para toda a cadeia petrolífera, trazendo, em nossa visão, oportunidades inéditas para empresas e investidores.

Temos observado o surgimento de empresas bem geridas e capacitadas para aproveitar essas oportunidades e transformações, mas sendo precificadas apenas de acordo com seus portfólios atuais, desconsiderando uma gama enorme de potenciais investimentos transformadores. Cremos que isso decorre, ao menos em parte, do “trauma OGX”, sendo recorrentes as comparações e menções a essa empresa, ainda que se tratem de *cases* completamente distintos. Nosso objetivo será explorar as oportunidades de geração de valor desse novo ciclo petrolífero e elucidar as diferenças em relação a *cases* como os da antiga OGX. Mas, antes de entrar nesse tema, um breve comentário sobre a evolução do último semestre e perspectivas;

A despeito, infelizmente, de uma pandemia mais duradoura do que se previa, podemos dizer que a evolução das empresas colocada em perspectiva em nossa [carta “Plot Twist”](#) segue seu rumo. As novas unidades de negócio/receitamento, o rápido ajuste às novas tendências de consumo e a capacidade de tirar proveito das diversas oportunidades originadas pela crise para acelerar alocação de capital têm, somadas, se provado uma combinação impressionante.

Mais salutar ainda é o fato de que, mesmo com investimentos maciços e as enormes restrições da pandemia, as empresas se encontram hoje, na média, no mais baixo nível de alavancagem financeira em 10 anos. Essa condição as deixa preparadas tanto para continuar aproveitando oportunidades de investimento, como para navegar com maior tranquilidade por eventuais mares revoltos.

¹ *Bottom Fishing*: Usado para descrever estratégias que visam comprar ativos cujo principal atrativo é um valuation excepcionalmente baixo.

Após os primeiros meses de pandemia, compartilhamos algumas simulações de potencial perda de valor das empresas em carteira considerando cenários em que os resultados principalmente de 2020, mas também de 2021, fossem extremamente afetados pelas condições ainda pouco claras. O intuito do exercício foi mostrar que, desde que o *economics* das empresas não fosse estruturalmente alterado, os resultados de curto prazo tinham efeitos razoavelmente limitado no valor de empresas com margens elevadas e baixa alavancagem financeira (média da carteira).

Além disso, ainda que achássemos o exercício bastante válido em um cenário de tamanha incerteza, pontuamos algo que nos parecia bastante possível: que as boas empresas aproveitariam as oportunidades normalmente originadas em crises agudas, fazendo com que, ao olharmos para trás em alguns anos, chegaríamos a constatação de que elas adicionaram valor ao negócio durante a crise, e não o oposto, apesar dos resultados de curto prazo bem afetados. Após mais de 1 ano de pandemia, podemos dizer que essa opção saiu de possível para muito provável.

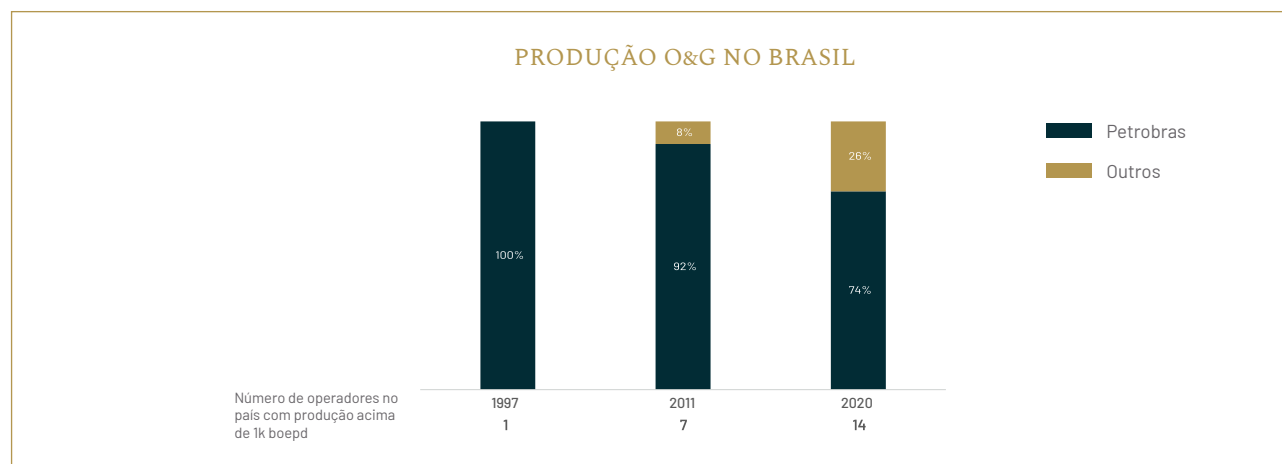
Posta essa visão construtiva com o lado microeconômico, e deixando *momentum* de lado, estamos cientes dos desafios econômicos e institucionais que o Brasil atravessa, principalmente à medida que nos aproximamos de um período eleitoral. Como equilibrar uma carteira que nos permita aproveitar as principais distorções de investimentos que vemos, ao mesmo tempo em que se buscam temas complementares, assim construindo um portfólio pouco dependente a um específico cenário político-econômico, continuará a ser tema presente em nossas discussões de alocação.

PANORAMA DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO NO BRASIL

Petrobras

O primeiro poço explorado no Brasil foi na cidade baiana de Lobato em 1938, mesmo ano da criação da CNP – Conselho Nacional de Petróleo. Em 1953, Getúlio Vargas cria a Petrobras e institui o monopólio estatal sobre a exploração do petróleo no país, **em um modelo que perdurou até 1997, no primeiro mandato do Governo FHC**. Apesar disso e dos 24 anos que se passaram, ainda é evidente a dominância da Petrobras na exploração e produção de petróleo no país, como apontamos no gráfico abaixo:

Imagem 1: Participação da Petrobras e outros players na produção nacional de Óleo & Gás



Fonte: ANP
Elaboração: Athena Capital

Em 2010 teve início uma combinação de fatores que levariam a dívida líquida financeira da estatal a superar US\$ 100 Bilhões em 2015 (acima de 5x *Net Debt/Ebitda*). Dentre eles destacamos:

- I. Alto investimento para o desenvolvimento dos campos do pré-sal;
- II. Queda abrupta do preço de petróleo que levou o *brent*² de US\$100/barril em 2014 para US\$50/barril em 2015);
- III. A política populista de preços de combustíveis do Governo Dilma, que manteve, durante boa parte do *bull cycle* do petróleo, o preço do derivado no Brasil muito abaixo dos níveis internacionais.

Essa alta alavancagem, na época a maior dívida corporativa do mundo, engessava muito qualquer planejamento estratégico da companhia. Desalavancar o balanço da Petrobras era uma tarefa urgente que se iniciou no Governo de Michel Temer, que apontou Pedro Parente como novo CEO. Sob uma gestão mais liberal a empresa passou a praticar uma política de preços de derivados seguindo a paridade dos preços internacionais, passou a ser mais seletiva na sua política de investimentos e a priorizar os gastos com Exploração e Produção (E&P), cujos retornos financeiros tinham se mostrado significativamente mais elevados que o de outras atividades. Nesse período, houve uma extensa redefinição da estratégia da companhia e optou-se por desinvestir de negócios que se situavam mais distantes do *core business* da empresa, além de outros ativos de menor porte que, dado a escala da Petrobras, não recebiam a atenção necessária.

No quadriênio 2015–2019 a Petrobras desinvestiu US\$22 Bilhões em participações de ativos como: GasPetro, NTS, BR Distribuidora, PetroAfrica, e campos de E&P (parceria com Total e Statoil).

Em 2019, com a eleição de Bolsonaro para a presidência da República, Roberto Castello Branco foi escolhido como novo CEO da Petrobras e reforçou a política da gestão anterior. Castello Branco, assim que tomou posse, dizia que a Petrobras deveria se concentrar em ativos *world class* na E&P de petróleo, em ativos em que ela fosse a *natural owner*, ou seja, aqueles que possibilitassem que a companhia melhor explorasse sua vantagem competitiva natural. Como a maior operadora mundial de campos ultra-profundos, por larga margem, e com ativos de qualidade mundial no pré-sal brasileiro, este deveria ser o foco principal da companhia, segundo as diretrizes do seu novo direcionamento estratégico.

A execução desse planejamento implica que todos os ativos com exceção do pré-sal são passíveis de alienação ao longo do tempo. Diversos campos de E&P, a totalidade dos ativos *Onshore* e uma parte relevante dos ativos *Offshore* no pós-sal (incluindo alguns ativos de refino e *midstream*³) estão dentro das possibilidades de desinvestimento. Também está em curso o desinvestimento de 50% de seu parque de refino, com a Petrobras mantendo para si apenas os ativos da região Sudeste.

Olhando de uma forma mais abrangente, acreditamos que esse programa de desinvestimentos da Petrobras tem um componente muito favorável tanto para a mesma quanto para as empresas independentes do setor e para a sociedade brasileira. Uma verdadeira proposição *win x win* para as partes envolvidas. De um lado, a Petrobras consegue focar nos ativos mais rentáveis e cuja escala monumental permite que a empresa dilua adequadamente suas pesadas despesas de estatal. Ao concentrar em um número de campos muito menor (com altíssima produtividade) e reduzindo participação em segmentos periféricos, a companhia reduz a complexidade dos

² *Petróleo Brent foi batizado assim porque era extraído de uma base da Shell chamada Brent. Atualmente, a palavra Brent designa todo o petróleo extraído no Mar do Norte e comercializado na Bolsa de Londres.*

³ *Quando as matérias-primas (hidrocarbonetos) são transformadas em produtos prontos para uso específico (gasolina, diesel, querosene, GLP, nafta, óleo lubrificante, ...).*

seus negócios, aumenta sua eficiência, e consegue ampliar sua geração de caixa reduzindo seu endividamento, outrora problemático. Lembrando que os campos do pré-sal são ativos de águas profundas e ultra profundas, muito competitivos, com *breakeven* de custo abaixo de 25 dólares/barril.

Por outro lado, olhando sob a perspectiva dos *players* independentes, o desinvestimento da Petrobras é uma grande oportunidade de adquirir bons ativos, já com infraestrutura de produção desenvolvida e que estão em processo de declínio de produção porque saíram do foco da Petrobras. Vale ainda comentar que pelo atual momento da indústria global de óleo e gás, marcado pelas discussões sobre descarbonização, as grandes petrolíferas mundiais estão cada vez mais seletivas no investimento em E&P de hidrocarbonetos. Além das *majors*⁴, as demais companhias internacionais independentes estão enfrentando cada vez mais restrições para levantar capital sobretudo para investir em regiões distantes do seu foco de atuação atual, como seria o caso destes ativos de E&P no Brasil. A menor presença de empresas estrangeiras, que possuem um custo de capital menor, beneficia as empresas independentes brasileiras, que devem competir predominantemente entre si por ativos que tem potencial de multiplicar por algumas vezes suas operações. A oportunidade de adquirir relevantes ativos maduros e em operação há alguns anos, com risco de execução bastante controlado, faz do cenário atual um momento único para os *players* do setor desde que o monopólio da Petrobras foi quebrado há 24 anos atrás.

Players Independentes

Dentro do contexto da política de desinvestimentos da Petrobras, diversas empresas independentes ganharam relevância no mercado de E&P através de aquisições como demonstrado nas tabelas abaixo. No *Offshore*, vale destacar o aumento de participação de algumas empresas internacionais no Brasil (Perenco, Trident e Karoon), cuja soma do valor pago na aquisição dos ativos foi na ordem de US\$2 Bilhões. No *Onshore*, o destaque foi para 2 empresas nacionais: A 3R Petroleum, que comprou 4 ativos *Onshore* e 1 ativo *Offshore* por aproximadamente US\$ 600 milhões, e a PetroReconcavo, que comprou 3 campos *Onshore* por aproximadamente US\$ 630 milhões.

Imagem 2: Ativos da Petrobras adquiridos por player independentes, divididos por Onshore e Offshore

ATIVOS OFFSHORE COM VALOR DE MERCADO ACIMA DE US\$20 MM ENTRE 2019 E 2021			
EMPRESA	ATIVO	VALOR VENDA (MM US\$)	PRODUÇÃO 2020 (KBOEPD ⁵)
Trident Energy	Enchova e Pampo	1015	10,2
Karoon	Baúna	665	16,4
Perenco Brasil	Pargo	398	3,6
PetroRio	Frade (30%)	100	5,5
BW Offshore	Maromba (70%)	90	N/A
3R Petroleum	Peroá	28	2,2
Total		2296	38

⁴ Termo usado para se referir as 7 maiores produtoras de O&G do mundo

⁵ BOEPD é a sigla para Barril de Óleo Equivalente Por Dia, que é a medida de produção padrão para o setor. Quando antecedido de um 'k' implica milhares de barris.

ATIVOS ONSHORE COM VALOR DE MERCADO ACIMA DE US\$10 MM ADQUIRIDOS ENTRE 2017-2021

EMPRESA	NÚMERO DE ATIVOS	VALOR VENDA (MM US\$)	PRODUÇÃO 2020 (KBOEPD)
PetroReconcavo	3	634	14,6
3R Petroleum	4	570	12,0
Petro+	1	300	7,6
Karavan O&G e Seacrest Capital	1	155	2,0
Eneva	1	56	> 0,1
Imetame	1	11	> 0,1
Total		1726	36

Fonte: ANP e Petrobras

Elaboração: Athena Capital

Atualmente, existem 4 empresas independentes focadas no setor de E&P listadas na B3: a PetroRio e a Enauta com operações *Offshore*, a PetroReconcavo, que tem operações *Onshore* e a 3R Petroleum, presente em ambos os segmentos. A Eneva também atua na exploração e produção de óleo e gás, mas possui um modelo de negócios mais integrado com geração de energia elétrica. As empresas independentes hoje não correm os mesmos riscos das empresas que decepcionaram o mercado na última década. A diferença decorre de já possuírem campos de petróleo em operação que geram caixa, sendo seu foco elevar a produtividade destes campos através de técnicas de recuperação de produção. Elas produzem em ativos maduros, cujas reservas são conhecidas e possuem pouco risco exploratório.

Para melhor compreender onde há risco exploratório é necessário conhecer a metodologia para se medir reservas. A metodologia estima um volume de óleo recuperável para um dado campo e que seja economicamente viável, ponderando tal volume pela probabilidade de sucesso na extração do óleo. De forma simplificada⁶ denomina-se 1P o volume de reservas que serão recuperadas com 90% de probabilidade usando determinadas premissas de preço de óleo e custo de extração. As reservas 2P são aquelas com 50% de probabilidade de sucesso e a 3P com 10% de probabilidade.

Para efeito de modelagem utilizamos em nossas projeções as reservas 2P, mas quando as reservas 1P são muito próximas das reservas 2P (como no caso da PetroReconcavo) há um grau de conforto superior nas estimativas, porque na prática é bastante improvável que o volume de óleo recuperado no final do processo decepcione de maneira relevante. Por outro lado, ao incorporar preços mais realistas (como preço de gás em campos *Onshore*) e/ou novas tecnologias de extração que barateiem o custo há espaço para que novos recursos se tornem comercialmente viáveis e aumentem as reservas a serem reconhecidas com o tempo. Mas estes casos tratamos como opcionalidades e não incluímos em nosso cenário base de avaliação das companhias.

⁶ Pela simplificação, não estamos segregando as reservas em fase de contingência (reservas C).

Imagem 3: Dados das empresas listadas, com destaque para reservas 1P

EMPRESA	PRODUÇÃO* 2020 (KBOEPD)	RESERVA 2P (MM DE BOE)	PERCENTAGEM DE RESERVAS 1P	% OFFSHORE	VALOR DE MERCADO(R\$MM)**
PetroRio	32,1	324	64%	100%	16.486
PetroReconcavo	14,6	136	78%	0%	4.590
3R Petroleum	17,9	178	73%	18%	6.132
Enauta	15,4	103	73%	100%	4.482

* Pró-forma cálculo Athena

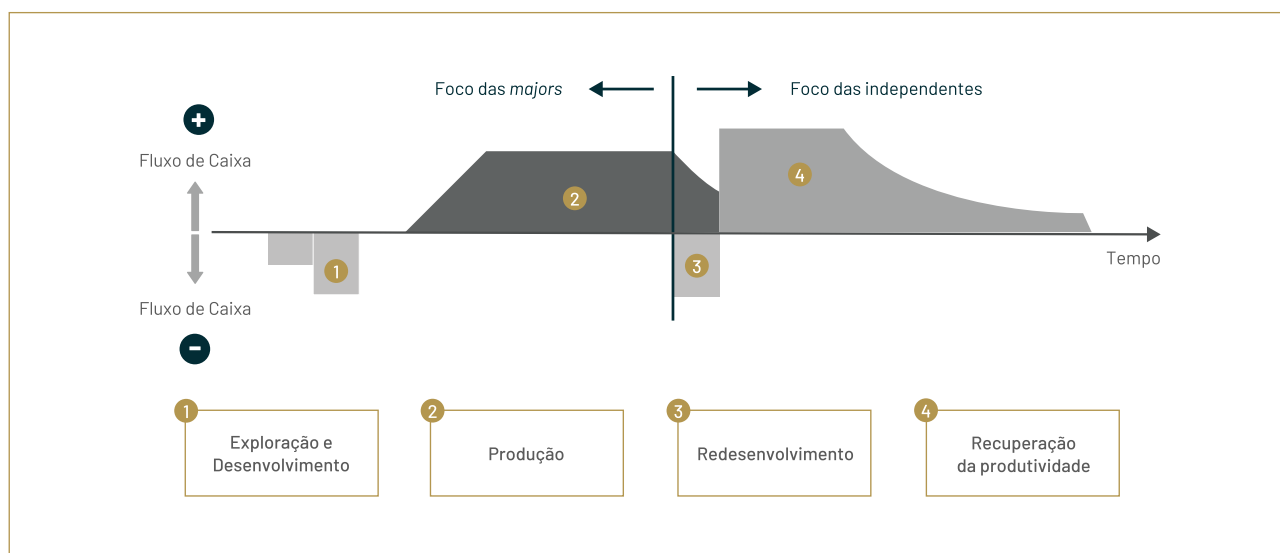
** Considerando preços de 28/06/2021

Fonte: ANP

Elaboração: Athena Capital

A elevada proporção de reservas 1P torna esses cases totalmente diferente de outras histórias de empresas de óleo e gás do passado, que corriam grandes riscos exploratórios. Aquelas empresas precisavam identificar reservatórios de petróleo e ainda tinham o risco adicional daquele óleo não possuir as características necessárias para uma extração economicamente viável. Ainda que descobrisse reservas economicamente viáveis, posteriormente ainda teriam de passar por uma fase de investimento, sem contrapartida de geração de caixa, para viabilizar a produção das reservas identificadas.

Imagem 4: Etapas de um campo de exploração de O&G, indicando sua contribuição para o fluxo de caixa em cada momento.



Elaboração: Athena Capital

No contexto do *bull cycle* da *commodity* dos anos 2008-2012, algumas empresas com foco em exploração de óleo vieram a mercado: OGX, HRT e Queiroz Galvão Oil & Gas. Todas fracassaram nas suas estratégias iniciais no segmento de exploração de óleo e gás. Aportaram muitos recursos na descoberta de petróleo, mas que não se mostraram economicamente viáveis. Ainda assim, algumas delas ajustaram sua estratégia ao longo do tempo e hoje são bem-sucedidas no segmento de produção em campos maduros como é o caso da PetroRio, que se originou a partir da HRT.

Como comentamos na primeira parte da carta, a Petrobras vem desinvestindo de ativos maduros de E&P no contexto de sua redefinição estratégica e foco nos ativos de pré-sal. Nesse sentido, ainda existem oportunidades relevantes para essas empresas, tanto no *Onshore* como no *Offshore*.

No *Onshore*, a Petrobras está alienando o restante dos ativos que possui e não vai ter mais produção em terras. Na tabela abaixo, mostramos que esses são os maiores ativos dentre os já vendidos em terra, e alguns deles incluem a infraestrutura necessária para escoar e processar óleo e gás.

Imagem 5: Ativos Onshore em fase de desinvestimento pela Petrobras

BACIA	ATIVO	PRODUÇÃO (KBOEPD)
Solimões	Polo Urucu	101,2
Potiguar	Polo Potiguar	23,5
Recôncavo	Polo Bahia Terra	17,7
Sergipe	Polo Carmópolis	10,1
Espirito Santo	Polo Norte Capixaba	7,4

Fonte: ANP

Elaboração: Athena Capital

Esses ativos são tão representativos para as empresas listadas que tem foco no *Onshore* (3R e PetroReconcavo) que mesmo a aquisição do menor campo levaria a um aumento de pelo menos 50% na produção. A aquisição dos maiores ativos (Bahia Terra e Potiguar) não apenas faria a produção mais que dobrar, mas também trariam a capacidade de escoamento e processamento de óleo e gás. Ressaltamos que esse aumento na produção considera apenas o volume atual de tais campos, o que certamente não é a melhor métrica para atribuir valor a eles, dado que a Petrobras os deixou sem investimento por um longo tempo. A expectativa é que, com novos investimentos, sua produção cresça de maneira relevante ao mudarem de operador, como ocorreu nos campos já adquiridos que comentaremos mais adiante.

O maior ativo em termos de produção, o Polo Urucu, está hoje sendo negociado entre Petrobras e a Eneva, que apresentou a maior oferta. Desconsiderando Urucu, se o valor desses ativos seguir a média dos últimos investimentos pelo múltiplo (Valor/produção), seriam necessário mais de US\$ 3 Bilhões para adquiri-los. Os demais ativos (ex Urucu) estão em fase final de desinvestimento, onde os participantes fazem a oferta vinculante e o *player* com melhor oferta para Petrobras passa para a fase de negociação contratual. É iminente a oportunidade em ativos de terra com definição final prevista para agosto-setembro e os maiores ativos do segmento estão sendo colocados à venda ao mesmo tempo em um cenário onde empresas internacionais mostram muito pouco interesse por esses ativos no Brasil.

No *Offshore*, a Petrobras está desinvestindo aos poucos dos ativos maduros, principalmente os ativos focados no pós-sal. Os 2 principais desinvestimentos em andamento hoje são os campos de Albacora e Albacora Leste, além da participação no complexo de Marlim. Apenas um desses ativos mais que dobraria a produção de qualquer *player* privado que venha a o adquirir. Atualmente tanto a PetroRio quanto a 3R Petroleum estão disputando o ativo de Albacora/Albacora Leste através de consórcios e, além disso, 3R também segue negociando a compra do campo de Papa Terra com a Petrobras. Os ativos mais interessantes para os independentes são aqueles que dão a oportunidade para o novo operador de maximizar a revitalização dos campos. Em Marlim, como a Petrobras vai se manter como operadora após a venda de 50%, o ativo fica menos atraente. No 1º trimestre de 2021, a Petrobras produziu 521 kboepd de óleo e gás em campos de pós sal, ou 24% da sua produção no Brasil. Como o foco da Petrobras são os ativos de pré-sal, a tendência é que, ao longo do tempo, a estatal deva colocar cada vez mais ativos maduros no seu programa de desinvestimento.

Imagem 6: Ativos Offshore com produção maior que 5 kboepd em fase de desinvestimento pela Petrobras

BACIA	ATIVO	PRODUÇÃO 2020 (KBOEPD)
Campos	Complexo Marlim (50%)	118,0
Campos	Albacora (100%) e Albacora leste (90%)	57,0
Campos	Campo de Papa-Terra (62,5%)	12,2
Espirito Santo	Ativos de Golfinho, Canapu, BM-ES-23 e Camarupim	10,7
Camamu (BA)	Campo de Manati (35%)	5,2

Fonte: ANP e Petrobras

Elaboração: Athena Capital

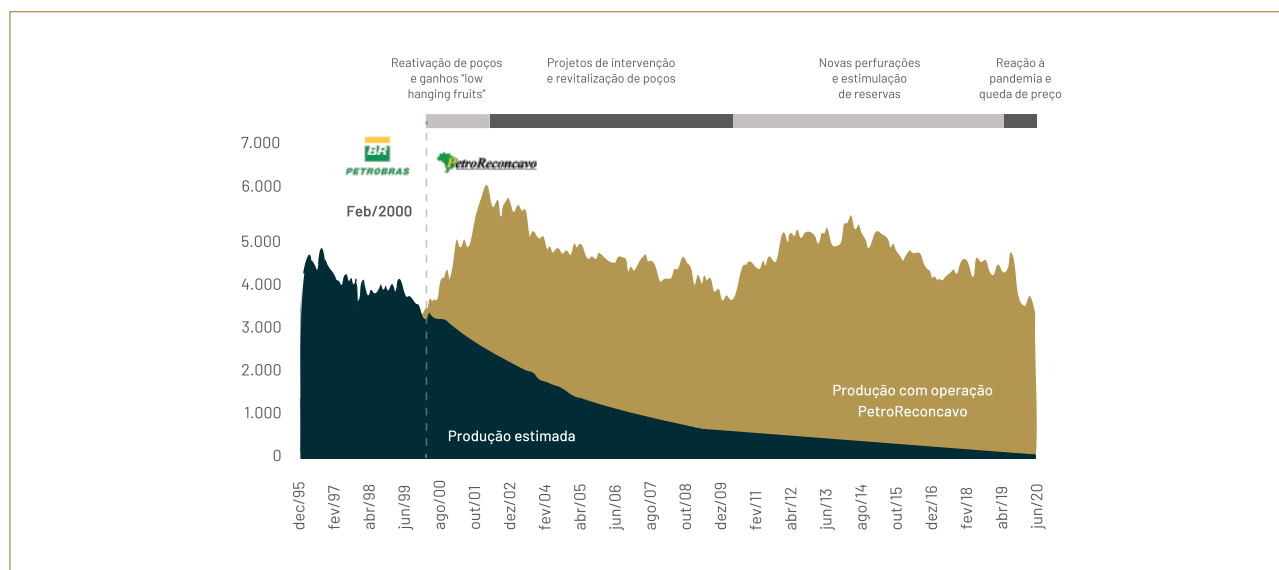
Dentro desse contexto, identificamos duas empresas muito bem-posicionadas para aproveitar essas oportunidades: a PetroReconcavo no *Onshore* e a PetroRio no *Offshore*. A seguir, descreveremos um pouco mais sobre elas.

PETRORECONCAVO

A PetroReconcavo foi constituída em 1997 para aproveitar as oportunidades que poderiam surgir com o fim do monopólio da Petrobras. Nos anos 2000 começaram a operar o Polo Remanso, conjunto de campos na bacia do Recôncavo na Bahia, por meio de um contrato de produção com cláusula de risco (CPCR) com a Petrobras. Esse modelo consistia em operar os campos para a Petrobras e em troca receber uma taxa pelo serviço em cima de uma curva de produção previamente negociada. Para incentivar a maximização do fator de recuperação⁷, a produção adicional a esta curva ficava 85% com a PetroReconcavo e 15% com a Petrobras. Um dos pilares do case da PetroReconcavo é o *track record* dessa operação na qual, como demonstrado no gráfico abaixo, a empresa conseguiu uma ótima performance na produção desses campos assumidos há 20 anos!!

⁷ O fator de recuperação indica a porcentagem do volume de petróleo que foi extraído de um reservatório em relação ao volume total nele existente.

Imagem 7: Produção do Polo Remanso, comparada a curva negociada



Fonte: PetroReconcavo

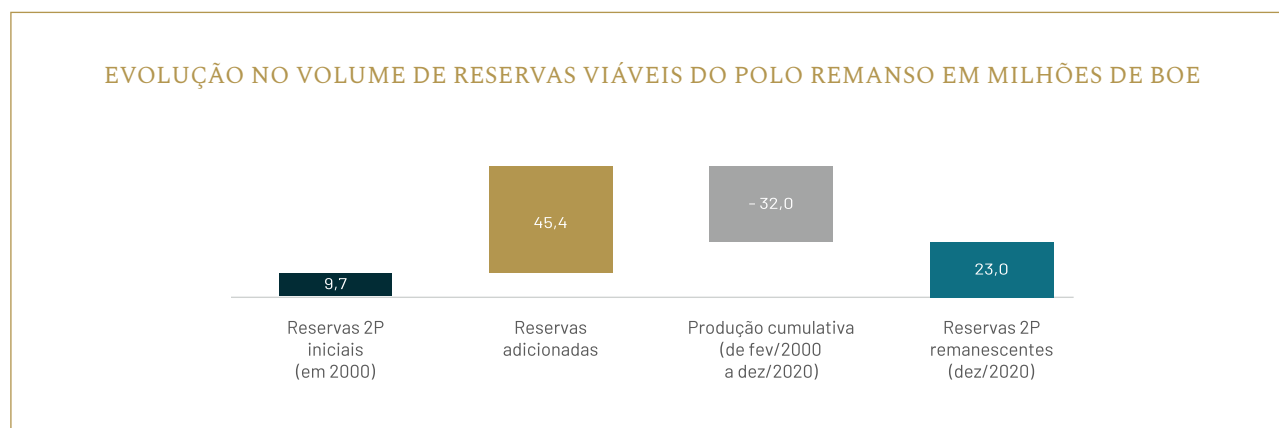
Elaboração: Athena Capital

O processo de recuperação de produção e posterior suavização na taxa de declínio do campo ocorreu em 3 fases:

- I. Reativação de poços e ganhos “low hanging fruits”⁸ da melhor gestão do ativo;
- II. implementação de projetos de intervenção e revitalização de poços, como por exemplo, injeção de água e controle da pressão dos reservatórios;
- III. novas perfurações nos reservatórios, além de continuar com a estimulação dos poços existentes.

A execução dessa recuperação alterou de forma significativa a quantidade de reservas economicamente viáveis no campo, conforme demonstrado na imagem abaixo.

Imagem 8: Mudança nas reservas economicamente viáveis após investimentos e eficiência



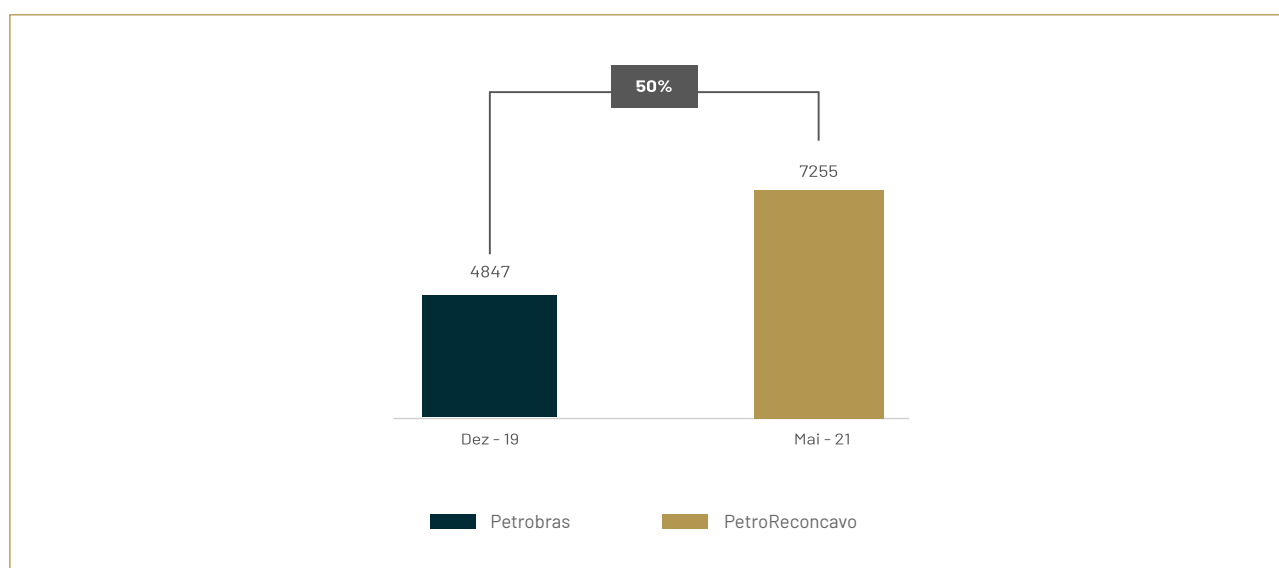
Fonte: PetroReconcavo

Elaboração: Athena Capital

8 Em tradução livre: “Frutas em galhos baixos”. Implica ganhos de eficiência simples e imediatos que levam a uma melhora da operação.

Mais recentemente e dentro do processo de desinvestimento da Petrobras iniciado na gestão Pedro Parente e continuado por Castello Branco, a PetroReconcavo já concluiu a aquisição de 3 ativos: o Polo Riacho da Forquilha por US\$384 milhões em 2019, o Polo Remanso por US\$30 milhões em 2020, que a companhia já operava, e em 2021 o Polo Miranga por US\$220 milhões. Desses a companhia já assumiu a operação do Polo Riacho da Forquilha (RN) e ainda aguarda aprovações da ANP e do CADE para os outros 2 ativos. Desde que assumiu a operação do Polo Riacho da Forquilha em dezembro de 2019, já reativou mais de 50 poços e aumentou a produção em 50% em relação a maio 2021, comprovando que não se deve valorar tais campos pela produção no momento da aquisição.

Imagem 9: Produção em boepd dos campos operados pela PetroReconcavo no Polo Riacho da Forquilha



Fonte: PetroReconcavo

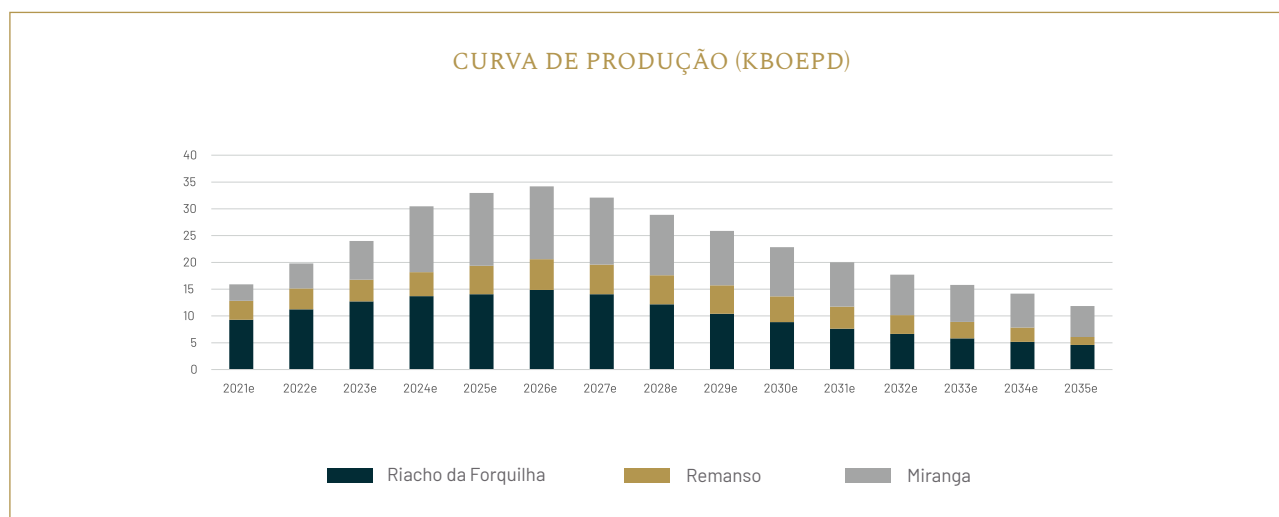
Elaboração: Athena Capital

Os ativos *Onshore* possuem muitos poços e exigem intervenções recorrentes para maximizar a produção. O mercado de serviços em terra no Brasil é pouco desenvolvido e sem muitas empresas regionais, já que pouco se investiu no segmento no Brasil na última década. Isso torna ainda mais necessário no segmento uma boa capacidade de execução para operar tanto os ativos já desinvestidos pela Petrobras quanto os maiores ativos em terra que estão em processo de desinvestimento. O 2º pilar do case é o diferencial de execução e capital humano. Os acionistas da empresa trazem consigo ampla *expertise* no setor: o maior acionista é a Canadense PetroSantander, que tem experiência internacional na operação de campos maduros de petróleo com operações na Colômbia, EUA e Romênia. Outro acionista com *know-how* é a Perbras, empresa que tem mais de 50 anos de atividade no setor de serviços da cadeia produtiva do petróleo e tem representação no Conselho de administração da PetroReconcavo.

A empresa está se preparando para esse momento desde o início do século, tanto na estruturação de processos internos como na formação de pessoas. O foco é ter uma operação verticalizada que traga segurança com baixo custo. Desde 2004, a empresa vem comprando sondas e unidades de estimulação para desenvolver esse *know-how* técnico e operacional internamente, além de vir gradualmente internalizando também os serviços de revitalização. Por fim, em 2019, começaram a internalizar operações de fraturamento hidráulico. Atualmente, a empresa conta com mais de 500 colaboradores diretos, que possuem grande parte da remuneração variável alinhada a metas operacionais. A companhia dedica energia considerável na formação interna de pessoas e isso

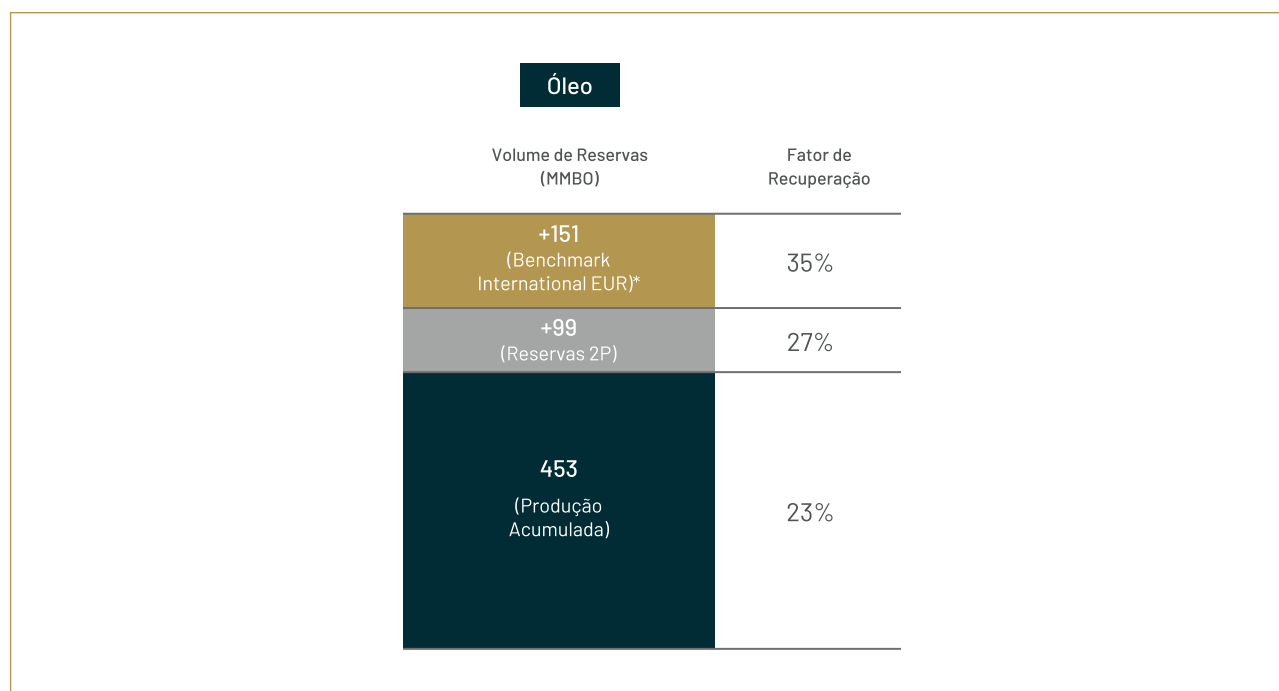
se reflete no *management* da empresa, onde todos os 9 membros possuem mais de 8 anos na empresa, sendo 3 deles oriundos do programa de *trainee*. Conciliando todos esses fatores subjetivos com a análise minuciosa poço por poço feita consistentemente pela empresa nas decisões do dia a dia, entendemos que o risco de execução da curva de produção do relatório de reserva (imagem abaixo) é baixo. Essa curva implica em um aumento do fator de recuperação de óleo de 23% para apenas 27%, nível inferior ao *benchmark* internacional (imagem 11).

Imagem 10: Projeção da curva de produção dos ativos adquiridos pela PetroReconcavo



Fonte e elaboração: Athena Capital

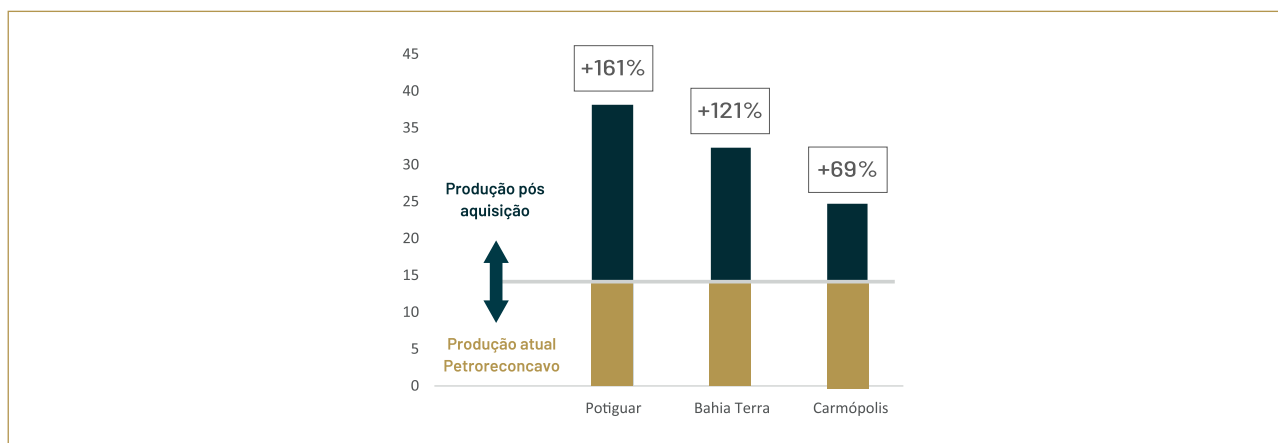
Imagem 11: Fator de recuperação de óleo da PetroReconcavo e reservas equivalentes



Fonte: PetroReconcavo e Athena Capital
Elaboração: Athena Capital

O último e mais relevante pilar do case é a oportunidade de alocação de capital. Existem 4 ativos *Onshore* em processo de desinvestimento pela Petrobras, com produção total combinada de 66 mil boepd. Os 2 maiores ativos são o Polo Potiguar (RN) e o Polo Bahia Terra (BA) que tiveram produção em 2020 de 23,5kboepd e 17,7kboepd. No gráfico abaixo, comparamos a produção de 2020 dos campos que a PetroReconcavo tem interesse de adquirir contra a produção do portfólio atual da companhia. Fica claro o tamanho da oportunidade. Ainda que a PetroReconcavo ganhe algum ativo em consórcio com outra empresa, a relevância para o seu portfólio é inquestionável.

Imagem 12: Produção 2020 da PetroReconcavo comparada à de potenciais aquisições



Elaboração: Athena Capital

Estes dois maiores campos (Potiguar e Bahia Terra) vêm com infraestrutura associada de *midstream* e, como são localizados em bacias onde a PetroReconcavo já possui ativos relevantes recentemente adquiridos, acreditamos existirem sinergias que possam se traduzir em vantagem competitiva. Em nossa análise todas as 3 aquisições feitas pela PetroReconcavo, tiveram TIR real acima de 25% (premissas Athena, considerando *brent* de US\$ 55/boe).

Quantificando a oportunidade de forma mais clara: A cada R\$1 bilhão alocado na aquisição de um ativo com TIR de 25%, vemos uma geração de valor de aproximadamente R\$ 800 milhões, que equivale a 22% do valor de mercado ao preço do IPO.

Ao mapear a competição, enxergamos poucas empresas capitalizadas e já atuantes no Brasil. A 3R Petroleum, companhia que mais levou ativos nos últimos 2 anos e tem acesso ao mercado de capitais, é um competidor relevante. Recentemente, a empresa constituiu a 3R Offshore para participar dos processos de desinvestimento *Offshore*, dentre eles o de Albacora e o de Papa Terra, um ativo complexo de óleo pesado e no qual a empresa está finalizando o processo de SPA (*Sales and Purchase Agreement*). Como a Petrobras está colocando à venda os 4 ativos do *Onshore* ao mesmo tempo e com necessidade de *downpayment* relevante, isso restringe muito a capacidade de um mesmo *player* levar vários ativos. Considerando o tamanho dos ativos, a competição que se desenha e o conservadorismo da empresa nas últimas aquisições, vemos como uma ótima opcionalidade para o case de PetroReconcavo ganhar ao menos um desses processos. E ainda que nos próximos meses a PetroReconcavo não seja vencedora em nenhum dos ativos que está disputando, ainda assim vemos como muito provável que a companhia seja convidada a participar de algum dos consórcios vencedores para aportar seu *know-how* e expertise de desenvolvimento de campos *Onshore* no país. Então, achamos improvável que nos próximos 1-2 anos o portfólio da PetroReconcavo permaneça apenas com os mesmos ativos existentes hoje.

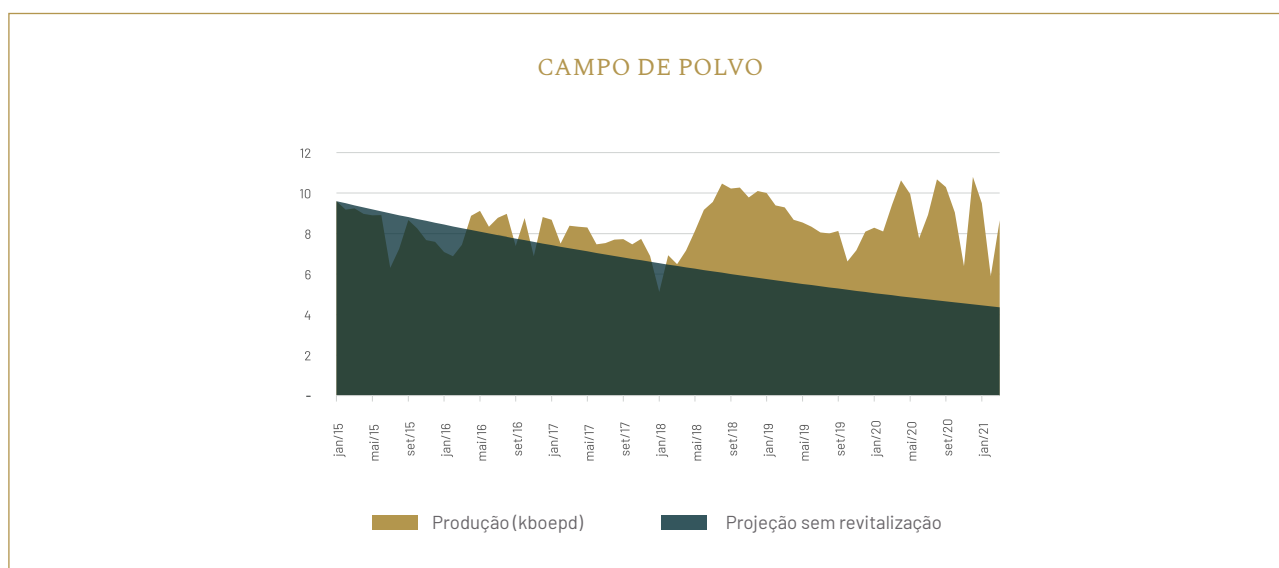
PETRORIO

Como já comentado anteriormente, a PetroRio teve origem na redefinição estratégica da HRT, uma companhia focada na atividade de exploração de petróleo e que realizou seu IPO na B3 em 2010, vinda a reboque do sucesso acionário da OGX e aproveitando a bonança dos preços de petróleo da época. A HRT realizou entre 2010 e 2013 atividades exploratórias significativas, mas sem qualquer êxito. Em 2014, teve a entrada de novos acionistas que mudaram a estratégia da companhia, vendendo os ativos exploratórios e comprando 100% do campo de Polvo. O nome PetroRio surgiu em 2015 com a conclusão do processo de redirecionamento estratégico e definição do seu novo foco de produção em campos maduros. Desde sua reestruturação, a companhia vem mostrando ótima capacidade de execução no redesenvolvimento dos campos, na eficiência operacional e na alocação de capital.

O caso do campo de Polvo

Polvo foi o primeiro campo de sua nova diretriz estratégica, onde desde 2016 a empresa vem fazendo campanhas de redesenvolvimento visando ampliar a produção, aumentando as taxas de recuperação de petróleo e prolongando a vida útil do ativo. Atualmente, a PetroRio está na 3ª campanha de redesenvolvimento do campo, que resultou, em março de 2020, em um incremento de quase 30% da produção. Em maio de 2021, a companhia fez novamente uma perfuração bem sucedida, adicionando mais 2.500 barris por dia. **Como exemplo de rentabilidade dessas iniciativas, esse último poço teve capex de US\$11 milhões e estimamos que vai gerar US\$50 milhões no primeiro ano de operação.** Ou seja, *payback* do investimento acontecerá em apenas 2-3 meses e aumenta a produção do campo em aproximadamente 25%. A imagem abaixo mostra a evolução da produção do campo de Polvo versus a estimativa de produção caso nenhuma campanha tivesse sido feita (linha preta), e exemplifica o *know-how* da empresa na administração meticulosa dos reservatórios.

Imagem 13: Comparação da produção do campo de polvo com projeção do que ocorreria sem revitalização

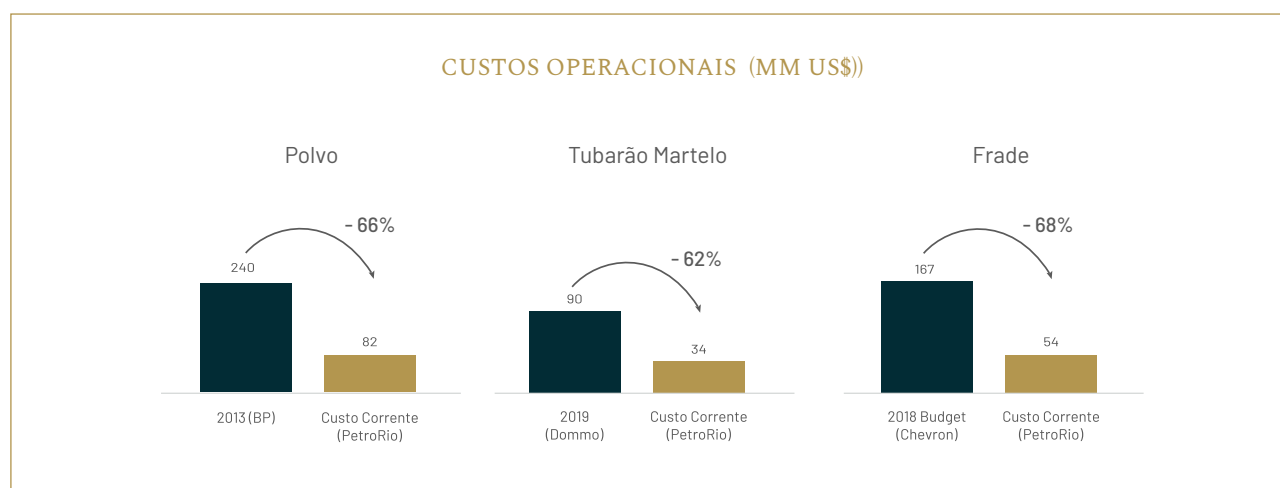


Fonte: PetroRio e projeção Athena Capital

Elaboração: Athena Capital

Além do foco na recuperação da produção e em atenuar as taxas de declínio dos campos, a PetroRio também trabalha muito bem a redução de custos dos ativos adquiridos, buscando explorar sinergias com outras operações de seu portfólio. A BP, antiga operadora do campo de Polvo, trabalhava com custos operacionais anuais de aproximadamente US\$240 milhões. A PetroRio conseguiu reduzir esse custo para US\$100 milhões em 2019. Quando compraram participação majoritária do campo de Frade, em 2019, não só ajustaram a estrutura de custos da operação de uma multinacional de petróleo para uma estrutura mais *lean*, como também aproveitaram sinergias operacionais entre os campos de Polvo e Frade (otimização de gastos de helicópteros, de PSVs, etc). Com isso, reduziram o custo de Frade em 68% e o de Polvo em mais 19%. Em 2020, anunciaram a aquisição do campo Tubarão Martelo que está localizado bem próximo ao campo de Polvo. Com as sinergias operacionais foi possível baixar o custo de Tubarão Martelo em 62%, e no 3T21 a PetroRio deve completar um *tieback*⁹ entre esses campos, possibilitando, assim, o descomissionamento do FPSO¹⁰ de Polvo e, com isso, reduzir ainda mais o custo operacional anual dos 2 campos para apenas US\$70 milhões/ano.

Imagem 14: Histórico de redução de custos operacionais em campos assumidos pela PetroRio



Fonte: PetroRio

Elaboração: Athena Capita

Entendemos que só foi possível atingir esses ótimos resultados em produção e custos, devido ao bom alinhamento dos colaboradores com os interesses da Companhia. Em 2020, cerca de 63% dos colaboradores da Companhia eram também acionistas.

O resultado da combinação de:

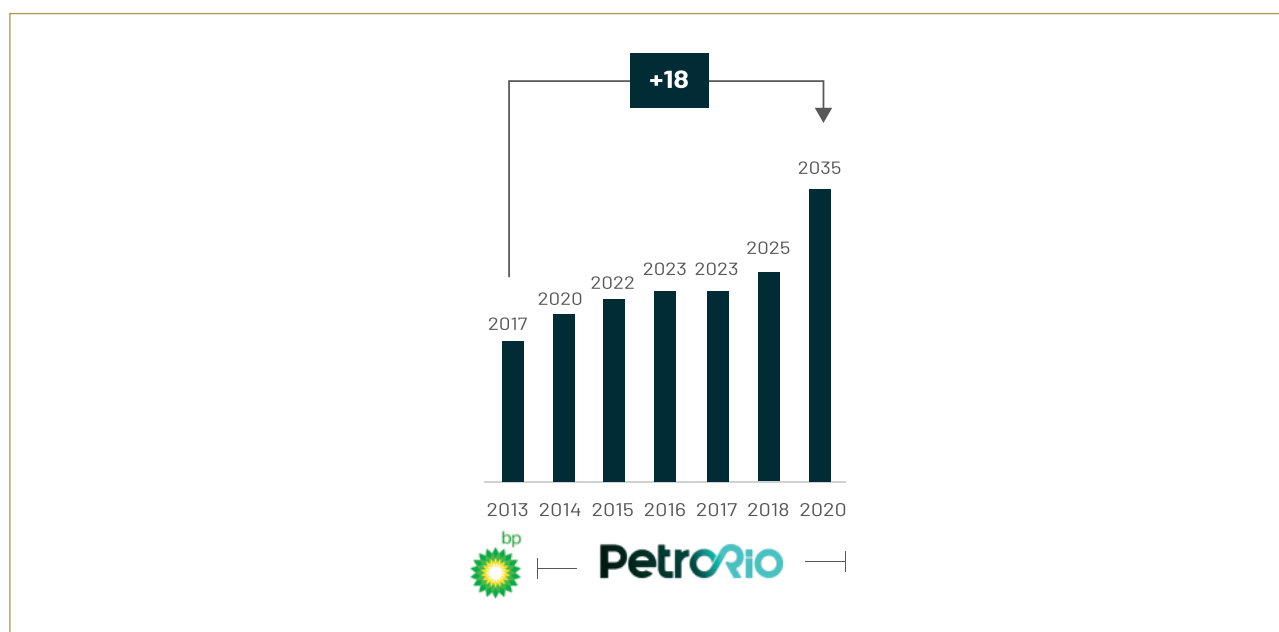
- I. Aumento de produção com as campanhas de redensolvimento
- II. Estrutura de custo enxuta e
- III. Sinergias e incremento de produção com M&A

Foi o acréscimo em 18 anos da estimativa de descomissionamento do campo, permitindo o aumento do fator de recuperação do campo e gerando bastante valor para os acionistas da PetroRio.

⁹ Processo de engenharia que conecta um novo poço a um centro de processamento já existente

¹⁰ Sigla em inglês para Floating Production Storage and Offloading. É um navio-plataforma que pode produzir, armazenar e transferir petróleo e gás.

Imagem 15: Aumento na vida útil (1P) estimada do campo de Polvo



Fonte: PetroRio e Athena Capital

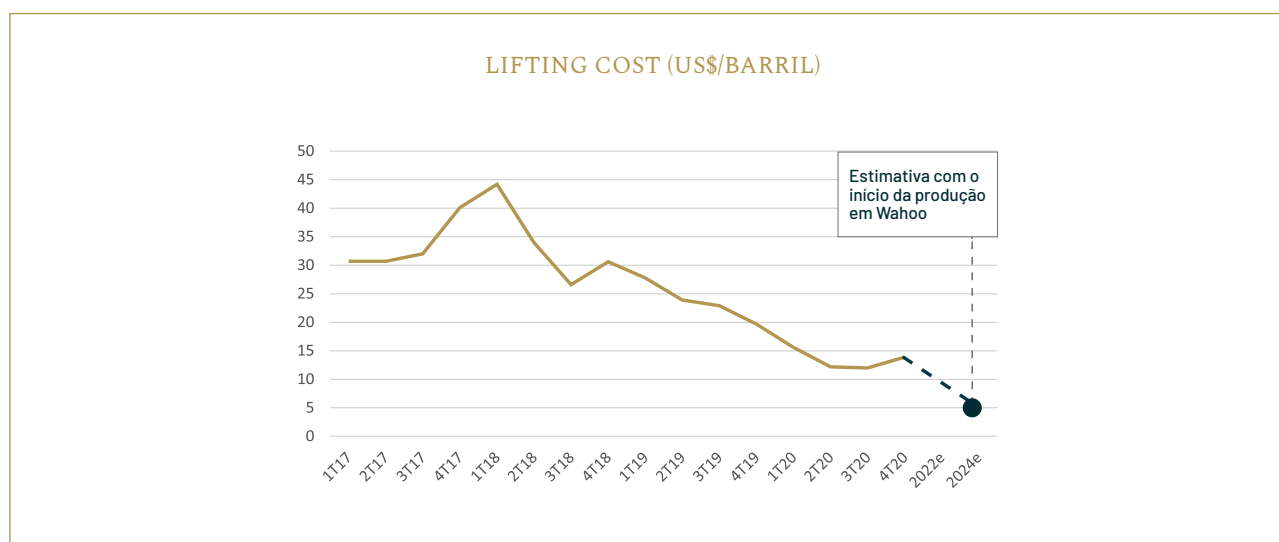
Elaboração: Athena Capital

Campo de Wahoo e Novos M&As

A PetroRio comprou em novembro de 2020 por US\$100 milhões a participação de 35,7% da BP no campo de Wahoo, que fica a apenas 35km de distância do campo de Frade. O campo de Wahoo é um campo pré-operacional, apesar de ter sido descoberto em 2008 pela Anadarko. Na mão de outro *player*, seria necessário colocar em operação um novo FPSO e arcar com todos os seus custos associados, o que dificultaria e muito a economicidade do campo. Mas, dada a proximidade de Wahoo com Frade, e ao fato de a FPSO de Frade ter ociosidade (tem utilizado apenas 20% de sua capacidade), esse projeto gera muito valor na mão da PetroRio. O projeto consiste em construir um *tieback* entre os 2 campos para conseguir produzir em Wahoo aproveitando a infraestrutura já existente em Frade e permitindo, portanto, que a PetroRio dobre sua produção atual (considerando 100% de Wahoo) adicionando apenas custos marginais a sua operação. Isso fica claro quando olhamos a evolução do *lifting cost*¹¹ da empresa (gráfico abaixo), que vem caindo ao longo do tempo, dada a bem sucedida estratégia de redução de custos e redesenolvimento, explicada na última seção. Estimamos que com a implantação do *tieback* de Polvo – Tubarão Martelo o *lifting cost* chegue em US\$ 10 /boe em 2022; e após a conexão do *tieback* de Frade-Wahoo o *lifting cost* se aproxime dos US\$ 5 /boe.

¹¹ Custos operacionais após a fase de exploração e perfuração de poços, quando uma empresa petroleira finalmente entra na fase de produção de petróleo

Imagem 16: Evolução do lifting cost da PetroRio



Fonte: PetroRio

Elaboração: Athena Capital

Em março deste ano, a PetroRio comprou a participação da Total em Wahoo, passando a deter 64,3% do campo. Acreditamos que a companhia está muito bem-posicionada para realizar novos movimentos estratégicos de M&A ao longo dos próximos anos. Atualmente, a PetroRio está competindo pela compra dos campos Albacora/Albacora Leste, que estão em processo de desinvestimento pela Petrobras e produziram cerca de 61 mil boepd em 2020. Se tiver sucesso na aquisição, ela vai conseguir mais que dobrar a produção atual. Analisando o histórico de M&A, a PetroRio sempre fez aquisições bilaterais com *players* privados nas aquisições dos campos (Polvo, Frade, Tubarão Martelo, Wahoo), com exceção de uma participação minoritária de 30% de Frade comprada da Petrobras.

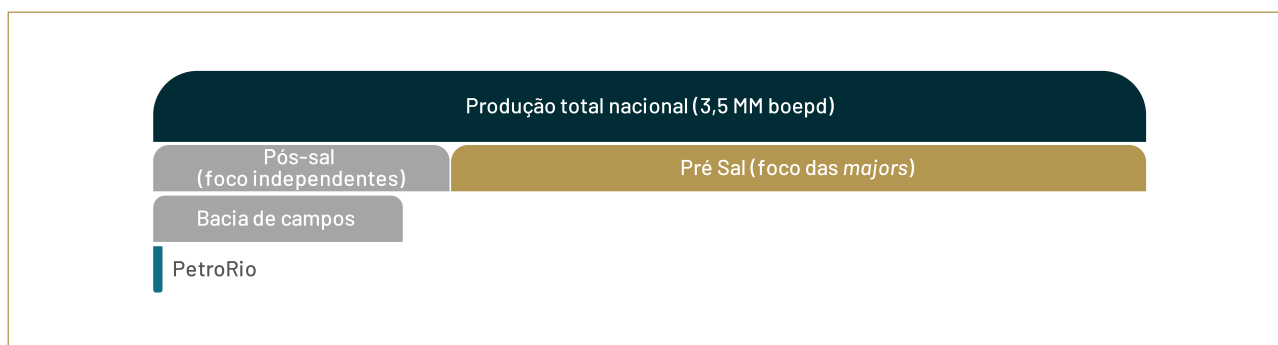
Dentro desse contexto, fizemos um estudo do mercado endereçável de M&A para PetroRio e a conclusão é que o mercado potencial é muito mais abrangente do que o conjunto dos ativos em desinvestimento pela Petrobras. Como mostramos no começo da carta, o foco da Petrobras está no pré-sal, mas essa estratégia não se restringe apenas à estatal brasileira. Todas as *Majors* estão focando os investimentos em ativos *world class*, como o pré-sal brasileiro, e desinvestindo de campos maduros, principalmente aqueles que emitem mais carbono. Para elas, alguns desinvestimentos são quase que mandatários para o atingimento de suas metas de emissão de carbono. Um exemplo recente dessa pressão nas *Majors* foi a decisão inédita do tribunal holandês que julgou a Royal Dutch Shell como responsável por mudanças climáticas e impôs duras metas de redução de emissões de carbono em ao menos 45% até 2030. A decisão foi ainda mais agressiva que as metas internas da Shell, que no início do ano anunciara sua intenção de reduzir suas emissões em pelo menos 6% até 2023, 20% até 2030, 45% até 2035 e 100% até 2050 em relação aos patamares de 2016.

Abaixo trazemos uma análise simplista para ilustrar o potencial de ativos que poderiam ser alvo de M&A pela PetroRio no futuro.

Estudo

O Brasil produziu 3.517 mil boepd em campos de mar em 2020. Dessa produção, 73% veio de campos pré-sal, foco da Petrobras e das *Majors*. Outros 951 k boepd foram em campos de pós-sal. Um terço dessa produção pertence a *players* privados e dois terços pertencem a Petrobras. Assim, vão existir oportunidades tanto na venda de ativos pela Petrobras, cujo modelo de leilão de venda é por essência mais competitivo, quanto por *players* privados, principalmente as *Majors*. Importante destacar que 78% da produção do pós-sal em 2020, equivalente a 20x o volume atual de produção da PetroRio, veio da Bacia de Campos, onde a PetroRio está muito bem-posicionada para novas transações.

Imagem 17: Distribuição da produção brasileira de O&G



Fonte: PetroRio e ANP

Elaboração: Athena Capital

Ressaltamos que de certa forma essa tabela subdimensiona a oportunidade real, porque tem vários campos cuja produção foi nula ou muito aquém do normalizado em 2020 e que fazem bastante sentido para a PetroRio. Um exemplo é o campo de Peregrino, que em abril de 2020 teve sua produção paralisada e, por isso, o campo produziu apenas 15,7 mil boepd na média em 2020, que foi o valor contabilizado no estudo, contra uma produção de 61,8 mil boepd em 2019 (produção normalizada). Vale destacar que esse mesmo campo é um exemplo de oportunidade de alocação de capital para a PetroRio. O campo fica próximo dos campos de Polvo e Tubarão Martelo e é operado hoje pela Equinor, uma grande petrolífera da Noruega que cada vez mais tem intenção de concentrar seus investimentos no pré-sal brasileiro.

TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E ESG¹²

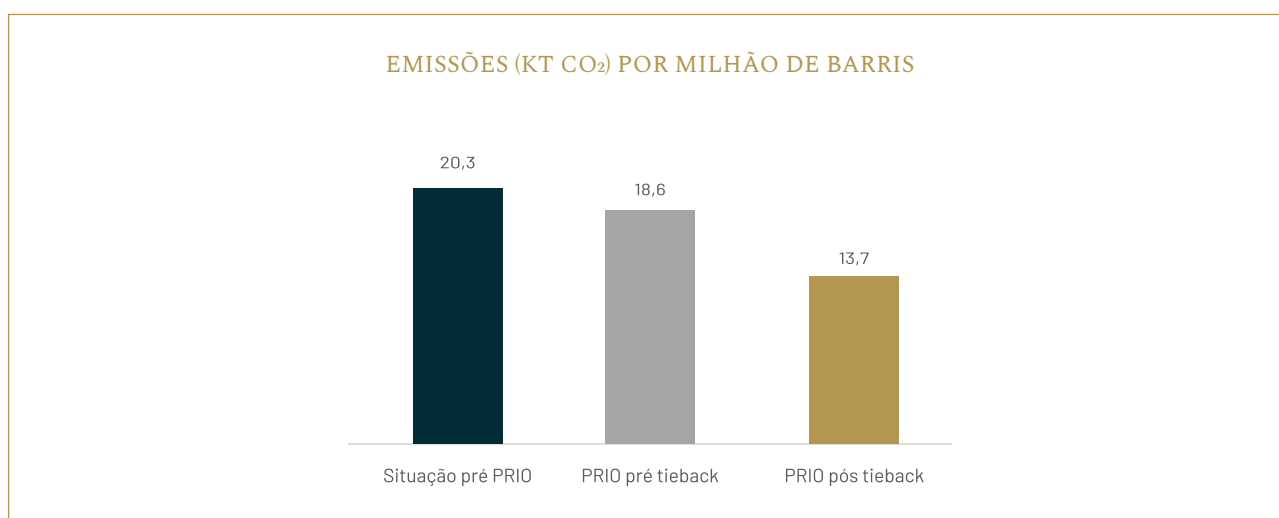
É inegável que a relevância do setor de óleo e gás diminuirá ao longo do tempo. O mundo passa por uma tendência à descarbonização e a transição energética é uma realidade que vai se intensificar ao longo das próximas décadas. É desejável que as companhias abracem novas tecnologias e desbravem novas fontes energéticas que no futuro mitigarão de forma importante nossa atual necessidade dos combustíveis fósseis. Tendo isso em mente, não acreditamos em uma ruptura na demanda por petróleo olhando um horizonte mais curto de até 10 anos. O mundo não pode prescindir do petróleo até porque ele (principalmente o gás) terá um papel importante na transição para outras formas de energias renováveis.

¹² ESG: Sigla em inglês para Meio-ambiente, Social e Governança.

Aqui cabe um comentário pertinente sobre como a Athena aborda a questão do ESG em nossos investimentos. Um dos pilares da Política de Gestão de Riscos da Athena, desde sua fundação, consiste em uma matriz de Fatores de Risco, que visa acompanhar riscos que extrapolam setores e impedir uma concentração excessiva em um único Fator. Dentre os riscos acompanhados e que geram limites de exposição global do portfólio estão câmbio, juros e ESG. Dessa forma não há impedimento a investimentos em um setor, mas há uma limitação global de risco ESG no *portfólio*. A análise ESG também não é feita apenas em termos absolutos, mas relativos a empresas do mesmo setor, sempre levando em conta o aspecto de materialidade na análise de cada caso individual.

No segmento de óleo e gás, sem dúvida alguma o aspecto ambiental tem uma importância destacada em seu impacto para sociedade. Nesse sentido, vale comentar que a PetroRio, ao incorporar unidades adjacentes à sua produção acaba viabilizando um aumento relevante de produção de óleo com incremento marginal na emissão de carbono. Um exemplo claro é o impacto da junção da produção de Tubarão Martelo com a de Polvo através do *tieback* que está sendo construído entre os campos. Nesse processo, a empresa manteve o FPSO mais moderno que veio junto com a aquisição de Tubarão Martelo e está descontinuando o FPSO existente de polvo, que é mais poluente.

Imagem 18: Emissão de gases de efeito estufa pela PetroRio no cluster Polvo-Tubarão Martelo



Fonte: PetroRio

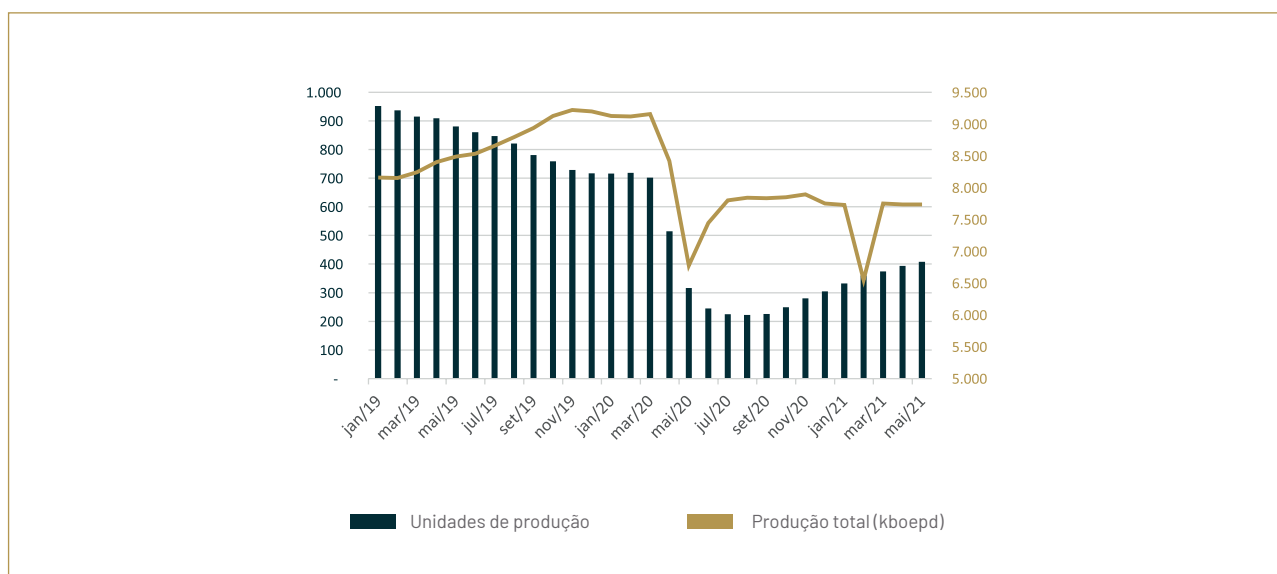
Elaboração: Athena Capital

Outro caso é o investimento em Wahoo em que a empresa irá utilizar o FPSO já existente no campo de Frade para também processar o óleo de Wahoo e, portanto, o aumento emissões será significativamente menor do que se outra empresa fosse investir em uma nova plataforma.

No aspecto de governança, a PetroRio tinha um histórico questionável de alinhamento. Mas desde 2020 a companhia passou por uma profunda alteração no seu CA (Conselho de Administração), que hoje possui o CEO e mais 4 membros independentes de 7 membros totais, e com boa reputação técnica e respeito aos minoritários. Além disso, o antigo controlador teve sua participação diluída no último aumento de capital e veio reduzindo posição na companhia, possuindo hoje aproximadamente 20% de participação, diluição considerável em relação aos 59% de dezembro de 2018. Hoje a PetroRio é uma *Corporation* listada no Novo Mercado. Tais mudanças levaram a não mais considerarmos o risco de governança (que, ressaltamos, limita alocação) da PetroRio como elevado.

Vale ainda ressaltar que muito se comenta do efeito da queda na demanda no balanço de oferta e demanda do petróleo, mas pouco foco se dá na sustentabilidade da oferta de petróleo em um cenário que há cada vez mais restrições ambientais e financeiras sobre a exploração de novos poços. Nesse sentido, temos o exemplo das companhias que operam no segmento de *shale oil* nos EUA e que cada vez mais encontram dificuldades financeiras para investir e manter a produção. A recente eleição do Joe Biden nos Estados Unidos adiciona mais incerteza a estes produtores.

Imagem 19: Número de unidades de produção em operação e produção de Shale Gas nos EUA



Elaboração: Athena Capital

Vale lembrar que diferentemente de algumas outras *commodities*, o petróleo apresenta taxas de decaimento de produção elevada e a descoberta e o desenvolvimento de novos poços/campos são necessários para compensar o declínio de poços maduros. No atual cenário de maiores restrições no licenciamento ambiental de novos poços e de custo de capital mais elevado e/ou mais restrito para *players* do setor, a oferta de petróleo futura tende a ser bastante afetada.

Outro ponto que gostaríamos de reforçar é que os investimentos que temos em Oil & Gas são em ativos com *duration* muito curta. A *duration* do fluxo de caixa das ações da PetroRio é de 6,7 anos e 6,8 anos no caso da PetroReconcavo. Dito de outra forma, demora 5-6 anos para retornar o capital investido nos *cases* (*payback* simples). Então, na prática, não temos que depender do retorno do investimento para 25-30 anos quando, aí sim, o futuro do petróleo é muito mais incerto.

CONCLUSÃO

É sempre importante ressaltar que o nosso portfólio possui companhias com perfis distintos na busca de uma carteira equilibrada para os diversos cenários macroeconômicos possíveis.

Ainda assim as duas companhias que comentamos nesta carta pertencem ao segmento de petróleo e, inevitavelmente, a rentabilidade de suas operações é diretamente relacionada ao preço da *commodity*, a respeito do qual não temos pretensão alguma de ter um diferencial analítico. Reconhecemos nossa incompetência para tal, de forma que não deixamos espaço para um excesso de confiança decorrente das cotações atuais ou de projeções positivas para a *commodity*. Usamos análises de sensibilidade para entender como o preço do petróleo afeta a rentabilidade das companhias e o retorno do nosso investimento em diversos cenários. Buscamos nesta carta mostrar que a nossa tese de investimentos se apoia muito mais nas perspectivas micro das companhias e no posicionamento e *track record* que elas construíram, que as colocam em posição única dentro do momento histórico que passa o setor no Brasil em que a principal *player* do segmento executa de forma acelerada sua política de desinvestimento.

Mesmo sem premissas de M&A no momento do investimento nas companhias, víamos uma TIR real de 18% e 15% (US\$55 de premissa de *brent*) para PetroRio e PetroReconcavo respectivamente. Nos preços atuais ainda vemos TIR real de duplo dígito em ambos os cases.

Mas são as diversas oportunidades de M&A que tornam o investimento ainda mais atraente. São empresas bem posicionadas em um segmento cheio de oportunidades e cada uma possuindo um histórico disciplinado de alocação de capital.

"You just have to be opportunistic, and try to figure out what creates value.. where the bottom is, what creates incremental value, and in what combinations."

- John C. Malone

Chairman e CEO da TCI de 1973 a 1999 (até companhia ser comprada pela AT&T).

Chairman e acionista da Liberty Media - Dona da maior empresa de cabo dos EUA e que foi muito ativa em M&As em diversos segmentos de Mídia.