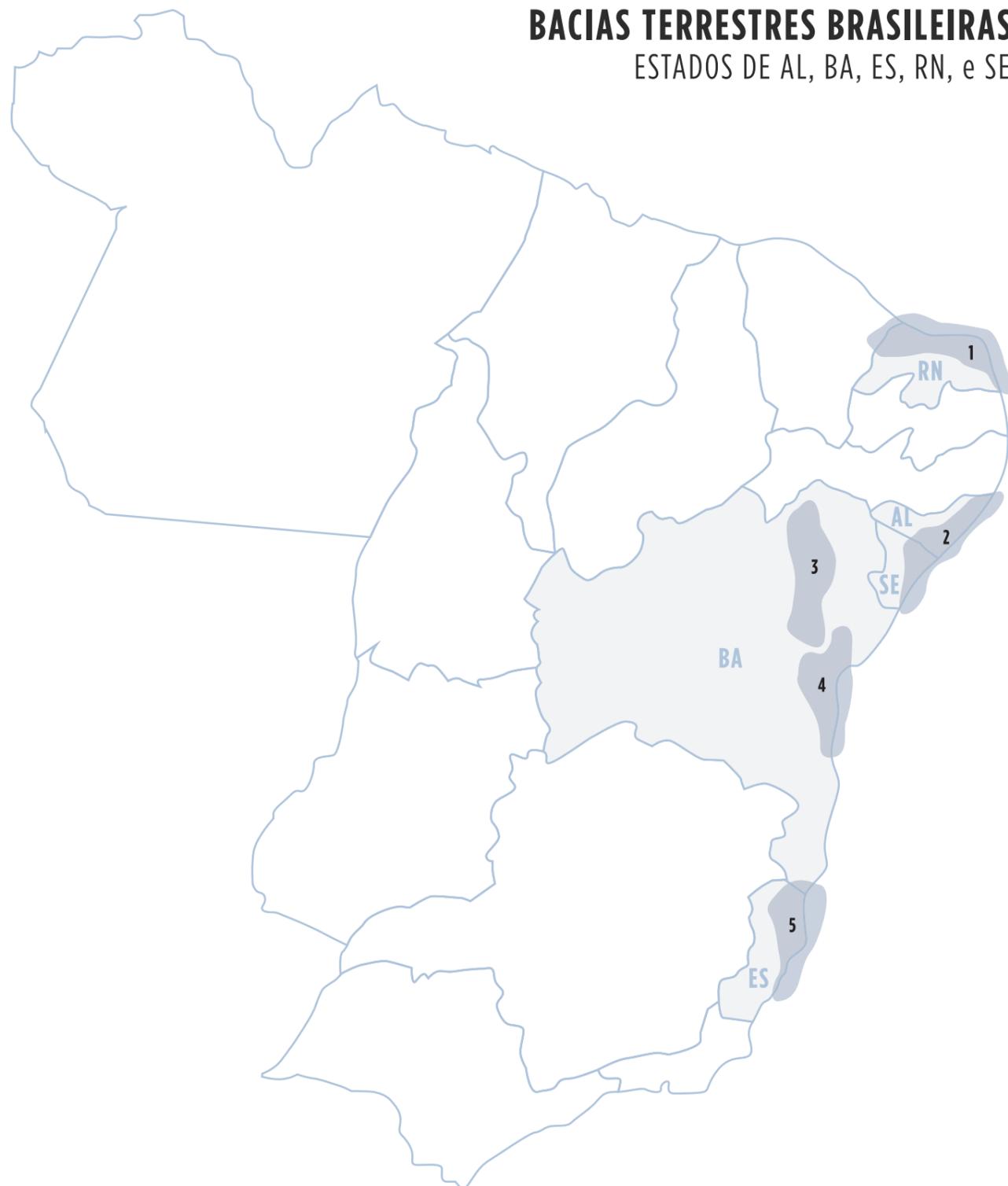


Nota Técnica

Uma Proposta de Política para a Indústria
de Petróleo e Gás Natural Terrestre
(Nordeste e Espírito Santo)

BACIAS TERRESTRES BRASILEIRAS

ESTADOS DE AL, BA, ES, RN, e SE



LEGENDA

 BACIAS SEDIMENTARES TERRESTRES

1 - BACIA POTIGUAR

2 - BACIA SERGIPE-ALAGOAS

3 - BACIA DO TUCANO

4 - BACIA DO RECÔNCAVO

5 - BACIA DO ESPÍRITO SANTO

Bacias terrestres brasileiras

Foi na Bahia, em 1939, que ocorreu a primeira descoberta de petróleo no Brasil, no bairro de Lobato, município de Salvador. A partir daí foi desenvolvida toda a indústria de petróleo no Brasil, começando pelo primeiro poço comercial, Candeias 01, em 1941, passando por toda a série de estudos e pesquisas iniciada pelo Conselho Nacional de Petróleo e desaguando na criação da Petrobras.

As bacias terrestres mantiveram a exclusividade da produção de petróleo no Brasil, até a década de 1980, quando a Petrobras se voltou para a exploração *offshore* com a descoberta da Bacia de Campos.

Nos dias atuais, embora só extraiam quase 7% de todo o petróleo brasileiro, as bacias terrestres ainda apresentam mais de 8 mil poços produzindo (quase 10 vezes o número de poços produtores marítimos), sendo 95% destes localizados nos estados de Alagoas, Bahia, Espírito Santo, Rio Grande do Norte e Sergipe. Não seria exagero dizer que as bacias terrestres, e em especial a Bacia do Recôncavo, viabilizaram a indústria de petróleo no país e a própria Petrobras, hoje uma das maiores empresas do mundo.

“O óleo e gás natural que produzimos nas bacias da Bahia, ao contrário do que se possa supor, ainda estão longe de se esgotar. O volume dos reservatórios ainda é maior do que a produção acumulada desde a década de 1940.”

Fonte: www.petrobras.com.br

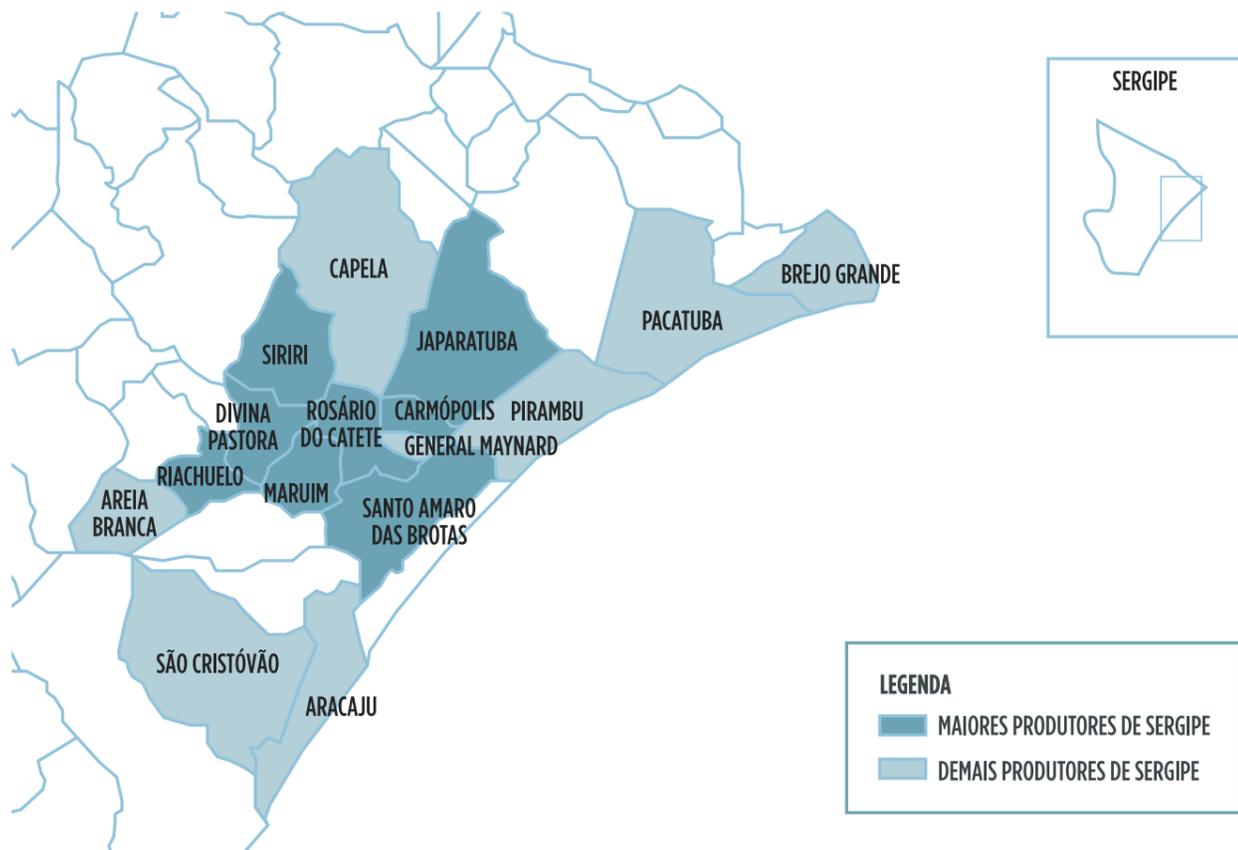
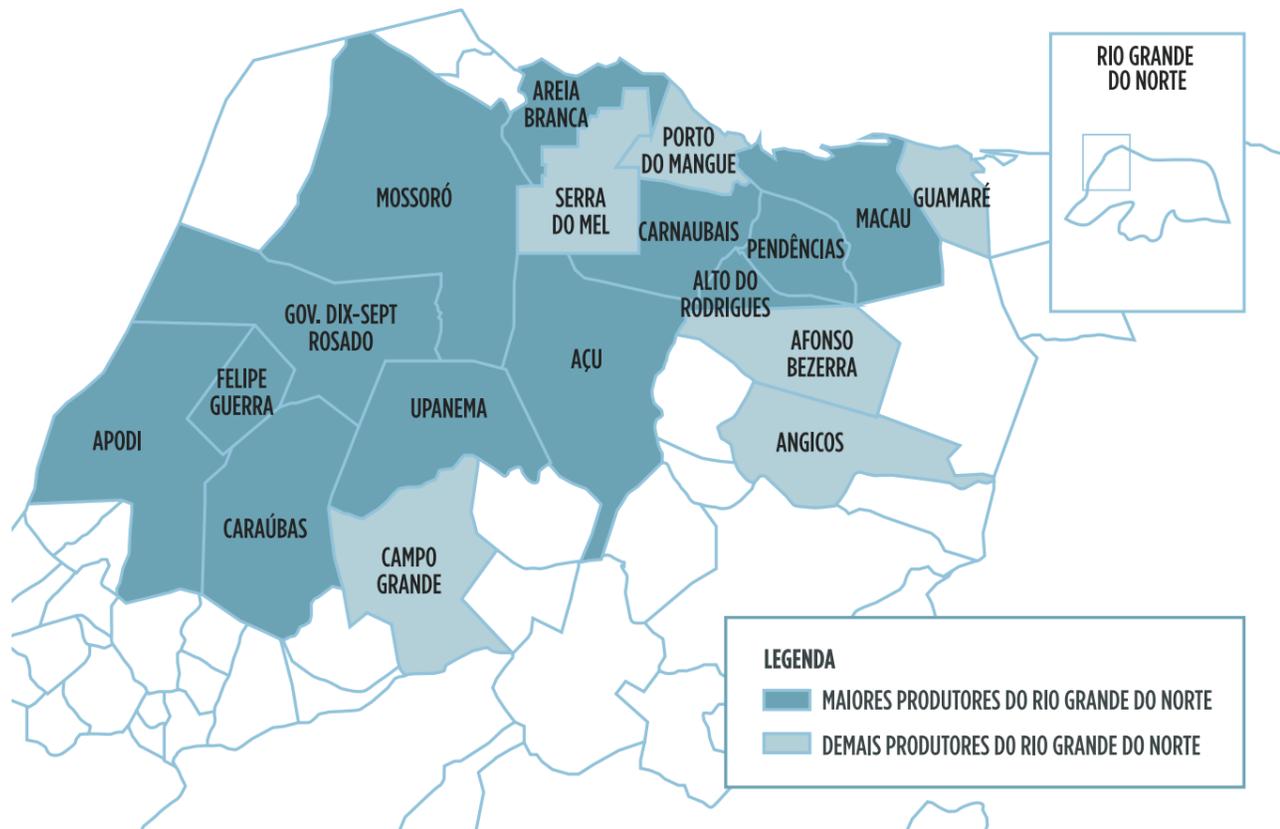
Infelizmente, a dimensão econômica da indústria de petróleo e gás oriundos de campos terrestres não corresponde a tão relevante história e contribuição. Da imensa riqueza gerada ao longo de oito décadas, pouco ficou nos municípios da região, que tem Índices de Desenvolvimento Humano comparáveis a países como Gana e Butão. Com produção declinante e redução maciça de investimentos na produção, a indústria de petróleo em terra pode se tornar irrelevante.

Acreditamos, como acreditaram os pioneiros em 1930, que existem soluções para a revitalização da produção nos campos maduros das bacias terrestres.

“A busca por campos de grande produção, no entanto, não impede que o país invista na produção em bacias terrestres e na criação de um segmento de pequenas e médias empresas de petróleo. O Brasil não pode abrir mão de suas riquezas e muito menos dos benefícios sociais e econômicos que a produção de petróleo e gás em terra, feita por empresas de menor porte, trará a regiões que estão entre as mais pobres do país.”

(Estudo da viabilidade econômica em campos maduros - Dissertação de mestrado Brenny Dantas de Senna - UFRN abr.11)

Fonte: http://repositorio.ufrn.br:8080/jspui/bitstream/123456789/12945/1/BrennyDS_DISSERT.pdf



COMPARAÇÃO DE ARRECAÇÃO DE ROYALTIES X FPM											
LOCALIDADE	POPULAÇÃO TOTAL (2010)	%	IDHM(2014)	FPM (05/2015)	%	PRODUÇÃO BOPD (02/2015)	%	ROYALTIES MENSAL (02/2015)	ROYALTIES /FPM	%	ROYALTIES MÊS PER CAPITA
ESTADO DE ALAGOAS	1.324.350	39,6%	0,698	49.296	31,2%	4.311	100%	4.437	9%	3,2%	R\$ 3,35
(AL) SÃO MIGUEL DOS CAMPOS	59.077	1,8%	0,625	2.238	1,4%	2.541	59%	534	24%	1,9%	R\$ 9,04
(AL) PILAR	35.003	1,0%	0,610	1.627	1,0%	592	14%	223	14%	0,4%	R\$ 6,37
(AL) MARECHAL DEODORO	49.853	1,5%	0,642	2.034	1,3%	513	12%	820	40%	0,4%	R\$ 16,45
(AL) SATUBAL	15.737	0,5%	0,660	814	0,5%	317	7%	29	4%	0,2%	R\$ 1,84
(AL) MACEIÓ	1.005.319	30,1%	0,721	35.056	22,2%	256	6%	60	0%	0,2%	R\$ 0,06
(AL) OUTROS	159.361	4,8%	0,620	7.527	4,8%	93	2%	2.771	37%	0,1%	R\$ 17,39
ESTADO DA BAHIA	1.142.942	7,5%	0,661	43.075	7,0%	40.714	100%	7.397	17%	30,1%	R\$ 6,47
(BA) ESPLANADA	35.930	0,2%	0,589	1.601	0,3%	6.792	17%	605	38%	5,0%	R\$ 16,84
(BA) ARAÇAS	12.351	0,1%	0,570	801	0,1%	5.730	14%	498	62%	4,2%	R\$ 40,32
(BA) POJUCA	36.551	0,2%	0,666	1.601	0,3%	5.269	13%	787	49%	3,9%	R\$ 21,53
(BA) ALAGONHAS	152.570	1,0%	0,683	6.323	1,0%	4.735	12%	414	7%	3,5%	R\$ 2,71
(BA) SÃO SEBASTIÃO DO PASSÉ	45.090	0,3%	0,657	2.002	0,3%	4.325	11%	529	26%	3,2%	R\$ 11,73
(BA) ENTRE RIOS	42.640	0,3%	0,615	1.802	0,3%	3.832	9%	367	20%	2,8%	R\$ 8,61
(BA) CATU	55.021	0,4%	0,677	2.202	0,4%	2.976	7%	293	13%	2,2%	R\$ 5,33
(BA) SÃO FRANCISCO DO CONDE	36.677	0,2%	0,674	1.802	0,3%	2.537	6%	2.183	121%	1,9%	R\$ 59,52
(BA) MATA DE SÃO JOÃO	44.538	0,3%	0,668	2.002	0,3%	2.021	5%	213	11%	1,5%	R\$ 4,78
(BA) CANDEIAS	89.419	0,6%	0,691	2.802	0,5%	1.232	3%	468	17%	0,9%	R\$ 5,23
(BA) OUTROS	592.155	3,9%	0,658	20.137	3,3%	1.264	3%	1.040	5%	0,9%	R\$ 1,76
ESTADO DO ESPÍRITO SANTO	336.797	8,6%	0,720	10.588	9,2%	14.123	100%	9.322	88%	10,4%	R\$ 27,68
(ES) LINHARES	157.814	4,0%	0,724	4.692	4,1%	5.810	41%	6.185	132%	4,3%	R\$ 39,19
(ES) SÃO MATEUS	120.725	3,1%	0,735	3.132	2,7%	4.365	31%	2.511	80%	3,2%	R\$ 20,80
(ES) JAGUARÉ	27.599	0,7%	0,678	1.290	1,1%	3.838	27%	403	31%	2,8%	R\$ 14,60
(ES) CONCEIÇÃO DA BARRA	30.659	0,8%	0,681	1.474	1,3%	110	1%	223	15%	0,1%	R\$ 7,27
ESTADO DO RIO GRANDE DO NORTE	585.509	17,0%	0,678	23.060	14,0%	50.358	100%	11.646	51%	37,2%	R\$ 19,89
(RN) MOSSORÓ	280.314	8,1%	0,720	6.118	3,7%	17.512	35%	1.707	28%	12,9%	R\$ 6,09
(RN) ALTO DO RODRIGUES	13.440	0,4%	0,672	963	0,6%	5.804	12%	1.555	161%	4,3%	R\$ 115,70
(RN) AREIA BRANCA	26.868	0,8%	0,682	1.348	0,8%	5.486	11%	569	42%	4,1%	R\$ 21,18
(RN) AÇU	56.354	1,6%	0,661	2.118	1,3%	4.988	10%	363	17%	3,7%	R\$ 6,44
(RN) MACAU	30.749	0,9%	0,665	1.540	0,9%	3.768	7%	1.769	115%	2,8%	R\$ 57,53
(RN) PENDÊNCIAS	14.402	0,4%	0,631	963	0,6%	2.890	6%	293	30%	2,1%	R\$ 20,34
(RN) CARNAUBAIS	10.491	0,3%	0,589	770	0,5%	2.668	5%	254	33%	2,0%	R\$ 24,21
(RN) APODI	36.049	1,0%	0,639	1.540	0,9%	2.340	5%	267	17%	1,7%	R\$ 7,41
(RN) GOV. DIX-SEPT ROSADO	12.934	0,4%	0,592	770	0,5%	1.710	3%	241	31%	1,3%	R\$ 18,63
(RN) CARAÚBAS	20.414	0,6%	0,638	1.155	0,7%	1.045	2%	172	15%	0,8%	R\$ 8,43
(RN) OUTROS	83.494	2,4%	0,611	5.775	3,5%	2.147	4%	4.456	77%	1,6%	R\$ 34,79
ESTADO DE SERGIPE	942.365	42,0%	0,715	34.278	34,6%	25.992	100%	18.304	53%	19,1%	R\$ 19,42
(SE) JAPARATUBA	17.903	0,8%	0,621	1.112	1,1%	8.464	33%	1.772	159%	6,2%	R\$ 98,98
(SE) CARMÓPOLIS	14.937	0,7%	0,643	927	0,9%	6.706	26%	610	66%	5,0%	R\$ 40,84
(SE) DIVINA PASTORA	4.715	0,2%	0,610	556	0,6%	3.707	14%	319	57%	2,7%	R\$ 67,66
(SE) SIRIRI	8.496	0,4%	0,609	556	0,6%	2.385	9%	184	33%	1,8%	R\$ 21,66
(SE) ROSÁRIO DO CATETE	10.013	0,4%	0,631	741	0,7%	1.911	7%	370	50%	1,4%	R\$ 36,95
(SE) RIACHUELO	9.863	0,4%	0,617	556	0,6%	988	4%	1.250	225%	0,7%	R\$ 126,74
(SE) STO. AMARO DAS BROTAS	11.899	0,5%	0,637	741	0,7%	663	3%	116	16%	0,5%	R\$ 9,75
(SE) MARUM	16.998	0,8%	0,618	1.112	1,1%	394	2%	1.222	110%	0,3%	R\$ 71,89
(SE) OUTROS	847.541	37,8%	0,725	27.977	28,3%	703	3%	12.461	45%	0,5%	R\$ 14,70
AL+BA+ES+RN+SE	4.331.963	16,7%	0,691	160.297		135.428	100%	51.106	31,88%	100%	R\$ 76,81

Fontes: IBGE, IEA, Tesouro Nacional e ANP.

Apesar de toda a riqueza gerada ao longo de quase oito décadas, os municípios produtores de pouco se beneficiaram da atividade. Em geral, não têm alternativas econômicas relevantes, e pouco absorveram da própria atividade, quer na forma de infraestrutura, quer em empregos diretos, dada a forma que a Petrobras opera, utilizando fornecedores e mão de obra não locais, conforme estudo elaborado pelo IPEA em Dezembro de 2010.

A experiência de operadores independentes na bacia, e os expressivos resultados por eles alcançados, ilustram o potencial para geração de riqueza adicional. Experiências internacionais também nos indicam o caminho e mostram exemplos de bacias maduras atingindo níveis de produção bastante interessantes pela aplicação de técnicas de recuperação avançadas por operadores especializados.

Um novo ciclo de investimentos, e consequente ampliação da produção, a partir da implantação de modelo conceitual que alinhe os interesses públicos e privados, é capaz de gerar riqueza e garantir que a sociedade local participe e se beneficie significativamente sob a forma de impostos, *royalties* e renda.

Bacias maduras e a atividade de exploração e produção

Passados quase 18 anos da quebra do monopólio estatal de exploração e produção de petróleo, a Petrobras ainda é responsável por quase totalidade da produção em bacias maduras no país. Desde então, o foco das ações de política governamental e regulatória para a indústria esteve nos sucessivos “*rounds*” da ANP, onde blocos exploratórios nas áreas adjacentes a campos produtores das bacias maduras terrestres foram licitados.

Esta política, embora tenha atraído investimentos sob a forma de bônus de assinatura, aquisições sísmicas e perfuração de poços exploratórios, não obteve resultados expressivos em termos de campos e produção comercial nas bacias terrestres.

Ao longo do seu processo de exploração, as bacias maduras brasileiras foram muito bem mapeadas pela Petrobras e hoje têm limitadas oportunidades de descobertas de novos prospectos comerciais significativos, nas palavras da própria estatal.

Os campos maduros terrestres já não se adequam à carteira de projetos de uma grande operadora como a Petrobras. A média de produção por poço terrestre é de 20 barris/dia versus 30 mil barris/dia de poços localizados no pré-sal. Em outras palavras, um volume de caixa d'água versus o volume de mil carros pipa!

Por outro lado, algumas iniciativas no sentido de alterar a forma de operação de áreas maduras produziram resultados excepcionais em termos de crescimento da produção. Em fevereiro de 2000, culminando um processo iniciado em 1997 no chamado “portfólio de oportunidades”, a Petrobras passou a operação de doze campos maduros na Bacia do Recôncavo à PetroRecôncavo S/A, empresa independente especializada na otimização do processo de produção em campos maduros. Sediada em Mata de São João-BA e com atuação em onze municípios baianos, essa empresa tem obtido expressivos resultados, com um incremento médio anual de produção superior a 5% nos seus 15 anos de operação. O sucesso desta operação tornou a PetroRecôncavo o maior operador independente *onshore* do país e o maior contribuinte do município de Mata de São João. Além disso, a empresa também é hoje responsável por operar campos que representam cerca de 70% da produção do município de Catu, tradicional polo da indústria na bacia.

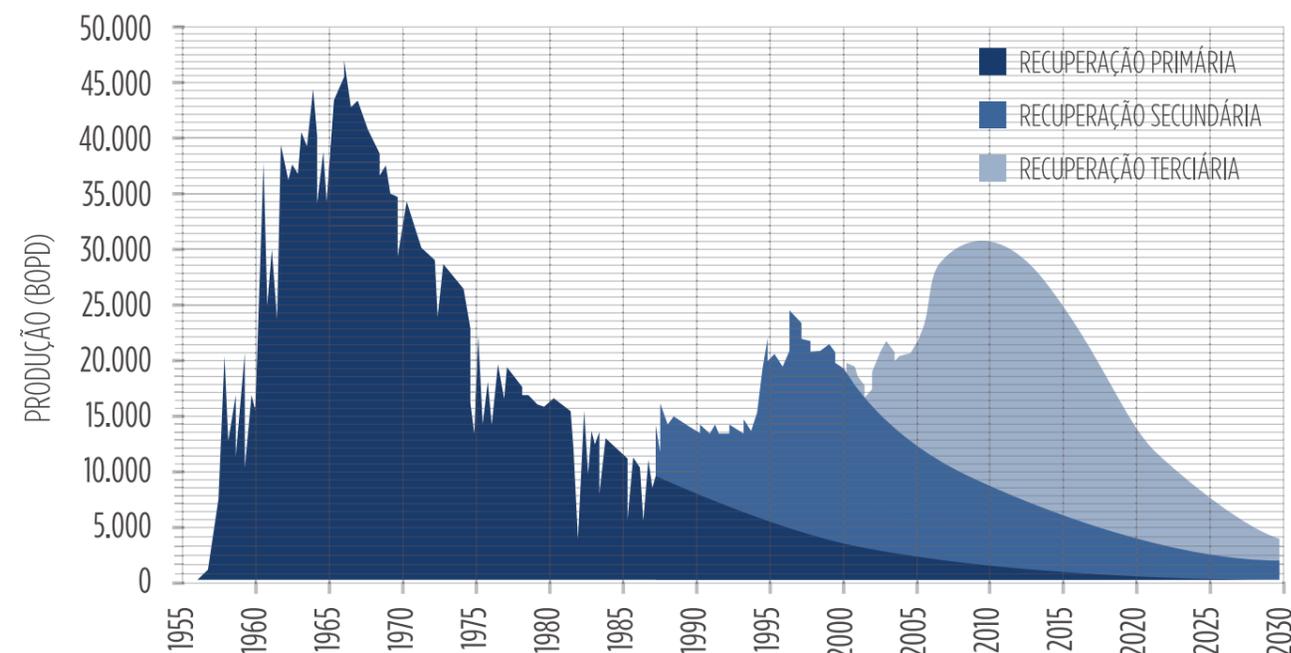
Mas a PetroRecôncavo não é o único caso de sucesso. Operam ainda nas Bacias Terrestres os produtores independentes Alvopetro, Cemes, Cowan, Gran Tierra, Imetame, Nova Petróleo, Panergy, Petrosinergy, Santana, Severo Villares, UTC Petróleo e Gas, Partex, PetroGal e PGN, todos com relativo sucesso em seus campos.

Os produtores independentes tendem a ser empresas de pequeno e médio porte e, desta forma, precisam ter um nível de risco mais compatível com as atividades de Produção do que de Exploração. Por outro lado, sua agilidade e estrutura de custos enxutas podem viabilizar projetos de desenvolvimento de produção em campos maduros que não seriam viáveis para empresas *majors* ou estatais nacionais, como a Petrobras. Em países com tradição de produção terrestre, como Estados Unidos, Canadá e Colômbia, milhares de operadores de pequeno e médio porte desenvolvem essa atividade, em geral com resultados expressivos em termos de evolução da produção e geração de riqueza de forma distribuída e sustentável.

No ciclo natural de exploração de uma bacia produtora de petróleo, alguns tipos de processo produtivo podem ser aplicados com o objetivo de extrair o petróleo e gás natural do subsolo. Esses processos são comumente divididos em três tipos de métodos de recuperação: primário, secundário e terciário.

O método de recuperação primário, ou inicial, é caracterizado quando a extração de petróleo ou gás natural ocorre naturalmente pela própria pressão do reservatório ou por bombeio artificial. Porém, existe um limite para a extração de petróleo ou gás natural através da recuperação primária. Não é incomum que campos de petróleo ainda apresentem relevante volume de petróleo acumulado nos reservatórios do campo ao final dessa fase de recuperação. Nesse ponto, faz-se necessária a adoção de métodos de recuperação secundária, que envolve a indução de um método artificial com o objetivo de reestabelecer a pressão do reservatório. O método mais comum é a injeção de água, que consiste em injetar água sob pressão no reservatório com o objetivo de “empurrar” o petróleo para a superfície. Em terra, quase a totalidade de poços produtores são bombeados e uma parcela relevante demanda algum método de recuperação suplementar.

EXEMPLO TÍPICO DO CICLO DE VIDA DE CAMPOS PRODUTORES



Existe ainda a recuperação terciária, que envolve métodos mais aprimorados de recuperação para a produção de petróleo. Esses métodos incluem a injeção de químicos, gás ou calor nos poços com o objetivo de modificar as propriedades do fluido e, assim, melhorar a movimentação do óleo pela formação geológica.

Esses projetos de recuperação são planejados em função do estágio de desenvolvimento e de características específicas dos reservatórios. Sua aplicação pode reverter curvas de produção em declínio, levando em alguns casos a picos semelhantes aos apresentados pelos campos em seus estágios iniciais de produção.

Embora com perfil de risco diferentes, esses projetos também envolvem investimentos vultosos que movimentam a economia da indústria nas regiões em que são implantados. É preciso que sejam relevantes, estratégicos e prioritários para os operadores que os implementam, de forma a assegurar que os objetivos traçados sejam mensurados e atingidos.

A manutenção da Petrobras como operadora quase monopolista se configura em um gargalo ao desenvolvimento da indústria, ao aumento da produção e ao processo de geração de riqueza para os Estados produtores em terra, os municípios da bacia e suas populações.

Além dos métodos de recuperação secundária e terciária, outras iniciativas assumidas por empresas independentes foram exitosas no esforço de aumentar a produção terrestre. Uma dessas iniciativas foi o reprocessamento e reinterpretação de dados sísmicos, que possibilitou às empresas independentes identificar oportunidades de perfurar novos poços que resultaram recentemente em produções relevantes. Nesse diapasão, entre outras, podemos citar a Petrosynergy, que a foi a primeira empresa independente a declarar comercialidade de um poço exploratório, no campo de Uirapuru-BA. Foi também a partir do trabalho das empresas independentes que as primeiras jazidas com reservatórios não convencionais foram identificadas.

Experiências internacionais de transferência na operação de campos maduros

Inúmeros são os exemplos internacionais de modelos bem sucedidos de transferência de operação de campos maduros que resultaram em expressivos incrementos de investimentos e produção.

Trazemos abaixo alguns exemplos de sucesso a partir da transferência de operação de empresas de grande porte para produtores independentes:

Campo de Mukhaizna – Localizado no Oman, este campo apresentava uma recuperação primária considerada “pobre”, com produção atingindo um pico de 15.000 BOPD na virada do século, sob operação da estatal nacional. Em 2005, a operação foi transferida para um consórcio entre dois produtores independentes, que implementaram um dos maiores projetos do mundo de injeção de vapor (método muito adequado a áreas com óleo pesado), associado a perfuração de poços adicionais de desenvolvimento. A produção aumentou de 8.500 para 124.000 BOPD no período de oito anos, com significativos investimentos em instalações de injeção e perfuração de novos poços.

No início dos anos 2000, alguns campos de boa produção na Colômbia passaram por processos de transferência de operador, associados a projetos de incremento da produção. Alguns exemplos:

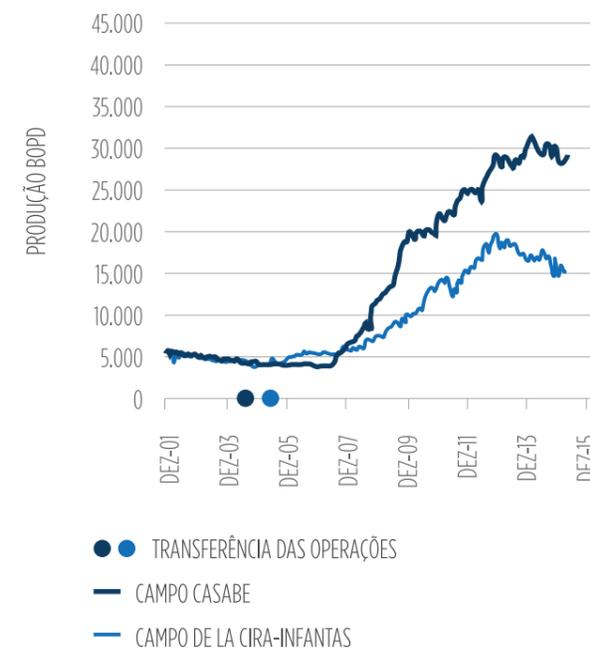
Campo de Casabe – A produção primária deste campo alcançou um pico de 46 mil BOPD em 1953, representando uma recuperação de apenas 13% do óleo original. A estatal da Colômbia, após ações isoladas de recuperação secundária sem resultados expressivos, em 2004 repassou a sua operação para uma empresa de serviço contratada, com um projeto de redesenvolvimento do campo (situação semelhante à PetroRecôncavo, na Bahia) que resultou em um incremento da produção de 5.000 para 24.000 BOPD.

Campo de La Cira-Infantas – Maior campo produtor da Bacia do Médio Madalena, esse campo tinha em 2005 uma recuperação de cerca de 19,5% do óleo original. Naquele ano a operação foi transferida para um produtor independente sob contrato de serviço. Mais uma vez, um plano de desenvolvimento contemplando a ampliação do projeto de injeção de água com perfuração de poços de desenvolvimento resultou em um aumento da produção de 5.000 para 40.000 BOPD.

Além disso, a Colômbia pode servir ainda de exemplo de como a adoção de políticas de incentivo a atração de capitais e a operação privada de reservas petrolíferas pode levar a incrementos de produção e fortalecimento da indústria. Com inúmeras companhias produtoras, a Colômbia criou uma indústria pujante e atrativa. Em 2013, a estatal colombiana, Ecopetrol, respondia por apenas cerca de 60% do óleo produzido no país.

Sem ter feito qualquer grande descoberta de novas reservas, a Colômbia foi capaz de quase dobrar a sua produção entre 2007 e 2013, para mais de 1 milhão de barris de óleo equivalente por dia.

CAMPOS MADUROS AMÉRICA LATINA



As empresas independentes brasileiras

O surgimento deste segmento de mercado, composto por pequenas e médias empresas, aconteceu concomitantemente com a criação da ANP e promulgação da Lei do Petróleo em 1997. As poucas oportunidades de negócio oferecidas pelo Brasil atraíram centenas de empresas de pequeno e médio porte e proporcionaram o surgimento de cerca de 20 empresas que hoje operam 55 campos. Tal foi o interesse do empreendedor brasileiro, que as propostas perdedoras somaram US\$ 150 milhões de investimentos somente em duas rodadas de campos marginais.

Elas operam primordialmente no Nordeste brasileiro e em municípios com IDH no último quartil do ranking nacional. Essas oportunidades de negócio geraram mais de R\$ 1,6 bilhão em investimentos privados, quase R\$ 60 milhões em royalties e cerca de 6.000 mil empregos nos últimos cinco anos. Essas empresas privadas têm como característica foco no setor Exploração e Produção. Não são, portanto, totalmente verticalizadas. Além disso, tem uma gestão eficaz de custos operacionais, o que viabiliza economicamente campos com baixas produções de petróleo.

As empresas privadas, contudo, têm as suas atividades limitadas por falta de oportunidades neste setor, pois há amplo domínio da Petrobras nos campos das bacias terrestre (em especial no Nordeste), o que deixa pouco espaço para a entrada das empresas independentes na operação de campos maduros.

Proposta de modelo para aumento da produção dos campos terrestres – geração de riqueza a partir do petróleo e gás

Considerando os dados apresentados até aqui, aumentar a produção terrestre de petróleo é estratégico para os estados e para os municípios onde se localizam estes campos pela sua inegável relevância econômica e social.

A situação atual dos campos e seu subaproveitamento é uma realidade dura do ponto de vista de desenvolvimento regional, com redução na geração de empregos e renda, recolhimento de tributos e pagamento de *royalties* repassados aos Governos dos Estados e às prefeituras.

Fato relevante divulgado pela Petrobras: “Plano de desinvestimento – Este plano faz parte do planejamento financeiro da companhia e visa a redução da alavancagem, preservação do caixa e concentração nos investimentos prioritários, notadamente, de produção de óleo e gás no Brasil em áreas de elevada produtividade e retorno”.

A proposta da ABPIP

Considerando a realidade presente no Brasil:

a. A vocação *offshore* da Petrobras, que desde os anos 1980 concentra-se nos grandes projetos marítimos no Brasil. Essa visão é reforçada ainda mais com o advento da descoberta das reservas no pré-sal.

b. A Exploração e Produção (E&P) nas bacias terrestres representa uma oportunidade de geração de mais empregos, remunerados com salários acima da média regional.

c. Maior recolhimento de tributos e outras receitas aos cofres dos três níveis de Governo.

d. Criação de um círculo virtuoso nos municípios participantes, através de incremento na atividade econômica, que revigorará a claudicante cadeia de fornecedores de bens e serviços, a maior parte micro e pequenas empresas locais, que estão encerrando suas atividades em face da baixa perspectiva atual do E&P terrestre.

e. A Petrobras divulgou que pretende se desfazer de alguns ativos de seu portfólio (incluindo muitos campos terrestres), almejando obter cerca de US\$ 4,11 bilhões apenas com ativos de E&P e concentrando-se nos investimentos prioritários, notadamente de produção de petróleo e gás em áreas de elevada produtividade.

Com base nesta conjuntura, propõe-se aqui que esses ativos (campos terrestres) sejam incluídos no programa de desinvestimento da Petrobras num modelo de negócio que estará em consonância com a necessidade da estatal e a de crescimento das atividades do setor de E&P nos estados da Bahia, Sergipe, Alagoas, Rio Grande do Norte e Espírito Santo, numa solução onde ganha a Petrobras, ganham as empresas de pequeno e médio porte, ganha a população e os governos.

Dessa maneira, à partir da inclusão imediata de parte significativa destes ativos no Programa de Desinvestimento da Petrobras, a ABPIP propõe a venda dos campos através de leilões públicos. Este formato é consagrado no mercado brasileiro e tem o potencial para atrair inúmeras empresas interessadas, inclusive estrangeiras, de forma transparente e visando maximizar os valores destes ativos para a Petrobras.

Outro ponto importante seria a contribuição da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) para o sucesso do leilão, que ao nosso ver figuraria como agente interveniente, responsável por organizar o leilão destas concessões para operadores privados de reconhecida qualificação técnico-econômica. Esta participação, além de facilitar os trâmites legais para a cessão da concessão, aumentaria a atratividade do leilão pela extensão de prazo das concessões atuais e das licenças ambientais através de sua gestão juntos aos órgãos ambientais. Estas medidas permitiriam a criação de um novo ciclo de investimentos por aumentar a atratividade dos ativos para os possíveis operadores.

A Petrobras ofereceria condições de compra do óleo e gás a serem produzidos dentro dos parâmetros normais do mercado internacional, considerando-se a qualidade do óleo e os custos logísticos, podendo-se ainda considerar o estabelecimento de quotas para o petróleo local, produzido por pequenos e médio produtores independentes no mix de craqueamento das refinarias nacionais.

A conjunção de lideranças políticas e empresariais do Nordeste e Espírito Santo, atuando junto ao Governo Federal é indispensável para a tomada de decisão que permitirá atrair este capital privado. Essa nova onda de investimentos em muito contribuirá para a revitalização econômica local em um momento que enfrentamos enormes dificuldades de crescimento.

Existem dois impactos positivos de maior monta, que merecem destaque:

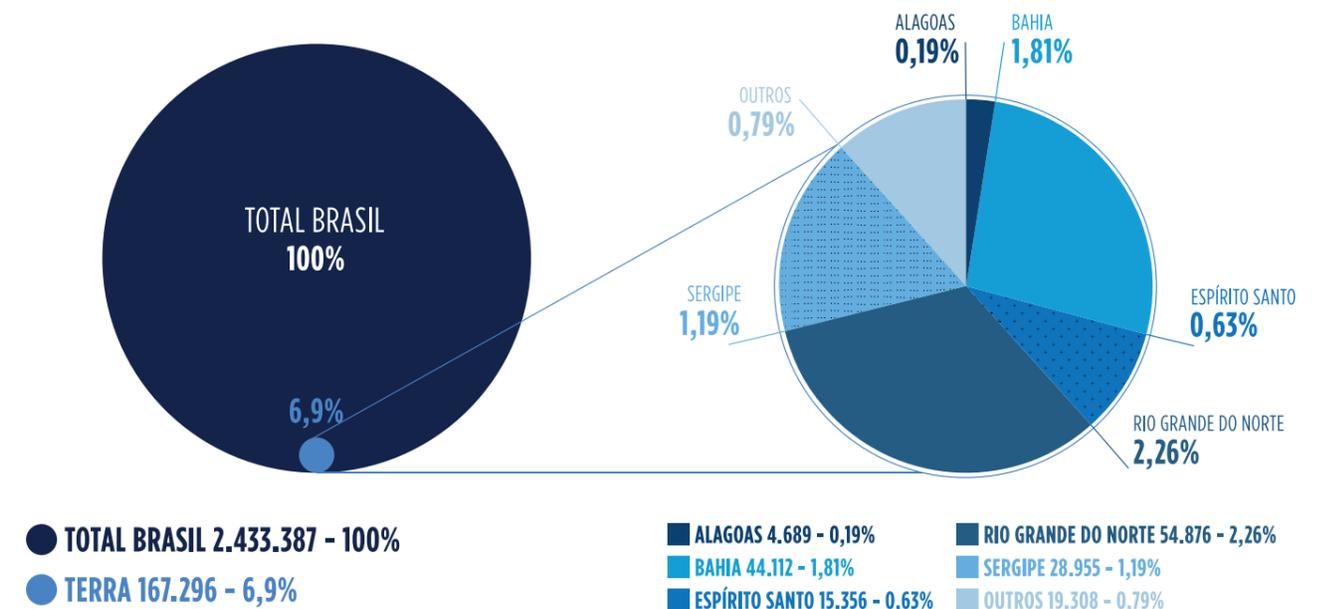
1. Crescimento da arrecadação de estados e municípios:

a. De acordo com estimativas elaboradas pela FIEB-Federação das Indústrias do Estado da Bahia, para cada barril de petróleo produzido são gerados R\$ 26,00 de *royalties* repartidos entre estado (53%) e municípios (47%).

2. Geração de emprego e renda:

a. Ainda de acordo com a FIEB, a cada 23 mil barris diários adicionados à produção de petróleo, são gerados 32 mil empregos diretos e indiretos, com uma geração de salários de cerca de R\$ 620 milhões anuais.

OPORTUNIDADES PARA REVITALIZAÇÃO DA PRODUÇÃO A DIMENSÃO RELATIVA DAS PRODUÇÕES DO BRASIL.



FONTE: ANP - PRODUÇÃO DE PETRÓLEO - DADOS DE FEVEREIRO DE 2015

Outros benefícios são identificados com a proposta de aumento da participação privada:

1. Liberação de recursos para a Petrobras focar em projetos de maior relevância;
2. Potencial de captação de bônus de cerca de US\$ 6 a 7 bilhões para a Petrobras, com base na valoração atual desses campos;
3. Aumento da participação de pequenas e médias empresas no mercado de E&P nacional – em linha com o artigo 65 da Lei 12.351/2010;
4. Incremento da atividade econômica em regiões de baixo IDH e poucas alternativas econômicas. Oferta inicial na ordem de dois mil empregos, com massa salarial correspondente a R\$ 40 milhões por ano. Cada emprego direto gera entre 3 a 8 empregos indiretos. Benefício direto a cerca de 50 municípios desta região na forma de emprego, renda, pagamentos de tributos, *royalties* e maior atividade econômica;
5. Potencial de investimentos nesses campos pode chegar a, no mínimo, R\$ 10 bilhões em 8 anos;

6. Incentivo para a treinamento e formação de mão de obra, atualmente sem oportunidades de atividades mais qualificadas;

7. Revitalização da cadeia de fornecedores de bens e serviços, constituída em sua maioria por micro e pequenas empresas locais. Potencial de geração de milhares de novos empregos;

Todos esses benefícios gerados por esta iniciativa, ao contrário de outros setores da economia, necessitam de uma baixíssima contrapartida do Estado. Aqui elencamos os principais pontos:

1. Adequação e atualização da legislação ambiental;
2. Disponibilização de rede de energia elétrica estável e confiável;
3. Rodovias pavimentadas.

Perdas pela produção não realizada nos últimos 5 anos

É possível estimar que cerca de 150 milhões de barris de petróleo deixaram de ser produzidos no período dos últimos cinco anos. Essa estimativa adota como premissa a quantidade adicional de barris de petróleo que a Petrobras produziria caso apresentasse os mesmos índices de incremento dos produtores independentes que operam no Brasil, com um perfil de campos bem piores que os operados pela Petrobras.

Partindo dessas duas premissas, estimamos que os estados de Alagoas, Bahia, Espírito Santo, Rio Grande do Norte e Sergipe deixaram de arrecadar aproximadamente R\$ 3,90 bilhões (em valores nominais) em royalties no período supracitado, sendo cerca de R\$ 1,9 bilhão destinados diretamente aos municípios.

Conforme mencionado anteriormente, esses resultados seriam obtidos caso a Petrobras apresentasse os mesmos índices de incremento dos produtores independentes que operam no Brasil. Esses produtores apresentaram uma taxa anual de crescimento sustentável de 6,74%, enquanto que a Petrobras apresentou um declínio de 1,21% a.a.

Projetando esse mesmo cenário para os próximos dez anos, podemos afirmar que se nada for feito outros 180 milhões barris deixarão de ser produzidos neste período, com um impacto negativo de R\$ 4,8 bilhões na geração de royalties para os Estados e os seus Municípios.

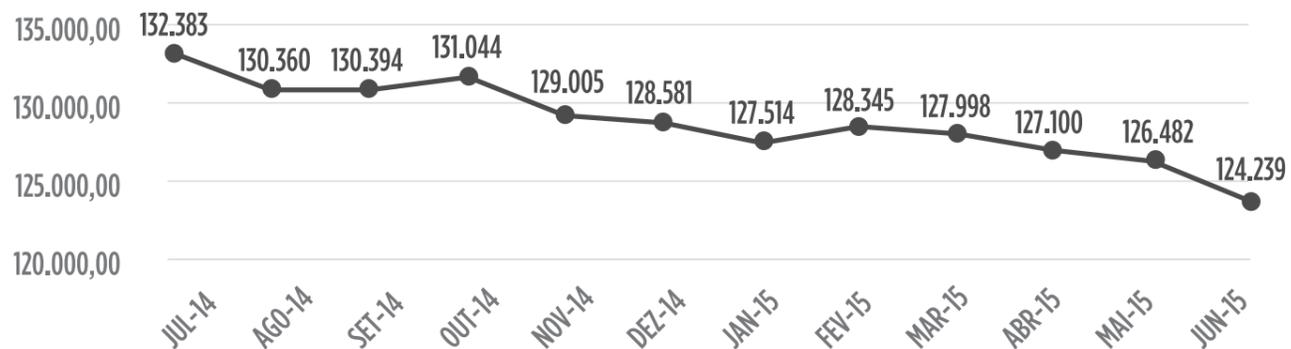
Também é possível estimar que aproximadamente 193 mil postos de trabalho deixaram de ser criados nos últimos dez anos com a atual política de petróleo e gás nos cinco Estados produtores em áreas terrestres. Estes números quando comparados com a população dos municípios onde se localizam estes campos (cerca de 4,3 milhões de indivíduos) correspondem a cerca de 9,7% da população ativa.

Adicionalmente, o petróleo que deixou de ser produzido nos últimos cinco anos poderia ter gerado quase R\$ 15 bilhões em faturamento, contribuindo para um relevante crescimento no Produto Interno Bruto nesses estados.

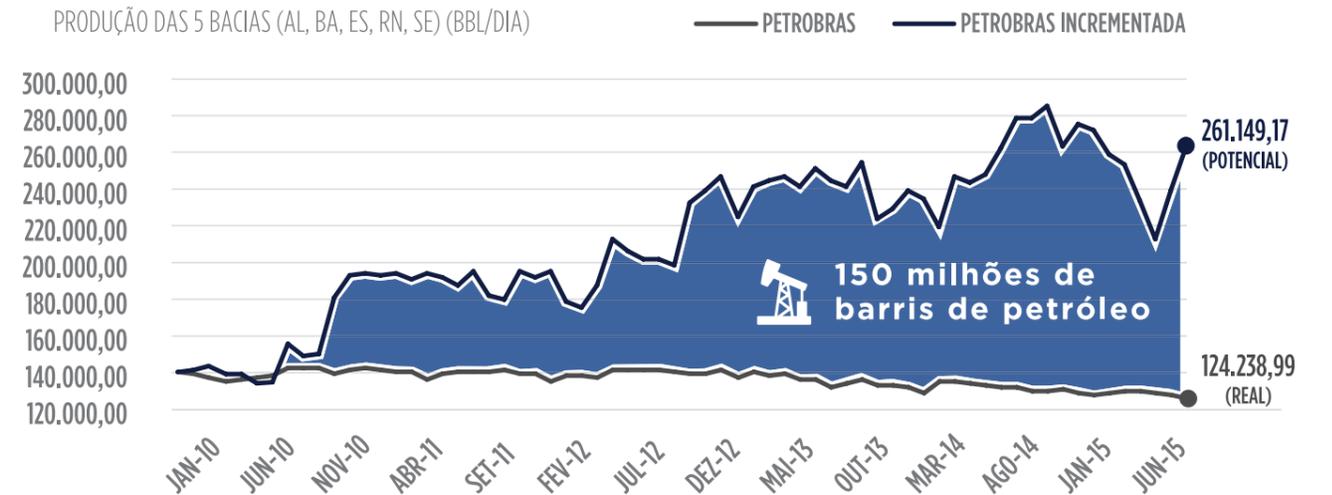
Finalmente, a atual política de petróleo e gás também priva esses cinco estados de receberem relevantes investimentos. Apenas nos últimos cinco anos, as produtoras independentes investiram R\$ 1,6 bilhão nessa área e projetamos que essas cifras podem alcançar o valor de R\$5,9 bilhões com a adoção de uma nova política de petróleo e gás.

Conforme gráficos abaixo, a queda de produção vem se acentuando. No período dos últimos 12 meses, os indicadores são ainda mais dramáticos e a taxa de declínio, que nos últimos 5 anos era de 1,2% a.a, caiu para 6,9%.

PRODUÇÃO PETROBRAS DAS 5 BACIAS (AL, BA, ES, RN, SE) (BBL/DIA)

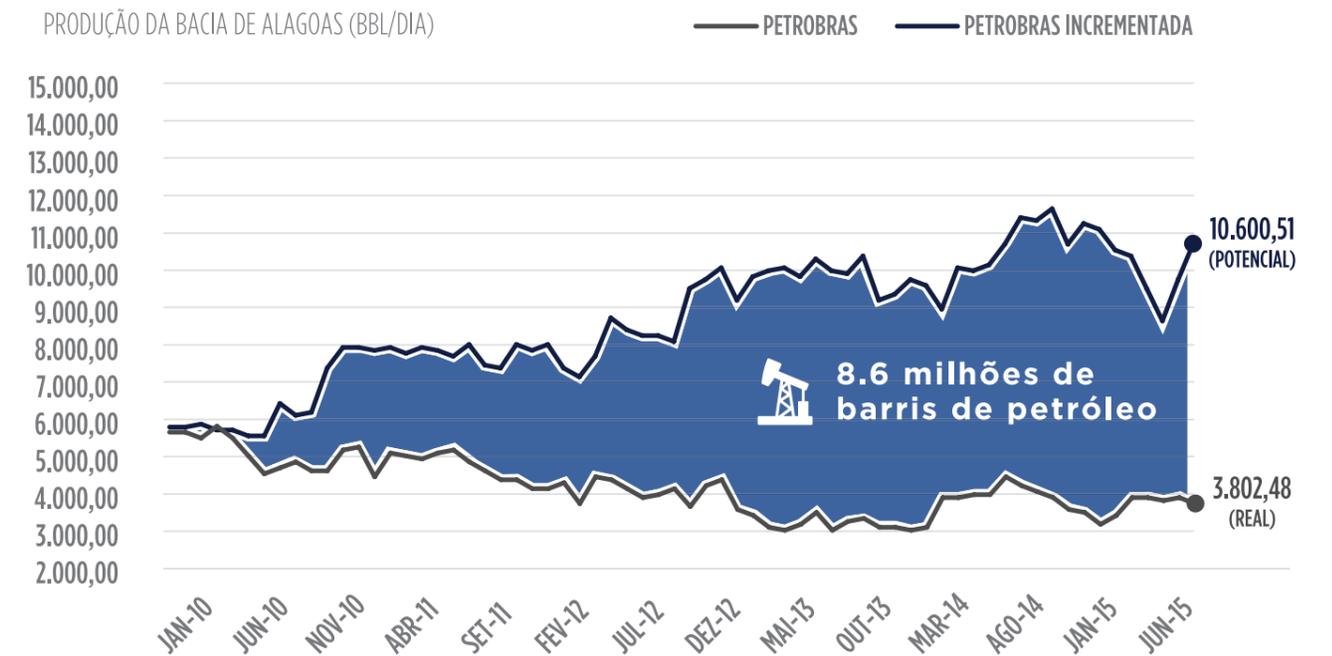


PRODUÇÃO DAS 5 BACIAS (AL, BA, ES, RN, SE) (BBL/DIA)

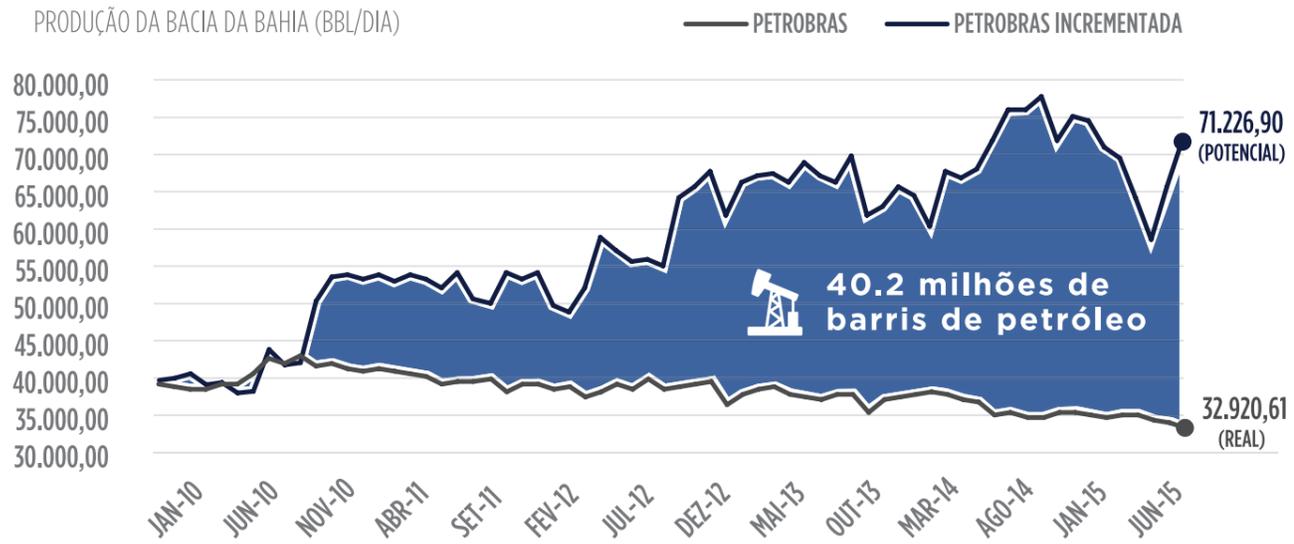


- R\$ 3.9 bilhões em royalties**
- Cerca de R\$ 1.8 bilhões aos municípios dos cinco estados**
- 193 mil postos de trabalho**
- R\$ 14 bilhões em faturamento**
- R\$ 5.9 bilhões de investimentos**

PRODUÇÃO DA BACIA DE ALAGOAS (BBL/DIA)

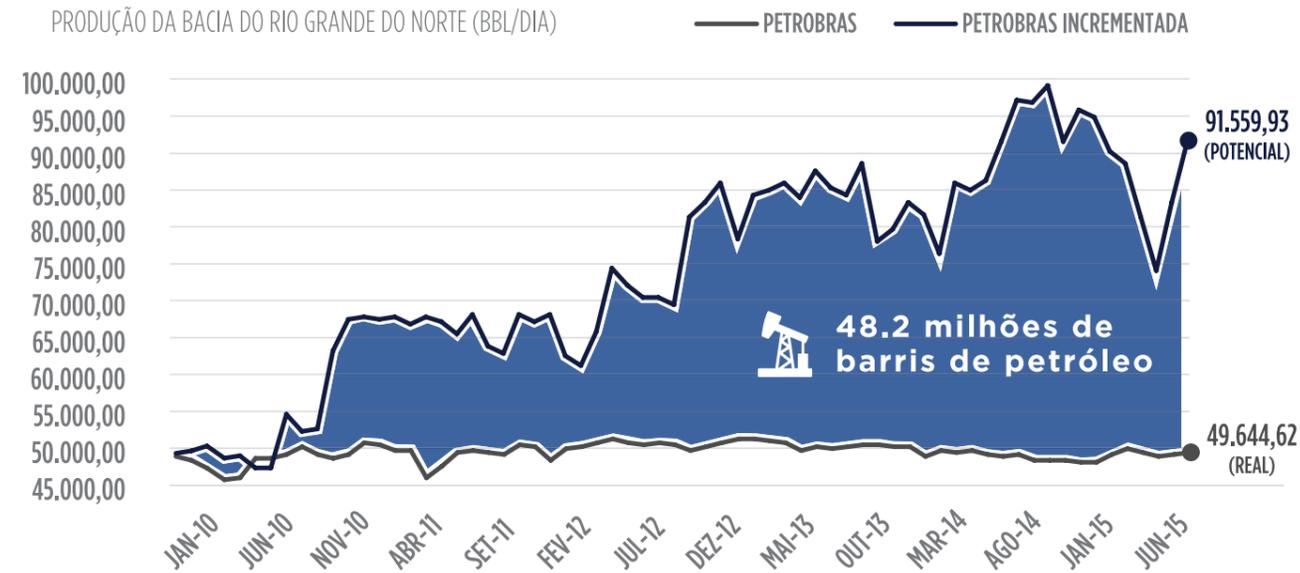


- R\$ 223 milhões em royalties**
- Cerca de R\$ 105 milhões aos municípios alagoanos**
- 7.8 mil postos de trabalho**
- R\$ 849 milhões em faturamento**
- R\$ 341 milhões de investimentos**



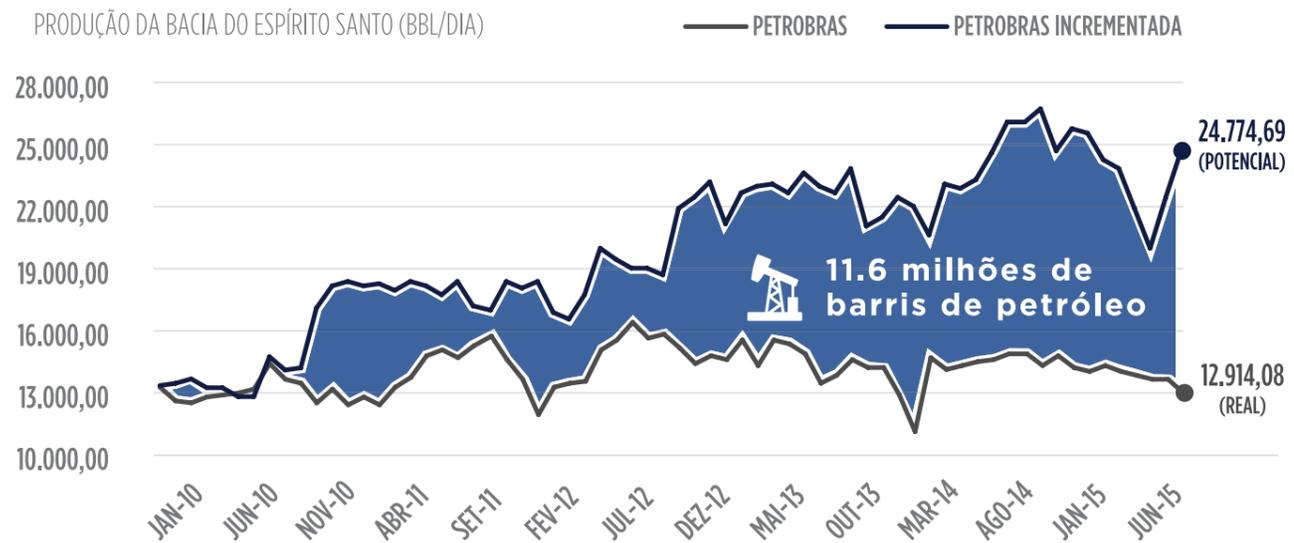
\$ R\$ 1 bilhão em royalties **📍 Cerca de R\$ 492 milhões aos municípios baianos**

👤 52.7 mil postos de trabalho **💰 R\$ 3.9 bilhões em faturamento** **📍 R\$ 1.6 bilhão de investimentos**



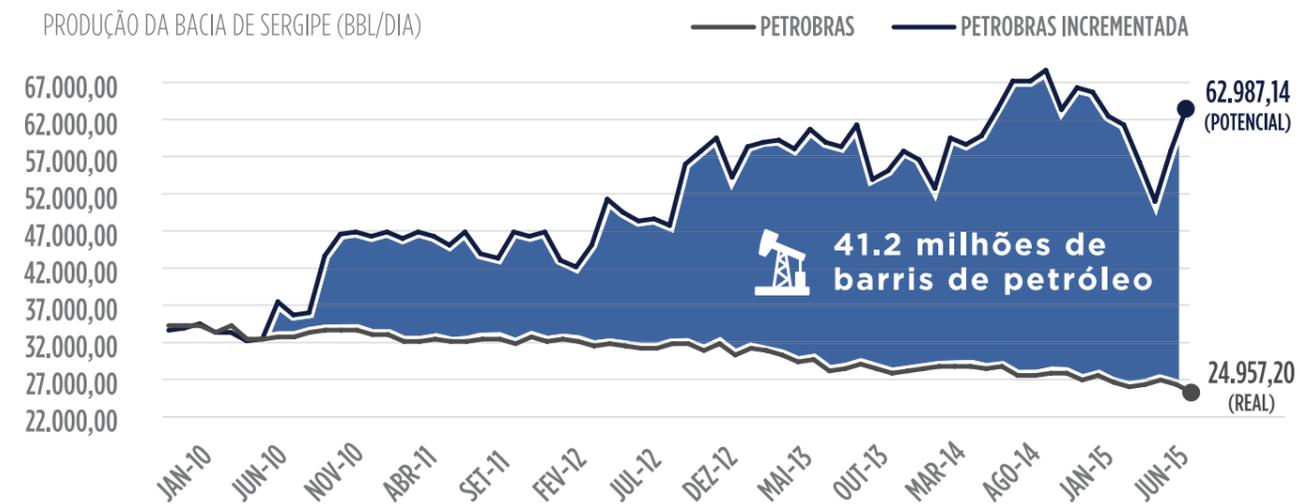
\$ R\$ 1,2 bilhão em royalties **📍 Cerca de R\$ 590 milhões aos municípios potiguares**

👤 67.8 mil postos de trabalho **💰 R\$ 4.7 bilhões em faturamento** **📍 R\$ 1.9 bilhão de investimentos**



\$ R\$ 302 milhões em royalties **📍 Cerca de R\$ 142 milhões aos municípios capixabas**

👤 18.3 mil postos de trabalho **💰 R\$ 1.1 bilhão em faturamento** **📍 R\$ 462 milhões de investimentos**



\$ R\$ 1 bilhão em royalties **📍 Cerca de R\$ 504 milhões aos municípios sergipanos**

👤 46.6 mil postos de trabalho **💰 R\$ 4 bilhões em faturamento** **📍 R\$ 1.6 bilhão de investimentos**

Conclusão

Os dados expostos acima demonstram que a operação de campos maduros por produtores independentes é o caminho natural a ser traçado na indústria petrolífera. A concentração desses campos sob operação de grandes estatais nacionais impede que o pleno desenvolvimento dos mesmos seja alcançado. A descoberta do pré-sal e a formatação do modelo de partilha para os campos em águas ultraprofundas trouxe ainda mais responsabilidades e compromissos para a Petrobras, impedindo a mesma de investir adequadamente em áreas com menor relevância.

O histórico declinante da produção da estatal em campos maduros das bacias terrestres confirma um natural indicativo de subinvestimento nesses campos, privando pequenos municípios do Nordeste e Espírito Santo de oportunidades de desenvolvimento socioeconômico, seja através do aumento da arrecadação municipal, seja pela geração de empregos diretos e indiretos.

A proposta da ABPIP em incrementar a participação privada na produção terrestre de petróleo auxilia o cumprimento do artigo 65 da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, que versa - “O Poder Executivo estabelecerá política e medidas específicas visando ao aumento da participação de empresas de pequeno e médio porte nas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural”. A Lei ainda versa que o exposto acima deveria ter sido regulamentado em um prazo de 120 dias. Entretanto, mais de quatro anos se passaram e a evolução percebida em relação ao tema foi mínima.

Desde que se ofereça adequadas estruturas de risco e bônus de assinatura que possibilitem o desenvolvimento de um programa de investimentos nos moldes em que deve ser feito, esses campos serão operados em sua plenitude por pequenos e médios produtores independentes, oferecendo oportunidades de geração de renda e emprego para os estados, os municípios produtores e circunvizinhos e suas populações.



Edson Araujo de Jesus

Trabalhador e filho de Dona Brasilina, proprietária da terra onde se localiza poços de petróleo no município de Catu, na Bahia.

“ *Aqui tinha somente mato, capim e roça. Hoje a vida tá melhor porque o petróleo tá trazendo mais renda e a vida melhorou mais. Fui fichado aqui para trabalhar como vigilante na terra de minha mãe e hoje tomo conta do poço da minha terra.*”

Veja estes e outros depoimentos no site www.abpip.org.br

ABPIP

*Associação Brasileira dos Produtores
Independentes de Petróleo e Gás*