



DISPUTA PELO LUCRO DO PRÉ-SAL E A SUSPENSÃO DA LICITAÇÃO DE LIBRA

Paulo César Ribeiro Lima

Consultor Legislativo da Área XII
Recursos Minerais, Hídricos e Energéticos

ESTUDO

SETEMBRO/2013

SUMÁRIO

I -	Introdução	3
II -	O Edital e o Contrato de Libra no regime de partilha de produção	4
III -	Excedente em Óleo para a União no cenário “padrão”	7
IV -	Excedente em Óleo para a União em cenário desfavorável	9
V -	Análise comparativa do Campo de Marlim	10
VI -	Comparação entre partilha de produção e concessão	11
VII -	Receitas para as áreas de educação e saúde	14
VIII -	Conclusões	16

© 2013 Câmara dos Deputados.

Todos os direitos reservados. Este trabalho poderá ser reproduzido ou transmitido na íntegra, desde que citados(as) o(a) autor(a) e a Consultoria Legislativa da Câmara dos Deputados. São vedadas a venda, a reprodução parcial e a tradução, sem autorização prévia por escrito da Câmara dos Deputados.

Este trabalho é de inteira responsabilidade de seu(sua) autor(a), não representando necessariamente a opinião da Câmara dos Deputados.



Câmara dos Deputados
Praça 3 Poderes
Consultoria Legislativa
Anexo III - Térreo
Brasília - DF

Disputa pelo lucro do Pré-Sal e a suspensão da licitação de Libra

I – INTRODUÇÃO

A área de Libra foi descoberta no ano de 2010, por meio da perfuração do poço 2-ANP-0002A-RJS, localizado no Pré-Sal da Bacia de Santos, que atingiu o objetivo previsto e já submetido a teste. Libra encontra-se a apenas 170 km da costa, conforme mostrado na Figura I.1, em lâminas de água da ordem de 2 mil metros.

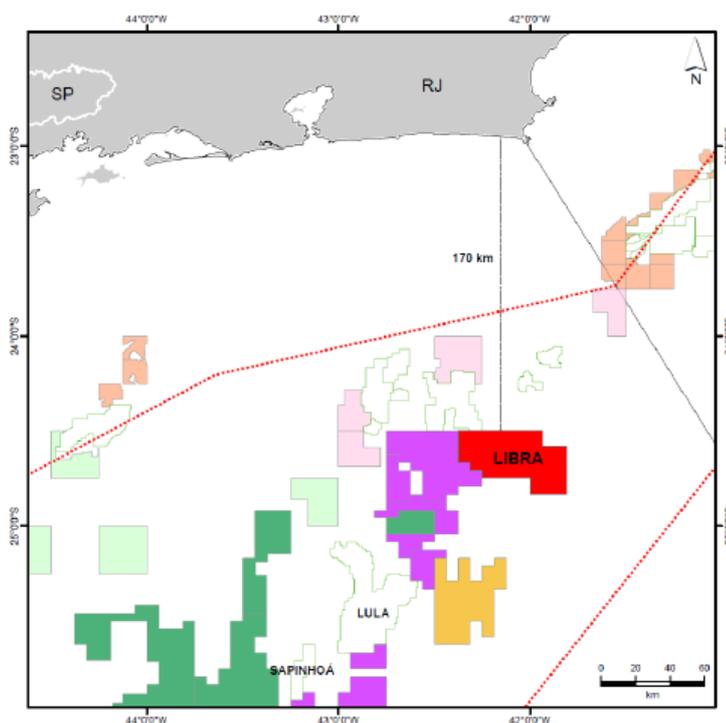


Figura I.1. Área de Libra

Esse poço indicou a presença de rochas saturadas de óleo de 326,4 metros de espessura. Registre-se, ainda, que, em 2013, a área de Libra foi submetida à análise de sísmica 3D em profundidade. De acordo com recentes informações¹, o volume *in situ* esperado para a área de Libra é de 26 bilhões a 42 bilhões de barris de petróleo. Admitindo-se um fator de recuperação em torno de 30%, pode-se chegar a um volume recuperável de

¹ Informação obtida no endereço eletrônico <http://www.ctdut.org.br/blog/noticias/burocracia-e-industria-fraca-seguram-inovacao-site-anpei>. Acesso no dia 6 de setembro de 2013.

petróleo de 8 a 12 bilhões de barris. Registre-se que toda a reserva provada nacional é, atualmente, de cerca de 16 bilhões de barris.

Destaque-se, ainda, que, no caso de Libra, o fator de recuperação pode ser muito maior que 30%, a exemplo do que ocorreu no campo de Marlim. Nesse campo, segundo informações da Gerente-Executiva da Petrobras Solange Guedes, apresentadas na Conferência Rio Oil & Gas, 2008, o fator de recuperação já havia atingido 56%.

Supondo-se que Libra produza 10 bilhões de barris, uma taxa de câmbio de 2,3 Reais por Dólar e um valor da produção de US\$ 100 por barril, essa área pode gerar uma receita bruta de R\$ 2,3 trilhões ao longo de aproximadamente 35 anos. Admitindo-se um custo de produção de R\$ 300 bilhões e royalties de R\$ 345 bilhões, tem-se um Excedente em Óleo de aproximadamente R\$ 1,6 trilhão para ser dividido entre a União e o contratado sob o regime de partilha de produção. Importa acrescentar que a licitação de Libra está prevista para o dia 21 de outubro de 2013.

Este trabalho tem o objetivo de analisar como o Excedente em Óleo resultante da exploração de Libra será dividido entre a União e o Contratado. A Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, define o Excedente em Óleo como sendo a parcela da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos a ser repartida entre a União e o contratado, segundo critérios definidos em contrato, resultante da diferença entre o volume total da produção e as parcelas relativas ao Custo em Óleo, aos royalties devidos e, quando exigível, à participação do proprietário da terra.

Assim, resumidamente, pode-se dizer que o Excedente em Óleo equivale à receita líquida após deduzidos os custos, os royalties e a participação relativa ao proprietário da terra.

II – O EDITAL E O CONTRATO DE LIBRA NO REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO

Em atendimento ao disposto na Lei n.º 12.351/2010, o Edital da Primeira Licitação de Partilha de Produção² dispõe que a Petrobras será o Operador, sendo-lhe assegurada a participação mínima de 30% no consórcio. A participação da empresa no consórcio implicará sua adesão às regras do Edital e à proposta vencedora.

A(s) sociedade(s) empresária(s) interessada(s) nessa Licitação disputará(ão) os 70% restantes da participação da área de Libra, segundo o critério da oferta de maior Excedente em Óleo para a União, respeitado o percentual mínimo do Excedente em

² Documento obtido no endereço eletrônico <http://www.anp.gov.br/?id=2798>. Acesso no dia 12 de setembro de 2013.

Óleo da União definido na Tabela II.1 e, desde que tenha apresentado à ANP as Garantias de Oferta conforme disposto no Edital. Os direitos e as obrigações patrimoniais da Petrobras e dos demais contratados serão proporcionais às respectivas participações no consórcio.

Tabela II.1 Percentual Mínimo de Excedente em Óleo a ser efetivamente destinado à União

		Barris por Dia por Poço Produtor												
		0	4.001	6.001	8.001	10.001	12.001	14.001	16.001	18.001	20.001	22.001	> 24.001	
Preço Brent (US\$/bbl)	De	até	4.000	6.000	8.000	10.000	12.000	14.000	16.000	18.000	20.000	22.000	24.000	
	0	60,00	=OF-26,65%	=OF-15,85%	=OF-9,62%	=OF-6,33%	=OF-4,26%	=OF-2,56%	=OF-1,48%	=OF-0,86%	=OF-0,29%	=OF+0,23%	=OF+0,69%	=OF+1,11%
	60,01	80,00	=OF-26,45%	=OF-12,85%	=OF-7,51%	=OF-4,70%	=OF-2,92%	=OF-1,46%	=OF-0,54%	=OF0,00%	=OF+0,48%	=OF+0,92%	=OF+1,32%	=OF+1,68%
	80,01	100,00	=OF-19,44%	=OF-8,86%	=OF-4,71%	=OF-2,52%	=OF-1,14%	=OF0,00%	=OF+0,71%	=OF+1,13%	=OF+1,51%	=OF+1,85%	=OF+2,16%	=OF+2,44%
	100,01	120,00	=OF-14,98%	=OF-6,32%	=OF-2,92%	=OF-1,13%	OF	=OF+0,93%	=OF+1,51%	=OF+1,86%	=OF+2,17%	=OF+2,45%	=OF+2,70%	=OF+2,93%
	120,01	140,00	=OF-11,89%	=OF-4,56%	=OF-1,69%	=OF-0,17%	=OF+0,79%	=OF+1,57%	=OF+2,07%	=OF+2,36%	=OF+2,62%	=OF+2,86%	=OF+3,07%	=OF+3,26%
	140,01	160,00	=OF-9,62%	=OF-3,27%	=OF-0,78%	=OF+0,53%	=OF+1,36%	=OF+2,04%	=OF+2,47%	=OF+2,72%	=OF+2,95%	=OF+3,16%	=OF+3,34%	=OF+3,51%
	> 160,01		=OF-5,94%	=OF-1,18%	=OF+0,69%	=OF+1,68%	=OF+2,30%	=OF+2,81%	=OF+3,13%	=OF+3,32%	=OF+3,49%	=OF+3,65%	=OF+3,73%	=OF+3,91%

OF = Valor ofertado.

As ofertas serão classificadas segundo a ordem decrescente do maior para a menor oferta de Excedente em Óleo para a União, sendo declarado vencedor o concorrente cuja oferta compreender o maior Excedente em Óleo para a União.

Os valores ofertados deverão ser compostos exclusivamente com a indicação do percentual de Excedente em Óleo para a União, respeitado o percentual mínimo de 41,65%. Cabe ressaltar que, de acordo com a Tabela II.1, esse percentual mínimo de 41,65% pode ser reduzido. Portanto, da forma como foi colocado no Edital, esse não é, de fato, o percentual mínimo de Excedente em Óleo a ser efetivamente destinado à União.

O percentual do Excedente em Óleo para a União, a ser ofertado pelos licitantes, deverá referir-se ao valor de barril de petróleo tipo Brent entre US\$ 100,01 e US\$ 120,00 e à coluna correspondente à média da produção diária de petróleo dos poços produtores compreendida entre 10,001 mil e 12 mil barris.

Conforme mostrado na Tabela II.1, admitindo-se que a oferta vencedora seja de 41,65%, o percentual efetivo do Excedente em Óleo para a União poderá variar de 15% (41,65% - 26,65%) para uma média de produção diária de petróleo dos poços produtores de até 4 mil barris por dia e um preço Brent de até US\$ 60 por barril até 45,56% (41,65% + 3,91%) para uma média de produção diária de petróleo dos poços produtores de mais de 21,001 mil barris por dia e um preço Brent maior que US\$ 160,01 por barril.

Em suma, em razão da produção média e do preço Brent, caso o

valor ofertado seja de 41,65%, o Excedente em Óleo efetivamente destinado para a União poderá variar de 15% a 45,56%. É grande a faixa de alteração ou ajuste do Excedente em Óleo a ser e destinado à União. Importa ressaltar que o ajuste para baixo é muito maior que o ajuste para cima do Excedente em Óleo para a União.

Em toda a indústria de petróleo, tanto os governos quanto as empresas buscam aumentar o índice de produtividade dos poços com o objetivo de aumentar a rentabilidade dos campos. O item 9.1 do Contrato de Partilha de Produção para Libra³ representa um desestímulo a se buscar altos índices de produtividade, pois quanto menor a produção do poço, menor a média da produção diária de petróleo do campo; quanto menor essa média, maior o percentual do Excedente em Óleo para o contratado.

Dessa forma, haverá um incentivo ao contratado para perfurar, por exemplo, poços verticais, que tendem a ser mais baratos e produzir menos que os poços horizontais ou de alta inclinação. A perfuração de poços de baixa produtividade representará um aumento do percentual do Excedente em Óleo para o contratado e a redução do Excedente em Óleo para a União.

Governos de vários países recebem parcela do Excedente em Óleo, tais como Argélia, Angola, Camarões, Chade, Costa do Marfim, Chipre, República Democrática do Congo, Guiné Equatorial, Gabão, Índia, Indonésia, Quênia, Malásia, Nigéria, Omã, Paquistão, República do Congo, Senegal, Trindade e Tobago, Uganda e Vietnã. Em nenhum deles, o percentual do Excedente em Óleo é função da produção média dos poços. Na verdade, não foi identificado sequer um país que adote a produção média dos poços como uma das variáveis para determinação da repartição do Excedente em Óleo entre o governo e o contratado.

É importante ressaltar também que, nos termos do item 5.4 do Contrato de Partilha de Produção para Libra, o contratado, a cada mês, poderá recuperar o Custo em Óleo, respeitando o limite de 50% do Valor Bruto da Produção nos 2 primeiros anos de produção e de 30% do Valor Bruto da Produção nos anos seguintes, para cada Módulo da Etapa de Desenvolvimento.

No entanto, nos termos do item 5.4.1 desse Contrato, após o início da produção, caso os gastos registrados como Custo em Óleo não sejam recuperados no prazo de dois anos a contar da data do seu reconhecimento como crédito para o Contratado, o limite será aumentado, no período seguinte, para até 50% até que os respectivos gastos sejam recuperados.

Observa-se, então, que o item 5.4.1 contradiz o item 5.4, aumentando

³ Documento obtido no endereço eletrônico <http://www.anp.gov.br/?id=2798>. Acesso no dia 12 de setembro de 2013.

o limite para recuperação do Custo em Óleo de 30% para 50% do Valor Bruto da Produção até que os gastos do contratado sejam totalmente recuperados, o que pode trazer uma grande redução no Excedente em Óleo para a União, principalmente nos primeiros anos de produção, quando são recuperados os custos de investimento do contratado.

Sendo assim, quando a produção média dos poços for alta, o percentual do Excedente em Óleo para a União será alto, mas o próprio Excedente em Óleo poderá ser baixo, em razão da dedução dos custos de investimento. Quando a produção média dos poços for baixa, o percentual do Excedente em Óleo para a União será baixo e o próprio Excedente em Óleo poderá ser alto, pois os todos os custos de investimento já terão sido recuperados pelo contratado.

Observa-se, então, que o percentual do Excedente em Óleo para a União é variável, ao contrário do que dispõe a Lei nº 12.351/2010, arts. 10 e 18, transcritos a seguir:

“Art. 10. Caberá ao Ministério de Minas e Energia, entre outras competências:

.....

III - propor ao CNPE os seguintes parâmetros técnicos e econômicos dos contratos de partilha de produção:

.....

b) o percentual mínimo do excedente em óleo da União;

.....

“Art. 18. O julgamento da licitação identificará a proposta mais vantajosa segundo o critério da oferta de maior excedente em óleo para a União, respeitado o percentual mínimo definido nos termos da alínea b do inciso III do art. 10.”

Em razão da proposta do Ministério de Minas e Energia, o Conselho Nacional de Política Energética estabeleceu por meio da Resolução nº 5, de 25 de junho de 2013, em seu art. 1º, § 2º, que o *“percentual mínimo do excedente em óleo da União, na média do período de vigência do contrato de partilha de produção será de quarenta por cento, para o preço do barril de petróleo de US\$ 105.00 (cento e cinco dólares norte americanos).”*

Em razão da possibilidade de queda da produção média dos poços e do preço Brent, o Contrato e o Edital não garante o percentual mínimo de 40% do Excedente em Óleo para a União na média do período de vigência do Contrato.

Dessa forma, a Resolução CNPE nº 5/2013, o Edital e Contrato estão em desacordo com a Lei nº 12.351/2010, o que deve determinar a suspensão da licitação e a adoção de providências para a adequação desses documentos ao dispositivo legal.

III – EXCEDENTE EM ÓLEO PARA A UNIÃO NO CENÁRIO “PADRÃO”

Pode-se supor que, de 2019 a 2028, serão instalados na área de Libra 10 Módulos da Etapa de Desenvolvimento, um por ano, cada um com capacidade para

produzir 150 mil barris equivalentes de petróleo por dia. Dessa forma, pode-se esperar que em 2028 a área de Libra possa atingir um pico de produção da ordem de 1,5 milhão de barris equivalentes de petróleo por dia.

Analisa-se, a seguir, a repartição do Excedente em Óleo no cenário “padrão”, onde admite-se uma produção média diária de 12 mil barris dos poços produtores e um preço Brent de US\$ 120 por barril.

Nesse cenário, admite-se que serão que o custo de investimento de cada Módulo será de US\$ 6,6 bilhões e que o valor do barril produzido será de US\$ 114. A Tabela III.1 mostra, anualmente, o Custo em Óleo recuperado e o Excedente em Óleo da União em bilhões de Dólares até 2030, considerando-se um custo de operação e manutenção de US\$ 5 por barril.

Tabela III.1 Excedente em Óleo para a União em bilhões de Dólares até 2030 no cenário “padrão”

Ano	Número de Módulos	Valor Bruto da Produção	Custo em Óleo Recuperado	Royalties	Excedente em Óleo para o Contratado	Excedente em Óleo para a União
2019	1	6,24	3,12	0,94	1,27	0,91
2020	2	12,48	6,24	1,87	2,55	1,82
2021	3	18,73	6,87	2,81	5,28	3,77
2022	4	24,97	7,15	3,75	8,21	5,86
2023	5	31,21	7,42	4,68	11,15	7,96
2024	6	37,45	7,70	5,62	14,09	10,05
2025	7	43,69	7,97	6,55	17,02	12,15
2026	8	49,94	8,24	7,49	19,96	14,25
2027	9	56,18	8,52	8,43	22,89	16,34
2028	10	62,42	8,79	9,36	25,83	18,44
2029	10	62,42	9,06	9,36	25,67	18,32
2030	10	62,42	6,22	9,36	27,33	19,51
Total		468,15	87,30	70,22	181,25	129,38

Conforme mostrado na Tabela III.1, o Excedente em Óleo para a União de US\$ 129,38 bilhões, recebido de 2019 a 2030, representa apenas 27,6% do valor da produção de US\$ 468,15 bilhões nesse mesmo período. O contratado receberá pelo Custo em Óleo US\$ 87,30 bilhões, pelos royalties devidos US\$ 70,22 bilhões e US\$ 181,25 bilhões a título de Excedente em Óleo.

É importante registrar que, nos termos do item 2.8.1 do Contrato, ao contratado, em caso de descoberta comercial, caberá a apropriação originária do volume correspondente aos royalties devidos e pagos.

No entanto, a Lei nº 12.351/2010, art. 42, § 1º, veda, em qualquer hipótese, o ressarcimento dos royalties ao contratado. Destaque-se, ainda, que o *caput* do art. 42 dispõe que os royalties são receitas governamentais e não parcela do óleo produzido. Transcreve-se, a seguir esse artigo:

“Art. 42. O regime de partilha de produção terá as seguintes receitas governamentais:

I - royalties; e

II - bônus de assinatura.

§ 1º Os royalties, com alíquota de 15% (quinze por cento) do valor da produção, correspondem à compensação financeira pela exploração do petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos líquidos de que trata o § 1º do art. 20 da Constituição Federal, sendo vedado, em qualquer hipótese, seu ressarcimento ao contratado e sua inclusão no cálculo do custo em óleo.

§ 2º O bônus de assinatura não integra o custo em óleo e corresponde a valor fixo devido à União pelo contratado, devendo ser estabelecido pelo contrato de partilha de produção e pago no ato da sua assinatura, sendo vedado, em qualquer hipótese, seu ressarcimento ao contratado.”

Conclui-se, então, que o item 2.8.1 está em desacordo com o disposto no § 1º do art. 42 da Lei nº 12.351/2010.

IV – EXCEDENTE EM ÓLEO PARA A UNIÃO EM CENÁRIO DESFAVORÁVEL

Analisa-se, a seguir, a repartição do Excedente em Óleo em um cenário desfavorável, onde admite-se uma produção média diária de 4 mil barris por poço e um preço Brent de US\$ 80 por barril. Nesse caso, conforme mostrado na Tabela II.1, o percentual do Excedente em Óleo para a União é de 15,2% (41,65% - 26,45%).

Nesse cenário, admite-se que o custo de investimento de cada Módulo será de US\$ 13,6 bilhões e que o valor do barril produzido será de US\$ 76. A Tabela IV.1 mostra, anualmente, o Custo em Óleo recuperado e o Excedente em Óleo da União em bilhões de Dólares até 2030, considerando-se um custo de operação e manutenção de US\$ 7 por barril.

Tabela IV.1 Excedente em Óleo para a União em bilhões de Dólares até 2030 em cenário desfavorável

Ano	Número de Módulos	Valor Bruto da Produção	Custo em Óleo Recuperado	Royalties	Excedente em Óleo para o Contratado	Excedente em Óleo para a União
2019	1	4,16	2,08	0,62	1,23	0,22
2020	2	8,32	4,16	1,25	2,47	0,44
2021	3	12,48	6,24	1,87	3,70	0,66
2022	4	16,64	8,32	2,50	4,94	0,89
2023	5	20,81	10,40	3,12	6,17	1,11
2024	6	24,97	12,48	3,74	7,41	1,33
2025	7	29,13	14,56	4,37	8,64	1,55
2026	8	33,29	16,64	4,99	9,88	1,77
2027	9	37,45	18,72	5,62	11,11	1,99
2028	10	41,61	20,81	6,24	12,35	2,21
2029	10	41,61	20,81	6,24	12,35	2,21
2030	10	41,61	20,81	6,24	12,35	2,21
Total		312,08	156,04	46,81	92,62	16,60

Conforme mostrado na Tabela IV.1, o Excedente em Óleo para a União de US\$ 16,60 bilhões, recebido de 2019 a 2030, representa apenas 5,3% do valor da produção de US\$ 312,08 bilhões nesse mesmo período. O contratado receberá pelo Custo em Óleo US\$ 156,04 bilhões, pelos royalties US\$ 46,81 bilhões e US\$ 92,62 bilhões a título de Excedente em Óleo.

Como já citado, o contratado, em caso de descoberta comercial, adquire o direito à apropriação do volume da produção correspondente aos royalties devidos.

V – ANÁLISE COMPARATIVA DO CAMPO DE MARLIM

Neste item, será feita uma análise comparativa do Campo de Marlim, operado sob o regime de concessão, com o cenário de Libra. Esse Campo, descoberto em janeiro de 1985 a partir da perfuração do poço RJS-219A, está localizado na Bacia de Campos, distante aproximadamente 110 Km do litoral do Rio de Janeiro⁴.

Esse poço testou uma anomalia de amplitude sísmica que se revelaria como um leque arenoso de mar baixo de idade oligocênica, com cerca de 150 km² de área e espessura de 73 m, saturado por óleo de 19° API e situado em lâminas de água de 500 a 1,1 mil metros.

⁴ Informação obtida no endereço eletrônico <http://www.tpn.usp.br/petroleo/>. Acesso no dia 9 de setembro de 2013.

Devido ao vulto e à complexidade do projeto, o desenvolvimento desse Campo foi feito a partir de 5 Módulos com 7 Unidades Estacionárias de Produção - UEP, 4 do tipo plataforma Semi-Submersível - SS e 3 do tipo Floating, Production, Storage and Offloading - FPSO, além de uma unidade de tratamento e estocagem do tipo Floating, Storage and Offloading - FSO.

O desenvolvimento definitivo do campo iniciou-se pelo Módulo 1, com a instalação da plataforma P-18 em maio de 1994. O pico de produção de óleo foi de 586,3 barris por dia em 2002, com a implantação do Módulo 5.

O óleo de Marlim é tratado nas suas unidades, e transferido para navios-aliviadores que transportam a produção do Campo para o continente e também para o mercado externo. Todo o gás produzido associado ao óleo é comprimido nas UEPs e escoado para o continente por meio de gasodutos.

Apresenta-se a seguir dados resumidos do Campo de Marlim:

- poços produtores: 107;
- poços injetores: 51;
- pico de produção: 586,3 mil barris por dia em 2002.

A partir desses dados, observa-se, no pico de produção em 2002, uma média de produção de petróleo dos poços produtores de 5,48 mil barris por dia.

No primeiro semestre de 2009, o preço Brent médio foi de US\$ 44,40 por barril e a produção do Campo de Marlim, em milhares de barris de petróleo equivalente por dia, foi de 356,80 mil barris por dia, o que representa uma média de produção de petróleo dos poços produtores de 3,34 mil barris por dia. Nesse trimestre, a alíquota efetiva da Participação Especial foi de 30,7%, devida sob o regime de concessão.

Importa registrar que a Participação Especial devida ao Estado brasileiro sob o regime de concessão é muito similar ao Excedente em Óleo para a União sob o regime de partilha de produção.

Se, no primeiro trimestre de 2009, o Campo de Marlim operasse nos termos do Edital da Primeira Licitação de Partilha de Produção, ele estaria sujeito a um Excedente em Óleo para a União de apenas 15%. No entanto, sob o regime de concessão, a alíquota efetiva de Participação Especial foi de 30,7%, o que representa um percentual duas vezes maior.

VI – COMPARAÇÃO ENTRE PARTILHA DE PRODUÇÃO E CONCESSÃO

Quando se faz uma licitação, não se sabe, *a priori*, quais serão as

receitas líquidas decorrentes da exploração da área. O critério de se estabelecer a proposta vencedora apenas com base no percentual do Excedente em Óleo oferecido para a União transforma a licitação sob o regime de partilha de produção em um grande “jogo”.

Para evitar que esse “jogo” possa trazer grandes prejuízos para o patrimônio público, é fundamental que seja estabelecida em lei ou em decreto uma política pública para se garantir que a União receba um Excedente em Óleo considerado adequado. É imprescindível, ainda, que seja disposto na legislação um percentual mínimo para a União. Um mecanismo claro e transparente evitaria surpresas tanto para a União quanto para o contratado.

No regime de concessão, que vigorava com exclusividade no Brasil até a promulgação da Lei nº 12.351/2010, havia uma política pública para a participação governamental estabelecida pela legislação. A Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, dispõe sobre a alíquota de royalties e prevê a cobrança da Participação Especial nos casos de campos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade.

Os critérios detalhados de pagamento da Participação Especial em campos sob o regime de concessão estão estabelecidos no Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998. Dessa forma, os concessionários e toda sociedade brasileira sabem quais são as regras. As regras são claras e transparentes, apesar da baixa participação governamental prevista.

Admitindo-se a situação hipotética de que Libra fosse explorada sob o regime de concessão, a alíquota da Participação Especial poderia apenas tender a 40%, o que geraria uma baixa participação governamental. Na grande maioria dos países exportadores de petróleo, a participação governamental é superior a 85%. Na Noruega, o retorno governamental por barril é de cerca de 80%, o que gera uma participação governamental da ordem de 90%.

Com a promulgação da Lei nº 12.351/2010, delimitou-se o polígono do Pré-Sal, onde as futuras licitações ocorrerão apenas sob o regime de partilha de produção. Evidentemente, existem áreas boas e áreas ruins nesse polígono. A legislação do regime de concessão, apesar de prever uma baixa participação governamental, ajusta-se às áreas boas e às áreas ruins.

Sob esse regime, a grande maioria dos campos não paga Participação Especial. No entanto, no caso dos campos maiores, essa participação varia de 0% a 40% da receita líquida. Como já mencionado, no regime de partilha de produção, o Excedente em Óleo da União, de certa forma, substitui a Participação Especial do regime de concessão. Entretanto, sob o regime de partilha de produção, não existe uma política pública para a cobrança do excedente em óleo na Lei nº 12.351/2010, nem em nenhum decreto. Existe uma “flexibilidade total” para o Poder Executivo fixar as condições apenas em um edital.

Isso não se justifica. É preciso que a política pública para o Excedente em Óleo para a União sob o regime de partilha de produção seja estabelecida em lei e detalhada em decreto.

No caso concreto de Libra, o Edital estabelece um Excedente em Óleo mínimo para a União de apenas 41,65% para um cenário de preço Brent por barril entre US\$ 100,01 e US\$ 120,00 e média da produção de petróleo por poço produtor de 10,001 mil e um barris por dia a 12 mil barris por dia.

Ressalte-se, no entanto, que, em razão da produção média dos poços e do preço Brent, esse Excedente em Óleo “mínimo” pode ser reduzido para 15% ou aumentado para 45,56%. Ou seja, 41,65% não é de fato o percentual mínimo.

A primeira crítica de mérito que pode ser feita ao Edital da Primeira Licitação de Partilha de Produção é que no caso de queda de preço e da produção média por poço o Excedente em Óleo da União cai muito, ao passo que no caso de aumento de preço e da produção média dos poços o Excedente em Óleo para a União aumenta pouco.

A segunda crítica de mérito ao Edital da Primeira Licitação de Partilha de Produção é que para se ter um Excedente em Óleo mínimo para a União de apenas 41,65% é necessária uma alta cotação do preço Brent. A Figura VI.1 mostra a variação do preço Brent de janeiro de 2000 a julho de 2013. Nesse período, o preço médio foi de US\$ 63,36 por barril. Em poucos períodos o preço Brent ficou acima de US\$ 100 por barril nos últimos 13 anos.

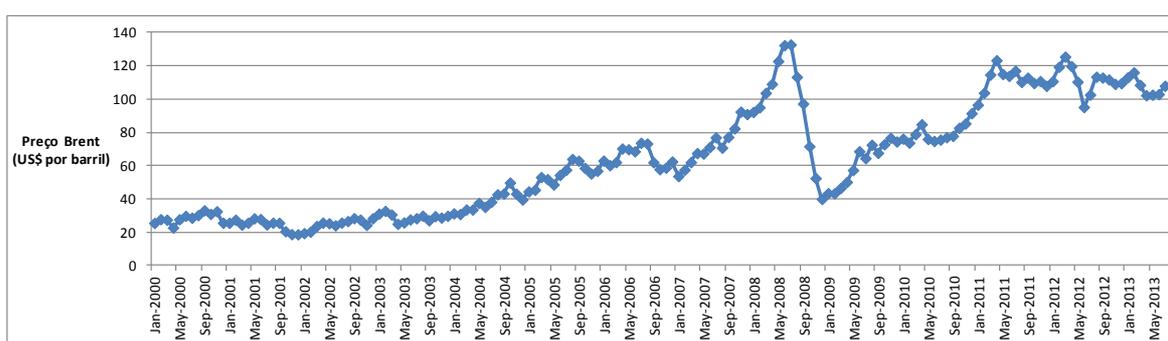


Figura VI.1 Variação do preço Brent de 2000 a 2013

Também é importante ressaltar que sob o regime de concessão o preço Brent não altera a alíquota efetiva da Participação Especial, que é definida, basicamente, pela produção trimestral fiscalizada. De fato, o Edital de Libra não deveria ter o preço Brent como uma das variáveis para alteração do percentual do Excedente em Óleo para a União.

Nesse aspecto, o regime de concessão privilegia mais o interesse público que o Edital de Libra.

A terceira crítica de mérito ao Edital da Primeira Licitação de Partilha de Produção é que a produção média dos poços não deveria ser adotada como a segunda variável para alteração ou ajuste do percentual do Excedente em Óleo para a União.

No início da produção, os poços tendem a apresentar uma alta vazão de óleo. Contudo, ao longo do tempo, essa produção tende a cair. Como já mencionado, em 2002 a produção média dos poços de Marlim, no pico da produção, foi de 5,48 mil barris por dia. No primeiro trimestre de 2013 a produção desse Campo foi 197,7 mil barris de petróleo por dia, o que geraria uma produção média dos poços de 1,85 mil barris por dia.

Observa-se, então, uma redução na produção média dos poços do Campo de Marlim de 5,48 mil barris por dia para 1,85 mil barris por dia, o que representa uma redução de cerca de três vezes.

O mesmo fenômeno pode ocorrer no Bloco de Libra. Ele pode começar com uma produção média por poço de 12 mil barris por dia e cair para 4 mil barris por dia. O preço Brent pode cair de US\$ 120 por barril para US\$ 80 por barril. Dessa forma, o Excedente em Óleo para a União poderia cair de 41,65% para 15,2%, em um momento em que todo o Custo em Óleo já poderia ter sido recuperado pelo contratado.

Essa situação acarretaria graves perdas de arrecadação do Excedente em Óleo para a União e grandes ganhos para o contratado. Isso significa, na prática, que a União, em vez do contratado, está assumindo o risco de quedas de produção média dos poços e de preços Brent.

Em suma, o regime de concessão apresenta uma alíquota efetiva de Participação Especial muito baixa, que tende, no máximo, a 40%. No entanto, a variável básica para se determinar essa alíquota, que é a produção trimestral fiscalizada, protege muito mais o interesse público que as duas variáveis do Edital de Libra: produção média dos poços e preço Brent, utilizadas para ajustar o Excedente em Óleo efetivamente destinado à União.

VII – RECEITAS PARA AS ÁREAS DE EDUCAÇÃO E SAÚDE

Nos termos do Substitutivo ao Projeto de Lei nº 323, de 2007, aprovado pelo Congresso Nacional no dia 14 de agosto de 2013, 50% dos recursos recebidos pelo Fundo Social serão destinados às áreas de educação e saúde. Desse modo, uma importante fonte de recursos para esse Fundo poderá ser o Excedente em Óleo para a União a ser comercializado pela Pré-Sal Petróleo S.A - PPSA.

Até 2030, grandes são as necessidades de recursos para essas áreas, especialmente para a área de educação. Neste trabalho foram analisados dois cenários,

conforme mostrado na Tabela VII.1, de arrecadação do Excedente em Óleo para a União em bilhões de Dólares de 2019 até 2030.

Tabela VII.1 Cenários de Excedente em Óleo para a União, de 2019 a 2030, em bilhões de Dólares

Cenário	Excedente em Óleo para a União (%)	Valor da Produção	Custo em Óleo Recuperado	Royalties	Excedente em Óleo para o Contratado	Excedente em Óleo para a União
“Padrão”	41,65%	468,15	87,30	70,22	181,25	129,38
Cenário Desfavorável	15,2%	312,08	156,04	46,81	92,62	16,60

Tanto no cenário “padrão”, descrito no item III deste trabalho, quanto no cenário desfavorável, descrito no item IV deste trabalho, poucos recursos decorrentes da exploração da área de Libra seriam destinados às áreas de educação e saúde.

No cenário “padrão”, apesar da alta produção média dos poços e do alto preço Brent, apenas US\$ 64,69 bilhões seriam destinados a essas áreas. No cenário desfavorável, irrisórios US\$ 8,30 bilhões seriam destinados às áreas de educação e saúde.

Para se alterar esse quadro de baixas receitas governamentais, sugerem-se algumas providências. A primeira seria que o contratado recuperasse o Custo em Óleo ao longo dos anos de produção, e não como proposto pelo Edital de Libra, que permite que 50% do Valor Bruto da Produção seja recuperado nos 2 primeiros anos de produção. Caso os gastos registrados como Custo em Óleo não sejam recuperados no prazo de dois anos, o limite continuará sendo de 50% do Valor Bruto da Produção até a completa recuperação por parte do contratado.

A segunda providência seria estabelecer uma pequena faixa de ajuste do percentual do Excedente em Óleo da União em razão apenas da produção total de Libra, independentemente do número de poços.

A terceira seria aumentar a faixa de 15% a 45,56% do percentual de

Excedente em Óleo para a União para uma faixa de 60% a 86%.

Adotadas essas providências, o custo de extração seria da ordem de US\$ 15 por barril e o Excedente em Óleo para a União seria de cerca de 73%. Admitindo-se um preço Brent de US\$ 120 por barril e uma produção média dos poços de 12 mil barris por dia, as receitas da União aumentariam de US\$ 129,38 bilhões para US\$ 257,51 bilhões de 2019 a 2030.

Assim sendo, o Excedente em Óleo para a União da área de Libra geraria recursos para as áreas de educação e saúde de R\$ 296 bilhões de 2019 a 2030, admitindo-se uma taxa de câmbio de 2,3 Reais por Dólar.

VIII – CONCLUSÕES

A área de Libra, descoberta no ano de 2010, está localizada no Pré-Sal da Bacia de Santos a apenas 170 km da costa. O volume *in situ* esperado para a área de Libra é de 26 bilhões a 42 bilhões de barris de petróleo, podendo-se chegar a um volume recuperável de petróleo de 8 a 12 bilhões de barris.

Supondo-se que Libra vá produzir 10 bilhões de barris, um valor de US\$ 100 por barril e uma taxa de câmbio de 2,3 Reais por Dólar, Libra poderá gerar uma receita bruta de R\$ 2,3 trilhões ao longo de aproximadamente 35 anos. Admitindo-se um custo de produção de R\$ 300 bilhões e royalties de R\$ 345 bilhões, tem-se um Excedente em Óleo de aproximadamente R\$ 1,6 trilhão para ser repartido entre a União e o contratado sob o regime de partilha de produção.

A licitação de Libra sob o regime de partilha de produção está prevista para ocorrer no dia 21 de outubro de 2013. Admitindo-se que a oferta vencedora seja de 41,65%, percentual mínimo estabelecido no Edital para o Excedente em Óleo para a União, esse Excedente poderá variar em termos efetivos de 15% a 45,56%.

Observa-se, então, que o percentual do Excedente em Óleo para a União é variável, ao contrário do que dispõe os artigos 10 e 18 da Lei nº 12.351/2010. Em razão da possibilidade de queda da produção média dos poços e do preço Brent, o Contrato e o Edital não garantem o percentual mínimo de 41,65% do Excedente em Óleo para a União.

Destaque-se, ainda, que a Lei nº 12.351/2010 veda, em qualquer hipótese, o ressarcimento dos royalties ao contratado. Entretanto, o Contrato de Libra assegura ao contratado, em caso de descoberta comercial, a apropriação originária do volume correspondente aos royalties devidos e pagos. Observa-se, então, que essa apropriação é ilegal.

Dessa forma, a Resolução CNPE nº 5/2013, o Edital e Contrato estão em desacordo com a Lei nº 12.351/2010, o que deve determinar a suspensão da licitação

e a adoção de providências para a adequação dos documentos ao mandamento legal.

Do ponto de vista técnico, na indústria de petróleo tanto os governos quanto as empresas buscam aumentar o índice de produtividade dos poços com o objetivo de aumentar a rentabilidade dos campos. O Contrato de Libra, no entanto, representa um desestímulo a se buscar altos índices de produtividade, pois quanto menor a produção do poço, menor a média da produção diária de petróleo do campo e quanto menor essa média, maior o percentual do Excedente em Óleo para o contratado.

Foram feitas duas simulações para Libra: cenário “padrão” e cenário desfavorável. No cenário “padrão”, admitiu-se uma produção média diária dos poços de 12 mil barris, um preço Brent de US\$ 120 por barril e um percentual ofertado de Excedente em Óleo para a União de 41,65%. Nesse cenário, a arrecadação de Excedente em Óleo para a União, de 2019 a 2030, seria de US\$ 129,38 bilhões. O contratado receberia pelo Custo em Óleo US\$ 87,30 bilhões, pelos royalties devidos US\$ 70,22 bilhões e US\$ 181,25 bilhões a título de Excedente em Óleo.

Em um cenário desfavorável, admitiu-se uma produção média diária de 4 mil barris por poço e um preço Brent de US\$ 80 por barril. Nesse caso, o percentual do Excedente em Óleo para a União seria de 15,2%, sendo gerada uma arrecadação de Excedente em Óleo para a União de apenas US\$ 16,60 bilhões entre 2019 a 2030. O contratado receberia pelo Custo em Óleo US\$ 156,04 bilhões, pelos royalties devidos US\$ 46,81 bilhões e US\$ 92,62 bilhões a título de Excedente em Óleo.

No Campo de Marlim, observou-se, no pico de produção em 2002, uma média de produção de petróleo dos poços produtores de 5,48 mil barris por dia. No primeiro semestre de 2009, o preço Brent médio foi de US\$ 44,40 e a média de produção de petróleo foi de 3,34 mil barris por dia por poço. Nesse trimestre, a alíquota efetiva da Participação Especial foi de 30,7%, devida sob o regime de concessão.

Se, no primeiro trimestre de 2009, o Campo de Marlim operasse nos termos do Edital de Libra, ele estaria sujeito a um Excedente em Óleo para a União de apenas 15%. No entanto, sob o regime de concessão, a alíquota efetiva de Participação Especial foi, com já mencionado, de 30,7%, o que representa um percentual duas vezes maior.

A primeira crítica de mérito que pode ser feita ao Edital de Libra é que, no caso de queda de preço e da produção média dos poços, o Excedente em Óleo da União cai muito, ao passo que, no caso de aumento de preço e da produção média dos poços, o Excedente em Óleo para a União aumenta pouco.

A segunda crítica de mérito é que para se ter um Excedente em Óleo mínimo para a União de apenas 41,65% é necessária uma alta cotação do preço Brent.

A terceira crítica de mérito ao Edital é que a produção média dos poços não deveria ser adotada como a segunda variável para ajuste do percentual do Excedente em Óleo a ser efetivamente destinado para a União, pois como já citado, isso representa um desincentivo a poços de alto índice de produtividade.

É importante registrar, ainda, que no início da produção, os poços tendem a apresentar uma alta vazão de óleo. Contudo, ao longo do tempo, essa produção tende a cair. No Campo de Marlim, houve uma redução na produção média dos poços de 5,48 mil barris por dia para 1,85 mil barris por dia, o que representa uma redução de cerca de três vezes.

O mesmo fenômeno pode ocorrer em Libra. Dessa forma, o Excedente em Óleo para a União poderia cair de 41,65% para 15,2%, em um momento em que todo o Custo em Óleo já poderia ter sido recuperado pelo contratado.

Essa situação acarretaria graves perdas de arrecadação do Excedente em Óleo para a União e grandes ganhos para o contratado. Isso significa, na prática, que a União, em vez do contratado, estaria assumindo o risco de quedas de produção média dos poços e de preços Brent.

Até 2030, grandes são as necessidades de recursos para as áreas de educação e saúde. Tanto no cenário “padrão”, descrito no item III deste trabalho, quanto no cenário desfavorável, descrito no item IV deste trabalho, poucos recursos decorrentes da exploração da área de Libra seriam destinados a essas áreas.

No cenário “padrão”, apesar da alta produção média dos poços e do alto preço Brent, apenas US\$ 64,69 bilhões seriam destinados às áreas de educação e saúde. No cenário desfavorável, somente US\$ 8,30 bilhões seriam destinados a essas áreas.

Para se alterar esse quadro de baixas receitas governamentais, sugerem-se algumas providências. A primeira seria que o contratado recuperasse o Custo em Óleo ao longo dos anos de produção, e não tão rapidamente como disposto no Contrato. A segunda providência seria estabelecer uma pequena faixa de ajuste do percentual do Excedente em Óleo para a União em razão apenas da produção total de Libra, independentemente da produção média dos poços. A terceira seria aumentar a faixa do percentual de Excedente em Óleo para a União de 15% a 45,56% para uma faixa de 60% a 86%.

Adotadas essas providências, o custo de extração de Libra poderia ser da ordem de US\$ 15 por barril e o Excedente em Óleo para a União seria de cerca de 73%. Admitindo-se um preço Brent de US\$ 120 por barril e uma produção média dos poços de 12 mil barris por dia, as receitas da União aumentariam de US\$ 129,38 bilhões para US\$ 257,51 bilhões de 2019 a 2030.

Assim sendo, o Excedente em Óleo para a União da área de Libra a ser comercializado pela PPSA e destinado ao Fundo Social geraria recursos para as áreas de educação e saúde de R\$ 296 bilhões de 2019 a 2030, admitindo-se uma taxa de câmbio de 2,3 Reais por Dólar.

Ressalte-se, por fim, que nos termos do Contrato, quando a produção média dos poços for alta, o percentual do Excedente em Óleo para a União será alto, mas o próprio Excedente em Óleo poderá ser baixo, em razão da dedução dos custos de investimento. Quando a produção média dos poços for baixa, o percentual do Excedente em Óleo para a União será baixo e o próprio Excedente em Óleo poderá ser alto, pois todos os custos de investimento já terão sido recuperados pelo contratado. Isso pode trazer uma grande redução no Excedente em Óleo para a União, principalmente nos primeiros anos de produção, quando são recuperados os custos de investimento do contratado.

Em suma, é fundamental que a licitação de Libra seja suspensa e os termos do Edital e do Contrato sejam revistos, pois eles privilegiam os interesses do contratado em detrimento do interesse público. Caso a licitação ocorra como previsto, serão muito baixos os recursos de Libra destinados ao Fundo Social, e conseqüentemente às áreas de educação e saúde.