

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE

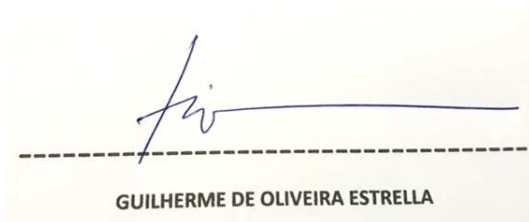
NOTA TÉCNICA

**AVALIAÇÃO DO LEILÃO DO ÓLEO EXCEDENTE DOS
CAMPOS DA CESSÃO ONEROSA**



ILDO LUÍS SAUER

Professor Titular de Energia do Instituto de Energia e Ambiente da USP
Ex-diretor de Gás e Energia da Petrobras (2003-2007), responsável pela formulação da reorientação estratégica da Petrobras, para dar ênfase à exploração e produção, promover inserção do gás natural na matriz energética como início da transição energética e investir no desenvolvimento de fontes renováveis de energia.



GUILHERME DE OLIVEIRA ESTRELLA

GUILHERME DE OLIVEIRA ESTRELLA

Geólogo, ex-superintendente do CENPES

Ex-diretor de Exploração e Produção da Petrobras (2003-2011), responsável pela condução dos trabalhos que culminaram com a descoberta dos recursos do pré-sal em 2006.

2ª VERSÃO, CORRIGIDA

2 de novembro DE 2019



NOTA TÉCNICA

AVALIAÇÃO DO LEILÃO DO ÓLEO EXCEDENTE DOS CAMPOS DA CESSÃO ONEROSA

AGRADECIMENTO

Fica registrado o agradecimento ao Dr. Alcântaro Lemes Rodrigues e à Dra. Larissa Araújo Rodrigues, pela contribuição na elaboração deste trabalho.

INTRODUÇÃO

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) publicou a versão final do Edital 1 da Licitação de Partilha de Produção para os volumes adicionais contratados nos campos da cessão onerosa.

Os Campos da Cessão Onerosa, localizados na região do Pré-sal brasileiro e descoberto pelos esforços da Petrobras, possuem reservas recuperáveis estimadas em torno de 15,2 bilhões de barris, podendo chegar a montantes superiores.

Tabela 1 **Volumes contratados e adicionais ao Contrato de Cessão Onerosa**

Campo	Volume da Cessão Onerosa (milhões de barris equivalentes)	Volume excedente mínimo (milhões de barris equivalentes)	Volume excedente máximo (milhões de barris equivalentes)	Volume total máximo (milhões de barris equivalentes)
Itapu (Ex-Florim)	466,968	300	500	966,968
Sépia (Ex-Nordeste de Tupi)	427,784	500	700	1127,784
Búzios (Ex-Franco)	3056,000	6500	10000	13056,000
Atapu, Berbigão e Sururu (Ex-Entorno de Iara)	599,560	2500	4000	4599,560
Sul de Lula (Ex-Sul de Tupi)	128,051	-	-	-
Sul de Sapinhoá (Ex-Sul de Guará)	319,107	-	-	-
TOTAL	4997,469	9300	15200	20197,469

Fonte: Edital do Leilão dos Excedentes da Cessão Onerosa. ANP. 2019:
<http://rodadas.anp.gov.br/pt/rodada-de-licitacoes-de-partilha-de-producao-do-excedente-da-cessao-onerosa/edital-contrato-partilha-producao>&t;. Acesso em: 29 de outubro de 2019.

Para se ter uma ideia de sua magnitude, atualmente as reservas brasileiras de petróleo, oficialmente reconhecidas, todas do pós-sal, alcançam 13 bilhões de barris. Porém os anúncios de recursos comprovados indicam quantidade da ordem de 100 bilhões de barris, o que coloca o País numa posição de relevância internacional, somente abaixo da Venezuela e Arábia Saudita, e próxima do Canadá, Irã, Iraque, Rússia, Kuwait e Emirados Árabes. Portanto, os recursos objeto da proposta do leilão, 15% do País, ao lado dos contratos já outorgados, tem relevância para a produção internacional de

petróleo, fragilizando ainda mais a posição estratégica do País na geopolítica mundial, além de reduzir a geração de renda à sociedade.

Em face do que foi definido por meio do edital, parece pertinente expor, a partir da perspectiva técnica e econômica, os prejuízos que tal opção representa ao Estado brasileiro e sua população, em face de outras alternativas previstas também em lei.

O objetivo desta nota técnica é examinar duas questões fundamentais relativas ao leilão proposto para os volumes excedentes da cessão onerosa:

- 1. Demonstrar a afronta ao interesse público e à soberania nacional, promovida pelo leilão proposto, pelo fato de serem outorgados contratos de natureza microeconômica, com duração superior a três décadas, sem retenção, por parte da União, da capacidade de ordenar a redução ou aumento do volume de produção de petróleo, segundo as necessidades de acordos geopolíticos visando a manutenção dos preços do petróleo no mercado internacional, em patamar compatível com a maximização dos benefícios para a Nação; para garantir a soberania nacional e o interesse público, a forma possível, prevista em lei, é a outorga direta de contrato para produção pela Petrobras dos volumes de petróleo, em regime de prestação de serviços, mediante regulação e controle pela Petróleo Pré-sal S.A e pela ANP, e não os contratos de partilha adotados na proposta de leilão;*
- 2. Apresentar a simulação do desenvolvimento da produção dos campos objeto do leilão, segundo premissas compatíveis com o atual estágio da tecnologia, bem como apresentar a simulação dos resultados econômicos associados à produção simulada para cada forma de contratação: a) contratos de partilha propostos para o leilão e, b) contratação direta da Petrobras, pelo regime de prestação de serviços; demonstrando, a superioridade da contratação direta da Petrobras em termos de geração de recursos para a União, além de ser aquele regime que permite à União manter a soberania sobre o ritmo de produção do petróleo, de forma a poder pactuar acordos de cotas de exportação de petróleo com a OPEP+ (14 países membros da OPEP mais Rússia, México e Cazaquistão) A OPEP+ mantém acordo operativo para regular as cotas de produção e promover a manutenção dos preços do petróleo em patamar de interesse dos países exportadores.*

A outorga de contratos de partilha e de concessão estabelece compromissos do Governo por prazos superiores a três décadas. Os contratos já outorgados sob esses



regimes, assim como da cessão onerosa, já restringem a soberania nacional sobre fração relevante dos recursos descobertos. O leilão proposto vai aprofundar este ataque à soberania. Os Governos atuais criam inflexibilidades por mais de três décadas, impedindo assim que Governos futuros possam exercer a soberania e pactuar eventuais acordos sobre o ritmo ou cotas de produção, visando garantir um retorno justo para a atual e futuras gerações no que diz respeito à exploração do petróleo. Eticamente na verdade estes recursos pertencem às gerações futuras e, se extraídos agora, devem proporcionar riqueza superior às gerações futuras do que o próprio petróleo representaria caso ainda estivesse disponível. Do contrário estamos fraudando o direito das futuras gerações. A dívida social com a população brasileira, titular segundo a constituição dos recursos do petróleo, em termos de investimentos em saúde e educação públicas, em infraestrutura urbana e produtiva, em proteção ambiental, em ciência e tecnologia e na transição energética para fontes renováveis, somente será resgatada se estes recursos forem desenvolvidos de forma a maximizar o retorno para o interesse público.

E os contratos de concessão e de partilha comprometem a possibilidade de Governos futuros atuarem no sentido de preservar o interesse nacional e a soberania. No que se segue desta parte da nota técnica fica demonstrada a vulnerabilidade destes contratos face a possibilidade atores hegemônicos, como a OPEP+, especialmente a Arábia Saudita, de fazer flutuar para baixo os preços do petróleo, reduzindo ou aniquilando o retorno para os países exportadores, onde todos perdem caso todos não cooperem com o objetivo comum de preservar a riqueza de todos. Estes países têm resiliência econômica para suportar uma guerra de preços; não é o caso do Brasil. Mais grave ainda é o fato de os Governos precedentes e o atual sequer tiveram o cuidado promover a quantificação das reservas do pré-sal, o que, como indicado nesta nota seria um investimento modesto, para seu impacto, da ordem 5 a 6 bilhões de dólares. Assim nem o Brasil nem os demais países tem uma dimensão exato do emergente papel do País na Geopolítica do petróleo. Uma reflexão mais profunda sobre esta questão é essencial para preservar a soberania e o interesse público.

Nenhum dos países detentores de grandes reservas, com potencial impacto na Geopolítica do petróleo, quando os recursos naturais pertencem ao Estado, como no Brasil, promovem leilões deste tipo: ou exploram os recursos mediante empresa 100% estatal, ou outorgam contratos de prestação de serviços, quando necessário, como os propostos aqui em contraposição ao leilão.



Embora não seja objeto de análise nesta nota técnica, está na ordem do dia uma reflexão sobre a atuação das empresas privadas no caso de exploração de recursos naturais, especialmente o minério de ferro, pela Samarco (associação da Vale com a BHP Billinton) em Mariana e pela própria Vale privatizada em Brumadinho, e para o petróleo no Brasil e no mundo. Em 2011 ocorreram exsudações de óleo por fissuras nos poços de perfuração do Campo Frade sob responsabilidade da Chevron, fonte da mancha de 163 km quadrados de óleo na superfície do mar. Em contraposição a Petrobras, depois de ter aprendido com as lições do afundamento da P36 e dos vazamentos da Baía da Guanabara e do Rio Iguaçu, antes de 2002, realização investimentos em prevenção e capacitação para emergências, tendo mantido desde então um desempenho exemplar em escala mundial.

Para o interesse nacional e para o desenvolvimento social, econômico, científico e tecnológico nacional há um conjunto de pontos adicionais, apenas mencionados aqui sem o aprofundamento, que decorrem diretamente da vantagem de a Petrobrás operar a produção das áreas contratadas da cessão onerosa:

1.) A integração da Petrobrás com o sistema universitário e de desenvolvimento científico e tecnológico brasileiro.

2) As operações de produção de O&G do pré-sal brasileiro englobam um grande conjunto de conhecimentos geocientíficos, de projetos de engenharia naval, de equipamentos, materiais, eletrônica e serviços de inspeção, manutenção e reparos especiais.

3) Como a cena operacional do pré-sal localiza-se em águas ultra profundas, abaixo dos 2 km de lâmina d'água, depara-se com condições totalmente novas – em termos mundiais - em todos estes aspectos. É especialmente nestes ambientes limítrofes do conhecimento científico e da tecnologia sensu latu – inclusive em tecnologias sensíveis, aplicadas à defesa nacional - que ocorrem concretas oportunidades de inovação industrial que se refletirá nas atividades industriais envolvidas de maneira muito positiva.

4) O Brasil ocupa a 9ª posição no ranking das economias e o acachapante 40º lugar em inovação, em todo o mundo. Paralelamente, o Brasil enfrenta, desde muitos anos, um ameaçador ciclo de desindustrialização cujo prosseguimento comprometerá a soberania nacional em C&T, engenharia, eletrônica, novos materiais e serviços especializados. Somente a preservação dos contratos União x Petrobrás, mantida a empresa estatal brasileira como operadora, interromperá este ciclo perverso de



retrocesso da participação industrial no PIB nacional. Nos anos 1980 o parque industrial de transformação contribuía com 33% do PIB, em 2017, com 13% (IEDI, 2017). Estes números adquirem significado negativo muito maior quando se considera que a atividade industrial é fator central de níveis salariais mais elevados e, em consequência, de distribuição de renda, temas da maior importância social num país como o Brasil, que está entre os 10 mais desiguais do planeta. Entre 2013 e 2016, cerca de 13.000 empresas industriais de transformação brasileiras fecharam as portas e os investimentos na indústria caíram 24%. Os órgãos reguladores brasileiros do exercício profissional da engenharia (CREA's) calculam que, atualmente, mais de 50 000 engenheiros brasileiros estão desempregados.

5) Empresas estrangeiras, com a legislação de forte atenuação tributária já aprovada e propostas que estão em discussão, certamente darão preferência a empresas fabricantes e fornecedoras situadas em seus países e (ou) suas regiões econômicas originárias. Estará o Brasil, portanto, através de contratação destas empresas, transferindo reais e concretas oportunidades de inovação industrial, cada vez mais raras no cenário mundial de C&T, para outros países e suas empresas no exterior. Este aspecto será tão mais prejudicial ao Brasil na medida em que empresas operadoras estrangeiras tenderão a importar mão de obra especializada, técnica e de engenharia, necessária em todo o amplo espectro coberto pelas operações de produção do pré-sal.

Portanto, depreende-se com total clareza que o pré-sal brasileiro representa, afinal, a grande oportunidade de desenvolvimento integral da sociedade brasileira. Descoberta por brasileiros, em território nacional, através de uma empresa estatal brasileira que enfrentou e superou riscos operacionais superelevados, na fronteira mundial das atividades de exploração e produção, com gigantescos investimentos financeiros bancados majoritariamente pelo seu principal acionista, a União, que representa o povo brasileiro.

Com este leilão dos excedentes da cessão onerosa, a revogar um contrato aprovado após exaustivas e completas avaliações de toda ordem, o atual governo brasileiro passa ao largo de todos estes fatos, desconsidera e subestima esta oportunidade histórica única para o Brasil se desenvolver de forma soberana, segura e sustentável por todo este século XXI e transfere todos os benefícios que, por direito, pertencem ao povo brasileiro para interesses de empresas estrangeiras, de seus países e sociedades de origem.

**GEOPOLÍTICA DO PETRÓLEO, INTERESSE E SOBERANIA NACIONAL E A
NECESSIDADE DO CONTROLE SOBRE A PRODUÇÃO PELA UNIÃO**

2. INTRODUÇÃO

Esta parte da nota técnica foi elaborada a partir das seguintes referências, resultantes de esforços de pesquisa sobre geopolítica, hegemonia do petróleo, mudanças climáticas e transição energética. Estas referências constituem parte integrante desta nota técnica, na forma de anexos:

SAUER, I. L. O pré-sal e a geopolítica e hegemonia do petróleo face às mudanças climáticas e à transição energética. In: Recursos Minerais no Brasil: problemas e desafios / Adolpho José Melfi, Aroldo Misi, Diogenes de Almeida Campos e Umberto Giuseppe Cordani (organizadores). – Rio de Janeiro: Academia Brasileira de Ciências, 2016. 420 p. ISBN: 978-85-85761-40-0 v. , p. 316-330.

SAUER, ILDO L. and RODRIGUES, LARISSA ARAÚJO. Pré-sal e Petrobras além dos discursos e mitos: disputas, riscos e desafios. Estud. av. [online]. 2016, vol.30, n.88, pp.185-229. ISSN 0103-4014. <http://dx.doi.org/10.1590/s0103-40142016.30880014>.

A DISPUTA GEOPOLÍTICA E ESTRATÉGICA PELO CONTROLE DOS RECURSOS E PELO EXCEDENTE ECONÔMICO OU RENDA PETROLEIRA

Pelo pacto celebrado em Achnacarry, Castelo na Escócia, em 17 de setembro de 1928, as sete grandes empresas de petróleo do mundo se associaram em forma de cartel para definir o controle, entre elas, tanto volumétrica e geograficamente, do mercado do petróleo, da produção à distribuição em todo mundo. Estas sete empresas que dominaram o mercado entre 1911 e 1960, foram conhecidas como as Sete Irmãs: 1. Standard Oil of New Jersey (Esso), que formada pela fusão com a Mobil ExxonMobil (EUA); 2. Royal Dutch Shell (anglo-holandesa); 3. Anglo-Iranian Oil Company (AIOC), mais tarde conhecida como British Petroleum (BP) (UK); 4. Standard Oil de Nova York, mais tarde conhecido como Mobil, fazendo parte hoje da ExxonMobil (EUA). 5. Standard Oil da Califórnia, então conhecido como Chevron, mais tarde se fundiu com a Texaco para formar ChevronTexaco, com nome atual de Chevron Corporation (EUA); 6. Gulfoil Corporation, que em 1985 foi adquirida pela Chevron quase completamente, enquanto a



outra parte das ações foi para a BP (EUA); 7. Texaco, que se fundiu com a Chevron em 2001, fusão conhecida por algum tempo como ChevronTexaco, e em 2005, novamente Chevron, sendo Texaco agora uma marca registrada da Chevron Corporation (EUA). A consolidação da hegemonia das Sete Irmãs foi processo geopolítico e estratégico, com o apoio dos Governos de origem das empresas, alicerçado no exercício de enorme influência sobre os Governos dos Países onde operavam. A confluência de interesses entre empresas petrolíferas e Governos dos Países de origem estava ancorada na geração e apropriação de excedente econômico, que as companhias integradas verticalmente poderiam alocar em qualquer das etapas: na exploração e produção ou no refino e logística de distribuição e comercialização. Para os países e elites consumidores ficava o benefício do incremento da produtividade e aumento do bem-estar decorrentes do acesso aos derivados do petróleo. Este fato concorreu para aprofundar o que passou a ser reconhecido como a dialética da dependência entre os países centrais e os da periferia do sistema econômico mundial, acentuando o contraste entre riqueza e pobreza.

O processo de descolonização e independência de países da África e Ásia, tendo como fundo a Primeira Guerra Mundial, a crise de 1929 e a Segunda Guerra Mundial, foi impulsionado pela decadência da Europa e pela Carta da ONU, que, em 1945, reconheceu o direito dos povos colonizados à autodeterminação, desencadeou também o sentimento nacionalista, reforçado pela Conferência de Bandung (1955), Indonésia. Muitos países detentores de recursos petrolíferos passaram a reivindicar e buscar maior participação na riqueza gerada pela produção e uso do petróleo. Neste contexto, em 1960 é criada a Organização dos Países Exportadores de Petróleo e são reforçados os processos de nacionalização dos recursos e a criação de empresas nacionais de petróleo, conforme registra a Tabela 1.

A Indústria do Petróleo hoje comporta companhias, ditas “internacionais” ou “independentes” (IOCs – International Oil Companies), de capital privado e cotadas em bolsa, e empresas com controle pelos Estados Nacionais, de capital total ou maioritariamente público, ditas “nacionais” (NOCs – National Oil Companies). As NOCs produzem cerca de 75% do petróleo global e detêm cerca de 90% das reservas provadas. Arábia Saudita, Argélia, Angola, Emirados Árabes, Equador, Irã, Iraque, Kuwait, Líbia, Nigéria, Qatar, Venezuela são países membros da OPEP, cuja indústria petrolífera está a cargo NOCs, sendo as operações conduzidas exclusivamente pelas mesmas ou em associação com outras companhias. Fora da OPEP, Statoil na Noruega, Petrobras no



Brasil, Gazprom e Rosneft na Rússia, Sinopec, CNPC e CNOOC na China, ONGC na Índia, Petronas na Malásia, são NOCs.

A Indústria compreende atividades coordenadas, desde a exploração e desenvolvimento de recursos geológicos de petróleo e/ou gás natural, extração, transporte, refino, armazenamento, logística e até distribuição para consumo final de combustíveis e produtos químicos, constituindo as atividades de upstream, midstream e downstream. Tanto as NOCs quanto as IOCs são instrumentos de política nacional e internacional pela sua presença, abrangência de atividades e volume de negócios. As NOCs geram, em alguns Países a maior parte do PIB e são responsáveis pela balança comercial e receita no orçamento do Estado. Neste caso, evidente na Arábia Saudita e demais países da OPEP, política empresarial e governamental se confundem. Os grandes complexos petrolíferos exercem enorme influência econômica e financeira.

Quando a OPEP foi fundada em 1960, o controle de reservas de petróleo foi a seguinte: 85% por companhias internacionais de petróleo (IOCs); 14% pela URSS; e apenas 1% as empresas petrolíferas nacionais (NOCs). Esse baixo nível de controle sobre os recursos podem ser uma das razões pelas quais os choques petrolíferos de 1973 e 1979 não conseguiram sustentar preços e gerar excedente estável para esses países. Em 2010, a situação do controle de reservas foi substancialmente revertida: apenas 6% eram das IOCs; 6% dos russos e 88% com NOCs. Em razão do grau de controle de reservas, segundo o Financial Times, (Hoyos, 2007), atualmente as novas “sete irmãs” são todas empresas estatais: Saudi Aramco; (Arábia Saudita), Gazprom (Rússia), CNPC (China), NIOC (Irã), PDVSA (Venezuela), Petrobras (Brasil), Petronas (Malásia).

Essa nova condição, juntamente com a coesão interna dos membros da OPEP, e posteriormente com esforço conjunto com a Rússia, Cazaquistão e México, pode muito bem ter desempenhado um papel relevante para a escalada do preço do petróleo começou em 2005 sustentada até hoje, mesmo com a queda brusca de 2014. A Figura 1 apresenta a situação atual das reservas provadas de petróleo.

Tabela 2 Reservas provadas de petróleo no mundo

 Oil

Total proved reserves

	At end 1998 Thousand million barrels	At end 2008 Thousand million barrels	At end 2017 Thousand million barrels	At end 2018			
				Thousand million barrels	Thousand million tonnes	Share of total	R/P ratio
Canada	49.8	176.3	168.9	167.8	27.1	9.7%	88.3
Mexico	21.6	11.9	7.7	7.7	1.1	0.4%	10.2
US	28.6	28.4	61.2	61.2	7.3	3.5%	11.0
Total North America	100.0	216.6	237.8	236.7	35.4	13.7%	28.7
Argentina	2.8	2.5	2.0	2.0	0.3	0.1%	9.3
Brazil	7.4	12.8	12.8	13.4	2.0	0.8%	13.7
Colombia	2.5	1.4	1.7	1.8	0.3	0.1%	5.6
Ecuador	4.1	4.3	3.0	2.8	0.4	0.2%	14.8
Peru	0.9	1.1	1.0	1.0	0.1	0.1%	17.6
Trinidad & Tobago	0.7	0.8	0.2	0.2	†	*	7.6
Venezuela	76.1	172.3	302.8	303.3	48.0	17.5%	*
Other S. & Cent. America	1.1	0.8	0.5	0.5	0.1	*	11.5
Total S. & Cent. America	95.6	196.0	324.0	325.1	51.1	18.8%	136.2
Denmark	0.9	0.8	0.4	0.4	0.1	*	10.1
Italy	0.6	0.5	0.6	0.6	0.1	*	16.2
Norway	11.7	7.5	7.9	8.6	1.1	0.5%	12.8
Romania	1.2	0.5	0.6	0.6	0.1	*	22.2
United Kingdom	5.1	3.1	2.5	2.5	0.3	0.1%	6.3
Other Europe	1.9	1.9	1.6	1.6	0.2	0.1%	14.1
Total Europe	21.4	14.2	13.7	14.3	1.9	0.8%	11.1
Azerbaijan	1.2	7.0	7.0	7.0	1.0	0.4%	24.1
Kazakhstan	5.4	30.0	30.0	30.0	3.9	1.7%	42.7
Russian Federation	113.1	106.4	106.3	106.2	14.6	6.1%	25.4
Turkmenistan	0.5	0.6	0.6	0.6	0.1	*	7.4
Uzbekistan	0.6	0.6	0.6	0.6	0.1	*	25.4
Other CIS	0.3	0.3	0.3	0.3	†	*	18.1
Total CIS	121.1	144.8	144.7	144.7	19.6	8.4%	27.4
Iran	93.7	137.6	155.6	155.6	21.4	9.0%	90.4
Iraq	112.5	115.0	147.2	147.2	19.9	8.5%	87.4
Kuwait	96.5	101.5	101.5	101.5	14.0	5.9%	91.2
Oman	5.4	5.6	5.4	5.4	0.7	0.3%	15.0
Qatar	13.5	26.8	25.2	25.2	2.6	1.5%	36.8
Saudi Arabia	261.5	264.1	296.0	297.7	40.9	17.2%	66.4
Syria	2.3	2.5	2.5	2.5	0.3	0.1%	284.8
United Arab Emirates	97.8	97.8	97.8	97.8	13.0	5.7%	68.0
Yemen	1.9	2.7	3.0	3.0	0.4	0.2%	121.4
Other Middle East	0.2	0.1	0.1	0.2	†	*	2.1
Total Middle East	685.2	753.7	834.3	836.1	113.2	48.3%	72.1
Algeria	11.3	12.2	12.2	12.2	1.5	0.7%	22.1
Angola	4.0	9.5	8.4	8.4	1.1	0.5%	15.0
Chad	-	1.5	1.5	1.5	0.2	0.1%	40.9
Republic of Congo	1.7	1.6	1.6	1.6	0.2	0.1%	13.2
Egypt	3.8	4.2	3.3	3.3	0.4	0.2%	13.6
Equatorial Guinea	0.6	1.7	1.1	1.1	0.1	0.1%	15.8
Gabon	2.6	2.0	2.0	2.0	0.3	0.1%	28.2
Libya	29.5	44.3	48.4	48.4	6.3	2.8%	131.3
Nigeria	22.5	37.2	37.5	37.5	5.1	2.2%	50.0
South Sudan	n/a	n/a	3.5	3.5	0.5	0.2%	73.4
Sudan	0.3	5.0	1.5	1.5	0.2	0.1%	41.1
Tunisia	0.3	0.6	0.4	0.4	0.1	*	23.2
Other Africa	0.7	0.7	3.9	3.9	0.5	0.2%	33.7
Total Africa	77.2	120.4	125.3	125.3	16.6	7.2%	41.9
Australia	4.8	4.2	4.0	4.0	0.4	0.2%	30.8
Brunei	1.0	1.1	1.1	1.1	0.1	0.1%	27.0
China	17.4	21.2	25.9	25.9	3.5	1.5%	18.7
India	5.4	5.8	4.5	4.5	0.6	0.3%	14.1
Indonesia	5.1	3.7	3.2	3.2	0.4	0.2%	10.7
Malaysia	3.4	5.5	3.0	3.0	0.4	0.2%	12.1
Thailand	0.4	0.5	0.3	0.3	†	*	1.8
Vietnam	1.9	4.7	4.4	4.4	0.6	0.3%	43.9
Other Asia Pacific	1.3	1.3	1.2	1.2	0.2	0.1%	12.9
Total Asia Pacific	40.8	48.0	47.7	47.6	6.3	2.8%	17.1
Total World	1141.2	1493.8	1727.5	1729.7	244.1	100.0%	50.0
of which: OECD	124.5	234.0	254.4	254.0	37.6	14.7%	26.4
Non-OECD	1016.7	1259.8	1473.1	1475.8	206.6	85.3%	59.1
OPEC	827.9	1027.9	1240.2	1242.2	174.8	71.8%	86.5
Non-OPEC	313.3	465.9	487.3	487.5	69.4	28.2%	24.1
European Union	8.7	5.7	4.9	4.8	0.6	0.3%	8.6
Canadian oil sands: Total	43.1	170.3	163.4	162.3	26.4	9.4%	
of which: Under active development	8.4	27.0	22.0	20.9	3.4	1.2%	
Venezuela: Orinoco Belt	-	94.2	260.9	261.4	41.9	15.1%	

†Less than 0.05.
*Less than 0.05%.
n/a not available.
*More than 500 years.

Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2019

Fonte: IEA, Key World Energy Statistics, 2019

Tabela 3. Principais produtores, exportadores e importadores de petróleo no mundo

Crude oil production

Producers, net exporters and net importers of crude oil¹

Producers	Mt	% of world total
United States	666	14.9
Saudi Arabia	575	12.8
Russian Federation	554	12.4
Canada	259	5.8
Iraq	231	5.2
Islamic Rep. of Iran	221	4.9
People's Rep. of China	188	4.2
United Arab Emirates	179	4.0
Kuwait	148	3.3
Brazil	135	3.0
Rest of the world	1 326	29.5
World	4 482	100.0

2018 provisional data

Net exporters	Mt
Saudi Arabia	348
Russian Federation	252
Iraq	187
Islam Rep. of Iran	132
Canada	131
United Arab Emirates	118
Kuwait	103
Nigeria	89
Venezuela	82
Angola	75
Others	563
Total	2 080

2017 data

Net importers	Mt
People's Rep. of China	415
United States	349
India	220
Japan	158
Korea	151
Germany	91
Italy	69
Spain	65
Netherlands	59
France	58
Others	527
Total	2 162

2017 data

Fonte: IEA, Key World Energy Statistics, 2019

Apesar dos episódios de crise que vem afetando a economia mundial o volume de produção mundial cresceu quase que regularmente, e a contribuição da OPEP manteve-se quase estável. A Figura 3 apresenta o quadro atual da produção, exportação e de petróleo. Todos os grandes exportadores de petróleo, exceto o Canadá, que integra a OECD, fazem parte da OPEP+, e todos os grandes importadores, exceto China e Índia, fazem parte da OECD, a quem pertence a IEA, International Energy Agency.

Há nitidamente dois grandes blocos de interesse geopolítico no mundo, no que diz respeito ao petróleo: de um lado, os exportadores liderados pela OPEP+, que querem manutenção de um preço elevado do petróleo mediante o controle sobre o ritmo de produção, para maximizar os benefícios para seus países, e, de outro lado, os países importadores, integrantes da OECD, também integrada pelo Canadá, mais a China e Índia, liderados pelos Estados Unidos, que desejam maior oferta de petróleo a preços



menores, para se beneficiarem desta condição e aumentarem seu bem estar. Brasil e Canadá, paradoxalmente, parecem estar cumprindo um papel desestabilizador dos preços, o que contraria seus próprios interesses, ao não mantiverem cooperação com os demais exportadores, e, pior ainda, no caso do Brasil ao outorgar contratos de natureza microeconômica, renunciando à soberania de intervir nos ritmos de produção dos campos, no caso de acordo de cotas de produção com outros exportadores para controle dos preços do petróleo.

A produção mundial em 2018 foi de 99 Mbbl/dia de petróleo e líquidos de gás natural (NGL+NCF), dos quais aproximadamente 60% foram provenientes dos países não pertencentes à OPEP+, que, porém, exceto o Canadá, são importadores, portanto, tomadores de preço. Sem a contribuição da OPEP+ os países importadores precisariam, no estágio atual, recorrer a outros combustíveis líquidos, cujo custo é superior a 80 dólares por barril; por esta razão a OPEP+ é fazedora de preço, desde que mantida sua estabilidade e coesão interna, e de que outras ameaças à sua hegemonia como a produção de “shale oil” de forma descentralizada, ou o incremento da exportação de países como o Brasil e Canadá, não se transformem em instrumento de desestabilização, desencadeando uma guerra de preços e estratégias.

Tabela 4. Produção de petróleo no mundo

Oil data: upstream

Table 3.6

Non-OPEC oil supply and OPEC NGLs

(1,000 b/d)

	2014	2015	2016	2017	2018	% change 18/17
North America	17,323.7	18,477.5	18,107.1	19,256.5	21,913.2	13.8
Canada	4,312.4	4,420.8	4,499.0	4,852.5	5,250.5	8.2
United States	13,011.3	14,056.7	13,608.2	14,404.0	16,662.7	15.7
Latin America	7,806.1	7,813.5	7,550.4	7,389.8	7,279.4	-1.5
Argentina	679.2	679.3	668.6	645.5	646.4	0.1
Brazil	2,859.2	3,079.7	3,122.0	3,251.9	3,299.1	1.5
Chile	8.7	5.4	4.9	6.0	9.1	51.1
Colombia	1,014.3	1,031.6	908.3	878.6	891.1	1.4
Mexico	2,801.2	2,598.8	2,464.5	2,231.9	2,076.6	-7.0
Peru	172.9	149.4	135.1	134.3	133.5	-0.6
Trinidad & Tobago	112.1	108.4	96.6	98.7	87.0	-11.8
Others	158.4	160.9	150.5	142.8	136.6	-4.4
Eastern Europe and Eurasia	13,760.4	13,903.7	14,055.7	14,259.6	14,504.9	1.7
Azerbaijan	866.2	860.1	849.1	803.9	805.0	0.1
Kazakhstan	1,623.5	1,596.3	1,562.5	1,732.9	1,814.5	4.7
Romania	83.2	81.8	78.5	75.2	73.8	-1.8
Russia	10,675.4	10,846.3	11,083.3	11,170.9	11,346.5	1.6
Turkmenistan	217.9	238.3	221.7	211.0	193.0	-8.6
Ukraine	60.3	54.0	50.5	48.7	51.2	5.2
Others	233.8	226.9	210.2	217.1	220.9	1.8
Western Europe	3,572.7	3,740.6	3,780.5	3,739.6	3,739.5	-
Denmark	169.7	161.6	145.0	143.1	121.0	-15.4
France	89.8	91.0	90.6	92.8	94.9	2.3
Germany	141.2	141.4	143.7	142.4	145.5	2.2
Italy	140.8	142.8	107.1	110.9	124.6	12.4
Netherlands	49.7	48.0	35.2	36.1	42.2	16.9
Norway	1,888.6	1,947.6	1,996.8	1,969.1	1,850.0	-6.0
Turkey	47.7	48.5	49.5	49.2	54.9	11.7
United Kingdom	886.7	986.0	1,040.1	1,026.1	1,124.4	9.6
Others	158.7	173.8	172.5	170.0	181.9	7.0
Middle East	3,276.0	3,283.9	3,263.6	3,134.4	3,208.9	2.4
Bahrain	223.5	223.6	225.0	208.4	208.4	-
Oman	943.3	981.2	1,004.2	970.6	978.5	0.8
Qatar	1,937.2	2,011.0	1,985.1	1,896.9	1,955.6	3.1
Syrian Arab Republic	32.8	26.7	25.1	24.7	24.0	-2.7
Yemen	139.2	41.6	24.2	33.8	42.4	25.1
Africa	1,565.8	1,577.7	1,485.3	1,480.5	1,516.3	2.4
Egypt	710.9	719.4	687.5	661.5	672.3	1.6
Sudan	285.6	278.6	250.2	213.3	215.8	1.2
Others	569.3	579.8	547.5	605.7	628.2	3.7
Asia and Pacific	8,435.9	8,566.8	8,221.5	7,994.6	7,975.8	-0.2
Australia	428.3	379.4	349.7	317.3	339.6	7.0
Bhunei	126.7	126.8	120.9	113.1	111.5	-1.5
China	4,305.3	4,395.8	4,091.9	3,979.1	4,013.6	0.9
India	867.3	867.6	851.5	858.3	852.3	-0.7
Indonesia	865.2	862.4	927.1	891.0	873.7	-1.9
Malaysia	696.6	742.0	731.0	723.5	733.0	1.3
New Zealand	46.6	48.0	39.9	37.3	30.3	-18.9
Others	1,099.8	1,144.8	1,109.6	1,074.9	1,021.9	-4.9
Non-OPEC production	55,740.4	57,363.7	56,464.0	57,255.0	60,138.0	5.0
Processing gains	2,163.0	2,172.0	2,194.0	2,211.0	2,248.0	1.7
Non-OPEC Supply	57,903.4	59,535.7	58,658.0	59,466.0	62,386.0	4.9
OPEC NGL	4,356.0	4,332.6	4,482.3	4,529.3	4,652.6	2.7
OPEC non-conventional (NCF)	87.3	107.5	98.5	108.0	108.7	0.7
OPEC (NGL+NCF)	4,443.3	4,440.2	4,580.8	4,637.3	4,761.3	2.7
Non-OPEC & OPEC (NGL+NCF)	62,346.7	63,975.9	63,238.8	64,103.3	67,147.3	4.7
<i>of which</i>						
OECD	24,287.9	25,358.3	24,850.1	25,707.1	28,238.9	9.8
FSU	13,540.2	13,687.3	13,853.7	14,051.4	14,290.4	1.7

Figura 1. Reservas provadas e produção de petróleo no mundo e OPEP

Oil data: upstream

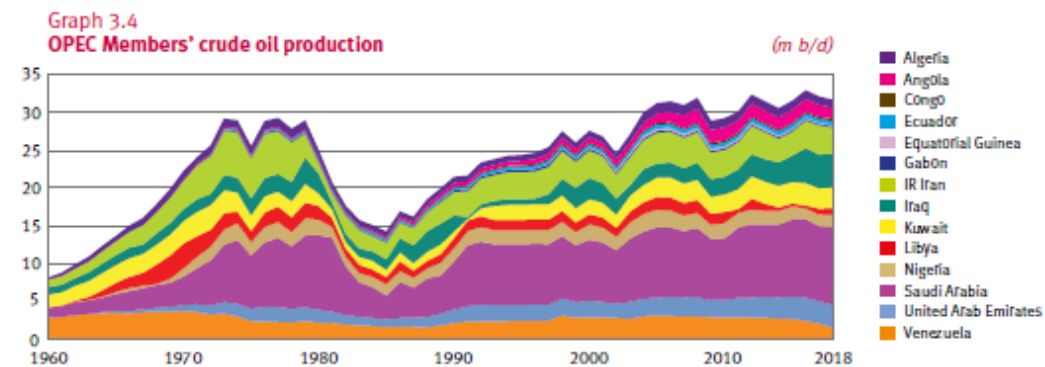
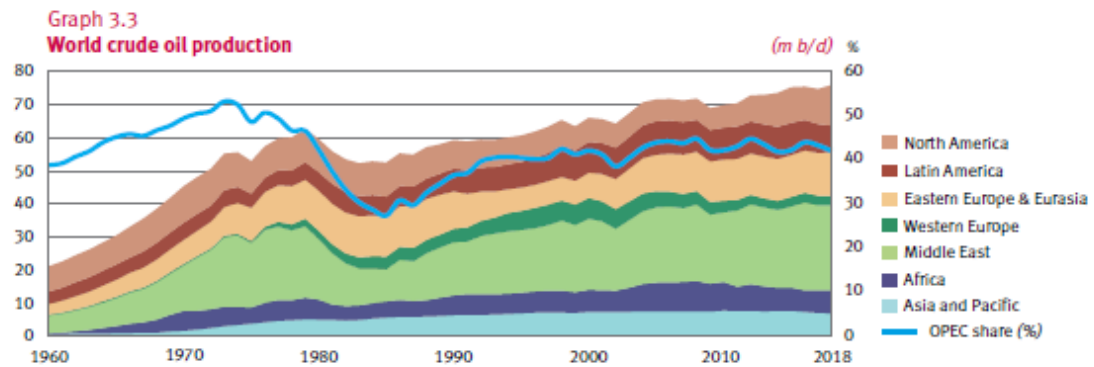
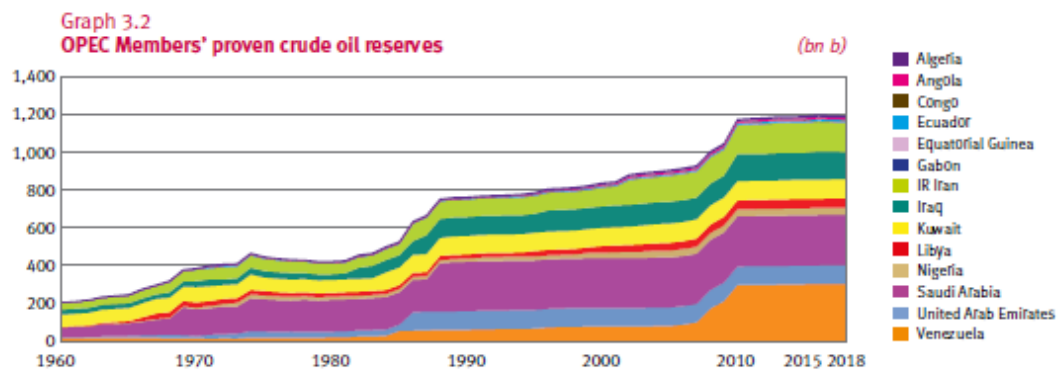
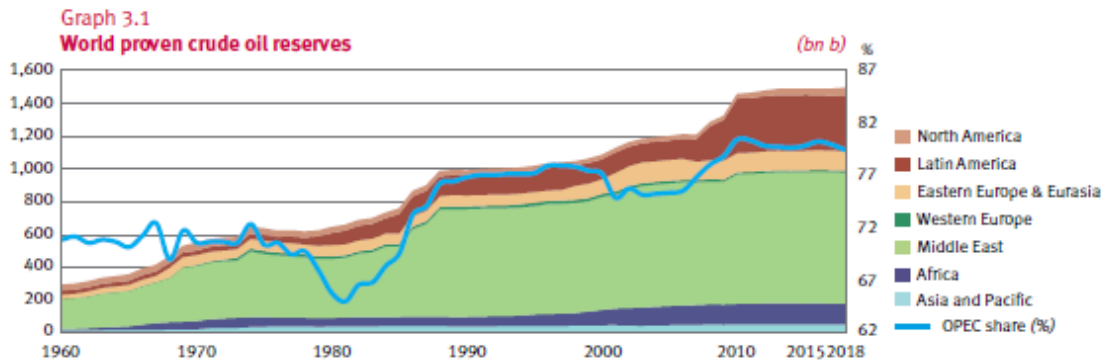


Figura 2. Produção de petróleo e de líquidos de gás natural, mundo, Non-OPEP

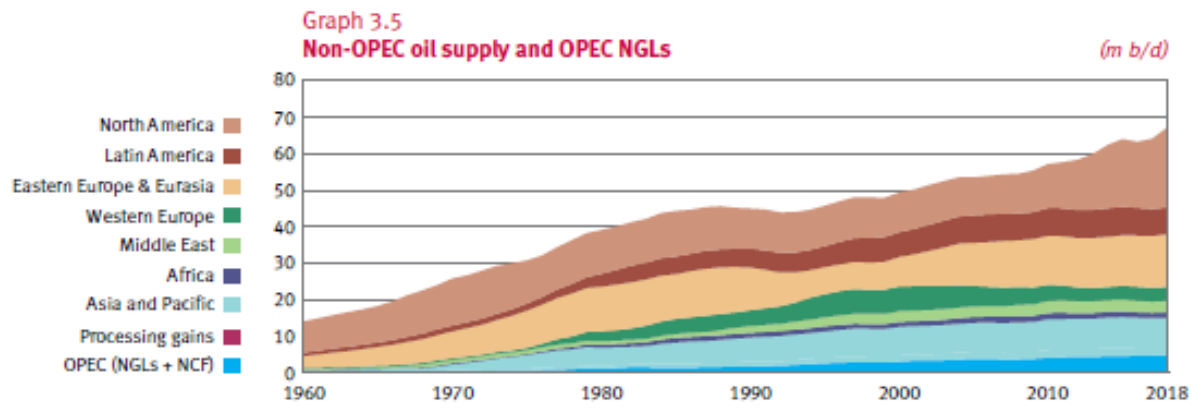


Figura 1 Reservas de Petróleo no Mundo

Tabela 5. Produção de biocombustíveis no mundo

Oil data: upstream

Table 3.7
World biofuels production (1,000 b/d)

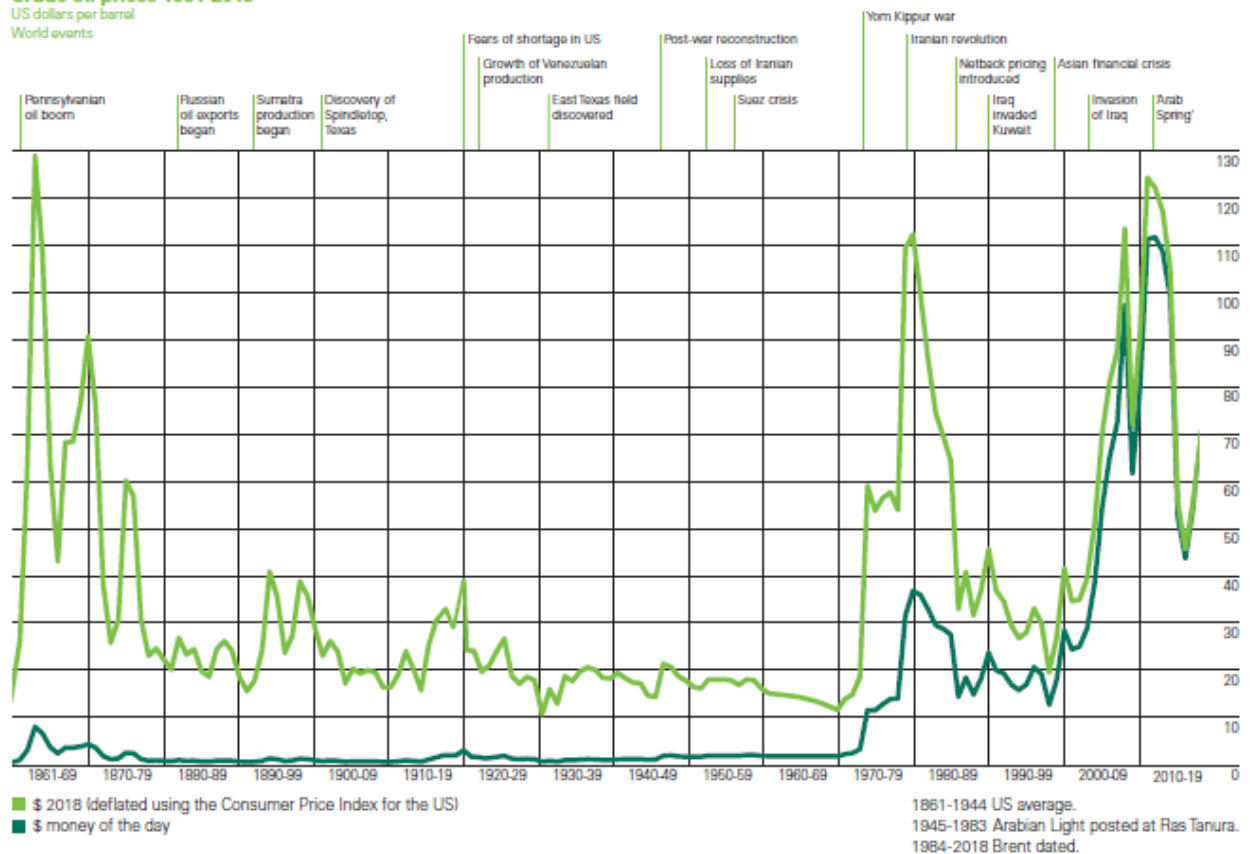
	2014	2015	2016	2017	2018	% change 18/17
North America	1,053.8	1,083.4	1,134.2	1,172.9	1,207.5	3.0
Canada	36.0	36.0	36.0	38.0	39.0	2.6
United States	1,017.8	1,047.4	1,098.2	1,134.9	1,168.5	3.0
Latin America	601.0	629.8	608.2	621.0	699.2	12.6
Argentina	62.0	50.0	67.0	75.0	66.0	-12.0
Brazil	513.0	552.8	515.2	519.0	605.2	16.6
Colombia	17.0	18.0	17.0	17.0	18.0	5.9
Others	9.0	9.0	9.0	10.0	10.0	-
Eastern Europe and Eurasia	34.2	33.3	32.0	34.9	36.2	3.8
Poland	18.0	18.8	18.9	21.3	22.0	3.1
Others	16.2	14.4	13.1	13.5	14.2	5.0
Western Europe	247.8	252.8	247.3	250.9	260.8	3.9
Denmark	3.7	3.7	2.9	2.0	2.0	-
France	53.0	61.0	56.0	53.0	54.0	1.9
Germany	75.0	77.0	78.0	78.0	76.0	-2.6
Italy	12.0	12.0	7.0	10.0	16.0	60.0
Netherlands	11.3	10.2	10.9	12.4	14.0	12.6
United Kingdom	14.0	10.0	16.0	18.0	18.0	-
Others	78.9	78.9	76.5	77.5	80.8	4.3
Africa	2.0	3.0	4.0	4.0	5.0	25.0
Asia and Pacific	166.0	167.0	197.0	217.0	278.0	28.1
Australia	5.0	6.0	5.0	4.0	4.0	-
China	59.0	59.0	54.0	70.0	98.0	40.0
India	6.0	13.0	16.0	14.0	22.0	57.1
Indonesia	33.0	26.0	57.0	55.0	71.0	29.1
Malaysia	16.0	13.0	12.0	14.0	19.0	35.7
Others	47.0	50.0	53.0	60.0	64.0	6.7
Total world	2,104.8	2,169.3	2,222.7	2,300.7	2,486.8	8.1
<i>of which</i>						
OECD	1,336.8	1,371.5	1,414.5	1,458.7	1,504.5	3.1
FSU	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	-

Conforme demonstra a Figura 3, depois do fracasso dos choques de 1973 e 1979, o preço do petróleo se estabilizou e iniciou uma escalada em 2000 que depois acelerou até a oscilação em 2008-09, quando caiu de 140 para \$ 40/b (dólares por barril); retomou o movimento ascendente até um pouco acima de 100, aí oscilou de 2011 até meados de 2014, quando iniciou uma nova queda gradual até ao início de 2015, passando então a oscilar entre 50 e 60 \$/bbl.

Crude oil prices 1861-2018

US dollars per barrel

World events



24

BP Statistical Review of World Energy 2019

Figura 3. Evolução dos preços do petróleo, em US\$ correntes e de 2018.

Fonte. BP Statistical Review of World Energy, 2019.

A formação oscilação dos preços do petróleo constitui um objeto de análise fundamental pela sua importância para o sistema econômico mundial e pelas suas repercussões. Hoje, o petróleo se produz a um custo direto, incluindo somente capital e trabalho, de 1 a 15 dólares o barril equivalente. E o seu valor no mercado oscilou nos últimos anos entre 50 e 150 dólares o barril. Um excedente enorme, de mais de 40 dólares por barril. Surge daí a renda, disputada no campo econômico, político e ideológico pelas grandes empresas e Estados. O sistema econômico mundial consome cerca de 35 bilhões de barris anuais (BP, 2015), permitindo a geração de um excedente econômico da ordem de 1,5 a 3 trilhões de dólares anuais, que é apropriado sob a forma de lucros, dividendos, impostos e transferências, alimentando o processo de acumulação. A redução dos preços do petróleo implica na transferência desse excedente aos consumidores. Como parâmetro de comparação, o excedente econômico mundial



pode ser estimado em cerca de 8 trilhões de dólares, aproximadamente 10% do valor bruto mundial produzido, da ordem de 80 trilhões de dólares.

A progressiva escalada dos preços do petróleo, entre 2000 e 2014, tem engendrado uma disputa estratégica e geopolítica entre os blocos com interesses antagônicos quanto ao preço do petróleo. Os discursos, de um lado OECD mais a China, sob a liderança dos EUA e de outro, a OPEP mais Rússia, deixam transparecer a disputa subjacente pelo excedente econômico. O primeiro grupo buscando maximizar a geração de excedente econômico através do controle do preço e da manutenção da hegemonia do petróleo, e o segundo grupo, buscando o acesso ao petróleo a preços menores de forma a apropriar os benefícios para os consumidores, incrementando a geração de riqueza e bem-estar nestes países.

O documento da Governo dos EUA, “Blueprint for a Secure Energy Future” (The White House, 2011), divulgado em 31 de Março 2011, apresenta sete iniciativas: ampliar o desenvolvimento – que já está em curso há mais de 30 anos – do chamado “shale oil” e “shale gas” americano, que teve oportunidade de expansão, acompanhando a escalada dos preços do petróleo a partir de 2005; exportar esta iniciativa para o mundo inteiro, especialmente para a China, que tem os maiores recursos, para a América Latina e Europa; incentivar a produção de biocombustíveis no mundo inteiro, em parceria com o Brasil; ampliar a produção de petróleo nos EUA por meio da plataforma continental americana; ampliar as negociações com ao México para que a parte mexicana do Golfo do México seja aberta, pois na parte americana há muita produção; cooperação dos EUA com o Brasil, negociada entre Obama e Rousseff, para promover o desenvolvimento e acelerar a produção dos recursos do pré-sal na plataforma continental brasileira como “interesse comum entre os dois países”; e, trabalhar pela redução do consumo para o uso de mais eficientes, como carros e equipamentos.

Coincidentemente, em iniciativa com sentido semelhante de fazer frente à OPEP, discutia-se na China também circulava uma proposta de criar uma organização de importadores de petróleo. A intenção subjacente ao “Blueprint for a Secure Energy Future” parece ser minar o equilíbrio entre oferta e demanda controlado pela OPEP, através da aceleração da oferta via produção em novas fronteiras e modalidades, fora do controle da OPEP, e assim buscar afetar a coesão interna da organização, de forma a desequilibrar as bases da sustentação do preço do petróleo. Atribui-se o fracasso das tentativas dos choques de 1973 e 1979 a um conjunto de fatores: o baixo controle sobre as reservas, então majoritariamente sob controle das IOCs (quadro agora revertido); o

elevado volume de petróleo oriundo da União Soviética, que dependia da sua exportação para gerar divisas necessárias à importação de componentes sensíveis e estratégicos; as exportações do México; o descumprimento e falseamento das cotas de exportação assignadas aos próprios integrantes da OPEP.

Uma sinalização importante para o Brasil, ainda não incorporada às decisões sobre interesse e soberania nacional em relação ao petróleo ocorreu em 2014. No contexto emergente no final de 2014, de queda dos preços em cerca de 50%, a expectativa era a da redução do teto da produção OPEP, de 30 Mb/d. Todavia, sob a liderança da Arábia Saudita, a decisão da OPEP em sua 166^a. Conferência, de Novembro de 2014, foi manter status quo retendo o teto e continuando a produção no patamar de 29,1 Mb/d, sob o argumento de que era necessário “manter o atendimento da demanda” O Ministro saudita do petróleo, Ali Naimi, (OPEC Bulletin 3/15) expos a posição do País afirmando que “esta política foi tentada nos anos 1980 e não teve sucesso”. Disse ainda que não reagiria de forma instintiva a flutuações de curto prazo, mantendo uma visão de longo prazo, aguardando pelo equilíbrio entre oferta e demanda. Sobre as teorias atribuindo o poder de colusão ou conspiração da OPEP, ele afirmou: “teorias abundam, mas estão todas erradas”, “a OPEP não está morta, nem está travando uma guerra contra o shale oil dos EUA”. Sintomaticamente, porém, afirmou que a “Arábia Saudita estava aberta ao estabelecimento de laços firmes com países produtores fora da OPEP”. Venezuela e Arábia Saudita promoveram reuniões com a Rússia, Cazaquistão e México e o Ministro fez um apelo aos países produtores não membros da OPEP para contribuir para o equilíbrio do mercado, dizendo que Arábia não deveria subsidiar os produtores de custo elevado, e que “não faz sentido que os produtores mais eficientes devessem cortar produção, quando representam apenas 30% da produção.” Reafirmou que Arábia Saudita não agiria isoladamente, em que “em cooperação com vários países, têm moderado os níveis de produção para melhorar a situação do mercado. Mas agora a situação é diferente. Precisamos que todos os países com produção relevante cooperem.” A decisão de 2014, liderada pela Arábia Saudita, que levou a uma queda brusca de 50% nos preços do petróleo (ver figura 5) visava um conjunto objetivos: sinalizar a todos exportadores que a manutenção de preço elevado do petróleo deveria ser um esforço compartilhado por todos exportadores; sinalizar ao Irã, país com quem mantêm certa rivalidade como o Irã, que seu retorno à exportação após o acordo nuclear internacional, deveria estar dentro do acordo das cotas da OPEP; gerar um ambiente de incerteza para os investimentos em óleo não convencional e, de



forma contundente, os biocombustíveis, outras fontes renováveis, e, também para a emergente alternativa da mobilidade elétrica, concorrente para reduzir a demanda por petróleo. Após esta clara sinalização, de que a queda dos preços prejudicaria todos os países exportadores, e que grande parte dos países da OPEP poderiam conviver com preços baixos por longo período, a iniciativa resultou na formação da OPEP+ com a integração da Rússia, Cazaquistão e México na definição conjunta, entre esses países exportadores e OPEP, da estratégia e cotas de produção, visando a manutenção dos preços. Brasil e Canadá não responderam ao convite de participarem do esforço, até o momento.

OS RECURSOS DO PRÉ-SAL E O POTENCIAL DO BRASIL DIANTE DE ESTRATÉGIAS ALTERNATIVAS DE APROPRIAÇÃO E INSERÇÃO INTERNACIONAL

Está caracterizada a disputa estratégica e geopolítica entre produtores exportadores e importadores consumidores em torno do controle do acesso aos recursos e apropriação da renda do petróleo, alinhando de um lado os integrantes da OECD, Índia e China, sob a liderança dos EUA neste quesito, e, de outro lado os países da OPEP+ (Rússia, Cazaquistão e México). Este contexto reforça a importância de refletir sobre a estratégia e o papel do Brasil, de modo particular em relação aos recursos do pré-sal. O posicionamento do País, em primeiro lugar, requereria o dimensionamento dos recursos. As reservas, formalmente anunciadas, para 2018, colocam o Brasil com entre 13,2 bilhões de barris (BP, 2019) em posição sem grande relevância no contexto internacional, como potencial exportador.

Todavia o fato de não ter reservas formalmente declaradas não diminui a importância do papel do Brasil, face ao que já foi divulgado em termos de recursos, com diferentes graus de conhecimento, após a formulação e consolidação do modelo geológico de pré-sal que levou a comprovação existência da nova província geológica do pré-sal, descoberta mais relevante para a indústria do petróleo, em escala mundial, das últimas décadas. O modelo adotado até o momento, de outorgar contratos de partilha (como anteriormente os de concessão) por bloco, não permite uma visão sistêmica global, pois cada contrato é tratado como operação isolada. Assim a primeira questão é a necessidade de promover o dimensionamento, com maior grau de confiança. Isso poderia ser obtido através de cerca de 100 poços exploratórios e alguns testes de

longa duração, a um custo estimado de cinco a dez bilhões de dólares, obviamente fora do alcance e escopo deste projeto de pesquisa; trata-se de decisão de caráter estratégico e político de Governo e Estado. Sem este conhecimento torna-se difícil organizar o ritmo de produção para as próximas décadas. Porém é possível realizar estimativas sobre o volume dos recursos e o grau de confiabilidade. Ao contrário de outros países produtores de petróleo como os Estados Unidos, Canadá, Grã-Bretanha e Noruega, a agência reguladora de petróleo do governo (ANP) não publica estimativas de potenciais recursos do Brasil, provavelmente pela ausência de estudos sistemáticos.

A descoberta do pre-sal foi fruto de uma decisão da Petrobras, enunciado nos Planos Estratégicos da empresa em 2003 e anos seguintes de consolidar a corporação como uma empresa integrada de energia, com base em três pilares: ênfase em Exploração e Produção; valorização do gás natural como substituto do petróleo, no mercado interno, visando liberar o petróleo, commodity de curso internacional, para exportação, reserva ou evitar importação; investimento em fontes renováveis, principalmente biocombustíveis, eólica e solar, como forma de preparar a empresa para a transição energética. O pilar principal em exploração e produção guardava vínculo com a compreensão de que a fase de maior retorno é a descoberta de recursos, pelo potencial de geração de renda, em comparação com os demais segmentos da Indústria, submetidos a regimes competitivos. Esta estratégia estava baseada na valorização da capacitação longamente construída na empresa em geofísica e geologia, capaz de permitir acesso a descobertas no País e no exterior em padrão de excelência internacional.

Em julho de 2005, a Petrobras encontrou, em águas profundas, depois de cerca de 300 metros camada de sal, petróleo no campo de Parati (MME, nd; Petrobras, de 2005; Sauer, 2011; Sauer et al, 2010). Estas evidências foram relevantes, para motivar a Diretoria Executiva da Petrobras a aprovar a proposta da Área de Exploração e Produção, de promover a reentrada no bloco BM-S-11 que havia atingido a camada de sal, sem sucesso, com objetivo de testar, face aos avanços geofísicos recentes, o chamado modelo geológico (do pré-sal), que vinha sendo objeto de formulações teóricas, estudos e análises havia tempo. A um custo de aproximadamente 254 milhões de dólares a camada de sal foi perfurada e, em julho de 2006, a Petrobras comunicou à ANP a descoberta de petróleo no campo de Tupi (que foi rebatizado de "Lula", em 2010), na bacia de Santos. Após o sucesso da perfuração de um novo poço, extensão no campo de Tupi, para confirmar a descoberta, indicando volumes recuperáveis entre 5 e 8 bilhões

de barris de petróleo e gás natural (MME, nd; Sauer, 2011), a descoberta foi comunicada à ANP e ao Governo. O Governo foi informado permanentemente sobre o andamento do processo de exploração e avisado também do impacto estratégico potencial da descoberta bem como da necessidade rever a política para o petróleo no País. Este, teve uma atitude dúbia, até mesmo em outubro de 2007, quando anunciou a descoberta, buscando assumir um protagonismo no que seria “um passaporte para o futuro pela descoberta. Ao invés de cancelar leilão da 9ª. Rodada e rever o modelo regulatório o Governo, com medo da reação dos investidores privados, apenas concordou em promover a retirada de cerca de quarenta blocos no entorno de Tupi. A área confirmava a possibilidade de uma grande quantidade de óleo leve recuperável, depois da camada de sal, entre cinco e oito bilhões de barris (MME, nd; Sauer, 2011; Sauer et al, 2010). Em 2007, os novos depósitos de petróleo foram encontrados, tanto na (campos de Caxaréu, Pirambu, Carioca e Caramba) Santos e bacias de Campos. Foi também em 2007 que a Petrobras tornou pública a confirmação de quantidades sem precedentes de petróleo e gás, depois da camada de sal, no Espírito Santo, Campos e bacias de Santos (MME, sd). Em 2008, novas descobertas de petróleo ocorreram na região do pré-sal (Júpiter, Bem-Te-Vi, Guará, Iara, Baleia Franca, Baleia Azul, Jubarte e Cachalote) e Petrobras iniciou a produção do pré-sal no campo de Jubarte (MME, nd; Sauer, 2011). Nos anos seguintes, foram anunciadas várias descobertas. Entre eles estão os campos chamados Libra, Franco, Florim, Tupi Nordeste, Cernambi, Sapinhoá, Pau-Brasil, Peroba e Guará Sul. Além disso, a existência de petróleo nos últimos depósitos encontrados começou a ser confirmada e os volumes a serem estimados. Havia estimativas que indicam potenciais reservas de cerca de 100 bilhões de barris (MME, nd; Sauer, 2011). A tabela 6 sumariza a cronologia da descoberta dos recursos do pre-sal.

Tabela 6. Cronologia da Descoberta dos Recursos do Pré-Sal

- | |
|---|
| <ul style="list-style-type: none">• Formulação do Modelo Geológico (mais de uma década)• Agosto de 2005: Primeiros indícios de óleo no pré-sal, Campo de Parati, Bacia de Santos• TESTE DO MODELO:<ul style="list-style-type: none">– Bloco Original: BM-S-11 (adquirido no BID 2: 14/09/2000)• POÇO 1-RJS-628A (Tupi):<ul style="list-style-type: none">– Início Perfuração: 30/09/2005 |
|---|

- Conclusão da Perfuração (1a. fase, seco, até o sal): 13/10/2005
- Reentrada no poço: 02/05/2006
- Notificação de Descoberta (Óleo): 10/07/2006
- Conclusão de Reentrada: 12/10/2006
- Envio do Plano de Avaliação para ANP: 31/08/2006
- Prazo Final do Plano de Avaliação: 31/12/2010
- **POÇO 3-RJS-646 (Extensão de Tupi) - Área do PA do 1-RJS-628A:**
 - Início da Perfuração: 07/05/2007
 - Notificação de Descoberta (Óleo): 08/08/2007
 - Conclusão da Perfuração: 28/09/2007 (estimativa: 5-8 bilhões de barris)
 - Início de Produção do Teste de Longa Duração: 01/05/2009
- **2007: descobertas de Caxaréu, Pirambu (BC) Carioca, Caramba (BS)**
- **2008: descobertas de Júpiter (8bi), Bem-Te-Vi, Iara (3-4 bi), Guará. BES: óleo no pré-sal sob pós-sal: Baleia Franca, Baleia Azul, Cachalote e Jubarte, que estende produção ao pré-sal.**

Fontes: o autor, Guilherme Estrella e Assistentes da Diretoria de Exploração e Produção, 2008.

No presente, a produção de petróleo está em andamento e a produção do pré-sal já ultrapassou 1.920.000 barris por dia, correspondendo a mais de 64% da produção total do Brasil de 2.898.00 barris diários (ANP, 2019). De acordo com os dados de produção de petróleo autoridade reguladora partir de dezembro de 2014 (ANP, 2015), Lula é o segundo campo mais produtivo no país, produzindo uma média de 234 mil barris por dia. Da mesma forma, Jubarte é o quinto campo mais produtivo, com uma média de 187 mil barris por dia. Na verdade, a confirmação da província do pré-sal revelou não apenas recursos valiosos, mas a capacidade técnica da empresa pública brasileira para explorar águas profundas ultra, uma nova fronteira para a produção de petróleo. No entanto, a indústria do petróleo foi trazida para novos desafios, não só em termos de capacidade de investimento, mas também em matéria de políticas regulatórias.

Os anúncios de descobertas do pré-sal permitem estimar que estejam assegurados cerca de 100 bilhões de barris recuperáveis (SAUER, ILDO L. e RODRIGUES, LARISSA ARAÚJO, 2016). Porém, há especulações fundamentadas em avaliações geofísicas, permitindo acreditar na sua duplicação ou mesmo triplicação, o que colocaria o Brasil ao lado da Venezuela e Arábia Saudita, como os maiores detentores de recursos. Paulo César Ribeiro Lima, in “A SITUAÇÃO ECONÔMICA,



FINANCEIRA E OPERACIONAL DA PETROBRAS” Consultoria Legislativa. Câmara Federal, Março de 2015, e em estudos complementares avalia que uma estimativa conservadora seria de 62,8 bilhões de barris, somente considerando os anúncios já realizados, sumarizados na Tabela 7, e, de 143,1 bilhões de barris, com base em avaliação potencial dos campos já explorados, porém sem divulgação pública, de Carcará, Júpiter, Gato do Mato, Tartaruga Verde, Gávea e Pão de Açúcar, e em áreas com potencial substantivo e ainda não exploradas (outras área do pré-sal, Pau Brasil, Peroba, Saturno, e fora do pre-sal, outras áreas de Sergipe-Alagoas, Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará).

Tabela 7. Recursos já anunciados pela Petrobras, como reservas estimadas.

bilhões de barris de petróleo	Reservas anunciadas pela Petrobrás por regime e com fator de recuperação super-conservador: 25%			Total por campo		
	Concessão	Cessão Onerosa	Partilha de Produção	com fator de recuperação super conservador de 25%	com fator de recuperação mais realista de 50% (atual diretora de exploração e produção afirma que a empresa está objetivando alcançar uma média de 60% nos campos do Pré-Sal da Bacia de Campos em campos de qualidade geralmente inferior ao Pré-Sal)	Reservas de petróleo "in situ"
Tupi e Iracema (campo de Lula)	8,3	-	-	8,3	16,6	33,2
Sul de Tupi (campo de Sul de Lula)	-	0,128	-	0,128	0,256	0,512
Nordeste de Tupi (campo de Sépia)	-	0,428	0,6	1,028	2,056	4,112
Florim (campo de Itapu)	-	0,467	0,4	0,867	1,734	3,468
Iara	3,5	-	-	3,5	7	14
Entorno de Iara	-	0,6	3,25	3,85	7,7	15,4
Sul de Sapinhoá	-	0,319	-	0,319	0,638	1,276
Sapinhoá	2,1	-	-	2,1	4,2	8,4
Franco (Búzios)	-	3,056	8,25	11,306	22,612	45,224
Libra	-	-	10	10	20	40
Carioca (Lapa)	0,459	-	-	0,459	0,918	1,836
Área de Moita Bonita* (não é pré-sal)	0,993	-	-	0,993	1,986	3,972
Volumes recuperáveis por regime no Pré-Sal	15,352	4,998	22,5	42,9	85,7	171,4
	Reservas nacionais anteriores ao Pré-Sal			19,9	19,9	19,9
	Total já calculado (bilhões de barris)			62,8	105,6	191,3

Fonte: Ribeiro Lima, Paulo César, comunicação pessoal de 13 de agosto de 2015, e, em "A SITUAÇÃO ECONÔMICA, FINANCEIRA E OPERACIONAL DA PETROBRAS" Consultoria Legislativa. Câmara Federal, março de 2015.

Em recente estudo, publicado no 14^o. Congresso Internacional da Sociedade Brasileira de Geofísica, "Assessment of yet-to-find-oil in the Pre-Salt area of Brazil", (Jones e Chaves, 2015), utilizando o software GeoX® para modelar o processo exploratório, empregando método de simulação de Monte Carlo para os valores dos parâmetros utilizados no cálculo do número de acumulações ainda-por-descobrir, sua dimensão, e base total de recursos de óleo e gás recuperáveis, estimou em 119 bilhões de barris, com grau de confiança de 90% e em 216 bilhões de barris com grau de confiança de 10%, o total das acumulações recuperáveis.

Estas estimativas, ainda que com grau especulativo, reforçam, por um lado, a necessidade de trabalhos e análises sobre quantidade e qualidade dos recursos, e, por outro, permitem realizar um exercício exploratório sobre a riqueza potencial envolvida. Podem ser adotadas as seguintes hipóteses: 40 anos de produção; Preço do petróleo-US\$ 65,00/bbl; Custo direto - US\$15,00/bbl (somente capital & trabalho, sem transferências); Excedente - US\$ 50,00/bbl. A tabela 8 apresenta os resultados da

simulação, para extrair durante 40 anos o petróleo em cenários de recursos hipotéticos de 100, 200 ou 300 bilhões de barris, respectivamente. Esta simulação simplificada, da Tabela 4, tem o objetivo de ressaltar a dimensão e significado dos recursos do pré-sal para o País. Os montantes globais podem variar de 5 a 30 trilhões de dólares e os anuais de 125 a 375 bilhões de dólares.

Tabela 8. Simulação simplificada de resultados de excedente econômico para três cenários

Cenário Recursos (bilhões de bbl)	Produção Diária (Milhões bbl/d)	Produção Anual (109 bbl)	Excedente Anual (US\$ bilhoes)
100	6,85	2,5	125
200	13,70	5,0	250
300	20,55	7,5	375

Fonte: elaboração própria.

Os resultados potenciais de US\$125, 250 ou 375 bilhões de dólares anuais, a serem apropriados pelo Estado, por várias modalidades (royalties, venda de petróleo, imposto, participação especial, participação nos resultados da Petrobras), ou pelas empresas e acionistas (lucros e dividendos), indica a importância de reavaliar a política e a estratégia do País em relação aos recursos do pre-sal. Basta comparar os três resultados com a receita pública anual total da ordem US\$ 700 bilhões (cerca de 35% do PIB), da qual somente pequena parcela, inferior a 10% é investida em projetos de transformação produtiva e resgate das assimetrias econômicas e sócias do País, pois a maior parte está comprometida com o custeio da máquina de Governo e com a dívida pública. Confirma também a importância da atuação estratégica junto com os produtores para garantir a maximização do excedente via manutenção de preços elevados, pois com os preços do petróleo a 100 dólares por barril, vigentes ainda em 2014, os resultados para o excedente anual atingiriam o dobro.

No caso do leilão, ora proposto, de 15 bilhões de barris, exercício semelhante indica que o montante nominal, desconsiderando a sua distribuição temporal, de 750 bilhões de dólares (3 trilhões de reais) está em disputa: excedente de 50 dólares por barril multiplicado pelo volume de 15 bilhões de barris.



As simulações detalhadas da segunda parte desta nota apresentam de forma realista a dinâmica técnica e econômica dos cenários potenciais preconizados pelo leilão e de alternativa que preserva a soberania e o interesse público.

A hipótese adotada no exercício de custo direto de US\$15/barril é conservadora, ao se considerar que a diretora Exploração Produção da Petrobras, Solange Guedes, apresentou uma visão geral do pré-sal em sua palestra intitulada 'Pre-Salt: What has been done so far and what is coming ahead' em 05 de Maio na 2015 Offshore Technology Conference in Houston, EUA. Guedes mostrou evolução desta nova fronteira, os desafios que foram superados e a previsibilidade dos resultados obtidos, bem como enfatizou a viabilidade financeira do pré-sal. "Podemos garantir que o pré-sal é viável com um custo de produção de US \$ 9 por barril. Se considerarmos que duas unidades de produção ainda não estão produzindo em sua capacidade total, o custo de produção será ainda menor. A nossa eficiência operacional de cerca de 92% tem contribuído significativamente para o nosso alcance desses custos baixos ", disse ela. A produção média de petróleo na camada pré-sal da Bacia de Santos está agora em mais de 25.000 barris por dia (b/d). Cinco poços produzem mais de 30 mil bpd. Os campos de Sapinhoá e Lula têm poços cuja média de produção pode chegar a 40 mil b/d (Guedes, 2015).

Outra questão merecedora de profunda análise é a necessidade de controlar o ritmo de produção para permitir a coordenação com a OPEP e demais países exportadores, visando o controle do preço e maximização da geração de renda, e também o modelo regulatório adotado, pois dele dependerá a repartição da destinação do excedente econômico. Nem o modelo de partilha nem o de concessão tem a flexibilidade para impor este controle estratégico. Ambos os regimes outorgam contratos de natureza microeconômica que buscam a aceleração da produção para geração de caixa. Não está na alçada dos consorciados nesses contratos a preocupação estratégica e geopolítica, obrigação do Estado. Porém, a contratação direta da Petrobras, para preservação do interesse nacional, também está contemplada na legislação, e esta modalidade permite flexibilidade semelhante à dos contratos de serviço, onde o comando e controle do Governo sobre o ritmo de produção é absoluto.

Na segunda parte desta nota técnica são apresentadas as simulações detalhadas do desenvolvimento da produção e dos resultados econômicos segundo o modelo dos contratos de partilha propostos para o leilão, e do contrato de prestação de serviços, mediante contratação direta da Petrobras para a produção do petróleo sob



controle da União, opção prevista em lei, para salvaguardar o interesse nacional, o que está plenamente demonstrado, conceitualmente, nas análises precedentes.

SEGUNDA PARTE

SIMULAÇÃO DA PRODUÇÃO E DOS RESULTADOS ECONÔMICOS, SEGUNDO O MODELO DOS CONTRATOS DE PARTILHA, PROPOSTOS NO LEILÃO, E SEGUNDO O MODELO DOS CONTRATOS DE PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS, DOS VOLUMES EXCEDENTES DA CESSÃO ONEROSA

INTRODUÇÃO

A segunda parte desta nota técnica apresenta o resultado de simulações realizadas para os campos objeto do leilão, mostrando o comportamento esperado de sua produção ao longo dos anos e a decorrente geração de recursos e sua distribuição entre a União e o consórcio contratado para a exploração dos campos, segundo duas perspectivas: o modelo do contrato de partilha proposto pelo leilão e segundo o modelo de contratação direta da Petrobras para prestação dos serviços de produção do petróleo em nome da União. Os principais resultados das simulações permitem aferir (i) a dimensão dos recursos que a União deixa de receber quando contratada a produção segundo metodologia estabelecida pela ANP no edital do leilão, ao invés da contratação da Petrobras pelo regime de prestação de serviços, para realizar a exploração dos recursos e (ii) à variação verificada no percentual de participação que a União tem no óleo excedente produzido, além da manutenção do controle soberano sobre o ritmo de produção do petróleo.

São apresentadas as estimativas de investimentos necessários para a produção do petróleo.

Uma das grandes mistificações sobre o financiamento destes investimentos publicados no País e utilizadas como justificativa para o leilão é a da falta de recursos. Isto precisa ser desmistificado: nenhuma empresa petrolífera, por maior que seja, dispõe dos recursos para fazer frente aos investimentos; todas dispõem de alguns recursos próprios, mas a maior parte é captada no mercado financeiro, face à qualidade dos projetos, representada pelo retorno potencial, pelos riscos, pela segurança tecnológica. Ora, a Petrobras é maior conhecedora da província do pre-sal, domina com



superioridade a qualquer outra empresa todo processo tecnológico de produção. Não faltam financiadores potenciais: somente para citar um exemplo, a China dispõe de reservas financeiras próximas a 3 trilhões de dólares, das quais 1 trilhão emprestado aos EUA com juros negativos, buscando parcerias para valorizar a remuneração das reservas. A China, através da SINOPEC e do banco estatal China Development Bank, fez parceria exitosa com a Petrobras para construção do GASENE. China busca parcerias estratégicas para garantir suprimento de sua demanda de petróleo, sendo atualmente o maior importador mundial. Além da China há outras parcerias possíveis com Índia e Japão e com outras fontes de financiamento.

2. METODOLOGIA

O modelo de simulação foi desenvolvido originalmente para simular o desenvolvimento e operação da produção do campo de Libra, ver (RODRIGUES, L. A.; SAUER, I. L., 2015. Exploratory assessment of the economic gains of a pre-salt oil field in Brazil. *Energy Policy*, 87, 2015). Posteriormente foi generalizado para os demais campos conhecidos do Pre-sal, cuja simulação foi objeto da tese de doutorado da Dra. Larissa Araújo Rodrigues, e o modelo analítico está disponível para simulação de qualquer tipo de campo, nos regimes de concessão, partilha da produção e outorga direta para produção pelo regime de prestação de serviços, este último com opção de incentivo para o contratado em função dos ganhos de produtividade e eficiência, ver (Rodrigues, Larissa Araujo. “Cenários Econômico-Financeiros da Produção em Campos do Pré-Sal sob Distintos Regimes Regulatórios”. Rodrigues, Larissa Araújo; orientador Ildo Luis Sauer. – São Paulo, 2016 Tese (Doutorado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Energia – Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo).

Dada a inexistência de dados específicos para os campos objeto da proposta de leilão, a simulação do desempenho e evolução da produção de poços individuais, e, posteriormente do conjunto de poços, foi desenvolvida baseada em premissas e parâmetros realistas, em consonância com o que é verificado na indústria do petróleo, obtidos de outros campos e poços com características semelhantes e também a partir da técnica da engenharia de poços e de reservatórios. Para referência, foram considerados os comportamentos de produção já projetados para outros campos do Pré-sal, como Lula (antigo Tupi), Iracema e Guará, de acordo com dados da própria



Petrobras¹. Neste item, serão detalhados os elementos e premissas utilizados na construção das simulações para a produção dos campos e para seus resultados econômicos.

De maneira resumida, as simulações foram realizadas considerando um comportamento de produção típico para o campo de Búzios, com uma produção crescente nos primeiros anos, conforme entram em operação novas plataformas e poços, até que se atinge um pico de produção e, posteriormente, um declínio progressivo na produtividade dos poços.

As curvas de produção utilizadas como referência, dos campos de Lula (antigo Tupi), Iracema e Guará, são apresentadas na Figura 4, abaixo, bem como as informações iniciais sobre o teste de longa duração de um poço de Libra. A experiência recente do campo de Libra constitui uma experiência relevante, confirmando a validade das premissas adotadas no modelo de simulação do desenvolvimento e produção dos campos. A primeira plataforma FPSO, das quatro previstas, ainda em construção a entrar em operação daqui a um ano e meio, terá capacidade diária de 180.000 barris, e poço do teste de longa duração, em fase de conclusão, está produzindo 50.000 barris por dia. O desafio em Libra é a separação do CO₂, que, superado, poderá aumentar ainda mais a produtividade dos poços.

Assim este modelo pode ser ajustado, conforme a necessidade ou interesse, para simular o desenvolvimento e operação da produção qualquer campo, para as condições citadas, permitindo, mediante as premissas e parâmetros adotados para custo dos investimentos, taxa de desconto, produtividade dos poços, preço do petróleo, calcular o retorno para as empresas operadoras e para o Governo.

No caso para a partilha de produção foram simuladas duas condições: a) com a tributação originalmente prevista pelo regime de partilha da produção;

b) considerando os impactos da lei 13.586, de 2017, que introduziu benefícios tributários para os contratados, alterando a fórmula de cálculo da receita tributável, conforme demonstra a tabela abaixo:

¹ Petrobras. EIA - Estudo de Impacto Ambiental. EIA/RIMA para a Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré Sal da Bacia de Santos - Etapa 1. Volume 00. Revisão 01. Nov/2011.

Tabela 9. Impactos da Lei 13.586/2017 na Receita Tributária da União

Natureza do custo	Custo em óleo	Art. 1º da Lei 13.586/2017
Bônus de assinatura	Não dedutível	Dedutível no período em que ocorrido
Custos de exploração	Dedutível ao longo da produção	Dedutível no período em que ocorrido
Custos de desenvolvimento	Dedutível apenas para os bens adquiridos	Dedutível pela formação de ativo (exaustão e depreciação), inclusive de bens arrendados
Custos de produção	Dedutível ao longo da produção	Dedutível no período em que ocorrido
Royalties	Não dedutível	Dedutível no período em que ocorrido
Encargos financeiros, custo de venda e outros	Não dedutível	Dedutível no período em que ocorrido
<i>Impairment</i>	Não dedutível	Dedutível no período em que ocorrido

Fonte:Ribeiro Lima, P. C. ANÁLISE DA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DOS EXCEDENTES DA CESSÃO ONEROSA. Estudo Técnico, setembro de 2019.

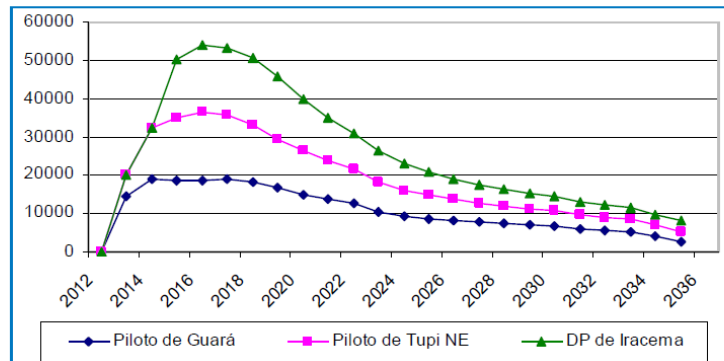


Figura 4. Curva de produção de óleo para os Pilotos e Desenvolvimento de Produção das Áreas do Polo Pré-Sal.

Fonte: Petrobras, 2011².

Durante a fase de produção, a contratada, a cada mês, apropriar-se-á da parcela de produção correspondente ao custo em óleo, respeitado o limite de 80% (oitenta por cento) do valor bruto da produção em cada um dos blocos ofertados.

Produtividade

Para os poços, considerou-se uma produtividade máxima e inicial de 39.000 bbl/dia, já considerando um teor de água de 2%, normal, à produção.

Como pode ser visualizado na figura anterior, ao longo dos anos há uma diminuição na produção dos campos. Essa queda natural ocorre já que, na medida em que a produção avança e em razão da injeção de água, o nível de água no reservatório aumenta e progressivamente o teor de água aumenta no fluido, chegando a 80% do total do fluido ao cabo de 25 anos, restando somente 20% de óleo e gás³ e chegando a até 90% nos anos seguintes de produção.

Essa característica intrínseca ao funcionamento dos poços foi adotada na simulação da produção dos campos objetos do leilão.

Considerou-se uma redução progressiva e linear na produtividade dos poços, para que, ao final de 25 anos de produção, houvesse em torno de 80% de água (ou

² Petrobras. EIA - Estudo de Impacto Ambiental. EIA/RIMA para a Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré Sal da Bacia de Santos - Etapa 1. Volume 00. Revisão 01. Nov/2011.

³ Para melhorar o teor de óleo é possível fazer intervenção nos poços, plugando trechos e fazendo canhoneio em trechos mais elevados, acima da interface óleo/água, onde o teor de óleo é superior.



apenas 20% da produção inicial) e, nos últimos anos, o teor de água alcançasse cerca de 90% (apenas 10% da produção inicial).

Por razões estatísticas, a simulação chegou a um **teor de água de 74% ao final dos 25 anos de produção e de 89% ao final dos 30 anos de produção.**

Período

A produção, com o comportamento acima descrito, foi projetada mês a mês, por um período de 30 anos.

O período do contrato para exploração do campo é de 35 anos, no entanto, deve-se considerar cerca de 2 anos para a conclusão da etapa de exploração e cerca de 3 anos para viabilizar a infraestrutura necessária para a produção. Assim, a produção propriamente, foi considerada durante os 30 anos restantes.

Quantidade de Petróleo

A simulação da produção de petróleo nos campos considerou a exploração de quantidades máxima e mínima constantes do edital do leilão divulgado pela ANP, que é a estimativa da reserva recuperável de cada campo

Infraestrutura

Foi considerada uma infraestrutura típica, composta por plataformas, cada uma contendo poços produtores, com 6 polegadas de diâmetro e poços injetores, conforme consta das tabelas para cada campo. Cada plataforma entra em operação na simulação a cada três meses e cada poço entra em operação mensalmente. Para realizar a exploração com referida infraestrutura, as estimativas de custo para cada campo constam das tabelas específicas para cada campo.



Cenários de Preços

A simulação dos resultados econômicos foi feita para três cenários de preços do petróleo: **US\$ 25/barril, US\$ 40/barril, US\$ 60/barril, US\$ 80/barril**. Esses três níveis constam no edital do leilão elaborado pela ANP. O caso extremo de 25 dólares por barril permite aferir o impacto de uma eventual guerra de preços, onde a OPE+ resolve impor uma redução drástica para tentar inviabilizar os produtores não participantes de seu acordo.

Participação da União no Óleo Excedente

A porcentagem de participação da União no óleo excedente nominal consta da Tabela 9, porém ela varia em função dos níveis de preços do barril de petróleo e também em função da produtividade média dos poços, conforme definido no edital do leilão elaborado pela ANP, conforme tabela que consta do Apêndice .

Tabela 10. Percentual mínimo de excedente em óleo (%).

Bacia	Bloco	(%)
Santos	Atapu	26,23
	Búzios	23,24
	Itapu	18,15
	Sépia	27,88

Percentual mínimo de excedente em óleo (%)

“O percentual do excedente em óleo para a União, a ser ofertado pelas licitantes, deverá referir-se ao preço de barril de petróleo tipo Brent de US\$ 76,18 (setenta e seis dólares norte-americanos e dezoito centavos) e à produção diária média de 12.000 (doze mil) barris de petróleo por poço produtor ativo. O preço do petróleo será a média mensal dos preços diários do *Brent Dated*, de acordo com a cotação publicada diariamente pela *Platt's Crude Oil Marketwire*. O volume de gás natural produzido será partilhado com o mesmo percentual aplicado à partilha do volume de petróleo. Não serão considerados para cálculo da média os poços com produção de petróleo restringida por



questões técnicas e operacionais e que estejam computando perda, a critério da PPSA. Durante a fase de produção, a contratada, a cada mês, apropriar-se-á da parcela de produção correspondente ao custo em óleo, respeitado o limite de 80% (oitenta por cento) do valor bruto da produção em cada um dos blocos ofertados. Os custos que ultrapassem estes limites serão acumulados para apropriação nos anos subsequentes.”

Fonte: ANP, Edital do Leilão dos Excedentes da Cessão Onerosa. ANP. 2019: <http://rodadas.anp.gov.br/pt/rodada-de-licitacoes-de-partilha-de-producao-do-excedente-da-cessao-onerosa/edital-contrato-partilha-producao> >. Acesso em: 29 de outubro de 2019.



É preciso ressaltar que a adoção de preço de referência de US\$78,18 por barril está muito acima da realidade recente, com preços oscilando em torno de US\$60,00 por barril, e assim, a aplicação da tabela de ajuste reduz ainda mais o já baixíssimo percentual de óleo excedente da União, conforme tabela acima, quando para Libra este valor nominal foi de 40%. E, paradoxalmente, o que poderia parecer uma compensação na outra direção, ao adotar produção média diária de 12 mil barris por dia por poço produtor ativo, pois há poços produzindo mais de 40 mil e até 50 mil barris por dia (Libra), na verdade está longe disso, pois nos anos iniciais quando a produtividade é elevada, até 80% do petróleo são destinados ao fundo do óleo custo, para amortizar os investimentos, e, após os anos iniciais ocorre a natural redução da produtividade em função do aumento da razão água/óleo do reservatório do fluido extraído. Para os quatro cenários de preços analisados, foi percentual de participação da União no excedente em óleo mês a mês: o preço de 60 dólares por barril representa a realidade recente dos preços; o de 80 dólares o alvo almejado pela OPEP+; o de 40 dólares uma situação de crise; e, o de 25 dólares serve para demonstrar os efeitos devastadores sobre o retorno para o País no caso de uma guerra de preços (que pode ser originada pela própria conduta do País ao renunciar à capacidade soberana de fazer acordos com os demais exportadores para preservar os preços, outorgando contratos de partilha como os propostos no leilão.

Participação da Petrobras no Consórcio

Não foi considerado, para a simulação de resultados, o caso em que a Petrobras participa da exploração dos campos como operadora, pois esta condição é a mais desfavorável para a União, em função dos seus ganhos como acionista da Petrobras, mas pode emergir do leilão.

Resultados Econômicos Simulados pelo Modelo

Tendo, por tanto, (i) a simulação da produção dos campos, (ii) os níveis de preços do barril de petróleo, (iii) o percentual de participação da União no óleo excedente, (iv) os custos totais estimados para a infraestrutura considerada e, conforme disponível no edital, (v) o valor do bônus de assinatura (R\$ 106 bilhões), foram calculados mês a mês: (a) a receita bruta da exploração, (b) custo de produção, (c) royalties (15%), (d) bônus de assinatura, (e) participação da União no resultado em óleo, (f) resultado do consórcio antes de impostos, (g) impostos devidos (34%), (h) resultado do consórcio, (i) resultado somente da Petrobras, (i) participação da União nos resultados da Petrobras



(48%, fração do capital da União na Petrobras) e (j) o total da participação governamental na exploração do campo.

Tabela 11. Síntese das Premissas e Parâmetros Utilizados na Simulação da Produção de Campos no Pré-Sal

Reserva de Referência	É considerada uma reserva recuperável máxima para cada campo, constante do Edital do leilão, que é inteiramente extraída. A extração total é considerada para efeitos de análise, para que se tenha a dimensão econômica de todo o campo. Ainda é incerto o volume exato de óleo recuperável nos campos e a simulação da produção não incorpora riscos de investimento e outras incertezas ⁴ .
Tempo de Vida do Projeto	São considerados 5 anos para a fase de exploração e desenvolvimento e 30 anos para a fase de produção, de acordo com a média de anos das fases de exploração e produção estabelecida nos contratos do país. O período total de 35 anos também está em linha com o contrato de partilha de produção assinado para o campo de Búzios.
Produção diária média dos poços	A produção diária média dos poços foi estabelecida de acordo com os dados da ANP para poços já em produção no pré-sal. Há uma diferença na produção entre poços do pré-sal localizados na Bacia de Santos e na Bacia de Campos. Para poços na Bacia de Santos foi considerada uma produção inicial e máxima de 39.000 barris por dia e para poços na Bacia de Campos de 20.000 barris por dia. Além disso, é considerada uma diminuição linear na produção de cada poço de modo que ao final do 30º ano de produção o nível de água em cada um deles seja de cerca de 80%. Para os poços na Bacia de Santos, a produção declina em 0,677% ao mês e para os poços na Bacia de Campos o declínio é de 0,693% ao mês. Com isso, os poços em ambas as bacias atingem

⁴ A premissa de que a reserva será inteiramente explorada não reflete totalmente a realidade, pois se sabe que a produção está vinculada às condições econômicas de se produzir sob determinada condição física da reserva em dado período. De todo modo, para a análise econômica proposta, é necessário assumir algum patamar de produção no campo e optou-se por analisar os resultados que podem ser esperados caso todo o campo fosse produzido, pois qualquer outra suposição não faria sentido ou seria justificável.

	<p>aproximadamente 86% de água ao final do período de produção, como é observado na prática da indústria.</p>
<p>Unidades de Produção</p>	<p>As unidades de produção típicas consideradas compreendem: plataformas do tipo FPSO (Floating, Production, Storage and Offloading), poços produtores e injetores, sistemas submarinos (de risers, umbilicais, árvores de natal) e sistemas de escoamento da produção (com navios aliviadores). Para explorar todas as reservas de referência ao longo dos 30 anos de produção, são consideradas as unidades de produção, FPSOs, com um total de poços produtores e poços injetores, constantes das tabelas específicas de cada campo, apresentadas adiante, como estimativas baseadas na experiência e no atual estágio da tecnologia.</p> <p>O modelo emprega para os demais campos a mesma unidade de produção típica, em escala maior ou menor, em proporção ao tamanho da reserva. Ainda de acordo com a reserva, a última plataforma necessária no modelo pode operar com um número reduzido de poços produtores e injetores.</p>
<p>Cronograma das Unidades de Produção</p>	<p>As unidades de produção são inseridas gradualmente na simulação, até que se complete a produção do total da reserva. O período é aquele verificado na prática da indústria. Cada FPSO entra em operação a cada 3 meses e cada um de seus poços produtores entra em operação a cada 8 meses.</p>
<p>Produção dos Poços e Capacidade de Processamento das FPSOs</p>	<p>As plataformas consideradas no modelo possuem capacidade de processamento de 180.000 barris por dia. Quando a reserva está na Bacia de Santos, cada FPSO tem a capacidade para operar com 5 poços produtores. O nível de produção máxima de cada poço nessa bacia é de 39.000 barris por dia, no entanto, como cada um deles entra em operação a cada 8 meses e, como todos sofrem um declínio linear mensal em sua produção, quando operam simultaneamente sua produção chega ao máximo de cerca de 175 mil barris por dia, não ultrapassando, por tanto, a capacidade total de processamento da plataforma. Além dos poços produtores são considerados poços injetores, na</p>

	proporção de 4 injetores para cada 5 produtores. Quando a reserva está localizada na Bacia de Campos, cada unidade FPSO opera no modelo com 10 poços produtores e 8 poços injetores e os poços operando simultaneamente chegam a uma produção máxima de cerca de 169 mil barris por dia.
--	--

METODOLOGIA DE CÁLCULO E PREMISAS:

O modelo, programado em planilha excel, simula o desenvolvimento e implantação da infraestrutura de produção, de acordo com o estado da arte da tecnologia, em seguida simula a produção, e, finalmente simula os resultados econômicos, segundo as regras do edital para o contrato de partilha.

Os valores dos investimentos para o desenvolvimento da produção foram estimados segundo o estado da arte, de forma conservadora, não levando em conta ainda os ganhos de aprendizado recentes. Como são rigorosamente iguais, tanto para a partilha quanto para a prestação de serviços, este fato não afeta o resultado comparativo entre as alternativas, apenas produz um resultado econômico global inferior ao possível no futuro, o que reforça ainda mais a análise crítica da proposta do leilão.

Para o contrato de prestação de serviços, embora outras modalidades sejam possíveis, neste estudo, foram adotadas as seguintes premissas:

Da receita líquida cabem 90% à União e 10% da receita líquida (receita bruta menos royalties) são pagos à Petrobras;

Da receita da União, no período inicial da operação, a totalidade é destinada à amortização dos investimentos, de forma análoga ao óleo custo da partilha, e, uma vez concluída a amortização, toda receita se destina à União.

Os valores presentes líquidos foram calculados descontando os fluxos de caixa futuros à taxa de 5% ao ano.

CONTRATO DE PARTILHA – TRIBUTAÇÃO PELA LEI ORIGINAL

Tabela 12A. Parâmetros Contrato de Partilha – tributação da partilha original

A - Receita Bruta	Produção total no Período (bbl) *US \$/bbl
B - Royalties	A - Receita Bruta * 15 %
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	SE Saldo a Recuperar (CAPEX+OPEX) >Limite de Recuperação (80% de A) ENTÃO Limite de Recuperação (80% de A) CASO CONTRÁRIO

	Saldo a recuperar (CAPEX+OPEX)
D - Custo em Óleo OPEX (-) (C-E)	Custo de Operação por barril (\$/bbl) * Produção no Período (bbl)
E - Custo em Óleo CAPEX (+) (C-D)	C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX) - D - Custo em Óleo OPEX (-)
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	A - Receita Bruta - B - Royalties - C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	F - Excedente em Óleo (A - B - C) * G - Excedente em Óleo União (% sobre F)
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	F - Excedente em Óleo - G - Excedente em Óleo União (% sobre F)
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	A - Receita Bruta - B - Royalties - D - Custo em Óleo OPEX (-) - G - Excedente em Óleo União (% sobre F)
J - Depreciação (-)	- CAPEX/20ANOS
K - Despesas Financeiras (-)	PARCELA JUROS = PAGTO JUROS / 30 ANOS
L - Receita Tributável (I - J - K)	I - Receita Líquida (A - B - D - G) + J - Depreciação (-) + K - Despesas Financeiras (-)
M - Impostos (IR + CSLL = L * 34%)	L - Receita Tributável * 34%
N - Depreciação (+) (+J)	+ CAPEX/20ANOS
O - Resultado do Contratado -(INV+BONUS+JUROS)+ (H + I - M)	T0 INVESTIMENTO BÔNUS DE ASSINATURA JUROS + SOMA(T1-N H + I - Receita Líquida (A - B - D - G) - M - Impostos (IR + CSS = 34%))
P - Participações Governamentais (B + G)	BONUS ASSINATURA + SOMA(B - Royalties (15%) + G - Excedente em Óleo União (% sobre F))
Q - Total Parcela Governo (P + M)	B - Royalties (15%) + G - Excedente em Óleo União (% sobre F) + M - Impostos (IR + CSS = 34%)
R - TIR O - Resultado do Contratado	TIR(Resultado do Contratado (O))

CONTRATO DE PARTILHA – TRIBUTAÇÃO PELA LEI 13.586/17

Tabela 12B. Parâmetros Contrato de Partilha – tributação pela Lei 13.586/2017

A - Receita Bruta	Produção total no Período (bbl) * US \$/bbl	
B - Royalties	A - Receita Bruta * 15 %	
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	SE Saldo a Recuperar (CAPEX+OPEX) >Limite de Recuperação (80% de A) ENTÃO Limite de Recuperação (80% de A) CASO CONTRÁRIO Saldo a recuperar (CAPEX+OPEX)	
D - Custo em Óleo OPEX (-)	Custo de Operação por barril (\$/bbl) * Produção no Período (bbl)	
E - Custo em Óleo CAPEX (+)	C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX) - D - Custo em Óleo OPEX (-)	
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	A - Receita Bruta - B - Royalties - C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	F - Excedente em Óleo (A - B - C) * G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	F - Excedente em Óleo - G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	A - Receita Bruta - B - Royalties - D - Custo em Óleo OPEX (-) - G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	
J - Depreciação (-)	LEI 13.586 DE 28 DE DEZEMBRO DE 2017 SE SALDO DEPRECIACÃO ACUMULADO < INVESTIMENTO PRODUÇÃO PERÍODO (ANO) / PRODUÇÃO TOTAL PREVISTA (30 ANOS) * 2,5 * INVESTIMENTO SE SALDO DEPRECIACÃO ACUMULADO > INVESTIMENTO ZERO	
K - Despesas Financeiras (-)	PARCELA JUROS = PAGTO JUROS / 30 ANOS	
L - Receita Tributável (I - J - K)	I - Receita Líquida (A - B - D - G) + J - Depreciação (-) + K - Despesas Financeiras (-)	
M - Impostos (IR + CSSL = 34%)	L - Receita Tributável * 34%	
N - Depreciação (+)	-1 * J	
O - Resultado do Contratado -(INV+BONUS+JUROS)+ (H + I - M)	T0 -(INVESTIMENTO BÔNUS DE ASSINATURA JUROS) e T1-N I - Receita Líquida (A - B - D - G) - M - Impostos (IR + CSS = 34%)	
P - Participações Governamentais +BONUS + SOMA (B + G)	INVESTIMENTOS+BÔNUS+JUROS SOMA(B - Royalties (15%) + G - Excedente em Óleo União (% sobre F))	+
Q - Total Parcela Governo (P + M)	B - Royalties (15%) + G - Excedente em Óleo União (% sobre F) + M - Impostos (IR + CSS = 34%)	
R - TIR Contratado	TIR(Resultado do Contratado (O))	



CONTRATO DE PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS:

Tabela 13. Premissas Contrato de Prestação de Serviços

A - Receita Bruta	Produção total no Período (bbl) * US \$/bbl
B - Royalties (15% de A)	A - Receita Bruta * 15 %
C - Custo de Operação	Custo de Operação por barril (\$/bbl) *
D - Receita Líquida	Produção no Período (bbl) A - Receita Bruta - B – Royalties
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	D - Receita Líquida * 10%
F - Remuneração União (90% de D)	D - Receita Líquida * 90%
G - Receita da Petrobras	E - Remuneração da Petrobras (10% de D)
H - Impostos (IR + CSSL - 34% de L)	D - Receita Líquida * 34%
I - Lucro Petrobras Após Impostos	E - Remuneração da Petrobras (10% de D) - E - Remuneração da Petrobras (10% de D) * 34 %
J - Participações Governamentais (B + F - H)	B - Royalties (15% de A) + F - Remuneração União (90% de D) - H - Impostos (IR + CSSL - 34% de L)
K - Resultado da União (como investidora) (B + F + H)	B - Royalties (15% de A) + F - Remuneração União (90% de D) + H - Impostos (IR + CSSL - 34% de L)
L - TIR União	TIR(J)

B - Royalties (15% de A): os royalties são calculados em função de normas vigentes, mas, estritamente, como 90% da receita são da União, este recolhimento poderia ser abolido.



3. RESULTADOS

Nos parágrafos seguintes, são apresentados os principais resultados das simulações realizadas. As planilhas completas, contendo todos os dados e simulações, estão no fim do documento, nos Apêndices.

Comportamento da Produção dos Campos e resultados econômicos para o modelo de contrato de partilha e para o contrato de prestação de serviços

Nos gráficos a seguir, é possível visualizar os elementos descritos acima já como resultado da simulação da produção realizada. O primeiro Gráfico ilustra o comportamento da produtividade média da produção ao longo dos anos e o segundo Gráfico ilustra a produção acumulada até o fim do período de exploração, respectivamente, para cada campo.

Simulada a produção do campo de Búzios, a etapa seguinte consiste na simulação dos resultados econômicos, gerados como decorrência da produção e das premissas adotadas, e, também sua distribuição entre as empresas contratadas e a União.

CAMPO DE BÚZIOS

Tabela 14. Parâmetros Para a Simulação da Produção: Campos de Búzios

VOLUME DE ÓLEO	6,5 a 10 BILHÕES BARRIS
VALOR DO EXCEDENTE MÁXIMO ESTABELECIDO PARA CADA CAMPO	10 BILHÕES BARRIS
BÔNUS DE ASSINATURA	US\$ 17.048.500.000
VALOR ESTABELECIDO PARA CADA CAMPO	US\$ 96 A 465 BILHÕES
% DE ÓLEO PARA UNIÃO	23,24 % + DIFERENÇA TABELA APÊNDICE
VALOR MÍNIMO ESTABELECIDO PARA CADA CAMPO	6,5 BILHÕES BARRIS

Tabela 15. Investimentos Necessários para Nova Infraestrutura de Produção: Campo de Búzios

	Quantidade	Investimento em milhões de US\$ (valor nominal)	Quantidade	Investimento em milhões de US\$ (valor nominal)
Reserva (milhões de barris)	6.500		10.000	
Produção Média Diária Inicial dos Poços (barris/dia)	39.000		39.000	
FPSOs	9	13.500	13	19.500
Poços produtores	42	8.400	65	13.000
Poços injetores	34	6.800	52	10.400
Sistemas de escoamento da produção	9	4.500	13	6.500
Total Desenvolvimento da Produção		33.200		49.400
Outras Infraestrutura e Suporte		4.695		6.987
Exploração		9.533		14.185
Total de investimento		47.428		70.572

Fonte: Elaboração própria.

Foi mantida, nesta nota técnica, a estimativa de 200 milhões de dólares para o custo total de cada poço produtor ou injetor, embora, em função do avanço tecnológico e aprendizado ocorrido nos últimos anos, esse valor seja inferior, estimado em 150 milhões de dólares.

Também, como resultado da simulação para o campo de Búzios e considerando a infraestrutura calculada pela própria simulação como necessária para a produção do total de suas reservas, a produção do campo deve se comportar conforme indicado nos gráficos a seguir.

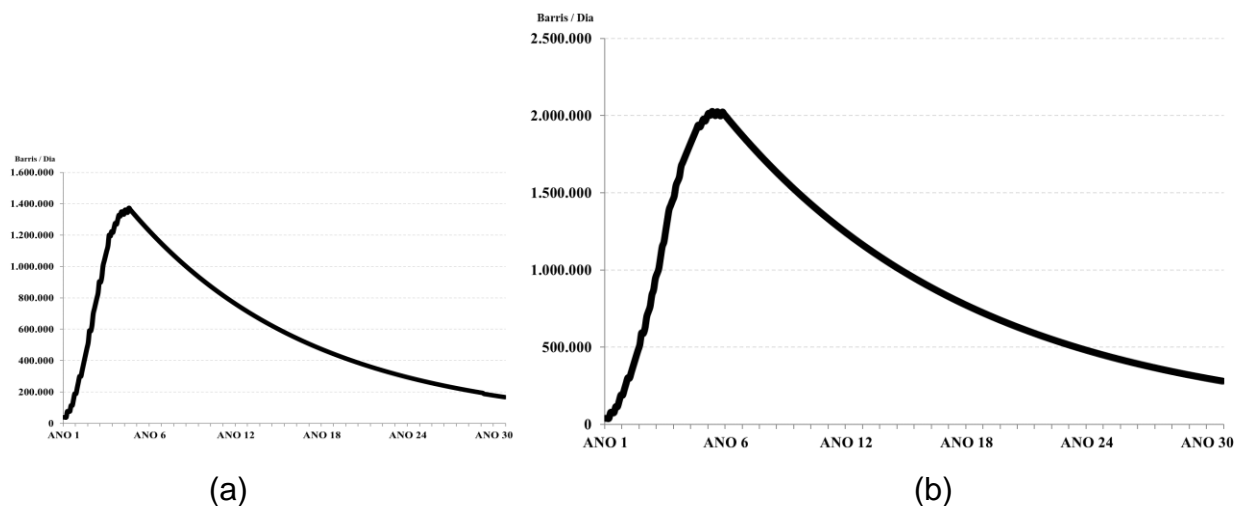


Figura 5. Curva de Produção: Campo de Búzios (barris/dia) Reservas previstas: (a) Volume mínimo (b) Volume máximo

Fonte: Elaboração própria.

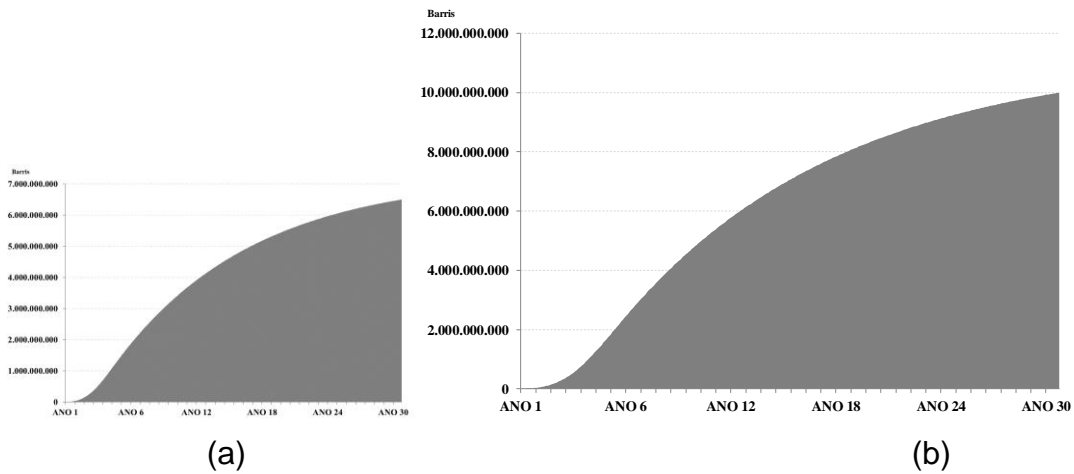


Figura 6. Produção Acumulada: Campo de Búzios (barris)

Fonte: Elaboração própria.

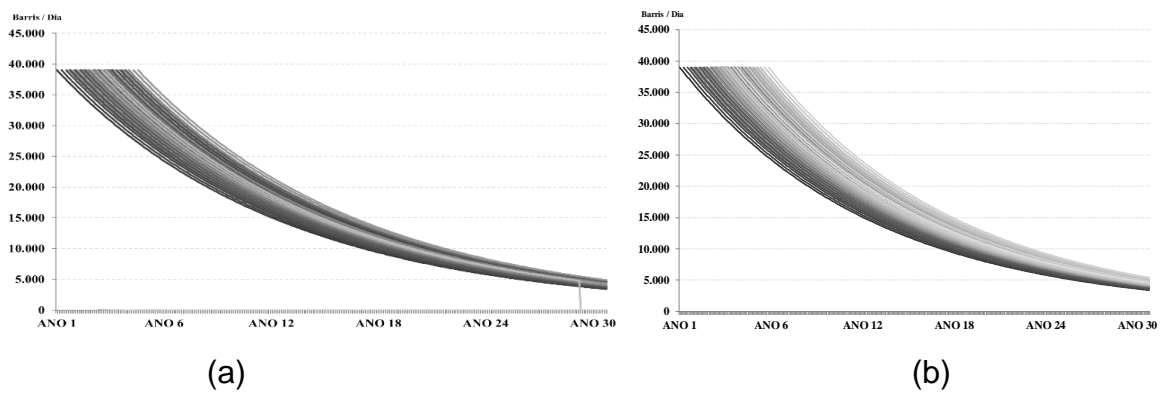


Figura 7. Curvas de Produção por Poço: Campo de Búzios (barris/dia)

Fonte: Elaboração própria.



Tabela 16a. BÚZIOS – PARTILHA DE PRODUÇÃO – 23.24% EXCEDENTE EM ÓLEO PARA A UNIÃO (valor presente líquido com taxa de desconto de 5%a.a.)

US\$/barril >>>>>	Volume mínimo da reserva 6.500 milhões de barris				Volume máximo da reserva 10.000 milhões de barris			
	\$25,00	\$40,00	\$60,00	\$80,00	\$25,00	\$40,00	\$60,00	\$80,00
A - Receita Bruta	96.943	155.103	232.655	310.210	145.330	232.525	348.779	465.038
B - Royalties (15%)	14.542	23.265	34.898	46.532	21.800	34.879	52.317	69.756
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	47.533	49.707	50.955	51.539	68.346	71.381	73.146	74.337
D - Custo em Óleo OPEX (-)	12.126	12.126	12.126	12.126	17.581	17.581	17.581	17.581
E - Custo em Óleo CAPEX (+)(C+D)	35.407	37.581	38.829	39.413	50.765	53.800	55.565	56.755
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	34.869	82.131	146.802	212.140	55.184	126.265	223.316	320.946
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	4.380	14.498	30.539	48.249	11.308	29.561	55.887	83.445
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	30.489	67.633	116.263	163.890	43.876	96.704	167.429	237.501
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	65.896	105.214	155.092	203.304	94.641	150.504	222.994	294.256
J - Depreciação (-)	28.390	28.390	28.390	28.390	41.481	41.481	41.481	41.481
K - Despesas Financeiras (-)	12.422	12.422	12.422	12.422	18.150	18.150	18.150	18.150
L - Receita Tributável (I - J - K)	25.083	64.402	114.279	162.491	35.010	90.872	163.362	234.625
M - Impostos (IR + CSSL = 34%)	9.490	22.504	39.246	55.421	13.843	31.963	56.393	80.406
N - Depreciação (+ J)	28.390	28.390	28.390	28.390	41.481	41.481	41.481	41.481
O - Resultado do Contratado -(INV+BONUS+JUROS) (H+I-M)	(4.668)	58.780	140.545	220.209	924	91.494	210.279	327.600
P - Participações Governamentais BONUS+(B + G)	40.680	59.522	87.196	116.539	54.866	86.199	129.962	174.959
Q - Total Parcela Governo BONUS+ (P + M)	50.170	82.026	126.442	171.961	68.709	118.162	186.356	255.366
R - TIR Contratado (TIR(O))	4,5%	10,3%	16,4%	21,7%	5,1%	10,8%	16,8%	21,9%

Tabela 16b. BÚZIOS – PARTILHA DE PRODUÇÃO – 23.24% EXCEDENTE EM ÓLEO PARA A UNIÃO - tributação pela Lei 13.586/2017 (valor presente líquido com taxa de desconto de 5%a.a.)

US\$/barril >>>>>	Volume mínimo da reserva 6.500 milhões de barris				Volume máximo da reserva 10.000 milhões de barris			
	\$25,00	\$40,00	\$60,00	\$80,00	\$25,00	\$40,00	\$60,00	\$80,00



A - Receita Bruta	96.943	155.103	232.655	310.210	145.330	232.525	348.779	465.038
B - Royalties (15%)	14.542	23.265	34.898	46.532	21.800	34.879	52.317	69.756
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	47.533	49.707	50.955	51.539	68.346	71.381	73.146	74.337
D - Custo em Óleo OPEX (-)	12.126	12.126	12.126	12.126	17.581	17.581	17.581	17.581
E - Custo em Óleo CAPEX (+)(C+D)	35.407	37.581	38.829	39.413	50.765	53.800	55.565	56.755
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	34.869	82.131	146.802	212.140	55.184	126.265	223.316	320.946
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	4.380	14.498	30.539	48.249	11.308	29.561	55.887	83.445
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	30.489	67.633	116.263	163.890	43.876	96.704	167.429	237.501
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	65.896	105.214	155.092	203.304	94.641	150.504	222.994	294.256
J - Depreciação (-)	35.583	35.583	35.583	35.583	50.611	50.611	50.611	50.611
K - Despesas Financeiras (-)	12.422	12.422	12.422	12.422	18.150	18.150	18.150	18.150
L - Receita Tributável (I - J - K)	17.891	57.209	107.086	155.299	25.880	81.743	154.233	225.495
M - Impostos (IR + CSSL = 34%)	7.507	19.547	36.409	52.802	10.167	27.997	52.439	76.668
N - Depreciação (+ J)	35.583	35.583	35.583	35.583	50.611	50.611	50.611	50.611
O - Resultado do Contratado -(INV+BONUS+JUROS) (H+I-M)	(2.685)	61.736	143.381	222.829	4.600	95.460	214.233	331.338
P - Participações Governamentais BONUS + (B + G)	40.680	59.522	87.196	116.539	54.866	86.199	129.962	174.959
Q - Total Parcela Governo BONUS +(P + M)	48.187	79.069	123.605	169.341	65.034	114.195	182.401	251.628
R - TIR Contratado (TIR(O))	5%	11%	17%	22%	5%	11%	17%	22%

BÚZIOS – SERVIÇOS

Tabela 17. BÚZIOS SERVIÇOS – PARTILHA DE PRODUÇÃO – 23.24% EXCEDENTE EM ÓLEO PARA A UNIÃO (valor presente líquido com taxa de desconto de 5%a.a.)

US\$/barril >>>>>	Volume mínimo da reserva 6.500 milhões de barris				Volume máximo da reserva 10.000 milhões de barris			
	\$25,00	\$40,00	\$60,00	\$80,00	\$25,00	\$40,00	\$60,00	\$80,00
A - Receita Bruta	96.943	155.103	232.655	310.210	145.330	232.525	348.779	465.038



B - Royalties (15% de A)	14.542	23.265	34.898	46.532	21.800	34.879	52.317	69.756
C - Custo de Operação	12.126	12.126	12.126	12.126	17.581	17.581	17.581	17.581
D - Receita Líquida (A-B-C)	70.276	119.712	185.631	251.553	105.949	180.065	278.881	377.701
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	7.028	11.971	18.563	25.155	10.595	18.006	27.888	37.770
F - Remuneração União (90% de D)	63.248	107.741	167.068	226.398	95.355	162.058	250.993	339.931
G - Receita da Petrobras (E)	7.028	11.971	18.563	25.155	10.595	18.006	27.888	37.770
H - Impostos (IR + CSS - 34% de L)	2.389	4.070	6.311	8.553	3.602	6.122	9.482	12.842
I - Lucro Petrobras Após Impostos (G-H)	4.638	7.901	12.252	16.603	6.993	11.884	18.406	24.928
J - Participações Governamentais (B + F + H)	80.179	135.076	208.277	281.482	120.756	203.059	312.791	422.529
K - Resultado da União (como investidora)(J-INVESTIMENTOS)	10.374	65.272	138.473	211.677	18.764	101.067	210.799	320.537
L - TIR União	7%	14%	21%	28%	7%	13%	20%	26%



CAMPO DE ATAPU

Tabela 18. Parâmetros Para a Simulação da Produção: Campos de Atapu (valor presente líquido com taxa de desconto de 5%a.a.)

VOLUME DE ÓLEO	2,5 a 4 BILHÕES BARRIS
VALOR DO EXCEDENTE MÁXIMO ESTABELECIDO PARA CADA CAMPO	4 BILHÕES BARRIS
BÔNUS DE ASSINATURA	US\$ 3.435.500.000,00
VALOR ESTABELECIDO PARA CADA CAMPO	
% DE ÓLEO PARA UNIÃO	23,24 % + DIFERENÇA TABELA APÊNDICE
VALOR MÍNIMO ESTABELECIDO PARA CADA CAMPO	2,5 BILHÕES BARRIS

Tabela 19. Atapu – PARTILHA DE PRODUÇÃO – 23.24% EXCEDENTE EM ÓLEO PARA A UNIÃO (valor presente líquido com taxa de desconto de 5%a.a.)

	Quantida de	Investimen to em milhões de US\$ (valor nominal)	Quantida de	Investimen to em milhões de US\$ (valor nominal)
Reserva (milhões de barris)	2.500	US\$ (valor nominal)	4.000	US\$ (valor nominal)
Produção Média Diária Inicial dos Poços (barris/dia)	39.000		39.000	
FPSOs	4	6.000	6	9.000
Poços produtores	17	3.400	26	5.200
Poços injetores	14	2.800	21	4.200
Sistemas de escoamento da produção	4	2.000	6	3.000
Total Desenvolvimento da Produção		14.200		21.400
Outras Infraestrutura e Suporte		2.008		3.027
Exploração		4.077		6.144
Total Investimento		20.285		30.571

Fonte: Elaboração própria.

Também, como resultado da simulação e considerando a infraestrutura calculada como necessária para a produção do total das reservas estimadas, a produção dos campos deve se comportar conforme indicado nos gráficos a seguir.

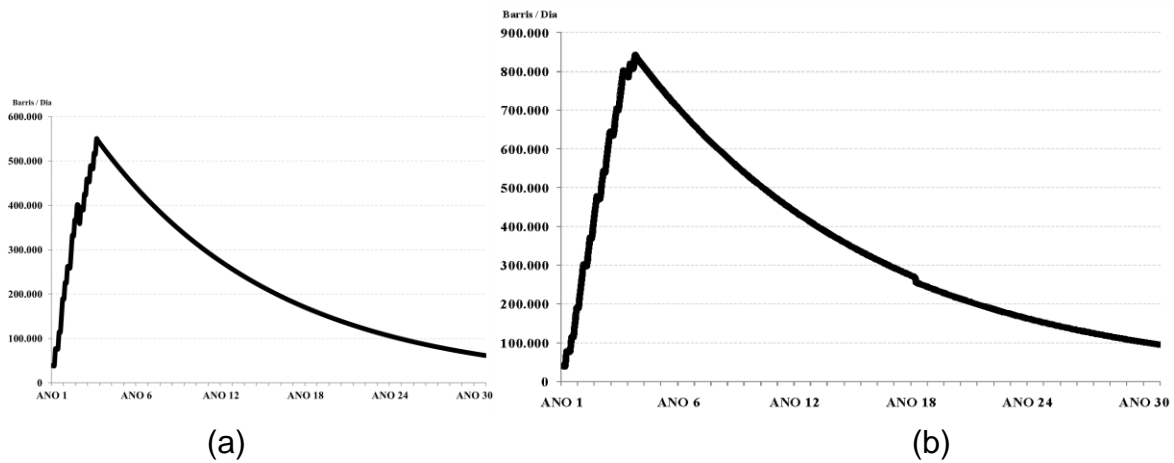


Figura 7 Curvas de Produção por Poço: Campo de Atapu (barris/dia)

Fonte: Elaboração própria.

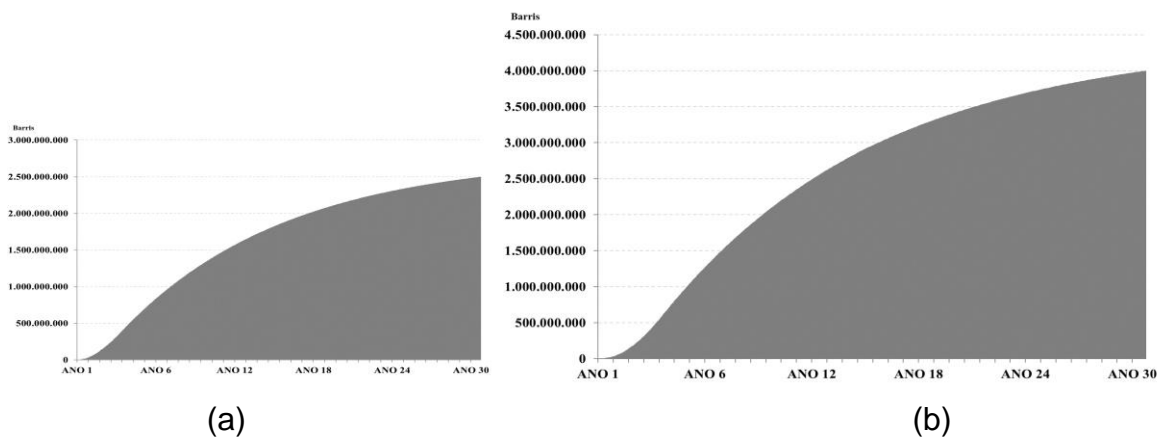


Figura 8. Produção Acumulada: Campo de Atapu (barris/dia)

Fonte: Elaboração própria.

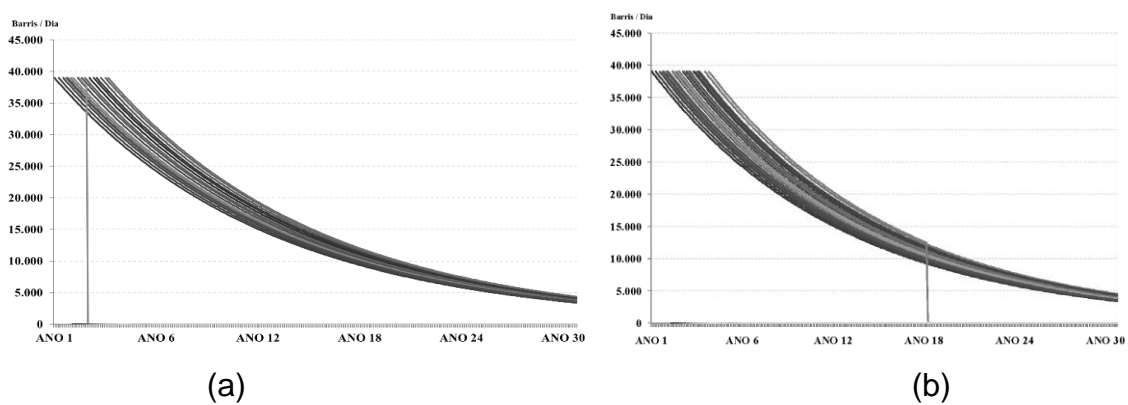


Figura 9. Curvas de Produção por Poço: Campo de Atapu (barris/dia)

Fonte: Elaboração própria.



ATAPU – PARTILHA DE PRODUÇÃO – 26.23% EXCEDENTE EM ÓLEO PARA A UNIÃO

Tabela 20a. Atapu – PARTILHA DE PRODUÇÃO – 23.24% EXCEDENTE EM ÓLEO PARA A UNIÃO (valor presente líquido com taxa de desconto de 5%a.a.)

US\$/barril >>>>>	Volume mínimo da reserva 2.500 milhões de barris				Volume máximo da reserva 4.000 milhões de barris			
	\$25,00	\$40,00	\$60,00	\$80,00	\$25,00	\$40,00	\$60,00	\$80,00
A - Receita Bruta	38.447	61.512	92.268	123.026	60.934	97.492	146.235	194.980
B - Royalties (15%)	5.767	9.227	13.840	18.454	9.140	14.624	21.935	29.247
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	20.920	22.079	22.647	22.992	31.297	32.842	33.638	34.073
D - Custo em Óleo OPEX (-)	5.348	5.348	5.348	5.348	7.983	7.983	7.983	7.983
E - Custo em Óleo CAPEX (+)(C+D)	15.572	16.732	17.299	17.644	23.314	24.859	25.655	26.090
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	11.760	30.206	55.782	81.580	20.497	50.027	90.662	131.659
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	268	750	3.666	8.846	1.019	5.409	14.521	25.593
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	11.492	29.456	52.116	72.735	19.477	44.618	76.140	106.067
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	27.064	46.188	69.414	90.379	42.791	69.476	101.795	132.157
J - Depreciação (-)	12.374	12.374	12.374	12.374	18.509	18.509	18.509	18.509
K - Despesas Financeiras (-)	5.414	5.414	5.414	5.414	8.099	8.099	8.099	8.099
L - Receita Tributável (I - J - K)	9.275	28.399	51.626	72.590	16.184	42.869	75.187	105.549
M - Impostos (IR + CSSL = 34%)	3.540	9.704	17.553	24.681	6.100	14.837	25.610	35.887
N - Depreciação (+ J)	12.374	12.374	12.374	12.374	18.509	18.509	18.509	18.509
O - Resultado do Contratado –(INV+BONUS+JUROS) (H+I-M)	(12.949)	17.975	56.013	90.469	(6.879)	36.209	89.278	139.289
P - Participações Governamentais BONUS+(B + G)	23.574	27.515	35.045	44.838	27.698	37.571	53.995	72.378
Q - Total Parcela Governo BONUS+ (P + M)	27.114	37.220	52.598	69.519	33.798	52.409	79.605	108.265
R - TIR Contratado (TIR(O))	2%	8%	15%	19,8%	4%	10%	16%	21%

Tabela 20b. Atapu – PARTILHA DE PRODUÇÃO – 23.24% EXCEDENTE EM ÓLEO PARA A UNIÃO - tributação pela Lei 13.586/2017 (valor presente líquido com taxa de desconto de 5%a.a.)

US\$/barril>>>>>	Volume mínimo da reserva 2.500 milhões de barris				Volume máximo da reserva 4.000 milhões de barris			
	\$25,00	\$40,00	\$60,00	\$80,00	\$25,00	\$40,00	\$60,00	\$80,00
A - Receita Bruta	38.447	61.512	92.268	123.026	60.934	97.492	146.235	194.980
B - Royalties (15%)	5.767	9.227	13.840	18.454	9.140	14.624	21.935	29.247
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	20.920	22.079	22.647	22.992	31.297	32.842	33.638	34.073
D - Custo em Óleo OPEX (-)	5.348	5.348	5.348	5.348	7.983	7.983	7.983	7.983
E - Custo em Óleo CAPEX (+)(C+D)	15.572	16.732	17.299	17.644	23.314	24.859	25.655	26.090
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	11.760	30.206	55.782	81.580	20.497	50.027	90.662	131.659
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	268	750	3.666	8.846	1.019	5.409	14.521	25.593
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	11.492	29.456	52.116	72.735	19.477	44.618	76.140	106.067
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	27.064	46.188	69.414	90.379	42.791	69.476	101.795	132.157



J - Depreciação (-)	17.580	16.043	16.043	16.043	24.605	23.668	23.668	23.668
K - Despesas Financeiras (-)	5.414	5.414	5.414	5.414	8.099	8.099	8.099	8.099
L - Receita Tributável (I - J - K)	4.069	24.730	47.956	68.921	10.088	37.710	70.029	100.390
M - Impostos (IR + CSSL = 34%)	2.743	8.408	16.305	23.433	4.846	12.843	23.810	34.133
N - Depreciação (+ J)	17.580	16.043	16.043	16.043	24.605	23.668	23.668	23.668
O - Resultado do Contratado -(INV+BONUS+JUROS) (H+I-M)	(12.152)	19.271	57.260	91.716	(5.625)	38.204	91.078	141.043
P - Participações Governamentais BONUS+(B + G)	23.574	27.515	35.045	44.838	27.698	37.571	53.995	72.378
Q - Total Parcela Governo BONUS+ (P + M)	26.317	35.924	51.350	68.271	32.543	50.414	77.805	106.511
R - TIR Contratado (TIR(O))	2%	9%	15%	20,3%	4%	10%	17%	22%



ATAPU – SERVIÇOS

Tabela 21 Atapu – PARTILHA DE PRODUÇÃO – 23.24% EXCEDENTE EM ÓLEO PARA A UNIÃO (valor presente líquido com taxa de desconto de 5%a.a.)

	25,00	40,00	60,00	80,00	25,00	40,00	60,00	80,00
A - Receita Bruta	38.447	61.512	92.268	123.026	60.934	97.492	146.235	194.980
B - Royalties (15% de A)	5.767	9.227	13.840	18.454	9.140	14.624	21.935	29.247
C - Custo de Operação	5.348	5.348	5.348	5.348	7.983	7.983	7.983	7.983
D - Receita Líquida	27.332	46.938	73.080	99.224	43.810	74.885	116.316	157.750
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	2.733	4.694	7.308	9.922	4.381	7.489	11.632	15.775
F - Remuneração União (90% de D)	24.599	42.244	65.772	89.302	39.429	67.397	104.685	141.975
G - Receita da Petrobras	2.733	4.694	7.308	9.922	4.381	7.489	11.632	15.775
H - Impostos (IR + CSS - 34% de L)	929	1.596	2.485	3.374	1.490	2.546	3.955	5.363
I - Lucro Petrobras Após Impostos	1.804	3.098	4.823	6.549	2.891	4.942	7.677	10.411
J - Participações Governamentais (B + F + H)	31.295	53.067	82.097	111.130	50.059	84.567	130.575	176.585
K - Resultado da União (como investidora)	870	22.641	51.672	80.704	4.550	39.057	85.065	131.076
L - TIR União	5%	13%	21%	29%	6%	14%	22%	29%



CAMPO SÉPIA

Tabela 22. Parâmetros Para a Simulação da Produção: Campos de Sépia

VOLUME DE ÓLEO	500 a 700 MILHÕES BARRIS
VALOR DO EXCEDENTE MÁXIMO ESTABELECIDO PARA CADA CAMPO	700 BILHÕES BARRIS
BÔNUS DE ASSINATURA	US\$ 5.714.750.000,00
VALOR ESTABELECIDO PARA CADA CAMPO	US\$ 8 A 35 BILHÕES
% DE ÓLEO PARA UNIÃO	27,88% + DIFERENÇA TABELA APÊNDICE
VALOR MÍNIMO ESTABELECIDO PARA CADA CAMPO	500 MILHÕES BARRIS

Tabela 22. Sépia – PARTILHA DE PRODUÇÃO – 27.88% EXCEDENTE EM ÓLEO PARA A UNIÃO (valor presente líquido com taxa de desconto de 5%a.a.)

	Quantidade	Investimento em milhões de US\$ (Valor nominal)	Quantidade	Investimento em milhões de US\$ (Valor nominal)
	500		700	
Reserva (milhões de barris)	500		700	
Produção Média Diária Inicial dos Poços (barris/dia)	39.000		39.000	
FPSOs	1	1.500	1	1.500
Poços produtores	4	800	5	1.000
Poços injetores	4	800	4	800
Sistemas de escoamento da produção	1	500	1	500
Total Desenvolvimento da Produção		3.600		3.800
Outras Infraestrutura e Suporte		509		537
Exploração		1.034		1.091
Total investimento		5.143		5.428

Fonte: Elaboração própria.

Também, como resultado da simulação e considerando a infraestrutura calculada como necessária para a produção do total da reserva estimada, a produção do campo deve se comportar conforme indicado nos gráficos a seguir.

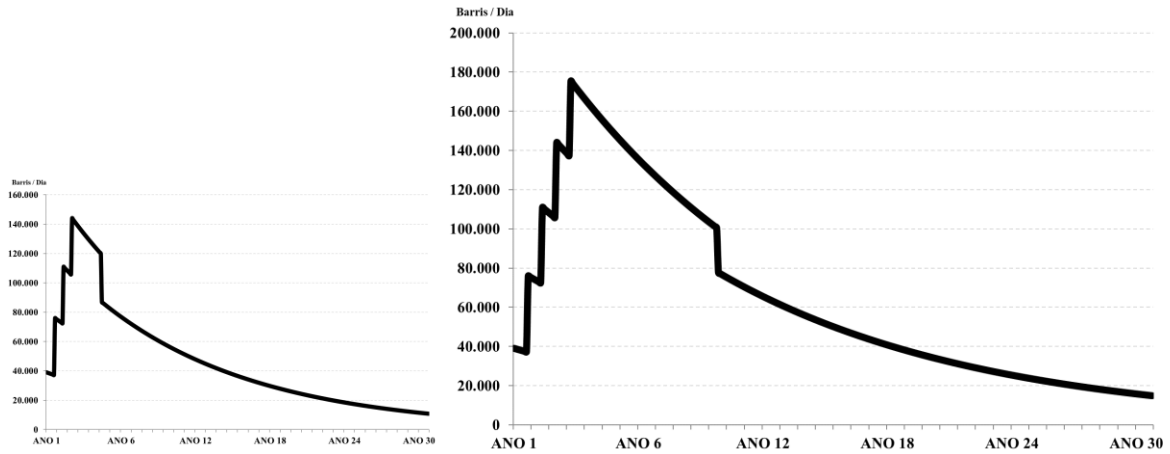


Figura 10 - Curva de Produção: Campo de Sépia (barris/dia)

Fonte: Elaboração própria.

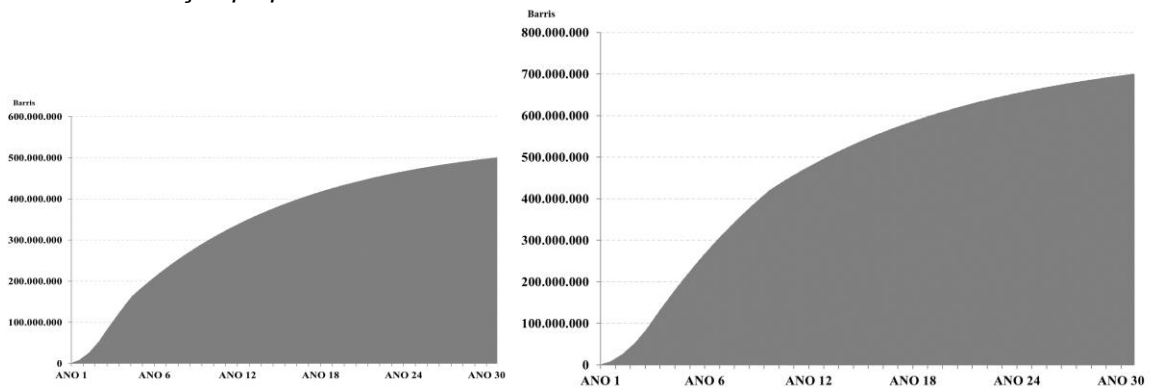


Figura 11 - Produção Acumulada: Campo de Sépia (barris)

Fonte: Elaboração própria.

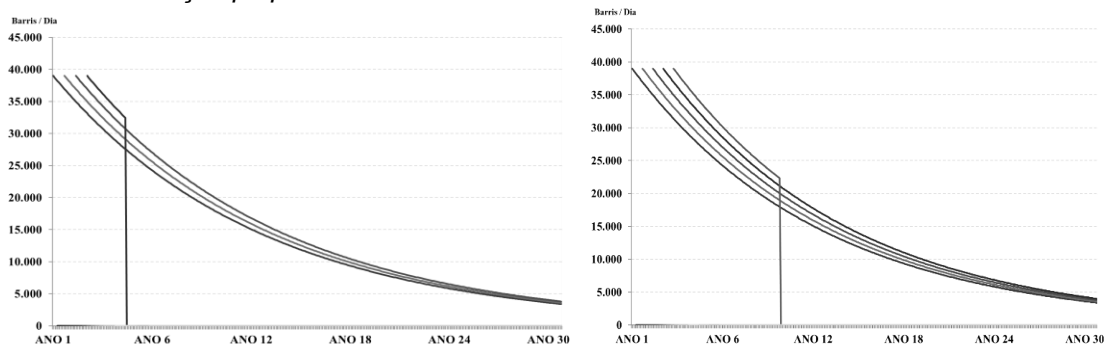


Figura 12. - Curvas de Produção por Poço: Campo de Sépia (barris/dia)

Fonte: Elaboração própria.



SÉPIA – PARTILHA DE PRODUÇÃO – 27.88% EXCEDENTE EM ÓLEO PARA A UNIÃO

Tabela 23a. Sépia – PARTILHA DE PRODUÇÃO – 23.24% EXCEDENTE EM ÓLEO PARA A UNIÃO (valor presente líquido com taxa de desconto de 5%a.a.)

US\$/barril >>>>>	Volume mínimo da reserva 500 milhões de barris				Volume máximo da reserva 700 milhões de barris			
	8.121	12.993	19.490	25.987	11.201	17.921	26.880	35.841
A - Receita Bruta	1.218	1.949	2.924	3.898	1.680	2.688	4.032	5.376
B - Royalties (15%)	5.393	5.811	5.971	6.047	5.826	6.088	6.231	6.303
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	1.432	1.432	1.432	1.432	1.489	1.489	1.489	1.489
D - Custo em Óleo OPEX (-)	3.961	4.379	4.539	4.615	4.337	4.599	4.742	4.814
E - Custo em Óleo CAPEX (+)(C+D)	1.510	5.233	10.596	16.042	3.695	9.145	16.618	24.161
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	770	1.381	141	292	608	1.070	206	421
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	740	3.852	10.455	15.750	3.087	8.075	16.411	23.741
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	4.701	8.232	14.993	20.365	7.424	12.673	21.153	28.555
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	3.195	3.195	3.195	3.195	3.336	3.336	3.336	3.336
J - Depreciação (-)	1.398	1.398	1.398	1.398	1.460	1.460	1.460	1.460
K - Despesas Financeiras (-)	107	3.638	10.400	15.772	2.627	7.877	16.357	23.759
L - Receita Tributável (I - J - K)	478	1.617	3.536	5.362	1.118	2.844	5.561	8.078
M - Impostos (IR + CSSL = 34%)	3.195	3.195	3.195	3.195	3.336	3.336	3.336	3.336
N - Depreciação (+ J)	(10.187)	(4.682)	6.762	15.603	(6.104)	2.407	16.506	28.721
O - Resultado do Contratado -(INV+BONUS+JUROS) (H+I-M)	9.282	10.623	10.358	11.484	9.582	11.052	11.532	13.090
P - Participações Governamentais BONUS+(B + G)	9.760	12.240	13.894	16.846	10.699	13.896	17.093	21.168
Q - Total Parcela Governo BONUS+ (P + M)	0,0%	-0,6%	9,8%	15,7%	-0,8%	6,9%	15,3%	21,8%
R - TIR Contratado (TIR(O))	8.121	12.993	19.490	25.987	11.201	17.921	26.880	35.841

Tabela 23b. Sépia – PARTILHA DE PRODUÇÃO – 23.24% EXCEDENTE EM ÓLEO PARA A UNIÃO - tributação pela Lei 13.586/2017 (valor presente líquido com taxa de desconto de 5%a.a.)

US\$/barril >>>>>	Volume mínimo da reserva 500 milhões de barris				Volume máximo da reserva 700 milhões de barris			
	\$25,00	\$40,00	\$60,00	\$80,00	\$25,00	\$40,00	\$60,00	\$80,00
A - Receita Bruta	8.121	12.993	19.490	25.987	11.201	17.921	26.880	35.841
B - Royalties (15%)	1.218	1.949	2.924	3.898	1.680	2.688	4.032	5.376
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	5.393	5.811	5.971	6.047	5.826	6.088	6.231	6.303
D - Custo em Óleo OPEX (-)	1.432	1.432	1.432	1.432	1.489	1.489	1.489	1.489
E - Custo em Óleo CAPEX (+)(C+D)	3.961	4.379	4.539	4.615	4.337	4.599	4.742	4.814
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	1.510	5.233	10.596	16.042	3.695	9.145	16.618	24.161
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	770	1.381	141	292	608	1.070	206	421
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	740	3.852	10.455	15.750	3.087	8.075	16.411	23.741
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	4.701	8.232	14.993	20.365	7.424	12.673	21.153	28.555
J - Depreciação (-)	6.054	4.340	4.340	4.340	4.658	4.417	4.417	4.417
K - Despesas Financeiras (-)	1.398	1.398	1.398	1.398	1.460	1.460	1.460	1.460
L - Receita Tributável (I - J - K)	(2.751)	2.493	9.255	14.627	1.306	6.797	15.276	22.678
M - Impostos (IR + CSSL = 34%)	184	1.096	3.147	4.973	840	2.476	5.194	7.711
N - Depreciação (+ J)	6.054	4.340	4.340	4.340	4.658	4.417	4.417	4.417
O - Resultado do Contratado -(INV+BONUS+JUROS) (H+I-M)	(9.893)	(4.161)	7.151	15.992	(5.826)	2.774	16.873	29.088



P - Participações Governamentais BONUS+(B + G)	9.282	10.623	10.358	11.484	9.582	11.052	11.532	13.090
Q - Total Parcela Governo BONUS+ (P + M)	9.466	11.719	13.505	16.457	10.421	13.529	16.726	20.801
R - TIR Contratado (TIR(O))	0,0%	-0,2%	10,3%	16,4%	-0,9%	7,3%	15,8%	22,5%



SÉPIA – SERVIÇOS

Tabela 24. SÉPIA – PARTILHA DE PRODUÇÃO – 23.24% SERVIÇOS (valor presente líquido com taxa de desconto de 5%a.a.)

	Volume mínimo da reserva 500 milhões de barris				Volume máximo da reserva 700 milhões de barris			
	US\$/barril >>>>>	25.00	40.00	60.00	80.00	25.00	40.00	60.00
A - Receita Bruta	8.121	12.993	19.490	25.987	11.201	17.921	26.880	35.841
B - Royalties (15% de A)	1.218	1.949	2.924	3.898	1.680	2.688	4.032	5.376
C - Custo de Operação	1.432	1.432	1.432	1.432	1.489	1.489	1.489	1.489
D - Receita Líquida (A-B-C)	5.471	9.612	15.135	20.657	8.032	13.744	21.359	28.975
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	547	961	1.513	2.066	803	1.374	2.136	2.898
F - Remuneração União (90% de D)	4.924	8.651	13.621	18.591	7.228	12.369	19.223	26.078
G - Receita da Petrobras (E)	547	961	1.513	2.066	803	1.374	2.136	2.898
H - Impostos (IR + CSS - 34% de L)	186	327	515	702	273	467	726	985
I - Lucro Petrobras Após Impostos (G-H)	361	634	999	1.363	530	907	1.410	1.912
J - Participações Governamentais (B + F + H)	6.328	10.927	17.059	23.192	9.182	15.525	23.982	32.439
K - Resultado da União (como investidora)(J-INVESTIMENTOS)	(1.528)	3.071	9.203	15.336	978	7.321	15.778	24.236
L - TIR União (TIR(K))	2%	10%	19%	28%	7%	15%	25%	34%



CAMPO ITAPU

Tabela 25. Parâmetros Para a Simulação da Produção: Campos de Itapu

VOLUME DE ÓLEO	300 a 500 MILHÕES BARRIS
VALOR DO EXCEDENTE MÁXIMO ESTABELECIDO PARA CADA CAMPO	500 BILHÕES BARRIS
BÔNUS DE ASSINATURA	US \$441.500.000,00
VALOR ESTABELECIDO PARA CADA CAMPO	US\$ 5 A 26 BILHÕES
% DE ÓLEO PARA UNIÃO	18,15 % + DIFERENÇA TABELA APÊNDICE
VALOR MÍNIMO ESTABELECIDO PARA CADA CAMPO	500 MILHÕES BARRIS

Tabela 26. ITAPU – PARTILHA DE PRODUÇÃO – 23.24% EXCEDENTE EM ÓLEO PARA A UNIÃO (valor presente líquido com taxa de desconto de 5%a.a.)

	Quantidade	Investimento em milhões de US\$ (Valor nominal)	Quantidade	Investimento em milhões de US\$ (Valor nominal)
Reserva (milhões de barris)	300		500	
Produção Média Diária Inicial dos Poços (barris/dia)	39.000		39.000	
FPSOs	1	1.500	1	1.500
Poços produtores	2	400	4	800
Poços injetores	2	400	4	800
Sistemas de escoamento da produção	1	500	1	500
Total Desenvolvimento da Produção		2.800		3.600
Outras Infraestrutura e Suporte		396		509
Exploração		804		1.034
Total Investimento		4.000		5.143

Fonte: Elaboração própria.

Também, como resultado da simulação e considerando a infraestrutura calculada como necessária para a produção do total das reservas estimadas, a produção do campo deve se comportar conforme indicado nos gráficos a seguir.

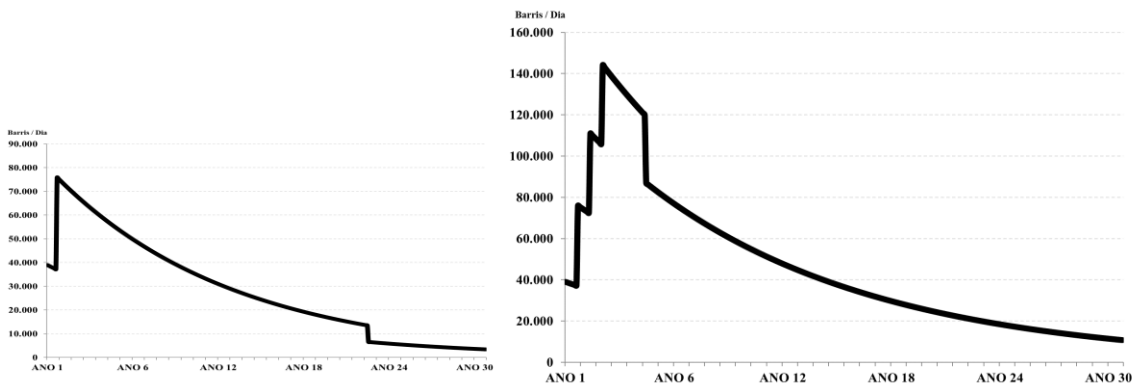


Figura 13- Curva de Produção: Campo de Itapu (barris/dia)

Fonte: Elaboração própria.

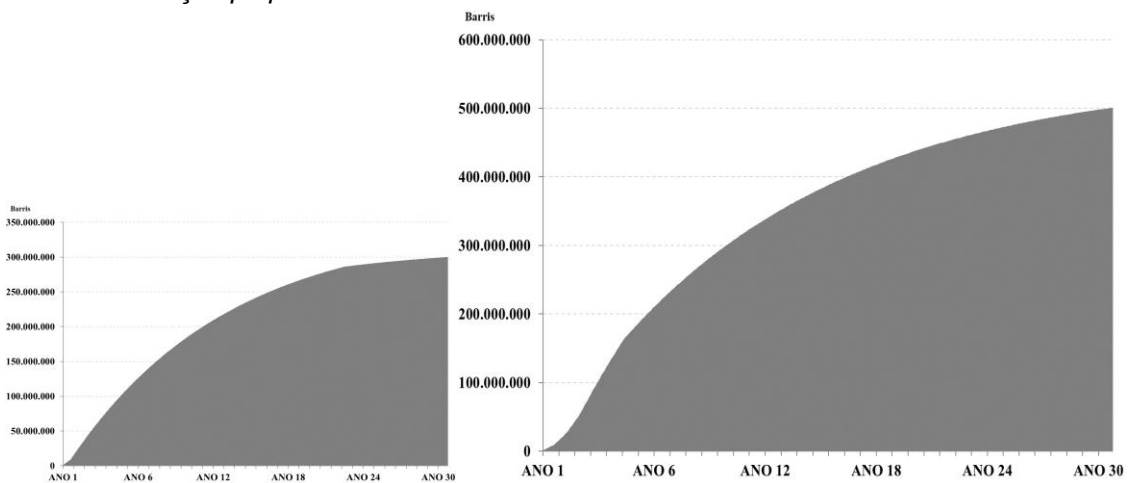


Figura 14 - Produção Acumulada: Campo de Itapu (barris)

Fonte: Elaboração própria.

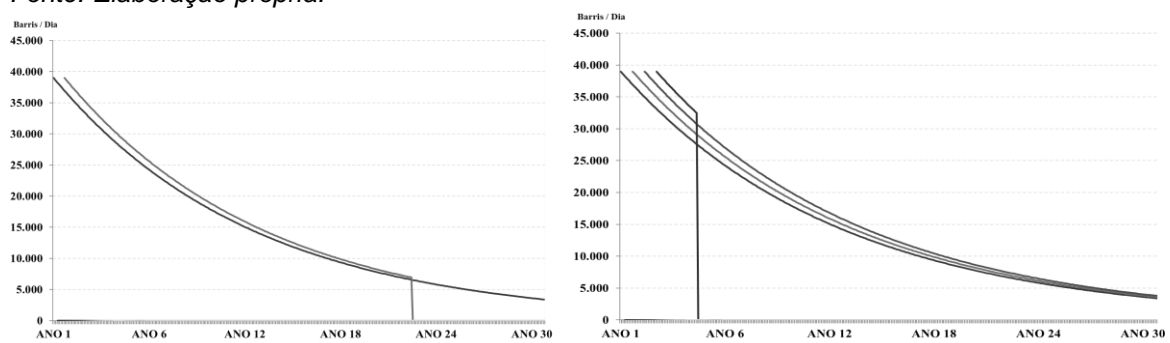


Figura 15 - Curvas de Produção por Poço: Campo de Itapu (barris/dia)

Fonte: Elaboração própria.



ITAPU – PARTILHA DE PRODUÇÃO – 18.5% EXCEDENTE EM ÓLEO PARA A UNIÃO

Tabela 27a. itapu – PARTILHA DE PRODUÇÃO – 23.24% EXCEDENTE EM ÓLEO PARA A UNIÃO (valor presente líquido com taxa de desconto de 5%a.a.)

US\$/barril >>>>>	Volume mínimo da reserva 300 milhões de barris				Volume máximo da reserva 500 milhões de barris			
	\$25,00	\$40,00	\$60,00	\$80,00	\$25,00	\$40,00	\$60,00	\$80,00
A - Receita Bruta	4.978	7.964	11.946	15.928	8.121	12.994	19.490	25.987
B - Royalties(15%)	747	1.195	1.792	2.389	1.218	1.949	2.924	3.898
C - Custo em Óleo(CAPEX+OPEX)	3.982	6.371	9.557	12.121	5.393	5.811	5.971	6.047
D - Custo em Óleo OPEX (-)	1.138	1.138	1.138	1.138	1.432	1.432	1.432	1.432
E - Custo em Óleo CAPEX (+)(C+D)	2.844	5.234	8.419	10.983	3.961	4.379	4.539	4.615
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	249	398	597	1.418	1.510	5.233	10.596	16.042
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	7	11	18	35	20	63	126	192
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	242	387	579	1.383	1.491	5.171	10.470	15.850
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	3.086	5.620	8.998	12.366	5.451	9.550	15.009	20.465
J - Depreciação (-)	9.723	9.723	9.723	9.723	3.195	3.195	3.195	3.195
K - Despesas Financeiras (-)	4.254	4.254	4.254	4.254	1.398	1.398	1.398	1.398
L - Receita Tributável (I - J - K)	(10.891)	(8.357)	(4.979)	(1.612)	858	4.957	10.415	15.872
M - Impostos (IR + CSSL = 34%)	-	-	35	474	496	1.709	3.541	5.396
N - Depreciação (+ J)	9.723	9.723	9.723	9.723	3.195	3.195	3.195	3.195
O - Resultado do Contratado -(INV+BONUS+JUROS) (H+I-M)	(21.142)	(18.464)	(14.928)	(11.195)	(1.973)	4.592	13.518	22.499
P - Participações Governamentais BONUS+(B + G)	1.317	1.769	2.373	2.988	1.801	2.575	3.613	4.653
Q - Total Parcela Governo BONUS+ (P + M)	1.317	1.769	2.409	3.462	2.297	4.284	7.154	10.050
R - TIR Contratado (TIR(O))	-11,6%	-8,2%	-4,8%	-1,3%	2,3%	10,4%	20,1%	29,3%

Tabela 27b. Itapu – PARTILHA DE PRODUÇÃO – 23.24% EXCEDENTE EM ÓLEO PARA A UNIÃO - tributação pela Lei 13.586/2017 (valor presente líquido com taxa de desconto de 5%a.a.)

US\$/barril >>>>>	Volume mínimo da reserva 300 milhões de barris				Volume máximo da reserva 500 milhões de barris			
	\$25,00	\$40,00	\$60,00	\$80,00	\$25,00	\$40,00	\$60,00	\$80,00
A - Receita Bruta	4.978	7.964	11.946	15.928	8.121	12.994	19.490	25.987
B - Royalties (15%)	747	1.195	1.792	2.389	1.218	1.949	2.924	3.898
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	3.982	6.371	9.557	12.121	5.393	5.811	5.971	6.047
D - Custo em Óleo OPEX (-)	1.138	1.138	1.138	1.138	1.432	1.432	1.432	1.432
E - Custo em Óleo CAPEX (+)(C+D)	2.844	5.234	8.419	10.983	3.961	4.379	4.539	4.615
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	249	398	597	1.418	1.510	5.233	10.596	16.042
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	7	11	18	35	20	63	126	192
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	242	387	579	1.383	1.491	5.171	10.470	15.850
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	3.086	5.620	8.998	12.366	5.451	9.550	15.009	20.465
J - Depreciação (-)	25.891	25.891	25.891	23.543	6.050	4.340	4.340	4.340
K - Despesas Financeiras (-)	4.254	4.254	4.254	4.254	1.398	1.398	1.398	1.398
L - Receita Tributável (I - J - K)	(27.059)	(24.525)	(21.147)	(15.431)	(1.997)	3.812	9.270	14.727
M - Impostos (IR + CSSL = 34%)	-	-	-	71	246	1.305	3.152	5.007
N - Depreciação (+ J)	25.891	25.891	25.891	23.543	6.050	4.340	4.340	4.340
O - Resultado do Contratado -(INV+BONUS+JUROS) (H+I-M)	(21.142)	(18.464)	(14.893)	(10.792)	(1.723)	4.996	13.907	22.888
P - Participações Governamentais BONUS+(B + G)	1.317	1.769	2.373	2.988	1.801	2.575	3.613	4.653
Q - Total Parcela Governo BONUS+ (P + M)	1.317	1.769	2.373	3.059	2.047	3.880	6.765	9.660
R - TIR Contratado (TIR(O))	-11,6%	-8,2%	-4,8%	-1,2%	2,6%	11,4%	21,5%	30,9%





ITAPU – SERVIÇOS

Tabela 28. ITAPU – PARTILHA DE PRODUÇÃO – 18.15% SERVIÇOS

	Volume mínimo da reserva 300 milhões de barris				Volume máximo da reserva 500 milhões de barris			
	\$25,00	\$40,00	\$60,00	\$80,00	\$25,00	\$40,00	\$60,00	\$80,00
A - Receita Bruta	4.978	7.964	11.946	15.928	8.121	12.994	19.490	25.987
B - Royalties (15% de A)	747	1.195	1.792	2.389	1.218	1.949	2.924	3.898
C - Custo de Operação	1.138	1.138	1.138	1.138	1.432	1.432	1.432	1.432
D - Receita Líquida	3.093	5.632	9.016	12.401	5.471	9.613	15.135	20.657
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	309	563	902	1.240	547	961	1.513	2.066
F - Remuneração União (90% de D)	2.784	5.069	8.115	11.161	4.924	8.651	13.621	18.591
G - Receita da Petrobras	309	563	902	1.240	547	961	1.513	2.066
H - Impostos (IR + CSS - 34% de L)	105	191	307	422	186	327	515	702
I - Lucro Petrobras Após Impostos	204	372	595	818	361	634	999	1.363
J - Participações Governamentais (B + F + H)	3.636	6.455	10.213	13.972	6.328	10.927	17.059	23.191
K - Resultado da União (como investidora)	(20.271)	(17.453)	(13.694)	(9.935)	(1.528)	3.071	9.203	15.335
L - TIR União	-11%	-8%	-4%	-1%	2%	10%	19%	28%

SOMA DOS 4 CAMPOS

Tabela 29. Parâmetros Para a Simulação da Produção: Campo de Itapu (valor presente líquido com taxa de desconto de 5%a.a.)

	Quantidade	Investimento em milhões de US\$ (Valor nominal)	Quantidade	Investimento em milhões de US\$ (Valor nominal)
Reserva (milhões de barris)	9.800			
Produção Média Diária Inicial dos Poços (barris/dia)	156.000		156.000	
FPSOs	15	22.500	21	31.500
Poços produtores	65	13.000	100	20.000
Poços injetores	54	10.800	81	16.200
Sistemas de escoamento da produção	15	7.500	21	10.500
Total Desenvolvimento da Produção		53.800		78.200
Outras Infraestruturas e Suporte		7.608		11.060
Exploração		15.448		22.454
Total de Investimento		76.856		111.714



Tabela 30a. SOMA – CAMPOS – EXCEDENTES CESSÃO ONEROSA – PARTILHA DE PRODUÇÃO (valor presente líquido com taxa de desconto de 5%a.a.)

US\$/barril >>>>>	Volume mínimo da reserva 9.300 milhões de barris				Volume máximo da reserva 15.200 milhões de barris			
	\$25,00	\$40,00	\$60,00	\$80,00	\$25,00	\$40,00	\$60,00	\$80,00
A - Receita Bruta	148.489	237.573	356.359	475.152	225.586	360.932	541.384	721.845
B - Royalties (15%)	22.273	35.636	53.454	71.273	33.838	54.140	81.208	108.277
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	77.827	83.969	89.129	92.699	110.862	116.122	118.985	120.760
D - Custo em Óleo OPEX (-)	20.043	20.043	20.043	20.043	28.485	28.485	28.485	28.485
E - Custo em Óleo CAPEX (+)(C+D)	57.784	63.926	69.086	72.655	82.376	87.636	90.500	92.274
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	48.388	117.968	213.777	311.181	80.886	190.670	341.191	492.809
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	5.425	16.640	34.365	57.422	12.955	36.103	70.740	109.650
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	42.963	101.328	179.412	253.758	67.931	154.567	270.451	383.158
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	100.747	165.254	248.498	326.413	150.308	242.204	360.951	475.433
J - Depreciação (-)	53.683	53.683	53.683	53.683	66.522	66.522	66.522	66.522
K - Despesas Financeiras (-)	23.489	23.489	23.489	23.489	29.107	29.107	29.107	29.107
L - Receita Tributável (I - J - K)	23.575	88.082	171.325	249.241	54.679	146.575	265.322	379.804
M - Impostos (IR + CSSL = 34%)	13.508	33.825	60.370	85.938	21.556	51.353	91.106	129.767
N - Depreciação (+ J)	53.683	53.683	53.683	53.683	66.522	66.522	66.522	66.522
O - Resultado do Contratado –(INV+BONUS+JUROS) (H+I-M)	(48.946)	53.609	188.392	315.085	(14.033)	134.702	329.580	518.109
P - Participações Governamentais BONUS+(B + G)	74.853	99.430	134.973	175.850	93.947	137.397	199.102	265.081
Q - Total Parcela Governo BONUS+ (P + M)	88.361	133.255	195.342	261.788	115.503	188.750	290.208	394.849
R - TIR Contratado (TIR(O))	-5%	10%	36%	56%	11%	38%	68%	94%



Tabela 30b. SOMA – CAMPOS – EXCEDENTES CESSÃO ONEROSA – PARTILHA DE PRODUÇÃO - - tributação pela Lei 13.586/2017 (valor presente líquido com taxa de desconto de 5%a.a.)

US\$/barril >>>>>	Volume mínimo da reserva 9.300 milhões de barris				Volume máximo da reserva 15.200 milhões de barris			
	\$25,00	\$40,00	\$60,00	\$80,00	\$25,00	\$40,00	\$60,00	\$80,00
A - Receita Bruta	148.489	237.573	356.359	475.152	225.586	360.932	541.384	721.845
B - Royalties (15%)	22.273	35.636	53.454	71.273	33.838	54.140	81.208	108.277
C - Custo em Óleo (CAPEX+OPEX)	77.827	83.969	89.129	92.699	110.862	116.122	118.985	120.760
D - Custo em Óleo OPEX (-)	20.043	20.043	20.043	20.043	28.485	28.485	28.485	28.485
E - Custo em Óleo CAPEX (+)(C+D)	57.784	63.926	69.086	72.655	82.376	87.636	90.500	92.274
F - Excedente em Óleo (A - B - C)	48.388	117.968	213.777	311.181	80.886	190.670	341.191	492.809
G - Excedente em Óleo União (% sobre F)	5.425	16.640	34.365	57.422	12.955	36.103	70.740	109.650
H - Excedente em Óleo Contratado (F-G)	42.963	101.328	179.412	253.758	67.931	154.567	270.451	383.158
I - Receita Líquida (A - B - D - G)	100.747	165.254	248.498	326.413	150.308	242.204	360.951	475.433
J - Depreciação (-)	85.107	81.857	81.857	79.509	85.923	83.036	83.036	83.036
K - Despesas Financeiras (-)	23.489	23.489	23.489	23.489	29.107	29.107	29.107	29.107
L - Receita Tributável (I - J - K)		59.908	143.151	223.415	35.277	130.061	248.808	363.290
M - Impostos (IR + CSSL = 34%)	10.434	29.051	55.861	81.279	16.099	44.621	84.595	123.519
N - Depreciação (+ J)	85.107	81.857	81.857	79.509	85.923	83.036	83.036	83.036
O - Resultado do Contratado -(INV+BONUS+JUROS) (H+I-M)	(45.873)	58.383	192.900	319.745		141.435	336.091	524.357
P - Participações Governamentais BONUS+(B + G)	74.853	99.430	134.973	175.850	93.947	137.397	199.102	265.081
Q - Total Parcela Governo BONUS+ (P + M)	85.287	128.481	190.834	257.128	110.046	182.018	283.697	388.600
R - TIR Contratado (TIR(O))	-5%	11%	38%	58%	11%	40%	71%	98%



Tabela 31. SOMA – CAMPOS – EXCEDENTES CESSÃO ONEROSA – SERVIÇOS (valor presente líquido com taxa de desconto de 5%a.a.)

US\$/barril >>>>>	Volume mínimo da reserva 9.300 milhões de barris				Volume máximo da reserva 15.200 milhões de barris			
	25.00	40.00	60.00	80.00	25.00	40.00	60.00	80.00
A - Receita Bruta	148.489	237.573	356.359	475.152	225.586	360.932	541.384	721.845
B - Royalties (15% de A)	22.273	35.636	53.454	71.273	33.838	54.140	81.208	108.277
C - Custo de Operação (OPEX)	20.043	20.043	20.043	20.043	28.485	28.485	28.485	28.485
D - Receita Líquida (A -B -C)	106.172	181.894	282.862	383.836	163.262	278.306	431.691	585.083
E - Remuneração da Petrobras (10% de D)	10.617	18.189	28.286	38.384	16.326	27.831	43.169	58.508
F - Remuneração União (90% de D)	95.555	163.704	254.576	345.452	146.936	250.476	388.522	526.575
G - Receita da Petrobras (E)	10.617	18.189	28.286	38.384	16.326	27.831	43.169	58.508
H - Impostos (IR + CSS - 34% de G)	3.610	6.184	9.617	13.050	5.551	9.462	14.677	19.893
I - Lucro Petrobras Após Impostos (G-H)	7.007	12.005	18.669	25.333	10.775	18.368	28.492	38.615
J - Participações Governamentais INV+JUROS+(B + F + H)	121.438	205.525	317.647	429.775	186.325	314.078	484.407	654.744
K - Resultado da União (como investidora) (B + F + H)		73.531	185.654	297.782	22.764	150.517	320.846	491.183
L - TIR União	3%	29%	58%	83%	22%	52%	87%	117%

Conforme apresentado nas tabelas acima, nos quatro cenários de preços do barril do petróleo, a União sofre um prejuízo elevado, já que **uma parcela significativa dos resultados é transferida para as empresas do consórcio contratado**. A tabela 32 apresenta as diferenças, ou seja, as perdas para União, no caso da partilha em comparação com o regime de prestação de serviços. As perdas variam, para o volume máximo de 76, 132, 200 e 266 bilhões de dólares para os cenários de preços do petróleo, considerando a nova lei de tributação Lei 13.586/2017, respectivamente de 25, 40, 60 e



80 dólares o barril. Uma perda elevadíssima para qualquer padrão de avaliação, frente ao PIB do País.

Tabela 32. Perdas da União, para os Cenários de Preços do Barril de Petróleo, na comparação entre os regimes de partilha e de serviços

US \$/barril >>>>>	Volume mínimo da reserva 9.300 milhões de barris				Volume máximo da reserva 15.200 milhões de barris			
	25.00	40.00	60.00	80.00	25.00	40.00	60.00	80.00
A - Participações União Serviços	121.438	205.525	317.647	429.775	186.325	314.078	484.407	654.744
B – Participação União Partilha	88.361	133.255	195.342	261.788	115.503	188.750	290.208	394.849
C - Participação União Partilha + Lei 13.586/2017	85.287	128.481	190.834	257.128	110.046	182.018	283.697	388.600
A-B	33.077	72.270	122.305	167.988	70.822	125.328	194.199	259.896
A-C	36.151	77.043	126.813	172.647	76.279	132.060	200.710	266.144
B-C	3.074	4.773	4.508	4.660	5.458	6.733	6.511	6.249
Milhões de dólares								

Nesta seção serão apresentados resultados das simulações para o caso das reservas máximas e para a soma dos quatro campos; os resultados para as reservas mínimas são proporcionais, linearmente, aos das reservas máximas.

A Figura 16 apresenta, para o caso da Partilha, Campo de Búzios, a simulação para os 30 anos de operação, a produtividade média dos poços e a participação percentual da União no excedente, para os 4 cenários de preço do petróleo.

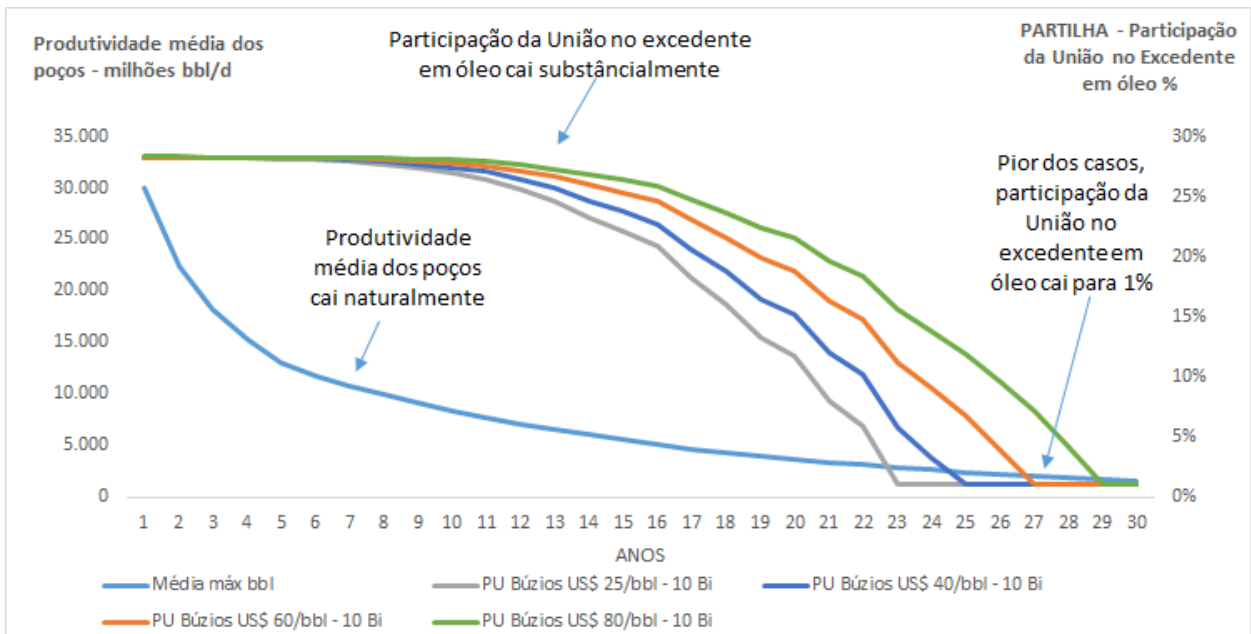


Figura 16 Modalidade PARTILHA - Curvas de Produção média por Poço (barris/dia) versus Participação excedente em óleo (%): Campo de Búzios

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 17 apresenta, para o caso da Partilha, Campo de Búzios, a simulação para os 30 anos de operação, a produtividade média dos poços e a participação em US\$ da União no excedente, enquanto a Figura 18, seguinte, apresenta o gráfico análogo para o caso de Serviços, para os 4 cenários de preço do petróleo.

Nota-se no caso dos Serviços o resultado para União é substancialmente superior, cerca do triplo.

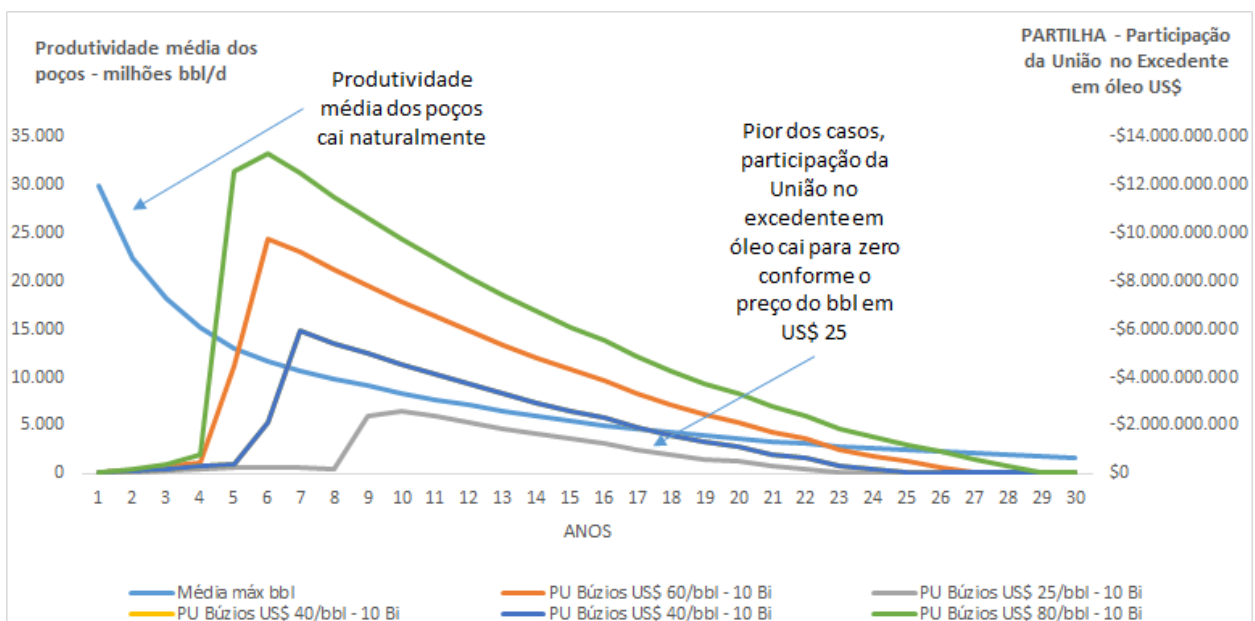


Figura 17 Modalidade PARTILHA - Curvas de Produção média por Poço (barris/dia) versus Participação excedente em óleo US \$: Campo de Búzios)

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 19 apresenta, para o caso da Partilha, Campo de Atapu, a simulação para os 30 anos de operação, a produtividade média dos poços e a participação percentual da União no excedente, para os 4 cenários de preço do petróleo.

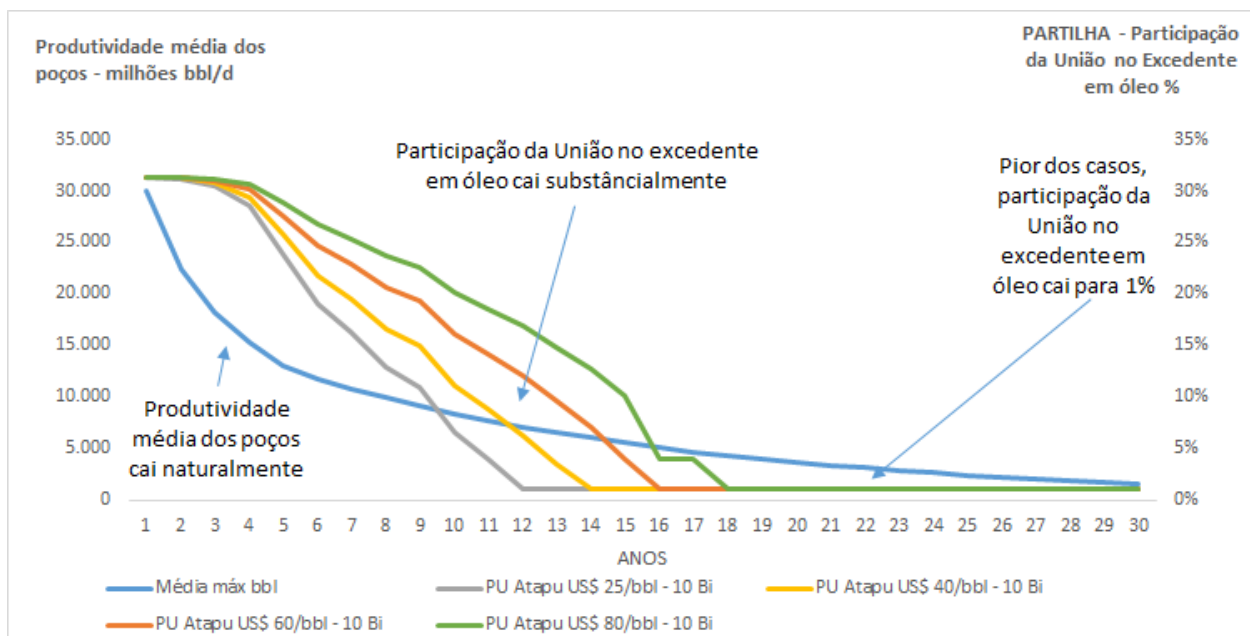


Figura 19 Modalidade PARTILHA - Curvas de Produção média por Poço (barris/dia) versus Participação excedente em óleo (%): Campo de Atapu)

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 20 apresenta, para o caso da Partilha, Campo de Atapu, a simulação para os 30 anos de operação, a produtividade média dos poços e a participação em US\$ da União no excedente, enquanto a Figura 21, seguinte, apresenta o gráfico análogo para o caso de Serviços, para os 4 cenários de preço do petróleo.

Nota-se no caso dos Serviços o resultado para União é substancialmente superior.

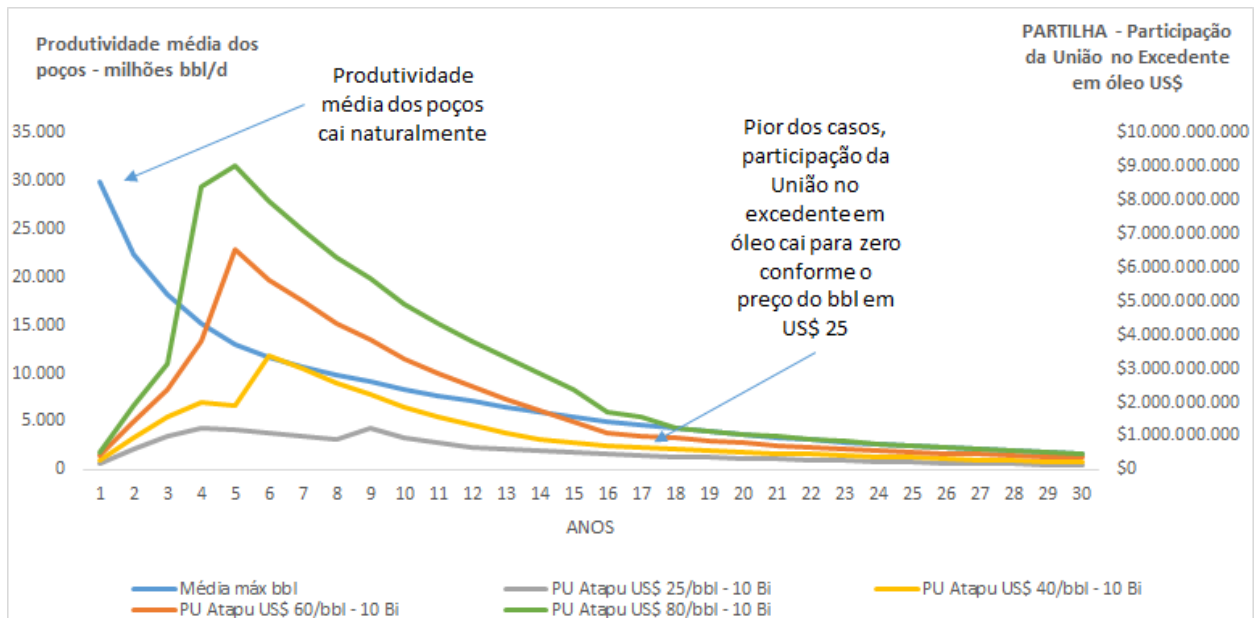


Figura 20 Modalidade PARTILHA - Curvas de Produção média por Poço (barris/dia) versus Participação excedente em óleo US \$: Campo de Atapu)

Fonte: Elaboração própria.

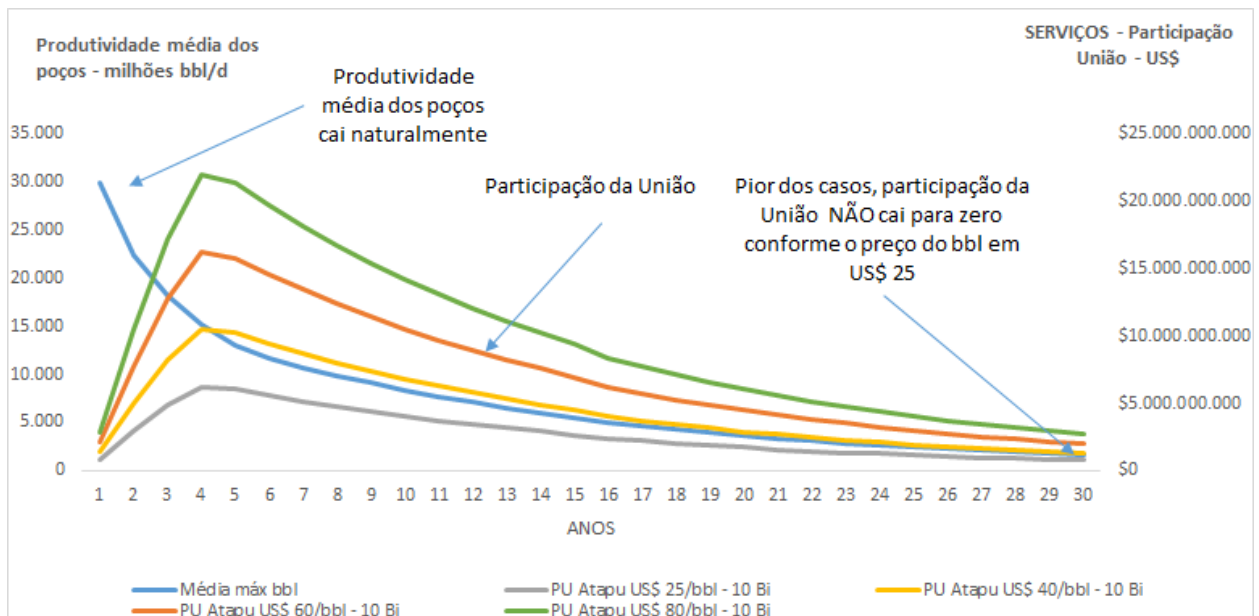


Figura 21 Modalidade SERVIÇOS: Curvas de Produção média por Poço (barris/dia) versus Resultado da União US\$: Campo de Atapu)

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 22 apresenta, para o caso da Partilha, Campo de Sépia, a simulação para os 30 anos de operação, a produtividade média dos poços e a participação percentual da União no excedente, para os 4 cenários de preço do petróleo.

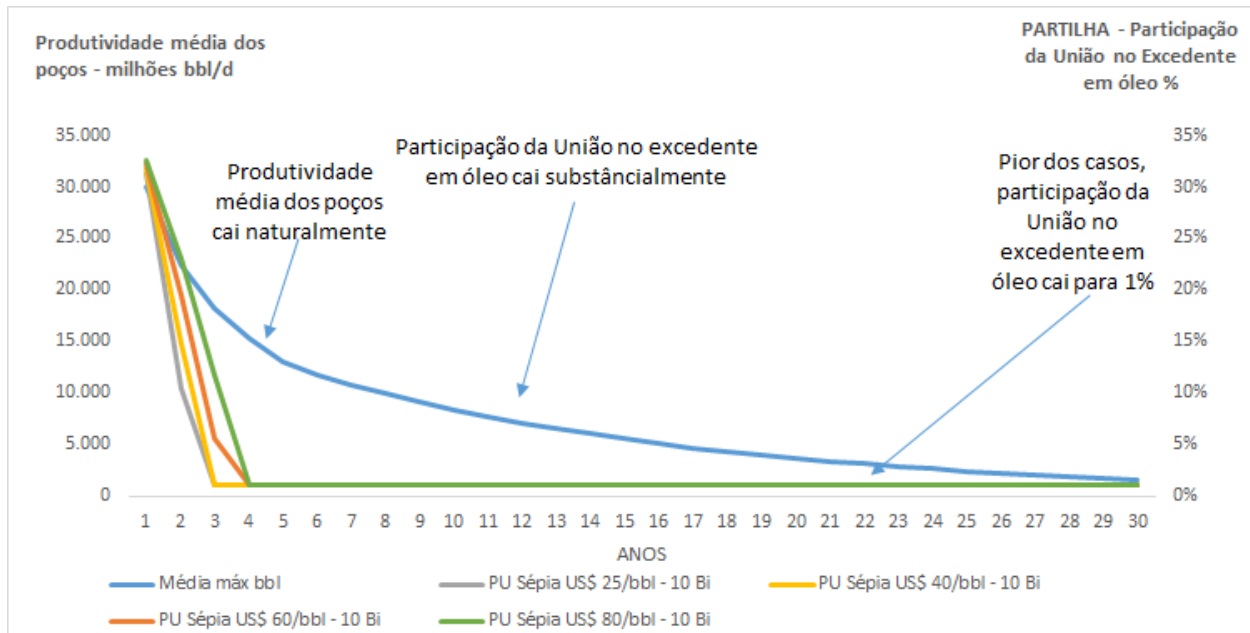


Figura 22 Modalidade PARTILHA - Curvas de Produção média por Poço (barris/dia) versus Participação excedente em óleo (%): Campo de Sépia)

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 23 apresenta, para o caso da Partilha, Campo de Sépia, a simulação para os 30 anos de operação, a produtividade média dos poços e a participação em US\$ da União no excedente, enquanto a Figura 24, seguinte, apresenta o gráfico análogo para o caso de Serviços, para os 4 cenários de preço do petróleo.

Nota-se no caso dos Serviços o resultado para União é substancialmente superior.

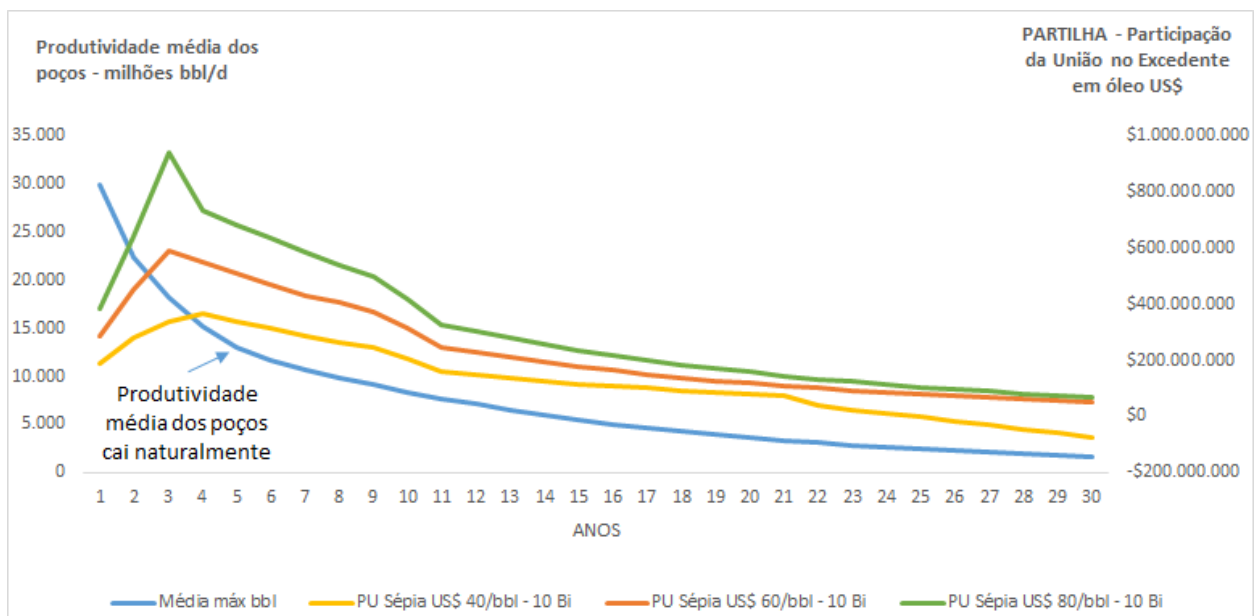


Figura 23 Modalidade PARTILHA - Curvas de Produção média por Poço (barris/dia) versus Participação excedente em óleo US \$: Campo de Sépia)

Fonte: Elaboração própria.

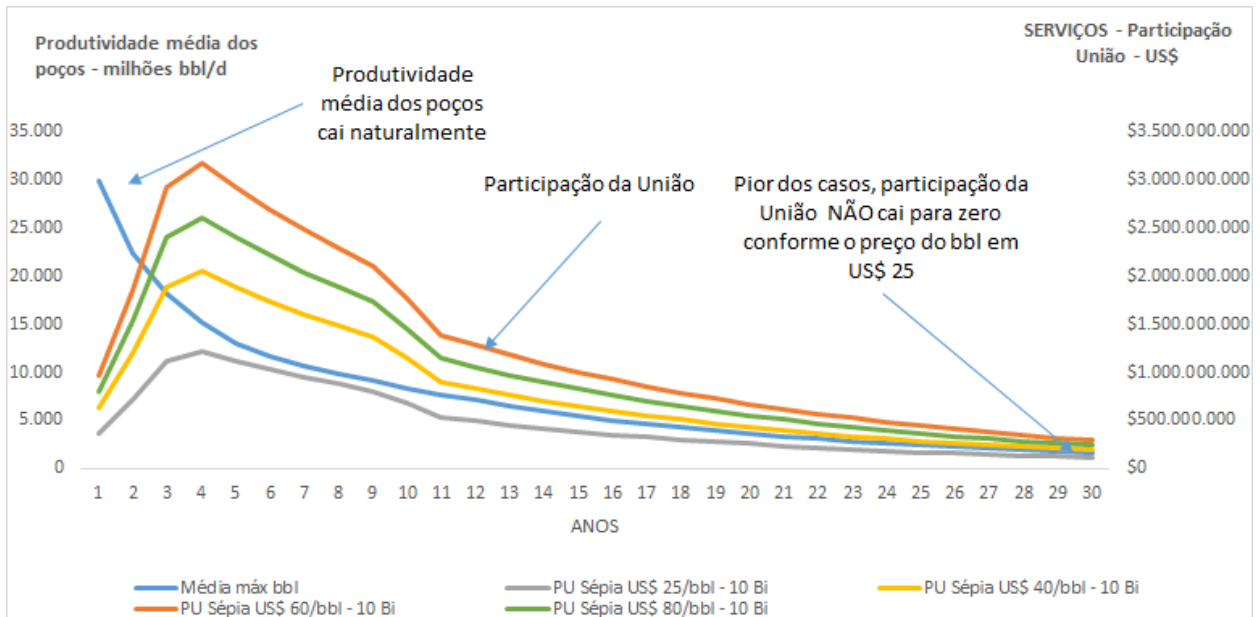


Figura 24 Modalidade SERVIÇOS: Curvas de Produção média por Poço (barris/dia) versus Resultado da União US\$: Campo de Atapu)

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 25 apresenta, para o caso da Partilha, Campo de Itapu, a simulação para os 30 anos de operação, a produtividade média dos poços e a participação percentual da União no excedente, para os 4 cenários de preço do petróleo.

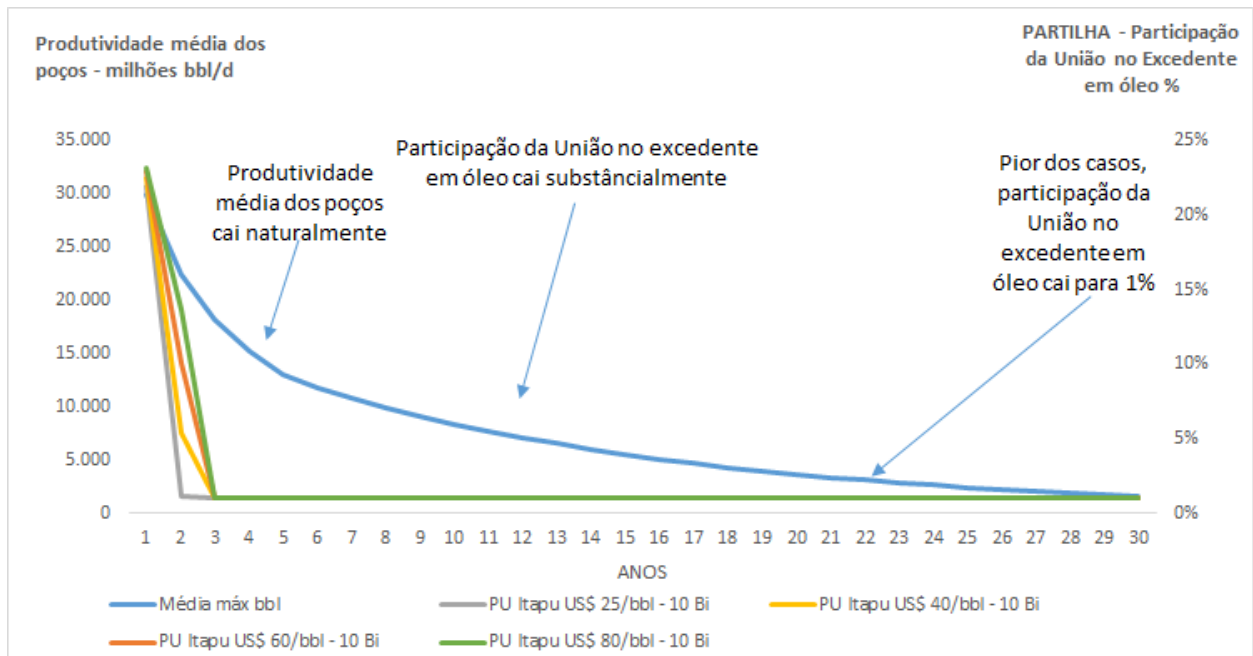


Figura 25 Modalidade PARTILHA - Curvas de Produção média por Poço (barris/dia) versus Participação excedente em óleo (%): Campo de Itapu)

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 26 apresenta, para o caso da Partilha, Campo de Itapu, a simulação para os 30 anos de operação, a produtividade média dos poços e a participação em US\$ da União no excedente, enquanto a Figura 27, seguinte, apresenta o gráfico análogo para o caso de Serviços, para os 4 cenários de preço do petróleo.

Nota-se no caso dos Serviços o resultado para União é substancialmente superior.

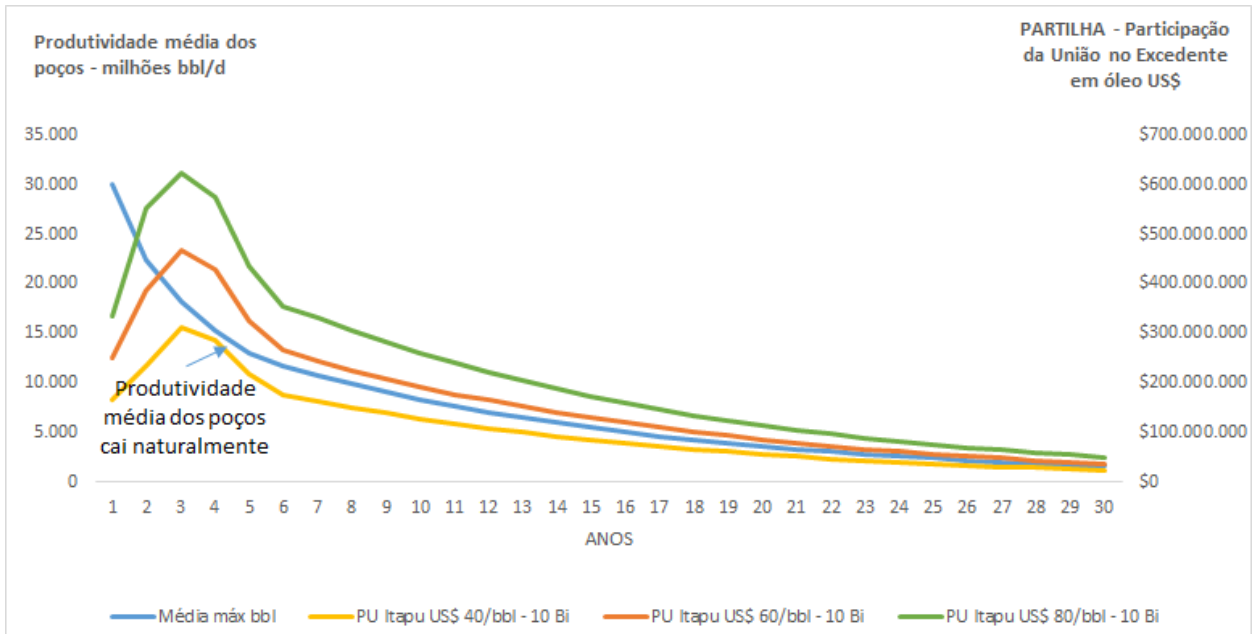


Figura 26 Modalidade PARTILHA - Curvas de Produção média por Poço (barris/dia) versus Participação excedente em óleo US \$: Campo de Itapu)

Fonte: Elaboração própria.

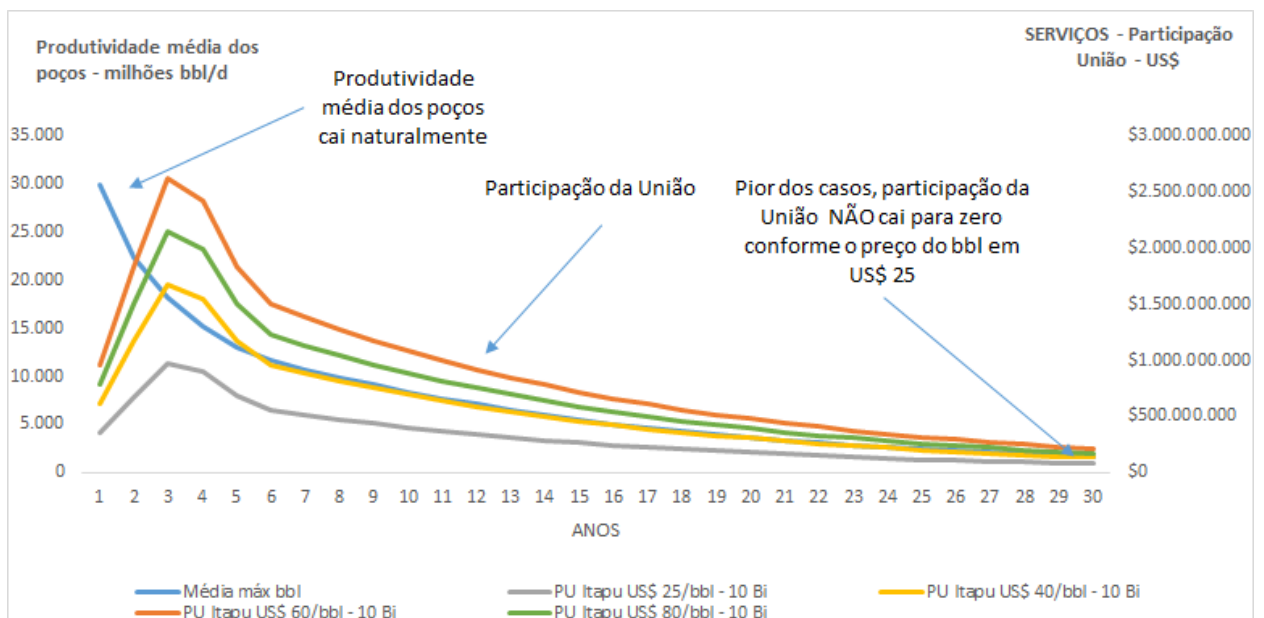


Figura 27 Modalidade SERVIÇOS: Curvas de Produção média por Poço (barris/dia) versus Resultado da União US\$: Campo de Itapu)

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 28 apresenta, para o caso da Partilha, Campo de Itapu, a simulação para os 30 anos de operação, a produtividade média dos poços e a participação em US\$ da União no excedente, enquanto a Figura 29, seguinte, apresenta o gráfico análogo para o caso de Serviços, para os 4 cenários de preço do petróleo.

Nota-se no caso dos Serviços o resultado para União é substancialmente superior, em torno do triplo.

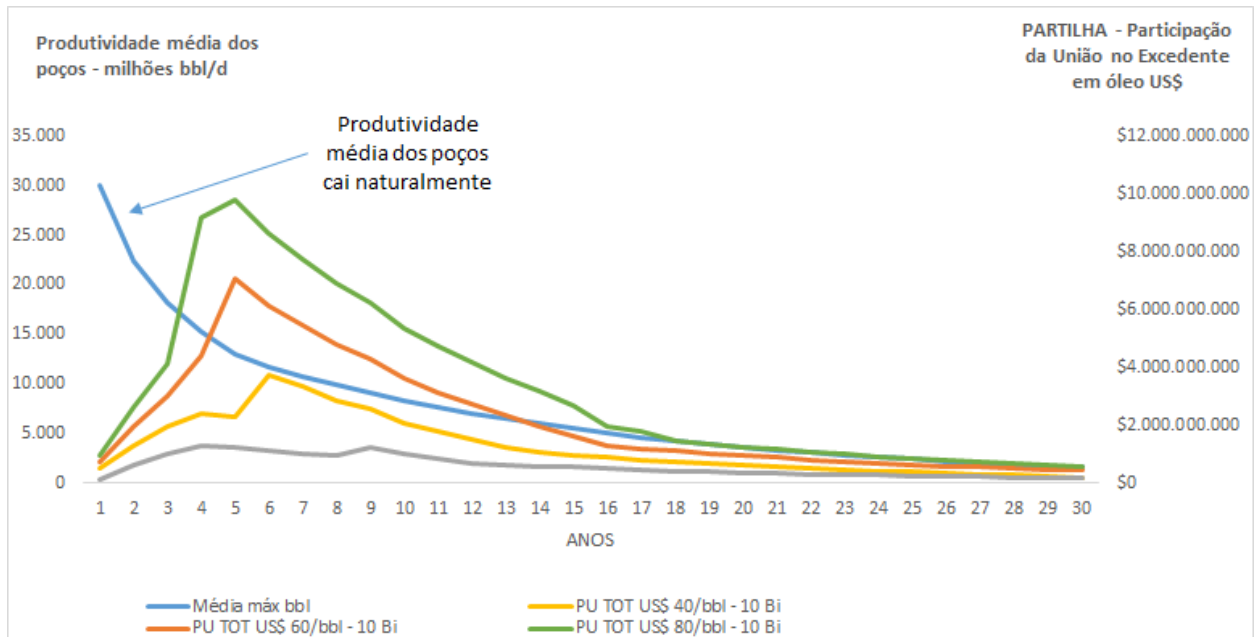


Figura 28 Modalidade PARTILHA - Curvas de Produção média por Poço (barris/dia) versus Participação excedente em óleo US \$: Campos objetos leilão)

Fonte: Elaboração própria.

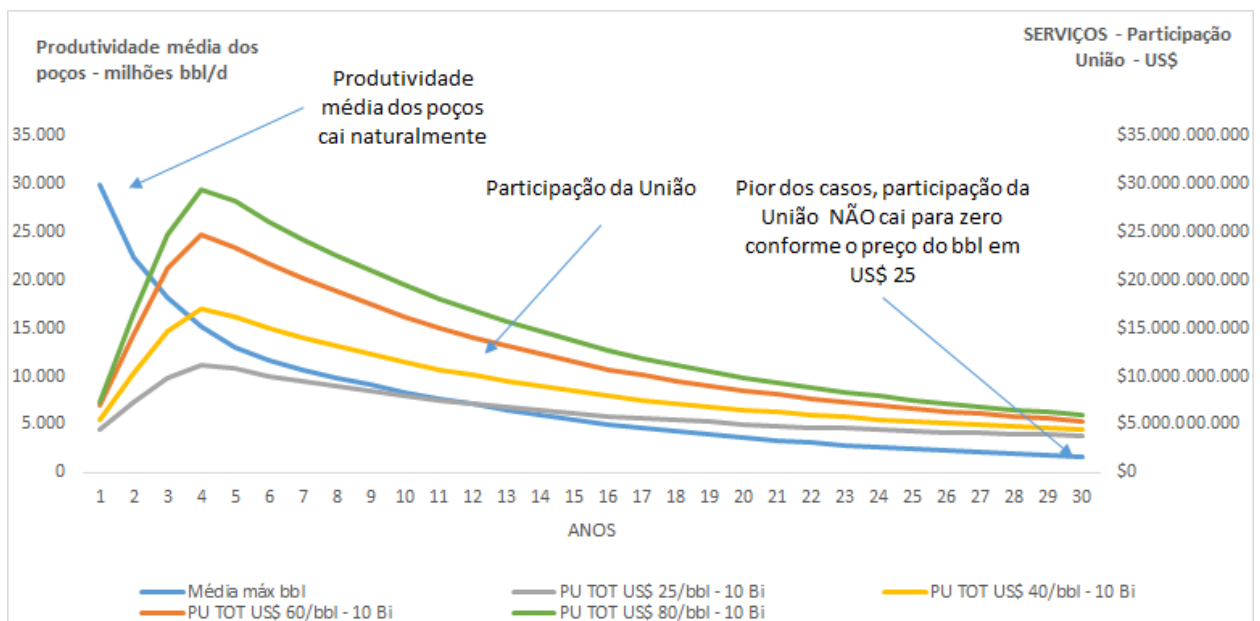


Figura 29 Modalidade SERVIÇOS: Curvas de Produção média por Poço (barris/dia) versus Resultado da União US\$: Campos objetos do leilão)

Fonte: Elaboração própria.



1 CONCLUSÕES

Na primeira parte desta nota técnica ficou demonstrado que a única forma de garantir a soberania e o interesse nacional sobre o petróleo é exercer a opção prevista em lei de contratar diretamente a Petrobras para realizar o desenvolvimento da produção e a extração do óleo excedente dos campos da cessão onerosa, por manter na mão da União a capacidade de controlar o ritmo de produção e mesmo negociar cotas de exportação com os membros da OPEP+. Do contrário, além permanecer na posição de mero tomador de preço imposto pelos fazedores de preço da OPEP+, o Brasil corre o risco de ser vítima de uma guerra de preços no contexto de potenciais conflitos da Geopolítica do petróleo.

Adicionalmente a contratação direta da Petrobras, conforme demonstram as simulações apresentadas permite um ganho econômico expressivamente superior para a União.

Fica assim demonstrado o interesse nacional em não realizar o leilão proposto para o óleo excedente dos campos da cessão onerosa, e a União exercer sua obrigação e direito de contratar diretamente a Petrobras para realizar o desenvolvimento desses campos, quando for do interesse da União.

Conforme demonstrado por meio de simulações técnico-econômicas, seguindo as disposições do edital publicado pela ANP e parâmetros realistas praticados na indústria do petróleo, a ação de leiloar os recursos do campo de Objeto do leilão fere o interesse nacional, ao passo que transfere aos agentes que venham a vencer o certame um montante substancial de recursos que poderiam ser utilizados em benefício da sociedade brasileira. A não contratação direta e única da Petrobras para explorar o campo implica em um ganho para as demais empresas que venham a ser contratadas no consórcio, em detrimento da União e do interesse nacional, conforme demonstra a tabela 32, reproduzida abaixo:

Tabela 33. Perdas da União, para os Cenários de Preços do Barril de Petróleo, na comparação entre os regimes de partilha e de serviços

US \$/barril >>>>>	Volume mínimo da reserva 9.300 milhões de barris				Volume máximo da reserva 15.200 milhões de barris			
	25.00	40.00	60.00	80.00	25.00	40.00	60.00	80.00
A - Participações União Serviços	121.438	205.525	317.647	429.775	186.325	314.078	484.407	654.744
B – Participação União Partilha	88.361	133.255	195.342	261.788	115.503	188.750	290.208	394.849
C - Participação União Partilha + Lei 13.586/2017	85.287	128.481	190.834	257.128	110.046	182.018	283.697	388.600
A-B	33.077	72.270	122.305	167.988	70.822	125.328	194.199	259.896
A-C	36.151	77.043	126.813	172.647	76.279	132.060	200.710	266.144
B-C	3.074	4.773	4.508	4.660	5.458	6.733	6.511	6.249
Milhões de dólares								

Para o cenário mais provável de reserva máxima e taxa de desconto de 5% a.a., em valor presente líquido, a perda seria de 200.71 bilhões de dólares para o preço do barril a US\$ 60,00 e 266.14 bilhões de dólares para o preço de US\$ 80,00 bbl. para o cenário considerando a tributação da lei 13.586/2017, em valores correntes estes números correspondem a mais de 1,2 trilhão e 1,65 de reais, equivalente uma e meia ou duas reformas da previdência.

O volume máximo dos campos e preço do petróleo de 60 dólares por barril, a perda da União seria da ordem de 300 bilhões de dólares ao longo dos 30 anos da operação dos campos, sendo que a maior parte destes recursos são gerados nos anos iniciais do desenvolvimento da produção.

O percentual dito alvo é na verdade variável em função dos preços do barril de petróleo e em função da produtividade média dos poços.

Assim, com a queda natural da produtividade dos poços, o que é uma característica intrínseca da produção, cai obrigatoriamente o percentual de participação da União no óleo. Obviamente, como consta da tabela reproduzida estes valores seriam 25 por cento superiores ou inferiores para o caso dos preços do petróleo a 80 ou 40 dólares por barril.

Considerando todos os dados aqui expostos, a presente nota técnica conclui que o leilão programado para ocorrer no próximo 06 de novembro de 2019, para oferta dos recursos dos campos, fere a soberania e avilta o interesse nacional, na medida em



que promove a renúncia do direito e da obrigação do Governo de manter o controle sobre ritmo de produção do petróleo, visando manutenção de seu preço no contexto geopolítica, e ainda causa prejuízos econômicos de grande magnitude à União e, consequentemente, à sociedade brasileira, que perderá recursos que poderiam estar disponíveis para avançar rumo ao seu desenvolvimento.

2 APÊNDICE – TABELA ANEXA AO EDITAL DO LEILÃO

A Tabela apresenta o percentual de excedente em óleo para a União em função da oferta, produtividade e preço do petróleo, para a Rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa.

De	Produção Média dos Poços Produtores (bbl/d)																					
	0	500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000	7.500	8.000	8.500	9.000			
	até	500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000	7.500	8.000	8.500	9.000			
0	5,00	1%	1%	1%	1%	-93,1028pp	-84,8804pp	-77,3468pp	-70,4444pp	-64,1203pp	-58,3261pp	-53,0173pp	-48,1533pp	-43,6967pp	-39,6136pp	-35,8725pp	-32,4449pp	-29,3045pp	-26,4271pp			
5,00	10,00	1%	1%	1%	1%	-98,7347pp	-89,8030pp	-81,6401pp	-74,1797pp	-67,3614pp	-61,1300pp	-55,4349pp	-50,2300pp	-45,4730pp	-41,1255pp	-37,1522pp	-33,5208pp	-30,2020pp	-27,1689pp	-24,3968pp		
10,00	15,00	1%	1%	1%	1%	-95,4363pp	-86,5592pp	-78,4664pp	-71,0869pp	-64,3627pp	-58,2310pp	-52,6410pp	-47,5449pp	-42,8991pp	-38,6637pp	-34,8025pp	-31,2825pp	-28,0735pp	-25,1479pp	-22,4809pp		
15,00	20,00	1%	1%	1%	1%	-92,1813pp	-83,3705pp	-75,3582pp	-68,0700pp	-61,4462pp	-55,4208pp	-49,9415pp	-44,9588pp	-40,4276pp	-36,3071pp	-32,5600pp	-29,1525pp	-26,0538pp	-23,2360pp	-20,6735pp		
20,00	25,00	1%	1%	1%	1%	-98,5969pp	-88,9694pp	-80,2362pp	-72,3143pp	-65,1284pp	-58,6100pp	-52,6971pp	-47,3336pp	-42,4683pp	-38,0550pp	-34,0516pp	-30,4202pp	-27,1261pp	-24,1380pp	-21,4275pp	-18,9689pp	
25,00	30,00	1%	1%	1%	1%	-95,3537pp	-85,8000pp	-77,1566pp	-69,3337pp	-62,2562pp	-55,8522pp	-50,0576pp	-44,8145pp	-40,0703pp	-35,7776pp	-31,8933pp	-28,3788pp	-25,1986pp	-22,3211pp	-19,7175pp	-17,3616pp	
30,00	35,00	1%	1%	1%	1%	-92,1402pp	-82,6728pp	-74,1277pp	-66,4152pp	-59,4540pp	-53,1709pp	-47,5000pp	-42,3815pp	-37,7617pp	-33,5920pp	-29,8285pp	-26,4316pp	-23,3657pp	-20,5984pp	-18,1008pp	-15,8465pp	
35,00	40,00	1%	1%	1%	1%	-99,3625pp	-88,9563pp	-79,5872pp	-71,1521pp	-63,5577pp	-56,7203pp	-50,5644pp	-45,0221pp	-40,0322pp	-35,5397pp	-31,4959pp	-27,8534pp	-24,5749pp	-21,6231pp	-18,9655pp	-16,5728pp	-14,4187pp
40,00	45,00	1%	1%	1%	1%	-96,1113pp	-85,8017pp	-76,5429pp	-68,2277pp	-60,7601pp	-54,0597pp	-48,0307pp	-42,6217pp	-37,7639pp	-33,4013pp	-29,4839pp	-25,9479pp	-22,8046pp	-19,9677pp	-17,4180pp	-15,1291pp	-13,0735pp
45,00	50,00	1%	1%	1%	1%	-92,8756pp	-82,6762pp	-73,5393pp	-65,3541pp	-58,0215pp	-51,4528pp	-45,5682pp	-40,2967pp	-35,5742pp	-31,3437pp	-27,5539pp	-24,1588pp	-21,1174pp	-18,3828pp	-15,9520pp	-13,7654pp	-11,8066pp
50,00	55,00	1%	1%	1%	1%	-89,6554pp	-79,5797pp	-70,5760pp	-62,5304pp	-55,3408pp	-48,9162pp	-43,1752pp	-38,0451pp	-33,4608pp	-29,3643pp	-25,7037pp	-22,4326pp	-19,5095pp	-16,8975pp	-14,5634pp	-12,4776pp	-10,6138pp
55,00	60,00	-97,6009pp	-86,4507pp	-76,5118pp	-67,6526pp	-59,7589pp	-52,7169pp	-46,4427pp	-40,8500pp	-35,8649pp	-31,4213pp	-27,4605pp	-23,9300pp	-20,7829pp	-17,9778pp	-15,4774pp	-13,2486pp	-11,2619pp	-9,4911pp			
60,00	65,00	-94,2709pp	-83,2615pp	-73,4725pp	-64,7687pp	-57,0299pp	-50,1490pp	-44,0308pp	-38,5910pp	-33,7542pp	-29,4539pp	-25,6297pp	-22,2298pp	-19,2068pp	-16,5189pp	-14,1290pp	-12,0040pp	-10,1146pp	-8,4347pp			
65,00	70,00	-90,9409pp	-80,0875pp	-70,4615pp	-61,9239pp	-54,3517pp	-47,6359pp	-41,6794pp	-36,3965pp	-31,7100pp	-27,5553pp	-23,8695pp	-20,6096pp	-17,7012pp	-15,1289pp	-12,8491pp	-10,8263pp	-9,0322pp	-7,4411pp			
70,00	75,00	-87,6109pp	-76,9289pp	-67,4785pp	-59,1176pp	-51,7207pp	-45,1767pp	-39,3871pp	-34,2650pp	-29,7935pp	-25,7244pp	-22,1776pp	-19,0396pp	-16,2635pp	-13,8074pp	-11,6345pp	-9,7122pp	-8,0114pp	-6,5068pp			
75,00	80,00	-84,2809pp	-73,7855pp	-64,5294pp	-56,3496pp	-49,1362pp	-42,7705pp	-37,1527pp	-32,1950pp	-27,8199pp	-23,9589pp	-20,5515pp	-17,5445pp	-14,8909pp	-12,5491pp	-10,4824pp	-8,6586pp	-7,0491pp	-5,6287pp			
80,00	85,00	-80,9509pp	-70,6573pp	-61,5960pp	-53,6193pp	-46,5975pp	-40,4163pp	-34,9750pp	-30,1859pp	-25,9655pp	-22,2567pp	-18,9892pp	-16,1128pp	-13,5808pp	-11,3519pp	-9,3899pp	-7,6625pp	-6,1421pp	-4,8036pp			
85,00	90,00	-77,6209pp	-67,5443pp	-58,6960pp	-50,9264pp	-44,1040pp	-38,1132pp	-32,8528pp	-28,2396pp	-24,1775pp	-20,6159pp	-17,4894pp	-14,7422pp	-12,3808pp	-10,2139pp	-8,3540pp	-6,7213pp	-5,2876pp	-4,0288pp			
90,00	95,00	-74,2909pp	-64,4463pp	-55,8234pp	-48,2705pp	-41,6549pp	-35,8604pp	-30,7888pp	-26,3392pp	-22,4452pp	-19,0349pp	-16,0471pp	-13,4303pp	-11,1383pp	-9,1309pp	-7,3723pp	-5,8321pp	-4,4830pp	-3,3014pp			
95,00	100,00	-70,9609pp	-61,3639pp	-52,9778pp	-45,6511pp	-39,2498pp	-33,6566pp	-28,7701pp	-24,5006pp	-20,7702pp	-17,5109pp	-14,6632pp	-12,1751pp	-10,0021pp	-8,1019pp	-6,4424pp	-4,9924pp	-3,7256pp	-2,6188pp			
100,00	105,00	-67,6309pp	-58,2953pp	-50,1590pp	-43,0680pp	-36,8879pp	-31,5017pp	-26,8074pp	-22,7163pp	-19,1507pp	-16,0431pp	-13,3948pp	-10,9744pp	-8,9172pp	-7,1243pp	-5,5617pp	-4,1999pp	-3,0130pp	-1,9786pp			
105,00	110,00	-64,3009pp	-55,2422pp	-47,3670pp	-40,5205pp	-34,5885pp	-29,3941pp	-24,8957pp	-20,9850pp	-17,5852pp	-14,6295pp	-12,0599pp	-9,8261pp	-7,8841pp	-6,1958pp	-4,7280pp	-3,4520pp	-2,3427pp	-1,3784pp			
110,00	115,00	-60,9709pp	-52,2040pp	-44,6014pp	-38,0085pp	-32,2912pp	-27,3333pp	-23,0399pp	-19,3054pp	-16,0722pp	-13,2683pp	-10,8369pp	-8,7283pp	-6,8999pp	-5,3142pp	-3,9399pp	-2,7467pp	-1,7127pp	-0,8160pp			
115,00	120,00	-57,6409pp	-49,1805pp	-41,8621pp	-35,5315pp	-30,0553pp	-25,3184pp	-21,2288pp	-17,6733pp	-14,6102pp	-11,9500pp	-9,6638pp	-7,6792pp	-5,9625pp	-4,4776pp	-3,1930pp	-2,0819pp	-1,1207pp	-0,2893pp			
120,00	125,00	-54,3109pp	-46,1718pp	-39,1489pp	-33,0890pp	-27,8602pp	-23,3485pp	-19,4555pp	-16,0964pp	-13,1979pp	-10,6963pp	-8,5389pp	-6,6769pp	-5,0702pp	-3,6889pp	-2,4876pp	-1,4554pp	-0,5648pp	+0,2037pp			
125,00	130,00	-50,9809pp	-43,1778pp	-36,4615pp	-30,6808pp	-25,7053pp	-21,4229pp	-17,7369pp	-14,5644pp	-11,8388pp	-9,4885pp	-7,4607pp	-5,7195pp	-4,2210pp	-2,9311pp	-1,8209pp	-0,8654pp	-0,0429pp	+0,6650pp			
130,00	135,00	-47,6509pp	-40,1984pp	-33,7999pp	-28,3065pp	-23,5901pp	-19,5407pp	-16,0641pp	-13,0793pp	-10,5166pp	-8,3164pp	-6,4274pp	-4,8055pp	-3,4133pp	-2,2176pp	-1,1912pp	-0,3100pp	+0,4466pp	+1,0963pp			
135,00	140,00	-44,3209pp	-37,2396pp	-31,1639pp	-25,9657pp	-21,5198pp	-17,7012pp	-14,4361pp	-11,6399pp	-9,2449pp	-7,1399pp	-5,4375pp	-3,9820pp	-2,6444pp	-1,5416pp	-0,5967pp	+0,2125pp	+0,9055pp	+1,4990pp			
140,00	145,00	-40,9909pp	-34,2833pp	-28,5531pp	-23,6579pp	-19,4761pp	-15,9037pp	-12,8518pp	-10,2447pp	-8,0175pp	-6,1149pp	-4,4895pp	-3,1009pp	-1,9147pp	-0,9014pp	+0,0357pp	+0,7038pp	+1,3355pp	+1,8752pp			
145,00	150,00	-37,6609pp	-31,3475pp	-25,9675pp	-21,3890pp	-17,4763pp	-14,1473pp	-11,3104pp	-8,8931pp	-6,8331pp	-5,0777pp	-3,5819pp	-2,3072pp	-1,2210pp	-0,2594pp	+0,4993pp	+1,1654pp	+1,7882pp	+2,2262pp			
150,00	155,00	-34,3309pp	-28,4260pp	-23,4068pp	-19,1404pp	-15,5199pp	-12,4312pp	-9,8110pp	-7,5837pp	-5,6905pp	-4,0812pp	-2,7133pp	-1,5506pp	-0,5622pp	+0,2779pp	+0,9920pp	+1,5990pp	+2,1149pp	+2,5535pp			
155,00	160,00	-31,0009pp	-25,5190pp	-20,8709pp	-16,9298pp	-13,5882pp	-10,7549pp	-8,3525pp	-6,3156pp	-4,5885pp	-3,1241pp	-1,8824pp	-0,8296pp	+0,0631pp	+0,8200pp	+1,4617pp	+2,0059pp	+2,4672pp	+2,8584pp			
160,00	165,00	-27,6709pp	-22,6263pp	-18,3966pp	-14,7510pp	-11,6999pp	-9,1175pp	-6,9342pp	-5,0877pp	-3,5259pp	-2,2050pp	-1,0878pp	-0,1429pp	+0,6563pp	+1,3322pp	+1,9839pp	+2,3874pp	+2,7964pp	+3,1423pp			
165,00	170,00	-24,3409pp	-19,7478pp	-15,8727pp	-12,6035pp	-9,8453pp	-7,5184pp	-5,5522pp	-3,9889pp	-2,5016pp	-1,3277pp	-0,3282pp	+0,5109pp	+1,2188pp	+1,8161pp	+2,3200pp	+2,7451pp	+3,1097pp	+3,4063pp			
170,00	175,00	-21,0109pp	-16,8895pp	-13,4101pp	-10,4863pp	-8,0270pp	-5,9568pp	-4,2146pp	-2,7484pp	-1,5145pp	-0,4762pp	+0,3977pp	+1,1331pp	+1,7519pp	+2,2728pp	+2,7111pp	+3,0799pp	+3,3903pp	+3,6516pp			
175,00	180,00	-17,6809pp	-14,0394pp	-10,9714pp	-8,4010pp	-6,2433pp	-4,4320pp	-2,9115pp	-1,6351pp	-0,5636pp	+0,3859pp	+1,0909pp	+1,7248pp	+2,2569pp	+2,7035pp	+3,0785pp	+3,3933pp	+3,6575pp	+3,8793pp			
180,00	185,00	-14,3509pp	-11,1973pp	-8,5567pp	-6,3455pp	-4,4939pp	-2,9435pp	-1,6452pp	-0,5581pp	+0,3523pp	+1,1145pp	+1,7528pp	+2,2873pp	+2,7348pp	+3,1096pp	+3,4234pp	+3,6862pp	+3,9062pp	+4,0905pp			
185,00	190,00	-11,0209pp	-8,3754pp	-6,1656pp	-4,3199pp	-2,7782pp	-1,4904pp	-0,4148pp	+0,4836pp	+1,2340pp	+1,8608pp	+2,3844pp	+2,8217pp	+3,1870pp	+3,4921pp	+3,7469pp	+3,9598pp	+4,1376pp	+4,2861pp			
190,00	195,00	-7,6909pp	-5,5674pp	-3,7980pp	-2,3239pp	-1,0956pp	-0,0722pp	+0,7804pp	+1,4908pp	+2,0827pp	+2,5759pp	+2,9888pp	+3,3291pp	+3,6144pp	+3,8521pp	+4,0501pp	+4,2151pp	+4,3525pp	+4,4670pp			
195,00	200,00	-4,3609pp	-2,7739pp	-1,4538pp	-0,3572pp	+0,5542pp	+1,3117pp	+1,9412pp	+2,4644pp	+2,8993pp	+3,2607pp	+3,5611pp	+3,8107pp	+4,0182pp	+4,1906pp	+4,3339pp	+4,4530pp	+4,5520pp	+4,6343pp			
> 200,00		-1,0309pp	+0,0069pp	+0,8672pp	+1,5805pp	+2,1713pp	+2,6620pp	+3,0684pp	+3,4054pp	+3,6847pp	+3,9163pp	+4,1082pp	+4,2674pp	+4,3993pp	+4,5087pp	+4,5994pp	+4,6746pp	+4,7369pp	+4,7886pp			



		Produção Média dos Poços Produtivos (bbl/d)																	
De	até	9.000	9.500	10.000	10.500	11.000	11.500	12.000,10	12.500	13.000	13.500	14.000	14.500	15.000	15.500	16.000	16.500	17.000	
		9.500	10.000	10.500	11.000	11.500	12.000	12.500,00	13.000	13.500	14.000	14.500	15.000	15.500	16.000	16.500	17.000	17.500	
		0	5,01	-23,7909pp	-21,3754pp	-19,1624pp	-17,1348pp	-15,2770pp	-13,5749pp	-12,0154pp	-10,5866pp	-9,2774pp	-8,0780pp	-6,9790pp	-5,9721pp	-5,0496pp	-4,2044pp	-3,4299pp	-2,7204pp
5,01	10,01	-21,8633pp	-19,5478pp	-17,4316pp	-15,4976pp	-13,7300pp	-12,1146pp	-10,6382pp	-9,2889pp	-8,0557pp	-6,9286pp	-5,8986pp	-4,9572pp	-4,0968pp	-3,3105pp	-2,5913pp	-1,9351pp	-1,3348pp	
10,01	15,01	-20,0495pp	-17,8329pp	-15,8121pp	-13,9699pp	-12,2904pp	-10,7594pp	-9,3636pp	-8,0911pp	-6,9310pp	-5,8734pp	-4,9093pp	-4,0304pp	-3,2291pp	-2,4986pp	-1,8326pp	-1,2255pp	-0,6720pp	
15,01	20,01	-18,3432pp	-16,2242pp	-14,2971pp	-12,5448pp	-10,9512pp	-9,5020pp	-8,1842pp	-6,9858pp	-5,8960pp	-4,9050pp	-4,0038pp	-3,1843pp	-2,4390pp	-1,7613pp	-1,1450pp	-0,5846pp	-0,0749pp	
20,01	25,01	-16,7386pp	-14,7155pp	-12,8803pp	-11,2157pp	-9,7056pp	-8,3359pp	-7,0934pp	-5,9663pp	-4,9439pp	-4,0165pp	-3,1753pp	-2,4122pp	-1,7200pp	-1,0921pp	-0,5225pp	-0,0058pp	+0,4628pp	
25,01	30,01	-15,2299pp	-13,3010pp	-11,5557pp	-9,9765pp	-8,5476pp	-7,2546pp	-6,0847pp	-5,0262pp	-4,0683pp	-3,2017pp	-2,4174pp	-1,7079pp	-1,0658pp	-0,4848pp	+0,0408pp	+0,5165pp	+0,9469pp	
30,01	35,01	-13,8118pp	-11,9753pp	-10,3177pp	-8,8216pp	-7,4713pp	-6,2525pp	-5,1524pp	-4,1596pp	-3,2634pp	-2,4546pp	-1,7245pp	-1,0656pp	-0,4709pp	+0,0659pp	+0,5504pp	+0,9877pp	+1,3824pp	
35,01	40,01	-12,4792pp	-10,7331pp	-9,1610pp	-7,7456pp	-6,4712pp	-5,3239pp	-4,2910pp	-3,3610pp	-2,5237pp	-1,7699pp	-1,0912pp	-0,4802pp	+0,0700pp	+0,5653pp	+1,0112pp	+1,4127pp	+1,7741pp	
40,01	45,01	-11,2274pp	-9,5695pp	-8,0805pp	-6,7433pp	-5,5424pp	-4,4639pp	-3,4953pp	-2,6255pp	-1,8443pp	-1,1427pp	-0,5126pp	+0,0532pp	+0,5614pp	+1,0178pp	+1,4276pp	+1,7957pp	+2,1263pp	
45,01	50,01	-10,0519pp	-8,4799pp	-7,0717pp	-5,8102pp	-4,6800pp	-3,6676pp	-2,7607pp	-1,9462pp	-1,2204pp	-0,5684pp	+0,0157pp	+0,5390pp	+1,0078pp	+1,4277pp	+1,8039pp	+2,1409pp	+2,4428pp	
50,01	55,01	-8,9483pp	-7,4600pp	-6,1301pp	-4,9416pp	-3,8797pp	-2,9307pp	-2,0827pp	-1,3249pp	-0,6478pp	-0,0427pp	+0,4980pp	+0,9812pp	+1,4130pp	+1,7988pp	+2,1436pp	+2,4517pp	+2,7270pp	
55,01	60,01	-7,9126pp	-6,5056pp	-5,2515pp	-4,1336pp	-3,1371pp	-2,2489pp	-1,4572pp	-0,7515pp	-0,1224pp	+0,4388pp	+0,9381pp	+1,3836pp	+1,7807pp	+2,1347pp	+2,4502pp	+2,7314pp	+2,9821pp	
60,01	65,01	-6,9410pp	-5,6129pp	-4,4320pp	-3,3821pp	-2,4485pp	-1,6184pp	-0,8804pp	-0,2241pp	+0,3593pp	+0,8781pp	+1,3394pp	+1,7496pp	+2,1142pp	+2,4385pp	+2,7268pp	+2,9831pp	+3,2110pp	
65,01	70,01	-6,0298pp	-4,7781pp	-3,6880pp	-2,6834pp	-1,8102pp	-1,0357pp	-0,3487pp	+0,2605pp	+0,8009pp	+1,2801pp	+1,7052pp	+2,0822pp	+2,4166pp	+2,7131pp	+2,9761pp	+3,2094pp	+3,4163pp	
70,01	75,01	-5,1756pp	-3,9979pp	-2,9560pp	-2,0342pp	-1,2187pp	-0,4972pp	+0,1411pp	+0,7058pp	+1,2054pp	+1,6474pp	+2,0384pp	+2,3844pp	+2,6905pp	+2,9612pp	+3,2008pp	+3,4128pp	+3,6003pp	
75,01	80,01	-4,3752pp	-3,2690pp	-2,2927pp	-1,4312pp	-0,6709pp	OFFERTA	+0,5921pp	+1,1146pp	+1,5758pp	+1,9827pp	+2,3419pp	+2,6588pp	+2,9385pp	+3,1853pp	+3,4031pp	+3,594pp	+3,7650pp	
80,01	85,01	-3,6254pp	-2,5882pp	-1,6752pp	-0,8714pp	-0,1639pp	+0,4589pp	+1,0072pp	+1,4899pp	+1,9147pp	+2,2887pp	+2,6180pp	+2,9078pp	+3,1629pp	+3,3875pp	+3,5852pp	+3,7593pp	+3,9125pp	
85,01	90,01	-2,9234pp	-1,9527pp	-1,0044pp	-0,3519pp	+0,3053pp	+0,8823pp	+1,3891pp	+1,8340pp	+2,2247pp	+2,5678pp	+2,8691pp	+3,1386pp	+3,3659pp	+3,5699pp	+3,7490pp	+3,9062pp	+4,0443pp	
90,01	95,01	-2,2663pp	-1,3597pp	-0,5657pp	+0,1299pp	+0,7391pp	+1,2727pp	+1,7401pp	+2,1495pp	+2,5081pp	+2,8222pp	+3,0973pp	+3,3383pp	+3,5493pp	+3,7342pp	+3,8961pp	+4,0380pp	+4,1622pp	
95,01	100,01	-1,6517pp	-0,8068pp	-0,0685pp	+0,5765pp	+1,1400pp	+1,6324pp	+2,0626pp	+2,4385pp	+2,7669pp	+3,0539pp	+3,3046pp	+3,5236pp	+3,7150pp	+3,8822pp	+4,0283pp	+4,1559pp	+4,2675pp	
100,01	105,01	-1,0770pp	-0,2913pp	+0,3995pp	+0,9903pp	+1,5104pp	+1,9637pp	+2,3588pp	+2,7031pp	+3,0032pp	+3,2647pp	+3,4927pp	+3,6914pp	+3,8645pp	+4,0154pp	+4,1469pp	+4,2615pp	+4,3614pp	
105,01	110,01	-0,5400pp	+0,1889pp	+0,8225pp	+1,3734pp	+1,8523pp	+2,2686pp	+2,6305pp	+2,9452pp	+3,2188pp	+3,4566pp	+3,6638pp	+3,8430pp	+3,9993pp	+4,1351pp	+4,2532pp	+4,3559pp	+4,4452pp	
110,01	115,01	+0,0383pp	+0,6360pp	+1,2208pp	+1,7279pp	+2,1677pp	+2,5490pp	+2,8797pp	+3,1665pp	+3,4152pp	+3,6309pp	+3,8179pp	+3,9801pp	+4,1208pp	+4,2427pp	+4,3485pp	+4,4402pp	+4,5197pp	
115,01	120,01	+0,4299pp	+1,0521pp	+1,5902pp	+2,0558pp	+2,4584pp	+2,8068pp	+3,1081pp	+3,3687pp	+3,5942pp	+3,7892pp	+3,9579pp	+4,1039pp	+4,2301pp	+4,3393pp	+4,4337pp	+4,5155pp	+4,5861pp	
120,01	125,01	+0,8669pp	+1,4390pp	+1,9327pp	+2,3587pp	+2,7263pp	+3,0435pp	+3,3171pp	+3,5533pp	+3,7571pp	+3,9329pp	+4,0846pp	+4,2155pp	+4,3284pp	+4,4259pp	+4,5100pp	+4,5825pp	+4,6451pp	
125,01	130,01	+1,2742pp	+1,7987pp	+2,2500pp	+2,6385pp	+2,9729pp	+3,2607pp	+3,5084pp	+3,7216pp	+3,9051pp	+4,0631pp	+4,1990pp	+4,3160pp	+4,4168pp	+4,5034pp	+4,5781pp	+4,6423pp	+4,6975pp	
130,01	135,01	+1,6538pp	+2,1327pp	+2,5437pp	+2,8967pp	+3,1997pp	+3,4599pp	+3,6832pp	+3,8750pp	+4,0379pp	+4,1810pp	+4,3024pp	+4,4066pp	+4,4961pp	+4,5729pp	+4,6388pp	+4,6954pp	+4,7440pp	
135,01	140,01	+2,0073pp	+2,4427pp	+2,8155pp	+3,1347pp	+3,4082pp	+3,6424pp	+3,8429pp	+4,0147pp	+4,1617pp	+4,2877pp	+4,3956pp	+4,4880pp	+4,5671pp	+4,6349pp	+4,6929pp	+4,7426pp	+4,7852pp	
140,01	145,01	+2,3363pp	+2,7301pp	+3,0666pp	+3,3540pp	+3,5966pp	+3,8094pp	+3,9886pp	+4,1416pp	+4,2744pp	+4,3841pp	+4,4796pp	+4,5611pp	+4,6308pp	+4,6903pp	+4,7411pp	+4,7845pp	+4,8216pp	
145,01	150,01	+2,6421pp	+2,9965pp	+3,2985pp	+3,5559pp	+3,7752pp	+3,9621pp	+4,1213pp	+4,2570pp	+4,3726pp	+4,4712pp	+4,5552pp	+4,6267pp	+4,6877pp	+4,7396pp	+4,7839pp	+4,8216pp	+4,8538pp	
150,01	155,01	+2,9263pp	+3,2432pp	+3,5125pp	+3,7415pp	+3,9361pp	+4,1015pp	+4,2422pp	+4,3617pp	+4,4633pp	+4,5497pp	+4,6231pp	+4,6855pp	+4,7385pp	+4,7836pp	+4,8219pp	+4,8545pp	+4,8822pp	
155,01	160,01	+3,1901pp	+3,4714pp	+3,7098pp	+3,9120pp	+4,0834pp	+4,2288pp	+4,3521pp	+4,4566pp	+4,5452pp	+4,6203pp	+4,6840pp	+4,7380pp	+4,7838pp	+4,8226pp	+4,8556pp	+4,8835pp	+4,9071pp	
160,01	165,01	+3,4348pp	+3,6822pp	+3,8915pp	+4,0685pp	+4,2182pp	+4,3448pp	+4,4518pp	+4,5424pp	+4,6190pp	+4,6838pp	+4,7386pp	+4,7849pp	+4,8241pp	+4,8573pp	+4,8853pp	+4,9090pp	+4,9291pp	
165,01	170,01	+3,6615pp	+3,8769pp	+4,0586pp	+4,2119pp	+4,3412pp	+4,4503pp	+4,5423pp	+4,6200pp	+4,6855pp	+4,7408pp	+4,7874pp	+4,8268pp	+4,8600pp	+4,8880pp	+4,9116pp	+4,9315pp	+4,9483pp	
170,01	175,01	+3,8714pp	+4,0564pp	+4,2121pp	+4,3431pp	+4,4534pp	+4,5462pp	+4,6243pp	+4,6900pp	+4,7453pp	+4,7919pp	+4,8310pp	+4,8640pp	+4,8917pp	+4,9151pp	+4,9347pp	+4,9513pp	+4,9652pp	
175,01	180,01	+4,0655pp	+4,2218pp	+4,3530pp	+4,4632pp	+4,5556pp	+4,6332pp	+4,6944pp	+4,7531pp	+4,7990pp	+4,8375pp	+4,8699pp	+4,8971pp	+4,9199pp	+4,9390pp	+4,9551pp	+4,9686pp	+4,9799pp	
180,01	185,01	+4,2447pp	+4,3739pp	+4,4821pp	+4,5727pp	+4,6486pp	+4,7121pp	+4,7653pp	+4,8098pp	+4,8471pp	+4,8788pp	+4,9045pp	+4,9264pp	+4,9447pp	+4,9600pp	+4,9729pp	+4,9837pp	+4,9927pp	
185,01	190,01	+4,4101pp	+4,5137pp	+4,6003pp	+4,6726pp	+4,7329pp	+4,7834pp	+4,8255pp	+4,8607pp	+4,8901pp	+4,9146pp	+4,9351pp	+4,9522pp	+4,9666pp	+4,9785pp	+4,9885pp	+4,9968pp	+5,0038pp	
190,01	195,01	+4,5625pp	+4,6420pp	+4,7082pp	+4,7634pp	+4,8094pp	+4,8477pp	+4,8796pp	+4,9062pp	+4,9284pp	+4,9469pp	+4,9623pp	+4,9751pp	+4,9857pp	+4,9946pp	+5,0021pp	+5,0082pp	+5,0134pp	
195,01	200,01	+4,7026pp	+4,7595pp	+4,8067pp	+4,8459pp	+4,8786pp	+4,9057pp	+4,9282pp	+4,9469pp	+4,9625pp	+4,9754pp	+4,9862pp	+4,9951pp	+5,0025pp	+5,0087pp	+5,0138pp	+5,0181pp	+5,0217pp	
> 200,01		+4,8314pp	+4,8669pp	+4,8963pp	+4,9207pp	+4,9410pp	+4,9578pp	+4,9717pp	+4,9832pp	+4,9927pp	+5,0007pp	+5,0072pp	+5,0127pp	+5,0172pp	+5,0209pp	+5,0240pp	+5,0266pp	+5,0287pp	

		Produção Média dos Poros Produtivos (bbl/d)																
De	até	17.500	18.000	18.500	19.000	19.500	20.000	20.500	21.000	21.500	22.000	22.500	23.000	23.500	24.000	24.500	25.000	25.500
		18.000	18.500	19.000	19.500	20.000	20.500	21.000	21.500	22.000	22.500	23.000	23.500	24.000	24.500	25.000	25.500	26.000
0	5.0l	-1,4747pp	-0,9289pp	-0,4289pp	+0,0292pp	+0,4489pp	+0,8335pp	+1,1858pp	+1,5087pp	+1,8045pp	+2,0755pp	+2,3238pp	+2,5513pp	+2,7597pp	+2,9507pp	+3,1256pp	+3,2859pp	+3,4328pp
5.0l	10.0l	-0,7862pp	-0,2849pp	+0,1734pp	+0,5922pp	+0,9749pp	+1,3247pp	+1,6444pp	+1,9366pp	+2,2036pp	+2,4476pp	+2,6707pp	+2,8745pp	+3,0608pp	+3,2311pp	+3,3867pp	+3,5289pp	+3,6589pp
10.0l	15.0l	-0,1674pp	+0,2926pp	+0,7119pp	+1,0942pp	+1,4428pp	+1,7605pp	+2,0502pp	+2,3142pp	+2,5550pp	+2,7745pp	+2,9745pp	+3,1569pp	+3,3232pp	+3,4748pp	+3,6130pp	+3,7390pp	+3,8539pp
15.0l	20.0l	+0,3886pp	+0,8100pp	+1,1933pp	+1,5418pp	+1,8588pp	+2,1470pp	+2,4091pp	+2,6474pp	+2,8642pp	+3,0613pp	+3,2405pp	+3,4035pp	+3,5518pp	+3,6866pp	+3,8091pp	+3,9206pp	+4,0220pp
20.0l	25.0l	+0,8879pp	+1,2736pp	+1,6234pp	+1,9407pp	+2,2285pp	+2,4896pp	+2,7265pp	+2,9413pp	+3,1362pp	+3,3130pp	+3,4733pp	+3,6188pp	+3,7507pp	+3,8704pp	+3,9790pp	+4,0774pp	+4,1668pp
25.0l	30.0l	+1,3363pp	+1,6887pp	+2,0075pp	+2,2960pp	+2,5570pp	+2,7932pp	+3,0069pp	+3,2003pp	+3,3753pp	+3,5336pp	+3,6769pp	+3,8065pp	+3,9238pp	+4,0300pp	+4,1260pp	+4,2129pp	+4,2915pp
30.0l	35.0l	+1,7386pp	+2,0602pp	+2,3504pp	+2,6123pp	+2,8487pp	+3,0621pp	+3,2547pp	+3,4286pp	+3,5855pp	+3,7271pp	+3,8549pp	+3,9703pp	+4,0744pp	+4,1684pp	+4,2532pp	+4,3298pp	+4,3989pp
35.0l	40.0l	+2,0996pp	+2,3926pp	+2,6564pp	+2,8939pp	+3,1077pp	+3,3002pp	+3,4735pp	+3,6296pp	+3,7701pp	+3,8966pp	+4,0104pp	+4,1130pp	+4,2053pp	+4,2884pp	+4,3632pp	+4,4306pp	+4,4912pp
40.0l	45.0l	+2,4232pp	+2,6898pp	+2,9293pp	+3,1443pp	+3,3374pp	+3,5109pp	+3,6666pp	+3,8065pp	+3,9321pp	+4,0450pp	+4,1463pp	+4,2373pp	+4,3190pp	+4,3924pp	+4,4583pp	+4,5175pp	+4,5707pp
45.0l	50.0l	+2,7132pp	+2,9555pp	+3,1725pp	+3,3670pp	+3,5411pp	+3,6972pp	+3,8370pp	+3,9622pp	+4,0744pp	+4,1748pp	+4,2649pp	+4,3455pp	+4,4178pp	+4,4825pp	+4,5405pp	+4,5924pp	+4,6389pp
50.0l	55.0l	+2,9730pp	+3,1928pp	+3,3893pp	+3,5648pp	+3,7217pp	+3,8619pp	+3,9871pp	+4,0991pp	+4,1991pp	+4,2885pp	+4,3683pp	+4,4397pp	+4,5035pp	+4,5605pp	+4,6114pp	+4,6569pp	+4,6976pp
55.0l	60.0l	+3,2056pp	+3,4048pp	+3,5823pp	+3,7406pp	+3,8816pp	+4,0074pp	+4,1194pp	+4,2194pp	+4,3084pp	+4,3878pp	+4,4585pp	+4,5216pp	+4,5778pp	+4,6279pp	+4,6726pp	+4,7124pp	+4,7479pp
60.0l	65.0l	+3,4137pp	+3,5939pp	+3,7541pp	+3,8966pp	+4,0232pp	+4,1358pp	+4,2360pp	+4,3250pp	+4,4024pp	+4,4746pp	+4,5371pp	+4,5928pp	+4,6423pp	+4,6863pp	+4,7254pp	+4,7601pp	+4,7911pp
65.0l	70.0l	+3,5998pp	+3,7626pp	+3,9069pp	+4,0349pp	+4,1485pp	+4,2492pp	+4,3385pp	+4,4177pp	+4,4880pp	+4,5503pp	+4,6056pp	+4,6546pp	+4,6981pp	+4,7366pp	+4,7700pp	+4,8012pp	+4,8281pp
70.0l	75.0l	+3,7661pp	+3,9129pp	+4,0428pp	+4,1576pp	+4,2593pp	+4,3492pp	+4,4287pp	+4,4991pp	+4,5613pp	+4,6164pp	+4,6652pp	+4,7083pp	+4,7464pp	+4,7802pp	+4,8100pp	+4,8364pp	+4,8598pp
75.0l	80.0l	+3,9147pp	+4,0468pp	+4,1634pp	+4,2663pp	+4,3571pp	+4,4373pp	+4,5080pp	+4,5704pp	+4,6255pp	+4,6741pp	+4,7170pp	+4,7548pp	+4,7882pp	+4,8177pp	+4,8437pp	+4,8667pp	+4,8869pp
80.0l	85.0l	+4,0473pp	+4,1660pp	+4,2706pp	+4,3626pp	+4,4435pp	+4,5148pp	+4,5776pp	+4,6328pp	+4,6815pp	+4,7243pp	+4,7620pp	+4,7951pp	+4,8243pp	+4,8500pp	+4,8727pp	+4,8926pp	+4,9101pp
85.0l	90.0l	+4,1656pp	+4,2721pp	+4,3656pp	+4,4477pp	+4,5198pp	+4,5831pp	+4,6387pp	+4,6875pp	+4,7304pp	+4,7680pp	+4,8010pp	+4,8301pp	+4,8555pp	+4,8779pp	+4,8976pp	+4,9148pp	+4,9300pp
90.0l	95.0l	+4,2710pp	+4,3663pp	+4,4498pp	+4,5230pp	+4,5870pp	+4,6431pp	+4,6922pp	+4,7353pp	+4,7730pp	+4,8060pp	+4,8349pp	+4,8603pp	+4,8825pp	+4,9019pp	+4,9189pp	+4,9338pp	+4,9469pp
95.0l	100.0l	+4,3649pp	+4,4501pp	+4,5244pp	+4,5894pp	+4,6462pp	+4,6958pp	+4,7392pp	+4,7771pp	+4,8101pp	+4,8391pp	+4,8643pp	+4,8864pp	+4,9057pp	+4,9225pp	+4,9372pp	+4,9501pp	+4,9613pp
100.0l	105.0l	+4,4485pp	+4,5243pp	+4,5905pp	+4,6481pp	+4,6983pp	+4,7421pp	+4,7803pp	+4,8135pp	+4,8425pp	+4,8677pp	+4,8898pp	+4,9089pp	+4,9257pp	+4,9402pp	+4,9529pp	+4,9640pp	+4,9736pp
105.0l	110.0l	+4,5227pp	+4,5902pp	+4,6488pp	+4,6998pp	+4,7441pp	+4,7827pp	+4,8162pp	+4,8453pp	+4,8706pp	+4,8926pp	+4,9118pp	+4,9284pp	+4,9429pp	+4,9554pp	+4,9664pp	+4,9759pp	+4,9841pp
110.0l	115.0l	+4,5887pp	+4,6485pp	+4,7004pp	+4,7454pp	+4,7844pp	+4,8182pp	+4,8476pp	+4,8730pp	+4,8951pp	+4,9142pp	+4,9308pp	+4,9452pp	+4,9576pp	+4,9685pp	+4,9778pp	+4,9860pp	+4,9930pp
115.0l	120.0l	+4,6473pp	+4,7002pp	+4,7459pp	+4,7855pp	+4,8197pp	+4,8493pp	+4,8749pp	+4,8971pp	+4,9163pp	+4,9328pp	+4,9472pp	+4,9596pp	+4,9703pp	+4,9796pp	+4,9876pp	+4,9946pp	+5,0006pp
120.0l	125.0l	+4,6992pp	+4,7458pp	+4,7860pp	+4,8207pp	+4,8507pp	+4,8765pp	+4,8988pp	+4,9180pp	+4,9346pp	+4,9490pp	+4,9613pp	+4,9720pp	+4,9812pp	+4,9891pp	+4,9960pp	+5,0019pp	+5,0070pp
125.0l	130.0l	+4,7451pp	+4,7861pp	+4,8213pp	+4,8516pp	+4,8778pp	+4,9002pp	+4,9196pp	+4,9362pp	+4,9505pp	+4,9629pp	+4,9735pp	+4,9826pp	+4,9905pp	+4,9973pp	+5,0031pp	+5,0081pp	+5,0124pp
130.0l	135.0l	+4,7858pp	+4,8216pp	+4,8524pp	+4,8788pp	+4,9014pp	+4,9209pp	+4,9376pp	+4,9520pp	+4,9643pp	+4,9749pp	+4,9840pp	+4,9918pp	+4,9985pp	+5,0042pp	+5,0091pp	+5,0134pp	+5,0170pp
135.0l	140.0l	+4,8217pp	+4,8529pp	+4,8796pp	+4,9025pp	+4,9221pp	+4,9389pp	+4,9533pp	+4,9656pp	+4,9762pp	+4,9852pp	+4,9929pp	+4,9996pp	+5,0052pp	+5,0101pp	+5,0143pp	+5,0178pp	+5,0209pp
140.0l	145.0l	+4,8533pp	+4,8804pp	+4,9035pp	+4,9233pp	+4,9401pp	+4,9546pp	+4,9669pp	+4,9774pp	+4,9864pp	+4,9941pp	+5,0006pp	+5,0062pp	+5,0110pp	+5,0151pp	+5,0186pp	+5,0216pp	+5,0241pp
145.0l	150.0l	+4,8812pp	+4,9045pp	+4,9244pp	+4,9414pp	+4,9558pp	+4,9681pp	+4,9786pp	+4,9876pp	+4,9952pp	+5,0017pp	+5,0072pp	+5,0119pp	+5,0159pp	+5,0194pp	+5,0223pp	+5,0248pp	+5,0269pp
150.0l	155.0l	+4,9057pp	+4,9257pp	+4,9427pp	+4,9572pp	+4,9695pp	+4,9799pp	+4,9888pp	+4,9963pp	+5,0027pp	+5,0082pp	+5,0128pp	+5,0168pp	+5,0201pp	+5,0230pp	+5,0254pp	+5,0274pp	+5,0292pp
155.0l	160.0l	+4,9272pp	+4,9442pp	+4,9587pp	+4,9709pp	+4,9813pp	+4,9901pp	+4,9975pp	+5,0038pp	+5,0092pp	+5,0137pp	+5,0176pp	+5,0209pp	+5,0236pp	+5,0260pp	+5,0280pp	+5,0297pp	+5,0311pp
160.0l	165.0l	+4,9461pp	+4,9604pp	+4,9725pp	+4,9828pp	+4,9915pp	+4,9988pp	+5,0050pp	+5,0103pp	+5,0147pp	+5,0185pp	+5,0217pp	+5,0244pp	+5,0266pp	+5,0285pp	+5,0302pp	+5,0315pp	+5,0327pp
165.0l	170.0l	+4,9625pp	+4,9745pp	+4,9846pp	+4,9931pp	+5,0003pp	+5,0064pp	+5,0115pp	+5,0158pp	+5,0194pp	+5,0225pp	+5,0251pp	+5,0273pp	+5,0291pp	+5,0307pp	+5,0320pp	+5,0331pp	+5,0340pp
170.0l	175.0l	+4,9769pp	+4,9867pp	+4,9950pp	+5,0020pp	+5,0079pp	+5,0128pp	+5,0170pp	+5,0205pp	+5,0234pp	+5,0259pp	+5,0280pp	+5,0298pp	+5,0312pp	+5,0325pp	+5,0335pp	+5,0344pp	+5,0352pp
175.0l	180.0l	+4,9894pp	+4,9974pp	+5,0041pp	+5,0097pp	+5,0144pp	+5,0184pp	+5,0217pp	+5,0245pp	+5,0268pp	+5,0288pp	+5,0305pp	+5,0318pp	+5,0330pp	+5,0340pp	+5,0348pp	+5,0355pp	+5,0361pp
180.0l	185.0l	+5,0002pp	+5,0065pp	+5,0118pp	+5,0163pp	+5,0200pp	+5,0231pp	+5,0257pp	+5,0279pp	+5,0297pp	+5,0312pp	+5,0325pp	+5,0336pp	+5,0345pp	+5,0352pp	+5,0359pp	+5,0364pp	+5,0368pp
185.0l	190.0l	+5,0096pp	+5,0145pp	+5,0185pp	+5,0219pp	+5,0247pp	+5,0271pp	+5,0291pp	+5,0307pp	+5,0321pp	+5,0333pp	+5,0342pp	+5,0350pp	+5,0357pp	+5,0362pp	+5,0367pp	+5,0371pp	+5,0374pp
190.0l	195.0l	+5,0177pp	+5,0212pp	+5,0242pp	+5,0267pp	+5,0288pp	+5,0305pp	+5,0319pp	+5,0331pp	+5,0341pp	+5,0349pp	+5,0356pp	+5,0362pp	+5,0367pp	+5,0371pp	+5,0374pp	+5,0377pp	+5,0379pp
195.0l	200.0l	+5,0246pp	+5,0270pp	+5,0291pp	+5,0308pp	+5,0322pp	+5,0333pp	+5,0343pp	+5,0351pp	+5,0358pp	+5,0363pp	+5,0368pp	+5,0372pp	+5,0375pp	+5,0378pp	+5,0380pp	+5,0382pp	+5,0383pp
> 200.0l		+5,0305pp	+5,0320pp	+5,0332pp	+5,0342pp	+5,0350pp	+5,0357pp	+5,0363pp	+5,0368pp	+5,0372pp	+5,0375pp	+5,0378pp	+5,0380pp	+5,0382pp	+5,0383pp	+5,0385pp	+5,0386pp	+5,0387pp



De	até	Produção Média dos Poços Produtores (bbld)																
		34.500	35.000	35.500	36.000	36.500	37.000	37.500	38.000	38.500	39.000	39.500	40.000	40.500	41.000	41.500	42.000	42.500
		35.000	35.500	36.000	36.500	37.000	37.500	38.000	38.500	39.000	39.500	40.000	40.500	41.000	41.500	42.000	42.500	43.000
0	5,00	+4.7066pp	+4.7344pp	+4.7600pp	+4.7833pp	+4.8048pp	+4.8244pp	+4.8424pp	+4.8588pp	+4.8740pp	+4.8878pp	+4.9005pp	+4.9121pp	+4.9227pp	+4.9325pp	+4.9414pp	+4.9496pp	+4.9571pp
5,01	10,00	+4.7660pp	+4.7895pp	+4.8109pp	+4.8306pp	+4.8485pp	+4.8649pp	+4.8799pp	+4.8936pp	+4.9061pp	+4.9176pp	+4.9280pp	+4.9376pp	+4.9463pp	+4.9543pp	+4.9616pp	+4.9683pp	+4.9744pp
10,01	15,00	+4.8149pp	+4.8347pp	+4.8527pp	+4.8692pp	+4.8842pp	+4.8979pp	+4.9104pp	+4.9217pp	+4.9321pp	+4.9416pp	+4.9502pp	+4.9580pp	+4.9652pp	+4.9717pp	+4.9777pp	+4.9831pp	+4.9880pp
15,01	20,00	+4.8551pp	+4.8718pp	+4.8870pp	+4.9007pp	+4.9133pp	+4.9247pp	+4.9351pp	+4.9445pp	+4.9531pp	+4.9609pp	+4.9679pp	+4.9744pp	+4.9803pp	+4.9856pp	+4.9904pp	+4.9948pp	+4.9989pp
20,01	25,00	+4.8883pp	+4.9023pp	+4.9150pp	+4.9265pp	+4.9370pp	+4.9465pp	+4.9551pp	+4.9629pp	+4.9699pp	+4.9764pp	+4.9822pp	+4.9875pp	+4.9923pp	+4.9966pp	+5.0006pp	+5.0041pp	+5.0074pp
25,01	30,00	+4.9155pp	+4.9273pp	+4.9379pp	+4.9475pp	+4.9563pp	+4.9641pp	+4.9713pp	+4.9777pp	+4.9836pp	+4.9888pp	+4.9936pp	+4.9980pp	+5.0019pp	+5.0054pp	+5.0086pp	+5.0115pp	+5.0141pp
30,01	35,00	+4.9379pp	+4.9478pp	+4.9567pp	+4.9647pp	+4.9719pp	+4.9785pp	+4.9844pp	+4.9897pp	+4.9945pp	+4.9989pp	+5.0028pp	+5.0063pp	+5.0095pp	+5.0124pp	+5.0150pp	+5.0173pp	+5.0195pp
35,01	40,00	+4.9563pp	+4.9646pp	+4.9720pp	+4.9787pp	+4.9847pp	+4.9901pp	+4.9950pp	+4.9994pp	+5.0034pp	+5.0069pp	+5.0101pp	+5.0130pp	+5.0156pp	+5.0180pp	+5.0201pp	+5.0220pp	+5.0237pp
40,01	45,00	+4.9714pp	+4.9783pp	+4.9845pp	+4.9901pp	+4.9951pp	+4.9996pp	+5.0036pp	+5.0072pp	+5.0105pp	+5.0134pp	+5.0160pp	+5.0184pp	+5.0205pp	+5.0224pp	+5.0241pp	+5.0256pp	+5.0270pp
45,01	50,00	+4.9838pp	+4.9896pp	+4.9948pp	+4.9994pp	+5.0035pp	+5.0072pp	+5.0105pp	+5.0135pp	+5.0162pp	+5.0186pp	+5.0207pp	+5.0226pp	+5.0243pp	+5.0259pp	+5.0272pp	+5.0285pp	+5.0296pp
50,01	55,00	+4.9940pp	+4.9988pp	+5.0031pp	+5.0069pp	+5.0103pp	+5.0134pp	+5.0161pp	+5.0186pp	+5.0208pp	+5.0227pp	+5.0245pp	+5.0260pp	+5.0274pp	+5.0286pp	+5.0298pp	+5.0308pp	+5.0316pp
55,01	60,00	+5.0023pp	+5.0063pp	+5.0099pp	+5.0131pp	+5.0159pp	+5.0184pp	+5.0207pp	+5.0227pp	+5.0244pp	+5.0260pp	+5.0275pp	+5.0287pp	+5.0298pp	+5.0308pp	+5.0317pp	+5.0325pp	+5.0333pp
60,01	65,00	+5.0092pp	+5.0125pp	+5.0154pp	+5.0181pp	+5.0204pp	+5.0225pp	+5.0243pp	+5.0259pp	+5.0274pp	+5.0287pp	+5.0298pp	+5.0309pp	+5.0318pp	+5.0326pp	+5.0334pp	+5.0340pp	+5.0345pp
65,01	70,00	+5.0148pp	+5.0175pp	+5.0199pp	+5.0221pp	+5.0240pp	+5.0257pp	+5.0272pp	+5.0286pp	+5.0298pp	+5.0309pp	+5.0318pp	+5.0326pp	+5.0334pp	+5.0340pp	+5.0346pp	+5.0351pp	+5.0355pp
70,01	75,00	+5.0193pp	+5.0216pp	+5.0236pp	+5.0254pp	+5.0270pp	+5.0284pp	+5.0296pp	+5.0307pp	+5.0317pp	+5.0325pp	+5.0333pp	+5.0340pp	+5.0345pp	+5.0351pp	+5.0356pp	+5.0360pp	+5.0363pp
75,01	80,00	+5.0231pp	+5.0249pp	+5.0266pp	+5.0281pp	+5.0294pp	+5.0305pp	+5.0315pp	+5.0324pp	+5.0332pp	+5.0339pp	+5.0345pp	+5.0350pp	+5.0355pp	+5.0359pp	+5.0363pp	+5.0366pp	+5.0369pp
80,01	85,00	+5.0261pp	+5.0277pp	+5.0290pp	+5.0302pp	+5.0313pp	+5.0322pp	+5.0330pp	+5.0338pp	+5.0344pp	+5.0350pp	+5.0355pp	+5.0359pp	+5.0363pp	+5.0366pp	+5.0369pp	+5.0372pp	+5.0374pp
85,01	90,00	+5.0286pp	+5.0299pp	+5.0310pp	+5.0320pp	+5.0328pp	+5.0336pp	+5.0343pp	+5.0349pp	+5.0354pp	+5.0358pp	+5.0362pp	+5.0366pp	+5.0369pp	+5.0371pp	+5.0374pp	+5.0376pp	+5.0378pp
90,01	95,00	+5.0306pp	+5.0317pp	+5.0326pp	+5.0334pp	+5.0341pp	+5.0347pp	+5.0353pp	+5.0357pp	+5.0361pp	+5.0365pp	+5.0368pp	+5.0371pp	+5.0374pp	+5.0376pp	+5.0378pp	+5.0379pp	+5.0381pp
95,01	100,00	+5.0322pp	+5.0331pp	+5.0339pp	+5.0345pp	+5.0351pp	+5.0356pp	+5.0360pp	+5.0364pp	+5.0368pp	+5.0371pp	+5.0373pp	+5.0375pp	+5.0377pp	+5.0379pp	+5.0381pp	+5.0382pp	+5.0383pp
100,01	105,00	+5.0336pp	+5.0343pp	+5.0349pp	+5.0354pp	+5.0359pp	+5.0363pp	+5.0367pp	+5.0370pp	+5.0373pp	+5.0375pp	+5.0377pp	+5.0379pp	+5.0380pp	+5.0382pp	+5.0383pp	+5.0384pp	+5.0385pp
105,01	110,00	+5.0347pp	+5.0352pp	+5.0357pp	+5.0362pp	+5.0366pp	+5.0369pp	+5.0372pp	+5.0374pp	+5.0376pp	+5.0378pp	+5.0380pp	+5.0381pp	+5.0383pp	+5.0384pp	+5.0385pp	+5.0386pp	+5.0387pp
110,01	115,00	+5.0355pp	+5.0360pp	+5.0364pp	+5.0368pp	+5.0371pp	+5.0374pp	+5.0376pp	+5.0378pp	+5.0380pp	+5.0381pp	+5.0382pp	+5.0384pp	+5.0384pp	+5.0385pp	+5.0386pp	+5.0387pp	+5.0387pp
115,01	120,00	+5.0363pp	+5.0366pp	+5.0370pp	+5.0373pp	+5.0375pp	+5.0377pp	+5.0379pp	+5.0381pp	+5.0382pp	+5.0383pp	+5.0384pp	+5.0385pp	+5.0386pp	+5.0387pp	+5.0388pp	+5.0388pp	+5.0388pp
120,01	125,00	+5.0368pp	+5.0371pp	+5.0374pp	+5.0376pp	+5.0378pp	+5.0380pp	+5.0382pp	+5.0383pp	+5.0384pp	+5.0385pp	+5.0386pp	+5.0386pp	+5.0387pp	+5.0388pp	+5.0388pp	+5.0388pp	+5.0389pp
125,01	130,00	+5.0373pp	+5.0375pp	+5.0378pp	+5.0379pp	+5.0381pp	+5.0382pp	+5.0384pp	+5.0385pp	+5.0385pp	+5.0386pp	+5.0387pp	+5.0387pp	+5.0388pp	+5.0389pp	+5.0389pp	+5.0389pp	+5.0389pp
130,01	135,00	+5.0377pp	+5.0379pp	+5.0380pp	+5.0382pp	+5.0383pp	+5.0384pp	+5.0385pp	+5.0386pp	+5.0387pp	+5.0387pp	+5.0388pp	+5.0388pp	+5.0389pp	+5.0389pp	+5.0389pp	+5.0389pp	+5.0390pp
135,01	140,00	+5.0380pp	+5.0381pp	+5.0383pp	+5.0384pp	+5.0385pp	+5.0386pp	+5.0386pp	+5.0387pp	+5.0388pp	+5.0388pp	+5.0389pp	+5.0389pp	+5.0389pp	+5.0389pp	+5.0389pp	+5.0390pp	+5.0390pp
140,01	145,00	+5.0382pp	+5.0383pp	+5.0384pp	+5.0385pp	+5.0386pp	+5.0387pp	+5.0387pp	+5.0388pp	+5.0388pp	+5.0389pp	+5.0389pp	+5.0389pp	+5.0389pp	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0390pp
145,01	150,00	+5.0384pp	+5.0385pp	+5.0386pp	+5.0387pp	+5.0387pp	+5.0388pp	+5.0388pp	+5.0389pp	+5.0389pp	+5.0389pp	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0390pp
150,01	155,00	+5.0386pp	+5.0386pp	+5.0387pp	+5.0388pp	+5.0388pp	+5.0389pp	+5.0389pp	+5.0389pp	+5.0389pp	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0391pp
155,01	160,00	+5.0387pp	+5.0387pp	+5.0388pp	+5.0388pp	+5.0389pp	+5.0389pp	+5.0389pp	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0391pp	+5.0391pp
160,01	165,00	+5.0388pp	+5.0388pp	+5.0389pp	+5.0389pp	+5.0389pp	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp
165,01	170,00	+5.0389pp	+5.0389pp	+5.0389pp	+5.0389pp	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp
170,01	175,00	+5.0389pp	+5.0389pp	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp
175,01	180,00	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp
180,01	185,00	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp
185,01	190,00	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0390pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp
190,01	195,00	+5.0390pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp
195,01	200,00	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp
	> 200,01	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp	+5.0391pp

Notas:¹ O limite mínimo da alíquota é 1% e o limite máximo é 100%. Desta forma, todas as células para as quais o cálculo resultar em valor inferior a 1%, serão fixadas em 1%, e todas as células para as quais o cálculo resultar em valor superior a 100% serão fixadas em 100%.

² O preço do petróleo será atualizado conforme índice previsto nas minutas dos contratos de partilha de produção constantes no ANEXO XXV. ³ O “pp” que sucede cada número da tabela é a abreviatura de ponto percentual.

3 REFERÊNCIAS

ANP, Edital do Leilão dos Excedentes da Cessão Onerosa. ANP. 2019: [http://rodadas.anp.gov.br/pt/rodada-de-licitacoes-de-partilha-de-producao-do-excedente-da-cessao-onerosa/edital-contrato-partilha-producao >](http://rodadas.anp.gov.br/pt/rodada-de-licitacoes-de-partilha-de-producao-do-excedente-da-cessao-onerosa/edital-contrato-partilha-producao). Acesso em: 29 de outubro de 2019.

ANP, Boletim Mensal de Produção de Petróleo e Gás Natural, 2019.

BP Statistical Review of World Energy, 2019

Estrella, Guilherme de Oliveira. Informação pessoal, 2008.

Hall; Balogh; Murphy (2009). What is the Minimum EROI that a Sustainable Society Must Have?. In: *Energies* 2009, 2, 25-47.

Guedes, S. 2015. "Pre-Salt: What Has Been Done So Far and What is Coming Ahead". 2015 Offshore Technology Conference. May 5th , 2015. Houston, USA.

Hall, C., & Hansen, D., 2011. ed. *New Studies in EROI (Energy Return on Investment)*. Sustainability. Special Issue.

Hoyos, C. The new Seven Sisters: oil and gas giants dwarf western rivals. *Financial Times*, London. 11 March 2007.

IEA, Key World Energy Statistics, 2019

IEDI, 2107. Carta IEDI. Disponível em: <https://iedi.org.br> > cartas >

Jones, C.M & Chaves, H.A.F. "Assessment of yet-to-find-oil in the Pre-Salt area of Brazil", 14th International Congress of the Brazilian Geophysical Society, 2015.

OPEC, 2012. World Oil Outlook. Disponível em: http://www.opec.org/opec_web/en/publications/340.htm

OPEC bulletin 3/15. "Naimi defends OPEC's actions on production, sees prices stabilizing". p.4-5. <http://www.opec.org/opec>

OPEC Annual Statistical Bulletin 2019.

Ribeiro Lima, P. C, "A SITUAÇÃO ECONÔMICA, FINANCEIRA E OPERACIONAL DA PETROBRAS". Consultoria Legislativa. Câmara Federal, Março de 2015.

Ribeiro Lima, P. C. "ANÁLISE DA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DOS EXCEDENTES DA CESSÃO ONEROSA". Estudo Técnico, setembro de 2019.



RODRIGUES, L. A.; SAUER, I. L., 2015. Exploratory assessment of the economic gains of a pre-salt oil field in Brazil. *Energy Policy*, 87, 2015.

Santos, T., 1967. *El Nuevo Carácter de la Dependencia*. Santiago, Centro de Estudios Sócio-económicos da Universidade do Chile (CESO).

Sauer, I. L., 2010. Pré-sal brasileiro: uma nova independência? *Interesse nacional*, São Paulo, p. 40 - 52, 01 fev. 2010.

Sauer, I. L., 2011. Prefácio, in: Lima, P. C. R., *Pré-Sal, o novo marco legal e a capitalização da Petrobras*. Synergia, Rio de Janeiro, pp. ix–xxvii.

Sauer, I. L., Amado, N. B., Mercedes, S. S., 2011. Energia, recursos naturais e desenvolvimento, in: *AEPET, AEPET 50 Anos pelo Brasil, Petrobras e seu corpo técnico*. AEPET, Rio de Janeiro, pp. 181–195.

Sauer, I. L., Seger, S., 2011. O pré-sal e o futuro. *Versus* 6, 28–36.

SAUER, ILDO L.e RODRIGUES, LARISSA ARAÚJO. Pré-sal e Petrobras além dos discursos e mitos: disputas, riscos e desafios. *Estud. av.* [online]. 2016, vol.30, n.88, pp.185-229. ISSN 0103-4014. <http://dx.doi.org/10.1590/s0103-40142016.30880014>.

Sauer, Ildo L., O pré-sal e a geopolítica e hegemonia do petróleo face às mudanças climáticas e à transição energética. In: *Recursos Minerais no Brasil: problemas e desafios / Adolpho José Melfi, Aroldo Misi, Diogenes de Almeida Campos e Umberto Giuseppe Cordani (organizadores)*. – Rio de Janeiro: Academia Brasileira de Ciências, 2016. 420 p. ISBN: 978-85-85761-40-0 v. , p. 316-330.

The White House. “BLUE PRINT FOR A SECURE ENERGY FUTURE”. Washington. March, 2011.



4 ANEXOS

SAUER, I. L. “O pré-sal e a geopolítica e hegemonia do petróleo face às mudanças climáticas e à transição energética”. In: “Recursos Minerais no Brasil: problemas e desafios” / Adolpho José Melfi, Aroldo Misi, Diogenes de Almeida Campos e Umberto Giuseppe Cordani (organizadores). – Rio de Janeiro: Academia Brasileira de Ciências, 2016. 420 p. ISBN: 978-85-85761-40-0 v., p. 316-330.

SAUER, ILDO L. e RODRIGUES, LARISSA ARAÚJO. “Pré-sal e Petrobras além dos discursos e mitos: disputas, riscos e desafios”. *Estud. av.* [online]. 2016, vol.30, n.88, pp.185-229. ISSN 0103-4014. <http://dx.doi.org/10.1590/s0103-40142016.30880014>.