



RELATÓRIO

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE

ÓLEO E GÁS *ONSHORE* BA, ES e

NORDESTE





1. INTRODUÇÃO

O presente relatório tem por objetivo o mapeamento de oportunidades do segmento de Exploração e Produção de Óleo & Gás Onshore nos estados da Bahia, Espírito Santo e Região Nordeste que possa impactar em oportunidades para as MPE de nosso Estado.

Fontes: ANP, Brainmarket Consultoria de Negócios, Brasil Energia, EPBR Agência, FGV, Gás Energy, IBP, IHS Markit, Lobato O&G Consultoria, MME, OCDE, Petrobras, Petronotícias, Portos & Navios, Reuters, Tn Petróleo e Valor Econômico.

2. CONTEXTUALIZAÇÃO

As atividades de Exploração marcam o início da indústria de Óleo e Gás, pois, é a partir de estudos indiretos da subsuperfície que são tomadas as decisões que irão orientar todo processo de pesquisa e a definição de alvos, onde serão perfurados os poços pioneiros, que vão levar às descobertas que, em caso de serem comerciais, serão desenvolvidas como novas concessões de produção, ou simplesmente, um novos campos de petróleo.

No Brasil, todo processo tem início através da aquisição de blocos exploratórios nos leilões da Agência Nacional de Petróleo – ANP – que, atualmente, tornaram-se muito mais competitivos, uma vez que foi implantado o Regime de Oferta Permanente, onde todos os blocos que já foram a leilão anteriormente, ficam automaticamente disponíveis para serem indicados como de interesse pelas operadoras, o que permite ambiente de negócios mais rápido e fácil, pois estes certames da Oferta Permanente, ocorrem com frequência maior que a modalidade tradicional.

Todas as bacias sedimentares onde já ocorre produção estão integralmente ofertadas de modo permanente, entre outras, as bacias Norte Capixaba, Recôncavo, Tucano Sul, Sergipe-Alagoas e Potiguar, que são da área geográfica de interesse deste estudo.

Com esta possibilidade, as operadoras podem selecionar os blocos de maior interesse, sem necessitar de fazer um “estoque” de blocos para um grande e incerto período, o que demanda bastante pessoal especializado para interpretação e envolve custos também elevados.

3. CRONOLOGIA E ROTEIRO ATIVIDADE DE EXPLORAÇÃO

O processo de Exploração consiste, resumidamente, no seguinte cronograma:

- I- Análise da bacia sedimentar de interesse, no caso da Bahia, bacias do Recôncavo ou Tucano Sul, usando dados e conhecimentos especializados e disponíveis no mercado e na ANP;
- II- Estudo de blocos exploratórios, direcionados ao fluido de interesse, seja óleo ou gás natural, para escolha dos blocos a serem adquiridos;
- III- Participação do leilão da Oferta Permanente, para arrematar blocos de interesse;
- IV- Assinatura do Contrato de Concessão Exploratória, por bloco arrematado;
- V- Realização de estudo sísmico, 2D ou 3D, caso inexistente, dividido em três etapas: 1) levantamento de campo; 2) processamento dos dados e 3) interpretação das linhas e volumes sísmicos;
- VI- Escolha de alvos para perfuração de poços pioneiros, com definição de profundidade, dos reservatórios e estimativa do tipo de fluido a ser encontrado;
- VII- Perfuração dos poços e avaliação destes, em caso de indicação de presença de óleo ou gás;
- VIII- Declaração de comercialidade da descoberta;
- IX- Comunicação à ANP e;
- X- Início do Desenvolvimento da Produção do novo campo.



A partir da cronologia dos eventos e roteiro acima descritos, é que vão ser identificadas as oportunidades para as MPE do nosso Estado.

Litoestratigrafia e Plays (Bacia do Recôncavo)

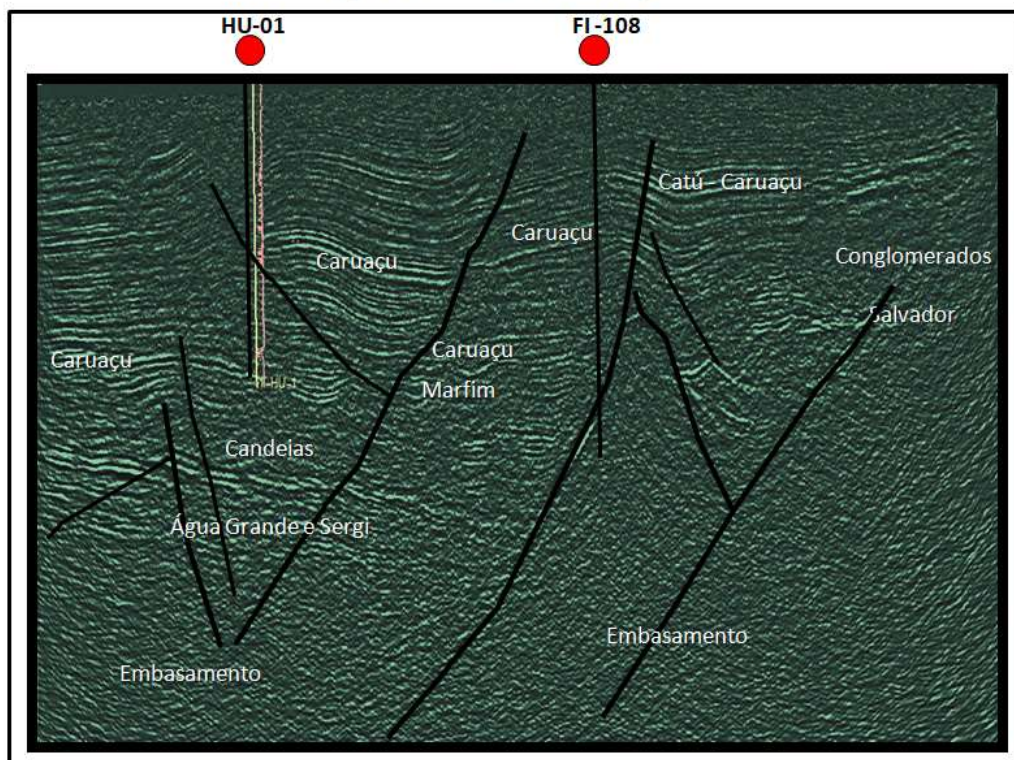


Fig. 1 – Seção sísmica, mostrando refletores e interpretação geológica. Este é o produto do levantamento sísmico, uma radiografia do subsolo.

4. CENÁRIO DA EXPLORAÇÃO ONSHORE NA BA, ES e NORDESTE

Na última rodada da Oferta Permanente, realizada em dezembro de 2020, foram ofertados um total de 221 blocos em 05 bacias, conforme tabela abaixo:

Bacia	Estado	Nº de blocos ofertados	Nº de blocos arrematados	Operadora
Recôncavo	Bahia	18	Não houve	
Tucano Sul	Bahia	15	01	Petroborn



Capixaba	Espírito Santo	27	07	Imetame
SE/AL	Sergipe	28	Não houve	
Potiguar	RN e CE	133	01	Petrorecôncavo
Total de Blocos		221	09	4%

Tabela 1 – Blocos ofertados e arrematados, por bacia, na 2ª. Rodada da Oferta Permanente

No início de dezembro de 2020, quando foi realizado o leilão da Oferta Permanente, a cotação do Brent estava na ordem de US\$ 47,00/barril, apenas sinalizando um possível início da recuperação do preço internacional, o que deve ter desmotivado as operadoras a fazerem mais aquisições.

Adicionalmente, conforme comentado acima, a possibilidade concreta de ocorrer leilões da Oferta Permanente em períodos mais curtos, permite que as operadoras façam uma programação de aquisição de blocos exploratórios mais racionalizada, focando apenas nos blocos que, efetivamente, já identificaram oportunidades de novos alvos, o que pode produzir, como resultado, um maior sucesso exploratório e que, conseqüentemente, vai acelerar a descoberta de novas jazidas e a implantação de projetos de desenvolvimento da produção, o que é benéfico para toda cadeia de fornecedores de bens e serviços.

Bacia	Estado	Nº de blocos arrematados	PEM R\$	Operadora
Recôncavo	Bahia	05	5.700.000,00	Geopark (3) Petroil (2)
Potiguar	Rio G. do Norte Ceará	19	26.800.000,00	Petrovictory(15) Phoenix(2) Imetame(1) Geopark(1)
Total de blocos		14	34.500.000,00	

Tabela 2 – Blocos ofertados e arrematados, por bacia, na 1ª. Rodada da Oferta Permanente



Blocos Exploratórios - Setor SREC-T2 - Bacia do Recôncavo
Exploratory Blocks - SREC-T2 Sector - Recôncavo Basin

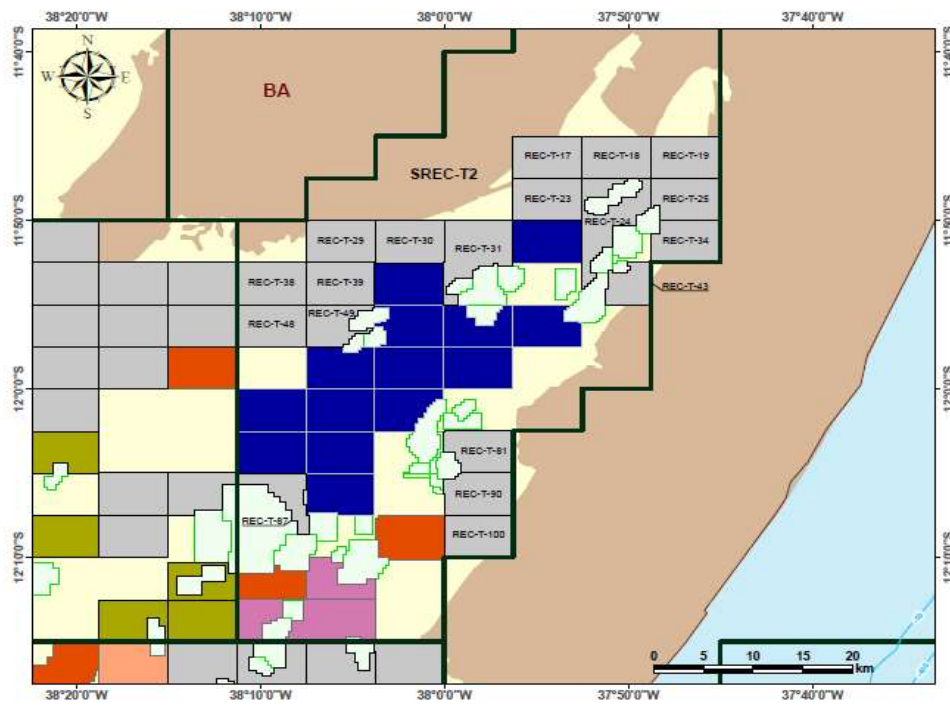


Fig 2 -Mapa dos blocos da 2ª. Rodada da Oferta Permanente na Bacia do Recôncavo – Bahia (cor cinza, com siglas)



Blocos Exploratórios - Setor STUC-S - Bacia de Tucano Sul
Exploratory Blocks - STUC-S Sector - Tucano Sul Basin

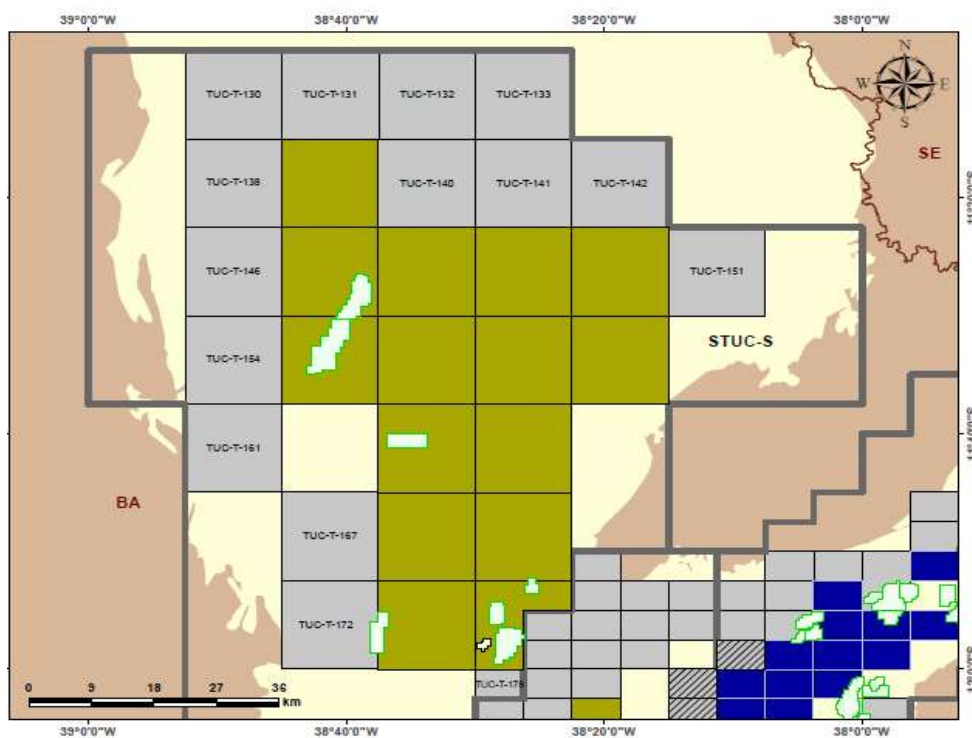


Fig 3-Mapa dos blocos da 2ª. Rodada da Oferta Permanente na Bacia do Tucano Sul – Bahia (cor cinza, com siglas)

Paralelamente aos programas que serão realizados nos blocos do último leilão, as operadoras que atuam no Espírito Santo, Bahia e Nordeste contam com cerca de 70 blocos exploratórios adquiridos em rodadas anteriores, onde alguns trabalhos já estão em andamento. Somados aos 33 blocos da Oferta Permanente, temos um total de pouco mais de 100 blocos exploratórios com contrato de concessão assinado, o que indica um potencial significativo de trabalhos que deverão ser realizados no horizonte de três anos.

É possível estimar alguns serviços que serão realizados pelas operadoras nos blocos exploratórios, na Bahia e no Rio Grande do Norte, da forma abaixo:

PETROBORN- BAHIA: Vai realizar levantamento sísmico no bloco exploratório da Bacia Tucano Sul e estuda perfurar poço pioneiro no bloco, que é adjacente ao Campo de Iraí, onde já produz gás natural. O levantamento sísmico também vai cobrir o Campo de Iraí, com possibilidade de identificar novos alvos para perfuração de poço de produção, dentro da *ring-fence* do Campo.

IMETAME-ESPÍRITO SANTO: – Seguindo a programação geral de blocos exploratórios, deverá realizar levantamento sísmico nos blocos adquiridos, e perfurar poços pioneiros.

PETRORECÔNCAVO-RIO GRANDE DO NORTE: Do mesmo modo, deverá realizar levantamento sísmico e perfurar poço pioneiro no bloco exploratório adquirido.

Adicionalmente, há hoje na Bahia, duas operadoras que se destacam, por serem as principais vencedoras dos processos de desinvestimento realizados pela Petrobras, que são a Petrorecôncavo e a 3R Petroleum.

A **PETRORECÔNCAVO** já está na Bahia desde o ano 2000, quando foi contratada pela Petrobras para operar 12 campos da estatal. Até então, nos processos de desinvestimento da Petrobras, a Petrorecôncavo assumiu os dois polos de produção denominados Polo Remanso e Polo Miranga, com 12 e nove campos respectivamente, somando 21 campos, que adicionados a outros quatro que já detinha anteriormente, totaliza a operação de 25 campos na Bahia.

Por sua vez, a **3R PETROLEUM** é uma empresa nova, que tem demonstrado boa capacidade de fazer ofertas competitivas, já tendo sido vencedora em dois polos de produção na Bahia, que são o Rio Ventura e o Recôncavo, com 14 e oito concessões, respectivamente, totalizando a operação de 22 campos no Estado.

Complementando a lista de operadoras que venceram processos e licitação da Petrobras, tem a **EAGLE/PETROMAIS**, que já assumiu a operação do Pólo Tucano Sul, o qual compreende quatro concessões de produção de gás não associado, e já está em planejamento para construir uma UPGN com capacidade de processar 200.000m³/dia.

A empresa **ALVOPETRO**, que já opera na Bahia, produz gás natural, processa em UPGN própria e entrega para a Bahiagás cerca de 300.000 m³/dia, também realiza investimentos na Exploração, tendo perfurado um poço pioneiro em 2018 onde fez uma descoberta de novo campo de gás não associado, estando em elaboração o estudo para declaração de comercialidade, junto à ANP, o que vai demandar a perfuração de poços de desenvolvimento da produção, a partir de 2022, para implantar a malha de drenagem do novo campo.

Ainda em relação ao processo de desinvestimento da Petrobras, na área *onshore*, de nosso interesse, estão em andamento, na Fase Vinculante, os seguintes Pólos:

Polo	Estado	Número de campos
Bahia Terra	Bahia	28

Norte Capixaba	Espírito Santo	05
Carmópolis	Sergipe	11
Alagoas	Alagoas	07
Potiguar	Rio Grande do Norte	23

Tabela 3: Polos Onshore

A conclusão dos processos de venda dos cinco Polos de Produção acima, vai dar continuidade aos projetos de recuperação da produção de petróleo e gás natural, que já estão sendo realizados nos Polos de Riacho da Forquilha-RN, pela Petrorecôncavo e Macau-RN, pela 3R Petroleum.

É importante ressaltar que, embora este grande programa de desinvestimento *onshore* da Petrobras seja, basicamente, em concessões de produção, seguramente, há oportunidades de perfuração de novos poços, com caráter exploratório, dentro das *ring-fences* destas concessões, mas que não foram realizadas pela Petrobras, além de outras que deverão ser identificadas pelas novas operadoras.

5. POTENCIAL DE SERVIÇOS PARA PEQUENAS E MÉDIAS EMPRESAS

Em geral, as atividades que demandam serviços na fase da Exploração e com potencial para ser atendidas por PME, podem resumidas em 1) levantamentos sísmicos e 2) perfuração de poços pioneiros, sendo que, após a conclusão destas etapas a fase da Exploração é encerrada, sendo iniciada a fase de Desenvolvimento da Produção.

Os levantamentos sísmicos consistem na instalação da chamada Equipe Sísmica, na área geográfica onde o serviço será realizado, sendo comum as seguintes demandas:

- 1) Contratação de pessoal não especializado, em número elevado, variando 100 a 200 trabalhadores, pelo período de trabalho de campo, normalmente em torno de seis meses;

- 2) Aluguel de imóveis para alojamento
- 3) Alimentação
- 4) Lavanderia
- 5) Fornecimento de EPI
- 6) Aluguel de automóveis
- 7) Serviços gerais

A perfuração de poços pioneiros se assemelha bastante à perfuração de poços de produção, onde são demandados, os seguintes serviços:

- 1) Licenciamento ambiental
- 2) Construção de base e acesso
- 3) Alimentação
- 4) Transporte para as equipes de turno da sonda
- 5) Vigilância
- 6) Serviços gerais

Como as informações relativas aos planejamentos das atividades de Exploração das operadoras, normalmente não são disponibilizados, podemos fazer um levantamento tentativo das demandas no horizonte de três anos, na área geográfica de abrangência ora estudada.

Levantamentos sísmicos:

Bahia – 01

Espírito Santo – 01

Rio Grande do Norte – 02

Perfuração de poços pioneiros:

Bahia – 06

Espírito Santo – 07

6. CENÁRIO E OPORTUNIDADES EM CAPEX NA PRODUÇÃO ONSHORE

Mesmo a crise do COVID-19, que chegou ao ponto de pequenos produtores privados hibernarem parte de suas produções, a cadeia do *onshore* vem se recuperando ao longo dos últimos 10 meses com a estabilidade do preço do barril em torno de U\$D 60,00. Os médios e grandes produtores privados retomaram parte dos investimentos (CAPEX) ora adiados, já com consultas ao mercado para investimentos em 2021 e 2022.

Mesmo assim projetamos a retomada plena destes investimentos para 2021 e 2022, como exemplo podemos citar a 3R Petróleo e PetroRecôncavo que ajustaram seus investimentos.

Com a recente valorização da commodity, as empresas estão considerando antecipar parte das atividades que ficariam para o ano que vem, até porque o retorno dos investimentos do *onshore* é imediato.

Com relação aos campos operados pela Petrobras, parte deles foram hibernados, causando um impacto nas Unidades Operacionais UO's BA (Recôncavo Baiano), SEAL (Sergipe e Alagoas) e RNCE (Rio Grande do Norte e Ceará). Todos os prestadores de serviços destas UO's tiveram parte de seus contratos reduzidos que deixarão de existir nos próximos 2 anos sendo repassados para vários outros players que estão adquirindo campos da Petrobras conforme veremos abaixo:

6.1. Alagoas

A Petrobras divulgou, em junho, a venda de campos de terra e águas rasas em Alagoas, totalizando 11 concessões de produção de 6.600 bpd de Óleo e 930.00 M3/dia de Gás

Natural. Além das concessões e suas instalações de produção, está incluída na transação a unidade de processamento de gás natural de Alagoas com capacidade de 2 milhões de M3/dia.

6.2. Polo Tucano Sul

Em março deste ano a Petrobras vendeu para a empresa brasileira Eagle Exploração de Óleo e Gás a participação em quatro campos terrestres localizados na Bacia de Tucano Sul, na Bahia. O Polo Tucano Sul fica localizado no Estado da Bahia e a operação aprovada refere-se às concessões dos campos de Conceição, Quererá, Fazenda Matinha e Fazenda Santa Rosa, e outros ativos correlatos. Os quatro campos estão a cerca de 110 quilômetros de Salvador e, em 2019, produziram, em média 25.000 m³/dia de gás, não havendo produção de óleo, podendo chegar a 180.000 m³/d. Foi adquirido pela Eagle E&P e operado pela PETROMAIS.

A Eagle é o braço de exploração e produção (E&P) do Grupo CKL, que atua no Brasil com negócios em infraestrutura, obras eletromecânicas, concessões rodoviárias, setor imobiliário, energia e saneamento.

6.3. Polo Urucu

Agora em julho, informou também o início de processo de oferta da totalidade de suas participações em um conjunto de concessões de campos de terra de E&P (“Polo Urucu”), localizadas na Bacia de Solimões no Estado de Amazonas, Brasil.

O objeto deste Processo consiste na cessão dos direitos de exploração, desenvolvimento e produção de óleo e gás natural desse grupo de campos de terra, com instalações integradas, visando fornecer aos potenciais compradores plenas condições de operação. O Polo Urucu compreende 7 concessões com a produção média mensal no 1º trimestre de 2020 de 106.353 boed, sendo 16.525 bpd de óleo e condensado e 14.281 Mm³/d de

gás, além de 1,137 mil ton/dia de GLP. Além das concessões e suas instalações de produção, estão incluídos na transação as facilidades de processamento e armazenamento da produção de petróleo e gás natural do Polo Arara, com destaque para 4 Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs) e estações de tratamento e compressão, tanques de petróleo e esferas de GLP.

6.4. Campo terrestre de Dó-Ré-Mi

A Petrobras, assinou com a Centro Oeste Óleo e Gás Ltda. contrato para a venda da totalidade de sua participação no campo terrestre de Dó-Ré-Mi, localizado na Bacia de Sergipe-Alagoas, no estado de Sergipe.

6.5. Polo Cricaré

A Petrobras oficializou a assinatura do contrato para a venda da totalidade de sua participação em 27 concessões terrestres de exploração e produção do Polo Cricaré, no norte do Espírito Santo, para a empresa Karavan Oil& Gás.

6.6. Polo Rio Ventura

Em agosto a Petrobras assinou contrato para a venda da totalidade de sua participação no Polo Rio Ventura à 3R Petroleum. O Polo Rio Ventura, localizado na Bahia, é composto por oito campos terrestres de exploração e produção, tendo a Petrobras como detentora de 100% de participação. O ativo somou produção de aproximadamente 1.050 barris de óleo por dia e 33 mil metros cúbicos diários de gás no primeiro semestre deste ano.

O *closing* deste processo está previsto para maio próximo e o início da operação pela 3R deve acontecer no segundo semestre de 2021.

6.7. Polo Potiguar

Em setembro colocou à venda 26 campos terrestres e em águas rasas, além da Refinaria Clara Camarão no Rio grande do Norte. As áreas produziram, em média, 26 mil bpd de petróleo e 221 mil m³/d de gás natural em 2019. Batizado como Polo Potiguar, o projeto de desinvestimento foi dividido em três subpolos.

Junto com a empresa está vendendo 32 estações coletoras, uma estação coletora e compressora (ECC), três estações de injeção de água (EIA); as bases administrativas e operacionais, incluindo laboratório para análise de óleo e água, oficina de manutenção e estoque de material. Também está se desfazendo de 15 geradores de vapor fixos e seis geradores de vapor móveis; vaporduto de 30 km, entre 8" e 20", além das estações controladoras de vapor.

6.8. Campos de Cioba

A Petrobras também vai se desfazer dos campos de Cioba, Oeste de Ubarana e Ubarana, que juntos têm 28 plataformas instaladas em águas rasas. São 17 plataformas fixas, das quais 2 são habitadas, e 11 plataformas de aço do tipo jaqueta. A venda inclui 273 km de duto de distribuição e o Porto de Guamaré.

A SEGUIR LISTAMOS AS PRINCIPAIS OPORTUNIDADES POTENCIAIS EM INVESTIMENTOS NA PRODUÇÃO ONSHORE

Com a saída do operador dominante, observa-se a criação de um mercado com novos agentes econômicos trazendo pluralidade, diversidade e dinamicidade. Espera-se uma recuperação na produção tanto de Óleo quanto de Gás Natural podendo quadruplicar nos próximos 5 anos com novos investimentos.

Na tabela abaixo estão listadas as principais oportunidades onshore ofertadas pela Petrobras no programa de desinvestimento, reunindo 14 Polos de Produção, que incluem 128 campos.

Os dados de produção de óleo e gás são relativos às médias diárias verificadas em 2019. Como há o declínio natural da produção e, por estarem incluídos em programa de desinvestimento, os campos não vem recebendo investimentos para manutenção ou aumento da produção, tais valores diários tendem a estar reduzidos

PROGRAMA DE DESINVESTIMENTO ONSHORE PETROBRAS - PROCESSOS EM ANDAMENTO							
ESTADO	PÓLO	BACIA	Nº CAMPOS	PROD. ÓLEO bbl/d	PROD. GÁS m³/dia	NOVO OPERADOR	SITUAÇÃO ATUAL
AMAZONAS	Azulão	Amazonas	1	0	500.000	ENEVA	Operando
	Polo Urucu	Amazonas	7 concessões	16.525	14.281	ENEVA	Em fase de Transição
	Cupiuba	Amazonas	2	81	82.000	ENEVA	Aguardando anúncio

PROGRAMA DE DESINVESTIMENTO ONSHORE PETROBRAS - PROCESSOS EM ANDAMENTO							
ESTADO	PÓLO	BACIA	Nº CAMPOS	PROD. ÓLEO bbl/d	PROD. GÁS m³/dia	NOVO OPERADOR	SITUAÇÃO ATUAL
BAHIA	Miranga	Recôncavo	9	1.200	433.000	PETRORECÔNCAVO	Aguardando anúncio
	Tucano Sul	Tucano Sul	4	-	29.000	EAGLE / PETROMAIS	Início de operação
	Rio Ventura	Recôncavo	8	1.400	85.000	3R PETROLEUM	Início de operação
	Recôncavo	Recôncavo	14	2.800	588.000	3R PETROLEUM	Aguardando anúncio
CEARÁ	Fazenda Belém	Potiguar	2	1.100	1.000	3R PETROLEUM	Início de operação
R. G. DO NORTE	Macau	Potiguar	7			3R PETROLEUM	Operando
	Rch. da Forquilha	Potiguar	34	4.800	224.000	POTIGUAR E&P	Operando
	Ponta do Mel e Redonda	Potiguar	12	500	30	CENTRAL RESOURCES	Operando
	Potiguar	Potiguar	26	23.000	124.000		Fase Vinculante
	Clara Camarão	Potiguar	1 Refinaria			3 UPGN's	Fase Vinculante

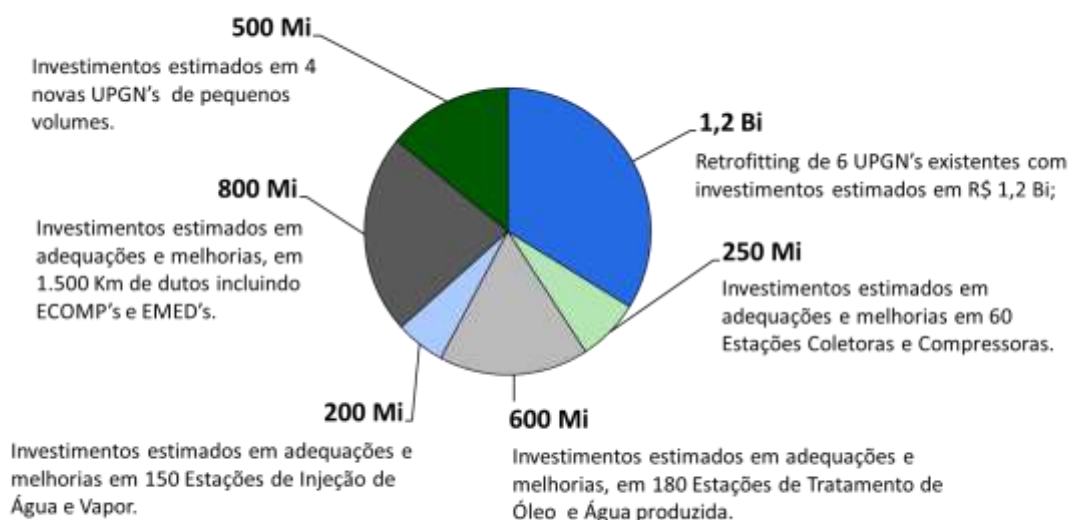


PROGRAMA DE DESINVESTIMENTO <i>ONSHORE</i> PETROBRAS - PROCESSOS EM ANDAMENTO							
ESTADO	PÓLO	BACIA	Nº CAMPOS	PROD. ÓLEO bbl/d	PROD. GÁS m³/dia	NOVO OPERADOR	SITUAÇÃO ATUAL
SERGIPE	Carmópolis	SE-AL	11	10.000	71.000		Fase Vinculante
	Atalaia	SE-AL	1 Terminal	1 ETO	1 UPGN		Fase Vinculante
BAHIA	Pólo Bahia	Recôncavo	28 concessões	14.000	642.000		Fase Vinculanbte
ESPÍRITO SANTO	Lagoa Parda	ES	3	300	6.000	IMETAME	Início de operação
	Cricaré	ES	27	2.800	10.000	KARAVAN	Início de operação
ALAGOAS	Alagoas	SE-AL	7	2.348	856.000		Fase Vinculante
TOTAL			128	44.829	2.969,000		

Tabela 4 : Pólos de produção ofertados, com produção de óleo e gás. Fonte: PETROBRAS

OBS: O conjunto destes 128 campos produziram, na média do ano passado, cerca de 26.110 barris de óleo e 3.100.000 m³/dia de gás natural, o que representa um volume bastante significativo de gás com potencial para ser negociado em tratativas diretas com os novos operadores, todos privados, o que simplifica e dá mais agilidade aos processos de negociação.

Novos investimentos e melhorias na unidades adquiridas - CAPEX:



Contratos de Manutenção - OPEX considerando 24 operadoras privadas, sem a Petrobras, estimados em R\$ 600 Mi /ano em contratações de terceiros.