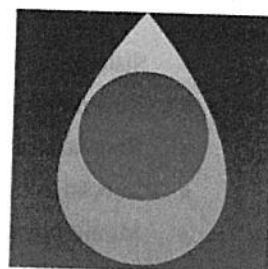


6 Agosto de 2013

# Prêmio ANP de Inovação Tecnológica



**anp**  
Agência Nacional  
do Petróleo,  
Gás Natural e Biocombustíveis

**Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**

**Diretora-geral**  
Magda Maria de Regina Chambriard

**Diretores**  
Florival Rodrigues de Carvalho  
Helder Queiroz Pinto Junior  
José Gutman

## Prêmio ANP de Inovação Tecnológica

No dia 6 de agosto de 2013, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis lança o Prêmio ANP de Inovação Tecnológica, cujo objetivo é laurear um projeto que tenha recebido recursos oriundos da Cláusula de Investimento em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)<sup>1</sup>. Na edição zero deste ano, concorrem cinco projetos de inovação tecnológica considerados de grande impacto na área de Exploração e Produção, todos oriundos da Petrobras. Os projetos que concorrem ao prêmio em 2013 são:

- Sistema de Separação Submarina Água Óleo - Projeto Piloto de Marlim (SSAO);
- Boia de Sustentação de Riser (BSR);
- Bomba Multifásica Submarina Hélico-Axial (BMSHA);
- Injeção Submarina de Água do Mar (RWI);
- Monitoramento Sísmico Permanente em Águas Profundas no Campo de Jubarte (MSP de Jubarte).

### SSAO - Separação Submarina Água Óleo - Projeto Piloto de Marlim

O SSAO é o primeiro sistema de separação submarina água-óleo do mundo em águas profundas, um projeto pioneiro da Petrobras instalado na P-37, no campo de Marlim, tendo inclusive recebido o Prêmio Spotlight da OTC. Desenvolvido em conjunto com a FMC Technologies<sup>2</sup>, o empreendimento teve aporte de cerca de 85 mil reais em recursos oriundos da Cláusula de P&D.

O sistema consiste em separar em lâmina d'água profunda a água produzida por um poço de petróleo e em reinjetá-la no reservatório, aumentando sua pressão e, conseqüentemente, a produção de óleo e o fator de recuperação. A tecnologia empregada no protótipo é a de separação tubular, ou seja, a produção multifásica (óleo, gás e água) do poço é direcionada a um separador trifásico submarino, onde a água é separada e bombeada para reinjeção. A corrente contendo óleo, gás e água residual é levada à plataforma para processamento. Com a diminuição do volume de água que chega à plataforma para tratamento, há liberação de capacidade de processamento de líquidos no sistema *offshore* de produção.



SSAO pronto para ser transportado

Hoje, o SSAO está em fase inicial de operação, com verificação e ajustes de rotinas e parâmetros. A primeira reinjeção de água produzida pelo poço MRL-141 ocorreu em 31 de março de 2013, através do poço injetor MRL-211. A fração de água produzida misturada ao óleo, ou teor de BSW (*basic sediments and water*, em inglês) é atualmente de 63%, inferior ao BSW mínimo de 70% do projeto.

<sup>1</sup> A Cláusula de Investimento em P&D constante dos contratos de concessão para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e/ou gás natural estabelece a obrigatoriedade do concessionário investir o valor correspondente a 1% da receita bruta de um determinado campo na realização de despesas qualificadas em pesquisa e desenvolvimento, quando para tal campo incidir participação especial. Esta cláusula determina que o concessionário aplique, pelo menos, 50% deste valor em despesas qualificadas pela ANP na contratação de instituições de pesquisa e desenvolvimento nacionais, previamente credenciadas pela agência.

<sup>2</sup> A principal integradora do sistema foi a FMC, que forneceu os equipamentos submarinos. Participaram ainda do projeto as empresas Framo, Prysmian, e ESSS, além o centro de pesquisas da Statoil em Porsgrunn.

Com o sucesso desta tecnologia, haverá eliminação da necessidade de tratamento a bordo de cerca de 11 mil barris de água por dia, além da redução da necessidade de descarte desta água e a diminuição do uso de produtos químicos no seu tratamento. Além disso, esta tecnologia pode contribuir para a produção de campos maduros no Brasil e no mundo que produzam com elevado BSW.

Atualmente, estão sendo realizados estudos para aplicação deste sistema em campos maduros da Bacia de Campos. Os estudos estão em um estágio preliminar e envolvem a aplicação de conceitos de arquitetura de processamento e de arquitetura submarina. Em função do ineditismo da tecnologia e da sua aplicação, estão sendo construídas em paralelo diretrizes para orientações na aplicação desta tecnologia a partir dos primeiros dados operacionais do piloto de Marlim.

#### BSR – Boia de Sustentação de *Riser*

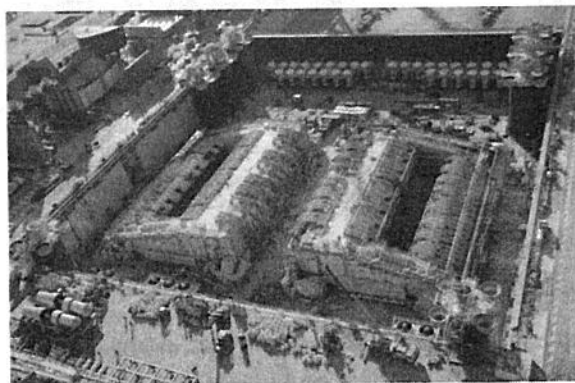
Em conjunto com algumas empresas e instituições<sup>3</sup>, a Petrobras desenvolveu uma nova tecnologia de boia de sustentação de *riser* (BSR) que permite separar os movimentos dos *risers* de produção dos movimentos da plataforma, proporcionando mais segurança ao sistema de elevação do petróleo e facilitando o processo de escoamento do petróleo em águas ultraprofundas.

A BSR funciona como elemento intermediário entre os *risers* de aço que captam os hidrocarbonetos da árvore de natal e as mangueiras flexíveis (*jumper*) que chegam até a plataforma. O equipamento representa uma convergência de várias tecnologias já provadas, como os *risers* de aço em catenária (SCR), boias e dutos flexíveis. Além da separação dos movimentos dos *risers* e da plataforma, seus benefícios incluem: antecipação da produção, redução de pesos *pull-in* e *pull-out* e diminuição da fadiga dos *risers*.

A BSR tinha um formato H quando começaram os estudos, em 1999. Ensaios no Instituto de Pesquisas Tecnológicas (IPT) e pesquisas posteriores convergiram para o atual formato de anel retangular, que culminou em uma Patente Petrobras (PI 0103155-4, chamada Boia de Sub-superfície).

Em 2001, foram iniciados os estudos de engenharia para verificar a viabilidade técnica de uma BSR para a face leste da P-52 em Roncador. Em 2003, definiu-se a construção de uma boia protótipo. Foram feitas análises estruturais no Cenpes, pela Marinha, na USP, e ensaios no LabOceano, na Coppe. Em 2010, a boia protótipo foi instalada no campo de Congro, na Bacia de Campos e, posteriormente, dois *risers* foram instalados. Com os resultados, esta tecnologia foi escolhida pela Petrobras para ser usada nos campos de Lula-NE e Sapinhoá e hoje se mostra bastante robusta em relação às condições meteoceanográficas

Este conceito foi apresentado no congresso internacional OMAE2004.



BSRs construídas para os sistemas de coleta de Sapinhoá e Lula NE

<sup>3</sup> IPT, Coppe/UFRJ, Marin, Subsea7, Bureau Veritas, E-xcellentia, Marinha do Brasil, USP, Sermetal, Consunave e Cassinú (de 1996 a 2013).

Foram investidos cerca de 56 milhões de reais nesse projeto, dos quais 350 mil em instituições de pesquisa nacionais (UFRJ e USP), tendo sido estes últimos custos alocados em P&D com verba de participação especial da ANP.

### BMSHA - Bomba Multifásica Submarina Hélico-Axial

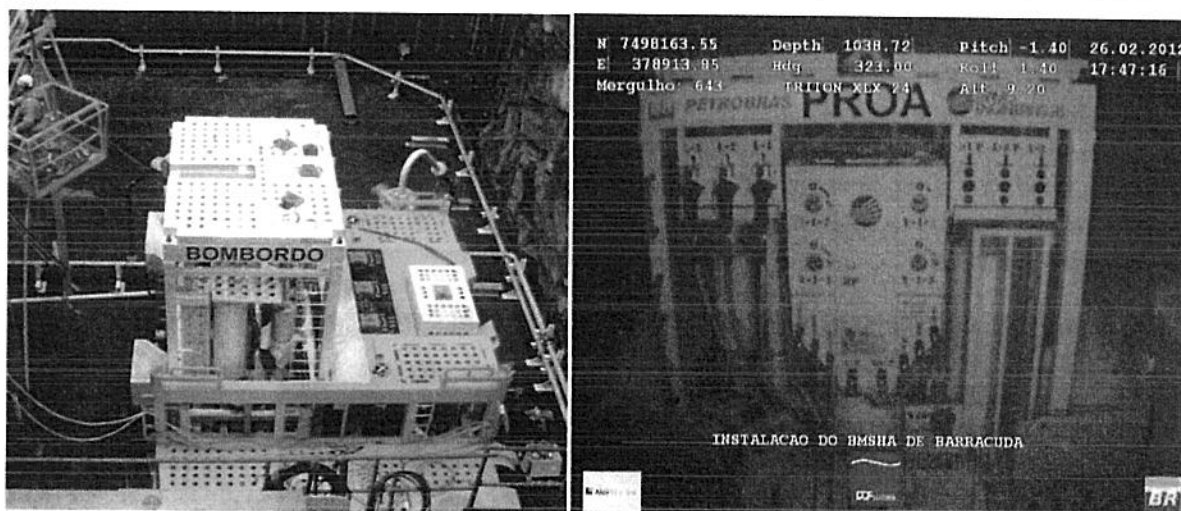
A bomba multifásica hélico-axial está instalada e operando desde 14 de julho de 2012 no campo de Barracuda, interligada ao poço produtor 7-BR-073HPA-RJS e à plataforma P-48. Esta é a bomba multifásica com o maior diferencial de pressão do mundo, o que possibilitará um aumento de vazão da produção de Barracuda em cerca de 6 mil barris/dia. Atualmente, o ganho de produção é de aproximadamente 45% do potencial do poço.

O projeto foi desenvolvido em conjunto com a empresa Framo Engineering com o objetivo de avaliar e disponibilizar a tecnologia de bombeamento multifásico submarino com equipamento do tipo hélico-axial para pressão diferencial de 60 bar, definindo os limites da tecnologia em loops de teste e avaliando o desempenho operacional do protótipo no campo.

Para viabilizar este diferencial de pressão, a Framo Engineering introduziu alterações e aperfeiçoamentos no projeto hidráulico e mecânico da tecnologia BMSHA existente. A nova tecnologia, denominada *HighBoost*, foi testada em *loops* de teste utilizando água e ar.

Existem vários sistemas BMSHA em operação no mundo, porém o diferencial de pressão máximo destes sistemas é inferior a 45 bar. Para os cenários da Petrobras, este diferencial de pressão não é atrativo, pois o ganho de produção é similar ao obtido com a utilização de *gas-lift*. No entanto, com diferenciais de pressão iguais ou superiores a 60 bar e para frações de gás de até 60-70%, estes sistemas de bombeamento submarino se mostram mais atrativos.

Este projeto teve aporte de recursos de cerca de 67 milhões de reais de orçamento de P&D da Petrobras.



Bomba Multifásica Submarina Hélico-Axial

BMSHA instalada no fundo do mar.

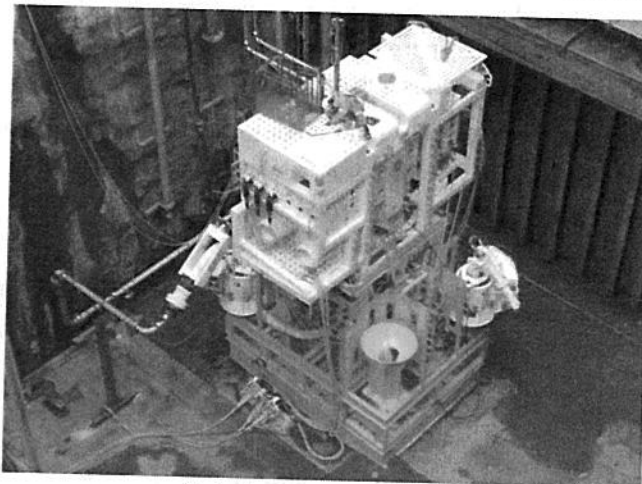
### RWI - Injeção Submarina de Água do Mar

Um investimento inovador que tem permitido a Petrobras alcançar suas metas de produção para os próximos anos é a tecnologia Injeção Submarina de Água do Mar, ou *Raw Water Injection* (RWI). O projeto foi desenvolvido em conjunto com a empresa Framo Engineering, que subcontratou a FMC Technologies para execução de parte do escopo submarino, com o objetivo de viabilizar a injeção ou o aumento da cota

de injeção de água em campos onde as plataformas representem restrições para a instalação dos sistemas convencionais.

A tecnologia já está sendo utilizada no campo de Albacora. Uma unidade submarina já se encontra em operação e outras duas ainda devem ser instaladas. Os três sistemas de Albacora serão interligados à P-25, sendo responsáveis pela injeção de 16.500 m<sup>3</sup>/dia em sete poços, o que representará cerca de 80% de toda a injeção no campo.

O RWI funciona através de bombas instaladas no subsolo marinho, que injetam água do mar diretamente nos poços sem passar pela plataforma e com um tratamento mínimo. A água é captada a 100 metros do leito marinho, passa por um filtro pela bomba, recebe injeção de nitrato e segue para as árvores de natal molhadas para injeção nos poços. A água é separada do óleo ainda no fundo do mar.



Teste de Integração do RWI

Os principais componentes do sistema são:

- Sistema de captação: responsável por captar a água a 100m do leito marinho, onde a quantidade de partículas é menor. Composto por filtro grosseiro, linha flexível, bóia de sustentação e linhas de ancoragem;
- Filtro Submarino: responsável por filtragem mais fina (50µm) e dotado de sistema de retrolavagem;
- Bomba de injeção: responsável pela pressurização da água injetada. Possui cinco estágios e fornece um diferencial de pressão de 85 bar com vazão de 375m<sup>3</sup>/hora;
- Cabo de potência: responsável pela alimentação elétrica da bomba;
- Umbilical de controle e injeção de produtos químicos: composto por mangueiras e cabos elétricos para controle e monitoração das árvores de natal, controle e monitoramento do sistema de bombeamento e injeção de produtos químicos;
- Base de bombeio: aloja todos os componentes do sistema no leito marinho.

O projeto teve aporte de recursos de cerca de 4 milhões de reais referentes à cláusula de P&D.

### MSP de Jubarte - Monitoramento Sísmico Permanente em Águas Profundas no Campo de Jubarte

Desenvolvido em conjunto com a Petroleum Geophysical Service (PGS), o MSP de Jubarte é o primeiro sistema de monitoramento permanente de reservatórios de petróleo em águas profundas da Petrobras.

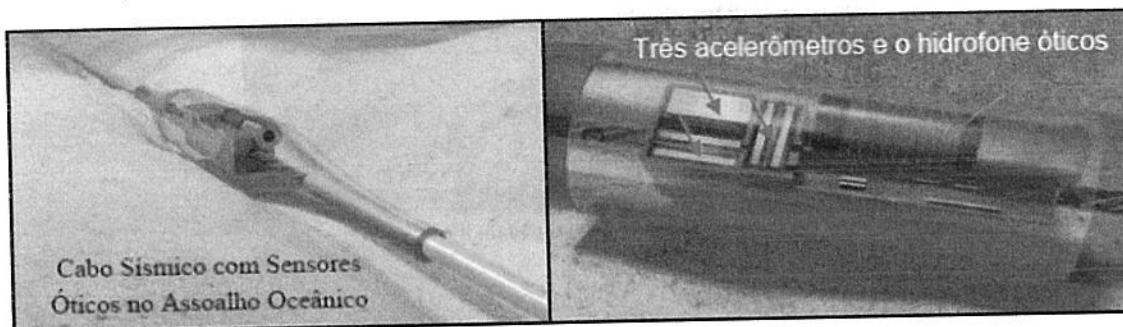


Pela primeira vez uma companhia de petróleo planejou e construiu uma sala dedicada à geofísica em uma unidade de produção, no caso de Jubarte, a FPSO P-57.

O sistema é um marco tecnológico mundial e traz várias inovações importantes. Além de aumentar a produtividade e o fator de recuperação de petróleo em toda a vida útil do campo em até 5%, a sísmica se torna ferramenta de decisão do operador na fase de produção. Isso porque permite monitorar e gerenciar as propriedades dinâmicas dos reservatórios em tempo real. Dessa maneira, o projeto amplia a atuação da geofísica, antes restrita à exploração.

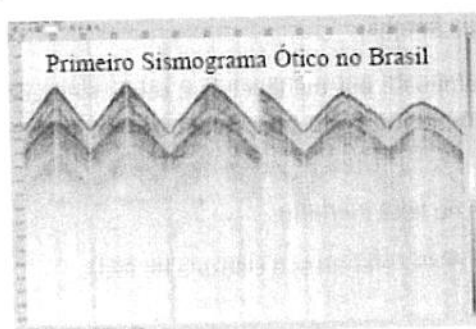
A tecnologia foi instalada no leito oceânico sobre uma área de 9km<sup>2</sup>, a uma profundidade de aproximadamente 1.300 metros entre os meses de novembro e dezembro de 2012. Os cabos foram instalados a partir do navio Intrepid, utilizado para lançamento de cabos de telecomunicações no assoalho oceânico. Também foram utilizados, veículos submarinos operados remotamente (ROVs - *Remotely operated underwater vehicle*, em inglês) para conectar os cabos ao *hub* (conector de 5 toneladas) que ligam a parte sul com a parte norte dos cabos que estão no assoalho oceânico.

A captação dos sinais refletidos é feita por um conjunto de 721 estações receptoras, compostas de sensores óticos, três acelerômetros e um hidrofone cada uma, distribuídos a cada 50 metros ao longo de 36 km de cabos de fibra ótica, ligados à P-57. Todo esse sistema fica conectado ao sismógrafo ótico eletrônico, que é o primeiro sismógrafo Petrobras para sísmica marítima.



A primeira campanha de aquisição de dados sísmicos 3D de alta definição foi concluída em fevereiro deste ano e está em fase de processamento no centro de processamento de dados da PGS no Rio de Janeiro. Todo o processamento sísmico será feito no Brasil.

O contrato entre PGS e Petrobras no campo de Jubarte prevê aquisição anual de sísmica 3D (sísmica ativa) por, no mínimo, três anos consecutivos. Durante os intervalos destas campanhas também serão adquiridos dados de sísmica passiva (microssísmica).



Sismograma de campo (21/12/2012) e a seção sísmica de registros óticos do MSP de Jubarte

Com a atualização do modelo geomecânico do campo em curtos intervalos de tempo, o gerenciamento dos reservatórios, do ponto de vista das pressões de injeção de água, pode ser otimizado com repercussão positiva na produção e no fator de recuperação, bem como na segurança das operações.

O projeto teve aporte de recursos de cerca de 133 milhões de reais referente à cláusula de P&D.

## INVESTIMENTOS EM P&amp;D E INOVAÇÃO

No modelo de concessão, as concessionárias são obrigadas a investir em projetos de P&D 1% da receita bruta dos campos que pagam Participação Especial. Esses valores são fiscalizados pela ANP, que verifica o montante dos recursos investidos e a pertinência das despesas realizadas, visando ao alcance dos objetivos preconizados pela Cláusula de P&D, ou seja, o desenvolvimento tecnológico de novos produtos e processos para o setor de petróleo, gás natural e biocombustível. Nos campos da Cessão Onerosa esse percentual é de 0,5% da receita bruta.

Como parte das obrigações, cabe ao concessionário encaminhar Relatório Demonstrativo das Despesas Realizadas, anualmente, até 30 de setembro do ano subsequente ao da obrigação gerada, com a discriminação das despesas realizadas. No mínimo 50% desses investimentos deverão ser em atividades junto a universidades ou institutos de pesquisa e desenvolvimento tecnológicos nacionais que forem previamente credenciados para este fim pela ANP (no caso da cessão onerosa esses valores deverão ser investidos integralmente). O restante deve ser investido através de atividades desenvolvidas em instalações do próprio Concessionário ou suas afiliadas, localizadas no Brasil, ou contratadas junto a empresas nacionais.

Obrigação de Investimento gerado em P&D por ano			
Ano	Petrobras	Outros	Total
1998	1.884.529,15		1.884.529,15
1999	29.002.556,00		29.002.556,00
2000	94.197.338,86		94.197.338,86
2001	127.274.445,22		127.274.445,22
2002	263.536.939,20		263.536.939,20
2003	323.299.905,80		323.299.905,80
2004	392.585.952,84	11.117.686,02	403.703.638,87
2005	506.529.318,17	2.279.136,04	508.808.454,21
2006	613.841.421,04	2.547.915,10	616.389.336,14
2007	610.244.145,63	6.259.120,69	616.503.266,32
2008	853.726.088,88	7.132.143,93	860.858.232,82
2009	633.024.263,89	5.858.019,94	638.882.283,84
2010	735.337.135,72	11.579.884,64	746.917.020,36
2011	990.480.683,11	41.416.211,93	1.031.896.895,04
2012	1.148.763.766,14	77.922.924,51	1.226.686.690,65
2013*	272.593.072,84	18.662.381,43	291.255.454,27
<b>TOTAL</b>	<b>7.596.321.562,50</b>	<b>184.775.424,24</b>	<b>7.781.096.986,74</b>

\* Valor apurado até o 1º Trimestre

Obrigação de Investimento gerada em P&D – Outras Concessionárias			
Concessionárias	2012	2013*	Acumulado
REPSOL-SINOPEC	4.888.194,45	1.187.632,94	34.274.852,48
CHEVRON	4.691.590,20		27.711.794,97
STATOIL	19.656.560,31	5.491.968,89	25.148.529,20
BG DO BRASIL	17.376.706,20	4.763.343,32	24.685.034,49
SINOCHEM	13.104.373,54	3.661.312,59	16.765.686,13
SHELL	2.931.336,14		16.328.158,21
QUEIROZ GALVÃO	4.007.230,09	1.144.236,71	11.148.586,45
PETROGAL	6.950.682,48	1.905.337,33	9.874.013,79
FRADE JAPÃO	1.655.859,10		9.780.655,57
BRASOIL MANATI	890.495,58	254.274,83	2.477.463,66

## Prêmio ANP de Inovação Tecnológica

6 de Agosto de 2013

PANORO ENERGY	890.495,58	254.274,83	2.477.463,66
BP DO BRASIL			1.934.270,87
MAERSK OIL			1.289.513,92
ONGC CAMPOS	879.400,84		879.400,84
<b>Total</b>	<b>77.922.924,51</b>	<b>18.662.381,43</b>	<b>184.775.424,24</b>

\* Valor apurado até o 1º Trimestre

## Previsão de Obrigação de Investimento em P&D até 2022

As previsões indicadas no quadro a seguir foram geradas a partir de estimativas de produção por campo. O estudo incluiu os campos produtores, as áreas da Cessão Onerosa (exceto a área de Peroba), e as áreas com previsão de produção pelo Plano de Avaliação. A área a ser licitada na Rodada do Pré-Sal não foi incluída. Para a estimativa, foi considerado US\$111,22 para o valor do barril de petróleo e R\$ 2,03 para a taxa de câmbio.

Previsão das Obrigações de Investimento	
Ano	Total (R\$)
2013	1.724.420.957
2014	2.342.512.872
2015	2.630.992.825
2016	2.885.569.529
2017	2.989.760.930
2018	3.301.212.323
2019	3.530.814.447
2020	3.723.493.765
2021	3.620.410.981
2022	3.246.391.680
<b>TOTAL</b>	<b>29.995.580.309</b>



Uma das inovações da cláusula de P&D do contrato de Cessão Onerosa é que toda a obrigação gerada deverá ser investida em Universidades e Instituições de P&D, o que irá gerar um incremento nesse segmento.





## Autorizações Prévias de despesas de investimento em P&D concedidas pela ANP

De acordo com o Regulamento Técnico ANP nº 5/2005, algumas despesas poderão ser admitidas como pesquisa e desenvolvimento, para efeito do cumprimento da Cláusula de Investimentos, mediante autorização prévia da ANP.

A Superintendência de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico (SPD) coordena todo o processo de análise técnica dos projetos encaminhados pelos concessionários, por meio da qual se verificam a relevância para o setor e o enquadramento aos requisitos estabelecidos no Regulamento Técnico ANP nº 5/2005. Todo o processo de análise técnica conta com a participação de especialistas das superintendências, coordenadorias e núcleos da ANP.

As despesas que são objeto de autorização estão sujeitas aos mesmos mecanismos de fiscalização que as demais despesas realizadas com pesquisa e desenvolvimento, necessitando, portanto, serem comprovadas através dos Relatórios Demonstrativos de Despesas Anuais, para posterior análise e aceitação ou não pela ANP.

Autorizações Concedidas pela ANP de 2006 a 2013** por Área			
Área	Nº de Projetos	Recursos (R\$)	% total
Abastecimento	192	324.221.451	10,17%
Produção	237	622.904.880	19,53%
Exploração	121	232.641.935	7,30%
Gás Natural e Meio Ambiente	189	278.110.790	8,72%
Gestão e Inovação	7	6.064.637	0,19%
Núcleos Regionais (multiáreas)	57	201.704.299	6,33%
Projetos Avulsos (multiáreas)	127	408.945.242	12,82%
Recursos Humanos	120	349.711.898	10,97%
Ciência Sem Fronteiras	2	327.269.378	10,26%
PROMINP*	6	437.255.639	13,71%
<b>TOTAL</b>	<b>1.058</b>	<b>3.188.830.147</b>	<b>100,00%</b>

\* Inclui as despesas previstas nos projetos: PNQP/PROMINP, CIAGA/ Marinha do Brasil e CIABA/ Marinha do Brasil.

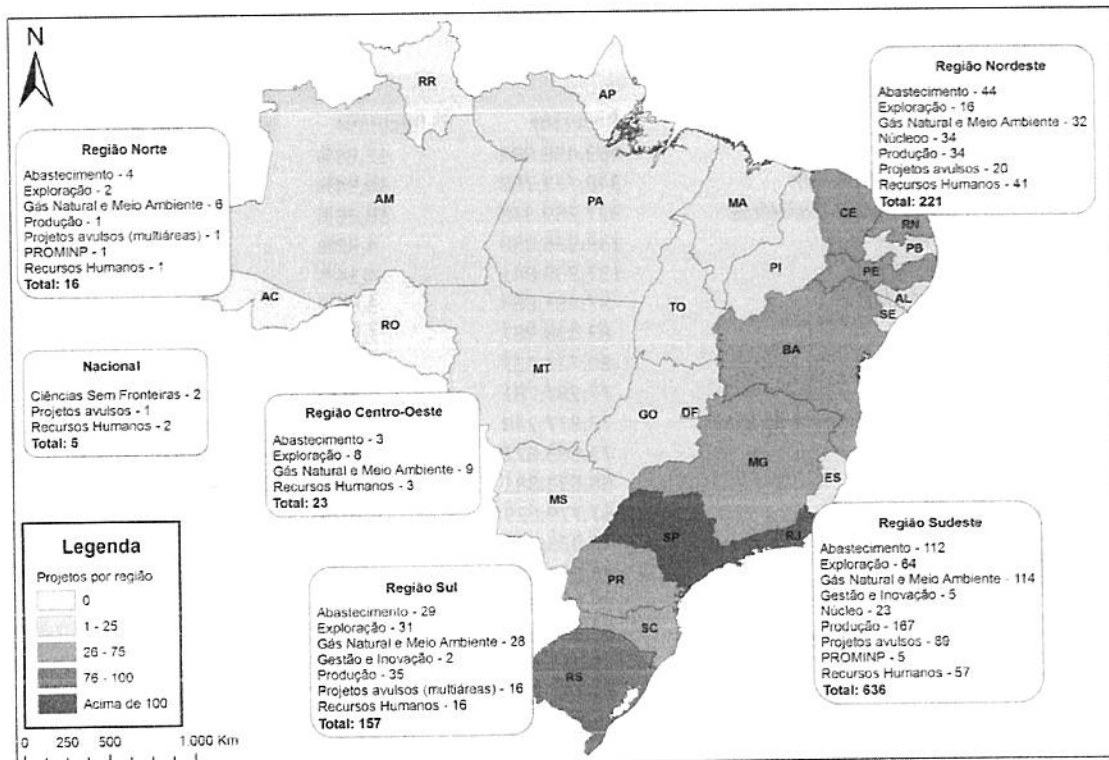
\*\* Até 31/07/2013.

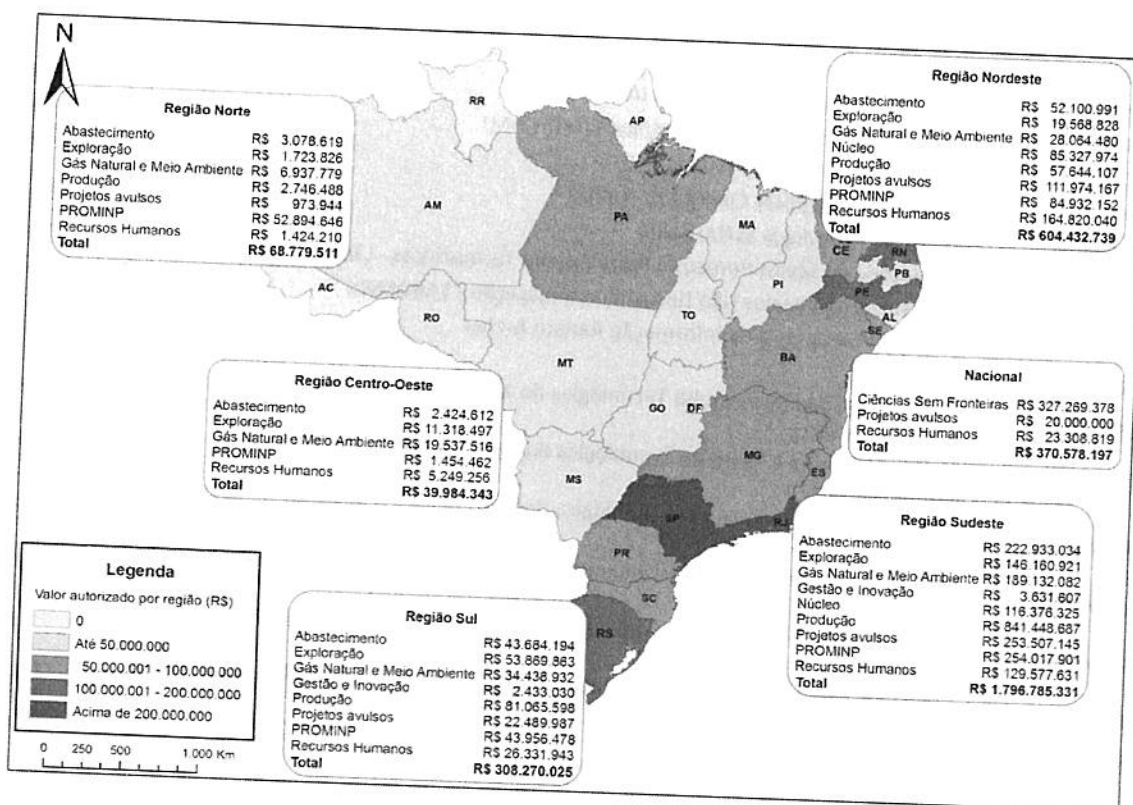
Ranking - Recursos por Instituição			
Instituição	Recursos	% Recursos	Nº de Projetos
UFRJ	403.466.892	12,65%	199
PNQP/PROMINP	348.722.780	10,94%	3
Ciência sem Fronteiras	327.269.378	10,26%	2
UFPE	139.926.350	4,39%	31
PUC-Rio	131.956.041	4,14%	39
UNICAMP	97.461.669	3,06%	56
UFSC	83.428.967	2,62%	33
UFRGS	80.722.227	2,53%	54
UFF	77.287.781	2,42%	24
IEAPM/ Marinha do Brasil	73.877.740	2,32%	2
UFRN	72.305.627	2,27%	55
USP	68.694.881	2,15%	53
UFS	57.779.629	1,81%	20
UFES	49.925.874	1,57%	16
IPT-SP	48.857.831	1,53%	15
UERJ	48.479.363	1,52%	22
CIABA/ Marinha do Brasil	47.881.369	1,50%	1
UFSCar	46.024.104	1,44%	15
INT	42.252.639	1,33%	14
CIAGA/ Marinha do Brasil	40.651.490	1,27%	2
Demais Instituições	901.857.515	28,28%	402
<b>TOTAL</b>	<b>3.188.830.147</b>	<b>100,00%</b>	<b>1.058</b>

Ranking dos Recursos por UF			
UF *	Nº de Projetos	Recursos (R\$)	% Recursos
RJ	374	1.189.641.632	37,31%
SP	191	455.040.691	14,27%
Nacional**	5	370.578.197	11,62%
PE	34	190.208.986	5,96%
RS	96	162.203.099	5,09%
RN	64	133.937.439	4,20%
MG	55	88.929.191	2,79%
BA	42	88.032.836	2,76%
SC	34	88.020.261	2,76%
SE	25	85.046.543	2,67%
ES	16	63.173.817	1,98%
PR	27	58.046.666	1,82%
PA	10	57.993.631	1,82%
CE	27	50.084.403	1,57%
DF	18	29.974.911	0,94%
MA	7	28.426.009	0,89%
PB	17	14.585.928	0,46%
AL	4	10.480.505	0,33%
AM	5	9.667.307	0,30%
GO	3	6.649.801	0,21%
PI	1	3.630.090	0,11%
MS	1	2.992.132	0,09%
TO	1	973.944	0,03%
MT	1	367.500	0,01%
RO	0	144.630	0,005%
<b>Total</b>	<b>1.058</b>	<b>3.188.830.147</b>	<b>100,00%</b>

\* O projeto PNQP/ PROMINP foi contabilizado em SP por ser a sede administrativa, mas os valores foram distribuídos para cada UF de acordo com o previsto.

\*\* Estão incluídos os 2 projetos Ciências Sem Fronteiras (R\$327.269.378,00), Programa INCT/MCT (R\$15.186.253,80), o primeiro projeto de apoio ao PRH (R\$8.122.564,80) e projeto de reforma laboratorial de âmbito nacional (R\$20.000.000,00).





Concessionário	Nº de Projetos	Recursos (R\$)	% total
PETROBRAS	1.020	3.113.630.947,95	97,64%
BG DO BRASIL	7	21.896.151,95	0,69%
STATOIL	8	17.128.082,79	0,54%
SHELL	3	13.923.572,40	0,44%
REPSOL-SINOPEC	7	8.714.634,05	0,27%
CHEVRON	8	6.273.775,58	0,20%
<b>Total</b>	<b>1.058</b>	<b>3.188.830.147,45</b>	<b>100,0%</b>

### Instituições Credenciadas em P&D

O credenciamento consiste no reconhecimento, pela ANP, de que uma instituição atua em área de relevante interesse para as indústrias do petróleo, gás natural e dos biocombustíveis, com reconhecida idoneidade e competência tecnológica, e que dispõe de infraestrutura e condições operacionais para a execução das atividades de pesquisa e desenvolvimento a que se propõe.

Instituição	Unidade de Pesquisa	UF
UFBA	Núcleo de Estudos Ambientais	BA
UCL	LFFT - Laboratório de Fluidos e Fenômenos de Transporte	ES
UFMG	Laboratório de Ensaios de Combustíveis - LEC	MG
UFOP	Geologia Estrutural e Modelagem Tectônica de bacias sedimentares	MG
UFOP	Laboratório de Geoquímica Analítica	MG
UFU	Laboratório de Mecânica dos Fluidos	MG
UFU	Laboratório de Tecnologia em Atrito e Desgaste	MG
UNIFEI	Instituto de Sistemas Elétricos e Energia - ISEE	MG

Instituições credenciadas até 31/07/2013		
Instituição	Unidade de Pesquisa	UF
TECPAR	Centro de Energias - CEN	PR
UFPR	Grupo de Eletroquímica Aplicada (GEA)	PR
CHM	Seção de Modelagem Oceanográfica(REMO-CHM)	RJ
IEAPM	Departamento de Pesquisas	RJ
JBRJ	Diretoria de Pesquisas Científicas - DIPEQ	RJ
SENAI-RJ	Centro de Tecnologia SENAI Solda	RJ
UFSC	Laboratório de Meios Porosos e Propriedades Termofísicas - LMPT	SC
ABENDI	Laboratório de Ensaios Não Destrutivos e Inspeção / LABOENDI	SP
CTI	Centro de Tecnologia da Informação Renato Archer	SP
Ezute	Ezute	SP
IAC/APTA	Centro Avançado de Pesquisa Tecnológica do Agronegócio de Cana do Instituto Agrônomo (IAC)	SP
IAC/APTA	Centro de Análise e Pesquisa Tecnológica do Agronegócio de Horticultura do Instituto Agrônomo (IAC)	SP
IAC/APTA	Centro de Análise e Pesquisa Tecnológica dos Agronegócios de Grãos e Fibras do Instituto Agrônomo (IAC)	SP
IAC/APTA	Centro de Pesquisa e Desenvolvimento de Ecofisiologia e Biofísica do Instituto Agrônomo (IAC)	SP
IAC/APTA	Centro de Pesquisa e Desenvolvimento de Recursos Genéticos Vegetais do Instituto Agrônomo (IAC)	SP
IAC/APTA	Centro de Pesquisa e Desenvolvimento de Solos e Recursos Ambientais do Instituto Agrônomo (IAC)	SP
IEAv	Instituto de Estudos Avançados	SP

Além das citadas, estão sendo analisados pedidos de credenciamento de outras instituições.

Pedidos de Credenciamento de Instituições por UF			
UF	Credenciados	Em Análise	Total
BA	1	2	3
DF	0	1	1
ES	1	1	2
MG	7	3	10
PE	1	1	2
PR	2	1	3
RJ	6	8	14
RS	0	1	1

## O PRH

No conjunto das atribuições definidas pela Lei nº 9.478/97, cabe à ANP o estímulo à pesquisa e adoção de novas tecnologias na exploração, produção, transporte, refino e processamento de petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis (Art. 8º, inciso X). Neste âmbito, atenção especial deve ser dada à qualificação da mão-de-obra para atendimento à crescente demanda gerada pela expansão das atividades petrolíferas no país, especialmente a partir do final da década de 1990.

Considerando a importância de capacitar profissionais para responder aos novos e expressivos desafios tecnológicos e regulatórios desta indústria, a ANP tomou a iniciativa de estimular e induzir a formação e especialização de graduandos, mestrandos e doutorandos interessados em atuar no setor. Assim, a Agência criou o Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor de Petróleo e Gás – PRH-ANP/MCTI, por meio do qual oferece recursos financeiros, na forma de bolsas de estudos e taxa de bancada, a programas de formação de recursos humanos executados em universidades e instituições de ensino e pesquisa do país, previamente selecionados pela ANP.

Em 15 de março de 1999, a ANP divulgou o primeiro edital de chamada para apresentação de propostas ao PRH-ANP/MCTI. Em retorno recebeu 71 propostas, dentre as quais foram selecionados 16 programas e concedidas 144 bolsas de estudos e de pesquisa, representando R\$ 2,1 milhões em bolsas e R\$ 1,3 milhão em taxa de bancada (período anual).

O segundo edital, divulgado em outubro de 1999, teve como resultado a seleção de 15 novos programas institucionais, selecionados dentre 60 propostas apresentadas (o Edital 02/99 vetava a participação dos programas contemplados pelo edital anterior), acrescentando 250 novas bolsas ao PRH-ANP/MCTI.

Inicialmente o PRH-ANP/MCTI foi financiado integralmente com recursos orçamentários próprios da ANP. A partir de 2000, o Programa passou a receber apoio financeiro do Fundo Setorial de Petróleo e Gás Natural – CTPETRO, através de recursos oriundos da parcela dos royalties destinada ao Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação – MCTI. Naquele ano, as cotas dos 31 programas foram ampliadas para um total de 531 bolsas e R\$ 3,8 milhões de taxa de bancada, correspondendo a investimentos de R\$ 9,6 milhões em 22 universidades de 13 Estados da Federação.

O edital 03/2000, lançado em novembro de 2000, e o edital 04/2009, lançado em novembro de 2009, acrescentaram, respectivamente, 5 e 10 novos programas e mantiveram as características básicas dos editais anteriores, trazendo como novidade a especificação das ênfases sobre as quais se desejava a apresentação de propostas.

As ênfases estabelecidas foram as seguintes:

Edital 03/2000:

- Direito do Petróleo
- Regulação e Controle na Indústria do Petróleo
- Automação e Controle na Indústria do Petróleo
- Integridade Estrutural em Instalações da Indústria do Petróleo
- Computação Científica Aplicada à Indústria do Petróleo

Edital 04/2009:

- Pré-sal, com ênfases em aquisição, processamento e interpretação de dados sísmicos para o pré-sal, sistema(s) petrolífero(s) do pré-sal: identificação e mapeamento dos elementos, modelagem e simulação dos processos, caracterização dos reservatórios carbonáticos do pré-sal, perfuração de poços exploratórios e de desenvolvimento;
- Biocombustíveis, com ênfase no biodiesel e no etanol;
- Eficiência Energética, com ênfase em novas tecnologias, sinergias entre diferentes tecnologias, análise econômica e benefícios ambientais;
- Saúde Ocupacional e Segurança Operacional, com ênfase em higiene ocupacional e promoção da saúde no setor de óleo e gás.

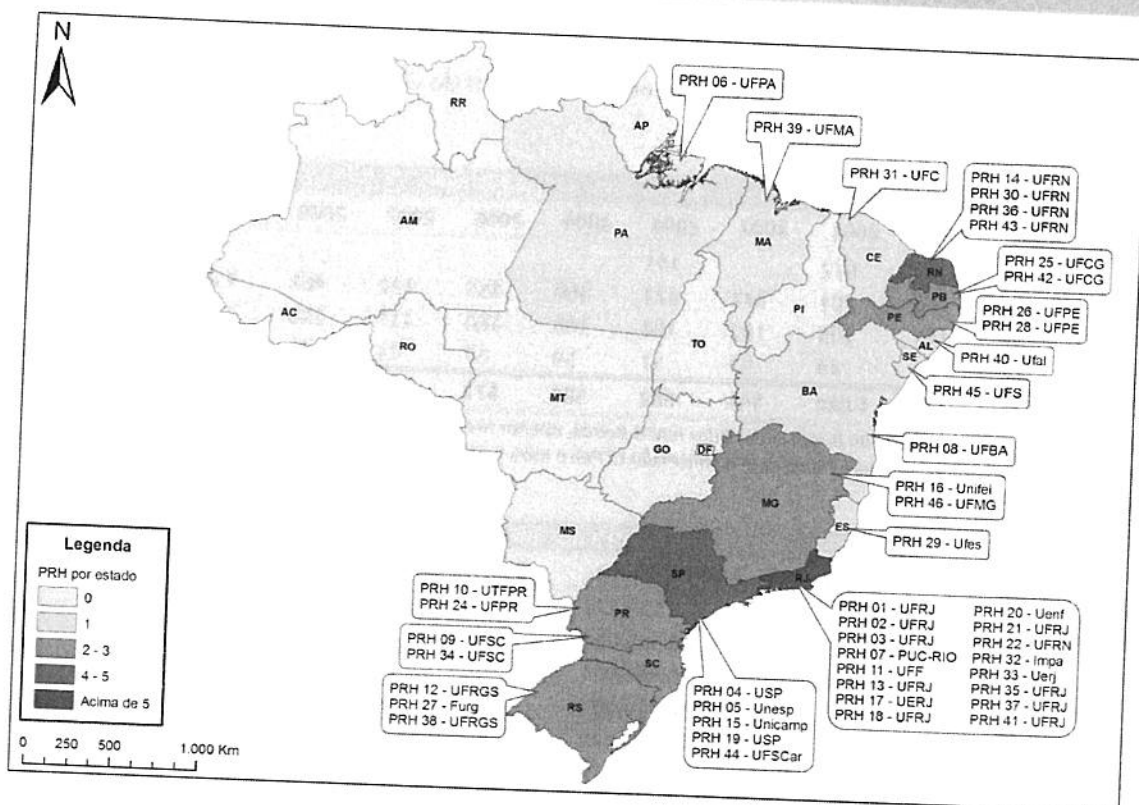
De 2000 a 2013, foram concedidas, com o apoio financeiro do CTPETRO, através do repasse da Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP, o valor de R\$ 278 milhões, 5.707 bolsas em 45 programas, de 27 instituições de ensino, localizadas em 16 Estados da Federação. Com a finalidade de ampliar a formação de mão-de-obra especializada para as diversas categorias profissionais demandadas para o setor, este novo edital apresenta as características a seguir relacionadas.

Relação dos Programas de Recursos Humanos ANP			
Programa	Instituição	UF	Título do programa
PRH 01	UFRJ	RJ	Químico de Petróleo
PRH 02	UFRJ	RJ	Formação de Profissionais de Engenharia Civil para o Setor de Petróleo e Gás
PRH 03	UFRJ	RJ	Sistemas Oceânicos e Tecnologia Submarina para Exploração de Petróleo e Gás em Águas Profundas
PRH 04	USP	SP	Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia
PRH 05	UNESP	SP	Programa de Recursos Humanos em Geologia e Ciências Ambientais Aplicadas ao Setor de Petróleo e Gás e de Biocombustíveis
PRH 06	UFPA	PA	Geofísica Aplicada à Exploração e Desenvolvimento de Reservatórios de Petróleo e Gás



## Relação dos Programas de Recursos Humanos ANP

Programa	Instituição	UF	Título do programa
PRH 07	PUC-RIO	RJ	Programa Interdepartamental em Petróleo e Gás
PRH 08	UFBA	BA	Programa de Pós-Graduação e Graduação em Geofísica e Geologia para o Setor Petróleo e Gás
PRH 09	UFSC	SC	Formação de Recursos Humanos em Engenharias Mecânica e Química com Ênfase em Petróleo e Gás (Mecpetro)
PRH 10	UTFPR	PR	Planejamento e Otimização de Processos de Petróleo e Gás Natural- Unidade de Curitiba
PRH 11	UFF	RJ	Programa de Pós-Graduação em Geologia e Geofísica Marinha
PRH 12	UFRGS	RS	Geologia de Petróleo
PRH 13	UFRJ	RJ	Programa Engenharia Química
PRH 14	UFRN	RN	Engenharia de Processos em Plantas de Petróleo e Gás Natural- Núcleo de Pesquisa em Petróleo e Gás Natural – Nupeg
PRH 15	Unicamp	SP	Ciências e Engenharia dos Recursos Naturais de Óleo e Gás
PRH 16	UNIFEI	MG	Engenharia da Energia e do Petróleo
PRH 17	UERJ	RJ	Formação de Profissionais Qualificados em Análise de Bacia Aplicada à Exploração de Petróleo e Gás Natural
PRH 18	UFRI	RJ	Capacitação de Recursos Humanos em Geologia do Petróleo
PRH 19	USP	SP	Engenharia com Ênfase em Petróleo da EPUSP
PRH 20	UENF	RJ	Programa de Engenharia de Exploração e Produção de Petróleo
PRH 21	UFRJ	RJ	Programa de Ensino: Economia, Planejamento Energético e Engenharia de Produção na Indústria do Petróleo
PRH 22	UFRN	RJ	Programa de Formação em Geologia, Geofísica e Informática no Setor Petróleo e Gás na UFRN
PRH 24	UFPR	PR	Programa Interdisciplinar em Engenharia de Petróleo e Gás Natural
PRH 25	UFCG	PB	Programa Interdepartamental de Tecnologia em Petróleo e Gás
PRH 26	UFPE	PE	Arquitetura de Depósitos Sedimentares para Análogos de Reservatórios de Hidrocarbonetos; Impactos Ambientais e Avaliação de Perdas Decorrentes das Atividades da Indústria de Petróleo e Gás Natural
PRH 27	FURG	RS	Estudos Ambientais em Áreas de Atuação da Indústria do Petróleo
PRH 28	UFPE	PE	Engenharia do Processamento Químico do Petróleo
PRH 29	UFES	ES	Programa Institucional da Universidade Federal do Espírito Santo em Petróleo e Gás
PRH 30	UFRN	RN	Programa Multidisciplinar em Petróleo e Gás
PRH 31	UFC	CE	Programa Institucional de Formação de Recursos Humanos em Engenharia e Ciências do Petróleo e Gás Natural
PRH 32	IMPA	RJ	Computação Científica Aplicada à Indústria do Petróleo
PRH 33	UERJ	RJ	Direito do Petróleo
PRH 34	UFSC	SC	Formação de Engenheiros nas Áreas de Automação, Controle e Instrumentação para a Indústria do Petróleo e Gás
PRH 35	UFRJ	RJ	Integridade Estrutural em Instalações da Indústria do Petróleo
PRH 36	UFRN	RN	Programa de Recursos Humanos em Direito do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
PRH 37	UFRJ	RJ	Engenharia Mecânica Para o Uso Eficiente de Biocombustíveis
PRH 38	UFRGS	RS	Programa Formação de Recursos Humanos em Eficiência Energética Aplicada ao Setor de Petróleo, Biodiesel e Gás Natural
PRH 39	UFMA	MA	Programa Multidisciplinar de Formação de Recursos Humanos em Biocombustíveis e Energia
PRH 40	UFAL	AL	Formação de Profissionais de Engenharia Civil e Química para Atuação no Setor de Petróleo, Gás e Energia
PRH 41	UFRJ	RJ	Engenharia Ambiental na Indústria de Petróleo, Gás e Biocombustíveis
PRH 42	UFCG	PB	Programa de Formação de Engenheiros na Área de Eficiência Energética para o Setor de Petróleo, Gás e Biocombustíveis
PRH 43	UFRN	RN	Programa de Recursos Humanos em Engenharia de Petróleo
PRH 44	UFSCar	SP	Programa "UFSCar/DEQ -Biocombustíveis"/Formação de Pessoal em Biocombustíveis
PRH 45	UFS	SE	Programa Multidisciplinar em Tecnologia de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
PRH 46	UFMG	MG	Programa Formação de Recursos Humanos em Química de Biocombustíveis



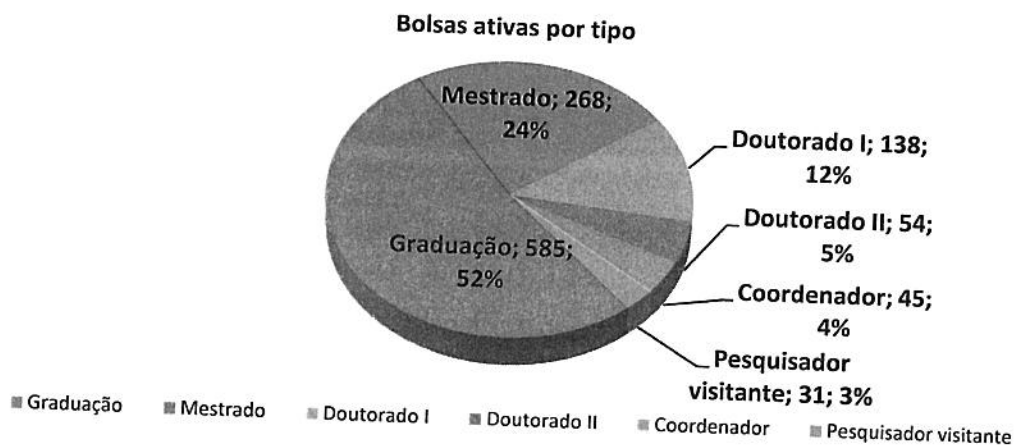
Atualmente os valores das bolsas concedidas são as seguintes:

Bolsa	Valor Bolsa	Período
Graduação	600,00	até 2 anos
Mestrado	1.640,40	até 2 anos
Doutorado I	2.277,90	até 2 anos*
Doutorado II	2.819,10	até 3 anos*
Coordenador	2.800,00	até 2 anos
Pesquisador Visitante	6.136,00**	

\* DSc I + DSc II máximo até 4 anos

\*\* Valor equivalente ao salário bruto pago pela instituição a pesquisador do mesmo nível, limitado a R\$ 6.136,00

Em 30/06/2013 os PRH's mantinham 1.045 bolsas de estudo ativas, além das 45 bolsas de Coordenador e 31 de Pesquisador Visitante. Esses números incluem as bolsas concedidas com recursos do CTPetro e da Petrobras, decorrentes da obrigação em investimento em P&D.



Até 2012 os programas de PRH da ANP, com recursos advindos do CTPetro e Petrobrás, concederam 7.416 bolsas de estudo.

Tipo	Bolsas Concedidas por ano												Total	
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2006	2007	2009	2010	2011	2012		
Técnico			672		141									813
Graduação	74	179	201	322	322	360	355	432	463	213	411	538		3.870
MSc.	52	101	108	162	162	166	160	217	213	118	200	305		1.964
DSc.	18	37	44	57	57	59	57	71	91	45	90	143		769
<b>Total</b>	<b>144</b>	<b>317</b>	<b>1.025</b>	<b>541</b>	<b>682</b>	<b>585</b>	<b>572</b>	<b>720</b>	<b>767</b>	<b>376</b>	<b>701</b>	<b>986</b>		<b>7.416</b>

OBS 1: nos anos 2005 e 2008 não foram concedidas novas bolsas, apenas mantidas as vigentes.  
 OBS 2: A partir de 2009, o número representa a concessão CTPetro mais a concessão Petrobras.

Recursos dos PRH's por ano e fonte de recurso			
Ano	ANP + CTPetro	Petrobras	Total
1999	538.778		538.778
2000	8.325.050		8.325.050
2001	16.444.004		16.444.004
2002	18.719.109		18.719.109
2003	12.027.578		12.027.578
2004	22.894.318		22.894.318
2005	15.000.000		15.000.000
2006	24.000.000		24.000.000
2007	27.000.000		27.000.000
2008	19.400.000		19.400.000
2009	20.000.000		20.000.000
2010	20.500.000	7.399.267	27.899.267
2011		22.408.272	22.408.272
2012	20.000.000	39.811.118	59.811.118
<b>Total</b>	<b>218.962.860</b>	<b>224.848.837</b>	<b>294.467.495</b>

PRH-ANP - Repasses Efetivos do CTPetro e ANP						
ANO	Bolsas	Taxa de Bancada	Taxa de Custeio*	Bolsas	Taxa de Bancada	Total
1999*	315.578	223.200		3.481.424	2.568.500	6.049.924
2000				7.326.171	5.548.200	14.444.630
2001	594.000	444.000	532.259	9.184.895	7.208.900	18.791.555
2002	1.055.040	792.000	550.720	6.509.294	4.644.444	11.153.738
2003				13.226.438	9.250.540	23.768.158
2004	780.840	510.340		7.698.351	7.250.119	14.948.470
2005				9.355.670	7.644.330	17.000.000
2006				13.209.078	10.790.922	24.000.000
2007				12.680.547	8.082.860	20.763.406
2008				11.671.728	6.439.057	18.110.785
2009				6.357.479	3.642.521	10.000.000
2010				9.624.453	5.875.547	15.500.000
2011				10.595.283	4.404.722	15.000.005
<b>Total</b>	<b>2.745.458</b>	<b>1.969.540</b>	<b>1.082.979</b>	<b>120.920.811</b>	<b>83.350.662</b>	<b>210.069.450</b>

\*Contratação de docentes extra-quadro