



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

Tratamento de água de produção offshore.

Wellington Crispim Cardoso¹; Ligia N. Cincea¹; Paulo R da Silva Fialho¹; Sandro S. P. Junior¹;
Guillermo Ruperto Martín-Cortés^{1, 2}.

¹Centro Universitário das Faculdades Metropolitanas Unidas (F.M. U) - SP – wellington.crispim@hotmail.com

²PMT-EPUSP – Depto. Eng. Metalúrgica e Materiais, Esc. Politécnica Universidade de São Paulo germac@usp.br

RESUMO

A extração de hidrocarbonetos implica a elevação à superfície de uma mistura de fluidos que devem ser separados do petróleo antes de enviá-lo à refinaria. Das outras fases, somente gás e água são aproveitadas, o gás pode ser enviado à comercialização ou reinjetado para o reservatório junto com a água com a finalidade de prolongar a pressão estática da jazida. A água produzida é tratada conforme normas da PETROBRAS e da legislação ambiental. Essa água ajuda no resfriamento dos equipamentos de processo e depois é reinjetada no reservatório para ajudar a manter a pressão estática do reservatório como motor de elevação do petróleo. Os restos não aproveitados dessa água são despejados ao mar. Os equipamentos da planta de processo garantem que cada composto seja tratado de forma individual assegurando a eficiência dos níveis de interfaces, óleo, gás e água. A metodologia de estudo utilizada no presente trabalho comprova que as operações atuam de forma eficaz sobre o processo, zelando pela segurança e buscando os parâmetros de controles essenciais para uma produção qualitativa e segura.

Palavras-chave: exploração de hidrocarbonetos, separação de fases, tratamento de águas acompanhantes de hidrocarbonetos.

ABSTRACT

Hydrocarbon extraction involves raising the surface of a fluid mixture to be separated from the oil before sending it to the refinery. The other phases, only gas and water are utilized, the gas can be sent for trading or reinjected into the reservoir together with water in order to extend the static pressure field. The water produced is treated as PETROBRAS standards and environmental legislation. This water helps in cooling of process equipment and then is reinjected in the reservoir to help maintain the static pressure of the reservoir as the hoisting motor oil. The remains not used this water is dumped into the sea. The process plant equipment ensure that each compound is treated individually ensuring interfaces levels of efficiency, oil, gas and water. The study methodology used in this paper demonstrate that the operations operate effectively on the process, ensuring the safety and seeking the parameters of essential controls for qualitative and safe production.

Keywords: hydrocarbon exploitation, phase separation, treatment of hydrocarbon accompanying water.

1. INTRODUÇÃO.

A Petrobras S/A, prospecta e produz hidrocarbonetos no continente (On-Shore) e no mar (Off-Shore). Hoje a exploração Off-Shore trabalha em Lâmina de água (LDA) de até 3.000 m de profundidade. O PROCAP atende Campos petrolíferos com quase três

bilhões de barris de óleo equivalentes, [PETROBRAS, 2013] ⁽⁸⁾ quantidade maior que as reservas petrolíferas nacionais comprovadas On-Shore.

O sucesso evidente do PROCAP influenciou a produção em águas profundas e ultras profundas, passando a usar plataformas

www.conepetro.com.br

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br



semisubmersíveis desde o início dos anos 80.

A extração de petróleo é complexa, e como exemplo pode-se citar as sondas de perfuração, que hoje conseguem alcançar os depósitos do pré-sal. O presente trabalho estuda a exploração de hidrocarbonetos que se realiza na Plataforma P-51 da Petrobras focalizando a separação das fases de fluidos

produzidos e seus tratamentos (Fig. 1).

A P-51 é uma plataforma do tipo semisubmersível, localizada no campo Marlim Sul, Campos, RJ e processa o petróleo extraído de rocha reservatório localizada a mais de 3.000m de profundidade, com LDA de 1.200 m.⁽⁵⁾

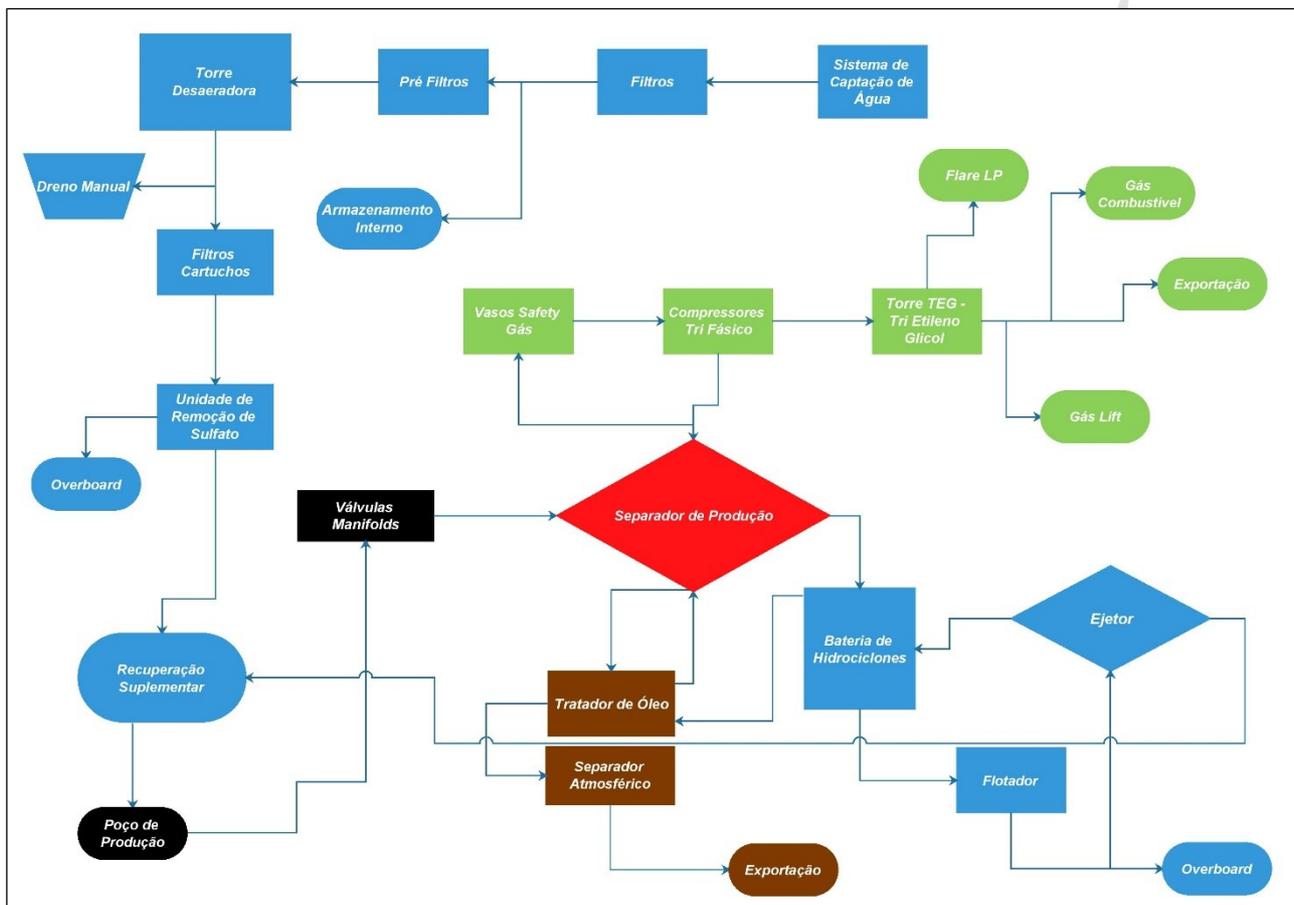


Figura1: Fluxograma E&P - Exploração/Produção. Fonte: Modificado de Petrobras S/A

A P-51 opera 10 poços produtores e 9 poços injetores, produz 180.000 (BPD – barris por dia) de óleo API 22° e 0,6% de enxofre sendo considerado de baixa densidade e fácil comercialização.

1.1. Conceito.

O petróleo é formado por mistura de hidrocarbonetos, e proporções menores de S, N, O e metais. Sua origem está na decomposição não oxidante da matéria orgânica ao longo de milhões de anos. Apresenta aspecto oleoso, é inflamável, cor



que varia do negro ao castanho-claro, e possui menor densidade que a água. Encontra-se em armadilhas ou trapas localizadas no interior da crosta terrestre ⁽¹⁾.

O primeiro poço produtor de petróleo foi aberto em 1859, em Pensilvânia, EUA. Com 21m de profundidade. Hoje, alguns poços ultrapassam os 6.000m. No Brasil a descoberta do petróleo aconteceu em Salvador, Bahia em 1939, num subúrbio chamado Lobato ⁽²⁾.

A produção do petróleo vem se modernizando ao longo dos anos,

Tabela 1: Válvulas de Controle do Poço - Árvore de Natal Molhada (A.N. M).

Variável de Controle	Instrumentos	Set de Comando
Pressão na linha principal	PSL – 101 A; PSL – 102 A; PSL – 103 A	1.084 KPa ABS
Pressão na linha principal	PSH – 104 A; PSH – 105 A; PSH – 106 A; PSH – 107 A	1.150 KPa ABS

O petróleo é elevado do poço à superfície através de "Risers", tubulações de aço carbono, de 7 polegadas de diâmetro, que devem resistir à pressão da coluna de água, e suportam até 400°C ⁽⁷⁾. Estes dutos específicos

aproveitando os avanços tecnológicos ⁽³⁾, com técnicas que viabilizam a extração, em profundidades cada vez mais extremas ⁽⁴⁾.

2. METODOLOGIA.

A produção dos poços da P-51 tem seus níveis de variáveis controlados através de "A.N.M" (Árvore de Natal Molhada) instaladas à saída dos poços produtores para regular a produção dos reservatórios, seus níveis de variáveis serão demonstrados a seguir. (Tab.1).

chegam à parte inferior da plataforma onde se conectam aos Manifolds, grupos de válvulas e sensores operados remotamente, que coletam a produção dos poços e a encaminham ⁽⁶⁾ a próxima etapa do processo (Tab2).

Tabela 2: Válvulas de Controle - Manifolds de Produção.

Variável de Controle	Instrumento	Set de Comando
Pressão Swivel principal	PSH – 101 B	1.922 Kpa ABS
Pressão Swivel principal	PSHH – 102 B	2.242 Kpa ABS
Pressão Swivel principal	HS – 103 B	1.922 Kpa ABS
Pressão Swivel reserva	PSH – 101 C	1.922 Kpa ABS
Pressão Swivel reserva	PSHH – 102 C	2.242 Kpa ABS
Pressão Swivel reserva	HS – 103 C	1.922 Kpa ABS
Temperatura no Separador (Óleo)	TCV – 201	48°C
Nível no Separador (Óleo)	LSH – 202	6.380 mm
Pressão no Separador (Óleo)	PSH – 203	1.350 Kpa ABS

Nota: Todos os comandos reguladores e fechamentos são efetuados através das Válvulas da ANM.



O óleo proveniente dos conjuntos de Manifolds é então encaminhado para os Headers de Produção, dutos construídos de aço carbono com diâmetro de seis polegadas que chegam a suportar também 400°C⁽⁷⁾, essa temperatura varia de acordo com o grau API do óleo coletado e do teor de enxofre presente no composto, sendo que tem influência direta no nível corrosivo dos dutos. Os Headers de Produção direcionam o óleo para os Pré-Aquecedores, que elevam a temperatura do óleo para cerca de 48°C. Depois, o petróleo segue para o aquecedor de produção onde estão localizados os trocadores de calor do tipo casco-tubo, sendo que a água quente sobe pressão percorre a estrutura interna destes trocadores constituída por vários tubos de pequeno calibre, o petróleo ocupará o casco que os envolve permitindo a troca de temperatura entre a água e o óleo⁽⁶⁾.

Assim, o petróleo entra no tanque separador de produção, que controla pressão, temperatura, vazão, e nível de interfaces

Tabela 3: Válvulas de Controle – Tratador de óleo.

Variável de Controle	Instrumento	Set de Comando	Comando / Fecha
Interface (Óleo/Água)	LSSL – 306	N. Alto 1.524 mm N. Normal 781 mm N. Baixo 304 mm	Alarme Alto/Baixo LV
Temperatura (Óleo/Água)	TCV - 307	110 °C para 60 °C	Alarme Alto/Baixo
Nível do Óleo	LT - 308	N. Alto 1.524 mm N. Normal 781 mm N. Baixo 304 mm	2 Válvulas e Desenergiza os trocadores

Tabela 4: Válvulas de Controle – Separador de Produção.

Óleo/Água e Gás/Óleo. Com o controle destas variáveis e através do cumprimento do tempo de residência pré-estabelecida em projeto, e da utilização do agente desmulsificante e anti-espumante adequado, garantindo que as fases, óleo, água e gás, sejam tratados individualmente nos sistemas subsequentes e enquadradas nos mais restritos padrões de qualidade⁽⁶⁾.

O óleo resultante deste processo segue então para o tratador de óleo (Tab. 3) com a finalidade de enquadrar o teor de água e sedimentos ainda presentes e o seu teor de salinidade, para isso opera com um campo elétrico de corrente alternada como meio de desmulsionamento, este campo elétrico provoca um alongamento nas partículas de água em sua direção criando força de atração entre as gotículas próximas, enfraquecendo a película de emulsificantes naturais, assim induzindo junção resultando posteriormente na decantação das gotas de água (Tab. 4).



Variável de Controle	Instrumento	Set de Comando	Comando / Fecha
Pressão No Separador	PSH - 301	1.350 Kpa ABS	Val. Pré Aquecedores Val. Trocador Fecha Manifolds
Pressão No Separador	PSL - 302	880 Kpa ABS	Val. Pré Aquecedores Val. Trocador Fecha Manifolds
Nível No Separador. (Óleo)	LSHH - 303	6.380 mm	3 Válvulas Fecha Manifolds
Nível No Separador. (Óleo)	LSSL - 304	3.100 mm	3 Válvulas e Desenergiza os Trocadores de calor
Nível No Separador. (Óleo)	LT - 305	N. Alto 2.500 mm N. Médio 1.873mm N. Baixo 1.162 mm	Alarme alto/baixo LIC
Pressão No Separador. (Água)	PSH - 401	Nível Alto 75 °C Nível Normal 70 °C Nível Baixo 65 °C	Válvulas
Temperatura No Separador (Água)	TCV - 402	Nível Alto 75 °C Nível Normal 70 °C Nível Baixo 65 °C	Alarme alto/baixo LV
Nível No Separador (Água)	LSSL - 403	230 mm	Alarme alto/baixo TV
Nível No Separador (Água)	LT - 404	N. Alto 1.626 mm N. Médio 451 mm N. Baixo 230 mm	Alarme alto/baixo TV
Alívio de Pressão (Gás)	PSL - 501	ND	Válvulas e Bombas

O óleo que resulta do tratamento no tratador de óleo é resfriado em um sistema de trocador de calor do tipo placas paralelas, onde o fluido de resfriamento é o próprio petróleo, após esse resfriamento de 110 °C, para cerca de 60 °C, o óleo segue então para o

separador atmosférico (Tab.5) ou separador gravitacional, estágio final de estabilização do óleo. Após esta separação o óleo é enviado para a estação de bombeamento onde será fornecida energia suficiente para o escoamento do petróleo produzido⁽⁶⁾.

Tabela 5: Válvulas de Controle - Separador atmosférico.

Variável de Controle	Instrumento	Set de Comando	Comando / Fecha
Pressão no Separador Atmosférico	PSHH - 309	151 Kpa ABS	LC
Nível de Óleo	LSHH - 3010	1.945 mm	Válvulas de Bloqueio, Manifolds,



			Bombas de Injeção e Produção de Gás lift
Nível do Óleo	LSLL - 3011	305 mm	Válvulas de Bloqueio, Manifolds.
Nível do Óleo	LT - 3012	N. Alto 1.850 mm N.Normal 1788 mm N. Baixo 608 mm	Alarme Alto/Baixo LV
Nível do Óleo	PT – 3013	116 Kpa ABS	Alarme Alto
Pressão de Vazão do Óleo	FCV – 3014	ND	Válvulas de Bloqueio, Manifolds.
Pressão de Descarga Bomba de Transferência	PSL – 3015	181 Kpa ABS	Válvulas de Bloqueio, Manifolds.
Pressão de Descarga Bomba de Transferência	PSH - Bomba	580 Kpa ABS	Válvulas de Bloqueio, Manifolds, Bombas de Injeção e Produção de Gás lift
Nível do Óleo no Separador Atmosférico	LSLL - 3016	1.945 mm	Válvulas de Bloqueio, Manifolds, Bombas de Injeção e Produção de Gás lift

Ainda no separador de produção é possível acompanhar também os estágios de processamento do gás que precisa ser comprimido e desidratado para ser utilizado, após sair do separador de produção o gás carrega em seu composto uma quantidade de líquido que precisa ser retirado antes de chegar ao conjunto de compressores, o local desta separação é o vaso chamado de safety gás (Tab. 6), capaz de operar 6.000,000m³/dia de gás e separar até 90m³/dia de líquido, este vaso tem por finalidade minimizar a possibilidade de arraste de líquido para os compressores, evitando danos. Os compressores possuem três estágios de compressão, compostos por um resfriador de gás e um vaso para separação do condensado formado após a compressão e resfriamento do

gás, sendo este condensado recuperado e enviado novamente para o separador de produção, o gás do ultimo estágio de compressão após o resfriamento segue para a torre de desidratação de gás conhecido como torre de TEG, trata-se de uma torre de absorção de água através do Tri Etileno Glicol como fluido de absorção, esta operação é maximizada pela redução da temperatura e aumento da pressão, sendo que todo o sistema de controle da torre foi projetado de forma que o gás efluente da torre de TEG esteja suficientemente desidratado e que ao sair da torre de TEG possa ser exportado ou para ser consumido internamente, seja como gás combustível ou como gás lift e o que sobra é queimado através do Flair LP, com a finalidade de evitar possíveis danos⁽⁶⁾.



Figura 6: Válvulas de Controle – Vasos Safety Gás.

Variável de Controle	Instrumento	Set de Comando	Comando / Fecha
Pressão de Alívio (Gás)	PSH – 502	639 Kpa ABS	Válvulas
Pressão Jusante 1° Redutora	PSL – 503	7.370 Kpa ABS	Válvulas de Pressão
Pressão Jusante 1° Redutora	PSH – 504	6.766 Kpa ABS	Válvulas de Pressão
Temperatura (Gás/Condensado)	TCV – 505	70°C	Alarme Alto
Temperatura de saída (Gás)	TSL – 506	70°C	Válvulas, Bombas, Alarme Alto.
Pressão de Vazão (Gás)	FCV – 507	1.053 Kpa ABS	Válvulas, Produção Gás Lift, Bombas.
Pressão no Retorno (Condensado)	PSL – 601	1.575 Kpa ABS	Válvulas, Bombas
Pressão no Retorno (Condensado)	PSH – 602	890 Kpa ABS	Válvulas, Bombas

No separador de produção ainda é possível controlar o nível de estabilização da água, que ao sair do separador de produção ainda traz em sua composição um pouco de óleo que precisa ser separado da água. O líquido a uma temperatura de cerca de 110 °C entra em uma bateria de hidrociclones, operação que tem como objetivo remover parte do óleo ainda presente na água e reciclá-lo para o sistema de tratamento de óleo, então já quase isenta de óleos e graxas a água ajuda a aquecer o óleo antes de entrar no flotador, equipamento responsável pelo tratamento final da água produzida, sendo que seu descarte para o mar acontece com teor de óleo e graxa menor que 15 PPM e temperatura máxima de 40°C, diminuindo o impacto ambiental ⁽⁶⁾.

A recuperação suplementar que

acontece através de poços injetores, opera com o suporte do sistema de captação de água do mar que acontece por meio de bombas submersíveis de elevação com capacidade de captar até 180.000m³/dia, que passa por pré-filtros para remoção de partículas superiores a 80 Micras, parte da água recolhida do mar 45.000m³/dia entra então na torre desaeradora onde em um processo de remoção físico-químico do oxigênio é submetida a um vácuo, para complementar o tratamento da água de injeção a mesma passa por filtros do tipo cartuchos, para remoção de sólidos maiores que cinco micras, após esta etapa a água de injeção e enviada para a unidade de remoção de sulfato que tem como objetivo remover sulfato naturalmente presente na água do mar, 2800 PPM, reduzindo seus teores para valores menores que 100 PPM ⁽⁶⁾.

Figura 7: Válvulas de Controle – Sistema de Captação de água.

Variável de Controle	Instrumento	Comando / Fecha
----------------------	-------------	-----------------



Pressão de Segurança na linha	PSV – 701	Válvulas
Controle de fluxo (Bomba)	FCV – 702	Válvulas
Controle de fluxo (armazenamento)	FCV- 703	Válvulas, desenergiza trocadores.
Controle de Alta Pressão (Desaeradora)	PSH – 704	Válvulas
Controle de fluxo (Dreno Manual Filtros)	FCV- 705	Válvulas, Bombas, Filtros.
Controle de fluxo (Bombas de Injeção)	FCV- 706	Válvulas, Bombas, Filtros.

Então água tratada e filtrada com baixa concentração de sulfato é encaminhada para as bombas de injeção e daí para os poços produtores, com vazão controlada com a finalidade de manter os níveis de pressão nos reservatórios, denominada recuperação suplementar. O restante da água captada e tratada é utilizado principalmente para resfriamento dos equipamentos do processo, geração de hipoclorito e geração de água potável ⁽⁶⁾.

Conclusão

Os levantamentos realizados neste trabalho procuraram deixar simplificado o sistema do processo de exploração e produção Off-Shore para ser compreendido por estudantes e outros interessados sobre o assunto, principalmente sobre a água produzida, onde a demonstração do seu fluxo tornou necessária a apresentação da instrumentação básica de uma malha simplificada.

Como resultado, chegamos a uma

simplificação do fluxograma P&ID das condições físicas presentes na exploração e na produção de petróleo a partir de uma plataforma offshore, no caso a P-51 e dos desenvolvimentos tecnológicos necessários para as condições finais adequadas, contudo salientamos que as técnicas demonstradas no trabalho mostram seu desenvolvimento básico das instrumentações exigentes para o processo, como bombas, válvulas, dutos entre outros, nota-se que a obrigatoriedade do desenvolvimento tecnológico tem início a partir do instante em que as áreas operacionais junto à equipe exploradores nas plataformas e os pesquisadores nos centros de pesquisa tomam ciência das barreiras tecnológicas existentes em novas áreas de exploração ou de produção petrolífera. Fácil identificar que o desenvolvimento de novas tecnologias no decorrer dos tempos, ajudou a Petrobras a alavancar a produção de petróleo off - shore em território nacional e assim ser mais competitiva mundialmente, entretanto, precisamos ainda que o governo crie uma legislação de domínio público, que incentive



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

cada vez mais os estudos, pois, as técnicas serão constantemente aperfeiçoadas, sempre buscando o desenvolvimento contínuo, provisionando possíveis perdas ou danos do setor.

Ainda assim, necessitamos de políticas sérias, com responsabilidade e compromisso social, sendo que, históricos anteriores do setor de O/G mostraram um crescimento que possibilitou a alto-suficiência econômica de diversas regiões, como por exemplo, a Cidade de Macaé- RJ, com seu crescimento expressivo.

A crise econômica momentânea a qual passamos, favorece a possibilidade futura de um aumento contínuo da produção, possibilitando a criação de mais empregos e comercialização do mesmo.

Se observarmos o fluxo de exploração e produção da P-51 em suas distintas fases minuciosamente identificarão lacunas com falta de informações, fortalecidas pela (LAI – Lei de Acesso a Informação), que dificultam o acesso a estudos sobre as Plataformas, alegando como motivo o segredo industrial.

O ponto positivo do estudo ficou por conta da equipe embarcada que forneceu dados que contribuíram de forma sucinta e abrangente para a elaboração e nos proporcionar um entendimento superficial sobre as operações.

O ponto negativo ficou por conta dos

dados solicitados à Petrobras e que não nos foram repassados, alegando o motivo mencionado anteriormente, dados estes que contribuiriam de forma precisa para melhor desenvolvimento do assunto abordado.

Para concluir repito que, o governo deve criar legislações através de política públicas que incentive ou favoreçam os estudos, isso contribuirá com os avanços tecnológicos da estatal cada vez mais, afinal, temos empenho, vocação e recurso natural. Precisamos de uma contra partida governamental que apoie a classe estudantil.

Agradecimentos

Agradecemos a Deus, as Faculdades Metropolitanas Unidas- FMU SP por estar sendo a responsável pela nossa formação acadêmica e por todo conhecimento a nós repassados ao longo destes dois anos de graduação, à oportunidade de aumentar nossos conhecimentos através de professores e orientadores, sempre prontos a sanar qualquer dúvida que nós tenhamos. Agradecemos imensamente aos nossos orientadores, Guillermo Ruperto Martín-Cortés e Lázaro de Assis Macedo Jr, que através de sua dedicação e comprometimento pelo ensino nos despertou o interesse na condução deste trabalho; e ao Senhor Paulo Vitor da Costa Soares, Gerente Setorial da Plataforma pelo profissionalismo, experiência e disponibilidade em nos atender durante seus

www.conepetro.com.br

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

dias atribulados de trabalho. A forma conjunta de interação com estes profissionais nos fez entender a importância da visão acadêmica integrada com os processos operacionais reais em relação aos problemas do dia a dia na unidade operante. Muito obrigado a todos!

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) AGÊNCIA Nacional de Energia Elétrica ANEEL Atlas de Energia Elétrica do Brasil.

2. Ed. Brasília: ANEEL, 2005. 111 p.v.

Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/07-](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/07-Petroleo(2).pdf)

[Petroleo\(2\). pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/07-Petroleo(2).pdf)> Acesso em: 05 ago. 2015.

(2) A origem da indústria petrolífera. ND.

Disponível em: <<http://www.clickestudente.com/a-origem-da-industria-petrolifera.html>>.

Acesso em: 05 ago. 2015.

(3) Extração e processamento.

Disponível em: <<http://www.galpenergia.com/PT/investidor/ConhecerGalpEnergia/Os-nosso.aspx>>.

Acesso em: 29 set. 2015.

(4) Apostila petróleo gás e petróleo.

Disponível em:

<<http://pt.slideshare.net/dryanosilva/a-postila-de-gas-e-petroleo>>

Acesso em 11 ago. 2015.

(5) Bacia de Campos.

Disponível em:

<<http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/bacias/bacia-de-campos.htm>>.

Acesso em 05 ago. 2015.

(6) TELLES, Silvana Vichnevski. [Em comunicação privada] Protocolo SIC Petrobras Nº 06873/2015. [mensagem pessoal privada] Mensagem recebida por: <sic@petrobras.com.br>.

Em: 13/10/2015.

(7) TELLES, Pedro Carlos da Silva. 1925 Tubulações Industriais: Materiais, projetos, montagem - 10ª edição (reimpresso).

-Rio de Janeiro: LTC. 2013.

www.conepetro.com.br

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

(8) Tecnologia para ir além. Disponível

em:

<[http://relacionamento.petrobras.com.](http://relacionamento.petrobras.com.br/otc2013/Tecnologia)

[br/otc2013/Tecnologia](http://relacionamento.petrobras.com.br/otc2013/Tecnologia)>

Acesso em 11 ago.2015.



**www.conepetro.co
m.br**

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br