

PETROCHALLENGE: COMO GANHAMOS A COMPETIÇÃO DA AMÉRICA DO NORTE?

Francesca S. Oliveira da Costa¹; Clark Mantini²; Omar El Koussy³

¹ Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Departamento de Engenharia de Petróleo - fuo104@psu.edu

² Pennsylvania State University, College of Earth and Mineral Sciences - cjm5922@psu.edu

³ Pennsylvania State University, College of Engineering - oke5012@psu.edu

RESUMO

O PetroChallenge, uma competição da NexT – uma empresa da Schlumberger, aconteceu nos dias 16 e 17 de janeiro de 2016 em Houston, Texas – Estados Unidos. Contando com times representantes dos Estados Unidos e Canadá, os participantes da competição utilizaram o OilSim, simulador usado pela NexT para treinamentos de diversas disciplinas ofertadas pela empresa. Durante o PetroChallenge, ocorreu uma simulação completa, utilizando o OilSim, de uma companhia de petróleo. Uma aplicação técnica de conhecimentos teóricos prévios foi requerida para os processos *upstream* relacionados com a avaliação das prospecções, como também das decisões de base econômica de produção e construções *midstream*. Foram abordados desde aspectos da engenharia, ciências, regulamentações, economia e outros diversos tópicos importantes para as tomadas de decisão relacionadas aos negócios de uma empresa petrolífera. Este artigo tem como objetivo principal o relato de experiência vivenciada pela equipe durante participação no PetroChallenge da América do Norte e a apresentação de cada um dos seis desafios da competição. Temos também o intuito de motivar estudantes brasileiros à busca de práticas relacionadas e motivar universidades e empresas brasileiras ao investimento em competições nessa área de estudo.

Palavras-chave: petrochallenge, competição, upstream, petróleo, gás.

1. INTRODUÇÃO

O PetroChallenge foi originalmente criado pelas companhias ENI e Faroe Petroleum como parte do Programa de Desenvolvimento de Competências Faroe Islands em 2002. O objetivo inicial foi estimular novos estudantes originais de Faroe para a indústria do petróleo. Depois do sucesso do evento, o PetroChallenge foi expandido para países vizinhos como o Reino Unido, a Dinamarca, e a Islândia. A NexT, uma empresa da Schlumberger que fornece

treinamento técnico e serviços de desenvolvimento profissional para a indústria de petróleo, comprou a competição junto com o simulador de aprendizado upstream OilSim, em Fevereiro de 2014. Em 2015, edições do PetroChallenge aconteceram no Canadá, na Noruega e nos Estados Unidos, atingindo um público de mais de 200 estudantes universitários. [NEXT, 2016]

Em sua primeira edição, que aconteceu nos Estados Unidos, uma das universidades participantes foi a Pennsylvania State University (PSU). No Penn State

PetroChallenge, que foi a seletiva de estudantes da PSU para competir no PetroChallenge da América do Norte, competiram mais de 20 times. [PSU, 2015] A competição ocorreu nos dias 24 e 25 de outubro de 2015. Foram sorteados aleatoriamente os integrantes de cada grupo antes do início da competição.

O grupo 1, denominado Empresa HydroX, era composto pelos autores do artigo: Francesca Oliveira, brasileira do 8º semestre do curso de engenharia de petróleo em intercâmbio, Clark Mantini, americano do 5º semestre do curso de engenharia de petróleo, e Omar El Koussy, egípcio do 4º semestre do curso de engenharia química. Após vencer a seletiva, o time HydroX foi premiado com a participação do PetroChallenge da América do Norte.

2. METODOLOGIA

No PetroChallenge da América do Norte, a situação descrita pelo simulador OilSim era uma área offshore (Figura 1), onde a empresa fictícia HydroX tinha um caixa inicial de 500 milhões de dólares.

A empresa tinha o objetivo de maximizar os lucros, através da criação de valor da empresa, que foi mensurado pela Equação 1:

$$VC = NV - C \quad [1]$$

onde VC = valor da companhia, NV = Net Value dos campos de óleo e gás descobertos e, C= todos os custos envolvidos.



2014, Schlumberger. All rights reserved.

Figura 1: Área Offshore no Simulador

As decisões tomadas durante os desafios e as respostas corretas eram retornadas para as companhias em forma de Pontos de Credibilidade (CP's). O time vencedor foi o que possuía o maior valor da companhia e maior quantidade de CP's.

A competição apresentava 6 desafios, nos quais as estruturas são descritas a seguir.

2.1. Exploração de Bacias Sedimentares

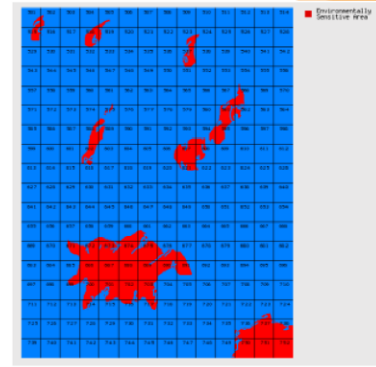
O primeiro desafio consistia em nomear 10 blocos que seriam inclusos nas rodadas de licença oferecidas pelo Governo. Na vida real, essa atividade pode ocorrer em um tempo de 5 à 20 anos. Diversos estudos são realizados para definir as áreas favoráveis à acumulação de petróleo. Dentre esses estudos, estão os geofísicos, que têm como objetivo principal a obtenção de informações sobre a presença, posição e natureza das estruturas geológicas

em subsuperfície, utilizando medidas das suas propriedades físicas, através de gravimetria, magnetometria e sísmica.

Nesta primeira etapa, foram adquiridos um mapa das áreas ambientalmente sensíveis, pesquisas magnéticas e pesquisas gravimétricas dos blocos mostrados no OilSim. Na tela principal do simulador foram exibidos os dados referentes às profundidades da lâmina d'água de cada bloco. Todas equipes tiveram 30 minutos para, a partir da análise de cada uma dessas informações, decidir quais seriam os 10 blocos com a maior probabilidade de serem bacias sedimentares, com o objetivo de incluí-los nas rodadas de licença.

2.1.1. Mapa das Áreas Ambientalmente Sensíveis

Cada país apresenta sua própria legislação e Ministério do Governo responsável pelas leis e definições de suas áreas ambientalmente sensíveis. De acordo com o Ministério do Meio Ambiente do Governo Britânico [BC, 2004], as áreas ambientalmente sensíveis são locais que possuem atributos ambientais únicos, dignos de retenção ou cuidados especiais. Essas áreas são críticas para a manutenção da produção e diversidade da fauna e flora. Através do mapa da Figura 3, blocos apresentando a cor vermelha eram referentes à essas áreas.



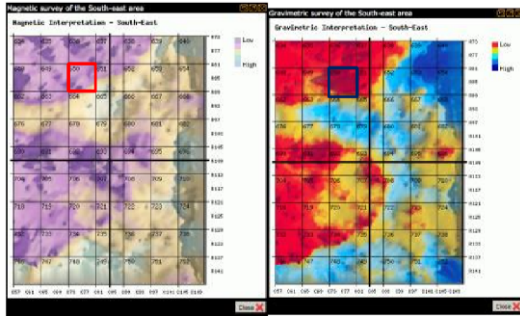
Copyright © 2001 - 2014, Schlumberger. All rights reserved

Figura 2: Áreas Ambientalmente Sensíveis

2.1.2. Pesquisas Magnéticas e Gravimétricas

Através da gravimetria são criados mapas de intensidade de campo gravítico, o qual é diretamente proporcional à densidade das formações. Essas pesquisas permitem a identificação de rochas com menor densidade, que são as mais propícias à existência de hidrocarbonetos. Através das pesquisas magnéticas, é possível identificar potenciais acumulações de hidrocarbonetos, uma vez que as rochas sedimentares têm também uma suscetibilidade magnética muito baixa. [GALP, 2014]

Essas informações foram analisadas nas pesquisas magnéticas e gravimétricas através das legendas de cores lilás e vermelha, respectivamente, na Figura 3.

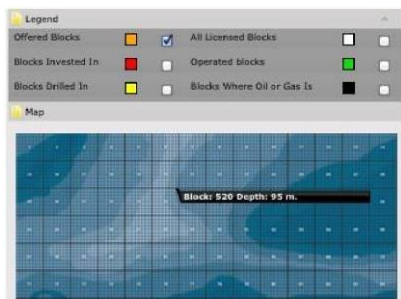


Copyright © 2001 - 2014, Schlumberger. All rights reserved.

Figura 3: Pesquisas Magnéticas e Gravimétricas

2.1.3. Profundidade da lâmina d'água

A profundidade da lâmina d'água (Figura 4) é um dos aspectos chaves para a perfuração offshore, juntamente com a profundidade do poço. [EIA, 2016] Quanto maior a profundidade da lâmina d'água, maior o custo com exploração e produção do petróleo e gás natural.



Copyright © 2001 - 2014, Schlumberger. All rights reserved.

Figura 4: Profundidade da Lâmina d'água

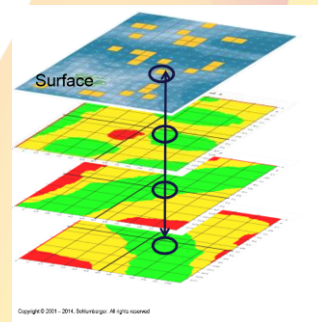
2.2. Divulgação das Licenças – Prospecção e Ofertas

Os blocos que o Governo decidiu oferecer para a primeira rodada das licenças foram mostrados no mapa principal do simulador. A partir dos blocos liberados pelo

Governo, foi necessário escolher três blocos mais promissores e submeter a oferta de cada bloco para o Governo. Na vida real, essa atividade geralmente dura de 1 à 3 anos. Este desafio teve a duração de uma hora.

2.2.1. Mapas de Risco Comum

Os mapas de risco comum (Figura 5) apresentavam os mapas de três diferentes épocas geológicas: Eoceno e Paleoceno da era Cenozoica, e Cretáceo da era Mesozoica. Com as análises desses mapas era possível determinar os blocos com maior probabilidade de ocorrência de formações de bacias sedimentares.



Copyright © 2001 - 2014, Schlumberger. All rights reserved.

Figura 5: Mapas de Risco Comum

2.2.2. Projetos de Responsabilidade Social Corporativa (CSR)

Diversos projetos de Responsabilidade Social Corporativa [CSR, 2013] foram apresentados para a equipe e foi preciso definir quais seriam os mais adequados para investir, baseando-se no custo do investimento, nos CP's disponíveis com tal investimento, na probabilidade de sucesso do

projeto e nos requerimentos para o investimento. Muitos projetos apresentaram probabilidades de sucesso abaixo de 50%. Assim como na vida real, existiam também situações ilícitas. Por exemplo, existia opção de 100% de sucesso em um “Projeto de Roubo” com baixo investimento, por volta de 1 milhão de dólares. Entretanto, perdia-se CP’s com investimentos em projetos anti-éticos como esse.

2.2.3. Sísmica 2D

Os estudos sísmicos são predominantemente uma ferramenta do trabalho de exploração de petróleo. Esses estudos envolvem a geração de ondas de som artificial que se propagam ao longo das rochas e dos reservatórios, sendo depois refletidos para receptores que registram a informação recebida. [GALP, 2014]

A sísmica 2D é uma leitura de ensaios sísmicos em apenas um só plano, como pode ser observado na Figura 6.

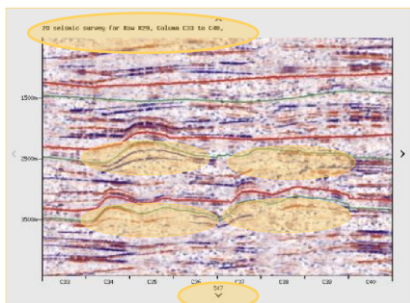


Figura 6: Sísmica 2D

Havia as opções de obter a sísmica apenas processada ou esse material já

interpretado. A diferença entre ambos materiais era o preço mais elevado para o resultado da sísmica já interpretada. A sísmica 2D já interpretada apresentava o topo da rocha selante e o topo da rocha reservatório. Após receber o resultado interpretado, eram analisados os possíveis reservatórios, levando em consideração as elevações nos topos das rochas selantes e reservatórios e, se fosse o caso, as falhas na formação.

A oferta máxima para a licença de cada bloco era de 30 milhões de dólares e a mínima era de 1 milhão. A empresa apenas recebia concessão para exploração de um dos blocos, baseado no valor da oferta e na quantidade de CP’s que possuía. No final da rodada, cada time recebeu uma mensagem do Governo informando qual bloco tinha recebido a licença.

2.3. Parcerias, Exploração, Perfuração e Avaliação

No setor petrolífero, é raro apenas uma empresa investir sozinha em um campo. Geralmente, são realizados consórcios, parcerias, com o propósito de dividir custos e riscos antes, durante e após a exploração dos blocos, como também a divisão de lucros decorrentes de possíveis descobertas. Com essa ideia, as regras determinavam que pelo menos 20% da licença de cada bloco tinha que ser vendida para outras empresas (outros

times). Entretanto, era opcional, para cada empresa, a compra ou investimento em outras licenças. Essa venda ocorreu através do atrativo de cada bloco, determinado a partir dos resultados da sísmica 3D. Na vida real, esse processo dura em torno de 2 à 6 anos.

2.3.1. Sísmica 3D e Parcerias

Na sísmica 3D, é possível criar uma imagem a três dimensões que possibilita uma melhor interpretação das formações e acumulação de hidrocarbonetos em uma determinada região. Com os resultados da sísmica 3D (Figura 7), cada time teve 30 minutos para ir até outras empresas (outros times) e fazer negociações.

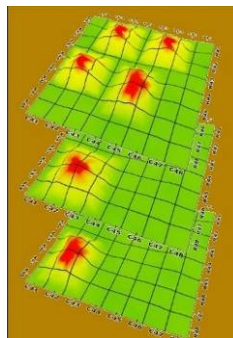


Figura 7: Sísmica 3D

A companhia que possuía a licença era considerada a operadora original e era responsável por todas as decisões referentes à etapa de perfuração. Após a venda de 20% da licença, já era possível iniciar as atividades de perfuração.

2.3.2. Exploração e Perfuração

De acordo com a profundidade da lâmina d'água do bloco, escolhia-se o tipo adequado de sonda. Todos os custos apresentados no simulador foram baseados em valores reais. O custo da sonda foi determinado pela Equação 2:

$$CS = DP * TX \quad [2]$$

onde CS= custo da sonda, DP=dias de atividades de perfuração e, TX=taxa diária da sonda. Foram determinados 20 minutos para decidir todos serviços relacionados à perfuração. Foi fornecida uma “cartilha de empresas”, mostrando uma escala de qualidade entre empresas que prestavam o mesmo serviço. Quanto maior a qualidade, maior a reputação, melhor histórico de segurança e, também, mais caro o serviço. Aquelas companhias que apresentavam um valor baixo na escala de qualidade de serviços, eram baratas, porém possuíam baixa confiabilidade. As companhias eram das mais diversas, desde serviços de análise, de válvulas, de poço, até linhas aéreas de pequeno porte.

Antes das atividades de perfuração iniciarem, um documento de impacto ambiental era apresentado, contendo as áreas dentro dos campos licenciados que não podia-se perfurar. Visualizando esses blocos (Figura 8), decidia-se em quais pontos a perfuração ocorreria.



II CONEPETRO

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

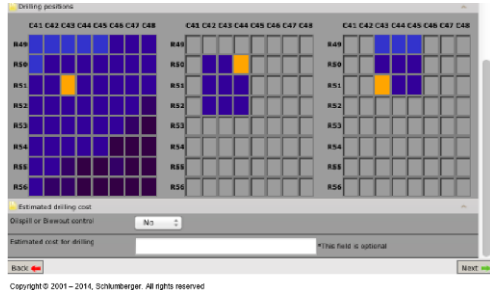


Figura 8: Blocos a serem perfurados

Neste ponto, também era decidido para cada perfuração se ia haver um controle de blowout e kicks. Além disso, era necessário apresentar uma estimativa de custo para aquele projeto de perfuração. Para esse cálculo, foi utilizadas a Equação 2 e a Tabela 1, considerando também quão profundo era o poço, se era um poço vertical ou direcional, se possíveis problemas poderiam ocorrer e, por fim, a média de dias de operação.

Essas perfurações foram exploratórias (wildcat drilling), o que significa que foi através delas que comprovamos se havia petróleo ou não nas áreas que apresentavam maior probabilidade.

Drilling				
Geological layer	Depth below seabed	Min drilling	Max problem	Max total
Eocene	1500 m	10 days	10 days	36 days
Paleocene	2500 m	35 days	35 days	70 days
Cretaceous	3500 m	45 days	45 days	90 days

Tabela 1: Dias de Operação

Depois que o poço era perfurado pela primeira vez, o poço era testado e os resultados da sísmica reinterpretados. Após a identificação das áreas que eram reservatórios, essa fase exploratória também ajudava a estimar os volumes de reservas provadas através da redução da diferença

entre as reservas possíveis e as reservas provadas. Baseado nessa diferença que era determinada a quantidade de poços para perfurar em cada descoberta.

Nesta parte da competição, o valor de venda da companhia começava a ser avaliado e deveria estar positivo. Esse valor poderia ser muito alto, entretanto era necessário que os gastos fossem menores.

2.4. Planejamento – Depleção

Durante esta etapa, foi feito o planejamento dos poços para cada reservatório. Foram escolhidos a quantidade de poços de produção e o tamanho da tubulação. Paralelamente, foi efetuada uma análise nodal e verificado o perfil de produção esperada para cada reservatório encontrado. Na vida real, essas atividades compreendem o tempo de 1 à 2 anos.

2.4.1. Análise Nodal

Através da leitura da análise nodal (Figura 9), determinava-se a máxima vazão do poço como também a tubulação mais adequada para o poço, considerando a produção limite de areia.

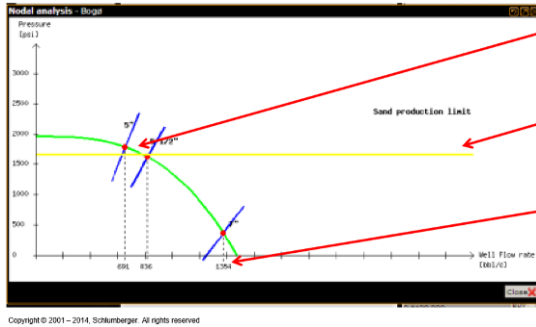


Figura 9: Análise Nodal

2.4.2. Perfil de Produção Esperada – Fluido Multifásico

No Perfil de Produção Esperada (Figura 10), podia-se obter as vazões de óleo, de gás, de condensado e de água para cada reservatório ao longo dos anos.

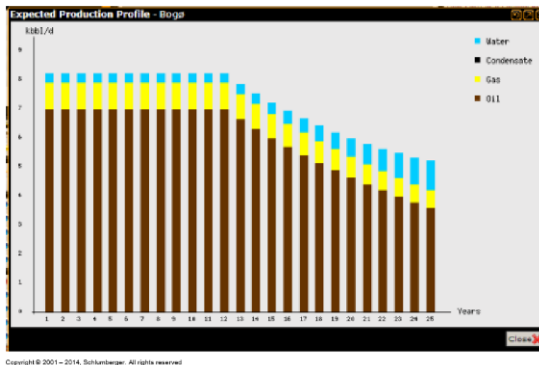


Figura 10: Perfil de Produção Esperada

Com o perfil de cada reservatório, escolhia-se o número de poços baseando-se no maior lucro para a empresa que determinada configuração de quantidade e de tamanho de tubulação dos poços de produção retornava.

2.5. Planejamento – Facilidades

Foram obtidos mapas ambientais relacionados com frequência-escala de terremotos, possibilidade de furacões e

tamanho das ondas na área de exploração (Figura 11).

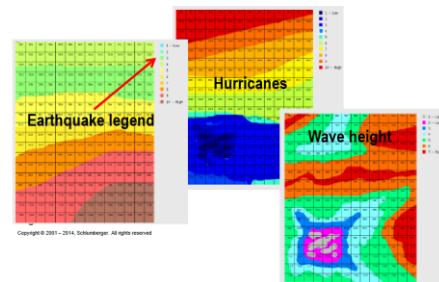


Figura 11: Mapas ambientais

Durante esta etapa, também foi checado se o perfil encontrado de produção dos reservatórios era próximo do que foi estimado anteriormente. Além disso, determinava-se o tipo de plataforma (Tabela 2) baseando-se nos níveis de resistência de terremotos, furacões, tamanho de ondas, profundidade da água, capacidade de armazenamento de óleo e de gás.

	Hurricane	Earthquake	Waveheight	Max Water Depth	Min Capex	Opex	Oil Capacity	Gas Capacity
Jack-up Platform	medium	low	medium	1200	\$1,000,000,000	\$25,000,000	200k/bbl	200k/bbl
Semi-submersible Platform	medium	high	medium	3000m	\$9,800,000,000	\$165,000,000	130k/bbl	300k/bbl
Spar	high	medium	high	2000m	\$9,800,000,000	\$148,000,000	100k/bbl	500k/bbl
Gravity-based Production Platform	medium	high	high	1200	\$7,000,000,000	\$178,000,000	300k/bbl	400k/bbl
Steel-jacket Production Platform	low	low	high	3000	\$1,800,000,000	\$45,000,000	150k/bbl	150k/bbl
Tension Leg Production Platform	medium	medium	medium	1000m	\$4,200,000,000	\$105,000,000	100k/bbl	100k/bbl
FPZO	medium	high	medium	1000m	\$5,000,000,000	\$125,000,000	130k/bbl	2000k/bbl

The above values that this image is based on are: Hurricane: medium, Earthquake: high, Waveheight: high and Seabed depth: 812M.
 Copyright © 2011 - 2014, Schlumberger. All rights reserved.

Tabela 2: Tipos de Plataformas

Na sequência, eram escolhidas as configurações da tubulação referente à flowline, que conecta os tubos de produção aos terminais de facilidades de óleo e gás. Neste desafio, foi estimado o número de barris que podiam ser transportados por dia através das flowlines e pipelines. Com diferentes tipos de flowlines e tamanhos de

tubulação de produção, diferentes quantidades de barris transportados por dia eram obtidos. Para isso, era apresentadas duas tabelas que informavam o tamanho, comprimento, valor estimado de transporte (em barris por dia), e o preço por cada tubo de diferentes tipos de flowlines e pipelines. Para a estimativa do tamanho da flowline, era levado em consideração que o fluido era multifásico, enquanto que para o tamanho do pipeline, considerava-se que o óleo e o condensado iriam para os tanques de armazenamento e o gás era direcionado para a planta de processamento.

2.6. Construção

Na vida real, esta etapa levava de 2 à 5 anos para ser executada. Esse desafio foi dividido em duas partes. Na primeira parte, ocorria o planejamento da construção das facilidades requeridas para operar na plataforma, seguida de uma submissão de um sumário financeiro que apresentava as expectativas de gastos máximos, o total valor no caixa e o tempo esperado para o primeiro óleo/gás ser atingido. Na segunda parte, ocorreu a execução do plano de construção, a tentativa de diminuir os gastos e revisão do plano, para o caso de problemas ocorrerem.

Para a realização do planejamento da construção, era seguido a hierarquia de atividades (Figura 12) que apresenta o

fluxograma a ser seguido e as atividades que são dependentes uma da outra.

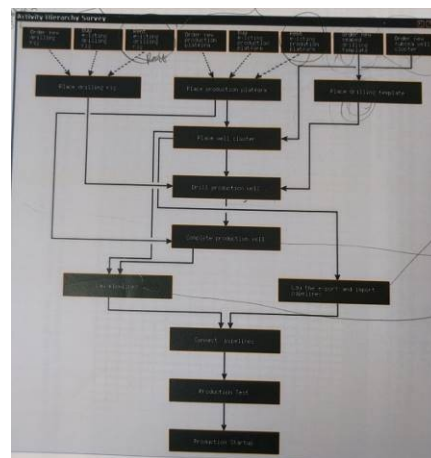


Figura 12: Hierarquia de atividades

Por exemplo, para efetuar o teste de produção era necessário que os pipelines estivessem conectados. Isso significava que a empresa deveria entrar em contato com todas as atividades bases e, de acordo com o tempo, ir selecionando as atividades seguintes a serem executadas.

Em relação ao sumário financeiro que era preciso apresentar ao final do plano da construção, era considerado em quantos dias aquela atividade poderia ser executada, por qual empresa e qual a qualidade dos serviços daquela empresa. Outro aspecto que foi levado em consideração foi o da relação tempo-custo.

Para cada serviço que seria prestado, era estimado o tempo de entrega de cada atividade. Com isso, aplicava-se no gráfico de Gantt os períodos de cada atividade e foi obtido a estimativa de atingir o “primeiro óleo” produzido. O grupo que atingisse o

primeiro óleo primeiro, tivesse o maior valor da companhia e maior quantidade de CP's foi a equipe ganhadora.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

A partir da decisão de não considerar nenhuma área ambientalmente sensível para ser uma área de futura exploração, iniciou-se a diferenciação da equipe HydroX dos outros times. Os blocos que tinham probabilidade do Governo, que também eram aqueles blocos nos quais apenas 0.5% da área estava coberta com a cor vermelha, não foram considerados para a rodada de licenças. Com isso, também foram ganhos extras CP's.

Na definição dos 10 blocos que indicavam uma grande possibilidade de serem bacias sedimentares, de acordo com as interpretações das pesquisas gravimétricas e magnéticas, foram escolhidos os blocos que apresentavam a menor profundidade. Essa decisão afetava diretamente o valor da companhia, uma vez que o gasto para perfuração em uma região mais rasa é menor.

Da análise dos Mapas de Risco Comum, foram selecionados os blocos que apresentavam, nas três épocas geológicas, uma alta-média probabilidade de conter hidrocarbonetos.

Pelas CSR, conseguimos que todos os projetos que estávamos investindo

retornassem a máxima quantidade de CP's. Foi acordado entre todos os membros do time que os investimentos seriam apenas nos projetos com probabilidade maior que 60% de chance de sucesso e que não investiríamos em projetos ilícitos.

Foi utilizada a folha de trabalho para checar onde linhas e colunas da sísmica 2D se interceptavam. Com isso, foi encontrado a quantidade de possíveis prospecções e determinado quais seriam os três blocos que ficariam para a oferta de licença do Governo.

A partir do resultado da sísmica 3D, foi reproduzido os resultados na folha de trabalho referente à essa sísmica e negociado com os outros times as porcentagens relacionadas aos investimentos. Se a empresa tivesse altas chances de prosperidade, era comprado uma porcentagem baixa da licença concedida àquela empresa, ou não negociávamos. Se as chances de prosperidade daquele campo fossem baixas, era vendido uma baixa porcentagem (5% a 10%) da nossa licença. Essas parcerias permitiram a divisão proporcional de todos os gastos futuros e o compartilhamento do recebimento da porcentagem referente ao investimento proveniente da produção de óleo e gás.

Antes do início dessas perfurações, o caixa de todas as empresas estavam no negativo, devido aos investimentos nas pesquisas e primeiras compras referentes aos

diversos mapas e sísmicas. Após o início das primeiras perfurações exploratórias, o valor de venda da empresa passou a ser muito alto. Entretanto, o custo para o desenvolvimento das reservas precisava tornar cada reservatório economicamente viável. Uma vez que cada empresa só tinha licença de desenvolver uma licença para a etapa de produção, foi escolhida a licença que apresentava o maior valor para a empresa.

No planejamento da produção, muitas vezes com a diferença de 10 poços a mais de produção, observamos que obtínhamos um lucro no reservatório de mais de 1 bilhão de dólares.

Durante o processo de construção, foi alternado o uso entre as empresas de alta e média reputação, de acordo com as atividades prioridades para aquele período de execução. Entretanto, nunca optamos pelas empresas com baixíssimos índices. Isso retornou uma economia de mais de 1 bilhão no nosso projeto. Também foi decidido levar em consideração a distância entre os blocos dos terminais de armazenamento e o bloco que os reservatórios se encontravam.

O conjunto das decisões tomadas pela equipe culminaram na vitória da competição PetroChallenge da América do Norte.

4. CONCLUSÕES



Figura 13: Da esquerda para a direita, Omar, Francesca e Clark durante a premiação

A participação no PetroChallenge da América do Norte não trouxe apenas o título de vencedores para o grupo. Foi possível simular todo o processo de uma empresa de petróleo, do início até o final da produção, verificando como o conhecimento científico aplicado pode ser revertido em avanço tecnológico e lucro para a indústria. Além disso, a experiência à nível prático foi extremamente estimulante para todos participantes da competição. Com isso, concluí-se também que levar-trazer essa prática aos países que ainda não possuem pode gerar resultados positivos no ensino-aprendizado para os alunos, além da conexão com profissionais da área e estimulação à busca de empresas que invistam no desenvolvimento profissional dos seus funcionários.

5. AGRADECIMENTOS

À “empresa” HydroX, à Schlumberger, à NexT, à Pennsylvania State University, aos Engenheiros Dr. Jamal e Khalil, por fim, por todos aqueles que mandaram energias positivas e acreditaram que éramos capazes.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CSR. <http://www.csrprojects.org/CSRP/> .Data de acesso: 21/05/2016.

EIA. Drilling Productivity Report. <http://www.eia.gov/petroleum/drilling/> .Data de acesso: 21/05/2016.

Environmental Best Management Practices for Urban and Rural Land Development. Section Five: ENVIRONMENTALLY SENSITIVE AREAS. Disponível em: http://www.env.gov.bc.ca/wld/documents/bmp/urban_ebmp/EBMP%20PDF%204.pdf .Data de acesso: 19/05/2016.

GALP. Prospecção de petróleo. Disponível em: <http://www.galpenergia.com/PT/agalpenergia/os-nossos-negocios/Exploracao-Producao/fundamentos-engenharia-petroleo/Paginas/Prospeccao-de-petroleo.aspx> .Data de acesso: 19/05/2016.

NEXT. PetroChallenge. Disponível em: <http://www.nexttraining.net/resources/PetroChallenge.aspx> .Data de acesso: 16/05/2016.

PSU. Penn State PetroChallenge 2015. Disponível em: <http://sites.psu.edu/pennstatepetrochallenge2015/> .Data de acesso: 16/05/2016.

