



A VOZ DO SECTOR DE PETRÓLEO E GÁS

REGULAÇÃO

NOVOS CONTRATOS DE EXPLORAÇÃO PODERÃO SER ASSINADOS EM 2021

PCA da ANPG avançou o segundo semestre de 2021 como data provável para a assinatura de novos contratos de concessão petrolífera. Pág. 2

TECNOLOGIA

GARANTIA DE FLUXO - AQUECIMENTO ACTIVO SUBMARINO

Engenheiro de Instalações disserta sobre o processo de aquecimento activo submarino e sobre as Tecnologias de Aquecimento Activo. Pág. 4

OPERAÇÕES

TOTAL REAFIRMA COMPROMISSO DE INVESTIR EM ANGOLA

A Total reafirmou, por meio de Arnaud Breuillac, a intenção de continuar a investir em Angola, com foco no desenvolvimento do sector Oil & Gas. Pág. 6

Foto: Arq. BP



Pág. 3

SIGA A ANPG NO SEU WEBSITE E NAS REDES SOCIAIS



www.anpg.co.ao



Agencia Nacional de Petroleo
Gas e Biocombustiveis



anpg_angola_oficial



anpg



REGULAÇÃO

BLOCOS 14, 15, 17 E 18 NOVOS CONTRATOS DE EXPLORAÇÃO PODERÃO SER ASSINADOS EM 2021

EDITORIAL

ANPG, ExxonMobil e SONANGOL ASSINAM TRÊS CONTRATOS PARA EXPLORAÇÃO DA BACIA DO NAMIBE

A Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANPG) celebrou, em Outubro, três Contratos de Serviços com Risco com a ExxonMobil e a Sonangol P&P que possibilitam o aumento da área de exploração na zona marítima (offshore de Angola), em mais 17.800 quilómetros quadrados.

Estes acordos vão permitir identificar o potencial de recursos de hidrocarbonetos existentes na bacia do Namibe. Recorde-se que até ao momento a Bacia do Namibe era uma zona marítima de Angola inexplorada.

Os Blocos de águas profundas 30, 44 e 45 estão localizados entre 50 a 100 quilómetros da costa angolana, numa lâmina de água, que varia entre 1.500 e mais de 3.000 metros de profundidade.

O Presidente do Conselho de Administração da ANPG, Paulino Jerónimo, congratula-se com a assinatura destes Contratos e sublinha as vantagens inerentes à presença da ExxonMobil na Bacia do Namibe, o que permitirá aprofundar o conhecimento geológico, bem como explorar o potencial de hidrocarbonetos ali existente.

ANPG - AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS

Edifício Torres do Carmo -
Torre 2, Rua Lopes de Lima,
Distrito Urbano da Ingombota,
Luanda - República de
Angola
Tel. (+244) 226 428 220

SUBSCREVA

Envie um e-mail para:
comunicacao@anpg.co.ao

O Presidente do Conselho de Administração da Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANPG), Paulino Jerónimo, avançou o segundo semestre do próximo ano como data provável para a assinatura de novos contratos de concessão petrolífera, durante a sua intervenção na Conferência internacional CeraWeek, realizada em Houston, Estados Unidos da América, na qual participou virtualmente por imposição do contexto da pandemia da Covid-19, no mês passado.

Na sessão, intitulada “Novo upstream em Angola: aumentar a competitividade para reposicionar o futuro”, o PCA lembrou as alterações introduzidas no sector ao longo dos dois últimos anos por orientação do Titular do Poder Executivo, acompanhando de perto os operadores e os prestadores de serviço que investem no País.

“Assinámos acordos com grupos empreiteiros para os blocos 14, 15, 17 e 18. No bloco 14 avaliamos três áreas de desenvolvimento e, como resultado, vamos perfurar seis novos poços. Vamos avançar com a perfuração em 17 novos blocos em desenvolvimento numa primeira fase”, disse, acrescentando que no bloco 17 as concessões foram mantidas em duas etapas, a primeira até 2035 e a segunda até 2045.

“Como parte desta extensão, o grupo empreiteiro vai investir por forma a atingir até 2024, pelo menos, 400.000 barris/dia.

No bloco 18, o desenvolvimento do Campo Plataforma foi aprovado e a extração do primeiro óleo é esperada no final do próximo ano. E assinámos um acordo com o novo consórcio para desenvolvermos os campos de gás não associados nos blocos 1, 2 e 3 e fazê-lo chegar à Angola LNG. E embora a pandemia que todos enfrentamos nos tenha colocado desafios ainda maiores, conseguimos trazer para Angola três novas plataformas, estando em discussão da instalação de mais para que executemos o plano aprovado e com isso consigamos manter a produção nos níveis actuais, sem mais declínio”, sublinhou o PCA da ANPG.

*Vamos avançar com
a perfuração em
17 novos blocos em
desenvolvimento
numa primeira fase*



DECRETO SOBRE CONTEÚDO LOCAL GARANTE INTERESSE NACIONAL



“ As entidades devem contratar trabalhadores de nacionalidade angolana, para garantir a necessária formação profissional... ”

O empresariado e quadros angolanos ligados ao ramo de petróleo e gás passam a contar com maiores oportunidades de afirmação, à luz do novo Regime Jurídico do Conteúdo Local do Sector dos Petróleos, plasmado no Decreto Presidencial n.º 271/20, de 20 de outubro.

O Diploma legal determina que na aquisição de bens e serviços no sector de petróleo e gás, deverá haver recurso ao regime de exclusividade ou de preferência a entidades nacionais. Trata-se de uma medida de protecção do interesse nacional a ser materializada

pela Concessionária Nacional, pelas entidades detentoras de contrato de serviços com risco e demais entidades que com elas colaborem na execução das operações petrolíferas.

“As entidades devem contratar trabalhadores de nacionalidade angolana, para garantir a necessária formação profissional e a prestação de condições salariais e sociais compatíveis com a qualificação, sendo proibida qualquer discriminação”, lê-se no documento. O Ministério dos Recursos Minerais, Petróleo e Gás (MIREMPET) o papel de definir as políticas,

fiscalizar os actos de gestão, bem como criar a metodologia de medição e certificação do conteúdo local. A Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANPG) encarrega-se de gerir e acompanhar toda a actividade relacionada com o tema.

As transgressões administrativas ao exposto no Decreto serão puníveis com sanções que incluem o pagamento de multa em moeda nacional equivalente a USD 50 mil, a não celebração de novos contratos e a interdição temporária do exercício de actividade.

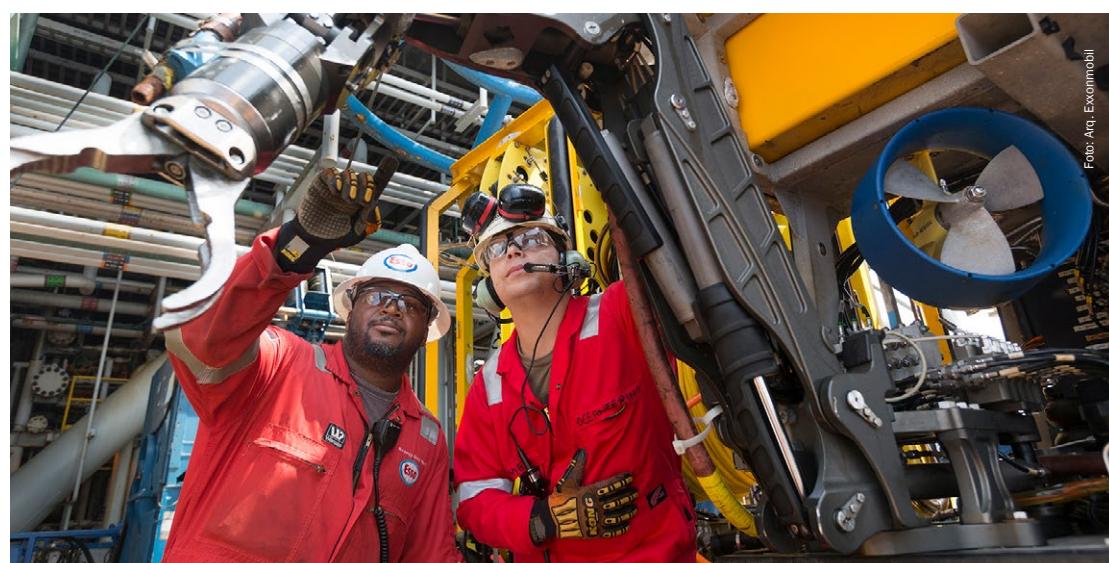


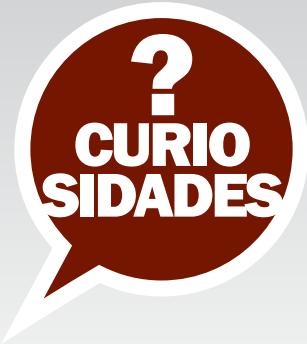
Foto: Arq. Exxonmobil

A BACIA TERRESTRE DO KWANZA

A BACIA TERRESTRE DO KWANZA abrange uma área de cerca de 25.000 Km². As primeiras explorações sistemáticas tiveram início na década de 1900 com uma grande campanha de perfuração que começou desde 1915 até aos meados da década de 30, quando 26 poços foram perfurados.

Com o surgimento da sísmica de reflexão, uma segunda fase de exploração foi realizada entre 1952 e 1982, tendo sido adquiridos cerca de 11.500 Km de linhas sísmicas 2D pelas empresas Purfina (1952-59), Petrangol (1953-82) e pela Total (1970-74). Adicionalmente, foram perfurados 133 poços de pesquisa e avaliação pelas empresas Purfina, Petrangol e ELF.

Como resultado dessa fase de exploração, 11 campos petrolíferos e duas acumulações pequenas de gás natural com um STOOIP combinado de cerca de 400 MMBOE produziram cerca de 90 MMBOE a partir de 150 poços de desenvolvimento até 1998, altura em que se iniciou o abandono dos campos por questões de segurança.



Garantia de Fluxo

AQUECIMENTO ACTIVO SUBMARINO

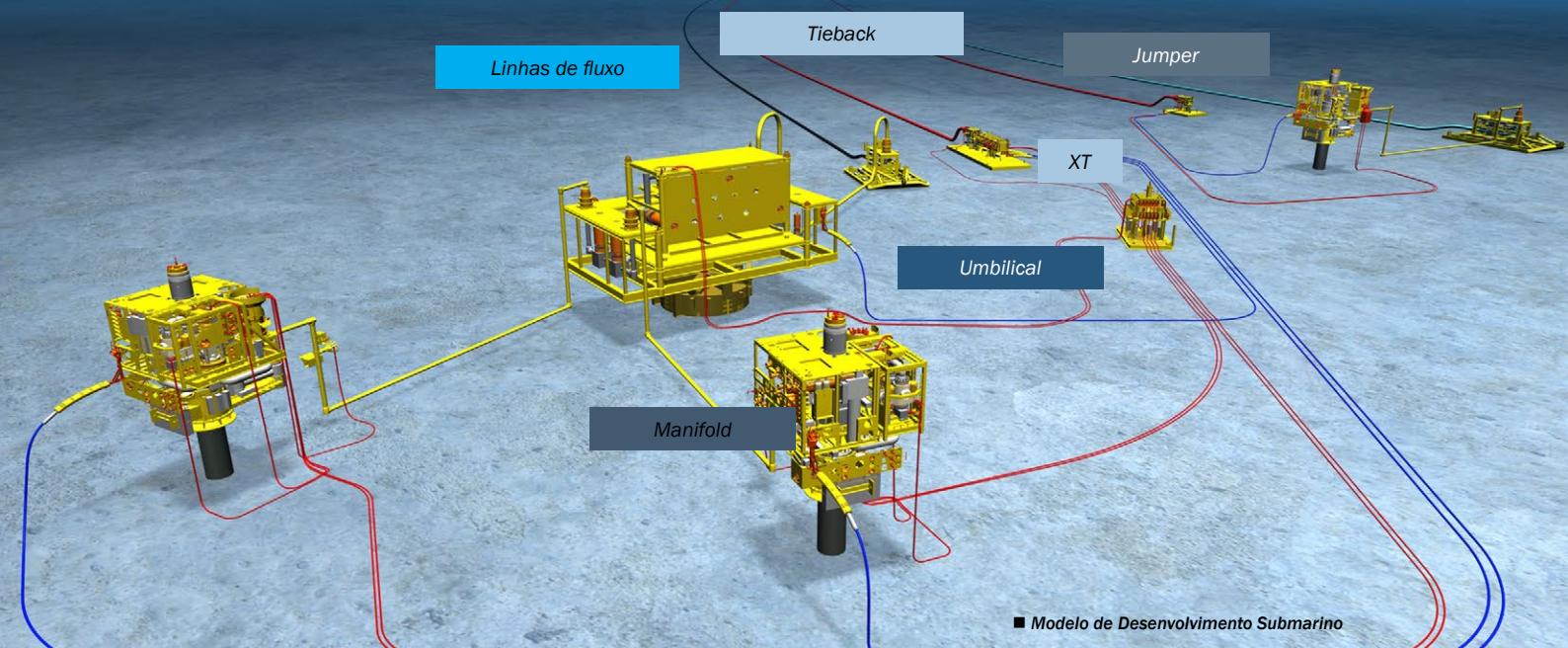
Jorge Nguengo MEng MIET
Engenheiro de Instalações, ANPG

A GESTÃO DE HIDRATOS e parafinas pode ser feita por meio de inibidores, gestão térmica, despressurização e intervenção mecânica. Existem dois meios principais de gestão térmica, nomeadamente isolamento e aquecimento activo.

O aquecimento activo submarino remedia rapidamente hidratos e parafinas através do aumento da

temperatura e fluxo de calor do fluído em escoamento. Deste jeito, o fluído é mantido acima do cloud point, o que elimina a deposição de hidratos e parafinas.

A motivação para o seu uso advém do facto de grande parte dos campos petrolíferos convencionais estar em vias de serem desenvolvidos, onde campos mais complexos apresentam questões de garantia de fluxo que não podem ser resolvidas com isolamento passivo, sendo que a arquitectura de loop convencional ou híbrida por ter impacto considerável no orçamento do projecto e obter custos relativamente baixos com o uso de arquitecturas simplificadas.





TECNOLOGIAS DE AQUECIMENTO ACTIVO

Presentemente existem as seguintes tecnologias de aquecimento activo: circulação de água quente (HWC), aquecimento eléctrico directo - *pipeline* com isolamento molhado (Wet-DEH), aquecimento eléctrico directo - tubo-no-tubo (DEH-PiP), *Electrically Trace Heated Pipe in Pipe* (ETH-PIP) e *Integrated Production Bundle* (IPB).

A mais eficiente delas é o ETH-PIP, com uma eficiência de aquecimento que varia de 90-95% comparada a 60-70% do DEH.

O ETH-PIP combina o alto desempenho térmico do tubo-no-tubo com a alta eficiência de aquecimento de trace cables. Cabos de fibra óptica são incorporados ao sistema para monitorar continuamente a temperatura interna de fluidos e cabos eléctricos ao longo de toda a *pipeline*.

O ETH-PIP foi projectado para aplicações de reel lay, a fim de minimizar o número de conexões eléctricas e ópticas. O sistema foi instalado pela primeira vez em 2012 para o desenvolvimento do campo Islay no Mar do Norte.

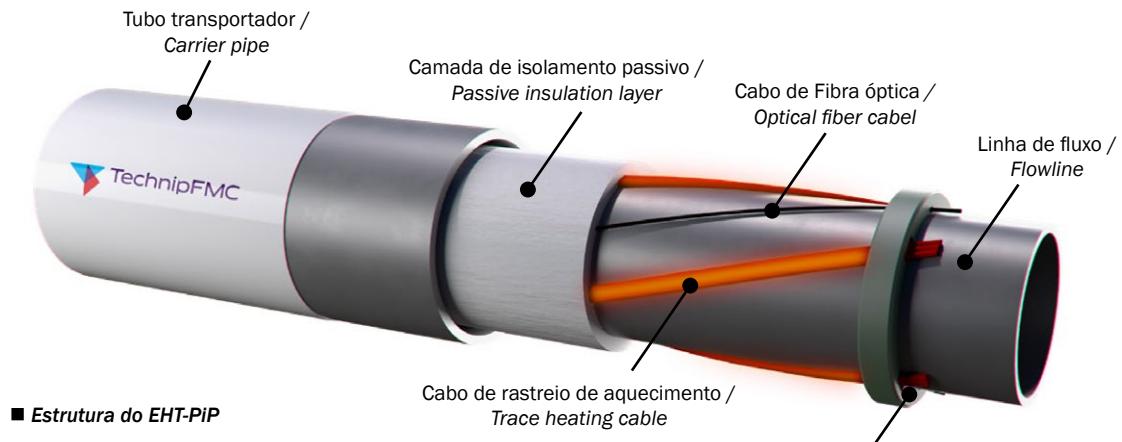
AQUECIMENTO ACTIVO SUBMARINO NA INDÚSTRIA PETROLÍFERA ANGOLANA

Há a destacar o seguinte:

- IPB:** projectos Dália (2006), Pazflor (2011) e PSVM (2012).

- DEH-Wet:** projecto Lianzi (2014).

Além disso, no passado estudou-se a aplicação de tecnologias de aquecimento activo, em particular o EHT PiP, nos projectos Zi-



nia Fase 2 (Bloco 17), PAJ (Bloco 31), ACCE (Bloco 32) e Kalimba (Bloco 15/06).

CONCLUSÃO

O desenvolvimento de tecnologias de aquecimento activo foi iniciado com sistemas de pipeline de circulação de água quente (HWC) e DEH.

As Tecnologias baseadas em componentes de tracing de aquecimento para aquecimento activo de pipelines rígidos (ETH-PiP) ou flexíveis (IPB) foram desenvolvidas com base em lições aprendidas com os sistemas HWC e DEH para melhorar o desempenho geral de aquecimento do sistema activo.

ETH-PiP e IPB podem ser combinados para fornecer aquecimento ao fluido desde as cabeças de poço submarinas até as instalações de superfície (topsides) e resolver possíveis problemas relacionados a pontos frios de componentes de difícil isolamento térmico.



TOTAL REAFIRMA COMPROMISSO DE INVESTIR EM ANGOLA



O Presidente do Conselho de Administração (PCA) da Agência Nacional de Petróleo Gás e Bio-combustíveis (ANPG), Paulino Jerónimo, ladeado pelos Administradores Executivos, Natacha Massano e Belarmino Chitanguileca, recebeu em audiência o Vice-Presidente da Total para a Exploração, Arnaud Breuillac, na manhã de sexta-feira, dia 13 de Novembro de 2020.

O Executivo francês está em Angola no cumprimento de uma agenda de trabalhos que inclui a visita à Concessionária Nacional. No encontro, as duas entidades passaram em revista os assuntos em curso nas diferentes concessões operadas pela Total, como são os casos do Bloco 17, cuja licença de produção foi recentemente estendida, e do Bloco 20/21. Foi destacada a importâ-

ncia de avançar com o desenvolvimento destas concessões, face ao seu impacto significativo nos objectivos da ANPG e do Executivo Angolano, no quadro das sinergias para a redução do declínio de produção.

Arnaud Breuillac frisou a intenção de continuar a investir em Angola, com foco no desenvolvimento do sector Oil & Gas,

para alavancar o investimento da operadora francesa em energias renováveis, tendo sublinhado a importância da estabilidade fiscal e contratual como factor de atracção de investidores para Angola.

Da parte da ANPG, o visitante recebeu a garantia da boa cooperação existente entre os intervenientes do sector. O Conselho de Administração liderado por Paulino Jerónimo está engajado, enquanto motor de iniciativas relevantes, com vista à melhoria do ambiente de negócios nacional e ao reposicionamento internacional da oferta do sector petrolífero angolano.

Arnaud Breuillac frisou a importância da estabilidade fiscal e contratual como factor de atracção de investidores para Angola.

PROJECTO PLATINA BLOCO 18 ENTRA EM PERFURAÇÃO



A BP Angola, em conjunto com os seus parceiros do Projecto Platina e em estreita articulação com a Agência Nacional de Petróleo, Gás e Bio-combustíveis, avançou recentemente com a perfuração no Bloco 18. A chegada a Angola do navio DS-12 permitiu iniciar os trabalhos de perfuração com ligação directa através de um submarino ao FPSO Grande Plutônio.

O projecto agora iniciado envolve 44 milhões de barris de petróleo em reservas estimadas, com a projecção de uma produção de 30 mil barris por dia. A estes números acrescem outros relevantes, uma vez que a BP Angola e o grupo empreiteiro prevêem reduzir em 20% os custos, aumentar em 10% as reservas estimadas inicialmente e antecipar em 12 meses a conclusão do projecto.

A operadora do Bloco 18, a BP Angola, é a detentora dos direitos de exploração desta zona do offshore desde 2007, representando esta nova fase a continuidade dos trabalhos em Angola, depois da implementação do projecto PSVM no bloco 31, cuja produção se iniciou em 2012.

O navio DS-12 vai perfurar quatro poços (dois de produção e dois de injecção) no desenvolvimento do campo Platina, com o apoio de dois navios de carga, um deles equipado com veículos de operação remota (VOR), e outro preparado para dar resposta a situações de emergência.

Paulino Jerónimo, Presidente da ANPG, salienta a importância do projecto e do arranque dos trabalhos. "Convém não esquecermos o perío-

do difícil por que passa o mercado e o sector a nível mundial. E ressalvar o significado que tem para Angola o compromisso das grandes operadoras e o trabalho que continuam a realizar. A BP tem sido um excelente parceiro e a ANPG tudo continuará a fazer para que o trabalho prossiga e os resultados satisfaçam todas as partes envolvidas".

Para o Vice-Presidente Sénior da BP Angola, Adriano Bastos, "o progresso do projecto Platina reitera o compromisso da BP com Angola e representa um forte contributo da mesma para a concretização da estratégia de longo-prazo do Governo no sector de petróleo e gás. Acresce que estamos verdadeiramente satisfeitos por, graças ao trabalho extraordinário das nossas equipas e à estreita

“...o progresso do projecto Platina reitera o compromisso da BP com Angola...”

colaboração com o nosso parceiro SINOPEC, estarmos a conseguir avançar com este projecto de forma muito eficiente. Recordo que estamos a reduzir em 20% os custos, estamos a conseguir aumentar em 10% as reservas estimadas do mesmo e prevemos antecipar em 12 meses a sua conclusão".

FIRST OIL



ANGOLA'S OIL AND GAS NEWSLETTER

ISSUE No. 12

NOVEMBER, 2020

LUANDA

THE VOICE OF THE OIL AND GAS INDUSTRY

REGULATION

NEW EXPLORATION CONTRACTS MAY BE SIGNED IN 2021

ANPG's Chairman announced next year's second semester as a probable timing for new oil concession contracts.

Page 2

TECHNOLOGY

FLOW GUARANTEE SUBMARINE ACTIVE HEATING

Facilities Engineer talks about the Underwater Active Heating process asset and Active Heating Technologies.

Page 4

OPERATIONS

TOTAL REAFFIRMS COMMITMENT TO INVEST IN ANGOLA

Total reaffirmed, through Arnaud Breuillac, the intention to continue investing in Angola, focusing on the development of the Oil & Gas sector. Page 6

Photo: BP



DECREE ON LOCAL CONTENT GUARANTEES NATIONAL INTEREST

Page 3

FOLLOW THE ANPG ON IT'S WEBSITE AND SOCIAL MEDIA



www.anpg.co.ao



Agencia Nacional de Petróleo
Gas e Biocombustíveis



[anpg_angola_oficial](#)



[anpg](#)



REGULATION

BLOCKS 14, 15, 17 E 18 NEW EXPLORATION CONTRACTS MAY BE SIGNED IN 2021

EDITORIAL

ANPG, ExxonMobil and SONANGOL SIGN AGREEMENTS FOR THE NAMIBE BASIN EXPLORATION

The National Agency for Petroleum, Gas and Biofuels (ANPG) signed in October three Risk Service Agreements with ExxonMobil and Sonangol P&P that allow an increase in the exploration area in the maritime zone (offshore of Angola), in an additional 17,800 square kilometers. These agreements will make it possible to identify the potential of hydrocarbon resources existing in the Namibe basin. It is recalled that until now the Namibe Basin was an unexplored maritime zone in Angola.

Deep water blocks 30, 44 and 45 are located between 50 and 100 kilometers from the Angolan coast, in a water depth that varies between 1,500 and more than 3,000 meters in depth.

ANPG's Chairman of the Board of Directors, Paulino Jerónimo, welcomes the signing of these Contracts and underlines the advantages inherent to the presence of ExxonMobil in the Namibe Basin, which will help to deepen geological knowledge and further exploration of the existing hydrocarbon potential.

ANPG's Chairman of the Board of Directors (CBD), Paulino Jerónimo, announced next year's second semester as a probable timing for new oil concession contracts, as he spoke at CeraWeek International Conference, held in Houston, United States of America, which he attended virtually last month, due to the Covid-19 pandemic context.

In the session, entitled "New upstream in Angola: increasing competitiveness to reposition the future", Mr. Jerónimo recalled the changes introduced in the sector over the past two years under the guidance of the Angolan Government, closely monitoring those operators and service providers that investing in the country.

"We signed agreements with

groups of contractors for blocks 14, 15, 17 and 18. In block 14 we evaluated three development areas and, as a result, we will drill six new wells. We are moving forward with drilling in 17 new blocks under development in the first phase", he said, adding that in block 17 the concessions were maintained in two stages, the first until 2035 and the second until 2045.

"As part of this extension, the contractor group will invest in order to reach, by 2024, at least 400,000 barrels / day. In block 18, the development of Campo Plata was approved and the extraction of the first oil is expected at the end of next year. And we signed an agreement with the new consortium to develop the non-associated gas fields in blocks 1, 2 and 3 and get it to Angola LNG.

And although the pandemic that we all face has presented us with even greater challenges, we managed to bring three new platforms to Angola, and we are discussing the installation of more, so that we can execute the approved plan and with that, produce at current levels, without further decline", stressed ANPG's Chairman Board of Directors.

We will move forward with drilling in 17 new blocks under development in the first phase

ANPG - AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS

Edifício Torres do Carmo - Torre 2, Rua Lopes de Lima, Distrito Urbano da Ingombota, Luanda - República de Angola
Tel. (+244) 226 428 220

SUBSCRIBE.

Send an e-mail to:

comunicacao@anpg.co.ao



DECREE ON LOCAL CONTENT GUARANTEES NATIONAL INTEREST



The entities must hire Angolan nationals manpower, guarantee the necessary professional training

Amongst Angola's business stakeholders, those related to the oil and gas sector now have greater opportunities, in light of the new Legal Regime for Local Content in the Oil Sector set out in Presidential Decree No. 271/20, of October 20th.

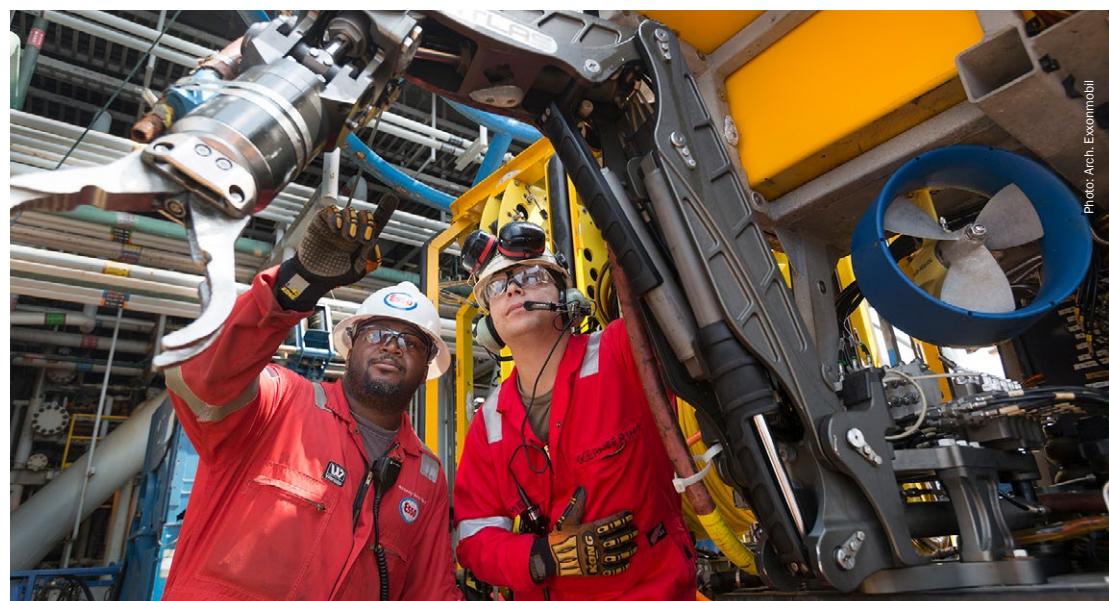
The legal diploma determines that in the acquisition of goods and services in the oil and gas sector, an exclusive regime or preference should be given to national entities. It is a measure that allows for the protection of national interests, one that is to

be materialized by the National Concessionaire, by entities that hold a service risk contract and other entities that collaborate with them in the execution of oil operations.

"The entities must hire Angolan nationals manpower, guarantee the necessary professional training and the provision of salary and social conditions compatible with the qualification, being strictly prohibited discrimination of any sort", reads the document. The Ministry of Mineral Resources, Oil and Gas (MIREMPET) plays the

role of defining policies, supervising management acts, developing a measurement methodology and certifying local content.

The National Oil, Gas and Biofuels Agency (ANPG) is responsible for managing and monitoring all activity related to this subject. Administrative violations of the provisions of the Decree will be punishable by sanctions that include the payment of a fine in national currency equivalent to USD 50,000, as well as the non-execution of new contracts, and the temporary ban from current activities.

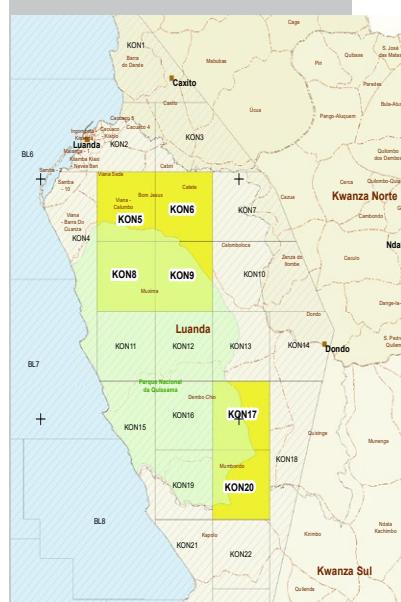


THE KWANZA TERRESTRIAL BASIN

Covers an area of about 25,000 km². The first systematic explorations began in the 1900s with a large drilling campaign that began in 1915 and lasted until the mid-1930s, when 26 wells were drilled.

With the emergence of seismic reflection, a second exploration phase was carried out between 1952 and 1982, with approximately 11,500 km of 2D seismic lines acquired by Purfina (1952-59), Petrangol (1953-82) and ELF (Total) (1970-74). Additionally, another 133 research and appraisal wells were drilled by Purfina, Petrangol and ELF.

As a result of this exploration phase, 11 oil fields and two small accumulations of natural gas with a combined STOOIP of around 400 MMBOE produced around 90 MMBOE from 150 development wells until 1998, when it started the abandonment of camps for security reasons.



Flow Guarantee

SUBMARINE ACTIVE HEATING

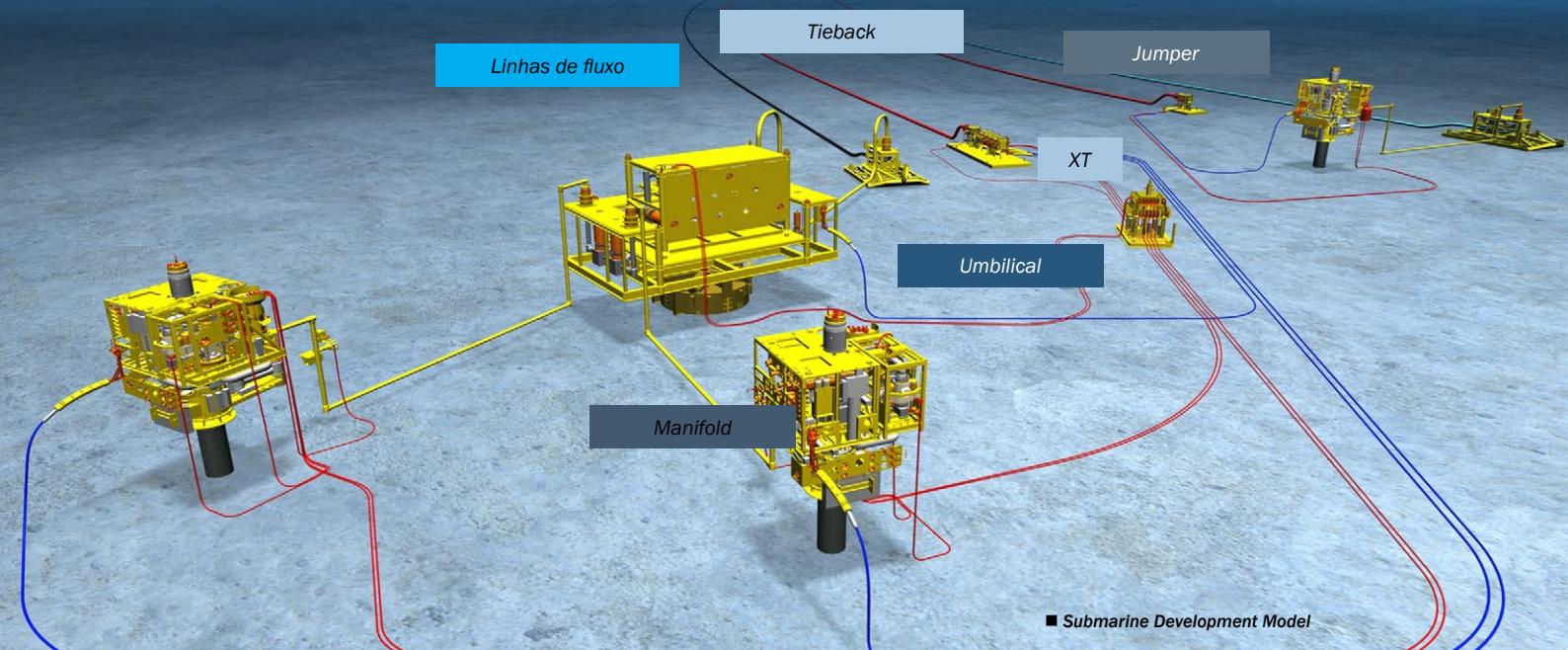
Jorge Nguengo MEng MIET
Facilities Engineer, ANPG

The management of hydrates and paraffins can be done through inhibitors, thermal management, depressurization and mechanical intervention. There are two main means of thermal management, namely insulation and active heating.

Underwater active heating rapidly assists hydrates and paraffins by increasing the temperature and the

heat flow of the flowing fluid. This way, the fluid is kept above the cloud point, which eliminates the deposition of hydrates and paraffins. The motivation for the use of this method is due to the fact that conventional oil fields are in the process of being developed, where more complex fields present issues with guaranteeing the flow.

The latter cannot be solved with passive isolation, conventional loop architecture or hybrid, because it has a considerable impact on the project budget and can obtain relatively low costs with the use of simplified designs.





ACTIVE HEATING TECHNOLOGIES

Currently, the following active heating technologies exist: hot water circulation (HWC), direct electric heating - wet-insulated pipeline (Wet-DEH), direct electric heating - tube-in-tube (DEH-PiP), Electrically Trace Heated Pipe in Pipe (ETH-PIP) and Integrated Production Bundle (IPB). The most efficient of these is the ETH-PIP, with a heating efficiency that varies from 90-95% compared to 60-70% of the DEH.

ETH-PIP combines the high thermal performance of tube-in-tube with the high heating efficiency of trace cables. Fiber optic cables are incorporated into the system to continuously monitor the internal temperature of fluids and electrical cables throughout the entire pipeline.

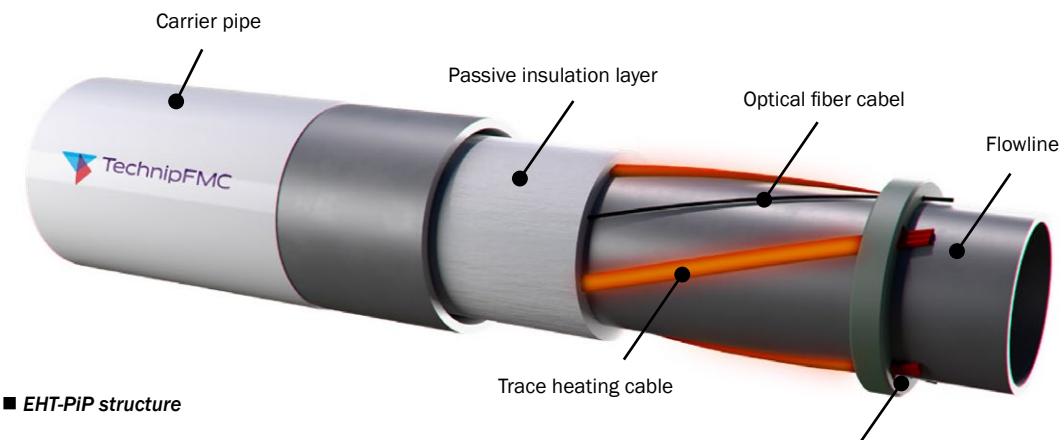
The ETH-PIP was designed for reel lay applications, in order to minimize the number of electrical and optical connections. The system was first installed in 2012 for the development of the Islay field in the North Sea.

SUBMARINE ACTIVE HEATING IN THE ANGOLAN OIL INDUSTRY

The following should be highlighted:

- **IPB:** Dália (2006), Pazflor (2011) and PSVM (2012) projects.
- **DEH-Wet:** Lianzi project (2014).

In addition, the application of active heating technologies, in particular the EHT PiP, was studied in the Zinia Phase 2 (Block 17), PAJ (Block 31), ACCE (Block 32) and Kalimba (Block 15/06) projects.



CONCLUSION

The development of active heating technologies was initiated with pipeline systems for hot water circulation (HWC) and DEH.

Problems related to cold points of components of difficult thermal insulation.



TOTAL REAFFIRMS COMMITMENT TO INVEST IN ANGOLA



The Chairman of the Board of Director for ANPG, the Agency for National Petroleum Gas and Biofuels, Paulino Jerónimo, flanked by the Executive Administrators, Natacha Massano and Belarmino Chitangueleca, received Total's Vice President for Exploration, Arnaud Breuillac, Friday morning, November the 13th.

The French Executive is in Angola to fulfill a work schedule that

includes a visit to the to the National Concessionaire. At the meeting, the two entities reviewed the subjects underway in the different concessions operated by Total, such as Block 17, whose production license was recently extended, and Block 20/21.

The importance of moving forward with the development of these concessions is to be highlighted due to its significant impact

on ANPG and the Angolan Executives' objectives within the framework of synergies to reduce the decline of production.

Arnaud Breuillac stressed the intention to continue investing in Angola, focusing on the development of the Oil & Gas sector to leverage the investment of French energy operator in renewable energy sources. Fiscal and contractual stability have been poin-

ted out as a significant attraction factor to investors in Angola.

From ANPG, the visitor received a guarantee of good cooperation amongst the sector stakeholders. The Administration led by Paulino Jerónimo is engaged to being the engine that pushes forward initiatives to improve the national business environment and international repositioning of Angola's oil sector supply.

Arnaud Breuillac referred to the importance of fiscal and contractual stability as a key factor in attracting investors to Angola.



BP Angola, together with its partners in the Platina Project and in close articulation with the Angolan Oil, Gas and Biofuels Agency, recently moved forward with drilling in Block 18. The arrival in Angola of the DS-12 vessel allowed the drilling to begin with direct connection through a submarine to the FPSO Grande Plutônio.

The project that now begins involves 44 million barrels of oil in estimated reserves, with a projected production of 30,000 barrels per day. In addition to these numbers, there are other relevant ones, such as the reduction of total cost by 20% by BP Angola and its Contractor Group, the increase of reserves initially estimated by 10% and the anticipation by 12 months of the conclusion of the project.

The operator of Block 18, BP Angola, has been the owner of the exploration rights in this offshore area since 2007. This new phase represents the continuity of its work in Angola, after the implementation of the PSVM project in block 31, whose production started in 2012.

The vessel DS-12 will drill four wells (two for production and two for injection) in the development of the Platina field, with the support of two cargo ships, one of them equipped with remote operating vehicles (ROV), and the other prepared to provide emergency response.

Paulino Jerónimo, Chairman of the Board of Directors of ANPG, stresses the importance of the project and the

start of the works. "We must not forget the difficult period that the market and the sector is going through worldwide. And to emphasize the significance that the commitment of the big operators has for Angola and the work that they continue to do. BP has been an excellent partner and ANPG will continue to do everything for the continuation of the work as to achieve results that satisfies all parties involved".

For the Senior Vice-President of BP Angola, Adriano Bastos, "the progress of the Platina project underpins BP's commitment to Angola by delivering additional production in support to the company and the Government's long-term strategy for the oil and gas sector. In addition, we are proud that, thanks to the extraordinary work of our

"...The progress of the Platina project underpins BP's commitment to Angola..."

teams and close collaboration with our partner SINOPEC, we are moving forward very efficiently with this project. I would like to remind you that we are reducing costs by 20%, we are managing to increase the estimated reserves by 10% and we anticipate by 12 months the completion of the project".