Relatório de Certificação de Reservas de Manati

REFERENTE A 31 DE DEZEMBRO DE 2020

Enauta

Av Almirante Barroso, nº52, Sala 1101 – Centro
Rio de Janeiro – RJ | Cep: 20031-918
Tel: 55 21 3509-5800 | www.enauta.com.br

Enauta Divulga Atualização das Reservas do Campo de Manati

Rio de Janeiro, 31 de março de 2021

A Enauta Participações S.A. ("Companhia", B3: ENAT3) divulga hoje a atualização das reservas de gás natural e condensado do Campo de Manati datada de 31 de dezembro de 2020, com base no relatório de certificação de reservas elaborado pela consultoria independente, GaffneyCline, intitulado "Relatório de Reservas do Campo de Manati, Brasil, de 31 de dezembro de 2020" emitido em 03 de fevereiro de 2021.

O Campo de Manati, localizado na Bacia de Camamu, próximo à costa nordeste do Brasil, é um dos maiores campos produtores de gás não associado do país. A Enauta é a sócia majoritária do campo com 45% de participação, o qual é operado pela Petrobras. O Campo de Manati permanece sendo um gerador do significativo fluxo de caixa operacional da Enauta.

Em 16 de agosto de 2020, a Companhia anunciou um acordo para venda de sua participação total (45%) no Campo de Manati para a Gas Bridge S.A. O valor negociado é de R$ 560 milhões, podendo ser aumentado em função de certos eventos e condições regulatórias e comerciais. Como parte do acordo, a Enauta continuou recebendo o fluxo de caixa do Campo até 31 de dezembro de 2020. A transação está sujeita a uma série de condições precedentes e os atos necessários para a conclusão do contrato, incluindo-se o pagamento do preço de compra, devem ser realizados até 31 de dezembro de 2021.

Manati possui seis poços interligados por linhas submarinas à uma plataforma fixa de produção (PMNT-1), instalada em uma profundidade de 35 metros, localizada a 10 km da costa, sendo operada remotamente. Da plataforma, o gás flui por um gasoduto marítimo e terrestre, de 125 km de extensão, passando por uma planta de compressão de gás localizada a 20 km da plataforma, no continente, até a estação de tratamento de gás Geofísico Vandemir Ferreira, na Cidade de São Francisco do Conde. Após ser tratado, o gás de Manati é vendido para a Petrobras e o condensado para a Dax Oil.

A Enauta Participações S.A. detém 100% de participação na Enauta Energia S.A. Para os fins deste Relatório, a Enauta Energia S.A. é denominada "Enauta" ou "Companhia".

Segue abaixo um extrato do relatório da GaffneyCline:

O extrato a seguir é uma tradução livre do Relatório original da GCA em inglês. A tradução foi feita pela Enauta e em caso de qualquer diferença, a versão em inglês prevalecerá.

"Relatório de Reservas Para o Campo de Manati, Brasil Em 31 de Dezembro de 2020

Este relatório de reservas foi elaborado pela GaffneyCline e emitido em 03 de fevereiro de 2021 a pedido da Enauta Energia S.A. (Enauta ou "o cliente"), detentora de 45% de participação no Campo de Manati, no Bloco BCAM-40, na Bacia de Camamu-Almada, na costa da Bahia, no Brasil.

Em um comunicado ao mercado datado de 16 de agosto de 2020, a Enauta anunciou que assinou um acordo de venda de sua participação de 45% no campo de Manati para Gas Bridge, S.A. ("Comprador"), sujeito a algumas condições precedentes não divulgadas. O Fato Relevante mencionou que a Enauta continuaria a ter direito às receitas das vendas de gás natural e condensado e, posteriormente, eles informaram a GaffneyCline que a Enauta manterá a sua participação até o fechamento do negócio. Após o fechamento, o fluxo de caixa líquido após 1º de janeiro de 2021 será usado para reduzir / aumentar o valor a ser pago pelo Comprador.

Em 31 de dezembro de 2020, a Enauta mantinha sua participação de 45% no campo de Manati. As reservas estabelecidas neste relatório são cotadas como líquidas para os interesses da Enauta, assumindo que o Campo de Manati continua a ser operado conforme planejado pela Enauta durante todo o restante de sua vida econômica. No entanto, as futuras reservas e receitas da Enauta serão limitadas ao seu tempo restante de participação antes do fechamento do acordo de venda.

A GaffneyCline realizou uma auditoria independente em 31 de dezembro de 2020, sobre os volumes de hidrocarbonetos líquidos e de gás natural que se espera produzir no referido campo. Com base nas informações técnicas e outras informações disponibilizadas a nós sobre esse ativo, fornecemos neste documento os relatórios de reserva apresentados na tabela abaixo.

Relatório de Reservas Remanescentes de Volumes de Hidrocarbonetos em 31 de Dezembro de 2020, Campo de Manati, Brasil

	Volumes de Venda Bruto (100%)		Reservas Líquidas para a Companhia	
Categoria	Líquidos (MMBbl)	Gás (Bm^3)	Líquidos (MMBbl)	Gás (Bm^3)
1P	0,25	3,16	0,11	1,42
2P	0,31	3,90	0,14	1,76
3P	0,38	4,88	0,17	2,20

Os volumes de líquidos que constam neste relatório representam o condensado estimado a ser recuperado a partir do gás natural e são referidos em milhões de barris (MMBbl). Os volumes de gás natural representam as vendas esperadas de gás, e são reportados em bilhões (10^9) de metros cúbicos (Bm^3) em condições padrão de 1 Bar (101,325 kPa) e 20 graus Celsius.

Os volumes de reserva foram reduzidos para o uso de combustível na planta de compressão, estimado em de 2,5% do gás produzido. De acordo com a Lei brasileira do Petróleo, artigo 47, "... os royalties devem ser pagos em base mensal, em moeda nacional ..." e, sendo assim, os royalties devem ser tratados como deduções caixa ao invés de redução da produção.

Os volumes de venda das reservas de gás são baseados em contratos de gás firmes e existentes e excedem as quantidades de *take-or-pay* reportadas pela Enauta.

Descrição da Área

A Bacia de Camamu-Almada está localizada na costa do estado da Bahia, nordeste do Brasil. O Bloco BCAM-40 fica em águas rasas, a profundidade de aproximadamente 20-50 metros e a 10-20 km da costa.

O campo de gás de Manati foi descoberto pela Petrobras em 2000, com a perfuração do poço 1-BAS128-BA (veja Figura 1).

O Campo de Manati iniciou a produção em 2007 a partir dos arenitos da Formação Sergi (veja Figura 2) e produziu uma média em 2020 de 2,4 MMm3/d de gás e 179 bopd de condensado, a partir de seis poços. Estas vazões médias baixas foram impactadas por um período de paralisação na produção de 22 de fevereiro a 24 de maio devido à pandemia de COVID-19 e reduções de demanda no mercado de gás. (Figura 3). Em dezembro de 2020, a vazão de produção de gás havia retornado para cerca de 3,7 MMm3/d e a taxa de condensado era de 299 bpd.

Figura 1 – Mapa de localização do Campo de Manati

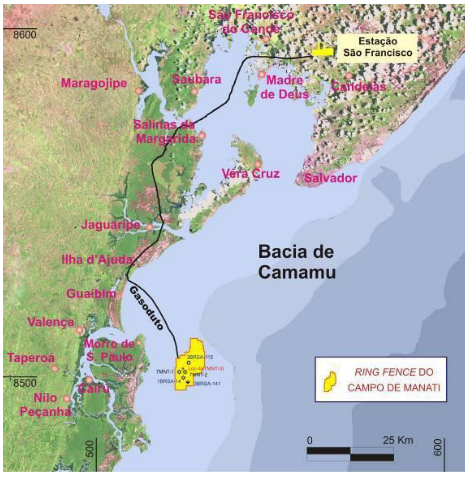


Figura 2 – Mapa estrutural da Formação Sergi

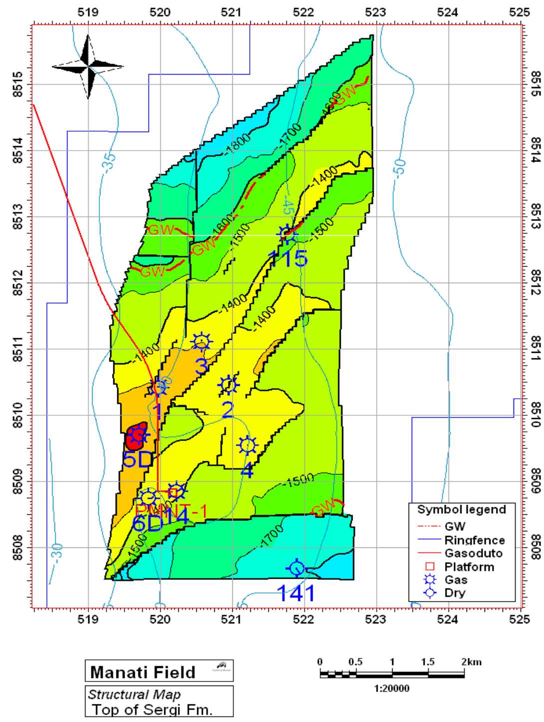
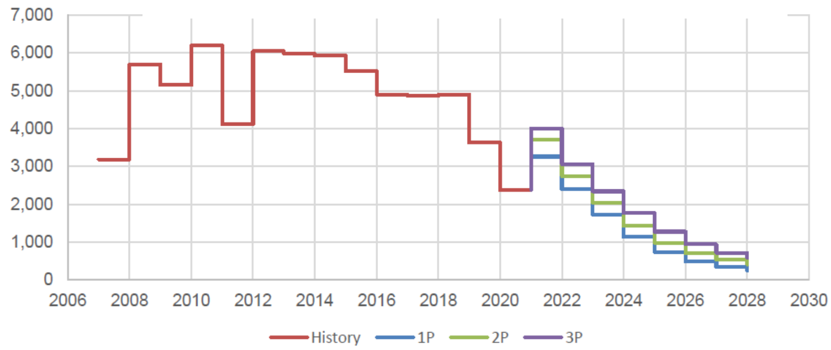


Figura 3 – Histórico de Produção de Manati e Perfis Futuros

Média de Gás Anual – (Mm³/d)



Fonte: Enauta

A produção acumulada em 2020 é de 25,0 Bm³ de gás e 2,38 MMBbl de condensado. Os dados de produção e pressão, atualizados até dezembro de 2020, foram analisados através de balanço de materiais, que indica um volume original de gás in place de 32,8 Bm³.

Este valor é menor que volume original de gás in place calculado pela Enauta por métodos volumétricos de 37,0 Bm³ para a estimativa do melhor caso e 42,5 Bm³ para o caso otimista. A diferença de volumes foi interpretada como gás in place que não está sendo drenado pelos seis poços produtores existentes.

Foi identificado pela Enauta que este volume extra está localizado na porção norte do reservatório, separado por barreiras de baixa permeabilidade. De acordo com a Enauta, um exercício de simulação conduzido pela Petrobras e adotado pela Enauta indica que a porção norte só deverá começar a contribuir e prover suporte de pressão próximo do final da vida do campo. Essa contribuição tardia de pressão é suportada por um razoável ajuste de histórico de pressão para cada categoria de reserva.

Houve considerável discussão em relação à necessidade de um poço adicional para produção de volumes adicionais na parte norte do campo. Se a resposta da pressão prevista não for observada de acordo com os resultados da simulação, outros poços poderão ser necessários para evitar que uma parte do volume de reservas seja reclassificada como Recursos Contingentes.

A GaffneyCline utilizou a estimativa de balanço de materiais da OGIP de 32,8 Bm3 como base da estimativa de Reservas Provadas, dando um fator recuperação técnico de 87,7%.

Fatores de recuperação com base nas estimativas volumétricas para os volumes originais dos casos base e otimista, que incluíram as porções norte do campo, não são representativos porque os poços existentes não estão drenando totalmente o gás desses blocos ao norte devido às barreiras de permeabilidade.

Perfis de produção futuros foram estimados pelos resultados de simulação e pelos volumes reais de vendas no final de 2020. O histórico de simulações para os cenários 2P e 3P são razoáveis e serão revisados no futuro para avaliar se a contribuição prognosticada dos blocos do norte está de fato ocorrendo.

A estação de compressão foi instalada no continente em 2015 completando o desenvolvimento do Campo. Todas as reservas são consideradas como Desenvolvidas. O poder calorífico médio do gás é de 8.800 Kcal/m3 enquanto o rendimento em condensado é de 75 Bbl/MMm3 em 2020.

Avaliação De Reservas

Esta avaliação foi baseada nas reservas estimadas e em outras informações fornecidas pela Enauta para a GaffneyCline até 20 de janeiro de 2021 e incluiu os testes, procedimentos e ajustes que foram considerados necessários. Todas as questões que surgiram no processo de auditoria foram resolvidas satisfatoriamente na avaliação da GaffneyCline.

É opinião da GaffneyCline de que as estimativas do volume total remanescente recuperável de hidrocarbonetos em 31 de dezembro de 2020 são de forma agregada adequadas e que a classificação e categorização das reservas é apropriada e consistente com as definições de reservas da Petroleum Resources Management System (PRMS), aprovado pela Society of Petroleum Engineers, World Petroleum Council, American Association of Petroleum Geologists e Society of Petroleum Evaluation Engineers em junho de 2018, versão 1.01.

A GaffneyCline conclui que as metodologias utilizadas pela Enauta para inferir as estimativas de reservas são apropriadas e que a qualidade dos dados utilizados, a análise e acurácia do processo de estimativas são adequados.

Embasamento da Opinião

Este documento reflete o julgamento profissional informado da GaffneyCline com base em padrões aceitáveis de investigação profissional e, quando aplicável, em dados e informações fornecidos pelo cliente, em escopo de comprometimento limitado, e pelo tempo permitido para que se conduza a avaliação.

Em linha com os padrões aceitáveis, este documento de forma nenhuma constitui ou garante ou prevê resultados, e não há nenhuma garantia implícita ou explícita de que os resultados de fato estarão em conformidade com os resultados aqui apresentados. A GaffneyCline não verificou de forma independente qualquer informação provida ou direcionada pelo cliente, e aceitou a acurácia e totalidade desses dados. A GaffneyCline não possui razões para acreditar que algum fato relevante foi ocultado, mas não garante que seus questionamentos tenham revelado todas as questões que uma avaliação mais extensiva poderia ter desvendado.

As opiniões expressas aqui estão sujeitas a, e totalmente qualificadas, pelas incertezas geralmente aceitas associadas à interpretação dos dados de geociência e engenharia e não refletem a totalidade das circunstâncias, cenários e informações que poderiam potencialmente afetar as decisões feitas pelos leitores do relatório e/ou resultados de fato. As opiniões e afirmações contidas neste relatório são de boa fé e baseadas na crença de que essas opiniões e afirmações são representativas das circunstâncias físicas e econômicas prevalecentes.

Há muitas incertezas inerentes à estimativa de reservas e recursos, e na projeção da produção, custos com desenvolvimento, custos operacionais e fluxos de caixa futuros. A avaliação de recursos e reservas de petróleo e gás tem de ser vistas como um processo subjetivo de estimativa de acumulações hidrocarbonetos em subsuperfície que não podem ser mensuradas de forma exata. Estimativas de reservas ou recursos de petróleo e gás elaboradas por terceiros talvez sejam diferentes, de forma material, das contidas neste relatório.

A exatidão da estimativa de qualquer reserva ou recurso é função da qualidade dos dados disponíveis e da interpretação geológica e de engenharia. Os resultados da perfuração, teste e produção, posteriores a elaboração das estimativas podem justificar revisões, sendo que algumas ou todas podem ser significativas. Da mesma forma, as estimativas de recursos e reservas são, em geral, diferentes das quantidades de petróleo e gás recuperadas de fato, sendo que o prazo e o custo desses volumes recuperados podem ser diferentes do previsto.

A revisão e auditoria da GaffneyCline envolveu a revisão de fatos pertinentes, interpretações e premissas feitas pelo Cliente ou outros na elaboração das estimativas de reservas. A GaffneyCline conduziu os procedimentos necessários para permitir a emissão de opinião em relação à adequação das metodologias adotadas, adequação e qualidade dos dados utilizados, profundidade e acurácia do processo de estimativa das reservas e recursos, a classificação e categorização das reservas apropriadas às definições relevantes utilizadas e a razoabilidade das reservas estimadas.

Definição de Recursos e Reservas

Reservas são aquelas quantidades de hidrocarbonetos que se antecipa que sejam comercialmente recuperáveis através da aplicação de projetos de desenvolvimento a acumulações conhecidas a partir de uma determinada data em diante sob condições definidas. As reservas devem ainda satisfazer quatro critérios: devem ser descobertas, recuperáveis, comerciais e remanescentes (na data de avaliação) baseadas no projeto de desenvolvimento aplicado.

As reservas são ainda categorizadas de acordo com o nível de certeza associados às estimativas e podem ser sub classificadas baseado na maturação do projeto e/ou caracterizadas de acordo com o status de desenvolvimento e produção. Todas as categorias de volumes de reserva citados aqui foram determinadas no contexto de uma avaliação de limite econômico (antes de impostos e excluindo o montante acumulado de depreciação) anterior a qualquer análise de Valor Presente Líquido (VPL).

A GaffneyCline não fez uma visita e inspeção ao local, pois não considerou relevante para o propósito deste relatório. Por isso, a GaffneyCline não está em posição de comentar as operações e instalações atuais, suas condições e adequação, e se estão de acordo com os regulamentos pertencentes a tais operações. Além disso, a GaffneyCline não está em posição de comentar qualquer aspecto de saúde, segurança ou meio ambiente destas operações.

Esta avaliação foi realizada no contexto do entendimento da GaffneyCline quanto aos direitos de propriedade do petróleo e outros regulamentos que atualmente se aplicam a estas propriedades. No entanto, a GaffneyCline não está em posição de certificar títulos de propriedade ou direitos, as condições destes direitos, incluindo obrigações ambientais e de abandono e as licenças e permissões necessárias, inclusive permissão de planejamento, relações de interesse financeiro nem ônus/gravames dos mesmos para nenhuma parte das propriedades e interesses avaliados.

A GaffneyCline não tem conhecimento de nenhuma mudança potencial nas regulações aplicáveis a estes campos que poderiam afetar a habilidade da Enauta em produzir as reservas estimadas.

A GaffneyCline não tem conhecimento de nenhuma imposição de precificação de carbono ou emissões de GHC relacionadas a regulamentações aplicáveis à avaliação dos ativos que são objeto deste relatório. A GaffneyCline também não incluiu o impacto de qualquer potencial cenário de precificação de carbono ou custo de conformidade regulatória para emissões de GHC que possam ser implementados no futuro.

Qualificações

Ao elaborar este estudo, a GaffneyCline não teve conhecimento da existência de nenhum conflito de interesse. Como consultoria independente, a GaffneyCline está provendo uma recomendação imparcial, técnica, comercial e estratégica no setor de energia. A remuneração da GaffneyCline não foi de nenhuma forma contingente ao conteúdo deste relatório.

Na elaboração deste documento, a GaffneyCline manteve, e continua a manter, uma independência estrita na relação consultor-cliente com seu Cliente. Adicionalmente, os gestores e funcionários da GaffneyCline não possuem interesse em nenhum dos ativos avaliados ou relacionados à análise elaborada, como parte deste relatório.

Os membros da empresa envolvidos na preparação deste relatório, detém de qualificações, profissionais e educacionais, adequadas e com nível de experiência e conhecimento necessários para elaborar este trabalho.”

www.enauta.com.br

Rio de Janeiro
Av. Almirante Barroso nº 52, sala 1301
Centro | Rio de Janeiro – RJ | 20031 918
Tel.: 55 21 3509 5800

Salvador
Av. Antônio Carlos Magalhães nº 1034,
sala 353 | Pituba Parque Center
Itaigara | Salvador – BA | 41825 000
Tel.: 55 71 3351 6210

Rotterdam
Visiting Address: Beursplein 37,
World Trade Center
Unit 601, 3011 AA Rotterdam
Tel.: 31 102619960 - F.: 31 102619962
Postal Address: Postbus 8540,
3009 AM, Rotterdam
Tel.: 31 0104215530 - F.: 31 0104210350

Reserves Statement for Manati Field

AS OF DECEMBER 31ST, 2020

Enauta

Av Almirante Barroso, nº52, Sala 1101 – Centro
Rio de Janeiro – RJ | Cep: 20031-918
Tel: 55 21 3509-5800 | www.enauta.com.br

Enauta Provides Update on Manati Field Reserves

Rio de Janeiro, March 31st, 2021

Enauta Participações S.A. ("Company", B3: ENAT3) provides today an update on the natural gas and condensate reserves at the Manati Field as of December 31st, 2020, based on a reserve statement prepared by independent consultant, GaffneyCline, titled "Reserves Statement for Manati Field, Brazil as of December 31, 2020" issued in February 03th, 2021.

The Manati Field, located in the Camamu Basin off the coast of northeast Brazil, is one of the largest non-associated producing gas fields in the country. Enauta is the largest owner, with 45% of the Field, which is operated by Petrobras.

On August 16, 2020, the Company announced an agreement for the sale of its total share (45%) in Campo de Manati to Gas Bridge S.A. The amount negotiated is R$ 560 million, which may be increased due to certain events and regulatory and commercial conditions. As part of the agreement, Enauta continued to receive cash flow from Manati until December 31, 2020. The transaction is subject to a series of precedent conditions and the acts necessary for the conclusion of the contract, including payment of the price of purchase, is expected to be made by December 31, 2021.

Manati has six wells connected by subsea flowlines to a fixed production platform (PMNT-1), installed at a depth of 35 meters, located 10 km off the coast. This platform was originally constructed to be operated remotely. From the platform, the gas flows via a 125 km offshore and onshore pipeline, through a compression plant located onshore 20 km off the platform, to the Geofísico Vandemir Ferreira gas processing station, in the city of São Francisco do Conde. After this treatment, the gas from the Manati Field is sold to Petrobras and the condensate is sold to Dax Oil.

Enauta Participações S.A. holds 100% of Enauta Energia S.A. For this Report, Enauta Energia S.A. will continue to be referred to as "Enauta" or "Company".

Please find below an extract, which is part of the GaffneyCline report:

"Reserves Statement for the Manati Field, Brazil as of December 31, 2020

This reserves statement has been prepared by Gaffney, Cline & Associates (GaffneyCline) and issued on February 03, 2021 at the request of Enauta Energia S.A. (Enauta or "the Client"), 45% interest participant in the Manati field in the BCAM-40 block in the Camamu-Almada basin, offshore Bahia, Brazil.

In a press release dated August 16, 2020 Enauta announced that it had executed an agreement for the sale of its entire 45% interest in the Manati field to Gas Bridge, S.A. ("Buyer"), subject to some undisclosed conditions precedent. The press release mentioned that Enauta would continue be entitled to revenues from the natural gas and condensate sales and they have subsequently advised GaffneyCline that Enauta will retain its full interest until closing of the deal. Upon closing, the net cash flow after January 1, 2021 will be used to reduce/increase the amount to be paid by the Buyer.

As of December 31, 2020, Enauta retained its 45% interest in the Manati field. The reserves set out in this report are quoted as net to Enauta's interest assuming that the Manati field continues to be operated as planned by Enauta for the entire remainder of its economic life. However, Enauta's future reserves interest and revenue will be limited to their remaining time of ownership prior to the closing of such sale agreement.

GaffneyCline has conducted an independent audit examination, as of December 31, 2020, of the hydrocarbon liquids and natural gas volumes expected to be produced in the Manati field. On the basis of technical and other information made available to GaffneyCline concerning this property unit, GaffneyCline hereby provides the reserves statement in Table 1.

Statement of Remaining Hydrocarbon Volumes Manati Field, Brazil as of December 31, 2020

	Gross (100%) Sales Volumes		Company Net (NRI) Reserves	
Category	Liquids (MMBbl)	Gas (Bm^3)	Liquids (MMBbl)	Gas (Bm^3)
1P	0.25	3.16	0.11	1.42
2P	0.31	3.90	0.14	1.76
3P	0.38	4.88	0.17	2.20

Hydrocarbon liquid volumes represent condensate estimated to be recovered during field separation and are reported in millions of barrels (MMBbl). Natural gas volumes represent expected gas sales and are reported in billion (10^9) cubic meters (Bm^3) at standard conditions of one atmosphere (101.325 kPa) and 20° Celsius.

The reserves volumes have been reduced for fuel usage in the compression plant estimated at 2.5% of produced gas. Article 47 of the Brazilian Petroleum Law states that "…royalties are to be paid on a monthly basis, in national currency …" and, therefore, royalties are treated as cash deductions rather than a reduction to volumes.

Gas reserves sales volumes are based on firm and existing gas contracts and exceed the take-or-pay quantities reported by Enauta.

Area Description

The Camamu-Almada basin is located offshore from the state of Bahia, in northeastern Brazil. The BCAM-40 block is in shallow waters, approximately 20-50 m deep and 10-20 km from shore.

The Manati gas field was discovered by Petrobras in 2000, with the drilling of the 1-BAS128-BA well (see Figure 1).

The Manati field started production in 2007 from the Sergi formation sands (see Figure 2) and produced a 2020 average of about 2.4 MMm3/d of gas and 179 bpd of condensate from six wells. This low average rate was impacted by a period of shut-in and low rates from February 22 through May 24 due to the COVID-19 pandemic and gas market reductions. (Figure 3). By December 2020, the gas production rate had returned to about 3.7 MMm3/d and the condensate rate was 299 bpd.

Figure 1 – Manati Field Location map

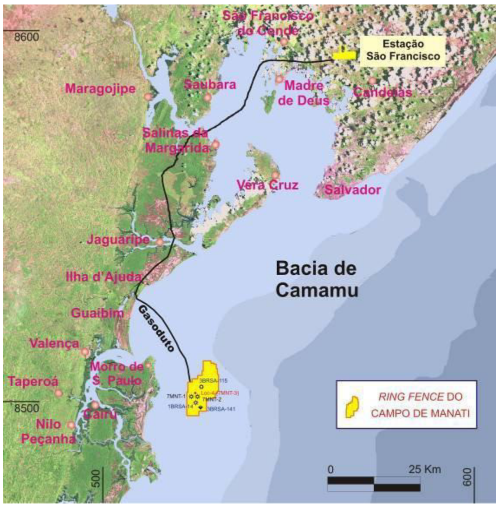


Figure 2 – Structure Map for the Sergi Formation

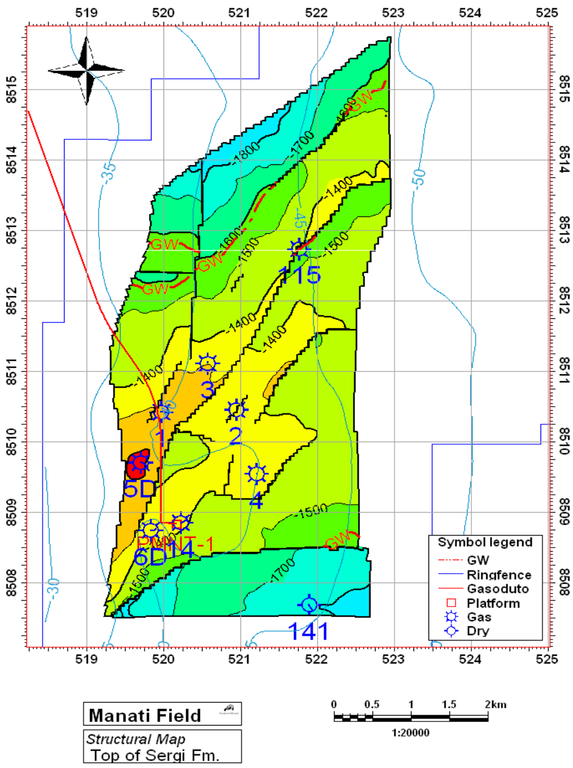
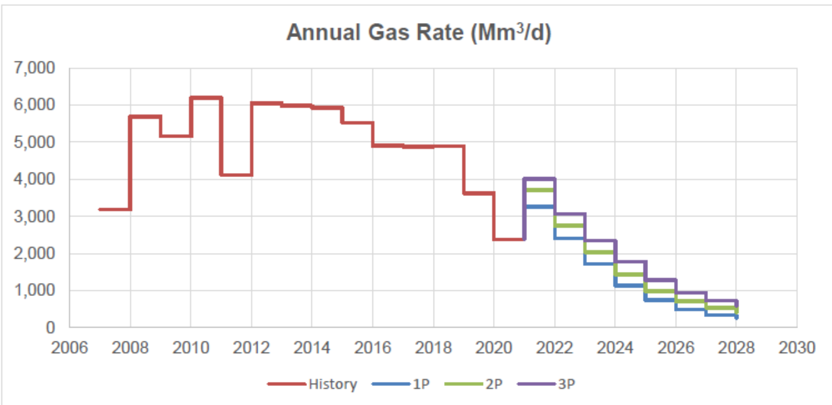


Figure 3: Manati Production History and Future Profiles



Source: Enauta

Cumulative production at 2020 yearend was 25.0 Bm^3 of gas and 2.38 MMBbl of condensate. Production and pressure performance available, as of December 2020, were analyzed through

material balance, which indicates a contacted original gas in place volume (OGIP) of 32.8 Bm^3.

This value is lower than the volumetric OGIP estimated by Enauta at 37.0 Bm^3 for the best estimate case and 42.5 Bm^3 for the high case. The difference in volumes has been interpreted

to indicate the existence of in-place gas that is not being drained by the existing six producing wells.

This extra volume has been identified by Enauta to be located in northern portions of the reservoir, thought to be separated by partial permeability barriers. According to Enauta, simulation exercises conducted by Petrobras and adopted by Enauta indicate that these northern portions will not begin to contribute and provide pressure support until later in the life of the field. This late life pressure contribution is based on acceptable pressure history matches for each reserve category.

There has been considerable discussion regarding the need for an additional well to access the additional volumes in the northern portions of the field. If the predicted pressure response is not observed, further wells may be needed to prevent some portion of the reserves volumes being re-classified as Contingent Resources.

GaffneyCline used the material balance OGIP estimate of 32.8 Bm^3 as the basis of the Proved Reserves estimate giving a technical recovery factor of 87.7%.

Recovery factors based on the volumetric estimates for the best and high in-place volumes, which included the northern portions of the field, are not representative because the existing wells are not fully draining gas from these northern blocks due to permeability barriers.

Future production profiles were estimated from simulation results and from real sales rates in late 2020. The simulation history matches for the 2P and 3P scenarios are reasonable and will be reviewed in future to assess whether the prognosed contribution from the northern blocks is indeed occurring.

A compression facility was installed onshore in 2015, completing the development of the field. All reserves are considered Developed. The average calorific value of the gas is 8,800 kcal/m^3 while the average condensate yield was 75 Bbl/MMm^3 in 2020.

Reserves Assessment

This audit examination was based on reserves estimates and other information provided by Enauta to GaffneyCline through January 20, 2021, and included such tests, procedures and adjustments as were considered necessary. All questions that arose during the audit process were resolved to GaffneyCline's satisfaction.

It is GaffneyCline's opinion that the estimates of total remaining recoverable hydrocarbon liquid and gas volumes, as of December 31, 2020, are, in the aggregate, reasonable and the reserves categorization is appropriate and consistent with the definition of reserves in the Petroleum Resources Management System (PRMS), which was approved by the Society of Petroleum Engineers, the World Petroleum Council, the American Association of Petroleum Geologists, the Society of Petroleum Evaluation Engineers, the Society of Exploration Geophysicists, the Society of Petrophysicists and Well Log Analysts, and the European Association of Geoscientists and Engineers in June 2018, version 1.01.

GaffneyCline concludes that the methodologies employed by Enauta in the derivation of the reserves estimates are appropriate, and that the quality of the data relied upon and the depth and thoroughness of the reserves estimation process is adequate.

Basis Of Opinion

This document reflects GaffneyCline's informed professional judgment based on accepted standards of professional investigation and, as applicable, the data and information provided by the Client, the limited scope of engagement, and the time permitted to conduct the evaluation.

In line with those accepted standards, this document does not in any way constitute or make a guarantee or prediction of results, and no warranty is implied or expressed that actual outcome will conform to the outcomes presented herein. GaffneyCline has not independently verified any information provided by, or at the direction of, the Client, and has accepted the accuracy and completeness of this data. GaffneyCline has no reason to believe that any material facts have been withheld, but does not warrant that its inquiries have revealed all of the matters that a more extensive examination might otherwise disclose.

The opinions expressed herein are subject to and fully qualified by the generally accepted uncertainties associated with the interpretation of geoscience and engineering data and do not reflect the totality of circumstances, scenarios and information that could potentially affect decisions made by the report's recipients and/or actual results. The opinions and statements contained in this report are made in good faith and in the belief that such opinions and statements are representative of prevailing physical and economic circumstances.

There are numerous uncertainties inherent in estimating reserves and resources, and in projecting future production, development expenditures, operating expenses and cash flows. Oil and gas resources assessments must be recognized as a subjective process of estimating subsurface accumulations of oil and gas that cannot be measured in an exact way. Estimates of oil and gas resources prepared by other parties may differ, perhaps materially, from those contained within this report.

The accuracy of any reserves estimate is a function of the quality of the available data and of engineering and geological interpretation. Results of drilling, testing and production that postdate the preparation of the estimates may justify revisions, some or all of which may be material. Accordingly, reserves estimates are often different from the quantities of oil and gas that are ultimately recovered, and the timing and cost of those volumes that are recovered may vary from that assumed.

GaffneyCline's review and audit involved reviewing pertinent facts, interpretations and assumptions made by the Client or others in preparing estimates of reserves and resources. GaffneyCline performed procedures necessary to enable it to render an opinion on the appropriateness of the methodologies employed, adequacy and quality of the data relied on, depth and thoroughness of the reserves and resources estimation process, classification and categorization of reserves and resources appropriate to the relevant definitions used, and reasonableness of the estimates.

Definition Of Reserves And Resourses

Reserves are those quantities of petroleum that are anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions. Reserves must further satisfy four criteria, based on the development project(s) applied: discovered, recoverable, commercial and remaining (as of the evaluation date).

Reserves are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by development and production status. All categories of reserves volumes quoted herein have been derived within the context of an economic limit test (ELT) assessment (pre-tax and exclusive of accumulated depreciation amounts) prior to any net present value (NPV) analysis.

GaffneyCline has not undertaken a site visit or inspection because it was not included in the scope of work. As such, GaffneyCline is not in a position to comment on the operations or facilities in place, their appropriateness and condition, or whether they are in compliance with the regulations pertaining to such operations. Further, GaffneyCline is not in a position to comment on any aspect of health, safety, or environment of such operation.

This report has been prepared based on GaffneyCline's understanding of the effects of petroleum legislation and other regulations that currently apply to these properties. However, GaffneyCline is not in a position to attest to property title or rights, conditions of these rights (including environmental and abandonment obligations), or any necessary licenses and consents (including planning permission, financial interest relationships, or encumbrances thereon for any part of the appraised properties).

GaffneyCline is not aware of any potential changes in regulations applicable to these fields that couldaffect the ability of the Client to produce the estimated reserves.

GaffneyCline is not aware of any carbon pricing impost or GHG emissions related regulations that are applicable to the evaluation of the assets that are the subject of this report. GaffneyCline has also not included the impact of any potential carbon pricing scheme or regulatory compliance costs for GHG emissions that may be implemented in the future.

Qualifications

In performing this study, GaffneyCline is not aware that any conflict of interest has existed. As an independent consultancy, GaffneyCline is providing impartial technical, commercial, and strategic advice within the energy sector. GaffneyCline's remuneration was not in any way contingent on the contents of this report.

In the preparation of this document, GaffneyCline has maintained, and continues to maintain, a strict independent consultant-client relationship with the Client. Furthermore, the management and employees of GaffneyCline have no interest in any of the assets evaluated or related with the analysis performed as part of this report.

Staff members who prepared this report hold appropriate professional and educational qualifications and have the necessary levels of experience and expertise to perform the work."

Enauta

www.enauta.com.br

Rio de Janeiro
Av. Almirante Barroso nº 52, sala 1301
Centro | Rio de Janeiro – RJ | 20031 918
Tel.: 55 21 3509 5800

Salvador
Av. Antônio Carlos Magalhães nº 1034,
sala 353 | Pituba Parque Center
Itaigara | Salvador – BA | 41825 000
Tel.: 55 71 3351 6210

Rotterdam
Visiting Address: Beursplein 37,
World Trade Center
Unit 601, 3011 AA Rotterdam
Tel.: 31 102619960 - F.: 31 102619962
Postal Address: Postbus 8540,
3009 AM, Rotterdam
Tel.: 31 0104215530 - F.: 31 0104210350