

## JUSTIFICATIVA TÉCNICA PARA ESTIMATIVA DO VOLUME DE BLOWOUT

As estimativas dos volumes de hidrocarbonetos utilizadas para a modelagem de derramamento de óleo, num caso extremo e improvável de ocorrer um *blowout* durante a perfuração de um dos poços exploratórios nas concessões de Barreirinhas operadas pela BG Brasil, foi feita com base em informações disponíveis em bancos de dados globais de poços, como, por exemplo, a IHS, e também as raras informações técnicas públicas sobre acumulações de petróleo e/ou gás natural que ocorrem, por exemplo, no oeste da África, as quais são consideradas pela BG Brasil como prováveis análogos daquelas que se acredita possam ocorrer na margem equatorial do Brasil.

Vale ressaltar que não existem dados públicos sobre a produção de óleo a partir de poços perfurados na bacia de Barreirinhas, em especial naqueles perfurados em água profunda (superior a 400 metros), o que se deve, principalmente, ao caráter exploratório inicial dessa bacia, mas também ao fato de que até o momento não houve qualquer descoberta significativa na bacia, sendo que os poços perfurados foram secos, apresentando raros indícios de petróleo, sendo encontrado, preponderantemente, gás, durante as perfurações.

Dessa forma, as propriedades dos fluidos (grau API, densidade, viscosidade, fator volume de formação e etc.) adotadas são aquelas que ocorrem nas acumulações que integram o campo de Jubilee na margem oeste da África, em frente ao litoral de Gana (Figura 1).



**FIGURA 1 – Campo de Jubilee na costa de Gana, oeste da África.**

Quanto à espessura prevista de rocha reservatório no intervalo de interesse, foi considerada a espessura atravessada durante a operação de perfuração em que pode ocorrer o pior tipo de cenário, ou seja, um *kick* seguido de desconexão descontrolada num intervalo com capacidade de produzir algum hidrocarboneto, caso algum esteja presente; esta extensão de rocha com capacidade de produção foi estimado a partir situações corriqueiras e possíveis de ocorrer. Isto com larga margem de segurança, visto que um *kick* é geralmente detectado nos primeiros dois ou três metros de reservatório perfurado.

A pressão dos reservatórios nas profundidades das camadas-alvo foram estimadas como as máximas pressões possíveis para as condições geológicas e hidrodinâmicas existentes na bacia, e inferidas a partir dos poços perfurados na bacia do Ceará e os raros na bacia de Barreirinhas (*offset wells*).

Os dados de permeabilidades nas possíveis camadas de reservatório, assim como ocorreu com os de fluido, foram inferidos a partir de poços em condições geológicas similares (campos análogos), obtidos a partir de bancos de dados locais e globais com arenito turbidíticos, que é o cenário esperado para a bacia de Barreirinhas.

## 1. FUNDAMENTOS PARA DEFINIÇÃO DO CENÁRIO DE PIOR CASO

Descarga de pior caso para fins de exploração é o montante máximo de óleo que pode ser descarregado a partir de um poço incompleto, recentemente perfurado ou cimentado/revestido, ao longo de um período de 30 dias, em um dado cenário de descontrole de fluxo no poço oriundo do primeiro reservatório alvo.

A queda da pressão é o principal mecanismo que possibilita que o poço flua naturalmente. Isto é causado pela diferença entre a pressão do reservatório e as pressões hidrostáticas somadas às contrapressões mecânicas aplicadas acima do reservatório. Para um poço *offshore* fluir para o fundo do mar, a pressão do reservatório precisa, necessariamente, ser maior que a acumulação das pressões da coluna hidrostática aquosa somada à coluna hidrostática do fluido e contrapressões mecânicas de retorno.

Os parâmetros a seguir são fundamentais para o fluxo do poço:

- **Permeabilidade:** A habilidade do fluido em fluir para fora do reservatório dada a conectividade dos espaços entre os poros do reservatório, medido em Darcy ou mili-Darcy (1 Darcy =  $1 \times 10^{-12} \text{m}^2$ )
- **Espessura do reservatório:** Área total do reservatório exposto/acessível para fluir e preencher com hidrocarbonetos. Em um poço vertical, esta é apenas a altura da área do reservatório perfurado.
- **Viscosidade do óleo:** A baixa viscosidade do óleo possibilita um fluxo mais acessível para fora do reservatório a partir da conexão entre espaços de poros.
- **Área total de drenagem** relacionada ao raio do poço: Quanto menor o raio do poço, maior é a relação  $r_e/r_w$ .
- **Fator de dano:** Calculado como uma variável adimensional que é baseada no dano na proximidade do poço impedindo a permeabilidade, ou em um pseudo-dano impedindo o fluxo.

A Lei de Darcy rege o fluxo do poço e é expressa da seguinte forma:

$$q = \frac{Kh(pe - p_{wf})}{141,2\mu B O \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S}$$

Onde:

k = Permeabilidade da Rocha Reservatório (md)

h = espessura do reservatório (ft)

pe-pwf = Pressão externa do reservatório – Pressão de fluxo do poço = Queda de Pressão (psi)

141,2 = Fator de conversão do Sistema Imperial para unidades de óleo e gás

$\mu$  = Viscosidade do fluido (cp)

BO = Fator de volume de Formação (res bbl/STB)

re/rw = Raio de drenagem externa/Raio do poço (ft)

S = Fator de dano – Obstrução do fluxo próximo a área do poço

## 2. PARÂMETROS GEOLÓGICOS PARA OS BLOCOS DA BACIA DE BARREIRINHAS

Para o os blocos da Bacia de Barreirinhas, temos que:

- Queda de pressão = 11,6 ppg Reservatório a 4.720 m TVD (profundidade vertical verdadeira – em inglês, *True Vertical Depth*)
- Poço inteiro preenchido com óleo de 40,5 graus API <sup>1</sup> (0,356629 psi/ft), que é um óleo leve e consequentemente uma visão conservadora, do que aquela utilizada na modelagem de dispersão
- Gradiente da água do mar de 8,6 ppg na cabeça do poço em 2.140 m de lâmina d'água
- Fricção 400 psi é perda de pressão mecânica através do fluxo do poço.
- Ausência de gás ou restrições de queda de pressão por fluxo turbulento.
- Permeabilidade – 50 mD (areias turbidíticas)
- Mais alta probabilidade para o pior caso = média de permeabilidade de 50 mD no reservatório, a partir de análogos sedimentológicos e de poços com turbiditos.
- Espessura do reservatório perfurado – 50 ft é a suposição de formação perfurada sem a detecção do *kick*.
- Viscosidade do óleo – 2,5 cp, bem inferior a utilizada para o cálculo de dispersão que foi 93 cp, cuja a evaporação é mais lenta.
- Fator de volume de formação – 1,5. Valor mais provável.
- Área de drenagem – 6.000 ft.
- Diâmetro do poço – 12,25” Possibilidade razoavelmente alta e maior diâmetro de poço ao longo da seção do reservatório, sendo uma posição conservadora. Maior diâmetro do poço maior vazão.
- Fator de dano – 4, também conservador.
- Estimativa muito conservadora dado um poço completamente preenchido de fluido de baixa densidade.

Assim, o fluxo na Bacia de Barreirinhas, seguindo as leis de Darcy, deverá ser de 1688 bbls/dia ou 8.052 m<sup>3</sup> por mês.

<sup>1</sup> Grau API: escala hidrométrica idealizada pelo *American Petroleum Institute* - API, juntamente com a *National Bureau of Standards* e utilizada para medir a densidade relativa de líquidos (PORTARIA ANP N° 206, de 2000).