

3. Descrição do Campo em estudo

Este capítulo tem por finalidade descrever a área em estudo, além da contextualização do leitor nas principais propriedades do reservatório que foram utilizadas para o análise numérica e analítica.

3.1. Antecedentes

A primeira referencia de petróleo na Venezuela foi através do Gonzalo Fernandez de Oviedo quem informa em 1535 a existência de óleo no mar ao Oeste da ilha *Cubagua*, e logo, em 1540 faz referencia à presença de óleo nas costas do Golfo de Venezuela, Martinez (1976)

No entanto, foi em 1914, em *Mene Grande*, localizado na Costa Oriental do Lago, Bacia de Maracaibo, quando através do poço Zumaque-1 foi descoberto o primeiro campo gigante no país.

A bacia de Maracaibo é uma das bacias mais importantes da Venezuela, a rocha mãe por excelência é a formação *La Luna* de idade Cretáceo Tardio. O petróleo foi gerado, migrado e acumulado em diversos lugares, sendo o mais importante o ocorrido no levantamento andino.

Os principais campos de petróleo encontram-se na Costa Oriental do Lago de Maracaibo, tendo, por exemplo: *Cabimas*, *Tia Juana*, *Lagunillas*, *Bachaquero*, *Mene Grande* e *Motatán*. Na costa oeste, campos como *Urdaneta*, *la Concepcion*, *Mara* e *La Paz*. No centro, *Lago*, *Centro*, *Lama* e *Lamar*.

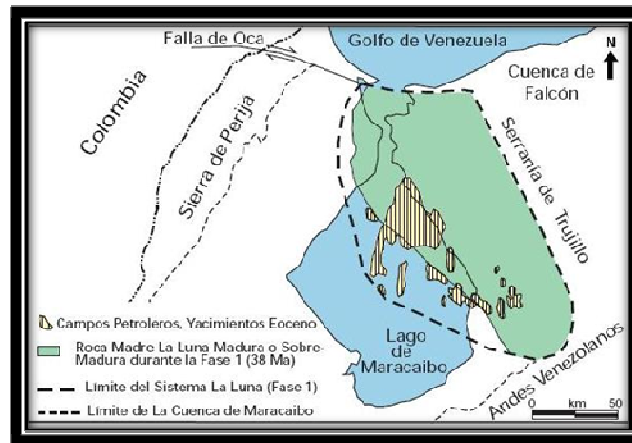


Figura 10.- Localização da Bacia de Maracaibo, Venezuela

3.2.

Descrição do reservatório

Descoberto no ano 1978, o reservatório encontra-se localizado no Campo Ceuta, ao centro-Sul do Lago do Maracaibo. Possui uma área de 143 km². Com profundidades máximas de até 5500 (m) / 18300 (ft) e temperatura de 320 °F. A gravidade *API* (*American Petroleum Institute*) do fluido varia entre 29° e 35° e pressões iniciais entre 60-77 (Mpa) / 9000-11500 (psi) uma porosidade e permeabilidade média de 13% e 20 mD respectivamente. O principal mecanismo de produção é da expansão da rocha e os fluidos, Santarrosa (1992).

Geologicamente, o campo esta composto por duas falhas principais com direção NNO-SSE que o limitam nos seus extremos este e oeste. Nos limites Norte e Sul se têm falhas normais, reversas e conjugadas com direção quase perpendicular que separam a zona em compartimentos (figura 11). O Campo é dividido em três regiões ou zonas. O interesse neste trabalho é na região norte a qual tem registrado os maiores problemas de produção de areia (figura 12).

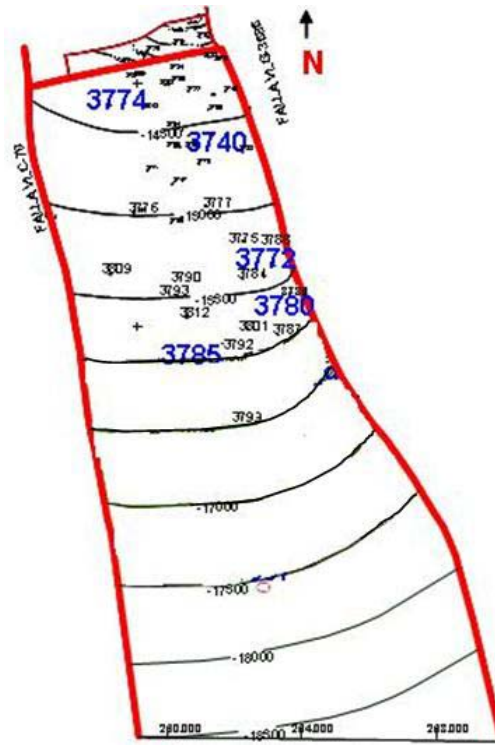


Figura 11.- Mapa estrutural do reservatório

Fonte: (Ruiz, N; Silva, L; 2006)

Desde o início da perfuração (1978-1990) cinco (5) dos sete (7) poços apresentarem problemas de produção de areia. A zona Norte apresenta os maiores volume acumulados de areia produzida por poço. A figura 12 apresenta a distribuição da areia acumulada no campo.

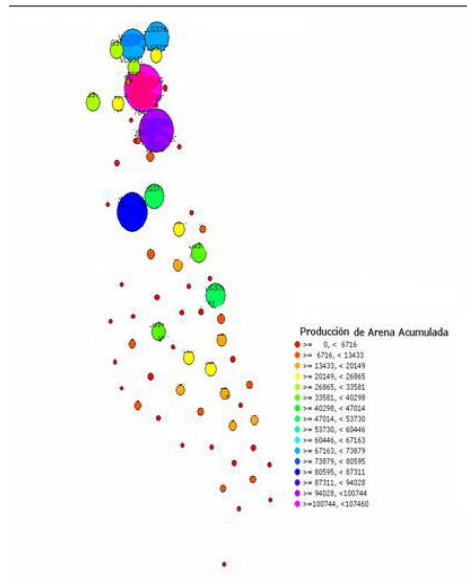


Figura 12.- Produção de areia acumulada no campo

3.3.

Definição do estado de tensões e pressão de poro

De acordo com o Informe técnico desenvolvido no Intevep (1997), as tensões *in situ* foram determinadas a través dos seguintes métodos:

Tensão de sobrecarga: determinada a partir da integração do registro de densidade para um intervalo de profundidade de 1384-5300 (m) / 4543–17220 (ft) do poço A85.

Tensão Horizontal mínima: Obtida através do ensaio *Leak-off* ao nível do revestimento intermediário de dois poços A84, A90, (furo aberto e revestido)

Tensão Horizontal máxima: Calculada a partir dos dados do *Leak-off* e a seguinte correlação baseada na determinação da pressão de ruptura de uma fratura em regime elástico.

$$Pb = 3Sh - SH - Po + To \quad (3.1)$$

Onde Sh é a tensão horizontal mínima, SH é a tensão horizontal máxima, Po é a pressão de poro, Pb é a pressão de ruptura do *Leak-off* e To, é a resistência à tração

Os resultados indicam um regime de tensões de tipo transcorrentes, de modo que, $SH > Sv \Rightarrow Sh$, a tabela 2 resume os gradientes no campo

Tabela 2.- Definição dos gradientes de tensão do campo

	Gradiente de tensão (psi/ft)
SH	1,40-1,30
Sh	1,00
Sv	1,1

Fonte: Apresentação. “*Evaluación del Cañoneo Orientado*”.
Fevereiro de 1998, Intevep.

Uma prova dos altos gradientes horizontais na formação é o comportamento dos testemunhos tirados dos poços da área os quais apresentam *Core Disking* (figura 13).



Figura 13.- *Core Disking*, prova dos altos gradientes horizontais na zona

No caso das direções, a figura 14 apresenta o comportamento da tensão horizontal maior no reservatório do Campo. Observa-se como dependendo a localização do poço (zona norte, central ou sul) existe uma rotação na direção da tensão horizontal máxima.

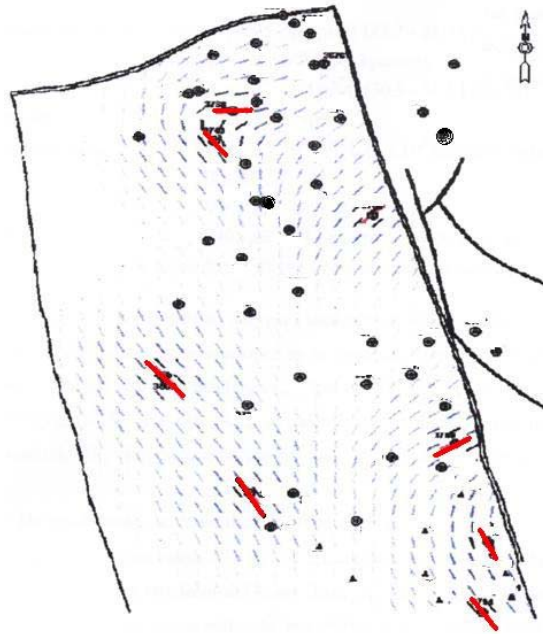


Figura 14.- Variação da direção da tensão horizontal maior no reservatório

3.3.1.

Pressão de poros

Existem vários métodos para determinar a pressão de poros do reservatório. Um dos métodos mais conhecidos utiliza registros sônicos. Mediante a correlação de Eaton, aplicada ao perfil de velocidade sônica (Fjaer, 2008) tem-se que:

$$\begin{aligned}
 Po(D) &= \sigma_{v(D)} - ((\sigma_{v(Dn)} - k)D) \rightarrow [psi] \\
 D_n &= 29005,6 / \tau_c \\
 \sigma_{v(D)} &= \text{tensão de sobrecarga} \\
 \sigma_{v(Dn)} &= \text{tensão de sobrecarga normal} \\
 k &= \text{Gradiente normal de pressão hidrostática} \\
 \tau_c &= \text{Onda compressional do perfil sonico}
 \end{aligned}
 \tag{3.2}$$

3.4. Definição das propriedades mecânicas

Foram realizados ao longo do tempo muitos ensaios nos arenitos do reservatório em estudo, tanto nos laboratórios de Intevep como em companhias de serviço. No entanto, o critério para escolher os dados a serem usados na simulação se baseou na localização (poços vizinhos) e o reservatório destas

amostras respeito às amostras que foram ensaiadas para o desenvolvimento desta dissertação. As propriedades de coesão e ângulo de atrito calculadas a partir de ensaios triaxiais, assim como o comportamento tensão-deformação se apresentam na seguinte tabela e figura respectivamente.

Tabela 3.- Propriedades mecânicas do arenito A. ensaios feitos no Intevep

POÇO	COESÃO (psi) / (Mpa)	φ (°)	POROSIDADE (%)
2	2400 / 16.54	41.5	18.5
2	2820 / 19.44	41.7	16.1

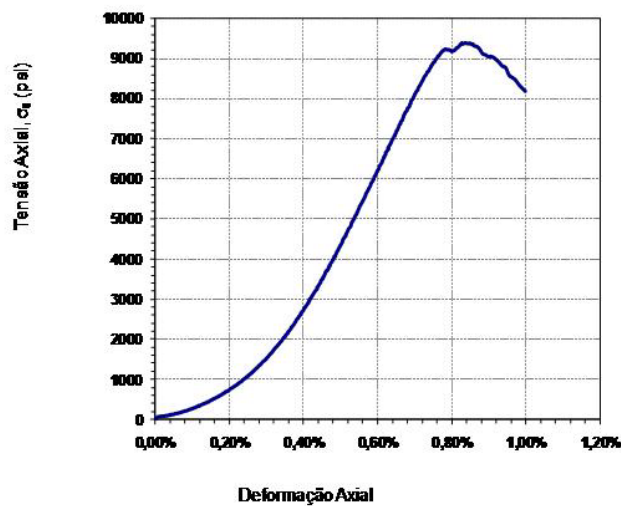


Figura 15.- Ensaios de compressão uniaxial efetuados no Intevep

No caso das constantes elásticas, estas foram determinadas a partir dos ensaios UCS executados nas amostras e que será explicado no Capítulo 5. Para a modelagem será usado como critério de falha o modelo poro-elástico de Drucker Prager. Os parâmetros que definem este modelo foram determinados a partir dos parâmetros de Mohr Coulomb. No caso do estado de deformação plana, as equações que definem os parâmetros são (considerando fluxo associado)

$$\tan \beta = \frac{\sqrt{3} \times \sin \phi}{\sqrt{1 + \frac{1}{3} \times \sin^2 \phi}} \quad (3.3)$$

$$\frac{d}{c} = \frac{\sqrt{3} \times \cos \phi}{\sqrt{1 + \frac{1}{3} \times \sin^2 \phi}} \quad (3.4)$$

Onde $\tan \beta$ é comumente referida como o ângulo de atrito do material, d a coesão do material no modelo de Drucker e c a coesão do modelo de Mohr Coulomb

A razão principal para utilizar o Modelo de Drucker Prager é o fato do modelo de Mohr Coulomb assumir que a falha independe do valor da tensão intermediária enquanto Drucker-Prager a considera. Além disso, a vantagem em termos de estabilidade numérica que o modelo propõe

Detalhes do modelo podem ser vistos no *Abaqus Analysis User's Manual*, seção 18.3.1

No caso das amostras utilizadas para os ensaios, a seguinte figura mostra o registro de litologia de um dos poços estudados.

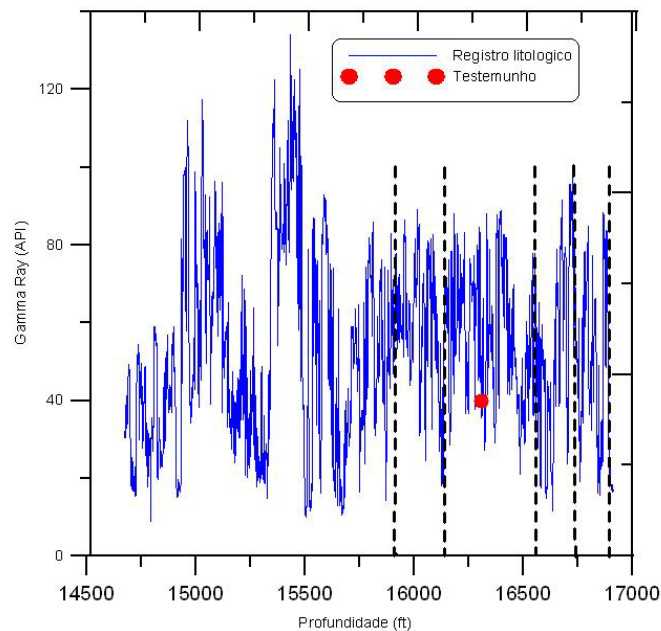


Figura 16.- Comportamento do registro litológico do poço

Como se observa, a litologia do poço é muito variável ao longo da profundidade, embora a amostra tenha sido obtida dos trechos com os arenitos mais limpos, observa-se uma grande quantidade de folhelho e intervalos de pouco interesse em termos de produção.

3.5. Representação esquemática dos poços da área

Devido às características do reservatório: profundidade, pressão e temperatura, os poços são revestidos e canhoneados no reservatório. A figura 17 apresenta o esquema padrão dos mesmos.

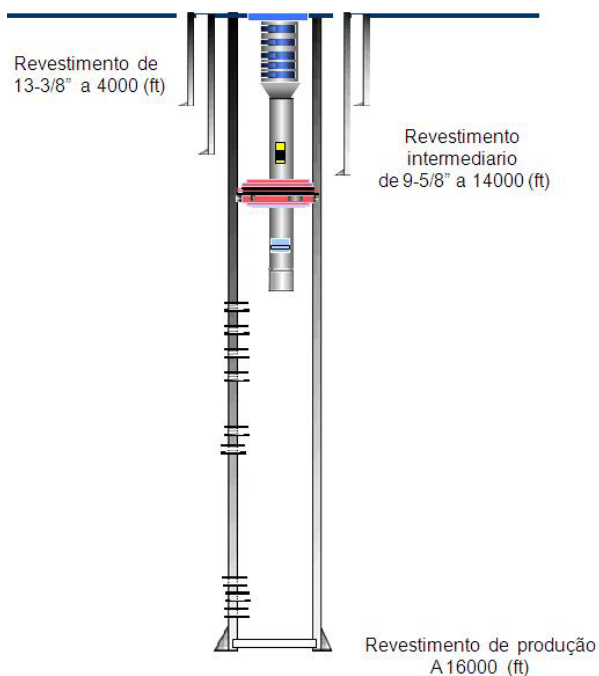


Figura 17.- Representação esquemática padrão dos poços