

# **Optimização do Desenvolvimento de um Campo Petrolífero Marginal**

**Ana Sofia Canelhas Castanho**

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em  
**Engenharia de Petróleos**

Orientadores: Prof. António José da Costa Silva  
Dr.<sup>a</sup> Maria Teresa Castro Bangueses Ribeiro

## **Júri:**

Presidente: Prof.<sup>a</sup> Maria Teresa da Cruz Carvalho

Orientador: Prof. António José da Costa Silva

Vogais: Eng.<sup>o</sup> Victor Alcobia

**Novembro de 2016**

*Página intencionalmente em branco*

*Aos meus Pais, pelo seu inesgotável amor.*

*À minha irmã Margarida.*

*Ao Duarte e ao Tomás.*

*Página intencionalmente em branco*

***Se não receio o erro, é porque estou sempre disposto a corrigi-lo.***

Meu saudoso tio-avô, Bento de Jesus Caraça (1901-1948)

*Página intencionalmente em branco*

# AGRADECIMENTOS

Agradeço à *Partex Oil and Gas* a oportunidade de aprofundar e aplicar novas metodologias na área da Engenharia de Reservatórios, pondo ao meu dispor os seus recursos humanos e tecnológicos, assim como toda a informação necessária para a realização deste trabalho. Este trabalho constituiu, significativamente, um valor acrescentado muito importante para a minha formação profissional.

Ao Prof. Doutor Engenheiro António Costa Silva, o meu agradecimento por ter aceitado ser meu orientador, pela sua disponibilidade em me ajudar sempre que necessário e pela revisão desta dissertação.

Uma palavra de agradecimento à Dr.<sup>a</sup> Maria Teresa Ribeiro, minha Diretora e orientadora, pela oportunidade que me concedeu em fazer este Mestrado e pelo seu incansável incentivo, apoio técnico e disponibilidade para todas as revisões desta dissertação.

Ao Eng.<sup>o</sup> Luís Guerreiro, Diretor e Responsável do Projeto, agradeço a confiança que, desde cedo, depositou nas minhas capacidades técnicas, bem como, o incentivo e disponibilidade na revisão desta dissertação.

Uma profunda palavra de reconhecido agradecimento ao Eng.<sup>o</sup> Víctor Alcobia, que me mostrou o quão desafiante é a Engenharia de Reservatórios. Por tudo o que me ensinou, pelo seu apoio técnico, pela constante disponibilidade em me ajudar, fazendo com que eu fosse sempre mais além, contribuindo para que seja, hoje, uma profissional mais completa. Foi um privilégio ser merecedora da sua imensa generosidade.

Uma palavra de agradecimento aos meus colegas da *Partex Oil and Gas* pela sua amizade, companheirismo e ajuda, fatores muito importantes ao longo destes três últimos anos e que contribuíram para que cada dia fosse encarado com particular motivação.

Aos meus amigos João Roque Dias e Luís Morgado agradeço a força de todas as horas.

# RESUMO

A designação de Campo Marginal refere-se a um campo petrolífero de baixo retorno económico que num contexto económico favorável poderá ser comercial. Está associado a baixas reservas de hidrocarbonetos, com reservatórios de baixa produtividade e elevada incerteza.

O presente trabalho pretende mostrar a optimização do desenvolvimento de um Campo Petrolífero Marginal no Brasil, recorrendo-se a técnicas de integração da informação disponível por forma a extrair das mesmas o máximo valor com vista a uma melhor caracterização do reservatório e a um aumento das reservas.

Com recurso à Equação de Balanço de Massas, foi possível confirmar o volume inicial de óleo nos reservatórios (*Original Oil In Place*) e também, que o mecanismo de produção do reservatório se faz através da presença de um aquífero ativo.

Seguiu-se um estudo pormenorizado das propriedades petrofísicas dos reservatórios, e a sua integração com a análise da distribuição das pressões estáticas de cada poço, que permitiu identificar a heterogeneidade geológica como principal fator no escoamento dos fluidos.

Tendo em conta a importância da heterogeneidade, a inexistência de dados de permeabilidade relativa e capilaridade (*Special Core Analysis*) gera grande incerteza no plano de desenvolvimento futuro do Campo, sendo essencial a avaliação da informação que resultará das análises de SCAL em curso.

Por forma a inferir da possibilidade de um plano de recuperação secundária de óleo por injeção de água, a simulação de linhas de fluxo (*Streamlines*) permitiu avaliar o adicional de óleo, bem como confirmar o papel da conectividade dos canais fluviais nessa recuperação.

**PALAVRAS-CHAVE:** Campo Marginal, Equação de Balanço de Massas; *Original Oil In Place*, Pressões Estáticas, *Special Core Analysis*, *Streamlines*, maximização das reservas, recuperação secundária, injeção de água.



## ABSTRACT

The term “Marginal Field” refers to an oil field that may not produce enough net income to make it worth developing. However, in a favorable economic scenario it may be commercial. It is generally associated with the presence of low hydrocarbons reserves, low productivity reservoirs and a high degree of uncertainty.

This thesis pretends to demonstrate the development of a Marginal Field in Brazil, by maximizing the use of the available techniques of data integration to achieve the best reservoir characterization and an increase of the oil reserves.

In this sense, and with the use of the Mass Balance Equation, it was possible to confirm the initial volume of oil in the reservoir (*Original Oil in Place*) and also, that the production mechanism is through an active aquifer.

A detailed study of the petrophysical properties of the reservoir and its integration with the analysis of wells’ static pressures allowed a better characterization of the reservoir. This analysis identified the geological heterogeneity as the main factor to control fluid flow in the reservoir.

Given that such heterogeneity, the absence of relative permeability and capillarity data (Special Core Analysis) creates great uncertainty in the production forecast and overall, on the field development plan efficiency.

To infer the possibility of a secondary recovery scheme by injecting water, the simulation of flow lines (streamlines) allowed us to evaluate the additional oil recovery. It has confirmed the impact of channels’ connectivity in the field ultimate oil recovery.

**KEYWORDS:** Marginal Field, Material Balance Equation; Original Oil in Place, Static Pressures, Special Core Analysis, Streamlines, Reserves Optimization, Secondary Recovery, Water injection.

# ÍNDICE

AGRADECIMENTOS .....	i
RESUMO .....	ii
ABSTRACT .....	iii
ÍNDICE.....	iv
LISTA DE FIGURAS.....	vi
LISTA DE TABELAS .....	viii
LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS .....	ix
<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
1.1. Motivação .....	2
1.2. Objetivos.....	2
1.3. Estrutura da Dissertação .....	2
<b>2. SELEÇÃO DO TEMA .....</b>	<b>4</b>
2.1. Enquadramento do Campo Marginal em estudo.....	4
2.2. Características do Reservatório .....	5
2.3. Principais Incertezas .....	6
2.4. Modelos de Simulação .....	7
<b>3. IDENTIFICAÇÃO DE DIFERENTES REGIMES DE PRESSÃO E A SUA RELAÇÃO COM AS CARATERÍSTICAS DO RESERVATÓRIO.....</b>	<b>9</b>
3.1. Fundamentação Teórica.....	9
3.2. Descrição da Metodologia .....	11
3.3. Interpretação de Resultados .....	11
3.4. Conclusões .....	17
<b>4. ANÁLISE DETALHADA DOS DADOS DE SCAL COM VISTA A UM MELHOR <i>HISTORY</i> MATCHING DO MODELO DINÂMICO.....</b>	<b>18</b>
4.1. Fundamentação Teórica.....	18
4.1.1. Principios Fundamentais da Interação Rocha/Fluido.....	18
4.2. Descrição da Metodologia .....	23
4.3. Interpretação de Resultados .....	23
4.4. Conclusões .....	27
<b>5. REAVALIAÇÃO DO OOIP (ORIGINAL OIL IN PLACE) E IDENTIFICAÇÃO DO(S) MECANISMO(S) DE PRODUÇÃO UTILIZANDO A EQUAÇÃO DE BALANÇO DE MASSAS.....</b>	<b>28</b>
5.1. Fundamentação Teórica.....	28

5.1.1.	Mecanismo de Produção de um Reservatório de Hidrocarbonetos.....	28
5.1.2.	Equação de Balanço de Massas (EBM).....	31
5.2.	Descrição da Metodologia na aplicação da EBM.....	35
5.2.1.	Dados de input.....	36
5.2.2.	Análise das pressões estáticas .....	36
5.2.3.	Especificidades da Folha de Cálculo.....	40
5.3.	Interpretação de Resultados .....	41
5.3.1.	Validação do OOIP utilizando a EBM.....	41
5.3.2.	Identificação do(s) mecanismo(s) de produção utilizando a EBM.....	42
5.4.	Conclusões .....	45
<b>6.</b>	<b>UTILIZAÇÃO DE STREAMLINES NA OPTIMIZAÇÃO DO PLANO DE DESENVOLVIMENTO POR WATERFLOOD (INJEÇÃO DE ÁGUA).....</b>	<b>47</b>
6.1.	Fundamentação Teórica.....	47
6.2.	Descrição da Metodologia .....	49
6.3.	Interpretação de Resultados .....	50
6.3.1.	Cenário 1: <i>No Futher Action (NFA)</i> .....	50
6.3.2.	Cenários com injeção de água.....	52
6.3.3.	Linhas de Fluxo (Streamlines).....	60
6.4.	Conclusões .....	62
<b>7.</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>	<b>64</b>
<b>8.</b>	<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>66</b>
ANEXO I –	EQUAÇÃO DE BALANÇO DE MASSAS .....	68
ANEXO II –	DADOS DE INPUT PARA A ESTRUTURA ESTE .....	69
ANEXO III –	DADOS DE INPUT PARA A ESTRUTURA OESTE.....	70

## LISTA DE FIGURAS

Figura	Descrição	Página
Figura 1.1	Esquema representativo do Plano de Desenvolvimento de um Campo Marginal	1
Figura 2.1	Localização do Campo Marginal em estudo	4
Figura 2.2	Representação esquemática da Bacia Potiguar	4
Figura 2.3	Representação das duas Estruturas do Campo em estudo	5
Figura 3.1	Avaliação da comunicação hidráulica no reservatório (Figura adaptada do livro <i>Exploration, production and transport, Vol. I</i> )	11
Figura 3.2	Mapa estrutural da Estrutura Este do Campo	12
Figura 3.3	Distribuição das pressões estáticas em função do tempo para a Estrutura Este	12
Figura 3.4	Mapa de distribuição de porosidade da primeira camada (camada 90) da principal zona produtora na Estrutura Este	13
Figura 3.5	Mapa de distribuição de permeabilidade da primeira camada (camada 90) da principal zona produtora na Estrutura Este	13
Figura 3.6	Panorama da produção para a Estrutura Este do Campo	14
Figura 3.7	Mapa estrutural da Estrutura Oeste	15
Figura 3.8	Distribuição das pressões estáticas em função do tempo para a Estrutura Oeste	15
Figura 3.9	Mapa de distribuição de porosidade da primeira camada (camada 75) da principal zona produtora na Estrutura Oeste	16
Figura 3.10	Mapa de distribuição de permeabilidade da primeira camada (camada 75) da principal zona produtora na Estrutura Oeste	16
Figura 3.11	Panorama da produção para a Estrutura Oeste do Campo	17
Figura 4.1	Ângulo de contacto entre líquido e sólido	19
Figura 4.2	Esquema da distribuição do petróleo e da água em rochas de molhabilidades diferentes (água representada a branco e petróleo a preto). (Gomes & Alves, 2007)	19
Figura 4.3	Curvas de pressão capilar para os processos de drenagem e imbibição de um sistema petróleo-água. (Gomes & Alves, 2007)	21
Figura 4.4	Curvas de permeabilidade relativa versus saturação de água. (Gomes & Alves, 2007)	22
Figura 4.5	Esquema representativo da importância dos dados de SCAL no Plano de Desenvolvimento de um Campo	23
Figura 4.6	Curvas originais de permeabilidade relativa do reservatório análogo	23
Figura 4.7	Curvas de pressão capilar do reservatório análogo	24
Figura 4.8	Curvas originais de pressão capilar ( $P_{cow}$ ) e estimadas de permeabilidade relativa ( $K_{ro}/K_{rw}$ ) para o RT3	24
Figura 4.9	<i>History Match</i> do óleo e água produzidos versus simulados para o poço P22	25
Figura 4.10	<i>History Match</i> do óleo e água produzidos versus simulados para o poço L01	25
Figura 4.11	Curvas finais estimadas de permeabilidade relativa ( $K_{ro}/K_{rw}$ ) e pressão capilar ( $P_{cow}$ ) para o RT3	26
Figura 4.12	<i>History Match</i> do óleo e água produzidos versus simulados para o poço P22 com as curvas de SCAL estimadas/finais	26
Figura 4.13	<i>History Match</i> do óleo e água produzidos versus simulados para o poço L01 com as curvas de SCAL estimadas/finais	27
Figura 5.1 e 5.2	Esquema de um reservatório de óleo 1) subsaturado e 2) saturado, respetivamente	29
Figura 5.3	Esquema de um reservatório com Produção por Expansão do Gás Livre ( <i>Gas Cap Drive</i> )	30
Figura 5.4	Esquema de um reservatório com Produção por Expansão do Aquífero ( <i>Natural Water Drive</i> )	30

Figura 5.5	Esquema de um reservatório com Produção Combinada ( <i>Combination Drive, Gas and Water Drive</i> )	31
Figura 5.6	Esquema representativo da EBM, <i>Havlena &amp; Odeh (1964)</i>	32
Figura 5.7	Equação de Balanço de Massas, <i>Havlena &amp; Odeh (1964)</i>	32
Figura 5.8	Gráfico <i>Campbell por Havlena &amp; Odeh (1964)</i>	34
Figura 5.9	Gráfico <i>Campbell por Havlena &amp; Odeh (1964)</i>	34
Figura 5.10	Verificação do influxo de água ( $W_e$ ) por <i>Havlena and Odeh</i>	35
Figura 5.11	Esquema ilustrativo da metodologia adotada no cálculo da EBM	36
Figura 5.12	Cálculo da pressão média para o Poço P11 da Estrutura Este	37
Figura 5.13	Cálculo da pressão média para o Poço P19 da Estrutura Oeste	38
Figura 5.14	Distribuição das pressões em função do tempo e extrapolação da pressão inicial para a Estrutura Este	39
Figura 5.15	Distribuição das pressões em função do tempo e extrapolação da pressão inicial para a Estrutura Oeste	39
Figura 5.16	Valores de STOIP calculados para a Estrutura Este pela Simulação Numérica e pela EBM, respetivamente	41
Figura 5.17	Pressões vs Tempo para a Estrutura Este	41
Figura 5.18	Valores de STOIP para a Estrutura Oeste calculados pela Simulação Numérica e pela EBM, respetivamente	42
Figura 5.19	Pressões vs Tempo para a Estrutura Oeste	42
Figura 5.20	Gráfico Drive Indexes para a Estrutura Este – <i>Water Drive</i>	43
Figura 5.21	Gráfico <i>Campbell</i> para a Estrutura Este	43
Figura 5.22	Gráfico <i>Water Drive</i> para a Estrutura Este	44
Figura 5.23	Gráfico <i>Drive Indexes</i> para a Estrutura Oeste – <i>Water Drive</i>	44
Figura 5.24	Gráfico <i>Campbell</i> para a Estrutura Oeste	45
Figura 5.25	Gráfico <i>Water Drive</i> para a Estrutura Oeste	45
Figura 6.1	Linhas de fluxo ( <i>streamlines</i> )	47
Figuras 6.2 e 6.3	Linhas de fluxo ( <i>streamlines</i> )	48
Figura 6.4	Esquema representativo das <i>streamlines</i> em pares de poços Produtor-Injetor e respetivos Fator de Alocação (WAFs) ( <i>Khan &amp; Al Zaabi, 2014</i> )	48
Figura 6.5	<i>Streamlines</i> : diferentes configurações. ( <i>Thiele, M.R @ Streamline Simulation</i> )	48
Figura 6.6	Perfil de produção de óleo para a Estrutura Este até 2037 (Cenário 1 – NFA)	50
Figura 6.7	Fator de recuperação para o cenário NFA	51
Figura 6.8	Mapa de saturação em óleo na camada 90 para o cenário NFA em 2008	51
Figura 6.9	Mapa de saturação em óleo na camada 90 para o cenário NFA em 2037	52
Figura 6.10	Produção para os poços da Estrutura Este em 2016	53
Figura 6.11	Comparação da produção de óleo para os cenários 1 (NFA) e 2 (L03 injetor @ janeiro 2017)	54
Figura 6.12	Fator de recuperação para o cenário 2 (L03 injetor)	54
Figura 6.13	Mapa da saturação em óleo na camada 90 antes da injeção de água em 2016 no poço L03	55
Figura 6.14	Mapa da saturação em óleo na camada 90 para o cenário 2 (L03 Injetor) em 2037	55
Figura 6.15	Comparação dos cenários 1 (NFA), 2 (L03 Injetor) e 3 (L11 Injetor) para o volume produzido de óleo (linhas a cheio) e o seu caudal médio (linhas a tracejado)	56
Figura 6.16	Fator de recuperação para o cenário 3 (L11 Injetor @ julho 2019)	56
Figura 6.17	Mapa da saturação em óleo na camada 90 no início da injeção de água em julho 2019 no poço L11	57

Figura 6.18	Mapa da saturação em óleo na camada 90 para o cenário 3 (L11 Injetor) em 2037	57
Figura 6.19	Análise detalhada do caudal médio de óleo para os cenários 1 (NFA), 2 (L03 Injetor @ janeiro 2017) e 3 (L11 Injetor @ julho 2019)	58
Figura 6.20	Análise detalhada do caudal médio de óleo para os cenários 1 (NFA) ,2 (L03 Injetor), 3 (L11 Injetor) e 4 (L03 & L11 Injetores)	58
Figura 6.21	Curvas do caudal médio de óleo para os cenários 1 (NFA) e 4 (L03 & L11 Injetores)	59
Figura 6.22	Fator de recuperação para o cenário 4 (L03 & L11 Injetores)	59
Figura 6.23	<i>Streamlines</i> no início da injeção no poço L03 em janeiro de 2017	60
Figura 6.24	Contribuição do poço injetor L03 para os poços produtores em fevereiro de 2017	61
Figura 6.25	Porcentagem de água perdida no reservatório proveniente do poço injetor L03 no período de injeção de fevereiro de 2017 a julho de 2017	61
Figura 6.26	<i>Streamlines</i> no início da injeção no poço L11 em julho de 2019	61
Figura 6.27	Contribuição do poço injetor L11 para os poços produtores em agosto de 2019	62
Figura 6.28	Porcentagem de água perdida no reservatório proveniente do poço injetor L11 no período de injeção de agosto a dezembro de 2019	62

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela</b>	<b>Descrição</b>	<b>Página</b>
Tabela 5.1	Descrição dos <i>Drive Indexes</i>	33
Tabela 5.2	Valores de pressão média para os poços da Estrutura Este	38
Tabela 5.3	Valores de pressão média para os poços da Estrutura Oeste	39

## LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

Siglas	Descrição
ECLIPSE 100™	Software Schlumberger de Simulação Dinâmica
FDP	<i>Field Development Plan</i> (plano de desenvolvimento do campo)
IE	Eficiência de Injeção
NFA	<i>No Further Action</i> (acção não necessária)
PVT	Análise Pressão, Volume e Temperatura
RT	<i>Rock Type</i> (tipo de rocha)
SCAL	<i>Special Core Analysis</i> (análise de testemunhos)
SI	Sistema Internacional (unidades)
TFR	Testes de Formação Revestida
VAL	Valor Atual Líquido
WAF	<i>Well Allocated Factor</i> (factor de alocação do poço)

Abreviaturas	Descrição
Bbl/d	Barris por dia
EBM	Equação de Balanço de Massas
mD	milidarcy (permeabilidade)
MM	Milhões (10 <sup>6</sup> )
OOIP	Volume Original de Óleo
OWC	Contacto óleo-água
Pi	Pressão Inicial
Pc	Pressão Capilar
WCUT	Proporção entre o volume de água e de fluidos produzidos ( <i>water cut</i> , %)

# 1. INTRODUÇÃO

Um campo petrolífero denomina-se marginal quando apresenta uma baixa rentabilidade económica, que poderá comprometer o seu desenvolvimento. Por regra, os campos marginais apresentam um baixo volume de reservas, baixas produtividades e elevada incerteza a nível das estruturas geológicas bem como da complexidade dos seus reservatórios.

Este tipo de campos, constituem para as empresas que os operam, verdadeiros desafios quer em termos da implementação de um plano de desenvolvimento (PD) que seja viável e capaz de mitigar os constrangimentos que as características destes campos apresentam, quer a nível do apertado controlo de custos que é necessário por apresentarem Valor Atual Líquido (VAL) significativamente baixo.

A elaboração do plano de desenvolvimento num campo petrolífero implica a realização de um conjunto de estudos detalhados com base em dados geológicos, geofísicos, petrofísicos, dados de amostras e testes obtidos nos poços já perfurados, bem como no comportamento dos reservatórios no que respeita à variação da pressão com a produção e mobilidade dos fluidos. Estes estudos, assentam na construção de modelos estáticos e dinâmicos consistentes com o objetivo de identificar e quantificar o maior número de incertezas.

Por forma a diminuir o risco de um projeto de um campo marginal, é recorrente a implementação de um esquema de desenvolvimento faseado, ou seja, que o desenvolvimento seja feito em duas fases distintas:

- Fase Piloto
- Fase de Desenvolvimento

**Fase Piloto** é a primeira fase do plano de desenvolvimento e visa tentar diminuir os riscos do projeto através da realização de poços considerados chave para provar a continuidade dos reservatórios e dos seus recursos recuperáveis, assim como da sustentabilidade dinâmica dos mesmos.

**Fase de Desenvolvimento** pressupõe a diminuição da incerteza durante a Fase Piloto, e consistirá nos investimentos mais pesados tais como das unidades de tratamento e instalações de superfície que possam garantir o processamento dos fluidos de produção. Esta fase contempla a execução de poços de desenvolvimento (poços produtores e injetores) permitindo assim a produção e gestão do campo de uma forma continuada ao longo do projeto.



Figura 1.1 – Esquema representativo do Plano de Desenvolvimento de um Campo Marginal



As vantagens de ter um plano de desenvolvimento modular para um campo marginal são:

- Permitir uma diminuição das incertezas geológicas com recurso a estudos que caracterizem convenientemente os reservatórios, por exemplo, testemunhos (*cores*) e diagrfias elétricas (*logs*);
- Permitir uma diminuição das incertezas dinâmicas através da perfuração de mais poços;
- Permitir uma estimacão das reservas com menor grau de incerteza;
- Uma estimacão apurada dos fluidos produzidos e injetados para ter maior segurana aquando do dimensionamento das unidades de producao;
- Antecipacão de *cash flow*, diminuindo assim os riscos económicos;
- Menor exposicão financeira por parte do consórcio.

## **1.1 Motivação**

A escolha do tema “Optimizacão do Desenvolvimento de um Campo Petrolífero Marginal” vem no seguimento do estágio efetuado na *Partex Oil and Gas*, cujo estudo incidiu na avaliacão das reservas de um campo petrolífero na Bacia de Potiguar. Este estudo suscitou a necessidade de uma análise mais profunda a nível de conhecimento do reservatório bem como da importância da estratégia de desenvolvimento do Campo.

## **1.2 Objetivo**

O desenvolvimento de um campo marginal, com sucesso económico, implica a constante optimizacão das estratégias de desenvolvimento do mesmo. A definicão da estratégia de producao é uma tarefa muito importante pois dela depende o fator de recuperacão do reservatório que irá influenciar a viabilidade económica do projeto. É também uma tarefa muito difícil pois as alternativas são infinitas para além das incertezas envolvidas.

O tema da tese foi assim escolhido com o objetivo de contribuir para a optimizacão do plano de desenvolvimento do Campo, tentando encontrar uma estratégia de desenvolvimento recorrendo a uma maximizacão do valor da informacão existente, e inferido na que haverá necessidade de adquirir, com o objetivo de tornar o projeto mais robusto minimizando os riscos do investimento.

## **1.3 Estrutura da Dissertacão**

O documento encontra-se dividido em oito (8) capítulos, o primeiro dos quais diz respeito à parte introdutória na qual são descritas algumas noções genéricas relacionadas com o desenvolvimento de um campo marginal. No segundo capítulo é feito o enquadramento do campo de estudo bem como a descricao das características do reservatório e as suas principais incertezas.

Do terceiro ao sexto capítulo, apresenta-se a estratégia de maximização do valor da informação existente com vista à optimização do plano de desenvolvimento do campo de estudo.

Assim, no terceiro capítulo descreve-se a reavaliação do *Oil in Place* (OOIP) e a identificação dos mecanismos de produção aplicando a Equação de Balanço de Massas (EBM) aos reservatórios em estudo.

O quarto capítulo refere-se à identificação dos diferentes regimes de pressão e a sua relação com as características dos reservatórios. No quinto capítulo sumariza-se a estratégia de contornar a inexistência de dados de *Special Core Analysis* (SCAL) recorrendo a dados de um campo análogo e por fim, o sexto capítulo, descreve a análise da optimização do plano de desenvolvimento por injeção de água com recurso à simulação de linhas de fluxo (*Streamlines*). No sétimo capítulo apresentam-se as considerações finais do trabalho. O oitavo e último capítulo trata das referências bibliográficas.

## 2. SELEÇÃO DO TEMA

### 2.1 Enquadramento do Campo em estudo

O campo em estudo enquadra-se no sector noroeste da Bacia Potiguar emersa (Figura 2.1). A bacia Potiguar abrange a porção mais oriental do nordeste do Brasil, com uma componente emersa (22 500 km<sup>2</sup>) e submersa (26 500 km<sup>2</sup>). Esta bacia cobre parte dos estados do Rio Grande do Norte e Ceará e as suas respectivas plataformas continentais.

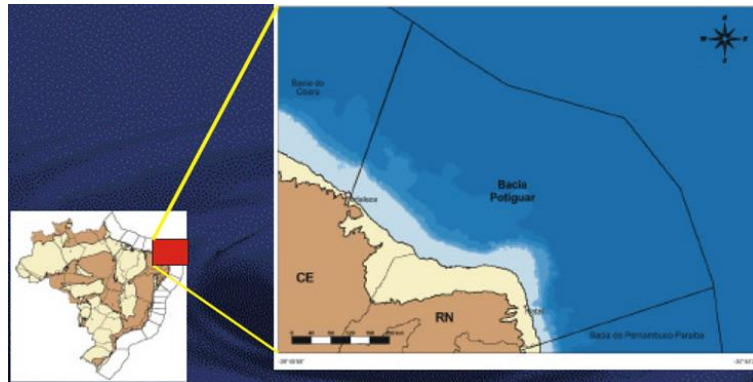


Figura 2.1 – Localização do Campo em estudo  
(Fonte: internet)

Os principais reservatórios deste campo são de idade Albiana (Cretácico) onde tem início a deposição da sequência flúvio-deltaica transgressiva com sedimentação siliciclástica referenciada como **Formação Açu**. Esta é caracterizada genericamente por arenitos finos a grosseiros, intercalados com folhelhos, argilitos e siltitos, sobrepostos discordantemente sobre a **Formação Alagamar** ou diretamente sobre o **Embasamento** como acontece nas zonas mais elevadas da bacia (Figura 2.2).

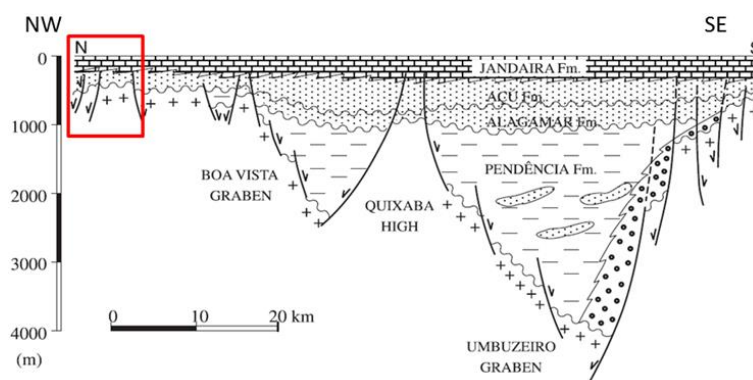


Figura 2.2 – Representação esquemática da Bacia Potiguar  
(figura adaptada Anjos et al., 2000)

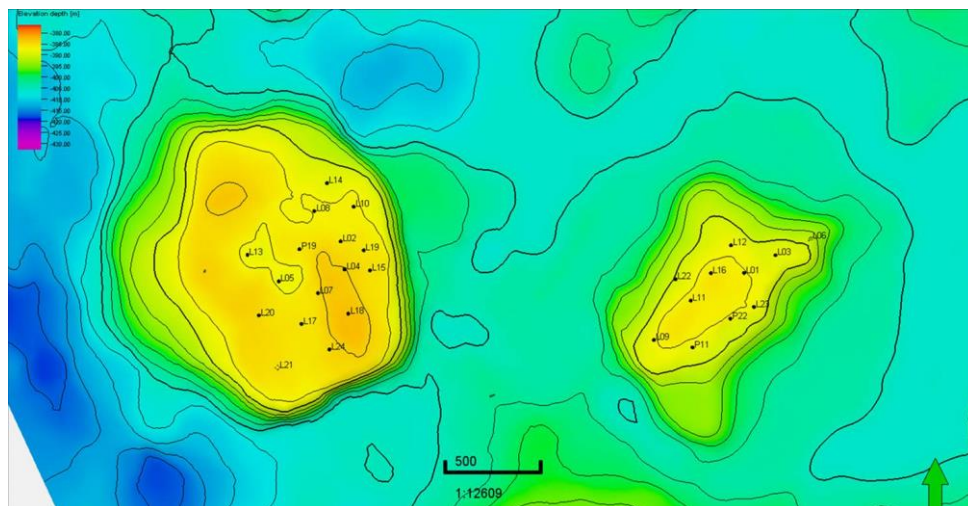
O modelo regional foi comprovado pela observação dos registos elétricos e pela análise sequencial de testemunhos, permitindo observar, elementos arquiteturais típicos de canal, dunas de areia, acreção

lateral e depósitos de extravasamento de canais. Os depósitos de canal são compostos por arenitos médios a muito finos com granodrecrescência ascendente, cobertos por arenitos muito finos e argilosos gradando até argilitos, o que reflete uma mudança no regime de transporte de sedimentos.

É importante referir ainda, que num modelo deposicional meandrante com influência de maré infere-se que a geometria externa dos reservatórios é caracterizada por corpos arenosos com moderada continuidade lateral e baixa conectividade vertical. A impregnação de hidrocarbonetos é, portanto, fortemente controlada pela granulometria e pela argilosidade, importante elemento redutor na porosidade-permeabilidade do reservatório.

Esta componente estratigráfica não pode ser ignorada, dificultando sobremaneira o conhecimento destas zonas, apesar da componente estrutural ser determinante para a identificação das zonas com potencial de terem preservado os hidrocarbonetos.

O Campo em estudo compreende duas estruturas, a Oeste e a Este. Na Estrutura Oeste foram perfurados dezasseis (16) poços dos quais quinze (15) estão em produção. A Estrutura Este conta com um total de doze (12) poços sendo que dez (10) se encontram a produzir (Figura 2.3).



**Figura 2.3 – Representação das duas estruturas do Campo em estudo**

## **2.2 Características do Reservatório**

Os reservatórios em estudo encontram-se cobertos por bancadas argilosas de espessura variável, por vezes descontínuas que constituem o selo para criar o isolamento da armadilha. A acumulação de hidrocarbonetos é condicionada a larga escala pelos altos estruturais que definem a estruturação principal da bacia. A menor escala, existe um condicionamento estratigráfico que compartimentaliza os reservatórios e que se prende principalmente com variações de fácies, organizado em armadilhas estratigráficas.

Os reservatórios são compostos por intercalações de corpos arenosos e argilosos, sendo que alguns deles estão saturados por hidrocarbonetos e outros saturados por água.

Os corpos arenosos são de pequeno volume e baixa produtividade com uma produção de óleo média de 500 bbl/d. Em geral, estes reservatórios encontram-se a cerca de 450 m de profundidade e caracterizam-se por uma porosidade e permeabilidade médias de 25% e 750 mD, respetivamente. O óleo é parafínico, com baixa viscosidade e elevado ponto de fluidez, o que facilita a deposição de parafinas. O óleo apresenta uma densidade média de 25° API e caracteriza-se pela ausência de gás dissolvido, podendo ser considerado como um “óleo morto”. A pressão e temperatura do reservatório são 27-30 bar (398 - 440 psi) e 40 °C, respetivamente.

## 2.3 Principais Incertezas

Como já referido anteriormente, as zonas que são potenciais produtoras de hidrocarbonetos são bastante complexas a nível geológico não esquecendo que os reservatórios apresentam propriedades petrofísicas bastante heterogéneas e a maior parte das vezes com uma qualidade bastante degradada devido à presença abundante de argilas. Tendo em conta estas características, o Campo em estudo enquadra-se na definição de campo marginal, tendo como principais incertezas:

- A inexistência de um único contacto óleo-água (OWC) dificulta o cálculo de reservas e o seu consequente desenvolvimento. Por cada areia ou reservatório produtor parece existir uma zona de água, o que é demonstrado pela interpretação de diagrfias elétricas e testes aos poços, havendo uma alternância de zonas portadoras de óleo seguida de outras portadoras de água ao longo do poço. A nível dinâmico esta alternância é extremamente difícil de modelizar e uma variação, positiva ou negativa de alguns metros, provoca uma oscilação considerável no valor final das reservas.
- A alternância óleo-água, além de trazer complicações a nível da modelagem e cálculo de reservas, coloca também problemas a nível operacional, especialmente na escolha das profundidades onde os poços devem ser completados.
- A existência de uma grande zona de transição subjacente a uma fina película de óleo origina, necessariamente, que as zonas completadas a uma maior profundidade contribuam com uma maior percentagem de água.
- A água de formação apresenta baixa salinidade tornando difícil a sua identificação através das diagrfias de resistividade. Este facto, conduz a uma incerteza ao nível da identificação dos fluidos no reservatório e, conseqüentemente, da estimação do OOIP.

Estas características geológicas/dinâmicas resultam numa elevada incerteza, tanto a nível do modelo estático de reservatórios quer a nível dos modelos dinâmicos. Somente a perfuração de mais poços e uma contínua integração dessa informação com os dados de produção e sua monitorização permite reduzir o nível de incerteza no comportamento dinâmico dos reservatórios e assim, otimizar o plano desenvolvimento do Campo.

## 2.4 Modelo de Simulação

Para campos marginais, devido ao elevado número de incertezas associado a uma escassa informação, a adequada compreensão das características do reservatório, estáticas e dinâmicas, passa pela contínua atualização de modelos estáticos e dinâmicos que integrem a mais recente informação das propriedades e performance do mesmo.

Toda a informação de subsuperfície recolhida através dos poços, diagrfias, recolha de testemunhos e sísmica, em conjunto com os modelos conceptuais do ambiente geológico, deposicional e estrutural são sintetizados e integrados através do modelo estático 3D dos reservatórios. Este modelo estático, ou também conhecido como modelo fino do reservatório, engloba o modelo 3D de fácies geológicas (*rock types*), de porosidade, de permeabilidade e saturações dos fluidos, estando as propriedades petrofísicas condicionadas ao modelo de fácies geológicas.

Depois de construído o modelo estático, as suas propriedades sofrem uma mudança de escala (*upscaling*) para um modelo mais grosseiro (através de um agrupamento de células), o qual será o *input* para o modelo dinâmico. O modelo dinâmico tem como objetivo simular o escoamento dos fluidos dentro do reservatório, reproduzir as variáveis dinâmicas (caudais de produção e pressões) que refletem o comportamento do reservatório ao longo do tempo. Esta importante ferramenta permite não só a inicialização com o conseqüente cálculo do óleo originalmente *in place* (OOIP) bem como no estudo das várias estratégias de desenvolvimento do campo.

O modelo dinâmico é inicializado com os principais parâmetros das características da formação e dos fluidos (óleo e água). Estes dados provêm geralmente de dados laboratoriais (PVT,  $P_c$ ,  $K_r$ ,  $S_o$ , etc) ou, quando não disponíveis, de tabelas e correlações aceites e validadas pela indústria. Depois de inicializado o modelo é avaliado e feita a calibração aos dados históricos de produção dos poços existentes (*History Match*). Finalmente, o modelo dinâmico fica pronto para fazer correr os chamados cenários de previsão, onde são testadas várias opções de produção, assim como, analisado o mecanismo de drenagem do reservatório.

No caso em estudo, foram construídos dois modelos de simulação dinâmica para as duas Estruturas em análise. Para a **Estrutura Este**, o modelo conta com um total de 148 200 células ( $X=38$ ;  $Y=30$ ;  $Z=130$ ). O modelo de simulação dinâmica da **Estrutura Oeste** tem um total de 145 080 células ( $X=39$ ;  $Y=31$ ;  $Z=120$ ).

Em ambos os modelos, a dimensão da malha de simulação é de 50x50m e o *software* usado para a simulação dinâmica foi o *Eclipse100™*.

A escolha dos contactos óleo-água foi baseada no fato do Campo ser composto por intercalações de corpos arenosos e argilosos, sendo que alguns deles estão saturados por hidrocarbonetos e outros por água.

Pela análise das diagrfias e dos Testes de Formação de Revestimento (TFR) realizados nos poços descobridores de cada uma das áreas, foram identificados para as Estruturas Este e Oeste um OWC de 398 m e 392 m, respetivamente.

Neste ponto, é importante salientar que, a incerteza quanto à localização concreta do OWC para cada um dos reservatórios, implica enormes variações no volume de óleo inicial no reservatório (OOIP).

### 3. Identificação de diferentes regimes de pressão e a sua relação com as características do reservatório

#### 3.1. Fundamentação Teórica

A Engenharia de Reservatórios até meados de 1970 era considerada a área técnica mais importante na gestão de reservatórios. Durante as décadas de 70 e 80, os benefícios da sinergia entre a engenharia e a geologia foram reconhecidos, pois possibilitaram a descrição detalhada do reservatório com base nos conceitos geológicos, geofísicos e de simulação dinâmica. A partir de então, a gestão de reservatórios ganhou um novo olhar, passando a ser vista como uma atividade multidisciplinar (*Satter et al., 2000*).

O conhecimento imperfeito de uma realidade situada na subsuperfície conduz a grandes níveis de incerteza, tendo em conta que, a informação disponível provém de amostras de dimensões centimétricas recolhidas nos poços, sendo esta normalmente extrapolada para distâncias de centenas de metros. Estas incertezas estão associadas não só aos níveis de heterogeneidade espacial e vertical presentes no reservatório, mas também da incerteza associada à heterogeneidade estrutural, em termos da compartimentalização (falhas e barreiras estratigráficas) da estrutura. Estes tipos de incertezas só poderão ser mitigados com a realização de estudos detalhados onde haja cruzamento da informação proveniente de dados geológicos, geofísicos, petrofísicos, dados de amostras e testes obtidos nos poços já perfurados, bem como do comportamento dos reservatórios em termos de variação de pressão e produção de óleo, gás e água (*Gomes & Alves, 2007*).

Num estudo recentemente publicado sobre o impacto das incertezas nos métodos analíticos utilizados na Engenharia de Reservatórios, *Dmour et al., (2014)*, defende que a caracterização de um reservatório é uma etapa essencial antes de realizar quaisquer estudos de simulação dinâmica com vista à identificação das incertezas. Assim, quantificá-las é um passo extremamente importante para a tomada de decisões no que toca ao investimento para o desenvolvimento de um campo petrolífero.

Em 1930, *Sclater & Stephenson*, descreveram o primeiro método de medição da pressão de fundo do poço e o mecanismo de amostragem de fluidos sob pressão nos poços. A necessidade de ter medidas de pressão de fundo do poço mais precisas foi ainda mais enfatizada quando *Millikan & Sidwell* descreveram o primeiro medidor de pressão com maior precisão e destacaram a importância fundamental destes dados na definição do comportamento dinâmico do campo com impacto na determinação dos métodos de recuperação de petróleo.

Esta contribuição possibilitou ao Engenheiro de Reservatórios avaliar/trabalhar um dos parâmetros mais importantes na *performance* de um reservatório: a pressão do reservatório. Desde aí, a análise das pressões estáticas (pressão medida após fecho do poço por um período de tempo) e dinâmicas



(pressão medida no poço durante os períodos de fluxo) e o seu comportamento ao longo do tempo passou a ser um dos passos mais importantes no estudo de reservatórios.

Existem vários tipos de pressões que podem ser medidas nos poços, sendo os quatro mais importantes:

- *Static Tubing Head Pressure (STHP)* – Pressão medida na cabeça do poço quando o poço está fechado;
- *Flowing Tubing Head Pressure (FTHP)* – Pressão medida na cabeça do poço quando o poço está a produzir;
- *Static Bottom Hole Pressure (SBHP)* – Pressão medida no fundo do poço quando o poço está fechado;
- *Flowing Bottom Hole Pressure (FBHP)* – Pressão medida no fundo do poço quando o poço está em produção.

As pressões obtidas a diferentes profundidades também são úteis para determinar a posição dos contactos óleo-gás, óleo-água ou gás-água e a permeabilidade das formações. Os dados de pressão medidos em condições estáticas são indispensáveis para um melhor entendimento da informação proveniente das campanhas de aquisição de dados sísmicos e geológicos. Esta prática ocorre especialmente durante a fase inicial da caracterização e delimitação do reservatório, quando a existência de falhas é detetada, ainda que não haja nesta fase a certeza de que as mesmas possam formar barreiras de permeabilidade.

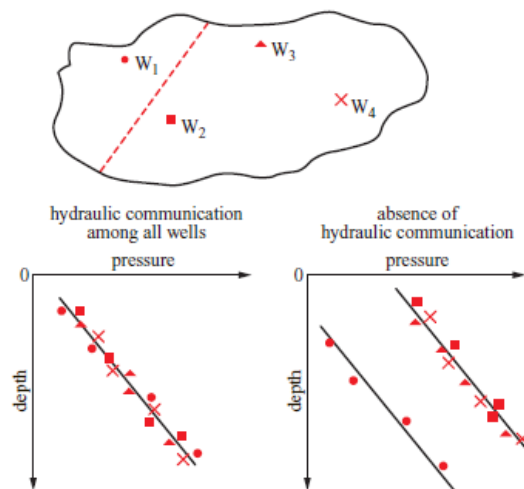
O acompanhamento das pressões nos poços permite avaliar alguns dos mais importantes aspetos a ter em conta na gestão e optimização da produção de um reservatório, tais como, a rapidez do decréscimo da pressão em função do tempo para cada poço, a existência de diferentes níveis de declínio em diferentes partes do campo, bem como, a existência de gradientes de pressão laterais no reservatório (*Consentino, 2001*).

Este último ponto, de extrema importância para a Engenharia de Reservatórios, é condicionado por fatores como as diferenças de caudais de produção, as mudanças laterais nas propriedades das rochas e, principalmente, a existência de grande heterogeneidade da formação que compõe o reservatório (falhas e alterações estratigráficas).

A comparação dos perfis de pressão obtidos em diferentes poços permite aferir se os reservatórios que eles atravessam estão ou não em comunicação hidráulica, ou seja, se os poços estão a drenar o mesmo reservatório. No caso de terem sido detetadas falhas, esta informação é muito útil para entender se as mesmas se comportam como barreiras de permeabilidade ou não.

Caso haja comunicação hidráulica entre dois ou mais poços num reservatório, as medidas de pressão deverão apresentar a mesma tendência inicial (em todas as zonas do mesmo) alinhando-se segundo um mesmo gradiente. Caso contrário, se as medidas de pressão estáticas provenientes de diferentes

poços se distribuírem por dois ou mais gradientes, estamos perante a inexistência ou de uma pobre comunicação entre os poços (Figura 4.1).



**Figura 3.1 – Avaliação da comunicação hidráulica no reservatório (figura adaptada do livro *Exploration, Production and Transport, Vol. I*)**

### 3.2 Descrição da metodologia e aplicação do caso em estudo

Tendo presente que o Campo em estudo é marginal (com as características e incertezas mencionadas nos *itens* 2.2 e 2.3), torna-se necessário fazer uma análise mais pormenorizada para uma melhor caracterização do reservatório. Como tal, neste capítulo será feito o cruzamento de toda a informação até aqui obtida com a interpretação das estruturas a nível geológico e geofísico.

Esta análise irá incluir os seguintes aspetos:

1. Avaliar o nível de depleção do reservatório, em função do tempo e dos fluidos produzidos até à data, através de um estudo detalhado das pressões existentes.
2. Inferir da conectividade no reservatório e a possível compartimentalização no mesmo.

### 3.3 Interpretação de Resultados

Para a **Estrutura Este**:

A Estrutura Este do Campo, descoberta com o poço P11 em 2007, é composta por doze (12) poços dos quais dez (10) estão em produção e dois (2) foram secos. Observando a localização dos poços no mapa estrutural (Figura 3.2,) e a distribuição das pressões médias por poço (Figura 3.3), constata-se os seguintes aspetos:

- Na parte Sudeste do reservatório existe uma depleção natural e que inclui os poços P11, P22, L01, L03 e L06;

- Os poços perfurados nas últimas campanhas de 2014 e 2015 (L09, L11, L12, L16, L22 e L23) apresentam valores de pressões mais elevados e muito próximos da pressão inicial registada no poço descobridor (P11), com exceção do poço L23;
- O poço L23 tem uma pressão na ordem dos 28 bar, menos 5 bar do que o poço L22, pertencendo ambos à campanha de 2015.

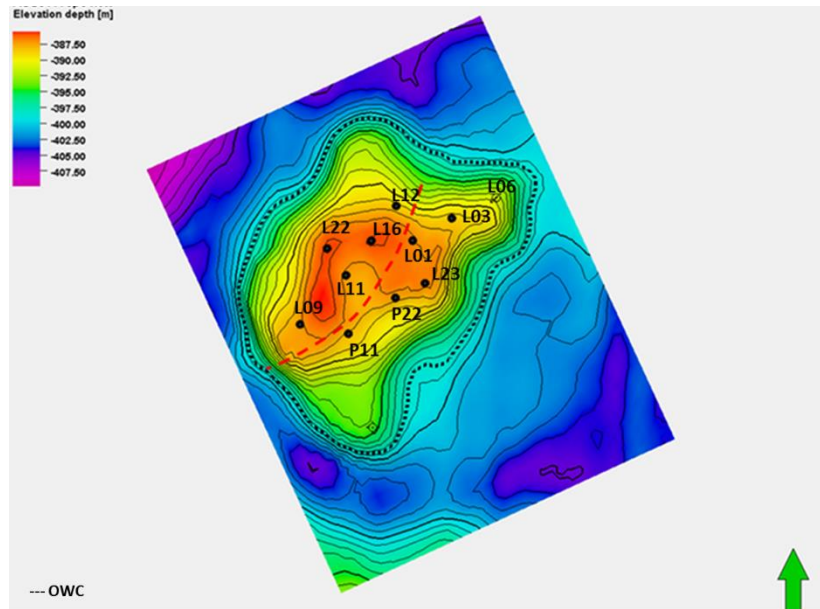


Figura 3.2 – Mapa estrutural da Estrutura Este do Campo

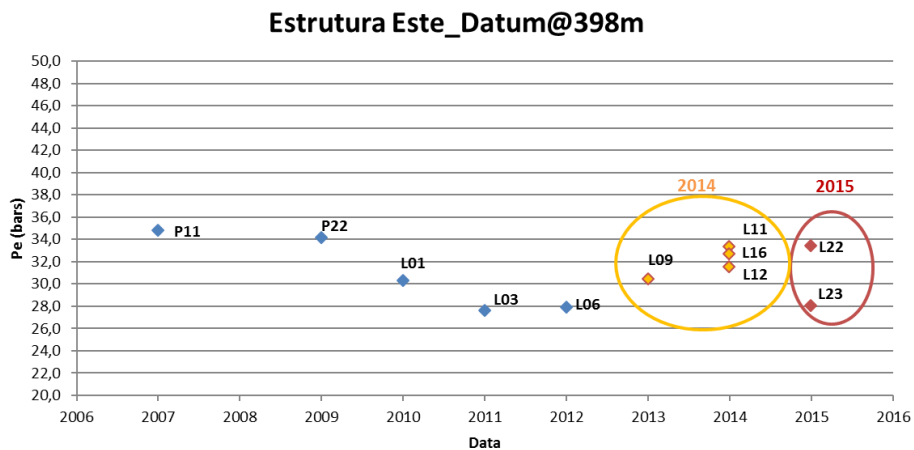


Figura 3.3 – Distribuição das pressões estáticas em função do tempo para a Estrutura Este

Tendo em conta os aspetos mencionados, torna-se necessário integrar nesta análise a componente geológica tendo presente que o reservatório em estudo se enquadra num modelo deposicional constituído por canais meandriformes, e que a geometria destes reservatórios é caracterizada por corpos arenosos com moderada continuidade lateral e baixa conectividade vertical.

A integração de toda a informação será feita com base no posicionamento dos poços na estrutura e no conhecimento e interpretação das propriedades petrofísicas do reservatório.

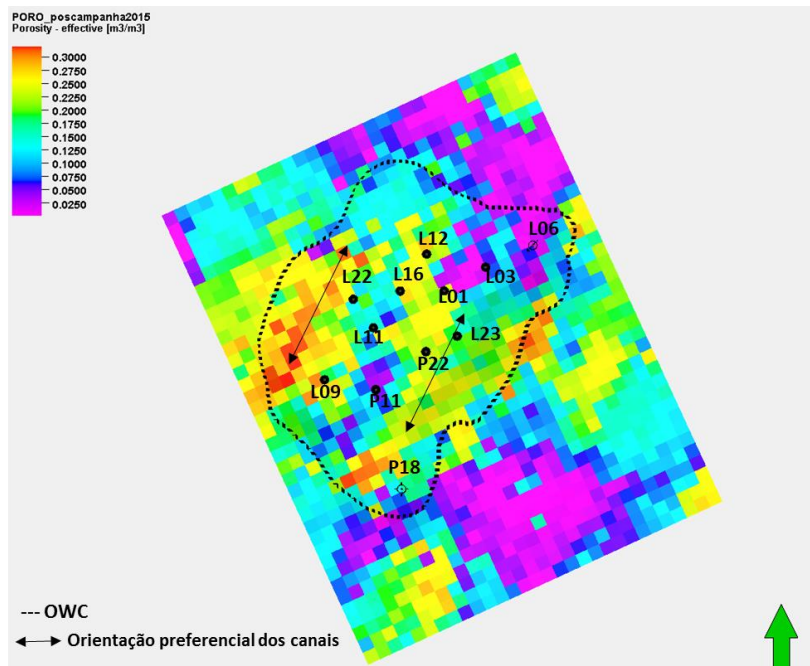


Figura 3.4 – Mapa da distribuição de porosidade da primeira camada (camada 90) da principal zona produtora na Estrutura Este

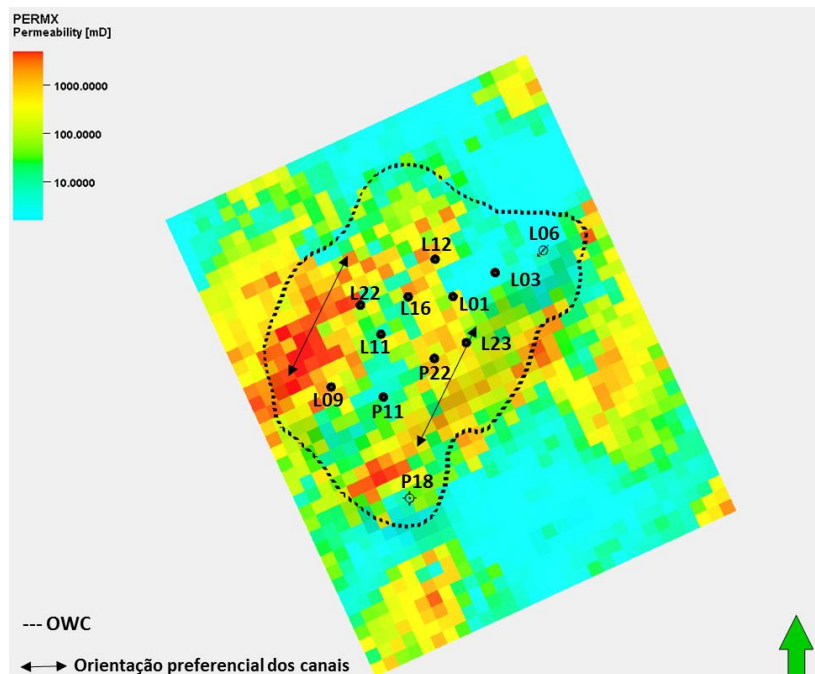


Figura 3.5 – Mapa da distribuição de permeabilidade da primeira camada (camada 90) da principal zona produtora na Estrutura Este

Pela análise das Figuras 3.4 e 3.5 é possível inferir uma direção preferencial dos canais, NE-SW, em resultado da continuidade nesta direção dos maiores valores de porosidade e permeabilidade (setas pretas) integrada com as pressões estáticas registadas:

- O poço L23, furado em 2015, encontra-se no *trend* de pressão dos poços P11 a L06 e, pelo valor da pressão, este poço veio comprovar a depleção do reservatório no setor Este;
- No poço L22, também furado em 2015, a pressão encontra-se alinhada com a dos poços perfurados em 2014, sendo a média superior ao *trend* de pressão dos poços P11 a L06, sugerindo que este *trend* de poços a Oeste não esteja em comunicação direta com os poços pre-2014 localizados a Este;
- Os poços que apresentam as pressões mais elevadas (L09, L11, L12, L16 e L22) parecem estar num canal diferente onde a melhor permeabilidade e conectividade com o aquífero permite um maior suporte destes poços, pese embora apresentem um maior *water cut* (Figura 3.6).

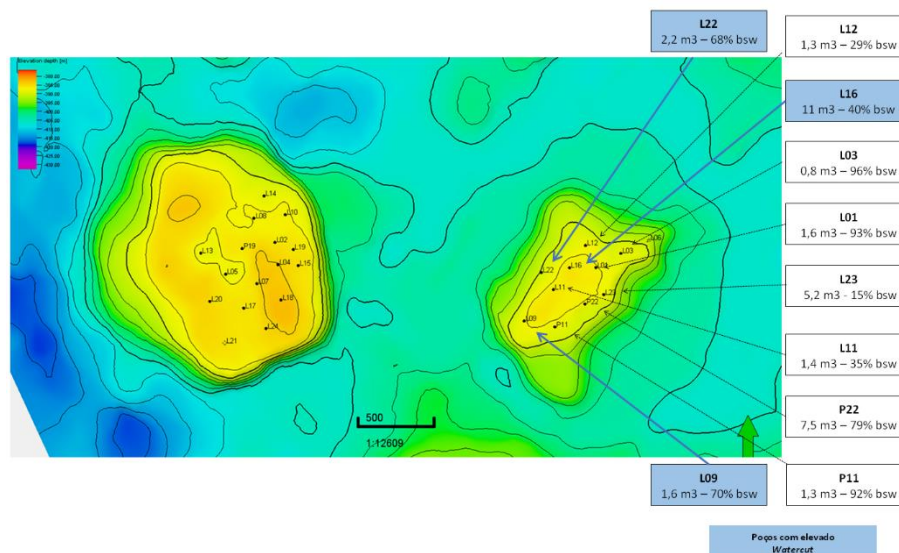


Figura 3.6 – Panorama da produção para a Estrutura Este do Campo

Para a **Estrutura Oeste**:

A Estrutura Oeste do Campo, descoberta com o poço P19 em 2009, é composta por quinze (15) poços produtores. Observando a localização dos poços no mapa estrutural (Figura 3.7) e a distribuição das pressões médias por poço (Figura 3.8) constata-se os seguintes aspetos:

- A pressão inicial do poço L02 é afetada pela produção do poço P19, assim como o poço L04 afetada pelos dois anteriores, enquanto os poços L05, L07 e L08 são menos afetados devido a uma degradação das propriedades petrofísicas; (Figuras 3.9 e 3.10)

- Por outro lado, os poços que pertencem às campanhas 2014 e 2015 (L10, L13, L14, L15, L17, L18, L19, L20 e L24) apresentam pressões estáticas médias iniciais superiores aos restantes poços;
- Cruzando esta informação com o resultado da EBM expressa no gráfico *Campbell* (que evidencia a presença de um aquífero ativo e de dimensão considerável) podemos inferir que as elevadas pressões nestes poços poderão ser consequência de estarem melhor conectados com o aquífero ou não estarem conectados com os poços produtores.

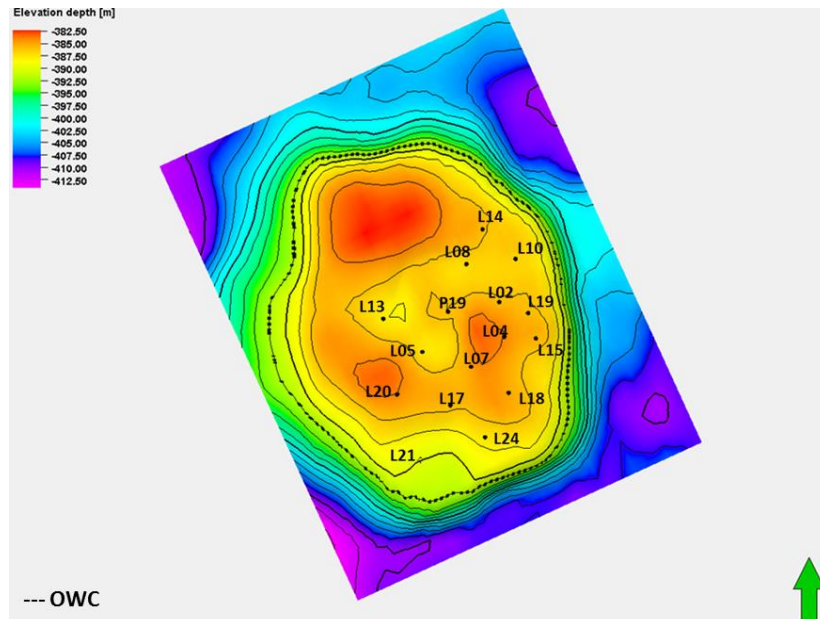


Figura 3.7 – Mapa estrutural da Estrutura Oeste

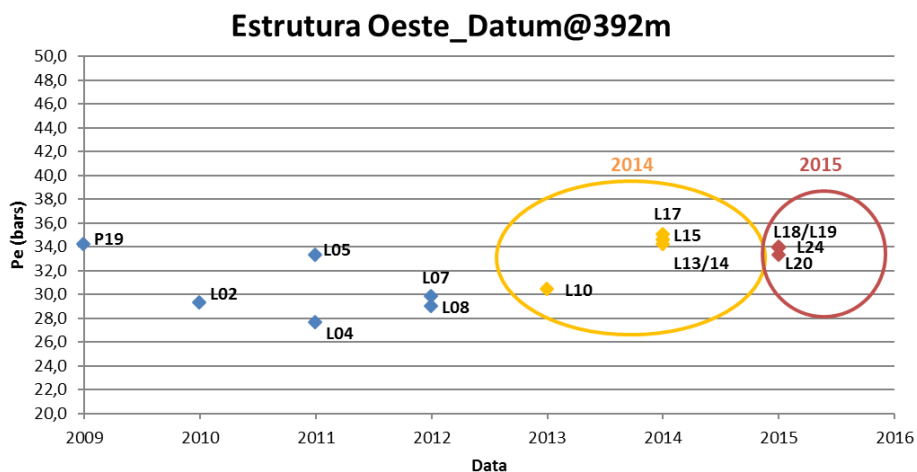
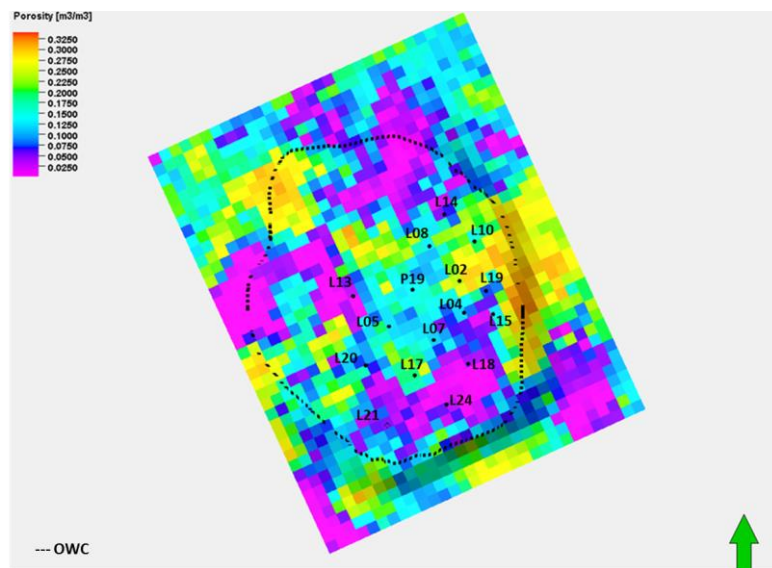


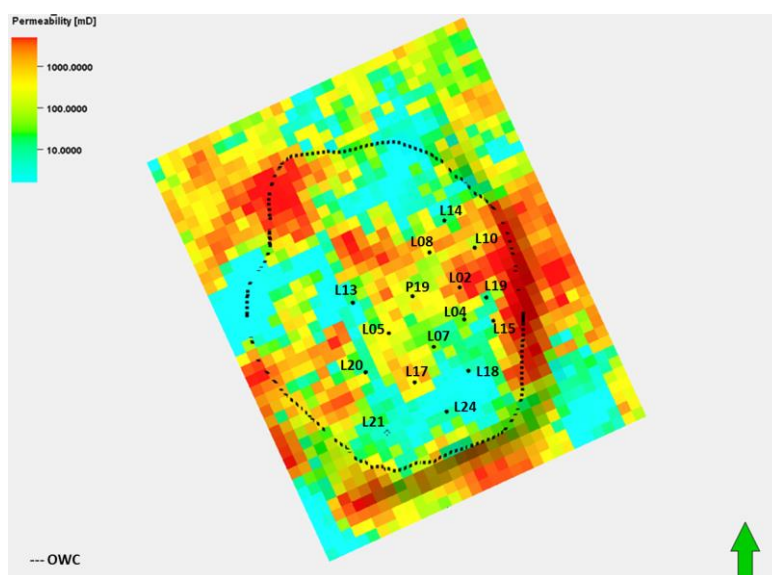
Figura 3.8 – Distribuição das pressões estáticas em função do tempo para a Estrutura Oeste

Em ambos os mapas das Figura 3.9 e 3.10, é notório a presença de melhores propriedades para a periferia da estrutura, conectando o aquífero a certo conjunto de poços:

- Verifica-se assim que os poços que se encontram nas zonas de melhores propriedades apresentam elevados valores de *water cut* devido à sua proximidade ao aquífero. São exemplo disso, os poços: L10, L14, L15, L17, L19 e L20 (Figura 3.11).
- Por outro lado, os poços L13, L18 e L24, apresentam valores de *water cut* bastante inferiores comparativamente aos demais (Figura 3.11). Este facto é explicado pelas características da zona do reservatório onde estão situados, ou seja, é uma zona de fracas permeabilidades o que impede a passagem da água do aquífero para o reservatório. Em suma, esta heterogeneidade afeta a circulação dos fluidos no reservatório e comporta-se como uma barreira ao escoamento dos mesmos, quer no propagar da depleção por produção dos poços mais antigos, quer na eficiência do suporte de pressão pelo aquífero.



**Figura 3.9 – Mapa da distribuição da porosidade na primeira camada (camada 75) da principal zona produtora na Estrutura Oeste**



**Figura 3.10 – Mapa da distribuição de permeabilidade da primeira camada (camada 75) da principal zona produtora na Estrutura Oeste**

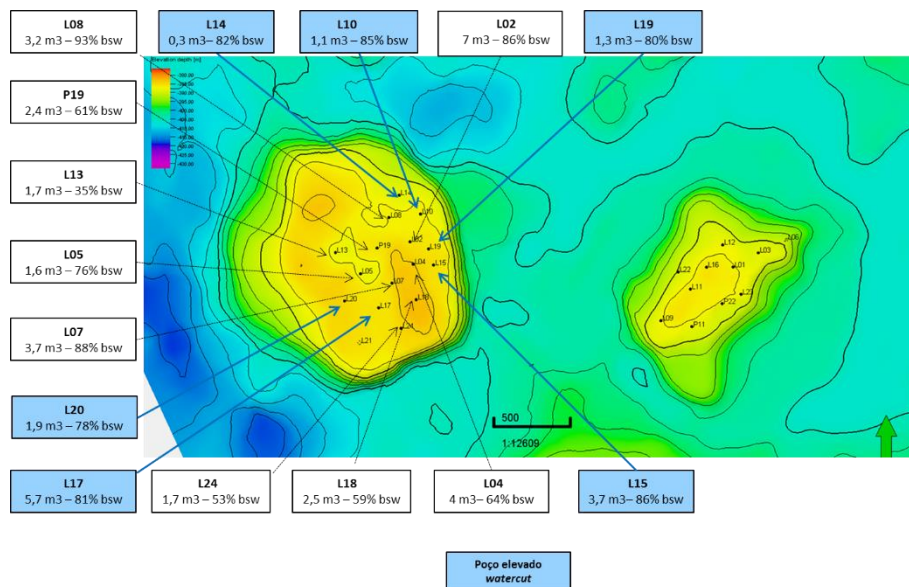


Figura 3.11 – Panorama da produção para a Estrutura Oeste do Campo

### 3.4 Conclusões

A análise integrada das pressões estáticas, distribuição das propriedades petrofísicas e dados de produção permitiu concluir que, a distribuição das propriedades petrofísicas nos reservatórios em estudo controlam as direções preferenciais de fluxo, produção e eficiência do mecanismo de *water drive*.

No Campo em estudo, a Estrutura Este apresenta uma menor heterogeneidade petrofísica, quando comparada com a Estrutura Oeste, através de uma boa definição dos corpos arenosos (canais) segundo uma direção preferencial e bem conectados com o aquífero. A Estrutura Oeste apresenta corpos arenosos mais erráticos e pior conectados com o aquífero. Tal, traduz-se na diferença de performance dos poços, melhor para os que beneficiam de boa conectividade, porém com um avanço de água mais rápido. É visível através da análise das pressões estáticas inferir também na conectividade dos corpos arenosos e possível compartimentalização de zonas do Campo originadas pela tal heterogeneidade.

Esta análise do impacto da conectividade entre canais será mais aprofundada no capítulo 6 onde se estudam direções preferências de escoamento nos reservatórios em estudo através da simulação de linhas de fluxo (*Streamlines*).



## **4. Análise dos dados de SCAL com vista a um melhor *History Match* do modelo dinâmico**

### **4.1 Fundamentação Teórica**

A Engenharia de Reservatórios é uma das disciplinas essenciais para o planeamento do desenvolvimento de campos petrolíferos. Para um plano de desenvolvimento é necessário efetuar estudos detalhados de caracterização e/ou modelação (simulação de reservatórios) com base em dados geológicos, petrofísicos, dados de amostras e testes obtidos nos poços existentes.

Estes estudos de modelação/simulação de reservatórios são uma ferramenta essencial para qualquer companhia petrolífera, permitindo suportar, e sempre devidamente associado a análises económicas, a gestão de um campo petrolífero.

É importante salientar a incerteza que envolve estes projetos, que é resultante do conhecimento bastante imperfeito de uma realidade, reservatório, situada na subsuperfície e na maior parte das vezes a profundidades elevadas.

Para garantir a qualidade do plano de desenvolvimento de um campo petrolífero é efetivamente essencial um bom estudo de caracterização do reservatório (*Gomes & Alves, 2007*). A Petrofísica é a ciência que estuda as propriedades das rochas e a sua relação com os fluidos que elas contêm. A porosidade, a permeabilidade, a saturação e distribuições de fluidos, são algumas das propriedades petrofísicas mais importantes das rochas reservatório.

*Fancher, Lewis, & Barnes* foram os responsáveis por um dos primeiros estudos petrofísicos de rochas reservatório, em 1933. Em 1934, *Wycoff, Botset, Muskat, & Reed* desenvolveram um método para medir a permeabilidade em amostras de rocha com base na equação do fluxo de fluido descoberta por *Henry Darcy*, em 1856.

*Wycoff & Botset*, com base nos seus estudos, fizeram um avanço significativo sobre o fluxo simultâneo de água-óleo e de gás-água em areias não consolidadas. Este trabalho foi mais tarde estendido para areias consolidadas e outras rochas, e em 1940, *Leverett & Lewis* começaram a estudar o fluxo trifásico de óleo, gás e água.

#### **4.1.1 Princípios Fundamentais da Interação Rocha/Fluido**

Os reservatórios de petróleo contêm dois ou mais fluidos, pelo que a existência simultânea destes fluidos no meio poroso requer o estudo de algumas propriedades que governam a interação entre as rochas e os fluidos, tais como:

- Molhabilidade (*wettability*)
- Fenómenos capilares
- Permeabilidade relativa

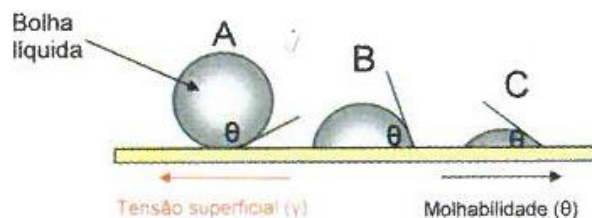
Os fluidos são considerados miscíveis entre si quando, misturados em quaisquer proporções, formam uma mistura homogênea. A miscibilidade entre dois ou mais fluidos depende das suas composições e das condições de pressão e temperatura às quais se encontra reservatório. Os fluidos imiscíveis, pelo contrário, dispõem-se em camadas de acordo com sua densidade (Rosa, 2011).

Em reservatórios com dois ou mais fluidos, é necessário ter em consideração a ação das forças que atuam na interface de dois fluidos imiscíveis em contacto um com o outro. A tensão interfacial é uma propriedade termodinâmica dessa interface e, é definida como a energia necessária por unidade de comprimento para criar uma nova superfície (Amyx & Whiting, 1988). Segundo (Lake, 2007), a tensão interfacial entre a água e o óleo depende da composição das fases, sendo geralmente alta, variando entre 10 e 30 dina/cm (0,01 e 0,03 N/m).

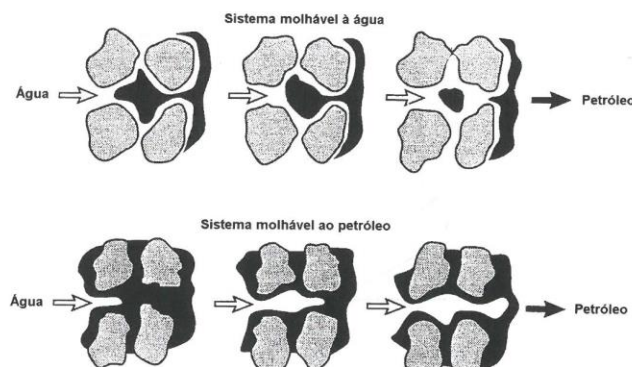
- **Molhabilidade**

Quando dois fluidos imiscíveis estão em contacto com uma superfície sólida, um deles tende a ser mais atraído para a superfície sólida do que o outro. O fluido que é atraído preferencialmente para o sólido, denomina-se de fluido molhante (Rosa, 2011).

**Crain** define molhabilidade (*wettability*) como “a tendência de um fluido em se espalhar sobre uma superfície sólida, ou aderir a ela, na presença de outro(s) fluidos imiscíveis”, sendo, pois, a molhabilidade de uma rocha a facilidade com que essa rocha se deixa “molhar” por um fluido. Essa capacidade mede-se pelo ângulo de contacto ( $\theta$ ) entre o líquido e a superfície (Figura 4.1).



**Figura 4.1 – Ângulo de contacto entre líquido e sólido (Gomes & Alves, 2007)**



**Figura 4.2 – Esquema da distribuição do petróleo e da água em rochas de molhabilidades diferentes (água representada a branco e petróleo a preto). (Gomes & Alves, 2007)**

- **Pressão Capilar**

Dado que a rocha é um meio poroso, existem fenómenos de capilaridade dos fluidos que estão em contacto com ela. Os fluidos distribuem-se verticalmente no reservatório de acordo com as suas densidades, existindo entre eles uma zona de transição que é influenciada por fenómenos de capilaridade.

A pressão capilar ( $P_c$ ) pode ser definida pela diferença entre a pressão das fases em contacto no meio poroso (entre óleo-água e óleo-gás). Quando  $P_c$  é zero, quer dizer que os fluidos estão em equilíbrio e este ponto no reservatório é conhecido por nível de água livre (*FWL- Free Water Level*), o nível de 100% de saturação em água (*Gomes & Alves, 2007*).

A diferença de pressão é proporcional à tensão superficial ( $\sigma$ ) e inversamente proporcional ao raio efetivo da interface ( $r$ ). Depende também do ângulo de molhabilidade ( $\theta$ ) entre o líquido e a superfície contactada (Equação 5):

$$P_c = \frac{2\sigma \cdot \cos(\theta)}{r} \quad (5)$$

*Lake (2007)* considera que a pressão capilar é função da saturação de fluidos no meio poroso. Tendo em conta que uma rocha reservatório é um meio poroso formado por uma infinidade de poros de diferentes configurações geométricas e diferentes tamanhos, torna-se difícil calcular analiticamente a pressão capilar, pelo que, é prática corrente fazer esta análise em laboratório com recurso aos testemunhos (*cores*) provenientes do reservatório. A esta análise específica dá-se o nome de *Special Core Analysis (SCAL)*.

A Figura 4.3 mostra a variação da pressão capilar ( $P_c$ ) do sistema óleo-água tanto na situação de injeção de óleo numa amostra de rocha saturada com água (processo de drenagem, que representa a situação original de carregamento do reservatório pela migração do óleo proveniente da rocha mãe, com o conseqüente deslocamento da água original da formação), como na situação inversa (processo de imbibição, que representa a situação de injeção de água no reservatório com o deslocamento de óleo).

É de notar que, se começarmos com 100% de água e injectarmos óleo, a saturação deste aumenta até um máximo correspondente a uma saturação de água que não é possível reduzir (*Swc- Connate Water Saturation*), independentemente do aumento da pressão de injeção.

Se a partir desse ponto iniciarmos o processo inverso injectando água, já não será possível atingir os 100% de água, devido também a uma saturação mínima de óleo muito difícil de reduzir (*Soir- Irreducible Oil Saturation*).

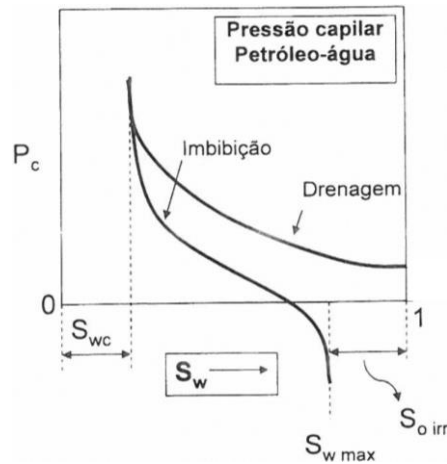


Figura 4.3 – Curvas de pressão capilar para os processos de drenagem e imbibição de um sistema petróleo-água (Gomes & Alves, 2007)

As curvas de drenagem servem para estabelecer as condições iniciais de saturação no reservatório e são utilizadas na inicialização do modelo de simulação numérica. Já as curvas de imbibição são usadas para fazer a previsão da produção de fluidos.

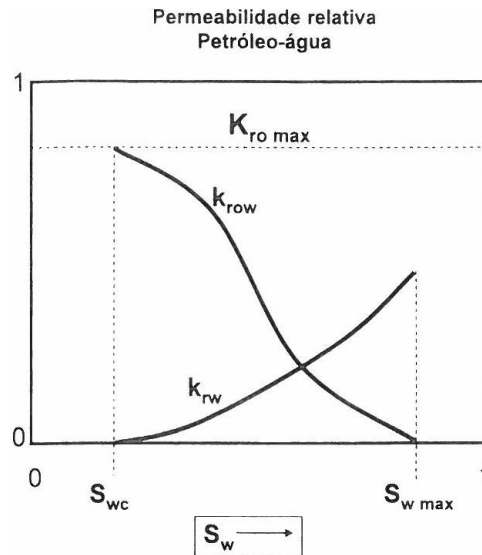
- **Permeabilidade Relativa**

Como anteriormente mencionado, *Darcy* estabeleceu o conceito de permeabilidade absoluta através das suas experiências, partindo do pressuposto de que o meio poroso era saturado por um fluido apenas. Para o caso dos reservatórios de petróleo, onde estão presentes mais do que um fluido em quantidades e distribuição diferentes no meio poroso, tornou-se necessário aplicar o conceito de permeabilidade a cada uma das fases separadamente (permeabilidade efetiva). Esta propriedade dá-nos a capacidade de transmissão de um fluido no meio poroso na presença dos demais fluidos. O quociente entre a permeabilidade efetiva do óleo ( $K_o$ ), da água ( $K_w$ ) ou do gás ( $K_g$ ) e a permeabilidade absoluta ( $K$ ) do meio é denominado permeabilidade relativa ao fluido e é expressa pelas seguintes fórmulas para o óleo, água e gás, respetivamente (Equação 6):

$$\boxed{K_{ro} = \frac{K_o}{K} \quad K_{rw} = \frac{K_w}{K} \quad K_{rg} = \frac{K_g}{K}} \quad (6)$$

A permeabilidade relativa é um valor adimensional, que varia entre 0 e 1 e é, em geral, função da saturação de fluidos no meio poroso como se pode observar na Figura 5.4 onde a permeabilidade relativa ( $K_r$ ) de cada fase vai baixando à medida que a saturação da fase oposta vai aumentando.

Há saturações mínimas de cada fase abaixo das quais não é possível deslocar o fluido, diz-se nessa altura que essa fase se encontra imóvel, correspondendo, portanto, a uma permeabilidade relativa nula. A outra fase, por outro lado, atinge aí a sua permeabilidade relativa máxima.



**Figura 4.4 – Curvas de permeabilidade relativa versus saturação de água (Gomes & Alves, 2007)**

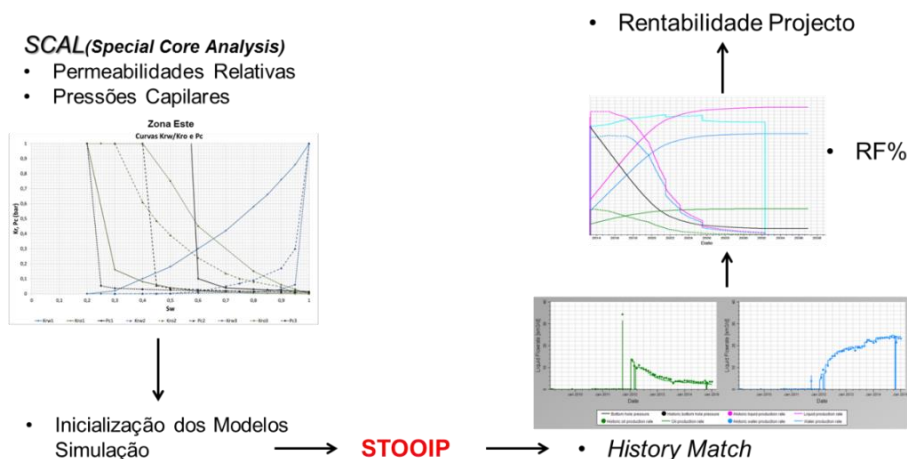
Os conceitos de permeabilidade relativa e pressão capilar são fundamentais na simulação dinâmica do reservatório, pois traduzem a contribuição relativa de cada fluido no sistema (Consentino, 2001). Como tal, importa definir corretamente este tipo de curvas e a relação entre ambas para que o modelo dinâmico consiga reproduzir o mais fielmente possível a realidade.

Segundo Bu T. & Haoy L.B (1995), a pressão capilar é frequentemente omitida na simulação de reservatórios com o argumento de que nem sempre é válida. Os autores mostraram que a correta modelação da pressão capilar pode ser tão importante para os resultados da simulação como a correta modelação das permeabilidades relativas.

Também Masalmeh & Jing (2003, 2004, 2007 e 2008) através de diversos estudos concluíram que, a pressão capilar bem como a permeabilidade relativa, dão um contributo importantíssimo no que toca ao processo de ajuste dos dados históricos aos dados observados (History Match) e conseqüentemente, na previsão da produção dos fluidos do reservatório. Enfatizaram ainda que o fator de recuperação está fortemente dependente da forma e comportamento das curvas de pressão capilar assim como na variação da permeabilidade. No entanto, importa referir a ressalva dos autores para a necessidade de dados de SCAL fiáveis, ou seja, representativos do reservatório, pois só assim será possível utilizar as curvas de pressão capilar e permeabilidade relativa como ferramentas de ajuste de dados históricos de produção.

## 4.2 Descrição da Metodologia

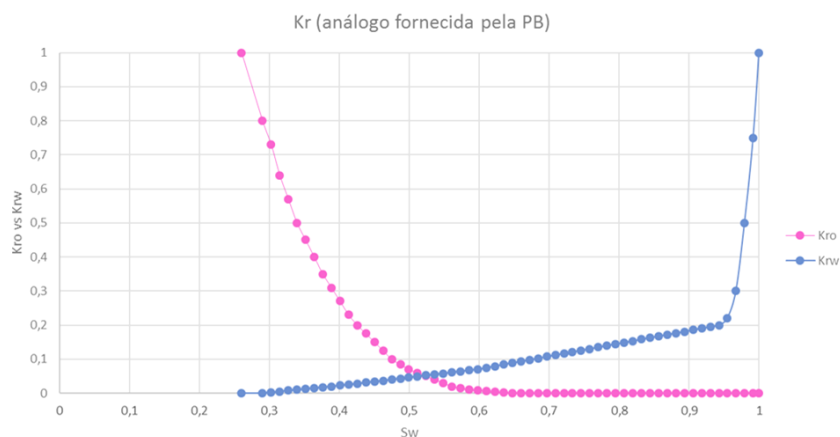
Este item tem como objetivo fazer a análise dos dados de SCAL previamente disponíveis e trabalhá-los por forma a conseguir, tanto quanto possível, que os mesmos possam ser representativos das características dos fluidos presentes no reservatório. Desta forma será possível alcançar uma melhor calibração do modelo com o histórico de produção, reproduzindo assim o que se passa no reservatório nas corridas de previsão (*forecast*).



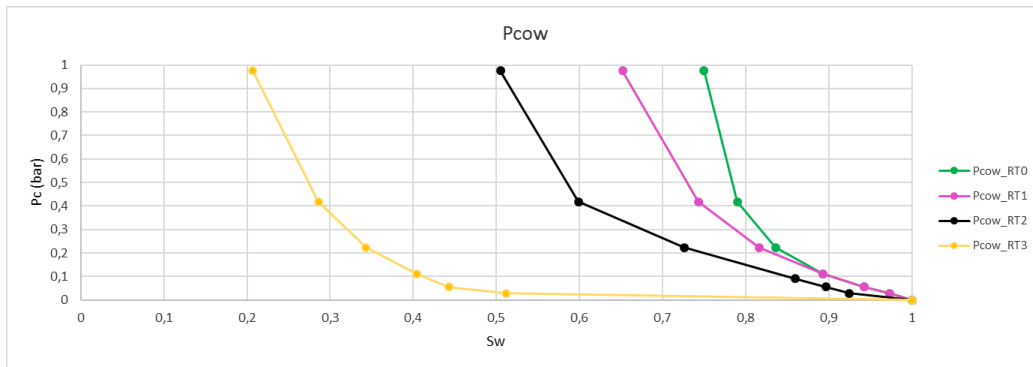
**Figura 4.5 – Esquema representativo da importância dos dados de SCAL no Plano de Desenvolvimento de um campo**

## 4.3 Interpretação de Resultados

Os dados originais para o caso de estudo pertencem a um campo análogo e consistem numa única curva de  $K_{ro}/K_{rw}$  (Figura 4.6), bem como em quatro curvas de pressão capilar ( $P_c$ ) (Figura 4.7). Estes dados foram fornecidos pela Petrobrás e pertencem a um campo existente na zona e cujo reservatório apresenta alguma similaridade com o do caso em estudo.



**Figura 4.6 – Curvas de permeabilidade relativa do reservatório análogo**

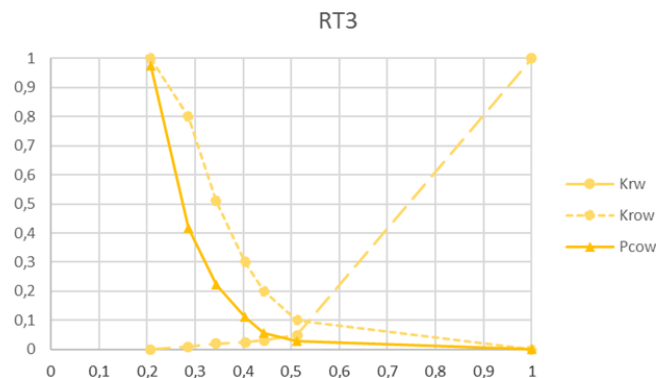


**Figura 4.7 – Curvas de pressão capilar do reservatório análogo**

Sendo os modelos dinâmicos do caso em estudo constituídos três (3) *Rock Types* (RT), houve a necessidade de calcular três (3) conjuntos de curvas  $K_{rw}/K_{ro}$  que caracterizassem cada um dos RT envolvidos. O cálculo dos RT teve por base a conversão da porosidade em permeabilidade e de seguida o agrupamento por classes de porosidade-permeabilidade que servem para classificar as fácies:

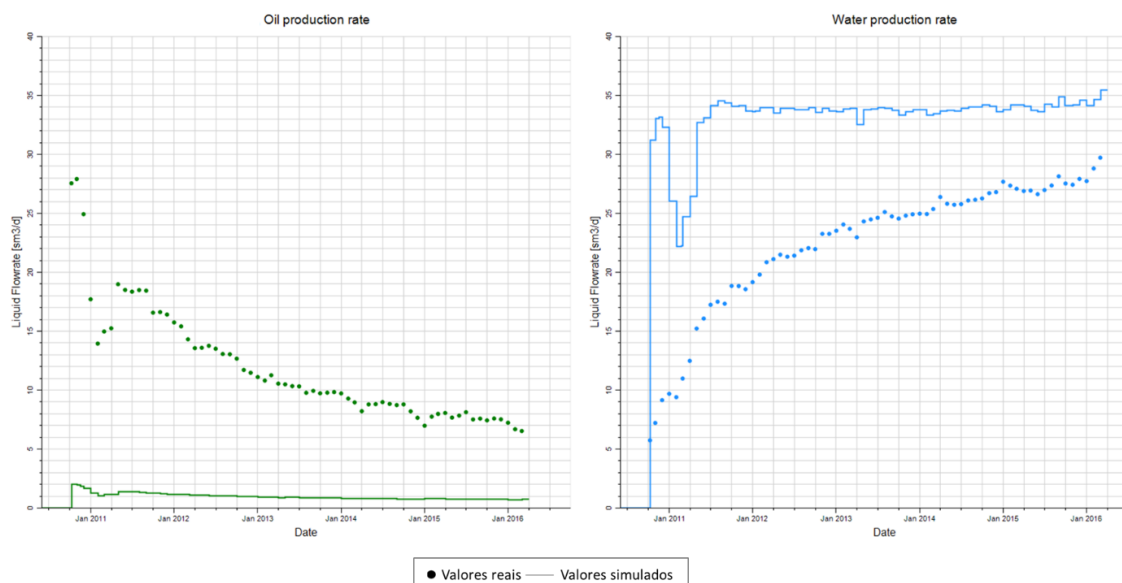
- **RT1** – Corresponde a fácies não-reservatório do tipo siltito ou argilito muito fino que pelas suas características (porosidade aparente regular a fechada devido a argilosidade e cimentação) não é considerado reservatório;
- **RT2** – Dadas as suas fracas características permo-porosas tipo arenito fino, é considerado reservatório, apesar de em média poder ser considerado reservatório de baixa qualidade ou reservatório marginal;
- **RT3** – Apresenta-se como a melhor fácies reservatório do tipo arenito fino a médio onde a porosidade aparente é regular a boa.

Tendo em conta que cada Pc está associada a um RT, foi descartada a curva Pcow-RT0 (linha verde, Figura 4.7) por ser a de pior qualidade. Das três curvas de pressão capilar que restaram, considerou-se a do *Rock Type 3* e utilizando a curva de permeabilidade relativa do análogo (Figura 4.6) derivaram-se três conjuntos de curvas, apresentando-se na Figura 4.8 as curvas  $K_r$  e Pc para o melhor RT (RT3).

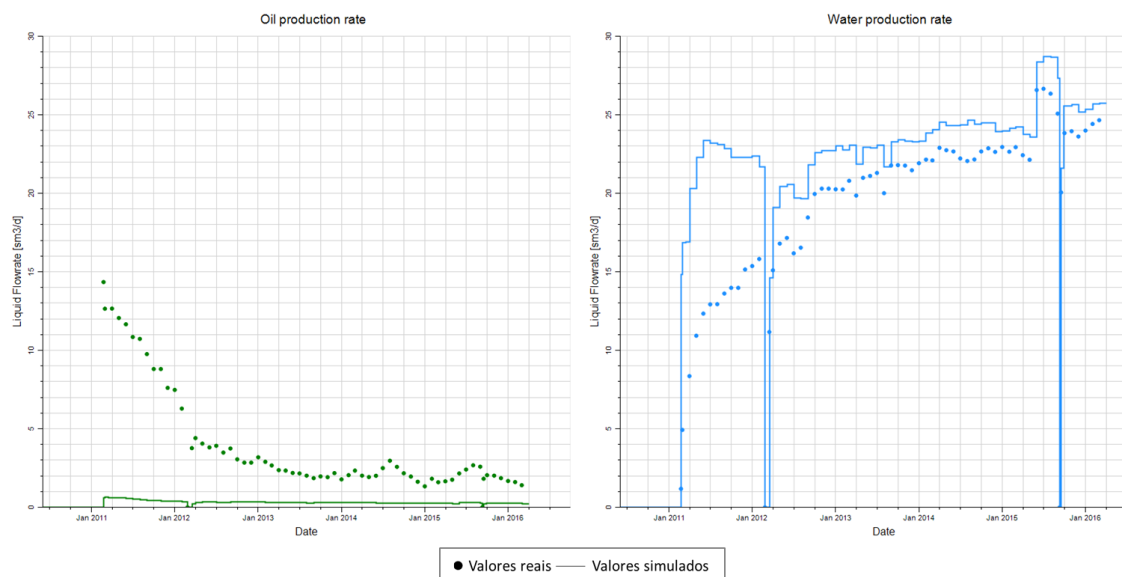


**Figura 4.8 – Curvas original de pressão capilar (Pcow) e estimada de permeabilidade relativa ( $K_{ro}/K_{rw}$ ) para o RT3**

Após a inicialização do modelo de simulação dinâmica com o conjunto de curvas estimadas, foi notório que as mesmas não eram representativas do reservatório em estudo pela dificuldade no ajuste dos dados de produção (histórico vs. simulado). Verificou-se a existência de um volume excessivo de água produzido em contrapartida com um déficit total de óleo. A título de exemplo foram selecionados para ilustração, os poços P22 e L01 da Estrutura Este (Figuras 4.9 e 4.10, respetivamente).



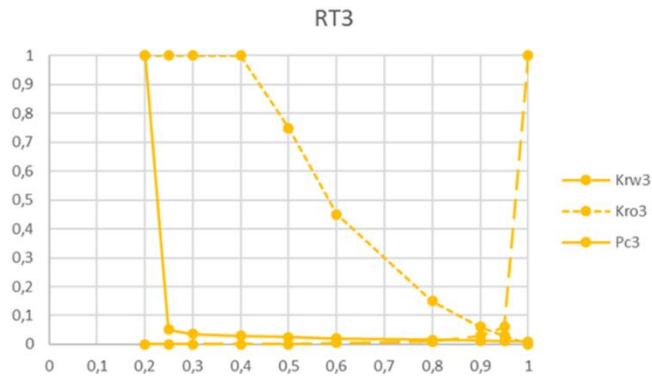
**Figura 4.9 – History Match do óleo e água produzidos vs. simulados para o poço P22**



**Figura 4.10 – History Match do óleo e água produzidos vs. simulados para o poço L01**

Foi assim necessário fazer alguns ajustes nas curvas para cada RT por forma a obter uma melhor reprodução dos valores históricos, apresentando-se a título de exemplo na Figura 4.11 as curvas finais para o RT3, onde é evidente a maior mobilidade do óleo e conseqüente redução da mobilidade da água para saturações mais elevadas face ao ilustrado na curva original do análogo (Figura 4.8).

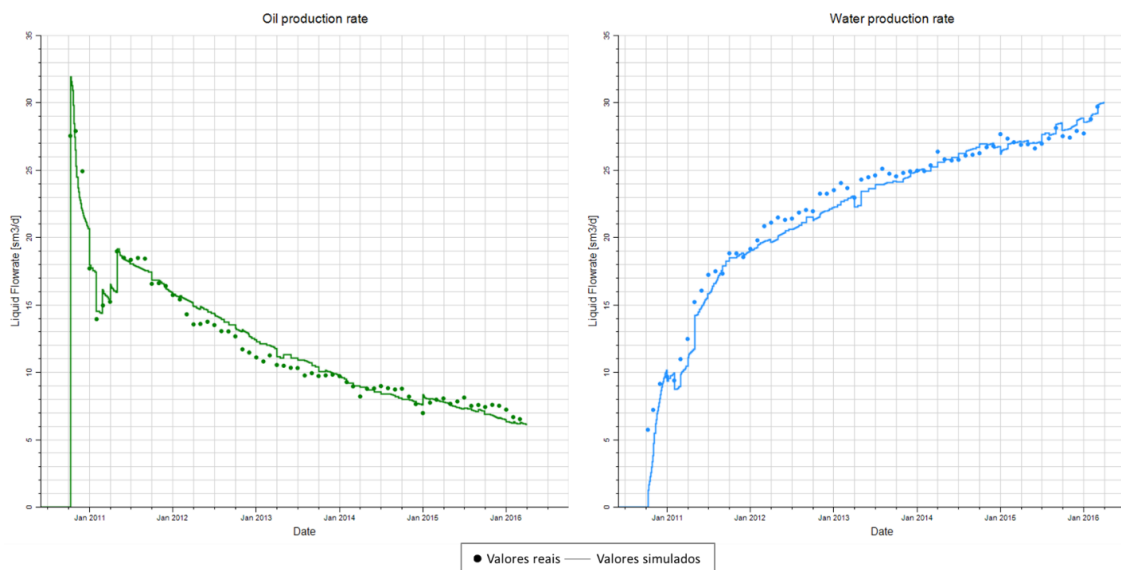




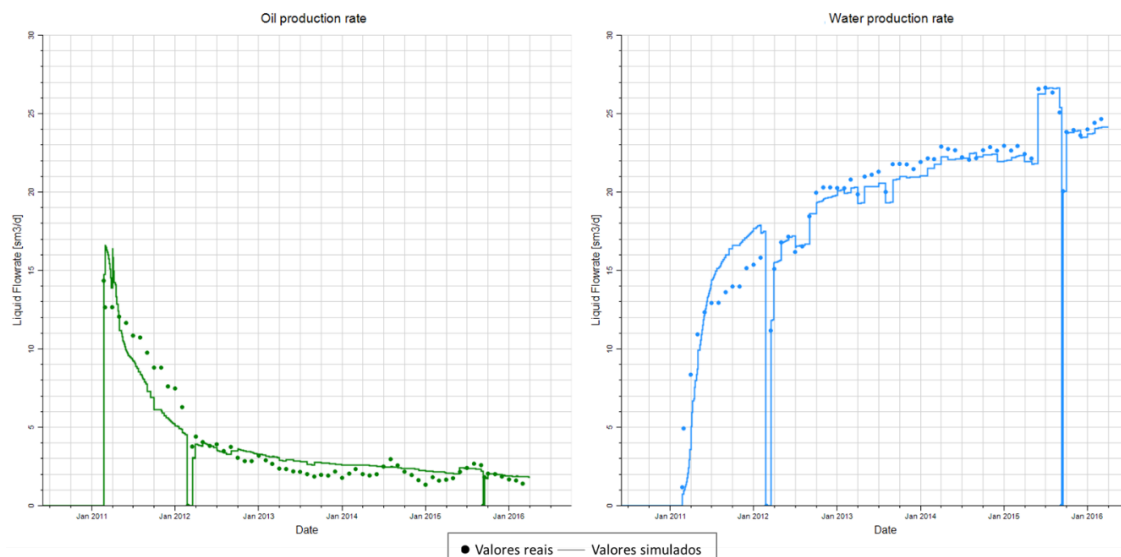
**Figura 4.11 – Curvas finais estimadas de permeabilidade relativa (Kro/Krw) e pressão capilar (Pcow) para o RT3**

Após nova inicialização, verificou-se que os ajustes efetuados nas curvas de permeabilidade relativa e pressão capilar, contribuíram para um melhor ajuste do histórico de produção de fluidos.

As Figuras 4.12 e 4.13, ilustram o novo *History Match* para os poços P22 e L01.



**Figura 4.12 – *History Match* do óleo e da água produzidos vs. simulados para o poço P22 com as curvas de SCAL estimadas/finais**



**Figura 4.13 – History Match do óleo e da água produzidos vs. Simulados para o poço L01 com as curvas de SCAL finais/ estimadas**

#### 4.4 Conclusão

Devido à ausência de dados de *Special Core Analysis* (SCAL) para os reservatórios do Campo em estudo, recorreu-se a dados de SCAL de um campo análogo. No entanto, foi necessário proceder a ajustes nas mesmas por forma a obter uma mobilidade do óleo que se aproximasse dos dados de produção histórica para os poços existentes.

Tendo por base que os dados de SCAL são de extrema importância na inicialização do modelo dinâmico e na obtenção de cenários de previsão de produção, estão em curso análises de SCAL para os reservatórios de estudo, não tendo sido, no entanto, possível incluir os resultados a tempo da conclusão deste trabalho.

## 5. Reavaliação do OOIP (*Original Oil In Place*) e identificação do(s) mecanismo(s) de produção utilizando a Equação de Balanço de Massas (EBM)

De acordo com o objetivo proposto, este trabalho irá incidir no estudo detalhado de alguns aspetos que contribuem para a optimização da estratégia de desenvolvimento de um campo marginal. Este capítulo começa por apresentar a fundamentação teórica que suporta a importância da caracterização de um reservatório com base na identificação do(s) mecanismo(s) de produção que o governam, bem como, a utilidade da Equação de Balanço de Massas (EBM) para este fim. Consequentemente, será descrita a metodologia utilizada, os resultados obtidos e por fim, as devidas conclusões.

### 5.1 Fundamentação Teórica

#### 5.1.1 Mecanismos de Produção de um Reservatório de Hidrocarbonetos

A escolha da melhor estratégia de desenvolvimento de um reservatório requer a compreensão da *performance* do mesmo passando não só pela análise e monitorização das pressões, mas também pela resposta do reservatório em termos de produção de fluidos.

Os fluidos contidos numa rocha-reservatório necessitam de uma certa quantidade de energia e de pressão para que os mesmos consigam vencer a resistência oferecida pelos canais porosos e deslocarem-se para os poços. De um modo geral, o desempenho global de um reservatório de petróleo é determinado, principalmente, pela natureza da energia disponível para que o óleo se mova em direção aos poços em produção (*Dake, 1978; Ahmed, 2002*).

A produção de fluidos é função de dois efeitos principais:

- **Descompressão**, que causa a expansão dos fluidos contidos no reservatório e a compactação do volume poroso;
- **Deslocamento de um fluido por outro fluido**, por exemplo, a invasão da zona de óleo pela água de um aquífero ou proveniente de injeção.

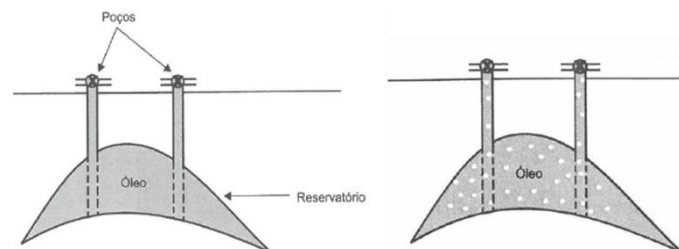
Ao conjunto dos fatores que fazem desencadear estes efeitos dá-se o nome de Mecanismos de Produção de um reservatório. Estes mecanismos ao controlarem o comportamento de fluidos dentro do reservatório permitem uma melhor compreensão do seu comportamento e das suas particularidades. Existem seis tipos de mecanismos que são normalmente utilizados para classificar o comportamento dinâmico de um reservatório (*Costa Silva, 1997*):

## 1. Produção por Expansão do óleo com o gás dissolvido nele (*Solution Gas Drive*)

Neste tipo de reservatório, o principal mecanismo de drenagem é a expansão do gás dissolvido no óleo. A produção resulta do aumento de volume do fluido por expansão.

As Figuras 5.1 e 5.2 ilustram as duas fases da vida de um reservatório deste tipo. Numa primeira fase, os hidrocarbonetos líquidos presentes no reservatório encontram-se a uma pressão acima da pressão de saturação (*Bubble Point*) e todo o gás está ainda dissolvido no óleo. O óleo diz-se subsaturado (*Undersaturated Oil Reservoir*) (Figura 5.1). À medida que o óleo vai sendo produzido, a pressão do reservatório vai diminuindo e, como consequência, os fluidos tendem a expandirem-se. Nesta fase, a produção ocorre devido à inexistência de espaço suficiente para conter o volume dos fluidos. Este processo é contínuo e devido à baixa compressibilidade dos fluidos e da formação, a pressão do reservatório cai rapidamente até atingir a pressão de saturação. A partir deste momento, a diminuição da pressão, em vez de provocar apenas a expansão dos líquidos, provoca também a vaporização das frações mais leves da mistura de hidrocarbonetos (bolhas de gás dispersas no líquido). Neste caso, o óleo diz-se saturado (*Saturated Oil Reservoir*) (Figura 5.2).

Os reservatórios com este tipo de mecanismo têm, por norma, baixos fatores de recuperação na ordem dos 20% do volume original do óleo. Isto porque o gás vai fluir mais rapidamente do que óleo e, portanto, vai ser produzido em maiores quantidades, consumindo mais energia, fazendo com que a pressão decline mais ainda e de forma contínua. Consequentemente, verifica-se um decréscimo acentuado na produção que, muitas vezes, condiciona a vida do reservatório levando ao seu abandono por baixa pressão.



Figuras 5.1 e 5.2 – Esquema de um reservatório de óleo 1) subsaturado e 2) saturado (adaptado do Livro “Engenharia de Reservatórios de Petróleo”, Rosa *et al*, 2011)

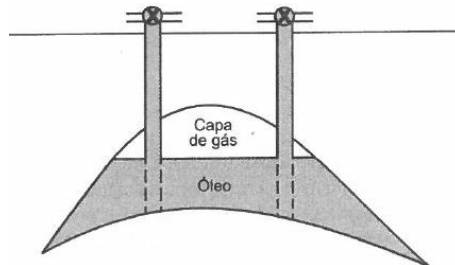
## 2. Produção por Expansão do Gás Livre (*Gas Cap Drive*)

Este tipo de reservatórios é caracterizado pela existência de uma zona de gás que devido à sua menor densidade comparativamente ao óleo se acumula no topo da estrutura, a chamada Capa de Gás (*Gas Cap*) como ilustrado na Figura 5.3.

Ao ser colocada em produção, a zona do óleo acarreta uma redução de pressão. Esta queda de pressão (por mínima que seja) vai fazer com que haja expansão do gás devido à sua elevada compressibilidade.

Este gás vai ocupar os espaços que anteriormente eram ocupados pelo óleo, fazendo-o movimentar-se para os poços produtores em resultado do diferencial de pressão.

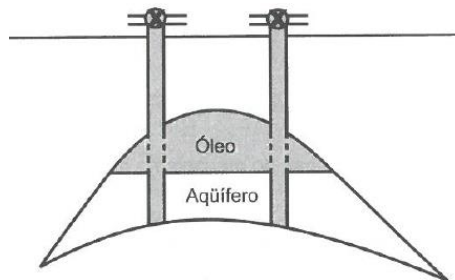
Para este tipo de mecanismo os fatores de recuperação são um pouco superiores, situando-se entre os 25 e 35% do óleo originalmente existente na formação (*oil in place*) sendo que, o valor da recuperação está diretamente relacionado com o volume da Capa de Gás.



**Figura 5.3 – Esquema de um reservatório com Produção por Expansão do Gás Livre (Gas Cap Drive)**  
(adaptado do Livro “Engenharia de Reservatórios de Petróleo”, Rosa et al, 2011)

### **3. Produção por Expansão do Aquífero (Natural Water Drive)**

Para que ocorra este tipo de mecanismo é necessário que o reservatório esteja em contacto direto com uma grande acumulação de água, os chamados aquíferos, como se observa na Figura 5.4. O mecanismo manifesta-se da seguinte forma: após um certo período de tempo, a redução da pressão do reservatório causada pela produção de hidrocarbonetos faz-se sentir no aquífero que, responde a essa queda de pressão através da expansão da água nele contida e da redução do seu volume poroso, provocando assim uma invasão da água na zona do óleo. A essa invasão, dá-se o nome de “influxo de água” que, para além de ajudar em maior ou menor grau a manter a pressão na zona de óleo vai fazer deslocar esse fluido para os poços de produção.



**Figura 5.4 – Esquema de um reservatório com Produção por Expansão do Aquífero (Natural Water Drive)**  
(adaptado do Livro “Engenharia de Reservatórios de Petróleo”, Rosa et al, 2011)

### **4. Produção por Compactação da Rocha (Compaction Drive)**

Este tipo de mecanismo ocorre quando à produção de fluidos está associada não só uma redução da pressão dos fluidos, mas também um aumento da pressão dos grãos da rocha que leva à compactação do espaço poroso e à expulsão de mais fluidos do reservatório. Este é o mecanismo menos frequente e só tem alguma expressão em reservatórios pouco consolidados, no geral, menos profundos.

## 5. Produção por Segregação Gravitacional (*Segregation Drive*)

O efeito da gravidade não é um mecanismo de produção de reservatório propriamente dito, mas um agente responsável pela melhoria do desempenho de outros mecanismos. A gravidade faz com que ocorra a segregação de fluidos, ou seja, os fluidos tendem a se arranjar dentro do meio poroso de acordo com as suas densidades.

## 6. Produção combinada de dois ou mais mecanismos (*Combination Drive*)

Neste tipo de mecanismo, como o próprio nome indica, a produção é o resultado de mais do que um mecanismo sem que um exerça uma influência preponderante relativamente a outro, como se observa na Figura 5.5.

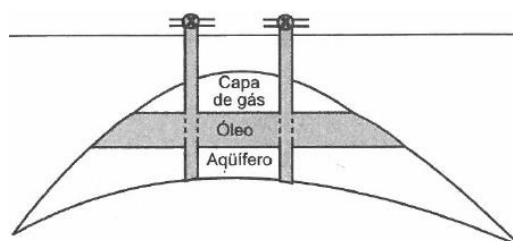


Figura 5.5 – Esquema de um reservatório com Produção Combinada (*Combination Drive, Gas and Water Drive*) (adaptado do Livro “Engenharia de Reservatórios de Petróleo”, Rosa *et al*, 2011)

### 5.1.2 Equação de Balanço de Massas (EBM)

Nos últimos 50 anos, muitos têm sido os trabalhos realizados no sentido de identificar as características específicas de cada um destes mecanismos de produção primária através da aplicação de Equações de Balanço de Massa (Havlena e Odeh, 1963; Havlena e Odeh, 1964; Ramagost e Farshad, 1981; Fetkovich *et al*, 1991; Fetkovich *et al*, 1998; Rahman *et al.*, 2006). Schilthuis, em 1936, formulou pela primeira vez uma equação que veio a afirmar-se como sendo uma das ferramentas mais importantes utilizada na Engenharia de Reservatórios, a Equação de Balanço de Massas (EBM).

Até meados da década de 50, foi a única ferramenta que permitia identificar os mecanismos de produção em reservatórios de petróleo e gás bem como auxiliar na previsão do seu comportamento a médio e longo prazo (Chierici, 1994). Esta equação é uma expressão da conservação da matéria que associa o balanço de massa dos fluidos do reservatório com as reduções de pressão no interior do mesmo.

O reservatório é considerado como um tanque homogêneo em que não existe alteração nas propriedades das rochas e fluidos. Muitas vezes, esta equação é vista como um simulador elementar e adimensional, dado que dentro do sistema não existem alterações em nenhuma direção. O balanço de massas é feito considerando tudo o que entra e sai do tanque num determinado período de tempo. Do fluxo de entrada fazem parte os fluidos injetados, água ( $W_i$ ) e gás ( $G_i$ ). Consequentemente, do fluxo de saída fazem parte os fluidos produzidos: óleo ( $O_p$ ), água ( $W_p$ ) e gás ( $G_p$ ) (Figura 3.6.).

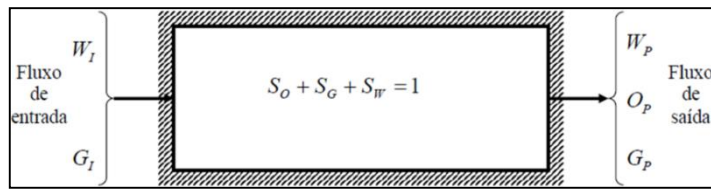


Figura 5.6 – Esquema representativo da EBM, *Havlena & Odeh (1964)*

A forma geral da EBM foi proposta por *Havlena & Odeh (1964)* e pode escrita da seguinte forma (Figura 5.7):

$$\begin{aligned}
 & \text{Oil Expansion} + \text{Gas Cap Expansion} + \text{Water Expansion} \\
 & N (B_t - B_{ti}) + N m B_{ti} \frac{(B_g - B_{gi})}{B_{gi}} + (N B_{ti} + N m B_{ti}) c_w \Delta p S_w / (1 - S_w) \\
 & + \text{Formation Contraction} + \text{Water Influx} + \text{Water Injection} + \text{Gas Injection} \\
 & + c_f \Delta p (N B_{ti} + N m B_{ti}) / (1 - S_w) + W_e + W_I B_{wI} + G_I B_{gI} \\
 & = \text{Oil \& Dissolved Gas Production} + \text{Free Gas Production} + \text{Water Production} \\
 & = N_p B_t + N_p (R_p - R_{soi}) B_g + W_p B_w
 \end{aligned}$$

Figura 5.7 – Equação de Balanço de Massas, *Havlena & Odeh (1964)*

A descrição de cada termo presente na equação acima encontra-se no ANEXO I.

Na definição desta equação, admite-se que a mesma também seja capaz de descrever o comportamento futuro do reservatório. Para tal, a equação deve relacionar a produção acumulada com a queda de pressão observada.

A EBM é uma das principais ferramentas utilizadas para compreender e prever o comportamento dos reservatórios de petróleo. Para além de ser muito útil na estimação do volume de hidrocarbonetos *in place* e, assim, confirmar os resultados obtidos através de outros métodos, permite ainda identificar os mecanismos de produção que governam o reservatório (com base nos dados de produção e na análise dos dados de pressão estática) bem como, averiguar se o reservatório é do tipo expansivo/volumétrico ou se é suportado pela existência de um aquífero ativo ou parcialmente ativo. Inúmeros estudos foram realizados e trabalhos publicados por *Adewale & Sunday*, demonstrando a importância da aplicação da EBM na deteção e caracterização de um aquífero.

Para compreender o mecanismo de produção a atuar num reservatório, a EBM permite fazer a estimativa dos *drive indexes*, bem como, detetar e caracterizar a presença de um possível aquífero. Para isso, utiliza-se uma das ferramentas de diagnóstico mais comum, o gráfico Campbell.

Simplificando a equação da Figura 5.7, de *Havlena & Odeh*, obtém-se a expressão (Equação 1):

$$F = N (E_o + m \cdot E_g + E_{fw}) + W_e \cdot B_w \quad (1)$$

Em que,

- F** =  $N_p [B_o + (R_p - R_s) B_g] + W_p \cdot B_w$  representa a produção em condições reservatório
- N** = STOOIP - OOIP @ condições de superfície
- E<sub>o</sub>** =  $(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) B_g$  representa o volume acumulado de óleo produzido
- m** = [capa de gás] / [óleo]
- E<sub>g</sub>** =  $B_{oi} [(B_g/B_{gi}) - 1]$  representa a expansão do gás
- E<sub>fw</sub>** =  $(1+m) B_{oi} [(c_w \cdot S_w + c_f) \Delta p] / (1 - S_{wc})$  representa a expansão dos poros da rocha e água intersticial
- W<sub>e</sub>** = Volume de influxo de água
- B<sub>w</sub>** = Factor Volume de Formação de injeção de água

Em suma, a produção do reservatório não é mais do que o somatório da expansão dos fluidos presentes no mesmo mais o influxo de água. Os termos E<sub>o</sub>, E<sub>g</sub>, E<sub>fw</sub> e W<sub>e</sub> representam os *drive indexes*. Estes índices são também uma ferramenta de diagnóstico muito útil, pois permitem quantificar a magnitude relativa das várias fontes de energia ativas num reservatório, ou seja, indicam a proporção relativa das diferentes fontes de energia que atuam no reservatório.

Existem quatro índices com correspondência a cada um dos mecanismos de produção:

- Produção por expansão do gás livre (*SDI*)
- Produção por expansão do óleo (*DDI*)
- Produção por expansão da rocha (*Compaction Drive*)
- Produção por expansão do aquífero (*WDI*)

Na Tabela 5.1, encontram-se sumarizados individualmente.

Drive Index	Description
$DDI = \frac{NE_o}{F}$	Depletion Drive Index
$SDI = \frac{NmE_g \left(\frac{B_{oi}}{B_{gi}}\right)}{F}$	Segregation (Gas Cap) Drive Index
$WDI = \frac{W_e B_w - W_p B_w}{F}$	Water Drive Index
$CDI = \frac{N(1+m)E_{fw}B_{oi}}{F}$	Formation and Connate Water Compressibility Index

**Tabela 5.1 – Descrição dos *Drive Indexes***

Teoricamente, o somatório dos índices na tabela acima deverá ser igual a um por forma a validar a solução encontrada pela EBM.



Quando estamos na presença de um reservatório sem *gas cap* (caso do reservatório em estudo) mas com provável influência de influxo de água proveniente de um aquífero, a EBM é caracterizada pela seguinte expressão (Equação 2):

$$F = N (E_o + E_{fw}) + W_e * B_w \quad (2)$$

Como anteriormente mencionado, o gráfico *Campbell* é utilizado como uma ferramenta de diagnóstico para identificar o tipo de reservatório com base no comportamento de produção e pressão. Para além de diagnosticar a existência ou não de influxo de água, permite avaliar a potência relativa do aquífero através da forma das curvas do gráfico. Este gráfico pressupõe que estamos na presença de um reservatório volumétrico sendo que o desvio deste comportamento é utilizado para indicar o tipo do mesmo.

O gráfico *Campbell* expressa  $F/(E_o + E_{fw})$  vs.  $N_p$ . Caso não haja influxo de água ( $W_e * B_w = 0$ ), estamos na presença de um reservatório volumétrico e os dados aparecerão representados graficamente por uma linha horizontal que passa pela origem sendo a inclinação igual a  $N$  (STOOIP), como ilustra a Figura 5.8.

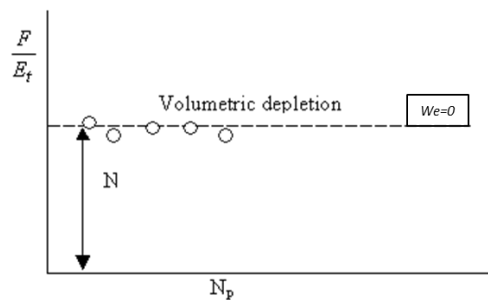


Figura 5.8 – Gráfico *Campbell* por *Havlena and Odeh (1964)*

Caso contrário, se existir influxo de água para o reservatório, o gráfico *Campbell* ( $F/E_t$  versus  $N_p$ ) dar-nos-á uma das três curvas possíveis dependendo da intensidade do aquífero. (Figura 5.9)

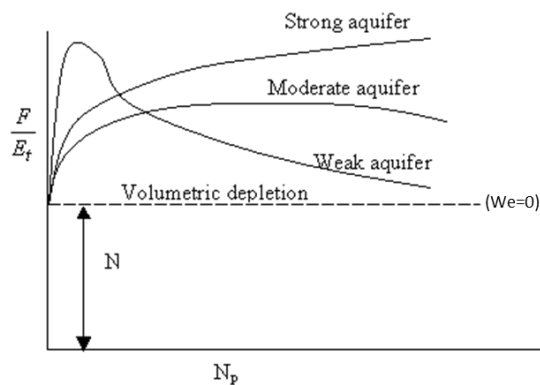


Figura 5.9 – Gráfico *Campbell* por *Havlena and Odeh (1964)*

Num aquífero forte (*Strong Aquifer*), o influxo de água aumenta com o tempo. Por outro lado, aquíferos de pequenas dimensões (*Weak Aquifer*) a moderados (*Moderate Aquifer*) apresentam valores elevados de  $We$  no início da produção sofrendo uma diminuição ao longo do tempo. Assume-se, portanto, que a queda da pressão no reservatório é instantaneamente transmitida para o aquífero.

Assim, a queda da pressão no aquífero é igual queda de pressão do reservatório. Isto implica que a quantidade de influxo é igual a expansão da água no aquífero como resposta a queda de pressão do reservatório.

Caso haja efetivamente entrada de água, a equação pode ser transformada em (Equação 3):

$$F / (E_o + E_{fw}) = N + We * B_w / (E_o + E_{fw}) \quad (3)$$

Considerando  $E_{fw}$  negligenciável e  $B_w (=1)$  a expressão fica (Equação 4):

$$F / E_o = N + We / E_o \quad (4)$$

Esta equação permite representar graficamente os termos  $F/E_o$  (dados de produção observados) versus  $We/E_o$  onde  $We$  é calculado de acordo com um modelo de aquífero. Este gráfico permite aferir se o modelo é ou não correto, ou seja, se o modelo de aquífero que esteve na base do cálculo de  $We$  for incorreto, os dados representados no gráfico desviam-se da recta a  $45^\circ$  com a ordenada na origem igual a  $N$  (sendo  $We/E_o = 0$ ) como se pode ver na Figura 5.10.

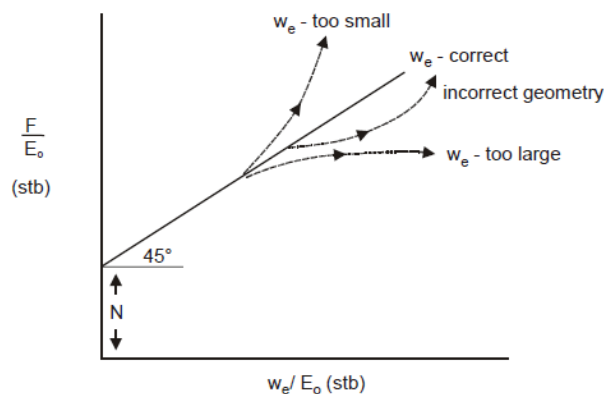


Figura 5.10 – Verificação do influxo de água ( $We$ ) por *Havlena and Odeh (1964)*

## 5.2 Descrição da Metodologia na Aplicação da EBM

Com vista ao objetivo traçado, otimização do desenvolvimento de um campo petrolífero marginal, neste *item* pretende-se dar a conhecer a metodologia utilizada quer na estimação do OOIP bem como na identificação e caracterização do(s) mecanismo(s) de produção do reservatório em estudo.

Numa primeira fase, utilizou-se a EBM para calcular o volume de óleo *in situ* (OOIP) e comparar este valor com o proveniente da simulação numérica. Após esta validação e tendo como *input* os mesmos

dados de produção, pressão e PVT, foi feita a avaliação do mecanismo de produção a atuar no reservatório (Figura 5.11).

Esta análise foi realizada com recurso a uma folha cálculo, a *OILMBEX.xls*.

Esta folha de cálculo tem na sua base técnicas analíticas que permitem analisar a dinâmica dos fluidos dentro do reservatório, tendo sido elaborada pelo *Prof. John McMullan da Louisiana State University* e está disponível na Internet.

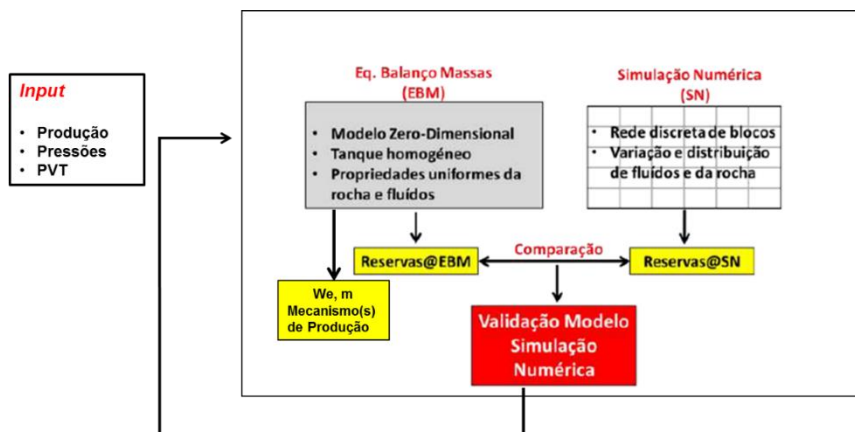


Figura 5.11 – Esquema ilustrativo da metodologia adotada no cálculo da EBM

### 5.2.1 Dados de Input

Neste caso em particular, a EBM visou validar o OOIP obtido através da simulação numérica para as duas Estruturas do Campo de estudo. Para isso, foram necessários os seguintes dados de *input*:

- **PVT** – São dados resultantes de experiências laboratoriais que permitem entender o comportamento dos fluidos sob condições variadas de pressão e temperatura representativas das condições do reservatório;
- **Compressibilidade** – Compressibilidade da rocha ( $C_r$ ) e da água ( $C_w$ );
- **Histórico de produção** – Dados de produção de óleo e água;
- **Pressões estáticas** – Medição das pressões provenientes dos testes realizados aos poços aquando da sua perfuração.

De salientar que a qualidade dos resultados obtidos está diretamente relacionada com a qualidade dos dados disponíveis, quer isto dizer que, quanto maior for o rigor na aquisição dos dados, maior a precisão do resultado da EBM. De salientar que para o caso de estudo, a EBM representada na Figura 5.7 foi simplificada devido à inexistência de gás no reservatório do campo em estudo.

### 5.2.2 Análise das pressões estáticas

O ponto mais delicado, no que se refere aos dados de entrada, são as pressões estáticas médias pois é necessário passar das pressões medidas nos poços para pressões utilizáveis nos cálculos.

Esta conversão requer um grande cuidado no tratamento dos dados, por forma a não comprometer o resultado final.

Desta forma, os passos realizados foram:

1. As pressões médias dos diferentes poços devem estar todas referenciadas à mesma profundidade (*Datum*) para que possam ser usadas no cálculo da EBM. O *Datum* escolhido foi o contacto óleo-água (OWC) previamente conhecido de 398 m e 392 m para as Estruturas Este e Oeste, respetivamente.
2. Cálculo do gradiente esperado na zona de óleo a partir da sua densidade em condições reservatório. Neste caso concreto, tendo em conta a inexistência de gás ( $R_s=0$ ) e sendo que a temperatura do reservatório é próxima da temperatura à superfície, a densidade do óleo vai ser idêntica à densidade em condições de superfície;
3. Traçar os pontos de pressão medidos na zona de óleo a uma dada profundidade;
4. Por forma a extrapolar a pressão média na zona de drenagem do poço, é necessário aplicar o gradiente de óleo obtido às pressões medidas. A ilustração da extrapolação da pressão média é feita nas Figuras 5.12 e 5.13 representativas de um poço para cada uma das Estruturas.

Para a Estrutura Este, foi necessário fazer uma translação da reta do gradiente para um melhor ajuste ao valor do teste mais representativo do reservatório, como se pode verificar na Figura 5.12.

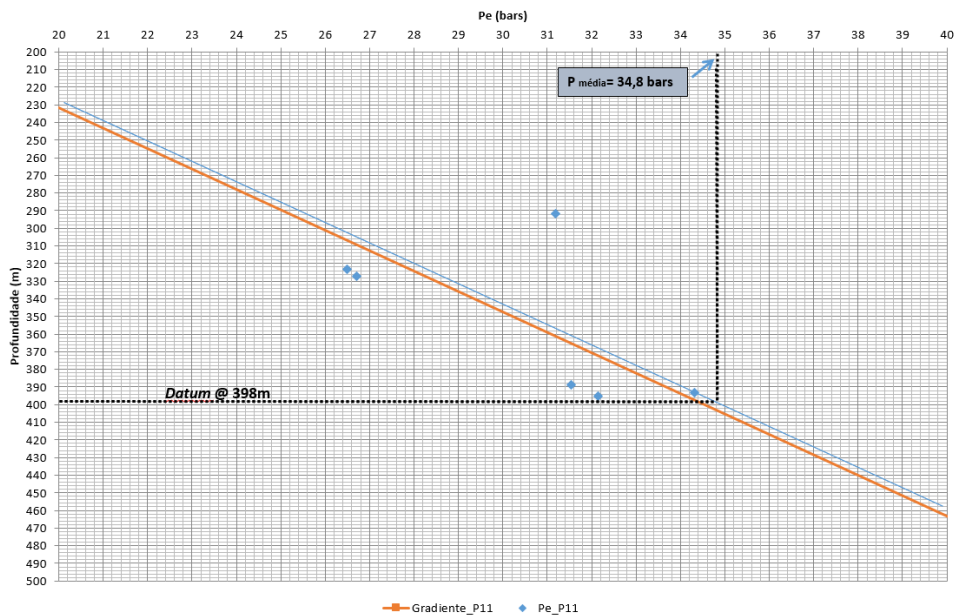


Figura 5.12 – Cálculo da pressão média para o Poço P11 da Estrutura Este

Para os restantes poços da Estrutura Este, as pressões médias ao *Datum* são as da Tabela 5.2.

	Poço	Data	Pe_Datum(398m) (bars)	Pe_Datum(398m) (psi)
Estrutura Este	P11	2007	34,8	504,6
	P22	2009	34,1	494,5
	L01	2010	30,3	439,4
	L03	2011	27,6	400,2
	L06	2012	27,9	404,6
	L09	2013	30,4	440,8
	L11	2014	33,3	482,9
	L12	2014	31,5	456,8
	L16	2014	32,7	474,2
	L22	2015	33,4	484,3
L23	2015	28,0	406,0	

Tabela 5.2 – Valores de pressão média para os poços da Estrutura Este

O mesmo exercício foi feito para a Estrutura Oeste (Figura 5.13).

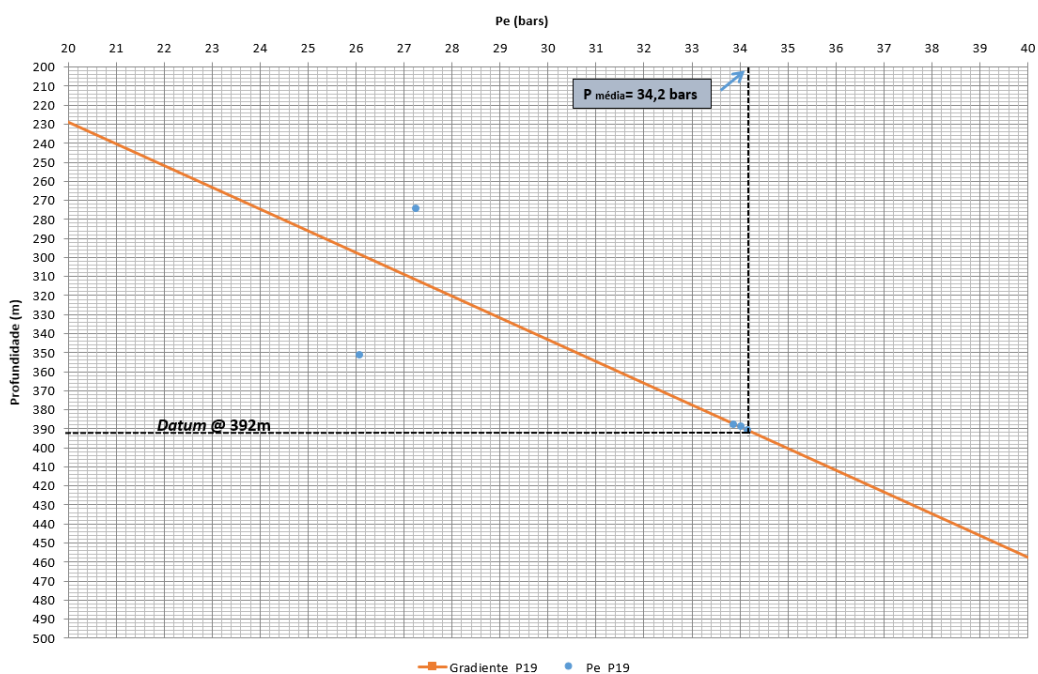


Figura 5.13 – Cálculo da pressão média para o Poço P19 da Estrutura Oeste

Para os restantes poços da Estrutura Oeste, as pressões médias ao Datum são as registadas na Tabela 5.3.

	Poço	Data	Pe_Datum(392m) (bars)	Pe_Datum(392m) (psi)
Estrutura Oeste	P19	2009	34,2	495,9
	L02	2010	29,3	424,9
	L04	2011	27,6	400,2
	L05	2011	33,3	482,9
	L07	2012	29,8	432,1
	L08	2012	29,0	420,5
	L10	2013	30,4	440,8
	L13	2014	34,6	501,7
	L14	2014	34,6	501,7
	L15	2014	34,2	495,9
	L17	2014	35,0	507,5
	L18	2015	33,9	491,6
	L19	2015	33,9	491,6
	L20	2015	33,3	482,9
L24	2015	34,0	493,0	

Tabela 5.3 – Valores de pressão média para os poços da Estrutura Oeste

5. Após o cálculo das pressões médias ao *Datum* para todos os poços, extrapolou-se a pressão inicial do reservatório ( $P_i$ ) para cada uma das estruturas do Campo, 40 bar e 37 bar, para a Estrutura Este e Oeste, respetivamente (Figuras 5.14 e 5.15).

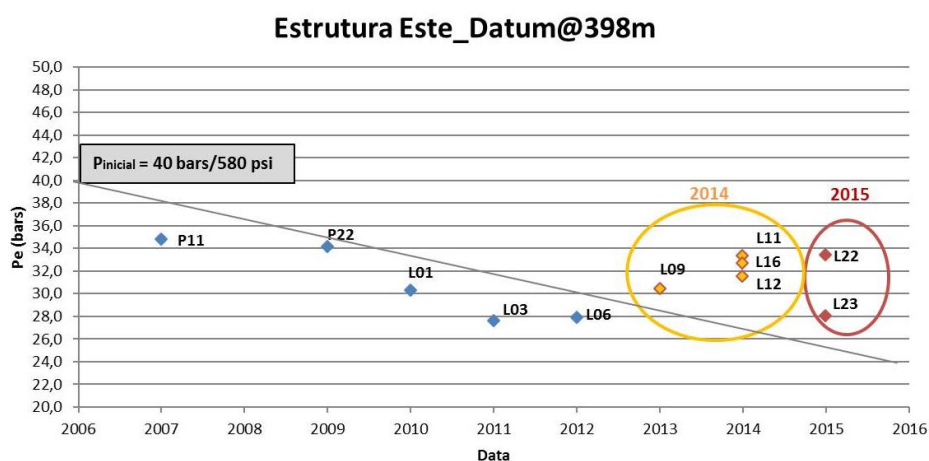


Figura 5.14 – Distribuição das pressões em função do tempo e extrapolação da pressão inicial para a Estrutura Este

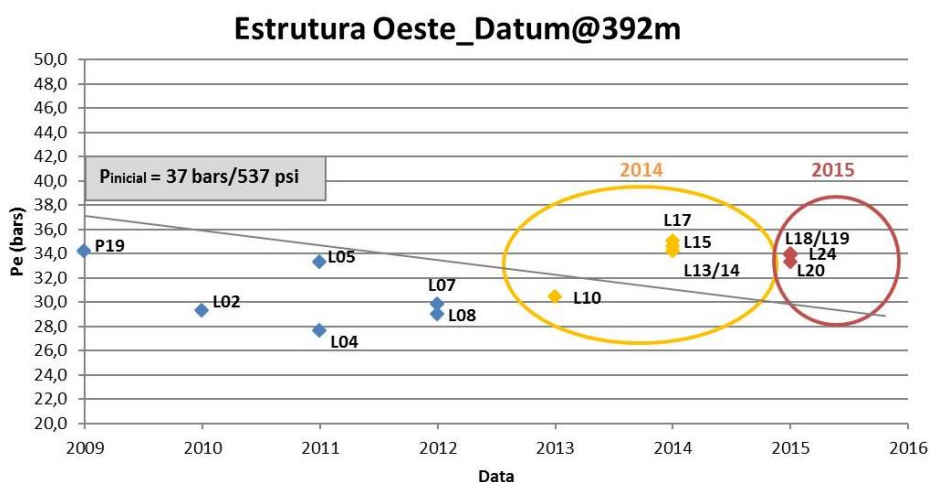


Figura 5.15 – Distribuição das pressões em função do tempo e extrapolação da pressão inicial para a Estrutura Oeste

### 5.2.3 Especificidades da Folha de Cálculo

Após o tratamento dos dados e da sua análise detalhada, utilizou-se a folha Excel *OILMBEX.xls* para o cálculo do volume de óleo *in situ* (OOIIP). A folha está programada para unidades de campo (*Field Units*), pelo que, foi necessário fazer a conversão dos dados que se encontravam no sistema SI.

O programa utiliza a técnica de *Newton-Raphson* para calcular a pressão em cada unidade de tempo a partir dos dados históricos de produção. As pressões calculadas pelo programa são posteriormente comparadas com as pressões medidas (dados históricos) e que serviram de *input*.

Esta folha está preparada para a aplicação de EBM de um caso geral, neste caso, a aplicação foi devidamente adaptada devido à inexistência de gás no reservatório em estudo.

O programa é composto por três *worksheets* preparadas, cada uma delas, para inclusão de dados específicos:

- **Z-Factors** – Folha onde foram introduzidos valores do Fator Z teóricos, ou seja, o fator de desvio de gás que é, por definição, a razão entre o volume realmente ocupado por um gás a uma dada pressão e temperatura e o volume que ocuparia se se comportasse como um gás ideal à mesma pressão e temperatura. Estes valores apenas foram introduzidos para permitir a utilização da folha de cálculo, uma vez que a mesma está preparada para o caso geral.
- **Oil PVT** - Dados PVT do óleo. Também aqui os valores de *Initial Solution Gas-oil Ratio* ( $R_{si}$ ) foram introduzidos apenas para permitir a aplicação desta folha pois o óleo não tem gás em solução.
- **Calculations** – Folha de entrada das pressões medidas (*item 5.2.2*) e produções acumuladas de óleo e de água do campo. Foram introduzidos ainda outros parâmetros:
  - Pressão inicial do reservatório ( $P_i$ ) – Valores extrapolados e mencionados no *item 5.2.2*;
  - Saturação inicial da água ( $S_{wi}$ ) – Valores retirados da análise dos dados de SCAL;
  - Compressibilidade da água ( $C_w$ ) – Valor retirado da análise PVT;
  - Compressibilidade dos poros ( $C_f$ ) – Valor retirado de relatórios do Campo;
  - Razão do volume de *gas cap* em relação ao volume de óleo ( $m$ ) – Este valor é zero devido à inexistência de gás;
  - Índice de produtividade do aquífero ( $J$ ) – Valor calculado pela folha de cálculo;
  - Máximo volume ocupado de água ( $W_{ei}$ ) – Valor calculado pela folha de cálculo.

Após o preenchimento das três *worksheets*, o passo seguinte é fazer a calibração do modelo com os dados históricos do campo (*History Match*) entre os valores medidos e os calculados pelo programa. A folha calcula o quadrado da distância vertical entre os valores de pressão medidos e os calculados. A forma de alcançar o melhor ajuste entre estes valores é minimizar a soma dos quadrados das diferenças (*Sum Sq's*), a que se chama Mínimos Quadrados (*Least Squares*).

Para tal, utiliza-se uma função muito poderosa disponível no Excel, chamada *SOLVER*. Esta função permite fazer um grande número de iterações, nas quais o parâmetro N (volume de óleo inicial) vai sendo alterado até atingir a menor *Sum Sq's*.

### 5.3 Interpretação de Resultados

#### 5.3.1 Validação do OOIP utilizando a EBM

Para a **Estrutura Este**, o STOOIP retirado do modelo de simulação numérica foi de 3.4 MMSTBO, tendo sido este o valor de partida para o cálculo iterativo. Após várias simulações o melhor valor obtido pela EBM foi de 3.38 MMSTBO com um erro de 1.73E-02. De acordo com os resultados acima apresentados, a proximidade entre os valores permite concluir que o valor obtido pela EBM valida o da simulação numérica. (Figura 5.16)

Simulação Numérica			Equação Balanço Massas		
N =	3,4	MMSTBO	Calculated		
m =	0,000		Original:		
J =	5,07	BPD/psi	HCPV =	3,38	MMBbbls
W <sub>ei</sub> =	67,1	MMBbbls	PV =	4,22	MMBbbls
P <sub>i</sub> =	580	psia	Oil PV =	3,38	MMBbbls
S <sub>wi</sub> =	0,200	fraction	Gas PV =	0,00	MMBbbls
C <sub>w</sub> =	2,5E-06	psi <sup>-1</sup>	B <sub>ti</sub> =	0,998	rb/STBO
C <sub>f</sub> =	3,0E-05	psi <sup>-1</sup>	B <sub>gi</sub> =	5,2115	rb/MCF
			C <sub>factor</sub> =	3,813E-05	psi <sup>-1</sup>
			Sum Sq's =	1,73E-02	

Figura 5.16 – Valores de STOOIP calculados para a Estrutura Este pela Simulação Numérica e pela EBM, respetivamente

A análise do gráfico, Pressão vs. Tempo, permite concluir que se atingiu um ajuste razoável entre os valores reais e os simulados. (Figura 5.17)

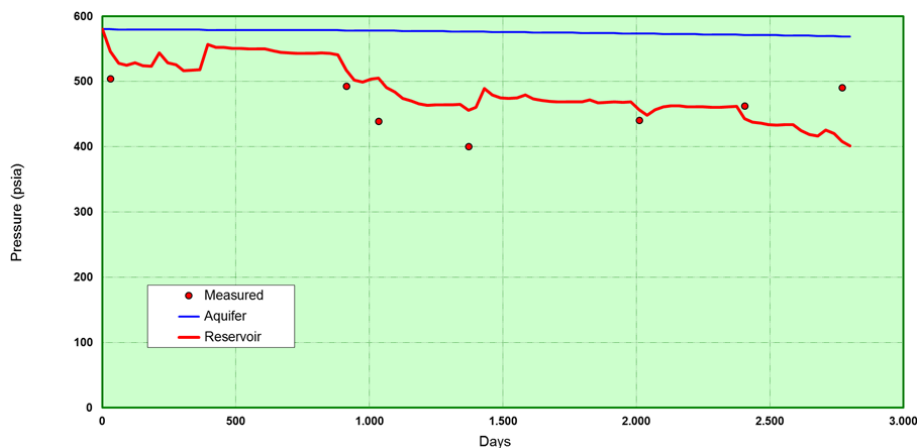


Figura 5.17 – Pressões vs. Tempo para a Estrutura Este

Para a **Estrutura Oeste**, o STOOIP retirado do modelo de simulação numérica foi de 6.2 MMSTBO, tendo sido este o valor de partida para o cálculo iterativo. Após várias simulações, o melhor valor obtido pela EBM foi de 6.14 MMSTBO com um erro de 2.85E-02.

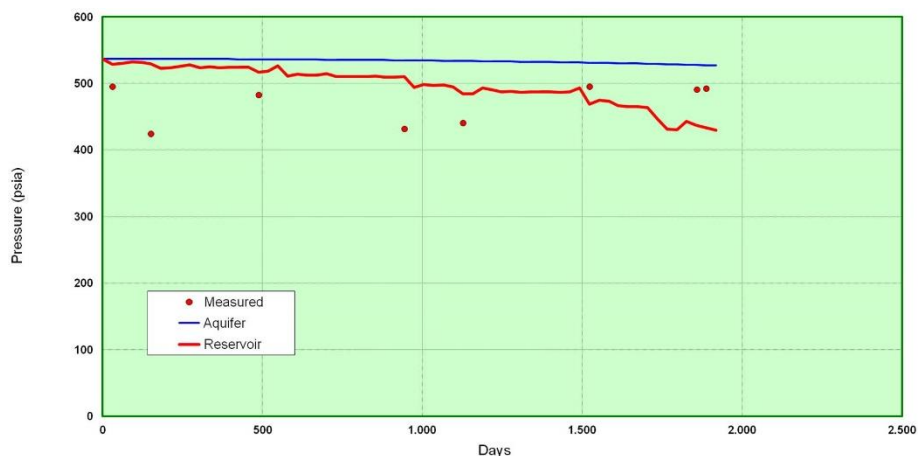


De acordo com os resultados acima apresentados, a proximidade entre os valores permite concluir que o valor obtido pela EBM valida a simulação numérica (Figura 5.18).

Simulação Numérica		Equação Balanço Massas	
N =	6,2	MMSTBO	
m =	0,000		
J =	17,87	BPD/psi	
W <sub>ei</sub> =	67,4	MMBbbls	
P <sub>i</sub> =	537	psia	
S <sub>wi</sub> =	0,200	fraction	
C <sub>w</sub> =	2,5E-06	psi <sup>-1</sup>	
C <sub>f</sub> =	3,0E-05	psi <sup>-1</sup>	
		Calculated	
		Original:	
		HCPV =	6,14 MMBbbls
		PV =	7,68 MMBbbls
		Oil PV =	6,14 MMBbbls
		Gas PV =	0,00 MMBbbls
		B <sub>ti</sub> =	0,998 rb/STBO
		B <sub>gi</sub> =	5,6543 rb/MCF
		C <sub>factor</sub> =	3,813E-05 psi <sup>-1</sup>
		Sum Sq's =	2,85E-02

**Figura 5.18 – Valores de STOOIP para a Estrutura Oeste calculados pela Simulação Numérica e pela EBM, respetivamente**

A análise do gráfico, Pressão vs. Tempo, permite concluir que se atingiu um ajuste aceitável entre valores medidos e calculados (Figura 5.19).



**Figura 5.19 – Pressões vs. Tempo para a Estrutura Oeste**

### 5.3.2 Identificação do(s) mecanismo(s) de produção utilizando a EBM

Para a **Estrutura Este**:

Da análise da Figura 5.20 e, tendo em conta a Tabela 5.1 do *item* 5.1.2, conclui-se que o índice com maior peso é o WDI (*Water Drive Index*) pelo que, o mecanismo de produção deste reservatório faz-se principalmente por expansão do aquífero. Uma vez mais, a soma dos índices é igual a 1, pelo que, podemos inferir que a EBM foi bem calculada.

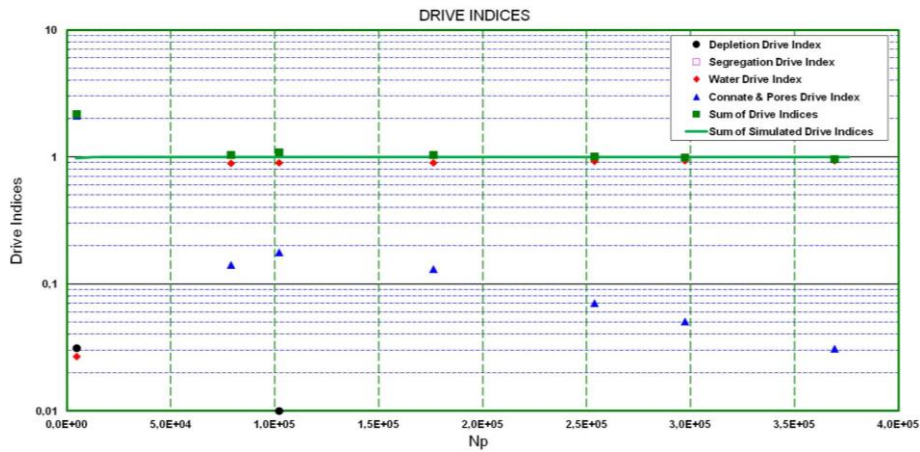


Figura 5.20 – Gráfico *Drive Indexes* para a Estrutura Este – *Water Drive*

No gráfico *Campbell* (Figura 5.21) é possível observar que os valores de pressão (pontos a vermelho) se encontram acima da linha verde (STOOIP), o que indica, desde já, que estamos na presença de um fator de energia adicional, podendo, neste caso, ser um aquífero.

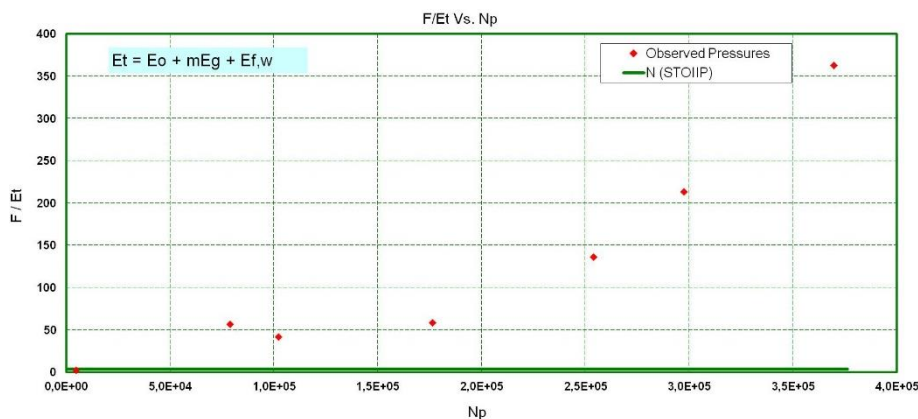


Figura 5.21 – Gráfico *Campbell* para a Estrutura Este

O facto de os pontos de pressão divergirem da linha verde que caracteriza a depleção volumétrica (Figura 5.21) e, de acordo com a informação teórica já referida, poder-se-á concluir que estamos perante um aquífero de intensidade já considerável. Por outro lado, o volume acumulado de entrada de água ( $W_e$ ) é bastante elevado e o necessário para manter a pressão de fundo estabilizada (ANEXO II). Esse facto leva a concluir que o volume do aquífero conectado ao reservatório é enorme (praticamente “infinito” em termos práticos) e que a conectividade no reservatório é boa para permitir o fluxo dessa água.

O gráfico da Figura 5.22 permite aferir a coerência do valor de influxo de água ( $W_e$ ). Como a linha expectável está sobreposta aos valores de pressões calculados, dá-nos a indicação que o volume de influxo de água do aquífero para o reservatório ( $W_e$ ) está correto.

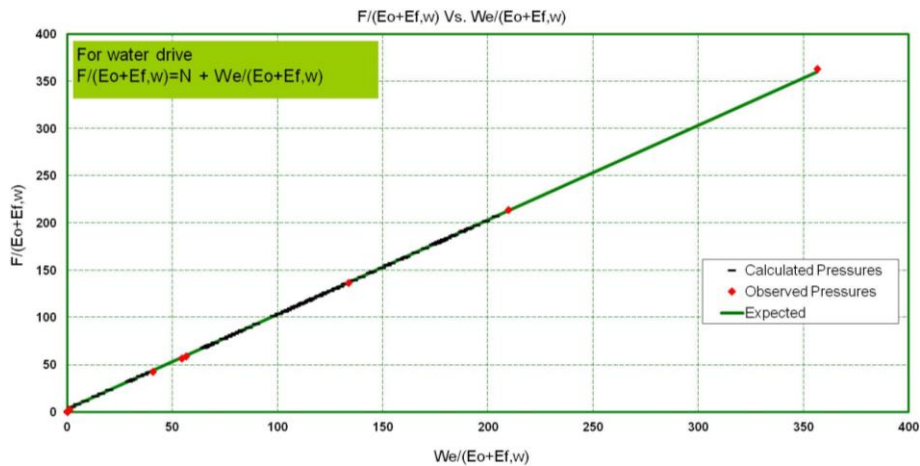


Figura 5.22- Gráfico *Water Drive* para a Estrutura Este

Para a Estrutura Oeste:

Da análise da Figura 5.23, é possível concluir que o índice com maior peso corresponde ao WDI (*Water Drive Index*) o que sugere, de imediato, que estamos perante um reservatório cujo mecanismo de produção principal se faz por expansão do aquífero. Um outro facto a registar é que, como a teoria nos indica, o somatório dos índices soma a unidade, pelo que, podemos inferir que a EBM foi bem calculada.

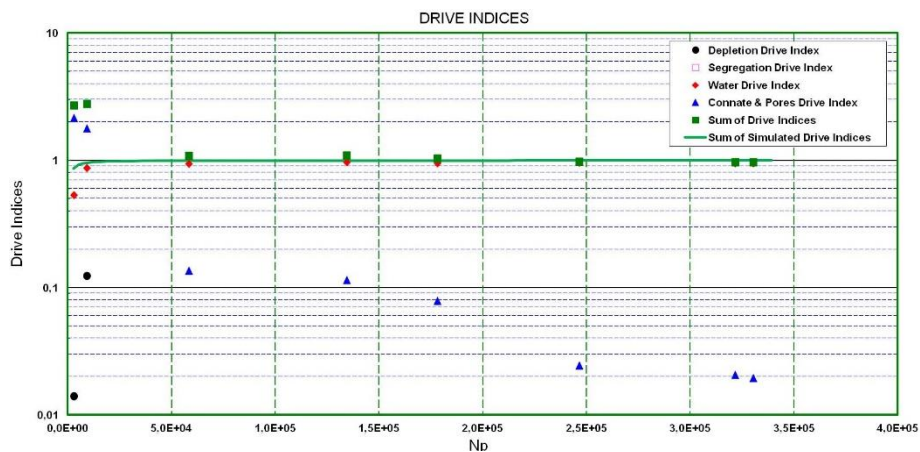


Figura 5.23 – Gráfico *Drive Indexes* para a Estrutura Oeste – *Water Drive*

Na Figura 5.24, está representado o gráfico *Campbell* no qual pode ser observado, como para a Estrutura Este, que os valores de pressão (pontos a vermelho) se encontram acima da linha de STOOIP (linha verde), indicando a presença de um fator de energia adicional a atuar no reservatório, neste caso, um aquífero de intensidade já considerável.

Por outro lado, verifica-se também que o volume acumulado de entrada de água ( $W_e$ ) (ANEXO III) é bastante elevado e o necessário para manter a pressão de fundo estabilizada, sugerindo que o volume do aquífero conectada ao reservatório é praticamente “infinito” e que a comunicação no reservatório permite o fluxo de água.

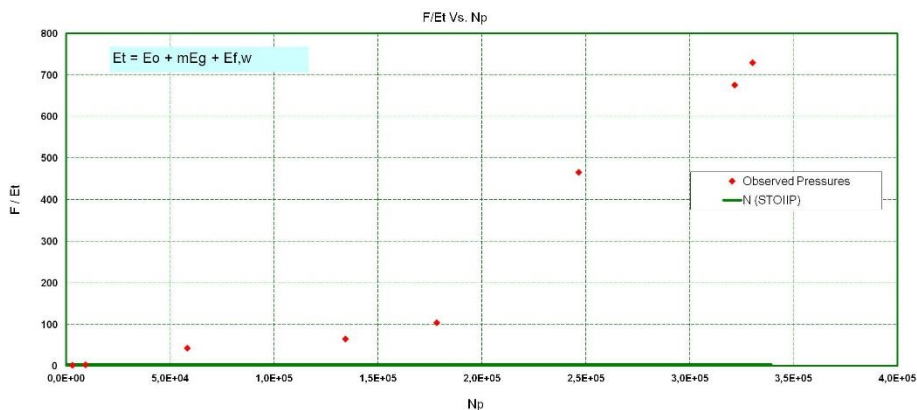


Figura 5.24 – Gráfico *Campbell* para a Estrutura Oeste

O gráfico da Figura 5.25 permite aferir a coerência do valor de influxo de água ( $We$ ). Como a linha expectável está sobreposta aos valores de pressões calculados, dá-nos a indicação que o volume de influxo de água do aquífero para o reservatório ( $We$ ) está correto.

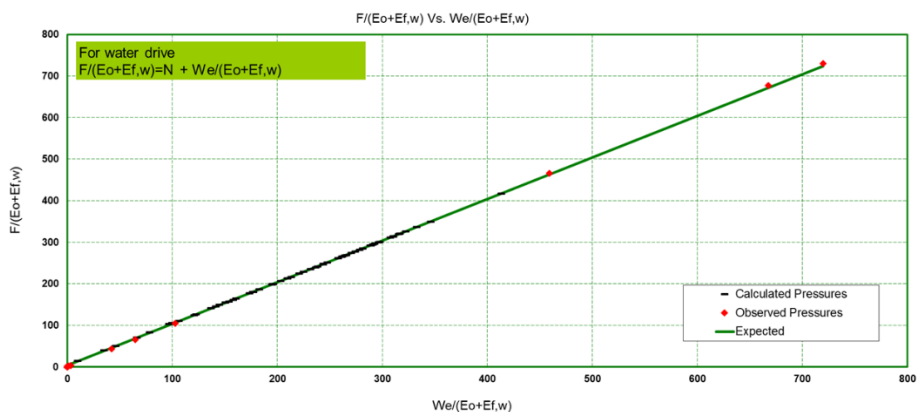


Figura 5.25 – Gráfico *Water Drive* para a Estrutura Oeste

## 5.4 Conclusões

Um dos objetivos do presente trabalho é a validação do STOOIP e, para tal, procedeu-se à comparação entre o volume de óleo inicial obtido pela simulação numérica e o calculado através da Equação do Balanço de Massas (EBM). De acordo com os resultados apresentados neste capítulo, verificou-se a proximidade entre os valores permitindo concluir que os valores de STOOIP são em média 3.4 MMSTB para a Estrutura Este e 6.17 MMSTB para a Estrutura Oeste. De salientar que estes resultados poderão ser sujeitos a futuras alterações, principalmente no que respeita à Estrutura Oeste devido à sua elevada heterogeneidade e incerteza nos parâmetros do cálculo volumétrico, nomeadamente no que respeita ao contacto óleo-água, propriedades petrofísicas e estrutura do reservatório.

Por outro lado, a EBM permitiu identificar o principal mecanismo de produção a atuar nos reservatórios em estudo, sendo este, por expansão do aquífero (*water drive*). A forma geral da equação foi rearranjada com vista a obter uma que permitisse traçar o gráfico *Campbell* de modo a avaliar a

intensidade do influxo de água. Este gráfico permitiu mostrar a presença de um aquífero de dimensão considerável e que o volume de água que flui do aquífero para o reservatório é bastante elevado o que poderá ser explicado pela boa conectividade entre ambos. A existência de um aquífero ativo confere aos reservatórios o suporte de pressão necessário à produção dos fluidos nele existentes.

Em suma, destaca-se a importância da Equação do Balanço de Massas como uma ferramenta fundamental na Engenharia de Reservatórios e complementar da simulação numérica.

## 6. Utilização de *Streamlines* na optimização do plano de desenvolvimento por injeção de água (*waterflood*)

### 6.1 Fundamentação Teórica

Os reservatórios de petróleo possuem uma certa quantidade de energia, cuja grandeza é determinada pelo volume e natureza dos fluidos existentes na acumulação, bem como pelas condições de pressão e temperatura existentes no reservatório. Quando um reservatório começa a produzir, verifica-se a diminuição dessa energia (resultante da descompressão dos fluidos dentro do reservatório) que leva ao decréscimo gradual da pressão e conseqüentemente, à redução da produtividade dos poços.

Para um melhor entendimento do que se passa no interior do reservatório ao nível do comportamento dos fluidos bem como para fazer uma gestão cuidada do mesmo, com vista a optimizar a eficiência da recuperação de óleo, a Engenharia de Reservatórios utiliza alguns métodos, tais como: análise do declínio da produção, equação do balanço de massas, modelos de simulação numérica e simulação por linhas de fluxo (*streamlines*). O presente capítulo, é dedicado a este último método, pelo que, importa definir o seu conceito e a sua aplicação na indústria petrolífera.

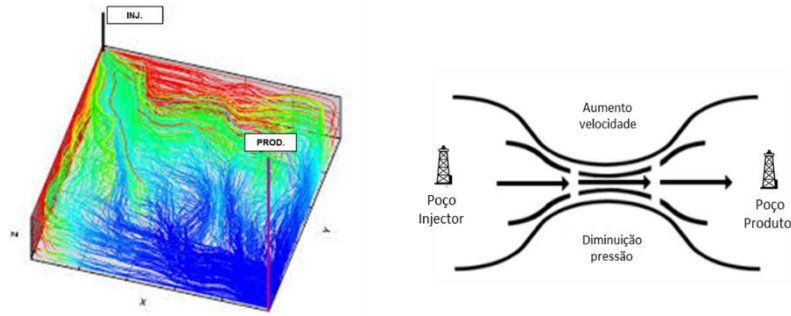
Segundo *Data-Gupta (2000)*, o método de simulação das *streamlines*, apesar de não poder ser considerado um substituto aos métodos convencionais de diferenças-finitas, pode ser considerado um método complementar capaz de fazer a ponte entre os modelos geológico e dinâmico tendo como principal vantagem a eficiência computacional (maior rapidez de processamento) comparativamente aos restantes.

Numa publicação recente, *Khan & Al Zaabi (2014)* definem as *streamlines* como sendo linhas tangentes ao campo de velocidades instantânea que representam o fluxo dos fluidos, como ilustra a Figura 6.1.



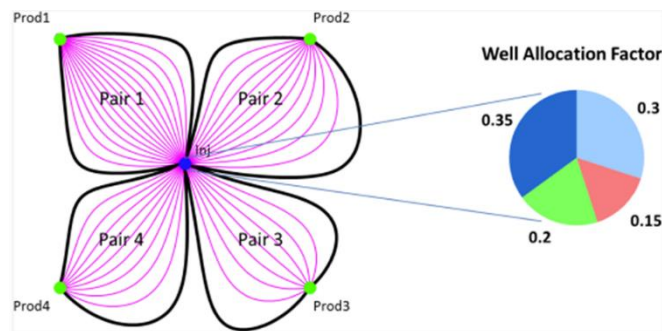
Figura 6.1 – Linhas de fluxo (*streamlines*)  
(Fonte: internet)

Estas linhas são geradas pelo simulador tendo por base o cálculo da pressão no reservatório e deslocam-se de zonas de elevada pressão (poços injetores) para zonas de baixa pressão (poços produtores), como ilustram as Figuras 6.2 e 6.3.



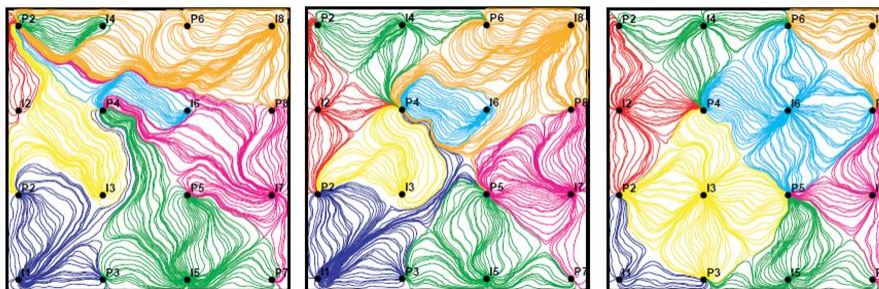
**Figuras 6.2 e 6.3 – Linhas de fluxo (*streamlines*)**  
(Fonte: internet)

A simulação das *streamlines* fornece uma visualização instantânea do fluxo dos fluidos em função da heterogeneidade do reservatório permitindo conceptualizar e quantificar a relação entre poços injetores e produtores. Esta quantificação é feita através do cálculo do fator de alocação do poço (*Well Allocation Factors-WAF*) que, na prática, representa o número de linhas de fluxo que vão de um injetor para um determinado produtor, dividido pelo número total de linhas de fluxo originadas no injetor (Figura 6.4).



**Figura 6.4 – Esquema representativo das *streamlines* em pares de poços produtor-injetor e respectivos *well allocation factors* (Khan & Al Zaabi, 2014)**

Torna-se assim possível a quantificação do fluxo nas mais diversas configurações de poços (entre um par de poços (injetor/produzidor) e/ou grupos de poços) bem como uma visualização imediata da distribuição dos fluidos para todo o campo, o que permite fazer uma análise global do mesmo, como se ilustra na Figura 6.5 (Thiele, 2001).



**Figura 6.5 – *Streamlines*: diferentes configurações injetor-produzidor**  
(Thiele, M.R @ *Streamline Simulation*)

Um outro parâmetro que é possível determinar, é a chamada *Injection Efficiency* (IE). Esta traduz o caudal produzido pelos vários produtores conectados com o injetor e o respetivo caudal de água injetado.

A informação daqui resultante (WAF e IE) é bastante útil, não só a nível da gestão do reservatório (permitindo aferir a conectividade entre os poços) mas também no contributo que dá à modelação e optimização do esquema de injeção de água (*waterflood*) de um plano de desenvolvimento do reservatório que passe pelo recurso a métodos de recuperação secundária (*Grinestaff, 1999*).

O potencial das *streamlines* não se esgota nos aspetos acima referidos, tendo também especial interesse para o processo de ajuste dos dados reais vs. simulados (*history match*). Diversos trabalhos têm sido feitos neste sentido, com particular destaque, para os estudos publicados por *Emanuel & Milliken (1997 & 1998)*. Estes autores desenvolveram um algoritmo apenas com base nas informações provenientes das *streamlines*. Este algoritmo assenta no princípio de que as *streamlines* permitem definir zonas do reservatório que estão associadas a cada poço e, como tal, pela alteração das propriedades geológicas associadas a cada poço é possível alcançar um melhor ajuste do histórico com o simulado.

Segundo *Thiele (2001)*, esta metodologia tem especial aplicabilidade em reservatórios heterogéneos e com uma estrutura geológica complexa onde o fluxo dos fluidos é influenciado pela localização dos poços, pelas propriedades das rochas (permeabilidade, porosidade e existência de falhas) e pela mobilidade dos fluidos (permeabilidades relativas e viscosidades).

## 6.2 Descrição da Metodologia

A metodologia descrita no ponto anterior foi aplicada no Campo em estudo utilizando para isso o módulo *Generate Streamlines* incluído no *Petrel Reservoir Engineering™* da Schlumberger. No caso de reservatórios muito heterogéneos, como do caso de estudo, a possibilidade de estudar de forma célere vários cenários que possam contribuir para um melhor *history match* tem grande relevância.

Os principais objetivos da aplicação desta técnica foram:

**Avaliação da conectividade dos canais de areia:** mediante a simulação das linhas de fluxo de produtores convertidos em injetores foi possível aferir da conectividade dos vários corpos arenosos e assim entender os diferentes regimes de pressão no campo, descritos no Capítulo 3 e também, aferir sobre algumas incertezas no processo de *history matching*. Estudos semelhantes já foram realizados com especial destaque para o de *Keogh & Martinus (2007)* onde os autores, utilizaram a simulação por *streamlines* com o objetivo de testar vários cenários de produção por forma a otimizar o número de poços bem como a sua localização. Para o efeito, criaram pseudo-poços que atuassem como pares injetores-produtores para fins de simulação.



**Optimização do plano de injeção de água:** recorrendo á simulação das *streamlines* foi possível avaliar a melhor localização para futuros injetores bem como otimizar o padrão e caudais de injeção.

### 6.3 Interpretação de Resultados

Das duas estruturas em análise, foi selecionada a estrutura Este para a aplicação das *streamlines*.

Para todos os cenários de previsão foram tidas em consideração as seguintes premissas:

- O período de previsões estende-se de 1 de maio de 2008 a 1 de janeiro de 2037 (29 anos);
- Para todas as corridas foi imposto um constrangimento aos poços produtores, fechando estes quando a produção diária de óleo seja inferior a 0.3 m<sup>3</sup>/d ou quando atingem um *water cut* de 98%;
- Para todas as corridas os poços de produção foram controlados pelo caudal de líquido real (LRAT). Tendo em consideração que se trata de um “óleo morto”, não se corre o risco de produzir os poços abaixo da pressão de saturação;
- O caudal dos poços injetores foi de 350 m<sup>3</sup>/dia a uma pressão máxima inferior à pressão de fracturação da formação (70 bar), de forma a fornecer suporte de pressão à formação e facilitar o varrimento do óleo.

#### 6.3.1 Cenário 1: *No Further Action* (NFA)

O objetivo deste cenário foi o de conhecer o comportamento do reservatório em regime de depleção natural com a produção dos dez (10) poços existentes na Estrutura Este. Posteriormente, foi feita a comparação com os cenários de desenvolvimento/otimização com recurso à injeção de água (*waterflood*).

Na Figura 6.6 apresentam-se os volumes cumulativos de óleo produzidos e a pressão no reservatório até ao final da simulação (2037). Este cenário apresenta um fator de recuperação de 25% (Figura 6.7).

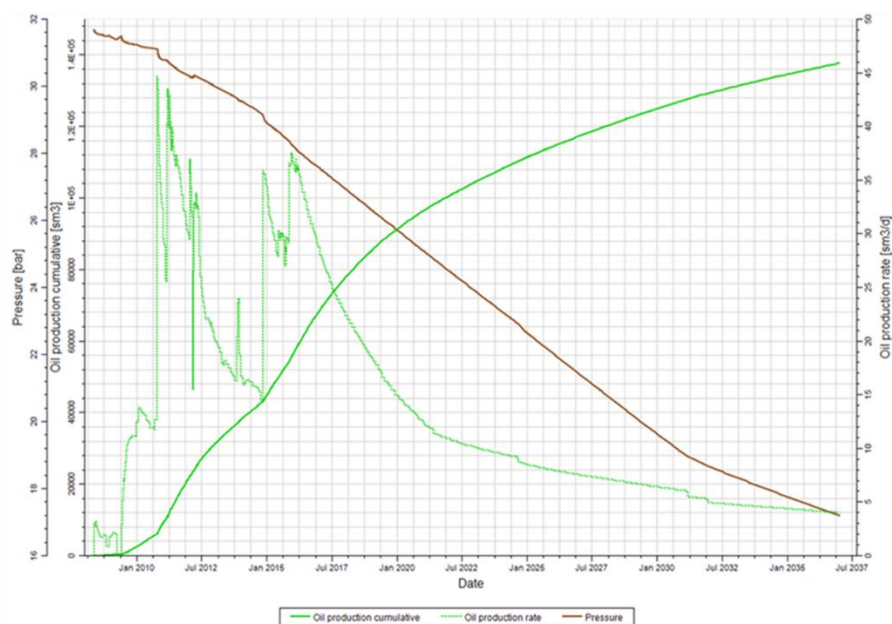
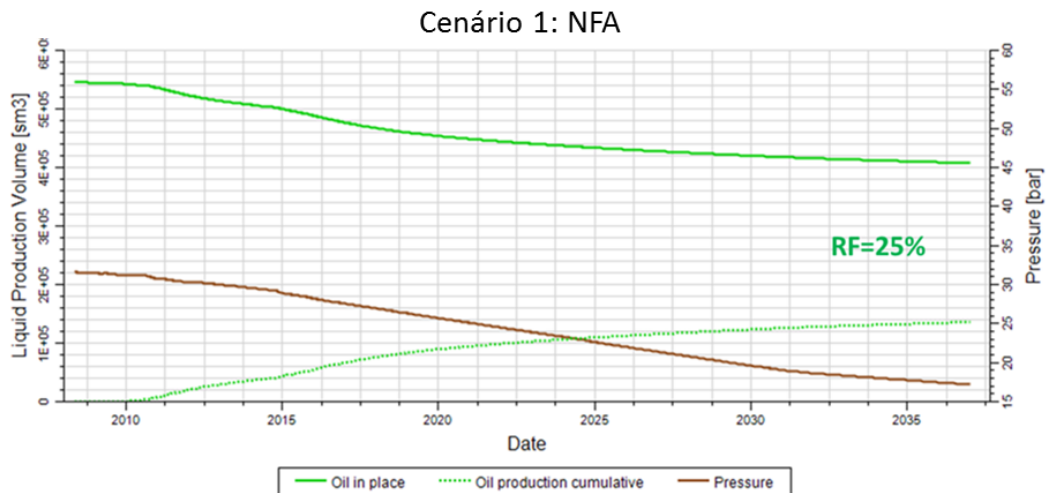
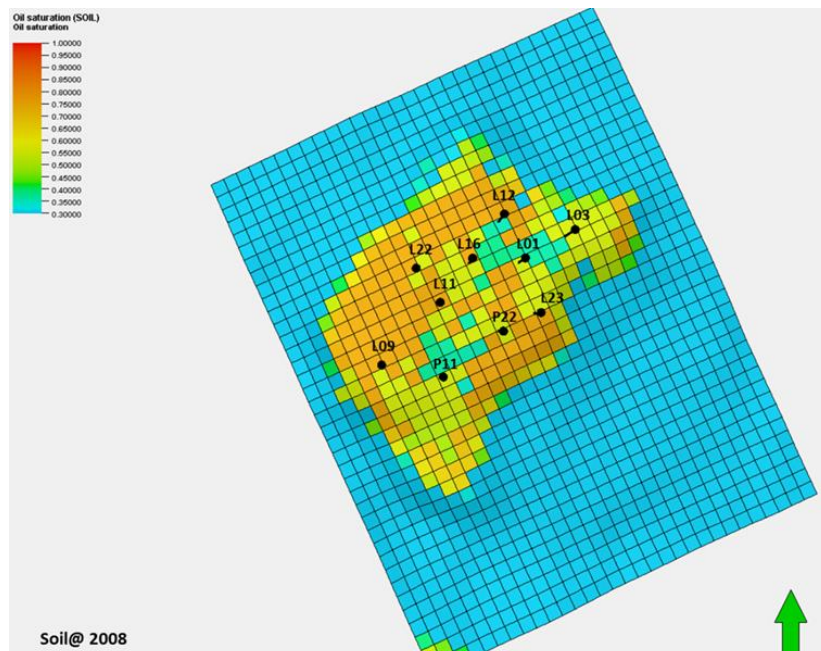


Figura 6.6 – Perfil de produção de óleo para a Estrutura Este até 2037(Cenário 1 – NFA)



**Figura 6.7 – Fator de recuperação para o cenário NFA**

Analisando os mapas de saturação de óleo (*Soil*) no início e no fim da simulação (Figuras 6.8 e 6.9) para a camada produtora correspondente ao topo da estrutura (camada 90 do modelo dinâmico), observa-se uma maior drenagem de óleo (cores frias) na zona que compreende os poços (P22, L23, L16 e L01). Por outro lado, no final da simulação, a área mais a norte (junto ao poço L03) mostra ainda uma elevada concentração de óleo (*remaining oil saturation*), indicando um menor varrimento do óleo nesta zona assim como na área a Oeste.



**Figura 6.8 – Mapa da saturação em óleo na camada 90 para o cenário NFA em 2008**

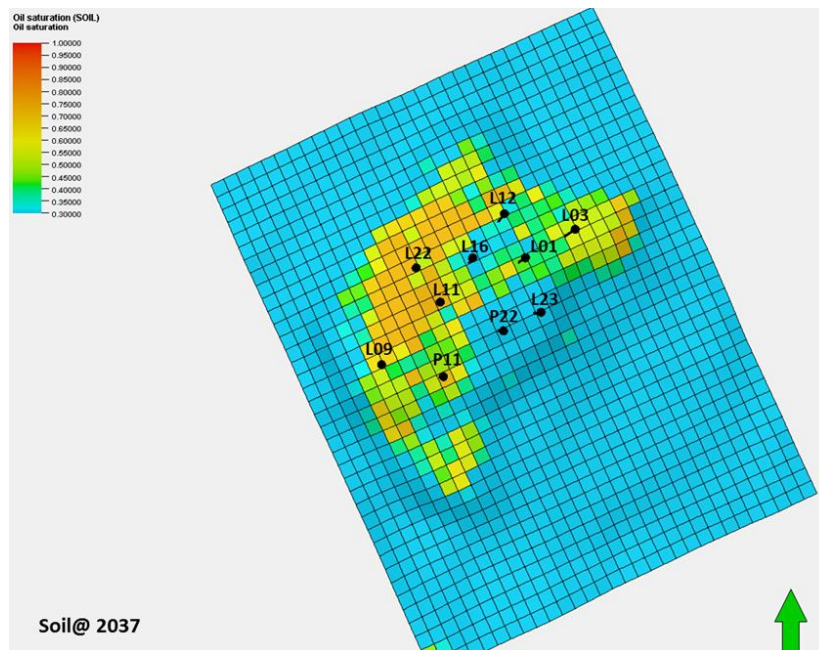
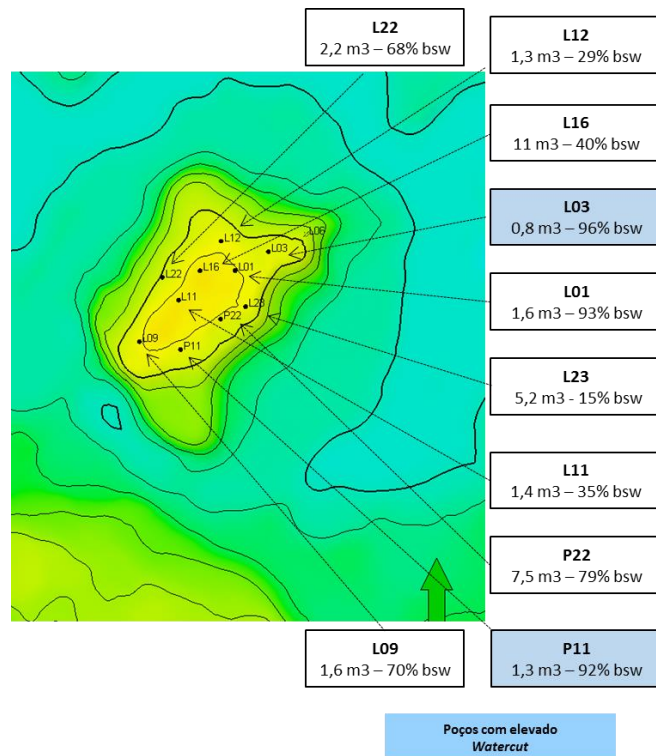


Figura 6.9 – Mapa da saturação em óleo na camada 90 para o cenário NFA em 2037

### 6.3.2 Cenários com injeção de água

A avaliação de uma possível injeção de água como método de recuperação secundária passou, numa primeira fase, pela análise da *performance* de cada poço produtor, para que, numa segunda fase fosse feita uma seleção de poços que pudessem ser convertidos a injetores. Para isso, o critério de conversão dos poços foi o seguinte:

- Baixo caudal de óleo
- Elevado *water cut*
- Saturação em óleo no cenário *NFA*
- Localização dos poços na estrutura



**Figura 6.10 – Produção para os poços da Estrutura Este em 2016**

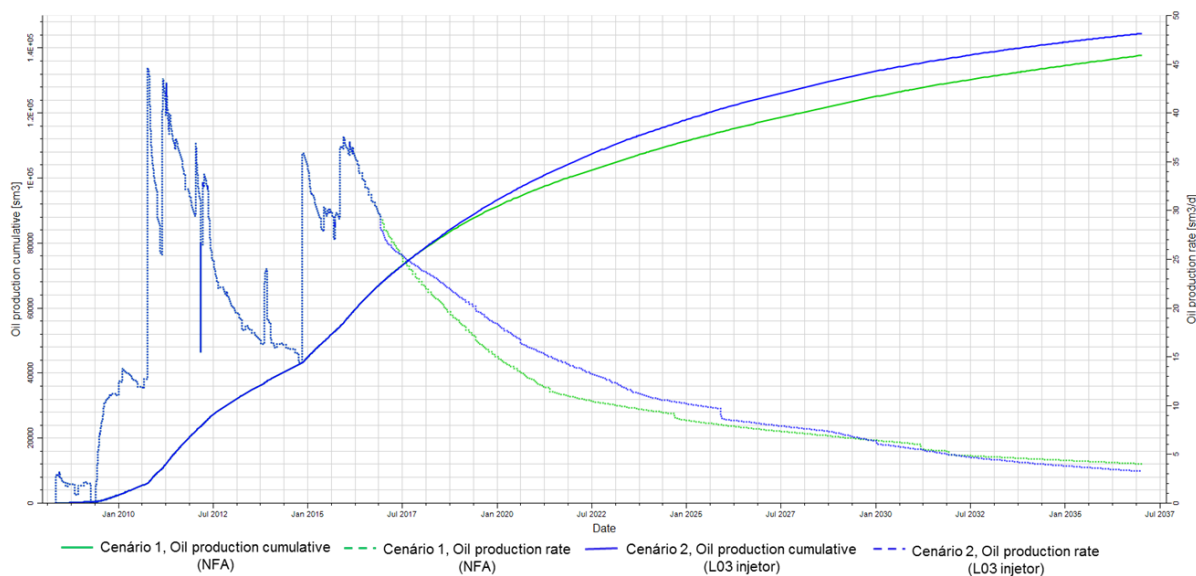
Da análise da Figura 6.10, verifica-se que os poços que se enquadram no critério acima referido são os poços: P11 e L03. Ambos apresentam caudais médios de óleo muito baixos (1.3 e 0.8 m³/d, respetivamente) bem como valores de *water cut* bastante elevados (92% e 96%, respetivamente). Por outro lado, do resultado do cenário NFA observa-se que o poço L03 terá um tempo de vida útil mais curto do que o P11. Por este motivo seleccionou-se o poço L03 para ser convertido a injetor na simulação das *streamlines*.

### 6.3.2.1 Cenário 2: Conversão a injetor do poço L03

Na sequência do anteriormente mencionado, e por forma a estudar o processo de optimização no curto prazo, o poço L03 foi fechado como produtor em dezembro de 2016 e convertido a injetor em janeiro 2017.

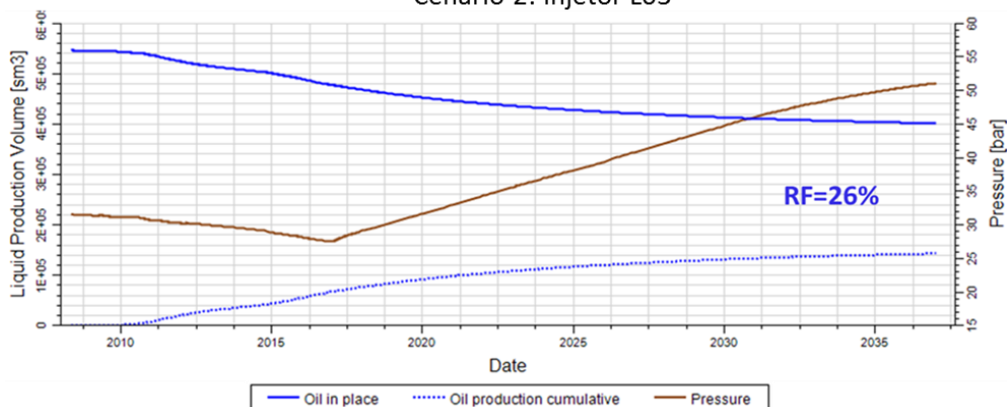
Na Figura 6.11 apresenta-se o volume cumulativo e o caudal de óleo para o cenário 2 (linha azul) comparativamente às mesmas variáveis para o cenário NFA (linha verde). Verifica-se que com a injeção de água houve um ganho de óleo significativo, no período compreendido entre 2017 a 2030, traduzido num fator de recuperação de 26% por comparação com 25% do cenário NFA (Figura 6.12).

### Comparação Cenários 1 e 2



**Figura 6.11 – Comparação da produção de óleo para os cenários 1 (NFA) e 2 (L03 injetor @ janeiro 2017)**

### Cenário 2: Injetor L03



**Figura 6.12 – Fator de recuperação para o cenário 2 (L03 Injetor)**

Da análise dos resultados poço a poço no modelo, verifica-se que o ganho de óleo se prende com o aumento da produção nos poços L16 e L22. Por outro lado, analisando as Figuras 6.13 e 6.14, as quais representam a evolução da saturação de óleo ao longo do tempo de simulação (*Soil*) na camada 90 do modelo, constata-se que a água injetada no poço L03 promoveu o varrimento de algum óleo da zona norte da estrutura. Esta zona corresponde precisamente à localização dos poços L16 e L22.

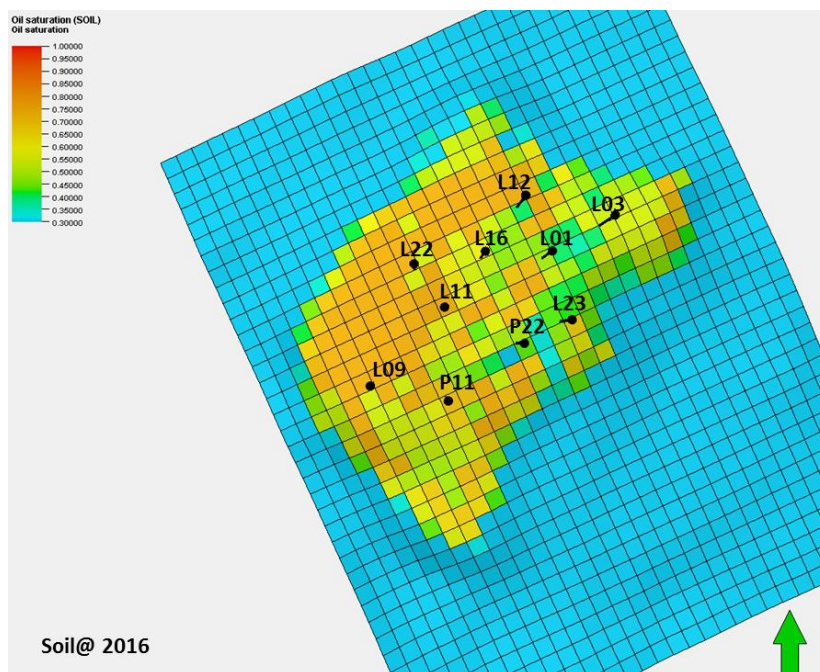


Figura 6.13 – Mapa da saturação em óleo na camada 90 antes da injeção de água no poço L03

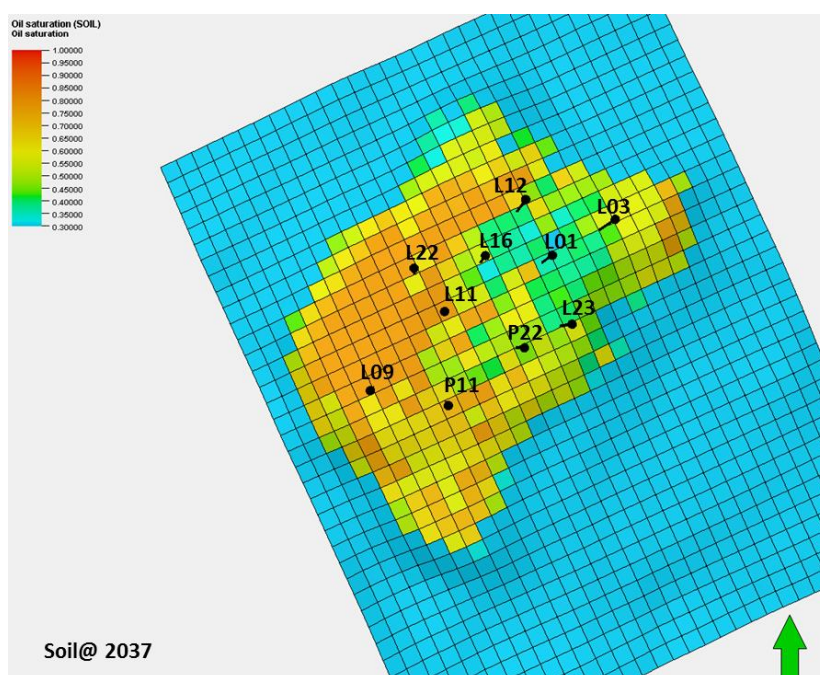
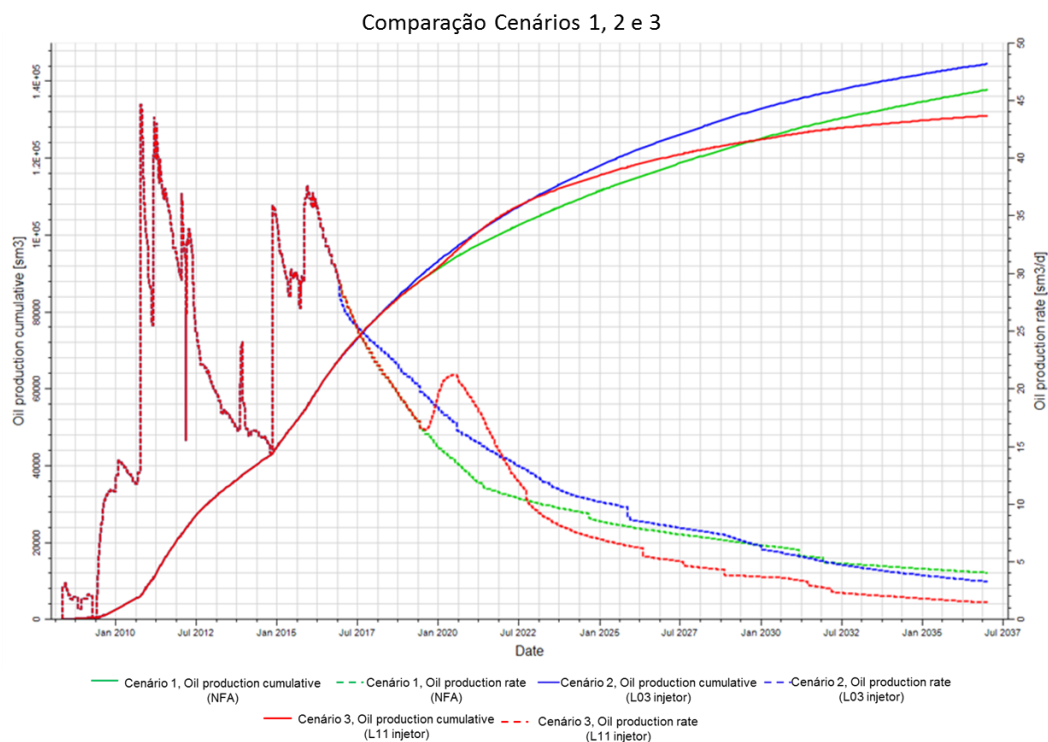


Figura 6.14 – Mapa da saturação em óleo na camada 90 para o cenário 2 (L03 Injetor)

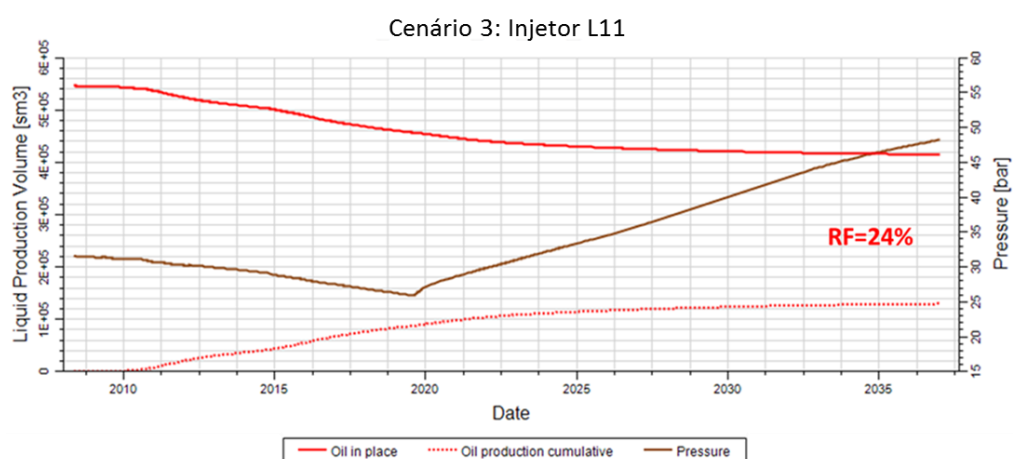
### 6.3.2.2 Cenário 3: Conversão a injetor do poço L11

Face aos resultados junto ao poço L11 para o cenário NFA, testou-se a conversão a injetor deste poço. A escolha deste poço deveu-se sobretudo à sua localização no centro da estrutura, bem como ao fato de terminar a sua produção em junho de 2019 de acordo com o cenário NFA. Considerou-se para o cenário 3 este poço a entrar em injeção imediatamente após o seu fecho como produtor, ou seja, em julho de 2019.

A Figura 6.15 mostra a comparação entre os cenários testados para o volume cumulativo de óleo e o caudal médio. Analisando o resultado do Cenário 3 (linha vermelha) no que se refere ao volume de óleo no final da simulação podemos concluir que é mais baixo do que nos restantes cenários. Quer isto dizer que utilizando apenas o L11 como injetor, o fator de recuperação para o campo situar-se-á nos 24% comparativamente a 25% e 26% dos Cenários 1 (NFA) e 2 (L03 Injetor), respetivamente (Figura 6.16).



**Figura 6.15 – Comparação dos cenários 1 (NFA), 2 (L03 Injetor) e 3 (L11 Injetor) para o volume produzido de óleo (linhas a cheio) e o seu caudal médio (linhas a tracejado)**



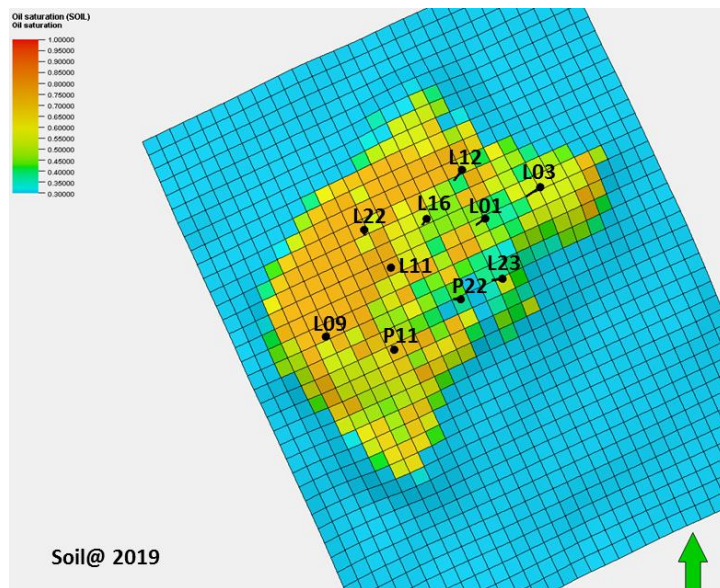
**Figura 6.16 – Fator de recuperação para o cenário 3 (L11 Injetor @ julho 2019)**

A diminuição do RF é explicada pela performance dos poços afetados pela injeção de água no poço L11, verificando-se que os poços vizinhos do poço injetor (P11, P22, L01 e L09) apresentam valores

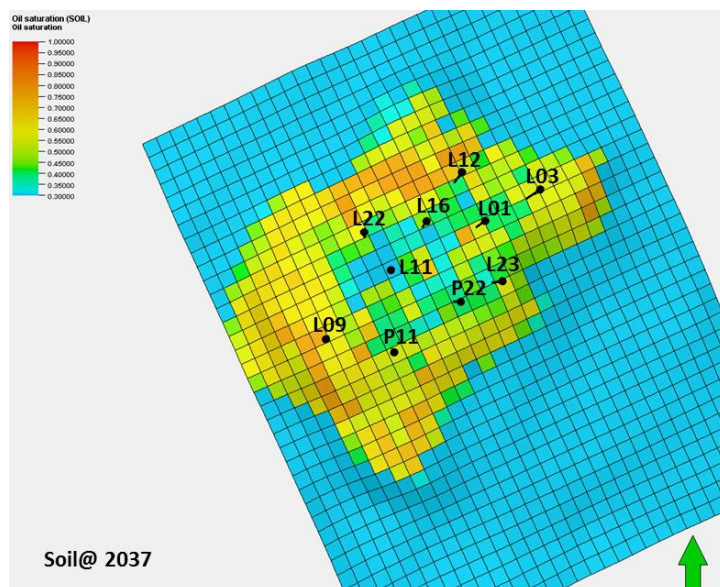
de *water cut* mais elevados (98%) pois a água tem tendência a deslocar-se rapidamente para estes poços devido à boa conectividade com o aquífero, como referido no Capítulo 4.

Por outro lado, esta explicação pode ser corroborada através da observação dos mapas de saturação de óleo em 2019, altura em que o poço fecha, bem como pela saturação em óleo no final da simulação em 2037 (Figuras 6.17 e 6.18).

Estas figuras mostram claramente que os poços mencionados apresentam valores de saturação de óleo muito mais baixos (cores frias) comparativamente aos demais. Estes mapas correspondem à primeira camada produtora (camada 90).



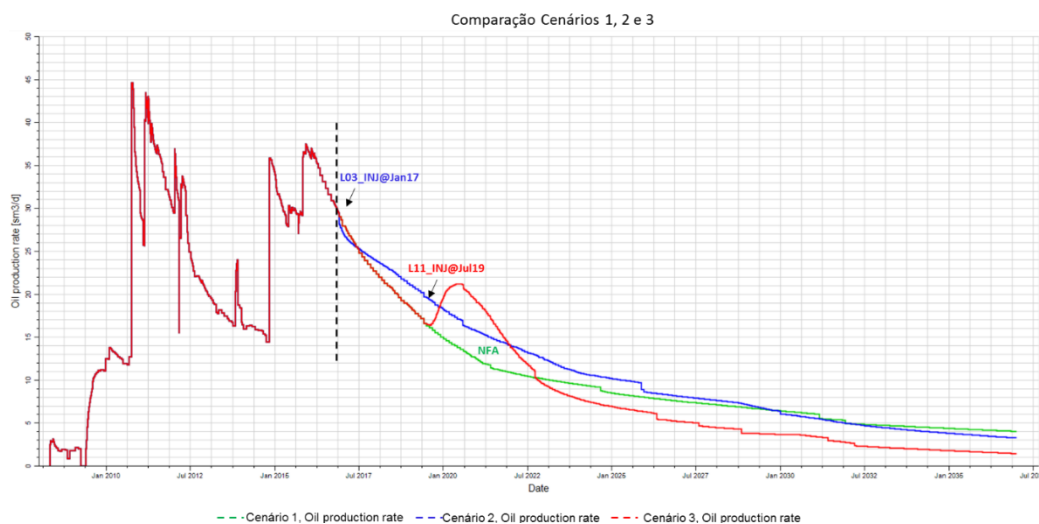
**Figura 6.17 – Mapa da saturação em óleo na camada 90 no início da injeção de água em julho 2019 no poço L11**



**Figura 6.18 – Mapa da saturação em óleo na camada 90 para o cenário 3 (L11 Injetor) em 2037**



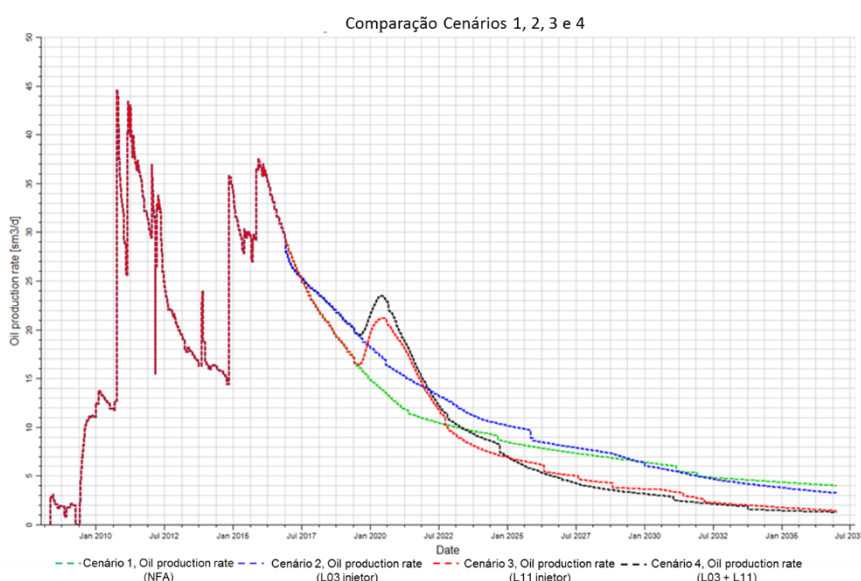
Analisando agora em detalhe as curvas que representam o caudal médio de óleo durante a simulação para os diferentes cenários (Figura 6.19), verifica-se que existe uma janela de tempo (2019 a 2022) em que a injeção de água no poço L11 conduz a um aumento significativo no caudal de óleo, pelo que, o próximo teste visa pôr a injetar em simultâneo os dois poços, L03 e L11.



**Figura 6.19 – Análise detalhada do caudal médio de óleo para os cenários 1 (NFA), 2 (L03 Injetor @ janeiro 2017) e 3 (L11 Injetor @ julho 2019)**

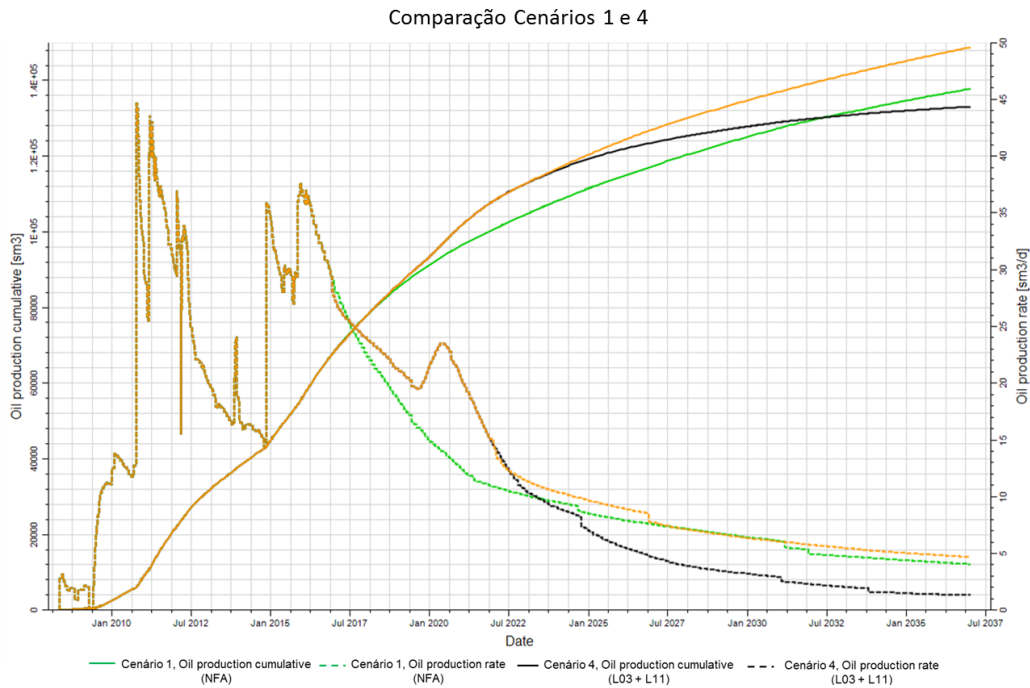
### 6.3.2.3 **Cenário 4:** Injeção simultânea nos poços L03 e L11

Como atrás mencionado, o cenário 4 resulta da análise aos caudais de óleo de cada um dos cenários testados até à data. Como tal, os poços L03 e L11 foram convertidos a poços injetores de água começando o L03 a injetar em janeiro 2017, seguindo-se o L11 em julho 2019. A Figura 6.20 mostra o resultado da simulação para este cenário (linha preto).

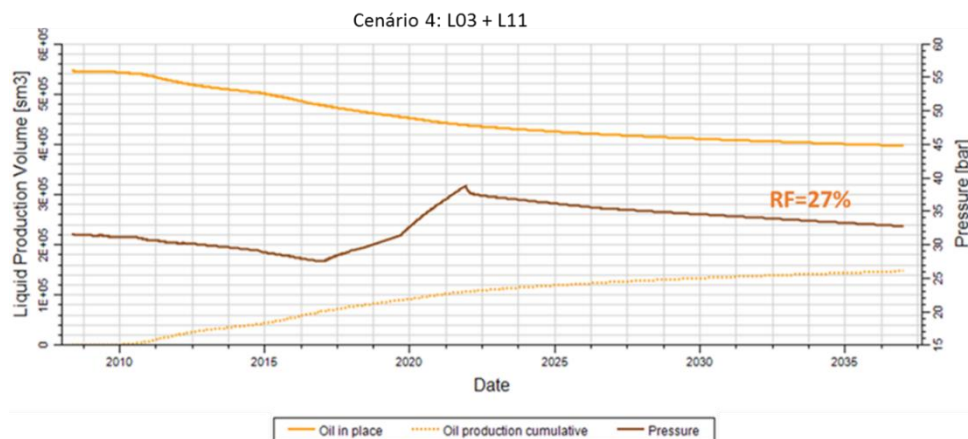


**Figura 6.20 – Análise detalhada do caudal médio de óleo para os cenários 1 (NFA), 2 (L03 Injetor), 3 (L11 Injetor) e 4 (L03 & L11 Injetores)**

Observa-se que existe um ganho efetivo de óleo, comparativamente aos demais cenários para o período de 2019 a 2022. No entanto, após este período, verifica-se um decréscimo acentuado na produção explicado pelo enorme volume de água que vai chegando aos poços, fazendo com que os mesmos acabem por fechar. Por forma a otimizar este cenário, testou-se parar a injeção de ambos os poços no final de 2021. A Figura 6.21 mostra o resultado desta otimização (linha laranja), na qual podemos verificar que tal medida resultou num maior aumento do fator de recuperação em 2037 alcançando 27% (Figura 6.22).



**Figura 6.21- Curvas do caudal médio de óleo para os cenários 1 (NFA) e 4 (L03 & L11 Injetores)**



**Figura 6.22 – Fator de recuperação para o Cenário 4 (L03 & L11 Injetores)**

### 6.3.3 Linhas de Fluxo (*Streamlines*)

Após terem sido testados os diferentes cenários de otimização do fator de recuperação do campo, descritos anteriormente, foram simuladas as *streamlines* com o objetivo de entender visualmente o fluxo dos fluidos no reservatório e os resultados anteriores. A informação daqui retirada permitir-nos-á compreender melhor a baixa eficácia da injeção de água neste Campo.

Considerando o Cenário 4 (L03 & L11 Injetores) como o mais favorável, foram corridas as *streamlines* desde o início da injeção e para cada um dos *time steps* da simulação. A Figura 6.23 mostra as linhas de fluxo no início da injeção no poço L03 em janeiro de 2017.

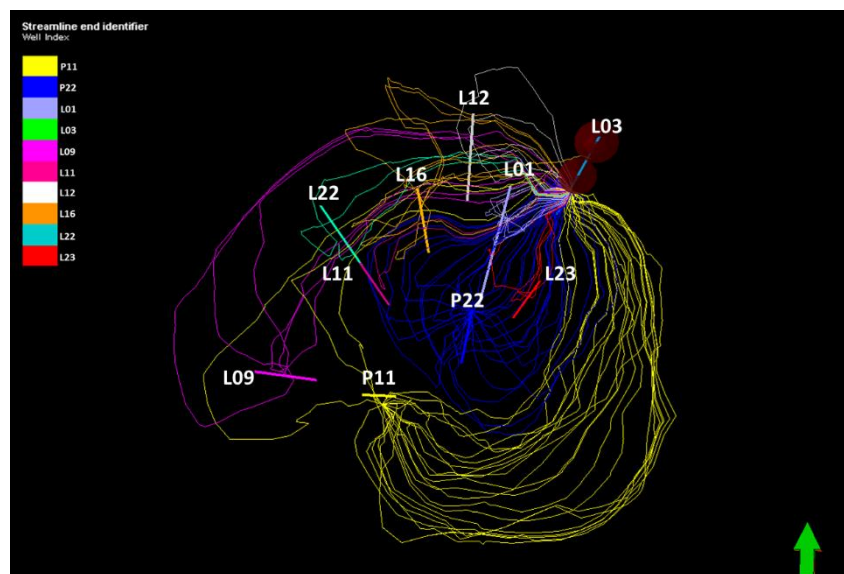
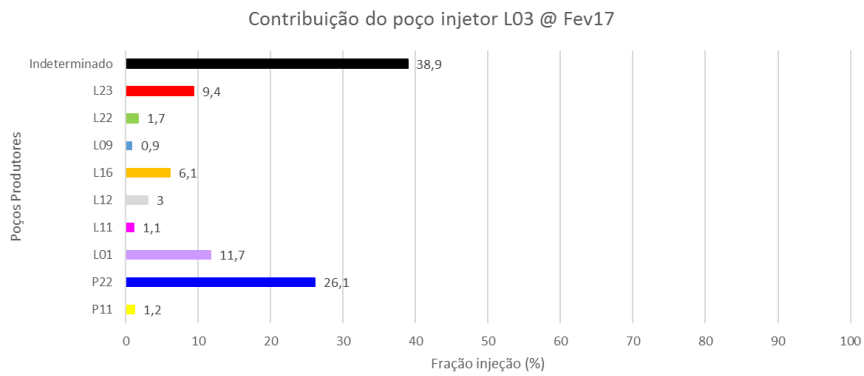


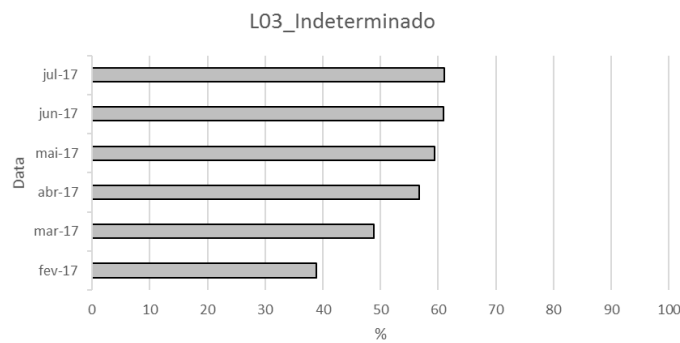
Figura 6.23 – *Streamlines* no início da injeção no poço L03 em janeiro de 2017

Analisando a figura acima, um dos aspetos a salientar é a boa conectividade no reservatório. As linhas de fluxo mostram-nos que a água injetada no L03 consegue chegar a todos os poços produtores. No entanto, importa agora quantificar a percentagem de água que contribui para produtor. De acordo com o gráfico da Figura 6.24, verificamos que apesar de todos os poços serem afetados pela injeção, a contribuição desta para cada um é relativamente baixa e em alguns casos, praticamente inexistente.

O poço que mais ganha evidência é o P22, seguido o L01 e L23 com 26%, 12% e 9%, respetivamente. Por outro lado, logo no início da injeção, 39% da água já não chega a nenhum produtor acabando por se perder no aquífero. Esta percentagem vai aumentando gradualmente, sendo que, passados seis meses apenas 40% do potencial do injetor está a ser utilizado, como mostra o gráfico da Figura 6.25.

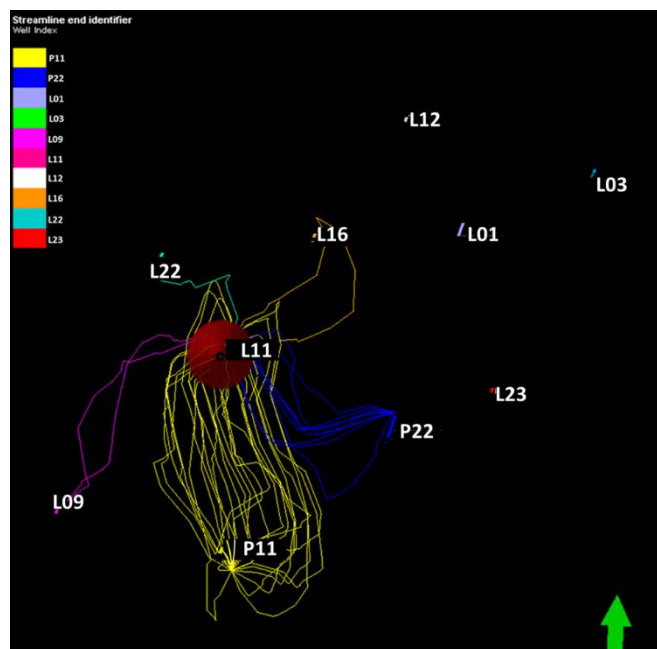


**Figura 6.24 – Contribuição do poço injetor L03 para os poços produtores em fevereiro de 2017**



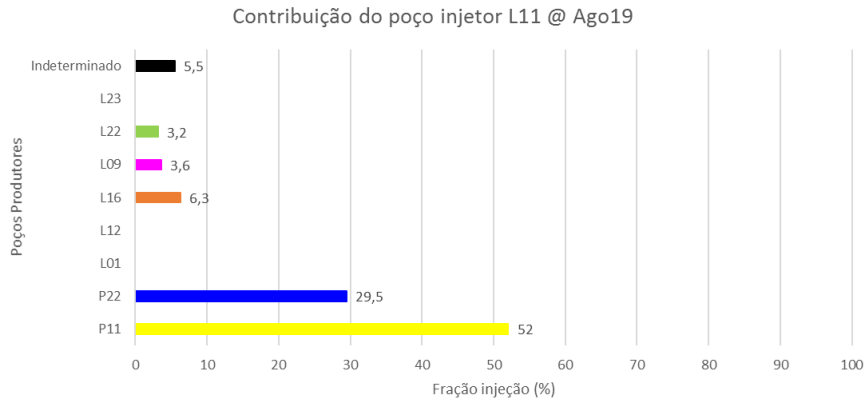
**Figura 6.25 – Percentagem de água perdida no reservatório proveniente do poço injetor L03 no período de injeção de fevereiro de 2017 a julho de 2017**

Estes dados, explicam de alguma forma, a pouca eficiência da injeção em termos de varrimento do óleo e conseqüentemente, o baixo fator de recuperação de óleo. Relativamente ao poço injetor L11, as *streamlines* estão representadas na Figura 6.26.



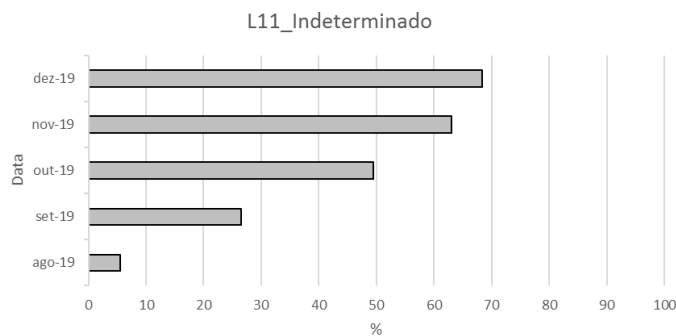
**Figura 6.26 – Streamlines no início da injeção no poço L11 em julho de 2019**

Neste caso fica bem evidente que, na primeira fase de injeção apenas cinco poços são afetados pela injeção, sendo que os 52% pertencentes ao P11 e 30% ao P22 se devem não só à sua localização face ao injetor, mas também porque a água tende a deslocar-se para as zonas mais depletadas do reservatório segundo as direções preferenciais de fluxo e de acordo com a distribuição das areias (canais) na direção NE-SW (Figura 6.27).



**Figura 6.27 – Contribuição do poço injetor L11 para os poços produtores em agosto de 2019**

A percentagem de água que se perde, numa primeira fase, é muito menor. Apenas 5.5% quando comparado com o injetor L03. No entanto, a eficácia da injeção é bastante reduzida, o que corrobora o fator de recuperação de 24% obtido no cenário 3.



**Figura 6.28 – Percentagem de água perdida proveniente do poço injetor L11 no período de injeção de agosto de 2019 a dezembro de 2019**

## 6.4 Conclusões

A simulação de *streamlines* permitiu uma melhor compreensão do comportamento do fluxo dos fluidos dentro de reservatório confirmando zonas de boa comunicação entre os poços, definição de direções preferenciais de fluxo e possíveis zonas de *baffle* ou barreiras em resultado da pior conectividade entre os corpos arenosos.

Um outro valor acrescentado da aplicação desta técnica foi a estimativa a nível percentual, da contribuição da injeção de água nos poços produtores.

Neste estudo preliminar, e tendo em conta os poços selecionados para conversão a injetores, foi possível concluir que a recuperação adicional de óleo através da injeção de água não se revela muito eficiente carecendo porém de uma análise mais aprofundada.

## 7. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A elaboração do plano de desenvolvimento num campo petrolífero implica a realização de um conjunto de estudos detalhados com base em dados geológicos, geofísicos, petrofísicos, dados de amostras e testes obtidos nos poços já perfurados, bem como no comportamento dos reservatórios no que respeita à variação da pressão com a produção e mobilidade dos fluidos. Estes estudos, assentam na construção de modelos estáticos e dinâmicos consistentes com o objetivo de identificar e quantificar o maior número de incertezas.

O objetivo do presente trabalho consistiu na apresentação da estratégia para otimização do plano de desenvolvimento de um campo marginal no *onshore* do Brasil através da integração da informação existente e da contínua redução das incertezas no que respeita à caracterização dos seus reservatórios.

A produção petrolífera no Campo em estudo foi iniciada em 2007 e dos 28 poços furados, 25 poços estão a produzir um total de óleo que ronda em média os quinhentos barris por dia. A otimização dos custos na furação dos poços bem como na construção das instalações de superfície tem permitido retorno positivo do projeto. O desafio futuro é, pois, manter a produção e aumentar a recuperação do óleo existente no reservatório através de um plano de desenvolvimento otimizado, o qual poderá passar pela injeção de água no reservatório como meio de recuperação secundária de óleo.

A primeira tarefa na redução das incertezas consistiu na validação do *Oil in Place*, tendo-se procedido à comparação entre o volume de óleo inicial obtido pela simulação numérica e o calculado através da Equação do Balanço de Massas. Os resultados de tal comparação foram muito próximos validando um STOOIP com valor médio de 3.4 MMSTB para a Estrutura Este e de 6.17 MMSTB para a Estrutura Oeste. De salientar que estes resultados poderão ser sujeitos a futuras variações, principalmente no que respeita à Estrutura Oeste devido à sua elevada heterogeneidade e incerteza nos parâmetros do cálculo volumétrico, nomeadamente no que respeita ao contacto óleo-água, propriedades petrofísicas e estrutura do reservatório.

Por outro lado, a EBM permitiu identificar o mecanismo de produção a atuar nos reservatórios em estudo, tendo permitido concluir que estamos perante um aquífero ativo e bem conectado com o reservatório, sendo a produção de óleo feita por *water drive*. A existência de um aquífero ativo confere aos reservatórios o suporte de pressão necessário à produção.

A análise integrada das pressões estáticas, distribuição das propriedades petrofísicas e dados de produção permitiu concluir que, a distribuição das propriedades petrofísicas nos reservatórios em estudo controlam as direções preferenciais de fluxo, produção de fluidos e eficiência do mecanismo de *water drive*. A Estrutura Este do Campo apresenta uma menor heterogeneidade petrofísica, quando comparada com a Estrutura Oeste, através de uma boa definição dos corpos arenosos (canais fluviais) segundo uma direção preferencial e bem conectados com o aquífero.

A Estrutura Oeste apresenta corpos arenosos mais erráticos e pior conectados com o aquífero. Tal traduz-se na diferença de *performance* dos poços, melhor para os que beneficiam de boa conectividade, porém com um avanço de água mais rápido. É visível também, através da análise das pressões estáticas, inferir da conectividade dos corpos arenosos e possível existência de barreiras ao fluxo ou mesmo possível compartimentalização de zonas do reservatório em resultado da heterogeneidade geológica.

Devido à ausência de dados de *Special Core Analysis* (SCAL) para os reservatórios do Campo de estudo, recorreu-se a dados de SCAL de um campo análogo. No entanto, foi necessário proceder a ajustes nos dados por forma a obter uma mobilidade do óleo que se aproximasse dos dados de produção histórica para os poços existentes. No entanto, e tendo por base que os dados de SCAL são de extrema importância na inicialização do modelo dinâmico e na obtenção de *previsões* de produção representativos, estão em curso análises de SCAL para os reservatórios de estudo, não tendo sido, no entanto, possível incluir os resultados a tempo da conclusão deste trabalho.

Por último, e com a finalidade de avaliar a possível recuperação secundária de óleo através da injeção de água foi utilizada a simulação de *streamlines* por forma a melhor avaliar o fluxo dos fluidos no reservatório. Um outro valor acrescentado da aplicação desta técnica foi a estimativa, a nível percentual, da contribuição da injeção de água nos poços produtores. No entanto, e face aos resultados preliminares, o estudo permitiu concluir que a injeção de água como método de recuperação secundária tende a ser pouco eficiente. Atendendo a um factor de recuperação de óleo baixo por depleção, aconselha-se a continuação da utilização dos streamlines aplicados a novos poços injetores por forma a confirmar tal conclusão e inferir em que zonas a injeção permitirá aumentar a recuperação de óleo através da conversão de produtores a injetores ou à furação de novos poços produtores.



## 8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abdallah, W., (2007), "Fundamentals of Wettability" in Schlumberger Wettability Workshop, Bahrain
- Alcobia, V., (2014), "Material Balance Calculations", Seminário integrado no Mestrado de Petróleos
- Amyx, J.W.; Whiting, R.L., (1988), "Petroleum Reservoir Engineering: Physical Properties"
- Anderson, W.G., (1987), "Wettability Literature Survey-Part 5: The Effects of Wettability on Relative permeability" in Journal of Petroleum Technology
- Bu, T., Haoy, L.B., (1995), "On the importance of correct inclusion of capillary pressure in reservoir simulation". Paper presented in European IOR-Symposium in Vienna, Austria
- Consentino, L., (2001), "Integrated Reservoir Studies", Editions TECHNIP
- Correia de Pinho, A., Junior, O., Fernández, E., (2009), "Dicionário do Petróleo em Língua Portuguesa", Lexikon
- Costa Silva, A. J., (1997), "Simulação de Reservatórios Petrolíferos", Curso de Mestrado em Geo-Recursos
- Craft, B. C., Hawkins, M. F. revised by Terry, R. E., (1959), "Applied Petroleum Reservoir Engineering"
- Crain's Petrophysical Handbook
- Dake, L.P., (1978), "Fundamentals of Reservoir Engineering"
- Datta-Gupta, A., (2000), "Streamline Simulation: A Technology Update", SPE-65604
- Dmour, H.N., Bageri, M.S., (2014), "Investigating the Effect of Input Data Uncertainties in Material Balance Calculations for Hydrocarbon Reservoirs"
- Guerreiro, L., Carvalho, A., Maciel, C., Sousa, J., Caetano, H., Soares, L., Carneiro, S., Castanho, S., Machado, V., (2012), "The Challenge of developing Complex Marginal Fields, example of NE Brazil", SPE 162332-PP
- Gomes, J.S.; Alves, F. B., (2007), "O Universo da Indústria Petrolífera", Fundação Calouste Gulbenkian
- Graue, A.; Bogno, T.; Moe, R.W.; Baldwin, B.A., (2008), "Impact of Wettability on Capillary Pressure and Relative Permeability", SCA-9907
- Grinestaff, G., (1999), "Waterflood Pattern Allocations: Quantifying the Injector to Producer Relationship with Streamline Simulation", SPE- 54616
- Hassane, T. et al., (2012), "The application of Streamline Reservoir Simulation Calculations to the Management of Oilfield Scale", SPE-160699
- Havlena, D. & Odeh, A., (1964), "The Material Balance as an Equation of a Straight Line, S."
- Hossain, M.E., Islam, M.R., (2009), "A Comprehensive Material Balance Equation with the Inclusion of Memory During Rock-Fluid Deformation"

- Hovadik, J.M., Larue, D.K.,(2007), "Static characterizations of reservoirs: refining the concepts of connectivity and continuity"
- Jing, X.D, Masalmeh, S.K, (2008), "The importance of Special Core Analysis in Modelling Remaining Oil Saturation in Carbonate Fields". Paper prepared for presentation at the International Symposium of the Society of Core Analysts in Abu Dhabi, UAE
- Keogh, K. et al., (2007) "The Development of a Fluvial Stochastic Modelling in the Norwegian Oil Industry: A historical review, subsurface implementation and future direction"
- Khan, S. et al., (2014) "Optimizing Waterflood Management in a Giant UAE Carbonate Oil Field Using Simulation-Based Streamlines",SPE-171777-MS
- Lake, L.W., (2007), "Petroleum Engineering Handbook", Society of Petroleum Engineers
- Masalmeh,S.K.; Jing,X.D.; Vark,W.; Christiansen,S., (2003),"Impact of SCAL on Carbonate Reservoirs: How Capillary Forces Can Affect Field Performance Predictions",SCA2003-36
- McMullan,J., "Manual of Material Balance Calculations Using the Excel Spreadsheet", Louisiana State University
- Oliver C. Mullins ,Ryan P. Rodgers , Peter Weinheber ,Geoffrey C. Klein , Lalitha Venkataramanan ,A. Ballard Andrews ,and Alan G. Marshall Schlumberger-Doll Research, Ridgefield, Connecticut 06877, and National High Magnetic Field Laboratory, Florida State University, Tallahassee, FL 32310-4005 .Energy Fuels, 2006, 20 (6), pp 2448–2456
- Rosa, A.J., Carvalho, R., Xavier, J., (2011), "Engenharia de Reservatórios de Petróleo", Editora Interciência
- Takahashi, M. et al.,(2014)"Development of Streamline Simulation for Miscible Recovery Process and its Application in an Onshore Oil Field-Abu Dhabi",SPE-172132.
- Terry, R., Rogers, B., (2014), "Introduction to Petroleum Reservoirs and Reservoir Engineering"
- Thiele, M., (2001)"Streamline Simulation" @6th International Forum on Reservoir Simulation, Austria
- Wang, Y. et al., (2000),"A Streamline Approach for History-Matching Production Data",SPE-59370

## ANEXO I – Equação de Balanço de Massas

A forma geral da Equação de Balanço de Massas (EBM), proposta por *Havlena & Odeh (1964)*, bem como a descrição de cada termo presente na mesma, são apresentadas abaixo:

$$\begin{aligned}
 & \text{Oil Expansion} + \text{Gas Cap Expansion} + \text{Water Expansion} \\
 & N (B_t - B_{ti}) + N m B_{ti} \frac{(B_g - B_{gi})}{B_{gi}} + (N B_{ti} + N m B_{ti}) c_w \Delta p S_w / (1 - S_w) \\
 & + \text{Formation Contraction} + \text{Water Influx} + \text{Water Injection} + \text{Gas Injection} \\
 & + c_f \Delta p (N B_{ti} + N m B_{ti}) / (1 - S_w) + W_e + W_I B_{wi} + G_I B_{gi} \\
 & = \text{Oil \& Dissolved Gas Production} + \text{Free Gas Production} + \text{Water Production} \\
 & = N_p B_t + N_p (R_p - R_{soi}) B_g + W_p B_w
 \end{aligned}$$

Termos	Descrição
N	Volume de óleo "in situ", STB
B <sub>t</sub>	Factor Volume de Formação do Óleo, RB/STB
B <sub>o</sub>	
B <sub>ti</sub>	Factor Volume de Formação do Óleo Inicial, RB/STB
B <sub>oi</sub>	
m	Volume inicial de gás
B <sub>g</sub>	Factor Volume de Formação do Gás, RB/scf
B <sub>gi</sub>	Factor Volume de Formação do Gás inicial, RB/scf
C <sub>w</sub>	Compressibilidade da água, PSI <sup>-1</sup>
Δp	Diferença entre a pressão inicial e a actual, PSI
S <sub>w</sub>	Saturação de água
S <sub>wc</sub>	Saturação de água irredutível
C <sub>f</sub>	Compressibilidade dos poros, PSI <sup>-1</sup>
W <sub>e</sub>	Influxo de água cumulativo, RB
W <sub>I</sub>	Injecção de água cumulativo, STB
B <sub>wi</sub>	Factor Volume de Formação da água, RB/scf
G <sub>I</sub>	Injecção de gás cumulativa, STB
N <sub>p</sub>	Produção de óleo cumulativa, STB
R <sub>p</sub>	Produção de gás cumulativa / Produção de óleo cumulativa, SCF/stbo
R <sub>s</sub>	Razão Gás/óleo, SCF/stbo
R <sub>si</sub>	Razão Gás/óleo inicial, SCF/stbo
W <sub>p</sub>	Produção de água cumulativa, STB

# ANEXO II – DADOS DE INPUT DA EBM PARA ESTRUTURA ESTE

Days	N <sub>p</sub> STBO	G <sub>p</sub> net MCF	W <sub>p</sub> net STBW	Meas P psia	Rp SCF/STBO	P psia	We RB
0	0	0	0			580	0
31	4.573	0,00457	2.542	504,6	0	546	2.665
61	8.830	0,00883	7.160		0	528	9.186
92	12.498	0,01250	12.274		0	525	17.563
123	15.519	0,01552	17.122		0	529	25.889
153	18.960	0,01896	22.374		0	524	34.000
184	21.919	0,02192	28.270		0	524	42.762
214	23.065	0,02307	31.420		0	544	49.729
245	25.166	0,02517	38.035		0	529	56.490
276	27.168	0,02717	44.647		0	526	64.670
304	29.898	0,02990	51.356		0	517	72.914
335	32.468	0,03247	58.480		0	517	82.682
365	34.910	0,03491	65.324		0	518	92.037
396	35.951	0,03595	65.850		0	557	98.623
426	38.619	0,03862	67.449		0	552	102.369
457	41.279	0,04128	69.069		0	552	106.587
488	44.089	0,04409	70.765		0	551	110.930
518	46.793	0,04679	72.408		0	551	115.239
549	49.186	0,04919	74.547		0	550	119.729
579	51.356	0,05136	76.809		0	550	124.115
610	53.497	0,05350	79.259		0	550	128.680
641	55.959	0,05596	81.885		0	547	133.446
669	58.230	0,05823	84.626		0	545	138.109
700	60.531	0,06053	87.870		0	544	143.542
730	62.752	0,06275	91.024		0	544	148.876
761	64.887	0,06489	94.427		0	543	154.405
791	66.900	0,06690	97.801		0	543	159.765
822	68.858	0,06886	101.328		0	544	165.286
853	70.816	0,07082	104.927		0	543	170.799
883	72.761	0,07276	108.813		0	541	176.326
914	78.724	0,07872	113.746	493,0	0	517	184.078
944	85.743	0,08574	119.201		0	502	194.513
975	92.353	0,09235	125.278		0	499	206.722
1.006	97.431	0,09743	131.621		0	504	218.799
1.034	101.884	0,10188	137.425	439,4	0	505	229.245
1.065	108.810	0,10881	144.969		0	491	241.779
1.095	115.446	0,11545	153.106		0	484	255.516
1.126	122.898	0,12290	162.492		0	474	271.022
1.156	129.869	0,12987	172.034		0	471	286.964
1.187	137.004	0,13700	182.774		0	466	304.118
1.218	144.356	0,14436	193.418		0	464	321.800
1.248	151.178	0,15118	203.736		0	464	339.007
1.279	157.621	0,15762	214.936		0	465	356.690
1.309	163.553	0,16355	226.145		0	464	373.776
1.340	169.447	0,16945	237.717		0	465	391.360
1.371	176.138	0,17614	250.569	400,2	0	456	409.572
1.400	181.474	0,18147	262.001		0	460	426.946
1.431	185.955	0,18596	269.398		0	489	442.902
1.461	190.690	0,19069	280.015		0	479	456.878
1.492	195.068	0,19507	291.796		0	475	472.405
1.522	199.248	0,19925	303.195		0	474	487.624
1.553	203.492	0,20349	314.807		0	475	503.767
1.584	207.296	0,20730	325.769		0	480	519.241
1.614	211.305	0,21131	337.672		0	474	534.278
1.645	215.143	0,21514	350.397		0	471	550.471
1.675	218.676	0,21868	363.076		0	469	566.439
1.706	222.114	0,22211	376.368		0	469	583.089
1.737	225.589	0,22559	389.629		0	469	599.778
1.765	228.644	0,22864	401.614		0	469	614.639
1.796	232.025	0,23203	414.828		0	469	631.460
1.826	235.025	0,23503	427.228		0	472	647.279
1.857	238.248	0,23825	441.052		0	468	663.707
1.887	241.211	0,24121	454.139		0	468	679.855
1.918	244.309	0,24431	467.629		0	468	696.453
1.949	247.202	0,24720	481.399		0	468	713.052
1.979	249.939	0,24994	494.648		0	468	729.093
2.010	253.784	0,25378	509.886	440,8	0	457	746.520
2.040	257.377	0,25738	525.945		0	448	764.907
2.071	260.610	0,26061	540.426		0	457	783.878
2.102	263.887	0,26389	554.453		0	461	801.792
2.130	266.727	0,26673	567.181		0	463	817.549
2.161	269.931	0,26993	581.350		0	462	834.883
2.191	272.746	0,27275	595.553		0	461	851.738
2.222	275.797	0,27580	610.045		0	461	869.238
2.252	278.746	0,27875	624.035		0	461	886.171
2.283	281.964	0,28196	638.411		0	461	903.686
2.314	285.215	0,28522	652.653		0	461	921.201
2.344	288.164	0,28816	666.498		0	461	938.070
2.375	290.943	0,29094	680.977		0	462	955.395
2.405	297.282	0,29728	695.381	463	0	443	973.497
2.436	303.617	0,30362	710.426		0	438	994.067
2.467	309.760	0,30976	725.599		0	436	1.015.167
2.495	315.441	0,31544	739.501		0	434	1.034.453
2.526	321.480	0,32148	755.155		0	433	1.056.012
2.556	327.102	0,32710	770.372		0	434	1.076.888
2.587	332.809	0,33281	786.047		0	434	1.098.352
2.617	338.759	0,33876	802.853		0	425	1.119.774
2.648	345.082	0,34508	820.626		0	419	1.143.078
2.679	351.387	0,35139	838.562		0	417	1.166.981
2.709	357.121	0,35712	854.227		0	426	1.189.590
2.740	362.903	0,36290	872.247		0	420	1.212.646
2.770	369.297	0,36930	891.189	491	0	408	1.236.272
2.801	376.133	0,37613	911.147		0	401	1.262.139

## ANEXO III – DADOS DE INPUT DA EBM PARA ESTRUTURA OESTE

Days	N <sub>p</sub> STBO	G <sub>p</sub> net MCF	W <sub>p</sub> net STBW	Meas P psia	Rp SCF/STBO	P psia	We RB
0	0	0	0			537	0
31	2.783	0,00278	807	495,90	0	529	2.289
61	5.051	0,00505	2.438		0	530	6.378
92	6.459	0,00646	4.000		0	532	9.668
123	7.608	0,00761	5.832		0	531	12.548
151	9.189	0,00919	7.763	424,85	0	530	15.764
182	11.654	0,01165	12.224		0	523	21.652
212	13.616	0,01362	17.358		0	524	28.872
243	15.108	0,01511	22.240		0	526	35.543
273	19.112	0,01911	23.365		0	528	40.956
304	25.251	0,02525	23.994		0	524	47.096
335	30.897	0,03090	24.906		0	525	53.878
365	36.468	0,03647	26.106		0	524	60.406
396	41.707	0,04171	27.770		0	524	67.382
426	46.486	0,04649	29.578		0	524	73.959
457	51.152	0,05115	31.618		0	524	80.681
488	58.169	0,05817	34.669	482,85	0	517	89.508
517	63.939	0,06394	38.426		0	518	99.301
548	67.485	0,06749	41.395		0	526	107.041
578	74.543	0,07454	46.273		0	511	116.549
609	81.270	0,08127	52.337		0	514	129.795
639	87.496	0,08750	58.651		0	512	142.111
670	93.688	0,09369	65.457		0	513	155.119
701	99.049	0,09905	72.275		0	514	167.552
731	104.445	0,10445	80.120		0	510	180.156
762	109.392	0,10939	89.324		0	510	194.278
792	113.997	0,11400	98.383		0	510	207.927
823	118.571	0,11857	107.807		0	510	221.938
854	122.695	0,12270	117.378		0	511	235.704
882	126.525	0,12653	126.335		0	509	248.282
913	130.486	0,13049	136.456		0	510	262.410
943	134.235	0,13424	146.089	432,10	0	510	275.837
974	142.478	0,14248	158.715		0	494	294.117
1.004	149.816	0,14982	171.518		0	498	314.946
1.035	156.968	0,15697	185.018		0	497	335.422
1.066	163.956	0,16396	198.429		0	498	355.909
1.096	170.357	0,17036	212.984		0	495	376.343
1.127	178.079	0,17808	231.783	440,80	0	484	401.183
1.157	184.556	0,18456	251.870		0	485	427.811
1.188	190.247	0,19025	269.594		0	493	452.616
1.219	195.888	0,19589	287.699		0	490	475.808
1.247	200.978	0,20098	305.479		0	487	498.227
1.278	206.216	0,20622	325.517		0	488	523.573
1.308	211.177	0,21118	345.263		0	487	548.117
1.339	216.109	0,21611	365.614		0	487	573.480
1.369	220.620	0,22062	385.409		0	487	597.772
1.400	225.474	0,22547	405.609		0	487	622.801
1.431	230.275	0,23027	425.929		0	487	647.851
1.461	234.837	0,23484	445.560		0	487	672.055
1.492	238.942	0,23894	463.590		0	493	695.177
1.522	246.481	0,24648	487.255	496	0	469	722.396
1.553	253.651	0,25365	512.212		0	475	755.521
1.584	260.737	0,26074	537.211		0	473	787.289
1.612	267.063	0,26706	562.656		0	466	817.980
1.643	273.465	0,27346	592.638		0	465	854.090
1.673	279.198	0,27920	621.958		0	465	889.201
1.704	284.996	0,28500	652.755		0	464	925.571
1.734	291.373	0,29137	689.258		0	447	965.627
1.765	298.866	0,29887	734.487		0	431	1.015.896
1.796	306.326	0,30633	781.707		0	431	1.070.428
1.826	312.989	0,31299	822.631		0	443	1.119.930
1.857	321.459	0,32146	864.100	492	0	437	1.168.987
1.887	330.234	0,33023	905.738	493	0	433	1.218.768
1.918	339.148	0,33915	950.854		0	429	1.272.165