

“Cautela é necessária na análise dos valores de FR publicados, os quais podem estar relacionados apenas à promoção de novas tecnologias ou de técnicas alternativas.”



## Pós-Graduação:

Ciências e Engenharia de Petróleo: interessados em Mestrado e Doutorado na área de Simulação e Gerenciamento de Reservatórios de Petróleo [cliquem aqui](#).

## Interesses Especiais:

[UNISIM](#)

[Publicações UNISIM](#)

[Portal de Simulação e Gerenciamento de Reservatórios](#)

[UNIPAR](#)

[STEP](#)

[Edições Anteriores](#)

## Links:

[Unicamp](#)

[Cepetro](#)

[Dep. Eng. Petróleo](#)

[Fac. Eng. Mecânica](#)

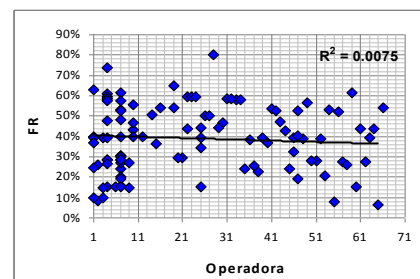
[Ciências e Eng. de Petróleo](#)

## Levantamento Bibliográfico do Fator de Recuperação de Campos de Petróleo

[Eliana Luci Ligerio](#)

A análise de dados de campos de petróleo, tais como, reservas, volume de óleo *in situ* e fator de recuperação (FR), publicados na literatura requer extrema cautela devido à política protecionista e de confidencialidade adotada pelos países produtores. A divulgação de dados de reserva pode estar associada à imagem financeira que se deseja passar a respeito de um determinado campo. De modo análogo, a publicação de valores de FR pode estar relacionada simplesmente à promoção de novas tecnologias ou de técnicas alternativas.

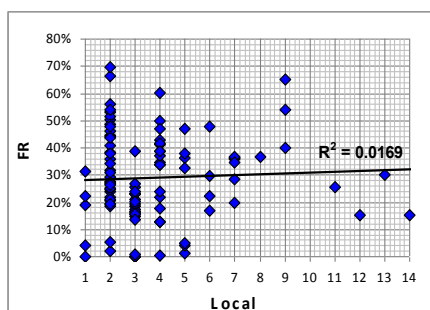
Um levantamento bibliográfico de dados de campos de petróleo localizados em importantes países produtores de óleo e/ou gás foi realizado com o objetivo de correlacioná-los com as características de reservatórios e fluidos (Fig. 1). Os campos pesquisados apresentam como principais características o fato de serem na sua maioria de grande porte (Fig. 2) e não administrados pela Petrobras (Fig. 3).



Código da Operadora	Operadora
1	Phillips
2	Pemex
3	BP
4	Exxon-Mobil
5	BHP Billiton
6	Petro Canada
7	Chevron Texaco
8	Hursky
9	Arco
10	Shell
11	Nexen
12	Cornell Oil Corp
13	Markland Oil Corp
14	Occidental Petroleum
15	Standart Oil of Texas
16	Norsk Hydro
17	TotalEir
18	Saga Petroleum
19	StatOil
20	Thums Long Beach Co.
21	Berry Petroleum Co.
22	Honolulu Oil Co.
23	Cascade Petroleum Co.
24	Devonian Oil Co.
25	Anadarko
26	Mid-Kansas Oil and Gas Co.
27	Transcontinental Oil Co.
28	Bateman Oil Co.
29	Henry Petroleum
30	Amerada Petroleum
31	Companies-Gulf Oil Corp.
32	Standard Oil Company
33	Patterson Petroleum
34	Hilcorp Energy Co.
35	Petco Petroleum
36	Union Oil Company of California
37	Parallel Petroleum
38	Venoco
39	Marathon Oil Co.
40	Humble Oil and Refining Co.
41	Natural Gas Systems
42	Howell Petroleum Corp
43	Bay Coquille
44	Helix Oil & Gas Co.
45	Southwestern Energy Prod.
46	Occidental Permian
47	Apache Corp
48	Hilcorp Energy Co.
49	Devon Energy Production Co.
50	Cross Timbers Oil
51	Black Sand Partners
52	PRR Energy Corporation
53	Occidental of Elk Hills
54	I.G. Petroleum
55	Holfield Oil Company
56	PNP Petroleum
57	Axis Petroleum
58	XTO Energy
59	Extex Operating Co.
60	Rancher Energy Co.
61	Merit Energy Co.
62	Coastal Oil and Gas Corp
63	TXB Resources Inc
64	Energy Partners
65	Seaboard Oil Co.
66	Petoro

Figura 3: FR em função da empresa operadora do campo.

Um fato importante a respeito dos dados coletados é que o início de produção dos campos pesquisados concentra-se entre os anos de 1920 a 1980, sendo que um pequeno número de campos iniciou sua produção após 1980 (Fig. 4).



Código Local (Região)	Local
1	Alaska
2	Texas
3	Califórnia
4	Louisiana
5	Wyoming, Montana
6	New México
7	Arkansas, Alabama
7	Flórida, Kansas, Mississippi
7	Oklahoma, Mississippi
8	Colorado
9	Mar do Norte/Noruega
10	Golfo do México
11	México
12	Canadá
13	Illinois
14	Argélia
15	Angola
16	Nigéria

Figura 1: Localização dos campos pesquisados e seus respectivos FR.

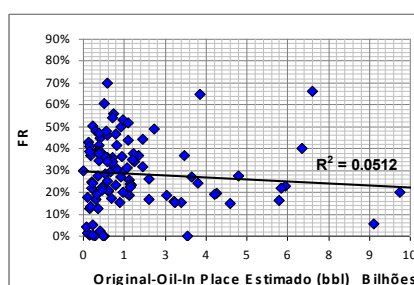


Figura 2: FR em função da estimativa do volume original de óleo *in situ*.

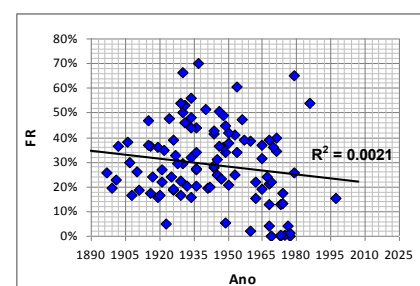


Figura 4: Ano de início da produção.

Em adição à busca pelos valores de FR, o levantamento bibliográfico teve também, como foco, coletar informações referentes às principais características dos reservatórios. Apesar do elevado número de artigos pesquisados para cada campo, há escassez de dados específicos sobre os reservatórios, tais como, características geo-

“Poucos são os dados publicados na literatura referentes às características dos campos analisados e menor ainda são as informações sobre os fluidos.”

### Oportunidades no UNISIM:

Se você tem interesse em trabalhar ou desenvolver pesquisas no UNISIM, entre em contato conosco:

Interesse imediato em:

- > Pesquisador na área de simulação, gerenciamento e caracterização de reservatórios;
- > Pesquisador na área de redes neurais e inteligência artificial.

Para mais detalhes, [clique aqui](#).



Grupo de Pesquisa em Simulação e Gerenciamento de Reservatórios

### UNISIM

Depto. Eng. Petróleo  
Fac. Eng. Mecânica  
Univ. Estadual de Campinas  
Campinas-SP

Tel: 55-19-3521-3359

Fax: 55-19-3289-4999

Email: [unisim@dep.fem.unicamp.br](mailto:unisim@dep.fem.unicamp.br)

lógicas, dados de aquífero e capa de gás, molhabilidade e propriedades de rocha. Na maioria dos casos, as informações eram referentes a determinadas porções do reservatório e não ao reservatório como um todo. A maioria dos campos pesquisados situa-se em terra, sendo que para apenas um pequeno número de campos os valores de profundidade e de espessura foram especificados. A Fig. 5 ilustra o pequeno número de informações de porosidade comparado ao elevado número de campos analisado. Para a permeabilidade absoluta, as informações também são escassas e a maioria dos valores é inferior a 1000mD (Fig. 6).

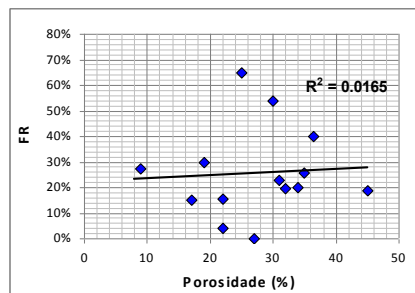


Figura 5: Valores de porosidade.

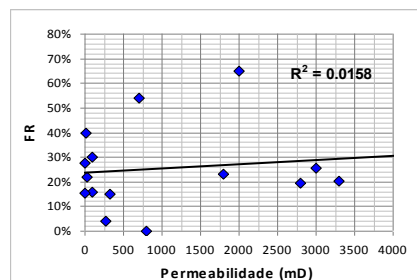


Figura 6: Valores de permeabilidade.

Se por um lado, há pouca disponibilidade na literatura de dados referentes às características dos campos analisados, menor ainda são as informações sobre os fluidos. As poucas informações disponíveis são relativas ao óleo, sendo o número de dados relativos à água e ao gás são extrema-

mente reduzidos. Tal escassez de informações pode ser observada pelos poucos valores de  $^{\circ}$ API dos campos analisados (Fig. 7). Em termos da viscosidade do óleo, o número de dados é ainda inferior.

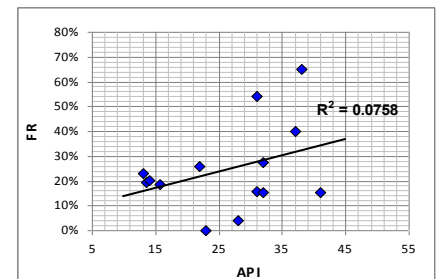


Figura 7: Densidade  $^{\circ}$ API do óleo.

A tentativa de estabelecer correlações entre os valores do FR dos campos e os principais parâmetros do reservatório e do fluido mostrou-se inviável, fato que pode ser observado a partir das figuras apresentadas no texto. Analogamente, em virtude da pouca informação, nenhuma relação entre o FR e os dados de desenvolvimento e gerenciamento dos campos pôde ser elaborada.

Agradecimentos: À Petrobras e seus colaboradores Anelise Q. Lara, Eugênio A. Campagnolo e Sérgio Coelho. Aos profs. Euclides Bonet e Sergio de P. Iatchuk (CEPETRO/UNICAMP). Aos pesquisadores do Grupo UNISIM, que colaboraram na execução deste trabalho.

### Informações sobre o autor:

Eliana Luci Ligerio é graduada e mestre em Engenharia Química pela Unicamp. Obteve o título de Doutora em Engenharia Química pela Unicamp em 1999. Atua como pesquisadora do Grupo UNISIM desde junho de 2000.

**Para maiores informações, visite**  
<http://www.dep.fem.unicamp.br/unisim>

O UNISIM é um grupo de pesquisa do Departamento de Engenharia de Petróleo da Faculdade de Engenharia Mecânica da UNICAMP, com apoio do Centro de Estudos de Petróleo (CEPETRO) que tem como objetivo desenvolver trabalhos e projetos na área de simulação e gerenciamento de reservatórios.