

# Apéndice A

## Modelos de yacimientos

Como ya se mencionó en el capítulo 8, *Metodología*, se corrieron 15 casos de yacimientos en ECLIPSE, con diferentes proporciones de los mecanismos de empuje: expansión del petróleo más su gas disuelto, expansión del gas libre, e influjo de agua. Todos los modelos de yacimiento poseen las mismas características, lo único que varía es la dimensión de la capa de gas (si existe) y la contribución del acuífero (igualmente en el caso de que exista). Por tanto a continuación se muestran las propiedades que permanecen constantes y al final del capítulo aquellas propiedades que varían de caso a caso.

### A.1. Dimensiones del yacimiento

#### A.1.1. Número y dimensiones de las celdas utilizados

- En la dirección **X**: 15.
- En la dirección **Y**: 15.
- En la dirección **Z**: Dependerá del caso de yacimiento.
- Longitud en la dirección **X**: 409.7 ft [124.877 m].
- Longitud en la dirección **Y**: 409.7 ft [124.877 m].
- Longitud en la dirección **Z**: 10 ft [3.048 m].

#### A.1.2. Dimensiones de la capa de petróleo

La capa de petróleo consta de 15x15x20 celdas, es decir, de 15 celdas en dirección X, 15 celdas de dirección Y, y 20 celdas en dirección Z.

### **A.1.3. Dimensiones de la capa de gas**

La capa de gas variará de acuerdo al caso de yacimiento simulado. Se explicará en la sección correspondiente a *Descripción de la capa de gas y acuífero*.

## **A.2. Propiedades físicas de la roca y de los fluidos**

### **A.2.1. Porosidad**

Es la misma para todas las celdas: 0.15 [fracción].

### **A.2.2. Permeabilidad**

- En la dirección **X**: 200 md.
- En la dirección **Y**: 200 md.
- En la dirección **Z**: 2 md.

### **A.2.3. Varios**

- Espesor de la capa de petróleo: 200 ft [60.96 m].
- Profundidad del contacto agua-petróleo: 7950 ft [2423.16 m].
- Profundidad del contacto gas-petróleo: 7750 ft [2362.2 m].
- Profundidad del datum: 7750 ft [2362.2 m] (corresponde al contacto gas-petróleo).
- Tope del yacimiento: varia de acuerdo al caso evaluado.

#### A.2.4. Permeabilidad relativa y presión capilar

Sw	Krw	PCOW	Sw	Krw	PCOW
0.12	0	0	0.6	0.0672	0
0.18	0.0001	0	0.7	0.1344	0
0.2	0.0005	0	0.75	0.2016	0
0.25	0.001	0	0.8	0.2688	0
0.3	0.0021	0	0.85	0.336	0
0.4	0.0042	0	0.88	0.3696	0
0.45	0.0084	0	0.95	0.4704	0
0.5	0.0168	0	0.98	0.5	0
0.55	0.0336	0			

Cuadro A.1: Permeabilidad relativa al agua y presión capilar como función de la saturación de agua

Sg	Krg	PCOG	Sg	Krg	PCOG
0	0	0	0.4	0.41	0
0.02	0	0	0.45	0.6	0
0.05	0.005	0	0.5	0.72	0
0.12	0.025	0	0.6	0.87	0
0.2	0.075	0	0.7	0.94	0
0.25	0.125	0	0.85	0.98	0
0.3	0.19	0	0.88	1	0

Cuadro A.2: Permeabilidad relativa al gas y presión capilar como función de la saturación de gas

So	Krow	Krog	So	Krow	Krog
0	0	0	0.63	0.2	0.2
0.18	0	0	0.68	0.35	0.35
0.28	0.0001	0.0001	0.76	0.7	0.7
0.38	0.001	0.001	0.83	0.98	0.98
0.43	0.01	0.01	0.86	0.997	0.997
0.48	0.021	0.021	0.879	1	1
0.58	0.09	0.09	0.88	1	1

Cuadro A.3: Permeabilidad relativa al petróleo para los casos de agua-petróleo y agua connata-gas-petróleo

### A.2.5. Propiedades PVT

Los datos PVT se pueden generar a partir de los siguientes parámetros de entrada:

**Gravedad API** 37.2

**Gravedad específica del gas** 1.2291

**Relación gas-petróleo en solución** 1476 SCF/STB

**Temperatura del yacimiento** 280°F

**Presión del separador** 114.7 psia

**Temperatura del separador** 60°F

A continuación se mencionan las correlaciones utilizadas en los casos de simulación:

**Compresibilidad del petróleo** , Vazquez-Beggs.

**Factor volumétrico de formación del petróleo** , Vazquez-Beggs.

**Factor Z del gas** , Hall-Yalborough.

$P_b - R_s$  (punto de burbujeo y relación gas petróleo en solución), Vazquez-Beggs.

**Presión crítica del gas** , Erbar.

**Temperatura crítica del gas** , Erbar.

Presión de ref. (psia)	Compresibilidad (psia <sup>-1</sup> )
14.7	3e-6

Cuadro A.4: Propiedades de la roca

Petróleo	Agua	Gas
52.34	62.4	0.0633

Cuadro A.5: Densidades de los fluidos a condiciones estándar (lb/*ft*<sup>3</sup>)

Presión de ref. (psia)	FVF de ref. (v/v)	Compresibilidad (psia <sup>-1</sup> )
4240.1	1.03	3e-6
Viscosidad de ref. (cp)		
0.31		

Cuadro A.6: Propiedades PVT del agua

Presión (psia)	Bg (bbl/mSCF)	Visc. gas (cp)
14.7	252.57	0.0125
233.97	14.993	0.0128
453.23	7.28	0.0133
672.49	4.598	0.014
891.76	3.241	0.015
1111	2.435	0.0165
1330.3	1.916	0.0185
1549.6	1.57	0.0211
1768.8	1.338	0.0239
1988.1	1.181	0.0268
2207.3	1.072	0.0296
2426.6	0.995	0.032
2645.9	0.938	0.0342
2865.1	0.895	0.0362
3084.4	0.865	0.038
3303.7	0.833	0.0396
3522.9	0.809	0.0411
3742.2	0.79	0.0425
3961.5	0.773	0.0438
4240.1	0.754	0.0454
4400	0.745	0.0463

Cuadro A.7: Propiedades PVT del gas

Presión (psia)	Rs (mSCF/STB)	Bo (v/v)	Viscosidad (cp)
14.7	0	1.073	0.885
234	0.095	1.119	0.712
453.2	0.158	1.148	0.634
672.5	0.216	1.176	0.576
891.8	0.277	1.205	0.526
1111	0.342	1.236	0.483
1330.3	0.409	1.268	0.445
1549.6	0.476	1.3	0.414
1768.8	0.543	1.332	0.387
1988.1	0.613	1.365	0.362
2207.3	0.688	1.4	0.34
2426.6	0.769	1.439	0.318
2645.9	0.843	1.475	0.301
2865.1	0.927	1.514	0.284
3084.4	1.012	1.555	0.269
3303.7	1.098	1.596	0.255
3522.9	1.185	1.637	0.243
3742.2	1.273	1.679	0.232
3961.5	1.362	1.721	0.221
4240.1	1.476	1.776	0.21
4400	1.476	1.769	0.212

Cuadro A.8: Propiedades PVT del petróleo

### A.3. Características y localización de los pozos

*Características:*

- radio del pozo: 0.328 ft.
- Presión de fondo fluyente mínima: 1000 psi.
- Tasa de producción de petróleo: 300 bbl/d.
- Se completan en toda la capa de petróleo.

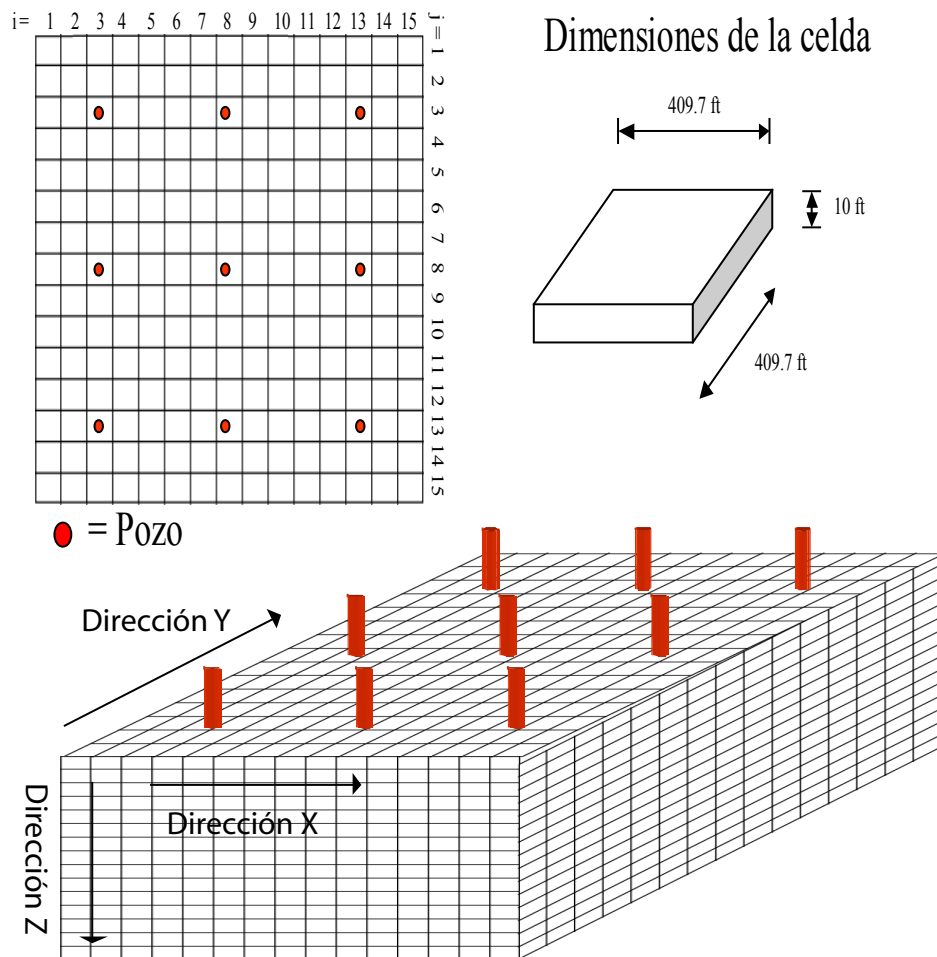


Figura A.1: Localización de los pozos

## A.4. Descripción de la capa de gas y acuífero

La capa de gas se construye adicionando celdas por encima del contacto gas-petróleo (7750 ft). Las propiedades del gas son las reportadas anteriormente en la sección A.2.5.

El acuífero tiene las siguientes características:

**Profundidad de referencia** , 7750 ft.

**Permeabilidad** , 50 md.

**Porosidad** , 0.15 [fracción].

**Compresibilidad total** ,  $7e-6 \text{ psi}^{-1}$ .

**Espesor** , 200 ft.

**Radio del acuífero/ Radio del yacimiento** [ $r_e D$  ], depende del caso evaluado.

A continuación se describe la capa de gas y radio del acuífero al del yacimiento para cada uno de los casos simulados.

**Caso 1** , *Capa de gas*: no tiene.

*Acuífero*: no tiene.

**Caso 2** , *Capa de gas*: 5 celdas en Dirección Z (50 ft [15.24 m]).

*Acuífero*: no tiene.

**Caso 3** , *Capa de gas*: 10 celdas en Dirección Z (100 ft [30.48 m]).

*Acuífero*: no tiene.

**Caso 4** , *Capa de gas*: 15 celdas en Dirección Z (150 ft [45.72 m]).

*Acuífero*: no tiene.

**Caso 5** , *Capa de gas*: 20 celdas en Dirección Z (200 ft [60.96 m]).

*Acuífero*: no tiene.

**Caso 6** , *Capa de gas*: no tiene.

*Acuífero*:  $r_e D = 2$ .

**Caso 7** , *Capa de gas*: 5 celdas en Dirección Z (50 ft [15.24 m]).

*Acuífero*:  $r_e D = 2$ .

**Caso 8** , *Capa de gas*: 10 celdas en Dirección Z (100 ft [30.48 m]).

*Acuífero*:  $r_e D = 2$ .



**Caso 9** , *Capa de gas*: 15 celdas en Dirección Z (150 ft [45.72 m]).

*Acuífero*:  $r_e D = 2$ .

**Caso 10** , *Capa de gas*: no tiene.

*Acuífero*:  $r_e D = 5$ .

**Caso 11** , *Capa de gas*: 5 celdas en Dirección Z (50 ft [15.24 m]).

*Acuífero*:  $r_e D = 5$ .

**Caso 12** , *Capa de gas*: 10 celdas en Dirección Z (100 ft [30.48 m]).

*Acuífero*:  $r_e D = 5$ .

**Caso 13** , *Capa de gas*: no tiene.

*Acuífero*:  $r_e D = 10$ .

**Caso 14** , *Capa de gas*: 5 celdas en Dirección Z (50 ft [15.24 m]).

*Acuífero*:  $r_e D = 10$ .

**Caso 15** , *Capa de gas*: no tiene.

*Acuífero*:  $r_e D = \infty$ .

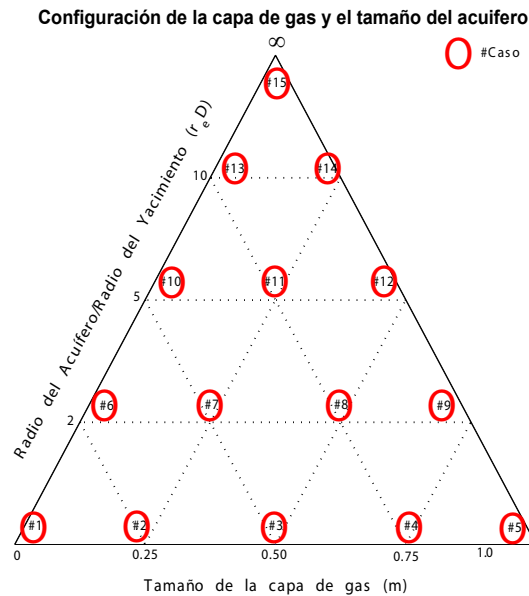


Figura A.2: Diagrama mostrando la configuración del tamaño de la capa de gas y el tamaño relativo del acuífero