



**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA
DEL LITORAL**

**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE
INGENIEROS DE MINAS DE MADRID**

**INSTITUTO SUPERIOR DE LA
ENERGÍA**

TESIS DE GRADO

**ESTUDIO DEL EFECTO HISTÉRESIS EN
EL ALMACÉN SUBTERRÁNEO DE GAS
GAVIOTA MEDIANTE LA APLICACIÓN
DEL CÓDIGO ECLIPSE-100**

BYRON FUN-SANG ROBINSON

MARZO 2004

AGRADECIMIENTOS

A Dios, a mis padres, a los profesores de la ESPOL, a los profesores de la UPM y a los directores del proyecto: Arturo Hidalgo y Guillermo Montes.

ÍNDICE

RESUMEN	VII
ABSTRACT	VIII
DOCUMENTO N°1 MEMORIA	
1 OBJETIVOS Y ALCANCE	2
1.1 Objetivos generales	2
1.2 Objetivos específicos	2
2 ANTECEDENTES	4
2.1 Generalidades	4
2.2 Definición del problema del efecto histéresis en el almacén Gaviota	4
2.3 Definición de la herramienta de simulación	6
3 MARCO TEÓRICO	7
3.1 Introducción	7
3.2 Propiedades del sistema roca-fluidos	7
3.2.1 Porosidad	7
3.2.2 Saturación	8
3.2.3 Viscosidad dinámica	9
3.2.4 Permeabilidad	10
3.2.5 Compresibilidad de la roca	11
3.2.6 Mojabilidad	11
3.2.7 Presión Capilar	12
3.2.8 Curvas de Permeabilidad Relativa	14
3.2.9 Definición del proceso de imbibición	17
3.2.10 Definición del proceso de drenaje	18
3.2.11 Efecto Histéresis	19
3.3 Propiedades fundamentales de los gases	23
3.3.1 Introducción	23
3.3.2 Ecuación de estado para un gas ideal	23
3.3.3 Densidad de un gas ideal	25
3.3.4 Condiciones estándar	26
3.3.5 El factor de compresibilidad para gases naturales	27
3.4 Modelos de hidrocarburos en Simulación Numérica	30
3.4.1 Modelo <i>Black Oil</i>	30
3.4.2 Modelo Composicional	31
3.5 Propiedades de cuerpos puros y mezclas	32
3.5.1 Diagrama de equilibrio de cuerpos puros	32
3.5.2 Diagrama de equilibrio para mezclas	33

3.6 Leyes físicas que rigen sobre el comportamiento de los fluidos en medios porosos y permeables	34
3.6.1 Introducción	34
3.6.2 Ley de conservación de la masa	34
3.7 Modelos de acuíferos en Eclipse-100	38
3.7.1 Modelo <i>Carter-Tracy</i>	38
3.7.2 Modelo <i>Fetkovich</i>	39
4 APLICACIÓN DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA AL PROBLEMA DEL ALMACÉN SUBTERRÁNEO GAVIOTA	41
4.1 Introducción	41
4.2 Simulación del Efecto histéresis en un modelo 2D	42
4.2.1 Simulación de un proceso de producción de gas	42
4.2.2 Simulación de procesos iterativos de producción e inyección de gas	56
4.2.3 Simulación de operaciones en un almacén de gas afectado por un acuífero	61
4.3 Simulación del Efecto histéresis en un modelo 3D	65
4.3.1 Simulación de un proceso de producción e inyección de gas a caudal constante en ausencia de un acuífero de fondo	66
4.3.2 Simulación de un proceso de producción e inyección de gas a caudal variable en presencia de un acuífero de fondo	70
5 RESULTADOS	73
5.1 Análisis de los ensayos realizados en el simulador	73
5.1.1 Resultados de la simulación sobre un modelo en dos dimensiones	73
5.1.2 Resultados de la simulación sobre un modelo en tres dimensiones	76
6 CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS	81
7 BIBLIOGRAFÍA	83

DOCUMENTO N°2 ESTUDIO ECONÓMICO

1 GENERALIDADES	87
2 COSTES DEL PROYECTO	88
2.1 Equipos	88
2.2 Personal	89
2.3 Fungibles	89
2.4 Resumen final	89

DOCUMENTO N°3 ANEXOS

ANEXO A: GENERALIDADES DEL ALMACÉN SUBTERRÁNEOGAVIOTA	92
A.1 Ubicación del Bloque Gaviota I	92
A.2 Geología del Bloque Gaviota	93
A.2.1 Definición de la Formación Gaviota	93
A.2.2 Descripción de la columna estratigráfica del Bloque Gaviota	93
ANEXO B: DESCRIPCIÓN DE LA HOJA DE ENTRADA DE DATOS DEL CÓDIGO ECLIPSE-100	98
B.1 Sección RUNSPEC	98
B.2 Sección GRID	99
B.3 Sección EDIT	99
B.4 Sección PROPS	99
B.5 Sección REGIONS	99
B.6 Sección SOLUTION	100
B.7 Sección SUMMARY	100
B.8 Sección SCHEDULE	100
ANEXO C: PROCESOS DESARROLLADOS	101
C.1 Simulación de un proceso de producción en un almacén subterráneo de gas, utilizando un modelo bidimensional. Hoja de entrada de datos.	102
C.2 Simulación de un proceso de producción en un almacén subterráneo de gas, utilizando un modelo bidimensional. Tabla de resultados.	107

C.3	Simulación de un proceso de producción en un almacén subterráneo de gas, utilizando un modelo bidimensional. Diagramas de visualización.	109
C.4	Simulación de procesos iterativos de producción e inyección en un almacén subterráneo de gas – Hoja de entrada de datos.	115
C.5	Simulación de procesos iterativos de producción e inyección en un almacén subterráneo de gas – Tablas de resultados.	122
C.6	Simulación de procesos iterativos de producción e inyección en un almacén subterráneo de gas – Diagramas de visualización.	126
C.7	Simulación de operaciones en un almacén de gas afectado por un acuífero. Hoja de entrada de datos.	135
C.8	Simulación de operaciones en un almacén de gas afectado por un acuífero. Tablas de resultados.	142
C.9	Simulación de operaciones en un almacén de gas afectado por un acuífero. Diagramas de visualización.	146
C.10	Simulación de un proceso de producción e inyección a caudal constante. Hoja de entrada de datos.	151
C.11	Simulación de un proceso de producción e inyección a caudal constante. Diagramas de visualización.	154
C.12	Simulación de un proceso de producción e inyección a caudal variable y en presencia de un acuífero. Hoja de entrada de datos.	156
C.13	Simulación de un proceso de producción e inyección a caudal variable y en presencia de un acuífero. Diagramas de visualización.	160

ÍNDICE DE FIGURAS

DOCUMENTO N°1 MEMORIA

3-1	Fase mojante de un sistema agua – petróleo.	12
3-2	Curva de permeabilidad relativa del petróleo y al agua.	15
3-3	Permeabilidad relativa al agua y al gas.	17
3-4	Proceso de imbibición.	18
3-5	Proceso de drenaje.	18
3-6	Almacén saturado al cien por cien de agua.	19
3-7	Efecto <i>histéresis</i> .	20
3-8	Inyección de gas en un almacén.	21
3-9	Gas residual.	22
3-10	Diagrama de Standing & Katz.	30
3-11	Diagrama de equilibrio de cuerpos puros.	32
3-12	Diagrama de equilibrio para mezclas.	33
3-13	Circulación de un fluido en un medio poroso y permeable.	35
3-14	Celda de un material poroso.	35
4-1	Modelo de un corte vertical.	43
4-2	Estado de la presión en enero de 2000.	52
4-3	Estado de la presión en febrero de 2000.	52
4-4	Estado de la presión en abril de 2000.	53
4-5	Estado de la presión en junio de 2000.	53
4-6	Estado de la presión en octubre de 2000	54
4-7	Estado de la presión en marzo de 2001.	54
4-8	Estado de la presión en agosto de 2001.	55
4-9	Estado de la presión en diciembre de 2001.	55
4-10	Diagrama de evolución de la presión.	56
4-11	Evolución de la presión.	60
4-12	Evolución de la presión en un almacén con acuífero de fondo.	64
4-13	Evolución de la presión en el almacén Gaviota durante procesos de inyección y producción a caudal constante sin acuífero de fondo.	69
4-14	Representación visual del acuífero ingresado en el modelo.	70
4-15	Evolución de la presión en el almacén Gaviota durante procesos de inyección y producción a caudal variable y en presencia de un acuífero de fondo.	71
5-1	Diseño de una sección vertical.	73
5-2	Proceso de depletación natural.	74
5-3	Evolución de la presión. en ausencia de acuífero.	75
5-4	Evolución de la presión en presencia de acuífero.	76
5-5	Imagen de un modelo en tres dimensiones del almacén Gaviota.	77
5-6	Simulación de procesos de inyección-producción a caudal constante.	78
5-7	Simulación de procesos de inyección-producción a caudal variable.	79

ÍNDICE DE TABLAS

DOCUMENTO N°1 MEMORIA

3-1	Datos de permeabilidad relativa al agua y al petróleo.	15
3-2	Datos de permeabilidad relativa al agua y al gas.	16
3-3	Condiciones estándar para reservorios	26
3-4	Constantes físicas y composición típica de los constituyentes de los hidrocarburos.	29
4-1	Permeabilidad relativa al agua y al gas	45
4-2	Propiedades PVT del agua	46
4-3	Datos de presión y temperatura para la determinación del factor Z.	47
4-4	Cálculo de la presión pseudo reducida para la determinación del factor Z.	48
4-5	Factor Z como función de la presión pseudo crítica y la temperatura pseudo crítica.	49
4-6	Tabla de datos PVT del gas metano.	49
4-7	Resultados de la fase I.	51
4-8	Resumen de los resultados de la fase II.	60
4-9	Resumen de los resultados de la fase III.	63
4-10	Coordenadas de los pozos e intervalos de completación.	68
4-11	Intervalos de acción del acuífero del modelo.	70

DOCUMENTO N°2 ESTUDIO ECONÓMICO

2-1	Costes partida de equipos.	88
2-2	Costes partida de personal.	89
2-3	Costes totales.	89

RESUMEN

El almacén subterráneo de gas *Gaviota*, denominado así debido a que se encuentra dentro de la formación geológica del mismo nombre, ha sido utilizado como tal luego de haber terminado su vida útil como yacimiento de hidrocarburos. Se trata de una estructura carbonatada de dimensiones considerables que se sitúa en el mar Cantábrico, al norte de España. A medida que se desarrollan los procesos de extracción y almacenamiento de gas, se genera un efecto llamado *histéresis* que consiste en un incremento progresivo de la presión en el almacén subterráneo, la cual podría llegar a un valor máximo que sería exactamente igual al valor que tiene la presión en el sello superior del almacén, con lo cual un incremento adicional podría producir el colapso de la mencionada estructura. El objetivo de este trabajo es simular numéricamente este efecto, mediante el uso del código ECLIPSE-100 para de esta manera poder calcular el tiempo de vida útil del almacén Gaviota. Al mismo tiempo, estudio queda abierto a futuras líneas de investigación cuyos propósitos sean los de desarrollar mecanismos y técnicas orientadas a optimizar el tiempo de vida útil de la estructura así como su utilización.

ABSTRACT

Gaviota is an underground gas storage which is located in the Cantabric Sea (Spain). It has been an important gas reservoir in the past, and now is used to store the gas that normally comes from North-Africa. However, the demand for this product is not annually constant, hence, it is necessary to inject the gas during the months of low demand and extract it when the market requires a greater amount of the product. This iterative process of injection and production alters the imbibitions and drainage curves. As a result, a marginal increase in the storage pressure occurs, which is called *the hysteresis effect*. When there is an additional increase of this parameter, the storage pressure may become equal to the top structure pressure and could produce a rupture of the seal rock. The aim of this work is to numerically simulate the hysteresis effect, using the ECLIPSE-100 software. This study will stay open for future investigations whose purpose is to develop any mechanism to try to increase and optimise the useful lifetime of this storage.

**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA
DEL LITORAL**

**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE
INGENIEROS DE MINAS DE MADRID**

**INSTITUTO SUPERIOR DE LA
ENERGÍA**

**ESTUDIO DEL EFECTO HISTÉRESIS EN
EL ALMACÉN SUBTERRÁNEO DE GAS
GAVIOTA MEDIANTE LA APLICACIÓN
DEL CÓDIGO ECLIPSE-100**

DOCUMENTO N°1 MEMORIA

BYRON FUN-SANG ROBINSON

MARZO 2004

1 OBJETIVOS Y ALCANCE

1.1 Objetivos generales

El presente trabajo, denominado “*Estudio del efecto histéresis en el almacén subterráneo de gas Gaviota mediante la aplicación del código ECLIPSE-100*”, pretende reproducir un modelo en tres dimensiones que represente la geometría del mencionado almacén, utilizando para esto la información proveniente de la sísmica de reflexión así como los resultados del análisis de diagrfias y de las pruebas realizadas a los testigos de perforación de los pozos existentes.

Mediante la utilización del código ECLIPSE-100, se plantea simular el fenómeno que se detecta en los almacenes subterráneos de gas cuando son sometidos a repetitivas operaciones de inyección y extracción. Este fenómeno consiste en un incremento gradual de la presión en el seno de la roca almacén a lo largo del tiempo, y es conocido como “*efecto histéresis*”.

1.2 Objetivos específicos

El presente trabajo propone desarrollar el estudio del efecto histéresis en cinco fases. En primera instancia, las tres primeras fases están destinadas a la simulación de los procesos operativos en el almacén Gaviota, para lo cual se utilizará un modelo en dos dimensiones. El objetivo principal de esta primera etapa es de realizar un análisis de coherencia de resultados y calibración en el modelo de simulación.

Las dos últimas fases de simulación, están orientadas a reproducir visualmente la existencia del fenómeno de histéresis, utilizando un modelo en tres dimensiones. El aumento gradual de la presión en el seno de la roca almacén a lo largo del tiempo pone en peligro la estabilidad de la roca de cobertura. Por lo tanto el objetivo de fondo del presente trabajo es determinar la fecha en la que el sistema de cobertura del almacén de Gaviota se expone a una situación de riesgo de colapso.

Dado que los ensayos a realizarse sobre el simulador involucran información concerniente a los caudales de inyección y producción que la compañía Repsol YPF realiza en el almacén, se plantea un objetivo adicional que es el de calcular la máxima capacidad de almacenamiento antes de entrar en el período de riesgo. Desde el punto de vista económico este objetivo es de gran importancia para la compañía puesto que permite planificar las operaciones teniendo en cuenta que uno de los propósitos actuales es de incrementar los caudales de inyección-producción en un 190 %.

2 ANTECEDENTES

2.1 Generalidades

El almacén subterráneo de gas *Gaviota*, denominado así debido a que se encuentra dentro de la formación geológica del mismo nombre, ha sido utilizado como tal luego de haber terminado su vida útil como yacimiento de hidrocarburos.

Se trata de una estructura carbonatada de dimensiones considerables que se sitúa en el mar Cantábrico, al norte de España y en la cual se almacena el gas importado por este país durante los meses de menor demanda. Este gas es luego extraído en los meses de invierno cuando el mercado requiere una mayor cantidad del producto.

Con el fin de conocer el comportamiento del fenómeno de histéresis a largo plazo, es de gran utilidad el empleo de códigos basados en técnicas de simulación numérica para la resolución aproximada de las ecuaciones en derivadas parciales que constituyen el modelo matemático que rige el fenómeno físico. Entre ellas destacan las basadas en diferencias finitas, elementos finitos o volúmenes finitos. Uno de los códigos más empleados en la industria es el ECLIPSE-100, que es el que se emplea en este trabajo.

Además de la simulación numérica que se emplea en el presente proyecto existen los denominados *modelos analógicos*, que son modelos físicos (a escala de laboratorio) a partir de los cuales es posible reproducir el comportamiento del sistema real que se quiere estudiar.

2.2 Definición del problema del efecto histéresis en el almacén Gaviota

Los procesos operativos que se desarrollan en el almacén Gaviota, por parte de la compañía Repsol YPF, responden a las necesidades de un país que no cuenta con recursos energéticos propios y que se ve obligado a importar. Se puede decir que el volumen de gas que introduce anualmente a España es constante a lo largo del año, sin embargo la demanda del producto tiene sus *máximos* en los meses de invierno, mientras que los *mínimos* se registran en los meses de verano.

La solución a este problema ha sido la de mantener las cuotas fijas de importación y almacenar el excedente. Obviamente realizar el almacenamiento en superficie es mucho más complicado que hacerlo en el subsuelo, ya que para esto se necesitarían instalaciones de gran capacidad, con el correspondiente peligro que supone el hecho de acumular enormes cantidades de combustibles en superficie. Luego el gas es extraído durante los meses en que es necesario.

Los procesos de inyección y extracción de gas que se van repitiendo en períodos de un año, están ligados a dos fenómenos físicos denominados drenaje e imbibición, de los cuales se dará detalles en el capítulo 3. Estos procesos iterativos producen en el tiempo un incremento gradual en la presión del almacén, lo cual podría afectar a la roca cobertura poniendo en riesgo el funcionamiento de la estructura como almacén de gas.

Durante una etapa de inyección se almacena un volumen determinado de gas. Luego el estado de este gas puede variar en condiciones de reservorio, esto va a depender de su composición y de los valores de presión y temperatura a los que se encuentra sometido (véase el apartado 3.5.2: *Diagrama de equilibrio para mezclas*). Normalmente una fracción mínima del gas inyectado pasará la curva de rocío y formará un volumen de condensado, es decir gas en fase líquida.

La movilidad de un gas es siempre superior a la de un líquido, por lo tanto durante el período de producción del gas almacenado, se tiene una fracción a la que se denomina gas residual, la cual no es más que la fase líquida que no logró desplazarse y que ha quedado atrapada en el sistema poroso de la roca almacén.

Para inyectar el mismo volumen de gas que se había almacenado en la etapa anterior, es necesario incrementar la presión, ya que hay que considerar la fracción de gas residual que se encuentra en los poros de la roca. Este proceso se repite cada año durante las operaciones de producción-inyección y es la causa más importante por la cual la presión en el almacén sufre un incremento diferencial. A éste fenómeno se denomina *histéresis*, y su simulación es el principal objetivo del presente trabajo.

Dentro de los resultados esperados se propone obtener un diagrama en el que se represente la evolución de la presión en el almacén Gaviota, como función del tiempo de operaciones. De esta manera será posible determinar la máxima presión a la cual la estructura puede ser sometida, a fin de evitar el colapso de la roca cobertura, lo cual significaría el final de la vida útil del almacén.

Por otra parte mediante los ensayos a desarrollar utilizando el simulador ECLIPSE-100, se espera poder determinar la máxima capacidad de almacenamiento de Gaviota, ya que uno de los propósitos de la compañía Repsol YPF es aumentar sus volúmenes de inyección en un 190%.

2.3 Definición de la herramienta de simulación

El programa a utilizar en el presente trabajo es ECLIPSE-100. Este *software* pertenece a la compañía Schlumberger y es utilizado por la mayor parte de las grandes empresas de hidrocarburos para realizar trabajos de simulación en proyectos de desarrollo de yacimientos.

Este simulador trabaja a partir de un algoritmo interno que resuelve un sistema de ecuaciones cuyas variables son los parámetros de la ecuación diferencial de conservación de la masa que ha sido previamente discretizada a partir de métodos numéricos. La citada ecuación se muestra a detalle en el apartado 3.6.2.

El código ECLIPSE-100 ofrece la posibilidad de emplear un esquema numérico completamente implícito (que es incondicionalmente estable) o un esquema implícito para el cálculo de presiones y explícito para el cálculo de saturaciones (lo que provoca la aparición de límites de estabilidad). Los diagramas de visualización de la simulación realizada por ECLIPSE-100, se obtienen gracias a un programa accesorio denominado FLOVIZ, el cual es también parte del conjunto de herramientas de Schlumberger.

3 MARCO TEÓRICO

3.1 Introducción

Este capítulo tiene como objetivo presentar toda la parte teórica necesaria para la comprensión del estudio del efecto histéresis en el almacén subterráneo Gaviota.

3.2 Propiedades del sistema roca – fluidos

A continuación se hará referencia a algunos conceptos básicos. Se trata sobre todo de las propiedades petrofísicas de las rocas, tales como: porosidad, permeabilidad, saturación, mojabilidad y presión capilar, las cuales facilitarán la comprensión de las curvas de permeabilidad relativa, así como de los procesos de imbibición, drenaje y el fenómeno de histéresis.

3.2.1 Porosidad

Se define como porosidad a la relación entre el volumen de huecos y el volumen total de una masa determinada de roca. Este parámetro normalmente es representado por la letra griega “ ϕ ”, y su expresión matemática es la siguiente:

$$[3.1] \quad \phi = \frac{\text{volumen de poros}}{\text{volumen total de roca}}$$

En el caso de las rocas detríticas, la porosidad va a depender principalmente de la forma de los granos y de la cantidad de materiales finos que existan en la matriz.

Para el caso de las rocas carbonatadas, la porosidad es debida a las soluciones que disuelven las rocas y generan cavidades. También es común en este tipo de rocas la existencia de fracturas que de la misma manera proporcionan espacios donde los fluidos se pueden almacenar. Por lo tanto es normal en el caso de rocas carbonatadas, hablar de porosidad dual.

En las rocas almacén interesa que los poros estén interconectados, para que de esta forma los fluidos contenidos puedan circular. Por este motivo se ha definido el término de *porosidad efectiva* representado por ϕ_{ef} , que no es más que la relación entre el volumen de poros que tienen intercomunicación y el volumen total de la masa rocosa.

Matemáticamente se representa a la porosidad efectiva por medio de la siguiente expresión:

$$[3.2] \quad \phi_{ef} = \frac{\text{volumen de poros interconectados}}{\text{volumen total de roca}}$$

Generalmente la porosidad efectiva es menor que la porosidad total, el caso óptimo ocurre cuando estos dos valores son iguales, esto significaría que todos los fluidos almacenados tendrían la posibilidad de fluir, lo cual no ocurre en la naturaleza. Como puede verse, la porosidad es un parámetro cuya magnitud es adimensional y normalmente se expresa en porcentaje.

3.2.2 Saturación

La saturación de una fase f cualquiera en un medio poroso está definida por el cociente entre el volumen de dicha fase y el volumen de poros; es decir:

$$[3.3] \quad S_f = \frac{\text{volumen de la fase } f}{\text{volumen de poros}};$$

donde la variable S representa la saturación, y el subíndice f puede ser: petróleo ($f = o$), agua ($f = w$) o gas ($f = g$); dado que estos son los tres tipos de fluidos que pueden existir en el subsuelo. Por lo cual tendremos las siguientes saturaciones: saturación de agua (S_w), saturación de petróleo (S_o) y saturación de gas (S_g).

De la misma forma que en el caso de la porosidad, la saturación de una fase f es adimensional y se expresa en porcentaje.

Una saturación de la fase f igual al cien por cien ($S_f = 1$), significa que todo el volumen de poros está lleno de la fase f .

Generalizando, la suma de las saturaciones de todas las fases presentes en un medio poroso debe ser igual a la unidad.

$$[3.4] \quad S_o + S_w + S_g = 1$$

A modo de ejemplo, si los poros están llenos de agua, ocurrirá que: $S_w=1$, $S_g=S_o=0$.

3.2.3 Viscosidad dinámica

La viscosidad dinámica es una medida de la resistencia que ofrece un fluido ante la acción de una fuerza tangencial aplicada [4]. Se define como:

$$[3.5] \quad \mu = \frac{\tau}{\frac{\partial v}{\partial y}}$$

donde “ τ ” es la tensión tangencial, v es la velocidad del fluido y “ y ” es la dirección normal al movimiento.

La unidad fundamental en el sistema c.g.s. es el *poise*, definido como:

$$poise = \frac{dina \cdot segundo}{cm^2}$$

En la práctica, se utiliza en *centipoise*, que es la centésima parte de un poise.

3.2.4 Permeabilidad

Se entiende por permeabilidad la capacidad que tiene un medio poroso para permitir el paso de los fluidos.

La permeabilidad k viene dada por la ley de *Darcy*:

$$[3.6] \quad v = -\frac{k}{\mu} \cdot \frac{\partial P}{\partial x}$$

siendo:

v : la velocidad del fluido;

μ : la viscosidad dinámica del fluido,

$\delta P/\delta x$: es el gradiente de presión del fluido en la dirección del movimiento.

En estas condiciones, la unidad de medida de la permeabilidad k es el *darcy*, siendo esta una unidad demasiado grande para los almacenes de hidrocarburos, por lo cual se utiliza el *milidarcy (md)* que es la milésima parte de un *darcy*.

Este parámetro depende fundamentalmente del tamaño medio y de la forma de los granos que constituyen la roca.

Mustieles, [19] define tres tipos de permeabilidad.

- **Permeabilidad absoluta de la roca, (k):** Es la capacidad del medio poroso para conducir fluidos. Esta es una magnitud medida empíricamente e independiente del tipo de fluido que se transmite. La unidad de medida es el milidarcy (mD).
- **Permeabilidad efectiva de la fase f , (k_f):** Es la capacidad del medio poroso para conducir la fase f cuando su saturación es menor que el cien por cien ($S_f < 1$). La unidad de medida también es el milidarcy (md).

- **Permeabilidad relativa de la fase f , (k_{rf}):** Es el cociente entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta.

$$[3.7] \quad k_{rf} = \frac{k_f}{k}$$

Por lo tanto, la permeabilidad relativa es adimensional.

3.2.5 Compresibilidad de la roca

La compresibilidad de la roca es un parámetro que indica el porcentaje de la porosidad que se pierde debido al incremento de una unidad de presión aplicada. Se define matemáticamente por medio de la siguiente expresión:

$$[3.8] \quad C_r = -\frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial p} ;$$

donde el signo negativo indica que la variación de la porosidad en función de la presión es en sentido de disminuir.

3.2.6 Mojabilidad

Es la capacidad que posee una roca para imbibirse preferencialmente de un fluido en presencia de otro de naturaleza diferente.

La mojabilidad para un sistema agua - petróleo sobre una superficie cualquiera, se determina a partir del valor del ángulo de contacto, el cual normalmente se representa por la letra griega θ (véase figura 3-1).

En el caso de que el ángulo de contacto sea inferior a 90° ($\theta < 90^\circ$) el agua es el fluido que moja al sólido, denominándose *fase mojante*.

Si por el contrario dicho ángulo es mayor de noventa grados ($\theta > 90^\circ$), entonces la fase que moja a la superficie sería el petróleo, siendo éste la *fase mojan*te; y el agua en este caso se denominaría *fase no mojan*te.

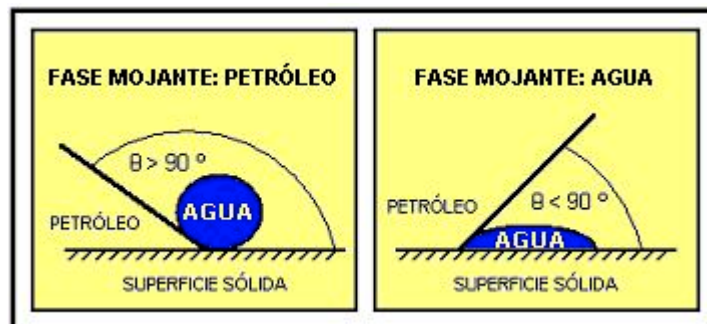


Figura 3-1: Fase mojante de un sistema agua – petróleo

*Una nota importante que vale la pena recalcar es que el gas en presencia de otro tipo de fluido nunca constituirá la fase mojan*te del sistema.

3.2.7 Presión Capilar

Se define como presión capilar a la presión existente en la interfaz de dos fluidos inmiscibles en un sistema poroso. La expresión matemática más sencilla para calcularla es la siguiente:

$$[3.9] \quad P_c = P_{f_{nm}} - P_{f_m}$$

Donde:

P_c : es la presión capilar;

$P_{f_{nm}}$: es la presión de la fase no mojante,

P_{f_m} : es la presión de la fase mojante.

Para el caso de un sistema agua - petróleo, generalmente la fase mojante es el agua, por lo tanto la fórmula para calcular la presión capilar en este sistema es:

$$[3.10] \quad P_{cwo} = P_o - P_w$$

Donde:

P_{cwo} : es la presión capilar del sistema agua - petróleo;

P_o : es la presión de la fase petróleo,

P_w : es la presión de la fase agua.

Los sistemas donde la fase mojante es el agua se denominan *sistemas hidrófilos*.

Los sistemas porosos bifásicos agua - petróleo, donde la fase mojante es el petróleo son muy raros y en todo caso se denominan *sistemas oleófilos*.

Su expresión matemática sería la siguiente:

$$[3.11] \quad P_{cwo} = P_w - P_o$$

Siendo las variables, las mismas que para el caso anterior.

Otro tipo de sistema poroso bifásico es aquel en el cual coexisten el gas y el petróleo, siendo este último fluido el que generalmente constituye la fase mojante. Por lo tanto la expresión que permite calcular la presión capilar es:

$$[3.12] \quad P_{cgo} = P_g - P_o$$

Donde:

P_{cgo} : es la presión capilar del sistema petróleo - gas;

P_g : es la presión de la fase gas,

P_o : es la presión de la fase petróleo.

Y finalmente un sistema poroso bifásico como el del caso del almacén Gaviota, en donde coexisten el agua y el gas que se almacena. Obviamente la fase mojante es el agua, por lo cual la expresión que permite calcular la presión capilar es:

$$[3.13] \quad P_{cgw} = P_g - P_w ;$$

Siendo:

P_{cgw} : es la presión capilar del sistema agua - gas;

P_g : es la presión de la fase gas,

P_w : es la presión de la fase agua.

La consideración de las presiones capilares tiene una gran importancia en los códigos que resuelven problemas de flujo multifásico, pues permite una consideración más realista de los contactos en las interfases.

3.2.8 Curvas de Permeabilidad Relativa

Las curvas de permeabilidad relativa de las diferentes fases presentes en los sistemas bifásicos permiten realizar un análisis de presiones y saturaciones en la historia evolutiva de un yacimiento de hidrocarburos.

Para efectos de ilustración se muestra el siguiente ejemplo, en el cual se incluye una tabla de valores de permeabilidad relativa al agua y al petróleo, para distintos valores de saturación de agua (véase tabla 3-1, tomada del manual del curso de Ingeniería de Reservorios de Lucio Carrillo Barandiarán de la Universidad Nacional de Ingeniería de Lima – Perú , [3]).

Tabla 3-1: Datos de permeabilidad relativa al agua y al petróleo

S_w	k_{rw}	k_{ro}
0,79	0,63	0,00
0,75	0,54	0,02
0,65	0,37	0,09
0,55	0,23	0,23
0,45	0,13	0,44
0,35	0,06	0,73
0,25	0,02	0,94
0,16	0,00	0,98

Fuente: www.quipu.uni.edu.pe/academica/facultades/fipp/lucioc/Inmiscible102.html

Al observar las curvas de la figura 3-2, se puede deducir que en la medida en que la saturación de agua aumenta, la permeabilidad relativa al agua se va incrementando progresivamente mientras la capacidad del sistema poroso para permitir el paso del hidrocarburo va disminuyendo.

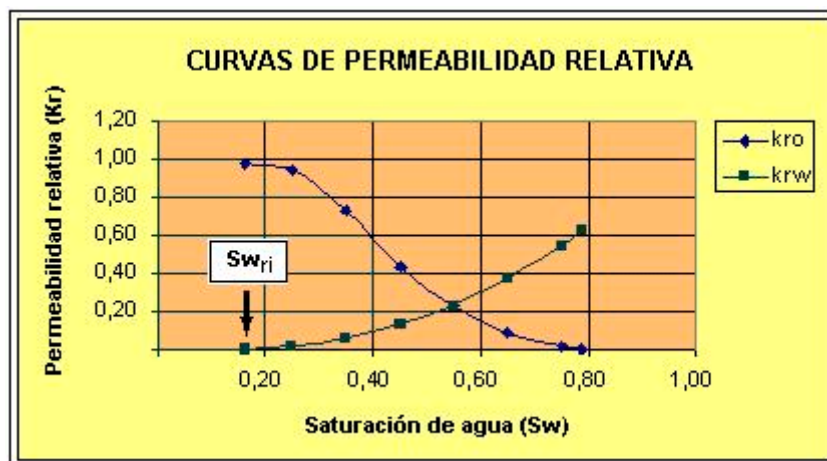


Figura 3-2: Curva de permeabilidad relativa al petróleo y al agua

Por este motivo es normal observar que en el dominio del tiempo un pozo petrolero va produciendo cada vez menos hidrocarburo y mayor cantidad de agua; luego en la fase terminal de su vida productiva solo produce agua.

La curva de permeabilidad relativa al agua nos indica el valor de *saturación de agua irreductible* (S_{wir}). Este valor se determina en el eje horizontal del diagrama cuando la permeabilidad relativa al agua es igual a cero, es decir cuando la curva de k_{rw} corta al eje horizontal (figura 3-2). Esto obviamente significa que el agua que queda en el sistema poroso cuando S_w es igual a S_{wir} , es un agua que no puede ser desplazada.

Como se sabe, el almacén subterráneo Gaviota es un almacén de gas que está sometido a procesos de producción y almacenamiento, por lo tanto las fases presentes en el sistema poroso son agua y gas. Por este motivo se muestra a continuación un ejemplo más cercano a la realidad de dicho almacén.

Se trata de la tabla 3-2, que ha sido tomada de la página 5 del artículo titulado: “*Aproximación práctica para la determinación de la saturación de gas residual y permeabilidad relativa al agua y al gas*” publicada por la Sociedad de Ingenieros de Petróleos, [18], la cual contiene datos de permeabilidad relativa al agua y al gas como función de la saturación de agua y con los cuales se han elaborado las curvas de permeabilidad relativa que se muestran en la figura 3-3.

Tabla 3-2: Datos de permeabilidad relativa al agua y al gas

S_w	k_{rg}	k_{rw}	S_w	k_{rg}	k_{rw}
0,322	1,000	0,000	0,700	0,123	0,221
0,348	0,856	0,008	0,760	0,088	0,282
0,380	0,744	0,025	0,787	0,072	0,326
0,406	0,654	0,039	0,814	0,053	0,374
0,446	0,531	0,057	0,870	0,024	0,484
0,545	0,285	0,092	0,890	0,015	0,553
0,573	0,243	0,117	0,900	0,009	0,572
0,611	0,188	0,144	0,920	0,001	0,644
0,654	0,146	0,171			

Fuente: Sociedad de Ingenieros de Petróleos (www.spe.org)

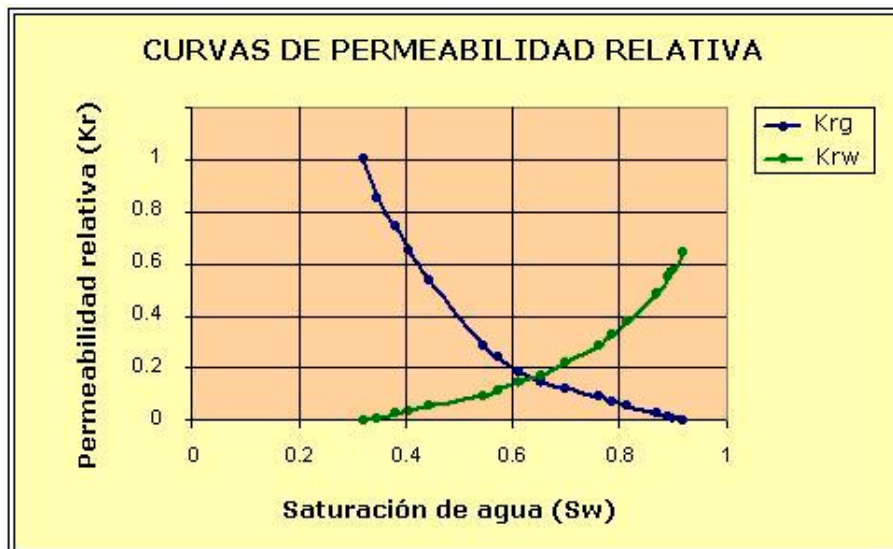


Figura 3-3: Permeabilidad relativa al agua y al gas

3.2.9 Definición del proceso de Imbibición

Supóngase un medio poroso y permeable como el caso del almacén subterráneo Gaviota, en el que coexisten dos fases inmiscibles tales como gas y agua, siendo esta última la fase mojante del sistema roca - fluidos.

Se denomina imbibición al proceso en el cual existe un incremento de la *fase mojante*, [13]. Para el caso en mención esto ocurre durante la extracción del hidrocarburo, dado que al abandonar el gas el espacio poroso de la roca almacén, el agua tiende a ocupar los espacios dejados por la fase no mojante, teniendo como consecuencia un aumento progresivo de la fase mojante (agua) y una disminución de la fase no mojante (gas). Véase figura 3-4.

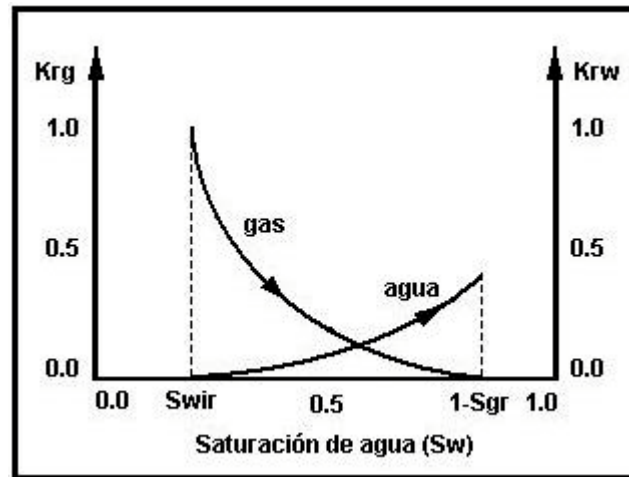


Figura 3-4: Proceso de imbibición

3.2.10 Definición del proceso de Drenaje

Para el mismo caso del almacén Gaviota, en donde en un sistema poroso coexisten las dos fases inmiscibles, agua y gas, siendo forzosamente el agua, la fase mojanante del sistema, se define como drenaje al proceso en el cual existe un incremento de la *fase no mojanante*, [13]. Para nuestro caso, el proceso de drenaje tiene lugar en el momento en que se realiza una inyección de gas, es decir cuando se almacena el hidrocarburo, ya que el gas es la fase no mojanante y por lo tanto existirá un aumento en su saturación.

A continuación se muestra un esquema (figura 3-5) que describe el proceso de drenaje con un incremento de la fase no mojanante y un decremento de la fase mojanante.

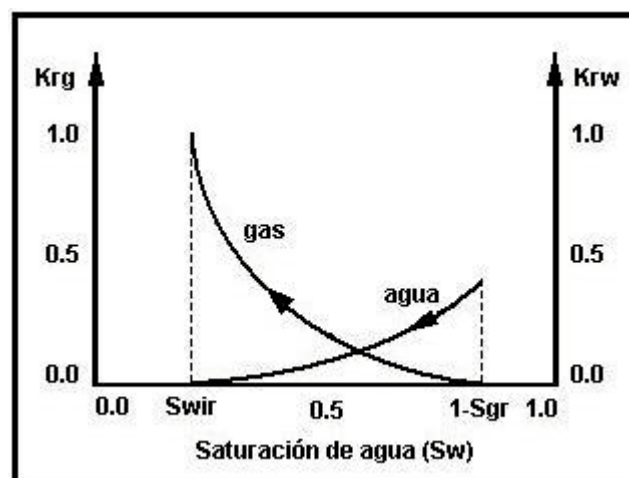


Figura 3-5: Proceso de drenaje

3.2.11 Efecto Histéresis

Una vez expuestas las definiciones de los distintos factores que intervienen en el sistema roca - fluidos; la comprensión del efecto *histéresis* a partir de términos técnicos es realmente sencilla.

Suponiendo que la vida productiva de un yacimiento de gas ha llegado a su fin. Nos encontramos en una situación en la cual existe en la roca almacén una saturación de gas residual y una débil presión de poro. Si aparte de esto ha existido un acuífero de fondo, lo más normal es que el agua haya ocupado la mayor parte del volumen poroso que ha sido abandonada por la fase gaseosa (véase figura 3-6).

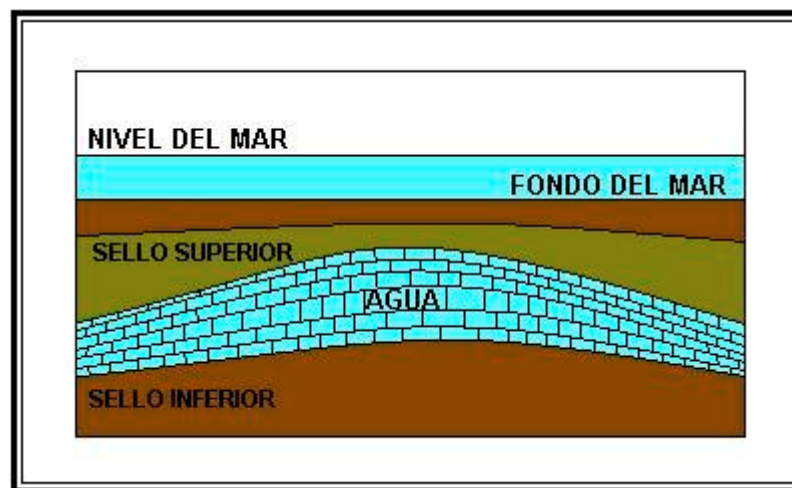


Figura 3-6: Almacén saturado al cien por cien de agua

Nos encontramos en el instante 1 de la figura 3-7. Como puede verse en el diagrama, en el eje horizontal se representan las saturaciones de las fases que intervienen, teniendo que hacia la derecha se incrementa la presencia de gas mientras que en sentido contrario se incrementa la saturación de la fase mojante, es decir el agua.

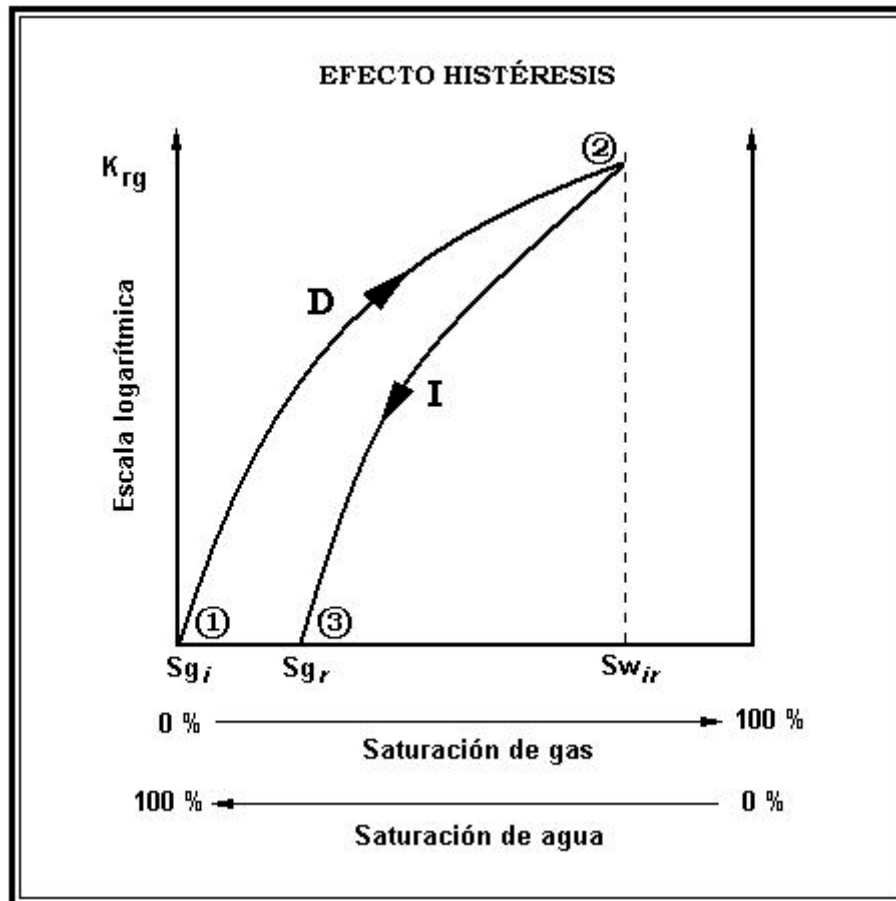


Figura 3-7: Efecto histéresis

Fuente: Handbook of Gas Material Balance, by G. Montes

En el eje vertical, en escala logarítmica se ha representado la permeabilidad relativa al gas. Como ya se dijo en el párrafo anterior, nos encontramos en el instante 1 del diagrama, con el sistema poroso saturado completamente por agua y prácticamente en ausencia de gas ($S_{g_i} = 0$).

Suponemos ahora que de alguna forma se da cabida al gas (ver figura 3-8), en otras palabras se va a efectuar una inyección, lo cual implica un incremento en la saturación de la fase no mojante y decremento de la fase mojante. Como ya se ha expuesto en el apartado anterior, esto se traduce como drenaje.

Nos encontramos sobre la curva de D (figura 3-7), la cual va del instante 1 al instante 2, donde al incrementarse la saturación de gas, aumenta también la permeabilidad relativa de esta fase.

La situación 2 representa el máximo de saturación de gas que sería:

$$S_{g \text{ máx}} = 1 - S_{wir} ;$$

donde:

$S_{g \text{ máx}}$ es la máxima saturación de gas,

S_{wir} es la saturación de agua irreductible, es decir el agua que no se puede desplazar.

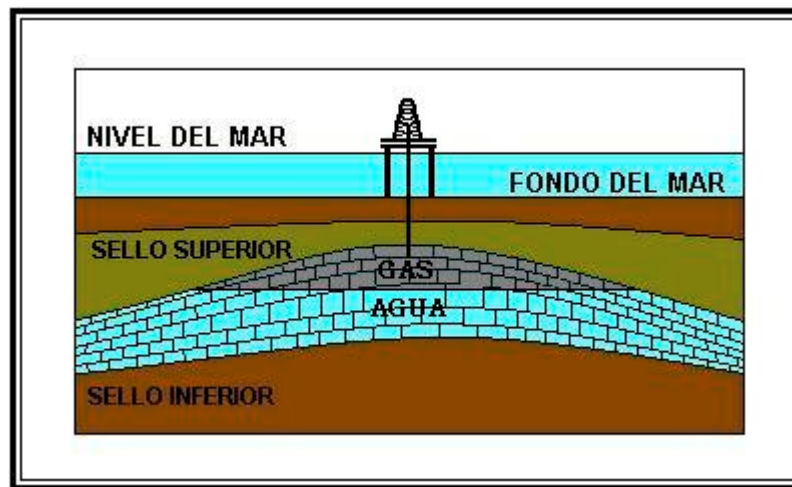


Figura 3-8: Inyección de gas en un almacén

Consideramos ahora que ha llegado el momento de producir el gas que anteriormente se había almacenado. Se inicia entonces un proceso extractivo en el cual la fase no mojante, es decir, el gas empieza a sufrir un decremento, repitiéndose entonces el proceso de imbibición. En referencia a la figura 3-7, donde se esquematiza el efecto histéresis, nos encontramos sobre la curva de imbibición que va de la situación 2 a la situación 3 (curva I).

Cuando hemos terminado de producir el gas (situación 3, figura 3-7), vemos que la permeabilidad relativa al gas ya es nula, lo que quiere decir que no se puede desplazar más gas, sin embargo podemos observar que no se ha regresado al punto de saturación de gas original S_{g_i} , sino que se ha llegado a un punto de saturación S_{g_r} , que significa saturación de gas residual, es decir que hay una cantidad de gas ha quedado en el espacio poroso.

Este fenómeno se debe a que en condiciones de reservorio existe una fracción mínima del gas que permanece en estado líquido, adquiriendo por lo tanto características petrofísicas diferentes a las de la fase gaseosa.

La movilidad de un fluido en sistema poroso y permeable se define como la relación entre su permeabilidad relativa y su viscosidad. La movilidad de la fase gaseosa es muy superior a la movilidad de la fase líquida, por lo tanto durante un proceso de extracción, el gas va a salir fácilmente mientras la fracción líquida de igual composición va a permanecer en el espacio poroso.

Otro factor que influye en la retención de la fracción de gas residual es el hecho de que durante el proceso de drenaje, la roca almacén utiliza la porosidad de la matriz y los espacios entre fracturas para albergar al hidrocarburo; mientras que durante el proceso de imbibición o expulsión del gas, el flujo es más efectivo por las fracturas que por el sistema poroso interconectado. Teniéndose finalmente como resultado el entrapamiento de una parte del gas (véase figura 3-9).

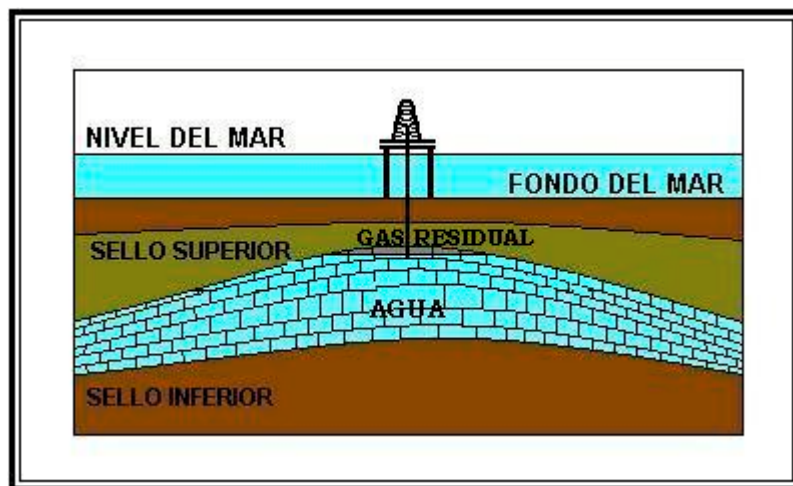


Figura 3-9: Gas residual

Supongamos ahora que se quiere volver a almacenar gas. Obviamente se sabe que ya hay una cantidad de gas dentro del sistema poroso, pero que no es recuperable. Es lógico que para el nuevo periodo de almacenamiento, se quiera inyectar la misma cantidad de gas que se inyectó la primera vez, con objeto de recuperar la mayor parte del producto en el periodo de producción.

Físicamente esto es posible, gracias a la propiedad de compresibilidad que ofrecen los gases; sin embargo esto implica un aumento de la presión, tanto de los capilares del sistema poroso como del sistema en general.

Si este proceso de almacenamiento y producción se realiza periódicamente a lo largo de varios años, está claro que la presión del almacén sufrirá un incremento diferencial total debido a los continuos procesos de inyección y depletación; lo que llevaría al almacén a un colapso inminente en el momento en que esta presión sea capaz de causarle daños a la roca cobertura o sello superior.

3.3 Propiedades fundamentales de los gases

3.3.1 Introducción

La hoja de entrada de datos del ECLIPSE-100, requiere información concerniente a la caracterización del gas que se va a almacenar. Estos parámetros serán obtenidos a partir de datos iniciales de campo e información de ensayos de laboratorio, en combinación con leyes físicas y métodos de resolución que serán expuestos en párrafos posteriores.

3.3.2 Ecuación de estado para un gas ideal

El gas que se almacena en Gaviota no es un gas ideal, sino un gas seco que en un 95 % está constituido por metano. Se partirá desde conceptos muy sencillos hasta llegar a una metodología compleja que permita el entendimiento del mecanismo de caracterización de un gas no ideal.

Un gas ideal es aquel que cumple los siguientes requisitos:

- El volumen de una molécula de un gas ideal es prácticamente despreciable comparado con el volumen total del gas.
- No existen fuerzas intermoleculares de atracción o repulsión.
- No existen pérdidas de energía en la colisión entre moléculas.

Según la ley de Boyle [9], a temperatura constante, la presión de una masa determinada de un gas ideal es inversamente proporcional al volumen de dicho gas. Es decir:

$$[3.14] \quad V \propto \frac{1}{P} \quad \text{ó} \quad PV = \text{constante}$$

Donde:

V es el volumen del gas,

P es la presión.

Análogamente Charles [9], expone su ley, en la que explica que manteniendo constante la presión, el volumen de una masa determinada de gas varía en proporción directa con la temperatura.

$$[3.15] \quad V \propto T \quad ; \quad \frac{V}{T} = \text{constante}$$

Donde:

V es el volumen del gas;

T es la temperatura.

Luego combinando estos conceptos se obtiene la ecuación de estado para un mol de un gas ideal.

$$[3.16] \quad \frac{PV}{T} = R = \text{constante}$$

Donde:

V es el volumen del gas;

P es la presión,

T es la temperatura,

R es la llamada: constante universal de los gases.

Si la presión viene dada en atmósferas, el volumen en litros, y la temperatura en grados Kelvin; entonces el valor de la constante R es 0,08206.

Si la presión está en psia¹, el volumen en pies cúbicos², y la temperatura en grados Rankine³, entonces el valor de R será 10,73.

Por lo tanto, para n moles la expresión que determina el estado de un gas ideal es:

$$[3.17] \quad PV = nRT$$

3.3.3 Densidad de un gas ideal

La densidad de un material está normalmente definida como la relación entre la masa de una determinada porción de dicho material y el volumen que ocupa. Por lo tanto la densidad de un gas se expresa matemáticamente como:

$$[3.18] \quad \rho_g = \frac{m}{V} ;$$

donde:

ρ_g es la densidad del gas;

m es la masa, y

V es el volumen que ocupa el gas.

¹ **Psi:** Unidad de presión del sistema ingles, es muy utilizada en la industria del petróleo.

² **Pies cúbicos:** Unidad de volumen del sistema inglés utilizada para la cuantificar el volumen de los gases.

³ **Grados Rankine:** Unidad de temperatura normalmente utilizada en la industria del petróleo.

Para una mol de gas, m sería igual a la masa molecular que va a estar representada por M.M (masa molecular).

Al despejar V de la expresión 3.17, sabiendo que n es igual a 1, se tiene:

$$[3.19] \quad V = \frac{RT}{P},$$

Y al remplazar en la expresión 3.18 se obtiene la fórmula que permite calcular la densidad de una mol de un gas ideal.

$$[3.20] \quad \rho_g = \frac{MM \cdot P}{R \cdot T}$$

3.3.4 Condiciones estándar

Como se sabe, el volumen de un gas depende de las condiciones de presión y temperatura, las cuales varían con la profundidad. Por ello es necesario referirse a volúmenes de gas o de cualquier otro tipo de hidrocarburos en función de la presión y temperatura a la que se encuentran.

Si el hidrocarburo se encuentra en superficie entonces se hace referencia a las condiciones estándar (véase tabla 3-3).

Tabla 3-3: Condiciones estándar para reservorios

CONDICIONES ESTÁNDAR		
	PRESIÓN	TEMPERATURA
SISTEMA INTERNACIONAL	101 356,5 Pa	15,5 °C
SISTEMA INGLES	14,7 psi	60 °F

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos de Heriot-Watt University, Reino Unido.

Nota: En los sistemas convencionales de campo la unidad de medida de la temperatura es grados *Rankine* (°R), cuya equivalencia es: °R = °F + 460.

3.3.5 El factor de compresibilidad para gases naturales

Los gases naturales requieren de un factor de corrección para poder satisfacer la ecuación de estado. A este parámetro se le denomina factor de compresibilidad de los gases naturales y es función de la presión, temperatura y composición de dicho gas.

Con este factor, la ecuación de estado (expresión 3.17) toma la siguiente forma:

$$[3.21] \quad PV = znRT$$

Donde z es conocido como *factor de compresibilidad*.

El método de correlación de *Standing & Katz* [1] nos permite obtener una curva del factor de compresibilidad como función de la presión a partir de la composición de dicho gas, la presión y la temperatura a la que se encuentra.

En primera instancia se requiere conocer la composición del gas para poder determinar la presión y temperatura pseudo crítica de la mezcla.

La presión pseudo crítica P_{pc} está definida por la siguiente expresión:

$$[3.22] \quad P_{pc} = \sum_i n_i p_{ci}$$

Donde:

n_i es la fracción molar para cada componente i

p_{ci} es la presión crítica del i -ésimo componente.

Análogamente la temperatura pseudo T_{pc} crítica está definida por:

$$[3.23] \quad T_{pc} = \sum_i n_i T_{ci}$$

Donde:

T_i es la temperatura crítica del i -ésimo componente

Además es necesario saber que existe una relación entre la presión a la que se encuentra el gas y su presión pseudo crítica, este cociente es llamado presión pseudo reducida y es el valor que se encuentra en el eje horizontal del ábaco de *Standing & Katz* (véase figura 3-10)

Matemáticamente se tiene la siguiente expresión:

$$[3.24] \quad P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}}$$

Donde:

P_{pr} es la presión pseudo reducida,

P es la presión a la que se encuentra el gas, y

P_{pc} es la presión pseudo crítica, de la cual ya se ha hecho referencia en los párrafos anteriores.

De la misma forma, existe una relación entre la temperatura a la que se encuentra el gas y su temperatura pseudo crítica; denominándose a este cociente como temperatura pseudo reducida, que se calcula de la siguiente forma:

$$[3.25] \quad T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}}$$

Donde:

T_{pr} es la temperatura pseudo reducida,

T es la temperatura a la que se encuentra el gas, y

T_{pc} es la temperatura pseudo crítica.

Los valores de presión y temperatura pseudo crítica para los gases más comunes, normalmente vienen en tablas como la que se muestra a continuación. (Ver tabla 3-4).

Tabla 3-4: Constantes físicas y composición típica de los constituyentes de los hidrocarburos

COMPONENTE	GAS	PESO MOLECULAR	PRESIÓN PSEUDO CRÍTICA (PSIA)	TEMPERATURA PSEUDO CRÍTICA (°R)	COMPOSICIÓN TÍPICA (FRACCIÓN MOLAR)
CH ₄	Metano	16,04	668	343	0,8470
C ₂ H ₆	Etano	30,07	708	550	0,0586
C ₃ H ₈	Propano	44,10	616	666	0,0220
i-C ₄ H ₁₀	Isobutano	58,12	529	735	0,0035
n-C ₄ H ₁₀	Butano normal	58,12	551	765	0,0058
i-C ₅ H ₁₂	Isopentano	72,15	490	829	0,0027
n-C ₅ H ₁₂	Pentano normal	72,15	489	845	0,0025
n-C ₆ H ₁₄	Hexano normal	86,18	437	913	0,0028
n-C ₇ H ₁₄	Heptano normal	10,.20	397	972	0,0028
n-C ₈ H ₁₈	Octano normal	114,23	361	1 024	0,0015
n-C ₉ H ₂₀	Nonano normal	128,26	332	1 070	0,0018
n-C ₁₀ H ₂₂	Decano normal	142,29	304	1 112	0,0015
CO ₂	Dióxido de carbono	44,01	1071	584	0,0130
H ₂ S	Sulfuro de hidrógeno	34,08	1306	672	0,0000
N ₂	Nitrógeno	28,01	493	227	0,0345

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos de Heriot-Watt University, Reino Unido.

Suponiendo que se tiene un gas compuesto básicamente por propano, a una presión de 2 200 psi (15,17 Mpa) y una temperatura de 239 °F (115 °C). De la tabla 3-4 puede verse que los valores de presión pseudo crítica y temperatura pseudo crítica son respectivamente 616 psi (4,2 Mpa) y 666 °R (96,7 °C).

Entonces, para obtener el valor del factor de compresibilidad del propano, a las condiciones de presión y temperatura dadas, se deben calcular en primer lugar, la presión y la temperatura pseudo reducidas.

Utilizando las expresiones 3.24 y 3.25 se tiene:

$$P_{pr} = \frac{2000 \text{ psia}}{616 \text{ psia}} = 3,24 \quad T_{pr} = \frac{239^\circ F + 460}{666^\circ R} = 1,05$$

Una vez que se tienen estos valores, simplemente resta determinar el valor del factor de compresibilidad. Con la ayuda del diagrama de la figura 3-10, se puede verificar que para las condiciones a las que se encuentra el gas del presente ejemplo, el factor Z tiene un valor de: 0,44

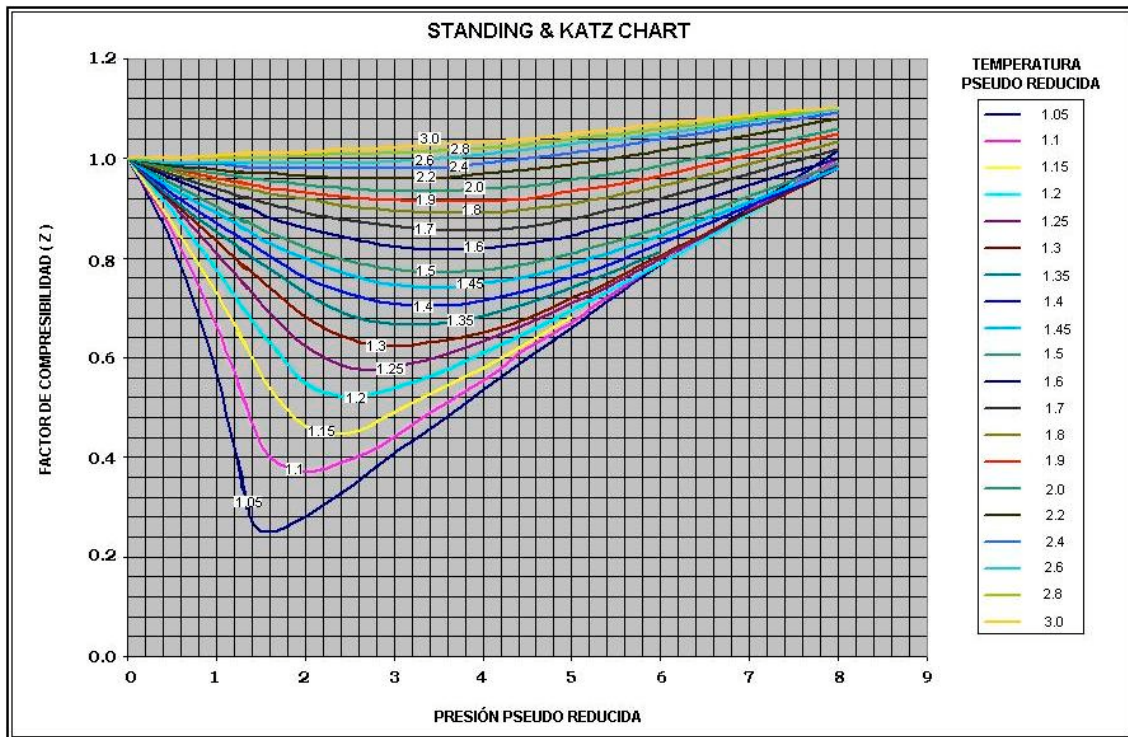


Figura 3-10: Diagrama de *Standing & Katz*

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleos de Heriot-Watt University, Reino Unido.

3.4 Modelos de hidrocarburos en Simulación Numérica

En simulación numérica de yacimientos de hidrocarburos generalmente se establecen dos modelos que son: *Black Oil* y *Composicional*, de los cuales se dará detalles a continuación.

3.4.1 Modelo *Black Oil*

El modelo *Black Oil* establece las siguientes consideraciones:

- Que la fase agua (w) sólo contiene componente agua (w).
- Que la fase gas (g) sólo contiene componente gas (g).

- Que la fase petróleo (o) contiene dos componentes: petróleo (o) y gas disuelto (g).
- Que existe un factor R_s que representa la relación entre volumen de gas disuelto y el volumen del petróleo que lo contiene, todo esto en condiciones de superficie.

$$[3.26] \quad R_s = \frac{\text{volumen de gas disuelto en el petróleo}}{\text{volumen de petróleo}};$$

en condiciones estándar⁴

- Que existe un factor volumétrico de formación para cada fase f , que relaciona el volumen de la fase f en condiciones de yacimiento y el volumen de la misma fase en condiciones de superficie; es decir que indica el número de unidades de volumen de la fase f que se necesita extraer a condiciones de yacimiento para obtener una unidad de volumen de la misma fase en superficie.

$$[3.27] \quad B_f = \frac{\text{volumen de la fase } f \text{ en condiciones de yacimiento}}{\text{volumen de la fase } f \text{ en condiciones de superficie}},$$

Donde B_f es el factor volumétrico de la fase f y ésta puede ser petróleo (o), agua (w) o gas (g).

3.4.2 Modelo Composicional

En el modelo *composicional* se consideran todos los hidrocarburos que tienen la facultad de coexistir en fase líquida o vapor en condiciones de yacimiento. A diferencia del modelo *black-oil*, el modelo composicional permite caracterizar a los hidrocarburos en función de cada uno de sus componentes (metano, etano, propano, butano, pentano, etc.)

⁴ Condiciones estándar para reservorios: 101356 Pa. de presión y 15,5 °C (SI) ó 14,7 psi. y 60 °F (Sistema inglés)

3.5 Propiedades de cuerpos puros y mezclas

3.5.1 Diagrama de equilibrio de cuerpos puros

Los cuerpos puros tienen la capacidad de presentarse en tres estados diferentes (sólido, líquido o vapor) dependiendo de las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentran sometidos [2].

El diagrama de la figura 3-11 muestra dos puntos particulares. El primero de ellos llamado *punto crítico* C representa el límite de la curva de vaporización (o liquefacción). El segundo, llamado *punto triple* T, representa las condiciones bajo las cuales los tres estados pueden coexistir simultáneamente.

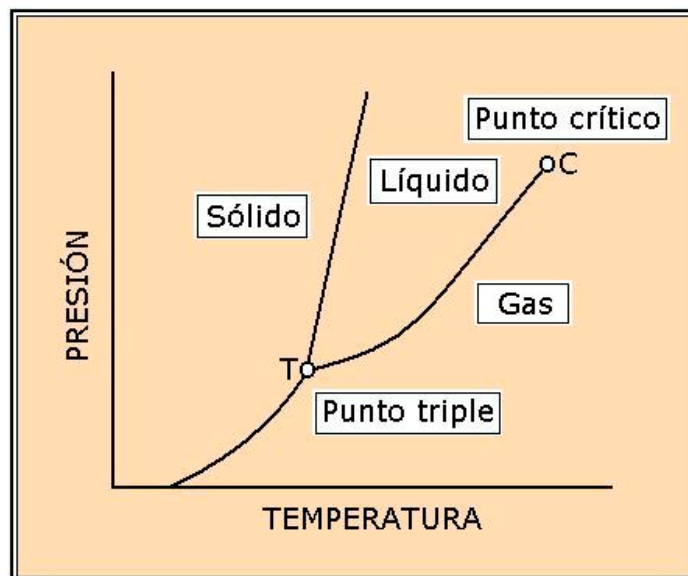


Figura 3.11: Diagrama de equilibrio de cuerpos puros.

Tomado del Manual de Reservorios, Producción y PVT del Instituto Francés del Petróleo.

La curva que va desde el punto triple hasta el punto crítico se denomina *curva de tensión de vapor* y determina dos regiones, líquido a la izquierda y gas a la derecha. Las coordenadas del punto crítico corresponden a la temperatura crítica sobre el eje horizontal y presión crítica en el eje vertical.

3.5.2 Diagrama de equilibrio para mezclas

Si un fluido está constituido por una mezcla de diferentes sustancias, lo que se tiene es un conjunto de curvas en las que se representan las diferentes proporciones de los componentes que intervienen.

En el diagrama de la figura 3-12 se representa mediante curvas, las diferentes proporciones de una mezcla entre las fases líquida y gaseosa. En la parte superior izquierda, sobre la curva de burbuja se encuentra únicamente la fase líquida. Por debajo de la curva de rocío se encuentra únicamente la fase gas. Entre las curvas de burbuja y rocío coexisten las dos fases simultáneamente, existiendo una disminución de la fase líquida a medida que la temperatura aumenta y la presión disminuye.

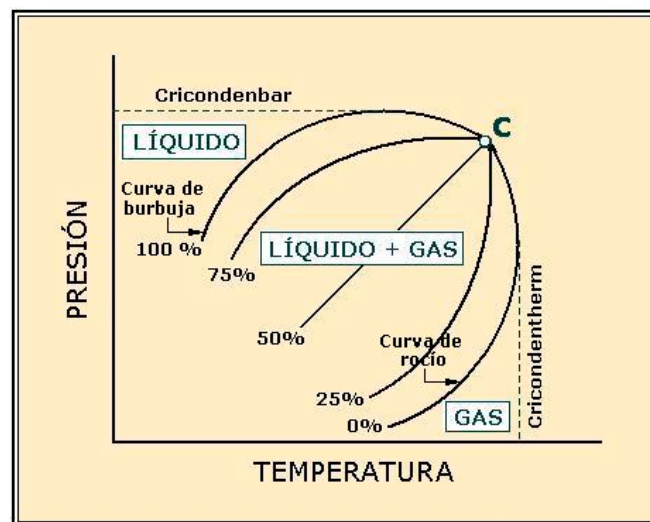


Figura 3-12: Diagrama de equilibrio para mezclas

Tomado del Manual de Reservorios, Producción y PVT del Instituto Francés del Petróleo.

La curva de burbuja es la línea de los puntos (p,t) en donde aparece la primera burbuja de gas cuando se está disminuyendo la presión y/o aumentando la temperatura. Análogamente, la curva de rocío es la línea de los puntos (p,t) en donde aparece la primera gota de líquido cuando se está aumentando la presión y/o disminuyendo la temperatura.

3.6 Leyes físicas que rigen sobre el comportamiento de los fluidos en medios porosos y permeables

3.6.1 Introducción

El estudio del efecto histéresis en el almacén subterráneo Gaviota se llevará a cabo mediante el uso del programa ECLIPSE-100, el cual es un simulador que trabaja a partir de diferencias finitas. Este método es muy eficaz a la hora de encontrar soluciones a las ecuaciones que describen el comportamiento de los fluidos en medios porosos y permeables.

3.6.2 Ley de Conservación de la masa

Las leyes que gobiernan el flujo en medios porosos están basadas en las leyes generales de conservación de la masa y la energía. Normalmente la temperatura del yacimiento no sufre grandes cambios, por lo cual se puede considerar que las condiciones en el yacimiento son isotérmicas.

De esta manera se realizará un análisis del comportamiento de los fluidos en sistemas porosos y permeables con la correspondiente deducción de la ecuación de continuidad, a partir de la ley de conservación de la masa exclusivamente.

Véase la figura 3-13, se trata de una celda representativa de un material poroso y permeable de sección transversal A , en la que se considera un intervalo Δx en sentido longitudinal, a partir del cual se realizará el análisis que se ha mencionado en el párrafo anterior.

Se representa al mismo tiempo el paso de un fluido de caudal q , velocidad v y densidad ρ .

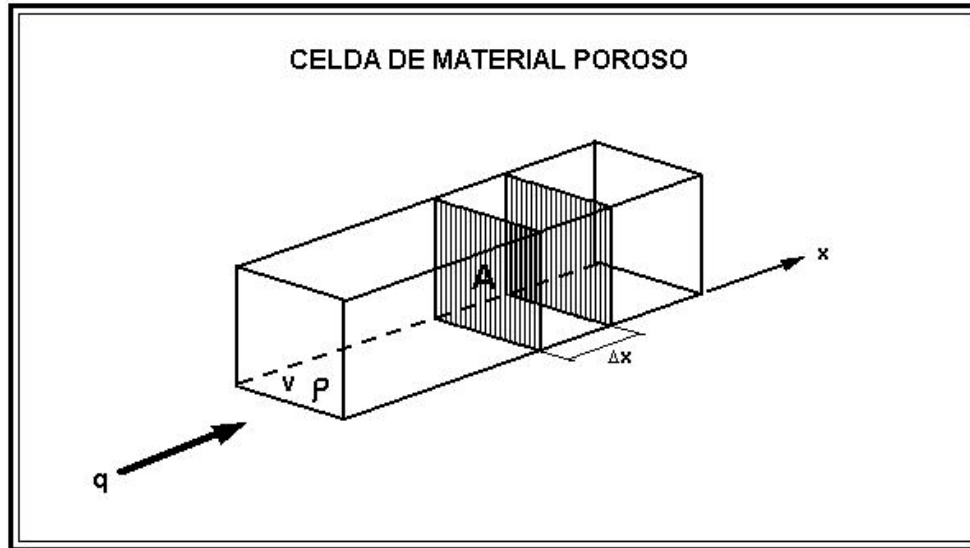


Figura 3-13: Circulación de un fluido en un medio poroso

Como puede observarse, la diferencia entre la masa entrante de fluido en un punto x , y la masa que sale a través de la sección transversal en un punto $x + \Delta x$, debe ser igual a la razón de cambio de masa dentro de la celda. Ver figura 3-14.

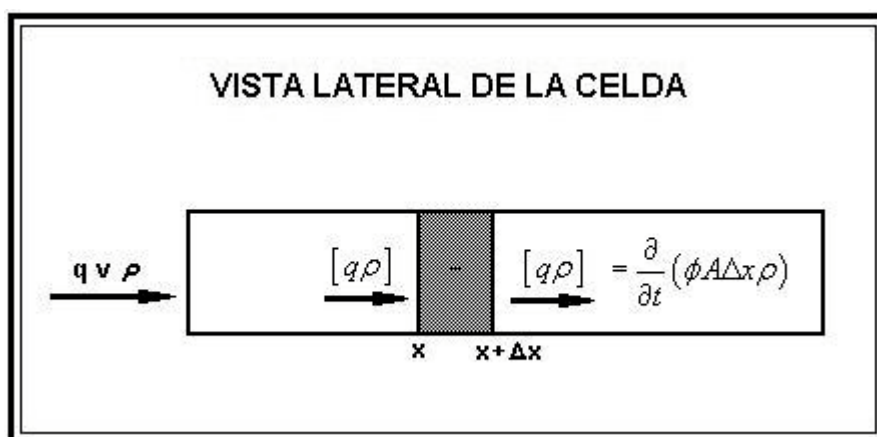


Figura 3-14: Celda de un material poroso

Es decir:

$$[3.28] \quad [q\rho]_x - [q\rho]_{x+\Delta x} = \frac{\partial}{\partial t}(\phi A \Delta x \rho)$$

donde:

q es el caudal del fluido que atraviesa las secciones;

ρ es la densidad del fluido;

ϕ es la porosidad de la celda;

A es el área de la sección transversal de la celda;

Δx es la longitud del intervalo de estudio.

La expresión 3.28 puede sufrir una ligera modificación en el primer miembro, en el cual cada término representa una cantidad de materia por unidad de tiempo. La variable q que representa el caudal puede ser remplazada por el producto del área de la sección A y la velocidad v del fluido que atraviesa dicha sección; es decir, sabiendo que:

$$[3.29] \quad q = Av;$$

se efectúa el reemplazo de 3.29 en 3.28 con lo cual se tiene lo siguiente:

$$[3.30] \quad [Av\rho]_x - [Av\rho]_{x+\Delta x} = \frac{\partial}{\partial t}(\phi A \Delta x \rho)$$

Ahora se procede a dividir ambos miembros para Δx y se tiene:

$$[3.31] \quad \frac{[Av\rho]_x - [Av\rho]_{x+\Delta x}}{\Delta x} = \frac{1}{\Delta x} \frac{\partial}{\partial t}(\phi A \Delta x \rho)$$

En el segundo miembro ni A , ni Δx dependen del tiempo, por lo tanto estas variables pueden salir de la derivada. Luego se tiene:

$$[3.32] \quad \frac{[Av\rho]_x - [Av\rho]_{x+\Delta x}}{\Delta x} = A \frac{\partial}{\partial t}(\phi \rho)$$

Luego tomamos el límite a ambos miembros cuando Δx tiende a cero.

$$[3.33] \quad \lim_{\Delta x \rightarrow 0} \left[\frac{[Av\rho]_x - [Av\rho]_{x+\Delta x}}{\Delta x} \right] = \lim_{\Delta x \rightarrow 0} \left[A \frac{\partial}{\partial t} (\phi\rho) \right]$$

Con lo cual el primer miembro se transforma en una derivada con respecto a x y el segundo miembro es el límite cuando Δx tiende a cero de una expresión que es independiente de x , es decir constante con respecto a esta variable.

$$[3.34] \quad -\frac{\partial}{\partial x} (Av\rho) = A \frac{\partial}{\partial t} (\phi\rho)$$

Siempre que la sección A sea constante, saldrá de la derivada y desaparecerá de nuestra expresión. Por lo tanto la ecuación de continuidad de un fluido en un medio poroso y permeable queda como lo indica la expresión 3.35 a continuación:

$$[3.35] \quad -\frac{\partial}{\partial x} (v\rho) = \frac{\partial}{\partial t} (\phi\rho)$$

Esta expresión describe el comportamiento de un fluido que se desplaza en una sola dirección dentro de un sistema en el que no existen pérdidas de energía. Sin embargo, el desplazamiento de los fluidos en la naturaleza tiene componentes en tres dimensiones, al mismo tiempo, la velocidad con la que éstos circulan está regida por la ley de Darcy. Por lo tanto un modelo general que describe el flujo de fluidos en medios porosos y permeables es la que indica la expresión 3.36 a continuación.

$$[3.36] \quad \frac{\partial}{\partial t} \left[\frac{S_f}{B_f} \phi \right] = \nabla \cdot \left[k \frac{k_{rf}}{B_f \mu_f} [\nabla \cdot p_f - \rho_f g] \right] - \frac{q_f}{\rho_f B_f}$$

Donde f representa a cualquiera de los fluidos: petróleo, agua o gas. La ecuación de continuidad para el componente gas debe añadir la fracción de gas disuelto en el petróleo en caso de que exista.

Como puede notarse en la fórmula anterior, la introducción de la ley de Darcy tiene como consecuencia, la existencia de una derivada de segundo orden con respecto a la variable x . Por otra parte el hecho de considerar todas las direcciones de flujo, añade un grado de complejidad a la ecuación de continuidad, por lo cual se vuelve necesario recurrir a métodos numéricos especiales para poder determinar la solución de la ecuación.

Utilizando polinomios de *Taylor* es posible obtener buenas aproximaciones de las funciones que intervienen en la ecuación de continuidad. De esta forma se realiza el proceso de discretización, que significa pasar de un conjunto continuo a uno discreto.

Se vuelve entonces necesario discretizar una derivada espacial de segundo grado y una derivada temporal de primer grado, siempre de forma conservativa. Es usual discretizar las derivadas con respecto a la variable x , utilizando diferencias centrales, mientras que para las derivadas con respecto a la variable t se disponen de varios métodos, entre ellos se puede citar el método explícito, método implícito, método IMPES (implícito para el cálculo de presiones y explícito para el cálculo de saturaciones).

3.7 Modelos de acuíferos en Eclipse-100

3.7.1 Modelo *Carter-Tracy*

El modelo de acuífero *Carter-Tracy* corresponde a la simplificación de un modelo de flujo completamente transitorio, el cual ha sido desarrollado para ser utilizado en un reservorio de geometría simétrica radial.

Los dos parámetros principales que gobiernan el comportamiento de este tipo de acuífero son:

- La constante de tiempo (T_c)
- La constante del acuífero (β)

La expresión matemática que define a la constante de tiempo es:

$$[3.37] \quad T_c = \frac{\mu_w \phi C_t r_o^2}{k_a c_1}$$

donde,

k_a	es la permeabilidad del acuífero
ϕ	es la porosidad del acuífero
μ_w	es la viscosidad del agua del acuífero
C_t	es la compresibilidad total (agua + roca)
r_o	es el radio externo del reservorio o radio interno del acuífero
c_1	tiene el valor de 0,006328

La expresión matemática que define a la constante del acuífero es:

$$[3.38] \quad \beta = c_2 h \theta \phi C_t r_o^2$$

siendo,

h	es el espesor promedio del acuífero
θ	es el ángulo plano entre los bordes del acuífero y el centro del reservorio
C_2	tiene el valor de 1,1191

3.7.2 Modelo *Fetkovich*

Este modelo se basa en el de balance de materia. Utilizando la relación entre la presión del acuífero y su volumen acumulado. Se lo emplea normalmente para acuíferos pequeños y con flujo de tipo estacionario.

El acuífero tipo *Fetkovich* está modelado por la expresión:

$$[3.39] \quad Q_{ai} = \frac{d}{dt}(W_{ai}) = J\alpha_i [p_a - p_i + \rho g(d_i - d_a)] ;$$

donde,

Q_a	es el caudal de ingreso del acuífero
W_a	es el volumen acumulado del acuífero
J	es el índice de productividad del acuífero
α_i	es el área de la sección de conexión en la celda i
P_a	es la presión del acuífero en el tiempo t
P_i	es la presión del agua en la celda i
ρ	es la densidad del agua del acuífero
d_i	es la profundidad de la celda i
d_a	es el <i>datum</i> para medir la profundidad del acuífero

4 APLICACIÓN DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA AL PROBLEMA DEL ALMACÉN SUBTERRÁNEO GAVIOTA

4.1 Introducción

El presente capítulo tiene el objetivo de mostrar la metodología empleada en la simulación del efecto *histéresis* en el almacén subterráneo Gaviota mediante el uso del código ECLIPSE-100. Se hará uso de herramientas y métodos de resolución explicados en el capítulo 3, por lo que no se entrará en detalles que tiendan a desviar el texto de la idea principal. En cuanto se considere necesario, se hará referencia de los apartados que convengan.

La simulación del efecto histéresis del almacén subterráneo Gaviota se llevará a cabo en dos grandes etapas.

La primera parte del estudio pretende simular el efecto de histéresis utilizando un modelo sencillo en dos dimensiones, para lo cual será necesario diseñar la geometría del mismo y realizar varias pruebas de ensayo hasta conseguir los resultados propuestos.

Durante la segunda parte, se procederá a simular el efecto de histéresis a partir de la geometría real del almacén Gaviota, es decir que se trabajará sobre un modelo en tres dimensiones. De la misma forma que en la primera parte, se realizarán pruebas de ensayo y calibración, para lo cual se alimentará al modelo con información del historial de operaciones.

La descripción de la estructura de entrada de datos de ECLIPSE-100, así como las correspondientes hojas de las pruebas realizadas en el presente trabajo, se muestran en los anexos B y C.

4.2 Simulación del Efecto histéresis en un modelo 2D

El objetivo principal en esta etapa es simular el efecto histéresis de un almacén de gas, debido al incremento de la presión, tras procesos iterativos de inyección y producción en un modelo sencillo bidimensional.

Una vez elaborado el esquema geométrico, se procederá a correr el modelo en el programa ECLIPSE-100 y se evaluarán los resultados parciales con el objetivo de calibrar el sistema y analizar su sensibilidad.

El presente estudio se ha ido desarrollando en función de los resultados inmediatos anteriores, es decir, se trata de un trabajo progresivo por lo cual resulta necesario dividir el avance en diferentes fases.

4.2.1 Simulación de un proceso de producción de gas

En esta fase se simulará un proceso de depletación natural para lo cual se llevarán a cabo principalmente las siguientes acciones:

- *Elaboración de una malla bidimensional.*
- *Caracterización de las propiedades de la roca almacén.*
- *Caracterización de las propiedades de los fluidos almacenados.*
- *Atribución de propiedades PVT (presión, volumen y temperatura).*
- *Definición del sistema de producción y elaboración calendario de operaciones.*

4.2.1.1 Elaboración de una malla bidimensional

El primer paso ha sido abrir una hoja de entrada de datos de ECLIPSE-100 e introducir la información general del modelo comenzando por el título, que para esta fase es: *Gaviota Modelo 2D-I*, haciendo referencia al hecho de ser el primer ensayo a realizar sobre una imagen en dos dimensiones.

Luego se han introducido los valores de las dimensiones del mallado, asignando cuarenta (40) celdas en la dirección del eje “x”; una (1) celda en la dirección del eje “y” y diez (10) celdas en la dirección del eje “z”. Por lo tanto lo que se está diseñando es una especie de prisma rectangular con cuarenta celdas en longitud por diez celdas de altura y con una anchura de una celda unidad (véase figura 4-1).

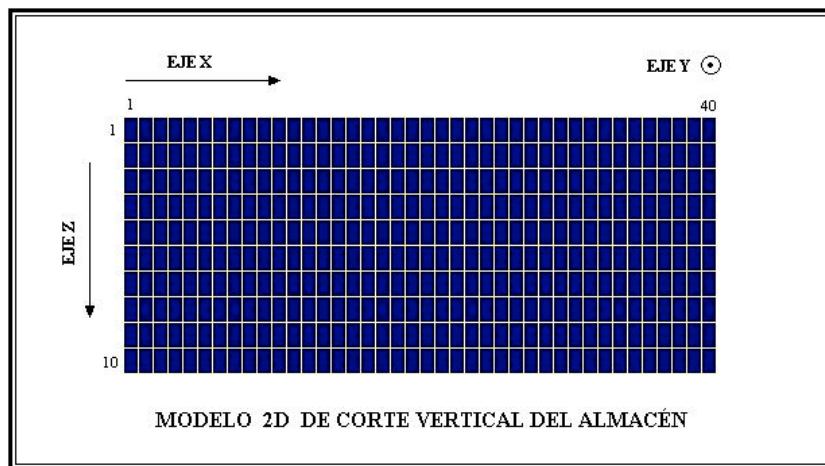


Figura 4-1: Modelo de un corte vertical.

4.2.1.2 Definición de los fluidos presentes en el sistema

Es necesario definir los tipos de fluidos que se tienen en el sistema, estos pueden ser petróleo, agua o gas. En el almacén Gaviota solo se tiene agua y gas, por lo tanto se escriben los comandos que validan la existencia de estos fluidos.

ECLIPSE-100 permite trabajar en diferentes unidades. Se puede utilizar el sistema internacional de unidades; sistema de unidades para laboratorio, o unidades de campo, es decir sistema inglés. Dado que toda la información que será proporcionada se encuentra en el sistema inglés, y dado además que las tablas y los ábacos de *Standing & Katz* [1] para la caracterización de los gases naturales, están diseñados para trabajar en estas unidades, para efectos prácticos se ha decidido realizar el procesamiento de la información en el sistema inglés, no obstante los resultados se presentarán en el sistema internacional de unidades.

El siguiente paso es hacer la introducción de los parámetros de equilibrio del sistema, los cuales hacen referencia al número de regiones de equilibrio que se van a usar. Esto es importante porque pueden ser utilizadas como condiciones iniciales en diferentes partes del sistema en donde no existe equilibrio hidrostático.

Luego se declara el tamaño de las tablas de saturación y tablas PVT (presión, volumen y temperatura), así como el número de fluidos in situ. Al mismo tiempo se indica el máximo número de capas o estratos que se quieren modelar. La figura 4-1 muestra que el corte transversal del modelo está constituido por diez capas o estratos, por lo que se procede a introducir el valor de diez (10).

4.2.1.3 Declaración de las dimensiones del sistema de producción

Luego se procede a declarar las dimensiones del sistema de producción. Aquí se hace referencia al número de pozos en el modelo, número de grupos, en caso de existir. Para la presente fase se requiere tan solo un pozo productor, ya que lo que se desea es simular el proceso de producción sobre un modelo de prueba.

4.2.1.4 Declaración de las dimensiones del mallado

En esta sección se determina la geometría básica del modelo a simular. Si bien se ha diseñado ya la malla en dos dimensiones, no se han asignado aún valores en unidades de longitud a cada una de las celdas constituyentes.

En la dirección del eje “x” se ha asignado una longitud de 30,48 m a cada celda, por lo tanto horizontalmente el corte que se modela mide 1 219,5 m. En la dirección del eje “y” se ha asignado una longitud de 304,8 m a la única celda que se encuentra en esta dirección. Finalmente en la dirección del eje “z” se asigna un valor diferente para cada una de las diez celdas que han sido introducidas en esta dimensión. Estos valores se muestran en la segunda página de la hoja de entrada de datos que se encuentran en el anexo C.1

4.2.1.5 Ingreso de las propiedades petrofísicas de la roca

Es necesario definir algunas propiedades de la roca como la porosidad y permeabilidad absoluta. A partir de esta información el programa podrá calcular el volumen de poros de todo el conjunto, la profundidad media y las transmisibilidades entre cada celda.

Por tratarse de un ensayo de prueba, se ha asignado un valor de permeabilidad de 61 milidarcis a todas las celdas. Análogamente se ha introducido 10 % como valor de porosidad del conjunto.

4.2.1.6 Ingreso de las propiedades PVT del sistema

Esta es una de las secciones más importantes en el modelo de simulación, puesto que aquí se introducen las propiedades PVT del sistema (presión, volumen, temperatura), además de las saturaciones y otras propiedades petrofísicas, tanto de la roca almacén como de los fluidos contenidos. Todo esto se traduce como la caracterización de las condiciones del almacén, lo cual es de enorme importancia para el análisis del efecto histéresis en un almacén de gas.

A continuación, la tabla 4-1 muestra los datos de permeabilidad relativa que se van a introducir en el modelo.

Tabla 4-1: Permeabilidad relativa al agua y al gas

Sg	Krg	Krw
0,186	0,000	0,526
0,202	0,000	0,467
0,237	0,001	0,397
0,288	0,009	0,285
0,339	0,022	0,203
0,465	0,094	0,080
0,606	0,224	0,015
0,740	0,457	0,002
0,840	0,767	0,000
0,888	1,000	0,000

Fuente: Repsol YPF

En referencia a la tabla anterior, la primera columna corresponde a la saturación de la fase no mojante (gas); la segunda columna contiene los datos de la permeabilidad relativa de la fase no mojante mientras que la tercera columna corresponde a la permeabilidad relativa de la fase mojante (agua). Estos datos han sido proporcionados por Repsol-YPF y fueron obtenidos a partir de pruebas de núcleos de perforación.

De la misma manera, es necesario introducir en el programa los valores de densidad del agua y del gas. Para el agua se ha asignado el valor de 1,03 que corresponde a la densidad relativa del agua de mar, mientras que para el gas se ha asignado el valor de 0,6 que corresponde a la densidad relativa del gas metano con respecto a la densidad del aire.

Una propiedad importante de la roca es la compresibilidad, la cual ha sido enunciada y definida en el capítulo 3 del presente documento. Para este parámetro se ha asignado el valor de $5,8 \cdot 10^{-10} \text{ Pa}^{-1}$. En esta misma sección se ingresa el valor de presión de referencia que para todas las pruebas es de 20,685 MPa. Los valores introducidos han sido proporcionados por Repsol-YPF y han sido obtenidos a partir de ensayos de laboratorio.

Seguidamente se procede a realizar la introducción de la información de la tabla 4-2, la cual corresponde a las propiedades PVT del agua,

Tabla 4-2: Propiedades PVT del agua

	PROPIEDADES PVT DEL AGUA			
	PRESIÓN REF.	FVF	COMPRESIBILIDAD	VISCOSIDAD
S. inglés	3 790 psi	1,0	$3,10^{-6} \text{ psi}^{-1}$	0,41 cp
SI	26 132 050 Pa	1,0	$4,3 \cdot 10^{-10} \text{ Pa}^{-1}$	0,41 cp

Los valores introducidos dentro de este comando han sido proporcionados por Repsol-YPF.

4.2.1.7 Caracterización del gas

Es necesario alimentar al modelo con información concerniente a las características del gas a almacenar. Por este motivo, este bloque está destinado a caracterizar las propiedades de un gas seco como es el caso del metano. Las unidades originales de los datos disponibles vienen dadas en sistema inglés, no obstante se muestra su correspondiente equivalencia en el sistema internacional de unidades.

Se sabe que el almacén se encuentra a una temperatura aproximada de 250 °F (121 °C). Se sabe también que la presión en el momento inicial de la depletación fue de 3 790 psi equivalente a 26,1 MPa y que cayó gradualmente a 1 750 psi (12,07 Mpa) al término de las operaciones de producción del gas. Con esta información se puede generar una tabla de datos que permita determinar los valores del factor de compresibilidad, para distintos valores de presión.

Para esto se ha elaborado la tabla 4-3, la cual contiene seis valores de presión a iguales intervalos, calculados de la siguiente forma:

$$\Delta P = \frac{P_{max} - P_{min}}{5} \quad ; \quad \Delta P = \frac{3790 - 1750}{5} = 408$$

Tabla 4-3: Datos de presión y temperatura para la determinación del factor Z

TEMPERATURA °R	TEMPERATURA °C	PRESIÓN (Psi)	PRESIÓN (Pa)
250	121	1 750	12 066 259
250	121	2 158	14 879 410
250	121	2 566	17 692 570
250	121	2 974	20 505 730
250	121	3 382	23 318 890
250	121	3 790	26 132 050

Fuente: Repsol YPF

De la tabla 3-4 (capítulo 3) puede verse que los valores de presión pseudo crítica y temperatura pseudo crítica para el gas metano son respectivamente 668 psi (4,6 Mpa) y 343 °R (-82,7 °C).

Aplicando la expresión 3.24 del capítulo 3 se obtienen los valores de presión pseudo reducida (tabla 4-4).

Tabla 4-4: Cálculo de la presión pseudo reducida para la determinación del factor Z

PRESIÓN (Pa)	PRESIÓN PSEUDO CRÍTICA (Pa)	FORMULA	PRESIÓN PSEUDO REDUCIDA
12 066 259	4 605 860	$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}}$	2,62
14 879 410	4 605 860	$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}}$	3,23
17 692 570	4 605 860	$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}}$	3,84
20 505 730	4 605 860	$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}}$	4,45
23 318 890	4 605 860	$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}}$	5,06
26 132 050	4 605 860	$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}}$	5,67

De la misma forma y haciendo uso de la expresión 3.25 del capítulo 3 se obtendrá el valor de la temperatura pseudo reducida que a la vez servirá para calcular el factor de compresibilidad del metano en los ábacos de *Standing & Katz*.

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} ; \quad T_{pr} = \frac{250 + 460}{343} = 2,07$$

A partir de esta información se puede determinar fácilmente los distintos valores del factor de compresibilidad, para cada valor de presión pseudo reducida.

La tabla 4-5 expone a continuación los valores del factor de compresibilidad, determinados a partir del ábaco de *Standing & Katz*, citado en el apartado 3.3.5

Tabla 4-5: Factor Z como función de la presión pseudo crítica y la temperatura pseudo crítica.

PRESIÓN PSEUDO REDUCIDA	TEMPERATURA PSEUDO REDUCIDA	FACTOR DE COMPRESIBILIDAD (Z)
2,62	2,07	0,940
3,23	2,07	0,946
3,84	2,07	0,955
4,45	2,07	0,960
5,06	2,07	0,970
5,67	2,07	0,980

Los datos de viscosidad fueron obtenidos a partir de los diferentes valores del factor de compresibilidad, mediante el uso del programa PAN-SYSTEM cuya licencia es propiedad de REPSOL-YPF.

La tabla 4-6 muestra la información calculada y que corresponde a las características físicas del gas metano a las condiciones de presión y temperatura del almacén Gaviota.

Tabla 4-6: Tabla de datos PVT del gas metano

PRESIÓN (Pa)	FACTOR DE COMPRESIBILIDAD (Z)	VISCOSIDAD (cp)
12 066 259	0,940	0,0159
14 879 410	0,946	0,0166
17 692 570	0,955	0,0172
20 505 730	0,960	0,0179
23 318 890	0,970	0,0187
26 132 050	0,980	0,0195

4.2.1.8 Declaración de las condiciones iniciales

Esta sección está destinada a declarar los valores de ciertos parámetros que constituyen las condiciones iniciales del modelo de simulación. Otros parámetros han sido declarados para ejercer la función de valores de referencia.

Como se enunció en el apartado anterior la presión al inicio de las operaciones fue de 26,13 MPa. El tope de la formación Gaviota se encuentra aproximadamente a 2 400 m de profundidad, con respecto al nivel del mar. A esta profundidad, la presión en la roca cobertura registró el valor promedio de 20,68 MPa antes de iniciarse los procesos operativos en el antiguo reservorio de gas.

El contacto agua-gas al inicio de las operaciones de producción, se ubicó a una profundidad de 2 439 m con respecto al nivel del mar. El valor de la presión capilar a este nivel fue de 6 274,45 Pa.

4.2.1.9 Diseño del sistema de producción

En esta sección se definen las posiciones de los pozos de un campo, sus funciones como inyectoros o productores y los caudales que van a ser bombeados a través de ellos. Para la presente fase lo que se quiere es introducir un pozo productor en el modelo, con el objeto de simular en primera instancia la caída de presión en un yacimiento debido a un proceso de depletación.

La cabeza del pozo ha sido ubicada en las coordenadas (20 , 1), aproximadamente en el centro de la sección rectangular a modelar. Por otra parte se ha declarado que las celdas cinco y seis que se encuentran sobre la dirección del eje “z” tienen conexión directa con el pozo, es decir que se está definiendo la zona de producción.

Para la presente fase del estudio, se ha ingresado un caudal de prueba de 5 667,72 m³ por día.

4.2.1.10 Análisis de los resultados parciales

Una vez que la hoja de ingreso de datos de la primera fase ha sido ejecutada, el programa devuelve un archivo (ver tabla 4-7) con el cual podemos realizar un análisis de los resultados de la simulación.

Tabla 4-7: Resultados de la fase I

TABLA DE RESULTADOS			
FECHA	PRESIÓN (Pa)	FECHA	PRESIÓN (Pa)
01 ene 2000	20 071 875,9	01 oct 2000	19 849 498,4
02 ene 2000	20 071 062,3	01 nov 2000	19 824 331,6
03 ene 2000	20 070 255,6	01 dic 2000	19 799 978,5
04 ene 2000	20 069 442,0	01 ene 2001	19 774 811,7
05 ene 2000	20 068 628,4	01 feb 2001	19 749 645,0
06 ene 2000	20 067 821,7	01 mar 2001	19 726 912,2
11 ene 2000	20 063 760,5	01 abr 2001	19 701 745,4
01 feb 2000	20 046 716,1	01may 2001	19 677 392,3
01 mar 2000	20 023 183,4	01 jun 2001	19 652 218,6
01 abr 2000	19 998 030,5	01 jul 2001	19 627 858,6
01may 2000	19 973 677,3	01 ago 2001	19 602 691,9
01 jun 2000	19 948 524,4	01 sep 2001	19 577 518,2
01 jul 2000	19 924 171,2	01 oct 2001	19 553 151,3
01 ago 2000	19 899 011,4	01 nov 2001	19 527 977,6
01 sep 2000	19 873 844,6	01 dic 2001	19 503 617,6

Como puede verse en la tabla anterior, al simular un proceso de producción por depletación simple, el yacimiento tiende a perder progresivamente la presión en función del tiempo. Este comportamiento era el esperado para la primera fase de la simulación del efecto de histéresis en un almacén subterráneo de gas.

En el siguiente gráfico (figura 4-2), se representa el corte en dos dimensiones sobre el cual se desarrolla la simulación del efecto de histéresis en un almacén subterráneo de gas. Este es el resultado de la primera fase de estudio. Puede verse que la presión media en el almacén para el primer paso de tiempo se encuentra en alrededor de 20,071 MPa.

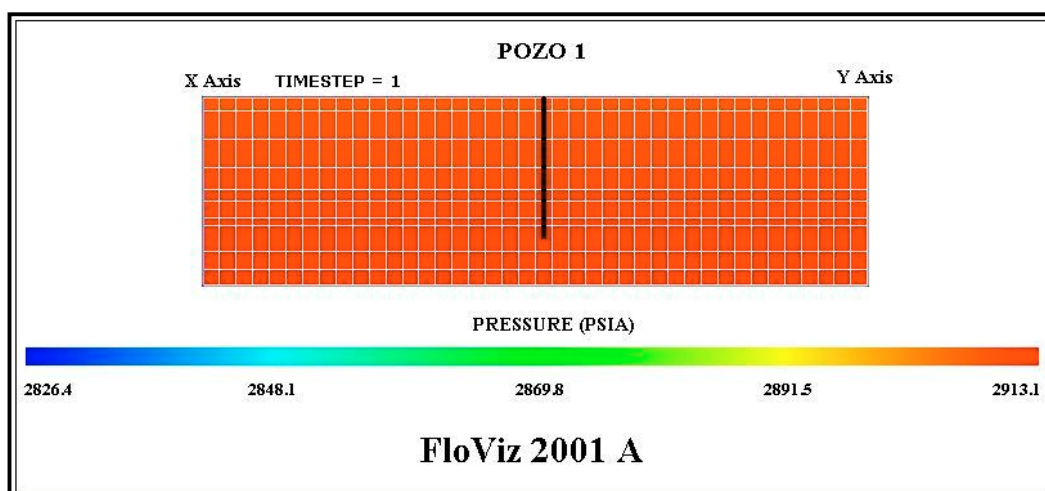


Figura 4-2: Estado de la presión en enero de 2000.

Se presenta a continuación el diagrama de visualización del paso de tiempo correspondiente al 1 de febrero de 2000 (figura 4-3).

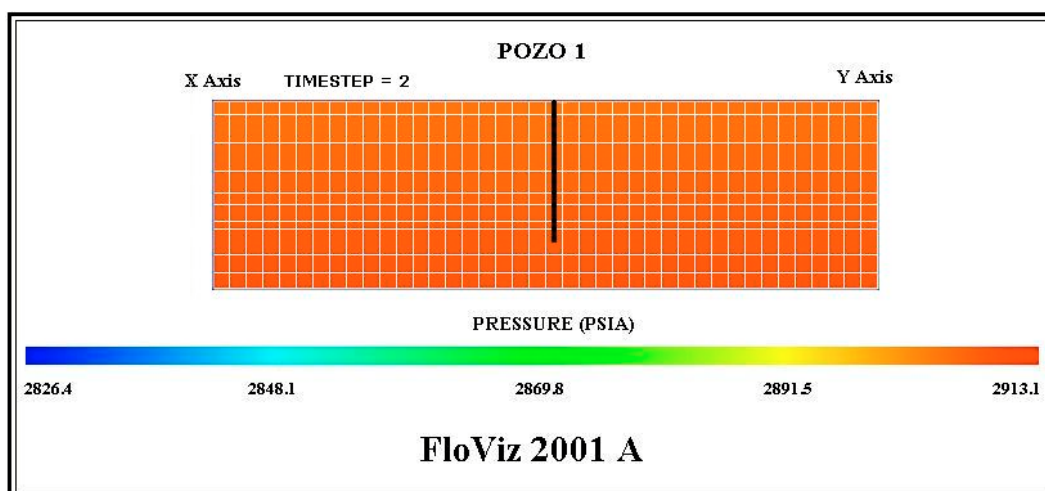


Figura 4-3: Estado de la presión en febrero de 2000.

En el gráfico anterior puede notarse la caída de presión que en enero de 2000 estaba exactamente en 20,071 MPa según lo relata la tabla 4-7, y para el mes siguiente cae entorno a 20,046 MPa.

A continuación se presenta el diagrama de estado de presión para el mes de abril de 2000 (figura 4-4) Para este instante de tiempo la presión se ha ubicado entorno a un valor promedio de 19,99 MPa, lo cual confirma una tendencia decreciente.

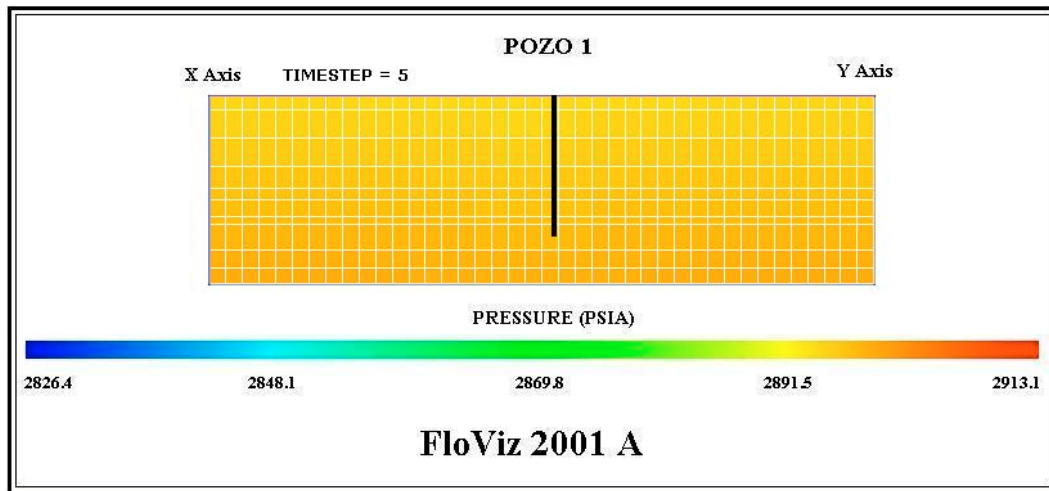


Figura 4-4: Estado de la presión en abril de 2000.

Seguidamente se presenta el diagrama de estado de la presión, correspondiente al mes de junio de 2002 (figura 4-5).

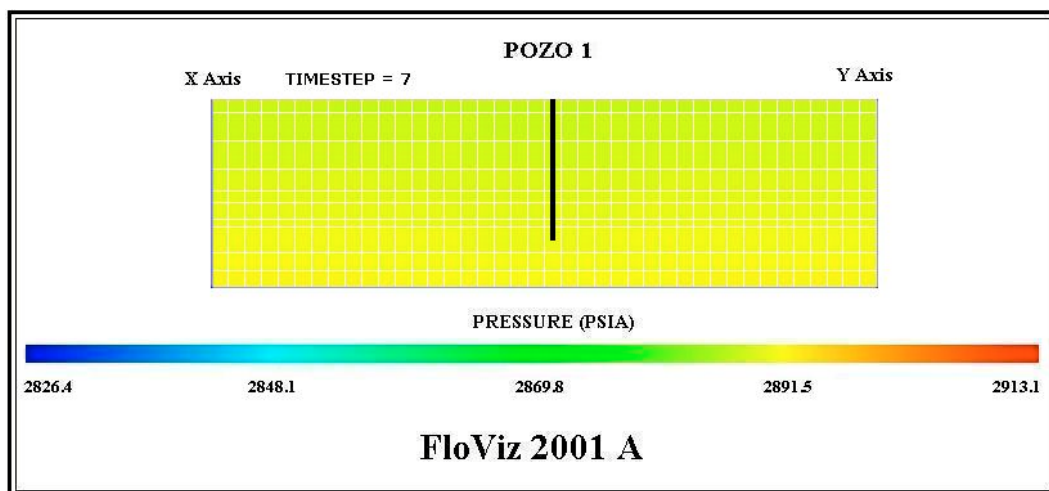


Figura 4-5: Estado de la presión en junio de 2000.

La figura 4-6 muestra el estado de presión de la roca almacén en el mes de octubre de 2000. Según la tabla de resultados la presión en esta etapa de producción de ubica alrededor de 19,849 MPa.

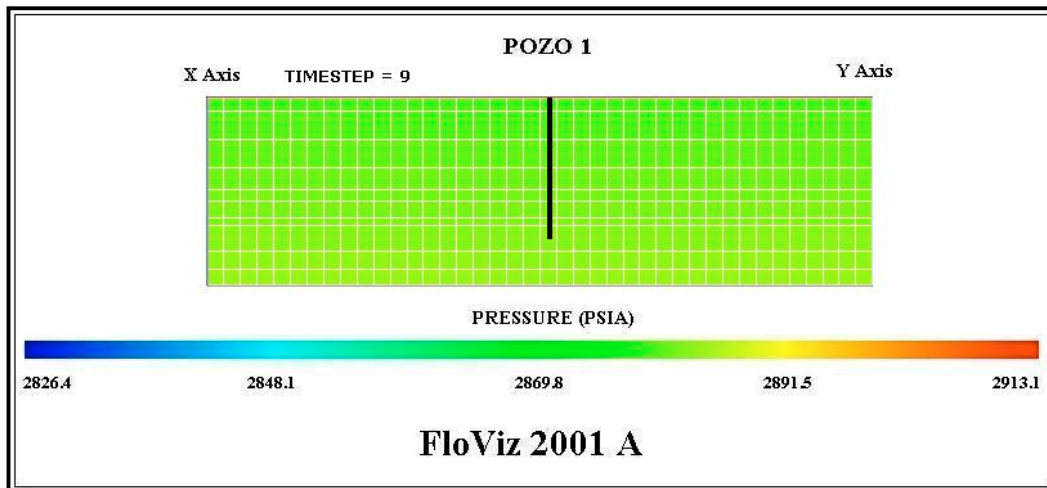


Figura 4-6: Estado de la presión en octubre de 2000.

De la misma forma se muestra el diagrama de visualización correspondiente al mes de marzo de 2001 (figura 4-7) con un desplazamiento del color verde hacia el azul, confirmandose de esta manera la tendencia a una pérdida de presión durante un proceso de producción.

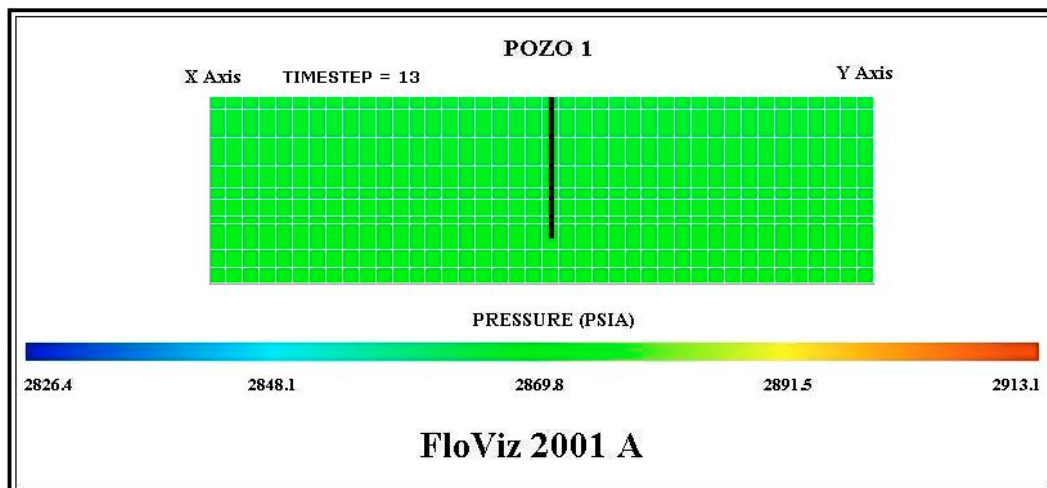


Figura 4-7: Estado de la presión en marzo de 2001.

Finalmente se presentan los dos últimos diagramas del estado de la presión del almacén (véanse las figuras 4-8 y 4-9) correspondientes a los meses de agosto y diciembre de 2001 respectivamente.

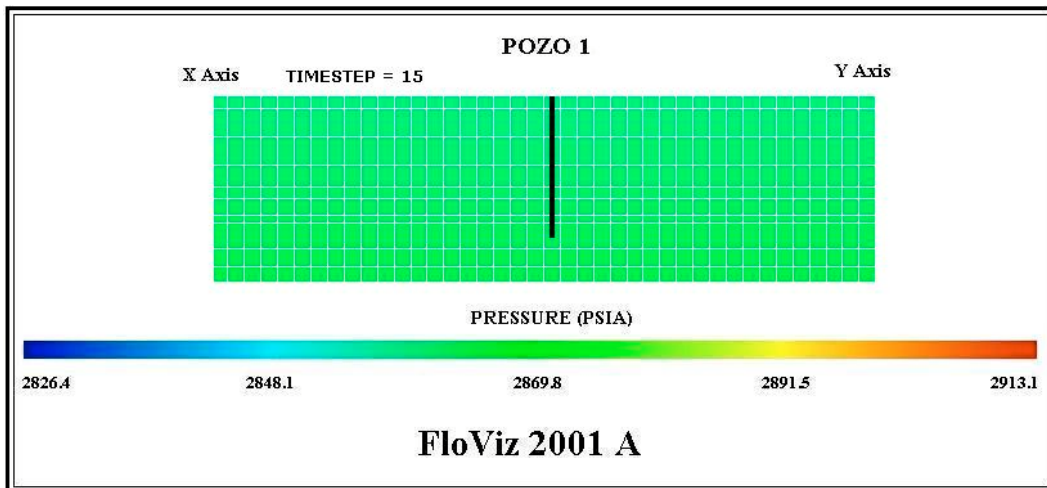


Figura 4-8: Estado de la presión en agosto de 2001.

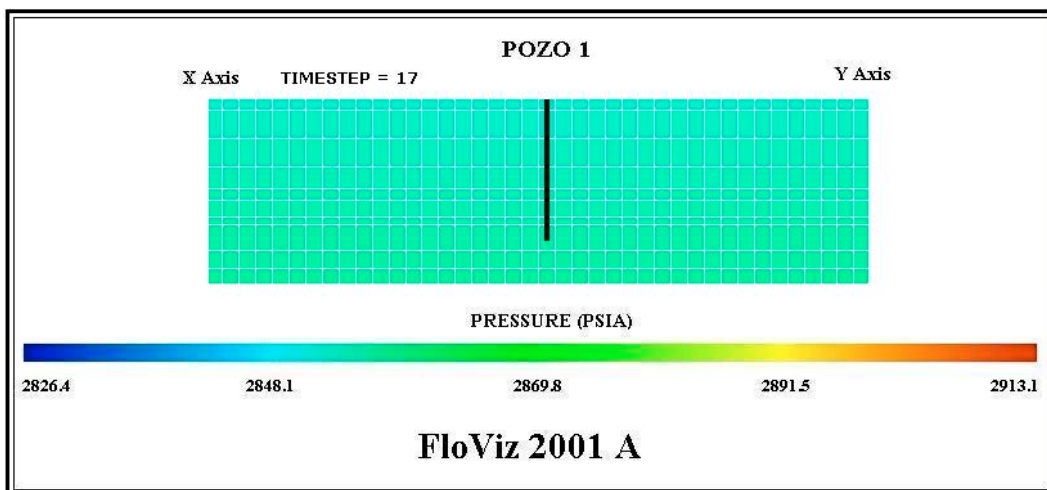


Figura 4-9: Estado de la presión en diciembre de 2001.

Con el paso de tiempo anterior finaliza la primera parte de la simulación del efecto histéresis en un almacén subterráneo de gas. Como puede verse en los dos gráficos anteriores, la presión cae a valores apenas superiores a 19,503 MPa, lo cual es teóricamente normal durante un proceso de depletación de un yacimiento.

La observación de este comportamiento permite tomar la decisión de implementar un proceso de inyección en el sistema, con el objetivo de analizar la respuesta de la curva de evolución barométrica.

Antes de iniciar la siguiente etapa de la simulación, se muestra un diagrama de la presión como función del tiempo (figura 4-10), en el cual se puede apreciar de mejor manera la situación antes descrita con los diagramas de paso de tiempo del simulador ECLIPSE-100.

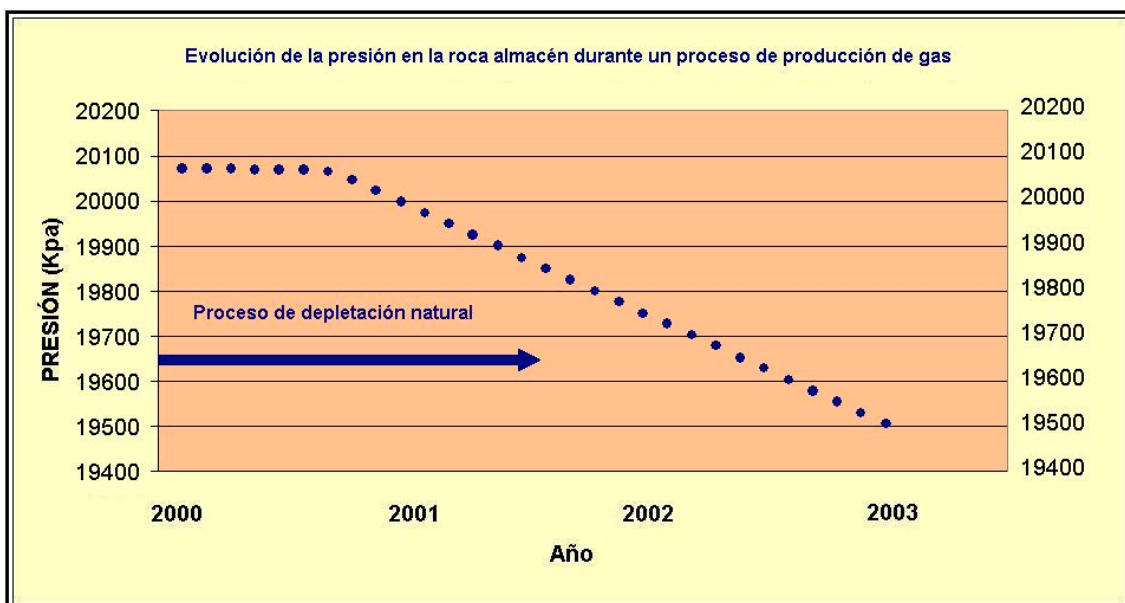


Figura 4-10: Diagrama de Evolución de la presión.

4.2.2 Simulación de procesos iterativos de producción e inyección de gas.

En esta segunda fase se simulará un proceso iterativo de producción e inyección de gas durante un periodo de tres años. En primera instancia se desarrollará una etapa productiva durante los primeros seis meses del primer año. Luego en la segunda mitad se iniciará un proceso de inyección que análogamente tendrá una duración de seis meses. Este proceso de producción-inyección se repetirá dos veces más, con el objetivo de realizar una simulación de prueba durante tres años.

El objetivo de utilizar períodos de seis meses de producción e inyección es sencillamente para acercar poco a poco el modelo de simulación a lo que ocurre en la realidad, ya que en el almacén subterráneo Gaviota se realizan este tipo de operaciones periódicamente a lo largo de cada año.

De esta manera, paso a paso se va dando forma al modelo inicial en dos dimensiones hasta llegar al modelo real. Al mismo tiempo se va logrando un buen nivel de calibración en el sistema de simulación al realizar el análisis de coherencia de los resultados parciales.

Para lograr los objetivos propuestos en esta segunda fase, se llevarán a cabo las siguientes acciones:

- *Elaboración de una malla bidimensional.*
- *Caracterización de las propiedades de la roca almacén.*
- *Caracterización de las propiedades de los fluidos almacenados.*
- *Atribución de propiedades PVT (presión, volumen y temperatura).*
- *Definición del sistema de producción e inyección.*

4.2.2.1 Inicio de la segunda fase de simulación

Se da inicio a la segunda fase de la simulación con la introducción del título del modelo. Esta vez se asigna: *Gaviota Modelo 2D – II*, haciendo referencia de esta forma a la segunda fase de la simulación que se realiza sobre un modelo en dos dimensiones.

Para introducir la información de la geometría del modelo a la hoja de entrada de datos de ECLIPSE-100, se hace uso del bloque elaborado en la prueba anterior, ya que la geometría del modelo no ha cambiado, es decir que se va a seguir haciendo uso de la malla ya diseñada.

4.2.2.2 Caracterización de las propiedades de la roca almacén

Análogamente al ensayo anterior, es necesario definir algunas propiedades de la roca como la porosidad y permeabilidad absoluta, para que a partir de esta información el programa sea capaz de determinar el volumen de poros de todo el conjunto, la profundidad media y las transmisibilidades entre cada celda.

Para esta segunda prueba, se ha asignado un valor de permeabilidad de 61 milidarcis a todas las celdas. De la misma forma se ha introducido 10 % como valor de porosidad del conjunto, valor que corresponde a la media de la porosidad efectiva del almacén Gaviota.

La compresibilidad de la roca, tiene un valor de $5,8 \cdot 10^{-10} \text{ Pa}^{-1}$ y el valor de la presión de referencia es de 20,685 MPa tal como ya ha sido enunciado en la primera prueba de simulación.

4.2.2.3 Propiedades de los fluidos almacenados

Se procede a introducir la información concerniente a las propiedades de los fluidos presentes en el sistema poroso. Puesto que estos fluidos son los mismos (agua y gas), se introduce entonces, las propiedades PVT (presión, volumen, temperatura) que fueron calculadas y utilizadas en la sección anterior. Se introducen también los mismos datos de densidad y viscosidad del agua y del gas, así como las tablas de permeabilidad relativa de estos fluidos.

4.2.2.4 Declaración de las condiciones iniciales

En cada ensayo es estrictamente necesario hacer la declaración de las condiciones iniciales del modelo de simulación. Análogamente conviene enunciar los valores que serán considerados como referencia.

La presión al inicio de las operaciones fue de 26,13 MPa. El tope de la formación Gaviota se encuentra aproximadamente a 2 400 m de profundidad, con respecto al nivel del mar. A esta profundidad, la presión en la roca cobertura registró el valor promedio de 20,68 Mpa antes de iniciarse los procesos operativos de extracción de gas.

El contacto agua-gas al inicio de las operaciones de producción, se ubicó a una profundidad de 2 439 m con respecto al nivel del mar. El valor de la presión capilar a este nivel fue de 6 274,45 Pa.

4.2.2.5 Definición del sistema de inyección-producción

Para la presente fase, se desea introducir en el modelo un pozo que cumpla las funciones de productor e inyector. El objetivo es de simular en primera instancia un proceso de depletación durante seis meses, para reproducir de esta forma la caída de presión en el almacén. Seguidamente se propone iniciar un período de inyección de gas, con lo cual se espera simular la recuperación de la presión. Este proceso se repetirá tres veces, completando así tres años de simulación.

La cabeza del pozo ha sido ubicada en las coordenadas (20 , 1), aproximadamente en el centro de la sección rectangular a modelar. Al igual que en el ensayo anterior, se ha declarado que las celdas cinco y seis que se encuentran sobre la dirección del eje “z” tienen conexión directa con el pozo, es decir que se está definiendo la zona de inyección-producción.

Para la presente fase del estudio, se ha ingresado un caudal de prueba de 5 667,72 m³ por día. Este caudal corresponde al volumen de producción e inyección por día, según el periodo en el que nos encontremos.

4.2.2.6 Análisis de los resultados parciales

A continuación se presenta un resumen de los resultados obtenidos en la segunda prueba de la simulación sobre un modelo en dos dimensiones (tabla 4-8).

Tabla 4-8: Resumen de los resultados de la fase II

TABLA DE RESULTADOS					
FECHA	PRESIÓN (MPa)	FECHA	PRESIÓN (MPa)	FECHA	PRESIÓN (Mpa)
1-ene-00	20,072	1-feb-01	20,042	1-feb-02	20,043
1-feb-00	20,042	1-mar-01	20,015	1-mar-02	20,016
1-mar-00	20,014	1-abr-01	19,986	1-abr-02	19,987
1-abr-00	19,985	1-may-01	19,957	1-may-02	19,958
1-may-00	19,956	1-jun-01	19,927	1-jun-02	19,928
1-jun-00	19,926	11-jun-01	19,937	11-jun-02	19,938
11-jun-00	19,936	1-ago-01	19,986	1-ago-02	19,987
1-ago-00	19,985	1-sep-01	20,015	1-sep-02	20,016
1-sep-00	20,014	1-oct-01	20,044	1-oct-02	20,045
1-oct-00	20,043	1-nov-01	20,074	1-nov-02	20,075
1-nov-00	20,073	1-dic-01	20,103	1-dic-02	20,103
1-dic-00	20,102	11-dic-01	20,093		

Se presenta seguidamente un gráfico de la presión en función del tiempo (figura 4-11), elaborado a partir de los datos de la tabla anterior.

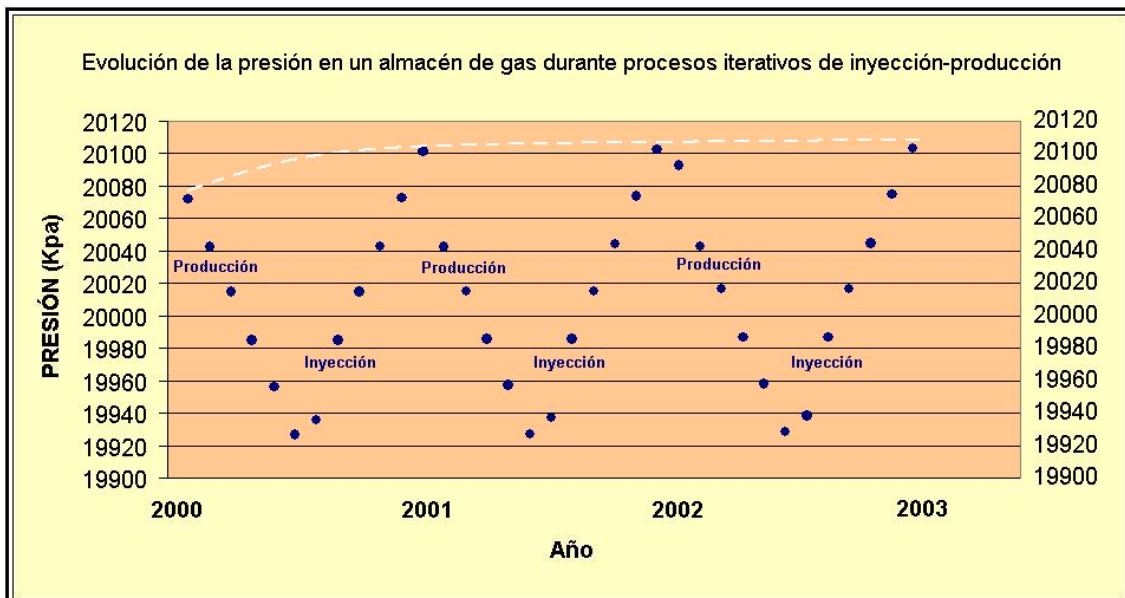


Figura 4-11: Evolución de la presión.

Como puede notarse, la figura anterior describe perfectamente lo que ocurre en un almacén de gas cuando es sometido a procesos iterativos de producción y almacenamiento. Los intervalos decrecientes corresponden a las fases de depletación que tienen lugar durante los primeros seis meses de cada año, mientras que los intervalos crecientes y de igual duración, son la representación de los períodos de almacenamiento con los cuales se completa un año de operaciones y en los que la presión es restituida llegando inclusive a sobrepasar en pequeñas proporciones a los valores iniciales.

La envolvente de esta curva tiene en sentido general un comportamiento creciente, cuya pendiente va disminuyendo en el tiempo. Con este resultado se comprueba tempranamente la existencia del efecto histéresis en el almacén de gas.

Los diagramas de visualización, así como los archivos de entrada y salida de datos que han sido procesados en ECLIPSE-100, se presentan en el anexo C, al final del presente documento.

Dado que los resultados de la segunda fase han sido satisfactorios, se procederá a analizar en una tercera fase el comportamiento de éste fenómeno ante la presencia de un acuífero.

4.2.3 Simulación de operaciones en un almacén de gas afectado por un acuífero.

En esta tercera fase se pretende simular procesos iterativos de producción e inyección de gas dentro de un almacén que posee un acuífero de fondo. El objetivo es estudiar el fenómeno de histéresis en un entorno más cercano a la realidad del almacén Gaviota.

Se utilizará exactamente el mismo esquema de la segunda fase, es decir que se tendrán tres períodos de un año de duración, en los cuales se producirá gas durante los primeros seis meses y se realizará el correspondiente proceso de almacenamiento durante el segundo semestre. A esto se añade la introducción de un acuífero.

Para cumplir con los propósitos de esta tercera fase, se llevarán a cabo las siguientes acciones:

- *Elaboración de una malla bidimensional.*
- *Caracterización de las propiedades de la roca almacén.*
- *Caracterización de las propiedades de los fluidos almacenados.*
- *Atribución de propiedades PVT (presión, volumen y temperatura).*
- *Introducción de un acuífero al modelo.*
- *Definición del sistema de producción e inyección.*

Se considera que hasta el desarrollo de la prueba anterior, la estructura de ingreso de datos ha sido bastante explícita y detallada. Por lo tanto a partir de ahora, se enunciarán únicamente los cambios realizados sobre los archivos de entrada de las fases anteriores, puesto que todos los detalles de esta información se encuentran adjuntos en la sección de anexos del presente documento.

En lo que corresponde a la primera sección de la hoja de entrada de datos, se ha ingresado la misma malla en dos dimensiones utilizada anteriormente, conservando la misma geometría y dimensiones. Sin embargo, dentro de esta sección, se han añadido algunos comandos que permiten identificar el efecto histéresis y realizar su estudio a partir de las tablas de saturación.

Al final de esta sección, destinada a definir las características físicas y geométricas del modelo, y luego de haber introducido los valores de porosidad y permeabilidad a cada una de las capas, se procede a introducir el comando que permite definir las conexiones entre las celdas del acuífero que será modelado numéricamente.

La siguiente variante ocurre en la sección de propiedades, donde es necesario hacer uso del comando que permite efectuar la introducción de las tablas de saturación para el acuífero que se está diseñando numéricamente. Este ingreso se realiza dentro de la sección de propiedades, en la cual se definen todos los parámetros del modelo.

Para esta instancia ya se han introducido las tablas de imbibición y drenaje, así como la información PVT del agua y del gas, es decir: gravedad específica, factor de compresibilidad, factor volumétrico de formación, viscosidad y la temperatura; con lo cual los cálculos sobre los parámetros del acuíferos se realizan bajo el control de la información anteriormente mencionada.

Con estos cambios al formato anterior, queda terminada la tercera fase de la simulación. Los resultados de esta operación se presentan esquematizados en la tabla 4-9.

Tabla 4-9: Resumen de los resultados de la fase III

TABLA DE RESULTADOS					
FECHA	PRESIÓN (Mpa)	FECHA	PRESIÓN (Mpa)	FECHA	PRESIÓN (Mpa)
1-ene-00	20,072	1-dic-00	20,102	1-dic-01	20,103
2-ene-00	20,071	2-dic-00	20,101	2-dic-01	20,102
3-ene-00	20,070	3-dic-00	20,100	3-dic-01	20,101
4-ene-00	20,069	4-dic-00	20,099	4-dic-01	20,100
5-ene-00	20,068	5-dic-00	20,098	5-dic-01	20,099
6-ene-00	20,067	6-dic-00	20,097	6-dic-01	20,098
7-ene-00	20,062	11-dic-00	20,092	11-dic-01	20,093
1-feb-00	20,042	1-feb-01	20,042	1-feb-02	20,043
1-mar-00	20,014	1-mar-01	20,015	1-mar-02	20,016
1-abr-00	19,985	1-abr-01	19,986	1-abr-02	19,987
1-may-00	19,956	1-may-01	19,957	1-may-02	19,958
1-jun-00	19,926	1-jun-01	19,927	1-jun-02	19,928
2-jun-00	19,927	2-jun-01	19,928	2-jun-02	19,929
3-jun-00	19,928	3-jun-01	19,929	3-jun-02	19,930
4-jun-00	19,929	4-jun-01	19,930	4-jun-02	19,931
5-jun-00	19,930	5-jun-01	19,931	5-jun-02	19,932
6-jun-00	19,931	6-jun-01	19,932	6-jun-02	19,933
11-jun-00	19,936	11-jun-01	19,937	11-jun-02	19,938
1-ago-00	19,985	1-ago-01	19,986	1-ago-02	19,987
1-sep-00	20,014	1-sep-01	20,015	1-sep-02	20,016
1-oct-00	20,043	1-oct-01	20,044	1-oct-02	20,045
1-nov-00	20,073	1-nov-01	20,074	1-nov-02	20,075
				1-dic-02	20,103

Analizando los datos de la tabla, puede notarse que la presión en el almacén decrece desde alrededor de 20,072 MPa en el inicio de las operaciones hasta valores cercanos a 19,926 MPa durante el mes de junio, recuperándose la presión en el mes de julio y elevándose hasta los 20,072 MPa iniciales antes de llegar al mes de diciembre, donde finalmente se rebasa este valor. Este comportamiento en forma de “V” asimétrica (figura 4-12), es típico de un período de producción e inyección en un medio poroso y permeable que tiene influencia de un acuífero.

Lo más interesante es ver como este período se repite en la medida en que se extiende el tiempo de operaciones y como la pendiente de la curva envolvente va disminuyendo poco a poco hasta lograr una tendencia hacia cero.

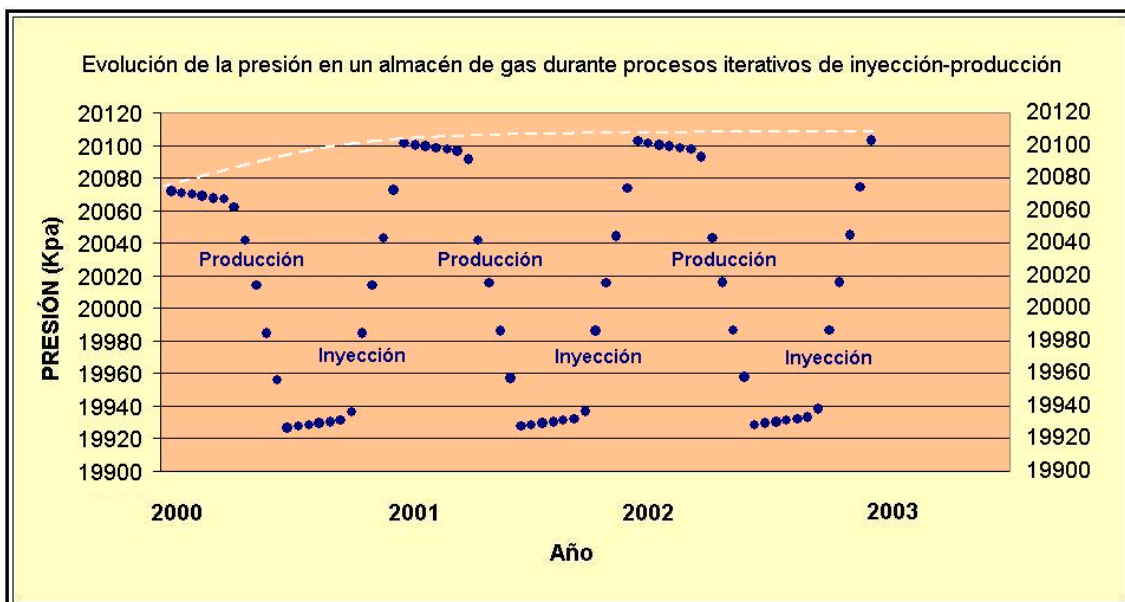


Figura 4-12: Evolución de la presión en un almacén con acuífero de fondo.

La gráfica anterior confirma el análisis realizado a priori en función de los resultados mostrados en la tabla 4-9. Puede notarse que se conserva la misma forma de la curva envolvente, en comparación con la gráfica que se obtuvo en la segunda fase; lo cual podría traducirse en primera instancia como una indiferencia por parte de la respuesta del modelo, a la presencia de un acuífero de fondo.

Esta interpretación es válida solamente para este caso, en el cual se ha simulado un proceso de producción e inyección durante un lapso de tres años, intervalo que es prácticamente despreciable en comparación con la duración real de las operaciones en un almacén de gas. Además, lo que se está analizando es la evolución de la presión a través de un corte vertical lo cual no representa en sentido estricto el comportamiento de la presión en toda la extensión volumétrica del almacén.

No obstante, los resultados obtenidos, permiten ratificar los enunciados propuestos por la teoría, ya que la ley de flujo, y el comportamiento de los fluidos en medios porosos y permeables se cumplen prácticamente a cabalidad. Esto lógicamente permite avanzar un paso más en lo que corresponde a los objetivos propuestos en el presente trabajo.

Una vez que se ha logrado realizar un ajuste al modelo bidimensional de simulación, el cual ha sido dotado de un acuífero y de procesos operativos de inyección-producción; se procederá a desarrollar la simulación numérica del efecto histéresis sobre un modelo en tres dimensiones dado que los resultados de las fases anteriores han sido coherentes.

4.3 Simulación del Efecto histéresis en un modelo 3D.

En esta parte del estudio, se procederá a trabajar con el modelo geométrico real del almacén Gaviota. La información numérica, es decir las coordenadas de las celdas que componen la geometría del almacén, han sido proporcionadas por Repsol YPF con el objetivo de facilitar el desarrollo del presente estudio.

De manera análoga a la parte anterior, esta segunda etapa de la simulación, se desarrollará en fases progresivas, dotando cada vez al modelo de la información más cercana a la realidad, obteniendo de esta manera un ajuste aceptable y coherencia en los resultados.

4.3.1 Simulación de un proceso de producción e inyección de gas a caudal constante en ausencia de un acuífero de fondo.

El modelo geométrico del almacén Gaviota, consiste en un conjunto de información numérica que consta de dos partes: mallado y propiedades; las cuales han sido declaradas como archivos adjuntos al fichero de ingreso del programa ECLIPSE-100 (véase anexo C.10). Esta información numérica no puede ser mostrada en el presente documento, dado que es propiedad de Repsol YPF, no obstante, la utilización de la misma ha hecho posible la visualización y el análisis de los resultados, los cuales si están incluidos en este trabajo.

El objetivo de esta primera fase de simulación en tres dimensiones es de ubicar un número apropiado de pozos sobre la estructura geológica del almacén Gaviota, e iniciar un proceso de producción e inyección a caudal constante para de esta forma analizar la evolución de la presión. La información completa de la hoja de entrada de datos se muestra en el anexo C.10.

Este modelo está constituido por: 38 celdas en el eje “x”, 30 celdas en el eje “y”, y 6 celdas en el eje “z”, lo cual compone un volumen de 6 840 celdas.

De la misma forma que en los modelos anteriores, los fluidos que intervienen son agua y gas. Todos los parámetros petrofísicos de la roca y de los fluidos, han sido introducidos de manera análoga a los ensayos realizados durante la primera parte de la simulación.

A continuación se presentan las acciones desarrolladas dentro del plan de operaciones:

- *Definición de las coordenadas de los pozos.*
- *Definición de los intervalos de completación de los pozos.*
- *Definición de los caudales de inyección y producción.*
- *Elaboración del calendario de operaciones.*

De manera general, la elaboración de la hoja de entrada de datos para este ensayo, no difiere de lo realizado en etapas anteriores, salvo la nueva geometría que como ya se ha mencionado en los párrafos anteriores, consiste en cambiar la información de la malla en dos dimensiones por la geometría real del almacén Gaviota a partir de las coordenadas de las celdas componentes que han sido proporcionadas para la elaboración de este trabajo.

La información concerniente a las características de la roca, tales como porosidad y permeabilidad, se encuentra en el archivo denominado “*propiedades*”, el cual viene adjunto al fichero de entrada de datos y que como se ha dicho antes no será mostrado en el presente trabajo. Estos archivos son excesivamente extensos, dado que contienen información de cada una de las 6 840 celdas que componen nuestro modelo geométrico, sin embargo para tener una idea de los valores, la media de la porosidad y de la permeabilidad son respectivamente 10% y 61 md, que corresponden a los valores ingresados en los modelos de calibración realizados anteriormente sobre una malla en dos dimensiones.

Las tablas de saturación son exactamente las mismas, así como toda la información correspondiente a la caracterización de los fluidos (agua y gas), esto es densidad, viscosidad, factor volumétrico de formación, factor de compresibilidad para el caso del gas, etc. Las condiciones iniciales evidentemente son siempre las mismas. Por lo tanto, el único cambio que resta por realizar es sobre la sección que compete a la definición del sistema de producción y a la elaboración del calendario de operaciones.

Una vez que ha sido posible reproducir en pantalla la imagen en tres dimensiones del almacén Gaviota, se ha realizado la búsqueda de los altos estructurales, es decir que se ha procedido a seleccionar la ubicación óptima de los 12 pozos que se ha planeado instalar. La tabla 4-10 muestra las coordenadas (en número de celdas) calculadas para los pozos y sus respectivos intervalos de completación.

Tabla 4-10: Coordenadas de los pozos e intervalos de completación

NOMBRE DEL POZO	COORDENADAS EN "X"	COORDENADAS EN "Y"	INTERVALO DE COMPLETACIÓN
POZO 1	22	19	5 - 6
POZO 2	22	14	5 - 6
POZO 3	25	19	5 - 6
POZO 4	30	15	5 - 6
POZO 5	30	19	5 - 6
POZO 6	30	22	5 - 6
POZO 7	18	25	5 - 6
POZO 8	15	20	5 - 6
POZO 9	16	17	5 - 6
POZO 10	9	12	5 - 6
POZO 11	17	13	5 - 6
POZO 12	28	4	5 - 6

Los caudales de producción e inyección siempre van ligados al calendario de operaciones. Como caudal de producción se ha introducido un valor de 340 063,26 m³ por día para cada pozo (caudal de prueba). Esto equivale a una cifra aproximada de 4,1 millones de metros cúbicos por día en todo el campo.

Se plantea producir este caudal a ritmo constante desde febrero de 1985 hasta junio de 1991, es decir durante seis años y medio aproximadamente.

A partir de junio de 1991 hasta diciembre de 2013 y con el mismo caudal de 4,1 millones de metros cúbicos por día (caudal de prueba) se propone desarrollar etapas iterativas de producción e inyección, alternando cada seis meses, siendo *junio – diciembre* el periodo de inyección y los meses restantes, periodo de producción.

La figura 4-13 muestra la evolución de la presión media dentro del almacén en función del tiempo en que se propone realizar el estudio.

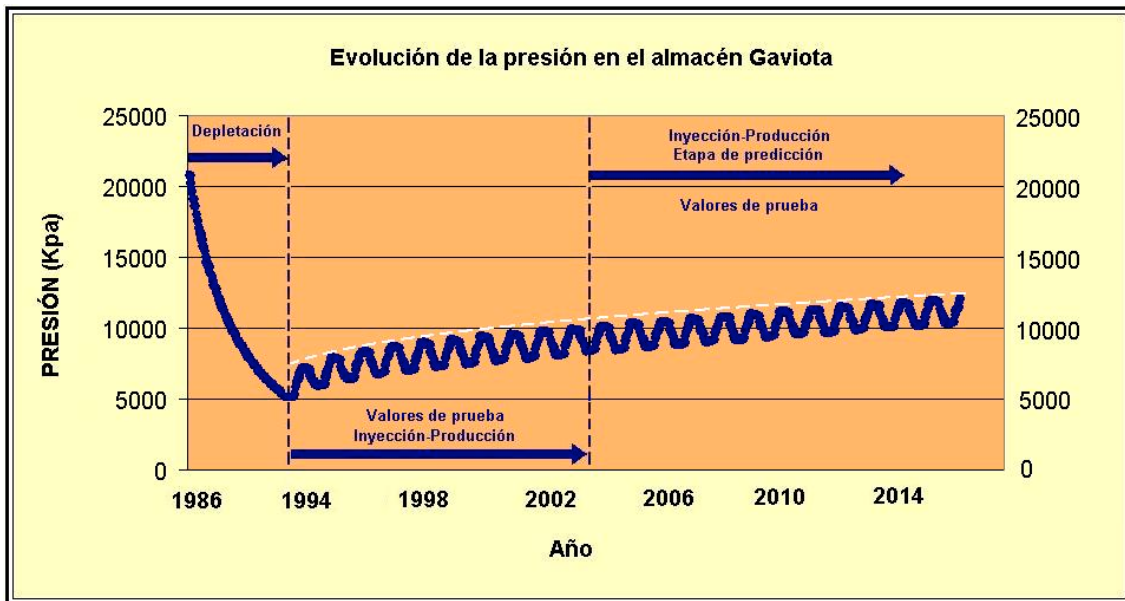


Figura 4-13: Evolución de la presión en el almacén Gaviota durante procesos de inyección y producción a caudal constante sin acuífero de fondo.

Lo que se puede observar inmediatamente a partir de la gráfica representada en la figura anterior, es el hecho de que pese a que el efecto histéresis es evidente (incremento barométrico diferencial entre el año 1994 y 2016), no se logra levantar la presión en el almacén hasta un nivel comparable con el de las fechas iniciales.

El comportamiento observado en el presente ensayo es satisfactorio, considerando que el modelo no ha sido aún alimentado con el verdadero historial de operaciones, sino que se ha realizado una simulación de procesos a partir de valores de prueba. Además el modelo carece de la influencia de un acuífero de fondo, el cual necesariamente deberá ayudar a restituir la presión en el almacén.

Por lo tanto se procederá a desarrollar un nuevo ensayo en el cual se implementará un acuífero de fondo. Al mismo tiempo se diseñará un nuevo plan de operaciones, el cual corresponderá al verdadero historial del almacén Gaviota. Finalmente se introducirán nuevos valores de prueba correspondientes a un incremento en de un 190 % del caudal de inyección-producción, con respecto a los caudales que actualmente se inyectan y/o se producen en la mencionada estructura.

4.3.2 Simulación de un proceso de producción e inyección de gas a caudal variable en presencia de un acuífero de fondo.

En esta segunda fase de simulación en tres dimensiones se trabajará con los 12 pozos introducidos en el ensayo anterior. Las características geométricas y petrofísicas del almacén son las mismas, es decir que se trabaja sobre un volumen compuesto por 6 840 celdas y los fluidos componentes son como siempre agua y gas. Se ha introducido un acuífero de tipo *Carter Tracy*, adaptado a la capa inferior de la geometría del almacén. A continuación se presenta en la tabla 4-11 los intervalos en los cuales existe la influencia del mencionado acuífero.

Tabla 4-11: Intervalos de acción del acuífero del modelo.

INTERVALO DE INFLUENCIA EN "X"	INTERVALO DE INFLUENCIA EN "Y"	INTERVALO DE INFLUENCIA EN "Z"
1 - 36	1 - 28	6 - 6

Fuente: Repsol YPF.

Seguidamente se muestra en la figura 4-14, la representación visual del modelo numérico del acuífero que ha sido diseñado.

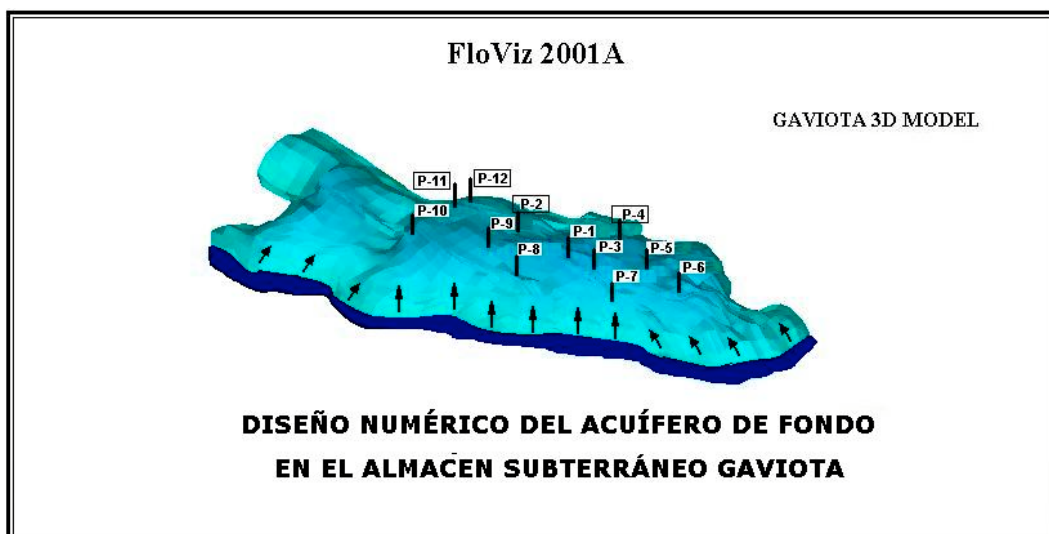


Figura 4-14: Representación visual del acuífero introducido en el modelo

Todas las características del acuífero se encuentran en la hoja de entrada de datos del presente ensayo en el anexo C.12

En cuanto al plan de operaciones para este ensayo, se tiene previsto iniciar con el proceso de producción natural del yacimiento desde julio de 1986 hasta su agotamiento en enero de 1994 con un caudal inicial de $147\,360,74\text{ m}^3$ por día y por cada pozo. Esto equivale a aproximadamente 1,8 millones de metros cúbicos por día en todo el campo.

A partir de febrero de 1994 se plantea comenzar con los procesos iterativos de inyección y producción iniciando con un caudal de 291 mil metros cúbicos por día y por pozo hasta diciembre de 2003. Luego de esta fecha, y hasta diciembre de 2016, se propone incrementar el caudal de inyección-producción en un 190 por ciento, lo que da como resultado un valor de 850 mil metros cúbicos por día y por pozo. La figura 4-15 muestra la evolución de la presión en el almacén Gaviota basándose en el plan de operaciones propuesto para esta etapa de la simulación.

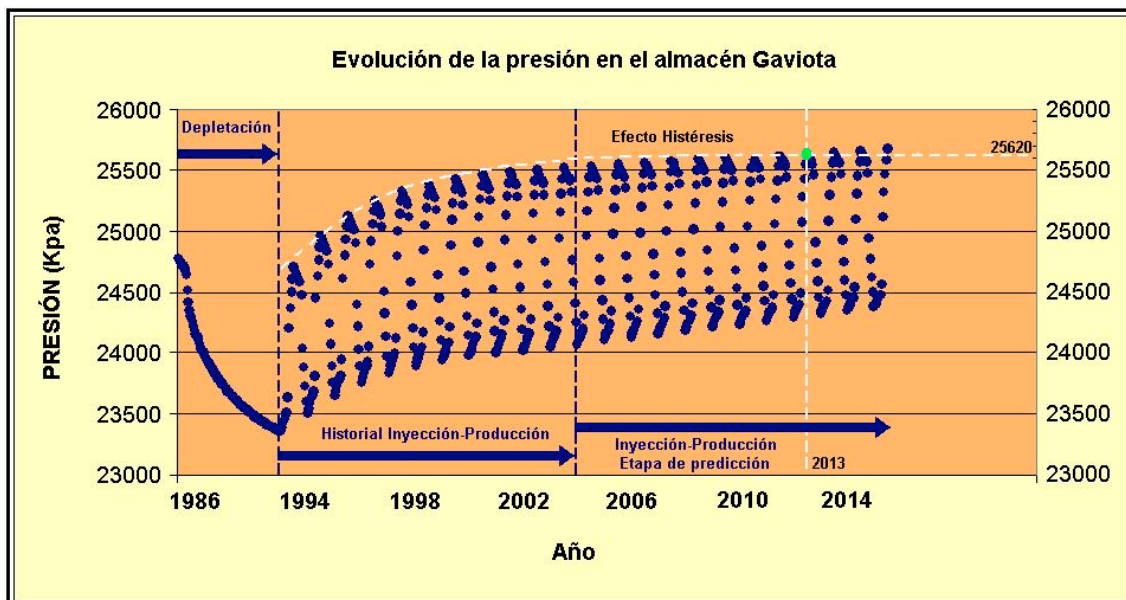


Figura 4 -15: Evolución de la presión en el almacén Gaviota durante procesos de inyección y producción a caudal variable y en presencia de un acuífero de fondo.

Como puede verse en el diagrama anterior, el acuífero introducido permite de buena forma sostener la presión en el fondo del almacén. El comportamiento de la curva de evolución de la presión en función del tiempo es compatible con el historial de producción.

La presión al inicio de las operaciones fue de 24,8 MPa y decae hasta el mínimo de 23,3 MPa al final de la primera etapa de producción por depletación natural. Luego de esto puede notarse la manera en que la presión es restituida a lo largo de los procesos iterativos de inyección-producción. La curva envolvente superior tiende a estabilizarse en un valor entorno a los 25,6 MPa mientras que la envolvente inferior bordea los 24,2 MPa, lo cual da como resultado un rango de 1,4 MPa de oscilación entre los períodos de inyección y producción.

5 RESULTADOS

5.1 Análisis de los ensayos realizados en el simulador

En este capítulo se presentará un análisis de los resultados obtenidos en todas las fases desarrolladas. Además se mostrarán los diagramas de evolución barométrica, con los cuales se ha realizado el estudio del efecto histéresis en el almacén subterráneo *Gaviota*.

5.1.1 Resultados de la simulación sobre un modelo en dos dimensiones

En la primera parte de la simulación se propuso la elaboración de una malla bidimensional que represente a una sección vertical y en el mismo ensayo se realizó la simulación de un proceso de depletación natural⁵ de un yacimiento de gas para lo cual fue suficiente la utilización de un solo pozo (véase figura 5-1).

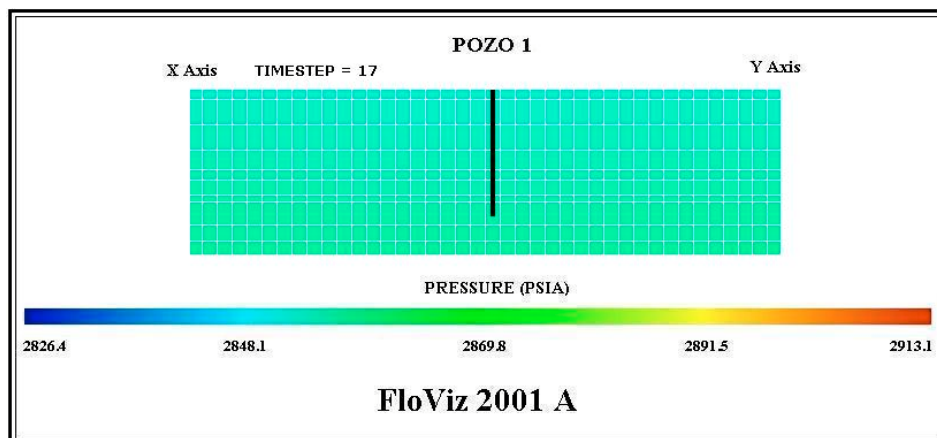


Figura 5-1: Diseño de una sección vertical.

El resultado obtenido en la primera fase de este estudio se esquematiza en la figura 5-2.

⁵ **Depletación natural:** Explotación de un yacimiento de hidrocarburos aprovechando su propia energía.

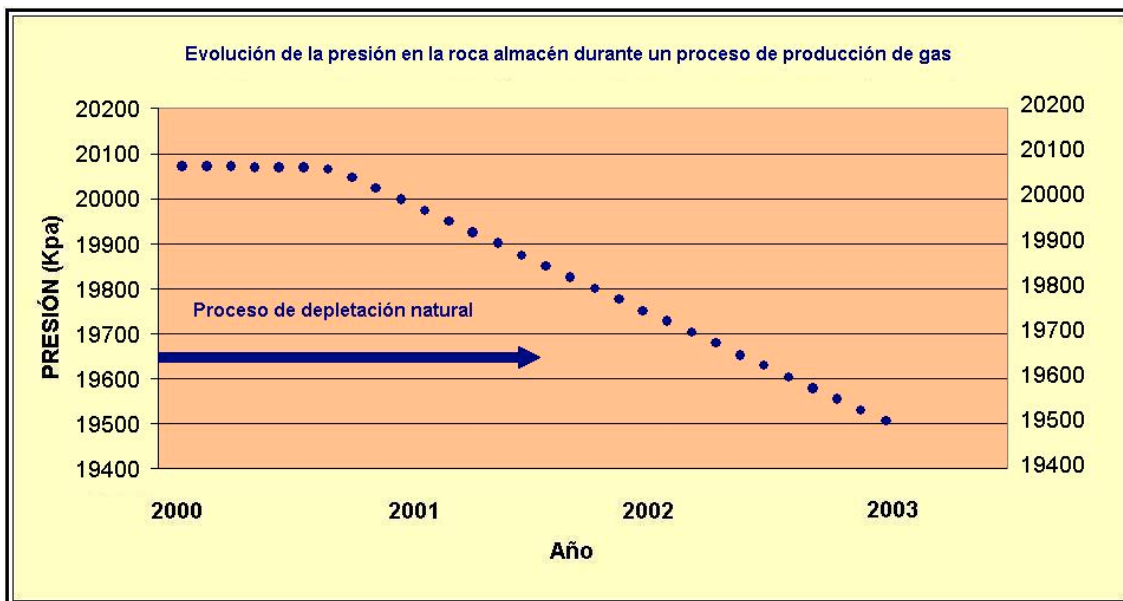


Figura 5-2: Proceso de depletación natural.

La curva de la figura anterior muestra el comportamiento de la presión. Se puede notar que al inicio de las operaciones la presión se ubica entorno a 20,07 MPa y decae linealmente hasta un valor de 19,5 MPa al final de dos años de simulación.

Una vez diseñada la sección vertical y realizada la primera prueba, se prosiguió con nuevos ensayos. La figura 5-3 muestra los resultados obtenidos en la segunda prueba, en la cual se propuso realizar la simulación de periodos de inyección-producción durante los años 2000, 2001 y 2002. Evidentemente el simulador ha respondido a los resultados esperados en esta prueba ya que se pueden apreciar los intervalos en los cuales se produce una disminución de la presión debido al proceso de extracción y los intervalos crecientes durante los cuales el proceso de almacenamiento tiene lugar.

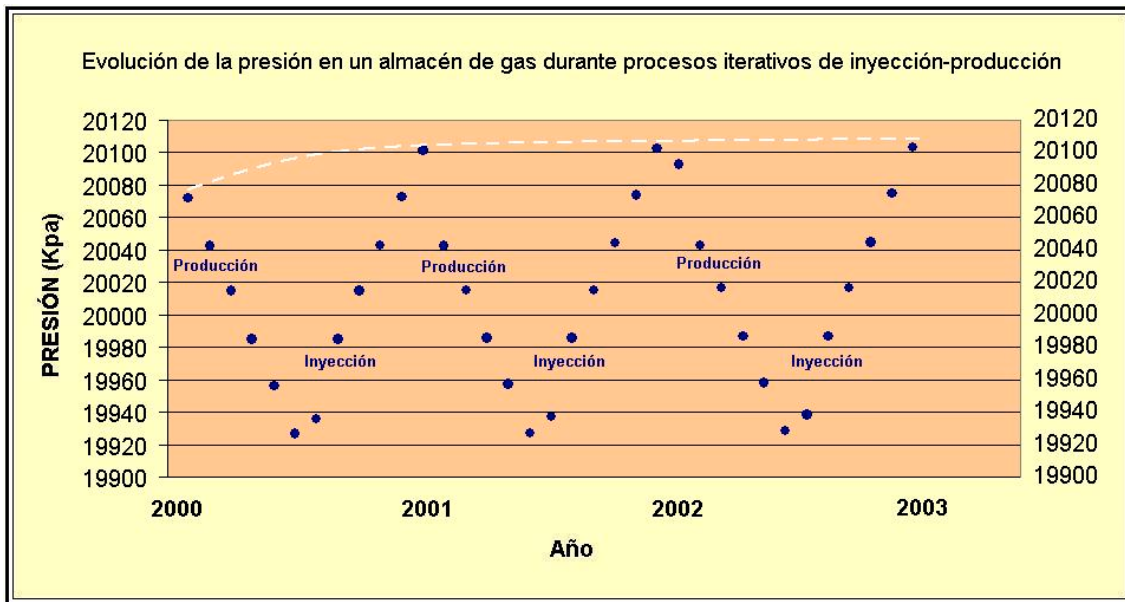


Figura 5-3: Evolución de la presión en ausencia de acuífero.

Este ensayo sirve para poner en evidencia el efecto de histéresis, es decir el incremento diferencial de la presión, lo cual es el objetivo del presente estudio. Al analizar las curvas de la figura anterior, puede observarse que la envolvente superior responde a este efecto. Por otra parte la presión inicial es 20,055 MPa y los valores más bajos, alrededor de 19,92 MPa, los alcanza al final de cada periodo de producción.

Hasta el momento se tienen resultados satisfactorios, ya que se cuenta con el modelo de la sección vertical en el almacén Gaviota, al mismo tiempo se tiene un pozo instalado, el cual ha funcionado como productor en la primera prueba y como inyector-productor en la segunda. Además ha sido posible la implementación de programas operativos que permiten llevar adelante el presente estudio.

El tercer ensayo consistió en realizar la introducción de un acuífero al modelo y luego efectuar las mismas acciones de la prueba anterior, para de esta forma conseguir resultados coherentes antes de proceder a la simulación sobre un modelo en tres dimensiones. La figura 5-4 muestra los resultados obtenidos en la tercera prueba.

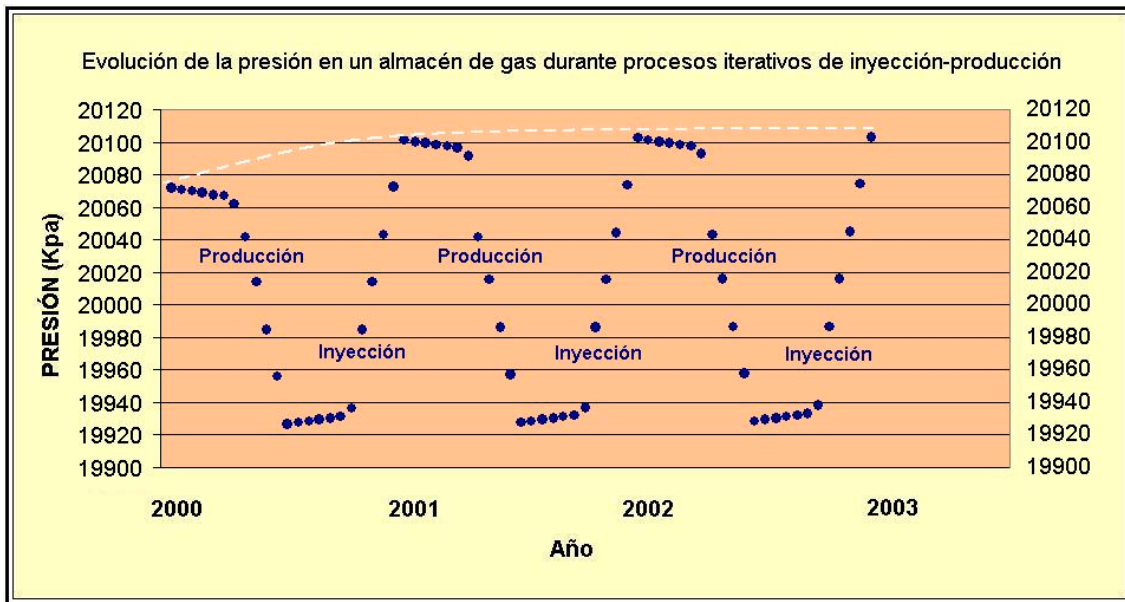


Figura 5-4: Evolución de la presión en presencia de acuífero.

Si se comparan los diagramas de las figuras 5-3 y 5-4 se puede concluir que no existe una gran diferencia en los resultados, pues aparentemente la curva de evolución barométrica responde de manera indiferente ante la presencia de un acuífero.

5.1.2 Resultados de la simulación sobre un modelo en tres dimensiones

En esta segunda parte el objetivo inicial fue el de reproducir digitalmente una imagen en tres dimensiones, correspondiente a la geometría del almacén subterráneo Gaviota. Para esto se contó con la información suministrada por Repsol YPF.

El fichero de datos necesario para la construcción del modelo en tres dimensiones debía contener las coordenadas de las esquinas de cada una de las celdas que constituyen la morfología del mencionado almacén. Así mismo cada celda debía contener la información de sus propiedades petrofísicas, es decir, porosidad y permeabilidad.

El primer ensayo sirvió para realizar la introducción de las coordenadas de las celdas y sus propiedades. Esta información ha sido introducida en la hoja de entrada de datos de ECLIPSE-100 en el momento de realizar la simulación y no ha podido ser mostrada en el presente documento, debido a que es propiedad de la compañía.

Dentro del primer ensayo, se ha elaborado un esquema en el cual se ha planificado la instalación de doce pozos, los mismos que han debido ser ubicados en los altos estructurales. Esto ha sido posible gracias al conocimiento de la geometría de la estructura. La figura 5-5 muestra una imagen del modelo en tres dimensiones del almacén Gaviota, así como los doce pozos que sobre él han sido instalados.

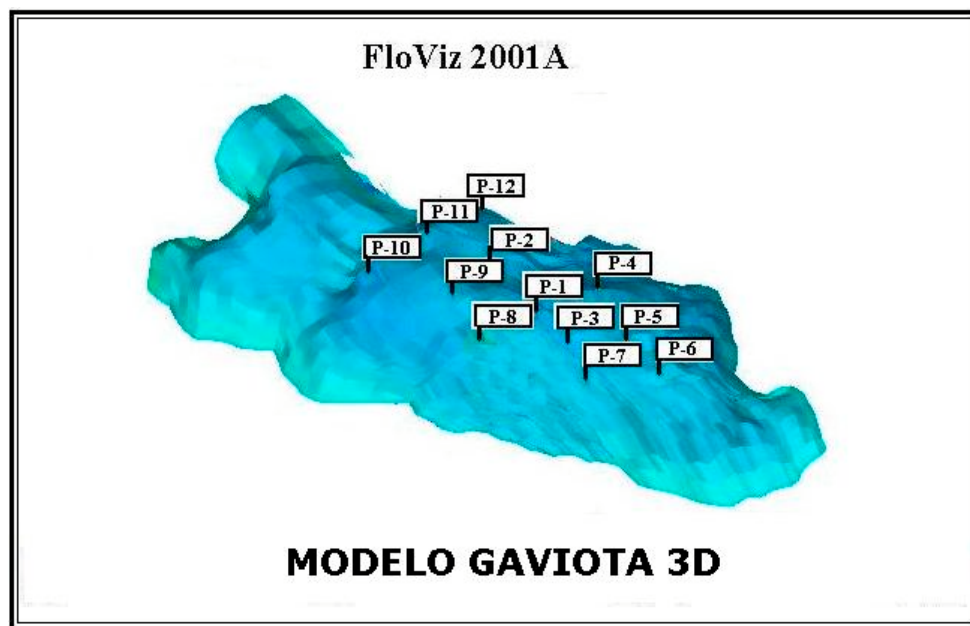


Figura 5-5: Modelo en tres dimensiones del almacén Gaviota.

En este ensayo se ha elaborado un calendario de operaciones en el cual se propone simular los procesos iterativos de inyección-producción a caudal constante, iniciándose las actividades en enero de 1985 y con fecha de finalización diciembre de 2013 (véase figura 5-6). El objetivo de fondo de este primer ensayo sobre un modelo en tres dimensiones, ha sido el de someter a la estructura del almacén Gaviota a procesos de extracción y almacenamiento sobre un gran intervalo de tiempo, para de esta manera estudiar de mejor forma el efecto histéresis.

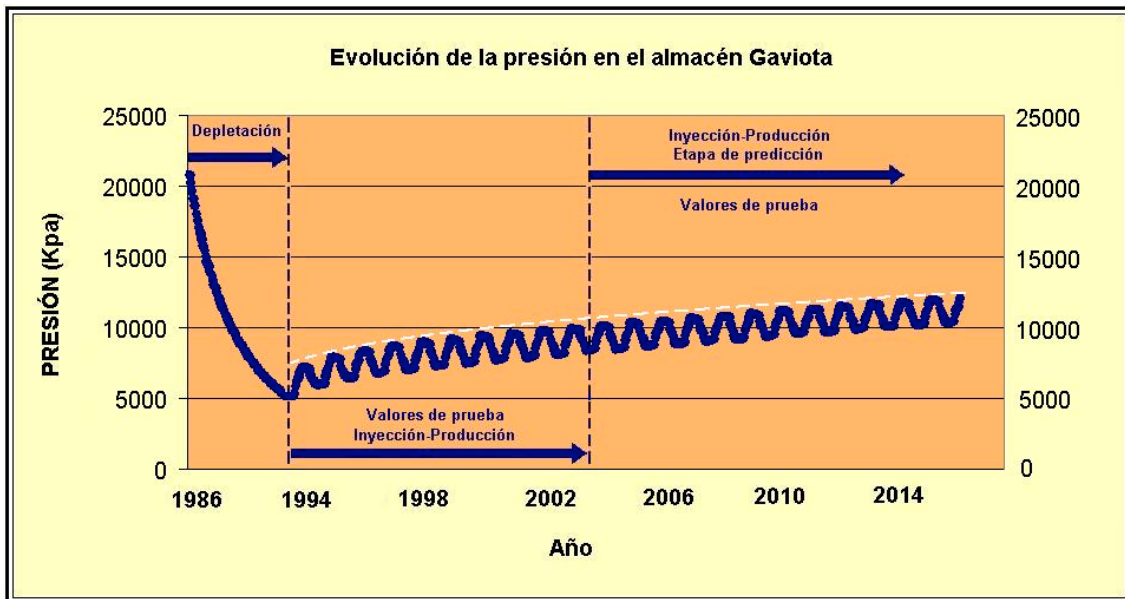


Figura 5-6: Simulación de procesos de inyección-producción a caudal constante.

Como puede verse en el gráfico de la figura 5-6, el proceso de depletación natural se inicia en 1985 y termina en 1991 y se caracteriza por una fuerte caída de presión, que se ubica inclusive cerca de 5,0 Mpa. Obviamente esto no corresponde a la realidad puesto que aún no se ha ingresado el acuífero que ayuda a restituir la presión, ni se ha introducido la información del historial de operaciones de Gaviota. Hasta el momento se ha estado dando forma al modelo, utilizando valores de prueba.

Pese a que el efecto histéresis ha sido evidente en esta prueba, dado que la curva envolvente superior durante el intervalo de inyección-producción tiende a sufrir un incremento diferencial positivo, ha sido necesario realizar un nuevo ensayo.

En un segundo ensayo se han introducido los valores reales en lo que concierne a caudales de inyección-producción, asimismo ha sido necesario la alimentación del modelo con el historial de producción para efectos de lograr un ajuste y garantizar la coherencia de los resultados en la etapa de predicción.

Por otra parte, se ha introducido un acuífero de tipo *Carter Tracy*, de naturaleza radial. De esta forma se ha logrado alimentar al modelo con información real, por lo cual a partir de esta segunda prueba ha sido posible establecer importantes conclusiones.

La figura 5-7 muestra el diagrama de evolución de la presión en un almacén de gas sometido a caudales variables de inyección-producción y bajo la influencia de un acuífero de fondo.

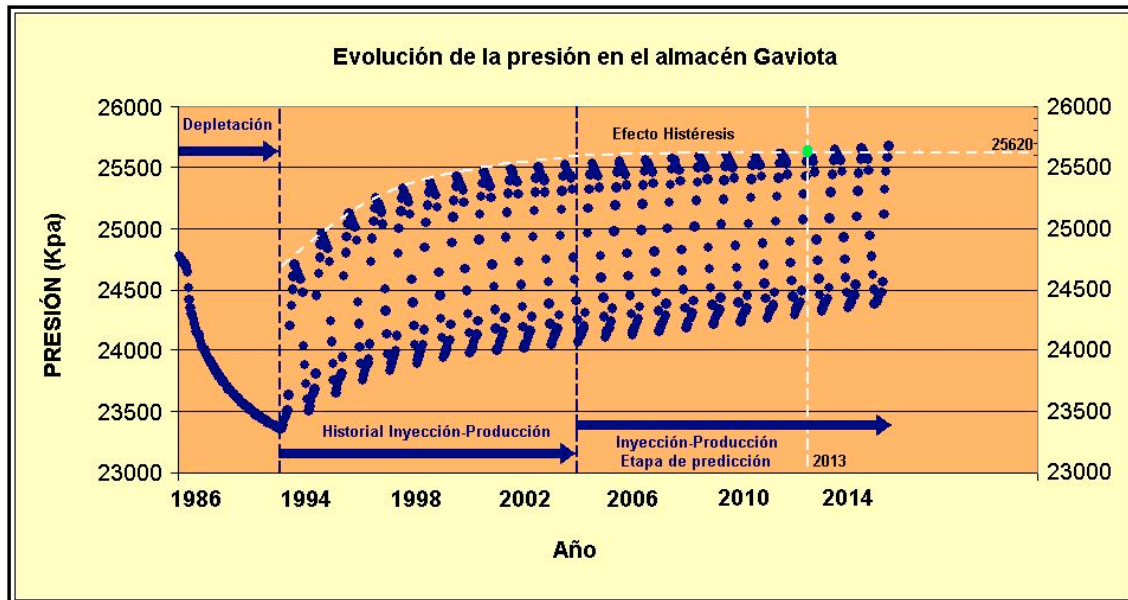


Figura 5-7: Simulación de procesos de inyección-producción a caudal variable.

Finalmente se ha logrado obtener el diagrama que mejor representa la situación del almacén Gaviota. Se puede apreciar la labor del acuífero de fondo que mantiene la presión y permite una pronta recuperación al final de cada período de producción.

Puede destacarse también el hecho de que la curva envolvente superior converge hacia 25,62 MPa, valor que ha sido determinado al tomar el límite de la función que representa a la curva envolvente superior (línea blanca semi-continua), cuando la variable *tiempo* tiende al infinito. Este análisis se realiza sobre la curva envolvente en el dominio donde existe 100 % de confianza, es decir en la zona que corresponde al historial de producción. Esta interpretación se extrapola hacia la región donde se realiza la predicción, determinando así el valor de presión límite que corresponde a los 25,62 MPa ya enunciados.

En el archivo de entrada de datos de esta prueba se ha incrementado el caudal de inyección-producción según un nuevo proyecto que Repsol YPF tiene previsto desarrollar a largo plazo. No obstante la respuesta del simulador nos dice que hasta el año 2013 estas operaciones se pueden realizar con normalidad. Luego del año 2013 y hasta el año 2016 donde se corta la simulación, puede notarse una tendencia a rebasar el nivel límite de presión, lo cual podría significar un riesgo enorme para las operaciones, dado que existiría el peligro inminente de ruptura de la roca sello superior.

6 CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS

En este trabajo se ha descrito la problemática del almacén Gaviota en lo que respecta al efecto de histéresis; al mismo tiempo se han expuesto las consecuencias que se podrían producir a causa de este problema.

Por otra parte se ha explicado la estructura de funcionamiento del programa ECLIPSE-100 en lo que concierne a la utilización de sus instrucciones de orden y su esquema de desarrollo. Se ha dicho también que este simulador trabaja a partir de esquemas completamente implícitos (o bien implícitos en el cálculo de presiones y explícitos en el cálculo de saturaciones), diseñados con características similares a los métodos de diferencias finitas para aproximar la solución de las ecuaciones en derivadas parciales de flujo multifásico, que se obtienen a partir de la ecuación de continuidad de los fluidos en medios porosos y permeables, la cual es una composición entre la ley de conservación de la masa y la ley de flujo de Darcy.

El uso de esta herramienta de simulación ha permitido efectuar paso a paso, el estudio del efecto histéresis en el almacén Gaviota, comenzando por un modelo sencillo en dos dimensiones sobre el cual se han simulado diferentes procesos. En cada fase de este trabajo se ha analizado la sensibilidad del programa, consiguiendo finalmente desarrollar un modelo en tres dimensiones que represente la estructura y la geometría del almacén en estudio y mediante el cual ha sido posible establecer las siguientes conclusiones:

- 1 La existencia del fenómeno de histéresis es evidente, y queda establecido según la última prueba realizada, que la presión del almacén sufre un incremento diferencial y tiende a tomar el valor de 25 620 Kilopascales, la cual ha sido definida como presión límite.

- 2 El plan por parte de la compañía Repsol YPF, de aumentar el volumen de inyección en un 190 %, es posible, manteniendo un importante grado de seguridad en el almacén hasta el año 2013. Entre el año 2013 y 2016 que es donde finaliza la simulación, se percibe la posibilidad de una ruptura en el sistema de cobertura del almacén Gaviota.

Este estudio, queda abierto a líneas futuras, ya que los resultados obtenidos se han basado en las siguientes hipótesis:

- 1 Que los fluidos presentes en el sistema poroso son agua y gas, y que este gas está constituido en un 100 % de metano, con lo cual el problema se ha simplificado a la utilización de un modelo *black-oil*.
- 2 Que el acuífero de fondo responde a las características de un modelo *Carter-Tracy* de geometría radial. La compañía no posee mayor información sobre el acuífero, salvo los resultados de las pruebas de bombeo al inicio de las operaciones sobre el campo, y las respuestas de simulaciones anteriores.

Por lo tanto, entre las posibles líneas futuras se pueden mencionar:

- 1 La implementación de un modelo composicional o al menos pseudo-composicional, siempre que la composición del gas demuestre la existencia de trazas importantes de otro tipo de componentes, sean estos: C₂, C₃, C₄, etc.
- 2 La implementación de un modelo de acuífero más realista que el de Carter-Tracy, para lo que será necesario disponer de una mayor información sobre el acuífero existente.
- 3 Aplicación del código a otros almacenes diferentes.

7 BIBLIOGRAFÍA

[1] AZIZ, K. y SETTARI, A. (1979): Petroleum reservoir simulation. Applied Science Publishers, Londres.

[2] CARLSON, F. M. (1981): Simulation of Relative Permeability Hysteresis to the Nonwetting Phase, Society of Petroleum Engineers, San Antonio (Tx).

[3] CARRILLO, J. (2001): Página web: <http://quipu.uni.edu.pe>

[4] CASTILLA, R. (2001): Página web: <http://www.mf-ct.upc.es>

[5] COSSÉ, R.(1988): Le gisement, Éditions Technip, París.

[6] CRAFT, B.C. y HAWKINS, M.F. (1977): Ingeniería aplicada de yacimientos petrolíferos. Tecnos, Madrid.

[7] CRICHLOW, H.B. (1977): Modern reservoir engineering-A simulation approach, Prentice Hall, Inc., New Jersey.

[8] DAKE, L.P. (1978): Fundamentals of reservoir engineering. Developments in petroleum science 8, Elsevier Science, Amsterdam.

[9] DEPARTMENT OF PETROLEUM ENGINEERING. (1998): Behaviour of gases, Heriot Watt University, Edinburgh.

[10] FANCHI, J.R. (2001): Principles of applied reservoir simulation. (2ª ed). Gulf Professional Publishing, Houston (Texas).

[11] GAGNEAUX, G., MADAUNE-TORT, M. (1996): Analyse mathématique de modèles non linéaires de l'ingénierie pétrolière. Mathématiques & Applications 22, Springer, Paris.

[12] GOUEL, P. (2003): Gisement – Production - PVT, École Nationale Supérieure du Pétrole et des Moteurs, Paris.

[13] KLEPPE, H. (2003): Página web: <http://www.ipt.ntnu.no/~kleppe/SIG4042/>

[14] McCAIN, W. D. (1991): Reservoir – Fluid Property Correlations – State of the Art, Society of Petroleum Engineers, Houston.

[15] MONTES, G. (2003): Handbook of Gas Material Balance, Instituto Superior de la Energía, Móstoles.

[16] MORTON, K.W. y MAYERS, D.F. (1998): Numerical Solution of Partial Differential Equations. (3ª ed.), Cambridge University Press, Cambridge.

[17] MOSES, P. (1986): Engineering Applications of Phase Behaviour of Crude and Condensate Systems, Journal of Petroleum Technology, Houston.

[18] MULYADI, H; AMIN, R. & KENNAIRD, A. F. (2001): Practical Approach to Determine Residual Gas Saturation and Gas-Water Relative Permeability, Society of Petroleum Engineers, New Orleans.

[19] MUSTIELES, F.J. (2003): Curso de Simulación Numérica de Yacimientos, Repsol YPF, Madrid.

[20] PEACEMAN, D.W. (1977): Fundamentals of numerical reservoir simulation. Developments in petroleum science, 6, Elsevier Scientific Publishing Company, Amsterdam.

[21]SCHLUMBERGER, (1997): Eclipse-100 Handbook – Data File Overview, Geoquest Software, Texas.

[22]SMITH, G. D. (1998): Numerical solution of partial differential equations: Finite difference methods. (3^a ed.), Ed. Oxford University Press, Oxford.

**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA
DEL LITORAL**

**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE
INGENIEROS DE MINAS DE MADRID**

**INSTITUTO SUPERIOR DE LA
ENERGÍA**

**ESTUDIO DEL EFECTO HISTÉRESIS EN
EL ALMACÉN SUBTERRÁNEO DE GAS
GAVIOTA MEDIANTE LA APLICACIÓN
DEL CÓDIGO ECLIPSE-100**

DOCUMENTO N°2 ESTUDIO ECONÓMICO

BYRON FUN-SANG ROBINSON

MARZO 2004

1 GENERALIDADES

El objetivo principal de realizar un estudio de esta naturaleza es el de determinar la validez del desarrollo del presente trabajo desde el punto de vista económico.

Normalmente es necesario realizar un balance entre egresos e ingresos y de esta forma definir la rentabilidad del proyecto.

Sin embargo, en el caso de un estudio como es la simulación del efecto histéresis en el almacén Gaviota y sus repercusiones, no se puede hablar de ingresos. Por el contrario, es preferible referirse a una inversión que tiene el objetivo de economizar dinero y todo tipo de recursos a futuro, bajo el hecho de predecir el comportamiento del almacén en un intervalo de tiempo de diez años aproximadamente, permitiendo de esta manera conocer todo tipo de riesgos y el grado de factibilidad para la realización de nuevos proyectos.

Evidentemente las ventajas que aporta la realización de un estudio de simulación, además de ser cuantificables en términos de conocimiento, repercuten en una mejora en cuanto a la planificación de operaciones de desarrollo, en el sentido de que se conocen las reacciones del almacén a los posibles cambios que se deseen realizar.

Está claro que parámetros de este tipo: ahorro de dinero, cálculo de riesgos, gestión del conocimiento no son fácilmente observables como parte del balance de cuentas de una empresa, por lo tanto más difícilmente formarán parte de la ecuación de rentabilidad económica de un proyecto.

2 COSTES DEL PROYECTO

Los costes originados durante el tiempo de realización del proyecto han sido divididos en las partidas expuestas a continuación.

2.1 Equipos

Los equipos informáticos utilizados en el desarrollo del presente proyecto han sido: una estación de trabajo (computadora de características especiales), una impresora de inyección blanco y negro, una licencia del programa ECLIPSE-100 de Schlumberger. La tabla 2-1 muestra todos los costes derivados de la adquisición de los equipos informáticos que han sido necesarios para el desarrollo de este proyecto.

La amortización se llevará a cabo dentro de los límites establecidos por el Ministerio de Hacienda de España, utilizando las tablas vigentes de amortización y mediante el método de amortización lineal.

En concreto, a los equipos informáticos para tratamiento de la información, es decir computadoras y programas especiales se les aplicará la amortización máxima permitida (25%), así como a las impresoras (15%), haciéndose el supuesto de que el valor residual de estos equipos al final de su vida útil es nulo. Por lo tanto, la amortización vendrá dada por el producto entre el valor de adquisición por la tasa de amortización.

Tabla: 2-1: Costes partida de equipos

CANTIDAD	CONCEPTO	PRECIO (EUR)	AMORTIZACIÓN (EUR)
1	Computadora	2 200	550
1	Impresora	350	53
1	Licencia ECLIPSE-100	3 000	750
	TOTAL	5 550	1 353

2.2 Personal

En la tabla 2-2 se muestra el coste de la partida de personal que ha desarrollado el proyecto durante todas las fases.

Tabla: 2-2: Costes partida de personal

CATEGORÍA	DEDICACIÓN TOTAL	COSTE/MES (EUR)	COSTE TOTAL (EUR)
Director	5 meses	500	2 500
Tutor	5 meses	500	2 500
Becario	5 meses	150	750
TOTAL			5 750

2.3 Fungibles

Los conceptos facturados son: papel, costes de encuadernación, discos compactos, etc., con un coste total para esta partida de 950 EUR.

2.4 Resumen final

La tabla 2-3 muestra el coste total del proyecto con sus diferentes partidas.

Tabla: 2-3: Costes totales

PARTIDA	COSTE (EUR)
Equipos	5 550
Personal	5 750
Fungibles	950
TOTAL	12 250

**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA
DEL LITORAL**

**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE
INGENIEROS DE MINAS DE MADRID**

**INSTITUTO SUPERIOR DE LA
ENERGÍA**

**ESTUDIO DEL EFECTO HISTÉRESIS EN
EL ALMACÉN SUBTERRÁNEO DE GAS
GAVIOTA MEDIANTE LA APLICACIÓN
DEL CÓDIGO ECLIPSE-100**

DOCUMENTO N°3 ANEXOS

BYRON FUN-SANG ROBINSON

MARZO 2004

ANEXO A

GENERALIDADES DEL ALMACÉN SUBTERRÁNEO GAVIOTA

A GENERALIDADES DEL ALMACÉN SUBTERRÁNEO GAVIOTA

A.1 Ubicación del Bloque Gaviota I

El almacén subterráneo Gaviota se encuentra dentro del denominado Bloque Gaviota I, aproximadamente a 10 Km de la costa de Bermeo en el País Vasco (véase figura A-1).



Figura A-1: Mapa de España, en el cual se ha representado la ubicación del Almacén Subterráneo Gaviota.

A.2 Geología del Bloque Gaviota

A.2.1 Definición de la Formación Gaviota

Se define como Formación Gaviota a la plataforma carbonatada del sistema sedimentario de ambiente marino y alta energía ubicado aproximadamente a 10 Km del Golfo de Vizcaya. Fue descubierta en 1980 luego de la perforación del pozo explorador Vizcaya B-1.

La Formación pertenece al Cenomaniano-Campaniano y posee cualidades de interés como roca almacén de hidrocarburos desde el punto de vista de sus propiedades petrofísicas. Tiene un espesor promedio de 200 metros y se encuentra debajo de sedimentos impermeables constituidos básicamente por margas pelágicas y calizas margosas cuyos espesores oscilan entre 150 y 200 metros.

A.2.2 Descripción de la columna estratigráfica del Bloque Gaviota

La columna estratigráfica de este bloque ha sido elaborada con la información obtenida a partir de las perforaciones y la correspondiente correlación con las imágenes proporcionadas por la sísmica de reflexión.

La figura A-2 muestra un esquema de una parte de la secuencia deposicional en el bloque de estudio, la misma que ha sido reproducida a partir de perforaciones realizadas en el área de Cinco Villas (Zugarramurdi).

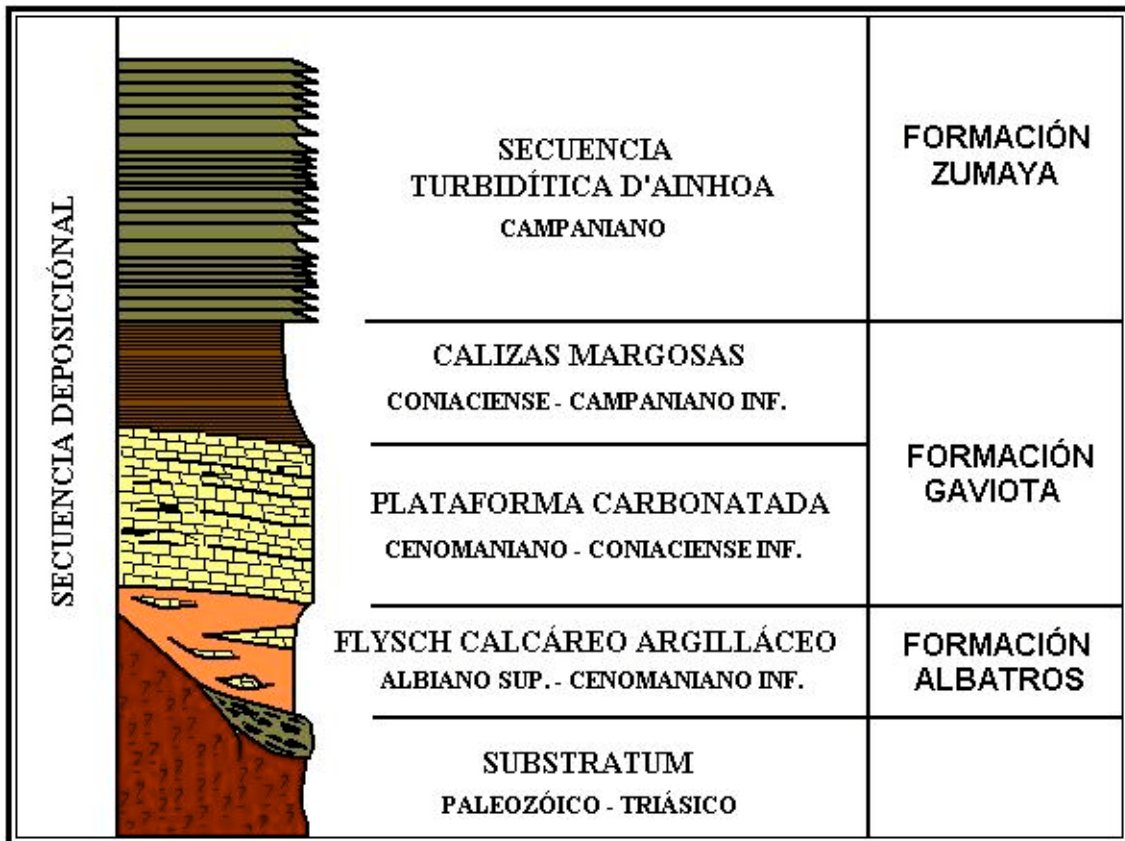


Figura A-2: Columna estratigráfica del área de Cinco Villas – Bloque Gaviota I.

En el diagrama de la figura anterior se puede observar que sobre el substrato paleozoico yace un sistema calcáreo que tiene como base a la Formación Albatros, la cual está constituida por un *flysch calcáreo* con predominancia de arcillas. Esta formación pertenece al Albiano superior – Cenomaniano inferior.

Sobre la Formación Albatros, y continuando con la secuencia calcárea se tiene a la Formación Gaviota, la cual está formada por una plataforma carbonatada en la base, de edad Cenomaniano – Coniaciense y cuyas características petrofísicas son favorables para la acumulación y almacenamiento de los hidrocarburos. Sobre esta plataforma carbonatada y formando parte de la misma formación, se tiene un depósito de calizas margosas de edad Coniaciense – Campaniano inferior, las mismas que cumplen la función de roca cobertura superior debido a su débil permeabilidad.

Finalmente en la parte superior de la columna se tiene a la Formación Zumaya, de edad Campaniano y constituida básicamente por una secuencia turbidítica denominada secuencia de Ainhoa.

La figura A-3 representa el Bloque Gaviota y en el se han señalado varios cortes geológicos realizados en diferentes direcciones.

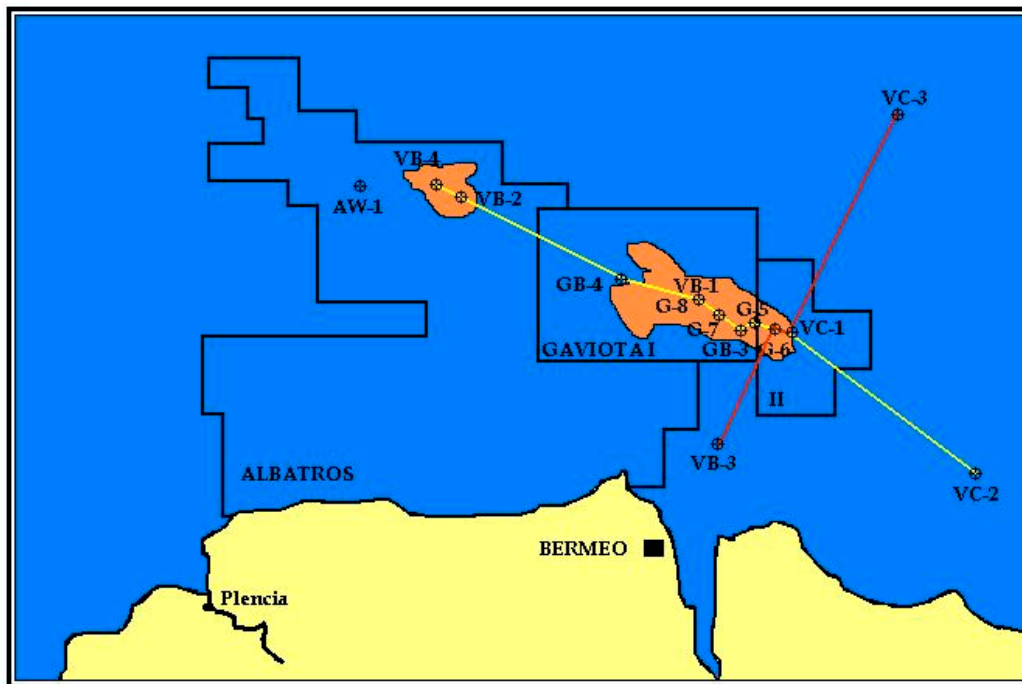


Figura A-3: Mapa de ubicación de los cortes geológicos

La figura A-4 muestra un esquema de la sección vertical que se obtiene a partir del corte que va desde la perforación VB-4 hasta VC-2.

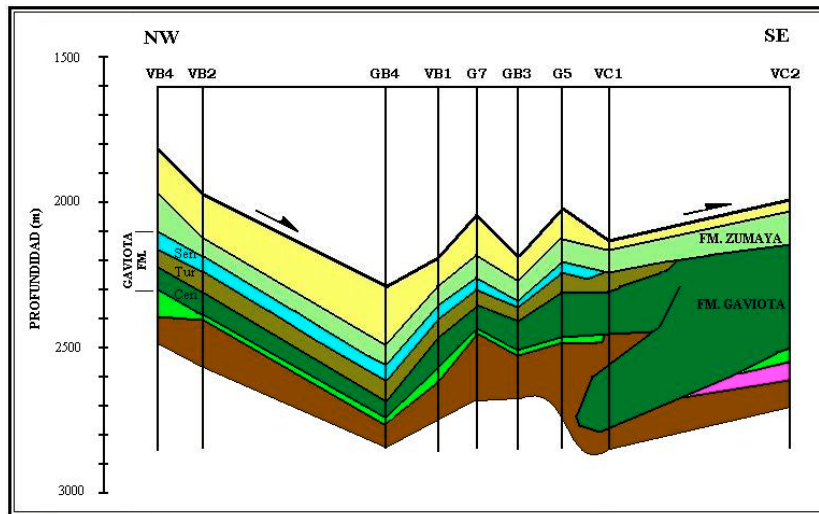


Figura A-4: Sección vertical correspondiente al corte VB4 – VC2

La figura A-5 representa la sección geológica vertical obtenida a partir del corte VB3 – VC3 señalado en el esquema de la figura A-3.

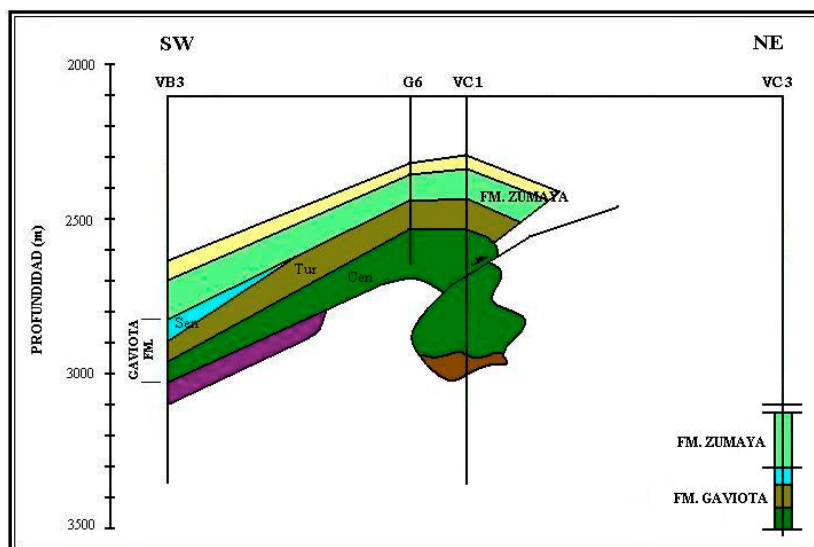


Figura A-5: Sección vertical correspondiente al corte VB3 – VC3

ANEXO B

DESCRIPCIÓN DE LA HOJA DE ENTRADA DE DATOS DEL CÓDIGO ECLIPSE-100

B DESCRIPCIÓN DE LA HOJA DE ENTRADA DE DATOS DEL CÓDIGO ECLIPSE-100

ECLIPSE-100 es un programa que trabaja a partir de un conjunto de información de entrada, el cual corresponde a: geometría del cuerpo a modelar, propiedades físicas tanto de la roca como de los fluidos contenidos, características de las instalaciones de producción, calendario de operaciones y condiciones iniciales. Los resultados obtenidos luego del procesamiento de la información de entrada, sirven para realizar evaluaciones y predicciones en proyectos de exploración y producción de hidrocarburos.

El esquema de entrada consta básicamente de *ocho* partes o secciones, que son:

- 1 RUNSPEC
- 2 GRID
- 3 EDIT
- 4 PROPS
- 5 REGIONS
- 6 SOLUTION
- 7 SUMMARY
- 8 SCHEDULE

B.1 Sección RUNSPEC

En esta, la primera sección, se describen las características más generales del modelo, tales como:

- Título
- Fecha de inicio del modelo.
- Especificaciones en cuanto a las dimensiones.
- Información acerca de la geometría del cuerpo a modelar.
- Especificaciones en cuanto al número y tipo de fluidos que intervienen en el sistema.

- Sistema de unidades a utilizar.
- Número de regiones de equilibrio.
- Dimensiones de la tabla de ingreso de datos de las propiedades PVT (Presión, Volumen, Temperatura).
- Información en referencia a las dimensiones y características de las perforaciones.

B.2 Sección GRID

Esta sección consiste básicamente en la elaboración de la malla del sistema que se quiere modelar. Incluye:

- Asignación de propiedades de la roca a cada una de las celdas de la malla.
- Valores de permeabilidad para cada capa o estrato.
- Valores de porosidad para cada capa o estrato.
- Datos del acuífero, si el modelo lo incluye.

B.3 Sección EDIT

Esta sección es utilizada generalmente para editar o modificar las propiedades de la roca

B.4 Sección PROPS

Esta sección sirve para introducir las propiedades PVT (presión, volumen, temperatura) de las celdas. Esta sección contiene:

- Tabla de datos para la construcción de las curvas de permeabilidad relativa.
- Datos acerca de la gravedad específica de cada uno de los fluidos que intervienen en el sistema.
- Información acerca de la compresibilidad de la roca.
- Información PVT de los fluidos que intervienen en el sistema.

B.5 Sección REGIONS

Esta sección es utilizada para dividir la malla del modelo en diferentes regiones dependiendo de la permeabilidad relativa de las celdas, presión inicial, características PVT, o regiones de producción.

B.6 Sección SOLUTION

En esta sección se introducen los datos iniciales para que el programa empiece a ejecutar la simulación. Se asignan presiones y saturaciones.

B.7 Sección SUMMARY

En esta sección se especifican las variables de salida del sistema que se requieren para analizar los resultados de la simulación.

B.8 Sección SCHEDULE

Esta sección corresponde al plan de operaciones a realizar. En ella se definen los pozos, tanto de inyección como de producción. Aquí también se lleva a cabo la introducción de la información referente a la historia de operaciones de un campo.

ANEXO C

PROCESOS DESARROLLADOS

MODELO 2D - FASE I

C.1 Simulación de un proceso de producción en un almacén subterráneo de gas, utilizando un modelo bidimensional – Hoja de entrada de datos.

```

GeoQuest OFFICE Schlumberger
Archivo Edición Ver Insertar Formato Herramientas Tabla MathType Ventana

-- RUNSPEC SECTION
RUNSPEC
TITLE
GAVIOTA SIMPLE 2D MODEL I
-- MODEL DIMENSIONS
DIMENS
-- NDIVIX NDIVITY NDIVIZ
40 1 10 /
-- LENGTH = 4000 FT
-- WIDTH = 1000 FT
-- H = 94 FT.
GAS
WATER
FIELD
-- EQUILIBRIUM TABLE DIMENSIONS
EQDIM
-- NTEQUL NDPRVD NDRXVD NTTRVD
1 100 20 /
-- REGIONS DIMENSION DATA
REGDIM
-- NTFIP NMFIPR NRFEG NTFREG
10 /
-- EQUILIBRIUM OPTIONS
EQLOPTS
'QUIESC' 'MOBILE' /
-- TABLE DIMENSIONS
TABDIM
-- NTSFUN NTPVT NSSFUN NPPVT NTFIP NRPVT
1 1 20 20 10 /
-- WELL DIMENSIONS
WELLDIM
-- NWMAXZ NCWMAX NGMAXZ NWMGMAX
2 10 4 6 /
UNFIN
UNIFOUT
NSTACK
10 /
START
1 'JAN' 2000 /
-----

-- GRID SECTION
GRID
BOX
1 40 1 1 1 1 /
TOPS
40*6000 /
ENDBOX

```

GeoQuest OFFICE **Schlumberger**

Archivo Edición Ver Insertar Formato Herramientas Tabla MathType Ventana

```

DXV
40*100 /
DYV
1000 /
DZ
40*7
40*14
40*14
40*11
40*6
40*8
40*4
40*13
40*9
40*8 /

PERMX
-- LAYER 1
40*61
-- LAYER 2
40*61
-- LAYER 3
40*61
-- LAYER 4
40*61
-- LAYER 5
40*61
-- LAYER 6
40*61
-- LAYER 7
40*61
-- LAYER 8
40*61
-- LAYER 9
40*61
-- LAYER 10
40*61 /

COPY
'PERMX' 'PERMY' /
'PERMX' 'PERMZ' /
/

MULTIPLY
'PERMZ' 1.0 /
/

PORO
-- LAYER 1
40*.10
-- LAYER 2
40*.10
-- LAYER 3
40*.10
-- LAYER 4
40*.10

```

```

GeoQuest OFFICE
Schlumberger
Archivo Edición Ver Insertar Formato Herramientas Tabla MathType Ventana

-- LAYER 5
40*.10
-- LAYER 6
40*.10
-- LAYER 7
40*.10
-- LAYER 8
40*.10
-- LAYER 9
40*.10
-- LAYER 10
40*.10 /

--NEWTRAN
GRIDFILE
2 /

INIT
-----
-- EDIT SECTION NOT REQUIERED IN THIS SIMPLE RUN
EDIT
-----
-- PROPERTIES SECTION
PROPS
-- OIL-WATER REL PERMS
-- COREY WETTING          3
-- COREY NON-WETTING     2

SGWFN
--   Sg      Krg      Krw      Pc
      0.186   0.0000  0.5260  1*
      0.202   0.0000  0.4670  1*
      0.237   0.0010  0.3970  1*
      0.288   0.0090  0.2850  1*
      0.339   0.0220  0.2030  1*
      0.465   0.0940  0.0800  1*
      0.606   0.2240  0.0150  1*
      0.740   0.4570  0.0020  1*
      0.840   0.7670  0.0000  1*
      0.888   1.0000  0.0000  1*

/

GRAVITY
30 1.03 0.6 /

ROCK
-- REF PRES      COMPRESS
3000 4E-6 /

-- WATER PVT
PVTW
-- REF PRES  FVF  COMP  VISC
3790 1.0      3E-6 0.41 /

```

```

GeoQuest OFFICE
Schlumberger
Archivo Edición Ver Insertar Formato Herramientas Tabla MathType Ventana

-- LAYER 5
40*.10
-- LAYER 6
40*.10
-- LAYER 7
40*.10
-- LAYER 8
40*.10
-- LAYER 9
40*.10
-- LAYER 10
40*.10 /

--NEWTRAN
GRIDFILE
2 /

INIT
-----
-- EDIT SECTION NOT REQUIERED IN THIS SIMPLE RUN
EDIT
-----
-- PROPERTIES SECTION
PROPS
-- OIL-WATER REL PERMS
-- COREY WETTING          3
-- COREY NON-WETTING     2

SGWFN
--   Sg      Krg      Krw      Pc
      0.186    0.0000  0.5260  1*
      0.202    0.0000  0.4670  1*
      0.237    0.0010  0.3970  1*
      0.288    0.0090  0.2850  1*
      0.339    0.0220  0.2030  1*
      0.465    0.0940  0.0800  1*
      0.606    0.2240  0.0150  1*
      0.740    0.4570  0.0020  1*
      0.840    0.7670  0.0000  1*
      0.888    1.0000  0.0000  1*

/

GRAVITY
30 1.03 0.6 /

ROCK
-- REF PRES      COMPRESS
3000 4E-6 /

-- WATER PVT
PVTW
-- REF PRES  FVF  COMP  VISC
3790 1.0      3E-6 0.41 /

```

GeoQuest OFFICE Schlumberger

Archivo Edición Ver Insertar Formato Herramientas Tabla MathType Ventana

```

FPR
--BPR
FWSAT
--BWSAT

-- SCHEDULE SECTION
SCHEDULE
RPTRST
      'BASIC=5'      'NORST=1' /

WELSPCLS
'POZO1' 'PLAT' 20 1 1* 'GAS' 1* 'STD' 1* 'NO' /
-- 'INJ' 'PLAT' 1 1 1* 'WAT' 1* 'STD' 1* 'NO' /
/

COMPDAT
'POZO1' 20 1 5 6      'OPEN' -1 -1 0.7083 1* 0 /
-- 'INJ' 1 1 1 10 'OPEN' -1 -1 0.7083 1* 0 /
/

WCONPROD
'POZO1' 'OPEN' 'GRAT' 1* 1* 200 1* 1* 1* /
/

WCONINJE
'INJ' 'GAS' 'CLOSE' 'GRUP' 1* 1* 200 1* 1* /
/

TSTEP
111115 /

DATES
1 'FEB' 2000 /
1 'MAR' 2000 /
1 'APR' 2000 /
1 'MAY' 2000 /
1 'JUN' 2000 /
1 'JUL' 2000 /
1 'AUG' 2000 /
1 'SEP' 2000 /
1 'OCT' 2000 /
1 'NOV' 2000 /
1 'DEC' 2000 /
1 'JAN' 2001 /
1 'FEB' 2001 /
1 'MAR' 2001 /
1 'APR' 2001 /
1 'MAY' 2001 /
1 'JUN' 2001 /
1 'JUL' 2001 /
1 'AUG' 2001 /
1 'SEP' 2001 /
1 'OCT' 2001 /
1 'NOV' 2001 /
1 'DEC' 2001 /
/

END

```


MODELO 2D - FASE I

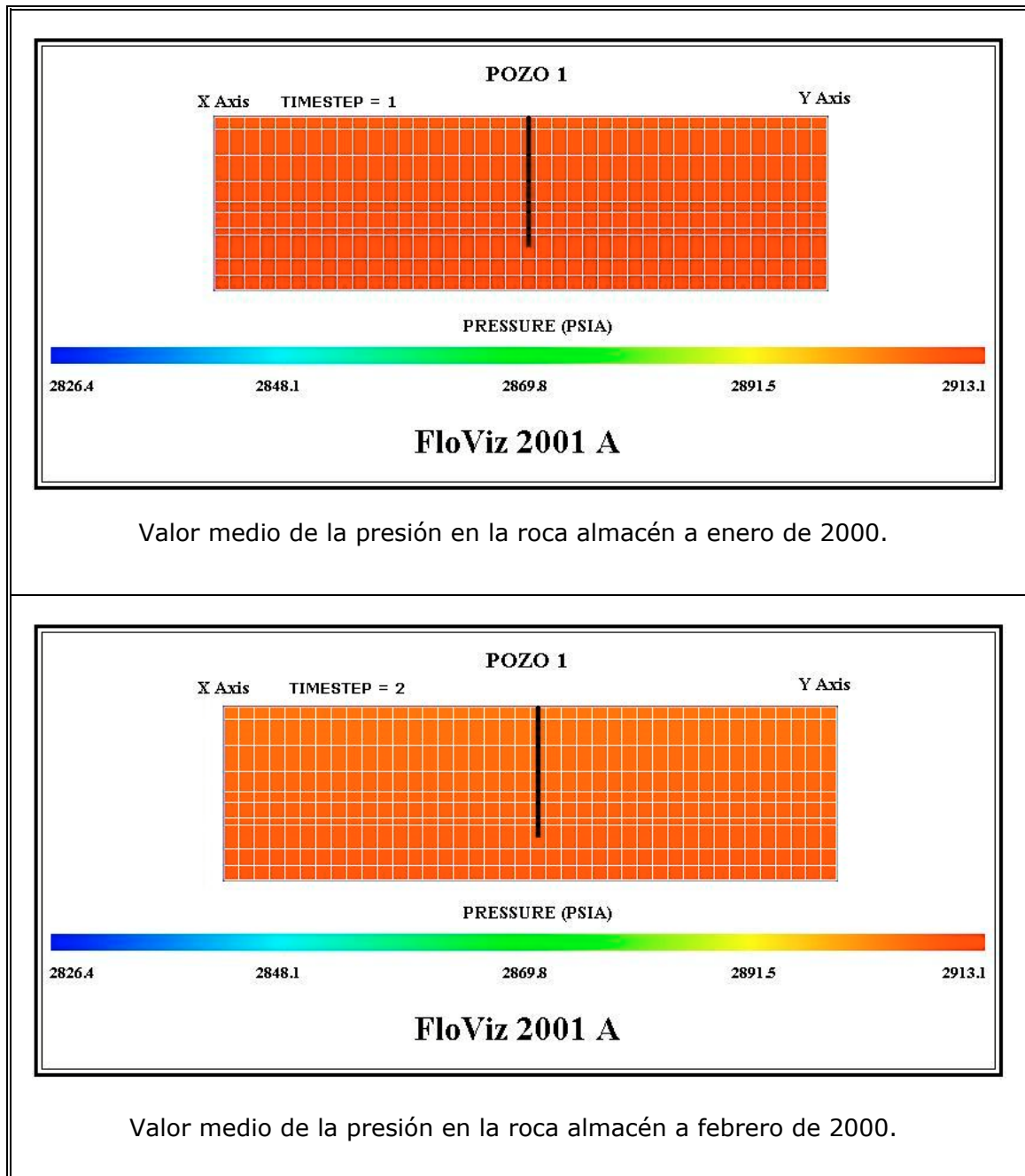
C.2 Simulación de un proceso de producción en un almacén subterráneo de gas, utilizando un modelo bidimensional – Tabla de resultados.

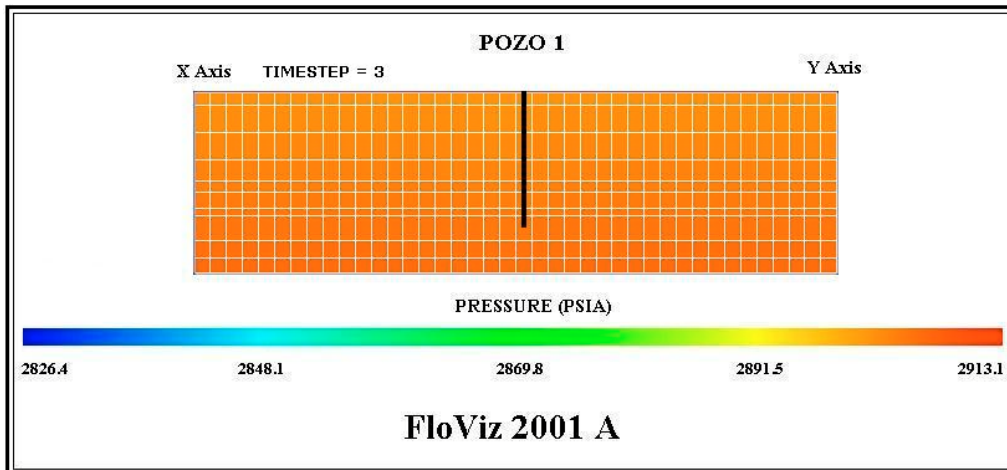
Fecha	Presión de fondo del pozo (psi)	Presión de fondo del pozo (MPa)	Presión promedio del almacén (psi)	Presión promedio del almacén (MPa)	Saturación de agua (porcentaje)
1-jan-2000	2911.173	20.055	2911.077	20.054	0.1120
2-jan-2000	2906.754	20.025	2910.959	20.054	0.1120
3-jan-2000	2906.583	20.023	2910.842	20.053	0.1120
4-jan-2000	2906.453	20.023	2910.724	20.052	0.1120
5-jan-2000	2906.331	20.022	2910.606	20.051	0.1120
6-jan-2000	2906.212	20.021	2910.489	20.050	0.1120
11-jan-2000	2905.622	20.017	2909.900	20.046	0.1120
01/02/00	2903.147	20.000	2907.428	20.029	0.1120
01/03/00	2899.730	19.976	2904.015	20.006	0.1120
1-apr-2000	2896.078	19.951	2900.367	19.981	0.1120
01/05/00	2892.543	19.927	2896.835	19.956	0.1120
01/06/00	2888.890	19.902	2893.187	19.931	0.1120
01/07/00	2885.354	19.877	2889.655	19.907	0.1120
1-aug-2000	2881.701	19.852	2886.006	19.882	0.1120
01/09/00	2878.047	19.827	2882.356	19.857	0.1120
01/10/00	2874.512	19.803	2878.825	19.832	0.1120
01/11/00	2870.858	19.777	2875.175	19.807	0.1120
1-dec-2000	2867.322	19.753	2871.643	19.783	0.1120
1-jan-2001	2863.668	19.728	2867.993	19.758	0.1120
01/02/01	2860.014	19.703	2864.343	19.732	0.1120
01/03/01	2856.713	19.680	2861.046	19.710	0.1120
1-apr-2001	2853.059	19.655	2857.396	19.685	0.1120
01/05/01	2849.522	19.630	2853.864	19.660	0.1120
01/06/01	2845.868	19.605	2850.213	19.635	0.1120
01/07/01	2842.331	19.581	2846.680	19.611	0.1121
1-aug-2001	2838.676	19.556	2843.030	19.586	0.1121
01/09/01	2835.021	19.530	2839.379	19.560	0.1121
01/10/01	2831.484	19.506	2835.845	19.536	0.1121
01/11/01	2827.828	19.481	2832.194	19.511	0.1121
1-dec-2001	2824.291	19.457	2828.661	19.487	0.1121

Fecha	Caudal de producción de gas (*1000 pies cúbicos estándar / día)	Caudal de producción de gas (*1000 metros cúbicos / día)	Volumen total de producción de gas (*1000 pies cúbicos estándar)	Volumen total de producción de gas (*1000 metros cúbicos)	Caudal de producción de agua (metros cúbicos / día)
1-jan-2000	0	0.00	0	0.00	0.00
2-jan-2000	200	5.67	200	5.67	0.00
3-jan-2000	200	5.67	400	11.33	0.00
4-jan-2000	200	5.67	600	17.00	0.00
5-jan-2000	200	5.67	800	22.67	0.00
6-jan-2000	200	5.67	1000	28.34	0.00
11-jan-2000	200	5.67	2000	56.67	0.00
01/02/00	200	5.67	6200	175.69	0.00
01/03/00	200	5.67	12000	340.04	0.00
1-apr-2000	200	5.67	18200	515.73	0.00
01/05/00	200	5.67	24200	685.75	0.00
01/06/00	200	5.67	30400	861.43	0.00
01/07/00	200	5.67	36400	1031.45	0.00
1-aug-2000	200	5.67	42600	1207.14	0.00
01/09/00	200	5.67	48800	1382.83	0.00
01/10/00	200	5.67	54800	1552.85	0.00
01/11/00	200	5.67	61000	1728.53	0.00
1-dec-2000	200	5.67	67000	1898.55	0.00
1-jan-2001	200	5.67	73200	2074.24	0.00
01/02/01	200	5.67	79400	2249.93	0.00
01/03/01	200	5.67	85000	2408.61	0.00
1-apr-2001	200	5.67	91200	2584.30	0.00
01/05/01	200	5.67	97200	2754.32	0.00
01/06/01	200	5.67	103400	2930.01	0.00
01/07/01	200	5.67	109400	3100.03	0.00
1-aug-2001	200	5.67	115600	3275.72	0.00
01/09/01	200	5.67	121800	3451.40	0.00
01/10/01	200	5.67	127800	3621.42	0.00
01/11/01	200	5.67	134000	3797.11	0.00
1-dec-2001	200	5.67	140000	3967.13	0.00

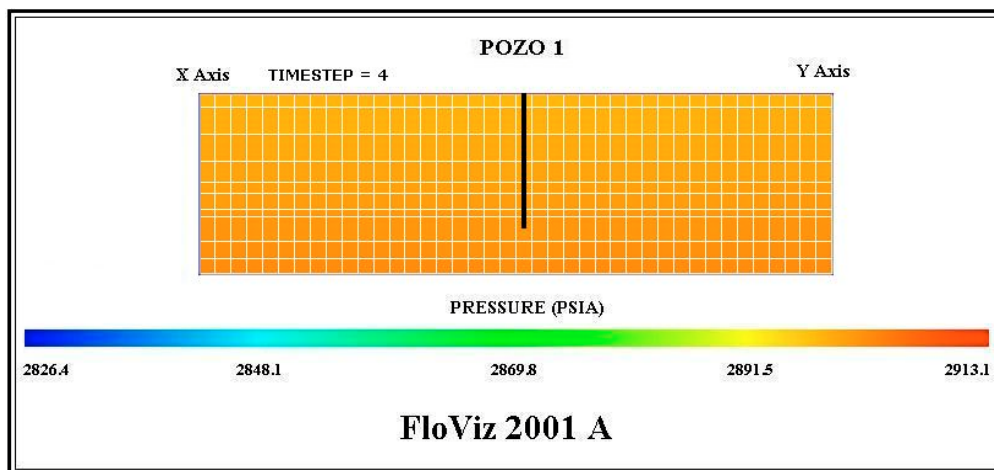
MODELO 2D - FASE I

C.3 Simulación de un proceso de producción en un almacén subterráneo de gas, utilizando un modelo bidimensional – Diagramas de visualización.

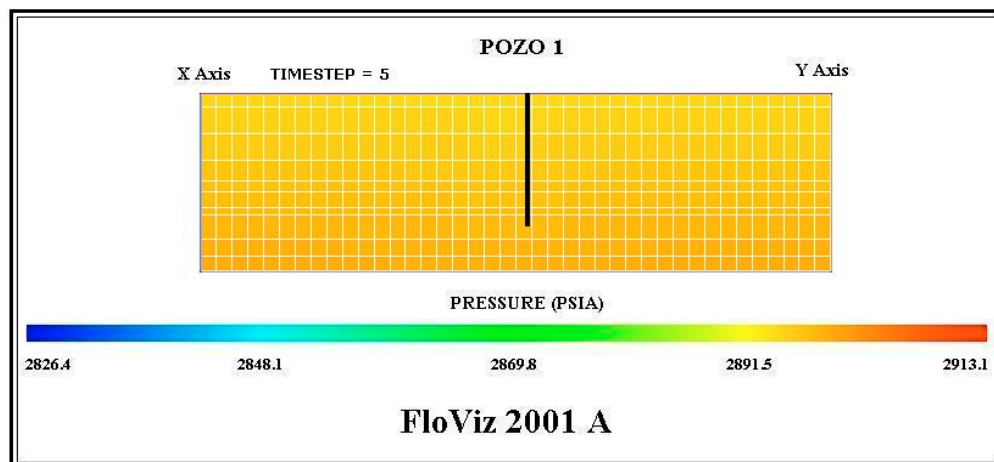




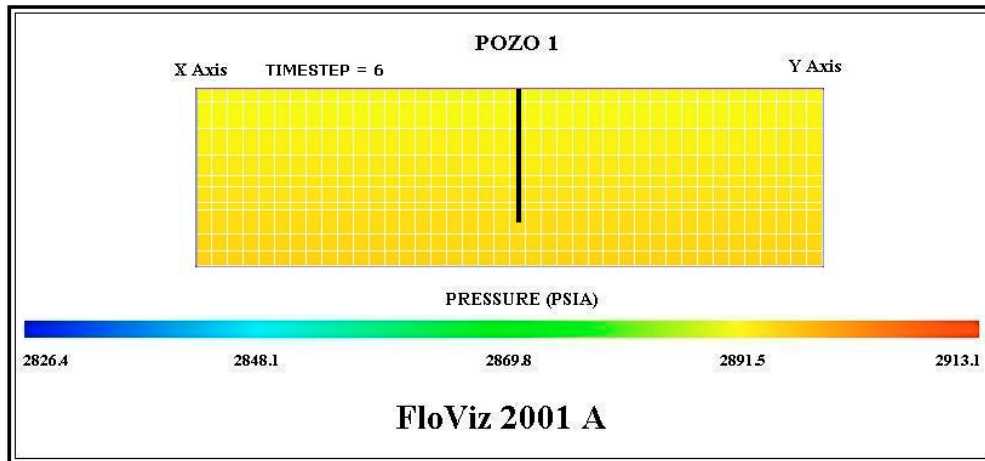
Valor medio de la presión en la roca almacén a marzo de 2000.



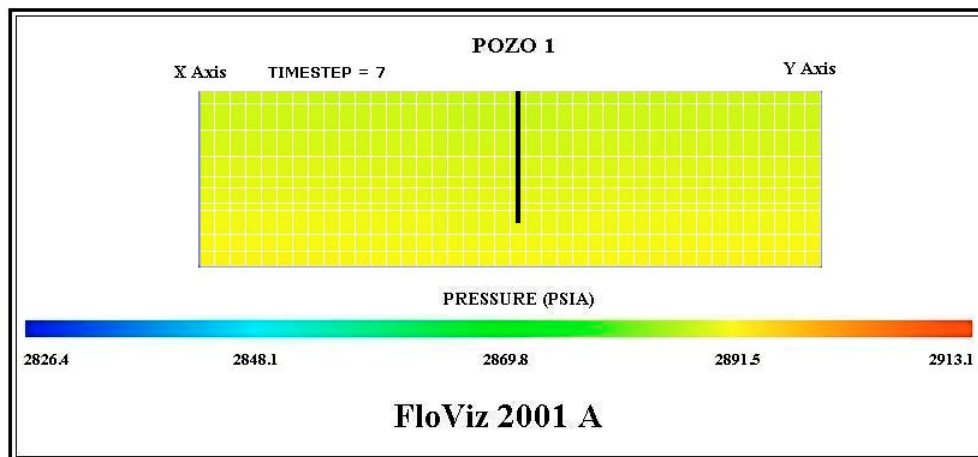
Valor medio de la presión en la roca almacén a abril de 2000.



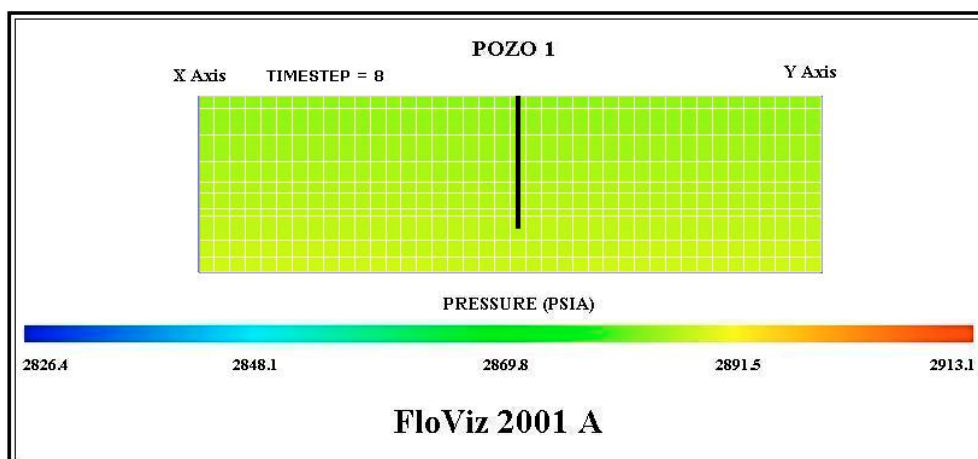
Valor medio de la presión en la roca almacén a mayo de 2000.



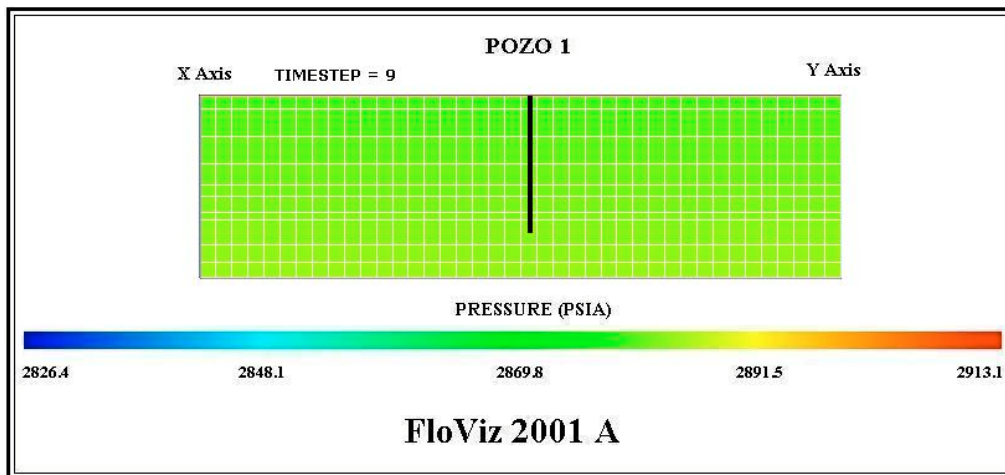
Valor medio de la presión en la roca almacén a julio de 2000.



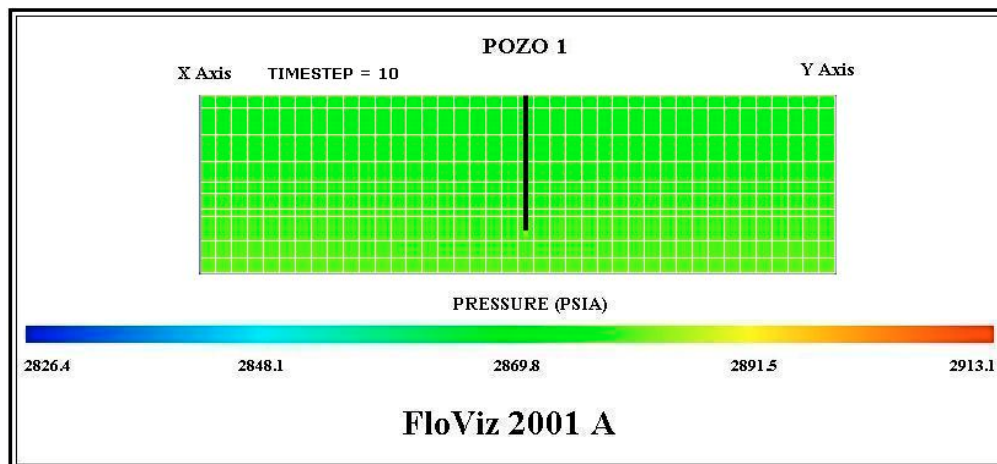
Valor medio de la presión en la roca almacén a septiembre de 2000.



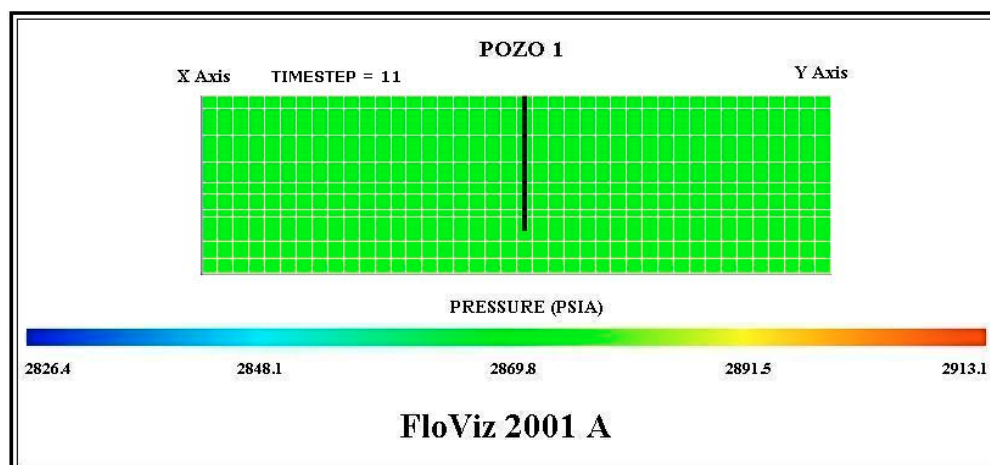
Valor medio de la presión en la roca almacén a noviembre de 2000.



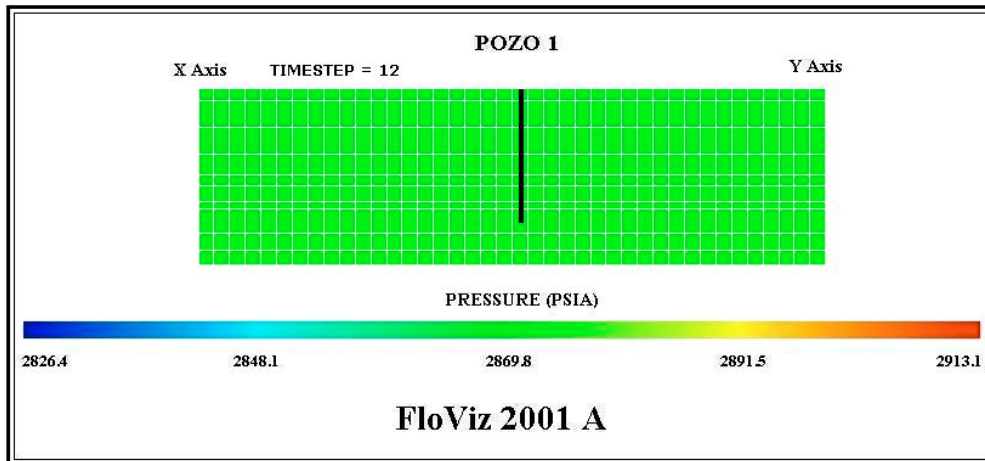
Valor medio de la presión en la roca almacén a diciembre de 2000.



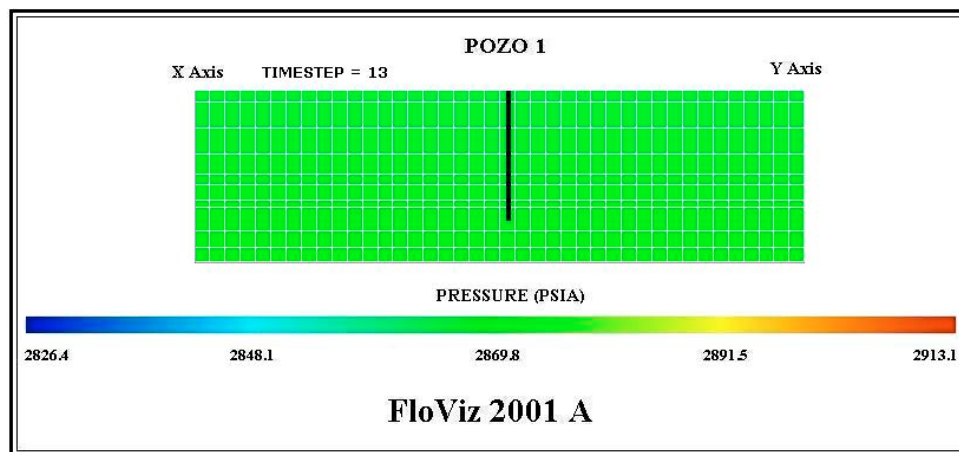
Valor medio de la presión en la roca almacén a enero de 2001.



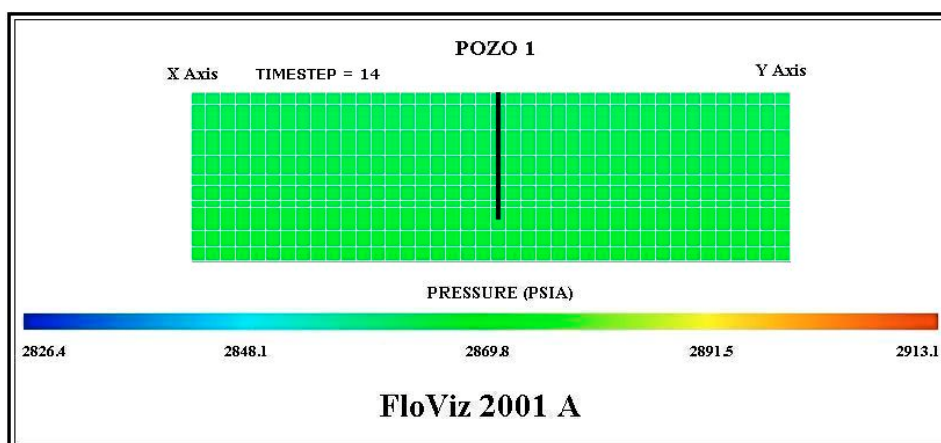
Valor medio de la presión en la roca almacén a febrero de 2001.



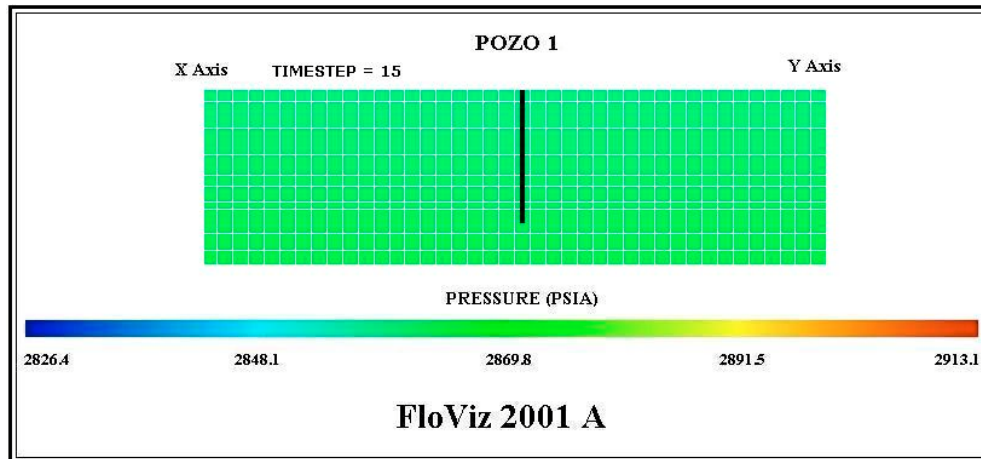
Valor medio de la presión en la roca almacén a abril de 2001.



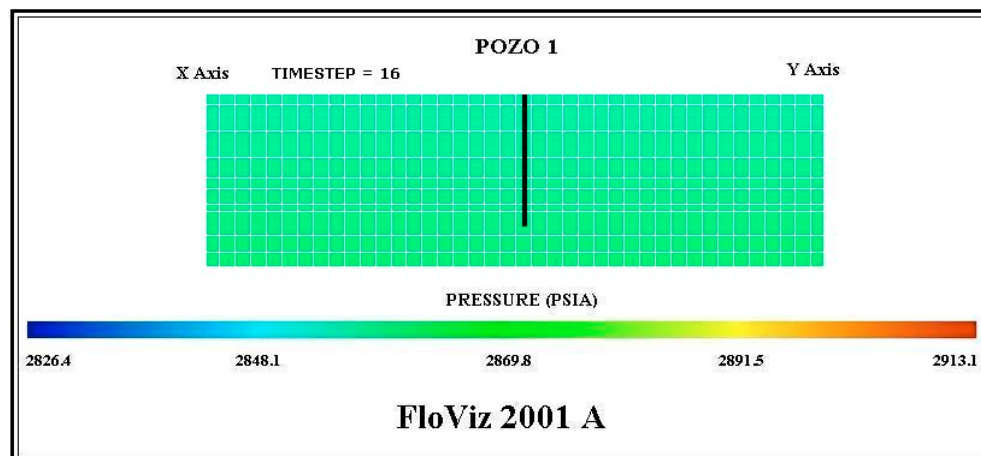
Valor medio de la presión en la roca almacén a junio de 2001.



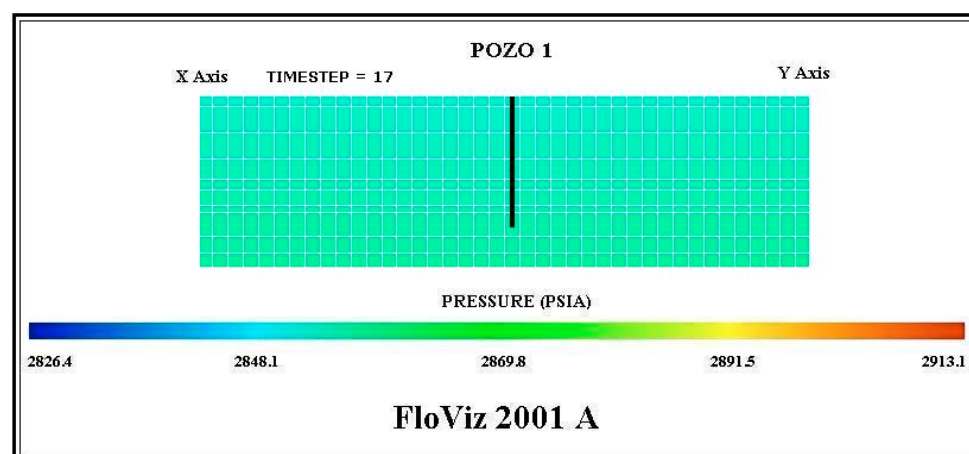
Valor medio de la presión en la roca almacén a agosto de 2001.



Valor medio de la presión en la roca almacén a octubre de 2001.



Valor medio de la presión en la roca almacén a noviembre de 2001.



Valor medio de la presión en la roca almacén a diciembre de 2001.

MODELO 2D - FASE II

C.4 Simulación de procesos iterativos de producción e inyección en un almacén subterráneo de gas – Hoja de entrada de datos.

GeoQuest OFFICE
Schlumberger

Archivo Edición Ver Insertar Formato Herramientas Tabla MathType Ventana

```

-- RUNSPEC SECTION
RUNSPEC
TITLE
GAVIOTA SIMPLE 2D MODEL II
-- MODEL DIMENSIONS
DIMENS
-- NDIVIX NDIVITY NDIVIZ
  40  1  10 /
-- LENGTH = 4000 FT
-- WIDTH = 1000 FT
-- H = 94 FT.
GAS
WATER
HYST
SATOPTS
HYSTER /
FIELD

-- EQUILIBRIUM TABLE DIMENSIONS
EQLDIMS
-- NTEQUL NDPRVD NDRXVD NTTRVD
  1  100  20 /
-- REGIONS DIMENSION DATA
REGDIMS
-- NTFIP NMFIPR NRFEG NTFREG
  10 /
-- EQUILIBRIUM OPTIONS
EQLOPTS
'QUIESC' 'MOBILE' /
-- TABLE DIMENSIONS
TABDIMS
-- NTSFUN NTPVT NSSFUN NPPVT NTFIP NRPVT
  2  1  21  20  10 /
-- WELL DIMENSIONS
WELLDIMS
-- NWMAXZ NCWMAX NGMAXZ NWMAX
  2  10  4  6 /
UNIFIN
UNIFOUT
NSTACK
  10 /
START
  1 'JAN' 2000 /

-- GRID SECTION
GRID
BOX
  1  40  1  1  1  1 /
TOPS
  40*6000 /
ENDBOX
DXV
  40*100 /
DYV
  1000 /

```

GeoQuest OFFICE **Schlumberger**

Archivo Edición Ver Insertar Formato Herramientas Tabla MathType Ventana

```

DZ
40*7
40*14
40*14
40*11
40*6
40*8
40*4
40*13
40*9
40*8 /

PERMX
-- LAYER 1
40*61
-- LAYER 2
40*61
-- LAYER 3
40*61
-- LAYER 4
40*61
-- LAYER 5
40*61
-- LAYER 6
40*61
-- LAYER 7
40*61
-- LAYER 8
40*61
-- LAYER 9
40*61
-- LAYER 10
40*61 /

COPY
'PERMX' 'PERMY' /
'PERMX' 'PERMZ' //
MULTIPLY
'PERMZ' 1.0 //
PORO
-- LAYER 1
40*.10
-- LAYER 2
40*.10
-- LAYER 3
40*.10
-- LAYER 4
40*.10
-- LAYER 5
40*.10
-- LAYER 6
40*.10
-- LAYER 7
40*.10
-- LAYER 8
40*.10

```

GeoQuest OFFICE **Schlumberger**

Archivo Edición Ver Insertar Formato Herramientas Tabla MathType Ventana

```

GRIDFILE
2 /
INIT
-- PROPERTIES SECTION
PROPS
-- OIL-WATER REL PERMS
-- COREY WETTING          3
-- COREY NON-WETTING     2
SGWFN
-- Drenaje
--
      Sg      Krg      Krw      Pc
0.200  0.000  0.500  1*
0.255  0.079  0.405  1*
0.283  0.124  0.361  1*
0.310  0.170  0.320  1*
0.338  0.218  0.281  1*
0.365  0.266  0.245  1*
0.393  0.315  0.211  1*
0.420  0.365  0.180  1*
0.448  0.415  0.151  1*
0.475  0.467  0.125  1*
0.503  0.518  0.101  1*
0.530  0.570  0.080  1*
0.558  0.623  0.061  1*
0.585  0.675  0.045  1*
0.613  0.729  0.031  1*
0.640  0.782  0.020  1*
0.668  0.836  0.011  1*
0.695  0.891  0.005  1*
0.723  0.945  0.001  1*
0.750  1.000  0.000  1*/

-- Imbibition
--
      Sg      Krg      Krw      Pc
0.300  0.000  0.500  1*
0.345  0.010  0.405  1*
0.368  0.023  0.361  1*
0.390  0.040  0.320  1*
0.413  0.062  0.281  1*
0.435  0.090  0.245  1*
0.458  0.123  0.211  1*
0.480  0.160  0.180  1*
0.503  0.202  0.151  1*
0.525  0.250  0.125  1*
0.548  0.303  0.101  1*
0.570  0.360  0.080  1*
0.593  0.422  0.061  1*
0.615  0.490  0.045  1*
0.638  0.563  0.031  1*
0.660  0.640  0.020  1*
0.683  0.723  0.011  1*
0.705  0.810  0.005  1*
0.728  0.903  0.001  1*
0.750  1.000  0.000  1*/

```

GeoQuest OFFICE Schlumberger

Archivo Edición Ver Insertar Formato Herramientas Tabla MathType Ventana

```

GRAVITY
30 1.03 0.6 /
ROCK
-- REF PRES      COMPRESS
 3000 4E-6      /
-- WATER PVT
PVTW
-- REF PRES  FVF  COMP  VISC
 3790 1.0  3E-6 0.41  /
-- GAS PVT
PVZG
-- TEMPERATURE
 250 /
--
  PRESSURE      FACTOR Z      VISCOSITY
    1750          0.940          0.0159
    2157          0.946          0.0166
    2565          0.955          0.0172
    2972          0.960          0.0179
    3380          0.970          0.0187
    3790          0.980          0.0195 /

-- REGIONS SECTION
REGIONS
NOECHO
-- FIPONUM
FIPNUM
 40*1
 40*2
 40*3
 40*4
 40*5
 40*6
 40*7
 40*8
 40*9
 40*10 /

SATNUM
 400*1 /
IMBNUM
 400*2 /
-- SOLUTION SECTION
SOLUTION
EQUIL
-- Datum                      RSVD Table
-- Depth  Pres  WGC  GW Pc
 7872  3000.00  8000  .00000 /
RPTSOL
PRESSURE PGAS PWAT SWAT SGAS RESTART=3 FIP=3 /

-- SUMMARY SECTION
SUMMARY
RPTONLY
RUNSUM
DATE
SEPARATE

```

```

FGPR
FWPR
FGPT
FWPT
WBHP/
FPR
--BPR
FWSAT
--BWSAT

-- SCHEDULE SECTION
SCHEDULE
RPTST
'BASIC=5'      'NORST=1' /
WELSPCS
'POZO1' 'PLAT' 20 1 1* 'GAS' 1* 'STD' 1* 'NO' /
'INJ' 'PLAT' 20 1 1* 'GAS' 1* 'STD' 1* 'NO' //
COMPDAT
'POZO1' 20 1 5 6      'OPEN' -1 -1 0.7083 1* 0 /
'INJ' 20 1 5 6 'SHUT' -1 -1 0.7083 1* 0 //
WCONPROD
'POZO1' 'OPEN' 'GRAT' 1* 1* 200 1* 1* 1* //
WCONINJE
'INJ' 'GAS' 'SHUT' 'RATE' 200 1* 1* 1* 1* //
TSTEP
111115 /
DATES
1 'FEB' 2000 /
1 'MAR' 2000 /
1 'APR' 2000 /
1 'MAY' 2000 /
1 'JUN' 2000 //
WELSPCS
'POZO1' 'PLAT' 20 1 1* 'GAS' 1* 'STD' 1* 'NO' /
'INJ' 'PLAT' 20 1 1* 'GAS' 1* 'STD' 1* 'NO' //
COMPDAT
'POZO1' 20 1 5 6      'SHUT' -1 -1 0.7083 1* 0 /
'INJ' 20 1 5 6 'OPEN' -1 -1 0.7083 1* 0 //
WCONPROD
'POZO1' 'SHUT' 'GRAT' 1* 1* 200 1* 1* 1* //
WCONINJE
'INJ' 'GAS' 'OPEN' 'RATE' 200 1* 1* 1* 1* //
TSTEP
111115 /
DATES
1 'AUG' 2000 /
1 'SEP' 2000 /
1 'OCT' 2000 /
1 'NOV' 2000 /
1 'DEC' 2000 //
WELSPCS
'POZO1' 'PLAT' 20 1 1* 'GAS' 1* 'STD' 1* 'NO' /
'INJ' 'PLAT' 20 1 1* 'GAS' 1* 'STD' 1* 'NO' //
COMPDAT
'POZO1' 20 1 5 6      'OPEN' -1 -1 0.7083 1* 0 /
'INJ' 20 1 5 6 'SHUT' -1 -1 0.7083 1* 0 //

```

```

WCONPROD
'POZO1' 'OPEN' 'GRAT' 1* 1* 200 1* 1* 1* //
WCONINJE
'INJ' 'GAS' 'SHUT' 'RATE' 200 1* 1* 1* 1* //
TSTEP
111115 /
DATES
1 'FEB' 2001 /
1 'MAR' 2001 /
1 'APR' 2001 /
1 'MAY' 2001 /
1 'JUN' 2001 //
WEL SPECS
'POZO1' 'PLAT' 20 1 1* 'GAS' 1* 'STD' 1* 'NO' /
'INJ' 'PLAT' 20 1 1* 'GAS' 1* 'STD' 1* 'NO' //
COMP DAT
'POZO1' 20 1 5 6 'SHUT' -1 -1 0.7083 1* 0 /
'INJ' 20 1 5 6 'OPEN' -1 -1 0.7083 1* 0 //
WCONPROD
'POZO1' 'SHUT' 'GRAT' 1* 1* 200 1* 1* 1* //
WCONINJE
'INJ' 'GAS' 'OPEN' 'RATE' 200 1* 1* 1* 1* //
TSTEP
111115 /
DATES
1 'AUG' 2001 /
1 'SEP' 2001 /
1 'OCT' 2001 /
1 'NOV' 2001 /
1 'DEC' 2001 //
WEL SPECS
'POZO1' 'PLAT' 20 1 1* 'GAS' 1* 'STD' 1* 'NO' /
'INJ' 'PLAT' 20 1 1* 'GAS' 1* 'STD' 1* 'NO' //
COMP DAT
'POZO1' 20 1 5 6 'OPEN' -1 -1 0.7083 1* 0 /
'INJ' 20 1 5 6 'SHUT' -1 -1 0.7083 1* 0 //
WCONPROD
'POZO1' 'OPEN' 'GRAT' 1* 1* 200 1* 1* 1* //
WCONINJE
'INJ' 'GAS' 'SHUT' 'RATE' 200 1* 1* 1* 1* //
TSTEP
111115 /
DATES
1 'FEB' 2002 /
1 'MAR' 2002 /
1 'APR' 2002 /
1 'MAY' 2002 /
1 'JUN' 2002 //
WEL SPECS
'POZO1' 'PLAT' 20 1 1* 'GAS' 1* 'STD' 1* 'NO' /
'INJ' 'PLAT' 20 1 1* 'GAS' 1* 'STD' 1* 'NO' /
/
COMP DAT
'POZO1' 20 1 5 6 'SHUT' -1 -1 0.7083 1* 0 /
'INJ' 20 1 5 6 'OPEN' -1 -1 0.7083 1* 0 //

```

GeoQuest OFFICE

Schlumberger

Archivo Edición Ver Insertar Formato Herramientas Tabla MathType Ventana

```
WCONPROD
'POZO1' 'SHUT' 'GRAT' 1* 1* 200 1* 1* 1* /
/
WCONINJE
'INJ' 'GAS' 'OPEN' 'RATE' 200 1* 1* 1* 1* /
/
TSTEP
111115 /
DATES
1 'AUG' 2002 /
1 'SEP' 2002 /
1 'OCT' 2002 /
1 'NOV' 2002 /
1 'DEC' 2002 /
/
END
```

MODELO 2D - FASE II

C.5 Simulación de procesos iterativos de producción e inyección en un almacén subterráneo de gas – Tablas de resultados.

Fecha	Presión de fondo del pozo (psi)	Presión de fondo del pozo (MPa)	Presión promedio del almacén (psi)	Presión promedio del almacén (MPa)	Saturación de agua (porcentaje)
1-jan-2000	2911	20.04	2911	20.04	0,250000
2-jan-2000	2907	20.01	2911	20.04	0,250000
3-jan-2000	2907	20.01	2911	20.04	0,250000
4-jan-2000	2906	20.01	2911	20.04	0,250001
5-jan-2000	2906	20.01	2911	20.04	0,250001
6-jan-2000	2906	20.01	2910	20.04	0,250001
11-jan-2000	2905	20.00	2910	20.03	0,250002
1-feb-2000	2902	19.98	2907	20.01	0,250008
1-mar-2000	2898	19.96	2903	19.99	0,250015
1-apr-2000	2894	19.93	2898	19.96	0,250022
1-may-2000	2890	19.90	2894	19.93	0,250029
1-jun-2000	2886	19.87	2890	19.90	0,250037
2-jun-2000	2895	19.93	2890	19.90	0,250037
3-jun-2000	2895	19.93	2890	19.90	0,250036
4-jun-2000	2895	19.93	2890	19.90	0,250036
5-jun-2000	2895	19.93	2891	19.90	0,250036
6-jun-2000	2895	19.93	2891	19.90	0,250036
11-jun-2000	2896	19.94	2891	19.91	0,250034
1-aug-2000	2903	19.99	2898	19.96	0,250022
1-sep-2000	2907	20.02	2903	19.99	0,250015
1-oct-2000	2911	20.05	2907	20.02	0,250007
1-nov-2000	2916	20.08	2911	20.04	0,250000
1-dec-2000	2920	20.10	2915	20.07	0,249992
2-dec-2000	2911	20.04	2915	20.07	0,249993
3-dec-2000	2911	20.04	2915	20.07	0,249993
4-dec-2000	2911	20.04	2915	20.07	0,249993
5-dec-2000	2911	20.04	2915	20.07	0,249993
6-dec-2000	2910	20.04	2915	20.07	0,249994
11-dec-2000	2910	20.03	2914	20.06	0,249995
1-feb-2001	2902	19.98	2907	20.01	0,250008

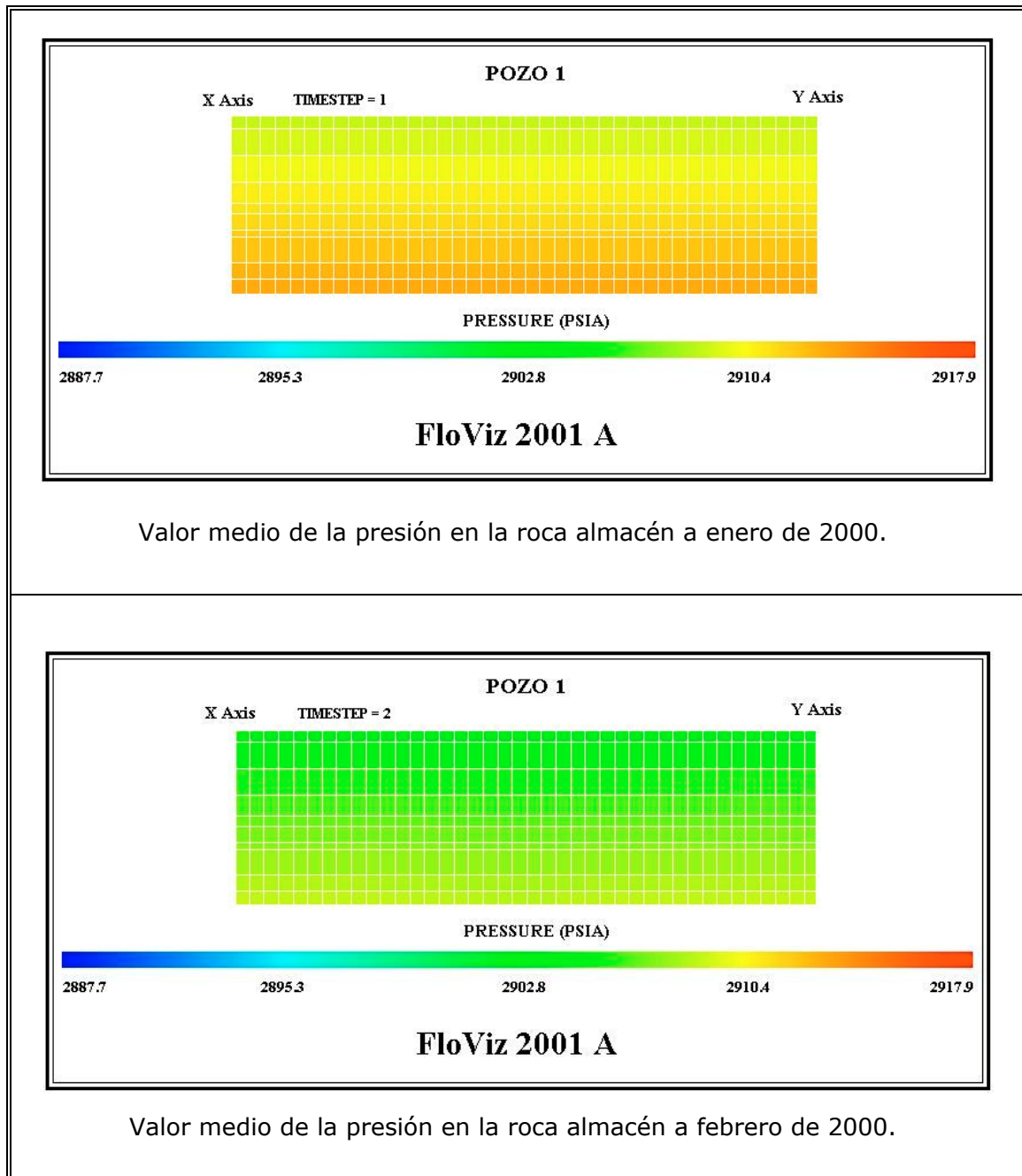
Fecha	Presión de fondo del pozo (psi)	Presión de fondo del pozo (MPa)	Presión promedio del almacén (psi)	Presión promedio del almacén (MPa)	Saturación de agua (porcentaje)
1-mar-2001	2899	19.96	2903	19.99	0,250014
1-apr-2001	2894	19.93	2899	19.96	0,250022
1-may-2001	2890	19.90	2894	19.93	0,250029
1-jun-2001	2886	19.87	2890	19.90	0,250037
2-jun-2001	2895	19.93	2890	19.90	0,250036
3-jun-2001	2895	19.93	2890	19.90	0,250036
4-jun-2001	2895	19.93	2891	19.90	0,250036
5-jun-2001	2895	19.93	2891	19.90	0,250036
6-jun-2001	2895	19.94	2891	19.90	0,250035
11-jun-2001	2896	19.94	2892	19.91	0,250034
1-aug-2001	2903	19.99	2899	19.96	0,250022
1-sep-2001	2907	20.02	2903	19.99	0,250014
1-oct-2001	2912	20.05	2907	20.02	0,250007
1-nov-2001	2916	20.08	2911	20.05	0,250000
1-dec-2001	2920	20.11	2916	20.07	0,249992
2-dec-2001	2911	20.04	2915	20.07	0,249992
3-dec-2001	2911	20.04	2915	20.07	0,249993
4-dec-2001	2911	20.04	2915	20.07	0,249993
5-dec-2001	2911	20.04	2915	20.07	0,249993
6-dec-2001	2911	20.04	2915	20.07	0,249993
11-dec-2001	2910	20.04	2914	20.06	0,249995
1-feb-2002	2903	19.99	2907	20.02	0,250007
1-mar-2002	2899	19.96	2903	19.99	0,250014
1-apr-2002	2894	19.93	2899	19.96	0,250022
1-may-2002	2890	19.90	2895	19.93	0,250029
1-aug-2002	2903	19.99	2899	19.96	0,250022
1-sep-2002	2908	20.02	2903	19.99	0,250014
1-oct-2002	2912	20.05	2907	20.02	0,250007
1-nov-2002	2916	20.08	2911	20.05	0,249999
1-dec-2002	2920	20.11	2916	20.08	0,249992

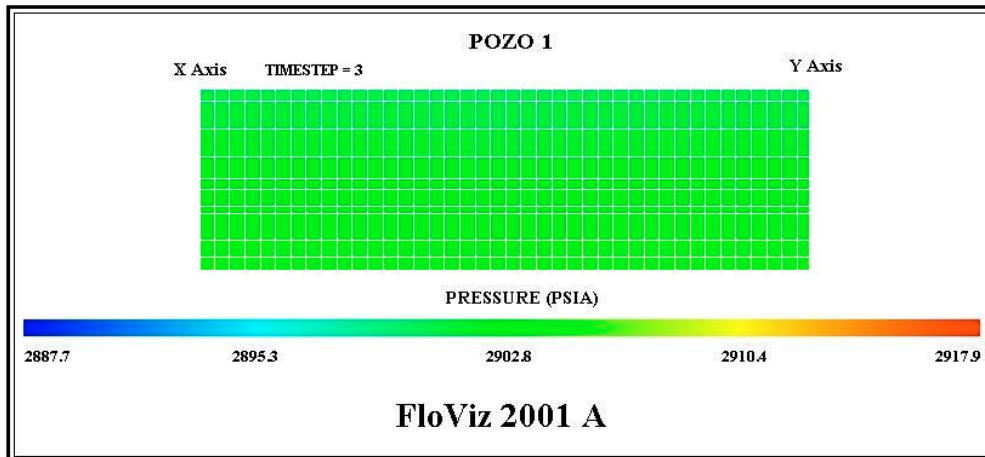
Fecha	Caudal de producción de gas (*1000 pies cúbicos estándar / día)	Caudal de producción de gas (*1000 metros cúbicos / día)	Volumen total de producción de gas (*1000 pies cúbicos estándar)	Volumen total de producción de gas (*1000 metros cúbicos)	Caudal de producción de agua (metros cúbicos / día)
1-jan-2000	200	5.67	200	5.67	1.2
2-jan-2000	200	5.67	400	11.34	1.2
3-jan-2000	200	5.67	600	17.01	1.2
4-jan-2000	200	5.67	800	22.68	1.2
5-jan-2000	200	5.67	1000	28.35	1.2
6-jan-2000	200	5.67	1200	34.02	1.2
11-jan-2000	200	5.67	1400	39.69	1.2
1-feb-2000	200	5.67	1600	45.36	1.2
1-mar-2000	200	5.67	1800	51.03	1.2
1-apr-2000	200	5.67	2000	56.70	1.2
1-may-2000	200	5.67	2200	62.37	1.2
1-jun-2000	0	0	2200	62.37	0
2-jun-2000	0	0	2200	62.37	0
3-jun-2000	0	0	2200	62.37	0
4-jun-2000	0	0	2200	62.37	0
5-jun-2000	0	0	2200	62.37	0
6-jun-2000	0	0	2200	62.37	0
11-jun-2000	0	0	2200	62.37	0
1-aug-2000	0	0	2200	62.37	0
1-sep-2000	0	0	2200	62.37	0
1-oct-2000	0	0	2200	62.37	0
1-nov-2000	0	0	2200	62.37	0
1-dec-2000	200	5.67	2400	68.04	1.2
2-dec-2000	200	5.67	2600	73.71	1.2
3-dec-2000	200	5.67	2800	79.38	1.2
4-dec-2000	200	5.67	3000	85.05	1.2
5-dec-2000	200	5.67	3200	90.72	1.2
6-dec-2000	200	5.67	3400	96.39	1.2
11-dec-2000	200	5.67	3600	102.06	1.2
1-feb-2001	200	5.67	3800	107.73	1.2

Fecha	Caudal de producción de gas (*1000 pies cúbicos estándar / día)	Caudal de producción de gas (*1000 metros cúbicos / día)	Volumen total de producción de gas (*1000 pies cúbicos estándar)	Volumen total de producción de gas (*1000 metros cúbicos)	Caudal de producción de agua (metros cúbicos / día)
1-mar-2001	200	5.67	4000	113.40	1.2
1-apr-2001	200	5.67	4200	119.07	1.2
1-may-2001	200	5.67	4400	124.74	1.2
1-jun-2001	0	0	4400	124.74	0
2-jun-2001	0	0	4400	124.74	0
3-jun-2001	0	0	4400	124.74	0
4-jun-2001	0	0	4400	124.74	0
5-jun-2001	0	0	4400	124.74	0
6-jun-2001	0	0	4400	124.74	0
11-jun-2001	0	0	4400	124.74	0
1-aug-2001	0	0	4400	124.74	0
1-sep-2001	0	0	4400	124.74	0
1-oct-2001	0	0	4400	124.74	0
1-nov-2001	0	0	4400	124.74	0
1-dec-2001	200	5.67	4600	130.41	1.2
2-dec-2001	200	5.67	4800	136.08	1.2
3-dec-2001	200	5.67	5000	141.75	1.2
4-dec-2001	200	5.67	5200	147.42	1.2
5-dec-2001	200	5.67	5400	153.09	1.2
6-dec-2001	200	5.67	5600	158.76	1.2
11-dec-2001	200	5.67	5800	164.43	1.2
1-feb-2002	200	5.67	6000	170.10	1.2
1-mar-2002	200	5.67	6200	175.77	1.2
1-apr-2002	200	5.67	6400	181.44	1.2
1-may-2002	200	5.67	6600	187.11	1.2
1-aug-2002	0	0	6600	187.11	0
1-sep-2002	0	0	6600	187.11	0
1-oct-2002	0	0	6600	187.11	0
1-nov-2002	0	0	6600	187.11	0
1-dec-2002	0	0	6600	187.11	0

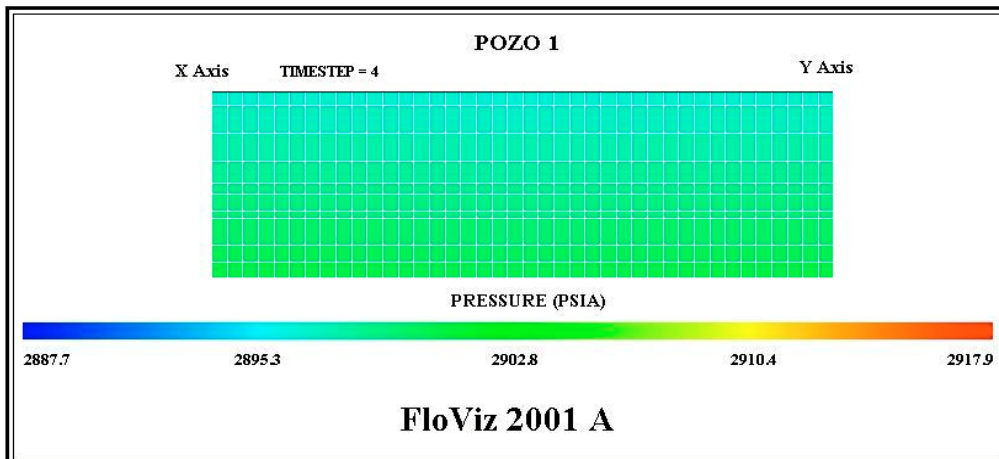
MODELO 2D - FASE II

C.6 Simulación de procesos iterativos de producción e inyección en un almacén subterráneo de gas – Diagramas de visualización.

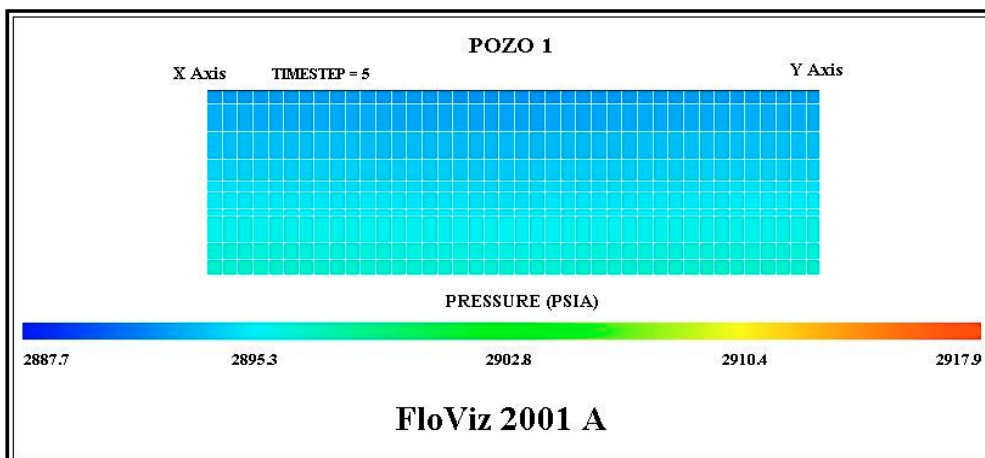




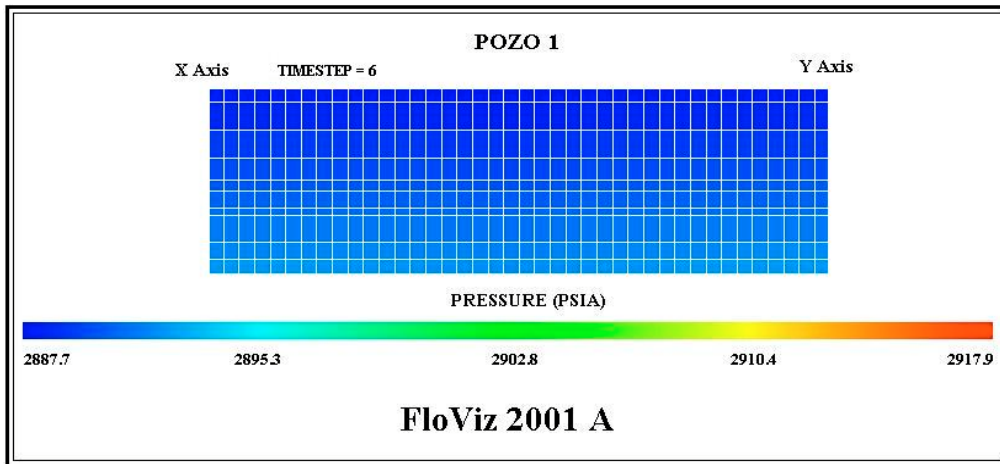
Valor medio de la presión en la roca almacén a marzo de 2000.



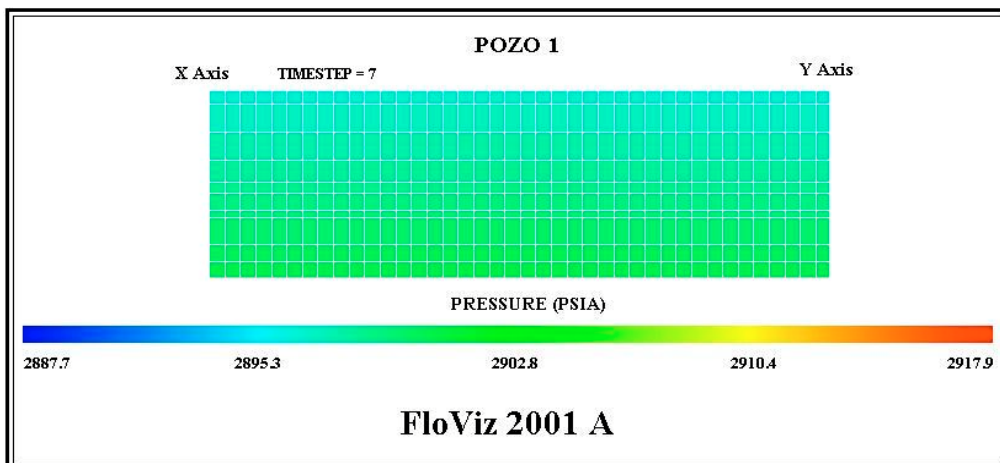
Valor medio de la presión en la roca almacén a abril de 2000.



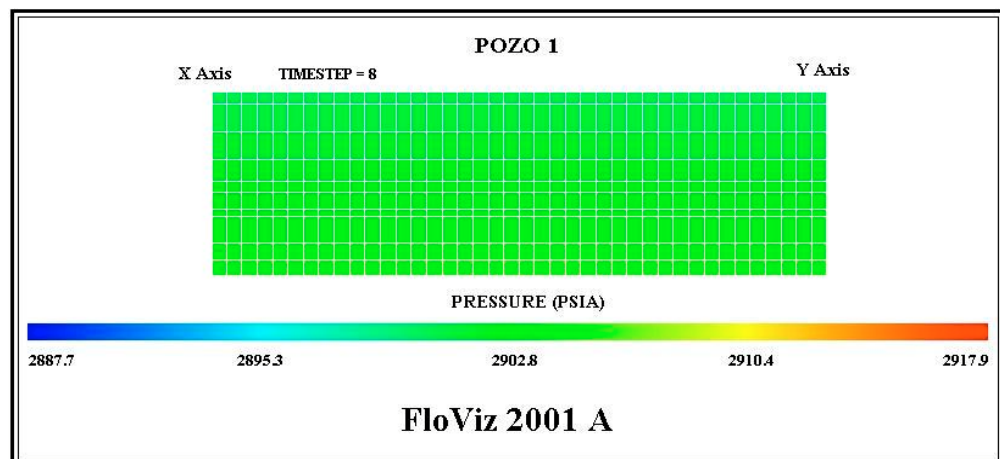
Valor medio de la presión en la roca almacén a mayo de 2000.



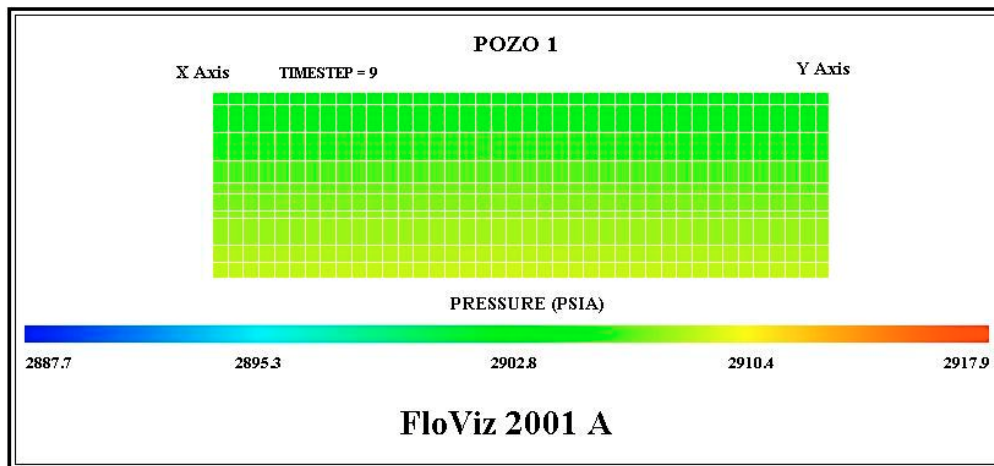
Valor medio de la presión en la roca almacén a junio de 2000.



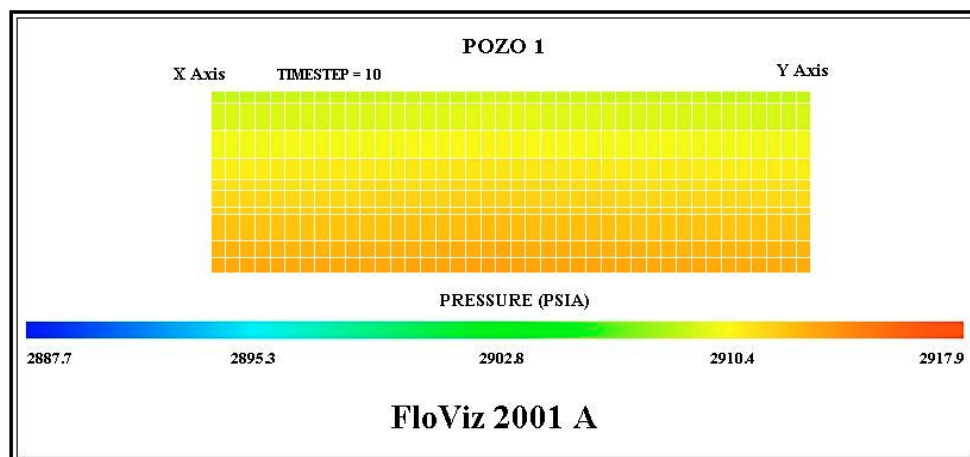
Valor medio de la presión en la roca almacén a agosto de 2000.



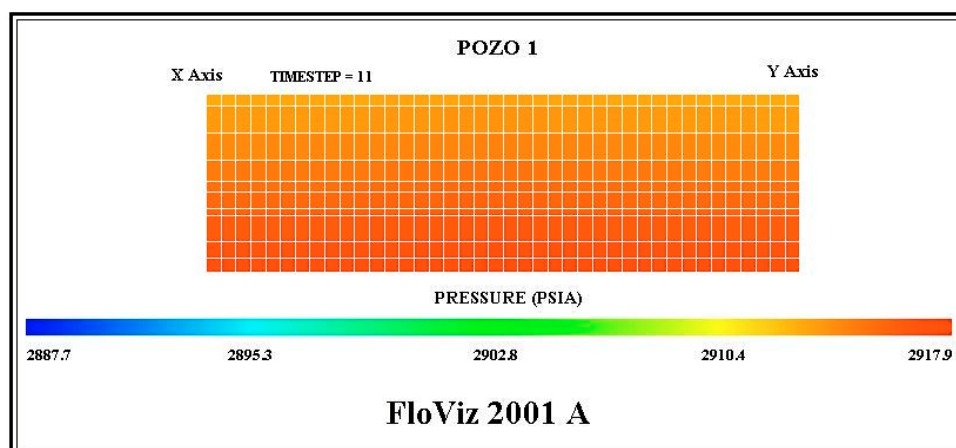
Valor medio de la presión en la roca almacén a septiembre de 2000.



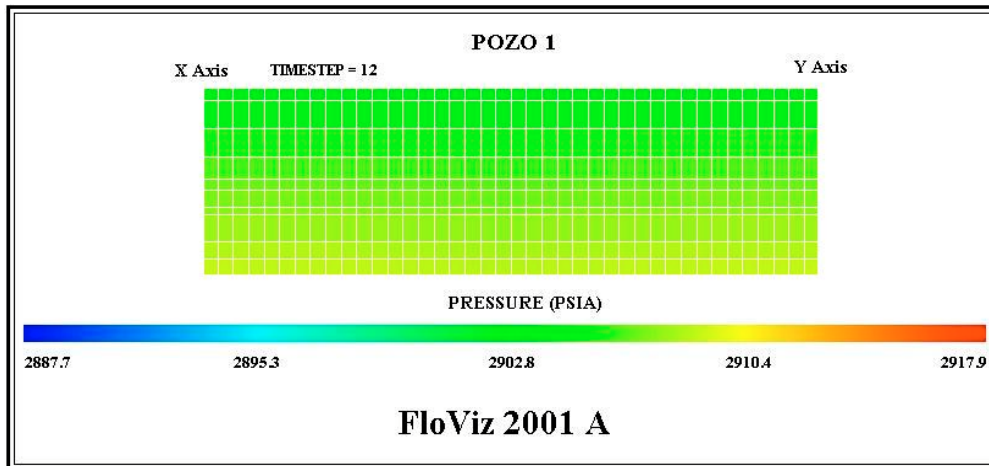
Valor medio de la presión en la roca almacén a octubre de 2000.



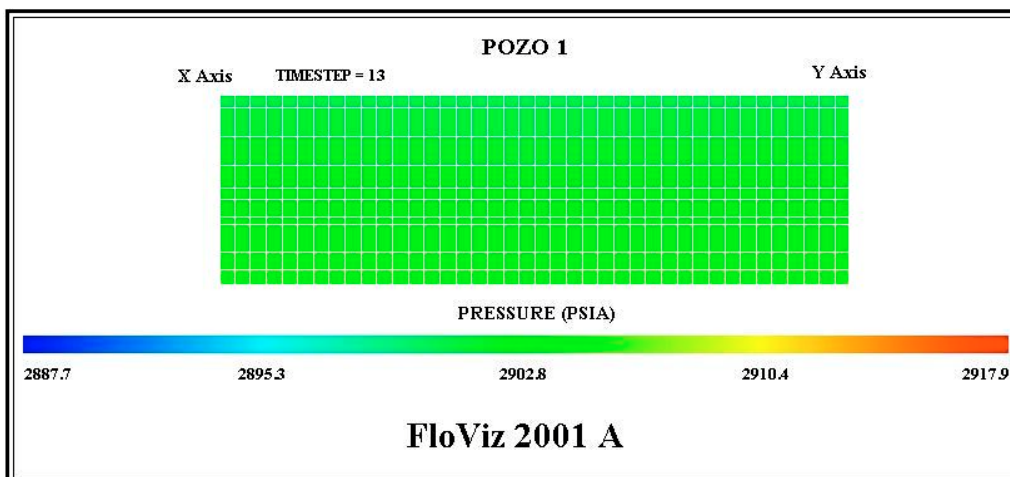
Valor medio de la presión en la roca almacén a noviembre de 2000.



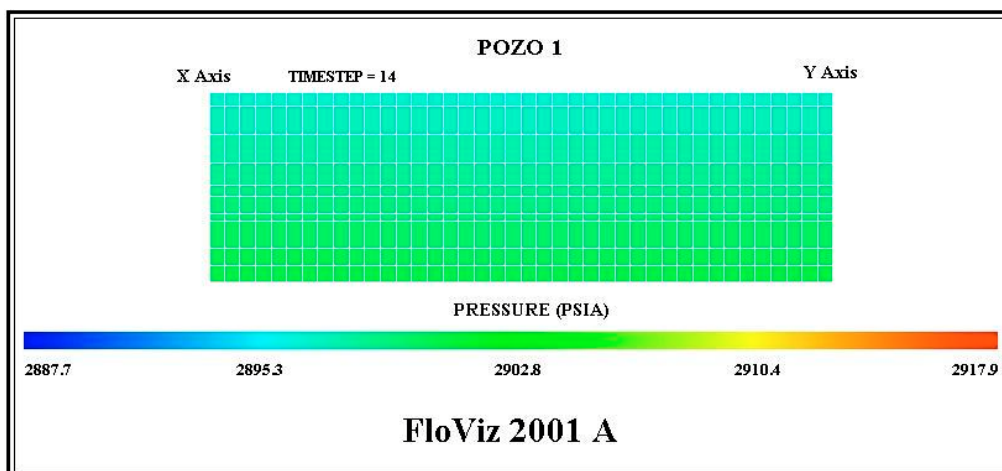
Valor medio de la presión en la roca almacén a enero de 2001.



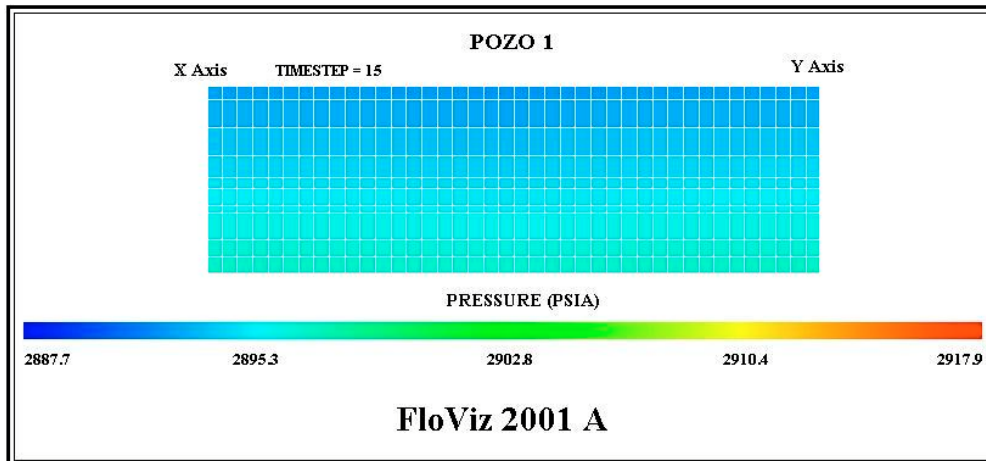
Valor medio de la presión en la roca almacén a febrero de 2001.



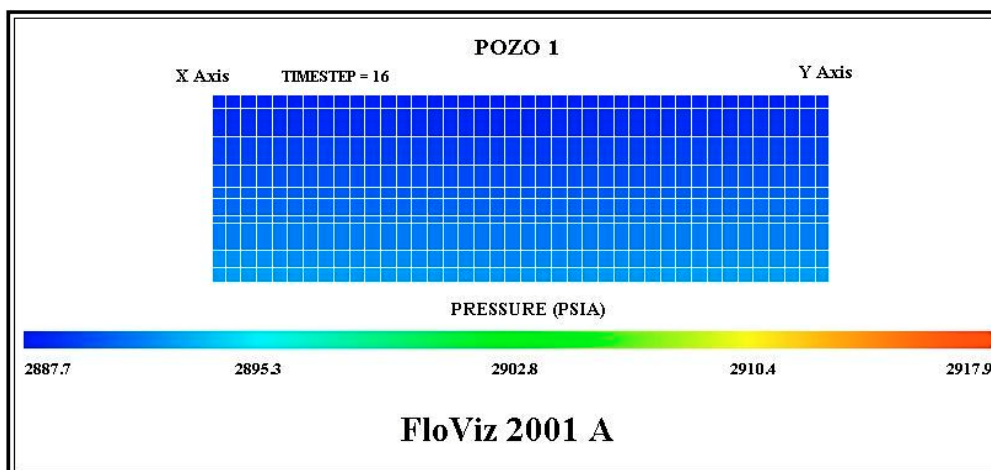
Valor medio de la presión en la roca almacén a marzo de 2001.



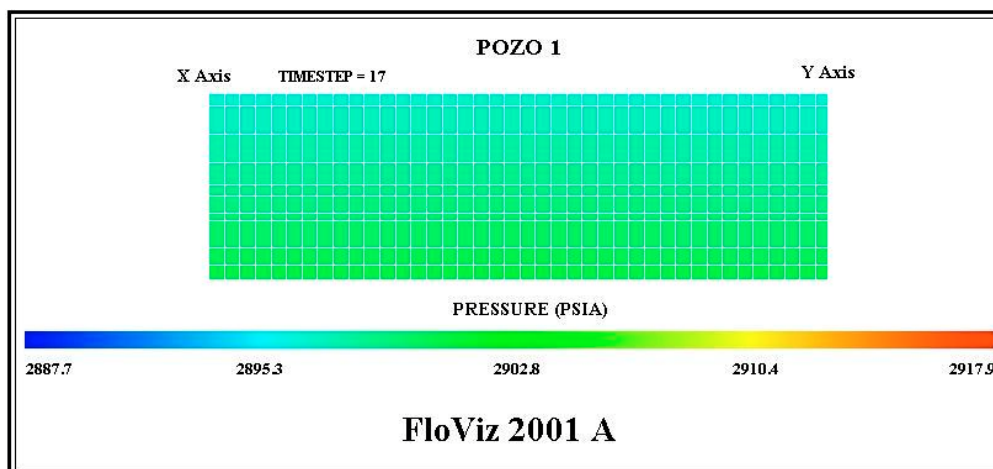
Valor medio de la presión en la roca almacén a mayo de 2001.



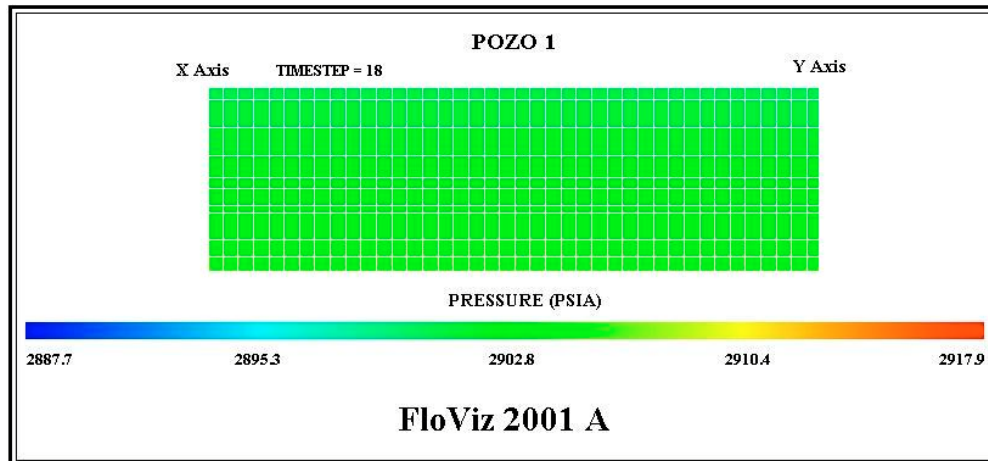
Valor medio de la presión en la roca almacén a junio de 2001.



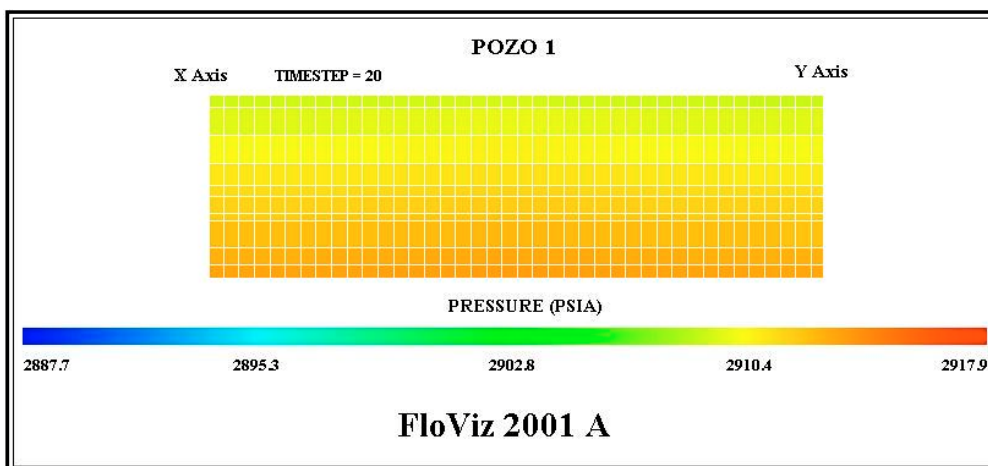
Valor medio de la presión en la roca almacén a julio de 2001.



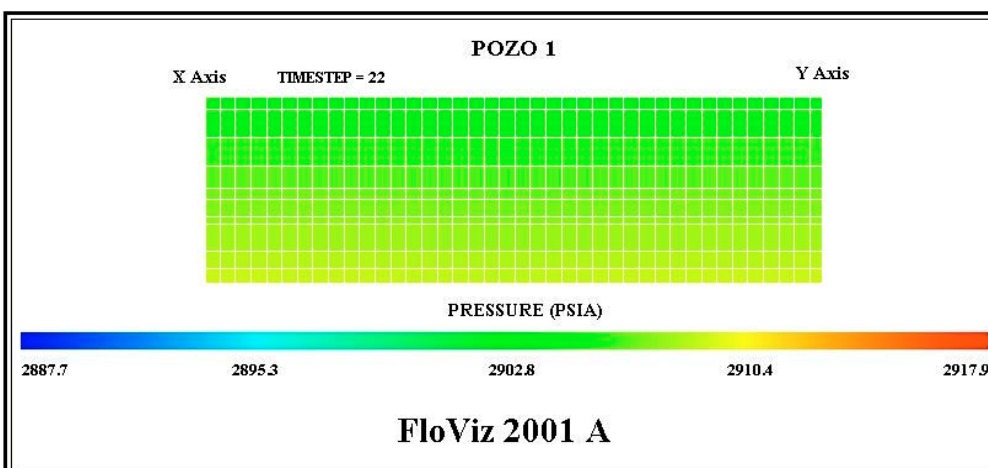
Valor medio de la presión en la roca almacén a agosto de 2001.



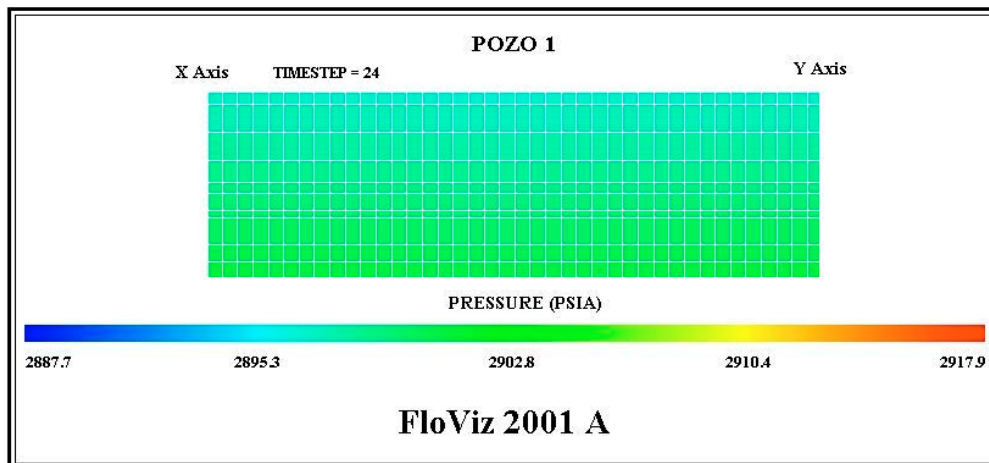
Valor medio de la presión en la roca almacén a octubre de 2001.



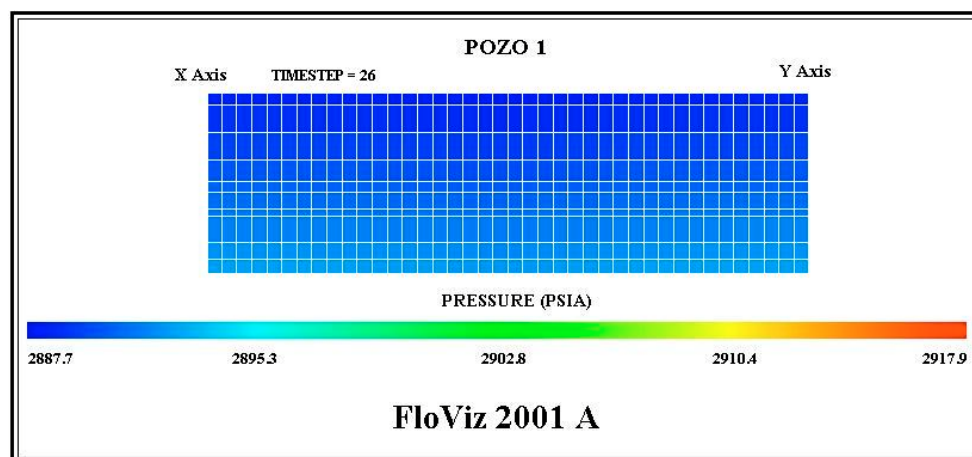
Valor medio de la presión en la roca almacén a diciembre de 2001.



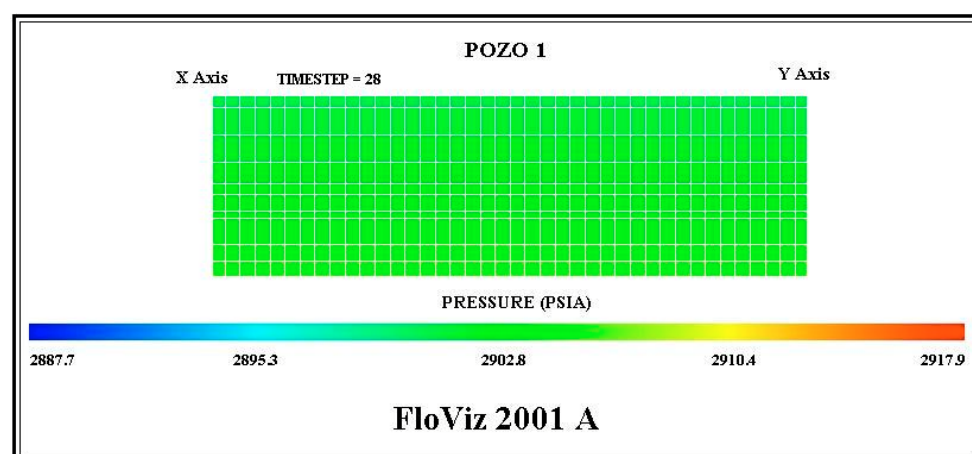
Valor medio de la presión en la roca almacén a febrero de 2002.



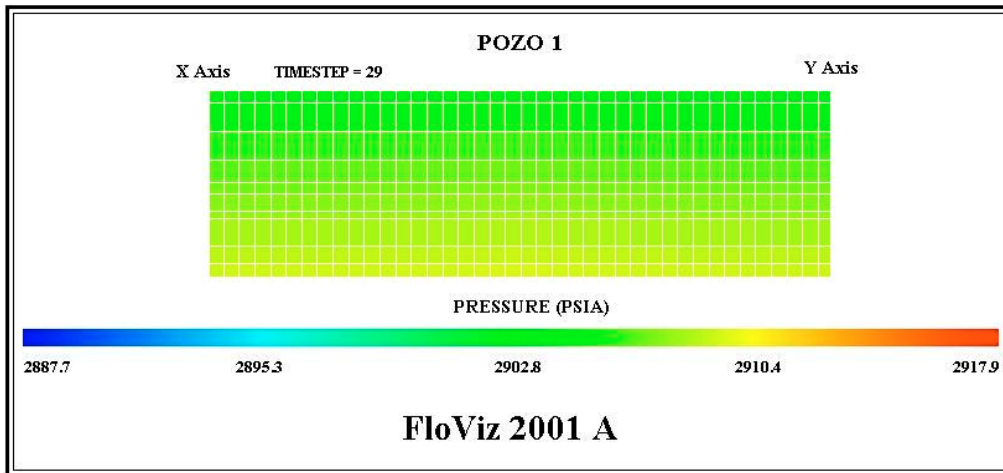
Valor medio de la presión en la roca almacén a abril de 2002.



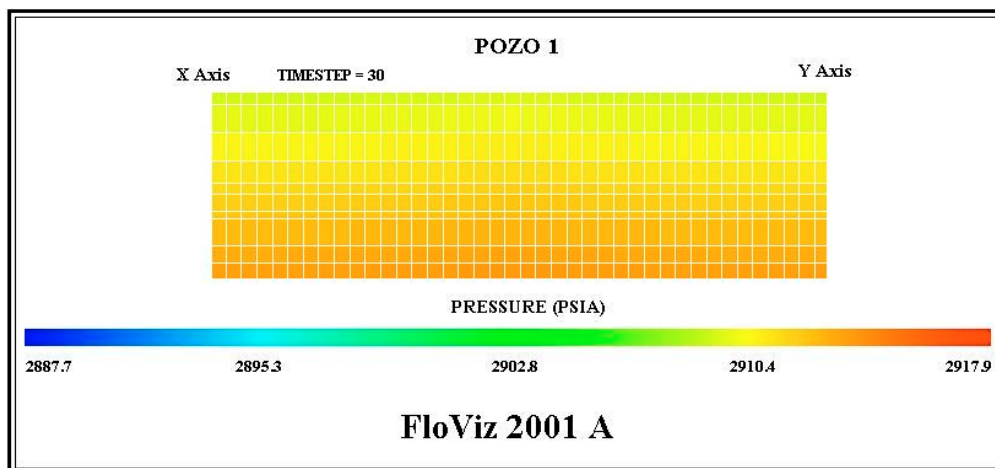
Valor medio de la presión en la roca almacén a junio de 2002.



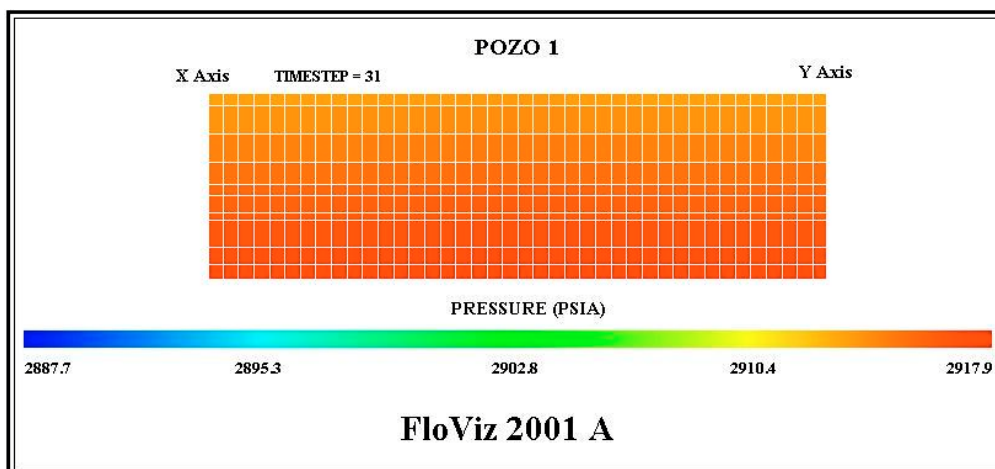
Valor medio de la presión en la roca almacén a agosto de 2002.



Valor medio de la presión en la roca almacén a octubre de 2002.



Valor medio de la presión en la roca almacén a noviembre de 2002.



Valor medio de la presión en la roca almacén a diciembre de 2002.

MODELO 2D - FASE III

C.7 Simulación de operaciones en un almacén de gas afectado por un acuífero. Hoja de entrada de datos.

```

GeoQuest OFFICE Schlumberger
Archivo Edición Ver Insertar Formato Herramientas Tabla MathType Ventana

-- RUNSPEC SECTION
RUNSPEC
TITLE
GAVIOTA SIMPLE 2D MODEL
-- MODEL DIMENSIONS
DIMENS
-- NDIVIX NDIVITY NDIVIZ
  40 1 10 /
-- LENGTH = 4000 FT
-- WIDTH = 1000 FT
-- H = 94 FT.
GAS
WATER
HYST
SATOPTS
HYSTER /

FIELD
-- EQUILIBRIUM TABLE DIMENSIONS
EQLDIMS
-- NTEQUL NDPRVD NDRXVD NTRVD
  1 100 20 /
-- REGIONS DIMENSION DATA
REGDIMS
-- NTFIP NMFIPR NRFEG NTFREG
  10 /
-- EQUILIBRIUM OPTIONS
EQLOPTS
'QUIESC' 'MOBILE' /
-- TABLE DIMENSIONS
TABDIMS
-- NTSFUN NTPVT NSSFUN NPPVT NIFIP NRPVT
  2 1 21 20 10 /
-- WELL DIMENSIONS
WELLDIMS
-- NWMAXZ NCWMAX NGMAXZ NWGMAX
  2 10 4 6 /
UNFIN
UNIFOUT
NSTACK
  10 /
START
1 'JAN' 2000 /

-- GRID SECTION
GRID
BOX
  1 40 1 1 1 1 /
TOPS
40*6000 /
ENDBOX
DXV
40*100 /
DYV
1000 /

```

GeoQuest OFFICE **Schlumberger**

Archivo Edición Ver Insertar Formato Herramientas Tabla MathType Ventana

```

DZ
40*7
40*14
40*14
40*11
40*6
40*8
40*4
40*13
40*9
40*8 /

PERMX
-- LAYER 1
40*61
-- LAYER 2
40*61
-- LAYER 3
40*61
-- LAYER 4
40*61
-- LAYER 5
40*61
-- LAYER 6
40*61
-- LAYER 7
40*61
-- LAYER 8
40*61
-- LAYER 9
40*61
-- LAYER 10
40*61 /

COPY
'PERMX' 'PERMY' /
'PERMX' 'PERMZ' //

MULTIPLY
'PERMZ' 1.0 //

PORO
-- LAYER 1
40*.10
-- LAYER 2
40*.10
-- LAYER 3
40*.10
-- LAYER 4
40*.10
-- LAYER 5
40*.10
-- LAYER 6
40*.10
-- LAYER 7
40*.10
-- LAYER 8
40*.10
-- LAYER 9
40*.10
-- LAYER 10
40*.10 /

```


GeoQuest OFFICE

Schlumberger

Archivo Edición Ver Insertar Formato Herramientas Tabla MathType Ventana

--CONNECTION DATA FOR NUMERICAL AQUIFER

AQUCON

1 5 5 1 1 1 3 'T' 1.0 //

GRIDFILE

2 /

INIT

-- PROPERTIES SECTION

PROPS

-- OIL-WATER REL PERMS

-- COREY WETTING 3

-- COREY NON-WETTING 2

SGWFN

-- Drenaje

Sg	Krg	Krw	Pc
0.200	0.0000	0.500	1*
0.255	0.079	0.405	1*
0.283	0.124	0.361	1*
0.310	0.170	0.320	1*
0.338	0.218	0.281	1*
0.365	0.266	0.245	1*
0.393	0.315	0.211	1*
0.420	0.365	0.180	1*
0.448	0.415	0.151	1*
0.475	0.467	0.125	1*
0.503	0.518	0.101	1*
0.530	0.570	0.080	1*
0.558	0.623	0.061	1*
0.585	0.675	0.045	1*
0.613	0.729	0.031	1*
0.640	0.782	0.020	1*
0.668	0.836	0.011	1*
0.695	0.891	0.005	1*
0.723	0.945	0.001	1*
0.750	1.000	0.000	1*/

-- Imbibition

Sg	Krg	Krw	Pc
0.300	0.000	0.500	1*
0.345	0.010	0.405	1*
0.368	0.023	0.361	1*
0.390	0.040	0.320	1*
0.413	0.062	0.281	1*
0.435	0.090	0.245	1*
0.458	0.123	0.211	1*
0.480	0.160	0.180	1*
0.503	0.202	0.151	1*
0.525	0.250	0.125	1*
0.548	0.303	0.101	1*
0.570	0.360	0.080	1*
0.593	0.422	0.061	1*
0.615	0.490	0.045	1*
0.638	0.563	0.031	1*
0.660	0.640	0.020	1*
0.683	0.723	0.011	1*
0.705	0.810	0.005	1*
0.728	0.903	0.001	1*
0.750	1.000	0.000	1*/

GeoQuest OFFICE **Schlumberger**

Archivo Edición Ver Insertar Formato Herramientas Tabla MathType Ventana

```

GRAVITY
  30 1.03 0.6 /
ROCK
-- REF PRES      COMPRESS
  3000 4E-6      /
-- WATER PVT
PVTW
-- REF PRES  FVF  COMP  VISC
  3790 1.0      3E-6 0.41 /
-- GAS PVT
PVZG
-- TEMPERATURE
250 /
-- PRESSURE      FACTOR Z      VISCOSITY
1750            0.940          0.0159
2157            0.946          0.0166
2565            0.955          0.0172
2972            0.960          0.0179
3380            0.970          0.0187
3790            0.980          0.0195 /
-- AQUIFER
AQUTAB
0.01 0.112 /
0.05 0.229 /
0.10 0.315 /
0.15 0.376 /
0.20 0.424 /
0.25 0.469 /
0.30 0.503 /
0.40 0.564 /
0.50 0.616 /
0.60 0.659 //
-- REGIONS SECTION
REGIONS
NOECHO
-- FIPONUM
FIPNUM
      40*1
      40*2
      40*3
      40*4
      40*5
      40*6
      40*7
      40*8
      40*9
      40*10 /
SATNUM
400*1 /
--IMBNUM
400*2 /
-- SOLUTION SECTION
SOLUTION
EQUIL
-- Datum
RSVD Table
-- Depth  Pres  WGC  GW Pc
  7872  3000.00  8000  00000 /

```



```

RPTSOL
PRESSURE PGAS PWAT SWAT SGAS RESTART=3 FIP=3 /
-- SUMMARY SECTION
SUMMARY
RPTONLY
RUNSUM
DATE
SEPARATE
FGPR
FWPR
FGPT
FWPT
WBHP/
FPR
-BPR
FWSAT
-BWSAT
-- SCHEDULE SECTION
SCHEDULE
RPTRST
'BASIC=5'      'NORST=1' /
WEL SPECS
'POZO1' 'PLAT' 20 1 1* 'GAS' 1* 'STD' 1* 'NO' /
'INJ' 'PLAT' 20 1 1* 'GAS' 1* 'STD' 1* 'NO' //
COMP DAT
'POZO1' 20 1 5 6      'OPEN' -1 -1 0.7083 1* 0 /
'INJ' 20 1 5 6 'SHUT' -1 -1 0.7083 1* 0 //
WCONPROD
'POZO1' 'OPEN' 'GRAT' 1* 1* 200 1* 1* 1* //
WCONINJE
'INJ' 'GAS' 'SHUT' 'RATE' 200 1* 1* 1* 1* //
TSTEP
111115 /
DATES
1 'FEB' 2000 /
1 'MAR' 2000 /
1 'APR' 2000 /
1 'MAY' 2000 /
1 'JUN' 2000 //
WEL SPECS
'POZO1' 'PLAT' 20 1 1* 'GAS' 1* 'STD' 1* 'NO' /
'INJ' 'PLAT' 20 1 1* 'GAS' 1* 'STD' 1* 'NO' //
COMP DAT
'POZO1' 20 1 5 6      'SHUT' -1 -1 0.7083 1* 0 /
'INJ' 20 1 5 6 'OPEN' -1 -1 0.7083 1* 0 //
WCONPROD
'POZO1' 'SHUT' 'GRAT' 1* 1* 200 1* 1* 1* //
WCONINJE
'INJ' 'GAS' 'OPEN' 'RATE' 200 1* 1* 1* 1* //
TSTEP
111115 /
DATES
1 'AUG' 2000 /
1 'SEP' 2000 /
1 'OCT' 2000 /
1 'NOV' 2000 /
1 'DEC' 2000 //

```

```

WELSPECS
'POZO1' 'PLAT' 20 1 1* 'GAS' 1* 'STD' 1* 'NO' /
'INJ' 'PLAT' 20 1 1* 'GAS' 1* 'STD' 1* 'NO' //
COMPDAT
'POZO1' 20 1 5 6 'OPEN' -1 -1 0.7083 1* 0 /
'INJ' 20 1 5 6 'SHUT' -1 -1 0.7083 1* 0 //
WCONPROD
'POZO1' 'OPEN' 'GRAT' 1* 1* 200 1* 1* 1* //
WCONINJE
'INJ' 'GAS' 'SHUT' 'RATE' 200 1* 1* 1* 1* //
TSTEP
111115 /

DATES
1 'FEB' 2001 /
1 'MAR' 2001 /
1 'APR' 2001 /
1 'MAY' 2001 /
1 'JUN' 2001 //

WELSPECS
'POZO1' 'PLAT' 20 1 1* 'GAS' 1* 'STD' 1* 'NO' /
'INJ' 'PLAT' 20 1 1* 'GAS' 1* 'STD' 1* 'NO' //
COMPDAT
'POZO1' 20 1 5 6 'SHUT' -1 -1 0.7083 1* 0 /
'INJ' 20 1 5 6 'OPEN' -1 -1 0.7083 1* 0 //
WCONPROD
'POZO1' 'SHUT' 'GRAT' 1* 1* 200 1* 1* 1* //
WCONINJE
'INJ' 'GAS' 'OPEN' 'RATE' 200 1* 1* 1* 1* //
TSTEP
111115 /

DATES
1 'AUG' 2001 /
1 'SEP' 2001 /
1 'OCT' 2001 /
1 'NOV' 2001 /
1 'DEC' 2001 //

WELSPECS
'POZO1' 'PLAT' 20 1 1* 'GAS' 1* 'STD' 1* 'NO' /
'INJ' 'PLAT' 20 1 1* 'GAS' 1* 'STD' 1* 'NO' //
COMPDAT
'POZO1' 20 1 5 6 'OPEN' -1 -1 0.7083 1* 0 /
'INJ' 20 1 5 6 'SHUT' -1 -1 0.7083 1* 0 //
WCONPROD
'POZO1' 'OPEN' 'GRAT' 1* 1* 200 1* 1* 1* //
WCONINJE
'INJ' 'GAS' 'SHUT' 'RATE' 200 1* 1* 1* 1* //
TSTEP
111115 /

DATES
1 'FEB' 2002 /
1 'MAR' 2002 /
1 'APR' 2002 /
1 'MAY' 2002 /
1 'JUN' 2002 //

```

```
GeoQuest OFFICE Schlumberger
Archivo Edición Ver Insertar Formato Herramientas Tabla MathType Ventana

WELSPECS
'POZO1' 'PLAT' 20 1 1* 'GAS' 1* 'STD' 1* 'NO' /
'INJ' 'PLAT' 20 1 1* 'GAS' 1* 'STD' 1* 'NO' //
COMPDAT
'POZO1' 20 1 5 6 'SHUT' -1 -1 0.7083 1* 0 /
'INJ' 20 1 5 6 'OPEN' -1 -1 0.7083 1* 0 //
WCONPROD
'POZO1' 'SHUT' 'GRAT' 1* 1* 200 1* 1* 1* //
WCONINJE
'INJ' 'GAS' 'OPEN' 'RATE' 200 1* 1* 1* 1* //
TSTEP
111115 /
DATES
1 'AUG' 2002 /
1 'SEP' 2002 /
1 'OCT' 2002 /
1 'NOV' 2002 /
1 'DEC' 2002 //

END
```

MODELO 2D - FASE III

C.8 Simulación de operaciones en un almacén de gas afectado por un acuífero. Tablas de resultados.

Fecha	Presión de fondo del pozo (psi)	Presión de fondo del pozo (MPa)	Presión promedio del almacén (psi)	Presión promedio del almacén (MPa)	Saturación de agua (porcentaje)
1-jan-2000	2911.2	20.036	2911.077	20.035	0.2500
2-jan-2000	2906.7	20.005	2910.938	20.034	0.2500
3-jan-2000	2906.5	20.004	2910.8	20.033	0.2500
4-jan-2000	2906.4	20.003	2910.661	20.032	0.2500
5-jan-2000	2906.2	20.002	2910.522	20.031	0.2500
6-jan-2000	2906.1	20.001	2910.383	20.030	0.2500
11-jan-2000	2905.4	19.996	2909.689	20.025	0.2500
1-feb-2000	2902.5	19.976	2906.776	20.005	0.2500
1-mar-2000	2898.5	19.948	2902.752	19.978	0.2500
1-apr-2000	2894.2	19.919	2898.45	19.948	0.2500
1-may-2000	2890.0	19.890	2894.287	19.919	0.2500
1-jun-2000	2885.7	19.860	2889.985	19.890	0.2500
2-jun-2000	2894.5	19.921	2890.124	19.891	0.2500
3-jun-2000	2894.7	19.922	2890.262	19.892	0.2500
4-jun-2000	2894.9	19.923	2890.401	19.893	0.2500
5-jun-2000	2895.0	19.924	2890.54	19.894	0.2500
6-jun-2000	2895.2	19.925	2890.679	19.895	0.2500
11-jun-2000	2895.9	19.930	2891.373	19.899	0.2500
1-aug-2000	2902.9	19.979	2898.45	19.948	0.2500
1-sep-2000	2907.2	20.008	2902.752	19.978	0.2500
1-oct-2000	2911.4	20.037	2906.915	20.006	0.2500
1-nov-2000	2915.7	20.067	2911.217	20.036	0.2500
1-dec-2000	2919.8	20.095	2915.379	20.065	0.2500
2-dec-2000	2911.1	20.035	2915.24	20.064	0.2500
3-dec-2000	2910.9	20.033	2915.102	20.063	0.2500
4-dec-2000	2910.7	20.032	2914.963	20.062	0.2500
5-dec-2000	2910.6	20.031	2914.824	20.061	0.2500
6-dec-2000	2910.4	20.030	2914.686	20.060	0.2500
11-dec-2000	2909.7	20.026	2913.992	20.055	0.2500
1-feb-2001	2902.5	19.976	2906.777	20.005	0.2500

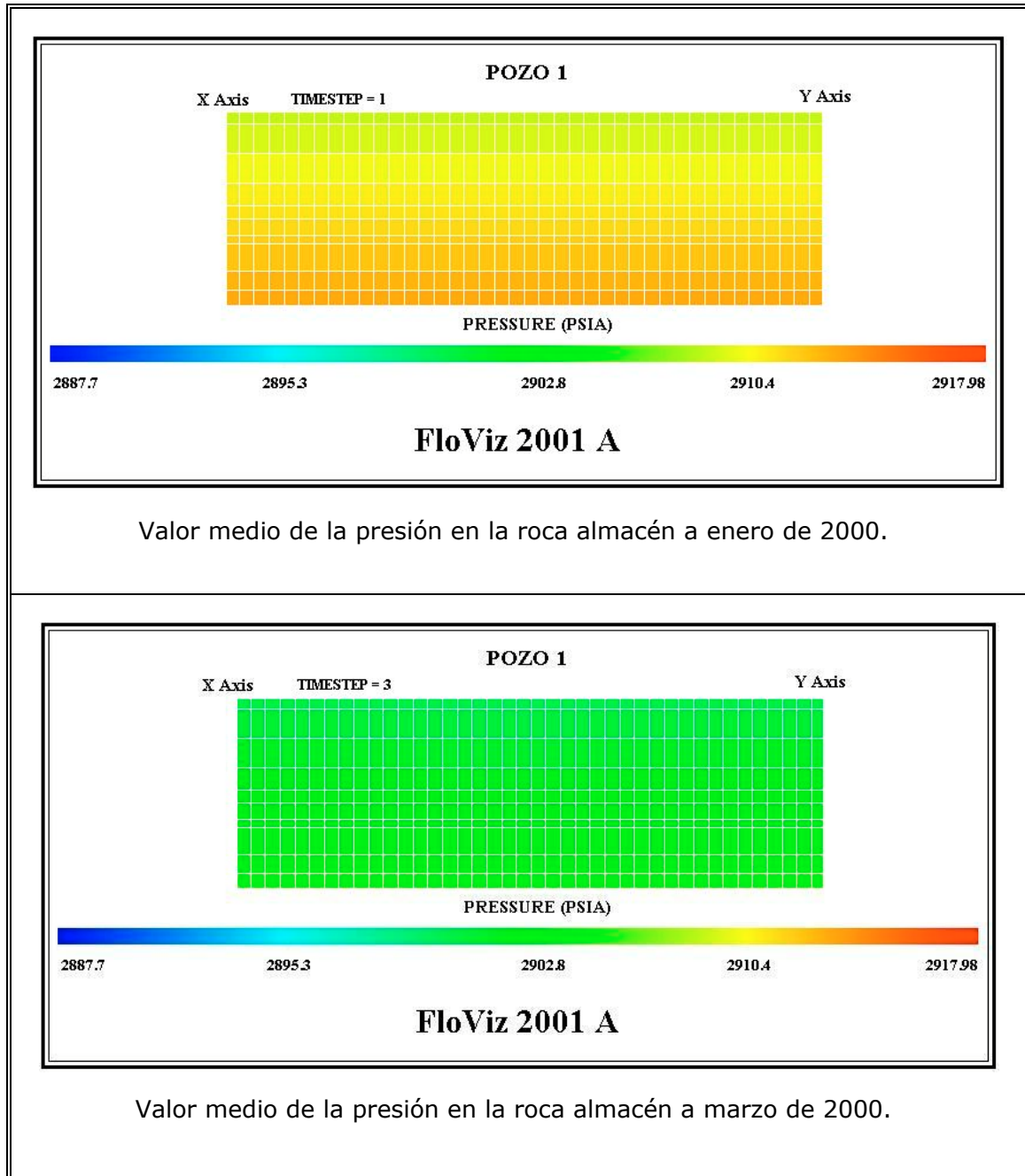
Fecha	Presión de fondo del pozo (psi)	Presión de fondo del pozo (MPa)	Presión promedio del almacén (psi)	Presión promedio del almacén (MPa)	Saturación de agua (porcentaje)
5-jun-2001	2895.2	19.925	2890.68	19.895	0.2500
6-jun-2001	2895.3	19.926	2890.819	19.896	0.2500
11-jun-2001	2896.0	19.931	2891.512	19.900	0.2500
1-aug-2001	2903.1	19.980	2898.59	19.949	0.2500
1-sep-2001	2907.4	20.009	2902.892	19.979	0.2500
1-oct-2001	2911.5	20.038	2907.055	20.007	0.2500
1-nov-2001	2915.8	20.068	2911.357	20.037	0.2500
1-dec-2001	2920.0	20.096	2915.519	20.066	0.2500
2-dec-2001	2911.2	20.036	2915.38	20.065	0.2500
3-dec-2001	2911.0	20.034	2915.242	20.064	0.2500
4-dec-2001	2910.8	20.033	2915.103	20.063	0.2500
5-dec-2001	2910.7	20.032	2914.964	20.062	0.2500
6-dec-2001	2910.6	20.031	2914.825	20.061	0.2500
11-dec-2001	2909.9	20.027	2914.132	20.056	0.2500
1-feb-2002	2902.6	19.977	2906.917	20.006	0.2500
1-mar-2002	2898.7	19.950	2903.031	19.980	0.2500
1-apr-2002	2894.4	19.920	2898.73	19.950	0.2500
1-may-2002	2890.3	19.892	2894.567	19.921	0.2500
1-jun-2002	2886.0	19.862	2890.264	19.892	0.2500
2-jun-2002	2894.8	19.923	2890.403	19.893	0.2500
3-jun-2002	2895.0	19.924	2890.542	19.894	0.2500
4-jun-2002	2895.2	19.925	2890.681	19.895	0.2500
5-jun-2002	2895.3	19.926	2890.82	19.896	0.2500
6-jun-2002	2895.4	19.927	2890.958	19.896	0.2500
11-jun-2002	2896.1	19.932	2891.652	19.901	0.2500
1-aug-2002	2903.2	19.981	2898.73	19.950	0.2500
1-sep-2002	2907.5	20.010	2903.032	19.980	0.2500
1-oct-2002	2911.7	20.039	2907.195	20.008	0.2500
1-nov-2002	2916.0	20.069	2911.497	20.038	0.2500
1-dec-2002	2920.1	20.097	2915.659	20.066	0.2500

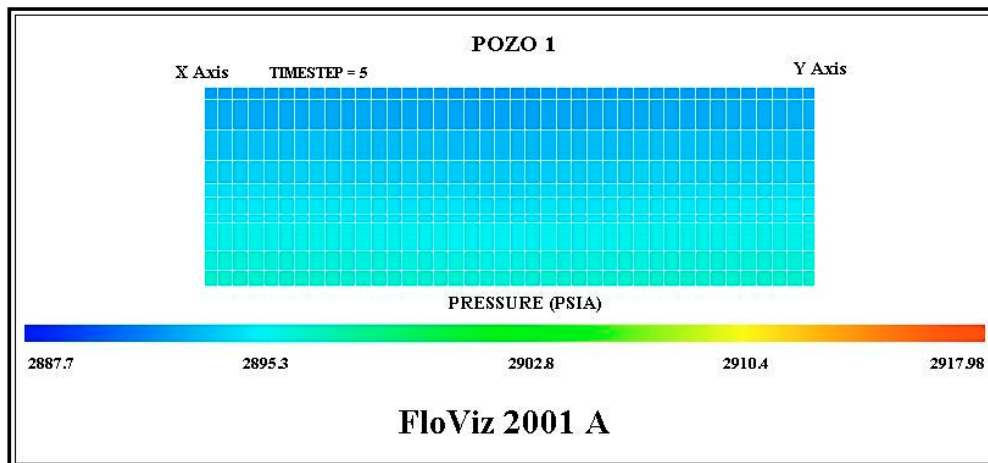
Fecha	Caudal de producción de gas (*1000 pies cúbicos estándar / día)	Caudal de producción de gas (*1000 metros cúbicos / día)	Volumen total de producción de gas (*1000 pies cúbicos estándar)	Volumen total de producción de gas (*1000 metros cúbicos)	Caudal de producción de agua (metros cúbicos / día)
1-jan-2000	0	0.00	0	0.00	1.2
2-jan-2000	200	5.67	200	5.67	1.2
3-jan-2000	200	5.67	400	11.34	1.2
4-jan-2000	200	5.67	600	17.01	1.2
5-jan-2000	200	5.67	800	22.68	1.2
6-jan-2000	200	5.67	1000	28.35	1.2
11-jan-2000	200	5.67	2000	56.70	1.2
1-feb-2000	200	5.67	6200	175.77	1.2
1-mar-2000	200	5.67	12000	340.20	1.2
1-apr-2000	200	5.67	18200	515.97	1.2
1-may-2000	200	5.67	24200	686.07	1.2
1-jun-2000	200	5.67	30400	861.84	1.2
2-jun-2000	0	0.00	30400	861.84	1.2
3-jun-2000	0	0.00	30400	861.84	1.2
4-jun-2000	0	0.00	30400	861.84	1.2
5-jun-2000	0	0.00	30400	861.84	1.2
6-jun-2000	0	0.00	30400	861.84	1.2
11-jun-2000	0	0.00	30400	861.84	1.2
1-aug-2000	0	0.00	30400	861.84	1.2
1-sep-2000	0	0.00	30400	861.84	1.2
1-oct-2000	0	0.00	30400	861.84	1.2
1-nov-2000	0	0.00	30400	861.84	1.2
1-dec-2000	0	0.00	30400	861.84	1.2
2-dec-2000	200	5.67	30600	867.51	1.2
3-dec-2000	200	5.67	30800	873.18	1.2
4-dec-2000	200	5.67	31000	878.85	1.2
5-dec-2000	200	5.67	31200	884.52	1.2
6-dec-2000	200	5.67	31400	890.19	1.2
11-dec-2000	200	5.67	32400	918.54	1.2
1-feb-2001	200	5.67	42800	1213.38	1.2

Fecha	Caudal de producción de gas (*1000 pies cúbicos estándar / día)	Caudal de producción de gas (*1000 metros cúbicos / día)	Volumen total de producción de gas (*1000 pies cúbicos estándar)	Volumen total de producción de gas (*1000 metros cúbicos)	Caudal de producción de agua (metros cúbicos / día)
5-jun-2001	0	0.00	66800	1893.78	1.2
6-jun-2001	0	0.00	66800	1893.78	1.2
11-jun-2001	0	0.00	66800	1893.78	1.2
1-aug-2001	0	0.00	66800	1893.78	1.2
1-sep-2001	0	0.00	66800	1893.78	1.2
1-oct-2001	0	0.00	66800	1893.78	1.2
1-nov-2001	0	0.00	66800	1893.78	1.2
1-dec-2001	0	0.00	66800	1893.78	1.2
2-dec-2001	200	5.67	67000	1899.45	1.2
3-dec-2001	200	5.67	67200	1905.12	1.2
4-dec-2001	200	5.67	67400	1910.79	1.2
5-dec-2001	200	5.67	67600	1916.46	1.2
6-dec-2001	200	5.67	67800	1922.13	1.2
11-dec-2001	200	5.67	68800	1950.48	1.2
1-feb-2002	200	5.67	79200	2245.32	1.2
1-mar-2002	200	5.67	84800	2404.08	1.2
1-apr-2002	200	5.67	91000	2579.85	1.2
1-may-2002	200	5.67	97000	2749.95	1.2
1-jun-2002	200	5.67	103200	2925.72	1.2
2-jun-2002	0	0.00	103200	2925.72	1.2
3-jun-2002	0	0.00	103200	2925.72	1.2
4-jun-2002	0	0.00	103200	2925.72	1.2
5-jun-2002	0	0.00	103200	2925.72	1.2
6-jun-2002	0	0.00	103200	2925.72	1.2
11-jun-2002	0	0.00	103200	2925.72	1.2
1-aug-2002	0	0.00	103200	2925.72	1.2
1-sep-2002	0	0.00	103200	2925.72	1.2
1-oct-2002	0	0.00	103200	2925.72	1.2
1-nov-2002	0	0.00	103200	2925.72	1.2
1-dec-2002	0	0.00	103200	2925.72	1.2

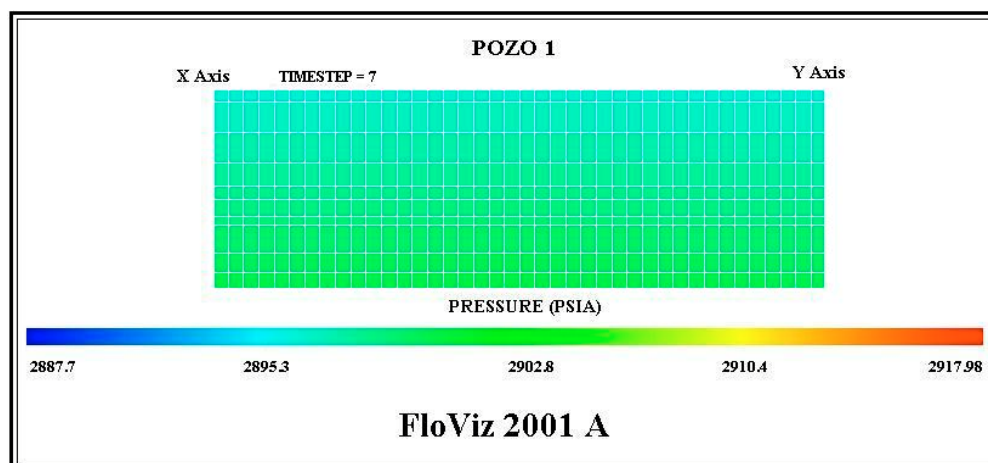
MODELO 2D - FASE III

C.9 Simulación de operaciones en un almacén de gas afectado por un acuífero. Diagramas de visualización.

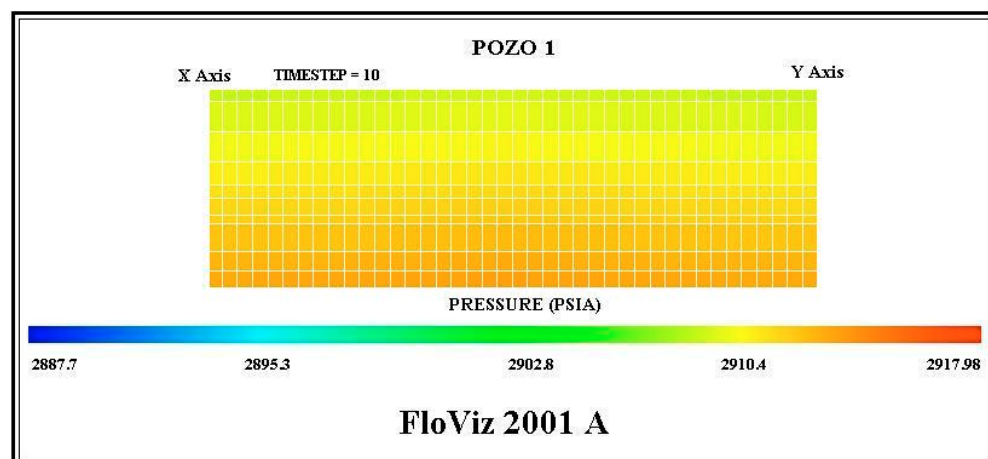




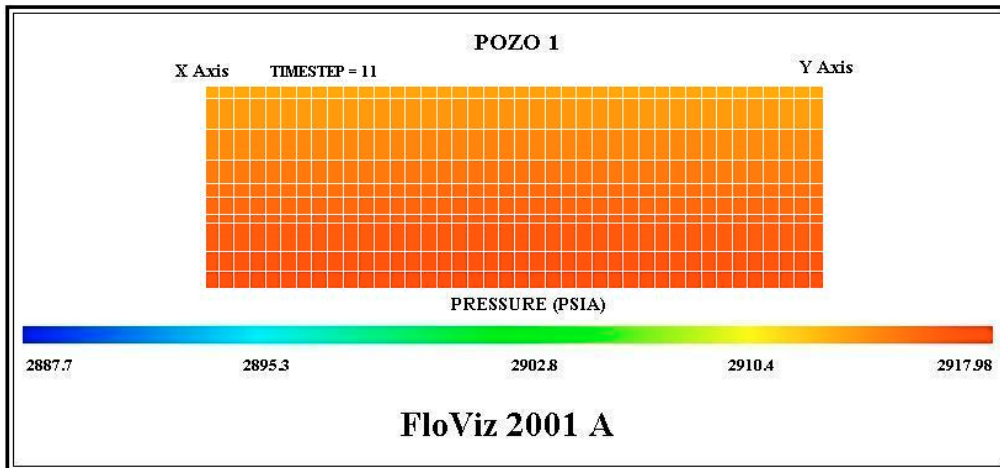
Valor medio de la presión en la roca almacén a junio de 2000.



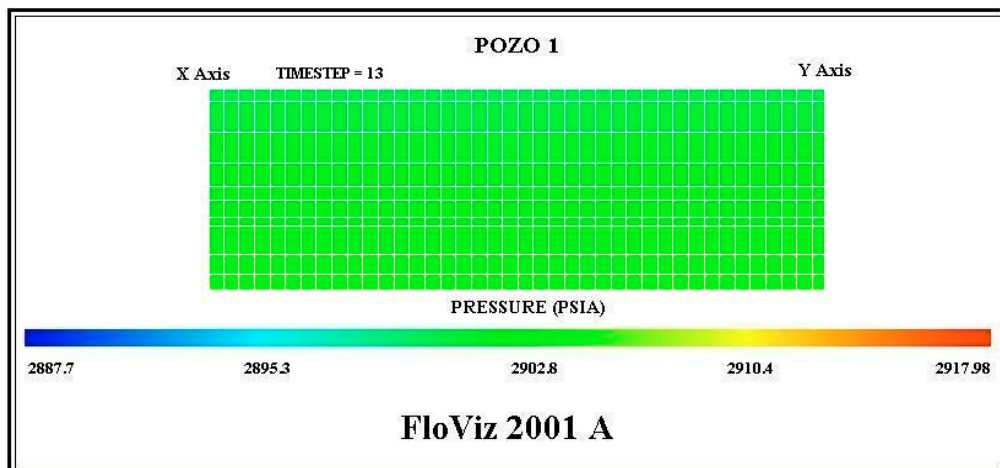
Valor medio de la presión en la roca almacén a septiembre de 2000.



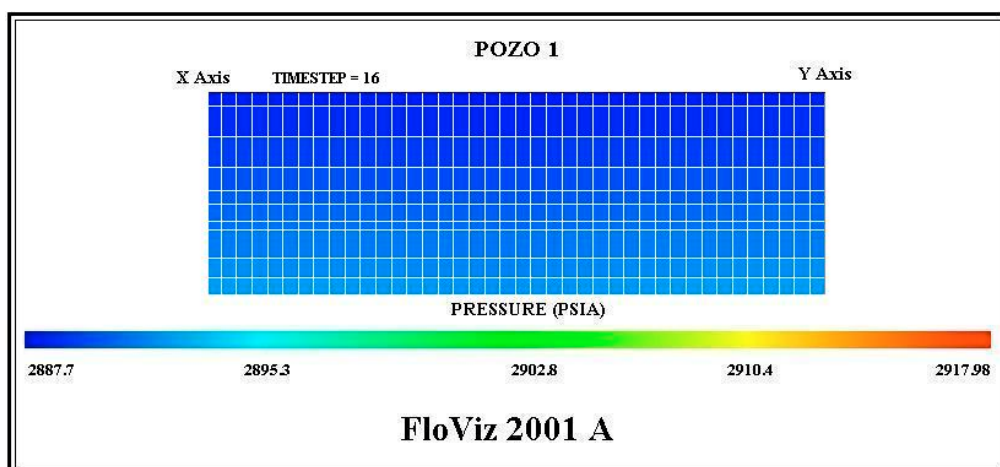
Valor medio de la presión en la roca almacén a diciembre de 2000.



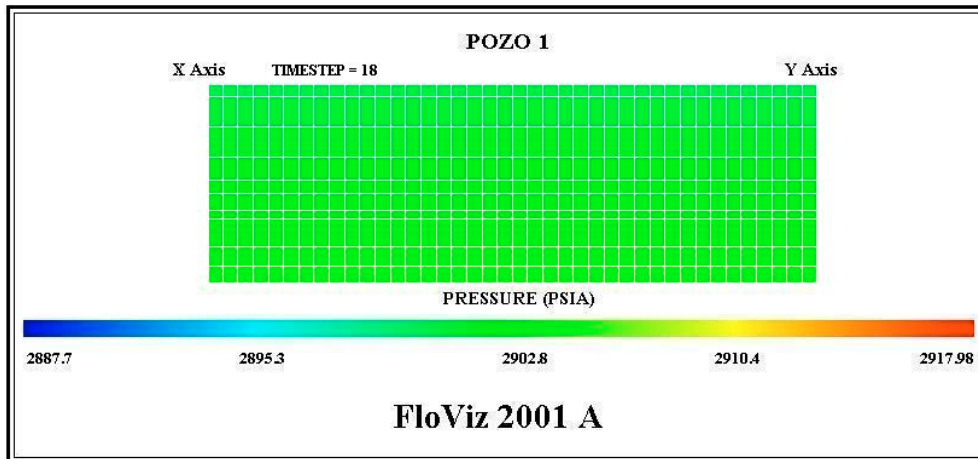
Valor medio de la presión en la roca almacén a enero de 2001.



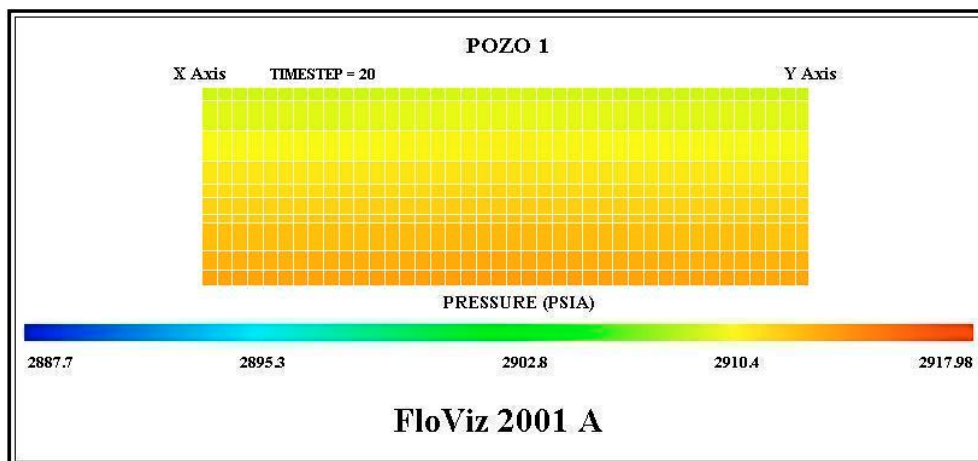
Valor medio de la presión en la roca almacén a marzo de 2001.



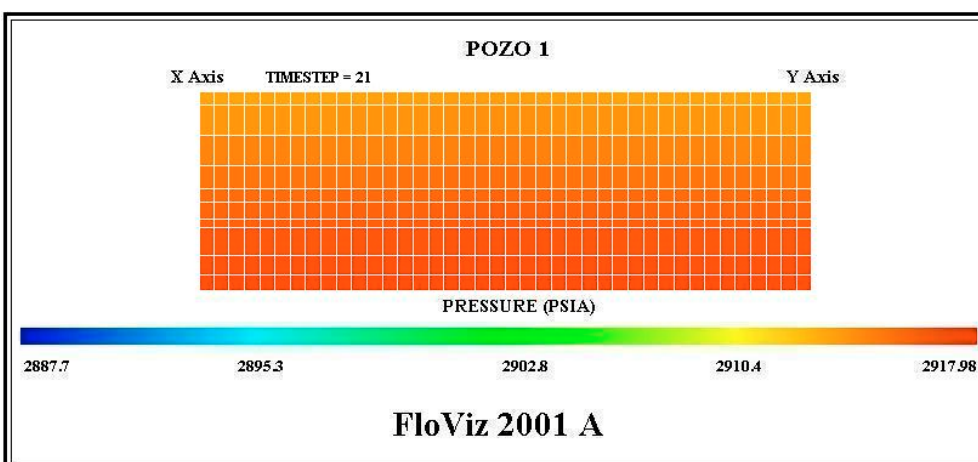
Valor medio de la presión en la roca almacén a julio de 2000.



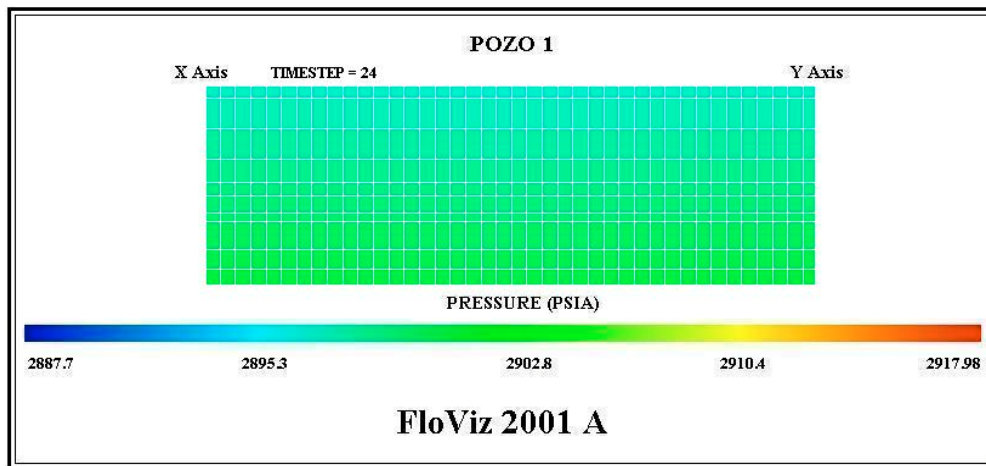
Valor medio de la presión en la roca almacén a septiembre de 2001.



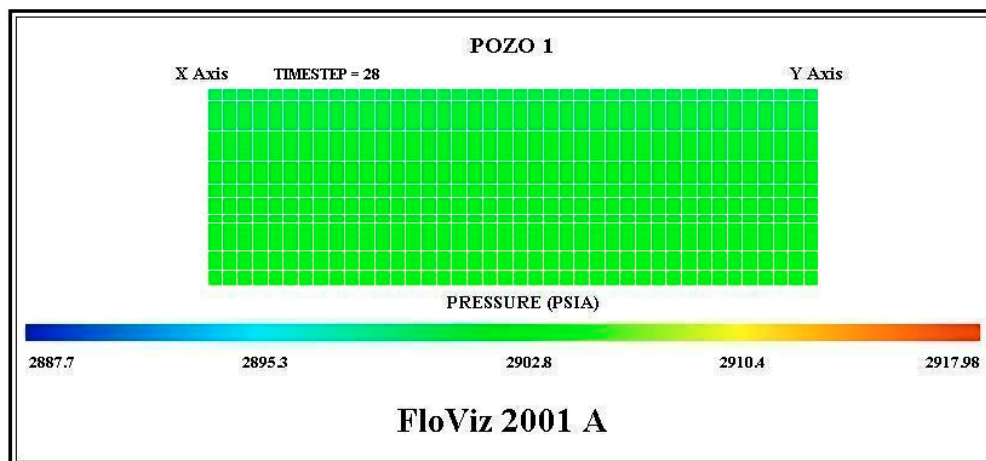
Valor medio de la presión en la roca almacén a diciembre de 2001.



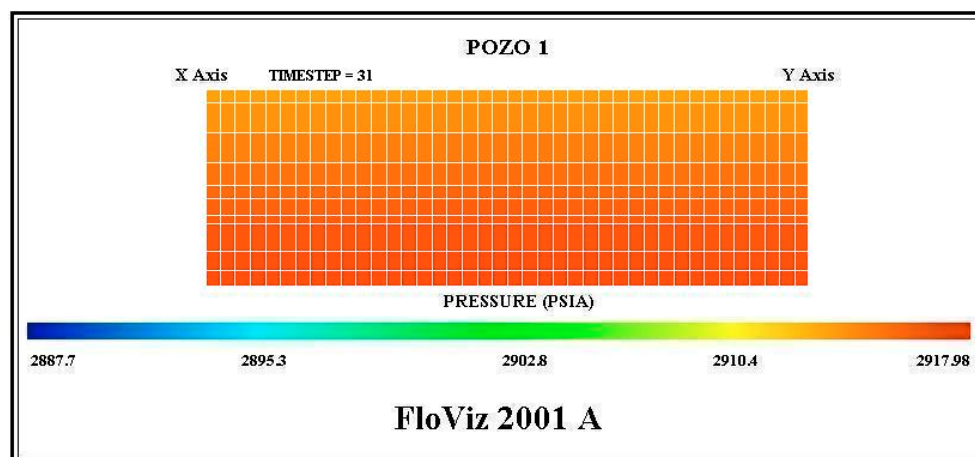
Valor medio de la presión en la roca almacén a enero de 2002.



Valor medio de la presión en la roca almacén a mayo de 2002.



Valor medio de la presión en la roca almacén a septiembre de 2002.



Valor medio de la presión en la roca almacén a mayo de 2002.

MODELO 3D - FASE I

C.10 Simulación de un proceso de producción e inyección a caudal constante. Hoja de entrada de datos.

```

GeoQuest OFFICE Schlumberger
Archivo Edición Ver Insertar Formato Herramientas Tabla MathType Ventana

-- RUNSPEC SECTION
RUNSPEC
TITLE
GAVIOTA 3D MODEL
-- MODEL DIMENSIONS
DIMENS
-- NDIVIX NDIVITY NDIVIZ
  38  30  6 /
-- AQUIFER DIMENSIONS
AQUDIMS
--MXNAQN MXNAQC NIFTBL NRIFTB NANAQU NCAMAX
  0      0      1      36      1      5000 /
GAS
WATER
HYST
SATOPTS
HYSTER /

-- UNIDADES
FIELD
-- EQUILIBRIUM TABLE DIMENSIONS
EQLDIMS
-- NIEQUL NDPRVD NDRXVD NTTRVD
  1  100  20 /
-- REGIONS DIMENSION DATA
REGDIMS
-- NIFIP NMFIPR NRFEG NIFREG
  10 /
-- EQUILIBRIUM OPTIONS
EQLOPTS
'QUIESC' 'MOBILE' /
VFPPDIMS
-- MAXNQG MAXNTHP MAXNWATFRACT  MAXNGASFRACT  ARTIF LIFT
  25  15  45  15  20  15 /

-- TABLE DIMENSIONS
TABDIMS
-- NTSFUN NTPVT NSSFUN NPPVT NTFIP NRPVT
  2  1  40  35  10 /
-- WELL DIMENSIONS
WELLDIMS
-- NWMAXZ NCWMAX NGMAXZ NWGMAX
  30  40  8  10 /
UNIFIN
UNIFOUT
NSTACK
  10 /
START
  1 'JAN' 1985 /
MESSAGES
9* 10000 /

-- GRID SECTION
GRID
INCLUDE
'MALLADO.GRDECL' /
INCLUDE
'PROPIEDADES.GRDECL' /

```


GeoQuest OFFICE Schlumberger

Archivo Edición Ver Insertar Formato Herramientas Tabla MathType Ventana

```

EHYSTR
0.1 0 1.0 /
GRAVITY
30 1.03 0.6 /
ROCK
-- REF PRES COMPRESS
3000 4E-6 /
-- WATER PVT
PVTW
-- REF PRES FVF COMP VISC
3790 1.0 3E-6 0.41 /
-- GAS PVT
PVZG
-- TEMPERATURE (°F)
250 /
-- PRESSURE FACTOR Z VISCOSITY
1750 0.940 0.0159
2157 0.946 0.0166
2565 0.955 0.0172
2972 0.960 0.0179
3380 0.970 0.0187
3790 0.980 0.0195 /

MESSAGES
9* 10000 /

-- REGIONS SECTION
REGIONS
NOECHO
SATNUM
6840*1 /
IMBNUM
6840*2 /
-- SOLUTION SECTION
SOLUTION
EQUIL
-- Datum RSVD Table
-- Depth Pres WGC GW Pc
4620 2133 4862 0.91 /

AQUCT
-- DATUM INITIAL AQUIFER POROS TOTAL EXTERN
THICKNESS ANGLE TABLE TABLE SALT
-- DEPTH PRESSURE PERM AQUIFER COMPRE RADIUS
AQUIFER INFLUENCE PROPERTIES INFLUENCES CONCENTRATION
-- (ft) (psia) (mD) (fraction)

1 4620 -1 1500 0.22 6.7382E-06 5500
200 360 1 1 /

-- AQUIFER CONEXION
AQUANCON

-- N LOWER-I UPPER-I LOWER-J UPPER-J LOWER-K UPPER-K INDEX
AQUIFER INFLUX COEF AIC MULT CELLS ADJOINT #GRID BLOCKS
1 1 36 1 28 6 6 'K+' //
```

```
RPTSOL
PRESSURE PGAS PWAT SWAT SGAS RESTART=3 FIP=3 /
MESSAGES
9* 10000 /

-- SUMMARY SECTION
SUMMARY
RPTONLY
RUNSUM
DATE
SEPARATE
FGPR
FWPR
FGPT
FWPT
WBHP
WTHP/
FPR
--BPR
FWSAT
--BWSAT
MESSAGES
9* 10000 /

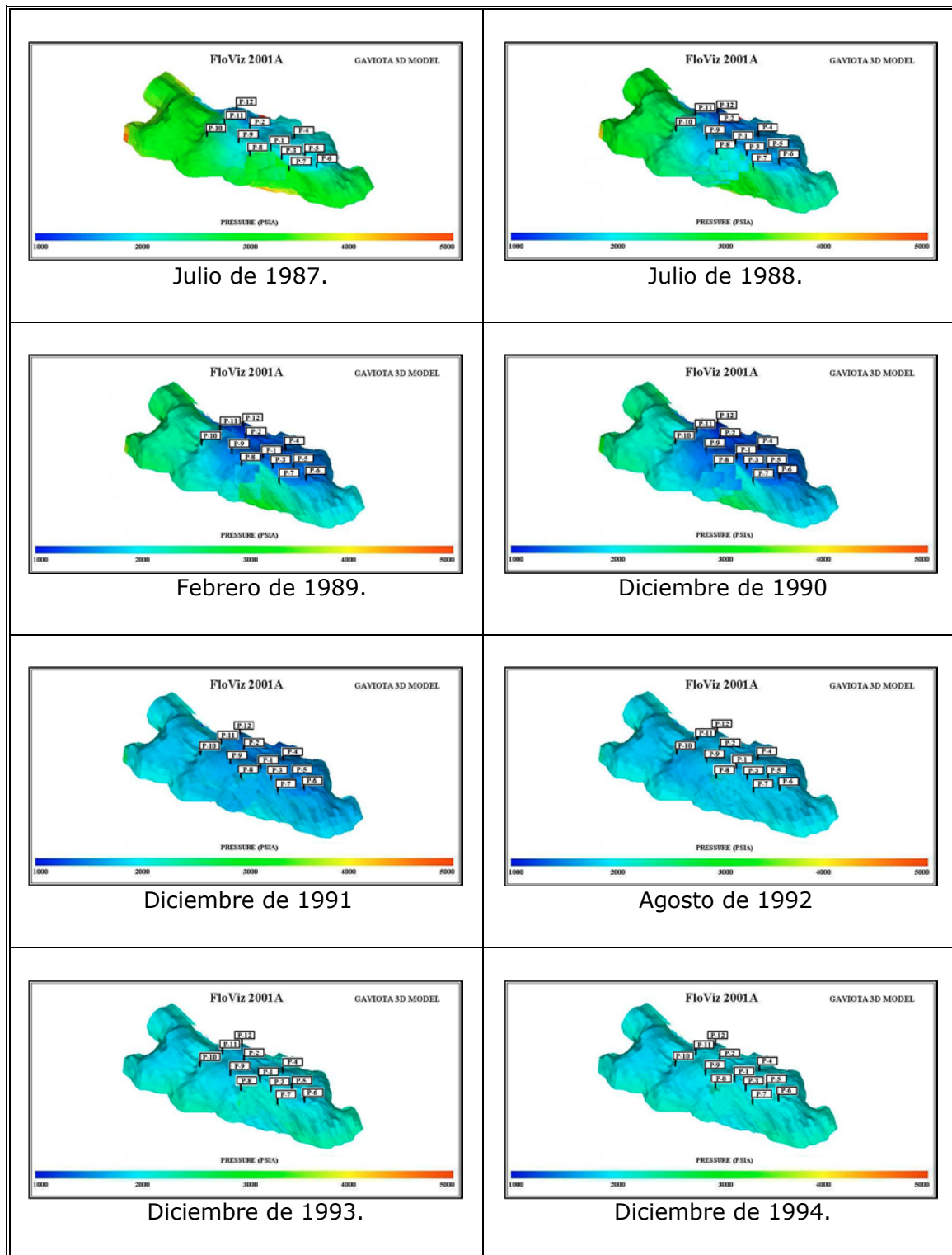
-- SCHEDULE SECTION
SCHEDULE
RPTRST
'BASIC=5'      'NORST=1' /

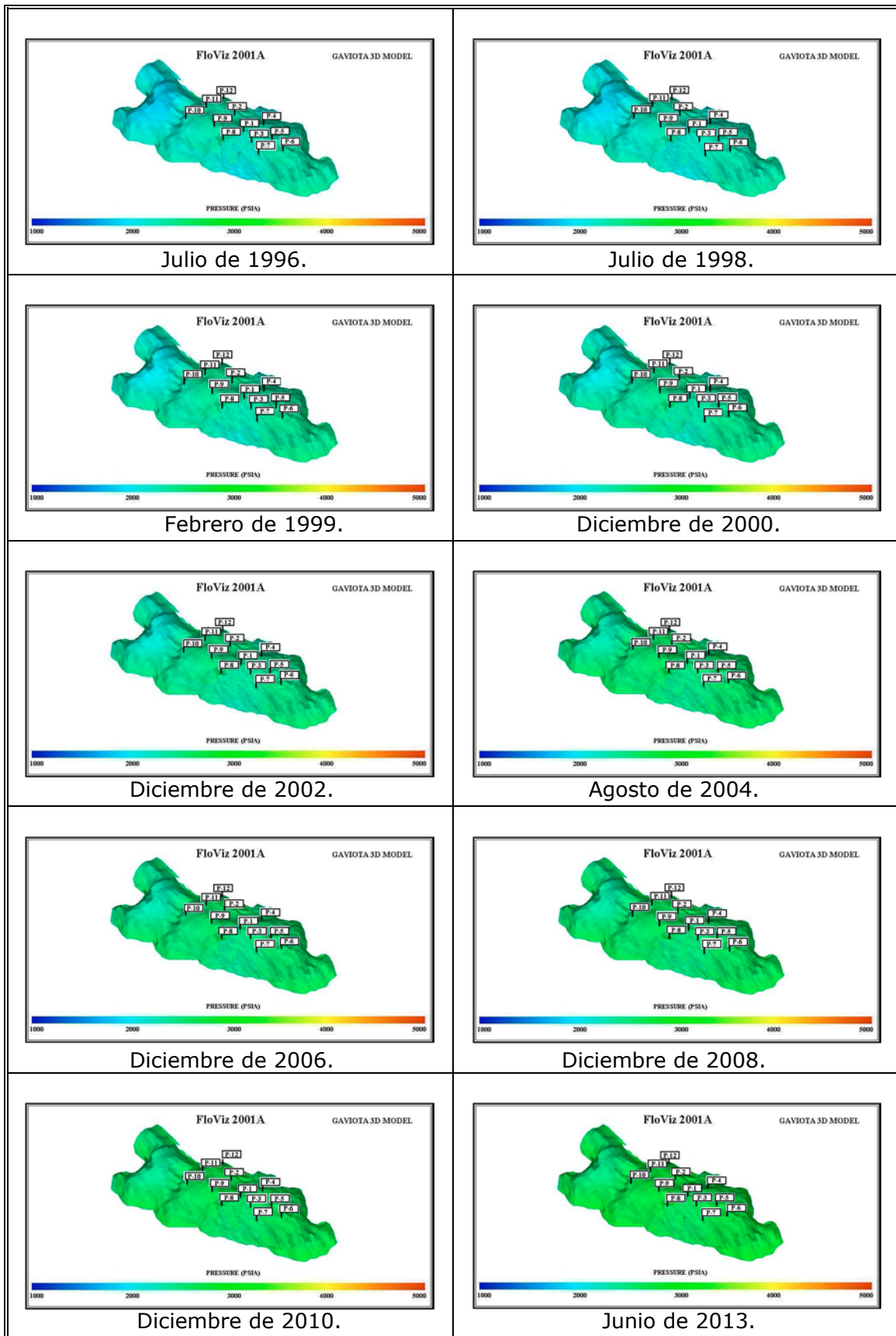
INCLUDE
'MALLADO.GRDECL' /

END
```

MODELO 3D - FASE I

C.11 Simulación de un proceso de producción e inyección a caudal constante. Diagramas de visualización.





MODELO 3D - FASE II

C.12 Simulación de un proceso de producción e inyección a caudal variable y en presencia de un acuífero. Hoja de entrada de datos.

```

GeoQuest OFFICE Schlumberger
Archivo Edición Ver Insertar Formato Herramientas Tabla MathType Ventana

-- RUNSPEC SECTION
RUNSPEC
TITLE
GAVIOTA 3D MODEL
-- MODEL DIMENSIONS
DIMENS
-- NDIRIX NDIRITY NDIRIZ
  38  30  6 /
-- AQUIFER DIMENSIONS
AQUDIMS
--MXNAQN MXNAQC NIFTBL NRIFTB NANAQU NCAMAX
  0  0  1  36  1  1000 /
GAS
WATER
HYST
SATOPTS
HYSTER /
--MEMORY
--588 50 /
-- UNIDADES

FIELD
-- EQUILIBRIUM TABLE DIMENSIONS
EQLDIMS
-- NTEQUL NDPRVD NDRXVD NTTRVD
  1  100  20 /
-- REGIONS DIMENSION DATA
REGDIMS
-- NTFIP NMFIPR NRFEG NTFREG
  10 /
-- EQUILIBRIUM OPTIONS
EQLOPTS
'QUIESC' 'MOBILE' /
VFPPDIMS
-- MAXNQG MAXNTHP MAXNWATFRACT MAXNGASFRACT ARTIF LIFT
  25  15  45  15  20  15 /
-- TABLE DIMENSIONS
TABDIMS
-- NTSFUN NTPVT NSSFUN NPPVT NTFIP NRPVT
  2  1  40  35  10 /
-- WELL DIMENSIONS
WELLDIMS
-- NWMAXZ NCWMAX NGMAXZ NWGMAX
  30  40  8  10 /

UNIFIN
UNIFOUT
NSTACK
  10 /
START
  1 'JAN' 1985 /
MESSAGES
9* 10000 /

```

GeoQuest OFFICE Schlumberger

Archivo Edición Ver Insertar Formato Herramientas Tabla MathType Ventana

```

-- GRID SECTION
GRID
INCLUDE
'MALLADO.GRDECL' /
INCLUDE
'PROPIEADES.GRDECL' /
GRIDFILE
2 /
NEWTRAN
INIT
MESSAGES
9* 10000 /

-- PROPERTIES SECTION
PROPS

-- OIL-WATER REL PERMS
-- COREY WETTING = 3
-- COREY NON-WETTING = 2
SGWFN
-- Drenaje

--      Sg      Krg      Krw      Pc
0.200 0.000 0.500 0.04492
0.255 0.079 0.405 0.10183
0.283 0.124 0.361 0.18325
0.310 0.170 0.320 0.29740
0.338 0.218 0.281 0.45442
0.365 0.266 0.245 0.57051
0.393 0.315 0.211 0.68023
0.420 0.365 0.180 0.70701
0.448 0.415 0.151 0.84560
0.475 0.467 0.125 0.97089
0.503 0.518 0.101 1.02156
0.530 0.570 0.080 1.34890
0.558 0.623 0.061 1.67821
0.585 0.675 0.045 1.98745
0.613 0.729 0.031 2.23004
0.640 0.782 0.020 2.64780
0.668 0.836 0.011 2.98880
0.695 0.891 0.005 3.54770
0.723 0.945 0.001 3.96600
0.750 1.000 0.000 4.48034 /

```

GeoQuest OFFICE

Schlumberger

Archivo Edición Ver Insertar Formato Herramientas Tabla MathType Ventana

-- Imbibition

```

--      Sg Krg Krw Pc
0.300 0.000 0.500 0.15159
0.345 0.010 0.405 0.23432
0.368 0.023 0.361 0.34268
0.390 0.040 0.320 0.48393
0.413 0.062 0.281 0.54782
0.435 0.090 0.245 0.65421
0.458 0.123 0.211 0.76870
0.480 0.160 0.180 0.86023
0.503 0.202 0.151 0.91120
0.525 0.250 0.125 0.99425
0.548 0.303 0.101 1.25687
0.570 0.360 0.080 1.46980
0.593 0.422 0.061 1.78210
0.615 0.490 0.045 1.98632
0.638 0.563 0.031 2.23504
0.660 0.640 0.020 2.56870
0.683 0.723 0.011 2.86399
0.705 0.810 0.005 3.45893
0.728 0.903 0.001 3.85500
0.750 1.000 0.000 4.48034 /

```

EHYSTR

0.1 0 1.0 /

GRAVITY

30 1.03 0.6 /

ROCK

-- REF PRES COMPRESS

3000 4E-6 /

-- WATER PVT

PVTW

```

-- REF PRES FVF COMP VISC
3790 1.0 3E-6 0.41 /

```

-- GAS PVT

PVZG

-- TEMPERATURE (°F)

250 /

```

-- PRESSURE          FACTOR Z          VISCOSITY

```

1750 0.940 0.0159

2157 0.946 0.0166

2565 0.955 0.0172

2972 0.960 0.0179

3380 0.970 0.0187

3790 0.980 0.0195 /

MESSAGES

9* 10000 /

-- REGIONS SECTION

REGIONS

NOECHO

GeoQuest OFFICE

Schlumberger

Archivo Edición Ver Insertar Formato Herramientas Tabla MathType Ventana

```

SATNUM
6840*1 /
IMBNUM
6840*2 /

-- SOLUTION SECTION
SOLUTION
EQUIL
-- Datum                      RSVD Table
-- Depth  Pres  WGC  GW Pc
4620  2133  4862  0.91 /
AQUCT
-- DATUM  INITIAL  AQUIFER  POROS  TOTAL  EXTERN
THICKNESS  ANGLE  TABLE  TABLE  SALT
-- DEPTH  PRESSURE  PERM  AQUIFER  COMPRE  RADIUS
AQUIFER  INFLUX  COEF  AIC  MULT  CELLS  ADJOINT  #GRID  BLOCKS
-- (ft)  (psia)  (mD)  (fraction)
1 4620  -1  1500  0.22  6.7382E-06  5500
200  360  1  1 /

-- AQUIFER CONEXION
AQUANCON
-- N  LOWER-I  UPPER-I  LOWER-J  UPPER-J  LOWER-K  UPPER-K  INDEX
AQUIFER  INFLUX  COEF  AIC  MULT  CELLS  ADJOINT  #GRID  BLOCKS
1  1  36  1  28  6  6  'K+'  //

RPTSOL
PRESSURE  PGAS  PWAT  SWAT  SGAS  RESTART=3  FIP=3 /
MESSAGES
9+ 10000 /

-- SUMMARY SECTION
SUMMARY
RPTONLY
RUNSUM
DATE
SEPARATE
FGPR
FWPR
FGPT
FWPT
WBHP
WTHP/
FPR
--BPR
FWSAT
--BWSAT
MESSAGES
9+ 10000 /

-- SCHEDULE SECTION
SCHEDULE
RPTRST
'BASIC=5'  'NORST=1' /
INCLUDE
'POZOS.GRDECL' /
END

```

MODELO 3D - FASE II

C.13 Simulación de un proceso de producción e inyección a caudal variable y en presencia de un acuífero. Diagramas de visualización.

