



UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE PETRÓLEO

“Volumen de vapor para la estimulación de pozos horizontales:
yacimiento MFB-53, Arena U1,3 Campo Bare”

ASESOR INDUSTRIAL
ING. VICENTE MURGUEYTIO

ASESOR ACADÉMICO
ING. ALFREDO ESSIS

PRESENTADO POR:
Br. RICARDO GUTIÉRREZ PÉREZ

Requisito Parcial para Optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

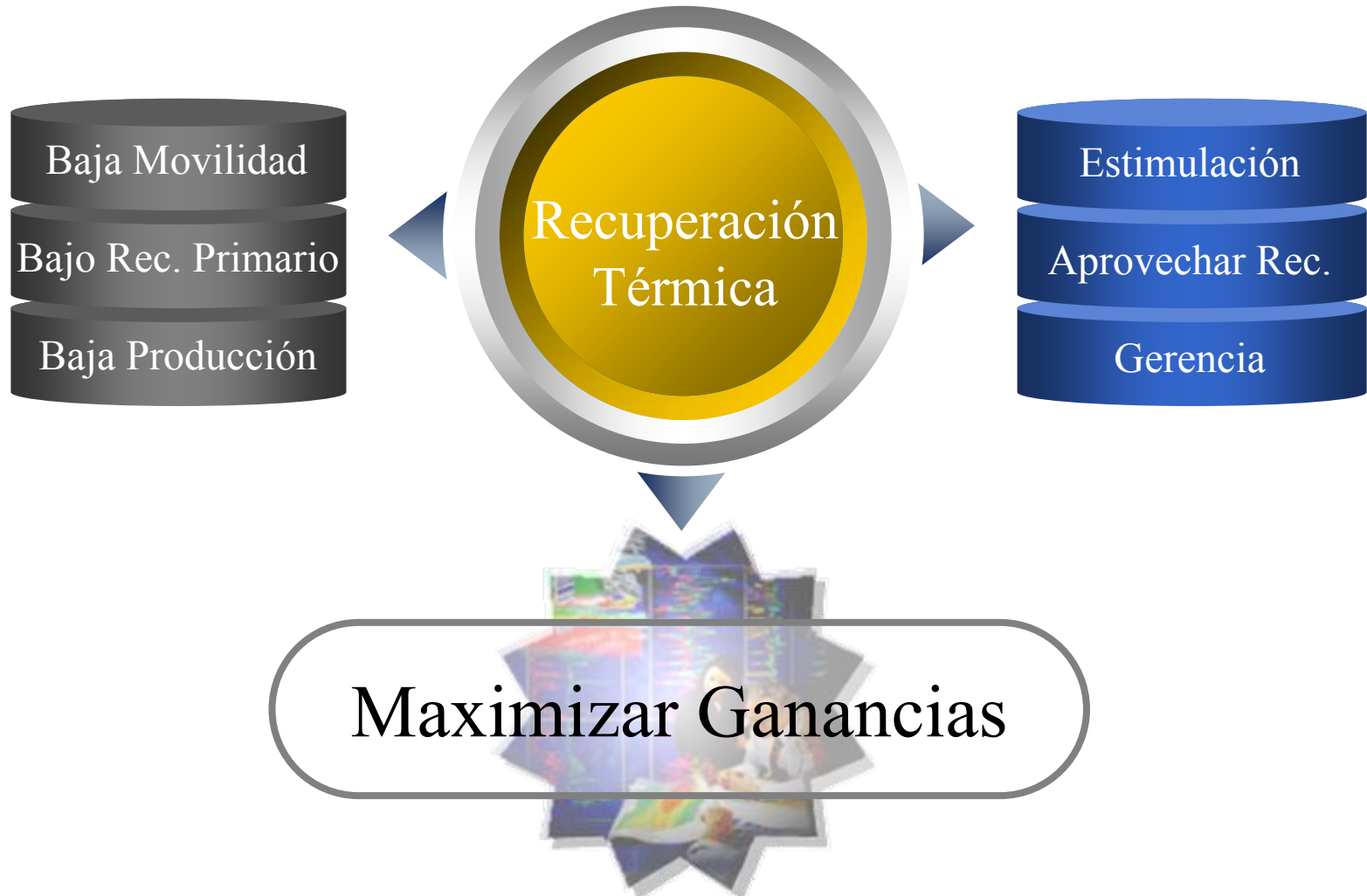
Caracas, 2007



- Planteamiento del problema
- Objetivos de la investigación
- Ubicación geográfica del área
- Características del yacimiento
- Resumen de conocimientos previos
- Metodología y Resultados
- Conclusiones
- Recomendaciones



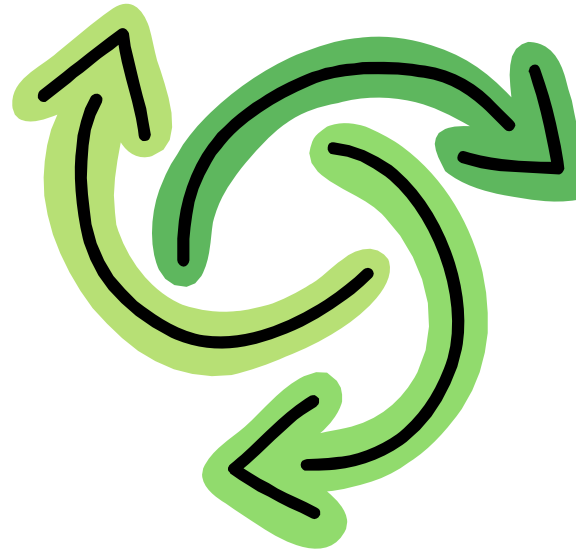
Planteamiento del Problema



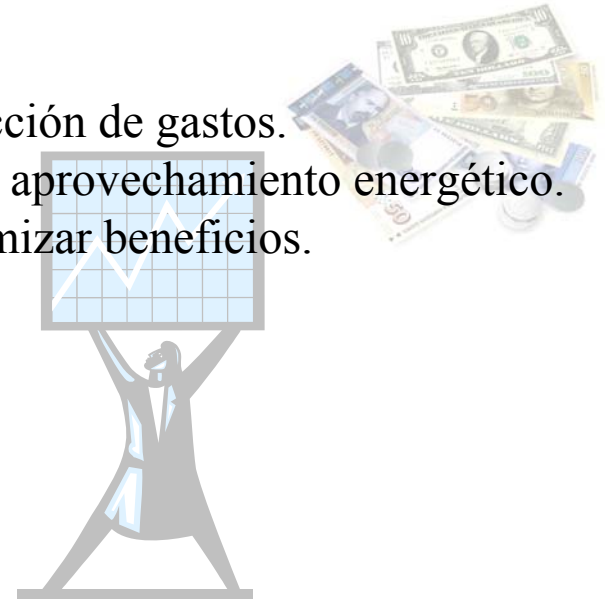


Planteamiento del Problema

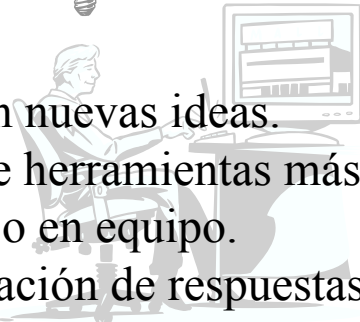
Qué cantidad de vapor debo inyectar?



1. Reducción de gastos.
2. Mejor aprovechamiento energético.
3. Maximizar beneficios.



1. Surgen nuevas ideas.
2. Uso de herramientas más avanzadas.
3. Trabajo en equipo.
4. Generación de respuestas.





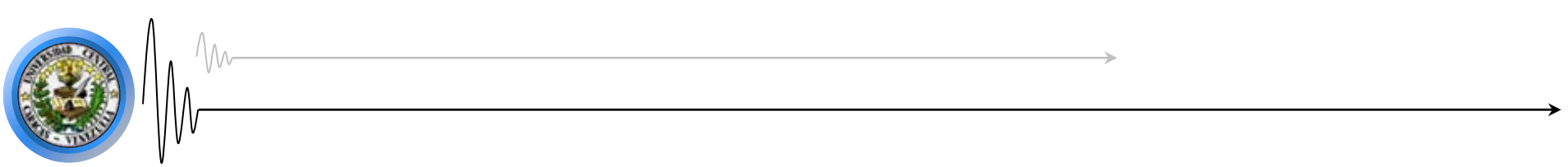
Objetivos del Trabajo de Investigación

✓ General:

- ✓ Determinar el volumen de vapor requerido para la estimulación de los pozos horizontales del yacimiento U1,3 MFB-53 Campo Bare, mediante el uso del Software de Simulación Térmico STARS de CMG (Computer Modeling Group).

✓ Específicos:

- ✓ Identificar las variables fundamentales necesarias para la realización del estudio.
- ✓ Variar las propiedades involucradas, para el planteamiento de diversos escenarios.
- ✓ Evaluar los diferentes escenarios de explotación establecidos, mediante simulación numérica de yacimientos.
- ✓ Determinar el tonelaje de vapor para estimulación de los pozos horizontales presente en cada uno de los escenarios establecidos.
- ✓ Realizar un análisis económico de los escenarios de explotación señalados.
- ✓ Clasificar los resultados en base a los análisis comparativos de los escenarios.
- ✓ Realizar una base de datos para enmarcar los resultados.



Ubicación Geográfica



Cuenca Oriental de Venezuela

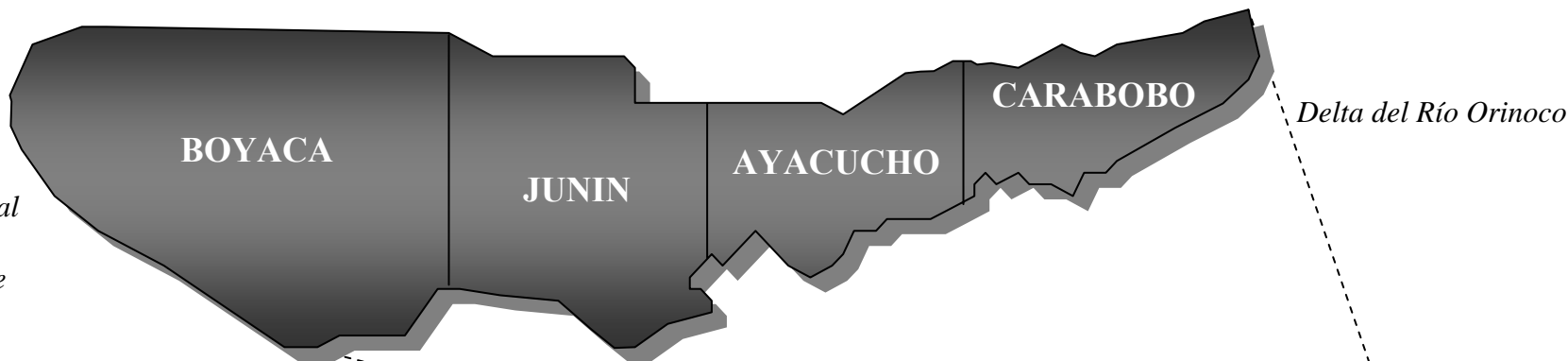




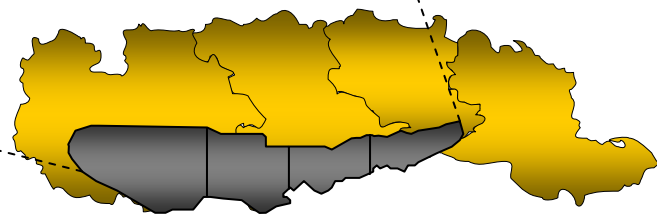
Subcuencas de la Cuenca Oriental de Venezuela

- **Subcuenca de Guárico**
- **Subcuenca de Maturín**
- **Faja Petrolífera del Orinoco (F.P.O.):**
Localizada en la parte Sur de la Cuenca Oriental, con una extensión de 40.000 Km².

Áreas mayores: Temblador, Oficina y las Mercedes



Río Orinoco



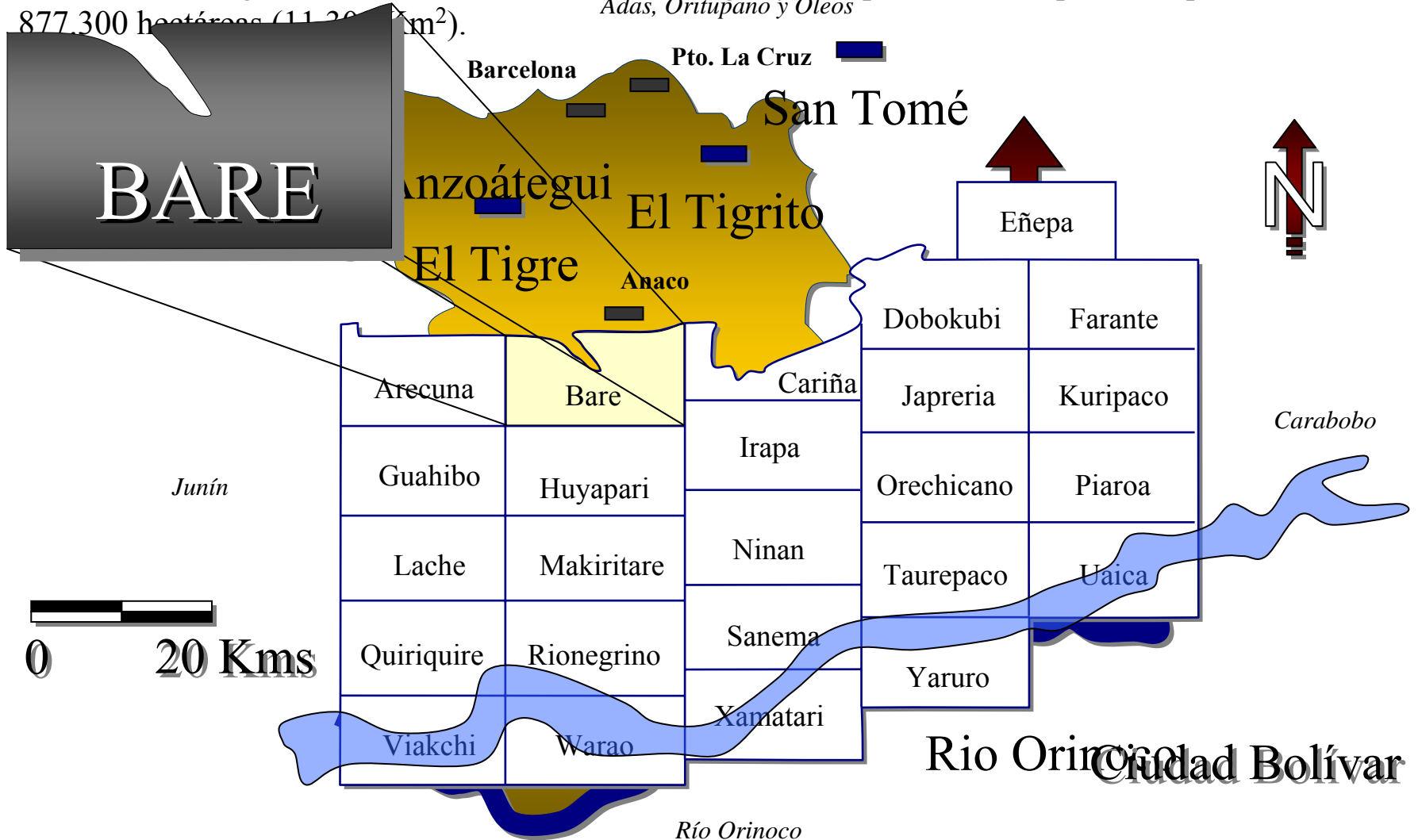


Área Ayacucho

Es una de las áreas con mayores reservas de crudo pesado y extrapesado de Venezuela. Está ubicada en la región centro sur del estado Anzoátegui y comprende una superficie aproximada de 877.300 hectáreas (11.200 km²).

Limita al Norte con las áreas tradicionales

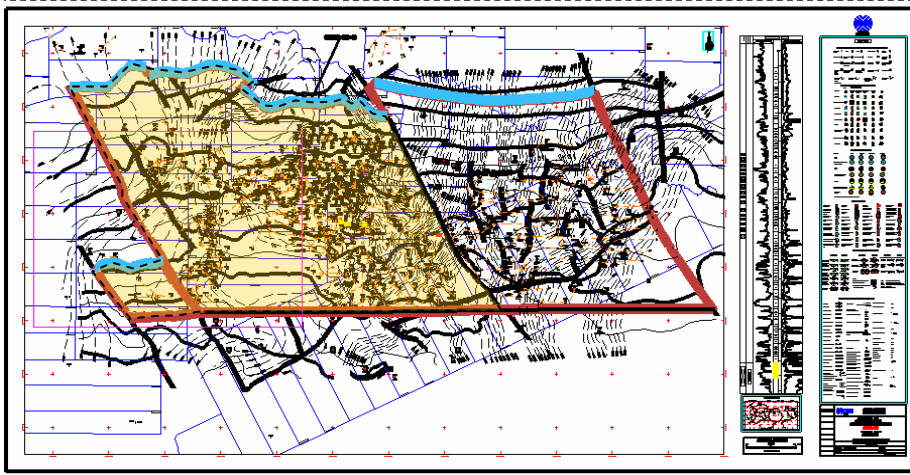
de crudos pesados, extrapesados, y
Melones Lejos, Meray, Ostra, Oca, Ovaia,
Adas, Oritupano y Oleos





Campo Bare (Yacimiento MFB-53 / Arena U1,3)

Arena U1,3 - Campo Bare



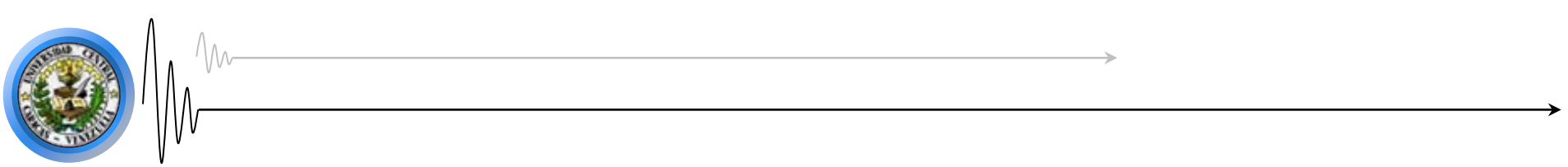
Área [acres]	38742
P. Inicial [Lpc]	1200
P. Actual [Lpc] (Oeste)	O-650, E-900
Temperatura [°F]	137
Fr. Primario [%]	19
Fr. Actual [%]	4

P.O.E.S. [MMBlS]	Res. Rec. [MMBlS]	Np [MMBlS]	Res. Rem. [MMBlS]
5.935	1.127	237	890

G.O.E.S. [MMpcn]	Res. Rec. [MMpcn]	Gp [MMpcn]	Res. Rem. [MMpcn]
629.165	337.449	32.609	304.840

Propiedad de las Rocas y de los Fluidos del Yacimiento U1,3 / MFB-53

Porosidad	Permeabilidad	ANP (Prom)	Soi	Swi	°API	Rsi	Boi
31 %	6500 mD.	80 Pies	76 %	24 %	9.4	106 PCN/BN	1.073 BY/BN



Conocimientos Previos



Ecuación de Darcy para pozos Horizontales: Gobierna el flujo de fluidos

- Método de Borisov
- Método de Giger – Reiss - Jourdan
- Otros métodos

$$J_h = \frac{0,00708 k_h}{\mu_o \beta_o \left(\frac{1}{h} \right) \ln(x) + \left(\frac{b^2}{L} \right) \ln \left(\frac{h}{2 r_w} \right)}$$

Altas viscosidades presentes en crudos pesados y extrapesados causan tasas de producción bajas, por efecto de la baja movilidad del crudo

$$J_h = \frac{0,00708 h k_v}{\mu_o \beta_o \ln \left(\frac{\sqrt{4 r_e}}{L_h} \right) + \frac{h}{L} \ln \left(\frac{h}{2 \pi r_w} \right) \sqrt{1 + \left(\frac{L}{2 r_e} \right)^2}}$$

Altas viscosidades presentes en crudos pesados y extrapesados causan tasas de producción bajas, por efecto de la baja movilidad del crudo

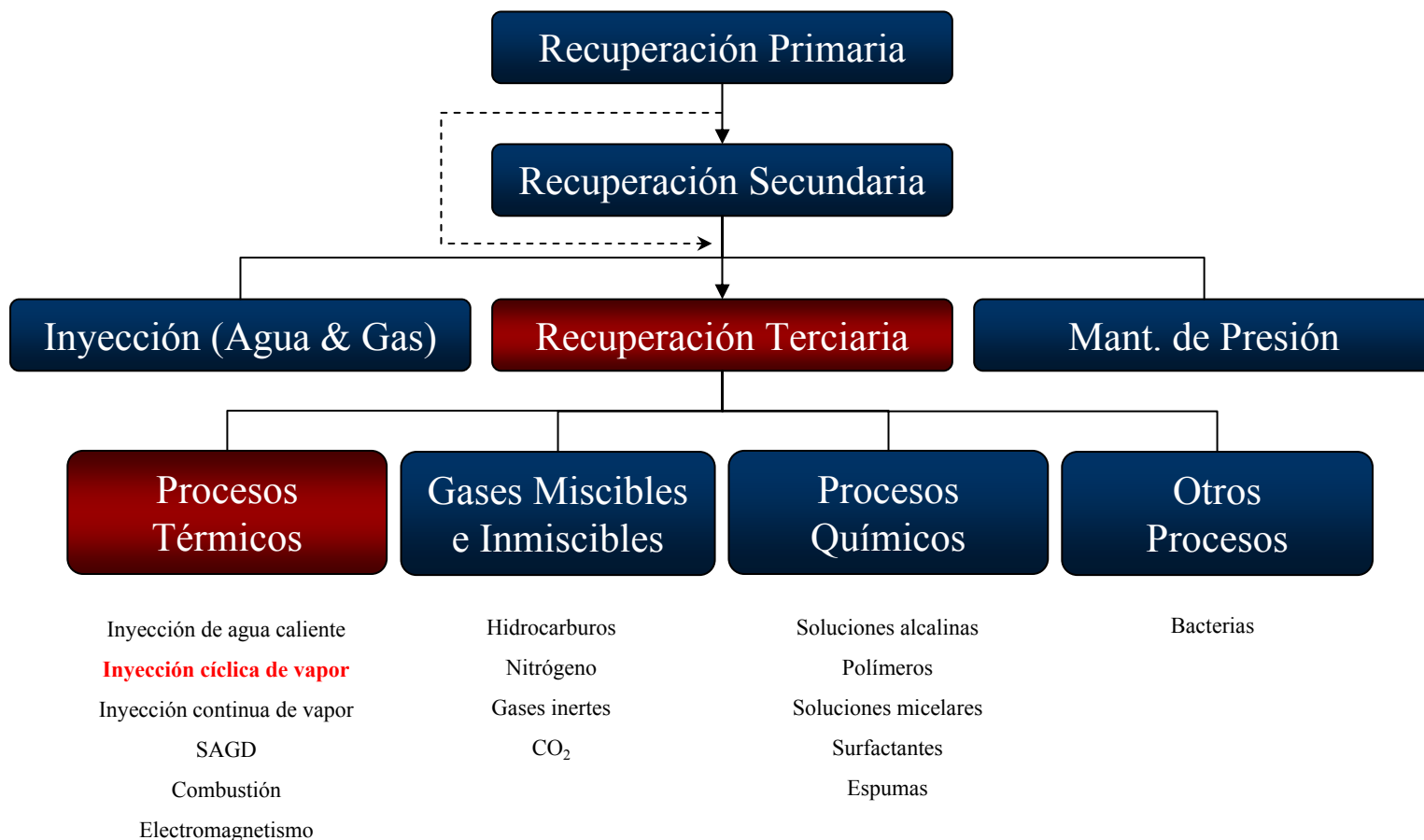


Resumen de Conocimientos Previos

- Recuperación de Petróleo
- Proceso de Inyección de Vapor
- Inyección Alternada de Vapor (I.A.V.)
- Otros Métodos de Recuperación Terciaria
- Simulación Numérica de Yacimientos

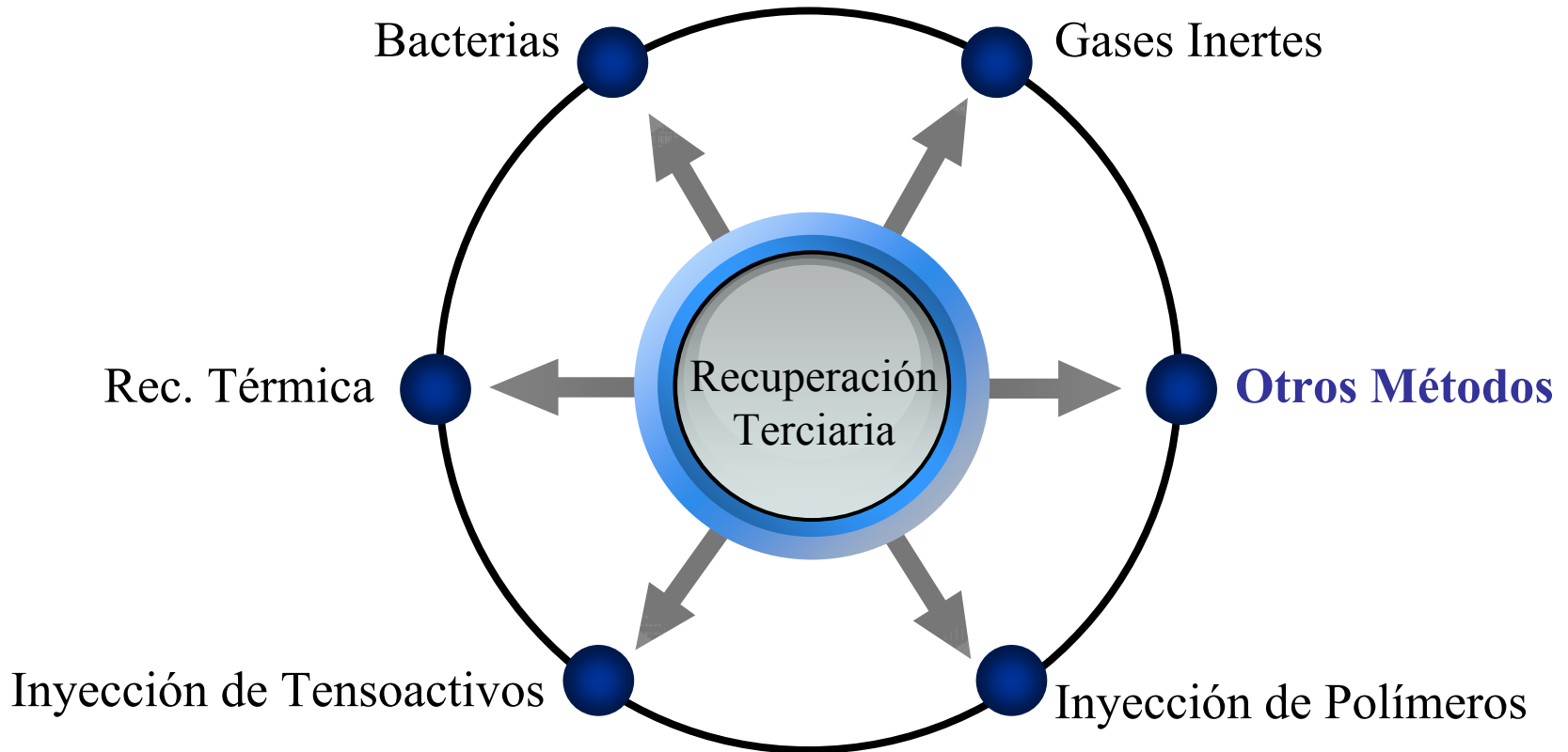


Mecanismos de Recobro de Petróleo



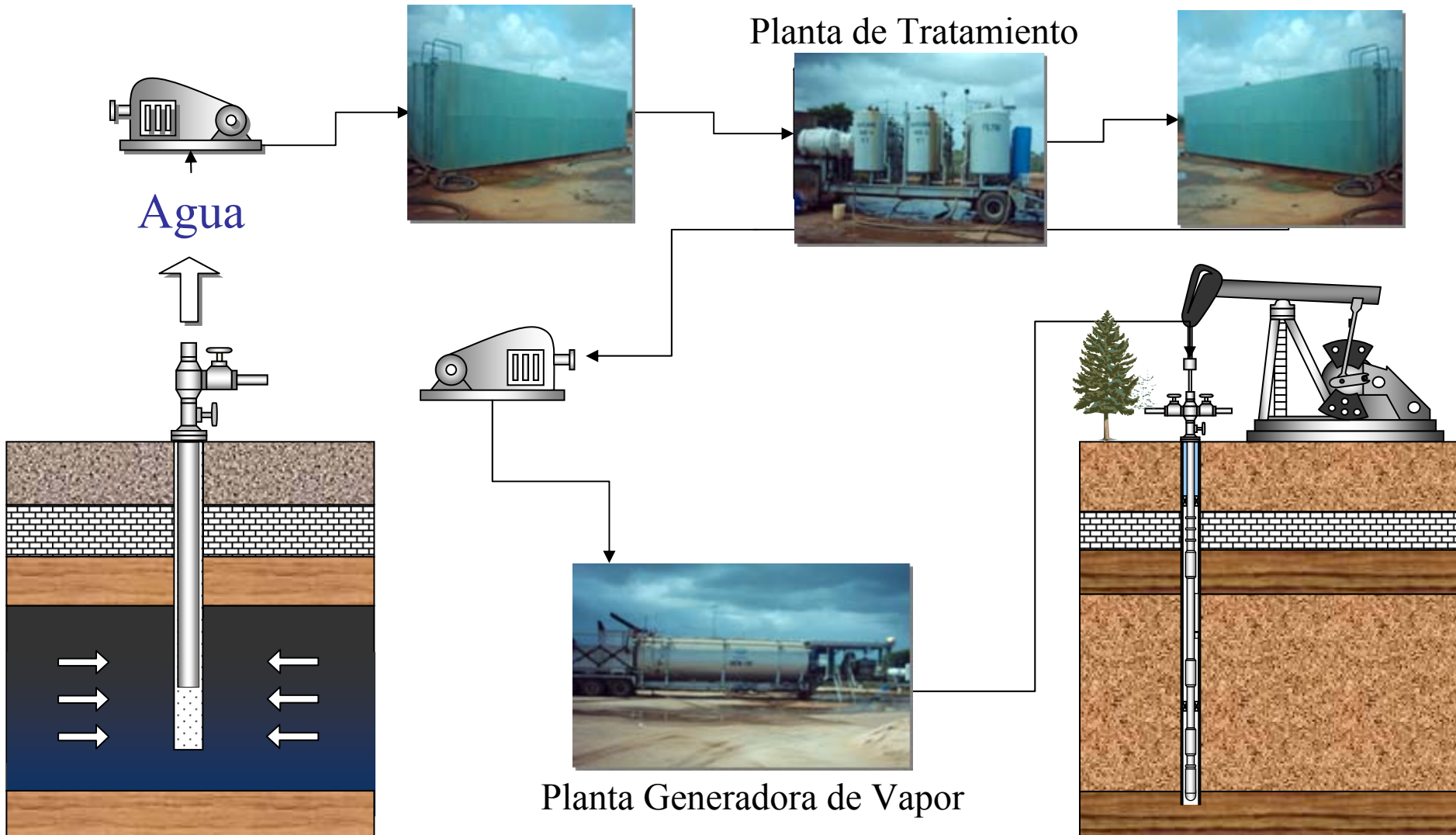


Recuperación Terciaria





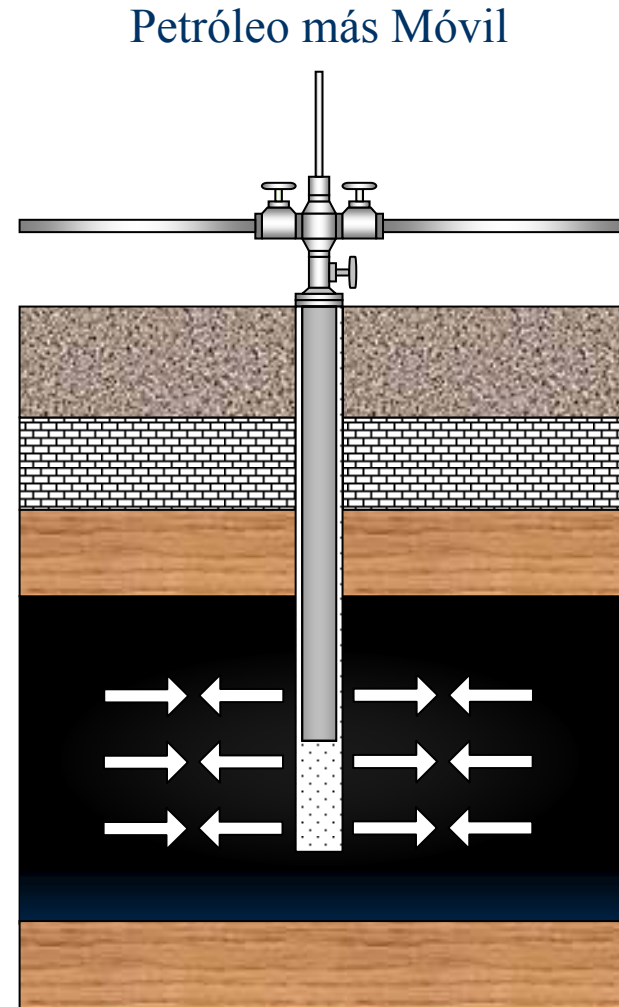
Proceso de Inyección de Vapor





Inyección Alternada de Vapor

- Período de Inyección
- Período de Remojo
- Período de Producción





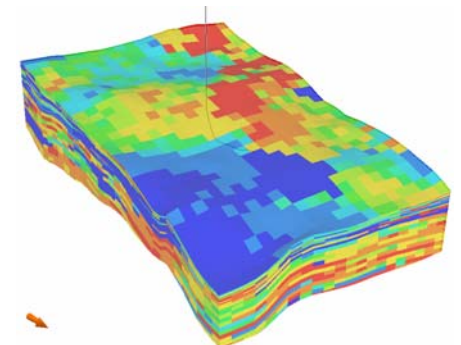
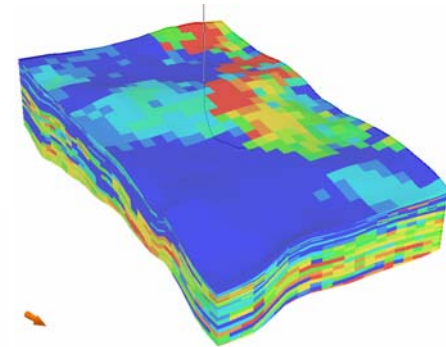
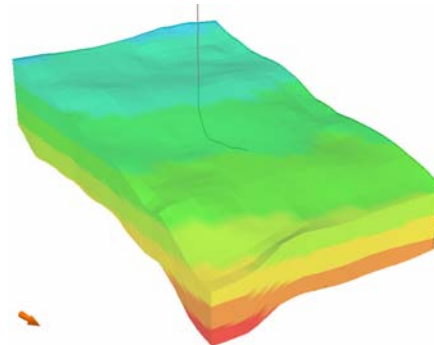
Otros Métodos de Recuperación Terciaria

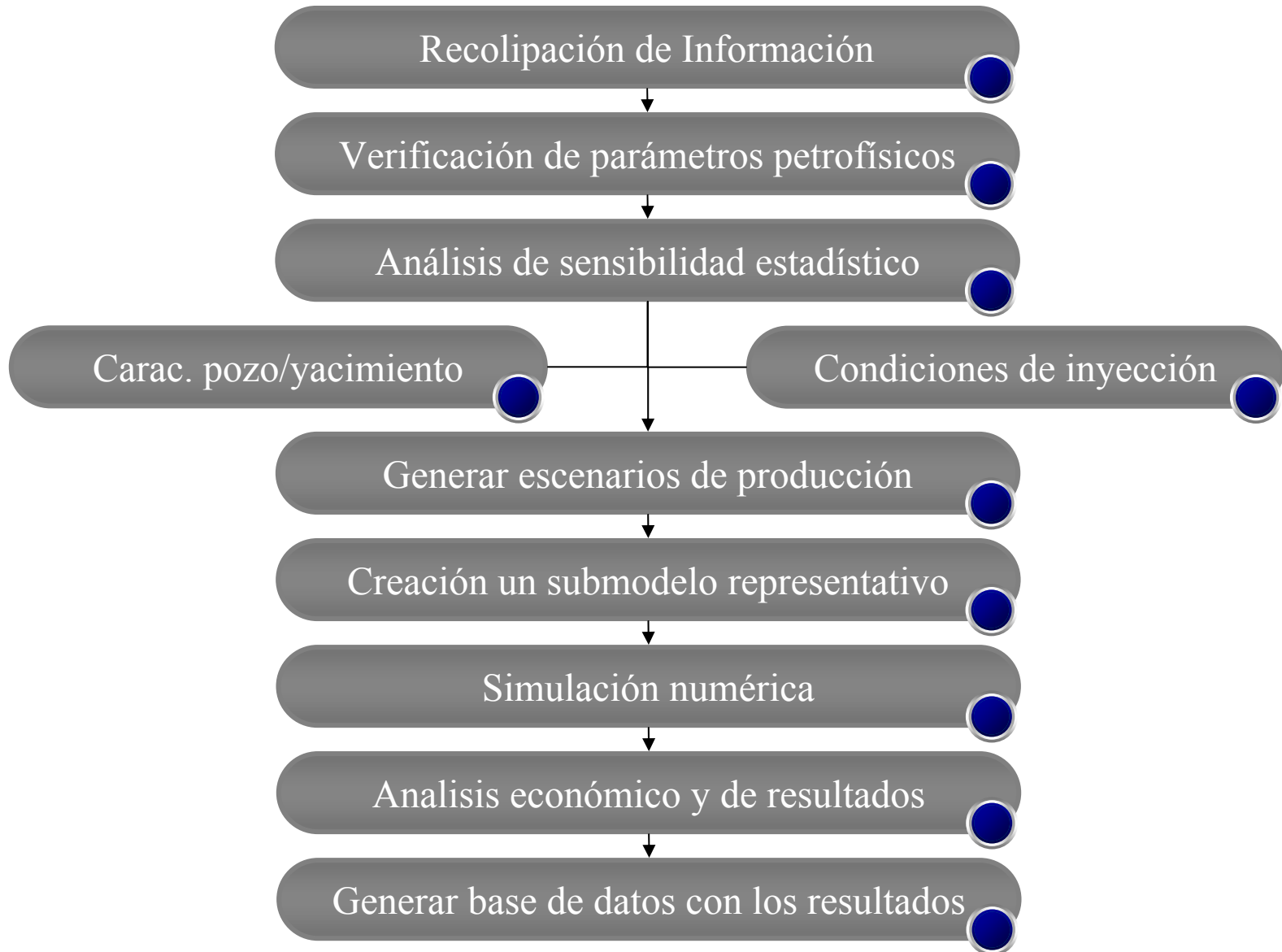
- Inyección Continua de Vapor
- SAGD & VAPEX
- Combustión In-Situ
- Toe To Heel Air Injection
- Otros Métodos

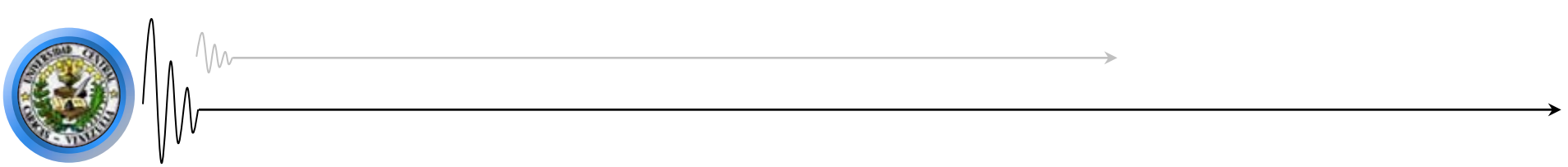


Simulación Numérica de Yacimientos

1. Determinación del comportamiento de producción.
2. Integración de modelo Estático y Dinámico.
3. Predicción de producción.
4. Desarrollo de diferentes esquemas de explotación.
5. Otras aplicaciones.



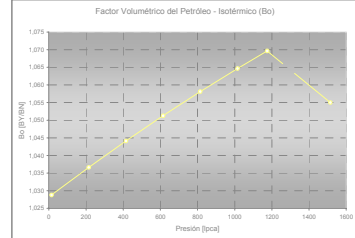
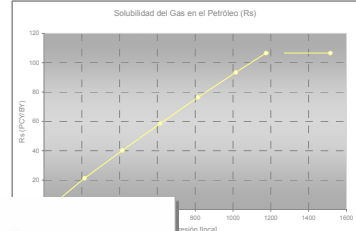
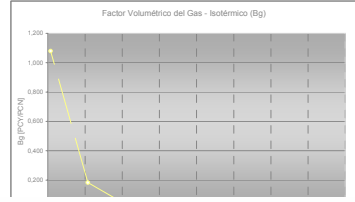




Resultados



Pasos Previos a la Generación de Resultados



Sección Estratigráfica O-E

Sección Estratigráfica S-N

- Recopilación de Información
- Revisión del Modelo Estático
- Revisión del Modelo de Fluido



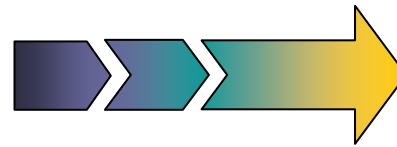
PVT (MFB-091) Yacimiento MFB-053 / U1,3 – Campo Bare

Presión [Lpca]	Rs [PCN/BN]	Bo [BY/BN]	Bg [PCY/PCN]	Oil – Visco [cP]	Gas – Visco [cP]	Co [10 ⁻⁶ Lpca ⁻¹]
1514.7	106.58	1.055	0.0102	652	0.01490	4.2667
1174.7	106.58	1.070	0.0131	684	0.01414	4.5194
1014.7	93.39	1.065	0.0152	732	0.01380	4.6716
814.7	76.31	1.058	0.0190	829	0.01340	4.9096
614.7	58.60	1.051	0.0252	983	0.01300	5.2327
414.7	40.25	1.044	0.0374	1237	0.01266	5.7202

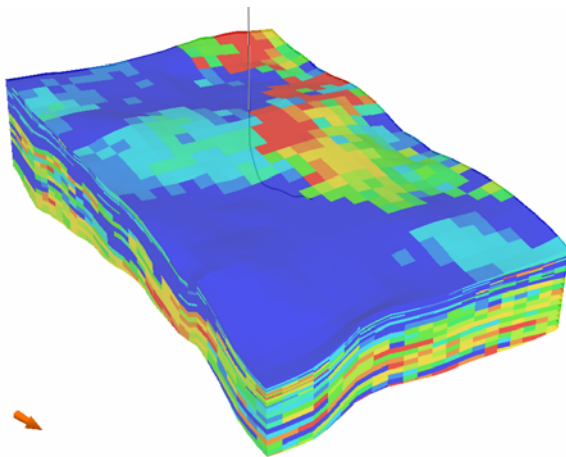


Factibilidad de la aplicación de I.A.V.

- Profundidad < 3000'
- Espesor > 20'
- Porosidad > 20 %
- Permeabilidad > 1000 mD
- Alta saturación de Petróleo (So)
- Saturación de Agua < 40 %



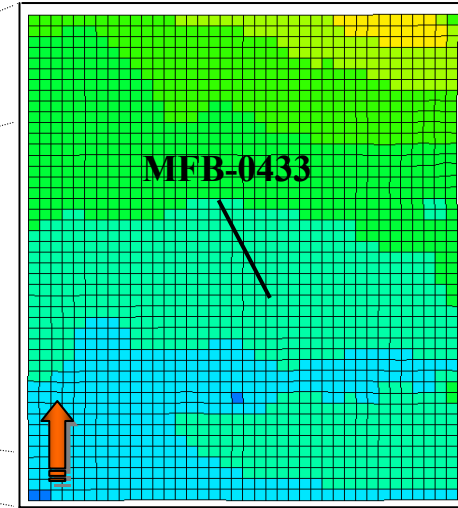
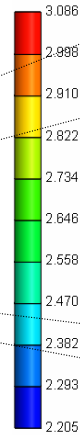
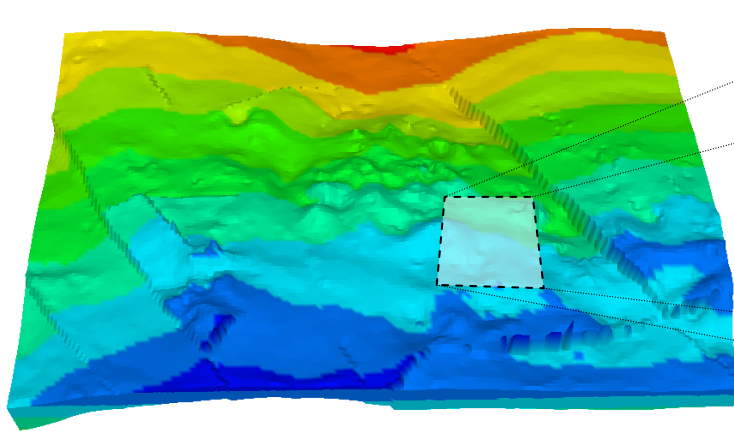
Pozo MFB-0433



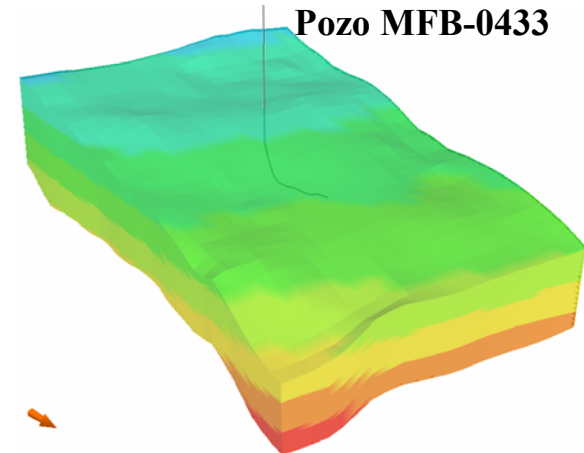
Pozo seleccionado, MFB-0433



Mallado del Modelo



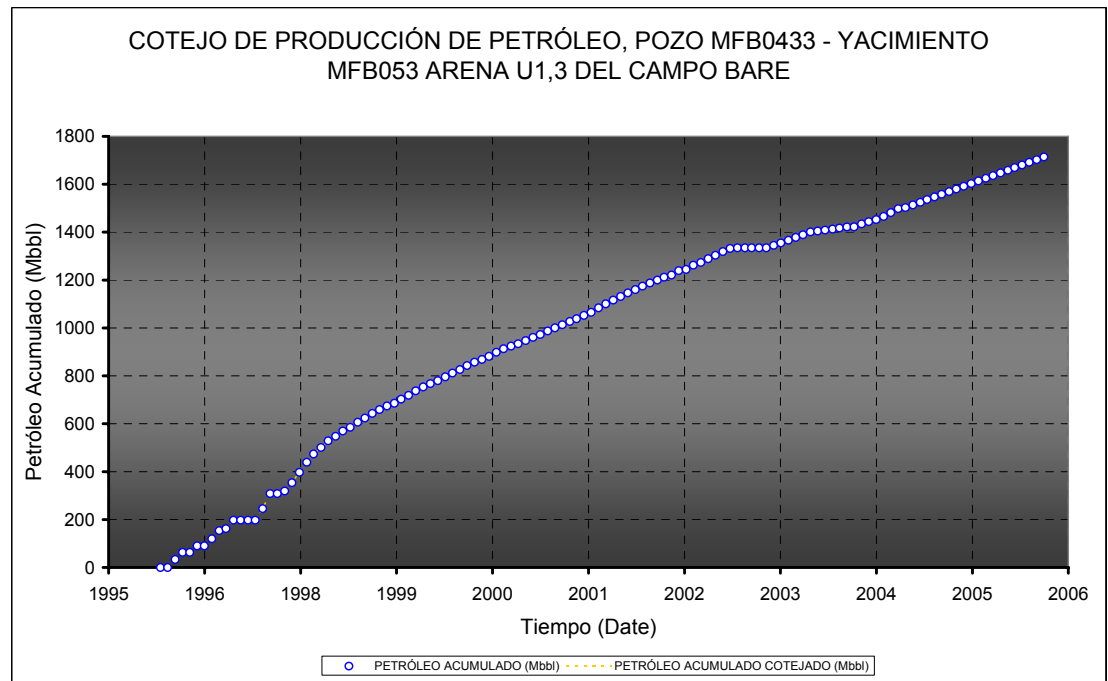
50 Celdas en dirección X
80 Celdas en dirección Y
50 Capas en dirección Z
Total: 200.000 Celdas





Verificación de la Integración de los Modelos

- Cotejo de Producción de Petróleo
- Cotejo de Producción de Agua
- Cotejo de Producción de Gas
- Comportamiento de Presión





Parámetro Técnicos Operativos para I.A.V.

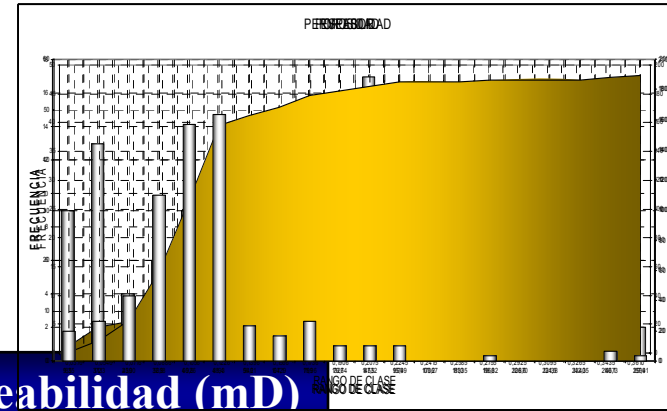


- Condiciones para la Inyección
- Restricciones para la Producción
- Parámetros Operacioneles para I.A.V.

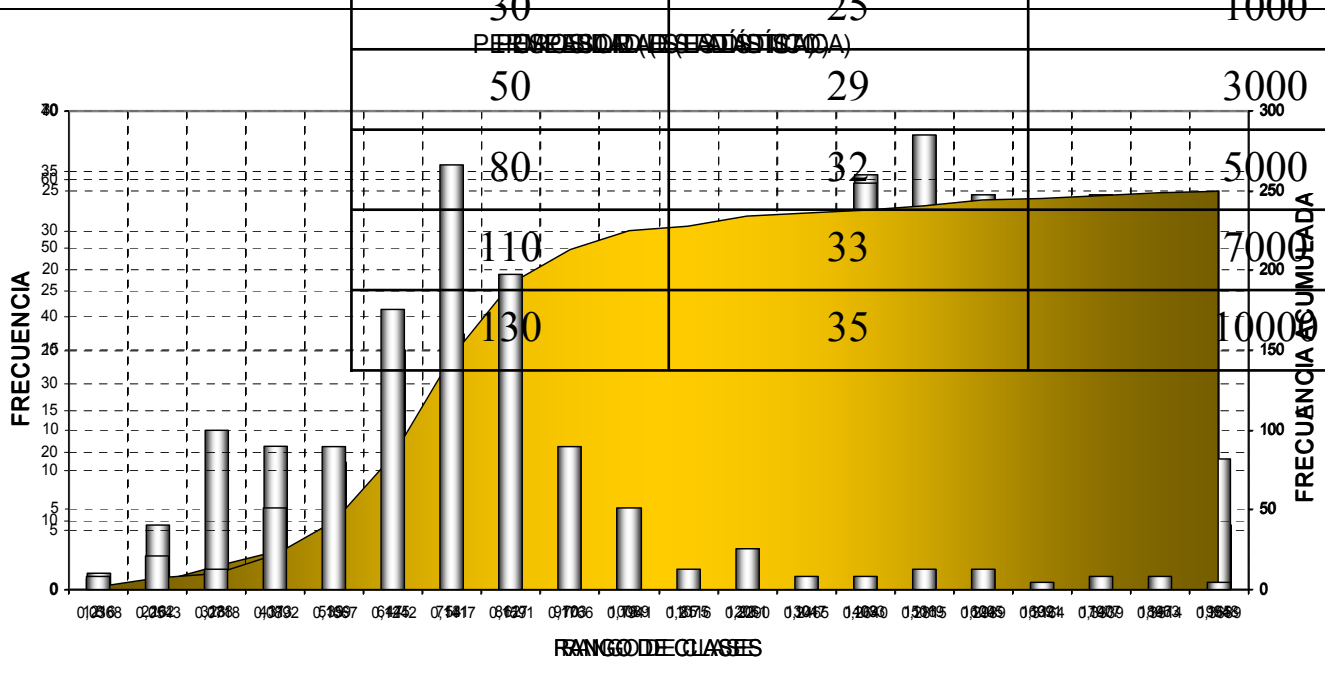


Análisis Estadístico de los Parámetros Petrofísicos

- Evaluación Petrofísica
- Análisis Estadístico Comparativo
- Selección de Rango de Aplicación



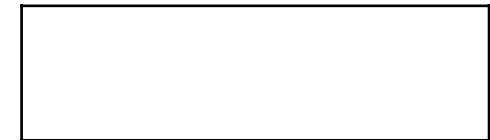
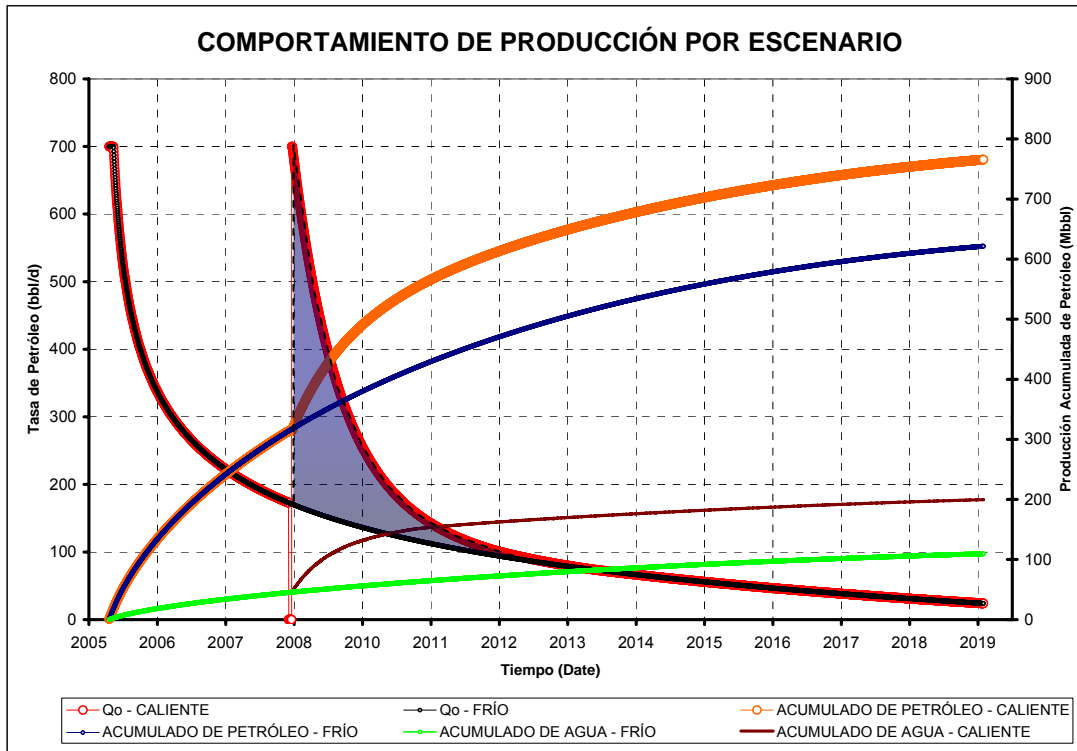
Espesor (pie)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)
30	25	1000
50	29	3000
80	32	5000
110	33	7000
130	35	10000



- Espesor
- Porosidad
- Permeabilidad
- Tabla Resultado



Comportamiento de Producción (I.A.V – 1 Ciclo)



Py [Lpca]	650
L.H. [pie]	2000
k [mD]	7500
Pwf [Lpca]	400
h [pie]	80
Ton. Iny. [TON]	5000



Estudio de Parámetros Generales

Py	Pwf	Py	L.H.	Pw	Espesor	L.H.	Permeabilidad	ny.	Ton. Iny.
800	500	800	1000	500	30	1000	1000	2500	2500
650	400	650	1500	400	50	1500	3000	5000	5000
500	300	500	2000	300	80	2000	5000	7500	7500
	200	200	3000	200	110	3000	7000	10000	10000
	100	100	4000	100	130	4000	10000		



TOTAL SON **7.500**
 ESCENARIOS DE
 PRODUCCIÓN



- Tabla Final
- Escenario Rep.



PDVSA BASE DE DATOS I.A.V.
YACIMIENTO U1,3 MFB-53 BARE ESTE-OESTE

- | | | | | | |
|---|--|--|--|------------------------------------|-------------------------------------|
| Presión de Yac. | Long. Horizontal | Perm. | Espesor | Pwf | Toneladas |
| <input type="checkbox"/> 500 lpca. | <input type="checkbox"/> 1000 ft. | <input type="checkbox"/> 1000 mD. | <input type="checkbox"/> 30 ft. | <input type="checkbox"/> 500 lpca. | <input type="checkbox"/> 2500 Ton. |
| <input checked="" type="checkbox"/> 650 lpca. | <input type="checkbox"/> 1500 ft. | <input type="checkbox"/> 3000 mD. | <input type="checkbox"/> 50 ft. | <input type="checkbox"/> 400 lpca. | <input type="checkbox"/> 5000 Ton. |
| <input type="checkbox"/> 800 lpca. | <input type="checkbox"/> 2000 ft. | <input type="checkbox"/> 5000 mD. | <input checked="" type="checkbox"/> 80 ft. | <input type="checkbox"/> 300 lpca. | <input type="checkbox"/> 7500 Ton. |
| | <input type="checkbox"/> 3000 ft. | <input checked="" type="checkbox"/> 7000 mD. | <input type="checkbox"/> 110 ft. | <input type="checkbox"/> 200 lpca. | <input type="checkbox"/> 10000 Ton. |
| | <input checked="" type="checkbox"/> 4000 ft. | <input type="checkbox"/> 10000 mD. | <input type="checkbox"/> 130 ft. | <input type="checkbox"/> 100 lpca. | |



Criterios de selección para la búsqueda de datos, administrados por el usuario.

Py	L.H.	PERM.	ESPESOR	Pwf	TON. INY.
650	4000	7000	80		

Filtrar Propiedades

Seleccione las propiedades a ser filtradas y luego presione "Filtrar Propiedades"

NOTA: Si no selecciona una propiedad esta no será f

CARACTERÍSTICAS DEL POZO, CONDICIONES DE INYECCIÓN Y PROPIEDADES DEL YACIMIENTO						Np (Mbbl)		Wp (Mbbl)	
Py	L.H.	PERM.	ESPESOR	Pwf	TON. INY.	CALIENTE	FRIO	CALIENTE	FRIO
650	4000	7000	80	500	2500	569.064	483.990	119.981	85.972
650	4000	7000	80	500	5000	601.008	483.990	159.555	85.972
650	4000	7000	80	500	7500	642.060	483.990	214.526	85.972
650	4000	7000	80	500	10000	688.549	483.990	267.101	85.972
650	4000	7000	80	400	2500	688.985	586.949	141.919	101.081
650	4000	7000	80	400	5000	727.709	586.949	189.769	101.081
650	4000	7000	80	400	7500	777.463	586.949	256.443	101.081
650	4000	7000	80	400	10000	833.766	586.949	320.316	101.081
650	4000	7000	80	300	2500	771.028	660.525	160.230	116.282
650	4000	7000	80	300	5000	813.032	660.525	211.666	116.282
650	4000	7000	80	300	7500	867.098	660.525	283.559	116.282
650	4000	7000	80	300	10000	928.381	660.525	352.720	116.282
650	4000	7000	80	200	2500	824.897	710.140	176.521	131.327
650	4000	7000	80	200	5000	868.404	710.140	229.107	131.327



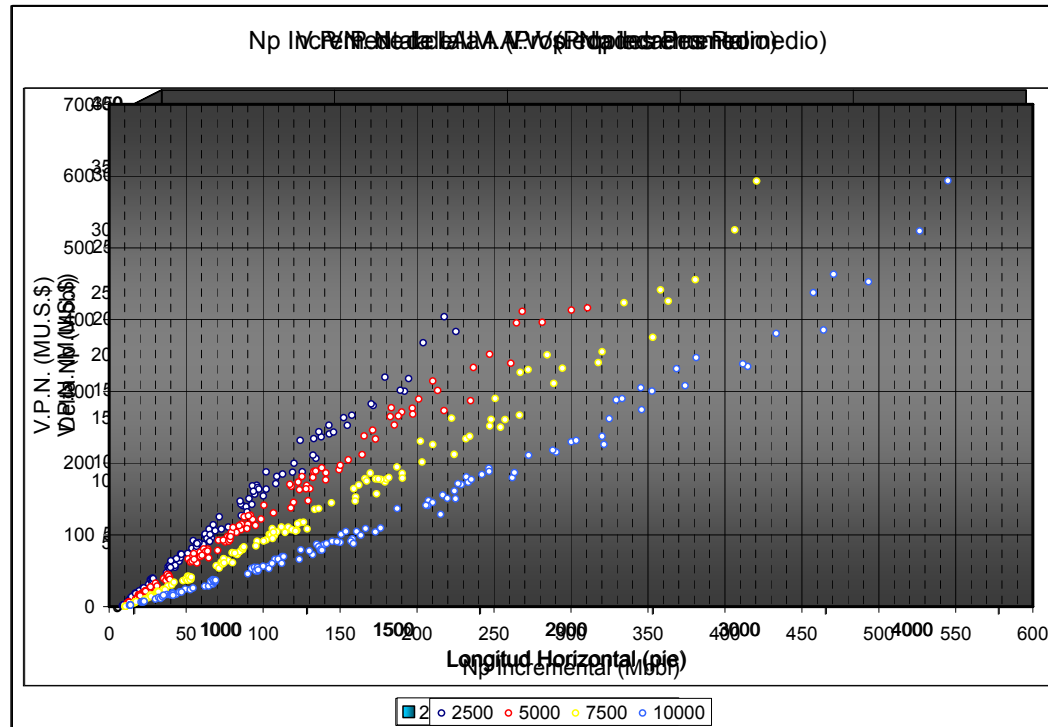
Estudio de los Escenarios Establecidos

Escenario Promedio del Yacimiento

Py	Permeabilidad	Espesor
650 Lpc.	6500 mD.	80 pie.

Condiciones Operacionales

Pwf
400 Lpca



- ΔN_p por I.A.V.
- Ton. Inyectadas
- V.P.N. por ΔN_p



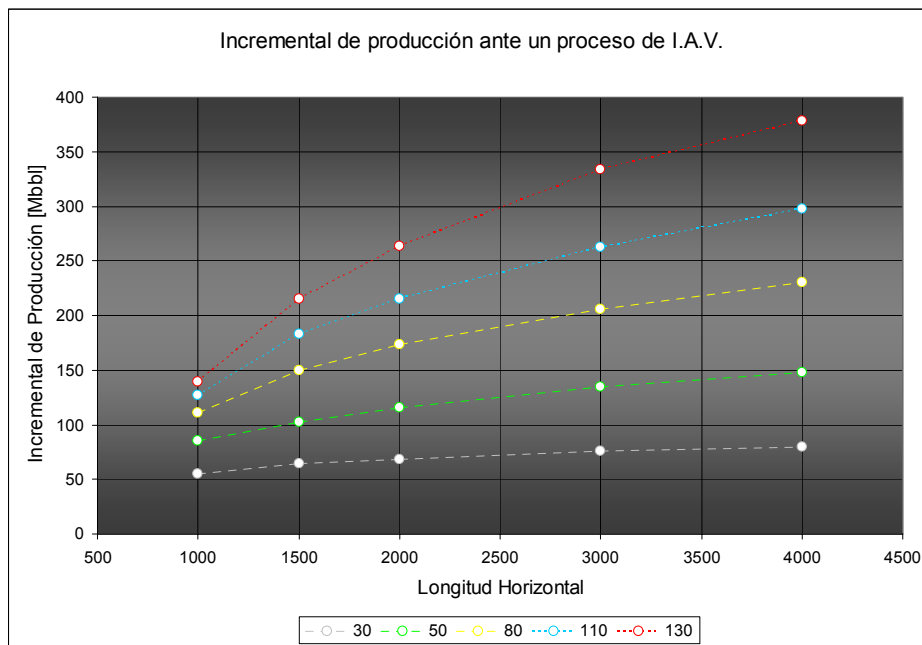
Estudio de los Escenarios Establecidos

Escenario Promedio del Yacimiento

Py	Permeabilidad
650 Lpc.	6500 mD.

Condiciones Operacionales

Pwf	Ton. Iny.
400 Lpca	7500 TON



Más allá del proceso de la inyección de vapor, verificamos que para espesores de arena bajos, no vale la pena pensando económicamente en invertir en la completación de pozos con secciones horizontales altas. Partiendo de la gráfica mostrada, se demuestra que para espesores altos de arena en el yacimiento, es que se hace apreciable la implementación de pozos con secciones horizontales mayores, por lo que se espera una recuperación de crudo mucho mayor, lo que equivale a conseguir maximizar los beneficios económicos.



Comparación: respuesta de un proceso de I.A.V.

Pozo	Nº de Ciclos	ΔN_p – Real (Mbbbl)	ΔN_p – Simulado (Mbbbl)	% Desv.
MFB-086	1	81,71	93,15	12,28%
MFB-413	1	47,00	52,27	10,08%
MFB-419	1	225,41	207,68	8,54%
MFB-442	1	22,92	25,25	9,21%
MFB-447	1	79,71	71,62	11,30%
MFB-463	1	142,28	154,49	7,91%
MFB-466	1	11,01	38,77	71,61%
MFB-486	1	358,40	323,81	10,68%
MFB-488	1	355,64	341,23	4,22%
MFB-493	1	270,83	298,06	9,14%
MFB-540	1	21,92	52,22	58,03%
MFB-546	1	90,15	83,18	8,38%

Condiciones:

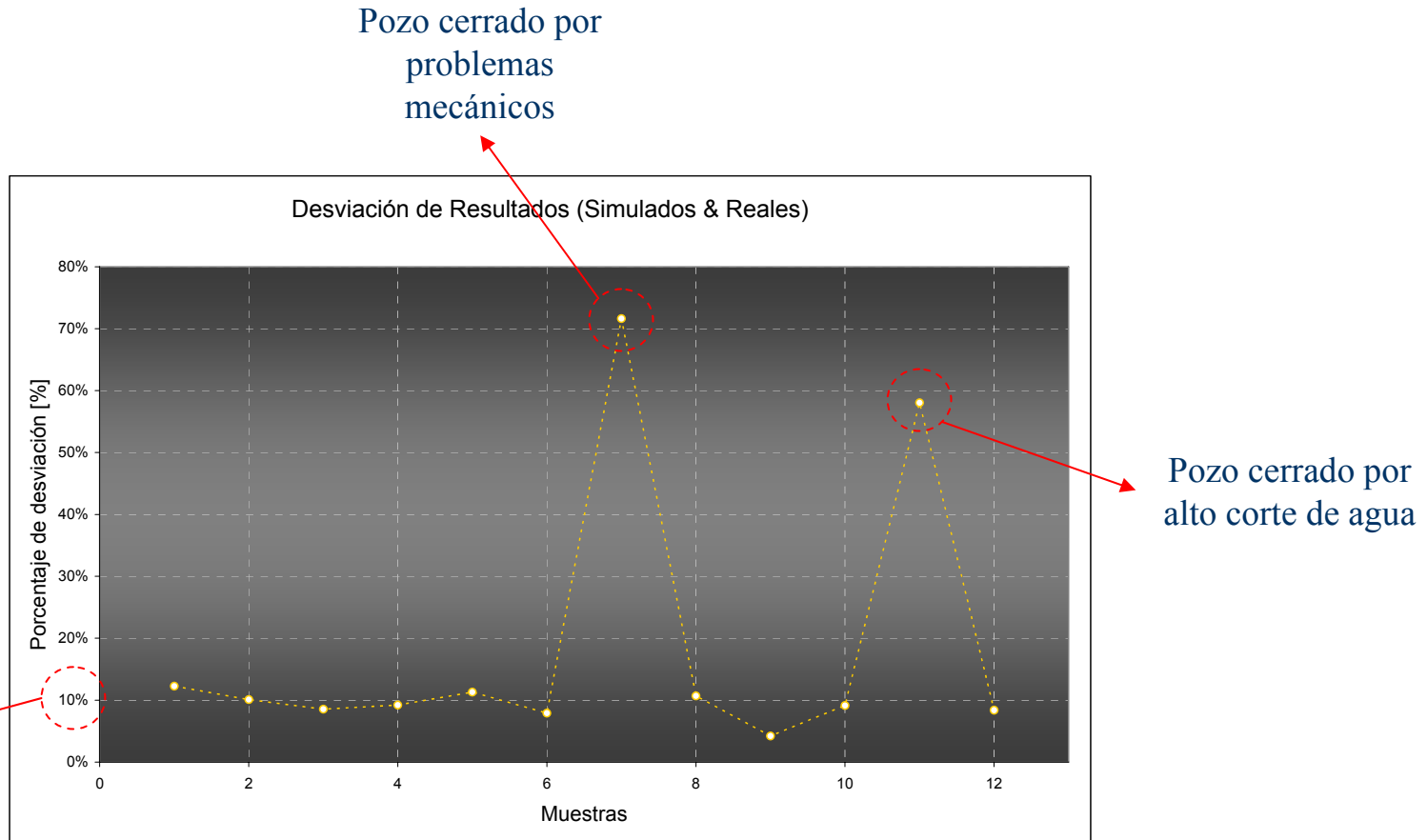
Pozos a los que se le haya aplicado un solo ciclo de inyección de vapor.

✓ Producción en lo que se pueda ininterrumpida.

✓ Proceso de inyección dentro de los rangos establecidos en el estudio.



Comparación: respuesta de un proceso de I.A.V.

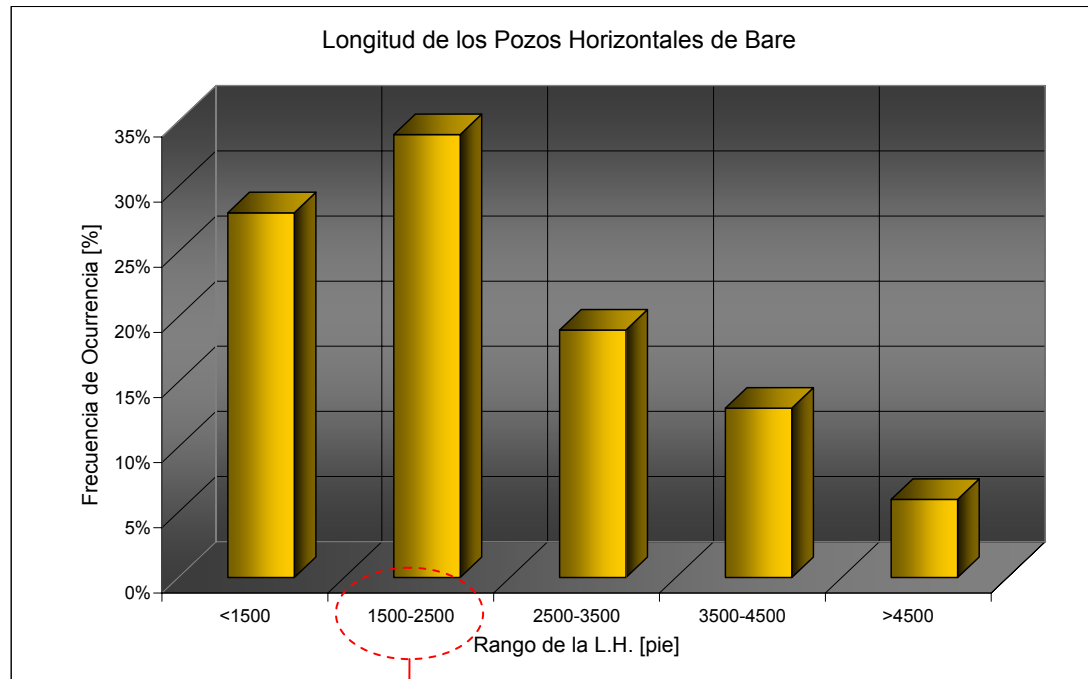


El resto de los pozos fue encontrado con una historia de producción en lo posible ininterrumpida



Estadística para estudio detallado de escenarios

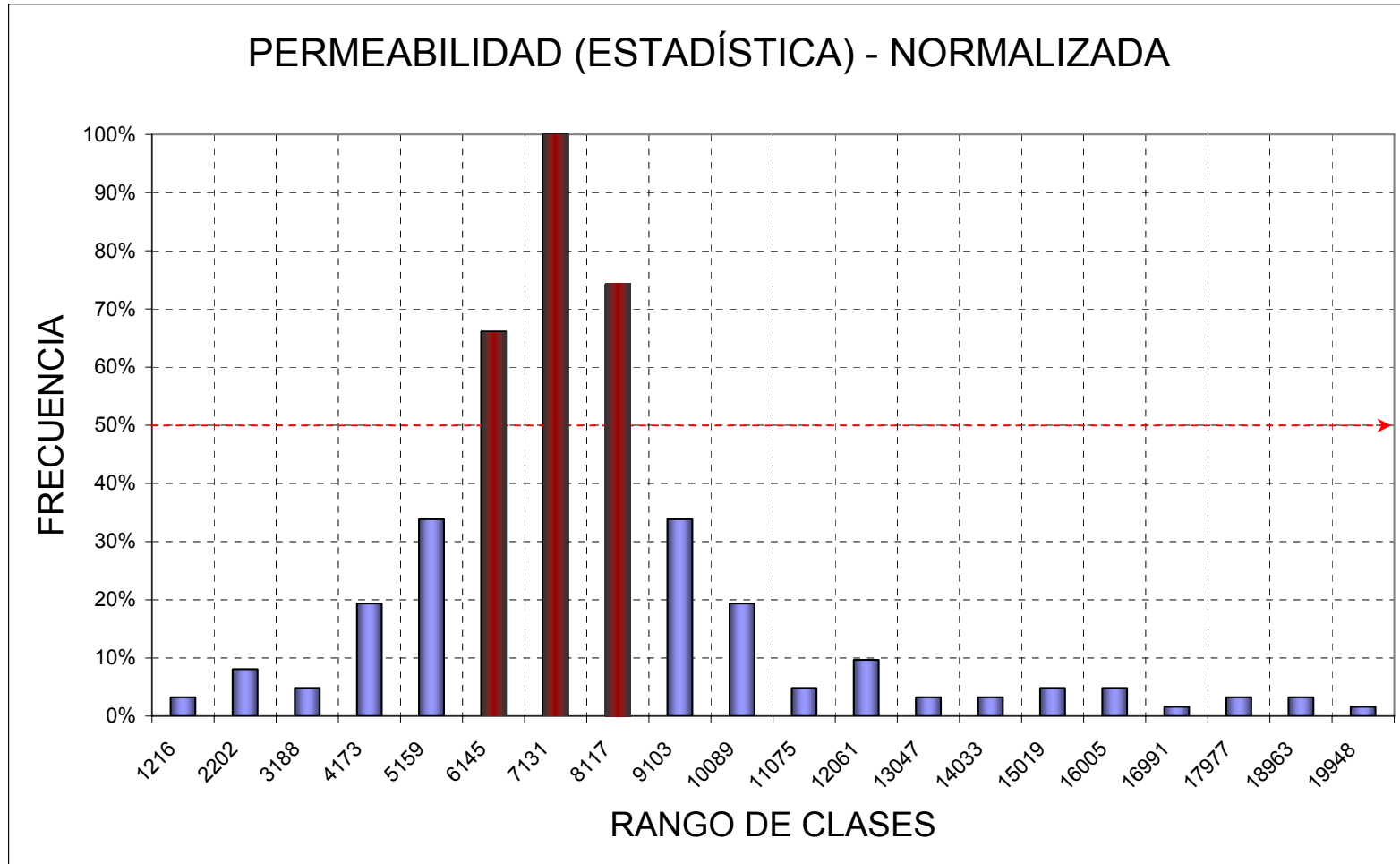
L.H. más frecuente encontrada



Los pozos horizontales del área de estudio se presentan en su mayoría con esta longitud de sección horizontal, o en su defecto menor

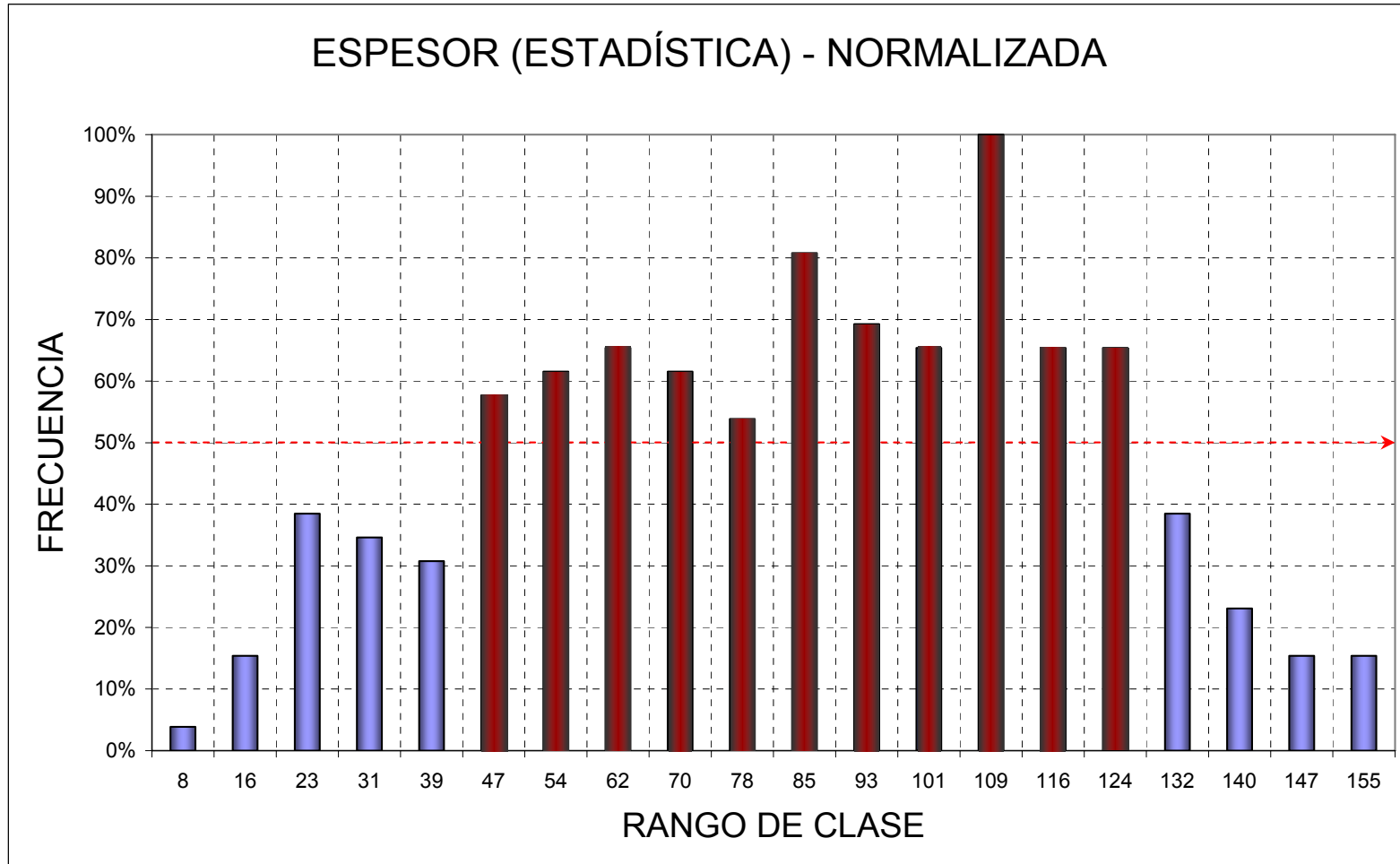


Rango promedio para la Capacidad de Flujo (k)





Rango promedio para la Capacidad de Flujo (h)





Rango promedio para la Capacidad de Flujo (k*h)

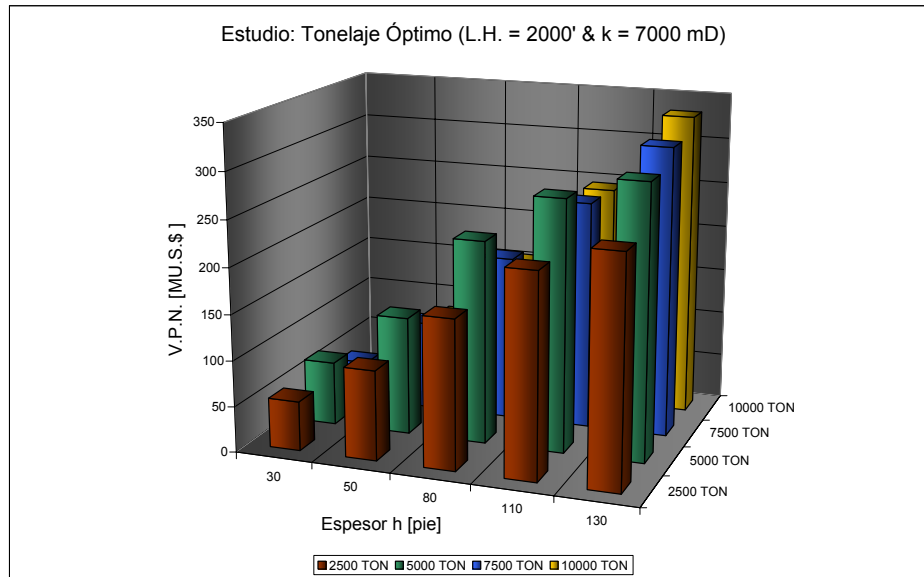
ESPESOR (pie)	47 - 124
PERMEABILIDAD (mD)	6150 - 8100

Rango de Capacidad de flujo Promedio aproximada (mD.pie)

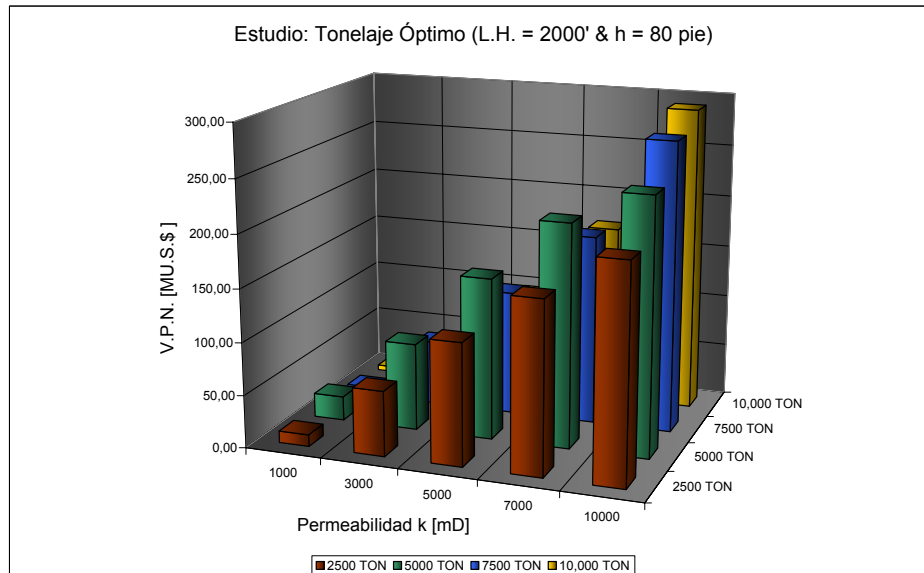
289.050 – 1.004.400



Estadística para estudio detallado de escenarios



El tonelaje de inyección para la mayoría del rango de espesor establecido es de 2,5 TON/pie de sección horizontal. No consistente para espesores de arena que superen el valor promedio del yacimiento.

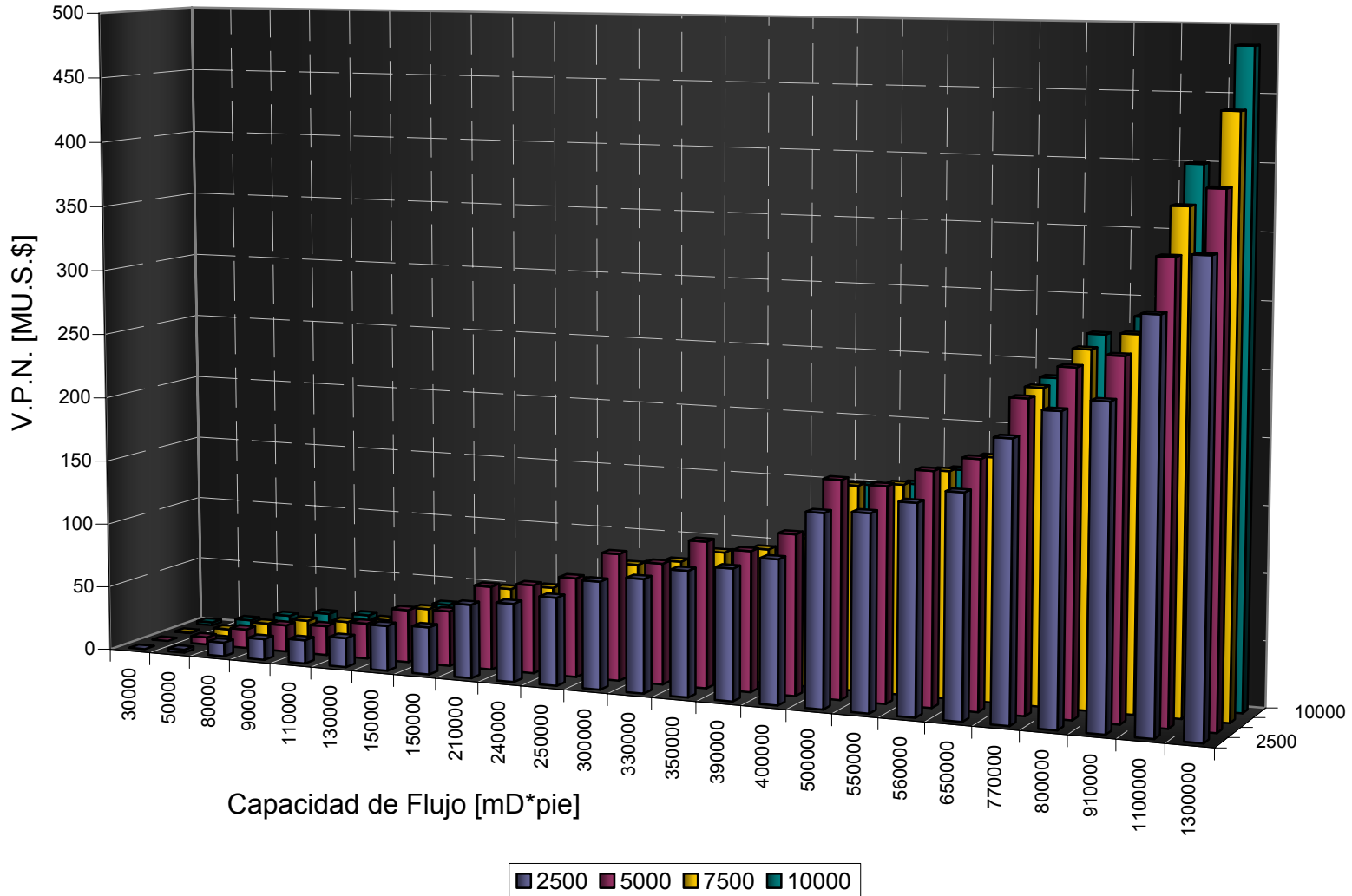


El tonelaje de inyección para la mayoría del rango de permeabilidad establecido es de 2,5 TON/pie de sección horizontal. No consistente para valores de permeabilidad que superen el valor promedio del yacimiento.



Resultados (Escenario Representativo General)

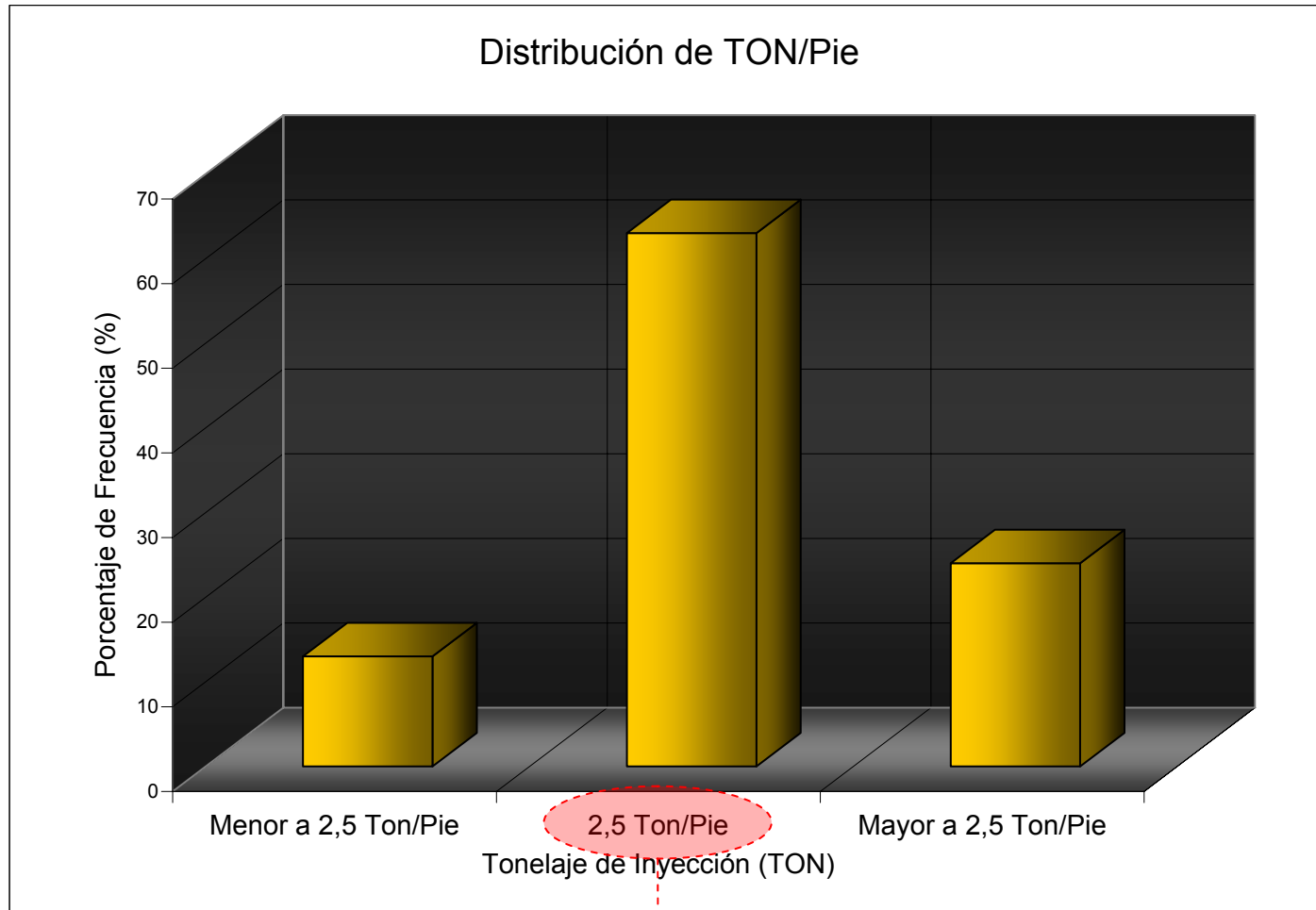
V.P.N. de la I.A.V.



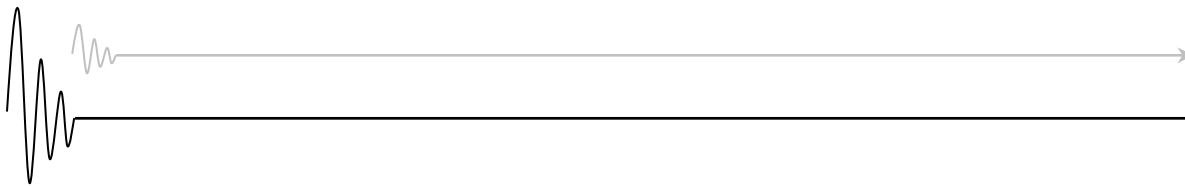
L.H. de 2000'



Estadística: Frecuencia de Ton. De Vapor



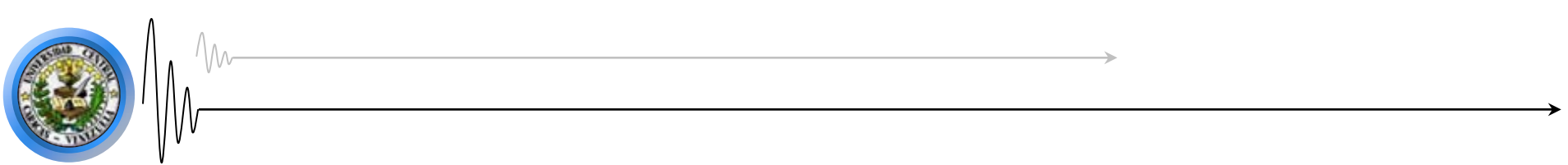
Volumen de Vapor aplicado por pie de longitud horizontal más representativa



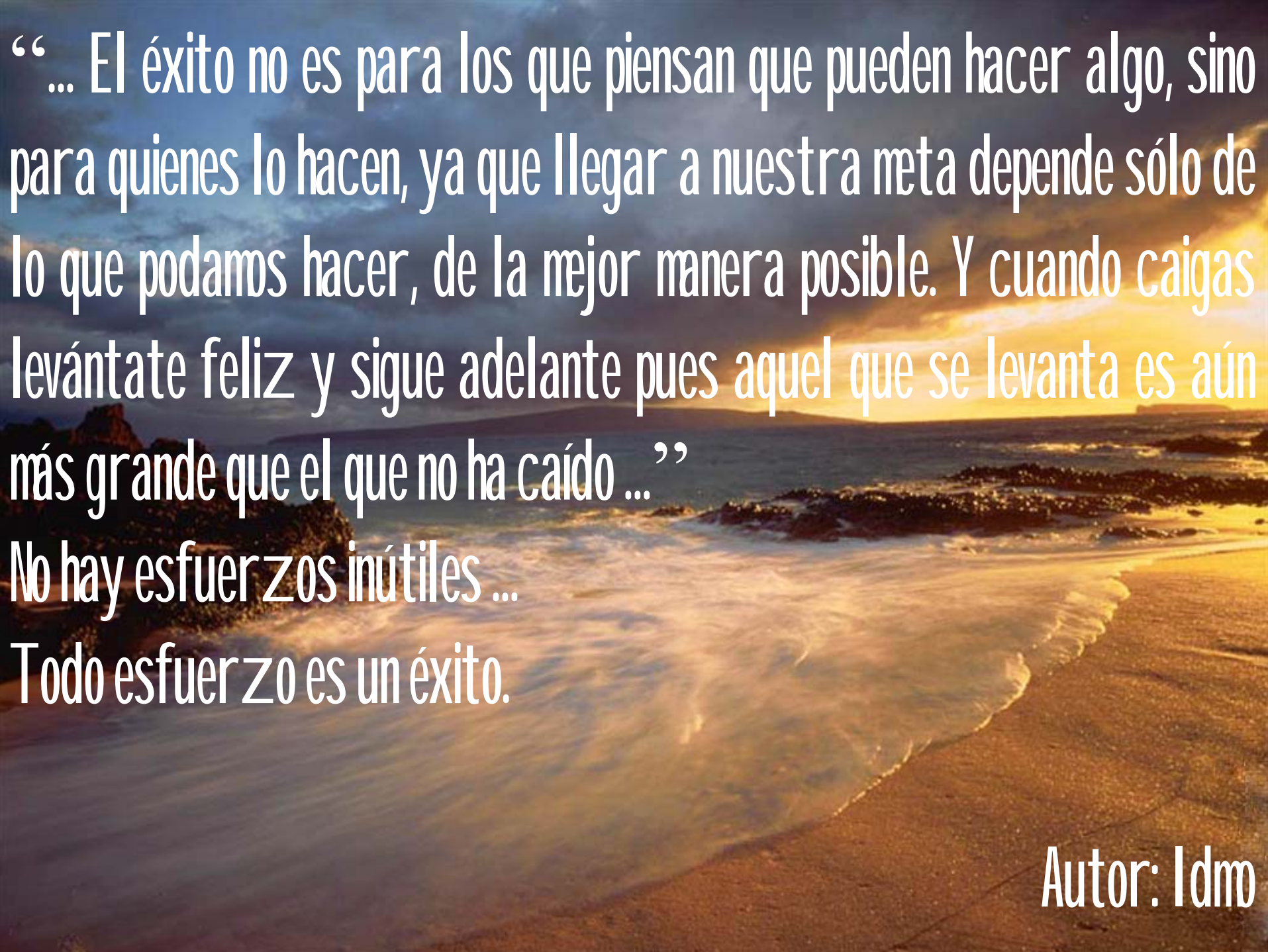
1. El yacimiento MFB-53/U1,3 cumple con los criterios generales de selección en cuanto a las propiedades petrofísicas y de fluidos para aplicar el proceso de inyección alterna de vapor.
2. Se determinó una cantidad de vapor óptima a ser inyectada de aproximadamente 2.5 Ton/Pie para propiedades promedio del yacimiento en estudio, el volumen de vapor para propiedades diferentes a las promedio, quedaron descritas en la base de datos generada, donde pueden alcanzarse valores inferiores o superiores, dependiendo de las propiedades petrofísicas del pozo estudiado.
3. El incremental de producción de petróleo, por cada ciclo, a consecuencia de un proceso de I.A.V., deberá ser mayor a 8700 bls para el caso en que inyectamos 2500 Ton, de 9300 bls para 5000 Ton, de 9930 bls para 7500 Ton y de 10560 bls para el caso de 10000 Ton. Con lo descrito anteriormente se asegura un V.P.N. positivo.
4. Se cuenta con una base de datos de I.A.V que permite la toma de decisiones de forma mas rápida y sencilla sobre la respuesta ante la estimulación de un pozo con características específicas.
5. No es posible aislar la determinación del tonelaje óptimo de la evaluación económica. La maximización del aprovechamiento energético no implica la mejor rentabilidad en el proyecto.
6. La incertidumbre encontrada ante la comparación de los datos obtenidos con el simulador y datos reales es de aproximadamente 10%.
7. El trabajo permite identificar los pozos que son candidatos a generar respuestas productivas ante procesos de recuperación térmica por inyección alternada de vapor, para de esta forma maximizar los beneficios económicos.



1. Realizar un sistema experto en conjunto con especialistas en la materia de recuperación térmica, que permita establecer criterios de selección para la inyección alternada de vapor de forma más desarrollada y precisa, al mismo tiempo, ampliando los límites de aplicabilidad que este trabajo representa, tomando en cuenta la sensibilidad en cuanto a criterios de producción en la vida de los pozos, como %AyS, RGP, entre otras.
2. La variedad de parámetros que afectan el proceso de I.A.V. requiere que cada pozo sea tratado como un caso a parte, con el fin de obtener la mejor selección de tonelaje óptimo de vapor a inyectar.
3. Partiendo de la base de datos generada, se plantea la creación de una nueva base de forma más interactiva para que se pueda acceder a ella por medio de la intranet de la empresa, con la finalidad de que el personal interesado en el área pueda obtener información de este estudio desde cualquier sede.
4. Hacer sensibilidades con diferentes tonelajes de inyección de vapor de forma más detallada para cada uno de los casos encontrados en el estudio, de forma de optimizar aun más la producción y maximizar tanto el beneficio energético como económico.
5. Hacer estudios similares enfocados el otros procesos de recuperación térmica, que permitan generar un mecanismo de selección rápido por pozo.



Ciclo de Preguntas

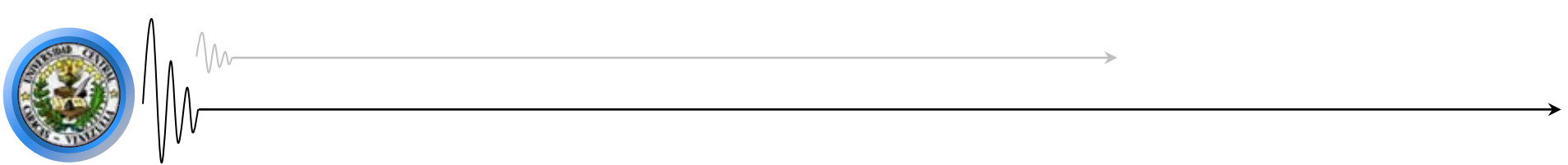


“... El éxito no es para los que piensan que pueden hacer algo, sino para quienes lo hacen, ya que llegar a nuestra meta depende sólo de lo que podamos hacer, de la mejor manera posible. Y cuando caigas levántate feliz y sigue adelante pues aquel que se levanta es aún más grande que el que no ha caído ...”

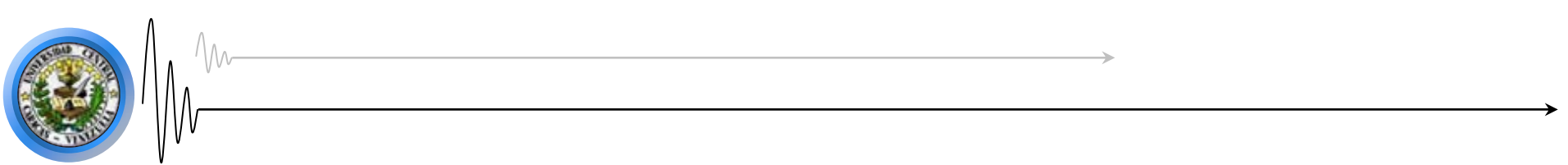
No hay esfuerzos inútiles ...

Todo esfuerzo es un éxito.

Autor: Idmo



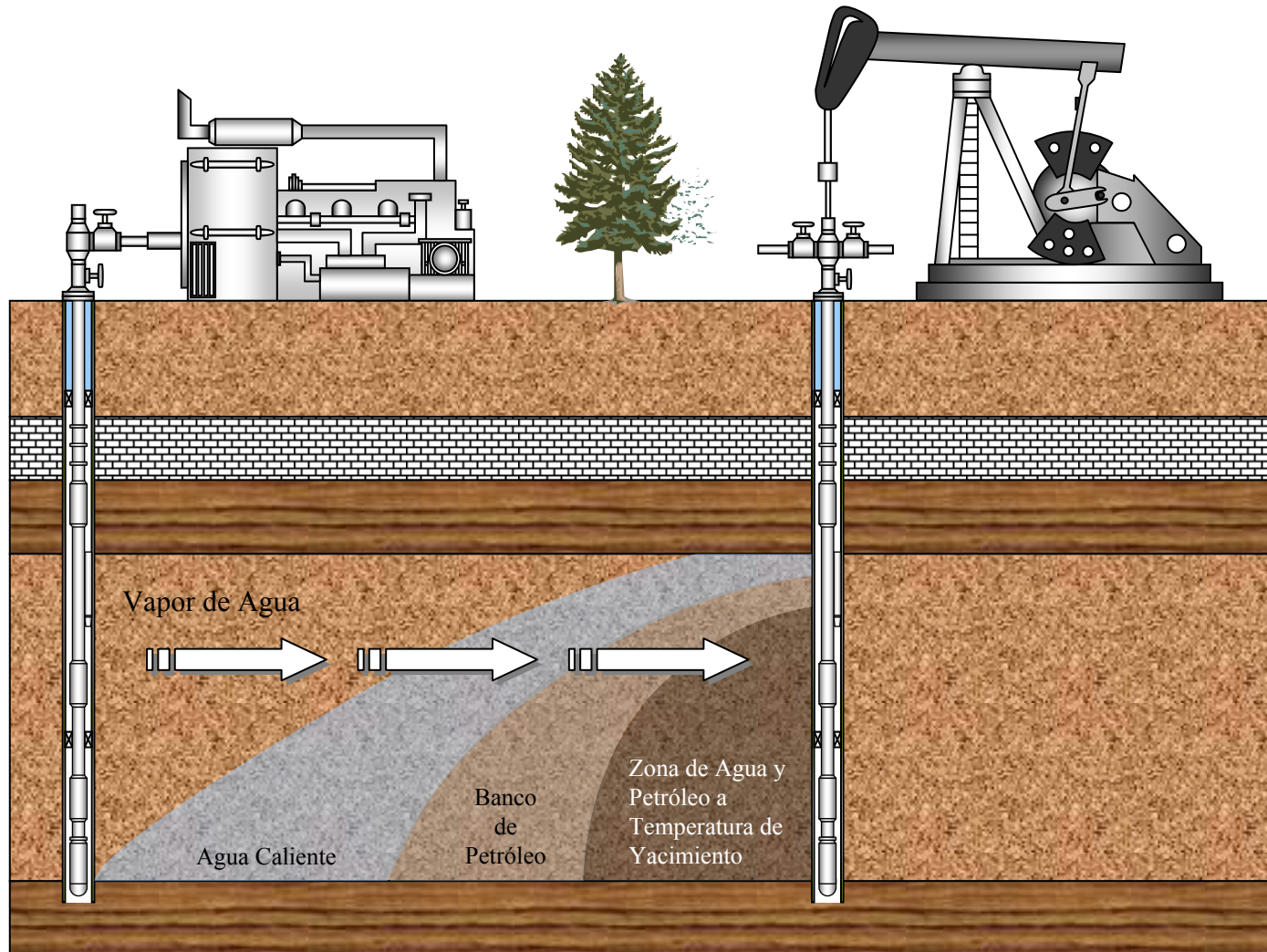
Gracias por su atención



Anexos

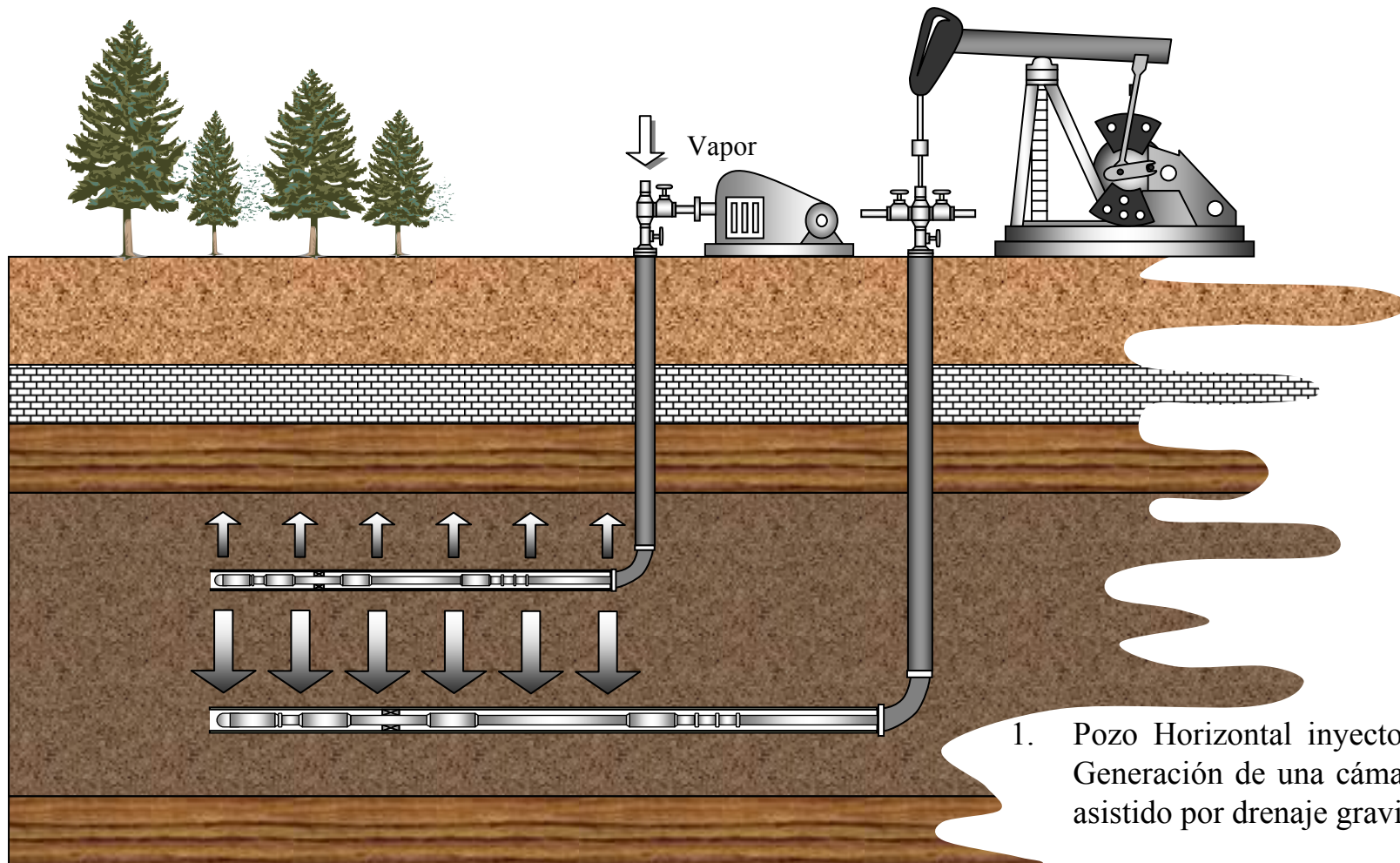


Inyección Continua de Vapor (I.C.V.)





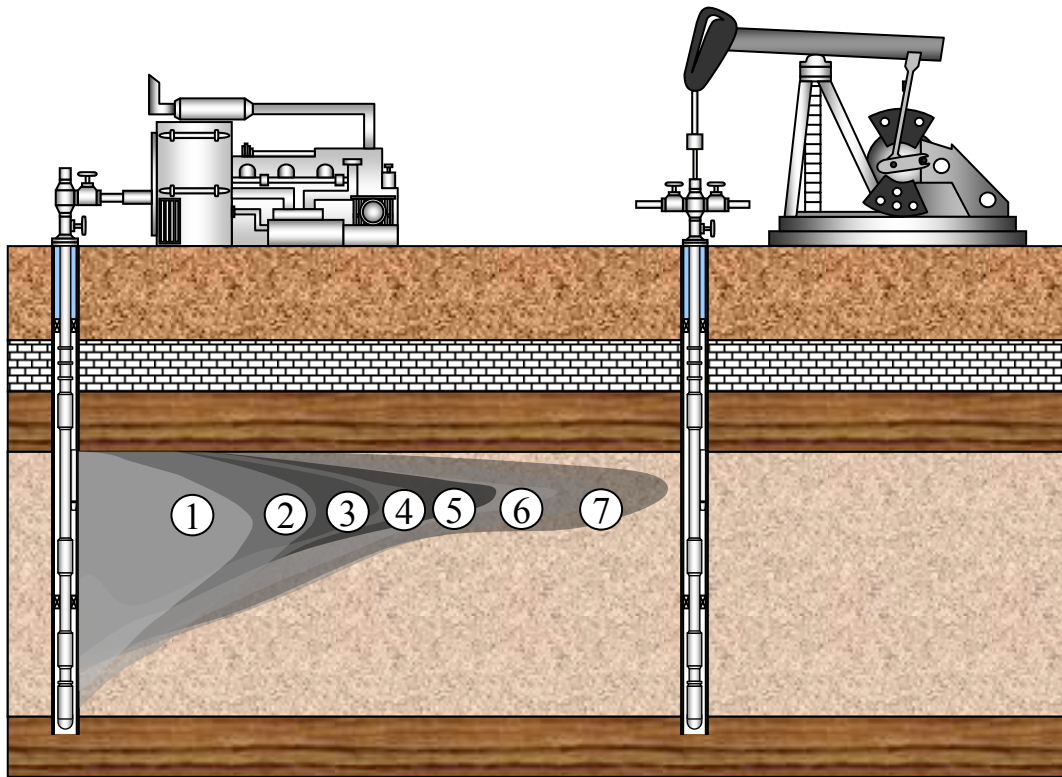
SAGD & VAPEX



1. Pozo Horizontal inyector de vapor: Generación de una cámara de vapor asistido por drenaje gravitacional
2. Pozo Horizontal productor de Crudo



Combustión IN-SITU

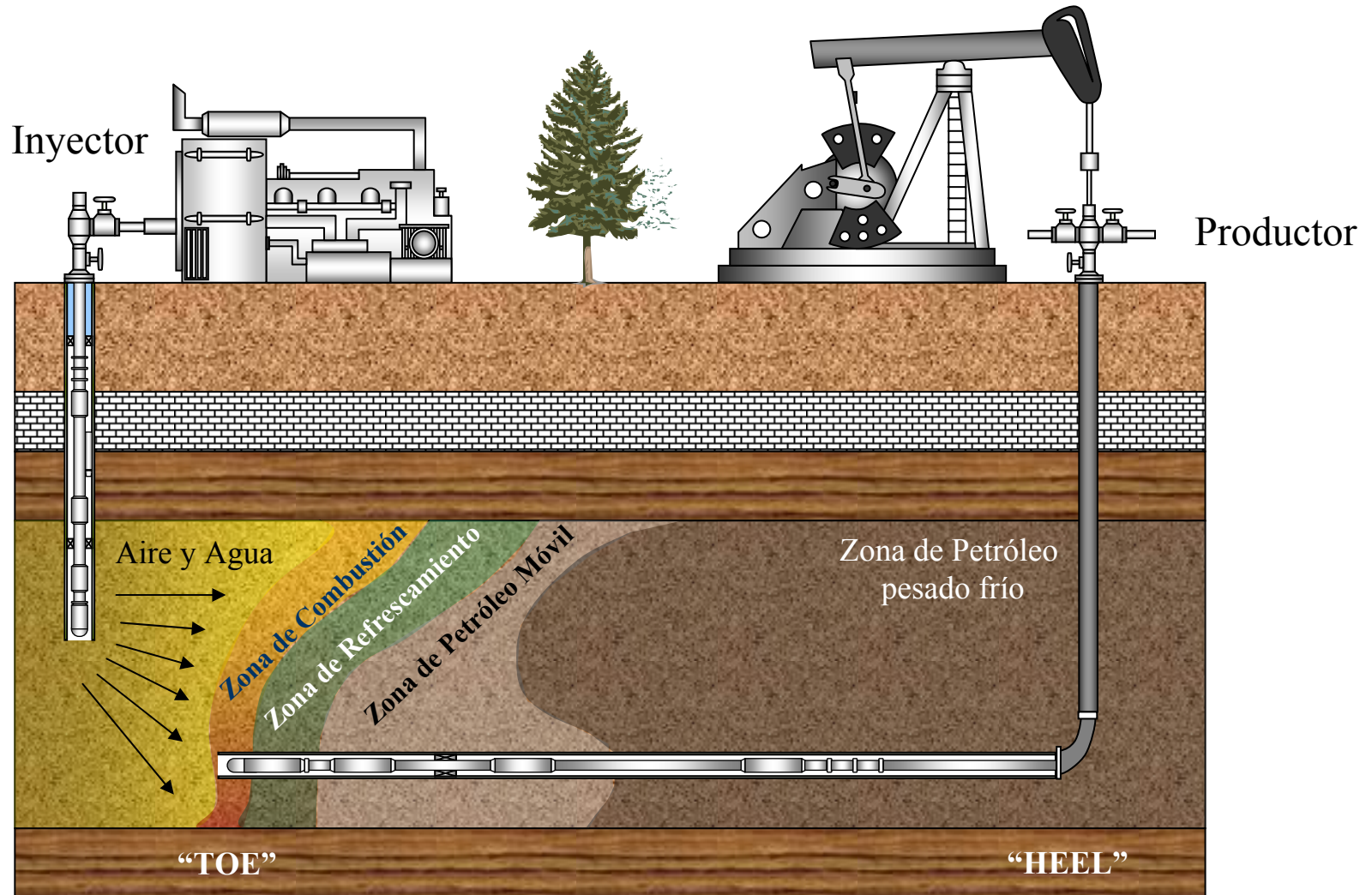


1. Zona de aire inyectado y agua (Quemada)
2. Zona de aire y agua (Vaporizada)
3. Frente y zona de combustión (600-1200°F)
4. Zona de vaporización (Aprox. 400°F)
5. Zona de condensación (50-200°F)
6. Banco de Petróleo (Aprox. T. Inicial)
7. Gases de combustión (Frío)

Volver



Toe to Heel Air Injection (THAI)

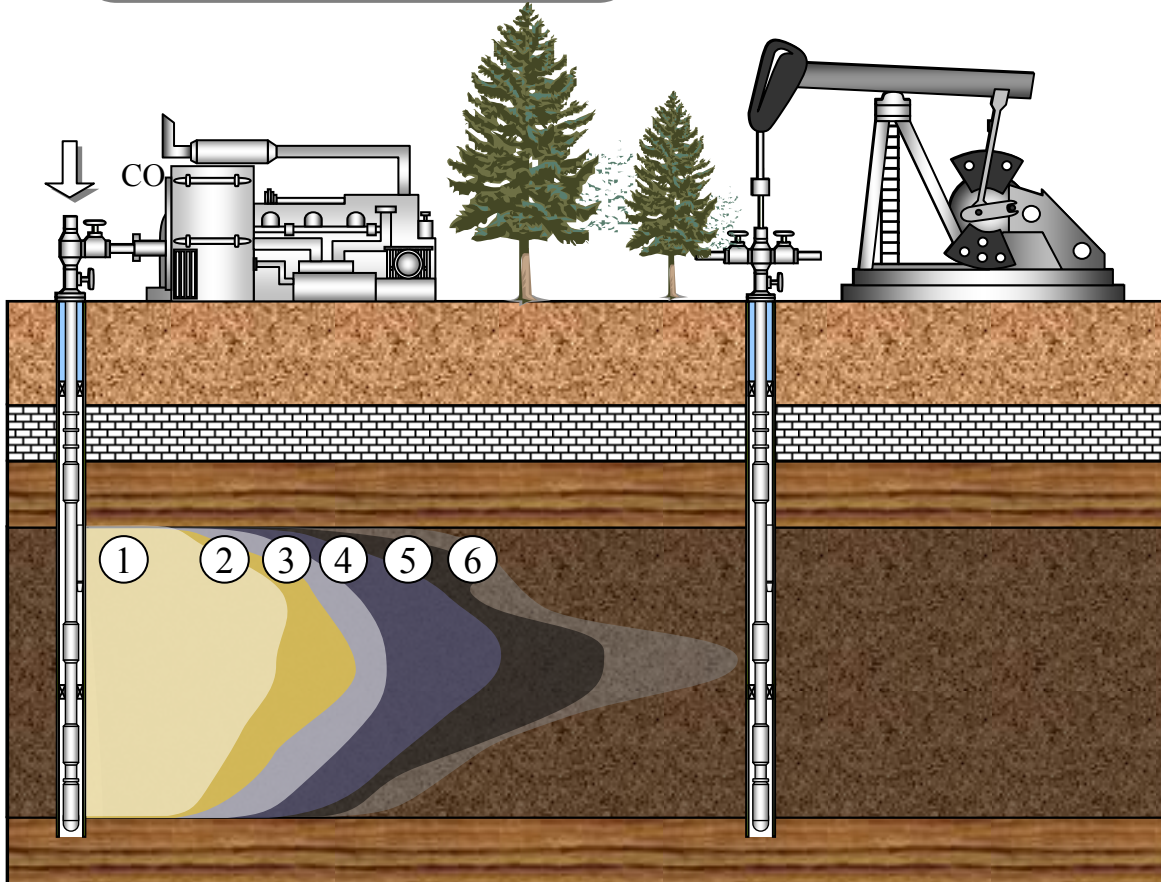




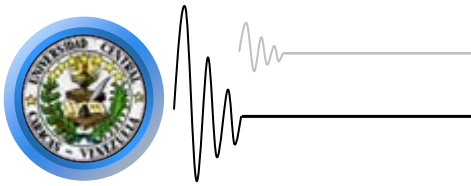
Otros Métodos de Recuperación Terciaria

Tensoactivos y Polímeros

Inyección de CO₂



1. Agua desplazante (Water)
2. Colchón protector de agua fresca
3. Solución de polímeros
4. Tensoactivos
5. Banda de petróleo
6. Banda de petróleo adicional

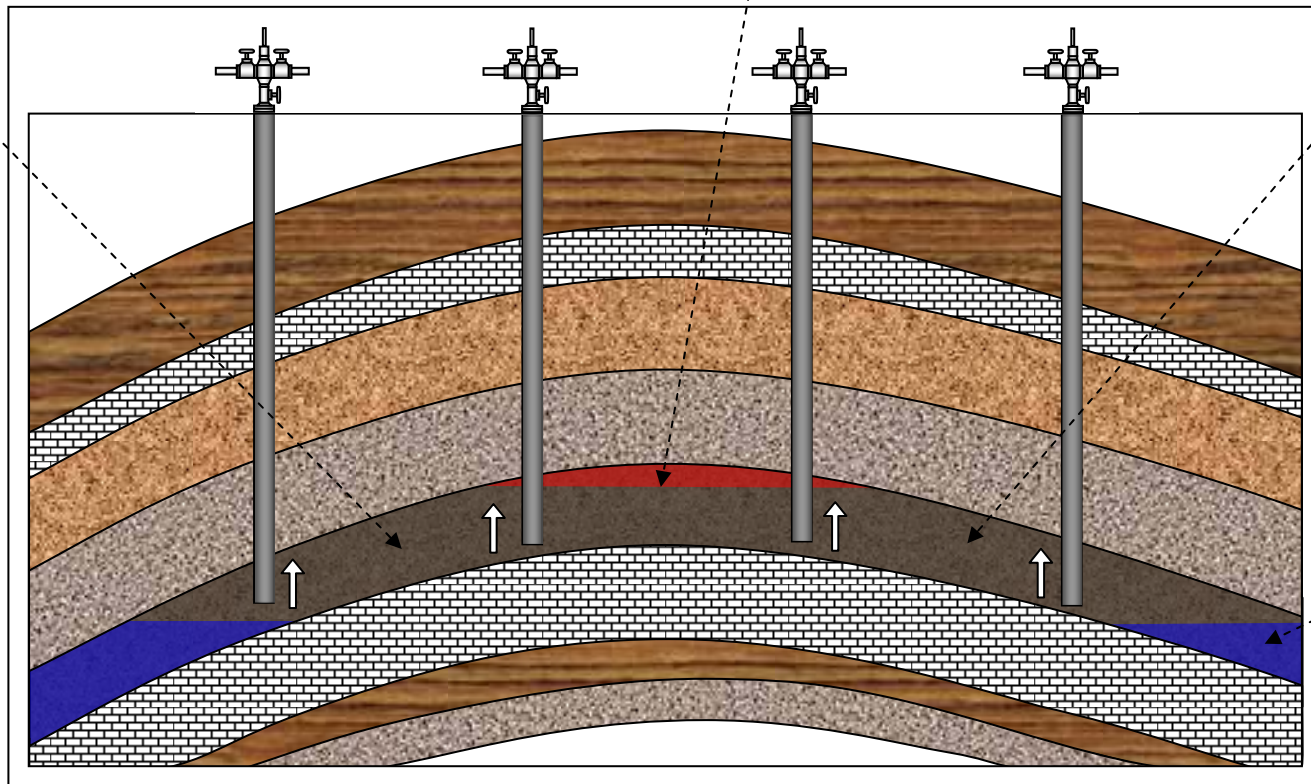


Recuperación Primaria

Expansión de roca y fluidos

Casquete de Gas

Empuje por gas en solución

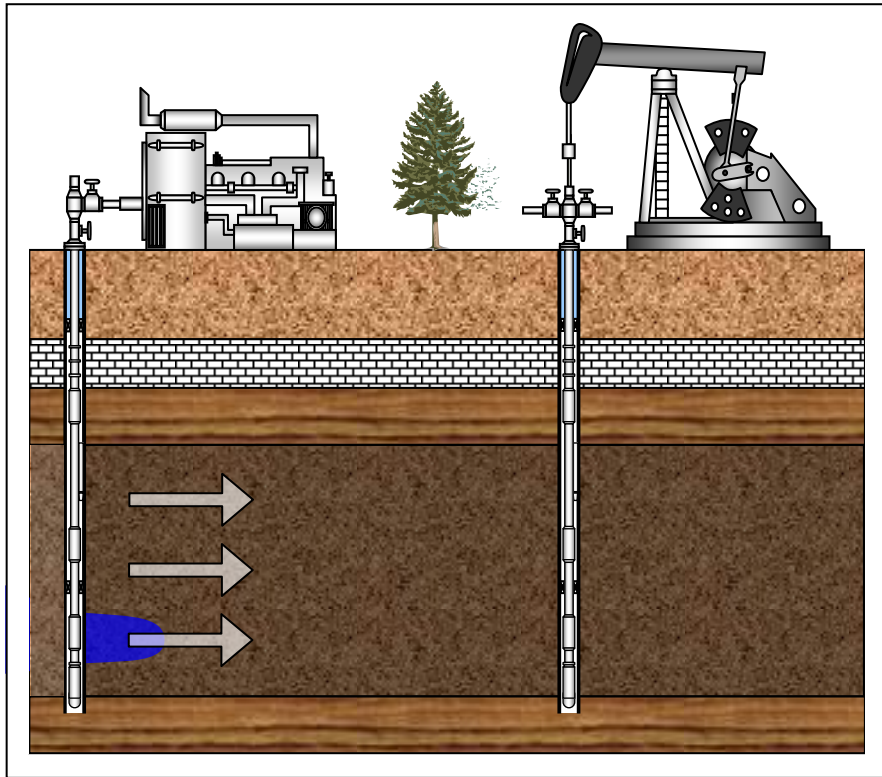


Producción por acción de fuerzas gravitacionales (Drenaje por Gravedad)

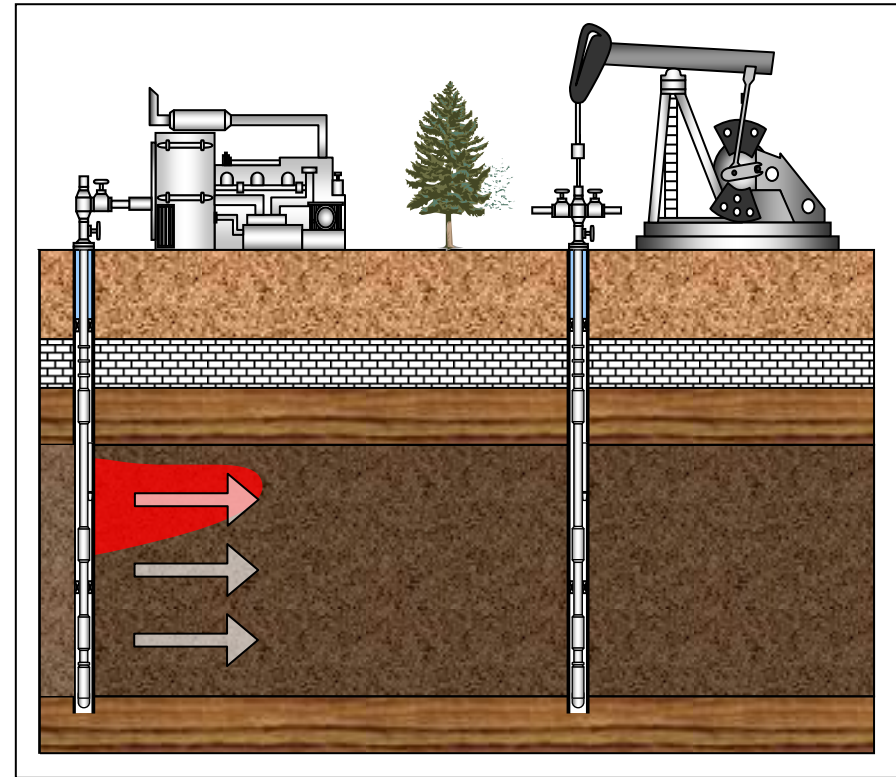


Recuperación Secundaria

Inyección de Agua



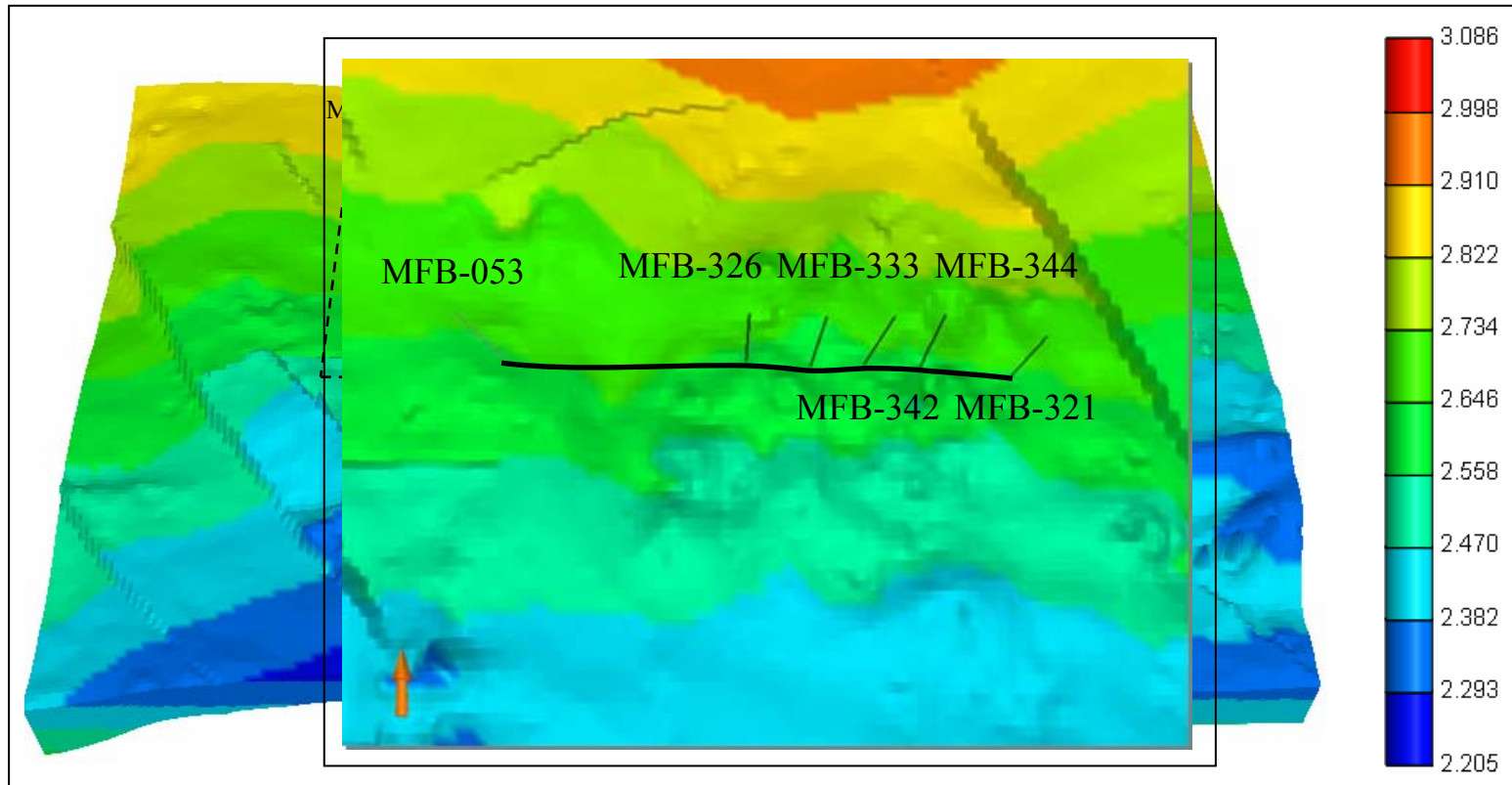
Inyección de Gas





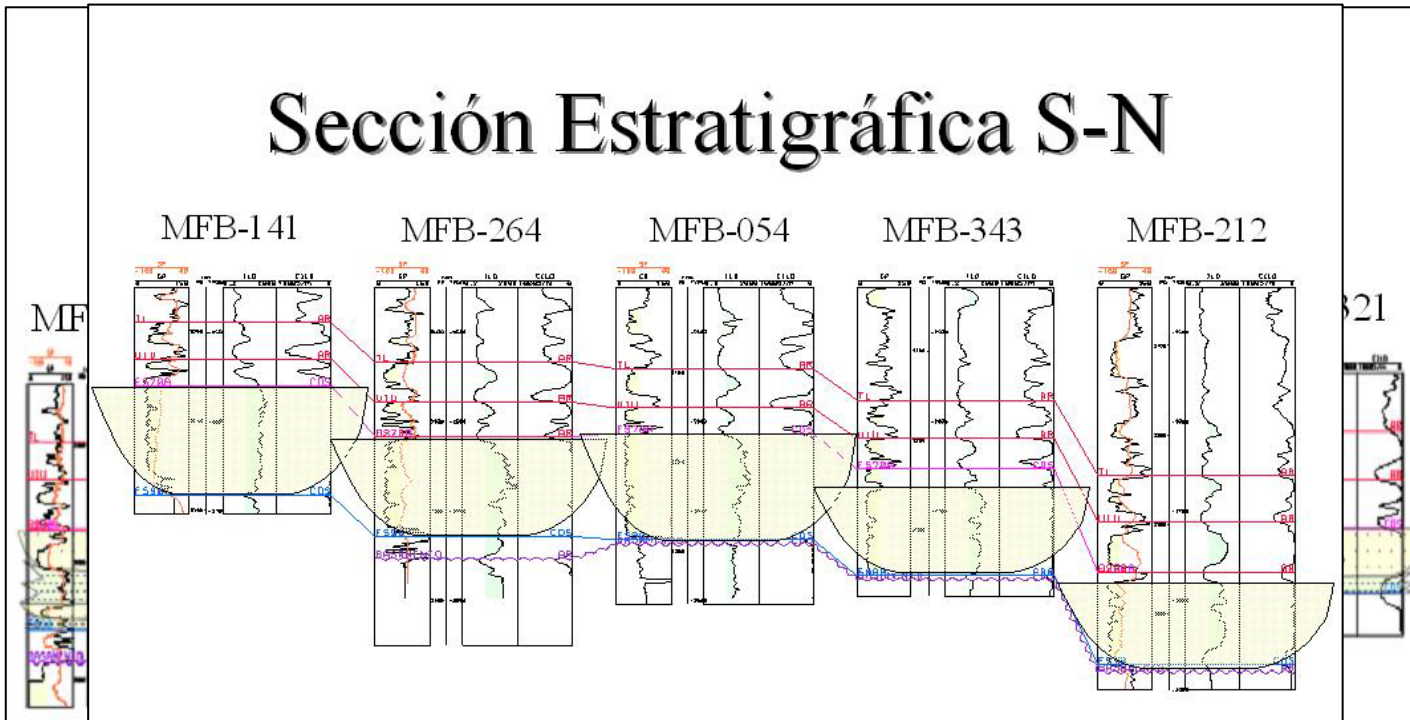
Recopilación de Información

- RIPPET
- SIMDE
- OFM
- CENTINELA
- SIGEMAP





- Sección Estratigráfica Oeste - Este
- Sección Estratigráfica Sur - Norte





PVT (MFB-091) Yacimiento MFB-053 / U1,3 – Campo Bare

Presión [Lpca]	Rs [PCN/BN]	Bo [BY/BN]	Bg [PCY/PCN]	Oil – Visco [cP]	Gas – Visco [cP]	Co [10 ⁻⁶ Lpca ⁻¹]
1514.7	106.58	1.055	0.0102	652	0.01490	4.2667
1174.7	106.58	1.070	0.0131	684	0.01414	4.5194
1014.7	93.39	1.065	0.0152	732	0.01380	4.6716
814.7	76.31	1.058	0.0190	829	0.01340	4.9096
614.7	58.60	1.051	0.0252	983	0.01300	5.2327
414.7	40.25	1.044	0.0374	1237	0.01266	5.7202



Revisión del modelo de fluidos

