

Yacimientos de Gas de Baja Permeabilidad

La Saturación de Agua y los
Límites del Reservorio

Agosto 2009

**Marcelo A Crotti
Inlab S.A.**

Temario

- Características de los Reservorios “Tight”
- Objetivos
- Definiciones de Presión Capilar
- Una Pregunta Fundamental
- Análisis de un Modelo Físico
- Conclusiones

Temario

- Características de los Reservorios “Tight”
- Objetivos
- Definiciones de Presión Capilar
- Una Pregunta Fundamental
- Análisis de un Modelo Físico
- Conclusiones

Características de los Reservorios “Tight” (I)

- Muy baja S_w (comparada con los valores esperados)
 - Las curvas de Laboratorio sugieren columnas de gas muy superiores al espesor de la trampa
 - Algunos autores emplean el término “Sub-irreducible S_w ”
- Los perfiles y los ensayos de pozo sugieren zonas de transición poco significativas
 - Pero... las mediciones de laboratorio muestran zonas de transición muy dilatadas!

Características de los Reservorios “Tight” (II)

- Muy baja permeabilidad
- Espesores importantes
- Reservorios “aislados”
- Cada reservorios parece tener su propio FWL
- Sistemas sobre-presurizados
- Gradientes “anómalos”
- Roca madre muy cercana a la roca reservorio

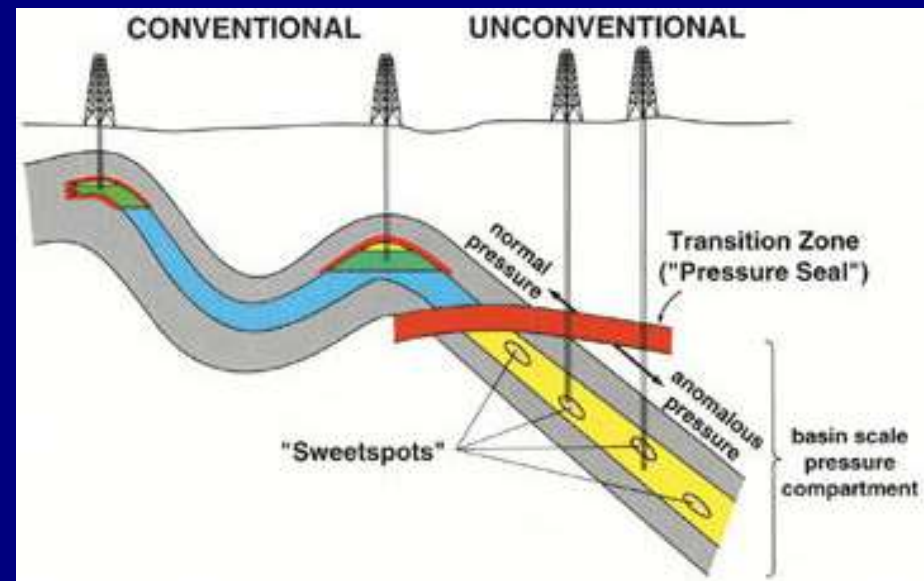
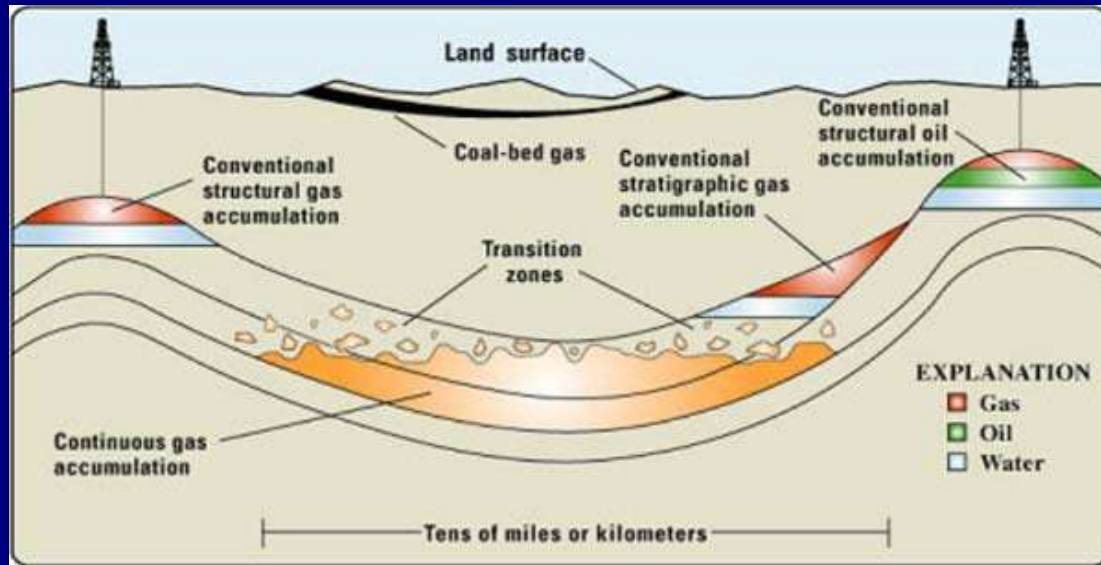
Temario

- Características de los Reservorios “Tight”
- Objetivos
- Definiciones de Presión Capilar
- Una Pregunta Fundamental
- Análisis de un Modelo Físico
- Conclusiones

Objetivos

- Entender el origen de las características únicas de los Reservorios “Tight”
- Focalizar la explicación en las “Anomalías” en la Sw:
 - Sw “Anormalmente” bajas
 - Ausencia de zonas de transición capilar
 - Incertezas en la determinación del FWL

Además...



Temario

- Características de los Reservorios “Tight”
- Objetivos
- Definiciones de Presión Capilar
- Una Pregunta Fundamental
- Análisis de un Modelo Físico
- Conclusiones

Definiciones de Presión Capilar

1. $P_c = p_{nm} - p_m$

2. $P_c = (\rho_w - \rho_g) \cdot g \cdot h$

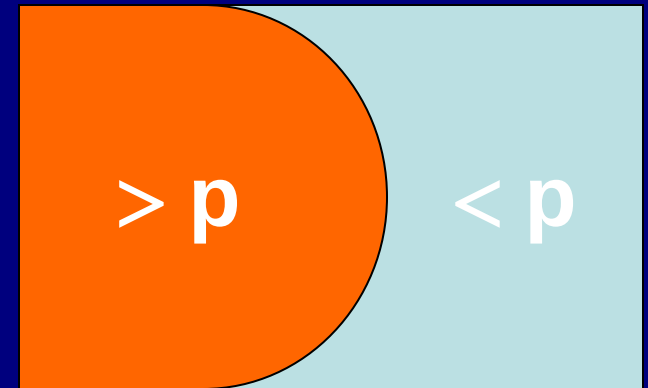
3. $P_c = 2 \cdot \sigma \cdot \cos(\theta_c) / r$

Primera Definición

- $P_c = p_{nm} - p_m$ [1]

– Donde

- P_c = Presión Capilar
- p_{nm} = Presión de la fase no-mojante
- p_m = Presión de la fase mojannte



- Ésta es la **definición “estricta”** de presión capilar

Aplicabilidad de la Primera Definición

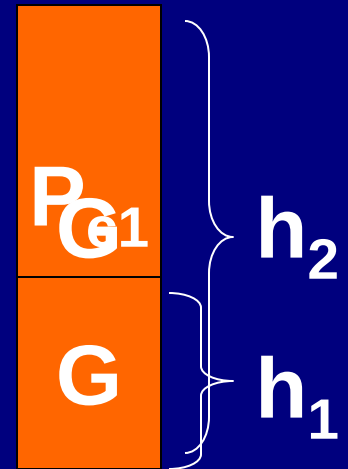
- Siempre es válida
 - En condiciones de equilibrio
 - Durante desplazamientos dinámicos

Pero...

- No involucra parámetros de evaluación y aplicación directa
 - Es difícil emplearla en cálculos de reservorio

Segunda Definición

P_{c2}



- $P_c = (\rho_w - \rho_g) \cdot g \cdot h \quad [2]$

– Donde:

- P_c = Presión capilar
 - $(\rho_w - \rho_g)$ = Diferencia de densidad
 - g = Aceleración gravitatoria
 - h = Altura de la interfase por sobre el FWL
- Ésta es la **definición “hidrostatica”** de presión capilar

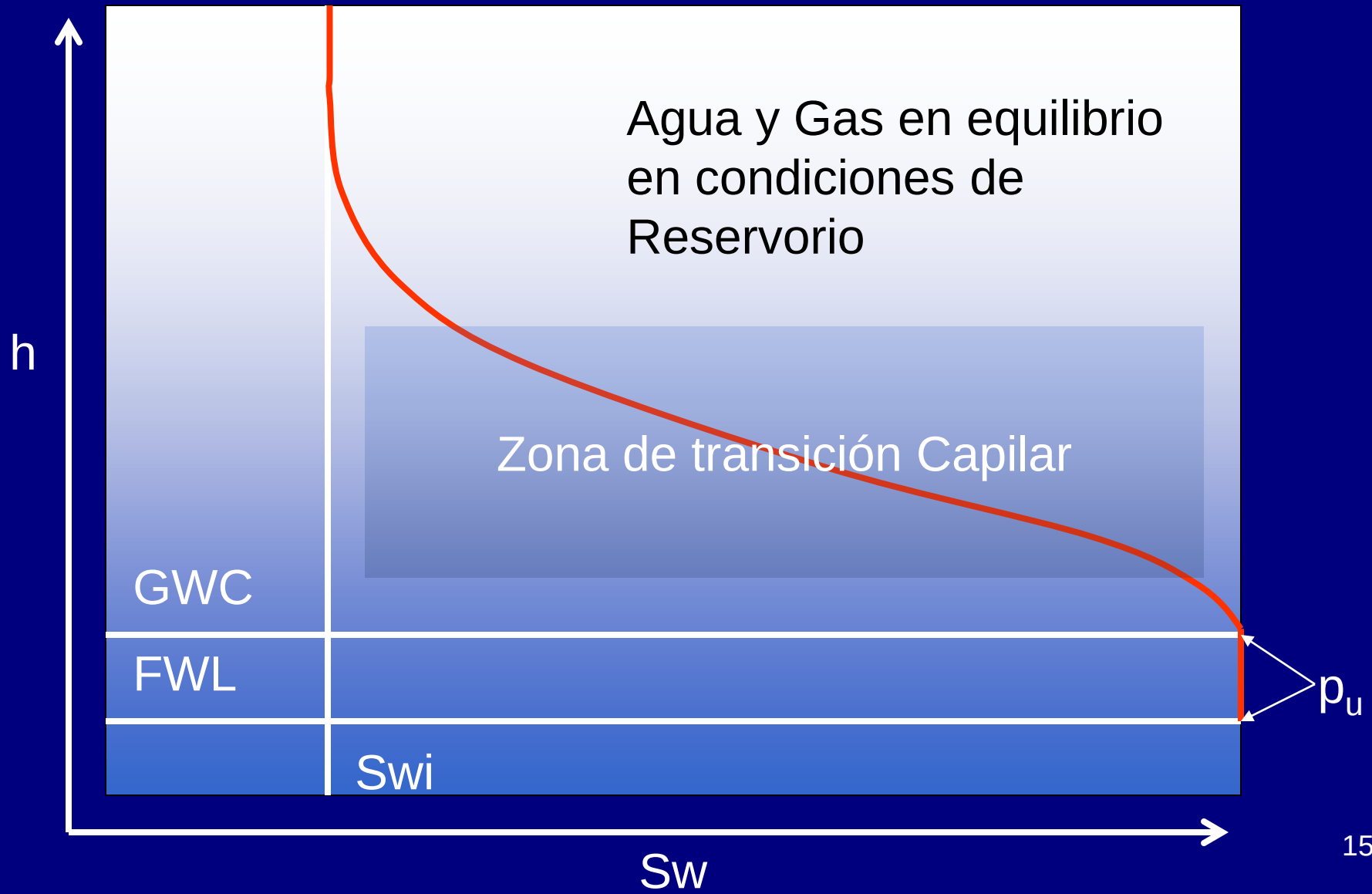
Aplicabilidad de la Segunda Definición

- La Eq. [2] puede emplearse directamente en la caracterización de reservorios
 - Las variables son fáciles de cuantificar
 - La altura es particularmente significativa para estimar el hidrocarburo “in-place”

Pero...

- Sólo es válida en condiciones de equilibrio!

Usando la Segunda Definición

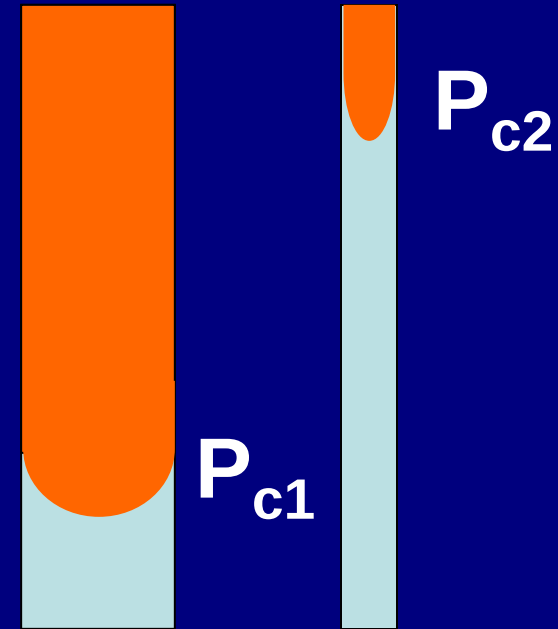


Tercera Definición

- $P_c = 2 \cdot \sigma \cdot \cos(\theta_c) / r$ [3]

– Donde

- P_c = Presión Capilar
- σ = Tensión Interfacial
- θ_c = Ángulo de Contacto
- r = Radio Capilar



- Ésta es la **definición “microscópica”** de presión capilar

Aplicabilidad de la Tercera Definición

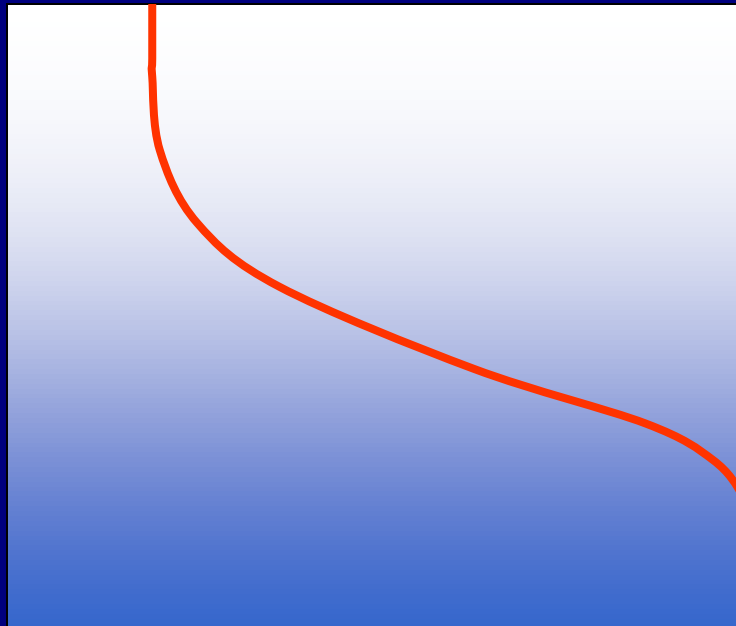
- Está restringida a nuestra habilidad para definir “ r ”, “ σ ” y “ θ ”
- Permite la caracterización de “Rock Types”
 - Distribución de “tamaños porales” (inyección de Hg)
- Explica y cuantifica las fuerzas capilares
 - Una presión capilar para cada geometría poral
 - Bajas permeabilidades implican elevadas presiones umbral

Temario

- Características de los Reservorios “Tight”
- Objetivos
- Definiciones de Presión Capilar
- Una Pregunta Fundamental
- Análisis de un Modelo Físico
- Conclusiones

Una Pregunta Fundamental

- ¿La Eq. [2] se aplica a reservorios “Tight”?
- O... en otras palabras:
- ¿Los “tiempos geológicos” garantizan siempre el equilibrio hidrostático?



Respuesta

- Habitualmente positiva en reservorios con presiones “normales”
 - La presión de reservorio indica un equilibrio con las fuentes superficiales de agua
- Desconocida en sistemas “Sobre” o “Sub-presurizados”
 - Los prefijos “Sobre” y “Sub” indican que el sistema no se encuentra en las condiciones esperadas para el equilibrio

Temario

- Características de los Reservorios “Tight”
- Objetivos
- Definiciones de Presión Capilar
- Una Pregunta Fundamental
- Análisis de un Modelo Físico
- Conclusiones

Descripción del Modelo

- Modelo Visual a escala de laboratorio
- Heterogéneo
 - Sólo dos “Rock Types”
 - “Baja” permeabilidad
 - “Muy baja” permeabilidad
- Dos cuerpos de arena de “baja” K rodeados por arena de “muy baja” K
- Presiones umbral mucho mayores que las columnas hidrostáticas dentro del modelo
- Una fuente de gas externa



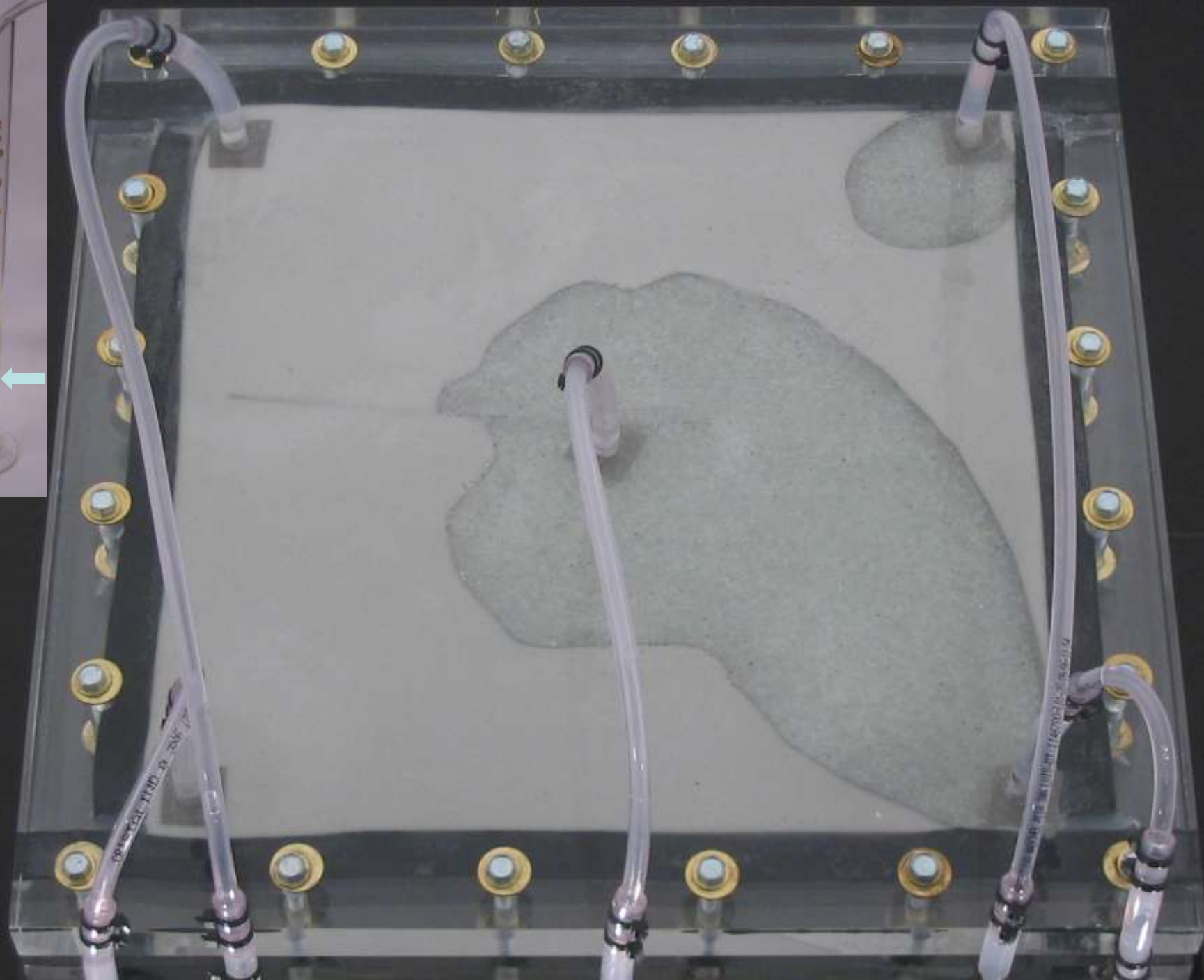
Salida de Fluidos

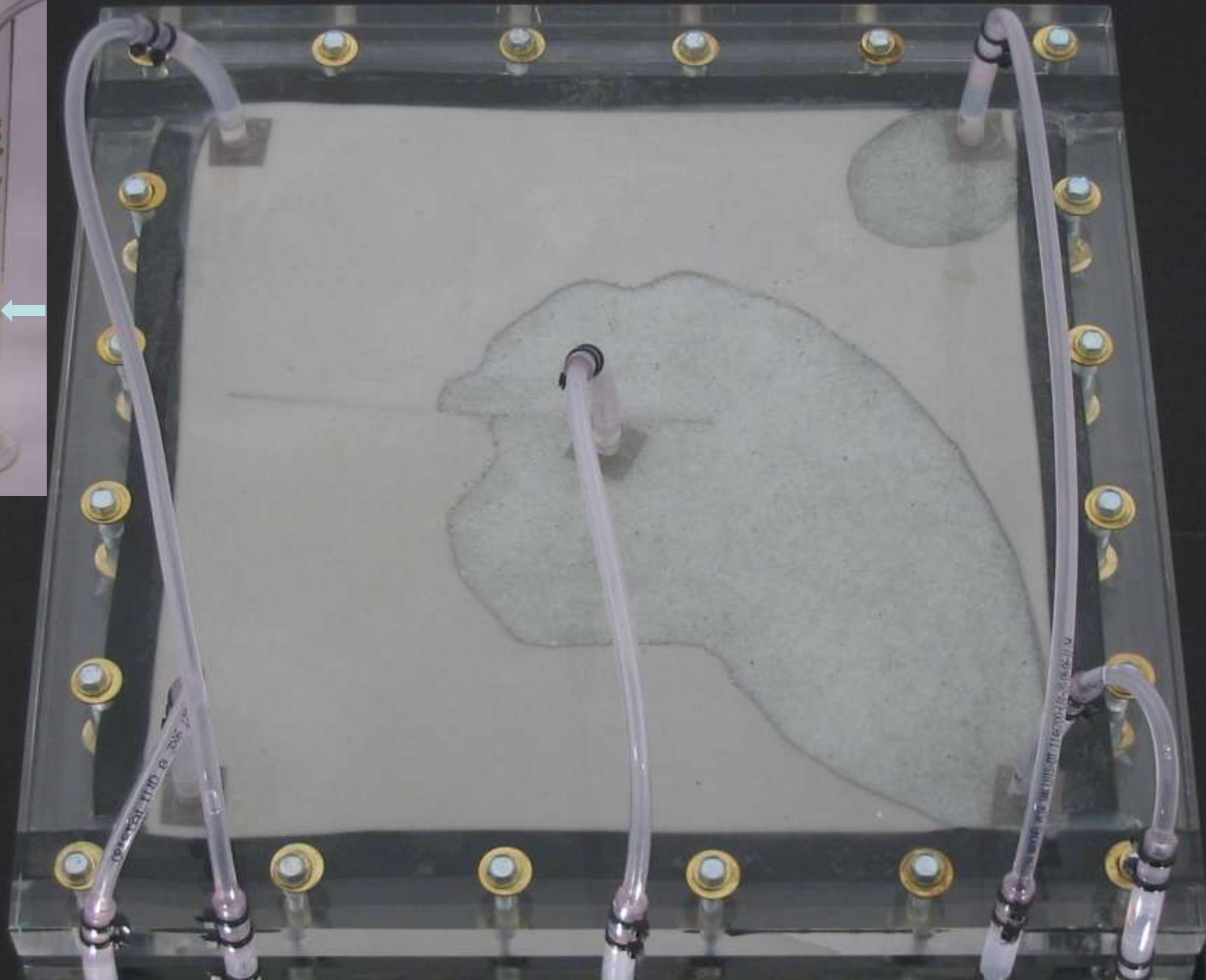
“Baja” K

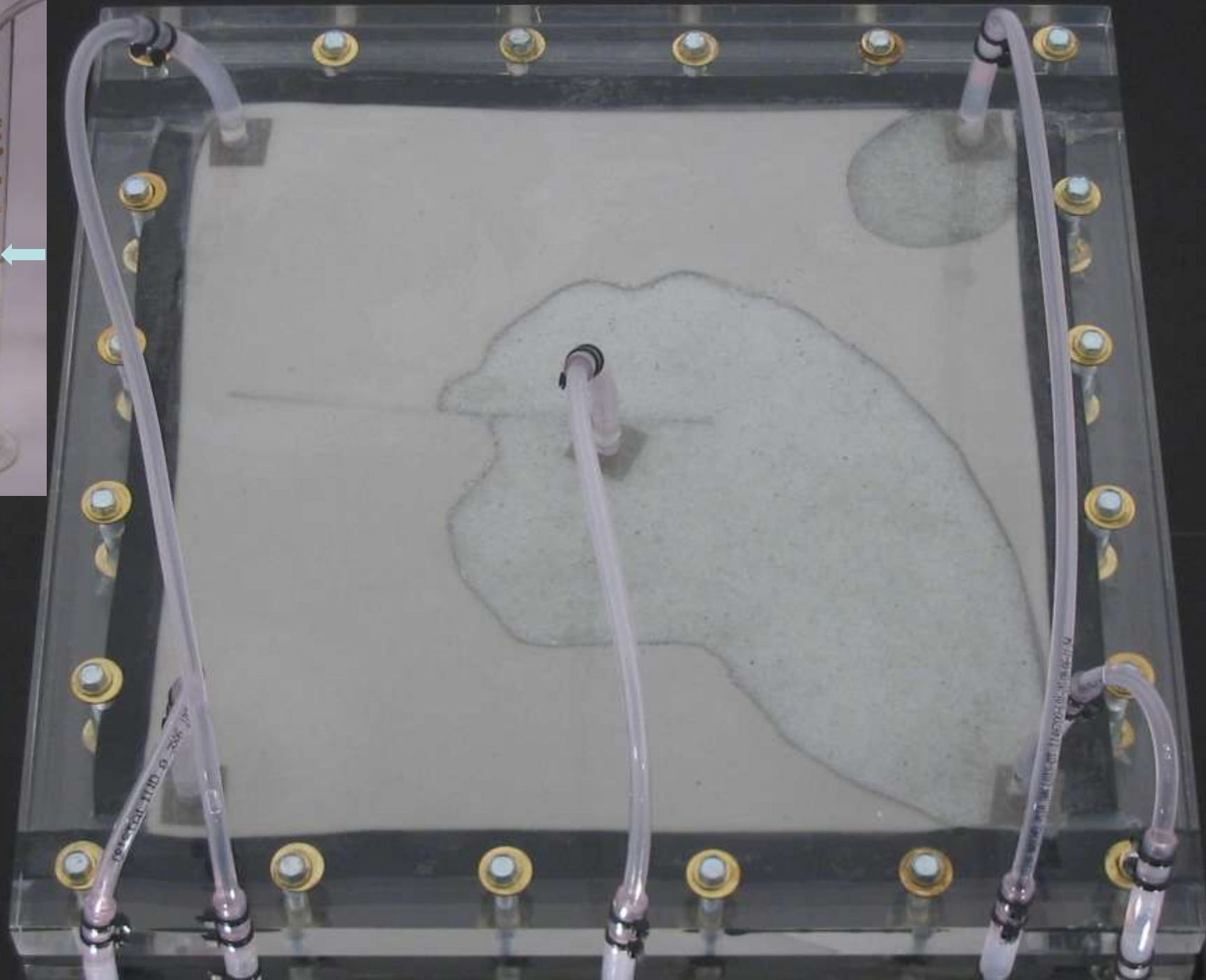
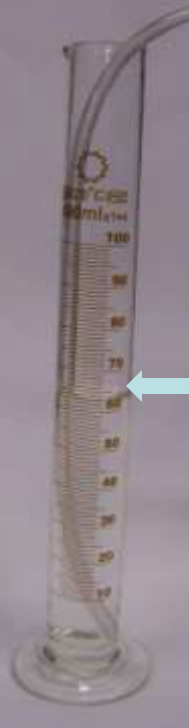
Entrada de gas
de “alta” presión

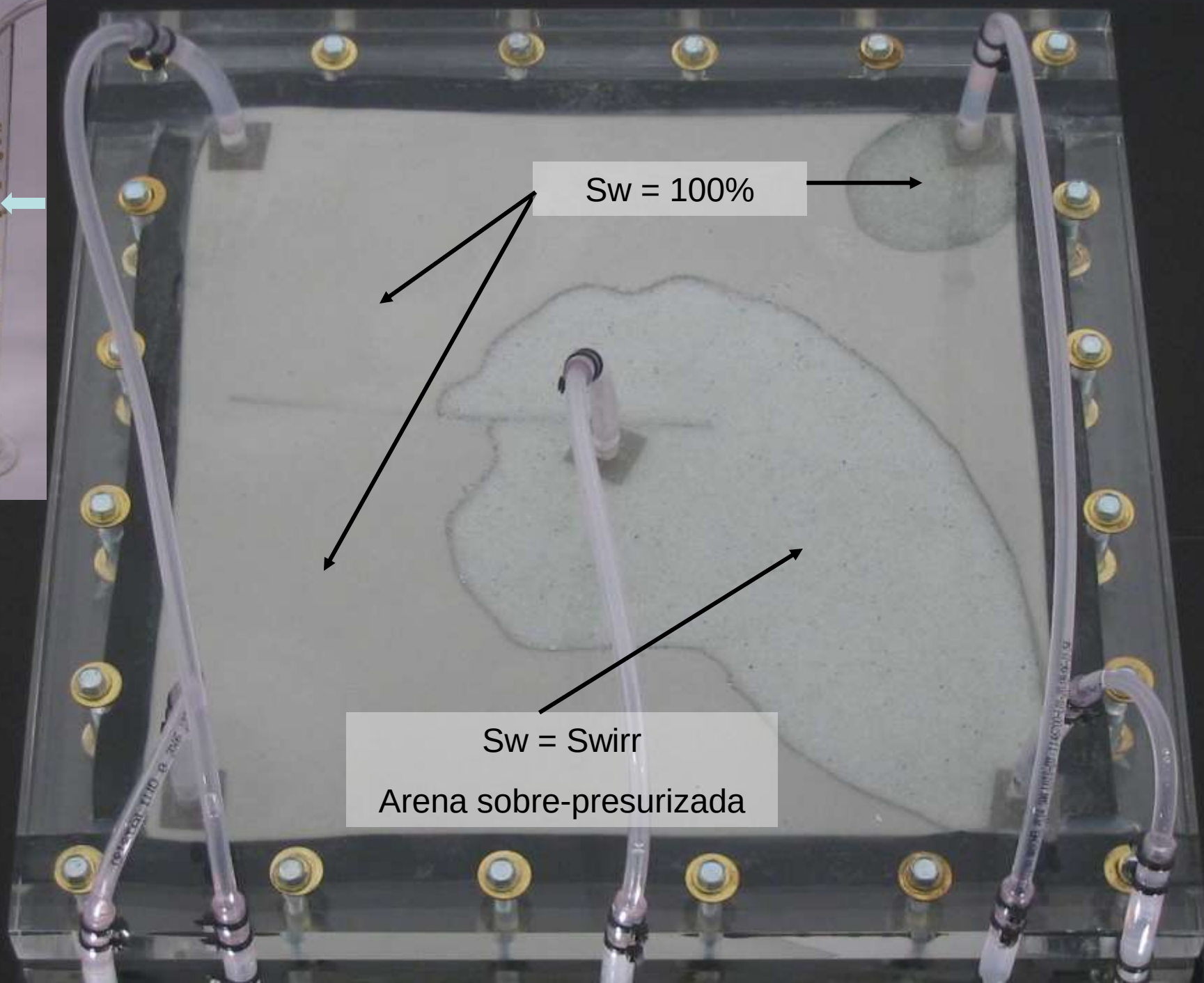
Fractura alta K

“Muy baja” K





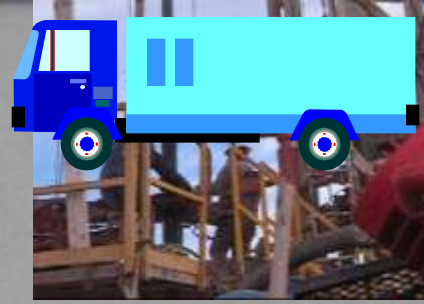




$S_w = 100\%$

$S_w = S_{wirr}$

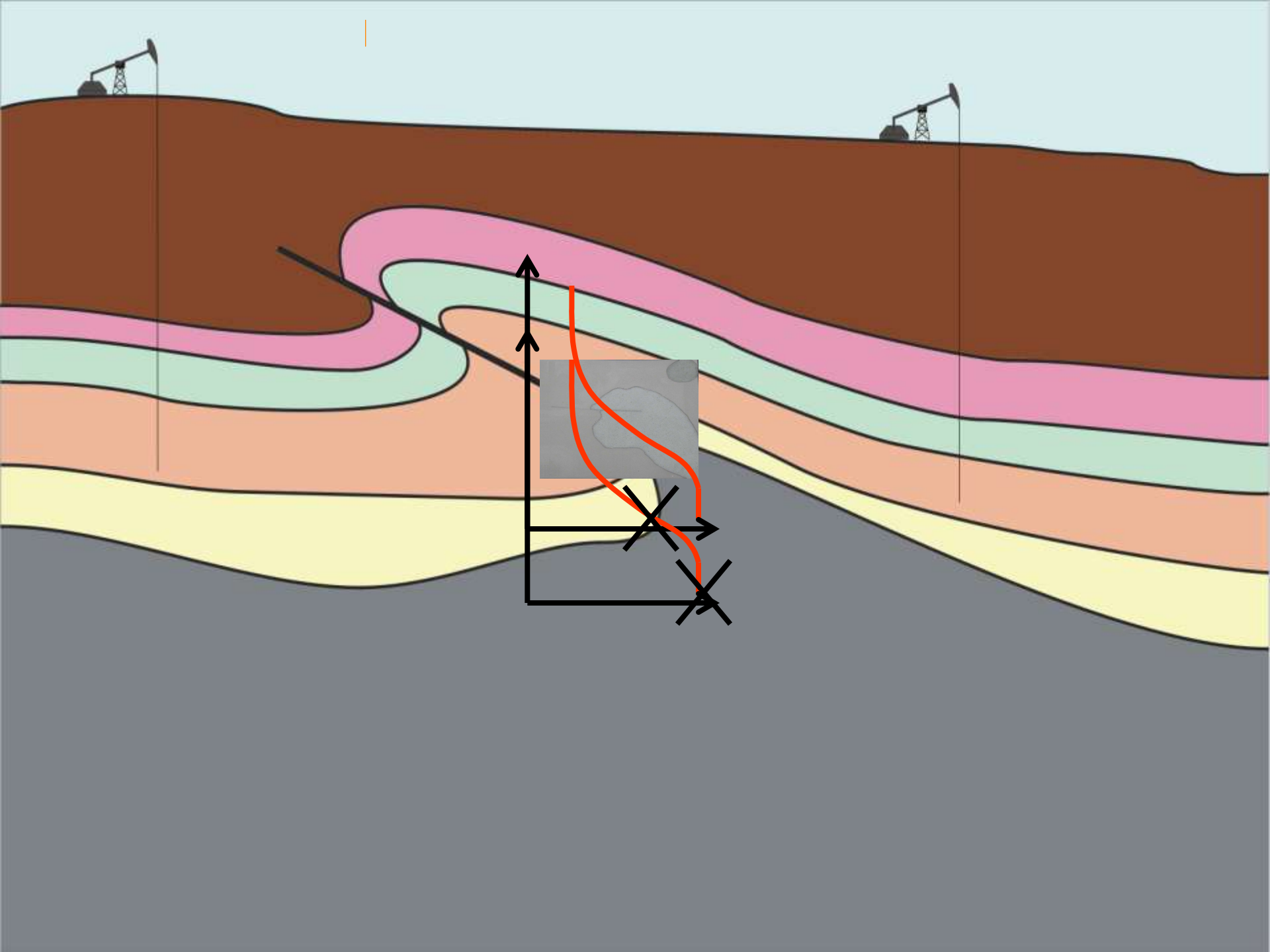
Arena sobre-presurizada



FWL?

Sin zona de
transition
capilar





Este Modelo Explica:

- La presión anómala (Eq. [1])
- La baja S_w (Eq. [1] y [3])
- La ausencia de la zona de transición capilar
- Los reservorios “aislados”
- Los problemas en la identificación del FWL
- La cercanía entre Roca Madre y Roca Reservorio
- Los gradientes de presión anómalos
- El comportamiento de la “matrix” en fisurados
- La producción de agua en niveles cercanos a horizontes “tight”

Temario

- Características de los Reservorios “Tight”
- Objetivos
- Definiciones de Presión Capilar
- Una Pregunta Fundamental
- Análisis de un Modelo Físico
- Conclusiones

Conclusiones (I)

- Los reservorios de gas Tight gas pueden no haber alcanzado el equilibrio hidrostático
- Las mediciones rutinarias de presión capilar en laboratorio deben emplearse para estudios de “Rock types” más que para cálculos de S_w
 - No se debe asumir un modelo de equilibrio hidrostático
- Las variaciones de S_w deben estimarse a partir de perfiles
- Las S_w representativas sólo pueden medirse en coronas preservadas
 - Las mediciones de Laboratorio deben respetar las condiciones de reservorio

Conclusiones (II)

- La ubicación de los contactos no son el resultado de columnas de fluidos equilibradas
 - La geometría de la acumulación está determinada por la distribución de “Rock types”
- No debe esperarse que surjan reservas a partir de zonas de transición capilar “aún no detectadas”
- La expresión “no conventional”, cuando se habla de reservorios de gas Tight, significa que debemos pensar ...

...de forma NO-CONVENCIONAL !!

Yacimientos de Gas de Baja Permeabilidad

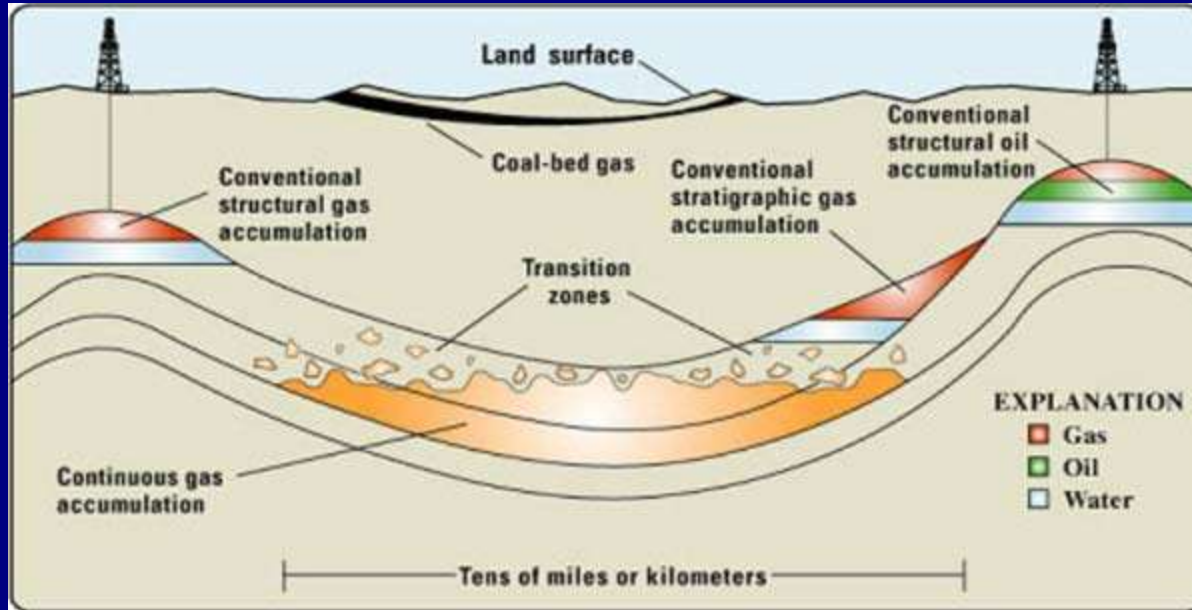
Parte I - La Saturación de Agua y los Límites
del Reservorio

Muchas Gracias

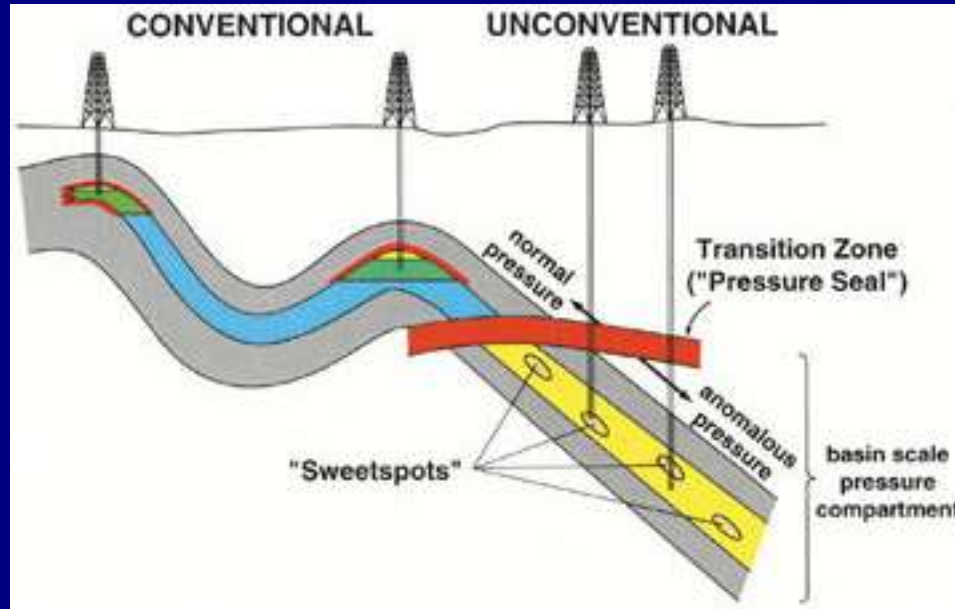
Noviembre 2008

**Marcelo A Crotti
Inlab S.A.**

Límites del Reservorio?

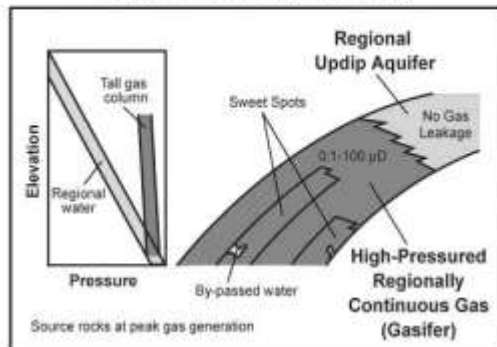


Límites del Reservorio?



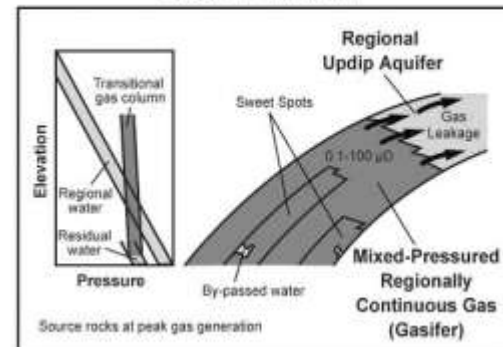
Modelo en Etapas

Stage 1 - Genesis (Late-Stage)



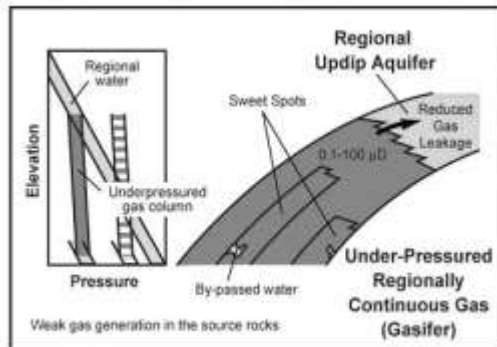
1a

Stage 2 - Transition



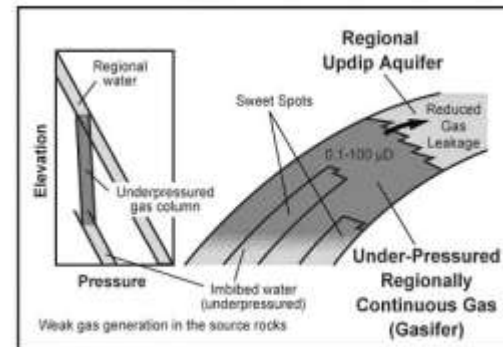
1b

Stage 3 - Steady State



1c

Stage 4 - Imbibition



1d

Ejemplos

