



UNCUYO
UNIVERSIDAD
NACIONAL DE CUYO



**FACULTAD
DE INGENIERÍA**

REVITALIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS MADUROS

MSC.ING.EVANNA FUENMAYOR/ ING. VICENTE BERRÍOS

Implementación de Recuperación Secundaria

Problema: Descenso del régimen de Inyección producto del taponamiento (pérdida de inyectividad)

Causa

- Agua de Inyección.

Fuente de Información

Origen y Composición de los agentes que producen el taponamiento

- Análisis DRX, SEM y ADN sobre muestras frescas de taponamiento
- Análisis físico-químico del agua de formación e inyección
- Mecanismos del daño: Externo o Interno (ensayos de fluencia para predecir la reducción de la K producida por partículas inorgánicas y petróleo)
 - Tamaño promedio de la garganta poral = 12
 - Diámetro promedio de las partículas presentes en la muestra de agua = 7 μ m

Objetivo

Mejorar la calidad del agua de inyección

Predecir la declinación de la inyectividad expresado como tiempo de vida media del pozo inyector.

(Tiempo de vida media se define como el tiempo que transcurre hasta que el caudal de inyección llega al 50% de su valor inicial)

Acciones a nivel de pozo e instalaciones

Implementación de Recuperación Secundaria

Problema: Descenso del régimen de Inyección producto del taponamiento (pérdida de inyectividad)

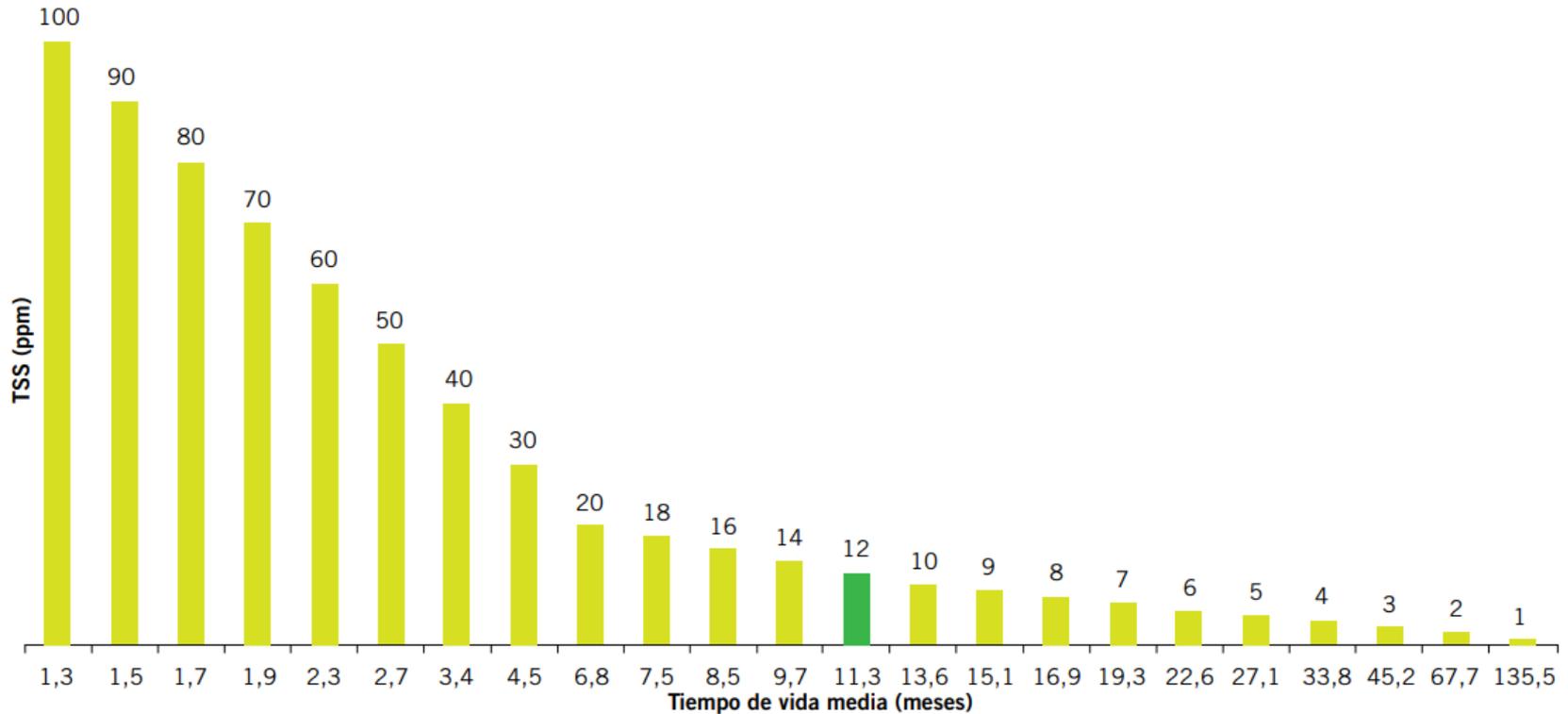


Figura 4. Tiempo de vida media en función de la concentración de sólidos en suspensión.

Propuesta de Recuperación Terciaria

Inyección de Gel + Polímeros

Problema

- Alta producción de agua
- Método de Inyección de agua ineficiente.
- Baja productividad.
- Alta cantidad de Pozos con problemas mecánicos en stand by
- Reservas Remanentes: 60% POIS sin recuperar

Fuente de Información

- Continuidad de las arenas areal y vertical
- Alta heterogeneidad de la permeabilidad vertical (Proponen inyección de geles para bloquear canales de alta K)
- Alta viscosidad
- Volumen poral inyectado= $A \cdot H_k \cdot \text{Porosidad}$
- Agua a inyectar

Objetivo

- Mejorar la eficiencia del barrido (areal y vertical)
- Disminuir el RAP
- Aumentar el FR
- Incorporar reservas

Acciones a nivel de pozo

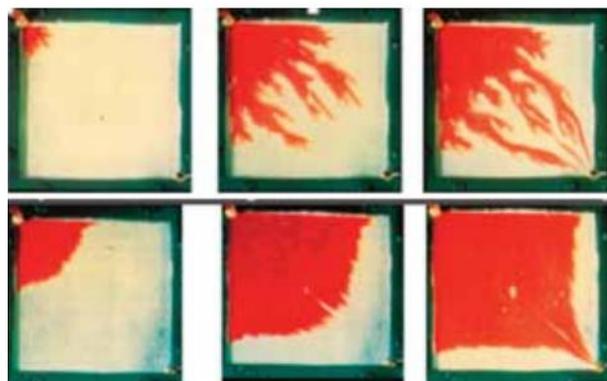
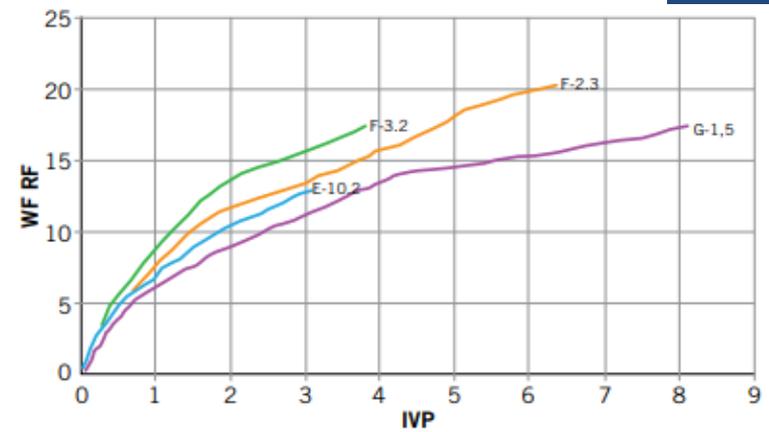
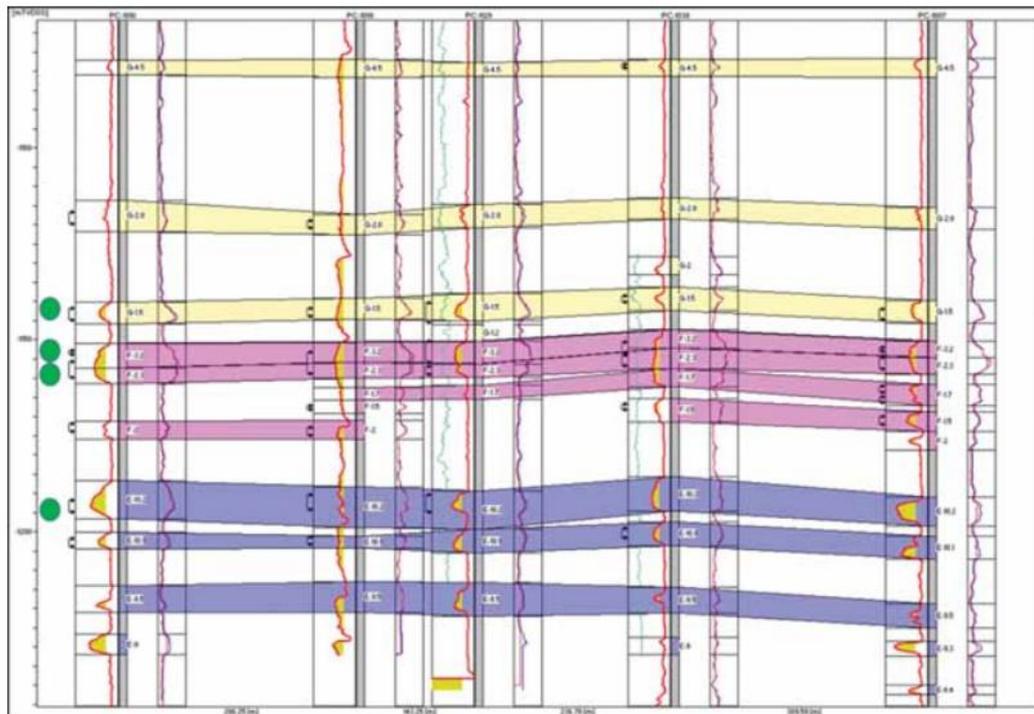
Propuesta de Recuperación Terciaria Inyección de Gel + Polímeros

Los geles son formados por polímeros de baja concentración, capaces de entrar a la matriz porosa y fluir en profundidad, mientras son absorbidos por la superficie de la roca.

Alteran físicamente los caminos preferenciales del flujo y se reduce la permeabilidad de las zonas canalizadas. Luego del tratamiento, el reservorio se vuelve más uniforme al paso del fluido, y se logra contactar rocas productivas de baja permeabilidad.

Se utilizan en pozos productores para anular zonas productoras de agua y en pozos inyectores para re-direccionar el agua a zonas no barridas anteriormente.

Propuesta de Recuperación Terciaria Inyección de Gel + Polímeros

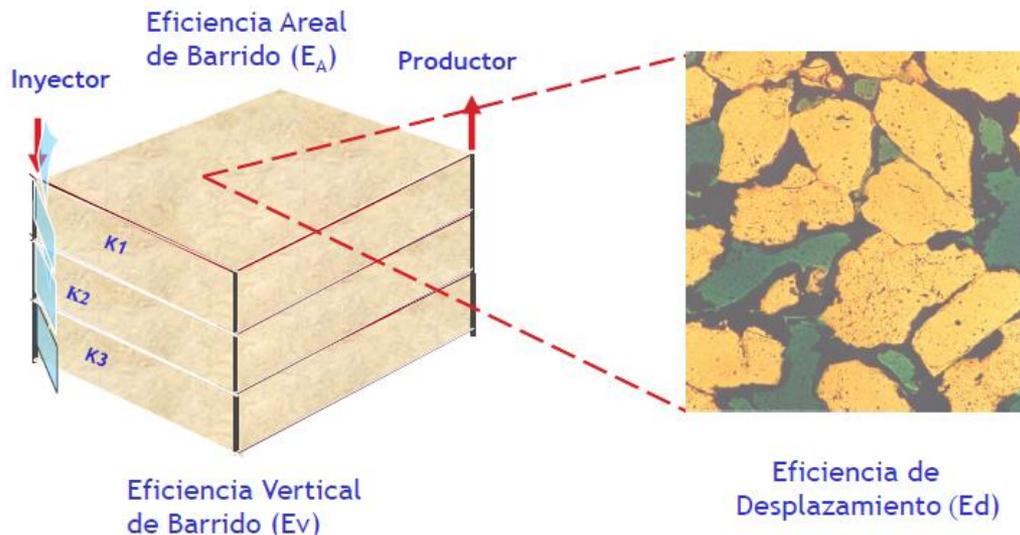


Eficiencia en la Recuperación de Petróleo

Eficiencia Volumétrica

Dependen de factores geométricos que puedan favorecer el flujo hacia las distintas zonas del reservorio e igualmente de la disposición de los pozos inyectoros y productores.

$$E_{vol} = E_A * E_v$$

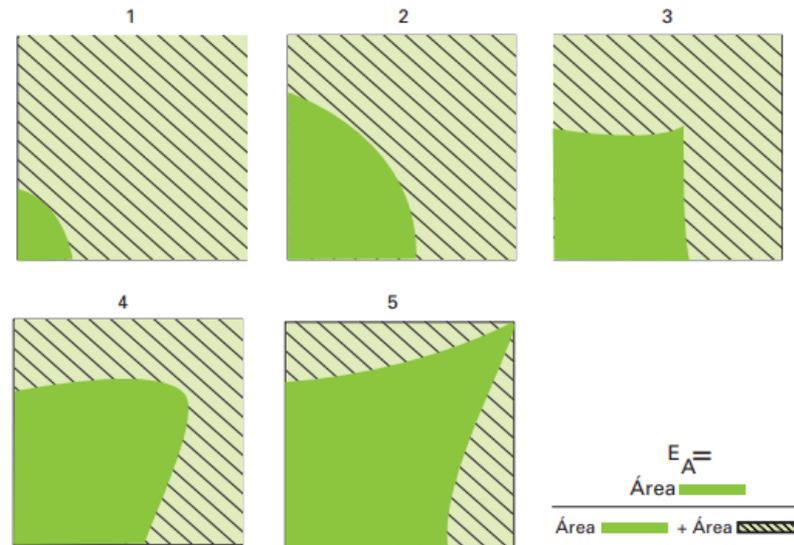


Eficiencia de Recuperación de Petróleo

La Eficiencia Areal: Es la fracción del área total horizontal del arreglo que ha sido invadida con el fluido desplazante al momento de la ruptura.

Depende la ubicación de los pozos inyectoros y productores (geometría), fallas, cambios de permeabilidades y movilidades de los fluidos.

La E_a aumenta al aumentar los fluidos inyectados.



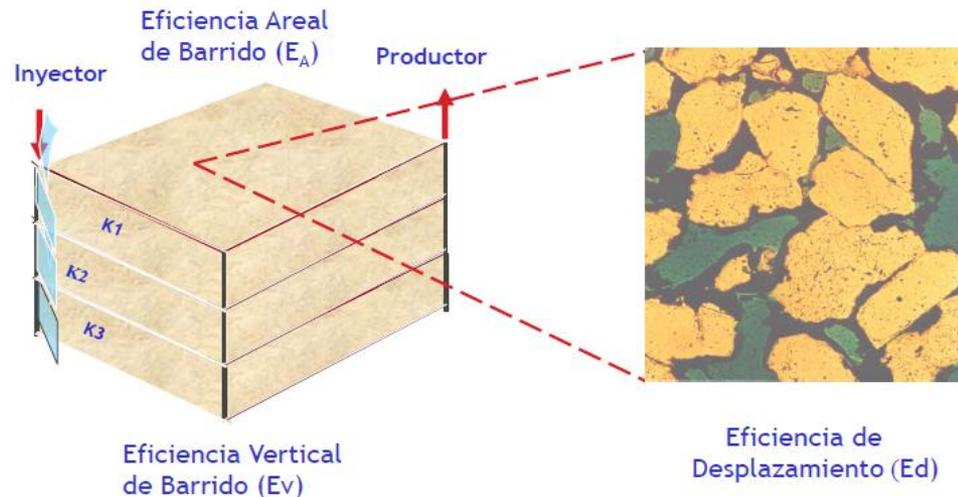
$$E_A = \frac{\text{Área Inundada (barrida)}}{\text{Área total}}$$

Eficiencia de Recuperación de Petróleo

La Eficiencia Vertical de Barrido: Es la fracción del área vertical total del sistema que ha entrado en contacto con el fluido desplazante en el momento de la ruptura.

Depende de la heterogeneidad de la K_v , relación de movilidades, volumen inyectado, fuerzas capilares y gravitatorias.

Ev es complicada de Evaluar .



Movilidad

Es la facilidad con la cual un fluido se mueve en el yacimiento. Se calcula como la relación entre la permeabilidad efectiva de la roca a un fluido y la viscosidad de este.

$$\lambda_o = \frac{K_o}{\mu_o}$$

Razón de Movilidad (M)

Es la relación entre la movilidad de la fase desplazante y la fase desplazada.

$$M_{w,o} = \frac{K_w / \mu_w}{K_o / \mu_o}$$

- ✓ Esta es para el caso de inyección de agua.
- ✓ La K se refiere a la permeabilidad efectiva



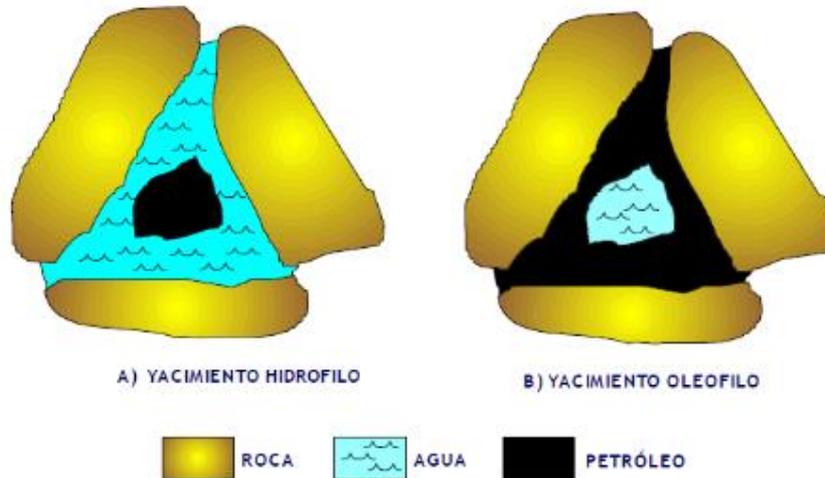
M, mayor la facilidad del fluido para desplazarse.

Relación de Movilidades

Las dos propiedades más importantes para una relación de movilidades favorable (menor a uno), son:

- 1.- Baja viscosidad del petróleo.
- 2.- Roca hidrófila (mojable al agua).

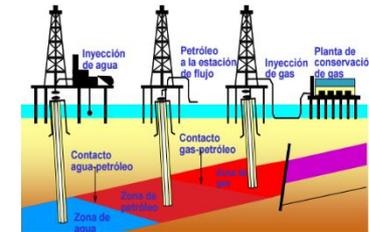
Distribución de los Fluidos
en Yacimientos Hidrófilos y Oleófilos



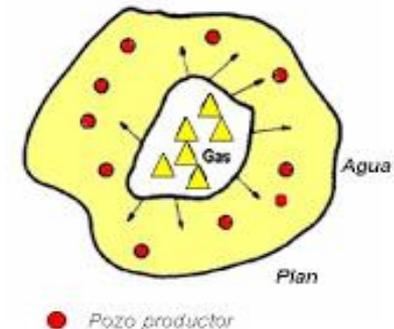
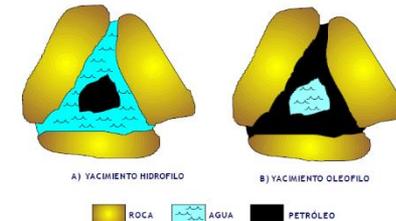
Aspectos a considerar en un proceso de recuperación Secundaria y Terciaria

Para saber si un reservorio es idóneo para ser inundado, se debe tener en cuenta las siguientes características:

- ✓ La geometría del reservorio.
- ✓ Buzamiento.
- ✓ Las propiedades de los fluidos (viscosidad, mojabilidad, tensión interfacial, etc)
- ✓ La profundidad del reservorio.
- ✓ Litología (arenisca, arcillas, carbonatos)
- ✓ Propiedades físicas de la roca.
- ✓ La saturación de los fluidos.
- ✓ La uniformidad o heterogeneidad del reservorio.
- ✓ Los mecanismos de drenaje primarios.
- ✓ Tipo de reservorios convencional o no convencional.



Distribución de los Fluidos en Yacimientos Hidrófilos y Oleófilos



Criterios de aplicación de los EOR

Métodos de Inyección de Gas	PROPIEDADES DEL PETRÓLEO				CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO				
	° API	VISCOSIDAD (CP)	COMPOSICIÓN	So	TIPO DE FORMACIÓN	ESPESOR NETO (pies)	PERM. PROM (MD)	PROFUNDIDAD (PIES)	TEMP. (° F)
Hidrocarburos	>35	<10	% Alto C2-C7	>30	Areniscas o calizas	Delgada o buzamiento	N.C.	> 1000 (LPG) a > 5000 (GAP)	N.C.
N2 y Gas de Combustión	>24 >35 para N ₂	<10	% Alto C1-C7	>30	Areniscas o calizas	Delgada o buzamiento	N.C.	>4500	N.C.
CO ₂	>26	<15	% Alto C5-C12	>20	Areniscas o calizas	Delgada o buzamiento	N.C.	>2000	N.C.
Métodos Químicos									
Polímeros	>25	<150	N.C.	>10 Petróleo Movable	Prof. Areniscas	N.C.	>10 Normalmente	<9000	<200
Tensoactivos	>25	<30	Livianos a Intermedios	>30	Prof. Areniscas	>10	>20	<8000	<175
Alcalinos	13-35	<200	Que tenga ácidos Orgánicos	Sat. Res I.A.	Prof. Areniscas	N.C.	>20	<9000	<200
Métodos Térmicos									
Combustión	<40 Normal 10-25	<1000	Algo de Comp. Asfálticos	>40-50%	Arena / arenisca de alta porosidad	>10	>100 *	>500	>15 Preferiblemente
Inyec. Cont. de Vapor	<25	>20	N.C.	>40-50%	Arena / arenisca de alta porosidad	>20	>200 **	300-5000	N.C.

N.C= No critico

* Transmisibilidad > 20 md p/cp

* Transmisibilidad > 100 md p/cp

Razones por las que Falla los Métodos EOR

- ✓ Descripción insuficiente de las características del yacimiento (subestimación de la heterogeneidad del reservorio).
- ✓ Compresión inadecuada del mecanismo EOR (mala selección de candidatos).
- ✓ Presupuestos Insuficientes.
- ✓ Fuerte dependencia de los experimentos de laboratorio y de la Simulación.
- ✓ Evaluación pobre después del tratamiento.
- ✓ Bajo precio del petróleo (Inestabilidad).
- ✓ Entre otras.....

Basado en comentarios de S.M. Farouq Ali (2007)

Tener en cuenta

- La predicción de resultados es difícil.
- Mayor inyección implica mayor recuperación, pilotos de un pozo, no son exitosos generalmente.
- Es esencial una evaluación detallada del proyecto, esto incluye la caracterización del reservorio.
- Respuesta a largo plazo.
- EOR jugará un rol cada vez más importante, sobre todo, en los yacimientos maduros.



Proyecto Packerless en posos Infill (Inter espaciados)

Problema

- Reservorio Depletado

Fuente de información

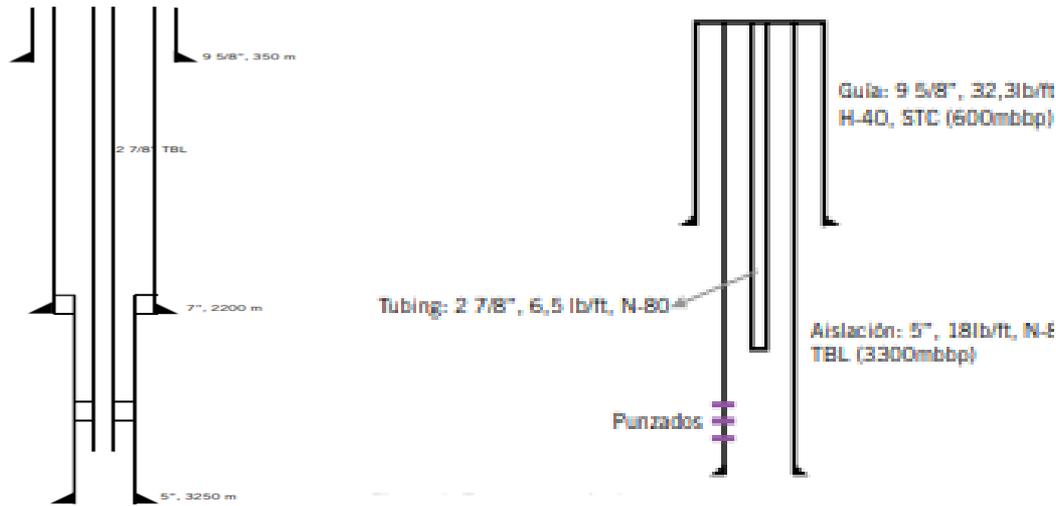
- Presiones en el reservorio
- GOR
- WGR
- IPR
- Análisis Nodal: Seguimiento del comportamiento conjunto de las presiones de boca, anular y la producción de gas permiten deducir el comportamiento de fondo y prevenir la acumulación de líquido o ahogue del pozo.

Objetivo

- Mejorar los precios de venta interna
- Maximizar la productividad
- Mejorar la eficiencia (costo y tiempo) de perforación, terminación y producción.
- Optimizar la rentabilidad de los proyectos

Acciones a nivel de pozo

Proyecto Packerless en posos Infill (Inter espaciados)



Item	Costo u\$d
Perforación (<i>packerless</i>)	2.600.000
Perforación (<i>packer</i>)	3.000.000
Terminación <i>packerless</i>	800.000
Terminación <i>packer</i>	1.000.000

Tiempo de perforación de 21 días vs 28 con packerless
 Tiempo de terminación 6 días menos vs con packerless

Índice de Productividad de los pozos

Es una de las mejores alternativas para incrementar la producción de los campos, por costo, tiempo de ejecución y respuesta.

Para conocer esto es necesario realizar un análisis del *índice de productividad* de los pozos y el *análisis nodal* del sistema.

El índice de productividad (productivity Index) o IP: Es un indicador de la capacidad o habilidad para producir fluido de un pozo.

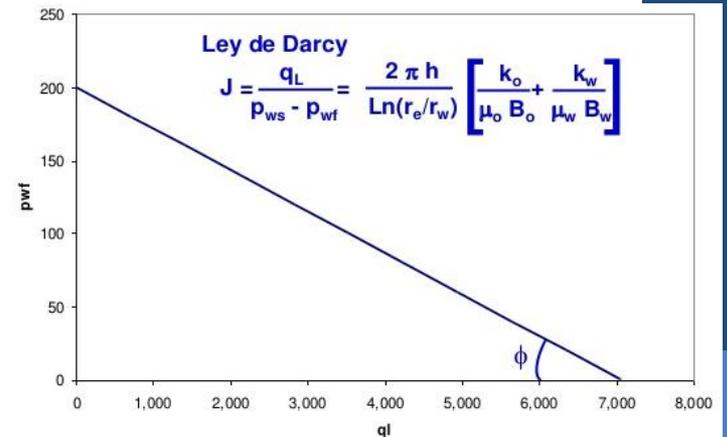
$$IP = \frac{Q}{[Pr - P_{wf}]}$$

IP = Índice de productividad

Q = Caudal de fluido de ensayo

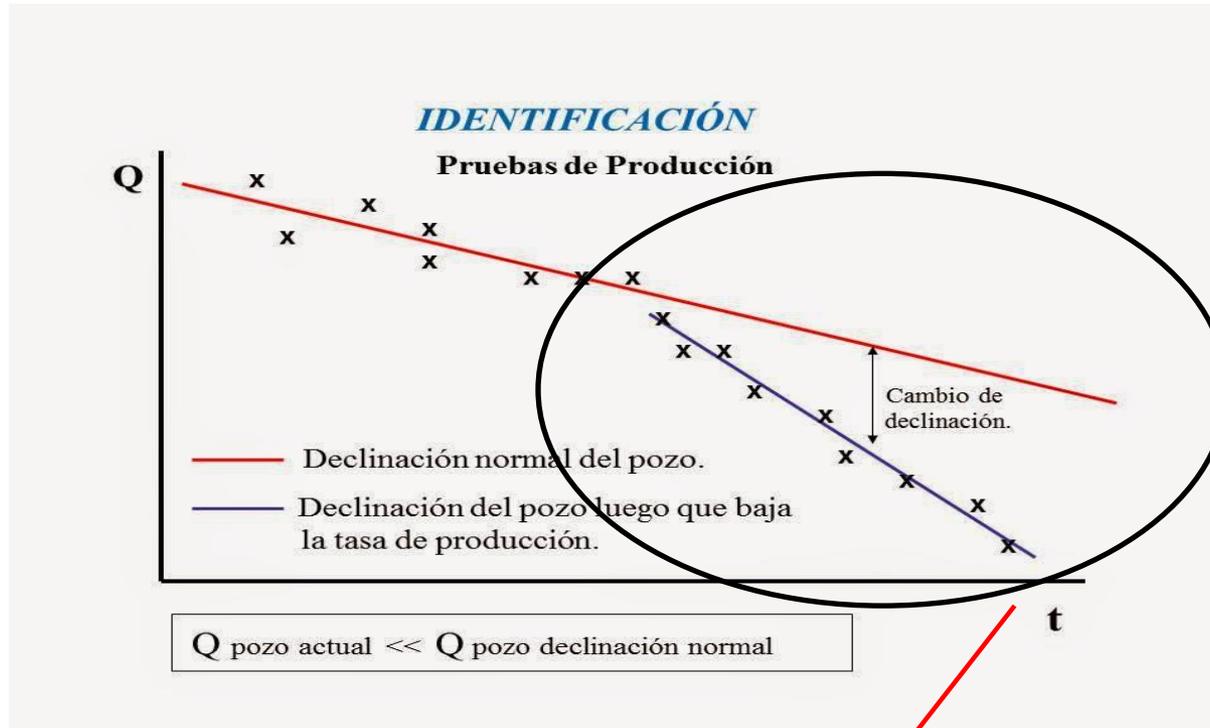
Pr = Presión estática promedio del reservorio

Pwf = Presión dinámica del reservorio @ Q conocida



Asegurarse que los pozos estén operando a su máximo Potencial

Monitoreo del comportamiento de producción



Analizar el ¿por qué?

Monitoreo del comportamiento de producción

Con el paso del tiempo la producción de cada pozo se puede ver disminuida por:

- ✓ Problemas mecánicos.
- ✓ Depositación de escamas, asfaltenos, parafinas.
- ✓ Daño o skin en perforaciones y alrededores del pozo.
- ✓ Disminución en la eficiencia de métodos de levantamiento artificial por daños de equipos o mal selección del método.
- ✓ Aumentos en la producción de gas, agua o finos (arenas).
- ✓ Entre otros factores.

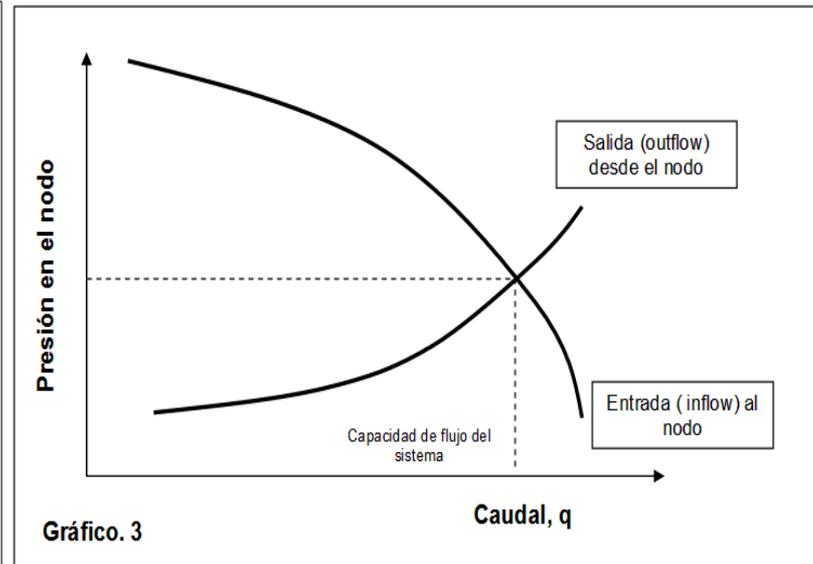
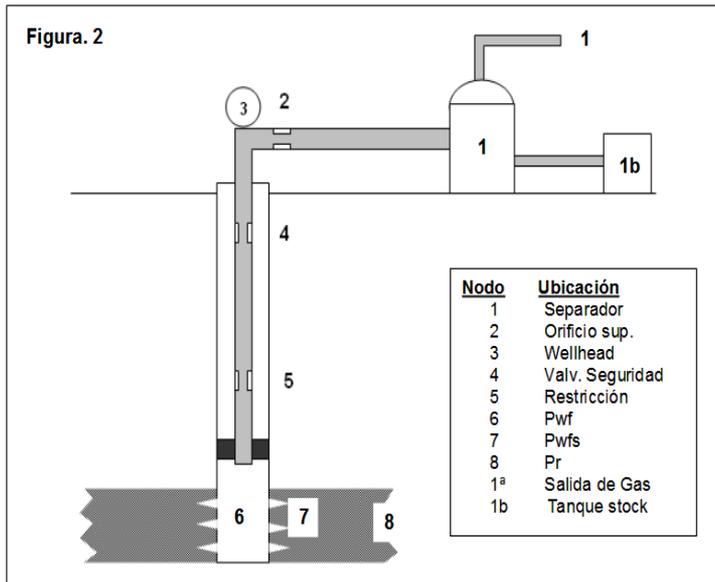
Análisis Nodal

- Puede ser utilizado para analizar problemas en pozos de petróleo o gas.
- El procedimiento puede ser utilizado tanto para pozos surgentes como pozos con sistemas de levantamiento artificial.
- Se utiliza para optimizar el diseño de la terminación con el fin de que se adecue a la capacidad de producción del yacimiento.
- Para identificar las restricciones o límites presentes en el sistema de producción.

El análisis Nodal permite determinar el potencial de un pozo y en caso de que esté produciendo a un caudal menor permite evaluar las causas y sus soluciones.

Análisis Nodal

El procedimiento consiste en seleccionar un punto de división o nodo en el pozo y dividir el sistema en ese punto. Todos los componentes aguas arriba del nodo (Upstream) comprende la sección de entrada (Inflow section), mientras que la sección de salida (outflow section) consiste en todos los componentes que se encuentran aguas abajo del nodo (Downstream).



Recuperación Secundaria

Incrustaciones en el pozo y en los punzados

Estimulación Matricial

Problema

- Incremento del agua
- Severas incrustaciones
- Baja eficiencia de los inhibidores de incrustaciones aplicados en boca de pozo.
- Los Squeeze líquidos con equipo pulling incrementaba los costos debido a las horas de bombeo y remojo del producto.

Fuente de Información

Análisis físico-químico del agua formación

Pruebas de compatibilidad entre el agua a inyectar y el agua de formación

Temperatura y presión del reservorio

Ensayos de retorno de permeabilidad

Los squeeze líquidos (Resultados)

Los squeeze sólidos (disolución) de inhibidores de incrustación que acompañan al pack de fractura. Se debe evaluar la compatibilidad del inhibidor sólido respecto al fluido de fractura del fluido de fractura..

Objetivo

Reducir los costos asociados a la operación del tratamiento

Incrementar la vida útil de los tratamientos

para cumplir con el tiempo medio de falla de sistema electrosumergible),

Acciones a nivel de pozo

Incrustaciones en el pozo y en los punzados

Estimulación Matricial

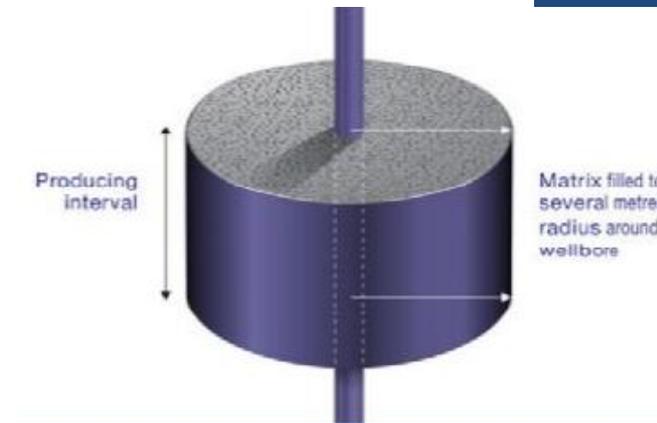
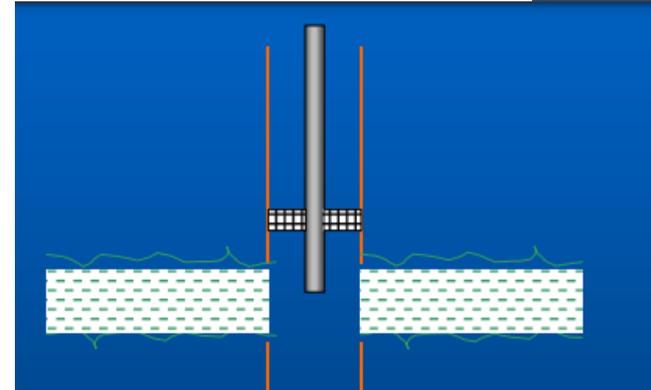
SQUEEZE MATRICIAL

Son tratamiento diseñado para tratar la formación cercana al pozo, es un proceso de inyección de fluido en la formación, sea ácido o solvente, dispersantes, inhibidores a presiones inferiores a la presión de fractura, para mejorar la producción o la capacidad de flujo de un pozo.

Los tratamientos matriciales restauran o mejoran la permeabilidad natural de la formación alrededor del pozo al remover el daño de la formación, disolver material que tapona los poros o aumentar el tamaño de los espacios porosos.

Objetivo:

Invadir con un producto químico la formación aprox. 3 m radial en el intervalo de arena productora con el objetivo de inhibir la precipitación dentro de la formación



Daño de Formación

Se define como el **cambio de porosidad y permeabilidad** en las zonas cercanas alrededor del pozo. Puede variar desde unos milímetros hasta unos centímetros de espesor dentro de la formación.

El objetivo principal de calcular el valor numérico de “S” es clasificar el estado del pozo.

El valor del daño de la formación (s), permite relacionar la permeabilidad de las zonas (afectada y virgen)

s>0 existe daño de formación.
s<0 la zona ha sido estimulada
s=0 no hay alteración de la zona

Determinar el caudal de petróleo extraíble bajos condiciones de operación presentes

$$q = \frac{7.08kh}{\mu} \frac{(P_e - P_w)}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + s}$$

Daño de Formación

Composición del agua:
Bario, sulfatos, carbonatos
ferrosos, etc.
Incompatibilidad entre el agua
de inyección – formación

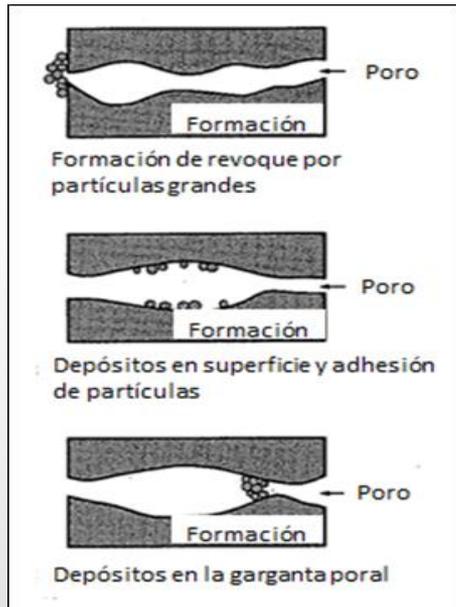
Composición del crudo
Asfaltenos o Parafinas
Incompatibilidad entre los
crudos



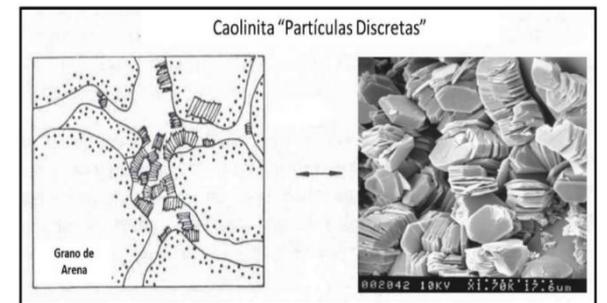
Fluidos utilizados durante la
perforación, estimulación o
recondicionamiento a pozos

Arcillas reaccionan con los
fluidos inyectados

K y \emptyset



Biológicas



Revitalización de los Campos Maduros

Tiene como objetivo incrementar las reservas y producciones de petróleo y gas de campos previamente descubiertos, a veces con un prolongado historial de producción, pero que aún disponen de oportunidades para incrementar manera significativa sus producciones (contrarrestar su declinación), reservas y por ende su factor de recuperación



Revitalización de los Campos Maduros

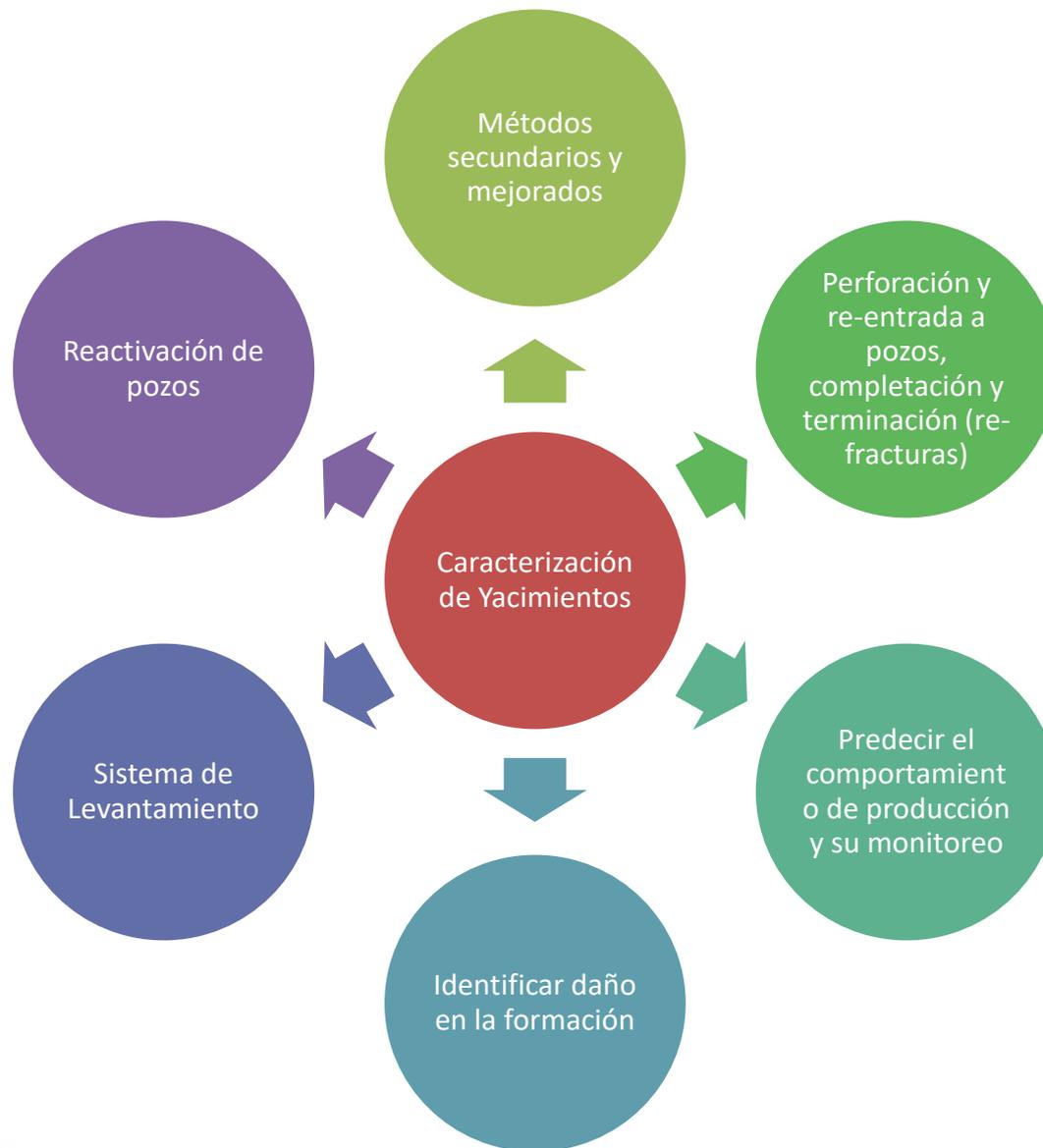
1. A nivel de pozos:

- a) Reacondicionamiento de pozos (cambios o profundización de equipos de levantamiento artificial, limpieza de la tubería de producción, entre otros)
- b) Re-complementación de pozos (aperturas de arenas adicionales).
- c) Re-entrada a pozos (Said Track).
- d) Estimulaciones (Re-fractura hidráulica o ácidas, punzados, limpiezas matriciales).
- e) Reactivación de pozos
- f) Entre otras.

2. A nivel de reservorios:

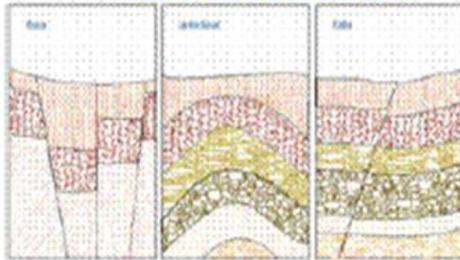
- a) Métodos secundarios y terciarios
- b) Perforación infill, horizontal y multilateral.

Importancia de la Caracterización del Reservorio

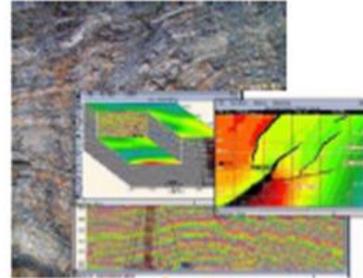


Modelado de Yacimiento

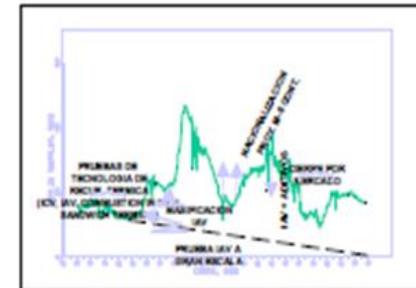
SECCIONES GEOLÓGICAS



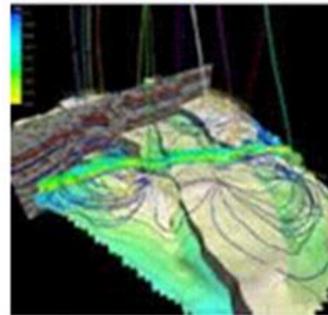
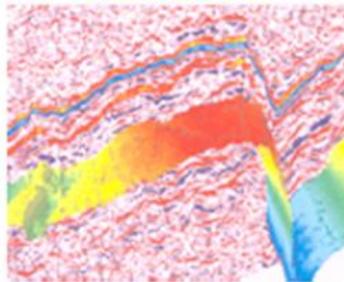
EVALUACIONES FORMACIÓN



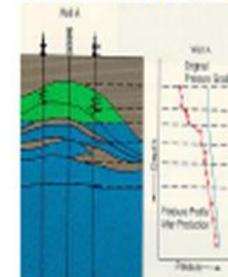
DATOS DE PRODUCCIÓN



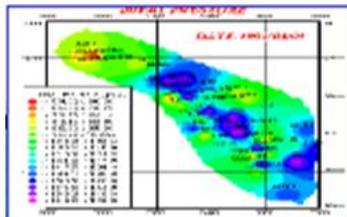
LINEA SISMICA



DATOS DE FLUIDOS



DATOS DE PRESION



Revitalización de Campos Maduros

RETOS

Re-interpretar datos (sísmicos, geociencias, reservorios, producción, etc).

Actualización continúa de los volúmenes recuperables de los HC.

Adquisición de datos para la implementación de proyectos y actualización del modelo estático y dinámico de reservorio.

Control y monitoreo de los proyectos implementados

Optimización de los equipos de producción y superficie.

Uso de tecnologías (Perforación, estimulación, terminación, entre otros).

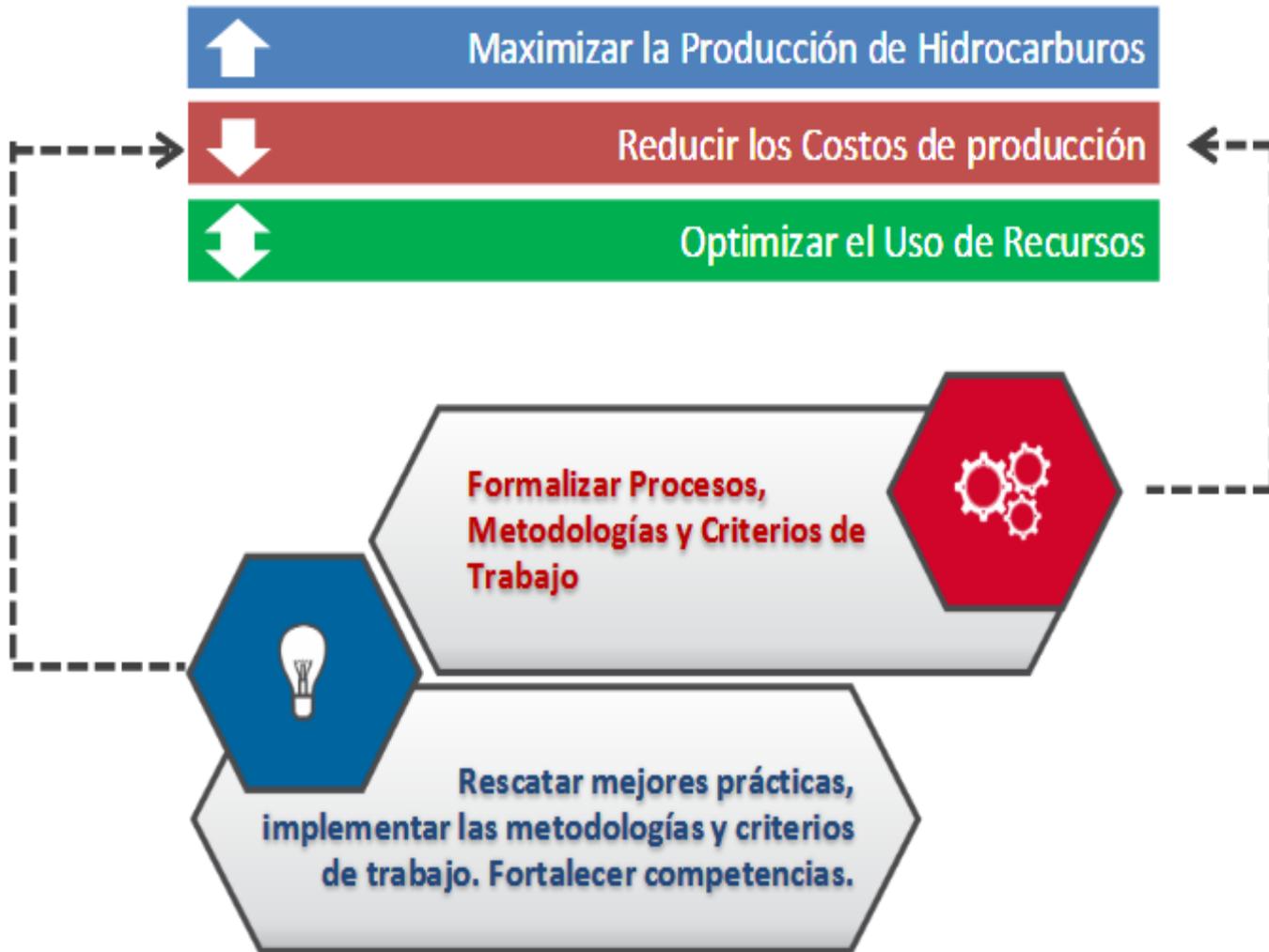
Establecer programas oportunos de mantenimiento.

Reducir los costos de perforación, intervención a pozos, etc. Para obtener rentabilidad en los proyectos.

Visualización y conceptualización de actividades.

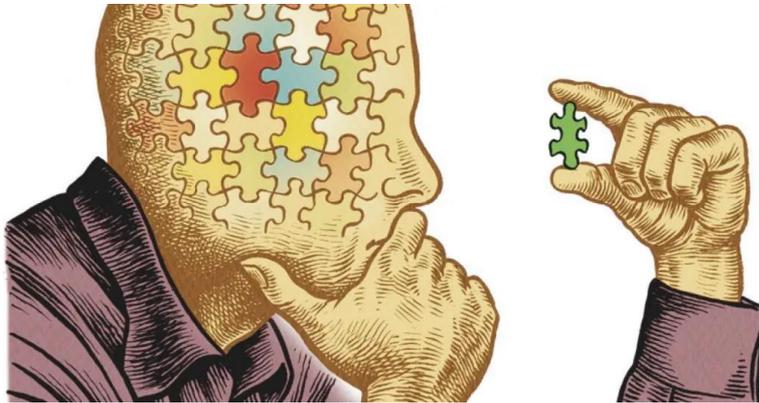
Entre otros.

Revitalización de Campos Maduros





REPASEMOS LO VISTO HASTA AHORA.....



Yacimientos Maduros II

Actividad

5
NUM. INTENTOS

Sensible: Mayúsculas/Minúsculas
 Acentos

Estás identificado como **evanna fuenmayor**

Comenzar

https://es.educaplay.com/recursos-educativos/12341602-yacimientos_maduros_ii.html



UNCUYO
UNIVERSIDAD
NACIONAL DE CUYO



**FACULTAD
DE INGENIERÍA**

ACTIVIDAD

Ventajas y Desventajas en Desarrollar los Campos Maduros

