



Declinación de la Inyectividad por Sólidos Suspendidos en el agua de Inyección en el Yacimiento Loma Alta Sur

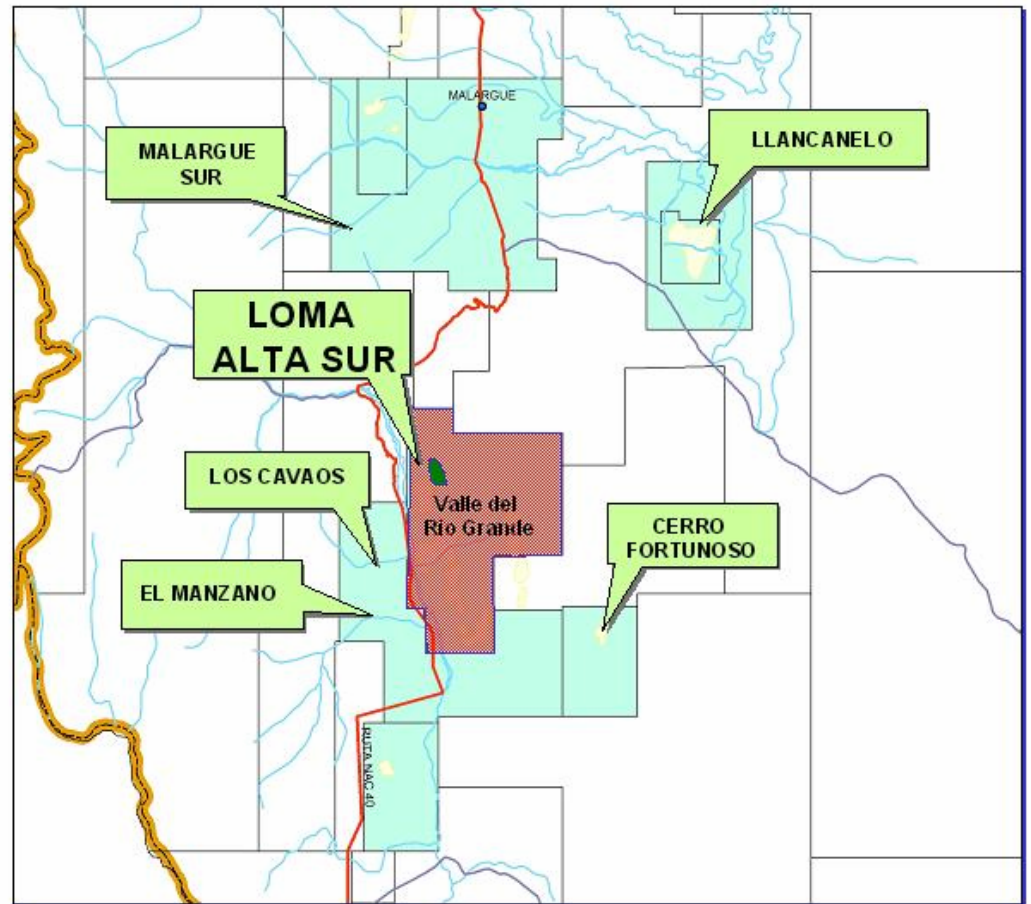
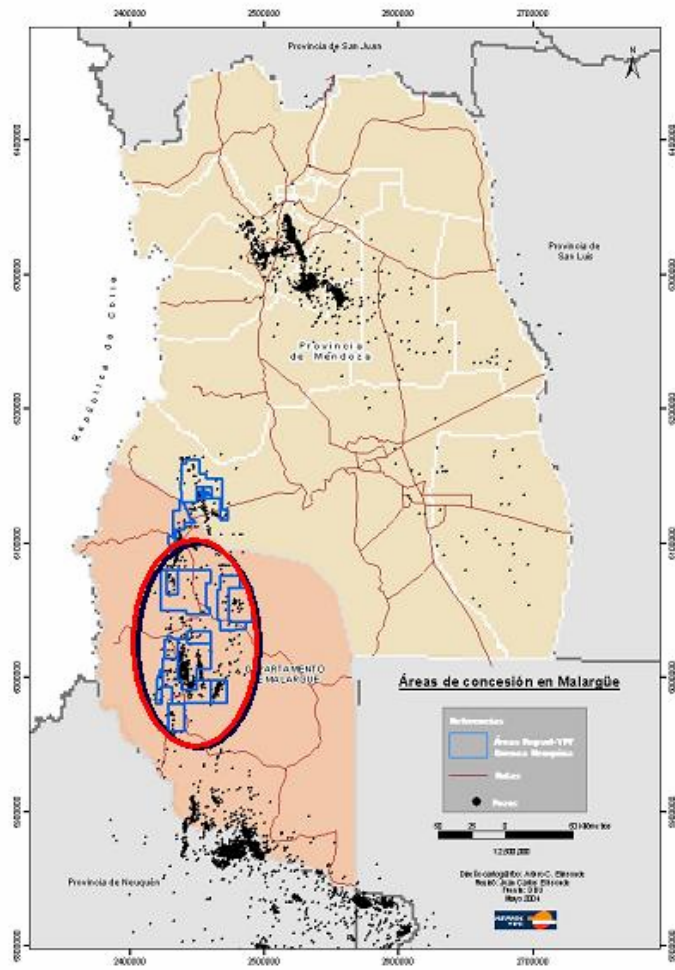
***Delia Diaz , Adriana Cavallaro, Gustavo Palma , Alejandro Warenica (Repsol YPF)
Enrique Lanza (Lecor- Universidad Nacional de Cuyo), Jorge Costanzo (ITBA)***

8-9 Septiembre 2005

Contenido

- ✓ Ubicación del yacimiento
- ✓ Introducción /Antecedentes
- ✓ Objetivos
- ✓ Mecanismos de daño de formación
- ✓ Resultados y discusiones
- ✓ Estimación del Tiempo de Vida Media
- ✓ Conclusiones / Recomendaciones

Ubicación del Yacimiento



OBJETIVOS

- ✓ **Definir los requerimientos de calidad de agua en función de las propiedades petrofísicas de la Fm.**
- ✓ **Aplicación de resultados para:**
 - **Seleccionar el tratamiento del agua.**
 - **Estimar gastos e inversiones**

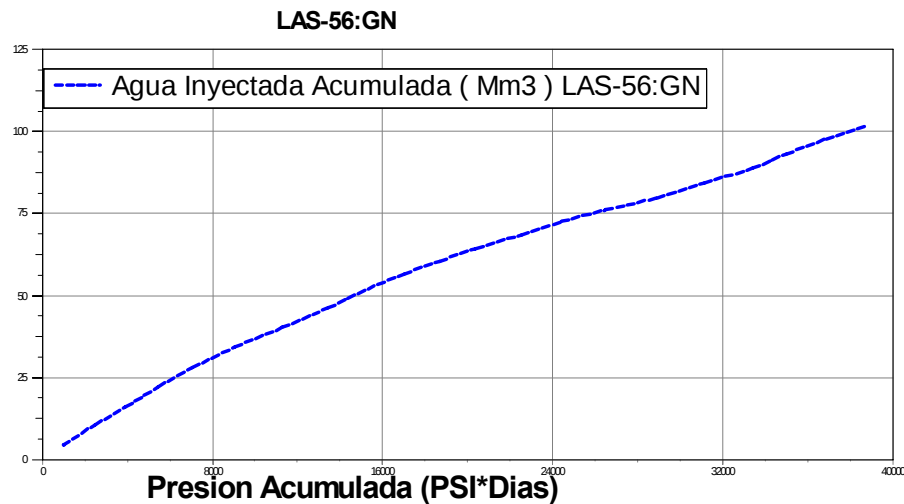
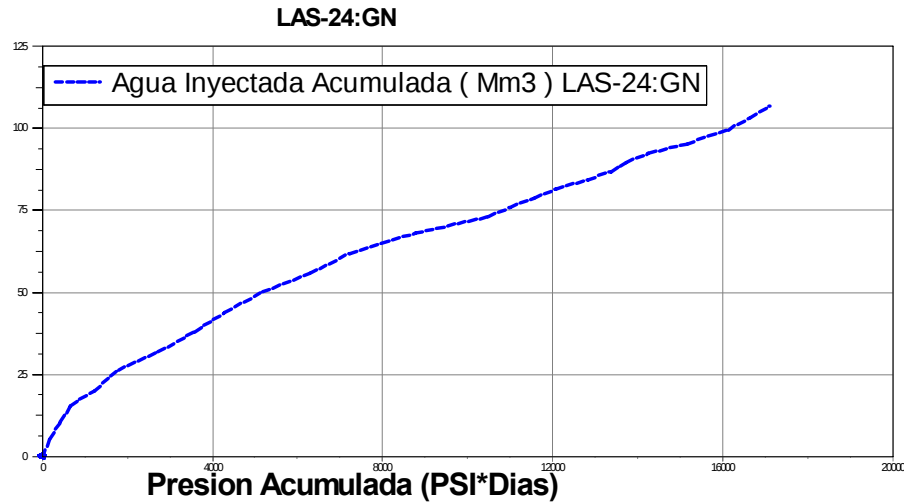
Se presentan:

Los resultados del monitoreo en campo , su integración con estudios experimentales y modelos predictivos de declinación de la inyección.

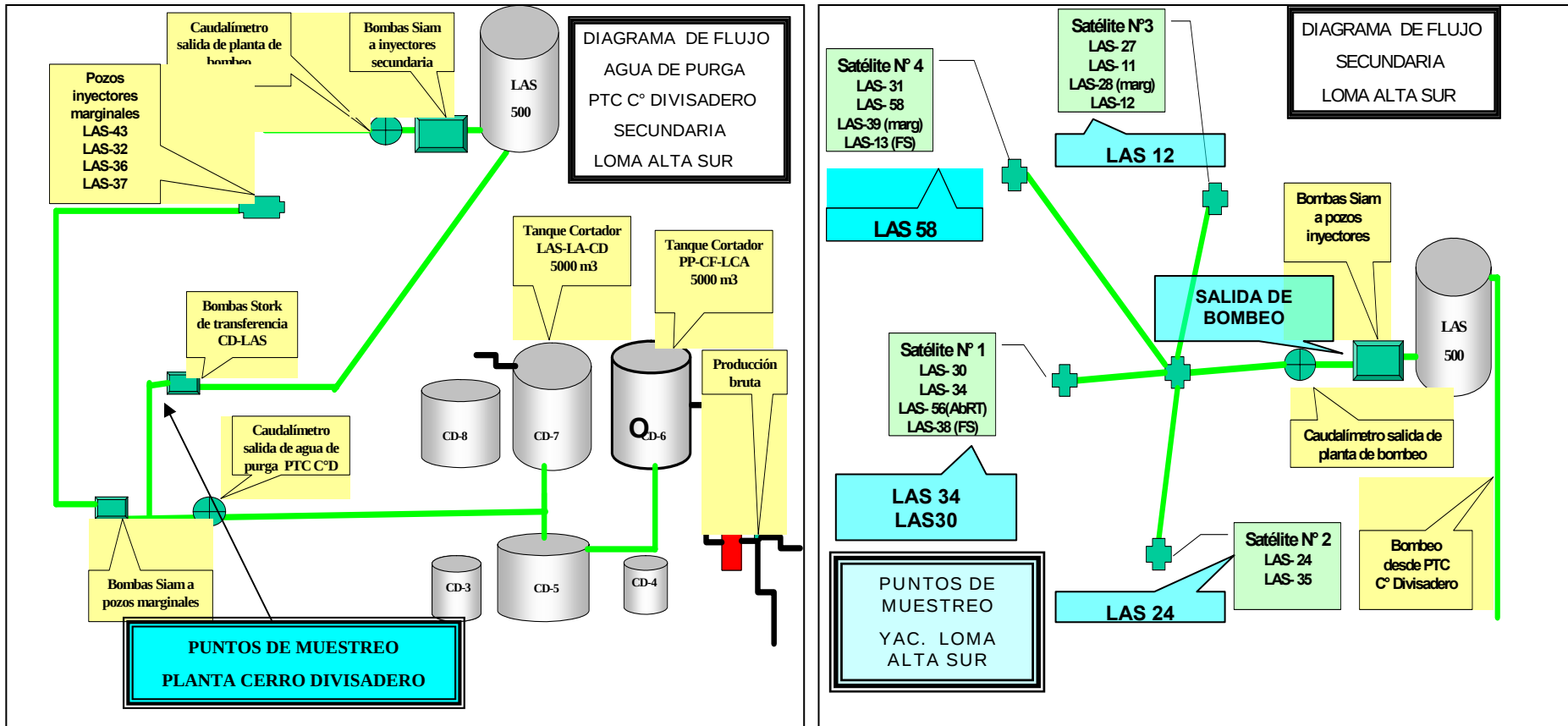
Antecedentes

- ✓ -En el Yacimiento Loma Alta Sur se inyectan 1500 m³/d en 9 pozos inyectoros con una presión de inyección de 55 Kg/cm² .
- ✓ -Hay un total de 49 pozos productores con una producción bruta de 2900 m³/d. Siendo el caudal de petróleo por primaria de 229 m³/d. La producción por Recuepración Secundaria es de 220 m³/d.
- ✓ -Debido al aumento de la presión de inyección y disminución del volumen de agua inyectada , se comenzó a realizar una evaluación de la situación.

Acumulada de Agua Inyectada vs Presión Acumulada



Planta de Tratamiento de Agua



Las producciones se juntan en tanques cortadores, sale el agua separada sin ningún tratamiento de filtrado o flotación, con agregado de inhibidor de incrustaciones - continuo, coadyudante de flotación - continuo- y bactericida - batch-, y se re-bombea a la Pta. Secundaria.

Sólidos en Suspensión

- ✓ Se analizaron muestras de sólidos tomadas de fondo de pozo, tubing, válvulas.
- ✓ Se realizaron análisis químicos, DRX y FRX
- ✓ La composición química mayoritaria es **sulfuro de hierro y carbonato de calcio**. También se detectó **sulfato de calcio**, y **trazas de Ba / Sr**.
- ✓ La estudios de compatibilidad de aguas indican tendencia a la formación de carbonato de calcio.
- ✓ Se realizó un estudio técnico –económico de optimización en la disposición del agua de purga para reducción de precipitados, ahorro energético y mejoras ambientales.
- ✓ El proyecto permitirá mejorar la calidad de agua en LAS.

STS (sólidos totales en suspensión)

Determinación	Sólidos Totales en Suspensión	Sulfuros Totales	Hidrocarburos	Hierro total	Norma
Cº DIVISADERO SAL. BOMBEO			50 mg/l		M.N. 2540 D – S.T.S. secados a 103 – 105 ° C
LAS P. INY SAL. BOMBEO	34 mg/l	18 mg/l	20 mg/l	0,3 mg/l	M.N. 4500 E – S-2 Método yodométrico
LAS - 12	26,6 mg/l	22,6 mg/l	12,8 mg/l	0,3 mg/l	Método Colorimétrico
LAS - 58	33 mg/l	14,4 mg/l	15 mg/l	0,3 mg/l	M.N. 3500 D – Fe Método de la fenantrolina
LAS - 24	41,2 mg/l	23,5 mg/l	11,5 mg/l	0,3 mg/l	
LAS - 34	31,2 mg/l	22,2 mg/l	11 mg/l	0,2 mg/l	
LAS - 30	33,2 mg/l	6,9 mg/l	21,3 mg/l	0,4 mg/l	

Revoque externo

External Cake Formation - Larger Solids ($>25\% D_p$)

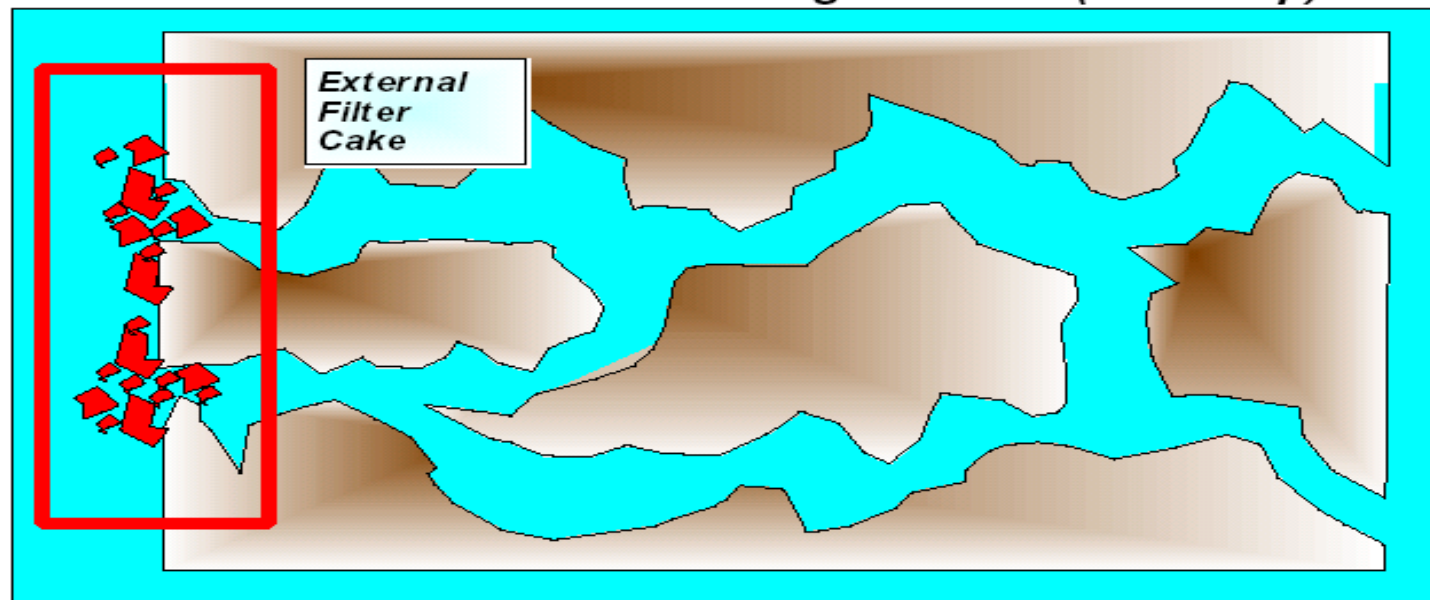


Figure 10 - Formation of An External Filter Cake During Water Injection

Invasión

Internal Filter Cake Formation - Small Solids

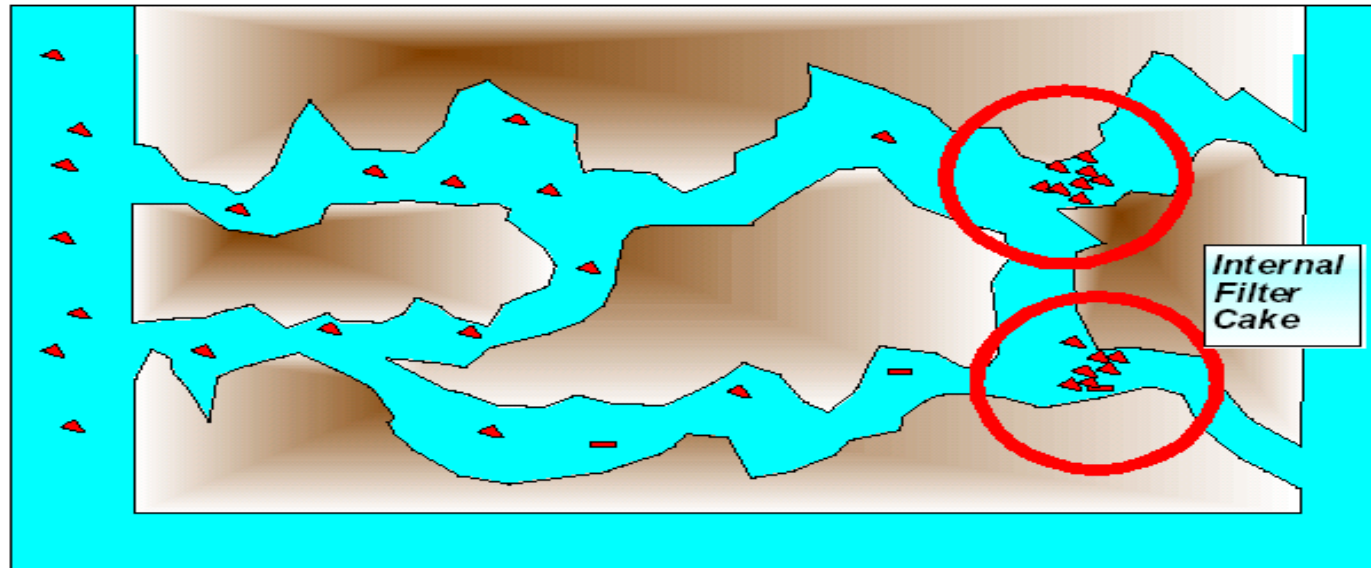


Figure 9 - Illustration of Creation of Internal Filter Cake with Small Diameter Solids in the Injection Water

Poros sin depósitos de sólidos (Sin daño)

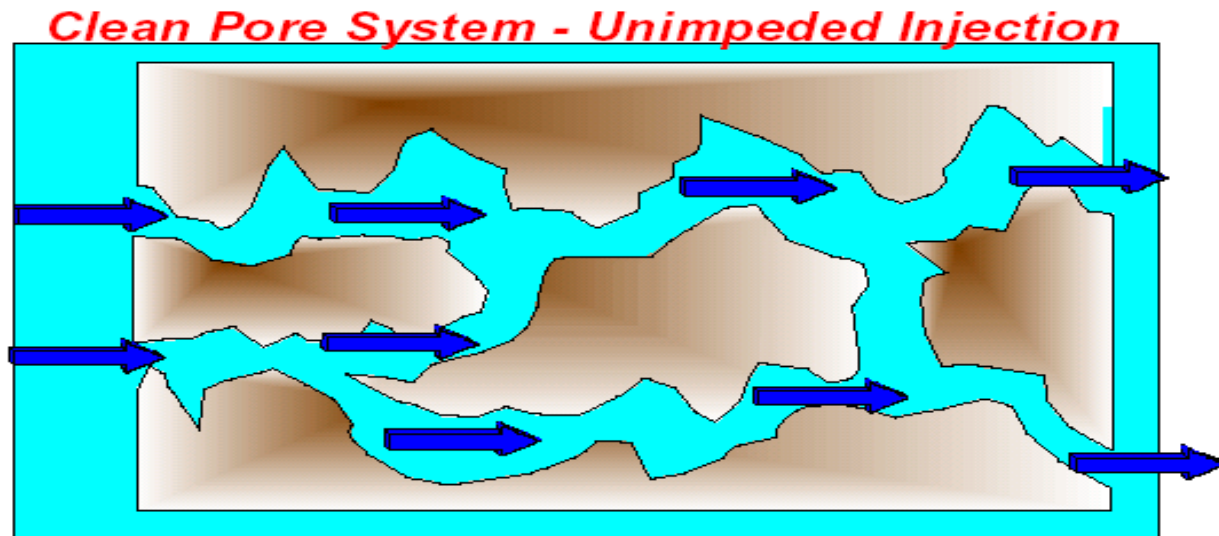


Figure 8 - Illustration of Clean Water Injection Into a Reservoir Pore System

Regla “1/3 – 1/7”

REVOQUE EXTERNO :

$D_p > 1/3 \text{ (33\%)} D_g$

INVASIÓN :

$1/3 < DP < 1/7 \text{ (14\%)} D_g$

SIN FORMACION DE REVOQUE (no daño) : $DP < 1/7 D_g$

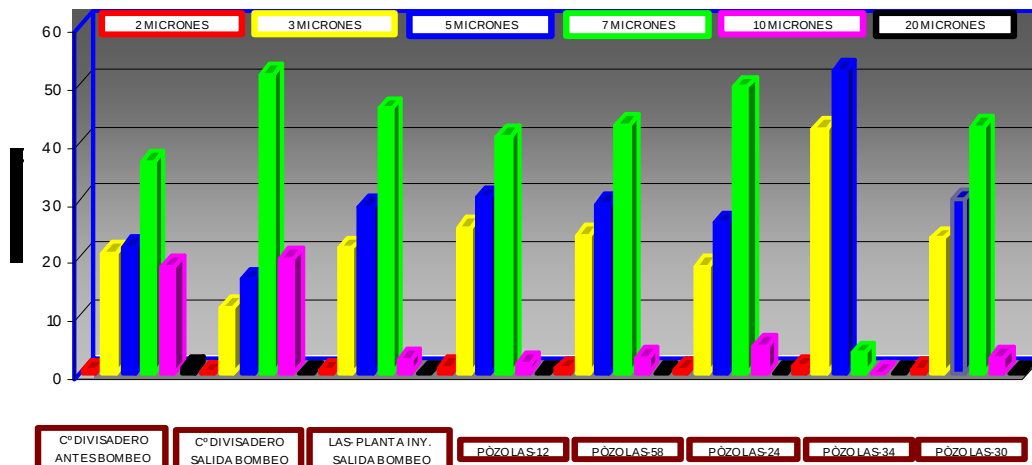
D_g : mediana del diámetro de la garganta poral

DP : mediana del diámetro de la partícula

Ref: Paper SPE : 38870 ; 18888

Distribución de Tamaño de Partículas

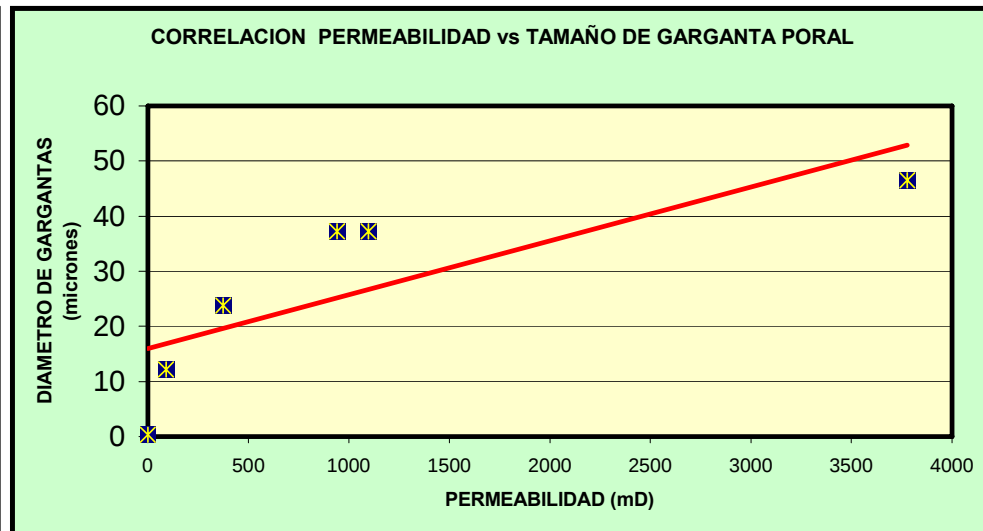
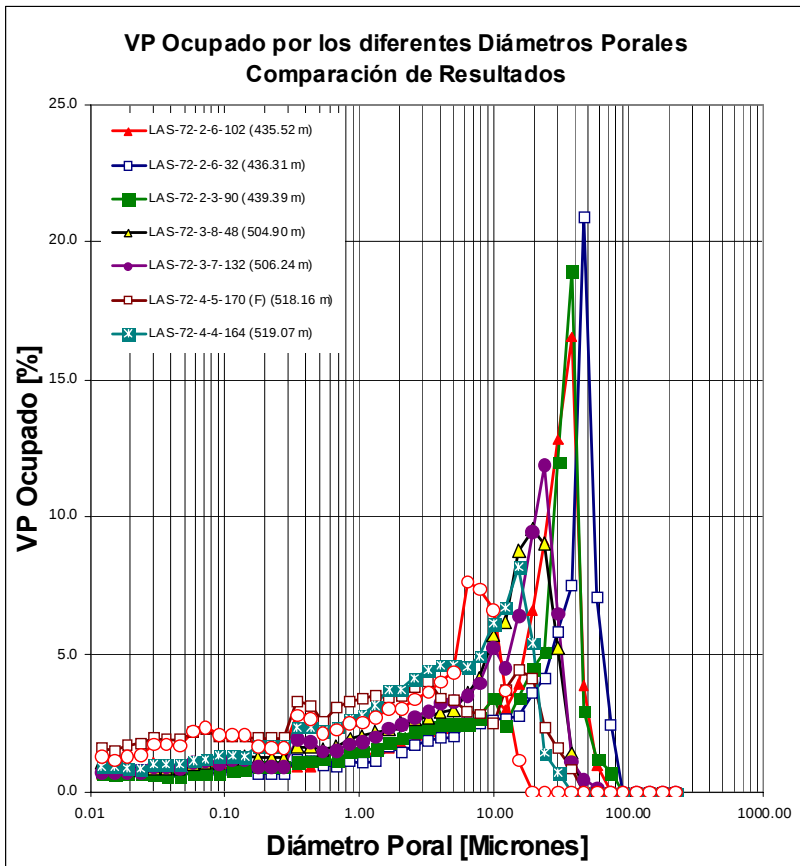
DISTRIBUCION DE TAMAÑO DE PARTICULAS
MUESTREO DE CAMPO - YAC. LOMA ALTA SUR



TAMAÑO	C° DIV. AB	C° DIV. SB	LAS-P INY	LAS - 12	LAS - 58	LAS - 24	LAS - 34	LAS - 30
micrones	Cantidad %	Cantidad %	Cantidad %	Cantidad %	Cantidad %	Cantidad %	Cantidad %	Cantidad %
2	0,6	0,3	0,6	1,1	1	0,8	1,3	0,7
3	20,9	11,6	21,8	25,4	23,9	18,6	42,5	23,4
5	21,9	16,4	29,1	30,5	29,3	26,1	52,5	30,2
7	36,8	51,8	46	41,1	43	49,7	3,6	42,8
10	18,6	19,9	2,5	1,9	2,8	4,8	0	2,9
20	1,1	0	0	0	0	0	0	0
40	0,1	0	0	0	0	0	0	0
80	0	0	0	0	0	0	0	0

Diámetro de Gargantas Porales -LAS 72

Identificación	Profundidad mbbp	K gas mD	Porosidad %	VP Invasado %	Diámetro Poral micrones
2 – 6 – 102	435.52	3777	30.3	7.08	46.5
2 – 6 - 32	436.31	0.019	2.2	5.53	0.343
2 – 3 - 90	439.39	376	11.3	9.71	23.8
3 – 8 - 48	504.90	941	26.6	14.11	37.2
3 – 7 - 132	506.24	1098	26.3	12.8	37.2
4 – 4 - 164	519.07	90.2	20.4	7.06	12.2



Para el testigo ensayado se estimó un valor de diámetro de gargantas entre **15 y 17 μ** . De acuerdo a la regla de dedo que estima el diámetro de la garganta como la Raíz cuadrada de la permeabilidad al aire el valor es de **14 μ** .

Equipo de Flujo –LECOR- UNC



Esquema Equipo de Flujo

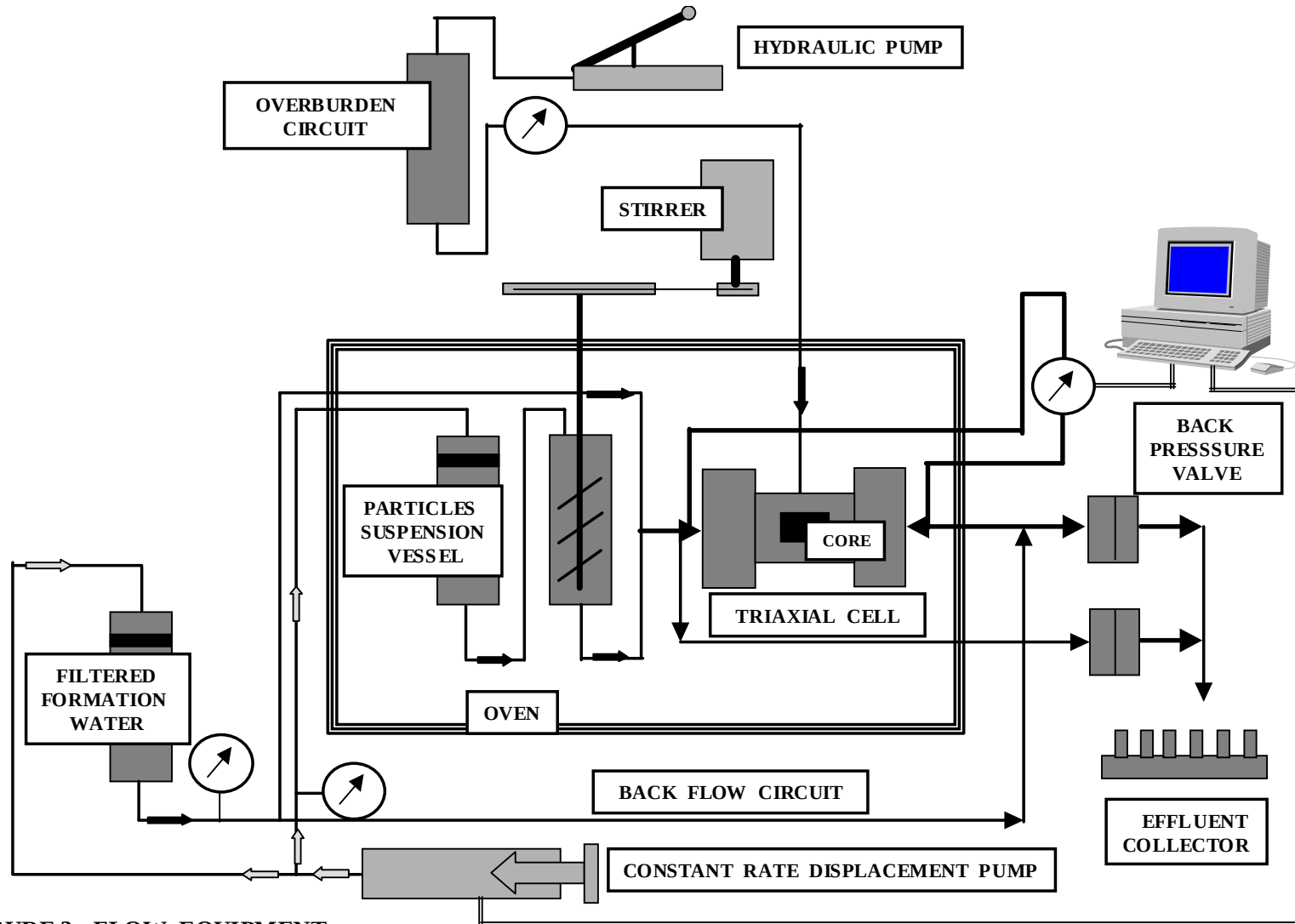
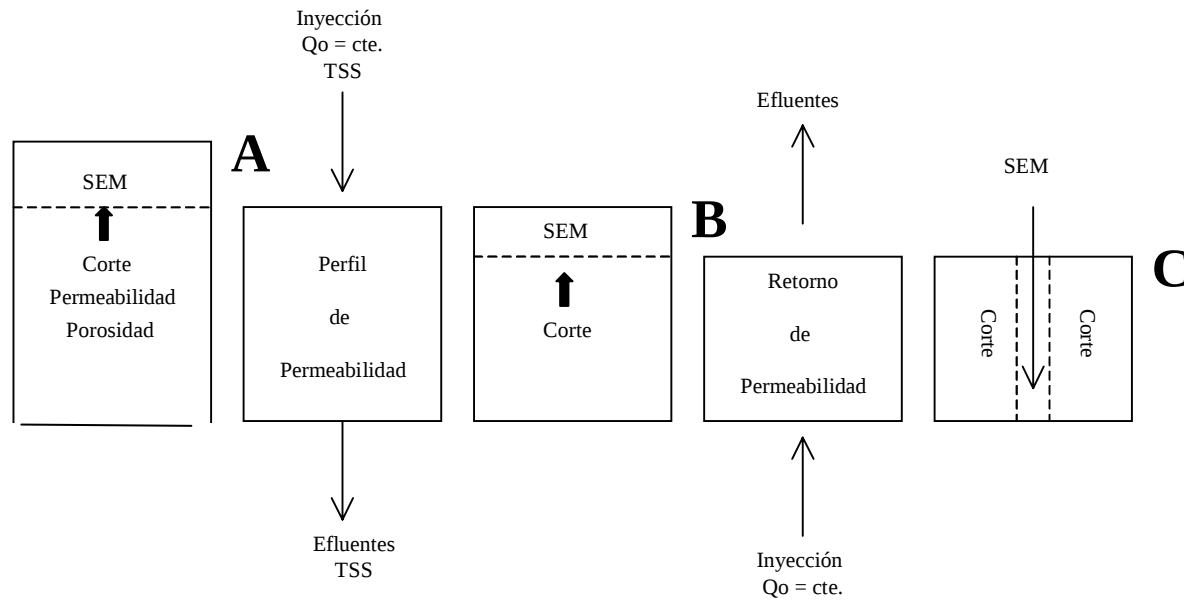


FIGURE 3 : FLOW EQUIPMENT

Secuencia experimental (ensayo de flujo)

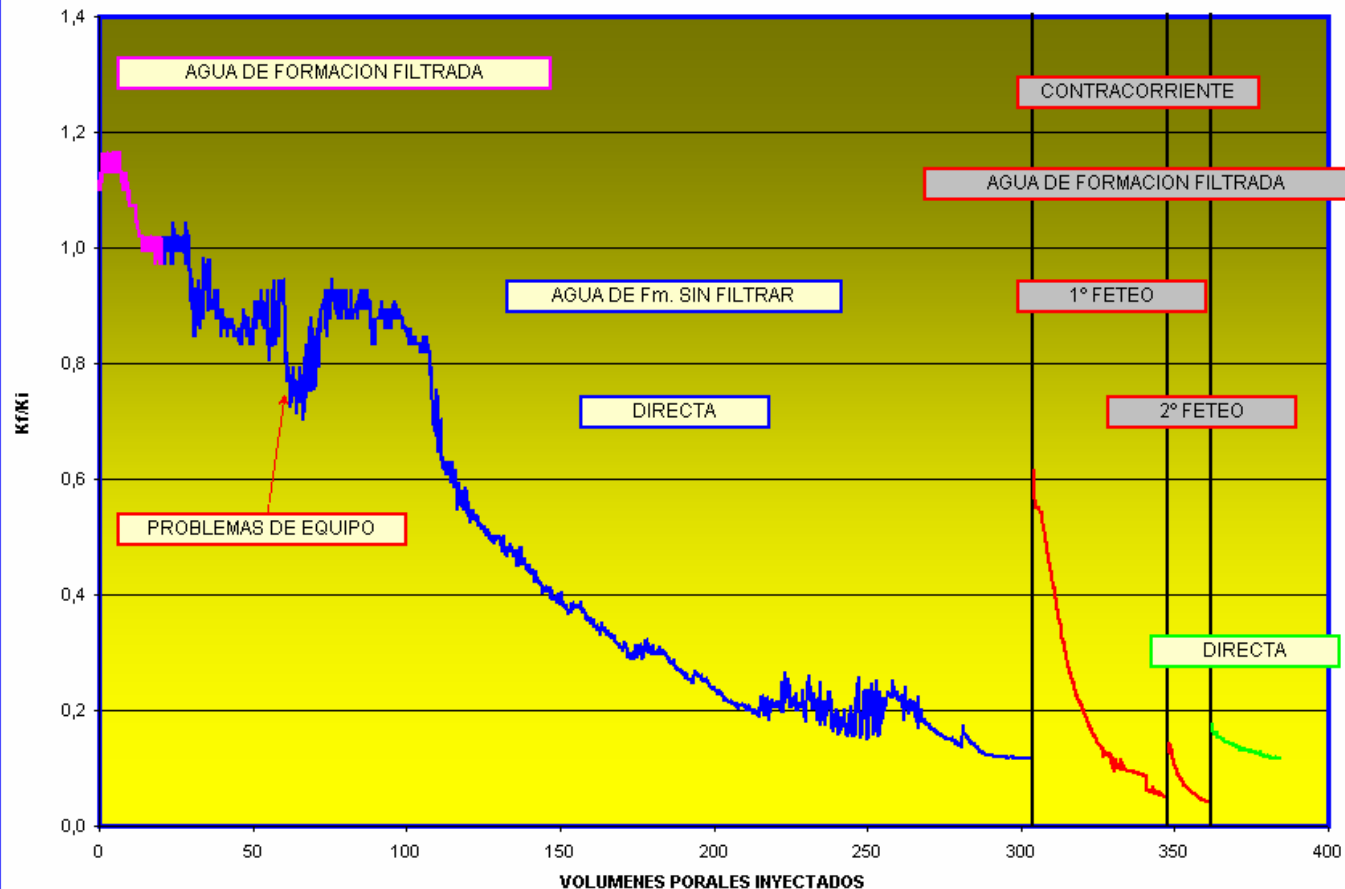
DISEÑO EXPERIMENTAL INYECCION A CAUDAL CONSTANTE



Perfil de Permeabilidad

lecor

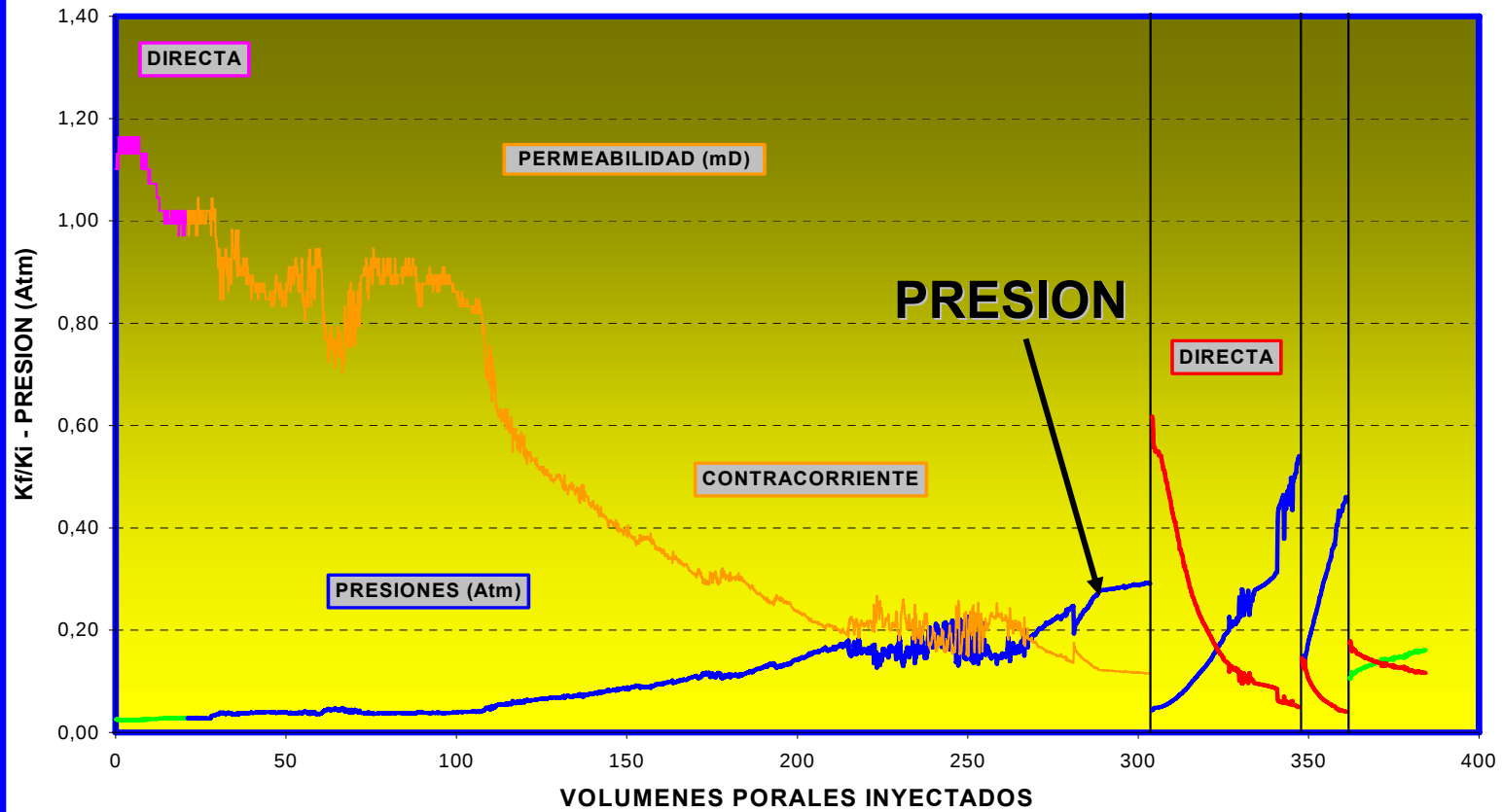
EVOLUCION DE LA PERMEABILIDAD vs
VOLUMENES PORALES INYECTADOS
POZO LAS - 72 - 2^aCC - TESTIGO N° 2-3-X - PROF: 439,54 mbbp.



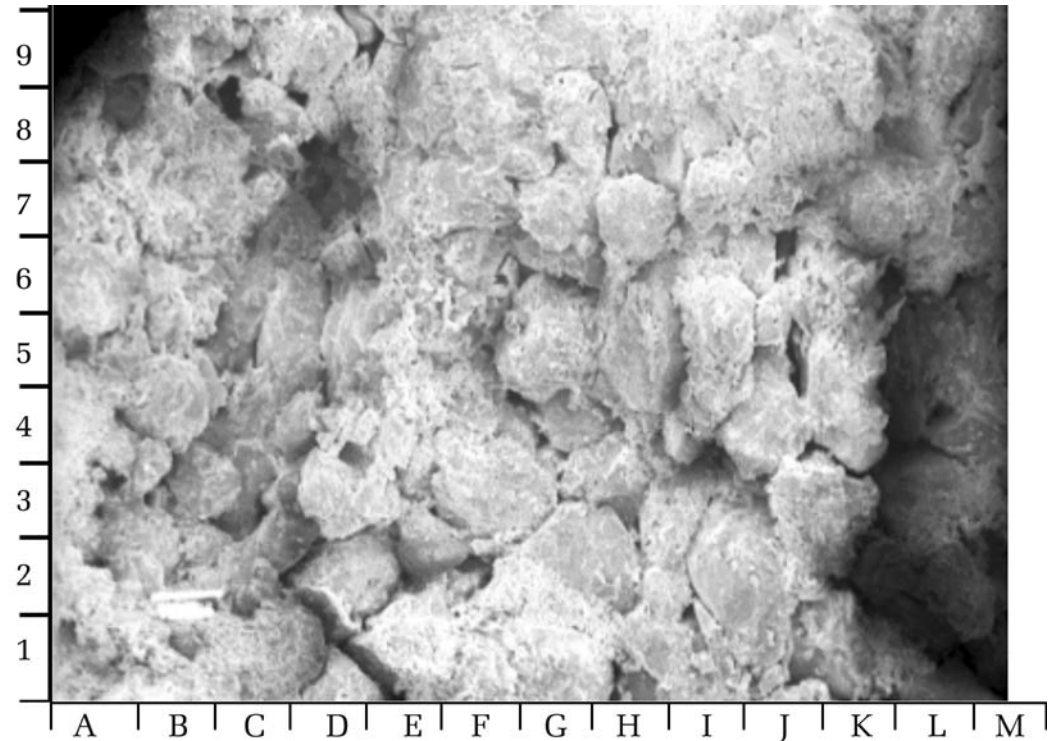
Evolución de la Presión de Inyección

lecor

EVOLUCION DE LA PERMEABILIDAD Y LA PRESION vs
VOLUMENES PORALES INYECTADOS
POZO LAS 72 - 2ªCC - TESTIGO N° 2-3-X - PROF: 439,54 mbbp.



Cara del testigo antes del ensayo de flujo



Barra de referencia: 100 μ

La mayoría de estas cámaras porales y gargantas (A-3 ; B-2 ; F-5 ; I-3 ; J-7) poseen en mayor o menor grado concentraciones de material fino como remanentes de estos procesos y desarrollos de material arcilloso de naturaleza caolinítica como productos posteriores de recristalización. Estas concentraciones de material, bajo condiciones de fluencia y de acuerdo a los distintos grados de sujeción adquiridos, pueden estar sujetas a fenómenos de remoción y/o migración.

Estado del testigo posterior al ensayo de flujo

Cara entrada de inyección



Cara de salida

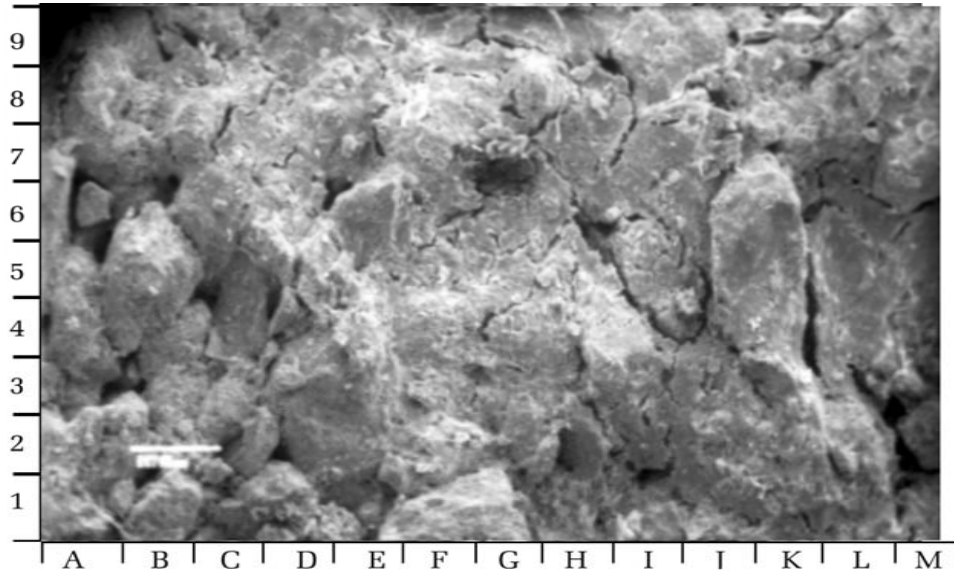


Cara del Testigo después del 1º Feteo

(extremo más cercano a la cara de inyección)



FOTO SEM – CARA CON REVOQUE

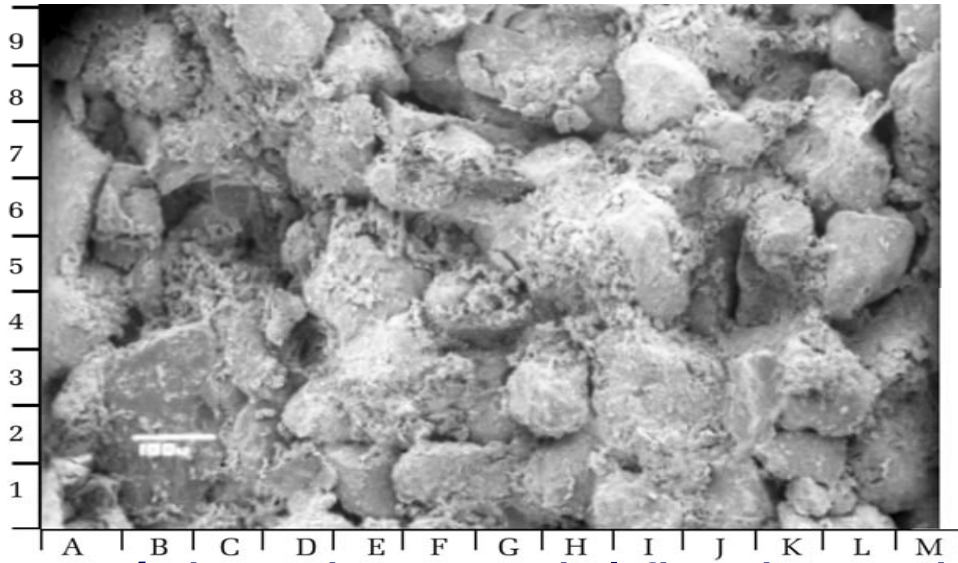


Barra de referencia: 100 μ

Cara expuesta a la inyección

El sector central de la exposición presenta abundante depositación de sólidos arrastrados en suspensión durante el ensayo. Esta particularidad es fundamentada por la presencia de numerosas microfisuras de contracción (F-6 ; F-4 ; H-4 ; I-7) originadas por pérdida de agua del material. Este depósito puede ser atribuido a un sector cementado no permeable, que favoreció la concentración de sólidos, pero que es indicativo del fenómeno de arrastre mencionado. Nótese los sectores porosos sobre la esquina inferior izquierda y derecha de la exposición, como indicativos de vías de canalización.

FOTO SEM – Extremo opuesto a la inyección



Barra de referencia: 100 μ

Depósitos de material fino intersticial no afectados (B-5 ; C-8 ; I-4 ; J-6 ; J-2 ; K-5) y otros con evidencias parciales de remociones (B-4 ; E-6 ; K-6 ; L-6), sugieren la presencia de canalizaciones o vías preferenciales en las condiciones establecidas de fluencia.

Tiempo de Vida Media

- ✓ Calidad de agua recomendada
- ✓ Estimar mantenimiento de la Inyección
- ✓ Definir el grado de filtración requerido
- ✓ Estimar costo del tratamiento del agua
- ✓ Estimar inversiones
- ✓ Gastos en limpiezas químicas y programas de tratamientos

Tiempo de Vida Media

- ✓ Para el análisis de sensibilidad del tiempo de vida media se aplico el modelo de Barkman & Davidson con la información obtenida de las experiencias.
- ✓ Este método da una aproximación de la declinación de la inyectividad provocada por los STS (sólidos totales suspendidos) a partir de los resultados de ensayo de flujo y previa determinación del mecanismo de daño producido, para intervalos de igual permeabilidad a la del testigo ensayado.
- ✓ La limitación de este método resulta de asumir :
 - -Revoque incompresible con porosidad y permeabilidad constante.
 - -Presión de inyección constante.
 - -Calidad de agua constante durante todo el tiempo de inyección.
 - -Espesor con igual permeabilidad.

Tiempo de Vida Media de Pozo Inyector

$$t_{1/2} = (F) (G)$$

$$F = \pi r_w^2 h \rho_c / q_o w \rho_w$$

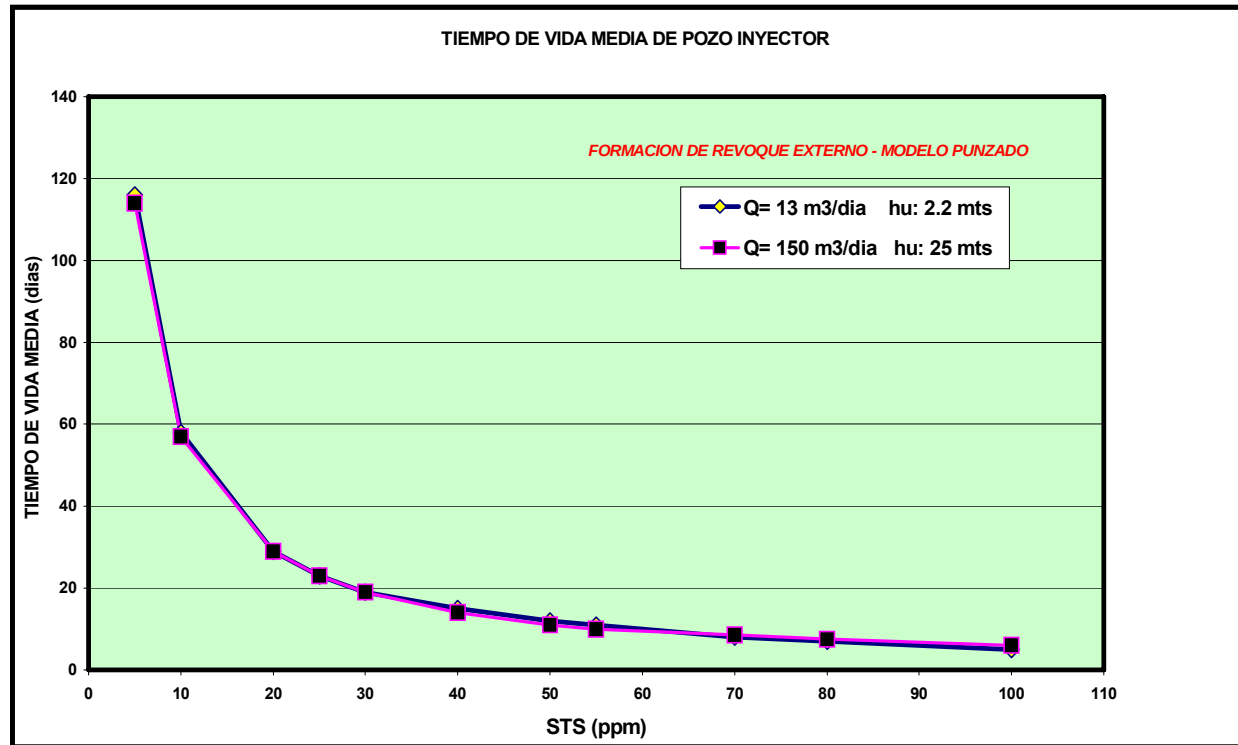
$$G = f(\text{terminación del pozo})$$

$t_{1/2}$ = tiempo requerido para que el caudal de inyección caiga al 50% del inicial

Permeabilidad LAS-72 –Capa A-100

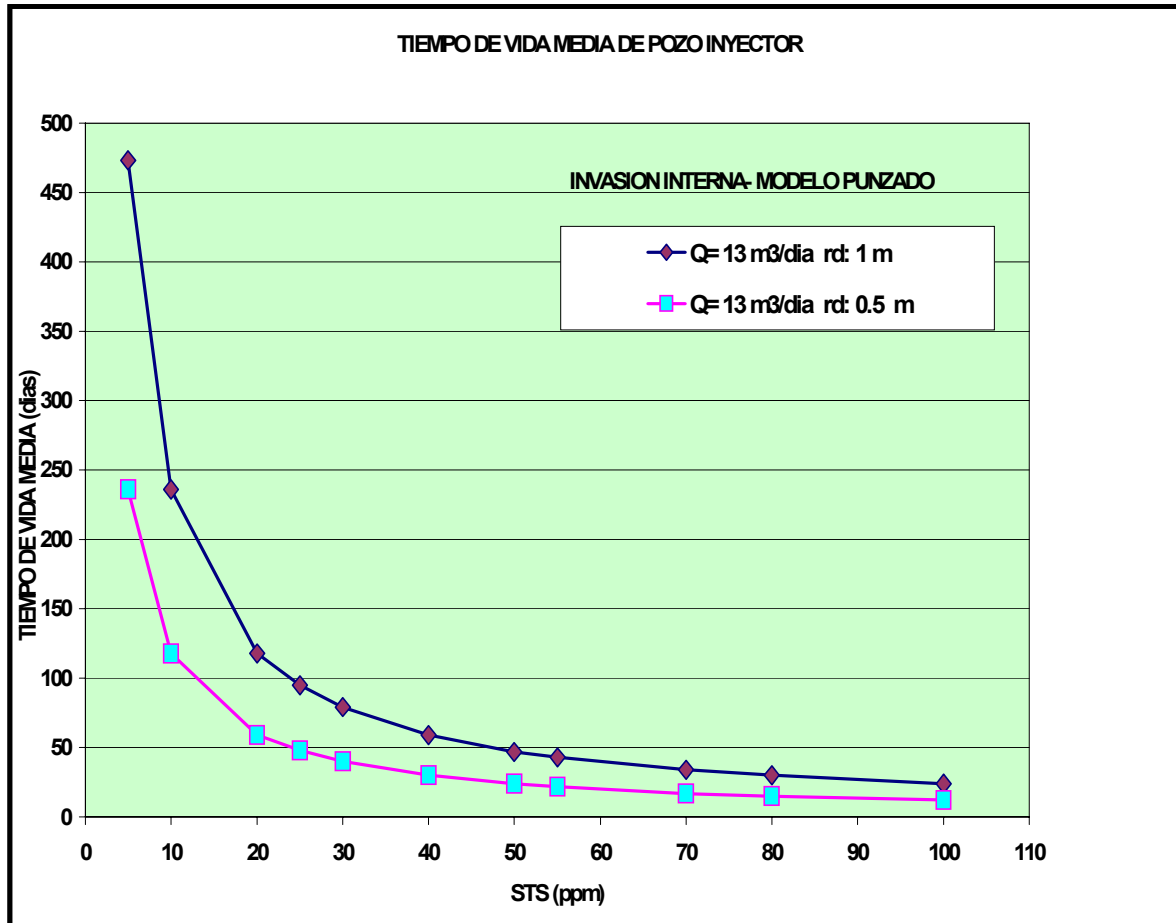
capa A100					
Muestra	Profund. de Perfil (corr.)	Profund. de Corona (s/corr.)	Porosidad	Permeab. Absoluta al Gas	Dens.
	[m]		[%]	[mD]	Efect. [gr/cm ³]
LAS-72-1-1-72	433,76	434,26	4.1	0,15	2,66
LAS-72-2-6-102	435,52	436,44	30.3	3777,43	2,70
LAS-72-2-6-104	435,77	436,69	27.8	631,58	2,67
LAS-72-2-6-30	435,93	436,85	2.8	0,03	2,65
LAS-72-2-6-106	436,10	437,02	2.8	0,02	2,67
LAS-72-2-6-32	436,31	437,23	2.2	0,02	2,64
LAS-72-2-5-28	436,47	437,39	3.1	0,06	2,64
LAS-72-2-5-96	436,72	437,64	2.7	0,02	2,66
LAS-72-2-5-98	436,89	437,81	29.2	1333,26	2,65
LAS-72-2-5-100 (E)	437,22	438,14	31.2	ND	2,67
LAS-72-2-4-92 (E)	437,72	438,44	18.9	ND	2,65
LAS-72-2-4-26	438,07	438,79	3.6	0,43	2,64
LAS-72-2-4-94	438,27	438,99	5.5	0,17	2,67
LAS-72-2-3-24 (F)	438,66	439,38	21.5	75,17	2,68
LAS-72-2-3-88	439,05	439,77	30.1	2805,78	2,63
LAS-72-2-3-90	439,39	440,11	11.3	376,29	2,66
LAS-72-2-2-22 (E)	439,77	440,49	21.6	ND	2,66
LAS-72-2-2-86	440,36	441,08	21.8	251,94	2,70
LAS-72-2-1-20 (F)	440,49	441,21	14.4	96,84	2,67
El agregado de la letra (F) indica muestra fisurada					
El agregado de la letra (E) indica esquirla					

Modelo punzado – revoque externo



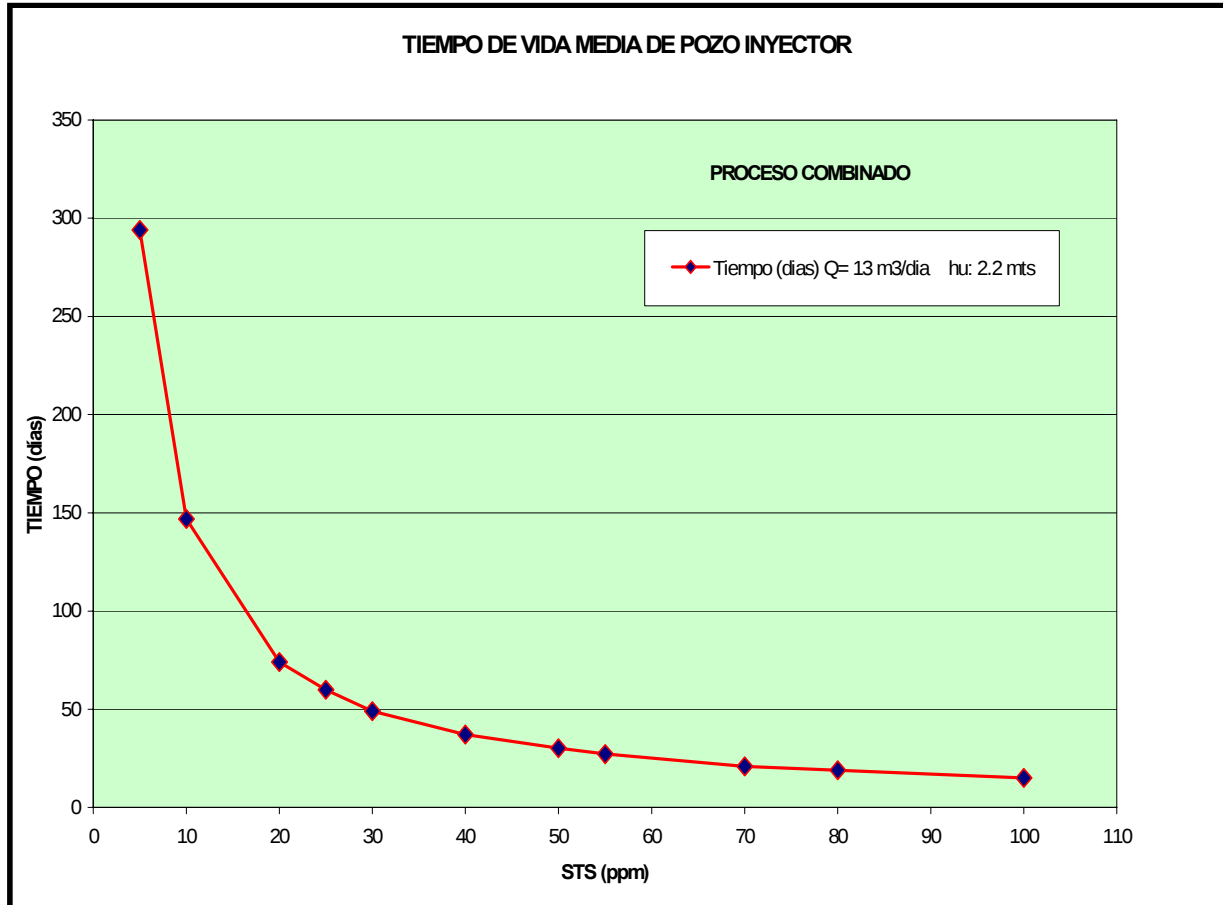
Ka= 195 mD

Modelo punzado- invasión



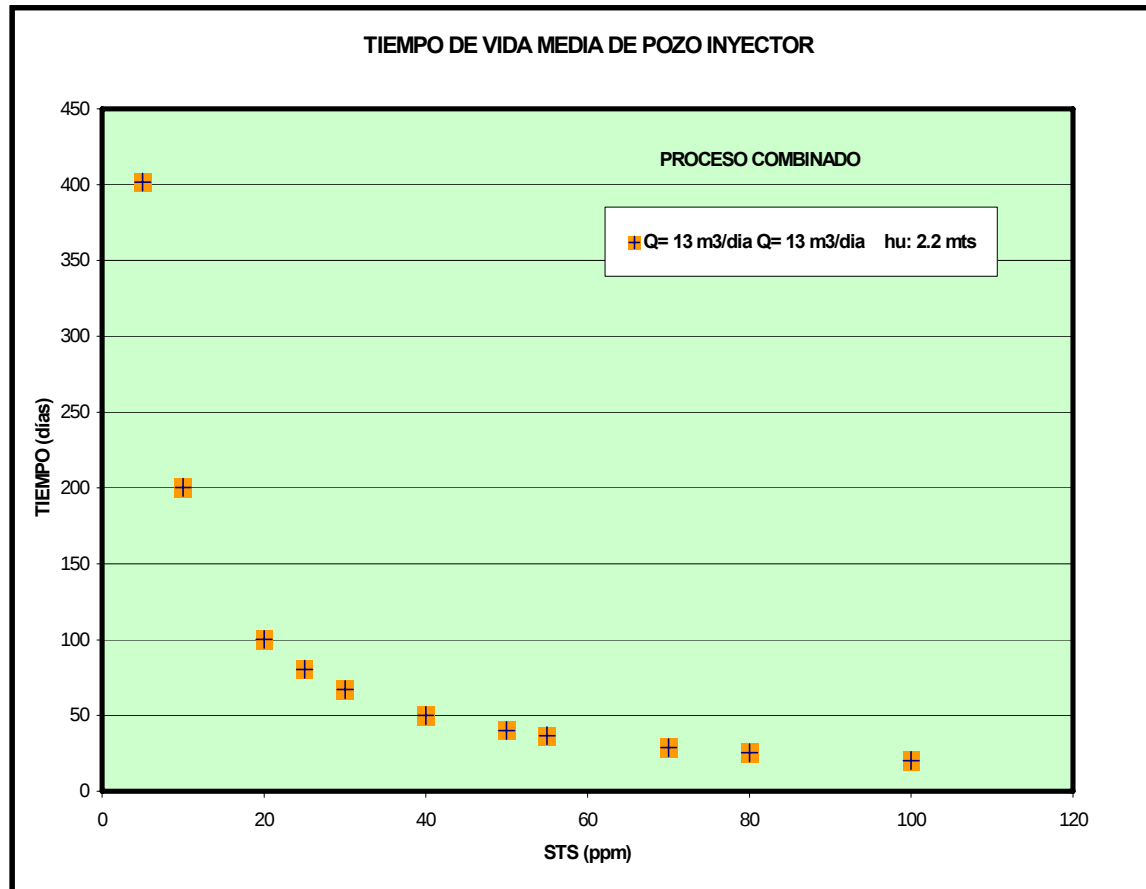
Ka= 600 mD

Modelo punzado- proceso combinado



Hu: 50% K : 195 mD + 50% 600 mD

Modelo punzado- proceso combinado



Hu: 20% K : 195 mD + 80% 600 mD

Conclusiones

- ✓ La mayor cantidad de partículas retenidas en el medio poroso para un testigo con permeabilidad de 195 mD equivalente a la media del reservorio corresponde a partículas de **3 a 7 μm** .
- ✓ Dada la heterogeneidad de la formación, es de esperar que el mecanismo de deposición de partículas será por un proceso de invasión , formación de revoque externo ó como se evidenció durante la experiencia combinado (**invasión más revoque externo**).
- ✓ Los gráficos muestran que la pérdida de inyektividad es sensible a la distribución y cantidad de tamaño de partículas en suspensión y al contenido de hidrocarburos. Siendo más fuerte el efecto para **STS** entre **5 a 10 ppm**.
- ✓ Los sólidos en suspensión están compuestos por sulfuro de hierro, carbonato de calcio y petróleo.
- ✓ La presencia de carbonato de calcio corrobora los resultados de los estudios de compatibilidad de agua realizados.

Conclusiones

- ✓ Por la heterogeneidad de la roca y la digitalización de las corrientes de flujo es de esperar que las partículas de invasión adoptarán disposiciones localizadas ó de carácter errático.
- ✓ Por las limitaciones del método y por la heterogeneidad del reservorio (variaciones en permeabilidad y tamaño de gargantas porales) los valores de Tiempo de Vida Media obtenidos son indicativos.
- ✓ Del estudio realizado se pueden definir los requerimientos de calidad de agua a inyectar
- ✓ El aumento en la presión de inyección esta directamente relacionado a la calidad de agua actual.

Recomendaciones

- ✓ Mantener la calidad de agua constante en el tiempo.
- ✓ Remoción de partículas > a 3 micrones.
- ✓ Bajar el contenido de hidrocarburos a valores menores a 10 ppm.
- ✓ Reducir la generación de CO_3Ca y de FeS .
- ✓ Mantener el contenido de STS (Sólidos Totales Suspendidos) < a 10 ppm preferentemente 5 ppm.
- ✓ Continuar con el proyecto de remodelación sistema de distribución y reutilización del agua de purga.
- ✓ Obtener muestras para seguir caracterizando los depósitos formados. Especialmente corroborar si es repetitiva la aparición de Sulfato de Calcio / Estroncio y compuestos de Bario.

Recomendaciones

- ✓ Controlar la inyección de las capas con perfiles radiactivos de tránsito de fluido.
- ✓ Comenzar a realizar el control de H₂S en el gas y agua. Implementar un programa de monitoreo con el objetivo de evaluar el agriamiento del reservorio y su evolución en el tiempo con la finalidad de evitar problemas ambientales, de seguridad y corrosión en las instalaciones.
- ✓ De diagnosticarse el agriamiento se sugiere evaluar métodos de control de la actividad bacteriana dentro del reservorio.
- ✓ Evaluar la aplicación de tratamientos químicos para control de la migración de finos en pozos productores y en inyectoros si se realizan pruebas de retorno de fluidos.

Agradecimientos

Fabian Sein (CTA- Respol YPF)

Santiago Bertagna, Pablo Gerrard (Astra Evangelsita)

- La reinyección del agua de producción puede provocar en algunos reservorios ,daño por entrampamiento de sólidos suspendidos que reducen la inyectividad en los pozos inyectores de agua.
- La declinación de la inyectividad tiene gran impacto sobre la economía del proyecto de recuperación secundaria. Consecuentemente, antecedentes de pérdidas de inyección, problemas operacionales y pérdidas de producción se registran como antecedentes asociados a la calidad del agua no apta para el tipo de reservorio.
- El control de la calidad de agua y su especificación para cada formación es fundamental en la prevención del daño y en la preservación de la pérdida de inyectividad.
- Se presenta un método aplicado para la estimación de los requerimientos de calidad de agua de purga en el yacimiento Loma Alta Sur perteneciente a la cuenca Neuquina , ubicado en el departamento de Malargue – Mendoza.

Resumen

- El método se basa en la utilización de resultados obtenidos a partir de ensayos de flujo lineal sobre testigos corona que luego se utilizan para predecir la declinación de inyectividad, expresada como tiempo de vida media del pozo inyector.
- Como etapa previa a la de laboratorio, se realizó una campaña de monitoreo en pozos inyectores para medición de distribución de tamaño de partículas, sólidos suspendidos, sulfuros totales, hidrocarburos y bacterias sulfato reductoras.
- En el laboratorio, se realizó el ensayo de fluencia para predecir la reducción de permeabilidad producida por partículas inorgánicas y petróleo contenidas en el agua de inyección y analizar el mecanismo de daño de formación según el tipo de revoque formado.
- Estudios de microscopía electrónica (SEM) permiten identificar la profundidad de la invasión y caracterizar el tipo de revoque formado.
- Los datos de filtración obtenidos sobre muestras representativas, se utilizan en expresiones matemáticas de modelos existentes para definir la curva de tiempo de vida media en función de diferentes concentraciones de sólidos suspendidos.

- El mecanismo de daño observado es comparado con la predicción de la relación entre la mediana del diámetro de partículas y la mediana de la distribución del tamaño de las gargantas porales.
- El presente trabajo comprende la descripción de la metodología seguida, resultados y conclusiones obtenidos a partir de la integración de los resultados del monitoreo realizado en el yacimiento con los estudios de laboratorio realizados más la aplicación de modelos predictivos, con el objetivo de definir los requerimientos de calidad de agua a inyectar en función de las características petrofísicas del reservorio, el grado de filtración requerido, rediseño de las instalaciones de superficie y tratamiento del agua.

Gracias!!

