

Universidad Nacional de Ingeniería

Facultad de Ingeniería de Petróleo



“ Evaluación de los Trabajos de Estimulación
en Selva Norte ”

TESIS

Para optar el Título Profesional de:
INGENIERO DE PETROLEO

Javier Alejandro Almeida Leandro

PROMOCION 1988 - 2

LIMA — PERU

1988

A MIS QUERIDOS PADRES
ISABEL Y LEONIDAS Y AL
ALMA MATER A QUIENES
DEBO MI FORMACION COMO
PERSONA Y COMO PROFE -
SIONAL.

INDICE

	PAG.
1. INTRODUCCION	
2. GEOLOGIA DE LOS YACIMIENTOS DE SELVA NORTE.....	1
2.1 Características Generales.....	1
2.2 Columna Estratigráfica.....	1
2.3 Formaciones Productivas.....	3
3. CARACTERISTICAS DE LOS YACIMIENTOS DE SELVA NORTE.....	6
3.1 Características Generales.....	6
3.2 Propiedades de la Roca Reservorio.....	6
3.3 Características de los flujos de los reservorios.....	7
3.4 Mecanismo de Producción.....	7
4. CAUSAS QUE DETERMINAN EL TRABAJO DE ESTIMULACION EN EL RESERVORIO.....	9
4.1 Daño a la formación.....	9
4.2 Causas que provocan el daño a la formación....	9
4.3 Mecanismo de daño a la formación.....	10
4.3.1 Reducción de la permeabilidad absoluta de la formación.....	10
4.3.2 Reducción de la permeabilidad relativa al Petróleo.....	13
4.3.3 Incremento de la viscosidad del Fluído del Reservorio.....	13

4.4	Ocurrencia de daño.....	14
4.5	Identificación del daño.....	14
4.5.1	Pruebas de formación.....	15
4.5.2	Pruebas de producción.....	18
4.6	Seudodaño.....	19
4.6.1	Sistema de Flujo.....	19
4.6.2	Factor "Skin".....	21
4.6.3	Detección del Seudodaño.....	24
4.6.4	Turbulencia.....	25
4.6.5	Completación y penetración parcial.....	31
4.6.6	Seudodaño por Baleo.....	31
5.	TIPO DE TRATAMIENTO.....	34
5.1	Lavado ácido.....	34
5.2	TRATAMIENTO DE BAJA PRESION.....	35
5.2.1	Acidificación.....	35
5.2.2	Tratamiento con solventes.....	36
5.3	Tratamiento a alta presión.....	36
6.	ACIDIFICACION EN POZOS DE LA SELVA.....	37
6.1	Tipos de acidos usados.....	37
6.1.1	Acido Clorhídrico.....	38
6.1.2	Acido Clorhídrico - Fluorhídrico (HCl - HF).....	40
6.1.3	Sistema de limpieza Claysol.....	51
6.2	Aditivos en acidificación.....	51
6.2.1	Inhibidor de Corrosión.....	52
6.2.2	Surfactantes.....	54

6.2.3	Estabilizadores de Arcilla.....	57
6.2.4	Agentes Antifango.....	57
6.2.5	Solventes Mutuales.....	58
6.2.6	Inhibidor de Incrustaciones.....	59
6.2.7	Otros aditivos.....	59
6.3	Diseño de acidificación.....	60
6.3.1	Pruebas de laboratorio.....	60
6.3.2	Diseño del tratamiento.....	65
6.4	Lineamiento básico en un trabajo de acidificación - (HF).....	77
6.5	Trabajo de acidificación efectuado en Selva Nor te.....	81
7.	ESTIMULACION POR SOLVENTE EN POZOS DE LA SELVA.....	101
7.1	Tipos de solventes y aditivos.....	102
7.2	Trabajos de estimulación por solvente efectuado en- Selva Norte.....	104
8.	EVALUACION ECONOMICA.....	109
8.1	Evaluación económica de los trabajos de estimula ción efectuados en Selva Norte.....	110
9.	CONCLUSIONES.....	116
10.	RECOMENDACIONES.....	120
	ANEXO I.....	
	ANEXO II.....	
	BIBLIOGRAFIA.....	

INTRODUCCION

Los trabajos de estimulación en Selva Norte han sido programados con el fin de reestablecer o aumentar la producción en pozos que fueron dañados durante la etapa de completación o en la etapa de producción.

La técnica de estimulación empleada ha sido el tratamiento por acidificación y tratamiento por solvente. Estos trabajos se caracterizan por usar una presión de tratamiento menor que la presión de fractura de la formación, pero mayor que la presión del reservorio con el fin de no romper o comunicar los límites naturales existentes evitando la producción de agua, debido principalmente a la alta permeabilidad de las formaciones productivas de Selva Norte.

Desde el descubrimiento del primer pozo 1-X Corrientes (Nov/71) hasta la fecha (Dic/87) se han efectuado 17 trabajos de estimulación en 11 pozos. De ellos solo 8 han sido exitosos tanto en la parte de ingeniería-operacional como económicamente. Los trabajos de acidificación se han efectuado en el área de Corrientes, Valencia y Nueva Esperanza, mientras que los trabajos de solvente se han efectuado solo en el área de Yanayacu. Las formaciones tratadas han sido la fm. Chonta (Mb. Cético y Pona) para tratamientos ácidos y la fm. Vivian para tratamientos con solvente.

El propósito de este trabajo es discutir los procedimientos de la determinación del daño verdadero a la formación; el diseño de los tratamientos y la evaluación económica singular y global de los trabajos de estimulación efectuados en Selva Norte. Antes de empezar la discusión detallada, se hace una revisión teórica de la geología; daño a la formación; tipo, método y elementos empleados en los tratamientos de estimulación.

La evaluación técnica se hace en función del índice de pro -

ductividad, historia de producción y rate de declinación antes y después de efectuar el trabajo de estimulación. Además se tiene en consideración la historia de completación y workovers, fallas de equipo de subsuelo (BEC: bombeo electrocentrífugo) como información adicional para el análisis. La evaluación económica se hace en función de los parámetros económicos para evaluación de proyectos.

Este trabajo incluye un Diskette con el programa de acidificación para la determinación del volumen de tratamiento en un sistema HF-Regular y el programa para la evaluación económica.

(2) GEOLOGIA DE LOS YACIMIENTOS DE SELVA NORTE

2.1 CARACTERISTICAS GENERALES

Los yacimientos de la Selva Norte están ubicados geológicamente en la cuenca del Marañón (cuenca Oriental). La cuenca del Marañón se ubica en la llanura amazónica en la porción nor-oriental del Perú y es una de las varias depresiones estructurales asimétricas que existen en la región de la Selva formadas durante el Terciario tardío. Los límites de la cuenca en la época Cretácica fueron los escudos Brasilero - Guayano al Este y la posición actual de la cordillera de los Andes al Oeste. El movimiento orogénico ocurrido en el Terciario tardío fue el evento que produjo el levantamiento de los Andes y dio lugar a los presentes rasgos geomorfológicos constituidos por una serie de depresiones y levantamientos estructurales.

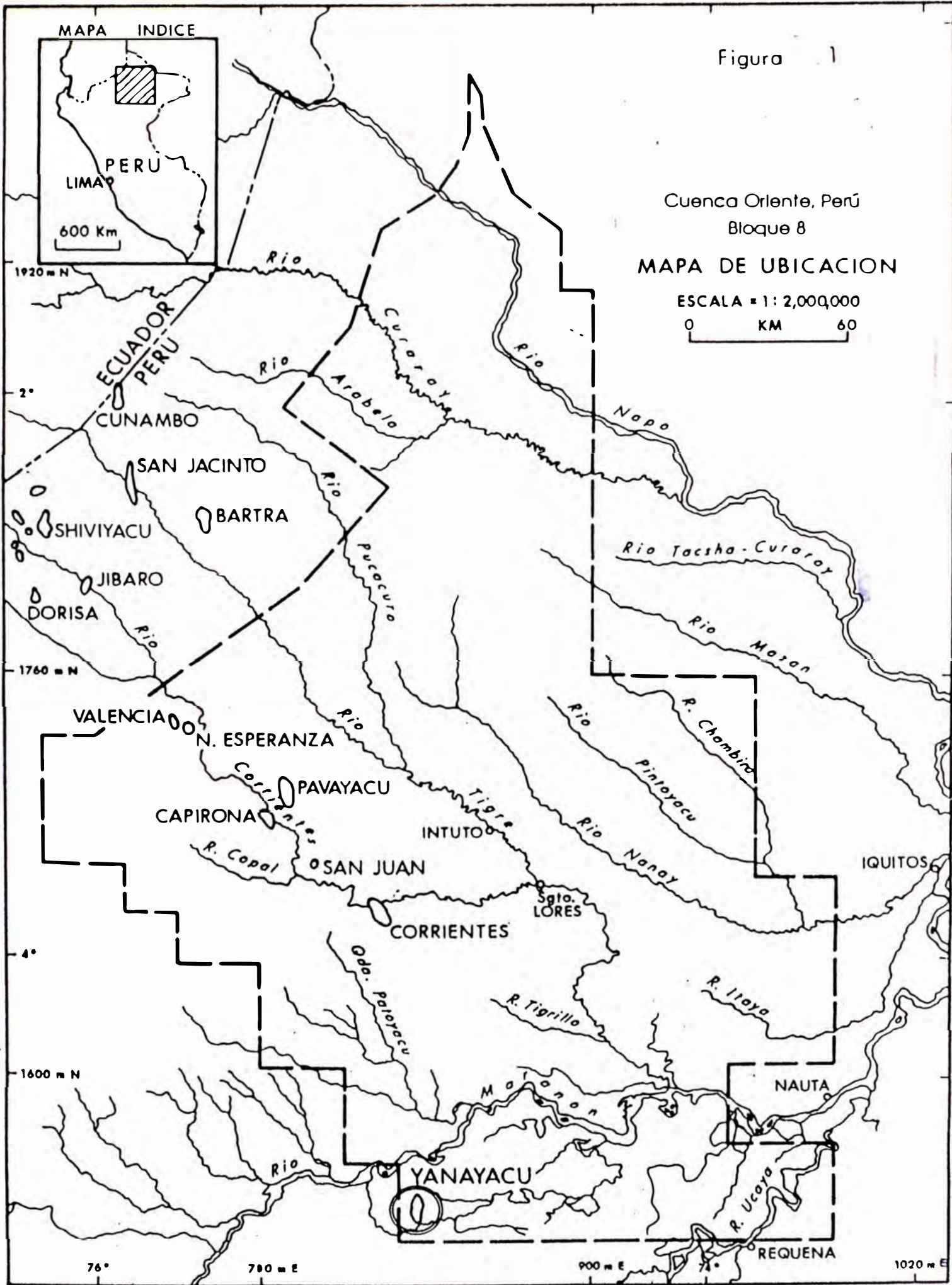
Dentro de lo que específicamente denominamos Selva Norte es la zona del lote 8 asignado a Petróleos del Perú S.A. donde ubicamos los campos que se encuentran actualmente en explotación como Corrientes, Pavyacu, Capirona, Yanayacu, Valencia y Nueva Esperanza (fig 1).

2.2 COLUMNA ESTRATIGRAFICA

En la cuenca del Marañón, la mayoría de las rocas son de origen sedimentario y sus edades varían desde el Paleozoico hasta el Cenozoico encontrándose tanto en superficie como en el subsuelo.

La secuencia de sedimentos varía de espesor (de 3500 m a 9000 m) tanto en la zona de la faja subandina como en la porción central de la cuenca adelgazándose-

Figura 1



gradualmente hacia el borde oriental de la cuenca y descansa sobre un basamento cristalino de naturaleza granítica-metamórfica que es la prolongación del escudo Guayano-Brasileño.

La fig. 2 muestra la columna estratigráfica generalizada de las Unidades litológicas reconocidas en el Oriente-peruano.

2.3 FORMACIONES PRODUCTIVAS

Las areniscas del grupo Oriente (fms. Cushabatay, Esperanza, Raya y Agua Caliente) y las fms. Chonta, Vivian y Pozo Basal presentan buenas características de roca reservorio, sin embargo en la Selva Norte solo se han encontrado acumulaciones importantes de petróleo en las fms. Chonta, Vivian y ocasionalmente en la fm. Pozo Basal (Corrientes).

La fm. Chonta constituye una unidad litológica que fue depositada transicionalmente sobre la fm. Agua Caliente por un mar transgresivo que cubrió gran parte de la cuenca amazónica y ha sido identificada tanto en la superficie (faja subandina) como en el subsuelo (llanura amazónica) a través de los pozos perforados en la zona. En el área de Selva Norte la fm. Chonta está constituida por tres miembros: Cético, Lupuna y Pona. Los miembros Cético y Pona están constituidos por areniscas predominantemente de cuarzo con delgadas y mayormente localizadas intercalaciones de lutitas. Las areniscas son blancas, grises, de grano fino, ocasionalmente medio a grueso, glauconíticas, ligeramente calcáreas y constituyen rocas de buena porosidad y permeabilidad. Lupuna muestra una mayor proporción de lutitas. En esta formación se observan notables variaciones de facies, identificándose facies marinas, deltaicas y -

Cuenca Oriental, Perú -- Bloque 8

COLUMNA ESTRATIGRAFICA GENERALIZADA

ERA	PERIODO	EPOCA	PISO	FORMACION	ESPESOR MAYAYACU	LITOLOGIA	OBSERVACIONES		
CENOZOICO	CUATERNARIO		RECIENTE	CORRIENTES	1200'		Arenas Gruesas Conglomeredicas		
			PLUISTOCENO	MARCON	3000'		Lodolites Rojos y Verdosas Arenas Grano Medio		
	TERTIARIO	NEOGENO	MIOCENO - PLIOCENO	PEBAS	1500'		Lodolites Rojos Lutitas Verdosas y Marrones Cetize - Merges - Coquina		
				CHAMBIRA	4000'		Lodolites Rojos Limolites Anhidrite Celizes		
			PALEOGENO	OLIGOCENO	POZO	250'		Lutiles Verdosas Areniscas	
				PALEOCENO EOCENO	HUCHPAYACU		1000'		Lodolites Rojos Areniscas Gr. Fino
	MESOZOICO	CRETACEO	SUPERIOR	GENO NIANO	VIVIAN	510'		Produce Petróleo	
					CHONTA	660'		Produce Petróleo	
			MEDIO	NEO COMIANO	GRUPO ORIENTE	AGUA CALIENTE	1250'		Arenas Gruesas Medio y Fino Limolite Carbonoso
					ESPERANZA	375'		Lutitas Negras Limolite y Gransca Fino	
CUSHA - BATAY					1225'		Arenas Gruesas Conglomeredicas		
PRE CRET.									

Mejor Reflexión Sísmica

Produce Petróleo

Produce Petróleo

fluvio-deltaica.

La fm. Vivian sobre yace transicionalmente a la fm. Chonta y consiste principalmente de areniscas cuarzosas de color blanco a gris claro, de grano fino a grueso, ocasionalmente con guijarros, por lo general es moderadamente clascificada, friable a firme, ocasionalmente tufácea y arcillosa en partes con cemento silíceo y con pocas intercalaciones de lutitas carbonosas de color gris oscuro. Las areniscas de esta formación tiene buena porosidad y de regular a buena permeabilidad.

La fm. Pozo Basal se ubica en el período terciario inferior y se caracteriza por la presencia de areniscas cuarzosas de grano fino a muy fino, ocasionalmente con conglomerados finos, generalmente asociado con material tufáceo. Esta unidad por su característica litológica y por su contenido fosilífero constituye un horizonte marcador muy bueno dentro de la secuencia terciaria a través de toda la cuenca del Marañón. En la estructura Corrientes las arenas de la fm. Pozo Basal contiene saturaciones de petróleo.

(3) CARACTERISTICAS DE LOS YACIMIENTOS DE SELVA NORTE

3.1 CARACTERISTICAS GENERALES

En los yacimientos de Selva Norte las fms. Pozo del-Terciario, Chonta y Esperanza-Raya del Cretácico, Grupo Pucará del Triásico-Jurásico, Grupo Tarma-Copacabana del Paleozoico Superior y el grupo Cabanillas del Devónico contienen horizontes que pueden considerarse como buenos a regulares generadores potencia - les de hidrocarburos (Roca Madre), encontrándose en estas formaciones indicios de hidrocarburos livianos, restos de materia orgánica (fósiles), etc.

Las rocas reservorios son principalmente areniscas -cretácicas y parcialmente las areniscas basales de la fm. Pozo Basal, de buenas a regulares propiedades petrofísicas. El entrapamiento principal de las formaciones productiva parece ser de origen estratigráfico-estructural y las condiciones de sedimentación varían de ambientes fluviales a marinas de aguas someras, pero predominando las condiciones deltaicas.

Referente a las rocas sellos estos están ampliamente evidenciados por los descubrimientos de los yacimientos petrolíferos y constituyen principalmente lutitas impermeables.

3.2 PROPIEDADES DE LA ROCA RESERVORIO

El rango de las propiedades de las rocas reservorio-encontradas en la Selva Norte son los siguientes:

Porosidad, %	12	a	26
- Permeabilidad, md	8	a	4,500
- Sw connata, %	20	a	54

- Compresibilidad promedio de la fm.
psi⁻¹ ~ 3.6 x 10⁻⁶
- Densidad de la roca (grano), gr/cc ~ 2.65

3.3 CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS DE LOS RESERVORIOS

El rango de las características de los fluidos de los reservorios de Selva Norte son los siguientes (no se incluye Pozo Basal):

- API a 60°F 19 a 46.1
- Presión de saturación, psi 280 a 870
- Presión inicial, psi 3600 a 4975
- FVF del petróleo a Ps(Bo), bbl/STB 1.034 a 1.210
- GOR de solución a Ps. SCF/STB 25 a 100
- Viscosidad del petróleo a Ps- μ_0 , cp 0.52 a 9.6
- Compresibilidad del petróleo
sat. psi⁻¹ 6.24x10⁻⁶ a 10.9x10⁻⁶
- Salinidad del agua, 10³ ppm
de ClNa 110 a 195
- FVF del agua a Ps (Bw), bbl/STB 0.9987 a 1.0463
- Viscosidad del agua a Ps, cp 0.32 a 0.4
- Compresibilidad del agua, psi⁻¹ ~ 3.6 x 10⁻⁶
- Densidad del agua, lbs/ft³ ~ 68.7
- Temperatura de fondo, °F 240°F a 9500° bnm

3.4 MECANISMO DE PRODUCCION

El mecanismo de producción predominante en los yacimientos de Selva Norte es de impulsión por agua con un acuífero activo de extensión infinita. Este mecanismo de impulsión tiene la más eficiente energía natural impulsora, restituyéndose la presión en el límite (contacto agua-petróleo) constantemente por la acción del acuífero activo.

Destaca también formaciones con mecanismos de impul-

sión combinados, como el de la formación Chonta del yacimiento de Nueva Esperanza que produce por una combinación de impulsión de gas disuelto e impulsión por agua.

(4) CAUSAS QUE DETERMINAN EL TRABAJO DE ESTIMULACION EN EL RESERVORIO.

4.1 DAÑO A LA FORMACION

El objetivo de la completación de un pozo es establecer una irrestricta comunicación entre la formación y el pozo para asegurar la máxima productividad. Cualquier restricción del flujo alrededor del pozo es llamado daño a la formación o efecto "skin", y indica algún tipo o combinación de daño a la formación. El daño a la formación puede ocurrir durante la perforación, completación, workover y operaciones de producción o inyección; es decir, que el daño puede ocurrir en cualquier época durante la vida del pozo. En todos los casos, ciertas condiciones de movimiento del fluido crean daño. Todo daño a la formación afecta los canales de flujo en la roca, es decir, la permeabilidad de la roca. Cada operación de perforación, completación o programa de workover deberá estar sometido a un análisis de identificación y prevención de daño a la formación. Si el daño no ha sido previsto, u ocurre a despecho de medidas preventivas tomadas, entonces trabajos de cura o resane deben ser programados y incorporados dentro de las fases sucesivas de la completación del pozo.

4.2 CAUSAS QUE PROVOCAN EL DAÑO A LA FORMACION

El contacto con los fluidos extraños es la causa básica de el daño a la formación. Estos fluidos perturban las condiciones originales de equilibrio existentes en la formación hasta esos momentos, creando así taponamientos que pueden ser asociados con los sólidos y con el filtrado de fluidos.

El taponamiento por sólidos ocurre en la cara de la formación. Los sólidos pueden ser materiales pesados, arcillas, estructuras viscosas, materiales que controlan la pérdida de fluido, materiales de pérdida de circulación, sólidos perforados, partículas de cemento, restos de cargas de baleo, moho, restos de tubería, sales no disueltos, finos de gravel pack o arena de frac, precipitados de incrustaciones, para

fina o asfaltenos, etc.

El taponamiento por el filtrado de fluido es creado por el líquido que es forzado dentro de las zonas porosas debido a la presión diferencial existente desplazándose y mezclándose con los fluidos del reservorio. Generalmente puede reducir la permeabilidad absoluta, reducir la permeabilidad relativa e incrementar la viscosidad del fluido.

El daño también puede ser creado durante la vida productiva del pozo, siendo ocasionado por el movimiento de fluidos desde la formación hacia el pozo.

4.3 MECANISMO DE DAÑO A LA FORMACION

Los mecanismos de daño a la formación se clasifican de acuerdo a como ellos disminuyen la productividad.

4.3.1 REDUCCION DE LA PERMEABILIDAD ABSOLUTA DE LA FORMACION

La reducción de la permeabilidad absoluta de la formación es el resultado del taponamiento de los canales porosos por partículas dentro del reservorio, por las arcillas y por asfaltenos o parafinas.

El taponamiento de partículas dentro del sistema poroso de la formación es dada por partículas inherentes a la formación y por partículas llevadas hacia la formación por varios filtrados de fluidos. Las partículas inherentes a la formación tales como arcillas, feldespatos y otros minerales, pueden ser desprendidos de los granos de la roca por la velocidad de flujo y removidas desde la caverna

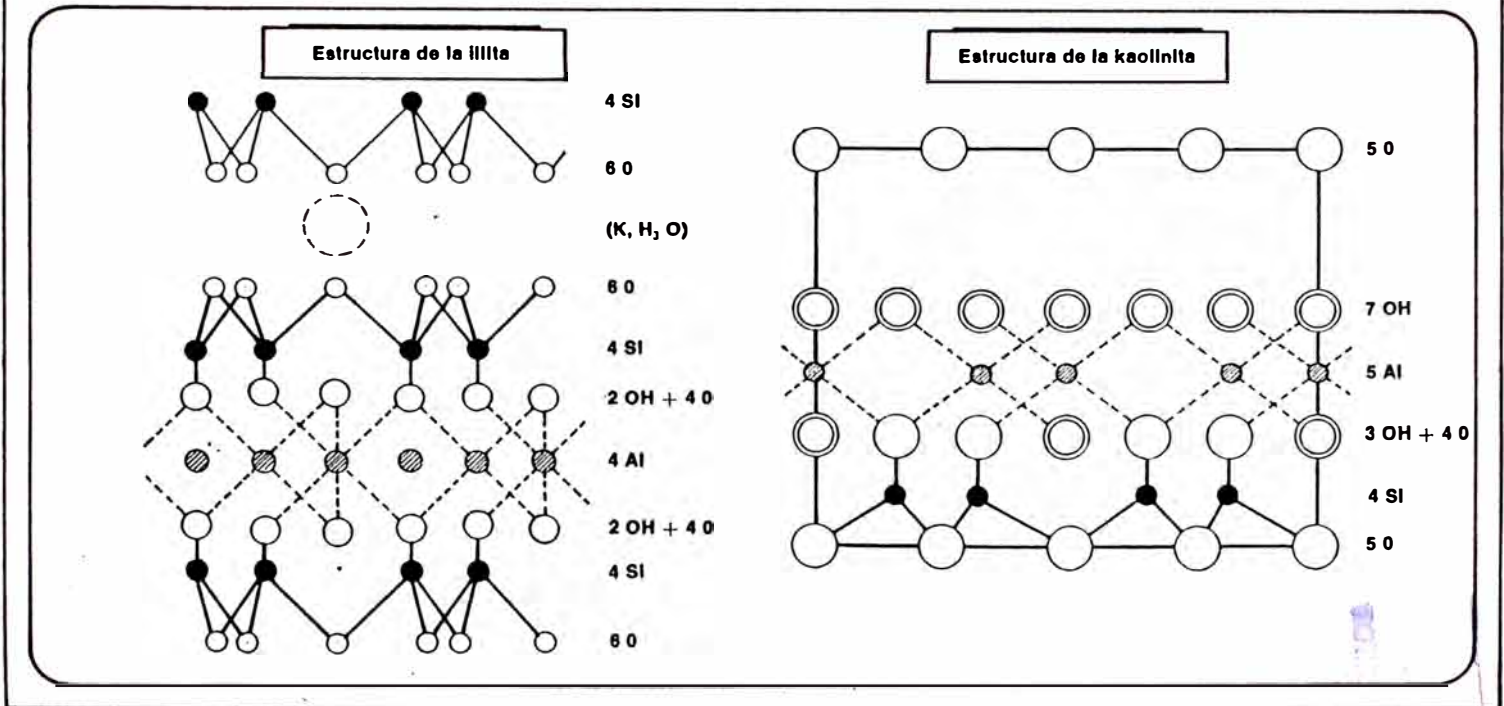
de un poro a otro de manera que al acumularse y asentarse taponean el poro. Las partículas inducidas a la formación por los filtrados de flúidos pueden ocasionar los mismos efectos de las partículas inherentes una vez que el pozo es puesto en producción. Los efectos incluyen la hidratación o deshidratación de arcillas; la dispersión o floculación de arcillas altamente o ligeramente hinchables y partículas de la formación; disolución de materiales cementantes que se combinan con finos, arcillas u otras partículas que se mueven dentro de cavidades porales.

La mayoría de las formaciones petrolíferas ubicadas en estratos de areniscas contienen arcillas en su composición. Estas pueden presentarse en algunos de sus estados conocidos (laminar, disperso cementante, etc.) y generalmente son poco compatibles con los flúidos de invasión, que durante la vida del pozo se ponen en contacto con ellas y generan reacciones que alteran las características del medio poroso. La merma de la permeabilidad por efecto de las arcillas sobre las formaciones permeables, no siempre es fácil de identificar y cuantificar, sobre todo cuando la causa de la alteración proviene de filtrados del lodo de perforación. En las figuras 3 y 4 muestra la estructura cristalina de la illita y kaolinita, y el efecto de la hinchazón de la arcilla por el contacto con el agua del filtrado de flúido.

La reducción de la temperatura y presión que acompañan al flujo de petróleo y contienen cantidades apreciables de asfaltenos y parafí

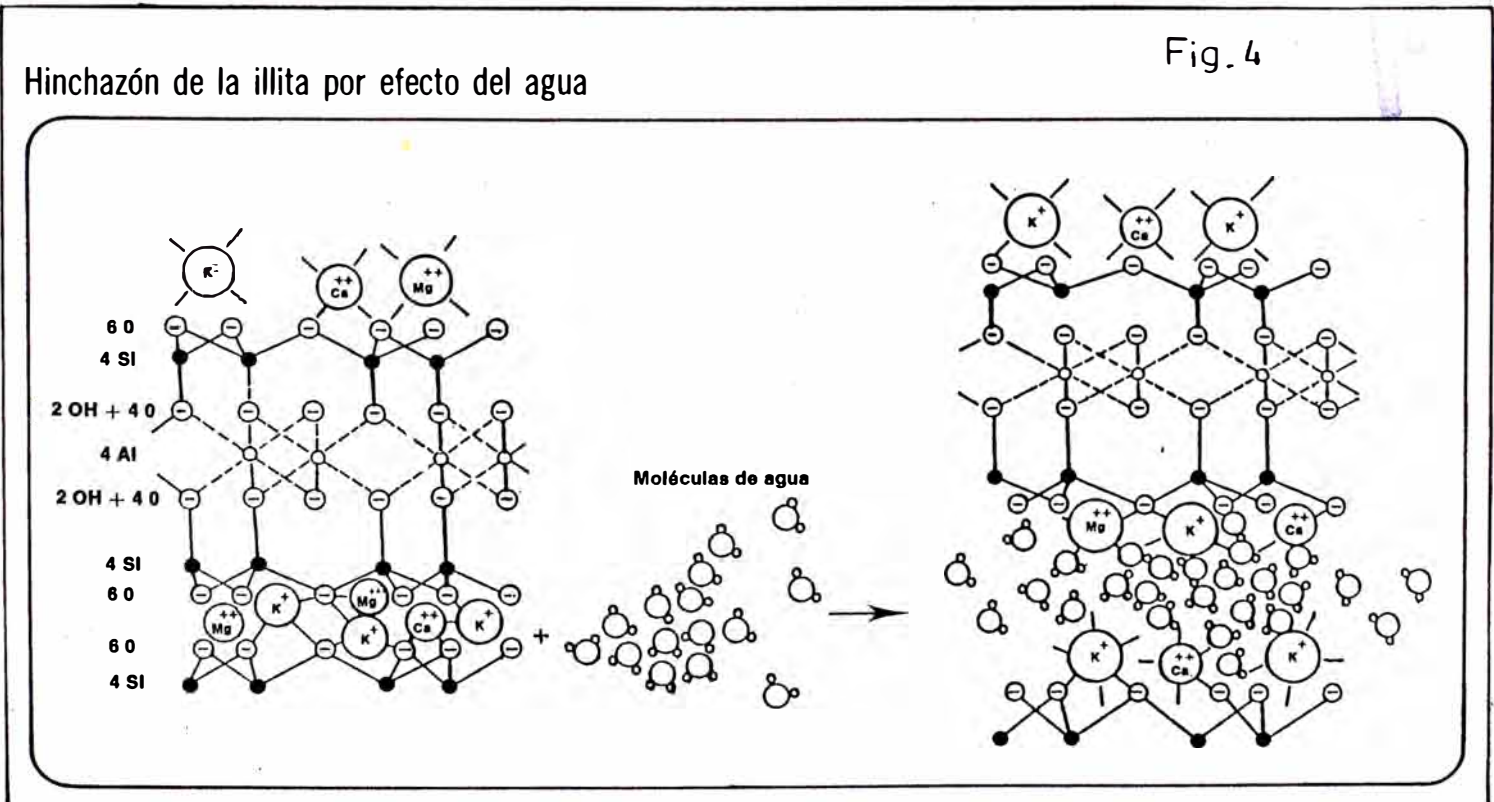
Esquema de las celdas cristalinas

Fig. 3



Hinchazón de la illita por efecto del agua

Fig. 4



nas pueden resultar en la deposición de esos materiales en la formación. La deposición puede reducir la permeabilidad de la formación por el bloqueo de los espacios porosos o por causa de que la formación quede humedecida al petróleo.

4.3.2 Reducción de la Permeabilidad Relativa al Petróleo

La reducción de la permeabilidad relativa al petróleo es el resultado de un incremento en la saturación del agua o un incremento de la mojabilidad al petróleo de la roca.

El incremento de la saturación del agua cerca del pozo resulta de la invasión del filtrado o de la digitación o conificación del agua de formación. La reducción de la productividad del petróleo depende sobre el grado de saturación del agua y radio de invasión.

La mojabilidad al petróleo de la roca puede resultar de materiales de superficie activa (Surfactantes Catiónicos Especialmente) llevados por los fluídos de perforación, completación o fluídos de tratamiento del pozo. Muchos surfactantes catiónicos y ciertos surfactantes no iónicos causa que la superficie de la roca silícea llegue a ser humedecida al petróleo.

4.3.3 Incremento de la Viscosidad del Fluído del Reservorio.

La reducción de la productividad por incremento de la viscosidad del fluido del reservorio es el resultado de la presencia de emulsiones o de fluidos de tratamiento altamente viscosos.

En el estado original, los fluidos del reservorio raramente crean bloques de emulsión. Los bloques de emulsión probablemente se forman cuando se inyecta petróleo dentro de la formación, llegando a emulsificarse con el agua de formación o cuando aguas extrañas entra la formación y llega a ser mezcladas con la fase petróleo. Cierta energía es requerida para formar la emulsión y un mecanismo de estabilización es necesario para mantenerla. La energía requerida existe en la ruta de los flujos restringidos alrededor del área del pozo, donde el flujo desde todas direcciones converge para moverse dentro de los perforados. Las emulsiones son estabilizadas por materiales activos de superficie y por pequeñas partículas sólidas tales como finos de formación, arcillas de los fluidos de perforación y completación o partículas de hidrocarburos sólidos.

4.4 OCURRENCIA DE DAÑO

Los tipos de daño a la formación puede ocurrir durante el flujo desde la formación hacia el pozo o el flujo desde el pozo hacia la formación. Esto se encuentra resumidos en los cuadros # 1 y 2 respectivamente.

4.5 IDENTIFICACION DEL DAÑO

Es por lo general posible determinar si existe daño en la formación de un pozo específico. Esto puede ser efectuado a través de pruebas de pozos, tales como pruebas de formación (pruebas de productividad o inyektividad, perfiles de producción) y pruebas de producción diaria en el pozo.

El diagnóstico de la causa específica del daño a la formación es con frecuencia impedido por la falta de suficiente información en detalle sobre las características de la roca reservorio y los fluidos del reservorio y las características de los fluidos de tratamiento y control de pozos.

4.5.1 Pruebas de Formación

Los análisis de las pruebas de presión "build up o draw down" pueden indicar la magnitud relativa del daño o efecto skin, la relación de daño y eficiencia de flujo. El daño es indicado por el valor positivo del efecto skin, una eficiencia de flujo menor que el 100% y la relación de daño mayor de 1.0. A continuación se tiene las ecuaciones necesarias para determinar los valores de daño. Estas ecuaciones requieren datos proporcionados por las pruebas de formación y valores de las propiedades de la roca y fluidos.

$$S_T = 1.151 \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu_o C_{rw}^2} \right) + 3.23 \right] \quad (1)$$

$$\Delta P_s = m \times 0.87 \times S_T \quad (2)$$

$$PI(\text{actual}) = \frac{q}{P^* - P_{wf}} \quad (3)$$

CUADRO N° 1

OCURRENCIA, PREVENCIÓN Y TRATAMIENTO DEL DAÑO OCASIONADO POR EL MOVIMIENTO DEL FLUIDO DE LA FORMACIÓN AL POZO

<u>TIPO DE DAÑO</u>	<u>INHIBIDO POR</u>	<u>NO PREVENIBLE CUANDO</u>	<u>TRATABLE POR</u>	<u>NO TRATABLE</u>
1. Movimiento de las partículas.	Reducción de la presión drawdown y rate de flujo.	Puede solo inhibirlo con la reducción de la presión y el rate.	Estimulación cuidando la reducción del drawdown.	
2. Cambios en la permeabilidad relativa (conificación, digitación o depleta - ción).	Minimizar drawdown, - Completar fuera de los contactos gas/petróleo o agua/petróleo.	La depletación afecta en una delgada columna de aceite.		Una vez que el efecto ha ocurrido, nada se puede hacer para reestablecer las condiciones iniciales.
3. Depósitos				
a) Agua producida (scales)	Prevenible en la inyección de agua por la apropiada selección y tratamiento del agua de inyección.	En la formación	Frac o ácido	
b) Petróleo producido (parafina/ asfaltenos).	Muy raro en la formación.	En la formación	Con solventes o petróleo caliente.	
4. Producción de arena.	Control del rate y minimizar el drawdown o completar con gravel-pack.	Con depletación (perdida de presión en log-poros).		Después de colocar el gravel pack ocurre cambios.

OCURRENCIA, INHIBICION Y TRATAMIENTO DEL DAÑO A LA FORMACION CAUSADO POR EL FLUIDO DEL POZO A LA FORMACION

<u>TIPO DE DAÑO</u>	<u>INHIBIDO POR</u>	<u>NO PREVENIBLE CUANDO</u>	<u>TRATABLE POR</u>	<u>NO TRATABLE</u>
1) <u>Taponamiento</u>				
- Sólidos del lodo de perforación.	Perforar con gas/espuma	Perfora con lodo	Backflow/ácido	
- Sólidos de formación	Perforar con gas/espuma	Perfora con cualquier fluido	Backflow/ácido	
- Sólidos del lodo (arcilla)	Perforar con gas/espuma	Perfora con alta pérdida	Con estabilizadores de arcilla.	
2) <u>Cementación</u>				
- Sólidos del cemento	No		Acido	
- Filtrado del cemento	Aditivo pérdida del fluido		Baleos profundos	
- Pre-flujo del cemento	Pretratado para arcillas		Estabilizadores de arcilla.	
3) <u>Baleo</u>				
- Residuos de las cargas	Usar cargas premium o balear con insuficiente contrapeso.	Usar cargas gastadas Perforar con sobrepeso	Backflow/ácido	
- Sólidos del fluido de servicio de pozos.	Usar fluido limpio y libre de sólidos. Balear con insuficiente contrapeso.	Perforar con lodo y con sobrepeso	Backflow/ácido	
4) <u>Estimulación</u>				
a) <u>Acidificación</u>				
- Insoluble	Tratamiento apropiado		Reactivar con aditivos apropiados.	Si los precipitados son virtualmente insolubles.
- Precipitados	Diseño		Surfactantes.	
- Bloques de emulsión	Acido no emulsificado			
b) <u>Fracturamiento</u>				
<u>Taponamiento:</u>				
- Finos del material de sostén.	Clasificar apropiadamente el material de sostén.			Remover todos los finos es virtualmente imposible.
- Gel del fluido de fractura.	Usar apropiado y suficiente rompedor.	Diseño pobre del frac.	Remojar con gel el rompedor.	
5) <u>Acido y Frac</u>				
- Cambio de mojabilidad	Uso apropiado de surfactantes y/o uso de fluidos de fractura base agua.	Selección pobre del surfactantes.	Surfactante	
- Reducción de la permeabilidad relativa.		Ocurre algunas veces cuando liq extraños en contacto fm.	Backflow	No completamente tratable.
- Bloques de emulsión	Usar solo fluido compatibles.	Puede ocurrir con cualquier agua extraña mezclado en la formación con el crudo.	Surfactante	Con rompedores de emulsión usados en superficie
6) <u>Taponamiento por parafina, asfalto, scale y otros sólidos.</u>	Hacer circulación reversa con fluido limpio.		Backflow, suabeo y circulación reversa.	
7) <u>Durante el Servicio de pozos casi todos los tipos de daño pueden ocurrir.</u>	Similar a lo anterior.	Similar a lo anterior.	Similar a lo anterior.	Similar a lo anterior.

$$PI(\text{ideal}) = \frac{q}{(P^* - P_{wf}) - \Delta P_s} \quad (4)$$

$$\text{Eficiencia de Flujo (EF)} = \frac{PI(\text{actual})}{PI(\text{ideal})} \times 100 \quad (5)$$

$$\text{Razón de daño (DR)} = 0.183 \frac{(P_s - P_{wf})}{m} \quad (6)$$

La medida de los perfiles de producción pueden mostrar zonas que no contribuyen al flujo total. Esto se realiza con el uso de herramientas sofisticadas que se han desarrollado en la actualidad, portadores de sensores que miden la temperatura, presión, flujo, gradientes, etc. en el pozo a profundidades deseadas.

4.5.2 Pruebas de Producción

La historia de producción de un pozo es con frecuencia una herramienta clave del diagnóstico para la detección del daño. Las curvas de declinación de producción de un pozo deberá ser mantenido y monitoreado para observar cualquier decrecimiento anormal en la producción, indicando problemas en el pozo. Sin información adicional, las curvas de declinación también mostrarán problemas mecánicos, tales como la acumulación de arena en el pozo o dificultades en el levantamiento artificial, que pueden ser confundidos con el daño del pozo.

Durante las pruebas de producción, el daño relativo puede ser inferido de la comparación del comportamiento del flujo, índice de productividad (donde la presión fluyente de fondo es ma -

yor que la presión de saturación) o índices de productividad específicas de número de pozos - en el mismo reservorio bajo las mismas condiciones.

4.6 SEUDODAÑO

No todas las restricciones a el flujo de petróleo o gas en el pozo son causadas por el daño a la formación. Existe problemas como:

- Turbulencia

Completación y penetración parcial

Prácticas de baleo

que pueden causar restricciones al flujo y reducir la productividad. A estos problemas que inhiben el flujo pero no reducen la porosidad y permeabilidad se le denomina Seudodaño.

4.6.1 Sistema de Flujo

La caída de presión asociada con el seudodaño, el daño actual a la formación y la caída de presión en la formación controla la magnitud de flujo de la formación hacia el pozo.

El sistema a ser analizado consite de (fig. 5)

- Formación no dañada
- Zona dañada
- Perforados del casing
- Pozo.

La caída de presión que controla el flujo es:

$$\Delta P_T = \Delta P_{fm} + \Delta P_{fd} + \Delta P_t + \Delta P_{pc} + \Delta P_{perf} \quad (7)$$

$$\Rightarrow P_s - P_{wf}$$

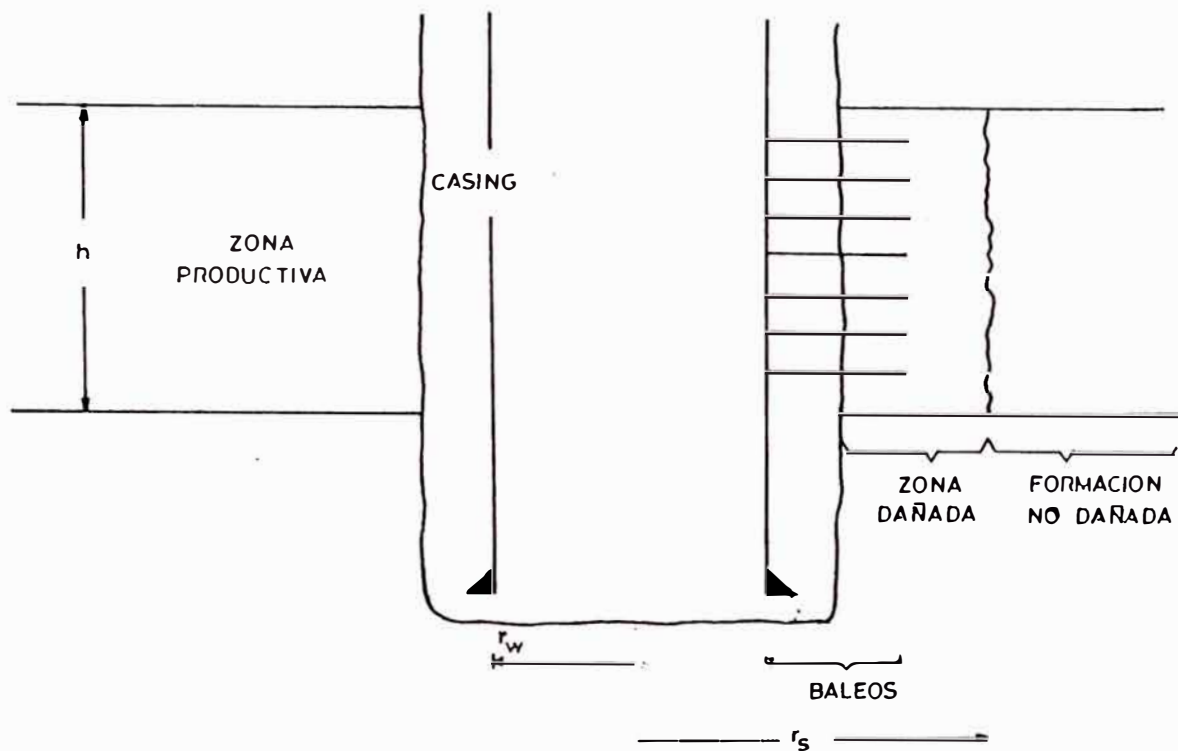


Fig 5. Componentes de un típico sistema de flujo en un pozo.

$$\begin{aligned} \Delta p_{\text{total}} &= \Delta p_{f_m} + \Delta p_{f_d} + \Delta p_t + \Delta p_{p_c} + \Delta p_{p_{erf}} && \text{(ec.7)} \\ &= p_s - p_{w_f} \end{aligned}$$

- donde: ΔP_T : Caída de presión total, psi
- ΔP_{fm} : Caída de presión requerida para -
mover los fluidos a través de la-
formación (se excluye la zona da-
ñada), psi.
- ΔP_{fd} : Caída de presión requerida para -
mover los fluidos a través de la-
zona dañada, psi.
- ΔP_t : Caída de presión causada por la -
turbulencia, psi.
- ΔP_{pc} : Caída de presión asociada con la-
completación parcial o penetra-
ción parcial de la zona producti-
va, psi.
- ΔP_{perf} : Caída de presión asociada con el
flujo a través de los perforados,
psi.
- P_s : Presión del reservorio promedio -
en el límite del drenaje, psi
- P_{wf} : Presión fluyente de fondo, psi.

4.6.2 Factor "Skin"

El daño es expresado cuantitativamente por un factor skin " S_T ", determinado de los análisis "build up" o "drawdown" obtenido de las pruebas de formación. La prueba que determina el factor "skin", - describe el daño total o la caída de presión total requerida por producción de la zona dañada dentro del casing. Esta caída de presión es llamada P_{skin} (fig 6).

$$\Delta P_{skin} = \left(\frac{141.2}{k} \frac{q \mu B}{h} \right) S_T \quad (8)$$

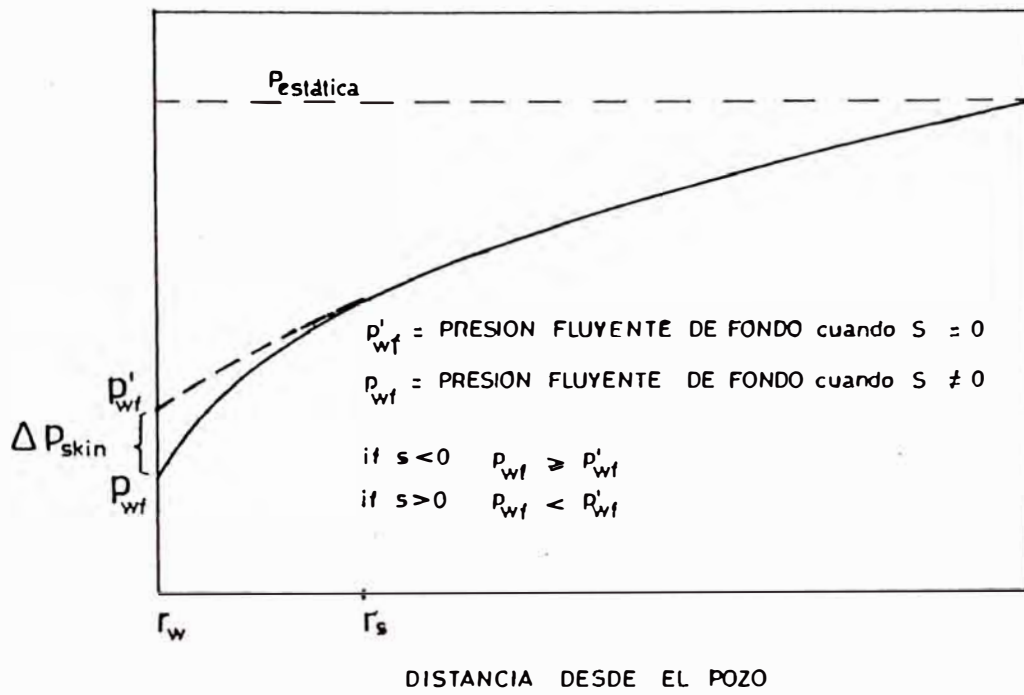


Fig.6 Perfil de presiones de un pozo dañado.

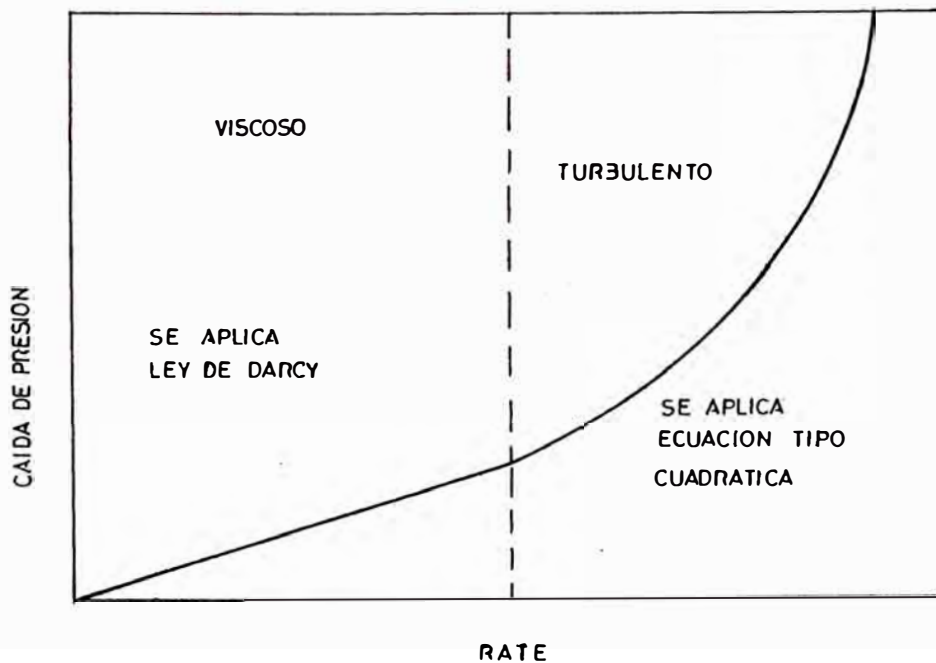


Fig.7 Relación rate vs caída de presión

$$\Delta P_{skin} = \Delta P_{fd} + \Delta P_t + \Delta P_{pc} + \Delta P_{perf}$$

donde:

- q : producción, STB/d
- μ : viscosidad, cp
- B : FVF, bbl reservorio/STB
- k : permeabilidad, md
- h : arena neta, ft
- S_T : factor skin total o de prueba, adimensional

Cada tipo de daño puede ser también expresado por un factor pseudo-skin. Cuando existeseudodaño, - el efecto skin determinado de los datos de prueba incluye en adición al daño actual de la formación, los componentes para los tipos deseudodaño que - son parte de la completación particular.

$$S_T = S_{fd} + S_t + S_{pc} + S_{perf} \quad (9)$$

donde:

- S_{fd} = factor skin actual de la formación, adimensional.
- S_t = factor skin debido a la turbulencia, adimensional.
- S_{pc} = factor skin debido a la completación parcial, adimensional.
- S_{perf} = factor skin debido a los perforados, adimensional.

La caída de presión correspondiente para cada tipo de pseudo-daño puede ser estimado usando la ecuación:

$$(P)_x = 141.2 \frac{q\mu B}{kh} S_x \quad (10)$$

donde P_x : Caída de presión; para un tipo par

ticular deseudodaño, psi.

S_x : Factor skin para un tipo particular de pseudodaño, adimensional.

4.6.3 Detección del Seudodaño

La turbulencia en la formación ocurre cuando el flujo de fluido en el medio poroso no es proporcional a la caída de presión. La ley de Darcy no se aplica en el flujo turbulento.

Se ha observado que la relación lineal entre el rate de flujo y la gradiente de presión es solo válido para bajos rates de flujo y arriba de algún rate crítico, esas variables son relacionados de una manera no-lineal. Este comportamiento puede ser relacionado con el flujo de fluidos en tuberías cuando cambia de flujo de laminar a turbulento y con algún valor crítico del número de Reynold.

La fig. 7 ilustra la relación. Se aprecia que la caída de presión no es proporcional a el rate en el flujo, turbulento. La caída de presión extra es creada por efectos inerciales de el fluido pasando a través de pasajes angostos (permeabilidad) en el espacio poroso de la roca.

El flujo no-Darcy guía a una caída de presión adicional cerca del pozo, el cual puede ser tratado como un rate de flujo dependiente del efecto skin. Esto es, el efecto skin calculado de un build-up, es un efecto skin efectivo, el cual incluye componentes debido a el flujo no-Darcy, así como las condiciones actuales del pozo.

El resultado de el flujo no-Darcy es incrementar el efecto skin aparente de un pozo. Si el flujo no-Darcy es un contribuyente significativo a el efecto skin, será sensitivo a los cambios en el rate de flujo.

Un método de estimar la magnitud de el efecto no-Darcy es utilizar los datos obtenidos del build-up y drawdown, computando el efecto skin total S_T (aparente). Este deberá ser computado por lo menos de dos pruebas de build-up o drawdown a dos diferentes rates constantes de flujo:

$$S_T = S_{fd} + q D_n \quad (11)$$

donde: S_T : efecto skin total

D_n : constante de flujo no-Darcy, d/M ó d/STB

q : flujo, Mcf/d ó STB/d

S_t : $q D_n$: factor skin debido a la turbulencia, adimencional.

El ploteo de S_T vs q deberá dar una línea recta.- La pendiente de la recta será D_n , la constante de flujo no-Darcy y S_{fd} es el efecto skin verdadero, el cual puede ser hallado por extrapolación a rate de flujo cero ($q=0$). El efecto skin verdadero, S_{fd} , contiene el efecto de todas las resistencias a el flujo cerca del pozo otro que no sea el flujo no-Darcy.

4.6.4 Turbulencia

Jones, Blount y Glaze* sugirieron que en un flujo radial pseudo estabilizado monofásico (petróleo o-

gas) la ecuación de Darcy puede ser representado en una forma que muestre si existe restricción cerca del pozo. La ecuación de flujo radial para petróleo es muy comunmente escrita, como se muestra en la ecuación 13 excepto por la inclusión del termino Dq :

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} Kh (P_e - P_{wf})}{\mu_o \beta_o (1n r_e/r_w - 3/4 + S + Dq)} \quad (13)$$

- donde:
- K : permeabilidad, md
 - h : espesor de la arena neta efectivo, -ft.
 - P_e : presión del reservorio promedio (psia)
 - P_{wf} : presión fluyente de fondo en el centro de los perforados, psia.
 - q_o : caudal de petróleo (STB/d)
 - r_e : radio de drenaje (ft)
 - r_w : radio del pozo (ft)
 - S : daño total ó skin total
 - Dq : termino de flujo turbulento (El termino Dq no es normalmente significativo para pozos de permeabilidad baja y bajo rate de flujo).
 - μ_o : viscosidad (cp)
 - β_o : FVF del petróleo.

La ecuación 13 puede ser recreglada como sigue:

$$P_r - P_{wf} = \left[\frac{\mu \beta (1n r_e/r_w - 3/4 + S)}{7.08 \times 10^{-3} Kh} \right] q + \left[\frac{9.08 \times 10^{-3} \beta \beta_o^2 \rho}{4\pi^2 h_p^2 r_w} \right] q^2$$

(13-A)

* Jones, Blount y Glaze "Use of short term multiple rate flow test to predict perfomance of

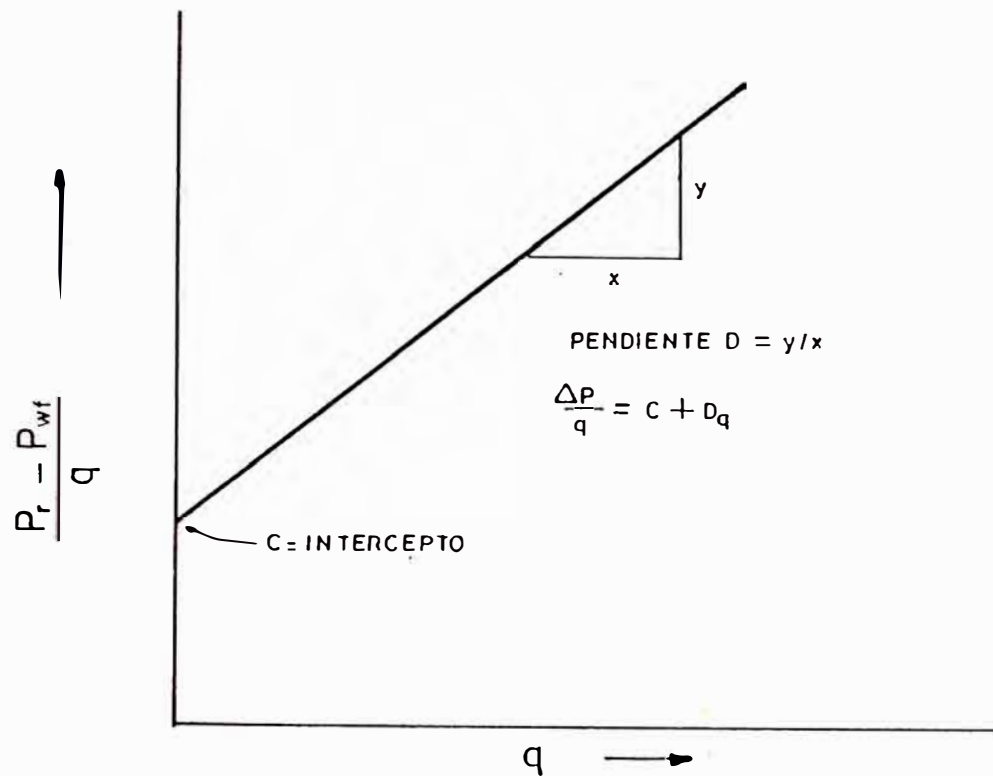


Fig. 7 A : Gráfico de la ecuación Jones, Blount y Glaze

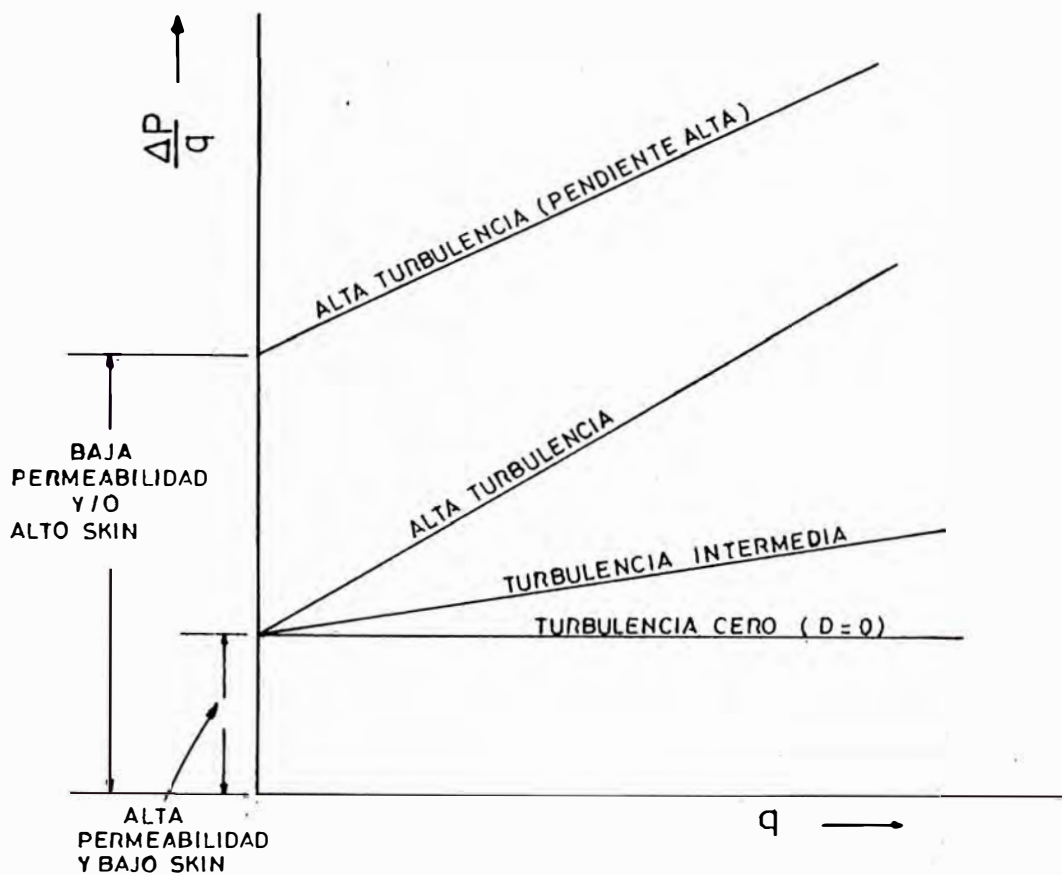


Fig 7B : Interpretación del procedimiento de Jones, Blount y Glaze en varias pruebas de pozo.

wells having turbulence"

SPE 6133 SPE of AIME 1976.

Esta ecuación puede ser escrita en la siguiente forma:

$$Pr - P_{wf} = Cq + Dq^2 \quad (13-B)$$

$$\text{donde: } C = \frac{\mu\beta(\ln r_e/r_w - 3/4 + S)}{7.08 \times 10^{-3} Kh} \quad (13-C)$$

$$D = \frac{9.08 \times 10^{-13} \beta Bo^2 \rho}{4 \pi^2 hp^2 rw} \quad (13-D)$$

D : coeficiente de flujo turbulento d/STB ó MMSCF.

β : coeficiente de velocidad de flujo turbulento.

ρ : densidad de fluido, lbm/ft³.

hp : intervalo perforado, ft.

S : efecto skin excluyendo turbulencia.

Si en una prueba de formación se obtiene 3 ó más rates de flujos, los coeficientes C y D pueden ser obtenidos de un ploteo. La ecuación 13-B puede ser escrita en la siguiente forma:

$$\frac{Pr - P_{wf}}{q} = C + Dq \quad (13-E)$$

La ecuación puede ser ploteada como se muestra en la figura 7-A, el cual representa la ecuación de una recta en eje de coordenadas cartesianas:

El procedimiento para obtener la recta es el siguiente:

- (i) De los datos de prueba (q , P_r , P_{wf}) se calcula $(P_r - P_{wf}/q)$.
- (ii) Se grafica $(P_r - P_{wf}/q)$ en el eje de ordenadas y q en el eje de abscisas.
- (iii) Plotea los valores obtenidos y se traza la mejor línea recta.
- (iv) Proyectar la recta hasta que intercepte a la ordenada. El intercepto de esta línea es el valor de C .
- (v) De el ploteo escoger dos puntos arbitrarios de rate de flujo (q_{o1} y q_{o2}) y determinar el correspondiente valor de $(P_r - P_{wf})/q_o$. La pendiente D puede ser calculado como sigue:

$$D = \frac{(\Delta P/q_o)_1}{q_{o1}} - \frac{(\Delta P/q_o)_2}{q_{o2}} \quad (13-F)$$

El ploteo de la ecuación de Jones, Blount y Glaze utilizando los datos de la prueba de formación puede ser utilizado para distinguir las pérdidas de presión causadas por el flujo No-Darcy (Dq) de las pérdidas de presión causadas por el efecto skin (S). Esta es una herramienta importante para la selección de la estimulación apropiada o el workover adecuado en mejora de la productividad.

Hay tres indicadores que pueden ser usados para interpretar el ploteo, estos son:

- 1) El valor obtenido de C el cual indica condiciones de daño o condiciones de no-daño de la formación.

- 2) El valor medido de D, el cual indica el grado de Turbulencia en el sistema pozo-formación.
- 3) La relación de C' a C (C'/C), el cual es un buen indicador para determinar las pérdidas de presión causadas por el flujo No-Darcy.

El valor de C' es determinado usando la siguiente ecuación:

$$C' = C + Dq_{\max} \quad (13-G)$$

La fig. 7-B ilustra algunas posibles conclusiones que pueden ser obtenidas del el ploteo de la ecuación Jones, Blount y Glaze. Las conclusiones que se obtiene son las siguientes:

- 1) Si el valor de $C < 0.05$, no hay daño de formación en el pozo. El grado de daño se incrementa con el incremento del valor de C.
- 2) Si el valor de $C'/C < 2.0$ no existe o existe una pequeña turbulencia en el sistema formación-pozo.
- 3) Si los valores de C y C'/C son bajos, el pozo tiene buena completación.
- 4) Si el C es bajo y C'/C es alto, no se recomienda trabajos de estimulación. La baja productividad en el pozo es causada por una insuficiente densidad del intervalo perforado. Se recomienda una perforación (baleo) adecuado.
- 5) Si C es alto y C'/C es bajo se recomienda trabajo de estimulación.

4.6.5 Completación y Penetración Parcial

La completación parcial es con frecuencia usado - para evitar la conificación del agua y el gas. (fig 8).

En los casos mostrados en la fig 8b y 8c, el flujo deberá converger hacia los perforados del pozo. El flujo de los fluídos del reservorio tiene efecto tri-dimensional. La productividad es calculada usando un factor skin en la ecuación de flujo radial, contabilizado para el efecto de la completación parcial. Efectos skin para diferentes esquemas de completación parcial se muestra en la - fig. 9.

No todos los daños indicados por el efecto skin - pueden ser corregidos. Por ejemplo un pozo puede estar completado parcialmente en un campo que puede tener problemas de conificación de gas y agua. Perforando más intervalos deberá reducir el efecto skin total y incrementar la productividad. Sin embargo, el intervalo adicional abierto deberá aumentar la conificación con los problemas de producción asociado a la excesiva producción de gas y agua.

4.6.6 Seudodaño por Baleo

Para pozos completados con baleo (no con tratamiento de frac), el modelo del baleo y la penetración obtenida afecta la productividad de la com-pletación. Dependiendo de esas características, - el factor skin para los baleos puede ser positivo o negativo. La mayor densidad de tiro, la pene-tración del baleo, y el incremento en fase, baja-rá el efecto skin.

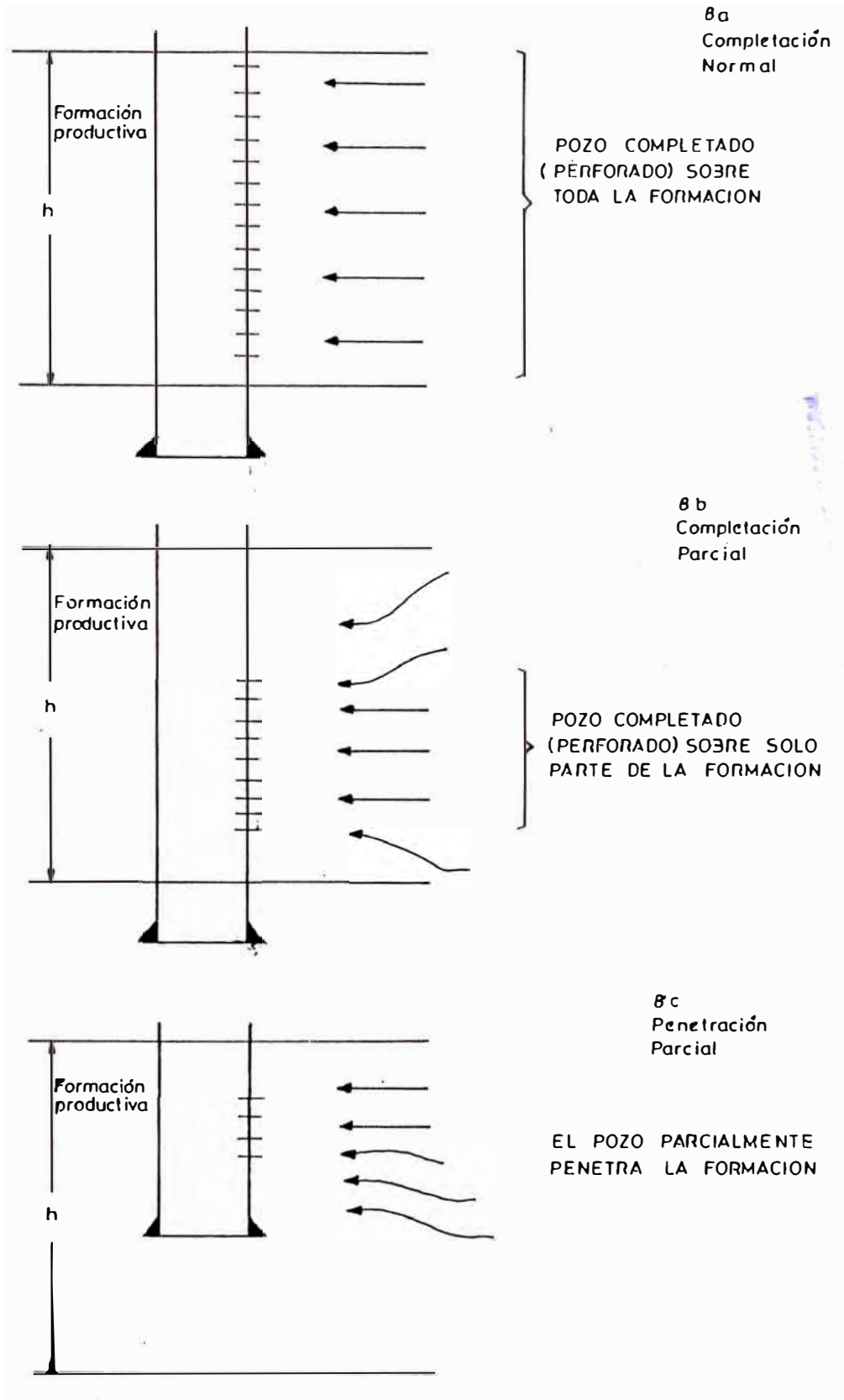
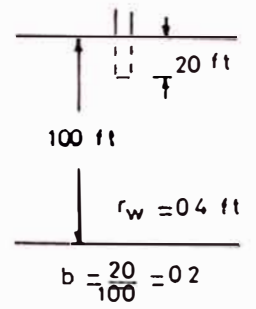
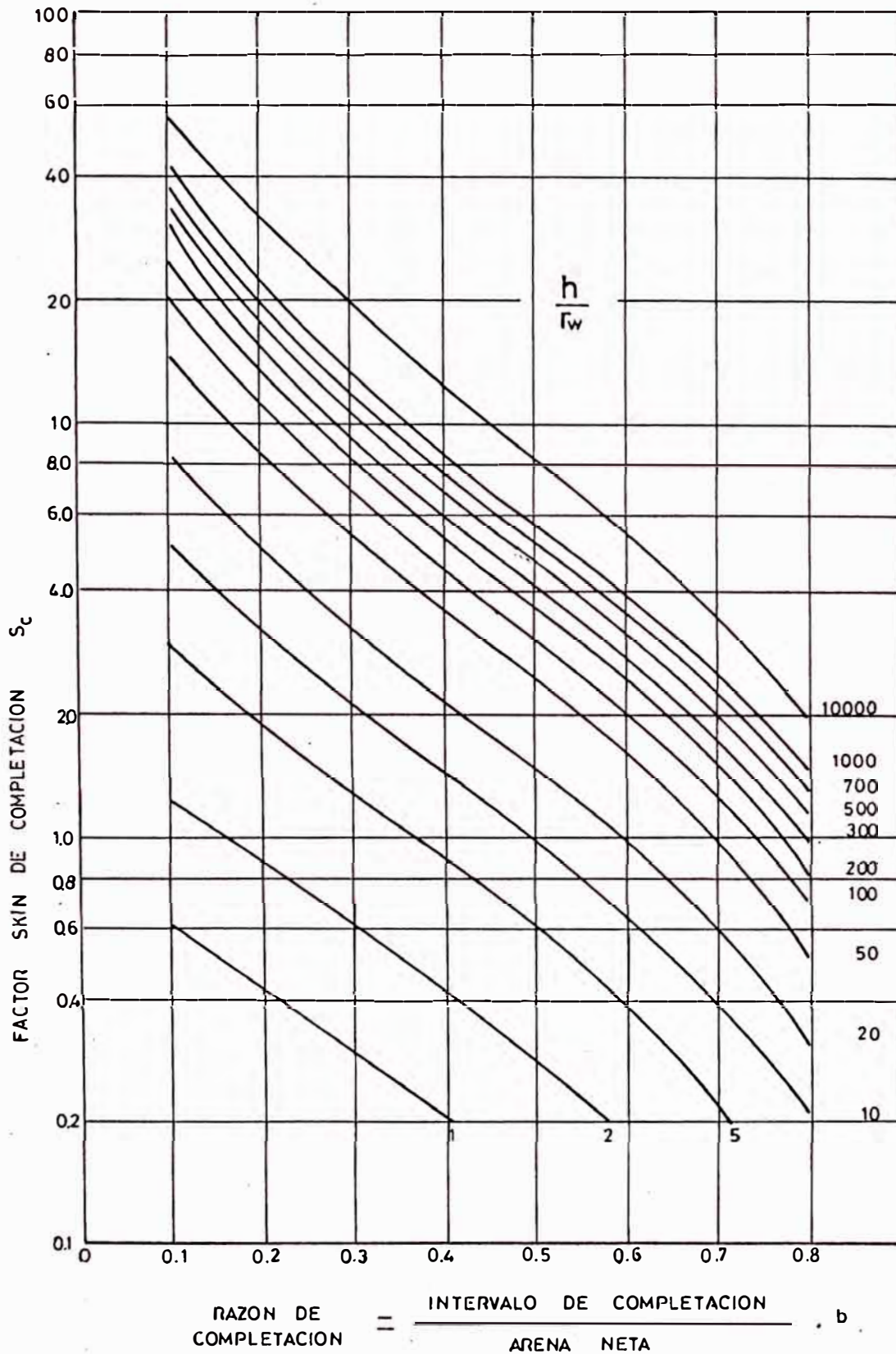
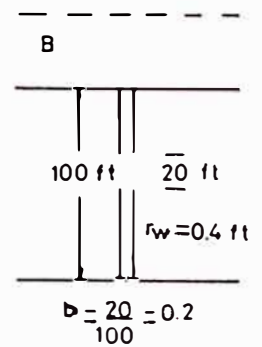


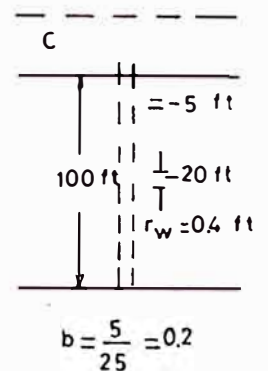
Fig. 8 Completación parcial y penetración parcial



$$\frac{h}{r_w} = \frac{100}{0.4} = 250$$



$$\frac{h}{r_w} = \frac{50}{0.4} = 125$$



$$\frac{h}{r_w} = \frac{12.5}{0.4} = 31$$

Fig 9 Factor skin de completaci3n como resultado de la convergencia del flujo a el intervalo completado.

(5) TIPO DE TRATAMIENTO

Básicamente existe tres tipos de trabajos de estimulación:

- Lavado ácido
- Tratamiento a baja presión
- Tratamiento a alta presión.

5.1 LAVADO ACIDO

Es una operación diseñada para remover las incrustaciones solubles al ácido presente en el pozo o en los baleos, sin que el ácido se inyecte a la formación. Normalmente se utilizan pequeños volúmenes de ácido clorhídrico al 15% o a una concentración menor. Esta operación consiste en introducir una pequeña cantidad de ácido en la posición deseada en el pozo y dejar que reaccione con la incrustación y la cara de la formación. Usualmente mejora levemente en forma relativa la productividad y la inyectividad.

En operaciones de Selva Norte la aplicación de esta técnica ha sido muy esporádico. Por ejemplo se tiene:

- Limpieza del intake de la bomba electrocentrífuga de posibles incrustaciones utilizando HCl (7.5%) en el pozo 2AD - Area W. Sin resultados, debido a que las incrustaciones eran de bario y estroncio; y estos compuestos son insolubles al HCl.

- Limpieza de la cara de la formación (punzonados) y tubería con ácido sulfámico en el pozo 7 - Area Y. Sin resultados. Para este trabajo no se tuvo en consideración los efectos reversibles del ácido a una temperatura mayor de 150°F.

5.2 TRATAMIENTO A BAJA PRESION

Los trabajos de estimulación a baja presión se caracteriza por ser tratamientos donde la presión de inyección es menor que la presión de fractura de la formación, pero mayor que la presión del reservorio.

Los tratamientos de baja presión son métodos químicos que pueden ser clasificados por los tipos de reacciones químicas usados para disolver minerales - La ACIDIFICACION-, y la absorción de los fluidos y emulsiones que estan presentes en los poros de la formación del pozo - Tratamiento con SOLVENTE-.

5.2.1 Acidificación

En esta operación el ácido es puesto en contacto con la formación alrededor del pozo, con el fin de disolver la formación en si (rocas y minerales solubles al ácido) o el daño a la formación y dejar la formación intacta.

La acidificación de la matriz es con frecuencia más útil que un trabajo de fracturamiento debido al riesgo que puede causar romper las lutitas y otros límites naturales para mantener, minimizar o prevenir la producción de agua o gas. Se utiliza normalmente HCl al 15% o 28% para formaciones de carbonatos y mezclas de HCl y HF para formaciones de areniscas.

Hasta la fecha en Selva Norte se han efectuado 13 trabajos de estimulación por acidificación en 9 pozos, empleando Mud Clean-out Agent (MCA : HCl al 7.5%, 10% y 15%), Regular HF Acid (3% HF - 12% HCl) y Sistema Claysol.

5.2.2 Tratamiento con Solventes

Esta operación es diseñada con la finalidad de remover emulsiones, parafinas y asfaltenos, in crustaciones, grasas de la tubería y otros sólidos que se forman o depositan en la cara de la formación o en la formación dentro del radio de invasión de filtrados de fluidos.

En Selva Norte se han efectuado 4 trabajos de tratamiento con solventes en 2 pozos en el área de Yanayacu.

5.3 TRATAMIENTO A ALTA PRESION

La técnica de estimulación a alta presión se caracteriza por ser tratamientos donde la presión de inyección (trabajo) es mayor que la presión estática del reservorio y la presión de fractura de la formación, A este tipo de tratamiento se le denomina "fracturamiento".

Debido a la alta permeabilidad de las formaciones y al riesgo de romper los sellos como lutitas u otros límites naturales para mantener, minimizar o prevenir la producción de agua, es que este tipo de tratamiento no ha sido efectuado en los campos de Selva Norte. Sin embargo, hay estudios efectuados pendientes de ejecutar este tipo de tratamiento en la arena Pona 1 (K=2-5 md.) de la fm. Chonta en el yacimiento Corrientes.

(6) ACIDIFICACIONES EN POZOS DE LA SELVA

La mayoría de los trabajos de estimulación efectuados en Selva Norte son acidificaciones (76%). En esta parte del estudio en primer lugar se dará una descripción teórica de los elementos utilizados para los trabajos de acidificación efectuados, así como elementos comparativos para su evaluación (diseño de ácido). Posteriormente una descripción de cada trabajo y el análisis respectivo con los elementos de evaluación.

6.1 TIPOS DE ACIDOS USADOS

Todos los ácidos tienen una cosa en común: ellos son productos químicos separados en iones de hidrógeno y un anión cuando ellos se encuentran en solución de agua.

El requerimiento principal que debe llevar el ácido es el reaccionar con materiales sólidos y dar productos solubles. Dependiendo de la composición mineralógica de los sólidos diferentes ácidos darán diferentes resultados. Todos los ácidos reaccionan con el acero (tuberías, laines de bombas, etc.) y a de ser posible inhibirlos a altas temperaturas tales como las que están asociadas a estos tratamientos. Dada la naturaleza corrosiva del ácido, los aspectos de seguridad para su manipuleo forman parte del trabajo. Además el ácido debe ser de fácil obtención y de bajo costo.

Los sistemas de ácido de uso corriente pueden ser clasificados como: Ácidos minerales, Ácidos orgánicos diluidos, Ácidos orgánicos en polvo, Sistemas de ácidos híbridos y Sistemas de Ácidos Retardados. De todos ellos los que se han utilizados en la Selva Norte para los tratamientos en formaciones producti-

vas de areniscas son:

Mud Clean-Out Acid (MCA), Morflo II, HCl 7.5%, 10% y 15%.

Regular - HF Acid (3% HF - 12% HCl).

Sistema de limpieza Claysol.

El resto de los ácidos mencionados no se adecúan para las formaciones productivas de Selva Norte de acuerdo a las especificaciones de las compañías de suministro de productos.

Cabe mencionar el desarrollo de nuevos sistemas de ácidos que han sido puestos en el mercado ultimamente y se adecúan a los reservorios productivos de Selva Norte pero que hasta la fecha no han sido empleado en los trabajos de estimulación.

6.1.1 Acido Clorhídrico

Químicamente el ácido clorhídrico está compuesto de gases de hidrógeno y cloro. Gaseoso en su estado combinado rápidamente soluble en agua hasta un límite de 43% por peso a 60°F. Una solución de esta naturaleza es impracticable debido a que a temperaturas encima de 60°F se escapa humo de solución. El ácido clorhídrico que suministra la compañía de servicio es de 21 °Be, lo cual es una solución de 33.3% por peso con gravedad específica de 1.1694 y con una densidad de 9.75 lbs/gl.

El ácido clorhídrico ioniza completamente y es considerado como un ácido fuerte. La mayor parte de los trabajos de estimulación utiliza HCl, generalmente en solución de 15% por peso-

de ácido en agua. Esta solución es llamada Acido Regular (Mud Clean-Out Acid. Morflo II)- y fue usada debido principalmente a la falta - de inhibidores de corrosión y la dificultad en prevenirla, sobre todo en la corrosión de tuberías cuando se usaba más concentrado. Actualmente con el desarrollo de inhibidores más efectivos, se están usando ácidos más concentrados que proveen mayores incrementos de producción.

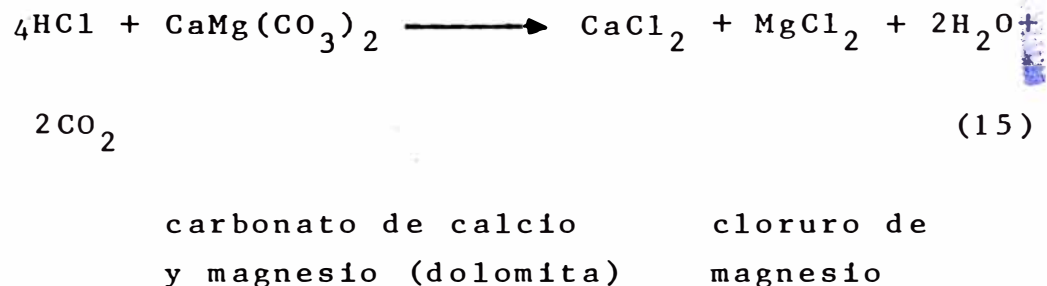
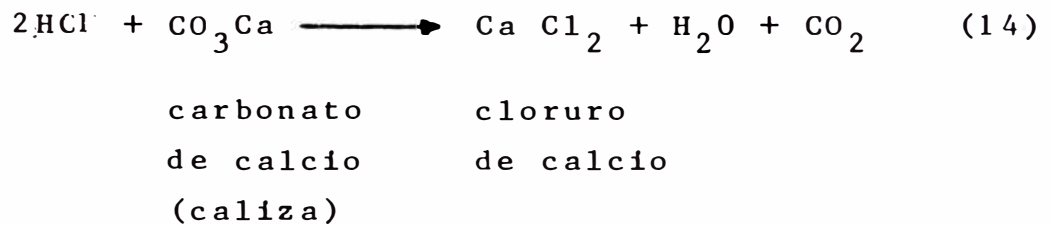
Aunque el ácido clorhídrico no disuelve la arena o arcillos, este tiene uso en la acidificación de areniscas. El ácido clorhídrico disuelve cualquier carbonato despues de estar presente en la formación y también parcialmente deshidrata arcillas hinchables al agua. Cuando la bentonita hidrata a estado en contacto con el ácido clorhídrico, un cambio iónico-ocurre donde la bentonita sódica está cambiando a bentonita hidrogenada. Esto teóricamente resulta en un 80% de pérdida de agua y un engoimiento de las partículas arcillosas.

Actualmente también se estan usando HCl de bajas concentraciones. Uno de los ejemplos de - tales aplicaciones se encuentra en la acidificación de areniscas, en donde generalmente se usa en concentración de 5 a 7.5% para desplazar agua connatas adelante de las mezclas de HCl-HF, para prevenir la formación de sales como el fluorosilicato de sodio y potasio, materiales capaces de taponear las formaciones.

La principal desventaja del HCl es su alto poder de corrosión en el pozo y las tuberías. Esta corrosión es especialmente significativa y -

costosa de controlar a temperatura encima de -250 °F, el aluminio y los metales cromados que se usan en las bombas son facilmente dañados.- Generalmente, la aplicación (debido a la temperatura de la formación y el material que se quiere proteger) dictarán cual o que concentración de ácido será conveniente usar.

Las reacciones químicas con los carbonatos son:



6.1.2 Acido Clorhídrico-Fluorhídrico (HCl - HF)

Esta mezcla de ácidos es usada casi exclusivamente en estimulación de areniscas. El ácido-fluorhídrico se encuentra comercialmente en forma anhidra o concentrado en soluciones acuosas de 40 a 70%. En la industria petrolera el HF es una solución de HCl. Generalmente se obtiene de la reacción de bifluoruro de amonio (ABF) con el HCl.

Contrario al ácido clorhídrico, el ácido fluorhídrico tiene la habilidad de disolver silicatos (arena) o silicatos, tales como arcillas, li-

ciado con otros elementos químicos que prevengan el daño a la formación.

Mecanismo de Ataque del Acido Clorhídrico-Fluorhídrico con la formación.-

El ácido fluorhídrico disuelve las partículas arcillosas, las de arena y los materiales que cementan la roca hasta cierto punto, pero sin crear canales de alta conductividad como los canales (wormholes) creados por el HCl cuando se acidifica en formaciones de carbonatos. Dado que cada formación tiene una composición mineralógica y que el tipo de daño varía, también varía su respuesta al ácido.

Por lo general se gráfica las curvas de respuesta al ácido, tomando en cuenta ensayos de laboratorio para tener una idea de como la formación reaccionará con un tratamiento de HF Regular.

Las figuras 10, 11 y 12 muestran como la permeabilidad original puede variar con la concentración del HF, diferentes caudales surgidos de presiones diferenciales y diferentes muestras respectivamente.

Puede observarse que la mayoría de los casos tiene lugar una reducción inicial de la permeabilidad, lo que demuestra que para el trabajo en el campo, si utilizamos muy poca cantidad de ácido puede resultar en una declinación de producción, en vez de estimulación. Esta reducción inicial en la permeabilidad es causada por el ataque del ácido y el desalojo de los finos de la formación que tendrán tendencia a

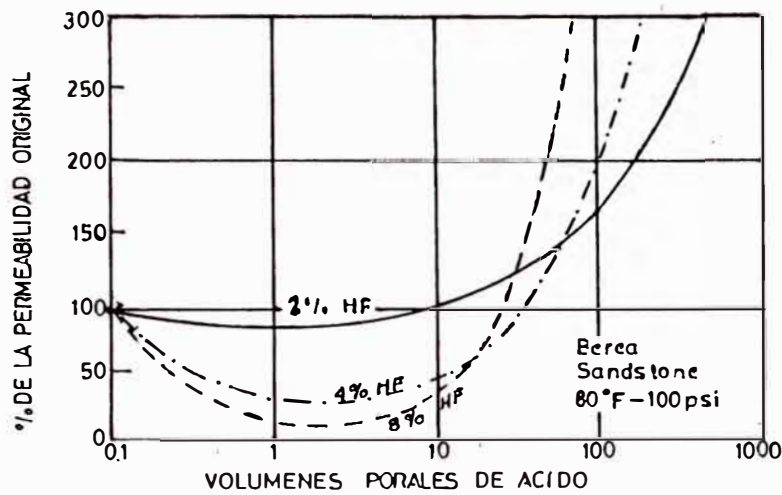


Fig.10 Efecto de la concentracion de HF sobre la respuesta de una muestra tratada con HF - HCl.

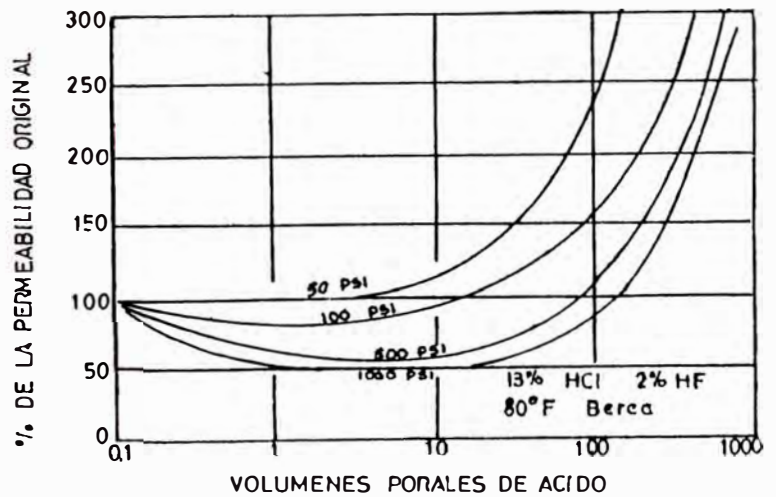


Fig.11 Efecto de caudal sobre la respuesta de una muestra de Berea tratada con HF-HCl.

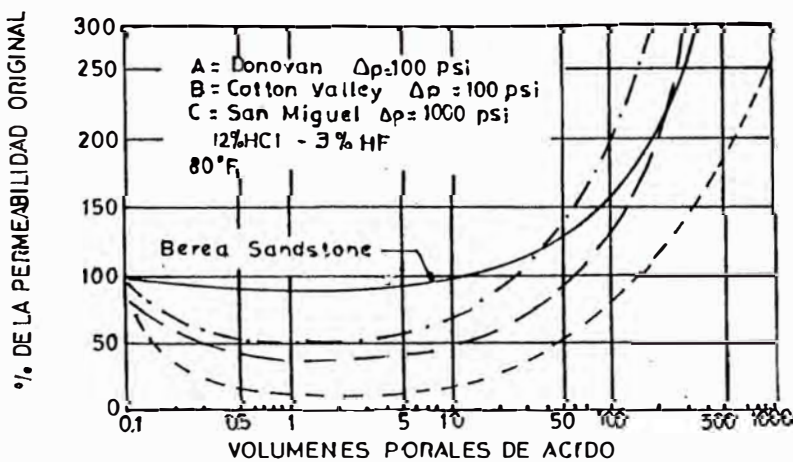


Fig.12 Efecto de la composicion de la roca sobre la respuesta al HF - HCl

bloquear los poros. Las arcillas que reaccionan relativamente rápido con la mezcla HCl-HF no bajan la permeabilidad muy drásticamente (ej. Arena Berea). De cualquier manera la muestra C del diagrama previo contiene un porcentaje alto de finos cuarcíticos que reaccionan relativamente lento, por lo que la baja de permeabilidad es mayor y este tipo de roca requiere más ácido.

Efecto de la Proporción HCl-HF sobre la Reacción.

Quando se diseña un tratamiento puede ser tentador el uso de cantidades mayores de ácidos concentrados, sin embargo existe una limitación física en la cantidad de ácido que una formación en particular puede tolerar, antes de desconsolidarse, y esto es debido a que el ácido también reacciona sobre el material de cementación de la misma arenisca.

Si durante la acidificación de una muestra simulamos las tensiones de "overburden" (sobrecarga) llegaremos a un punto en que la resistencia a la compresión de la muestra es insuficiente para soportar la carga y las partículas se compactarán dando lugar a una menor porosidad y permeabilidad (fig 13).

La fig, 14 muestra como inicialmente la relación de permeabilidad aumenta con el volumen de ácido inyectado, pero con ácidos más concentrados un tratamiento excesivo puede disminuir la resistencia a la compresión y consecuentemente la relación de permeabilidad.

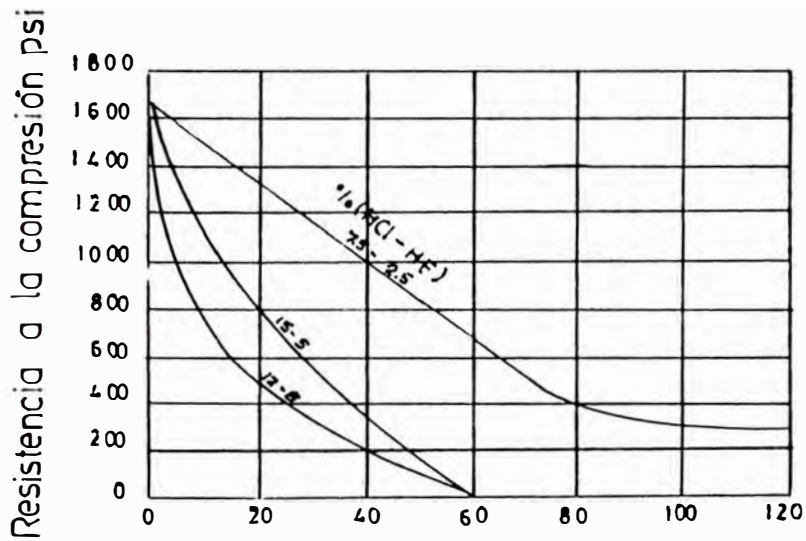


fig. 13

Volumen de ácido Gal/pie

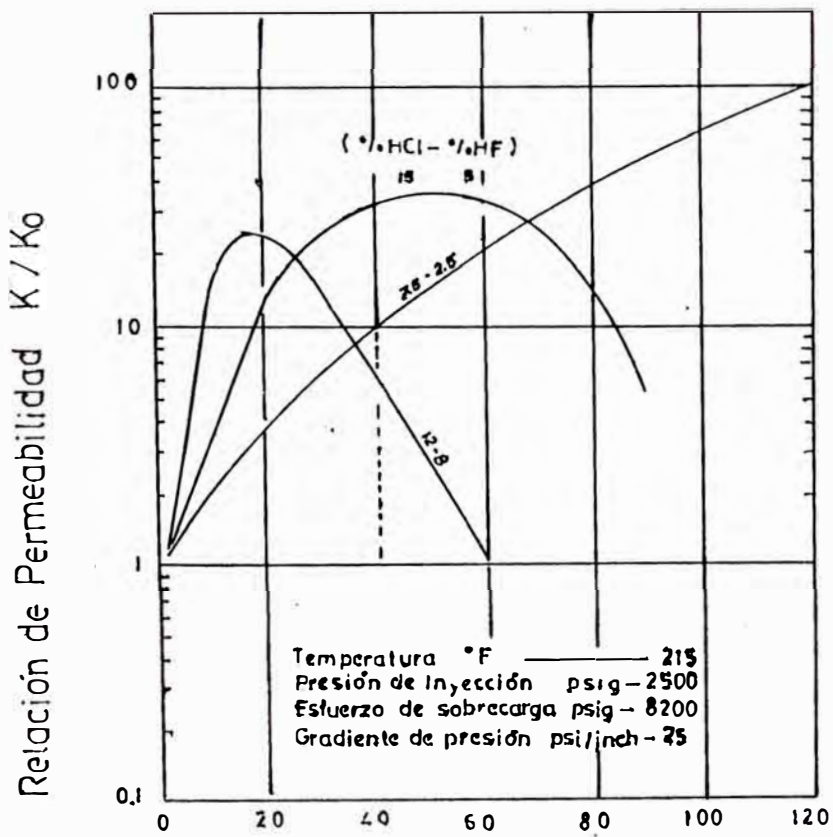
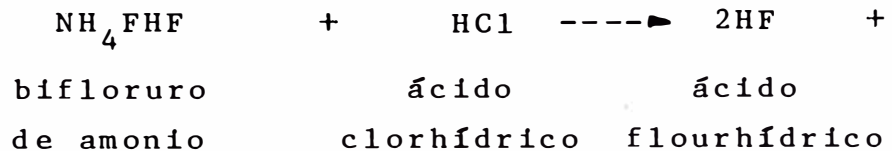


fig. 14

Volumen de ácido Gal/pie

Obtención de HF-Regular.-

Para obtener el HF-Regular se mezcla el bifloruro de amonio (ABF) que se encuentra en forma anhidra con el HCl y el agua en cantidades dadas de manera de obtener en la solución HF al 3% y HCl al 12% por peso respectivamente. A continuación se demuestra que para conseguir 1000 gls de HF-Regular se necesita mezclar 400 lbs de ABF, 440 gls de HCl al 31.5% y 530 gls de agua.

1) Reacción

NH_4Cl
cloruro
de amonio

Datos: entran al reactor (tanque de mezcla)
1000 gls.

- 400 lbs de NH_4FHF
- 440 gls de HCl al 31.5% por peso
(20°Be), SpGr : 1.16
- 530 gls de agua (H_2O)

Cálculos previos: conversión 1.16 gr/cm^3 a
lb/gal

$$1.16 \frac{\text{gr}}{\text{cm}^3} \times \frac{1000 \text{ cm}^3}{1 \text{ lt}} \times \frac{3.785 \text{ lt}}{1 \text{ gal}} \times \frac{1 \text{ lb}}{454 \text{ gr}}$$

$$= 9.6 \text{ lb/gal}$$

$$\begin{array}{rcl}
 57 \text{ lb/mol } \text{NH}_4\text{FHF} & \text{-----} & 53.5 \text{ lb/mol } \text{NH}_4\text{Cl} \\
 400 \text{ lbs } \text{NH}_4\text{FHF} & \text{-----} & x \\
 & & x=375 \text{ lbs } \text{NH}_4\text{Cl}
 \end{array}$$

- Cantidad de Acido que no Reacciona (HCl)

Cantidad de HCl puro que entra : 1331 lbs
 Cantidad de Hcl purro que reacciona: 256 lbs
 Cantidad de Hcl que no reacciona : 1075 lbs

- Comprobando la reacción



reaccionantes:

400 lbs NH_4FHF

256 lbs HCl

656 lbs de reaccionantes

productos:

281 lbs HF

375 lbs NH_4Cl

656 lbs produc
tos.

3) Balance

- Cantidad de Agua que entra al Reactor:

Agua libre del ácido : 4224 - 1331 = 2893 lbs
de agua.

Agua libre pura : 4419 lbs de agua

Total de agua en los reaccionantes: 2893+4419
= 7312 lbs.

- Cantidad de Masa total que entra al Reactor:

400 lbs NH_4FHF

1331 lbs HCl

7312 lbs H_2O

9043 lbs totales

- Cantidad de Masa que sale del Reactor:

281 lbs	HF
1075 lbs	HCl
375 lbs	NH ₄ Cl
7312 lbs	H ₂ O
9043 lbs	Totales

- Balanceado

Masa reaccionante = Masa de productos
 9043 lbs = 9043 lbs.

4) Porcentaje en Peso de los Productos

$$\text{HF} = \frac{281}{9043} \times 100 = 3.1\%$$

$$\text{HCl} = \frac{1075}{9043} \times 100 = 11.9\%$$

$$\text{NH}_4\text{Cl} = \frac{375}{9043} \times 100 = 4.1\%$$

$$\text{H}_2\text{O} = \frac{7312}{9043} \times 100 = 80.9\%$$

6.1.3 Sistema de Limpieza Claysol

El Claysol es un sistema de acidificación retardado diseñado para estimular formaciones con arcilla. El proceso Claysol utiliza las propiedades naturales de intercambio iónico de las arcillas para formar el ácido fluorhídrico insitu sobre las partículas arcillosas. Este HF entonces reacciona y disuelve las arcillas.

Como la arena y feldespatos no exhiben intercambio iónico, muy poco de HF es generado sobre esos sólidos. Por consiguiente el proceso Claysol se concentra para disolver las arcillas. Además el proceso Claysol tiene las siguientes ventajas:

- no tiene limitaciones de temperatura
- limpieza rápida
- no daña la consolidación de la arena
- no se requiere del cierre de pozos

El proceso Claysol puede ser encajado para remover el daño provocado por las arcillas a profundidades del rango aproximadamente de 5 pies del pozo. Este proceso ha suministrado mejoras en los resultados de estimulación sobre la mezcla del HF-Regular en las actuales aplicaciones del campo.

6.2 ADITIVOS EN ACIDIFICACION

Casi todos los sistemas de ácido contienen aditivos. Hay muchos aditivos que pueden ser utilizados para controlar problemas básicos asociados con la acidificación. Los aditivos utilizados para los trabajos de acidificación ayudan a controlar algunos de los siguientes problemas:

- a) Reacción de ácido con el acero.
- b) Hinchazón y migración de arcillas.
- c) Precipitación del hierro.
- d) Emulsiones
- e) Parafinas.

Para los trabajos de acidificación efectuado en Selva Norte se han utilizado los siguientes aditivos:

- 1) Inhibidor de corrosión
- 2) Surfactantes
- 3) Estabilizadores de arcilla
- 4) Agentes antifango (sludge)
- 5) Solventes mutuales
- 6) Inhibidor de incrustaciones

Es de mencionar, que en cada trabajo de acidificación no se ha empleado todos estos aditivos a la vez, sino dependiendo del tipo de tratamiento a efectuar se ha preparado la mezcla ácido-aditivo deseada.

6.2.1 Inhibidor de Corrosión

A veces, es posible acidificar una formación sin un inhibidor, pero muy raramente y esto porque el ácido al contacto con el metal causará problemas de corrosión. El ácido es capaz de atacar tubos, tanques, bombas, etc. Los inhibidores no eliminan la corrosión, pero la reducen a un nivel "aceptable".- En soluciones ácidas fuertes, la corrosión nunca estará completamente detenida por la adición de un inhibidor de corrosión.

Cuando el acero esta expuesto a un medio corrosivo, tal como un ácido, hay zonas anódicas y catódicas - sobre la superficie del metal. Las reacciones dadas es como sigue:

Los inhibidores empleados (inhibidores orgánicos)- en los trabajos de acidificación de Selva Norte son productos suministrados por la compañía Halliburton. Estos productos son:

HAI 50
- HAI 75

El más usado ha sido el HAI-75. En general no se ha reportado problemas de corrosión. Por los tiempos de operación cortos (menor de 24 hrs.) y temperatura de fondo de aproximadamente 220°F este inhibidor resulta el adecuado para la operación. En la fig. 15 se muestra el comportamiento del inhibidor HAI-75 en tubería de acero N-80 a las temperaturas de 225, 250, 275 y 300 °F.

6.2.2 Surfactantes

Un agente activo de superficie o "surfactante" se puede definir como una molécula que "busca" una interface y altera sus condiciones.

Básicamente son moléculas grandes que tienen dos partes a nombrar, una polar y una no polar. Así, una es soluble en agua y otra en aceite, las moléculas surfactantes migran a la interface y alteran la tensión superficial.

Cuando se trata de un pozo, el objetivo es incrementar, (o por lo menos mantener) la permeabilidad efectiva de la formación al aceite y/o al gas. Muchas veces, la formación no es permeable a los fluidos de tratamiento. Las fuerzas capilares intentan atrapar el fluido de tratamiento en pequeños poros. Bajando la tensión superficial del fluido de tratamiento reducen las fuerzas capila -

15 % MCA

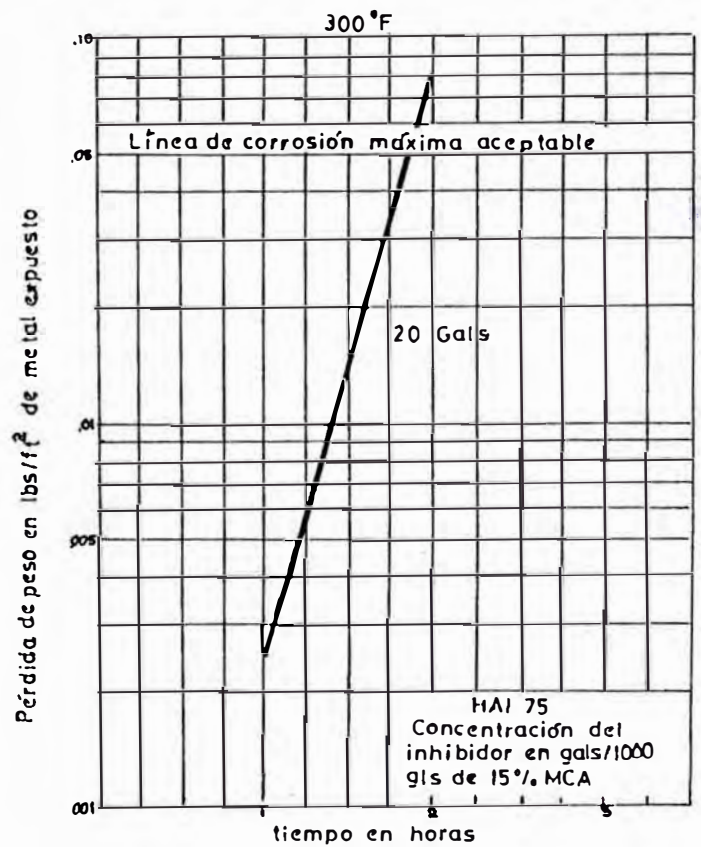
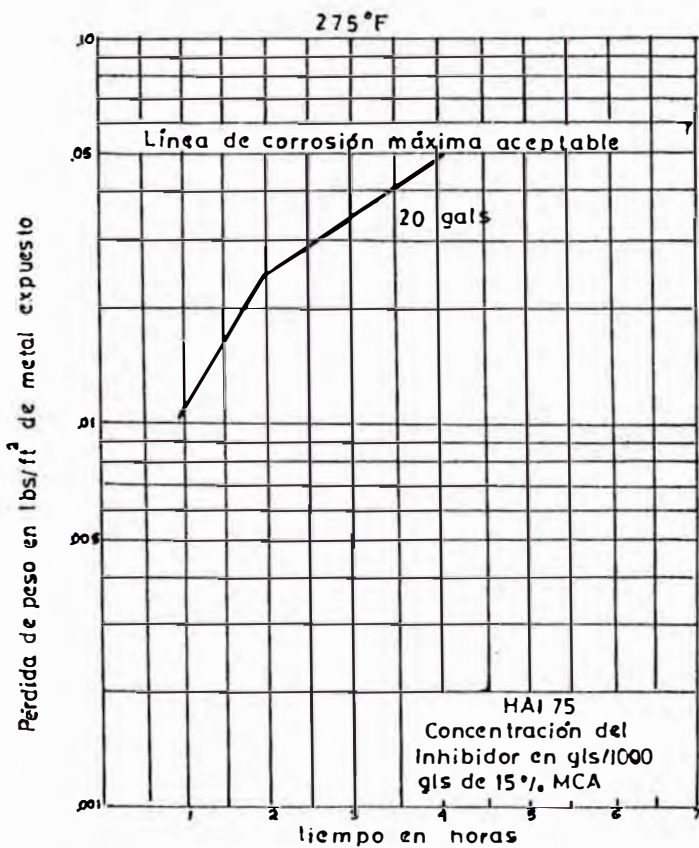
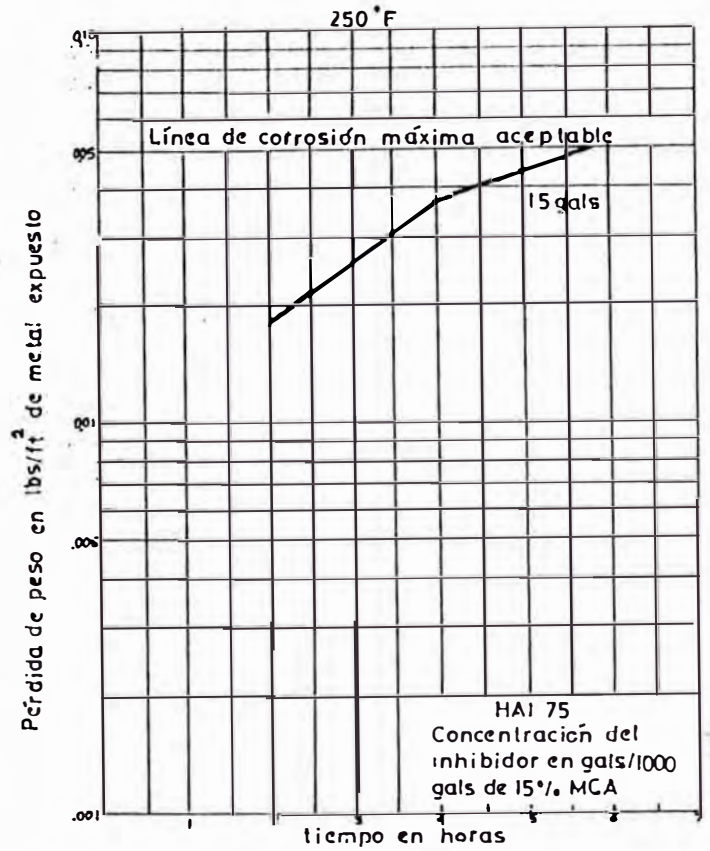
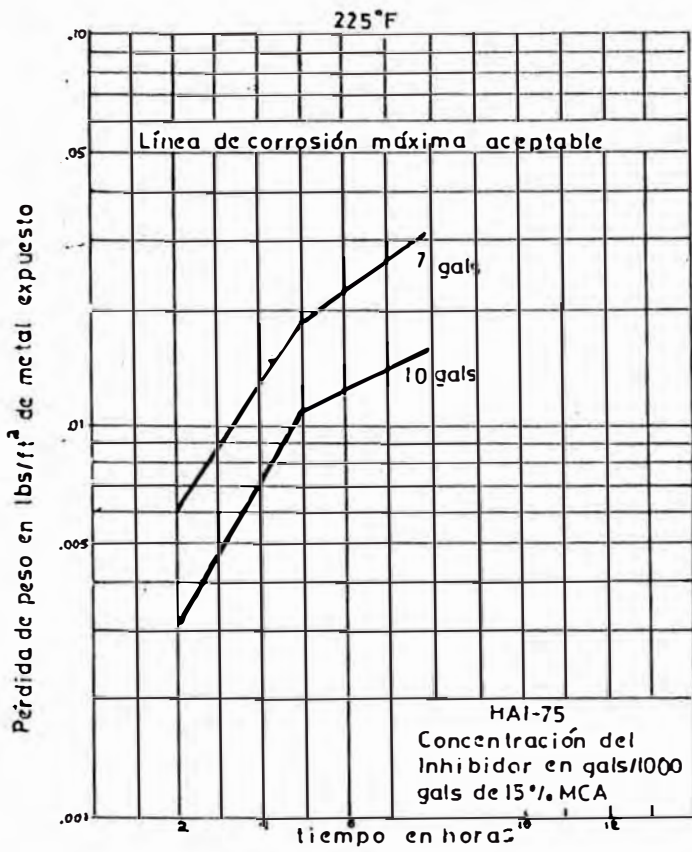


Fig. 15 Comportamiento del inhibidor de corrosión HAI-75 en tubería N-80 y a temperaturas de 225, 250, 275, 300 °F

res y así incrementan la permeabilidad.

Generalmente las formaciones son mojadas al agua.- Mojar el aceite una formación originalmente con hmectabilidad al agua, puede reducir la permeabilidad de 15A85%, con una reducción promedio del 40%. Cuando la formación cerca del pozo se torna mojada al aceite, éste tiende a adherir a la superficie de la roca incrementando el espesor de la película que cubre la roca. Así los canales de la formación se tornan menores, disminuyendo la permeabilidad al aceite y al gas.

Los surfactantes, son generalmente clasificados por la naturaleza de su parte polar o parte soluble al agua. Así tenemos surfactantes catiónicos, aniónicos, no-iónicos y anfotéricos.

El uso general de los surfactantes son:

- Rompedor de emulsión
- Remoción de lodo
- Remoción de incrustaciones
- Agentes Anti-Espumantes
- Agentes mojables
- Inyección de agua.

Al igual que los inhibidores de corrosión, los surfactantes utilizados en los trabajos de estimulación de Selva Norte son productos suministrados por la Compañía Halliburton. Estos productos son:

- TRI-S
- Morflo II
- FRAC-FLO
- HYFLO III
- LO SURF 251

6.2.3 Estabilizadores de Arcilla

Este material es usado para prevenir el daño debido a la intrusión de agua en formaciones sensitivas al agua. Los estabilizadores actúan permanentemente - manteniendo las partículas de arcillas juntas y pre viniendo su movimiento, dispersión o convirtiendo - en partículas taponeantes. Estos se estabilizan to da variedad de arcilla inmediatamente que están en contacto y permanentemente. Los fluídos de forma - ción no afectan ni remueven el estabilizador de ar - cilla. Esto, principalmente, se absorben sobre las arcillas, no tienen límite de temperatura y pueden - ser usados en ácido diluído, salmuera, alcoholes, - sin que la formación quede mojada al petróleo.

En los trabajos de estimulación de Selva Norte, se han utilizado los siguientes estabilizadores de ar - cilla (productos Halliburton):

- CLAY FIX
- CLA - STA.

6.2.4 Agentes Antifango

Algunos crudos forman un fango (sludge) insoluble - cuando está en contacto con el ácido. El fango con siste de asfaltenos, resinas, parafinas y otros hi - drocarburos de alto peso moléculas. La reacción del ácido con el crudo es iniciada en la interface en - tre el petróleo y el ácido por la formación de una - película insoluble. La coalescencia de estas pelícu - las producen a la formación de las partículas de - fango. La adición de ciertos surfactantes soluble - al petróleo, tales como alkifenoles puede prevenir - la formación de esta película insoluble. Muchas ve ces esos surfactantes funcionan como preventores de

emulsión.

El aditivo comunmente utilizado en los trabajos de estimulación ácida efectuada en Selva Norte, es el AS-5 (productos Halliburton).

6.2.5 Solventes Mutuales

El uso de solventes mutuales en la estimulación ácida de areniscas, ha permitido mejorar las condiciones de las estimulaciones ácidas en reservorios. El etileno-glicol-monobutil-eter es un solvente mutual que ayuda a mantener tanto la roca de reservorio como los finos desprendidos con "mojabilidad al agua" mejorando también la efectividad de los quebradores de emulsión.

Estudios adicionales al área de los solventes mutuales, han permitido obtener productos mejorados, los cuales son usados en concentraciones menores para el mismo fin. Los solventes mutuales a parte de la propiedad enunciada, tienen las siguientes ventajas:

1. Mejora la solubilidad y compatibilidad de los inhibidores de corrosión, quebradores de emulsión y de otros aditivos usados en la solución ácida.
2. Disminuye la absorción de estos materiales en las areniscas y arcilla, mejorando la acción de retorno del ácido gastado después del tratamiento.
3. Limpia la formación y reduce la saturación del agua alrededor del pozo. Esto da como resultado una más alta permeabilidad en la formación adyacente al pozo.

El solvente mutual MUSOL-A (Producto Halliburton), ha sido utilizado en los trabajos de estimulación-ácida en los reservorios de Selva Norte.

6.2.6 Inhibidor de Incrustaciones

Fosfatos orgánicos líquidos, son usados en tratamiento de limpieza ácida inhibidores de incrustación, con un tiempo medio de protección de 4 a 8 meses. Son estables a temperatura no mayores de 300 °F, de manera que éstos no reviertan a ortofosfatos. Estos inhibidores previenen la deposición de sulfato de calcio en formaciones que contienen anhidrita o agua connata altamente surfactadas y a la reprecipitación de carbonato de calcio de agua bicarbonatadas altamente básicas.

En el último trabajo de estimulación ácida efectuado en Selva Norte, (pozo 7-Area Y), se ha utilizado este aditivo para prevenir la formación de incrustaciones en la formación y los perforados. El aditivo utilizado es el LP-55 (producto Halliburton).

6.2.7 Otros Aditivos

Existen aditivos que no han sido utilizado en los trabajos de estimulación ácida de Selva Norte, como son:

Solvente Dispersados
Aditivo de Control de hierro
Alcoholes, etc.

Estos aditivos pueden ser incorporados en los próximos trabajos de estimulación que se programen en el futuro, de acuerdo a las condiciones del reservorio,

instalación del subsuelo del pozo, etc. Así tenemos que el aditivo de control de hierro, debe ser incorporado en el próximo trabajo de estimulación, debido a que las instalaciones del subsuelo y los equipos empleados para los workover, continuamente están corroyéndose por la agresividad del agua salada de formación, de tal manera de preveer que los sedimentos de hierro taponeen los poros de la formación.

6.3 DISEÑO DE ACIDIFICACION

El diseño de un tratamiento intersticial involucra la aplicación de estudios teóricos y experimentales orientados a establecer los tipos de ácidos aditivos, volúmenes y rates de inyección. Una parte esencial de este diseño es el rate de reacción entre el ácido y la formación a fin de determinar la distancia a la cual el ácido permanece activo.

6.3.1 Pruebas de Laboratorio

Antes de cualquier trabajo de estimulación, es necesario efectuar pruebas de laboratorio de análisis de núcleos y de compatibilidad. Aunque no siempre se tiene núcleos (cores) de la zona a tratar, se tiene como referencia los análisis realizados en otros pozos, o los pozos de otros campos, siempre y cuando sean de las mismas formaciones y las características litológicas no sean tan diferentes. Con relación a las pruebas de compatibilidad de fluidos, éstos requieren muestras del fluido del pozo o pozos vecinos que son fáciles de obtener.

A) Análisis de Núcleo.- Si se dispone una muestra de formación, la siguiente información básica -

deberá ser determinada:

1. Contenido de arcilla
2. Contenido de caliza y dolomita
3. Estudio de flujo

Existen muchos medios para obtener esta información. Las compañías de servicios cuentan con modernos y cada vez renovados equipos de laboratorio, dentro de las más importantes pruebas que deben ser efectuadas son:

- I Análisis mineralógicos
- II Análisis químicos
- III Propiedades petrofísicas de los núcleos

I Análisis Mineralógico.- Para ellos se requiere un microscopio de barrido electrónico (SEM) que alcanza hasta 80,000 veces el tamaño original de cualquier material, Las muestras son normalmente cubiertas con una capa fina de material conductivo (oro) y bombardeado con electrones. Esto resulta en lo siguiente:

Una emisión de electrones capaz de formar una imagen visual.

Una emisión de fotones (rayos X) necesarios para el análisis de los componentes de la muestra.

La información más importante obtenida por el microscopio de barrido electrónico, es la distribución y morfología de las arcillas contenidas en una formación y el tamaño y morfología de los poros de dicha formación. También puede ser visualizado el efecto que produce los fluidos de tratamiento en las formaciones

rocosas.

Equipo complementarios al microscopio de barrido electrónico (SEM) son utilizados para dar mayor y mejor información. Así tenemos:

- Análisis de rayos X con energía dispersa (EDAX).
- Difracción de rayos X.

De los dos (2) el más común es el de difracción de rayos X, que está basado en el siguiente principio: Cuando se irradia una muestra los rayos X son difractados en una forma que es característica de los compuestos presentes en la muestra que es analizada. Midiendo los ángulos y la intensidad de los rayos, el tipo y cantidad de los componentes de la muestra puede ser determinada.

II Análisis Químicos.- Existen una gran variedad de pruebas para análisis químicos que se pueden hacer con un núcleo, entre las principales tenemos:

- Pruebas de Solubilidad en Acido:

El primer requerimiento al diseñar un tratamiento con ácido, es la solubilidad de la formación. La prueba de solubilidad en ácido usando métodos gravimétricos expresa la fracción de la formación que reaccione con una determinada solución ácida.

- Determinación del Contenido de Hierro:

Al formular un tratamiento de ácido, el -

contenido de hierro en las formaciones es un parámetro muy importante. Cuando el ácido reacciona con las formaciones, el contenido de hierro puede producir un precipitado de hidróxido de hierro insoluble capaz de disminuir el flujo de crudo.

Métodos a la flama como el espectrofotómetro de absorción atómica (AAS), es una forma sencilla de analizar elementos inorgánicos en solución. Este método está basado en la medición de las cantidades de radiaciones absorbidas por los átomos en solución y en la relación de ésta a la concentración.

- Análisis de Depósitos de Incrustaciones:

Los depósitos de incrustaciones comunmente se forman como el resultado de la precipitación de ciertos compuestos minerales como el carbonato de calcio, yeso, sulfato de bario, cloruro de sodio, presentes en el agua de formación y agua de inyección, destruyendo así las vías de producción del crudo.

En el tratamiento de remoción de incrustaciones, la composición de las muestras se determina por difracción de Rayos-X, este es el método instrumental más usado por ser el más rápido y por requerir poca cantidad de muestra.

- Capacidad de Intercambio Catiónico.

Los minerales arcillosos normalmente se -

encuentran en las formaciones rocosas en estado aglomerado. Algunos fluidos de tratamiento pueden modificar el ambiente químico alrededor de las arcillas, colocándolas en un estado disperso responsable de la reducción en la permeabilidad la roca debido a la migración de sus partículas finas. Hoy en día, las prácticas de estabilización de arcillas están basadas principalmente en mantener las arcillas en un estado aglomerado. La capacidad de las arcillas de intercambiar iones de su superficie con los iones circundantes puede ser un parámetro útil cuando se diseñan tratamientos para la estabilización de arcillas. La magnitud de la capacidad de intercambio catiónico es una función del tipo y cantidad de arcilla. Esta determinación se hace por medio de análisis por vía húmeda usándose comunmente amonio de bario como intercambiador.

III Propiedades Petrofísicas de los Núcleos.

Las muestras son acondicionadas de manera que se obtenga los siguientes resultados:

- Permeabilidad al gas
- Permeabilidad a los líquidos
- Porosidad
- Prueba de dureza de la formación.

B) Prueba de Compatibilidad de Fluidos.- Para efectuar estas pruebas, se requiere una muestra de petróleo de la formación y probarlo con diferentes mezclas de ácidos y aditivos para-

determinar la compatibilidad de la emulsión. -

Si el daño parece ser tratable con surfactantes, el surfactante deberá ser cuidadosamente seleccionado, usando la norma API RP-42: "Recomendaciones prácticas para prueba de laboratorio de los agentes activos de superficie para estimulación de pozos". La norma API RP-42, - describe los procedimientos usados por las compañías de servicios para la evaluación de los agentes activos de superficie. Los alcances - de esta prueba son:

1. Pruebas de emulsión por caracterización de agentes activos de superficie en ácido, salmuera o petróleo.
2. Evaluación del agente activo de superficie por pruebas de flujo en núcleos.
3. Tensión interfacial y mojabilidad.

6.3.2 Diseño del Tratamiento.

El diseño de un tratamiento intersticial involucra la aplicación de estudios teóricos y experimentales orientados a establecer los tipos de ácidos, - aditivos, volúmenes y rates de inyección. Una parte esencial de este diseño es el rate de reacción - entre el ácido y la formación, desde que esto determina la distancia a el cual el ácido permanece activo.

Experimentalmente los núcleos de formación pueden ser usados para obtener la distancia que penetrará un ácido activo. Por reproducción real de condi -

ciones de tratamiento de presión, temperatura, rate de flujo y volúmen, los cores están sujetos a un proceso de acidificación. Sin embargo, son requeridos equipo de laboratorio altamente especializados para obtener las altas presiones y temperaturas y esto puede ser una seria restricción. En tales casos, la distancia de penetración de un ácido activo puede ser estimado por el método de Williams(*), que da una relación entre la distancia de penetración y el rate de flujo específico, volumen y temperatura.

A continuación se presenta un procedimiento basado sobre el método de Williams para definir las condiciones requeridas para un tratamiento ácido (HF-HCl). También se muestra un programa con lenguaje BASIC que está basado sobre este método.

A) Consideraciones del Diseño

Las condiciones básicas necesarias para determinar el diseño del tratamiento son:

- Máximo rate de flujo (presión de tratamiento) que no fracture la formación.
- Temperatura del ácido mientras este alcanza la formación.
- Penetración del ácido necesario para mejorar la permeabilidad cerca del pozo.

(*) Williams, B.B., Gidley J.L. y Schechter R.S. Acidicizing Fundamentals, Monograph. Volumen 6, S.P.E. 1979.

Rate de flujo: Generalmente la presión de fractura es desconocida. Además, esta presión declina con la presión del reservorio. Por consiguiente, frecuentemente, es necesario ejecutar pruebas de rotura (Breakdown Test) para determinar la presión de fractura de una zona específica. Esas pruebas consisten en bombear agua o crudo limpio contra la formación a rate muy bajo -Aprox. $\frac{1}{4}$ a $\frac{1}{2}$ BPM-, mientras se mide la presión de bombeo. Entonces el rate de flujo se incrementa paulatinamente hasta que se observa un cambio en la curva del rate de flujo y presión. La Fig. 16, muestra el comportamiento descrito, donde el punto A corresponde a la presión de fractura. Un tratamiento de matriz deberá ser ejecutado a una combinación de presión y rate de flujo más bajo que el punto A observado.

Temperatura del Acido: El rate de reacción y consecuentemente la penetración del ácido activo depende de la temperatura del ácido. Un método simple y exacto propuesto por Romero - Juárez, puede ser usado para estimar la temperatura del ácido en términos de profundidad y tiempo para un pozo de inyección. Esto es basado en la siguiente ecuación: Nomenclatura al final de la Sección (6.3.2.)

$$T(Z, t) = gZ + T_{es} - gA + (T_{fs} + gA - T_{es}) e^{-\frac{Z}{A}} \quad (21)$$

Donde:

$$A = 1.658 (i) \left[\frac{(B_f(t) - 1)}{B} \right] \quad (22)$$

$$B = 0.281 \frac{dt_i}{(dc_i - dt_e)} \quad (23)$$

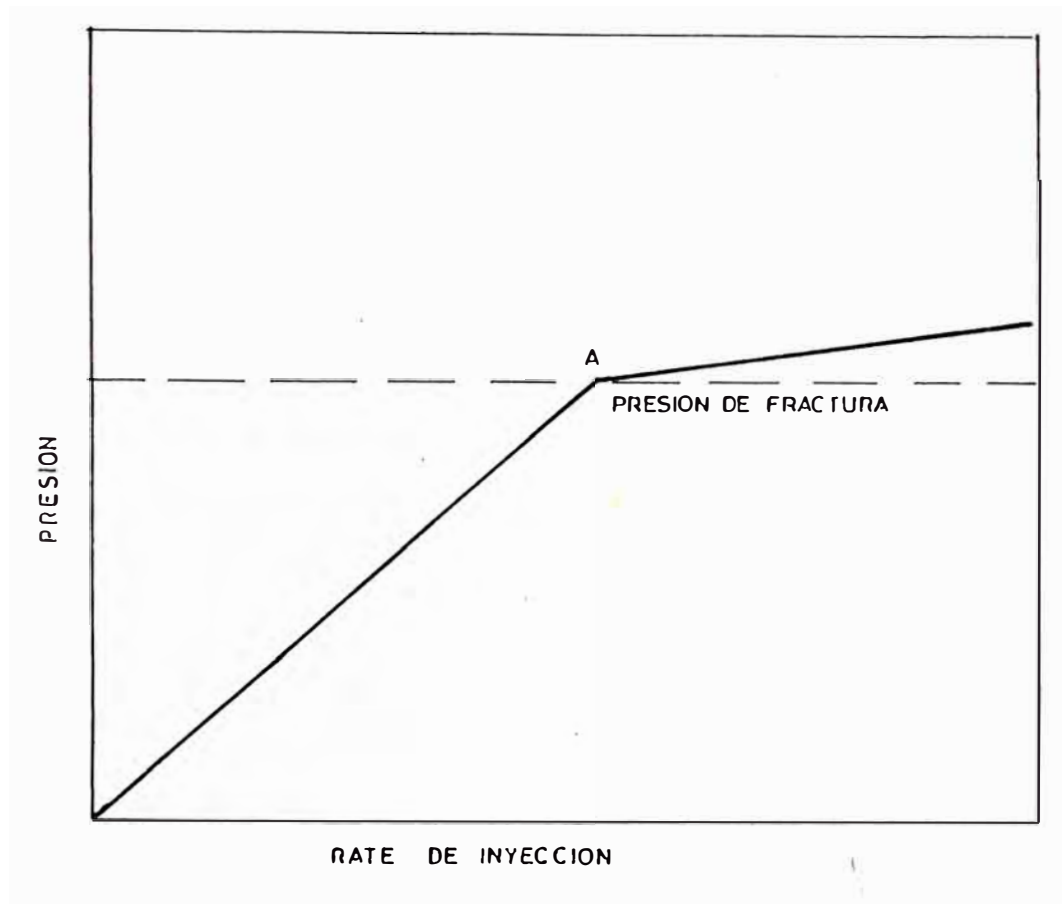


Fig. 16 Ploteo de los datos obtenidos de la prueba de rotura para establecer la presión de fractura de la formación. Entonces cuando el trabajo ácido se ejecuta la presión y rate de inyección a usar deberá ser mantenido por debajo de la presión de fractura.

El valor de $f(t)$, en la ecuación 2 puede ser obtenido de la expresión:

$$\text{Log } f(t) = 0.31333 \text{ Log } y - 0.06 (\text{Log } y)^2 - 0.006666 (\text{Log } y)^3 \quad (24)$$

Donde:

$$y = 23 t / dce^2 \quad (25)$$

Penetración del Acido: La distancia que el ácido debe viajar dentro de la formación para mejorar la permeabilidad cerca del pozo deberá exceder el radio de la zona dañada. Este radio deberá ser estimado a priori. Si no se tiene datos de prueba de presión, se asumirá que la distancia de penetración para formaciones de baja permeabilidad (menos de 5 md.) será de 4 Pulg., y para formaciones de alta permeabilidad será de 7 Pulg. o más.

B) Diseño del Tratamiento

Para especificar los volúmenes y tipos de ácidos a inyectar es posible establecer un diseño de tratamiento.

Preflujo.- Para efecto de diseño se asumirá un volumen de preflujo (V_p) de 50 Gls. de HCl al 15% por pie.

Volumen de Mud Acid.- Usando la ecuación 26, el volumen específico (V_o) de HF-HCl requerido para incrementar la permeabilidad de la formación mayor de la distancia pre-establecida (X) puede ser calculado. Además de la distancia X , la ecuación 26, también expresa el volumen específi

V_o en término de temperatura del ácido en el tiempo de reacción (T) y del rate de inyección específico (i/h). Los coeficientes de esta ecuación fueron calculados usando los datos obtenidos de la Fig. 17 (a, b, c, d) y por aplicación de la técnica de descomposición del valor singular (Forsythe, (1)). La Fig. 17 (a, b, c, d) resume las correlaciones de Williams que fueron derivados de estudios teóricos y resultados experimentales. Así tenemos:

$$\begin{aligned}
 V_o = & 140 + C_1 + C_2 X + C_3 Y + C_4 X^2 + C_5 XY + C_6 Y^2 + C_7 X^3 + C_8 X^2 Y + \\
 & C_9 XY^2 + C_{10} Y^3 + C_{11} Z + C_{12} ZX + C_{13} ZY + C_{14} ZX^2 + C_{15} XZY + \\
 & C_{16} ZY^2 + C_{17} ZX^3 + C_{18} ZX^2 Y + C_{19} ZXY^2 + C_{20} ZY^3 \dots \quad (26)
 \end{aligned}$$

Donde:

$$X = (\Delta r_a - 7) \quad (27)$$

$$Y = \text{Log} (0.9 i/h) \quad (28)$$

$$Z = (T - 175)/100 \quad (29)$$

En la ecuación 28, el rate de inyección es multiplicado por 0.9 para introducir un factor de seguridad. Los coeficientes de la ecuación 26 son los siguientes:

$C_1 = -88.836$	$C_{11} = -15.226$
$C_2 = 18.72$	$C_{12} = 6.0995$
$C_3 = 0.67336$	$C_{13} = 62.05$
$C_4 = 4.4285$	$C_{14} = 6.051$
$C_5 = -22.83$	$C_{15} = -24.813$
$C_6 = 21.975$	$C_{16} = -14.834$

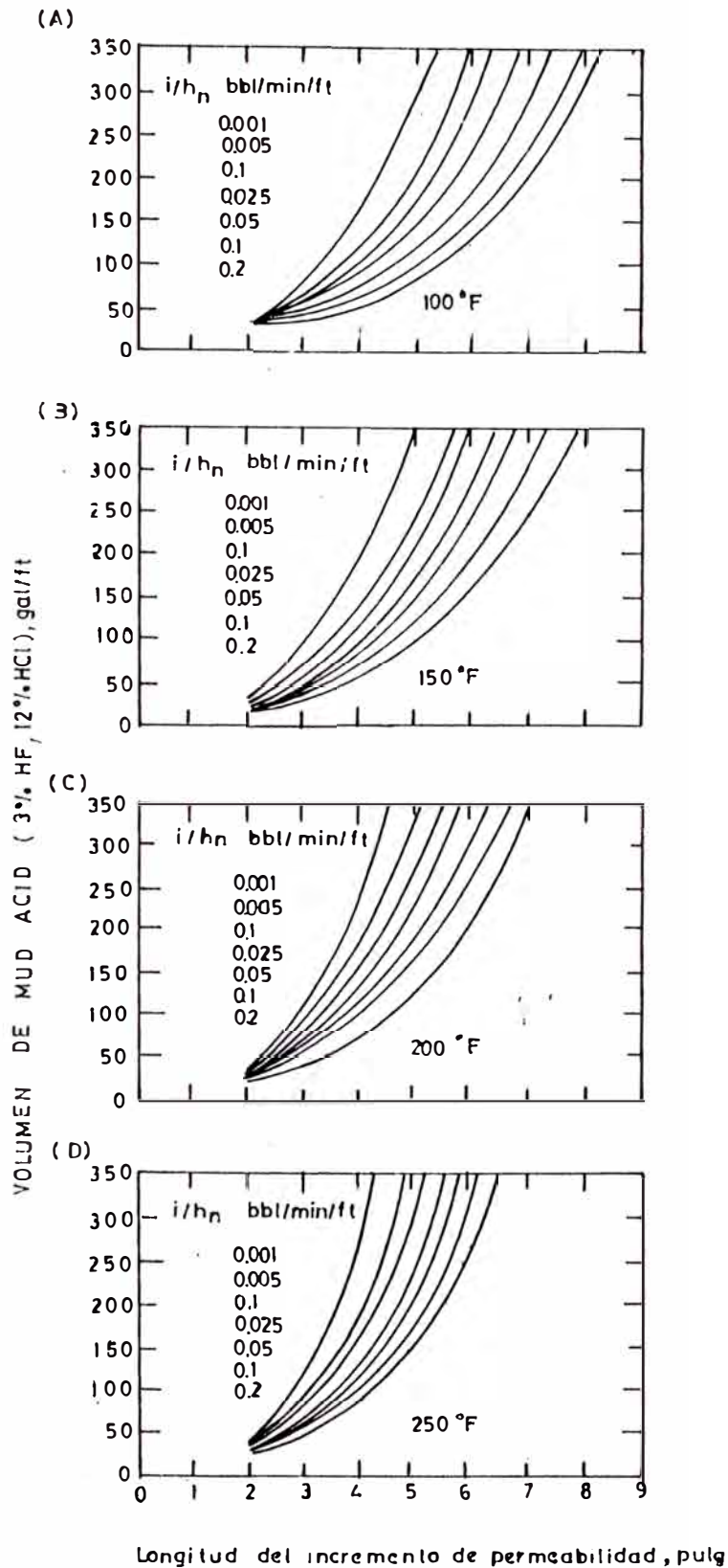


Fig. 17 Gráfico que muestra la longitud del incremento de permeabilidad a ser esperado para 4 diferentes temperaturas de formación en un pozo de 3" de radio.

$$\begin{array}{ll}
 C_7 = 1.3124 & C_{17} = 0.3812 \\
 C_8 = 9.473 & C_{18} = 0.84504 \\
 C_9 = 6.8514 & C_{19} = 3.8846 \\
 C_{10} = 1.511 & C_{20} = 0.99883
 \end{array}$$

El volumen específico, (V_o) calculado de la ecuación 26 corresponde, sin embargo, para un pozo - de 3 pulgadas de radio y para una formación estimada con una mezcla de HF 3% y HCl 12% (Mud Acid) Para radio de pozos diferentes y otras concentraciones de HF, la siguiente ecuación puede ser usada:

$$V = (3V_o h / C_o) \left(\frac{[(r_w + r_a)^2 - r_w^2]}{[(3 + \Delta r_a)^2 - 9]} \right) \quad (30)$$

Debido a restricciones económicas en formaciones muy delgadas al volumen de ácido, deberá ser menor. En esos casos, la Fig. 17 puede ser empleado para predecir el radio a tratar de un volumen de ácido dado.

El volumen total de fluido inyectado al igual del tratamiento ácido es dado por:

$$V_f = V_p + V \quad (31)$$

y el tiempo de inyección es:

$$T_c = V_f / (42) (60i) \quad (32)$$

Programación con Lenguaje "BASIC".

Un diagrama de flujo simplificado del procedimiento descrito, es mostrado en la figura 18. Debido a que la temperatura del ácido en el intervalo perforado depende del volumen de los fluidos in

yectados, el volumen específico (V_0) debe ser estimado por ensayo y errores.

Deberá ser asumido, que la temperatura del ácido, mientras éste reaccione con la formación, será igual a su temperatura cuando éste está en el fondo del pozo, junto en el intervalo productor-al final del tiempo de inyección.

Además se presenta a continuación, el programa en el lenguaje "BASIC", para estimar el volumen de mud acid requerido y la temperatura de fondo del mud acid cuando finaliza la inyección.

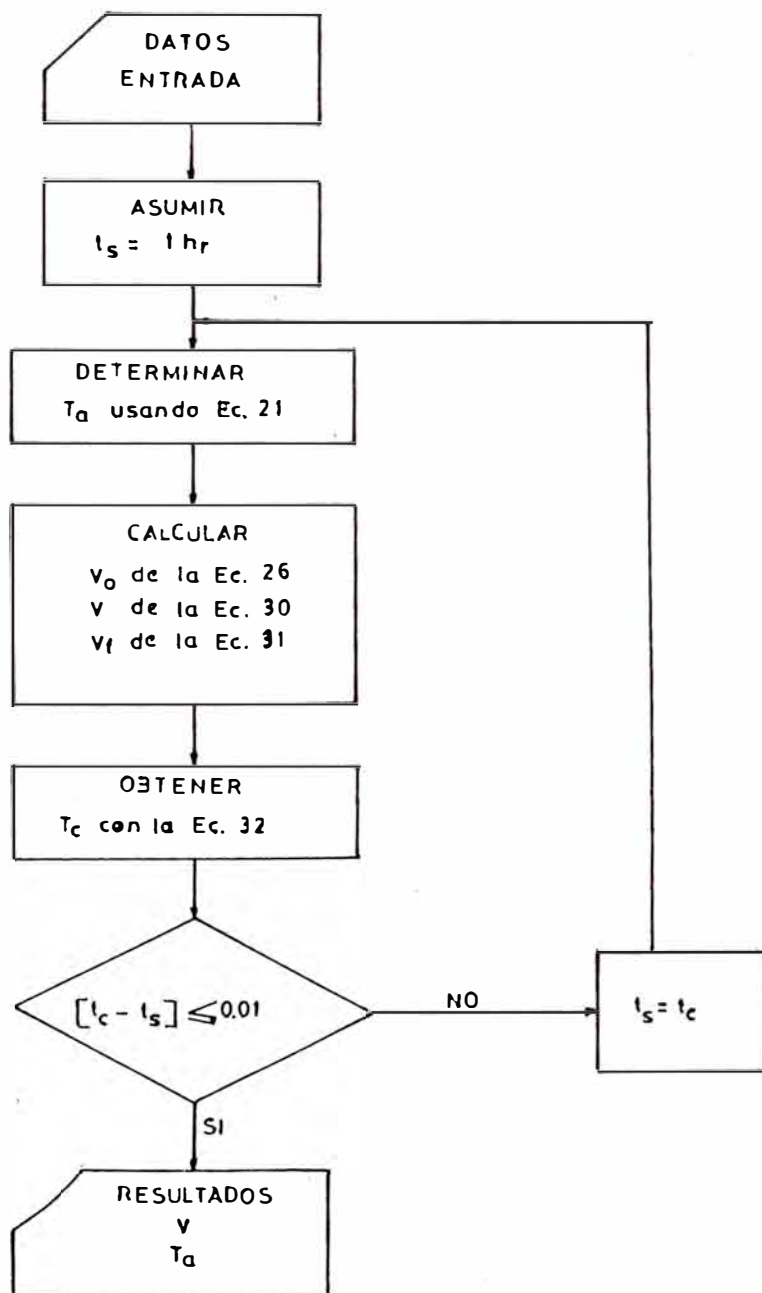


Fig. 18 Diagrama de flujo simplificado. Ilustra la programación en lenguaje Basic para diseñar trabajos de HF-HCl.

```

10 CLS
20 REM "PROGRAMA DE ACIDIFICACION"
30 C1=-88.836:C2=18.72:C3=.67336:C4=4.4285:C5=-22.83:C6=21.975
40 C7=1.3124:C8=-9.472999:C9=6.8514:C0=1.511
50 B1=-15.226:B2=6.0995:B3=-62.05:B4=6.051:B5=-24.813:B6=-14.83445
60 B7=.3812:B8=-.84504:B9=-3.8846:B0=-.99883
70 INPUT "Gradiente geotermica F/ft G:",G
80 INPUT "Profundidad ft, Z:",Z
90 INPUT "Temperatura de la roca en la superficie F, TES:", TES
100 INPUT "Temperatura de la roca en la superficie F, TFS:", TFS
110 INPUT "Rate de inyecci"n bpm, I :",I
120 INPUT "Tiempo de inyeccion asumido hr, TS:", TS
130 INPUT "Diametro interno del casing pulg, DCI :", DCI
140 INPUT "Diametro interno del tubing pulg, DTI :", DTI
150 INPUT "Diametro externo del tubing pulg, DTE :", DTE
160 INPUT "Diametro externo del casing pulg, DCE :", DCE
170 INPUT "Concentraci"n HF % CO :",CO
180 INPUT "Intervalo abierto del pozo ft, H:", H
190 INPUT "Profundidad de incremento de K, pulg RA :",RA
200 INPUT "Radio del pozo pulg, RW:", RW
210 Y=23*TS/DCE^2
220 L=LOG(Y)/2.30258
230 F=.31333*L-.06*L^2+.0066*L^3
240 F=10^F
250 B=.281*DTI/(DCI-DTE)
260 A=1.658*I*(B*F+1)*1440/B
270 N=-Z/A
280 K=G*Z+TES-G*A+(TFS+G*A-TES)* EXP(N)
290 X=RA-7
300 Y=LOG(.9*I/H)/2.30258
310 M=(K-175)/100
320 D1=140+C1+C2*X+C3*Y+C4*X^2+C5*X*Y+C6*Y^2+C7*X^3
330 D2=C8*X^2*Y+C9*X*Y^2+C0*Y^3+B1*M+B2*M*X+B3*M*Y
340 D3=B4*M*X^2+B5*M*Y*X+B6*M*Y^2+B7*M*X^3+B8*M*X^2*Y+B9*M*X*Y^2+B0*M*Y^3
350 D4=D1+D2+D3
360 D5=(RW+RA)^2-RW^2
370 D6=(3+RA)^2-9
380 D7=3*D4*H*D5/(CO*D6)
390 D8=50*H+D7
400 D9=D8/(42*60*I)
410 IF ABS(D9-TS)<=.01 THEN 440
420 TS=D9
430 GOTO 210
440 CLS
450 PRINT "RESULTADOS DEL PROGRAMA DE ACIDIFICACION"
460 PRINT
470 PRINT "REQUIRED MUD ACID VOLUMEN, gal : ";D7
480 PRINT "ACID TEMPERATURE AT END OF TREATMENT F : ";K
490 PRINT "GALONES POR PIE DE TRATAMIENTO : ";D7/H
500 PRINT "TIEMPO DE INYECCION :";D9

```

NOMENCLATURA

A	: Función definida por la ec. 22, ft.
B	: Cantidad definida por la ec. 23
Co.	: Concentración de HF, %
sce	: OD casing, Pulg.
dci	: ID casing, Pulg.
dte	: OD tubing, Pulg.
dti	: ID tubing, Pulg.
f(t)	: Función del tiempo de tránsito de conducción del calor.
g	: Gradiente geotermal, °F/ft.
h	: Intervalo perforado, ft.
i	: Rate de inyección, bpm
ra	: Profundidad del incremento de permeabilidad, pulg.
rw	: Radio del pozo pulg.
tc	: Tiempo de inyección calculado, hr.
ts	: Tiempo de inyección supuesto, hr.
T	: Temperatura, °F
Ta	: Temperatura del ácido al final del tratamiento, °F
Tbh	: Temperatura de inyección del fondo del pozo, °F
Tes	: Temperatura en la superficie, °F
Tfs	: Temperatura de los fluidos de inyección en superficie
Tf	: Temperatura del mud-acid en el fondo del pozo cuando finaliza la inyección, °F.
T(Z,t)	: Temperatura de los fluidos en el pozo, °F
V	: Volumen de mud-acid requerido, Gal.
Vo	: Volumen de mud-acid específico (HF 3%, HCl 12%) requerido para tratar un pozo con 3 pulg. de radio.
Vf	: Volumen total de fluidos inyectados, Gal.
Vp	: Volumen de preflujo, Gal.
x	: Función definida por la ec. 27
y	: Función definida por la ec. 25
Y	: Función definida por la ec. 28
z	: Función definida por la ec. 29
Z	: Profundidad, ft.

6.4 LINEAMIENTO BASICO EN UN TRABAJO DE ACIDIFICACION (HF)

El orden de desplazamiento de fluídos durante un tratamiento de HF., es importante. Aunque otros fluídos puede ser bombeado delante de el pre-flujo o detrás del post-flujo, no cambiará las tres etapas básicas de fluídos bombeados durante el tratamiento de HF. Esta técnica de desplazamiento es diseñada para asegurar la compatibilidad entre los fluídos de tratamiento y los fluídos de formación.

A) Fluídos de Pre-flujo.- Un pre-flujo deberá siempre ser bombeado delante del HF. Este fluído suministra una barrera física entre la mezcla de HF "vivo o gastado" y los fluídos de formación (Fig. 19). Esto reduce la posibilidad de formar fluorsilicatos y fluoroaluminatos de sodio y potasio.

Los fluídos de pre-flujo apropiados para formar la barrera física son los siguientes:

1. HCl
2. NH_4Cl (Cloruro de amonio)
3. Diesel
4. Kerosene
5. Petróleo crudo tratado.

El Diesel, kerosene y petróleo crudo tratado, generalmente deben ser restringido para ser usado solo en formaciones productoras de petróleo.

El pre-flujo puede también ser usado para cumplir otros propósitos. Como se ha mencionado anteriormente, el HF puede reaccionar con caliza y dolomita, para formar F_2Ca , (precipitado). Para escoger un pre-flujo que reaccione y remueva la caliza y dolomita de la formación antes que entre el HF, para prevenir la formación

de F_2Ca . Esto se puede conseguir fácilmente con el uso de HCl. Por consiguiente, para llevar a cabo ambos propósitos (suministrar una barrera física y remover la caliza), el HCl será usado como un fluido de pre-flujo.

- B) Fluido de Tratamiento.- Esta etapa del tratamiento, es diseñada para disolver y por consiguiente remover el daño ocasionado por el hinchamiento de arcilla. Para cumplir ésto se requiere un sistema ácido que contenga ión fluoruro. La concentración más común es 3%. Esto es el resultado de los datos mostrados en la figura 20. Esos datos muestran que inicialmente, cuando el HF es bombeado dentro de la formación, un descenso en la permeabilidad, y rate de bombeo o un incremento en la presión de bombeo es frecuentemente observado. Como se observa en el gráfico, para concentraciones de HF de 3% y 6%, el daño es removido y se obtiene un incremento final de la permeabilidad. Se observa también, un decrecimiento inicial que es cada vez mayor cuando la concentración del HF aumenta. Ocasionalmente, como se muestra en el gráfico, para HF el 9%, el daño es completo y el core es completamente taponeado. Concentraciones mayores de ácido no pueden ser inyectados, sin antes fracturar la roca. Este mismo efecto ocurre en algunos cores con HF al 6%.

Ante esta situación, en la mayoría de los trabajos de estimulación se usa HF al 3%.

- C) Fluido de Post-flujo.- Los fluidos de post-flujo, son usados para desplazar el HF de la tubería a la formación. Esto asegura que todo el HF, reacciones con la formación y contribuya a los resultados de estimulación. Además los fluidos de post-flujo, pueden reducir la corrosión a la tubería permitiendo reaccionar todo el ácido en la formación en lugar de que és-

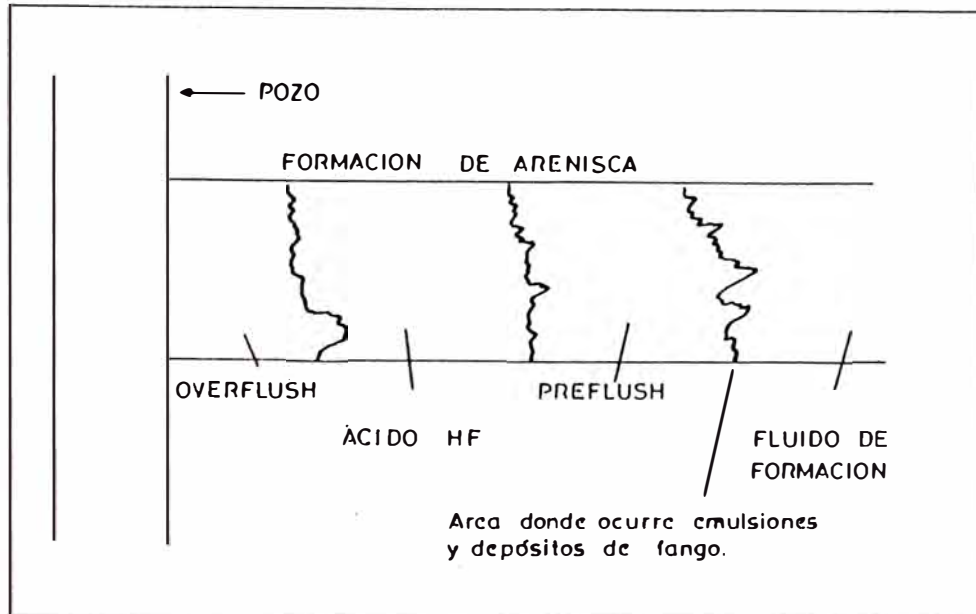


Fig. 19 Diseño del tratamiento HF Regular.

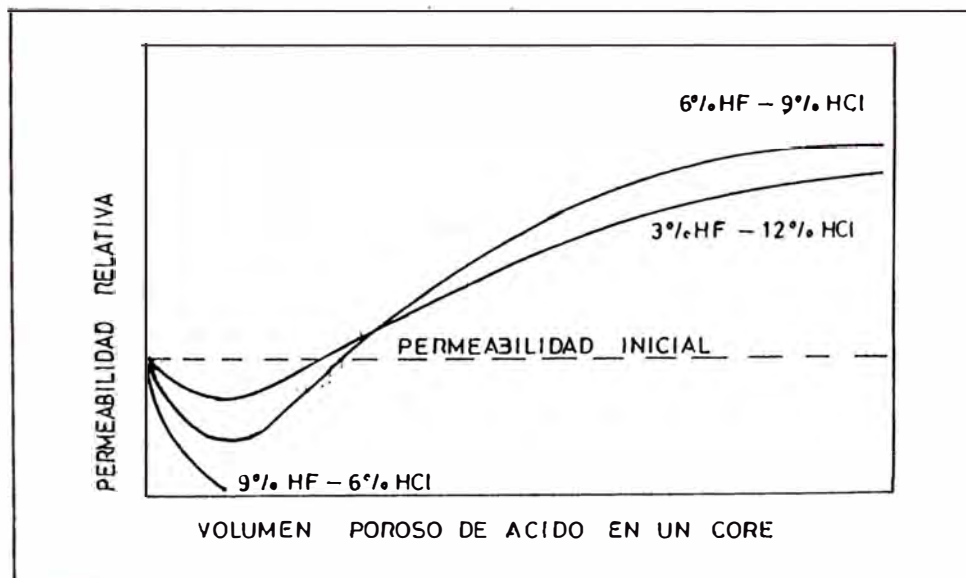


Fig.20 Cambio en la permeabilidad observado durante la acidificación con varios sistemas de HF Regular.

te reaccione con la tubería. Los fluidos comunmente usados para este fin son:

1. Cloruro de amonio
2. HCl
3. Diesel
4. Kerosene
5. Petróleo crudo

El fluido más común de post-flujo es el cloruro de amonio, aunque el diesel es comunmente usado para pozos - productores de petróleo. El cloruro de amonio, es una de las muy pocas sales que no precipita con el HF o el HF gastado.

- D) Tiempo de Cierre.- El HF reacciona muy rápidamente (virtualmente instantáneamente sobre las arcillas), en consecuencia, un tiempo de cierre largo no es recomendable. El retorno de los fluidos de estimulación gastados deberá ser tan pronto como sea posible. Esto debe aplicarse especialmente en formaciones de baja permeabilidad. Permitiendo que los sistemas de ácidos reaccionados permanezcan en la formación por largos períodos de tiempo, incrementará el riesgo de que los fluidos se mezclen. Esto puede resultar en el taponamiento debido a la formación de precipitado. También la energía usada para el retorno de los fluidos será disipada.

El rate a el cual un pozo es puesto en producción después de la estimulación, también merece ser considerado. Usualmente un pozo es producido cerca de su máximo rate, basado en los parámetros de formación limitaciones legales y capacidad de almacenaje. Sin embargo, después de un tratamiento de estimulación, hacer producir el pozo a rate mayor que lo deseado por un largo período de tiempo puede ser justificado. Esto puede entenderse mejor si se considera el factor de influencia de migración de finos.

6.5 TRABAJOS DE ACIDIFICACION EFECTUADO EN SELVA NORTE

Hasta la fecha (Dic. 87), se ha efectuado 13 trabajos de acidificación en Selva Norte. La relación de estos trabajos se muestra en el cuadro 3, especificando el tipo de ácido empleado en cada tratamiento. La descripción en detalle de cada trabajo ácido, se encuentra en el anexo I, adjuntando además para cada pozo, el diagrama de completación, la curva de producción y el chart del trabajo.

En el cuadro 4 se presenta los índices de productividad de cada pozo antes y después del trabajo de acidificación y un parámetro que denominaremos porcentaje de éxito (% éxito) y que es definido por:

$$\% \text{ EXITO} = \left(\frac{\text{PI}_{\text{d}}}{\text{PI}_{\text{a}}} - 1 \right) \times 100$$

PI_d = Índice de productividad después del ácido

PI_a = Índice de productividad antes del ácido

Este parámetro es el que nos permite evaluar cuantitativamente el éxito o no de la acidificación. De ello obtenemos lo siguiente:

- Siete (7) trabajos fueron éxitos con incremento de producción de petróleo.
- Dos (2) trabajos no pudieron ser evaluados (pozo 100-Z)
- Un (01) trabajo incrementó la producción de agua Después el tratamiento (Pozo 5D-X).
- Dos (02) trabajos previos a acidificaciones exitosas que no incrementaron la producción de petróleo. (pozos 4D-Z y 8D-Y).
- Un (01) trabajo sin éxito, debido a que antes del tratamiento se amplió el baleo, atribuyéndose a esto el -

incremento de producción (pozo 11-X).

Los trabajos de acidificación fueron programados con el objeto de remoción de daño a la formación. Pero, ¿existía realmente daño o era pseudo-daño?. En varios de los pozos donde se tiene un porcentaje de éxito bajo; tal vez no haya sido necesario efectuar un trabajo de ácido, sino cambiar las condiciones del pozo (cambiar el bean, aislar arenas, ampliar baleo, etc.) para obtener los mismos resultados. En el cuadro N° 5, se presenta las producciones de crudo por pozo, bajo las mismas condiciones de producción antes y después del tratamiento ácido. Esto resume que para los 13 trabajos ejecutados hay un incremento inicial de producción de petróleo de 2472 BOPD.

A continuación se presenta un análisis de cada pozo:

1) Pozo 5D-X

En este pozo se programó el primer trabajo de acidificación en Selva Norte. El tratamiento escogido fue el HF - Regular de Halliburton.

Si bien hubo un incremento de índice de productividad por efecto del ácido, se consideró el éxito nulo debido:

- Se fracturó la formación durante el trabajo, originando la comunicación con la zona de agua.
- Disminución en la producción de petróleo (587 BOPD).

Este pozo estructuralmente, se encuentra en el flanco del reservorio cercano al contacto agua-petróleo, por lo tanto la fractura originó la comunicación con la zona de agua y un incremento en el corte de agua de - 33%.

2) Pozo 10-X

El pozo fue tratado con HF-Regular, estimándose luego el tratamiento un porcentaje de éxito de 27% y un incremento de producción a las mismas condiciones anteriores al trabajo, del orden de 20 BOPD.

El pozo antes de la acidificación, tenía casi 3 años de producción intermitente. Antes y después del trabajo ácido se efectuaron pruebas de presión de fondo obteniendo lo siguiente:

S antes del ácido = 5.95
S después del ácido = 0.43.

Si nos remitimos a la sección 4.6, (seudodaño), referente a completación parcial (Fig. 8, 9) tenemos:

Datos: - Intervalo completado = 10 ft.
- Arena neta = 72 ft. (cético capa 1, 2 y 3)
- Radio del pozo (r_w) = 0.2038 ft.

Resultado: Relación de completación: $b = \frac{10}{72} = 0.138$

$\frac{\text{Arena neta}}{\text{Radio del pozo}} = \frac{72}{0.2038} = 353$

Del gráfico 9 obtenemos factor skin de completación - (Spa) igual a 21.

Del ello resumimos que el daño obtenido de las pruebas de presión era un daño aparente, en consecuencia, la mejora debido a la acidificación fue muy pobre y que para conseguir el volumen de petróleo obtenido, después del ácido, era necesario colocar un bean mayor.

3) Pozo 15D-X

El pozo fue tratado con HF-Regular, y la acidificación se efectuó en dos etapas. El trabajo fue exitoso obteniendo para Cetico 4 un porcentaje de éxito de 95% y para Cetico 2 y 3 un porcentaje de 45%.

4) Pozo 8D-Y

En este pozo se efectuaron 2 trabajos de acidificación consecutivos. El tratamiento escogido fue el Mud Clean-out Agent, Morflo II, utilizando una concentración de HCl de 7.5% y 15% para el primer y segundo trabajo respectivamente.

La acidificación fue programada para remover el fuerte daño de formación, originado por el lodo de perforación, al dejarse el pozo lleno de lodo después de la completación, por falta de facilidades de producción:

El primer trabajo no tuvo éxito debido a que se uso una concentración de HCl baja 7.5% y la presión de trabajo fue también baja (2,600 PSI), no lográndose inyectar todo el ácido ni removiendo el daño existente en la formación.

Por el contrario, en el 2º trabajo se aumentó la concentración del ácido a 15% y la presión máxima de trabajo fue de 3,750 PSI, sin lograr romper la formación. El resultado fue excelente, obteniendo un porcentaje de éxito de 660%, el mayor obtenido en todos los trabajos de acidificación efectuados.

5) Pozo 4D-Z

En este pozo se efectuaron dos tratamientos ácidos

distintos, al primero un tratamiento MCA(HCl 10%) y el segundo tratamiento se aplicó un HF-Regular con aditivos para la migración de finos.

El primer tratamiento MCA dió buenos resultados inicialmente, ya que restituyó la capacidad de surgencia del pozo, pero la producción fue decayendo notablemente. Este trabajo obtuvo un éxito relativo (11%).

Luego de la primera acidificación y de la brusca caída de producción, se programó un tratamiento para remoción de daño y migración de finos. La formación fue tratada con HF-Regular y se utilizó afterflush en base a clay fix, Frac-Flo y aditivos, fundamentalmente para control de finos. El tratamiento fue exitoso estimándose un porcentaje de éxito de 147%.

6) Pozo 100D-Z

En este pozo se efectuaron dos trabajos de acidificación sin obtener éxito. El pozo no ha sido evaluado y no ha producido ni antes ni después del tratamiento.

El tratamiento empleado para ambos trabajos fue el MCA, Morflo II con concentraciones de 10% y 15% para el primer y segundo trabajo, respectivamente.

7) Pozo 18D-X

Las pruebas de formación tomadas antes del trabajo de acidificación no indicaron daño para el intervalo productivo tratado (PONA, Capa 2). Sin embargo se programó acidificar el pozo para evaluar el resultado de la estimulación ácida en el reservorio de PONA.

El tratamiento empleado fue HF - Regular y se utilizó un afterflush en base clay-fix para prevenir la migración de finos. El éxito alcanzado en este tratamiento es relativamente bajo y resultó solo el 17%.

8) Pozo 11-X

En este pozo se aplicó el tratamiento Claysol que se caracteriza por formar el HF insitu sobre las partículas arcillosas.

Antes de efectuar el tratamiento ácido, se amplió el baleo de la formación a acidificar (Cetico Capa 2) de 7 ft. a 16 ft. Antes del tratamiento, la producción era de 500 BOPD x 1500 BWPD. Se atribuye que la mayor producción de agua provenía de Cetico Capa 4 (este intervalo se aisló con tapón ciego). Si estimamos la producción por ampliación de baleo tenemos:

$$\begin{array}{rcl} 7 \text{ ft.} & & 500 \text{ BOPD} \\ 16 \text{ ft.} & \text{-----} & X \qquad \qquad X = 1,143 \text{ BOPD.} \end{array}$$

Después del tratamiento, se obtuvo una producción inicial de 1,100 BOPD, muy cercano al valor obtenido anteriormente por ampliación de baleo.

Si bien, hubo un incremento de índice de productividad que da un porcentaje de éxito aparente de 233%, se atribuye este incremento a la ampliación de baleo y no al trabajo de acidificación efectuado. Por lo tanto el % de éxito es nulo.

9) Pozo 7-Y

Se programó acidificar el pozo para remover el daño a la formación detectado en el DST, tomado el 16.12.80. La formación fue tratada con MCA, Morflo II (HCl 15%),

adicionándole un aditivo inhibidor de incrustaciones (LP-55).

Aunque durante la 3^a apertura del DST efectuado el - 08.12.85 (después del ácido) no se logró obtener una producción mayor al DST anterior (16.12.80), sin embargo se alcanzó un índice de productividad mayor, lo que determina que el % de éxito sea de 43%.

Volumen de Tratamiento

El programa propuesto para diseñar un tratamiento HF-Regular (Sección 6.3.2) nos permite comparar si - los volúmenes usados eran los adecuados. En el Cuadro N^o 6, se muestra relación comparativa del volumen empleado y del volumen obtenido por el programa-propuesto.

Se aprecia que los tres primeros trabajos efectuados en Selva Norte (pozos 5D-10-15D), usaron un volumen de tratamiento excesivamente alto (447 Gal/ft.), algo más de 3 veces el volumen obtenido por el programa - (144 Gl/ft.). No ocurre lo mismo con los siguientes tres trabajos (pozos 4D-18D-11) que emplearon en promedio un volumen de 106 Gl/ft. contra 162 Gal/ft. obtenido por el programa.

La relación del volumen de tratamiento para el mud - clean-out Agent (MCA), se muestra en el Cuadro N^o 7. De acuerdo a este cuadro se observa que el volumen - de mezcla ácida de 100 GAL/ft. ha dado buenos resultados, con una concentración de HCl al 15%. El cuadro 10 confirma esta apreciación en función del éxito obtenido en cada trabajo.

Tratamiento

El tratamiento que ha dado mejores resultados en Sel

va Norte, es el Mud Clean-out Agent (MCA) como se muestra en el Cuadro N^o 8, sobre todo el efectuado en el pozo 8D-Y.

El tratamiento HF-Regular, ha obtenido menor resultado que el MCA; pero, sin embargo, en algunos pozos se ha obtenido porcentaje de éxito importantes.

El tratamiento Claysol no ha tenido las condiciones adecuadas para ser evaluado, por lo que su rendimiento es una incognita.

En el Cuadro N^o 9 podemos apreciar que los tratamientos más exitosos, han sido logrados en las Areas Y-Z en la arena Cetico.

En el Area X, el éxito es menor para la misma arena. Solamente se ha efectuado un trabajo de acidificación en el reservorio Pona, con un resultado relativamente bajo, comparado con los demás obtenidos.

La longitud del intervalo tratado no ha tenido mayor incidencia en el éxito del tratamiento ácido, obteniéndose buenos resultados entre los rangos 6-10 y 11-20, tal como podemos observar en el Cuadro N^o 11- y específicamente en el cuadro 11-II. Esto nos permite afirmar que la distribución de fluido ácido es buena, relacionado con el volumen por ft. usado y la longitud del intervalo tratado.

En el cuadro N^o 12, se puede apreciar que los mejores resultados se han obtenido en las arenas con porosidades entre 10% a 20%.

Asímismo, en el Cuadro 12-II se aprecia que los mejores resultados se obtienen en arenas cuya permeabilidad efectiva total esta en el rango de 100 a 300 md.

La efectividad para arenas en un rango menor de 100-md., caso de Pona, disminuye considerablemente.

En el Cuadro 13 se puede apreciar que la razón de incremento de producción por pie de intervalo tratado, es más alta en el caso del pozo 4D, frente al volumen por pie de tratamiento, aunque este pozo tiene un menor éxito al alcanzado por el pozo 8D.

CUADRO N° 3

TRABAJOS DE ACIDIFICACION EN SELVA NORTE

TIPO DE TRATAMIENTO EMPLEADO

<u>POZO</u>	<u>FECHA</u>	<u>FORMACION</u>	<u>TIPO DE ACIDO EMPLEADO</u>
5D - X	25.08.76	Cetico 2	HF-Regular (3%HF-12%HC1)
10 - X	03.11.76	Cetico 1-2-3	HF-Regular (3%HF-12%HC1)
15D - X			
1 ^a Etapa	11.12.76	Cetico 4	HF-Regular (3%HF-15%HC1)
2 ^a Etapa	15.12.76	Cetico 2-3	HF-Regular (3%HF-15%HC1)
8D - Y			
1 ^o Trabajo	27.12.82	Cetico	Mud Clean Out Agent (MCA) Morflo II (HC1 7.5%)
2 ^o Trabajo	31.12.82	Cetico	Mud Clean Out Agent (MCA) Morflo II (HC1 15%)
4D - Z			
1 ^o Trabajo	22.10.83	Cetico	Mud Clean Out Agent (MCA) Morflo II (HC1 10%)
2 ^o Trabajo	15.12.83	Cetico	HF-Regular (3%HF-12%HC1)
100D - Z			
1 ^o Trabajo	08.11.83	Cetico	Mud Clean Out Agent (MCA) Morflo II (HC1 10%)
2 ^o Trabajo	19.11.83	Cetico	Mud Clean Out Agent (MCA) Morflo II (HC1 15%)
18D - X	17.04.84	Pona 2	HF-Regular (3%HF-12%HC1)
11 - X	05.12.84	Cetico 2	Claysol
7 - Y	06.12.85	Cetico	Mud Clean Out Agent, Morflo II (HC1 15%).

CUADRO N° 4

ESTIMADO DE INDICE DE PRODUCTIVIDAD

<u>Pozo</u>	<u>ANTES DEL ACIDO</u>			<u>DESPUES DEL ACIDO</u>		
	(1) <u>PIa</u> <u>(BFPD/PSI)</u>	(2) <u>fwa (%)</u>	<u>PId</u> <u>(BFPD)</u> ⁽³⁾	(4) <u>fwd</u> <u>(%)</u>	<u>% Exito</u> ⁽⁵⁾	
5D-X	6.34	0.3	9.21	33	0 ⁽⁶⁾	
10-X	8.40	1.0	10.7	0.4	27	
15D-X						
1 ^a Etapa	5.42	0.2	10.56	0.3	95	
2 ^a Etapa	6.95	2.0	10.08	1.05	45	
8D-Y						
1 ^o Trabajo	0.17	0.6	0.17	0.6	0	
2 ^o Trabajo	0.17	0.6	1.31	1	660	
4D-Z						
1 ^o Trabajo	0.66	3.5	0.73	6.0	11	
2 ^o Trabajo	0.73	20.0	1.80	23.0	147	
100D-Z						
1 ^o Trabajo	NR	1.4	NR	--	0	
2 ^o Trabajo	NR	--	NR	--	0	
18D-X	1.2	1.14	1.4	1.6	17	
11-X	0.3	75	1.0	52	0 ⁽⁷⁾	
7-Y	0.63	0.2	0.9	ND	43	

(1) PI_a : Índice de productividad antes del ácido

(2) fwa : Corte de agua antes del ácido

(3) PId : Índice de productividad después del ácido

(4) fwd : Corte de agua después del ácido

(5) % éxito : $\frac{PI_d - 1}{PI_a} \times 100$

(6) Se considera 0% de éxito, debido al incremento de corte de agua y disminución de la producción de petróleo.

(7) El aumento del índice de productividad es mayormente debido a la ampliación de baleo (233%).

CUADRO N° 5

INCREMENTO DE PRODUCCION DE PETROLEO LUEGO DE LA

ACIDIFICACION (BOPD)

<u>Pozo</u>	<u>Antes</u>	<u>Después</u>	<u>Incremento BOPD</u>	<u>O B S E R V A C I O N E S</u>
5D-X	1580	593	(587)	
10-X	750	770	20	
15D-X				
1º Etapa	1740	2203	463	Producción bean ½" antes y después.
2º Etapa	1977	2117	140	Producción bean ½" antes y después.
8D-Y				
1º Trabajo	0	0	0	
2º Trabajo	0	870	870	
4D-Z				
1º Trabajo	0	390	0	Incremento parcial de 390-BOPD. El pozo murió después de 1 mes de producción.
2º Trabajo	0	1000	1000	
100D-Z				
1º Trabajo	0	0	0	No logró producir después de cada acidificación efectuada.
18D-X	450	650	200	
11-X	500	1100	0	El incremento de 600 BOPD se atribuye a la ampliación de baleo efectuado en Cetico 2.
7-Y	864	1230	366	El incremento estimado para una misma presión fluyente.
Incremento Total			<u>2472</u>	

CUADRO N° 6

TRABAJOS DE ACIDIFICACION EN SELVA NORTE

TRATAMIENTO REGULAR -HF- REGULAR (3% HF -12% HCl)

VOLUMEN DE TRATAMIENTO EMPLEADO

Y ESTIMADO DE ACUERDO AL PROGRAMA PROPUESTO

<u>Pozo</u>	<u>Volumen de Tratamiento Empleado (Gal./Ft.)</u>	<u>Volumen de Tratamiento Propuesto (Gal./Ft.)</u>
5D - X	500	140
10 - X	450	139
15D - X (1 ^a Etapa)	450	153
(2 ^a Etapa)	389	-
4D - Z	91	165
18D - X	78	163
11 - X	150	157

CUADRO N° 7

TRATAMIENTO MUD CLEAN OUT AGENT (MCA) MORFLO II

<u>Pozo</u>	<u>% HCl</u>	<u>Volumen de Tratamiento</u> <u>(Gal. / ft.)</u>
8D - Y		
1º Trabajo	7.5	19
2º Trabajo	15	100
4D - Z	10	91
100D - Z		
1º Trabajo	10	168
2º Trabajo	15	115
7 - Y	15	92

CUADRO N° 8

TRATAMIENTO VS % EXITO

SELVA NORTE

<u>Tratamiento</u>	<u>Pozo</u>	<u>N° Trabajos</u>	<u>% Exito</u>
(I) MCA - Morflo II	8D - Y	2	330 (1)
	4D - Z	1	11
	100D - Z	2	0
	7 - Y	1	43
	Sub-Total :	6	119%
(II) HF-Regular	5D - X	1	0
	10 - X	1	27
	15D - X	2	70 (2)
	4D - Z	1	143
	18D - X	1	17
Sub-Total :	6	55%	
(III) Claysol	11 - X	1	0%
Sub-Total :	1	0%	

(1) En el pozo 8D-Y, se efectuaron 2 trabajos de acidificación obteniendo un % éxito promedio de 330% (el primer trabajo-0% y el segundo trabajo 660%).

(2) El pozo 15D-X fue acidificado en 2 etapas cuyo % éxito promedio se ha estimado en 70%.

CUADRO N° 9

TRATAMIENTO VS % EXITO POR CAMPO SELVA NORTE

I AREA X

<u>Reservorio</u>	<u>Pozo</u>	<u>Tratamiento</u>	<u>N° Trabajos</u>	<u>% Exito</u>
Cetico	5D - X	HF-Regular	1	0
	10 - X	HF-Regular	1	27
	15D - X	HF-Regular	2	70
		HF-Regular	4	42
Cetico	11 - X	Claysol	1	0
<hr/>				
Cetico	Area X	-.-	5	34
Pona	Area X	HF-Regular	1	17
<hr/>				
Total	Area X		6	31%

II AREA Y - Z

<u>Reservorio</u>	<u>Pozo</u>	<u>Tratamiento</u>	<u>N° Trabajos</u>	<u>% Exito</u>
Cetico	8D - Y	MCA	2	330
	4D - Z	MCA	1	11
		HF-Regular	1	143
	100D - Z	MCA	2	0
	7 - Y	MCA	1	43
<hr/>				
Total	Area Y-Z		7	122%

CUADRO N° 10

VOLUMEN POR PIE VS % EXITO

SELVA NORTE

I AREA - X

a) Reservorio : Cetico

<u>Pozo</u>	<u>Tratamiento</u>	<u>VOLUMEN POR PIE (GAL./Ft.)</u>					
		<u>75-124</u>		<u>125-200</u>		<u>>200</u>	
		<u>Nº</u>	<u>%E</u>	<u>Nº</u>	<u>%E</u>	<u>Nº</u>	<u>%E</u>
5D - X	HF-Regular	-	-	-	-	1	0
10 - X	HF-Regular	-	-	-	-	1	27
15D - X	HF-Regular	-	-	-	-	2	70
11 - X	Claysol	-	-	1	0	-	-
		-	-	1	0	4	42

b) Reservorio : Pona

18D - X	HF-Regular	1	17	-	-	-	-
---------	------------	---	----	---	---	---	---

II AREA Y - Z

- Reservorio : Cetico

<u>Pozo</u>	<u>Tratamiento</u>	<u>VOLUMEN POR PIE (GAL./Ft.)</u>					
		<u>75-124</u>		<u>125-200</u>		<u>>200</u>	
		<u>Nº</u>	<u>%E</u>	<u>Nº</u>	<u>%E</u>	<u>Nº</u>	<u>%E</u>
8D - Y	MCA	2	330	-	-	-	-
4D - Z	MCA	1	11	-	-	-	-
	HF-Regular	1	143	-	-	-	-
100D - Z	MCA	1	0	1	0	-	-
7 - Y	MCA	1	43	-	-	-	-
		6	143	1	0	-	-
Total Selva Norte		7	125	2	0	4	42

CUADRO N° 11

TRATAMIENTO ACIDO SELVA NORTE

I LONGITUD DE INTERVALO TRATADO VS. VOLUMEN POR PIE.

Pozo	Long. Intervalo Tratado (Ft.)	VOLUMEN POR PIE (Gal/Ft.)					
		75-124		125-200		> 200	
		Nº	%E	Nº	%E	Nº	%E
(A) 5D - X	7	-	-	-	-	1	0
10 - X	10	-	-	-	-	1	27
15D - X	10	-	-	-	-	1	95
	9	-	-	-	-	1	45
8D - Y	10	1	0	-	-	-	-
	10	1	660	-	-	-	-
100D - Z	4	1	0	1	0	-	-
<hr/> Sub Total : de 4 - 10		3	220	1	0	4	42
(B) 4D - Z	11	1	11	-	-	-	-
	11	1	143	-	-	-	-
18D - X	14	1	17	-	-	-	-
11 - X	16	-	-	1	0	-	-
7 - Y	12	1	43	-	-	-	-
<hr/> Sub Total : de 11 - 20		4	54	1	0	-	-

II LONGITUD DEL INTERVALO TRATADO VS. % EXITO

Longitud del Intervalo Tratado (Ft.)	% Exito	
	Nº Trabajos	% E
6 - 10	8	104
11 - 20	5	43

CUADRO N° 12

TRATAMIENTO ACIDO - SELVA NORTE

I POROSIDAD VS % EXITO

<u>Pozo</u>	<u>Porosidad (%)</u>	<u>N° Trabajos</u>	<u>% Exito</u>
4D - Z	16.6	2	77
8D - Y	16.7	2	330
100D - Z	18.5	2	0
7 - Y	14.8	1	43
18D - X	18.0	1	17
A) RANGO:	10 - 19%	8	109
5D - X	23	1	0
10 - X	19.8	1	27
11 - X	23	1	0
15D - X	21.4	1	45
15D - X	21.0	1	95
B) RANGO:	19.1 - 25%	5	33

II PERMEABILIDAD VS % EXITO

<u>Pozo</u>	<u>Permeabilidad Efectivi total (Md)</u>	<u>N° Trabajos</u>	<u>% Exito</u>
4D - Z	79	2	77
100D - Z	42	2	0
18D - X	90	1	17
A) RANGO:	100 md	5	34
8D - Y	225	2	330
7 - Y	140	1	43
B) RANGO: 100 - 300 md.		3	234
11 - X	450	1	0
5D - X	450	1	0
10 - X	606	1	27
15D - X	950	1	45
C) RANGO: 301 - 999 md.		4	18
15D - X	2500	1	95
D) RANGO: > 1000 md.		1	95

CUADRO N° 13

INCREMENTO DE PRODUCCION POR PIE TRATADO VS. GALONES / Ft.

<u>Pozo</u>	<u>Incremento de Producción por pie Tratado- (BOPD/Ft.)</u>	<u>Volumen de Tratamiento Gal./ Ft.</u>
5D-X	- 84	500
10-X	2	450
15D-X		
1 ^a Etapa	46	450
2 ^a Etapa	16	389
8D-Y		
1 ^o Trabajo	0	19
1 ^o Trabajo	87	100
4D-Z		
1 ^o Trabajo	0	91
2 ^o Trabajo	91	91
100D-Z		
1 ^o Trabajo	0	168
2 ^o Trabajo	0	115
18D-X	14	78
11-X	0	150
7-Y	30	92

7. ESTIMULACION POR SOLVENTE EN POZOS DE LA SELVA.

El tratamiento con solvente, es diseñado con la finalidad de remover parafinas, asfaltenos, grasa de la tubería y otros sólidos que se forman o depositan en la cara de formación o en la formación.

Los crudos pesados, bajo ciertas condiciones de reservorios presentan la particularidad de crear daño en los alrededores del "well bore" por asfaltenos y parafina.

La formación de depósitos de parafina y asfaltenos se debe a:

La diferencia de temperatura entre las zonas productivas y los perforados.

La presión del reservorio decae.

El petróleo, cuando pierde sus partículas livianas, debido a que la presión de flujo es menor que la presión de burbuja.

Gravedad del crudo

GOR bajo

Existen relaciones que involucran las variables mencionadas, ocasionando tendencias positivas o negativas a la precipitación de asfaltenos y parafinas. Dependiendo de la temperatura de asfaltenos y parafinas, adoptan el estado sólido o pueden estar en estado líquido, presentando alta viscosidad y que las condiciones mecánicas de reservorio no son capaces de hacerlas fluir a la superficie, creando una disminución notable del caudal de producción.

Preveer el proceso de deposición de parafina y asfalteno, es mejor que remover dichos depósitos. Sin embargo, los depósitos de parafinas y asfaltenos que han sido formados, deben ser removidos de tal forma que no disminuya la producción. Existen varios métodos para remover estos depósi

tos y son:

Métodos mecánicos

Método de calor

Usando solvente

De ellos, el método usado en Selva Norte, es el tratamiento con solvente. Cuando se usa este método, la efectividad de los solventes es remover los depósitos de parafina y asfalteno dependiendo de las características del pozo, que va hacer tratado, por lo tanto, los exámenes de laboratorio deberá ser tomado de manera que se determine el solvente más efectivo para disolver los depósitos de parafina y asfalteno. La prueba de laboratorio, deberá estar comprendido dentro de la norma API RP-42, para ensayo de emulsión.

7.1 TIPO DE SOLVENTES Y ADITIVOS

Los solventes que por lo general son hidrocarburos aromáticos de alto peso molecular debe tener las siguientes características:

- Solubilidad con los hidrocarburos pesados (parafinas, asfaltenos).
- Propiedades penetrantes y solventes.
- Propiedades desemulsificantes y no-emulsificantes.
- Acción detergente y anti-espumante.
- Dejar mojado la roca al agua y suspensión de partículas sólidas.
- Prevenir la corrosión.

Los solventes más comunes usados son: Xileno, benzol, gasolina, kerosene, diesel, nafta, solvente mutual, tolueno.

En los trabajos de estimulación con solvente la mezcla comunmente usada ha sido:

<u>Componente</u>	<u>Porcentaje Utilizado (%)</u>
Diesel	60
Xileno (Paragon)*	34
Solvente mutual (Musol A)*	5
Surfactante (Hyflo IV)*	<u>1</u>
	100

Tres de los cuatro componentes utilizados son solventes, considerándose solo un aditivo: el surfactante.

El surfactante ayudará a romper los bloques de agua y remover las emulsiones presentes. Su función será reducir la tensión interfacial y la viscosidad de la película entre el agua de formación o el agua de otras fuentes y el petróleo.

* = Productos Halliburton.

7.2 TRABAJOS DE ESTIMULACION POR SOLVENTE EFECTUADO EN SELVA NORTE.

En operaciones de Selva Norte, se han efectuado tres trabajos de estimulación con solventes y un trabajo de inhibidor de incrustaciones en el área W. La relación de estos trabajos se muestra en el Cuadro 14-A. La descripción en detalle de cada tratamiento se encuentra en el Anexo II, adjuntando el diagrama de completación, la curva de producción y el chart de trabajo para cada pozo.

El petróleo producido en el área W es de 19^o API a 60^oF. La gravedad del crudo (relativa cantidad de parafina producido en superficie), determinó la selección del tratamiento con solvente para este área, mayormente con la finalidad de restituir la producción.

El volumen de tratamiento promedio empleado para los trabajos con solventes es de 128 Gls./Ft, como se muestra en el cuadro 14-B.

El éxito de los tratamientos con solvente es relativo, en el pozo 22AD-W, se logró restituir la producción en el 2^o trabajo con solvente; pero, después de haber efectuado un rebaleo al intervalo productivo (cuadro 15-A); Sin embargo, en el pozo 54D-W, se logró un incremento de 65 BOPD. En los tratamientos con solventes no se programaron pruebas de formación, de manera que los trabajos puedan ser evaluados convenientemente.

La inyección del solvente en los trabajos efectuados ha sido mediante hesitaciones, lo que demuestra la baja inyectividad de este fluido para este tipo de formación. Solo en el tratamiento con el inhibidor de incrustaciones (pozo 22AD-W) la inyección se realizó en forma continua. El porcentaje de surfactante utilizado en este

trabajo fue de 4.7% (Cuadro 15-B). Esto demuestra que la cantidad de surfactante (alrededor de 1%) utilizado en las mezclas solventes fue insuficiente.

Se observa que después de cada tratamiento en los primeros días de producción el flujo es restringido liberándose después, hasta alcanzar el nivel de producción de la bomba instalada.

Esto indica que las mezclas solventes no son las apropiadas para la formación Vivian del área W. Es conveniente para próximos tratamientos en el área, utilizar una mezcla ácido-solvente.

A continuación se presenta un análisis del trabajo efectuado en cada pozo:

a) Pozo 22AD-W

En este pozo se ejecutaron dos trabajos de estimulación con solventes y un tratamiento con inhibidor de incrustaciones. Todos estos trabajos solo han podido ser evaluados por niveles de producción y no por prueba de formación.

Los tratamientos con solventes no ayudaron a restituir o incrementar la producción debido a la presencia de incrustaciones de bario y estroncio detectadas después de ejecutado el primer tratamiento con solvente. Estas incrustaciones no son solubles químicamente, de modo que el intervalo productivo tuvo que ser rebaleado. Esto se realizó antes de efectuar el segundo tratamiento con solvente. Posteriormente, para evitar la formación de incrustaciones de bario y estroncio, se inyectó un inhibidor de incrustaciones a la formación (LP-55, producto Halliburton).

En conclusión después de efectuar los tres tratamientos, se logró restituir la producción del pozo, siendo las incrustaciones de bario y estroncio, el principal problema observado, solucionando esto con el rebaleo del intervalo productivo. Los tratamientos con solventes programados fueron innecesarios.

b) Pozo 54D-W

El tratamiento con solvente fue programado a fin de incrementar la baja productividad del pozo (alrededor 600 BFPD) en comparación con los pozos vecinos. Después del tratamiento se logró un incremento inicial de 65 BOPD y un incremento de fluido total de 230 BFPD a pesar de que el conjunto electrocentrífugo (BEC) instalado después del tratamiento, era de menor rango de producción que el tenía instalado antes de tratamiento.

CUADRO N° 14

TRABAJOS DE ESTIMULACION CON SOLVENTES

SELVA NORTE

A) Relación de Trabajos

<u>Pozo</u>	<u>Fecha</u>	<u>Formación</u>	<u>Tratamiento</u>
22AD-W			
1° Trabajo	17.07.84	Vivian	Solvente
2° Trabajo	30.04.84	Vivian	Solvente
3° Trabajo	09.06.84	Vivian	Inhibidor de incrustaciones.
54D -W	23.09.84	Vivian	Solvente

b) Volumen de Tratamiento

<u>Pozo</u>	<u>Volumen de Tratamiento (Gal./Ft.)</u>
22AD-W	
1° Trabajo	88
2° Trabajo	143
3° Trabajo	145
54D-W	<u>136.</u>
Promedio	128 Gal/Ft.

CUADRO N° 15

TRABAJO DE ESTIMULACION CON SOVENTE

SELVA NORTE

A) Incremento de Producción

<u>Pozo</u>	<u>Producción BOPD</u>		<u>Incremento BOPD</u>
	<u>Antes</u>	<u>Después</u>	
22 AD-W			
1º Trabajo	620	610	(10)
2º Trabajo	250	680	0 (1)
3º Trabajo	680	680	0
54D - W	200	265	<u>65</u>
		Total	55

B) Tipo y Surfactante Empleado

<u>Pozo</u>	<u>Surfactante</u>	(2)
		<u>Porcentaje Utilizado</u> <u>%</u>
22AD - W		
1º Trabajo	HYFLO IV	0.9
2º Trabajo	HYFLO IV	1.3
3º Trabajo (inhibidor de incrustaciones)	TRI - S	4.7
54D - W	HYFLO IV	0.8

(1) Restitución de la producción debido al rebalo efectuado (430 BOPD).

(2) Producto Halliburton.

(8) EVALUACION ECONOMICA

El objetivo de un trabajo de estimulación es incrementar las utilidades o ganancias de una empresa. Esto implica que el objetivo de un trabajo de estimulación es hallar si el tratamiento fue en realidad provechoso y si no lo fue, determinar las causas que no permitieron el éxito.- Además una evaluación deberá ser ejecutada con una visión de mejorar los métodos empleados e incrementar las ganancias en los futuros trabajos de estimulación programados.

Hay básicamente dos métodos de evaluación en los trabajos de estimulación: desde un punto de vista de ingeniería operacional y desde el punto de vista económico.

El acceso a la ingeniería-operacional ha sido tratado en los capítulos anteriores. La evaluación económica de un trabajo de estimulación consiste en determinar lo siguiente:

Relación de ganancia descontada a inversión (P/I)
 Tasa interna de retorno (TIR)
 Pay out
 Valor presente

La evaluación deberá también determinar si el tratamiento acelera las ganancias o incrementa las reservas recuperables y ganancias finales.

Hay éxitos en ingeniería y economía. Es posible tener éxito en ingeniería y fracasar en economía. Pero es improbable que una falla en ingeniería pueda ser un éxito económico. El secreto para que un tratamiento continúe siendo provechoso es reconocer, tan pronto como sea posible, el éxito de ingeniería que fallará económicamente y entonces no repetir este tipo de tratamiento en los futu-

ros trabajos de reacondicionamiento en el área que se esta analizando.

8.1 EVALUACION ECONOMICA DE LOS TRABAJOS DE ESTIMULACION EFECTUADOS EN SELVA NORTE

Hasta la fecha (Dic. 1987) se han efectuado en Selva Norte 13 tratamientos de acidificación en 9 pozos - (cuadro 5) y 4 tratamientos con solvente en 2 pozos- (cuadro 14-A).

La evaluación económica es hecha en función de los - parámetros actuales de explotación. Estos parámetro- metros son:

- Precio del crudo : 17 \$/bbl.
- Costos fijos : 1'115,520 \$/pozo-año
- Costos variables : 0.45 \$/bbl.
- Impuestos : 35%
- Tasa de interés : 20%
- Límite económico : 65 BOPD/pozo

Definimos como costos fijos a los costos que permanece n iguales en su cifra total cualquiera que sean - los cambios en volumen. Para los trabajos de reacon dicionamientos se considerará lo siguiente:

- Costos fijos = 0 \$/pozo-año si el pozo esta produe ciendo.
- Costos fijos = 1'115,520 \$/pozo-año si el pozo esta temporalmente abandonado.

Los costos variables son costos de la empresa que vari an en total a medida que el volumen de producción- aumenta o disminuye.

Producción.- La evaluación económica es hecha en función de los tratamientos de producción. De 17 tratamientos efectuados solo 8 han incrementado la producción. Esto ha significado un aumento en las reservas recuperables de 2.426 MM bls hasta 1987, esperando recuperarse en total 2.773 MM bls. al final de la vida productiva de los pozos tratados. En el cuadro 16 se muestra una comparación de los volúmenes acumulados de producción de los pozos tratados, considerando si estos no hubieran sido tratados y en la condición actual con el agregado de producción por tratamiento.

Al final de la vida productiva de los pozos tratados, el incremento de producción por reacondicionamientos es el 9% del total de las reservas recuperables.

Economía.- La inversión total de los 17 tratamientos efectuados ha sido de \$1.333 MM.

Del volumen total recuperado por los trabajos de estimulación exitosos y considerando la inversión total de los 17 tratamientos, se obtiene al final de la vida productiva un valor presente de \$4.780 MM y un TIR de 483%.

En el cuadro 17 se resume los resultados económicos del total de pozos estimulados, tanto si estos pozos no hubieran sido tratados, por incremento de producción y el total-actual.

La evaluación económica por pozo se resumen en el cuadro 18. El pozo que ha tenido mayor éxito económico por estimulación ha sido el pozo 8D-Y. Este pozo también ha tenido el máximo éxito en la parte de ingeniería-operacional.

Los pozos 4D-Z y 8D-Y presentan dos resultados, El primer resultado considera la inversión de los dos-trabajos efectuados (1º trabajo sin éxito). El segundo resultado considerará solo la inversión para el trabajo exitoso. Los resultados demuestran que efectuar un trabajo exitoso aumenta la rentabilidad del proyecto.

En general todos los tratamientos que han tenido incremento de producción son económicamente exitosos. Esto hace rentable cualquier proyecto de este tipo siempre que se alcance el volumen estimado de producción.

CUADRO N° 16

TRABAJO DE ESTIMULACION EN SELVA NORTE

ANALISIS DE PRODUCCION

<u>Pozos Tratados</u>	<u>Acumulado de Producción (MM Bbl)</u>	
	<u>Hasta 1987</u>	<u>Recuperación Final</u>
- Sin efectuar tratamiento	22.34	27.85
- Incremento por tratamiento	2.43	2.77
- Actual - Total	<u>24.77</u>	<u>30.62</u>

CUADRO N° 17

RESULTADOS DE LA EVALUACION ECONOMICA DEL TOTAL DE TRATAMIENTOS DE ESTIMULACION EFECTUADOS EN SELVA NORTE.

<u>Pozos en Evaluación</u>	<u>Valor Presente</u> (MM\$)	<u>TIR</u> (%)	<u>P/I</u>
- Sin efectuar tratamiento	31.84	55	0.722
- Incremento por tratamiento	4.780	483	3.587
- Actual - Total	35.700	58	0.788

CUADRO N° 18

EVALUACION ECONOMICA DE POZOS CON INCREMENTO DE PRODUCCION POR TRABAJOS DE ESTIMULACION

	10-X	15D-X	8D-Y	4D-Z	18D-X	7-Y	54D-W
<u>PRODUCCION:</u> NP. bbl.	13,505	658,095	936,955	381,060	359,890	244,550	56,210
Años de incremento de Prod.	5	8	7	4	7	4	5
Condición del pozo antes del trat.	P*	P	ATA*	ATA	P	P	P
<u>ECONOMIA:</u>							
<u>DATOS:</u> Inversión, \$	83,722	153,916	203,631	208,883	123,832	68,929	47,520
Precio, \$/bbl	17	17	17	17	17	17	17
Gastos Fijos, \$/Pozo-Año	0	0	1'115,520	1'115,520	0	0	0
Gastos variables, \$/bbl	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45
Impuestos, %	35	35	35	35	35	35	35
Tasa de Interés, %	20	20	20	20	20	20	20
<u>RESULTADOS:</u> (1) VAN 20%	43,798	4'205,746	4'021,801	1'006,193	1'083,138	1'819,211	382,257
TIR, %	57.7	57.7	1,502	718	611	1,650	468
PAY OUT, días	458	32	29	53	70	26	88
P/I (20%)	0.52	27	20	5	17	26	8
(2) Inversión, \$			103,608	123,219			
VAN 20%			4'092,650	1'066,871			
TIR, %			2,947	1,261			
PAY OUT, días			9	32			
P/I (20%)			40	9			

) Considera la Inversión total de 2 Trabajos de Estimulación (El Primero sin Exito).

) Considera solo la Inversión del 2° Trabajo que fue Exitoso.

* P: Productivo

ATA: Pozo Temporalmente Abandonado.

(9) CONCLUSIONES

A) Ingeniería-Operacional

- 1.- El grado o cantidad de mejora de producción obtenida con el ácido en tratamientos tipo intersticial depende fundamentalmente de la cantidad y tipo de daño existente. Si no existe daño o existe en pequeña cantidad, el resultado de la acidificación puede ser insignificante. Esto queda confirmado por el comportamiento en el pozo 8D-Area Y que se encontraba altamente dañado y en contraparte el pozo 10-Area X cuya efectividad del ácido fue relativa.
- 2.- Los factores que han influenciado en las acidificaciones efectuadas y su respuesta en la producción son el volumen de ácido empleado y la presión de tratamiento. La respuesta óptima (programa propuesto) y 100 GLs/ft para el Mud Clean-out Acid (HCl 15%). La presión de tratamiento debe ser menor que la presión de fractura, debido a la alta permeabilidad de las formaciones productivas de Selva Norte a fin de no romper los sellos como lutitas u otros límites naturales para mantener, minimizar o prevenir la producción de agua.
- 3.- Los tratamientos efectuados en pozos con daño inducido durante los trabajos de completación han tenido mejor éxito que en los pozos tratados por daño provocado durante la vida productiva. El daño inducido durante la etapa de completación es principalmente el filtrado de los fluidos empleados. En los tratamientos efectuados en pozos después de haber acumulado estos un volumen de producción no han tenido éxito, debido a que las formaciones no muestran mayormente condiciones adversas a provo -

car daño.

- 4.-La porosidad y permeabilidad de las formaciones tratadas tienen influencia en el éxito de un tratamiento de estimulación. Así, tenemos que para Selva Norte los mejores resultados se han obtenido en las arenas con porosidades de 10% a 20% y en arenas cuya permeabilidad efectiva total esta en el rango de 200 a 300 md. La efectividad para arenas que tienen una permeabilidad menor de 100 md. (En-Chonta, Md. Pona) disminuye considerablemente el éxito del tratamiento.
- 5.-Es por lo general más dificultoso tratar intervalos perforados largos que intervalos perforados cortos, por los problemas de distribución de flujos. Esto queda confirmado por los mejores resultados obtenidos con los intervalos de 6 a 10 Ft. sobre los intervalos de 11 a 20 Ft. en los trabajos de acidificación efectuados.
- 6.-En los tratamientos se observa una baja admisión inicial del fluido de inyección. Esto es causado porque el ácido inicialmente crea un daño temporal, debido a que los finos y otras partículas son desplazados hacia la formación taponeando los canales de flujo, antes que dichas partículas reaccionen con el ácido.
- 7.-El 90% de las acidificaciones efectuadas en Selva-Norte han sido en el reservorio Cetico, en las Areas X e Y. Los mejores resultados se han obtenido en el área debido, a que además del daño ocasionado durante la etapa de completación, la formación presenta materiales calcáreos, siendo el tratamiento con ácido clorhídrico al 15% el más exitoso. Sin embargo el reservorio Cetico del Area X -

presenta una mínima cantidad de carbonatos, por lo que un tratamiento con Acido clorhídrico sería ineficaz, siendo el HF-Regular la mezcla ácida conveniente a usar.

8.-Los aditivos empleados en los trabajos de acidificación han sido los adecuados, y estos fueron usados correctamente al evitar la corrosión, emulsión, formación de fango, etc. Otros aditivos pueden ser adicionados, dependiendo del tipo de tratamiento a efectuar.

9.-Los altos rates dados por el sistema de bombeo artificial empleado en Selva Norte (BEC: bombeo electrocentrífugo) determina que la presión drawdown, sea mayor a medida que aumenta la producción. Esto hace que todo daño menor sea removido. Mayormente en Selva Norte del daño ocasionado por la producción de fluidos, se debe a la formación de incrustaciones en los perforados y en la vecindad del pozo. El daño ocasionado por migración es relativamente bajo.

10.-Los trabajos de reacondicionamiento han sido programados solo cuando se detecta algún tipo de daño. Estos trabajos no han constituido en ninguna de las áreas tratadas una etapa obligatoria de la completación o un workover necesario para mejorar la productividad del pozo.

B) Económicas

11.-Los trabajos de estimulación efectuados son económicamente muy rentables, siempre que se obtenga un incremento de producción. De 17 tratamientos efectuados, solo 8 han sido exitosos. Los resultados obtenidos del total de tratamiento son:

Inversión	\$ 1.333MM
Valor actual (20%)	\$ 4.780 MM
TIR	483%
P/I	3.6

Individualmente los tratamientos exitosos tienen alta rentabilidad, tanto si los pozos se encuentran produciendo o si estos están temporalmente abandonados. El pay-out promedio en estos pozos es de 50 días.

12.- Los trabajos de estimulación efectuados en Selva Norte representa un incremento de producción de 2.773 MM bls (hasta 1987 se ha recuperado 2.426 MM-bl_s), siendo el 9% del total de las reservas recuperables en los pozos tratados.

(10) RECOMENDACIONES

- 1.- Programar los trabajos de estimulación solo cuando las condiciones así lo requieran y con los debidos estudios previos que lo justifiquen. Estos estudios deben incluir el análisis de seudodaño.
- 2.- Para próximos tratamientos de acidificación con HF-Regular se sugiere utilizar el programa propuesto en la sec. 6.3.2 para determinar el volumen de ácido a emplear.
- 3.- Debido a los resultados del tratamiento con solvente empleado en el área W, es conveniente utilizar para los próximos tratamientos una mezcla ácido- -solvente.
- 4.- De acuerdo a la condición de los materiales y equipos empleados en los próximos trabajos de estimulación (acidificación) es necesario utilizar un aditivo de control de hierro, Agentes de estabilización de hierro deben ser usados cuando se acidifican formaciones que contienen minerales de hierro o cuando hay sedimentos de hierro en el tubo, (Cuando el ácido es bombeado en el pozo, disuelve óxidos de hierro, sedimentos y minerales de la formación que contienen hierro).
- 5.- Efectuar tratamiento en intervalos continuos y de una misma arena, de manera de crear las condiciones más favorables de admisión y distribución de la mezcla de tratamiento. Es decir crear todas las condiciones para estar lo más cerca posible al modelo matemático que rige el diseño de los mismos.
- 6.- En todo trabajo de estimulación deben programarse pruebas de evaluación (DST) a fin de determinar el

éxito en la parte de ingeniería-operacional del tratamiento, y si no hubiera éxito determinar las causas para mejorar los métodos empleados.

- 7.- La evaluación de ingeniería y economía (buena o mala) de un tratamiento debe ser escrita y ser parte del archivo del pozo. Esto permitirá obtener información necesaria y suficiente para una correcta y -confiable evaluación de los mismos.
- 8.- Si se detectará daño en todas las zonas productivas se debe considerar las diferentes propiedades petroofísicas de la roca para programar el trabajo de reacondicionamiento respectivo. Dependiendo de ello, el tratamiento deberá ser programado por etapas.
- 9.- Continuar con los procedimientos operativos empleados hasta la fecha en los trabajos de estimulación. El control de calidad en el pozo antes, durante y después del tratamiento es importante para obtener el éxito esperado..

ANEXO I

TRABAJOS DE ACIDIFICACION EFECTUADOS EN

SELVA NORTE

POZO: 5DAREA: X1. Fecha de Ejecución del Trabajo: 25.08.762. Tipo de Trabajo: ACIDIFICACION (HF-Regular)3. Descripción del Trabajo Acido:

a) <u>Preflush</u>	1750 Gls. HCl 7.5%
Aditivos	30 Gls. MORFLO II (1.7%)
	10 Gls. HAI-50 (0.6%)
b) <u>Acido</u>	3,500 Gls. 3% HF - 12% HCl
Aditivos	70 Gls. MORFLO II (2%)
	35 Gls. HAI - 50 (1%)
c) <u>After Flush</u>	500 Gls. HCl 7.5%
Aditivos	6.5 Gls. MORFLO II (1.3%)
	2 Gls. HAI - 50 (0.4%)

4. Descripción del Reservorio:

Formación	Chonta
Miembro	Cetico (Capa 2)
Porosidad, %	23
Permeabilidad, Md.	450
Intervalo Tratado	; 10,183 - 10,190 (7 Ft.)

5. Descripción de la Ejecución del Trabajo:

a) Presión de Inyección :	- Preflush	3,200 PSI
	- Acido	1,700-3,750 (fractura)
	- Afterflush	3,750-2,900
b) Rate de Inyección	Preflush	1.5 BPM
	Acido	1.5 BPM
	- Afterflush	4 BPM Fractura.

6. Gal./Ft. de Tratamiento:

Preflush : 250 Gls./Ft.
 Acido : 500 Gls./Ft.
 Afterflush : 71.4Gls./Ft.

7. Prueba de Pozos

Antes del Tratamiento:

1,584 BP D x $\frac{1}{2}$ " x 310 P SI WHP x 0.30% FW

Después del Tratamiento

885 BP D x $\frac{1}{2}$ " x 250 P SI WHP x 33% FW

8. Análisis del Tratamiento

Se programó una acidificación para remoción del daño a la formación y evaluar este tipo de trabajo en Selva Norte. El tratamiento escogido fue el HF-Regular.

Durante el trabajo se estuvo inyectando a un rate 1.5 BPM. Sin embargo, cuando se comenzó a inyectar el afterflush a la formación se aumentó el rate a 4 BPM con 2 bombas fracturándose la formación (ver chart adjunto). De 3,75) PSI (presión en cabeza) descendió bruscamente hasta 2,900 PSI, presión que se mantuvo constante hasta finalizar el desplazamiento de after flush.

Después del trabajo de acidificación el BSW aumentó en 33% es muy probable que esto se deba a la fractura rompiéndose en algún punto los sellos que aislaban los acuíferos, ubicados encima o debajo de la formación estimulada.

El éxito de este trabajo de estimulación es nulo (0%), a pesar de que hubo un incremento de producción total (el ín

dice de productividad aumentó de 6.34 a 9.21), pero se incrementó la producción de agua, la que significó un descenso en la producción de petróleo de 587 BOPD.

9. Adjunto: Diagrama de completación
 - Chart del Trabajo.

POZO 5D-X

FECHA : 06/76

CONDICION : PRODUCE BEAN 3/8"

13 3/8" @ 725'

TL : 7874

9 5/8" @ 8225'

SS @ 10020'

PKR FH @ 10054'

10183-10190 CETICO 2

LC : 10387'

7" @ 10489'

TD : 10505'

08/76

PRODUCE

SS @ 9957'

PKR FH @ 9983'

ACIDIFICACION
HF - REGULAR
(25.08.76)

03/79

PRODUCE BEC

BEC

TAPON EZ @ 10209'

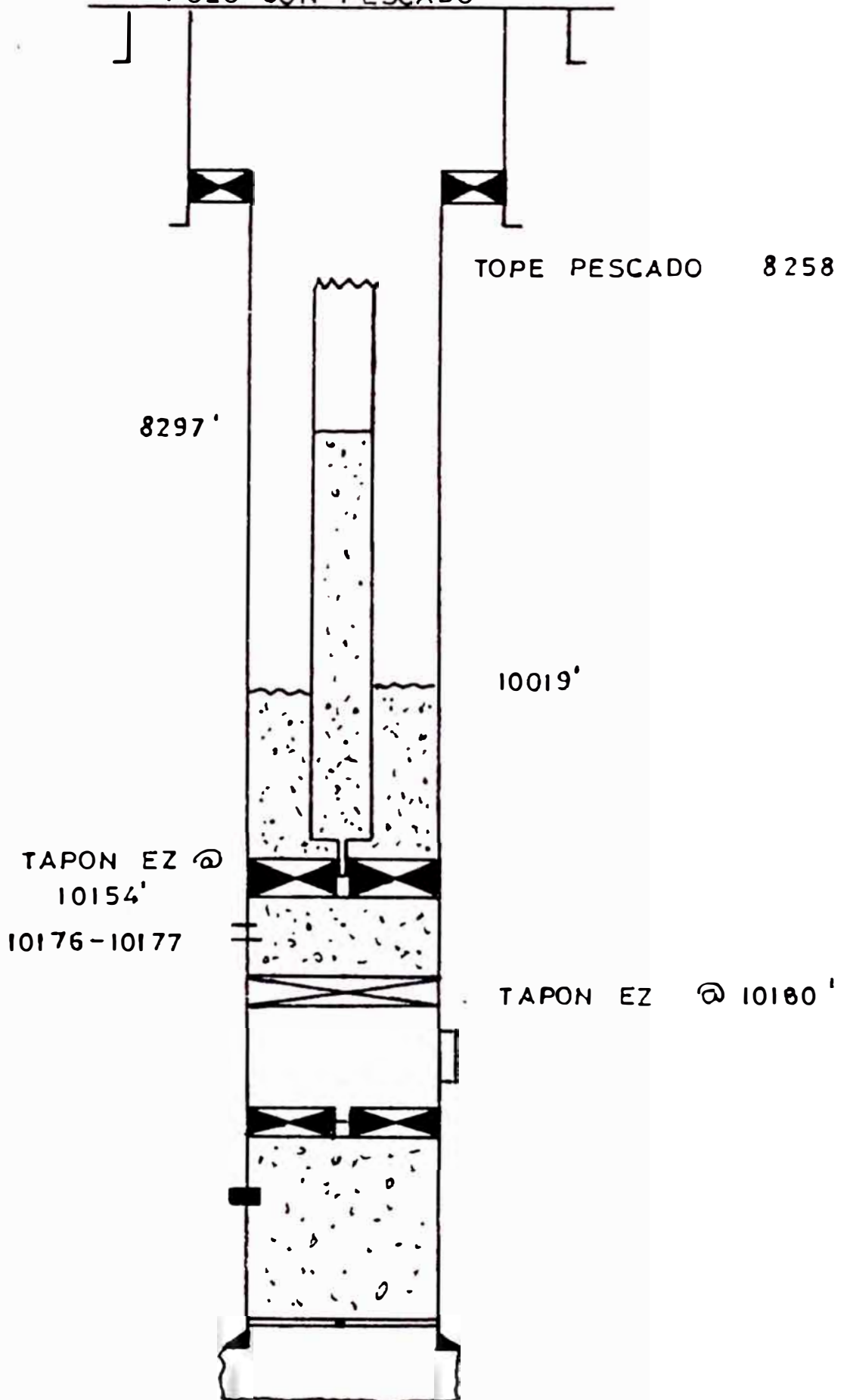
10216 - 10217'

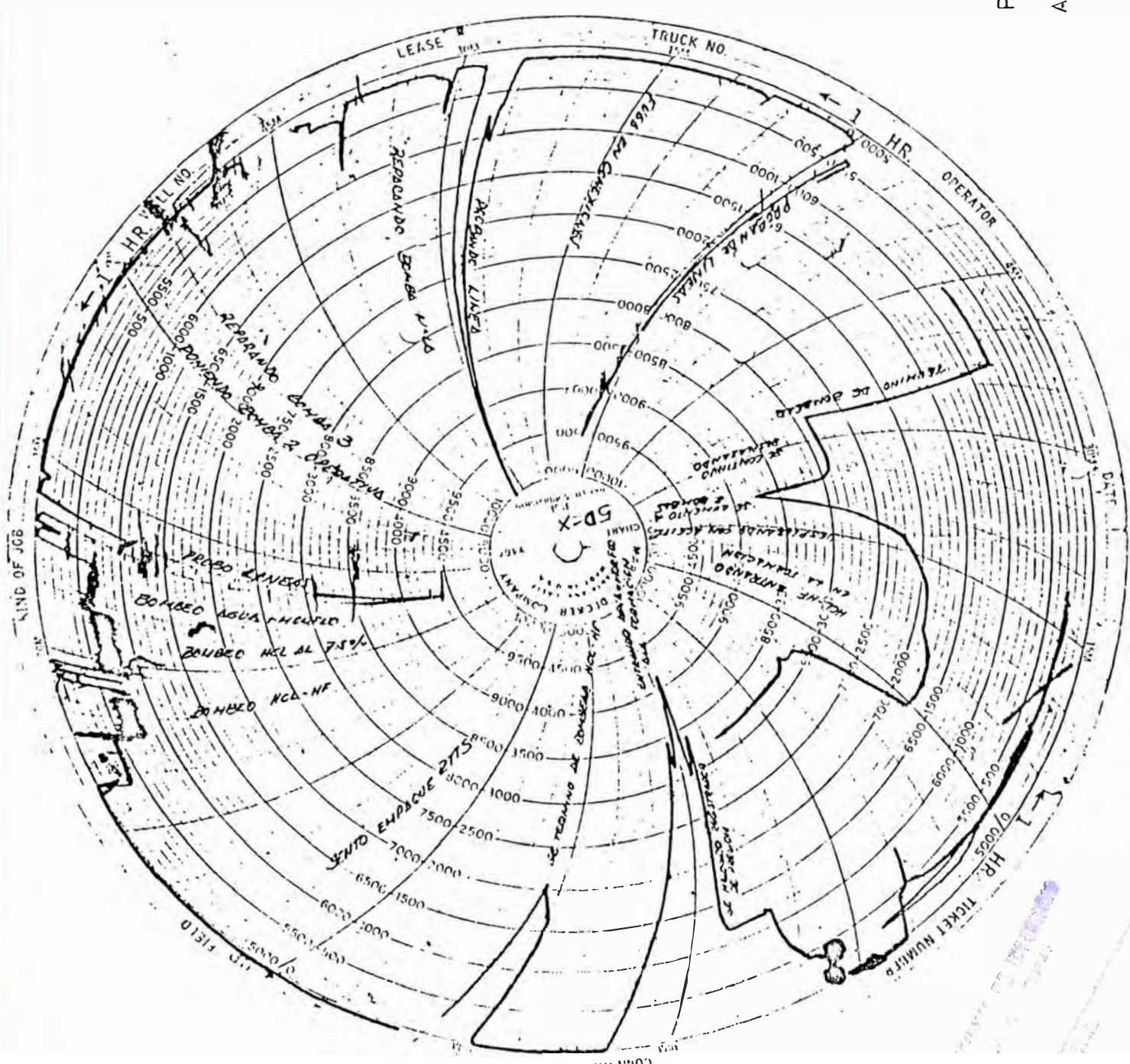
REBALEO Y
AMPLIACION
10182 - 10204'

CIRCULATION
SQUEEZE

05/79

POZO CON PESCADO





POZO 5D-X
 ACIDIFICACION

9/0005
 0007 0008
 0009 0010
 0011 0012
 0013 0014
 0015 0016
 0017 0018
 0019 0020
 0021 0022
 0023 0024
 0025 0026
 0027 0028
 0029 0030
 0031 0032
 0033 0034
 0035 0036
 0037 0038
 0039 0040
 0041 0042
 0043 0044
 0045 0046
 0047 0048
 0049 0050
 0051 0052
 0053 0054
 0055 0056
 0057 0058
 0059 0060
 0061 0062
 0063 0064
 0065 0066
 0067 0068
 0069 0070
 0071 0072
 0073 0074
 0075 0076
 0077 0078
 0079 0080
 0081 0082
 0083 0084
 0085 0086
 0087 0088
 0089 0090
 0091 0092
 0093 0094
 0095 0096
 0097 0098
 0099 0100

POZO : 10

AREA : X

1. Fecha de Ejecución del Trabajo: 03.11.76
2. Tipo de Trabajo: ACIDIFICACION (HF-Regular)
3. Descripción del Trabajo Acido

a) Preflush : 36 Bls. HCl 7.5%

Aditivos : 8 Gls. HAI-75 (0.5%)
 8 Gls. TRI-S (0.5%)
 8 Gls. AS-5 (0.5%)

b) Acido : 107 Bls. 3% HF-12% HCl

Aditivos : 45 Gls. TRI-S (1%)
 36 Gls. HAI-75 (0.8%)
 10 Gls. AS-5 (0.2%)

c) Afterflush : 12 Bls. HCl 7.5%

Aditivos : 3 Gls. HAI-75 (0.5%)
 3 Gls. TRI-S (0.5%)
 3 Gls. AS-5 (0.5%)

4. Descripción del Reservorio:

Formación : Chonta
 Miembro : Cetico (Capas 1, 2 y 3)

	<u>Capa 1</u>	<u>Capa 2</u>	<u>Capa 3</u>
- Porosidad, % :	16	23	21
- Permeabilidad, md. :	80	450	2500

Intervalos Tratados :	9818 - 9822 :	4 Ft.	(Cetico 1)
	9831 - 9833 :	2 Ft.	(Cetico 2)
	9839 - 9841 :	2 Ft.	(Cetico 3)
	9852 - 9854 :	<u>2 Ft.</u>	(Cetico 3)
	Total	10 Ft.	

5. Descripción de la Ejecución de Trabajo:

a) Presión de Inyección:

- Preflush : 680 PSI.
- Acido : 1500 PSI
- Afterflush : (se malograron los 2 manómetros)

b) Rate de Inyección:

- Preflush : 1 bbl/min.
- Acido : 1 bbl/min.
- Afterflush : 1 bbl/min.

Después del desplazamiento: ceeró 50 min.

Devolvió 44 bls.

Quedó muerto el pozo

Círculo de F/T* 35 bls. de crudo con gran dificultad por la contrapresión que ejercía el intervalo superior (Pona).

6. Gal./Ft. de Tratamiento

- Preflush : 151 Gal/Ft.
- Acido : 450 Gal/Ft.
- Afterflush : 50 Gal/Ft.

7. Prueba de Pozos

Antes del Tratamiento:

746 BOPD x 28BWPD x 748 BFPD x $\frac{1}{4}$ " x 530WHP x 0.3% BSW x 252API 80 °F.

Después del Tratamiento:

2034 BOPD x 8BWPD x 2042 BFPD x $\frac{1}{2}$ " x 400 WHP x 0.4% BSW x 25.2° API 60 °F.

* F/T: Forros a Tubos.

8. Análisis del Tratamiento

Se programó la acidificación para remover el daño a la formación. El pozo fue tratado HF-Regular, estimándose luego del tratamiento un porcentaje de éxito de 27% y un incremento de producción en las mismas condiciones anteriores al trabajo, del orden de 20 BOPD. En el gráfico A se presentan las curvas IPR antes y después de la acidificación. En el gráfico B las curvas del estimado de producción, luego del tratamiento, ya que el pozo fue puesto en producción en condiciones diferentes al anterior (beán de 3/4" y 1/2", respectivamente).

Luego del trabajo, el pozo fue puesto en producción con beán 1/2" y finalmente con beán de 3/8". Si se hubiese puesto en producción con el beán anterior, o sea 1/4", el trabajo se hubiese justificado. Pero al colocar el beán de 3/8" se obtiene una producción del orden de 1200 BFPD, con un drawdown del orden de 120 PSI. Sin la acidificación, para lograr los mismos 1200 BFPD, se necesitan un drawdown del orden de 140 PSI, prácticamente el mismo, de modo que solo era suficiente aperturar el bean para conseguir este objetivo. En consecuencia, la mejora debido a la acidificación fue muy pobre, seguramente debido a que el pozo no estaba mayormente dañado y fue ineficaz, al poner en producción el pozo con un bean mayor.

Referente al trabajo efectuado, hubieron problemas con elementos de las bombas por lo que hubo continuas paradas. Las bombas no estuvieron acondicionadas para este tipo de tratamiento. Además no hubo en la locación un registrador de presión (no hay chart de trabajo).

9. Adjunto: Diagrama de completación
 - Curva de Producción.

POZO 10-X :

CURVAS IPR ANTES Y DESPUES DE ACIDIFICACION

Arenas productoras : C-1, C-2 , C-3

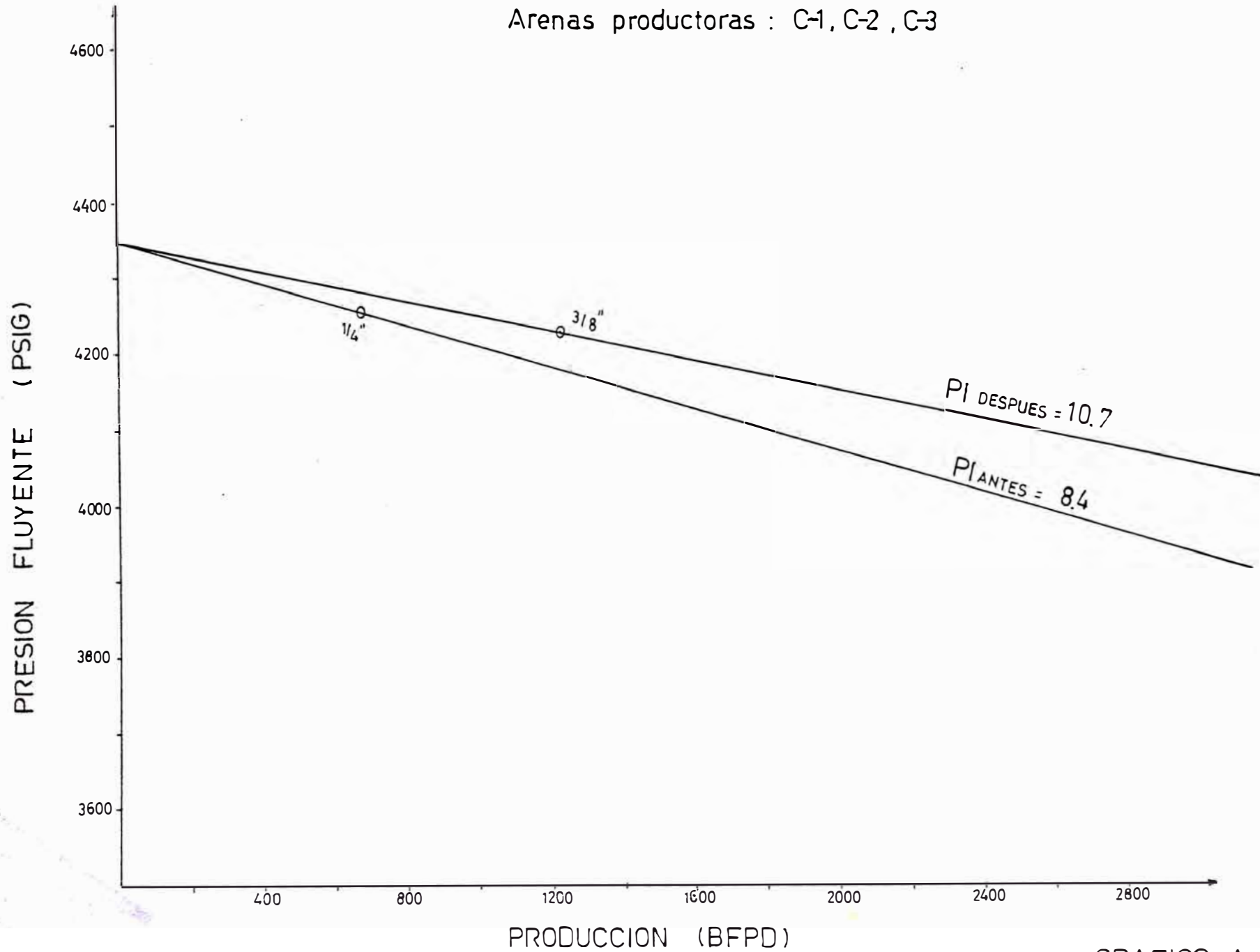


GRAFICO A

POZO 10-X : Estimado de producción después de acidificación

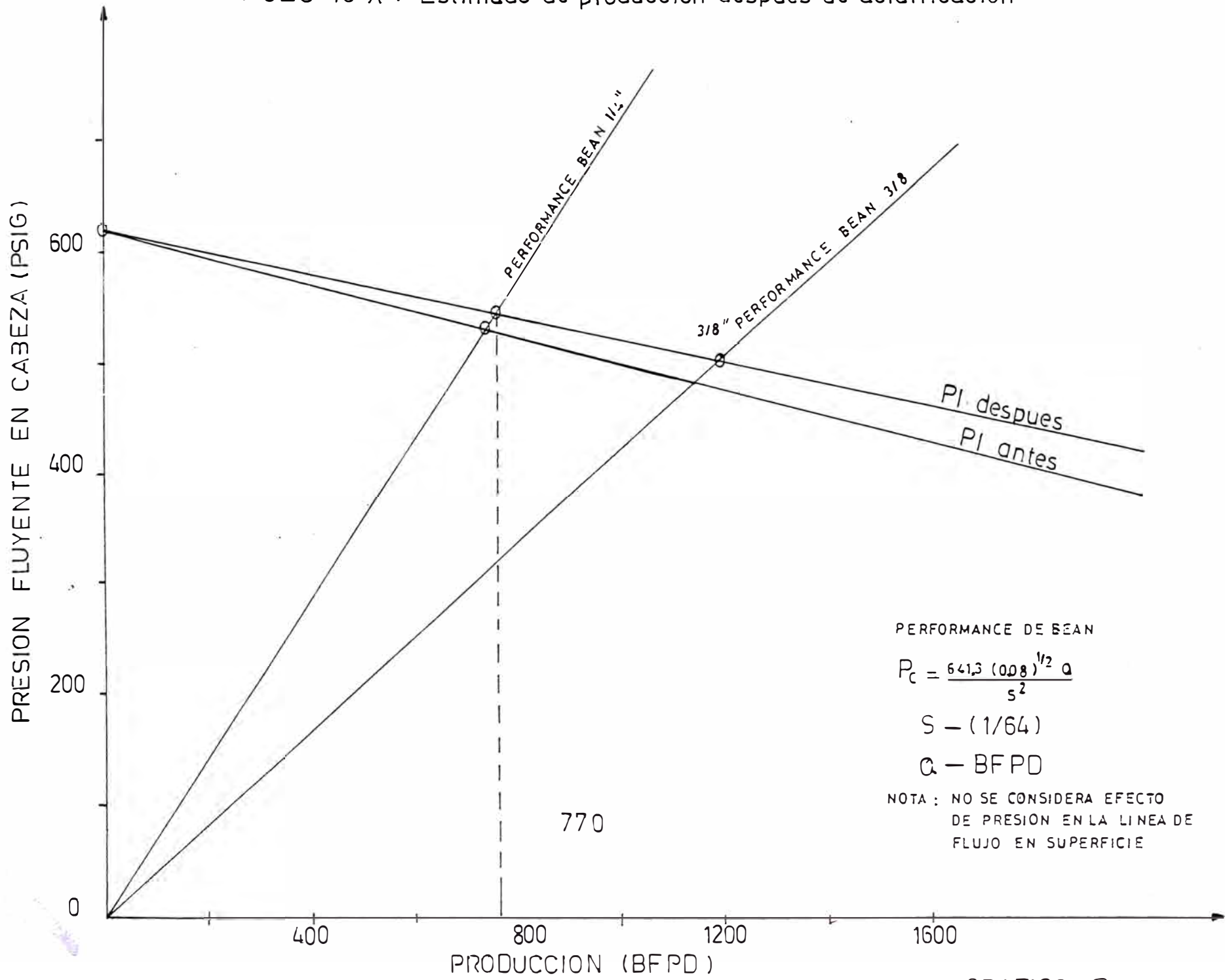
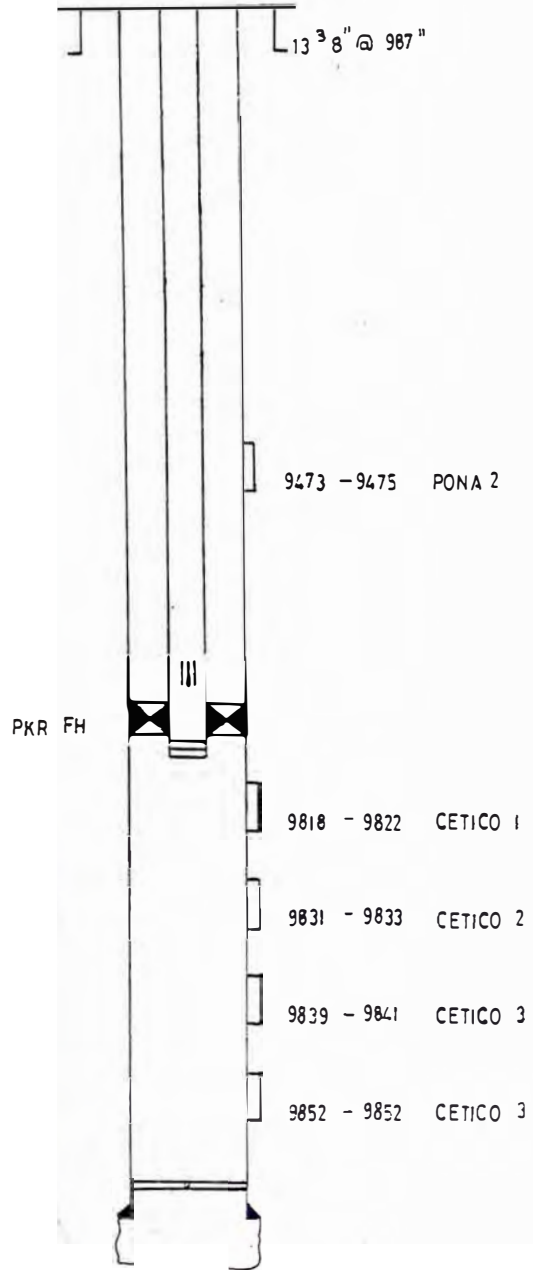


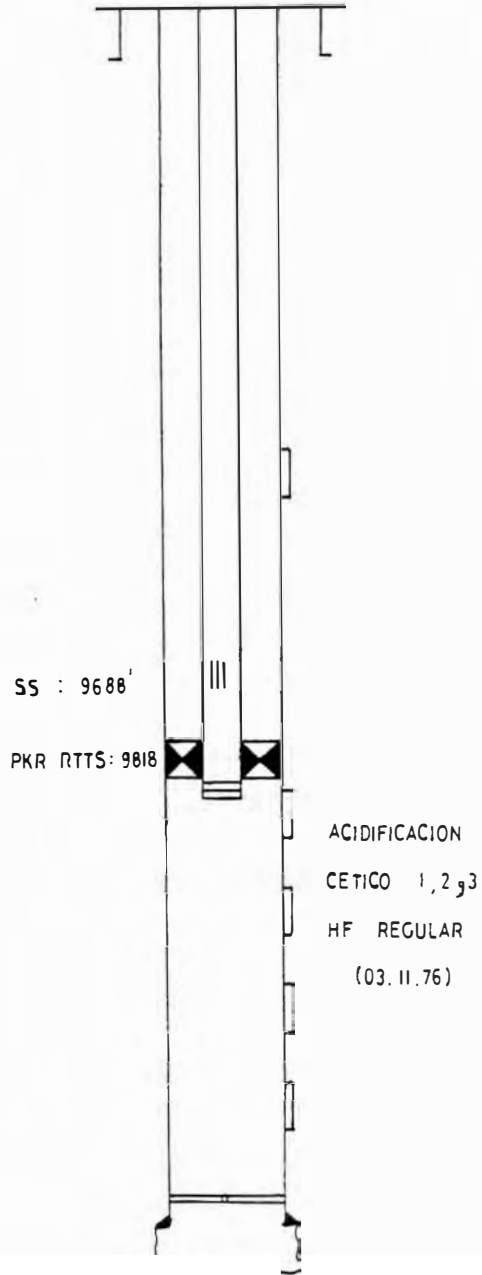
GRAFICO B

POZO 10-X

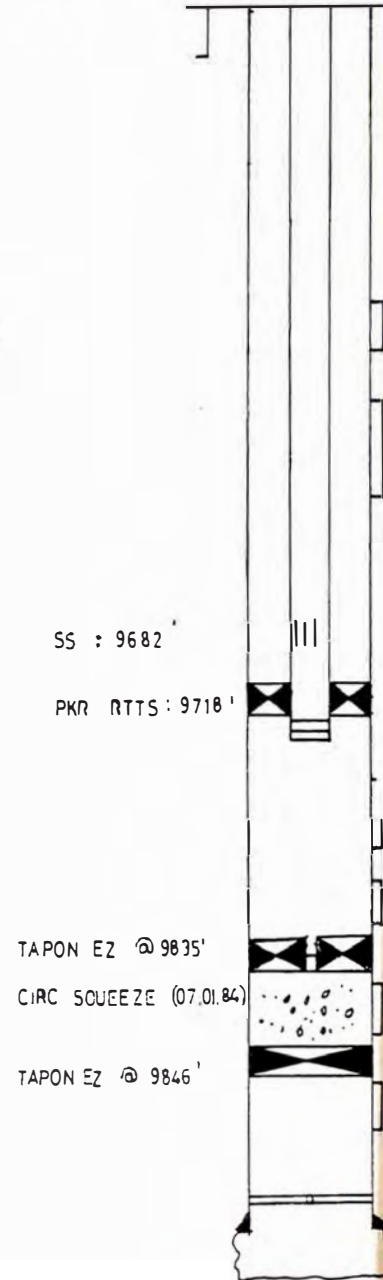
FECHA : 11/74
 CONDICION : PRODUCE BEAN : 1/4" F:W6



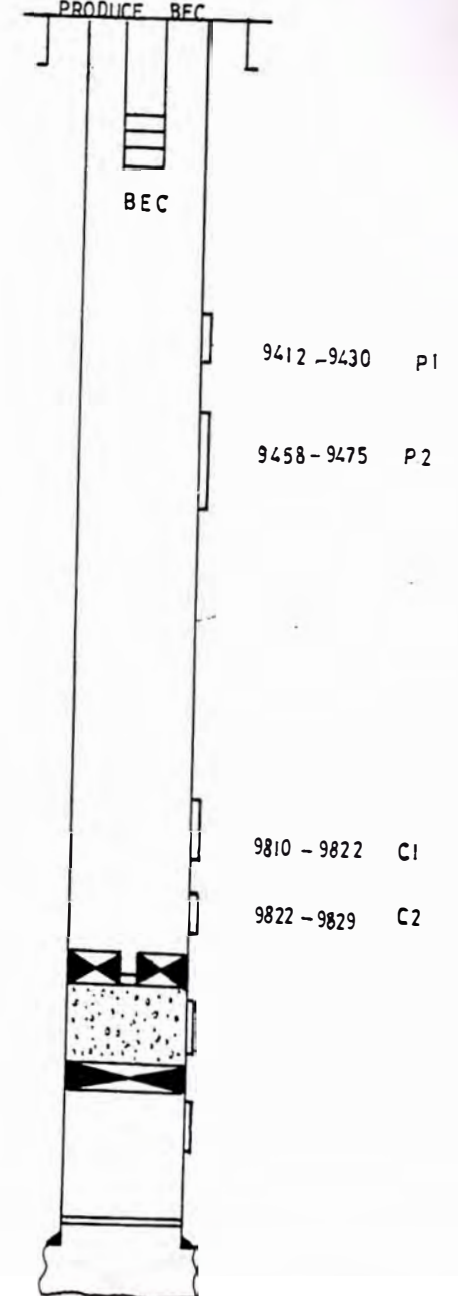
11/76
 PRODUCE BEAN 3/8"



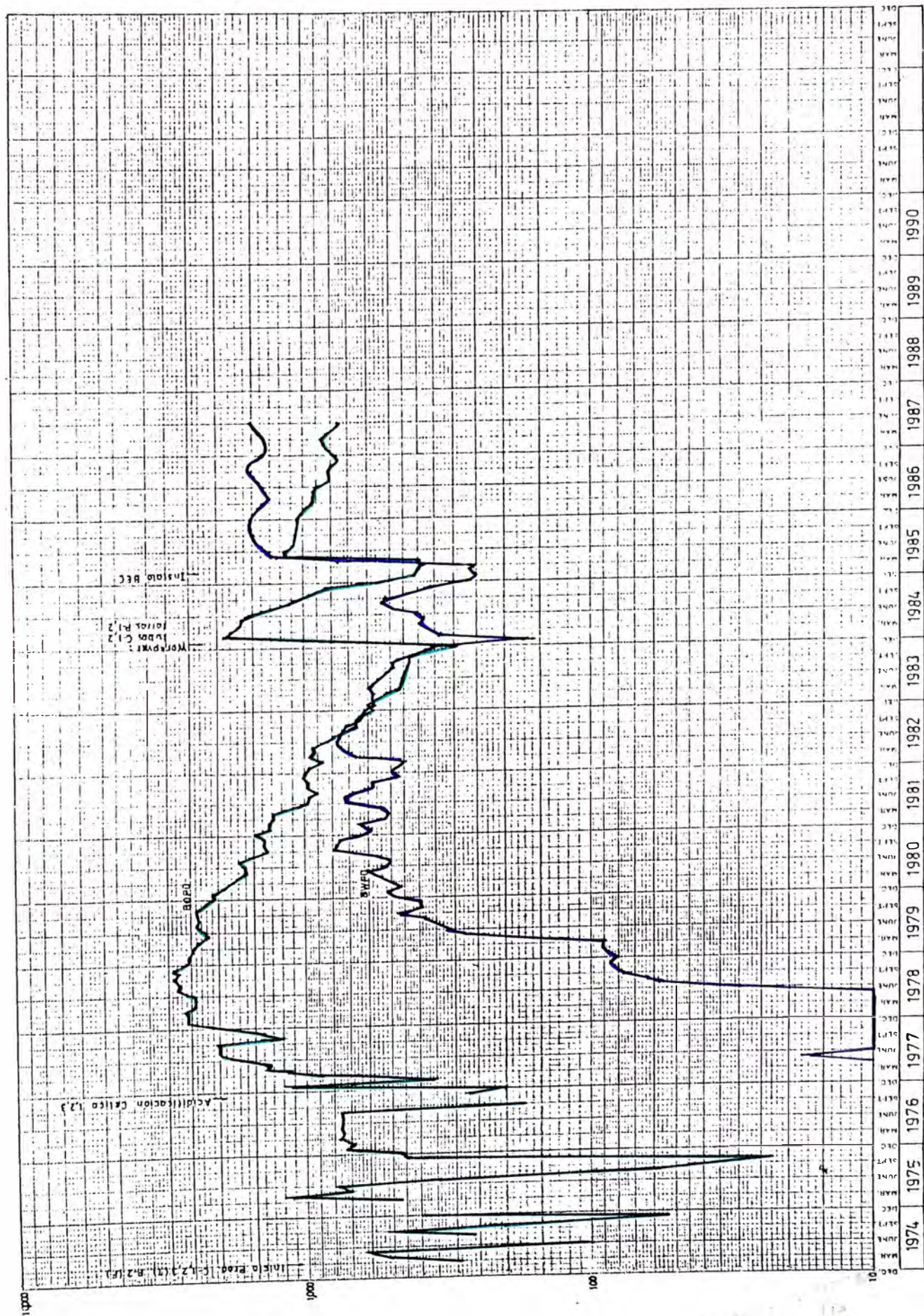
01/84
 PRODUCE BEAN 1



04/85
 PRODUCE BEC



POZO 10-X



POZO: 15D

AREA: X1^a Etapa1. Fecha de Ejecución del Trabajo: 11.12.762. Tipo de Trabajo: ACIDIFICACION (HF-Regular)3. Descripción del Trabajo Acidoa) Preflush : 1500 Gls. HCl 7.5

Aditivos : 16 Gls. TRI-S (0.8%)

10 Gls. HAI-75 (0.5%)

9 Gls. AS-5 (0.45%)

b) Acido : 4,500 Gls. 3% HF-12% HCl

Aditivos : 45 Gls. TRI-S (1%)

36 Gls. HAI-75 (0.8%)

22 Gls. AS-5 (0.5%)

c) Afterflush : 500 Gls. HCl 7.5%

Aditivos : TRI-S (0.8%)

HAI-75 (0.5%)

AS-5 (0.45%).

4. Descripción del Reservorio

Formación : Chonta

Miembro : Cético (Capa 4)

Porosidad, % : 21

Permeabilidad, md: 2,500

Intervalo tratado: 10462 - 10472 (10 Ft.)

5. Descripción de la Ejecución del Trabajo:

a) Presión de Inyección:

- Preflush : ND
 - Acido : ND
 - Afterflush : ND

b) Rate de Inyección:

- Preflush : ND
 - Acido : 3/4 BPM
 - Afterflush : 3/4 BPM

c) Se cerró el Pozo : 30 min.

d) Devolvió : 50 bls, quedó muerto el pozo

e) Se abrió V/C* desplazó 75 Bls. crudo de T/F.

6. Gal./Ft. de Tratamiento:

Preflush : 150 Gal./Ft.

Acido : 450 Gal./Ft.

Afterflush : 50 Gal./Ft.

7. Prueba de Pozos

Antes del Tratamiento:

1,740 BPD (72.5 BPH) x 0.20 BSW x 260 PSI x 27.7a 90 °F

Después del Tratamiento:

2,203 BPD (91.8 BPH) x 0.30 BSW x 400 PSI x 26.3a 74°F

* V/C VALVULA DE CIRCULAR.

POZO: 15D-X

2^a Etapa

1. Fecha de Ejecución del Trabajo: 15.12.76

2. Tipo de Tratamiento: ACIDIFICACION (HF-Regular)

3. Descripción del Trabajo Acido

- a) Preflush : 750 Gls. HCl 7.5%
- Aditivos : 14 Gls. TRI-S (0.78%)
 9 Gls. HAI-75 (0.50%)
 8 Gls. AS-5 (0.45%)
- b) Acido : 3,500 Gls. 3% HF - 12% HCl
- Aditivos : 35 Gls. TRI-S (1%)
 30 Gals. HAI-50 (0.85%)
 15 Gls. AS-5 (0.43%)
- c) Afterflush : 300 Gls. (7.14 bls.) HCl 7.5%
- Aditivos : 2 Gls. TRI-S (0.78%)
 2 Gls. HAI-75 (0.50%)
 1 Gl. AS-5 (0.45%)

4. Descripción del Reservorio

Formación : Chonta
 Miembro : Cetico, (Capa 2 y 3)

	<u>Capa 2</u>	<u>Capa 3</u>
Porosidad, %	23	21
Permeabilidad, md.:	450	2500
Intervalos tratados:	10414 - 10416: 2 Ft. (Cetico 2)	10431 - 10438: 7 Ft. (Cetico 3)

5. Descripción de la Ejecución del Trabajo

a) Presión de Inyección:

- Preflush : ND
- Acido : ND
- Afterflush : ND

b) Rate de Inyección:

- Preflush : ND
- Acido : 3/4 BPM
- Afterflush : 3/4 BPM.

La inyección del ácido se realizó:

- 2000 Gls. HCl-HF
- 1000 Gls. HCl-HF, con 10 bolas de baja densidad cada 1.5 Bls.
- Cerró válvula de circular
- 500 Gls. HCl-HF

Se cerró 30 min.

Se abrió el pozo; devolvió 45 Bls. de crudo, quedó muerto el pozo.

Desplazó 75 Bls.

Arrancó el pozo.

6. Gal./Ft. de Tratamiento

Preflush : 83 Gls./Ft.
 Acido : 388 Gls./Ft.
 Afterflush : 33 Gals./Ft.

7. Prueba de PozosAntes del Tratamiento

1,977 BPD (82 BPH) x 2.0 BSW x 370 PSI x 26.2 API a 78°F

Después del Tratamiento

2,117 BPD (88BPH) x 1.05 BSW x 400 PSI x 25.4 API a 84°F.

8. Análisis del Tratamiento

Se programó la acidificación para remover el daño a la formación. Se empleó el tratamiento HF-Regular y se efectuó en dos etapas. La primera etapa correspondió a Cetico, Capa 4, estimándose un porcentaje de éxito de 95%; y la segunda correspondió a Cetico capas 2 y 3, con un estimado de porcentaje de éxito de 45%. En el gráfico C, se presenta las curvas IPR antes y después de la acidificación considerando un comportamiento a nivel pozo. En el gráfico D, se presenta el estimado de producción, para las mismas condiciones anteriores a la acidificación. De acuerdo a estos resultados el tratamiento fue exitoso.

En la 2^a etapa del tratamiento se empleó bolas de baja densidad (10). Es la única vez que se emplearon estos elementos. Operativamente no son necesarios.

9. Adjunto: Diagrama de completación
 Curva de producción:

POZO 15D-X :

CURVAS IPR ANTES y DESPUES DE ACIDIFICACION

Áreas Productoras: C-1, C-2, C-3, C-4

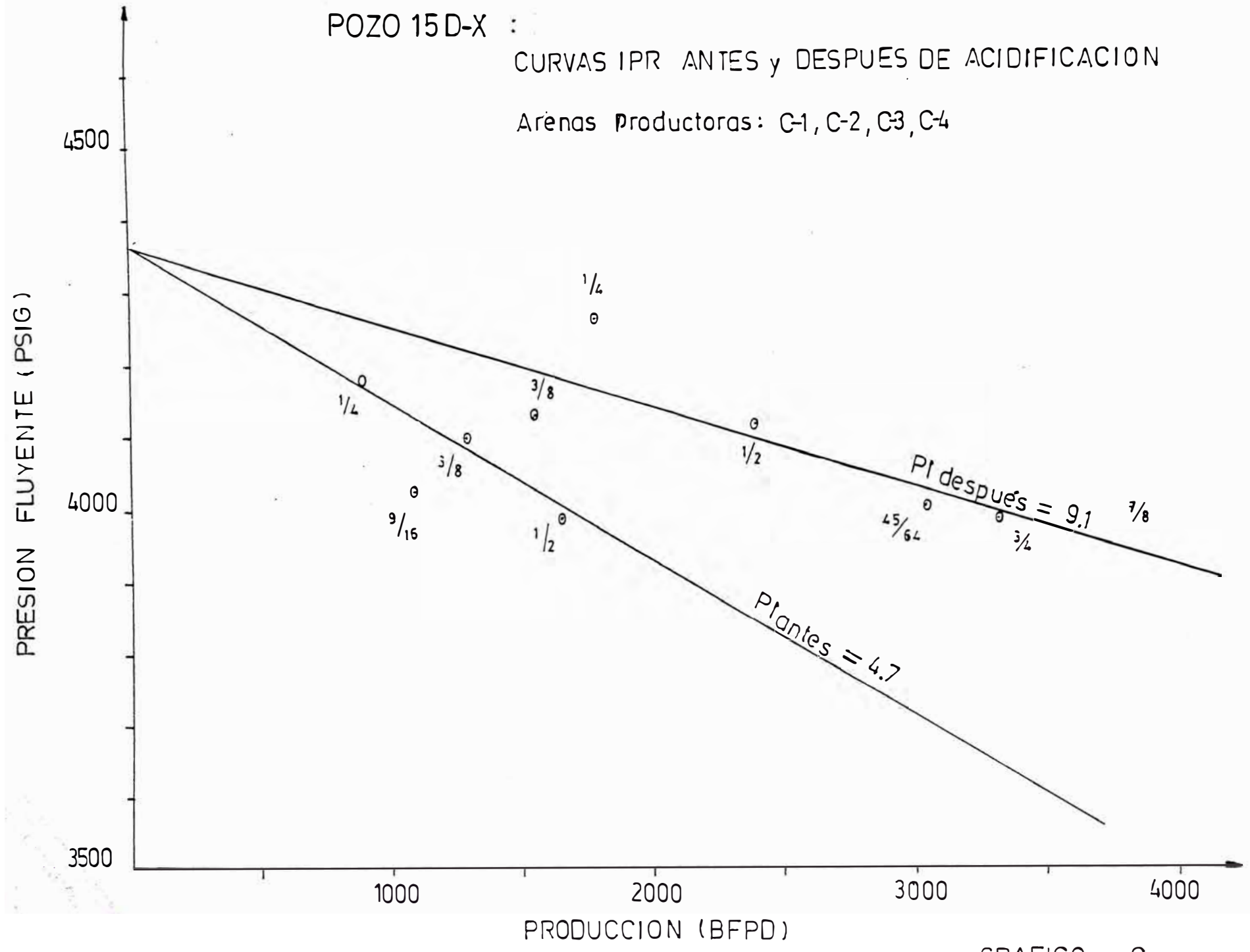


GRAFICO C

POZO 15D-X:

ESTIMADO DE PRODUCCION DESPUES DE ACIDIFICACION

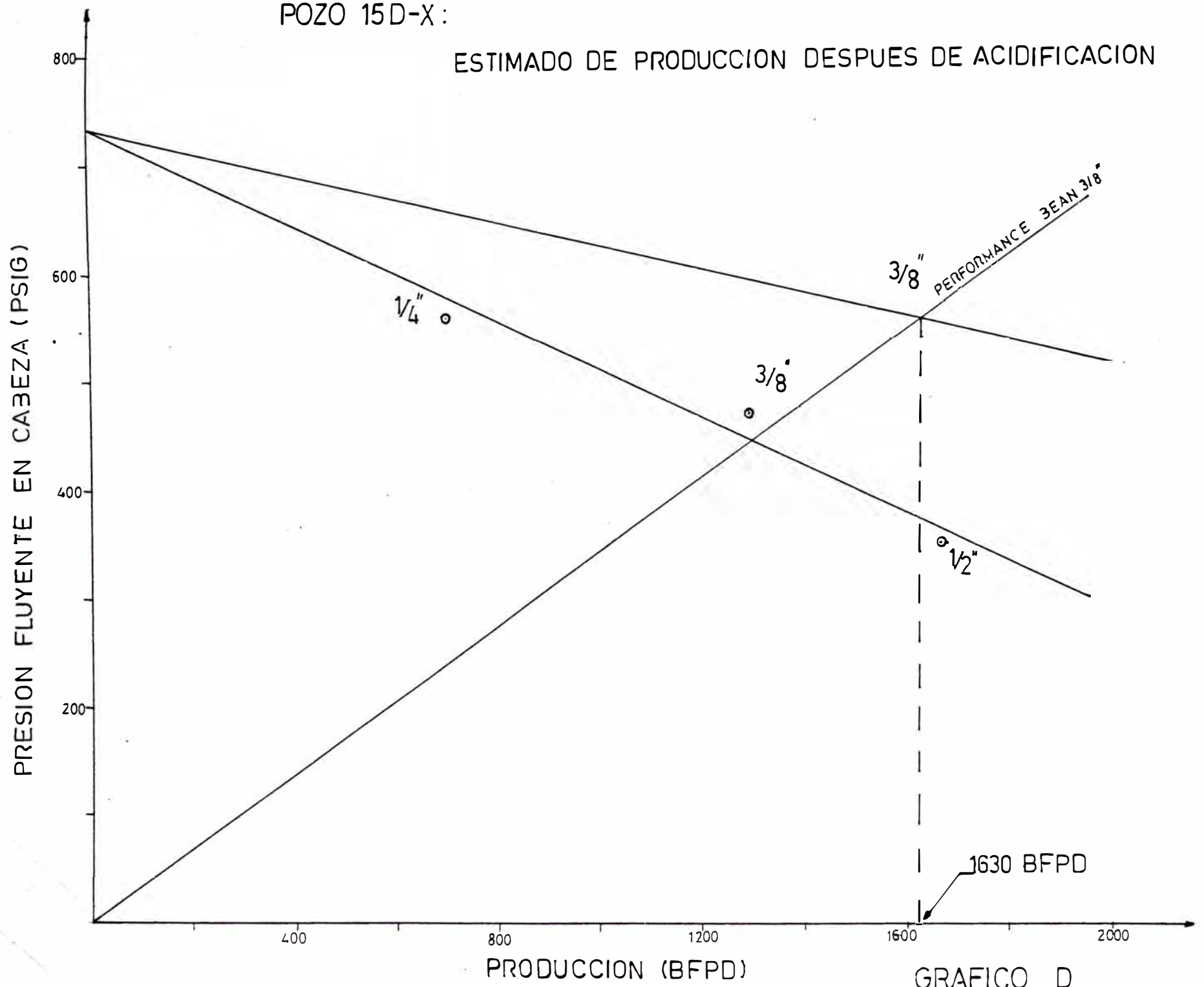
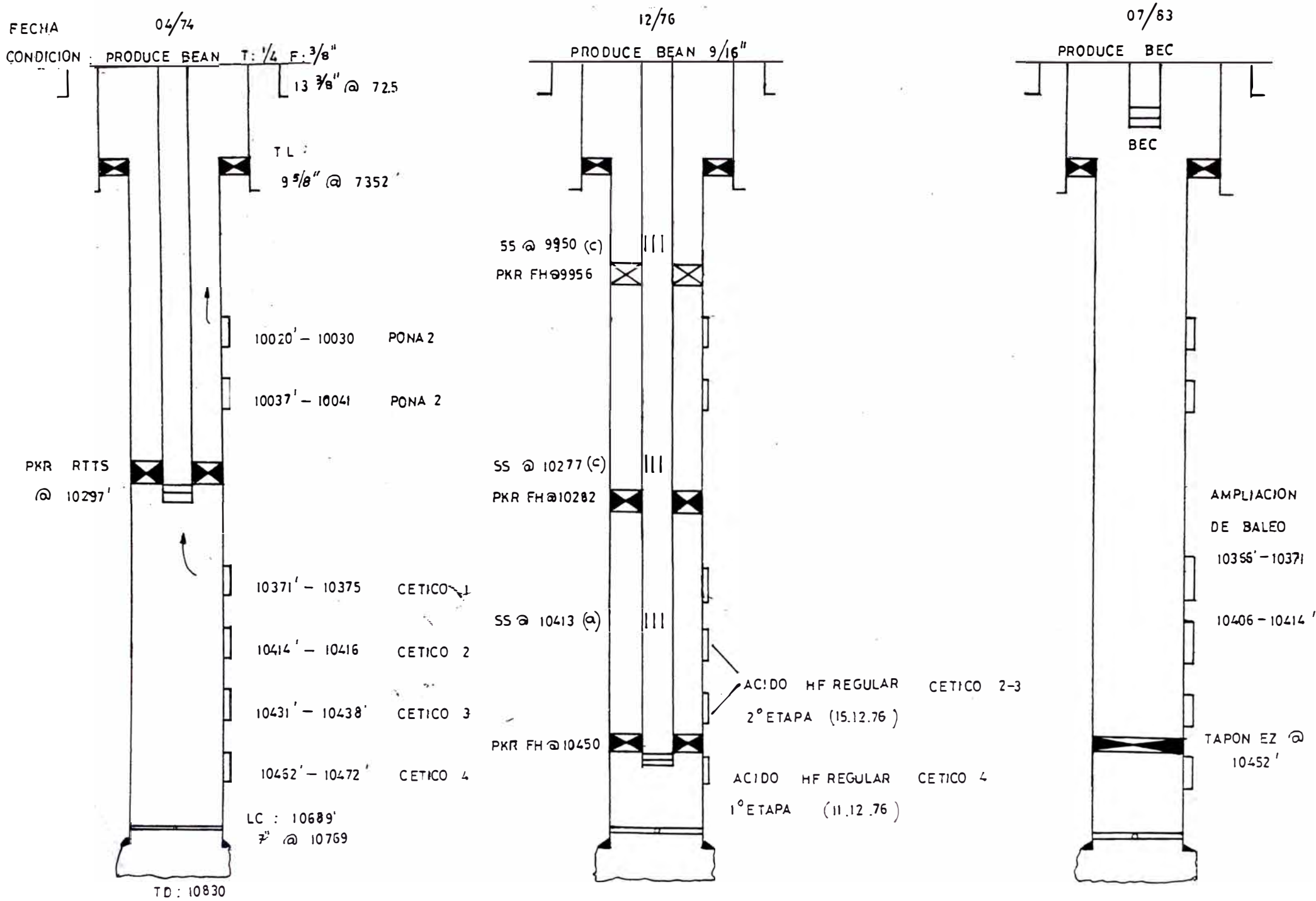
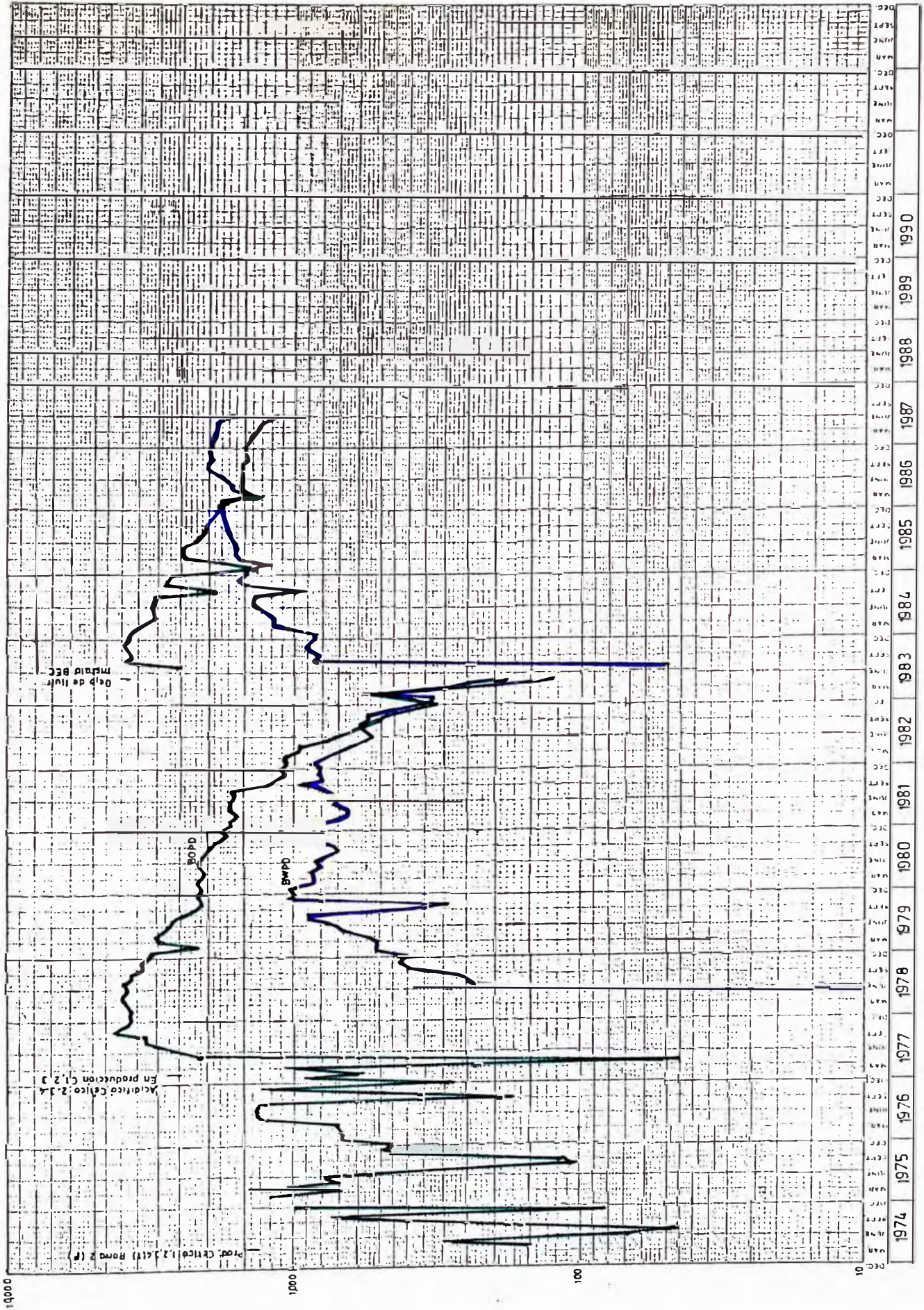


GRAFICO D

POZO 15 D - X



POZO 15D-X



BPD

UNRECORDED

POZO : 8D

AREA : Y

1º Trabajo

1. Fecha de Ejecución del Trabajo: 27.12.82
2. Tipo de Trabajo: ACIDIFICACION: (Mud Clean-out Agent-MCA)
(Morflo II, -HCl al 7.5%)

3. Descripción del Trabajo Acido

1º Mezcla : 840 Gls. Diesel
2.5 Gls. HYFLO III

2º Mezcla : 189 Gls. HA1 (7.5%)
147 Gls. agua dulce
42 Gls. (1.0 Bls.) HCl 33%
3 Gls. AS-5 (1.6%)
6 Gls. MORFLO II (3.2%).

4. Descripción del Reservorio

Formación : Chonta
Miembro : Cético
Porosidad : 16.73
Permeabilidad, md, : 205/225
Intervalo tratado : 10392 - 10402 (10 Ft.)

5. Descripción de la Ejecución del Trabajo:

a) Presión de Inyección:

1º Mezcla : Presión máxima 2000 PSI
2º Mezcla : Presión máxima 2600 PSI.

b) Rate de Inyección:

1º Mezcla : ND
 2º Mezcla : ND

Sentó Packer RTTS A 10348'.

Bombeó 1º y 2º mezcla. Desplazó con 68 Bls. agua salada.

Cerró V/C.

Inyectó 8 bls. de diesel y Hyflo III Q1 = 2BPH

Abrió V/C. Presión Máx.=2000 PSI

Circuló 12 Bls diesel + 2 Bls. HCl.

Cerró V/C.

Inyectó 1 Bbl. de HCl a la formación en 1 Hr. con 2600 PSI.

Desfogó, no hubo manifestaciones de soplo

Desancló Packer RTTS.

Reversó, recuperó 3 Bls. HCl y 12 Bls. de diesel.

Circuló. Sacó cañería.

6. Gal./Ft. de Tratamiento:

1º Mezcla : 84 Gal./Ft.

2º Mezcla : 19 Gal./Ft.

7. Prueba del Pozo.

Antes del Tratamiento:

No produce

Después del Tratamiento:

No produce.

POZO : 8D

AREA : Y

2º Trabajo

1. Fecha de Ejecución del Trabajo: 01.01.83
2. Tipo de Trabajo: ACIDIFICACION: Mud Clean-out Agent (MCA)
Morflo II (HCl 15%)
3. Descripción del Trabajo Acido: 1,000 Gls. HCl 15%
Aditivos : 30 Gls. MORFLO II (3%)
15 Gls. AS-5 (1.5%)
10 Gls. HAI-75 (1%)
4. Descripción del Reservorio:

Formación : Chonta
Miembro : Cético
Porosidad, % : 16.73
Permeabilidad, md.: 205/225
Intervalo Tratado : 10392 - 10402 (10Ft.)
5. Descripción de la Ejecución del Trabajo:

a) Presión de Inyección : 3,750 PSI, estabilizó 2,400 PSI
b) Rate de Inyección, : 3/4 BPM.

Sentó RTTS A 10452'
Probó línea de superficie: 4000 PSI.
Resentó A 10361'
Bombeó 24 Bls. ácido
Desplazó 66 Bls. agua dulce
Sentó RTTS A 10361
Inyectó a la formación 3,750 PSI, estabilizándose a 2,400
PSI Q= 3/4 BPM.

Desfegó

Retornó 6 Bls. H₂O

Descargó RTTS, Reversó: agua dulce + 8 Bls. de ácido gastado Circuló.

6. Gal./Ft. de Tratamiento: 100 Gal./Ft.

7. Prueba del Pozo

Antes del Tratamiento

No produce

Después del Tratamiento

977 x 3/8" x 450 x 6.1% BSW (05.01.83).

8. Análisis del Tratamiento:

La acidificación fue programado para remover el fuerte daño de formación originado por el lodo de perforación, al dejarse el pozo lleno de lodo después de la completación, por falta de facilidades de producción. El tratamiento efectuado en ambos trabajos fue el MCA de Halliburton.

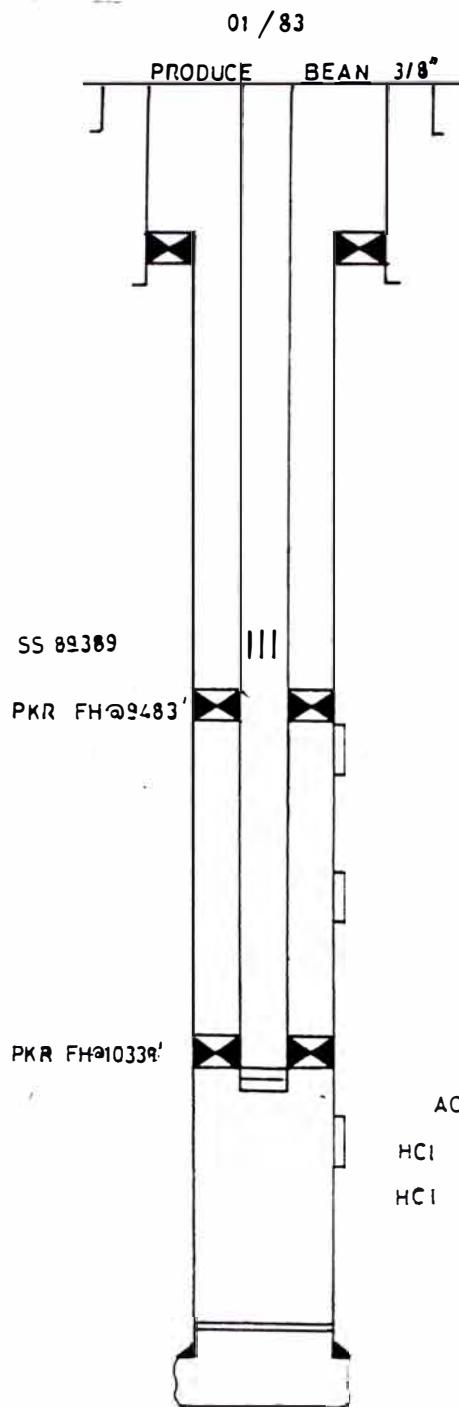
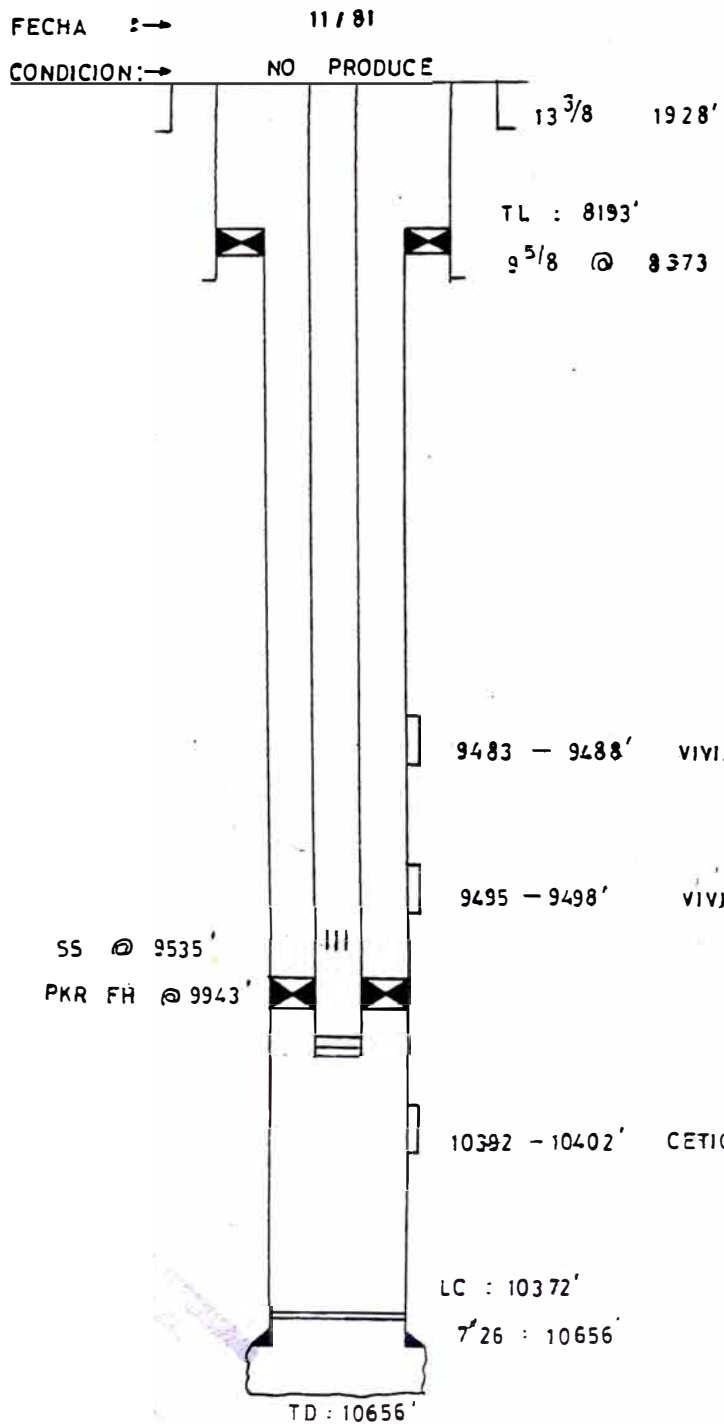
En el primer trabajo se empleó HCl al 7.5% y una presión máxima de trabajo de 2,600 PSI. Esto no fue suficiente para remover el daño a la formación, por lo que tuvo que programarse un 2º trabajo.

Para el 2º Trabajo, se empleó una concentración mayor de HCl (15%), alcanzándose una presión máxima de trabajo de 3,750 PSI, obteniendo finalmente buenos resultados.

Se ha estimado un porcentaje de éxito del orden de 670%.
El pozo quedó surgente, luego del trabajo.

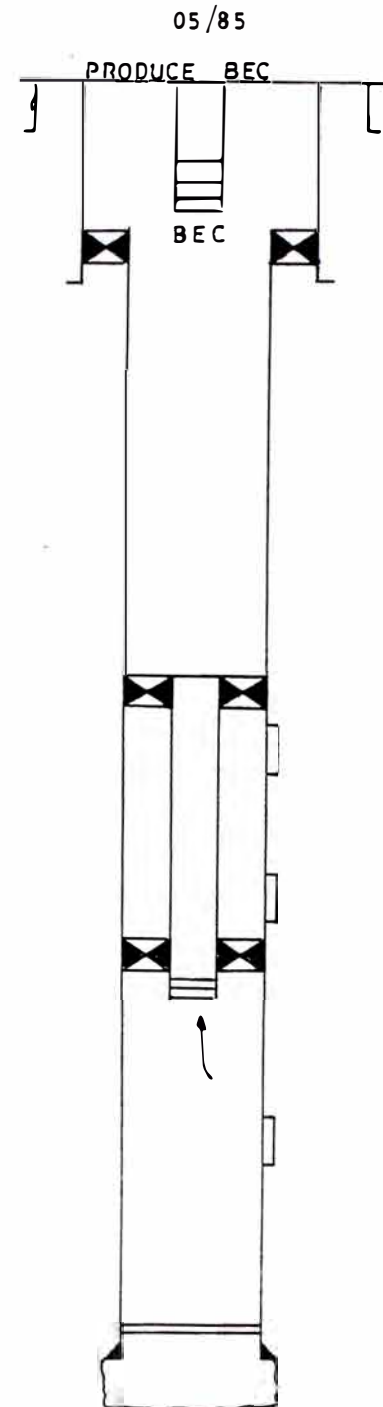
9. Adjunto: Diagrama de completación
Curva de producción
Chart del trabajo.

POZO 8D-Y

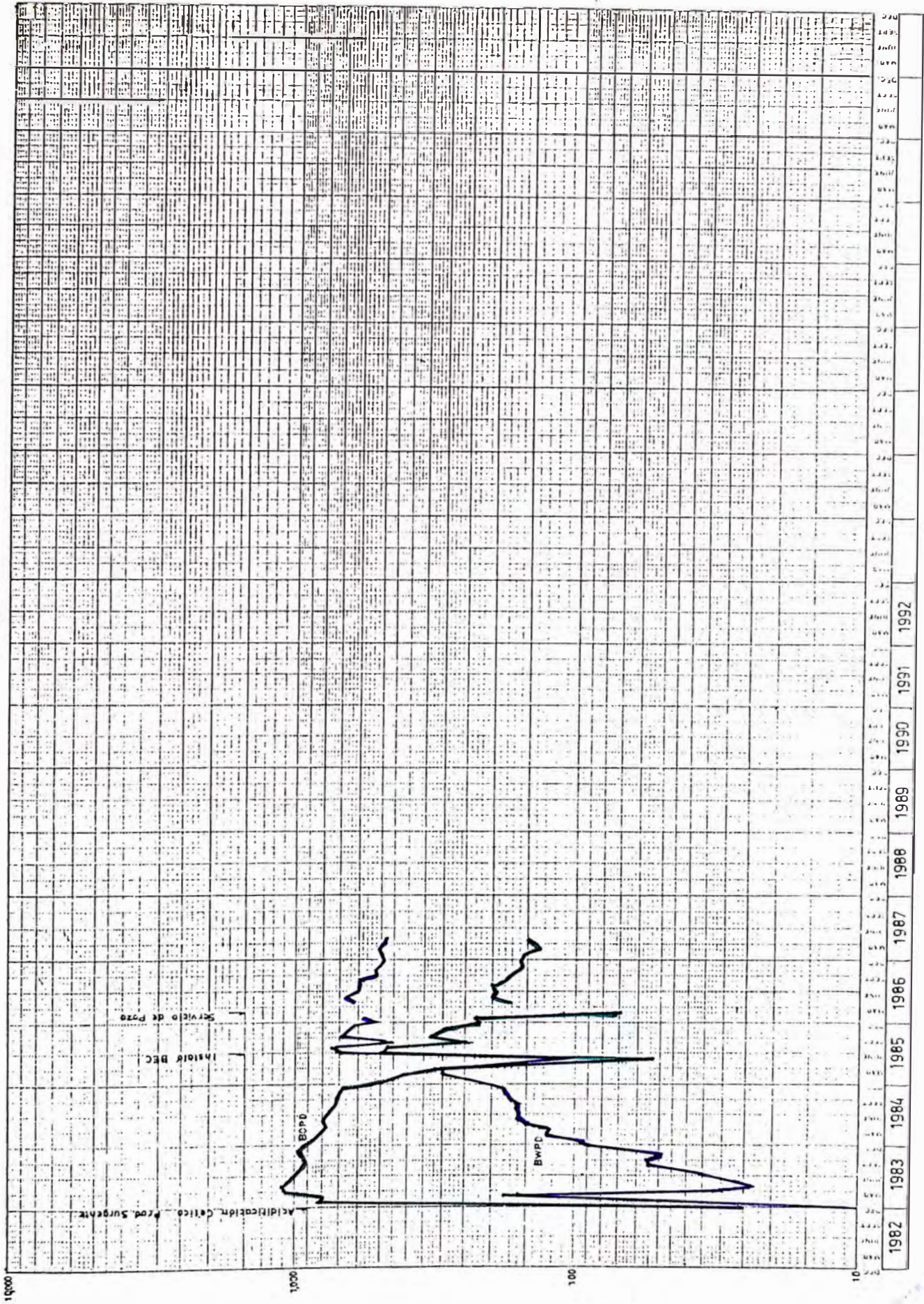


ACIDIFICACION CETICO

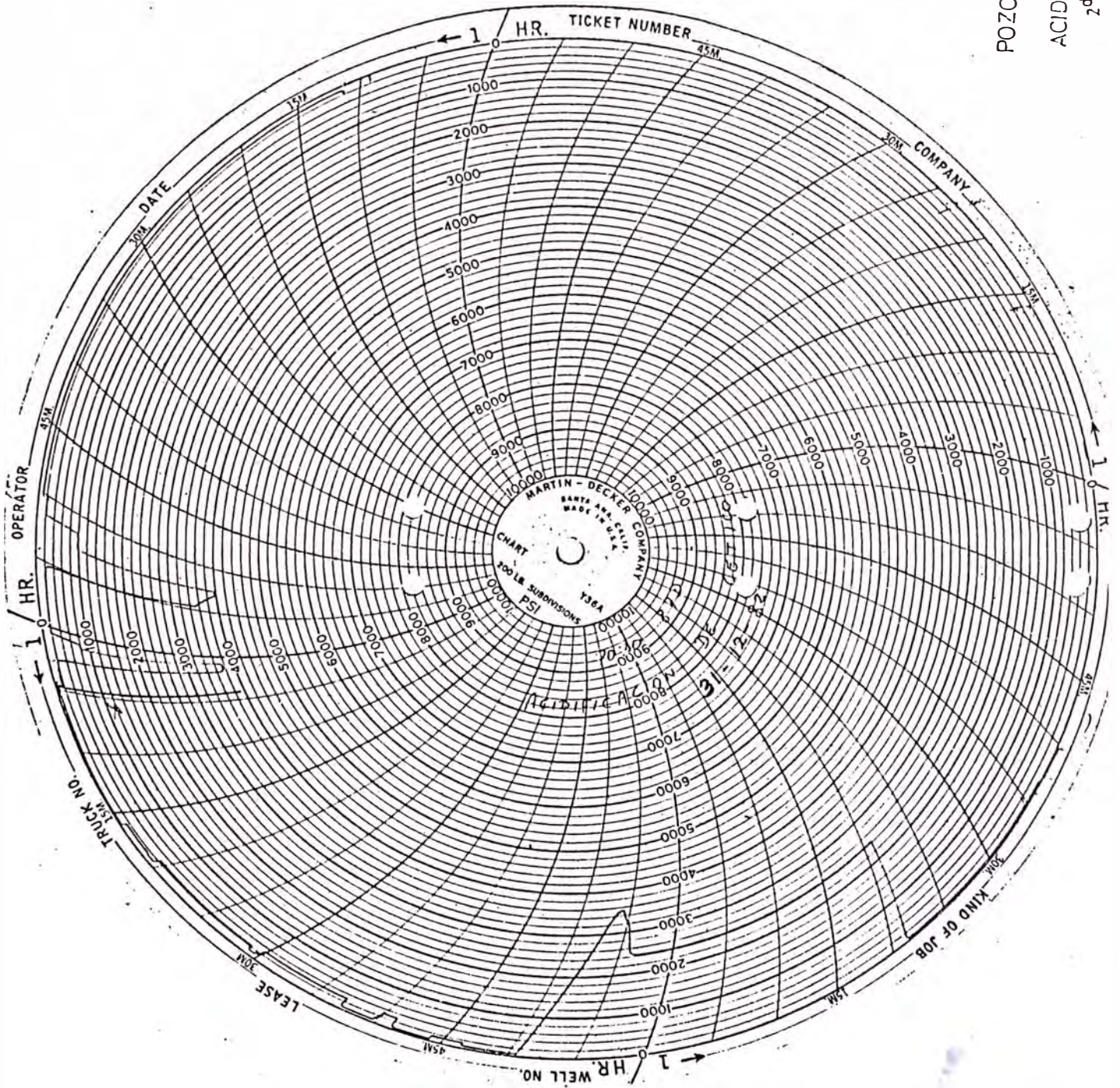
HCl	7,5 %	(27 . 12 . 82)
HCl	15 %	(31 . 12 . 82)



POZO 8D-Y



B P D



POZO 8D-Y
 ACIDIFICACION
 2do TRABAJO

POZO : 4D

AREA : Z

1º Trabajo

1. Fecha de Ejecución del Trabajo: 21.1083

2. Tipo de Trabajo: ACIDIFICACION: Mud Clean-out Agent (MCA)
Morflo II (HCl 10%)

3. Descripción del Trabajo Acido:

1000 Gls. HCl al 10%

Aditivos	:	30 Gls. MORFLO II	(3%)
		10 Gls. AS-5	(1%)
		10 Gls. HAI-75	(1%)
		5 Gls. CLA-STA-II	(0.5%)
		55 Gls. MUSOL-A	(5.5%)

4. Descripción del Reservorio.

Formación : Chonta

Miembro : Cetico

Porosidad, % : 16.6

Permeabilidad, md. : 79

Intervalo tratado : 10348 - 10359 (11 Ft.)

5. Descripción de la Ejecución del Trabajo:

a) Presión de Inyección : Presión Máxima de hesitación:
3,200 PSI. (Se hesito 4 veces)
Presión admisión: 2,400 PSI.

b) Rate de Inyección : Q Admisión : 0.5 BPM.

Sentó Packer RTTSa 10286 Ft.

Comunicación por el anular. Cerró BOP

Hesitó 4 veces. Presión Máxima: 3,200 PSI

Al inyectar a la 5ta. vez en la formación comenzó a admitir: $Q = 0.5$ BPM, $P_f = 2,400$ PSI

Se inyectó 20 Bls.

Desfogó pozo: 86 Bls. petróleo + 24 Bls. agua

Continuó desfogue: WHP = 90 PSI

Conectó a batería 7.

6. Gal./Ft. de Tratamiento: 91 Gal./Ft.

7. Prueba del Pozo

Antes del Tratamiento

No produce

Después del Tratamiento

387 BOPD x 99 BOPD x 486 BOPD x 3/4" x NR PSI x ST x 20.37%FW.
(28.11.83).

POZO : 4D

AREA : Z

2º Trabajo

1. Fecha de Ejecución del Trabajo: 15-16/12/83

2. Tipo de Trabajo: ACIDIFICACION: HF-Regular

3. Descripción del Trabajo Acido:

1º Mezcla : 1000 Gls. HCl 7.5%

Aditivos : 5 Gls. HAI-75 (0.5%)
 10 Gls. LO SURF 251 (1.0%)
 10 Gls. AS-5 (1.0%)
 10 Gls. CLA-STA II (1.0%)
 50 Gls. MUSOL-A (5.0%)

2º Mezcla : 1000 Gls. HCl 12% - HF 3%

Aditivos : 5 Gls. HAI-75 (0.5%)
 10 Gls. LO SURF 251 (1.0%)
 10 Gls. AS-5 (1.0%)
 10 Gls. CLA-STA II (1.0%)
 50 Gls. MUSOL-A (5.0%)
 400 Lbs. ABF

3º Mezcla : 500 Gls. de solución CLAY-FIX + Aditivos
 500 Gls. Agua dulce

Aditivos : 8 Gls. FRAC-FLO (1.6%)
 25 Gls. MUSOL-A (5%)
 100 Lbs. CLAY-FIX

4. Descripción del Reservorio:

Formación : Chonta
 Miembro : Cético
 Porosidad, % : 16.6

Permeabilidad, md. : 79

Intervalo Tratado : 10348 - 10359 (11 Ft.)

5. Descripción de la Ejecución del Trabajo:

- Presión de Inyección

1º Mezcla : 2,250 PSI

2º Mezcla : 1,800 PSI

3º Mezcla : 2,000 PSI

- Rate de Inyección: 0.7 BPM

Presión promedio de inyección = 2,000 PSI

Rate promedio de inyección = 0.7 BPM.

La formación tomó sin ninguna dificultad

Abrió pozo

Devolvió 86 Bls. crudo

Murió pozo

Suabeó 4 Bls. crudo + 65 Bls mezcla ácida + 30 Bls.
agua salada

Arrancó pozo

Conectó a batería 7. (fw= 20%, WMP = 100 PSI)

6. Gal./Ft. de Tratamiento:

1º Mezcla : 91 Gal./Ft.

2º Mezcla : 91 Gal./Ft.

3º Mezcla : 45 Gal./Ft.

7. Prueba del Pozo

Antes del Tratamiento:

No produce

Después del Tratamiento:

1000 BOPD x 270 BWPD x 1270 BFPD x 3/4" x 140 PSI x ST.

8. Análisis del Tratamiento

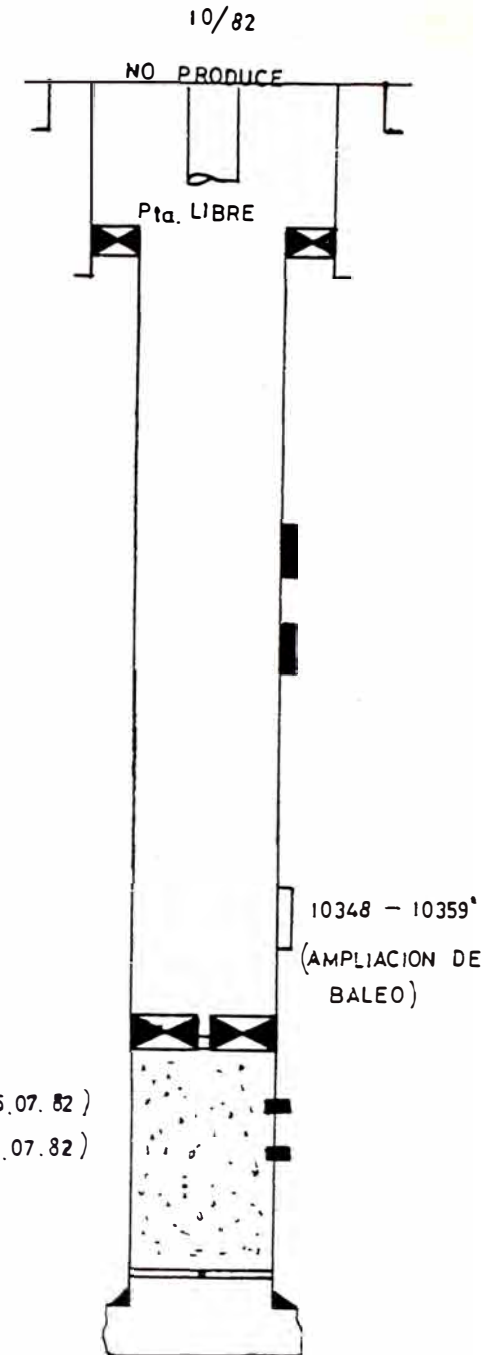
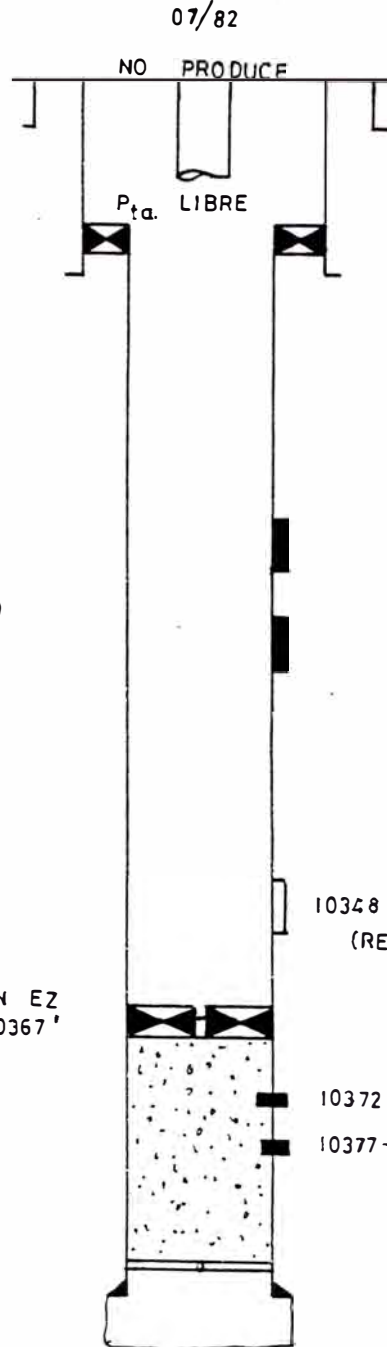
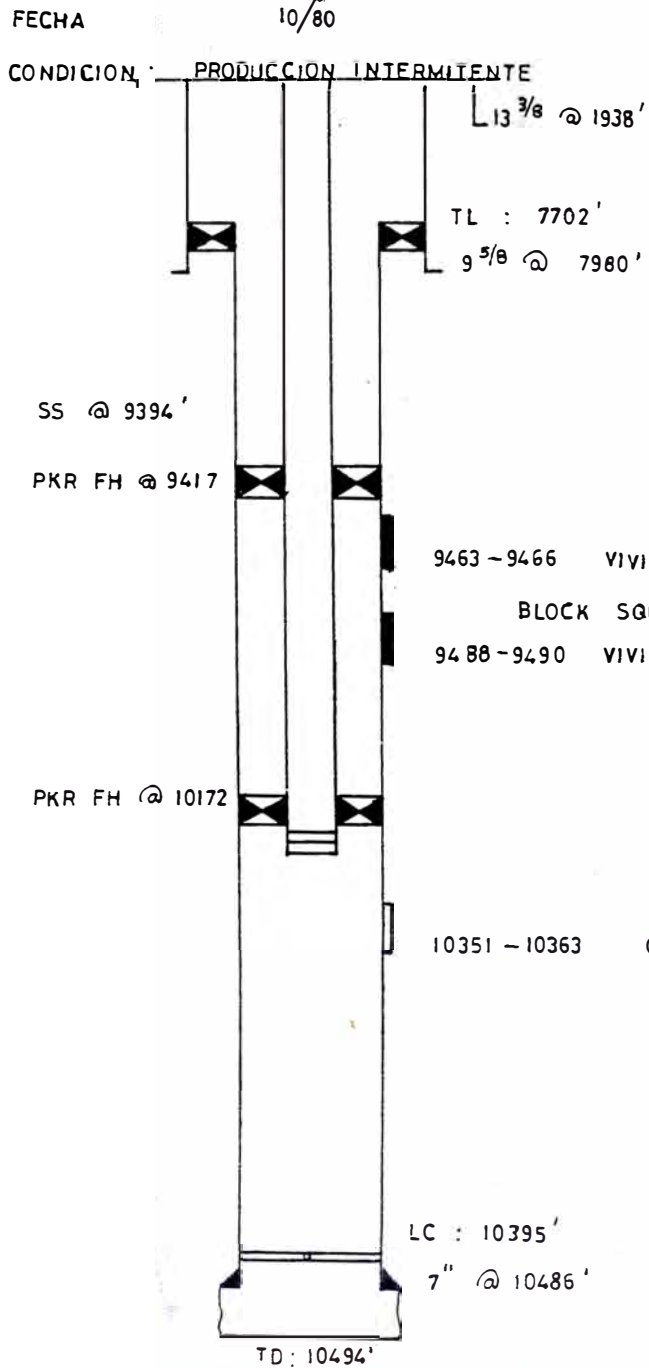
El primer trabajo de acidificación fue programado para remover el daño a la formación luego que el pozo dejó de fluir. Se aplicó el tratamiento MCA, dando inicialmente buenos resultados, ya que restituyó la capacidad de surgencia del pozo; pero, la producción fue decayendo notablemente, de tal manera que se programó un tratamiento para migración de finos.

Luego de la primera acidificación y de brusca caída de producción, se programó un tratamiento para remoción de daño y migración de finos. La formación fue tratada con HF-Regu - lar y se utilizó un afterflush en base a Clay Fix, Frac-Flo, Fundamentalmente para control de finos.

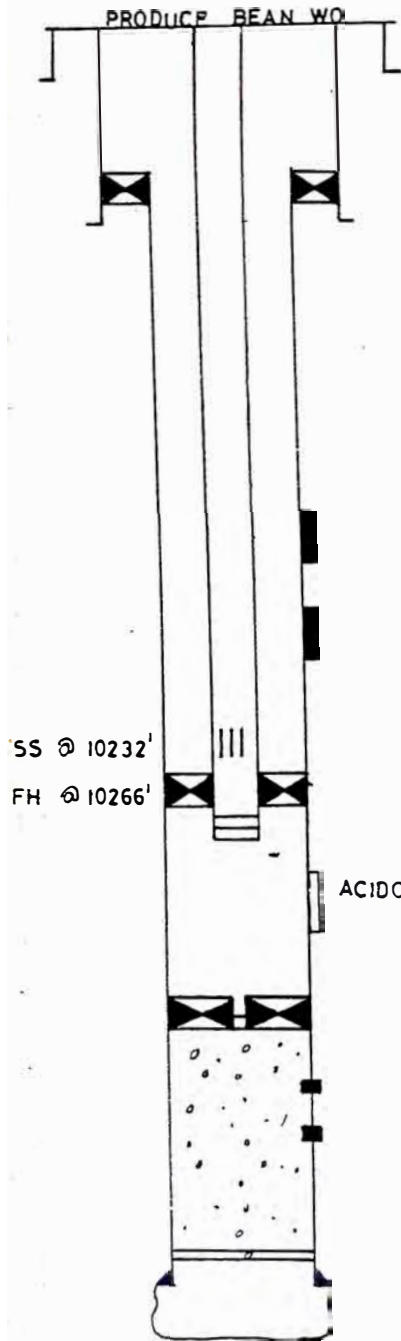
El tratamiento fue exitoso, estimándose un porcentaje de éxito de 147%.

9. Adjunto : - Diagrama de completación
- Curva de Producción
- Chart de Trabajo.

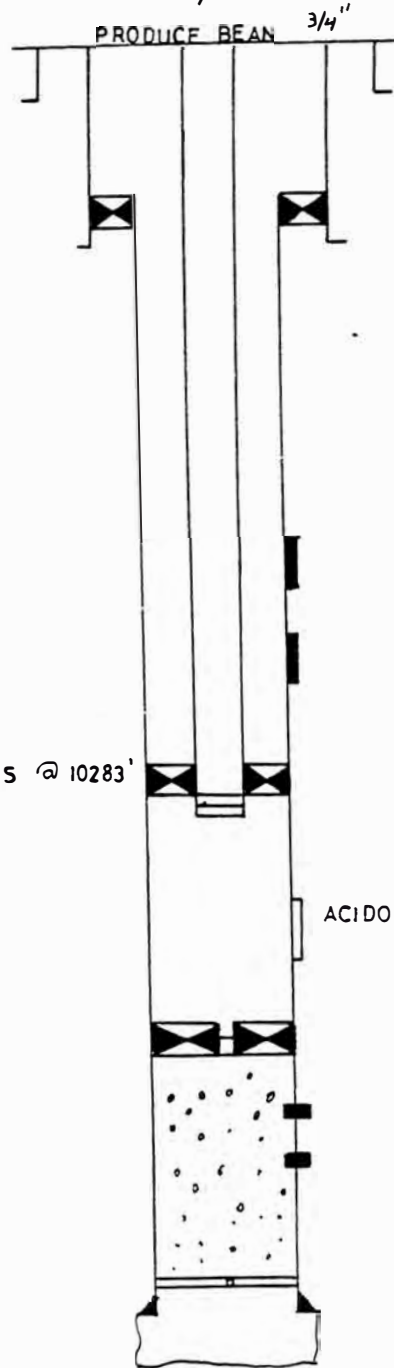
POZO 4D-Z



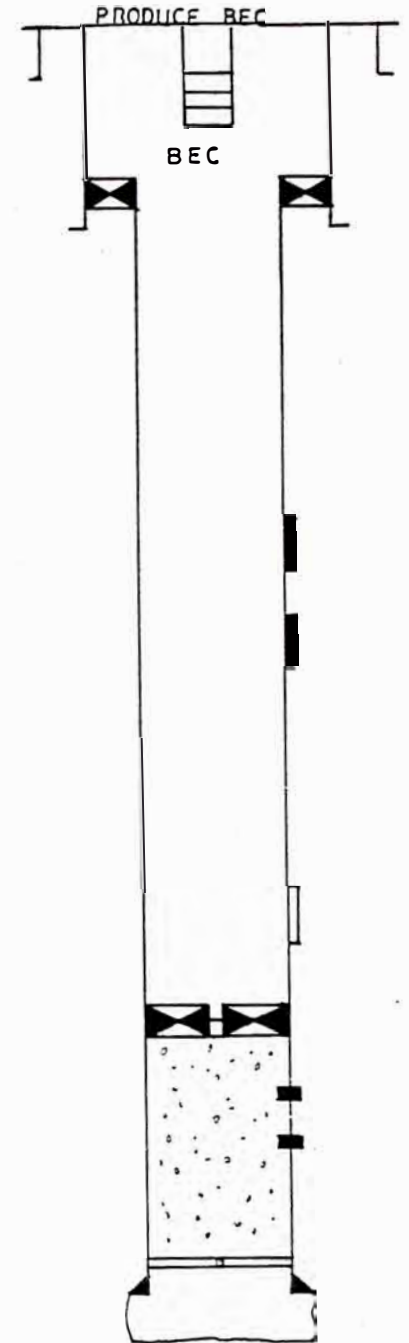
11/83



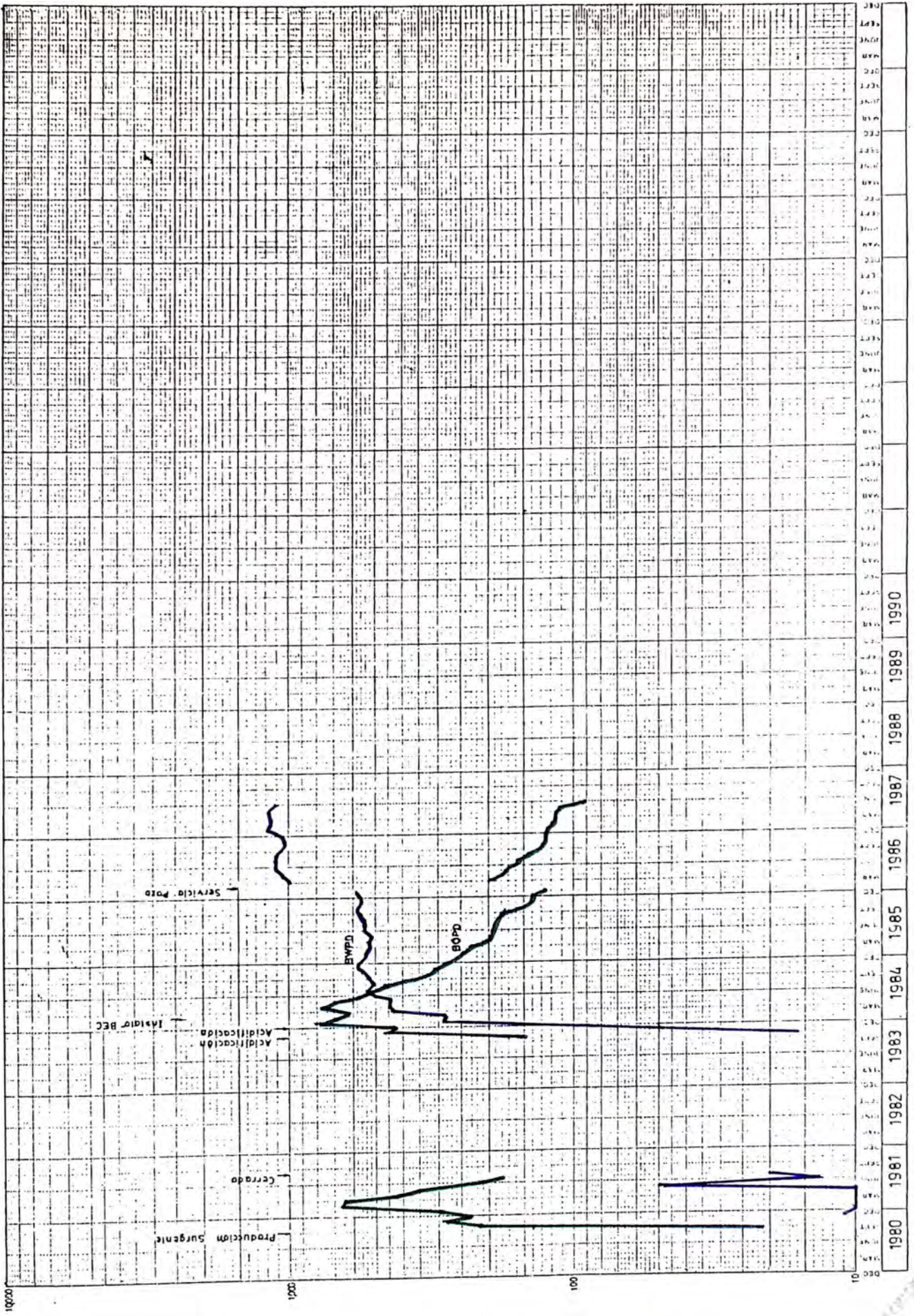
12/83



02/84



POZO 4D-Z



BPO

DIRECT FROM CORP. BOOK CO. REVISION MAR 62-65

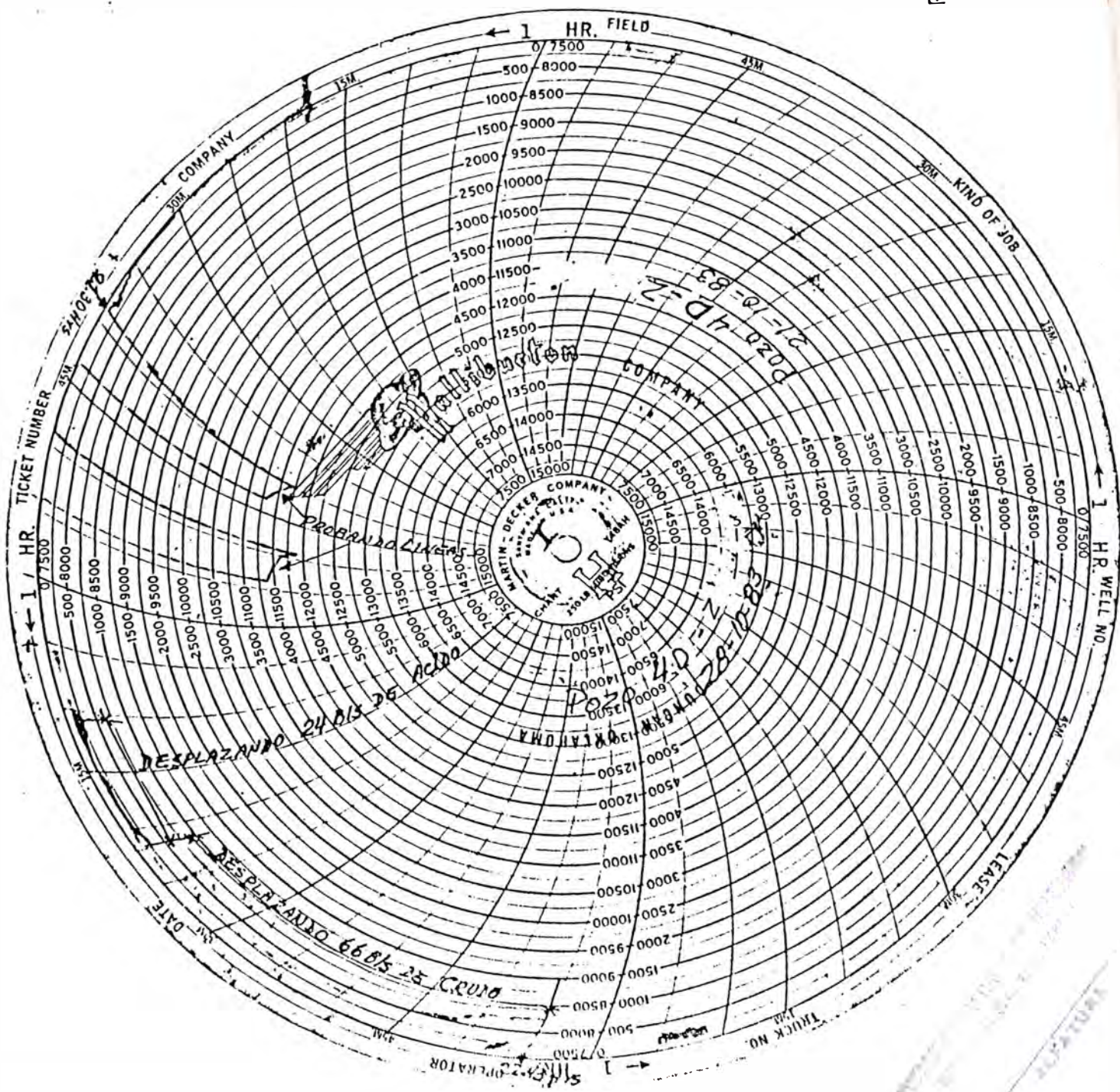
Oil Field

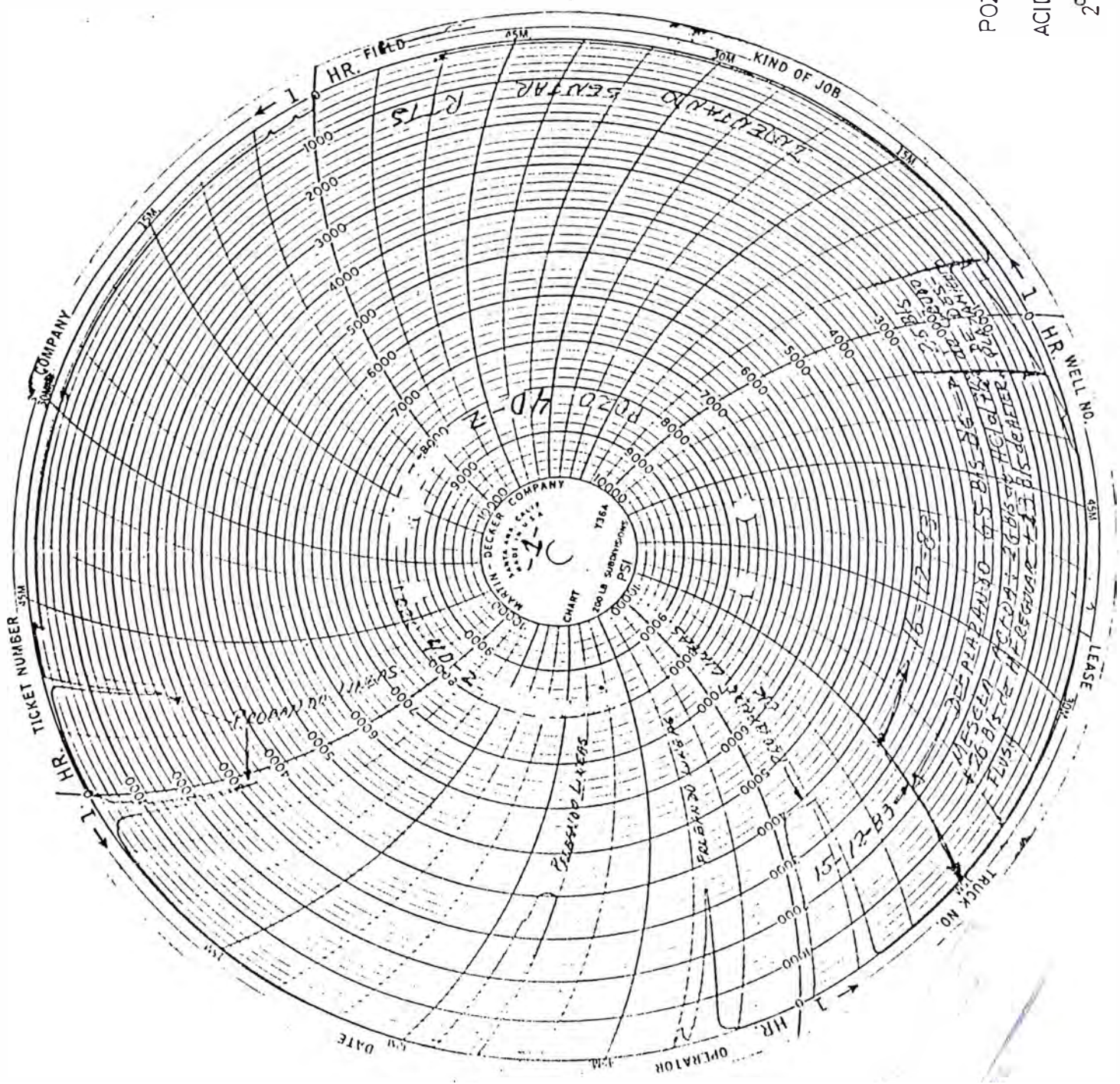
TA 10N 10

TWENTY YEARS BY MONTHS & FIFTY YEARS BY YEAR

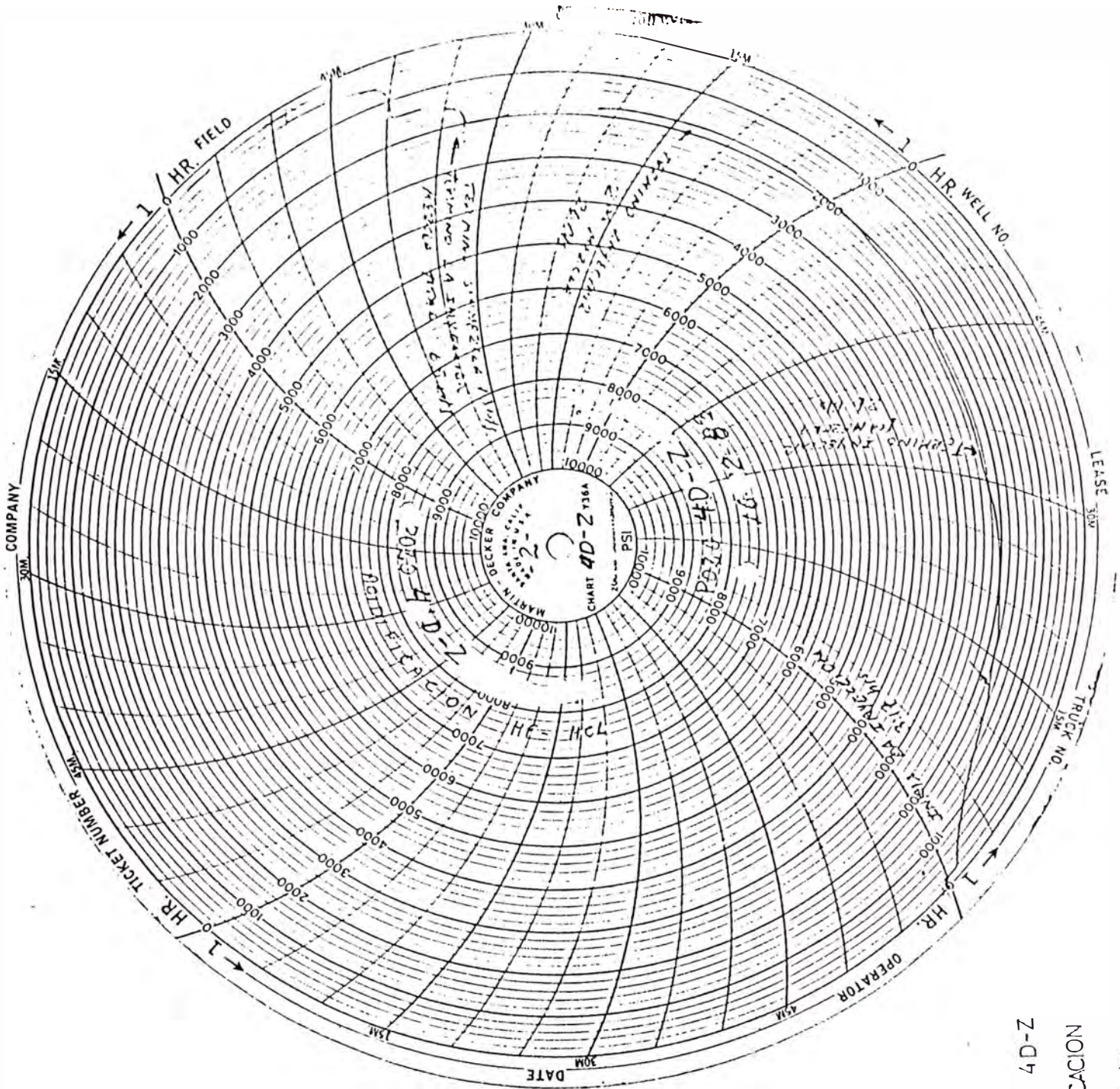
Copyright © 1985 by Gulf Publishing Company

POZO 4D-Z
ACIDIFICACION
1er Trabajo





POZO 4D-Z
 ACIDIFICACION
 2do Trabajo



POZO 4D-Z
 ACIDIFICACION
 2do Trabajo

POZO : 100D

AREA : Z

1º Trabajo

1. Fecha de Ejecución del Trabajo: 07-08/11/83
2. Tipo de Trabajo: ACIDIFICACION: Mud Clean-Out Agent (MCA)
Morflo II, (HCl 10%)
3. Descripción del Trabajo Acido:

627 Gals. HCl 10%

Aditivos: - 20 Gls. MORFLO II (3.2%)
- 8 Gls. AS-5 (1.3%)
- 8 Gls. HAI-75 (1.3%)
- 4 Gls. CLA-STA II (0.6%)
- 35 Gls. MUSOL A (56%)

4. Descripción del Reservorio

Formación : Chonta
Miembro : Cetico
Porosidad : 18.48
Permeabilidad, md. : 42
Intervalo Tratado : 10940-10,944 (4Ft.)

5. Descripción de la Ejecución de Trabajo

Probó Líneas 4,500 PSI

Desplazamiento 16 Bls. ácido : Presión promedio = 125 PSI

Desplazamiento 79 Bls. crudo : Presión promedio = 560 PSI

Sentó Packer RTTS.

Inyectó ácido Presión Promedio máximo 3,800 PSI. La formación no admitió, se mantuvo la presión constante durante - 20 min.

Se desfogó hasta 1,500 PSI

Presionó hasta 3,800 PSI: La formación no admitió

Desfegó hasta 0 PSI

Se repitió 4 veces al procedimiento anterior (Promedio máximo 3,800 - 4000 PSI).

Notó comunicación con el anular.

Desancló RTTS.

Desplazó 4 Bls. de crudo (a fin de remover el ácido gastado).

Sentó RTTS.

Inyectó (hesitó) 3 veces entre 2,000 - 3,000 PSI. Tomó 1.5 Bls.

Notó que presión de estabilización es cada vez más alta

Desancló RTTS.

Desplazó 2 Bls de crudo.

Sentó RTTS.

Hesitó 2 veces: Tomó 4.5 Bls. Bloqueó entrada de ácido a formación P = 3,000 PSI

Se canceló el trabajo al ver:

- . La formación tomaba con 3,000 PSI
- . Tener comunicación con el anular
- . Excesivo tiempo del ácido en el pozo
- . Quedaban 4 Bls. de ácido por inyectar.

Se desfegó W) Rate: 1 Bls./min. hasta morir el pozo

6. Gal./Ft. de Tratamiento: 168 Gls./Ft.

7. Prueba del Pozo

Antes del Tratamiento

No produce

Después del Tratamiento

No produce.

POZO : 100D

AREA : Z

2º Trabajo

1. Fecha de Ejecución del Trabajo: 19.11.83
2. Tipo de Trabajo: ACIDIFICACION: Mud Clean - Out Agent (MCA)
Morflo II, (HCl 15%)

3. Descripción del Trabajo Acido:

600 Gls. HCl 15%

Aditivos: - 6 Gls. HAI-75 (1%)

- 6 Gls. AS-5 (1%)

-10 Gls. CLA-STA II (1.6%)

-20 Gls, MORFLO II (9.2%)

-20 Gls. MUSOL A (3.2%).

4. Descripción del Reservorio

Formación : Chonta

Miembro : Cético

Porosidad, % : 18.48

Permeabilidad, md.: 42

Intervalo Tratado : 10,940 - 10,944 (4 Ft.)

5. Descripción de la Ejecución del Trabajo:

Sentó RTTSa 10,846

Admitió 2 Bls. Presión = NR

Desancló RTTS

Bombeó 2 Bls. de crudo

Resentó RTTS

Inyectó 6 Bls. de mezcla con 3,200 PSI

Desfogó ácido a Tanques

Sacó instalación.

6. Gal./Ft. de Tratamiento: 150 Gal./Ft.

7. Prueba de Pozo

Antes del Tratamiento:

No produce

Después del Tratamiento:

No produce.

8. Análisis del Tratamiento

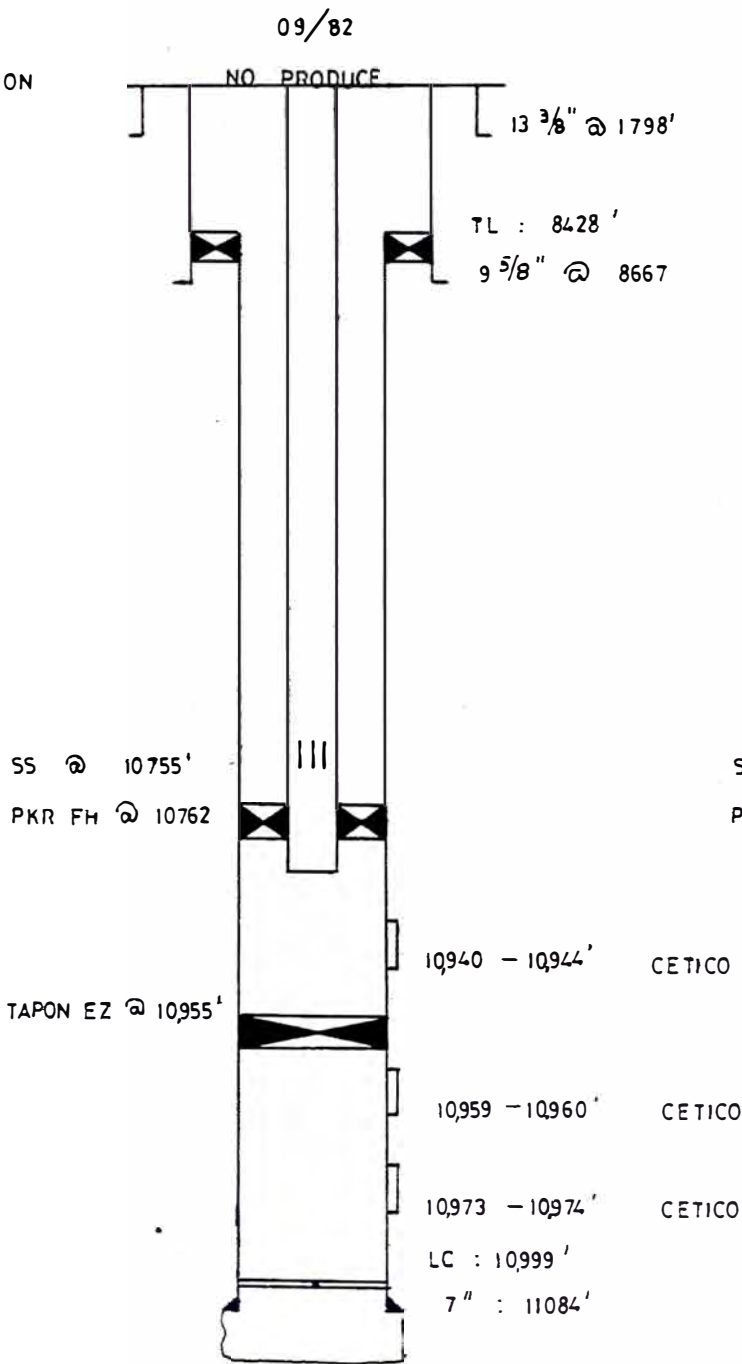
Se programó la acidificación para remover el daño de formación. Se aplicó el tratamiento Mud Clean-Out Agent (MCA)- con concentraciones de HCl de 10% y 15%, tanto en el 1º Trabajo como en el 2º.

El pozo no ha producido ni antes ni después de los dos trabajos de acidificación, no lográndose evaluar dicho trabajo.

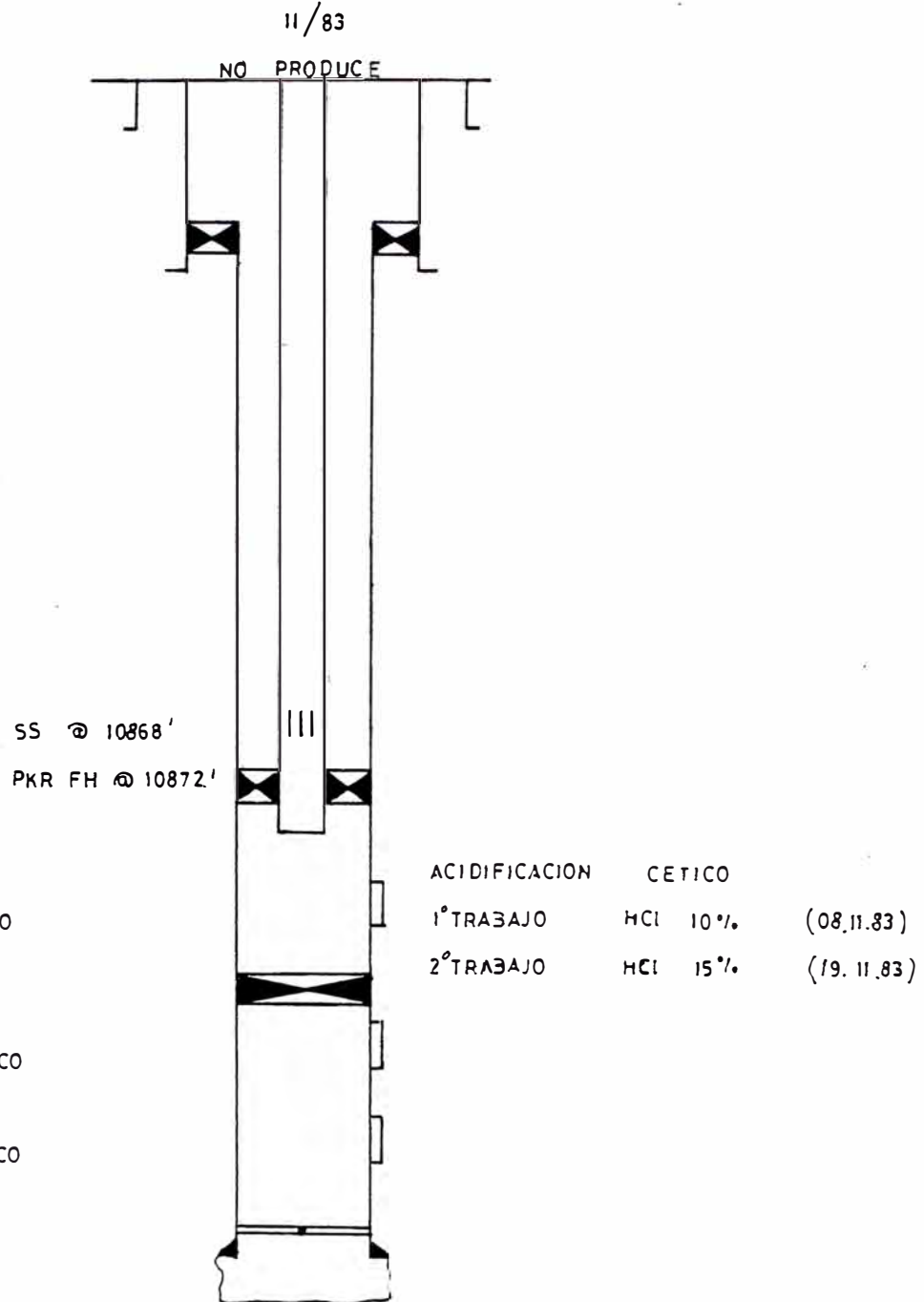
9. Adjunto: - Diagrama de completación
- Chart de trabajo (1º Trabajo).

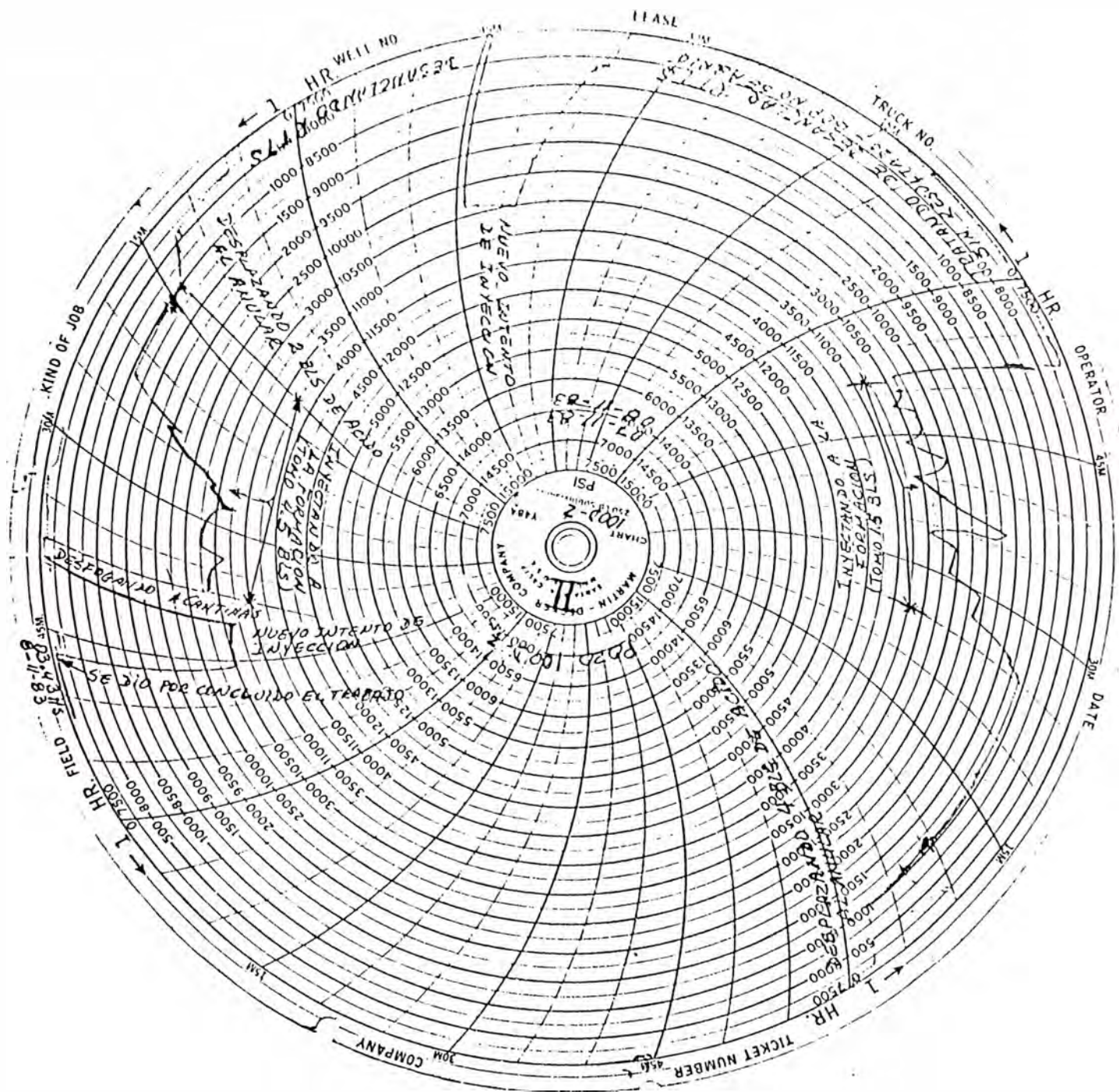
POZO 100 D-Z

FECHA
CONDICION



TD 11106





POZO : 18D

AREA : X

1. Fecha de Ejecución del Trabajo: 17.04.84
2. Tipo de Trabajo: ACIDIFICACION: HF-Regular
3. Descripción del Trabajo Acido:

1^o Mezcla : 1,092 Gls. HCl (7.5%)
 Aditivos : 200 Gls. HCl 33.3%
 800 Gls. Agua dulce
 5 Gls. AHI-75 (0.5%)
 5 Gls. CLA-STA. (0.5%)
 25 Gls. AS-5 (2.5%)
 15 Gls. LO SURF 251 (1.5%)
 10 Gls. FRAC-FLO (1.0%)

2^o Mezcla : 1,092 Gls. HF 3% - HCl 12%
 Aditivos : 415 Gls. HCl 33.3%
 555 Gls. Agua dulce
 5 Gls. HAI-75 (0.5%)
 5 Gls. CLA-STA (0.5%)
 20 Gls. AS-5 (2.0%)
 40 Gls. FRAC-FLO (4.0%)
 50 Gls. MUSOL-A (5.0%)
 400 Lbs. ABF

3^o Mezcla : 546 Gls. CLAY-FIX
 500 Gls. Agua Dulce
 Aditivos : 25 Gls. MUSOL-A (5%)
 25 Gls. FRAC-FLO (5%)
 75 Lbs. CLAY-FIX

4. Descripción del Reservorio:

Formación : Chonta
 Miembro : Pona (Capa 2)

Porosidad, % : 18
 Permeabilidad, md. : 8 - 90
 Intervalo tratado : 9642 - 9656 (14 Ft.)

5. Descripción de la Ejecución del Trabajo

a) Presión de Inyección:

1º Mezcla : 3,500 - 3,200
 2º Mezcla : 3,200 - 1,200 - 600
 3º Mezcla : 700

b) Rate de Inyección:

1º Mezcla : 0.25 BPM
 2º Mezcla : 0.5-0.35 BPM
 3º Mezcla : 0.5 BPM.

Abrió pozo

Devolvió 21 Bls. (8.5 Hrs.)

Bombeó crudo T/F. (mezcla ácido el anular)

1º Aligerada devolvió 15 Bls. 2:15 Hrs.

2º Aligerada devolvió 24 Bls. 4:00 Hrs.

3º Aligerada devolvió 18 Bls. 2:00 Hrs.

6. Gal./Ft. de Tratamiento:

1º Mezcla : 78 Gls./Ft.
 2º Mezcla : 78 Gls./Ft.
 3º Mezcla : 39 Gls./Ft.

7. Prueba del Pozo.

Antes del Tratamiento (con probador MCIP) (no el APR)

24 BPH x 21 Hrs. x 27.25 PSI x 1.14% BSW x WO

Después del Tratamiento: (con probador MCIP)

<u>Bean</u>	<u>BPD</u>	<u>Tiempo Hrs.</u>	<u>P. PSI</u>	<u>BSW %</u>
W0	(595.2)	13	15 - 9	3 - 2.4
W0	(645.6)	6	15 - 9	1.6
½	(549.6)	3	50 - 45	0.9
3/4	(645.6)	3	20 - 15	1.6

8. Análisis del Tratamiento

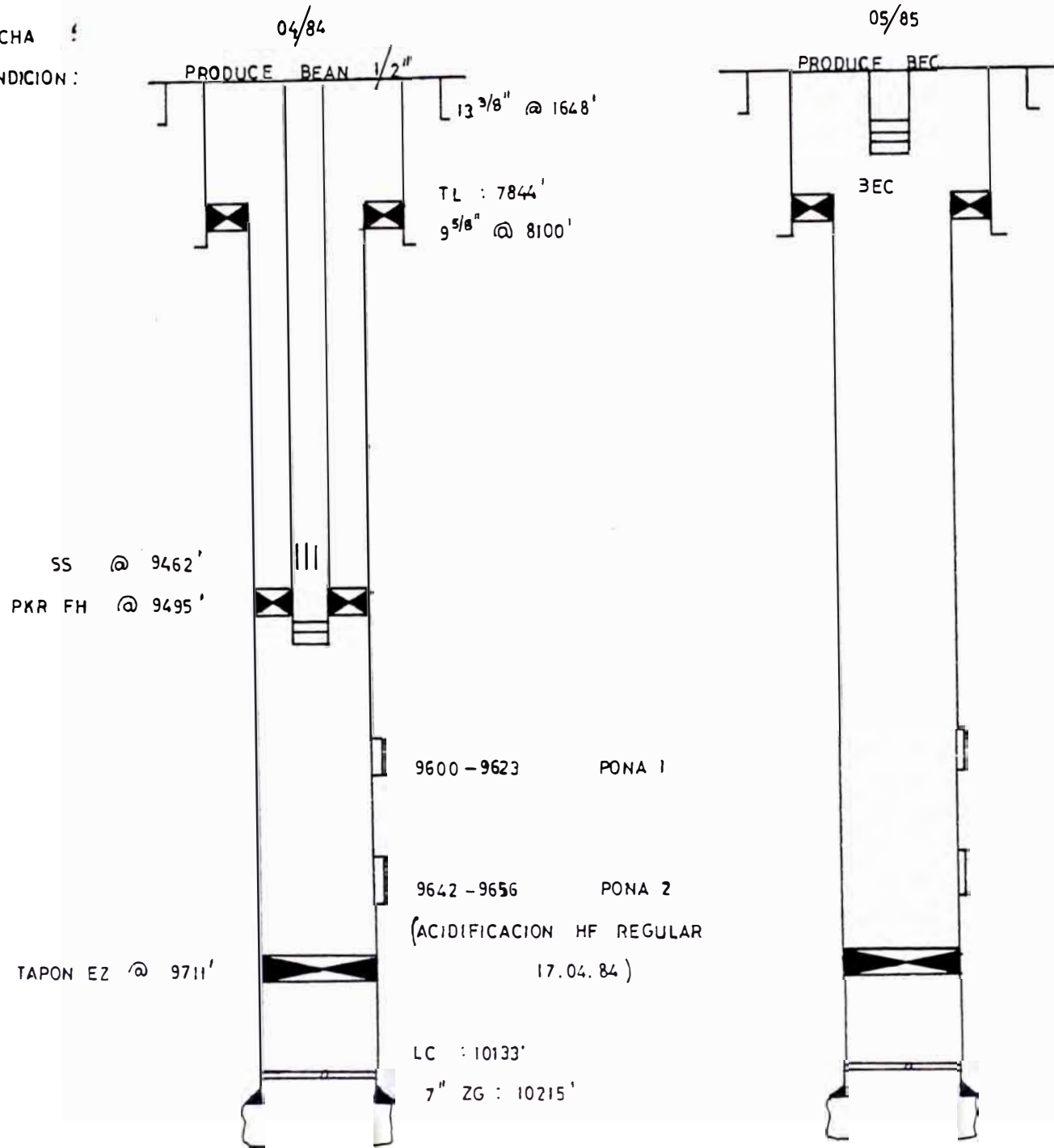
Se programó acidificar el pozo para remover el ligero daño a la formación y evaluar el resultado de las estimulaciones ácidas en el reservorio de Pona. El tratamiento aplicado fue el HF-Regular. Se obtuvo un porcentaje de éxito de solo 17%.

9. Adjunto: - Diagrama de completación
 - Curva de producción
 - Chart de trabajo.

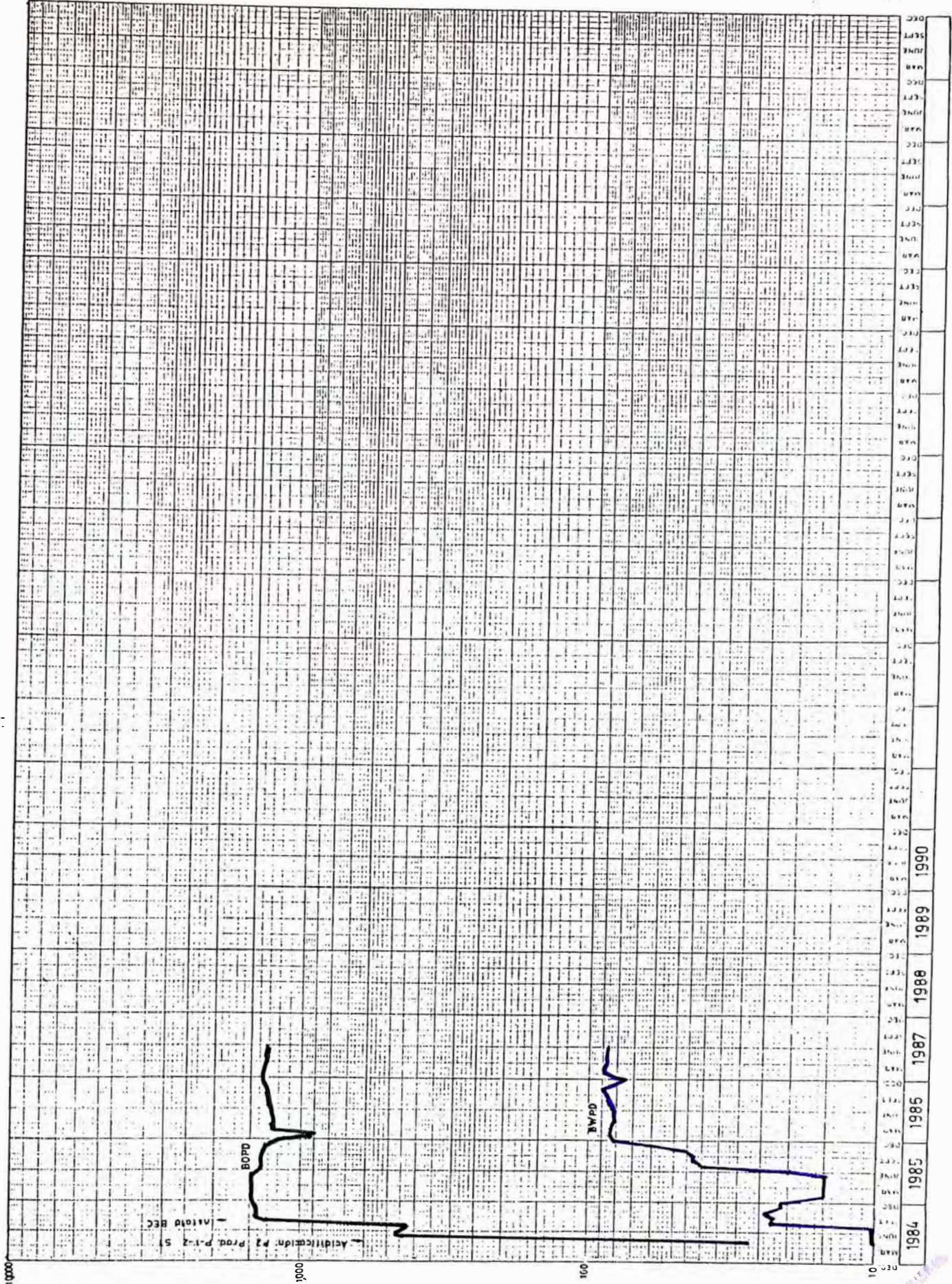
POZO 18D-X

FECHA :

CONDICION :



POZO 18D-X



DIRECT FROM COLETS PAPER CO., NORWOOD, MASS. 01942
Graph Paper

B P D

14 18N 10

POZO : 11

AREA : X

1. Fecha de Ejecución del Trabajo: 05.12.84

2. Tipo de Trabajo: ACIDIFICACION - CLAYSOL

3. Descripción del Trabajo Acido

- Mezcla A : 1,200 Gal. HCl (7.5%) + Aditivos
 - 960 Gals. Agua dulce
 - 240 Gals. HCl 33.3%
- Aditivos :
 - 6 Gals. HAI-75 (0.5%)
 - 60 Gals. MUSOL-A (5%)
 - 18 Gals. LO SURF-251 (1.5%)
 - 30 Gals. AS-5 (2.5%)
 - 6 Gals. CLA-STA. II (0.5%)

- Mezcla B : 800 Gls. Hf regular + aditivos
 - 470 Gls. Agua dulce
 - 330 Gls. HCl 33.3%
- Aditivos :
 - 4 Gls. HAI-75 (0.5%)
 - 40 Gls. MUSOL-A (5%)
 - 320 Lbs. ABF
 - 12 Gls. LO SURF-251 (1.5%)
 - 20 Gls. AS-5 (2.5%)
 - 4 Gls. CLA-STA II (0.5%)

- Mezcla C : 1,600 Gls. CLAY-SOL + Aditivos
 - 1,574 Gls. Agua dulce
 - 320 Lbs. ABF
- Aditivos :
 - 530 Lbs. CLAY FIX
 - 16 Gls. TRI-S (1%)
 - 73 Gls. (4.6%)

- Mezcla D : 1,600 Gls. HCl (5%) + Aditivos
 - 1,390 Gls. Agua dulce
 - 210 Gls. HCl 33.3%

Aditivos : 8 Gls. HAI-75 (0.5%)
 80 Gls. MUSOL-A (5%)
 24 Gls. LO SURF-251 (1.5%)
 40 Gls. AS-5 (2.5%)
 8 Gls. CLA-STA II (0.5%)

- Mezcla E : 1,200 Gls. de solución CLAY-FIX + Aditivos
 1,176 Gls. Agua dulce

Aditivos : 60 Gls. MUSOL-A (5%)
 180 Lbs. CLAY FIX
 60 Gls. FRAC-FLO (5%)

4. Descripción del Reservorio

Formación : Chonta
 Miembro : Cetico (Capa 2)
 Porosidad, % : 23
 Permeabilidad, md. : 450
 Intervalo tratado : 9806 - 9822 (16 Ft.)

5. Descripción de la Ejecución del Trabajo

RTTS a 9774 Ft.
 Tubo perforado a 9809.4 Ft.
 V/C a 9709 Ft.
 Prueba de inyektividad (04.12.84) - Presión admisión
 200 PSI - 3/4 BPM.
 Bombeó 1,320 Gls. (31.4 Bls.) Mezcla A
 Bombeó 907 Gls. (21.6 Bls.) Mezcla B
 Bombeó alternadamente:
 168 Gls. (4.0 Bls.) Mezcla C
 272 Gls. (6.5 Bls.) Mezcla C
 440 Gls. (10.5 Bls.) Mezcla D...c/D/ 400C/ 400D/
 Bombeó hasta completar el volumen total de las mezclas
 C-D (4 bombeos cada uno)
 Bombeó 1,320 Gls. (31.4 Bls.) Mezcla E
 Desplazó con 56 Bls. diesel (admitió sin ninguna dificultad)

Presión Promedio bombeó = 700 (PSI)
 Conectó pozo a Tanques del equipo
 Devolvió 52 Bls. diesel
 Cerró LPR/abrió V/C
 Circuló de F/T 56 Bls. de agua salada
 Recuperó 52 Bls. de mezcla ácida gastada
 Circuló T/F 56 Bls. de diesel
 Cerró V/C - Abrió probador LPR
 Conectó a Tanques
 Devolvió 45 Bls. diesel
 Igual procedimiento recuperó mezcla ácida

a) Presión de Inyección: ND

b) Rate de Inyección : ND

6. Gal./Ft. de Tratamiento:

. Mezcla A	: 82.5 Gals./Ft.
. Mezcla B	: 56.7 Gls./ Ft.
. Mezcla C	: 110.0 Gls./Ft.
. Mezcla D	: 110.0 Gls./Ft.
. Mezcla E	: <u>82.5</u> Gls./Ft.
	441.7 Gls./Ft.

7. Prueba del Pozo

Antes del Tratamiento:

500 BOPD x 1500 BWPD x 2000 BFPD x 75% BSW. (Cetico Capa 2 y 4).

Después del Tratamiento:

1100 BOPD x 1200 BWPD x 2300 BFPD x 52% BSW (Cetico Capa 2).

8. Análisis del Tratamiento:

Se programó acidificar el pozo para remover el daño a la -

formación. Se aplicó el tratamiento Claysol.

Antes de efectuar el trabajo de acidificación se aisló la arena Cetico capa 4 y se amplió el baleo de Cetico capa 2 de 7 Ft. a 16 Ft. Debido a esto se atribuye principalmente que el incremento de producción sea por la ampliación de baleo y no por el tratamiento Claysol efectuado. Por lo tanto, el porcentaje de éxito es nulo para este trabajo.

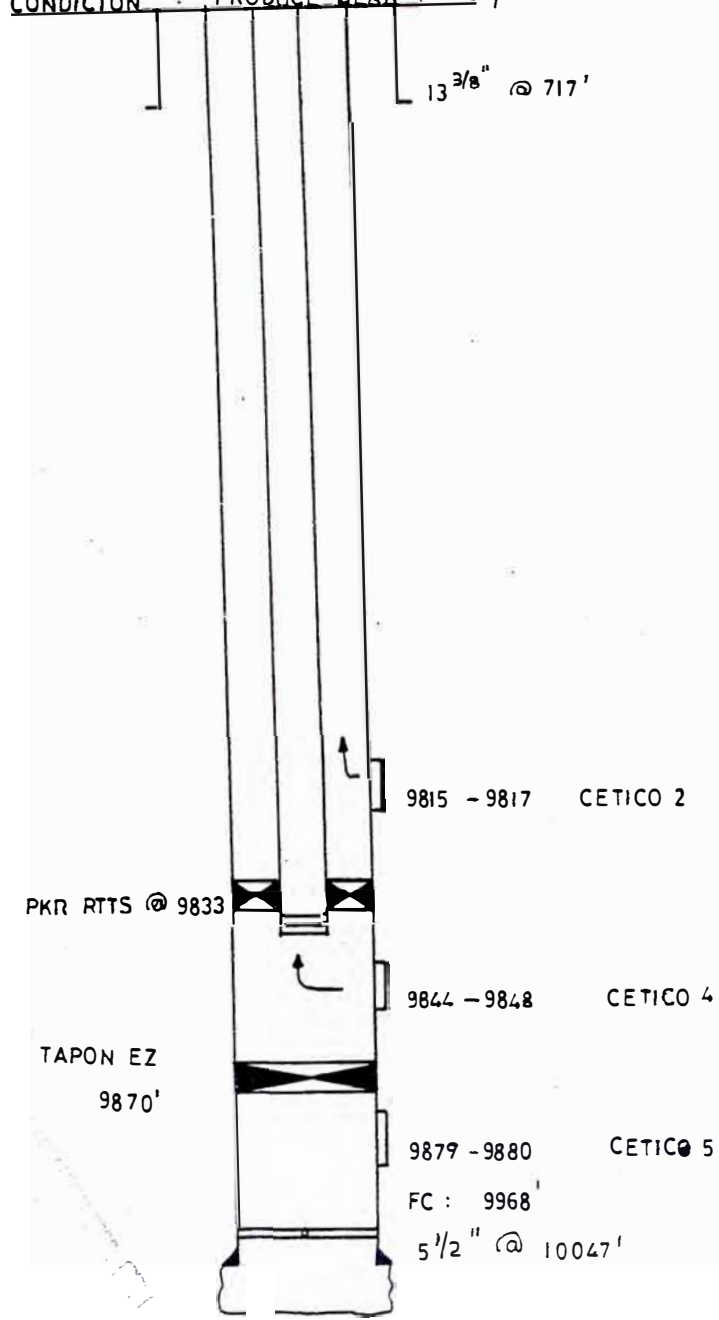
9. Se adjunta: - Diagrama de completación
- Curva de producción.

POZO 11-X

FECHA : 01/73

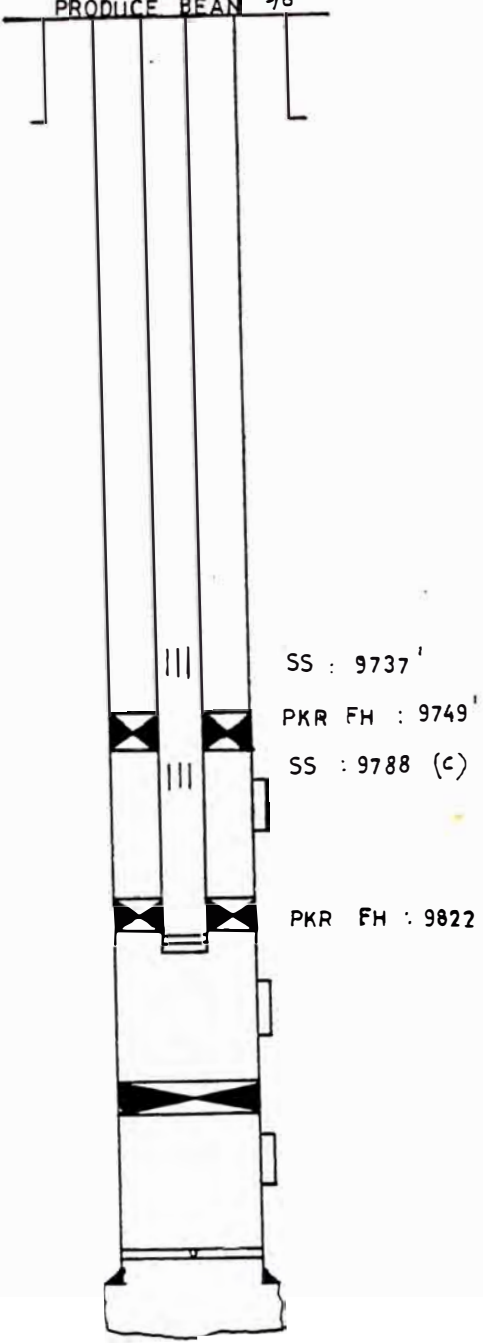
CONDICION : PRODUCE BEAN T:1/2", F:1/8"

13 3/8" @ 717'



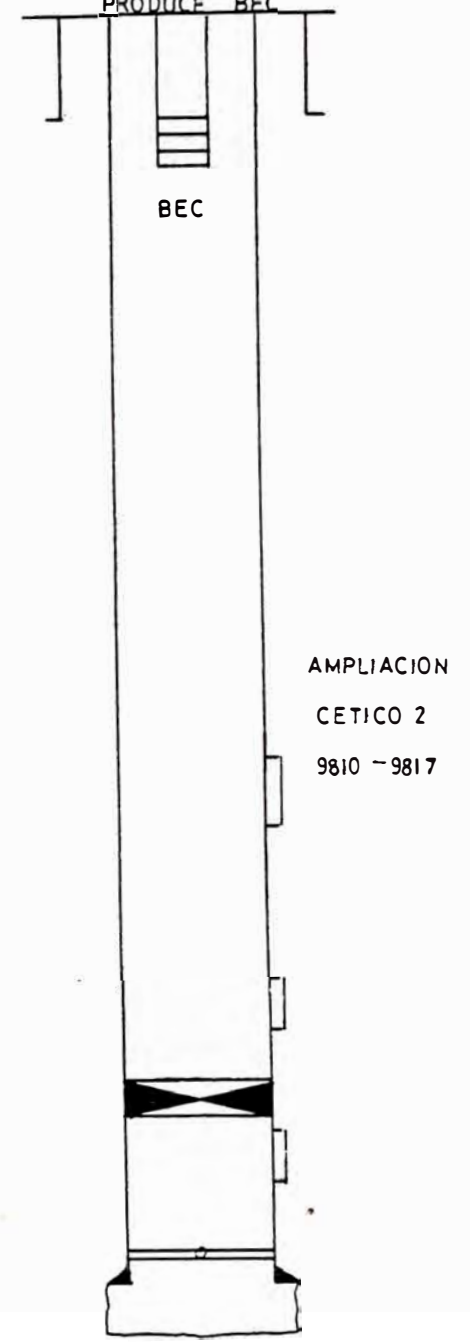
11/76

PRODUCE BEAN 3/8"



12/81

PRODUCE BEC



TWENTY YEARS BY RECORDS - 3 LOGS CALLS DATA BUILDING

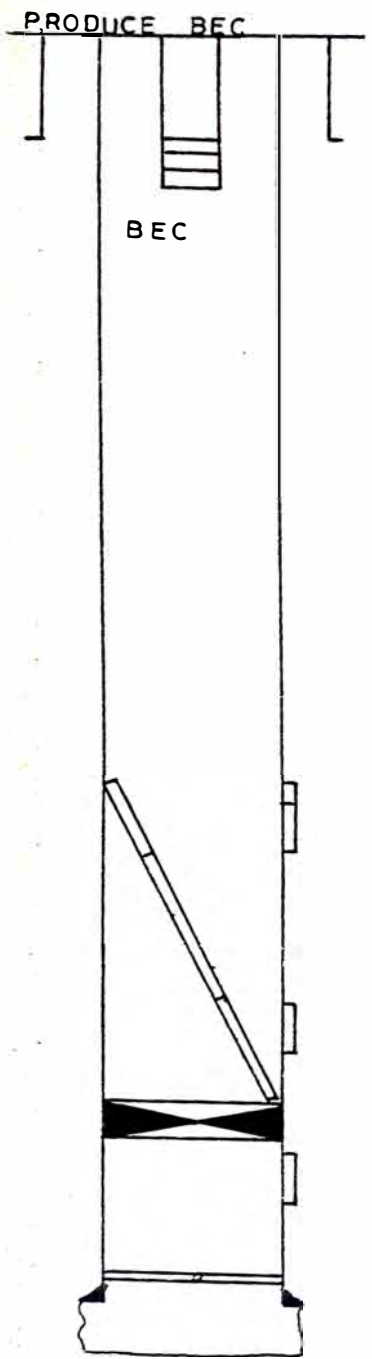
TA 10N L0

Graph Paper

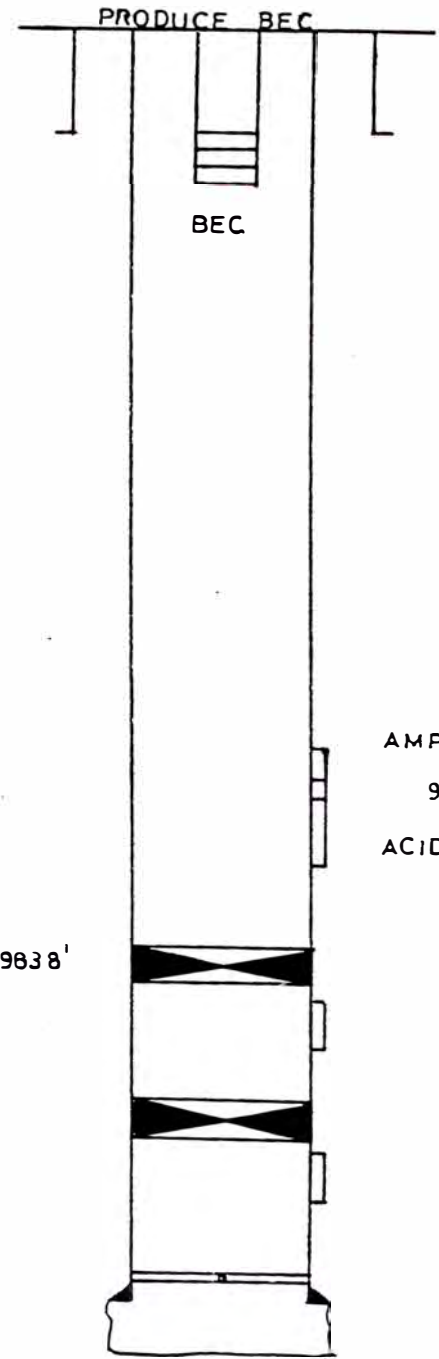
DIRECT FROM CORE - HOOK CO. HIGHLAND MASS 02542

BPD

07/83



12/84



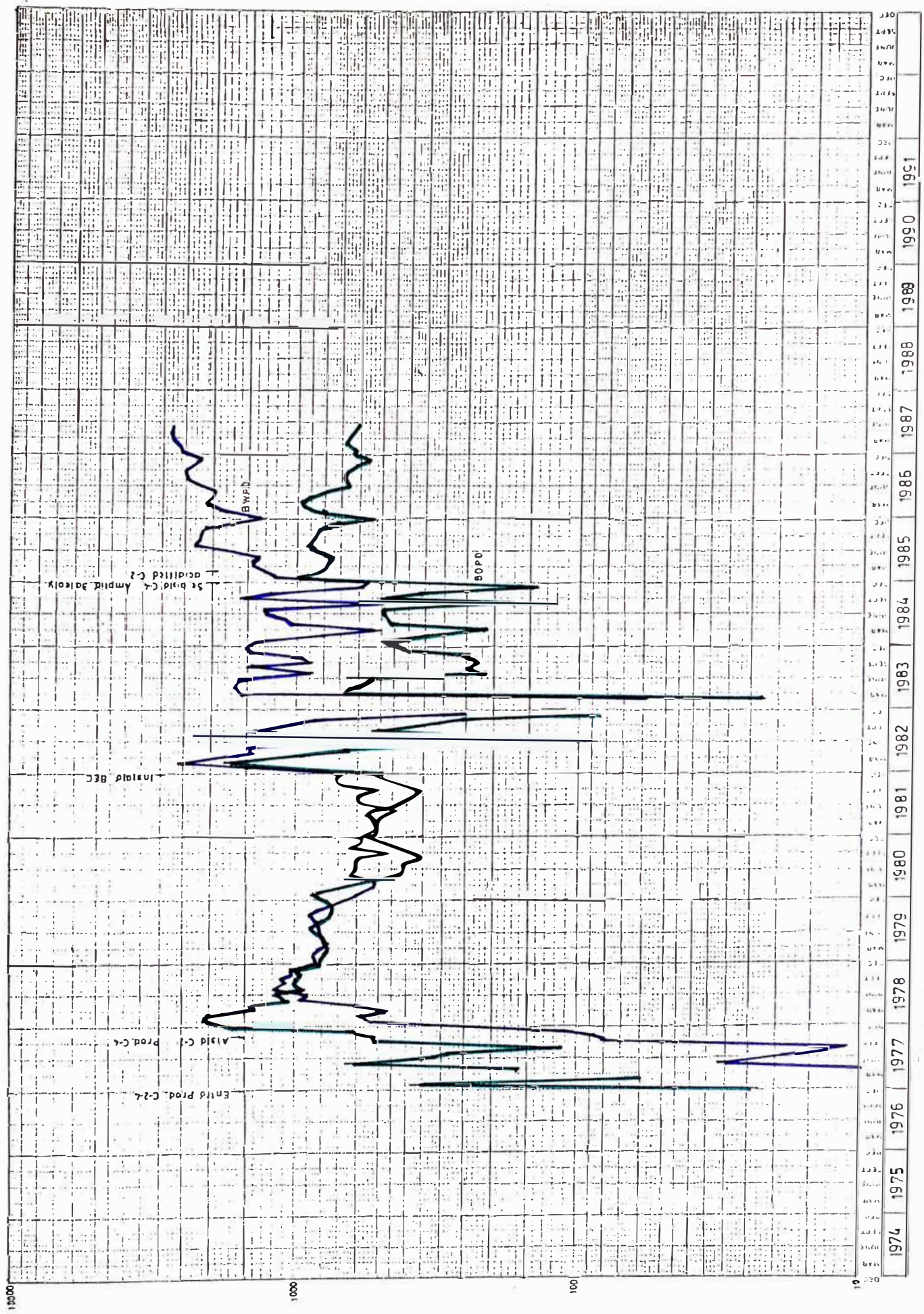
TAPON EZ @ 9838'

AMPLIACION CETICO 2

9806 - 9822

ACIDIFICACION CLAYSOL (05.12.84)

POZO 11-X



BPD

POZO : 7

AREA : Y

1. Fecha de Ejecución del Trabajo: 04.12.85
2. Tipo de Trabajo: ACIDIFICACION: Mud Clean-Out Agent (MCA)
3. Descripción del Trabajo Acido

1,099 Gls. HCl (15%)

Aditivos	:	10 Gls. HAI-75	(0.91%)
		30 Gls. MORFLO II	(2.73%)
		16 Gls. AS-5	(1.45%)
		5 Gls. LP-55	(0.45%)

4. Descripción del Reservorio

Formación : Chonta

Miembro : Cetico

Porosidad, % : 14.78

Permeabilidad, md. : 140

Intervalo tratado : 10,075 - 10,087 (12 Ft.)

5. Descripción de Ejecución del Trabajo

a) Presión de Inyección : 3,200 - 3,400 PSI
Presión Promedio 3,200 PSI

b) Rate de Inyección : Rate Promedio 1.0 BPM.

Probó líneas 4,500 PSI

Sentó Packer RTTS

Prueba de inyektividad : P = 3,400 PSI Q = 3.8 BPM

Desancló Packer RTTS

Desplazó ácido (27.6 Bls.) + 60 Bls. petróleo

Sentó RTTS 3,050 m. PT : 3,068.3

Inyectó con 28 Bls. de petróleo

Rate Promedio : 1.0 BPM

Presión Promedio 3,200 PSI
Desfogó, reversó F/T recuperando mezcla ácida.

6. Gal./Ft. de Tratamiento: 92 Gal./Ft.

7. Prueba del Pozo.

Antes del Tratamiento:

864 BOPD x OBWPD x 200 PSI x 3/4" x 42.2 °API
(3° Apertura DST ejecutado el 16.12.80)

Después del Tratamiento:

744 BOPD x 2 BWPD x 140 PSI x 3/4"
(3° Apertura DST efectuado 08.12.85)

8. Análisis del Tratamiento:

Se programó acidificar el pozo para remover el daño a la formación, detectado en el DST tomado el 16.12.80. La formación fue tratado con Mud Clean-Out Agent (MCA) adicionándole un inhibidor de incrustaciones (LP-55).

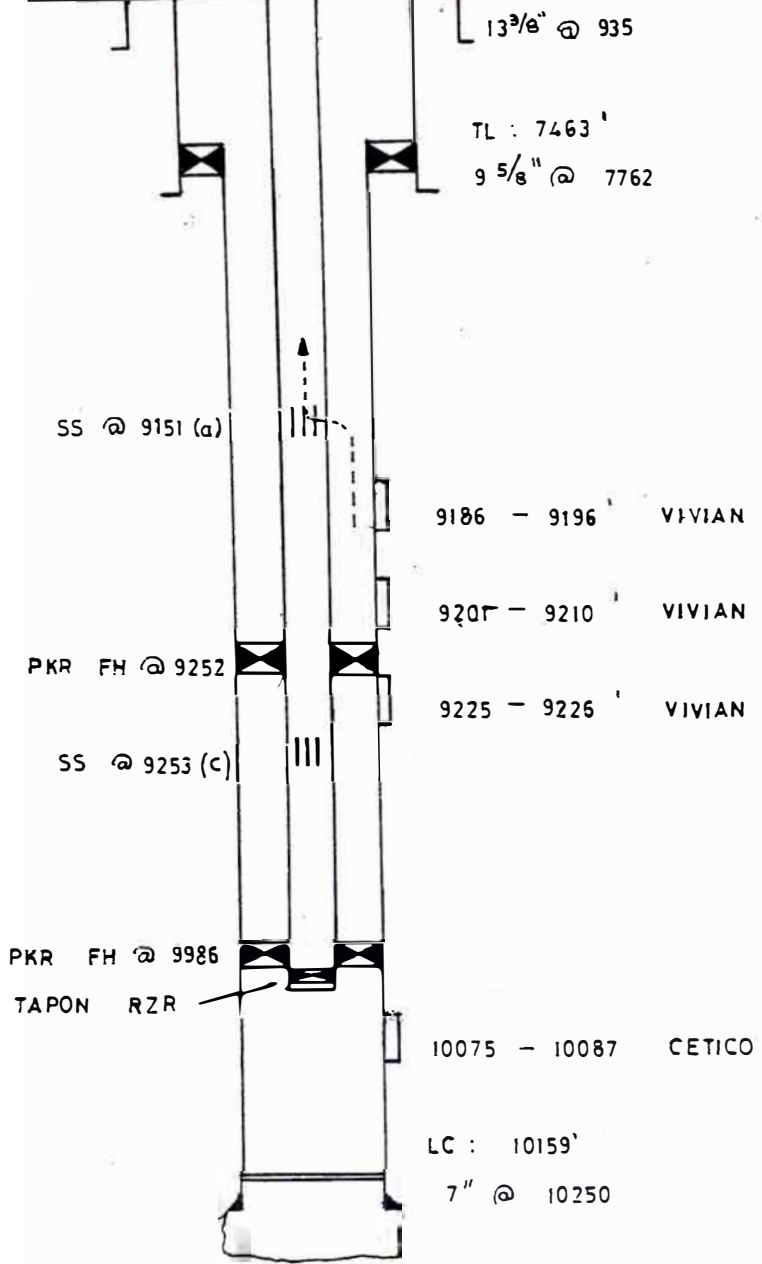
Aunque durante la 3° Apertura del DST efectuado el 08.12.85, después del ácido, no se logró obtener una producción mayor a la DST anterior (16.12.80), sin embargo se alcanzó un índice de productividad mayor, lo que determina que el % de éxito sea de 43%.

9. Adjunto : - Diagrama de completación
- Curva de Producción
- Chart de trabajo.

POZO 7-Y

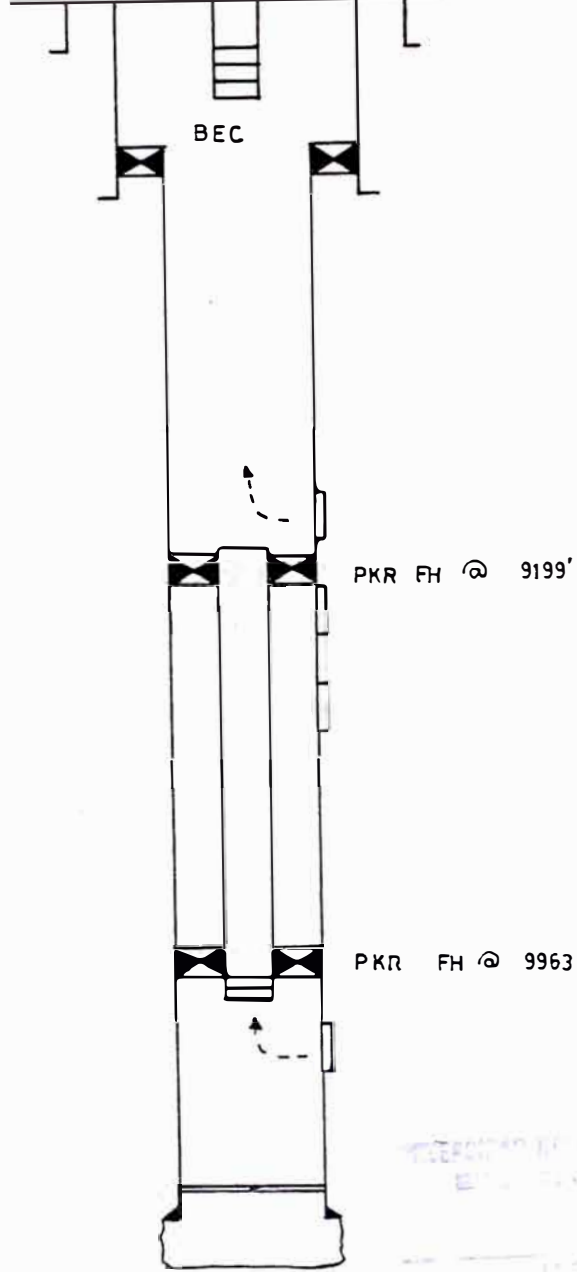
FECHA : 05/81

CONDICION: PRODUCE BEAN 1/4



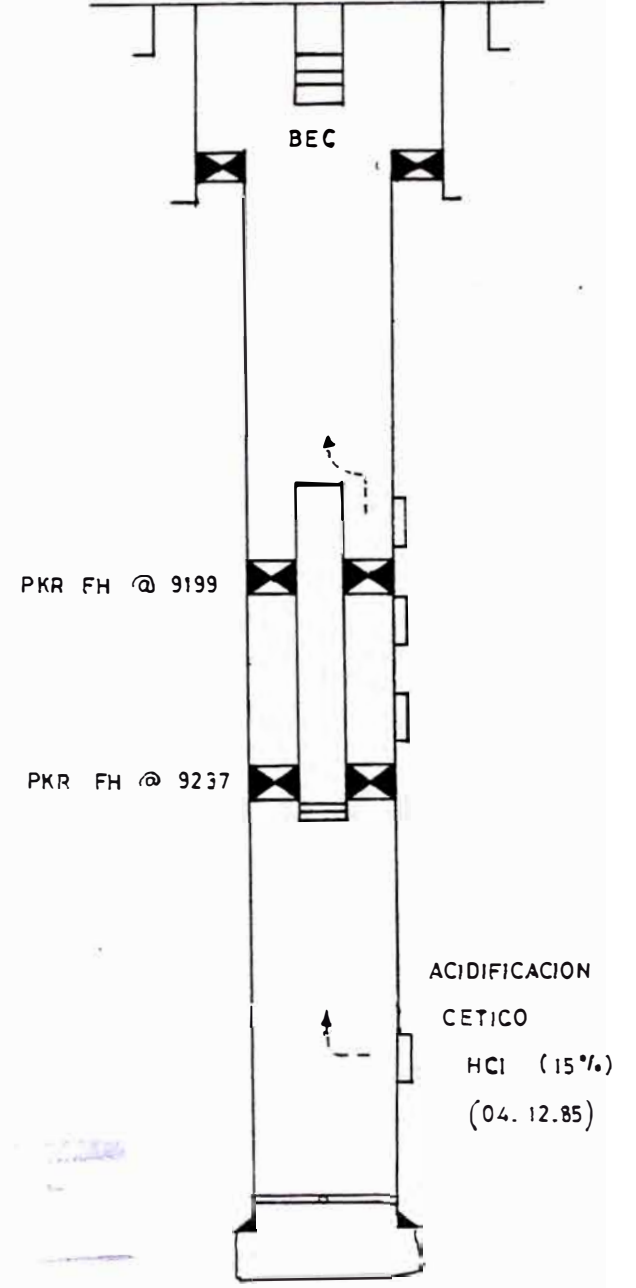
07/85

PRODUCE BEC

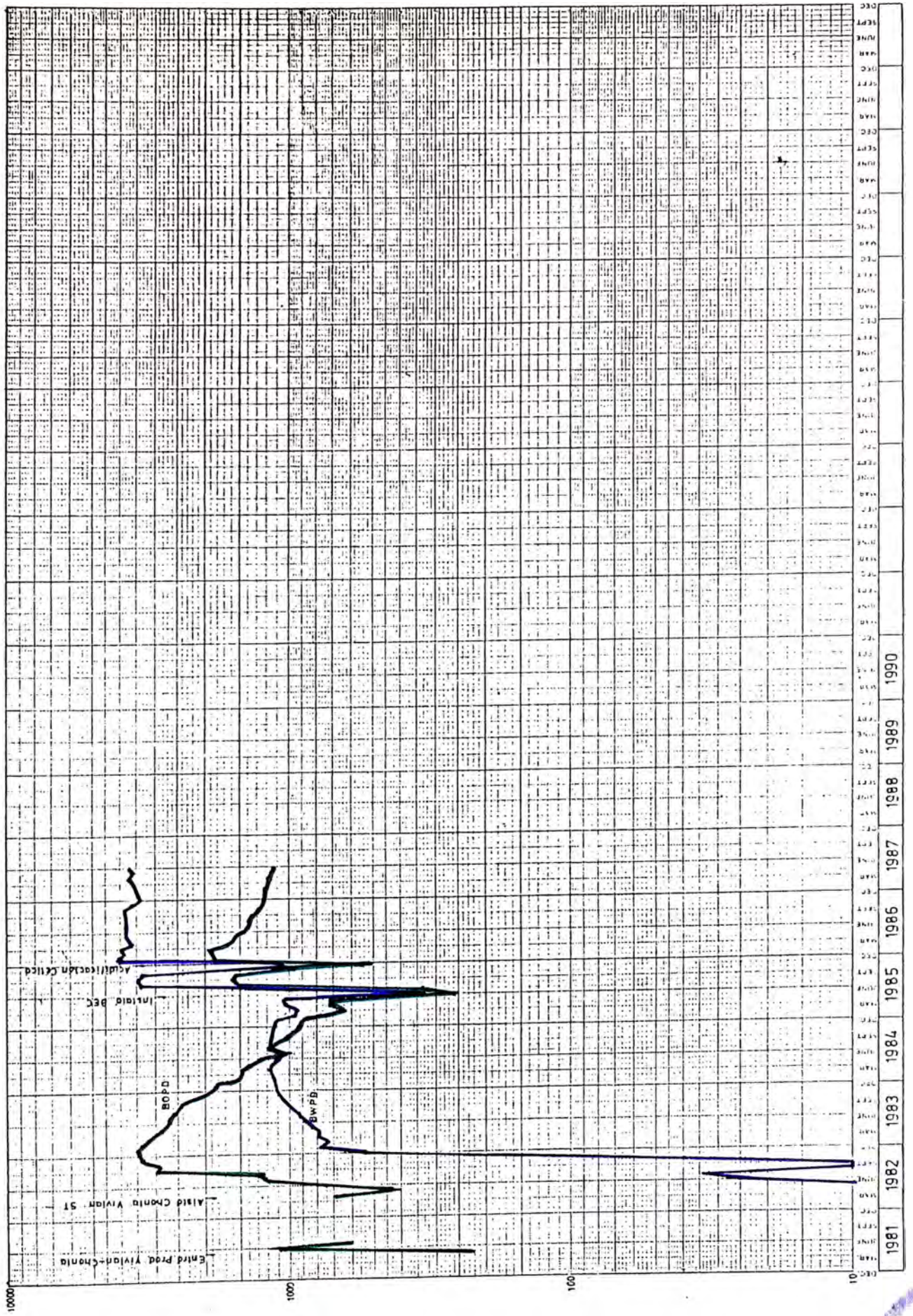


12/85

PRODUCE BEC

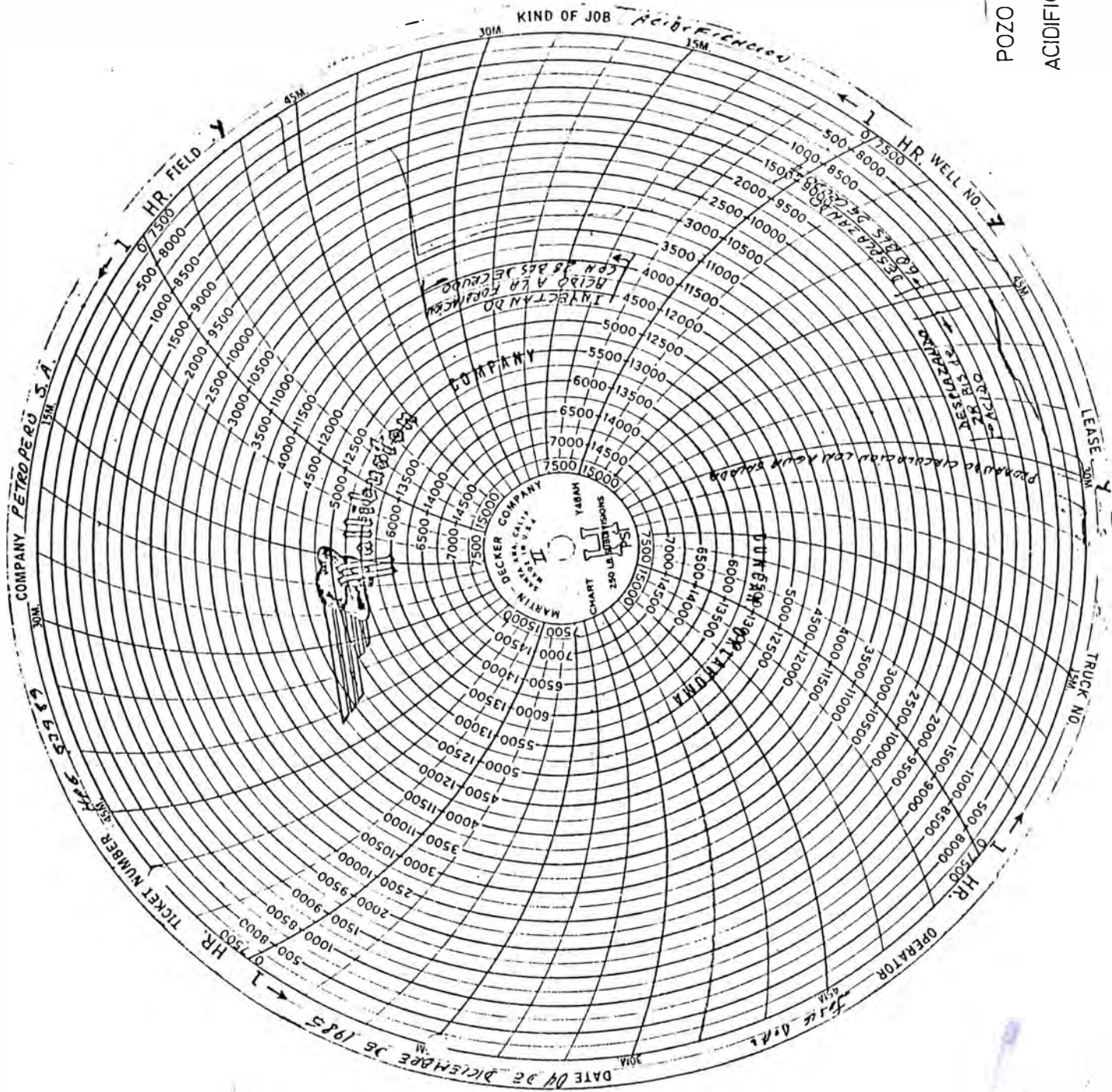


POZO 7-Y



TWENTY YEARS BY KEITHS - 130001 CYCLE MARIO RIVERA
14 JAN 80
DIRECT FROM CODEA DPOK CO. HONOLULU, HAWAII, U.S.A.
Graph Paper

BPD



POZO 7-Y
 ACIDIFICACION

ANEXO II

TRATAMIENTO CON SOLVENTE EFECTUADOS EN
SELVA NORTE

POZO : 22AD

AREA : W

1º Trabajo

1. Fecha de Ejecución del Trabajo : 17.07.84

2. Tipo de Trabajo: (ESTIMULACION POR SOLVEBTE)

3. Descripción del Trabajo con Solvente:

1,597 Gls., mezcla solvente

Componentes	:	950 Gls. Diesel	(59.5%)
		522 Gls. Paragon	(32.7%)
		110 Gls. Musol A	(6.9%)
		15 Gls. Hyflo IV	(0.9%)

4. Descripción del Reservorio:

Formación : Vivian

Porosidad, % : 20

Permeabilidad, md.: 1,500 md.

Intervalo tratado : 11,194 - 11,202 (8Ft.)

5. Descripción de Ejecución del Trabajo:

a) Presión de Inyección : 3,500

b) Rate de Inyección : ND.

Probó línea superficie : 4,300 PSI

Desplazó 1,597 Gls. solvente + 59.2 Bls. agua salada tratado con 25 Gls. Morflo II.

Sentó Packer RTTS

Inyectó solvente a la formación con una Presión máxima = 3,500 PSI (920 Hesitadas)

Inyectó 17.1 Bls. de solvente en 20 Hesitadas

Decidió dar por terminado el trabajo al notar que la admisión del fluido era cada vez más difícil.

6. Gal./Ft. de Tratamiento

Trabajo : 88 Gls./Ft.

Programado : 195 Gls./Ft.

7. Prueba del PozoAntes del Tratamiento

No produce

BEC inoperativa, motor quemado.

Alcanzó una producción de:

04.05.84 635 BOPD x 2158 BNPD x 2793 BFPD x WO x 78 PSI
x 77.26% BSW x 68 AL.

Después del Tratamiento

14.08.84 608 BOPD x 2172 BWPD x 2780 BFPD x WO x 65 PSI x
78.13% BSW x 730% AL.

POZO : 22AD

AREA : W

2º Trabajo

1. Fecha de Ejecución del Trabajo: 30.04.85
2. Tipo de Trabajo: ESTIMULACION POR SOLVENTE
3. Descripción del Trabajo con Solvente

1,145 Gls. Mezcla Solvente

Componentes	:	690 Gls. Diesel	(60.3%)
		330 Gls. Paragon	(28.8%)
		110 Gls. Musol A	(9.6%)
		15 Gls. Hyflo IV	(1.3%)

4. Descripción del Reservorio:

Formación : Vivian
 Porosidad, % : 20
 Permeabilidad, md.: 1,500
 Intervalo tratado : 11,194 - 11,202 Ft.

5. Descripción de Ejecución del Trabajo

a) Presión de Inyección : 3,000 x 3,900 PSI.
 b) Rate de Inyección : 0.26 BPM
 Rebaleó intervalo : 4 tiros/Ft.
 Probó tope de lana : OK.
 Bombeó mezcla solvente + agua salada
 Sentó Packer RTTSa 11,136 y Punta de tubo 11,196
 Inyectó 8 Bls solvente hasta 3,250 PSI
 5 hesitantos 4 Bls. Presión máxima 3,500 Presión mínima
 = 2,500 PSI 1 Bls./hesitada
 Al trabajar con 4,000 PSI P = 3,900 PSI admitió
 P = 3,000 PSI y con un rate de 0.612 Bls./mín.
 Instaló BEC.

6. Gal./Ft. de Tratamiento:

Radial : 63 Gal./Ft.
Lineal : 80 Gal./Ft.
Total : 143 Gal./Ft.

7. Prueba del PozoAntes del Tratamiento

No produce:

Antes de cerrar el pozo, se observa en los meses de enero, febrero, marzo 1985, una brusca disminución de flujo total.

Después del Tratamiento

28.05.85 665 BOPD x 2414 BHPD x 3079 BFPD x WO x 85 PSI x
78.40% BSW x 73% AL.

POZO : 22AD

AREA : W

3º Trabajo

1. Fecha de Ejecución del Trabajo: 08-09/06/85
2. Tipo de Trabajo: Tratamiento con INHIBIDOR DE INCRUSTACIONES.

3. Descripción del Trabajo con Inhibidor de Incrustaciones:

1,160 Gls. MEZCLA ANTI-INCRUSTANTE.

Componentes	:	1,050 Gls. agua salada	
		55 Gls. LP-55	4.7%
		55 Gls. TRI-S	4.7%

4. Descripción del Reservorio:

Formación : Vivian
 Porosidad, % : 20
 Permeabilidad, md.: 1,500
 Intervalo tratado : 11,194 - 11,202 (8 Ft.)

5. Descripción de Ejecución del Trabajo:

Desplazó mezcla inhibidora con agua salada

Sentó RTTS

Al iniciar inyección se nota retorno por forros

Volvió a maniobrar para sentar RTTS con v/c

Reinició bombeó. Al alcanzar 2,850 PSI, para bombeó hasta P=1,900 PSI.

Volvió a inyectar a partir P = 3,250 PSI, la formación admitió, Presión Promedio = 2,800 PSI y Rate Promedio = 0.65 BPM.

Se chequeó casing 95/8", tope de lana, casing 7" con presión en cabeza de 1000 PSI durante 10 minutos.

- a) Presión de Inyección : 2,800 PSI
 b) Rate de Inyección : 0.65 BPM

6. Gal/Ft, de Tratamiento: 145 Gls./Ft.

7. Prueba del Pozo

Antes del Tratamiento:

665 BOPD x 2,414 BWPD x 3,079 BFPD x WO x 85 PSI x 78.40%
 BSW x 73% AL

Después del Tratamiento:

22.07.85 668 BOPD x 2350 BWPD x 3018 BFPD x WO x 75 PSI
 x 77.87% BSW x 73% AL.

8. Análisis de los Tratamientos:

En este pozo se ejecutaron dos trabajos de estimulación con solvente y un tratamiento con inhibidor de incrustaciones.- Todos estos trabajos sólo han podido ser evaluados por niveles de producción y no por prueba de formación. (No se programaron pruebas de formación para ningún trabajo).

En el primer solvente solo se logró inyectar el 42% del solvente programado. Las condiciones de producción fueron restituidas con la instalación de un conjunto electrocentrífugo (BEC), pero esta bomba solo trabajó 65 días. Al retirarse la instalación se encontraron incrustaciones. Muestras de estas incrustaciones fueron analizadas por dos compañías de Servicio encontrando incrustaciones de bario y estroncio, que como es de conocimiento no son solubles químicamente.

Para ellos se programó un segundo trabajo de tratamiento con solvente. Antes de efectuar la inyección se rebaleó el intervalo perforado. Al efectuar el 2º trabajo se fracturó

La formación admitiendo a una presión de 3,000 PSI y un rate de 0.61 BPM. De acuerdo con el reporte, el 44% de la mezcla solvente admitió en forma radial y el 56% lo hizo en forma lineal. Después de 15 días de producción continua, estuvo produciendo en forma normal con un corte de 78% (similar que antes del segundo tratamiento con solvente).

Para evitar las formaciones de incrustaciones de bario y estroncio detectada en el pozo, se programó la inyección de un inhibidor de incrustaciones (LP-55, producto Halliburton) como tercer trabajo.

Tanto en los dos trabajos de tratamiento con solvente, como en la inyección del inhibidor de incrustaciones, se observa un período inicial de menor producción. La restricción de flujo es causado por la inyección de los fluidos de tratamiento y es eliminado después de 10 días de producción continua. Es probable que la mezcla usada no sea la apropiada y requiera una mayor cantidad de surfactante.

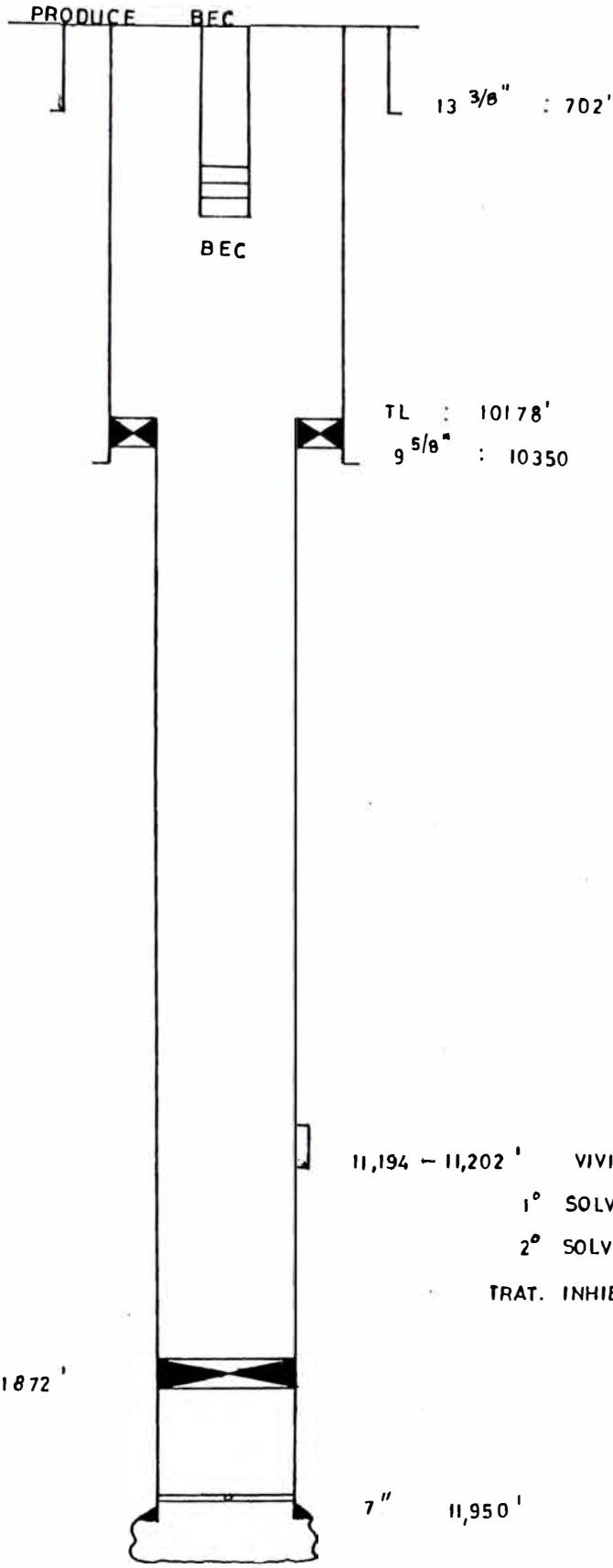
La existencia de incrustaciones bario y estroncio fue el principal problema observado en este pozo y fue solucionado con el rebaleo del intervalo productivo. Los tratamientos de solvente programados para este pozo fueron innecesarios.

9. Adjunto :
- Diagrama de completación del pozo
 - Curva de producción
 - Chart de trabajo (1^o, 2^o y 3^o tratamiento).

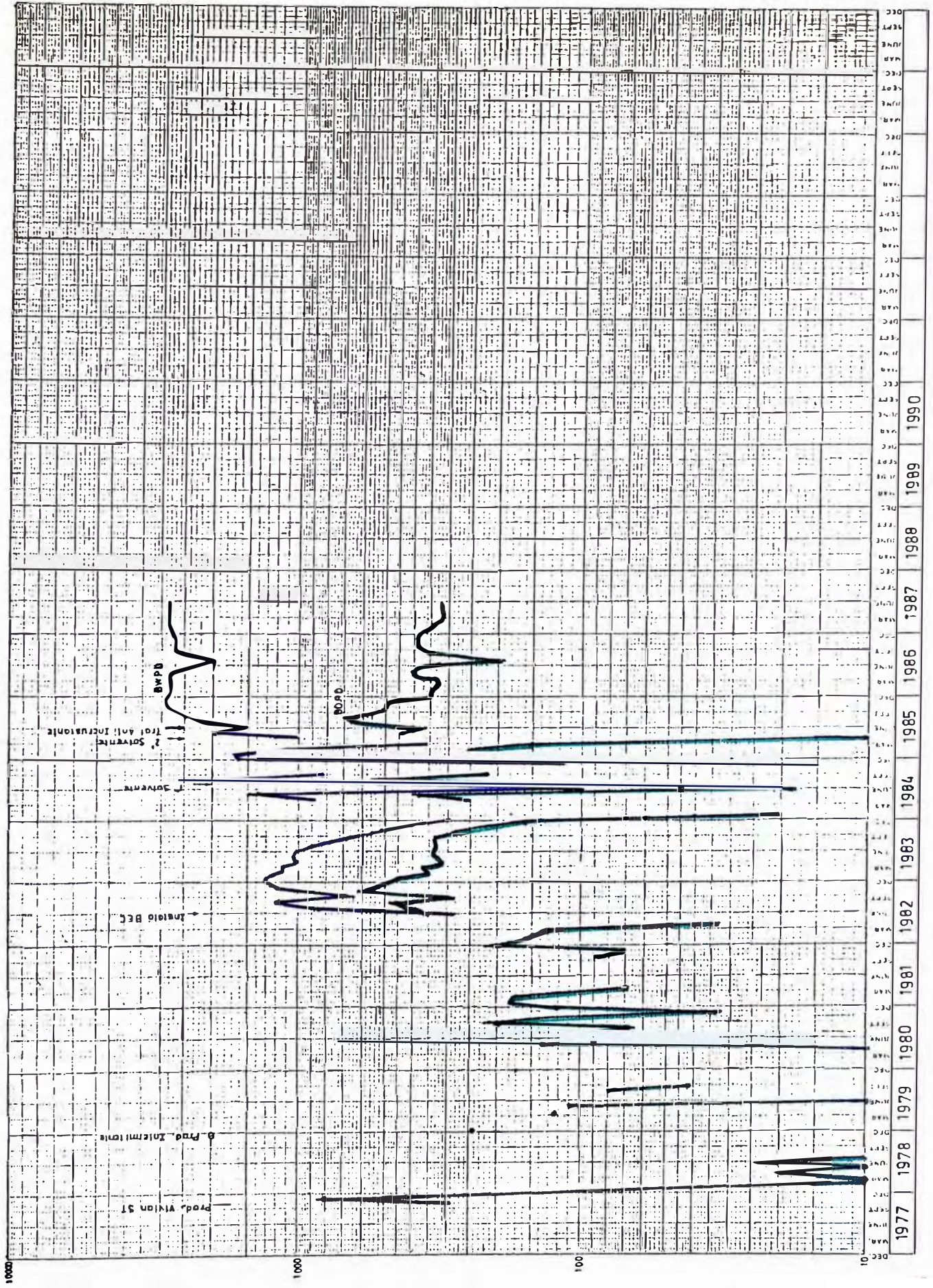
POZO 22 AD-W

FECHA :
CONDICION :

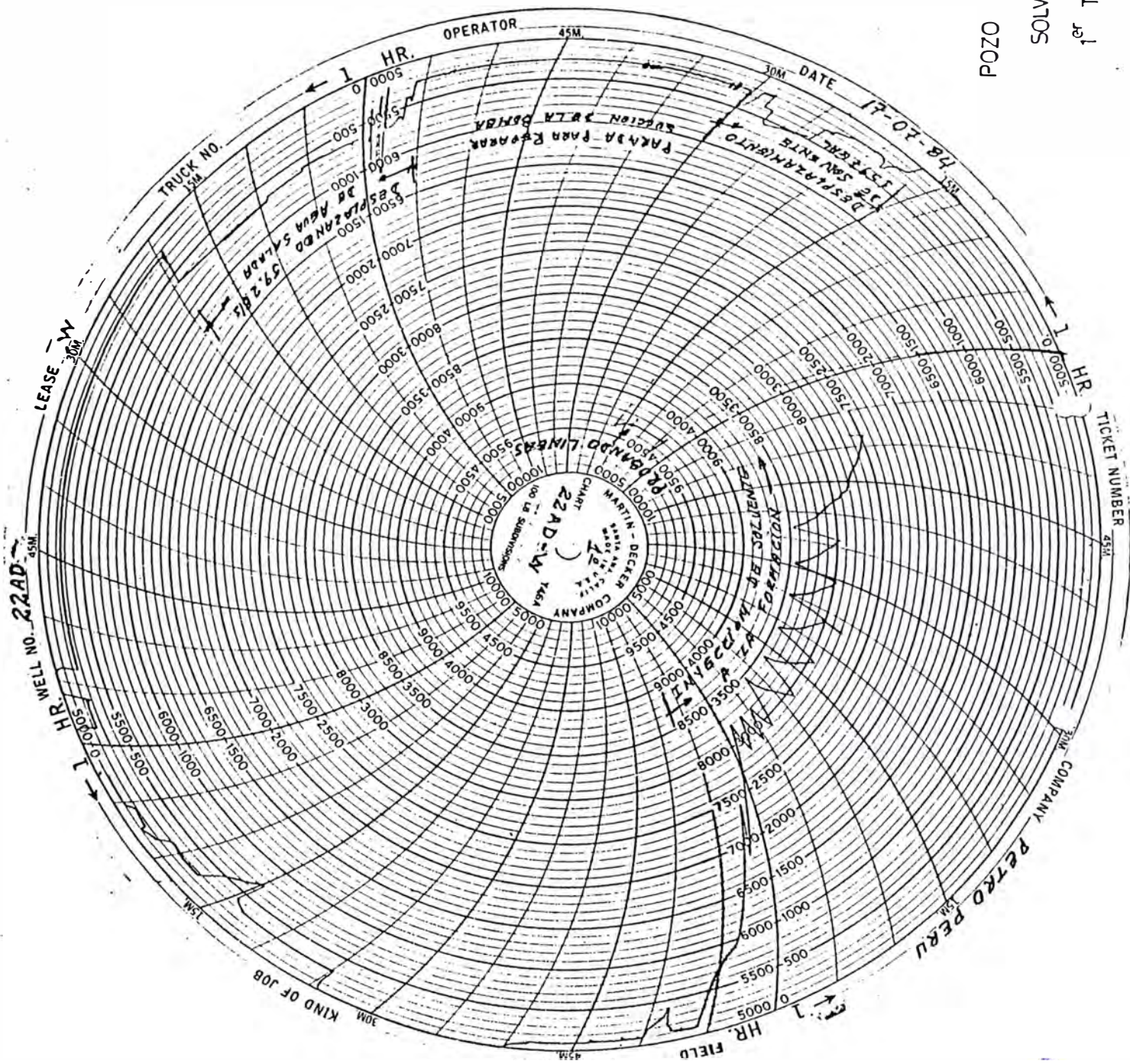
06/85



POZO 22AD-W



BPD



POZO 22AD-W

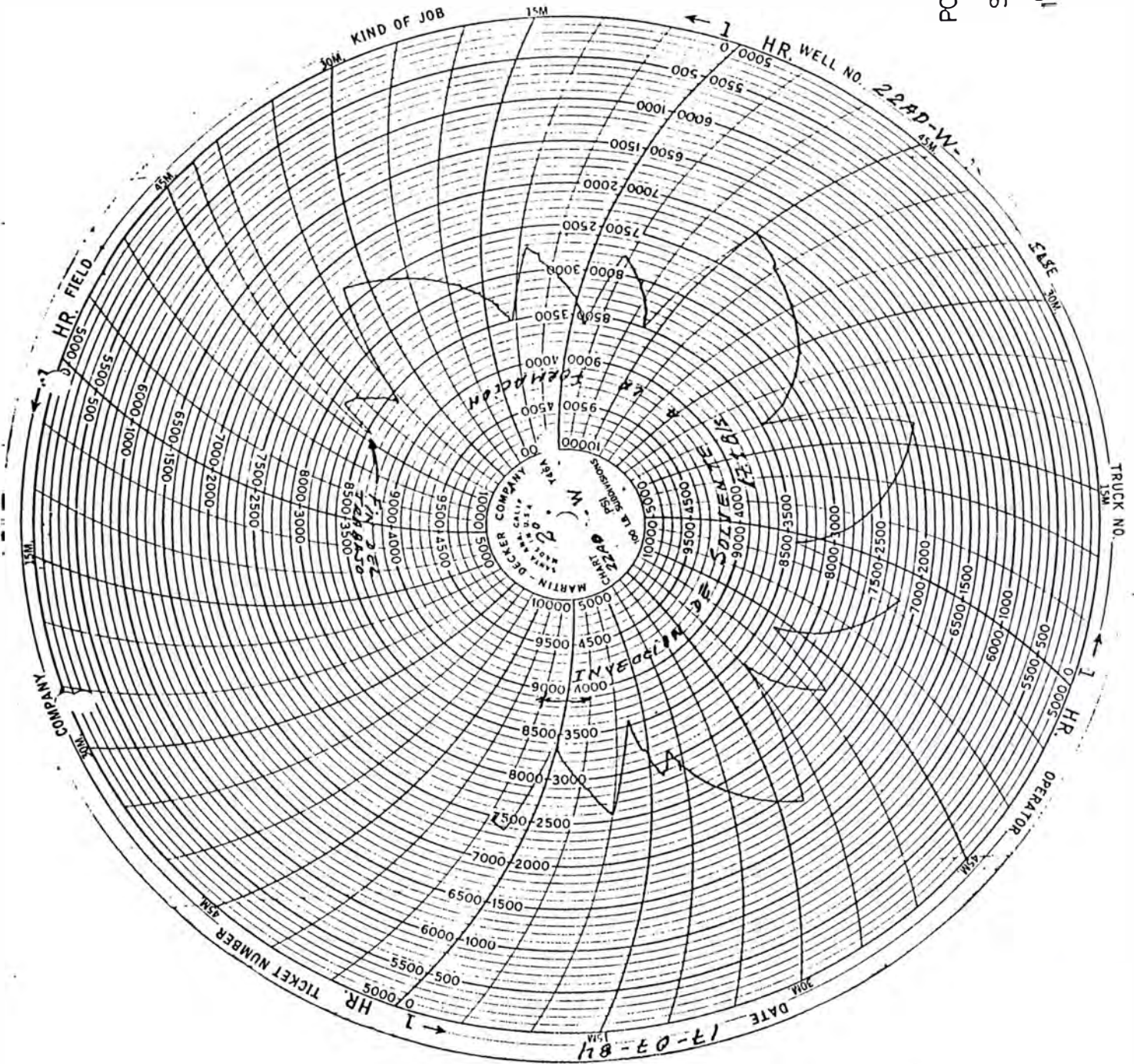
SOLVENTE

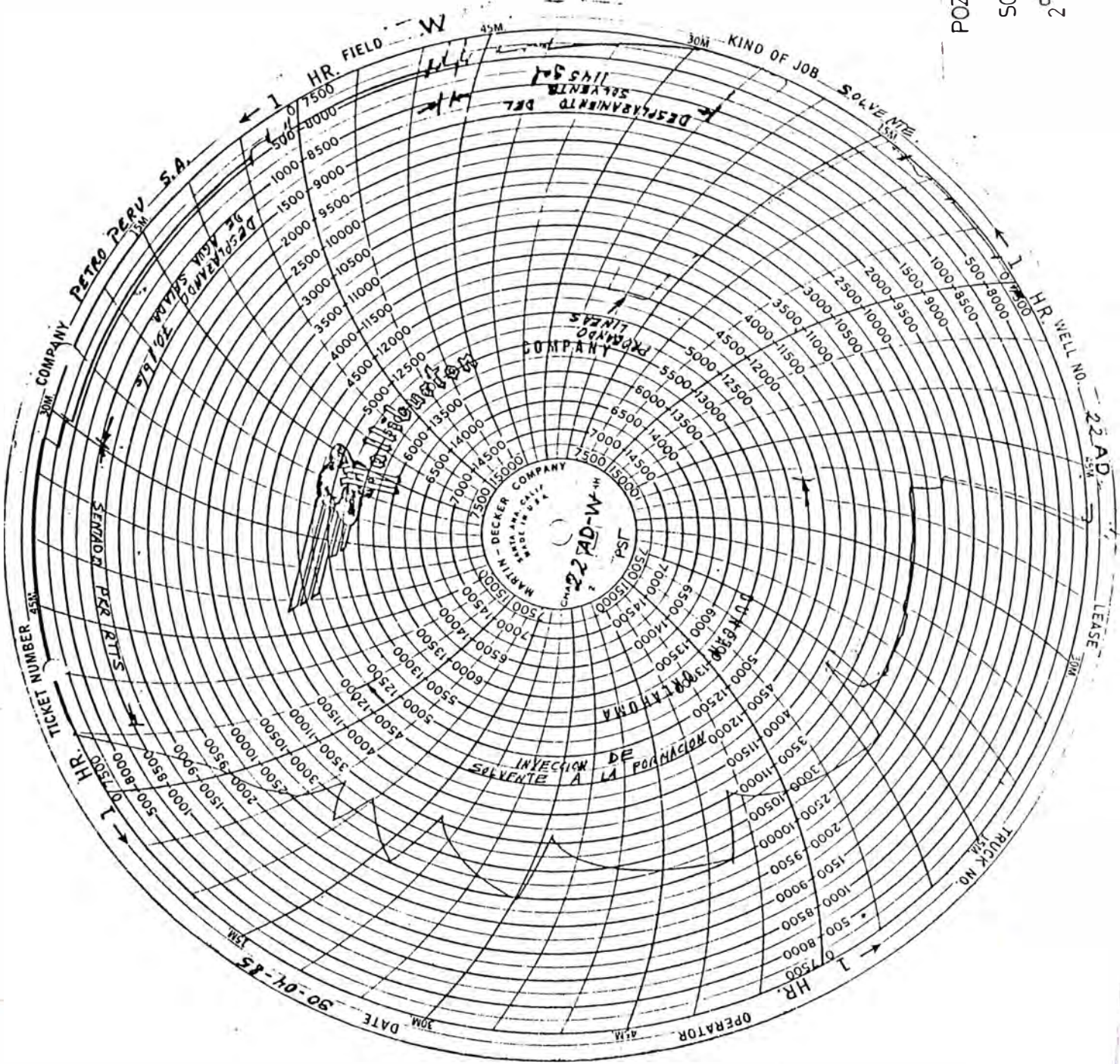
1er Trabajo

POZO 22AD-W

SOLVENTE

1er Trabajo

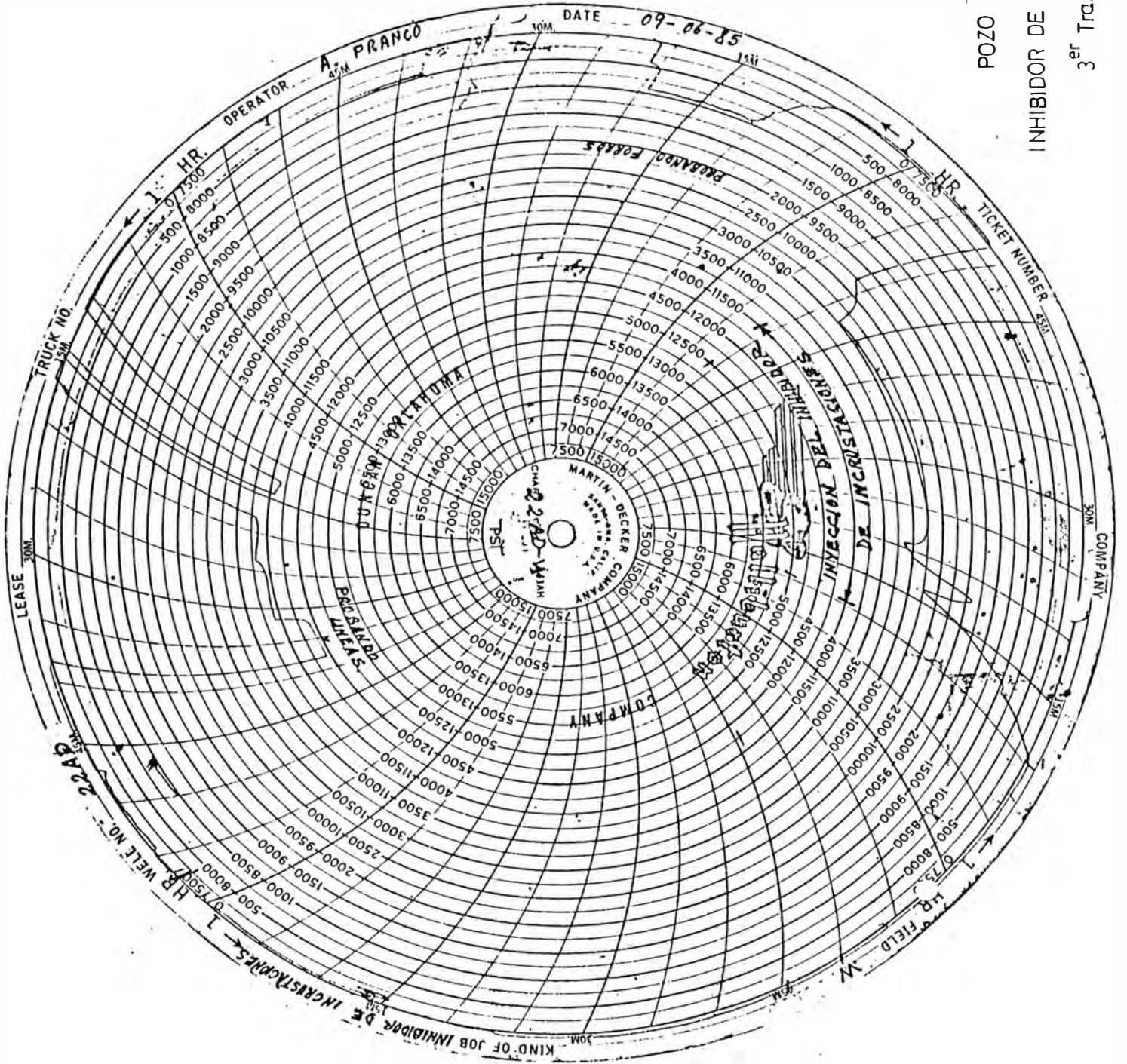




POZO 22 AD-W

SOLVENTE

2^{do} Trabajo



POZO 22AD-W

INHIBIDOR DE INCRUSTACIONES

3er Trabajo

POZO : 54D

AREA : W

1. Fecha de Ejecución del Trabajo: 23.09.84
2. Tipo de Trabajo: ESTIMULACION POR SOLVENTE
3. Descripción del Trabajo con Solvente:

680 Gls. Mezcla Solvente

Componentes	:	400 Gls. Diesel	(58.8%)
		220 Gls. Paragon	(32.3%)
		55 Gls. Musol A	(8.1%)
		5 Gls. Hyflo IV	(0.8%)

4. Descripción del Reservoirio:

Formación : Vivian
 Porosidad, % : 20
 Permeabilidad, md.: 1,500
 Intervalo tratado : 11,058 - 11,063 (5 Ft.)

5. Descripción de la Ejecución del Trabajo:

- a) Presión Inyección : 4,000 - 2,500 PSI (Inyección tipo Hesitación)
 - b) Rate Inyección : 0.14 BPM.
- Probó líneas 4,800 PSI.
 Preparó bombeo mezcla - 80 Bls. agua salada a Q=3.2 BPM.
 Sentó Packer RTTS.
 Inyectó tipo hesitación Presión máxima = 4,000 PSI
 Presión mínima = 3,500, 42 Hesitadas Q=0.14 BPM.

6. Gal./Ft. de Tratamiento: 136 Gal./Ft.

7. Prueba del Pozo:Antes del Tratamiento:

15.04.84 195 x 439 x 634 x WO x 40 PSI x 69.24 BSW x 68AL

Después del Tratamiento:

10.10.84 104 x 266 x 370 x WO x 36 x 71.89 x 70

02.1184 266 x 599 x 865 x WO x 40 x 69.25 x 68.0

8. Análisis del Tratamiento:

El tratamiento con solvente fue programado con la finalidad de aumentar la productividad del pozo (600 BFPD). Después del tratamiento se logró un incremento inicial de 65-BOPD y un incremento de fluido total de 230 BFPD, a pesar de que el conjunto BEC instalado después del tratamiento, era de menor rango de producción que el que tenía instalado anteriormente.

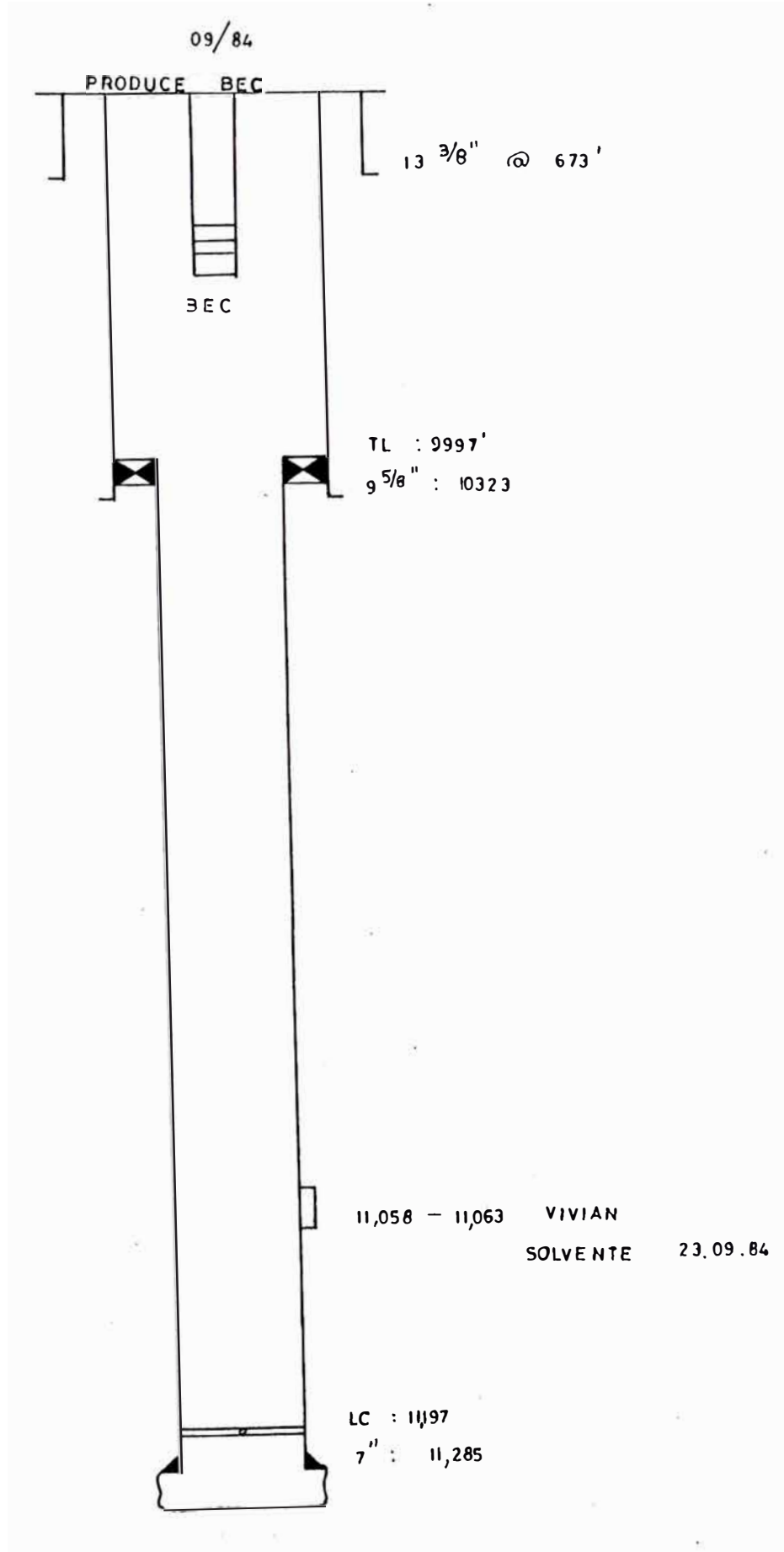
La inyección del fluido de estimulación fue del tipo hesitación debido a la baja admisión de la formación.

Al igual que los tratamientos con solventes efectuados en el pozo 22, se observa una restricción de flujo inicial una vez puesta en producción el pozo.

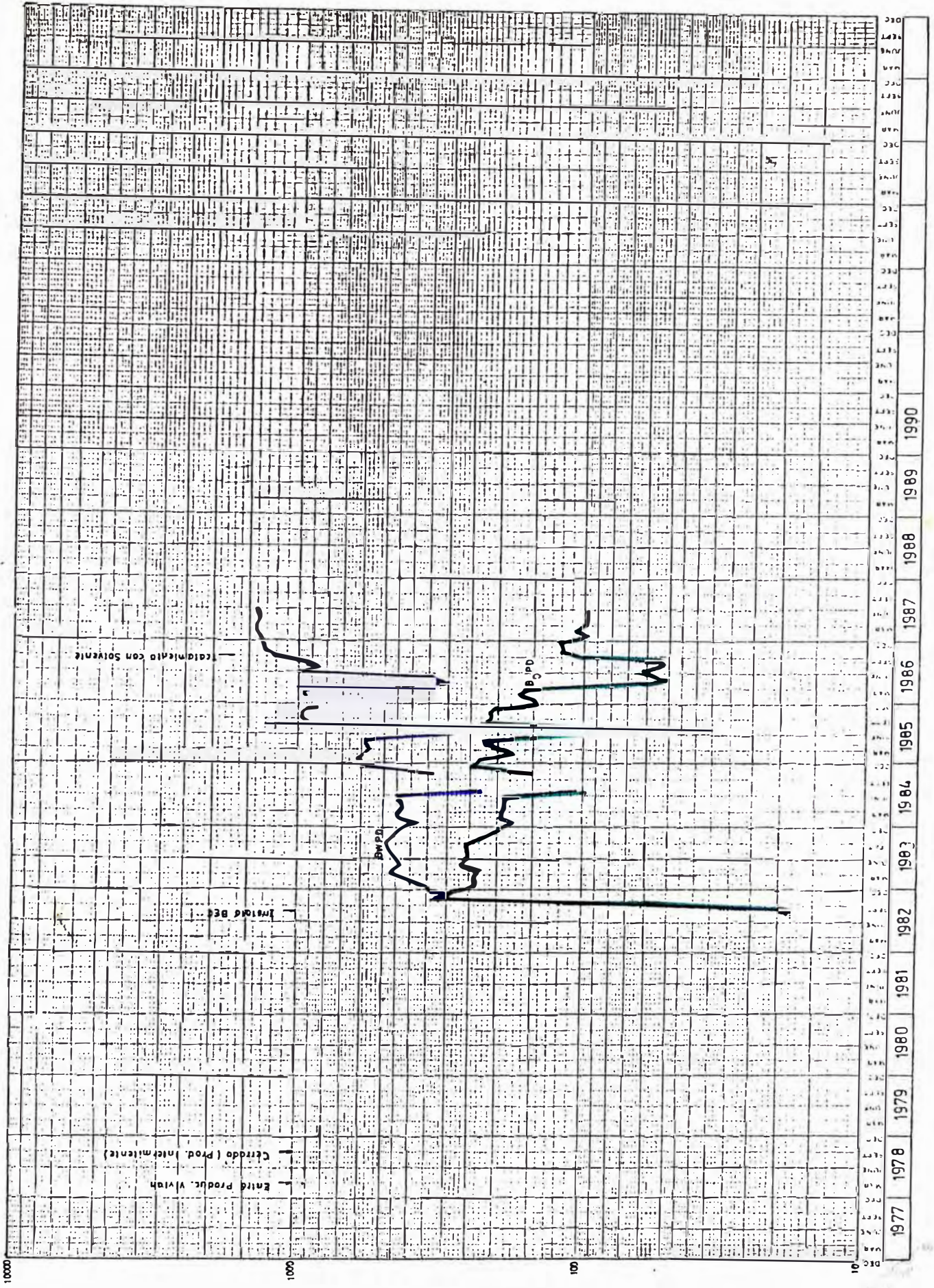
9. Adjunto :
- Diagrama de completación
 - Curva de producción
 - Chart de trabajo.

POZO 54 D-W

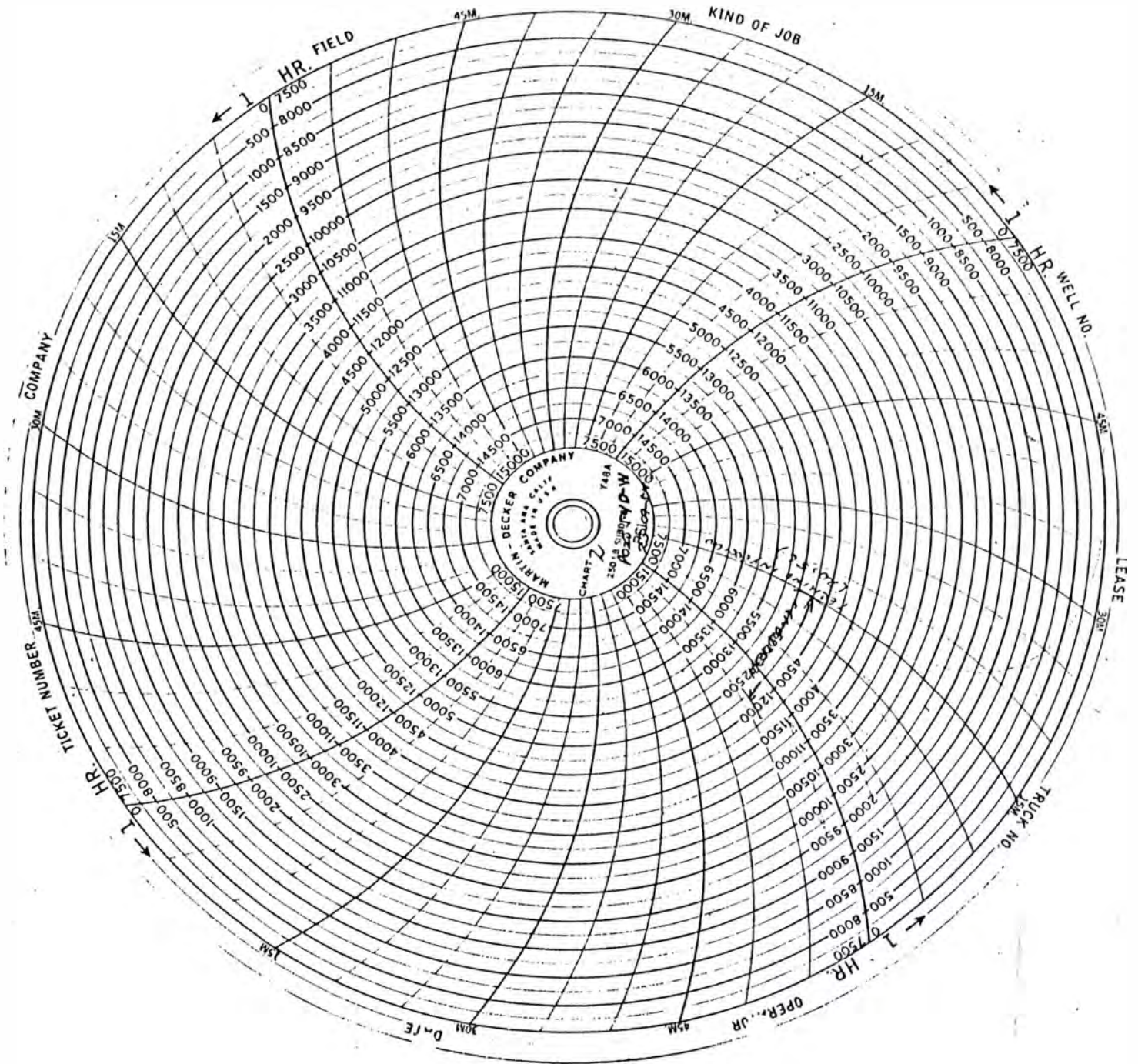
FECHA
CONDICION



POZO 54D-3A



BPD



BIBLIOGRAFIA

1. Garaicochea Francisco, "Designing HF- HCl acid Jobs for sandstone stimulation" World oil, Mayo 1983.
2. Douglas Patton and William A. Abbott, "Well Completion- and workover" Partes 1 - 22, petroleum Enginner, Abril- 1979 - Febrero 1982.
3. Gidley J.L., Ryan J C, T.D. Mayhill "Study of the field aplication of sandstone, Acidicing" J.P.T., Noviembre,- 1976.
4. Williams, B.B. Gidley, J.L. and Schechter; "Acidicing - Fundamentals" Society of Petroleum Enginners Monograph, 6 (1979).
5. Allen, T.O. and Roberts A.P.: "Production Operations:- Well Competions workovers and Stimulation," OGCI (1978).
6. API RP 42, Recommended Practice for laboratory testing of Surface Active Agents for well stimulation, 2nd. Ed. (Jan. 1977).
7. Christopher M. Shaughnessy, Kenneth R. Kunze "Unders tanding Sandstone Acidizing Leads to Improved Field Practices", JPT, Julio 1981.
8. Thomas RL, Crowe C.W., "Matrix treatment employs New Acid System for stimulation and control fo fines Migra- tion in sandstone Formations", J.P.T. Agosto 1981.
9. Mc Cune C.C., Anult J.W., "Reservoir Properties Affen - ting Matrix Acid Stimulation of Sandstones", J.P.T. Ma- yo 1975.

10. Hall B.E., "A new Technique for Generating In-situ Hydrofluoric Acid for Deep clay damage removal" J.P.T. Setiembre 1978.
11. Watkins David, Glen Roberts: "On-Site Acidizing fluid - analysis shows HCl and HF contents often Varied Substantially from Specified Amounts", JPT, Mayo 1983.
12. Holden W.W., Prihoda C.H., Hall B.E.: "Successful Stimulation of for doche Field with a Retarded HF Acid, "J.P.T., agosto 1981.
13. Crowe C.W. "Precipitation of Hydrated Silica from spent Hydrofluoric Acid: How much of a problem is it?", "J.P.T. Noviembre 1986.
14. Smith C.F., Crowe., Nolas III T.J.: "Secondary Deposition of Iron compounds following Acidizing treatments" - J.P.T. Setiembre 1969.
15. Keeney B.R., Frost J.F.: "Guidelines Regarding the use of Alcohols in Acidic Stimulation Fluids", J.P.T., Mayo - 1975.
16. Odeh A.S.: "Steady - State flow capacity of wells with limited entry to flow": SPE Marzo 1968.
17. Walsh M.P., Lake L.W., Schechter R.S.: "A description of chemical precipitation mechanisms and their role in formation damage during Stimulation by Hydrofluoric Acid" - J.P.T., Setiembre 1982.
18. Smith CF, Rose W.M. and Hendrickson A.R. "Hydrofluoric Acid Stimulation Developments for Field Application" SPE, Octubre 1965.