

ANÁLISIS Y DIAGNÓSTICO DE DAÑO EN POZOS DE DINA TERCIARIOS, FORMACIÓN DOIMA - CHICORAL

Ing. Carlos Alberto Reyes Serpa
Ing. Maria Cristina Bernal, Ing. Douglas Osorio Lesmes
Empresa Colombiana de Petróleos - Ecopetrol
Colombia (América Del Sur)

RESUMEN

La reiterada presencia de problemas en los pozos de la formación Doima-Chicoral del Campo Dina Terciarios, están limitando su producción de crudo y por supuesto su buen funcionamiento. Un completo análisis y evaluación de aquellos principales parámetros que pueden estar ocasionando estos inconvenientes, además del estudio de la efectividad del tratamiento utilizado en campo para disolver los componentes orgánicos, nos ayudarán a plantear soluciones a los diferentes problemas e igualmente a hacer recomendaciones que ayuden a mejorar la productividad del mismo.

Se muestran las diferentes pruebas realizadas en laboratorio para determinar los problemas específicos presentes y además se comparan los resultados del tiempo de disolución, a temperatura de yacimiento, del tratamiento orgánico del campo con otros diseñados en laboratorio. Se demuestra como la utilización de la mezcla únicamente de varsol más solvente mutual presenta mejores resultados - en el ámbito de laboratorio - que la solución actualmente utilizada en el campo.

Este trabajo ayuda a clarificar cuales son los principales causantes de los problemas que se están presentando en el campo, a través de la interacción de las diferentes herramientas de análisis disponibles para determinar estos daños, como son los análisis drx, sem-edx, sara, etc.

En muchas ocasiones desperdiciamos tiempo y dinero buscando soluciones extremas para problemas recurrentes. En este caso se demostró que la sencilla utilización de Varsol + Solvente Mutual diluía más rápidamente la materia orgánica, que el tratamiento que se estaba utilizando en el campo.

La conjugación de factores como la composición mineralógica de las muestras de roca analizadas, los desplazamientos continuos con el objeto de determinar la tasa crítica y la simple observación de los inconvenientes adicionales, surgidos durante los procesos de análisis, ayudaron a determinar con exactitud que uno de los principales problemas que se estaba presentando era el taponamiento de los canales de flujo por movimiento de finos.

INTRODUCCIÓN

El campo Dina Terciarios se localiza en la cuenca del Valle Superior del Magdalena, en el sector centro-oeste del área de Neiva de la Gerencia Alto Magdalena (GAM) de Ecopetrol en la República de Colombia. Las formaciones productoras en dichos campos son la formación Monserrate del Cretáceo y las formaciones Doima-Chicoral (Grupo Guandalay), Barzalosa y Honda del Terciario.

Este campo se desarrolló entre los años 60's y los 70's, mientras que a principios y finales de los años 80's se realizaron programas activos de desarrollo que conllevaron a que durante esta década se obtuvieran los niveles más altos de producción de crudo. Durante la vida productiva del campo, la producción presentó un comportamiento estable, atribuido a la continua actividad de perforación durante su explotación, pero a partir de 1991 se comenzó a observar una declinación en la producción del orden del 8% anual.

Es importante mencionar que la formación Doima-Chicoral, objeto de este estudio, es productora en la mayoría de los pozos, en conjunto con la formación Honda. Según el comportamiento de producción de esta formación en el campo, no se observa un incremento en el corte de agua, lo que ayuda a ejercer una influencia hidrodinámica, que se puede ver en el mantenimiento estable de la producción total de fluidos.

Dadas las características generales de la formación Doima-Chicoral, se han realizado trabajos de fracturamiento hidráulico, sin obtener resultados positivos. No obstante es importante mencionar que en

ciertos pozos se lograron niveles de producción inicial de hasta 500 BOPD con bajo BS&W, pero de muy corta duración, mientras que en otros se registraron tasas de producción bajas, pero que en algunos casos se han logrado incrementar con tratamientos de estimulación ácida. Lo anterior indica que a pesar de la pobre calidad de este yacimiento es posible incrementar los niveles de producción a través de trabajos de estimulación (matricial o de fracturamiento), técnicas de cañoneo de alta penetración, etc., mejorando de esta forma el recobro final del yacimiento.

Debido a los crecientes problemas en los pozos de la formación Doima-Chicoral se decidió realizar un estudio que condujera a determinar las posibles causas de los daños en la formación y dar solución a los mismos. Para tal efecto, se hizo inicialmente en el campo una evaluación general de los problemas y además se recopiló la información disponible concerniente al campo (historias de producción, los trabajos realizados y problemas presentados durante la vida productiva).

El trabajo se ha dividido en dos secciones: una primera de diagnóstico, la cual comprende todas aquellas pruebas realizadas con el objeto de detectar cuales serían las causas verdaderas de los daños, y una segunda parte que es la evaluación del daño detectado.

DIAGNÓSTICO

Se realizó una evaluación preliminar de los posibles problemas que están afectando la producción de la formación Doima-Chicoral de los campos Dina y Dina Terciarios, y además se recopiló, revisó y estudió la información disponible de laboratorio y producción necesaria, pertinente al mismo tema.

Los pozos estudiados fueron el D-03, D-08, D-11, D-12, DT-02, DT-04, DT-05, DT-06, DT-29, DT-44, DT-45, DT-47, DT-49, DT-56, DT-57, DT-59, y DT-64, de los cuales se obtuvieron datos básicos para determinar cuales problemas son los principales causantes de los inconvenientes que allí se están presentando.

Uno de los principales problemas es la presencia de material orgánico en la sarta de producción (bomba, varillas, tubería). Este inconveniente ha sido estudiado a nivel de laboratorio por compañías de servicio, las cuales han brindado una solución parcial al problema, pues éste vuelve a aparecer después de algún tiempo. En la actualidad el GAM viene utilizando un disolvente orgánico con algún éxito.

Otro de los grandes desafíos que tienen que enfrentar los ingenieros del campo es la presencia de material inorgánico o incrustaciones (scale). Para solucionar este problema se han realizado trabajos de acidificación con el objeto de removerlos; en unos casos se ha tenido éxito, mientras que en otros no. La formación de emulsiones en el fondo del pozo y el arenamiento, son otros de los problemas que están afectando la productividad y el buen comportamiento del yacimiento.

Además de los anteriores inconvenientes, existen otros que en menor proporción están interfiriendo con la producción, como son la mala calidad del cemento (DT-5, DT-6, DT-12), y el incremento en la producción de agua en algunos sectores del campo. El primero de ellos podría tener solución a través de cementaciones correctivas que puedan restaurar las zonas afectadas por este problema, mientras que en el segundo se podrían aislar aquellas zonas productoras de agua, pudiéndose incluso con esto mejorar la producción de crudo, pues como ya se dijo la formación Doima-Chicoral se encuentra afectada por un empuje de agua parcialmente activo. Igualmente en varios pozos se han realizado una serie de trabajos, tales como acidificación, recañoneo, estimulación orgánica y fracturamiento hidráulico, pero debido a su limitada efectividad no han llegado a ser la solución a los problemas de producción del campo.

Después de analizar la literatura expuesta y revisar la información obtenida en campo, se recomendó realizar una serie de pruebas de laboratorio, para identificar las causas que están ocasionando los principales problemas expuestos (parafina, scales, arenamiento y emulsiones), y diseñar un tratamiento químico que solucione los problemas identificados en el yacimiento.

Para lograr los objetivos propuestos se realizaron los siguientes estudios de laboratorio: Análisis Petrofísicos Básicos, DRX y SEM-EDX de la roca de la formación y de evidencias físicas de campo, Análisis SARA, Análisis de Metales (Cr, V, Ni), Tasa Crítica, Punto de Fluidez, Burn Test (Prueba de Cenizas) y Diseño de un tratamiento como emulsión estable con el tiempo, la temperatura y la presión.

Análisis de las Muestras de Crudo

Se analizaron muestras de crudo de los pozos D-08, DT-56 y DT-59. Del pozo Dina-08 se recibieron dos muestras: la primera correspondía al crudo que salió del pozo después de un tratamiento orgánico y la segunda al crudo de tanque con el cual fue desplazado dicho tratamiento. Igualmente de este mismo pozo se recibió una muestra de un compuesto obtenido en superficie, al cual también se le realizaron una serie de pruebas, de las cuales hablaremos posteriormente. Las muestras fueron tomadas en cabeza de pozo, libres de químicos.

a. Análisis SARA

Para estas pruebas se siguieron las normas ASTM 2549-91, ASTM 2007-93 y UOP 143; los resultados de dichas pruebas se muestran en la Tabla 1.

b. Punto de Fluidez (Pour Point)

Estas pruebas se realizaron a las muestras de crudo de los pozos DT-56 y DT-59. Sus resultados son los que se muestran en la Tabla 2.

Análisis compuesto Dina-08

A la muestra recuperada, después de sacar la sarta de producción, en el pozo Dina-08 se le realizaron los siguientes análisis: cenizas, SARA y presencia de metales (V, Ni, Cr) por absorción atómica. Los resultados de estas pruebas se muestran a continuación.

a. Prueba de Cenizas

La muestra se sometió previamente durante tres horas a tratamiento térmico a temperatura de 100° C., debido al posible contenido de material volátil y/o agua. Este tratamiento se realizó para evitar pérdidas durante la calcinación a una temperatura de 775°C., según Norma ASTM D-482. El resultado de esta prueba fue: CENIZAS → 0.177% w

b. Análisis SARA

La Tabla 3 muestra los resultados de esta prueba.

Análisis Sedimentos Pozo DT-59

Al deshidratar el crudo del pozo DT-59, los sedimentos que se separaron se analizaron por DRX. La muestra analizada se podría clasificar como una limolita con buen contenido de mineral arcilloso, con distribución de grano fino a muy fino. La composición básica de la muestra es: cuarzo, micas, caolinita, clorita, esmectitas e interestratificados. La composición de La fracción arcillosa puede clasificarse como caolinítico-micáceo, con buen contenido de clorita ferrosa. La concentración relativa calculada para estas fases se muestra en la Tabla 4.

EVALUACION DEL DAÑO

Análisis de Muestras de Corazón

a. Análisis Petrofísicos Básicos

Se estudiaron muestras de los corazones de los pozos DT-49 y D-12.

Se extrajo un plug del corazón del pozo Dina-12, a una profundidad de 4959.33 ft. Esta muestra fue a su vez dividida en dos plugs de alrededor de 4 cm de largo y del mismo diámetro (una pulgada). Posteriormente los plugs se limpiaron con una mezcla de metanol-tolueno y se secaron en un horno a una temperatura de 50° C, antes de realizar los análisis respectivos. Los resultados de estas pruebas se muestran en la Tabla 5

b. Análisis DRX Y SEM-EDX

Otra muestra del pozo Dina-12 se tomo para realizar análisis por Difracción de Rayos X (XRD) y análisis de Microscopía Electrónica y Microanálisis (SEM-EDX). Esta muestra se obtuvo a la misma profundidad a la que se saco el plug para realizar los análisis petrofísicos básicos (4959.33 ft). Los análisis por difracción de rayos X se efectuaron sobre la roca total para determinar la composición general de la

muestra, y además se hicieron montajes orientados sobre la fracción menor de dos micras con el objeto de saber cuáles eran los minerales arcillosos que se encontraban allí.

Análisis de Resultados

La muestra analizada se podría clasificar como una arenisca de baja porosidad y alto contenido de minerales arcillosos, los cuales se encuentran relleno los poros y recubriendo los granos; su distribución va de grano fino a muy fino. Alrededor del 75% del peso total corresponde al cuarzo, mientras que las arcillas (caolinita, clorita e illita) equivalen al 23 %. El cloruro de sodio tipo halita representa el 2% restante.

En esta muestra la fracción arcilla es altamente caolinítica. La caolinita representa el 50% de la fracción y se encuentra preferencialmente relleno los poros y también se encuentra mezclada con otras arcillas, recubriendo los granos de manera aislada. Según el análisis EDX, la caolinita se encuentra casi pura y presenta trazas de hierro (clorita férrica).

Tasa crítica

a. Metodología Experimental

Para la determinación de la velocidad crítica de flujo, se evaluó la permeabilidad absoluta al líquido saturante en un desplazamiento continuo a diferentes velocidades de flujo, utilizando la Ley de Darcy. Se comparó la permeabilidad a condiciones estables para los diferentes caudales establecidos, teniéndose como criterio para determinar la velocidad crítica de flujo, una variación de permeabilidad entre caudales mayor del 10 %.

Para el actual estudio se determinó iniciar con un caudal de 0.3 cc/min. con incrementos de 0.2, una vez estabilizado el flujo en cada caudal. Al momento de conseguir la tasa crítica, se regresa al caudal inmediatamente anterior para evaluar la reversibilidad del daño.

b. Presentación y Análisis de Resultados

Las propiedades básicas de la muestra seleccionada (profundidad 4959.33 ft) para la evaluación de la tasa crítica fueron porosidad Boyle de 15.5 % y una permeabilidad al aire de 12 md. El fluido saturante utilizado fue salmuera sintética de características similares al agua de formación tomada en cabeza del pozo DK-12 en Febrero de 1995.

Debido a la dificultad de utilizar la salmuera sintética como fluido saturante en la evaluación de la tasa crítica de flujo, ya que se determinó una reducción en la permeabilidad debido a problemas de interacción roca – fluido, se acordó utilizar un aceite mineral sintético de viscosidad similar al crudo de la formación como fluido saturante. Para esto, la muestra fue limpiada una vez más con solventes para determinar de nuevo sus propiedades petrofísicas básicas y posteriormente para saturarla con el aceite mineral seleccionado. Las propiedades básicas fueron porosidad Boyle de 14.5 % y una permeabilidad al aire 11.0 md

Se saturó la muestra y se determinó la permeabilidad absoluta al aceite a condiciones de presión y temperatura de yacimiento, iniciando con un caudal de 0.3 cc/min. El comportamiento de la permeabilidad contra los caudales de flujo mostró una leve tendencia de reducción en la permeabilidad a partir de un caudal de 0.9 cc/min, haciéndose más fuerte esa reducción de permeabilidad a 4.5 cc/min, acompañada de una inestabilidad en el flujo (Figura 1).

Diseño de Tratamiento Químico

Inicialmente se realizaron pruebas comparativas entre el tratamiento de campo, el varsol y el diesel, disolviendo una muestra recuperada del pozo Dina-08. Las combinaciones que se hicieron fueron las siguientes:

Tratamiento 1:

- a. Tratamiento de Campo (50 ml) + Solvente Mutua al 5% en volumen
- b. Diesel + Solvente Mutua al 5% en volumen
- c. Varsol + Solvente Mutua al 5% en volumen

Las Tabla 5 muestra los resultados de estas pruebas.

Puesto que el varsol mostr3 mejores resultados, 3ste se prob3 en las siguientes formulaciones, para tratar de obtener una emulsi3 estable con el tiempo y la temperatura.

Tratamiento 2:

Dentro de este numeral se relacionan pruebas con las siguientes caracter3sticas comunes:

Varsol	80 % en volumen
HCl	20 % en volumen
Volumen de Mezcla	200 ml
Agitaci3n	X : 1000 RPM Y : 7000 RPM
Tiempo de agitaci3n	5 min.
Emulsificantes	A : (an3nico) B : (No i3nico) C : (No i3nico) D : (No i3nico) E : (No i3nico)

La Tabla 6 indica sus relaciones.

Se decidi3 entonces tomar la Mezcla 7 a 1000 PPM como par3metro de comparaci3n con el tratamiento de campo.

Finalmente, se tomo 1 gramo del compuesto encontrado en el pozo Dina-08 y se dejo en disoluci3n dentro de 100 ml de cada uno de los dos tratamientos, a la temperatura del yacimiento (148° F) y presi3n atmosf3rica. Los resultados de los tiempos de disoluci3n fueron:

Tratamiento de Campo	6.5 Horas
Mezcla 7 (1000 ppm)	> 96 Horas

Como se puede observar los resultados de la Mezcla 7 no fueron los m3s favorables.

CONCLUSIONES

- Desde el punto de vista mineral3gico la muestra tomada de la formaci3n Doima-Chicoral es rica en minerales arcillosos, los cuales se encuentran principalmente relleno poros y cubriendo los granos. El cuarzo constituye el 75% de la muestra y el 23% restante es material arcilloso, dentro del cual se destacan la caolinita, que representa el 50% de la fracci3n, y la clorita e illita el otro 50% restante.
- Del an3lisis de muestra de crudo obtenida del pozo DT-59, posterior a un tratamiento de estimulaci3n, se encontraron sedimentos durante su deshidrataci3n, que mostraron la presencia de material arcilloso en alta proporci3n, predominando la caolinita, las micas y la clorita. Esto nos conduce a pensar que se podr3an estar produciendo finos de la formaci3n a raz3 de factores como el suabeo en operaciones de completamiento o la misma friabilidad de la formaci3n.
- Los crudos que se estudiaron a trav3s del an3lisis SARA presentan contenidos de asfaltenos del orden del 7.5% (ratificada por la existencia de N3quel y Vanadio asociada al crudo), y a su vez un contenido de resinas del orden del 22%. De este estudio se aprecia que hay tres partes de resinas por una de asfaltenos, lo que favorecer3 la estabilidad de estos 3ltimos en el crudo.

- El punto de fluidez para los crudos de los pozos DT-56 (11°C) y DT-59 (2°C) es ligeramente mayor, comparado con la temperatura de cabeza de pozo (38°C aprox.), lo cual no induciría la precipitación de parafinas en condiciones normales de flujo (sin restricciones).
- Del análisis de cenizas de la muestra del pozo Dina-08 se concluye que el 82.3% pertenece a materia orgánica y el resto a materia inorgánica.
- Tomando en cuenta la velocidad crítica de flujo obtenida a nivel de laboratorio a condiciones de presión y temperatura de yacimiento, se puede escalar este valor a condiciones de campo, utilizando la analogía:

$$(\text{Caudal/unidad de área})_{\text{lab}} = (\text{caudal/unidad de área})_{\text{yac.}}$$

Q_{LAB} (cc/min)	Q_{O} (STB/D-ft)	Q_{P} (STB/D-ft)
0.9	5.52	2.9
4.5	27.61	14.5

Q_{LAB} : Caudal en Laboratorio
 Q_{O} : Caudal en hueco abierto
 Q_{P} : Caudal en hueco perforado

El Q_{O} y el Q_{P} se calcularon tomando como base el pozo DT-56, el cual produce bajo condiciones normales. Para el Q_{O} se tomo un casing de producción de 7" y para el Q_{P} la densidad de perforación fue de 4 TPP y se asumió un diámetro promedio de perforación de cañón de 0.5 cm y un r_w de 3".

Tomando como base crítica el valor mínimo de 2.9 (STB/D) / ft y considerando, para DT-56, un espesor neto de arenas abiertas de 216 ft, el caudal sería de 626 BPD, lo que descartaría de plano, para este caso, la migración de finos.

- De las mezclas analizadas, se encontró que la mezcla de varsol más solvente mutual al 5% en volumen, presenta un poder de disolución mayor.

RECOMENDACIONES

- Para procesos de estimulación y producción debe adicionarse elementos de superficie activa (surfactante y solvente mutual) que ayuden a romper las emulsiones que se presentan.
- Desde el punto de vista termodinámico sería importante analizar la precipitación de asfaltenos en el crudo en una muestra de fondo para determinar la envolvente de depositación (EDA). Este análisis establece los límites de presión y temperatura del yacimiento entre los cuales se precipitan los asfaltenos.
- Se pueden presentar diferentes alternativas de solución para evitar la precipitación de material orgánico, en pozos donde haya evidencia (Dina-08, DT-6, DT-49, DT-56, DT-57), entre las cuales se podría estudiar el uso de una herramienta magnética que reduciría la presencia de este material.
- Con base en los resultados del análisis de cenizas se recomienda que en aquellos pozos que presentan material orgánico se puede utilizar disolventes del mismo tipo, como el varsol o el xileno, para operaciones de limpieza de las perforaciones y la cara de la formación, además de la tubería.
- Evaluar la alternativa del uso del varsol más solvente mutual, ya que económicamente y desde el punto de vista de manejo, es más atractivo que el xileno. Esta recomendación se hace después de analizar el efecto de las mezclas sobre muestra recuperada en el pozo Dina-08.
- De acuerdo con la estadística presentada de Densidad de Tiros por Pie por Intervalo en pozos productores de la formación Doima-Chicoral, cabe la posibilidad de incrementar esta densidad hasta 4 o 6 TPP en aquellos intervalos productores donde lo amerite, de forma que se pueda ganar en producción de crudo. Esta sería una buena posibilidad de incrementar la producción por medios mecánicos ya que a través de estimulaciones químicas estaríamos induciendo posibles arenamientos que conducirían a problemas con otro tipo de solución.

7. De los datos obtenidos en las historias de producción del campo y de los resultados de laboratorio podemos decir que debido al alto grado de friabilidad de la roca, no se aconseja aplicar tratamientos ácidos convencionales.

CONTRIBUCIONES TÉCNICAS

1. Este trabajo ayuda a clarificar cuales son los principales causantes de los problemas que se están presentando en el campo, a través de la interacción de las diferentes herramientas de análisis disponibles para determinar estos daños, como son los análisis DRX, SEM-EDX, SARA, etc.
2. En muchas ocasiones gastamos tiempo y dinero buscando soluciones para problemas recurrentes. En este caso se demostró que la utilización de Varsol + Solvente Mutua al 5% en volumen diluía más rápidamente la materia orgánica, que el tratamiento que se estaba utilizando en el campo.
3. La metodología implementada en conjunto con los ingenieros de campo y la comunicación permanente, dentro del proceso de diagnóstico y análisis de los problemas, facilitó el avance en el tiempo y la disminución en costos, al igual que la consecución de un fluido económico y eficiente, el cual se recomendó finalmente.

BIBLIOGRAFIA

1. ORTIZ A., FAJARDO A., "Descripción, Interpretación Ambiental y Estratigrafía de Secuencias del Pozo Dina-12", Ecopetrol - ICP, Agosto de 1996.
2. BENAVIDES C.C., "Análisis por Difracción de Rayos X Pozos Santa Clara 2, Hato Nuevo 1, Hato Nuevo 4, Dina Terciarios 49, Dina Terciarios 33", Ecopetrol - ICP, Noviembre 1995.
3. BERNAL, M. C. "Validación Modelo Petrofísico - Formaciones del Terciario y Cretáceo - Campos Dina y Dina Terciarios - Primera Fase", Ecopetrol - GAM, Julio de 1997.
4. SANDOVAL J., PEREZ H., SOTO C., BEJARANO A., "Evaluación Petrofísica para los Campos Dina y Dina Terciario", Ecopetrol - ICP, Noviembre de 1996.
5. CARRILLO L. F., "Estudios Petrofísicos Especiales Formaciones Terciarios y Caballos - Distrito Alto Magdalena", Ecopetrol - ICP, Diciembre 1996.
6. LEONTARITIS K., "Curso de Formación Avanzada Practical Asphaltenes Solutions and Management", Octubre de 1996.
7. AMAEFULE J., KERSEY D., "Advances In Formation Damage Assessment and Control Strategies", Core Laboratories, November 1988.
8. WILLIAMS B.B., GIDLEY J.L., SCHECHTER R.S., "Acidizing Fundamentals", S.P.E Monograph Series, 1979.

TABLA 1. Análisis SARA de las Muestras de Crudo

COMPUESTOS DETERMINADOS	D - 08 / CRUDO POST. TRATAMIENTO	D - 08 / CRUDO DESPLAZAMIENTO	DT - 56	DT - 59
% SATURADOS	30.1	28.6	34.1	34.2
% AROMATICOS	35.7	34.4	35.4	36.1
% RESINAS	22.6	21.2	21.9	20.5
% ASFALTENOS	7.7	7.3	6.2	7.9
% LIVIANOS	3.5	8.5	2.4	1.3
TOTAL	100	100	100	100

TABLA 2. Punto de Fluidez

MUESTRAS	*TPF (°C)
DT - 56	11.0
DT - 59	2.0

*TPF: Temperatura del Punto de Fluidez

TABLA 3. Análisis SARA Muestra Pozo DINA - 08

COMPUESTOS DETERMINADOS	D - 08
% SATURADOS	15.9
% AROMATICOS	20.3
% RESINAS	8.1
% ASFALTENOS	2.8
% LIVIANOS	10.1
% INSOLUBLES C.R.C*	42.8
TOTAL	100

*C.R.C: Compuestos Retenidos en la Columna

TABLA 4. Concentraciones Relativas Sedimentos Pozo DT-59

COMPUESTOS DETERMINADOS	D - 08
CAOLINITA	35
MICAS (ILLITA)	25
ESMECTITAS	4
CLORITA (CHAMOSITA)	15
INTERESTRATIFICADOS	15
CUARZO	6

TABLA 5. Análisis Petrofísicos Básicos Pozo Dina - 12

IDENTIFICACION	1DIN4959	1DIN4959	2DIN4959	2DIN4959
PROFUNDIDAD (ft)	4959.33	4959.33	4959.33	4959.33
PRESION DE CONFINAM. (psi)	800	1700	800	1700
LONGITUD (cm)	4.024	4.024	4.044	4.044
DIAMETRO (cm)	2.522	2.522	2.531	2.531
VOLUMEN POROSO (cc)	2.993	2.982	3.129	3.070
VOLUMEN DE GRANOS (cc)	16.596	16.596	16.745	16.745
DENSIDAD DE GRANOS (gr/cc)	2.660	2.660	2.655	2.655
POROSIDAD (%)	15.3	15.2	15.7	15.5
PERMEAB. KLINKEMBERG (mD)	4.5	4.2	11.0	9.9
PERMEABILIDAD AL AIRE (mD)	5.9	5.6	13.0	12.0

TABLA 6. Tiempos de Disolución

COMBINACIONES	TIEMPO DE DISOLUCIÓN (H)	TIEMPO DE DISOLUCIÓN (H)	TIEMPO DE DISOLUCIÓN (H)
	P y T Ambiente	T. de Yacim. y P. Amb.	T _{Yac.} y P _{Amb.} / Agitación Cte.
a	26	5.5	40
b	> 48	> 48	50
c	19	4	20

TABLA 7. MEZCLAS

MEZCLA	EMULSIFICANTE		RPM	COMENTARIO
	TIPO	PPM		
1	NINGUNO	NINGUNA	X	NO EMULSIONA
2	A	1000-2000-5000	X	NO EMULSIONA
3	B	1000-2000-5000	X	NO EMULSIONA
4	C	300-500-1000	X	ROMPE EL 7% LUEGO DE 48 HR
5	C	500	Y	ROMPE FACILMENTE
6	D	1000-2000-5000	X	NO EMULSIONA
7	E	500-1000	X	ESTABLE