



T
622.3
6A1
C.3



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

“EVALUACION DEL SISTEMA DE MALLA
PARA EL CONTROL DE ARENA EN LA
FORMACION NAPO, EN UN POZO DEL
CAMPO GINTA DEL ORIENTE
ECUATORIANO”

TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETROLEO

Presentada por:

ALBERTO GALARZA RAMOS
HECTOR MORA GARCIA

GUAYAQUIL-ECUADOR

1999

AGRADECIMIENTO

A la compañía Yacimientos Petrolíferos Fiscales(Ecuador inc), por permitirnos realizar nuestro trabajo de graduación en su instalaciones, y, en especial a los ingenieros: Washington Gallegos, Alex Galárraga, Alex Guevara y Dalton Muñoz por la colaboración dada.

Dedico el presente trabajo a Enma y Alberto, mis padres; a Marcia, mi esposa; y a mis hijos, quienes con su amor y apoyo, han sido la base de mi desarrollo profesional.

Alberto

Dedico esta tesis a mis padres y demás familiares quienes en todo momento me dieron su apoyo y amor para poder iniciar y culminar la carrera universitaria

Hector

TRIBUNAL DE GRADUACION



Ing. Edison Navarrete
DECANO DE LA FACULTAD DE
ING. EN CIENCIAS DE LA TIERRA



Ing. Gabriel Colmont M.
DIRECTOR DE TESIS



Ing. José Cabezas
MIEMBRO DEL TRIBUNAL

Ing. Ricardo Gallegos
MIEMBRO DEL TRIBUNAL

DECLARACION EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta tesis, nos corresponden exclusivamente; y, el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Exámenes y Títulos profesionales de la ESPOL)

ALBERTO GALARZA RAMOS

HECTOR MORA GARCIA

AUTORES DE LA TESIS

RESUMEN

Las mallas o liners son elementos indispensables en toda completación de pozos petroleros en la que se utilice consolidación mecánica para controlar la producción de arena. El Excluder™ es un nuevo modelo de malla que se instaló en 1997 por primera vez en una completación con sarta de control de arena, en el país. El objetivo del presente trabajo es analizar los resultados obtenidos con el Excluder y determinar si es conveniente seguir utilizando esta malla en otros pozos del campo Ginta, en el Bloque 16 del mapa catastral petrolero ecuatoriano.

En la parte inicial de la tesis se describen las características geológicas y petrofísicas de la roca, parámetros del yacimiento de la arenisca "M-1" que en el bloque 16 se presenta no consolidado en sus unidades "A" y "C", lo que demanda el uso de sistemas de control de arena en los pozos completados.

El sistema de consolidación mecánica con empaque de grava es el que se ha utilizado generalmente en los pozos del Bloque 16 que tienen problemas de producción de arena, pero una desventaja del sistema es que, con el pasar del tiempo la permeabilidad de la grava disminuye, lo cual se manifiesta con un factor de daño "s" grande alrededor de la boca

del pozo, lo que a su vez provoca que el pozo reduzca y en ciertos casos hasta pierda su capacidad productiva.

El Excluder es una malla diseñada y fabricada por la compañía Baker para el control de la producción de la arena y la diferencia de esta con otras mallas es la forma como están elaboradas las aberturas de sus componentes, las cuales poseen una cierta inclinación.

Las mallas convencionales tienen sus aberturas horizontales, y según los diseñadores del Excluder, las desventajas que deben superarse son:

- La malla se desgasta rápidamente por efecto de la erosión que causa la arena.
- Se acumulan granos de arena en la superficie del tamiz, creándose de esta manera una especie de puente, el cual es inestable cuando las tasas de flujos no son uniformes, lo que puede provocar el colapso del tamiz.
- El taponamiento continuo de las aberturas hace que se pierda producción.

En cambio, con la inclinación de diseño que se le ha dado a las aberturas de las partes que conforman el Excluder se reduce la formación del puente en la cara del tamiz; y, el fluido no entra en forma perpendicular por las aperturas del filtro, con lo que la malla no se desgasta

rápidamente por la erosión que siempre causa la arena. Adicionalmente el Excluder se puede emplear sin empaque de grava, inclusive en completaciones a hueco abierto.

En los pozos Bogui-1 y Ginta-1 se instaló la sarta de control de arena con malla Excluder pero, problemas operacionales en el Bogui-1 no permitieron recopilar información de este pozo para poder ser analizada.

Antes que el pozo Ginta-1 fuera recompletado con la sarta de control de arena, se realizó una prueba de bombeo hidráulico con bomba jet para poder determinar el potencial del pozo. Para la evaluación de la malla Excluder se tomaron datos de pruebas de producción de este pozo, los cuales fueron analizados por el método de Jones o también llamado prueba multitasa, por medio de la cual se obtuvieron los siguientes parámetros:

Índice de productividad,

Factor de daño,

Pendiente de la recta(m),

Intersección con el eje y(b).

De los resultados obtenidos en la evaluación de la aplicación de la malla Excluder en el pozo Ginta-1, podemos decir que:

- ◆ La apertura de las ranuras del filtro es satisfactoria: el potencial del pozo no varió mayormente una vez implementada la sarta de control

- ◆ Los valores de pendiente (m) e intersección con el eje y(b) son bajos, lo que significa que la turbulencia en el sistema pozo - formación es mínima.

- ◆ El costo promedio de una completación con malla Excluder es bajo comparado con otros sistemas de control de arena utilizados en el campo Ginta.

Se recomienda continuar empleando la malla Excluder y realizar un mantenimiento continuo de limpieza al sistema de control , para que el funcionamiento de la misma no se vea obstruido por los sólidos que acarrearán muchas veces los fluidos producidos.

INDICE GENERAL

RESUMEN.....	VI
INDICE GENERAL	X
INDICE DE ILUSTRACIONES	XIV
INDICE DE APENDICES.....	XV
ABREVIATURAS.....	XVII
INTRODUCCION.....	XIX
CAPITULO I	
SINTESIS DE LAS CARACTERISTICAS GEOLOGICAS Y	
PETROFISICAS DEL CAMPO GINTA	21
1.1 UBICACIÓN Y GEOLOGIA DEL CAMPO GINTA.....	21
1.1.1 Generalidades del campo Ginta	21
1.1.2 Resumen Geologico del campo Ginta:	
"Formacion Napo"	23
1.2 CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO "M-1"	
EN EL CAMPO GINTA	27
1.2.1 Propiedades de la roca.....	27
1.2.2 Petróleo original en sitio.....	28
1.2.3 Propiedades de los fluidos.....	29
1.2.3.1 Análisis PVT de los fluidos.....	29
1.2.4 Mecanismo de empuje	30

1.2.5 Historia de producción del campo Ginta	31
1.2.6 Pronostico del índice de productividad utilizando el programa wellflo.....	32

CAPITULO II

PROBLEMAS DE PRODUCCION DEBIDO A LA PRESENCIA DE ARENA EN EL CAMPO GINTA.....	33
--	----

2.1 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA PRODUCCION DE ARENA.....	33
---	----

2.2 METODOS PARA CONTROLAR LA PRODUCCION DE ARENA.....	38
---	----

2.2.1 Método de consolidación mecánica.....	39
---	----

2.2.1.1 Sistema de mallas para control de arena.....	39
--	----

2.3 SELECCIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL DE ARENA PARA EL POZO OBJETO DE ESTUDIO.....	43
--	----

2.3.1 Análisis de Tamiz.....	44
------------------------------	----

2.3.2 Malla(Tamiz) Excluder.....	45
----------------------------------	----

CAPITULO III

CONTROL DE ARENA UTILIZANDO LA MALLA EXCLUDER.....	49
--	----

3.1 CONDICIONES INICIALES DEL POZO	
------------------------------------	--

ANTES DE APLICAR EL SISTEMA.....	49
3.2 DISEÑO DE LA SARTA PARA CONTROL DE ARENA.....	51
3.3 PROGRAMA DE REACONDICIONAMIENTO.....	55
3.3.1 Procedimiento General.....	55
3.3.2 Desarrollo del Programa.....	55
3.3.3 Mantenimiento del Sistema.....	63

CAPITULO IV

ANALISIS DEL SISTEMA DE MALLA EXCLUDER.....	66
4.1 EVALUACION CON BOMBEO HIDRAULICO	
ANTES DE IMPLANTARSE EL SISTEMA	
DE CONTROL (EXCLUDER).....	66
4.2 EVALUACION DE LA PRUEBA MULTITASA	
DESPUÉS DE IMPLANTARSE LA MALLA EXCLUDER.....	71

CAPITULO V

ANALISIS ECONÓMICO.....	77
5.1 INTRODUCCION.....	77
5.2 ALGUNAS DEFINICIONES IMPORTANTES Y CALCULOS	
ECONOMICOS.....	78
5.2.1 Perfiles de Producción.....	78
5.2.2 Parámetros Económicos.....	78
5.2.3 Cálculos Económicos.....	80

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

ILUSTRACIONES

APENDICES

BIBLIOGRAFIA

INDICE DE ILUSTRACIONES

- 1.1 Mapa del Ecuador, Bloque 16.
- 1.2 Correlación Estratigráfica de los pozos del Campo Ginta.
- 1.3 Diagrama de fases hipotético de presión y temperatura para una mezcla de petróleo "black oil".
- 3.1 Completación del pozo antes de ser instalado el sistema de control.
- 3.2 Completación del pozo después de haberse instalado el sistema de control.



INDICE DE APENDICES

- A.1 Propiedades Petrofísicas Promedio de la Arenisca M-1.
- A.2 Petróleo Original en Sitio. Resultados Estimados para cada unidad.
- A3.1 Campo Ginta. Petróleo Original en Sitio. Arenisca M-1, Unidad "A".
Cálculos con el Método Volumétrico.
- A3.2 Campo Ginta. Petróleo Original en Sitio. Arenisca M-1, Unidad "C".
Cálculos con el Método Volumétrico.
- A3.3 Campo Ginta. Petróleo Original en Sitio. Arenisca M-1 unidad "F".
Cálculos con el Método Volumétrico.
- A3.4 Campo Ginta. Petróleo Original en Sitio. Arenisca M-1 unidad "H".
Cálculos con el Método Volumétrico.
- A4.1 Comportamiento de Afluencia (IPR) para el pozo "Ginta #1" ,
Asumiendo 10% de Corte de Agua.
- A4.2 Comportamiento de Afluencia (IPR) para el pozo "Ginta #1" ,
Asumiendo 80% de Corte de Agua.
- B.1 Guía para Determinar el Sistema de Consolidación Mecánica.
- B.2 Gráfico del Sieve Análisis para el Pozo "Ginta #1".
- B.3 Diferentes Clases de Medida de la Malla Excluder
- B.4 Resumen de las pruebas realizadas a la malla Excluder

- C Descripción de la Prueba Multitasa.
- D.1 Perfil de Producción del Pozo "Ginta #1".
- D.2 Análisis Económicos del Pozo "Ginta #1"

ABREVIATURAS

API: American Petroleum Institute

BPM: Barriles por minuto

BHA: Botton Hole Assembly

BBLS: Barriles

BNP: Barriles Netos de Petroleo

BFPD: Barriles de Fluido por Día

BY: Barriles de Yacimiento

CBL: Cement Bond Log

CCL: Casing Collar Locator

CHGP: Casing Hole Gravel Pack (empaquetamiento con grava en hueco entubado)

ESP: Electrical Sumersible Pump

FNC: Flujo Neto de Caja

GR: Gamma Ray

HP: Horse Power

IPR: Inflow Performance Relationship

IP: Indice de Productividad

MMBP: Millones de Barriles de Petroleo

MMBW: Millones Barriles de agua

MPT: Multiposition Service Tool

MD: Mesured Depth

NTU: Net Turbidity Units

OHGP: Open Hole Gravel Pack (empaquetamiento con grava en hueco abierto)

POES: Petróleo Original en Sitio

PVT: Presión, Volumen, Temperatura

P_R: Presión de Reservorio o Yacimiento

PSI: Pounds Square Inch

Pb: Bubble Point

POH: Put Out Hole (sacar del pozo)

RIH: Run in Hole (correr o meter en el pozo)

STB: Stock Tank Barrel

TD: Total Depth

TVD: True Vertical Depth

VPN: Valor Presente Neto

VTL: Versa Trieve Packer

INTRODUCCION

La presencia de arena en la producción de hidrocarburos es un problema muy antiguo en la industria petrolera. La arena ocasiona daño, tanto en las facilidades de superficie como en los equipos y accesorios que conforman la completación del pozo.

Geográficamente las arenas no consolidadas son un problema significativo en las Costas del Golfo en el área de Texas, Louisiana, California, en los Estados Unidos. También el problema se da en México, Canadá, Venezuela, Mar del Norte, Alemania, Nigeria e Indonesia(1).

En el país, en los pozos del campo Ginta del Bloque 16, el cual se encuentra ubicado en el sector sur-oriental de la Región Amazónica, a 220 kilómetros al sur este de Quito, limitando al norte y oeste con el Bloque 14 y hacia el oeste y sur con el Bloque 17, existen problemas de producción de arena.

Una forma de evitar la producción de arena es variando la tasa de flujo, es decir, se aumenta o disminuye el caudal de producción según la cantidad de arena que se tenga con los fluidos producidos. También existen

algunos métodos de control de arena, siendo uno de los más utilizados el de consolidación mecánica con empaque de grava.

El sistema de consolidación mecánica con empaque de grava es eficiente para el control de arena, pero sus costos en el país son elevados. Por eso, en los últimos años las compañías de servicio como la Baker ha desarrollado nuevos modelos de malla, que según sus diseñadores, permiten disminuir los costos de las completaciones con control de arena. Este es el caso del tamiz Excluder™, el cual puede ser empleado en diferentes tipos de completaciones, quedando el uso del empaque de grava como optativo.

El objetivo principal de este trabajo es analizar los resultados obtenidos con el nuevo modelo de malla y compararlos con los otros sistemas instalados en algunos pozos del campo Ginta.

CAPITULO I

SINTESIS DE LAS CARACTERISTICAS GEOLOGICAS Y PETROFISICAS DEL CAMPO GINTA

1.1 UBICACIÓN Y GEOLOGIA DEL CAMPO GINTA(2).

1.1.1 Generalidades del campo Ginta

El campo Ginta fue descubierto en 1988, en la fase de exploración del contrato de la compañía Conoco y su estructura corresponde a un anticlinal.

Las pruebas de producción obtenidas de los yacimientos Napo M-1 y U superior resultaron positivas; mientras que los yacimientos U medio y U inferior están ausentes en dicho campo, habiendo sido reemplazados por una intrusión volcánica.

Un total de seis pozos direccionales han sido perforados y completados en este campo, los que penetraron el yacimiento M-1; y, solo cinco de ellos pozos penetraron también el yacimiento U superior.

El pozo Ginta B-1 que sería el séptimo perforado no llegó a la profundidad programada debido a problemas operacionales que se presentaron durante la perforación, por lo que fue abandonado.

Geológicamente el yacimiento M-1 está formado por cuatro ambientes o unidades de depositación. Las unidades A, C y F se encuentran conectadas y asociadas a un mismo contacto agua - petróleo a - 6853 pies, mientras que la unidad H se presenta independiente debido a la presencia de un sello lutítico con la arena F; además, ésta arena se encuentra asociada a otro contacto agua - petróleo a - 6890 pies.

Las arenas A y C del yacimiento M—1 se encuentran no consolidadas en base a lo observado tanto en núcleos como en cálculos empíricos de registros de pozos, lo que hace necesario utilizar técnicas de completación para controlar la producción de arena.

En el yacimiento U, se identificó un solo ambiente (unidad "A") de depositación a través de la estructura, además no se ha observado el contacto agua - petróleo en ninguno de los pozos por lo que el petróleo en sitio se ha calculado hasta el límite inferior probado de petróleo (Ginta N° 1) y que corresponde a -7546 pies. **En este yacimiento no ha existido producción de arena.**

En los pozos de este campo se han realizado pruebas de producción prolongadas a partir del mes de Marzo de 1996, las mismas que han permitido obtener muestras de fluidos, comportamiento en producción, presión y producción de arena.

Con el objeto de tener una evidencia de la historia deposicional, de las tendencias de depositación de cuerpos de arena y de la tectónica del campo durante su formación, se ha realizado una interpretación sísmica por parte de YPF de las reflexiones en la estructura Ginta, para de esta manera obtener mapas estructurales en profundidad que sean los mas precisos posibles para cada yacimiento a fin de que estos puedan ser empleados para hacer simulación y desarrollar proyectos a futuro.

1.1.2 Resumen Geológico del Campo Ginta, formación Napo(2)

El campo Ginta está constituido por un anticlinal ligeramente elongado de dirección preferencial noroeste–sureste con varias culminaciones estructurales en los ejes. Se presenta fallado hasta niveles cercanos a la caliza "M-2" arriba y sin indicios de fallamiento desde el tope de la arenisca "M-1", abajo. El cierre estructural varia entre 110 pies al tope de la arenisca "M-1" y 130 pies al tope de la arenisca "U".

Los seis pozos perforados y completados por Maxus Ecuador, operador posterior a Conoco, en la primera fase de desarrollo, se presentaron estructuralmente más altos que el pozo exploratorio Ginta-1, tanto al tope de la arenisca "M-1" (unidad "C") como al tope de la arenisca "U"(unidad "A").

Los contactos agua-petróleo en la arenisca M-1, detectados en los registros de los pozos Ginta B-3 (-6850 pies) y Ginta B-6 (-6858 pies), han sido ajustados al contacto regional del campo cuyo valor es de de -6853 pies establecidos por el pozo vertical Ginta-1 . En el campo Ginta los principales yacimientos productores son las areniscas "M-1" y "U" de la formación Cretácica Napo.

El estudio sedimentológico de los núcleos centrales recuperados tanto en el intervalo "M-1" (143 pies en Ginta-1, 180 pies en Ginta B-5 y 129 pies en Ginta B-1) como en el intervalo "U" (58 pies en Ginta B-7 y 32 pies en Ginta-1), ha permitido diferenciar una amplia variedad de ambientes deposicionales que van desde relleno de valles fluviales, llanuras de mareas, frente deltaico, llenados de bahía, hasta depósitos tipo "shoreface" y/o marino somero(2).

Las variaciones relativas del nivel del mar constituyen factores importantes que definen la historia deposicional de los yacimientos. Para la Arenisca M-1 existe una aceptable cobertura de núcleos centrales y de registros

estratigraficos FMS (Formation Microscanner) lo cual genera un alto grado de confiabilidad en las interpretaciones. La arenisca "M-1" en el campo Ginta representa cuatro unidades de yacimiento que son: intervalo A, intervalo C, intervalo F e intervalo H. Los intervalos A y C se presentan como no consolidados. El pozo Ginta-1 fue recompletado en la arena M-1, unidad A, con malla Excluder y para una mejor comprensión de la estratigrafía de la arenisca "M-1" se presenta una correlación estratigráfica de los siete pozos existente en el campo Ginta (Ilustración 1.2):

Unidad A

Presenta espesores totales que varían en el rango de 64 y 59 pies (Ginta B-5 y Ginta-1). El ambiente deposicional es difícil de identificar por su amplia variabilidad tanto vertical como horizontal.

Tentativamente se puede decir el intervalo ha sido relacionado con el llenado de una bahía deltaica. En los núcleos que se estudiaron se ha diferenciado depósitos de origen fluvial, marino somero, así como posibles depósitos de llanura de inundación.

En algunos niveles, el estudio de grano presenta variaciones importantes (laminaciones arcillolíticas intercaladas con finas capas de arenisca muy gruesa y gránulos). Este inusual aspecto observado, se relaciona con la similitud de las densidades de los fluidos de transporte y de recepción,

característico para ambientes marino restringido y/o de agua dulce. La interpretación del registro FMS indica una dirección de transporte que varía entre 180 y 360 grados (norte, sur y oeste).

Esta unidad o intervalo se presenta totalmente saturado de hidrocarburos y es muy probable que exista comunicación de fluidos con el yacimiento adyacente (unidad "C"), puesto que el nivel arcillo – lutítico de separación, tiende a reducirse y/o desaparecer en algunos sectores del campo, como es el de los pozos Ginta B-1, Ginta B-3 y Ginta B-7. Con respecto a la apreciación anterior, la columna de petróleo de 173 pies (139 pies probados) es mayor que el cierre estructural de 110 pies.

El mecanismo de entrapamiento, estaría dado por la combinación de factores estructurales y estratigráficos, definidos por un límite estructural al oeste y norte del campo (contacto agua - petróleo de -6753) y un límite estratigráfico (línea cero de arenisca) al este y sur, cuya extensión se definirá con la perforación de desarrollo en el flanco oriental de la estructura.

1.2 CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO M-1 EN EL CAMPO GINTA

1.2.1 Propiedades de la Roca(2)

De los cuatro ambientes identificados en este yacimiento. Las unidades A, C, y F presentan continuidad a través de la estructura y se encuentran asociadas a un mismo contacto agua – petróleo a 6853 pies. La unidad H se presenta como unidad independiente aislada por un sello lutítico de la unidad F; el contacto agua – petróleo se lo estableció a una profundidad de 6890 pies en la zona del pozo Ginta B-3.

Como se mencionó anteriormente las unidades A y C se presentan no consolidadas, basándose en lo observado en el análisis de núcleos y en los cálculos a partir de registros de pozos.

Para determinar las propiedades de la roca yacimiento es necesario contar con parámetros petrofísicos obtenidos del análisis de núcleos, y también a partir de evaluación de registros. Dos tipos de análisis de núcleo se pueden realizar:

- Análisis Convencional de Núcleos
- Análisis Especial de Núcleos

En el análisis convencional de núcleos la información generalmente obtenida es la determinación de porosidad sin presión de confinamiento, permeabilidad a bajas presiones y saturaciones de fluido residual.

De los análisis de los núcleos tomados del pozo Ginta-1 se conoce que la porosidad varía de 3.5% a 31.7%, con un promedio de 21.8%. La permeabilidad horizontal varía de 2.90 md a 11731 md, con un promedio de 2262 md. La relación de anisotropía es de 20 al 50%.

De los análisis especiales de núcleos se puede obtener las curvas de presión capilar, curvas de permeabilidad relativa, humectabilidad de la roca, etc. En el pozo Ginta-1 la saturación de petróleo residual es de 0.346.

Las propiedades petrofísicas promedio obtenidas de la evaluación de registros, para cada uno de los ambientes de depositación esta tabulada en el **apéndice A.1**

1.2.2 Petróleo Original en Sitio(2)

El petróleo original en sitio ha sido calculado(2) usando el método volumétrico y un modelo numérico. Usando los parámetros obtenidos de los análisis de petrofísica, el Petróleo Original En Sitio (POES) existente en yacimiento M-1 en el campo Ginta, calculado usando el método

volumétrico, fue de 331.7 MMBP. Los resultados estimados para cada una de las unidades se presenta en el **apéndice A.2**

Usando el método numérico el POES obtenido fue 326 MMBP; comprobándose que existe una diferencia de 1.72 % con el método volumétrico, lo cual indica una aceptable consistencia de los valores obtenidos para el POES.

Los cálculos realizados usando el método volumétrico se presenta en los **apéndices A3.1, A3.2, A3.3 y A3.4**

1.2.3 Propiedades de los Fluidos

1.2.3.1 Análisis P.V.T. de los Fluidos(2)

Durante las pruebas de producción prolongadas realizadas en marzo de 1996, se tomaron muestras de fluidos en el pozo Ginta-1. El análisis PVT tomó como condiciones estándar 14.696 psia y 60.00 °F. Los resultados de este análisis indican que la presión de burbujeo o presión de saturación a la temperatura de yacimiento (196 °F) es de 357 psia, la viscosidad del fluido a la temperatura del yacimiento y presión de saturación es 46.74 cp, la viscosidad del fluido a la temperatura del yacimiento y presión estática inicial (3219 psia) es 79.49 cp, la relación gas – petróleo es de 46 pies cúbicos/ Bbl, la gravedad API es 15.6, el factor de volumen de formación para el petróleo es 1.044 BY/BNP a la presión de yacimiento.

Las propiedades de los fluidos en el campo Ginta, arena "M-1" ubican al petróleo de este campo dentro de la clasificación de los hidrocarburos como "black oil" simplemente petróleo negro. Este tipo de petróleo contiene mayor cantidad de componentes pesados comparado con los otros tipos de hidrocarburos.

La **ilustración 1.3** muestra un diagrama hipotético de presión y temperatura de una mezcla de petróleo "black oil", y asume que la temperatura es como se muestra. En el caso del petróleo del campo Ginta arena "M-1" las características del fluido indican que se debe considerar una sola fase debido a que la presión de burbuja a la temperatura de yacimiento (196 °F) es relativamente baja (357 psia); además, de los estudios efectuados el mecanismo se considera como una combinación de empuje de acuíferos activos, lateral y de fondo, por lo tanto la sustitución volumétrica es instantánea y no permite la despresurización del yacimiento.

1.2.4 Mecanismo de Empuje

El mecanismo de empuje en el yacimiento M-1 en el campo Ginta es una combinación de empuje lateral de agua y empuje de fondo(2), que depende de la ubicación de los pozos en la estructura.

De acuerdo al modelo geológico de los ambientes de depositación de las Unidades, A, C y F estas contarían con un acuífero activo de fondo en el

80% del área de la estructura y en el restante 20% con un mecanismo de empuje lateral.

Los pozos Ginta B-1, B-6, B-2 y B-5 cuentan con empuje de acuífero lateral, mientras que en las zonas de los pozos Ginta -1, B-3 y B-7 se ha observado una conexión con el acuífero de fondo. En los pozos Ginta -1 y Ginta B-3 se presentan intercalaciones de lutita entre arenas A y C, pero que de acuerdo a la geología son definidas como locales.

1.2.5 Historia de Producción del Campo Ginta

El yacimiento M-1 en el campo Ginta se incorporó a la producción en marzo de 1996, los primeros pozos fueron el Ginta -1 y el Ginta B-3 cuya producción acumulada a 1997 fue de 44067 BBLS de petróleo y 7582 BBLS de agua; en abril del mismo año 1996, el Ginta B-5 se suma a la producción; posteriormente en el mes de mayo el Ginta B-2 ya estaba en producción; en julio arranca el pozo Ginta B-6; en agosto el pozo Ginta B-2 es cerrado debido a problemas con arena; en septiembre es cerrado el pozo GintaB-6. Hasta el mes de octubre de 1996 producen los pozos Ginta -1, B-3, B-5 teniéndose una producción acumulada de 0.736 MMBO y 1.014 MMBW .En el Campo Ginta yacimiento "M-1" el corte de agua ha aumentado desde 14.68% en marzo hasta 57.94% en octubre del mismo año El incremento del corte de agua en la producción no ha aumentado tan rápidamente como en otros pozos del Bloque 16 que tienen empuje acuífero de fondo, esto puede

ser debido a la presencia de esquistos intercalados en la unidad F del yacimiento "M-1".

1.2.6 Pronóstico del Índice de Productividad utilizando el programa "WellFlo"

En la actualidad una de las herramientas de trabajo de todo Ingeniero son las aplicaciones de programas de computación. WellFlo es un programa de análisis nodal cuya función es analizar el comportamiento de los fluidos en pozos de petróleo.

El programa toma como información de entrada datos que describen al yacimiento, todo tipo de completación, instalaciones en superficie y los combina con la información de las propiedades de los fluidos. Para el pozo objeto de estudio, la corrida del programa "WellFlo" realizada en YPF se presenta en los **apéndices A4.1 y A4.2.**

CAPITULO II

PROBLEMAS DE PRODUCCION DEBIDO A LA PRESENCIA DE ARENA EN EL CAMPO GINTA

2.1 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA PRODUCCION DE ARENA⁽³⁾

Para entender la causa de la producción de arena, se debe considerar los esfuerzos en el sitio que actúan en el yacimiento. Los esfuerzos en el sitio en la formación están usualmente en equilibrio. Si por alguna razón las fuerzas en el sitio cambian y por lo tanto existe una perturbación del yacimiento, una corrección de origen natural, ocurre tratando de recuperar el equilibrio de esfuerzos. Los esfuerzos en el sitio que actúan en la formación pueden ser representados por tres esfuerzos principales:

- 1.- Esfuerzo vertical(σ_y)
- 2.- Esfuerzo horizontal mínimo(σ_n)
- 3.- Esfuerzo horizontal máximo(σ_a)

La figura 2.1 muestra los esfuerzos en el sitio. Estos principales esfuerzos actúan en la roca del yacimiento y pueden cambiar en magnitud alrededor de la boca del pozo, creando de ésta manera una suma de esfuerzos concentrados, la cual puede sobrepasar la resistencia plástica de las formaciones pobremente consolidadas, causando fallas mecánicas en las mismas.

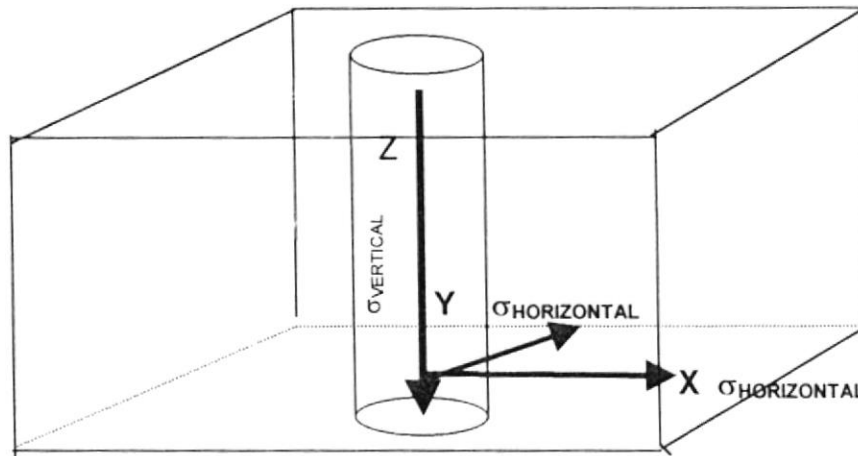


FIGURA 2.1

DIAGRAMA DE LOS ESFUERZOS EN EL SITIO

La severidad de la concentración de esfuerzos en el yacimiento y la deficiencia mecánica están gobernadas por las propiedades mecánicas de las rocas. Comprender las características mecánicas de la formación es importante para la selección correcta del modelo para predecir la deficiencia

mecánica que causa el desplazamiento de las arenas alrededor de la boca del pozo.

Los esfuerzos en el sitio cambian cuando se realizan especialmente operaciones de perforación, completación o reacondicionamiento, causando de ésta manera deficiencia mecánica en la formación. Las cuatro deficiencias mecánicas que causan la producción de arena son:

1.- Deficiencia de tensión

2.- Deficiencia de corte

3.- Deficiencia cohesiva

4.- Colapso al poro

Deficiencia de tensión.- Puede ocurrir cuando la tasa de producción es suficientemente alta, lo que provoca una caída de presión en el área cercana a la boca del pozo, Si esta disminución es grande se puede ocasionar la rotura de la formación.

Deficiencia de corte.- Cuando la roca falla, ésta puede ocasionar una reducción en la medida del hueco debido a la deformación plástica de la formación.

Deficiencia cohesiva.- La fuerza cohesiva es controlada por el factor de erosión en la superficie libre dentro de la formación. Estas superficies libres se presentan en las aperturas de los disparos y en la cara de la arena en completaciones a hueco abierto.

La cohesión es generada por dos factores: la cementación o compactación del material, y la fuerza capilar existente entre los granos de arena de la formación. La inestabilidad en el yacimiento se inicia cuando la fuerza de arrastre, causada por la producción de fluidos llega a ser grande de tal manera que excede la fuerza de cohesión de la arena de la formación.

Colapso al poro.- Se produce cuando existe una disminución de la presión existente en el espacio poroso, provocando un aumento del esfuerzo efectivo, lo cual provoca la deficiencia en el poro.

Basándonos en éstos elementales conceptos, los siguientes factores influyen en la producción de arena(1):

- ◆ Profundidad del yacimiento
- ◆ Tasa de flujo de producción
- ◆ Cementación de la formación
- ◆ Tipo de fluido producido
- ◆ Características y dimensiones de los granos de la arena

- ◆ Caída de presión a través de los huecos de los disparos
- ◆ Presión del yacimiento
- ◆ Superficie expuesta al flujo

Principales Problemas que causa la producción de arena

Los cuatros problemas comunes que se presentan cuando existe producción de arena, son:

- ◆ Erosión y/o abrasión de los equipos de la completación del pozo
- ◆ Taponamiento o arenamiento del tubing o casing
- ◆ Fallas en el casing o liner causada por el atascamiento o colapso
- ◆ Depositación de arena en las facilidades de superficie

Los equipos de superficie están sujeto a la erosión y/o corrosión, particularmente próximos a los cambios de sección tubular o dirección. La erosión de arena ocasiona daños que muchas veces puede causar: contaminación, fuego e incluso pérdida de vidas humanas, debido a escapes de gas y crudo.

La erosión y/o abrasión de los equipos electrosumergibles es el mayor daño que ocasiona la producción de arena en los pozos del campo Ginta, lo cual ocurre debido principalmente a dos factores:

1.- Las unidades A y C del yacimiento de la arena "M-1" son del tipo no consolidado.

2.-El petróleo que se produce es semipesado(20-21°API) por lo que para poder extraerlo con mayor facilidad se necesitan, altas caídas de presión cerca del pozo, lo que ocasiona también alta producción de agua.

El daño en los equipos electrosumergibles ocasionado por la arena, obliga a paralizar frecuentemente la producción de los pozos, lo cual hace que se pierda tiempo y dinero.

2.2 METODOS PARA CONTROLAR LA PRODUCCION DE ARENA(4)

Los tres métodos mas comunes para control de arena son :

- ◆ Consolidación química
- ◆ Consolidación o taponamiento mecánico
- ◆ Combinación de mecanismos

La consolidación química consiste en la inyección de químicos a la formación, para de esta forma conseguir la cementación de los granos. En cambio, cuando se refiere a instalaciones de empaque de grava, liners ranurados o mallas(tamices), se está hablando del método de consolidación mecánica. Cuando se utiliza químicos y empaque de grava conjuntamente, entonces se está utilizando métodos combinados para control de arena.

2.2.1 METODO DE CONSOLIDACION MECÁNICA

El método de consolidación mecánica es uno de los más utilizados en la industria hidrocarburífera, debido a su alta eficiencia para controlar la producción de arena. Al método mecánico se lo puede subdividir en tres sistemas:

Sistema de empaque de grava a hueco abierto

Sistema de empaque de grava en hueco entubado

Sistema de filtros(mallas)

El presente estudio hace una evaluación del sistema de filtro(malla) empleado en una recompletación en el pozo Ginta 1 del campo Ginta, Bloque 16. Por tal motivo se hace una descripción detallada de este sistema.

2.2.1.1 SISTEMA DE MALLAS PARA CONTROL DE ARENA

Las mallas(tamíces) son los filtros más usados para el control de arena, debido a que pueden ser utilizadas en diferentes tipos de completaciones. Al colocar la malla en el pozo, se esta poniendo una barrera física entre la formación y el pozo de tal manera que controla el paso de los granos de arena.

Particularidades Constructivas de las mallas

Todas las mallas bien constituidas son del tipo llamado autolimpiantes, por esto se aconseja siempre usar fisuras en forma de cuñas con la parte más estrecha hacia la pared del pozo, para que de ésta manera las partículas de arena de dimensiones iguales a las aberturas del tamiz no taponen la malla.

El espiral de alambre y los tubos de las mallas son fabricados con aceros inoxidable o aleaciones especiales en lugar de acero normal, de ésta forma se protege a la malla de la erosión que causa la arena. Las mallas tienen un gran área de paso y por lo tanto baja resistencia al flujo, acoplado a una buena resistencia mecánica.

Tipos de mallas

En el mercado existe una gran variedad de mallas, por lo que hacer una clasificación detallada es complicado; pero se las puede agrupar de la manera siguiente:

- ◆ Tamices con tubería acanalada
- ◆ Tamices reforzadas con tirantes
- ◆ Tamices completamente soldados

Al último tipo de mallas a su vez se las puede subdividir de la siguiente manera:

- ◆ Mallas simples
- ◆ Mallas preempacadas

La diferencia entre las dos mallas anteriores consiste en que la segunda posee un paquete de grava que circunda completamente al tubo y cuya parte externa está consolidada con resina. En las figuras 2.2 y 2.3 se muestra los dos tipos de mallas.

MALLA SIMPLE

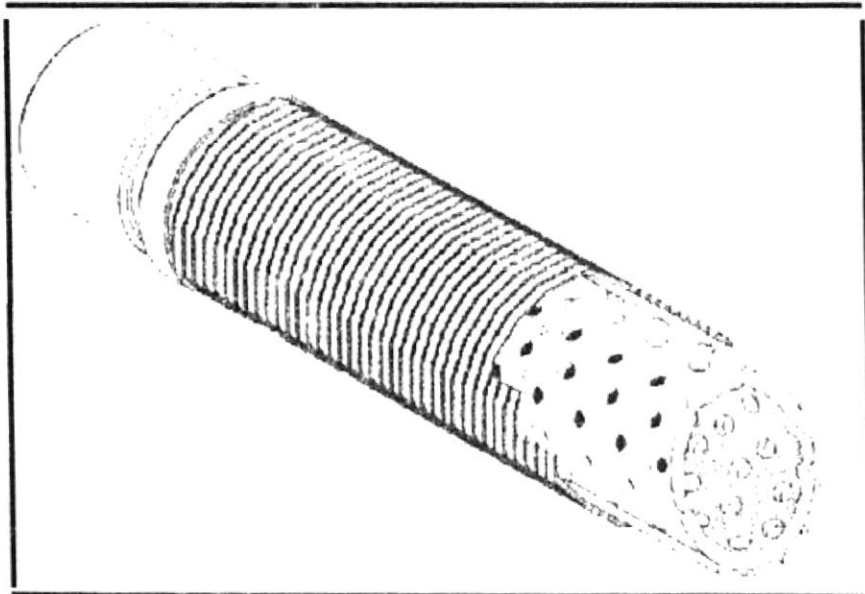
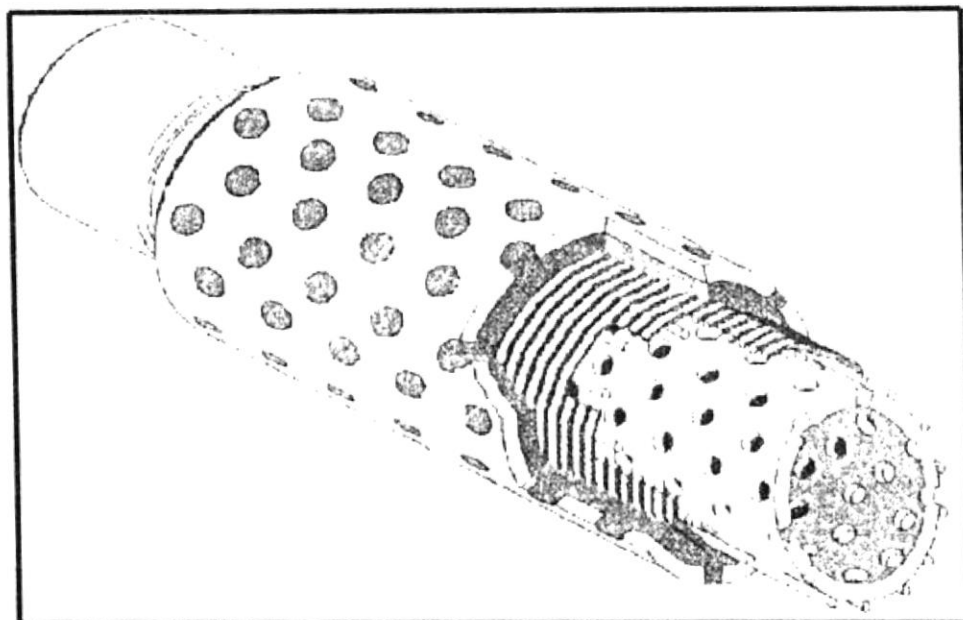


FIGURA 2.2

MALLA PREEMPACADA

FIGURA 2.3

**Criterio de Medida para los Filtros**

La medida de la malla y de la grava, es una parte crítica cuando se diseña los sistemas de consolidación mecánica para control de arena.

Cuando se utiliza empaque de grava se recomienda para el diseño de la grava, el trabajo basado en Saucier (1974), el cual aconseja que el tamaño de la grava deba ser cinco o seis veces la medida de los granos de la formación.

En cambio para completaciones sin empaque de grava se aconseja que la medida de las ranuras de la malla se base en el 10% del diámetro promedio de los granos de la arena de formación.

2.3 Selección del sistema de control de arena para el pozo objeto de estudio

En los pozos petrolíferos del campo Ginta, el sistema de consolidación mecánica con empaque de grava es el que se ha venido utilizando normalmente, debido a su alta eficiencia para el control de arena. Pero, una desventaja del sistema es su alto costo.

El pozo Ginta-1 no tenía sistema de control de arena, sino que se monitoreaba diariamente, y de acuerdo a la cantidad de arena producida se cambiaba la frecuencia del motor de la bomba electrosumergible para de ésta manera disminuir o aumentar la tasa de flujo de petróleo producido.

En los últimos tiempos, la producción de arena en el pozo Ginta 1 había aumentado considerablemente, por lo que se decidió instalar una sarta de control de arena, para lo cual se tomaron en cuenta las consideraciones siguientes:

Análisis de tamiz (sieve análisis)

Factor económico

Probar un nuevo tipo de tamiz(malla Excluder™)

2.3.1 Análisis de tamiz

El análisis de tamiz(sieve analysis) se lo realiza generalmente cuando el pozo está siendo perforado, en el cual se toman muestras representativas de la formación. Una vez obtenidos los datos se realiza una curva en la que se describe los diámetros promedios de granos versus el peso acumulado en el "sieve análisis" expresado en porcentaje.

Con la información obtenida del análisis de tamiz se puede determinar el tipo de yacimiento que se tiene, es decir si es consolidado o no. Otro dato importante que se obtiene del sieve análisis es la granulometría, que no es otra cosa que la medida de los granos de la formación. La granulometría generalmente está especificada en términos de "U.S mesh"(unidades americana de granulometría).

En el apéndice B.1 se da una guía para determinar el sistema de consolidación mecánica apropiado que debe utilizarse una vez realizado el sieve análisis .Otro parámetro importante que se obtiene con el análisis de tamiz es el coeficiente de uniformidad.

En el apéndice B.2 se muestra el "sieve" análisis realizado en el pozo Ginta 1.

2.3.2 Malla(Tamiz) Excluder™(s)

El Excluder es un nuevo modelo de malla que la compañía Baker ha fabricado para realizar completaciones con control de arena a bajos costos. Se lo puede clasificar dentro de los tamices completamente soldados. Al igual que las otras mallas, al Excluder se lo puede bajar con línea de cable o con tubería; puede ser utilizado en diferentes tipos de completaciones.

La malla Excluder está diseñada para retención absoluta de granos de formación mayores a 110 micrones. La combinación de una cubierta (shroud) de protección, un filtro membrana y un baker weld en el interior, permiten optimizar la productividad y extender la vida de la malla.

En la figura 2.4 se ilustra la configuración de la malla, con sus partes principales:

Vector Textura(Shroud).- Actúa como una cubierta protectora y a la vez como filtro, es la parte clave del diseño del tamiz, ya que evita el desgaste por efecto de la erosión que causa la arena.

Vector Protección(Weave).- Es una membrana filtro, entrelazado apretadamente con poros distribuidos uniformemente en las aperturas del cuello.

Tubo soldado(Baker Weld).- tubo soldado en el interior del vector weave.

En el apéndice B.4 se describe mas ampliamente las características mecánicas del Excluder

Funcionamiento del tamiz

Cuando se utiliza sistemas de consolidación mecánica solamente con mallas o liners, es decir sin empaquetadura de grava, existe movimiento de los granos de arena de la formación, los cuales se acumulan en la superficie de la malla. Esta acumulación de arena forma como especie de un puente en la cara del tamiz. El puente por lo general es inestable cuando las tasas de flujos no son uniformes, y por lo tanto está sujeto a colapso permitiendo de esta manera el paso de granos finos a través de la malla. Esto hace que exista un mayor desgaste de la malla por efecto de la erosión.

En el caso de la malla Excluder no ocurre esto debido a que posee una membrana interior de acero, la cual está entrelazada con poros repartidos uniformemente a través de las aperturas del cuello. Esta membrana interior, es decir el vector textura (**weave**) hace que el paso del flujo de fluido se

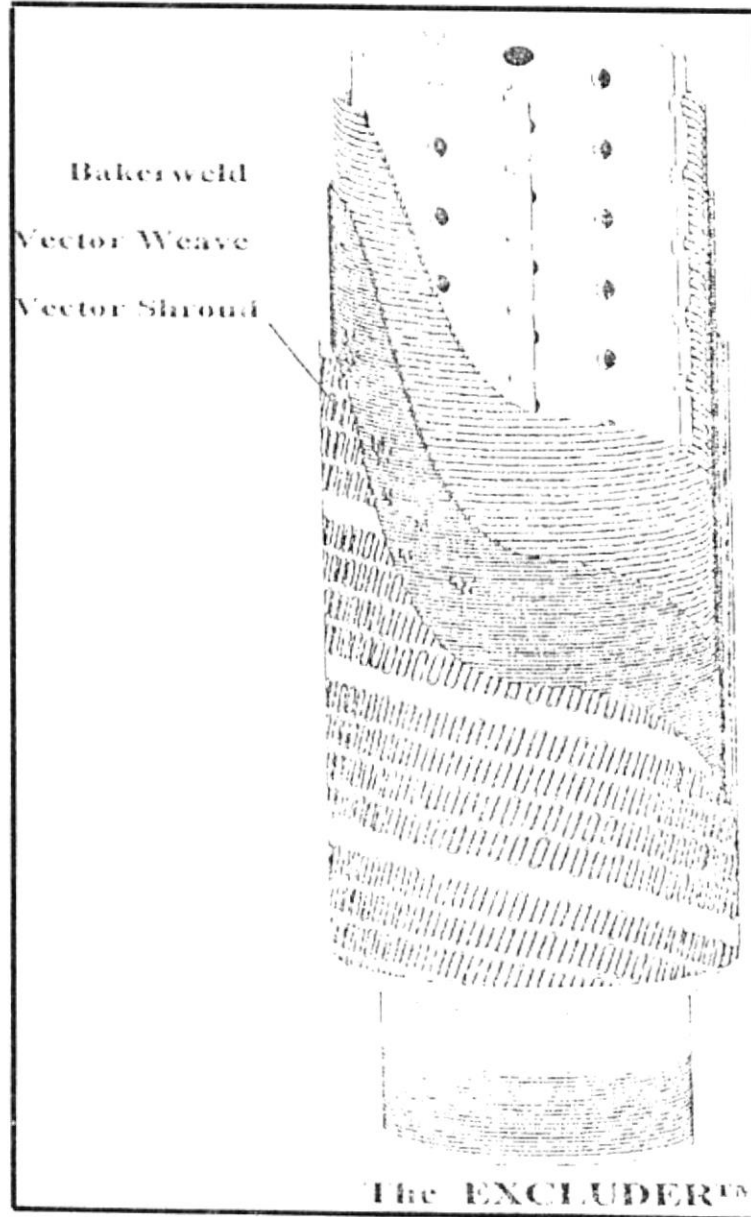
reorienta minimizando de esta manera el efecto de la erosión causado por la arena.

La diferencia principal del Excluder con otras mallas, es la forma como están diseñados sus elementos, los cuales poseen una cierta inclinación. En los otros tamices el fluido entra en forma perpendicular a las aberturas de la malla, de tal forma que los granos de arena de mayor tamaño comienzan a acumularse en la superficie del filtro, formando como especie de un puente en la cara de la malla, el cual es muy inestable para tasas de flujo no uniforme, lo que algunas veces produce el colapso de la malla. En cambio en el excluder no sucede esto, ya que el fluido se va reorientando cuando va pasando por cada una de las partes de la malla, debido al ángulo de inclinación que estos poseen.

Otra ventaja del excluder, es que el uso del empaque de grava es opcional, lo cual no sucede con los otros tipos de filtros simples. En el **apéndice B.3** se muestran diferentes medidas de mallas Excluder.

Las pruebas de flujo y esfuerzo mecánico realizado a la malla Excluder se indica en el **apéndice B.4**

FIGURA 2.4
CONFIGURACION DEL EXCLUDER



CAPITULO III

CONTROL DE ARENA UTILIZANDO LA MALLA EXCLUDER

3.1 Condiciones iniciales del pozo antes de aplicar el Sistema

El pozo prueba se encuentra localizado en el campo Ginta, perteneciente al Bloque16 del Oriente Ecuatoriano. Es un pozo vertical que fue completado inicialmente el 11 de Febrero de 1996 y entró a reacondicionamiento por primera vez el 15 de Junio de 1997. Durante todo éste período de tiempo el pozo estuvo produciendo. Después de haberse realizado el primer reacondicionamiento, el pozo quedó completado de la siguiente manera:

PROFUNDIDAD:

Profundidad Total 10364'

Profundidad de Trabajo 9520'

CASING/ TUBING

"Casing" Conductor 20", X-55 , 92lb/pie a 128'

"Casing" 13 3/8" a 2509'

Casing Intermedio 9 5/8" N-80, 47lb/pie a 7303' MD

Casing Producción 7" , N-80, 26lb/pie a 8675'

Fluido en el pozo:

Fluido de completación: Agua Filtrada de 8.4 lb/ gal

Desviación: Pozo vertical

Sistema de Producción Electrosumergible:

3 1/2" EUE PUP Joint (hanger) PxP

X-OVER 3 1/2" EUE BOX x 4 1/2" EUE Pin

137 Juntas 4 1/2" EUE N-80 12.75lb/pie Tubing

X-OVER 3 1/2" EUE BOX 4 1/2" EUE PIN

1 STAND OF 3 1/2" EUE N-80 Tubing

N-60 NIPPLE 2.75x 3 1/2" a 4395'

1 STAND OF 3 1/2" EUE N-80 Tubing

3 1/2" EUE Descarga

GC- 4100 PUMP 78 STAGES N/ SHROUD

513 SERIES INYAKES

513 SEAL SECTION

562 SERIES, 180 HP MOTOR/ 2210V/ 47^a

562 SERIES PSI UNIT a 4516' MD/TVD

9 5/8" CASING MOTOR GUIDE

En la **ilustración 3.1** se muestra la completación del pozo Ginta-1, antes de ser implementado el sistema de control de arena.

DATOS DEL YACIMIENTO COMPLETADO

YACIMIENTO: ARENISCA NAPO "M-1", Unidad "A"

INTERVALO DE INTERES: 7604'- 7646' (42Pies)

MITAD DEL INTERVALO: 7625'

PRESION DEL YACIMIENTO A 7625': 3185 PSI

TEMPERATURA DEL YACIMIENTO A 7625': 191° F

3.2 DISEÑO DE LA SARTA PARA CONTROL DE ARENA

Para realizar el diseño de la sarta para control de arena se deben tener en cuenta los siguientes parámetros(s):

- Características y especificaciones del casing y tubing, tales como diámetro y peso, tipo de hilo en las conexiones: resistencia al colapso y estallido.
- Profundidad de asentamiento de las herramientas de fondo
- Presencia de H₂S Y SO₂ en los fluidos presentes en el yacimiento
- Temperatura y presión de fondo
- Tipo de pozo, es decir: si es vertical, desviado u horizontal
- Permeabilidad y porosidad de la formación

- Zona de pago(Intervalo de interés)
- Tipo de arena(consolidado o no)
- Diámetro del hueco sin entubar, cuando el sistema de control a implementarse va a estar a hueco abierto.
- Las presiones y fuerzas aplicadas a la sarta de completación también debe tenerse en cuenta. Pero, por lo general las compañías de servicio tienen programas de computación que permiten realizar el cálculo de éstos factores
- Granulometría de la formación.

Los parámetros antes mencionados se los considera, sea que el control de arena utilice empaque de grava o no. También se debe destacar que la sarta de control esté completamente limpia, interna y externamente, por lo que se recomienda hacerlo de igual manera, con los hilos de las conexiones.

Tomando en consideración los factores anteriores se diseña la sarta de control siguiente para el pozo Ginta-1:

1) Baker Model "SC-1" Packer

Size 70 B-32

Threads S-112 L-80 Box Down

Este packer ha sido desarrollado para ser usado en sistemas de control de arena, aunque también puede ser usado como packer de producción, para

aislar zona o en pozos inyectoros. El packer puede correrse con tubería o con línea de cable

2) Baker Millaut extensión 6' 8 long

Size 80-32

Threads 5½" L-80 HSL- Box x 8RD Pin

Es un tubo que sirve para alcanzar profundidad

3) Baker cross over sub

Size 5½" x 3½"

Box Threads 5½" 11.6 lb/pie EUE 8RD

Pin Thread 3½" 9.2 lb/pie EUE 8RD

4) Tubing (two joints)

Size: 3½"

Threads: 3½" 9.2lb/pie EUE 8RD

Pin Thread: 4" 11.0lb/pie

5) Baker Excluder

M-1 Sand

Size 4" x 18.5 pies de longitud

Threads 4" HSL-HT Box x pin

6) Baker Bull plug

Size: 4"

3.3 PROGRAMA DE REACONDICIONAMIENTO

A efectos de evaluar los resultados de la malla Excluder en el pozo Ginta-1, es importante conocer el programa de completación seguido en el pozo. Cabe destacar que las dimensiones y características de los equipos y accesorios mencionados son específicos para ser usados bajo las condiciones que presenta el pozo "Ginta-1".

3.3.1 PROCEDIMIENTO GENERAL

- Mover el taladro a la locación
- Controlar el pozo, desarmar cabezal y armar BOP
- Sacar equipo electro sumergible(Centrilift GC-4100/78etapas/ 180 HP)
- Asentar CIBP a 7660´
- Cañonear Arena M-1 Unidad "A" en el intervalo 7604´ -7646´
- Asentar malla excluder (63´) con packer Baker SC-1 a 7527´
- Evaluar la formación mediante bomba jet
- Desarmar BOP y armar árbol de navidad
- Dar por terminadas las operaciones

3.3.2 DESARROLLO DEL PROGRAMA

El desarrollo del programa que a continuación se describe tiene su base en las operaciones seguidas en el pozo "Ginta-1" del Bloque 16 y puede servir de guía para otros pozos.

1.- Mover la torre de reacondicionamiento y los equipos necesarios a la locación, chequear que el tanque de lodos y de viaje estén limpios. Llenar los tanques de lodo con agua de producción con un peso de 8.5lb/gal filtrada si es necesario a 30 NTU(Net Turbidity Unit). Si el agua de producción no se encuentra en especificaciones usar KCL y agua fresca para preparar el fluido de matado

Nota: Previo al retiro del cabezal de producción, confirmar con el "company man" y con el supervisor del taladro si el pozo está controlado (muerto). Liberar las presiones del tubing y casing hacia los tanques y esperar, por posible flujo, 40 min.

2.-Armar líneas de superficie para bombear por el tubing, probar éstas líneas con 2500 psi, liberar presiones y lanzar la barra para romper el pin de la válvula de circulación.

3.- Instalar el back pressure valve (BPV) en el colgador del tubing y luego desarmar el cabezal; armar preventor de reventones (BOP) de 11'x 3000 psi con los blind rams y pipe de 4½", instalar el preventor anular.

Usando un tapón de prueba, probar los rams con una presión mínima de 300 psi y máxima de 2100 psi, probar el preventor anular con 300 psi mínimo y

1500 psi como máximo. Mantener presurizado por 10 min y chequear que las presiones se mantengan.

4.- Ubicar el spooler (carrete para el cable de la compañía Centrilift) a una distancia de 50 y 75 pies medidos desde el cabezal.

5.- Enroscar en el hanger un tubo de 3½" EUE 8rd clase A y levantar el hanger con la sarta del taladro. Mientras el equipo sale del pozo, compensar el volumen de éste con fluido de matado tomando en cuenta que la tubería de 4½" y 12.75 lb/pie desplaza un volumen de 1.5 bls/5 paradas, teniéndose en cuenta que una parada equivale a un arreglo de tres tubos (1 tubo mide 30.5 pies en promedio) .Tener precaución mientras se cortan las bandas que sujetan el cable eléctrico, ya que puede suceder que se caigan al pozo; adicionalmente colocar un protector de bandas sobre la mesa del taladro.

6.- Inspeccionar el cable y la armadura de los protectores para determinar presencia de corrosión y escala. La tubería y el equipo electrosumergible también deben ser inspeccionados para determinar la presencia de corrosión y escala, que deberá ser reportada sacados los equipos.

7.- Cuando el equipo electrosumergible está fuera de la boca del pozo, usar un sello para evitar que los fluidos (agua y aceite dieléctricos) contaminen.

Nota: Cuando el equipo electrosumergible se encuentra en tierra realizar chequeo y elaborar reporte para conocer el estado de los mismos a la posible falla.

8.- Armar sarta de limpieza del pozo, 780 pies de tubing de 3 ½", con una broca de 6 1/8", scraper de 7" y tubería de 4 ½" hasta superficie. Bajar la sarta lentamente hasta 6900 pies y a partir de ésta profundidad bajar reciprocando hasta tocar el tapón a 7688 pies. Circular hasta obtener fluido de retorno limpio.

9.- Sacar sarta de limpieza, controlar el pozo y bajar con wireline para asentar tapón permanente de 7" a 7660 pies.

10.- Asentar tapón a 7660 pies. Hacer una corrida para verificar profundidad de asentamiento. Cerrar válvulas rams, presionar vía tubing hasta 700 psi para chequear que el tapón haga sello.

11.- Armar la sarta de control de arena como sigue:

Baker Bull Plug 4" 11lb/ft HSL- HT box, 3 Baker Excluder screen 203 Micron 4" OD x 18.5 ft HSL- HT box x pin, Baker X-over Sub 4" 11lb/ft HSL-HT Pin x 3½" 9.2 lb/ft EUE 8rd, 3½" tubing joint, Baker X-over Sub 3½" 9.2 lb/ft EUE 8rd x 5½" 11.6 lb/ft EUE 8rd, Baker Millant extension, 5½" SC-1 Baker packer 5½" L-80 box + 615ft of 5½" tubing + 4½" tubing to surface. SC-1 Baker Packer a 7527 ft +/- 3ft

12.- Antes de empezar a producir, hay que verificar la tendencia del fluido del pozo a formar incrustaciones, para ello bajar una tubería hasta la cara de la formación y bombear al pozo un tratamiento ácido de 15 Bls al 15% de HCl, dejando 30 minutos para reacción y posteriormente circular el pozo o si se recañonean nuevas zonas evaluar con bomba jet.

13.- Para la evaluación con bomba jet armar la sarta como sigue, de abajo hacia arriba:

Bar catcher 3 ½" EUE 8rd , tubing 3 ½" EUE 8rd, NO-GO 3 1/2" OD x 2.75 ID, packer 9 5/8" Baker con pin 3 ½" y camisa deslizante 4 ½"

Nota: Para asentar el packer , la camisa debe bajar cerrada y hay que aplicar entre 15000-70000lb de peso. Probar tubería con 3500 psi, asentar el packer a 6618 pies(dada las características) y probar el anular con 800psi, Después del packer va una camisa deslizante de 4 ½".

14.- Armar el equipo de wireline para recuperar el standing valve que se bajó para probar tubería.

15.- Previo al bombeo jet realizar una reunión de seguridad con todos los involucrados para discutir el procedimiento de trabajo en detalle, asegurándose de disponer en locación de todas las herramientas de pesca necesarias en el caso. Armar las líneas de superficie para evaluación con bomba jet y probarlas con 4000 psi; también probar el anular con 800 psi.

16.-Con la unidad de cable bajar shifting tool de 2.81" para abrir la camisa deslizante y posteriormente salir. Bajar al pozo dos unidades de presión (Memory gauges) colgados del NO- GO Niple Baker 2.75" por medio de un adaptador. Salir y desarmar el lubricador de la unidad de la unidad de cable.

Nota: Después de esto armar un cabezal de pozo consistente en una válvula master adaptada sobre el tubing cerrada y tenerlo listo para instalarlo después de bajar la bomba jet.

17.- Usando la unidad de cable, bajar la bomba Jet y asentarla en la camisa deslizante el técnico de la bomba jet recomendará las características de la bomba a bajarse hasta conseguir óptimas condiciones de operación.

18.- Iniciar el bombeo del fluido motriz (agua de producción de 8.5 lb/gal) a través del tubing y monitorear el retorno del fluido total por el anular. La producción inicial de ésta arenisca(M-1) fue 3000B/D. Chequear en el retorno producción de arena y corte de agua.

La máxima presión de inyección deberá ser de 3500 psi de tal manera que en el anular no se sobrepase los 800 psi. La prueba terminará cuando se hayan recuperado unos 4000 bis de fluido de formación o cuando el índice de productividad del pozo haya sido determinado.

Nota: La compañía de bombeo generalmente debe proporcionar en el sitio el índice de productividad del pozo, calculado en base a los parámetros

obtenidos en el bombeo, una vez terminado el bombeo recuperar la bomba jet en una corrida y posteriormente recuperar los medidores de presión en otra corrida.

19.- Desasentar el packer de 95/8" y circular el fluido de producción, mediante el desplazamiento del fluido de completación. Controlar el pozo y sacar tubería, dejando en la torre la tubería de 4½" que sea necesario para la bajada del equipo electrosumergible .

20.- Armar el equipo necesario para la bajada del equipo electrosumergible. Chequear que esté completo y en la locación.

21.- Armar el equipo electrosumergible en orden de abajo hacia arriba siguiendo la disposición mostrada en la ilustración 3.3 Finalizado el proceso de armado de equipo electrosumergible, bajarlos en el pozo, según los procedimientos técnicos y de seguridad de la compañía de servicio.

Asiente la unidad PHD a 6800 pies a la profundidad que el departamento de ingeniería recomienda.

Nota: Para la tubería de 4½" de 12.76 lb/ft EUE 8rd, los límites recomendados para el torque de ajuste son:

MINIMUN: 3010 FT- LBS

OPTIMUN: 4020 FT-LBS

MAXIMUN: 5030 FT-LBS

El No- Go Nipple y la válvula de desfogue serán bajados con cada junta alrededor de la bomba. El siguiente programa es recomendado.

a.- El cable extendido previene el protector del motor y dirige la extensión y el ensamblaje de ESP es necesario bajar usando super bandas de 1.25 pulgadas.

b.- Colocar protector cada seis juntas del tubing hasta 200 pies alrededor del punto de desvío.

c.- De 200ft alrededor del punto de desvío a la superficie bandas de 0.75 pulgadas ensilladas y espaciadas seis pies alrededor y los cuatros pies siguientes cada cuatro pulgadas y medias de acoplamiento.

Realizar la prueba de presión del tubing con 2000 psi cada 2000 pies en 5 minutos. También la prueba del cable del motor y la resistencia eléctrica a tierra y fase a fase cada 2000 pies. Recogiendo el hanger y subiendo la sarta del tubing. Teniendo una presión final y la prueba eléctrica. Haga una conexión con el cable por medio del hanger usando 5KV/140 A BIW. Instalando una back pressure valve y dejar el tubing.

22.- Niple bajo BOPE. Niple arriba del árbol, sacar la back pressure valve y la prueba de la sección B en el borde con 3000 psi usando mallas en la bomba.

Realizar chequeos eléctricos finales. Se prueba al árbol con 2500psi junto con el standing valve. Arreglar hacia arriba la línea lisa y sacar el standing valve. Arreglar hacia abajo la línea lisa, arreglar equipo de reacondicionamiento y limpiar la locación.

En la **ilustración 3.2** se muestra la completación final del pozo "Ginta-1"

3.3.3 Mantenimiento del Sistema(6)

Uno de los problemas que generalmente se da cuando se usa solamente mallas, para el control de la producción de arena es el taponamiento de las aperturas de las mallas. Muchas veces la acumulación de las partículas de arena en la superficie de la malla ocurre cuando las tasas de flujo no son uniformes, o si no, también cuando el fluido usado para la completación contiene demasiado sólidos.

Una forma de limpiar la malla, es tratándola con ácido. En el caso que se necesite realizar un mantenimiento al pozo "Ginta #1", el programa descrito a continuación puede ser utilizado para hacer la limpieza de la sarta de control con malla Excluder.

PROGRAMA DE MANTENIMIENTO PARA LA SARTA DE CONTROL CON MALLA EXCLUDER

Antes de empezar a Operar

- 1.- Apagar el tablero de control y desconectar
- 2.- Revisar que no exista corriente en la caja de los empates eléctricos, si es necesario desconectar el conector de superficie. Esto deberá ser realizado por un técnico de bombeo electrosumergible.
- 3.- Todos los controles y sensores deberán ser retirados del cabezal por el supervisor previa intervención de los equipos de BJ la válvula neumática ESD deberá asegurarse en posición abierta por el mismo supervisor.
El ingeniero en completación es responsable de matar al pozo bombeando agua de producción a 8.45 lb/gal con un exceso de 163 psi sobre la presión hidrostática a través del anular casing-tubing a una tasa de 2-4 BPM usando las bombas del camión de BJ que debe ser conectado para succionar de los tanques de fractura.
- 4.- Armar líneas de BJ, previo al bombeo desde superficie a través del casing, probar las líneas con 2500 psi y liberar presión

LIMPIEZA

- 1.- Previo al inicio del trabajo, confirme que los tres tanques de fractura estén en la locación. Purgue la presión tubing-casing hacia los tanques y

observe posible flujo durante 45 minutos, una vez que la presión en el tubing y en el casing sean cero.

2.-Probar las líneas de BJ y luego bombear a través del tubing.

3.- Se comienza el tratamiento, cierre las válvulas laterales del casing y la válvula de la línea de producción hacia el tubing. Bombee 103 bls de agua de producción de los tanques, luego bombee 500 galones al 15% de HCL. Posteriormente desplace con 91 bls de agua de producción y espere la reacción por una hora y finalmente desplace 153 bls adicionales de agua.

4.- Armar las líneas de BJ para bombear por el casing, abra las válvulas laterales del casing, asegúrese que la línea de flujo esté cerrada y el tubing conectado al tanque de fractura. Entonces bombee 260bls de agua de producción y luego de que 103 bls retornen mida el PH del fluido.

Si el PH es 7 o el pozo es cerrado por que se apagan las bombas de BJ, entonces se dan por terminadas las operaciones en el pozo Ginta-1

CAPITULO IV

ANALISIS DEL SISTEMA MALLA EXCLUDER

4.1 EVALUACION CON BOMBEO HIDRAULICO ANTES DE LA IMPLEMENTACION DEL SISTEMA DE CONTROL (MALLA EXCLUDER)

Como se mencionó anteriormente el pozo objeto de estudio no tenía implementado ningún sistema de control de arena, sino que la producción de la misma se la controlaba produciendo a baja tasa. Por tal motivo, antes de completar el pozo con la malla excluder se realizó una prueba con bomba jet, para determinar el equipo electrosumergible adecuado.

Para la realización de la prueba con bomba hidráulica se utilizó la bomba jet Guiberson F-10, la cuál fue ubicada a la profundidad de 6800'.

RESULTADOS DE LA EVALUACION

DATOS GENERALES

CAMPO :	Ginta
POZO :	Ginta # 1
BOMBA :	Jet, SL/SL,2.8, F-10
PROFUNDIDAD DE ELEMENTOS :	6794' (TVD,MD)

DATOS DEL POZO

PROFUNDIDAD DEL INTERVALO:	7604' - 7646' (TVD,MD)
MITAD DEL INTERVALO :	7625' (TVD)
PRESION DEL YACIMIENTO, psi :	3185 psi
ESPESOR TOTAL, ft :	42'
POROSIDAD, % :	19%
VISCOSIDAD, cp :	79.5 cp
FACTOR VOL. FORMACION :	1.076
PRESION PUNTO BURBUJA, psi :	520 psi
GRAVEDAD API :	15.6

La **figura 4.1** muestra la corrida de la herramienta, durante la prueba. En la **tabla 4.1** se resume los datos de la evaluación.

PRUEBA DE EVALUACION CON BOMBA JET

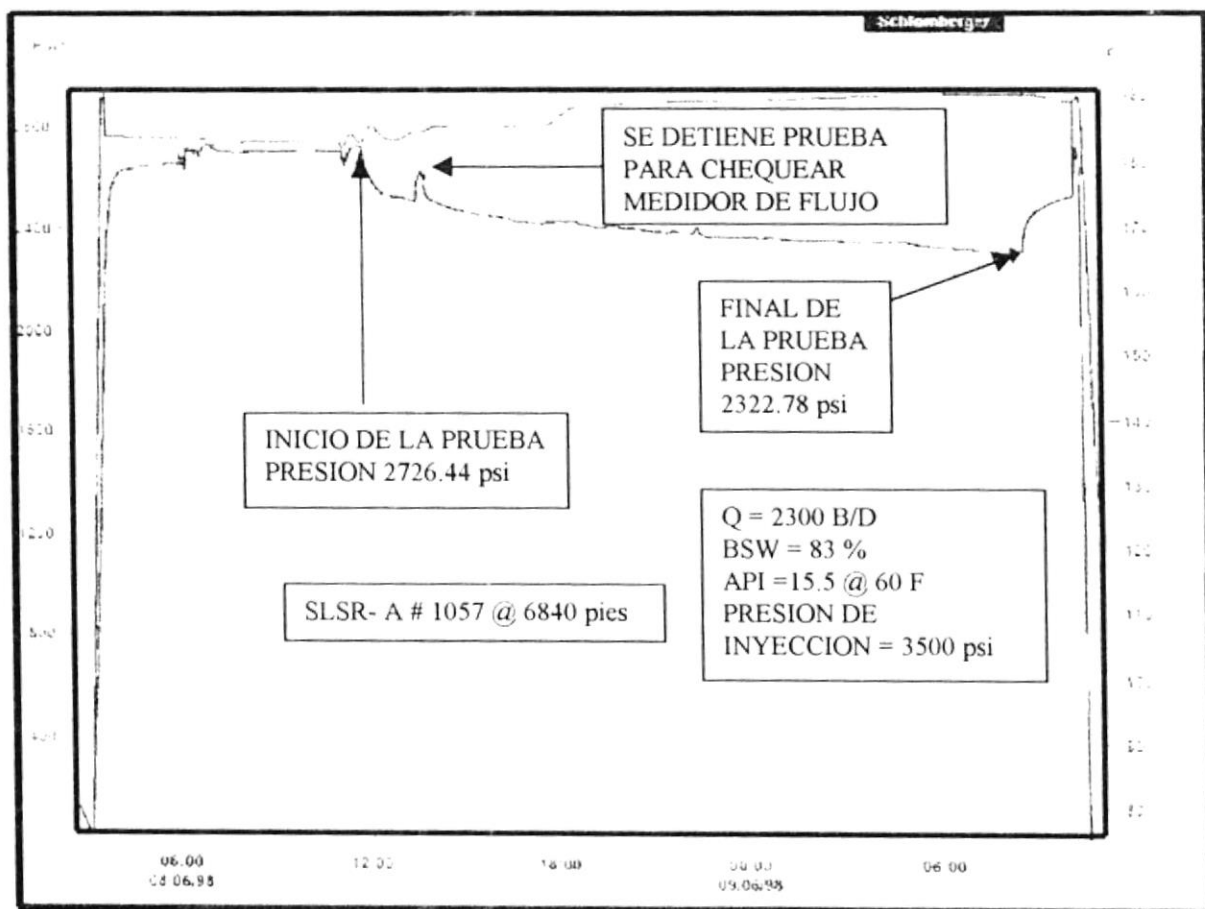


FIGURA 4.1

TABLA 4.1

PRINCIPALES RESULTADOS DE LA EVALUACION CON BOMBEO
HIDRAULICO

HORA	BSW	TASA DE PRODUCCION
	(%)	(BFPD)
12:00	100	0
13:00	100	2136
14:00	91.66	2256
15:00	91.71	2304
16:00	83.32	2258
17:00	83.33	2280
18:00	83.33	2304
19:00	83.41	2280

De la **figura 4.1**, se obtuvo los siguientes datos:

Tasa de Flujo Promedio (Q) = 2300 bfpd

Presión Fluyente Promedio (P_{wf}) = 2322.78 psi

Presión de Inyección = 3500 psi

BSW = 83 %

A partir de estos datos se construyó la curva de IPR, en la **figura 4.2** se muestra la misma

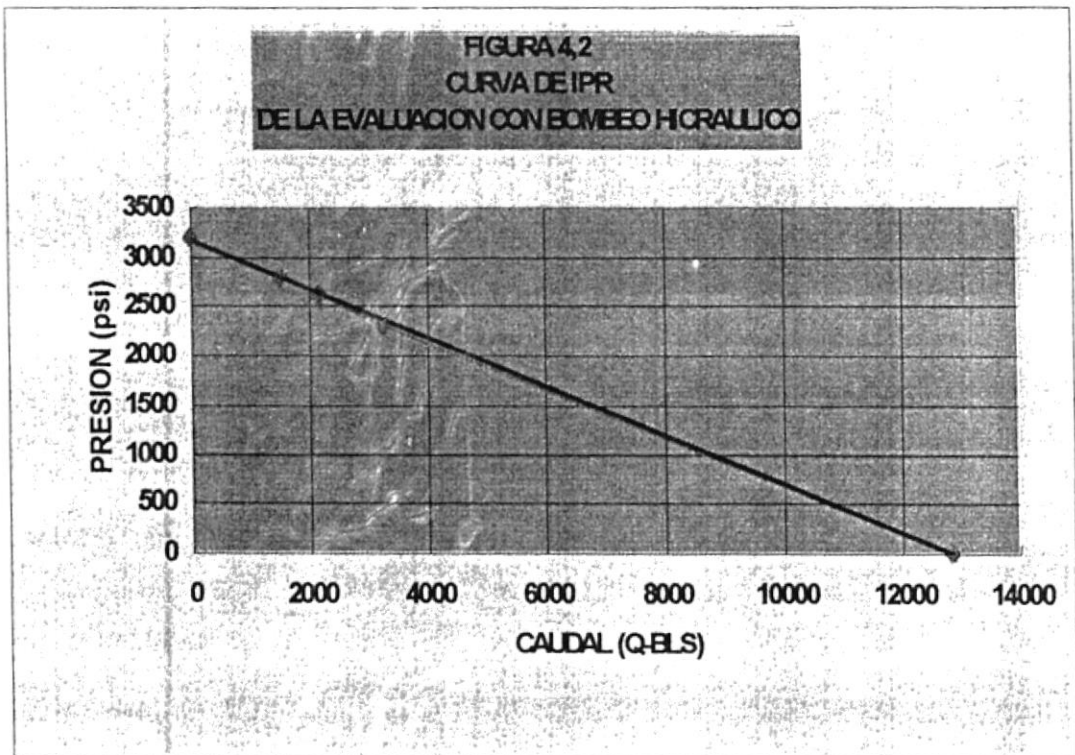
A partir de la **figura 4.1** se calcula el índice de productividad:

El índice de productividad (IP) = Q (bfpd) / ($P_r - P_{wf}$) psi

$$IP = 2300 / (3185 - 2322.78)$$

$$IP = 2.66$$

Del gráfico de IPR se establece una producción estimada de 6950 BFPD para una presión fluyente de 1520 psi. (1000 psi por encima de la presión del punto de burbuja).



4.2 EVALUACION DE LA PRUEBA MULTITASA DESPUÉS DE IMPLEMENTARSE LA MALLA EXCLUDER

Después de implementarse el sistema de control con malla excluder, en el pozo "Ginta # 1", se realizaron pruebas de producción con tasa variable, utilizando variadores de velocidad (V.S.D). En el apéndice D se explica sobre la pruebas de flujos multitasa(7).

VARIADORES DE VELOCIDAD (V.S.D)

La prueba multitasa se realiza con caudales diferentes, por eso es necesario tener equipos por medio de los cuales se puede manipular este parámetro.

Los equipos de bombeo electrosumergible (E.S.P), poseen un arranque con habilidad para cambiar el voltaje y la frecuencia de funcionamiento del E.S.P, es decir, que cada cierto intervalo de tiempo t se va cambiando la frecuencia del motor y por ende el número de revoluciones por minuto, consiguiendo de esta forma cambiar la tasa de fluido producido.

Para realizar el análisis se tomaron datos de presión fluyente, caudal y tiempo, a partir del 17 hasta el 23 junio de 1998, ya que la prueba fue suspendida a partir del 24 de junio, debido a problemas de energía en los campos del sur.

La **tabla 4.2** indica los valores tomados para la prueba:

TABLA 4.2

DATOS PARA LA EVALUACION CON VARIADORES DE FRECUENCIA

TIEMPO (horas)	FRECUENCIA (Hz)	PRESION (psi)	CAUDAL TOTAL (Q-bbls)	CAUDAL DE PETROLEO (Qo-bbls)	BSW (%)
5	42	1988.72	691	127	81.612
20	43	1700	548	218	60.219
36	44	1572.72	555	288	48.1088
44.3	45	1357.72	570	513	40
48.2	46	1288.72	600	374	37.7
61.8	47	1156.72	700	461	34.143
85.5	48	1000	680	606	10.882

Realizando los cálculos respectivos se obtiene la **tabla de valores 4.3** y el gráfico, mostrado en la **figura 4.3**. Cabe destacar que la deducción de la fórmula y las operaciones aritméticas se describen respectivamente en el **apéndice C**.

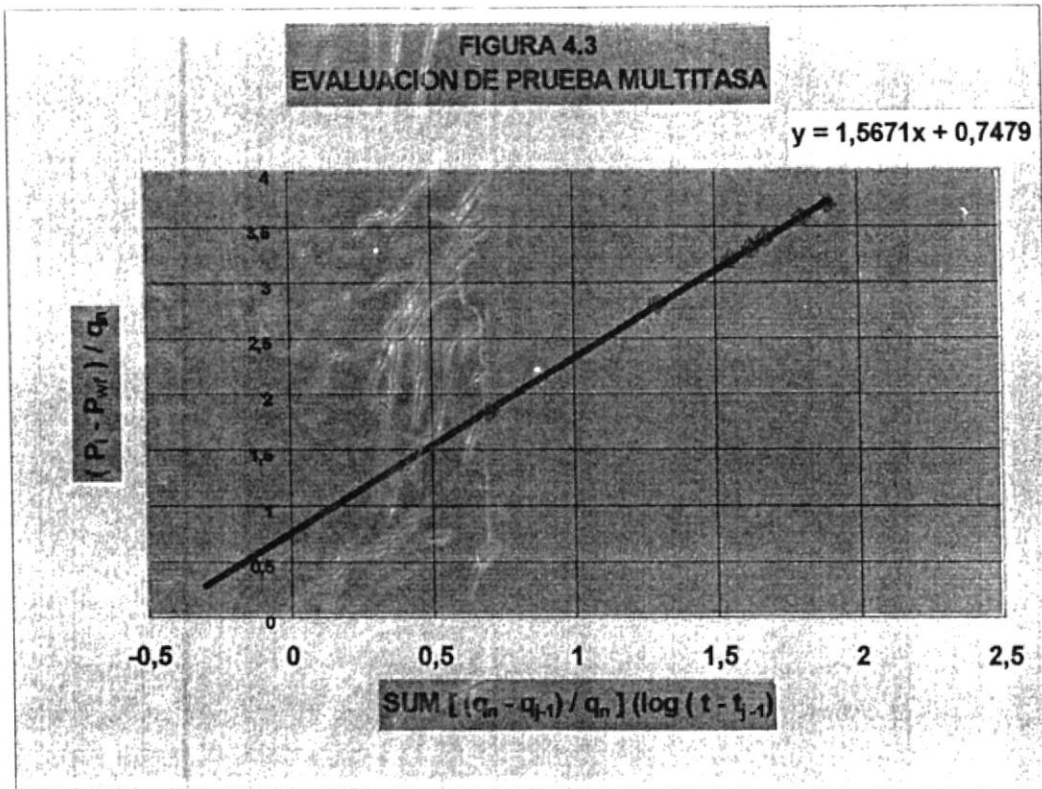
TABLA 4.3

DATOS PARA EL GRAFICO 4.3

X	Y
0.7	1.83
1.3	2.8
1.554	3.2
1.627	3.3
1.677	3.39
1.806	3.57
1.9	3.7

$$X = \text{SUM} [(q_n - c_{k,i}) / q_n] (\log(t - t_{i}))$$

$$Y = (P_i - P_{w,i}) / q_n$$



De la **figura 4.3** se obtiene los siguientes datos:

$$\text{Pendiente}(m') = 1.5671$$

$$\text{Intersección con el eje Y}(b) = 0.7479$$

Cálculo del Factor de Daño (\check{S}) y del Índice de Productividad (J)

Datos:	Porosidad (\emptyset)	:	0.19
	Permeabilidad (K)	:	3581 md
	Compresibilidad total (C_t)	:	4.5 E-6 (1/ psi)
	Viscosidad (μ)	:	79.5 cp
	Factor Volumétrico (β)	:	1.076
	Espesor (h)	:	42'
	Pendiente (m')	:	1.567
	Intersección con el eje Y (b)	:	0.7479
	Radio de drenaje (re)	:	1000'

$$S = [(b/ m') - \log (K/ (\emptyset*\mu*Ct*r_w^2)) + 3.23]$$

$$S = [(0.7479/1.567) - \log (5101 / (0.19*79.5* 0.2615^2* 4.5E-6))+3.23]$$

$$S = -5.333$$

Como la presión fluyente (P_{wf}) es mayor que la presión del punto de burbuja (P_b), entonces para hallar el índice de productividad se puede aplicar la siguiente ecuación:

$$J = (7.08 \text{ E-}3*K*h)/[(\mu*\beta)*(ln(re/r_w) - \frac{3}{4} + \check{S})]$$

$$J = (7.08 \text{ E-}3 * 3581 * 42) / ((79.5 * 1.076 * (\ln(1000/0.2615))^{-3/4} - 5.33))$$

$$J = 2.58 \text{ BFPD/PSI}$$

El valor obtenido del índice de productividad a partir de la prueba multitasa difiere con respecto al que se halló en la evaluación con bombeo mecánico, es decir el primero es menor en un 3%; éste resultado era de esperarse ya que el Excluder presenta restricción al flujo.

CAPITULO V

ANALISIS ECONOMICO

5.1 INTRODUCCION(7)

La mayoría de las veces que se emprende una tarea, existen diversas alternativas para llevarla a cabo. En una situación de negocios o en la vida personal, la mayor parte de la información sobre cada alternativa puede expresarse cuantitativamente en función de ingresos y desembolsos de dinero.

En muchos casos un ingeniero, mejor que un contador, economista, analista financiero, es quien lleva a cabo el análisis ya que los detalles técnicos, son siempre conocido por el ingeniero y así le es más fácil a este aprender a manejar los procedimientos analíticos.

Por medio del análisis económico se puede conocer los ingresos y egresos que un determinado proyecto, un activo o un servicio generará. Un diseño de

ingeniería puede ser lo mejor posible, pero si no es econòmicamente competitivo, dicho diseño no se lo realizará.

Cuando se tiene diversas opciones para un determinado proyecto, entonces la selección e implementación del mismo debe ser el resultado del proceso de evaluación de la vida económica del proyecto, del activo o del servicio a desarrollarse. Es así como fue seleccionado el sistema de malla excluder para el control de arena en el pozo "prueba".

5.2 ALGUNAS DEFINICIONES IMPORTANTES Y CALCULOS ECONOMICOS

5.2.1 PERFILES DE PRODUCCION

Un perfil de producción es un gráfico en dos dimensiones en donde en el eje de las ordenadas (y) se ubican los datos de las producciones diarias, mensuales o anuales de un determinado pozo. En cambio en el eje de las abscisas (x) se ubica el tiempo.

El perfil de producción del pozo "Ginta # 1" se muestra en el **apéndice D.1**

5.2.2 PARAMETROS ECONOMICOS(6)

Siempre que se tiene varias alternativas para un proyecto determinado, es necesario establecer comparaciones económicas, para de esta manera elegir la más conveniente.

Existen algunas formas que permiten realizar comparaciones económicas; para el presente trabajo se tomaron a consideración los parámetros siguientes:

- Costo Promedio de la operación (Gasto de capital)
- Valor Presente Neto (VPN)
- Flujo Neto de Caja (FNC)

Costo Promedio de la Operación (Gasto de Capital)

El gasto de capital no es otra cosa que la inversión necesaria que se requiere hacer para que un determinado proyecto se lleve a cabo.

Valor Presente Neto (VPN)

El valor presente a la tasa i , por período de conversión, de un valor futuro F con vencimiento en n períodos de conversión, es la suma P tal que invertida ahora a la tasa de interés alcanzaría el valor futuro (F) después de n períodos de conversión.

Flujo Neto de Caja (FNC)

Cada persona o compañía tiene ingresos de dinero (rentas) y pago de dinero (costos) que ocurren particularmente cada lapso de tiempo. Estos ingreso y pagos están dados en ciertos intervalos de tiempo y se denominan flujos de caja. Un flujo de caja positivo usualmente representa un ingreso y un flujo de caja negativo representa un pago o desembolso. En cualquier instante de tiempo, el flujo de caja podría representarse como:

Flujo de Caja Neto = Ingresos - Egresos

5.2.3 CALCULOS ECONOMICOS

Los resultados de los cálculos económicos del pozo "Ginta # 1" se resumen en el **apéndice D.2.**

CONCLUSIONES

Cuando se diseña una completación de arena utilizando el método de consolidación mecánica, los parámetros que se necesita evaluar son:

- Factor de daño
- Tamaño de la malla
- Calidad de los fluidos
- Aspecto económico
- Configuración de la sarta de control
- Potencial del pozo

De la prueba multitasa se obtuvieron los siguientes resultados:

- ◆ La ecuación matemática obtenida de la prueba multitasa es: $Y = 1.5671X + 0.7479$, siendo el valor de la pendiente igual a 1.5671, y la ordenada al origen de 0.7479.
- ◆ El índice de productividad teórico calculado es de: 2.66 BFPD/PSI
- ◆ El valor de factor de daño obtenido es de -5.33

De la prueba de bombeo hidráulico realizada antes de instalar la sarta de control se obtuvo un índice de productividad de 2.58

De los resultados obtenidos de las prueba, podemos decir con respecto a la malla Excluder lo siguiente:

- * La apertura al flujo de la malla es buena, ya que si comprobamos los índices de productividad antes y después de implementarse la sarta de control, este varió solamente en un 3%.
- * La instalación de la malla no produjo daño a la formación.
- * Los valores de la pendiente y ordenada al origen de la prueba multitasa son menores a uno, y de acuerdo al fundamento teórico esto quiere decir que la turbulencia en el sistema formación - pozo es mínima.

En cuanto a la diseño del Excluder se puede decir lo siguiente:

- ◆ La capa protectora (vector Shroud) es un elemento importante en el diseño del Excluder, ya que evita el desgaste rápido de la malla debido a la erosión que causa la arena.
- ◆ El Excluder soporta esfuerzos mecánicos grandes, tal como se lo puede apreciar en los resultados de las pruebas que se indican en el apéndice B.4.
- ◆ Tiene una gran capacidad de retención de partículas de arena.



RECOMENDACIONES

Utilizar la malla excluder para otras completaciones con control de arena, por su bajo costo y eficiencia en el control de la producción de arena.

Realizar un mantenimiento continuo a la sarta de control instalada en el pozo "Ginta 1", para evitar taponamiento de las ranuras de la malla debido a los sólidos que arrastran los fluidos de producción.

Realizar por lo menos una prueba de bombeo hidráulico después de instalarse un sistema de control, para obtener valores más reales de índice de productividad y factor de daño.

BIBLIOGRAFIA

- 1 Modern Completion Practices, Volumen III (Halliburton Services, section 4)
- 2 Alex Guevara, Jorge Reyes, Tesis, Facultad de Ingenieria en Ciencias de la Tierra, Escuela Superior Politecnica del Litoral.
- 3 Fracpac Completions Services ,(Halliburton, 1994,Energy Services)
- 4 Dr. Ing. Gaudenzio Verja; Control de Arenas en la Producción de Gas Natural”(ESPOL, Departamento de Ingeniería de Geología y Petroleo, 1981).
- 5 Techical Services Completion(Wire Cloth Media Filtering characteristics the Excluder, Houston, Baker Hughes integ, Abril 30).
- 6 Well Testing, John Lee, Texas A&M, University, Society of Petroleum Engineers of AIME, Nueva York, 1982.
- 7 Leland T. Blank, Anthony J. Tarqui, Ingenieria Económica (Tercera edición; Mexico, Mc Graw-Hill, 1992).

ILUSTRACION 1.3

DIAGRAMA HIPOTETICO DE PRESION Y TEMPERATURA PARA UNA MEZCLA DE PETROLEO "BLACK OIL"

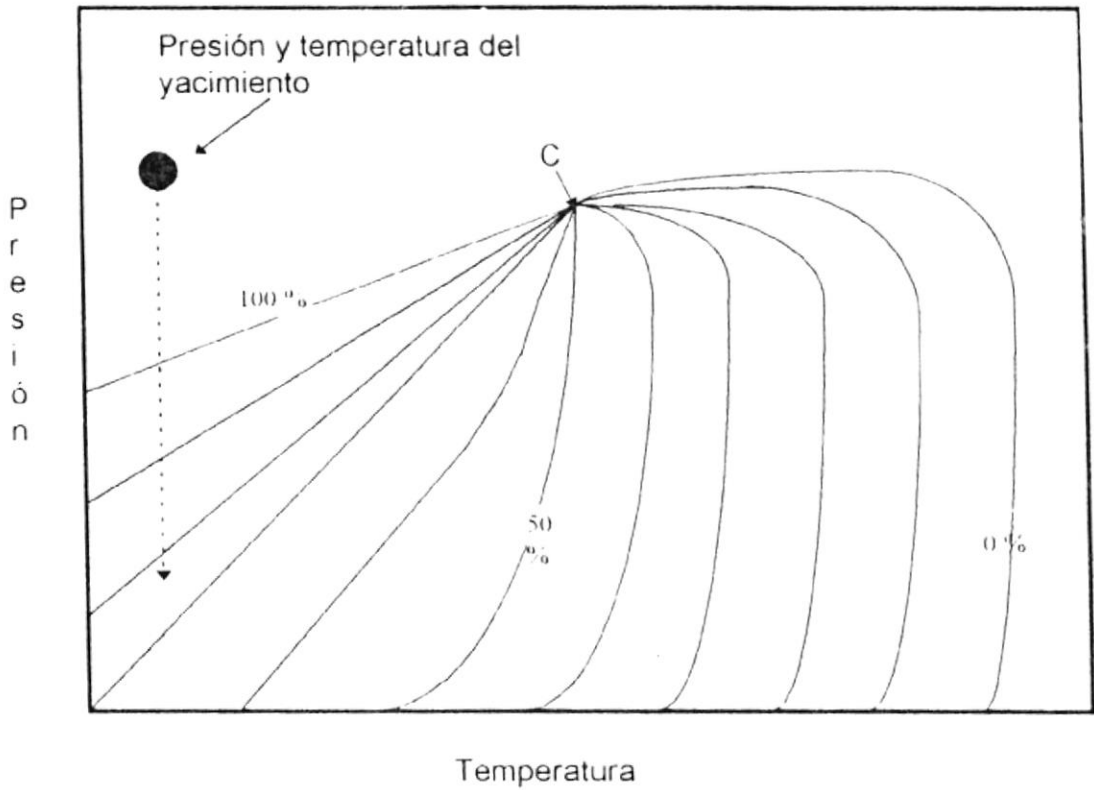
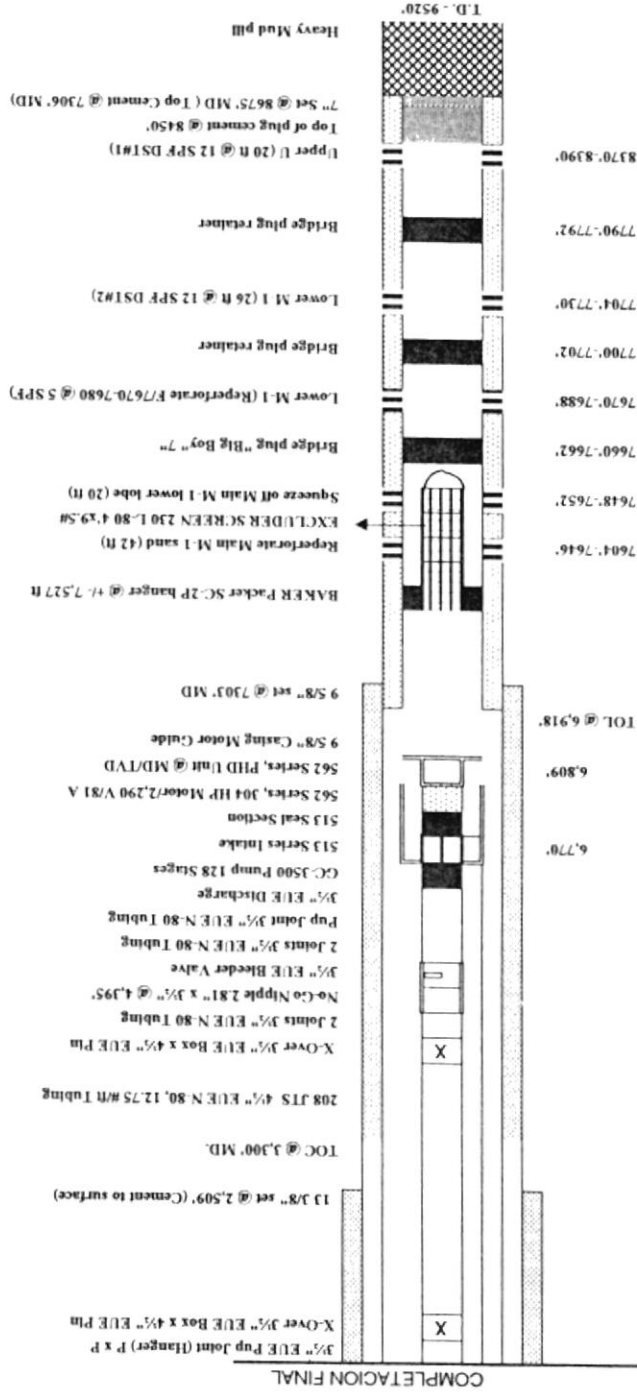


Grafico tomado de SMITH T. Farrar. "Applied Reservoir Engineering". Emphasis the Solution of common Reservoir Problems. OGCI Publications. Vol. 2. Cap 16. Tulsa, Oklahoma 1992.



ILUSTRACION 3.2
POZO GINTA # 1

9518' - 8675' 260#N-80	
P.C. CASING DESIGN	
I.D.	6.276"
Int'l	6.151"
Burst	7240 psi
Collapse	5400 psi

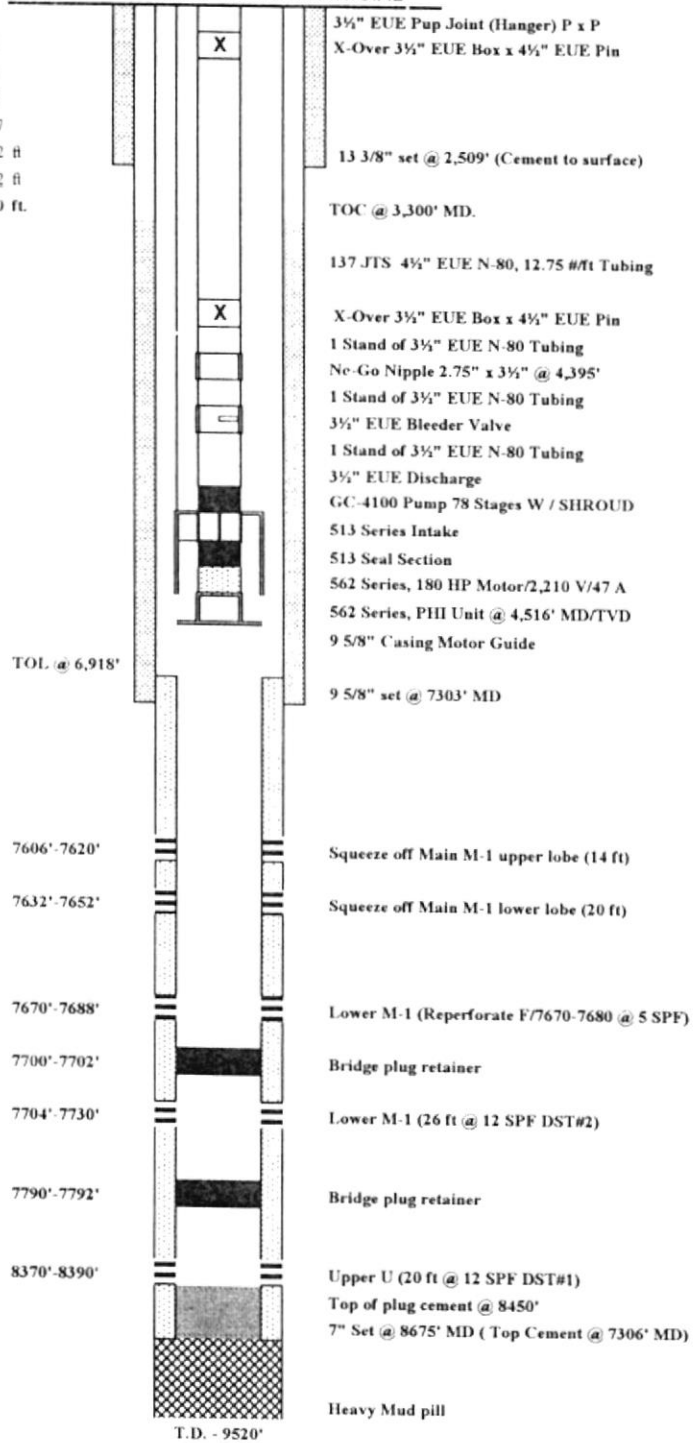
0 - 7103' N-80, 47#B	
P.C. CASING DESIGN	
I.D.	8.681"
Int'l	8.525"
Burst	6870 psi
Collapse	4750 psi

Ligada del Taladro 27-oct-88
 Salida del Taladro 20-dic-88
 Completacion original 11-feb-90
 Recondicionamiento 15/06/97
 Rotary 844 02 H.
 Gmd level 824 02 H.
 Original H: 20 H.

ILUSTRACION 3.1
POZO "GINTA # 1

COMPLETACION INICIAL

Llegada de Taladro	27-oct-88
Salida de Taladro	20-dic-88
Completació Origna	11-feb-96
Reacondicionament	15/06/97
Rotary	844.02 ft
Grnd level	824.02 ft
Original KB:	20 ft.



9 5/8" CASING DESIGN	
Ø : 7,303' N-80, 47#/ft	
ID	8.681"
Drift	8.525"
Burst	6870 psi
Collapse	4750 psi

7" CASING DESIGN	
6918' - 8675' 26#/ft N-80	
ID	6.276"
Drift	6.151"
Burst	7240 psi
Collapse	5400 psi

APENDICE A.2

PETROLEO ORIGINAL EN SITIO

RESULTADOS ESTIMADOS PARA CADA UNIDAD

UNIDAD	AREA DE CIERRE (0 pies)	PETROLEO ORIGINAL EN SITIO MMBP
A	7983	217.7
C	2428	89.4
F	1223	20.6
H	213	4
TOTAL	11847	331.7

APENDICE A3.1

CAMPO GINTA

PETROLEO ORIGINAL EN SITIO

ARENISCA M-1 UNIDAD "A"

CALCULOS CON EL METODO VOLUMETRICO

Contorno (pies)	Area (acres)	Relación de Area	Ecuación (*)	Espesor (pies)	Volumen de Roca (acre-pie)
0	7983				
10	5943	0.74	1	10	69630
20	4497	0.76	1	10	52200
30	3491	0.78	1	10	39940
40	2850	0.82	1	10	31705
50	2094	0.73	1	10	24720
60	1033	0.49	0	10	15326
TOTAL:					233521

(*) 1: Ecuación Trapezoidal (relación de area > 0.5)
 0: Ecuación Piramidal (relación de area < 0.5)

BBL/ ACRE-PIE

Porosidad: 22.88%

Swi: 21.36%

FVF: 1.066

Relación de espesor: 71.19%

Bbl/ acre-pie: 932.2

POES Probado

POES = Volumen de roca x BBl/ acre-pie

POES = 217689 MMSTBO

APENDICE A3.2

CAMPO GINTA

PETROLEO ORIGINAL EN SITIO

ARENISCA M-1 UNIDDAD "A"

CALCULOS CON EL METODO VOLUMETRICO

Contorno (pies)	Area (acres)	Relación de Area	Ecuación (*)	Espesor (pies)	Volumen de Roca (acre-pie)
0	2428				
10	2116	0.87	1	10	22720
20	1843	0.87	1	10	19795
30	1575	0.85	1	10	17090
40	633	0.4	0	10	10668
50	158	0.25	0	10	3691
60	14	0.09	0	10	730
TOTAL:					74714

(*) 1: Ecuación Trapezoidal (relación de area > 0.5)
0: Ecuación Piramidal (relación de area < 0.5)

BBL/ ACRE-PIE

Porosidad: 20.15%

Swi: 18.58%

FVF: 1.044

Relación de espesor: 98.06%

Bbl/ acre-pie: 1195.7

POES Probado

POES = Volumen de roca x BBL/ acre-pie

POES = 89338 MMSTBO

APENDICE A3.3

CAMPO GINTA

PETROLEO ORIGINAL EN SITIO

ARENISCA M-1 UNIDAD "A"

CALCULOS CON EL METODO VOLUMETRICO

Contorno (pies)	Area (acres)	Relación de area	Ecuación (*)	Espesor (Pies)	Volumen de Roca (acre-pie)
0	1223				
10	882	0.72	1	10	10525
20	533	0.6	1	10	7075
30	281	0.53	1	10	4070
TOTAL:					21670
<p>(*) 1: Ecuación Trapezoidal (relación de area > 0.5) 0: Ecuación Piramidal (relación de area < 0.5)</p> <p><u>BBL/ ACRE- PIE</u></p> <p>Porosidad: 22.16% Swi: 24.90% FVF: 1.044 Relación de espesor: 76.82%</p> <p style="text-align: right;">Bbl/ acre-pie: 950.2</p> <p>POES Probado</p> <p>POES = Volumen de roca x BBl/ acre-pie</p> <p>POES = 20591 MMSTBO</p>					

APENDICE A3.4

CAMPO GINTA

PETROLEO ORIGINAL EN SITIO

ARENISCA M-1 UNIDAD "A"

CALCULOS CON EL METODO VOLUMETRICO

Contorno (pies)	Area (acres)	Relación de area	Ecuación (*)	Espesor (Pies)	Volumen de Roca (acre-pie)
0	213				
10	155	0.73	1		1840
20	91	0.59	1		1230
30	35	0.38	0		608
TOTAL:					3678

(*) 1: Ecuación Trapezoidal (relación de area > 0.5)
 0 : Ecuación Piramidal (relación de area < 0.5)

BBL/ ACRE-PIE

Porosidad: 24.04%

Swi: 23.21%

FVF: 1.044

Relación de espesor: 80%

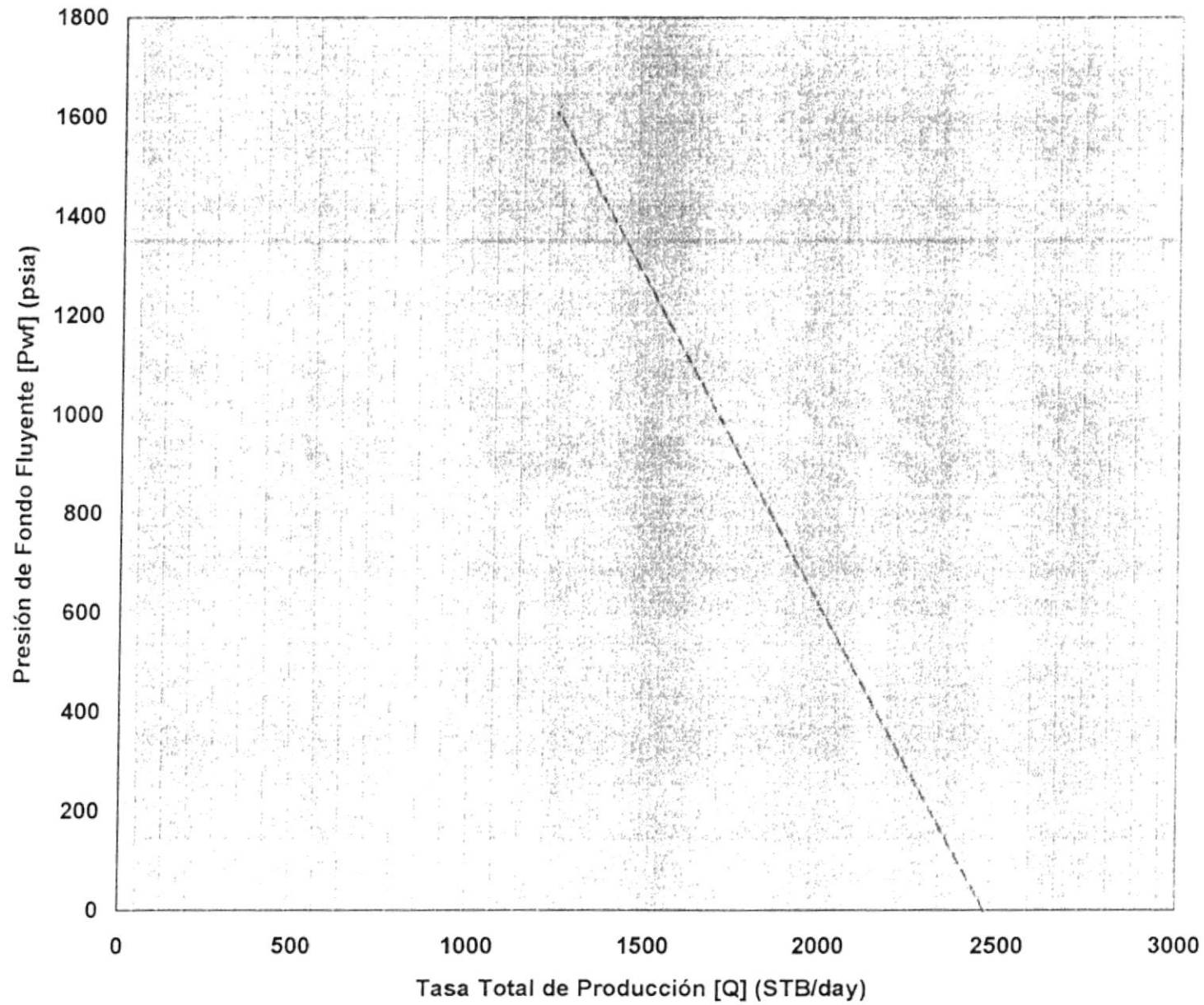
Bbl/ acre-pie: 1097.6

POES Probado

POES = Volumen de roca x BBl/ acre-pie

POES = 4037 MMSTBO

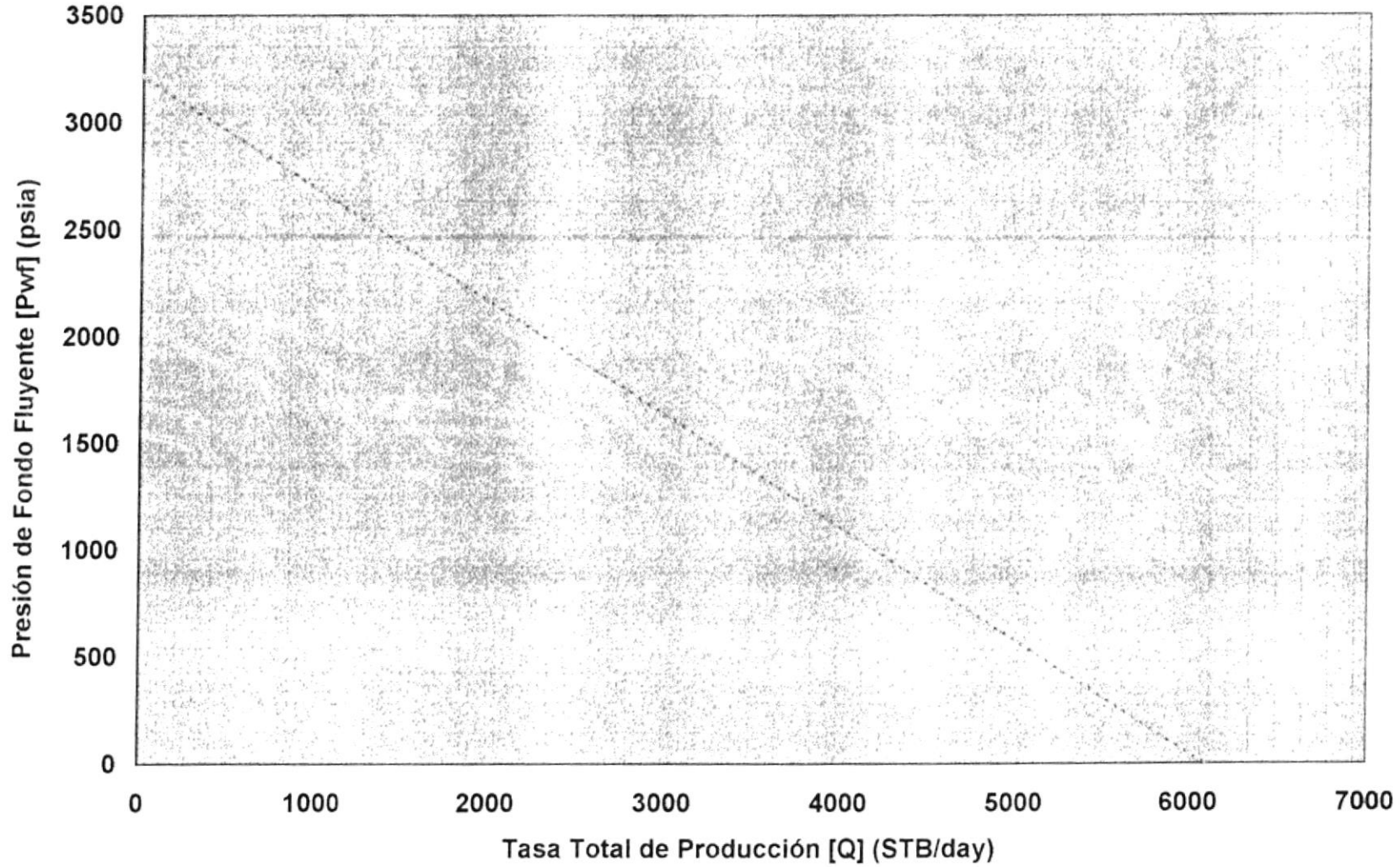
COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA PARA EL POZO "PRUEBA"
ASUMIENDO 10% DE CORTE DE AGUA



_Reservoir
Performance
M-1 "A" pressure

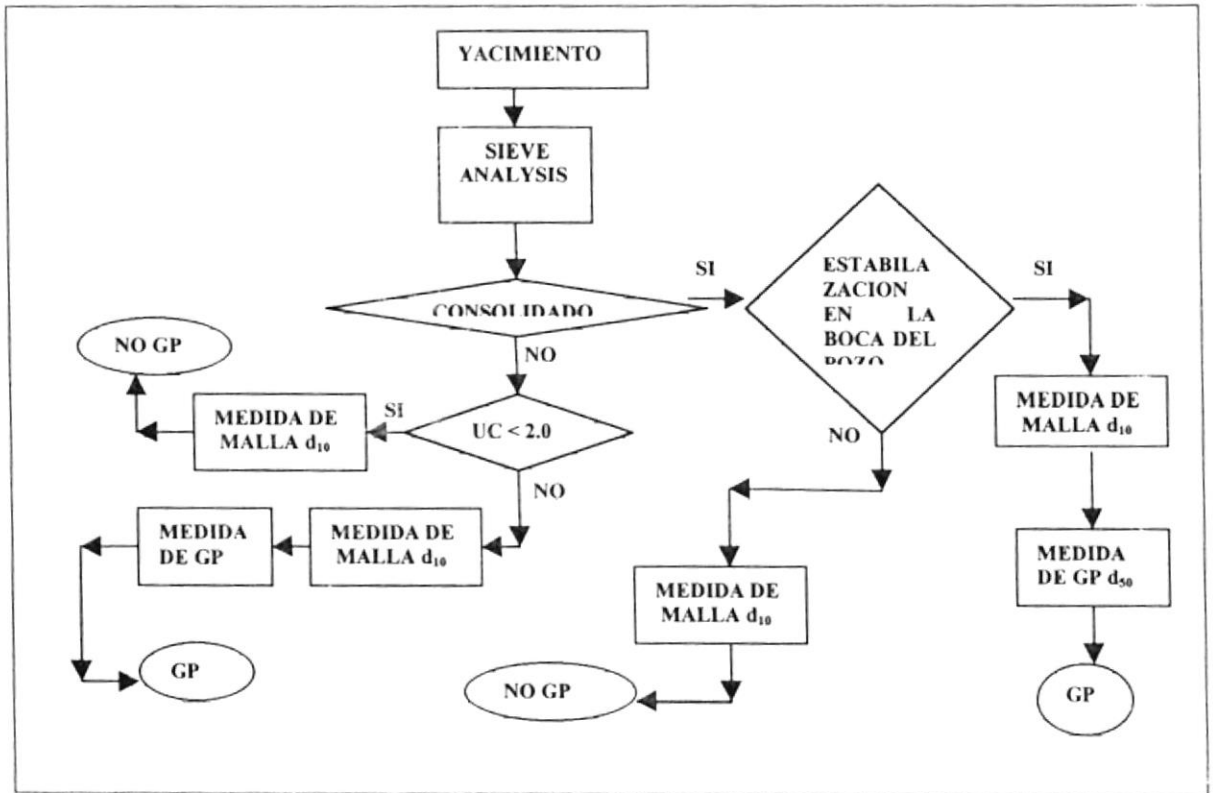
COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA PARA EL POZO "PRUEBA"
ASUMIENDO 80% DE CORTE DE AGUA

..... Serie1



_Reservoir
Performance
.....

APENDICE B.1
GUIA PARA DETERMINAR EL SISTEMA DE CONSOLIDACION MECÁNICA

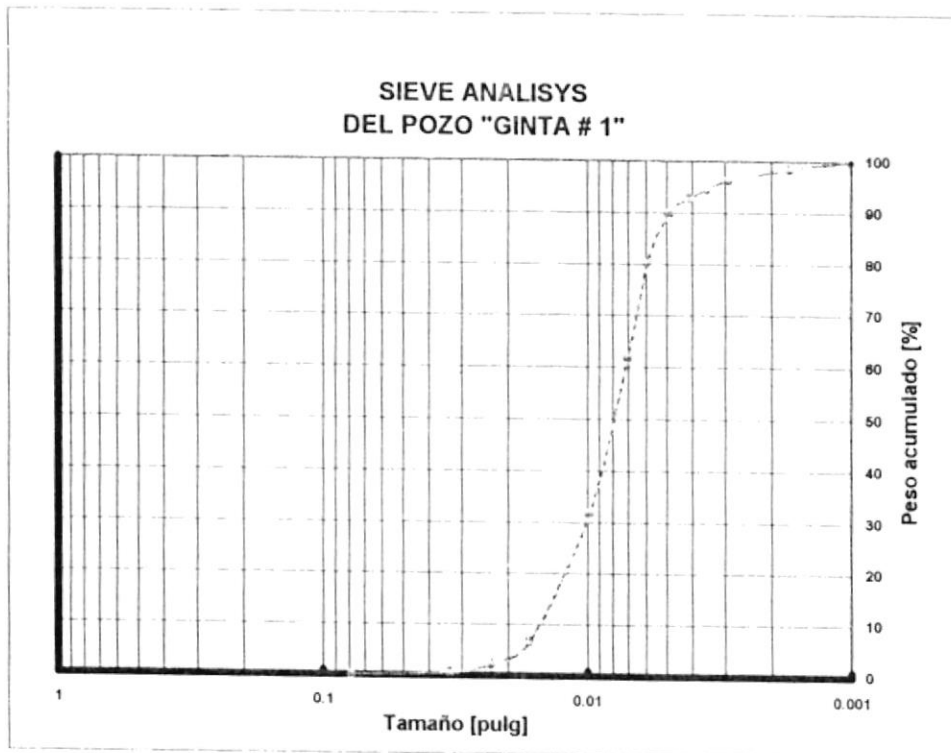


GP : GRAVEL PACK
 d₁₀ : DIAMETRO CARACTERISTICO
 UC : COEFICIENTE DE UNIFORMIDAD

APENDICE B.2

RESULTADO DEL SIEVE ANALISIS REALIZADO AL POZO GINTA # 1

Tamaño [PULG]	Peso Acumulado [%]
0.0787	0
0.0331	0.68
0.0232	2.17
0.0165	6.69
0.0098	31.61
0.007	61.82
0.0059	80.35
0.0049	89.89
0.0041	92.87
0.0035	94.44
0.0029	96.25
0.0017	98.51
0.001	100



APENDICE B.3

DIFERENTES DIAMETROS DE LA MALLA EXCLUDER

DATOS DEL CASING			DIMENSION MAXIMA DE LA MALLA	
OD	ID	WT	BASE PIPE	JACKET OD
4	3.548	9.5	1.05	1.5
4.5	4	11.6	1.66	2.11
5	4.276	18	2.1/17	2.51
5.5	4.892	17	2.7/9	3.32
6.5/8	5.921	24	3.5	3.95
7	6.184	29	4	4.45
7.5/8	6.765	33.7	4.5	4.96
8.5/8	7.825	36	5	5.47
9.5/8	8.681	47	5.5	5.97

OD: DIAMETRO EXTERNO

ID: DIAMETRO INTERNO

WT: PESO DE LA TUBERIA

APENDICE B.4

PROGRAMA DE LAS PRUEBAS(5)

Máxima tolerancia al daño mecánico En general, el objetivo de las pruebas en los pedazos de alambre de las diferentes mallas es para identificar las características principales de cada tamiz, y de esta manera seleccionar aquella que permita tener una vida útil mayor en un pozo de petróleo o gas. Mas específicamente las pruebas se dirigieron para indicar el tipo de malla que proporcionara:

- Máxima tolerancia al daño mecánico
- Máxima resistencia al taponamiento
- Máxima resistencia a la erosión
- Capacidad de retención de partículas
- Máxima área de superficie expuesta al flujo

El programa de evaluación incluye cinco fases: Una prueba al esfuerzo mecánico, y cuatro pruebas de flujo. Se utilizo el laboratorio en escala pequeña para eliminar algunas muestras de alambre bajo consideración. Las mejores muestras se utilizo para realizar las pruebas tanto en escala intermedia(multipaso), como en escala completa. La evaluación de esfuerzo mecánico se hizo al mejor producto obtenido. Finalmente se hicieron pruebas de erosión para observar la resistencia de adherencia de arena durante condiciones de flujo de fluido turbulento. En la tabla uno se describe las etapas de las pruebas.

TABLA 1	
DESCRIPCIÓN DE LAS PRUEBAS REALIZADAS	
En escala pequeña – Célula Hassler	Tensión
En escala intermedia Método Multipaso	Torque
En escala completa _ Simulación de la boca del pozo	Compresión
Erosión	Torque y Compresión
	Colapso

En escala pequeña – Célula Hassler

Se realizó pruebas de flujos en escala pequeña usando la célula Hassler (en la figura uno se indica su configuración) Para la prueba se toma pedazos de alambre en forma redonda a través de los cuales se escurrió agua en forma uniforme.

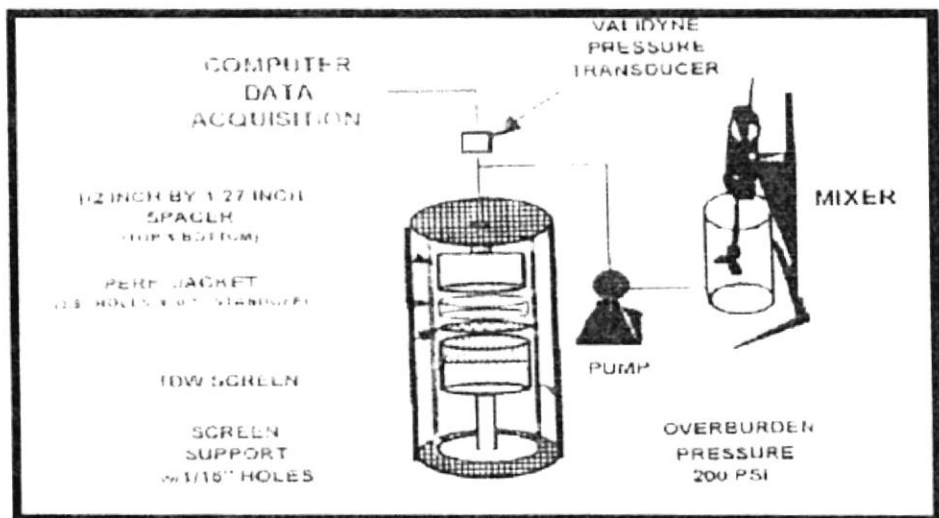
Características técnicas de las pruebas:

- Área de flujo con un diámetro 1.278".
- Caudal (Q) de 500 ml/min
- Polvo de prueba SAE de 300 ppm
- Presión final de 100 psi

Varias muestras de alambre fueron probados. Sin embargo, para los propósitos del presente reporte solamente se indica los resultado de tres de

ellas (ver tabla dos). La relación de micrones asignada a la Membrana Sintética Multiespesor (MLSM) se correlaciona al Mesh de la capa de filtro.

TABLA 2	
MALLAS UTILIZADAS EN LA PRUEBA EN ESCALA PEQUEÑA	
110 μ	Vector Textura
150 μ	Membrana Sintética Múlticapa
40/60	Malla preempacada simple



CONFIGURACION DE LA CELULA DE HASSLER
FIGURA 1

En escala intermedia - Método Multipaso

Las pruebas en escala intermedia fueron desarrolladas usando un sistema de prueba de fueron realizadas usando un sistema de filtro, y un sistema de

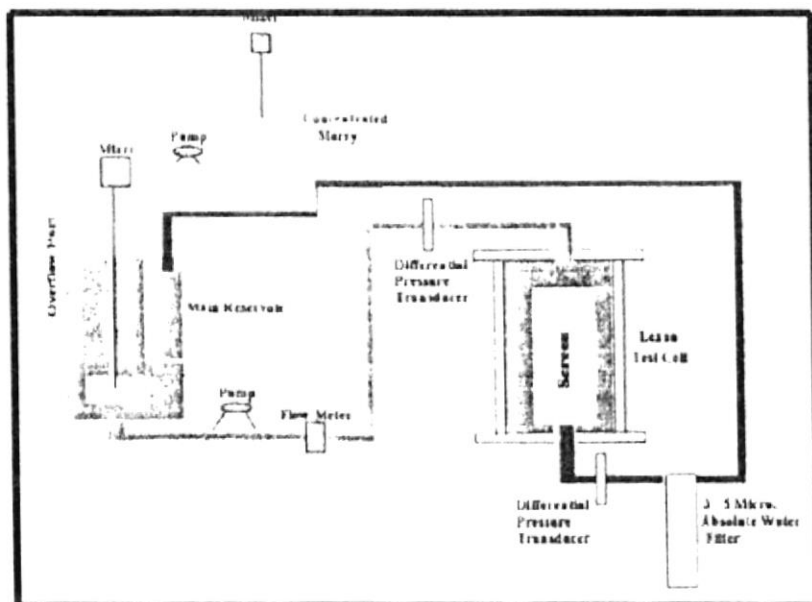
inyección basado en las recomendaciones estándares de la Asociación Nacional de Fluido Motriz (NFPA/T3.108.18M1977). Se hizo circular agua de manera uniforme para engrasar bien las muestras de tamiz en proporción constante y se controla su aumento. Un flujo esquemático del sistema de prueba se indica en la figura dos.

Características técnicas de las pruebas:

- Muestra de malla de un pie de longitud de 2-7/8" de tubo base
- Caudal(Q): 9.2 gpm
- Polvo de prueba SAE de 300 ppm
- Presión final 100 psi

Los tipos de pedazos de alambre medios utilizados como muestra se indican en la tabla tres.

TABLA 3	
MALLAS UTILIZADAS EN LA PRUEBA EN ESCALA INTERMEDIA	
104 μ	Malla simple
110 μ	Vector Weave
150 μ	Membrana Sintética Múlticapa



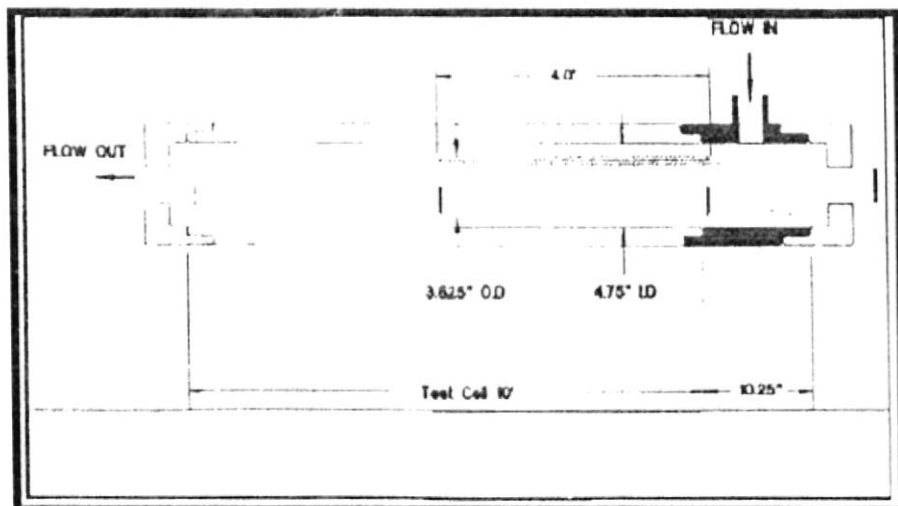
CONFIGURACION DEL EQUIPO PARA LA PRUEBA MULTIPASO FIGURA 2

En escala Completa - Simulación boca del pozo.

Las pruebas de flujo en escala completa para el vector textura(Weave) se realizó utilizando un simulador de la boca del pozo como se muestra en la figura tres. Se escurren agua de manera uniforme, también se empleo granos fino de formación y material LCM, los cuales se circulo a través de las muestras de mallas.

Especificaciones técnicas de las pruebas:

- ◆ Muestra de malla con tubo base L-80, 2-7/8" y un pie de longitud.
- ◆ Caudal $Q= 55$ gpm(equivalente aproximadamente 1900 bpd/ pie de malla).
- ◆ 1500 ppm: Mezcla de polvo de prueba SAE 50/50 y arena de 70/140
- ◆ presión final de 100 psi.



CONFIGURACION DEL EQUIPO PARA LA PRUEBA EN ESCALA COMPLETA

FIGURA 3

Evaluación de Esfuerzos Mecánicos

Las muestra de malla Excluder™ estuvieron sometidas a esfuerzo mecánicos de Tensión, torque, Compresión, Torque y Carga. En las figuras 4, 5, 6 y 7 respectivamente se indica los equipos donde se realizó las diferente pruebas. En el tubo base de la malla fue aplicado los esfuerzos de tensión y torque. La prueba de compresión fue realizada sobre la capa protectora de la malla(vector shroud), la membrana interior ensamblada, y el tubo base de la malla. Para las pruebas de torque y arrastre la muestra de la malla Excluder™ estuvo invertida tanto al revés como al derecho a través de un casing de 5 ½", 17 lbs/pie con un radio de 30 pies.

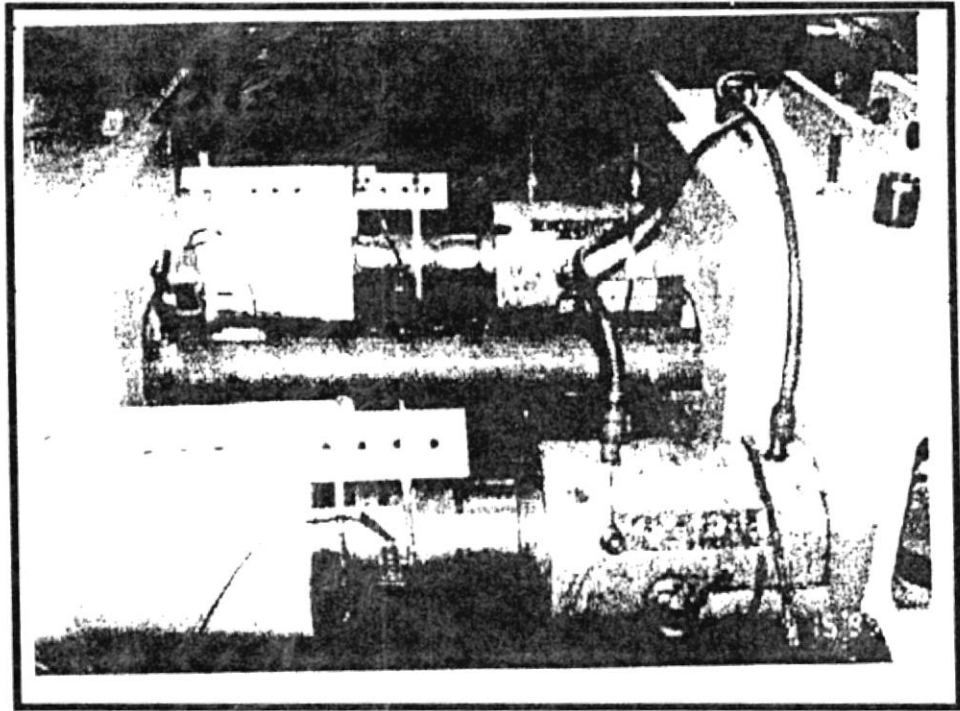
La prueba al colapso fue desarrollada con la escala completa (simulador boca del pozo) en la configuración que se indica en la figura 8. En general la prueba consiste en un deslizamiento de la muestra de malla Excluder en el interior de la boca del pozo(casing), usando una bomba centrífuga para llenar el espacio anular malla/casing, y de esta forma conocer la perdida de fluido.

La bomba centrífuga se la aisló usando una bomba de diafragma. Un filtro estuvo depositado en la "capa de retención de partículas", y toda bifurcación o perdida depositada de fluido a través del tubo base de la malla, el cual

está abierto a la atmósfera, de esta manera la presión diferencial estuvo aplicada a través de la membrana, estando la misma a condiciones de taponamiento en el fondo del hueco. Estas pruebas son consideradas superiores a otras que realizan comúnmente en los diferentes tipos de mallas.

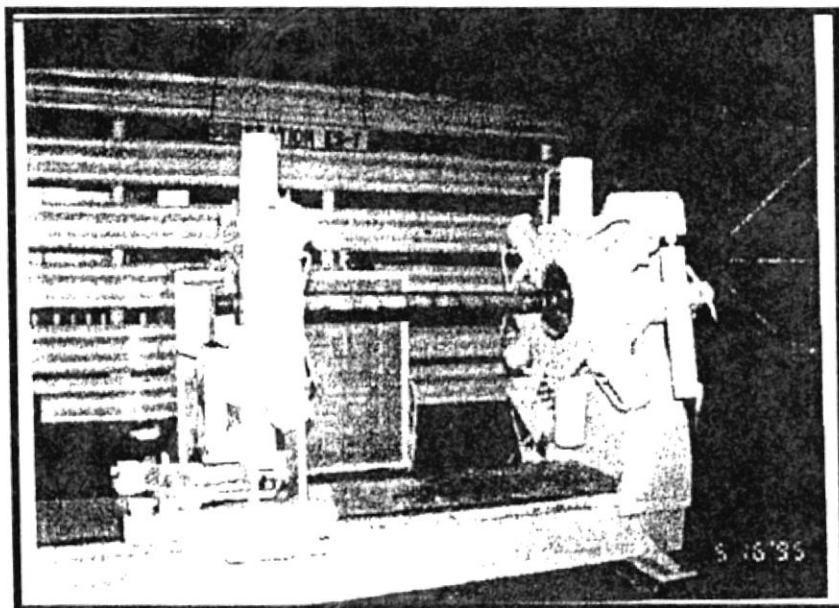
Los tipos de pruebas mecánicas y cargas utilizadas se especifican en la tabla cuatro.

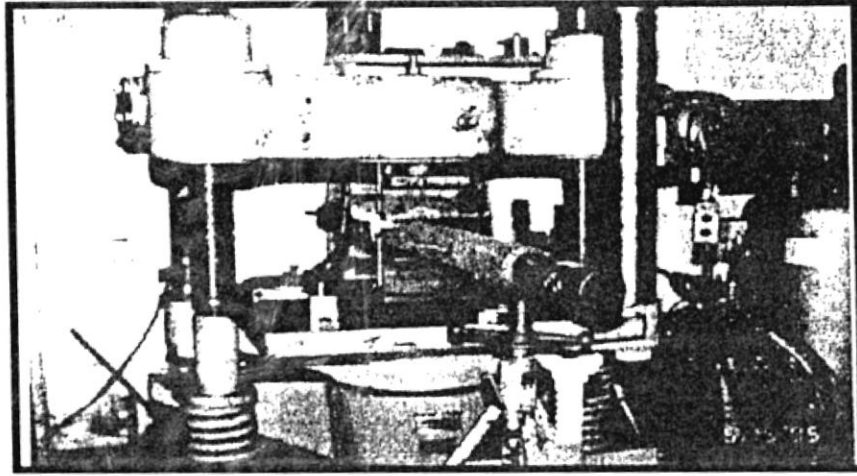
TABLA 4	
ESPECIFICACION DE LAS CARGAS UTILIZADAS EN LA PRUEBA DE ESFUERZO MECANICO	
MALLA EXCLUDER	
PRUEBA	CARGA MAXIMA
Tensión	147.0 kips
Torque	6515 pie lbs
Compresión	37000 lbf
Torque y Carga	30 pie de radio
Colapso	6000 psi



CONFIGURACION DEL EQUIPO PARA LA PRUEBA DE TENSION
FIGURA 4

CONFIGURACION DEL EQUIPO PARA LA PRUEBA DE TORQUE
FIGURA 5

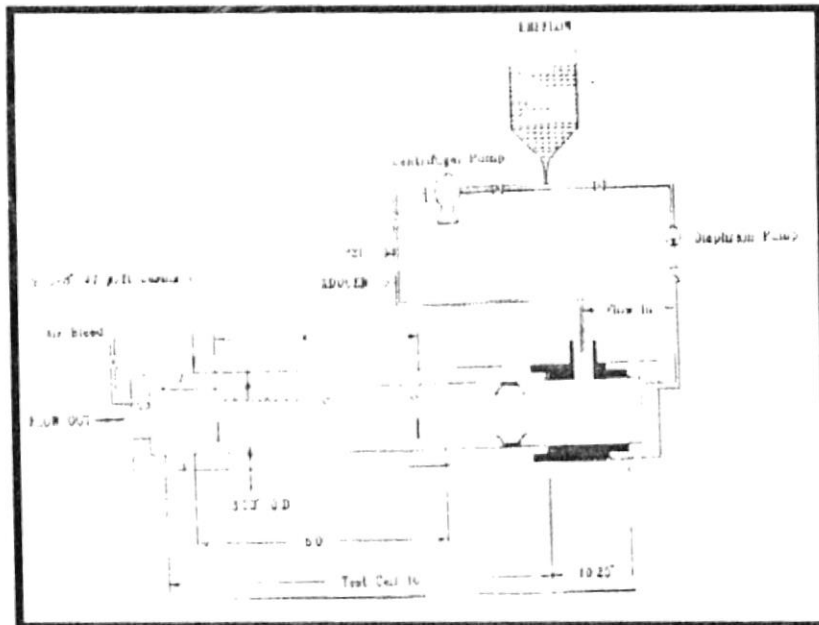




CONFIGURACION DEL EQUIPO PARA LA PRUEBA DE COMPRESION
FIGURA 6



CONFIGURACION DE EQUIPO PARA LA PRUEBA DE TORQUE Y CARGA
FIGURA 7



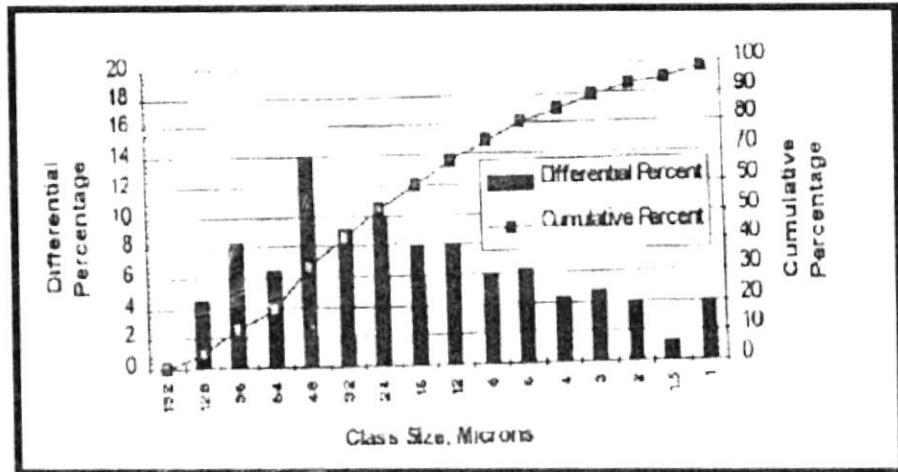
ESQUEMA DEL EQUIPO PARA LA PRUEBA DE COLAPSO
FIGURA 8

MATERIAL DE TAPONAMIENTO DE LA MALLA

Prueba de Material SAE

Para ambas pruebas tanto en escala intermedia como pequeña, el polvo (SAE) estuvo mezclado con agua. Las pruebas estándares del polvo han sido utilizadas por años por el NFPA, y tratan de mostrar la consistencia y facilidad para el procedimiento multipaso. La medida de distribución de la prueba con polvo (SAE) es comparable con productos usados en la industria petrolera para presencia perdida de fluido y estabilizados en la boca del pozo

durante perforaciones a hueco abierto. La medida de distribución del polvo SAE se indica en la figura nueve.

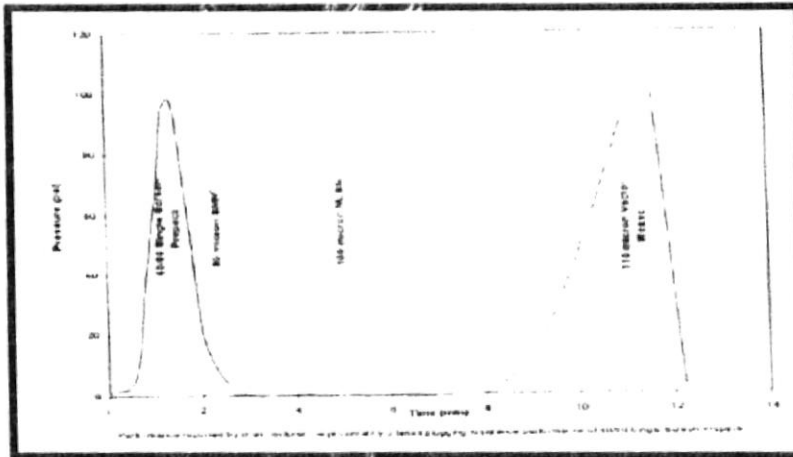


DISTRIBUCION DE LA MEDIDA DE LOS GRANOS DEL POLVO DE PRUEBA
FIGURA 9

RESULTADOS DE LAS PRUEBAS

Escala Pequeña

Las pruebas de flujo fueron realizadas para diferentes tipo de media. Para cada tipo de media se construyo gráficos de tiempo versus presión para cada prueba se sobrepuso en un gráfico simple como se muestra en la figura 10. La figura 10 también incluye datos desarrollados para la membrana sintética de metal (SMN) media como reporte para el fabricante.



RESULTADOS DE LAS PRUEBAS EN ESCALA PEQUEÑA
FIGURA 10

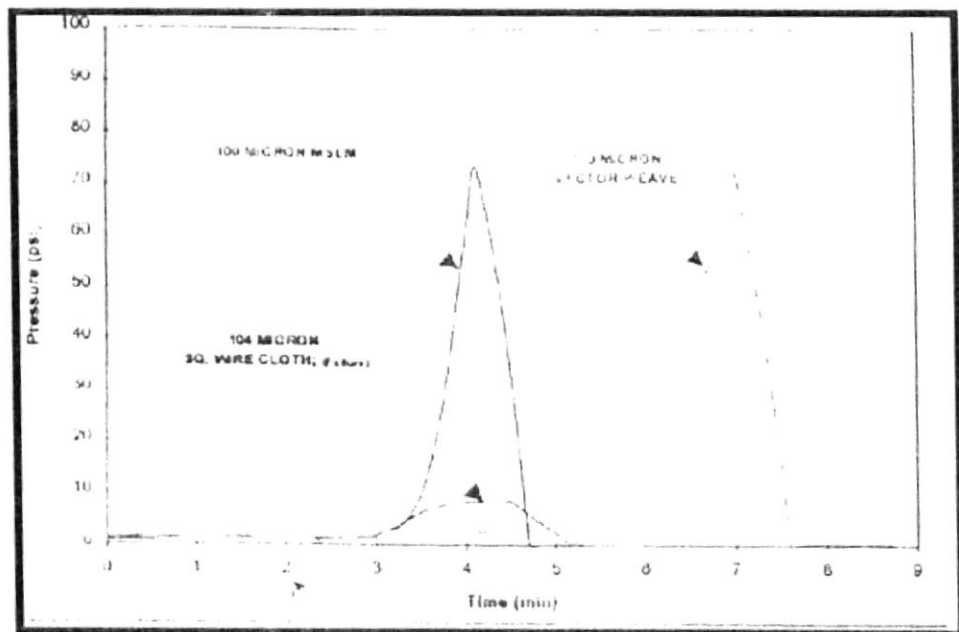
Considerando el tiempo inicio $t=0$, y presión final de 100 psi, el orden siguiente indica la malla de mejor calidad observado:

- 1: Vector Textura(Weave)
- 2: Membrana Sintética Multipaso
- 3: Malla preempacada simple de 40/60

Las características de diseño del vector textura permite alcanzar pruebas con presiones mayores a 100 psi, según se puede apreciar en la figura 11, donde se puede observa que la inclinación inicial del vector textura es mucho más gradual que el de las otras mallas, lo que significa que la permeabilidad del vector textura es buena a través de la costra que se forma en la superficie de la malla, esta permeabilidad se debe a las aperturas uniforme de los poros del vector textura.

En Escala Intermedia

En la figura 11 se ilustra la interpretación de las pruebas de flujo realizadas a tres diferentes tipos de mallas, para lo cuál se usó los sistemas de pruebas estándares basados en la NFPA. La muestra se deterioro cuando se quiso alcanzar los 100 psi como presión final, debido a problemas de soldadura. Aunque, los datos recogidos de la prueba que se realizó al vector textura indican que este posee una mejor resistencia al taponamiento que la malla MLM.



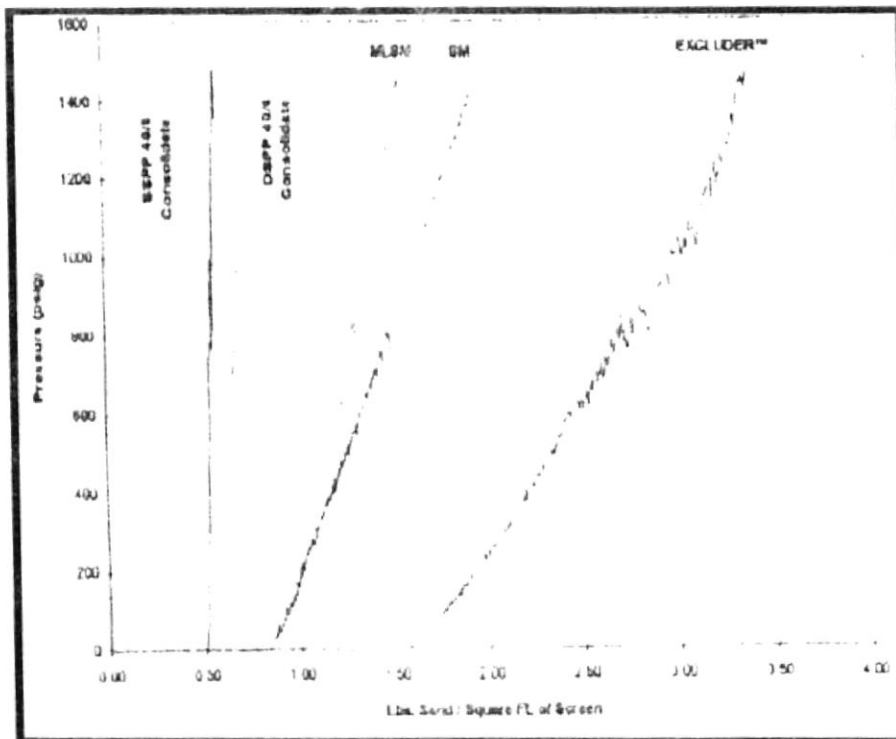
RESULTADO DE LAS PRUEBAS EN ESCALA INTERMEDIA
FIGURA 11

En Escala Completa

La figura 14 se indica el flujo normalizado de los datos interpretados para las muestras de mallas Excluder, y MLSM. Para cada prueba, los datos fueron normalizados en unidades de (masa/área) para calcular el tiempo de producción, tasa, ppm, para lo cual se dividió para el área transversal al flujo. De tal manera que se realizó un gráfico de presión versus los datos normalizados, lo que permitió realizar comparaciones directas, así de manera evitar errores de interpretación debido a la diferencia existente entre el diámetro de la malla y tasa de bombeo.

En la prueba de escala completa se estableció una cota de referencia para cada tipo de malla probada. La cota de referencia representa la interpretación de flujo expuesta a algún esfuerzo mecánico. Los datos estuvieron setiados usando como referencia para la interpretación de flujos en esfuerzos mecánicos aplicados a la malla Excluder.

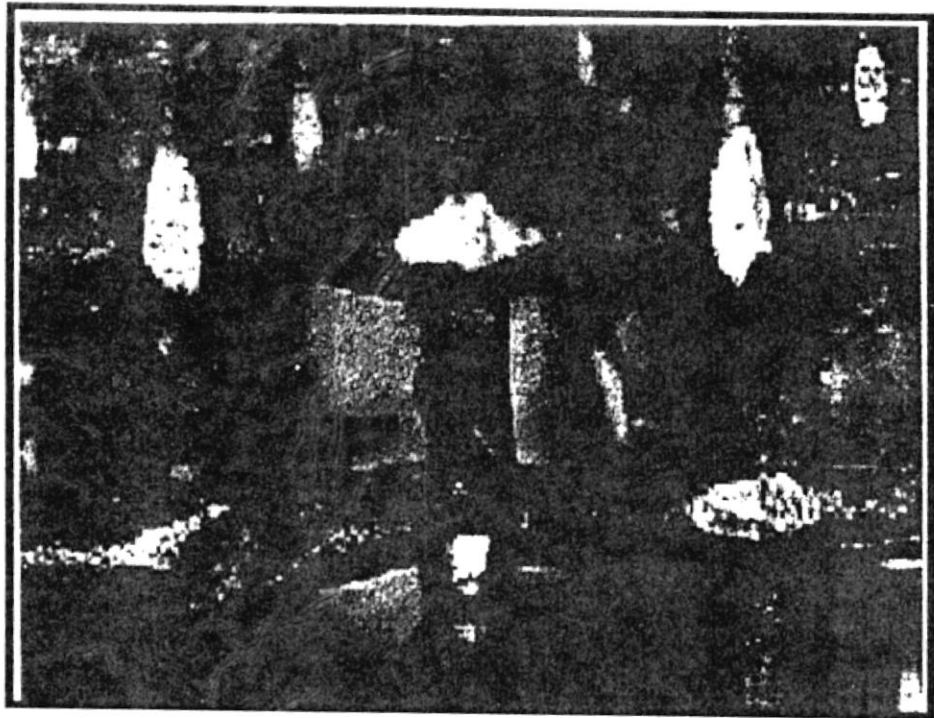
La figura 12 indica que la muestra de malla Excluder tiene una buena tolerancia a los esfuerzos mecánicos. Los datos de cota de referencia para la malla MLSM indican que es la misma es menos resistente a taponamiento que le vector textura.



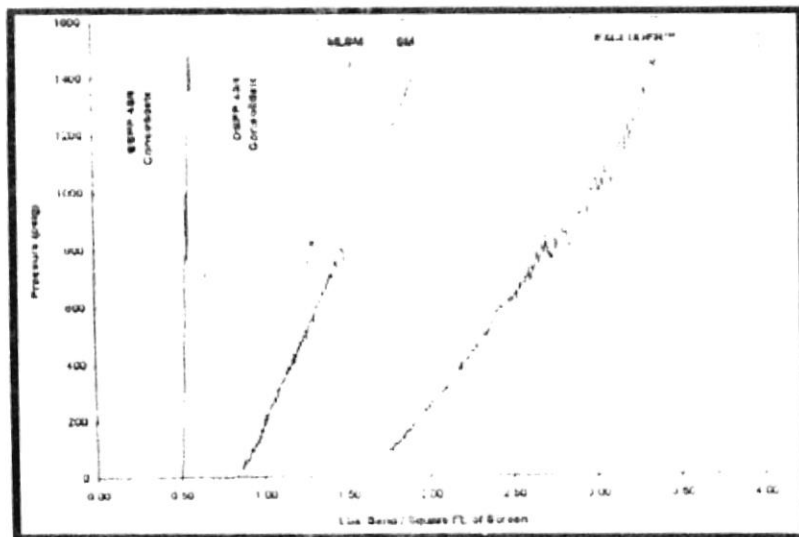
RESULTADOS DE LAS PRUEBAS EN ESCALA COMPLETA
FIGURA 12

Muestras múltiples de cada diseño de malla fueron expuestas a la prueba en escala completa, observándose condiciones repetitivas, es decir, que la malla Excluder ofrece mejor resistencia que otros tamices. Se debe destacar que dos de las cuatro muestras de mallas MLSM fallaron al alcanzar la presión de 100 psi. Inspecciones posteriores a las mallas mostraron que la erosión destruyó pedazos de alambres en las mallas. La figura 13 indica el tipo de erosión resultante.

Otros diseños de mallas fueron probadas en la prueba de flujo escala completa, usando las mismas condiciones de pruebas, en la figura 14 se



MATERIAL SINTETICO MULTICAPA
FIGURA 13



DATOS NORMALIZADOS DE LA PRUEBA EN ESCALA COMPLETA
 MALLA DISPONIBLES EN EL COMERCIO
 FIGURA 14

Muestra datos de las pruebas para una malla simple de 40/60, otra de doble empaque, la MLSM, y material Sintético SM. El Excluder muestra una resistencia mejor al taponamiento que las otras malla disponibles en el comercio.

PRUEBAS DE LOS ESFUERZOS MECANICOS

Los resultados de las pruebas de esfuerzos mecánicos desarrolladas a las malla Excluder se muestran en la tabla 5. La capacidad de tener una resistencia superior al taponamiento de la malla Excluder bajo condiciones de flujo agresivo es atribuido al diseño de la membrana flotante no soldada, la

cuál permite que el tamiz soporte esfuerzos grandes durante la instalación de la malla en pozo cuyos radios son pequeños.

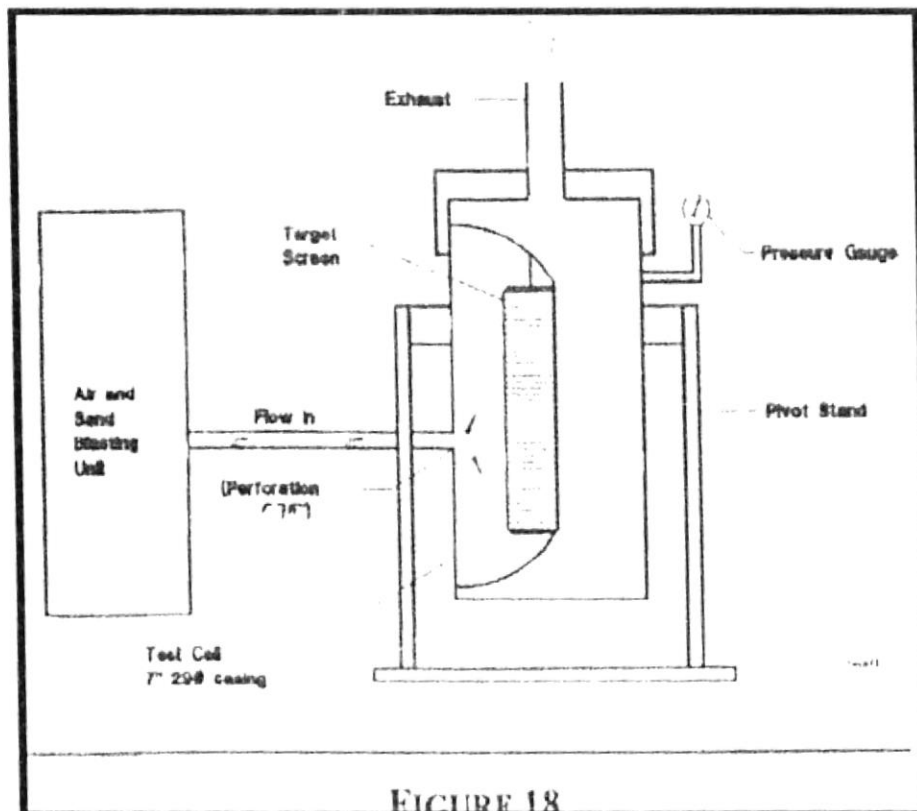
TABLA 5			
RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REALIZADAS			
MALLA EXCLUDER			
PRUEBA	MAXIMA CARGA	MAXIMA DEFORMACION	COMENTARIO
Tensión	147.0 kips	1.8 % de elongación	0.83 de elongación a 147.0 kips
Torque	6515 pies	6.0 grados	Temperatura de deflección 27 grados. Deflección permisible 6 grados
Compresión	37000 lbf	Reducción 41%	Diámetro externo se reduce de 3.898" a 2.319"
Torque y Carga	30 pie de radio	N/A	Tubería base L-80
Colapso	6000 psi	N/A	

PRUEBAS DE EROSION

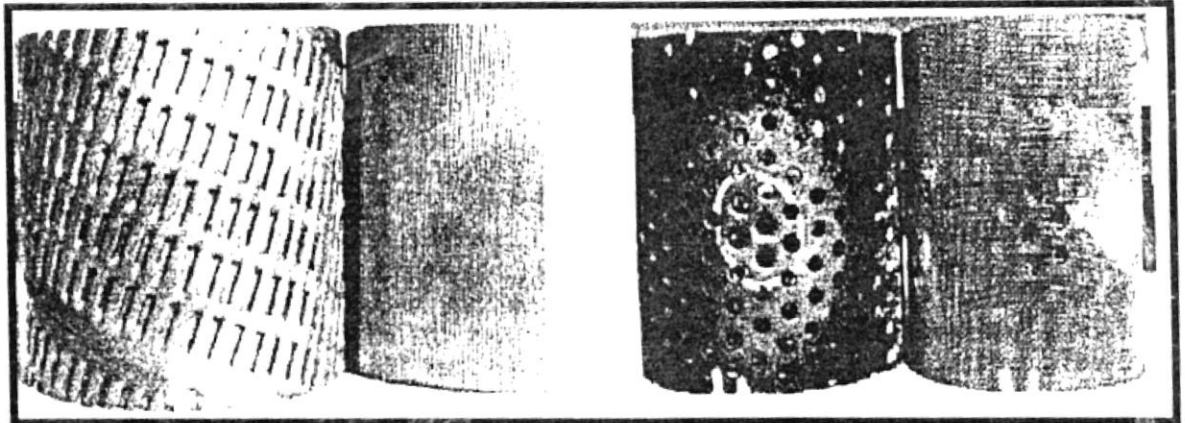
La erosión afecta mucho más a la malla cuando los fluidos están en el régimen de flujo turbulentos (números de Reynolds mayores 2100). La evaluación de la resistencia a la erosión de la malla se realizó usando aire comprimido con flujo medio el cual contenía una arena de 30/100 mesh. La prueba consiste en el desplazamiento de un pie de malla en el mueble

esquemático de la figura 15 en el cuál fluye aire y arena a través de una vía de acceso de 0.25" de choke simulando disparos opuestos a las mallas.

La tasa de flujo a través de la vía de acceso fue de 49 pie³/min a 60 psi conteniendo arena la trasmite una corriente de flujo a una tasa de 25 lb/min. Asumiendo que el pozo se han realizado 12 disparos por pie, lo que equivale a una tasa de flujo cerca de 4.3 mm scf/day/ft. Esta tasa media no se reproduce en alguna condición de pozo en particular.



ESQUEMA DEL EQUIPO PARA LA PRUEBA DE EROSION
FIGURA 15



MUESTRA DE MALLA EXCLUDER MUESTRA DE MALLA MULTICAPA
FIGURA 16

Mallas que estuvieron sujeta a las pruebas de erosión:

Malla soldada Baker- tamaño dos ($50\ \mu\text{m}$).- la erosión de la arena fue severa, el alambre envuelto se dallo en menos de un minuto.

Malla soldada Baker- tamaño ocho ($200\ \mu\text{m}$)- igual que en el caso anterior.

Malla slim-pak (40/60 mesh).- presenta una excesiva erosión y el material consolidado tuvo que ser removido.

Malla Excluder (110 micrones).- mínima erosión del vector shroud. El alambre no se ve afectado (ver figura 16)

Malla Sintetica Multi-capa.- alta erosión (ver figura 16).

Las pruebas indican que la malla Excluder tiene una resistencia a la erosión mayor que las otras mallas probadas. Esto implica que de los resultados obtenidos el vector shroud es un elemento clave en el diseño de la malla, protegiendo de esta manera la capa interior de filtración.

PRUEBAS DE CORROSION

Las pruebas se hicieron sobre el vector weave/ tubo soldado de la malla Excluder donde se simuló el efecto de corrosión durante un tratamiento de ácido a la formación. La corrosión resultante u otro tratamiento de operaciones de estimulación puede referirse a una rápida corrosión. Rápida corrosión difiere del término larga corrosión, la cuál puede afectar la vida del pozo debido a fluido producido por la formación (CO₂, H₂S, etc).

La prueba fue corrida usando cupones de retención de las capas de el Excluder La capa vector weave/baker soldado suministra de formaciones en pozo en los cuales no se usa empaque de grava considerando puntos críticos. Los cupones estuvieron inmerso en 10% HCl de inhibición (0.4 % concentración inhibición), a 200⁰F, a 4000 psig por 24 horas. Datos de pérdida de peso fueron tomados.

Basados en la prueba. Los datos se muestran en la tabla 7, puede concluirse que las propiedades de soluciones ácidas inhibidas virtualmente no tiene un impacto en la disminución de material. Típicamente, se asumen que la pérdida d metal de 0.02-0.05 lb/pie² puede ser tolerante durante el tratamiento.

APENDICE C

PRUEBA MULTITASA USANDO VARIADORES DE FRECUENCIA

Realizar pruebas de producción con tasa de flujo constante es muchas veces difícil de lograrlo en la práctica. Es por eso que se han desarrollado modelos matemáticos que permiten realizar evaluaciones de las pruebas con tasa variable.

El principio de superposición es la base en la cual se fundamenta la prueba multitasa.

El principio de superposición puede ser aplicado en el espacio para resolver la ecuación diferencial lineal que describe el efecto de la presencia de varios pozos sobre la caída total de presión del pozo que se tome como objeto de estudio.

El principio de superposición aplicado a un pozo que produce a múltitasas, en cambio, es "la sumatoria de los cambios de presión originados individualmente por cada cambio de tasa".

Suponiendo que se tiene un pozo cuya historia de producción y caída de presión esta representada en el gráfico E.1

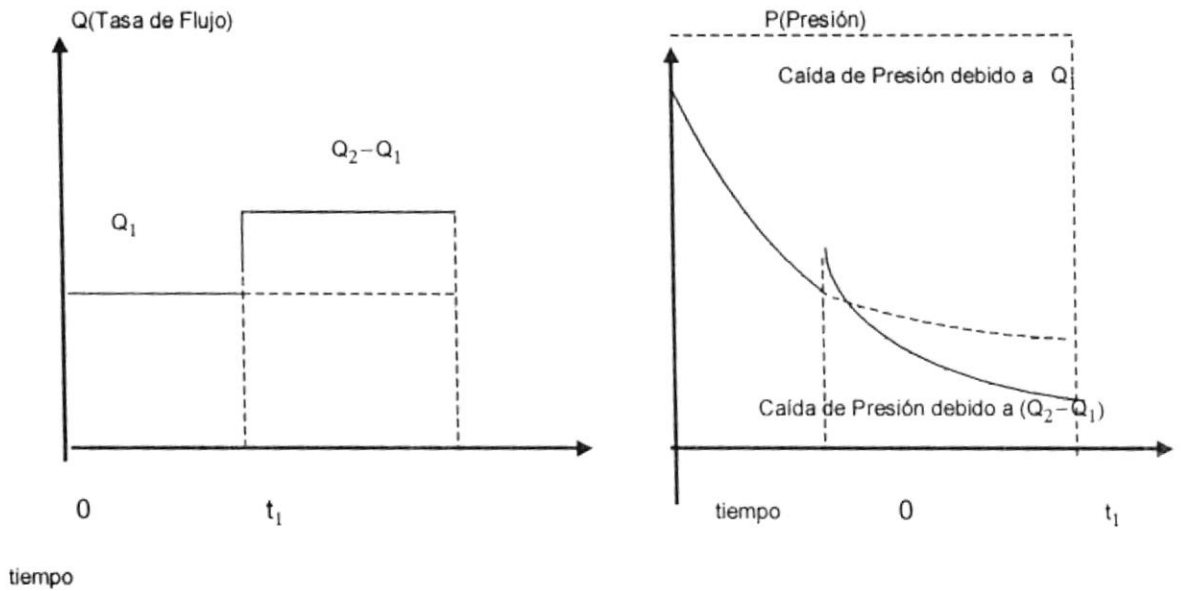


GRAFICO E.1

La solución para flujo de estado transiente, para una tasa, es:

$$P_i - P_{wf} = - 70.6 (q \cdot \beta \cdot \mu / k \cdot h) \cdot Ei \left(- \left[\frac{948 \cdot \phi \cdot \mu \cdot C_t \cdot r_w^2}{k \cdot t} \right] \right) + \Delta P_s$$

.....5.1

donde ΔP_s es igual a la caída de presión adicional por efecto de daño a la formación,

$$\Delta P_s = 141.2 \cdot \left[\frac{q \cdot \beta \cdot \mu}{k \cdot h} \right] \cdot \check{S}$$

Para $(948 \cdot \phi \cdot C_t \cdot r_w^2 / k \cdot t) < 0.02$, se puede utilizar la aproximación logarítmica siguiente:

$$P_i - P_{wf} = 162.6 * (q * \beta * \mu) * [\log t + \log (k / \phi * \mu * C t * r_w^2) - 3.23 + 0.869 \check{S}]$$

Si $m' = 162.6 * [(\beta * \mu)/(k * h)]$ y $\check{S} = \log (k / \phi * \mu * C t * r_w^2) - 3.23 + 0.869 S$

entonces : $P_i - P_{wf} = m' * q * [\log t + \check{S}]$ 5.2

Aplicando el principio de superposición al ejemplo del gráfico 5.1 se tiene que la caída de presión total a la cara de la arena se la puede expresar como:

$$(P_i - P_{wf})_{total} = (\Delta P)_{q_1-0} + (\Delta P)_{q_2-q_1}$$

$$P_i - P_{wf} = m' * q * [\log t + \check{S}] + m' * (q_2 - q_1) * [\log (t - t_1) + \check{S}]$$

.....5.3

Para n tasas de flujo:

$$\frac{(P_i - P_{wf})}{q_n} = m' * \sum_{j=1}^n \frac{q_j - q_{j-1}}{q_n} \log (t - t_{j-1}) + m' * \check{S}, q_n \neq 0$$

.....5.4

Haciendo $Y = \frac{P_i - P_{wf}}{q_n}$ y $X = \sum \frac{(q_j - q_{j-1})}{q_n} \log(t - t_{j-1})$

$$b = m' * \check{S}$$

entonces, $Y = m' * X + b$

.....5.5

que es la ecuación de una línea recta, cuya pendiente es m' y b es la intersección con el eje Y.

Consideraciones que se deben tener en cuenta:

- Al realizar el gráfico de la ecuación 5.5, se debe tener en claro que cada presión medida esta asociada a una tasa de flujo correspondiente a la presión que fue medida.
- La variación de la tasa de producción en superficie debe ser lo suficientemente grande para registrar un cambio de presión en el yacimiento.
- El cambio del caudal de q_1 a q_2 no es instantáneo, sino que un período de tiempo finito es requerido para que la nueva tasa de flujo se estabilice, debido al efecto de almacenamiento del pozo.

Ventajas de la prueba multitasa

- El pozo puede ser evaluado sin cerrarlo.
- Se puede determinar el efecto de daño y la permeabilidad de la formación con las ecuaciones:



$$K = 162.6 * (\mu * \beta / m' * h) \\ \log \phi * \mu * C_i * r_w^2 + 3.23]$$

$$y \quad \check{S} = 1.151 * [b/m' -$$

Cálculos:

$$Y = \frac{P_i - P_{wf}}{q_n}$$

$$X = (1/q_n) * [q_1 \log(t_n - t_0) + (q_n - q_1) \log(t_n - t_1) + \dots + (q_n - q_{n-1}) \log(t_n - t_{n-1})]$$

Datos de Tabla 5.2

$$\text{Para } t = 5 \text{ horas} \quad q_1 = 691 \quad P_{wf} = 1988.72$$

$$Y = (3185 - 1988.72) / 691 = 1.83$$

$$X = \log 5 = 0.7$$

$$\text{Para } t = 20 \text{ horas} \quad q_2 = 548 \quad P_{wf} = 1700$$

$$Y = (3185 - 1700) / 548 = 2.8$$

$$X = (1/548) * [691 \log 20 + (548 - 691) \log(20 - 5)] = 1.33$$

$$\text{Para } t = 36 \text{ horas} \quad q_3 = 555 \quad P_{wf} = 1572.72$$

$$Y = (3185 - 1700) / 555 = 3.2$$

$$X = (1/555) * [691 \log 36 + (548 - 691) \log(36 - 5) + (555 - 548) \log(36 - 20)] = 1.55$$

$$\text{Para } t = 44.3 \text{ horas} \quad q_4 = 570 \quad P_{wf} = 1357.72$$

$$20)+(570-555)\log(44.3-36)] = 1.627$$

$$\text{Para } t = 48.3 \text{ horas} \quad q_5 = 600 \quad P_{wf} = 1288.72$$

$$Y = (3185-1288.72)/600 = 3.39$$

$$X = (1/600) * [691 \log 48.2 + (548-691)\log(48.2-5)+(555-548)\log(48.2-20)+(570-555)\log(48.2-36)+(600-570)\log(48.2-44.3)] = 1.677$$

$$\text{Para } t = 61.8 \text{ horas} \quad q_6 = 700 \quad P_{wf} = 1156.72$$

$$Y = (3185-1156.72)/700 = 3.57$$

$$X = (1/700) * [691 \log 61.8 + (548-691)\log(61.8-5)+(555-548)\log(61.8-20)+(570-555)\log(61.8-36)+(600-570)\log(61.8-44.3)+(700-600)\log(61.8-48.3)] = 1.806$$

$$\text{Para } t = 85.5 \text{ horas} \quad q_7 = 680 \quad P_{wf} = 1000$$

$$Y = (3185-1000)/680 = 3.7$$

$$X = (1/680)*[691\log 85.5+(548-691)\log(85.5-5)+(555-548)\log(85.5-20)+(570-555)\log(85.5-36)+(600-570)\log(85.5-44.3)+(700-600)\log(85.5-48.3)+(680-700)\log(85.5-61.8)] = 1.9$$

En la **tabla D.1** se muestra los valores calculados

En la **tabla D.1** se muestra los valores calculados

TABLA D.1

X	Y
0.7	1.83
1.3	2.8
1.554	3.2
1.627	3.3
1.677	3.39
1.806	3.57
1.9	3.7

APENDICE D.1
PERFIL DE PRODUCCION
POZO "PRUEBA"

