



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN DEL POZO DE DESARROLLO PUMA-101”

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO
PRESENTA:
JAVIER TORRES DAMIÁN

DIRECTOR DE TESIS: **M. I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA**

PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN DEL POZO DE DESARROLLO PUMA-101

ÍNDICE

Introducción

- I. Antecedentes generales**
- II. Datos geológicos**
 - 1. Investigación geofísica**
 - 2. Estratigrafía, sedimentología y bioestratigrafía**
 - 3. Columna estratigráfica**
 - 4. Petrofísica del pozo**
- III. Programa de perforación y terminación**
 - 1. Programa de perforación**
 - 2. Programa de terminación**
- IV. Equipo y herramientas de perforación y terminación.**
 - 1. Descripción del equipo de perforación**
 - 2. Fluidos de perforación**
 - 3. Barrenas**
 - 4. Tubería de revestimiento y accesorios**
 - 5. Conexiones superficiales de control**
 - 6. Aparejo de producción**
- V. Operaciones de perforación y terminación**
 - 1. Operaciones de perforación**
 - 2. Registros geofísicos**
 - 3. Operaciones de terminación**

VI. Tiempos de perforación y de terminación. Análisis económico

- 1. Tiempos de perforación programados**
- 2. Tiempos de perforación reales**
- 3. Tiempos de terminación reales y programados**
- 4. Análisis económico**

VII. Pruebas de presión-producción

Conclusiones y recomendaciones

Bibliografía

Anexos

- A. Fluidos de perforación**
- B. Barrenas**
- C. Tuberías de revestimiento**
- D. Aparejo de producción**
- E. Cementaciones**
- F. Registros geofísicos**
- G. Disparos de producción**

INTRODUCCION

México actualmente esta entre los países que cuentan con las mejores oportunidades para incorporar reservas, debido a los descubrimientos que se han realizado y a la demanda tan grande por los hidrocarburos que existe a nivel mundial, pero para poder incorporar estas reservas se deben de perforar miles de pozos en los próximos años.

Una de las oportunidades que se tienen, es incorporar las reservas que se encuentran en el sureste de Veracruz, en donde se espera incorporar reservas de hidrocarburos que pertenecen a un paleo ambiente Batial, en una secuencia de arenas en facies de canales y abanicos de piso de cuenca de edad del Mioceno Inferior, las cuales conforman una trampa de tipo estructural con gran potencial para almacenar hidrocarburos.

Por lo anterior se toma la decisión de perforar el pozo Puma-101 el cual tendrá una profundidad de 4600 m, donde será necesaria la participación de las distintas disciplinas que se requieren para la planeación de un pozo exploratorio mediante un equipo multidisciplinario (geofísica, geología, geomecánica, petrofísica, yacimientos, perforación, terminación, diseño de pozo, etc.), en donde cada uno de los integrantes aportara sus conocimientos y habilidades para realizar la ingeniería de diseño del pozo.

Uno de los retos que hay en la industria de la explotación del petróleo es el poder mantener la producción, sin embargo, la región sureste del estado de Veracruz ha sido una de las pocas que mantienen su promedio de producción, cercano a 50,000 bpd, dicho promedio se ha mantenido por más de 25 años, es por eso, que se deben de realizar más estudios en esta zona, ya que resulta ser muy rentable.

El estudio de este proyecto nos llevara a determinar los errores y recomendaciones que podrían ayudar a reducir los tiempos perdidos en la perforación de los demás pozos que serán parte de un nuevo campo de producción; el reducir la cantidad de tiempos perdidos, un estudio más detallado de la zona lo cual solo se logra con un pozo exploratorio, se reflejaran en los costos de perforación del campo.

Algunos de los problemas mecánicos que se podrán prevenir gracias a este estudio son:

- Determinar la profundidad óptima de asentamiento de T.R.
- Una adecuada programación de barrenas y fluidos de control.
- Una disminución de la probabilidad de descontrol o de la pérdida de circulación
- Una adecuada programación de los servicios de apoyo y contratación de personal.

Se debe mencionar que a lo largo de la tesis se utilizan distintas nomenclaturas para una misma unidad de medición, esto es debido a la diversidad de uso que existe en la ingeniería petrolera, por lo cual se justifica el empleo de ellas.

I. ANTECEDENTES Y DATOS GENERALES

La Localización **Puma-101**, se encuentra ubicada geográficamente en el Estado de Veracruz dentro del Municipio de Agua Dulce, a 3,950 m al S 68° 09' 37" E del pozo Rabasa-1 y a 25.4 Km al S 87° 06' E de la ciudad de Coatzacoalcos (**Figura 1.1**).

Geológicamente se ubica en la Cuenca Salina del Istmo, formando parte de la Provincia Geológica Cuencas Terciarias del Sureste. Dentro del cubo sísmico Rodador.

Sus coordenadas UTM y geográficas son las siguientes:

COORDENADAS			
U. T. M.		GEOGRAFICAS	
X	Y	LATITUD	LONGITUD
372,804.05	2,004,593.43	-94°12' 08.269"	18°07'39.234"



Figura 1.1 Imagen satelital de la ubicación geográfica Localización **Puma-101**

El objetivo de la perforación del pozo fue obtener la producción comercial de hidrocarburos en los sedimentos de una secuencia de arenas en facies de canales y abanicos de piso de cuenca, de la edad del Mioceno Inferior.

La estructura es un anticlinal afallado, truncada por cuerpos de sal hacia el NE (Noreste) y SW (Suroeste), con buzamiento general al W (Oeste). Esta estructura se ubica al SE (Sureste), en una posición estructural 500 m echado arriba del pozo Rabasa-1, como se observa en la **Figura 1.2**

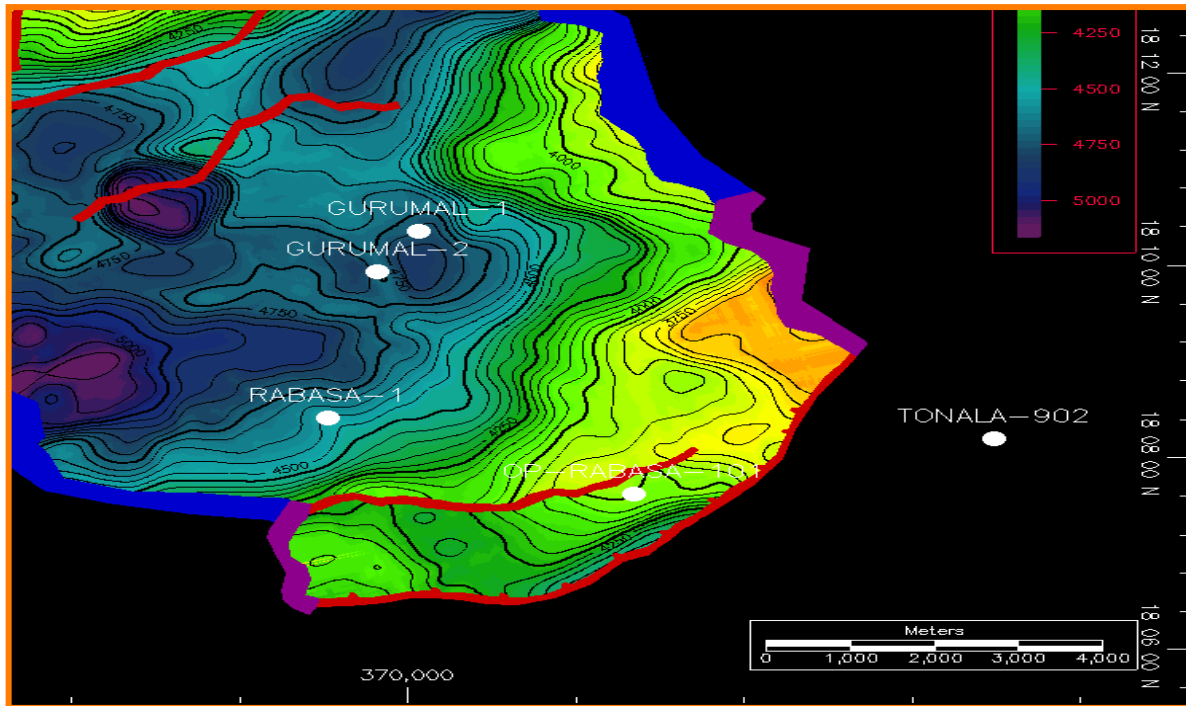


Figura 1.2

II. DATOS GEOLÓGICOS

1.- INVESTIGACIÓN GEOFÍSICA

Si bien se cuenta con información de sondeos geotécnicos en el área de Puma-101, las características de los registros sísmicos junto con los perfiles estratégicos correspondientes al área de la Cuenca Salina del Istmo, permiten establecer una identificación confiable de la litología del sitio.

En la sísmica de orientación SW (Suroeste)-NE (Noreste) que corresponde a un corte longitudinal de la estructura geológica del subsuelo, se identifican dos masas salinas, conectadas por una soldadura de sal, que sirve como límites para el objetivo interpretado, el cual se observa afectado por una tectónica compresiva del Mioceno Medio. (**Figura 2.1.1**)

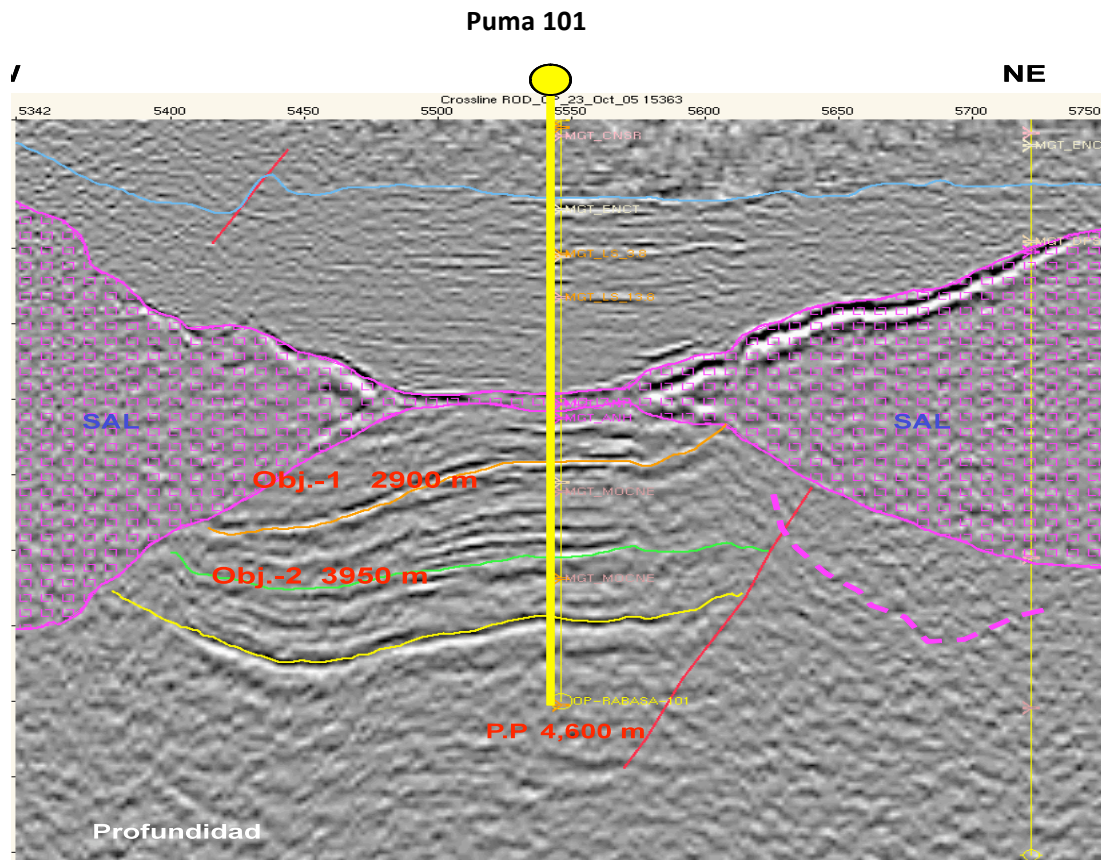


Figura 2.1.1 Sección Sísmica de orientación SW-NE.

La **Figura 2.1.3** Corresponde a una sección Random en dirección NW-SE, que muestra la posición relativa de la Localización **Puma-101** con los pozos de correlación: Rabasa-1, Gurumal-1 y Gurumal-2. En ellas, se identifican los horizontes de interés, estructuras y fallas presentes.

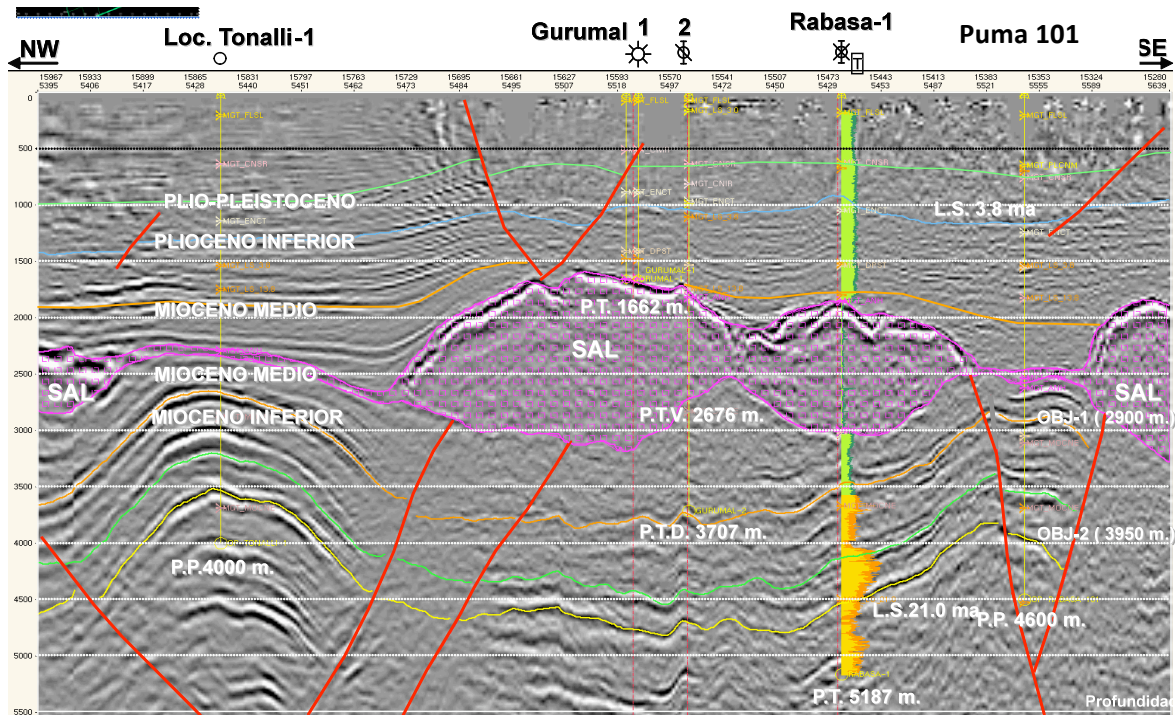


Figura 2.1.3 Sección sísmica aleatoria de orientación NW-SE, pasando por la Localización **Puma-101** y los pozos Rabasa-1, Gurumal-1 y 2

La **Figura 2.1.4** muestra el modelo Tectónico-Estructural del área donde se ubica la Localización **Puma-101**. En este Modelo se observan dos estilos estructurales, relacionados y limitados verticalmente por las canopies de sal, emplazadas en sedimentos del Mioceno Medio.

Por encima de la sal se tiene un sistema distensivo, en el que la trayectoria y desplazamiento de las fallas normales mayores, terminan contra la cima de la sal. Por debajo ó subyaciendo a la masa salina, se observa un sistema compresivo, cuyo plegamiento forma estructuras anticlinales limitados en sus flancos por fallas inversas de poco desplazamiento, la edad de los sedimentos estructurados es del Mioceno Inferior – Medio.

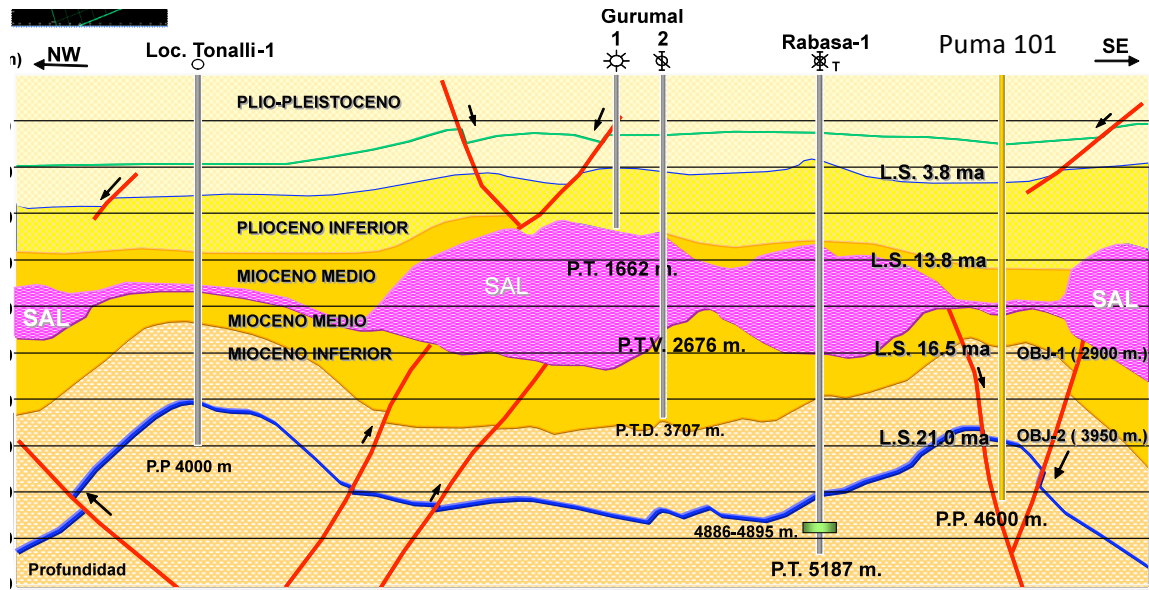


Figura 2.1.4 Sección estructural **Puma-101**

2.-ESTRATIGRAFÍA, SEDIMENTOLOGÍA Y BIOESTRATIGRAFÍA.

La Estratigrafía y Bioestratigrafía encontrada durante la perforación del pozo **Puma-101**, está caracterizada en sus primeros 200 m, por la presencia predominante de arenas de grano medio a grueso con delgadas intercalaciones de capas de lutita y horizontes de lignito propios de estos tipos de ambientes muy someros. Los organismos que se presentan corresponden a ambientes transicionales (pantanos, lagunas costeras, zonas de inundación) y básicamente son *Ammonia beccarii* (Linnè) y *Elphidium spp*, como especies predominantes y están acompañados de fragmentos de moluscos y ostracodos principalmente.

Posteriormente, con el avance de la perforación, se comenzó a cortar sedimento del Nerítico Interno al Nerítico Externo (Plioceno) donde la presencia de sedimentos con contenido de lutitas aumento y encontramos especies como *Amphistegina lessonii* (d'orbigny), *Lenticulina spp*, *Astacolus vaughani* (Cushman), *Uvigerina peregrina* (Cushman).

A medida que se incrementó la perforación, se cortaron sedimentos de batimetrías correspondientes al Nerítico Externo, donde el contenido de lutita fue mayor y en ocasiones se presentaron capas de arenas correspondientes a canales dentro de la plataforma, ahí encontramos especies tales como *Marginulinopsis marginulinoides* (Gôes), *Marginulinopsis messinae* (Souaya), *Hoeglundina elegans* (d'Orbigny), *Anomalinoidea trinitatensis* (Nuttall), *Sphaeroidina bulloides* (d'Orbigny) las cuales nos indicaron la presencia de sedimentos del Nerítico Externo (**Figura 2.2.1.**).

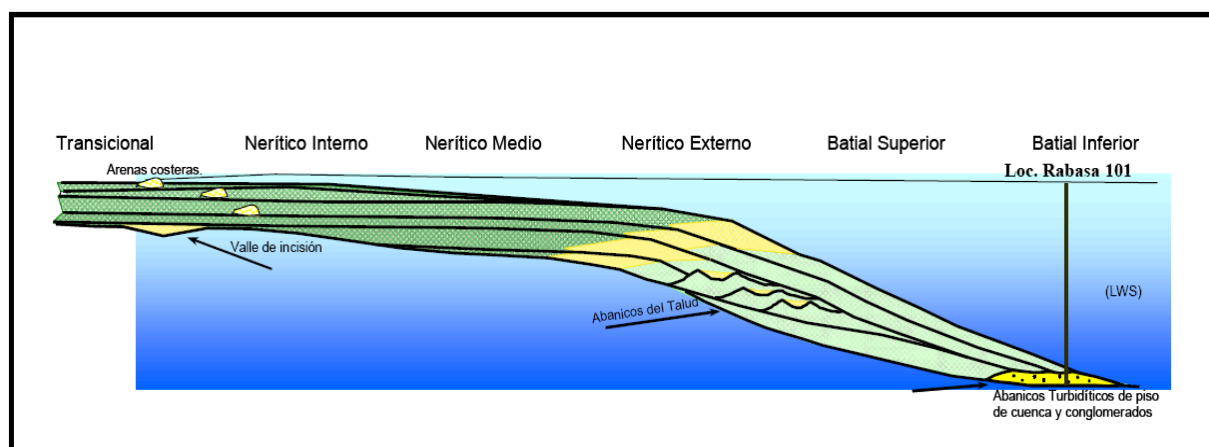


Figura. 2.2.1. Se muestra la distribución batimétrica marina y las condiciones estratigráficas y sedimentológicas presentes en la Localización **Puma-101**.

Posteriormente las características sedimentológicas correspondieron a ambientes marinos profundos y están caracterizados por la presencia de gruesos paquetes de arena de grano medio a grueso con intercalaciones de lutitas, estos paquetes arenosos corresponden a turbiditas del talud marino, mismas que en nuestra área fueron muy arenosas y que en condiciones actuales representa la principal zona productora del área. Estos sedimentos corresponden cronoestratigráficamente al Plioceno Inferior y están definidos por la primera aparición, en el sentido de la perforación, del foraminífero planctónico índice *Globigerina nepenthes*.

Las características batimétricas están definidas como del Batial Superior el cual está definido por la presencia de especies de foraminíferos bentónicos tales como *Uvigerina hispida* (Schwager), *Heterolepa dutemplei* (d'Orbigny), *Karrerella bradyi* (Cushman), *Eggerella bradyi* (Cushman), los cuales son indicadores de estas batimetrías profundas.

Aproximadamente a 1800 m se encontró una discordancia regional, la cual está definida por un cambio en la litología y las condiciones sedimentológicas, se presentan lutitas predominantemente con la presencia de intercalaciones de capas de areniscas de grano fino a medio y en su parte baja conglomerados polimícticos. Estos sedimentos son determinados como del Mioceno Medio por la presencia de *Globorotalia fohsi* s.l. acompañada de especies de foraminíferos bentónicos como *Gyroidinoides broeckhiana* (Karrer), *Anomalinoides cicatricosa* (Schwager) las cuales son determinativas del Batial Inferior. Dentro de la perforación y aproximadamente a los 2500 m se cortó una capa de sal de 100 m de espesor, la cual es una parte del canopie salino que se observa en la interpretación sísmica, esta capa en su parte basal, descansa sobre sedimentos del Mioceno Medio.

Continuando con el desarrollo de la perforación, se encontró a la profundidad de 2900 m la entrada del Mioceno Inferior, caracterizado por la primera aparición del organismo índice *Globigerinoides bisphericus* (Todd), *Praeorbulina glomerosa*, la parte baja del Mioceno Inferior fue determinada por la presencia de *Catapsydrax dissimilis* (Cushman-Bermudez). La estratigrafía está definida de potentes paquetes de lutitas de color gris a gris azulosas compactas con intercalaciones de areniscas de grano fino en partes conglomerática y presencia de conglomerados polimícticos, estos sedimentos tienen su origen en antiguas turbiditas del piso de la cuenca (**Figura 2.1.2.**), las cuales depositaron este tipo de litologías en las profundidades marinas.

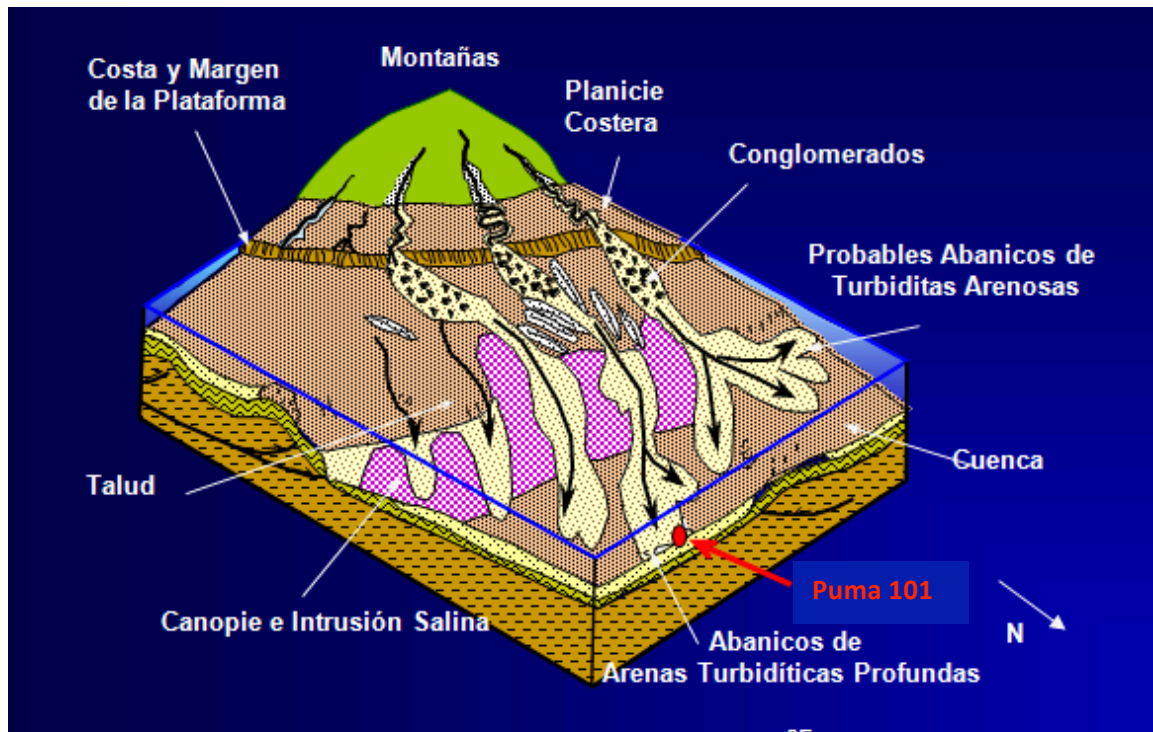
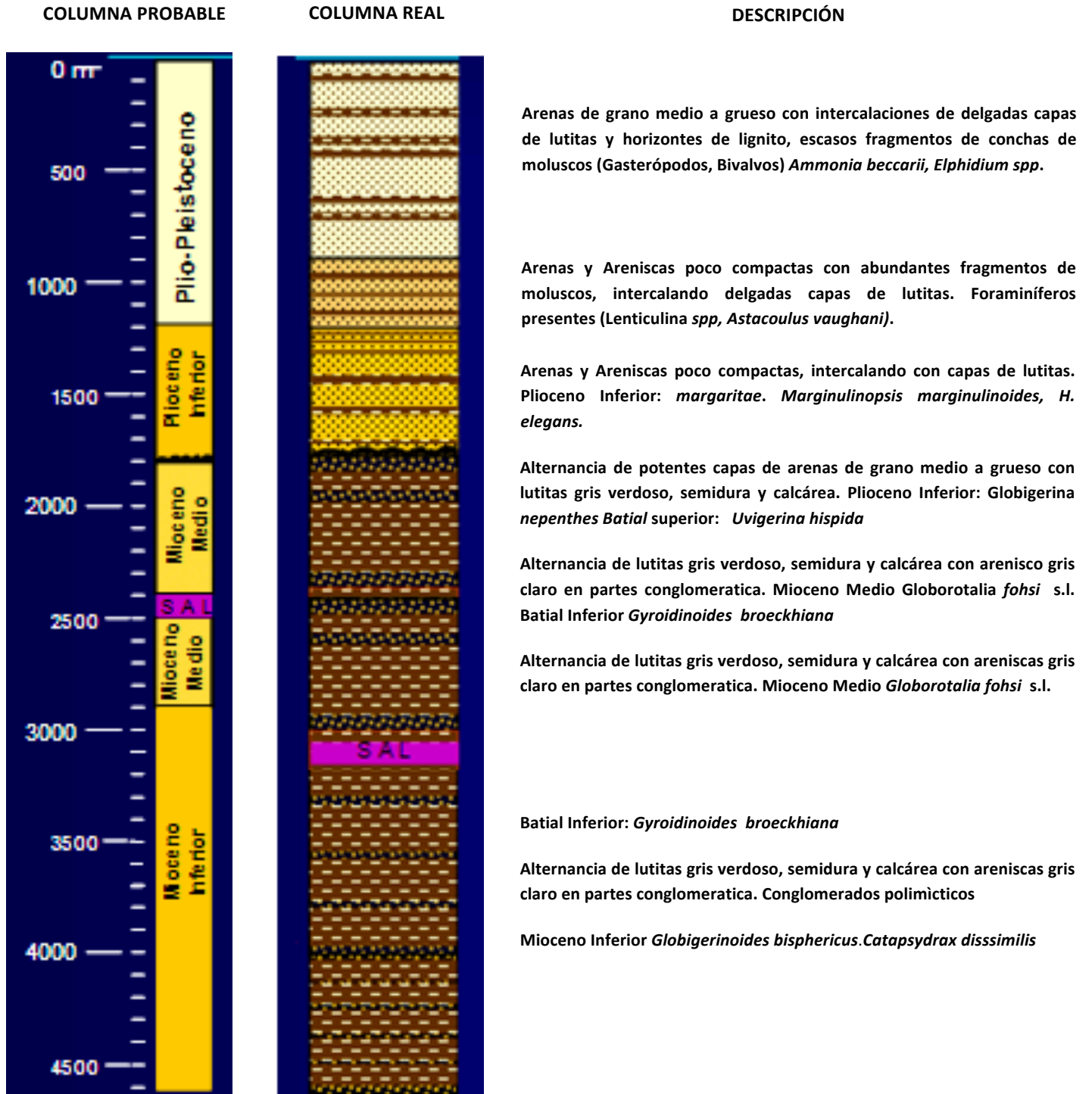


Figura 2. 1. 2. Se muestra el modelo sedimentológico de la Localización **Puma -101**, los objetivos se encuentran ubicados en las secuencias de abanicos turbidíticos profundos del Mioceno Inferior, constituidos por areniscas finas y conglomerados polimícticos.

3.- COLUMNA ESTRATIGRÁFICA



En la Localización **Puma-101** la secuencia estratigráfica correspondiente a los sedimentos del Plioceno–Pleistoceno, Plioceno Inferior su litología se compone por una alternancia variable de arenas de grano grueso a fino, de color gris claro blanco cristalino, café claro y lutitas de color verde de consistencia suave con presencia de restos de moluscos, en la parte baja de esta secuencia se observa una disminución en la concentración de arenas y un incremento de lutitas, esta secuencia de lutitas del Plioceno Inferior sobreyace a la discordancia regional del Mioceno Medio. El Mioceno Medio se caracteriza por lutitas de color gris – gris verdoso en partes, con intercalaciones de arenisca fina cementada en material calcáreo esta arenisca en partes se vuelve conglomerática hacia la base de esta secuencia graduando a conglomerado polimictico, el Mioceno inferior se caracteriza por la presencia de conglomerado polimictico compacto que alterna con lutita gris verdoso suave a dura y arena color gris claro grano fino-medio ocasionalmente, arenisca fina-media cementada en material calcáreo. Dentro de la columna se identifica un cuerpo delgado de sal (100m) emplazado dentro de los sedimentos del Mioceno Inferior.

4.- PETROFÍSICA DE PUMA -101

La petrofísica de Puma-101 es muy particular de lo que ya se ha encontrado en el bloque sísmico de Rodador, como podemos ver en la **figura 2.4.1**, se encontraron hidrocarburos en una zona potencial que se encuentra a aproximadamente a 2350 m de profundidad con una porosidad que varía entre 22 y 25%, así como con una saturación de agua que puede estar entre 26 y 41%, las rocas que almacenan estos hidrocarburos son en su mayoría lutitas con algunas intercalaciones de arenas.

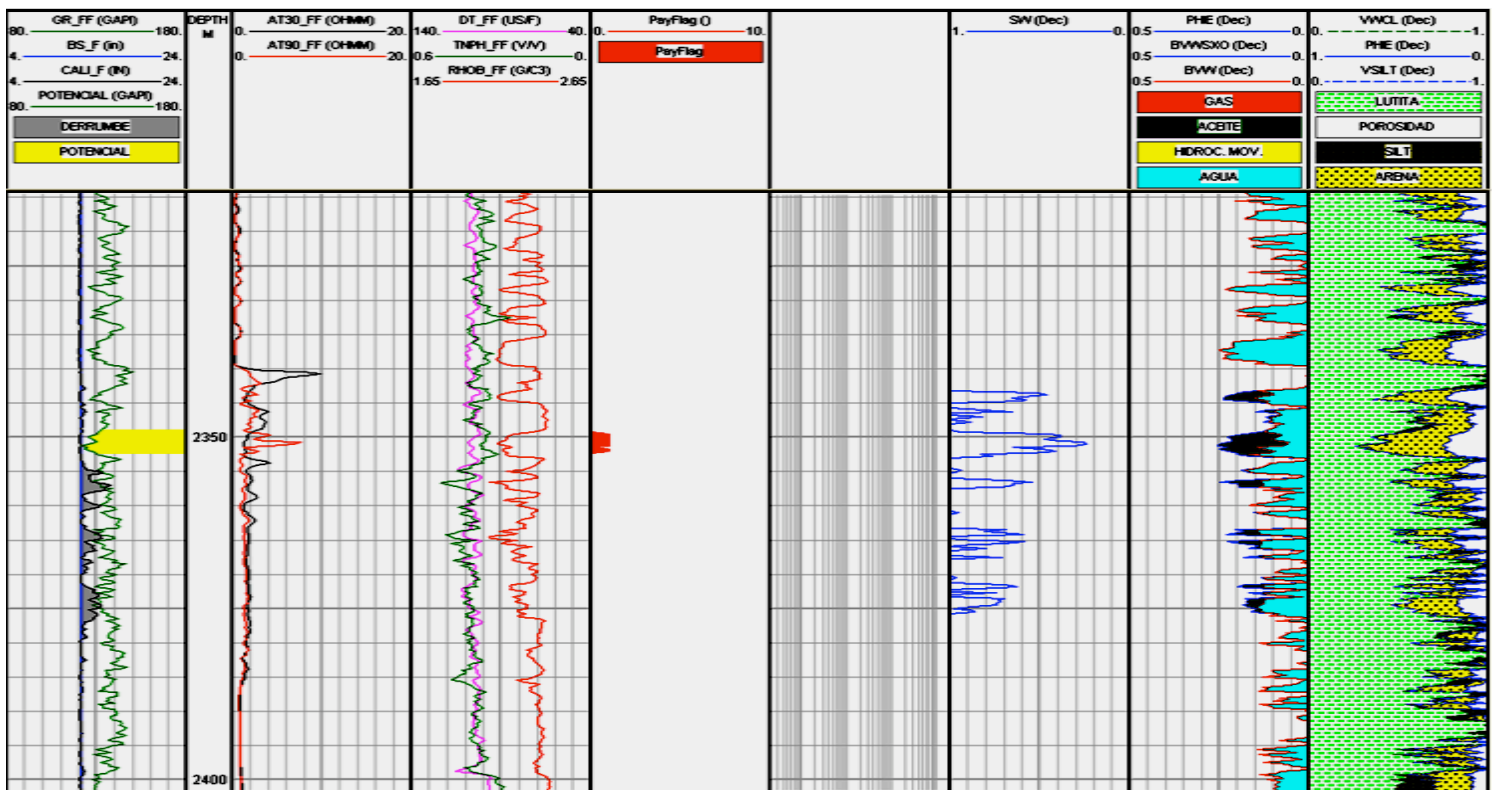


Figura 2.4.1 muestra la presencia de hidrocarburos y la petrofísica del intervalo

Otros intervalos importantes del pozo Puma -101 se muestran a continuación en la **figura 2.4.2**, en el intervalo de 2570-2660 m, nos encontramos con aproximadamente 6 zonas potenciales de hidrocarburos las cuales tienen características similares:

2585-2590 m. Es una zona que contiene una intercalación de lutitas y areniscas, cuenta con una porosidad de 23% y con una saturación de agua del 8%.

2595-2600 m. Es una zona que contiene una intercalación de lutitas y areniscas, cuenta con una porosidad que varía entre 20 y 24% y con una saturación de agua entre 7 y 14%.

2604-2606 m. Es una zona que contiene lutitas con algunas intercalaciones de areniscas, cuenta con una porosidad de 25% y con una saturación de agua de 4%.

2608-2610 m. Es una zona que contiene lutitas con algunas intercalaciones de areniscas, cuenta con una porosidad de 20% y con una saturación de agua de 6%.

2612-2615 m. Es una zona en la cual encontramos una serie de lutitas y areniscas, pero con algunas incrustaciones de sal, cuenta con una porosidad entre 13 y 19% y con una saturación de agua entre 20 y 50%.

2620-2628 m. Es una zona en la cual encontramos una serie de lutitas y areniscas, pero con algunas incrustaciones de sal, cuenta con una porosidad entre 22 y 25% y con una saturación de agua entre 16 y 22%.

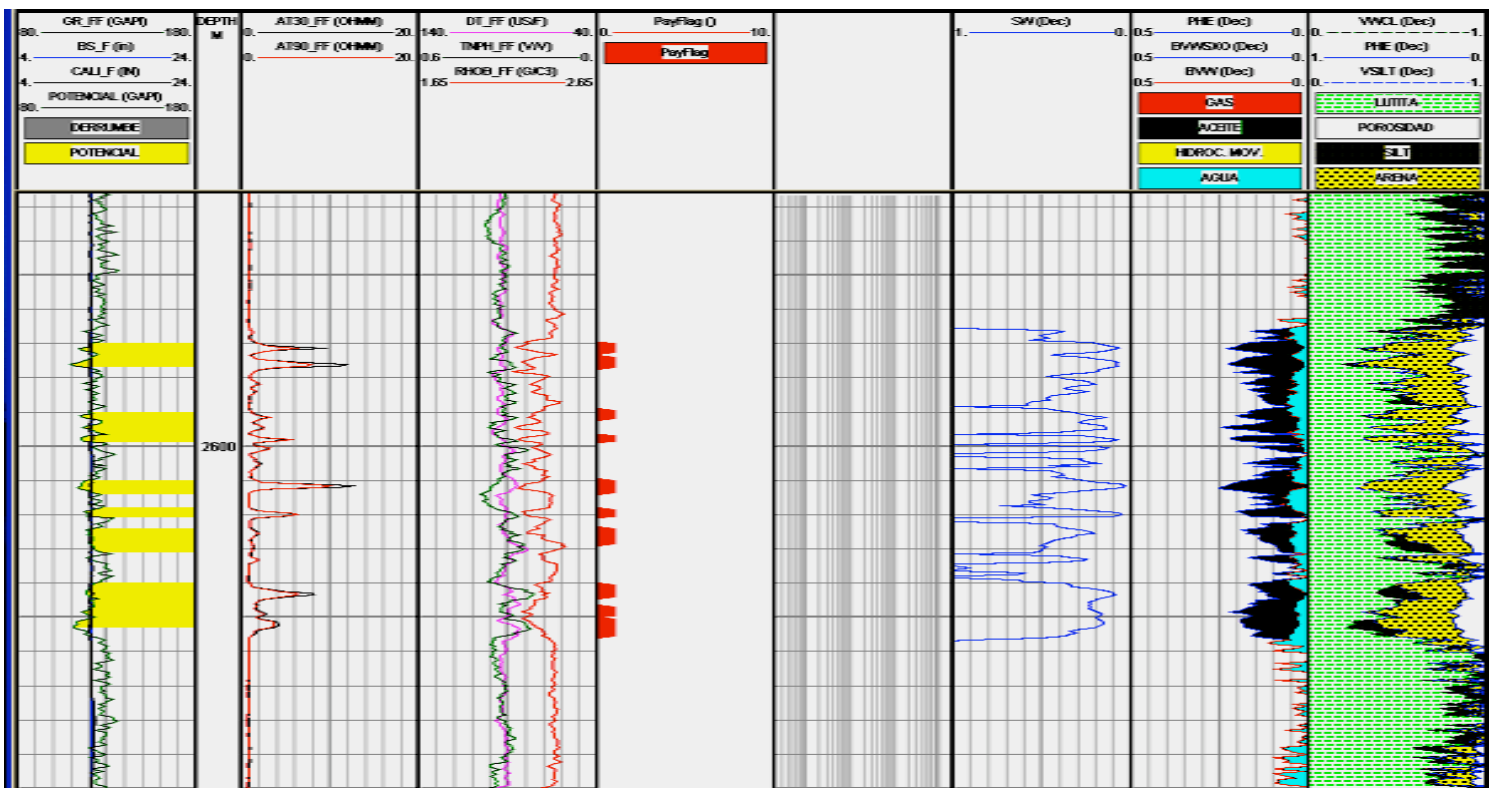


Figura 2.4.2 muestra la presencia de hidrocarburos y la petrofísica de las 6 zonas descritas con anterioridad.

El intervalo más importante y el cual se explotó, se muestra en la **figura 2.4.3**, en este intervalo que va desde 3218 a 3243 m de profundidad, podemos encontrar una intercalación de lutitas con areniscas (en su mayoría son lutitas), este intervalo cuenta con una porosidad medida que va de 19 a 22% y con una saturación de agua que varía de 19 a 35%.

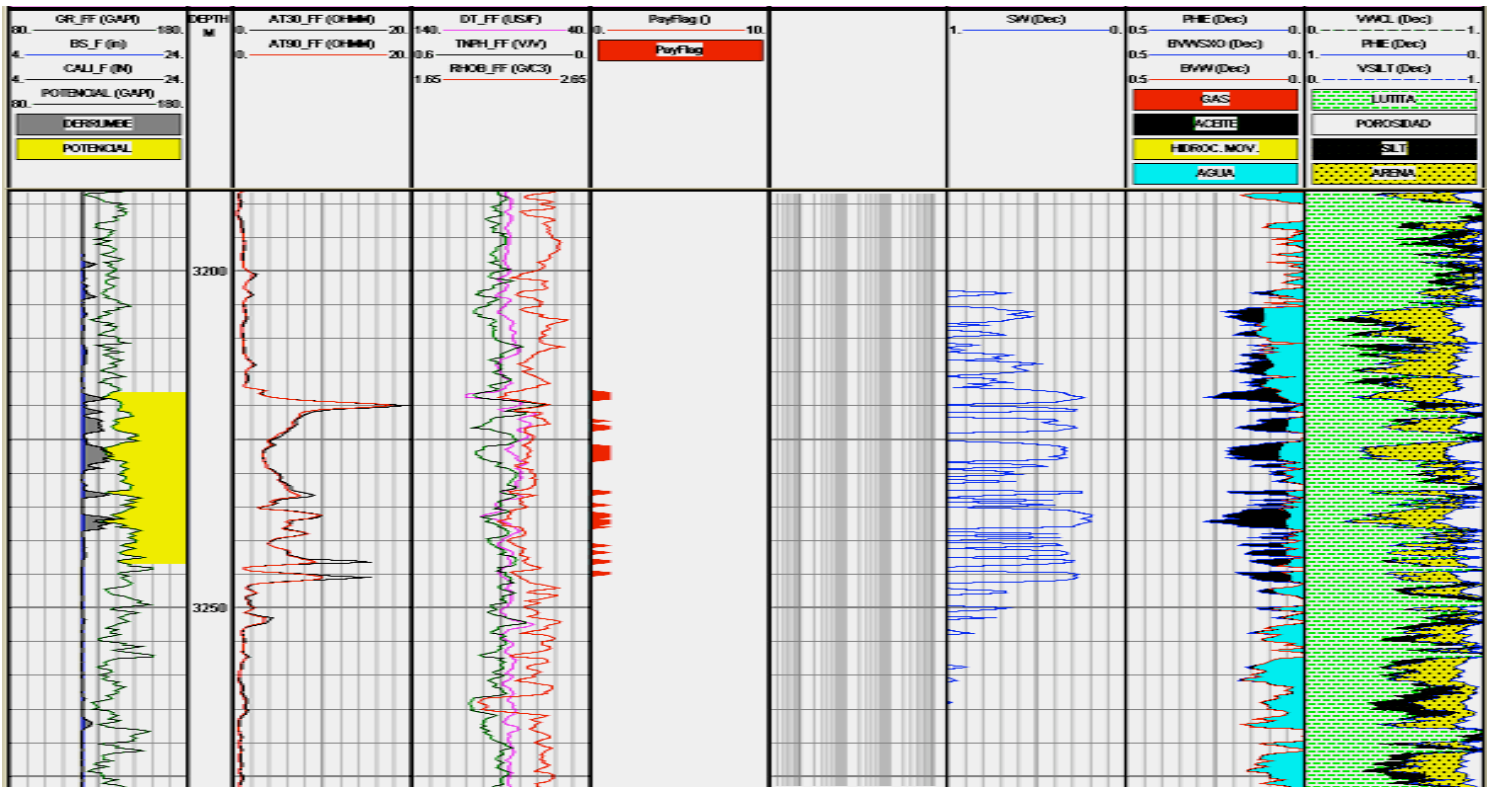


Figura 2.4.3 Presenta el intervalo explotado y la petrofísica del mismo.

III. PROGRAMA DE PERFORACIÓN Y DE TERMINACIÓN

1. PROGRAMA DE PERFORACIÓN DEL POZO PUMA-101

El objetivo inicial de este proyecto fue perforar un pozo exploratorio vertical a la profundidad de 4600 m, para incorporar reservas de hidrocarburos en dos objetivos propuestos a la profundidad de 2900 y 3950 m, de una secuencia de arenas en facies de canales y abanicos de piso de cuenca de edad Mioceno Inferior.

Datos generales del pozo:

Tipo de pozo:	Vertical
Trampa:	Estructural
Objetivos:	2 Mioceno Inferior a 2900 y 3950 m
Prof. Programada:	4600 m
Ubicación:	En la intersección de la línea sísmica Crossline 15363 e Inline 5546 del Cubo Sísmico "Rodador"
Coordenadas U.T.M.	X= 372,804.05 Y= 2,004,593.43
Campos Análogos:	Arroyo Prieto, Lacamango y Nelash
Hidrocarburo Esperado	Aceite y Gas

Profundidad y coordenadas de los objetivos:

En la siguiente tabla se describe la profundidad y coordenadas de los objetivos de la Localización **Puma-101**.

Objetivos	Edad	Coordenadas UTM		Prof. m	Tipo Hc's	Tipo Trampa
		X	Y			
Objetivo 1	Mioceno Inferior	372,804.05	2'004,593.43	2900	Aceite y gas	Combinada
Objetivo 2	Mioceno Inferior	372,804.05	2'004,593.43	3950	Aceite y gas	Combinada

Columna geológica:

De acuerdo con los datos obtenidos en el área y los datos de los estudios realizados, se espera la siguiente columna:

HORIZONTE	INTERVALO (m)
Plio-Pleistoceno	0-1200
Plioceno inferior	1200-1800
Mioceno medio	1800-2400
Sal	2400-2500
Mioceno medio	2500-2900
Mioceno inferior	2900-4600

Sistema de explotación:

Se espera que el yacimiento tenga energía suficiente para hacer llegar los hidrocarburos a superficie (fluyente).

Programa de registro continuo de hidrocarburos:

Se dará monitoreo a los siguientes parámetros:

- I. Recolección y selección de muestras de canal para la descripción litológica y paleontológica (confirmación de cimas).
- II. Flujo y cromatografía de gases
- III. Presión de Poro y Fractura
- IV. Parámetros de Perforación
- V. Gas total y corte de gas
- VI. Fluido de Perforación
- VII. Exponente DC
- VIII. Máster Log

Estado mecánico programado*:

- T.R. a 50 m: Conductora.
- T.R. a 600 m: Cubrir acuíferos superficiales, así como establecer un punto de asentamiento con mayor integridad, para perforar la siguiente etapa, en la cual de acuerdo con lo observado en el pozo Gurumal 1, este fue productor de gas en los intervalos 734-740, 981-983 y 1012-1019 m, aunque la sísmica no tiene la resolución que permita correlacionar este evento, existe la posibilidad de atravesar una zona con características similares.
- T.R. a 2400 m: La finalidad de esta tubería es cubrir la probable zona con contenido de gas (a +/- 1000 m de profundidad) y llegar a la cima de la sal +/- 2400 m,
- T.R. a 3500 m: Perforar el estrato de sal, atravesar el Mioceno Medio subsalino e ingresar en el Mioceno inferior, cubriendo el primer objetivo, hasta la cima del horizonte delimitador de ambos objetivos programados (+/- 3500 m), para de esta forma continuar con la siguiente etapa, teniendo ya aislado el estrato de sal.
- T.R. a 4600 m: Esta etapa perforara el segundo objetivo programado, ya sin la influencia de la sal.

*se mostrara el estado mecánico programado en la Figura 3.2.1.

Fluidos de perforación:

ETAPA	TIPO DE FLUIDO	COMENTARIOS
26 " (0-600m)	Base Agua Inhibido 1.15-1.20 gr/cm ³	Bombear baches de limpieza periódicos debido a una gran cantidad de sólidos. Mantener concentración de los inhibidores y añadir cloruro de potasio (KCl) con una salinidad entre 15,000 hasta 20,000 ppm como ion potasio, para mejorar su capacidad inhibitoria debido a lutitas con alta capacidad de intercambio catiónico.
17 ½ " (600-2400m)	Base Aceite 1.25-1.50 gr/cm ³	Bombear baches para ayudar a la limpieza del agujero por alta concentración de sólidos. Mantener una concentración de 10-30 Kg/M ³ .de CaCO ₃ para un sello efectivo de los paquetes de arenas.
12 ¼ " (2400-3500m)	Base Aceite 1.50-1.60 gr/cm ³	Mantener estabilidad eléctrica superior a 800 voltios, bombear baches del fluido de control con carbonato de calcio como material obturante.
8 ½ " (3500-4600m)	Base Aceite 1.60- 1.70 gr/cm ³	Mantener estabilidad eléctrica superior a 800 voltios, bombear baches del fluido de control con carbonato de calcio como material obturante.

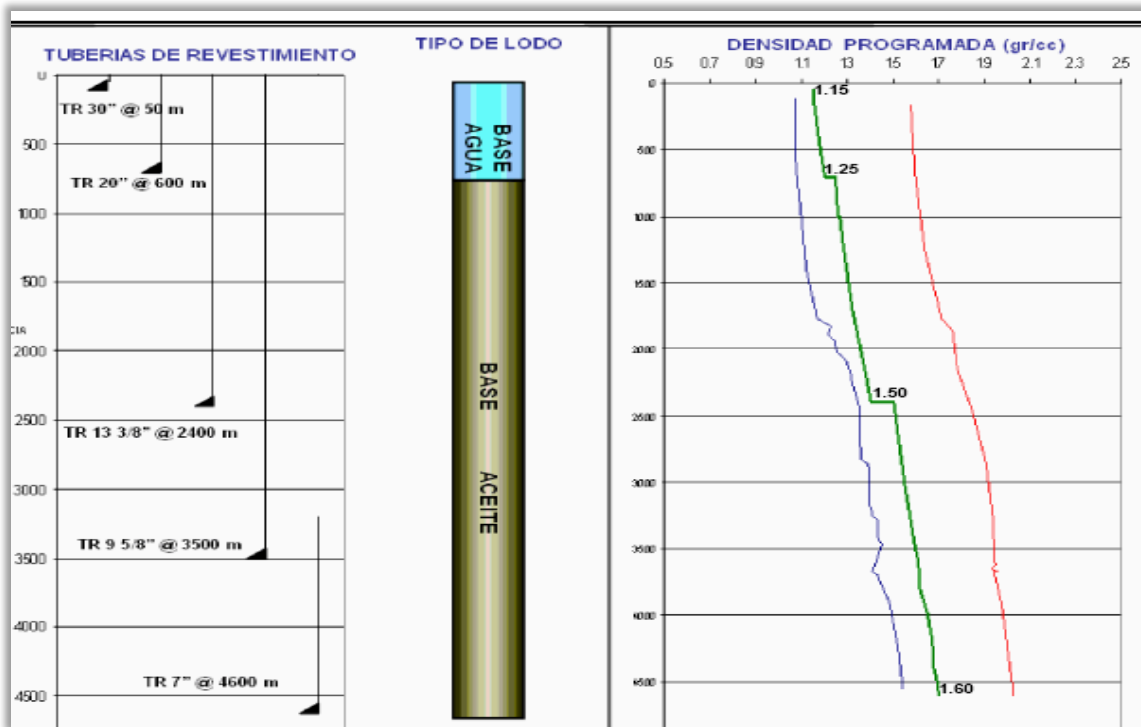


Figura 3.1.1. Muestra el estado mecánico programado del pozo y las densidades programadas.

Programa de barrenas:

La selección de las barrenas propuestas para su empleo en la perforación del pozo Puma-101 es el resultado del análisis de los pozos de correlación (registros geofísicos e historia de perforación) lo cual permitió determinar las propiedades mecánicas de las rocas a atravesar, así como el desempeño de las barrenas empleadas en los pozos de correlación.

Programa de barrenas												
Etapa	Bna. No.	Intervalo (m.)		Diam. (pg.)	Tipo	Toberas 1/32"	Rotación n (hr)	ROP (m/hr)	PSB (ton.)	RPM	P. Bba. (psi)	Gasto (gpm)
1	1	0	600	26	TRIC	3X18	35	17.14	5-12	80-120	2161	900
2	1	600	2400	17 ½	PDC	12X10	146	12.32	4-8	80-120	2564	740
3	1	2400	2860	12 1/4	PDC	6X12	45	10.22	4-8	80-150	2411	520
3	2	2860	3260	12 1/4	PDC	6X12	42	9.5	4-8	80-150	2605	520
3	3	3260	3500	12 1/4	PDC	6X12	30	8	4-8	80-150	2881	520
4	1	3500	3810	8 1/2	PDC	4X14	75	4	6-10	80-150	2450	380
4	2	3810	4110	8 1/2	PDC	4X14	78	3.75	6-10	80-150	2460	380
4	3	4110	4280	8 1/2	TRIC	3X16	45	3.7	8-12	150-80	2475	380
4	4	4280	4450	8 1/2	TRIC	3X16	52	3.2	8-12	150-80	2500	380
4	5	4450	4600	8 ½	TRIC	3X16	50	3.0	8-12	150-80	2502	380

Programa de registros geofísicos:

ETAPAS	INTERVALOS (m)	TIPO DE REGISTRO
Cond.		Ninguno
1ª	50- 600	<ul style="list-style-type: none">• Arreglo Inductivo-Rayos Gamma• Desviación-Calibración
2ª	600-2400	<ul style="list-style-type: none">• Arreglo Inductivo-Rayos Gamma• Sónico de porosidad (Curva Integrada)• Litodensidad-Neutrón• Desviación-Calibración
3ª	2400-3500	<ul style="list-style-type: none">• Arreglo Inductivo-Rayos Gamma• Sónico Dipolar-NGT• Litodensidad-Neutrón Compensado• Desviación-Calibración• Especial (CMR, MDT, XPT, FMI, ETC.) se tomaran de acuerdo con las necesidades del pozo
4ª	3500-4600	<ul style="list-style-type: none">• Arreglo Inductivo-Rayos Gamma• Litodensidad-Neutrón Compensado• Desviación y Calibración• Sónico Dipolar-NGT• Especial (CMR, MDT, XPT, FMI, ETC.) se tomaran de acuerdo con las necesidades del pozo.• VSP (Perfil Sísmico Vertical)

Programa de cementaciones:

Diámetro T.R. (pg)	Profundidad (m)	Densidad de lechadas (gr/cm³)	Cima Cemento (m)	Base Cemento (m)	Observaciones
20"	600	1.6	Superficie	400	Cemento c/aditivos
		1.95	400	600	Cemento c/aditivos
13 3/8"	2400	1.6	Superficie	2200	Cemento c/aditivos
		1.95	2200	2400	Cemento c/aditivos
9 5/8"	3500	1.7	2200	2700	Cemento c/aditivos
		1.95	2700	3500	Cemento c/aditivos
7"	4600	1.95	3500	4600	Cemento c/aditivos

El diseño de las lechadas de cemento, fue hecho basándose en la información de presiones de poro y fractura de los pozos de correlación y experiencia en otros campos similares. El volumen de lechada se ajustará de acuerdo a la información del registro de calibración. Los aditivos indicados en las tablas son referenciales, ya que la composición definitiva de cada lechada será determinada basando en la configuración de los agujeros, comportamiento durante la perforación, problemas observados y de los resultados obtenidos una vez analizados los registros geofísicos.

2. PROGRAMA DE TERMINACIÓN

Programa de operaciones:

i. Escariar T.R. y Lavado del pozo

Bajar tubería con niple de aguja equipado con escariador para T.R. 7", 35 lbs/pie (Drift = 5.879"), reconocer hasta la profundidad de 4585 m (PI estimada), probar la hermeticidad de la T.R. con 10,960 psi (hidrostática + manométrica), efectuar desplazamiento por agua filtrada libre de sólidos, dejando en el fondo un bache de solución no ácida.

Diámetro (Pulg.)	Peso (lb/pie)	Grado	Pi (psi)	80 % Pi (psi)
7	35	TAC-110	13,700	10,960

Notas:

- a. El lavado del pozo

durante la etapa de terminación, estará en función al comportamiento del pozo durante la perforación y la conclusión de la misma.

- b. En caso de abatimiento de presión detectar y corregir anomalía.

ii. Registro de cementación y coples en T.R. de 7"

Con Unidad de Registros, tomar registro sísmico de cementación en la T.R. de 7" desde el fondo 4585 m, hasta 2000 m.

Notas:

- a. Se tomará el registro VSP en el caso de no haberlo tomado en agujero descubierto, durante la perforación del pozo.

- b. Dependiendo de la evaluación de la calidad de la cementación se definirá cualquier trabajo de corrección de cementación primaria.

iii. Bajada del Aparejo de Producción

Verificar dimensiones ($D_{int.}$ y $D_{ext.}$) y compatibilidad de conexiones de todos los accesorios y bajar el aparejo de producción 3 ½” con empacador integral recuperable para T.R. de 7”, 35 lbs/pie modelo “HPH” a **2800** m. con la Distribución indicada a continuación:

Intervalo (m.b.m.r.)		Descripción	D.E. (pg)	Grado	Peso lb/pie	Junta	D.I. (pg)
De	A						
2800	2799.80	Zapata Guía con Asiento de Canica expulsable	3.937	-	9.2	M-Vam	2.992
2799.80	2780.80	2 Tubo Producción	3.5	P-110	9.2	M-Vam	2.992
2780.80	2779.10	Empacador Recuperable “HPH” para TR 7” 35 lb/p	5.827	-	-	M-Vam	2.885
2779.10	2769.60	1 Tubo Producción	3.5	P-110	9.2	M-Vam	2.992
2769.60	2761.20	Junta de Expansión (abierta 50%)	5.030	-	9.2	M-Vam	2.953
2761.20	2751.70	1 Tubo Producción	3.5	P-110	9.2	M-Vam	2.992
2751.70	2751.10	Camisa deslizable	4.520	P-110	-	M-Vam	2.750
2751.10	2750.50	Combinación 3 ½” Vam-Top x M-Vam	3.5	P-110	9.2	--	2.992
2750.50	0.60	Tubería de Producción	3.5	P-110	9.2	Vam-Top	2.992
0.60	0	Combinación 3 ½” M-Vam x Vam-Top	3.5	P-110	9.2	--	2.992
0.0	17.8	Niple Integral 7 1/16” X 3 ½”, 10M	3.5	P-110	9.2	M-Vam	-

Consideraciones durante la Introducción:

- Velocidad máxima recomendada para bajar el empacador (9.2m/min.)
- Verificar el número de pernos para expulsar el asiento de canica. 8 pernos @ 4750 lbf = +/- (5,500 psi)
- Aplicar grasa en el piñón de cada conexión, “no a la caja”. Eliminar el exceso de grasa en el interior de cada conexión.
- Introducir la junta de expansión abierta.
- Aplicar apriete con el óptimo recomendado.

- f. Calibrar aparejo de T.P. 3½", durante la bajada.
 - g. Evitar movimientos bruscos en la sarta (sentones y jalones)
 - h. Introducir el aparejo de producción en el pozo a una velocidad máxima de 45 segundos por tramo.
 - i. Ajustar profundidad de anclaje a ± **2800** md
 - j. Instalar colgador integral en T.P. 3 ½" y sentar bola en nido del cabezal de producción 7 1/16" x 3 ½", 10M.
 - k. Aproximar colgador ± 15 cm. al cabezal de producción 7 1/16", 10M.
 - l. Levantar 2.56 m., romper circulación a bajo gasto (±10 bls.), para limpiar la zona de anclaje del empaque, volver a bajar empacador.
 - m. Arrojar canica 1 ½" y esperar a que por gravedad llegue y se aloje en el asiento expulsable
- Nota: NO se debe bombear fluido para acelerar el viaje de la canica ya que podría dar como resultado anclaje deficiente del empacador.
- n. Efectuar anclaje del empacador aplicando ± 4500 psi y expulsar el asiento de canica con 5500 psi.
 - o. Aplicar 2000 psi por E.A. (por etapas de 500 psi) para probar efectividad del sello del empacador y para comprimir el sistema de empaques.
 - p. Sentar bola colgadora en nido del cabezal de producción y apretar yugos.

iv. Verificar paso libre de herramientas:

- a. Con Unidad Geofísica "Cable" calibrar aparejo de producción 3 ½" con 2 5/8" para verificar paso libre de herramientas.
- b. Instalar válvula "H".

v. Cambio de conexiones superficiales de control:

- a. Eliminar campana, línea de flote, charola ecológica y Conjunto de Preventores.
- b. Instalar medio árbol de válvulas 10M y líneas superficiales de control.
- c. Recuperar válvula "H".
- d. Efectuar las pruebas de C.S.C.

vi. Operación de disparos:

Con unidad de Geofísica "Cable", disparar intervalo de interés que presente las mejores características, (será definido de acuerdo con los registros tomados, se estima +/- 3950 m) utilizando pistolas TCP 2 1/2", 6 c/pie, fase 60° Power Jet Omega.

Observar el comportamiento del pozo.

vii. Apertura del pozo y definición del intervalo formación Mioceno Inferior

Consideraciones: (de manifestar presión en superficie)

Abrir pozo a la presa de quema por T.P. utilizando estranguladores variables, desalojando inicialmente fluido de lavado de pozo hasta aportar fluidos del Yacimiento (aceite y gas)

Al aportar aceite y gas:

- Evaluar comportamiento del pozo
- Recuperar muestras de aceite en superficie para efectuar pruebas de compatibilidad con los fluidos de estimulación; de requerirse, efectuar tratamiento de limpieza.

De aportar agua salada:

- Abandonar intervalo de la formación Mioceno Inferior y probar siguiente intervalo de interés (formación Mioceno Medio).

En caso de no observar aportación del pozo:

- Bajar tubería flexible 1 1/2" por etapas de 500 m. desplazando el agua por nitrógeno hasta la profundidad de inducción del pozo, (de requerirse, bajar a la base del intervalo abierto), monitoreando los fluidos producidos.
- Sacar tubería flexible a superficie.

Recuperar gradientes y muestras de fondo:

- Tomar registro de gradientes a pozo cerrado.
- Tomar muestras de fondo.

viii. Inducción:

Meter tubería flexible 1 1/2" circulando con nitrógeno (por estaciones de 1000 m), desplazando fluidos contenidos en T.P. 3 1/2" hasta la profundidad donde se observe manifestación del pozo, (en caso de contener lodo emulsión inversa en el interior de T.P.; utilizar agua con baches de Xileno):

Notas:

- a. Al momento de observar ganancia del fluido, suspender introducción de la tubería flexible.
- b. A pozo cerrado recuperar tubería flexible a superficie.
- c. Abrir pozo y pasar a la presa de quema mientras desaloje agua.
- d. Al aportar aceite y gas, observar y definir.

En caso contrario, sin aportación del pozo:

- a. Observar pozo abierto 12 hrs.
- b. Recuperar gradientes y muestras de fondo, si es negativo
- c. Efectuar prueba de admisión. Si no admite,
- d. Redisparar intervalo, observar y definir.

ix. Tratamiento de limpieza:

Efectuar tratamiento de limpieza a la formación, previa prueba de admisión, considerando un volumen equivalente a tener penetración de 3 pies en forma radial.

Consideración previa al tratamiento:

- a. Efectuar limpieza del aparejo de producción para eliminar incrustaciones de hierro y capas de oxido en la superficie de la tubería.
- b. Bombear 5 m³ de HCl al 7.5% con inhibidor de corrosión a un gasto de 1 bpm, hasta el extremo del aparejo.
- c. Recuperarlo en superficie con energía propia del yacimiento; de ser necesario, utilizar tubería flexible.

Observaciones:

- a. Fluir pozo hasta su limpieza, utilizando inicialmente estranguladores pequeños, posteriormente fluir de acuerdo con la presión observada en T.P.
- b. Evaluar tratamiento.
- c. En caso de no fluir pasar al siguiente punto de este programa.

x. Lavado e inducción del pozo

- a. Meter tubería flexible 1 1/2" a ± la base del intervalo abierto, lavando pozo con agua de PH-11,
- b. Levantar tubería flexible a ± 1000 m y bajar desplazando fluidos contenidos en el pozo por nitrógeno hasta la base del intervalo abierto.
- c. Sacar tubería flexible a superficie.

xi. Toma de registros

Efectuar pruebas de presión-producción (curva de incremento-decremento), con la finalidad de determinar el daño, la permeabilidad, la capacidad productiva y el potencial de flujo del pozo, realizando mediciones por diferentes estranguladores, registrando presión y temperatura de fondo.

Entregar pozo como se muestra en la **Figura 3.2.1.**

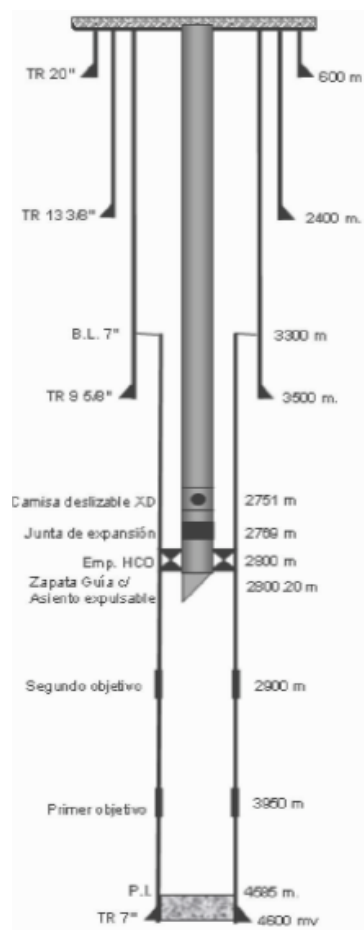


Figura 3.2.1.

IV. EQUIPO Y HERRAMIENTAS DE PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN.

1. DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO DE PERFORACIÓN

A continuación se muestra la descripción de los principales componentes que constituyen el equipo de perforación utilizado propiedad de Ind. Perf. De Campeche.

- a) MALACATE: 1500 HP de potencia con diámetro de cable 1 3/8", impulsado por tres motores E.M.D. modelo 12-645.
- b) MESA ROTATORIA: De 500 toneladas, 27 1/2, impulsada por un motor E.M.D. modelo 12-645.
- c) CORONA: Con capacidad para 500 toneladas con siete poleas de 1 3/8" de diámetro.
- d) POLEA VIAJERA: Con gancho universal, siete poleas de 1 3/8" de diámetro y capacidad de 500 toneladas.
- e) Unión giratoria: P-500, con capacidad para 500 toneladas
- f) Torre: De 147 pies, base cuadrada 30 x 30, con capacidad de carga al gancho de 500 toneladas, diseñada para vientos con capacidad de 175 Km Por hora, subestructura con movimiento de 12 pies hacia ambos lados.
- g) Múltiple de estrangulación: Marca Cameron para 700 Kg/cm² de presión de trabajo.
- h) Bombas para lodo: Dos triplex de 71" x 12" de 1000 HP de potencia, impulsadas por motores E.M.D. modelo 12-645.
- i) Sistema de potencia: Cuatro motores marca Caterpillar modelo D-399 de 1325 HP de potencia cada uno, acoplado, a cuatro generadores marca Kato de 1050 Kw y 600 voltios cada uno.
- j) Desviador de flujo (diverter): Marca Regan, modelo KFDJ, para 140 Kg/cm² de presión de trabajo
- k) Preventores: Un preventor marca Cameron tipo "U" sencillo de 211 para 140 Kg/cm² de presión de trabajo.
Un preventor marca Cameron de tipo "U", sencillo de 13 5/8" para 700 Kg/cm² de presión de trabajo.
Un preventor marca Cameron de tipo "U", doble de 13 5/8" para 700 Kg/cm² de presión de trabajo.
Un preventor marca Cameron de tipo "D", sencillo de 13 5/8" para 350 Kg/cm² de presión de trabajo.
- l) Sistema de control: Marca Ross Mill con tablero principal y dos de preventores: controles y remotos.

EQUIPO AUXILIAR

- a) Grúas: dos, Marca National, modelo OS-435 con capacidad de 75 y 80 toneladas impulsada por un motor marca Carterpilla 340-B cada una.
- b) Potabilizadora: Marca Polymetrics de osmosis inversa, con capacidad de 80 m³ por día.
- c) Unidad de cementación: Marca Halliburton MT-400

SISTEMA DE SEGURIDAD:

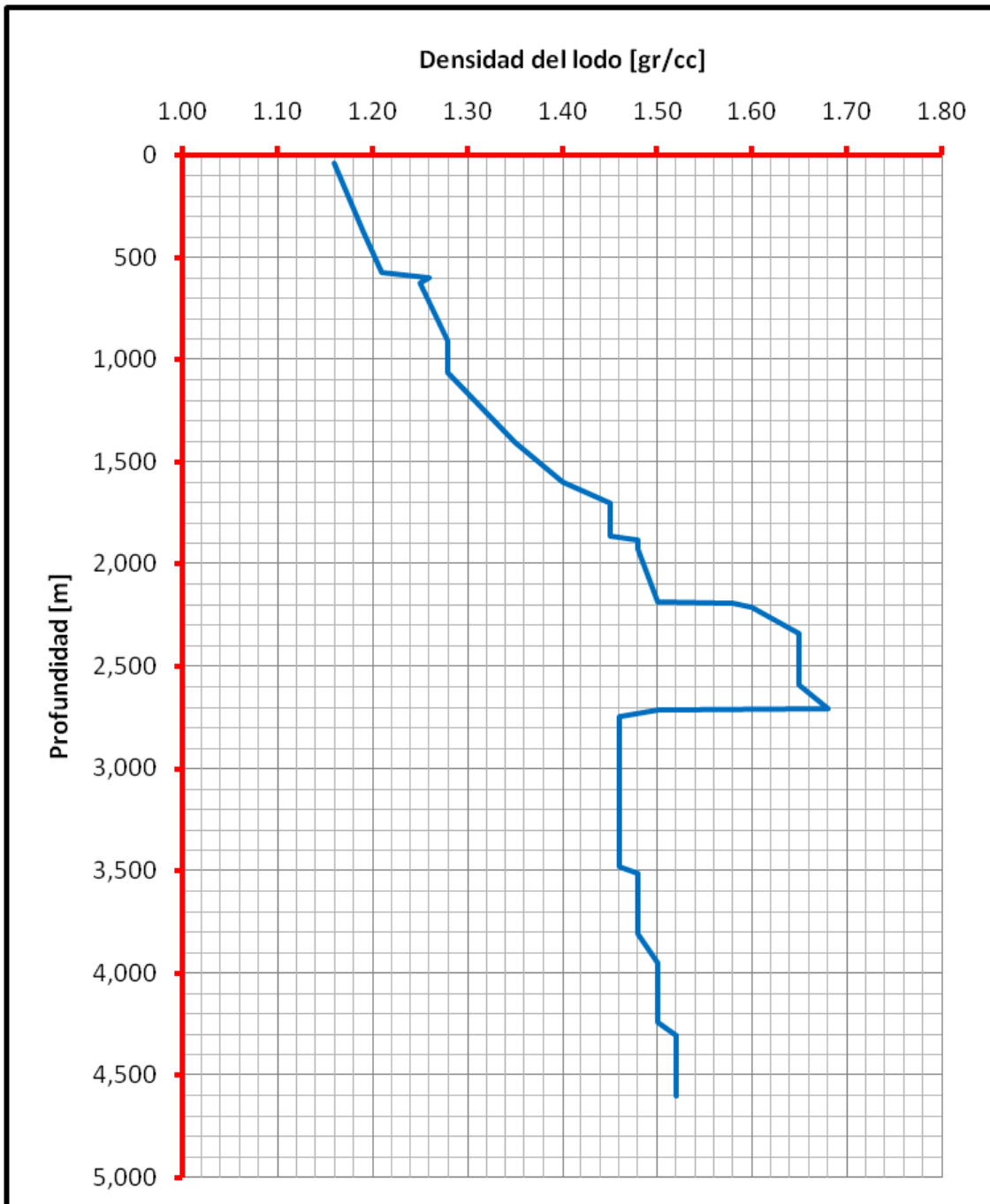
Sistema de seguridad automático de humo, temperatura, gas butano y sulfhídrico. Sistema contra incendio base de bióxido de carbono CO₂ en cuatro generadores y bodega. Dos bombas contra incendio marca Shinkokinsoku, modelo GVP-1305 con capacidad de 60/90 m³/ hr, para abastecer la red general de contraincendios. Extintores portátiles de diferentes marcas y capacidades.

2. FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Durante la perforación del pozo se utilizaron distintos fluidos de perforación, a continuación en la siguiente tabla se muestran las propiedades de dichos fluidos a diferentes profundidades:

Prof. (m)	Densidad gr/cc	Viscosidad seg.	Filtrado API/cc	Tipo de lodo
42	1.16	65	5.00	BENTONITICO
374	1.19	65	5.00	BENTONITICO
576	1.21	65	3.80	BENTONITICO
602	1.26	50	4.00	POLIMERICO
626	1.25	52	5.40	EMULSION INVERSA
914	1.28	55	3.00	POLIMÉRICO
1068	1.28	60	3.00	POLIMÉRICO
1404	1.35	60	2.00	E
1600	1.40	60	2.00	M
1705	1.45	62	2.00	U
1863	1.45	64	2.00	U
1882	1.48	75	2.00	L
1929	1.48	75	2.00	S
2186	1.50	63	2.00	S
2194	1.58	60	2.00	I
2210	1.60	83	2.20	I
2339	1.65	75	2.20	O
2590	1.65	65	2.20	O
2708	1.68	76	2.20	N
2713	1.50	65	4.00	N
2746	1.46	50	3.00	
2760	1.46	60	2.60	
2800	1.46	52	2.20	I
3058	1.46	65	2.00	
3482	1.46	65	2.00	N
3514	1.48	65	2.00	
3806	1.48	65	2.00	V
3949	1.50	70	2.00	
4241	1.50	65	2.00	E
4304	1.52	65	2.20	R
4600	1.52	75	1.00	R
				S
				A

Gráfica de los fluidos de perforación utilizados durante la perforación.



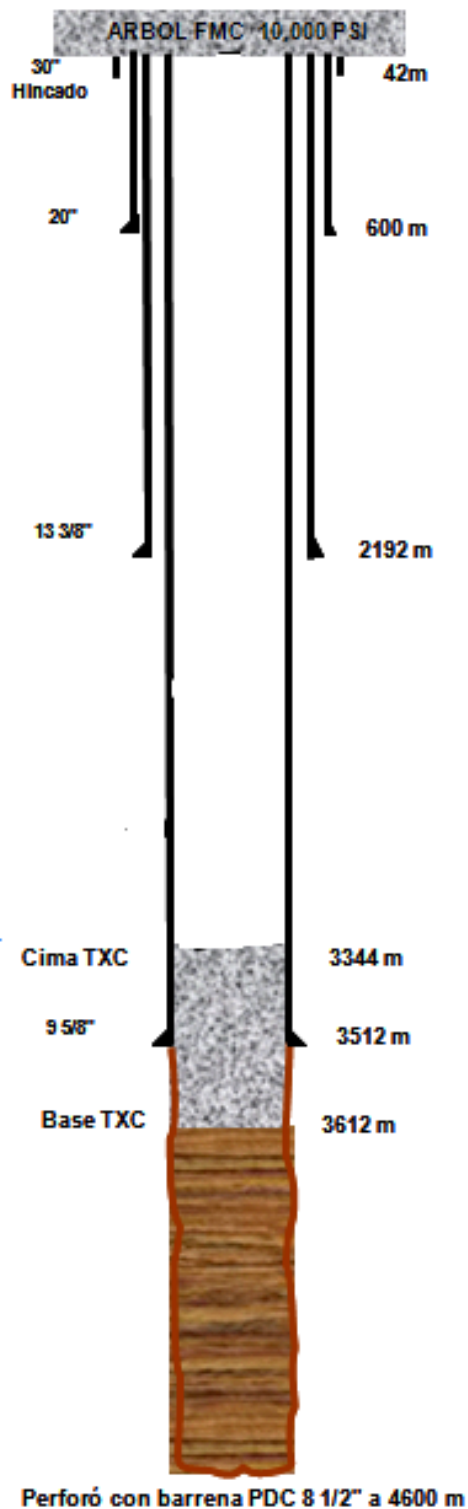
3. BARRENAS

A continuación se muestran las barrenas que se utilizaron en la perforación del pozo.

INTERVALO	DIAMETRO	HORAS	METROS	TIPO
42-602	26	51:16	560	115
602-1705	1712	31:42	1103	124
1705-2194	17 1/2	33:00	489	DSX 619
2194-2710	12 14	36:55	516	T 115
2710-2763	12 14	11:20	53	117
2763-2803	12 14	14:06	40	PDC
2803-3058	12 14	77:51	255	117
3058-3514	1214	47:06	456	PDC
3514-4600	8 18	187:26	1088	PDC

La descripción de las barrenas y los fluidos de control se muestran en los anexos.

4. TUBERÍA DE REVESTIMIENTO Y ACCESORIOS



- La T.R. conductora de 30" se hincó hasta 42 m de profundidad.
- Se instaló T.R. de 20" K-55 94 lbs/ft equipada con zapata guía y cople flotador a 600 m.
- Se instaló T.R. de 13 3/8" 78 lbs/ft BCN N-80 equipada con zapata guía y cople flotador a 2192m.
- Se instaló T.R. de 9 5/8" 53.5lbs/ft TAC-110 y P-110 a 3512m, equipada con zapata guía y cople diferencial.

Figura 4.4.1 Estado mecánico del pozo.

Primer etapa T.R. 20"

Accesorios:

- Zapata guía de 20", 94 lb/pie, BCN.
- Cople diferencial de 20", 94 Lb/pie, BCN.
- Cabeza de cementación 20", BCN para alojar dos tapones de desplazamiento y centradores

Segunda etapa T.R. 13 3/8"

Accesorios:

- Zapata Guía de 13 3/8" N-80, 68 Lb/pie, BCN, accesorio molible con PDC
- Cople diferencial de 13 3/8" N-80, 68 Lb/pie, BCN, accesorio molible con PDC
- Cabeza de cementación 13 3/8"
- Tapones de desplazamiento para T.R. 13 3/8"
- Centradores Sólidos de acuerdo con el diámetro del agujero 17 1/2"

Tercer etapa T.R. 9 5/8"

Accesorios:

- Zapata Flotadora 9 5/8" TAC-110, 53.5 Lb/pie, HD-SLX
- Cople Diferencial 9 5/8", TAC-110, 53.5 Lb/pie, HD-SLX
- Cabeza de cementación 9 5/8"
- Tapones de desplazamiento para T.R. 9 5/8"
- Centradores sólidos de acuerdo con el diámetro del agujero (12 1/4")

Diám Ext. (pg)	Grado	Peso lb/pie	Conexión	Drift (pg)	Resist. Presión Interna (psi)	Resist. Colap (psi)	Resistencia Tensión (lbs) x 1000		Distribución (mbnmr)	
							cuerpo	Junta	de	a
20	K-55	94	BCN	18.936	2110	520	1480	1480	0	602
13 3/8	N-80	78	BCN	12.259	5020	2260	1556	1556	0	2192
9 5/8	P-110	53.5	HD-SLX	8.500	10900	7950	1710	1710	0	2400
	TAC-110				10900	11700			2400	3512

	20” Superficial	13 3/8” Intermedia	9 5/8” Explotación
Profundidad (m)	602	2192	3512
Criterios Presión Interna	1.250	1.250	1.250
Mínimo Factor de seguridad P. Interna	1.290	1.510	1.270
Criterios Colapso	1.125	1.125	1.125
Mínimo Factor de seguridad al colapso	1.170	1.140	1.230
Criterios de tensión	1.600	1.600	1.600
Mínimo Factor de seguridad a la tensión	3.190	1.930	1.670
Mínimo Factor de seguridad Triaxial	1.400	1.510	1.350

Observaciones

- La tubería de 13 3/8” cumplen con el caso de carga de 1/3 de evacuación para el colapso.
- La tubería de 9 5/8” cumplen con los casos de carga de estimulación y fuga en el aparejo de producción para el estallido y la evacuación total para el colapso.

5. CONEXIONES SUPERFICIALES DE CONTROL

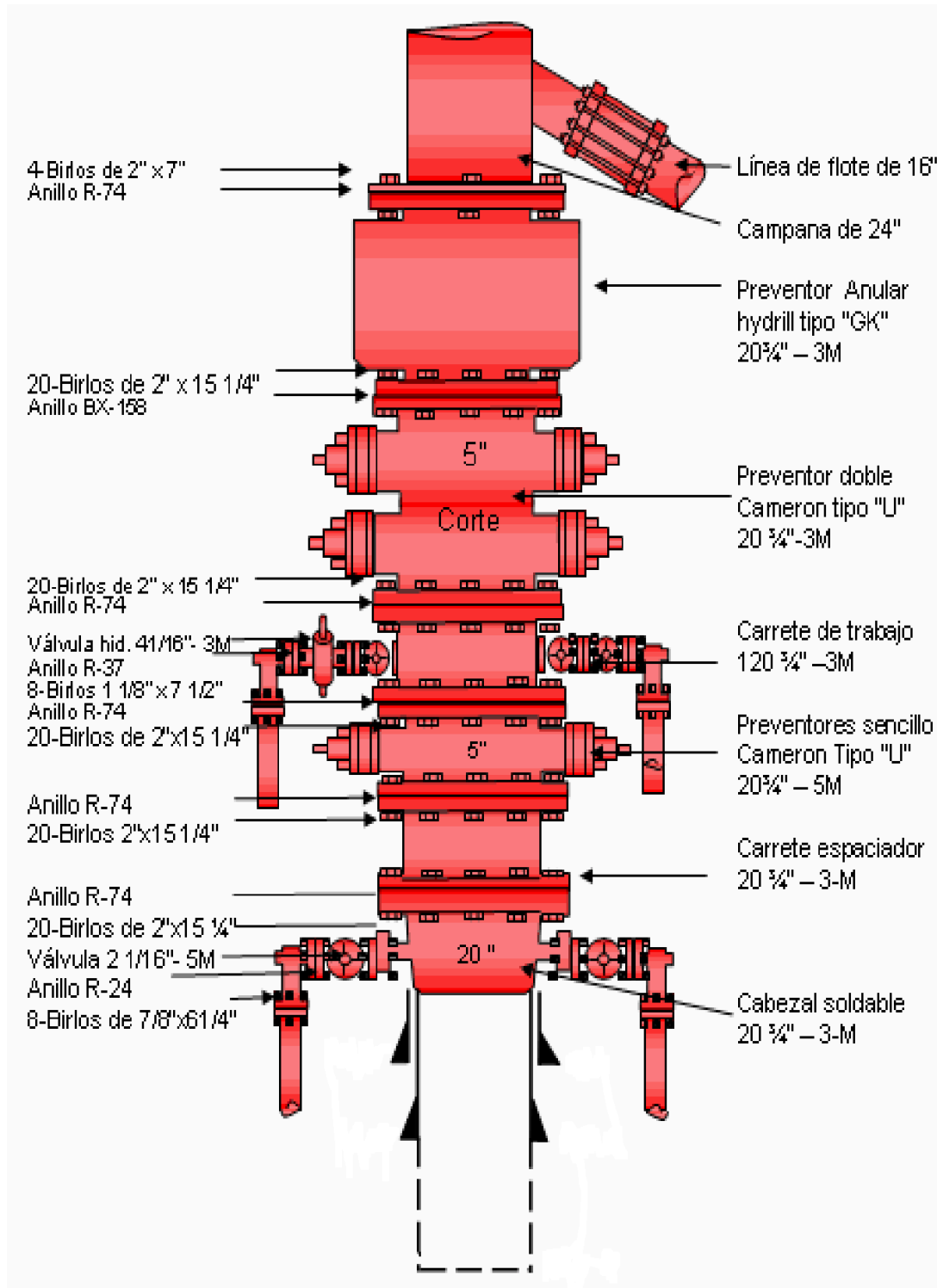
- Descripción general del árbol de producción:

DESCRIPCIÓN GENERAL ÁRBOL PRODUCCIÓN	20 3/4-3000 x 13 5/8-5000 x 11"-10000 COMPACTO
---	---

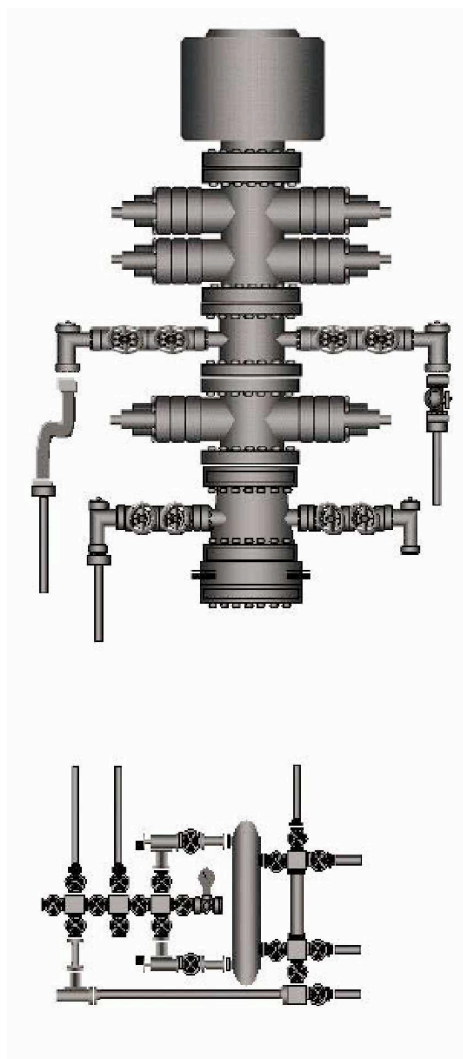
- Distribución de cabezales:

Componente	Marca	Tamaño nominal y presión de trabajo (psi)	Especificaciones Del material
Cabezal soldable T.R. 20"	FIP	20 3/4" 3000	PSL-1 PR-2
Brida doble sello	FIP	13 5/8" 5M x 11" 10M	PSL-2 PR-2
Cabezal Compacto T.R. 9 5/8"	FIP	11" 10M	PSL-3 PR-2

CONEXIONES SUPERFICIALES DE CONTROL ETAPA DE AGUJERO 17 1/2" A 2194 M

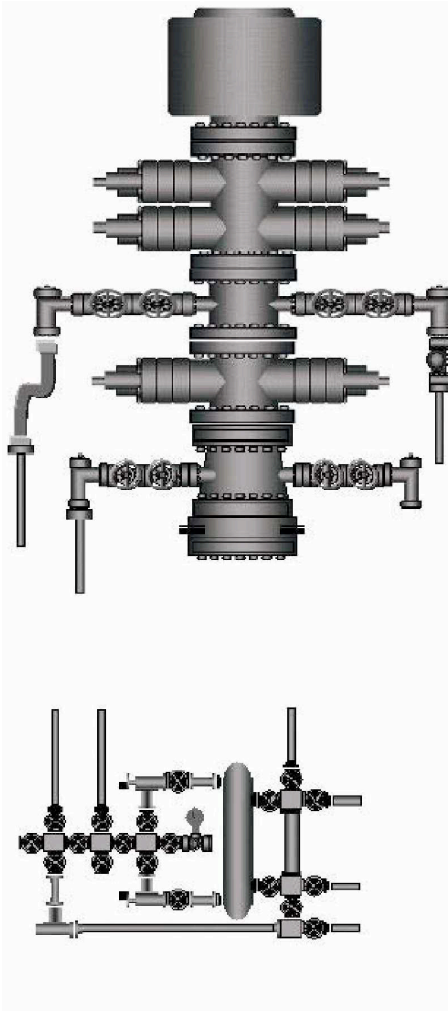


CONEXIONES SUPERFICIALES DE CONTROL ETAPA DE AGUJERO 12 1/4" A 3514 M



Elemento	Rango mínimo de presión de trabajo (PSI)	Tipo
Preventor esférico	3m o 5m	
Preventor anular doble	5m	" U " Bop sup. Arietes anulares variables Bop inf. Arietes ciegos
Carrete de control	5m	Salidas laterales de 3 1/8 " 5m
Válvulas laterales	5m	(3) Mec. 3 1/8 " brida " 3 1/8 " (1) Hca. 3 1/8 " brida 3 1/8 " Anillos r - 35
Porta Estranguladores	5m	Positivos de 2 1/16"
Preventor anular sencillo	5m	" U " Arietes anulares variables
Cabezal	5m	(4) Valv. Mecánicas
Unidad acumuladora		
Líneas rígidas y mangueras flexibles de control de la bomba acumuladora a preventores	6m	Tubería de 1 pg Cedula 160
	6m	Unión giratoria CHicksan de 1 pg
	6m	Unión de golpe de 1 pg
	6m	Niple de 1" x 4" Cedula 160
Múltiple de estrangulación	5m	(9) Valv. 5m (9) Valv. 3m (1) Est. Hco. (2) Est. Ajust. Manuales Cámara de amort.
Separador gas / lodo	5m	Vertical con platos de choque atmosférico
Líneas de estrangular y matar	L - 80	3 1/2" de producción 12.7 lb / pie MULTI VAM
Líneas de descarga	L - 80	3 1/2" de producción 9.2 lb / pie MULTI VAM
Sistema de retroceso del múltiple	3m	Válvulas de 2 1/16 " de compuerta
	3m	Cruz de 2 1/16 "
	3m	Bridas compañeras 2 1/16 " con niple integral 3 1/2 "MULTI VAM
	3m	Válvula check

CONEXIONES SUPERFICIALES DE CONTROL ETAPA DE AGUJERO 12 ¼" A 4600 M



Elemento	Rango mínimo de presión de trabajo (Psi)	Tipo
Preventor esférico	5m o 10 m	
Preventor anular doble	10m	- U * Bop sup. Arietes anulares variables Bop inf. Arietes corte
Carrete de control	10m	
Válvulas laterales	10m	(3) Mec. 3 1/16" brida 3 1/8" (1) Hca. 3 1/16 " brida 3 1/8" Anillo bx - 154
Porta Estranguladores	10m	Positivos de 2 1/16"
Preventor anular sencillo	10m	- U * Rams anulares variables
Cabezal	10m	(4) Valv. Mecánicas
Unidad acumuladora		
Líneas rígidas y mangueras flexibles de control de la bomba acumuladora a preventores	6m	Tubería de 1 pg Cedula 160
	6m	Unión giratoria CHICKSAN de 1 pg
	6m	Unión de golpe de 1 pg
	6m	Niple de 1" x 4" Cedula 160
Múltiple de estrangulación	10m	(9) Valv. 10m (9) Valv. 5m (1) Est.Hco. (2) Est. Ajust. Manuales Camara de amort.
Separador gas / lodo	3m	Vertical con platos de choque atmosférico
Líneas de estrangular y matar	L - 80	3 ½" de producción 12.7 lb / pie MULTI VAM
Líneas de descarga	L - 80	3 ½" de producción 9.2 lb / pie MULTI VAM
Sistema de retroceso del múltiple	5m	Válvulas de 2 1/16 " de compuerta
	5m	Cruz de 2 1/16 "
	5m	Bridas compañeras 2 1/16 " con niple integral 3 ½ "MULTI VAM
	5m	Válvula check

6. APAREJO DE PRODUCCIÓN

Durante la terminación del pozo se optó por tener un aparejo de producción con terminación sencilla con T.R., T.P. y empacador; como el que se muestra en la **figura 3.6.1**.

APAREJO	PROF. CIMA (m)	PROF. BASE (m)	OBSERVACIONES
Empacador 9 5/8"	3164	3167	Empacador SOT-1 9 5/8
Combinación 4 1/2" (P) VAM TOP X 3 1/2"	3164	3164	4 1/2" X 2 7/8" 8HRR
COMBINACIÓN 2 7/8" (P) X 3 1/2" VAM TOP	3163	3164	
COMBINACIÓN 2 7/8" (P) X 3 1/2" VAM TOP	3163	3163	
T.P. 2 7/8" N-80 6.4 lbs/pie	3154	3163	2 7/8" VAM TOP
CAMISA DESLIZABLE 2 7/8"	3162	3154	CAMISA CIRCULAR CERRADA
TP 2 7/8" N-80 6.40 lbs/pie	0	3153	333 TP 2 7/8" 8H, 2T AJ

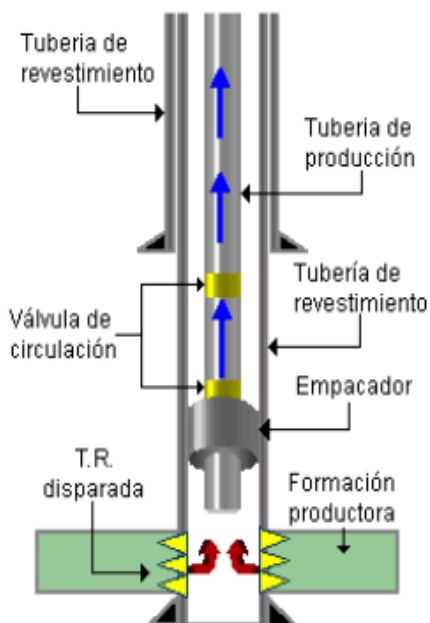


Figura 4.6.1. Terminación sencilla

V. OPERACIONES DE PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN

1. OPERACIONES DE PERFORACIÓN.

Una forma de llevar a cabo el control del avance de la perforación, es registrando las operaciones llevadas a cabo día con día. En este capítulo se mostrara las operaciones más importantes que se realizaron durante la perforación y la terminación del pozo Puma-101.

Primera etapa:

Se perforó con barrena tónica de 26" hasta la profundidad de 602 m., con un fluido de 1.26 grm/cc, al llegar a la profundidad mencionada se tomó registro de inducción de 600m a 42m.

Se metió T.R. 20" Antares k-55 94 lbs/ft, equipada con zapata guía y cople flotador a 600m, con apriete computarizado de 13000 lbs/ft.

Personal de compañía instaló cabeza de cementar Quik-Lach para T.R. 20" y circuló pozo. Se instaló unidad de alta PM CMS-6 y CMS-12, unidad ELBER-28 y trompo con cemento, 4 pipas, unidad de alta N°DEAP-1, recirculador N°DPB-2 y pipa N°DPAG-3 de compañía.

Se efectuó cementación de T.R. 20" a 600m, con los siguientes fluidos:

Tipo de fluido	Cantidad [m ³]	Densidad [gr/cc]	Presión de bombeo [psi]	Gasto [bpm]
Bache lavador	6.5	1.02	170	5
Bache espaciador	6.5	1.40	150	5
Cemento tipo H	78.73	1.60	200	4
Cemento tipo H	38.75	1.95	150	6

Después de bombear los fluidos que se encuentran en la tabla anterior se soltó tapón sólido y se desplazó con 108m³ de fluido de control (emulsión inversa) de 1.26 gr/cc, con una presión de bombeo=150 a 350 psi, gasto de 6 a 1 bpm, observando acoplamiento de tapones con 600 psi sin salir cemento a superficie, represionó líneas dejando pozo cerrado con 400 psi, observando circulación normal. Fraguando cemento en 15 hrs.

Se colocó anillo de cemento entre T.R. de 20" y 30", con 6 ton. de cemento (lechada de 1.95 gr/cc). Se probó cabezal 20 3/4" 3M, conjunto de preventores 21 1/4" 2M, T.R. de 20" con 1500 psi, así como también se probó flecha, macho kelly, valvula del stand pipe, tubo vertical y líneas de bomba con 3000 psi.

Se metió barrena PDC 17 1/2" y sarta estabilizada a 585 mts, (cima del cemento) toco resistencia franca y probó con 3 toneladas de peso, se circuló con bomba del equipo y homogenizo columnas con fluido de control de emulsión inversa de 1.25 grm/cc x 50 segundos, con barrena se rebajó cemento y accesorios a 602m.

Se perforó a 610 m, una vez a esa profundidad se efectuó prueba de goteo bombeando 5 bls. de fluido de control (emulsión inversa) de 1.25 x 50 seg. con Q= 1/4 bpm, regresando 3 bls. de fluido de control, obteniendo un gradiente de fractura de 1.89 gr/cc.

Segunda etapa:

Se perforó con barrena triconica de 17 1/2" hasta la profundidad de 2194 m, con un fluido de 1.56 grm/cc, al llegar a la profundidad mencionada se tomaron los registros de litodensidad y neutrón compensado con rayos gamma de 2194m a 600 mts.

Se metió T.R. de 13 3/8" BCN N-80 78 lbs/ft a 2192m, con apriete geométrico, durante la introducción de la T.R. se observó desplazamiento normal.

Instaló cabeza de cementar de 13 3/8" así como también se instalaron unidades de alta N°DEAP-1 Y N°DEAP-2, recirculador N°DEPB-1 Y pipas con agua N°DPAG-1 Y N°DPAG-2 de compañía.

Se efectuó cementación de T.R. 13 3/8" a 2192m, con los siguientes fluidos:

Tipo de fluido	Cantidad [m ³]	Densidad [gr/cc]	Presión de bombeo [psi]	Gasto [bpm]
Bache lavador	10	1.02	450	4 a 5
Bache espaciador	10	1.61	500	5
Cemento tipo H	193.5	1.65	600	4 a 5
Cemento de amarre	20.77	1.95	600	4 a 5

Después de bombear los fluidos que se encuentran en la tabla anterior se soltó tapón solido y se desplazó con 170 m³ de fluido de control (emulsión inversa) de 1.56 gr/cc, con una presión de bombeo=450 psi, gasto de 7 a 1 bpm, observando acoplamiento de tapones con 900 psi saliendo cemento a superficie. Fraguando cemento en 10 hrs.

Instaló cabezal de 20 3/4" x 13 3/8" 10M así como también BOP'S 13 5 /8" 5M. Con barrena PDC 12 1/4" y sarta estabilizada equipada con sistema de verticalidad se rebaja cemento y accesorios a 2187m, se circuló limpiando pozo y probó T.R. de 13 3/8" con 1000 psi, durante 15 minutos, después se rebajó cemento y accesorios a 2192m.

Se perforó hasta 2548 m de profundidad, donde se efectuó prueba de gradiente de fractura, obteniendo como dato, 1.80 gr/cm³.

Tercera etapa:

Se perforó con barrena PDC de 12 1/4" hasta la profundidad de 3514 m., con un fluido de 1.48 grm/cc, al llegar a la profundidad mencionada se tomaron los registros de litodensidad neutrón compensado y espectroscopia con rayos gamma de 3514m a 2192m con escala 1 a 500.

Se metió T.R. 9 5/8" 53.5 lbs/ft TAC-110 Y P-110 HDLX a 3512 m, equipada con zapata guía y cople diferencial, apriete optimo computarizado de 19500 lbs/ft, observándose desplazamiento normal.

Se instaló equipo de cementación de compañía con unidades de alta presión N° 02 y N° 03.

Se efectuó cementación de T.R. 9 5/8" a 3512 m, con los siguientes fluidos:

Tipo de fluido	Cantidad [m³]	Densidad [gr/cc]	Presión de bombeo [psi]	Gasto [bpm]
Bache lavador	5	1.02	300	3.5
Bache espaciador	5	1.55	300	2 a 3
Cemento tipo H	41.3	1.70	600	4
Cemento tipo H	16.39	1.95	600	4

Los fluidos anteriores fueron desplazados con 8112 bls de fluido de control de emulsión inversa de 1.50 x 60 seg. con un gasto 6 a 2 bpm, con una presión de bombeo entre 200-520 psi, alcanzando presión final de 1100 psi. Durante la introducción de la T.R. se perdieron 5m³ de fluido de control y durante la cementación 5m³ del mismo.

Se instaló ensamble de sellos 13 5/8" x 9 5/8" y probó con 4000 psi por 15 min. Después se instaló conjunto de preventor 11" 10M, con barrena PDC 8 1/2" y sarta estabilizada equipada con sistema de verticalidad, se probó hermeticidad de la T.R. de 9 5/8" con 1000 psi durante 15min.

Una vez hecho lo anterior se rebajó cemento y accesorios, perforando hasta 3528 m donde se efectuó prueba de goteo bombeando 6.5 bls alcanzando una presión de 2230 psi, obteniendo una densidad equivalente de 1.94 grm/cc con un regreso de 4.5 bls.

Con barrena PDC 8 1/2" y sarta estabilizada equipada con sistema de medición de verticalidad, se perforó a 4600m (profundidad programada) una vez ahí se tomó registro de calibración con rayos gamma de 4600m a 3512m (zapata de 9 5/8"). Una vez realizado lo anterior, con

herramienta de 4 1/2" se efectuó corte de núcleos de pared a las siguientes profundidades: 3658m, 3708m, 3710m, 3770m, 3805m, 3840m, 3845m, 3847m, 3991m, 4212m, 4347m, 4440m, 4445m, 4447m, 4449m, 4514m, 4515m, 4518m y 4526m.

Debido a los registros realizados se tomó la decisión de colocar un TxT ya que la zona no tiene presencia de hidrocarburos. El TxT se colocó de la siguiente manera:

Con T.P. franca colocada a 3762m se bombeó 5.83m³ de bache soporte de 2.10 gr/cc con un gasto de 6 bpm y 1500 psi, desplazado con 31m³ de fluido de emulsión inversa de 1.63 gr/cc, después se levantó T.P. a 3612m, donde se bombeó 5.14m³ de bache espaciador mush push-2 de 1.75 gr/cc con un gasto de 6 bpm y 1170 psi, seguido de 7.79m³ (12.5 ton) de lechada de cemento convencional de 2.10 gr/cc con un gasto de 6 bpm y 1100 a 600 psi; y 1.64m³ de bache espaciador mush push-2 de 1.75 gr/cc todo lo anterior se desplazó con 27m³ de fluido de emulsión inversa de 1.63 gr/cc con gasto de 6 bpm y 1300 a 0 psi, suspendido el bombeo y levantando T.P. a 3075m, cima teórica de cemento a ±3412m; durante la colocación del TXT se observó circulación normal.

Se abrió pozo sin manifestar y metió T.P. a 3344m, donde encontró cima de cemento, donde se probó tapón con 5 ton. de peso y posteriormente cerró pozo y probó hermeticidad de T.R. con 2500 psi durante 30 min.

2. REGISTROS GEOFÍSICOS

A continuación se muestran los registros geofísicos, tomados en distintos intervalos:

intervalo	registro
600 m a 42 m	Inducción /dr-cal/gr
1670 m a 600 m	Giroscópico
2194 m a 600 m	Sónico de porosidad
2194 m a 600 m	Litodensidad y neutrón compensado con rayos gamma
3514 m a 1800 m	Sónico bipolar
3514 m a 2192 m	Litodensidad neutrón compensado y espectroscopia con rayos gamma
4600 m a 3512 m	calibración con rayos gamma
4600 m a 3512 m	Sónico dipolar con rayos gamma
4600 m a 0 m	VSP (perfil sísmico vertical)
4600 m a 3525 m	Imágenes microresistivas con rayos gamma
3350 m a 2822 m	Correlación con rayos gamma y CCL

3. OPERACIONES DE TERMINACIÓN:

- Se efectúa lavado del pozo con:
 - 5m³ de bache viscoso ultrabis con concentración de 42 lts/m³
 - 8m³ de bache químico solvente con concentración de 174 lts/m³
 - 4m³ de bache químico alcalino (sosa cáustica) con concentración de 19 lts/m³
 - 5m³ de bache químico detergente (ww100) con concentración de 174 lts/m³
 - 4m³ de bache viscoso ultrabis con concentración de 42 lts/m³,
Todo lo anterior se desplazó con 980 bls de agua filtrada.

- Se metió aparejo fluyente 2 7/8" VAM-TOP con extremo de pistolas TCP de 4 1/2", 17 CPM, fase-62° y equipado con empacador SOT-1 para T.R. 9 5/8" 43-53.54 lbs/ft y apriete computarizado de 1850 lbs-ft, después se efectuó ajuste definitivo e instaló bola integral de 13 5/8" x 3 1/2" VAM-TOP y se ancló empacador mecánico SOT-1 a 3164.16m con 3 toneladas de peso y 6 toneladas de tensión donde se verificó anclaje con las mismas condiciones.

- Se probó todo el equipo de control de presión, probó sus líneas superficiales con 3000 psi, durante 15 min.

- Se efectuó disparo con pistola TCP de 4 1/2" al intervalo 3243-3218 m represionando T.P. con 1200 psi y T.R. con 1000 psi durante 10 minutos posteriormente se descargó presión a 450 psi por T.P., observando disparo efectivo, momentos después se observó un incremento en la presión de 1800 psi estabilizándose a 2000 psi en 2 min.

- Se observó pozo abierto a presa de quema, desalojando aceite y gas. Después se observa pozo cerrado, presión T.P.= 3000 psi y T.R.= 0 psi.

- Con equipo de medición instalado al 100% se abrió pozo por 1/4" con 3000 lbs alineado al separador bifásico para empacar con 10 kg/cm², quemando gas a través del quemador ecológico, recuperando aceite en tanque de 250 bls y abatiéndose la presión de 3000 psi a 2400 psi en 45 min.

- Se realiza prueba de presión-producción (ver capítulo VII) observando pozo abierto alineado al separador bifásico se quema gas con flama de +/- 3mts, recuperando aceite en tanque de 500 bls, se han recuperado \pm 2100 bls/día, se muestra una presión de fondo igual a 1465 psi, temperatura de 92.25 °C, la presión en superficie es de 773.6 psi, mientras que la temperatura es de 29.2 °C, dando como resultado 90% aceite, 10% agua, 0% sedimentos, 23.3° API, temp= 32°C.
- Se observa pozo cerrado para estabilizar presiones, presión de fondo= 6228.75 psi, temp. en el fondo= 90.46°C, presión en superficie= 2730 psi y temp. en superficie= 21.96 °C.
- Se da por finalizada la prueba de presión-producción y se mete barril de muestreo monofásico para análisis PVT a 3208 m, recuperando muestras (aceite).

Se entregó pozo a producción quedando como productor de aceite y gas.

VI. TIEMPOS DE PERFORACIÓN Y TERMINACION. ANÁLISIS ECONOMICO

Para la Localización Puma-101, se seleccionaron algunos pozos de correlación, estos se consideraron los más representativos para determinar el Tiempo Programado y el Límite Técnico Preliminar, en función de que alcanzaron profundidades y objetivos similares al que se busca. A partir de estos se construyó la base estadística del Tiempo Productivo e Improductivo y de la cual se concluye lo siguiente:

- El Tiempo Improductivo (Esperas, no imputables y problemas operativos) promedio de los pozos fue del orden del 12%.
- Los paros operativos por esperas de compañías y afectaciones campesinas, son los que más influyen, con un promedio para los tres pozos del 68% del total de tiempo improductivo (12%).

La determinación del Límite Técnico Preliminar, se hizo basándose en dos aspectos: el primero, la consideración de valores de clase mundial de los parámetros de medición de las diferentes actividades (número de lingadas por hora, número de tramos de T.R. por hora, tiempo de maniobra y pruebas de las BOP, desconexión de tubería, entre otros), cuya ejecución es responsabilidad de las cuadrillas del Equipo de Perforación, y el segundo aspecto, la información suministrada por los equipos de trabajo de Geociencias (cima de núcleos, registros geofísicos) y de Diseño de Perforación (asentamientos de T.R., tipos de lodo, aparejos de fondo, número y tipo de barrenas, entre otros).

Continuando con la metodología del Límite Técnico, se determinó la secuencia de actividades a seguir, para cada etapa de la perforación del pozo y asimismo se elaboran las respectivas Matrices de las Tareas Críticas a ejecutar durante la perforación del pozo (Perforación en papel), donde se expone la secuencia operativa a desarrollar en la perforación de cada agujero del pozo en cuestión.

Como tercera actividad, dentro de la metodología del Límite, se analizaron todas las operaciones a realizar resaltando las experiencias que han tenido en la perforación de los pozos de correlación, determinando los tiempos programados y Límite Técnico. A continuación se muestran los tiempos programados y los reales.

1. TIEMPOS DE PERFORACIÓN PROGRAMADOS

TR (pg)	Profundidad (m)	Act.	Días programados		
20"	600	P	4	10	10
		TI	1.55		
		CE	4.45		
13 3/8"	2400	P	12	20	30
		TI	1.91		
		CE	6.09		
9 5/8"	3500	P	14	24	54
		TI	2.8		
		CE	7.2		
7"	4600	P	19	31	85
		TI	4.58		
		CE	7.42		
Total de días de Perforación					85
Metros por día					93

P- Perforando

TI - Toma de Información adicional (núcleos, registros parciales, etc.)

CE - Cambio etapa (registra, cementa T.R.)

2. TIEMPOS DE PERFORACIÓN REALES

T.R. (pg)	Profundidad (m)	Días reales de perforación	
20	600	14	14
13 3/8	2192	29	43
9 5/8	3512	46	89
	4600	12	101
Días totales de la perforación			101

Los días perdidos se deben a:

- 7 hrs. por la falta de soldadores
- 11 hrs. por reparación del tornillo y tornado del equipo de control de sólidos
- 9 hrs. por espera de herramienta
- 3 hrs. por la falta de fluido de control
- 355 hrs por conflicto campesino

Lo anterior da como resultado un retraso de 16 días en la perforación del pozo.

3. TIEMPOS DE TERMINACIÓN

Para la terminación se tenía un tiempo estimado cercano a 31 días, y debido a las condiciones climatológicas y al retraso con la instalación del equipo de medición se tuvo un retraso de 3 días dando como resultado un total de 34 días en la terminación del pozo.

4. ANÁLISIS ECONÓMICO

Costo programado:

CONCEPTO	MONTO (M.N.)
A.- COSTO DIRECTO PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN	71'614,742.30
B.- COSTO OPERACIÓN EQUIPO	35'880,536.48
C.- SUBTOTAL (A+B)	107'495,278.80
COSTO INDIRECTOS	21,499,055.75
COSTO TOTAL DIRECTO PERFORACIÓN + TERMINACIÓN	148'467,640.96

Costo real:

CONCEPTO	MONTO (M.N.)
A.- COSTO DIRECTO PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN	92'677,901.41
B.- COSTO OPERACIÓN EQUIPO	44'323,015.05
C.- SUBTOTAL (A+B)	137'000,916.45
COSTO INDIRECTOS	24,723,329.75
COSTO TOTAL DIRECTO PERFORACIÓN + TERMINACIÓN	206'016,539.96

VII. PRUEBAS DE PRESIÓN-PRODUCCIÓN

El pozo Puma-101 se termina de perforar en agosto de 2008, a una profundidad total de 4600 m, durante la etapa de terminación el día 23 de agosto se disparó el intervalo 3218-3243 m, utilizando pistolas TCP de 4 1/2", se abrió a producción aportando aceite y gas, se cerró y tomo Registro de Presión de Fondo Cerrado aportando la siguiente información:

- Ptp= 3067 psi
- Pws= 6675 psi
- Gradiente @ 3200 m= 0.077 kg/cm2/m
- Temperatura @ 3200= 89 °C

Del 28 de Agosto al 07 de Septiembre de 2008, se le efectuó Prueba de Presión Producción.

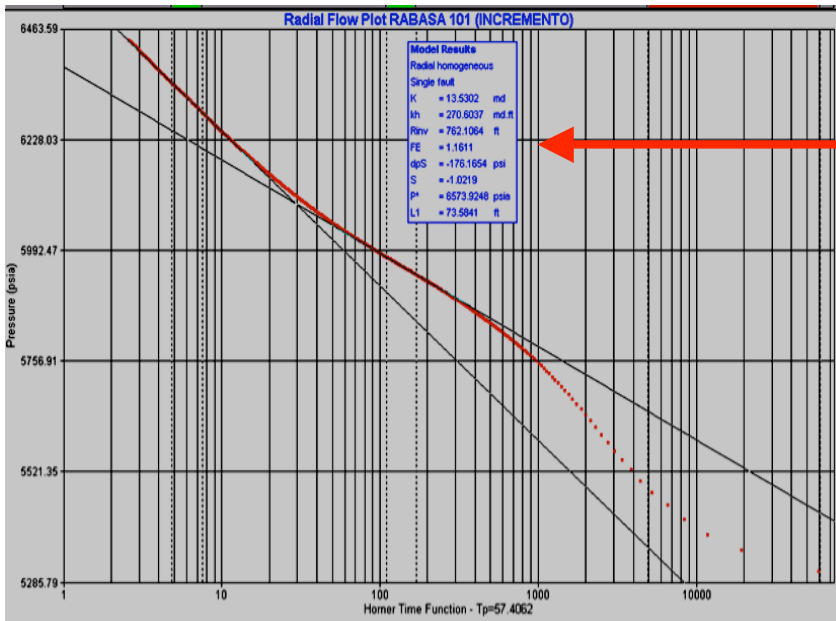
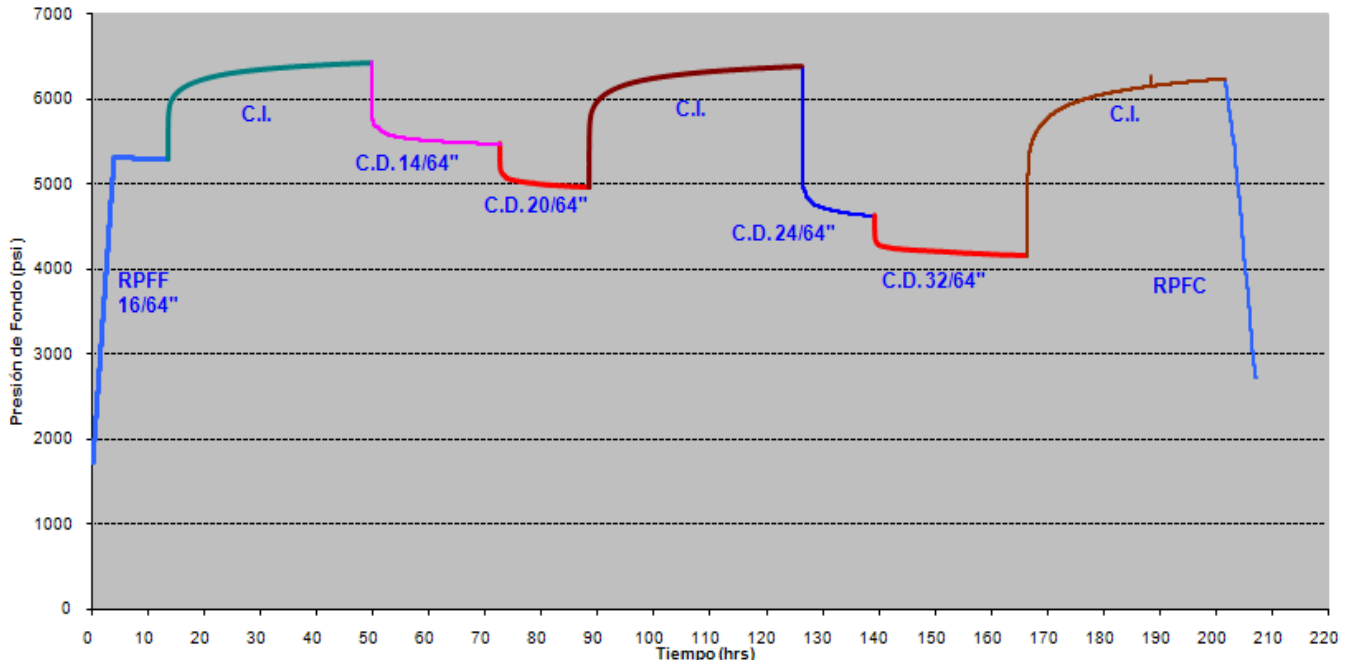
Objetivos de la prueba:

- Evaluar el potencial productivo del yacimiento.
- Determinar la Permeabilidad efectiva de la formación.
- Cuantificar el daño a la formación.
- Delimitar el área de drene del pozo, identificando las barreras de flujo.
- Obtener la presión inicial del yacimiento
- Analizar el conjunto de datos obtenidos para definir el esquema óptimo de explotación

Resultados de la prueba:

EVENTO	ESTRANGULADOR (64 avos)	DURACIÓN HRS	ACUMULADO HRS	Qo BPD	Qg MMPCD	RGA (P3/BL)	Agua %	Ptp psi	Pfondo psi	Ptp KG/CM2	Pfondo KG/CM2
RPF	16/64"	13.5	13.5	1152	0.950	825	7.5	1727.00	5290.00	121	372
CI	CERRADO	36	49.5					2935.90	6440.90	206	453
CD	14/64"	23	72.5	920	0.57	620	9	1885.06	5481.48	133	385
CD	20/64"	16	88.5	1342	0.86	641	8	1438.86	4971.45	101	350
CI	CERRADO	38	126.5					2883.83	6389.59	203	449
CD	24/64"	13	139.5	1610	1.10	683	9	1134.30	4632.97	80	326
CD	32/64"	27	166.5	1886	1.23	652	9	782.43	4169.85	55	293
RPFC	CERRADO	35	201.5					2741.54	6241.35	193	439

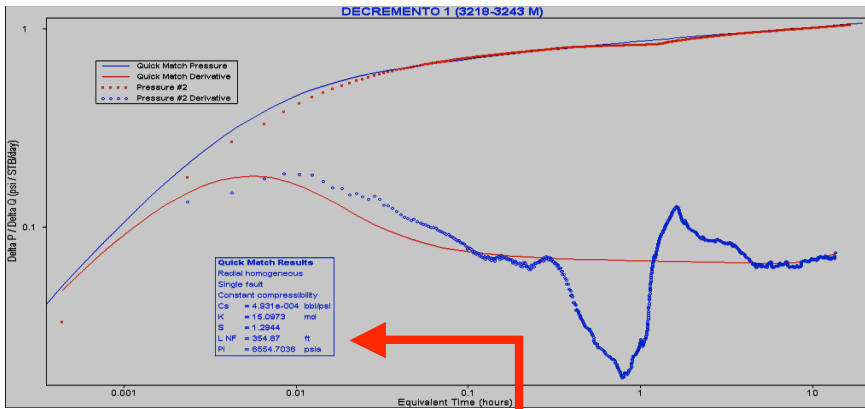
PUMA- 101
 Prueba de Presión-Producción del 29 de Agosto al xx de Septiembre del 2008
 intervalo: 3218-3243 md
 Sonda estacionada a 3208 m.



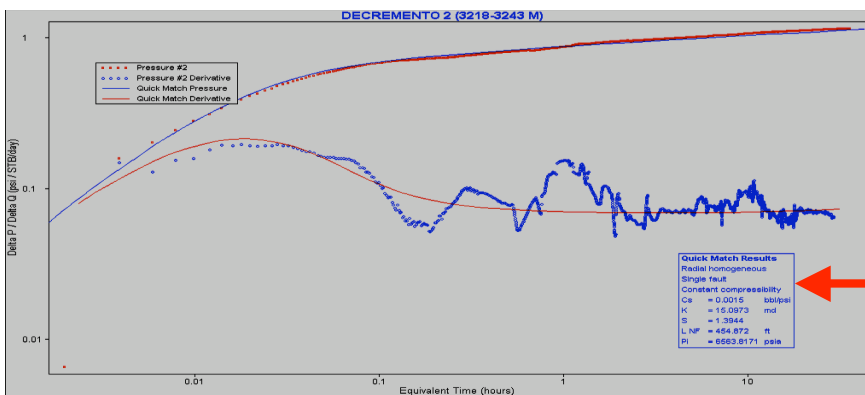
RESULTADOS

K	=	13.5302	md
kh	=	270.6037	md.ft
Rinv	=	762.1064	ft
FE	=	1.1611	
dpS	=	-176.1654	psi
S	=	-1.0219	
P*	=	6573.9248	psia
L1	=	73.5841	ft

Curvas de decremento:

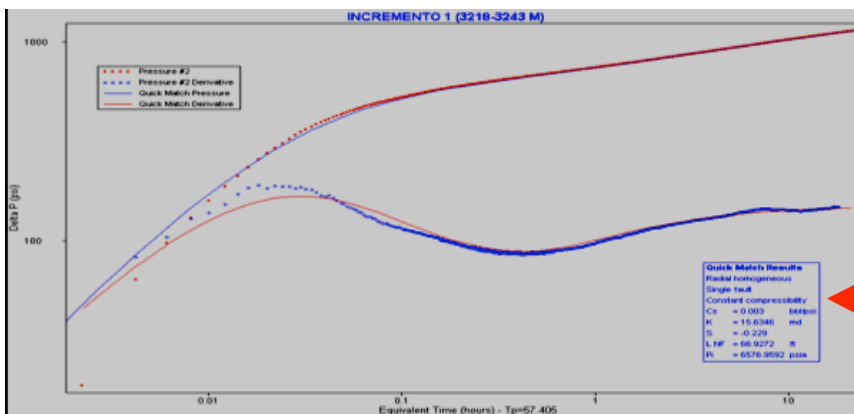


RESULTADOS		Its
Cs	= 4.931e-004	bbl/psi
K	= 15.0973	md
S	= 1.2944	
L NF	= 354.87	ft
Pi	= 6554.7036	psia

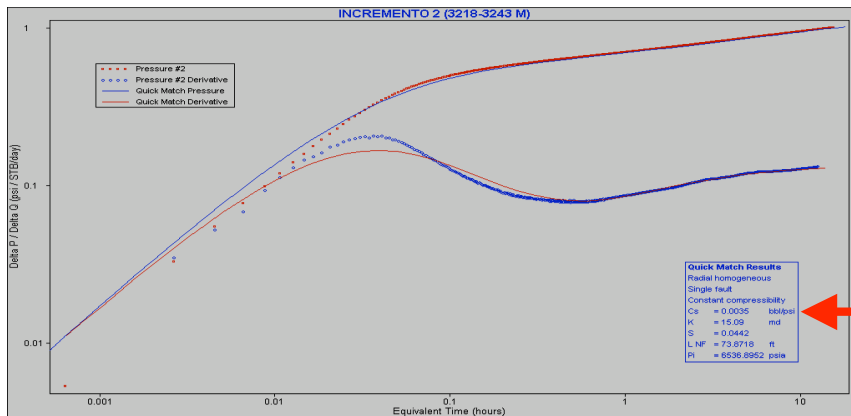


RESULTADOS		
Cs	= 0.0015	bbl/psi
K	= 15.0973	md
S	= 1.3944	
L NF	= 454.872	ft
Pi	= 6563.8171	psia

Curvas de incremento:



RESULTADOS		
Cs	= 0.003	bbl/psi
K	= 15.6346	md
S	= -0.229	
L NF	= 66.9272	ft
Pi	= 6576.9592	psia



RESULTADOS		
Cs	= 0.0035	bbl/psi
K	= 15.09	md
S	= 0.0442	
L NF	= 73.8718	ft
Pi	= 6536.8952	psia

De la prueba realizada podemos concluir que:

- La permeabilidad efectiva de la formación es del orden de 15 md.
- El potencial máximo del pozo es del orden de los 3500 bpd
- El estrangulador óptimo para su explotación es de 20/64" para obtener una producción del orden de los 1350 bpd.
- El valor de kh es del orden de 270 md-pie
- El valor de daño es negativo (-1)
- El radio de investigación de la prueba de presión producción es del orden de 762 pies (232 m.).
- Las producciones de aceite y gas obtenidas durante las pruebas , considerando estranguladores de 14,16, 20, 24, y 32/64" y presión de separación de 8 kg/cm², se muestran en la siguiente tabla:

ESTRANGULADOR (64 avos)	Qo BPD	Qg MMPCD	RGA (P3/BL)	Agua %	Ptp psi	Pfondo psi	Ptp KG/CM2	Pfondo KG/CM2
16/64"	1152	0.950	825	7.5	1727.00	5290.00	121	372
14/64"	920	0.57	620	9	1885.06	5481.48	133	385
20/64"	1342	0.86	641	8	1438.86	4971.45	101	350

24/64"	1610	1.10	683	9	1134.30	4632.97	80	326
32/64"	1886	1.23	652	9	782.43	4169.85	55	293

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

El pozo Puma-101 se terminó de perforar en agosto del 2008 resultando productor de hidrocarburos con un gasto máximo de aceite neto de 1886 bpd y 1.0 mmpcd de gas, en el intervalo 3218-3243 m con 10% de agua y por un estrangulador de 32/64", dicho pozo originalmente se consideraba exploratorio y debido a los resultados obtenidos dejó de ser exploratorio para convertirse en un pozo productor.

Gracias al pozo Puma-101 y con base al modelo geológico actual se desarrollara el Campo mediante la perforación de 11 pozos adicionales, que permitirán obtener 10.5 mbpd y 9 mmpcd de gas, y recuperar una reserva estimada en 16 mmbbls de aceite y 10 mmpc, en el corto-mediano plazo.

Para el desarrollo del campo, además de la perforación y terminación de los 11 pozos, se construirá la infraestructura necesaria para la conducción y manejo de la producción en la superficie, que involucra tuberías de descarga, central de recolección, oleoductos, gasoductos, equipos de compresión y Bombeo, tanques de almacenamiento, entre otros. , con una inversión aproximada 62 millones de dólares americanos.

Desarrollar dicho proyecto se realizara en 4 etapas distintas, la primer etapa consiste en manejar la producción de aceite con carros-tanque, la segunda etapa será la construcción de un gasoducto de 8" x 19 Km, la tercera etapa consiste en la construcción de un oleogasoducto de 8" x 19 Km y para finalizar el proyecto la cuarta etapa consiste en la construcción de la batería de separación, que incluye los equipos de bombeo y compresión para manejar la producción de aceite y gas del Campo . Las cuatro etapas del proyecto serán concluidas a finales del año 2010.

Los indicadores económicos que sustentan la inversión de 62 millones de dólares americanos .son de : VPN de 305 millones de dólares americanos, VPI de 54 millones de dólares americanos: VPN/VPI de 5.7 usd/usd con una ; TIR mayor a 800 %

RECOMENDACIONES

- Tomando en cuenta que en la primera etapa de explotación del Campo se tiene programado la recolección de la producción de aceite en carros- tanque y la producción de gas se enviara al quemador, se recomienda, reanalizar la posibilidad de que gas y el aceite se recolecten en un oleogasoducto y de este enviarlo a la batería de separación mas cercana que puede ser la de los Soldados o la de Moloacan. Lo anterior evitaría la construcción de una Batería con el resto de los equipos y accesorios necesarios.
- Se recomienda analizar el efecto de la presión en la cabeza de los pozos por energía natural del yacimiento o adicionarle energía con algún sistema artificial de producción para que con esta presión llegue a la batería de separación más cercana.
- Dada la producción de agua que aportan los pozos se recomienda analizar la conveniencia del manejo de los hidrocarburos con agua y su posible tratamiento para la venta final del petróleo crudo y del gas natural dentro de especificaciones de calidad.

ANEXOS

A. FLUIDOS DE PERFORACIÓN

El fluido de control, es una mezcla de materiales químicos en estado sólido y líquido que proporcionan propiedades físico-químicas adecuadas para una óptima perforación.

Los fluidos de perforación son de importancia dentro de la perforación de un pozo petrolero, puesto que al aumentar la profundidad, los lodos deben reunir un número mayor de propiedades.

Las principales funciones de los fluidos de perforación son:

- Levantar los cortes y llevarlos a superficie
- Enfriamiento y lubricación de barrena y sarta de perforación
- Protección de las capas de las paredes con una capa semipermeable (enjarre)
- Control de las presiones que surjan durante la perforación.
- Mantener en suspensión los recortes y el material denso cuando se interrumpe la circulación
- Reducir al mínimo cualquier efecto adverso de las formaciones adyacentes al agujero
- Limpiar el fondo del pozo.
- Ayudar a la toma de registros geofísicos.
- Minimizar la corrosión de la T.P. y la T.R.
- Mejorar la velocidad de perforación.

En general los fluidos de perforación pueden dividirse en las siguientes categorías dependiendo de la fase continua que los forma:

1. Fluidos de perforación base agua.
2. Fluidos de perforación base aceite.
3. Fluidos de perforación aireados.
4. Fluidos limpios

Las principales propiedades y características de los fluidos de perforación son:

- La viscosidad:- Se define como la resistencia de los fluidos al movimiento.
- El punto de cedencia.- Está relacionado con la viscosidad.
- El Ph.- Define el grado de acidez o alcalinidad del fluido.
- Tixotropía.- Es una característica de los fluidos a desarrollar un alto gel cuando no están en movimiento.

Factores a considerar en la selección de fluidos de perforación son:

- Factores ambientales
- Aspectos de seguridad
- Domo salinos
- Alta temperatura y presión
- Pérdidas de circulación
- Lutitas hidrófilas
- Logística

Los lodos que se utilizaron en la perforación del pozo Puma -101 fueron bentoníticos, poliméricos y de emulsión inversa en su mayoría.

Los bentoníticos son aquellos fluidos de agua dulce sin ningún contaminante y de baja densidad para perforar a bajo costo. Se preparan mezclando solo bentonita y agua. Durante la

perforación cierto porcentaje de arcillas se incorporan, aumentando el volumen de fluido. Las adiciones continuas de agua dispersan las partículas arcillosas manteniendo la viscosidad.

El fluido polimérico es utilizado para perforar formaciones de bajo contenido de arcilla. Se prepara con agua dulce o salada para concentraciones de calcio menores de 200 ppm.

Los fluidos de emulsión inversa son aquellos en los que se agregan dos líquidos inmiscibles, por ejemplo: aceite y agua, pero la dispersión del aceite en el agua no es estable, pues tan pronto como se deje de agitar se separaran y formaran nuevamente dos capas, en la emulsión inversa la fase continua es el aceite y los porcentajes de agua varían del 5 al 50 %

B. BARRENAS

La barrena es la herramienta de corte que se localiza en el extremo inferior de la sarta de perforación y se utiliza para cortar o triturar la formación durante el proceso de perforación rotatoria.

Es conocido que las características de perforación de una formación, requiere un tipo de barrena que combine distintos factores de diseño, y que cada tipo de barrena debe diseñarse para un fin específico. El conocimiento de estos factores de diseño y de su aplicación en los distintos tipos de barrena es importante para obtener una mejor selección y evaluación de las barrenas.

El control del rendimiento máximo de las barrenas es muy importante ya que está íntimamente ligada con el costo de la perforación. Es el ingeniero quien analiza los parámetros para escoger el tipo óptimo de barrena:

- Tipo de formación
- Profundidad
- Componentes mecánicos de las barrenas

Para clasificar de mejor manera las barrenas de acuerdo con sus características se utiliza un código, ya sea en las barrenas tónicas ó en las de cortadores fijos.

➤ En el caso de las barrenas tónicas se utiliza un código de 3 dígitos.

- El primer dígito: Identifica el tipo de estructura de corte y también el diseño de la estructura de corte con respecto al tipo de formación, como se relaciona a continuación:
 1. Dientes fresados para formación blanda.
 2. Dientes fresados para formación media.
 3. Dientes fresados para formación dura.
 4. Dientes de inserto de tungsteno para formación muy blanda.
 5. Dientes de inserto de tungsteno para formación blanda.
 6. Dientes de inserto de tungsteno para formación media.
 7. Dientes de inserto de tungsteno para formación dura.
 8. Dientes de inserto de tungsteno para formación extra dura.
- El segundo dígito: Identifica el grado de dureza de la formación en la cual se usará la barrena y varía de suave a dura como se indica:
 1. Para formación suave.
 2. Para formación media suave.
 3. Para formación media dura.
 4. Para formación dura.

- El tercer dígito: Identifica el sistema de rodamiento y lubricación de la barrena.

1. Con toberas para lodo y balero estándar.
2. Toberas para aire t/o lodo con dientes diseño en T y balero estándar.
3. Balero estándar con protección en el calibre
4. Balero estándar sellado autolubrificable.
5. Balero sellado y protección al calibre.
6. Chumacera sellada.
7. Chumacera sellada y protección al calibre.
8. Para perforación direccional.
9. Otras.

En la siguiente tabla se muestra toda la clasificación para barrenas ticónicas

		1er dígito	2do Dígito	3er Dígito								
		Sistema de corte		Sistema de rodamiento								
		Dureza		1	2	3	4	5	6	7	8	9
Dientes de acero	1	Dientes de acero para formación blanda	1 Suave 2 Media suave 3 Media dura 4 Dura	T O B E R E R A S	T O B E R A S	P R O T E C C I O N	B A L E R O	B A L E R O		C H U M A C R A		
	2	Diente de acero para formación dura	1 Suave 2 Media suave 3 Media dura 4 Dura	P A R A	A I R E	A L	S E L L A D O	S E L L A D O		S E L L A D A		
	3	Dientes de inserto para formación dura	1 Suave 2 Media suave 3 Media dura 4 Dura	L O D O	L O D O	C A L I B R E	S E L L A D O	Y	C H U M A C E R A		Y	P A R A
Dientes de Insertos	4	Dientes de inserto para formación muy blanda	1 Suave 2 Media suave 3 Media dura 4 Dura	Y	Y	I B R E	A U T O L U B R I C A B L E	P R O T E C C I O N		S E L L A D A		
	5	Dientes de inserto para formación blanda	1 Suave 2 Media suave 3 Media dura 4 Dura	B A L E R O S	B A L E R O	Y	B A L E R O					
	6	Dientes de inserto para formación media	1 Suave 2 Media suave 3 Media dura 4 Dura	E S T A N D A R	E S T A N D A R	B A L E R O		A L				
	7	Dientes de inserto para formación dura	1 Suave 2 Media suave 3 Media dura 4 Dura			E S T A N D A R		C A L I B R E			A L	
	8	Dientes de inserto para formación extra dura	1 Suave 2 Media suave 3 Media dura 4 Dura			A N D A R					C A L I B R E	P A R A

➤ En el caso de las barrenas de cortadores fijos (Barrenas de diamante natural, Barrenas de diamante térmicamente estable (TSP) y Barrenas de compacto de diamante policristalino (PDC)) se desarrollo un código que consta de cuatro caracteres (una letra y tres números) que describen siete características básicas:

1. Tipo de cortador
2. Material del cuerpo de la barrena.
3. Perfil de la barrena.
4. Diseño hidráulico para el fluido de perforación.
5. Distribución del flujo.
6. Tamaño de los cortadores.
7. Densidad de los cortadores.

En la siguiente tabla se muestra toda la clasificación para barrenas de cortadores fijos

1er CARÁCTER		2do CARÁCTER					3er CARÁCTER			4to CARÁCTER				
T I P O D E C O R T A D O R	M A T E R I A L D E L C U E R P O	PERFIL DEL CUERPO					DISEÑO HIDRÁULICO			TAMAÑO Y DENSIDAD DE CORTADORES				
		A L T U R A D E L F L A N C O	ALTURA DEL CONO			D I S T D E C O R T A D O R E S	TIPO DE ORIFICIO			T A M A Ñ O	DENSIDAD			
			ALTA	MEDIA	BAJA		T O B E R A S	O R I F I C I F I J O	A L I D A A B I E R T		ALTA	MEDIA	BAJA	
D	DIAMANTE NATURAL	MATRIZ	ALTO	1	2	3	EN ALETAS	1	2	3	GRANDE	1	2	3
M	PDC	MATRIZ	MEDIO	4	5	6	EN COSTILLA	4	5	6	MEDIANO	4	5	6
S	PDC	ACERO	BAJO	7	8	9	NO AGRUPAD	7	8	9	PEQUEÑO	7	8	9
T	TSP	MATRIZ	Orificio de doble centro o asimétrico			R= Flujo radial X=Flujo cruzado O= Otro			O = Impregnado					

C. TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

Las tuberías de revestimiento (T.R.), nos permiten un avance protegido de la perforación y la exploración controlada del yacimiento. En las cuales se encuentran:

- Tubería conductora.- Es la primera que se introduce y puede ser hincada o cementada. Su objetivo es aislar acuíferos superficiales, zonas inestables, permitir la instalación del primer cabezal donde se instalan las conexiones superficiales de control y establecer un medio de circulación para el fluido de perforación evitando la formación de cavernas.
- Tubería superficial.- Tiene como objetivos instalar las conexiones superficiales de control definitivas, aislar acuíferos superficiales, zonas de pérdida y zonas de gas someras. Esta tubería se cementa hasta la superficie.
- Tubería intermedia.- Su objetivo es aislar las zonas de presión normal, anormal y depresionadas, permitiendo incrementar o disminuir la densidad del fluido de perforación para continuar con la etapa siguiente. Estas tuberías pueden ser introducidas en una sola etapa (corrida) o en dos etapas (liner y complemento) y la cementación de igual manera puede ser en una o dos etapas.
- Tubería de explotación.- Tiene como finalidad permitir una explotación selectiva del yacimiento. En el diseño de esta tubería se debe poner especial atención, ya que siempre estará en contacto con los fluidos producidos e inyectados soportando las presiones del yacimiento y las de tratamiento (estimulación o fracturamiento).

Las premisas más importantes que se deben considerar durante el diseño de las tuberías de revestimiento son:

- Esfuerzos que debe resistir (P_c , P_i y R_t)
- Resistencia a la corrosión (H_2S y CO_2)
- Estimulaciones y fracturamientos
- Pérdidas de circulación durante la perforación
- Brotes durante la perforación
- Intrusiones (salinas y arcillosas)

- Trayectoria
- Geopresiones
- Programa de lodos

Esfuerzos a los que están sometidas las tuberías de revestimiento:

- Tensión: estas fuerzas son producto del peso de la columna de tubería; el máximo valor de esta se encuentra en la parte superior; el factor de seguridad a la tensión tiene un valor de 1.8 a 2.0
- Colapso: el valor máximo de esta presión externa se encuentra en el fondo de la columna; el factor de seguridad utilizado varía de 1.0 a 1.25
- Presión interna: se refiere a la presión que se ejerce en la pared de la tubería principalmente cuando se somete a la presión causada por un descontrol de pozo. El valor máximo se presenta en la parte superior de la columna; el factor de seguridad va de 1.0 a 1.25.
- Torsión: cuando se atora la tubería y se trata de recuperarla

Parámetros de la identificación de las tuberías:

- Diámetro: externo e interno
- Grado: propiedades del acero con el cual está fabricado el tubo
- Rango: longitud del tubo
- Peso: peso por unidad de longitud
- Tipo de junta: con cople integral
- Tipo de rosca: buttress, hydrill, rosca redonda.

Función de los accesorios introducidos en la tubería:

- Zapata guía: tiene la función principal de guiar a la tubería dentro del pozo; esta tiene forma semiesférica para evitar que se atore durante la introducción.
- Zapata flotadora: tiene la misma función que la zapata guía con la diferencia de que esta previene el contraflujo del cemento.
- Cople diferencial: este dispositivo permite que al introducir la T.R. intervenga a la acción de llenado de la misma por el lodo de tal manera que el nivel en el interior de la tubería es aproximadamente el 90% del espacio anular
- Cople de retención: detiene los tapones de desplazamiento de la cementación en T.R. cortas.
- Cople flotador: detiene los tapones de desplazamiento en la cementación y previene el contraflujo del cemento.
- Centrales: su función es centrar la tubería dentro del pozo con la finalidad de obtener una mejor distribución del cemento en el espacio anular.
- Desplazadores: su función es limpiar las paredes del agujero para obtener una mejor adherencia del cemento

D. APAREJO DE PRODUCCIÓN

La instalación del aparejo de producción, de las conexiones superficiales finales son parte de la terminación del pozo, la finalidad de este equipo es la de tener en comunicación la formación productora con la superficie en forma controlada. La función de cada una de las herramientas utilizadas en el aparejo del pozo Puma-101 es:

- Tubería de producción: es el medio de conducción de los hidrocarburos, tiene los mismos parámetros de identificación de la tubería de perforación.
- Camisa deslizable: entre sus principales funciones destacan las siguientes: puede comunicar el espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento, este es para obtener un mayor gasto de hidrocarburos si así es requerido.
- Empacador: produce un sello en el exterior de la tubería de producción con el interior de la T.R. otra de las funciones del empacador el lograr que la T.R. de explotación se encuentre siempre en condiciones favorables. Este empacador es mecánico y se ancla con la tubería de producción, tubería de perforación o cable.

E. CEMENTACIONES

Una cementación es el proceso mediante el cual se mezcla una lechada de cemento y agua para bombearla al fondo del pozo a través de la tubería de revestimiento.

El cemento es utilizado en las operaciones de perforación para:

- Protección soporte de la T.R.
- Prevenir el movimiento de fluidos a través de los espacios anulares.
- Cerrar y abandonar una porción del pozo

Las consideraciones para realizar una buena lechada son:

- Aditivos para la lechada
- Selección de bache lavador y espaciador
- Temperaturas
- Densidad de la lechada

Las consideraciones para realizar una buena cementación son:

- Accesorios para la cementación
- Cálculos en el pozo
- Secuencia operativa
- Estado mecánico del pozo
- Información de las geopresiones
- Información de los fluidos de perforación utilizados

El API presenta nueve tipos de cementos A, B, C, D, E, F, G, H, J. El más utilizado es el cemento tipo "H" al cual se le pueden adicionar retardadores y/o aceleradores

CLASE	% Agua	Densidad [g/cm ³]	Rendimiento [pie ³ /saco]
A	46	1.07	1.18
B	46	1.77	1.18
C	56	1.97	1.32

D	38	1.97	1.05
E	38	1.97	1.05
F	38	1.97	1.05
G	44	1.85	1.15
H	38	1.97	1.05

El cemento tipo H: se utiliza generalmente como cemento básico para profundidades de 1 a 2439 m, también puede utilizarse con aceleradores y retardadores en un amplio margen de profundidad y temperaturas.

Los aditivos son materiales diferentes del cemento o el agua, los cuales son agregados al cemento después de su fabricación para modificar sus propiedades. Los aditivos para cementación modifican el comportamiento del sistema del cemento permitiendo el exitoso colocamiento de la lechada entre la T.R. y la formación.

Hay cerca de 100 clases de aditivos los cuales tienen forma líquida o sólida y se clasifican en 10 categorías.

- Aceleradores.
- Retardadores.
- Extendedores.
- Agentes de peso (densificantes).
- Dispersantes.
- Control de pérdida de fluido.
- Aditivos de pérdida de circulación.
- Antiespumantes.
- Aditivos para retrogresión.
- Controladores de migración de gas.

F. REGISTROS GEOFÍSICOS

Los registros geofísicos son herramientas útiles para el ingeniero petrolero, ya que ayuda a la determinación de parámetros muy importantes como son: porosidad, saturación, litología, espesor del intervalo productor, contactos geológicos, etc. el principio básico de los registros utilizados, se describe a continuación en forma resumida:

- Registros eléctricos (doble laterolog microesférico): estos registros son más comunes usados para la identificación de hidrocarburos, los parámetros buscados son resistividad de la zona lavada y resistividad verdadera de la formación. Para reducir el efecto que provoca el pozo y las formaciones adyacentes, se utiliza el doble laterolog. Para la determinación de la resistividad de la zona lavada y delimitar las capas permeables mediante la detención del enjarre de lodo, se utilizan los dispositivos microresistivos, como el microcalibrador y microesférico.
- Registro de inducción: mide la resistividad de la formación, para ello se hace circular una corriente alterna constante hacia una bobina transmisora aislada. El campo magnético alterno de la bobina induce a una corriente alterna a la formación, la cual resulta de un campo magnético secundario el cual a su vez induce una corriente en la bobina receptora, esta corriente es proporcional a la conductividad y/o resistividad de la formación, sin embargo, a estos valores obtenidos de resistividad deben hacerse correcciones para las cuales existen gráficas.
- Registro de calibración: es un complemento de otros y se utiliza para medir las variaciones en diámetro del agujero; en forma indirecta se puede utilizar para determinar las zonas porosas y permeables
- Registro de neutrón: los perfiles neutrónicos son usados principalmente para ubicar formaciones porosas y determinar su porosidad, ello responde en primer lugar a la cantidad de hidrógeno presente en la formación, así en formaciones limpias cuyos poros están llenos de agua o hidrocarburos, el perfil neutrónico da el valor real del espacio poroso lleno de fluido.

- Registro sónico de porosidad: el perfil sónico es un registro de porosidad contra Δt , el tiempo requerido por una onda sonora para recorrer un pie de formación. Conocido como tiempo de tránsito Δt , es el recíproco de la velocidad de una onda sonora. El tiempo de tránsito en una formación dada depende de su litología y porosidad. La dependencia de la porosidad, conocida la litología, hace que el perfil sónico sirva como registro de porosidad.

- Registro de rayos gamma: en formaciones sedimentadas generalmente refleja el contenido de lutitas de las formaciones, debido a que los elementos resistivos tienden a concentrarse en arcilla y lutita.

- Registros de densidad: el perfil de densidad de la formación se utiliza principalmente como perfil de porosidad. La medición de la densidad de la formación tiene también aplicación en la identificación de minerales en depósitos de evaporitas, descubrimiento de gas, determinación de la densidad de hidrocarburos, evaluación de arenas arcillosas y litológicas complejas y en la determinación del rendimiento de lutitas petrolíferas.

G. DISPAROS DE PRODUCCIÓN

El principal objetivo de los disparos de producción es, comunicar el pozo con la formación productora perforando la tubería de revestimiento, el cemento y pasando la zona de daño causado durante las operaciones de perforación, terminación y reparación del pozo.

Tipos de disparos de producción:

- Disparos de bala: este tipo de disparos fueron los primeros que se utilizaron y dieron buenos resultados en formaciones donde el esfuerzo compresivo es menor a 6000 psi, la velocidad de la bala es de aproximadamente 3,300 pies/seg y pierden rápidamente velocidad y energía cuando el claro entre la pistola y el blanco es mayor de 0.5 pg. Estas pistolas son para baja temperatura y presión, razón por la cual han quedado en desuso.

- Disparos a chorro (jet): este tipo de disparo consiste en lanzar un chorro de partículas finas en forma de aguja, a una velocidad de 20,000 pies/seg y una presión estimada de 5 millones de psi sobre el blanco. Esta fuerza excede por mucho la resistencia de la tubería de revestimiento, el cemento, los esfuerzos de la roca y consecuentemente forma un túnel con una longitud que dependerá del tipo de formación y pistola utilizada. El proceso de disparar a chorro consiste en que un detonador eléctrico inicia una reacción en cadena que detona sucesivamente el cordón explosivo y el explosivo principal generando la alta presión y la expulsión a chorro de las partículas finas.

Tipos de explosivos:

- Explosivo bajo:
 - No detonan se queman.
 - Velocidad de reacción de 300 a 1500 m/seg.
 - Sensibles al calor (iniciados con flama).
 - Deben ser confinados. (EJ. Pólvora negra)

➤ Explosivo alto:

- Detonan.
- Velocidad de reacción > a 1500 m/seg.
- Iniciados por calor o percusión.
- La potencia generada es mucho mayor. (Ej. Azida de plomo, Tacot, RDX, HMX, HNS, PSF y PYX)

Nota: la azida de plomo y el tacot se utilizan en los estopines eléctricos. El RDX, HMX, HNS, PSF y PYX se utilizan en los cordones detonantes, fulminantes y cargas.

Características de los explosivos:

- Sensitividad del explosivo.- Es una medida de la energía mínima, presión o potencia requerida para iniciar un explosivo y nos refleja la facilidad con que puede iniciarse.
- Estabilidad del explosivo.- Es la habilidad de un explosivo para perdurar por largos periodos de tiempo expuestos a altas temperaturas sin descomponerse.

Un sistema de disparos está compuesto por:

- Estopín.- Es el que inicia la detonación cuando se le envía corriente eléctrica desde superficie.
- Cordón explosivo.- Proporciona la energía necesaria (por percusión) para detonar las cargas.
- Carga moldeada revestida.- Es el componente más importante de una pistola, esta utiliza un explosivo alto secundario para impulsar un chorro (jet) de partículas metálicas a altas velocidades que penetra la T.R., el cemento y la formación.
- Porta cargas.- Es el dispositivo que se utiliza para montar las cargas y se clasifican en: tubo portador, lámina y alambre. Dependiendo del medio de transporte y del porta cargas el sistema de disparos se divide en:

Recuperabilidad {
a) Recuperables (sin residuos)
b) Desechables (residuos)
c) Semidesechables (residuos)

Medio de transporte {
a) Bajadas con tubería
b) Bajadas con cable

Factores que afectan la productividad del pozo:

- Factores geométricos del disparo.
- Presión diferencial al momento del disparo.
- Tipo de pistolas y cargas.
- Daño generado por el disparo.
- Daño causado por el fluido de perforación.
- Daño causado por el fluido de terminación

ANEXOS

A. FLUIDOS DE PERFORACIÓN

El fluido de control, es una mezcla de materiales químicos en estado sólido y líquido que proporcionan propiedades físico-químicas adecuadas para una óptima perforación.

Los fluidos de perforación son de importancia dentro de la perforación de un pozo petrolero, puesto que al aumentar la profundidad, los lodos deben reunir un número mayor de propiedades.

Las principales funciones de los fluidos de perforación son:

- Levantar los cortes y llevarlos a superficie
- Enfriamiento y lubricación de barrena y sarta de perforación
- Protección de las capas de las paredes con una capa semipermeable (enjarre)
- Control de las presiones que surjan durante la perforación.
- Mantener en suspensión los recortes y el material denso cuando se interrumpe la circulación
- Reducir al mínimo cualquier efecto adverso de las formaciones adyacentes al agujero
- Limpiar el fondo del pozo.
- Ayudar a la toma de registros geofísicos.
- Minimizar la corrosión de la T.P. y la T.R.
- Mejorar la velocidad de perforación.

En general los fluidos de perforación pueden dividirse en las siguientes categorías dependiendo de la fase continua que los forma:

1. Fluidos de perforación base agua.
2. Fluidos de perforación base aceite.
3. Fluidos de perforación aireados.
4. Fluidos limpios

Las principales propiedades y características de los fluidos de perforación son:

- La viscosidad:- Se define como la resistencia de los fluidos al movimiento.
- El punto de cedencia.- Está relacionado con la viscosidad.
- El Ph.- Define el grado de acidez o alcalinidad del fluido.
- Tixotropía.- Es una característica de los fluidos a desarrollar un alto gel cuando no están en movimiento.

Factores a considerar en la selección de fluidos de perforación son:

- Factores ambientales
- Aspectos de seguridad
- Domo salinos
- Alta temperatura y presión
- Pérdidas de circulación
- Lutitas hidrófilas
- Logística

Los lodos que se utilizaron en la perforación del pozo Puma -101 fueron bentoníticos, poliméricos y de emulsión inversa en su mayoría.

Los bentoníticos son aquellos fluidos de agua dulce sin ningún contaminante y de baja densidad para perforar a bajo costo. Se preparan mezclando solo bentonita y agua. Durante la

perforación cierto porcentaje de arcillas se incorporan, aumentando el volumen de fluido. Las adiciones continuas de agua dispersan las partículas arcillosas manteniendo la viscosidad.

El fluido polimérico es utilizado para perforar formaciones de bajo contenido de arcilla. Se prepara con agua dulce o salada para concentraciones de calcio menores de 200 ppm.

Los fluidos de emulsión inversa son aquellos en los que se agregan dos líquidos inmiscibles, por ejemplo: aceite y agua, pero la dispersión del aceite en el agua no es estable, pues tan pronto como se deje de agitar se separaran y formaran nuevamente dos capas, en la emulsión inversa la fase continua es el aceite y los porcentajes de agua varían del 5 al 50 %

B. BARRENAS

La barrena es la herramienta de corte que se localiza en el extremo inferior de la sarta de perforación y se utiliza para cortar o triturar la formación durante el proceso de perforación rotatoria.

Es conocido que las características de perforación de una formación, requiere un tipo de barrena que combine distintos factores de diseño, y que cada tipo de barrena debe diseñarse para un fin específico. El conocimiento de estos factores de diseño y de su aplicación en los distintos tipos de barrena es importante para obtener una mejor selección y evaluación de las barrenas.

El control del rendimiento máximo de las barrenas es muy importante ya que está íntimamente ligada con el costo de la perforación. Es el ingeniero quien analiza los parámetros para escoger el tipo óptimo de barrena:

- Tipo de formación
- Profundidad
- Componentes mecánicos de las barrenas

Para clasificar de mejor manera las barrenas de acuerdo con sus características se utiliza un código, ya sea en las barrenas ticomónicas ó en las de cortadores fijos.

➤ En el caso de las barrenas ticomónicas se utiliza un código de 3 dígitos.

- El primer dígito: Identifica el tipo de estructura de corte y también el diseño de la estructura de corte con respecto al tipo de formación, como se relaciona a continuación:
 1. Dientes fresados para formación blanda.
 2. Dientes fresados para formación media.
 3. Dientes fresados para formación dura.
 4. Dientes de inserto de tungsteno para formación muy blanda.
 5. Dientes de inserto de tungsteno para formación blanda.
 6. Dientes de inserto de tungsteno para formación media.
 7. Dientes de inserto de tungsteno para formación dura.
 8. Dientes de inserto de tungsteno para formación extra dura.
- El segundo dígito: Identifica el grado de dureza de la formación en la cual se usará la barrena y varía de suave a dura como se indica:
 1. Para formación suave.
 2. Para formación media suave.
 3. Para formación media dura.
 4. Para formación dura.

- El tercer dígito: Identifica el sistema de rodamiento y lubricación de la barrena.

1. Con toberas para lodo y balero estándar.
2. Toberas para aire t/o lodo con dientes diseño en T y balero estándar.
3. Balero estándar con protección en el calibre
4. Balero estándar sellado autolubrificable.
5. Balero sellado y protección al calibre.
6. Chumacera sellada.
7. Chumacera sellada y protección al calibre.
8. Para perforación direccional.
9. Otras.

En la siguiente tabla se muestra toda la clasificación para barrenas ticónicas

		1er dígito	2do Dígito	3er Dígito								
		Sistema de corte		Sistema de rodamiento								
		Dureza		1	2	3	4	5	6	7	8	9
Dientes de acero	1	Dientes de acero para formación blanda	1 Suave 2 Media suave 3 Media dura 4 Dura	T O B E R E R A S	T O B E R A S	P R O T E C C I O N	B A L E R O	B A L E R O		C H U M A C R A		
	2	Diente de acero para formación dura	1 Suave 2 Media suave 3 Media dura 4 Dura	P A R A	A I R E	A L	S E L L A D O	S E L L A D O		S E L L A D A		
	3	Dientes de inserto para formación dura	1 Suave 2 Media suave 3 Media dura 4 Dura	L O D O	L O D O	C A L I B R E	S E L L A D O	Y	C H U M A C E R A		Y	P A R A
Dientes de Insertos	4	Dientes de inserto para formación muy blanda	1 Suave 2 Media suave 3 Media dura 4 Dura	Y	Y	I B R E	A U T O L U B R I C A B L E	P R O T E C C I O N		S E L L A D A		
	5	Dientes de inserto para formación blanda	1 Suave 2 Media suave 3 Media dura 4 Dura	B A L E R O S	B A L E R O	Y	B A L E R O					
	6	Dientes de inserto para formación media	1 Suave 2 Media suave 3 Media dura 4 Dura	E S T A N D A R	E S T A N D A R	B A L E R O		A L				
	7	Dientes de inserto para formación dura	1 Suave 2 Media suave 3 Media dura 4 Dura			E S T A N D A R		C A L I B R E			A L	
	8	Dientes de inserto para formación extra dura	1 Suave 2 Media suave 3 Media dura 4 Dura			A N D A R					C A L I B R E	P A R A

➤ En el caso de las barrenas de cortadores fijos (Barrenas de diamante natural, Barrenas de diamante térmicamente estable (TSP) y Barrenas de compacto de diamante policristalino (PDC)) se desarrollo un código que consta de cuatro caracteres (una letra y tres números) que describen siete características básicas:

1. Tipo de cortador
2. Material del cuerpo de la barrena.
3. Perfil de la barrena.
4. Diseño hidráulico para el fluido de perforación.
5. Distribución del flujo.
6. Tamaño de los cortadores.
7. Densidad de los cortadores.

En la siguiente tabla se muestra toda la clasificación para barrenas de cortadores fijos

1er CARÁCTER		2do CARÁCTER					3er CARÁCTER			4to CARÁCTER				
T I P O D E C O R T A D O R	M A T E R I A L D E L C U E R P O	PERFIL DEL CUERPO					DISEÑO HIDRÁULICO			TAMAÑO Y DENSIDAD DE CORTADORES				
		A L T U R A D E L F L A N C O	ALTURA DEL CONO			D I S T D E C O R T A D O R E S	TIPO DE ORIFICIO			T A M A Ñ O	DENSIDAD			
			ALTA	MEDIA	BAJA		T O B E R A S	O R I F I C I F I J O	A L I D A A B I E R T		ALTA	MEDIA	BAJA	
D	DIAMANTE NATURAL	MATRIZ	ALTO	1	2	3	EN ALETAS	1	2	3	GRANDE	1	2	3
M	PDC	MATRIZ	MEDIO	4	5	6	EN COSTILLA	4	5	6	MEDIANO	4	5	6
S	PDC	ACERO	BAJO	7	8	9	NO AGRUPAD	7	8	9	PEQUEÑO	7	8	9
T	TSP	MATRIZ	Orificio de doble centro o asimétrico			R= Flujo radial X=Flujo cruzado O= Otro			O = Impregnado					

C. TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

Las tuberías de revestimiento (T.R.), nos permiten un avance protegido de la perforación y la exploración controlada del yacimiento. En las cuales se encuentran:

- Tubería conductora.- Es la primera que se introduce y puede ser hincada o cementada. Su objetivo es aislar acuíferos superficiales, zonas inestables, permitir la instalación del primer cabezal donde se instalan las conexiones superficiales de control y establecer un medio de circulación para el fluido de perforación evitando la formación de cavernas.
- Tubería superficial.- Tiene como objetivos instalar las conexiones superficiales de control definitivas, aislar acuíferos superficiales, zonas de pérdida y zonas de gas someras. Esta tubería se cementa hasta la superficie.
- Tubería intermedia.- Su objetivo es aislar las zonas de presión normal, anormal y depresionadas, permitiendo incrementar o disminuir la densidad del fluido de perforación para continuar con la etapa siguiente. Estas tuberías pueden ser introducidas en una sola etapa (corrida) o en dos etapas (liner y complemento) y la cementación de igual manera puede ser en una o dos etapas.
- Tubería de explotación.- Tiene como finalidad permitir una explotación selectiva del yacimiento. En el diseño de esta tubería se debe poner especial atención, ya que siempre estará en contacto con los fluidos producidos e inyectados soportando las presiones del yacimiento y las de tratamiento (estimulación o fracturamiento).

Las premisas más importantes que se deben considerar durante el diseño de las tuberías de revestimiento son:

- Esfuerzos que debe resistir (P_c , P_i y R_t)
- Resistencia a la corrosión (H_2S y CO_2)
- Estimulaciones y fracturamientos
- Pérdidas de circulación durante la perforación
- Brotes durante la perforación
- Intrusiones (salinas y arcillosas)

- Trayectoria
- Geopresiones
- Programa de lodos

Esfuerzos a los que están sometidas las tuberías de revestimiento:

- Tensión: estas fuerzas son producto del peso de la columna de tubería; el máximo valor de esta se encuentra en la parte superior; el factor de seguridad a la tensión tiene un valor de 1.8 a 2.0
- Colapso: el valor máximo de esta presión externa se encuentra en el fondo de la columna; el factor de seguridad utilizado varía de 1.0 a 1.25
- Presión interna: se refiere a la presión que se ejerce en la pared de la tubería principalmente cuando se somete a la presión causada por un descontrol de pozo. El valor máximo se presenta en la parte superior de la columna; el factor de seguridad va de 1.0 a 1.25.
- Torsión: cuando se atora la tubería y se trata de recuperarla

Parámetros de la identificación de las tuberías:

- Diámetro: externo e interno
- Grado: propiedades del acero con el cual está fabricado el tubo
- Rango: longitud del tubo
- Peso: peso por unidad de longitud
- Tipo de junta: con cople integral
- Tipo de rosca: buttress, hydrill, rosca redonda.

Función de los accesorios introducidos en la tubería:

- Zapata guía: tiene la función principal de guiar a la tubería dentro del pozo; esta tiene forma semiesférica para evitar que se atore durante la introducción.
- Zapata flotadora: tiene la misma función que la zapata guía con la diferencia de que esta previene el contraflujo del cemento.
- Cople diferencial: este dispositivo permite que al introducir la T.R. intervenga a la acción de llenado de la misma por el lodo de tal manera que el nivel en el interior de la tubería es aproximadamente el 90% del espacio anular
- Cople de retención: detiene los tapones de desplazamiento de la cementación en T.R. cortas.
- Cople flotador: detiene los tapones de desplazamiento en la cementación y previene el contraflujo del cemento.
- Centrales: su función es centrar la tubería dentro del pozo con la finalidad de obtener una mejor distribución del cemento en el espacio anular.
- Desplazadores: su función es limpiar las paredes del agujero para obtener una mejor adherencia del cemento

D. APAREJO DE PRODUCCIÓN

La instalación del aparejo de producción, de las conexiones superficiales finales son parte de la terminación del pozo, la finalidad de este equipo es la de tener en comunicación la formación productora con la superficie en forma controlada. La función de cada una de las herramientas utilizadas en el aparejo del pozo Puma-101 es:

- Tubería de producción: es el medio de conducción de los hidrocarburos, tiene los mismos parámetros de identificación de la tubería de perforación.
- Camisa deslizante: entre sus principales funciones destacan las siguientes: puede comunicar el espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento, este es para obtener un mayor gasto de hidrocarburos si así es requerido.
- Empacador: produce un sello en el exterior de la tubería de producción con el interior de la T.R. otra de las funciones del empacador es lograr que la T.R. de explotación se encuentre siempre en condiciones favorables. Este empacador es mecánico y se ancla con la tubería de producción, tubería de perforación o cable.

E. CEMENTACIONES

Una cementación es el proceso mediante el cual se mezcla una lechada de cemento y agua para bombearla al fondo del pozo a través de la tubería de revestimiento.

El cemento es utilizado en las operaciones de perforación para:

- Protección soporte de la T.R.
- Prevenir el movimiento de fluidos a través de los espacios anulares.
- Cerrar y abandonar una porción del pozo

Las consideraciones para realizar una buena lechada son:

- Aditivos para la lechada
- Selección de bache lavador y espaciador
- Temperaturas
- Densidad de la lechada

Las consideraciones para realizar una buena cementación son:

- Accesorios para la cementación
- Cálculos en el pozo
- Secuencia operativa
- Estado mecánico del pozo
- Información de las geopresiones
- Información de los fluidos de perforación utilizados

El API presenta nueve tipos de cementos A, B, C, D, E, F, G, H, J. El más utilizado es el cemento tipo "H" al cual se le pueden adicionar retardadores y/o aceleradores

CLASE	% Agua	Densidad [g/cm ³]	Rendimiento [pie ³ /saco]
A	46	1.07	1.18
B	46	1.77	1.18
C	56	1.97	1.32

D	38	1.97	1.05
E	38	1.97	1.05
F	38	1.97	1.05
G	44	1.85	1.15
H	38	1.97	1.05

El cemento tipo H: se utiliza generalmente como cemento básico para profundidades de 1 a 2439 m, también puede utilizarse con aceleradores y retardadores en un amplio margen de profundidad y temperaturas.

Los aditivos son materiales diferentes del cemento o el agua, los cuales son agregados al cemento después de su fabricación para modificar sus propiedades. Los aditivos para cementación modifican el comportamiento del sistema del cemento permitiendo el exitoso colocamiento de la lechada entre la T.R. y la formación.

Hay cerca de 100 clases de aditivos los cuales tienen forma líquida o sólida y se clasifican en 10 categorías.

- Aceleradores.
- Retardadores.
- Extendedores.
- Agentes de peso (densificantes).
- Dispersantes.
- Control de pérdida de fluido.
- Aditivos de pérdida de circulación.
- Antiespumantes.
- Aditivos para retrogresión.
- Controladores de migración de gas.

F. REGISTROS GEOFÍSICOS

Los registros geofísicos son herramientas útiles para el ingeniero petrolero, ya que ayuda a la determinación de parámetros muy importantes como son: porosidad, saturación, litología, espesor del intervalo productor, contactos geológicos, etc. el principio básico de los registros utilizados, se describe a continuación en forma resumida:

- Registros eléctricos (doble laterolog microséférico): estos registros son más comunes usados para la identificación de hidrocarburos, los parámetros buscados son resistividad de la zona lavada y resistividad verdadera de la formación. Para reducir el efecto que provoca el pozo y las formaciones adyacentes, se utiliza el doble laterolog. Para la determinación de la resistividad de la zona lavada y delimitar las capas permeables mediante la detención del enjarre de lodo, se utilizan los dispositivos microresistivos, como el microcalibrador y microséférico.
- Registro de inducción: mide la resistividad de la formación, para ello se hace circular una corriente alterna constante hacia una bobina transmisora aislada. El campo magnético alterno de la bobina induce a una corriente alterna a la formación, la cual resulta de un campo magnético secundario el cual a su vez induce una corriente en la bobina receptora, esta corriente es proporcional a la conductividad y/o resistividad de la formación, sin embargo, a estos valores obtenidos de resistividad deben hacerse correcciones para las cuales existen gráficas.
- Registro de calibración: es un complemento de otros y se utiliza para medir las variaciones en diámetro del agujero; en forma indirecta se puede utilizar para determinar las zonas porosas y permeables
- Registro de neutrón: los perfiles neutrónicos son usados principalmente para ubicar formaciones porosas y determinar su porosidad, ello responde en primer lugar a la cantidad de hidrógeno presente en la formación, así en formaciones limpias cuyos poros están llenos de agua o hidrocarburos, el perfil neutrónico da el valor real del espacio poroso lleno de fluido.

- Registro sónico de porosidad: el perfil sónico es un registro de porosidad contra Δt , el tiempo requerido por una onda sonora para recorrer un pie de formación. Conocido como tiempo de tránsito Δt , es el recíproco de la velocidad de una onda sonora. El tiempo de tránsito en una formación dada depende de su litología y porosidad. La dependencia de la porosidad, conocida la litología, hace que el perfil sónico sirva como registro de porosidad.

- Registro de rayos gamma: en formaciones sedimentadas generalmente refleja el contenido de lutitas de las formaciones, debido a que los elementos resistivos tienden a concentrarse en arcilla y lutita.

- Registros de densidad: el perfil de densidad de la formación se utiliza principalmente como perfil de porosidad. La medición de la densidad de la formación tiene también aplicación en la identificación de minerales en depósitos de evaporitas, descubrimiento de gas, determinación de la densidad de hidrocarburos, evaluación de arenas arcillosas y litológicas complejas y en la determinación del rendimiento de lutitas petrolíferas.

G. DISPAROS DE PRODUCCIÓN

El principal objetivo de los disparos de producción es, comunicar el pozo con la formación productora perforando la tubería de revestimiento, el cemento y pasando la zona de daño causado durante las operaciones de perforación, terminación y reparación del pozo.

Tipos de disparos de producción:

- Disparos de bala: este tipo de disparos fueron los primeros que se utilizaron y dieron buenos resultados en formaciones donde el esfuerzo compresivo es menor a 6000 psi, la velocidad de la bala es de aproximadamente 3,300 pies/seg y pierden rápidamente velocidad y energía cuando el claro entre la pistola y el blanco es mayor de 0.5 pg. Estas pistolas son para baja temperatura y presión, razón por la cual han quedado en desuso.

- Disparos a chorro (jet): este tipo de disparo consiste en lanzar un chorro de partículas finas en forma de aguja, a una velocidad de 20,000 pies/seg y una presión estimada de 5 millones de psi sobre el blanco. Esta fuerza excede por mucho la resistencia de la tubería de revestimiento, el cemento, los esfuerzos de la roca y consecuentemente forma un túnel con una longitud que dependerá del tipo de formación y pistola utilizada. El proceso de disparar a chorro consiste en que un detonador eléctrico inicia una reacción en cadena que detona sucesivamente el cordón explosivo y el explosivo principal generando la alta presión y la expulsión a chorro de las partículas finas.

Tipos de explosivos:

- Explosivo bajo:
 - No detonan se queman.
 - Velocidad de reacción de 300 a 1500 m/seg.
 - Sensibles al calor (iniciados con flama).
 - Deben ser confinados. (EJ. Pólvora negra)

➤ Explosivo alto:

- Detonan.
- Velocidad de reacción > a 1500 m/seg.
- Iniciados por calor o percusión.
- La potencia generada es mucho mayor. (Ej. Azida de plomo, Tacot, RDX, HMX, HNS, PSF y PYX)

Nota: la azida de plomo y el tacot se utilizan en los estopines eléctricos. El RDX, HMX, HNS, PSF y PYX se utilizan en los cordones detonantes, fulminantes y cargas.

Características de los explosivos:

- Sensitividad del explosivo.- Es una medida de la energía mínima, presión o potencia requerida para iniciar un explosivo y nos refleja la facilidad con que puede iniciarse.
- Estabilidad del explosivo.- Es la habilidad de un explosivo para perdurar por largos periodos de tiempo expuestos a altas temperaturas sin descomponerse.

Un sistema de disparos está compuesto por:

- Estopín.- Es el que inicia la detonación cuando se le envía corriente eléctrica desde superficie.
- Cordón explosivo.- Proporciona la energía necesaria (por percusión) para detonar las cargas.
- Carga moldeada revestida.- Es el componente más importante de una pistola, esta utiliza un explosivo alto secundario para impulsar un chorro (jet) de partículas metálicas a altas velocidades que penetra la T.R., el cemento y la formación.
- Porta cargas.- Es el dispositivo que se utiliza para montar las cargas y se clasifican en: tubo portador, lámina y alambre. Dependiendo del medio de transporte y del porta cargas el sistema de disparos se divide en:

Recuperabilidad {
a) Recuperables (sin residuos)
b) Desechables (residuos)
c) Semidesechables (residuos)

Medio de transporte {
a) Bajadas con tubería
b) Bajadas con cable

Factores que afectan la productividad del pozo:

- Factores geométricos del disparo.
- Presión diferencial al momento del disparo.
- Tipo de pistolas y cargas.
- Daño generado por el disparo.
- Daño causado por el fluido de perforación.
- Daño causado por el fluido de terminación

BIBLIOGRAFÍA

- Informe final del pozo. Activo Integral Cinco Presidentes. PEMEX.
- Informe geológico final del pozo. Activo Integral Cinco Presidentes, PEMEX.
- Informes diarios de perforación. Activo Integral Cinco Presidentes, PEMEX.
- Reparación y terminación de pozos. Instituto Mexicano del Petróleo
- Fluidos de control. Instituto Mexicano del Petróleo