

# Desarrollo de la Propuesta de Perforación y Completación de un Pozo Tipo de Desarrollo en el Campo la Vela Tierra Edo. Falcón

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO  
PRESENTADO A LA ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO  
DE LA UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA  
EN CUMPLIMIENTO PARCIAL DE LOS REQUERIMIENTOS  
PARA OPTAR AL TÍTULO DE  
INGENIERO DE PETRÓLEO

José Eduardo Chirinos L.  
Jesús Javier Jacanamijoy Q.

Mayo 2004

# Dedicatoria

A mi familia por ser un apoyo en todos los momentos de mi vida,  
buenos y malos

A mi mamá por ser un ejemplo de amor, paciencia y cariño

A mi papá por ser un norte fijo representando para mí un ejemplo de  
perseverancia, eficiencia y éxito

*José Eduardo*

A Dios por estar siempre presente en los malos y buenos momentos y  
nunca dejar que cayera.

A mis padres por todo el sacrificio realizado, por el cariño y confianza  
que me brindaron para lograr esta meta.

A mis hermanos por todo el apoyo y confianza que me ofrecieron,  
especialmente a Cristina.

*Jesús Javier “Jaca”*

# Agradecimientos

Nuestros primeros agradecimientos son para Dios por abrirnos el camino para alcanzar este logro, a la Universidad Central de Venezuela por brindarnos la oportunidad de crecer como personas desde el primer día de clase, a la Facultad de Ingeniería por forjar nuestro carácter y a la Escuela de Petróleo por darnos las herramientas para llegar a ser Ingenieros de Petróleo.

En el período de elaboración de este Trabajo Especial de Grado recibimos el apoyo de varias personas que nos orientaron de forma incondicional. A nuestro tutor Ingeniero William Contreras quien nos dio la oportunidad de involucrarnos en diferentes entornos de la empresa y nos acompañó en cada día de nuestro trabajo. Al Ingeniero Emilio Sánchez por darnos la oportunidad de demostrar nuestros conocimientos y ayudarnos a obtener la experiencia de trabajo que tanto necesitamos. A los Ingenieros Karmelle Larrauri, Luís Porras, Miguel Rodríguez y Elías Ramos por colaborar con nosotros en cada una de las ramas que ellos desempeñan y a Katihuska Rivas por colaborar con nosotros en la elaboración de este trabajo.

Al Ingeniero Franklin González por demostrar interés y colaborar con nosotros en la construcción de un Trabajo Especial de Grado de buen nivel. A nuestros compañeros y amigos de clase quienes con su apoyo nos ayudaron durante todo el período de estudio en la universidad.

Finalmente un reconocimiento especial para nuestras familias quienes siempre nos apoyaron a lo largo de todo este camino y con su soporte lograron hacer de nosotros lo que hoy somos, Ingenieros. A todos ellos mil gracias.

---

**Chirinos Lima José Eduardo****Jacanamijoy Quenán Jesús Javier****“Desarrollo de la propuesta de perforación y completación de un pozo tipo de desarrollo en el campo la vela tierra Edo. Falcón”****Tutor Académico: Prof. Franklin González. Tutor Industrial: Msc. William Contreras  
Tesis. Caracas, UCV. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo.  
Año 2004**

**Resumen.** Vinccler Oil & Gas, C.A, es la empresa operadora del bloque Falcón Este desde el año 2000, este bloque está conformado básicamente por dos áreas, el área de producción conformada principalmente por el campo La Vela y el campo Cumarebo, y el área de exploración denominada Agua Salada. El campo Cumarebo ha sido explotado de forma considerable desde los años 30, por tal motivo es considerado un campo maduro, actualmente tiene una producción promedio de 600 BOPD y 800 MPCGD, además tiene un potencial de producción de gas de 10 MMPCGD, por otra parte el campo La Vela nunca ha sido puesto en producción de forma continua ya que no posee facilidades de superficie y además sus yacimientos tienen una alta relación gas-petróleo. Actualmente PDVSA ejecuta el proyecto denominado ICO (Interconexión Centro-Occidente) el cual no es más que la conexión de los sistemas de transporte de gas del centro de Venezuela con los sistemas de transporte de gas del occidente del país. Debido a esto Vinccler Oil & Gas estudia la posibilidad de desarrollar las reservas del campo La Vela, para lo cual necesita la planificación y ejecución de la perforación de pozos nuevos en la zona.

Dentro del proyecto del Campo La Vela se planteó la oportunidad de participar en el desarrollo de los programas de perforación de los pozos nuevos de la zona y en base a estos programas se planteó el desarrollo de este Trabajo Especial de Grado, donde el objetivo principal del mismo es estudiar y considerar todos los factores que forman parte de la planificación de un pozo nuevo y finalmente desarrollar la propuestas de perforación de los mismos.

Para el desarrollo de este trabajo se comenzó con una recopilación de información de los pozos cercanos a la localización propuesta, luego se realizó un estudio de las presiones esperadas durante la perforación de los mismos, y basado en esta información y en la geología regional se buscaron los puntos de asentamientos de los revestidores. Inmediatamente después se seleccionó los diámetros de los revestidores y de la tubería de producción, se hizo uso del método API para la selección del grado de los mismo, luego de poseer esta información se estudiaron los otros elementos que forman parte de la perforación de un pozo como son: el fluido de perforación, el diseño de la cementación, el programa de registros eléctricos, entre otros. Por otra parte, con el objetivo de maximizar la producción del nuevo pozo se realizó un análisis Nodal para la selección del diámetro de tubería, obtenida esta información se prepararon las propuestas de perforación y completación del pozo.

Finalmente con el objetivo de comprender la rentabilidad en las propuestas presentadas se realizó un análisis económico y un análisis de riesgos financieros para estudiar la factibilidad de ejecución del proyecto.

# Tabla de Contenido

<b>DEDICATORIA</b>	<b>ii</b>
<b>AGRADECIMIENTOS</b>	<b>iii</b>
<b>RESUMEN</b>	<b>iv</b>
<b>TABLA DE CONTENIDO</b>	<b>v</b>
<b>LISTA DE FIGURAS</b>	<b>ix</b>
<b>LISTA DE TABLAS</b>	<b>xi</b>
<b>CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN</b>	<b>12</b>
1. INTRODUCCIÓN	13
2. OBJETIVO GENERAL	15
3. VINCCLER OIL & GAS, C.A	16
4. CAMPO LA VELA	18
<b>CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO</b>	<b>23</b>
1. TUBERÍA DE REVESTIMIENTO Y PRODUCCIÓN	24
2. DESIGNACIÓN Y FUNCIONES DE LAS SARTAS DE TUBERÍA	25
2.1 <i>Conductor</i>	25
2.2 <i>Tubería de superficie</i>	25
2.3 <i>Tubería intermedia, camisas de perforación y tiebacks de perforación</i>	26
2.4 <i>Tubería de producción</i>	26
3. DISEÑO DE LA PROFUNDIDADES DE ASENTAMIENTO	26
4. MÉTODOS PARA ESTIMAR LA PRESIÓN DE POROS	29
5. PREDICCIÓN DEL GRADIENTE DE FRACTURA <sup>13, 15, 16, 20</sup>	33
5.1 <i>Métodos de evaluación del gradiente de fractura</i>	34
6. DISEÑO DE REVESTIDORES	34
6.1 <i>Criterios de Diseño</i>	35
6.1.1 <i>Estallido</i>	35
6.1.2 <i>Colapso</i>	36
6.1.3 <i>Tensión</i>	36
6.2 <i>Factor de Diseño vs. Factor de Seguridad</i>	36

7. LAS CONEXIONES DE LOS TUBULARES	37
7.1 <i>Las Conexiones Aprobadas por PDVSA</i>	38
8. CABEZAL	40
8.1 <i>Funciones de un Cabezal:</i>	41
8.2 <i>Tipos de Cabezal</i>	41
8.3 <i>Componentes de un Cabezal</i>	42
9. "MUD LOG"	44
9.1 <i>Definición</i>	44
9.2 <i>Aplicaciones</i>	45
10. PERFIL A HUECO ABIERTO	45
11. ANÁLISIS NODAL	46
11.1 <i>Áreas de pérdidas de energía o caída de presión</i>	47
11.2 <i>Análisis del Sistema de Producción</i>	48
11.3 <i>Curvas de gradientes de presión</i>	51
11.4 <i>Correlación de Beggs y Brill</i>	51
11.5 <i>Usos comunes del análisis nodal</i>	52
12. CEMENTACIÓN	53
12.1 <i>Objetivo de la Cementación</i>	53
12.2 <i>Factores que afectan el proceso</i>	53
12.3 <i>Tipos de Cementos</i>	54
13. FLUIDOS DE PERFORACIÓN	55
13.1 <i>Funciones del Fluidos de Perforación</i>	55
13.2 <i>Composición de los fluidos</i>	56
13.3 <i>Lodos base agua</i>	58
13.4 <i>Lodos base aceite</i>	61
14. FUNDAMENTOS ECONÓMICOS	64
14.1 <i>Depreciación</i>	65
14.2 <i>Interés</i>	66
14.3 <i>Valor presente neto VPN</i>	69
14.4 <i>Flujo de caja</i>	70
14.5 <i>Ingresos</i>	70
14.6 <i>Egresos</i>	70
14.7 <i>Tasa interna de retorno TIR</i>	73
14.8 <i>Período o tiempo de recuperación</i>	73
<b>CAPÍTULO III METODOLOGÍA</b>	<b>75</b>
1. REVISIÓN Y ELABORACIÓN DE UN RESUMEN OPERACIONAL	76
2. DESARROLLO DE LA ESTRUCTURA DE LA PROPUESTA DE PERFORACIÓN	79
3. PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO	80
3.1 <i>Geología Regional:</i>	80

3.2 <i>Parámetros de los lodos de perforación de los pozos vecinos:</i>	80
3.3 <i>Pruebas directas:</i>	81
3.4 <i>Registros de pozos vecinos:</i>	81
4. DISEÑO DE REVESTIDORES	85
4.1 <i>Revestidor Conductor y Revestidor Superficial</i>	85
4.2 <i>Revestidor Intermedio y Camisa de Producción (se realizaron en conjunto)</i>	91
5. DISEÑO DEL LODO	98
6. CEMENTACIÓN	99
7. SELECCIÓN DE MECHAS	100
8. ANÁLISIS NODAL	100
9. SELECCIÓN DE CABEZAL	105
10. SELECCIÓN DE TALADRO	106
11. ANÁLISIS ECONÓMICO	106
12. COMPILACIÓN DE INFORMACIÓN Y CREACIÓN DE LA PROPUESTA DE PERFORACIÓN Y COMPLETACIÓN DE LA NUEVA LOCALIZACIÓN	106
<b>CAPÍTULO IV RESULTADOS</b>	<b>107</b>
PROPUESTA DE PERFORACION POZO DE DESARROLLO	108
PROGRAMA DE COMPLETACION MECANICA ORIGINAL	142
<b>CAPÍTULO V ANÁLISIS DE RESULTADOS</b>	<b>146</b>
1. PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE LOS REVESTIDORES	147
2. DISEÑO DE REVESTIDORES	148
2.1 <i>Revestidor Conductor 20'' (0' - 500')</i>	149
2.2 <i>Revestidor de Superficie 13 3/8'' (0 - 1500')</i>	150
2.3 <i>Revestidor Intermedio 9 5/8'' y Camisa de Producción 7''</i>	151
3. SELECCIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	154
4. DISEÑO DE LA CEMENTACIÓN	157
5. ANÁLISIS NODAL	158
6. DISEÑO DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN	161
7. SELECCIÓN DEL CABEZAL	163
8. SELECCIÓN DE TALADRO	164
<b>CAPÍTULO VI ANÁLISIS ECONÓMICO</b>	<b>165</b>
1. ANÁLISIS ECONÓMICO	166
1.1 <i>Comportamiento de producción</i>	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
1.2 <i>Procedimiento utilizado en el análisis económico</i>	167
1.3 <i>Evaluación económica</i>	168
2. ANÁLISIS DE RIESGOS FINANCIEROS	173
<b>CAPÍTULO VII CONCLUSIONES</b>	<b>176</b>

CONCLUSIONES	177
<b>CAPÍTULO VIII RECOMENDACIONES</b>	<b>179</b>
RECOMENDACIONES	180
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>	<b>181</b>
<b>APENDICES</b>	<b>183</b>
APENDICE 1 CLASIFICACIÓN DE LOS POZOS	184
APENDICE 2 CONSIDERACIONES EN EL DISEÑO DE COMPLETACIÓN DE POZOS	185
APENDICE 4 RESUMEN OPERACIONAL	186
APENDICE 5 PREMISAS Y CONSIDERACIONES EN EL DISEÑO DE UN POZO	189
APENDICE 6 PERFILES	192
APENDICE 7 ADITIVOS DEL CEMENTO	195
APENDICE 8 ADITIVOS QUÍMICOS PARA LODOS	197
APENDICE 9 MÉTODO API – PROGRAMA EXCEL	201
APENDICE 10 RESUMEN DEL POZO VECINO LV-6X.	205
APENDICE 11: REQUERIMIENTOS DE TALADRO	215



# Lista de Figuras

<b>Figura I-1 Bloque Falcón Este</b>	<b>16</b>
<b>Figura I-2 Proyecto Campo La Vela</b>	<b>18</b>
<b>Figura I-3 Edad y Formaciones presentes en la zona a perforar</b>	<b>20</b>
<b>Figura II-1 Representación esquemática de una sarta de revestimiento</b>	<b>24</b>
<b>Figura II-2 Diagramas esquemáticos de Presión vs. Profundidad</b>	<b>28</b>
<b>Figura II-3 Relación entre las profundidades</b>	<b>29</b>
<b>Figura II-4 Tendencia del parámetro dependiente de la porosidad</b>	<b>31</b>
<b>Figura II-5 Diseño convencional a estallido</b>	<b>35</b>
<b>Figura II-6 Diseño convencional a colapso</b>	<b>36</b>
<b>Figura II-7 Selección de juntas para tubería de revestimiento</b>	<b>39</b>
<b>Figura II-8 Selección de juntas para tubería de producción</b>	<b>39</b>
<b>Figura II-9 Partes de un Cabezal</b>	<b>40</b>
<b>Figura II-10 Pérdidas de Presión en el Sistema de Producción</b>	<b>49</b>
<b>Figura II-11 Determinación de la capacidad de flujo</b>	<b>50</b>
<b>Figura II-12 Efecto del tamaño de la tubería de producción sobre la producción</b>	<b>50</b>
<b>Figura III-1 Resumen Operacional LV-6X</b>	<b>78</b>
<b>Figura III-2 Registro Litodensidad - Presión de Sobrecarga</b>	<b>82</b>
<b>Figura III-3 Perfil Gamma Ray</b>	<b>82</b>
<b>Figura III-4 Perfil sónico en función de la profundidad</b>	<b>83</b>
<b>Figura III-5 Presiones Esperadas</b>	<b>84</b>
<b>Figura III-6 Presión de Estallido</b>	<b>86</b>
<b>Figura III-7 Presión de Colapso</b>	<b>88</b>
<b>Figura III-8 Diagrama de Cuerpo Libre para cálculo de fuerzas axiales</b>	<b>88</b>
<b>Figura III-9 Tensión - Compresión</b>	<b>89</b>

<b>Figura III-10 Elipse de plasticidad para efectos biaxiales</b>	<b>90</b>
<b>Figura III-11 Presión de Estallido corregida por efectos biaxiales</b>	<b>91</b>
<b>Figura III-12 Presión de Colapso</b>	<b>95</b>
<b>Figura III-13 Diagrama de Cuerpo Libre para cálculo de fuerzas axiales</b>	<b>95</b>
<b>Figura III-14 Tensión - Compresión</b>	<b>96</b>
<b>Figura III-15 Presión de Colapso corregida por efectos biaxiales</b>	<b>98</b>
<b>Figura III-16 Curvas de Afluencia LV-6X</b>	<b>102</b>
<b>Figura III-17 Curvas de Oferta</b>	<b>103</b>
<b>Figura III-18 Curvas de Oferta y Demanda</b>	<b>105</b>
<b>Figura V-1 Punto de Asentamiento de los Revestidores</b>	<b>148</b>
<b>Figura V-2 Graficas de Estallido, Colapso y Tensión Rev. 20"</b>	<b>150</b>
<b>Figura V-3 Graficas de Estallido, Colapso y Tensión Rev. 13 3/8"</b>	<b>151</b>
<b>Figura V-4 Graficas de Estallido, Colapso y Tensión Rev. 9 5/8" y Rev. 7"</b>	<b>152</b>
<b>Figura V-5 Curvas de Oferta Estimadas</b>	<b>159</b>
<b>Figura V-6 Curvas de Demanda</b>	<b>160</b>
<b>Figura V-7 Tasa vs. Diámetros</b>	<b>161</b>
<b>Figura V-8 Diseño Tubería de Producción 2 7/8"</b>	<b>162</b>
<b>Figura VI-1 VPN vs Tiempo del proyecto</b>	<b>171</b>
<b>Figura VI-2 FCNd vs Tiempo del proyecto</b>	<b>172</b>
<b>Figura VI-3 Diagrama de Frecuencia Relativa</b>	<b>174</b>
<b>Figura VI-4 Diagrama de Frecuencia Acumulada</b>	<b>175</b>

---

# Lista de Tablas

<b>Tabla II-1 Listas de métodos para predicción de presiones en yacimientos</b>	<b>32</b>
<b>Tabla II-2 Valores mínimos de los Factores de Diseño</b>	<b>37</b>
<b>Tabla III-1 Parámetros del Yacimiento</b>	<b>101</b>
<b>Tabla V-1 Profundidades de Asentamiento</b>	<b>147</b>
<b>Tabla V-2 Revestidores Seleccionados y Factores de Seguridad</b>	<b>149</b>
<b>Tabla V-3 Condiciones de Carga Rev. 20"</b>	<b>149</b>
<b>Tabla V-4 Condiciones de Carga Rev. 13 3/9"</b>	<b>150</b>
<b>Tabla V-5 Condiciones de Carga Rev. 9 5/8"</b>	<b>151</b>
<b>Tabla V-6 Especificaciones del Cabezal</b>	<b>164</b>
<b>Tabla V-7 Tipo de Fluido</b>	<b>154</b>
<b>Tabla V-8 Revestidores</b>	<b>155</b>
<b>Tabla V-9 Programa de Registros Eléctricos</b>	<b>158</b>
<b>Tabla V-10 Tuberías de Producción</b>	<b>159</b>
<b>Tabla V-11 Requerimientos Mínimos</b>	<b>164</b>
<b>Tabla VI-1 Esquema de explotación de los pozos</b>	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
<b>Tabla VI-2 Estructura del Flujo de Caja del Proyecto</b>	<b>170</b>

# Capítulo I

## Introducción

## 1. Introducción

La planificación es el primer paso que se toma en la ejecución de un proyecto, de esta dependerá el éxito o no de la operación a realizar. En la industria petrolera una buena planificación es crítica, ya que esta repercute directamente en los costos y estos a su vez en las ganancias que se percibirán. La perforación de un pozo no escapa a estas afirmaciones, el proceso de perforación de un pozo es un proceso muy delicado donde entran en juego muchas variables que el ingeniero debe saber considerar, además, del éxito de la perforación dependerán los resultados de la ejecución del proyecto, la vida útil del pozo y por ende la rentabilidad del mismo.

El siguiente trabajo de grado fue realizado con la finalidad de satisfacer las necesidades requeridas por la empresa Vinccler Oil & Gas en el área de perforación y completación de la futura construcción de nuevos pozos en el campo La Vela, además de haber sido una oportunidad perfecta para la aplicación de los conocimientos adquiridos a lo largo de la carrera de ingeniería de petróleo y así poder optar por el título de Ingeniero de Petróleo.

El campo La Vela fue descubierto por la Corporación Creole en el año 1932, con la perforación de 5 pozos encontrando reservorios de gas, no comerciales para ese entonces. Posteriormente, entre 1982 y 1985, Corpoven, S.A., entonces filial de Petróleos de Venezuela, perforó tres pozos profundos en la estructura (LV-6X, LV-7X y LV-8X). Estos pozos encontraron petróleo y gas.

En 1995, dentro del marco de la segunda ronda de convenios operativos, PDVSA otorgó el bloque Falcón Este al consorcio Pennzoil-Vinccler. Esta empresa operó el bloque hasta septiembre del año 2000, a partir de esta fecha Vinccler Oil & Gas, C.A; pasó a ser el operador de

dicho bloque, el cual está conformado por un área de exploración denominada Agua Salada y un área de producción conformada principalmente por los campos La Vela y Cumarebo.

En Julio 2003, Vinccler Oil and Gas, C.A. realizó un estudio integral para sustentar el plan de desarrollo del campo, el cual contempla en su fase inicial la rehabilitación y prueba de los pozos LV-6X, LV-7X y LV-8X, a fin de estimar las reservas del campo con mayor precisión, y con el objeto de optimizar la ubicación de los pozos de desarrollo.

A partir de lo expuesto anteriormente la empresa requiere desarrollar una propuesta de un programa de perforación y completación de nuevos pozos de desarrollo, para los efectos de este trabajo de grado se procedió a presentar el programa de perforación y completación de un solo pozo.

El objetivo principal de este trabajo es realizar la planificación de la perforación y completación de un pozo tipo de desarrollo en el campo La Vela. Para la adecuada planificación de esta operación se llevaron a cabo diversas actividades, algunas de ellas fueron: el diseño de los revestidores, la determinación de las profundidades de asentamientos, la selección de los fluidos de perforación, la selección de mechas, la planificación de la cementación, los equipos de completación, etc.

Finalmente, se realiza un análisis económico del proyecto, que nos permite obtener una tasa interna de retorno y un valor presente neto, además de darnos los indicadores económicos que respalda la ejecución del programa.

## 2. Objetivo General

Desarrollo de la propuesta de perforación y completación de un pozo tipo de desarrollo en el campo La Vela Tierra Edo. Falcón.

### 2.1 Objetivos Específicos

#### **Perforación**

- ✓ Definición de profundidades de asentamiento y diseño de revestidores.
- ✓ Planificación de un programa de fluidos de perforación.
- ✓ Planificación de un programa de cementación y corrida de revestidores.
- ✓ Selección de mechas.
- ✓ Planificación de un programa de registros eléctricos
- ✓ Analizar riesgos operacionales en los diferentes hoyos.
- ✓ Realizar una evaluación económica de la perforación del pozo nuevo.
- ✓ Selección de taladro.
- ✓ Dimensionar la localización.
- ✓ Selección de cabezal.

#### **Completación**

- ✓ Diseño de la tubería de producción.
- ✓ Diseño de equipo de completación.
- ✓ Planificación de pruebas de pozo

### 3. Vinccler Oil & Gas, C.A

En 1995 el Bloque Falcón Este fue otorgado al consorcio Pennzoil-Vinccler en la segunda ronda de convenios operativos. Pennzoil-Vinccler operó el bloque hasta mediados del año 2000, a partir de esta fecha Vinccler Oil & Gas, C.A, es el operador de dicho bloque (Figura I-1), el cual está conformado por un área de exploración denominada Agua Salada y un área de producción conformada por el Campo la Vela y Campo Cumarebo.

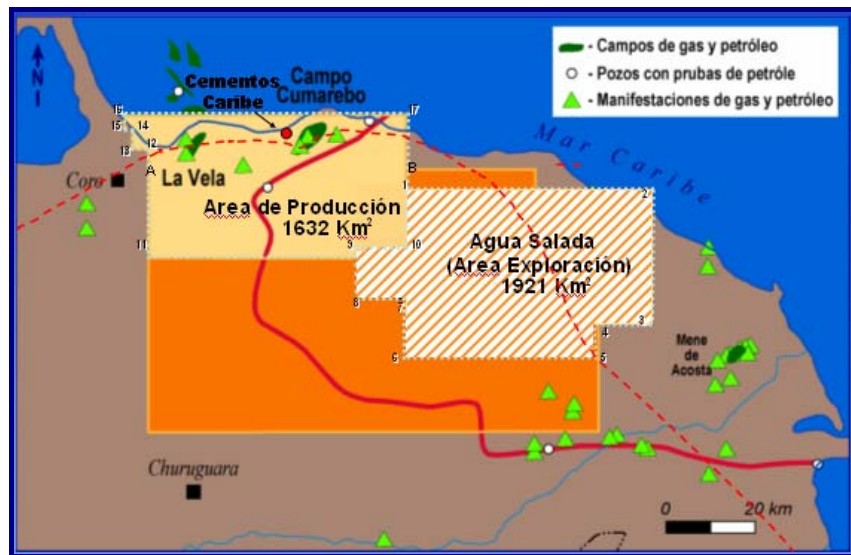


Figura I-1 Bloque Falcón Este

El Campo Cumarebo ha sido explotado de manera significativa desde los años 30, esto trae como consecuencia, que este campo sea considerado maduro por sus niveles de agotamiento, por otra parte el Campo La Vela nunca ha sido puesto en producción continua debido a que no existen facilidades de producción en superficie y además el campo tiene una alta relación gas-petróleo. Actualmente, PDVSA ejecuta el proyecto denominado ICO (Interconexión Centro-Occidente) que permitirá empalmar los sistemas de transporte de gas desde Morón, estado Carabobo hasta Río Seco, estado Falcón. Debido a esto en la actualidad se están llevando a cabo los estudios de facilidades de reactivación de



este campo, además también se encuentran en el proceso de adquisición de una licencia de gas para la producción de este tipo de hidrocarburo. Actualmente Vinccler Oil & Gas tiene una producción promedio de 600 BOPD y 800 MPCGD todo esto proveniente del Campo Cumarebo y se espera para inicios de 2005 poner en producción el Campo La Vela.

Finalmente, Vinccler Oil & Gas ha expresado su voluntad en la participación de la licitación del área del Bloque Costa Afuera del Estado Falcón, que esta siendo planificada por el Ministerio de Energías y Minas para ser realizada a finales del año 2005.

## 4. Campo La Vela

El Campo La Vela Tierra (Figura I-2) está ubicado al noreste del Estado Falcón a unos 15 Kms al Este de la Ciudad de Coro, fué descubierto en 1932 por la Corporación Creole, con la perforación del pozo La Vela 2X, el cual encontró gas en los reservorios miocenos de la Formación Cerro Pelado. Además de este pozo, Creole perforó 4 pozos someros no comerciales entre 1923 y 1935. Todos los pozos fueron perforados en la parte alta de la estructura, excepto el pozo LV-5X que se perforó en una estructura distinta al suroeste del campo.

Posteriormente, entre 1982 y 1985, Corpoven, S.A., entonces filial de Petróleos de Venezuela, perforó tres pozos profundos en la estructura (LV-6X, LV-7X y LV-8X). Estos pozos encontraron petróleo y gas en cinco reservorios pertenecientes a las formaciones Caujarao, Socorro, Cerro Pelado, Oligoceno (Pecaya/Pedregoso) y en el Basamento. Los principales son Socorro, Cerro Pelado y Pecaya/Pedregoso.



Figura I-2 Proyecto Campo La Vela

El campo La Vela es una estructura de tipo anticlinal, originado por el sobre-corrimento de rocas terciarias sobre la falla de Guadalupe. La estructura tiene unos 10 km de largo por 4 de ancho, con una dirección

noreste-suroeste. El flanco sureste tiene un buzamiento de unos 20 grados hacia el sureste, mientras que el flanco noroeste tiene una mayor inclinación, alcanzando hasta 40 grados en dirección noroeste

Los reservorios son generalmente areniscas de grano fino a muy fino, con porosidades en el orden de 12 a 33 %, con un promedio de 18 % y contienen en su mayoría gas ó petróleo con una alta relación gas-petróleo. Se ha observado que la cantidad de gas aumenta con profundidad, es decir, en los reservorios de edad Oligoceno.

Las reservas probadas remanentes oficiales del campo se estiman en 4,985 MMBls de petróleo y 66,543 MMMPC de gas asociado al petróleo.

En Julio 2003, Vinccler Oil and Gas, C.A. realizó un estudio integral para sustentar el plan de desarrollo del campo, el cual contempla en su fase inicial la rehabilitación y prueba de los pozos LV-6X, LV-7X y LV-8X, a fin de estimar las reservas del campo con mayor precisión, con el objeto de optimizar la ubicación de los pozos de desarrollo.

El Campo La Vela no ha sido puesto en producción de manera continua debido a que no existen facilidades de producción y además el campo tiene una alta relación gas-petróleo. Actualmente Vinccler Oil & Gas se encuentra en periodo de negociación para la obtención de una licencia de gas y contar con la permisología necesaria para la producción del gas de este Campo. Adicionalmente PDVSA ejecuta el proyecto denominado ICO (Interconexión Centro-Occidente) que permitirá empalmar los sistemas de transporte de gas desde Morón, estado Carabobo hasta Río Seco, estado Falcón. Debido a esto se plantea la planificación de la perforación de pozos de desarrollo en el campo La Vela a fin de producir para comienzos del año 2005 una cantidad significativa de gas para proveer al gasoducto mencionado anteriormente.

### 4.1 Descripción Litológica

La actividad de perforar pozos requiere conocer las características geológicas de la zona donde se planea hacerlo, con la finalidad de diseñar el mejor esquema mecánico del pozo. Esto permitirá minimizar los posibles problemas operacionales y en caso de presentarse cualquier evento, tener conocimiento de una serie de datos que faciliten la búsqueda de soluciones al problema. En el Campo La Vela se encuentra la siguiente estratigrafía (Figura I-3):

Edad		Formación	
<b>Topes Oficiales</b>			
Plioceno		<b>La Vela</b> 1420'	
		<b>Caujarao</b> 2525'	
Mioceno	Superior	<b>Socorro</b> 3590'	
	Medio	<b>Querales</b> 5150'	
		<b>Cerro Pelado</b> 5769'	
	Inferior	<b>Agua Clara</b> 6294'	
Oligoceno		<b>Pedregoso</b> 9310'	
Mioceno	Inferior	<b>Agua Clara</b> 9690'	
Oligoceno		<b>Pecaya ???</b> 11039'	

Figura I-3 Edad y Formaciones presentes en la zona a perforar

- **Formación La Vela:**

Perteneciente al Plioceno, esta formación se encuentra compuesta principalmente por areniscas muy calcáreas, de colores claros, marrón a gris; lutitas compactas, impuras, rojizas en la base y algunas areniscas con macrofauna.

- **Formación Caujarao:**

Perteneciente al Plioceno y Mioceno superior, constituida principalmente de lutitas arcillosas, con intercalaciones de margas y calizas fosilíferas, topográficamente muy prominentes, y algunas capas de arenas de grano fino en su parte inferior.

- **Formación Socorro:**

Perteneciente al Mioceno Superior y Medio, constituida por un intervalo inferior con areniscas, lutitas, margas fosilíferas y calizas, y otro superior de areniscas, turbas y lutitas laminadas, sin elementos calcáreas ni horizontes fosilíferos.

- **Formación Querales:**

Perteneciente al Mioceno Medio, formada en más del 90% por lutitas de colores oscuros, con intercalaciones de areniscas de grano fino, en paquetes de hasta 4 m de espesor, muy bioturbadas, escasas margas y calizas conchíferas en capas delgadas y algunos finos niveles carbonosos

- **Formación Cerro Pelado:**

Perteneciente al Mioceno Inferior, constituida predominantemente por areniscas de grano fino a medio, con intervalos de grano grueso y hasta conglomerático, dispuestas en capas desde pocos metros a 20 y 30 m de espesor. Las areniscas muestran estratificación cruzada planar, a veces festoneada, rizaduras de corriente, y cierta bioturbación en la base de las capas.

- **Formación Agua Clara:**

Perteneciente al Mioceno Inferior, formada por lutitas ferruginosas, concrecionarias, arenosas y yesíferas de color gris negruzco, con intercalaciones delgadas de areniscas limosas y calcáreas, localmente glauconíticas y fosilíferas, de color verdoso a gris, modificado por manchones rojizos en superficies meteorizadas.

- **Formación Pedregoso:**

Perteneciente al Oligoceno, la litología consiste de lutitas con intercalaciones rítmicas de calizas y, en menor proporción, de areniscas y limolitas. Las lutitas son de color gris oscuro, duras, limosas y muy calcáreas; a veces contienen pirita y rompen con fractura concoidea, en forma de bloque.

- **Formación Pecaya:**

Perteneciente al Oligoceno, consiste esencialmente de lutitas gris oscuro, generalmente físis y limolíticas, localmente calcáreas, con ocasionales interestratificaciones de areniscas y calizas bioclásticas, en capas delgadas. Estas intercalaciones se han citado principalmente de la región norte, cerca de la sierra de San Luis, donde también aparecen grandes concreciones irregulares de material calcáreo, de color ocre amarillento, de hasta más de 2 m de diámetro.

# Capítulo II

## Marco Teórico

## 1. Tubería de Revestimiento y Producción <sup>1, 4, 16</sup>

En general, se puede definir como tubería de revestimiento a la que se utiliza para recubrir las paredes del pozo, con el propósito de aislar acuíferos superficiales, zonas de baja y altas presiones y cubrir zonas problemáticas entre otras. Usualmente está constituida por secciones de diferentes diámetros, espesores y materiales, dependiendo de las condiciones de profundidad, presión, temperatura, etc. reinantes en cada zona.

Por otra parte, la tubería de producción será aquella por donde circulará el crudo en su camino a la superficie.

En la figura que se muestra a continuación se presentan esquemáticamente los diferentes tipos de tubería de revestimiento así como la de producción.

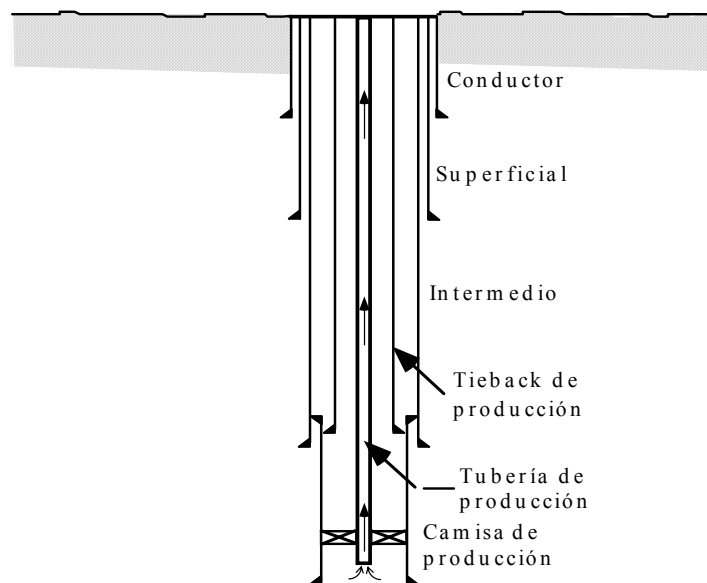


Figura II-1 Representación esquemática de una sarta de revestimiento

Hay tres señalamientos generales que se pueden aplicar a cualquier elemento de la sarta, dependiendo de ciertas características. El primero es el calificativo de “producción”. Un elemento es llamado “de producción” (revestidor intermedio vs. revestidor de producción) cuando existe la posibilidad de contacto con el fluido de producción. El



segundo es “camisa”, se denomina así a un revestidor que no llega a la superficie, sino que es “colgado” del revestidor anterior. El tercero calificativo es de “tieback”, el cual designa un revestidor que empalma en uno inferior y sube a la superficie (lo contrario de la camisa).

En un diseño de pozo cada sarta de tubería cumple una función vital en las fases de perforación y producción del pozo. En la próxima sección se presenta una breve descripción del papel de cada sarta de la tubería de revestimiento y las cargas que deben resistir.

## **2. Designación y Funciones de las Sartas de Tubería<sup>16</sup>**

### **2.1 Conductor**

- Reduce al mínimo la pérdida de circulación a poca profundidad
- Conducto por donde el lodo regresa a la superficie al comienzo de la perforación
- Minimiza la erosión de sedimentos superficiales debajo del taladro
- Protege de la erosión las tuberías de revestimiento subsiguientes
- Sirve de soporte para el sistema desviador en caso de afluencia inesperada a poca profundidad.

### **2.2 Tubería de superficie**

- Soporta y protege de la corrosión cualquier tramo de tubería de revestimiento subsiguiente
- Previene los derrumbes de los sedimentos no consolidados, más debilitados, que se hallan próximos a la superficie
- Protege de la contaminación las arenas someras que contienen agua dulce
- Proporciona resistencia a las arremetidas para poder perforar a mayor profundidad
- Sirve de apoyo primario para los impiderreventones

### **2.3 Tubería intermedia, camisas de perforación y tiebacks de perforación**

- Permite cargar grandes pesos de lodo sin amenazar las formaciones someras
- Controla las zonas de sal, y las lutitas desmoronables de fácil desprendimiento
- Revestidor de producción, camisa de producción y tieback de producción
- Protege el ambiente en caso de una falla de tubería
- Permite cambiar o reparar la tubería de producción
- Aísla la zona productora de las demás formaciones
- Crea un conducto de paso de dimensiones conocidas

### **2.4 Tubería de producción**

- Constituye el conducto por donde fluye el fluido en la fase de producción
- Sirve para controlar la presión del yacimiento
- Permite estimular el yacimiento

## **3. Diseño de la Profundidades de Asentamiento de las Tuberías de Revestimiento**<sup>13, 15, 16, 20</sup>

Las profundidades a las cuales se asienta la tubería de revestimiento deben estar acorde a las condiciones geológicas y la función que debe cumplir el revestidor. En los pozos profundos, generalmente la consideración primordial es controlar la acumulación de presiones anormales en la formación y evitar que alcancen y afecten zonas someras más débiles. De modo que la planificación de la colocación correcta del revestidor comienza por la identificación de las condiciones geológicas, presiones de la formación y gradientes de fractura.

En el caso de perforación en zonas ya explotadas, cuyas tendencias geológicas se conocen, inclusive la presión intersticial y los gradientes

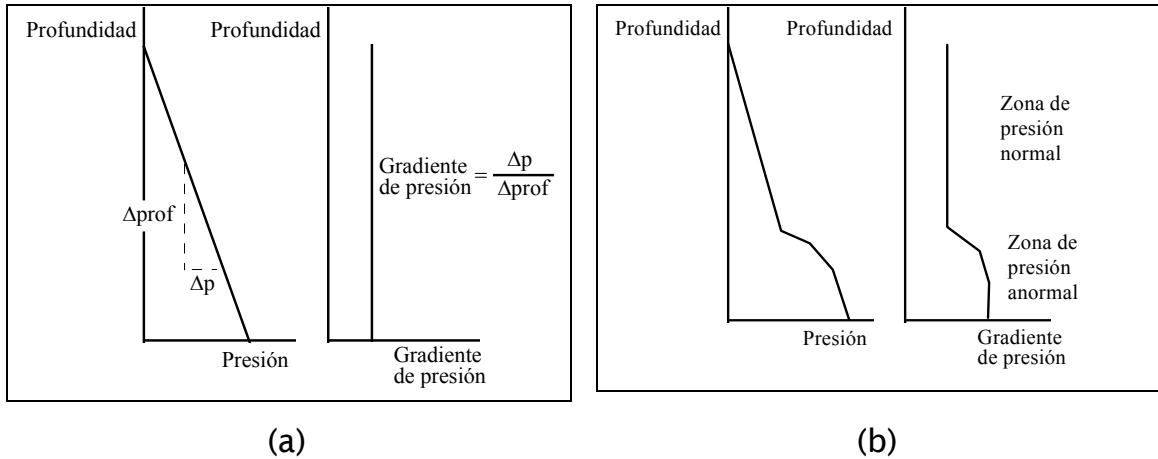
de fractura, resulta muy sencillo seleccionar la profundidad óptima a la cual se habrá de asentar el revestidor. La estrategia utilizada más eficazmente para determinar el lugar de asentamiento del revestidor consiste en seleccionar la sarta más profunda primero, para luego ir pasando sucesivamente de la tubería de fondo a la de superficie.

El método convencional de selección de la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento comienza por la identificación del gradiente de presión intersticial o presión de poro y del gradiente de fractura. El primero se refiere a la presión que ejercen los fluidos de la formación (la presión que se mediría si se colocara un manómetro a esa profundidad), mientras que el gradiente de fractura se refiere a la presión que es capaz de romper la formación.

Ahora bien, como es de todos conocidos, la presión absoluta aumenta con la profundidad, tal como se muestra en la parte (a) de la Figura II-2, este aumento de presión puede caracterizarse a través de la pendiente o “gradiente”, de forma tal que el gradiente de presión se define como:

$$\text{Gradiente de presión} = \frac{\text{Aumentode presión}}{\text{Aumentode profundidad}} = \frac{\Delta p}{\Delta prof} \quad \text{II-1}$$

Al representar la profundidad como función del gradiente de presión de un hoyo lleno con un fluido, se obtiene una línea recta vertical, tal como se muestra en la parte (a) de la Figura II-2. Sin embargo si las presiones no aumentan en forma lineal, sino que hay cambios debido a la presencia de condiciones geológicas extraordinarias, entonces los diagramas de Profundidad vs. Presión y Profundidad vs. Gradiente de Presión se transforman en lo que se muestra en la parte (b) de la Figura II-2

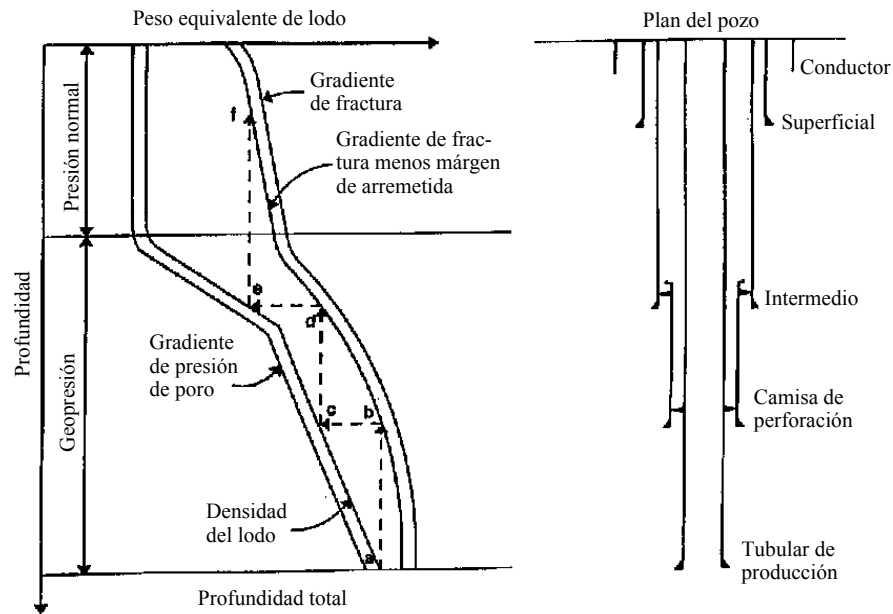


**Figura II-2 Diagramas esquemáticos de Presión vs. Profundidad y “gradiente de presión” vs. Profundidad.**

Entonces, para la selección de la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento se utiliza un gráfico donde se muestren: el gradiente de presión de poro y el gradiente de fractura, tal como el que se muestra en el ejemplo simplificado que se ilustra en la Figura II-2. Evidentemente el gradiente de fractura es superior al de presión de poro.

La operación normal de perforación se desarrollará en el espacio entre ambos gradientes. Es decir, se utilizará un fluido de perforación que genere más presión que la presión de poro para “controlar” el pozo y sin embargo, ese fluido no deberá generar una presión tan grande que fracture la formación y se fugue hacia ésta. Por razones de seguridad, se trabaja entonces con una presión ligeramente superior o sobrebalance a la presión de poro, generalmente entre 0,5 y 1,0 lb/gal. Igual se hace con la presión de fractura a la que se le sustrae un valor similar (margen de arremetida) por seguridad.

Así finalmente, el proceso de selección de la profundidades de asentamiento se inicia en el fondo, proyectando la densidad del lodo a la profundidad total (presión intersticial más sobrebalance) hasta el punto en que intercepta el gradiente de fractura menos un margen de arremetida (segmento a-b). Se “asienta” el revestidor en ese punto y da inicio al proceso otra vez (segmento c-d).



**Figura II-3 Relación entre la profundidad de asentamiento del revestidor, presión de poros de la formación, gradiente de presión y gradiente de fractura**

Siempre que los esfuerzos subterráneos sigan el patrón normal según el cual el esfuerzo y la resistencia a la fractura aumentan a medida que aumenta la profundidad, será muy fácil determinar los puntos de asentamiento del revestidor siempre y cuando se cuente con buena información geológica.

Cuando se encuentre una presión anormal en la formación, será preciso aumentar la densidad del fluido de perforación para evitar la entrada de fluidos desde alguna formación permeable. Como es necesario mantener la presión del pozo por debajo de la presión que fracturaría la formación más débil y menos consolidada que se encuentra justo por debajo de la zapata precedente, existe una profundidad máxima hasta la cual se puede perforar el pozo sin tener que colocar ni cementar tubería de revestimiento.

#### **4. Métodos para estimar la presión de poros**<sup>13, 15, 16, 20</sup>

Para que los datos de presiones de poro tengan la utilidad requerida en cualquiera que sea el proceso que dependa de ellos, su confiabilidad debe ser alta y su disponibilidad inmediata. Sin embargo, la medición directa de la presión de formación la cual es la fuente mas confiable

para la obtención de este dato, es muy costosa y posiblemente se realiza solo después de haberse perforado el pozo en la zona productora. Por otro lado, aun cuando se hayan perforado gran cantidad de pozos en el área, usualmente unos pocos poseen datos de este tipo de prueba. Por lo cual, el ingeniero de perforación se ve en la obligación de depender de estimaciones indirectas de la presión de poros para planificar y ejecutar la perforación de un pozo.

La mayoría de los métodos indirectos de predicción de presiones de poro se basan en el análisis de las tendencias mostradas por los parámetros dependientes de la porosidad como una función de la profundidad, que en el caso de formaciones con presión normal muestran una clara tendencia al decrecimiento de la porosidad al incrementarse la compactación (Parte a, Figura II-4). Cualquier desviación de esta tendencia da una señal de la presencia de presiones anormales (Parte b, Figura II-4). La estimación numérica de la presión de poro se basa en dos hipótesis fundamentales:

1era La primera se basa en la suposición de que formaciones similares con el mismo valor de porosidad se encuentran sometidas al mismo valor de esfuerzo matricial efectivo " $\sigma_z$ ". Por consiguiente, el estado de esfuerzo matricial " $\sigma_z$ ", de una formación anormalmente presurizada a una profundidad "D", es el mismo que el estado de esfuerzo matricial, " $\sigma_{zn}$ ", de una formación normalmente presurizada a una profundidad menor "Dn", la cual da el mismo valor del parámetro dependiente de la porosidad,

$$\sigma_z = \sigma_{zn} = \sigma_{ob} - P_o \quad \text{II-2}$$

donde " $\sigma_{obn}$ " se evalúa a la profundidad "Dn" de porosidad equivalente. La presión de poro " $P_o$ " a la profundidad "D", se obtiene mediante la ecuación:

$$P_o = \sigma_{ob} - \sigma_z \quad \text{II-3}$$

2da La segunda suposición para calcular la presión de formación empleando el gráfico del parámetro dependiente de la porosidad

en función de la profundidad involucra el uso de correlaciones empíricas. Usualmente, esta hipótesis tiene mejor aproximación que la presunción del esfuerzo matricial. Sin embargo, para obtener una adecuada correlación deberán obtenerse suficientes datos en el área de interés. Generalmente, estas correlaciones empíricas consideran la variación del parámetro dependiente de la porosidad en relación con la línea base de tendencia normal expresada como una diferencia ( $X - X_n$ ) o bien como una relación ( $X/X_n$ ), (Parte b, Figura II-4)

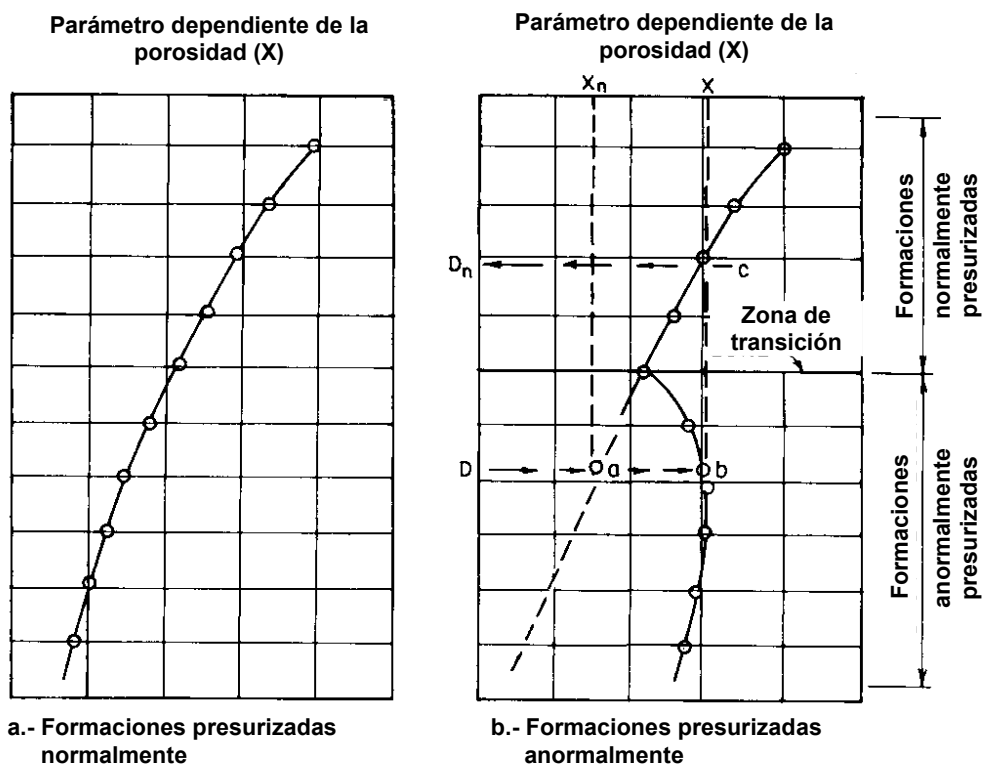


Figura II-4 Tendencia del parámetro dependiente de la porosidad como una función de la profundidad

De acuerdo a la naturaleza de los datos, los métodos para estimar la presión de poros se clasifican en: (a) antes de perforar, (b) mientras se perfora, y (c) después de perforar. Para nuestro estudio específico utilizaremos el método de Eaton para el cálculo de las presiones de poros con la utilización de registros eléctricos, que según estas especificaciones es un método después de perforar. En la Tabla II-1 se

presenta un resumen de los métodos disponible para la predicción de presiones de poro y gradientes de fractura.

Métodos predictivos Geología regional. Métodos geofísicos (Sísmica 2D, Sísmica 3D, etc.).	Antes de perforar.
Parámetros mientras se perfora Tasa de penetración. Exponente d. Sismalog. Tasa de penetración normalizada. M.W.D. (measurements while drilling) Torque Arrastre	Mientras se perfora (tiempo real)
Parámetros del lodo de perforación Nivel en los tanques. Tasa de flujo. Presión de bombeo.	Mientras se perfora (tiempo real)
Corte de gas en el lodo. Densidad del lodo. Temperatura del lodo.	Mientras se perfora (tiempo no real)
Análisis de ripios Litología. Densidad de las lutitas. Factor de lutita. Forma, tamaño y cantidad de ripios. Gas en los ripios.	Mientras se perfora (tiempo no real)
Registros Resistividad. Sónico. Densidad/Neutrón. Gamma Ray	Después/mientras se perfora
Evaluación directa de presión (Pruebas de formación) Drill stem tests (DST) Pruebas de formación mediante registros de guaya fina.	Después de perforar
Verificación sísmica del pozo. Checkshot VSP	Después de perforar

Tabla II-1 Listas de métodos para predicción de presiones en yacimientos



## 5. Predicción del Gradiente de Fractura<sup>13, 15, 16, 20</sup>

Para prevenir arremetidas durante la perforación de un pozo es necesario mantener una densidad de lodo de forma tal que las presiones generadas por la hidrostática de dicho lodo dentro del hoyo sean ligeramente superiores a la presión nativa de los fluidos de formación a lo largo del proceso de perforación. Cuando se perforan formaciones con presiones anormales es necesario el incremento en densidad del lodo utilizado para mantener el equilibrio con la nueva formación a ser perforada. Sin embargo este cambio tiene otras consecuencias asociadas que se deben tener en consideración, una de las cuales es el incremento de la presión a lo largo de todo el hoyo abierto, incluyendo las formaciones más débiles previamente perforadas y no revestidas, por lo cual es importante tener en cuenta:

- Que estas formaciones ya perforadas son porosas o ya están fracturadas y tienen una presión de poro muy baja en comparación con la presión requerida a mayor profundidad. En esta circunstancia puede haber filtración o pérdida de circulación.
- Y por otra parte si la presión del lodo excede los esfuerzos “in situ” y la resistencia geomecánica de la formación, produce fracturas y el resultado de la misma es: filtración y pérdidas de circulación.

Esto último es lo que generalmente se trata de evitar con la utilización de una densidad de lodo cuya presión equivalente este por debajo de la presión de fractura a una profundidad dada. Como se puede deducir, este último es llamado el “gradiente de fractura”.

La información del gradiente de fractura es necesaria para:

- Establecer el programa de perforación y las profundidades de asentamiento de revestidores. Las densidades de lodo planificadas para cada etapa de perforación no deben exceder el respectivo gradiente de fractura esperado en el hoyo abierto.
- Determinar la máxima presión anular tolerada durante el proceso de control de pozo, para evitar reventones sub-superficiales.

- Estimar las presiones requeridas para posibles trabajos de estimulación por medio del fracturamiento hidráulico.

### **5.1 Métodos de evaluación del gradiente de fractura**

Existen varios métodos para la estimación del gradiente de fractura los cuales fueron generados para propósitos específicos y la mayoría desarrollados por compañías de registros o empresas de servicio. Entre estos métodos, los más renombrados son:

- Hubbert & Willis (1957)
- Matthews & Kelly (1967)
- Eaton (1969)
- Anderson (1973)
- Zamora ((1989)

En nuestro estudio específico utilizaremos el método de Hubbert & Willis, el cual por su facilidad en la ubicación de información mayormente dependiente de los registros eléctricos en zonas con muy poca caracterización geomecánica, hace de este método una excelente herramienta en la determinación de este parámetro.

## **6. Diseño de Revestidores<sup>1, 4, 17</sup>**

El diseño de las sartas de revestimiento generalmente está relacionado con la minimización de costos, el diseño implica el cálculo de los factores que influyen en la falla del revestidor y la selección del grado de revestidor más adecuado para una operación específica, que envuelva seguridad y economía. El programa de revestidores debe reflejar los requerimientos de completación y producción.

El diseño práctico consiste de tres etapas básicas:

- Determinar los tamaños y longitudes de las sartas de revestimiento que serán corridas en el pozo
- Calcular los tipos y magnitudes de las condiciones de carga que serán encontradas
- Seleccionar los pesos y grados de revestidor que no fallarán cuando estén sujetos a esas cargas

El objetivo primario del diseño de las sargas de revestimiento es permitir el control de las condiciones que se presentaran en el pozo y lograr el propósito final de la perforación, que consiste en evaluar la formación geológica y permitir la producción segura del pozo.

## 6.1 Criterios de Diseño

### 6.1.1 Estallido

El valor nominal de resistencia a la presión interna, a menudo denominado, “valor nominal de estallido”, caracteriza las limitaciones de una tubería en condiciones de carga de presión interna. El factor fundamental que afecta la capacidad de resistencia a la presión interna del tubular es la resistencia a la fluencia del cuerpo de la tubería.

La Figura II-5 muestra las cargas consideradas en el estallido que son utilizadas en las prácticas de diseño convencionales. Las densidades de los fluidos y las presiones superficiales se combinan para determinar la mayor presión diferencial para estallido, que suele monitorearse solamente en el tope o en el fondo de la sarga. Luego, la presión interna mínima de cedencia del cuerpo de la tubería o de la conexión se divide entre la presión de estallido mayor para determinar el factor de diseño mínimo.

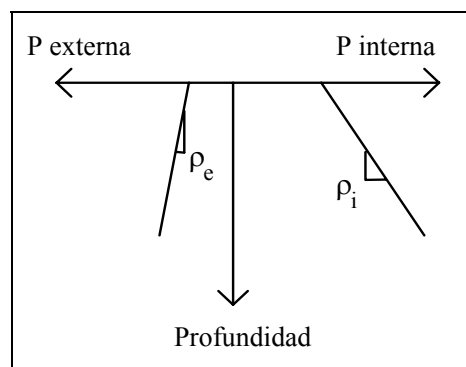


Figura II-5 Consideraciones de presión interna y externa en el diseño convencional a estallido

### 6.1.2 Colapso

El diseño convencional de colapso considera una evacuación de fluido (vacío) hasta una profundidad específica en el interior de la sarta. La presión externa está determinada por el peso del lodo donde se corre la sarta. La Figura II-6 muestra este tipo de carga. Generalmente, se toma en consideración el efecto de la tensión en la reducción de la resistencia al colapso del revestidor.

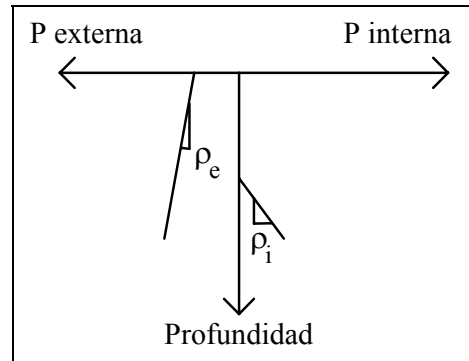


Figura II-6 Consideraciones de presión interna y externa en el diseño convencional a colapso

### 6.1.3 Tensión

Cuando se diseña una sarta para que opere en condiciones de tensión, los métodos convencionales parten de una premisa en virtud de la cual la tubería está suspendida en un fluido uniforme. Por consiguiente, los únicos factores que determinan la carga de tensión en el revestidor son el peso suspendido y la fuerza de flotabilidad aplicada al fondo de la sarta.

## 6.2 Factor de Diseño vs. Factor de Seguridad

Todos los modos de carga básicos pueden reducirse a parámetros mediante los cuales puede evaluarse la aptitud de un diseño de sarta. Estos parámetros pueden expresarse en el siguiente formato:

$$\text{Factor de Diseño} = \frac{\text{Resistencia teórica del Material}}{\text{Carga aplicada}}$$

Los valores de Factor de diseño aceptados por PDVSA como mínimos para el diseño de revestidores y tubería de producción se muestran en la Tabla II-2

	Colapso	Estallido	Tensión
<b>Conductor</b>	1,0	--	--
<b>Superficie</b>	1,0	1,1	1,6
<b>Protección</b>	1,0	1,1	1,6
<b>Producción</b>	1,1	1,1	1,6
<b>Tubería de Producción</b>	1,1	1,1	1,6

Tabla II-2 Valores mínimos de los Factores de Diseño, según PDVSA, para revestidores y tubería de producción.

Los factores de seguridad se emplean para expresar cuán próxima a producir una falla se encuentra la carga aplicada. Dichos factores no puede determinarse con precisión sino hasta que se produce una falla. En realidad, el factor de seguridad puede expresarse como:

$$\text{Factor de seguridad} = \frac{\text{Resistencia real del Material}}{\text{Carga real aplicada}}$$

Para mayor información referirse al APENDICE 5.

## 7. Las Conexiones de los Tubulares<sup>17</sup>

La conexión o junta es el dispositivo mecánico que se utiliza para unir tramos de tubería, equipos de fondo y/o accesorios para formar una sarta de tubería de características geométricas y funcionales específicas. Ahora bien, ¿por qué reviste tanta importancia este tema?, las principales razones son:

- Más del 90% de las fallas que sufren las sarts de tubería se originan en las conexiones.
- Las conexiones representan entre 10% y el 50% de costo total del tubular (la cifra era muy superior en el pasado).

En general, las conexiones son clasificadas en dos grandes grupos en función de la geometría:

- Conexiones API - Son las juntas que se rigen por especificaciones del dominio público STD 5B<sup>1</sup> y SPEC 5CT<sup>2</sup> de API. Las especificaciones STD 5B de API sólo cubren las roscas, es decir, los filos que se observan en los extremos de la tubería. Sin embargo, una conexión también comprende el material que la constituye y factores geométricos que no se relacionan con las roscas. Por ejemplo, el diámetro externo del acoplamiento y la longitud del acoplamiento, no se especifican en STD 5B, sino en la SPEC 5CT de API.
- Conexiones Patentadas - Son juntas para productos tubulares sobre las cuales existen derechos de propiedad y que poseen especificaciones confidenciales, generalmente asociadas a patentes y/o secretos industriales, es decir, información confidencial.

### 7.1 Las Conexiones Aprobadas por PDVSA

Con el fin de reducir los costos de adquisición, así como aumentar la disponibilidad debido a la posibilidad de intercambio, PDVSA decidió normalizar las conexiones, así como el proceso de selección a fin de mantener en un mínimo el número de tipos de conexiones utilizadas.

Por otra parte, para cada tipo de conexión propietaria se tomaron en cuenta dos fabricantes distintos para mantener una sana competitividad en cuanto a nivel de precios.

En las Figura II-7 y Figura II-8 se han representado los árboles de decisiones para la selección de juntas aprobadas por la Comunidad de Conocimiento de Diseño y Trayectoria de Pozos para el primer trimestre del 2000. Es importante señalar que tanto las preguntas, como las

---

<sup>1</sup> Especificación API STD 5B. “Specification for Threading, Gaging, and Thread Inspection of Casing, Tubing, and Line Pipe Threads” (en castellano, “Especificaciones para roscado, calibración e inspección de roscas en roscas de revestidores, tuberías de producción y líneas”). Thirteenth Edition, mayo 31, 1988.

<sup>2</sup> Especificación API 5CT. “Specification for Casing and Tubing (U.S. Customary Units)” (en castellano “Especificaciones para revestidores y tuberías de producción - Unidades de Estados Unidos”). Fifth Edition, abril 1, 1995.

conexiones que aparecen en las dos próximas figuras pueden cambiar de acuerdo con modificaciones que sugiera dicha comunidad.

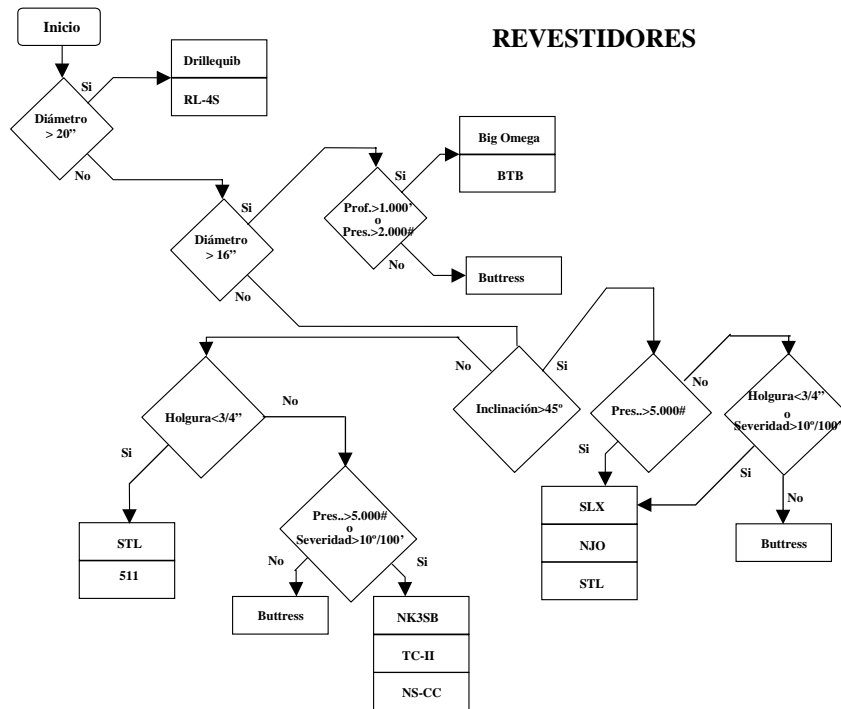


Figura II-7 Árbol de decisiones para la selección de juntas para tubería de revestimiento. Válido para el primer trimestre de 1998

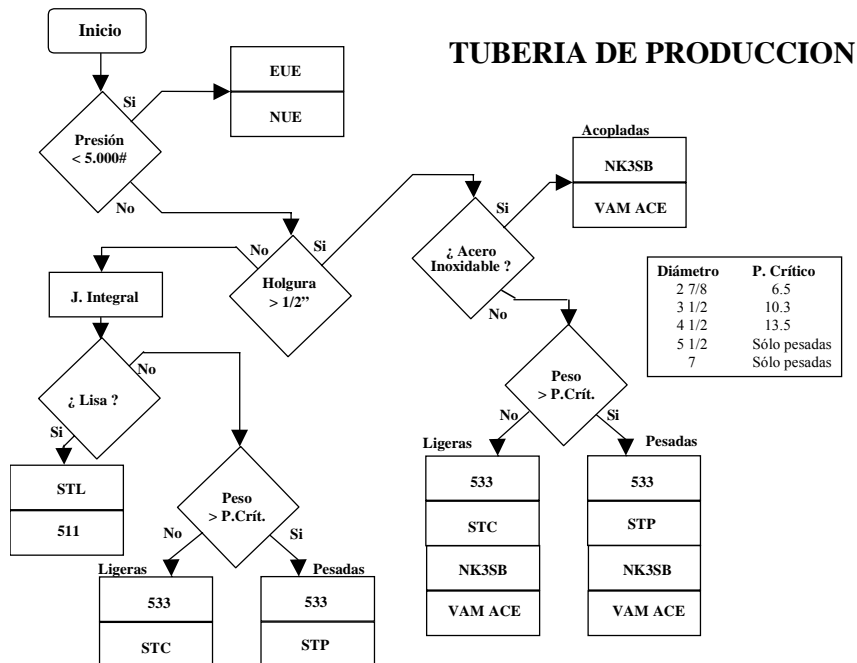


Figura II-8 Árbol de decisiones para la selección de juntas para tubería de producción. Válido para el primer trimestre de 1998.

## 8. Cabezal<sup>6</sup>

El cabezal es el conjunto de válvulas, calzadores y elementos empacadores y sellantes, donde culminan las tuberías de revestimiento y de producción que llegan a superficie. Luego de la culminación de la fase de perforación y terminación de un pozo y que comienza la vida productiva del mismo, el cabezal del pozo representa el equipo más importante, ya que es el responsable de mantener el control del pozo. Una falla de este equipo puede dejar que el pozo fluya incontroladamente, lo cual ocasiona pérdidas económicas, contaminación del medio ambiente y hasta pérdidas humanas; por eso al seleccionar un cabezal se deben considerar todos los parámetros de producción, así como tener un buen mantenimiento (Figura II-9).

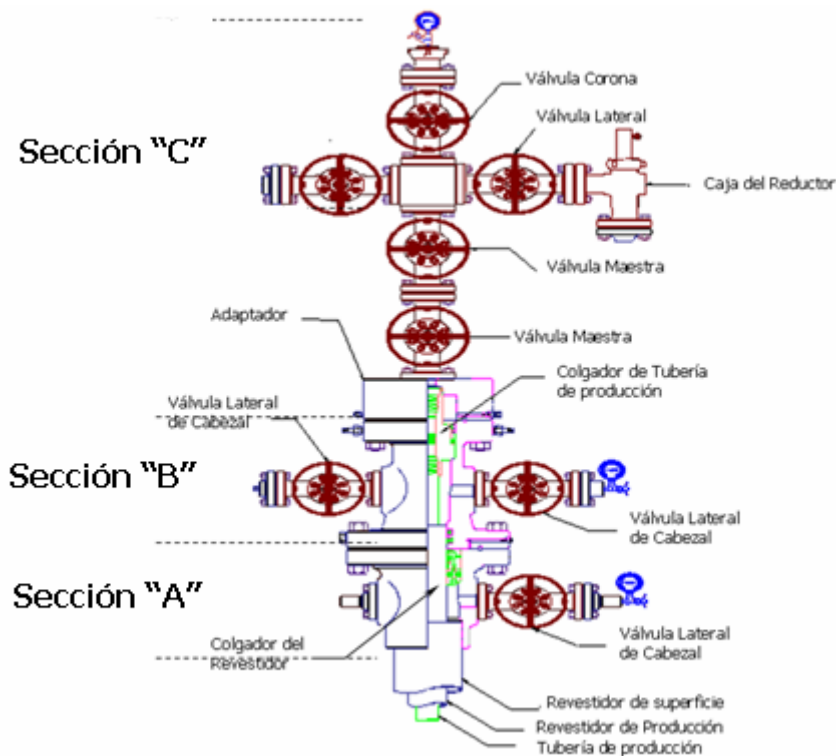


Figura II-9 Partes de un Cabezal



### 8.1 Funciones de un Cabezal:

- Controlar y dirigir la entrada y salida de fluidos, mediante el uso de válvulas y reductores.
- Colgar la tubería de producción y los diferentes revestimientos (superficie, intermedio y producción) utilizando colgadores o cebollas.
- Sellar espacios anulares entre los tabulares a nivel de superficie.
- Servir como base para la instalación de las válvulas de seguridad (válvulas impiderreventones) para controlar influjos y cerrar el pozo ante cualquier situación anormal que se presente durante los trabajos de rehabilitación.

### 8.2 Tipos de Cabezal

La presión, temperatura y el tipo de fluido que han de manejarse, así como el método de terminación-producción, y la profundidad son los factores que determinan el tipo de cabezal que debe instalarse en un pozo.

- **Producción Convencional:**

Es un tipo de cabezal utilizado para pozos en los cuales no se espera componentes indeseables (H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>). Frecuentemente estos cabezales se utilizan en pozos que se terminarán en yacimientos tanto del Mioceno como del Eoceno en profundidades no mayores a 14.000 pies, y los mismos permiten producir en flujo natural o en levantamiento artificial y realizar trabajos de estimulación (fracturas, ácidos matriciales, etc.).

- **Producción Térmica:**

Son cabezales utilizados en pozos sometidos a inyección de vapor y donde se alcanzan temperaturas de hasta  $\pm 650^{\circ}\text{F}$ . Estructuralmente, son similares al cabezal de producción convencional, con la diferencia de que el cuerpo en sí, y sus componentes están fabricados con material resistente a altas temperaturas.

- **Producción de Medios Corrosivos**

Como su nombre lo indica, están diseñados para manejar presiones de hasta 15.000 lpc y componentes altamente corrosivos como el CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S, frecuentemente este tipo de cabezal se usa en pozos con profundidades mayores de 14.000 pies, que han de terminarse en yacimientos del Oligoceno y Cretácico. Se diferencia de los cabezales convencionales, porque consta de una sección adicional, la cual sirve para colgar el revestimiento intermedio.

- **Cabezales para Casos Especiales**

Existen otras clases de cabezales que se utilizan dependiendo del tipo de terminación y método de producción. Entre estos se puede mencionar los cabezales para completar con múltiples sartas, pozos que producirán mediante levantamiento artificial por bombeo (mecánico, tornillo electrosumergible, etc.), así como pozos que llevan válvulas de seguridad hidráulica, en las cuales el cabezal debe estar preparado para utilizar línea de control hidráulico (Pozos inyectoros de gas).

### **8.3 Componentes de un Cabezal**

Los cabezales convencionales y térmicos están conformados por cuatro secciones, cada una de las cuales cumple una función específica que se detalla a continuación:

- **Sección “A” o cabezal del revestimiento de producción:**

Esta sección es la primera que se instala, luego de correr el revestimiento de superficie, y la misma puede ir soldada o enroscada a dicho revestimiento. Está conformada por la brida del revestimiento de superficie y, generalmente, por dos válvulas laterales, las cuales permiten la entrada o salida de fluidos a través del anular de superficie. En su parte interna, esta sección posee un perfil donde se asienta el colgador o cebolla del revestimiento de producción, y en la cara de la brida tiene un canal donde se coloca el anillo que hace el sello metal-

metal entre la brida del revestimiento de superficie y la brida inferior del cabezal de la tubería de producción.

### **Colgador o Cebolla del revestimiento de producción:**

Es un elemento de forma cónica o cilíndrica que se asienta en el perfil del cabezal del revestimiento de producción y su función es la de soportar el peso de la sarta del revestimiento y, a la vez, aislar el anular de superficie, y es conocido como sello primario.

- **Sección “B”**

Se conoce como cabezal de la tubería de producción o inyección. Es un carrito con dos bridas y, usualmente, la inferior es de mayor diámetro que la superior. Adicionalmente, posee dos bocas laterales con sus respectivas válvulas, que permiten la salida y entrada de fluidos a través del anular de producción y donde va conectada la línea de inyección de gas de levantamiento. En su parte inferior e internamente, posee un juego de empaaduras que forman sello secundario, dentro del cual viene a insertarse la pestaña del revestimiento de producción. Esta empaadura se expande horizontalmente y sirve para sellar cualquier comunicación entre ambos revestimientos o entre el de producción y la parte interna del cabezal.

Internamente, este cabezal posee un asiento o perfil donde se coloca la cebolla o colgador de la tubería de producción o inyección. Esta sirve de sello entre la tubería de producción, y el anular de producción, y este nivel forma la pared interna del revestimiento de producción.

- **Sección “C”**

También llamada sección superior del cabezal o Arbol de navidad, es la tercera parte, la misma está formada por el adaptador, la válvula maestra, la cruz de flujo y dos válvulas laterales, las cuales finalizan en las cajas del reductor, y es allí donde se conectan a la línea de producción o de línea de flujo, y finalmente la válvula corona la cual

finaliza en una brida con tapón ciego. Esta válvula corona debe tener un diámetro mayor o igual al de la válvula maestra.

El adaptador es el componente que sirve de enlace entre la brida del cabezal de la tubería y la brida inferior de la válvula maestra. Esta válvula sirve para controlar el flujo a través de la tubería, o cerrar el, y su diámetro interno debe ser mayor o igual al de la tubería de producción o inyección. Es la válvula más importante del cabezal y de acuerdo con las características del pozo algunas veces se colocan dos válvulas maestras en serie, como por ejemplo, en los pozos, inyectoros de gas.

## 9. “MUD LOG”<sup>19</sup>

### 9.1 Definición

“Mud Log” (Mediciones hechas en las operaciones de perforación) Consiste en un monitoreo continuo hecho durante la perforación de un pozo que incluye mediciones relacionadas con las evaluaciones de las formaciones. Las primeras mediciones como las propiedades del lodo, la velocidad rotatoria de la mecha, el torque, la velocidad de bombeo, etc., que son muy importantes para el ingeniero de perforación no ofrecen mayor interés para el evaluador de la formación.

Las informaciones que son de interés para el evaluador de formación son:

- Rata de penetración
- Detección y análisis del gas presente en el lodo
- Detección y análisis del gas presente en los cortes (ripios)
- Descripción y análisis de los cortes.

En la descripción y análisis de los ripios se efectúa una inspección visual que normalmente determinan los siguientes:

- Litología
- Color
- Textura, tamaño de los granos, etc.
- Fósiles
- Porosidad aproximada

- Presencia de hidrocarburos

## 9.2 Aplicaciones

Si las mediciones son hechas apropiadamente, este método de evaluación puede proporcionar las siguientes aplicaciones:

- Le proporciona al evaluador datos a tiempo real, en el mismo momento que la mecha está penetrando las distintas formaciones.
- Una idea aproximada de la porosidad y del contenido de hidrocarburos antes del perfilaje
- Ayuda a tomar decisiones durante la perforación del pozo
- Se utiliza generalmente en pozos exploratorios y pozo de desarrollo de alta complejidad geológica debido a la limitación de información que normalmente ocurre en este tipo de pozos, este método representa una gran ayuda.

## 10. Perfil a Hueco Abierto<sup>6,19</sup>

Es un método de evaluación de formaciones en el cual se miden las propiedades eléctricas, acústicas y radioactivas de la formación, las cuales son interpretadas y convertidas en propiedades como porosidad, saturación de agua y tipo de roca, entre otras.

Una gran cantidad de dispositivos de perfilaje han sido utilizados a lo largo de los años de la industria petrolera, muchos de ellos están fuera de uso, otros han sido mejorados con nuevas tecnologías.

En el APENDICE 6 se presentan los registros utilizados más comúnmente, sus características y funciones.

## 11. Análisis Nodal<sup>7, 12, 14</sup>

La razón de perforar y completar un pozo es crear el medio adecuado para extraer los fluidos que se encuentren en el yacimiento. Mover o transportar estos fluidos requiere una energía tal que permita vencer las pérdidas de presión por fricción en el sistema y levantarlos hasta la superficie.

La caída de presión en el sistema total es la diferencia entre la presión promedio del yacimiento y la presión de entrada al separador. Esta caída de presión es la sumatoria de todas las caídas de presión en el sistema.

Cuando se realiza el diseño final de un sistema de producción, no se debe tomar como entes independientes el comportamiento del yacimiento y el comportamiento de la sarta de tubería. La cantidad de fluido que fluye por el pozo proveniente del yacimiento, depende de la caída de presión en el sistema y a su vez la caída de presión del sistema depende de la cantidad de fluidos que fluyen a través de este. Por esta razón, los elementos se deben analizar como si fuera un único sistema y no como la sumatoria de sistemas aislados.

La tasa de producción de un pozo puede ser severamente restringida con el comportamiento o desempeño de un único componente en el sistema. Si se pueden aislar los efectos de cada componente en el sistema completo, entonces se puede diseñar el mejor comportamiento del sistema al mínimo precio.

Uno de los componentes más críticos en el sistema completo de producción es la tubería de producción o "tubing". Cerca de un 80% del total de la energía disponible puede ser consumida en el proceso de mover el fluido desde el fondo del pozo hasta la superficie. Por lo tanto, seleccionar el tamaño óptimo de la tubería de producción mediante el

uso de un Análisis Nodal es uno de los pasos realmente importante dentro del diseño de la completación de un pozo,

Existen elementos de vital importancia en el análisis nodal como lo es la curva de oferta de los fluidos (IPR) y la curva de demanda de los fluidos (TPR).

La curva oferta de los fluidos (IPR) define la relación existente entre la tasa de líquido en la superficie y la presión de fondo fluyente del pozo, es decir, es el flujo desde el yacimiento hasta el pozo, el cual viene dado por la gráfica de la tasa de producción ( $q$ ) vs. La presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ). Existen diferentes maneras de representar la curva IPR y estas dependen de las condiciones del yacimiento.

La curva de demanda de los fluidos (TPR) representa la habilidad que tiene el pozo conjuntamente con sus líneas de flujo superficiales para extraer fluidos del yacimiento, se conoce también como la relación del comportamiento de eflujo.

### **11.1 Áreas de pérdidas de energía o caída de presión**

La energía pérdida esencialmente en cuatro tramos de la trayectoria que sigue el fluido desde su localización original en el yacimiento hasta el separador son las siguientes:

- El yacimiento
- La tubería de producción
- El estrangulador de superficie
- La línea de flujo

El flujo de fluido a través del yacimiento está descrito principalmente por la ley de Darcy. El flujo va a estar delimitado por características tales como las propiedades de la roca, propiedades de los fluidos, y hasta por

la eficiencia de la perforación y completación. La pérdida de energía en esta etapa varía en rangos entre 10% y 30%.

Por otra parte, el transportar el fluido desde el fondo del pozo hasta la superficie normalmente acarrea pérdidas de energía que están comprendidas en un rango de un 40 a 80% de la energía total disponible, y estas caídas de presión dependerán directamente de variables tales como diámetro y longitud de la tubería de producción, tasa y relación gas-petróleo.

La producción de los pozos por flujo natural trae como consecuencia el uso de estranguladores para el control de la tasa y la protección de los equipos de superficie de altas presiones. Las caídas de presión que se estiman en un estrangulador están alrededor del 5 al 20% de la energía total disponible.

Finalmente luego de llevar el fluido a la superficie y controlar la presión con que llega, tiene que ser transportado del cabezal hasta el separador, lo cual trae como consecuencia pérdidas de energía, por lo tanto en áreas donde las líneas de flujo, las pérdidas de presión pueden llegar a representar hasta un 30% del total.

### **11.2 Análisis del Sistema de Producción**

El procedimiento consiste en seleccionar un punto o “nodo” en la configuración del pozo y dividir el sistema en secciones como se representa en la Figura II-10, todos los componentes aguas arriba del nodo constituyen las secciones de influjo y las secciones que se encuentran aguas abajo son las de eflujo.





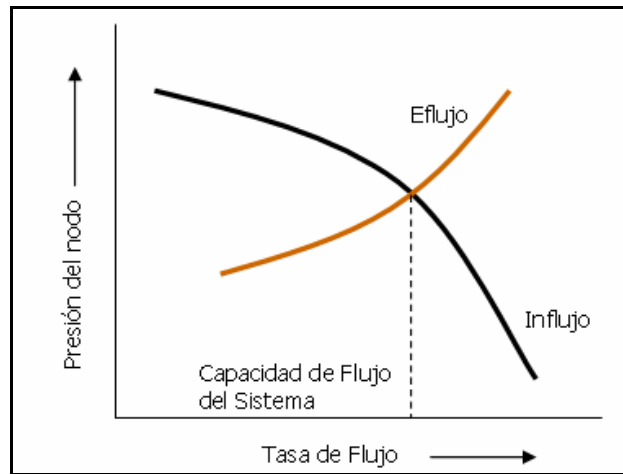
Donde:

$P_{sep}$  : Presión del separador

$\Delta P$  : Caída de presión de los componentes aguas abajo

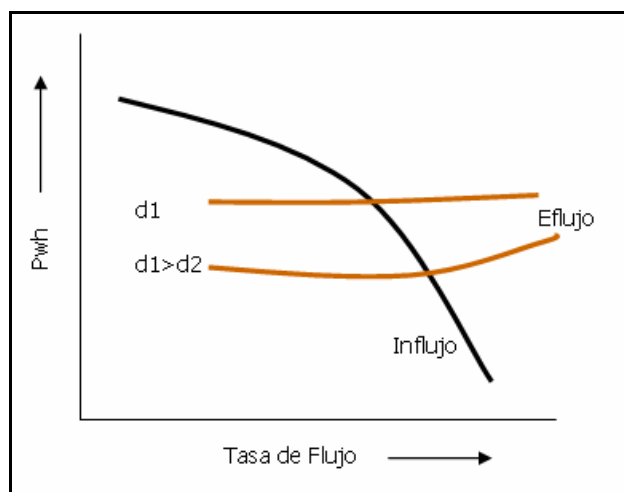
$P_{nodo}$  : Presión del nodo

La caída de presión es uno de los componentes que varía con la tasa de flujo. Si se grafica la presión del nodo versus la tasa, se obtendrá dos curvas, donde la intersección entre ambas representa el punto donde las dos curvas tanto de influjo como de eflujo están satisfechas y además representan la capacidad de flujo del sistema. Este procedimiento es mostrado en la Figura II-11



**Figura II-11 Determinación de la capacidad de flujo**

La Figura II-12 muestra cómo afecta el cambio del diámetro de la tubería de producción al caudal de flujo



**Figura II-12 Efecto del tamaño de la tubería de producción sobre la producción del pozo**

### **11.3 Curvas de gradientes de presión**

Se conoce como gradiente de un fluido, al perfil de presiones que este tiene a lo largo de la tubería que lo contiene. Dicha curva permite visualizar la variación de la presión del fluido en todos los puntos de la tubería.

La mejor forma que existe para representar como varia la presión con respecto a la profundidad, durante el flujo en la tubería de producción, es con una gráfica de presión vs. profundidad. Esta gráfica es lo que se denomina curva de gradiente de presión o curvas de perfil de presión y no es mas que la representación gráfica de los cambios de presión que dicho fluido tiene a lo largo de la tubería que lo transporta.

### **11.4 Correlación de Beggs y Brill<sup>3,14</sup>**

En 1973, Beggs y Brill publicaron un esquema para calcular la caída de presión que ocurre durante el flujo simultáneo de gas y líquido en tuberías horizontales e inclinadas. Dicha correlación se desarrollo usando mezcla de aire y agua fluyendo en tuberías acrílicas de 90` de longitud y de 1 a 1,5" de diámetro interno. Un total de 584 pruebas de flujo bifásico se hicieron a diferentes ángulos de inclinación. Beggs y Brill establecieron ecuaciones según los regímenes de flujos segregados, intermitentes y distribuidos para el cálculo del factor bifásico independientemente de los regímenes de flujo.

Una de las etapas de producción es el transporte de los fluidos desde el cabezal del pozo hasta las instalaciones de superficies, el problema del flujo horizontal multifásico se considera tan complejo como el flujo multifásico vertical. Para el diseño de las tuberías de gran longitud es necesario conocer las caídas de presión a lo largo de ellas. El flujo multifásico en línea es un problema difícil de modelar matemáticamente: no obstante varias correlaciones empíricas han aparecido en la literatura, donde el cálculo se lleva a cabo considerando el sistema de hidrocarburos compuesto por pseudo componente

denotados como petróleo y gas, cada uno de los cuales tiene una composición fija. Beggs y Brill, realizaron la siguiente correlación para curvas de gradiente:

$$\frac{\Delta P}{\Delta Z} = \frac{\frac{g \cdot \rho_{tp} \cdot \text{sen} \theta + \frac{f_{tp} \cdot G_m \cdot V_m}{2 \cdot g_c \cdot d}}{g_c}}{1 - \frac{\rho_{tp} \cdot V_m \cdot V_{sg}}{g_c \cdot P}}$$

II-6

Donde:

$\rho_{tp}$  = densidad de mezcla considerando no-deslizamiento entre fases

$f_{tp}$  = factor de fricción considerando deslizamiento entre fases

$G_m$  = Flujo másico total

$V_m$  = Velocidad de la mezcla

$V_{sg}$  = Velocidad superficial del gas

$\theta$  = Angulo de Inclinación

$P$  = Presión

### 11.5 Usos comunes del análisis nodal

El análisis nodal se puede usar para estudiar los problemas de producción de un pozo de gas y/o petróleo. Puede analizar flujo multifásico a lo largo de la tubería, además de sistemas de levantamiento artificial, como el “gas lift”. Su aplicación incluye el análisis del comportamiento de un pozo inyector. A continuación se enumera un conjunto de usos del análisis nodal:

- Selección del tamaño de la tubería de producción.
- Selección del diámetro de la línea de flujo.
- Diseño de empaques con grava.
- Selección del tamaño del reductor en superficie.
- Selección de la válvula de seguridad apropiada.
- Análisis de posibles restricciones al flujo.
- Diseño del método apropiado de levantamiento artificial.
- Evaluar potenciales en la estimulación de un pozo.

- Análisis de los efectos de la densidad de cañoneo.
- Predecir los efectos del agotamiento de presión de un yacimiento sobre la capacidad de producción.
- Determinar la cantidad de gas a inyectar en un pozo produciendo por gas lift.
- Analizar el comportamiento de producción de un campo con el tiempo.

## **12. Cementación<sup>1,4</sup>**

El proceso de cementación primaria consiste en la colocación de cemento en el espacio anular existente entre el revestimiento y la formación.

El lograr una buena cementación en el proceso de la construcción del pozo es fundamental debido a que si esta falla vendrá a resaltar factores tales como es:

- Incremento de costos operacionales.
- Se verá afectada la completación y producción en el pozo.
- El riesgo de la pérdida del pozo.
- Mayor número de rehabilitaciones.

### **12.1 Objetivo de la Cementación**

- Por este motivo la cementación requiere de un estudio donde contemple todos los parámetros que ella involucre.
- Soporte y protección del revestidor en los esfuerzos y choques cuando se perfora un hoyo mas profundo además de la corrosión.
- Aislamiento de Zona como de pérdidas de circulación.
- Evitar la invasión de agua en el pozo productor
- Minimizar daño a la formación

### **12.2 Factores que afectan el proceso**

- Diseño de lechadas
- Mezclado del cemento en planta

- Geometría del hoyo
- Remoción de lodo
- Mezcla de lechada a nivel de pozo
- Falla de equipos
- Colocación de la lechada
- Perdida de circulación
- Intrusión de gas al pozo
- Evaluación del trabajo

### 12.3 Tipos de Cementos

La A.P.I. Clasifica el cemento Pórtland en las siguientes clases:

- **Clase A:** Diseñado para el uso desde superficie hasta profundidades de 6000', cuando no se requieren propiedades especiales.
- **Clase B:** Diseñado para el uso desde superficie hasta 6000', cuando se requieren moderadas y alta resistencia a los sulfatos.
- **Clase C:** Diseñado para el uso desde superficie hasta 6000'. Requiere de más agua y por lo tanto crea una lechada de baja densidad. Se asienta rápidamente pero no desarrolla mucha resistencia a la compresión.
- **Clase D:** Diseñado para el uso desde 6000' hasta 10000' y condiciones de presión y temperaturas moderadamente altas.
- **Clase E:** Diseñado para el uso desde 10000' hasta 14000' y condiciones de presión y temperaturas altas.
- **Clase F:** Diseñado para el uso desde 10000' hasta 16000'y condiciones de presión y temperaturas extremadamente altas.
- **Clase G y H:** Diseñado para el uso desde superficie hasta cualquier profundidad. Pueden ser usados con retardadores o aceleradores para cubrir un alto rango de presiones y temperaturas.

Los cementos clase G y H son los mas usados por ser desarrollados en respuesta a las mejoras de aceleramiento y retardamiento de tiempo de frague. Para más información ver APENDICE 7.

## **13. Fluidos de Perforación<sup>1, 4, 5</sup>**

El objetivo de una operación de perforación es perforar, evaluar y terminar un pozo que producirá petróleo y/o gas eficazmente. Los fluidos de perforación desempeñan numerosas funciones que contribuyen al logro de dicho objetivo.

El lodo de perforación es un fluido, de características físicas y químicas apropiadas, que puede ser aire o gas, agua, petróleo, aceite y combinaciones de agua y aceite con diferente contenido de sólidos. No debe ser tóxico, corrosivo ni inflamable pero si inerte a las contaminaciones de sales solubles o minerales, y además, estable a las temperaturas. Debe mantener sus propiedades según las exigencias de las operaciones y debe ser inmune al desarrollo de bacterias.

### **13.1 Funciones del Fluidos de Perforación**

Las funciones del fluido de perforación describen las tareas que el fluido de perforación es capaz de desempeñar, aunque algunas de éstas no sean esenciales en cada pozo. La remoción de los recortes del pozo y el control de las presiones de la formación son funciones sumamente importantes. Aunque el orden de importancia sea determinado por las condiciones del pozo y las operaciones en curso, las funciones más comunes del fluido de perforación son las siguientes:

- Retirar los recortes del pozo.
- Controlar las presiones de la formación.
- Suspender y descargar los recortes.
- Obturar las formaciones permeables.
- Mantener la estabilidad del agujero.
- Enfriar, lubricar y apoyar la barrena y el conjunto de perforación.
- Transmitir la energía hidráulica a las herramientas y a la barrena.
- Asegurar una evaluación adecuada de la formación.

- Controlar la corrosión.
- Facilitar la cementación y la completación.
- Minimizar el impacto al ambiente.

### 13.2 Composición de los fluidos

La composición de los fluidos dependerá de las exigencias de cada operación de perforación en particular. La perforación debe hacerse atravesando diferentes tipos de formaciones, que a la vez, pueden requerir diferentes tipos de fluidos. Por consiguiente, es de esperar realizar varias mejoras a medida que se profundiza en una perforación y poder controlar cualquier inconveniente que se presente.

Los fluidos no necesariamente deben ser complicados o difíciles de preparar, es por eso que hasta con agua sucia es posible realizar una perforación y obtener buenos resultados. En algunas áreas se empieza a perforar con agua y arcillas de formación obteniendo un lodo razonablemente bueno; en otras áreas pueden conformarse como calizas, arenas o gravas que forman lodos y bajos estos casos será necesario agregar arcillas comerciales y poder aumentar la capacidad de acarreo y controlar la pérdida de agua.

Los lodos de perforación se componen por dos fases: líquida y sólida.

#### 13.2.1 Fase líquida:

- **Agua**
  - Agua dulce: este es un fluido newtoniano ideal para perforar zonas bajas presiones. Además de ser económica, abundante, no requiere tratamiento químico, provee el mejor líquido en el uso de los métodos de evaluación de formaciones y resulta el mejor dispersante químico para controlar sólidos por dilución.
  - Agua de mar: se usa este fluido generalmente cuando se perfora costa afuera debido a la facilidad de manejo por su gran abundancia en el sitio, es recomendable usar lodo



saturado de sal cuando se atraviesan secciones salinas o cuando se requiere mantener el ensanchamiento del hoyo al mínimo. A veces, se agrega sal al lodo para controlar la resistividad y obtener mejor interpretación de los registros eléctricos.

- Parcialmente saturada
- Saturada
- **Aceite** El aceite se puede usar en fase continua para:
  - Fase continua en lodos base aceite (agua < 5 %) y en emulsiones inversas (agua > 5 %):
    - Mejorar la estabilidad del hoyo y mantener las arcillas hinchadas en sitio
    - Minimizar el atascamiento de la tubería
    - Perforar zonas de altas temperaturas
  - Fase dispersa en lodos base agua:
    - Mejorar la lubricidad del lodo.
    - Disminuir el filtrado API.
    - Minimizar los problemas de torque y arrastre.

### 13.2.2 Fase Sólida:

- **Sólidos inertes**
  - Deseables: son reactivos de alta gravedad específica que sirven para darle peso al lodo. (Sulfato de bario, óxido de hierro, sulfuro de plomo)
  - Indeseables: son sólidos perforados como arena, caliza, sílice, dolomita. Este tipo debe ser removido del lodo tan pronto y eficientemente sea posible. Ya la arena es extremadamente abrasiva y si es recirculada a través del sistema de lodo, puede causar a los pistones de la bomba.
  - Sólidos reactivos: son arcillosos que poseen cargas eléctricas. Se pueden añadir al lodo o ser tomados de la formación

- Arcillas comerciales: entre los sólidos comerciales tenemos bentonita
- Sólidos hidratables perforados: entre los incorporados las arcillas de formación tipo gumbo.

### **13.3 Lodos base agua**

La fase continua de un lodo es la parte líquida en la cual se encuentra suspendido otro líquido en forma de glóbulos muy pequeños; esto es lo que se conoce con el nombre de emulsión. Por lo tanto, en una emulsión el líquido suspendido es la fase interna y el líquido dentro del cual esa fase está suspendida es la fase externa o fase continua.

La fase continua de un lodo base agua es el agua y la fase dispersa se pueden hallar sólidos, líquidos y/o gases. Sin embargo, las sales disueltas en el agua son también parte de la fase continua.

De acuerdo al efecto del lodo sobre los sólidos perforados y sobre las arcillas de formación, se puede clasificar los lodos en no dispersos y dispersos. Estos a su vez, pueden o no estar inhibidos. En un lodo disperso no se utiliza adelgazante y las arcillas comerciales agregadas y/o incorporadas van a encontrar su propia condición de equilibrio en el sistema de una forma natural.

El término no inhibido se refiere a la ausencia de iones de potasio, calcio o sodio que permitan inhibir las arcillas de formación. En cambio un lodo tiene propiedades inhibitorias cuando contienen cationes o agentes encapsulantes, o ambos, en cantidades suficientes. Por esto los lodos inhibidos de base acuosa reducen o inhiben la interacción entre el lodo y las arcillas de formación

#### **13.3.1 Lodos no dispersos no inhibidos:**

- Lodo nativo o de iniciación
- Lodo ligeramente tratado

- Lodo a base de polímero/bentonita
- Lodo bentonita extendido

### **13.3.2 Lodos no dispersos inhibidos**

- Lodos de agua salada
- Lodos a base de polímeros/KCL
- Lodos a base de KCL
- Lodos a base de poliglicoles
- Lodos MMH

### **13.3.3 Lodos dispersos – inhibidos**

- Lodos tratados con calcio
- Lodos tratados con cal
- Lodos de yeso

### **13.3.4 Lodos dispersos no inhibidos**

Lodos a base de lignosulfonatos (usados en la propuesta de este trabajo): este sistema por ser el más versátil, es el que más se utiliza actualmente en las operaciones de perforación. El sistema, a pesar de ser estable, sufre degradación termal cuando permanece bajo periodos de exposición prolongada a altas temperaturas (mas o menos 300 ° F) En un lodo arcilla-agua la formación de CO<sub>2</sub> comienza aproximadamente a los 280 ° F, y la descomposición seria ocurre entre los 370 y los 400 ° F, mientras que la formación de H<sub>2</sub>S comienza algo antes de los 400 ° F, y se hace significativa a los 450 ° F.

Algunos lignosulfonatos son pocos efectivos en el control de viscosidades y fuerzas de gel a partir de aproximadamente 250 ° F. Los lodos a base de lignosulfonatos pueden adquirir propiedades inhibitorias incrementando el agregado de lignosulfonatos hasta alcanzar altas concentraciones. Entre más grande sea la concentración de lignosulfonato, mayores ventajas ofrece el sistema, tales como

control de filtrado, dispersión máxima, estabilidad en el hoyo y tolerancia a los contaminantes comunes. Es importante señalar que una alta concentración de lignosulfonatos no significa una sobresaturación. Esta se debe evitar en todo momento.

El sistema requiere un buen sistema de control de sólidos del agregado diario de soda cáustica diluida y de bentonita prehidratada para controlar el filtrado en el fondo del pozo, de acuerdo a las pruebas API para alta presión - alta temperatura (HTHP). Además, la adición de bentonita prehidratada ayuda a la formación de un revoque listo, delgado, flexible e impermeable que minimiza el riesgo de un atascamiento por presión diferencial.

El pH de los lodos lignosulfonatos se mantiene, generalmente, con soda cáustica en el rango de 9.5 - 11.5, pero se puede variar de ser necesario cubrir ciertas condiciones especiales.

En condiciones normales de perforación, los lodos lignosulfonatos/lignitos funcionan bien en una relación de concentración de 2 a 1, pero a medida que aumenta la temperatura y con el objeto de lograr un mejor filtrado, es conveniente invertir la relación, es decir, dos libras por cada libra de lignosulfonato.

Para preparar un lodo lignosulfonato y obtener buenos resultados, se recomienda seguir orden de mezcla:

- Eliminar en lo posible el calcio del agua de preparación.
- Agregar soda cáustica hasta lograr un pH mínimo de 9
- Agregar lenta y continuamente la bentonita hasta lograr su completa hidratación y cierto grado de floculación.
- Mezclar conjunta y lentamente dos libras de lignosulfonato con una libra de lignito hasta que la viscosidad embudo disminuya a más o menos 40.
- Agregar barita de acuerdo con la densidad deseada.
- Finalmente, ajustar el pH dentro de 9.5 - 10.5.

### 13.4 Lodos base aceite

Los lodos base aceite constituyen una emulsión de agua en aceite, es decir, una emulsión inversa donde la fase dispersa es el agua y la fase continua, al igual que el filtrado, es el aceite. El agua no se disuelve o mezcla con el aceite sino que permanece suspendida, actuando cada gota como una partícula sólida.

#### 13.4.1 Composición de los lodos ase aceite

- ***Aceite***

- Gas Oil: es el aceite utilizado con mayor frecuencia para preparar emulsiones inversas. Sin embargo, por su toxicidad debe cumplir con estas especificaciones: gravedad API 36 - 37 °, punto de inflamación 180 ° F, punto de combustión 200 ° F y punto de anilina 140 ° F.
- Aceites minerales: estos aceites contiene una fracción mucho mas reducida de aromáticos que el gas oil y el kerosene siendo mucho menos tóxicos a los organismos marinos. Se utilizan en la preparación de los sistemaas 100 % aceite. Son limpios, producen un olor menos desagradable que el gas oil y permiten obtener bajas viscosidades a altas tasas de penetración.
- Petróleo: el uso del petróleo en la formulación de los lodos base aceite tiene varios aspectos negativos, además de poseer un punto de inflamación bajo, contiene asfaltenos que puedan cambiar la mojabilidad de la formación y pueden causar complicaciones durante la etapa de perforación y completación. El contenido de asfaltenos incluye en el rendimiento de los otros productos usados en la preparación de las emulsiones inversas.

- ***Emulsificantes***

Los emulsificantes permiten que el agua emulsione en el aceite, formando un sistema estable. Los emulsificantes que se utilizan

en la preparación de los lodos base aceite deben ser solubles, tanto en agua como en aceite. La presencia del calcio soluble, el cual es suministrado por la cal, permite la creación de un detergente que emulsiona las gotas de agua en la fase continua.

- Cal: tiene como función primaria hacer mas efectiva la acción del emulsificante, y como función secundaria actuar como secuestrador de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>.
- Humectante: Los productos químicos humectantes en aceite son las poliamidas, las amidas, los fosfatos orgánicos, los hidrocarburos, etc. Se utilizan en los lodos invertidos para mantener humedecidos los sólidos con aceite.
- Agua: forma parte de los lodos base aceite, en forma de pequeñas gotas ubicadas dispersas y suspendidas en el aceite, actuando cada una de ellas como una partícula sólida. La adición de emulsificantes hace que el agua se emulsifique en el aceite, formando un sistema estable. Es obvio que los lodos base aceite son mas estables mientras menos agua contengan.
- Arcilla organofílica: aunque por lo general los lodos base aceite son viscosos, tienen baja capacidad suspensiva en comparación con los lodos base agua. Esto contribuye a acelerar el asentamiento de la barita, particularmente si está humedecida por agua. Es importante señalar que la viscosidad no previene el asentamiento, solamente lo hace mas lento.
- Sal: Los lodos base aceite tienen la capacidad de desarrollar fuerzas osmóticas de gran magnitud para deshidratar o balancear formaciones sensibles al agua. Este fenómeno ocurre cuando la salinidad del lodo es mayor a la de la formación. Es debido a esto que un lodo base aceite puede realmente deshidratar formaciones lutíticas o arcillosas.
- Material densificante

### **13.4.2 Aplicación de los Lodos Base Aceite:**

- Perforar lutitas problemáticas utilizando el concepto de actividad balanceada. (la actividad balanceada se logra cuando la salinidad de la fase acuosa del lodo es exactamente igual a la salinidad de la formación)
- Prevenir pérdidas de circulación en formaciones con bajo gradiente de presión. Estos lodos permiten perforar bajo balance.
- Perforar zonas productoras. No causan problemas de hinchamiento de las arcillas de formación y en consecuencia no disminuyen la permeabilidad.
- Perforar hoyos profundos de alta temperatura.
- Perforar domos salinos, anhídrita, yeso, etc los cuales son suficientemente solubles para causar la floculación de un lodo base acuosa.
- Perforar hoyos direccionales
- Perforar formaciones productoras de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>. Estos gases causan problemas de corrosión y alteran notablemente la reología de los lodos base agua.
- Prevenir atascamiento de la tubería en zonas permeables y hoyos desviados. Estos lodos poseen un alto coeficiente de lubricidad que ayuda a minimizar los problemas de torque y arrastre.

Para mayor información dirigirse a APENDICE 8.

## 14. Fundamentos económicos<sup>2, 8</sup>

El objetivo global de esta sección, es proporcionar al lector una idea sobre los fundamentos empleados en el análisis de proyectos y como se puede usar esta información en el estudio económico. Se espera sea suficiente para facilitar la comprensión de los principios y criterios en los cuales se basa la toma de decisiones para la evaluación de proyectos.

Para realizar un estudio efectivo se deben manejar ciertos conceptos que constituyen el argot del análisis económico, fundamentalmente, estos están relacionados a trabajos contables.

- **Horizonte económico:** se refiere al período de tiempo establecido durante el cual se calcularán los flujos de caja de una propuesta de inversión.
- **Capital:** Aportaciones tanto de efectivo como de otro tipo de bienes realizados por los accionistas de una empresa.
- **Activo:** Está representado por los bienes y servicios de la empresa. Entre ellos dinero en los bancos, maquinarias, herramientas, producción almacenada etc.
- **Pasivo:** Esta representado por las deudas de la empresa.
- **Inversión:** Es todo desembolso de recurso financiero para adquirir bienes de producción, en este caso en específico petróleo y gas, que la empresa utiliza durante determinado período de tiempo para cumplir con sus objetivos.
- **Ingresos:** Son los recursos que percibe un negocio por la venta de un servicio o producto, en efectivo o a crédito.



- **Gastos:** Comprenden los activos que se han usado, consumido o gastado en el negocio con el fin de obtener ingresos.
- **Propuesta de inversión:** Es el documento base para solicitar la aprobación de un presupuesto para determinada inversión, siendo poseedora de información detallada del proyecto que desea se le apruebe el presupuesto. En esta clase de propuestas, se evalúan los compromisos, el potencial y el beneficio del proyecto.
- **Evaluación económica de proyectos:** Para realizar una correcta definición de este termino es necesario, primero, definir proyecto. Un proyecto es la búsqueda de una solución inteligente al planteamiento de una oportunidad o necesidad, considerando que los recursos son un bien limitado. La evaluación económica de proyectos, consiste en comparar los beneficios económicos asociados a una inversión con su correspondiente flujo de caja e indicadores de rentabilidad, siendo la decisión de inversión a tomar aquella opción que aumente el valor de la corporación en términos monetarios.

### 14.1 Depreciación

Es una disminución en el valor de la propiedad o equipo debido al uso, deterioro y caída en desuso. Para manejarse libremente en el concepto de depreciación es necesario manejar ciertos términos presentados a continuación:

- **Valor en libros:** Se refiere a la diferencia entre su costo original y la cantidad de depreciación acumulada hasta la fecha.
- **Valor comercial o mercantil:** Es el precio venta de un activo si se vendiera en el mercado libre.

- **Base de costo:** Es el costo de la inversión; en la mayoría de los casos incluye el costo de la instalación.
- **Vida útil:** Es el periodo de tiempo que se estima funcione determinado activo.
- **Valor de recuperación:** Es el valor final de venta de un activo al cumplir su vida útil.
- **Valor residual:** El valor residual equivale a la expresión estrictamente contable y representa al valor neto en libros, valor original menos depreciación acumulada, en cualquier período. Debido a que generalmente el horizonte económico del proyecto es igual a la vida útil del activo principal, el valor residual del activo es cero, en caso contrario no debe ser considerado como un ingreso para efectos de la evaluación económica de proyectos de inversión.

## 14.2 Interés

El interés es la cantidad de dinero que hay que pagar por el uso del dinero prestado.

Viene expresado como un porcentaje del monto inicial prestado y está asociado a un período determinado.

El interés depende de tres factores fundamentales, el capital, la tasa de interés y el tiempo. La tasa de interés representa el porcentaje, pautado por el acreedor, del monto prestado a pagar, se representa por la letra *i*. El tiempo es la duración del préstamo; normalmente la unidad de tiempo es el año y se representa por la letra *t*.

El capital inicial es la cantidad de dinero que se presta; también se conoce con el nombre de valor actual, valor presente o simplemente presente, se representa con la letra **VP**.

Existen dos clases de cálculo de interés, el simple y el compuesto.

- **El interés simple**

Es función directa del tiempo, la tasa y el capital inicial y se representa con la ecuación que sigue:

$$I = VP * i * t \quad \text{II-7}$$

Donde I representa el monto que debe pagarse por efecto de los intereses. Si se desea conocer el monto a pagar incluyendo el capital, basados en el interés simple será:

$$S = VP + I \quad \text{II-8}$$

Donde S es el monto total a pagar incluyendo los intereses. Si se sustituye I por la ecuación II-7 la ecuación II-8 resulta en:

$S = VP * (1 + i * t)$	II-9
------------------------	------

- **Valor presente**

Si de la ecuación II-9 se despeja VP se obtiene el valor presente simple.

$$VP = \frac{S}{1 + i * t} \quad \text{II-10}$$

- **Interés compuesto**

La gran mayoría de las operaciones financieras incluyendo las petroleras, se realizan con el interés compuesto, con el objeto de tener en cuenta la reinversión de los intereses que genera una inversión. La diferencia fundamental entre el interés simple y el compuesto, estriba en el hecho de que el capital en el interés simple permanece constante a lo largo del periodo de la inversión. Por el contrario el capital en el interés compuesto cambia al final de cada período, debido a que los

intereses se adicionan al capital, para formar un nuevo capital; es decir, se acumula el interés sobre el monto anterior, para formar un nuevo monto y sobre este monto volver a calcular el interés.

El capital final puede definirse para un número de periodos n como:

$$S = VP * (1 + i)^n \quad \text{II-11}$$

Donde:

S= Valor Futuro

VP= Valor Actual

i = Tasa de interés para el período

n = Número de períodos

El período es el tiempo que transcurre entre un pago de interés y otro, siendo el total de los períodos representado por n. Si se despeja el capital inicial la formula se rescribe como sigue:

$$VP = \frac{S}{(1 + i)^n} \quad \text{II-12}$$

Existen una serie de índices económicos que permiten sopesar diversos proyectos de inversión entre sí, sugiriendo cual de ellos posee mayor rentabilidad sobre los otros de manera de maximizar las ganancias.

Entre los principales índices se encuentran:

- El costo anual uniforme equivalente. CAUE
- El valor presente neto. VPN
- El valor presente neto incremental. VPNI
- La tasa interna de retorno. TIR
- La tasa interna de retorno incremental. TIRI
- Relación beneficio costo. B/C
- Período de recuperación.
- Costo de capitalización

Debido a que en este trabajo solo se emplean los índices de valor presente neto (VPN) y tasa interna de retorno (TIR) este marco teórico se

limitará a definir los antes mencionados. Adicional a estos, se definirá el periodo de recuperación; este índice no se empleó para sopesar las alternativas de completación a implementar.

### 14.3 Valor presente neto VPN

El valor presente neto es muy usado, debido a que los ingresos y gastos futuros se transforman en unidades monetarias, del tipo equivalente, actual considerado. Otro autor lo define de la siguiente manera: “El método VPN es muy utilizado por dos razones: la primera, por que es de muy fácil aplicación y la segunda, porque todos los ingresos y los egresos futuros se transforman a pesos de hoy y así puede verse, fácilmente, si los ingresos son mayores a los egresos. Cuando el  $VPN < 0$ , indica que hay una pérdida a una cierta tasa de descuento o de interés  $i$ ; en caso de que el  $VPN > 0$ , implica que hay ganancia, y en particular, cuando  $VPN = 0$ , implica que el proyecto es indiferente.

La condición indispensable para comparar opciones, es que el horizonte económico o la vida útil del activo o inversión sea el mismo para todas las opciones, si los períodos son diferentes deberá tomarse el mínimo común múltiplo de los años de cada alternativa. El concepto de interés puede extrapolarse para procesos de capitalización o inversión. Un proyecto de inversión al que se le estime un período de duración  $t$ , puede dividirse en un número de períodos  $n$ . En consecuencia el valor actual neto de la inversión será igual a la sumatoria de los flujos de efectivo, entre uno más la tasa de descuento o tasa de interés elevando el término al número del periodo en evaluación, es decir:

$$VPN = \sum_{t=0}^n \frac{FCN}{(1+i)^n} \quad \text{II-13}$$

Donde

FCN: Corresponde al flujo de efectivo.

$i$ : Es la tasa de interés o descuento.

$t$ : Corresponde al numero de periodos a evaluar.

$n$ : Es el tiempo total a evaluar.

Esta ecuación se cumple para cualquier proyecto que desee evaluarse. La diferencia radical entre un proyecto convencional y un proyecto petrolero, es que este último posee regulaciones legales en el flujo de efectivo dándole valores particulares a los componentes que conforman dicho flujo, adicionalmente la tasa de descuento es un valor preestablecido el cual está representado, actualmente en PDVSA, como un 10% del valor del flujo de caja correspondiente.

#### **14.4 Flujo de caja**

Se conoce como flujo de efectivo o flujo de caja, a la sumatoria de los ingresos y los egresos para cada año del horizonte económico:

$$\text{Flujo de caja} = \text{Ingresos} - \text{Egresos}$$

II-14

#### **14.5 Ingresos**

Como se mencionó anteriormente, representan los recursos que adquiere la compañía por la venta de un bien o servicio. Los ingresos en el ambiente petrolero, están conformados por: la venta de petróleo o gas y el valor residual.

#### **14.6 Egresos**

Están conformados por: costo de operación y mantenimiento, aporte legal PDVSA, impuestos, regalías e inversiones.

- **Aporte legal PDVSA**

La LEY ORGÁNICA DE INDUSTRIA Y COMERCIO DE LOS HIDROCARBUROS, que rige al estado Venezolano establece que las empresas operadoras entregarán mensualmente a la empresa matriz, una cantidad de dinero equivalente al diez por ciento (10%) de los ingresos netos provenientes del petróleo exportado por ellas durante el mes inmediatamente anterior. Como lo establece la ley, el aporte legal recibido por la casa

matriz está exento de impuestos y contribuciones nacionales, dicho aporte queda totalmente a PDVSA. Las cantidades así entregadas están exentas de pagos de impuestos y contribuciones nacionales y son deducibles para las empresas operadoras a los fines del impuesto sobre la renta.

- **Regalía de crudo**

Se refiere al impuesto fiscal que pesa sobre la producción de petróleo crudo y gas natural enajenado o empleado como combustible, hidrocarburos líquidos y azufre producido. La tasa vigente de impuesto equivale a un 30 % del valor mercantil del petróleo extraído fiscalizado, hidrocarburos líquidos producidos, derivados del gas natural tratado en las plantas de gasolina natural, gas natural enajenado o empleado como combustible y azufre producido. Siguiendo con los componentes que conforman el flujo de caja, debe comentarse el impuesto sobre la renta. El flujo de caja puede evaluarse antes y después de determinar el impuesto sobre la renta, ya que representa tanto aritmética como conceptualmente condiciones diferentes.

- **Flujo antes del impuesto sobre la renta**

La ganancia antes de aplicar el ISLR, Aritméticamente equivale a la diferencia entre los ingresos y los egresos totales, incluyendo la devaluación. Conceptualmente y desde el punto de vista de la evaluación económica de la propuesta, corresponde al beneficio del proyecto antes del cálculo del ISLR.

Impuesto sobre la renta ISLR

El impuesto sobre la renta ISLR, corresponde al valor estimado que debe incluirse en la propuesta por concepto de pago de este impuesto.

Generalmente el cálculo del impuesto se realiza con base en:

$$\text{Base del ISLR} = \text{IT} - \text{CT} \qquad \text{II-15}$$

Donde:

IT: ingresos totales

CT: Costos totales.

Una vez calculada la base de la determinación del impuesto sobre la renta, renta neta gravable, se procede al cálculo del impuesto aplicando la tasa nominal de 50 %, deduciendo del impuesto calculado el monto depreciado para cada período.

- **Flujo de caja después del ISLR**

Aritméticamente corresponde a la diferencia entre la ganancia antes del ISLR y el valor determinado como impuesto. Conceptualmente, constituye el flujo neto de efectivo base para la evaluación. Al valor determinado como ganancia luego del ISLR debe agregársele la depreciación, luego a este valor deben hacerse las deducciones correspondientes al concepto de desembolso y capital de trabajo obteniendo finalmente el flujo de caja.

Existen tres niveles de evaluación en las propuestas de inversión, los cuales deben aplicarse de acuerdo a la naturaleza de cada una de ellas.

- **Nivel E&P:** Conocido como nivel de exploración producción, se obtiene calculando los flujos de caja después del porcentaje legal a PDVSA y el impuesto sobre la renta se puede escribir como:

$$\text{F.C.} = \text{Ingresos} - \text{Gastos} - \text{Regalía} - \% \text{ Legal a PDVSA} - \text{ISLR} - \text{Inversiones} \quad \text{II-16}$$

- **Nivel industria:** También llamado nivel PDVSA, se obtiene calculando los flujos de caja después del impuesto sobre la renta pero sin incluir el porcentaje legal.

$$\text{F.C.} = \text{Ingresos} - \text{Gastos} - \text{Regalía} - \text{ISLR} - \text{Inversiones} \quad \text{II-17}$$

- **Nivel nación:** Se obtiene por calcular los flujos de caja antes del impuesto sobre la renta y las regalías.

$$\text{F.C.} = \text{Ingresos} - \text{Gastos} - \text{Inversiones} \quad \text{II-18}$$

El nivel de evaluación empleado en este trabajo será, nivel exploración y producción por lo cual el flujo de caja debe regirse por la ecuación II-16



El valor presente neto, puede emplearse para sopesar unos proyectos frente a otros.

Otro indicador económico, ampliamente empleado en la evaluación de proyectos, lo representa la tasa interna de retorno TIR.

#### **14.7 Tasa interna de retorno TIR**

Se denomina tasa interna de rentabilidad a la tasa de interés que produce un valor actual neto igual a cero. El TIR puede considerarse como la tasa que está ganando intereses sobre el saldo no recuperado de la inversión, en cualquier momento de la vida del proyecto.

El valor del dinero en el tiempo que se emplea en el método TIR, equivale a suponer que todo el dinero que se recibe, se reinvierte y gana intereses a una tasa igual a la tasa interna de rentabilidad.

#### **14.8 Período o tiempo de recuperación**

Este representa otro índice empleado para medir la bondad de un proyecto, que ha venido perdiendo popularidad para darle paso al VPN y al TIR, por ser más exactos, puesto que el tiempo de recuperación presenta algunas fallas técnicas.

Debe ser entendido como tiempo de recuperación a la cantidad de tiempo que debe emplearse, para recuperar la inversión sin tener en cuenta los intereses. por ejemplo, si se realiza una inversión de \$800.000 en un proyecto que produce \$200.000 anuales, para un periodo de 8 años, entonces serán necesarios 4 años para recuperara la inversión inicial,  $4 \times 200.000 = 800.000$ , después de este tiempo lo que se produzca se considera ganancia. Si el grupo evaluador del proyecto, considera cuatro años como un tiempo razonable para recuperar la inversión, considerarán dicha opción. Si por el contrario este periodo de tiempo se considera muy prolongado, será desechada inmediatamente.

Estos parámetros representan los principales índices o indicadores económicos a la hora de realizar alguna decisión, mientras mayor sea el

VPN o el TIR, el proyecto presenta mayor rentabilidad. Es necesario recordar que las limitaciones técnicas pueden lograr que un proyecto con indicadores económicos más bajos que otro, sea colocado como la opción principal y en muchos casos como la definitiva.

# Capítulo III

## Metodología

En el proceso de elaboración de esta propuesta para la perforación de una nueva localización, se llevaron a cabo una serie de actividades con el fin de plasmar un procedimiento que conduzca a la planificación adecuada de la perforación de un nuevo pozo. El procedimiento seguido para la construcción de la propuesta fue la siguiente:

### **1. Revisión y Elaboración de un Resumen Operacional de Pozos Vecinos a la Localización a Perforar.**

El proceso inició con una investigación exhaustiva de los archivos de los pozos que se encuentran cercanos a la localización, esto con el fin de aprender de las experiencias de las perforaciones pasadas. En principio se realizó una revisión de la información geológica de estos pozos, obteniendo topes formacionales y columnas estratigráficas, además de extraer un pequeño resumen litológico que sirvió de referencia para el conocimiento de la zona y la toma de decisiones con respecto a las profundidades de asentamiento de los revestidores (Apéndice 4).

Por otra parte con base en los reportes operacionales se extrajo la información importante relacionada con la perforación y la corrida de revestidores. Con respecto a la perforación, el estudio se enfocó en la información de los fluidos de perforación, más específicamente en el tipo de lodo usado, su peso y los problemas operacionales afrontados en el pozo. En el caso de los revestidores, la revisión buscó conocer las especificaciones detalladas de los mismos, así como también conocer la información detallada del programa de cementación que se ejecutó (Apéndice 10). Además de esta información se recopiló datos relacionados con pruebas de integridad y presiones de poro.

Finalmente luego de recopilar esta información se procedió a la construcción de un formato para la visualización de todo los datos del

pozo, este formato constituyó una guía rápida de los antecedentes de perforación de los pozos cercanos a la zona de interés (Figura III-1).

A continuación se realiza una descripción detallada de los elementos que forman parte del formato final construido Figura III-1 en la siguiente página:

- 1.1. **Datos Geológicos:** esta sección está constituida básicamente por tres columnas: la primera, muestra la edad geológica de las distintas formaciones que atravesó el pozo. La segunda, contiene el nombre de las formaciones que el pozo alcanzó con sus respectivos topes y finalmente una tercera, que describe de manera breve la litología de cada una de las formaciones.
- 1.2. **Revestidores y Especificaciones:** está conformada por dos columnas: la primera, muestra de manera gráfica las profundidades de asentamientos de los revestidores, y permite visualizar fácilmente en cual formación fueron asentados. Por otra parte la segunda, realiza una descripción breve de las especificaciones de los revestidores, estas descripciones son: el diámetro de hoyo, diámetro de revestidor, peso, grado y tipo de rosca.
- 1.3. **Fluido de Perforación:** en esta sección se describen las características básicas (tipo de lodo y densidad) del lodo de perforación que se utilizó a las diferentes profundidades perforadas.
- 1.4. **Cementación:** esta columna contiene la información del tipo de lechada usada en la corrida de los diferentes revestidores utilizados, entre la información que se puede encontrar tenemos: componentes, volumen, peso y densidad.
- 1.5. **Observaciones:** esta sección es de gran importancia, ya que en ella se muestran los hechos más resaltantes en todo el proceso de perforación, esta columna destaca información como las pruebas de integridad, pérdidas de circulación, arremetidas y todo tipo de problemas operacionales que sirvan de referencia y de alerta para la perforación de un pozo nuevo con similares características.

RESUMEN OPERACIONAL LV - 6X

ET = 243'

EMR = 262'

Edad	Formación	Descripción Litológica	Profundidad de Asentamiento	Revestidor / Ø hoyo	Densidad de Lodo 9 10 11 12 13	Tipo de Lodo	Cementación	Observaciones		
<b>Topes Oficiales</b>										
Plioceno	La Vela 1420'	<b>Formación Caujarao</b> Lentes pequeños de caliza, alternado con bloque de arcilla, acompañados con conchas y fósiles. Las calizas desaparecen a 700' para dar paso a una forma continua de arcilla. Hacia la base se consiguen lentes alternados de arenisca de grano fino	466'	20" J-55 - 94 lbs/ft Btts Hoyo 26"	[Gráfico de densidad de lodo]	Agua+Bentonita	100 sxs de cemento clase "A" + 12% bentonita + 3% sal. -Seguido de 300 sxs de cemento clase "A" + 2% de CaCl2	RDP promedio de 50 pies/hora Gas: 20/20 unidades prueba de "Leak Off" 13.7 lpg		
	Caujarao		1540'	13 3/8" J-55 -54.5 lbs/ft STC Hoyo 17 1/2"		Agua+Bentonita	1300 sxs de cemento "A" + 15 % Kolite - 300 sxs de Cemento "A" + (15.5 lpg)			
Mioceno	Superior	<b>Formación Socorro:</b> Tope secuencia de carbonos, areniscas y arcillas con fósiles. La parte intermedia está marcada por areniscas de granos finos alternadas con arcillas. En la parte basal se determina por 200' de lutita gris	[Gráfico de profundidad]	[Gráfico de revestidor]	[Gráfico de densidad de lodo]	Lignosulfonato	No se encontró información	RDP promedio de 40 pies/hora Gas: 10/30 unidades  A 3257' 1100 unidades de gas se aumenta el peso del lodo a 10.3 lpg 3800 unidades a 5179' en viaje 1000 unidades a 5670' en conex. 1500 unidades a 5685' en viaje de 5685' - 6315' se presenó lodo cortado, se aumento peso en varias ocasiones		
	Medio								3590'	<b>Formación Querales:</b> Basicamente lutita, limosas y calcareas. Tope presencia de secuencia de lutitas con arcillas de color gris. Media esporadicos lentes de areniscas que desaparecen hacia la base de la formación dando paso a boques lutiticos
	Inferior								5150'	<b>Formación Cerro Pelado:</b> Caracterizada por lutitas grises, areniscas de grano finos glauconiticas con intercalaciones de Lignitos
Oligoceno		<b>Formación Agua Clara:</b> Lutitas grises, laminares, astillosas y concavas. Tope cambio brusco de limolitas oxidadas y areniscas conglomeaticas a lutita. Parte basal granos finos y redondos	6289'	9-5/8" P-110 - 47 lbs/ft LTC Hoyo 12 1/4"	[Gráfico de densidad de lodo]	Ligno sulfonato	1300 sacos de cemento "A" + 35 % Sílica + 0.8% CTR + 0.5% Halod-22 <sup>a</sup> , 0.4%HR-12 y peso de 15 lpg.	prueba de "Leak Off" 17.2 lpg  Se presentaron problemas con derrumbes a partir de 9500', se aumenta el peso del lodo de 13 a 13.4 lpg		
Mioceno	Inferior	9310'	<b>Formación Pecaya???: (o Pedregoso)</b> Secuencia repetida de intercalaciones de limolitas y areniscas. Su tope cambio brusco de lutitas y calizas duras. Litología regular a travez de todo su espesor.							
Oligoceno	Pecaya ??? 11039'		11030'	7" P-110 35 lbs/ft XL Hoyo 8 1/2"						

Figura III-1 Resumen Operacional LV-6X

## **2. Desarrollo de la Estructura de la Propuesta de Perforación**

Con el fin de cumplir con todos los requerimientos para la aprobación de la propuesta de perforación de un pozo nuevo, se procedió a realizar un análisis de los principales elementos característicos que debían formar parte la estructura del programa, tomando como guía para la construcción del mismo programas y propuestas realizadas en pozos perforados recientemente por la Vinccler Oil & Gas. La estructura propuesta para la entrega del programa fué la siguiente:

1. Índice
2. Resumen Ejecutivo
3. Información General
4. Objetivo
5. Justificación
6. Base Geológica
  - a. Secuencia Litológica
  - b. Descripción Litológica
  - c. Análisis Geológico
7. Programa de Evaluación
  - a. Objetivo
  - b. Mud Logging
  - c. Programa de Registros Eléctricos
8. Procedimiento de Trabajo (para cada Fase)
  - a. Generalidades
  - b. Plan Operacional
  - c. Tiempo Estimado
  - d. Revestidores
  - e. Fluido de perforación
  - f. Equipo de control de sólidos
  - g. Ensamblaje de fondo
  - h. Plan de mechas
  - i. Cementación

- j. Problemas potenciales
- k. Recomendaciones

9. Cabezal

- 10. Equipo Impide reventones
- 11. Evaluación Económica
- 12. Anexos

### **3. Profundidad de asentamiento**

Las profundidades de asentamiento de los revestidores fueron seleccionadas luego de la realización de un análisis exhaustivos de las posibles presiones de poro y de fractura que se pueden presentar en la perforación de la localización propuesta. Varias fuentes de información fueron tomadas en cuenta para la selección de las profundidades de asentamiento de los revestidores, a continuación se reseñan las principales fuentes:

#### **3.1 Geología Regional:**

Una información resaltante es sin duda alguna la descripción litológica de las diferentes formaciones que atravesará el pozo. Para poder seleccionar las profundidades de asentamiento es necesario que estén ubicadas en una zona o formación con suficiente integridad y estabilidad, las zonas ideales para establecer los asentamientos de revestidores son las zonas lutíticas, este criterio fué uno de los tomados en cuenta para la selección de las profundidades de asentamientos.

#### **3.2 Parámetros de los lodos de perforación de los pozos vecinos:**

Al realizar la investigación en el resumen operacional de los pozos vecinos, se tomó especial atención a las pérdidas de circulación, densidades y niveles de corte gas en el lodo de perforación durante la perforación de ese pozo, esto dió como referencia posibles presiones de poros y de fractura en las secciones que se presentaron estos problemas.



### 3.3 Pruebas directas:

Estas pruebas son de gran importancia para la selección de las profundidades de asentamiento, el problema de estas pruebas es que son escasas. En nuestro caso contamos con la suerte de tener dos pruebas de fuga lo cual nos dio referencias de las presiones de fracturas verdaderas de dos profundidades distintas, la mismas están representadas en la Figura III-5.

### 3.4 Registros de pozos vecinos:

Basado en los registros de densidad, resistividad, sónicos, etc., se llevó a cabo la aplicación del modelo de Eaton para el cálculo de la presión de poro, y se usó el modelo de Hubbert and Willis para el cálculo de las presiones de fractura, estos modelos fueron usados por su facilidad en la ubicación de información, ya que son mayormente dependiente de los registros eléctricos, y además esta zonas no tiene una buena caracterización geomecánica que facilite la aplicación de otros modelos, por lo cual hacen de estos método unas excelente herramienta en la determinación de estos parámetro. Estos datos fueron graficados y analizados para la selección adecuada de las profundidades de asentamiento.

A continuación se describe la metodología utilizada en la estimación de los gradientes de presión de formación:

- a) Determinar la presión de sobrecarga efectuada mediante la integración de los registros de densidad litoestáticos (Figura III-2), obtenidos de los servicios de guaya y/o mediciones mientras se perfora.

$$S = \frac{0,433 \cdot \Delta H \cdot \rho_w}{\rho} \quad \text{III-1}$$

Donde:

$S$  = Presión de sobrecarga (psi)                       $\rho$  = Densidad del registro (gr/cc)

$\Delta H$  = Espesor del intervalo (pies)                       $\rho_w$  = Densidad del agua (gr/cc)

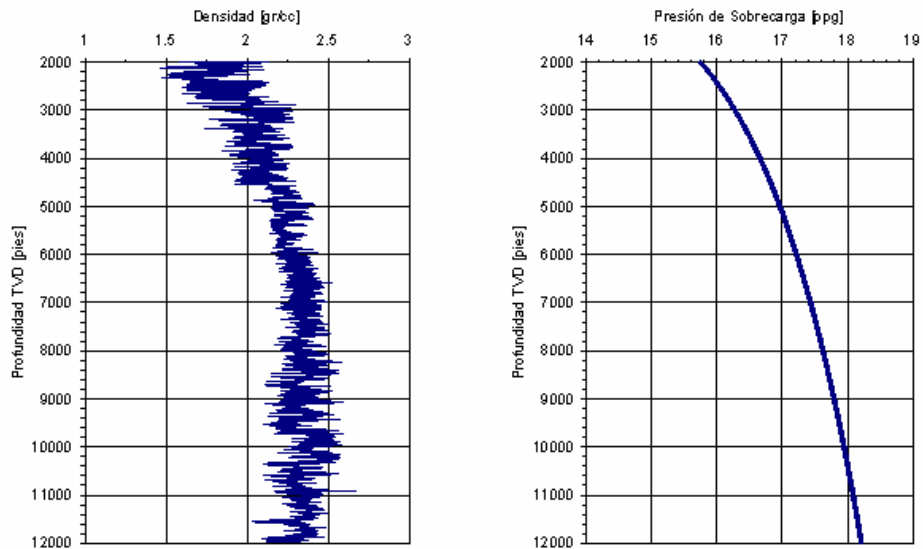


Figura III-2 Registro Litodensidad - Presión de Sobrecarga

- b) Estimar el contenido de arcilla o de lutita a partir de los perfiles Gamma Ray. Se utiliza la desviación relativa de Gamma Ray como indicador directo del volumen de arcilla. El índice Gamma Ray se define como una relación lineal entre  $GR_{min}$  y  $GR_{max}$ , tal que:

$$\text{IndiceGammaRay} = V_{\text{shale}} = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad \text{III-2}$$

Donde “GR”, es el valor de Gamma Ray a la profundidad de interés, “ $GR_{min}$ ” y “ $GR_{max}$ ”, representan el valor mínimo y máximo detectado en el registro (Figura III-3).

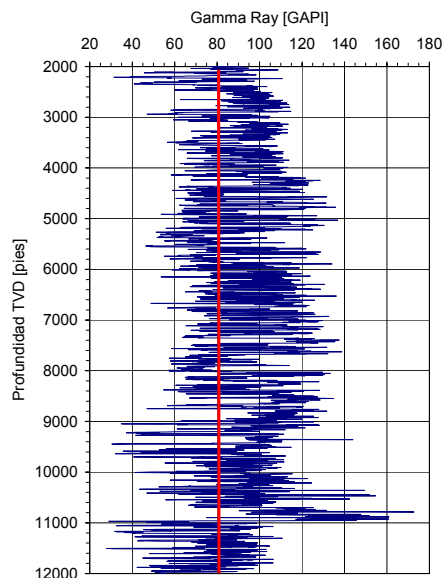
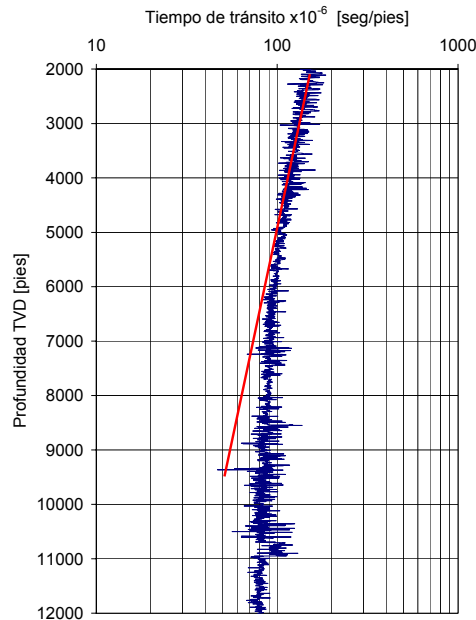


Figura III-3 Perfil Gamma Ray

- c) Seleccionar los valores de tiempo de tránsito de la onda compresional del perfil sónico bipolar, provenientes de lutitas. Una vez obtenido el volumen de arcilla, se realiza un análisis de frecuencia del parámetro  $V_{shale}$ , a fin de identificar las zonas de arena y de lutita. Una vez establecido el punto de corte de Gamma Ray, se seleccionan aquellos valores que exceden dicho valor o están por encima de la línea de tendencia.
- d) Una vez obtenido el conjunto de valores correspondientes al tiempo de tránsito en las lutitas, graficarlos en función de la profundidad y así se establece la línea de tendencia normal basada en la densidad de los fluidos de la formación (Figura III-4).



**Figura III-4 Perfil sónico en función de la profundidad**

- e) Por último, se procede a aplicar los métodos numéricos con el objetivo de estimar la presión de poro en función de la profundidad. A continuación se muestra la ecuación utilizada según el método de Eaton:

$$P_o = D \cdot \left[ \frac{S}{D} - \left( \frac{S}{D} - \frac{P_N}{D} \right) \cdot \left( \frac{\Delta t_n}{\Delta t_o} \right)^{3.0} \right] \quad \text{III-3}$$

Donde:

- $P_o =$  Presión de Poro
- $D =$  Profundidad
- $S =$  Presión de Sobrecarga
- $P_N =$  Presión Normal
- $\Delta t_n =$  Tiempo de transito normal
- $\Delta t_o =$  Tiempo de transito observado

Por otra parte para la predicción de la presión de fractura se hizo uso de la correlación de Hubbert and Willis:

$$P_F = (1/2) \cdot (S - P_o) + (P_o) \tag{III-4}$$

Donde:

- $P_o =$  Presión de Poro
- $S =$  Presión de Sobrecarga

Finalmente luego de la obtención de los datos de presión de poro y de presión de fractura se continuó con la elaboración de una grafica para representar las presiones esperadas durante la perforación de la localización propuesta, y así establecer las profundidades de asentamiento (Figura III-5).

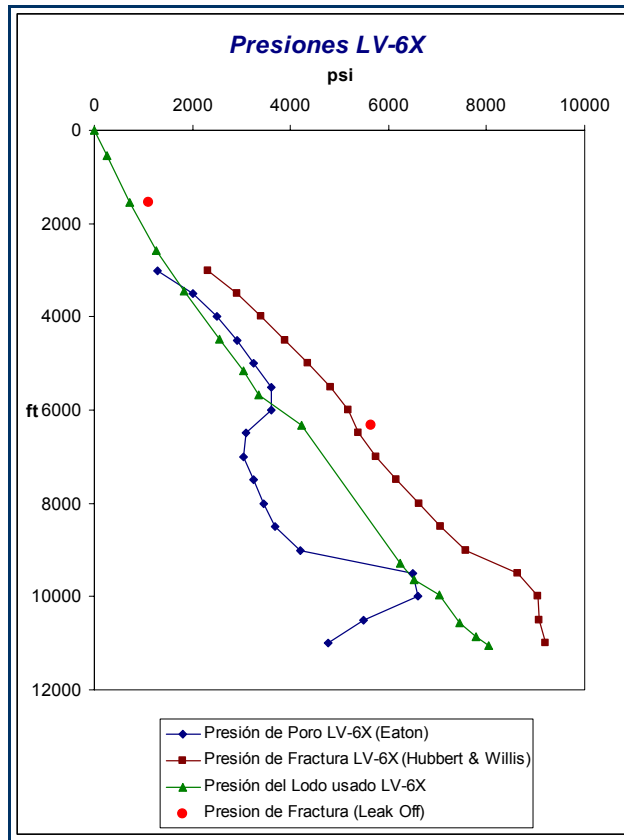


Figura III-5 Presiones Esperadas

## 4. Diseño de Revestidores

Basándonos en la información recopilada en el Resumen Operacional antes mencionado, se revisó básicamente cuatro elementos para la definición de las profundidades de asentamiento: la litología del pozo, las pruebas directas, los registros eléctricos y los problemas operacionales.

Luego de haber establecido las profundidades de asentamientos, se procedió al diseño de los revestidores que van a conformar el pozo. Para el diseño de los revestidores se hizo uso de la metodología API, diseñando a colapso, estallido y tensión. Para la selección de los revestidores se tomó un factor de seguridad para el colapso y el estallido de 1.1 y para el diseño de tensión se uso de un "Overpull" de 100.000 lbs y un factor de seguridad de 1.6.

Para la selección de los revestidores adecuado se realizó la programación de una hoja de cálculo que lleva a cabo el método API (Apéndice 9)

A continuación se reseña el procedimiento usado para el diseño de los revestidores:

### 4.1 Revestidor Conductor y Revestidor Superficial

#### 4.1.1 Efectos de estallido

*Premisa: Arremetida de gas, revestidor lleno de gas en su totalidad.*

a) Se construye la línea de presión interna

$$\text{Superficie} = 0,052 * (\rho_2 + 0,5 \text{ lpg}) * H_{total} - \text{Gradg} * H_{total} \quad \text{III-5}$$

$$\text{Fondo} = 0,052 * (\rho_2 + 0,5 \text{ lpg}) * H_{total} - (H_{total} - H_{rev}) \quad \text{III-6}$$

Donde:

$\rho_2$  = Densidad del fluido de perforación del siguiente hoyo

$H_{rev}$  = Profundidad de asentamiento del revestidor

$H_{total}$  = Profundidad del siguiente hoyo

$Gradg = \text{Gradiente de presión de gas}$

- b) Se construye la línea de presión externa, usando un gradiente de presión de poro de 8,5 lpg.

Superficie = 0 psi.

Fondo =  $0.052 * 8,5 * H_{rev}$

- c) Las líneas resultantes son:

Resultante = Presión Interna - Presión Externa

- d) Utilizando un factor de seguridad de 1,1 se construye la línea de diseño:

Diseño = Resultante \* 1,1

- e) Finalmente graficamos la línea resultante y la línea de diseño, además de la línea de resistencia de los revestidores a probar (Figura III-6):

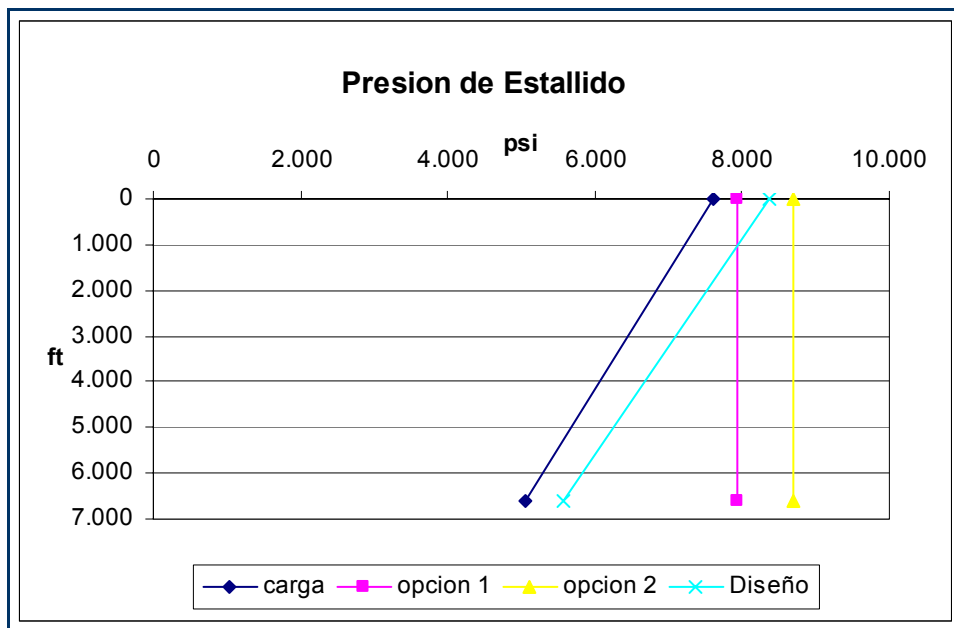


Figura III-6 Presión de Estallido

#### 4.1.2 Efectos de colapso

*Premisa: 1/3 de revestidor quedará vacío debido a una pérdida de circulación*

- f) La línea de carga por colapso se construye con un perfil de presión externa usando la densidad del lodo con el cual se corrió el revestidor dentro del hoyo y las densidades de los cementos, tanto de cola como de llenado.

Superficie = 0 psi.

$$\text{Fondo} = 0,052 * (\rho_1 * H_{\text{CemC}} + \rho_{\text{CemC}} * (H_{\text{CemC}} - H_{\text{CemLL}}) + \rho_{\text{CemLL}} * (H_{\text{rev}} - H_{\text{CemC}}))$$

III-7

Donde:

$\rho_1 =$	<i>Densidad del fluido de perforación</i>
$\rho_{\text{CemC}} =$	<i>Densidad del cemento de Cola</i>
$\rho_{\text{CemLL}} =$	<i>Densidad del cemento de Llenado</i>
$H_{\text{rev}} =$	<i>Profundidad de asentamiento del revestidor</i>
$H_{\text{CemC}} =$	<i>Tope del Cemento de Cola</i>
$H_{\text{CemLL}} =$	<i>Tope del Cemento de Llenado</i>
$\text{Gradg} =$	<i>Gradiente de presión de gas</i>

- g) La línea de respaldo para este caso donde 1/3 del revestidor queda vacío es la siguiente:

Superficie = 0 psi

III-8

$$\text{Fondo} = 0,052 * \rho_1 * (1 - 1/3) * H_{\text{rev}}$$

- h) Las líneas resultantes son:

Resultante = Presión Interna - Presión Externa

- i) Utilizando un factor de seguridad de 1,1 se construye la línea de diseño:

$$\text{Diseño} = \text{Resultante} * 1,1$$

- j) Finalmente graficamos la línea resultante y la línea de diseño, además de la línea de resistencia de los revestidores a probar (Figura III-7):

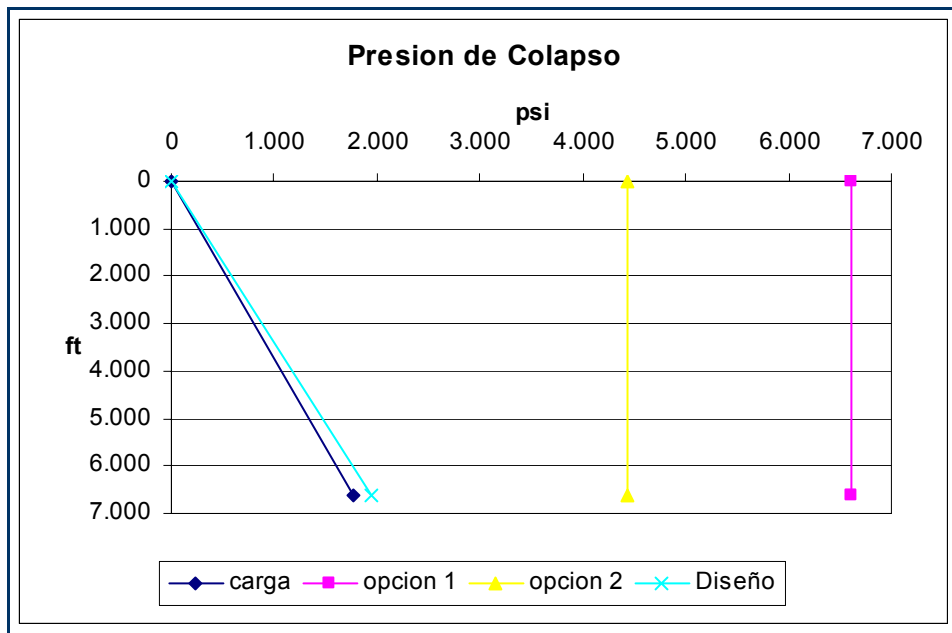


Figura III-7 Presión de Colapso

#### 4.1.3 Efectos de tensión

k) Utilizando un Diagrama de Cuerpo Libre, como el que se muestra en la Figura III-8, se calculan las cargas de tensión/compresión a las que está sometido el revestidor.

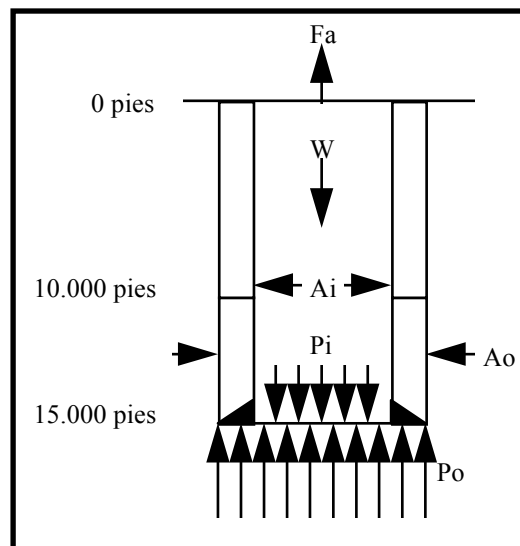


Figura III-8 Diagrama de Cuerpo Libre para cálculo de fuerzas axiales

$$F_{@ 0 \text{ pies}} = H_{rev} * W + 0,052 * \rho_1 * H_{rev} * (A_o - A_i)$$

$$F_{@ \text{Tope Cemento Llenado}} = (H_{rev} - H_{CemLL}) * W + 0,052 * \rho_1 * H_{rev} * (A_o - A_i)$$

$$F_{@ \text{Tope Cemento de Cola}} = (H_{rev} - H_{CemC}) * W + 0,052 * \rho_1 * H_{rev} * (A_o - A_i)$$

III-9

Donde:



$\rho_1 =$	Densidad del fluido de perforación
$W =$	Peso de la tubería por pies
$A_o =$	Área trasversal - diámetro externo
$A_i =$	Área trasversal - diámetro interno
$H_{rev} =$	Profundidad de asentamiento del revestidor
$H_{CemC} =$	Tope del Cemento de Cola
$H_{CemLL} =$	Tope del Cemento de Llenado
$Gradg =$	Gradiente de presión de gas
$F =$	Fuerza de tensión

- l) La línea de diseño se construye a partir de la línea de carga por tensión. El diseño por tensión utiliza dos consideraciones, tomando el mayor de los dos valores como variable de control. Por una parte está un factor de overpull de 100.000 lbf que se agrega a la línea de carga por tensión para tomar en cuenta los efectos de pega diferencial. Por otra parte se utiliza también un factor de diseño de 1,6 sobre la carga original. Una de estas dos consideraciones resultará en la máxima carga de tensión que será utilizada para diseñar.

$$F_{\text{diseño}} = F * 1,6 \quad \text{ó} \quad F_{\text{diseño}} = F + 100.000 \text{ lbf}$$

- m) Se elabora el grafico de tensión como se muestra en la Figura III-9

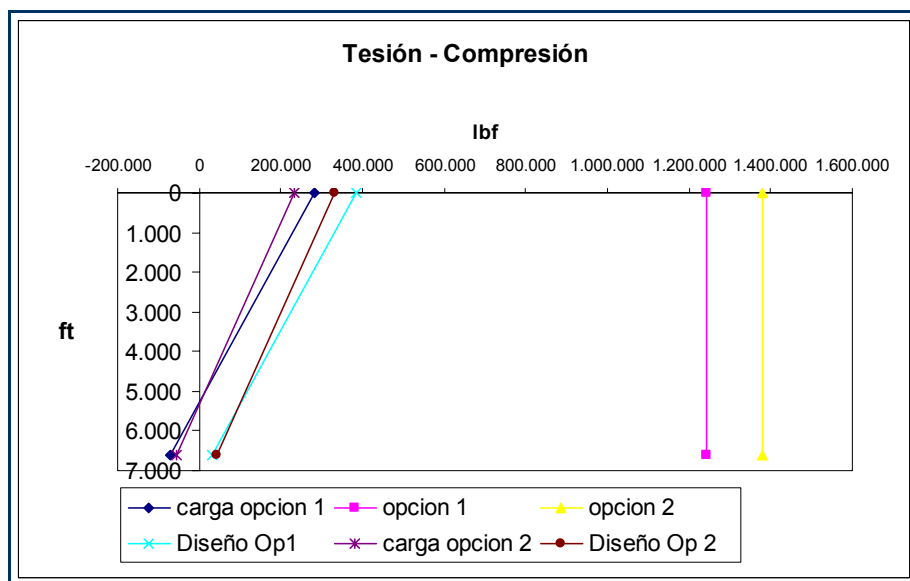


Figura III-9 Tensión - Compresión

#### 4.1.4 Correcciones biaxiales

- n) Usando el gráfico de tensión de la Figura III-9 se determinan los esfuerzos de tensión (o compresión) a que está sometido el revestidor en superficie y en el fondo.

Presión Superficie:  $F_{\text{diseño Sup}} / (A_o - A_i)$

Presión Fondo:  $F_{\text{diseño Fondo}} / (A_o - A_i)$

- o) Los efectos biaxiales dependen de la relación entre el esfuerzo de tensión y la resistencia a la fluencia promedio de la tubería; es decir:

Superficie:  $\text{Presión Superficie} / \text{Res. Promedio}$

Fondo:  $\text{Presión Fondo} / \text{Res. Promedio}$

- p) Los resultados del punto b se usan con la elipse de plasticidad de la Figura III-10 para determinar los efectos de la tensión/compresión en la tubería seleccionada.

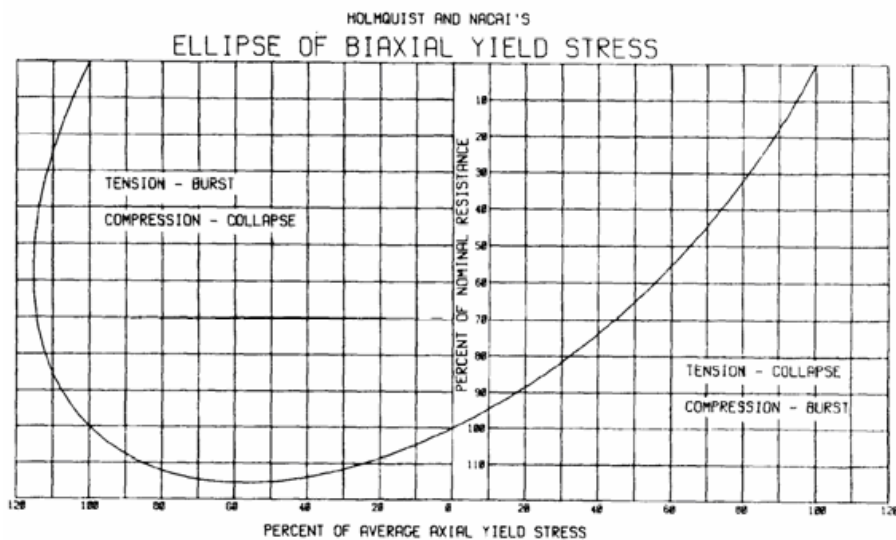


Figura III-10 Elipse de plasticidad para efectos biaxiales

- q) En la Figura III-11 se han representado como función de la profundidad las resistencias nominales al estallido del

revestidor seleccionado (línea vertical) y las resistencias corregidas debido al efecto biaxial (línea amarilla).

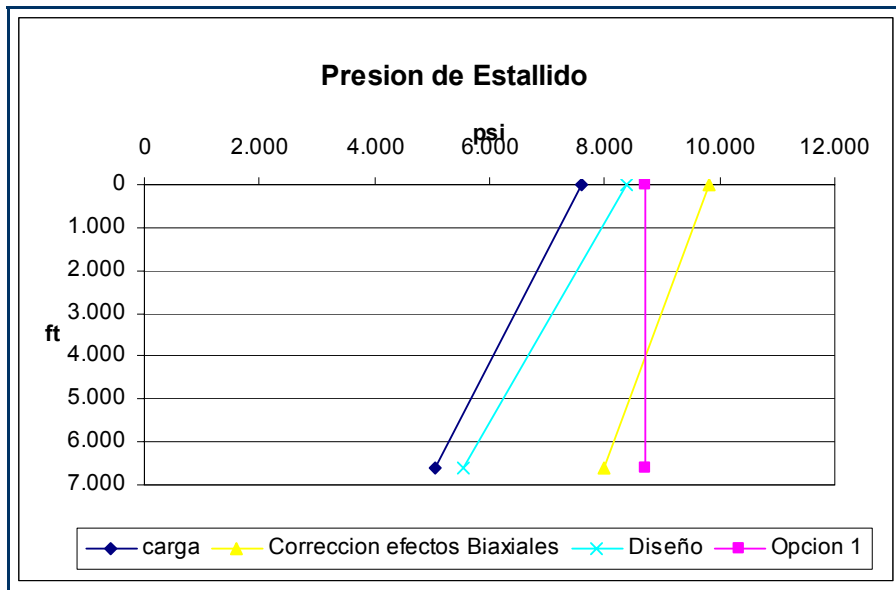


Figura III-11 Presión de Estallido corregida por efectos biaxiales

r) Finalmente, en la Figura III-11 se repiten las líneas de diseño de carga de estallido y las resistencias corregidas discutidas en el punto anterior. Estas correcciones se realizan para ambos casos, estallido y colapso.

s) Cálculos de los Factores de Diseño:

$$\text{Factor de Diseño} = \frac{\text{Resistencia teórica del Material}}{\text{Carga aplicada}} \quad \text{III-10}$$

## 4.2 Revestidor Intermedio y Camisa de Producción (se realizaron en conjunto)

### 4.2.1 Efectos de estallido

*Premisa: La presión de superficie máxima será a la tasa de trabajo del equipo de superficie. La máxima presión en la zapata viene dada por el gradiente de fractura más el factor de seguridad (1 lpg). Espacio anular lleno de gas y lodo.*

a) Se halla la máxima presión en la zapata de esta forma:

$$Pmz = 0,052 * (\rho_2 + 1 \text{ lpg}) * H_{total} \quad \text{III-11}$$

Donde:

$\rho_2 =$  Densidad de fractura

$H_{rev} =$  Profundidad de asentamiento del revestidor

$Pmz =$  Presión máxima en la zapata

- b) Ya obtenida la presión máxima en la zapata y teniendo la presión en superficie, se busca satisfacer las condiciones de presión en ambos puntos simultáneamente, el pozo debe tener dos fluidos (gas y lodo), con lo cual se deduce las siguientes ecuaciones y de esta forma se halla la profundidad del nivel de fluido, para finalmente poder hallar las presiones y construir el gráfico de estallido:

$$Hg - Hm = H_{rev} \quad \text{III-12}$$

$$Psup + Gradg * H_g + 0,052 * \rho_2 * Hm = Pmz$$

Donde:

$\rho_2 =$  Densidad del fluido de perforación

$H_g =$  Altura de la columna de gas

$Hm =$  Altura de la columna del fluido de perforación

$H_{rev} =$  Profundidad de asentamiento del revestidor

$Gradg =$  Gradiente de presión de gas

- c) La contrapresión de esta línea viene dada por el respaldo del gradiente de presión de poro en el exterior del revestimiento (asumiendo que no hay lodo ni cemento), suponemos agua salada de 0,465:

Superficie = 0 psi

Fondo =  $0,465 * H_{rev}$

d) Las líneas resultantes son:

$$\text{Resultante} = \text{Presión Interna} - \text{Presión Externa}$$

e) Utilizando un factor de seguridad de 1,1 se construye la línea de diseño:

$$\text{Diseño} = \text{Resultante} * 1,1$$

f) Finalmente graficamos la línea resultante y la línea de diseño, además de la línea de resistencia de los revestidores a probar (Figura III-6):

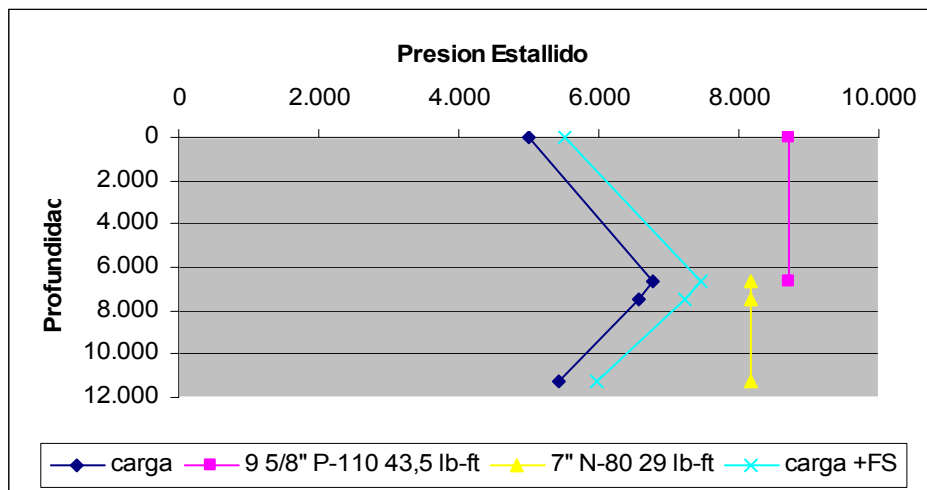


Figura III-12 Presión de Estallido

#### 4.2.2 Efectos de colapso

*Premisa: La carga de colapso es impuesta cuando el anular es ocupado por fluidos más pesados (lodo y Cementos) y el interior del revestimiento se encuentra hasta cierto nivel con lodo (perdida de circulación)*

g) La línea de carga por colapso se construye con un perfil de presión externa usando la densidad del lodo con el cual se corrió el revestidor dentro del hoyo y las densidades de los cementos, tanto de cola como de llenado.

Superficie = 0 psi.

$$\text{Fondo} = 0,052 * (\rho_1 * H_{\text{CemC}} + \rho_{\text{CemC}} * (H_{\text{CemC}} - H_{\text{CemLL}}) + \rho_{\text{CemLL}} * (H_{\text{rev}} - H_{\text{CemC}}))$$

III-13

Donde:

$\rho_1 =$	<i>Densidad del fluido de perforación</i>
$\rho_{CemC} =$	<i>Densidad del cemento de Cola</i>
$\rho_{CemLL} =$	<i>Densidad del cemento de Llenado</i>
$H_{rev} =$	<i>Profundidad de asentamiento del revestidor</i>
$H_{CemC} =$	<i>Tope del Cemento de Cola</i>
$H_{CemLL} =$	<i>Tope del Cemento de Llenado</i>

- h) La línea de respaldo ocurre cuando se pierde circulación y el nivel del lodo cae dentro del revestimiento quedando parte de él vacío, el cual viene dado cuando se equilibra la presión con el gradiente de formación (agua salada), este nivel se encuentra con la ecuación siguiente:

$$0,052 * \rho_m * H_x = H_{rev} * Grad_{for} \quad \text{III-14}$$

$\rho_m =$	<i>Densidad del fluido de perforación</i>
$H_x =$	<i>Nivel de fluido dentro del revestimiento</i>
$Grad_{for} =$	<i>Gradiente de presión de la formación</i>
$H_{rev} =$	<i>Profundidad de asentamiento del revestidor</i>

- i) Ya obtenido el Nivel del fluido se grafica la línea de respaldo (línea interna) desde la profundidad del nivel del fluido hasta la zapata.

- j) Las líneas resultantes son:

$$\text{Resultante} = \text{Presión Interna} - \text{Presión Externa}$$

- k) Utilizando un factor de seguridad de 1,1 se construye la línea de diseño:

$$\text{Diseño} = \text{Resultante} * 1,1$$

- l) Finalmente graficamos la línea resultante y la línea de diseño, además de la línea de resistencia de los revestidores a probar (Figura III-7):

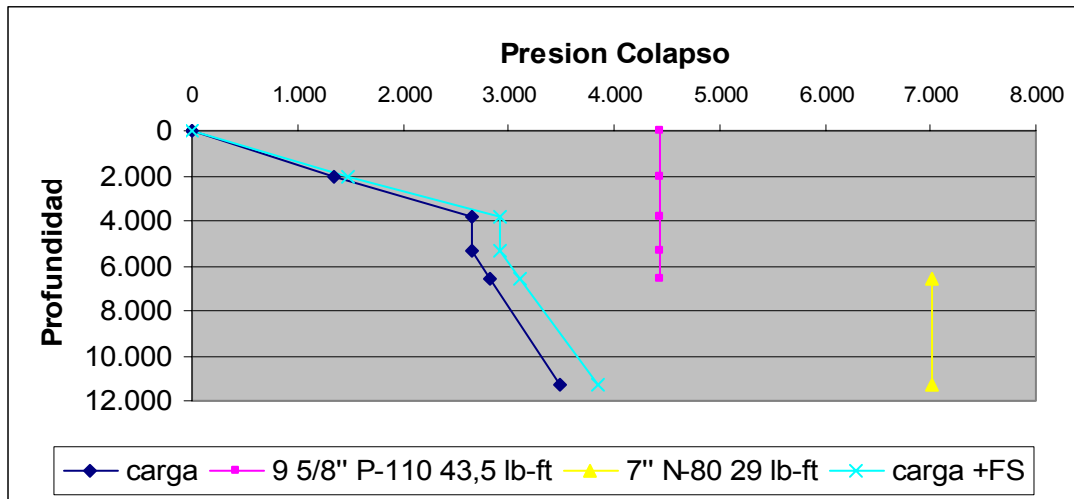


Figura III-12 Presión de Colapso

### 4.2.3 Efectos de tensión

m) Utilizando un Diagrama de Cuerpo Libre, como el que se muestra en la Figura III-8, se calculan las cargas de tensión/compresión a las que está sometido el revestidor.

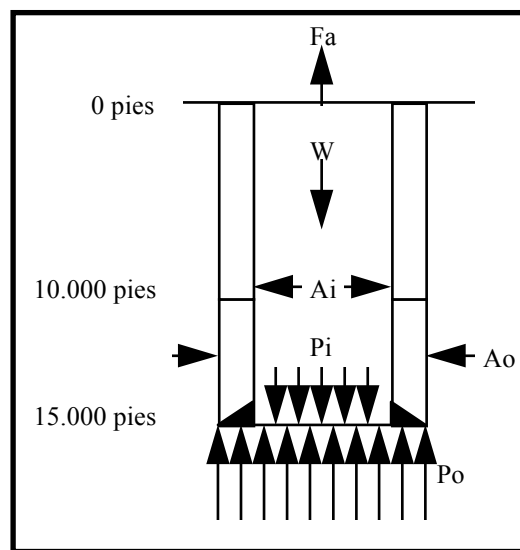


Figura III-13 Diagrama de Cuerpo Libre para cálculo de fuerzas axiales

$$F_{@ 0 \text{ pies}} = H_{rev} * W + 0,052 * \rho_1 * H_{rev} * (A_o - A_i)$$

$$F_{@ \text{Tope Cemento Llenado}} = (H_{rev} - H_{CemLL}) * W + 0,052 * \rho_1 * H_{rev} * (A_o - A_i)$$

$$F_{@ \text{Tope Cemento de Cola}} = (H_{rev} - H_{CemC}) * W + 0,052 * \rho_1 * H_{rev} * (A_o - A_i)$$

III-15

Donde:

$\rho_1 =$	Densidad del fluido de perforación
$W =$	Peso de la tubería por pies
$A_o =$	Área trasversal - diámetro externo
$A_i =$	Área trasversal - diámetro interno
$H_{rev} =$	Profundidad de asentamiento del revestidor
$H_{CemC} =$	Tope del Cemento de Cola
$H_{CemLL} =$	Tope del Cemento de Llenado
$Gradg =$	Gradiente de presión de gas
$F =$	Fuerza de tensión

n) La línea de diseño se construye a partir de la línea de carga por tensión. El diseño por tensión utiliza dos consideraciones, tomando el mayor de los dos valores como variable de control. Por una parte está un factor de overpull de 100.000 lbf que se agrega a la línea de carga por tensión para tomar en cuenta los efectos de pega diferencial. Por otra parte se utiliza también un factor de diseño de 1,6 sobre la carga original. Una de estas dos consideraciones resultará en la máxima carga de tensión que será utilizada para diseñar.

$$F_{\text{diseño}} = F * 1,6 \quad \text{ó} \quad F_{\text{diseño}} = F + 100.000 \text{ lbf}$$

o) Se elabora el grafico de tensión como se muestra en la Figura III-9

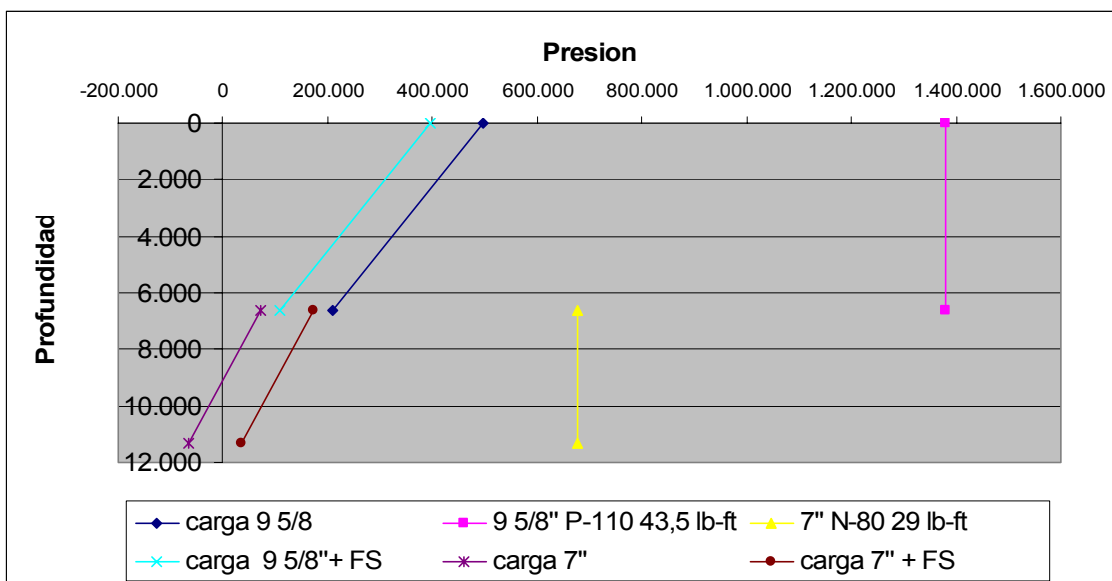


Figura III-14 Tensión - Compresión



#### 4.2.4 Correcciones biaxiales

- p) Usando el gráfico de tensión de la Figura III-9 se determinan los esfuerzos de tensión (o compresión) a que está sometido el revestidor en superficie y en el fondo.

$$\text{Presión Superficie: } F_{\text{diseño Sup}} / (A_o - A_i)$$

$$\text{Presión Fondo: } F_{\text{diseño Fondo}} / (A_o - A_i)$$

- q) Los efectos biaxiales dependen de la relación entre el esfuerzo de tensión y la resistencia a la fluencia promedio de la tubería; es decir:

$$\text{Superficie: } \text{Presión Superficie} / \text{Res. Promedio}$$

$$\text{Fondo: } \text{Presión Fondo} / \text{Res. Promedio}$$

- r) Corregimos los esfuerzos biaxiales usando la correlación para tubería seleccionada: Figura III-10

$$Y = \frac{\text{Esfuerzo Axial}}{\text{Esfuerzo Cedente por Long}} \quad \text{III-16}$$

$$\begin{aligned} \text{Estallido} &= 0.5 \cdot Y_i + \sqrt{1 - 0.75 \cdot (Y_i)^2} \\ \text{Colapso} &= -0.5 \cdot Y_i + \sqrt{1 - 0.75 \cdot (Y_i)^2} \end{aligned} \quad \text{III-17}$$

- s) En la Figura III-11 se ha representado los valores de estallido que resultan de la multiplicación de los valores de diseño por los factores de las ecuaciones anteriores

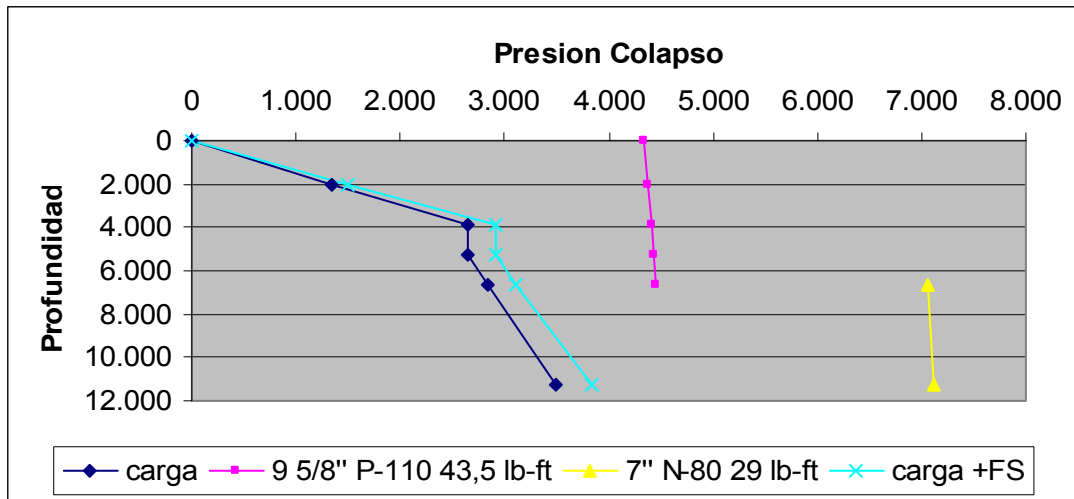


Figura III-15 Presión de Colapso corregida por efectos biaxiales

De la misma forma se realizan estas correcciones para las presiones en el estallido.

## 5. Diseño del lodo

### 5.1 Lodo

El lodo es un elemento de vital importancia para la perforación exitosa y sin contratiempos de un pozo, por lo cual se realizó la selección de los lodos enfocándose primordialmente en varios factores:

#### 5.1.1 Densidad:

La selección de las densidades de los fluidos de perforación que se recomienda para la perforación de esta nueva localización se basó principalmente en la información de las presiones de poro y las presiones de fractura de las formaciones que van a ser atravesadas, de esta forma se trata de garantizar la perforación del hoyo sin problemas de arremetidas o pérdidas de circulación.

#### 5.1.2 Geología:

La selección de un fluido de perforación adecuado para la perforación de un pozo de desarrollo es de sumo cuidado, ya que de él depende la integridad y la estabilidad del hoyo, por lo tanto es de suma

importancia usar lodos que maximicen las características favorables para la perforación del hoyo sin contratiempos.

### **5.1.3 Zonas Productivas – Zonas No Productivas:**

El uso de fluidos de perforación durante la perforación puede ocasionar daño a la formación y esto a su vez afectar la productividad del pozo, basado en esta premisa se buscó el fluido que mejor se ajustara a las características de las formaciones productoras que durante la perforación se van a atravesar y de esta forma garantizar el mínimo daño a los intervalos de interés.

## **5.2 Equipo de control de sólidos**

Durante la perforación de un pozo muchos sólidos entran al sistema de circulación del pozo, esto afecta en diferentes niveles las propiedades reológicas de los fluidos y por ende coloca en peligro el cumplimiento de las funciones principales de los lodos, por lo cual es muy importante contar con los equipos necesarios para el control de sólidos en la perforación del hoyo.

Basado en conocimientos de perforación general se realiza la recomendación de uso de equipos de control de sólidos que tengan la capacidad de manejar la perforación de este pozo.

## **6. Cementación**

El programa de cementación tuvo como principal premisa evitar el fracturamiento alrededor de la zapata del conductor durante las operaciones subsiguientes, este programa se basó básicamente en la siguiente información:

- Información del pozo vecino LV-6X
- Características del revestidor a cementar
- Geometría del hoyo
- Tipo del lodo existente en el sistema

Luego de la recopilación de esta información se trabajó en un consenso para el programa de cementación basado en la experiencia en proceso de perforación.

## **7. Selección de mechas**

El procedimiento de selección de mechas se basó básicamente en dos factores primordiales, el primero de ellos, es la información de la perforación del pozo LV-6X, principalmente de la información de este pozo se extrajeron detalles como son los tipos de mechas usadas y los tiempos de perforación de las mismas. Por otra parte la selección de mechas se llevó a cabo luego de un análisis de perforabilidad de las formaciones basado en un estudio de los registros sínicos del pozo más cercanos a esta localización (LV-6X) mediante el cual haciendo uso de nuevas tecnologías y experiencia en perforación se llegó a la selección final para el programa de mechas que se va usar para la perforación de esta nueva localización.

## **8. Análisis Nodal**

Con el objetivo de optimizar el sistema de producción del pozo, se llevó a cabo un análisis Nodal para la selección del diámetro óptimo de la tubería de producción que se va ser utilizar en la etapa de completación, se construyó una curva de oferta del yacimiento de interés basado en la información de una prueba de producción de un pozo cercano a la localización a perforar, además se construyeron las curvas de demanda para diferentes diámetros de tuberías.

La curva de afluencia y el índice de productividad se consiguieron mediante la aplicación del método de Vogel, este método fué usado ya que el yacimiento de interés es saturado, además es un método de fácil aplicación para casos en donde los datos son escasos. Luego de obtener esta información relacionamos el índice de productividad al espesor de la arena productora, de esta forma llevamos el comportamiento del yacimiento a la localización propuesta, en donde con el espesor de arena esperada obtenemos un nuevo índice de productividad y con éste, graficamos una nueva curva de oferta del yacimiento. Además luego realizamos análisis de sensibilidad variando el posible daño en el pozo.

Por otra parte las curvas de demanda fueron calculadas haciendo uso del modelo de Beggs and Brill para el cálculo de los gradientes de presión, este método es un método iterativo por lo cual se programó para efectos prácticos.

La idea principal del análisis es colocar un nodo de estudio en la profundidad del yacimiento, esto quiere decir que no se consideraron los efectos de estranguladores de superficie, ni los efectos de flujo multifásico en la línea de flujo de superficie.

<i>Parámetros del Yacimiento para el Análisis Nodal</i>	
Presión	3200 lpca
Espesor de arena (LV-6X)	15 pies
Espesor de arena esperada	18 pies
Permeabilidad	36 md
Viscosidad	0,72 cps
Factor Volumétrico del Petróleo (Bo)	1,20 BY/BN
Temperatura de fondo	240 °F
Presión de superficie	500 lpca
Relación Gas - Petróleo	2000
% Agua y Sedimentos	0,0 %
Gravedad del Crudo	36.5 °API
Profundidad	9.800 pies
Gravedad Específica del Gas	0.65
Qo	410 BOPD
Pwf	1620 lpca

**Tabla III-1 Parámetros del Yacimiento**

Primeramente basado en la información del yacimiento y en una prueba de producción tomada del pozo LV-6X en diciembre del año 2004, se calculó la curva de afluencia mediante el uso del método de Vogel (Figura III-16):

$$Q = Q_{\max} \cdot \left[ 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{P_{wf}}{P_e} \right) - 0,8 \cdot \left( \frac{P_{wf}}{P_e} \right)^2 \right] \quad \text{III-18}$$

Donde:

$Q$  = Tasa de Petróleo (BPD)

$Q_{max}$  = Tasa máxima de Petróleo (BPD)

$P_e$  = Presión del yacimiento (psi)

$P_{wf}$  = Presión de fondo fluyente (psi)

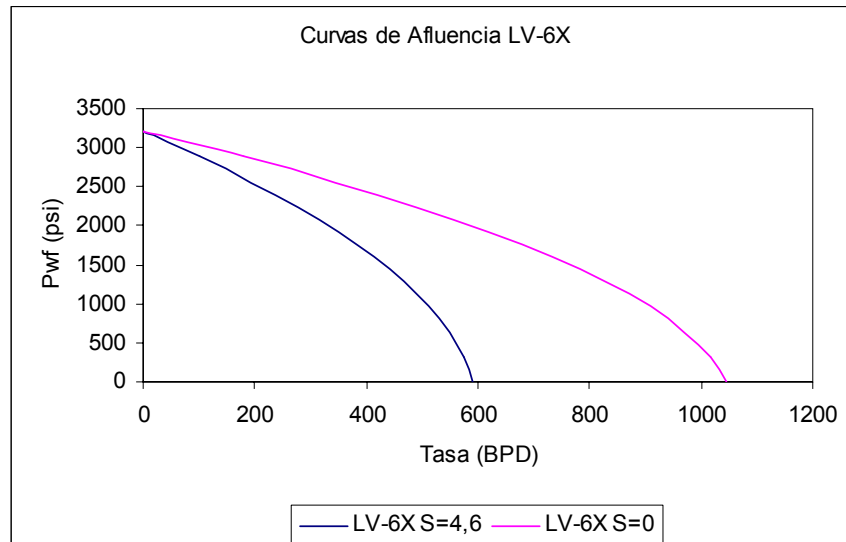


Figura III-16 Curvas de Afluencia LV-6X

Una vez calculada la curva de oferta del yacimiento en el pozo LV-6X se procedió al cálculo del índice de productividad “J” mediante la aplicación de la ecuación III-19,

$$J = \frac{q_{o_{m\acute{a}x}} \cdot 1,8}{P_b} \quad \text{III-19}$$

Donde:

$J$ : Índice de Productividad (BPD/psi)

$q_{o_{m\acute{a}x}}$ : Tasa máxima (BPD)

$P_b$ : Presión promedio (psi)

Luego de la obtención de índice de productividad se calculó el daño aplicando la ecuación III-20

$$J = \frac{k_o \cdot h}{141,2 \cdot \beta_o \cdot \mu \cdot \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + S \right]} \quad \text{III-20}$$

Donde:

$J$ : Índice de Productividad (BPD/psi)

$B_o$ : Factor volumétrico del Petróleo (BY/BN)

*re: Radio de drenaje (pies)*

*rw: Radio del pozo (pies)*

*S: Daño (adimensional)*

*h: Espeso (pies)*

Igualmente utilizando la ecuación III-20 se calculó el índice de productividad cuando el daño es igual a cero para el pozo LV-6X, este fué dividido entre el “h” y de esta forma se obtuvo “J/h”, que no es más que la relación entre el índice de productividad y el espesor la arena productora.

Basado en la información obtenida del estudio aplicado al pozo LV-6X se extrapoló este comportamiento al pozo nuevo y de esta forma se calculó la curva de afluencia para la localización propuesta.

Como primer paso en el estudio del pozo nuevo se calculó el índice de productividad del mismo, posteriormente mediante la aplicación de las ecuaciones III-20, III-19 y III-18 se obtuvo la curva de afluencia para el caso donde el daño era igual a cero, y finalmente se calculó las curvas de afluencia para casos donde el daño que se presentara fuese 4, 8 y 12 (Figura III-17)

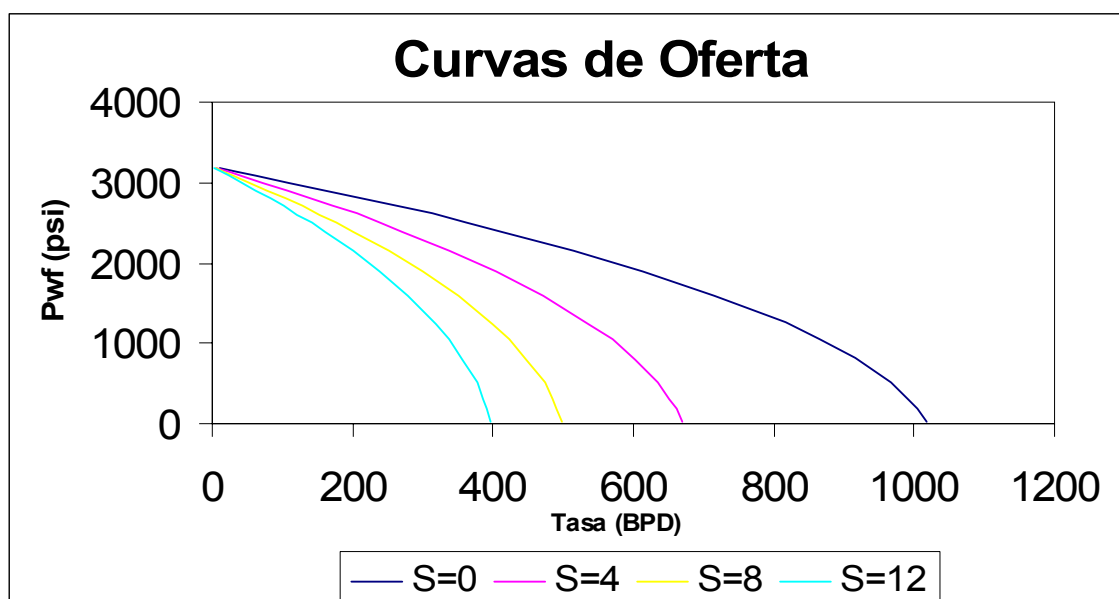


Figura III-17 Curvas de Oferta

Luego de obtener el posible comportamiento del yacimiento para nuestra nueva localización, se aplicó el modelo de Beggs and Brill para el cálculo de las caídas de presión en tuberías de producción de diferentes diámetros, los valores utilizados para el estudio fueron: dos tuberías de 2 3/8" (Diámetro interno 1,995" y 2,041"), dos tuberías de 2 7/8" (Diámetro interno 2,441" y 2,323") y dos tuberías de 3 1/2" (Diámetro Interno 3,068" y 2,992"); se eligieron estos valores por ser los estadares que ofrecen los fabricantes Beggs and Brill

$$\frac{\Delta P}{\Delta Z} = \frac{\frac{g \cdot \rho_{tp} \cdot \text{sen} \theta + \frac{f_{tp} \cdot G_m \cdot V_m}{2 \cdot g_c \cdot d}}{1 - \frac{\rho_{tp} \cdot V_m \cdot V_{sg}}{g_c \cdot P}}}{\quad} \quad \text{III-21}$$

Donde:

$\rho_{tp}$  = Densidad de mezcla considerando no-deslizamiento entre fases

$f_{tp}$  = Factor de fricción considerando deslizamiento entre fases

$G_m$  = Flujo másico total

$V_m$  = Velocidad de la mezcla

$V_{sg}$  = Velocidad superficial del gas

$\theta$  = Angulo de Inclinación

$P$  = Presión

El modelo de Beggs and Brill es totalmente iterativo debido a esto se realizó un programa para los calculos de las caídas de presión en las tuberías de producción de diferentes diámetros. Para la programación y uso de este modelo se uso diferentes correlaciones para el calculo de las variables implicadas en el proceso, como son las características PVT, el factor de fricción, viscosidad, etc. Entre las correlaciones que se usan están Standing, Chen, Beggs and Robinson, etc.



El modelo se basa en la división de la longitud de la tubería en secciones, se asume una caída de presión para cada sección y luego se calcula la caída de presión y se compara con la asumida, si la diferencia es menor a la tolerancia establecida se establece como el diferencial de presión en esa sección sino se itera hasta conseguir un valor aceptable. De esta misma forma se realiza para todas las secciones,

La finalidad del estudio de esta sensibilidad es el de hallar el diámetro óptimo para la producción de este yacimiento. El criterio de selección fué el de tomar aquel valor en el que el aporte de fluidos fuese el más significativo. (Figura III-18).

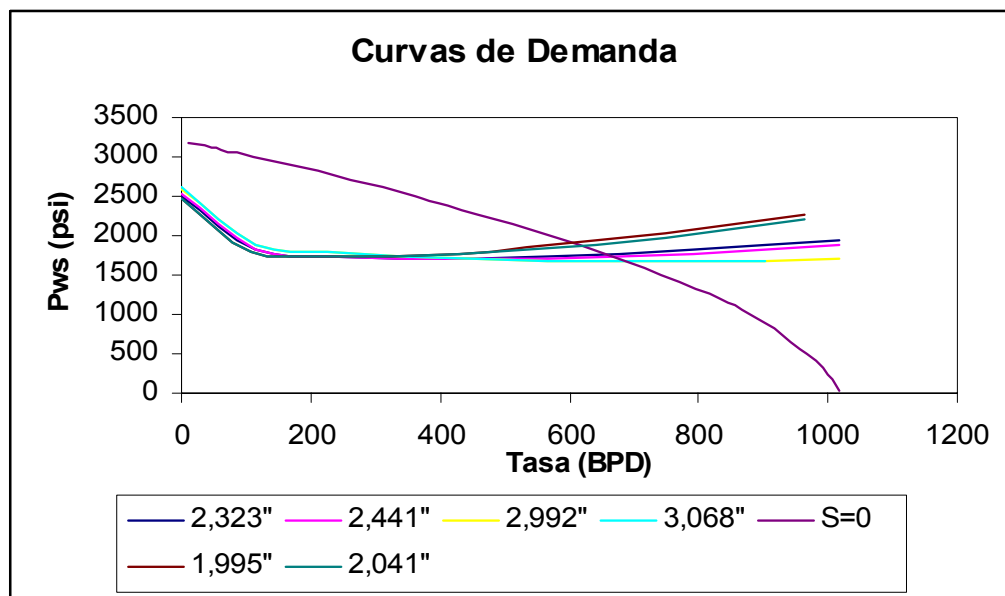


Figura III-18 Curvas de Oferta y Demanda

Finalmente luego de graficar las curvas de demanda se realizaron el análisis de las tasas esperadas y los diámetros de las tuberías de producción.

## 9. Selección de Cabezal

La selección adecuada de Cabezal está sujeta directamente a la configuración final del pozo, es decir, para la selección del cabezal uno de los parámetros determinantes son los diámetros de la tubería de

producción y los diámetros de los revestidores del pozo. Las bridas y los carretos tienen que tener el mismo diámetro interno de los revestimientos, de manera que permitan el fácil paso de las tuberías, herramientas, etc. Finalmente otro de los factores determinantes para la selección del cabezal son las presiones de trabajo, las mismas fueron determinadas mediante la revisión de la información de los pozos vecinos y presiones que estos manejan.

## **10. Selección de Taladro**

Para la selección de taladro se llevó a cabo los cálculos de las cargas máximas de la operación, así como también, los diferentes requerimientos con lo cuales debe cumplir el taladro a seleccionar, entre los parámetros que se establecieron como características importantes para la selección del taladro son:

- ✓ Capacidad de la Cabria
- ✓ Capacidad de la Sub-estructura
- ✓ Capacidad del Malacate
- ✓ Capacidad de las Bombas
- ✓ Volumen mínimo de fluido en superficie

Los cálculos de estos parámetros se encuentran realizados en el Apéndice 11.

## **11. Análisis Económico**

Referirse al Capítulo VI de Análisis Económico

## **12. Compilación de Información y Creación de la Propuesta de Perforación y Completación de la Nueva Localización**

Luego de preparar la información necesaria para la construcción de los programas, tanto de perforación como de completación, se desarrolló las propuestas de perforación y completación de la localización. Los resultados de este trabajo se presentan en el Capítulo IV y se analizan en el Capítulo V.

# Capítulo IV

## Resultados

**PROPUESTA DE PERFORACION POZO DE DESARROLLO**

**Localización: 89 - LV -12**

**Pozo: LV - 9**

**Campo: La Vela**

**Estado: Falcón**

**Fecha: Abril de 2004**

# 1. INDICE

<b>1. INDICE</b> .....	<b>2</b>
<b>2. RESUMEN EJECUTIVO</b> .....	<b>3</b>
<b>3. INFORMACIÓN GENERAL</b> .....	<b>4</b>
<b>4. OBJETIVO GENERAL</b> .....	<b>5</b>
<b>5. JUSTIFICACION</b> .....	<b>5</b>
<b>6. BASE GEOLOGICA</b> .....	<b>6</b>
6.1 SECUENCIA LITOLÓGICA ESTIMADA .....	6
6.2 DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA .....	7
6.3 ANÁLISIS GEOLOGICO .....	8
<b>7. PROGRAMA DE EVALUACION</b> .....	<b>9</b>
7.1 OBJETIVOS.....	9
7.2 “MUD LOGGING” .....	9
7.3 PROGRAMA DE REGISTROS ELECTRICOS .....	9
<b>8. PROCEDIMIENTO DE TRABAJO</b> .....	<b>10</b>
8.1 FASE 26” – REVESTIDOR 20” .....	10
8.2 FASE 17 1/2” – REVESTIDOR 13 3/8” .....	16
8.3 FASE 12 1/4” – REVESTIDOR 9 5/8” .....	21
8.4 FASE 8 1/2” – LINER 7” .....	27
<b>9. CABEZAL</b> .....	<b>33</b>
<b>10. EQUIPO IMPIDEREVENTONES</b> .....	<b>33</b>
<b>11. EVALUACIÓN ECONÓMICA</b> .....	<b>33</b>
<b>12. ANEXOS</b> .....	<b>33</b>

## 2. RESUMEN EJECUTIVO

Con el propósito de iniciar una campaña de desarrollo del campo La Vela Tierra, Vinccler Oil and Gas, C.A., tiene contemplado la perforación vertical de un pozo de desarrollo en la localización 89 – LV -12 a 3 Km. en la dirección Noreste del pozo LV-6X. Este nuevo pozo tiene como objetivo primario desarrollar el potencial de producción de petróleo de la formación Pecaya y como segundo objetivo la Formación Cerro Pelado. La perforación del pozo será realizada en cuatro fases:

Inicialmente se perforará un hoyo de 26” hasta 500’, donde se asentará y cementará un revestidor de 20”. Entre los objetivos principales de este revestimiento están los de proveer la integridad necesaria para controlar arremetidas, aislar las arenas de agua fresca superiores y proveer los medios para colocar la válvula de seguridad impide reventones para perforar el resto del pozo. Luego se perforará un hoyo de 17-1/2” hasta 1500’ a donde se asentará el revestimiento superficie de 13- 3/8”. Este revestidor tiene como función principal soportar los esfuerzos de tensión y compresión que aplicaran el resto de los revestidores que formen parte del resto del pozo. Posteriormente se perforará con una mecha de 12-1/4” hasta una profundidad de 6600’ y se asentará un revestidor de 9-5/8”, para finalmente perforar hasta el objetivo (Formación Pecaya) con un hoyo de 8-1/2” para asentar un liner de 7 “.

El potencial de producción de la localización se estima entre 300 BPPD y 1,50 MMPCGPD.

**El tiempo estimado de perforación del nuevo pozo es de 64 días.**

### 3. INFORMACIÓN GENERAL

<b>NOMBRE DEL POZO:</b>	<b>LV – 9</b>
<b>LOCALIZACIÓN:</b>	<b>89 – LV - 12</b>
<b>CAMPO:</b>	<b>LA VELA TIERRA</b>
<b>MUNICIPIO:</b>	<b>COLINA, ESTADO FALCON</b>
<b>OPERADOR:</b>	<b>VINCCLER OIL AND GAS</b>
<b>TALADRO:</b>	
<b>ALTURA DE LA MESA ROTARIA:</b>	<b>xx PIES</b>
<b>CLASIFICACIÓN:</b>	<b>DESARROLLO</b>
<b>COORDENADAS SUPERFICIE:</b>	
<b>COORDENADAS FONDO:</b>	
<b>ORIGEN DE LAS COORDENADAS:</b>	<b>Datum La Canoa, PSAD 56.</b>
<b>ELEVACIÓN DEL TERRENO:</b>	<b>150 PIES</b>
<b>PROFUNDIDAD ESTIMADA:</b>	<b>11300 PIES</b>
<b>TIPO DE TERMINACIÓN:</b>	<b>2 7/8” SENCILLO</b>
<b>TIEMPO ESTIMADO DE PERFORACIÓN:</b>	<b>64 Días</b>
<b>UBICACIÓN:</b>	<b>La localización se encuentra ubicada a 3Km. del pozo LV-6X.</b>
<b>OBJETIVO:</b>	<b>Desarrollar el potencial de producción de petróleo y gas de la Formación Pecaya y Cerro Pelado.</b>

## **4. OBJETIVO GENERAL**

Desarrollar el potencial de producción de petróleo y gas de la Formación Pecaya como objetivo primario y secundario la Formación Cerro Pelado, a través de una perforación y completación exitosa del pozo de desarrollo LV-9 en el campo La Vela Tierra Edo. Falcón.

## **5. JUSTIFICACION**

Con el fin de iniciar el plan de desarrollo del campo La Vela Tierra, Estado Falcón, la empresa venezolana Vinccler Oil & Gas, C.A., ha planificado la perforación de un pozo de desarrollo en la localización 89 – LV - 12 ubicada a 3 Km en la dirección Noreste del pozo LV-6X perteneciente al Campo La Vela.

La perforación de la localización propuesta va a permitir desarrollar el potencial de producción de petróleo y gas de la Formación Pecaya como primer objetivo y de la Formación Cerro Pelado como segundo. Además, esta perforación representa una gran oportunidad muy rentable según los análisis económicos realizados.



## 6. BASE GEOLOGICA

### 6.1 SECUENCIA LITOLOGICA ESTIMADA

Edad		Formación
<b>Topes Oficiales</b>		
Plioceno		<b>La Vela</b> 1420' 
		<b>Caujarao</b> 2525' 
Mioceno	Superior	<b>Socorro</b> 3590' 
	Medio	<b>Querales</b> 5150' 
	Inferior	<b>Cerro Pelado</b> 5769'
		<b>Agua Clara</b> 6294' 
Oligoceno		<b>Pedregoso</b> 9310' 
Mioceno	Inferior	<b>Agua Clara</b> 9690' 
Oligoceno		<b>Pecaya ???</b> 11039' 

## 6.2 DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA

- Formación La Vela: perteneciente al Plioceno, esta formación se encuentra compuesta principalmente por areniscas muy calcáreas, de colores claros, marrón a gris; lutitas compactas, impuras, rojizas en la base y algunas areniscas con macrofauna.
- Formación Caujarao: perteneciente al Plioceno y Mioceno superior, constituida principalmente de lutitas arcillosas, con intercalaciones de margas y calizas fosilíferas, topográficamente muy prominentes, y algunas capas de arenas de grano fino en su parte inferior.
- Formación Socorro: perteneciente al Mioceno Superior y Medio, constituida por un intervalo inferior con areniscas, lutitas, margas fosilíferas y calizas, y otro superior de areniscas, turbas y lutitas laminadas, sin elementos calcáreas ni horizontes fosilíferos.
- Formación Querales: perteneciente al Mioceno Medio, formada en más del 90% por lutitas de colores oscuros, con intercalaciones de areniscas de grano fino, en paquetes de hasta 4 m de espesor, muy bioturbadas, escasas margas y calizas conchíferas en capas delgadas y algunos finos niveles carbonosos
- Formación Cerro Pelado: perteneciente al Mioceno Inferior, constituida predominantemente por areniscas de grano fino a medio, con intervalos de grano grueso y hasta conglomerático, dispuestas en capas desde pocos metros a 20 y 30 m de espesor. Las areniscas muestran estratificación cruzada planar, a veces festoneada, rizaduras de corriente, y cierta bioturbación en la base de las capas.
- Formación Agua Clara: perteneciente al Mioceno Inferior, formada por lutitas ferruginosas, concrecionarias, arenosas y yesíferas de color gris negruzco, con intercalaciones delgadas de areniscas limosas y calcáreas, localmente glauconíticas y fosilíferas, de color verdoso a gris, modificado por manchones rojizos en superficies meteorizadas.

proporción, de areniscas y limolitas. Las lutitas son de color gris oscuro, duro, limoso y muy calcáreo; a veces contienen pirita y rompen con fractura concoidea, en forma de bloque.

- Formación Pecaya: perteneciente al Oligoceno, consiste esencialmente de lutitas gris oscuro, generalmente físis y limolíticas, localmente calcáreas, con ocasionales interestratificaciones de areniscas y calizas bioclásticas, en capas delgadas. Estas intercalaciones se han citado principalmente de la región norte, cerca de la sierra de San Luis, donde también aparecen grandes concreciones irregulares de material calcáreo, de color ocre amarillento, de hasta más de 2 m de diámetro.

### **6.3 ANÁLISIS GEOLÓGICO**

Este pozo tienen como objetivo la evaluación de una estructura anticlinal ubicada al noroeste del pozo LV-6, el cual probó exitosamente una estructura de similares características en arenas de edad Mioceno. Esta estructura forma parte de una serie de escamas tectónicas compresivas las cuales forman el Anticlinal Mayor de La Vela.

El área está limitada al norte por la falla de corrimiento de Guadalupe, la cual es una falla inversa de rumbo noreste-suroeste, causada por la compresión tectónica que ha afectado el área de La Vela desde el Mioceno Medio. Hacia el sur se encuentra limitada por una falla subsidiaria al Corrimiento de Guadalupe, la cual la separa de la estructura evaluada por el pozo LV-6X.

## 7. PROGRAMA DE EVALUACIÓN

### 7.1 OBJETIVOS

- Recolección de registros de datos básicos en todas las secciones revelantes del yacimiento.
- Requerimientos específicos de los registros para ayudar a la identificación formacional y zonas con potencial de hidrocarburos.
- Los datos sobre la presión de formación y la recolección de muestras de fluido se realizarán en los estratos que contengan hidrocarburos y en los soportes de agua asociados, si los hay.

### 7.2 “MUD LOGGING”

Instalar un sistema de monitoreo de parámetros de perforación y completación:

- Muestras de Canal:
  - Tomar muestras de canal cada 15’ a los hoyos de 26” y 17-1/2”
  - Tomar muestras de canal cada 10’ en los hoyos de 12-1/4” y 8-1/2”
- Muestras:
  - Exponente “d”.
  - Fluorescencia
- Realizar cromatografía de Gas y llevar registro paleontológico.

### 7.3 PROGRAMA DE REGISTROS ELECTRICOS

INTERVALO (MD)	DIAMETRO / HOYO TIPO / LODO	FORMACIONES	TIPO / REGISTROS
0 – 500’	26” Base Agua	La Vela	-
500 – 1500’	17-1/2” Base agua	La Vela/ Caujarao	Inducción / SP / GR /Densidad / NGT / Sónico/
1500 – 6600’	12-1/4” Base agua	Caujarao/ Socorro/ Querales/ Cerro Pelao/ Agua Clara/ Pedregoso	Inducción / SP / GR /Densidad / NGT / Sónico/ Caliper
6600 – 11300’	8-1/2” Base agua	Pedregoso/ Agua Clara/ Pecaya	Inducción / SP / GR /Densidad / NGT / Sónico/ Caliper

## 8. PROCEDIMIENTO DE TRABAJO

### 8.1 FASE 26" – Revestidor 20"

#### **Generalidades:**

La fase de 26" se iniciará con la perforación de un hoyo piloto de 12 1/4" hasta 500' con el fin de dilucidar la presencia de gas superficial. La fase será perforada a 26" cumpliendo un plan de ampliación que pasará primero por la ampliación a 17 1/2" y finalmente por medio de la herramienta de Underreamer se ampliará a 26". Esta herramienta será utilizada debido a que la mesa rotaria del taladro es de 24". Asentado el Revestidor de 20" @ 500' se procederá con la instalación de un desviador de flujo y un preventor anular de 21 1/4" como mecanismo de seguridad ante la probabilidades de encontrar zonas de gas superficial.

#### **Plan Operacional:**

- Perforar hoyo Piloto con mecha 12 1/4", hasta 500 pies con Sarta Pendular (STB @ 60 y 90') y 25 MLBS de peso sobre la mecha.
- Realizar Viaje Corto y sacar corriendo registro de desviación.
- Correr registros eléctricos.
- Ampliar hoyo de 12 1/4" a 17 1/2" con sarta pendular (STB @ 60 y 9') y mecha Tricónica tipo 111C hasta 500 pies.
- Ampliar hoyo de 17 1/2" a 26" con Underreamer hasta 500'.
- Realizar viaje de Limpieza, repasar intervalo.
- Correr y Cementar Revestidor 20".
- Realizar Top Job.
- Ensamblar Diverter.
- Bajar sarta Pendular (STB @ 60 y 90') y mecha Tricónica tipo 111C .

**Tiempo:**

Actividades	Hoyo 26" hasta 500'	Desde	Hasta	Longitud	ROP TASA	Tiempo (hrs)	Acumulado (hrs)	Tiempo (días)	Acumulado (días)
<b>Fase 26"</b>									
Conectar mecha 12 1/4" y BHA		0	0	0		4,0	4,0	0,17	10,17
Perforar hoyo piloto		0	500	500	50	10,0	14,0	0,58	10,58
Circular		0	500	500		2,0	16,0	0,67	10,67
Realizar viaje Corto		0	500	500		4,0	20,0	0,83	10,83
Sacar Tubería con Drop Gyro		500	0	500	250	2,0	22,0	0,92	10,92
Correr Registros Eléctricos		500	0	500		4,0	26,0	1,08	11,08
Conectar mecha 17 1/2" y BHA		0	0	0		4,0	30,0	1,25	11,25
Ampliar hoyo piloto a 17 1/2"		0	500	500	70	7,1	37,1	1,55	11,55
Circular		0	500	500		2,0	39,1	1,63	11,63
Sacar Tubería		500	0	500	250	2,0	41,1	1,71	11,71
Conectar Underreamer 26"		0	0	0		4,0	45,1	1,88	11,88
Ampliar		0	500	500	50	10,0	55,1	2,30	12,30
Circular		0	500	500		2,0	57,1	2,38	12,38
Repasar		0	500	500	100	5,0	62,1	2,59	12,59
Sacar Tubería		500	0	500	250	2,0	64,1	2,67	12,67
Preparar planchada p/Rev, 20"		0	0	0		4,0	68,1	2,84	12,84
Correr Rev. 20"		0	500	500	200	2,5	70,6	2,94	12,94
Instalar y Bajar Stinger		0	500	500	400	1,3	71,9	3,00	13,00
Circular		500	500	0		2,0	73,9	3,08	13,08
Vestir y Cementar		500	500	0		4,0	77,9	3,25	13,25
Top Job		0	0	0		2,0	79,9	3,33	13,33
Sacar Stinger		440	0	440	400	1,1	81,0	3,37	13,37
Esperar Fraguado				0		8,0	89,0	3,71	13,71
Corte, Inst. Flange y Diverter				0		24,0	113,0	4,71	14,71
Armando BHA mecha 12 1/4" y Bajar		0	500	500		5,0	118,0	4,92	14,92
Realizar LOT		0	0	0		2,0	120,0	5,00	15,00
<b>TIEMPO DE LA FASE =</b>					<b>5,0</b>				

**Revestidores.**

Revestidor					
Diámetro	Grado	Peso	ID	Drift	Rosca
20,00	J-55	94,00	19,124	18,936	BTTS

Longitudes, Pies			F,S.		
Desde	Hasta	Long.	Colapso	Estallido	Tensión
0	500	500	2,39	1,82	9,96

**Fluido de perforación:**

El fluido de perforación a ser utilizado consistirá en un sistema Agua-Gel con las siguientes propiedades.

Propiedades	Min	Max
Densidad, lpg	9.0	
Visc. Embudo, seg/qt	45	50
Visc. Plastica, cp	14	18
Punto Cedente (lb/100 ft2)	6	12
Geles (lb/100 ft2)	No Progresivos	
pH	8,50	9,50
Filtrado API (cc):		S/Control
MBT, lbs/bbl.	10	25
Ca++, ppm.		< 200
Sólidos de baja Gravedad (%)		< 8.0

### ***Equipo de Control de Sólido***

**ZARANDAS:** En vista del alto caudal de bomba a utilizar en esta sección, se recomienda emplear tres zarandas. Se recomienda emplear mallas 110 a 140 mesh en este intervalo para maximizar una buena remoción primaria de sólidos.

**DESARENADOR/ “DESILTER”:** Operar continuamente descartando la descarga de los conos.

**CENTRÍFUGA:** Operar continuamente a fin de mantener la densidad del lodo lo más bajo posible y los sólidos en el rango arriba recomendado. La trampa de arena debe ser procesada según se considere necesario para evitar la acumulación o “build-up” de sólidos no deseables al sistema.

Todos los equipos de control de sólidos deben colocarse a funcionar secuencialmente para mantener los sólidos de baja gravedad al mínimo.

**Ensamblaje de fondo.**

**Hoyo Piloto Conductor de 12-1/4":**

Descripción	Longitud (Ft)	Profundidad (Ft)	O.D. (in)	I.D. (in)	Peso (Lbs/ft)	Observaciones
Drill Pipes	91	91	5,0	4,3	19,5	4-1/2" IF
9 Hevy Weight	270	361	5,0	3,0	50	4-1/2" IF
X/O	3,5	364,5	8,0	2,8	150	6-5/8" Reg. X 4-1/2" IF
1 Portamecha	30	394,5	8,0	2,8	150	6-5/8" Reg.
1 Estabilizador	7	401,5	12,2	2,8	150	6-5/8" Reg., Integral Blades
1 Portamecha	30	431,5	8,0	2,8	150	6-5/8" Reg.
1 Estabilizador	7	438,5	12,2	2,8	150	6-5/8" Reg., Integral Blades
2 Portamecha	60	498,5	8,0	2,8	150	6-5/8" Reg.
Mecha	1,5	500	12,3		40	6-5/8" Reg.

**Hoyo Piloto Conductor de 17-1/2":**

Descripción	Longitud (Ft)	Profundidad (Ft)	O.D. (in)	I.D. (in)	Peso (Lbs/ft)	Observaciones
Drill Pipes	91	91	5,0	4,3	19,5	4-1/2" IF
9 Hevy Weight	270	361	5,0	3,0	50	4-1/2" IF
X/O	3,5	364,5	8,0	2,8	150	6-5/8" Reg. X 4-1/2" IF
1 Portamecha	30	394,5	8,0	2,8	150	6-5/8" Reg.
1 Estabilizador	7	401,5	17,4	3,0	216	6-5/8" Reg., Integral Blades
1 Portamecha	30	431,5	8,0	2,8	150	6-5/8" Reg.
1 Estabilizador	7	438,5	17,4	3,0	216	6-5/8" Reg., Integral Blades
2 Portamecha	60	498,5	8,0	2,8	150	6-5/8" Reg.
Mecha	1,5	500	17,5		40	7-5/8" Reg.

**Hoyo Conductor de 26":**

Descripción	Longitud (Ft)	Profundidad (Ft)	O.D. (in)	I.D. (in)	Peso (Lbs/ft)	Observaciones
Drill Pipes	133,8	133,8	5,0	4,3	19,5	4-1/2" IF
9 Hevy Weight	270	403,8	5,0	3,0	50	4-1/2" IF
X/O	3,5	407,3	8,0	2,8	150	6-5/8" Reg. X 4-1/2" IF
1 Portamecha	30	437,3	8,0	2,8	150	6-5/8" Reg.
1 Estabilizador	7	444,3	17,4	3,0	216	6-5/8" Reg., Integral Blades
1 Portamecha	30	474,3	8,0	2,8	150	6-5/8" Reg.
1 Estabilizador	7	481,3	17,4	3,0	216	6-5/8" Reg., Integral Blades
1 Portamecha	15	496,3	8,0	2,8	150	6-5/8" Reg.
Underreamer	3,7	500	12,2		992	6-5/8" Reg.

**Plan de Mechas.**

Tamaño	Tipo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros TFA	PSM Klbs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg
12 1/4"	Triconica	0	500	500	10	50,0	14x14x14	4,0	450	350	70	110,0	9,0

Tamaño	Tipo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros TFA	PSM Klbs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg
17 1/2"	Triconica	0	500	500	7,1	70,4	14x14x14	5	400	473	110	180	9,0

Tamaño	Tipo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros TFA	PSM Klbs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg
17 1/2" - 26"	Underreamer	0	500	500	10	50,0	-	-	-	-	-	-	9,0



**Cementación.**

HOYO 26" - REVESTIDOR 20"

Diámetro del Revestidor Pulgadas	Diámetro del Hoyo Pulgadas	Densidad del Lodo Lpg	Prelujos	Lechadas		Observaciones
				Llenado	Cola	
20	26	9	Lavador: 50 Bls de Lodo + X Lpb de Detergente No Ionico y Antiespumante. Espaciador: 80 Bls de Espaciador Base Agua densificado 13,0 Lpg.	Densidad: 13,5 Lpg. Vol: Considerar un diámetro de 26" y un exceso de 60% Altura: 200 Pies Formulación: Cemento clase "B" + antimigratorio (latex) + antiespumante + bentonita.	Densidad: 15,6 Lpg Volumen: Considerar un diámetro de 26" y un exceso de 60%. Altura: 300 Pies Formulación: Cemento clase "B". + antimigratorio (latex) + antiespumante + acelerador	El posibles problemas a presentarse durante la cementación será el retorno prematuro de Cemento

**Problemas Potenciales.**

- Posible presencia de gas superficial.
- Manejo de grandes volúmenes en superficie.
- Embolamiento de la Mecha y del BHA.
- Pérdidas de lodo en las zarandas por taponamiento de las mismas con arcillas.
- Taponamiento de la línea de flujo (Flow Line).

**Recomendaciones.**

- Asegurarse de disponer cantidades adecuadas de materiales de lodo en localización para la preparación del lodo de control. Asegurarse igualmente de inspeccionar y determinar capacidades de los tanques de lodo para precisar el volumen de lodo en sitio.
- Disponer de la unidad de "Dewatering" para procesar volúmenes de lodo en superficie, cumpliendo así con regulaciones ambientales. Como consecuencia de la estricta necesidad de mantener la densidad del lodo dentro de los márgenes indicados, el sistema de centrífugas deben mantenerse completamente operacional, debido a las altas tasas de dilución requeridas en el hoyo de superficie. Los equipos de control de sólidos deben inspeccionarse regularmente para asegurarse que estén funcionando correctamente.

- Como medida preventiva o en caso de presentarse embolamiento de la mecha y/o del BHA, se recomienda bombear regularmente píldoras dispersas de baja viscosidad preparadas con lignito a fin de minimizar cualquier tendencia al embolamiento de la mecha y del BHA.
- Se recomienda el uso de mallas 110 mesh para evitar el taponamiento de mallas con arena más gruesas.
- Se recomienda la constante limpieza del cajón de los Shale Shaker y tener instalada una manguera de agua con presión a la línea del Flowline.
- Mantener un inventario adecuado de productos de lodo en la localización. Asegurarse de mantener en la localización productos de contingencia para cubrir cualquier eventualidad de pérdida de circulación y/o pega de tubería.

## 8.2 FASE 17 1/2" – Revestidor 13 3/8"

### **Generalidades:**

La fase de 17 1/2" se iniciará con la perforación de un hoyo piloto de 12 1/4" desde 500' hasta 1500' como medida de contingencia en caso de encontrar gas superficial. La fase tiene como objetivo mejorar la integridad de la Formación con un Revestidor de 13 3/8" @ 1500' para acometer la perforación de la fase de 12 1/4" con una densidad de lodo de 13 Lpg, así como instalar el primer conjunto de válvulas impidereventones (BOP's). Perforada la zapata de 13 3/8" se realizará Leak Off Test, la cual debe arrojar una densidad equivalente aproximadamente de 13,7 Lpg según lo obtenido en el pozo LV-6X.

### **Plan Operacional:**

- Perforar hoyo Piloto con mecha 12 1/4" desde 500' hasta 1500' con Sarta Pendular (STB @ 60 y 90') y 25 MLBS de peso sobre la mecha.
- Realizar Viaje Corto y sacar corriendo registro de desviación.
- Correr registros eléctricos.
- Ampliar hoyo de 12 1/4" a 17 1/2" con sarta pendular (STB @ 60 y 90') y mecha Tricónica tipo 111C hasta 1500 pies.
- Realizar viaje de Limpieza, repasar intervalo.
- Correr y Cementar Revestidor 13 3/8".
- Realizar Top Job.
- Esperar fraguado, Instalar y Probar Sección A y BOP's.
- Armar sarta con mecha de 12 1/4", Desplazar Lodo Agua-Gel por lodo Lignosulfonato.
- Romper cuello y zapata.
- Realizar "Leak Off Test".

**Tiempo:**

**Revestidores.**

Revestidor					
Diámetro	Grado	Peso	ID	Drift	Rosca
13 3/8"	N-80	68,00	12,415	12,259	BTTS

Longitudes, Pies			F,S.		
Desde	Hasta	Long.	Colapso	Estallido	Tensión
0	1.500	1.500	3,74	1,18	8,46

**Fluido de perforación:**

El fluido de perforación a ser utilizado consistirá en un sistema Agua-Gel con las siguientes propiedades.

Propiedades	Min	Max
Densidad, lpg	9,5	9,5
Visc. Embudo, seg/qt	45,0	50,0
Visc. Plastica, cp	16,0	22,0
Punto Cedente (lb/100 ft2)	11,0	16,0
Geles (lb/100 ft2)	No Progresivos	
pH	8,50	9,50
Filtrado API (cc):		< 8,0
MBT, lbs/bbl.	10,00	25,00
Ca++, ppm.		< 200
Sólidos de baja Gravedad (%)		< 8.0

**Equipo de Control de Sólido**

**ZARANDAS:** En vista del alto caudal de bomba a utilizar en esta sección, se recomienda emplear tres zarandas. Se recomienda emplear mallas 110 a 140 mesh en este intervalo para maximizar una buena remoción primaria de sólidos.

**DESARENADOR/ “DESILTER”:** Operar continuamente descartando la descarga de los conos.

**CENTRÍFUGA:** Operar continuamente a fin de mantener la densidad del lodo lo más bajo posible y los sólidos en el rango arriba recomendado. La trampa de arena debe ser procesada según se considere necesario para evitar la acumulación o “build-up” de sólidos no deseables al sistema.

Todos los equipos de control de sólidos deben colocarse a funcionar secuencialmente para mantener los sólidos de baja gravedad al mínimo.

**Ensamblaje de fondo.**

**Hoyo Piloto de Superficie de 12-1/4”:**

Descripción	Longitud (Ft)	Profundidad (Ft)	O.D. (in)	I.D. (in)	Peso (Lbs/ft)	Observaciones
Drill Pipes	671	671	5,0	4,3	19,5	4-1/2" IF
15 Hevy Weight	450	1121	5,0	3,0	50	4-1/2" IF
3 Portamechas	90	1211	6,5	2,8	91	4-1/2" IF
X/O	3,5	1214,5	8,0	2,8	150	6-5/8" Reg. X 4-1/2 IF
6 Portamechas	180	1394,5	8,0	2,8	150	6-5/8" Reg.
1 Estabilizador	7	1401,5	12,2	2,8	150	6-5/8" Reg., Integral Blades
1 Portamecha	30	1431,5	8,0	2,8	150	6-5/8" Reg.
1 Estabilizador	7	1438,5	12,2	2,8	150	6-5/8" Reg., Integral Blades
2 Portamecha	60	1498,5	8,0	2,8	150	6-5/8" Reg.
Mecha	1,5	1500	12,3		40	6-5/8" Reg.

**Hoyo de Superficie de 17-1/2”:**

Descripción	Longitud (Ft)	Profundidad (Ft)	O.D. (in)	I.D. (in)	Peso (Lbs/ft)	Observaciones
Drill Pipes	665	665	5,0	4,3	19,5	4-1/2" IF
15 Hevy Weight	450	1115	5,0	3,0	50	4-1/2" IF
3 Portamechas	90	1205	6,5	2,8	91	4-1/2" IF
X/O	3,5	1208,5	8,0	2,8	150	6-5/8" Reg. X 4-1/2 IF
3 Portamechas	90	1298,5	8,0	2,8	150	6-5/8" Reg.
X/O	3,5	1302	9,5	2,8	220	7-5/8" Reg. X 6-5/8" Reg.
3 Portamechas	90	1392	9,5	2,8	220	7-5/8" Reg.
1 Estabilizador	7	1399	17,4	2,8	220	7-5/8" Reg.
1 Portamechas	30	1429	9,5	2,8	220	7-5/8" Reg.
1 Estabilizador	7	1436	17,4	2,8	220	7-5/8" Reg.
2 Portamechas	60	1496	9,5	2,8	220	7-5/8" Reg.
Bit Sub	3	1499	9,5	2,8	220	7-5/8" Reg.
Mecha	1	1500	17,5		49	7-5/8" Reg.

**Plan de Mechas.**

Tamaño	Tipo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros TFA	PSM Klbs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg
12 1/4"	Triconica	500	1500	1000	38,5	26,0	14x14x14	10,0	1000	473	110	140 / 160	12,0

Tamaño	Tipo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros TFA	PSM Klbs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg
17 1/2"	Triconica	500	1500	1000	10	100,0	16x16x16	5	1000	600	140	120	12,0

**Cementación.**

HOYO 17 1/2" - REVESTIDOR 13 3/8"

Diámetro del Revestidor Pulgadas	Diámetro del Hoyo Pulgadas	Densidad del Lodo Lpg	Preflujo	Lechadas		Observaciones
				Llenado	Cola	
13 3/8	17 1/2	12	Lavador: 50 Bls De Lodo + Detergente Seco No Ionico + Antiespumante. 30 Bls de lavador Base Agua. Espaciado: 60 Bls de Espaciador Base agua a 13,0 Lpg.	Densidad: 13,5 Lpg. Vol: Considerar un diámetro de 17 1/2" + 50% de exceso de no existir caliper. Se debe correr Caliper. Altura: 1000 Pies Formulación: Cemento clase "B" + antimigratorio (latex) + antiespumante + bentonita.	Densidad: 15,6 Lpg Volumen: Considerar un diámetro de 17 1/2" + 50% de exceso de no existir caliper. Se debe correr Caliper. Altura: 500 Pies Formulación: Cemento clase "B" + antimigratorio (latex) + antiespumante + acelerador.	El posibles problemas a presentarse durante la cementación será el retorno prematuro de Cemento

**Problemas Potenciales.**

- Posible presencia de gas superficial.
- Manejo de grandes volúmenes en superficie.
- Embolamiento de la Mecha y del BHA.
- Pérdidas de lodo en las zarandas por taponamiento de las mismas con arcillas.
- Taponamiento de la línea de flujo (Flow Line).

**Recomendaciones.**

- Asegurarse de disponer cantidades adecuadas de materiales de lodo en localización para la preparación del lodo de control.
- Disponer de la unidad de "Dewatering" para procesar volúmenes de lodo en superficie, cumpliendo así con regulaciones ambientales. Como consecuencia de la estricta necesidad de

mantener la densidad del lodo dentro de los márgenes indicados, el sistema de centrifugas deben mantenerse completamente operacional, debido a las altas tasas de dilución requeridas en el hoyo de superficie. Los equipos de control de sólidos deben inspeccionarse regularmente para asegurarse que estén funcionando correctamente.

- Como medida preventiva o en caso de presentarse embolamiento de la mecha y/o del BHA, se recomienda bombear regularmente píldoras dispersas de baja viscosidad preparadas con lignito a fin de minimizar cualquier tendencia al embolamiento de la mecha y del BHA.
- Se recomienda el uso de mallas 110 mesh para evitar el taponamiento de mallas con arena más gruesas.
- Se recomienda la constante limpieza del cajón de los Shale Shaker y tener instalada una manguera de agua con presión a la línea del Flowline.
- Mantener un inventario adecuado de productos de lodo en la localización. Asegurarse de mantener en la localización productos de contingencia para cubrir cualquier eventualidad de pérdida de circulación y/o pega de tubería.

### **8.3 FASE 12 1/4" – Revestidor 9 5/8"**

#### **Generalidades:**

La fase de 12 1/4" se perforará desde 1500' hasta 6600' con un sistema de Fluido de Perforación Base Agua de bajo PH de densidad de 13 Lpg. El Revestidor de 9 5/8" será asentado a 6600' mejorando de esta manera la integridad para perforar la fase productora de 8 1/2". Perforada la zapata de 9 5/8" se realizará un Leak Off Test el cual se espera obtener una densidad equivalente de 17,2 Lpg de acuerdo a lo obtenido en el pozo LV-6X.

#### **Plan Operacional:**

- Perforar intervalo 12 1/4" desde 1500' hasta 6600' con ensamblaje de fondo pendular (STB @ 60 y 90'), con un sistema de fluido de perforación en base agua y con mecha tipo PDC.
- Realizar viaje corto cada 1500' perforado, repasando al observar el mínimo arrastre y apoyo.
- Perforado el intervalo, sacar corriendo registro de desviación.
- Correr Registros Eléctricos.
- Realizar viaje de acondicionamiento para la corrida del Revestidor 9 5/8".
- Bajar y cementar Revestidor de 9 5/8".
- Esperar fraguado, Instalar y probar la Sección B y BOP's.
- Armar y bajar sarta pendular (STB @ 60 y 90'), con mecha 8 1/2".
- Limpiar cemento, Probar revestidor, Romper cuello y zapata 9 5/8".
- Realizar "Leak Off Test"



**Tiempo:**

<b>Actividades</b>	<b>Hoyo 12-1/4" hasta 6600'</b>	<b>Desde</b>	<b>Hasta</b>	<b>Longitud</b>	<b>ROP TASA</b>	<b>Tiempo (hrs)</b>	<b>Acumulado (hrs)</b>	<b>Tiempo (días)</b>	<b>Acumulado (días)</b>
Perforar		1500	3000	1500	35	42,9	42,9	1,79	21,80
Circular		3000	3000	0		2,0	44,9	1,87	21,89
Realizar viaje Corto		3000	1500	1500	1000	1,5	46,4	1,93	21,95
Perforar		3000	4500	1500	30	50,0	96,4	4,01	24,03
Circular		4500	4500	0		3,0	99,4	4,14	24,16
Realizar viaje Corto		4500	3000	1500	1000	1,5	100,9	4,20	24,22
Perforar		4500	6600	2100	30	70,0	170,9	7,12	27,14
Circular		6600	6600	0		4,0	174,9	7,29	27,30
Realizar viaje Corto		6600	1500	5100	1000	5,1	180,0	7,50	27,52
Circular		6600	6600	0		4,0	184,0	7,66	27,68
Correr Registros		6600	1500	5100	280	18,2	202,2	8,42	28,44
Mete Tubería para limpieza		0	6600	6600	550	12,0	214,2	8,92	28,94
Circular		6600	6600	0		4,0	218,2	9,09	29,11
Saca Tubería		6600	0	6600	1000	6,6	224,8	9,37	29,38
Prepara planchada p/ Rev. 9-5/8"		0	0	0		4,0	228,8	9,53	29,55
Correr Rev. 9-5/8"		0	6600	6600	400	16,5	245,3	10,22	30,24
Circular		6600	6600	0		6,0	251,3	10,47	30,49
Vestir y Cementar				0		5,0	256,3	10,68	30,70
Instalar y Probar la Sección B y BOP						24,0	280,3	11,68	31,70
Armar y Bajar sarta con mecha 8 1/2"		0	6520	6520	1000	6,5	286,8	11,95	31,97
Limpiar cemento		6520	6600	80	100	0,8	287,6	11,98	32,00
Realizar LOT						2,0	289,6	12,07	32,09
<b>TIEMPO DE LA FASE =</b>						<b>12,1</b>			

**Revestidores.**

<b>Revestidor</b>					
<b>Diametro</b>	<b>Grado</b>	<b>Peso</b>	<b>ID</b>	<b>Drift</b>	<b>Rosca</b>
<b>9 5/8"</b>	<b>P-110</b>	<b>43,50</b>	<b>8,755</b>	<b>8,599</b>	<b>BTTS</b>

<b>Longitudes, Pies</b>			<b>FS</b>		
<b>Desde</b>	<b>Hasta</b>	<b>Long.</b>	<b>Colapso</b>	<b>Estallido</b>	<b>Tension</b>
<b>0</b>	<b>6.600</b>	<b>6.600</b>	<b>1,27</b>	<b>1,60</b>	<b>2,74</b>

**Fluido de perforación:**

El fluido de perforación a ser utilizado consistirá en un sistema Base Agua ENVIROTHIN Bajo PH / Clay Seal. El sistema será tratado con una combinación de diferentes granos de Carbonato de calcio especialmente dimensionados a un tamaño de distribución, que permite obtener un alto retorno de permeabilidad en pruebas con núcleos de formaciones productoras. Las características del fluido son las siguientes:

Propiedades	Min	Max
Densidad, lpg	10,00	13,00
Visc. Embudo, seg/qt	45	50
Visc. Plastica, cp	16	25
Punto Cedente (lb/100 ft2)	15	22
Geles (lb/100 ft2)	No Progresivos	
pH	10,0	10,5
Filtrado API (cc):		< 6,0
Filtrado HPHT @250 °F(ml)		< 16
MBT, lbs/bbl.		< 25
Ca++, ppm.		< 200
Sólidos de baja Gravedad (%)		< 8.0
6 RPM Lectura 11 16	11,0	16,0
3 RPM Lectura	9,0	14,0

### ***Equipo de Control de Sólido***

**ZARANDAS:** Usar mallas lo más finas posible con mínimas pérdidas de lodo 140 a 210 mesh (se recomienda 175 mesh).

**DESARENADOR:** Operar continuamente.

**“DESILTER”:** Operar según se considere necesario para mantener los sólidos de baja gravedad al mínimo.

**CENTRÍFUGA:** De ser posible, operar en circuito cerrado recuperando barita y descartando sólidos de baja gravedad.

Las trampas de arena deben ser evacuadas hacia la unidad de “Dewatering” cuando se considere necesario para minimizar la incorporación de sólidos no deseables al sistema. Todos los equipos de control de sólidos deben trabajarse secuencialmente para controlar el contenido de sólidos coloidales a un mínimo. La reducción en el volumen activo debido al desecho de las descargas de los equipos de control de sólidos debe ser reemplazada con lodo nuevo pre-solubilizado con las propiedades recomendadas. Esta técnica resultará en un mejor control de las propiedades del sistema y proporcionará un revoque de mejor calidad.

**Ensamblaje de fondo.**

**Hoyo Intermedio de 12-1/4"**

Descripción	Longitud (Ft)	Profundidad (Ft)	O.D. (in)	I.D. (in)	Peso (Lbs/ft)	Observaciones
Drill Pipes	5638,2	5638,2	5,0	4,3	19,5	4-1/2" IF
15 Hevy Weight	450	6088,2	5,0	3,0	50	4-1/2" IF
3 Portamechas	90	6178,2	6,5	2,8	91	4-1/2" IF
X/O	3,5	6181,7	8,0	2,8	150	6-5/8" Reg. X 4-1/2 IF
3 Portamecha	90	6271,7	8,0	2,8	150	6-5/8" Reg.
1 Martillo	40	6311,7	7,8	2,8	150	6-5/8" Reg.
6 Portamecha	180	6491,7	8,0	2,8	150	6-5/8" Reg.
1 Estabilizador	7	6498,7	8,0	2,8	150	6-5/8" Reg., Integral Blades
1 Portamecha	30	6528,7	8,0	2,8	150	6-5/8" Reg.
1 Estabilizador	7	6535,7	8,0	2,8	150	6-5/8" Reg., Integral Blades
2 Portamechas	60	6595,7	8,0	2,8	150	6-5/8" Reg.
Bit Sub	3	6598,7	8,0	2,8	216	6-5/8" Reg.
Mecha	1,3	6600	12,3		40	6-5/8" Reg.

**Plan de Mechas.**

Tamaño	Tipo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros TFA	PSM Klbs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg
12 1/4"	PDC	1500	6600	5100	163	31,3	14x14x13	25,0	2300	560	130	120 / 130	13,0

**Cementación.**

HOYO 12 1/4" - REVESTIDOR 9 5/8"

Diámetro del Revestidor Pulgadas	Diámetro del Hoyo Pulgadas	Densidad del Lodo Lpg	Preflujos	Lechadas		Observaciones
				Llenado	Cola	
9 5/8	12 1/4	13	Lodo + 3 Lpb de Detergente Seco No Ionico + Antiespumante. Lavador: 30 Bls de lavador de alta capacidad de Dispersión del lodo. Espaciador: 100 Bls de Espaciador a la densidad del lodo a 13,5 lpg	Densidad: 13,0 Lpg. Vol: Considerar un diámetro de 12 1/4" con 30% de exceso, de no existir caliper. Altura: 4100 Pies Formulación: Cemento Clase "G" + Silica + Antimigratorio (latex) + Silica Fluor + retardador + antiespumante.	Densidad: 13,5 Lpg Volumen: Considerar un diámetro de 12 1/4" + 30% de exceso de no existir caliper. Altura: 1000 Pies Formulación: Cemento Clase "G" + Silica + Antimigratorio (latex) + Silica Fluor + retardador + antiespumante.	El posibles problemas a presentarse despues de la cementacion sera flujo por el anular.

**Problemas Potenciales.**

- Corte de la densidad del lodo por la posible presencia de gas.
- Manejo de grandes volúmenes en superficie, como consecuencia de la dilución para mantener los sólidos de baja gravedad controlada.
- Embolamiento del BHA en la parte superficial de la fase.
- Pérdidas de lodo en las zarandas por taponamiento de las mismas con recortes.

- Dificultades de limpieza del hoyo en caso de inadecuado caudal de bomba.
- Posibles arrastres y apoyos durante los viaje cortos.

***Recomendaciones.***

- Asegurarse de disponer cantidades adecuadas de materiales de lodo en localización para la preparación del lodo de control. Asegurarse igualmente de inspeccionar y determinar capacidades de los tanques de lodo para precisar el volumen de lodo en sitio.
- Disponer de la unidad de "Dewatering" para procesar volúmenes de lodo en superficie, cumpliendo así con regulaciones ambientales, como consecuencia de la estricta necesidad de mantener la densidad del lodo y los sólidos de baja gravedad dentro de los márgenes indicados. El sistema de centrífugas deben mantenerse completamente operacional, debido a las altas tasas de dilución requeridas. Los equipos de control de sólidos deben inspeccionarse regularmente para asegurarse que estén funcionando correctamente.
- Como medida preventiva o en caso de presentarse embolamiento de la mecha y/o del BHA, se recomienda bombear regularmente píldoras dispersas de baja viscosidad preparadas con lignito a fin de minimizar cualquier tendencia al embolamiento de la mecha y del BHA.
- Se recomienda el uso de mallas 140 a 210 mesh (se recomienda 175 mesh) para evitar el taponamiento de mallas con arena más gruesas.
- Se recomienda la constante limpieza del cajón de los Shale Shaker y tener instalada una manguera de agua con presión a la línea del Flowline.
- Las trampas de arena deben ser evacuadas hacia la unidad de "Dewatering" cuando se considere necesario para minimizar la incorporación de sólidos no deseables al sistema. La reducción

en el volumen activo debido al desecho de las descargas de los equipos de control de sólidos debe ser reemplazada con lodo nuevo pre-solubilizado con las propiedades recomendadas. Esta técnica resultará en un mejor control de las propiedades del sistema y proporcionará un revoque de mejor calidad. De esta manera se minimiza los arrastres y apoyo durante los viajes de limpieza.

- Mantener un inventario adecuado de productos de lodo en la localización. Asegurarse de mantener en la localización productos de contingencia para cubrir cualquier eventualidad de pérdida de circulación y/o pega de tubería.

#### **8.4 FASE 8 1/2" – Liner 7"**

##### **Generalidades:**

La fase productora se perforará con mecha de 8 1/2" desde 6600' hasta 11300' con un sistema de Fluido de Perforación Base Agua de 13,5 Lpg. Se espera atravesar las Formaciones Pedregoso, Agua Clara y Pecaya todas pertenecientes al Oligoceno.

##### **Plan Operacional:**

- Perforar intervalo 8 1/2" desde 6600' hasta 11300' con ensamblaje de fondo pendular (STB @ 60 y 90'), con un sistema de fluido de perforación en base agua y con mecha tipo PDC.
- Realizar viaje corto cada 1500' perforado, repasando al observar el mínimo arrastre y apoyo.
- Perforado el intervalo, sacar corriendo registro de desviación.
- Correr Registros Eléctricos.
- Realizar viaje de acondicionamiento para la corrida del Liner 7".
- Bajar Liner de 7", ubicando el colgador 500' por encima de la zapata de 9 5/8" (6100').
- Circular y asentar colgador @ 6100'.
- Cementar y asentar Top Packer.
- Levantar 600' y circular. Sacar la tubería con el Setting Tool.
- Realizar un viaje de limpieza hasta el tope del colgador con mecha 8 1/2" y raspador para Revestidor de 9 5/8".
- Realizar viaje de limpieza con Junk Mill o Mecha 5 7/8" hasta el Landing Collar.
- Bajar con Empacadura y asentarla @ 6000'. Realizar Prueba de afluencia al colgador de 7".
- Correr Registros de Cementación.

**Tiempo:**

<b>Actividades</b>	<b>Hoyo 8-1/2" hasta 11300'</b>	<b>Desde</b>	<b>Hasta</b>	<b>Longitud</b>	<b>ROP TASA</b>	<b>Tiempo (hrs)</b>	<b>Acumulado (hrs)</b>	<b>Tiempo (dias)</b>	<b>Acumulado (dias)</b>
Perforar		6600	8100	1500	9	166,7	166,7	6,94	38,95
Circular		8100	8100	0		4,0	170,7	7,11	39,11
Realizar viaje Corto		8100	6600	1500	1000	3,0	173,7	7,24	39,24
Perforar		8100	9600	1500	9	166,7	340,3	14,18	46,18
Circular		9600	9600	0		4,0	344,3	14,35	46,35
Realizar viaje Corto		9600	8100	1500	1000	3,0	347,3	14,47	46,47
Perforar		9600	11300	1700	9	188,9	536,2	22,34	54,34
Circular		11300	11300	0		5,0	541,2	22,55	54,55
Realizar viaje Corto		11300	6600	4700	1000	9,4	550,6	22,94	54,94
Circular		11300	11300	0		5,0	555,6	23,15	55,15
Correr Registros		11300	6600	4700	200	23,5	579,1	24,13	56,13
Realizar viaje de limpieza		0	11300	11300	1000	16,3	595,4	24,81	56,81
Correr Registros		11300	6600	4700	200	23,5	618,9	25,79	57,79
Realizar viaje de limpieza		0	11300	11300	1000	16,3	635,2	26,47	58,47
Prepar Planchada P/liner 7"		0	0	0		4,0	639,2	26,63	58,64
Meter liner 7" (5200')		11300	6100	5200	800	6,5	645,7	26,91	58,91
Meter DP c/Liner		0	6100	6100	1000	6,1	651,8	27,16	59,16
Circular y asentar colgador		6100	6100	0		5,0	656,8	27,37	59,37
Cementar y asentar Top Packer		11300	6100	5200		4,0	660,8	27,53	59,54
Levantar 600' y circular		6100	5500	600	300	4,0	664,8	27,70	59,70
Sacar Tubería c/Setting Tool		5500	0	5500	1200	4,6	669,4	27,89	59,89
Viaje de limpieza + Circulación Tope de cemento		0	5600	5600	1500	6,7	676,1	28,17	60,17
Limpiar cmto, hasta tope del colgador @ 6100'		5600	6100	500	80	6,3	682,4	28,43	60,43
Sacar Tubería		6100	0	6100	1500	8,1	690,5	28,77	60,77
Armar sarta limpieza c/ J. Mill o mecha 5 7/8"		0	0	0	600	4,0	694,5	28,94	60,94
Meter Tubería c/ sarta limpieza hasta L.C.		0	11220	11220	803	18,0	712,4	29,68	61,69
Sacar Tubería hasta superficie		11220	0	11220	1200	9,4	721,8	30,07	62,08
Bajar con empaadura hasta 6000'									
Realizar Prueba Afluencia Liner 7"		0	6000	6000		10,0	731,8	30,49	62,49
Sacar Tubería hasta superficie		6000	0	6000	1000	6,0	737,8	30,74	62,74
Correr Registros de Cementacion		11220	5500	5720		6,0	743,8	30,99	62,99
<b>TIEMPO DE LA FASE =</b>					<b>31,0</b>	<b>TIEMPO TOTAL =</b>			<b>63,08</b>

**Revestidores.**

<b>Revestidor</b>					
<b>Diámetro</b>	<b>Grado</b>	<b>Peso</b>	<b>ID</b>	<b>Drift</b>	<b>Rosca</b>
<b>7,00</b>	<b>N-80</b>	<b>29,00</b>	<b>6,184</b>	<b>6,059</b>	<b>BTTS</b>

<b>Longitudes, Pies</b>			<b>F,S.</b>		
<b>Desde</b>	<b>Hasta</b>	<b>Long.</b>	<b>Colapso</b>	<b>Estallido</b>	<b>Tensión</b>
<b>11.300</b>	<b>6.100</b>	<b>5.200</b>	<b>2,01</b>	<b>1,50</b>	<b>1,86</b>

**Fluido de perforación:**

El fluido de perforación a ser utilizado consistirá en el mismo utilizado en la fase de 12 ¼”, un sistema Base Agua ENVIROTHIN Bajo PH / Clay Seal. El sistema será tratado con una combinación de diferentes granos de Carbonato de calcio especialmente dimensionados a un tamaño de distribución, que permite obtener un alto retorno de permeabilidad en pruebas con núcleos de formaciones productoras. Las características del fluido son las siguientes:

Propiedades	Min	Max
Densidad, lpg	13,50	14,20
Visc. Embudo, seg/qt	40	60
Visc. Plastica, cp	17	22
Punto Cedente (lb/100 ft2)	16	25
Geles (lb/100 ft2)	No Progresivos	
pH	9,0	9,5
Filtrado API (cc):		< 5,0
Filtrado HPHT @250 °F(ml)		< 15
MBT, lbs/bbl.		< 7,5
Ca++, ppm.		< 200
Sólidos de baja Gravedad (%)		< 10,0
6 RPM Lectura 11 16	11,0	16,0
3 RPM Lectura	9,0	14,0

**Equipo de Control de Sólido**

**ZARANDAS:** Utilizar mallas 140 - 150 mesh, lo que permitirá recuperar el Carbonato de calcio mientras se descartan los sólidos perforados. No se recomienda utilizar mallas mas finas para obtener una buena calidad de sello, minimizando la posibilidad de pega diferencial en las arenas.

**DESARENADOR:** Utilizar dependiendo del contenido de sólidos de formación en el sistema. Descartar el efluente cargado de sólidos.

**DESLIMADOR:** Utilizar según se considere necesario, descartando el efluente cargado de sólidos y reponiendo el Carbonato de Calcio descartado.

**CENTRÍFUGA:** De ser posible, operar en circuito cerrado recuperando barita y descartando sólidos de baja gravedad.



**Ensamblaje de fondo.**

**Hoyo de Producción de 8-1/2"**

Descripción	Longitud (Ft)	Profundidad (Ft)	O.D. (in)	I.D. (in)	Peso (Lbs/ft)	Observaciones
Drill Pipes	10042	10042	5,0	4,3	19,5	4-1/2" IF
22 Hevy Weight	660	10702	5,0	3,0	50	4-1/2" IF
3 Portamecha	90	10792	6,5	2,8	91	4-1/2" IF
1 Martillo	40	10832	6,6	2,8	91	4-1/2" IF
12 Portamecha	360	11192	6,5	2,8	91	4-1/2" IF
1 Estabilizador	7	11199	8,4	2,8	91	4-1/2" IF
1 Portamecha	30	11229	6,5	2,8	91	4-1/2" IF
1 Estabilizador	7	11236	8,4	2,8	91	4-1/2" IF
2 Portamechas	60	11296	6,5	2,8	91	4-1/2" IF
Bit Sub	3	11299	6,5	2,8	91	4-1/2" IF
Mecha	1	11300	8,5		35	4-1/2" IF

**Plan de Mechas.**

Tamaño	Tipo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros TFA	PSM Klbs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg
8 1/2"	PDC	6600	11300	4700	522	9,0	10x10x10	20,0	2300	292	68	70,0	13,0

**Cementación.**

HOYO 8 1/2" - LINER 7"

Diámetro del Revestidor Pulgadas	Diámetro del Hoyo Pulgadas	Densidad del Lodo Lpg	Preflujos	Lechada Unica	Observaciones
7	8 1/2	13	<p>Lavador: 30 Bis de lavador de alta capacidad de Dispersión del lodo.</p> <p>Espaciador: 80 Bis Espaciador Densificado a la Densidad de 14 Lpg</p>	<p>Densidad: 13,5 Lpg</p> <p>Volumen: Considerar un diámetro de 8 1/2" más el 30% de exceso en el hoyo abierto, en caso de no existir caliper.</p> <p>Altura: 5200 Pies</p> <p>Formulación: Cemento Clase "G" + Silica + Antimigratorio (latex) + Silica Fluor + retardador + antiespumante.</p>	<p>El posibles problemas a presentarse despues de la cementacion sera flujo por el anular y falla de la integridad del colgador de 7".</p>

**Problemas Potenciales.**

- Corte de la densidad del lodo por la posible presencia de gas.
- Manejo de grandes volúmenes en superficie, como consecuencia de la dilución para mantener los sólidos de baja gravedad controlada.
- Pérdidas de lodo en las zarandas por taponamiento de las mismas con recortes.
- Problemas de daño a la Formación.

- Dificultades de limpieza del hoyo en caso de inadecuado caudal de bomba.
- Pega Diferencial.
- Posibles arrastres y apoyos durante los viaje cortos.

***Recomendaciones.***

- Asegurarse de disponer cantidades adecuadas de materiales de lodo en localización para la preparación del lodo de control. Asegurarse igualmente de inspeccionar y determinar capacidades de los tanques de lodo para precisar el volumen de lodo en sitio.
- Disponer de la unidad de "Dewatering" para procesar volúmenes de lodo en superficie, cumpliendo así con regulaciones ambientales, como consecuencia de la estricta necesidad de mantener la densidad del lodo y los sólidos de baja gravedad dentro de los márgenes indicados. El sistema de centrifugas deben mantenerse completamente operacional, debido a las altas tasas de dilución requeridas. Los equipos de control de sólidos deben inspeccionarse regularmente para asegurarse que estén funcionando correctamente.
- Las trampas de arena deben ser evacuadas hacia la unidad de "Dewatering" cuando se considere necesario para minimizar la incorporación de sólidos no deseables al sistema. La reducción en el volumen activo debido al desecho de las descargas de los equipos de control de sólidos debe ser reemplazada con lodo nuevo pre-solubilizado con las propiedades recomendadas. Esta técnica resultará en un mejor control de las propiedades del sistema y proporcionará un revoque de mejor calidad.
- Optimizar selección de mallas para prevenir taponamiento.
- Monitorear y mantener una adecuada distribución del tamaño de partículas para minimizar daño a la Formación.
- Bombear píldoras dispersas seguidas de píldoras viscosa-pesadas para maximizar buena limpieza del hoyo, las mismas

deben ser bombeadas con un alto régimen de caudal y deben cubrir de 200 a 300 ft del espacio anular.

- Mantener la densidad del fluido y concentraciones según programa para minimizar riesgo de pega diferencial, sin embargo se recomienda mantener un inventario adecuado de productos de lodo en la localización. Asegurarse de mantener en la localización productos de contingencia para cubrir cualquier eventualidad de pérdida de circulación y/o pega de tubería.

## **9. CABEZAL**

13 5/8" 5M x 11" 10M x 3 1/16 10M

## **10. EQUIPO IMPIDEREVENTONES**

Válvula anular de 11" – 10000 lpc y válvula de arietes 11"–10000 lpc.

## **11. EVALUACIÓN ECONÓMICA**

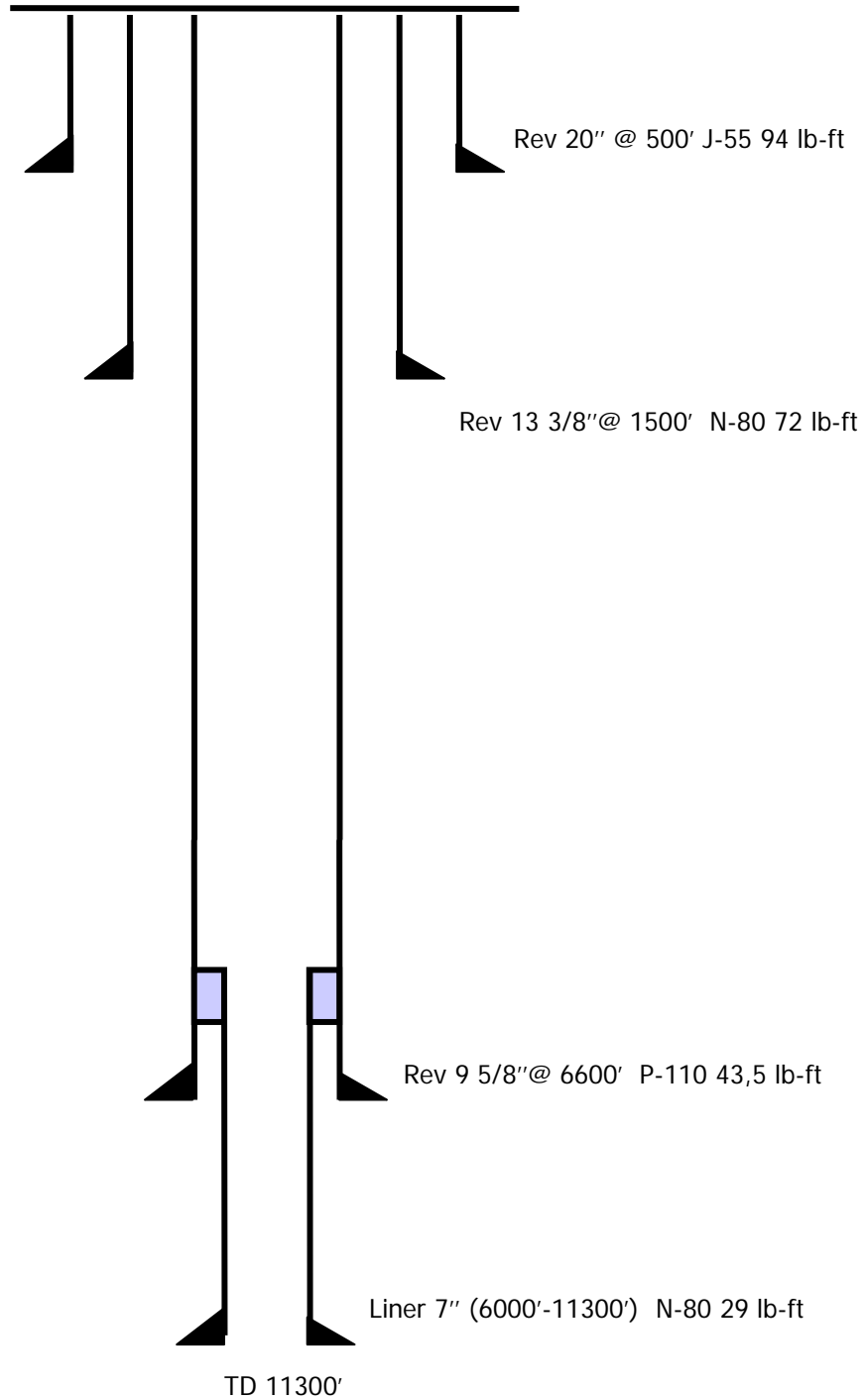
Para realizar el análisis económico de la perforación y completación del pozo fue necesario estudiarlo en conjunto con el proyecto que Vinccler Oil & Gas espera. Este proyecto consta en la reactivación de un pozo ya perforado y la perforación de dos pozos nuevos a lo largo de un horizonte económico de 15 años.

Según la evaluación económica para este proyecto se tiene un TIR de 33,6 % y un VPN de Bs. 18.353.447.360 (\$9.559.108), con una tasa de descuento del 10 %.

## **12. ANEXOS**

- Mapas estructurales (información reservada de Vinccler Oil & Gas)
- Mapas Isópacos (información reservada de Vinccler Oil & Gas)
- Diagrama del pozo

**Pozo LV-9**  
**Diagrama Mecánico Propuesto**  
**Fecha: Mayo, 2004**



Caracas, Abril de 2004

**PROGRAMA DE COMPLETACION MECANICA ORIGINAL**

**POZO LV-9**

**INFORMACION GENERAL:**

**Campo:** La Vela  
**Estado:** Falcón  
**Clasificación:** Desarrollo A-O

**Objetivo:** Formación Pecaya

**Profundidad total:** 11300'

**TRABAJO A REALIZAR:**

Bajar completación mecánica y cañonear los intervalos **XXXX (Dependerá de los registros tomados durante la perforación del pozo)** de la formación Pecaya.

**Registros disponibles:**

Inducción / SP / GR /Densidad / NGT / Sónico/ Caliper

**Fluido en el espacio anular:**

Lodo a base de agua 13.5 lpg.

**Revestidor de producción:**

7" 29#/pie,P-110, Zapata @ 11300'.

**DATOS DE TUBULARES DEL POZO:**

DIAMETRO (pulg)	PESO (Lib/pie)	GRADO	DESDE (pies)	HASTA (pies)
20"	94	J-55	0	500
13 3/8"	68	N-80	0	1500
9 5/8"	43,5	P-110	0	6600
7"	29	N-80	6100	11300

**RESUMEN OPERACIONAL:**

(Debe ser realizado luego de la perforación del pozo)

**RECOMENDACION:**

Completar el pozo mecánicamente en la Formación Pecaya, cañoneando los intervalos **XXXX - XXXX**. Se estima que el pozo produzca 300 BPPD y 1,5 MMPCGPD. Se calcula el costo de la completación en 150M US \$.

**PROCEDIMIENTO DE TRABAJO:**

1. Vestir el taladro e instalar válvula impide reventones (VIR) y probarla con 4000 lppc.
2. Bajar con tubería de 2-7/8", EUE, 8RD con mecha para limpiar y acondicionar el pozo hasta 11300'. Circular hasta obtener retorno limpio.
3. Correr registro de cementación, desde 11300' hasta 6600'

**Nota:** En caso de observar mala cementación se emitirá oportunamente el programa para corregir cementación

4. Bajar tubería de 2 7/8" EUE-8rd con empacadura Hidraulica de 7" de 26 #/pies de la siguiente forma: desplazar lodo con agua de formación 8,4 LPG antes de asentar empacadura.

CANTIDAD	LONGITUD (Pies)	INTERVALO (Pies)	DIAMETRO (Pulgadas)	Descripción
			-	EMR
			-	Colgador Tbg
			2-7/8	Tubing 2-7/8", EUE-8rd
			2-7/8	Empacadura Hidraulica de 7"
			2-7/8	Niple de asiento CVX
			2-7/8	Pup joint

**Nota:**

- Asentar empacadura a **XXXX'**
  - Mantener el pozo lleno con agua de formación
5. Entregar el pozo a producción para su evaluación según el programa.
  6. Desvestir y mudar taladro.

## PROGRAMA DE EVALUACION

### POZO LV-9

#### Objetivo:

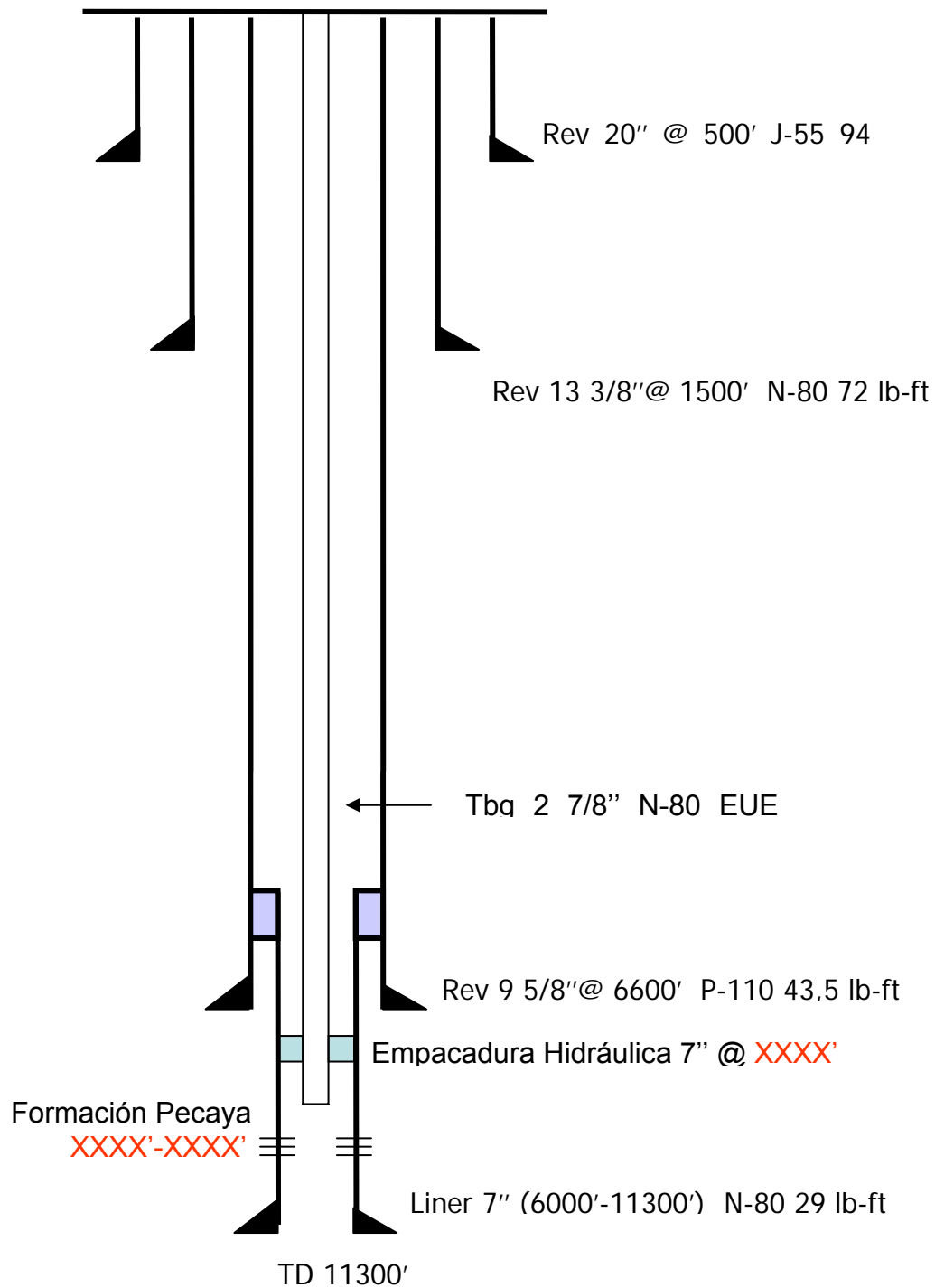
Evaluar la prospectividad de la Formación Pecaya de acuerdo al siguiente programa:

1. Vestir equipo de guaya
2. Realizar registro de correlación. GR-CCL
3. Cañonear los intervalos:
  - XXXX' - XXXX'
  - XXXX' - XXXX'
4. Instalar equipos de evaluación: separador trifásico portátil, tanques, etc
5. Abrir pozo a producción con Reductor de 1/8" hasta que estabilice.
6. Bajar sensores de presión
7. Abrir pozo a producción con Reductor de 1/8", fluirlo hasta obtener producción limpia y estabilizada
8. Efectuar pruebas de producción de 24 horas, reportando Tasa bruta, % de AyS, RGP, THP, CHP, API.
9. Abrir pozo a producción con Reductor de ¼", fluirlo hasta obtener producción limpia y estabilizada
10. Efectuar pruebas de producción de 24 horas, reportando Tasa bruta, % de AyS, RGP, THP, CHP, API.
11. Abrir pozo a producción con Reductor de ½" por 96 horas (prueba extendida) si la presión de la tubería de producción es menor o igual a 150 lpc, en caso contrario realizar apertura de 24 horas
12. Abrir pozo a producción con Reductor de 5/8" por 96 horas (prueba extendida). Cerrar pozo por 7 días. (periodo de restauración)
13. Tomar muestras de crudo y gas para realizar análisis PVT, caracterización del crudo y del gas.
14. Abrir pozo a producción con Reductor de ½ " por 24 horas
15. Reportar resultados



## Pozo LV-9

### Diagrama Mecánico Propuesto



# Capítulo V

## Análisis de Resultados

## 1. Profundidad de asentamiento de los Revestidores

Luego de realizar un análisis de cuatro fuentes de información de diferente tipo como son: las fuentes geológicas, mediciones directas, registros eléctricos y variación de los parámetros del fluido de perforación de un pozo vecino, se llegó a las profundidades de asentamiento que se pueden observar en la Tabla V-1:

Revestidores	Profundidades
Conductor	500'
Superficial	1500'
Intermedio	6600'
Producción	11300'

**Tabla V-1 Profundidades de Asentamiento**

Al llevar a cabo la representación gráfica (Figura V-1) de los elementos calculados y recopilados, como son: la presión de poro, la presión de fractura, las pruebas de punto de fuga y la presión del lodo usado en la perforación del pozo LV-6X, además observar los problemas que se presentaron en la perforación de este pozo a las profundidades de 3257' y 9500', en donde se observaron altos corte de gas en el lodo y derrumbes en hoyo respectivamente, se tomó en consideración otro factor de gran importancia para el asentamiento de los revestidores como es que deben realizarse en zonas que proporcionen una buena integridad, las zonas idóneas para estos procedimientos son las zonas lutíticas, por lo cual se realizó una revisión de la geología esperada y se buscó las zonas donde la formación no registrara mayores presiones de poro y además representara una zona segura y firme para el asentamiento de los revestidores.

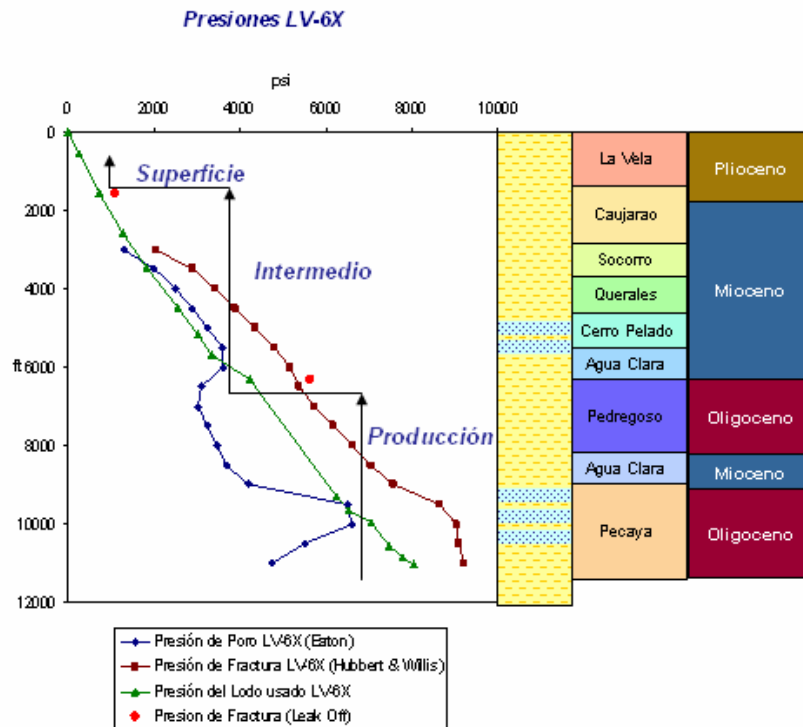


Figura V-1 Punto de Asentamiento de los Revestidores

## 2. Diseño de Revestidores

Antes de inicio del diseño de los revestidores es necesario establecer los diámetros de los mismo, la selección de los diámetros se basó en las posibles necesidades futuras para la producción de hidrocarburos, debido a que esta es una zona poco conocida tenemos que tomar en cuenta varios factores: el primero es que debido a la poca información hay posibilidades de problemas operacionales, los mismos podrían obligar a asentar un revestidor paulatinamente lo cual limitaría la perforación a menor profundidad. Por otra parte, el diámetro de la tubería de producción de este pozo puede variar luego de la completación y evaluación del mismo, por lo cual se necesita tener flexibilidad en el uso de las diferentes tuberías de producción, y finalmente no se descarta el uso de una completación doble en un futuro, por lo cual se decide terminar el pozo con un revestidor de 7", ya que el mismo cumpliría con todas las condiciones expuestas anteriormente.

El diseño de los revestidores se basó en el método API, en la Tabla V-2 se presentan los revestidores seleccionados luego del estudio realizado:

Diámetro	Revestidor			Factor Diseño		
	Grado	Peso (lb-ft)	Rosca	Colapso	Estallido	Tensión
20"	J-55	94.00	BTTS	2.39	1.82	9.96
13 3/8"	N-80	68.00	BTTS	3.74	1.18	8.46
9 5/8"	P-110	43.50	BTTS	1,27	1,60	2,79
7"	N-80	29.00	BTTS	2,01	1,50	1,86

**Tabla V-2 Revestidores Seleccionados y Factores de Seguridad**

Para la selección de cada revestidor se hizo un análisis por separado de las condiciones más críticas que afectan al mismo, diseñando a colapso, estallido y tensión, además, de realizarse las correcciones por efectos biaxiales. A continuación se presenta el análisis realizado por revestidor para la selección final de los tubulares a utilizar:

### 2.1 Revestidor Conductor 20" (0' - 500')

Condiciones de Carga	
Profundidad	500 pies
Densidad de lodo	9 lpg
Diámetro Próximo Hoyo	12 ¼ pulg.
Profundidad próximo hoyo	2500 pies
tope cemento de cola	200 pies
Densidad del cemento de cola	15,60 lpg
Densidad de lodo próximo hoyo	9,50 lpg

**Tabla V-3 Condiciones de Carga Rev. 20"**

Luego de la aplicación del método se obtuvo:

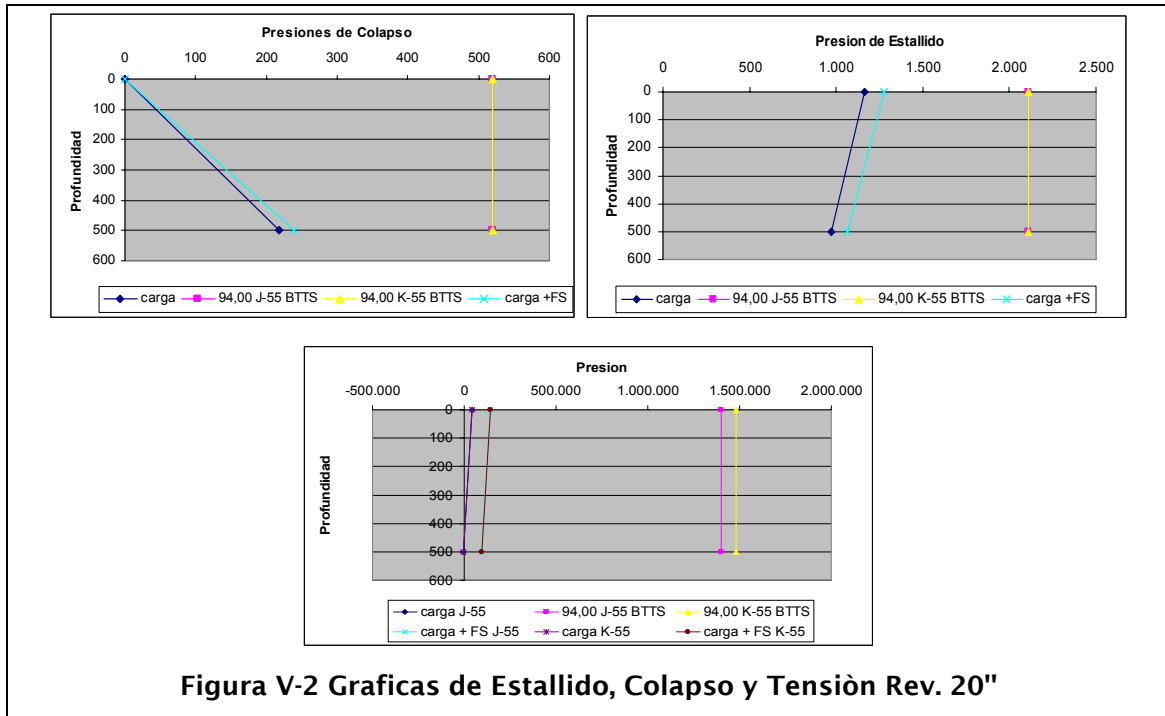


Figura V-2 Graficas de Estallido, Colapso y Tension Rev. 20"

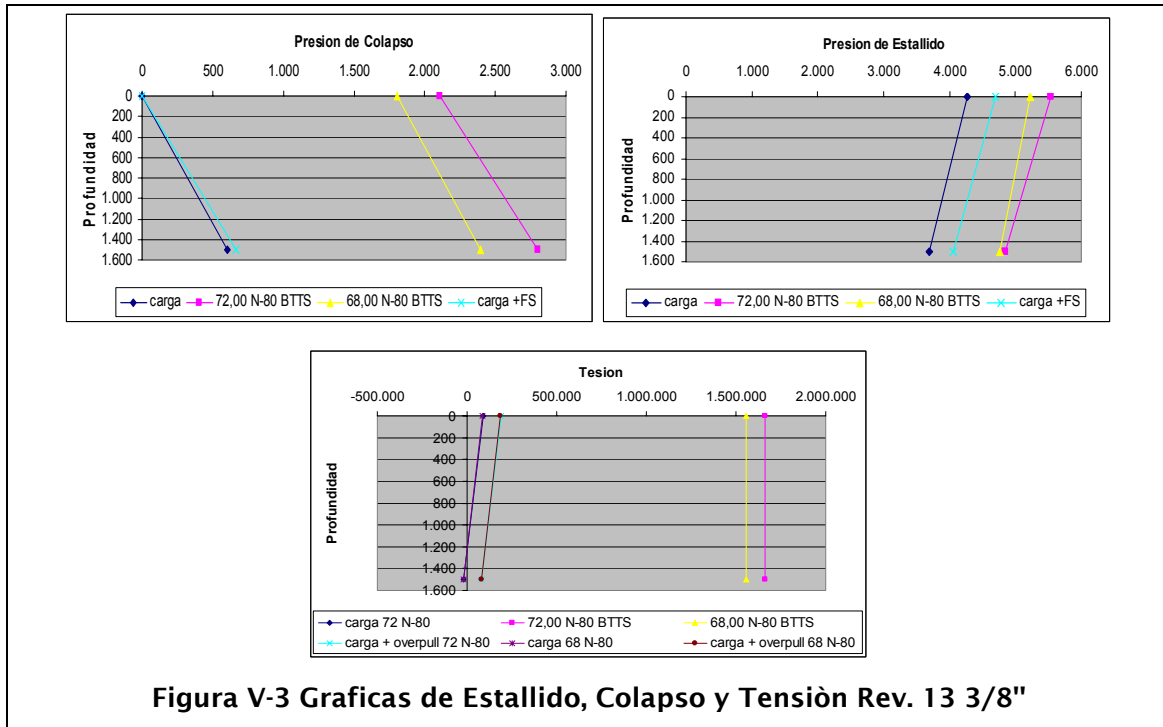
Para este caso se seleccionaron dos tipos de revestidores de 20'' el J-55 y el K-55 como posibles opciones. Como se puede observar (Figura V-2) luego de realizar los cálculos de cargas de colapso, estallido y tensión, se puede decir que ambos revestidores probados son apropiados para la terminación de este hoyo, por lo cual se selecciono el revestidor que resultara más económico para la empresa, en este caso el J-55 de 94 lb-ft con rosca buttres.

## 2.2 Revestidor de Superficie 13 3/8'' (0 - 1500')

Condiciones de Carga	
Profundidad	1 500 pies
Densidad de lodo	12 lpg
Diámetro Próximo Hoyo	12 ¼ pulg
Profundidad próximo hoyo	6.600pies
tope cemento de cola	1.000 pies
Densidad del cemento de cola	16,20 lpg
Densidad de lodo próximo hoyo	13,00 lpg
tope cemento de llenado	0 pies
Densidad del cemento de llenado	15,60 lpg

Tabla V-4 Condiciones de Carga Rev. 13 3/9"

Luego de la aplicación del método se obtuvo:



Luego de realizar ensayos con los diferentes revestidores de 13 3/8", se llegó a la conclusión que un revestidor N-80 lograría satisfacer las necesidades de este hoyo, al observar los gráficos de colapso, estallido y tensión (Figura V-3) se nota que ambos revestidores N-80 tanto de 68 lb-ft como el de 72 lb-ft, cumplen con los requerimientos de resistencia para las condiciones asumidas, por lo cual se precedió a seleccionar el revestidor que fuese más económico en este caso el N-80 de 68 lb-ft de rosca buttres.

### 2.3 Revestidor Intermedio 9 5/8" (0' - 6600') y Camisa de Producción 7" (6000' - 11300')

Condiciones de Carga		
	9 5/8"	7"
<b>Profundidad</b>	6600 pies	11300pies
<b>tope cemento de cola</b>	5300 pies	6000 pies
<b>tope cemento de llenado</b>	2000 pies	N/A
<b>Densidad de lodo</b>	13 lpg	13,5 lpg
<b>Densidad del cemento de cola</b>	16,20 lpg	16,2 lpg
<b>Densidad del cemento de llenado</b>	13,50 lpg	N/A
<b>Densidad de lodo próximo hoyo</b>	13,50 lpg	N/A
<b>Profundidad próximo hoyo</b>	11300 pies	

Tabla V-5 Condiciones de Carga Rev. 9 5/8"

Luego de la aplicación del método se obtuvo:

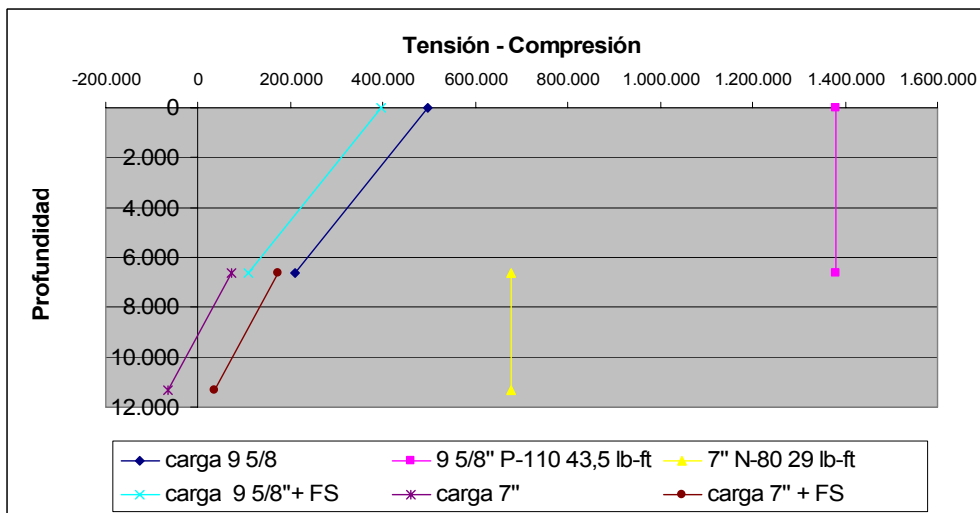
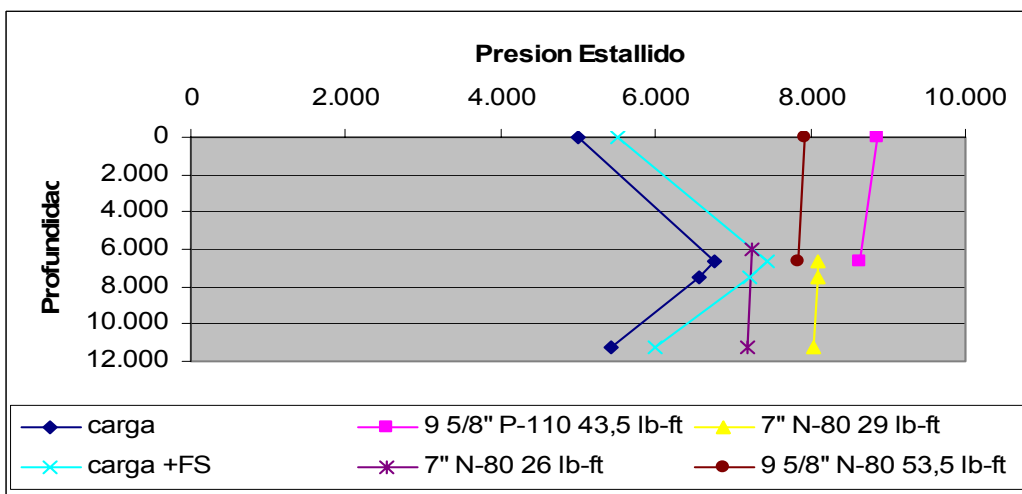
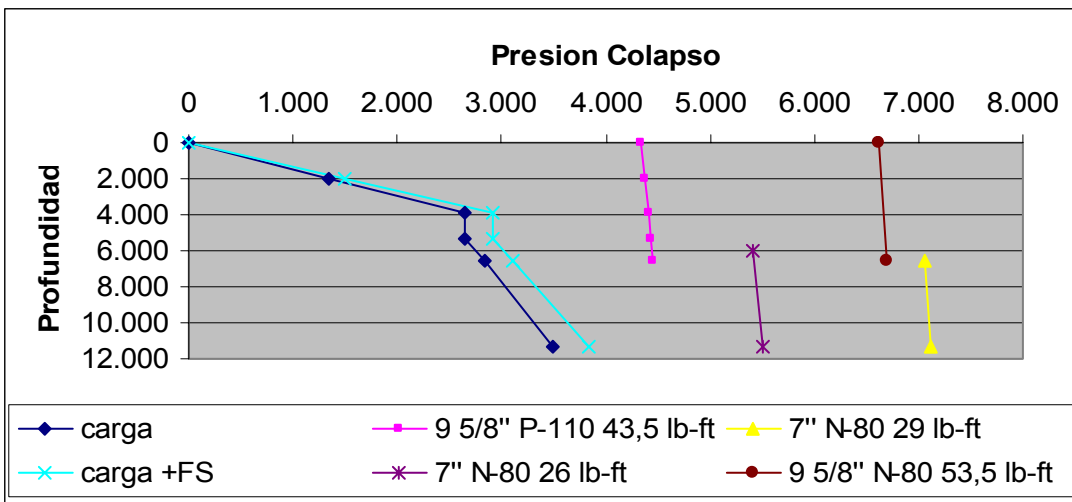


Figura V-4 Graficas de Estallido, Colapso y Tensión Rev. 9 5/8" y Rev. 7"

El diseño de estos revestidores es de extremo cuidado ya que en estas secciones las presiones son mucho más considerables que en las anteriores. Primeramente se realizó los diseños de los revestidores de



7" y de 9 5/8" en conjunto debido a que ambos tubulares van a estar expuestos a las mismas condiciones en perforación, por lo cual la evaluación del efecto de estallido y colapso se realiza de manera simultánea. En el diseño de estos revestidores se tomaron como puntos críticos de estudio las profundidades de asentamiento de los revestidores, se tomaron en cuenta pérdidas de circulación que dejaban tanto el anular como el interior del revestidor vacío en gran parte, por lo cual estas condiciones generaban puntos importantes de estudio y atención para el colapso y el estallido.

En el caso del revestidor intermedio se probó varios revestidores teniendo como resultado los revestidores P-110 de 43,5 lb-ft y el N-80 de 53,5 lb-ft como los candidatos más económicos para ser usados en este pozo (Figura V-4). Debido a que Vinccler Oil & Gas se encuentra en período de planificación de varios pozos nuevos, se realizó el diseño de los tubulares de los mismos, teniendo como resultado para varios casos el revestidor P-110 de 43,5 lb-ft con rosca buttres, por lo cual se seleccionó éste revestidor ya que el mismo ofrece mayor seguridad para todos los posibles pozos nuevos, además existen otros factores que influyen en la selección del revestidor de grado P-110: uno de ellos es el fácil manejo para la empresa en lo referente a almacenamiento y control de inventario, y por otra parte, es que dependiendo de las cantidades de revestidores que se piensen comprar los precios pueden variar.

La camisa de producción de 7" es el último tubular en el pozo, el mismo se diseñó con un extremo cuidado por ser uno de los más afectados por las presiones en el hoyo. En el diseño del revestidor de 7" (Figura V-4) se obtuvo la posibilidad de utilizar la combinación de dos tubulares de diferentes grados, el N-80 de 26 lbs-ft y el N-80 de 29 lb-ft, al calcular las longitudes de los mismos, se pudo observar que la longitud del N-80 de 26 lbs-ft no era significativa por lo cual se decidió recomendar el uso del revestidor de 7" N-80 de 29 lbs-ft con rosca buttres.

Finalmente se puede decir que un factor que jugó un papel importante en la selección de los revestidores es el que la empresa no posee inventario de este tipo de tubulares, además, la compañía debe realizar las gestiones para la compra de los revestidores y las cantidades son un factor importante en la variación de los costos de los mismos, debido a esto se buscó la fórmula que mejor se adapte para la selección de los revestidores que serán usados en la perforación de varios pozos que actualmente se encuentran en etapa de planificación, y que serán perforados para finales del año 2004 y primer semestre del año 2005.

### 3. Selección de los fluidos de Perforación

Originalmente, con los datos de pozos perforados en esta zona se notó que el fluido utilizado en ese entonces (lodo Lignisulfonato), conllevó a problemas operacionales, esto pudo ser consecuencia del aumento de temperatura a lo largo de la perforación, motivo por el cual se crea una inestabilidad en estos tipos de lodos. Analizando esto se buscó un fluido que pudiera operar en estas condiciones, una de las alternativas fue el utilizar un lodo base aceite, sin embargo Vinccler Oil & Gas optó por utilizar un fluido base agua debido a las facilidades de superficies además del manejo ambiental y por supuesto el factor económico. Para satisfacer los requerimientos de Vinccler Oil & Gas se propuso el uso de un fluido (base agua) que cumpliera con estas exigencias, esta propuesta fue asesorada por un empresa de de fluidos de perforación la cual verificó la misma. La empresa conjuntamente con la propuesta preliminar planteada, arrojó una final, obteniendo los siguientes resultados (Tabla V-6):

<b>Profundidad</b>	<b>Tipo de Lodo</b>
0´ - 1500´	Agua- Bentonita
´1500 ´ - 6600´	Lodo base agua- low pH
6600´ - 11300´	Lodo base agua - low pH

**Tabla V-6 Tipo de Fluido**

Información de revestidores

Profundidad	Diámetro de hoyo	Diámetro de Casing	Densidad del fluido
0´ - 500´	26 “	20”	9 lpg
500 ´ - 1500´	17 - ½”	13 - 3/8”	9.5 -12 lpg
1500´ - 6600 ´	12-1/4”	9-5/8”	12 - 13 lpg
6600´ - 11300´	8-1/2”	7”	13 - 13.5 lpg

**Tabla V-7 Revestidores**

Esta propuesta se basa en la optimización de todos los componentes del sistema, minimizando los problemas operacionales, mejorando el desempeño de los equipos de control de sólidos, disminuyendo los volúmenes de desechos y maximizando la producción del pozo, con la mejor relación costos-beneficios. Además de cumplir con los estándares de seguridad, protección al medio ambiente.

Estos lodos deben cumplir con los siguientes objetivos:

- Satisfacer los estándares de seguridad y protección al medio ambiente.
- Ayudar a prevenir la ocurrencia de cualquier incidente de arremetida y/o pérdida de circulación.
- Mantener buena estabilidad de las paredes del hoyo durante la perforación.
- Prevenir embolamiento de mecha y/o BHA.
- Optimizar la limpieza del hoyo. Prevenir taponamiento de la línea de flujo durante la perforación.
- Prevenir la ocurrencia de pega diferencial de tubería.
- Contribuir a la perforación del pozo en una forma segura y económica.

Los problemas que se pueden presentar con estos lodos son los siguientes:

**Hoyo 26” y Hoyo 17-1/2”**

**Problemas potenciales:**

- Pérdidas de lodo en las zarandas por taponamiento de las mismas con arena.
- Taponamiento de la línea de flujo (Flow Line).
- Embolamiento de la mecha y BHA.

### **Soluciones**

- Se recomienda el uso de mallas 110 mesh para evitar el taponamiento de mallas más gruesas con arena según experiencia del área.
- Se recomienda la constante limpieza del cajón de los Shale Shaker y tener instalada una manguera de agua con presión a la línea de línea de flujo.
- Utilizar Detergente de ser necesario.

### **Hoyo 12-1/4”**

#### **Problemas potenciales:**

- Pérdidas de lodo en las zarandas por taponamiento con recortes.
- Dificultades de limpieza del hoyo en caso de inadecuado caudal de bomba.
- Corte del peso del lodo por influjo de Gas.

#### **Soluciones:**

- Optimizar selección de mallas para prevenir taponamiento.
- Bombear píldoras dispersas seguidas de píldoras viscosa-pesadas para maximizar buena limpieza del hoyo, se recomienda la utilización de viscosificante, agente de suspensión y Barita para la preparación de píldoras viscosas-pesadas, las cuales deben ser bombeadas con un alto régimen de caudal y deben cubrir parte del espacio anular.
- Monitorear y mantener la densidad del fluido entrando/saliendo y los volúmenes del sistema activo. De ser necesario, tratar el sistema con antiespumante para evitar el entrapamiento de gas en el mismo.

### **Hoyo 8-1/2”**

#### **Problemas potenciales:**

- Pérdidas de lodo en las zarandas por taponamiento de las mallas con recortes.
- Problemas de Daño a la Formación
- Dificultades de limpieza de hoyo en caso de inadecuado caudal de bomba.
- Pega Diferencial.

- Derrumbes y empaquetamiento de la tubería.

**Soluciones:**

- Optimizar selección de mallas para prevenir taponamiento.
- Mantener una adecuada distribución del tamaño de partículas.
- Bombear píldoras dispersas seguidas de píldoras viscosa-pesadas para maximizar buena limpieza del hoyo, se recomienda la utilización de viscosificante, agente de suspensión y Barita para la preparación de píldoras viscosas-pesadas, las cuales deben ser bombeadas con un alto régimen de caudal y deben cubrir parte del espacio anular.
- Monitorear y Mantener, una adecuada distribución del tamaño de partículas.
- Mantener la densidad del fluido y concentraciones según programa.

#### **4. Diseño de la Cementación**

El diseño de la cementación fue realizada de manera tal que las lechadas cumplieran con los requerimientos teóricos, además de tomar en cuenta cementaciones realizadas anteriormente a pozos cercanos.

Es de notar que los tipos de cementos seleccionados cumplen con la clasificación A.P.I. mostrada en la parte teórica según la profundidad y propiedades requeridas. Los preflujos a utilizar son lavadores y espaciadores en cada fase, y cumplirán con la función de obtener una buena adherencia de cemento a la formación y evitar la contaminación del cemento con el lodo respectivamente. Es de resaltar que los volúmenes estimados para estos preflujos y de las lechadas fueron hechos con la asesoría del personal con experiencia en esta área.

## 5. Programa de Registros Eléctricos:

INTERVALO (MD)	DIAMETRO / HOYO TIPO / LODO	FORMACIONES	TIPO/REGISTROS
0 - 500'	26" Base Agua	La Vela	-
500 - 1500'	17-1/2" Base agua	La Vela/ Caujarao	Inducción / SP / GR /Densidad / NGT / Sónico/
1500 - 6600'	12-1/4" Base agua	Caujarao/ Socorro/ Querales/ Cerro Pelao/ Agua Clara/ Pedregoso	Inducción / SP / GR /Densidad / NGT / Sónico/ Caliper
6600 - 11300'	8-1/2" Base agua	Pedregoso/ Agua Clara/ Pecaya	Inducción / SP / GR /Densidad / NGT / Sónico/ Caliper

**Tabla V-8 Programa de Registros Eléctricos**

Este programa (Tabla V-8) fue realizado con el objetivo de satisfacer la necesidad de información para lograr un análisis completo acerca de la zona a perforar y de esta manera lograr estimaciones más precisas acerca de las propiedades de las formaciones presentes (porosidad, permeabilidad, etc.), poder realizar correlaciones de las formaciones en la zona y conocer las características (profundidad, espesor, etc.) además con estos registros se podrá identificar los fluidos presentes a lo largo de la perforación. Este programa fue recomendado por el Departamento de Geología.

## 6. Análisis Nodal

La selección del diámetro de la tubería de producción se llevó a cabo mediante la aplicación de un Análisis Nodal, el cual consistió en colocar un nodo de estudio en la profundidad de las perforaciones, se calculó la curva de oferta del yacimiento y las curvas de demandas de las diferentes tuberías de producción. En la Tabla V-9 se muestra las tuberías usadas para la investigación.

Diámetro Externo	Diámetro Interno
2 3/8"	1,995"
	2,041"
2 7/8"	2,441"
	2,232"
3 1/2"	2,992"
	3,068"

Tabla V-9 Tuberías de Producción

En la elaboración de estas curvas se estableció ciertas consideraciones para el análisis, una de ellas es que se partió de la premisa que los modelos tanto de Vogel para el cálculo de la curva de afluencia, y el modelo de Beggs and Brill para el cálculo de las caídas de presión en las tuberías, se adaptan al comportamiento del pozo LV-6X, esto debido a la poca información del yacimiento que se quiere explotar, adicionalmente estas curvan representan el comportamiento de la producción del pozo LV-6X, lo cual crea una incertidumbre adicional en los resultados obtenidos ya que el estudio se realiza para la perforación de una localización cercana al pozo LV-6X.

Primeramente se realizó un análisis de sensibilidad variando el daño en el pozo (Figura V-5), se observa que a menor daño se obtiene mayor producción, esto conllevó al análisis de los diámetros de los tubulares.

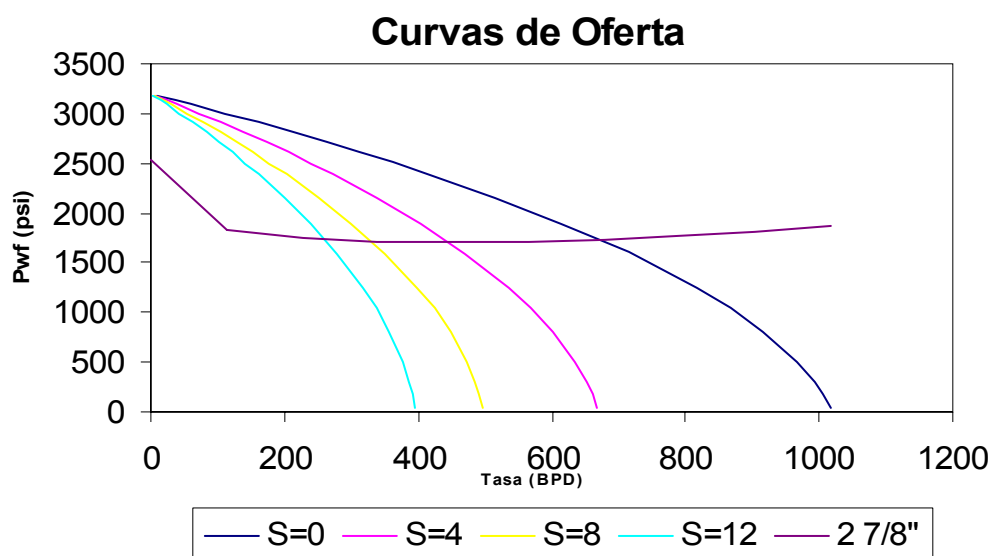


Figura V-5 Curvas de Oferta Estimadas

Luego se calculó las curvas de demanda de las diferente tuberías y se graficaron junto con la curva de afluencia de daño cero (Figura V-6) de aquí se obtuvo las tasas esperadas para los diferentes diámetros. Como se puede observar en la Figura V-6 el diámetro de tubería no influirá de manera notoria en la producción del pozo, ya que la diferencia entre las tasas de producción no son mayores a 10 BPD.

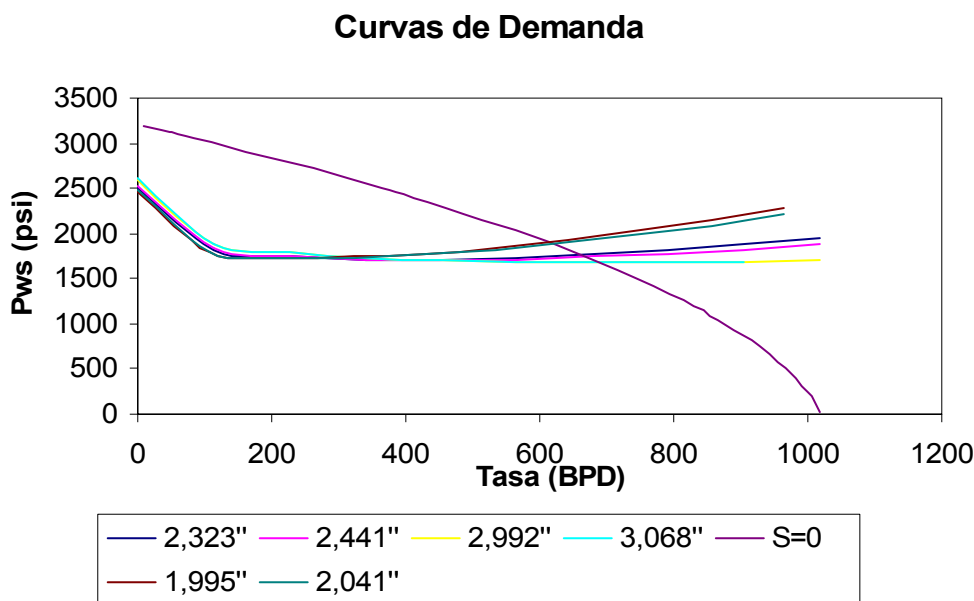


Figura V-6 Curvas de Demanda

Con el objeto de que una mejor visualización se realizó un gráfico donde se representará las tasas esperadas versus los diámetros de tuberías de producción. En la Figura V-7 se observa que la diferencia de producción entre las tuberías de diámetro 2 7/8" y la tuberías de 3 1/2" no es significativa (menos de 10 barriles), por otra parte, al comparar la producción de la tubería de 2 3/8" con la producción de las otras tuberías notamos una diferencia de más de 50 barriles lo cual representa un valor mucho más importante.

Otra observación importante es que la tendencia que el grafico indica nos dice que a medida que los diámetros aumentan la tasa tiende a mantenerse casi igual lo cual es indicativo de que el uso de tubulares de diámetros mayores no son la mejor opción ya que lo mismos son más costosos y no van a proporcionar mayor caudal.



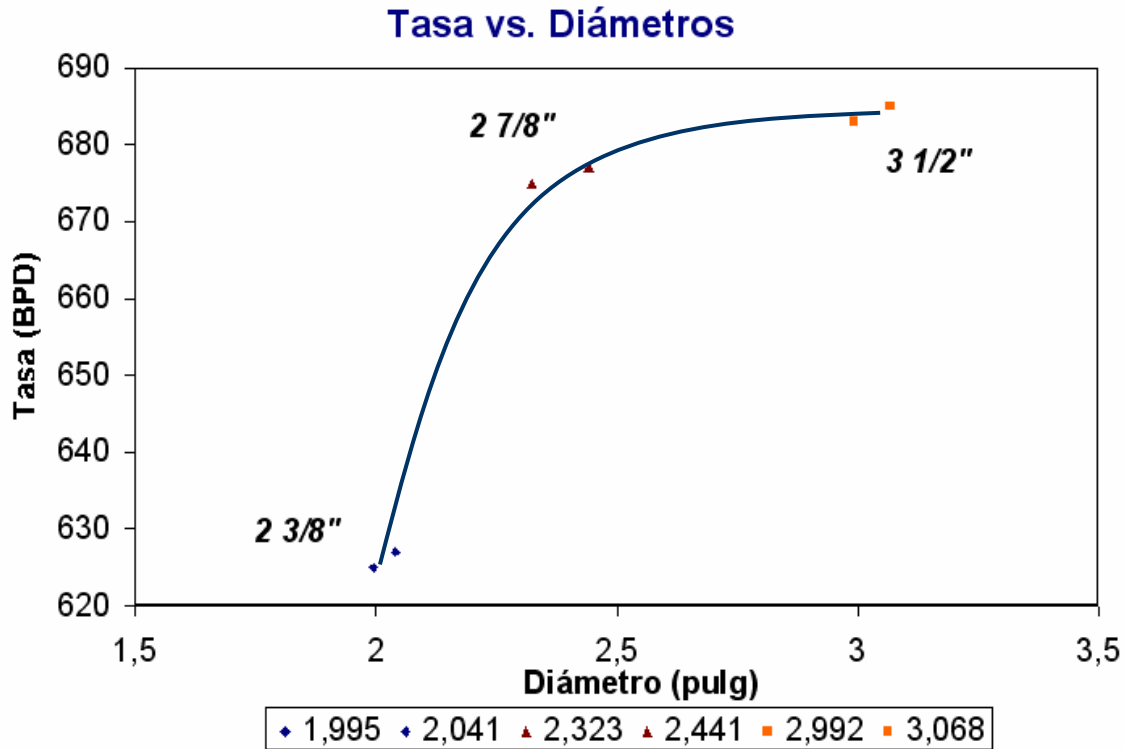


Figura V-7 Tasa vs. Diámetros

Finalmente se planteó la selección de las tuberías de 3 ½” o 2 7/8”, llegando a la conclusión de usar tuberías 2 7/8” ya que la empresa posee un inventario de tuberías de este diámetro por lo cual se decide usar las mismas.

## 7. Diseño de la Tubería de Producción

El diseño de la tubería de producción estuvo sujeto a varias limitaciones, en principio se planteó el diseño tomando en cuenta el colapso, estallido, tensión y movimiento de tuberías, al presentar este plan de trabajo para el diseño se plantearon los requerimientos de la compañía los cuales sólo eran el diseño a colapso, estallido y tensión, por lo cual se realizó este diseño tomando en cuenta sólo estos tres parámetros.

Gracias al estudio realizado en los pozos de este campo (LV-6X, LV-7X y LV-8X) se conoce que la producción de H<sub>2</sub>S es insignificativa y en algunos casos hasta llega a ser cero, y por otra parte la producción de CO<sub>2</sub> se encuentra entre los valores de uno y tres por ciento del gas total producido lo cual es bastante bajo, por lo tanto para el diseño de la

tubería se descartó las tuberías con aleaciones especiales, que tienen la capacidad de ser usadas en ambientes corrosivos.

El colapso es el fallo del tubular debido a una presión externa excesiva, en el caso de las tuberías de producción la máxima carga se registra en el fondo del revestidor y la condición más severa se presenta cuando la tubería de producción se encuentra ocupada con gas o vacía. Por otra parte la presión al estallido se determina simplemente como la presión diferencial que existe en el interior del tubular, y finalmente la tensión es la carga ejercida por el peso de cada sección de tubería sumergida en el fluido que se encuentra en el pozo.

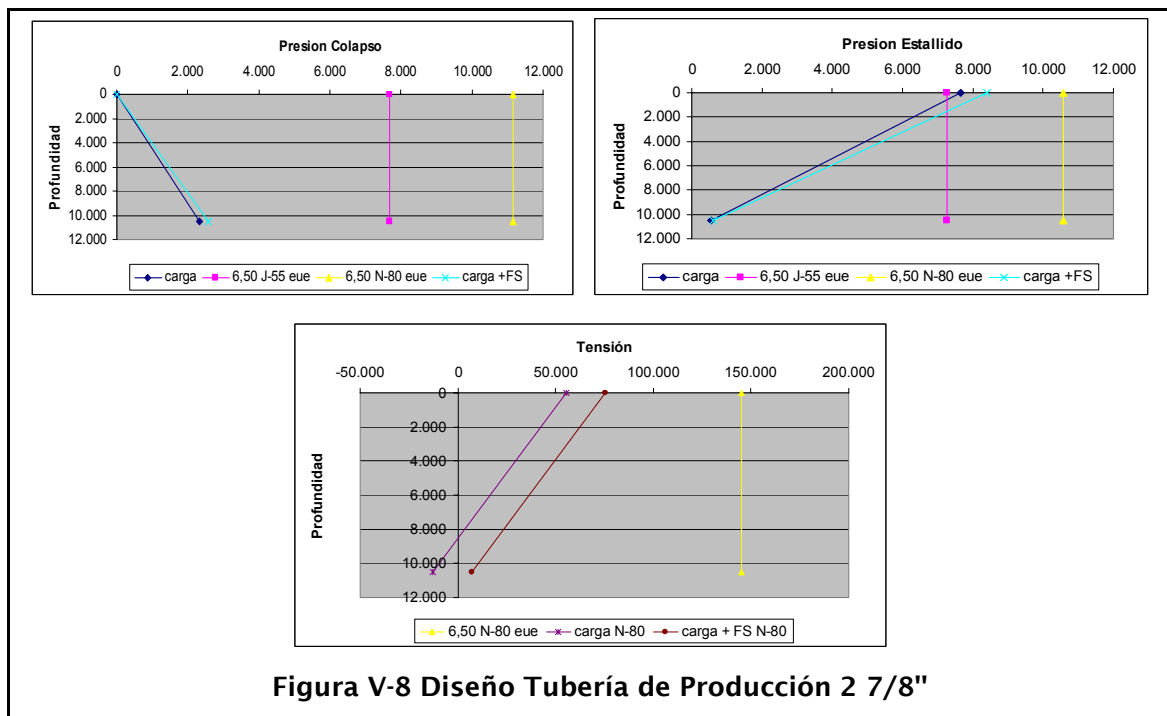


Figura V-8 Diseño Tubería de Producción 2 7/8"

Luego del análisis de las presiones que soportaría la tubería de producción se llegó a la conclusión que la tubería N-80 de 6,5 lbs-ft se adapta de forma adecuada a las necesidades planteadas para la producción de los hidrocarburos. En la Figura V-8 en el diseño de estallido la tubería de grado J-55 no tiene la capacidad para soportar las presiones de cargas, por lo cual se opta por someter la tubería N-80 a las condiciones planteadas, y gracias a que la misma tiene una mayor

resistencia a condiciones de estallido es la seleccionada para la propuesta de completación de este pozo.

## 8. Selección del Cabezal

Para la selección del cabezal se realizó un estudio importante, el objetivo principal fue buscar cuales eran las necesidades que se tienen para la producción en este pozo, de este estudio se pudo concluir:

- El cabezal debe tener capacidad de manejar 10000 psi
- El cabezal y algunas partes que tienen contacto con el fluido a producir deben tener capacidad de manejar elementos corrosivos.
- El cabezal debe estar configurado para el soporte de dos revestidores en superficie y la tubería de producción.

El criterio para la selección del cabezal tiene que ser la seguridad, y sabiendo que las presiones de estos yacimientos estas alrededor de los 4000 psi, se coloca como primera característica manejar presiones de 10000 psi. Por otra parte gracias a las evaluaciones realizadas por la empresa a los pozos LV-6X, LV-7X y LV-8X se tiene información de que estos pozos producen CO<sub>2</sub> en poca cantidad, aproximadamente entre 1,5% - 3% del gas total producido, lo cual representa un problema, ya que este componente al mezclarse con agua puede llegar a ser altamente corrosivo, por lo cual se recomendó el uso de un árbol de navidad que tenga la capacidad de manejar agentes corrosivos, además de este componente el colgador de la tubería de producción también tiene que tener capacidad para manejar estos componentes ya que el mismo va a estar en contacto directo con los fluidos en la etapa de producción. Finalmente, el cabezal debe estar configurado para que los revestidores de 13 3/8" y 9 5/8" y la tubería de producción 2 7/8" sean colgadas en el mismo. Luego de realizar estos análisis se contactó a las empresas suplidoras de cabezal, y se realizó la selección de cabezal a utilizar, las especificaciones del cabezal son las siguientes (Tabla V-10):

<b>Sección A</b>	
	13 3/8" x 13 5/8" 5M
	Casing Hanger 13 5/8" x 9 5/8"
	Válvula Lateral 2 9/16" 5M
<b>Sección B</b>	
	13 5/8" 5M x 11" 10M
	Tubing Hanger 10 3/4" x 2 7/8"
	Válvula Lateral 2 9/16" 10M
<b>Sección C</b>	
<b>Árbol de Navidad</b>	
	11" 10M x 3 1/16 10M
	Adaptador 11" 10M x 3 1/16" 10M
	2 Válvulas Maestras 3 1/16"
	2 Válvulas Laterales 3 1/16"
	Válvula Corona 3 1/16"
	Tree Cap 3 1/16"
	Choke Ajustable 3 1/16"

**Tabla V-10 Especificaciones del Cabezal**

## 9. Selección de Taladro

Luego del diseño y selección de los tubulares a utilizar en la perforación y completación de este pozo, se realizaron los cálculos (APENDICE 11: Requerimientos de Taladro) de lo requerimientos mínimos en la selección del taladro de perforación, estos requerimientos se basan en una carga máxima, que en nuestro caso se da en el momento de correr el revestidor de 9 5/8". Los resultados del estudio se presentan en la Tabla V-11, en la misma se muestran los requerimientos mínimos de los parámetros del taladro a seleccionar para la perforación de este pozo.

<b>Resumen de Requerimientos Mínimos</b>		
Cabria	554 M	lbs
Sub-estructura	379 M	lbs
Malacate	657	HP
Bombas	1115	HP
Volumen en Sup.	810	bbbls

**Tabla V-11 Requerimientos Mínimos**

# Capítulo VI

## Análisis Económico

## 1. Análisis económico

De acuerdo con la metodología descrita anteriormente para el desarrollo del trabajo, se presentan los resultados y su respectivo análisis de la siguiente manera:

Para realizar el análisis económico de la perforación y completación del pozo fue necesario revisar distintas cotizaciones de las distintas empresas que participarán en la perforación del pozo, a partir de esta información se estimó un costo de perforación y completación del pozo nuevo de \$ 5.2000.000, este costo se desglosa en el apéndice 12.

El análisis contempla de un horizonte económico de 15 años, en el cual se refleja dos rehabilitaciones del pozo al quinto y décimo año, en los cuales se refleja la inversión de las rehabilitaciones. Se estiman unos costos operacionales y de mantenimiento de \$ 1,5 por barril de petróleo y \$ 1 por cada 1000 pies cúbicos que se produzca. La producción que se toma en este análisis puntual es de 300 BPPD al inicio del proyecto y 100 BPPD de incremento para cada rehabilitación, además de estimar una RGP de 5000 PC/BP (la RGP es tomada de acuerdo a pruebas de fluidos realizadas en estos yacimientos y además una corta historia de producción que puede ser representativa), cabe destacar que esta producción estimada es conservadora a pesar del soporte técnico realizado en este trabajo. Los precios para este estudio fue de 20 \$/BP y 1,59 \$/MPC.

Es importante mencionar que se espera una declinación exponencial de 15,6 % anual en la producción, este valor fue facilitado por el departamento de producción tomando en cuenta la historia de producción del pozo LV-6X. El impuesto y las Regalías es de 34 % y 22,5 % respectivamente según la segunda ronda convenio de PDVSA y empresas operadoras.

## 1.1 Procedimiento utilizado en el análisis económico

Con el fin de determinar la rentabilidad del proyecto y teniendo claro todos los parámetros que involucra el análisis se procedió de la siguiente manera:

- Los ingresos del proyecto para el crudo vienen dado de esta forma:

$$\text{Ingresos} = \text{Precio del crudo} * \text{Producción de crudo}$$

Igualmente para el gas.

- La depreciación viene relacionada con la producción estimada de cada año y la producción total estimada en el horizonte económico esperado, es decir, por el porcentaje de recobro en cada año. Esta depreciación es la suma de la producción del crudo y de gas evaluados de la misma forma.

$$\text{Depreciación} = \text{Producción anual del proyecto} * \text{Precios de la producción Producción total estimada del proyecto}$$

- Los costos variables son proporcionales a la producción que se obtenga anualmente, tanto para el gas como para el crudo, quedando:

$$\text{Costos variables} = \text{Costo unitario} * \text{Producción}$$

- Ya generados estos valores se procedió a generar la regalía, la utilidad bruta, el Impuesto Sobre la Renta y Utilidad neta, de esta manera:

$$\text{Regalía} = \text{Producción} * \% \text{ de Regalía}$$

Nota: El % de regalía viene dada según el acuerdo en la segunda ronda convenio de PDVSA y empresas operadoras.

$$\text{Utilidad bruta} = \text{Ingresos} - \text{Costos Variables} - \text{Regalía}$$

$$\text{ISLR} = \text{Utilidad bruta} * \% \text{ ISLR}$$

$$\text{Utilidad neta} = \text{Utilidad bruta} - \text{ISLR}$$

- Finalmente se halla el flujo de Caja neto, para poder obtener así valores definitivos de VPN y TIR, según formulas expuestas en la parte teórica.

$$\text{FCN} = \text{Utilidad neta} - \text{Inversión} + \text{Capital} + \text{Depreciación}$$

## 1.2 Evaluación económica

Teniendo claro los parámetros involucrados para realizar evaluación económica (inversión, horizonte económico, tasa de descuento, depreciación, costos, precios de producción, regalías e impuesto sobre la renta según acuerdo del convenio PDVSA y empresas operadoras) se procedió a ejecutar la misma, es decir, se procedió a calcular el VPN al año actual y la TIR para poder obtener resultados con respecto a la ejecución del proyecto.



A continuación se presentan los resultados obtenidos de la evaluación económica

Año	Año	Inversión (M\$)	Costo (\$/bbl)	Costo (\$/MCF)	Producción OIL (bbl)	Producción Gas (cf)	Precios Oil (\$/bbl)	Precios Gas (\$/MCF)	Ingresos (\$)	Depreciación (M\$)	Costo Varia. (\$)	Regalía 22,5	Utilidad Bruta	ISLR(3)
1	2004	5.200	1,50	1,00					0		0	0		
2	2005		1,50	1,00	109.500	547.500.000	20	1,59	3.061.894	663	711.750	196.176	2.153.968	732.3
3	2006		1,50	1,00	93.684	468.418.657	20	1,59	2.619.631	568	608.944	167.840	1.842.847	626.5
4	2007		1,50	1,00	80.152	400.759.887	20	1,59	2.241.250	486	520.988	143.597	1.576.665	536.1
5	2008	750	1,50	1,00	112.375	561.873.804	20	1,59	3.142.279	681	730.436	201.326	2.210.517	751.3
6	2009		1,50	1,00	96.143	480.716.297	20	1,59	2.688.406	583	624.931	172.247	1.891.228	643.1
7	2010		1,50	1,00	82.256	411.281.246	20	1,59	2.300.090	498	534.666	147.367	1.618.058	550.1
8	2011		1,50	1,00	70.375	351.875.450	20	1,59	1.967.863	426	457.438	126.081	1.384.344	470.1
9	2012		1,50	1,00	60.210	301.050.275	20	1,59	1.683.624	365	391.365	107.870	1.184.388	402.1
10	2013	750	1,50	1,00	95.313	476.566.329	20	1,59	2.665.197	578	619.536	170.760	1.874.901	637.4
11	2014		1,50	1,00	81.546	407.730.703	20	1,59	2.280.234	494	530.050	146.095	1.604.089	545.1
12	2015		1,50	1,00	69.768	348.837.750	20	1,59	1.950.875	423	453.489	124.993	1.372.393	466.1
13	2016		1,50	1,00	59.690	298.451.343	20	1,59	1.669.089	362	387.987	106.939	1.174.164	399.1
14	2017		1,50	1,00	51.069	255.342.789	20	1,59	1.428.005	309	331.946	91.493	1.004.566	341.1
15	2018		1,50	1,00	43.692	218.460.870	20	1,59	1.221.742	265	283.999	78.277	859.466	292.1
		6.700			1.105.773	5.528.865.400				6.700				

Tabla VI-1:

Año	Año	Inversión (M\$)	Costo (\$/bb)	Costo (\$/MCF)	Producción OIL (bb)	Producción Gas (cf)	Precios Oil (\$/bb)	Precios Gas (\$/MCF)	Ingresos (\$)	Depreciación (M\$)	Costo Varia. (\$)	Regalía 22,5	Utilidad Bruta	ISLR(34%) 34	Utilidad Neta	FCN	FCNd
1	2004	5.200	1,50	1,00					0		0	0				-5.200.000	-4.727.273
2	2005		1,50	1,00	109.500	547.500.000	20	1,59	3.061.894	663	711.750	196.176	2.153.968	732.349	1.421.619	1.422.282	1.175.440
3	2006		1,50	1,00	93.684	468.418.657	20	1,59	2.619.631	568	608.944	167.840	1.842.847	626.568	1.216.279	1.216.847	914.235
4	2007		1,50	1,00	80.152	400.759.887	20	1,59	2.241.250	486	520.988	143.597	1.576.665	536.066	1.040.599	1.041.084	711.075
5	2008	750	1,50	1,00	112.375	561.873.804	20	1,59	3.142.279	681	730.436	201.326	2.210.517	751.576	1.458.941	709.622	440.619
6	2009		1,50	1,00	96.143	480.716.297	20	1,59	2.688.406	583	624.931	172.247	1.891.228	643.018	1.248.211	1.248.793	704.911
7	2010		1,50	1,00	82.256	411.281.246	20	1,59	2.300.090	498	534.666	147.367	1.618.058	550.140	1.067.918	1.068.416	548.267
8	2011		1,50	1,00	70.375	351.875.450	20	1,59	1.967.863	426	457.438	126.081	1.384.344	470.677	913.667	914.093	426.431
9	2012		1,50	1,00	60.210	301.050.275	20	1,59	1.683.624	365	391.365	107.870	1.184.388	402.692	781.696	782.061	331.670
10	2013	750	1,50	1,00	95.313	476.566.329	20	1,59	2.665.197	578	619.536	170.760	1.874.901	637.466	1.237.435	488.012	188.150
11	2014		1,50	1,00	81.546	407.730.703	20	1,59	2.280.234	494	530.050	146.095	1.604.089	545.390	1.058.699	1.059.193	371.241
12	2015		1,50	1,00	69.768	348.837.750	20	1,59	1.950.875	423	453.489	124.993	1.372.393	466.614	905.779	906.202	288.744
13	2016		1,50	1,00	59.690	298.451.343	20	1,59	1.669.089	362	387.987	106.939	1.174.164	399.216	774.948	775.310	224.580
14	2017		1,50	1,00	51.069	255.342.789	20	1,59	1.428.005	309	331.946	91.493	1.004.566	341.553	663.014	663.323	174.674
15	2018		1,50	1,00	43.692	218.460.870	20	1,59	1.221.742	265	283.999	78.277	859.466	292.218	567.248	567.512	135.858
		6.700			1.105.773	5.528.865.400				6.700							1.908.621

Tabla VI-1 Estructura del Flujo de Caja del Proyecto

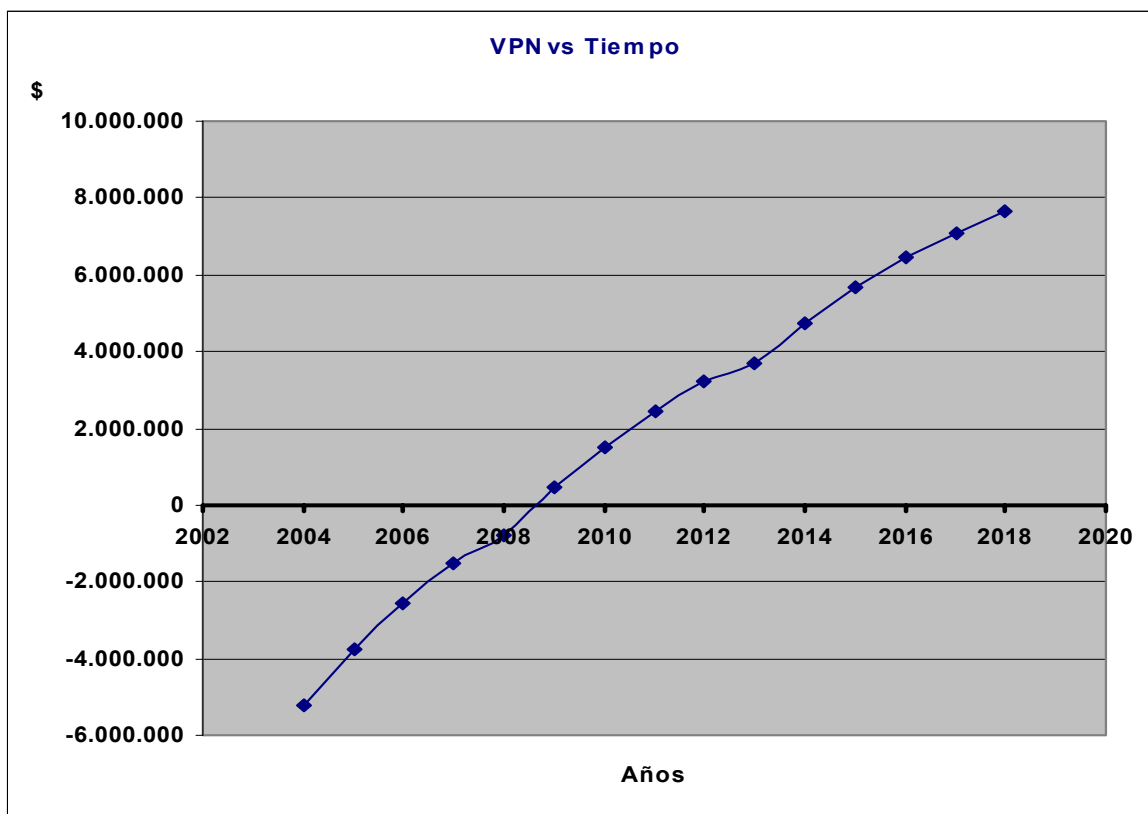


Figura VI-1 VPN vs Tiempo del proyecto

En la Figura VI-1 se representa la de VPN (al año actual) vs. Tiempo en la cual se visualiza como se recupera la inversión realizada del proyecto. La inversión total del proyecto es recuperada para el año 2009, es decir, al quinto año de haber puesto en marcha el proyecto de perforación y rehabilitación de los pozos el mismo generará ganancias.

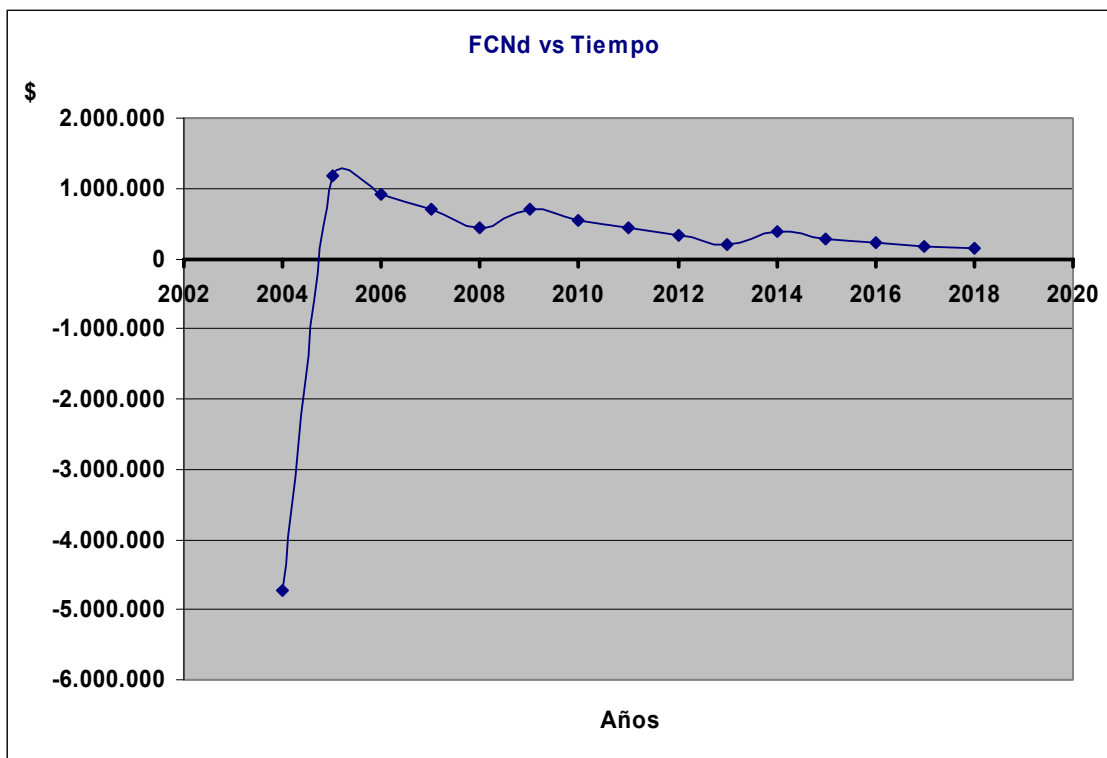


Figura VI-2 FCNd vs Tiempo del proyecto

Este gráfico (Figura VI-2) genera los movimientos de entrada y salida de dinero a través de los años del horizonte económico. Estos valores están llevados a valor actual (FCNd o flujo de caja descontado). Se puede observar que a partir del año 2005, es decir, al cuarto año de haber empezado a ejecutar el proyecto de perforación y rehabilitación de los pozos se generara flujos de cajas positivos, es decir, ganancias para la empresa.

Ya visualizados algunos de los aspectos (VPN y FCNd) en relación al horizonte económico definido, se puede arrojar los valores de VPN y TIR del proyecto en sí, estos valores son:

VPN=	<b>1.908.621 \$</b>
TIR=	<b>18.1 %</b>

## 2. Análisis de Riesgos Financieros

Con la finalidad de realizar un estudio económico completo y confiable, se procedió a aplicar un método que permite visualizar el riesgo financiero de un negocio como lo es este proyecto, este método fue la simulación de Monte Carlo.

Ya que este es un método probabilístico de sensibilidades, tienen que haber variables que generan cambios en lo que se espera financieramente del proyecto. Estas variables que se tomaron en cuenta para este análisis son:

- Precio del barril de petróleo.
- Variación de la tasa de producción tanto para los pozos nuevos como para las rehabilitaciones.
- Variación de los costos tanto del crudo como para el gas.

Estas variaciones estuvieron en el siguiente rango:

- El precio de barril de petróleo tiene un rango de 10 a 30 \$/barril de petróleo.
- Tasa de producción entre 200 BOPD y 400 BOPD, para los pozos nuevos y para las rehabilitaciones desde 50 BOPD hasta 150BOPD.
- Los costos fueron variados entre un  $\pm 10$  % del costos estimado para el análisis.

Ya definidas las variables y conociendo el método obtenemos los siguientes gráficos:

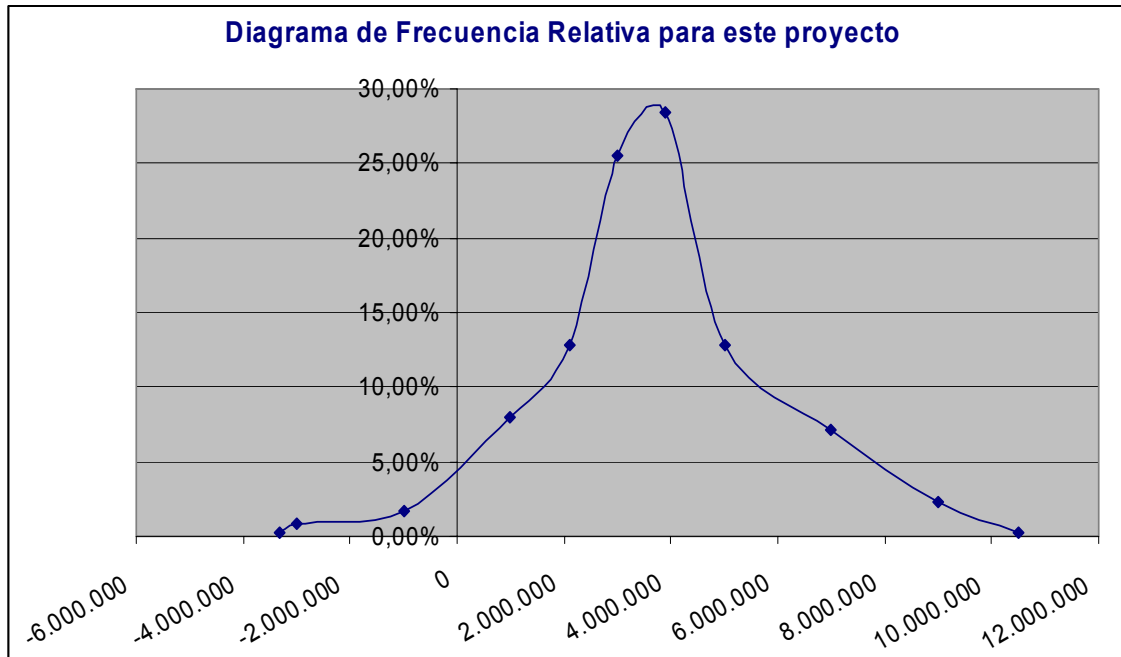


Figura VI-3 Diagrama de Frecuencia Relativa

En este gráfico (Figura VI-3) podemos observar y estimar el porcentaje de probabilidad de ocurrencia para los valores de VPN al año presente, obteniendo realmente unos valores positivos y muy optimistas para poner en marcha este proyecto.

Es importante mencionar que para la evaluación realizada el VPN al presente año arroja un valor de 1.908.621 \$ (se tomó valores conservadores para este estudio) y según esta gráfica, el VPN tiene una gran probabilidad de incrementarse.

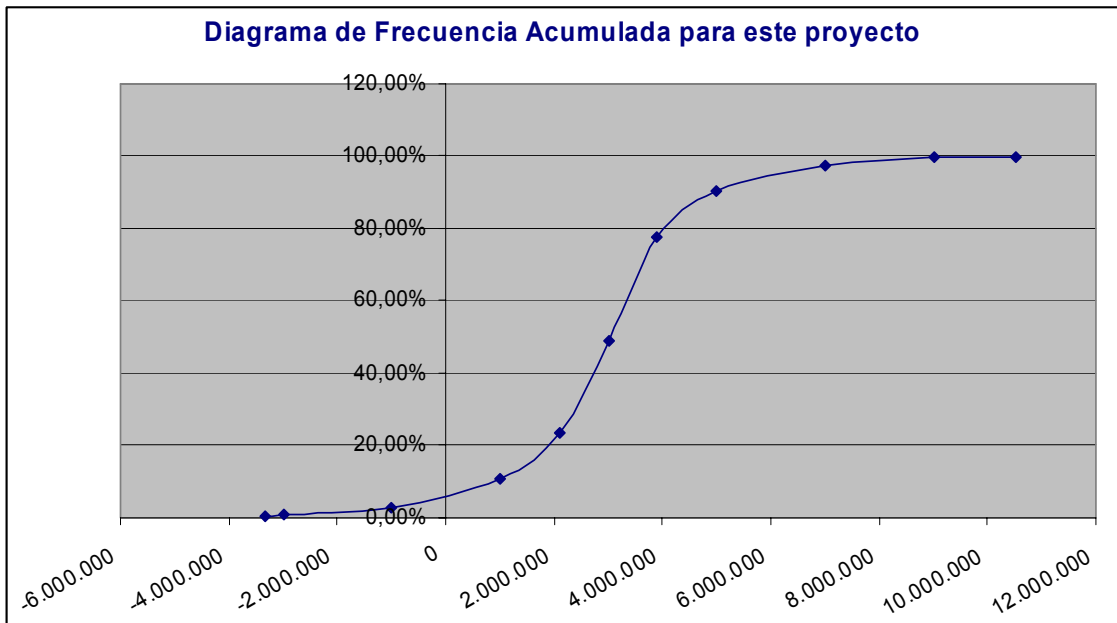


Figura VI-4 Diagrama de Frecuencia Acumulada

En la Figura VI-4 se puede estimar el porcentaje de ocurrencia para este proyecto, es decir, que podemos apreciar que tan probable sea un acontecimiento para un valor de VPN estimado.

En el presente proyecto se observa que la probabilidad en que se presente un VPN sea mayor al estimado es mayor al 75 % lo cual indica que el proyecto es rentable.

Finalmente después de todo este análisis realizado es claro que el proyecto es realmente por lo cual se recomienda ponerlo en marcha.

# Capítulo VII

# Conclusiones



## Conclusiones

- La planificación de un pozo es importante para determinar la rentabilidad del proyecto.
- El éxito de la planificación de la perforación de un pozo de desarrollo depende en gran parte de los datos obtenidos de las experiencias de pozos perforados en la zona cercana a la localización.
- La información disponible de pozos cercanos a la localización tiene que ser confiable para poder ser utilizada en la planificación de un pozo nuevo.
- La selección del diámetro de la tubería de producción dependerá de la aplicación de un análisis Nodal para el estudio de la oferta del yacimiento y la demanda de las diferentes tuberías.
- Para la selección del óptimo método de producción de un pozo, es necesario realizar un estudio previo para la selección adecuada de las diferentes modelos, y de esta forma utilizar los que mejor se adapten al comportamiento y condiciones del pozo-yacimiento.
- La selección de los puntos de asentamientos de los revestidores están sujetas principalmente a dos factores: la geología regional y la información de las presiones de poro y de fractura de las formaciones a perforar.
- El uso de los registros eléctricos de pozos vecinos proporcionan mediciones indirectas de las presiones de poro y presiones de fractura de las formaciones.
- La selección de los tubulares esta relacionada con un análisis previo de las condiciones críticas que los afectan (Colapso, Estallido y Tensión).
- El diseño del tubular no solo debe cumplir las exigencias mínimas de diseño sino también debe cumplir con los requisitos de la empresa referentes al inventario, costos, logística de manejo y almacenamiento de los mismos.
- La selección del cabezal depende directamente de las condiciones finales de producción del pozo, los factores que influyen en esta

selección son: presiones a manejar, tipo de fluido y diámetros de los tubulares.

- La producción de CO<sub>2</sub> y agua, afecta la selección del tipo de cabezal, ya que la combinación de ambos es altamente corrosivo.
- El lodo base agua ofrece ventajas de manejo en superficie y el tratamiento de los desechos (líquidos y sólidos) es más económico que el de otros lodos
- El lodo base agua es mas económico que el lodo base aceite y para las condiciones de perforación del pozo en estudio (Temperatura y Presión), el lodo base agua garantiza la estabilidad en el tiempo.
- El diseño de un programa de registros eléctricos adecuado es de vital importancia para la obtención de la información necesaria para la evaluación de las formaciones de interés.
- La selección del taladro depende directamente del diseño de las tuberías que se van a utilizar en la perforación y completación del pozo
- Luego del análisis Nodal realizado en el desarrollo de este trabajo el diámetro óptimo de la tubería para la producción del yacimiento de interés es 2 7/8" y 3 1/2".
- El valor presente Neto del proyecto es 9,5 MM\$ con una tasa interna de retorno de 33,6 % y un tiempo del pago del proyecto es de 4 años.
- Finalmente se puede decir que las probabilidades de que el proyecto no genere ganancias son menores al 5 %, lo cual nos indica que la factibilidad de que el proyecto sea exitoso es muy altas.

# Capítulo VIII

## Recomendaciones

## Recomendaciones

- Aplicar el programa de perforación y completación presentados en este trabajo.
- A partir de la ejecución de este proyecto iniciar la construcción de una base de datos que permita el fácil acceso a la información necesaria para la perforación de localizaciones futuras.
- Luego de la ejecución de los programas propuestos realizar un informe final donde se realice una evaluación post-mortem de la perforación del pozo.
- Utilizar el esquema mecánico propuesto para la gestión de compra de los tubulares necesarios para la perforación y completación del pozo.
- Luego de la completación del pozo, realizar un estudio detallado para la caracterización del sistema de producción, y de esta forma seleccionar los métodos y correlaciones que mejor se adapten al comportamiento del sistema.
- Realizar un análisis Nodal con información del pozo nuevo para obtener un diseño óptimo y veraz de la completación del mismo.
- Monitorear los niveles de CO<sub>2</sub> y agua producidos y tomar acciones preventivas de ser necesario.
- Realizar la evaluación de las diferentes formaciones para la completación en futuros trabajos.
- Estudiar la posibilidad de realizar una completación doble para la explotación de estos yacimientos
- Hacer uso de los requerimientos mínimos de los parámetros del taladro planteado en este trabajo.
- Con la culminación del proyecto de la perforación de este pozo, realizar un análisis de tiempo y costos de ejecución.

## Referencias Bibliográficas

1. ADAMS, N. J. "Drilling Engineering". Tulsa: Pennwell publishing. 1980.
2. ARBONES, E.: "Ingeniería Económica" Barcelona, 1986.
3. BEGGS, DALE Y BRILL, JAMES. "A Study of two-phase flow in Inclined Pipes", JPT, 1973, U. of Tulsa.
4. BOURGOYNE, ADAM Y OTROS, "Applied drilling engineering". SPE Textbook Series, Vol. 2. 1984.
5. CENTRO INTERNACIONAL DE EDUCACIÓN Y DESARROLLO (CIED). "Tecnología aplicada a los fluidos de perforación". Febrero, 1997.
6. CEPET. "Ingeniería de rehabilitación de pozos". 1993.
7. CESTARI, FRANCISCO Y GARCÍA, RAIZA. "Manual de ingeniería de producción petrolera de la escuela de ingeniería de petróleo de la UCV". Trabajo especial de grado. Caracas, Julio 2002.
8. CORPOVEN, S.A. GERENCIA GENERAL DE FINANZAS. "Evaluación económica de proyectos". Caracas, Mayo 1995.
9. CORPOVEN, S.A.. "Reportes Operacionales LV-6X". La Vela 1982.
10. CORPOVEN, S.A.. "Reportes Operacionales LV-7X". La Vela 1985.

11. CORPOVEN, S.A.. "Reportes Operacionales LV-8X". La Vela 1985.
12. GONZÁLEZ, FRANKLIN. "Optimización del progreso de completación de pozos del área sur del lago de Maracaibo". Trabajo Especial de Grado. Caracas, Marzo 1999.
13. EATON, Ben A, "The Effect of Overburden Stress on Geopressure Prediction from Well Logs". JPT. 1972.
14. ECONOMIDES MICHAEL J, LARRY T. WATTERS, SHARI DUNN-NORMAN. "Petroleum Well Construction". Printed and Bound in Great Britain by Bookcraft (Bath) Ltf. 1988
15. HRADECKY, David C. "Pore Pressure/Fracture Gradient Prediction Challenges: The Successful Design and Implementation of a Remote Exploratory Well Plan". IADC/SPE Drilling Conference. 2004.
16. INTEVEP. "Procedimientos de Diseño para tuberías de Revestimiento y Producción". Desarrollado por INTEVEP. Los Teques 1998.
17. PDVSA INTEVEP Y PDVSA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN. "Léxico Estratigráfico Electrónico de Venezuela". Editado por el Comité Interfilial de Estratigrafía y Nomenclatura (CIEN). Marzo, 1999.
18. PDVSA-CIED. "Completación y reacondicionamientos de pozos". Mayo, 1997.
19. PDVSA-CIED. "Evaluación de Formaciones". Centro Internacional de Educación y Desarrollo. 1998
20. ROGERS SMITH, John. "Case History of Integrating Multisource Data for Pore Pressure Prediction". IADC/SPE Drilling Conference. 2000

# APENDICES

## APENDICE 1 Clasificación de los Pozos

**FUNDACION  
DE LOS TRABAJADORES  
DE LAGOVEN**

**(DE ACUERDO AL OBJETIVO DE LA PERFORACION)**

### APENDICE 1

OBJETIVO	ARENA DONDE SE PERFORA	A	CLASIFICACION ANTES DE LA PERFORACION	CLASIFICACION DESPUES DE LA PERFORACION			
				B	RESULTADOS POSITIVOS	C	RESULTADOS NEGATIVOS
DESARROLLAR Y EXTENDER YACIMIENTOS	DENTRO DE LA ARENA PROBADA	A <sub>0</sub>	DESARROLLO	B <sub>0</sub>	DESARROLLO PRODUCTOR	C <sub>0</sub>	DESARROLLO SECO
	FUERA DE LA ARENA PROBADA	A <sub>1</sub>	AVANZADA	B <sub>1</sub>	EXTENSIÓN	C <sub>1</sub>	AVANZADA SECO
DESCUBRIR NUEVOS YACIMIENTOS	DENTRO DE LA ARENA PROBADA	A <sub>2a</sub>	EXPLORATORIO DE YACIMIENTOS SUPERIORES	B <sub>2a</sub>	DESCUBRIDOR DE YACIMIENTOS SUPERIORES	C <sub>2a</sub>	EXPLORATORIO DE YACIMIENTOS SUPERIORES SECO
		A <sub>2b</sub>	EXPLORATORIO EN PROFUNDIDAD	B <sub>2b</sub>	DESCUBRIDOR DE YACIMIENTOS MAS PROFUNDOS	C <sub>2b</sub>	EXPLORATORIO EN PROFUNDIDAD SECO
	FUERA DE LA ARENA PROBADA	A <sub>3b</sub>	EXPLORATORIO DE NUEVOS YACIMIENTOS	B <sub>2b</sub>	DESCUBRIDOR DE NUEVOS YACIMIENTOS	C <sub>3b</sub>	EXPLORATORIO DE NUEVOS YACIMIENTOS. SECO
DECUBRIR NUEVOS CAMPOS	AREAS NUEVAS	A <sub>3</sub>	EXPLORATORIO DE NUEVO CAMPO	B <sub>3</sub>	DESCUBRIDOR DE NUEVO CAMPO	C <sub>8</sub>	EXPLORATORIO DE NUEVO CAMPO. SECO



## APENDICE 2 Consideraciones en el Diseño de Completación de Pozos

**Factores por considerar** Para el diseño de la completación de pozos se deben tomar en cuenta los siguientes factores:

- Factores ambientales.
- Restricciones del entorno.
- Recursos disponibles.

Factores	Descripción	Tipos
Ambientales	Son aquellos factores que influyen en el sistema o que lo limitan, pero acerca de los cuales no puede hacerse nada.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ubicación del pozo.</li> <li>• Profundidad.</li> <li>• Presión y temperatura del yacimiento.</li> <li>• Configuración del yacimiento.</li> <li>• Mecanismo de producción del yacimiento.</li> <li>• Características de los fluidos y de las rocas.</li> </ul>
Restricciones del entorno	Las restricciones son factores que impiden que el sistema funcione bien todo el tiempo.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cementación primaria.</li> <li>• Daño de formación.</li> <li>• Conificación de agua o gas.</li> <li>• Corrosión.</li> </ul>
Recursos disponibles	Los recursos son los elementos que ayudan a que el sistema logre sus objetivos. Los recursos pueden mejorarse.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tasa de producción.</li> <li>• Técnica de producción.</li> <li>• Estimulación futura.</li> <li>• Métodos de reparaciones futuras.</li> </ul> <p>Posibilidad de inyección de fluidos.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Dispositivos de seguridad.</li> </ul>

APENDICE 2

# APENDICE 4 Resumen Operacional

## POZOS LV-6X, LV-7X Y LV-8X. CERCANOS A LA ZONA DE INTERES

### RESUMEN OPERACIONAL LV - 6X

ET = 243'

EMR = 262'

Edad	Formación	Descripción Litológica	Profundidad de Asentamiento	Revestidor / Ø hoyo	Densidad de Lodo					Tipo de Lodo	Cementación	Observaciones
					9	10	11	12	13			
<b>Topes Oficiales</b>												
Plioceno	La Vela 1420'	<b>Formación Caujarao</b> Lentes pequeños de caliza, alternado con bloque de arcilla, acompañados con conchas y fósiles. Las calizas desaparecen a 700' para dar paso a una forma continua de arcilla. Hacia la base se consiguen lentes alternados de arenisca de grano fino	466'	20" J-55 - 94 lbs/ft Btts Hoyo 26"	[Gráfico de densidad de lodo]	Agua+Bentonita	100 sxs de cemento clase "A" + 12% bentonita + 3% sal. -Seguido de 300 sxs de cemento clase "A" + 2% de CaCl2	RDP promedio de 50 pies/hora Gas: 20/20 unidades prueba de "Leak Off" 13.7 lpg				
	Caujarao 2525'		1540'	13 3/8" J-55 -54.5 lbs/ft STC Hoyo 17 1/2"		Agua+Bentonita	1300 sxs de cemento "A" + 15 % Kolite - 300 sxs de Cemento "A" + (15.5 lpg)					
Mioceno	Superior	<b>Formación Socorro:</b> Tope secuencia de carbones, areniscas y arcillas con fósiles. La parte intermedia está marcada por areniscas de granos fino alternadas con arcillas. En la parte basal se determina por 200' de lutita gris	[Gráfico de densidad de lodo]	[Gráfico de densidad de lodo]	[Gráfico de densidad de lodo]	Lignosulfonato	No se encontró información	RDP promedio de 40 pies/hora Gas: 10/30 unidades  A 3257' 1100 unidades de gas se aumenta el peso del lodo a 10.3 lpg 3800 unidades a 5179' en viaje 1000 unidades a 5670' en conex. 1500 unidades a 5685' en viaje  de 5685' - 6315' se presentó lodo cortado, se aumento peso en varias ocasiones				
	Medio								3590'	5150'		
	Inferior								5769' 6294'			
Oligoceno	<b>Formación Querales:</b> Basicamente lutita, limosas y calcareas. Tope presencia de secuencia de lutitas con arcillas de color gris. Media esporadicos lentes de areniscas que desaparecen hacia la base de la formación dando paso a bloques lutíticos	6289'	9-5/8" P-110 - 47 lbs/ft LTC Hoyo 12 1/4"	[Gráfico de densidad de lodo]	Ligno sulfonato	1300 sacos de cemento "A" + 35 % Sílica + 0.8% CTR + 0.5% Halod-22 <sup>®</sup> , 0.4%HR-12 y peso de 15 lpg.	prueba de "Leak Off" 17.2 lpg					
	<b>Formación Agua Clara:</b> Lutitas grises, laminares, astillosas y concavas. Tope cambio brusco de limolitas oxidadas y areniscas conglomeráticas a lutita. Parte basal granos finos y redondos	9310'										
Mioceno	Inferior	<b>Formación Pecaya???: (o Pedregoso)</b> Secuencia repetida de intercalaciones de limolitas y areniscas. Su tope cambio brusco de lutitas y calizas duras. Litología regular a travez de todo su espesor.	9690'	7" P-110 35 lbs/ft XL Hoyo 8 1/2"	[Gráfico de densidad de lodo]	Ligno sulfonato	Se presentaron problemas con derrumbes a partir de 9500', se aumenta el peso del lodo de 13 a 13.4 lpg					
Oligoceno	Pecaya ??? 11039'											

RESUMEN OPERACIONAL LV - 7X

GL = 243'

EMR = 262'

Edad	Formación	Descripción Litológica	Profundidad de Asentamiento	Revestidor / Ø hoyo	Densidad de Lodo	Tipo de Lodo	Cementación	Observaciones
					9 10 11 12 13			
Plioceno	La Vela		478'	20" J-55 - 94 lbs/ft Btts Hoyo 26"		Agua+Bentonita	Se bombeó 500 sxs cemento caribe + 4 % gel + 10lbs/saco de kolite de peso de 15.6 lpg. -Se bombeó con 260 sxs cemento mara + 2% CaCl2 con peso de 15 lpg -Se desplazó con 178 bis de lodo de un peso de 9.9 lpg.	
	Caujarao	<b>Formación Caujarao</b> Constituida por lutitas y arcillas gris claro-verdoso. Se observaron intercalaciones de lignitos. Hacia la parte basal capas de arenisca de color crema a gris claro de grano fino a medio con bajo grado de fluorescencia.	1957'	13 3/8" J-55 -54.5 lbs/ft Btts Hoyo 17 1/2"		Lignosulfonato	Se bombeó 850 sxs cemento "A" + 4% Gel + 1% CaCl2, y peso de 13.5 lpg. -Se bombeó 400 sxs cemento clase "A" + 1% CaCl2 y peso de 15.5 lpg. -Se desplazó con 297 bbl de lodo, se asentó tapón con 1000 lbs de peso y reformación de +/- 40bbl de cemento + 130 sxs.	
Mioceno	Superior	<b>Formación Socorro:</b> Lutitas y arcillas dde color gris verdoso a gris claro, blanda y laminares. Los intervalos se hayan dispuestas capas de areniscas. Trazas de lignitos, dolomitas y calizas. Hacia la parte basal conseguimos una capa de aprox 30 pies de calcarenita de color crema.	2555'	9-5/8" P-110 - 47 lbs/ft LTC Hoyo 12 1/4"		Lignosulfonato	Mezcló y Bombeó 1600 sxs cemento mara "A" + 8% D-20+ 0.75% D-20 + 0.3% D-15, con densidad de 13.1 lpg. -Mezcló y Bombeó 690 sxs cemento mara "A" + 0.16% D-8 + 1% D-60 y densidad de 15.1 lpg. Se desplazó con 640 bbl de lodo y asentó tapón con 1600 psi y presión de desplazamiento de 1850 psi.	Reparando hoyo desde 5927 hasta 6253' hubo problemas de torque debido a los derrumbes y se circuló lodo de 12.2 lpg disminuyendo el retorno de rípios
	Medio	<b>Formación Querales:</b> Lutitas arcillosas, de color gris claro- gris plomo, presencia de intervalos limolíticos de color rojizo a marrón.	3660'					
	Inferior	<b>Formación Cerro Pelado:</b> Constituida fundamentalmente por lutita de color gris oscuro, presencia de intercalaciones de glauconita, pirta y de calizas dolomíticas. Presencia de capas de areniscas cuarzosas.	4954'					
Mioceno	Medio	<b>Formación Agua Clara:</b> Parte superior lutitas de color gris-versoso, inclusiones carbonosas. Hacia la parte inferior se caracteriza por una disminución de lutita y aumentando el porcentaje de calcarenita y con inclusiones de conchas.	5560'				Reparando con mucho torque 8900'-8983'	
		<b>Formación Agua Clara:</b> Parte superior lutitas de color gris-versoso, inclusiones carbonosas. Hacia la parte inferior se caracteriza por una disminución de lutita y aumentando el porcentaje de calcarenita y con inclusiones de conchas.	5610'					
Mioceno	Inferior	<b>Formación Pedregoso:</b> Interestratificaciones de lutita, arenisca y caliza.	5900'					
			6402'					
			8815'	7" P-110 35 lbs/ft XL Hoyo 8 1/2"		Lignosulfonato	Se bombeó 30 bbl de SPT con peso de 14.5 lpg -Mezcló y bombeó 800 sxs de cemento clase "A" + 0.14 % D-8 + 1.2% D-60, + 0.05% d-80 y 35% D-66. Peso de la mezcla fue de 14.9 lpg. -Se desplazó tapón con 2500 psi	Se realizó prueba de formación con peso equivalente a 14.9 lpg @ 9000' Perforando de 10248'-10309'salió lodo cortado de 12.6 a 12.3 lpg
			11199'					Perforando 10439' se pegó se incrementó el peso del lodo a 13.1 lpg

RESUMEN OPERACIONAL LV - 8X

ET = 300'

EMR = 326'

Edad	Formación	Descripción Litológica	Profundidad de Asentamiento	Revestidor / Ø hoyo	Densidad de Lodo	Tipo de Lodo	Cementación	Observaciones
<b>Topes Oficiales</b>								
Mioceno	Superior	<b>Caujarao</b> 24'	Formación Caujarao: Arenisca con fluorescencia blanca a amarilla. Corte lento. Calcarenita gris de grano fino	475'	20" J-55 - 94 lbs/ft Btts Hoyo 26"	Agua+Bentonita	400 sxs de cemento clase "A" + 4% gel + 10#/sc Koliite (13.2 lpg). -Seguido de 250 sxs de cemento clase "A" + 2% de CaCl2 (15.6 lpg)	Se observó pérdida de circulación. A 490' detecto 14 Unid. Gas (presencia de Gas)
		<b>Socorro</b> 1124'	Formación Socorro: presencia de gas		13 3/8" J-55 -54.5 lbs/ft STC Hoyo 17 1/2"	Ligno sulfonato	360 sxs de cemento "A" + 4 % Gel + 0,5 % CaCl2 (13,3 lpg) - 540 sxs de Cemento "A" + 0,5 % CaCl2 (15.4 lpg)	Circuló observando 500 Unid. Gas.
	Medio	<b>Querales</b> 2399'	Formación Querales:	1500'	9-5/8" P-110 - 47 lbs/ft, P-110 LTC Hoyo 12 1/4"	Ligno sulfonato	360sxs cemento "A" + 12 % Gel + 0,2 % TF-4 + 0,4 % WR-2 (13 lpg) -Seguido de 540 sxs cemento "A" + 0,7%F/c + 0,3% FT-4 + 0,5 % KCl (15.6 lpg)	A 2822' incremento de presión de 1980 a 2500 lpc (empaquetamiento del hoyo)
		<b>Cerro Pelado</b> 2770'	Formación Cerro Pelado: Alta saturación de agua. Arena arcillosa. Caliza con alta saturación de agua hasta 5000 Unidades de Gas.					A 3463' se observó incremento en las unidades de gas hasta 500 U. G.
	Inferior	<b>Agua Clara</b> 3224'	Formación Agua Clara: Caliza 5000 unidades de gas					
Mioceno	Superior	<b>La Vela</b> 5154'	La Vela: Areniscas. Lig. Calcárea, Fluorescencia amarillo. 150 Unidades de Gas	4130'	7" P-110 35 lbs/ft XL, P-110 Hoyo 8 1/2"	Ligno sulfonato	230 sxs cemento "A" + 0,7 % Flo-Lok + 0,5 % TF-4 + 3 % KCl	A 3538' aumentó las U. G. a 660. circuló con 12.5 lpg y mica (pérdida de 8 bbbls / hr)
		<b>Caujarao</b> 6322'	Formación Caujarao: Arenisca con fluorescencia blanca a amarilla. Corte lento. Calcarenita gris de grano fino	5450'				
	Medio	<b>Socorro</b> 7680'	Formación Socorro:	8960'	9340'	Ligno sulfonato	230 sxs cemento "A" + 0,7 % Flo-Lok + 0,5 % TF-4 + 3 % KCl	A 9093' se incremento el peso del lodo (de 13 a 14.6 lpg) por aumento de la rata de perforación
	<b>Querales</b> 8960'	Formación Querales:						
	Inferior	<b>Cerro Pelado</b> 9340'	Formación Cerro Pelado: Alta saturación de agua. Arena arcillosa. Caliza con alta saturación de agua hasta 5000 Unidades de Gas.					Tubería pegada a 9837'.
		<b>Agua Clara</b> 8740'	Formación Agua Clara: Caliza 5000 unidades de gas					
		<b>Basamento</b> 8740'						

P.L. 9843

## APENDICE 5 Premisas y Consideraciones en el Diseño de un Pozo

En todo diseño de pozo se requerirá partir de un número limitado de premisas y conocer ciertas cosas acerca del pozo antes de proceder formalmente con los pasos de diseño. La manera en que se establezcan estas premisas reflejará la filosofía de diseño de los planificadores. Los aspectos que se consideren determinarán el resultado del diseño y en última instancia el equipo que finalmente se instalará en el pozo.

A continuación se presenta una descripción más o menos detallada de estas premisas y consideraciones:

- a. **Seguridad** - La seguridad es siempre la preocupación principal, por lo cual el diseño debe contemplar las consecuencias de cualquier falla que pueda ocurrir. La evaluación del riesgo que puedan correr la población, el ambiente y la propiedad debe ser parte de todo diseño, debiéndose considerar también las diversas fuentes de riesgo, que incluyen equipo y operaciones.
- b. **Equipo** - Los materiales que se utilizan para construir pozos de petróleo y gas pueden clasificarse en una gran variedad de tipos, algunos de menor riesgo que otros para la población, el ambiente y la propiedad. Los accidentes repentinos o “catastróficos” son a menudo los peores. Estas incluyen los problemas ocasionados debido a la fisuración bajo esfuerzo por la presencia de sulfuro (Sulfide Stress Cracking, SSC), fisuración por corrosión bajo esfuerzo (Stress Corrosion Cracking), fractura por fragilidad (falta de tenacidad) y falla dúctil por sobrecarga. Las fallas degenerativas o que dependen del tiempo potencialmente se pueden detectar a tiempo para evitar problemas costosos. Entre dichas fallas se encuentran aquellas relativas al desgaste, corrosión e incrustaciones.

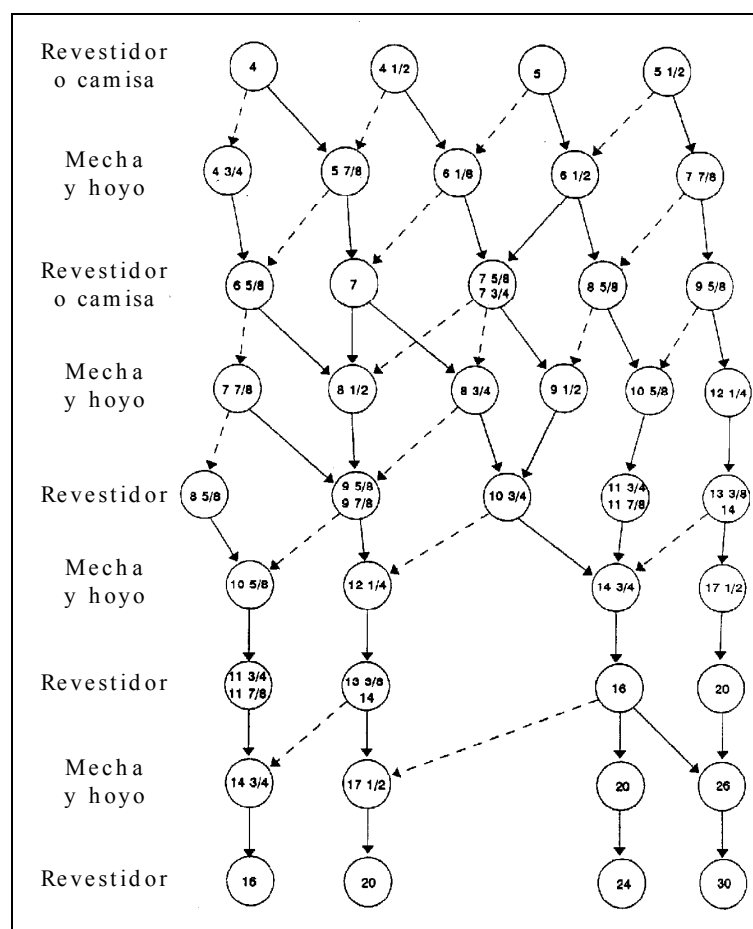
Algunos de los defectos o daños que llegan al pozo con los materiales son también las imperfecciones de fabricación, el deterioro sufrido durante el transporte y los daños por manipulación en el sitio de trabajo.

- c. **Operaciones** - Todas las futuras operaciones del pozo, desde la instalación inicial, la operación cotidiana, la adquisición de datos como por ejemplo, el perfilaje con guaya, los trabajos de rehabilitación y hasta el abandono, deberán considerarse durante la fase de diseño. También es preciso tomar en cuenta cuáles serán los requerimientos de datos de exploración, desarrollo del campo y de todo lo que sea necesario para poner a producir el pozo. Por otra parte se debe tener presente la economía del pozo que se está diseñando. El propósito al perforar éste, NO es llegar al yacimiento objetivo; como tampoco es producir la mayor cantidad posible de petróleo o gas a la tasa más acelerada. La única razón por la que se perfora un pozo es ganar dinero. Por ello ya en la fase de diseño, debe considerarse el capital y los costos de operación, así como la vida esperada del pozo y las tasas de producción económica mínimas.
- d. **Diseño integrado de pozos** - Para que el diseño sea óptimo, se deben considerar todas las partes y fases del pozo. Sin embargo, es fácil obviar los factores más relevantes. A continuación ofrecemos una lista de algunos de los factores que pueden afectar un diseño:
- *Factores previos* - Disposiciones o políticas que estén en vigencia, inclusive aspectos de exploración y perforación, que pudieren influir en los diseños subsiguientes.
  - *Factores temporales* - La filosofía corporativa, perspectivas de evaluación, disponibilidad de materiales, producción y procesos.
  - *Factores subsiguientes* - La vida del pozo, la planificación de los trabajos de rehabilitación y el abandono final del pozo, todos figuran en el diseño inicial del pozo.
- e. **Áreas del conocimiento requeridas** - El diseño de pozos es una ciencia multidisciplinaria que requiere un conocimiento práctico de las diversas áreas de la ingeniería, como por ejemplo:
- *Ambiental* - Geografía, geología y geofísica.
  - *Ingeniería del petróleo* - Petrofísica y yacimientos.
  - *Ingeniería mecánica* - Análisis estructural, hidráulica, termodinámica, procesos químicos y tecnología manufacturera.

- *Ingeniería de materiales* - Metalurgia y corrosión.

f. **Selección del diámetro** - Según el diámetro del hoyo y la holgura entre el hoyo y el tubular. La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** ilustra un nomograma para la Selección del Diámetro del Revestidor, en el cual la línea continua representa la solución más viable. Así, se selecciona primero el diámetro del revestidor de producción (que a su vez depende de la tubería de producción) y siguiendo paso a paso hacia abajo, se van seleccionando los diámetros del hoyo y del siguiente revestidor hasta llegar a la superficie.

g.



**Secuencias usuales de diámetros de los revestidores, mechas y hoyos**

## APENDICE 6 Perfiles

### Perfiles Resistivos

La resistividad de la formación está muy relacionada a la cantidad de agua contenida dentro del yacimiento, debido a que la mayoría de las formaciones, a las que se les hace registros para determinar las reservas petrolíferas, siempre están compuestas de minerales sedimentarios, que son conductivos cuando están secos.

Además de las mediciones de resistividad, también se graba la curva de potencial espontáneo. Esta curva ayuda a diferenciar entre las rocas potencialmente productoras del yacimiento y las lutitas, por otra parte también sirve para determinar la resistividad del agua de la formación.

### Aplicaciones

- Resistividad Verdadera de la formación
- Identificación de zonas permeables y porosas
- Determinación de la arcillosidad de la formación
- Correlación de unidades litológicas
- Detección de la profundidad

Normalmente se usan dos tipos de equipos para las mediciones de resistividad. Las herramientas de registros de inducción, normalmente usados en lodos no conductivos y las herramientas de laterolog que se usan con lodos salinos.

- **Perfil Inducción**

Este perfil se basa en campos electromagnéticos y en corrientes inducidas, el mismo graba la curva de potencial espontáneo y tres curvas de resistividad que tienen diferentes profundidades de investigación, la misma representa la herramienta más efectiva para la visualización de la resistividad media en lodos no conductivos como son lodos base aceite, emulsión invertida o aire.



- **Perfil Laterog**

Utilizan una serie de electrodos múltiples para hacer que la corriente se desplace lateralmente a través del lodo hasta la formación. Las ventajas que se obtienen es este perfil son: capacidad para operar en lodos muy salados, excelente definición de la capa, ideal para capas finas.

### **Perfiles Acústicos**

El objetivo principal de este perfil es la determinación de la porosidad de la roca en los yacimientos y se basa en la propagación de la onda del sonido. Existe también un registro de la amplitud de la onda sónica, que es otro tipo de medición, el cual se aplica muy ampliamente en la completación de pozos, determinando el grado de adherencia del cemento con los revestidores.

### **Perfiles Radioactivos**

- **Perfiles de Rayos Gamma**

Mide de manera continua la radiactividad natural de las formaciones, fue utilizado por primera vez en 1939 como técnica para determinar la litología de los pozos entubados que nunca antes habían sido registrados. El perfil de rayos gamma puede correrse en hoyos abiertos o entubados, ya sean vacíos o llenos de fluidos de cualquier tipo.

Aplicaciones

- Correlación
- Determinación del contenido de arcillas de la formación
- Análisis mineralógico

- **Perfil de Densidad**

Este perfil es usado principalmente para determinar la porosidad de la formación, sin embargo, conjuntamente con otros perfiles se emplea también para evaluar formaciones de litología compleja, evaluación de formaciones arcillosas, identificación de minerales y para la detección de gas en los yacimientos.

- **Perfil de Litodensidad**

Es la tercera generación de los dispositivos de densidad, proporciona además de un perfil de la densidad total de la formación, una curva de absorción fotoeléctrica. Esta curva refleja el número atómico promedio de la formación y es, por lo tanto, un indicador del tipo de matriz de roca, es un perfil muy conveniente para la interpretación litológica.

- **Perfil Neutrónico Compensado**

La herramienta de registro neutrónico compensado contiene una fuente radiactiva que bombardea la formación con neutrones rápidos. Estos neutrones se hacen lentos y luego capturados, principalmente, por los átomos de hidrógeno en la herramienta. Este tipo de perfil tiene su principal aplicación en los análisis de la porosidad, la identificación de la litología, el análisis de las arcillas y la detección de gas.

## APENDICE 7 Aditivos del cemento

- ***Aceleradores:*** Reducen el tiempo de bombeabilidad y el tiempo de fraguado de la lechada. Son utilizados generalmente en resvestidores de superficie, pozos poco profundos, y tapones de cemento. (cloruro de sodio, cloruro de calcio, silicato de sodio, etc).
- ***Retardadores:*** Prolongan el tiempo de bombeabilidad, retardan el fraguado. Son usados a altas temperaturas para dar suficiente tiempo a la lechada para que esta endurezca. (Lignosulfonatos de sodio, lignosulfonatos calcio, agua saturada de sal, etc).
- ***Extendedores:*** Estos compuestos reducen la densidad de la lechada, aumentan el rendimiento de la misma, proporcionan una baja pérdida de filtrado y reducen los costos. (Bentonita, atapulgita, silicato de sodio, etc).
- ***Densificantes:*** Se utilizan para incrementar la densidad de la lechada, para limitar y mantener la presión cuando esta es muy elevada y mejorar el desplazamiento del lodo. (Barita, hematita, ilmenita, sal, etc).
- ***Dispersantes:*** Se agregan al cemento para proveer propiedades de flujo, y permiten el bombeo de la lechada de cemento en flujo turbulento. Los dispersantes ajustan las cargas de las partículas para obtener las propiedades reológicas deseadas de la lechada. (Polímeros en polvo, lignosulfonato de calcio, cloruro de calcio, etc).
- ***Controladores de pérdidas de filtrado:*** Previenen la deshidratación del cemento. (Polímeros orgánicos dispersantes, látex, celulosa, etc).
- ***Controladores de pérdidas de circulación:*** Estos aditivos se utilizan para reducir de una u otra forma la permeabilidad de la formación o alguna zona ladrona que se encuentra en el pozo. (En grano: perlita, carbón cáscara de nuez; en láminas: celofán y nylon).

***“Ningún aditivo ni formulación única alcanzará una cementación primaria exitosa, se requiere hacer un análisis completo de ingeniería de***

*todos los parámetros en la ecuación de una cementación para garantizar un resultado óptimo”*



Cementación

## APENDICE 8 Aditivos químicos para Lodos

- **Densificantes:** son materiales no tóxicos ni peligrosos de manejar que son agregados a los fluidos de perforación con la finalidad de incrementar la densidad del fluido. Estos materiales son agregados cuando se necesita controlar presión de la formación y para controlar cualquier derrumbe de zonas que han sido tectónicamente activas. Entre los materiales más usados que cumplen esta función tenemos: galena, hematina, magnetita, baritina, siderita, dolomita y calcita.
- **Viscosificantes:** son productos que se añaden a los fluidos para mejorar la habilidad de los mismos de remover los cortes de rípios que quedan a medida que se avanza en la perforación y de suspender el material densificante durante las maniobras. Entre estos materiales tenemos: bentonita, atapulgita, derivados de celulosa.
- **Controladores de filtrado:** son agentes que cumplen la función de disminuir la cantidad de agua que pasa hacia la formación permeable cuando el lodo es sometido a una presión diferencial. Entre estos materiales tenemos: bentonita, los polímeros manufacturados, los almidones y los adelgazantes orgánicos.
- **Materiales de control reológico:** la reología se logra controlar mediante la concentración del viscosificante primario que se utiliza en el sistema. Sin embargo, cuando no se puede lograr un control efectivo de la reología mediante el uso de estos productos, se deben utilizar materiales adelgazantes, dispersantes o defloculantes. Estos materiales son aniónicos y se adhieren a las partículas de arcilla haciéndolas más negativas. El efecto es el reducir las fuerzas de atracción, incrementar la dispersión y por lo tanto, reducir la resistencia al flujo. La función secundaria de estos materiales es la de reducir la filtración, disminuir el espesor del revoque, contrarrestar el efecto de las sales disueltas en el sistema y minimizar el efecto del agua en las formaciones que se están

perforando. También pueden ayudar en la emulsificación del aceite en el agua y estabilizar las propiedades del lodo a las elevadas temperaturas del fondo. Los materiales mas frecuentes utilizados son: taninos, silicatos y fosfatos, lignitos entre otros.

- ***Materiales alcalinos y de control de pH:*** son materiales que se utilizan para mantener un rango de pH en el sistema que asegure el máximo desempeño de los otros aditivos empleados en la formulación del lodo. El control exitoso de un fluido de perforación base agua depende en gran medida del pH del medio ambiente. Entre los materiales mas usados controladores del pH tenemos: soda cáustica, hidróxido de potasio y cal.
- ***Materiales para controlar pérdida de circulación:*** estos materiales se usan para reducir o evitar las pérdidas de fluido que pueden producirse en una operación de perforación.
- ***Surfactantes:*** son materiales que van a modificar la tensión interfacial entre sólido/agua, aceite/agua, agua/ aire, etc.
- ***Lubricantes:*** reducen el torque y arrastre en las operaciones de perforación. Son hechos a base de algunos materiales como: aceite minerales, animales o vegetales; alcoholes, grafito, asfalto, gilsonita, polímeros, bolitas de vidrio.
- ***Floculantes:*** cumplen la función de encapsular los sólidos del sistema haciendo más efectiva su remoción. Mediante el descarte de estos sólidos se pueden controlar las propiedades reológicas de los fluidos. Entre ellos tenemos: sales, cal hidratada, polímeros sintéticos, goma guar, polímeros acrílicos y yeso.
- ***Estabilizadores de lutitas:*** se utilizan como agentes para estabilizar las formaciones de lutitas sensibles al agua mediante la inhibición de las

---

características de hidratación y la dispersión de los minerales arcillosos en el sistema. La hidratación de las arcillas y el alivio de las tensiones residuales de las mismas contribuyen a la inestabilidad y derrumbe del hueco. En estos materiales tenemos: asfaltos, cloruro de potasio, cloruro de calcio, cal, yeso.

- **Anticorrosivos:** en consecuencia de la acción de agentes como H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> ocurre corrosión en la sarta de perforación, es allí, donde actúan estos materiales. Si existen problemas de oxígenos se deben usar secuestradores para poder removerlo de una manera afectiva. Los agentes mas utilizados son sales solubles de sulfuro y de cromato. Si no es posible el uso de los secuestradores se pueden utilizar agentes que forman una película fina sobre la superficie del acero evitando un contacto directo entre el acero y el oxígeno. La remoción del H<sub>2</sub>S se logra con materiales de zinc los cuales forman sulfuros insolubles.
- **Bactericidas:** debido a que la mayoría de los fluidos de perforación contienen materiales orgánicos que son susceptibles a la degradación, por la presencia de organismos microscópicos como bactericidas, algas y hongos; entonces ocurre la aplicación de estos productos que cumplen la función de inhibir o eliminar la reproducción y el crecimiento de bacterias y hongos.
- **Precipitantes:** son aditivos que se agregan al sistema con el propósito de remover componentes solubles mediante una reacción que los convierte en un precipitado insoluble. Los carbonatos se remueven de los fluidos de perforación mediante la adición de cantidades calculadas de cal y yeso. El calcio a su vez, se trata con adiciones controladas de soda ash. El magnesio se remueve elevando el pH a más de 10 con soda cáustica.

- **Lignito:** la función principal del lignito es la de controlar filtrado y servir como estabilizador de las propiedades del lodo base agua a altas temperaturas.
- **Lignosulfonatos:** son más aditivos mucho mas versátiles, los cuales trabajan bien en todos los lodos de base acuosa y a todos niveles de pH. Son compuestos complejos de ferrocromo, cromo y zinc, que ofrecen mayor estabilidad de temperatura que cualquier otro producto químico. Resisten temperaturas de 400 a 500 ° F (204 a 260 ° C) cuando se exponen durante periodos cortos de tiempo. De lo contrario, no resisten más de 300 ° F (149 °C). En este caso se degradan y dan lugar a la formación de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S.



# APENDICE 9 Método API - Programa Excel

## Diseño de Revestidores Conductor 20"

Revestidor	Opción	Diámetro	ID	Peso	Grado	Rosca	Resistencias		
							Estallido	Colapso	Tension
	1	20	19,124	94,00	J-55	BTTS	2.110,00	520,00	1.480.000,00
	2	20	19,124	94,00	K-55	BTTS	2.110,00	520,00	1.479.000,00

Instalación

Tope	0,00	Fondo	500,00
------	------	-------	--------

Condiciones de Carga

Profundidad	500,00	Densidad de lodo	9,00	Diametro Proximo Hoyo	12 1/4	Profundidad proximo hoyo	2.500,00
tope cemento de cola	200,00	Densidad del cemento de cola	15,60	Densidad de lodo proximo hoyo	9,50		
tope cemento de llenado	0,00	Densidad del cemento de llenado	12,60				

### Estallido

Presion interna		Presion externa		Presion Resultante	
Tope	1.162,50	Tope	0,00	Tope	1.162,50
Fondo	1.190,00	Fondo	220,79	Fondo	969,21

FS	Opcion 1	Opcion 2
Tope	1,82	1,82
Fondo	2,18	2,18

### Colapso % vacio

Presion interna		Presion externa		Presion Resultante	
Tope	0,00	Tope	0,00	Tope	0,00
Fondo	156,63	Fondo	374,04	Fondo	217,41

FS	Opcion 1	Opcion 2
Tope	N/A	N/A
Fondo	2,39	2,39

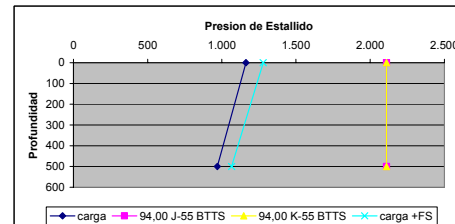
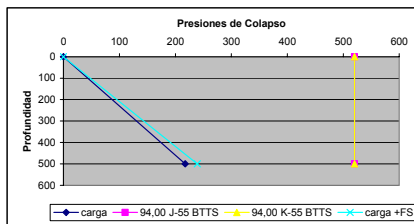
### Tension

punto	profundidad	opcion 1	carga +overpull	FS cuerpo	FS rosca	opcion 2	carga +overpull	FS cuerpo	FS rosca
tope	0,00	40.707,32	140.707,32	10,52	9,96	40.707,32	140.707,32	10,52	10,51
tope cemento llenado	0,00	40.707,32	140.707,32	10,52	9,96	40.707,32	140.707,32	10,52	10,51
tope cemento cola	200,00	21.907,32	121.907,32	12,14	11,50	21.907,32	121.907,32	12,14	12,13
fondo	500,00	-6.292,68	93.707,32	15,79	14,96	-6.292,68	93.707,32	15,79	15,78

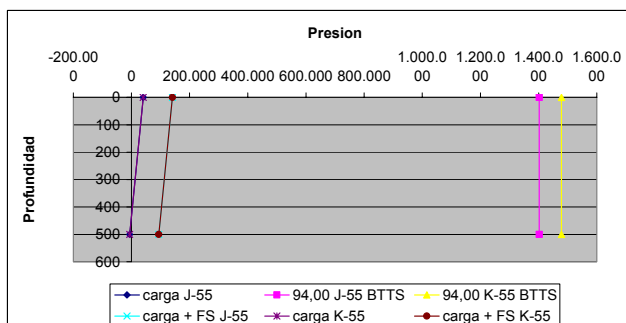
Sumario Opcion 1 FS				Sumario Opcion 2 FS			
	Colapso	Estallido	Tension		Colapso	Estallido	Tension
Tope	N/A	1,82	9,96	Tope	N/A	1,82	10,51
Fondo	2,39	2,18	14,96	Fondo	2,39	2,18	15,78
Diseño	2,39	1,82	9,96	Diseño	2,39	1,82	10,51

Colapso	FS	1,1		
Prof	carga	carga +FS	opcion 1	opcion2
0	0	0	520	520
500	217	239	520	520

Estallido	FS	1,1		
Prof	carga	carga +FS	opcion 1	opcion2
0	1.163	1.279	2.110	2.110
500	969	1.066	2.110	2.110



Tensión	Overpull	100.000			Opcion 2		
		Opcion 1			Carga	Carga +Overpull	Resistencia
Prof		Carga	Carga +Overpull	Resistencia	Carga	Carga +Overpull	Resistencia
0		40.707	140.707	1.402.000	40.707	140.707	1.479.000
500		-6.293	93.707	1.402.000	-6.293	93.707	1.479.000



Diseño de Revestidores

Revestidor	Opción	Diámetro	ID	Peso	Grado	Rosca	Resistencias			
							Estallido	Colapso	Tension	
									Cuerpo	Rosca
	1	13 3/8	12.347	72.00	N-80	BTTs	5.380.00	2.670.00	1.661.000.00	1.693.000.00
	2	13 3/8	12.415	68.00	N-80	BTTs	5.020.00	2.260.00	1.556.000.00	1.585.000.00

Instalación	
Tope	0,00 Fondo
	1.500,00

Condiciones de Carga

Profundidad	1.500,00	Densidad de lodo	12,00	Diametro Proximo Hoyo	12 1/4	Profundidad proximo hoyo	6.600,00
tope cemento de cola	1.000,00	Densidad del cemento de cola	16,20	Densidad de lodo proximo hoyo	13,00		
tope cemento de llenado	0,00	Densidad del cemento de llenado	15,60				

Estallido

Presion Interna	
Tope	4.270,20
Fondo	4.352,70

Presion externa	
Tope	0,00
Fondo	662,36

Presion Resultante	
Tope	4.270,20
Fondo	3.690,34

FS	Opcion 1	Opcion 2
Tope	1,26	1,18
Fondo	1,46	1,36

Colapso % vacio <sup>33</sup>

Presion Interna	
Tope	0,00
Fondo	626,52

Presion externa	
Tope	0,00
Fondo	1.231,22

Presion Resultante	
Tope	0,00
Fondo	604,70

FS	Opcion 1	Opcion 2
Tope	N/A	N/A
Fondo	4,42	3,74

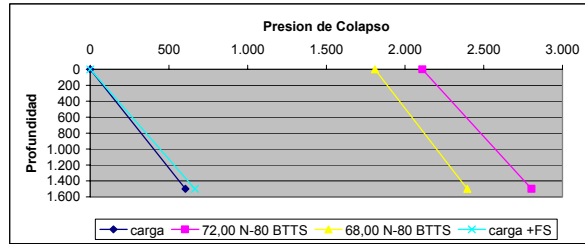
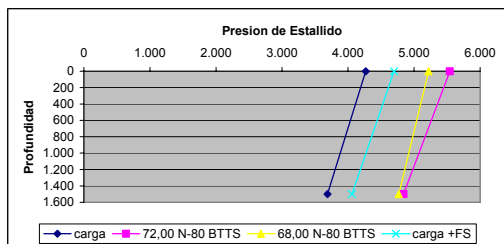
Tension

punto	profundidad	opcion 1	carga +overpull	FS cuerpo	FS rosca	opcion 2	carga +overpull	FS cuerpo	FS rosca
tope	0,00	88.580,15	188.580,15	8,81	8,98	83.816,79	183.816,79	8,46	8,62
tope cemento llenado	0,00	88.580,15	188.580,15	8,81	8,98	83.816,79	183.816,79	8,46	8,62
tope cemento cola	1.000,00	16.580,15	116.580,15	14,25	14,52	15.816,79	115.816,79	13,44	13,69
fondo	1.500,00	-19.419,85	80.580,15	20,61	21,01	-18.183,21	81.816,79	19,02	19,37

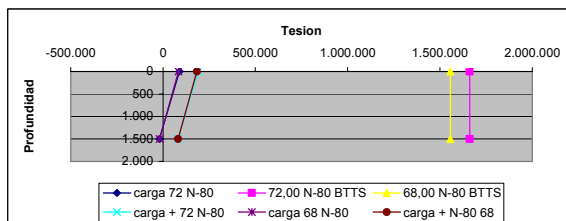
Sumario	Opcion 1 FS	Colapso	Estallido	Tension	Sumario	Opcion 2 FS	Colapso	Estallido	Tension
Tope		N/A	1,26	8,81	Tope		N/A	1,18	8,46
Fondo		4,42	1,46	20,61	Fondo		3,74	1,36	19,02
Diseño		4,42	1,26	8,81	Diseño		3,74	1,18	8,46

Colapso	FS	1,1		
Prof	carga	carga +FS	opcion 1	opcion2
0	0	0	2.109	1.808
1.500	605	665	2.804	2.396

Estallido	FS	1,1		
Prof	carga	carga +FS	opcion 1	opcion2
0	4.270	4.697	5.541	5.221
1.500	3.690	4.059	4.842	4.769



Tension	Overpull	100.000				
			Opcion 1	Opcion 2		
Prof	Carga	Carga +Overpull	Resistencia	Carga	Carga +Overpull	Resistencia
0	88.580	188.580	1.661.000	83.817	183.817	1.556.000
1.500	-19.420	80.580	1.661.000	-18.183	81.817	1.556.000



Diseño de Revestidores 9 5/8" y 7"

Revestidor Opción	Diámetro	ID	Peso	Grado	Rosca	Resistencias			
						Estallido	Colapso	Tension	
								Cuerpo	Rosca
1	9 5/8	8.755	43,50	P-110	BTTS	8.700,00	4.430,00	1.381.000,00	1.388.000,00
2	7	6.184	29,00	N-80	BTTS	8.160,00	7.020,00	676.000,00	746.000,00

Instalación

Topo	0,00 Fondo	11.300,00
------	------------	-----------

Condiciones de Carga

Profundidad	11.300,00	Densidad de lodo	13,00	Diámetro Proximo Hoyo	8 1/2	Profundidad proximo hoyo	11.300,00
tope cemento de cola	5.300,00	Densidad del cemento de cola	16,20	Densidad de lodo proximo hoyo	13,50	H nivel @ Estallido	7.486,92
tope cemento de llenado	2.000,00	Densidad del cemento de llenado	13,50			H nivel @ Colapso	3.850,37

Estallido

Presion Interna

Topo	5.000,00
@ 6600	9.633,20
Nivel Medio	10.255,82
Fondo	10.694,32

Presion externa

Topo	0,00
@ 6600	3.069,00
Nivel Medio	3.481,42
Fondo	5.254,50

Presion Resultante

Topo	5.000,00
@ 6600	6.564,20
Nivel Medio	6.774,40
Fondo	5.439,82

FS

	Opcion 1	Opcion 2
Topo	1,74	1,63
Fondo	1,60	1,50

Colapso

Presion Interna

Topo	0
Topo @ 3850	0
@ 6600	1017,64
@ 6600	1930,24
Fondo	5229,64

Presion externa

Topo	0,00
Topo Clie	1.352,00
Topo @ 3850	2.650,96
Topo Ccol	3.668,60
@ 6600	4.763,72
Fondo	8.723,00

Presion Resultante

Topo	0,00
Topo Clie	1.352,00
	2.650,96
Topo Ccol	2.650,96
@ 6600	2.833,48
Fondo	3.493,36

FS

	Opcion 1	Opcion 2
Topo	N/A	N/A
Fondo	1,27	2,01

Tension

punto	profundidad	opcion 1	carga +overpull	FS cuerpo	FS rosca	opcion 2	carga +overpull	FS cuerpo	FS rosca
tope	0,00	395.706,65	495.706,65	2,79	2,80	263.218,58	363.218,58	1,86	2,05
tope cemento llenado	2.000,00	308.706,65	408.706,65	3,38	3,40	205.218,58	305.218,58	2,21	2,44
tope cemento cola	5.300,00	165.156,65	265.156,65	5,21	5,23	109.518,58	209.518,58	3,23	3,56
fondo	11.300,00	-95.843,35	4.156,65	332,24	333,92	-64.481,42	35.518,58	19,03	21,00

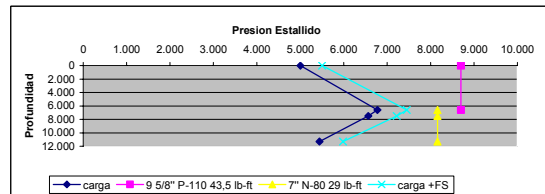
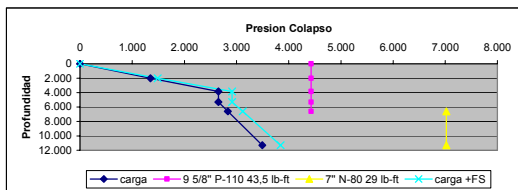
Sumario Opcion 1 FS				Sumario Opcion 2 FS			
	Colapso	Estallido	Tension		Colapso	Estallido	Tension
Topo	N/A	1,74	2,79	Topo	N/A	1,63	1,86
Fondo	1,27	1,60	332,24	Fondo	2,01	1,50	19,03
Diseño	1,27	1,60	2,79	Diseño	2,01	1,50	1,86

Colapso

Prof	carga	carga +FS	opcion 1	opcion2
0	0	0	4.430	7.020
2.000	1.352	1.487	4.430	7.020
3.850	2.651	2.916	4.430	7.020
5.300	2.651	2.916	4.430	7.020
6.600	2.833	3.117	4.430	7.020
11.300	3.493	3.843	4.430	7.020

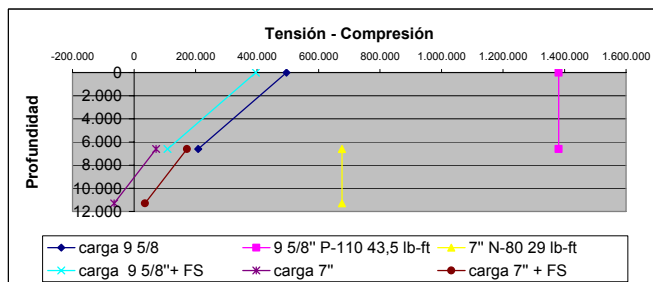
Estallido

Prof	carga	carga +FS	opcion 1	opcion2
0	5.000	5.500	8.700	8.160
6.600	6.774	7.452	8.700	8.160
7.487	6.564	7.221	8.700	8.160
11.300	5.440	5.984	8.700	8.160



Tension

Prof	Overpull	100.000				
		Opcion 1			Opcion 2	
	Carga	Carga +Overpull	Resistencia	Carga	Carga +Overpull	Resistencia
0	395.707	495.707	1.381.000	263.219	363.219	676.000
6.600	108.607	208.607	1.381.000	71.818	171.818	676.000
11.300	-95.843	4.157	1.381.000	-64.481	35.519	676.000



Continuación Diseño Rev. 9 5/8" y 7"

EFFECTOS BIAxiaLES REVESTIDORES 9 5/8" Y 7"

Profundidad	Fuerza de Flot.
0	217612,196
6600	-69487,80395
11300	-92421,07943

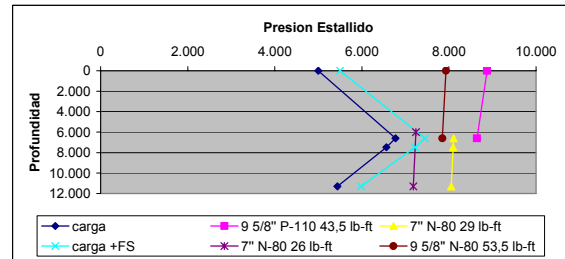
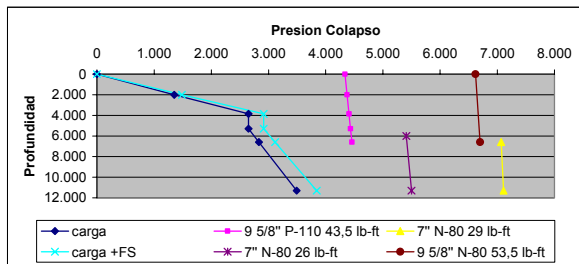
  

Prof.	Esf. Axi=	Y	Factor de Estallido	Factor de Colapso
0	4331,802018	0,041255257	1,019989176	0,978733919
6600	-1383,228582	-0,013173606	0,993348116	1,006521722
11300	-2734,537042	-0,02604321	0,986724019	1,012767229

Colapso				
Prof	carga	carga +FS	9 5/8"	7"
0	0	0	4.336	
2.000	1.352	1.487	4.373	
3.850	2.651	2.916	4.408	
5.300	2.651	2.916	4.435	
6.600	2.833	3.117	4.459	7.066
11.300	3.493	3.843		7.110

Estallido				
Prof	carga	carga +FS	9 5/8"	7"
0	5.000	5.500	8.874	
6.600	6.774	7.452	8.642	8.106
7.487	6.564	7.221		8.096
11.300	5.440	5.984		8.052



## APENDICE 10 Resumen del pozo Vecino LV-6X.

### HOYO 26" - REVESTIDOR 20":

La fase se inicia el 14 de Junio del año 1982 con la perforación de un hoyo piloto de 12 ¼" y finaliza el 20 de Junio del mismo año con la perforación de la Zapata de 20".

INICIO	FIN	TIEMPO
14/06/1982 13:00	20/06/1982 11:30	5,9

### N° de Mechas 3

1	Tamaño	Marca	Tipo	Modelo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies	Condicion de Salida			Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros	PSM Klbs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg
								T	B	G										
	12 1/4"	Smith	Triconica		0	540	540							2,0 - 4,0		473	110	120 / 180	8,8	
2	Tamaño	Marca	Tipo	Modelo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies	Condicion de Salida			Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros	PSM Klbs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg
								T	B	G										
	17 1/2"	Reed	Triconica	Y13	0	540	540							1,0 - 5,0		473	110	180	9,2	
3	Tamaño	Marca	Tipo	Modelo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies	Condicion de Salida			Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros	PSM Klbs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg
								T	B	G										
	26	Hughes	Triconica		0	486	486							5,0 - 15,0		473	110	160	9,1	

**Comentarios:**

- El intervalo se perforó con lodo Agua - Bentonita de densidad 8,8 Lpg sin problema. Se corrieron los siguientes Registros Eléctricos desde 536' hasta 0': ISF/Sonico/GR/TTI-RD.
- El intervalo se amplió desde 12 ¼" a 17 ½" con lodo Agua - Bentonita de densidad 9,2 Lpg sin problema.
- El intervalo se amplió desde 17 ½" a 26" con lodo Agua - Bentonita de densidad 9,1 Lpg sin problema.
- Se bajó y cementó el Revestidor de 20" hasta 466'. Instaló Diverter y preventor anular de 20". Bajó con mecha N° 4 de 17 ½", limpió cemento y rompió Zapata de 20".

**HOYO 17 ½" - REVESTIDOR 13 3/8":**

La fase se inicia el 20 de Junio del año 1982 con la perforación de un hoyo piloto de 12 ¼" y finaliza el 26 de Junio del mismo año con la perforación de la Zapata de 13 3/8".

INICIO	FIN	TIEMPO
20/06/1982 11:30	26/06/1982 22:00	6,4

**N° de Mechas 2**

4	Tamaño	Marca	Tipo	Modelo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies	Salida			Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros	PSM Klbs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg
								T	B	G										
	12 1/4"	Smith	Triconica	SDS	542	1552	1010	3	3	I	1010	20,5	49,3	14x14x14	10,0 - 12,0	1000	473	110	140 / 160	9,1

2R	Tamaño	Marca	Tipo	Modelo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies	Condicion de Salida			Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros	PSM Klbs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg
								T	B	G										
	17 1/2"	Reed	Triconica	Y13	542	1552	1010	3	3	I	1010	14	72,1	16x16x16	5,0 - 8,0	1000	600	140	120	9,1

Profundidad	LITOLOGIA				INCLINACION
	Arenisca	Caliza	Limolita	Arcilla	Grado
1000	-	-	-	-	2
1537	-	-	-	-	1
1550	20	-	-	80	-
1552	5	5	-	90	-

### Comentarios:

- Se perforó el hoyo piloto de 12 ¼" con lodo Agua-Bentonita de densidad 9,1 Lpg sin problema.
- Se corrieron los siguientes Registros Eléctricos:
  - IEL-GR : 1544' - 462'
  - Acustilog - gr : 1535' - 462'
  - IDC-GR-CAL : 1535' - 462'
- Se Amplió el hoyo piloto de 12 ¼" a 17 ½" con lodo Agua-Bentonita de densidad 9,1 Lpg sin problema. Se realizó Viaje corto hasta la zapata de 20". Se bajó y Cementó Revestidor de 13 3/8" Sin problema. Se instaló cabezal de 13 5/8" e instaló y probó BOP. Bajó con mecha N° 5 de 12 ¼", Rompió Cuello y Zapata a 1459' y 1540' respectivamente.

### HOYO 12 ¼" - REVESTIDOR 9 5/8":

La fase se inicia el 26 de Junio del año 1982 y finaliza el 16 de Julio del mismo año con la perforación de la Zapata de 9 5/8".

INICIO	FIN	TIEMPO
26/06/1982 22:00	16/07/1982 12:30	19,6

**N° de Mechas 6**

5

Tamaño	Marca	Tipo	Modelo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies	Salida		
							T	B	G
12 1/4"	Smith	Triconica	SDS	1552	2572	1020	5	4	1/8

Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros	PSM Klbs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg
1020	20,7	49,3	14x14x14	25,0 - 30,0	2400	596	138	150 / 160	9,5

6

Tamaño	Marca	Tipo	Modelo	Desde	Hasta	Long. Perforado	Condicion de		
							T	B	G
12 1/4"	Smith	Triconica	SDS	2572	3445	873	4	8	1/8

Long. Perforado	Hrs	PPH	Chorros	PSM Klbs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo
873	27,8	31,4	14x14x14	28,0 - 30,0	2450	590	140	160 / 180	9,8 - 10,3

7

Tamaño	Marca	Tipo	Modelo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies	Condicion de Salida		
							T	B	G
12 1/4"	Smith	Triconica	SDS	3445	4471	1026	5	6	1/8

Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros	PSM Klbs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg
1026	30,5	33,6	14x14x14	20,0 - 22,0	2500	590	137	160 / 180	11,0

8

Tamaño	Marca	Tipo	Modelo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies	Condicion de Salida		
							T	B	G
12 1/4"	Smith	Triconica	SDS	4471	5170	699	5	6	1/8

Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros	PSM Klbs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg
699	26,8	26,1	14x14x14	20,0 - 22,0	1850	493	118	160 / 170	11,3

9

Tamaño	Marca	Tipo	Modelo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies	Condicion de Salida		
							T	B	G
12 1/4"	Smith	Triconica	SDS	5170	5685	515	5	5	1/16

Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros	PSM Klbs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg
515	23,1	22,3	14x14x14	24,0 - 30,0	2400	620	146	135 / 115	11,3

10

Tamaño	Marca	Tipo	Modelo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies	Condicion de Salida		
							T	B	G
12 1/4"	Smith	Triconica	SDS	5685	6315	630	6	4	1/8

Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros	PSM Klbs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg
630	29,8	21,1	14x14x13	28,0 - 30,0	2300	560	130	120 / 130	11,4 - 12,9



Profundidad	LITOLOGIA					INCLINACION Grado
	Arenisca	Carbon	Lutita	Limolita	Arcilla	
1754						1 1/2
2136						1
2572	30	20	-	-	50	1 1/2°
3257	20		70			
3402	20	-	40	-	40	3
3770			100			
3878						3 1/4
4360			80		20	
4430						2
4471			100			
4499	20		80			
5146						3 1/2
5151	10		90			
5170			100			
5455	10		90			
5685	30		70			4
6190	60		40			
6315	10		90			3

Profundidad	Unidades de Gas			
	Fondo	Conexión	Viaje	Maximas Unds
2555	25	-	-	58
2572	-	-	90	-
3257	-	1000	-	-
3270	-	90	-	-
3379	-	10	-	-
3435	25	-	-	40
3445	-	-	1500	-
3570	150-170	-	-	950
3970	-	200	-	-
3975	150-170	-	-	400
4020	-	400	-	-
4471	-	1000	-	-
4500	20-50	-	-	60
4823	-	70	-	-
4873	-	100	-	-
4920	20-50	-	-	180
4973	-	120	-	-
5170	-	-	3800	-
5200	40-60			2200
5420		500		
5520	40-60			2000
5670		1000		
5685			1500	
6230		320		
6275		318		
6300	50-100			2600
6315	50-101			3800

**Comentarios:**

- Rompió cuello y Zapata y perforó intervalo 1552' - 2572' sin problemas con Lodo Lignosulfonato de densidad 9,5 Lpg. Realizó Leak off test (LOT) con densidad equivalente de 13,7 Lpg @ 1556'.
- Perforó intervalo 2572' - 3445' con densidad de lodo de 9,8 - 10,4 sin problema. El incremento de la densidad del lodo se debió a la presencia de 400 unidades de gas y muestra de petróleo en los tanques en el intervalo 3147' - 3150. Adicionalmente se detectó 1000 unidades de gas @3257'.
- Perforó el intervalo 3445' - 4471' con densidad de lodo de 11 Lpg sin problemas. El incremento de la densidad del lodo desde 10,4 -Lpg hasta 11 Lpg se debe a la presencia de altas unidades de gas.
- Perforó el intervalo 4471' - 5160' con densidad de lodo de 11,2 Lpg. Circulo y normalizó la densidad en 11,2 Lpg por presencia de gas. Continuó perforando hasta 5170' sin problema.
- Perforó el intervalo 5170' - 5685' con densidad de lodo de 11,3 Lpg sin problema.
- Perforó el intervalo 5685' - 6315' con densidad de lodo de 11,4 Lpg. Lodo salió cortado desde 11,4 hasta 10,9 Lpg. Chequeo flujo resultando positivo. Cerró pozo y acumuló 250 Psi en el casing. Controló pozo con densidad de 12,9 Lpg. Se corrieron los siguientes registros eléctricos:
  - ISF-Sonico-GR-TTI : 6314' - 1540'
  - Realizó viaje de limpieza y continuó con corrida de registros.
  - FDC-CNL-GR-CAL : 6315' - 1541'
  - Realizó viaje de limpieza, Continuó con tercer set de registro.
  - MFL-ML-CAL : 6318' - 1540'.
- Realizó viaje de limpieza, Bajó y cemento revestidor 9 5/8" @ 6289'. Instaló sección B , vistió y probó BOP. Bajó con mecha N° 11 hasta tope el cuello flotador @ 6208', probó revestidor con 3200 psi, perfora cuello, cemento y zapata.

**HOYO 8 3/8" - LINER 7":**

La fase se inicia el 16 de Julio del año 1982 y finaliza el 10 de Septiembre del mismo año con la corrida de un registro Sísmico.

INICIO	FIN	TIEMPO
16/07/1982 12:30	10/09/1982 05:30	55,7

## N° de Mechas 24

11	<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Tamaño</th> <th rowspan="2">Marca</th> <th rowspan="2">Tipo</th> <th rowspan="2">Modelo</th> <th rowspan="2">Desde</th> <th rowspan="2">Hasta</th> <th rowspan="2">Long. Perforado Pies</th> <th colspan="3">Salida</th> </tr> <tr> <th>T</th> <th>B</th> <th>G</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>8 1/2"</td> <td>Smith</td> <td>Triconica</td> <td>SDS</td> <td>6315</td> <td>6410</td> <td>95</td> <td>6</td> <td>5</td> <td>1/8</td> </tr> </tbody> </table>							Tamaño	Marca	Tipo	Modelo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies	Salida			T	B	G	8 1/2"	Smith	Triconica	SDS	6315	6410	95	6	5	1/8	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Long. Perforado Pies</th> <th>Hrs</th> <th>PPH</th> <th>Chorros</th> <th>PSM Kibs</th> <th>PB psi</th> <th>GPM</th> <th>SPM</th> <th>RPM</th> <th>Dens. Lodo Lpg</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>95</td> <td>10,6</td> <td>9,0</td> <td>14x14x14</td> <td>30,0</td> <td>1900</td> <td>350</td> <td>80</td> <td>80,0</td> <td>12,9</td> </tr> </tbody> </table>							Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros	PSM Kibs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg	95	10,6	9,0	14x14x14	30,0	1900	350	80	80,0	12,9
	Tamaño	Marca	Tipo	Modelo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies								Salida																																										
T								B	G																																																
8 1/2"	Smith	Triconica	SDS	6315	6410	95	6	5	1/8																																																
Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros	PSM Kibs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg																																																
95	10,6	9,0	14x14x14	30,0	1900	350	80	80,0	12,9																																																
12	<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Tamaño</th> <th rowspan="2">Marca</th> <th rowspan="2">Tipo</th> <th rowspan="2">Modelo</th> <th rowspan="2">Desde</th> <th rowspan="2">Hasta</th> <th rowspan="2">Long. Perforado Pies</th> <th colspan="3">Condicion de</th> </tr> <tr> <th>T</th> <th>B</th> <th>G</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>8 1/2"</td> <td>Smith</td> <td>Triconica</td> <td>SDS</td> <td>6410</td> <td>6528</td> <td>118</td> <td>7</td> <td>7</td> <td>1/8</td> </tr> </tbody> </table>							Tamaño	Marca	Tipo	Modelo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies	Condicion de			T	B	G	8 1/2"	Smith	Triconica	SDS	6410	6528	118	7	7	1/8	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Long. Perforado Pies</th> <th>Hrs</th> <th>PPH</th> <th>Chorros</th> <th>PSM Kibs</th> <th>PB psi</th> <th>GPM</th> <th>SPM</th> <th>RPM</th> <th>Dens. Lodo Lpg</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>118</td> <td>17,4</td> <td>6,8</td> <td>12x12x12</td> <td>35,0</td> <td>1650</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>90,0</td> <td>12,9</td> </tr> </tbody> </table>							Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros	PSM Kibs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg	118	17,4	6,8	12x12x12	35,0	1650	-	-	90,0	12,9
	Tamaño	Marca	Tipo	Modelo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies								Condicion de																																										
T								B	G																																																
8 1/2"	Smith	Triconica	SDS	6410	6528	118	7	7	1/8																																																
Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros	PSM Kibs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg																																																
118	17,4	6,8	12x12x12	35,0	1650	-	-	90,0	12,9																																																
13	<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Tamaño</th> <th rowspan="2">Marca</th> <th rowspan="2">Tipo</th> <th rowspan="2">Modelo</th> <th rowspan="2">Desde</th> <th rowspan="2">Hasta</th> <th rowspan="2">Long. Perforado Pies</th> <th colspan="3">Condicion de</th> </tr> <tr> <th>T</th> <th>B</th> <th>G</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>8 1/2"</td> <td>Smith</td> <td>Triconica</td> <td>SDGH</td> <td>6528</td> <td>6651</td> <td>123</td> <td>6</td> <td>6</td> <td>I</td> </tr> </tbody> </table>							Tamaño	Marca	Tipo	Modelo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies	Condicion de			T	B	G	8 1/2"	Smith	Triconica	SDGH	6528	6651	123	6	6	I	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Long. Perforado Pies</th> <th>Hrs</th> <th>PPH</th> <th>Chorros</th> <th>PSM Kibs</th> <th>PB psi</th> <th>GPM</th> <th>SPM</th> <th>RPM</th> <th>Dens. Lodo Lpg</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>123</td> <td>17,5</td> <td>7,0</td> <td>11x11x11</td> <td>35,0 - 40,0</td> <td>1800</td> <td>258</td> <td>60</td> <td>80 / 90</td> <td>12,9</td> </tr> </tbody> </table>							Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros	PSM Kibs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg	123	17,5	7,0	11x11x11	35,0 - 40,0	1800	258	60	80 / 90	12,9
	Tamaño	Marca	Tipo	Modelo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies								Condicion de																																										
T								B	G																																																
8 1/2"	Smith	Triconica	SDGH	6528	6651	123	6	6	I																																																
Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros	PSM Kibs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg																																																
123	17,5	7,0	11x11x11	35,0 - 40,0	1800	258	60	80 / 90	12,9																																																
14	<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Tamaño</th> <th rowspan="2">Marca</th> <th rowspan="2">Tipo</th> <th rowspan="2">Modelo</th> <th rowspan="2">Desde</th> <th rowspan="2">Hasta</th> <th rowspan="2">Long. Perforado Pies</th> <th colspan="3">Condicion de</th> </tr> <tr> <th>T</th> <th>B</th> <th>G</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>8 1/2"</td> <td>Smith</td> <td>Triconica</td> <td>SDGH</td> <td>6651</td> <td>6765</td> <td>114</td> <td>7</td> <td>6</td> <td>I</td> </tr> </tbody> </table>							Tamaño	Marca	Tipo	Modelo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies	Condicion de			T	B	G	8 1/2"	Smith	Triconica	SDGH	6651	6765	114	7	6	I	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Long. Perforado Pies</th> <th>Hrs</th> <th>PPH</th> <th>Chorros</th> <th>PSM Kibs</th> <th>PB psi</th> <th>GPM</th> <th>SPM</th> <th>RPM</th> <th>Dens. Lodo Lpg</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>114</td> <td>15</td> <td>7,6</td> <td>10x10x10</td> <td>35,0 - 45,0</td> <td>2200</td> <td>300</td> <td>70</td> <td>110,0</td> <td>12,9</td> </tr> </tbody> </table>							Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros	PSM Kibs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg	114	15	7,6	10x10x10	35,0 - 45,0	2200	300	70	110,0	12,9
	Tamaño	Marca	Tipo	Modelo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies								Condicion de																																										
T								B	G																																																
8 1/2"	Smith	Triconica	SDGH	6651	6765	114	7	6	I																																																
Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros	PSM Kibs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg																																																
114	15	7,6	10x10x10	35,0 - 45,0	2200	300	70	110,0	12,9																																																
15	<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Tamaño</th> <th rowspan="2">Marca</th> <th rowspan="2">Tipo</th> <th rowspan="2">Modelo</th> <th rowspan="2">Desde</th> <th rowspan="2">Hasta</th> <th rowspan="2">Long. Perforado Pies</th> <th colspan="3">Condicion de</th> </tr> <tr> <th>T</th> <th>B</th> <th>G</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>8 1/2"</td> <td>Smith</td> <td>Triconica</td> <td>F-2</td> <td>6765</td> <td>7128</td> <td>363</td> <td>4</td> <td>4</td> <td>I</td> </tr> </tbody> </table>							Tamaño	Marca	Tipo	Modelo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies	Condicion de			T	B	G	8 1/2"	Smith	Triconica	F-2	6765	7128	363	4	4	I	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Long. Perforado Pies</th> <th>Hrs</th> <th>PPH</th> <th>Chorros</th> <th>PSM Kibs</th> <th>PB psi</th> <th>GPM</th> <th>SPM</th> <th>RPM</th> <th>Dens. Lodo Lpg</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>363</td> <td>53</td> <td>6,8</td> <td>10x10x10</td> <td>35,0 - 40,0</td> <td>2200</td> <td>300</td> <td>70</td> <td>80,0</td> <td>12,9</td> </tr> </tbody> </table>							Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros	PSM Kibs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg	363	53	6,8	10x10x10	35,0 - 40,0	2200	300	70	80,0	12,9
	Tamaño	Marca	Tipo	Modelo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies								Condicion de																																										
T								B	G																																																
8 1/2"	Smith	Triconica	F-2	6765	7128	363	4	4	I																																																
Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros	PSM Kibs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg																																																
363	53	6,8	10x10x10	35,0 - 40,0	2200	300	70	80,0	12,9																																																
16	<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Tamaño</th> <th rowspan="2">Marca</th> <th rowspan="2">Tipo</th> <th rowspan="2">Modelo</th> <th rowspan="2">Desde</th> <th rowspan="2">Hasta</th> <th rowspan="2">Long. Perforado Pies</th> <th colspan="3">Condicion de Salida</th> </tr> <tr> <th>T</th> <th>B</th> <th>G</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>8 1/2"</td> <td>Smith</td> <td>Triconica</td> <td>F-2</td> <td>7128</td> <td>7466</td> <td>338</td> <td>7</td> <td>8</td> <td>I</td> </tr> </tbody> </table>							Tamaño	Marca	Tipo	Modelo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies	Condicion de Salida			T	B	G	8 1/2"	Smith	Triconica	F-2	7128	7466	338	7	8	I	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Long. Perforado Pies</th> <th>Hrs</th> <th>PPH</th> <th>Chorros</th> <th>PSM Kibs</th> <th>PB psi</th> <th>GPM</th> <th>SPM</th> <th>RPM</th> <th>Dens. Lodo Lpg</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>338</td> <td>48,4</td> <td>7,0</td> <td>10x10x10</td> <td>40,0</td> <td>2200</td> <td>300</td> <td>70</td> <td>80,0</td> <td>12,9</td> </tr> </tbody> </table>							Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros	PSM Kibs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg	338	48,4	7,0	10x10x10	40,0	2200	300	70	80,0	12,9
	Tamaño	Marca	Tipo	Modelo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies								Condicion de Salida																																										
T								B	G																																																
8 1/2"	Smith	Triconica	F-2	7128	7466	338	7	8	I																																																
Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros	PSM Kibs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg																																																
338	48,4	7,0	10x10x10	40,0	2200	300	70	80,0	12,9																																																
17	<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Tamaño</th> <th rowspan="2">Marca</th> <th rowspan="2">Tipo</th> <th rowspan="2">Modelo</th> <th rowspan="2">Desde</th> <th rowspan="2">Hasta</th> <th rowspan="2">Long. Perforado Pies</th> <th colspan="3">Condicion de Salida</th> </tr> <tr> <th>T</th> <th>B</th> <th>G</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>8 1/2"</td> <td>Smith</td> <td>Triconica</td> <td>SDGH</td> <td>7466</td> <td>7492</td> <td>26</td> <td>2</td> <td>2</td> <td>1/16</td> </tr> </tbody> </table>							Tamaño	Marca	Tipo	Modelo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies	Condicion de Salida			T	B	G	8 1/2"	Smith	Triconica	SDGH	7466	7492	26	2	2	1/16	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Long. Perforado Pies</th> <th>Hrs</th> <th>PPH</th> <th>Chorros</th> <th>PSM Kibs</th> <th>PB psi</th> <th>GPM</th> <th>SPM</th> <th>RPM</th> <th>Dens. Lodo Lpg</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>26</td> <td>3</td> <td>8,7</td> <td>12x12x12</td> <td>35,0 - 40,0</td> <td>2200</td> <td>300</td> <td>70</td> <td>90,0</td> <td>12,9</td> </tr> </tbody> </table>							Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros	PSM Kibs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg	26	3	8,7	12x12x12	35,0 - 40,0	2200	300	70	90,0	12,9
	Tamaño	Marca	Tipo	Modelo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies								Condicion de Salida																																										
T								B	G																																																
8 1/2"	Smith	Triconica	SDGH	7466	7492	26	2	2	1/16																																																
Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros	PSM Kibs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg																																																
26	3	8,7	12x12x12	35,0 - 40,0	2200	300	70	90,0	12,9																																																
18	<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Tamaño</th> <th rowspan="2">Marca</th> <th rowspan="2">Tipo</th> <th rowspan="2">Modelo</th> <th rowspan="2">Desde</th> <th rowspan="2">Hasta</th> <th rowspan="2">Long. Perforado Pies</th> <th colspan="3">Condicion de Salida</th> </tr> <tr> <th>T</th> <th>B</th> <th>G</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>8 1/2"</td> <td>ACC</td> <td>Toma-nucleo</td> <td>EH-STAR</td> <td>7492</td> <td>7519</td> <td>27</td> <td colspan="3">50% DESGASTE</td> </tr> </tbody> </table>							Tamaño	Marca	Tipo	Modelo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies	Condicion de Salida			T	B	G	8 1/2"	ACC	Toma-nucleo	EH-STAR	7492	7519	27	50% DESGASTE			<table border="1"> <thead> <tr> <th>Long. Perforado Pies</th> <th>Hrs</th> <th>PPH</th> <th>Chorros</th> <th>PSM Kibs</th> <th>PB psi</th> <th>GPM</th> <th>SPM</th> <th>RPM</th> <th>Dens. Lodo Lpg</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>27</td> <td>10</td> <td>2,7</td> <td>0,35</td> <td>8,0 - 22,0</td> <td>1100</td> <td>217</td> <td>50</td> <td>80,0</td> <td>12,9</td> </tr> </tbody> </table>							Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros	PSM Kibs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg	27	10	2,7	0,35	8,0 - 22,0	1100	217	50	80,0	12,9
	Tamaño	Marca	Tipo	Modelo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies								Condicion de Salida																																										
T								B	G																																																
8 1/2"	ACC	Toma-nucleo	EH-STAR	7492	7519	27	50% DESGASTE																																																		
Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros	PSM Kibs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg																																																
27	10	2,7	0,35	8,0 - 22,0	1100	217	50	80,0	12,9																																																
19	<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Tamaño</th> <th rowspan="2">Marca</th> <th rowspan="2">Tipo</th> <th rowspan="2">Modelo</th> <th rowspan="2">Desde</th> <th rowspan="2">Hasta</th> <th rowspan="2">Long. Perforado Pies</th> <th colspan="3">Condicion de Salida</th> </tr> <tr> <th>T</th> <th>B</th> <th>G</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>8 1/2"</td> <td>Smith</td> <td>Triconica</td> <td>F-2</td> <td>7519</td> <td>7789</td> <td>270</td> <td>4</td> <td>6</td> <td>1/16</td> </tr> </tbody> </table>							Tamaño	Marca	Tipo	Modelo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies	Condicion de Salida			T	B	G	8 1/2"	Smith	Triconica	F-2	7519	7789	270	4	6	1/16	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Long. Perforado Pies</th> <th>Hrs</th> <th>PPH</th> <th>Chorros</th> <th>PSM Kibs</th> <th>PB psi</th> <th>GPM</th> <th>SPM</th> <th>RPM</th> <th>Dens. Lodo Lpg</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>270</td> <td>40,7</td> <td>6,6</td> <td>10x10x10</td> <td>35,0 - 40,0</td> <td>2200</td> <td>300</td> <td>70</td> <td>60 / 80</td> <td>12,9</td> </tr> </tbody> </table>							Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros	PSM Kibs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg	270	40,7	6,6	10x10x10	35,0 - 40,0	2200	300	70	60 / 80	12,9
	Tamaño	Marca	Tipo	Modelo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies								Condicion de Salida																																										
T								B	G																																																
8 1/2"	Smith	Triconica	F-2	7519	7789	270	4	6	1/16																																																
Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros	PSM Kibs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg																																																
270	40,7	6,6	10x10x10	35,0 - 40,0	2200	300	70	60 / 80	12,9																																																
20	<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Tamaño</th> <th rowspan="2">Marca</th> <th rowspan="2">Tipo</th> <th rowspan="2">Modelo</th> <th rowspan="2">Desde</th> <th rowspan="2">Hasta</th> <th rowspan="2">Long. Perforado Pies</th> <th colspan="3">Condicion de Salida</th> </tr> <tr> <th>T</th> <th>B</th> <th>G</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>8 1/2"</td> <td>Smith</td> <td>Triconica</td> <td>F-2</td> <td>7789</td> <td>8140</td> <td>351</td> <td>7</td> <td>7</td> <td>1/16</td> </tr> </tbody> </table>							Tamaño	Marca	Tipo	Modelo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies	Condicion de Salida			T	B	G	8 1/2"	Smith	Triconica	F-2	7789	8140	351	7	7	1/16	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Long. Perforado Pies</th> <th>Hrs</th> <th>PPH</th> <th>Chorros</th> <th>PSM Kibs</th> <th>PB psi</th> <th>GPM</th> <th>SPM</th> <th>RPM</th> <th>Dens. Lodo Lpg</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>351</td> <td>52,2</td> <td>6,7</td> <td>10x10x10</td> <td>35,0 - 40,0</td> <td>2250</td> <td>300</td> <td>70</td> <td>60,0</td> <td>12,9</td> </tr> </tbody> </table>							Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros	PSM Kibs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg	351	52,2	6,7	10x10x10	35,0 - 40,0	2250	300	70	60,0	12,9
	Tamaño	Marca	Tipo	Modelo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies								Condicion de Salida																																										
T								B	G																																																
8 1/2"	Smith	Triconica	F-2	7789	8140	351	7	7	1/16																																																
Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros	PSM Kibs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg																																																
351	52,2	6,7	10x10x10	35,0 - 40,0	2250	300	70	60,0	12,9																																																
21	<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Tamaño</th> <th rowspan="2">Marca</th> <th rowspan="2">Tipo</th> <th rowspan="2">Modelo</th> <th rowspan="2">Desde</th> <th rowspan="2">Hasta</th> <th rowspan="2">Long. Perforado Pies</th> <th colspan="3">Condicion de Salida</th> </tr> <tr> <th>T</th> <th>B</th> <th>G</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>8 1/2"</td> <td>Smith</td> <td>Triconica</td> <td>F-2</td> <td>8140</td> <td>8396</td> <td>256</td> <td>5</td> <td>5</td> <td>1/16</td> </tr> </tbody> </table>							Tamaño	Marca	Tipo	Modelo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies	Condicion de Salida			T	B	G	8 1/2"	Smith	Triconica	F-2	8140	8396	256	5	5	1/16	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Long. Perforado Pies</th> <th>Hrs</th> <th>PPH</th> <th>Chorros</th> <th>PSM Kibs</th> <th>PB psi</th> <th>GPM</th> <th>SPM</th> <th>RPM</th> <th>Dens. Lodo Lpg</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>256</td> <td>34,2</td> <td>7,5</td> <td>10x10x10</td> <td>35,0 - 40,0</td> <td>2250</td> <td>300</td> <td>70</td> <td>60 / 80</td> <td>12,9</td> </tr> </tbody> </table>							Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros	PSM Kibs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg	256	34,2	7,5	10x10x10	35,0 - 40,0	2250	300	70	60 / 80	12,9
	Tamaño	Marca	Tipo	Modelo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies								Condicion de Salida																																										
T								B	G																																																
8 1/2"	Smith	Triconica	F-2	8140	8396	256	5	5	1/16																																																
Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros	PSM Kibs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg																																																
256	34,2	7,5	10x10x10	35,0 - 40,0	2250	300	70	60 / 80	12,9																																																
22	<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Tamaño</th> <th rowspan="2">Marca</th> <th rowspan="2">Tipo</th> <th rowspan="2">Modelo</th> <th rowspan="2">Desde</th> <th rowspan="2">Hasta</th> <th rowspan="2">Long. Perforado Pies</th> <th colspan="3">Condicion de Salida</th> </tr> <tr> <th>T</th> <th>B</th> <th>G</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>8 1/2"</td> <td>Smith</td> <td>Triconica</td> <td>F-2</td> <td>8396</td> <td>8692</td> <td>296</td> <td>5</td> <td>4</td> <td>1/8</td> </tr> </tbody> </table>							Tamaño	Marca	Tipo	Modelo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies	Condicion de Salida			T	B	G	8 1/2"	Smith	Triconica	F-2	8396	8692	296	5	4	1/8	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Long. Perforado Pies</th> <th>Hrs</th> <th>PPH</th> <th>Chorros</th> <th>PSM Kibs</th> <th>PB psi</th> <th>GPM</th> <th>SPM</th> <th>RPM</th> <th>Dens. Lodo Lpg</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>296</td> <td>47,1</td> <td>6,3</td> <td>10x10x10</td> <td>35,0 - 40,0</td> <td>2250</td> <td>300</td> <td>70</td> <td>60 / 80</td> <td>12,9</td> </tr> </tbody> </table>							Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros	PSM Kibs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg	296	47,1	6,3	10x10x10	35,0 - 40,0	2250	300	70	60 / 80	12,9
	Tamaño	Marca	Tipo	Modelo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies								Condicion de Salida																																										
T								B	G																																																
8 1/2"	Smith	Triconica	F-2	8396	8692	296	5	4	1/8																																																
Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros	PSM Kibs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg																																																
296	47,1	6,3	10x10x10	35,0 - 40,0	2250	300	70	60 / 80	12,9																																																

23	Tamaño	Marca	Tipo	Modelo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies	Condicion de Salida			Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros	PSM Kibs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg
								T	B	G										
	8 1/2"	Smith	Triconica	F-2	8692	9001	309	6	4	1/8	309	46,6	6,6	10x10x10	35,0 - 40,0	2250	300	70	70 / 80	12,9
24	Tamaño	Marca	Tipo	Modelo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies	Condicion de Salida			Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros	PSM Kibs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg
		8 1/2"	Smith	Triconica	F-2	9001	9295	294	6	5										
25	Tamaño	Marca	Tipo	Modelo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies	Condicion de Salida			Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros	PSM Kibs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg
		8 1/2"	Smith	Triconica	F-2	9295	9642	347	5	7										
26	Tamaño	Marca	Tipo	Modelo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies	Condicion de Salida			Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros	PSM Kibs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg
		8 1/2"	Smith	Triconica	F-2	9642	10052	410	4	4										
27	Tamaño	Marca	Tipo	Modelo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies	Condicion de Salida			Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros	PSM Kibs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg
		8 1/2"	Smith	Triconica	F-2	10052	10460	408	4	5										
28	Tamaño	Marca	Tipo	Modelo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies	Condicion de Salida			Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros	PSM Kibs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg
		8 1/2"	Smith	Triconica	F-2	10460	10771	311	4	7										
29	Tamaño	Marca	Tipo	Modelo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies	Condicion de Salida			Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros	PSM Kibs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg
		8 1/2"	Smith	Triconica	F-2	10771	11039	268	6	5										
30	Tamaño	Marca	Tipo	Modelo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies	Condicion de Salida			Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros	PSM Kibs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg
		8 1/2"	Smith	Triconica	F-2	REPASO	288	1	1	1/16										
31	Tamaño	Marca	Tipo	Modelo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies	Condicion de Salida			Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros	PSM Kibs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg
		8 1/2"	Smith	Triconica	SDGH	REPASO	598	4	4	1/18										
32	Tamaño	Marca	Tipo	Modelo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies	Condicion de Salida			Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros	PSM Kibs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg
		8 1/2"	Smith	Triconica	SDGH	REPASO	589	4	2	1/8										
33	Tamaño	Marca	Tipo	Modelo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies	Condicion de Salida			Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros	PSM Kibs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg
		8 1/2"	Smith	Triconica	SDGH	REPASO	189	2	2	1/8										
34	Tamaño	Marca	Tipo	Modelo	Desde	Hasta	Long. Perforado Pies	Condicion de Salida			Long. Perforado Pies	Hrs	PPH	Chorros	PSM Kibs	PB psi	GPM	SPM	RPM	Dens. Lodo Lpg
		8 1/2"	Smith	Triconica	SDGH	REPASO	225	2	2	1/8										

Profundidad	LITOLOGIA						INCLINACION
	Arenisca	Cuarzo	Caliza	Lutita	Limolita	Arcilla	Grado
10922				20	60	20	
11039	50			30	20		

Profundidad	Unidades de Gas			
	Fondo	Conexión	Viaje	Maximas Unds
10771	20-30		200	
10930	8_15			20

### Comentarios:

- Se reompio Cuello y zapata 9 5/8". Perforó desde 6315' hasta 6325' con lodo Lignosulfonato de 12,9 Lpg. Realizó Leak Off Test (LOT) con densidad equivalente a 17,2 Lpg. Continuó perforando intervalo sin problema. Las unidades de gas de fondo estuvieron comprendido entre 15-30 unidades.
- Perforó intervalo 6410' - 7466' con densidad de 12,9 Lpg sin problema. Las unidades de gas de fondo estuvieron comprendidas entre 30-50 unidades.
- Perforó intervalo 7466' - 7492' con densidad de 12,9 Lpg sin problema. Las unidades de gas de fondo fue de 15 unidades. Saco tubería para cortar núcleo.
- Se tomó núcleo desde 7492' - 7519' (27') con densidad de 12,9 Lpg sin problema. Las unidades de gas de fondo fueron de 10 unidades. Se recuperó el 100% del núcleo cortado.
- Perforó intervalo 7519' - 9295' con densidad de 12,9 Lpg sin problema. Las unidades de gas de fondo estuvieron comprendidas entre 20-50 unidades.
  
- Perforó intervalo 9295' - 9642' con densidad de 13 Lpg sin problema. Las unidades de gas de fondo estuvieron comprendido entre 10-15 unidades. El incremento de la densidad del lodo desde 12,9 Lpg hasta 13 Lpg se debió a presencia de derrumbes.

- Repasó 40' con torque. Perforó intervalo 9642' - 10052' con presencia de derrumbes lo que obligó el incremento de la densidad del lodo hasta 13,1 Lpg. Las unidades de gas de fondo estuvieron comprendidas entre 5-12 unidades.
- Repasó 60' y se encontró +/- 24' de rellenos. Perforó intervalo 10052' - 10460' con presencia ocasionales de derrumbes. Las unidades de gas de fondo estuvieron comprendido entre 10-20 unidades.
- Repasó 70' de rellenos con mucho torque. Perforó intervalo 10460' - 10771' con presencia ocasionales de derrumbes, motivo por el cual se acondicionó la densidad del lodo a 13,1 Lpg. Las unidades de gas de fondo estuvieron comprendidas entre 20-30 unidades.
- Repasó 90' con torque. Incrementó la densidad del lodo a 13,2 Lpg y perforó intervalo 10771' - 11039' con presencia de derrumbes de hasta 5% en el intervalo 10922' - 11039'. Las unidades de gas de fondo estuvieron comprendidas entre 8-15 unidades. Sacó tubería con arrastre @ 9670'.
- Bajó con mecha N° 30 y tocó @ 9670'. Repasó con torque hasta 9958' con retorno de muchos ripios. Durante el proceso de repaso se incrementó la densidad del lodo desde 13,2 hasta 13,6 Lpg.
- Realizó viaje de limpieza con mecha N° 31. El repaso se realizó con mucho torque y presencia de ripios desde 9958' hasta 10550'. Sacando la tubería la misma arrastró hasta 50 Klbs por encima del peso de la sarta @ 10450'.
- Realizó viaje de limpieza con mecha N° 32, encontrando obstrucción @ 10450'. Repasó desde 10450' hasta 10750' con densidad de lodo de 13,8 Lpg. Continuó repasando hasta 11039'. Realizó viaje corto hasta la zapata de 9 5/8" (6289') sin problema. Sacó tubería para correr registros eléctricos. Herramienta de registro pegó @ 10875'-570'-400'.
- Bajó con mecha N° 33 y encontró obstrucción @ 10850'. Repasó hasta 11039' con alto torque. Circuló y acondicionó lodo a 14 Lpg. Realizó viaje corto de 10 parejas sin problemas. Corrió registros eléctricos, herramienta SDL-SNL-GR, pegó @ 6440'. Baja registros FDC-GR hasta 11039', la herramienta pega saliendo @ 10890'-850'-690'-6670', bajando pega @ 10840'.
- Bajó con mecha N° 34, repasó con densidad de lodo de 14,2 Lpg desde 10814' hasta 11039' con problemas de torques. Acondicionó hoyo, realizó viaje corto de 10 parejas sin problemas. Bajó y cementó liner de 7" @ 11030', (Colgador @ 5676'). Realiza viaje de limpieza con mecha 5 7/8" hasta tope de cemento (10500'). Limpia cemento hasta 10944'. Corre registro CBL-CCL-GR desde 10944' hasta 5000'. Corre registro Sísmico desde 10900' hasta 10200'. Finaliza fase de Completación.

## APENDICE 11: Requerimientos de Taladro

### Cargas y Volúmenes Máximos

<b>Revestidores</b>	20"	500'
	13-3/8"	1500'
	9-5/8"	6600'
	7"	11300'
<b>Carga Maxima</b>	Prof: <input type="text"/>	8000 pies
	Revestidor:	9 5/8 pulg.
	Hoyo:	12 1/4 pulg.
	Peso de la Tub:	43,50 lb-ft
	Peso Tuberia en el aire:	348000 lbs
	Peso en lodo (13 lpg):	278931,2977 lbs
	Tensión Cont.	50000 lbs
	CARGA MAXIMA	328931,2977 lbs
<b>Sarta de Perforación</b>	6 Drill Collar 8": 180' x 150 lpp:	27000 lbs
	9 Heavy Weight: 270' x 49 lpp:	13230 lbs
	7550' Drill Pipe: 7550' x 19,5 lpp:	147225 lbs
	Peso en el aire:	187455 lbs
	Peso en el lodo:	151681,145 lbs
<b>Volumen de Lodo</b>	Capacidad	0,1518 bbls/pie
	Volumen hoyo	1214,4 bbls

### Resumen de Requerimientos Mínimos

Cabria	554 M	lbs
Sub-estructura	379 M	lbs
Malacate	657	HP
Bombas	1115	HP
Volumen en Sup.	810	bbls





