

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL.

Facultad de Ingenierías en Ciencias de la Tierra.

“Análisis General para la Aplicación de la Completación Inteligente en
un Pozo del Oriente Ecuatoriano”.

TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO.

Presentada por:

Diego Efrén Castillo Castillo.

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año: 2005

AGRADECIMIENTO.

Al Departamento de Operaciones CPF y EPF OXY, a los Ingenieros Kléber Malavé, Germán Pillajo, Héctor Román y en especial a los Ingenieros Carlos Blum y Maurilio Solano quienes hicieron posible la realización de este proyecto de tesis, para ellos mi eterno agradecimiento.

DEDICATORIA.

Quiero dedicar este trabajo especialmente a mis padres Efrén y María Eugenia quienes me han dado su confianza y apoyo incondicional toda mi vida, a mi hermana María Cristina, a mi sobrina Camila y a mi novia Jennifer mi compañera inseparable todo este tiempo.

ABREVIATURAS

Pr = Presión de Yacimiento.
 Pb = Presión de Burbuja.
 Pwf = Presión de Fluyente de Fondo.
 Pwh = Presión de Cabeza.
 Psep = Presión del separador.
 Pup = Presión a la entrada de la bomba.
 Pdn = Presión de descarga de la bomba.
 Φ = Porosidad.
 μ = Viscosidad
 Sw = Saturación de Agua.
 So = Saturación de petróleo
 Sg = Saturación de gas.
 K = Permeabilidad Absoluta.
 Kro= Permeabilidad Relativa al petróleo.
 Krw = Permeabilidad Relativa al agua
 Krg = Permeabilidad Relativa al gas.
 J = Índice de productividad.
 Bo = Factor volumétrico del petróleo.
 Bg = Factor volumétrico del gas.
 Re = Radio de drenaje.
 Rw = Radio del pozo.
 S = Factor de daño o estimulación.
 H = Espesor de la formación.
 Md = Profundidad medida.
 Tvd = Profundidad vertical verdadera.
 Qf = Tasa de flujo de fluido.
 Qo = Tasa de flujo de petróleo.
 Qg = Tasa de flujo de gas.
 Psuv = Presión en el sensor.
 ΔP = Caída de presión.
 GOR = Relación gas – petróleo
 GLR = Relación gas- líquido
 WOR = Relación agua – petróleo.
 TDH = Levantamiento del equipo BES.
 ΔP_s = Caída de presión por factor de piel.
 BSW = Sedimentos básicos y agua.

SIMBOLOGÍA.

Φ = Porosidad.
 μ = Viscosidad
 ΔP_s = Caída de presión por factor de piel.
 H = Espesor de la formación.
TDH = Levantamiento del equipo BES.
 K = Permeabilidad Absoluta.
 P_{up} = Presión a la entrada de la bomba.
 P_{dn} = Presión de descarga de la bomba.
 J = Índice de productividad.
 M_d = Profundidad medida.
 T_{vd} = Profundidad vertical verdadera.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Ing. Ricardo Gallegos
DECANO FICT.
PRESIDENTE

Ing. Kléber Malavé
DIRECTOR DE TESIS

Ing. Héctor Román.
VOCAL.

Ing. Luis Albán
VOCAL.

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de grado, me corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”.

Diego Efrén Castillo Castillo

RESUMEN

Este trabajo trata acerca del procedimiento general para la aplicación de esta innovadora tecnología para la producción multizona en pozos del oriente ecuatoriano de acuerdo con las leyes y reglamentos establecidos en este país. Enfocamos este trabajo desde varios puntos, como lo son el operacional, legal, técnico y económico, dando a conocer las ventajas que obtenemos en estos aspectos con la implementación de esta completación.

En una primera parte revisamos generalidades y comparaciones con completaciones multizona tradicionales y aspectos legales de la aplicación. Seguidamente describimos el campo seleccionado, para realizar nuestro análisis técnico del pozo y descripción del diseño antes de la instalación de la completación. Finalmente realizamos un análisis económico (NPV) para demostrar la ventaja económica que representa producir de dos o más zonas con este tipo de completación.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	II
ÍNDICE GENERAL.....	III
ABREVIATURAS.....	IV
SIMBOLOGÍA.....	V
ÍNDICE DE FIGURAS.....	VI
ÍNDICE DE TABLAS.....	VII
INTRODUCCIÓN.....	1

CAPÍTULO 1.

1. GENERALIDADES

1.1 Introducción a las Completaciones Inteligentes.....	3
1.2 Criterio para la Aplicación de Completaciones Inteligentes.....	6
1.3 La Completación Inteligente frente a Completaciones Multizona Tradicionales.....	7
1.3.1 Ventajas de la completación Inteligentes frente a Completaciones Tradicionales.....	10
1.4 Revisión de Aspectos Legales.....	12

CAPÍTULO 2.

2. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SELECCIONADO.

2.1 Definición y Análisis del Campo.....	17
2.1.1 Ubicación	17
2.1.2 Mapa Estructural	19
2.1.3 Litología del Pozo Candidato.....	23

CAPÍTULO 3.

3. ANÁLISIS TÉCNICO DE LA APLICACIÓN.

3.1 Revisión de Conceptos de Ingeniería de Yacimientos.....	27
3.1.1 Presión de Yacimiento.....	27
3.1.2 Presión de Burbuja.....	28
3.1.3 Presión Fluyente de Fondo.....	28
3.1.4 Saturación.....	28
3.1.5 Yacimiento Saturado.....	29
3.1.6 Yacimiento Subsaturado.....	29
3.1.7 Permeabilidades Relativas.....	30
3.1.8 Índice de Productividad.....	32

3.1.8.1 Factores que afectan al Índice de Productividad.....	33
3.1.8.1.1 Comportamiento de Fases.....	33
3.1.8.1.2 Comportamiento de Permeabilidades Relativas....	33
3.1.8.1.3 Comportamiento de la Viscosidad del Petróleo....	34
3.1.8.1.4 Comportamiento del Factor Volumétrico.....	34
3.3.9 Relación de Comportamiento de Influjo.....	35
3.3.9.1 Factores que Afectan el IPR.....	35
3.3.9.1.1 Propiedades de Yacimiento y de Fluido.....	36
3.3.9.1.2 Mecanismos de Empuje.....	36
a) Empuje por Gas Disuelto.....	37
b) Empuje por Capa de Gas.....	38
c) Empuje por Acuífero.	39
d) Empuje Combinado.....	40
3.1.10 Formaciones Estratificadas.....	40
3.1.11 Análisis Nodal.....	42
3.1.12 Análisis Nodal para Selección de BES.....	43
3.1.13 Diseño de Equipo Electro Sumergible.....	45
3.1.13.1 Profundidad de Asentamiento del Intake.....	45
3.1.13.2 Capacidad y Número de Etapas.....	46

3.1.14 Correlación de Flujo Método Hagedorn y Brown.....	46
3.2 Historia de Completación del Pozo.....	47
3.2.1 Descripción de Completación de Prueba.....	48
3.3 Historia de Producción del Pozo.....	51
3.3.1 Registro de Producción.....	51
3.3.2 Datos de Fluido del Pozo.....	53
3.3.3 Datos Petrofísicos de las Formaciones de Interés.....	54
3.4 WEM Well Evaluation Model.....	54
3.5 Análisis Nodal del Pozo Candidato.....	55
3.5.1 Análisis Nodal de Primer Caso.....	57
3.5.1.1 Wellbore Data.....	57
3.5.1.2 Gradiente de Temperatura.....	58
3.5.1.3 Información Yacimiento U Inferior.....	59
3.5.1.4 Información Yacimiento T Principal.....	60
3.5.1.5 Sistema de Red de Nodos.....	61
3.5.1.6 Tablas de Inflow y Outflow para el Pozo Candidato.....	62
3.5.1.7 Análisis de Resultados del Nodal.....	72
3.5.1.8 Diseño de BES según Análisis Nodal.....	73
3.5.2 Análisis Nodal Segundo Caso.....	82
3.5.2.1 Wellbore Data.....	82

3.5.2.2 Gradiente de Temperatura.....	83
3.5.2.3 Información Yacimiento U Inferior.....	84
3.5.2.4 Información Yacimiento T Principal.....	85
3.5.2.5 Sistema de Red de Nodos.....	86
3.5.2.6 Tablas de Inflow y Outflow para el Pozo Candidato.....	87
3.5.2.7 Análisis de Resultados del Nodal.....	97
3.5.2.8 Diseño de BES según Análisis Nodal.....	98

CAPÍTULO 4.

4. OPERACIÓN DEL SISTEMA INTELIGENTE.....	109
4.1 Esquema General de Funcionamiento.....	109
4.2 Tipos de Completación Inteligente.....	111
4.2.1 Tipo Hidráulica.....	111
4.3 Elementos de la Completación Tipo Hidráulica.....	114
4.3.1 Elementos de Superficie.....	114
4.3.1.1 Panel de Control.....	114
4.3.1.2 Pantalla de Monitoreo de Sensores.....	115
4.3.2 Elementos de Subsuelo.....	119
4.3.2.1 Líneas Hidráulicas.....	120

4.3.2.2 Cable de Sensores.....	120
4.3.2.3 Capilares Para Inyección de Químicos.....	121
4.3.2.4 Empacaduras Especiales.....	122
4.3.2.5 Camisa Tipo Hidráulica.....	124
4.3.2.6 Medidor de Flujo.....	126
4.3.2.7 Sensores P,T, fw y Q.	127
4.3.3 Conexiones de Líneas.....	128
4.3.3.1 Conexiones en Subsuelo.....	128
4.3.3.1.1 Puerto Múltiple.....	128
4.3.3.1.2 Puerto Simple.	129
4.3.3.2 Conexiones en Superficie.....	129
4.3.3.2.1 Flat Packs Para Líneas Hidráulicas.....	130
4.3.3.2.2 Multipack para Capilares de Inyección de Químicos.	
4.3.4 Equipo de Prueba de Líneas.....	135
4.3.4.1 Operación del Equipo.....	135
4.3.5 Equipo Complementario.....	139
4.3.5.1 Zunchos.....	139
4.3.5.2 Carretos Para Líneas y Cable de Poder.....	141
4.3.6 Alternativas de la Completación Inteligente.....	142

CAPITULO 5.

5. ANÁLISIS ECONÓMICO.....	144
5.1 Introducción.....	144
5.2 Datos de Producción.....	145
5.3 Criterio de Comparación.....	147
5.4 Análisis del Valor Presente Neto del Pozo.....	147
5.5 Costos para la Compañía.....	149
5.6 Desarrollo del Análisis Económico.....	150

CAPÍTULO 6.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	154
--	-----

APÉNDICES.**BIBLIOGRAFÍA.**

ÍNDICE DE FIGURAS.

FIGURA 1.1 COMPLETACIÓN DUAL Y TUBING – CASING	9
FIGURA 2.1 MAPA DE UBICACIÓN DEL CAMPO.....	18
FIGURA 2.2 MAPA ESTRUCTURAL ARENA T PRINCIPAL.....	21
FIGURA 2.3 MAPA RESTRUCTURAL ARENA U INFERIOR.....	22
FIGURA 2.4 REGISTRO DE PERFORACIÓN ARENA T PRINCIPAL.....	25
FIGURA 2.5 REGISTRO DE PERFORACIÓN ARENA U INFERIOR.....	26
FIGURA 3.1 PERMEABILIDADES RELATIVAS DE UN POZO.....	31
FIGURA 3.2 DIAGRAMA COMPLETACIÓN SIMPLE DEL POZO.....	50
FIGURA 3.3 CURVA HISTÓRICA DE PRODUCCIÓN DEL POZO.....	52
FIGURA 3.4 GRÁFICO IPR FORMACIÓN U INFERIOR.....	69
FIGURA 3.5 GRÁFICO IPR FORMACIÓN T PRINCIPAL.....	70
FIGURA 3.6 GRÁFICO IPR CONJUNTO.....	71
FIGURA 3.7 GRÁFICO IPR FORMACIÓN U INFERIOR (2 CASO).....	94
FIGURA 3.8 GRÁFICO IPR FORMACIÓN T PRINCIPAL(2 CASO).....	95
FIGURA 3.9 GRÁFICO IPR CONJUNTO (2 CASO).....	96
FIGURA 3.10 DIAGRAMA DE POSICIONAMIENTO DE VÁLVULAS DE CONTROL.....	104
FIGURA 3.11 DIAGRAMA DE POSICIONAMIENTO DE VÁLVULAS.....	105
FIGURA 3.12 DIAGRAMA DE POZO FLUYENDO A CONDICIONES FINALES.....	107
FIGURA 4.1 DIAGRAMA BÁSICO COMPLETACIÓN INTELIGENTE.....	113
FIGURA 4.2 PANEL DE CONTROL DEL SISTEMA INTELIGENTE.....	117
FIGURA 4.3 PANTALLA DE MONITOREO DE SENSORES.....	118
FIGURA 4.4 CAMISA HIDRÁULICA	125
FIGURA 4.5 EMPACADURA ESPECIAL.....	125
FIGURA 4.6 CONEXIÓN DE LÍNEAS EN CABEZAL DEL POZO.....	132
FIGURA 4.7 CONEXIÓN DE LÍNEAS A PANEL DE CONTROL.....	133
FIGURA 4.8 MULTIPACK.....	134
FIGURA 4.9 Y 4.10 EQUIPO DE PRUEBA DE LÍNEAS Y CAMISAS.....	138
FIGURA 4.11 Y 4.12 ZUNCHOS PARA SUJETAR CABLES.....	140
FIGURA 4.13 CARRETO PARA CABLES.....	141
FIGURA 4.14 LÍNEAS HIDRÁULICAS Y CABLE DE PODER.....	142

ÍNDICE DE TABLAS.

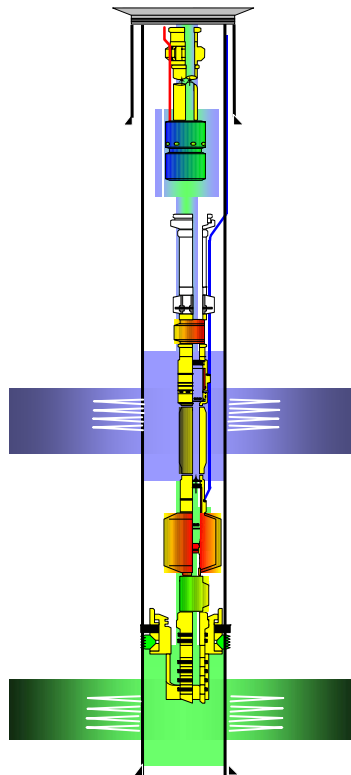
TABLA 3.1 DATOS DE PRODUCCIÓN.....	51
TABLA 3.2 DATOS DE YACIMIENTO DEL POZO.....	53
TABLA 3.3 DATOS DE FLUIDO DEL YACIMIENTO DEL POZO.....	53
TABLA 3.4 DATOS PETROFÍSICOS DE LAS FORMACIONES DE INTERÉS...	54
TABLA 3.5 DESCRIPCIÓN CASING- TUBING DEL POZO.....	57
TABLA 3.6 GRADIENTE DE TEMPERATURA.....	58
TABLA 3.7 INFORMACIÓN DE NODOS.....	61
TABLA 3.8 UBICACIÓN DE LOS NODOS.....	61
TABLA 3.9 OUTFLOW CONJUNTO DEL POZO.....	62
TABLA 3.10 DISTRIBUCIÓN DE TASA EN LA BOMBA.....	63
TABLA 3.11 IPR CONJUNTO.....	64
TABLA 3.12 IPR INDIVIDUAL YACIMIENTO U INFERIOR.....	65
TABLA 3.13 CAÍDA DE PRESIÓN U INFERIOR.....	66
TABLA 3.14 IPR INDIVIDUAL YACIMIENTO T PRINCIPAL.....	67
TABLA 3.15 CAÍDA DE PRESIÓN YACIMIENTO T PRINCIPAL.....	68
TABLA 3.16 DESCRIPCIÓN CASING – TUBING (2 CASO).....	82
TABLA 3.17 GRADIENTE DE TEMPERATURA.....	83
TABLA 3.18 INFORMACIÓN DE NODOS.....	84
TABLA 3.19 UBICACIÓN DE LOS NODOS.....	84
TABLA 3.20 OUTFLOW CONJUNTO DEL POZO.....	85
TABLA 3.21 DISTRIBUCIÓN DE TASA EN LA BOMBA.....	86
TABLA 3.22 IPR CONJUNTO.....	87
TABLA 3.23 IPR INDIVIDUAL YACIMIENTO U INFERIOR.....	88
TABLA 3.24 CAÍDA DE PRESIÓN U INFERIOR.....	89
TABLA 3.25 IPR INDIVIDUAL YACIMIENTO T PRINCIPAL.....	90
TABLA 3.26 CAÍDA DE PRESIÓN YACIMIENTO T PRINCIPAL.....	91

INTRODUCCIÓN.

En la actualidad existen pozos en los campos petroleros ecuatorianos en donde la producción de una sola arena no es económicamente rentable por lo cual se debe aplicar la producción multizona de dichos pozos. Para esta operación tenemos que cumplir con ciertas normas impuestas por la Dirección Nacional De Hidrocarburos las cuales hacen énfasis en el control independiente de los yacimientos a producir así como en los procesos para ello. Todas estas exigencias deben ser satisfechas para poder producir de varias zonas a la vez por el proceso es sumamente beneficioso ya que la aplicación de completaciones de tipo inteligente cumplen con lo estipulado en la Ley de Hidrocarburos, dando ventajas operacionales adicionales sobre completaciones multizona tradicionales como son las completaciones duales o tubing – casing. Las inteligentes vuelven eficiente la recuperación del crudo y aceleran el retorno de la inversión inicial.

CAPÍTULO 1.

1. Generalidades.



1.1 Introducción a Completaciones Inteligentes.

Pozos de petróleo o gas con completaciones diseñadas para producir de 2 ó más zonas de interés envuelve diferentes temas que requieren una revisión detallada para un diseño de completación satisfactoria. Este diseño no solo comprende lo concerniente a las características de las zonas a producir del pozo, sino también toma en cuenta la selectividad y compatibilidad de todos los elementos que constituyen la completación. La completación no debe solo ser evaluada estáticamente; hay que tomar en consideración la instalación y los procedimientos de asentamiento. Tenemos también entre otras cosas: Presión de la formación, temperatura, herramientas para asentar, movimientos de la herramienta, movimiento de la sarta de producción, limitación rotacional, etc. que están dentro de los puntos de análisis.

En esta de completación necesitamos una empacadura para sarta simple dependiendo del aislamiento que le demos a las formaciones. Adicionalmente el equipo de control de flujo es normalmente necesario para la herramienta de asentamiento y las pruebas, así como, el flujo selectivo y la circulación. Es importante que el equipo de control de flujo sea cuidadosamente seleccionado para seguir las especificaciones de

producción y perfil de compatibilidad. Similar al equipo de control de flujo la selección del equipo de seguridad del subsuelo debe ser seleccionado de acuerdo al sistema completo y procedimientos.

La válvula de seguridad puede incorporarse con los mismos perfiles de selección que el equipo anteriormente nombrado, el cual provee virtualmente opciones de posicionamiento de control de flujo sin límites ni restricciones adicionales para diámetro interno.

Problemas de espacio, movimiento de sarta de producción y movimiento de la completación incrementan de forma importante la complejidad de la completación a medida que incrementan las zonas a producir y condiciones extremas. La selección de la empacadura debe incluir todo recuperable, todo permanente o a su vez una combinación de estos modelos. No importa el criterio de diseño específico para una completación multizona, es más importante que el diseño sea desarrollado como un sistema, ambas para la operación planeada del pozo y la habilidad para tener éxito con el sistema instalado.

Este nuevo tipo de tecnología nos permite obtener varias ventajas que completaciones anteriores multizona no nos ofrecían, como lo es principalmente el control y monitoreo en tiempo real de la producción es decir la adquisición de datos del yacimiento, análisis de la información y

control remoto del flujo desde superficie; así como la aceleración de la misma y una extraordinaria mejora de recuperación de reservas. Existe una reducción de gastos en intervenciones, por lo tanto del riesgo y una reducción de gastos en facilidades de superficie consecuencia del equipo utilizado en este tipo de completación.

Las completaciones inteligentes, generalmente son de tres tipos, pero la que se ha aplicado en el campo es aquella que se actúa hidráulicamente, la cual utiliza entre otras cosas empacaduras especiales, elementos de presión y un tipo de camisa que se abre o cierra (hidráulicamente) desde superficie, la cual nos va a permitir controlar independientemente cada formación que esta produciendo. Dentro del diseño de esta completación existe un sinnúmero de dispositivos que dependen directamente de lo que queremos obtener del pozo, para lo cuál se debe realizar un análisis técnico - económico previo relacionado con las pruebas de producción, análisis nodal y generación de curvas de IPR básicamente entre otros aspectos importantes de análisis.

Esta completación incrementa en millones de dólares el valor neto presente del pozo (VNP) y acelera el flujo de caja debido al mínimo número de intervenciones.

La idea es combinar la transmisión de datos, monitoreo en superficie y el control remoto de la producción.

1.2 Criterio Para la Aplicación De Completaciones Inteligentes.

Antes de bajar la completación inteligente se debe tomar algunas consideraciones sobre las condiciones del pozo, de las cuales depende el diseño y la aprobación o no del proyecto de sistema inteligente. Estos puntos son los siguientes:

Las zonas que se vayan a producir a través de este sistema deben tener una producción alta de crudo, verificadas en pruebas de producción previas, para que sea económicamente rentable, y el retorno de la inversión sea en el menor tiempo posible puesto que este tipo de completación tiene un costo elevado.

Como la producción se va a realizar a través de una sarta de producción, debemos observar que los IP de las zonas no tengan mucha diferencia, debido al choque que se debe efectuar a la formación de mayor presión para tener una producción neta conjunta.

Se debe tomar en cuenta el tipo de fluido que vamos a producir, es decir, si es corrosivo, abrasivo, parafinico, viscoso, etc., para tener un diseño óptimo de los componentes por donde el flujo va a tener su entrada.

Debemos saber de antemano que información requerimos del pozo para bajar toda la instrumentación necesaria para obtener esa información. Esto es sensores de P, T, corte de agua y caudal.

Se debe realizar el diseño de toda la completación basándose en todos los datos de la petrofísica, registros y pruebas de producción de los yacimientos productores del pozo.

1.3 La Completación Inteligente frente a las Completaciones Multizona Tradicionales.

a) Completaciones Dobles.

Definición.-

Este tipo de completación multizona, es aquella que utiliza una sarta de producción para cada zona que se vaya a producir, la cual llega hasta superficie, en donde se conectará con el cabezal del pozo y posteriormente a facilidades independientes para cada tubería con lo

que tendremos control de las zonas productoras. Las zonas a producir deben estar aisladas utilizando empacaduras duales o cualquier otro método para evitar la contaminación entre las arenas. Este tipo de completación se puede adaptar a diferentes tipos de levantamiento artificial para producir.

b) Completaciones Para producir por tubing y por casing.

Definición.-

Este tipo de completación multizona, utiliza dos tuberías concéntricas, para producir de dos diferentes zonas, la primera fluirá por la sarta de producción y la otra por el anular formado entre estas dos tuberías. Igualmente en superficie si deseamos obtener datos individualizados de las arenas productoras debemos tener facilidades para cada producción, y un colgador de tubería adecuado para esta completación.

En la figura 1.1 se muestra una completación mixta, combinación dual – tubing casing, acoplada a levantamiento por bombeo electro sumergible.

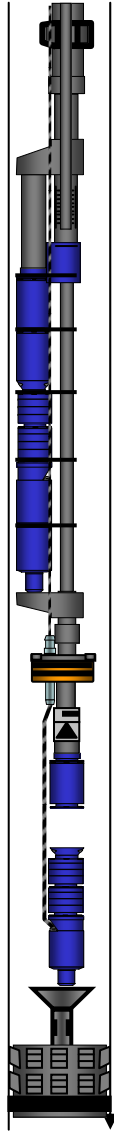


Figura 1. 1 Completación Dual Y Tubing - Casing

Actualmente las completaciones duales se aplican en combinación con la completación tubing – casing, para producir de dos zonas diferentes, pero de igual manera se necesitan facilidades independientes para la producción de cada arena si se requiere datos individuales de ellas.

1.3.1 Ventajas de la Completación Inteligente frente a las Completaciones Convencionales.

La completación inteligente por el hecho de producir por una sola sarta de producción, se acopla fácilmente a diámetros pequeños de tubería de revestimiento y colgadores, es decir en revestimientos de hasta 7". Lo que las completaciones duales no permiten debido a que necesitan dos sartas de producción, con lo que se necesitaría mínimo un revestimiento de 9 5/8" para dos sartas de 23/8". Lo mismo sucede con las completaciones tub – csg que necesitan diámetros grandes de csg para las tuberías concéntricas de lo contrario el espacio anular será muy pequeño para producir de una de las zonas.

La completación inteligente en superficie solo necesita una línea de flujo para toda la producción de diferentes arenas, debido a que los datos son adquiridos en tiempo real directamente del subsuelo. Esto no sucede con las completaciones dobles y las tubing – casing, ya que necesitan una línea para la producción de cada arena, lo cual aumenta los costos en facilidades de superficie.

En la completación inteligente los datos de cada zona productora son obtenidos en tiempo real y de forma independiente, mientras que en la completación doble o tbg-csg si bien en superficie se puede obtener esa información, esta no es en tiempo real, lo cual puede retardar las acciones que se deben tomar frente a cualquier cambio en las condiciones de los yacimientos.

En completaciones inteligentes el cerrar o abrir las camisas para la producción de las zonas se lo hace desde superficie sin necesidad de trabajar en el pozo, mientras que en las completaciones duales o tbg-csg debemos operar en el hueco para hacer un cambio en la posición de las camisas, perdiendo tiempo de producción y arriesgándonos a un problema operacional.

La completación inteligente incrementa el valor neto presente del pozo, así como la recuperación de reservas y reducción en costos de facilidades de superficie.

La completación inteligente no presenta dificultades con el colgador de la sarta de producción, puesto que no necesita de modelos especiales ya que manejamos una sola tubería para producir. Lo que no sucede con las completaciones tradicionales en donde

necesitaríamos colgadores para doble tubería o a su vez para tuberías concéntricas.

En la Figura 1.1 podemos observar una completación dual en donde necesitamos mínimo un diámetro de revestimiento de 9-5/8" para poder bajar dos bombas de 4" de diámetro al pozo. Ya que la completación dual adaptada a este levantamiento artificial necesita un equipo para cada arena, si así determina las condiciones del yacimiento.

En Completaciones Inteligentes sólo necesitamos un equipo electrosumergible diseñado para levantar la producción de las dos arenas, mientras que en duales necesitamos tener un control de dos equipos electro-sumergibles, uno para cada yacimiento, con conexiones en superficie más complicadas.

1.4 Revisión de Aspectos Legales.

Es necesario hacer una revisión del capítulo y artículos que se refieren a la producción multizona en la Ley de Hidrocarburos para verificar el cumplimiento de todos los requisitos por parte de la completación inteligente.

Ley de Hidrocarburos.

Capítulo IV

Art. 19.- Terminación Múltiple

En caso de haber más de un yacimiento productivo y que sea conveniente explotarlo simultáneamente, los pozos deberán tener terminación múltiple y equiparse de manera que garanticen la producción separada e independiente de los yacimientos, y la realización de los trabajos de mantenimiento. En determinadas circunstancias técnicamente justificadas y solamente con la aprobación previa de la Dirección Nacional de Hidrocarburos, se permitirá la explotación conjunta de dos o más yacimientos.

La Compañía Operadora deberá realizar pruebas preliminares de producción de los yacimientos por separado, y verificar el buen asentamiento de las empacaduras utilizadas. Estas pruebas deberán efectuarse con la presencia del representante de la Dirección Nacional de Hidrocarburos, a quien se le notificará con veinticuatro horas de

anticipación y se realizarán cada vez que existan indicios de un deficiente aislamiento entre zonas.

En un plazo de no mayor de treinta días posteriores a la fecha de terminación del pozo, la Compañía Operadora presentará a la Dirección Nacional de Hidrocarburos el esquema fiel de instalación de tuberías empacaduras y accesorios, sea para completación simple o múltiple.

Art. 20.- Equipo de Terminación

La Compañía Operadora deberá equipar, adecuadamente los pozos que deben ser terminados como productivos o de inyección de acuerdo con las modernas prácticas de ingeniería, a fin de:

- a) Controlar eficientemente la producción o inyección de fluidos; b) Impedir el escape y el desperdicio de hidrocarburos, para evitar pérdidas, daños y contaminación;
- c) Evitar la comunicación de fluidos de un yacimiento a otro; y,
- d) Poder correr registros de producción y de temperatura, tomar presiones independientes en los diferentes yacimientos, efectuar

trabajos de reacondicionamiento y controlar la producción individual de cada uno de los yacimientos.

Art. 21.- Explotación de Yacimientos

Todo yacimiento de petróleo o gas natural, se explotará individualmente y sus pozos deberán ser terminados mantenidos y operados de acuerdo con las características de cada yacimiento en particular. En el caso de existir dos o más yacimientos con características diferentes y si su explotación separada resultare antieconómica, deberá contarse con la autorización de la Dirección Nacional de Hidrocarburos para su explotación conjunta.

Cualquier cambio de yacimiento productor de un pozo será autorizado por la Dirección Nacional de Hidrocarburos.

Como podemos observar, la Ley de Hidrocarburos especifica claramente las reglas para la producción conjunta en caso de existir más de un yacimiento y la producción de una sola zona sea antieconómica. Por su parte la

Completación Inteligente cumple con todas las normas descritas anteriormente, por lo que en el aspecto legal no existe ningún impedimento para su aplicación en pozos del oriente ecuatoriano. Básicamente, La Dirección Nacional de Hidrocarburos requiere datos individualizados de los yacimientos a producir y evitar la contaminación de los fluidos, por lo que la completación inteligente ofrece ventajas operativas adicionales.

CAPITULO 2

2. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SELECCIONADO

2.1 Definición y Análisis del Campo Seleccionado.

2.2.1 Ubicación del Campo.

El campo Limoncocha está ubicado en el centro de la Cuenca Oriente a 40 Km. al este de El Coca Y 20 Km. al sur se Shushufindi. Ocupa el bloque N° 15 dentro del mapa petrolero ecuatoriano.

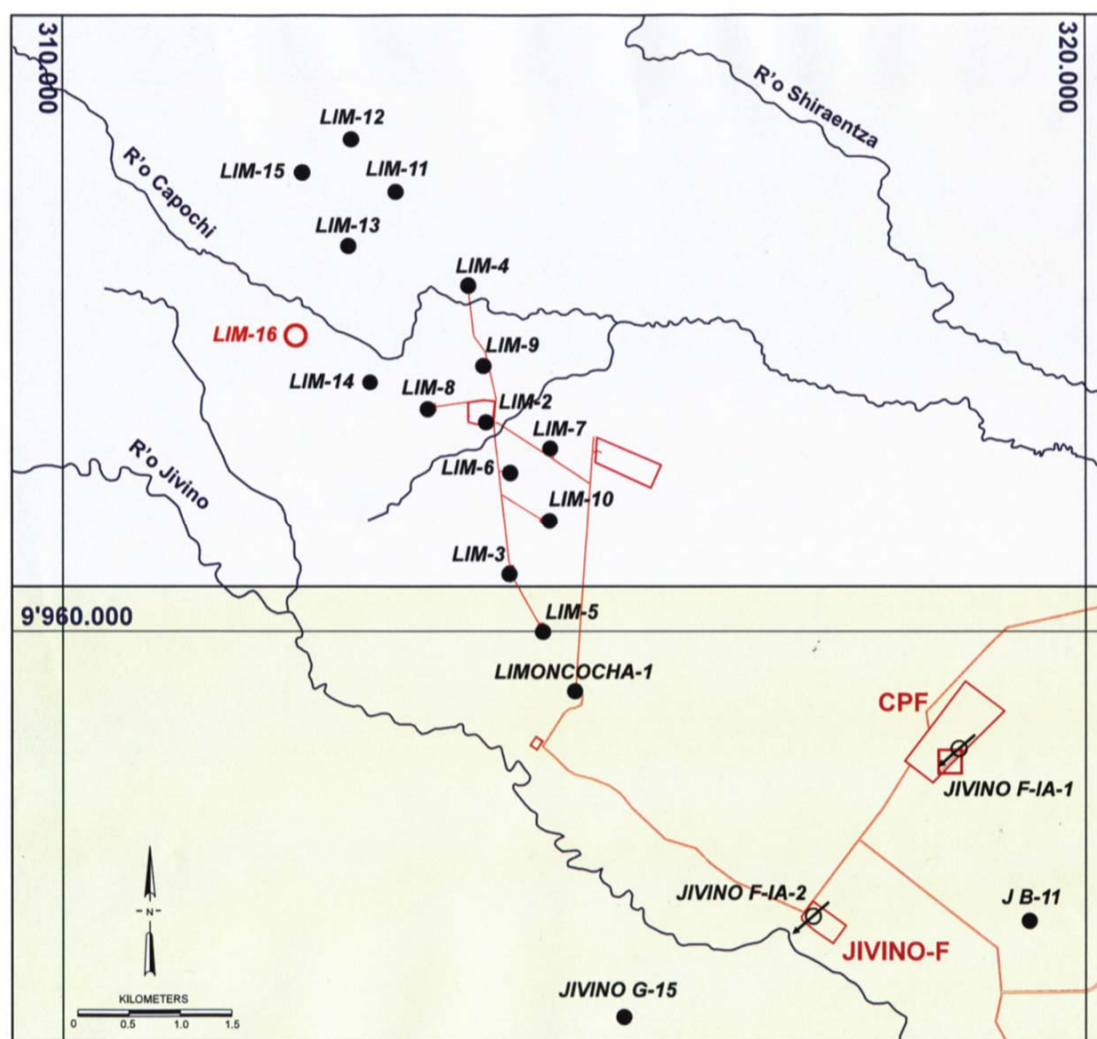


Figura 2 .1 Mapa de Ubicación del Campo

2.2.2 Mapa Estructural.

Las dos zonas a producir del pozo candidato son la formación T Principal y la formación U Inferior. Para tener datos exactos de la profundidad de tope y base de cada yacimiento se tiene mapas tipo estructurales o de profundidad que suministran esta información no solo para el pozo sino para todo el campo, ya que estas profundidades pueden sufrir variaciones de pozo a pozo. Los datos de los mapas se pueden comparar con los obtenidos en los registros de perforación en donde también se tiene información muy exacta.

a) Mapa Estructural de Arena T Principal.

En el mapa estructural para este campo podemos observar que la profundidad a la que se encuentra esta zona es 8866 pies (sobre el nivel del mar) para el pozo seleccionado. Esta profundidad cambia con respecto a pozos aledaños del mismo campo de acuerdo a la estructura geológica de la región. Esta

medición muestra la profundidad vertical verdadera de la formación.

b) Mapa Estructural de Arena U Inferior.

En el mapa estructural para este campo observamos que la profundidad a la que se encuentra esta formación es 8504 pies (sobre el nivel del mar), medidos en profundidad vertical verdadera.

Mapa Estructural Arena "T PRINCIPAL"

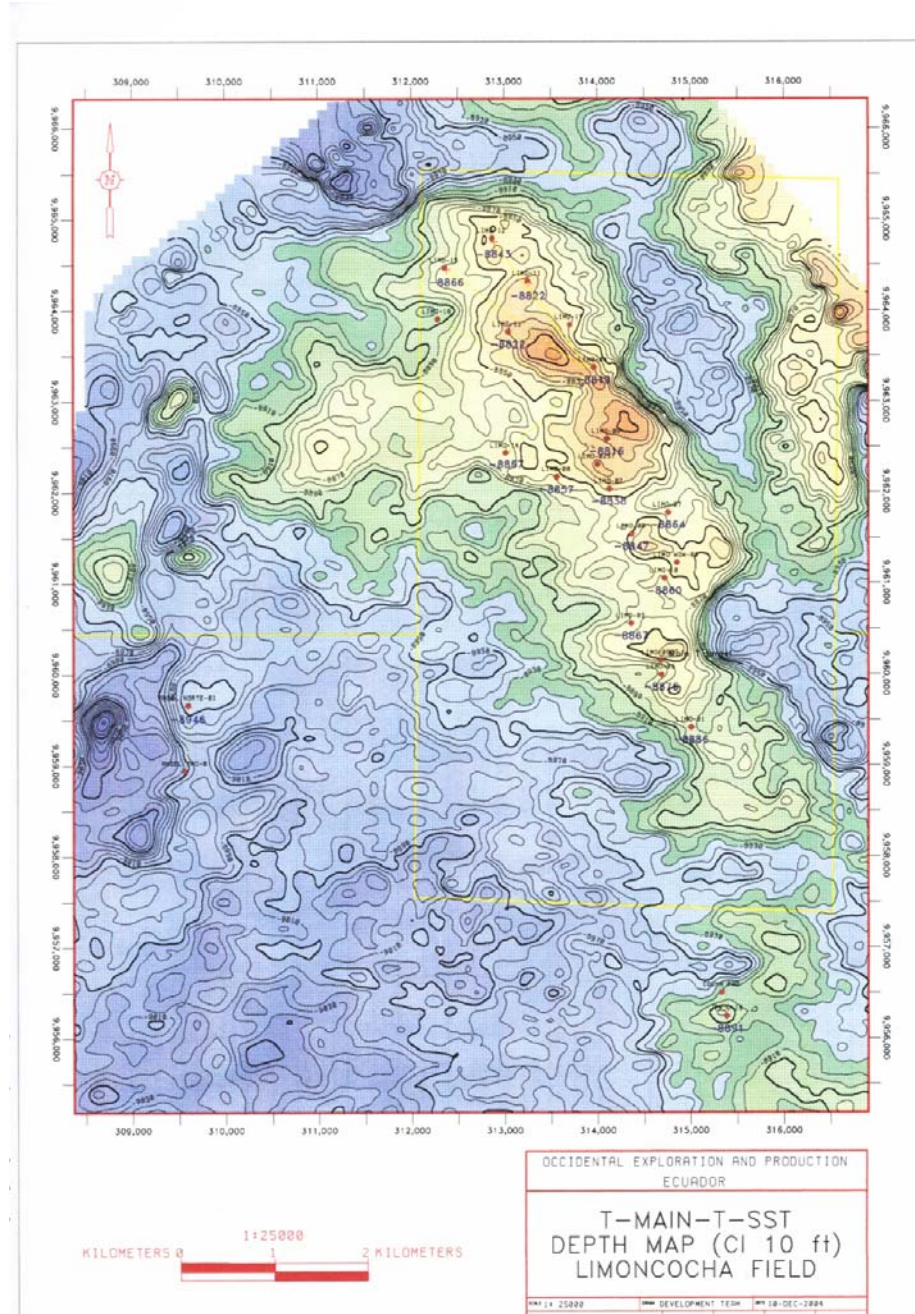


Figura 2.2

Mapa Estructural Arena "U Inferior"

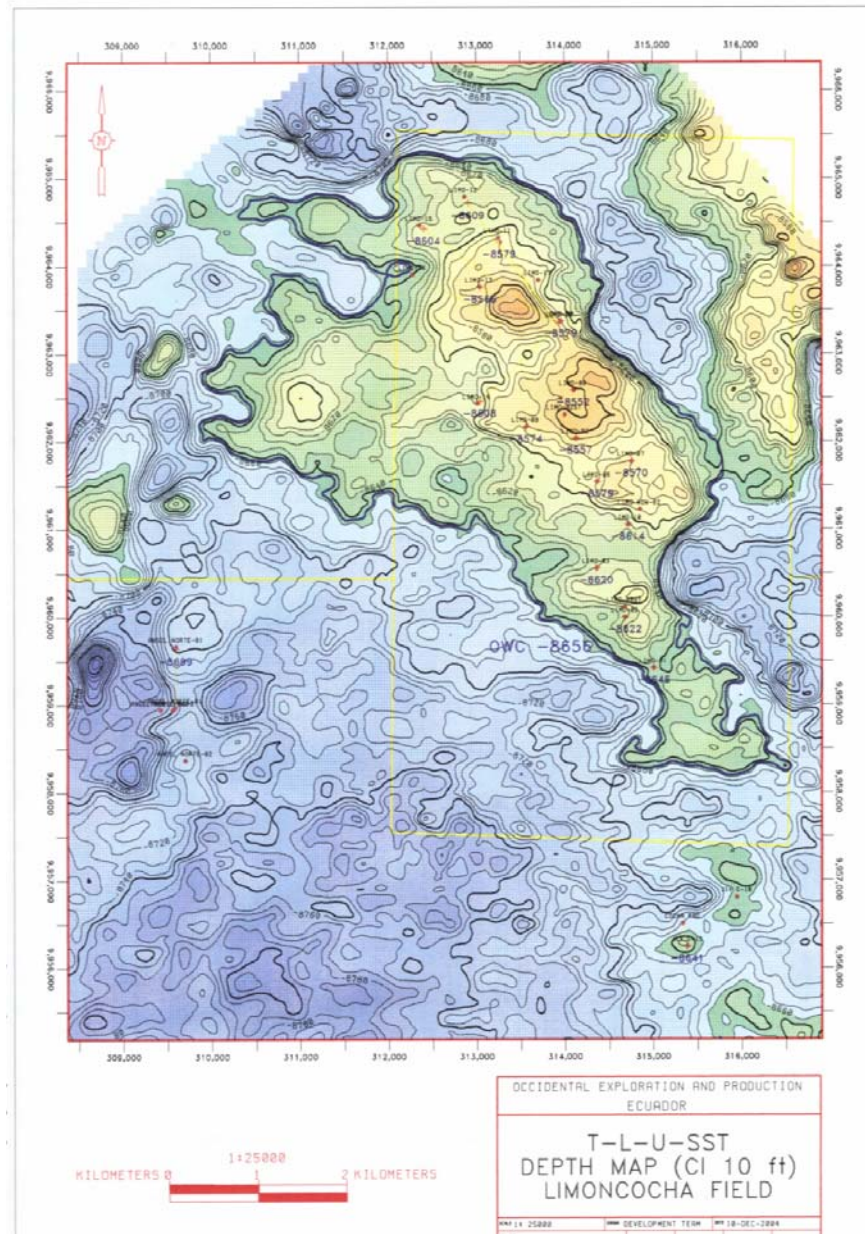


Figura 2. 2

2.2.3 LITOLOGÍA DEL POZO

a) Litología Arena T Principal

La arenisca T Principal es una roca sedimentaria clástica, cuarzosa con matriz caolinítica y cemento calcáreo que basados en los registros de perforación muestra su tope a una profundidad medida de 11854 pies y una profundidad vertical verdadera de 9724. Su base se encuentra a una profundidad medida de 11928 pies y a una profundidad verdadera de 9792 pies.

Análisis de Laboratorio:

Arenisca: T Principal

Apariencia: Clara, Transparente – translúcida.

Tamaño de Grano: medio.

Forma del Grano: Subangular, Subredondeado

Matriz: Caolinítica

Cemento: Calcáreo.

b) Litología Arena U Inferior.

La arenisca U Inferior es una roca sedimentaria clástica con matriz caolinítica y cemento calcáreo que basados en los registros de perforación muestra su tope a una profundidad medida de 11559 pies y una profundidad vertical verdadera de 9451 pies. La base de la arenisca se registra a 11606 pies medidos y a una profundidad vertical verdadera de 9495 pies. La composición litológica de esta formación es la siguiente:

Análisis de Laboratorio:

Arenisca: U Inferior.

Apariencia: Clara, transparente – translúcida.

Tamaño de Grano: mediano.

Forma del Grano: Subangular, subredondeado.

Matriz: Caolinítica.

Cemento: Calcáreo

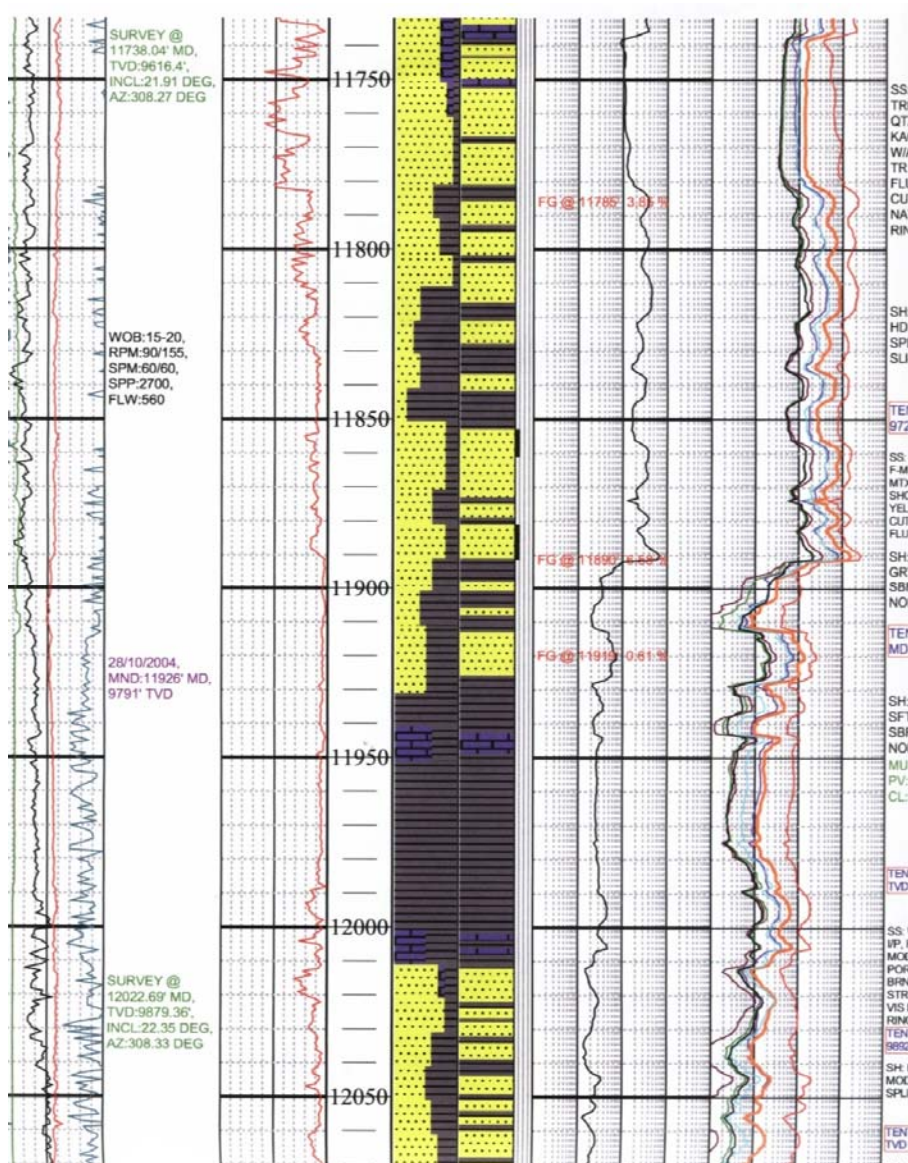


Figura 2. 3 Registro Perforación Yacimiento T Principal.

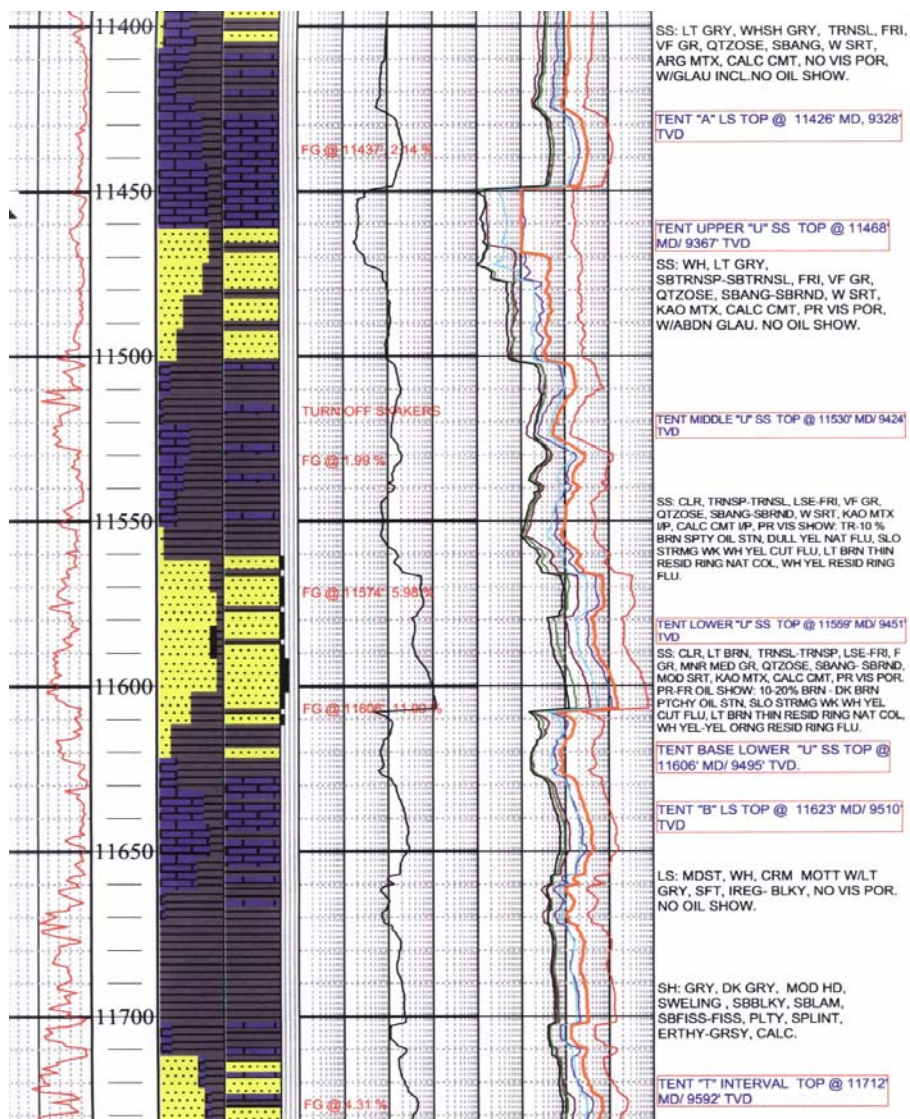


Figura 2. 4 Registro De Perforación Yacimiento U Inferior.

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS TÉCNICO DE LA APLICACIÓN

3.1 Conceptos de Ingeniería de Yacimientos.

3.1.1 Presión de Yacimiento.

Es la presión original del yacimiento, determinada a un radio infinito del mismo. Se define normalmente como P_R .

3.1.2 Presión de Burbuja.

Es la presión a la cual aparece la primera burbuja de gas en el yacimiento. Se define como P_b . Para yacimientos no saturados la presión de burbuja es menor que la presión de yacimiento; lo contrario sucede con los yacimientos sobresaturados en donde P_b está por encima de P_R .

3.1.3 Presión Fluyente de Fondo.

En un pozo de petróleo es la presión frente a la cara de la arena productora y es menor que la presión de yacimiento P_R , debido a la caída de presión en el medio poroso. Se define como P_{wf} .

3.1.4 Saturación.

Es el porcentaje del espacio poroso ocupado por uno de los tres fluidos del yacimiento: agua, petróleo o gas. Dependiendo del fluido en

cuestión se define como S_w , S_o o S_g , según sea el caso. Cabe resaltar que la suma de saturaciones de los tres fluidos da un total de 100 %.

$$S_w + S_o + S_g = 1.0 \quad (3.1)$$

3.1.5 Yacimiento Subsaturado.

Este tipo de yacimiento es aquel cuyo espacio poroso no existe gas libre, solo se encuentra líquidos con gas en solución, es decir, tenemos

$$P_R \geq P_b$$

3.1.6 Yacimiento Saturado.

Este tipo de yacimiento es aquel en cuyo espacio poroso se encuentra gas libre, es decir, ($P_b > P_R$)

$$P_b \geq P_R$$

3.1.7 Permeabilidades Relativas.

La permeabilidad relativa es una medida directa de la capacidad de un sistema poroso para conducir un determinado fluido en presencia de varios fluidos. Estas propiedades de flujo son el efecto combinado de la geometría de los poros, la mojabilidad, la distribución de los fluidos y la historia de la saturación.

$$k_{ro} = \frac{k}{k_o}$$

$$k_{rw} = \frac{k}{k_w}$$

$$k_{rg} = \frac{k}{k_g} \quad (3.2)$$

Así tendremos expresiones para permeabilidades relativas a cada fluido.

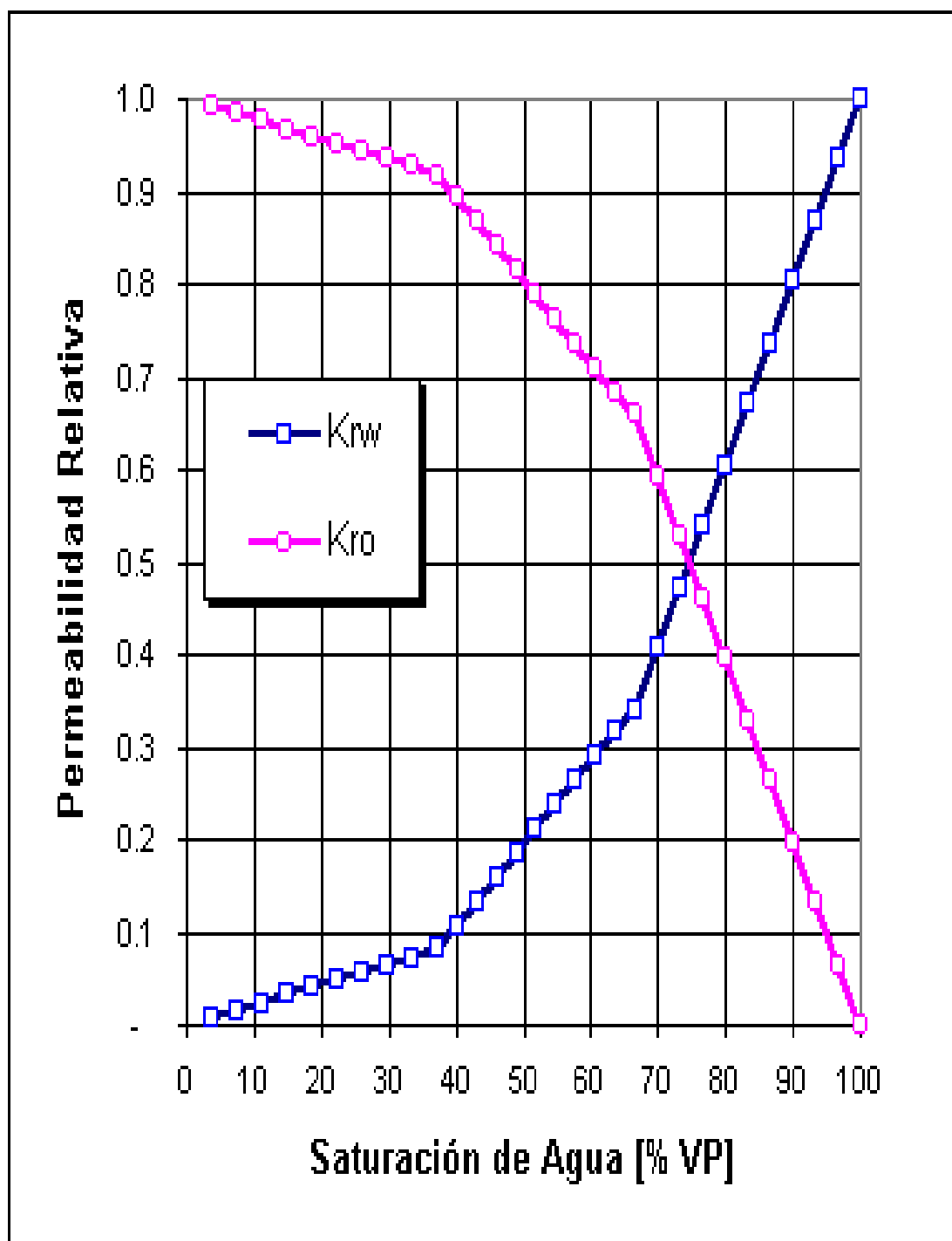


FIGURA 3.1 Ejemplo Permeabilidades Relativas Para un Pozo.

3.1.8 Índice de Productividad.

El índice de productividad es la relación entre la tasa de flujo del pozo y la caída de presión en el medio poroso. Se define de la siguiente manera:

$$J = \frac{q_o}{P_R - P_{wf}} \quad (3.3)$$

Aunque podemos definir a este indicador también como:

$$J = \frac{0.0078k_o h}{\nu_o B_o \ln(0.472 \frac{r_e}{r_w})} \quad (3.4)$$

Podemos darnos cuenta que este índice depende de la permeabilidad relativa al petróleo, la viscosidad y el factor volumétrico del fluido.

31.8.1 Factores que Afectan el Índice de Productividad.

31.8.1.1 Comportamiento de Fases.

Es importante tener en cuenta la curva de fases del fluido, ya que nos permite ver en que punto la presión de yacimiento a alcanzado la de burbuja, momento en el cual tendremos gas libre en el yacimiento. Esto origina que el índice de productividad disminuya debido al decrecimiento de la permeabilidad relativa al petróleo y al aumento de la saturación de gas.

31.8.1.2 Comportamiento de la Permeabilidad Relativa.

A medida que la saturación de gas se incrementa en los poros de la roca, la habilidad de la fase líquida para fluir decrece. Inclusive cuando la saturación de gas no es tan grande como para fluir, el espacio ocupado por el gas reduce el área efectiva de flujo para los líquidos. La permeabilidad relativa al gas decrecerá si la saturación de líquidos avanza en un yacimiento de gas ya sea como resultado de

condensación retrógrada o depositación de líquidos en los poros.

3.1.8.1.3 Comportamiento de la Viscosidad del Petróleo.

La viscosidad del petróleo en un principio disminuirá a medida que el yacimiento se depleta, esto hasta llegar a presión de burbuja, en donde comienza a liberarse los componentes livianos del crudo en forma de gas, haciendo que la viscosidad aumente nuevamente debido a que ahora sólo componentes de alto peso molecular estarán saturando el crudo.

3.1.8.1.4 Comportamiento del Factor Volumétrico de Formación.

Si la presión decrece en el líquido, este se expandirá. Cuando la presión de burbuja de un yacimiento es alcanzada, el gas se libera de la solución haciendo que la cantidad de petróleo disminuya. Este factor se

define como la relación entre el volumen de petróleo con gas disuelto a presión y temperatura de yacimiento con el volumen de petróleo a condiciones de tanque (p_{sc} , T_{sc}). Se define como B_o .

Gráficamente se muestra de la siguiente manera:

3.1.9 Relación de Comportamiento de Influjo. (IPR).

El IPR es el comportamiento del pozo a diferentes presiones fluyentes de pozo y caudales, con lo cuales podemos realizar un gráfico que nos muestra la relación entre P_{wf} y Q .

3.1.9.1 Factores que Afectan el IPR.

Existen varios factores que afectan el IPR, como los cambios en las propiedades de yacimiento y de fluidos, así como los

diferentes mecanismos de empuje que existen en los yacimientos.

3.1.9.1.1 Propiedades de Yacimiento y de Fluido.

Entre los principales tenemos:

- Disminución en la permeabilidad relativa al petróleo.
- Incremento en la viscosidad del petróleo, a medida que la presión decrece y la saturación de gas aumenta.
- Reducción del volumen líquido a medida que el gas aparece, cuando disminuye la presión del yacimiento.
- Daño de formación o estimulación alrededor de la boca del pozo.

3.1.9.1.2 Mecanismos de Empuje en el Yacimiento.

El mecanismo de empuje del yacimiento afecta de forma importante al comportamiento del IPR y a la producción total del sistema.

Presentaremos los tres tipos básicos de empuje presentes en un reservorio:

a) Empuje por Gas Disuelto.

Un yacimiento con empuje por gas disuelto esta cerrado a cualquier fuente externa de energía. Su presión es inicialmente mayor a la presión de burbuja, por lo que no existirá gas libre.

La única fuente para reemplazar los fluidos producidos es la expansión de los fluidos remanentes.

La presión de yacimiento declinará rápidamente con producción hasta $P_r = P_b$ donde solo el petróleo se expandirá para reemplazar los fluidos producidos. La relación gas/petróleo será constante a $R = R_{si}$ durante este periodo. Y también como no existe gas libre $f(pr)$ permanecerá más o menos constante.

Una vez alcanzada la presión de burbuja, la presión de yacimiento declinará más lentamente que antes. Sin embargo tan pronto la saturación de gas exceda la saturación crítica del gas, R incrementará rápidamente, repletando la energía del yacimiento. Cuando las condiciones de abandono se han alcanzado R empezará a declinar porque la mayoría del gas se ha producido, y a bajas presiones de yacimiento, los volúmenes de gas en el fondo del pozo son aproximadamente iguales a los volúmenes de superficie.

b) Empuje Por Capa de Gas.

Un yacimiento con empuje por capa de gas es también cerrado a cualquier fuente externa de energía, pero el petróleo es saturado con gas a su presión inicial y entonces existirá gas libre. A medida que el petróleo es producido la capa de gas

se expandirá y ayudará a mantener la presión de yacimiento. También a medida que la presión de yacimiento declina debido a la producción, el gas saturará al petróleo.

c) Empuje Por Acuífero.

En un reservorio por empuje de agua, la zona de petróleo está en contacto con el acuífero que puede suplir el volumen de fluido necesario para reemplazar el petróleo y gas producido. Este acuífero que avanza puede o no estar conectado a una fuente superficial.

El petróleo estará inicialmente no saturado, pero si la presión declina bajo el punto de burbuja, se formará gas libre y el mecanismo de gas disuelto también contribuirá a la energía para la producción.

d) Empuje Combinado.

Existen muchos pozos con este tipo de mecanismo, en donde los tres tipos de empuje contribuyen a la energía del yacimiento, es decir coexisten al mismo tiempo capa de gas, gas en solución y empuje por agua, dando como resultado un análisis complejo del yacimiento.

3.1.1 0 Formaciones Estratificadas.

En muchos casos el fluido producido contendrá agua y por tanto el BSW incrementará durante la vida del pozo, criterio que se cumple para yacimientos con empuje de agua o que mantienen presión mediante procesos de reinyección. También algunos pozos son punzonados en una o más zonas y la producción de estas zonas es conjunta y acumulada en el pozo. Esto puede causar que el corte de

agua y GLR cambien con caídas de presión si las zonas conjuntas tienen diferentes características.

Analizando el comportamiento de un pozo de producción conjunta, se puede considerar el caso en donde $P_{R2} > P_{R1}$ y $P_{wf} > P_{R1}$, por lo que el flujo irá de la zona 2 a la zona 1 y no habrá producción neta debido a que la P_{wf} de zona 1 es muy pequeña y la tasa de la zona 2 es mayor que la de la tasa de la zona 1.

Para el efecto asumimos $q_1 = q_2$ y un J lineal para calcular el P_{wf} ideal y tenemos lo siguiente:

$$q_2 = J_2 (P_{R2} - P_{wf}^*) = q_1 = J_1 (P_{wf}^* - P_{R1}) \quad (3.5)$$

$$P_{wf}^* = \frac{P_{R1} + P_{R2} \left(\frac{J_2}{J_1} \right)}{1 + \left(\frac{J_2}{J_1} \right)} \quad (3.6)$$

En donde P_{wf} tiene que ser menor a P_{wf}^* para que la producción neta conjunta se de. Este P_{wf}^* corresponderá a condiciones de flujo cero en el IPR total.

3.1.11 Análisis Nodal.

Para el análisis nodal que se desarrollará utilizaremos los métodos clásicos o tradicionales de la ingeniería de petróleos.

Este proceso de análisis nodal necesita un nodo y una presión constante como referencia, la cual puede ser la presión en facilidades, la presión fluyente de fondo, o la misma presión de reservorio.

Las expresiones para el flujo hacia y desde nodo se expresa así:

$$p_{inlet} = \Delta p(\text{upstream} - \text{components}) = p_{nodo}$$

$$p_{outlet} = \Delta p(\text{downstream} - \text{components}) = p_{nodo}$$

En muchos de los casos $p_{inlet} = p_R$ y la $p_{outlet} = p_{sep}$ o p_{wh} .

Para dar un ejemplo escojamos la presión de cabeza como nodo y entonces tendríamos:

Hacia el nodo:

$$p_R - \Delta p_{res} - \Delta p_{tubing} = p_{wh}$$

Desde el nodo:

$$p_{sep} + \Delta p_{flowline} = p_{wh}$$

3.1.11.1 Análisis Nodal Para Selección de BES.

Para realizar el análisis nodal y la selección posterior del equipo electro-sumergible, se debe tomar la bomba como un elemento independiente. En este equipo hay que considerar los elementos bajo y sobre la bomba, así como la presión de entrada y descarga. Para calcular la presión de entrada se toman los datos del reservorio y el tamaño del casing, mientras que para calcular la presión de

descarga se necesita los datos de separación de gas en la entrada de la bomba y el tamaño del tubing.

La presión que la bomba debe generar será igual a la diferencia entre la presión de entrada y descarga de la bomba.

Las expresiones de análisis para el cálculo de estas presiones son:

Inflow: $P_r - P_{wf} - P_{csg} = P_{\text{entrada}}$

Out Flow: $P_{\text{sep}} + P_{\text{linea}} + P_{\text{tubing}} = P_{\text{descarga}}$.

3.1.11.2 Procedimiento.

Para encontrar la presión de entrada, se tiene el siguiente procedimiento:

- 1.- Se determina P_{wf} para una tasa de producción.
- 2.- Se calcula la presión de entrada conociendo los datos de GLR del reservorio y el tamaño del casing.
- 3.- Se elabora el gráfico de presión de entrada para diferentes tasas de flujo.

Para encontrar la presión de descarga tenemos el siguiente procedimiento:

1.- Se tiene que trabajar con los datos de gas en la separación a la entrada de la bomba o bien con un dato de 0.5 para GLR y con el tamaño del tubing.

2.- Una vez encontrada la presión de descarga, construimos P_{desc} vs. q_L en el mismo gráfico.

3.1.12 Diseño de Equipo Electro Sumergible.

Para diseñar o dimensionar nuestro equipo electro centrífugo tomamos los datos del análisis nodal previo, mediante el cual obtenemos caudal, presión de fondo fluyente, corte de agua y relación gas líquido, factores indispensables en el dimensionamiento del equipo.

3.1.12.1 Profundidad del Intake.

Es uno de los pasos fundamentales, para el buen funcionamiento de la BES, debido a que esta trabaja con un nivel de fluido sobre la entrada mayor o igual a la presión de burbuja del yacimiento.

3.1.12.2 Capacidad y número de Etapas.

Está de acuerdo al caudal total, producto del aporte de las areniscas activas y por supuesto a la altura que debe levantar el equipo electro sumergible que será igual a la diferencia entre lo que levanta el pozo naturalmente y la profundidad vertical verdadera.

3.1.13 Correlación de Flujo Método de Hagedorn y Brown.

Este método se desarrolló a partir de la caída de presión en un pozo con elementos de registro a una profundidad de 1500 ft. Las presiones se midieron para tubería de producción desde 1 ¼ hasta 2 7/8 pulgadas de diámetro externo. Se incluyó un amplio rango de tasas de producción así como relaciones gas – líquido y los efectos de la viscosidad se analizaron utilizando agua y petróleo como la fase líquida. Las muestras de petróleo usadas tenían viscosidades a condiciones de tanque de 10, 35 y 110 cp.

3.2 Historia de Completación del Pozo.

El pozo candidato es un pozo direccional que inició su perforación en Octubre 11 del 2004, alcanzando una profundidad medida de 11,030 pies el 02 de Noviembre del 2004, con un total de 22 días de perforación.

Fue corrido revestimiento superficial de 13-3/8", K-55, 71 lbs/ft, hasta 3,100 ft y revestimiento de producción de 9-5/8" hasta 11,449 ft donde fue cementado. Se instaló liner de 7" ,26 lb/ft hasta 12,105 fts.

Condición Actual:

Revestidor de 13 3/8"	68 #/ft K-55 cementado a 3,100 .ft
Revestidor de 9 5/8"	47 #/ft N-80 cementado a 11,449 ft
Liner 7"	26#/ft P-110 cementado a 12,103.6 ft
Zapato Flotador a	12,105 ft
Tipo de hoyo:	Direccional
Tipo de fluido en el hoyo:	Lodo Polyplus RD
Máxima desviación:	46.75 ° a 9544 ft
Máxima severidad en pata de perro:	3.48 °/100' a 10,879.93 ¹ ft
Desviación en la arenisca "U":	22.01 ° a 11,548 ft MD °

3.2.1. Descripción de Completación de Prueba.

Se baja la completación de prueba el 16 de noviembre del 2004,
con el siguiente equipo de levantamiento artificial:

B.E.S:

Descarga 3 ½ NV – 540.

Bomba: Series 538 – SN 2600 – 136 etapas.

Intake: Series 540, ARZ – RA

Protector: Series 540 – LSLSL-HL-RS-RA, BPSBSL-HL-RA

Motor: Series 562 – 330 HP, 1950 Volts, 102 Amp.

Phoenix Adapter Series 450/562

Multisensor Phoenix tipo 0, ISP, choke, kit wiring.

Cable: Redalead N°1, FLAT, ELB, 5KV, Galv – 10700 pies.

EQUIPO DE SUPERFICIE.

VSD – Speed Star 2000 – 6P – 480 VOLT – 815 KVA

Transformador: SUT – Multi- Taps – ABB – 850 KVA

Harmonic Filter: 5DY2X5

Junction Box

Recorder Ammeter

Adicionalmente se baja un ensamble de fondo compuesto de lo siguientes elementos:

EUE BULL PLUG 3 ½

EUE PUP JOINT 2 3/8

SLIDING SLEEVE 2 3/8 ID 1.81 (cerrada)

X OVER 2 3/8 EUE PIN x 3 ½ EUE BOX

2 JOINTS 3 ½ EUE

EMPACADURA 7" X 3 ½ EUE BOX.

6 EUE 3 ½ JOINT

X OVER 2 3/8 EUE BOX X 3 ½ EUE PIN

SDILING SLEEVE 2 3/8 ID 1.81" (ABIERTA)

X OVER 2 3/8 EUE PIN X 3 ½ " EUE BOX

JOINT 3 ½ EUE

EMPACADURA 7" X 3 ½

JOINT 3 ½ EUE

ON – OFF TOOL 3 ½ X 5 ½" .

El ensamble de la completación se muestra en la Figura 3.2

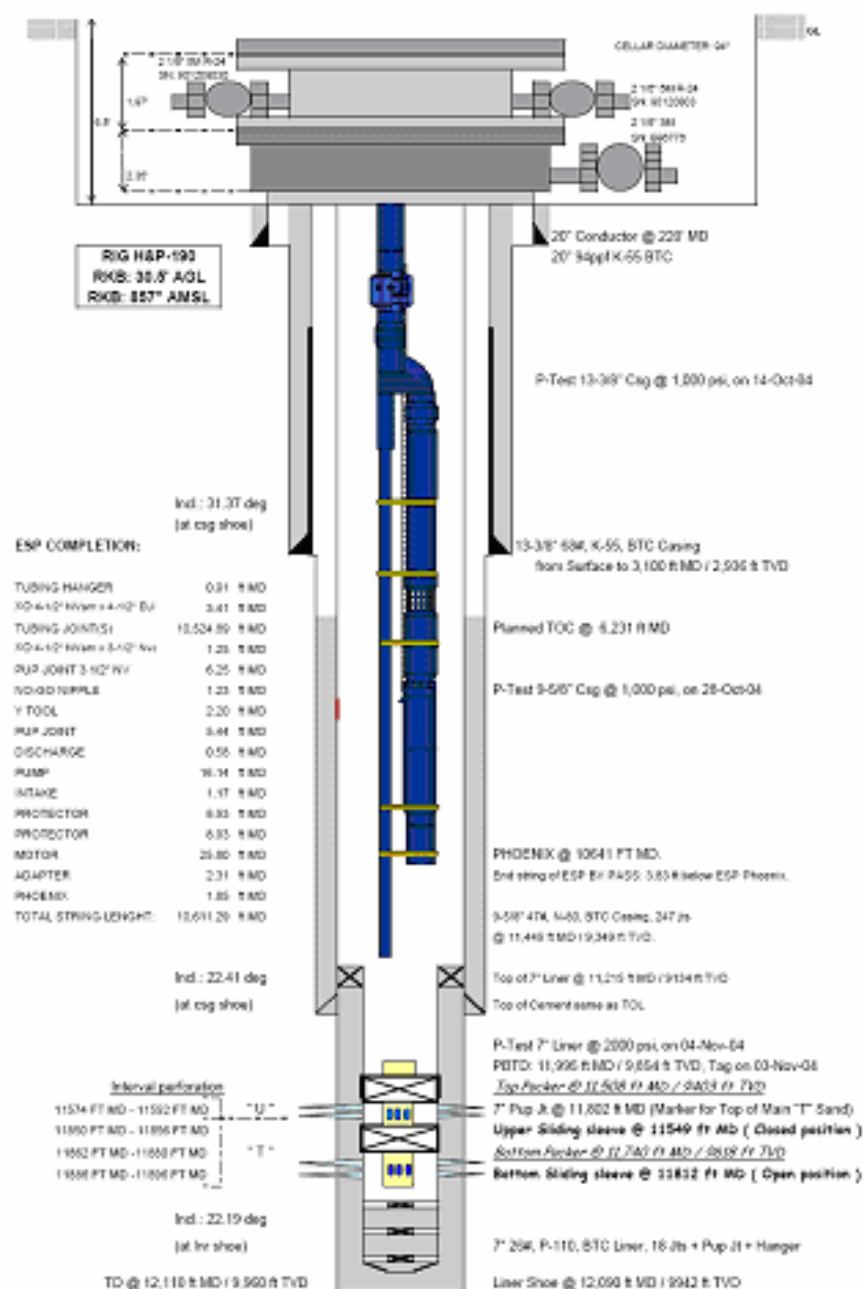


FIGURA 3.2

3.3 Historia de Producción del Pozo.

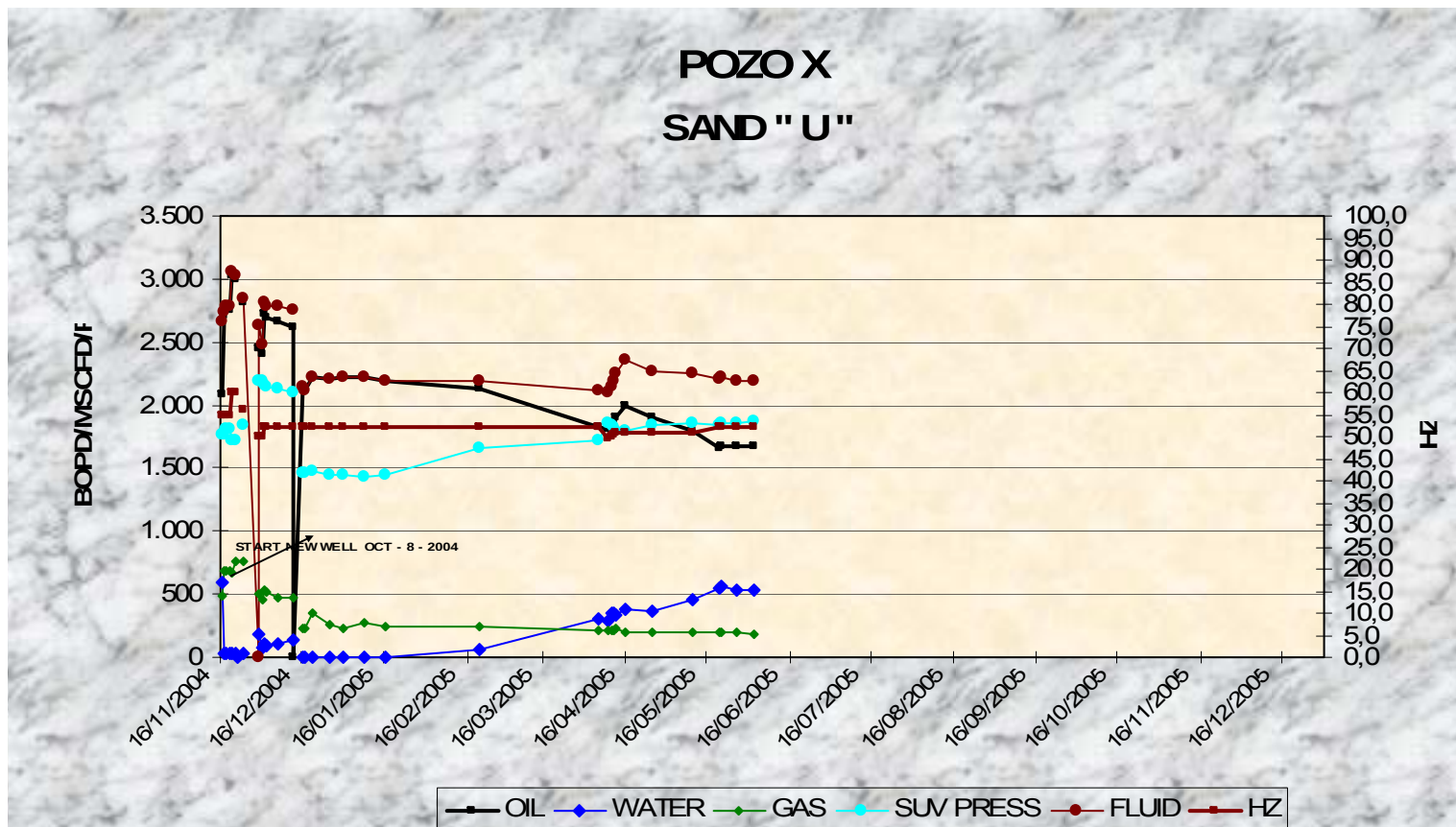
El pozo arranca con una completación de prueba el día 16 de noviembre del 2004, evaluando la arenisca T principal hasta el 21 de noviembre del mismo año cuando se realiza una prueba de restauración de presión, luego de la cual se efectúa cambio de arena abriendo la arenisca U Inferior (manteniendo T cerrada) y comienza a producir desde el 30 de noviembre del 2004 hasta la actualidad.

3.3.1 Registro de Producción.

Estos datos fueron tomados para la arenisca T el 21 de noviembre del 2004 y para la arenisca U Inferior 20 de abril del 2005.

TABLA N° 3.1

ZONA	T PRINCIPAL	U INFERIOR	UNIDADES
FLUIDO	3033	2246	BFPD
ACEITE	3033	1909	BOPD
AGUA	0	337	BWPD
BSW	0	15	%
GAS	763	222	PCN



CURVA HISTÓRICA DE PRODUCCIÓN DEL POZO. FIGURA 3.3

3.1.4 Datos de Reservorio del Pozo

TABLA N° 3.2

ZONA	T PRINCIPAL	U INFERIOR	UNIDADES
PROFUNDIDAD MEDIA PERFORADA	11873	11583	PIES
ESPESOR NETO PERFORADO	18	19	PIES
TEMPERATURA DE RESERVORIO	220	215	° F
PRESIÓN DE RESERVORIO	3300	3400	PSI
PRESIÓN FONDO FLUYENTE	2120	1869	PSI
IP	2.34	1.45	BBL/PSI

3.3.2 Datos de Fluido del Reservorio del Pozo.

En la siguiente tabla podemos observar las diferentes características del fluido contenido en el reservorio y tenemos lo siguiente:

TABLA N° 3.3

ZONAS	T PRINCIPAL	U INFERIOR	UNIDADES
BSW	1	0	%
BPPD	3003	2226	BBL
SALINIDAD DEL AGUA	7000	71000	PPM
GOR	254	178	PCE/BBL
API	27	18.5	° API
GRADIENTE	0.39	0.406	PSI/PIE
VISCOSIDAD	1.6	15.5	CP

3.3.3 Datos Petrofísicos de las Formaciones de Interés.

TABLA N° 3.4

ZONA	T PRINCIPAL	U INFERIOR	UNID
PERMEABILIDAD HORIZONTAL	700	400	MD
PERMEABILIDAD VERTICAL	3	3	MD
POROSIDAD	18	19	%

3.4 Análisis Nodal del Pozo Candidato.

A continuación mostramos los datos del yacimiento, y los respectivos resultados del nodal del pozo candidato, tanto individual como conjunto para la selección óptima del punto de producción y diseño de los choques. Realizaremos este análisis completo para dos tasas de flujo diferentes, empleando la ecuación 4.1 para la construcción de las diferentes tablas.

En ambos casos tenemos cuatro nodos para los análisis, ubicados en las válvulas de control y en frente de las arenas productoras, estos están ubicados a la misma profundidad para las propuestas. La diferencia esta en la presión de cabeza que se manejan para las dos opciones. La

primera tiene 110 psi a la cabeza mientras que la segunda tiene 80 psi a la cabeza del pozo.

En este análisis se incluye las condiciones de fluido y yacimiento del pozo, así como la temperatura y gradiente de temperatura. Dando como resultado las curvas individuales de IPR para las arenas productoras y la curva de IPR combinado así como su curva de outflow. Al final se muestran los puntos de intersección de las curvas que serán los puntos óptimos para producción y diseño de choques.

3.5 WEM Well. Evaluation. Model.

Este programa, realiza el análisis nodal para un pozo que produce de dos zonas a la vez, utilizando el concepto de índice de productividad, gradiente de temperatura, camino del flujo y sistemas de nodos para construir las tablas de inflow y outflow del pozo candidato. La función principal de este programa está en encontrar los puntos de solución del sistema para que haya producción conjunta, es decir, simula la producción de los dos yacimientos chocando la formación de mayor presión hasta alcanzar un momento en el cual las dos formaciones lleguen al punto de encuentro con una misma presión. Como todo programa, necesitamos datos de entrada precisos y reales, en este caso

de cada arena e información adicional del pozo, para obtener los resultados más confiables posibles.

Al final tendremos gráficas de inflow y outflow individual y conjunto con su respectivo análisis de puntos de intersección de estas curvas que deberán ser interpretadas por ingeniería posteriormente.

3.4.1 Primer Caso.

WELL EVALUATION MODEL (WEM)

INPUT SUMMARY. CASO A

Lse/Fld : Pozo X Date : 1/7/2005
Well : X

3.4.1.1 WELLBORE DATA

Flowing WHD Pres (psig) = 110.0
Casing Pres (psig) = 100.0

DESCRIPCIÓN CASING/TUBING

Profund.							
Medida	Vertical	Casing	Casing	Tubing	Tubing	Camino	Desvia.
Depth (ft)	Depth (ft)	OD (in)	ID (in)	OD (in)	ID (in)		(grados)
0.00	0.00						
220.00	220.00	9.625	8.681	4.500	3.958	TUBING	.0
3100.00	2936.00	9.625	8.681	4.500	3.958	TUBING	19.4
9802.00	8017.57	9.625	8.681	4.500	3.958	TUBING	40.7
10500.00	8546.80	7.000	6.276	4.500	3.958	TUBING	40.7
10524.00	8565.00	7.000	6.276	3.500	2.992	TUBING	40.7
10640.00	8655.00	7.000	6.276	3.500	2.992	TUBING	39.1
11492.00	9397.00	7.000	6.276	3.500	2.992	TUBING	29.4
11592.00	9490.00	7.000	6.276	3.500	2.992	TUBING	21.6
11846.00	9724.78	7.000	6.276	3.500	2.992	TUBING	22.4
11896.00	9771.00	7.000	6.276			CASING	22.4
11995.00	9858.43	7.000	6.276			CASING	28.0
12110.00	9960.00						28.0

Tabla 3.5

3.4.1.2 Gradiente de Temperatura..

TVD Temperatuta Estática.

(ft)	(deg F)
.00	100.0
9481.63	215.0
9749.74	220.0

TABLA 3.6

3.4.1.3 Yacimiento 1: Formación U Inferior.

Estado: Activa.

Prof. Perforaciones: 11583.0 ft MD

3.4.1.3.1 Propiedades de Fluido.

Oil Gravity (deg API) = 18.20.
 Oil Vol Factor Corr = VAZQ
 Gas Gravity (air=1.0) = .800
 Solution Gas Corr = VAZQ
 Water Gravity (H2O=1.0) = 1.038
 Oil Viscosity Corr = ROBN
 Produced GOR (scf/bbl) = 178.0
 Oil/Water Vis Corr = AVG
 Percent Water (%) = .0
 Gas-Water Solubility = NO
 Mole Percent N2 (%) = 2.32
 Mole Percent CO2 (%) = 3.88
 Mole Percent H2S (%) = 5.60
 Pbp @ Tres (psig) = 1535.45

3.4.1.3.2 Descripción del Yacimiento.

Straight Line PI
 MD: Top of Reservoir (ft) = 11574.0 MD:
 Btm of Reservoir(ft) = 11592.0
 Reservoir Pressure (psig) = 3400.0
 Reservoir Temp (deg F) = 215.0
 Productivity Index (b/d/psi)= 1.45

3.4.1.4 Yacimiento 2: Formación T Principal.

Estado: Activa.

Prof. Perforaciones: 11873.0 ft MD.

3.4.1.4.1 Propiedades de Fluido.

Oil Gravity (deg API) = 27.00
 Oil Vol Factor Corr = VAZQ
 Gas Gravity (air=1.0) = .800
 Solution Gas Corr = VAZQ
 Water Gravity (H₂O=1.0) = 1.038
 Oil Viscosity Corr = ROBN
 Produced GOR (scf/bbl) = 254.0
 Oil/Water Vis Corr = AVG
 Percent Water (%) = 1.0
 Gas-Water Solubility = NO
 Mole Percent N₂ (%) = 1.02
 Mole Percent CO₂ (%) = 10.00
 Mole Percent H₂S (%) = 5.00
 Pbp @ Tres (psig) = 1577.99

3.4.1.4.2 Descripción del Yacimiento.

Straight Line PI
 MD: Top of Reservoir (ft) = 11850.0 MD:
 Btm of Reservoir(ft) = 11896.0
 Reservoir Pressure (psig) = 3300.0
 Reservoir Temp (deg F) = 220.0
 Productivity Index (b/d/psi)= 2.34

3.4.1.5 Sistema de Red de Nodos.

Total No. de Nodos = 4.

Total No. de Segmentos = 3.

Información de los Nodos.

2	Forma. U
4	Forma. T
3	Cntrl Valv
Top Node 1	Cntrl Valv

TABLA 3.7

Información de los Segmentos. PROFUNDIDAD DE LOS NODOS.

Seg	Desde	Hasta	Desde	Hasta	Wellbore	Flujo	SS/CV
1	2	1	11583.0	11549.0	Parent	ANNU	HCM-U
2	4	3	11873.0	11675.0	Parent	ANNU	HCM-T
3	3	1	11675.0	11549.0	Parent	TUBG	

TABLA 3.8

NODO SUPERIOR = 1 @ PROFUNDIDAD 11549.0 ft MD.

3.4.1.6 Tablas de Inflow/Outflow para el Pozo Candidato.

**TABLA DE OUTFLOW CONJUNTO
DEL POZO CANDIDATO.**

Tasa Flujo	FBHP	FBHP – WHP	Whd Vel.	Temperatura
(bbl/d)	(psig)	(psi)	(ft/seg)	(^aF)
2.000.000	1703.6	1593.6	9.0	147.3
2.300.000	1740.2	1630.2	10.5	151.9
2.600.000	1784.2	1674.2	12.0	156.0
2.900.000	1839.6	1729.6	13.4	159.6
3.200.000	1904.9	1794.9	14.9	162.8
3.500.000	1974.1	1864.1	16.4	165.7

TABLA 3.9

FBHP = Presión Fluyente de Fondo @ Producing Depth of Top Reservoir
WHP = Presión de Cabeza.

DISTRIBUCIÓN DE TASA DE FLUJO EN LA BOMBA.

Surface Discharge Suction Flow Rate (bbl/d)
Stage* Flow Rate Flow Rate

LL-UL	(bbl/d)	(bbl/d)	Top	Middle	Bottom
0-0	2000.00	2293.35	2304.75	2441.65	
0-0	2300.00	2638.94	2651.69	2784.13	
0-0	2600.00	2984.65	2998.53	3115.01	
0-0	2900.00	3330.08	3344.88	3432.61	
0-0	3200.00	3675.42	3690.86	3737.36	
0-0	3500.00	4020.75	4036.64	4065.72	
0-0	3800.00	4366.06	4382.34	4411.10	
0-0	4100.00	4711.23	4727.91	4756.58	
0-0	4400.00	5056.30	5073.41	5102.17	
0-0	4700.00	5401.32	5418.77	5447.42	
0-0	5000.00	5746.29	5763.76	5791.61	
0-0	5300.00	6091.14	6108.13	6134.18	
0-0	5500.00	6320.98	6337.37	6361.76	

TABLA 3.10

* LL = Lower Limit; Stages from # printed to discharge have rate less than LL.

UL = Upper Limit; Stages from suction to # printed have rate greater than UL.

IPR CONJUNTO DEL YACIMIENTO.

Flujo Tot (bbl/d)	FBHP (psig)	Qo (bbl/d)	Qw (bbl/d)	Qg (Mscf/d)	WLR %	GOR (scf/bbl)
2.000.000	2731.35	1989.50	10.5	433.2	.53	217.7
2.300.000	2652.18	2287.64	12.4	500.2	.54	218.6
2.600.000	2573.01	2585.79	14.2	567.2	.55	219.3
2.900.000	2493.82	2883.94	16.1	634.2	.55	219.9
3.200.000	2414.63	3182.09	17.9	701.2	.56	220.3
3.500.000	2335.44	3480.24	19.8	768.2	.56	220.7
3.800.000	2256.24	3778.39	21.6	835.2	.57	221.0
4.100.000	2177.03	4076.53	23.5	902.2	.57	221.3
4.400.000	2097.82	4374.68	25.3	969.2	.58	221.5
4.700.000	2018.61	4672.83	27.2	1036.2	.58	221.7
5.000.000	1939.39	4970.98	29.0	1103.2	.58	221.9
5.300.000	1860.18	5269.13	30.9	1170.2	.58	222.1
5.500.000	1807.36	5467.90	32.1	1214.8	.58	222.2

TABLA 3.11

AOFP = 12398.9 (bbl/d)

FBHP = Presión Fluyente de Fondo @ Profundidad de las Perforaciones.

IPR INDIVIDUAL: YACIMIENTO FORMACIÓN U INFERIOR.

Liq Rate (bbl/d)	FBHP(i) (psig)	Q(i) (bbl/d)	Qo(i) (bbl/d)	Qw(i) (bbl/d)	Qg(i) (Mscf/d)	WLR(i) %	GOR(i) (scf/bbl)
2.000.000	2745.07	949.7	949.7	.0	169.04	.0	178.0
2.300.000	2665.90	1064.5	1064.5	.0	189.47	.0	178.0
2.600.000	2586.72	1179.3	1179.3	.0	209.91	.0	178.0
2.900.000	2507.53	1294.1	1294.1	.0	230.35	.0	178.0
3.200.000	2428.34	1408.9	1408.9	.0	250.79	.0	178.0
3.500.000	2349.14	1523.7	1523.7	.0	271.23	.0	178.0
3.800.000	2269.94	1638.6	1638.6	.0	291.67	.0	178.0
4.100.000	2190.73	1753.4	1753.4	.0	312.11	.0	178.0
4.400.000	2111.51	1868.3	1868.3	.0	332.56	.0	178.0
4.700.000	2032.29	1983.2	1983.2	.0	353.00	.0	178.0
5.000.000	1953.08	2098.0	2098.0	.0	373.45	.0	178.0
5.300.000	1873.85	2212.9	2212.9	.0	393.90	.0	178.0
5.500.000	1821.03	2289.5	2289.5	.0	407.53	.0	178.0

TABLA 3. 12

FBHP (i) = Presión Fluyente de Fondo @ Profundidad de perforaciones arenisca U Inferior. (11583.0 ft)
 AOFP (Arena U) = 4925.2 (bbl/d)
 Tasa de Flujo (Cuando Pwf @ Top Reservoir = 0.0 psig) = 4919.4 (bbl/d)
 Pwf (Cuando Pwf @ Top Reservoir = 0.0 psig) = 4.06 (psig)

CAIDA DE PRESIÓN EN IPR FORMACIÓN U INFERIOR.

Tas Flujo (bbl/d)	FBHP (psig)	Total Drawdown (psi)
2.000.000	2745.1	654.9
2.300.000	2665.9	734.1
2.600.000	2586.7	813.3
2.900.000	2507.5	892.5
3.200.000	2428.3	971.7
3.500.000	2349.1	1050.9
3.800.000	2269.9	1130.1
4.100.000	2190.7	1209.3
4.400.000	2111.5	1288.5
4.700.000	2032.3	1367.7
5.000.000	1953.1	1446.9
5.300.000	1873.9	1526.1
5.500.000	1821.0	1579.0

TABLA 3.13

IPR INDIVIDUAL: YACIMIENTO FORMACIÓN T PRINCIPAL.

Tasa Tot.	FBHP(i)	Q(i)	Qo(i)	Qw(i)	Qg(i)	WLR(i)	GOR(i)
(bbl/d)	(psig)	(b Bl/d)	(bbl/d)	(bbl/d)	(Mscf/d)	(%)	(scf/bbl)
2.000.000	2851.13	1050.3	1039.8	10.5	264.12	1.0	254.0
2.300.000	2771.99	1235.5	1223.2	12.4	310.69	1.0	254.0
2.600.000	2692.84	1420.7	1406.5	14.2	357.26	1.0	254.0
2.900.000	2613.71	1605.9	1589.9	16.1	403.83	1.0	254.0
3.200.000	2534.58	1791.1	1773.2	17.9	450.39	1.0	254.0
3.500.000	2455.45	1976.3	1956.5	19.8	496.95	1.0	254.0
3.800.000	2376.32	2161.4	2139.8	21.6	543.51	1.0	254.0
4.100.000	2297.20	2346.6	2323.1	23.5	590.07	1.0	254.0
4.400.000	2218.08	2531.7	2506.4	25.3	636.62	1.0	254.0
4.700.000	2138.96	2716.8	2689.7	27.2	683.17	1.0	254.0
5.000.000	2059.84	2902.0	2872.9	29.0	729.73	1.0	254.0
5.300.000	1980.73	3087.1	3056.2	30.9	776.28	1.0	254.0
5.500.000	1927.99	3210.5	3178.4	32.1	807.31	1.0	254.0

TABLA 3.14

FBHP(i) = Presión Fluyente de Fondo @ Producing Depth of Sand T (11873.0 ft)

AOFP (Sand T) = 7714.4 (bbl/d)

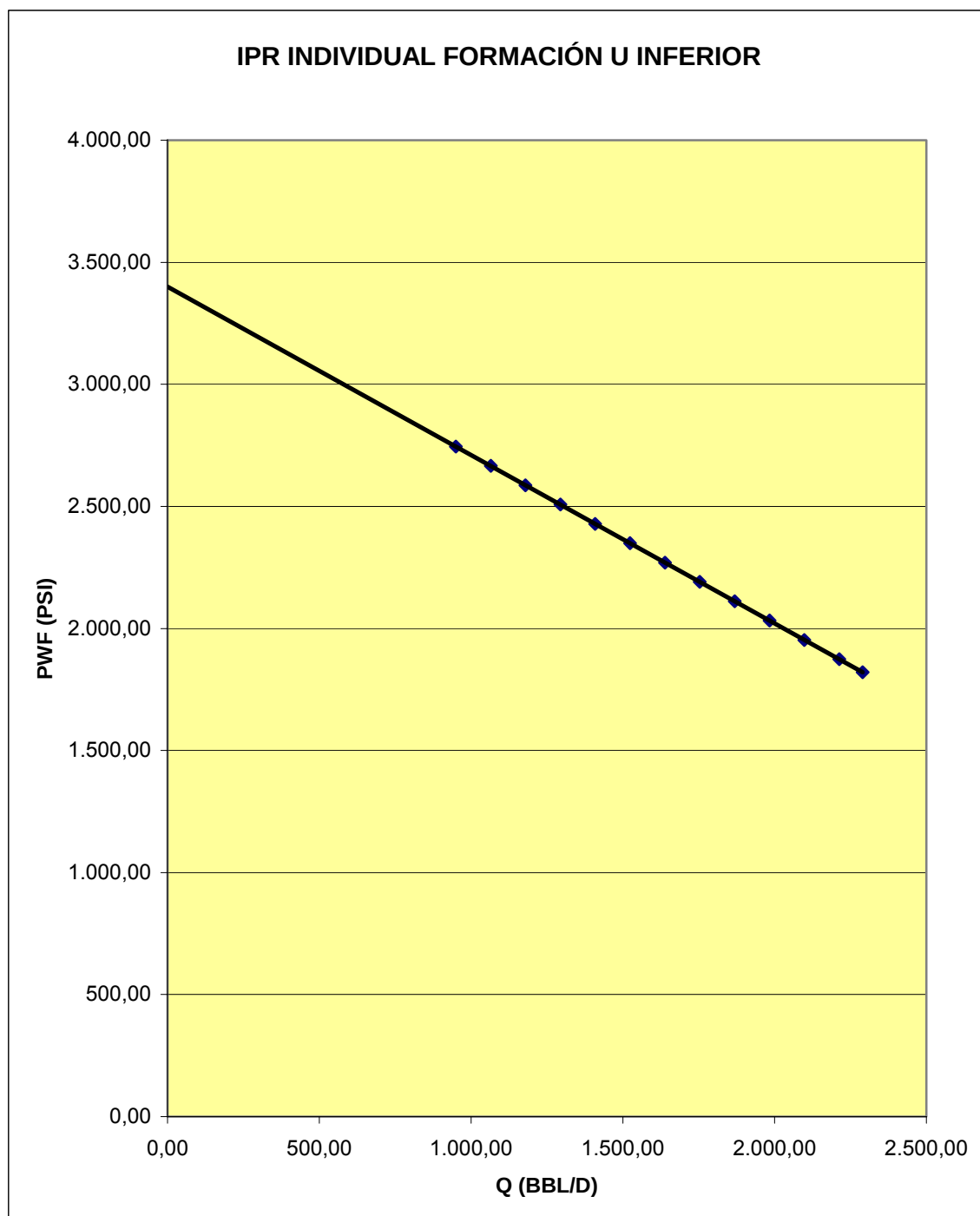
Tasa de Flujo (Cuando Pwf @ Top Reservoir = 0.0 psig) = 7479.6 (bbl/d)

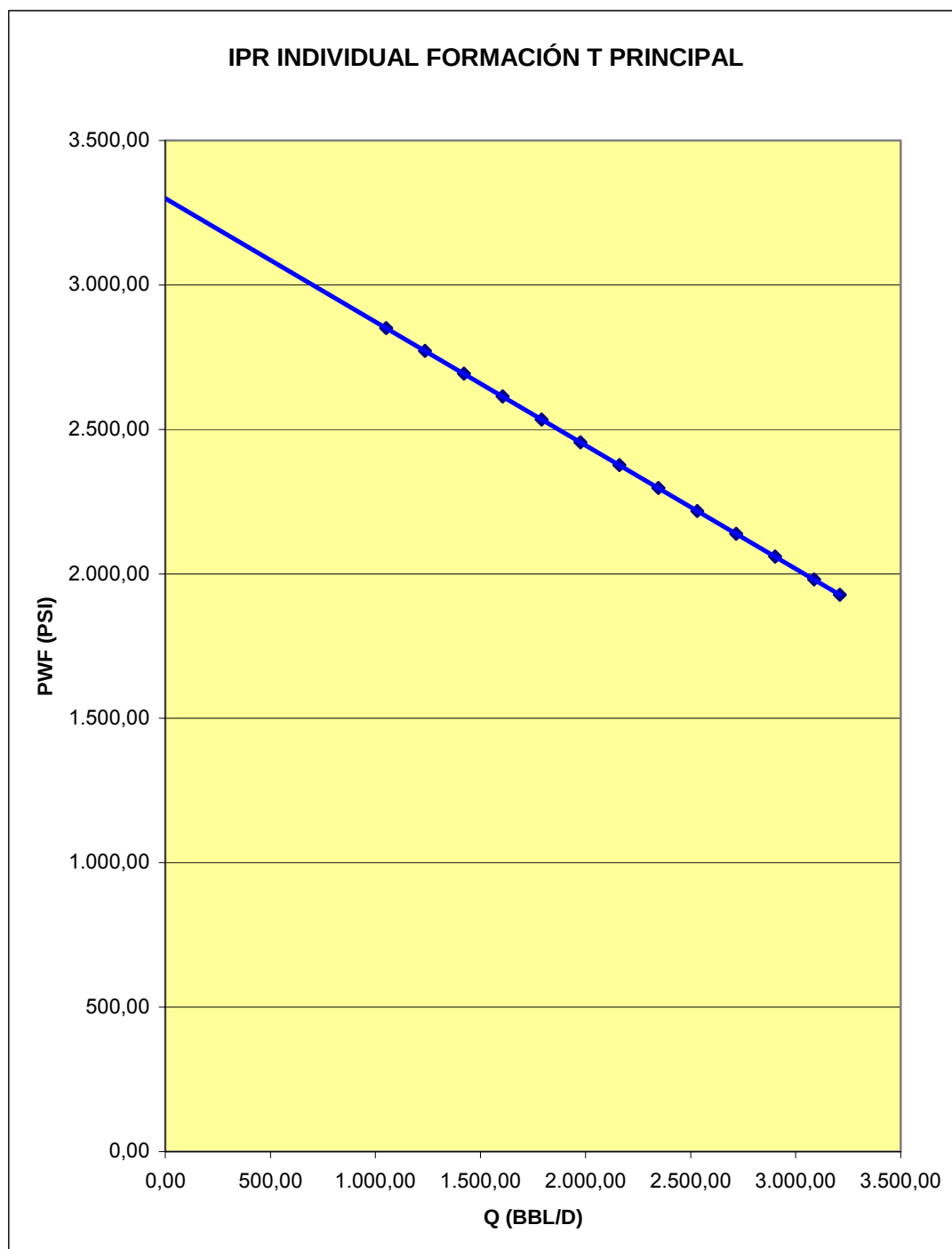
Pwf (Cuando Pwf @ Top Reservoir = 0.0 psig) = 101.08 (psig)

CAIDA DE PRESIÓN EN IPR FORMACIÓN T PRINCIPAL.

Tas Flujo (bbl/d)	FBHP (psig)	Total Drawdown (psi)
2.000.000	2851.1	448.9
2.300.000	2772.0	528.0
2.600.000	2692.8	607.2
2.900.000	2613.7	686.3
3.200.000	2534.6	765.4
3.500.000	2455.4	844.6
3.800.000	2376.3	923.7
4.100.000	2297.2	1002.8
4.400.000	2218.1	1081.9
4.700.000	2139.0	1161.0
5.000.000	2059.8	1240.2
5.300.000	1980.7	1319.3
5.500.000	1928.0	1372.0

TABLA 3.15

**FIGURA 3.4**

**FIGURA 3.5**

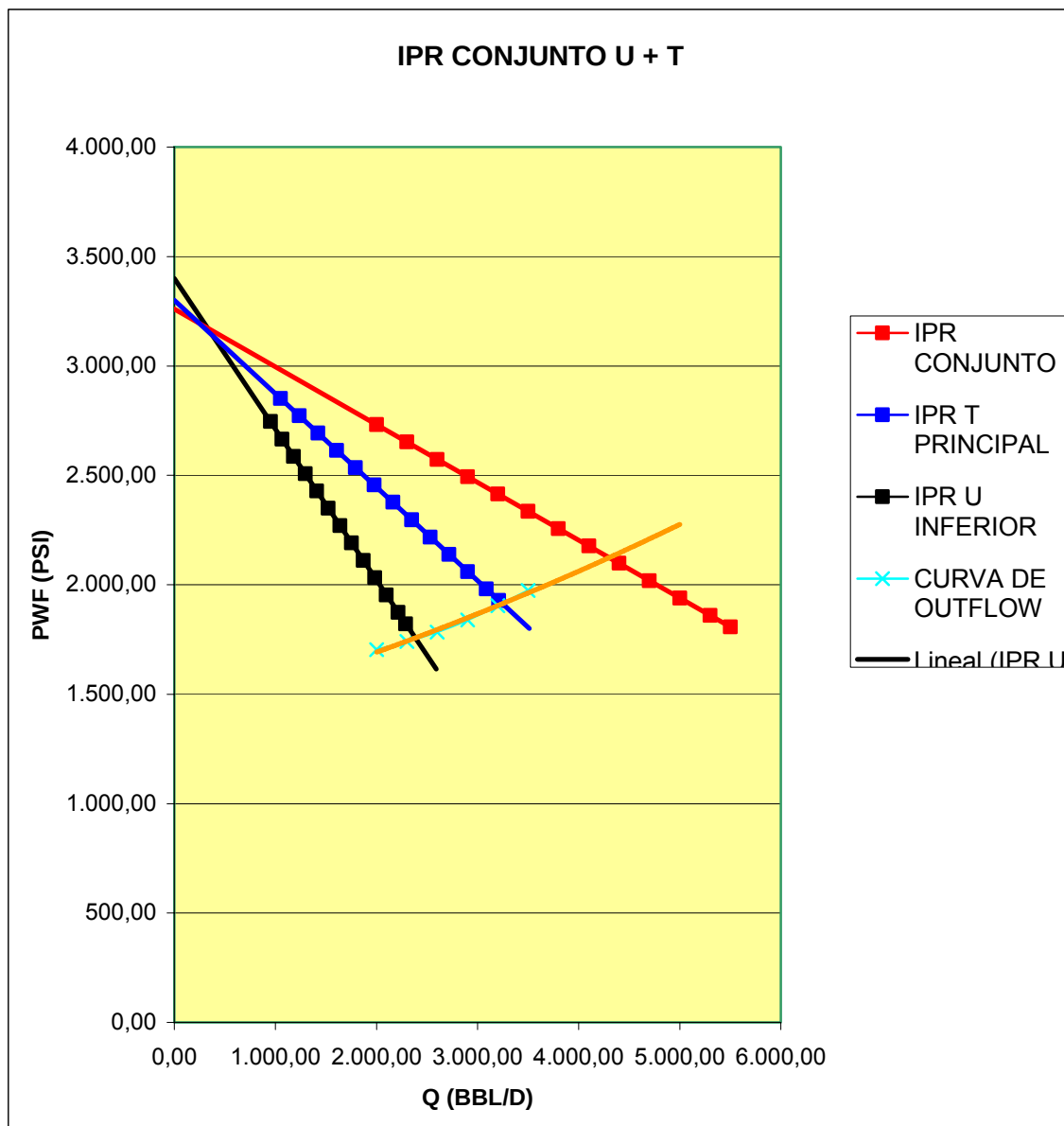


FIGURA 3.6

3.4.1.7 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Punto de Intersección @ Inflow and Outflow (BasCase)
Qtot = 4282.74 bbl/d
Pwf (@ top reservoir) = 2128.78 psig
Qoil = 4258.15 bbl/d
Qh2o = 24.59 bbl/d
Qgas = 942.99 Mscf/d
WLR = .57 %
GOR = 221.46 scf/bbl

YACIMIENTO FORMACIÓN U INFERIOR

Pwf = 2142.48 psig
Qoil = 1823.41 bbl/d
Qh2o = .00 bbl/d
Qgas = 324.57 Mscf/d
WLR = .00 %
GOR = 178.00 scf/bbl

YACIMIENTO FORMACIÓN T PRINCIPAL.

Pwf = 2249.00 psig
Qoil = 2434.74 bbl/d
Qh2o = 24.59 bbl/d
Qgas = 618.42 Mscf/d
WLR = 1.00 %
GOR = 254.00 scf/bbl

3.4.1.8 Cálculos de Diseño Para Primer Caso.

Datos del Nodal:

$P_{wh} = 110$ psig.

$P_{sep} = 54$ psig.

$P_{csg} = 100$ psig.

$Q_{total} = 4282.74$ bbl / d.

$P_{wf} = 2128.78$ psig.

$WOR = 0.57\%$.

$GOR = 221.46$ scf / bbl.

$API = 23.1$ (mezcla).

Cálculo de Diseño de BES

- a) Se Obtiene las densidades de los crudos de cada formación productora a partir de la gravedad específica y la densidad del agua a condiciones normales.

$$SG_o = \frac{141.5}{131.5 + API} \quad \text{Ecuación 3.7}$$

$$\rho_{OIL} = SG_o \rho_w \quad \text{Ecuación 3.8}$$

$$GOR = \sum \frac{q_i GOR_i}{q_T} \quad \text{Ecuación 3.9.}$$

$$f_c = \sum \frac{q_i f_c}{q_T} \quad \text{Ecuación 3.10}$$

FORMACION U INFERIOR.

$$SG_o = \frac{141.5}{131.5 + 18.2} = 0.945.$$

$$\rho_{OIL} = (0.945) \left(62.4 \frac{lb}{ft^3} \right) = 58.968 \frac{lb}{ft^3}.$$

FORMACION T PRINCIPAL.

$$SG_o = \frac{141.5}{131.5 + 27} = 0.893.$$

$$\rho_{OIL} = (0.893) \left(62.4 \frac{lb}{ft^3} \right) = 55.723 \frac{lb}{ft^3}.$$

b) Se calcula la densidad promedio de la mezcla de los dos crudos.

$$\rho_{Mo} = \rho_{oU} f_{oU} + \rho_{oT} f_{oT} \quad \text{Ecuación 3.11}$$

$$Q_o = 1823.41[bbl] \quad f_o = 0.428 \text{ Formación U Inferior.}$$

$$Q_o = 2434.74[bbl] \quad f_o = 0.572 \text{ Formación T Princip.}$$

$$\rho_{moil} = 57.112 \frac{lb.}{ft^3}.$$

$$Grd = \frac{57.112}{144} = 0.397 \frac{lb}{ft}.$$

- c) Se calcula la densidad de la mezcla total de fluidos producidos, es decir, agua y petróleo.

Densidad del agua con una concentración de sal de 16000 ppm.

$$\rho_{agua} = 63.570 \frac{lb.}{ft^3}$$

Densidad de la mezcla.

$$\rho_m = \rho_o f_o + \rho_w f_w \quad \text{Ecuación 3.12}$$

$$\rho_{oil+agua} = (57.112)(0.994) + (63.570)(0.0057) = 57.13 \frac{lb.}{ft^3}$$

$$Grd = \frac{57.13}{144} = 0.397$$

- d) Se calcula el nivel de fluido en el pozo, usando para ello las ecuaciones de la hidrostática e hidrodinámica.

Como conocemos:

$$P_{wf} = P_{csg} + P_h \quad \text{Ecuación 3.13}$$

$$2128.78 = 100 + 0.397h .$$

$$h = 5010.27 \text{ ft}$$

Intake (TVD) – Altura (h)

$$9749.7 \text{ ft} - 5010.27 = 4639.42 \text{ ft} \quad \text{Nivel del fluido.}$$

- e) Necesitamos un rango aproximado de 1100 psi por encima del intake de la bomba, por lo tanto tenemos:

$$1100 \text{ psi} = 0.397(h).$$

$$h = 2770.78 \text{ ft}.$$

Nivel que necesitamos por encima del intake.

Sumamos la profundidad del nivel de fluido con la altura equivalente de 1100 psi de presión.

$$4639.42 + 2770.78 = 7410.20 \text{ ft(TVD) Profundidad}$$

Intake.

La equivalencia de esta profundidad en MD. Para este pozo es:

$$7410.20 \text{ ft. TVD} = 8956.13 \text{ ft. MD.}$$

Esta es la profundidad que debemos asentar el equipo de bombeo electro-sumergible (recomendada).

En la curva de Comportamiento de la Bomba GN 5600
tenemos que para un caudal de 4282.74 bbl /d tenemos:

Un levantamiento por etapa de 33 pies.

Un poder de 1.7 HP

Una Eficiencia de 63 %

Pérdidas por Fricción

De acuerdo con el gráfico para calcular este parámetro,
para una sarta de producción de 4 ½ “pulgadas tenemos
que las pérdidas por fricción será:

$$P_{fricción} = \left(\frac{N}{1000} \right) L \cdot 3.14$$

Donde:

N: Es la distancia en pies por cada mil.

L: Es la longitud de la sarta de producción.

TDH que debe levantar el equipo. (Total Dynamic Head)

$$TDH = NF + P_{friccion} + P_{wh}$$

$$TDH = 4639.42 \text{ FT} + 100/(0.397) + (26/1000)11873 =$$

$$TDH = 5200 \text{ FT.}$$

Parámetros Del Equipo

Número de etapas: 158 .

Potencia. 269 HP.

3.4.1.8.1 Datos del Equipo Electro-sumergible

Disponible.

Meas Depth/Discharge (ft) = 10500.0

Pump Diameter (in) = 5.130

Pump Length (ft) = 35.0

No. of Pumps = 2

Annulus Gas/no Sep (%) = .0

Gas Separator = No

a) Dos Bombas.

Manufacturer = REDA

No. of Etapas = 63

Pump Series = 513

Pump Curves Rated @ RPM = 3500.0

Modelo Bomba = GN5600

3.4.2 Segundo Caso.

WELL EVALUATION MODEL (WEM).

Lse/Fld : X : 05/11/2005

Well : X (IWS Completion) Time : 13:43:32

Datos del Pozo.

Flowing WHD Pres (psig) = 80.0

Flowing WHD Temp = HeatTran

Casing Pres (psig) = 100.0

DESCRIPCIÓN DE CASING/TUBING.

Medida	Vertical	Casing	Casing	Tubing	Tubing	Flujo	Desvi.
Depth (ft)	Depth (ft)	OD (in)	ID (in)	OD (in)	ID (in)	Camino	(grados)
0.00	0.00						
220.00	220.00	9.625	8.681	4.500	3.958	TUBING	.0
3100.00	2936.00	9.625	8.681	4.500	3.958	TUBING	19.4
9802.00	8017.57	9.625	8.681	4.500	3.958	TUBING	40.7
10500.00	8546.80	7.000	6.276	4.500	3.958	TUBING	40.7
10524.00	8565.00	7.000	6.276	3.500	2.992	TUBING	40.7
10640.00	8655.00	7.000	6.276	3.500	2.992	TUBING	39.1
11492.00	9397.00	7.000	6.276	3.500	2.992	TUBING	29.4
11592.00	9490.00	7.000	6.276	3.500	2.992	TUBING	21.6
11846.00	9724.78	7.000	6.276	3.500	2.992	TUBING	22.4
11896.00	9771.00	7.000	6.276			CASING	22.4
11995.00	9858.43	7.000	6.276			CASING	28.0
12110.00	9960.00						28.0

TABLA 3.16

3.4.2.1 Gradiente de Temperatura.

TVD Temperatura Estática.

(ft)	(deg F)
.00	100.0
9481.63	215.0
9749.74	220.0

TABLA 3.6

3.4.2.3 Yacimiento 1: Formación U Inferior.**Estado : Activa.****Prof. Perforaciones: 11583.0 ft****3.4.2.3.1 Propiedades de Fluido.**

Oil Gravity (deg API) = 18.20
 Oil Vol Factor Corr = VAZQ
 Gas Gravity (air=1.0) = .800
 Solution Gas Corr = VAZQ
 Water Gravity (H2O=1.0) = 1.038
 Oil Viscosity Corr = ROBN
 Produced GOR (scf/bbl) = 178.0
 Oil/Water Vis Corr = AVG
 Percent Water (%) = .0
 Gas-Water Solubility = NO
 Mole Percent N2 (%) = 2.32
 Mole Percent CO2 (%) = 3.88
 Mole Percent H2S (%) = 5.60
 Pbp @ Tres (psig) = 1535.45

3.4.2.3.2 Descripción del Yacimiento.

Straight Line PI
 MD: Top of Reservoir (ft) = 11574.0 MD:
 Btm of Reservoir(ft) = 11592.0
 Reservoir Pressure (psig) = 3400.0
 Reservoir Temp (deg F) = 215.0
 Productivity Index (b/d/psi)= 1.45

3.4.2.4 Yacimiento 2: Formación T Principal.
Estado: Activa.
Prof. Perforaciones : 11873.0 ft

3.4.2.4.1 Propiedades de Fluido.

Oil Gravity (deg API) = 27.00
 Oil Vol Factor Corr = VAZQ
 Gas Gravity (air=1.0) = .800
 Solution Gas Corr = VAZQ
 Water Gravity (H₂O=1.0) = 1.038
 Oil Viscosity Corr = ROBN
 Produced GOR (scf/bbl) = 254.0
 Oil/Water Vis Corr = AVG
 Percent Water (%) = 1.0
 Gas-Water Solubility = NO
 Mole Percent N₂ (%) = 1.02
 Mole Percent CO₂ (%) = 10.00
 Mole Percent H₂S (%) = 5.00
 Pbp @ Tres (psig) = 1577.99

3.4.2.4.2 Descripción del Yacimiento.

Straight Line PI
 MD: Top of Reservoir (ft) = 11850.0 MD:
 Btm of Reservoir(ft) = 11896.0
 Reservoir Pressure (psig) = 3300.0
 Reservoir Temp (deg F) = 220.0
 Productivity Index (b/d/psi)= 2.34

3.4.2.4.3 Sistema de Red de Nodos.
Total No. de Nodos = 4
Total No. de Segmentos = 3

Información de los Nodos.

2	Form. U
4	Form. T
3	Cntrl Valv
Top Node 1	Cntrl Valv

TABLA 3.18

Información de Segmentos.
PROFUNDIDAD DE LOS NODOS.

Seg	Desde	Hasta	Desde	Hasta	Wellbore	Flujo	SS/CV
1	2	1	11583.0	11549.0	Parent	ANNU	HCM-U
2	4	3	11873.0	11675.0	Parent	ANNU	HCM-T
3	3	1	11675.0	11549.0	Parent	TUBG	

TABLA 3.19

NODO PRINCIPAL = 1 @ Depth 11549.0

3.4.2 WEL LEVALUATION MODEL (WEM)

IPR/TUBING PERFORMANCE REPORT

WEM Release V11.0.0

Software by P.E. Moseley & Associates
 Lse/Fld : POZO X Date : 6/20/2005
 Well : (IWS Completion) Time : 13:43:32

3.4.2.1 Tabla de Outflow.

WELLBORE SUMMARY

Tasa Flujo (bbl/d)	FBHP (psig)	(FBHP-WHP) (psi)	Vel Whd (ft/sec)	Temp (grad. F)
2.500.000	908.2	828.2	14.7	154.7
3.000.000	993.2	913.2	17.9	160.7
3.500.000	1095.4	1015.4	21.1	165.7
4.000.000	1214.3	1134.3	24.4	169.9
4.500.000	1339.2	1259.2	27.6	173.4
5.000.000	1453.9	1373.9	30.9	176.5
5.500.000	1560.1	1480.1	34.1	179.1
6.000.000	1679.6	1599.6	37.4	181.4
6.500.000	1844.9	1764.9	40.7	183.4
7.000.000	2066.5	1986.5	43.9	185.2
7.500.000	2294.2	2214.2	47.2	186.8

TABLA 3.20

FBHP = Presión Fluyente de Fondo @ Producing Depth of Top Reservoir
 WHP = Presión de Cabeza.

DISTRIBUCIÓN DE TASA DE FLUJO EN LA BOMBA.

Surface	Discharge	Suction		
Stage*	Flow	Rate	Flow	Rate
LL UL	(bbl/d)	Top (bbl/d)	Middle (bbl/d)	Bottom(bbl/d)
0 - 0	2500.00	2870.79	2900.10	4442.74
0 - 0	3000.00	3446.83	3479.78	5026.22
0 - 0	3500.00	4022.60	4057.93	5508.04
0 - 0	4000.00	4598.22	4634.57	5911.30
0 - 0	4500.00	5173.47	5210.09	6292.21
0 - 0	5000.00	5748.56	5785.47	6692.96
0 - 0	5500.00	6323.32	6360.68	7109.10
0 - 0	6000.00	6897.87	6935.01	7485.58
0 - 0	6500.00	7472.24	7507.41	7774.16
0 - 0	7000.00	8046.41	8077.90	8135.90
0 - 0	7500.00	8620.41	8648.00	8693.57

TABLA 3.21

* LL = Lower Limit; Stages from # printed to discharge have rate less than LL.
 UL = Upper Limit; Stages from suction to # printed have rate greater than UL.

IPR CONJUNTO DEL YACIMIENTO.

Flujo Total	FBHP	Qo	Qw	Qg	WLR	GOR
(bbl/d)	(psig)	(bbl/d)	(bbl/d)	(Mscf/d)	(%)	(scf/bbl)
2.500.000	2599.40	2486.41	13.6	544.8	.54	219.1
3.000.000	2467.43	2983.32	16.7	656.5	.56	220.1
3.500.000	2335.44	3480.24	19.8	768.2	.56	220.7
4.000.000	2203.44	3977.15	22.8	879.8	.57	221.2
4.500.000	2071.42	4474.07	25.9	991.5	.58	221.6
5.000.000	1939.39	4970.98	29.0	1103.2	.58	221.9
5.500.000	1807.36	5467.90	32.1	1214.8	.58	222.2
6.000.000	1675.33	5964.81	35.2	1326.5	.59	222.4
6.500.000	1543.78	6461.72	38.3	1438.2	.59	222.6
7.000.000	1412.93	6958.62	41.4	1550.0	.59	222.7
7.500.000	1282.09	7455.52	44.5	1661.8	.59	222.9

TABLA 3.22

AOFP = 12398.9 (bbl/d)

FBHP = Presión Fluyente de Fondo @ al tope del yacimiento.

IPR INDIVIDUAL: YACIMIENTO FORMACIÓN U INFERIOR.

Flujo Tot (bbl/d)	FBHP(i) (psig)	Q(i) (bbl/d)	Qo(i) (bbl/d)	Qw(i) (bbl/d)	Qg(i) (Mscf/d)	WLR(i) (%)	GOR(i) (scf/bbl)
2.500.000	2613.11	1141.0	1141.0	.0	203.10	.0	178.0
3.000.000	2481.13	1332.4	1332.4	.0	237.16	.0	178.0
3.500.000	2349.14	1523.7	1523.7	.0	271.23	.0	178.0
4.000.000	2217.14	1715.2	1715.2	.0	305.30	.0	178.0
4.500.000	2085.11	1906.6	1906.6	.0	339.37	.0	178.0
5.000.000	1953.08	2098.0	2098.0	.0	373.45	.0	178.0
5.500.000	1821.03	2289.5	2289.5	.0	407.53	.0	178.0
6.000.000	1688.98	2481.0	2481.0	.0	441.61	.0	178.0
6.500.000	1557.36	2671.8	2671.8	.0	475.58	.0	178.0
7.000.000	1426.38	2861.7	2861.7	.0	509.39	.0	178.0
7.500.000	1295.40	3051.7	3051.7	.0	543.20	.0	178.0

TABLA 3.23

FBHP(i) = Presión Fluyente de Fondo. @ Producing Depth of Sand U (11583.0 ft)

AOFP (Sand U) = 4925.2 (bbl/d)

Tasa de Flujo (Cuando Pwf @ Top Reservoir = 0.0 psig) = 4919.4 (bbl/d)

Pwf (Cuando Pwf @ Top Reservoir = 0.0 psig) = 4.06 (psig)

CAÍDA DE PRESIÓN EN IPR FORMACIÓN U INFERIOR.

Tasa de Flujo	FBHP	Total Drawdown
(bbl/d)	(psig)	(psi)
2.500.000	2613.1	786.9
3.000.000	2481.1	918.9
3.500.000	2349.1	1050.9
4.000.000	2217.1	1182.9
4.500.000	2085.1	1314.9
5.000.000	1953.1	1446.9
5.500.000	1821.0	1579.0
6.000.000	1689.0	1711.0
6.500.000	1557.4	1842.6
7.000.000	1426.4	1973.6
7.500.000	1295.4	2104.6

TABLA 3.24

IPR INDIVIDUAL: YACIMIENTO FORMACIÓN T PRINCIPAL

Flujo Tot (bbl/d)	FBHP(i) (psig)	Q(i) (bbl/d)	Qo(i) (bbl/d)	Qw(i) (bbl/d)	Qg(i) (Mscf/d)	WLR(i) (%)	GOR(i) (scf/bbl)
2.500.000	2719.22	1359.0	1345.4	13.6	341.74	1.0	254.0
3.000.000	2587.33	1667.6	1651.0	16.7	419.35	1.0	254.0
3.500.000	2455.45	1976.3	1956.5	19.8	496.95	1.0	254.0
4.000.000	2323.57	2284.8	2262.0	22.8	574.55	1.0	254.0
4.500.000	2191.71	2593.4	2567.5	25.9	652.14	1.0	254.0
5.000.000	2059.84	2902.0	2872.9	29.0	729.73	1.0	254.0
5.500.000	1927.99	3210.5	3178.4	32.1	807.31	1.0	254.0
6.000.000	1796.14	3519.0	3483.8	35.2	884.89	1.0	254.0
6.500.000	1664.02	3828.2	3789.9	38.3	962.63	1.0	254.0
7.000.000	1531.51	4138.3	4096.9	41.4	1040.60	1.0	254.0
7.500.000	1399.00	4448.3	4403.8	44.5	1118.58	1.0	254.0

TABLA 3.25

FBHP(i) = Presión Fluyente de Fondo @ Producing Depth of Sand T (11873.0 ft)

AOFP (Sand T) = 7714.4 (bbl/d).

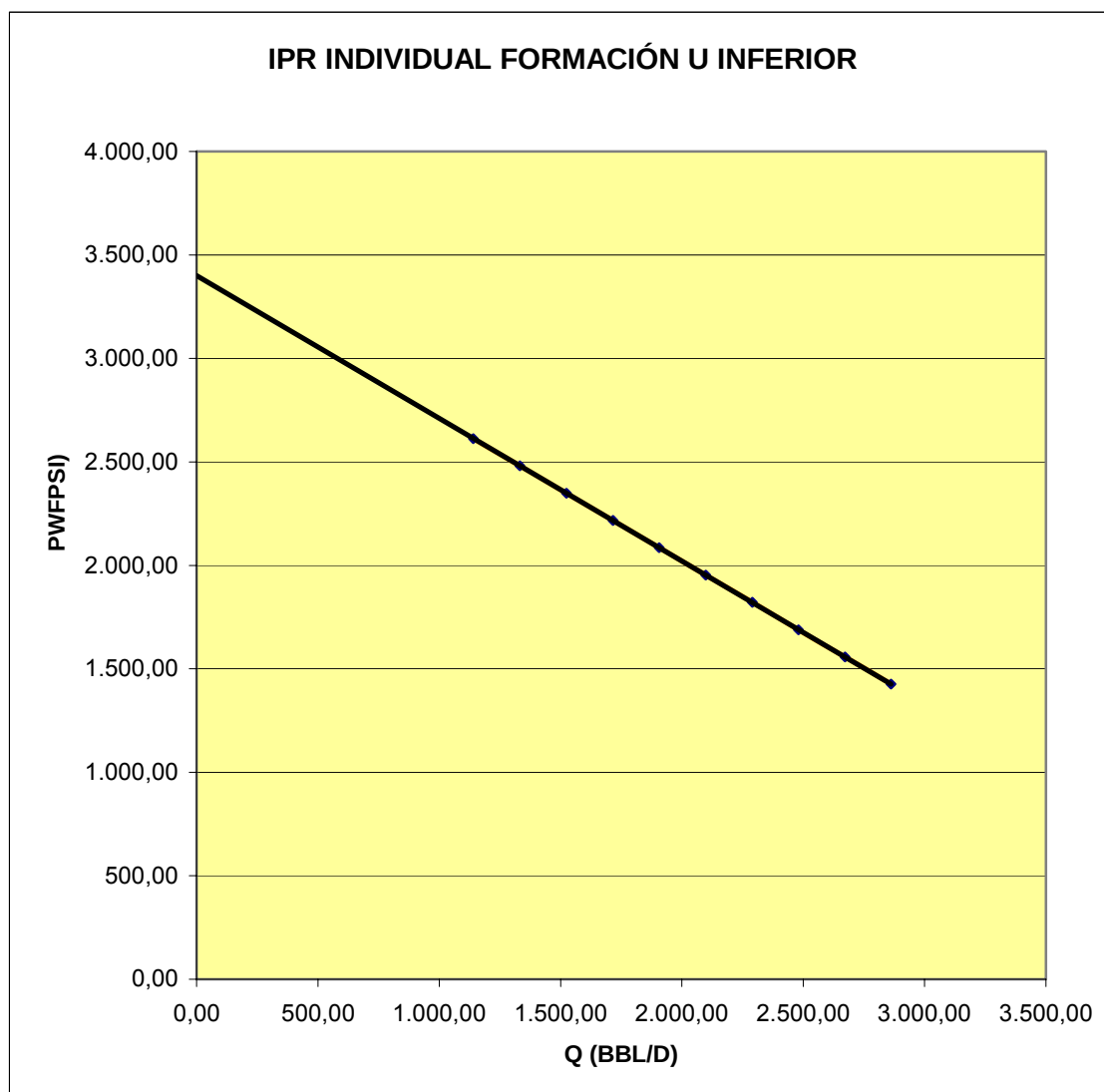
Tasa de Flujo (Cuando Pwf @ Top Reservoir = 0.0 psig) = 7479.6 (bbl/d)

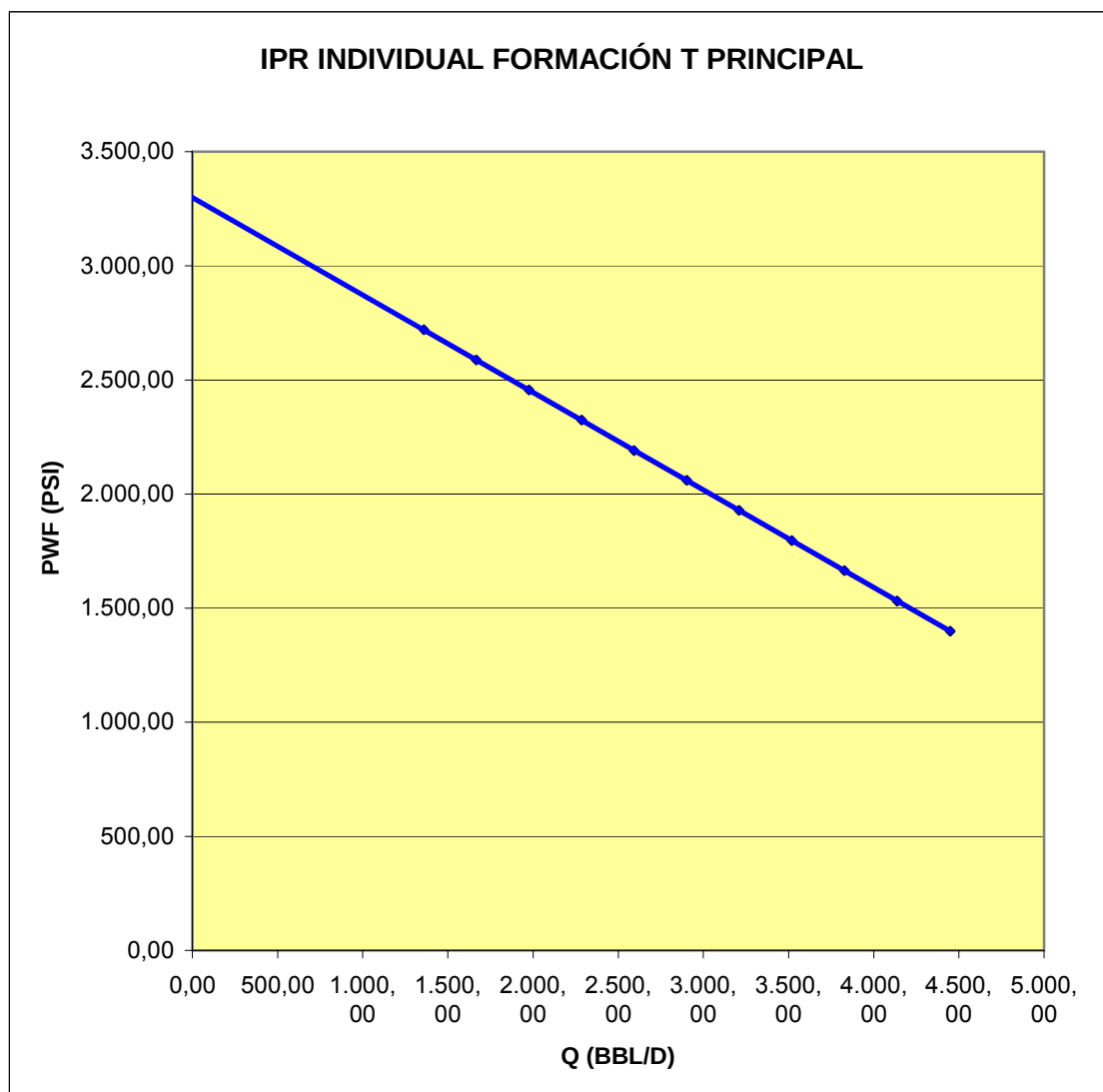
Pwf (Cuando Pwf @ Top Reservoir = 0.0 psig) = 101.08 (psig)

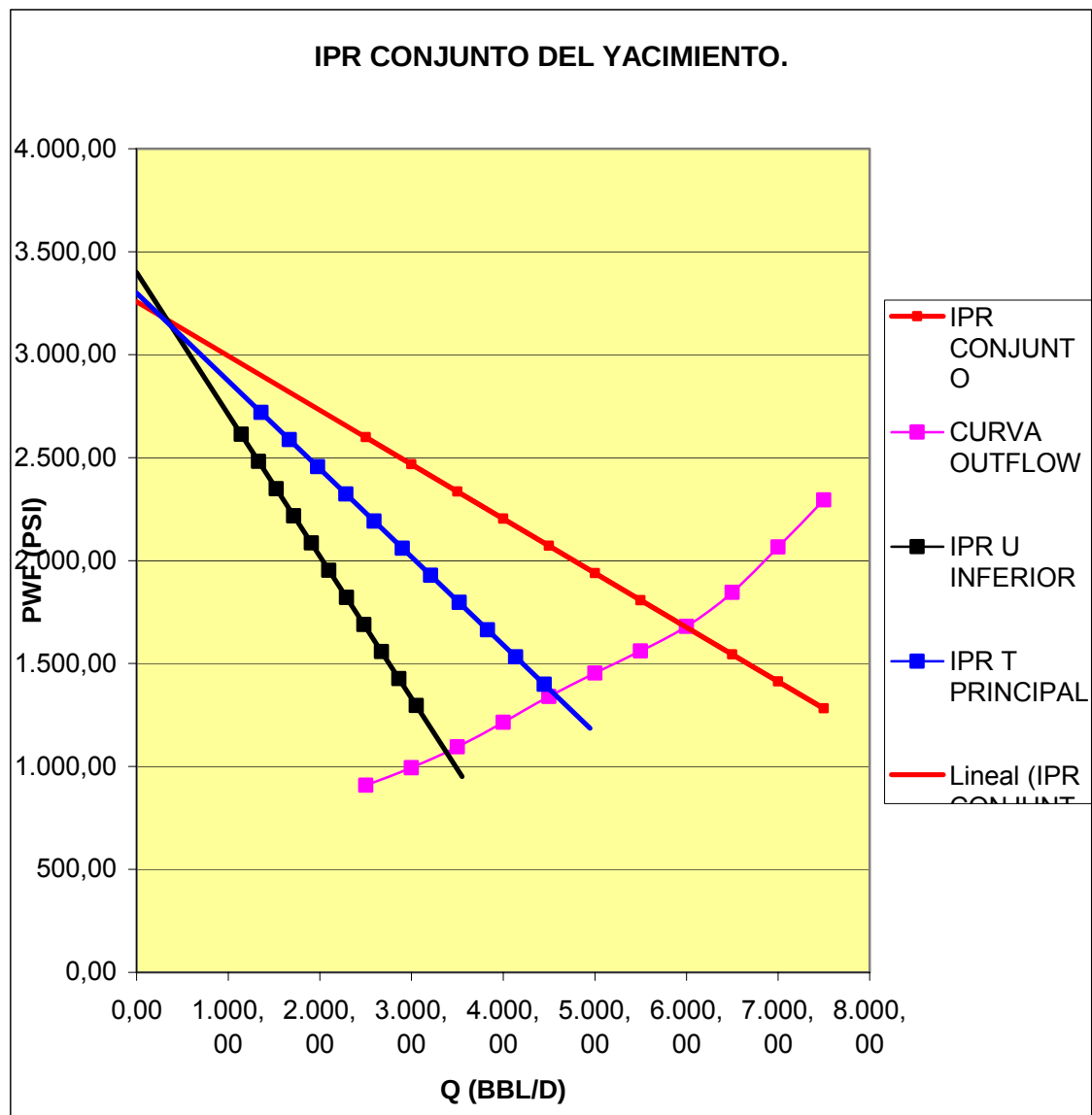
CAÍDA DE PRESIÓN EN IPR FORMACIÓN T PRINCIPAL.

Flujo Total	FBHP	Total Drawdown
(bbl/d)	(psig)	(psi)
2.500.000	2719.2	580.8
3.000.000	2587.3	712.7
3.500.000	2455.4	844.6
4.000.000	2323.6	976.4
4.500.000	2191.7	1108.3
5.000.000	2059.8	1240.2
5.500.000	1928.0	1372.0
6.000.000	1796.1	1503.9
6.500.000	1664.0	1636.0
7.000.000	1531.5	1768.5
7.500.000	1399.0	1901.0

TABLA 3.26

**FIGURA 3.7**

**FIGURA 3.8**

**FIGURA 3.9**

Análisis de Resultados.

Punto de Intersección @ Inflow y Outflow (Caso Base).

Qtot = 5991.53 bbl/d.

Pwf (@ top reservoir) = 1677.57 psig.

Qoil = 5956.40 bbl/d.

Qh2o = 35.14 bbl/d.

Qgas = 1324.62 Mscf/d.

WLR = .59 %.

GOR = 222.39 scf/bbl.

Yacimiento Formación U Inferior.

Pwf = 1691.22 psig.

Qoil = 2477.73 bbl/d.

Qh2o = .00 bbl/d.

Qgas = 441.04 Mscf/d.

WLR = .00 %.

GOR = 178.00 scf/bbl.

Yacimiento Formación T Principal.

Pwf = 1798.37 psig.

Qoil = 3478.66 bbl/d.

Qh2o = 35.14 bbl/d.

Qgas = 883.58 Mscf/d.

WLR = 1.00 %.

GOR = 254.00 scf/bbl.

3.4.1.9 Cálculos de Diseño Para Segunda Caso.

Datos del Nodal:

$P_{wh} = 80 \text{ psig.}$

$P_{sep} = 54 \text{ psig.}$

$P_{csg} = 100 \text{ psig.}$

$Q_{total} = 4282.74 \text{ bbl / d.}$

$P_{wf} = 2128.78 \text{ psig.}$

$WOR = 0.57\%.$

$GOR = 221.46 \text{ scf / bbl.}$

$API = 23.1 \text{ (mezcla).}$

a) Se Obtiene las densidades de los crudos de cada formación productora a partir de la gravedad específica y la densidad del agua a condiciones normales.

- Ecuaciones Utilizadas:
- Gravedad Específica:

1.- FORMACIÓN U INFERIOR.

$$SG_o = \frac{141.5}{131.5 + 18.2} = 0.945$$

$$\rho_{OIL} = (0.945) \left(62.4 \frac{lb}{ft^3} \right) = 58.968 \frac{lb}{ft^3}$$

2.- FORMACIÓN T PRINCIPAL.

$$SG_o = \frac{141.5}{131.5 + 27} = 0.893$$

$$\rho_{OIL} = (0.893) \left(62.4 \frac{lb}{ft^3} \right) = 55.723 \frac{lb}{ft^3}$$

- b) Se calcula la densidad promedio de la mezcla de los dos crudos.

$$\rho_{Mo} = \rho_{oU} f_{oU} + \rho_{oT} f_{oT} \quad \text{Ecuación 3.11}$$

Aportes Individuales:

$$Q_o = 2477.73[bbl] \quad f_o = 0.414 \quad \text{Formación U Inferior.}$$

$$Q_o = 3478.66[bbl] \quad f_o = 0.581 \quad \text{Formación T Principal.}$$

$$\rho_{moil} = 56.788 \frac{lb.}{ft^3}$$

- c) Se calcula la densidad de la mezcla total de fluidos producidos, es decir, agua y petróleo.

Densidad del agua con una concentración de sal de 16000 ppm.

$$\rho_{agua} = 63.570 \frac{lb.}{ft^3}$$

Densidad de la mezcla.

$$\rho_m = \rho_o f_o + \rho_w f_w \quad \text{Ecuación 3.12}$$

$$\rho_{oil+agua} = (56.788)(0.994) + (63.570)(0.0058) = 56.82 \frac{lb.}{ft^3}$$

$$Grd = \frac{56.82}{144} = 0.395$$

Con la ecuación fundamental de la hidrostática
sabemos que:

P_h = presión de la columna en el anular.

$$P_{wf} = P_{csg} + P_h$$

$$1677.57 = 100 + \left(\frac{56.82}{144} \right) h$$

$$h = 3998.41 \text{ ft.}$$

Intake TVD – Altura (h)

$$9749.7 - 3998.41 = 5751.28.97 \text{ ft. Nivel de fluido.}$$

Se debe tener una presión arriba del intake superior
al punto de burbuja, por lo que utilizamos 1100 psi.

$$1100 = 0.395h$$

$$h = 2784.81 \text{ ft.}$$

NF + 1100 psi (arriba del intake)

$$5751.28 \text{ ft.} + 2784.81 \text{ ft.} = \mathbf{8536.08 \text{ ft. TVD}}$$

La Profundidad equivalente en MD para este pozo:

$$8536.08 \text{ TVD} = 10490.29 \text{ ft. MD.}$$

Esta es la profundidad de asentamiento recomendada.

De acuerdo a la curva de comportamiento de la bomba GN 5600 para una producción de 6026 bbl /d tenemos:

Un levantamiento de 28 pies por etapa.

Una potencia de 1.8 HP por etapa

Una eficiencia del 69 %.

TDH Que debe levantar el equipo.(TOTAL DYNAMIC HEAD)

$$TDH = NF + P_{\text{fricción}} + P_{\text{wh}}$$

Pérdidas por fricción:

Acorde con la gráfica, tenemos el siguiente resultado para un caudal diario de: 6026.53 bbl. y un diámetro de tubing de 4 ½" pulgadas.

$$TDH = 5751.28 + 80/(0.395) + (13/1000)11873=$$

TDH = 6109 FT.

Parámetros del Equipo

Número de Etapas = 218

Potencia = 393 HP.

4.4.2.2 Datos del Equipo Electro-sumergible

Disponible.

Meas Depth/Discharge (ft) = 10500.0

Pump Diameter (in) = 5.130

Pump Length (ft) = 35.0

No. of Pumps = 2

Annulus Gas/no Sep (%) = .0

Gas Separator = No

a) Dos Bombas

Manufacturer = REDA

No. of Etapas = 63

Pump Series = 513 Pump

Curves Rated @ RPM = 3500.

Modelo Bomba = GN5600

DIAGRAMA DE POSICIONAMIENTO DE VÁLVULAS DE CONTROL .

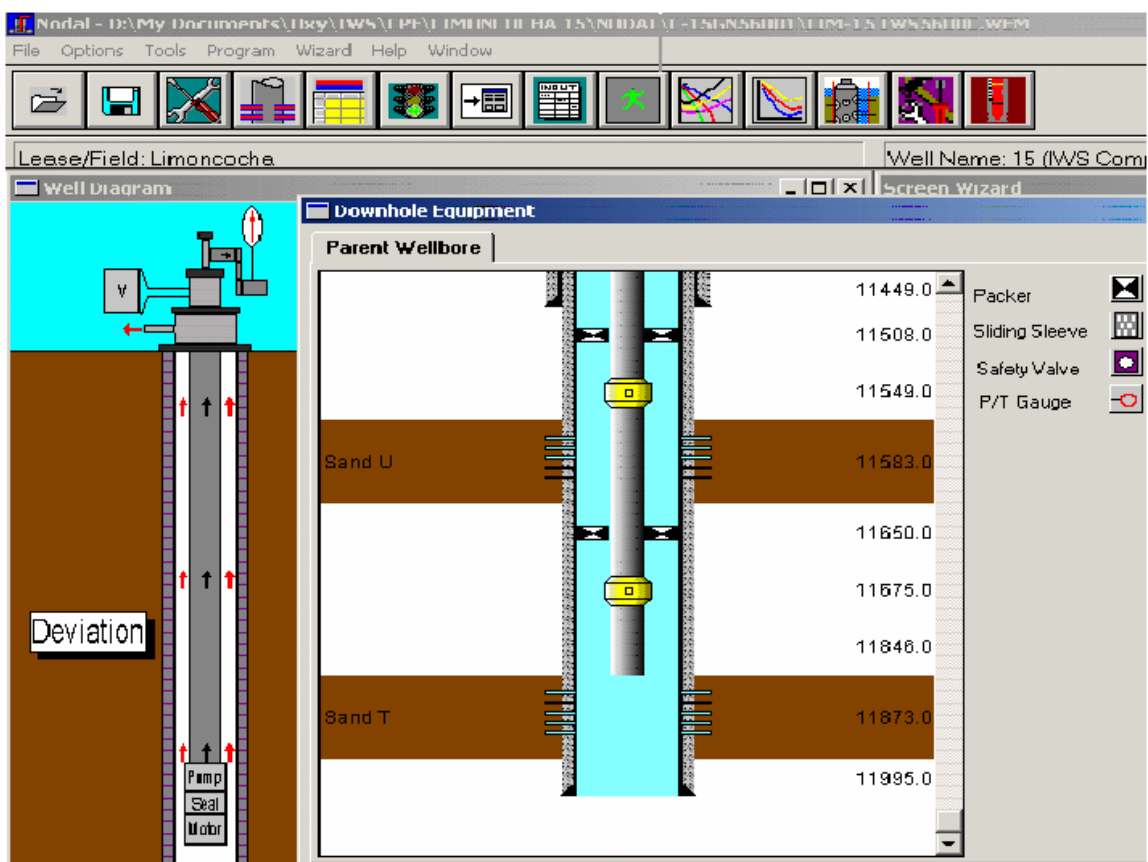


FIGURA 3.10

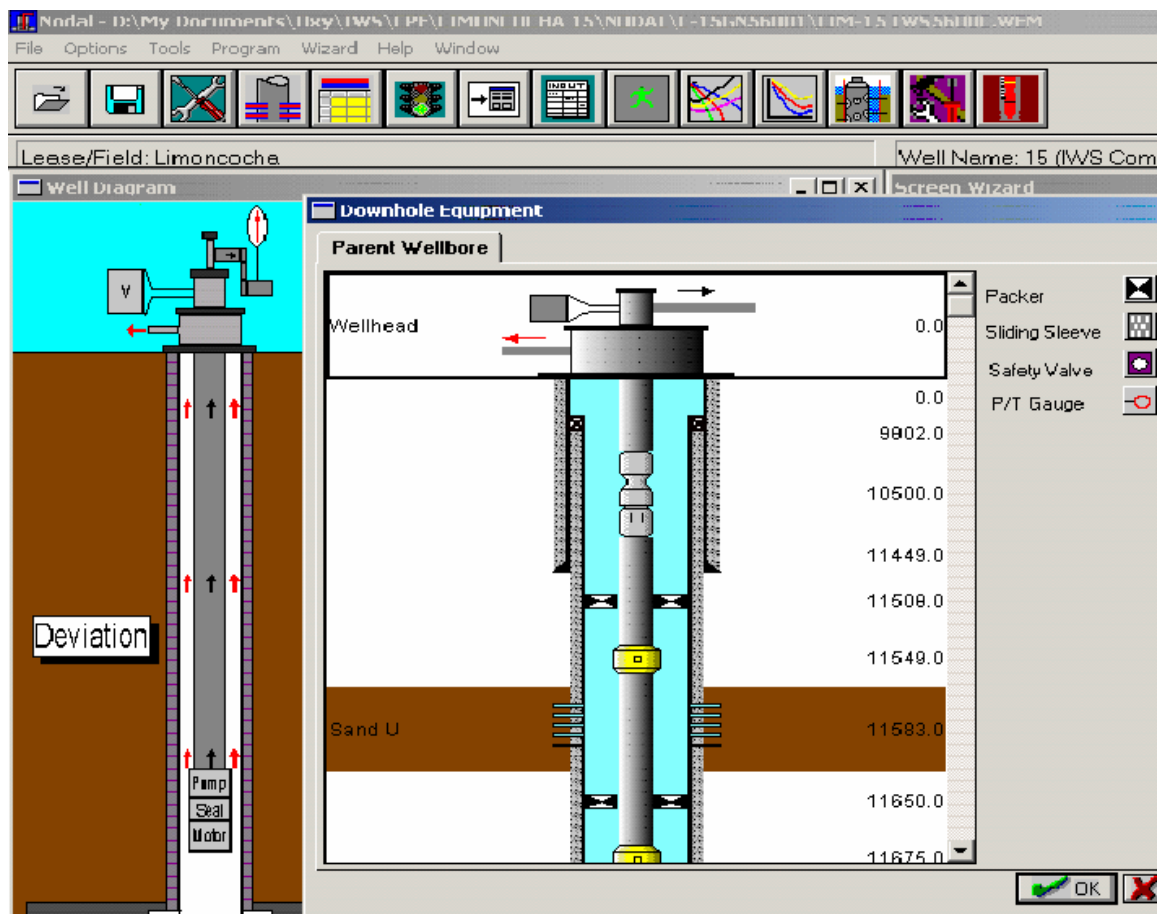


FIGURA 3.11

3.4 Análisis de Resultados del Análisis Nodal del Pozo Candidato.

Los puntos de solución son los parámetros óptimos con los que llegamos al punto de encuentro con presiones iguales para producir de forma neta desde las dos areniscas. Cabe resaltar que si en la vida del pozo tenemos cambios en las condiciones de los yacimientos podemos chocar las formaciones productoras tomando en cuenta que las presiones de encuentro deben estar en un mismo rango. Ahora tenemos que manejar los outflows individuales de tal manera que la intersección con las curvas de IPR sean en los puntos óptimos para llegar al encuentro de los fluidos con una misma presión.

Podemos observar también claramente como en la segundo caso la caída de presión en los IPR son mucho mayores debido a las altas tasas de flujo que se manejan, pero que si bien mantienen la presión de fondo fluyente un poco más baja que en el primer caso, estas están por encima del punto de burbuja.

En este sentido la completación inteligente ofrece muchas ventajas en la operación por el accionamiento de las válvulas desde superficie y monitoreo de las condiciones del pozo en tiempo real.

Gráficamente tenemos el pozo fluyendo de la siguiente manera:

DIAGRAMA DEL POZO FLUYENDO A CONDICIONES FINALES

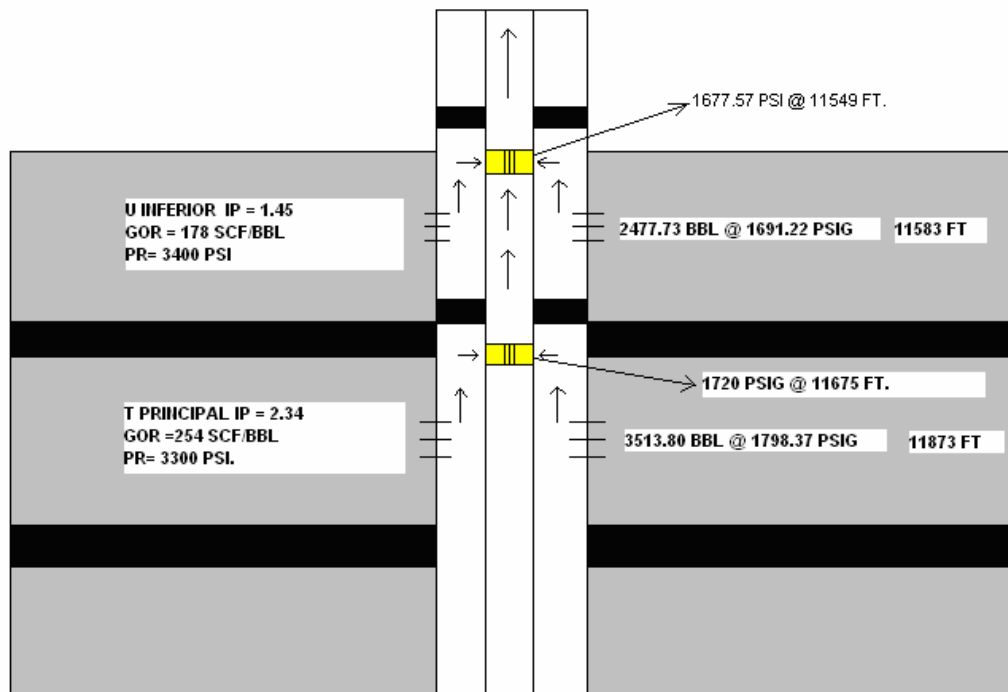


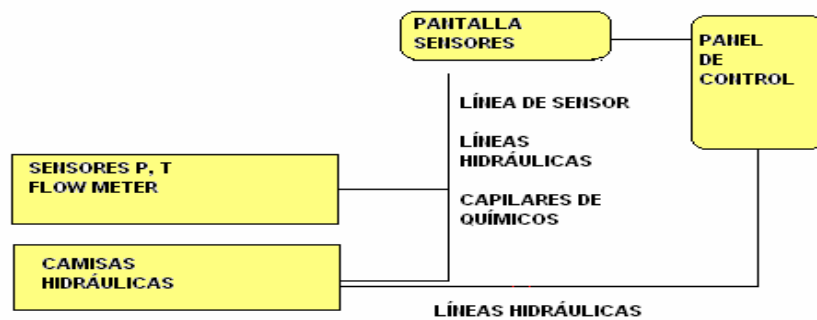
FIGURA 3.12

Finalmente en nuestras curvas de Inflow y outflow (propuesta 1), observamos que la intersección se da para un Pwf conjunto de 1660 psig aprox. y una producción de 5991 bbl. de crudo como fue mostrado anteriormente en los puntos de solución de las curvas.

CAPÍTULO 4

4. OPERACIÓN DEL SISTEMA INTELIGENTE

4.1 Esquema General de Funcionamiento.



Como podemos observar los sensores ubicados en frente de cada arena productora envían la información sobre presión, temperatura, corte de agua y flujo a través de líneas de cable eléctrico o fibra óptica hasta superficie, en donde se recibe y codifica la información en una pantalla para que pueda ser monitoreada por el operador.

De acuerdo con el proceso de análisis de esta información enviada en tiempo real, el operador puede tomar la decisión de cambiar la posición de choque de las camisas a través del panel de control, que no solo indica la posición de ellas sino que es capaz de cambiar su ubicación suministrando poder hidráulico a las líneas. (Trabajando como bomba hidráulica), las cuales son capilares capaces de soportar miles de libras de presión y que se conectan con las válvulas de pistón ubicadas dentro de las camisas hidráulicas, haciéndolas cambiar de posición. Estas líneas hidráulicas se agrupan en un cable independiente, y el del sensor y químicos en otro. Una vez que se cambia la posición de choque de las camisas, se puede verificar en la pantalla ubicada en el panel de control o cerebro del sistema.

La línea de químicos acompaña al cable del sensor hasta el cabezal del pozo, de donde se dirige hacia las bombas de químicos.

Este tipo de completación tiene una arquitectura distinta dependiendo si esta es de tipo hidráulico, eléctrico u otra. Y sujeta a las características de subsuelo en

el pozo en cuestión, así como el tipo de levantamiento artificial que se vaya a instalar. El aspecto económico es muy importante en la arquitectura de la completación y la conformación de sus elementos. Un cambio en la estructura representará un cambio significativo del costo inicial con esta tecnología.

4.2 Tipos de Completación Inteligente

Existen varios tipos de completación inteligente, que se clasifican de acuerdo al tipo de accionamiento que tengan, estas son: Hidráulicas, Eléctricas, Combinaciones de las anteriores. En este trabajo nos referiremos a la tipo hidráulica que es la única aplicada en pozos del oriente ecuatoriano.

4.2.1 Tipo Hidráulica.-

Específicamente la completación tipo hidráulica sistema remotamente operado, utiliza fluido hidráulico a presión para que operen los componentes de la completación inteligente ubicados en frente de la arena productora. Esta fuerza hidráulica es transmitida por un conducto de $\frac{1}{4}$ de diámetro que conecta las facilidades de superficie con los componentes en el subsuelo. El conducto se ubica a lo largo de la parte exterior de la sarta de producción. La funcionalidad de este sistema permite cambios a la completación, en lo que respecta a

las características del “inflow” y “outflow” de un yacimiento, sin necesidad de operar en el pozo.

La fuerza hidráulica es suministrada por un panel de control o cerebro del sistema inteligente que trabaja bajo el mismo principio de una bomba hidráulica y se transmite a través de líneas especiales (hidráulicas) que se conectan con los dispositivos hidráulicos bajados en el pozo, con lo cual se puede chocar, abrir o cerrar completamente la entrada de flujo desde la o las formaciones a la sarta de producción, en una forma remota de acuerdo a los datos que nos envían los sensores que están instalados a lo largo de la completación. Generalmente se bajan sensores para monitoreo de presión, temperatura, caudal y corte de agua para cada zona productora. Este sistema trabaja con el principio de carga y descarga de presión, con lo cual tenemos un sistema cerrado en el que se aplica presión a dos de las líneas para cambiar de posición de estrangulamiento, la misma que se descarga por una tercera línea que llega a superficie.

4.3 Elementos de la Completación Inteligente Tipo Hidráulica.

Existen variaciones en los elementos que conformarán una completación inteligente debido a que cada pozo tiene sus propias condiciones, las cuales implican variación en los diseños de este tipo de completación.

De entre todos los elementos posibles de una completación inteligente, los siguientes, podríamos decir son básicos en la estructura, los mismos que se han clasificado en: elementos de superficie y elementos de subsuelo.

4.3.1 Elementos de Superficie

4.3.1.1 Panel de Control

Definición.-

Es considerado el cerebro y el elemento más importante en el sistema de pozo inteligente. El panel de control es el dispositivo en superficie donde se monitorea la posición de choque de las camisas hidráulicas a través de una pantalla o display. Este panel no es solo para verificar posición sino que es capaz de cambiar la posición de las camisas trabajando como una bomba hidráulica que suministra la respectiva fuerza a las tres líneas (capilares) conectadas al panel, alterando la

posición del pistón en las válvulas de las camisas del subsuelo, que originalmente estaban en balance. El panel da la fuerza hidráulica, de manera automática o manual, de acuerdo a como este configurado.

4.3.3.2 Pantalla de Monitoreo de Sensores.

Definición.-

Los sensores localizados en el subsuelo envían la información a través de cable eléctrico o fibra óptica hasta las pantallas de monitoreo ubicadas en superficie, donde se codifican estas señales eléctricas en datos que podemos monitorear desde la pantalla. La información obtenida es: tasa de producción, BSW, temperatura y presión de fondo. Cabe resaltar que este dispositivo solo es de lectura, no pudiendo cambiar estos parámetros. El uso de cable eléctrico o fibra óptica está sujeto a las temperaturas del fondo del pozo.

Esta información es de vital importancia para tomar la decisión de cambiar el choque de las camisas a través del panel de control.



Figura 4.2 Panel de Control Del Sistema Inteligente.



Figura 4.3 Pantalla de Monitoreo de Datos del Sensor.

4.3.2 Elementos de Subsuelo.

4.3.2.1 Líneas Hidráulicas

Definición.-

El sistema de pozo inteligente utiliza líneas hidráulicas desde subsuelo hasta superficie, por medio de las cuales se transmite poder hidráulico hacia los pistones de la camisa. Las líneas de capilares hidráulicos van desde las camisas hasta el panel de control de superficie. Generalmente cada capilar tiene un color específico para evitar confusiones en las conexiones en superficie.

Características.-

MATERIAL	ALEACIÓN CARBONO	NIQUEL	Y
PRESIÓN MÁXIMA	10000 PSI.		
PRESIÓN DE PRUEBA	6500 PSI.		
PRESIÓN DE TRABAJO	4500 - 5000 PSI.		
DIÁMETRO	0.250 PULG.		

Configuración: Las líneas hidráulicas (tres) están agrupadas formando un cable independiente de los demás y conectadas al colgador de la sarta de producción. La máxima

presión de trabajo recomendada es de hasta 7000 psi, aunque sólo se necesita de 4000 a 5000 psi para cambiar de posición y tener un nuevo choque.

Colores:

Rojo: Es la línea de cerrado común que se comparte para todas la camisas hidráulicas bajadas en la completación.

Verde y Azul: Son líneas independientes, es decir, van conectadas a cada camisa instalada en la respectiva completación.

4.3.2.2 Cable de Sensores

Se utiliza un solo cable para la transmisión de datos desde los sensores hasta superficie. Recolecta la información de presión, temperatura, caudal y corte de agua en tiempo real con una diferencia de 2 segundos entre cada parámetro. Dependiendo de la temperatura que se maneje en el yacimiento se utiliza cable eléctrico o fibra óptica. Para nuestro

caso la temperatura no supera los 200 grados F, por lo que utilizamos el primeramente mencionado.

Características.-

MATERIAL	ALEACIÓN NIQUEL Y CARBONO
CONDUCTOR	COBRE
DIÁMETRO	0.250 PULG.

Configuración.- Desde subsuelo hasta superficie el cable va junto a los capilares de inyección de químicos e independiente de las líneas hidráulicas. Está conectado al colgador de tubería .

4.3.2.3 Capilares Para Inyección de Químicos

Definición.-

Son conductos de pequeño diámetro que sirven para la inyección de químicos desde las bombas hacia el pozo y así

evitar los problemas de escala, emulsión, espuma, bacterias, corrosión. Problemas que se pueden presentar durante la vida productiva de un pozo.

Características.-

MATERIAL	ALEACIÓN NIQUEL – CARBONO
MAX. PRES	10000 PSI
DIÁMETRO	0.350 PULG.

Configuración: Se agrupan junto al cable de transmisión de datos de sensores en un cable independiente de las líneas hidráulicas. Estos dos capilares se suman al que provee el cable de poder de la bomba.

4.3.2.5 Empacadura Especial.

Definición.-

Esta empacadura permite el paso de las líneas tanto hidráulicas como la de sensor y capilares sin dejar de ser eficiente en su función de aislamiento de zonas. Se lo utiliza en ciertos diseños de completación inteligente, en donde se necesita pasar a través de la empacadura las líneas hidráulicas

y capilares para químicos, por medio de la implementación de conectores especiales arriba y debajo de las gomas de la empacadura. Se debe probar las líneas y capilares de químicos en superficie.

Características:

PRESIÓN DE ASENTAMIENTO	1500 – 2000 PSI
TIPO DE ASENTAMIENTO	HIDRÁULICO.
PRESIÓN DE DESASENTAMIENTO	60000 PSI.

Configuración.-

Esta empacadura se asienta hidráulicamente como las tradicionales, necesita entre 1500 y 2000 psi de presión para el asentamiento y de hasta 60000 libras para su desasentamiento.

Existen alternativas de diseños especiales para campos ecuatorianos en donde no necesitamos este tipo de empacadura.

4.3.2.6 Camisa Tipo Hidráulica.

Definición.-

Es una camisa que se abre o cierra hidráulicamente desde superficie de forma remota por un panel de control hidráulico operadas muy similarmente a como actúan las válvulas de seguridad, es decir con un pistón en balance hidráulico que proporciona hasta 15000 libras de presión axial para mover el sleeding insert en el caso de que exista problemas de escala o corrosión.

Este tipo de camisa no necesita shifting tool para abrirse o cerrarse por lo que no es necesaria una intervención.

Características.-

Contiene un juego de válvulas para poder chocar en diferentes posiciones a la formación según sea el requerimiento, puede tener hasta 14 posiciones diferentes.

Estas se activan a través de las líneas hidráulicas que se manejan desde superficie trabajando bajo el principio de carga y descarga de presión. Cabe resaltar que este tipo de camisa se abre hacia arriba y se cierra hacia abajo.



Figura 4.4 Camisa Hidráulica.



Figura 4.5 Empacadura Especial.

4.3.2.7 Medidor de Flujo.-

Definición.-

Es un dispositivo que se basa en el principio de Venturi para medir la tasa de flujo, para el efecto tiene una reducción del diámetro en su estructura. Adicionalmente tiene la capacidad de medir la fracción de agua del fluido que pasa por el.

Configuración.-

Se podrá instalar uno o varios dependiendo del diseño, pero si se quiere medir el flujo de dos zonas productoras sólo necesitaríamos un medidor, porque en superficie, por diferencia entre flujo total y la de una arena podemos obtener el flujo de la segunda arena, ahorrando de esta manera costos. Dependiendo de la calidad y cantidad de datos que necesitamos del pozo con el sistema inteligente tenemos una gran variedad de materiales y diseños.

4.3.2.8 Sensores P,T, Fw y Q.

Definición.-

Este dispositivo registrará información sobre presión, y temperatura de cada una de las zonas que están produciendo en tiempo real. Existen de varias clases, de acuerdo a los requerimientos del operador y del yacimiento. Entre los más conocidos tenemos los siguientes:

- Well Guard Permanent Downhole Gauge
- Guardian Permanent Downhole Gauge
- SureFlo Venturi – Type Flow meter
- Aquephase Water Fraction Meter
- ESP monitoring.
- Harvest Well System Instrumentation..

Configuración.-

Estos sensores son ubicados a una misma profundidad. La información registrada será enviada a través de cable eléctrico o fibra óptica hasta el panel de control en superficie con un diferencia de dos segundos entre cada dato enviado

4.3.2 Conexiones de Líneas.

4.3.2.1 Conexiones en Subsuelo.

Las líneas hidráulicas, capilares de químicos, y cable de sensores tienen una conexión en subsuelo en el switch de la camisa hidráulica y sensores tanto de flujo como de P, T, y fw. Para estas conexiones necesitamos emplear accesorios que nos permitan hacer sello metal – metal, para que no sean un punto de falla al momento de operar con presión el equipo. Para el efecto la conexión en subsuelo tiene dos posibilidades, la primera es utilizar un in force manifold y la segunda un single switch line, dependiendo del número de válvulas que se quiera actuar en subsuelo.

4.3.2.1.1 Puerto Múltiple.

Es un elemento de completación hidráulica multifásico que utiliza tres líneas de entrada y siete líneas de salida para controlar hasta seis camisas o choques con sólo tres líneas de control desde superficie. Aplicando presión hidráulica a dos de las

líneas de entrada se alterna la posición interna de un pistón balanceado que descarga esa presión a una tercera línea.

4.3.2.1.2 Puerto Simple.

Este dispositivo permite que la válvula de pistón en balance sea operada con una sola línea de control o hasta dos líneas usualmente requeridas. Este elemento es montado justo arriba de la camisa hidráulica para permitir el control mediante esta línea sin sacrificar la funcionalidad del actuador hidráulico del pistón en balance. El dispositivo recibe presión desde la línea hidráulica entrante y altera el abierto y cerrado de la camisa.

4.3.2.2 Conexiones en Superficie.

Líneas hidráulicas, capilares de químicos y cable de sensores se deben conectar en superficie al colgador de la sarta de producción a través de una serie de conectores especiales

para cada uno de estos. De la capacidad del colgador del tubing depende las líneas que podamos pasar a través de el.

Estos conectores especiales son los siguientes:

4.3.2.2.1 Flat Packs para Líneas Hidráulicas.

Esta herramienta nos permite conectar las tres líneas hidráulicas en el colgador de sarta de producción, y a su vez habilitar la conexión en superficie con el cable que ira hasta el panel de control. Para esta conexión utilizamos fittings tipo but fitting.

Características: 0.410" x 0.990" (dimensiones)

4.3.2.2.2 Multipack Para Capilares de Inyección de Químicos.

Esta herramienta nos permite conectar las líneas para inyección de químicos al colgador de la sarta de producción, pasar a través de el, y habilitar la conexión en superficie para llegar hasta las bombas de químicos.

Características: 0.540" x 0.840" (dimensiones)



Figura 4.6 Conexión de Líneas en Cabezal del Pozo.

Como podemos observar, tenemos diferentes conexiones en superficie, las tres líneas hidráulicas, los capilares para inyección de químicos, el cable de poder y el cable de sensores. Todos ellos utilizan conectores o Flat Packs para pasar a través del colgador y sombrero de la sarta de producción.



Figura 4.7 Conexiones de Líneas a Panel de Control.



Figura 4.8 Multipack (Capilares para Inyección de Químicos).

4.3.3 Equipo de Prueba de Líneas

Las líneas hidráulicas y capilares para inyección de químicos tienen una resistencia máxima de presión de 10000 psi, pero al ser instaladas en el pozo estas deben ser probadas para estar seguros de que no existe fuga o liqueo tanto en las conexiones como en las líneas mismas, al mismo tiempo se prueba que las camisas hidráulicas respondan correctamente a los diferentes cambios de posición. Para el efecto utilizamos un pequeño equipo que consta básicamente de un compresor capaz de generar hasta 10000 psi de presión junto con conexiones y válvulas para la prueba de líneas. Conectaremos las tres líneas hidráulicas al equipo y procederemos a la prueba final antes de bajar completamente el equipo. Los parámetros y modo de operación se muestran a continuación:

4.3.3.1 Operación del Equipo.

Este panel de control tiene un arreglo de válvulas para suministrar presión independientemente a las camisas y a la línea de cerrado común. Estas camisas se pueden configurar para manejar varias posiciones de choque frente a la arena, en

muchos de los casos hasta 14 posiciones diferentes de las cuales una es de cerrado total.

Presión de Prueba: 6500 psi.

Configuración:

Posición 1: Cerrado Total

Posiciones Pares: Abierto Total.

Posiciones Impares: Choque.

Cambio de Posición:

Para cambiar de posición se necesita suministrar más o menos 4500 psi desde el panel de control o el equipo de prueba.

Cambio a posición impar: Se lo realiza suministrando presión a la línea de cerrado común.

Cambio a posición par: Se lo realiza suministrando presión a las líneas de las camisas.

Este proceso lo realiza el panel automáticamente, pero al momento de hacer pruebas en las líneas se tiene que tener muy en cuenta, para evitar confusiones en las posiciones de la camisa.

Nota: Para evitar que una camisa cambie de posición cuando se está llevando de posición otra, se tiene que mantener

presurizada la camisa que no se va a cambiar para así evitar que el pistón de la válvula se mueva.

Niveles de Retorno: Como este es un circuito cerrado y trabaja con el principio de carga y descarga, cada vez que presurizamos para cambiar a una posición cualquiera recibiremos un nivel de fluido de retorno el cual está previamente concebido para cada posición, con lo que tenemos una referencia acerca de en que posición nos encontramos, esto lo podemos verificar en una pipeta graduada en donde llega el fluido hidráulico de retorno. Normalmente esta medición de retorno de fluido se lo hace con el equipo de pruebas antes de que se baje la completación al pozo.



4.9 Equipo de Prueba de Líneas Y Camisas Hidráulica



Figura 4.10 Equipo de Prueba y Camisas Hidráulicas

4.3.4 Equipo Complementario.

4.3.4.1 Zunchos.

Dentro de los equipos complementarios que se necesitan para la buena aplicación de la completación inteligente, están los zunchos que sirven principalmente para mantener las líneas y capilares pegados a la sarta de producción tanto de la completación como también el cable de poder del equipo electro sumergible. Estos zunchos estarán ubicados uno en cada junta salvo en la parte de conexiones y empates, en donde habrá otro tipo de configuración para los mismos. Existen otras herramientas para mantener pegada a la sarta las líneas hidráulicas, pero basados en la experiencia se puede decir que este es el método más seguro para realizar el trabajo.



Figura 4.11 Zunchos para sujetar Cable de poder y Líneas.

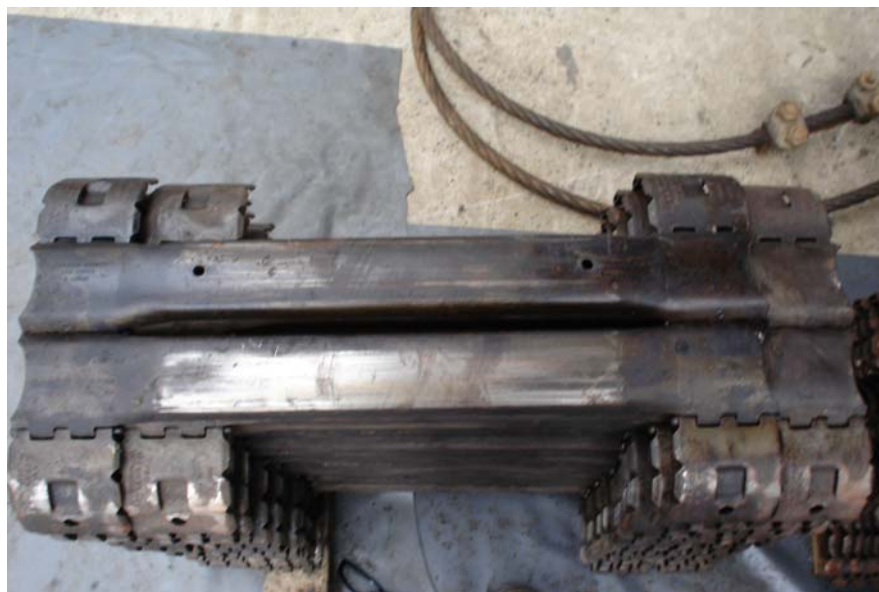


Figura 4.12 Zunchos.

4.3.4.2 Carretos para Líneas y Cable de Poder.

Es muy importante la utilización de estos carretos debido a la facilidad que prestan para ir bajando los cables a subsuelo cuando se está instalando la completación. Los cables que se encuentran enrollados se dirigen hacia una polea en el taladro de reacondicionamiento para luego manualmente ir pegando estos a la sarta de producción con los zunchos.



FIGURA 2.11 Carretos para Cable



FIGURA 4.12 Líneas Hidráulicas y Cable de Poder

4.3.3 Alternativas de la Completación Inteligente.

La completación inteligente es muy flexible en adaptarse a diferentes tipos de levantamiento artificial, por lo que hay que diferenciar entre el tipo de actuamiento de la completación y las alternativas que esta puede ofrecer.

Entre las alternativas que se manejan en el campo petrolero ecuatoriano, se encuentran las siguientes:

4.3.3.1 Completación Inteligente con Bombeo Electro Sumergible.

Esta alternativa es la única utilizada hasta el momento en pozos del oriente ecuatoriano. El diseño del tipo de bomba que vamos a utilizar esta sujeto al análisis nodal previo, el cual está basado en el índice de productividad de las arenas, caudal, presión de reservorio, presión de fondo fluyente, GLR, y tamaño de sarta de producción y revestimiento. Todos los factores mencionados anteriormente afectan directamente la selección del equipo electro sumergible que se vaya a bajar en lo que se refiere a capacidad, poder, número de etapas, presión a la entrada y descarga de la bomba, valores que nos permitirán estar seguros de la presión con la que vamos a llegar a las facilidades de superficie.

CAPITULO 5.

5 ANÁLISIS ECONÓMICO

5.1 Introducción al Análisis Económico.

El análisis desarrollado tiene como objetivo demostrar por qué la implementación de la completación inteligente es más beneficiosa desde el punto de vista económico y técnico, comparada con la implementación de una completación simple en el pozo candidato. La meta es realizar un análisis económico general, es decir, que pueda implementarse en cualquier campo petrolero del País.

En primera instancia el análisis se centra en la producción que obtendríamos con la instalación de cada tipo de completación, para determinar datos de producción acumulada en un tiempo dado.

Luego de obtener esta información, calculamos el valor presente del pozo candidato a un año de haber producido con dichas completaciones, para comparar y establecer diferencias.

5.2 Datos de Producción.

a) Completación Simple: (una a la vez).

Formación U Inferior: 1700 bbl/d (Tasa DNH).

Formación T Principal: 1900 bbl/d. (Tasa DNH).

b) Completación Inteligente: (conjunto).

Formación U Inferior + T Principal = 6000 bbl/d (capacidad máxima).

Formación U Inferior + T Principal = 3600 bbl/d. (Tasa DNH).

Es necesario determinar los elementos de comparación, es decir, establecer que arena vamos a producir primero con la completación simple para lo cual existen varios factores que ayudan a tomar esa decisión; entre los más importantes tenemos:

- Tasa de producción.
- Corte de Agua
- Calidad del Crudo
- Tipo de Empuje.
- Reservas del Yacimiento.

Tomando en cuenta estas variables, podemos observar que producir del yacimiento T Principal es la mejor opción ya que la mayoría de estos parámetros en la formación T son mejores respecto al yacimiento U Inferior, como lo demostramos en la siguiente tabla de comparación:

	U INFERIOR	T PRINCIPAL
TASA (BPD)	1700	1900
BSW (%)	0	1%
TIPO EMPUJE	LATERAL	FONDO
CALIDAD (API)	18.5	27
RESERVAS(MMB)		

TABLA 6.1

Produciendo desde el yacimiento T principal tenemos mayor producción, mejor grado API y un empuje ventajoso respecto al lateral, lo cual se transforma en ingresos económicos superiores.

5.3 Criterio de Comparación.

Acorde con el análisis anterior tenemos que comparar la producción del pozo candidato con la completación simple desde el yacimiento T Principal y la completación inteligente para las dos arenas.

Con la completación simple producimos 1900 BPPD desde T y con la completación inteligente 3600 BPPD desde los dos yacimientos, significando que existe una diferencia de 1700 BPPD que dejaremos de producir si la completación inteligente no está implementada en el pozo. Este valor a un plazo de un año representa una pérdida de producción en el orden de 620500 barriles de crudo, aproximadamente.

5.4 Análisis del Valor Presente Neto del Pozo.

En esta parte consideramos los siguientes factores: precios del crudo por barril para el Ecuador, costos de implementar estas completaciones para la compañía, costos de producción por barril, costos de mantenimiento y soporte técnico, entre los principales. El VPN se calcula a partir de la

ingeniería económica clásica mediante la siguiente notación basada en la amortización anual que recibiremos.

$$VP = (P/A, i \%, n) \text{ Ecuación 6.1}$$

En donde:

P: Inversión Inicial del proyecto.

A: Monto Anual que recibiremos por la producción.

i %: Es la tasa de interés fijada para las operaciones.

N: Tiempo en años para el cálculo.

5.5 Costos para la Compañía.

TABLA DE COSTOS MENSUALS	
Costos Totales de Producción (CAMPO)	\$ 2.582.973,89
Costos Totales de Mantenimiento (CAMPO)	\$ 1.266.777,52
Costos de Soporte Técnico (CAMPO)	\$ 1.192.187,86
Costos por Work Over (POR POZO)	\$ 362.000,00
Costos de producción por barril de fluido	\$ 0,35
Costos de mantenimiento por barril de fluido	\$ 0,17
Barriles de fluido producido mes	\$ 7.315.469,00

COSTOS DE LAS COMPLETACIONES	
Completación Simple.	\$ 287.802,90
Completación Inteligente.	\$ 1.152.842,90

PRODUCCIÓN	
Completación Simple (T Principal)	1900 BPD
Completación Inteligente (U + T)	3600 BPD

Tabla 6.2 Costos Totales.

5.6 Desarrollo del Análisis Económico.

Los ingresos anuales generados por la producción del pozo, se obtienen multiplicando la producción de crudo por el precio del barril final para la compañía, es decir, el precio del crudo oriente menos los costos de producción, mantenimiento y soporte, sin considerar la aplicación de contratos y cláusulas que son diferentes para cada compañía. A continuación se muestra la producción de crudo promedio diaria cada mes y la cantidad de fluido a producir para mantener esa tasa de flujo de crudo debido al BSW.

a) Producción con Completación Simple T Principal.

MES	BOPD	BFPD	BSW
1	1900,00	1912,00	0,01
1	1900,00	1911,00	0,01
2	1900,00	1912,00	0,01
2	1900,00	1900,00	0,00
3	1900,00	1916,00	0,01
3	1900,00	1920,00	0,01
4	1900,00	1990,00	0,05
4	1900,00	1998,00	0,05
5	1900,00	2010,00	0,06
5	1900,00	2009,00	0,06
6	1900,00	2012,00	0,06
6	1900,00	2012,00	0,06
7	1900,00	2012,00	0,06
7	1900,00	2030,00	0,07
8	1900,00	2032,00	0,07
8	1900,00	2050,00	0,08
9	1900,00	2070,00	0,09
9	1900,00	2168,00	0,14
10	1900,00	2100,00	0,11
10	1900,00	2031,00	0,07
11	1900,00	2239,00	0,18
11	1900,00	2102,00	0,11
12	1900,00	2185,00	0,15
12	1900,00	2188,00	0,15

b) Producción con Completación Inteligente Según Análisis Técnico.

MES	BOPD	BFPD	BSW
1	3600,00	3600,00	0,00
1	3600,00	3609,00	0,00
2	3600,00	3618,00	0,01
2	3600,00	3627,00	0,01
3	3600,00	3699,00	0,03
3	3600,00	3708,00	0,03
4	3600,00	3780,00	0,05
4	3600,00	3789,00	0,05
5	3600,00	3798,00	0,06
5	3600,00	3807,00	0,06
6	3600,00	3816,00	0,06
6	3600,00	3825,00	0,06
7	3600,00	3834,00	0,07
7	3600,00	3843,00	0,07
8	3600,00	3852,00	0,07
8	3600,00	3861,00	0,07
9	3600,00	3906,00	0,09
9	3600,00	3915,00	0,09
10	3600,00	3924,00	0,09
10	3600,00	3933,00	0,09
11	3600,00	3942,00	0,10
11	3600,00	3951,00	0,10
12	3600,00	3960,00	0,10
12	3600,00	3969,00	0,10

* Cabe recalcar que la producción del pozo con la completación inteligente se ha estimado con el comportamiento del BSW del campo.

Cálculos Económicos:**a.- Producción:**

Completación Simple: $1900(\text{bbl}) * 360(\text{días}) = 684000 \text{ bbl de crudo al año.}$

Completación Inteligente: $3600(\text{bbl}) * 360(\text{días}) = 1296000 \text{ bbl de crudo al año.}$

b.- Beneficio al Año:

Completación Simple:

$684000(\text{bbl}) * (\$65/\text{bbl} - \$13.97/\text{bbl} - \$0.67 \text{ bbl} - \$0.35/\text{bbl} - \$0.17/\text{bbl}) = \34090.560

Completación Inteligente:

$1296000 * (\$65/\text{bbl} - \$13.97/\text{bbl} - \$0.67 \text{ bbl} - \$0.35/\text{bbl} - \$0.17/\text{bbl}) = \$ 64 592.640$

Todos estos valores son anuales.

c.- Inversión Inicial:

Completación Simple: \$ 257240.

Completación Inteligente: \$ 1157296.

d.- Tasa de Interés:

Fijada en 16 %

e.- Valor Presente Neto:

Completación Simple: \$ 29 166 655.

Completación Inteligente: \$ 54 685 642.

CAPÍTULO 6

6.1 CONCLUSIONES.

- Con la implementación de la completación inteligente, tenemos una drástica reducción de tiempo de apagado del pozo por trabajos con wire line, el mismo que se realiza en completaciones tradicionales, simples o multizona, para cambiar arenas de producción. Recordemos que el manejo de las camisas o válvulas de control en el sistema inteligente se lo realiza desde superficie a través de un panel de control de posición, operación que se realiza prácticamente al instante. El tiempo requerido para un trabajo con wire line para abrir o cerrar una camisa bordea los noventa minutos, tiempo en el cual el pozo deja de producir.
- Existe una reducción de costos en facilidades de superficie, debido a que se produce por una sola sarta de producción y línea superficial. Es decir,

el fluido que se produce desde el pozo llegará al manifold por una sola línea. Inclusive no necesitamos separadores de prueba o medidores multifásicos ya que los datos de producción los obtenemos directamente a través de sensores instalados en subsuelo, los cuales nos permiten conocer las características de los fluidos de cada yacimiento antes de que se mezclen.

- El monitoreo de las características del yacimiento en tiempo real a través de los sensores en subsuelo, ayuda de gran manera a conocer los cambios en las condiciones en el fondo de tal manera que podamos actuar de forma rápida y eficiente para justamente mejorar el manejo de los yacimientos y recuperar la mayor cantidad de reservas.
- Existe una acelerada recuperación de la inversión, debido a las altas tasas de flujo que representa producir de dos zonas a la vez. Por lo que el alto costo que se invertirá para implementar esta completación se justifica plenamente al tener un tiempo relativamente corto para recuperar la inversión inicial. Tiempo que inclusive es menor que el obtenido para la recuperación de la inversión en completaciones de prueba o simples.

- Después de observar y analizar las pruebas de producción del pozo candidato desde el yacimiento U Inferior verificamos la existencia de escala en frente de las caras de las arenas en un grado de moderado a severo, por lo que podría existir algún tipo de taponamiento en el futuro de las camisas hidráulicas de la completación que nos llevaría a entrar a reacondicionamiento con la respectiva parada de producción desde ambos yacimientos.
- Una de las grandes aplicaciones que tiene este tipo de completación, es la producción en yacimientos de crudos pesados, en cuyos pozos será virtualmente imposible o muy complicado hacer un trabajo con wire line para abrir o cerrar zonas de producción debido a la fuerza de boyantes, que hará que nuestro ensamble para bajar a realizar el trabajo no tenga el suficiente peso para operar correctamente. En yacimientos de crudo pesado se necesitan de este tipo de completación, aún si no se quiere producir desde varias zonas.
- Existe una disminución del número de equipos de superficie de levantamiento artificial en una locación, debido a que necesitamos solo

una BES para producir desde dos yacimientos. Esto nos induce a pensar en un menor costo en variadores, transformadores, cable, conexiones, etc.

- Se puede recuperar más reservas marginales antes de llegar al límite económico, debido a la producción con mezcla controlada que provee esta completación.
- Observamos que con la implementación de la completación inteligente aumentamos significativamente el valor presente del pozo, para este pozo lo hace en un 53 % respecto a la completación simple.

6.2 RECOMENDACIONES.

- Si bien la completación tipo inteligente nos permite una mayor producción, recomendamos no se debe exceder en demasía estas tasas, para evitar una depletación temprana del yacimiento (la presión de yacimiento se aproxima a la de burbuja), y un barrido pobre de las reservas de crudo presentes en los yacimientos productores al tener un bajo factor de recobro.
- Recomendamos instalar la completación inteligente, puesto que si bien la escala podría afectar el normal funcionamiento de la completación sus elementos están preparados para trabajar si hubiere obstrucción en las camisas. Conociendo que si otro tipo de completación multizona es instalado, este problema se va a repetir y tendremos que entrar en reacondicionamiento de igual manera, sin haber obtenido las ventajas que brinda la completación inteligente.
- Del análisis nodal, el yacimiento de mayor presión en este caso U Inferior, deberá estrangularse su camisa a fin de obtener la presión

fluyente de fondo que nos indica el análisis nodal realizado para el pozo, con lo cual tendremos producción conjunta.

- Después de un tiempo, el pozo incrementará su BSW por lo que, cuando esto ocurra, se recomienda chocar a la formación que esta aportando cortes de agua alto para evitar el aceleramiento de este factor. Por lo que se vuelve fundamental el monitoreo constante de las condiciones de los yacimientos a través de las pantallas de monitoreo para un posterior análisis.
- Se recomienda que el equipo electro sumergible, se encuentre dentro de los parámetros de diseño para evitar problemas futuros con el equipo y con el yacimiento ya sea por bajo nivel de fluido, alto GOR, cambios en la gravedad específica, etc. Por ello debe ajustarse a parámetros reales el análisis nodal previo del pozo candidato.
- Se debe tratar de ubicar las válvulas de control arriba del casing de 7" para evitar problemas operacionales por falta de espacio, si es que existe la posibilidad de hacerlo.

- Se debe realizar un detallado análisis de la densidad de las mezclas de crudo y densidad de crudo y agua para obtener un valor real de la gravedad específica del fluido, lo cual optimizará el diseño del equipo de levantamiento artificial.
- Para tasas de flujo altas como la que estamos analizando, se recomienda utilizar una tubería de 4 ½ “ pulgadas, puesto que una tubería de menor diámetro restringiría la producción, lo cual se reflejará en el IPR del pozo, en donde la curva de outflow se ubicará más arriba, dando como resultado menor producción.
- Se recomienda probar las líneas o capilares por el cual va a circular fluido hidráulico y químicos con 7000 libras de presión y no 10000 psi que es la presión máxima.
- Hay que probar las posiciones de las camisas cada 2000 pies para identificar posibles liqueos o daños en el funcionamiento del sistema con

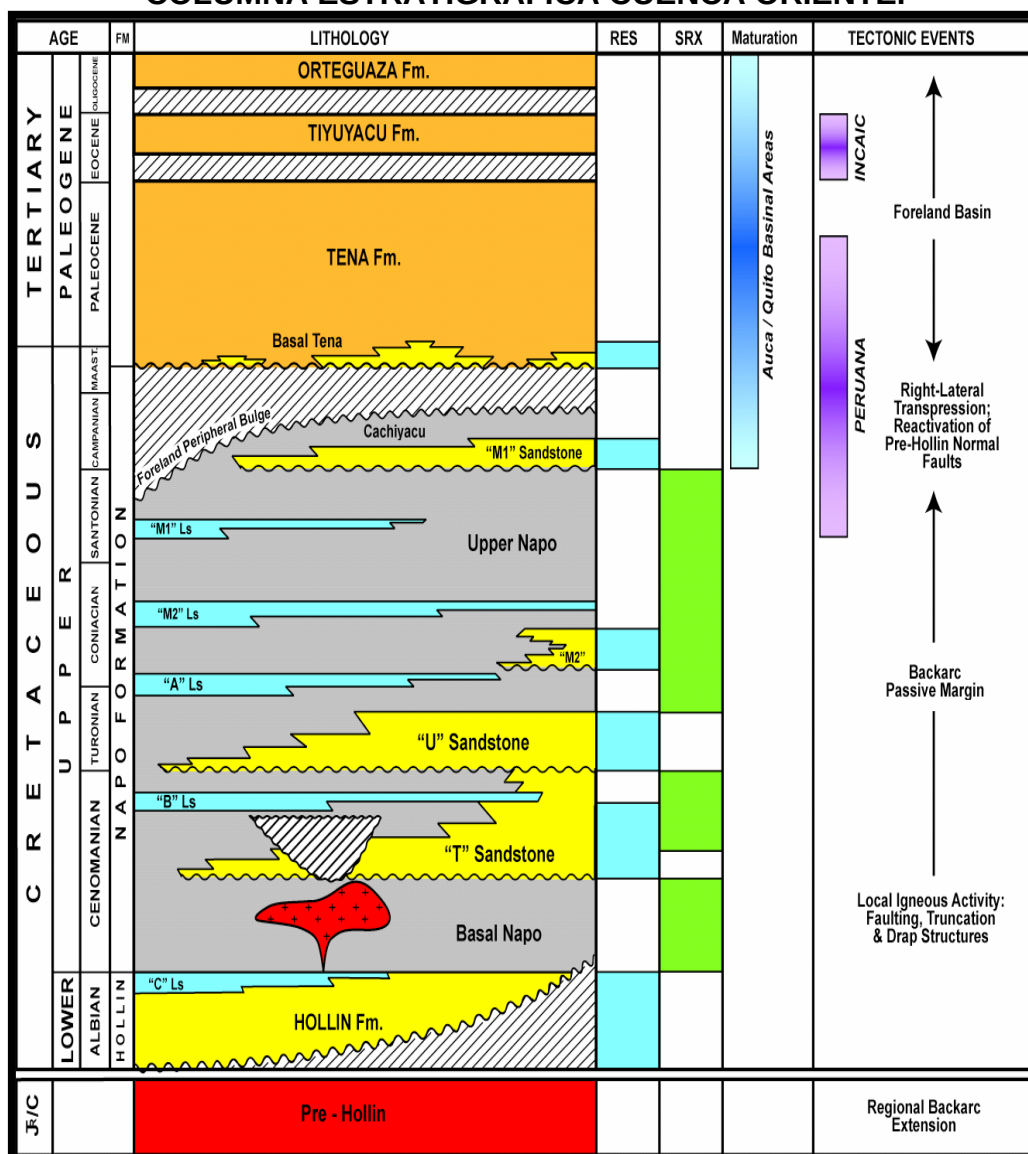
la utilización del equipo portátil de pruebas. Para esto se recomienda una presión no mayor a 5500 psi.

- Se debe tomar mucho cuidado con el manipuleo en superficie para evitar abolladuras en las líneas que están pegadas a la sarta de producción, para evitar las conexiones o splices que son puntos débiles al momento del funcionamiento del sistema hidráulico por lo que se recomienda hacer la menor cantidad de conexiones, con lo que reducimos las probabilidades de falla.
- Se recomienda utilizar los zunchos para la configuración correcta de los cables y pegarlos de manera uniforme a la sarta de producción, salvo en casos especiales donde se debe utilizar las súper bandas de aluminio grapadas.
- Al momento de la conexión en el colgador del tubing, se debe estar muy atento a los colores de las líneas hidráulicas, para evitar confusiones al momento de hacer el splice con las líneas de superficie.

- Una vez que la completación este en subsuelo, se debe hacer una prueba de los datos del sensor a través de las pantallas de monitoreo para verificar si está registrando la información correctamente y luego una prueba de posicionamiento de las camisas desde el panel de control para estar completamente seguros de la posición final de estas para poner a producir el pozo.

APÉNDICE A

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA CUENCA ORIENTE.



APÉNDICE B.
GRÁFICA PARA CALCULAR PÉRDIDAS POR FRICCIÓN.

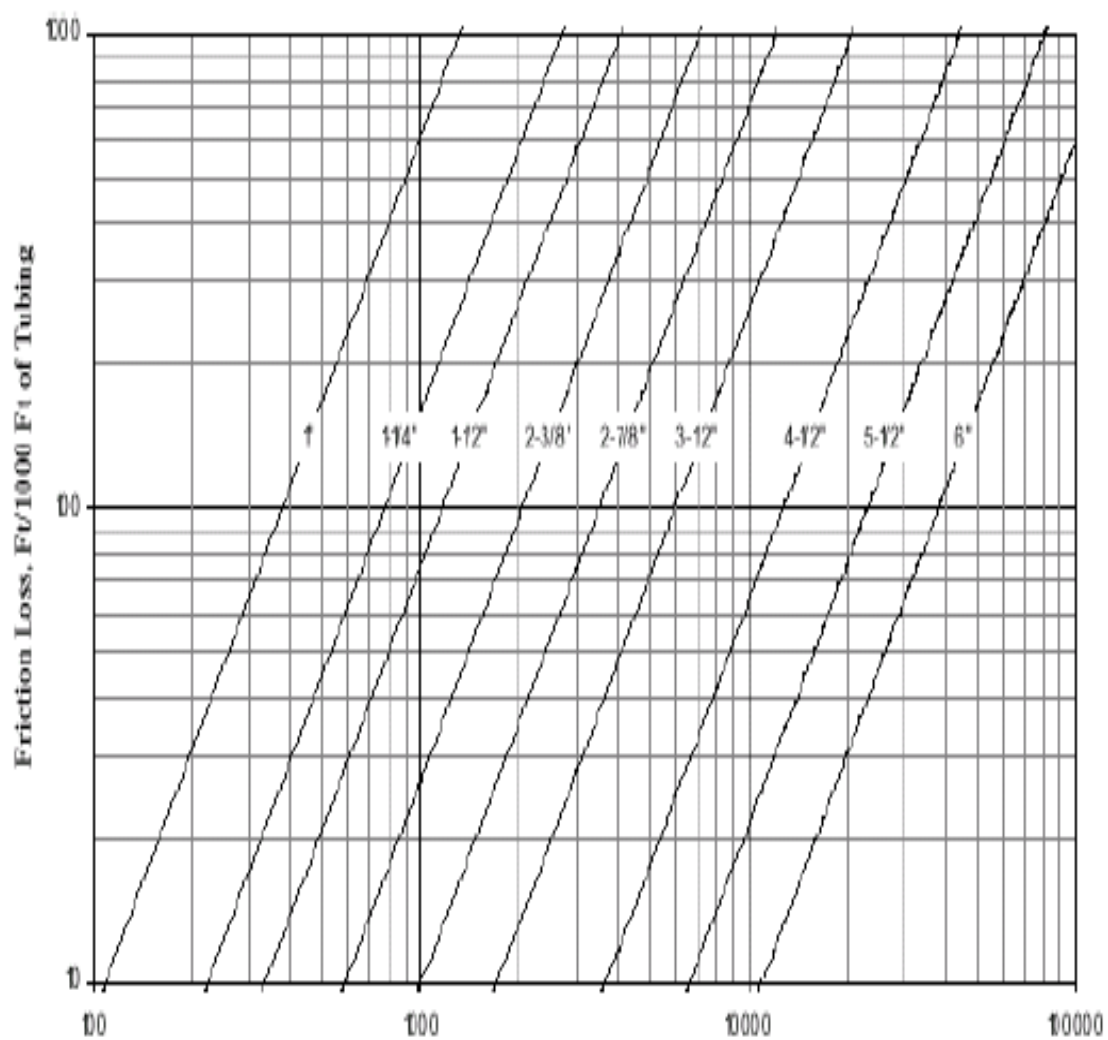
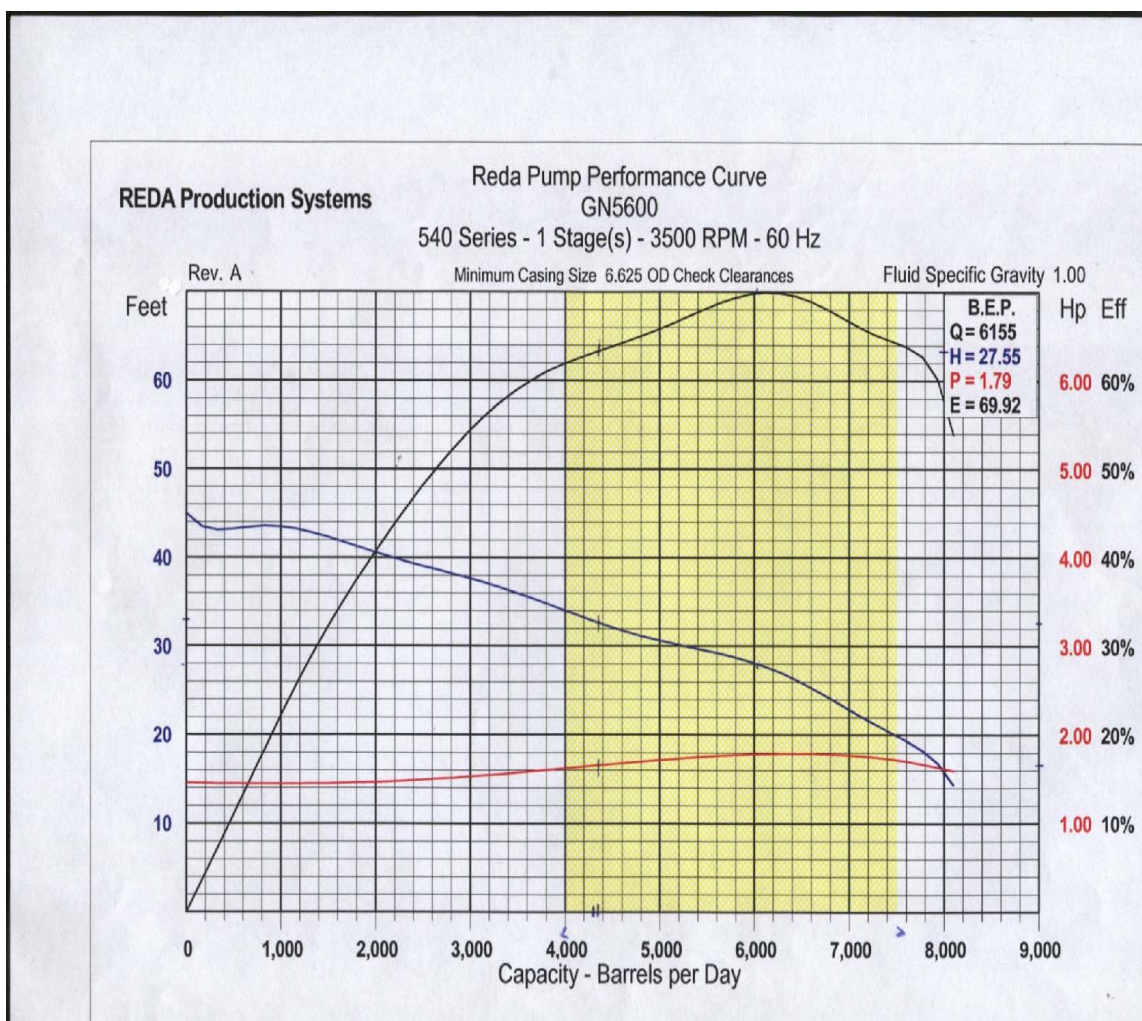


Figure 2-4: Friction loss due to flow (water)

APÉNDICE C
CURVA DE BOMBA 5600.



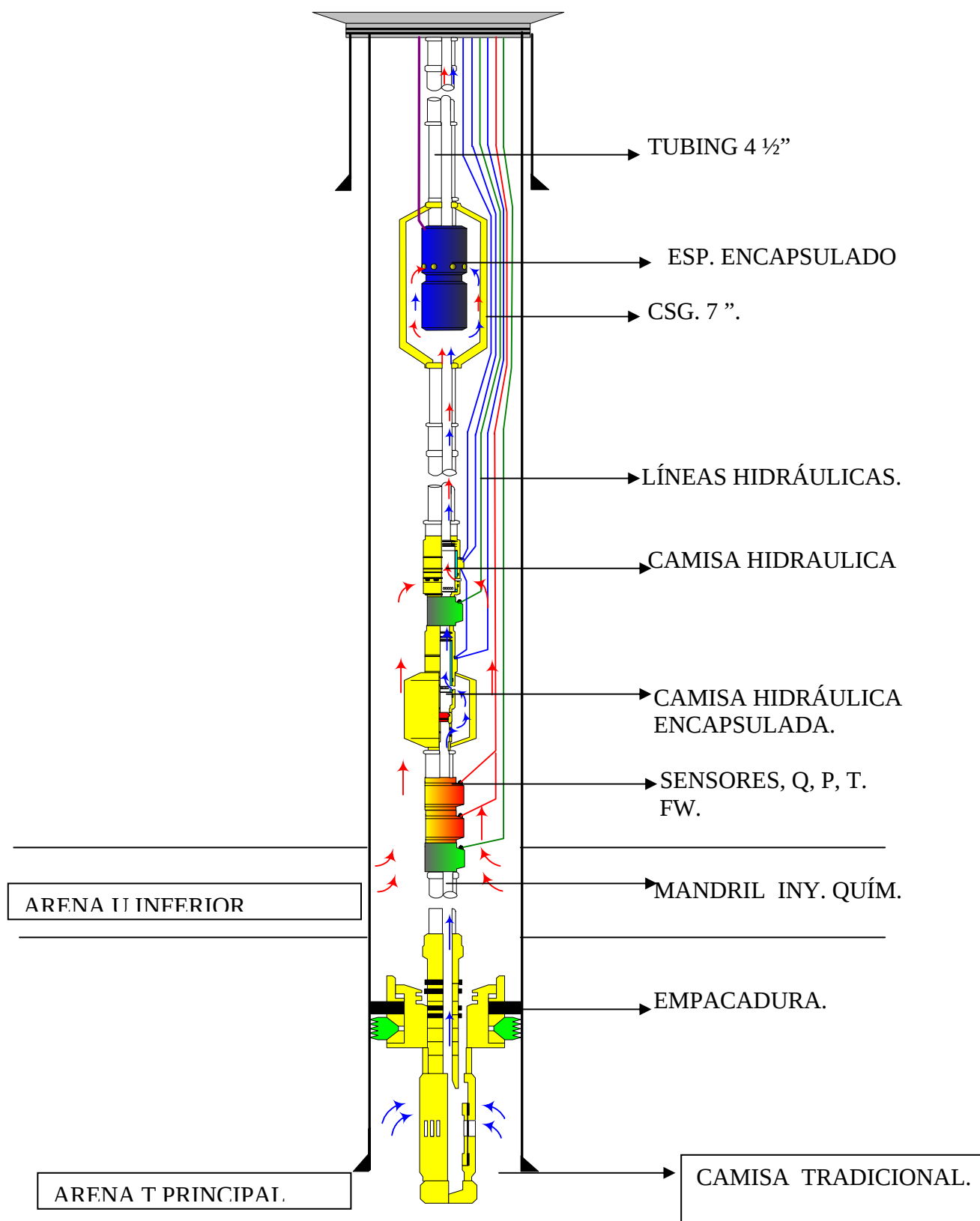
APENDICE D.

DESCRIPCIÓN DEL DISEÑO IMPLEMENTADO EN EL POZO.

Tabla de Elementos Implementados en el Pozo.

ELEMENTOS IMPLEMENTADOS	TIPO.
BULL PLUG	EUE
SLIDING SLEEVE	X
MILL OUT EXTENSION	INTO SLSL STINGER
EMPACADURA	2C-2P
EMPACADURA.	2C-2P
CONV. CHEMICAL INYECTION MANDRIL	
TUBING-ANNULUS GAUGE	X
FLOW METER	X
VÁLVULA DE CONTROL	SHROUDED
CONV. CHEMICAL INYECTION MANDRIL	
VÁLVULA DE CONTROL	
HANDLING PUP JOINTS	
CASING JOINTS	7" BTC
ELECTRICAL SUMERGIBLE PUMP	
JOINTS NEW VAM	

DIAGRAMA FINAL DEL DISEÑO CON HERRAMIENTAS IMPLEMENTADAS.



BIBLIOGRAFÍA.

1. H. Dale Beggs, Production Optimization Using Nodal Analysis, (Tulsa Oklahoma. OIL and GAS CONSULTANTS INTERNATIONAL INC. And H. Dale Beggs, 1991).
2. L. P. Dake, Fundamentals of Reservoir Engineering, (Elsevier, 1978).
3. B. C. Craft and M. Hawkins revised by R. E. Terry. (Second Edition. 1991)
4. W. John Lee, Robert A. Wattenbarger, Gas Reservoir Engineering (SPE. 1996).
5. W. John Lee, Flujo en Medios Porosos, (SPE 1996).
6. Baker Hughes International Branches, Catálogo de Ventas 2004 – 2005. (Houston, Texas 2004)
7. Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua, Volumen 3 (Dallas, Texas; SPE 1982).
8. Schlumberger Sureco. S.A , Intelligent Completion, <http://www.slb.com>.
9. Halliburton Company, Intelligent Completion. Catálogo 2004.(Houston Texas).
10. Ley Nacional de Hidrocarburos.