



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“PRÁCTICAS DE LABORATORIO DE CÓMPUTO PARA EL DISEÑO DE
SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN”**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN:

**CHAVIRA GONZÁLEZ AZUCENA
VERA PÉREZ CLAUDIO MARIO**

DIRECTOR DE TESIS:

M.I. FELIPE DE JESÚS LUCERO ARANDA

MÉXICO D.F., 2010



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION

Designación de sinodales de Examen Profesional

A los señores profesores:

Presidente	M.I. JOSE ANGEL GOMEZ CABRERA
Vocal	M.I. FELIPE DE JESUS LUCERO ARANDA
Secretario	DR. EDGAR RAMIREZ JARAMILLO
1o. suplente	ING. ISRAEL CASTRO HERRERA
2o. suplente	M.I. TOMAS EDUARDO PEREZ GARCIA

Me permito informar a ustedes que han sido designados sinodales del Examen Profesional de los señores:

No. CUENTA	NOMBRE	CARRERA
09900060-8	CHAVIRA GONZALEZ AZUCENA	INGENIERA PETROLERA
30033732-1	VERA PEREZ CLAUDIO MARIO	INGENIERO PETROLERO

quienes han concluido el desarrollo del tema que les fue autorizado. Ruego a ustedes se sirvan revisar el trabajo adjunto y manifestar a esta Dirección, si es el caso, la aceptación del mismo.

Con el fin de asegurar el pronto cumplimiento de las disposiciones normativas correspondientes y de no afectar innecesariamente los tiempos de titulación, les ruego tomar en consideración que para lo anterior cuentan ustedes con un plazo máximo de **cinco días hábiles** contados a partir del momento en que ustedes **acusen recibo de esta notificación**. Si transcurrido este plazo el interesado no tuviera observaciones de su parte, se entendería que el trabajo ha sido aprobado, por lo que deberán **firmar el oficio de aceptación del trabajo escrito**.

Doy a ustedes las más cumplidas gracias por su atención y les reitero las seguridades de mi consideración más distinguida.

Atentamente,
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, D.F., a 21 de Octubre de 2010.

EL DIRECTOR
Mtro. José Gonzalo Guerrero Zepeda

AGRADECIMIENTOS
DE
AZUCENA CHAVIRA GONZÁLEZ

Primeramente a **Dios** por brindarme la sabiduría para descubrir lo correcto, la voluntad para elegirlo y la fuerza para hacer que perdure.

A la **Universidad Nacional Autónoma de México**, por brindarme la etapa más enriquecedora de mi vida, trazarme el camino a seguir y sobre todo el inicio de una nueva faceta.

A la **Facultad de Ingeniería**, por ser la parte medular de mis estudios. Por haber plasmado su huella en mí camino.

A mi mami **María de Lourdes González Ramos**, por haberme dado la vida, por ser mi ejemplo de vida, por ser mi más grande motivación, por ser mi guía, por enseñarme que la vida nos ofrece tanto errores como aciertos, que son semillas que condicionan los acontecimientos futuros. Por brindarme tú apoyo incondicional, por ser mi mejor amiga y compañera. Por darme todo tú amor, por creer y confiar en mí. Por tus desvelos, por tú trabajo y dedicación para hacer este sueño posible. Lo logramos mami, este trabajo es para ti. Te Amo, eres lo más importante en mi vida.

A mi hermano **Alberto** por ser mi mejor amigo, mi confidente. Por estar a mi lado en este largo camino, por compartir conmigo tus alegrías, tus sueños, tu amistad, por el infinito amor que te tengo. Por apoyarme en todo momento y por creer en mí siempre. Soy afortunada por contar con tu amor. Gracias por brindarme tanta alegría.

A mi abuelita **Josefina Ramos Arcega**, por su gran cariño, por maravillarme con sus experiencias, su fortaleza y dedicación, su trabajo y su empeño por sacar adelante a la familia. Te quiero abue.

A mi **familia** por ser el cimiento más importante para poder realizar y concluir esta nueva etapa. Hubo trayectos en mi vida que no hubiera podido transitarlos sin ustedes, gracias por su apoyo.

A **Zabdi** por ser la persona que ha estado conmigo de forma incondicional. Por ser quien siempre me brindó sus brazos cuando necesite de un apoyo. Por tu fuerza, tu cariño, calidez y alegría. Eres mi mejor amiga. Gracias.

A **Ángel Clavel** por ser un gran apoyo en mi vida, por estar a mi lado en todo momento, por ayudarme a salir adelante, por renovar mis días con tus consejos, por el gran amor que te tengo y la gran amistad que nos une, gracias por todo.

A **Claudio Vera** por ser mi amigo, mi compañero, por dejar una huella permanente en mi vida. Gracias por ofrecerme momentos agradables y felices, por tu amistad, por todo aquello que hemos compartido. Agradezco el haber podido realizar este trabajo contigo.

A la **Ing. María Isabel Villegas Javier** por ser una persona increíble, a quien respeto y admiro, por enriquecer mi vida con su cariño y alegría. Mi eterna gratitud y afecto.

Al **M.I. Felipe de Jesús Lucero Aranda**, que gracias a su gran apoyo y dedicación se logró realizar este trabajo de tesis. Por otorgarme las armas necesarias para emprender el nuevo camino.

Al **M.I. Juan de la Cruz Clavel López** por su invaluable ayuda, recomendaciones y aportaciones en este trabajo. Con mi profunda admiración, gracias por todo.

A mis sinodales **M.I. José Ángel Gómez Cabrera, Dr. Edgar Ramírez Jaramillo, Ing. Israel Castro Herrera y M.I. Tomás Eduardo Pérez García** por sus aportaciones en este trabajo de tesis.

A mis **amigos**, por ser las personas con las que compartí momentos gratos, comprendí el valor de la verdadera amistad. Los quiero mil veces, gracias...

A **Misty**, por los grandes y felices momentos que hemos pasado.

AGRADECIMIENTOS
DE
CLAUDIO MARIO VERA PÉREZ

A **DIOS** por haberme permitido lograr ser Ingeniero Petrolero.

A la **Universidad Nacional Autónoma de México** y **Facultad de Ingeniería** por haberme brindado mi formación profesional.

A ti *mamá*, **Rosa María Pérez Sánchez (Chonchis)**. Por ser la mujer que me dio la vida y me enseñó a vivirla, apoyándome siempre de forma incondicional para lograr este objetivo tan importante, enseñándome como vivir sin temor alguno para lograr todo aquello que me proponga. Por tú esfuerzo, dedicación, alegría, desvelos, enojos, comprensión y sobre todo amor. Por los más íntimos detalles donde siempre estuviste. Por haber formado un hombre de bien. No hay palabras suficientes para agradecerte todo. Gracias mi mamá “Chonchis” Te quiero mucho.

A ti *papá*, **Ing. José Mario Vera Pérez (Apo)**. Por tu valor y coraje que has tenido siempre para levantarme de cualquier adversidad. Por tu apoyo, enseñanzas y consejos a lo largo de toda mi vida, que me ayudaron a salir adelante. Por tu amor y comprensión en todos esos momentos que vivimos juntos. Por ayudarme siempre en todo. Por el orgullo que sientes de haber logrado este triunfo en mi vida. Te quiero mucho Apo.

A ti *hermana*, **Mariana Vera Pérez**. Por tu apoyo y comprensión en los buenos y malos momentos, además del cariño inmenso que siempre me has demostrado. Eres única, hermanita, siempre te he querido mucho y te ayudaré en todo lo que pueda para que sigas adelante con tus metas. Te quiero mucho.

A ti **Azucena Chavira González**. Por ser mi amiga y compañera para lograr este objetivo tan grande en nuestras vidas. Por haberme invitado a realizar juntos este trabajo que con esfuerzo y dedicación se logró de manera exitosa. Te quiero mucho, por momentos especiales que vivimos juntos donde estos están llenos de alegría.

A mis Abuelos, **José Vera Aguirre[®]** y **José Santa Anna Pérez Salinas[®]**. Por haberme apoyado en gran parte de mi vida universitaria.

A mis tíos, **Fr. José Vera Pérez** por su gran generosidad y amor hacia mí y a mi familia, **Sr. Arturo Fabián Vera Pérez, Sra. Soledad Bello Morales y Mtra. Ana María Pérez Sánchez.**

A mis familias, Vera y Pérez. Por convivir con ustedes a lo largo de toda mi vida.

Al **M.I. Felipe de Jesús Lucero Aranda** por habernos brindado su apoyo, conocimiento y consejos para dirigir este trabajo.

A mis sinodales **M.I. José Ángel Gómez Cabrera, Dr. Edgar Ramírez Jaramillo, Ing. Israel Castro Herrera y M.I. Tomás Eduardo Pérez García** por sus aportaciones en este trabajo.

A mis amigos. La verdad, mi intención fue nombrar a cada uno de ustedes, pero afortunadamente tengo muchos buenos amigos y no quiero excluir a nadie de la lista por eso a todos y cada uno de ustedes les agradezco que compartan mi vida y lo sigan haciendo. **Los quiero a todos carnales.**

A mi **"Negra"** que ha estado siempre conmigo acompañándome.

ÍNDICE

Índice de Figuras	VII
Índice de Gráficas	XII
Índice de Tablas	XIV
Introducción	XV
CAPÍTULO 1. FUNDAMENTOS DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN	1
1.1 Sistemas Artificiales de Producción	2
1.2 Sistema de Bombeo Neumático	3
1.2.1 Clasificación de las Instalaciones de Bombeo Neumático	3
1.2.2 Bombeo Neumático de Flujo Continuo	5
1.2.3 Bombeo Neumático Intermitente	6
1.3 Sistema de Bombeo Hidráulico	7
1.3.1 Bombeo Hidráulico Tipo Jet	8
1.3.2 Bombeo Hidráulico Tipo Pistón	9
1.4 Sistema de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido	11
1.5 Sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas	13
1.6 Sistema de Bombeo Mecánico	15
CAPÍTULO 2. SELECCIÓN Y ANÁLISIS DE INFORMACIÓN	17
2.1 Selección y Análisis de Información	18
2.2 Descripción de las Propiedades de los Fluidos	18
2.3 Propiedades de los Fluidos	20
2.3.1 Densidad Relativa(γ)	20
2.3.2 Peso Específico(w)	20
2.3.3 Viscosidad de Fluidos(μ)	21
2.3.4 Tensión Superficial (σ)	21
2.3.5 Capilaridad	21
2.3.6 Presión de Vapor	21
2.3.7 Presión de un Fluido (P)	21

2.3.8 Compresibilidad(C)	22
2.3.9 Viscosidad Cinemática(ν)	22
2.3.10 Densidad(ρ)	22
2.3.11 Volumen Específico(v)	23
2.4 Propiedades de los Hidrocarburos	23
2.4.1 Densidad del Aceite(ρ_o)	23
2.4.2 Viscosidad del Aceite(μ_o)	24
2.4.3 Compresibilidad del Aceite(C_o)	24
2.4.4 Compresibilidad del Gas(C_g)	25
2.4.5 Relación Gas Disuelto en el Aceite(R_s)	26
2.4.6 Relación Gas-Aceite(RGA)	26
2.4.7 Gravedad API	27
2.4.8 Densidad Relativa de un Gas(γ_g)	27
2.4.9 Factor de Volumen del Aceite(B_o)	27
2.4.10 Factor de Volumen del Gas(B_g)	28
2.4.11 Factor de Volumen Total(B_t)	29
2.4.12 Diagrama de Fases	29
2.4.13 Presión de Burbujeo(P_b)	30
2.4.14 Presión de Rocío(P_r)	30
2.4.15 Punto Crítico	30
2.4.16 Cricondeterma	31
2.4.17 Cricondebara	31
2.4.18 Líneas de Calidad	31
2.5 Descripción de la Toma de Información	31
2.6 Registros Geofísicos	31
2.7 Registros de Presión	32
2.7.1 Curvas de variación de presión	32
2.7.2 Prueba de Decremento	33
2.7.3 Prueba de Incremento	34
2.7.4 Prueba de Inyección	35
2.7.5 Prueba "Fall Off"	36
2.7.6 Factores que afectan la respuesta de las Pruebas de Presión	36
2.7.7 Daño a la Formación	36
2.7.8 Almacenamiento de Pozo	36
2.8 Registros de Producción	37
2.9 Aforo de Pozo	37

2.10 Muestreo y Análisis de los Fluidos Manejados	38
2.10.1 Técnicas de Muestreo de Fluidos en el Tanque	38
2.10.2 Toma de Muestras de Fluidos de Yacimientos	39
2.10.2.1 Muestreo de Fondo	40
2.10.2.2 Muestras de Cabezal	41
2.10.2.3 Muestras de Superficie	42
2.11 Validación del Pozo Propuesto	44
2.11.1 Validación de las Condiciones del Pozo y del Yacimiento	44
2.12 Programas de Cómputo	44
2.12.1 PROSPER	45
2.12.2 SubPUMP	46
2.12.3 Visual Studio 2008	46
2.13 Ejemplo de la Recopilación de Datos	47
CAPÍTULO 3. ANÁLISIS NODAL	52
3.1 Análisis Nodal	53
3.2 Análisis del Sistema	53
3.3 Elección del Nodo Solución	54
3.3.1 Fondo del Pozo como Nodo Solución	56
3.3.2 Líneas de Descarga como Nodo Solución	57
3.3.3 Cabeza del Pozo como Nodo Solución	57
3.3.4 Separador como Nodo Solución	58
3.3.5 Yacimiento como Nodo Solución	59
3.3.6 Tubería de producción como Nodo Solución	60
3.3.7 Estrangulador Superficial como Nodo Solución	61
3.4 Determinación del Perfil de Presión	62
3.4.1 Elaboración del perfil	63
3.4.2 Criterios utilizados en los Métodos de Flujo Multifásico	64
3.4.3 Análisis de Curvas de Gradientes	66
3.4.4 Gradiente de Presión para Flujo Vertical	67
3.5 Práctica 1 “Diseño del Comportamiento de Pozo con Software PROSPER”	69
3.6 Análisis de Sensibilidad	87

CAPÍTULO 4. DISEÑO DEL BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO	90
4.1 Bombeo Neumático	91
4.2 Bombeo Neumático Continuo. (BNC)	92
4.3 Bombeo Neumático Intermitente. (BNI)	94
4.4 Características de las Válvulas de Bombeo Neumático	95
4.5 Mecanismo de las Válvulas Subsuperficiales de Bombeo Neumático	95
4.6 Clasificación de las Válvulas de Bombeo Neumático	96
4.7 Clasificación de las Instalaciones de Bombeo Neumático	99
4.8 Secuencia de cálculo para el diseño de Bombeo Neumático	102
4.8.1 Aplicación de Bombeo Neumático	103
4.8.2 Gasto Óptimo del Gas de Inyección	114
4.9 Práctica 2 “Diseño de Bombeo Neumático con Software PROSPER”	116
4.10 Estudio de Sensibilidades	133
CAPÍTULO 5. DISEÑO DEL BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO SUMERGIDO	140
5.1 Bombeo Electrocentrífugo Sumergido	141
5.2 Descripción del Equipo	142
5.3 Componentes Subsuperficiales	144
5.3.1 Motor Eléctrico	144
5.3.2 Protector	145
5.3.3 Separador de Gas	147
5.3.4 Bomba Centrífuga Sumergible	148
5.3.5 Cable Conductor Eléctrico	150
5.3.6 Conexión del Motor (Mufa)	151
5.3.7 Guía o Centralizador	151
5.4 Componentes Superficiales	152
5.4.1 Bola Colgadora	152
5.4.2 Caja de Viento	152
5.4.3 Tablero de Control	153
5.4.4 Transformador	153
5.5 Accesorios	155
5.5.1 Válvula de Contrapresión	155
5.5.2 Válvula de Drene	155

5.5.3 Controlador de Velocidad Variable	155
5.6 Metodología para el diseño del Bombeo Electrocentrífugo Sumergido	156
5.7 Secuencia de cálculo para el diseño de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido con programa de cómputo SubPUMP	157
5.8 Práctica 3 “Diseño de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido con programa de cómputo SubPUMP”	158
5.9 Gráficas del Diseño con Programa de Cómputo SubPUMP	174
5.9.1 Funcionamiento del Motor (<i>MOTOR PERFORMANCE</i>)	174
5.9.2 Comportamiento de Afluencia (<i>INFLOW PERFORMANCE</i>)	175
5.9.3 Volumen Total a través de la Bomba (<i>TOTAL VOLUME THROUGH PUMP</i>)	175
5.9.4 Comportamiento de la Bomba (<i>PUMP PERFORMANCE TDH</i>)	176
5.9.5 Comportamiento de la Bomba con Frecuencia Variable (<i>PUMP PERFORMANCE TDH</i>)	177
5.9.6 Gradiente de Presión contra Profundidad (<i>PRESSURE GRADIENT VS MEASURED DEPTH</i>)	178
5.9.7 Amperaje del Motor y RPM (<i>MOTOR NP AMPS & RPM</i>)	179
5.9.8 Curva de la Bomba (<i>STANDARD CATALOG PUMP CURVE</i>)	180
5.9.9 Comportamiento de la Bomba HP y Eficiencia (<i>PUMP PERFORMANCE (HP & EFF)</i>)	180
5.9.10 Gradiente de Temperatura (<i>TEMPERATURE GRADIENT</i>)	181
5.9.11 Eficiencia del Motor y Factor de Potencia (<i>MOTOR EFF & POWER FACTOR</i>)	182
5.10 Tabla de Datos y Resultados	182
5.11 Estudio de Sensibilidades	184
5.12 Sistema Combinado de Bombeo Neumático y Bombeo Electrocentrífugo Sumergido	189
5.12.1 Gráficas y Resultados	190
 CAPÍTULO 6. DISEÑO DEL BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS	 193
6.1 Bombeo por Cavidades Progresivas	194
6.2 Características de la bomba	196
6.2.1 Geometría	197
6.2.2 Principio de Operación	198
6.3 Descripción del Equipo	199

6.4 Componentes Subsuperficiales	200
6.4.1 Sarta de Varillas	200
6.4.2 Estator	200
6.4.3 Elastómero	201
6.4.4 Rotor	201
6.4.5 Niple Espaciador	202
6.4.6 Niple de Paro	202
6.4.7 Ancla de Torsión	203
6.4.8 Centrales	204
6.5 Equipo Superficial	204
6.5.1 Cabezal de Rotación	205
6.5.2 Sistema de Transmisión	206
6.5.3 Sistema de Freno	207
6.6 Consideraciones para el diseño del sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas	208
6.7 Análisis Nodal	209
6.8 Diseño de Cavidades Progresivas	211
6.8.1 Datos del Pozo	211
6.8.2 Datos de la Bomba	211
6.8.3 Cálculo del Gasto Teórico	213
6.8.4 Cálculo de la Carga Dinámica Total	215
6.8.5 Cálculo de la Potencia Consumida	217
6.8.6 Cálculo del Torque	217
6.8.7 Cálculo de Esfuerzos Axiales	220
6.8.8 Cálculo de Tensiones Combinadas	221
6.8.9 Cálculo de Elongación de las Varillas	222
6.9 Programa de Cómputo “PC-FI”	223
6.9.1 Secuencia de cálculo para el diseño de Bombeo por Cavidades Progresivas con programa de cómputo “PC-FI”	224
6.10 Práctica 4 “Diseño de Cavidades Progresivas con Programa de Cómputo PC-FI”	225
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	237
BIBLIOGRAFÍA	241

ÍNDICE DE FIGURAS
CAPÍTULO 1

Figura 1.1 Esquema típico de un pozo petrolero en un yacimiento.	2
Figura 1.2 Tipos de Instalaciones de aparejos.	4
Figura 1.3 Diagrama Bombeo Neumático Continuo en 3 etapas.	5
Figura 1.4 Diagrama Bombeo Neumático Intermitente en 3 etapas.	6
Figura 1.5 Diagrama Sistema de Bombeo Hidráulico.	7
Figura 1.6 Bombeo Hidráulico Tipo Jet.	9
Figura 1.7 Bombeo Hidráulico Tipo Pistón.	10
Figura 1.8 Bombas de Pistón.	10
Figura 1.9 Diagrama Bombeo Electrocentrífugo Sumergido.	12
Figura 1.10 Diagrama Bombeo de Cavidades Progresivas.	14
Figura 1.11 Diagrama Bombeo de Bombeo Mecánico Convencional.	16

CAPÍTULO 2

Figura 2.1 Clasificación de las Propiedades de los Fluidos.	19
Figura 2.2 Viscosidad del aceite como una función de la presión a una temperatura de yacimiento constante.	24
Figura 2.3 Comportamiento de la C_o respecto a la presión de yacimiento para un aceite negro a temperatura constante a $P > P_b$.	25
Figura 2.4 Comportamiento típico de la R_s para un aceite negro como una función de la presión a temperatura de yacimiento constante.	26
Figura 2.5 Comportamiento típico del factor de volumen del aceite B_o para un aceite negro como una función de la presión a temperatura de yacimiento constante.	28
Figura 2.6 Comportamiento del factor de volumen de gas de formación B_g en función de la presión del yacimiento a temperatura constante del yacimiento.	28
Figura 2.7 Comportamientos típicos del B_t y B_o para un aceite negro como una función de la presión a temperatura del yacimiento constante.	29
Figura 2.8 Diagrama de fase de presión-temperatura para un sistema multicomponente.	30
Figura 2.9 Curva de una prueba de decremento de presión.	34
Figura 2.10 Curva de una prueba de incremento de presión.	35
Figura 2.11 Curvas de una prueba de inyección.	35
Figura 2.12 Curvas de una prueba "Fall-Off".	36
Figura 2.13 Muestreador, herramienta que se usa para tomar la muestra en el fondo del pozo.	41
Figura 2.14 Recolector Múltiple para toma de muestra en el cabezal.	42
Figura 2.15 Esquemas de las Corrientes de flujo.	
Las muestras de fluidos del yacimiento son tomadas en los Separadores.	43
Figura 2.16 Estado Mecánico del pozo "Alpha 1".	51

CAPÍTULO 3

Figura 3.1 Sistema Integral de Producción.	54
Figura 3.2 Caídas de presión y nodos en un sistema básico de producción.	55
Figura 3.3 Distribución de presiones en un sistema de producción.	55
Figura 3.4 Análisis nodal tomando como nodo solución el fondo del pozo.	56
Figura 3.5 Líneas de Descarga Paralelas como Nodo Solución.	57
Figura 3.6 Cabeza del pozo como Nodo Solución.	58
Figura 3.7 Separador como Nodo Solución.	59
Figura 3.8 Yacimiento como nodo solución.	60
Figura 3.9 Comportamiento de una tubería telescopiada.	61
Figura 3.10 Estrangulador Superficial como Nodo solución.	62
Figura 3.11 Curva de perfil de presión.	63
Figura 3.12 Patrones de Flujo en Tuberías Verticales.	65
Figura 3.13 Patrones de Flujo en Tuberías Horizontales o poca inclinación.	66
Figura 3.14 Presión en el Sistema de Producción.	67
Figura 3.15 Curvas de distribución de presiones en la tubería vertical.	67
Figura 3.16 Curvas de distribución de presión en flujo bifásico	68
Figura 3.17 Pantalla Principal de PROSPER.	69
Figura 3.18 Configuración del Sistema.	70
Figura 3.19 Datos de Entrada para el Análisis PVT.	71
Figura 3.20 Datos de Laboratorio.	72
Figura 3.21 Generación de IPR.	74
Figura 3.22 Datos del Equipo del Pozo.	76
Figura 3.23 Datos de la Trayectoria del Pozo.	76
Figura 3.24 Estado Mecánico.	77
Figura 3.25 Gradiente Geotérmico.	78
Figura 3.26 Gráfico del Estado Mecánico del Pozo.	78
Figura 3.27 Resumen de Cálculos.	79
Figura 3.28 Datos de la Prueba.	80
Figura 3.29 Cotejo de Correlaciones.	81
Figura 3.30 Cálculo de las Correlaciones.	81
Figura 3.31 Ajuste de VLP.	83
Figura 3.32 Ajuste de IPR comparando el VLP.	84
Figura 3.33 Datos para analizar el comportamiento del pozo.	85
Figura 3.34 Análisis de variables.	86

CAPÍTULO 4

Figura 4.1 Unidad de Bombeo Neumático.	91
Figura 4.2 Instalación de un Sistema de Bombeo Neumático.	93
Figura 4.3 Componentes de las válvulas de BN.	96
Figura 4.4 Aparejo Típico de Bombeo Neumático con Válvula de Inyección de Gas Operada por Presión.	96
Figura 4.5 Válvula operada por presión.	98
Figura 4.6 Instalación abierta.	99
Figura 4.7 Instalación semi – cerrada.	100
Figura 4.8 Instalación cerrada.	101
Figura 4.9 Pantalla Principal de PROSPER.	116
Figura 4.10 Configuración general del sistema.	117
Figura 4.11 Generación de IPR.	118
Figura 4.12 Datos del Equipo del Pozo.	119
Figura 4.13 Estado Mecánico.	119
Figura 4.14 Gráfico del Estado Mecánico del Pozo.	120
Figura 4.15 Parámetros de diseño Gas Lift.	121
Figura 4.16 Resumen de Cálculos.	121
Figura 4.17 Datos de la Prueba.	122
Figura 4.18 Cotejo de Correlaciones.	123
Figura 4.19 Ajuste de VLP.	125
Figura 4.20 Datos para analizar el comportamiento del pozo.	126
Figura 4.21 Análisis de variables.	127
Figura 4.22 Características del Diseño de Gas Lift.	129
Figura 4.23 Cálculo del gasto y válvulas requeridas.	130
Figura 4.24 Datos para analizar el comportamiento del pozo.	133

CAPÍTULO 5

Figura. 5.1 Distribución de Componentes del Aparejo de Bombeo Electrocentrífugo	143
Figura. 5.2 Esquema Componentes del Aparejo de Bombeo Electrocentrífugo.	144
Figura. 5.3 Esquema Motor Eléctrico de Fondo.	145
Figura. 5.4 Tipo de Protectores.	146
Figura. 5.5 Esquema Protector o Sello.	147
Figura. 5.6 Esquema Separador de Gas.	148
Figura. 5.7 Esquema Bomba Centrífuga Sumergible.	149
Figura. 5.8 Cable Conductor.	150
Figura. 5.9 Tipos de Cable.	151
Figura. 5.10 Conexión Mufa – Motor.	151
Figura. 5.11 Guía o Centralizador.	152
Figura. 5.12 Caja de Venteo.	152

Figura. 5.13 Tablero de Control.	153
Figura. 5.14 Transformador.	155
Figura. 5.15 Pantalla de Inicio.	158
Figura. 5.16 Inicio Diseño/Análisis.	158
Figura. 5.17 Componentes Superficiales y Subsuperficiales.	159
Figura. 5.18 Descripción del Pozo.	160
Figura. 5.19 Modo de Diseño.	160
Figura. 5.20 Datos del Pozo.	161
Figura. 5.21 Descripción del Pozo.	163
Figura. 5.22 Información de los Fluidos.	163
Figura. 5.23 Índice de Productividad.	164
Figura. 5.24 Presiones/Gastos.	165
Figura. 5.25 Separación del Gas.	166
Figura. 5.26 Selección del Equipo (1).	167
Figura. 5.27 Selección del Equipo (2).	168
Figura. 5.28 Estudio de Sensibilidades.	169
Figura. 5.29 Datos del IPR.	169
Figura. 5.30 Estado Mecánico del Pozo.	170
Figura. 5.31 Tubería de Producción.	170
Figura. 5.32 Datos del Fluido.	171
Figura. 5.33 Datos del Motor.	171
Figura. 5.34 Datos de la Bomba.	172
Figura. 5.35 Pantalla para la visualización de gráficas.	172
Figura. 5.36 Selección de Gráficas.	173
Figura. 5.37 Pantalla para la visualización de reportes.	173
Figura. 5.38 Selección de Reportes.	174
Figura. 5.39 Estudio de Sensibilidades.	184
Figura. 5.40 Estudio de Sensibilidades, pestaña Optimización.	185
Figura. 5.41 Gas Lift Optimization.	189

CAPÍTULO 6

Figura. 6.1 Componentes de la Bomba.	196
Figura. 6.2 Parámetros de la Bomba.	197
Figura. 6.3 Diferentes Configuraciones de Geometrías.	198
Figura. 6.4 Distribución de Componentes del Aparejo de Bombeo por Cavidades Progresivas.	199
Figura. 6.5 Varillas para Bombeo por Cavidades Progresivas.	200
Figura. 6.6 Estator.	200
Figura. 6.7 Elastómero.	201
Figura. 6.8 Rotor.	201
Figura. 6.9 Niple Espaciador.	202

Figura. 6.10 Niple de Paro.	203
Figura. 6.11 Ancla de Torsión.	203
Figura. 6.12 Centradores.	204
Figura. 6.13 Cabezal para Bombeo de Cavidades Progresivas.	205
Figura. 6.14 Cabezal de Rotación.	206
Figura. 6.15 Sistema de Transmisión.	206
Figura. 6.16 Sistema de Freno.	207
Figura. 6.17 Estado Mecánico del Pozo “Alpha 2”.	209
Figura. 6.18 Bomba GEREMIA-Weatherford.	212
Figura. 6.19 Datos de la varilla de bombeo.	213
Figura. 6.20 Dimensiones del diseño de la bomba.	214
Figura. 6.21 Tensiones Combinadas.	221
Figura. 6.22 Pantalla Principal del Programa PC-FI.	225
Figura. 6.23 Datos del Pozo.	226
Figura. 6.24 Datos y dimensiones de la bomba.	227
Figura. 6.25 Datos de la varilla.	228
Figura. 6.26 Pantalla de Resultados.	229
Figura. 6.27 Catálogo Bomba Moyno.	234

ÍNDICE DE GRÁFICAS
CAPÍTULO 2

Gráfica 2.1 Comportamiento de los Fluidos Newtonianos y no Newtonianos Esfuerzo de Corte vs Velocidad de Corte.	19
--	----

CAPÍTULO 3

Gráfica 3.1 Representación de los datos ajustados.	73
Gráfica 3.2 Curva del Comportamiento de Afluencia (IPR).	75
Gráfica 3.3 Comparación de Correlaciones.	82
Gráfica 3.4 Comportamiento del pozo.	84
Gráfica 3.5 Comportamientos de afluencia y de capacidad de transporte.	86
Gráfica 3.6 Comportamiento de un pozo no Fluyente.	88

CAPÍTULO 4

Gráfica 4.1 Gradientes para mezclas de aceite y agua salada.	104
Gráfica 4.2 Cálculo del gradiente de la columna de gas.	107
Gráfica 4.3 Relación de Calores Específicos en Función de la Temperatura y la Densidad Relativa.	112
Gráfica 4.4 Diseño integral de BN para válvulas balanceadas.	113
Gráfica 4.5 Curva de gasto óptimo de gas de inyección.	114
Gráfica 4.6 Curva del Comportamiento de Afluencia (IPR).	118
Gráfica 4.7 Comparación de Correlaciones.	124
Gráfica 4.8 Comportamiento del pozo.	125
Gráfica 4.9 Comportamientos de afluencia y de capacidad de transporte.	128
Gráfica 4.10 Diseño integral de Gas Lift en PROSPER.	131
Gráfica 4.11 Efectos de diversos valores en el Corte de Agua.	134
Gráfica 4.12 Efectos de diversos valores en el Gasto de Inyección de Gas.	135
Gráfica 4.13 Efectos de diversos valores en la Pwh.	136
Gráfica 4.14 Efectos de diversos valores en la Pws.	137
Gráfica 4.15 Efectos combinados de los diversos parámetros en estudio.	138

CAPÍTULO 5

Gráfica. 5.1 Funcionamiento del Motor.	174
Gráfica 5.2 Comportamiento de Afluencia.	175

Gráfica 5.3 Volumen a través de la Bomba.	176
Gráfica 5.4 Comportamiento de la Bomba.	177
Gráfica 5.5 Comportamiento de la Bomba con Frecuencia Variable.	178
Gráfica 5.6 Gradiente de Presión contra Profundidad.	179
Gráfica 5.7 Amperaje del Motor y RPM.	179
Gráfica 5.8 Curva de la Bomba.	180
Gráfica 5.9 Comportamiento de la Bomba HP y Eficiencia.	181
Gráfica 5.10 Gradiente de Temperatura.	181
Gráfica 5.11 Eficiencia del Motor y Factor de Potencia.	182
Gráfica 5.12 Estudio de Sensibilidades con Frecuencia Variable.	185
Gráfica 5.13 Comportamiento de Afluencia.	186
Gráfica 5.14 Comportamiento de la Bomba.	187
Gráfica 5.15 Comportamiento de la Bomba (Sistema Combinado).	190
Gráfica 5.16 Comportamiento de la Bomba con Frecuencia Variable (Sistema Combinado) .	191
Gráfica 5.17 Comportamiento de la Bomba HP y Eficiencia (Sistema Combinado).	191

CAPÍTULO 6

Gráfica. 6.1 Curva de IPR con una presión en la cabeza de 10 [kg/cm ²].	210
Gráfica. 6.2 Factor de pérdida de carga.	216
Gráfica. 6.3 Curva de Prueba.	219

ÍNDICE DE TABLAS**CAPÍTULO 2**

Tabla 2.1 Registros de Presión de Fondo Fluyendo y Cerrado.	47
Tabla 2.2 Registro histórico de Producción.	48
Tabla 2.3 Datos de la Separación Diferencial.	50

CAPÍTULO 4

Tabla 4.1 Datos para el diseño de Bombeo Neumático.	103
Tabla 4.2 Resumen de los parámetros de las válvulas balanceadas.	109
Tabla 4.3 Factores de Corrección por temperatura para Domo Cargado con Nitrógeno a 60 °F.	111
Tabla 4.4 Datos para el diseño de Bombeo Neumático en PROSPER.	116
Tabla 4.5 Resultados del diseño de Gas Lift en PROSPER.	130

CAPÍTULO 5

Tabla 5.1 Resultados Diseño de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido.	183
Tabla 5.2 Resultados	187
Tabla 5.3 Resultados Diseño de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido (Análisis de Sensibilidad)	188
Tabla 5.4 Resultados Sistema Combinado.	192

CAPÍTULO 6

Tabla 6.1 Resultados.	230
Tabla 6.2 Resultados.	235

INTRODUCCIÓN

Los objetivos principales de la industria petrolera en la exploración, extracción, producción y manejo de los hidrocarburos son con el fin de obtener la producción óptima de los yacimientos desde un aspecto técnico-económico.

Esta tesis, tiene como objetivo principal apoyar a los ingenieros petroleros en el área de producción, ya que está relacionada a la aplicación de los conceptos adquiridos en las actividades propias a la extracción, producción, tratamiento y transporte de crudos; por lo tanto, esta tesis proporcionará prácticas de laboratorio de cómputo en el área de sistemas artificiales de producción que mejoren el rendimiento y beneficios de la industria petrolera.

Esta tesis introduce y aplica las técnicas de análisis e interpretación de datos de producción de pozos, para analizar su comportamiento y fundamentar las acciones que permitan mantenerlos en condiciones óptimas de producción.

El presente trabajo está basado en los Sistemas Artificiales de Producción, en el cual se proporciona información concerniente a la descripción de los sistemas a fin de conocer y entender el principio de funcionamiento de los mismos. Se enfoca principalmente a los Sistemas de Bombeo Neumático, Bombeo Electrocentrífugo Sumergido y Cavidades Progresivas.

Con las prácticas de laboratorio desarrolladas en esta tesis se reafirman los conocimientos para el diseño de pozos siendo estas herramientas para elaborar modelos que consideran al sistema de producción, yacimiento-pozo para optimizar su explotación.

Se elaboraron diseños de un Pozo fluyente, de los Sistemas de Bombeo Neumático Continuo y Bombeo Electrocentrífugo Sumergido, mediante un método gráfico y con software especializado (PROSPER y SubPump respectivamente). Además se elaboró un programa de cómputo (Visual Studio 2008) con el que se desarrolló un código de programación que permite diseñar un Sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas. Con el fin de aplicar los conceptos adquiridos y analizar la sensibilidad de sus variables en cada componente del sistema y el conjunto de sus elementos. El uso de software especializado brinda un soporte necesario para optimizar el diseño de las pruebas y la interpretación de los datos obtenidos.

A partir de la simulación realizada para el diseño de las instalaciones en el pozo, con software especializado de las condiciones de los pozos en producción, se puede realizar un análisis de los factores que influyen en el pozo con el fin de identificar condiciones desfavorables para su vida productiva. A la vez, se pueden predecir y optimizar las condiciones futuras y diagnosticar la situación actual de los pozos con el fin de optimizar la producción y como consecuencia incrementar la recuperación final. Aunada a una correcta administración de los recursos humanos, de capital y de activos.

Las prácticas presentadas en esta tesis muestran una forma rápida y clara del manejo de los programas de cómputo en el diseño de pozos.

Este trabajo es de gran ayuda para estudios, estrategias y toma de decisiones futuras que sean óptimas en la industria petrolera, tanto en la etapa inicial de un campo como en yacimientos maduros. Y posee diversas aplicaciones de gran utilidad.

En su esencia, el objetivo de este trabajo es visualizar el comportamiento presente y futuro de los pozos bajo diferentes escenarios de producción con Sistemas Artificiales de Producción con el fin de obtener las mejores condiciones de producción desde el punto de vista técnico-económico del proyecto.

CAPÍTULO 1

*FUNDAMENTOS DE LOS SISTEMAS
ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN*

1.1 Sistemas Artificiales de Producción

En un inicio la mayoría de los yacimientos poseen una gran energía, lo que quiere decir que cuentan con presión suficiente para trasladar los hidrocarburos desde el yacimiento hasta la superficie; dichos pozos se conocen como fluyentes (ver Figura 1.1). Al transcurrir el tiempo de explotación los yacimientos pierden energía, reducen el gasto o dejan de producir, por lo cual es necesaria la implantación de los sistemas artificiales de producción.

Cuando la energía del yacimiento no es suficiente para elevar los fluidos hasta la superficie o mantener e incrementar la producción es recomendable la implantación sistemas artificiales de producción en el pozo productor, así como procesos de recuperación secundaria inyectando fluidos al yacimientos a través de un pozo inyector y/o la combinación de éstos para continuar con explotación de las reservas remanentes del campo.

Los sistemas artificiales de producción se han creado con la finalidad de continuar la explotación del yacimiento cuando en éste ha declinado la presión para descargar su producción en superficie a una batería de separadores.

A partir de un estudio del comportamiento de producción de los pozos conociendo el historico de producción y de un análisis de toma de información como son registros de nivel de fluidos, temperatura, registros de presión, registros de producción, aforo de pozo, muestreo-análisis de los fluidos manejados y la validación del pozo propuesto; se determinará si es una opción para recuperar reservas remanentes, la implantación de algún sistema artificial de producción, como producción primaria o de un proceso de recuperación secundaria como mantenimiento de presión.

Las actividades de exploración petrolera se encargan de localizar yacimientos petroleros o rocas almacenadoras de hidrocarburos, así como determinar sus propiedades petrofísicas y de fluidos para realizar una caracterización del yacimiento y la correcta explotación de éste; haciendo uso de la ingeniería de yacimientos, la ingeniería de perforación y la ingeniería de producción.

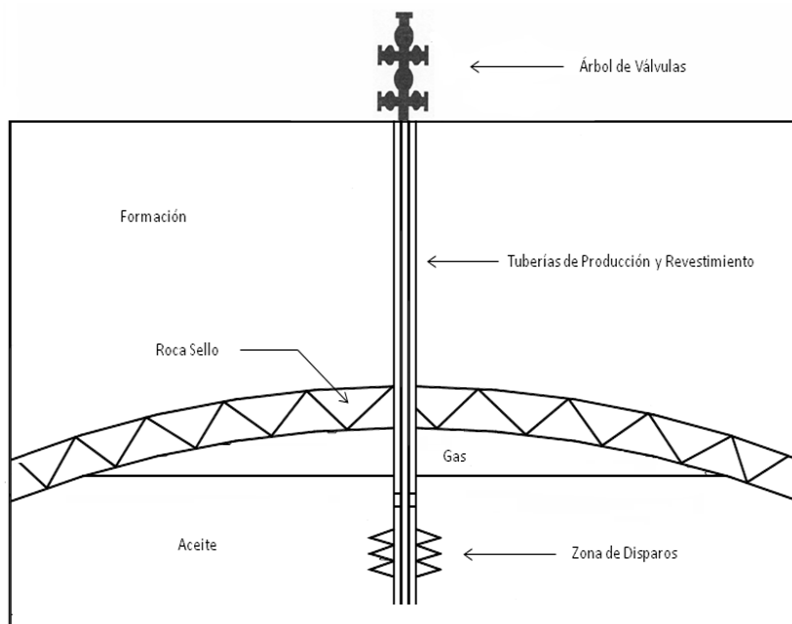


Figura 1.1 Esquema típico de un pozo petrolero en un yacimiento.

Los sistemas artificiales de producción de pozos petroleros se clasifican en:

- Sistema de Bombeo Neumático.
- Sistema de Bombeo Hidráulico.
- Sistema de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido.
- Sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas.
- Sistema de Bombeo Mecánico.

1.2 Sistema de Bombeo Neumático

El Sistema de Bombeo Neumático es un medio de levantamiento de fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie, el cual se realiza por medio de la inyección de gas a una presión relativamente alta a través del espacio anular, que dependerá de la profundidad y de la presión de yacimiento.

El sistema consiste de cuatro partes fundamentales:

- Fuente de gas a alta presión: Estación de compresión, pozo productor de gas a alta presión o compresor a boca de pozo.
- Un sistema de control de gas en la cabeza del pozo, válvula motora controlada por un reloj o un estrangulador ajustable (válvula de aguja).
- Sistema de control de gas subsuperficial (válvulas de inyección con mandril).
- Equipo necesario para el manejo y almacenamiento del fluido producido.

1.2.1 Clasificación de las Instalaciones de bombeo neumático

El tipo de instalación está condicionada por la decisión de hacer producir un pozo con Bombeo Neumático de flujo Continuo o flujo Intermitente.¹

Las válvulas están diseñadas de modo que funcionen como un orificio de apertura variable para el caso de Bombeo Neumático Continuo, dependiendo de la presión de la tubería de producción o pueden tener un asiento amplio para el caso de Bombeo Neumático Intermitente y suministrar un volumen de gas rápidamente a la tubería de producción para desplazar el bache del líquido.

Existen tres tipos de instalaciones de Bombeo Neumático (Figura 1.2):

- Instalación Abierta.

Se usa solamente tubería de producción dentro de la tubería de revestimiento, empleándose en pozos de alta producción y explotándose por el espacio anular o por la tubería de producción indistintamente. Esto no es recomendable por los daños que causa a la tubería de revestimiento y a las conexiones superficiales.

- Instalación Semicerrada.

Se utiliza tubería de producción y un empacador para aislar el espacio anular. Es el diseño más común en la explotación de hidrocarburos, lo cual permite aprovechar óptimamente la energía del yacimiento, protegiendo al mismo tiempo las tuberías y conexiones superficiales de los esfuerzos a que son sometidos, explotándose solamente por el interior de la tubería de producción.

- Instalación Cerrada.

Este diseño es similar al anterior, la única diferencia es la instalación de una válvula de retención alojada en un niple de asiento, seleccionando su distribución en el aparejo. Este accesorio permite el paso de los fluidos en una sola dirección.

Para que un pozo aporte los hidrocarburos desde el intervalo productor hacia la superficie, es necesario seleccionar, preparar e introducir un determinado aparejo, el cual una vez operando descargará los fluidos en forma controlada y segura.

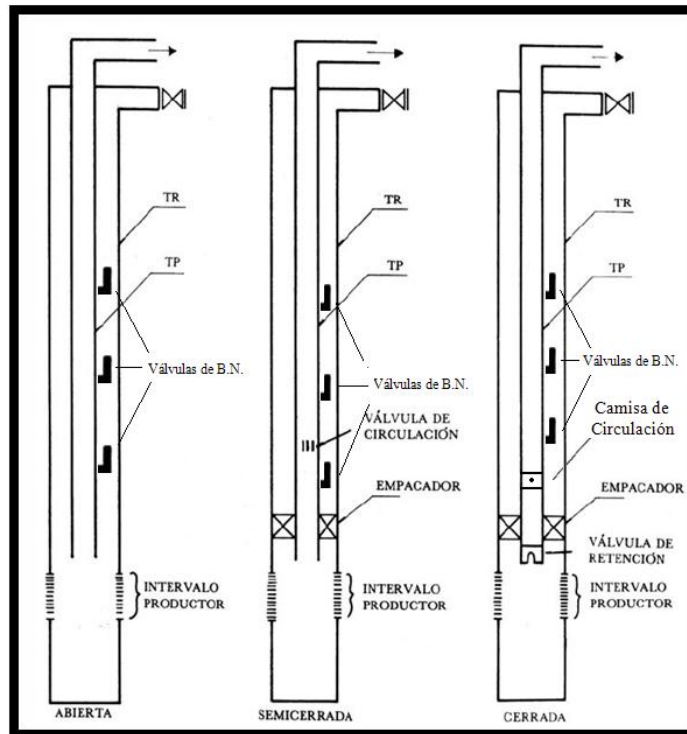


Figura 1.2 Tipos de Instalaciones de aparejos.¹

Existen dos tipos de diseño en la operación de bombeo neumático:

- Bombeo Neumático Continuo.
- Bombeo Neumático Intermitente.

1.2.2 Bombeo Neumático Continuo

En este método un volumen continuo de gas a alta presión (Figura 1.3) es inyectado dentro de la tubería de producción para aligerar la columna de fluidos hasta obtener una diferencial de presión suficiente a través de la cara de la formación y de este modo permitir fluir al pozo a un gasto deseado.¹

Ventajas

- Inversiones bajas para pozos profundos.
- Bajos costos en pozos con elevada producción de arena.
- Flexibilidad operativa al cambiar condiciones de producción.
- Adaptable en pozos desviados.
- Capaz de producir grandes volúmenes de fluidos.
- Las válvulas de Bombeo Neumático pueden ser recuperables con línea de acero.

Desventajas

- Requiere una fuente continua de gas.
- Costos operativos altos si el gas es comprado.
- Altos costos operativos al manejar gases amargos.
- Se requiere alimentación de gas a alta presión.
- La T.R. debe soportar una alta presión de gas.

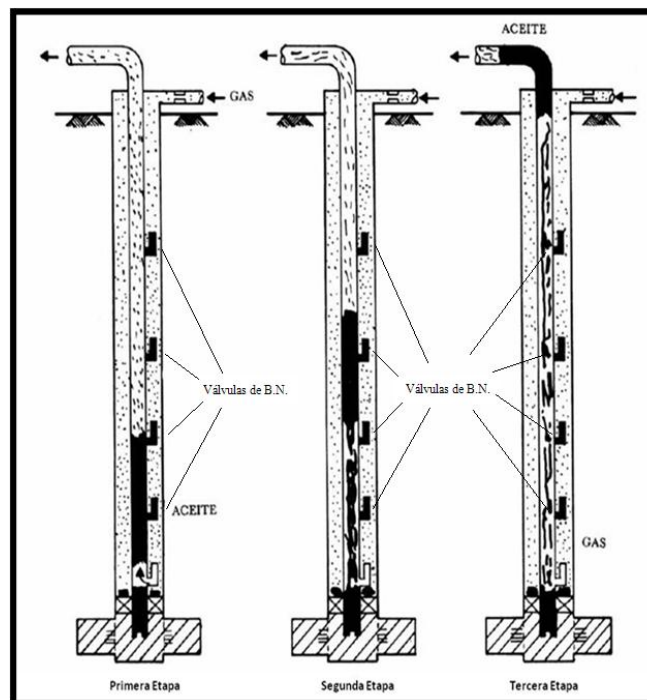


Figura 1.3 Diagrama Bombeo Neumático Continuo en 3 etapas.¹

1.2.3 Bombeo Neumático Intermitente

Este método consiste en inyectar un volumen de gas a alta presión por el espacio anular hacia la T.P. en forma cíclica, es decir, periódicamente inyectar un determinado volumen de gas por medio de un regulador, un interruptor o ambos; desplazando a los fluidos acumulados como un pistón. El fluido dentro de la tubería de producción es levantado en forma de baches (Figura1.4).¹

Ventajas

- Inversiones bajas para pozos profundos.
- Bajos costos en pozos con elevada producción de arena.
- Flexibilidad operativa al cambiar condiciones de producción.
- Adaptable en pozos desviados.
- Su vida útil es mayor que la de otros sistemas.
- Las válvulas de Bombeo Neumático pueden ser recuperables con línea de acero.

Desventajas

- Su eficiencia es muy baja.
- Se requiere alimentación de gas a alta presión.
- Requiere una fuente continua de gas.
- Los gastos de producción son reducidos.
- La T.R. debe soportar una alta presión de gas.

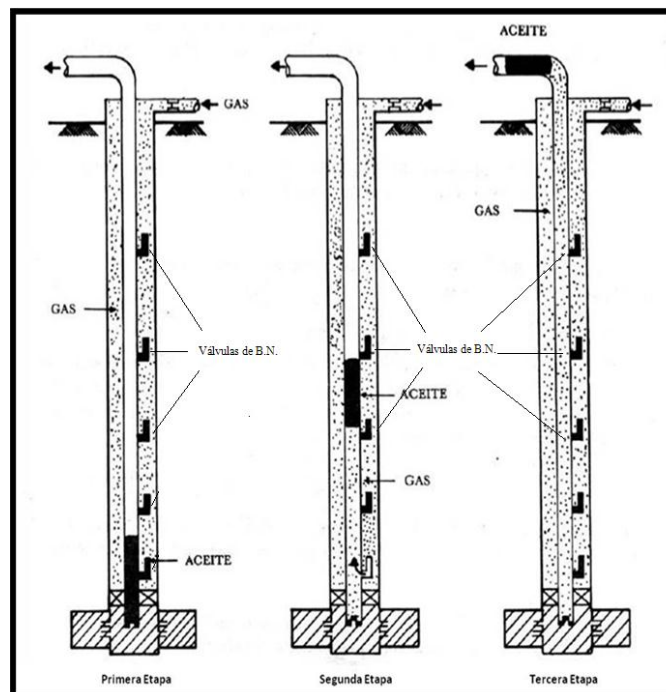


Figura 1.4 Diagrama Bombeo Neumático Intermitente en 3 etapas.¹

1.3 Sistema de Bombeo Hidráulico

El Sistema Bombeo Hidráulico se basa en un principio sencillo: “La presión ejercida sobre la superficie de un fluido se transmite con igual intensidad en todas las direcciones”. Los sistemas de bombeo hidráulico (Figura 1.5) proporcionan una flexibilidad extraordinaria en la instalación y capacidad de funcionamiento para cumplir una amplia gama de requerimientos de extracción artificial.²

Aplicando este principio es posible inyectar desde la superficie un fluido a alta presión que va a operar el pistón motor de la unidad de subsuelo en el fondo del pozo. El pistón motor está mecánicamente ligado a otro pistón que se encarga de bombear el aceite producido por la formación. Los fluidos de potencia más utilizados son agua y crudos livianos que pueden provenir del mismo pozo.

La bomba hidráulica es un dispositivo tal, que recibiendo energía mecánica de una fuente exterior, la transforma en una energía de presión transmisible de un lugar a otro de un sistema hidráulico a través de un líquido cuyas moléculas estén sometidas precisamente a esa presión.

Los sistemas de bombeo hidráulico proporcionan una flexibilidad extraordinaria en la instalación y capacidad de funcionamiento para cumplir una amplia gama de requerimientos de extracción artificial.

En el sistema de bombeo hidráulico, el crudo (o agua) se toma del tanque de almacenamiento y se alimenta a la bomba Triple/Múltiple. El fluido de potencia, ahora con la presión aumentada por la bomba triple, está controlada por las válvulas en la estación de control y distribuida en uno o más pozos. El fluido de potencia pasa a través de las válvulas del cabezal del pozo y es dirigido a la bomba. En una instalación de bomba de pistón, este fluido de potencia acciona el motor que a su vez acciona la bomba. El fluido de potencia regresa a la superficie con el crudo producido y es enviado por la tubería al tanque de almacenamiento.

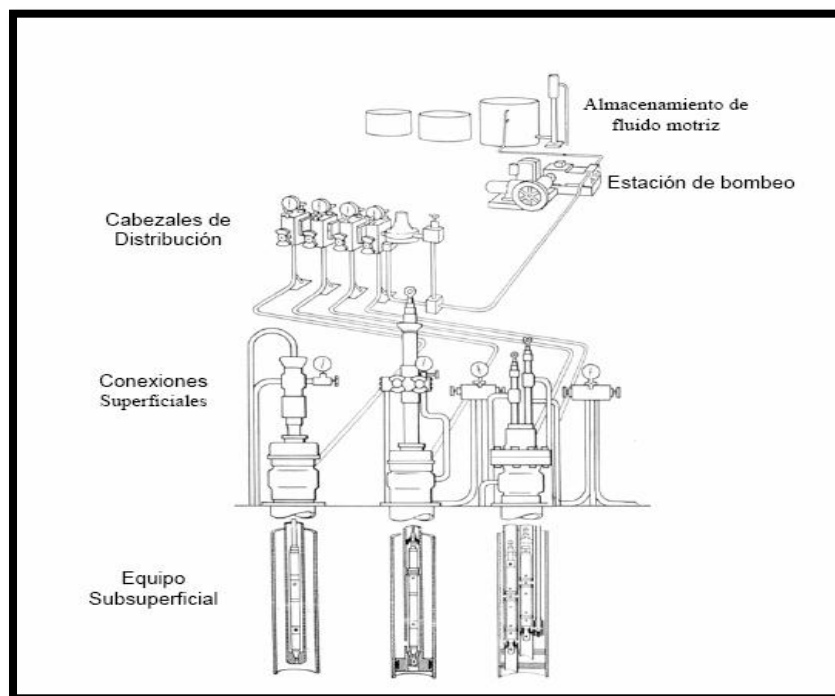


Figura 1.5 Diagrama Sistema de Bombeo Hidráulico.²

1.3.1 Bombeo Hidráulico Tipo Jet

El Bombeo Hidráulico Tipo Jet (Figura 1.6), es un mecanismo de producción de pozos petroleros, que actúa mediante la transferencia de potencia a una bomba de subsuelo con un fluido presurizado que es bombeado a través de la tubería de producción. La bomba de subsuelo actúa como un transformador convirtiendo la energía del fluido motriz en energía potencial o presión sobre los fluidos producidos.²

La bomba de subsuelo tipo Jet, logra su acción de bombeo mediante la transferencia de energía entre dos corrientes de fluidos. La alta presión del fluido motriz enviado desde la superficie pasa a través de una boquilla donde su energía potencial o presión es convertida en energía cinética en la forma de chorro de fluido a gran velocidad. El fluido a producir es succionado y mezclado con el fluido motriz en la garganta de la bomba y llevado a superficie.

No requiere de varillas o cables eléctricos para la transmisión de potencia a la bomba de subsuelo. Es un sistema con dos bombas una en superficie que proporciona el fluido motriz y una en el fondo que trabaja para producir los fluidos de los pozos. La bomba de subsuelo puede ser instalada y recuperada hidráulicamente o con unidades de cable. Los fluidos producidos pueden ser utilizados como fluido motriz. Su mantenimiento es de bajo costo y de fácil implementación.

Ventajas

- Alta duración y menor tiempo en tareas de mantenimiento.
- Se puede instalar en pozos desviados.
- Se puede operar a control remoto.
- Puede bombear todo tipo de crudos, inclusive crudos pesados.
- Maneja fluidos contaminados con CO₂, SO₂, gas y arena.

Desventajas

- Altos costos en la reparación del equipo.
- Riesgo por la presencia de altas presiones.
- Problemas de corrosión.

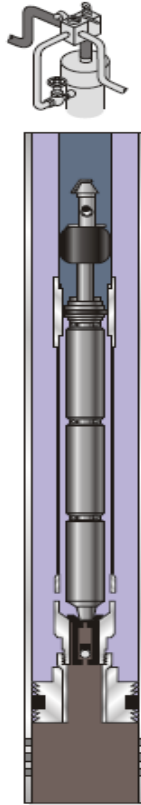


Figura 1.6 Bombeo Hidráulico Tipo Jet.²

1.3.2 Bombeo Hidráulico Tipo Pistón

El principio de operación es similar al de las bombas del Bombeo Mecánico, sólo que en una instalación de Bombeo Hidráulico Tipo Pistón (Figura 1.7), la varilla se encuentra en el interior de la bomba.

Las bombas hidráulicas (Figura 1.8) se clasifican en bombas de acción sencilla y las de doble acción. Las de acción sencilla desplazan fluido a la superficie en un solo sentido, es decir, en el movimiento de ascenso o descenso. Las de doble acción desplazan fluido hasta la superficie en ambos recorridos, ya que poseen válvulas de succión y de descarga en ambos lados del pistón que combinan acciones de apertura y cierre de las válvulas de succión y descarga del mismo.

Las tolerancias muy ajustadas de estas bombas las hacen muy sensibles a la contaminación del líquido. Según la disposición de los pistones con relación al eje que los acciona, estas bombas pueden clasificarse en tres tipos²:

- Axiales: los pistones son paralelos entre si y también paralelos al eje.
- Radiales: los pistones son perpendiculares al eje, en forma de radios.
- Transversales: los pistones, perpendiculares al eje, son accionados por bielas.

De todos estos tipos los que se utilizan fundamentalmente en maquinaria actualmente son las primeras de pistones axiales, por esta razón nos vamos a referir a este tipo de bombas y descartaremos los demás tipos.

Ventajas

- Flexibilidad para cambiar las condiciones operativas.
- Instalaciones grandes ofrecen una inversión baja por pozo.
- La recuperación de las bombas se hace por circulación inversa.
- Se puede instalar en pozos desviados.
- Adaptable a la automatización.
- Inversiones bajas para volúmenes producidos mayores a 400 [BPD] en pozos profundos.
- El equipo puede ser centralizado en un sitio.

Desventajas

- Mantenimiento del fluido motor limpio.
- Condiciones peligrosas al manejar aceite a alta presión en líneas.
- La pérdida de potencia en superficie ocasiona fallas en el equipo subsuperficial.
- El diseño es complejo.
- En ocasiones requiere de sartas múltiples.
- Es difícil la instalación de la bomba en agujero descubierto.
- El manejo de arena, incrustaciones, gas o corrosión ocasionan muchos problemas.
- Demasiada inversión para producciones altas a profundidades someras e inmediatas.

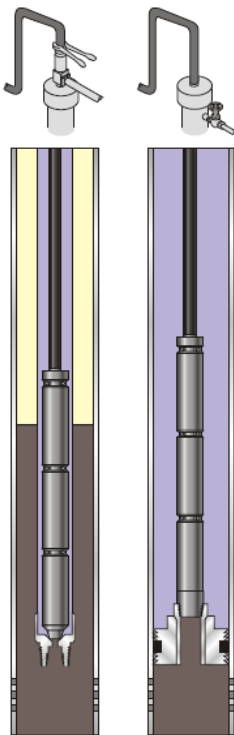


Figura 1.7 Bombeo Hidráulico Tipo Pistón.²



Figura 1.8 Bombas de Pistón.²

1.4 Sistema de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido

El Sistema de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido (Figura 1.9) es un sistema de levantamiento artificial que emplea la energía eléctrica convertida en energía mecánica para levantar una columna de fluido desde un nivel determinado hasta la superficie, descargándolo a una determinada presión.

Entre las características del sistema están su capacidad de producir volúmenes considerables de fluido desde diferentes profundidades, bajo una amplia variedad de condiciones del pozo y particularmente se distingue por qué, el motor está directamente acoplado con la bomba en el fondo del pozo. El ensamble de bombeo eléctrico trabaja sobre un amplio rango de profundidades y volúmenes, su aplicación es particularmente exitosa cuando las condiciones son propicias para producir altos volúmenes de líquidos con bajas relaciones gas-aceite.

Este es un método de levantamiento artificial altamente eficiente para la producción de crudos livianos y medianos; sin embargo, es uno de los métodos de extracción de crudo que exige mayor requerimiento de supervisión, análisis y control, a fin de garantizar el adecuado comportamiento del sistema.

Tiene como principio fundamental levantar el fluido del yacimiento hasta la superficie, mediante la rotación centrífuga de la bomba electrosumergible. La potencia requerida por dicha bomba es suministrada por un motor eléctrico que se encuentra ubicado en el fondo del pozo; la corriente eléctrica, necesaria para el funcionamiento de dicho motor, es suministrada desde la superficie, y conducida a través del cable de potencia hasta el motor.

Una unidad típica de bombeo electrosumergible está constituida en el fondo del pozo por los siguientes componentes: motor eléctrico, protector, sección de entrada, bomba electrosumergible y cable conductor. Las partes superficiales son: cabezal, cable superficial, tablero de control y transformador. La integración de los componentes es indispensable, ya que cada uno ejecuta una función esencial en el sistema para obtener las condiciones de operación deseadas que permitan impulsar a la superficie el gasto requerido.

La técnica para diseñar las instalaciones bombeo electrocentrífugo sumergido consiste en: seleccionar una bomba que cumpla los requerimientos de la producción deseada, de asegurar el incremento de presión para levantar los fluidos, desde el pozo hasta la estación, y escoger un motor capaz de mantener la capacidad de levantamiento y la eficiencia del bombeo.

El sistema representa uno de los métodos más automatizables y fácil de mejorar, y está constituido por equipos complejos y de alto costo, por lo que se requiere, para el buen funcionamiento de los mismos, de la aplicación de herramientas efectivas para su supervisión, análisis y control.³

Ventajas

- Buena habilidad para producir altos volúmenes de fluido a profundidades someras e intermedias.
- Baja inversión para profundidades someras.
- Adaptable a la automatización.
- Es aplicable a profundidades hasta de 4200 [m].

Desventajas

- El cable eléctrico es la parte más débil del sistema.
- Poca flexibilidad para variar las condiciones de producción.
- Tiempos de cierre prolongados.
- Requiere fuentes económicas de suministro de energía eléctrica.
- Los problemas de incrustaciones son fatales para la operación.
- Difícil para manejar alto porcentaje de arena o gas.

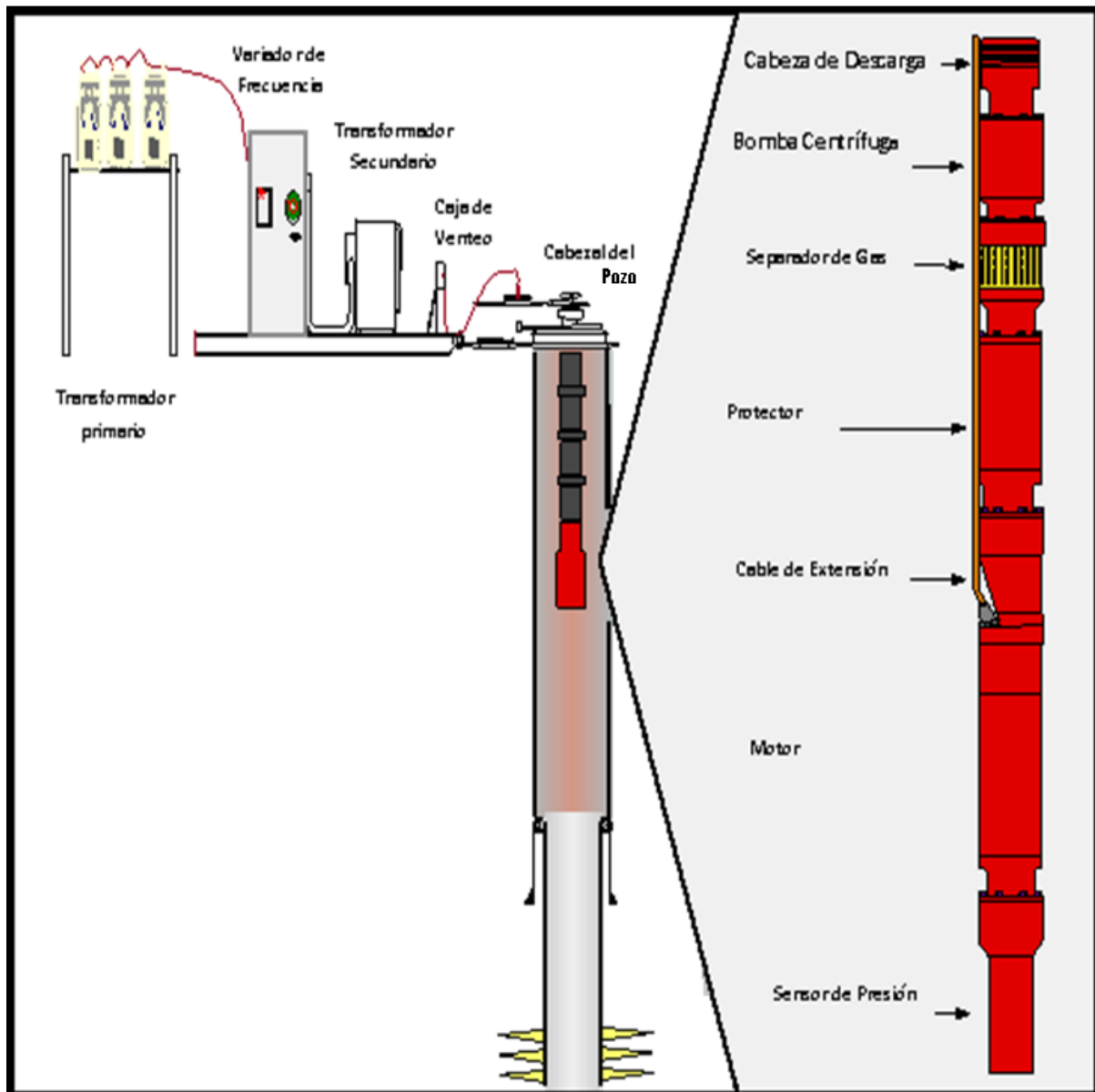


Figura 1.9 Diagrama Bombeo Electrocentrífugo Sumergido.⁴

1.5 Sistemas de Bombeo de Cavidades Progresivas

El Sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas proporciona un método de levantamiento artificial que se puede utilizar en la producción de fluidos muy viscosos y posee pocas partes móviles por lo que su mantenimiento es relativamente sencillo.

El sistema consta básicamente de un cabezal de accionamiento en superficie y una bomba de fondo compuesta de un rotor de acero, en forma helicoidal de paso simple y sección circular, que gira dentro de un estator de elastómero vulcanizado.

La operación de la bomba es sencilla; a medida que el rotor gira excéntricamente dentro del estator, se van formando cavidades selladas entre las superficies de ambos, para mover el fluido desde la succión de la bomba hasta su descarga.

El estator va en el fondo del pozo enroscado a la tubería de producción con un empaque no sellante en su parte superior. El diámetro de este empaque debe ser lo suficientemente grande como para permitir el paso de fluidos a la descarga de la bomba sin presentar restricción de ningún tipo, y lo suficientemente pequeño como para no permitir el paso libre de los acoples de la extensión del rotor.

El rotor va roscado en las varillas por medio del niple espaciador o intermedio, las varillas son las que proporcionan el movimiento desde la superficie hasta la cabeza del rotor. La geometría del conjunto es tal, que forma una serie de cavidades idénticas y separadas entre sí. Cuando el rotor gira en el interior del estator estas cavidades se desplazan axialmente desde el fondo del estator hasta la descarga generando de esta manera el bombeo por cavidades progresivas. Debido a que las cavidades están hidráulicamente selladas entre sí, el tipo de bombeo es de desplazamiento positivo.

La instalación de superficie está compuesta por un cabezal de rotación (ver Figura 1.10), que está conformado, por el sistema de transmisión y el sistema de frenado. Estos sistemas proporcionan la potencia necesaria para poner en funcionamiento a la bomba de cavidades progresivas.

Otro elemento importante en este tipo de instalaciones es el sistema de anclaje, que debe impedir el movimiento rotativo del equipo ya que, de lo contrario, no existirá acción de bombeo. En vista de esto, debe conocerse la torsión máxima que puede soportar este mecanismo a fin de evitar daños innecesarios y mala operación del sistema.⁵

Ventajas

- Bajas inversiones para pozos someros y bajos gastos.
- Excelente eficiencia hidráulica (50-70%).
- Fácil de instalar y operar.
- Excelente para manejar arena.
- Opera en pozos con aceite viscoso.

Desventajas

- Se requiere de experiencia y conocimiento.
- Vida útil corta por los problemas del elastómero.
- Baja eficiencia para gas.

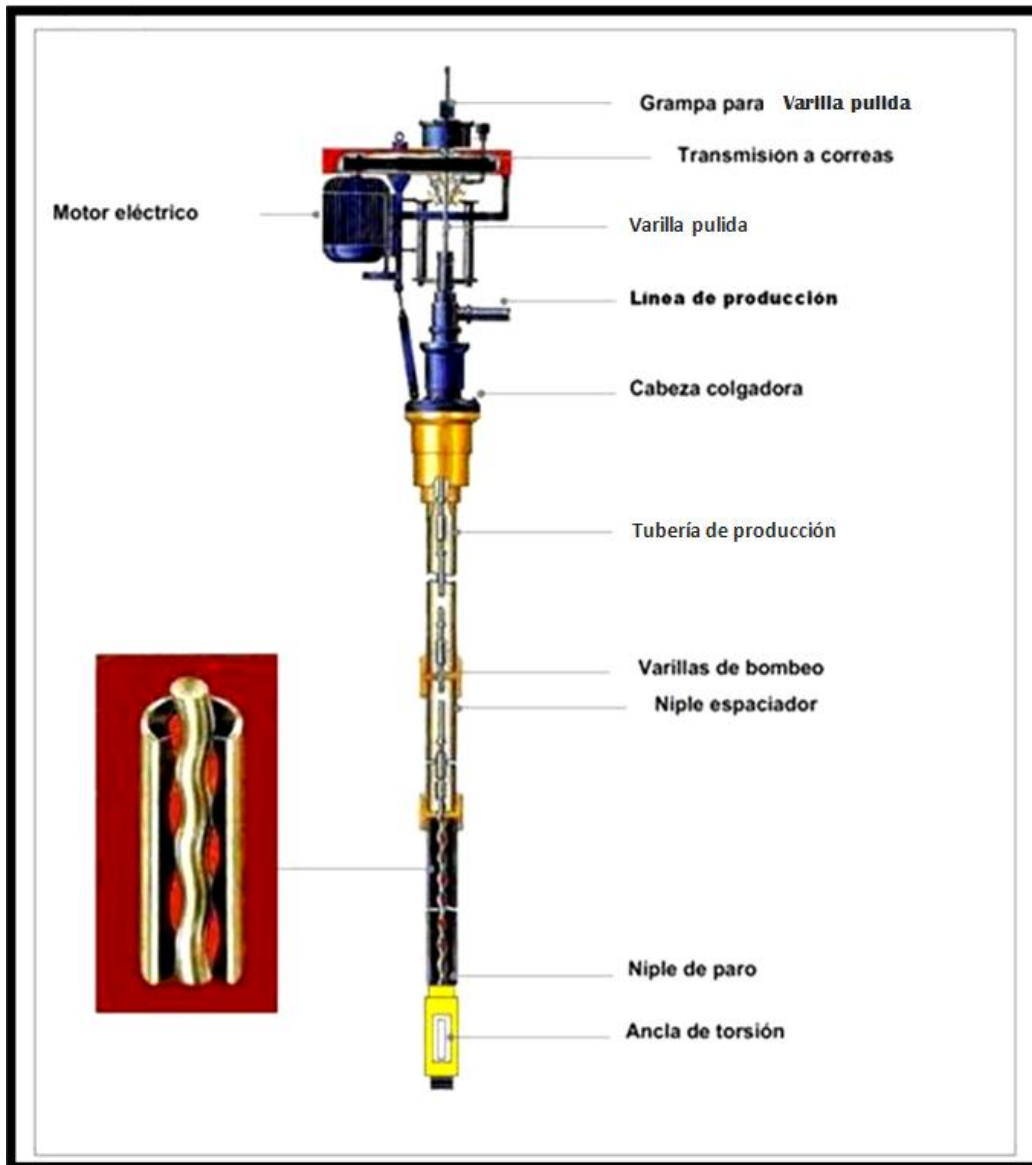


Figura 1.10 Diagrama Bombeo de Cavidades Progresivas.⁵

1.6 Sistema de Bombeo Mecánico

El yacimiento que ha de producir por bombeo mecánico (Figura 1.11) tiene cierta presión, suficiente para que el aceite alcance un cierto nivel en el pozo. Por tanto, el bombeo mecánico no es más que un procedimiento de succión y transferencia casi continua del aceite hasta la superficie. El balancín de producción, que en apariencia y principio básico de funcionamiento, imparte el movimiento de sube y baja a la sarta de varillas de succión que mueve el pistón de la bomba, colocada en la sarta de producción, a cierta profundidad del fondo del pozo

La válvula fija permite que el aceite entre al cilindro de la bomba. En la carrera descendente de las varillas, la válvula fija se cierra y se abre la válvula viajera para que el aceite pase de la bomba a la T.P. En la carrera ascendente, la válvula viajera se cierra para mover hacia la superficie el aceite que está en la tubería y la válvula fija permite que entre el aceite a la bomba. La repetición continua del movimiento ascendente y descendente (emboladas) mantiene el flujo.

El número de emboladas por minuto, dependerá de los cálculos que se hagan de las condiciones del pozo, tanto en capacidad de producción como profundidad del mismo, ya que unas veces estará limitada esa velocidad por falta de aceite y otras por la profundidad del pozo.

Las varillas de succión son hechas de varias aleaciones de metales. Están sujetas a un funcionamiento mecánico que le impone esfuerzos de estiramiento, encogimiento y vibración; fatiga, corrosión, erosión. Cada varilla tiene en un extremo una espiga redonda, sólida y roscada, y más abajo del hombrillo, en forma cuadrada, una muesca para encajar la llave para el enrosque y desenrosque. Es el sistema más reconocido de bombeo. Utiliza un movimiento vertical transmitido por contrapesos y un brazo mecánico que sube y baja.⁶

Unidades de Bombeo

- Tipo Convencional.
- Mark II.
- Unidad Aerobalanceada.

Ventajas

- Diseño simple.
- Baja inversión para producción de volúmenes bajos y profundidades someras a intermedias (2400 m).
- Permite producir con niveles de fluidos bajos.
- Adaptable en pozos con problemas de corrosión e incrustaciones.
- Cuando su aplicación es apropiada, el método es barato.

Desventajas

- Inversiones altas para producciones altas, así como para profundidades medias y grandes.
- Debido a las características de las varillas se limita al BM a profundidades mayores y volúmenes altos de producción.
- Problemas en agujeros desviados.
- Para reparación de la bomba, las varillas deben ser extraídas.

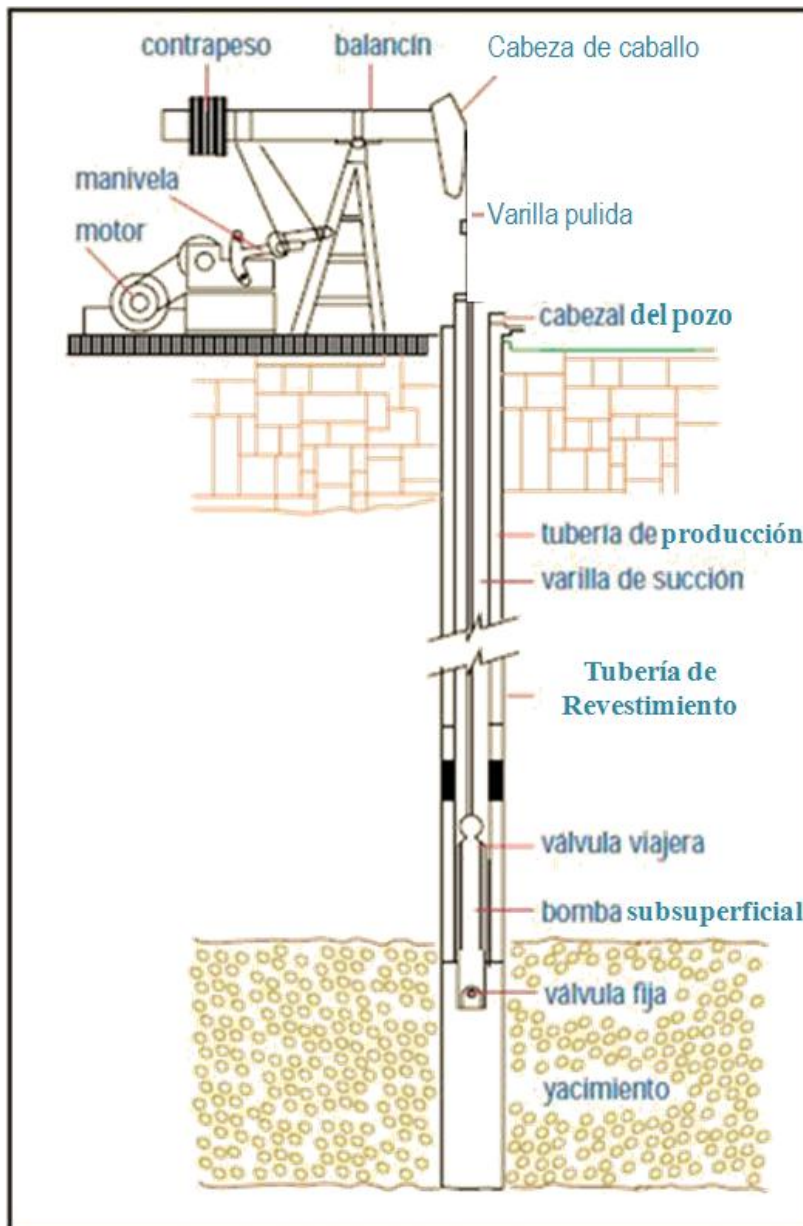


Figura 1.11 Diagrama de Bombeo Mecánico Convencional.⁶

CAPÍTULO 2

*SELECCIÓN Y ANÁLISIS DE
INFORMACIÓN*

2.1 Selección y Análisis de Información

Adquirir información es un punto importante para lograr mantener o incrementar la producción teniendo en cuenta que la medición, manipulación y análisis adecuado de la información es importante para cumplir y optimizar los resultados, logrando anticipar problemas presentes en el pozo.

La toma de información se inicia con la determinación del plan adecuado de requerimientos de información ya que a lo largo de la vida productiva de un pozo se adquiere una enorme cantidad de datos relacionándose con procedimientos de medición a fin de asegurar la calidad y representatividad de la información.

Los pasos a seguir a realizar un proceso de selección y análisis de información son los siguientes:

- Planeación de un programa de adquisición de información.
- Recolección de información.
- Análisis de información.
- Síntesis y validación de la información.

A continuación se describe la información necesaria para comprender y analizar el comportamiento del pozo, así como los factores y propiedades presentes en él.

2.2 Descripción de las propiedades de los fluidos

Cuando se observa algo que tiene la capacidad de moverse en cualquier medio sin conservar su forma original, entonces puede llamarse fluido, esta es una definición sencilla para definirlo, pero haciendo un profundo análisis, se define como un estado de la materia que no tiene volumen definido debido a su poca cohesión intermolecular, por lo tanto este se adapta a la forma del recipiente que lo contiene, y además son poco resistentes a fuerzas tangenciales o cortantes, es decir cualquier fuerza grande o pequeña que se le aplique a un fluido, este enseguida se pondrá en movimiento.

Se considera fluido a un gas o un líquido indistintamente. En un gas, sus moléculas se encuentran muy separadas entre sí, por lo tanto es un fluido muy compresible y además, cuando la presión externa desaparece tiende a expandirse indefinidamente. Así pues, un gas está en equilibrio sólo cuando se encuentra confinado. Un líquido es relativamente incompresible y si la presión externa desaparece excepto su presión de vapor, la cohesión existente entre sus moléculas lo mantiene unido, de forma tal que el líquido no se expanda indefinidamente; por esta razón los líquidos pueden presentar una superficie libre, sin necesidad de que esté actuando una presión sobre ella, excepto su presión de vapor. Un vapor es un gas cuyas condiciones de presión y temperatura se encuentran cercanas a la fase líquida.

Los fluidos, tienen propiedades físicas que permiten caracterizar y cuantificar su comportamiento así como distinguirlos de otros. Algunas de estas propiedades son exclusivas de los fluidos y otras son típicas de todas las sustancias. Características como la viscosidad, tensión superficial y presión de vapor sólo se pueden definir en los líquidos y gases, sin embargo la masa específica, el peso específico y la densidad son atributos de cualquier materia.⁷

Algunas propiedades (Figura 2.1) que presentan los fluidos dependen de la cantidad total de masa presente, llamadas propiedades extensivas, y aquellas propiedades cuya medida es independiente de la cantidad total de masa presente que son llamadas propiedades intensivas.

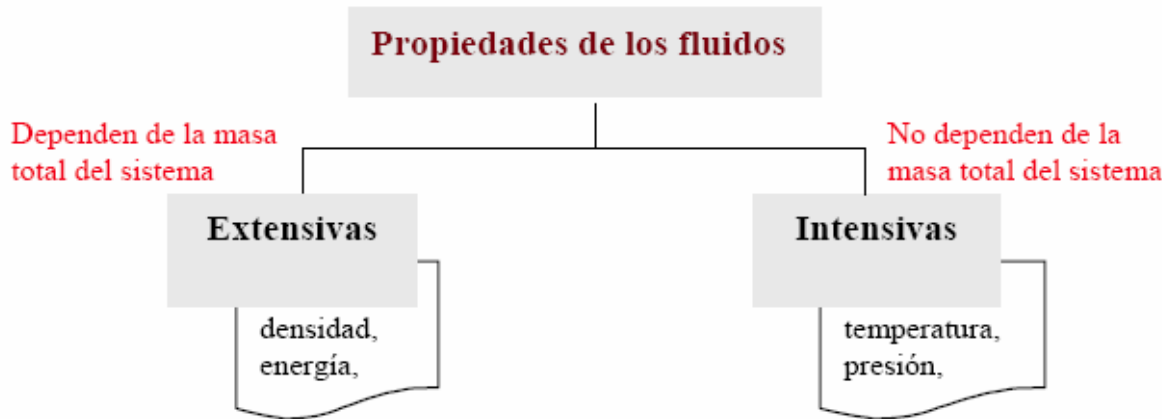
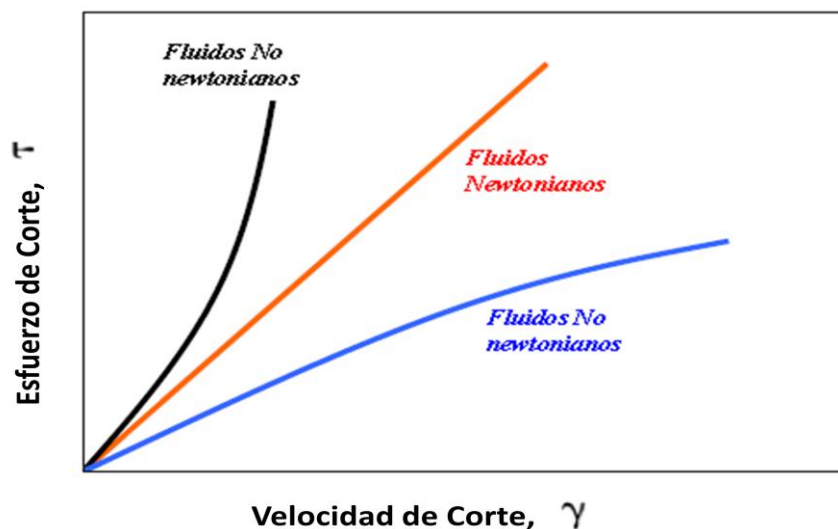


Figura 2.1. Clasificación de las Propiedades de los Fluidos.

Los fluidos se clasifican desde el punto de vista de la relación que existe entre la viscosidad y la velocidad de deformación en fluidos newtonianos y fluidos no newtonianos (ver Gráfica 2.1).⁸

- Fluido newtoniano es aquel cuyo comportamiento reológico puede ser descrito de acuerdo con la ley de la viscosidad de newton; es decir, son aquellos fluidos que exhiben una proporcionalidad directa entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte.
- Los fluidos no newtonianos (la mayoría de los fluidos caen dentro de esta clasificación) no muestran una proporción directa entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte. La viscosidad varía la velocidad de corte y la relación es llamada "viscosidad efectiva".



Gráfica 2.1. Comportamiento de los Fluidos Newtonianos y no Newtonianos⁸
Esfuerzo de Corte vs Velocidad de Corte.⁸

La composición está referida a cada uno de los compuestos que forman la mezcla del fluido, desde los hidrocarburos como el metano, etano, propano, butano, etc. y los no hidrocarburos que son las impurezas tales como el nitrógeno, oxígeno, helio, bióxido de carbono, ácido sulfhídrico, etc.

2.3 Propiedades de los Fluidos

2.3.1 Densidad Relativa (γ)

La densidad relativa o gravedad específica de una sustancia es el cociente de la densidad de ésta con la densidad de otra sustancia que se usa como patrón. El patrón debe de cumplir con las siguientes características, debe tener universalidad, debe ser abundante y barato. Para el caso de los líquidos la sustancia que se utilizara como patrón es el agua, a 4°C y 1 atmósfera de presión y para los gases se utilizará el aire a las mismas condiciones.⁷

$$\gamma = \frac{\rho_{abs}}{\rho_r} \quad (1.1)$$

Donde:

γ = Densidad Relativa [adimensional]

ρ_{abs} = Densidad Absoluta del cuerpo [kg/cm³]

ρ_r = Densidad del Agua [kg/cm³]

2.3.2 Peso Específico (w)

El peso específico (w) de una sustancia es el peso de la unidad de volumen de dicha sustancia. En los líquidos puede considerarse constante por las variaciones ordinarias de presión, para el caso de los gases mediante la ecuación de estado de los gases (Ley de Charles y Boyle).⁷

$$\frac{pv_s}{T} = R \quad w = \frac{1}{v_s} \quad w = \frac{p}{RT} \quad (1.2)$$

Donde:

p = Presión Absoluta en [kg/m²]

v_s = Volumen específico o volumen ocupado por la unidad de peso en [m³/kg]

T = Temperatura absoluta en grados Kelvin

R = Constante del gas en [m/°K]

2.3.3 Viscosidad de Fluidos (μ)

La viscosidad es aquella propiedad que determina la cantidad de resistencia opuesta a las fuerzas cortantes. La viscosidad se debe primordialmente a las interacciones de las moléculas del fluido. Los fluidos de alta viscosidad presentan una cierta resistencia a fluir; los fluidos de baja viscosidad fluyen con facilidad. En los líquidos disminuye al aumentar la temperatura, pero no se ve afectada por las variaciones de presión. La viscosidad de un fluido puede medirse por un parámetro dependiente de la temperatura llamado coeficiente de viscosidad o simplemente viscosidad⁷. En unidades en el SI: $[\mu] = [\text{Pa}\cdot\text{s}] = [\text{kg}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{s}^{-1}]$; otras unidades:

$$1 \text{ Poise} = 1 [P] = 1 \left[\frac{g}{cm \cdot s} \right] \quad (1.3)$$

2.3.4 Tensión Superficial (σ)

La tensión superficial es una medida de la capacidad de soportar tensiones en la superficie de un líquido, se idealiza a través del concepto de membrana superficial, cuyo comportamiento depende de la interacción entre las moléculas de cohesión y de adhesión. La tensión superficial se expresa como fuerza tensionante capaz de ser soportada por una unidad de longitud de membrana capilar.⁷

2.3.5 Capilaridad

La capilaridad es la elevación o depresión de un líquido en un tubo estrecho producido por la tensión superficial dependiendo de las magnitudes relativas de la cohesión y adhesión del líquido a través de las paredes del tubo. Los líquidos ascienden en los tubos que mojan (adhesión > cohesión) y descienden en los tubos que no mojan (adhesión < cohesión).

2.3.6 Presión de Vapor

Cuando se tiene lugar el fenómeno de la evaporización dentro de un espacio cerrado, la presión parcial a que dan lugar las moléculas de vapor se llama presión de vapor. Las presiones de vapor dependen de la temperatura, aumentando con ella.⁷

2.3.7 Presión de un Fluido (P)

Es una magnitud física que mide la fuerza por unidad de superficie, y sirve para caracterizar como se aplica una determinada fuerza resultante sobre una superficie. La presión de un fluido se transmite de igual intensidad en todas las direcciones y actúa normalmente a cualquier superficie plana. La presión viene expresada por la fuerza por una superficie.⁷

$$P = \frac{F}{A} \quad (1.5)$$

Donde:

P = Presión [lb/pg^2]

F = Fuerza [lb]

A = Área [pg^2]

2.3.8 Compresibilidad (C)

La compresibilidad de un fluido es una medida de variación de su volumen producida por una variación de presiones, manteniendo constante otros parámetros involucrados dentro de un sistema.⁷

$$C = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T \quad (1.6)$$

Donde:

C = Compresibilidad [$1/\text{kg}/\text{cm}^2$]

V = Volumen [m^3]

P = Presión [kg/cm^2]

2.3.9 Viscosidad Cinemática (ν)

La viscosidad cinemática de un fluido es la relación de la viscosidad dividida por la densidad, cuyo nombre proviene de que sus dimensiones son únicamente de tipo cinemático. La unidad física de la viscosidad cinemática en el Sistema CGS es el Stokes, a veces se expresa en términos de centistokes.⁷

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} [\text{Stoke}] \quad (1.7)$$

$$1 \text{ Stoke} = \frac{\text{cm}^2}{\text{seg}} = 100 \text{ Centistokes}$$

Donde:

μ = Viscosidad [cp]

ρ = Densidad [kg/cm^3]

2.3.10 Densidad (ρ)

La densidad es la cantidad de masa por unidad de volumen. Matemáticamente se define como el cociente entre la masa y el volumen de un cuerpo. La unidad de densidad en el sistema internacional de unidades es el kilogramo por metro cúbico [kg/m^3], pero por razones prácticas se utiliza normalmente el gramo por centímetro cúbico [g/cm^3].⁷

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (1.8)$$

Donde:

ρ = Densidad [Kg/cm^3]

m = Masa [Kg]

V = volumen [cm^3]

2.3.11 Volumen Específico (v)

El volumen específico es el volumen ocupado por unidad de masa de un material. Es el inverso de la densidad, no depende de la cantidad de materia.⁷

$$v = \frac{V}{m} = \frac{1}{\rho} \quad (1.9)$$

Donde:

v = Volumen Específico [1/kg/cm³]

V = Volumen [m³]

m = Masa [Kg]

ρ = Densidad [Kg/cm³]

2.4 Propiedades de los Hidrocarburos

Las propiedades de los hidrocarburos se determinan en el laboratorio usando pruebas de separación instantánea (flash) y diferencial. Las muestras son obtenidas del subsuelo o recombinadas en superficie de los separadores y tanques. Los datos de los fluidos permiten realizar estimaciones volumétricas de yacimientos de gas asociado y gas no asociado, analizando el comportamiento del yacimiento, así como diseñar el tamaño de las instalaciones, estimar la pérdida de presión en la vecindad del pozo y en la línea de flujo.

El uso de las propiedades de los hidrocarburos es necesario para realizar el diseño del sistema artificial de producción en el programa de cómputo seleccionado, a continuación se definen las propiedades que se utilizarán en los estudios y desarrollos de esta tesis.

2.4.1 Densidad del Aceite (ρ_o)

Es la relación de la masa de aceite más su gas disuelto entre su volumen. La densidad varía con la temperatura y presión.⁷

$$\rho_o = \frac{\text{Masa Aceite @ C.Y.}}{\text{Vol. Aceite @ C.Y.}} \left[\frac{\text{gr}}{\text{cm}^3} \right] \quad (1.10)$$

2.4.2 Viscosidad del Aceite (μ_o)

La viscosidad es la propiedad de resistencia al esfuerzo cortante. Usualmente el líquido pesado tiene una mayor viscosidad que un líquido ligero (Figura 2.2).

$$\mu = \nu\rho \text{ [cp]} \quad (1.11)$$

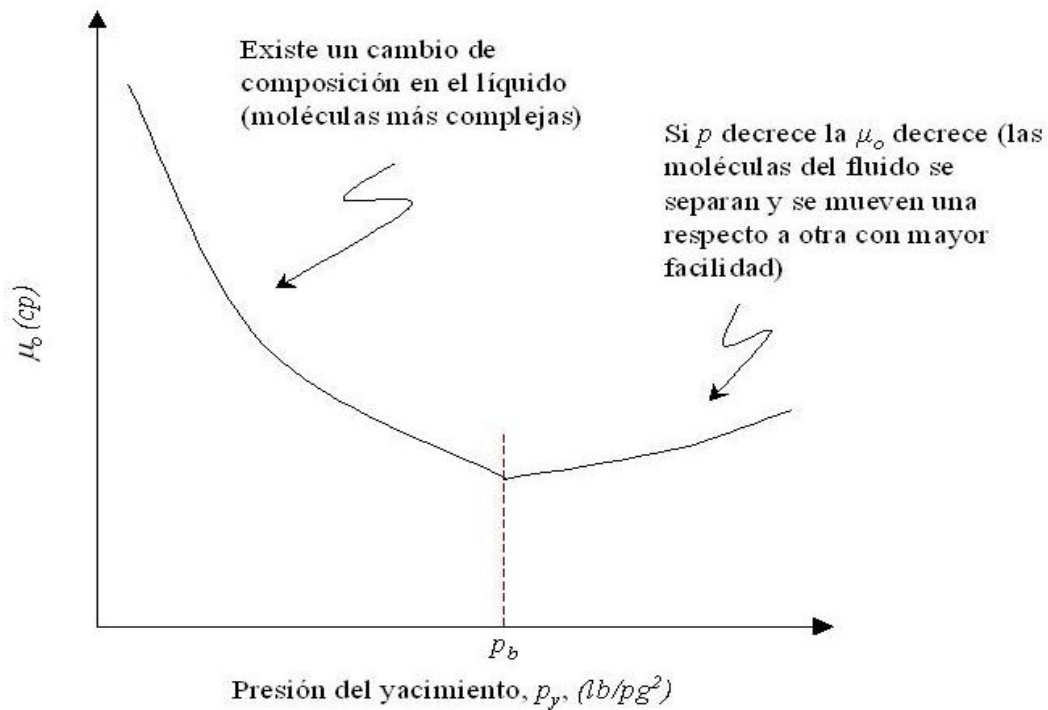


Figura 2.2 Viscosidad del aceite como una función de la presión a una temperatura de yacimiento constante.⁹

2.4.3 Compresibilidad del Aceite (C_o)

Es el cambio de volumen que experimenta un volumen unitario de aceite, cuando éste sufre un cambio de presión a una temperatura constante.

$$C_o = -\frac{1}{V_o} \left(\frac{\partial V_o}{\partial P} \right)_T \left[\frac{1}{kg/cm^2} \right] \quad (1.12)$$

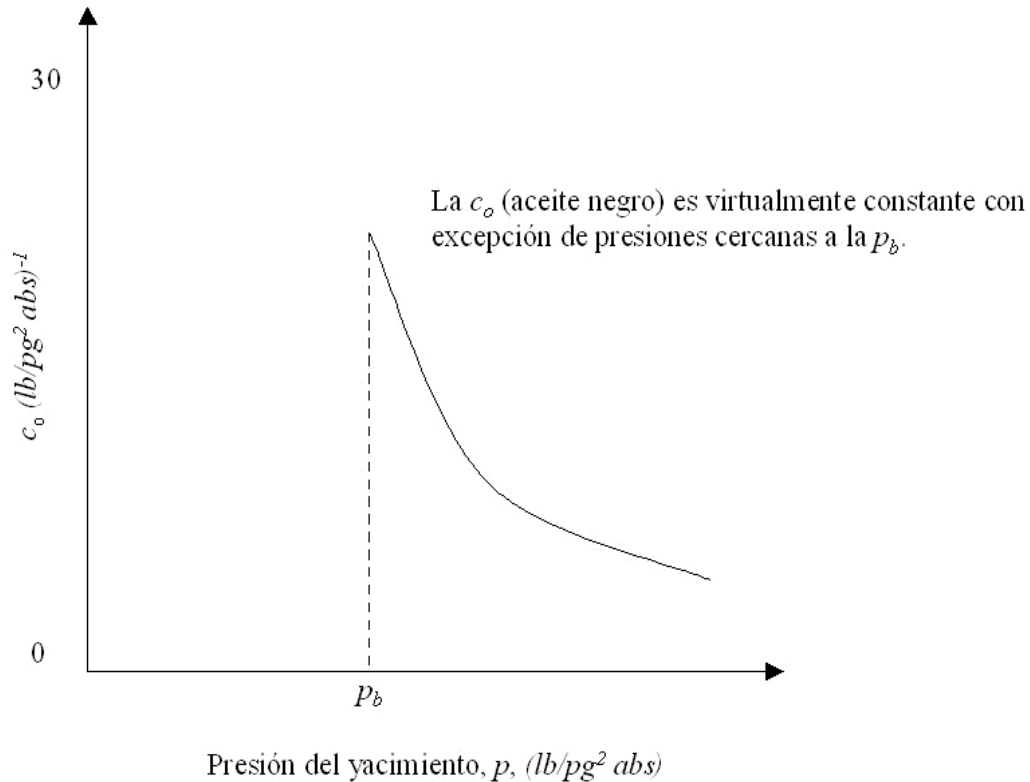


Figura 2.3. Comportamiento de la C_o respecto a la presión de yacimiento para un aceite negro a temperatura constante a $P > P_b$.⁹

2.4.4 Compresibilidad del Gas (C_g)

Se define como el cambio de volumen del gas debido al cambio de presión a una temperatura constante.⁹ Recordando la ecuación de estado del gas ideal, tenemos:

$$C_g = \frac{1}{P} - \frac{1}{Z} \frac{\partial Z}{\partial P} \quad \text{Compresibilidad para un Gas Real} \quad (1.13)$$

$$C_g = \frac{1}{P} \quad \text{Compresibilidad del Gas Ideal}$$

2.4.5 Relación Gas Disuelto en el Aceite (R_s)

La relación gas disuelto en el aceite o relación de solubilidad, R_s es definida como el volumen de gas disuelto en el aceite a ciertas condiciones de presión y temperatura del yacimiento, por cada unidad de volumen de aceite, medido ambos volúmenes a condiciones base. Este factor es sólo para yacimientos de aceite y su gas disuelto. (Ver Figura 2.4)

$$R_s = \frac{\text{Vol. de Gas Disuelto en el Aceite @ C.S.} \left[\frac{m^3}{m^3} \right]}{\text{Volumen de Aceite @ C.S.}} \quad (1.14)$$

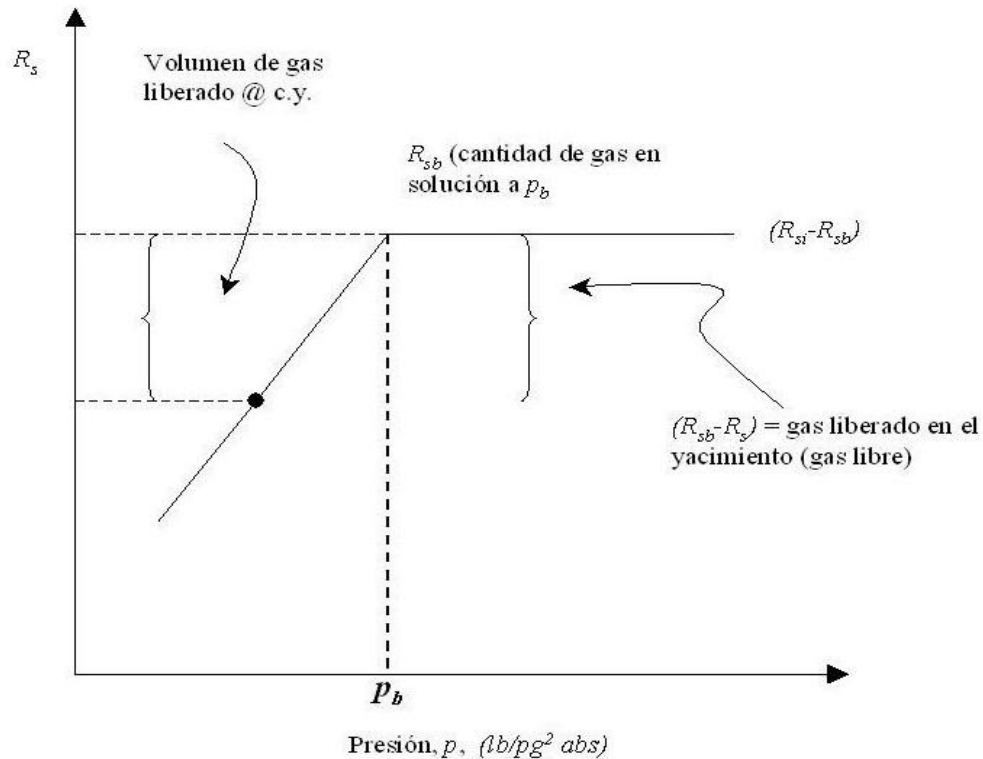


Figura 2.4. Comportamiento típico de la R_s para un aceite negro como una función de la presión a temperatura de yacimiento constante.⁹

2.4.6 Relación Gas-Aceite (RGA)

La relación gas-aceite, son los metros cúbicos de gas producidos (el cual considera gas disuelto y gas libre en el yacimiento) por cada metro cúbico de aceite producido, medidos ambos volúmenes a condiciones estándar. Las condiciones de separación como presión, temperatura y número de etapas, afectan el valor de dicha relación.¹⁰

$$RGA = \frac{\text{Vol. de Gas Producido @ C.S.} \left[\frac{m^3}{m^3} \right]}{\text{Vol. de Aceite @ C.S.}} \quad (1.15)$$

2.4.7 Gravedad API

La gravedad API, es una forma de expresar el peso específico o densidad relativa, medida relativa de la densidad específica de los crudos. La gravedad específica de un líquido es entonces la relación del líquido y la densidad del agua.¹⁰

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{(\gamma_o)} - 131.5 \quad (1.16)$$

2.4.8 Densidad Relativa de un Gas (γ_g)

El gravedad específica de un gas es definida como la relación entre la densidad del gas a la densidad del aire seco con ambos medidos a la misma temperatura y presión.⁹

$$\gamma_g = \frac{\rho_{gas}}{\rho_{aire}} \quad (1.17)$$

En el supuesto de que el comportamiento del gas y del aire sea como el comportamiento de un gas ideal, pueden ser representados por la ecuación del gas ideal, la gravedad específica podrá ser:

$$\gamma_g = \frac{M}{M_{aire}} \quad (1.18)$$

Donde:

M =Peso molecular del gas [lb-mol]

M_{aire} =Peso molecular del aire (28,97) [lb-mol]

2.4.9 Factor de Volumen del Aceite (B_o)

El factor de volumen del aceite se define como el volumen de aceite del yacimiento requerido para producir un metro cúbico de aceite en el tanque de almacenamiento. El aceite del yacimiento incluye el gas disuelto.

$$B_o = \frac{\text{Vol. de Aceite y Gas Disuelto @ C.Y.} \left[\frac{m^3}{m^3} \right]}{\text{Vol. de Aceite @ C.S.}} \quad (1.19)$$

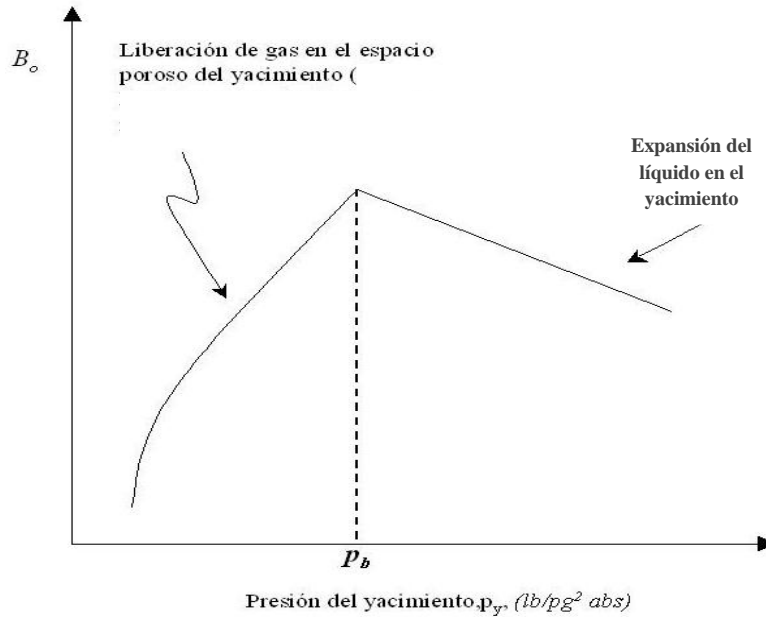


Figura 2.5. Comportamiento típico del factor de volumen del aceite B_o para un aceite negro como una función de la presión a temperatura de yacimiento constante.⁹

2.4.10 Factor de Volumen del Gas (B_g)

El factor de volumen del gas, es definido como el volumen de gas medido a condiciones de yacimiento entre el volumen de ese mismo gas medido a condiciones estándar.

$$B_g = \frac{\text{Vol. de Gas @ C.Y.} \left[\frac{m^3}{m^3} \right]}{\text{Vol. de Gas @ C.S.}} \tag{1.20}$$

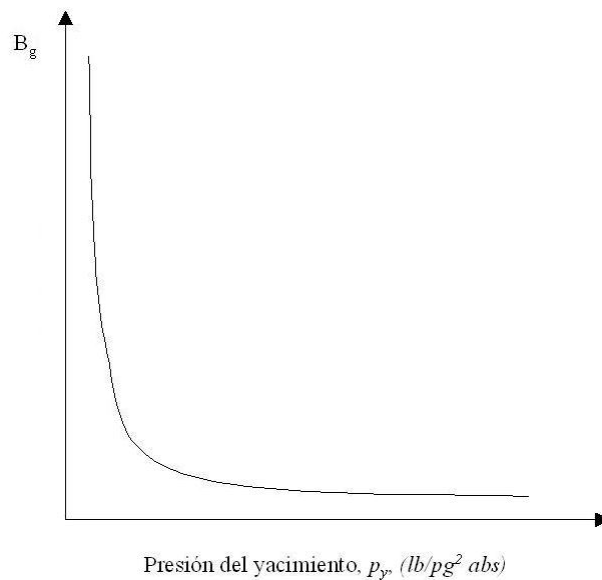


Figura 2.6. Comportamiento del factor de volumen de gas de formación B_g en función de la presión del yacimiento a temperatura constante del yacimiento.⁹

2.4.11 Factor de Volumen Total (B_t)

El factor de volumen total o de la fase mixta, se refiere al volumen de aceite en el yacimiento con su gas disuelto más el volumen de gas liberado entre el volumen de aceite en la superficie. Solo para yacimientos de aceite y gas disuelto liberado.⁹

$$B_t = \frac{\text{Vol. Total Ocupado por los Fluidos @ C.Y.} \left[\frac{m^3}{m^3} \right]}{\text{Vol. de Aceite @ C.S.}} \quad (1.21)$$

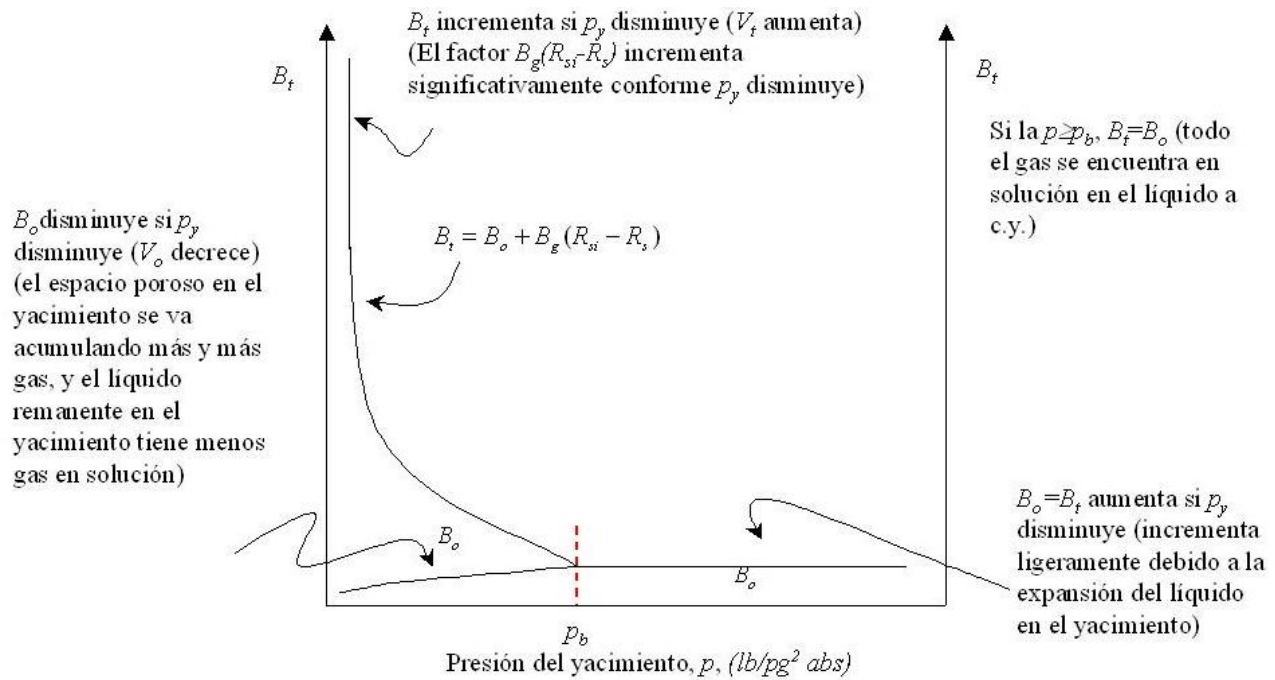


Figura 2.7. Comportamientos típicos del B_t y B_o para un aceite negro como una función de la presión a temperatura del yacimiento constante.⁹

2.4.12 Diagrama de Fases

El cambio que existe entre las fases se llama comportamiento de fase, y describe las condiciones de temperatura y presión para las cuales pueden existir las diferentes fases. En estudios de comportamiento de fase se incluyen el manejo de tres variables: la presión, la temperatura y el volumen. Las diferentes fases se identifican por su volumen o densidad. Las determinaciones experimentales y matemáticas del comportamiento de las fases se expresan en diferentes tipos de diagramas llamados diagramas de fase. Los diagramas de fase son gráficas o diagramas (por ejemplo presión contra temperatura, presión contra volumen específico, densidad contra temperatura, presión contra composición, temperatura contra composición, etc.), que presentan las condiciones bajo las cuales se pueden presentar las diferentes fases de una sustancia.

Los diagramas de fase presión-temperatura para sistemas multicomponentes se emplean esencialmente para clasificar los yacimientos petroleros en función del tipo de fluidos que contiene, clasificar los sistemas de hidrocarburos que ocurren en forma natural y para describir el comportamiento de fase de los fluidos del yacimiento.⁹

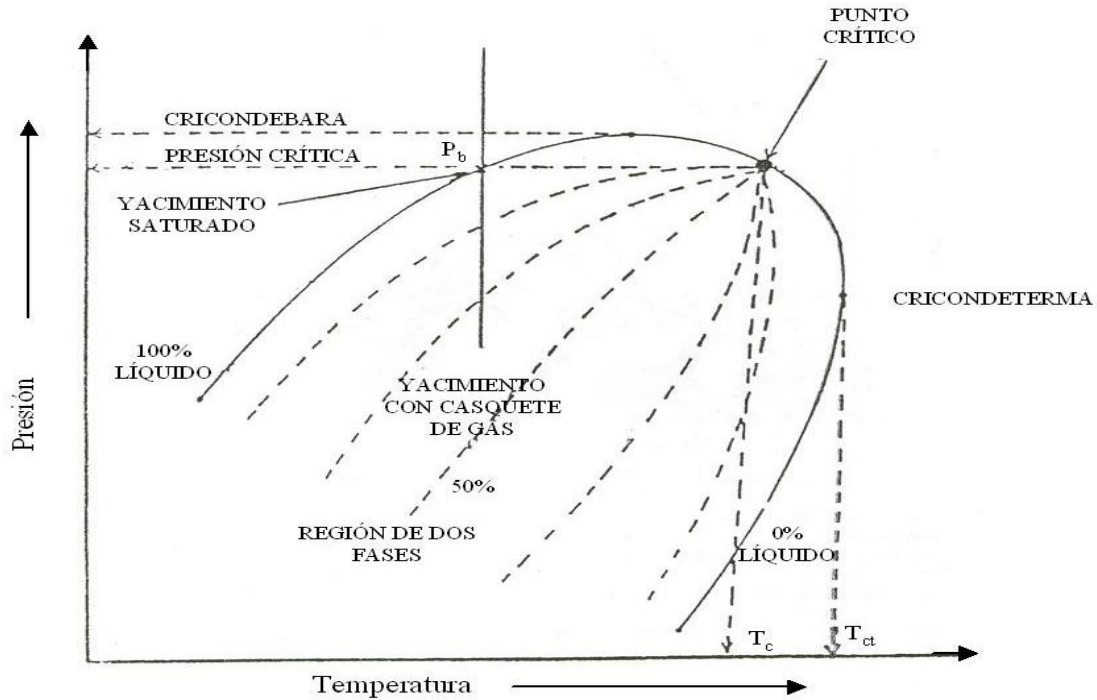


Figura 2.8. Diagrama de fase de presión-temperatura para un sistema multicomponente.⁹

2.4.13 Presión de Burbujeo (P_b)

La presión de burbujeo es la presión a la cual aparece la primera burbuja de gas cuando disminuye la presión en el aceite bajosaturado. También es llamada presión de saturación, debido a que una ligera disminución de dicha presión provoca que el aceite libere el gas disuelto que contiene.⁹

2.4.14 Presión de Rocío (P_r)

La presión de rocío es la presión a la cual aparece la primera gota de líquido cuando disminuye la presión en el gas bajosaturado.⁹

2.4.15 Punto Crítico

El punto crítico de una mezcla multicomponente se refiere como el estado a determinada presión y temperatura en la cual todas las propiedades intensivas de las fases líquido y vapor son idénticas.⁹

2.4.16 Cricondenterma

La cricondenterma se define como la temperatura máxima por arriba de la cual la fase líquida no se puede formar independientemente de la presión que se tenga.⁹

2.4.17 Cricondenbara

La cricondenbara es la presión máxima por arriba de la cual la fase de vapor (gas) no se puede formar independientemente de la temperatura que se tenga.⁹

2.4.18 Líneas de Calidad

Las líneas interrumpidas dentro de la región de dos fases del diagrama de fase de presión-temperatura se denominan líneas de calidad. Estas líneas proporcionan las condiciones de presión y temperatura para volúmenes equivalentes de líquidos.⁹

2.5 Descripción de la Toma de Información

La toma de información en el sistema integral de producción al inicio y durante la vida productiva del yacimiento es muy importante para conocer la situación real del mismo y la posibilidad de mejorar sus condiciones de explotación, para lo cual se necesita información sobre las características del sistema roca-fluido, el estado actual de agotamiento del yacimiento, el comportamiento de flujo en el pozo, etc. y así mismo para dar recomendaciones válidas sobre la manera en que un pozo de aceite o de gas debe producir, es necesario una comprensión clara de los principios que rigen el movimiento de los fluidos desde la formación hasta la superficie. Si se encuentra que el pozo no está produciendo de acuerdo a su capacidad, se deben investigar las causas, las cuales corresponden a diferentes tipos de problemas, ya sea del yacimiento, de los fluidos, del pozo o del equipo. Para poder determinar lo anterior es muy importante tomar información como son los registros de presión de fondo cerrado y fluyendo, realizar diferentes pruebas de variación de presión como son la de Incremento ó Decremento, de interferencia, etc.¹¹

2.6 Registros Geofísicos

El registro geofísico de pozos, consiste en una serie de mediciones, obtenida por una sonda con varios sensores o antenas transmisoras y receptoras que se introduce durante la perforación de un pozo para determinar las curvas de cada parámetro que se desea conocer. Con esta técnica se obtiene a diferentes profundidades los parámetros físicos de la formación. Se lleva a cabo para determinar las características físicas de las rocas, de los fluidos que la saturan y de las propiedades de la construcción del pozo.

Con estos datos se determina la litología, su resistividad real, la densidad volumétrica, su geometría, porosidad y permeabilidad para poder definir los intervalos donde se encuentran las capas productoras.¹²

Los registros geofísicos son instrumentos esenciales en la evaluación de los yacimientos.

Finalidad de los registros:

- Conocer los yacimientos (litología, porosidad, las saturaciones, permeabilidad, etc.).
- Conocer el pozo: diámetro, inclinación, cementación de tuberías, etc.
- La comparación entre pozos para realizar correlaciones que visualicen variación de profundidades, de espesores, de facies, etc.

Factores que afectan las mediciones:

- Agujero y/o tubería de revestimiento
- Tipo de fluido en el agujero
- Condiciones de superficie

Principales características registradas:

- Resistividad y potencial espontáneo
- Radioactividad natural (rayos gamma) y provocada (neutrones gama-gama)
- Velocidad del sonido, atenuación de las ondas acústicas
- Diámetro de la sonda, su desviación. Azimut de las capas

2.7 Registros de Presión

Existen registros de presión en donde una buena medición de la presión es parte esencial de las pruebas de variación de presión en pozos. Para obtener mejores resultados, las presiones deben ser medidas cerca de los estratos productores y hay tres tipos básicos de medidores de presión de fondo y son: de cable de línea, registro con instalaciones permanentes y de registro recuperable en la superficie.¹¹

2.7.1 Curvas de variación de presión

En la industria petrolera, la medición y análisis de variaciones de presión en el fondo y superficie de un pozo productor de aceite, gas o inyector de agua, tiene como por objetivo primordial obtener información del sistema roca-fluidos, esencial para explotar eficientemente los yacimientos.

Las pruebas de presión consisten esencialmente en generar y registrar variaciones de presión en el fondo y superficie de uno o varios pozos durante un periodo de tiempo determinado. Estas variaciones de presión de fondo, se generan modificando las condiciones de producción o inyección de un pozo.¹¹

El objetivo de realizar una prueba de presión es obtener información característica del sistema roca-fluidos y de los mismos pozos, a partir de variaciones de presión registradas, las cuales representan la respuesta del yacimiento, y que a partir del modelo de interpretación, es posible determinar los parámetros del yacimiento y del pozo tales como:

- Capacidad de flujo.
- Daño a la formación.
- Presión promedio del yacimiento.
- Volumen poroso.
- Fracturas.
- Discontinuidades.
- Heterogeneidades.
- Interferencia de pozos.
- Límites físicos.

Existen distintos procedimientos para la realización de una prueba de presión, las más comunes tanto por el aspecto operativo como por el tratamiento matemático son las denominadas pruebas de decrementos e incremento de presión: sin embargo, en la mayoría de los casos, el tipo de prueba a realizar dependerá del objetivo de la misma.¹³

La importancia de la medición y registro en superficie de la presión radica fundamentalmente en que lo observado en superficie es un reflejo de lo que sucede en el fondo del pozo al llevar a cabo los diversos tipos de pruebas de presión, en las cuales todas las mediciones de superficie son realizadas en el árbol de válvulas del pozo. A continuación se describen las pruebas de presión de uso más común y sus objetivos fundamentales.¹³

2.7.2 Prueba de Decremento

Una prueba de decremento de presión es simplemente una serie de mediciones de la presión de fondo hechas durante un periodo de flujo en el cual se considera gasto constante. El pozo se cierra antes de correr la prueba por un periodo de tiempo grande que permita que la presión de fondo del pozo se estabilice (P_{ws} constante). Posteriormente, al abrirse el pozo a producción, comienza a decaer la presión de fondo como se observa en la curva de P_{ws} , siendo la obtención de esta curva el motivo de la operación, mientras se observa un gasto constante en la línea de producción.¹³

La información que puede obtenerse de una prueba de decremento de presión en un pozo es:

- Obtener la permeabilidad de la formación.
- Determinar el daño o estimulación inducidos en la vecindad del agujero durante la perforación o terminación del pozo.
- Determinar el volumen poroso del yacimiento.

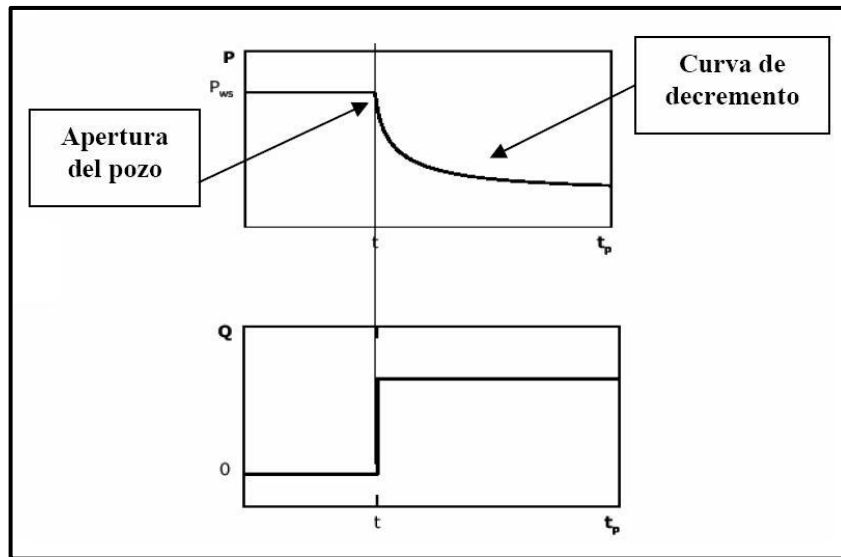


Figura 2.9. Curva de una prueba de decremento de presión.¹³

Donde:

P_{ws} = Presión de fondo estática [kg/cm^2]

P = Presión [kg/cm^2]

Q = Gasto aportado por el pozo [m^3/seg]

t = Tiempo inicial de la prueba [seg]

t_p = Tiempo de producción [seg]

2.7.3 Prueba de Incremento

Las pruebas de incremento de presión son las más utilizadas en la industria petrolera. Una razón de su preferencia es que cuando el pozo es cerrado durante el régimen transitorio, la prueba de incremento posiblemente alcance la presión inicial del yacimiento, P_i .

Por otro lado, si el pozo se cierra de forma tal que se alcance el período de flujo pseudoestacionario, entonces será posible determinar la presión promedio del yacimiento en el área de drenaje del pozo.

En este tipo de pruebas, el pozo produce un gasto constante durante un cierto periodo, se introduce un registrador dentro del pozo y posteriormente éste se cierra. La presión se registra inmediatamente después del cierre como una función del tiempo durante el período de cierre.¹³

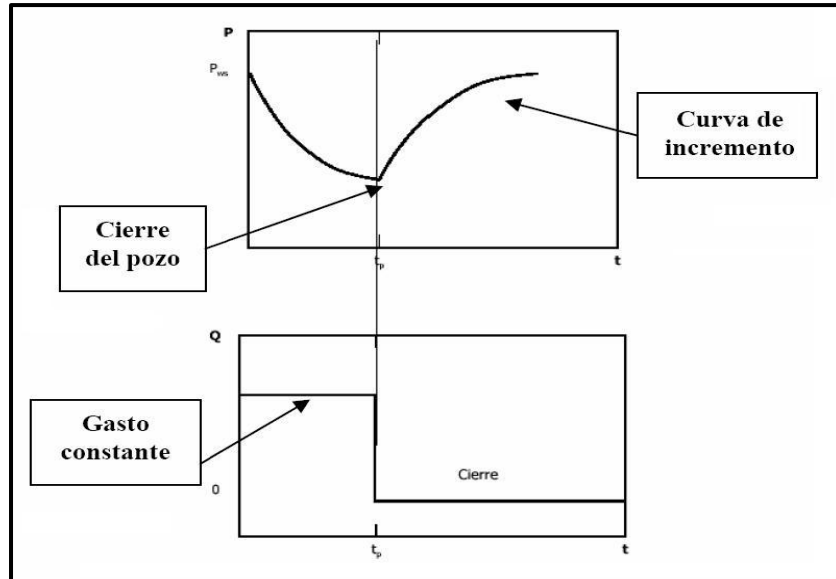


Figura 2.10. Curva de una prueba de incremento de presión.¹³

2.7.4 Prueba de Inyección

Las pruebas de inyección de pozos inyectoros tienen aplicación en operaciones de mantenimiento de presión por inyección de agua o gas. En la mayoría de los casos los objetivos de una prueba en pozos inyectoros son los mismos que para pruebas en pozos productores, es decir, la determinación de las propiedades pozo-yacimiento.

En una prueba de inyección el pozo se cierra hasta que la presión se estabiliza y entonces se inicia la inyección a gasto constante mientras se graba la presión de fondo fluyendo P_{wf} . Si el fluido inyectado tiene las mismas propiedades, densidad, viscosidad y características que los fluidos del yacimiento, entonces una prueba de inyección sería idéntica a una prueba de decremento de presión, excepto que el gasto constante sería negativo.¹³

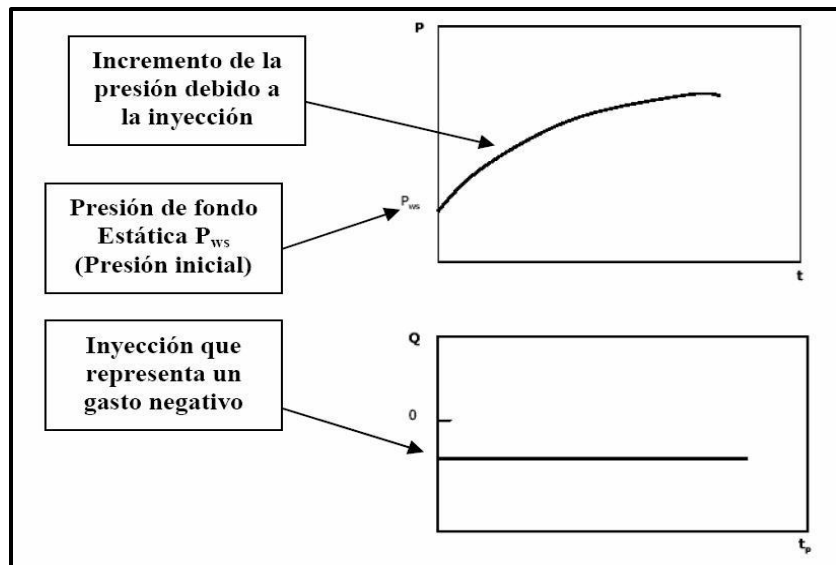


Figura 2.11. Curvas de una prueba de inyección.¹³

2.7.5 Prueba "Fall-Off"

Una prueba de este tipo es análoga a una prueba de incremento en un pozo productor. Se realiza la inyección a gasto constante y al término de ésta el pozo se cierra en el tiempo t_p . Los datos de presión tomados inmediatamente antes y durante el período de cierre son analizados como datos de incremento de presión.

La información acerca de las condiciones del yacimiento, son de gran importancia para los estudios de caracterización de yacimientos, para predecir adecuadamente su comportamiento y estimar producciones futuras basados en los datos de presión y gasto medidos a condiciones de fondo o de superficie de pozo. ¹³

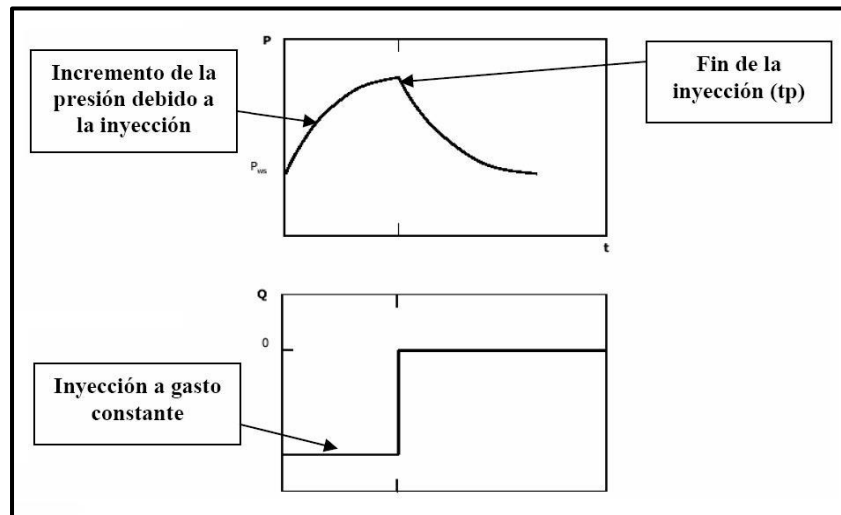


Figura 2.12. Curvas de una prueba "Fall-Off".¹³

2.7.6 Factores que afectan la respuesta de las pruebas de presión

Dos de los factores más importantes que afectan las presiones medidas en un pozo, son el daño a la formación y el almacenamiento de pozo.¹³

2.7.7 Daño a la formación

Se refiere a la alteración de la permeabilidad en la vecindad del pozo ocasionada por la invasión de fluidos y sólidos durante la perforación, terminación, estimulación y reparación de los pozos, dicha modificación a las condiciones originales del yacimiento originan restricción adicional al flujo en la zona cercana al pozo, reflejada en una caída de presión adicional, este efecto es representado por el factor de daño "S".¹³

2.7.8 Almacenamiento de pozo

En la práctica se ha demostrado, que el volumen finito de un pozo y el fluido dentro del mismo, afectan las mediciones de presión realizadas. Por ejemplo, si se cierra un pozo en la superficie, el gasto que se tiene en la cara de la formación no se suspende inmediatamente y el fluido continua entrando al pozo, hasta que la presión

ejercida por los fluidos almacenados es capaz de detener el flujo de fluidos de la formación hacia el pozo, este efecto es conocido como almacenamiento de pozo.¹³

2.8 Registros de Producción

Son los registros que se pueden tomar después de que se han cementado las tuberías de revestimiento, colocado el aparejo de producción y disparado el intervalo productor, es decir, después de la terminación inicial del pozo, estos registros han permitido conocer más a detalle el comportamiento no solo de los pozos, sino también de las formaciones. Entre los registros de producción se tienen los siguientes: de temperatura, de gastos, de presiones, de diámetro de tubería, etc.

Paralelamente con el perfeccionamiento de las herramientas para correr registros de producción se han obtenido grandes beneficios como: evaluación de la eficiencia de la terminación, información detallada sobre las zonas que producen o aceptan fluidos, detección de zonas ladronas, etc.¹¹

Existen cuatro condiciones básicas en relación con el pozo, las cuales se determinan con la ayuda de los registros de producción, estas condiciones son:

- Estado mecánico del pozo.
- Calidad de la cementación.
- Comportamiento del pozo.
- Evaluación de las formaciones.

2.9 Aforo de pozo

La medición del flujo volumétrico a boca de pozo (prueba de aforo) es de gran interés para los ingenieros de producción y de yacimientos, pues provee de información necesaria para evaluar y optimizar el desempeño de pozos de producción de hidrocarburos. La cuantificación fiable del flujo de cada una de las fases de una corriente de producción, permite a los operadores tomar mejores decisiones acerca del desempeño de los pozos, con esta información los ingenieros pueden identificar, comprender y remediar los problemas asociados con el flujo de pozos múltiples, optimizar las operaciones de levantamiento artificial y construir mejores modelos dinámicos de los yacimientos.

Tradicionalmente, la medición del flujo multifásico se lleva a cabo mediante la cuantificación individual de los flujos volumétricos de las fases (Q_o , Q_g y Q_w), separadas previamente mediante grandes separadores de prueba. En los últimos años, se ha venido desarrollando una nueva tecnología para la separación de fases de una mezcla multifásica, la cual se fundamenta en la separación de las fases mediante un efecto ciclónico, esta tecnología puede orientarse hacia la medición de flujo multifásico de pozos productores, especialmente en aplicaciones de aforo. El éxito de la medición de los flujos volumétricos de las fases, radica en la eficiencia de su separación, este hecho se relaciona estrechamente con la precisión de los medidores de flujo colocados en las líneas de gas y líquido, como los de tipo coriolis o de corte de agua, los cuales están diseñados para medir una sola fase.¹⁴

2.10 Muestreo y Análisis de los Fluidos Manejados

La determinación de la calidad del crudo es una de las operaciones más importantes dentro del manejo de los hidrocarburos en la superficie y para efectuarlo es necesario recolectar muestras bajo las normas establecidas. Debe tenerse cuidado para estar seguro de que la muestra sea representativa del volumen total del crudo. Errores de gran magnitud pueden introducirse como resultado de un muestreo incorrecto o inapropiado.

En el muestreo del aceite que fluye en la tubería de descarga de un pozo se encuentran grandes variaciones en el porcentaje de agua o aceite. Aunque se hicieran muestreos a intervalos regulares y se promediaran los resultados, es mejor conducir el aceite a un tanque de aforo (de muestreo o de prueba) y muestrearlo después que el agua se haya separado por gravedad. Una vez examinado, el valor obtenido será mucho más representativo que el deducido a partir de muestras en la tubería de escurrimiento. Además, parte del agua se encuentra emulsionada, por lo que no se separa. También se encuentran en suspensión pequeñas partículas de arcilla o arena. Esto sucede sobre todo cerca del fondo del tanque, por lo que un muestreo a diferentes profundidades muestra un incremento en los porcentajes de agua y sólidos conforme va hacia el fondo. El aceite almacenado por largo tiempo muestra una estratificación bien definida, por lo que se debe muestrear a diferentes profundidades y los resultados de los análisis promediarlos para obtener valores significativos.¹⁵

2.10.1 Técnicas de Muestreo de Fluidos en el Tanque

Existen varias técnicas en el muestreo a tanques. La primera de ellas consiste en obtener una muestra compuesta, es decir, obtener varias muestras a diferentes profundidades y analizarlas independientemente para después promediar los resultados; o también mezclarlos en una copa y analizar la mezcla.

Las profundidades de las muestras recolectadas dependerán del nivel del aceite en el tanque. Si se encuentra a su máxima capacidad se pueden recolectar tres muestras: una en la parte superior, una en la intermedia y otra en la parte inferior, cerca de la salida de la descarga. Si se encuentra a dos tercios de su capacidad total se toma una muestra en la parte superior y otra en la inferior. Si se encuentra a la mitad o menos, se toma una muestra a la mitad de la columna de aceite.

Otra técnica consiste en obtener una muestra continua. Esta consiste en introducir el extractor o la botella tapada hasta el fondo del tanque al llegar ahí se retira el tapón y se empieza a subir el envase a una velocidad uniforme, permitiendo que se recolecte una muestra del crudo que represente aproximadamente el 85% del volumen total del tanque.

Un método más consiste en obtener una muestra corrida. Se introduce la botella o el extractor destapado en el aceite hasta la profundidad de la descarga del tanque, llenándose el recipiente; al llegar al fondo se sube, renovándose el líquido contenido, a una velocidad uniforme, permitiendo que se llene hasta alrededor del 85% de su capacidad.

Al obtener la muestra en la parte superior del tanque, en cualquiera de los métodos descritos anteriormente, debe tenerse la precaución de que sea por lo menos 30 cm debajo del nivel superior del aceite, para evitar la contaminación. Al hacerlo en la parte media debe ser lo más exacto posible. Al hacerlo en la parte inferior debe encontrarse a un nivel más abajo de la descarga. Cuando se sube o se baja el recipiente muestreador debe

moverse lentamente con el fin de evitar la agitación del contenido, ya que esto puede provocar la evaporación de los componentes ligeros.¹⁵

2.10.2 Toma de Muestras de Fluidos de Yacimientos

La composición de los fluidos solo se puede determinar obteniendo una muestra representativa de los fluidos del yacimiento en estudio. Las muestras en superficie son relativamente fácil de tomar a través de la recolección de muestras de líquido y gas en los separadores de prueba y producción, posteriormente estas pruebas se recombinan en laboratorio.¹⁶

No siempre las muestras tomadas son representativas de las condiciones del yacimiento en estudio, a continuación se presentan algunas de las causas más comunes:

- Momento en el que se tomo la muestra de fluido, deben tomarse ciertas consideraciones.
- Si el yacimiento es pequeño, la muestra puede ser representativa, pero si el yacimiento es de gran espesor o muy heterogéneo, se necesitará realizar varias tomas en diferentes pozos.
- Puede existir una mala recombinación en el laboratorio de las muestras de gas y líquido en una relación incorrecta.
- Si existen variaciones en las condiciones de producción existentes antes o durante la extracción de las muestras, los resultados obtenidos no serán completamente representativos.
- Si el contenido del líquido es pequeño cuando se toma la muestra de superficie, una pérdida pequeña del líquido en las tuberías o en los separadores de producción ocasionaría que la muestra de gas condensado no fuese representativa con respecto al fluido de formación.
- En un yacimiento de gas bajo saturado, si la saturación de gas del yacimiento es menor o igual a la saturación de gas crítica, la muestra tiene en solución una cantidad de gas inferior que el crudo original, dando como fallo que la presión de burbujeo sea menor que la original del yacimiento.
- De igual manera sucede si se tiene un yacimiento de gas bajo saturado y la saturación de gas del yacimiento es mayor a la saturación de gas crítica, la muestra tomada puede tener exceso de gas y dar como error que la presión de burbujeo medida sea menor que la original del yacimiento.

Existen consideraciones que se deben tomar en cuenta al momento de estar realizando la toma de muestra, como por ejemplo: La muestra debe ser tomada en los primeros días de producción antes de que ocurra una caída significativa de presión en el yacimiento, el pozo debe ser preferiblemente exploratorio o nuevo si se requiere tomar muestras, y tener una producción estable, además de un alto índice de productividad, el pozo debe estar estabilizado, es decir, la presión de fondo, la presión del cabezal y la presión del gasto de producción deben ser estables.¹⁷

La toma de muestras de fluidos de los yacimientos se puede clasificar de acuerdo al lugar donde serán tomadas:

- Muestras de Fondo
- Muestras de Cabezal
- Muestras de Superficie

2.10.2.1 Muestras de Fondo

La toma de muestra en el fondo consiste en introducir al pozo una herramienta llamada muestreador generalmente de 6 [ft] de altura y 1 ½ [pg] de diámetro, este posee una cámara para almacenar un volumen de 600 [cm³] aproximadamente, la toma se realizará a la presión y temperatura del punto donde se haya tomada la muestra, lo más cercano a la profundidad del pozo. (Ver Figura 2.13)

Así mismo se recomienda que la toma se realice cuando el pozo esté produciendo a una tasa baja de flujo estabilizado. En cuanto a la presión del fondo fluente, debe ser mayor a la presión de rocío del yacimiento. Se recomienda además tomar más de una muestra al mismo tiempo a las cuales se le deberá calcular la presión de saturación a temperatura atmosférica y la diferencia entre ellas no debe exceder los 30 [lb/pg²]. Si al momento de realizar la toma, el pozo está produciendo agua, se deberá checar este valor en la muestra tomada.¹⁷

Ventajas del Muestreo de fondo:

- No se requiere de la medición de tasas de flujo de gas y líquido.
- No es afectado por problemas de separación gas-aceite en el separador.
- Se recomienda para yacimientos bajosaturados (yacimientos de Aceite Negro).

Desventajas del Muestreo de Fondo:

- El volumen de la muestra es pequeño.
- No se pueden realizar muestras representativas si la presión de fondo fluente es menor a la presión de burbujeo.
- No se recomienda este tipo de muestreo si la producción de agua es muy grande.
- Puede ocurrir fugas de fluidos durante la extracción de la muestra a superficie.
- El muestreador corre el riesgo de quedarse atascado en el pozo.
- Peligro de accidentes en el manejo de la muestra a alta presión.
- La muestra puede contaminarse con fluidos extraños como lodo de perforación, grasa de muestreadores, entre otros.



Figura 2.13. Muestreador, herramienta que se usa para tomar la muestra en el fondo del pozo.¹⁸

2.10.2.2 Muestras de Cabezal

Para realizar el muestreo en el cabezal del pozo se utiliza un recolector múltiple construido para recolectar las muestras en superficie (ver Figura 2.14). Estas muestras solo pueden tomarse cuando la presión de fondo fluyente y la temperatura son mayores a la presión de saturación del yacimiento, de tal manera que el fluido se mantiene monofásico en el cabezal del pozo (yacimientos de Gas Seco). Estas condiciones no son comunes pero a veces existen, por ejemplo en pozos submarinos en los que los fluidos producidos pueden mantenerse monofásicos desde el fondo del pozo hasta el recolector múltiple en superficie.¹⁸

Ventajas del Muestreo de Cabezal:

- Es rápido y de bajo costo.
- No se requiere de la medición de tasas de flujo de gas y líquido.

Desventajas del Muestreo de Cabezal:

- No se recomienda este tipo de muestreo si existe flujo bifásico en el cabezal del pozo.
- No se recomienda si la presión del cabezal es menor a la presión de rocío.
- Es difícil tomar una muestra representativa por la agitación de los fluidos durante el muestreo.



Figura 2.14. Recolector Múltiple para toma de muestra en el cabezal.¹⁸

2.10.2.3 Muestras de Superficie

El Muestreo de Superficie también llamado Muestreo de Separador o Recombinadas consiste en tomar las muestras de petróleo y gas en los separadores. Con las mediciones precisas de las tasas de flujo, las presiones y temperaturas del petróleo y el gas, se recombinan las muestras en el laboratorio para aproximarse a las propiedades del yacimiento. Las muestras deben tomarse cuando el flujo sea estable en los separadores, preferiblemente en el separador de mayor presión y no en el tanque; se recomienda tomar la muestra en los separadores siempre como preocupación a problemas imprevistos generadores con las muestras de fondo.¹⁸

Ventajas del Muestreo de Superficie:

- Se recomienda este tipo de muestreo cuando la presión de fondo fluyente es menor a la presión de burbuja (yacimiento de Gas y Condensado).
- Tiene un menor costo y riesgo que en el fondo.
- Son de fácil manejo en superficie.
- Permite tomar muestras de gran volumen.
- La muestra no se contamina con fluidos acumulados en el pozo.

Desventajas del Muestreo de Superficie:

- La proporción en que quedan recombinados el gas y el petróleo dependen de la exactitud de las mediciones de las tasas de flujo de gas y petróleo.
- Los errores en la medición de las tasas de flujo para recombinar las muestras tienen influencia directa en la determinación de la presión de burbujeo.

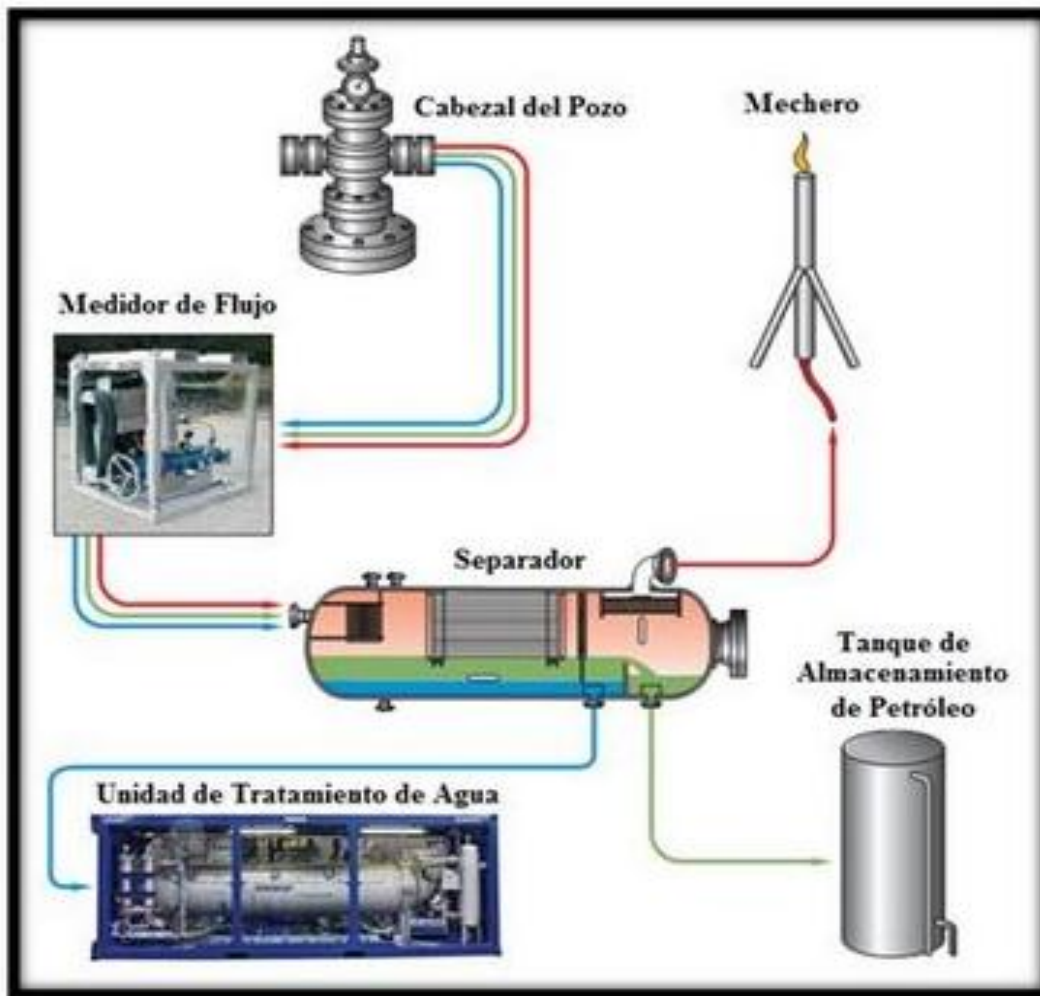


Figura 2.15. Esquemas de las Corrientes de flujo. Las muestras de fluidos del yacimiento son tomadas en los Separadores.¹⁸

Información obtenida de los fluidos muestreados:

- › Cantidad de componentes corrosivos (H_2S , CO_2 , etc.)
- › Contenido de agua y material sólido
- › Densidad del aceite
- › Presión de Saturación
- › Punto de burbuja
- › RGA
- › Tipo de aceite

2.11 Validación del pozo propuesto

Cuando existe un pozo candidato a la implantación de un sistema artificial de producción, para suministrar energía adicional al pozo, se requiere un riguroso proceso para que finalmente se ejecute y se evalúe la recuperación, el primer paso en este proceso consiste en la validación del pozo candidato, existen factores que pueden enmascarar el que un pozo sea verdaderamente un candidato, por lo que es conveniente tener en cuenta en este punto una consideración importante.¹⁹

2.11.1 Validación de las condiciones del pozo y del yacimiento

EL ingeniero de diseño deberá considerar como parte de su propuesta del sistema de recuperación, el revisar y analizar el comportamiento del sistema o en su caso la producción por debajo de lo esperado en un pozo, atendiendo los siguientes puntos¹⁹:

- › Historia de presiones
- › Cambios de estranguladores
- › Comportamiento de producción de agua
- › Comportamiento de la relación aceite-agua
- › Comportamiento de la relación gas - aceite
- › Historia de intervenciones
- › Comportamiento del sistema artificial de producción (si lo tiene)
- › Revisión de conexiones y sistema superficial de producción
- › Verificación de la influencia de pozos vecinos inyectoros
- › Registros Geofísicos (situación estructural)
- › Comparación de la producción con pozos cercanos
- › Comparación de la reserva del yacimiento con la producción acumulada del pozo

2.12 Programas de Cómputo

Utilizando la programación y simulación de los sistemas artificiales de producción, se tendrán los elementos para analizar y diseñar sistemas artificiales de explotación, así como los conocimientos sobre la aplicación del sistema artificial de producción.

Para este trabajo se emplearon los programas PROSPER de la compañía "PETEX" y SubPUMP de la compañía "IHS" para la simulación y análisis de flujo multifásico vertical, ilustrando de esta manera el caso de un pozo fluyente y los sistemas de Bombeo Neumático Continuo y Bombeo Electrocentrífugo Sumergido. Además se realizó un programa de cómputo para el sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas.

2.12.1 PROSPER

PROSPER (Production and System Performance), es un programa de cómputo que sirve para representar y evaluar un diseño, para la optimización de pozos de aceite y gas.

Cuenta con características que permitan diseñar u optimizar proyectos existentes así como realizar análisis de sensibilidad de diferentes parámetros para obtener diferentes escenarios de producción.

Al desarrollar los modelos el programa tiene la capacidad de abordar cada aspecto del pozo usando las diferentes herramientas para la aplicación de los métodos de flujo multifásico y propiedades PVT.

Los datos introducidos en cada componente del sistema de producción del pozo, el usuario puede comprobar cada elemento del modelo. Una vez que el modelo del sistema se haya ajustado a los datos reales, PROSPER puede ser utilizado con confianza al modelar el pozo en diferentes escenarios y para hacer predicciones a largo plazo de la presión de yacimiento basados en los datos de producción de superficie.

Proporciona características únicas de ajuste PVT, métodos de flujo multifásico e índice de productividad para el correcto uso según sean las necesidades de aplicación.

PROSPER se puede utilizar para llevar a cabo el diseño detallado y la comparación de los diferentes métodos artificiales.²⁰

Análisis de Sistemas de Producción que realiza:

- Modelos representativos de flujo (IPR).
- Pozos horizontales.
- Pozos Multi-laterales.
- Sistemas de Doble Porosidad.
- Cálculos de la estabilidad de tuberías.
- Propiedades en el modelo de caídas de presión del pozo.
- PVT.
- Control de calidad de tuberías.
- Análisis de sensibilidad.

Tipos de pozos con los que trabaja:

- Aceite, Gas, Agua, Condensado y Vapor de inyección.
- Pozos Fluventes.
- Pozos con Sistemas Artificiales de Producción.
- Pozo vertical, Inclinado y horizontal.

Diseño y análisis de Sistemas Artificiales:

- Bombeo Electrocentrífugo Sumergido.
- Bombeo Neumático Continuo e Intermitente.
- Bombeo Hidráulico Tipo Jet y Tipo Pistón.
- Bombeo de Cavidades Progresivas.

2.12.2 SubPUMP

Es un programa de cómputo con aplicación en la industria petrolera para el análisis y diseño del sistema artificial de producción Bombeo Electrocentrífugo. Su objetivo es maximizar la eficiencia del pozo y minimizar el costo total de producción por barril. SubPUMP de la compañía "IHS" ayuda a lograr ambos objetivos.

Con sus tres modos diferentes de diseño, SubPUMP le ofrece la flexibilidad para manejar los escenarios más comunes requeridos para el diseño de bombas electrosumergibles. SubPUMP es el programa de cómputo con la capacidad para manejar instalaciones de bombas electrosumergibles existentes al permitir efectuar una verificación de diseño del proveedor de la bomba.

Al realizar el diseño se puede considerar el sistema del pozo en su totalidad, es decir, no sólo el equipamiento sino también la configuración del pozo y el potencial del yacimiento, se puede obtener el diseño más efectivo.

Se cuenta con la flexibilidad en los cálculos de diseño utilizando la solución para presión de entrada de la bomba, magnitud de flujo o profundidad de la bomba. Asimismo, puede evaluar el desempeño de producción modificando otros parámetros tales como frecuencia variable, RGA, corte de agua entre otras.²¹

SubPUMP proporciona estudios de casos existentes para comparar equipos diferentes.

Algunas soluciones que SubPUMP puede brindar:

- * Análisis de desempeño de bombas existentes
- * Diseño de configuración cónica de la bomba
- * Simulación de pozos gaseosos con una bomba electro sumergible

2.12.3 Visual Studio 2008

El programa de cómputo Visual Studio 2008 es un entorno de desarrollo integrado de Microsoft. Puede ser utilizado para desarrollar la interfaz gráfica del usuario, se utilizó para realizar el programa referente al diseño de Cavidades Progresivas en el capítulo 6, el cual permite realizar el diseño de éste de una manera sencilla y confiable.

2.13 Ejemplo de la Recopilación de Datos

Este trabajo de tesis tiene como objetivo elaborar un análisis cualitativo y prospectivo de un pozo petrolero para una fecha determinada.

De acuerdo a la información que poseemos, analizaremos el pozo.

Información General					
Densidad ° API	Tipo de Yacimiento	Profundidad Media m	Presión Inicial kg/cm ²	Presión saturación kg/cm ²	Inicio de Explotación
31	Aceite Negro	3922	432	353	1978

Del histórico de producción (Tabla 2.2) podemos ver que es un pozo que en su momento (1980) aportó una gran producción de aceite, y para los años siguientes, notamos que a pesar de que su producción ha bajado considerablemente, sigue siendo bastante aceptable. En cuanto a su producción de gas, aumenta progresivamente, lo cual resulta favorable.

Con los datos obtenidos del pozo “Alpha 1”, como su estado mecánico y el PVT del pozo realizaremos un análisis del pozo para la fecha del 25 de mayo de 1980²², y a partir de ella efectuaremos una comparación con la implementación de un sistema artificial como lo es el BN y el BEC, que se realizarán en las practicas de los capítulos 4 y 5, respectivamente.

La fecha sobre la que se realizará el estudio comparativo fue seleccionada por la amplia disponibilidad de datos que se requieren para dicho fin. Cabe destacar que se evaluaron y posteriormente se descartaron diversas fechas debido a la falta de datos de pruebas de campo.

REGISTROS DE PRESION DE FONDO FLUYENDO Y CERRADO

FECHA	D.E.	PROF. (M)	Pth (kg/cm2)	Gradiente (kg/cm2/m)	ESTADO DEL POZO	estado (ocultar)	INT.	DISP.	NIVEL MEDIO DISPAROS	NIVEL MEDIO DISPAROS MAS BAJO	Pwf/c (kg/cm2)	OBSERVACIONES
1-Apr-86	1"	0	3.40	0.0000	CERRADO	CERRADO	3970	3960	3965	3965	229.1	CAL. CON 1 3/4" A 4000 MTS. P.I. LIBRE. TPH = 30°C Y TWS=350
18-May-80	1"	0	112.90	0.0000	CERRADO	CERRADO	3960	3970	3965	3965	229.1	LIBRE. TPH = 38°C Y TWS= 121°C.
16-May-80	1"	0	45.60	0.0000	FLUYENTE	FLUYENTE	3960	3970	3965	3965	160.6	LIBRE TPH=77°C Y TWF=121°C

Tabla 2.1. Registros de Presión de Fondo Fluyendo y Cerrado.²²

REGISTRO HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN

FECHA	ORIFICIO (PGS.)				PRESION (KGS/CM2)			MEDICIONES					OBSERVACIONES
	TP1	TP2	TR1	TR2	TP	TR	LE	ACEITE (M3/D)	ACEITE (B/D)	GAS (MMPCD)	AGUA (%)	R.G.A. (M3/M3)	
20/09/78													INICIO PERFORACION ABIERTO A BATERIA A LAS 16 HRS.
18/10/78													PASO DE PC A BP 6 HRS.
21/11/78													ESTIMULO.
13/05/79	3/8		1	1				1562	9825	7.06		128	SE PASO DE PI A BP A LAS 6 HRS.
04/06/79	7/8	7/8	1	1				1249	7856	12.26		278	ESTIMADO
09/07/79	1	1	1 43/64	1 5/8				440	2768	3.96		255	MEDIDO
29/10/79	5/8		3/4					436	2742	5.00		325	0
07/11/79	1 43/64	1 43/64	1 43/64	1 5/8				163	1025	1.91		331	CDO. A LAS 15 HRS PARA ESTIMULAR EN OBS.
08/11/79	1 43/64	1 43/64	1 43/64	1 43/64				1724	10844	21.31		350	ABTO. A BAT. A LAS 6 HRS.
09/01/80	1 43/64	1 43/64	1 43/64	1 43/64				1786	11234	19.55		310	MEDIDO.
06/02/80	1 5/8	1 5/8	1 43/64	1 43/64			106000	1259	7919		15.0		MEDIDO.
11/02/80	1 5/8	1 5/8	1 43/64	1 43/64				1422	8944				MEDIDO.
21/02/80	1 43/64	1 43/64	1 43/64	1 43/64	51	53		1423	8951	21.21	15.0	422	MEDIDO.
24/02/80													INICIO RME.
21/03/80	1 43/64	1 43/64	1 43/64	1 43/64	53	49		1258	7913	18.75		422	MEDIDO. 28/03/81 PFC.
10/05/80	1	1	1	1				956	6013				NO SE PUDO MEDIR EL GAS.
25/05/80													POZO CERRADO POR ALTA RGA Y BAJA PRESION DE FONDO, ALTO % AGUA
16/08/80	3/4							132	830				ABRIO POZO.

 Tabla 2.2. Registro histórico de Producción.²²
ANALISIS PVT

Puntos representativos obtenidos del análisis:

1. De la Separación Flash a la temperatura del yacimiento (128°C) se obtuvo un valor de presión de saturación de 352.5 [Kg/cm²], que comparado con el valor de presión de fondo cerrado al nivel medio de los disparos (434.7 [kg/cm²]) indica que se trata de un aceite bajosaturado.²²

2. De la Separación Diferencial a la temperatura del yacimiento se encontraron los siguientes valores:

- | | |
|--|---------------------------------------|
| a) Relación gas disuelto-aceite (RS) a Ps y Ty | 360.6 m ³ /m ³ |
| b) Factor de volumen del aceite (Bo) a Ps y Ty | 2.2493 m ³ /m ³ |
| c) Densidad del Aceite a Ps y Ty | 0.03101 g/cm ³ |

IV. CARACTERISTICAS DE LA FORMACIÓN

A. FORMACION PRODUCTORA	CRETACICO MEDIO
B. FECHA DE TERMINACIÓN DEL PRIMER POZO	
C. CONDICIONES ORIGINALES DEL YACIMIENTO	
1. PRESIÓN	434.7 Kg/cm ²
2. RELACION GAS ACEITE	320.0 m ³ /m ³
3. PRODUCCION DE ACEITE	245.0 m ³ /día
4. PRODUCCION DE AGUA	0.0 porciento
5. PRESION Y TEMPERATURA DE SEPARACION	Kg/cm ² °C

II. CARACTERISTICAS DEL POZO

A. ELEVACION MESA ROTATORIA	4.1 msnm
B. PROFUNDIDAD TOTAL	4017.0 mbmr
C. INTERVALO PRODUCTOR	3958.0 - 4017.0 m
D. TUBERIA DE PRODUCCION	2 7/8 -3938.9 m
E. PRESION A LA PROF. MEDIA DE LOS DISPAROS	434.7 Kg/cm ²
F. PRESION DE FONDO FLUYENDO A 3900 MBMR	396.5 Kg/cm ²
G. TEMPERATURA A LA PROF. MEDIA DE LOS DISPAROS	128.0 °C
H. PRODUCCION ACUMULATIVA DE ACEITE	m ³
I. PRODUCCION ACUMULATIVA DE GAS	m ³
J. PRODUCCION ACUMULATIVA DE AGUA	m ³
K. DENSIDAD DEL ACEITE	g/cm ³

III. CONDICIONES DE MUESTREO

A. PROFUNDIDAD DE MUESTREO	3900.0 mbmr
B. PRESION A LA PROF. DE MUESTREO	429.7 Kg/cm ²
C. TEMPERATURA A LA PROF. DE MUESTREO	126 °C
D. TEMPERATURA A LA BOCA DE POZO	20.0 °C
E. PRODUCCION DE ACEITE	245.0 m ³ /día
F. RELACION GAS-ACEITE	320.0 m ³ /m ³
G. PRODUCCION DE AGUA	15.0 porciento
H. MUESTRAS TOMADAS	3

V. CARACTERISTICAS DEL GAS DE LA SEPARACION DIFERENCIAL

D. BIOXIDO DE CARBONO (CO ₂)	12.00 porciento
E. ACIDO SULFHIDRICO (H ₂ S)	1.29 porciento

SEPARACION DIFERENCIAL A 121 °C						
PRESION	Bo	DENSIDAD	VISCOSIDAD	RS	BG	DRG
Kg/cm ²	(V/VR)	gr/cm ³	Cp			AIRE=1
487	2.1453	0.6062	0.3301	360.6		
456.5	2.1652	0.6006	0.3251	360.6		
450	2.1701	0.5992	0.3241	360.6		
427	2.1856	0.595	0.3211	360.6		
396.5	2.2095	0.5885	0.3161	360.6		
371	2.2318	0.5827	0.313	360.6		
352.5	2.2493	0.5781	0.3101	360.6		
315.5	1.9805	0.6076	0.363	275.9	0.0042	0.9515
278	1.7807	0.6362	0.3911	213.9	0.0048	0.9439
240	1.6303	0.6682	0.4542	175.4	0.0051	0.9385
200	1.5322	0.6856	0.4802	140.8	0.006	0.9319
160	1.4521	0.7009	0.5762	111.6	0.0075	0.93
120	1.383	0.7144	0.6623	85.4	0.0101	0.9403
80	1.3152	0.7293	0.708	60.6	0.0156	0.966
40	1.2424	0.7461	0.8844	34.9	0.0305	1.0442
0	1.1093	0.7839	1.3057	0	0	1.364

Tabla 2.3 Datos de la Separación Diferencial.²²

Donde:

Bo= Factor de volumen del aceite

Rs= m³ de gas disuelto a la presión y temperatura especificada, a condiciones estándar entre m³ de aceite residual a condiciones estándar

BG= m³ de gas liberado medidos a la presión y temperatura de liberación entre m³ de gas liberado a condiciones estándar

DRG= Densidad relativa del gas

→ Los datos que tomamos del análisis PVT, son los siguientes:

- Presión de saturación
- Relación gas disuelto-aceite (RS)
- Producción de Agua
- Características del Gas de la Separación Diferencial

ESTADO MECÁNICO

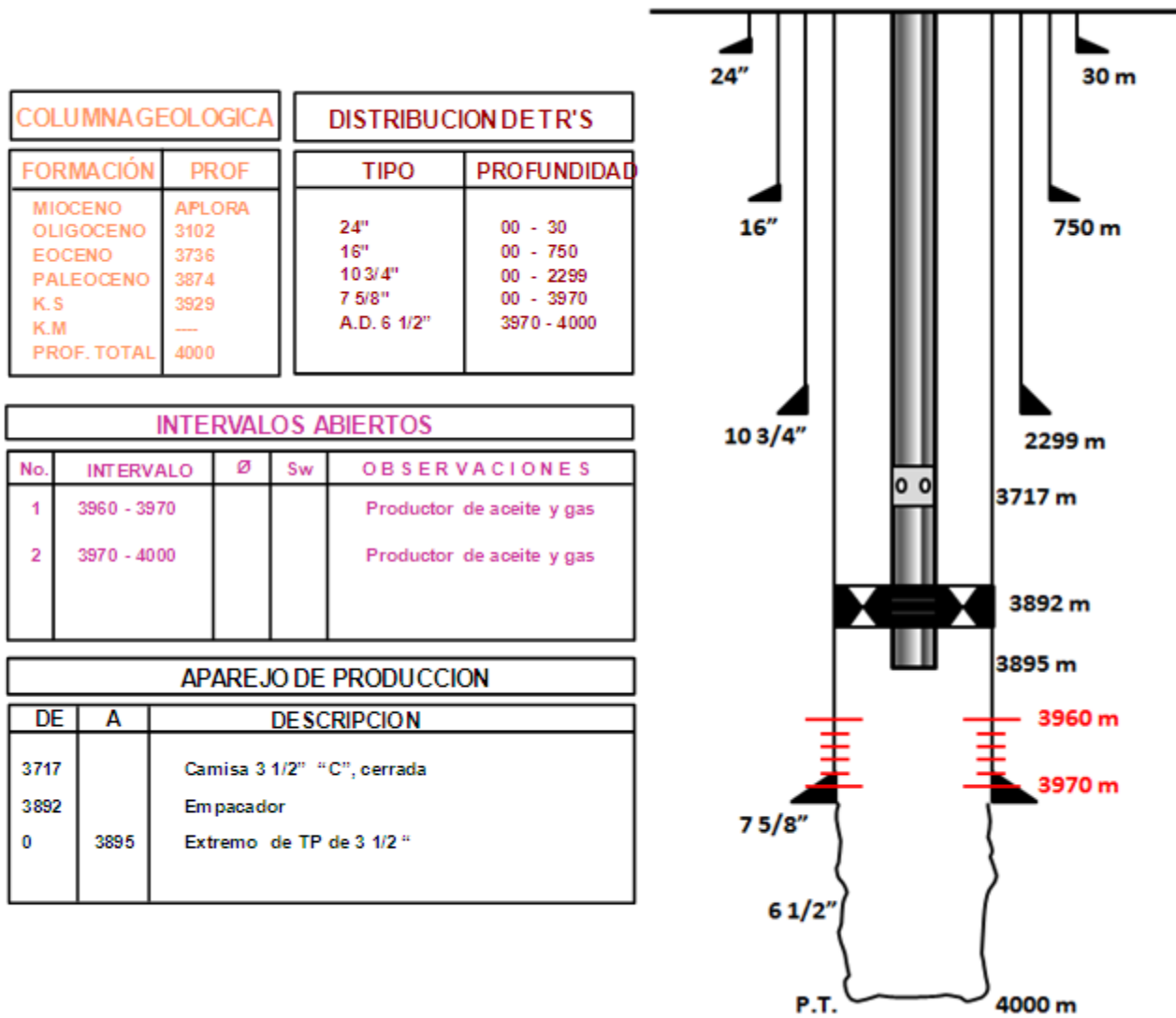


Figura 2.16. Estado Mecánico del pozo "Alpha 1".²²

No tenemos duda que llevar este proyecto acabo nos brindará una pequeña experiencia, y que en un futuro nos dará las herramientas necesarias para poder colaborar en otros proyectos de Sistemas Artificiales de Producción en México.

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS NODAL

3.1 Análisis Nodal

Se debe comprender el procedimiento del análisis nodal como un medio adecuado para el diseño y evaluación de un sistema integral de producción, tanto en pozos fluyentes como en pozos que cuentan con un sistema artificial de producción. El análisis nodal es la aplicación de procedimientos de evaluación a cada una de las partes del sistema en donde ocurre una caída de presión.

Los análisis que se realizan de un sistema de producción en su conjunto, permiten predecir el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos. Como resultado de este análisis, se puede obtener por lo general una mejoría en la eficiencia de flujo y así, un incremento en la producción.

Los objetivos de someter un pozo a la técnica de análisis nodal son los siguientes:

1. Determinar el gasto al cual un pozo productor de aceite o gas, producirá considerando la geometría del pozo y las limitaciones de la terminación.
2. Determinar bajo qué condiciones de flujo, el pozo dejará de producir naturalmente, lo que está relacionado con el tiempo de explotación, los porcentajes de agua, etc.
3. Seleccionar el momento más adecuado para la instalación de sistemas artificiales de producción.
4. Optimizar el sistema para producir un gasto determinado.

Para evaluar el comportamiento de los elementos del sistema integral de producción, es necesario utilizar diversos procedimientos para analizar el flujo desde el yacimiento hasta el separador, incluyendo el flujo a través de la tubería de producción, de los estranguladores y de la línea de descarga. Se debe examinar cada componente del sistema para determinar si alguno de ellos está restringiendo la producción innecesariamente.

3.2 Análisis del Sistema

La optimización de un sistema de producción depende principalmente del conocimiento que se tiene sobre los diferentes elementos que lo constituyen. Este procedimiento debe incluir la correspondencia de las caídas de presión que ocurren en el sistema integral de producción pozo- batería, es decir, el estado mecánico del pozo y el equipo superficial, así como la capacidad del yacimiento y el conjunto de tuberías de producción.²³

A continuación se muestra el sistema integral de producción (Figura 3.1), en el que se aprecian las posibles pérdidas de presión desde el yacimiento hasta los separadores.

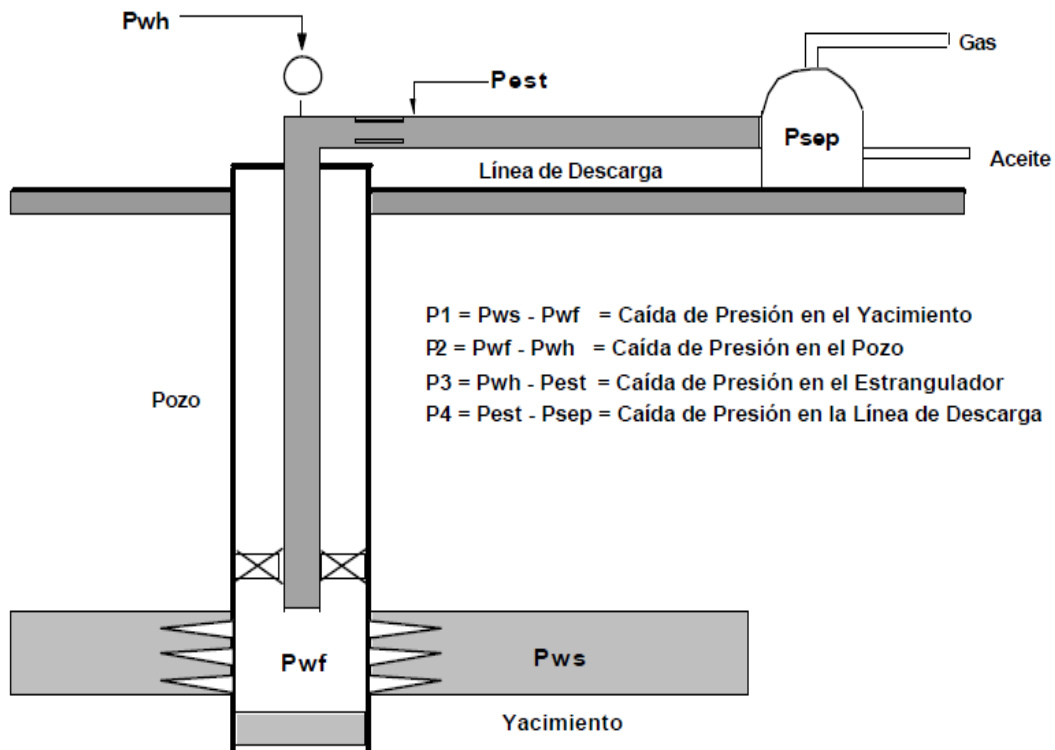


Figura 3.1 Sistema Integral de Producción. ²⁴

3.3 Elección del Nodo Solución

La elección del nodo depende del componente que se va a evaluar (ver Figura 3.2), su análisis muestra convenientemente la respuesta del sistema a las condiciones dadas, de tal forma que se pueda identificar el problema y plantear una solución.

Nodos solución:

- Fondo del pozo
- Líneas de descarga
- Cabeza del pozo
- Separador
- Yacimiento
- Tubería de Producción
- Estrangulador

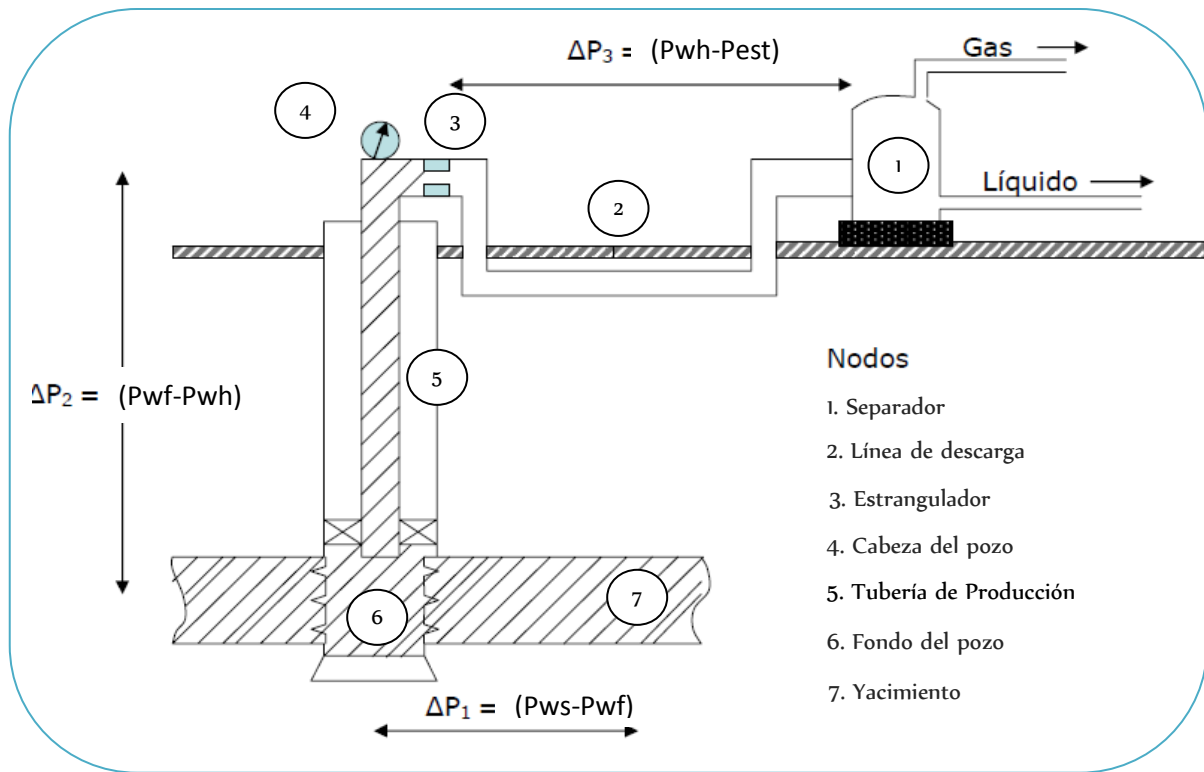


Figura 3.2. Caídas de presión y nodos en un sistema básico de producción.²³

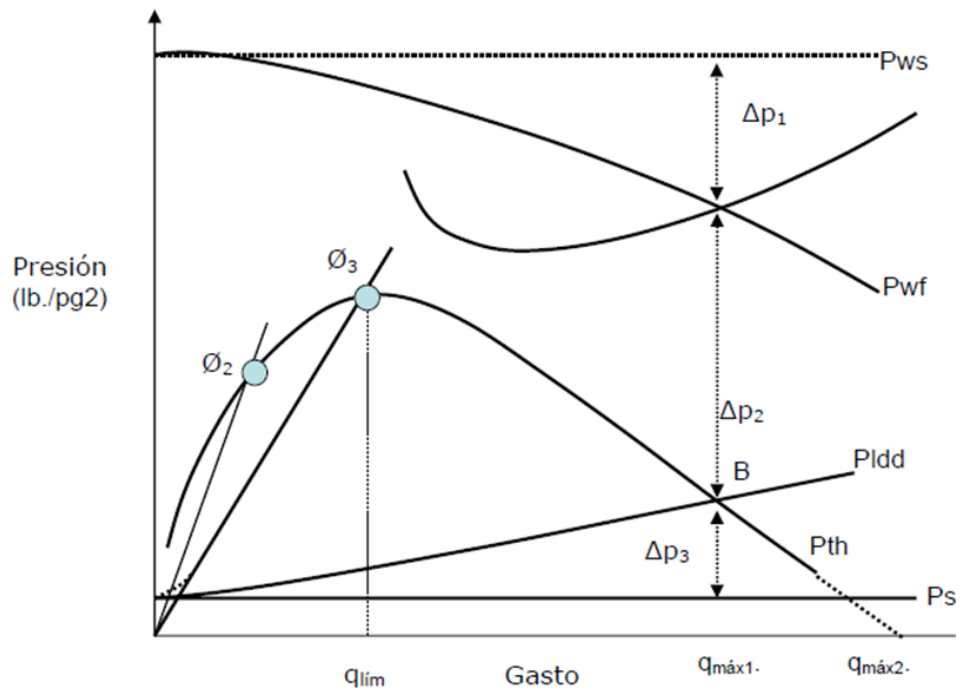


Figura 3.3. Distribución de presiones en un sistema de producción.²³

En la Figura 3.3 se muestran las pérdidas de presión asociadas a cada elemento de la Figura 3.2., donde:

Δp_1 = Pérdidas de presión en el medio poroso. Representan entre el 10 y el 50% de las pérdidas totales.

Δp_2 = Pérdidas de presión en la tubería vertical. Representan entre el 30 y el 80% de las pérdidas totales.

Δp_3 = Pérdidas de presión en la línea de descarga. Generalmente constituyen entre el 5 y el 30 % de las pérdidas totales.

3.3.1 Fondo del Pozo como Nodo Solución

Nodo de solución que se utiliza tradicionalmente al realizar un análisis nodal, se localiza a la profundidad media de los disparos. A estas condiciones, el sistema se divide en el yacimiento y en el sistema total de tuberías.²³

Procedimiento:

1. Si $P_{wf} > P_b$, suponer gastos y construir la curva de Índice de Productividad (IP).
- Si $P_{wf} < P_b$, construir curva IPR con el método de Vogel.
2. A partir de la presión de separación (P_s), obtener presión en la cabeza (P_{wh}) necesaria para mover los fluidos al separador. Determinar las pérdidas de presión por la línea de descarga.
3. Obtener P_{wf} para los gastos considerados y las P_{wh} calculadas. Calcular las pérdidas de presión por la TP.
4. Graficar los valores de P_{wf} en la gráfica de la curva de IPR. En la intersección sobre el eje de las abscisas se encontrará el gasto máximo.

La elección de este nodo, como nodo solución, nos permite ver de forma clara el efecto del abatimiento de la presión estática con relación al gasto (Figura 3.4).

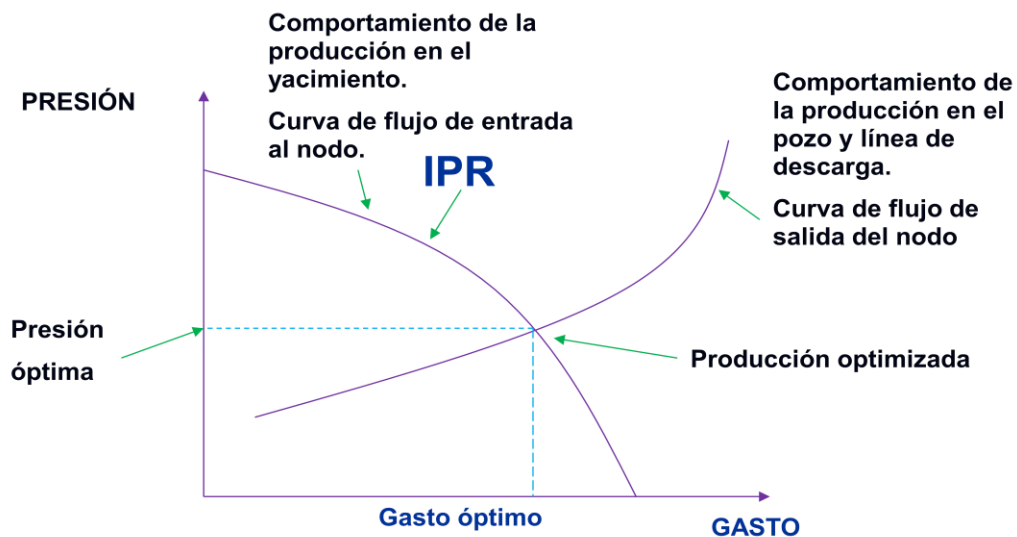


Figura 3.4. Análisis nodal tomando como nodo solución el fondo del pozo.²⁵

3.3.2 Líneas de Descarga como Nodo Solución

El uso de este nodo, permite conocer el comportamiento de las líneas de descarga, cuya función es conducir la producción del pozo hacia el separador. En este nodo se puede predecir las caídas de presión en tuberías horizontales para flujo multifásico.

El procedimiento de solución es semejante al anterior y se inicia a partir de la presión del separador.²³

Procedimiento de solución:

1. Obtener P_{wh} para cada tubería suponiendo diferentes gastos, a partir de P_s .
2. Graficar P_{wh} contra gasto. Obtener para cada P_{wh} el gasto total y graficarlo.
3. A partir de P_{ws} , obtener la presión de fondo y la P_{wh} correspondiente.
4. En la gráfica siguiente (Figura 3.5), en la intersección de las curvas, se observa el gasto máximo posible del sistema.

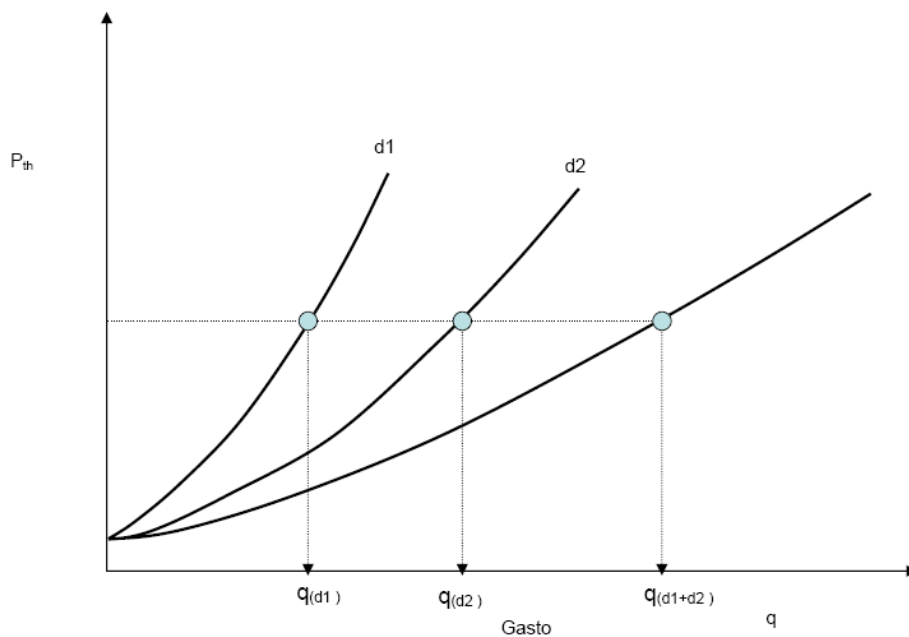


Figura 3.5 Líneas de Descarga Paralelas como Nodo Solución.²³

3.3.3 Cabeza del pozo como Nodo Solución

El realizar este análisis, nos permite conocer el comportamiento que tiene el pozo, y de esta manera facilitar el diseño de las líneas de descarga desde la cabeza del pozo hasta el separador.

El sistema se divide en dos partes: el separador y la línea de descarga (LD), el yacimiento y la Tubería de Producción (TP).

Procedimiento²³:

1. Para diferentes gastos, a partir de la P_s , obtener la P_{wh} empleando métodos de Flujo multifásico.
2. Obtener P_{wf} aplicando el método correspondiente para yacimiento bajosaturado o saturado.
3. Calcular P_{wh} , con el método de flujo multifásico seleccionado para la TP.
4. Graficar los valores de P_{wh} obtenidos y calculados, para encontrar en la intersección de ambas curvas el gasto máximo del sistema (ver Figura 3.6).

La línea de descarga se aísla y así es más fácil observar el efecto que tiene el gasto con el cambio de diámetro.

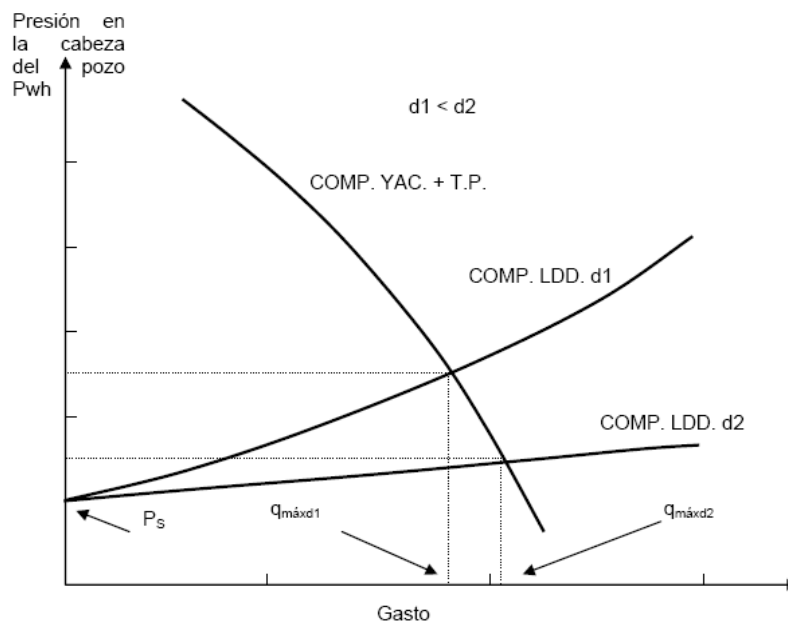


Figura 3.6 Cabeza del pozo como Nodo Solución.²³

3.3.4 Separador como Nodo Solución

Esta selección es apropiada cuando el gas a la descarga del mismo debe tener una presión tal que le permita incorporarse a un sistema de alta presión, o a un sistema de recolección. Está directamente relacionada con la potencia requerida de estos.²³

Procedimiento:

1. A partir de P_{ws} y diferentes gastos supuestos, obtener P_{wf} aplicando el método para yacimiento bajosaturado o saturado, según sea el caso.
2. Calcular los valores de P_{wh} , usando el método de Flujo multifásico vertical.
3. Calcular los valores correspondientes a P_s para cada gasto supuesto.
4. Graficar P_{ws} contra q . (Figura 3.7)

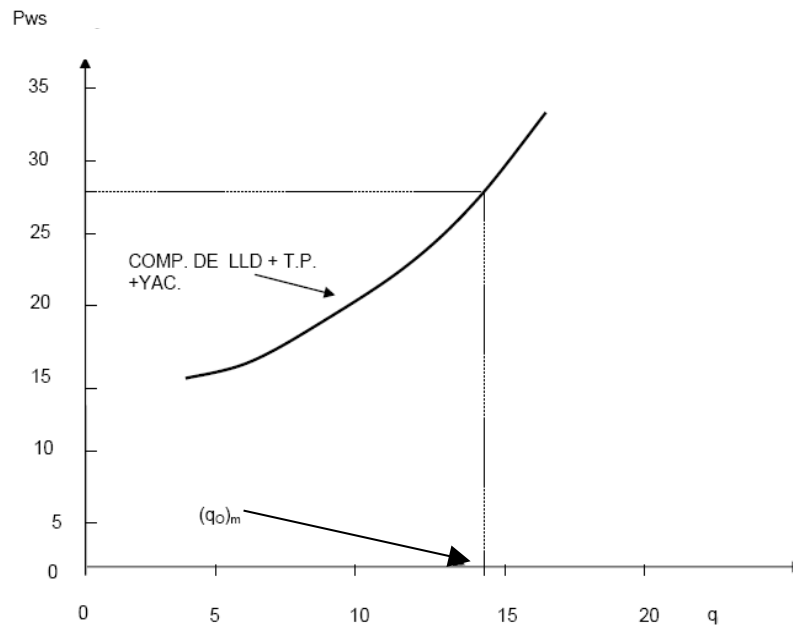


Figura 3.7 Separador como Nodo Solución.²³

Al tomar como solución este nodo, el análisis concluye que el cambio en el gasto depende del comportamiento total del sistema.

En ocasiones se observará poco incremento en la producción al reducirse la presión de separación. Se debe a que la LD se convierte en restricción para el sistema.²⁶

3.3.5 Yacimiento como Nodo Solución

Para este nodo, los cálculos inician con la presión de separación y se procede a calcular las demás presiones, suponiendo gastos de producción.

Con la presión de separación, se calculan las presiones requeridas en la cabeza del pozo para mover los fluidos a los gastos correspondientes. Esto incluye las caídas de presión en la línea de descarga y en el separador, para lo cual se deberá utilizar una correlación de flujo multifásico.²⁷

El yacimiento (radio de drene) como nodo solución permite obtener el gasto posible para diferentes presiones estáticas.

Procedimiento²³:

1. A partir de P_s , obtener P_{wh} para diferentes gastos propuestos.
2. Obtener P_{wf} para los gastos supuestos, a partir de los valores de P_{wh} calculados. Aplicar el método seleccionado de flujo multifásico por TP.

3. Determinar P_{ws} para cada gasto supuesto, con el Índice de Productividad seleccionado.
4. Graficar los valores de P_{ws} contra q , incluir la línea que representa P_{ws} actual (ver Figura 3.8).

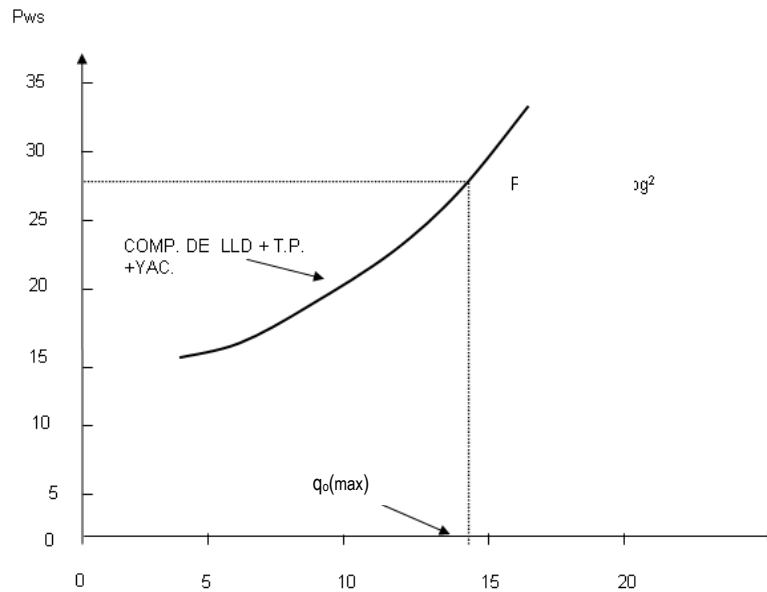


Figura 3.8 Yacimiento como nodo solución.²³

3.3.6 Tubería de producción como Nodo Solución

Es importante el análisis de este nodo, ya que las tuberías son el medio de transporte en el pozo, es decir, los fluidos ascienden a través de la tubería de producción venciendo la fuerza de gravedad y la fricción con las paredes internas de la tubería.

Realizar el estudio de este nodo, nos permite establecer un flujo de fluidos controlados entre la formación productora y la superficie.

La TP telescopiada se utiliza comúnmente en pozos profundos, donde se incluye una TR corta.²³

Procedimiento:

1. Partiendo de P_s , obtener, para diferentes gastos, P_{wh} correspondiente.
2. Calcular la presión en el nodo (cambio de diámetros) con los valores de P_{wh} y los gastos propuestos.
3. Determinar P_{wf} para los diferentes gastos a partir del radio de drene.
4. Obtener la presión en el cambio de diámetros de TP.
5. Graficar P contra q (Figura 3.9).

El aumento del diámetro de la TP, arriba del nodo, ayuda a mantener el gasto, pero puede originar flujo inestable.

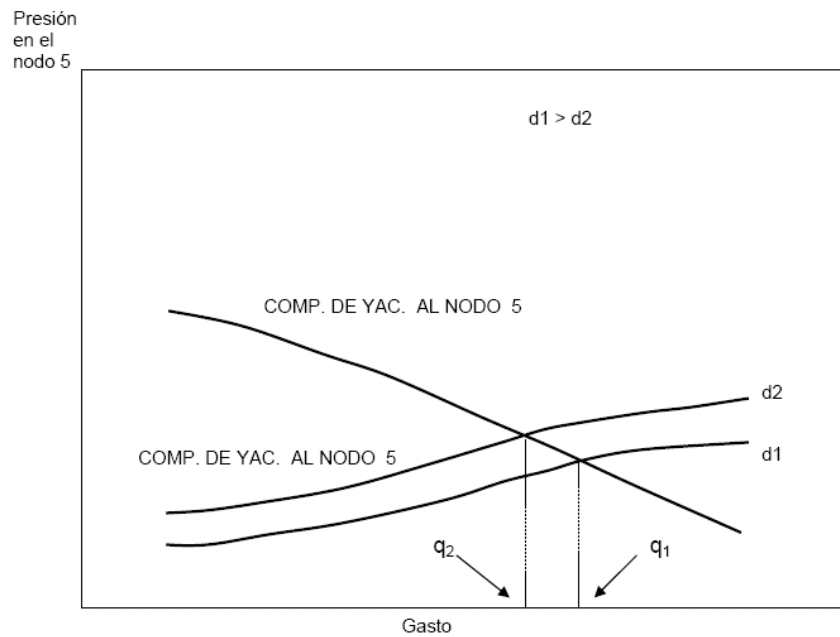


Figura 3.9 Comportamiento de una tubería telescopiada.²³

3.3.7 El estrangulador superficial como Nodo Solución

La elección del estrangulador como nodo solución, responde a lo indicado en la cabeza del pozo como nodo solución. En el procedimiento de solución se agrega un paso más, en el que se incluye el efecto del cambio del diámetro del estrangulador.²⁸

Procedimiento:

1. Para diferentes gastos, a partir de P_s , obtener P_{wh} empleando métodos de Flujo multifásico.
2. Obtener P_{wf} aplicando el método correspondiente para yacimiento bajosaturado o saturado.
3. Calcular P_{wh} , considerando el flujo por la LD.
4. Para un diámetro de estrangulador y un gasto, obtener P_{wh} aplicando la correlación seleccionada para el comportamiento del flujo de la mezcla gas-líquido.
5. Trazar la línea que une el origen con el punto obtenido.
6. En la intersección de la curva que representa el comportamiento del flujo, desde el yacimiento hasta la cabeza del pozo, con la recta que representa el comportamiento del estrangulador, se obtiene el gasto y P_{wh} .(Figura 3.10)

La elección de un diámetro de estrangulador pequeño puede deberse a razones de tipo económico en las cuales se pretende tener al pozo produciendo al gasto más bajo posible sin exponerlo a la suspensión del flujo.

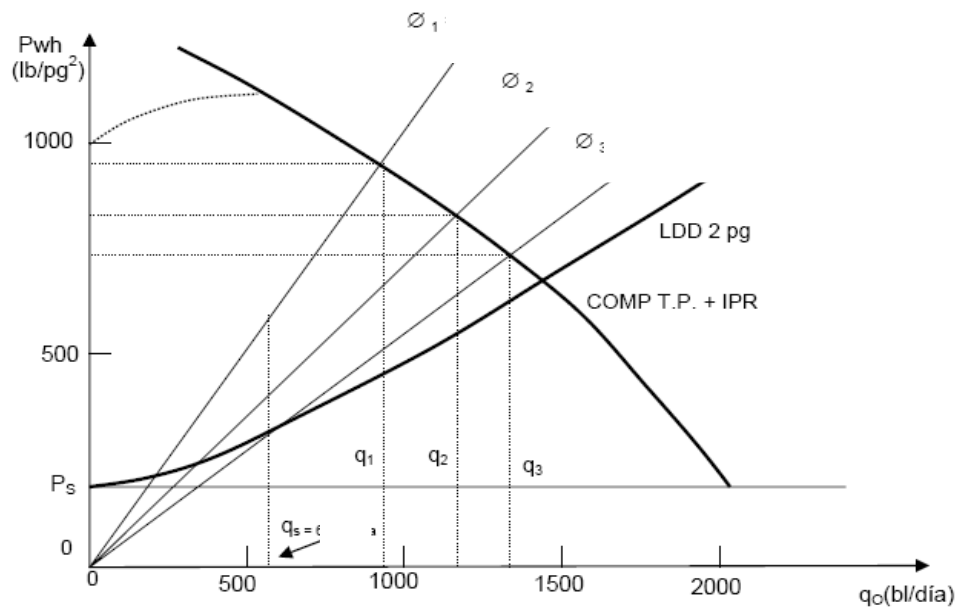


Figura 3.10 Estrangulador Superficial como Nodo solución.²³

3.4 Determinación del Perfil de Presión

El perfil de presión de un pozo es aquella representación gráfica en la cual se ven representados los diversos puntos de presión que prevalecen en el pozo con relación a su respectiva profundidad desarrollada en pozo.

Es de suma importancia el conocimiento de este perfil, ya que en los programas de cómputo que se utilizan en las prácticas desarrolladas en este trabajo se maneja el perfil de presión de manera programada. Es necesario entender este concepto para comprender el razonamiento de los programas.

Dichos puntos pueden ser obtenidos principalmente de dos maneras: a partir de mediciones en pozo y por medio de métodos de flujo multifásico en tuberías verticales.

Se ha establecido que la caída de presión en esta área de flujo es alrededor de 40 a 80% del total, la cual depende de variables tales como diámetro de tubería, profundidad del pozo, gasto de producción, RGA y propiedades del fluido.

La predicción de las caídas de presión en tuberías verticales para flujo multifásico es de vital importancia para la industria petrolera, por lo tanto, la comprensión de los mecanismos y características de dos o más fases en una

sección del sistema de producción, tiene como finalidad optimizar el diseño de la sección en particular y del sistema en general para obtener la máxima producción con las menores pérdidas de presión.

3.4.1 Elaboración del perfil

A partir de la medición de la presión a lo largo del pozo, por medio de una sonda introducida en éste, se puede desarrollar el perfil de presiones al graficar los puntos obtenidos.

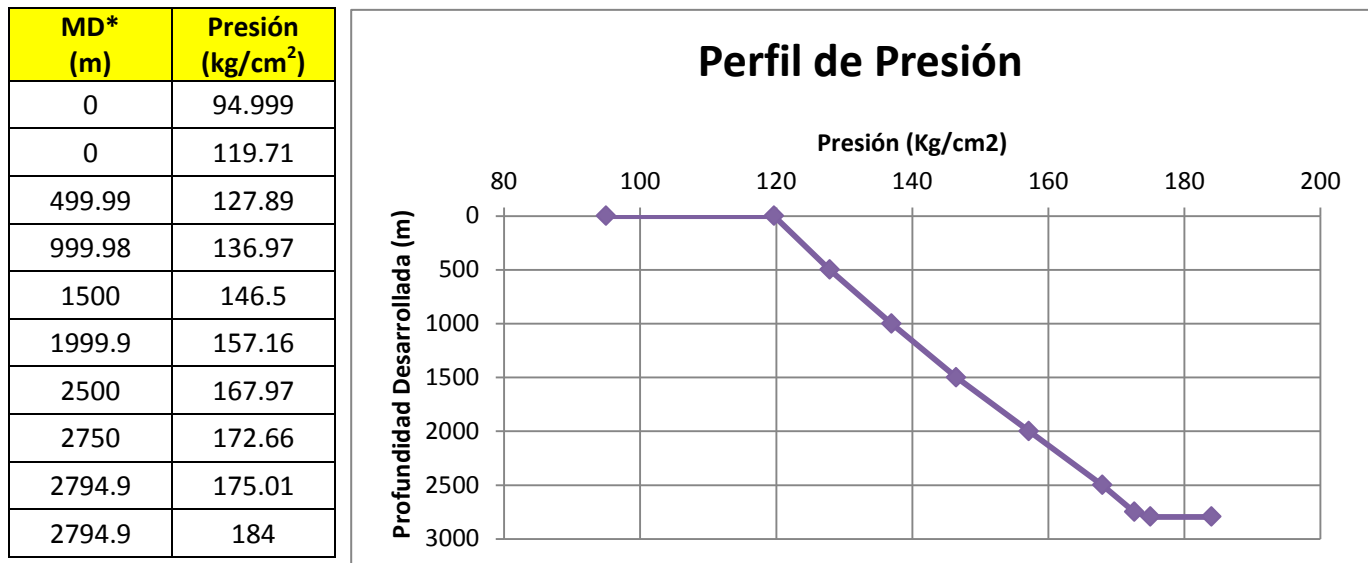


Figura 3.11 Curva de perfil de presión.

***Nota:**

MD (metros desarrollados): Profundidad total perforada, es decir, es la distancia medida a lo largo de la trayectoria real del pozo, desde el punto de referencia en la superficie, hasta el punto de registros direccionales. Esta profundidad siempre se conoce, por el conteo de tubería.

MV (metros verticales): Es la distancia vertical desde el nivel de referencia de profundidad, hasta un punto en la trayectoria del pozo.

En la gráfica anterior (Figura 3.11) se puede denotar lo siguiente:

- El abatimiento de la presión relacionado al decremento de la profundidad, ocasionada por los efectos de fricción y elevación principalmente.
- El abatimiento de presión en la profundidad 0 m representa las condiciones de flujo de la cabeza del pozo a la línea de escurrimiento.
- El abatimiento de presión en el fondo del pozo (2794.9 m) se debe al gradiente de presión entre el yacimiento y el fondo del pozo, que está en función de diversos parámetros del medio poroso (μ , k , q ,

área transversal del flujo, etc.). En esta área de flujo la pérdida de energía se encuentra en un rango de 10 a 30% del total (Beggs, 1991).

3.4.2 Criterios utilizados en los Métodos de Flujo Multifásico

Se han desarrollado métodos de flujo multifásico para predecir las caídas de presión en la tubería de producción para una amplia variedad de condiciones de flujo vertical. Para el caso del flujo horizontal, existen métodos diferentes a los de flujo vertical, que permiten predecir el transporte de fluidos desde la cabeza del pozo al separador.

- **Métodos de Flujo Multifásico Vertical**

Los diversos métodos existentes para el cálculo de distribuciones de presión en tuberías verticales con flujo multifásico, pueden clasificarse en tres grupos basándose en el criterio utilizado para su desarrollo.^{29, 30, 31,32, 33}

Grupo I

No se considera resbalamiento entre las fases. El término “resbalamiento” se emplea para describir el fenómeno natural del flujo, cuando una de las dos fases fluye a mayor velocidad que la otra. Las pérdidas por fricción y los efectos del colgamiento se expresan por medio de un factor de fricción correlacionando empíricamente. El colgamiento se define como la relación entre el volumen de líquido existente en una sección de tubería a las condiciones de flujo, entre el volumen de la sección aludida. Esta relación de volúmenes depende de la cantidad de líquido y gas que fluyen simultáneamente en la tubería.

La densidad de la mezcla se obtiene en función de las propiedades de los fluidos, corregidos por presión y temperatura. No se distinguen patrones de flujo. En este grupo se emplean los siguientes métodos:

Poettmann y Carpenter (1952)

Baxendell y Thomas (1961)

Fancher y Brown (1963)

Grupo II

Se toma en cuenta el resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se calcula utilizando el efecto del colgamiento. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades combinadas del gas y el líquido. No se distinguen regímenes de flujo. En este grupo se utiliza el método de:

Hagedorn y Brown (1965)

Grupo III

Se considera resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se calcula utilizando el efecto de colgamiento. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades del fluido en la fase continua. Se distinguen diferentes patrones de flujo (ver Figura 3.12). Los principales métodos en este grupo son:

Duns y Ros (1963)
 Orkiszewski (1967)
 Beggs y Brill (1973)
 Gould y Tek (1974)

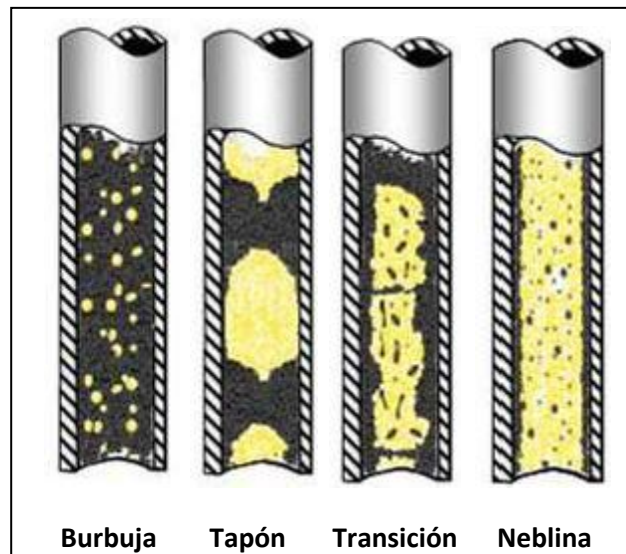


Figura 3.12 Patrones de Flujo en Tuberías Verticales.²⁶

• Métodos de Flujo Multifásico Horizontal

Los mecanismos y características del flujo de dos o más fases, en una sección del sistema de producción, tiene como finalidad optimizar el diseño de la sección en particular y del sistema en general, para obtener la máxima producción con las menores pérdidas.³⁰

Las principales correlaciones desarrolladas para calcular el gradiente de presión en tuberías horizontales son las siguientes:

Bertuzzi, Tek y Poettmann (1956)
 Eaton, Andrews , Knowles y Brown(1967)
 Duckler (1969)
 Beggs y Brill (1973)

La predicción de las caídas de presión en tuberías horizontales para flujo multifásico permite:

- › Diseñar las líneas de transmisión, así como también la longitud de las líneas costa afuera para transportar mezclas de gas y aceite.
- › Diseñar las líneas de flujo superficial desde la cabeza del pozo hasta la batería de separación.

Las curvas de gradiente de presión son construidas mediante los métodos mencionados anteriormente. La precisión de los métodos de flujo multifásico es bastante buena³³, lo cual permite las siguientes aplicaciones:

- Seleccionar el diámetro de la tubería de producción
- Predecir cuándo un pozo dejará de fluir y por lo tanto predecir el tiempo para instalar un sistema de producción artificial.
- Diseñar instalaciones de producción artificial
- Determinar las presiones de fondo fluyendo
- Determinar los índices de productividad de los pozos
- Predecir el gasto máximo de producción

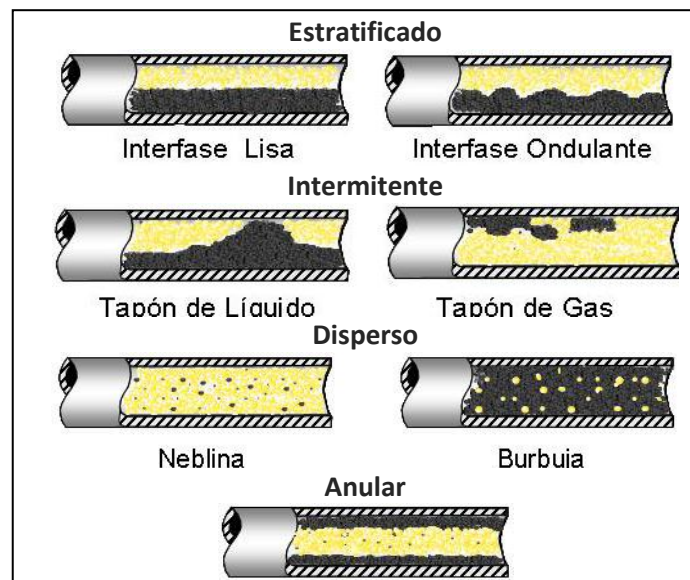


Figura 3.13 Patrones de Flujo en Tuberías Horizontales o poca inclinación.²⁶

3.4.3 Análisis de Curvas de Gradientes

Al pasar los fluidos del yacimiento a través de la tubería de producción y las de descarga, se consume la mayor parte de presión disponible para llevarlos del yacimiento a las baterías de separación (Figura 3.14). La existencia de flujo multifásico en las tuberías, complica en forma considerable el cálculo de la distribución de presión. Por tal razón, se han desarrollado numerosas ecuaciones y métodos que permitan simplificar en forma considerable el cálculo de la distribución de presión.^{29, 35}

A través de los métodos de flujo multifásico algunos autores (Gilbert (1954), Kermit Brown (1977, vol.3A)) han desarrollado curvas de gradiente de presión para flujo vertical, horizontal que también se puede utilizar para la determinación del gradiente de presión en la tubería de producción. El análisis del comportamiento de flujo

multifásico en tuberías verticales se puede realizar basándose en las gráficas de gradiente de presión, desarrollado por Gilbert.

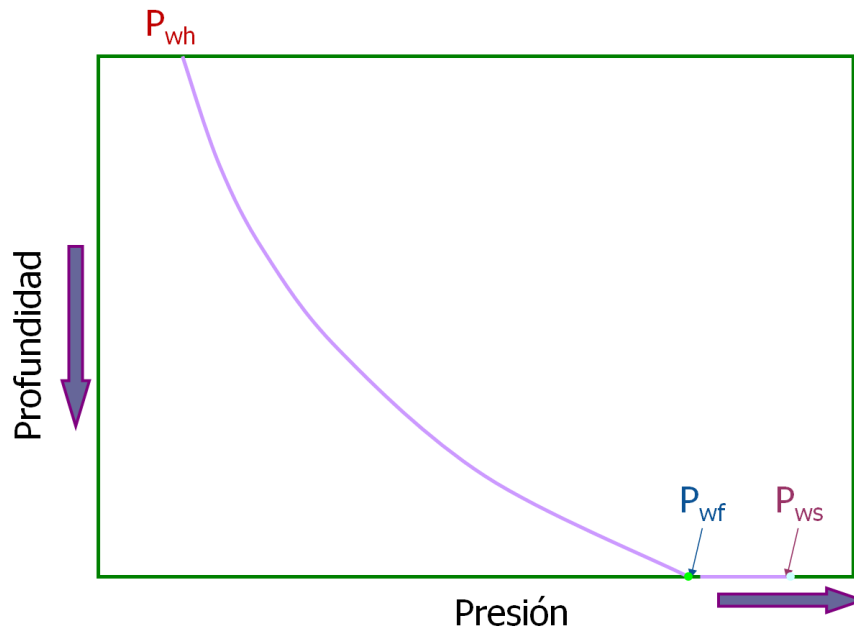


Figura 3.14 Presión en el Sistema de Producción.

3.4.4 Gradiente de Presión para Flujo Vertical

Propuso una solución empírica al problema de flujo vertical (Gilbert (1954)). Registró mediciones de la caída de presión en tuberías de producción bajo distintas condiciones y obtuvo una familia de curvas como las que aparecen en la Figura 3.15.

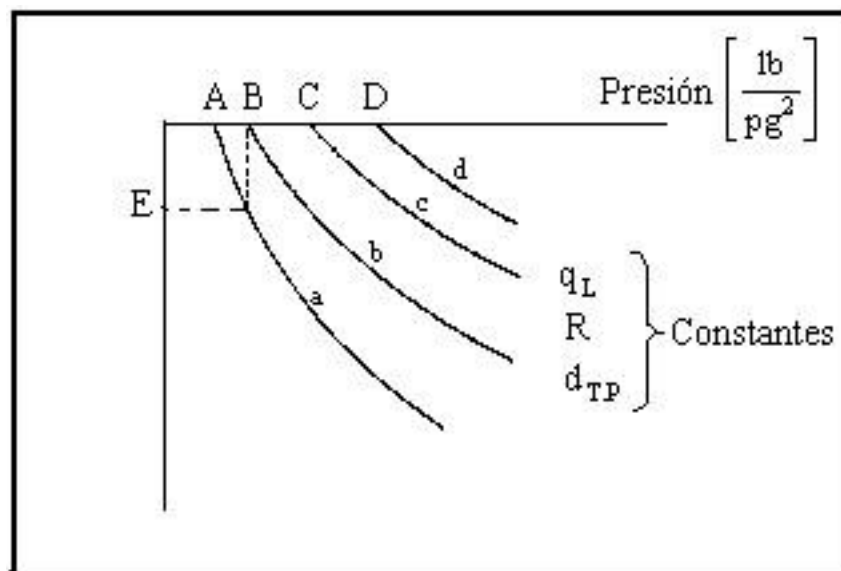


Figura 3.15 Curvas de distribución de presiones en la tubería vertical.²⁷

Los parámetros que midió en un gran número de pozos fluyentes fueron:

- Diámetro de la tubería (d)
- Densidad relativa del aceite (γ_o)
- Profundidad de la tubería (L)
- Presión de fondo fluyendo (P_{wf})
- Presión en la cabeza del pozo (P_{wh})
- Producción bruta de líquidos (q_L)
- Relación gas- líquido (RGA)
- Temperatura promedio de flujo (T)

Se considera que la presión de fondo fluyendo depende de las variables anteriores.

Tomando como referencia las curvas de distribución de presión Figura 3.12, Gilbert (1954) trazó una vertical del punto B (presión en la cabeza del pozo) de la curva "b", hasta intersectar la curva a. Observó que la curva b coincidía con la sección de la curva "a". Hizo lo mismo con las otras curvas y concluyó que las curvas a, b, c y d son realmente partes de una misma curva, tal como se muestra en la Figura 3.16.

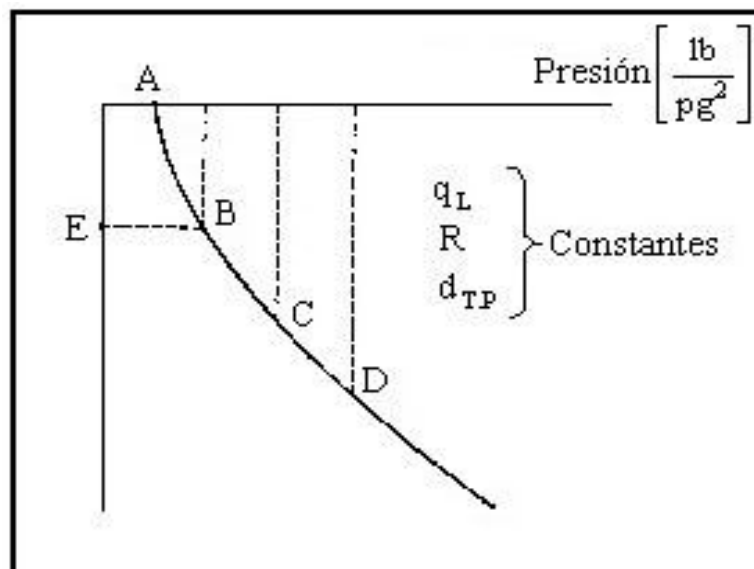


Figura 3.16 Curvas de distribución de presión en flujo bifásico.²⁷

En forma similar, Gilbert construyó curvas de gradiente de presión considerando una presión en la boca del pozo igual a cero para diferentes relaciones gas-aceite, conservando constantes el gasto de líquido, el diámetro de la tubería de producción y la densidad del fluido.

La familia de curvas así formada se conoce como curvas de gradiente de presión. Las curvas de gradiente de presión se utilizan para determinar las presiones de fondo fluyendo para distintos gastos, a partir de la presión en la cabeza del pozo, la cual se considera constante, o bien, las presiones en la cabeza del pozo a partir de las presiones de fondo fluyendo, correspondientes a gastos supuestos.

3.5 PRÁCTICA 1 “Diseño del Comportamiento de Pozo con Software PROSPER”

En la primera práctica de laboratorio, se realizó con el propósito de ilustrar la selección y análisis de la información, el análisis nodal, el perfil de presión y los métodos de flujo multifásico para el caso de un pozo fluyente, reproduciendo las condiciones de producción del pozo en estudio y a su vez reproduciendo las condiciones actuales en las que dejó de producir a la fecha de la información reportada.

1. Se ejecuta el programa, abriendo un archivo nuevo

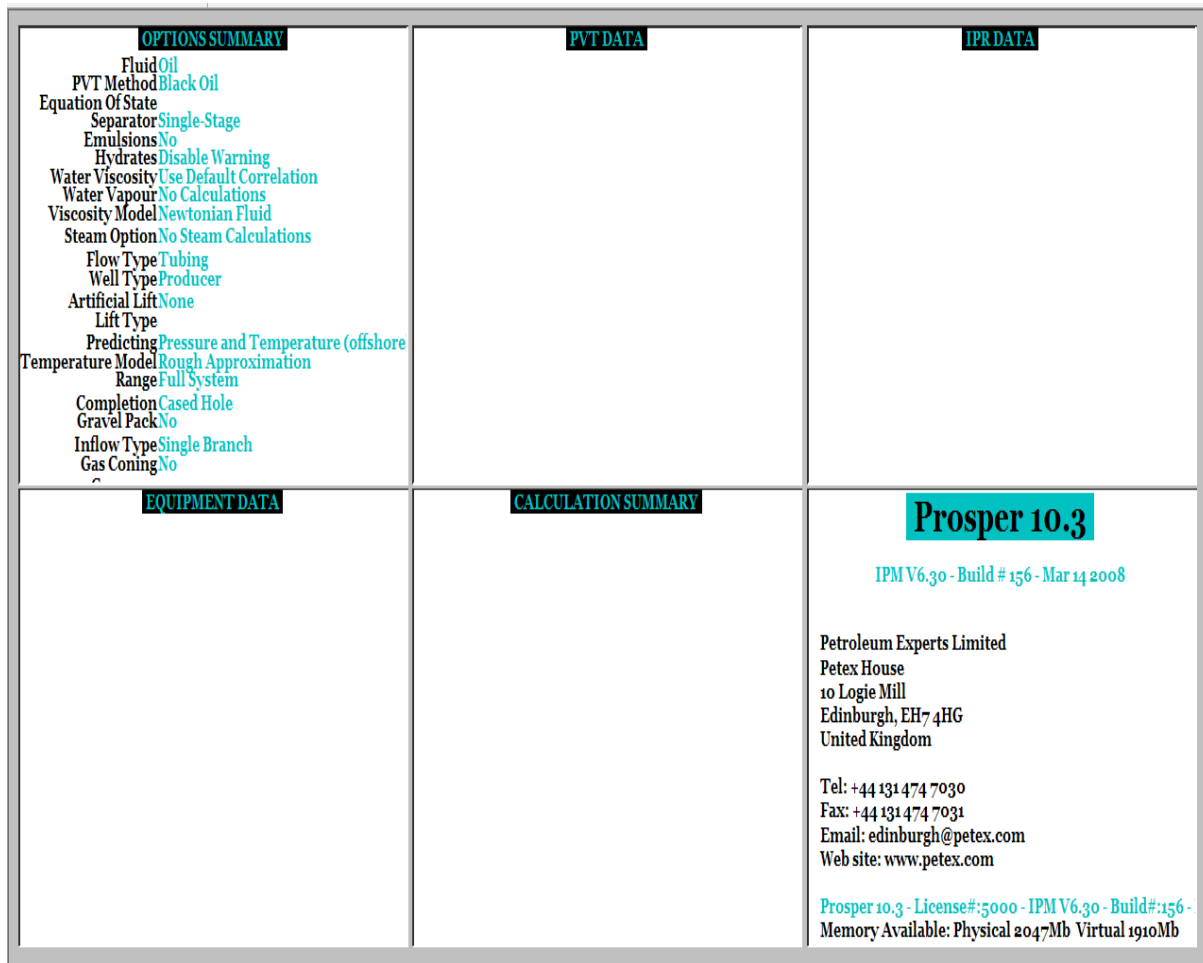


Figura 3.17 Pantalla Principal de PROSPER.

La pantalla principal de PROSPER (Figura 3.17) se divide en 5 secciones principales:

- Opciones
- Datos de PVT
- Datos de IPR
- Datos de los equipos
- Resumen de cálculo

Las 4 primeras secciones son las pantallas que contendrán los datos de entrada, mientras que la última contiene todas las características de diseño y cálculo.

Nota: Se emplearán las instrucciones como aparecen en el programa (en inglés).

2. Se proporcionan los datos del proyecto.

Para empezar a configurar las opciones del sistema (Figura 3.18), se hace doble clic en el área de *OPTIONS SUMMARY*, donde de manera general se describirán características del pozo a modelar, realizando las selecciones siguientes:

Figura 3.18 Configuración del Sistema.

Hacer clic en *Done* (Aceptar) para salir de esta pantalla, esto completa la configuración del sistema principal y regresa al menú principal.

3. A continuación, se da doble clic en el área de *PVT DATA* (Figura 3.19).

El propósito de esta sección es el de capturar los parámetros y condiciones con los que trabajará el modelo PVT y que satisfacen las correlaciones PVT.

Parámetros:

- RGA
- Densidad del aceite
- Densidad del gas
- Salinidad del agua
- Impurezas

PVT - INPUT DATA (untitled) (Oil - Black Oil)

Done Cancel Tables Match Data Regression Correlation Calculate Save Open Composition Help

Use Tables

Input Parameters

Solution GOR	360.6	scf/STB
Oil Gravity	31	API
Gas Gravity	0.5781	sp. gravity
Water Salinity	12000	ppm

Correlations

Pb, Rs, Bo	Glaso
Oil Viscosity	Beal et al

Impurities

Mole Percent H2S	1.29	percent
Mole Percent CO2	12	percent
Mole Percent N2	0	percent

Figura 3.19 Datos de Entrada para el Análisis PVT.

En la sección principal PVT se hace clic en *Match DATA* y se introducen los datos obtenidos de laboratorio (Figura 3.20), a condiciones de saturación:

- Temperatura
- Punto de Burbuja
- Presión
- RGA
- Aceite FVF
- Viscosidad del Aceite

PVT - Match Data (BNS2.Out) (Oil - Black Oil matched)

Done Main Cancel Reset Copy Clip Import PVTP Import Transfer Plot Help

PVT Match data

Table 1

Temperature 249.8 deg F

Bubble Point 352.5 Kg/cm2 g

	Pressure	Gas Oil Ratio	Oil FVF	Oil Viscosity
	Kg/cm2 g	m3/m3	RB/STB	centipoise
1	40	34.9		
2	80	60.6		
3	120	85.4		
4	160	111.6		
5	200	140.8		
6	240	175.4		
7	278	213.9		
8	315.5	360.6		
9	352.5	360.6		
10	371	360.6		
11	396.5	360.6		
12	427	360.6		
13	450	360.6		
14	456.5	360.6		
15	487	360.6		

Figura 3.20 Datos de Laboratorio.

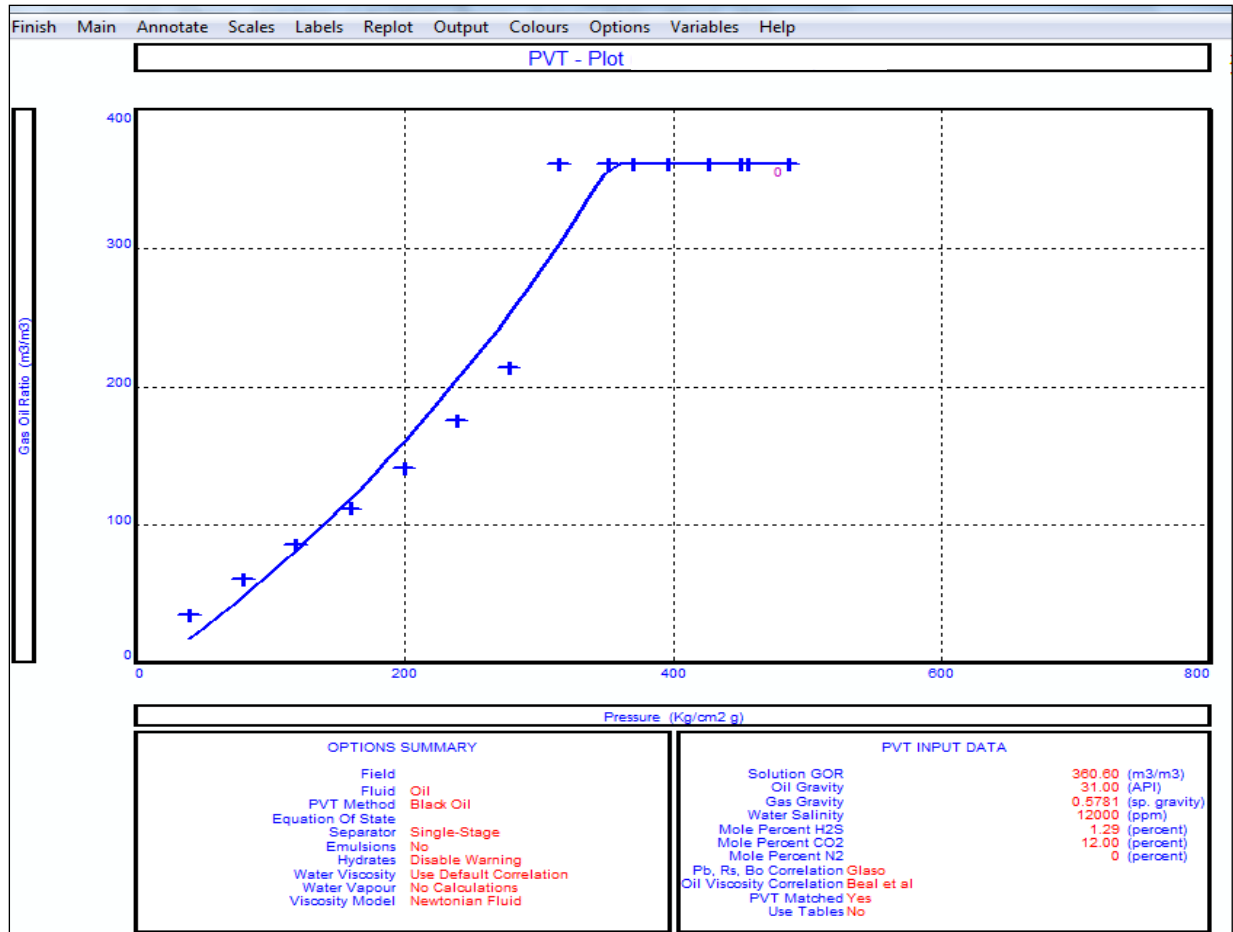
Una vez ingresados los datos anteriores, se hace clic en *Done* para regresar a la pantalla de entrada de *PVT DATA*.

El siguiente paso es ajustar las correlaciones de aceite negro con el fin de concordar con los datos medidos de laboratorio. De esta manera se asegura que el modelo PVT que vamos a utilizar reproduce los datos medidos.

Para ajustar las correlaciones PVT a los datos medidos de laboratorio, se va a seleccionar *Regression* y se elige *Match All* para ejecutar el cálculo de regresión.

Al concluir la regresión, se da clic en *Done* para volver a la pantalla principal, donde aparecerá un mensaje de color verde con la frase "*PVT is Matched*", con lo se demuestra que el modelo ha sido ajustado.

Los datos ajustados se pueden representar gráficamente (Gráfica 3.1) haciendo clic en *Plot* en el menú de *Regression* como en el ejemplo siguiente:



Gráfica 3.1 Representación de los datos ajustados.

Regrese a *PVT DATA* y para verificar la RGA que se utilizara en los cálculos que continúan, vaya a *Calculate*, cambie a la opción de *User Selected* e introduzca la presión y temperatura a condición de yacimiento, presione *Continue*, *Calculate* y tome el valor de *GOR* que utilizara más adelante.

Todos los cálculos posteriores se llevarán a cabo utilizando el *PVT DATA* Con esto se completa la entrada de PVT y el proceso de comparación.

- La siguiente tarea es la de definir el modelo de comportamiento de afluencia. Para ello, seleccione en el menú principal *IPR DATA*.

La pantalla donde se generará el IPR (Inflow Performance Relationship) se muestra a continuación:

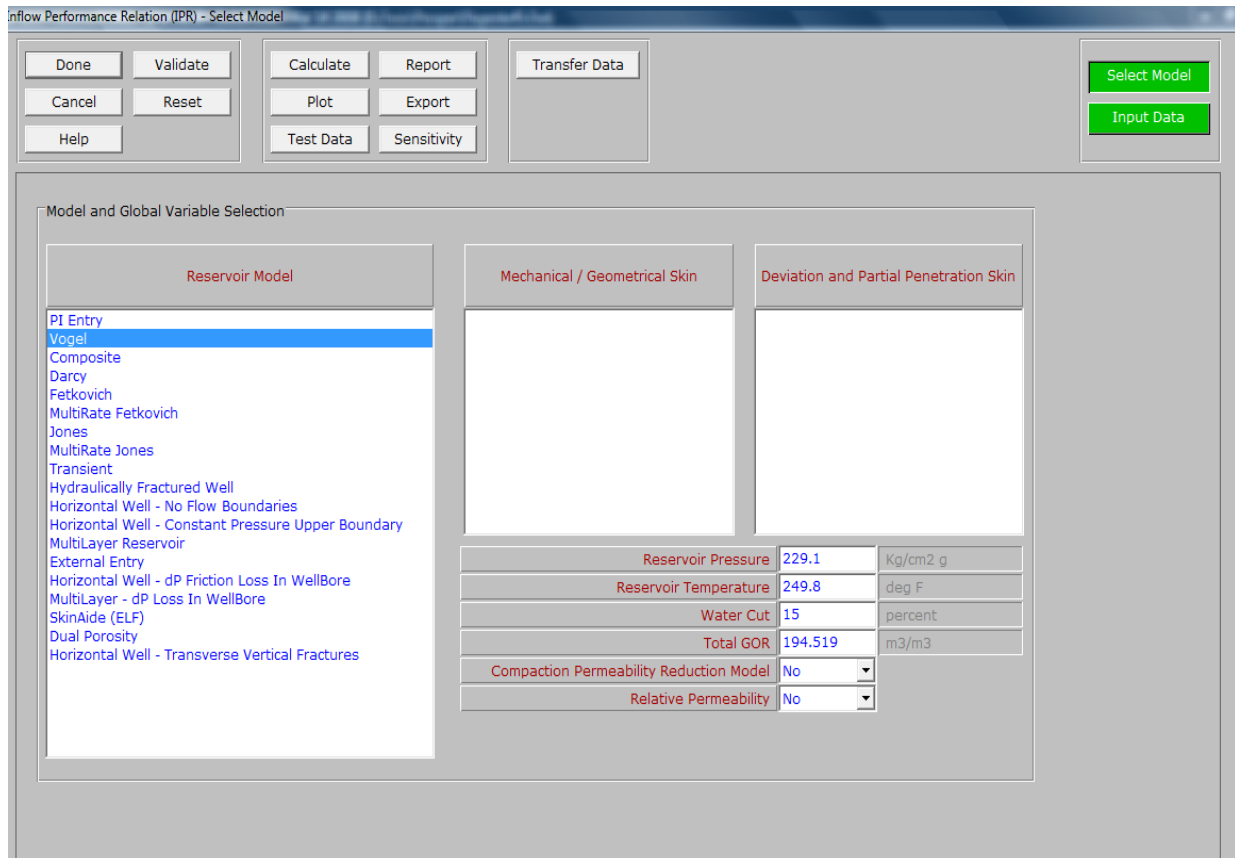


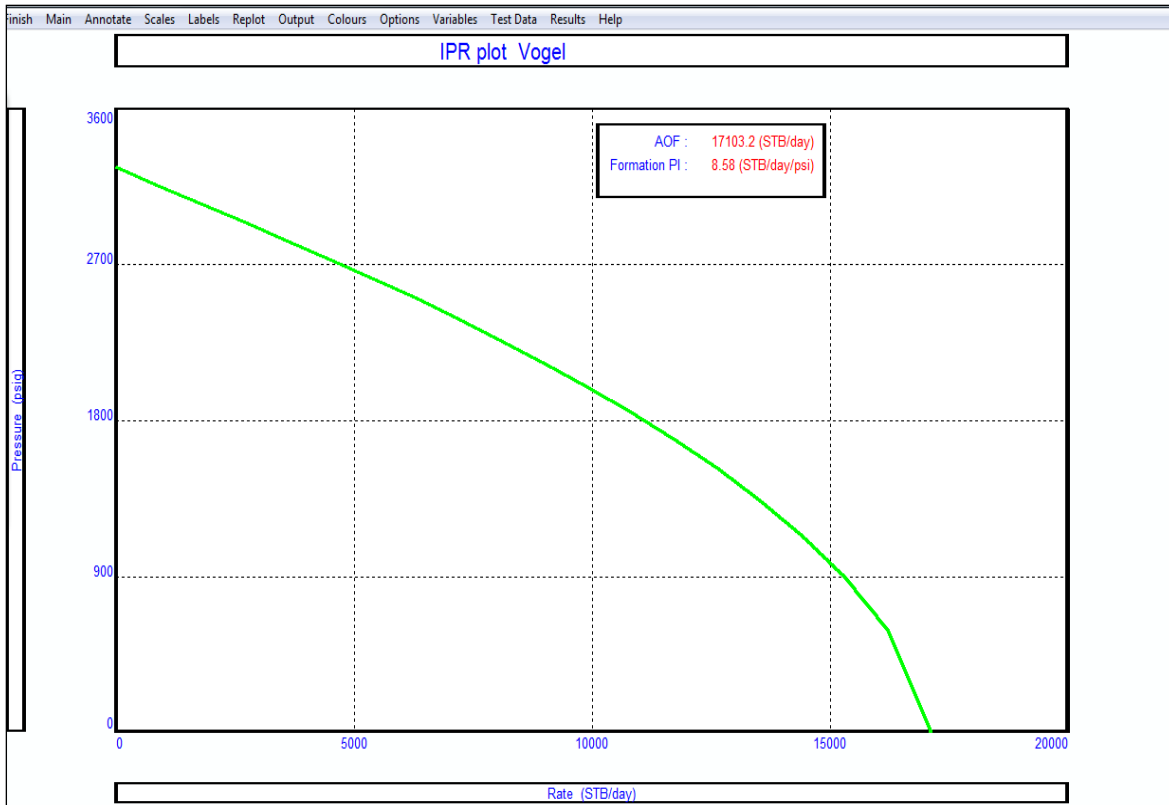
Figura 3.21 Generación de IPR.

En esta pantalla (Figura 3.21) el modelo de IPR puede ser seleccionado y algunos parámetros fundamentales de yacimiento son ingresados.

En este caso, se elegirá Vogel como método para calcular IPR debido a que para este caso el flujo es bifásico, la presión del yacimiento (P_{ws}) está por debajo de la presión del punto de burbuja, y que como datos, se conocen el gasto máximo (q_o, max) así como también la presión del yacimiento (P_{ws}) y el gasto (q_o) a la correspondiente presión dinámica.

La siguiente sección es para acceder a la pantalla de *Input Data*. La pantalla de *Input Data* contiene una serie de diálogos con pestañas que le permite introducir todos los datos necesarios para el cálculo de un IPR, la elección del modelo a utilizar en este ejemplo, es la pestaña de Modelo de Yacimiento.

Por último, se da clic en *Plot* para poder visualizar la IPR como se muestra a continuación:



Gráfica 3.2 Curva del Comportamiento de Afluencia (IPR).

Con esto se completa la definición de IPR.

El IPR reportado en el gráfico (Gráfica 3.2) no es un IPR equivalente al real, debido a que no está afectado por un factor de daño. La AOF (*Absolute Open Flow Potential*) reporta sólo el gasto máximo.

Volver al menú principal haciendo clic en *Main*.

5. El siguiente paso es el de describir el estado mecánico del pozo a través de la sección *EQUIPMENT DATA* (Figura 3.22), que caracteriza los parámetros y condiciones a las cuales se desarrolla el pozo.

EQUIPMENT DATA (FluyenteS2.Out)

Done Cancel All Edit Summary
Report Export Reset Help

Input Data

Deviation Survey

Surface Equipment

Downhole Equipment

Geothermal Gradient

Average Heat Capacities

Disable Surface Equipment No

Figura 3.22 Datos del Equipo del Pozo.

Es posible ingresar los diversos grupos de datos en el listado que se muestra en la pantalla anterior más cómodamente.

La primera pantalla que aparece es la de *Deviation Survey* (Figura 3.23).

DEVIATION SURVEY (FluyenteS2.Out)

Done Cancel Main Help Import Plot Filter
Insert Delete Copy Cut Paste All

Input Data

	Measured Depth (m)	True Vertical Depth (m)	Cumulative Displacement (m)	Angle (degrees)
1	0	0	0	0
2	30	30	0	0
3	750	750	0	0
4	2299	2299	0	0
5	3970	3970	0	0
6	4000	4000	0	0
7				
8				
9				
10				
11				
12				
13				
14				
15				
16				
17				
18				

MD <-> TVD

Calculate

Figura 3.23 Datos de la Trayectoria del Pozo.

Donde PROSPER calcula automáticamente el desplazamiento acumulado y el ángulo de desviación del pozo. También es posible trazar la trayectoria del pozo. Una vez que la desviación es introducida, se hace clic en *Done* para ir a la pantalla del equipo de superficie.

La siguiente pantalla en la lista, es la de *Surface Equipment* que permite al usuario describir el equipo de una tubería de superficie. En este ejemplo, no requerimos de información de superficie, por lo que no utilizaremos esta opción, haga clic en "Cancelar" para pasar a la pantalla de *Downhole Equipment* (Figura 3.24).

	Label	Type	Measured Depth (m)	Tubing Inside Diameter (inches)	Tubing Inside Roughness (inches)	Tubing Outside Diameter (inches)	Tubing Outside Roughness (inches)	Casing Inside Diameter (inches)	Casing Inside Roughness (inches)	Flow Descriptor
1		Xmas Tree	0							
2		Tubing	3895	2.44	0.0006	3.5	0.0006	6.765	0.0006	Both
3		Casing	3980					6.765	0.0006	
4										
5										
6										
7										
8										
9										
10										
11										
12										
13										
14										
15										
16										
17										
18										

Figura 3.24 Estado Mecánico.

Para seleccionar el equipo (tubería de revestimiento, SSSV, etc) se da clic en *Type* y se selecciona la opción que necesite del menú desplegable. Cabe señalar que sólo se debe proporcionar la información correspondiente al equipo en el que el fluido se conduce. Se debe tener en cuenta que la altura del árbol de Navidad es la referencia de *Deviation survey*.

Hacer clic en *Done* para ir a la pantalla de *Geothermal Gradient* (Figura 3.25) y escriba la información referente al gradiente geotérmico presente:

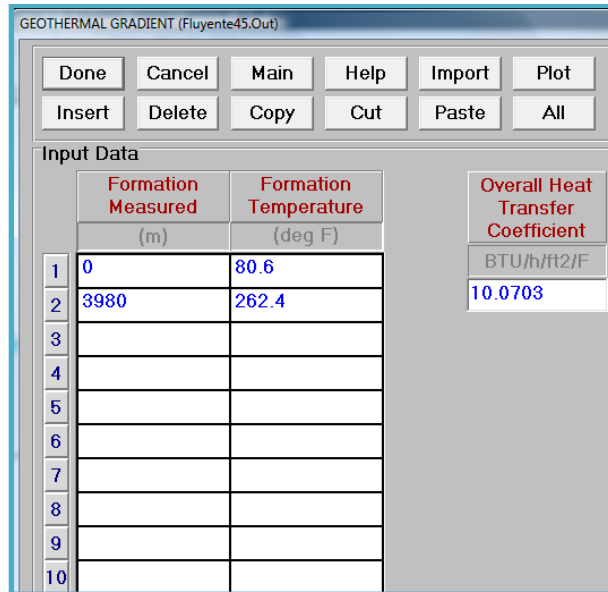


Figura 3.25 Gradiente Geotérmico.

A continuación, oprima *Done* para ir a la siguiente pantalla, que despliega el *Average Heat Capacities*. Hacer clic en *Done* para aceptar el valor predeterminado.

Con esto se completa la entrada del equipo para el pozo.

Es posible visualizar la desviación y el equipo introducido haciendo clic en *Summary*. Y a continuación, se muestra la representación gráfica del pozo (Figura 3.26):

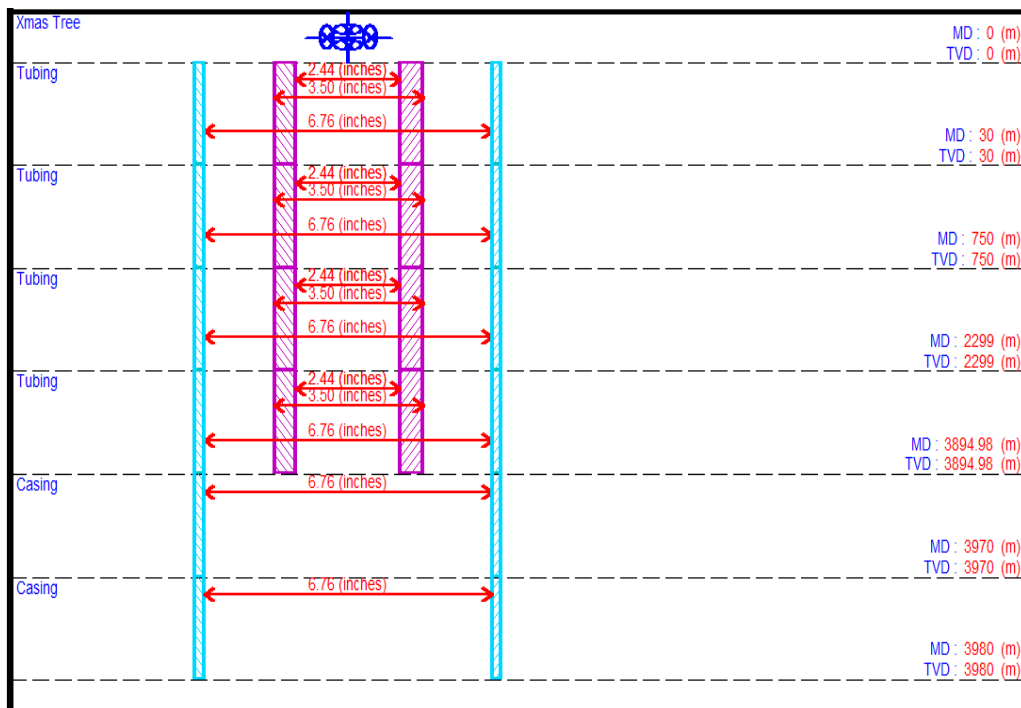


Figura 3.26 Gráfico del Estado Mecánico del Pozo.

Esta es una herramienta muy útil para evaluar eventuales errores de escritura.

Hacer clic en *Main* para regresar a la pantalla principal de PROSPER.

6. Lo siguiente, es ir a la sección *CALCULATION SUMMARY* (Figura 3.27) donde se fijarán las características de diseño y cálculo requeridas según el modelo seleccionado.

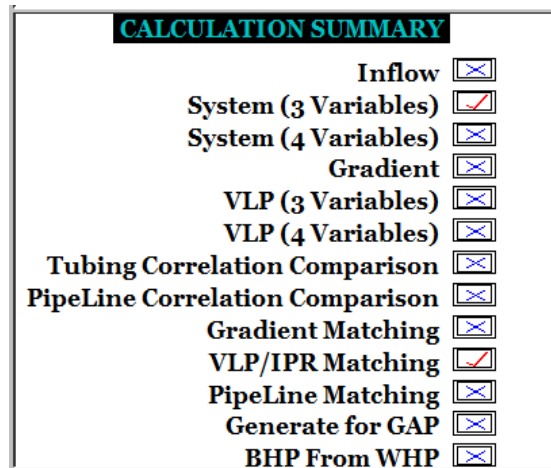


Figura 3.27 Resumen de Cálculos.

De la lista que se muestra en esta sección, vaya a la sección de **VLP/IPR MATCHING*.

*VLP (Vertical Lift performance) comportamiento de flujo en tubería vertical.

Nota: En este programa a los Métodos de Flujo Multifásico, se les nombra correlaciones.

El ajuste de la correlación de flujo multifásico se llevará a cabo siguiendo los siguientes pasos:

- 1) Introducir los datos de las pruebas realizadas al pozo.

- Fecha de la prueba
- Comentario de la prueba (opcional)
- Presión de la cabeza del pozo
- Temperatura de la cabeza del pozo
- Corte de agua
- Gasto de líquido
- Profundidad medida
- Presión de fondo fluyendo
- Presión del yacimiento
- RGA
- Gas libre

El ajuste del modelo se lleva a cabo dentro de esta sección (Figura 3.28). Ingresar los datos de prueba del pozo, que para esta práctica son:

VLP/IPR MATCHING (Fluyente45.Out) (Matched PVT)

Tasks: Estimate U Value, Correlation Comparison, Match VLP, VLP / IPR

Rate Type: Liquid Rates

Match Data

	Test Point Date	Test Point Comment	Tubing Head Pressure	Tubing Head Temperature	Water Cut	Liquid Rate	Gauge Depth (Measured)	Gauge Pressure	Reservoir Pressure	Gas Oil Ratio	GOR Free
			(Kg/cm ² g)	(deg F)	(percent)	(STB/day)	(m)	(Kg/cm ² g)	(Kg/cm ² g)	(m ³ /m ³)	(m ³ /m ³)
1	25/05/1980	25/05/1980	45.6	170.6	15	7913.02	3980	160.6	229.1	194.52	0
2											
3											
4											
5											
6											
7											
8											
9											
10											

Enable Disable Copy Cut Paste Insert Delete All Invert

Figura 3.28 Datos de la Prueba.

- 2) Comparar las correlaciones del flujo multifásico y seleccione la mejor correlación.

A continuación, hacer clic en *Estimate U Value*. El programa calculará el valor del coeficiente de intercambio de calor que coincide con el de la prueba de medición de temperatura del pozo.

Hacer clic en Aceptar y luego en *Done* para ir al panel principal. A continuación, vaya a la pantalla de *Geothermal Gradient* en la zona *Equipment DATA* e introduzca el valor de U que se acaba de determinar.

Ahora, seleccione *Correlation Comparison*. La primera pantalla informa el valor de U que introdujo a *Geothermal Gradient*, hacer clic en Aceptar y, a la derecha de la siguiente pantalla (Figura 3.29) presione *All* para seleccionar todas las correlaciones para comparar y elegir la que más se ajuste al perfil.

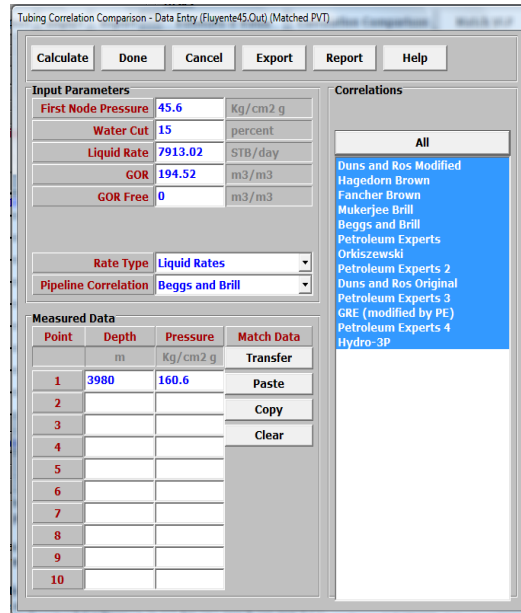


Figura 3.29 Cotejo de Correlaciones.

Utilizar esta pantalla (Figura 3.29) para calcular y comparar los gradientes de presión seleccionando Correlaciones para flujo vertical. El cálculo es útil para realizar un control de calidad en la PVT y los datos de campo de la producción.

A continuación, presionar *Calculate* y así mismo *Calculate* de nuevo en la siguiente pantalla (Figura 3.30).

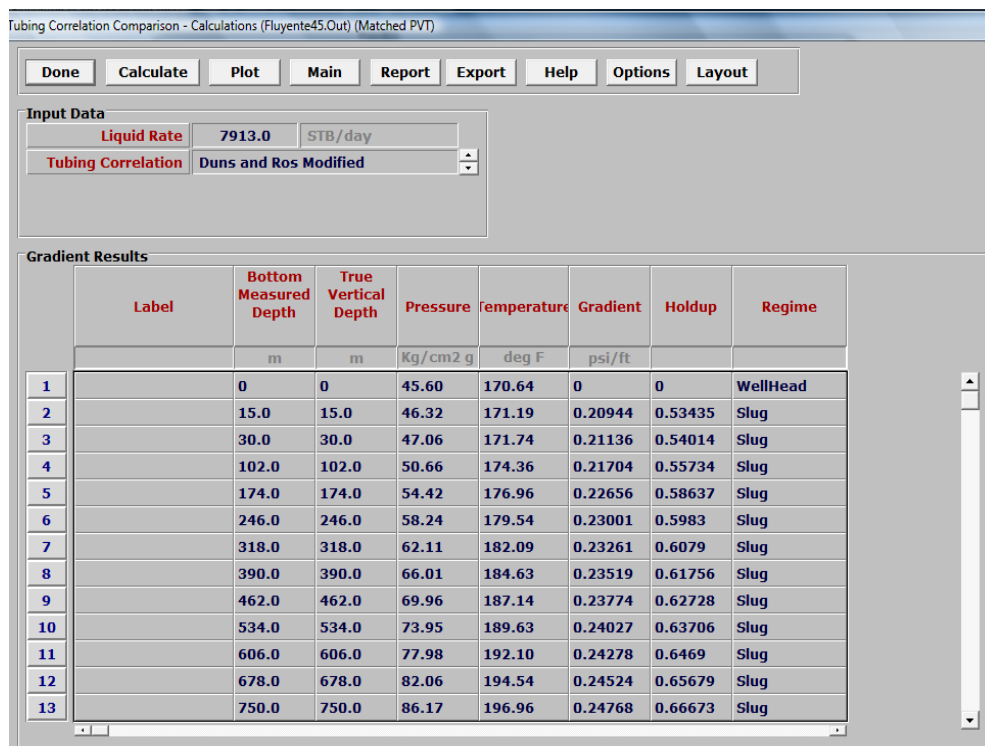
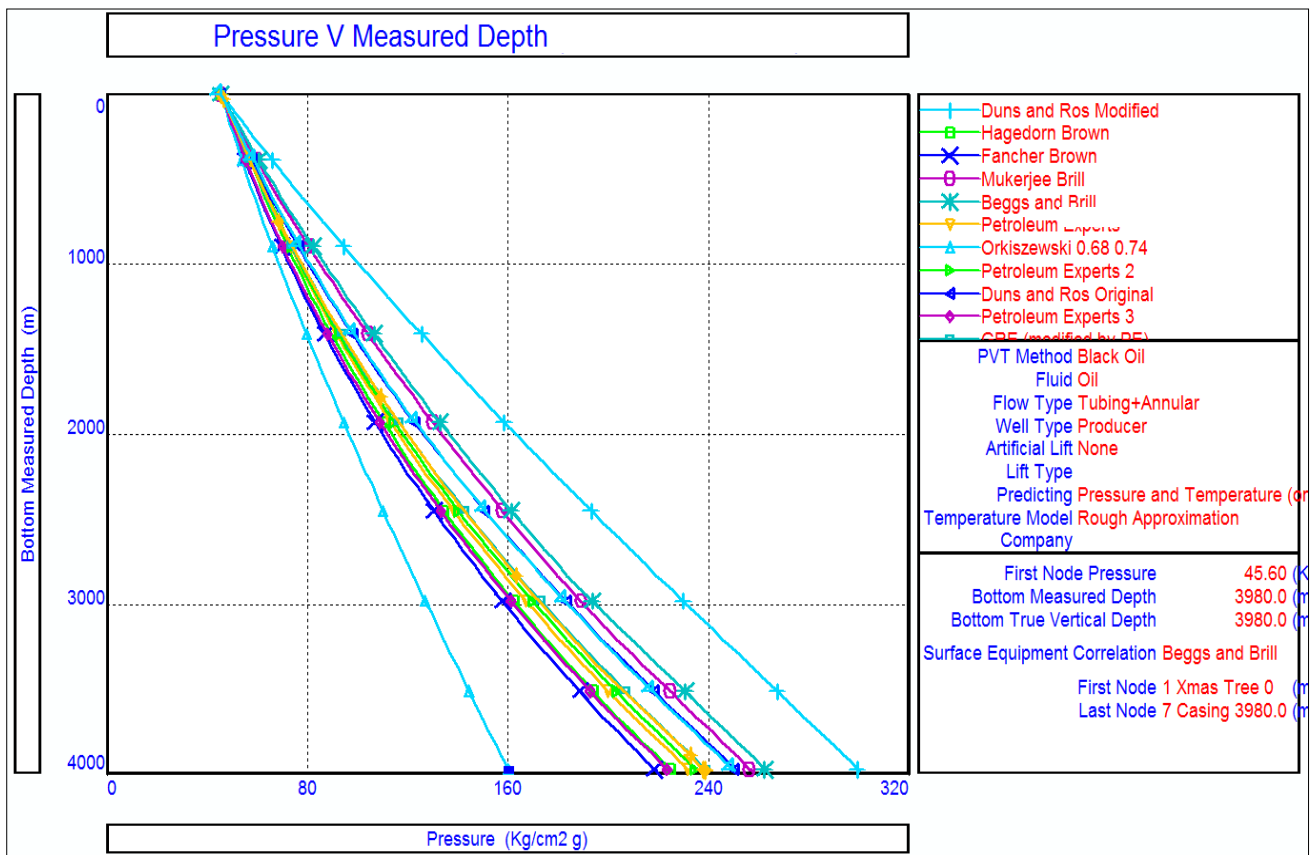


Figura 3.30 Cálculo de las Correlaciones.

El programa determinará la presión de gradiente para recorrer las correlaciones seleccionadas. Elegir *Plot* para visualizar los gradientes y así la prueba (Gráfica 3.3):



Gráfica 3.3 Comparación de Correlaciones.

La Gráfica 3.3 es el resultado de haber hecho una comparación de correlaciones para seleccionar la más adecuada, en este caso se elige Orkiszewski. Esta suposición es un control de calidad útil sobre el PVT y los datos de campo de la producción. Esta correlación tiene un buen comportamiento en pozos con tuberías de producción de 1 a 2 pulgadas de diámetro. Trabaja con densidades API (de 13-30), la correlación puede sobreestimar el perfil de presión. Funciona con un amplio rango de cortes de agua. Esta correlación fue desarrollada en el estudio de flujo bifásico en tuberías verticales.

El uso del gráfico de comparación de gradientes de presión es recomendado para ayudar a identificar y evaluar los regímenes de flujo que se encuentran en la tubería.

3) Hacer coincidir la correlación con la prueba.

Una vez elegida la mejor correlación, es posible ajustar la correlación para adaptarse mejor a la medición de la presión de fondo de pozo.

El programa hace esto usando una técnica de regresión no lineal que aplica multiplicadores del colgamiento (parámetro 1) y la fricción (parámetro 2) componentes de la caída de presión previsto por la correlación de flujo multifásico.

Para llevar a cabo éste ajuste de VLP, en la pantalla de *VLP/IPR Matching* (Figura 3.31) seleccionar *Match VLP*, como se muestra a continuación:

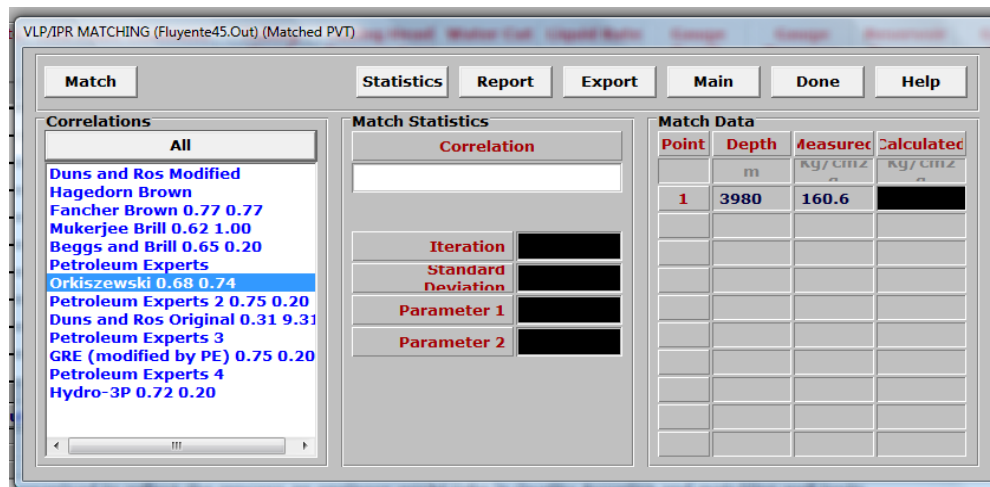


Figura 3.31 Ajuste de VLP.

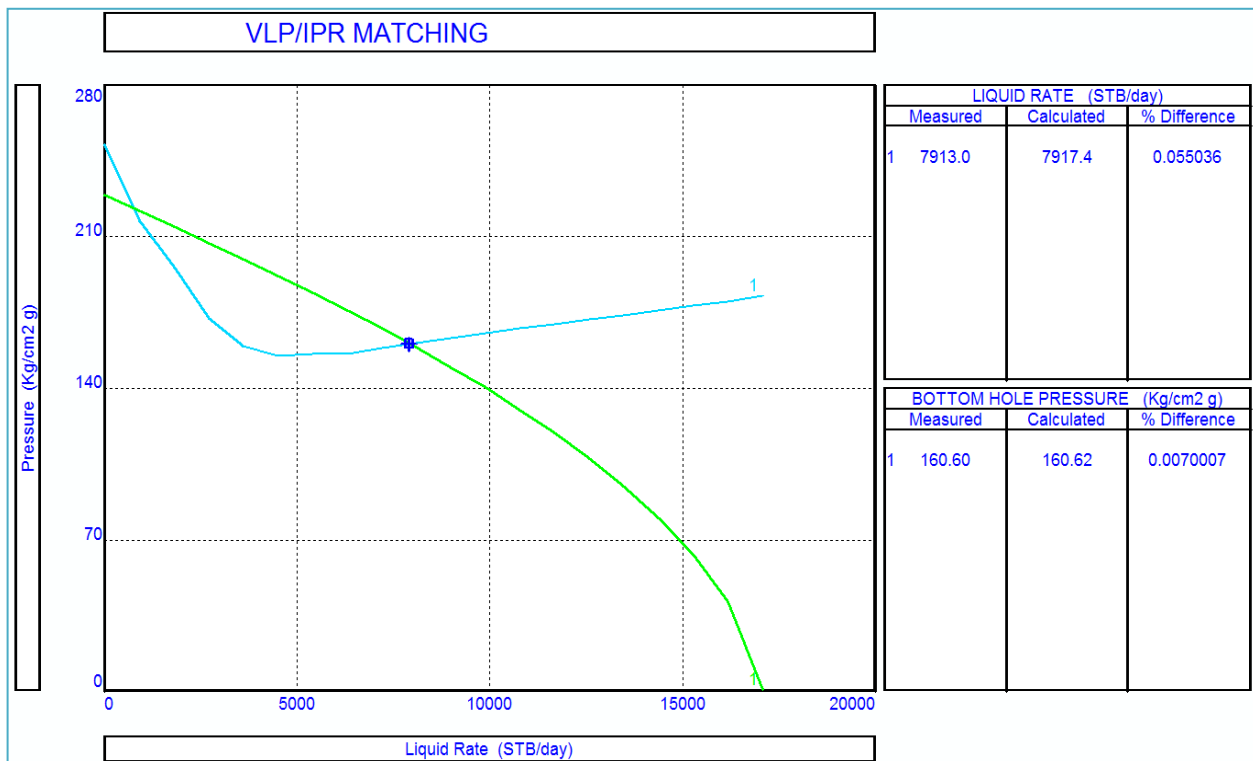
Para mayor precisión, seleccione todas las correlaciones y oprima *Match* para realizar el cálculo. Una vez concluido, se da clic en *Statics*, en esta pantalla se muestran los valores de los parámetros asociados con todas las correlaciones de flujo. Elegir la correlación que tenga en sus dos parámetros los valores más cercanos a la unidad y hacer clic en *Done* en ésta y la pantalla siguiente.

Continuar con *VLP/IPR*. Esta función permite comprobar la consistencia de los datos de presión del pozo que fluye utilizando el VLP y ajusta el IPR, si es necesario, para que coincida con los datos medidos. Las inconsistencias en los datos de prueba por ejemplo, como resultado de las presiones de yacimiento cambiantes, se pueden identificar fácilmente.



Figura 3.32 Ajuste de IPR comparando el VLP.

Hacer clic en *Calculate*. Una vez que este cálculo se ha completado, haga clic en *Plot*. La VLP y todos los datos de las pruebas se trazarán en el mismo diagrama:



Gráfica 3.4 Comportamiento del pozo.

7. Para la práctica, utilizaremos la opción de *System (3 variables)*, para observar la capacidad de producción del pozo. Esta opción permite realizar análisis de del comportamiento de VLP e IPR (Figura 3.33). Además determina el gasto de operación y la presión de fondo fluyendo.

SYSTEM 3 VARIABLES (Fluyente45.Out) (Matched PVT)		
Continue	Cancel	Report
Export	Help	
Input Data		
Top Node Pressure	45.6	Kg/cm2 g
Water Cut	15	percent
Total GOR	194.52	m3/m3
Surface Equipment Correlation	Beggs and Brill	
Vertical Lift Correlation	Beggs and Brill 0.65 0.20	
Solution Node	Bottom Node	
Rate Method	Automatic - Linear	
Left-Hand Intersection	DisAllow	

Figura 3.33 Datos para analizar el comportamiento del pozo.

Entradas:

- Se utiliza *Beggs and Brill* como la correlación de flujo lineal en superficie.
- Se seleccionó *Beggs and Brill* como la correlación de elevación vertical de flujo multifásico.
- Se eligió el Fondo del Pozo como "Nodo solución", para observar mejor el comportamiento del pozo.
- Para el *Rate method* se seleccionó *Automatic- linear*, debido a que no se realizará análisis de sensibilidad para cumplir el objetivo (observar la capacidad de producción del pozo que se está analizando).

Hacer clic en *Continue / Continue* (por el momento nos saltamos a la pantalla de *Select Variables*, ya que no se realizará un análisis de sensibilidad) para seguir con el cálculo.

Una vez concluido el cálculo, la solución del IPR y VLP se muestra de este modo:

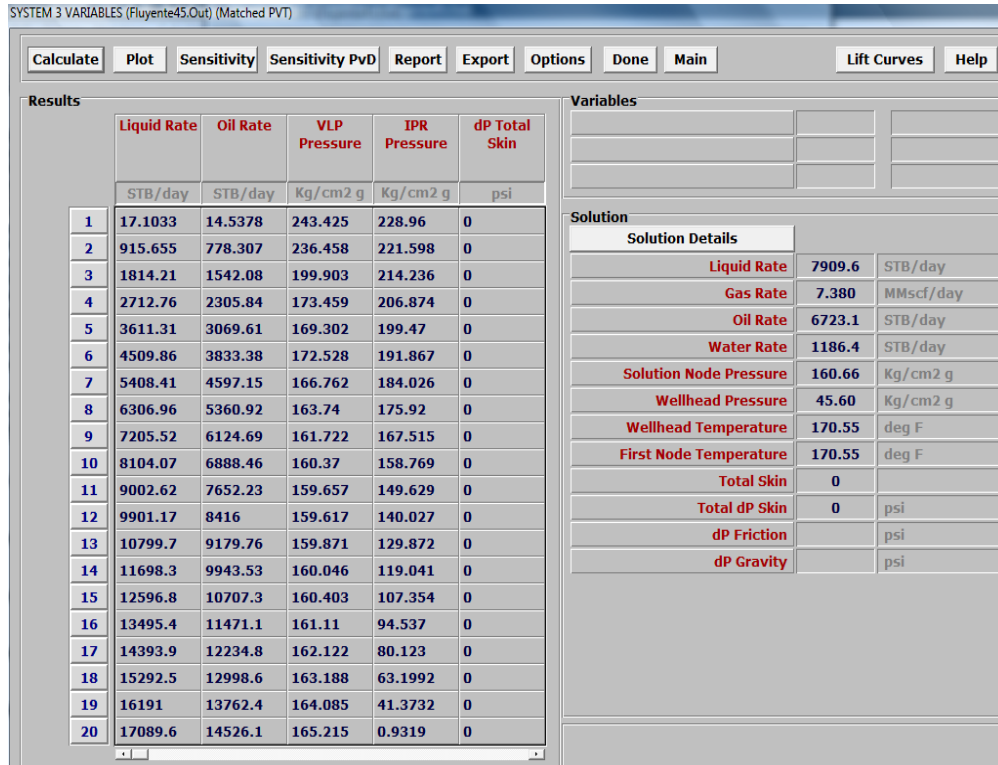
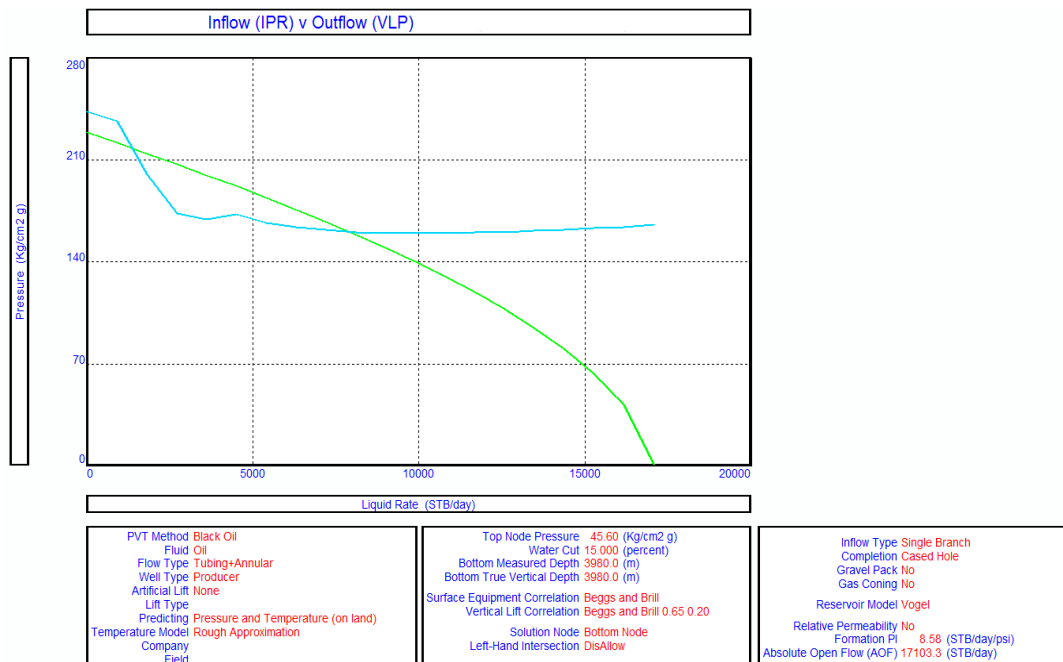


Figura 3.34 Análisis de variables.

En el lado derecho (ver Figura 3.34) se informan los detalles de la solución, las presiones y temperaturas del flujo.

Para trazar la VLP / IPR, seleccionar *Plot*:



Gráfica 3.5 Comportamientos de afluencia y de capacidad de transporte.

El gráfico 3.5 nos muestra los gastos que limitan el flujo estable. La curva de capacidad de transporte o de flujo por TP corta el IPR en dos puntos. Es decir, el pozo produce con un gasto menor, probablemente, pudiera operar en condiciones de “cabeceo” o de flujo inestable ocasionado por un cambio en las condiciones de producción.

La curva de VLP puede estar influenciada por dos fenómenos que ocurren a nivel de pozo: el primero es el efecto de colgamiento y el segundo factor es, el efecto de fricción que ocurre entre el fluido y algunos componentes mecánicos del pozo. Se observan estos dos fenómenos de acuerdo a los parámetros de ajuste.

El efecto de colgamiento es bastante pronunciado, lo que indica que la columna de fluidos está dominada por el efecto de resbalamiento (debido al alto contenido de gas en el pozo). Si esto es así, se debe hacer una revisión de las propiedades PVT para el ajuste del colgamiento, mientras que el término de fricción se ajustará haciendo una revisión de las condiciones mecánicas del pozo (estado mecánico, profundidad de las restricciones mecánicas y desviaciones).

Hacer clic en *Finish* y para volver a la pantalla de *SYSTEM CALCULATION*.

3.6 Análisis de Sensibilidad

Durante el diseño del pozo, uno de los puntos más relevantes para la toma de decisiones es el análisis del proyecto. Una herramienta que facilitará la toma de decisiones es el estudio de sensibilidad, el cual permite estimar los diferentes escenarios en los cuales podremos analizar los posibles resultados.

Se analizará un escenario de producción para conocer la condición actual del pozo y saber si es necesaria la implantación de un sistema artificial de producción con la información disponible.

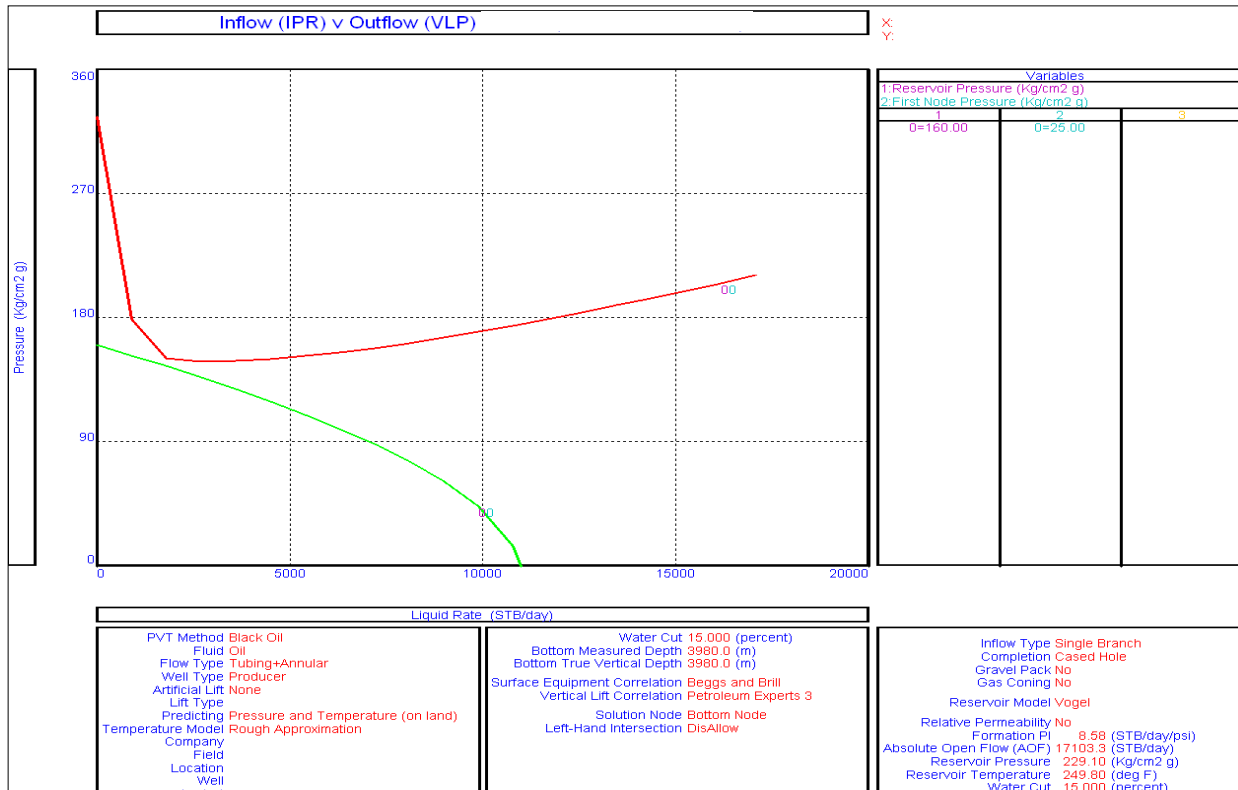
Anteriormente se realizó el análisis nodal para las condiciones iniciales del pozo en para el 25 de mayo de 1980, a continuación se presenta un estudio de análisis de sensibilidad para conocer el comportamiento del pozo para el 5 de febrero del 2010.

Condiciones Actuales				
Año	Tipo de Yacimiento	Pws [kg/cm ²]	Pwf [kg/cm ²]	Pwh [kg/cm ²]
2010	Aceite Negro	160	120	25

El historial de producción básicamente se constituye a partir de una serie de registros tomando datos que permiten conocer datos de un pozo cuando se encuentra cerrado o produciendo. La presión del yacimiento para la fecha actual se encuentra en 160 [kg/cm²].

Actualmente el pozo “Alpha 1” no se encuentra produciendo debido a la caída de la presión en el yacimiento, una solución para que el pozo continúe su producción sería reducir la presión en la cabeza, pero los mínimos requerimientos de separación presentes demanda una presión mínima utilizada en la cabeza de 25 [kg/cm²].

El análisis realizado en la sección VARIABLES 3 muestra el siguiente comportamiento:



Gráfica 3.6 Comportamiento de un pozo no Fluyente.

Obteniendo como resultado que el pozo "Alpha 1" la curva de la cabeza del pozo no interseca la curva de IPR por lo cual no produce para estas condiciones, esto da como resultado o solución de la implantación de un sistema artificial de producción.

Conclusión:

En esta práctica se observó que la energía del yacimiento en el fondo del pozo fue reduciendo a consecuencia de la disminución de presión estática y del índice de productividad³⁶. Adicionalmente, la demanda de energía en el fondo fue aumentando a consecuencia del incremento del porcentaje de agua. En ambos casos, el resultado es que la capacidad de producción del sistema que disminuye.

La situación más crítica es que la demanda de energía en el fondo del pozo es siempre mayor que la energía del yacimiento para cualquier gasto de flujo. En estas circunstancias, el pozo "muere", es decir, deja de producir por flujo natural. Cuando esto ocurre, se requiere el uso de una fuente externa de energía para lograr conciliar la demanda de energía. El uso de esta fuente es con el fin de elevar los fluidos desde el fondo del pozo hasta el separador, es lo que se denomina sistema artificial de producción.

El propósito de los sistemas artificiales de producción es minimizar los requerimientos de energía en la cara de la formación productora, con el objeto de maximizar el diferencial de presión a través del yacimiento y provocar, de esta manera, una mayor afluencia de fluidos, sin que se generen problemas de producción: arenamiento, conificación de agua, entre otros.

En el capítulo 4 y capítulo 5 se realizará el diseño y aplicación de los sistemas artificiales de Bombeo Neumático y Bombeo Electrocentrífugo Sumergido respectivamente para las condiciones actuales del pozo para el 5 de febrero de 2010 para continuar con su producción y obtener el mejor escenario de producción.

CAPÍTULO 4

*DISEÑO DEL BOMBEO NEUMÁTICO
CONTINUO*

4.1 Bombeo Neumático

El bombeo neumático es un sistema artificial de producción utilizado en los pozos petroleros para poder elevar los fluidos de un pozo a la superficie mediante la inyección de gas a través de las válvulas que se encuentran en la tubería de producción, que inyectan el gas del espacio anular de ésta a la tubería de producción (Figura 4.1). Este sistema utiliza gas a una presión relativamente alta ($250 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$ como mínima) para poder aligerar la columna de fluido y de este modo permitir al pozo fluir hacia la superficie. (Gómez Cabrera J. Ángel, "Apuntes de Producción de Pozos I", 1968).

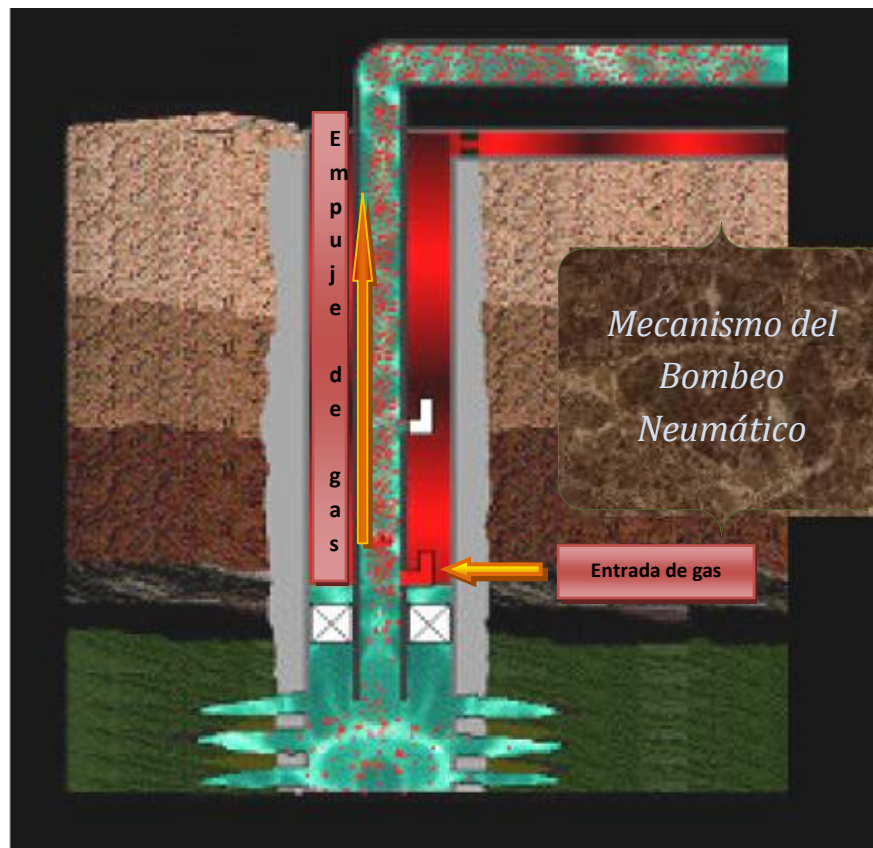


Figura 4.1 Unidad de Bombeo Neumático.³⁸

El gas inyectado origina que la presión que ejerce la carga del fluido sobre la formación disminuya debido a la reducción de la densidad de dicho fluido y por otro lado la expansión del gas inyectado con el consecuente desplazamiento del fluido. (Figura 4.2)

Ventajas del BN³⁹:

- 1) Aplicable a pozos con elevada producción de arena.
- 2) Aplicable a pozos desviados.
- 3) Aumento en la eficiencia producción.
- 4) El equipo superficial puede colocarse en cualquier estación.
- 5) Emisiones más bajas de metano.
- 6) Flexibilidad operativa de la producción, a diferentes condiciones.

- 7) Inversión inicial baja para pozos profundos.
- 8) Mantenimiento al pozo menor.
- 9) Producción de múltiples pozos con un solo compresor.
- 10) Produce de manera efectiva en pozos con altas RGA.

Los factores que limitan la eficacia del BN¹:

- 1) Calidad de los datos.
- 2) El manejo de gas amargo.
- 3) Formación de parafinas.
- 4) Gradiente del gas- fluido.
- 5) Manejo de gas húmedo.
- 6) Manejo de los crudos de alta viscosidad.
- 7) Requiere de una fuente continua de gas.
- 8) RGA pequeñas.

Existen dos tipos de bombeo neumático:

- Bombeo Neumático Continuo
- Bombeo Neumático Intermitente

4.2 Bombeo Neumático Continuo (BNC)

En este método un flujo continuo de gas a alta presión es inyectado por medio de válvulas que se encuentran dentro de la tubería de producción para aligerar la columna de fluidos (este gas inyectado empieza a levantar y desplazar el aceite hacia la superficie, dando como resultado una solución) hasta obtener una diferencial de presión suficiente a través de la cara de la formación y de este modo permitir fluir al pozo a un gasto deseado. Esto se logra mediante el proceso siguiente:

1. Reducción de la densidad de fluido y el peso de la columna de manera que la presión diferencial entre el yacimiento y el diámetro interno del pozo sea incrementada.
2. Expansión del gas inyectado de manera que éste empuje líquido delante de él, el cual posteriormente reduce el peso de la columna, incrementando de este modo la diferencial entre el yacimiento y el diámetro interior del pozo.
3. Desplazamiento de baches de líquido mediante burbujas grandes de gas actuando como pistones.

El Bombeo Neumático Continuo se usa en pozos con alto índice de productividad mayor a 0.5 [BPD/Psi] y presión de fondo fluyendo relativamente alta (Columna hidrostática del orden del 50% o más con relación a la profundidad del pozo).¹

En este tipo de pozos, la producción de fluidos puede variar dependiendo del diámetro interior de la tubería de producción, que es el que rige la cantidad de flujo, siempre y cuando el índice de productividad del pozo, la presión de fondo fluyendo, el volumen y la presión del gas de inyección y las condiciones mecánicas sean las ideales.

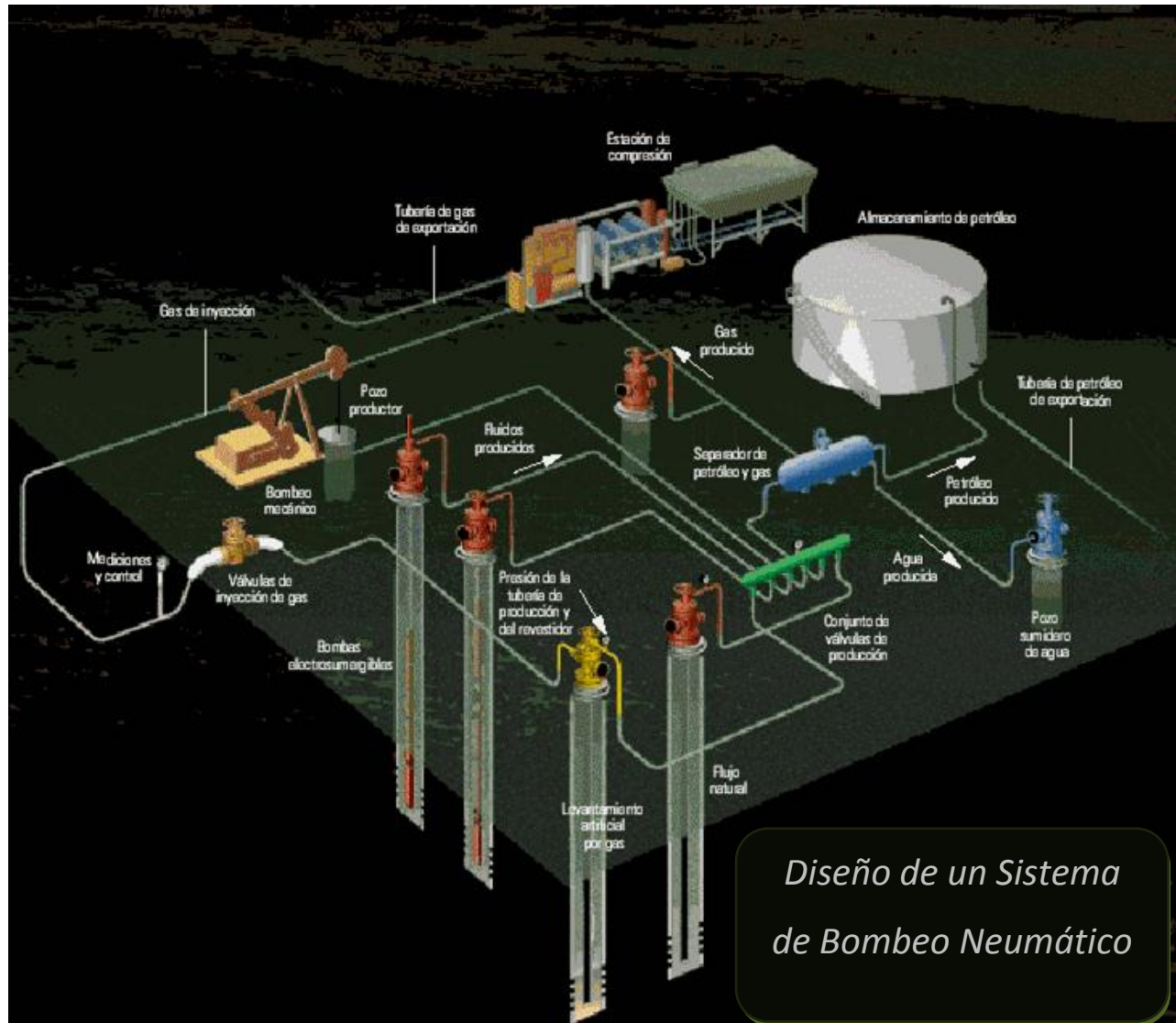


Figura 4.2 Instalación de un Sistema de Bombeo Neumático.⁴⁰

Factores de diseño a considerar en el BNC:

- 1) La profundidad de la inyección de gas, la presión y RGA para la producción deseada
- 2) Principios de las operaciones de descarga
- 3) Buenos gradientes
- 4) Espaciamiento de las válvulas de gas
- 5) Tipos de válvulas de bombeo neumático
- 6) Mecánica de la operación de la válvula de gas
- 7) Factores que afectan la eficiencia

A partir del índice de productividad del pozo, se puede determinar la profundidad de inyección del gas y la presión junto con la RGA. Además, representa la capacidad de ese pozo para aportar fluidos. El concepto de índice de productividad relaciona la producción de un pozo en función de la caída de presión que se establece a través de la formación productora.

Principio de operación del bombeo neumático continuo: El gas se inyecta continuamente dentro de la tubería de producción a través de una válvula denominada, válvula operante o válvula de inyección (en la actualidad se emplean orificios), la cual se coloca a la máxima profundidad que pueda alcanzarse con la presión de gas disponible. Adicionalmente en la superficie se instala un dispositivo que permite variar el volumen de gas que se inyecta al pozo. Este dispositivo puede ser un estrangulador, un regulador o simplemente una válvula de aguja.

El gas inyectado a la profundidad del punto de inyección, se mezcla con los fluidos producidos por el pozo, lo que provoca un decremento del gradiente de presión de flujo desde el punto de inyección hasta la superficie, que corresponde al gasto de aceite diseñado para el pozo.

Hay dos diferentes gradientes que se usan en el BNC, el Gradiente de la Columna de Gas para la separación de la válvula y el Gradiente de Fluido de Control para el diseño definitivo de producción de gas.

4.3 Bombeo Neumático Intermitente (BNI)

Este método consiste en inyectar un volumen de gas a alta presión por el espacio anular hacia la TP en forma cíclica, es decir, periódicamente inyectar un determinado volumen de gas por medio de un regulador, un interruptor o por ambos. De igual manera, en este sistema se emplea una válvula insertada en la TP a través de la cual, el gas de inyección pasará del espacio anular a la TP para levantar los fluidos a la superficie y un controlador superficial cíclico de tiempo en la superficie. Cuando la válvula superficial de BNI abre, expulsa hacia la superficie al fluido de la formación que se acumuló dentro de la TP, en forma de bache.

Después de que la válvula cierra, la formación continua aportando fluido al pozo, hasta alcanzar un determinado volumen de aceite con el que se inicie otro ciclo; dicho ciclo es regulado para que coincida con el gasto de llenado del fluido de formación al pozo. En el BNI pueden utilizarse puntos múltiples de inyección del gas a través de más de una válvula subsuperficial.³⁷

Este sistema se recomienda para pozos con las características siguientes:

- a) Alto índice de productividad (> 0.5 [bl/día/lb/pg²]) y bajas presiones de fondo (columna hidrostática $\leq 30\%$ profundidad del pozo).
- b) Bajo índice de productividad (< 0.5 [bl/día/lb/pg²]) con bajas presiones de fondo.
- c) Baja RGA de yacimiento.
- d) Bajos gastos de producción.
- e) Pozos sin producción de arena.
- f) Columna hidrostática del orden del 30% o menor en relación a la profundidad.

El bombeo neumático intermitente consiste en producir periódicamente determinado volumen de aceite impulsado por el gas que se inyecta a alta presión; este gas pasa posteriormente del espacio anular a la TP a través de una válvula que va insertada en la TP. Cuando la válvula abre, el fluido proveniente de la formación que se ha estado acumulando dentro de la TP, es expulsado al exterior en forma de un tapón o bache de aceite a causa de la energía del gas, sin embargo, debido al fenómeno de “resbalamiento”, que ocurre dentro de la tubería de producción, solo una parte del volumen de aceite inicial se recupera en superficie, mientras que el resto cae al fondo del pozo integrándose al bache de aceite en formación. Después de que la válvula cierra, transcurre un periodo de inactividad aparente, en el cual la formación productora continua aportando fluido al pozo, hasta formar un determinado volumen de aceite con el que se inicia otro ciclo.⁴¹

En el bombeo neumático intermitente el gas es inyectado a intervalos regulares, de tal manera que el ciclo es regulado para que coincida con la relación de fluidos que está produciendo la formación hacia el pozo.

4.4 Características de las válvulas de BN

Al implantar el método de bombeo neumático (BN) se debe seleccionar el tipo de válvula subsuperficial, de acuerdo a las características propias del diseño de la instalación, ya que estas pueden operar en forma continua o intermitente.

4.5 Mecanismo de las válvulas subsuperficiales de BN

Los diversos fabricantes han categorizado a las válvulas de BN dependiendo de qué tan sensible es una válvula a una determinada presión actuando en la TP o en la TR. Generalmente son clasificadas por el efecto que la presión tiene sobre la apertura de la válvula, esta sensibilidad está determinada por la construcción del mecanismo que cierra o abre la entrada del gas.

Normalmente la presión a la que se expone una válvula la determina el área del asiento de dicha válvula. Los principales mecanismos de las válvulas para ambos casos, es decir, en la tubería de revestimiento y en la TP, son los mismos, y solo la nomenclatura cambia.⁴¹

Las válvulas de BN operan de acuerdo a ciertos principios básicos, que son similares a los reguladores de presión.

Las partes que componen una válvula de BN son (ver Figura 4.3):

1. Cuerpo de la válvula (fuelle)
2. Elemento de carga (resorte, gas o una combinación de ambos)
3. Elemento de respuesta a una presión (fuelle de metal, pistón o diafragma de hule)
4. Elemento de transmisión (diafragma de hule o vástago de metal)
5. Elemento medidor (orificio o asiento)

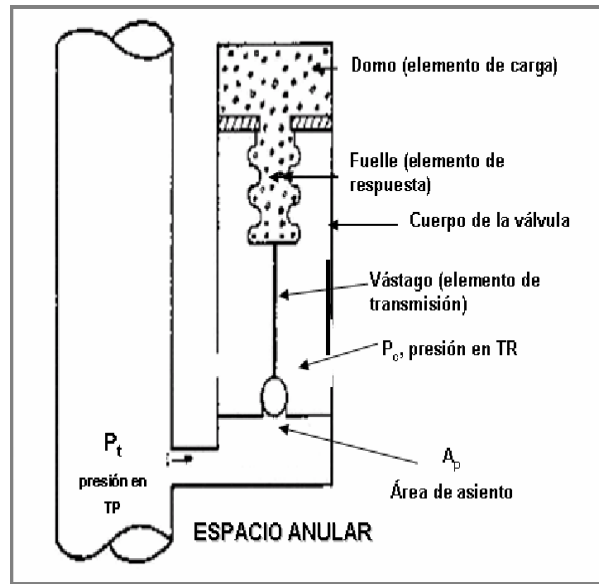


Figura 4.3 Componentes de las válvulas de BN.¹

4.6 Clasificación de las válvulas de BN.

Las válvulas de bombeo neumático se clasifican en:

a) Válvulas balanceadas.

Es la que no está influenciada por la presión en la tubería de producción cuando está en la posición cerrada o en la posición abierta (Figura 4.4). Se observa que la presión de la tubería de revestimiento actúa en el área del fuelle durante todo el tiempo. Esto significa que la válvula abre y cierra a la misma presión (presión del domo). De acuerdo a esto la diferencia de presión entre la de cierre y la de apertura es cero.⁴¹

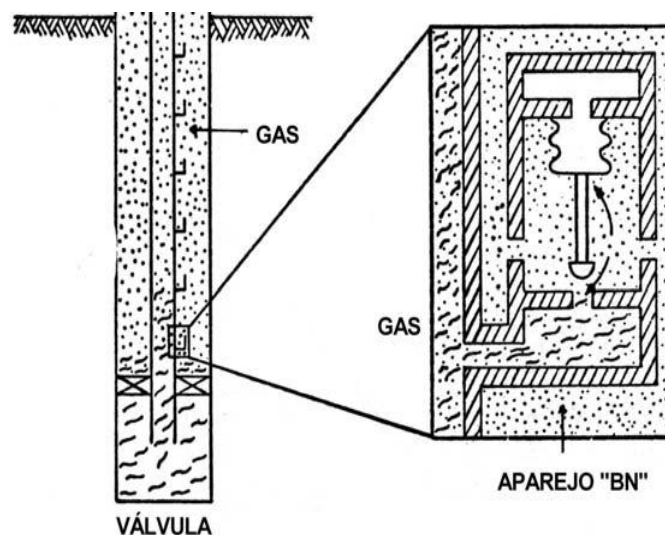


Figura 4.4 Aparejo Típico de Bombeo Neumático con Válvula de Inyección de Gas Operada por Presión.¹

b) Válvulas desbalanceadas.

Son aquellas que tienen un rango de presión limitado por una presión superior de apertura y por una presión inferior de cierre, determinada por las condiciones de trabajo del pozo; es decir, las válvulas desbalanceadas se abren a una presión determinada y luego se cierran con una presión más baja.

Dentro de este grupo de válvulas tenemos las siguientes:

› Válvula operada por presión del gas de inyección.

Generalmente se conoce como válvula de presión, esta válvula es del 50 al 100% sensible a la presión en la tubería de revestimiento en la posición cerrada y el 100% sensible en la posición de apertura. Se requiere un aumento en presión en el espacio anular para abrir y una reducción de presión en la tubería de revestimiento para cerrar la válvula.

› Válvula reguladora de presión.

Es también llamada como válvula proporcional o válvula de flujo continuo. Las condiciones que imperan en esta son las mismas a las de la válvula de presión en la posición cerrada. Es decir, una vez que la válvula está en la posición abierta es sensible a la presión en la TP, es lo que se requiere que se aumente la presión en el espacio anular para abrirla y una reducción de presión en la TP o en la TR para cerrar la válvula.

› Válvula operada por fluidos de formación.

La válvula operada por fluidos de la formación es 50 a 100% sensible a la presión en la TP en la posición cerrada y 100% sensible a la presión en la TP en la posición abierta. Esta válvula requiere un incremento en la presión de la TP para abrir y una reducción en la presión de la TP para lograr el cierre de la válvula.

› Válvula combinada.

También es llamada válvula de presión operada por fluidos y por presión del gas de inyección; en ésta se requiere un incremento en la presión del fluido para su apertura y una reducción de presión en el espacio anular para cerrarla.

› Válvulas para bombeo neumático continuo.

Una válvula usada para flujo continuo debe ser sensible a la presión en la TP cuando está en la posición de apertura, es decir, responderá proporcionalmente al incremento y decremento de la presión en la TP. Cuando la presión decrezca la válvula deberá empezar a regular el cierre, para disminuir el paso de gas. Cuando la presión en la tubería de producción se incrementa, la válvula debe regular la apertura en la cual se incrementa, el flujo de gas a través de la misma. Estas respuestas de la válvula mantienen estabilizada la presión en la TP o tienden a mantener una presión constante. Estas mismas características pueden ser determinadas en el caso de que se tuviera un regulador de presión o una válvula operada por fluidos.

› **Válvula para bombeo neumático intermitente.**

Una instalación de BN intermitente puede llevarse a cabo con cualquier tipo de válvula de BN, solo que debe ser diseñada propiamente, de acuerdo a las características o condiciones de trabajo del pozo. Básicamente se tienen dos tipos de BN intermitente:

Uno es el de punto único de inyección, en este caso todo el gas necesario para subir el bache de petróleo a la superficie se inyecta a través de la válvula operante (Figura 4.5).

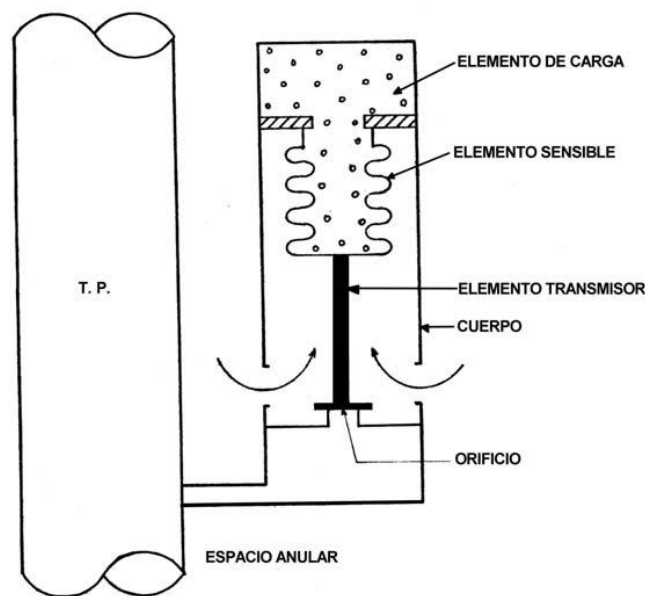


Figura 4.5 Válvula operada por presión.¹

El otro es el de punto múltiple de inyección. La operación de la válvula enseña en cada esquema la expansión del gas elevando consigo el bache de aceite a una válvula posterior localizada inmediatamente arriba. En este tipo se abre la válvula que se encuentra debajo del bache de aceite y que se comporta como una válvula de operación.

Todas las válvulas que se tienen en la sarta de producción no necesitan estar abiertas en el tiempo que se aplica este tipo de bombeo. El número de válvulas abiertas va a depender del tipo de válvula usada, del diseño de BN, y en sí de toda la configuración del bombeo neumático. Cualquiera de las válvulas vistas pueden ser usadas en este tipo de bombeo, pero diseñadas correctamente.⁴¹

Existen otros tipos de válvulas de BN, tales como:

Válvula piloto.

Válvula de nitrógeno.

Válvula sensitiva a la presión de líquido.

4.7 Clasificación de las instalaciones de BN

En general, el tipo de instalación está condicionada por la decisión de hacer producir un pozo con bombeo neumático continuo o intermitente.

Las características del pozo, el tipo de terminación, tal como agujero descubierto, así como la posible producción de arena y la conificación de agua y/o gas son condiciones de vital importancia que influyen en el diseño de una instalación.⁴¹

Existen los siguientes tipos de instalaciones para BN:

→ **Instalación abierta.**

La tubería de producción se suspende en el pozo sin obturador. El gas se inyecta hacia abajo por el espacio anular casing / tubing y el fluido se produce a través del tubing. (Figura 4.6)

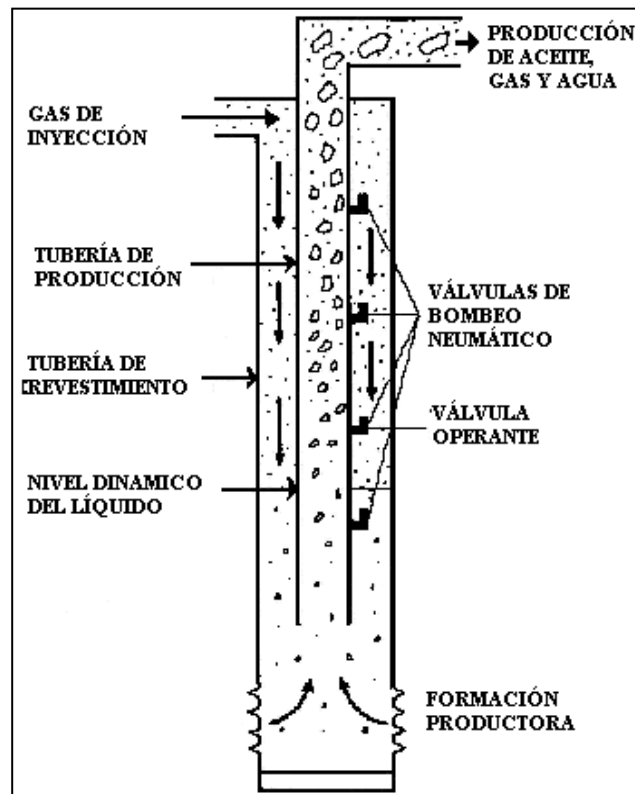


Figura 4.6 Instalación abierta.¹

No es muy recomendada para pozos de BN intermitente.

→ **Instalación semi – cerrada.**

Es idéntica a la instalación abierta, excepto que se agrega un empacador para establecer un sello entre el tubing y el casing. (Figura 4.7)

Ventajas:

1. Una vez que el pozo se ha descargado, no hay camino por el cual el fluido pueda regresar al espacio anular de la TR, ya que todas las válvulas tienen un dispositivo de retención “check”.
2. Cualquier fluido dentro de la TP no puede abandonar la tubería de producción y pasar al espacio anular de la TR.
3. El empacador aísla a la TR de cualquier fluido proveniente del fondo de la TP.

Este tipo de instalación puede ser usado en BN intermitente.

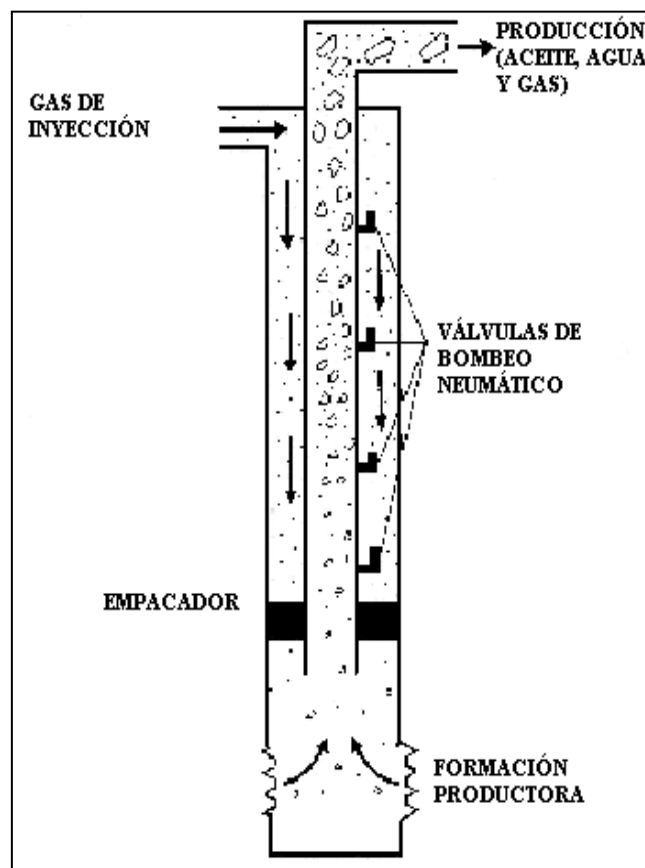


Figura 4.7 Instalación semi-cerrada.¹

→ **Instalación cerrada.**

Es similar a la instalación semi – cerrada excepto que en el tubing se coloca una válvula fija (Figura 4.8). Esta válvula evita que la presión del gas de inyección actúe contra la formación. Este tipo de instalación es a menudo recomendada para BN intermitente.

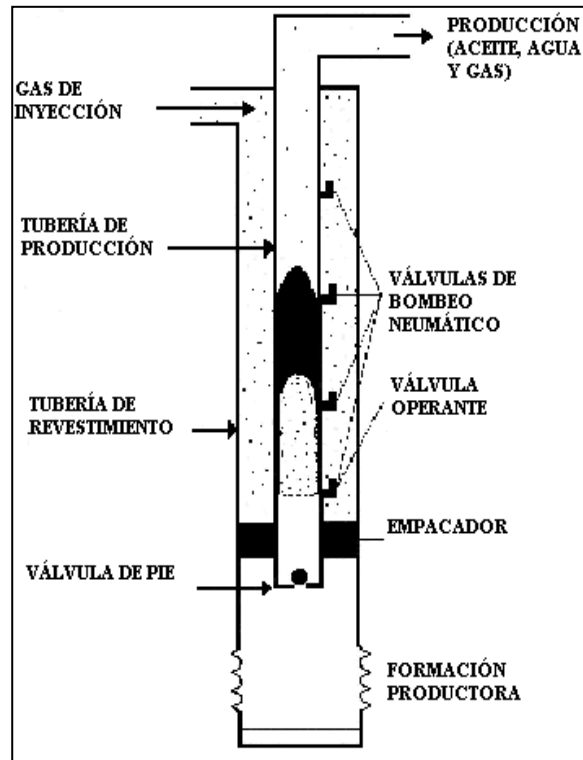
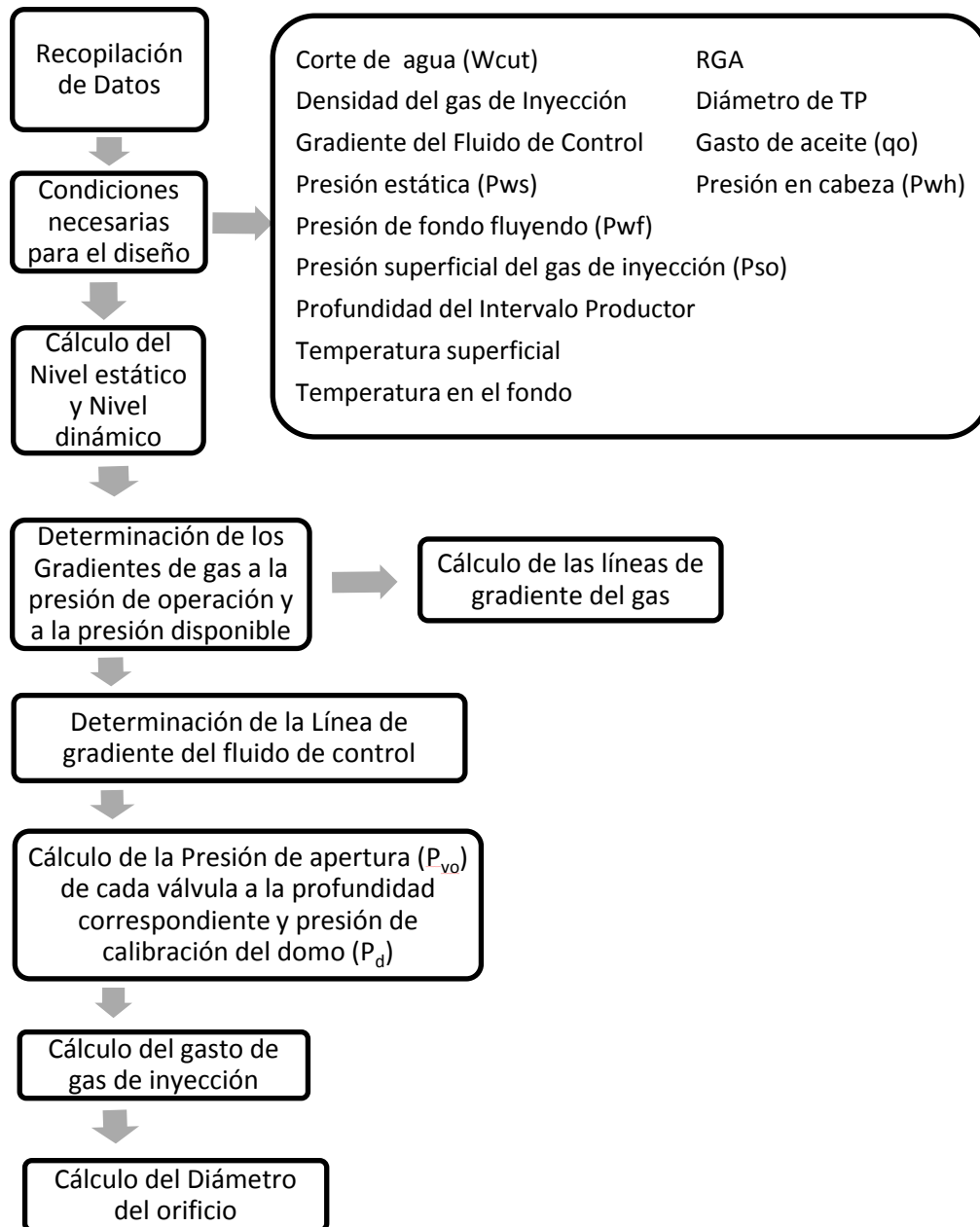


Figura 4.8 Instalación cerrada.¹

4.8 Secuencia de cálculo para el diseño de Bombeo Neumático

Se realizó un diagrama de flujo, método que servirá como guía para seguir la metodología de una instalación de bombeo neumático para sus pozos de producción.



4.8.1 Aplicación de Bombeo Neumático

El manejo de los fluidos en superficie provenientes de un yacimiento, requieren de la aplicación de conceptos básicos relacionado con el flujo de fluidos en tuberías en sistemas sencillos y en red de tuberías, el uso de válvulas, accesorios y técnicas necesarias para diseñar y especificar equipos utilizados en operaciones de superficie.

Es importante considerar en el diseño de Bombeo Neumático la optimización de la inyección de gas dentro del pozo para que así se obtenga una mayor producción de hidrocarburos con una mínima inversión.

El análisis mostrado a continuación se realizó con condiciones de yacimiento y de operación en la superficie.

Diseño de la instalación de BN considerando la siguiente información:

DATOS	
Temperatura superficial	170.6 [°F]
Temperatura en el fondo	249.8 [°F]
RGAI	89.04 [m ³ / m ³]
Profundidad total	4000 [m]
Profundidad media del Intervalo Disparado	3965 [m]
Presión superficial del gas de inyección (Pso)	116 [Kg/cm ²]
Presión estática (Pws)	160 [Kg/cm ²]
Presión en la cabeza (Pwh)	25 [Kg/cm ²]
Presión de fondo fluyendo (Pwf)	120 [Kg/cm ²]
Gradiente del Fluido de Control	0.0648 [Kg/cm ² /m]
Gasto de producción de aceite(qo)	4500 [BPD]
Diámetro de la tubería de Producción	3 ½ [pg]
Densidad relativa del aceite	31 ° API
Densidad del gas de Inyección	0.64
Corte de agua (Wcut)	15%

Tabla 4.1 Datos para el diseño de Bombeo Neumático.

Al establecer el método de bombeo neumático (BN) se debe seleccionar el tipo de válvula, de acuerdo a las características propias del diseño de la instalación, ya que estas pueden operar en forma continua o intermitente.

De acuerdo al diseño propuesto en PROSPER, se desarrolló la solución del siguiente ejemplo con el tipo de válvulas balanceadas para ilustrar el diseño realizado en la práctica 2 "Diseño de BN con Software PROSPER".

Solución para válvulas balanceadas:

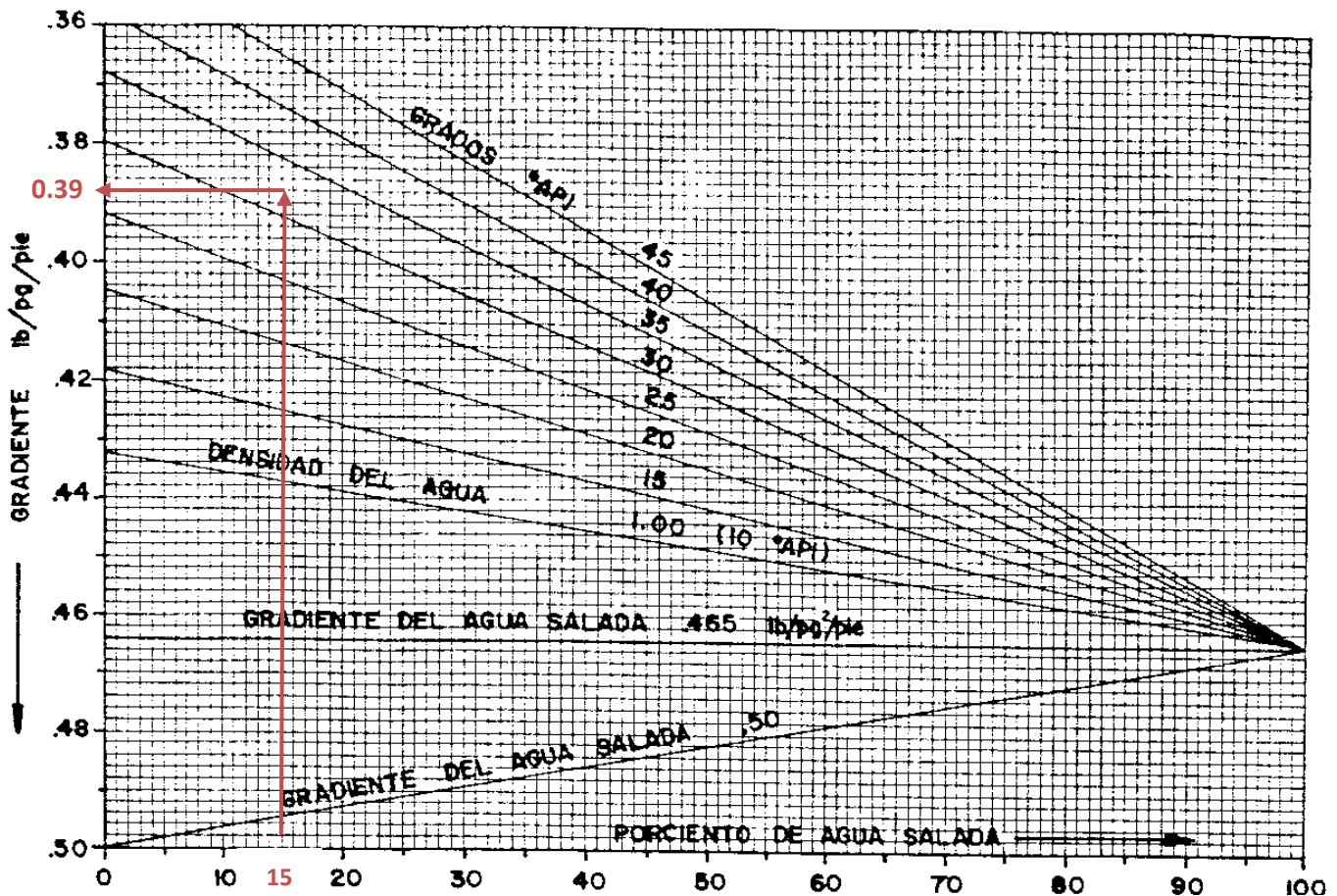
- a) Para calcular el gradiente estático y gradiente fluyendo abajo del punto de inyección, se emplea la Gráfica 4.1. Para una densidad de 31 °API y con 15 % de agua, se obtiene un gradiente de 0.39[lb/pg²/pie](ó 0.089 [Kg/cm²/m]) de la gráfica de gradientes.

$$\text{Nivel estático} = \text{Profundidad media} - \left(\frac{P_{ws}}{\text{Gradiente}} \right) \quad (4.1)$$

$$\text{Nivel estático} = 3965 - \left(\frac{160}{0.089} \right) = 2167.24 \text{ [m]}$$

$$\text{Nivel dinámico} = \text{Profundidad media} - \left(\frac{P_{wf}}{\text{Gradiente}} \right) \quad (4.2)$$

$$\text{Nivel dinámico} = 3965 - \left(\frac{120}{0.089} \right) = 2616.68 \text{ [m]}$$



Gráfica 4.1. Gradientes para mezclas de aceite y agua salada.¹

b) Para calcular los Gradientes de gas a la presión de operación y a la presión disponible se utiliza la Gráfica 4.2 para el cálculo del gradiente de la columna de gas:

- Con $87.90[\text{Kg}/\text{cm}^2]$ (ó $1250 [\text{lb}/\text{pg}^2]$) y con $\gamma = 0.64$, se tiene:

$\Delta P = 29 [\text{lb}/\text{pg}^2]$ por cada 1000 [pie] de profundidad (este valor se obtuvo extrapolando la gráfica 4.2.)

$$\bar{T}_{calculada} = \frac{100 + \left[70 + 1.6 \left(\frac{\text{Profundidad}}{100} \right) \right]}{2} \quad (4.3)$$

Profundidad media= 3965[m] ó 13009.16 [pie]

Nota: Se utilizará la profundidad media del intervalo productor en [pie], debido a que así lo requiere la ecuación.

$$\bar{T}_{calculada} = \frac{100 + \left[70 + 1.6 \left(\frac{13009.16}{100} \right) \right]}{2} = 189.07 [^{\circ}\text{F}]$$

$$\bar{T}_{real} = \frac{T_{superficial} + T_{fondo}}{2} \quad (4.4)$$

$$\bar{T}_{real} = \frac{170.6 + 249.8}{2} = 210.2 [^{\circ}\text{F}]$$

$$\Delta P_{corregida} = (\Delta P_{leida}) \left(\frac{\bar{T}_{calculada} + 460}{\bar{T}_{real} + 460} \right) \quad (4.5)$$

$$\Delta P_{corregida} = \left(\frac{29}{1000} \right) \left(\frac{189.07 + 460}{210.20 + 460} \right) = 0.0280 \frac{[\text{lb}/\text{pg}^2]}{[\text{pie}]}$$

$$\Delta P_{corregida} = 0.00647 \frac{[\text{Kg}/\text{cm}^2]}{[\text{m}]}$$

- Con $94.94 \text{ [Kg/cm}^2\text{]}$ (ó $1350 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$) y con $\gamma = 0.64$, se tiene:

$\Delta P = 31 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$ por cada 1000 [pie] de profundidad (este valor se obtuvo extrapolando la Gráfica 4.2.)

De la ecuación 4.5, obtenemos $\Delta P_{\text{corregida}}$:

$$\Delta P_{\text{corregida}} = \left(\frac{31}{1000} \right) \left(\frac{189.07 + 460}{210.20 + 460} \right) = 0.0300 \frac{\text{[lb/pg}^2\text{]}}{\text{[pie]}}$$

$$\Delta P_{\text{corregida}} = 0.00692 \frac{\text{[Kg/cm}^2\text{]}}{\text{[m]}}$$

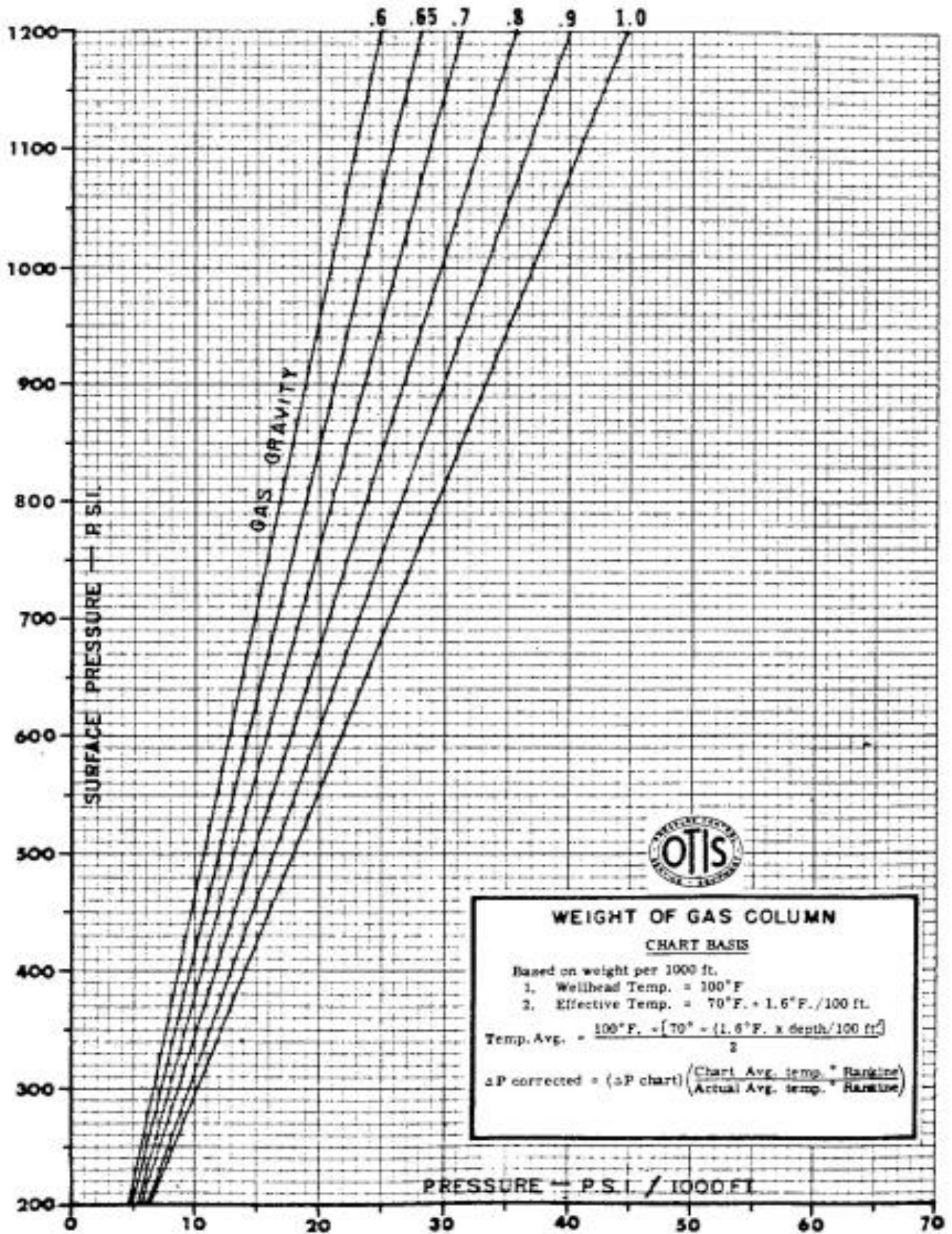
Entonces, las líneas del gradiente del gas son:

Profundidad [m]	Pso [Kg/cm ²]	Pdisponible [Kg/cm ²]
0	87.90	94.94
1000	94.37	101.86
2000	100.84	108.78
3000	107.31	115.70
3965	113.56	122.37

Donde:

$$P_{so} = P_{so} + (\text{profundidad} * \Delta P_{\text{corregida}}) \quad (4.6)$$

$$P_{\text{disponible}} = P_{\text{disponible}} + (\text{profundidad} * \Delta P_{\text{corregida}}) \quad (4.7)$$



Gráfica 4.2 Cálculo del gradiente de la columna de gas. (OTIS Engineering, Dallas, Texas)

c) Restándole 7.03 [Kg/cm²] ó 100 [lb/pg²] al punto de intersección del gradiente de operación con el gradiente fluyendo se obtiene el punto de inyección, el cual esta a una profundidad de 3820[m].

d) Línea de gradiente del fluido de control:
gradFc = 0.0648 [Kg/cm²/m]

$$\text{Presión} = P_{wh} + (\text{gradFc})(\text{profundidad}) \quad (4.8)$$

$$\text{Presión} = 25 + (0.0648) (\text{profundidad})$$

Profundidad [m]	Presión [Kg/cm ²]
0	25
100	31.48
200	37.96
300	44.44
400	50.92
500	57.40
600	63.88
700	70.36
800	76.84
900	83.32
1000	89.80
1100	96.28
1200	102.76

e) Presión de apertura (P_{vo}) de cada válvula a la profundidad correspondiente y presión de calibración del domo (P_d):

Válvula 1:

- Con $P_{s_o} = 94.94$ [Kg/cm²] y $\gamma g = 0.64$, se tiene:

$\Delta P = 31$ [lb/pg²] por cada 1000 [pie] de profundidad (este valor se obtuvo extrapolando la gráfica 4.2.)

Profundidad de la primera válvula= 1195 [m] ó 3920 [pie]

Nota: Se utilizará la profundidad de la 1ª válvula en [pie], debido a que así lo requiere la ecuación.

$$\text{De la Ec. 4.3, } \bar{T}_{calculada} = \frac{100 + \left[70 + 1.6 \left(\frac{3920 \text{ [pie]}}{100} \right) \right]}{2} = 116.36 \text{ [°F]}$$

$$\text{De la Ec. 4.4, } \bar{T}_{real} = \frac{170.6 + 194}{2} = 182.3 \text{ [°F]}$$

De la Ec. 4.5.
$$\Delta P_{\text{corregida}} = \left(\frac{31}{1000}\right) \left(\frac{116.36 + 460}{182.3 + 460}\right) (3920) = 109.04 \frac{[\text{lb/pg}^2]}{[\text{pie}]}$$

$$\Delta P_{\text{corregida}} = 25.15 \frac{[\text{Kg/cm}^2]}{[\text{m}]}$$

$$P_{vo} = P_{so} + \Delta P_{\text{corregida}} \quad (4.9)$$

$$P_{vo} = 94.94 + 25.15 = 120.09 [\text{Kg/cm}^2]$$

De la Tabla 4.3, con una temperatura de 194[°F], $C_t = 0.776$

$$C_t = \frac{P_d @ 60[^\circ\text{F}]}{P_{vo} @ T_{\text{válvula}}[^\circ\text{F}]}$$

$$P_d = (C_t)(P_{vo} @ T_{\text{válvula}}[^\circ\text{F}]) \quad (4.10)$$

$$P_d = (0.776)(120.09) = 93.18 [\text{Kg/cm}^2]$$

Válvula	Prof. [m]	T _{válvula} [°F]	T _{calc.} [°F]	T _{real} [°F]	P _{so}	ΔP	ΔP _{correg}	P _{vo}	C _t	P _d
1	1195	194	116.36	182.3	94.94	31	25.15	120.09	0.776	93.18
2	2070	211.5	139.32	191.05	93.18	30.7	44.26	137.44	0.7545	103.70
3	2689	224.5	155.56	197.55	91.42	30	57.14	148.56	0.7385	109.71
4	3116	233	166.76	201.8	89.66	29.5	65.86	155.52	0.729	113.38
5	3415	239	174.6	204.8	87.90	29	71.52	159.42	0.722	115.10

Tabla 4.2 Resumen de los parámetros de las válvulas balanceadas.

f) Cálculo del gasto de gas:

$$q_{gi} = (RGAI)q_o \quad (4.11)$$

RGAI= 89.04 [m³/m³] convertida a unidades de campo, tendremos RGA=500 [pie³/bl]

$$q_{gi} = (500)(4500) = 2250000 \left[\frac{\text{pie}^3}{\text{día}} \right]$$

Factor de corrección del gasto de gas de inyección:

$$F_c = 0.0544(\gamma_g * T)^{0.5} \quad (4.12)$$

$$F_c = 0.0544(0.64 * (239 + 460))^{0.5} = 1.1506$$

Entonces, el gasto de gas de inyección corregido es:

$$q_{gic} = (225000)(1.1530) = 2594250 \left[\frac{\text{pie}^3}{\text{día}} \right]$$

Factores de Corrección por temperatura para domo cargado con nitrógeno a 60 °F											
°F	Ct	°F	Ct	°F	Ct	°F	Ct	°F	Ct	°F	Ct
61	0.998	101	0.919	141	0.852	181	0.794	221	0.743	261	0.698
62	0.996	102	0.917	142	0.85	182	0.792	222	0.742	262	0.697
63	0.994	103	0.915	143	0.849	183	0.791	223	0.74	263	0.696
64	0.991	104	0.914	144	0.847	184	0.79	224	0.739	264	0.695
65	0.989	105	0.912	145	0.845	185	0.788	225	0.738	265	0.694
66	0.987	106	0.91	146	0.844	186	0.787	226	0.737	266	0.693
67	0.985	107	0.908	147	0.842	187	0.786	227	0.736	267	0.692
68	0.983	108	0.906	148	0.841	188	0.784	228	0.735	268	0.691
69	0.981	109	0.905	149	0.839	189	0.783	229	0.733	269	0.69
70	0.979	110	0.903	150	0.838	190	0.782	230	0.732	270	0.689
71	0.977	111	0.901	151	0.836	191	0.78	231	0.731	271	0.688
72	0.975	112	0.899	152	0.835	192	0.779	232	0.73	272	0.687
73	0.973	113	0.898	153	0.833	193	0.778	233	0.729	273	0.686
74	0.971	114	0.896	154	0.832	194	0.776	234	0.728	274	0.685
75	0.969	115	0.894	155	0.83	195	0.775	235	0.727	275	0.684
76	0.967	116	0.893	156	0.829	196	0.774	236	0.725	276	0.683
77	0.965	117	0.891	157	0.827	197	0.772	237	0.724	277	0.682
78	0.963	118	0.889	158	0.826	198	0.771	238	0.723	278	0.681
79	0.961	119	0.887	159	0.825	199	0.77	239	0.722	279	0.68
80	0.959	120	0.886	160	0.823	200	0.769	240	0.721	280	0.679
81	0.957	121	0.884	161	0.822	201	0.767	241	0.72	281	0.678
82	0.955	122	0.882	162	0.82	202	0.766	242	0.719	282	0.677
83	0.953	123	0.881	163	0.819	203	0.765	243	0.718	283	0.676
84	0.951	124	0.879	164	0.817	204	0.764	244	0.717	284	0.675
85	0.949	125	0.877	165	0.816	205	0.762	245	0.715	285	0.674
86	0.947	126	0.876	166	0.814	206	0.761	246	0.714	286	0.673
87	0.945	127	0.874	167	0.813	207	0.76	247	0.713	287	0.672
88	0.943	128	0.872	168	0.812	208	0.759	248	0.712	288	0.671
89	0.941	129	0.871	169	0.81	209	0.757	249	0.711	289	0.67
90	0.939	130	0.869	170	0.809	210	0.756	250	0.71	290	0.699
91	0.938	131	0.686	171	0.807	211	0.755	251	0.709	291	0.668
92	0.936	132	0.866	172	0.806	212	0.754	252	0.708	292	0.667
93	0.934	133	0.864	173	0.805	213	0.752	253	0.707	293	0.666
94	0.932	134	0.863	174	0.803	214	0.751	254	0.706	294	0.665
95	0.93	135	0.861	175	0.802	215	0.75	255	0.705	295	0.664
96	0.928	136	0.86	176	0.8	216	0.749	256	0.704	296	0.663
97	0.926	137	0.858	177	0.799	217	0.748	257	0.702	297	0.662
98	0.924	138	0.856	178	0.798	218	0.746	258	0.701	298	0.662
99	0.923	139	0.855	179	0.796	219	0.745	259	0.7	299	0.661
100	0.921	140	0.853	180	0.795	220	0.744	260	0.699	300	0.66

Tabla 4.3 Factores de Corrección por temperatura para Domo Cargado con Nitrógeno a 60 °F.²⁸

g) Diámetro del Orificio

Relación de calores específicos, con TPI = 239 [°F] y $\gamma_g = 0.64$, se obtiene que $k = 1.236$ (Gráfica 4.3)

$$C_d A = \frac{q_{gi}}{155500(P_1) \left\{ \frac{64.34(K)}{(\gamma_g)(T + 460)(k - 1)} \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{2}{k}} - \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k+1}{k}} \right] \right\}^{0.5}} \quad (4.13)$$

donde :

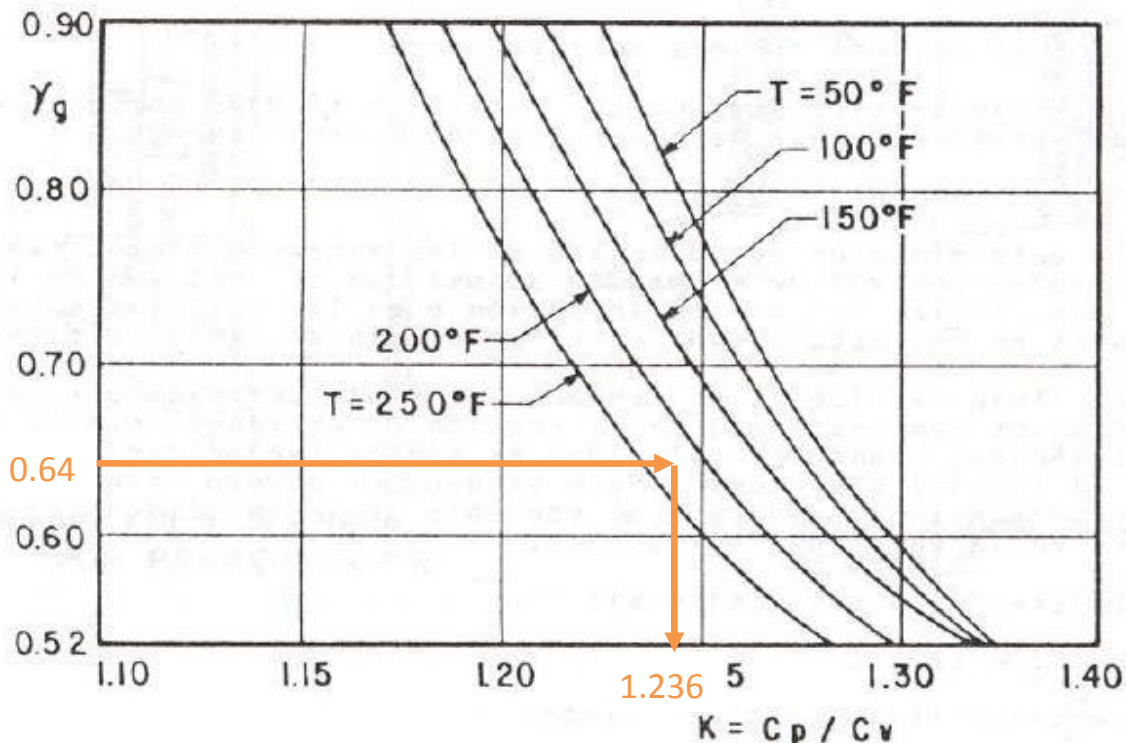
$$P_1 = 120.09 \left[\frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} \right] = 2266.95 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right] \text{ y } P_2 = 159.42 \left[\frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} \right] = 1707.67 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$$

Nota: Se utilizarán las presiones antes mencionadas en $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$, debido a que así lo requiere la ecuación.

$$C_d A = \frac{2594250}{155500(2266.95) \left\{ \frac{64.34(1.236)}{(0.64)(239 + 460)(1.236 - 1)} \left[\left(\frac{1707.67}{2266.95} \right)^{\frac{2}{1.236}} - \left(\frac{1707.67}{2266.95} \right)^{\frac{1.236+1}{1.236}} \right] \right\}^{0.5}} = 0.0191$$

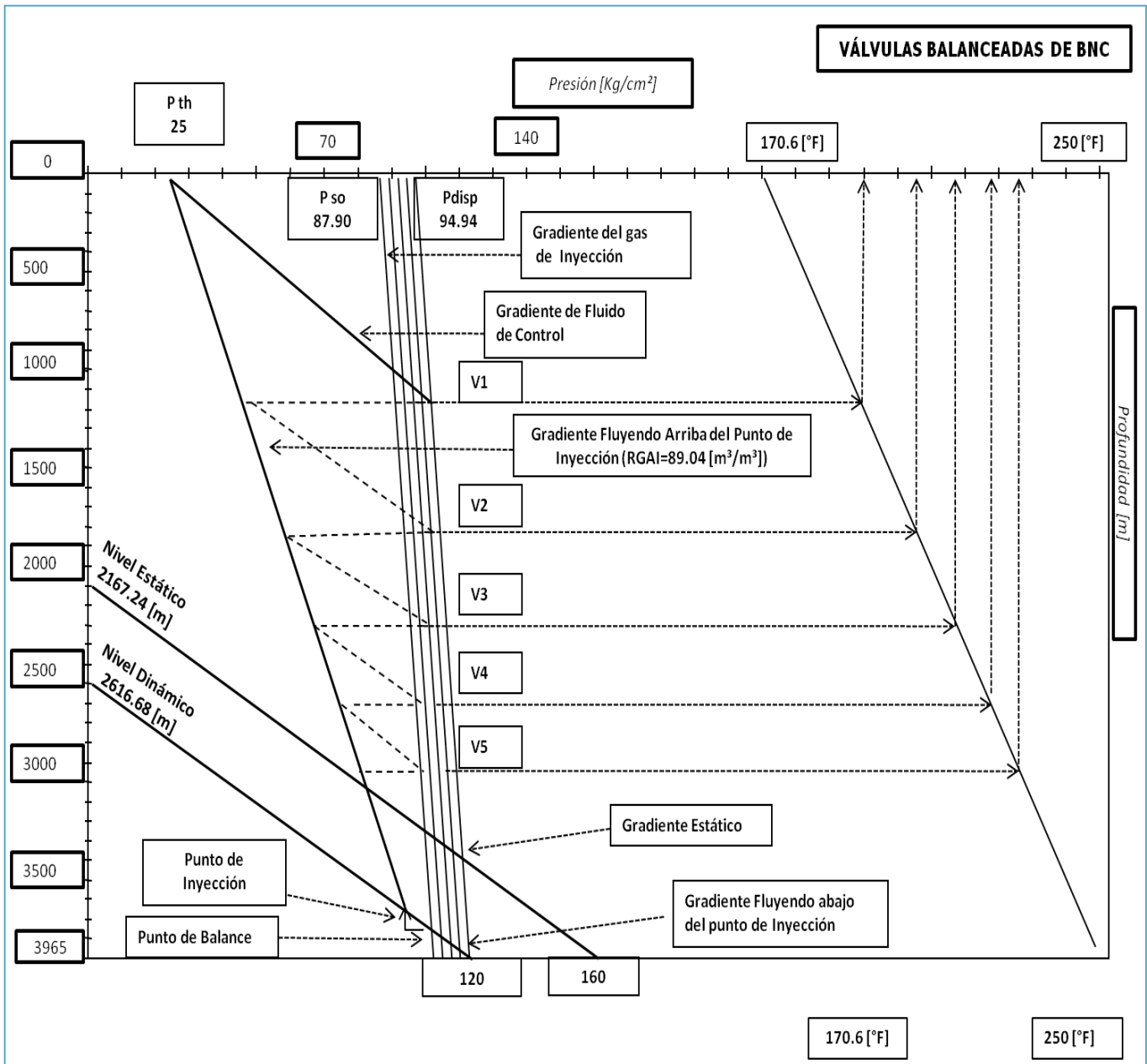
$$\phi = 64 \left[\frac{4C_d A}{\pi} \right]^{0.5} \quad (4.14)$$

$$\phi = 64 \left[\frac{4(0.11542)}{\pi} \right]^{0.5} = \frac{9}{64} \cong \frac{3}{16} [\text{pg}]$$



Gráfica 4.3 Relación de Calores Específicos en Función de la Temperatura y la Densidad Relativa.¹

h) Diseño de válvulas balanceadas de BNC



Gráfica 4.4 Diseño integral de BN para válvulas balanceadas.

4.8.2 Gasto Óptimo del Gas de Inyección

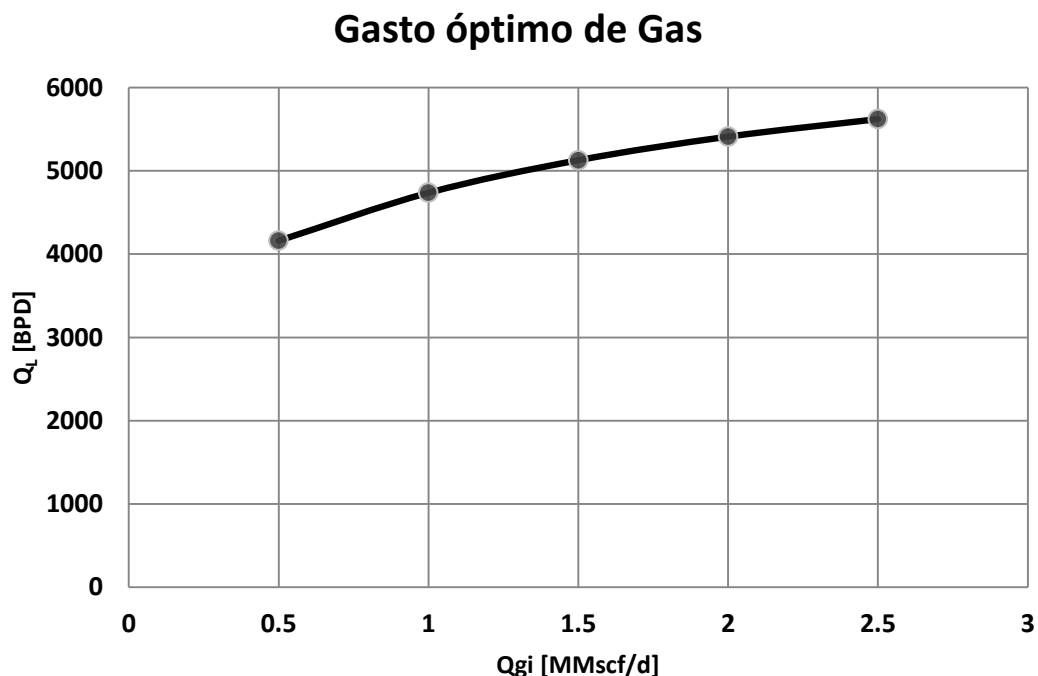
En el proceso de bombeo neumático con flujo continuo, el gas es inyectado, a alta presión al fondo del pozo dentro de la columna del fluido, lo cual ayuda a desplazar el fluido hasta la superficie, reduciendo la densidad de la columna de fluido e incrementando la diferencial de presión entre el yacimiento y el pozo. Por lo que es necesario definir cuál es el gasto de inyección óptimo para definir el mejor escenario en este proceso.

La determinación de las características de un gas de inyección apropiado requiere más atención. Sólo un análisis cuidadoso puede determinar que gasto de gas de inyección, será más económico para usarse en Bombeo Neumático.

En la siguiente lista se pueden apreciar los efectos del incremento del gasto de inyección de gas con respecto al aceite producido:

Qgi [MMscf/d]	Q _L [BPD]	ΔQ _L [BPD]
0.5	4160	0
1	4736	576
1.5	5127	391
2	5410	283
2.5	5621	211

Mayor incremento de líquido producido en relación con el Gasto de gas inyectado



Gráfica 4.5 Curva de gasto óptimo de gas de inyección.

En la Gráfica 4.5, se puede observar que el fluido producido será una resultante de los requerimientos de volumen de gas. Se estima que la producción incremental de aceite (ΔQL) no aumenta de manera proporcional al incremento en la producción de gas ($\Delta Q_{gi} = 0.5$ [MMscf/d] en cada punto), es decir, el costo-beneficio entre el incremento de la inyección de gas y el incremento en la producción de aceite no son proporcionales.

Dado lo anterior, se define $Q_{gi} = 1$ MMscf/d como el gasto óptimo de inyección debido a que reúne las condiciones de incremento en la producción de aceite a un gasto de inyección moderado.

Si el sistema de bombeo está propiamente diseñado, la reducción correspondiente en los requerimientos del volumen del gas, debido a la eficiencia mejorada proporcionada por el gasto de inyección de gas óptimo, será tal que causará una reducción general en los requerimientos del pozo.

De este análisis, se obtuvo un gasto óptimo de inyección de 1 [MMscf/d] que servirá como un parámetro para el diseño del BN en la Práctica 2.

4.9 PRÁCTICA 2 “Diseño de Bombeo Neumático con Software PROSPER”

A continuación, en la segunda práctica se continúa trabajando con el modelo que realizó en el estudio de sensibilidad en la Práctica 1, es decir, con las condiciones del pozo para el 05 de Febrero del 2010, para sí poder implantar un sistema artificial.

INFORMACIÓN	
Corte de agua (Wcut)	15%
Densidad del gas de Inyección	0.64
Diámetro de la tubería de Producción	3 ½ [pg]
Gasto de inyección de gas (qg)	1 [MMscf/d]
Gasto de producción de aceite(Qo)	4500 [BPD]
Presión de fondo fluyendo (Pwf)	120 [Kg/cm ²]
Presión en la cabeza (Pwh)	25 [Kg/cm ²]
Presión estática (Pws)	160 [Kg/cm ²]
Presión superficial del gas de inyección (Pso)	116 [Kg/cm ²]
Profundidad media del Intervalo Disparado	3965 [m]
RGA	194.52 [m ³ / m ³]
RGL de Inyección	35.44 [m ³ / m ³]
Temperatura en el fondo	249.8 [°F]
Temperatura superficial	170.6 [°F]

Tabla 4.4 Datos para el diseño de Bombeo Neumático en PROSPER.

- Se ejecuta el programa y se abre el archivo que realizó para el caso fluyente. (Figura 4.9)

The screenshot displays the main interface of the PROSPER software, organized into several panels:

- OPTIONS SUMMARY:** Lists various simulation options such as Fluid (Oil), PVT Method (Black Oil), Separator (Single Stage), and others.
- PVT DATA:** Shows fluid properties including Solution GOR (360.60 mg/m3), Oil Gravity (31.00 API), and Gas Gravity (0.5781 sp. gravity).
- IPR DATA:** Displays reservoir characteristics like Reservoir Model (Vogel), Relative Permeability (No), and Absolute Open Flow (AOF) (16955.0 STB/day).
- EQUIPMENT DATA:** Includes checkboxes for Deviation Survey, Surface Equipment, Downhole Equipment, Geothermal Gradient, and Average Heat Capacities.
- CALCULATION SUMMARY:** Shows a list of calculation options with checkboxes, such as Inflow, System (3 Variables), Gradient, and VLP.
- Graph:** A plot showing a curve on a coordinate system with values up to 400 on the y-axis and 18000 on the x-axis.
- Prosper 10.3:** A section containing the software version, build number (IPM V6.30 - Build # 156 - Mar 14 2008), and contact information for Petroleum Experts Limited.

Figura 4.9 Pantalla Principal de PROSPER.

- Se proporcionan los datos del proyecto.

El procedimiento a seguir en el modelado de un pozo con Bombeo Neumático, es el mismo que seguimos con el caso del pozo fluvente, la única diferencia es que en la sección de *OPTIONS SUMMARY* (Figura 4.10), cambiamos el método a *Gas Lift*, como se muestra a continuación:

The screenshot shows the 'System Summary (BN25.Out)' window with the following configuration details:

Section	Parameter	Value
Fluid Description	Fluid	Oil and Water
	Method	Black Oil
	Separator	Single-Stage Separator
	Emulsions	No
	Hydrates	Disable Warning
	Water Viscosity	Use Default Correlation
	Viscosity Model	Newtonian Fluid
Well	Flow Type	Annular Flow
	Well Type	Producer
Artificial Lift	Method	Gas Lift
	Type	Friction Loss In Annulus
Well Completion	Type	Cased Hole
	Gravel Pack	No
Reservoir	Inflow Type	Single Branch
	Gas Coning	No
User information	Company	
	Field	
	Location	
	Well	Alpha 1
	Platform	
	Analyst	
Date	viernes , 05 de febrero de 2010	
Comments (Cntl-Enter for new line)		

Figura 4.10 Configuración general del sistema.

Hacer clic en *Done* para salir de esta pantalla. Esto completa la configuración del sistema principal y regresa al menú principal.

- A continuación el área de *PVT DATA*, se efectúa con los mismos datos ocupados en el caso fluvente.
- La siguiente tarea es la de definir el modelo de comportamiento de afluencia. Para ello, seleccione en el menú principal *IPR DATA*. (Figura 4.11)

La pantalla donde se generará el IPR (Inflow Performance Relationship) se muestra a continuación:

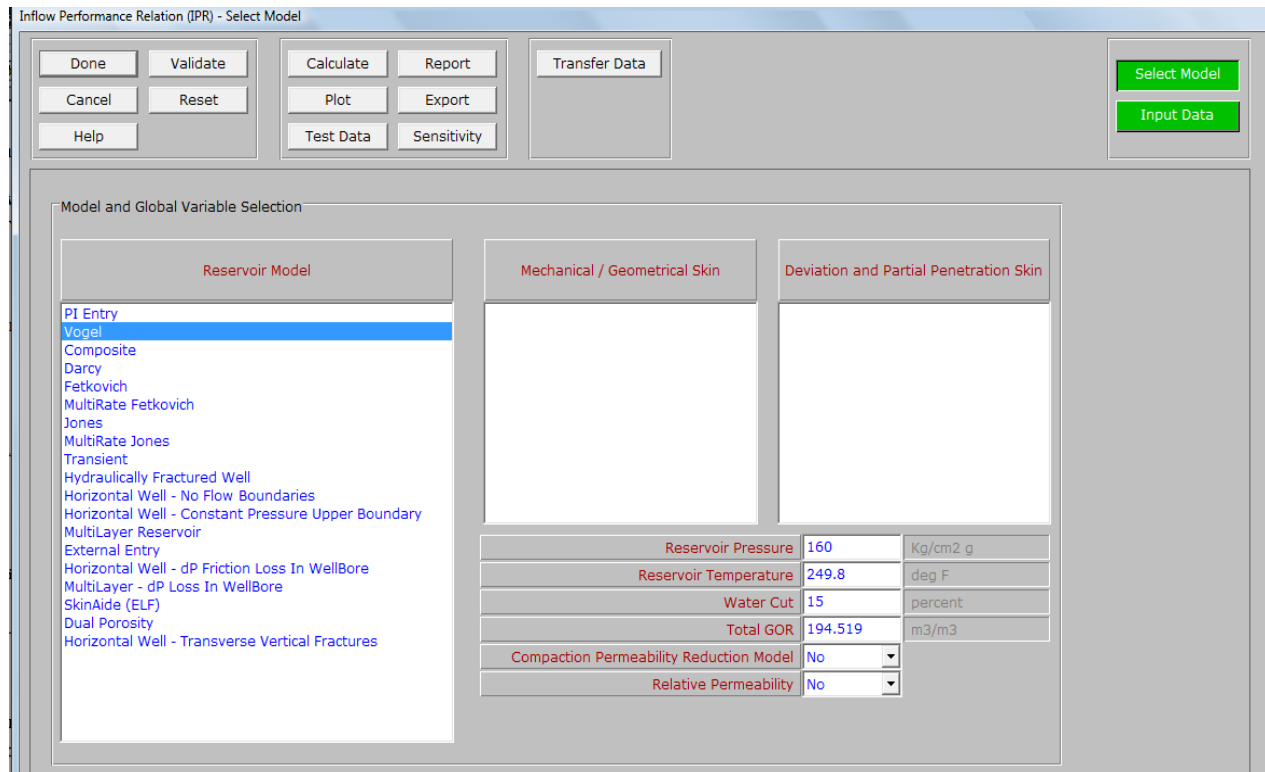
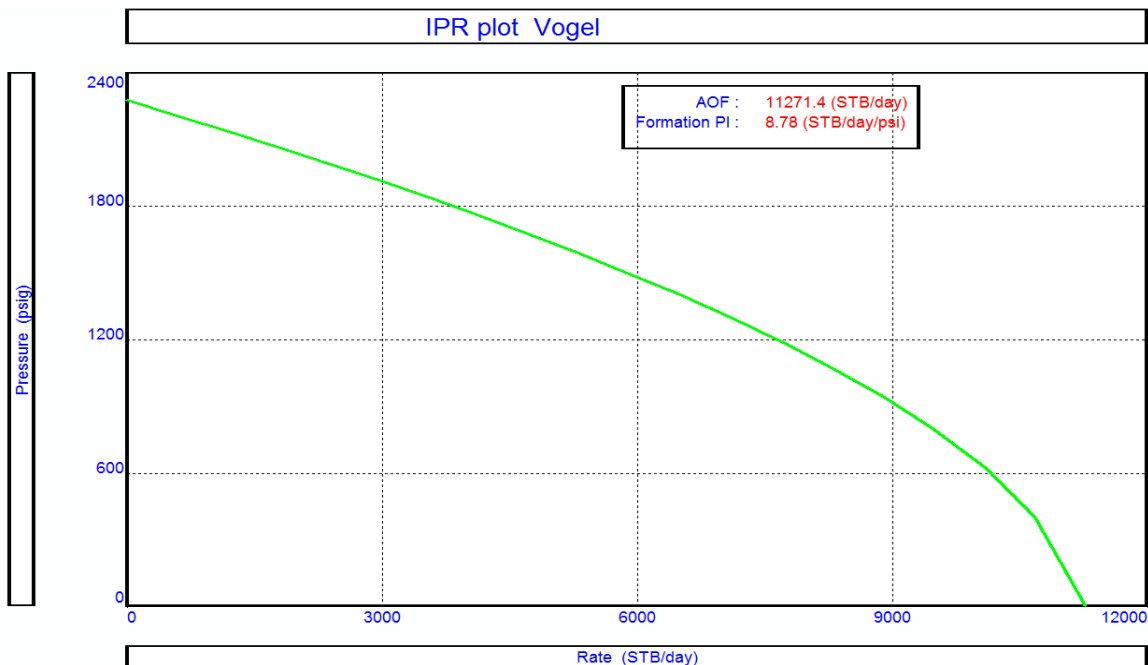


Figura 4.11 Generación de IPR.

En esta pantalla se elegirá Vogel como método para calcular IPR y se introduce el nuevo valor $P_{ws} = 160$ [Kg/cm²].

La siguiente sección es para acceder a la pantalla de *Input Data*. Se introducen los datos necesarios para el cálculo de IPR, como lo son $Q_o = 4500$ BPD y $P_{wf} = 120$ [Kg/cm²]. Por último, se da clic en *Plot* para poder visualizar la IPR como se muestra a continuación:



Gráfica 4.6 Curva del Comportamiento de Afluencia (IPR).

- El siguiente paso es el de modificar el estado mecánico del pozo en la sección *EQUIPMENT DATA*. (Figura 4.12)

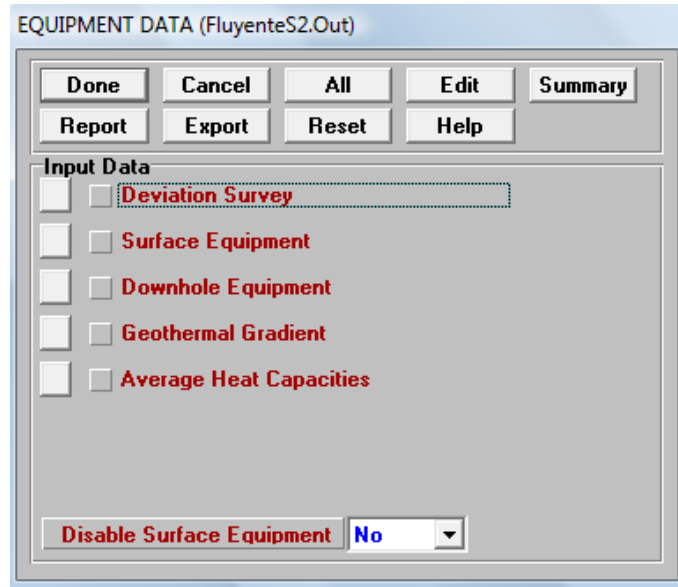


Figura 4.12 Datos del Equipo del Pozo.

En la sección de *Deviation Survey*, se utilizarán los mismos datos, así que automáticamente pasaremos a la pantalla de *Downhole Equipment*. (Figura 4.13)

	Label	Type	Measured Depth (m)	Tubing Inside Diameter (inches)	Tubing Inside Roughness (inches)	Tubing Outside Diameter (inches)	Tubing Outside Roughness (inches)	Casing Inside Diameter (inches)	Casing Inside Roughness (inches)	Rate Multiplier
1		Xmas Tree	10							
2		Tubing	3616	2.44	0.0006	3.5	0.0006	6.765	0.0006	1
3		Tubing	3895	2.548	0.0006	3.5	0.0006	6.765	0.0006	1
4		Casing	3980					6.765	0.0006	1
5										
6										
7										
8										
9										
10										
11										
12										
13										
14										
15										
16										
17										
18										

Figura 4.13 Estado Mecánico.

Se debe tener en cuenta que se alteró la sección de *Deviation Survey*, debido a que para este modelo, se debe contemplar el uso de la válvula que va a operar en el Sistema artificial.

Hacer clic en *Done* para continuar. Las secciones *Geothermal Gradient* y *Average Heat Capacities* no sufren ningún cambio. Con esto se completa la entrada del equipo para el pozo.

Es posible visualizar la desviación y el equipo introducido haciendo clic en *Summary*. Y a continuación (Figura 4.14), se muestra la representación gráfica del pozo:

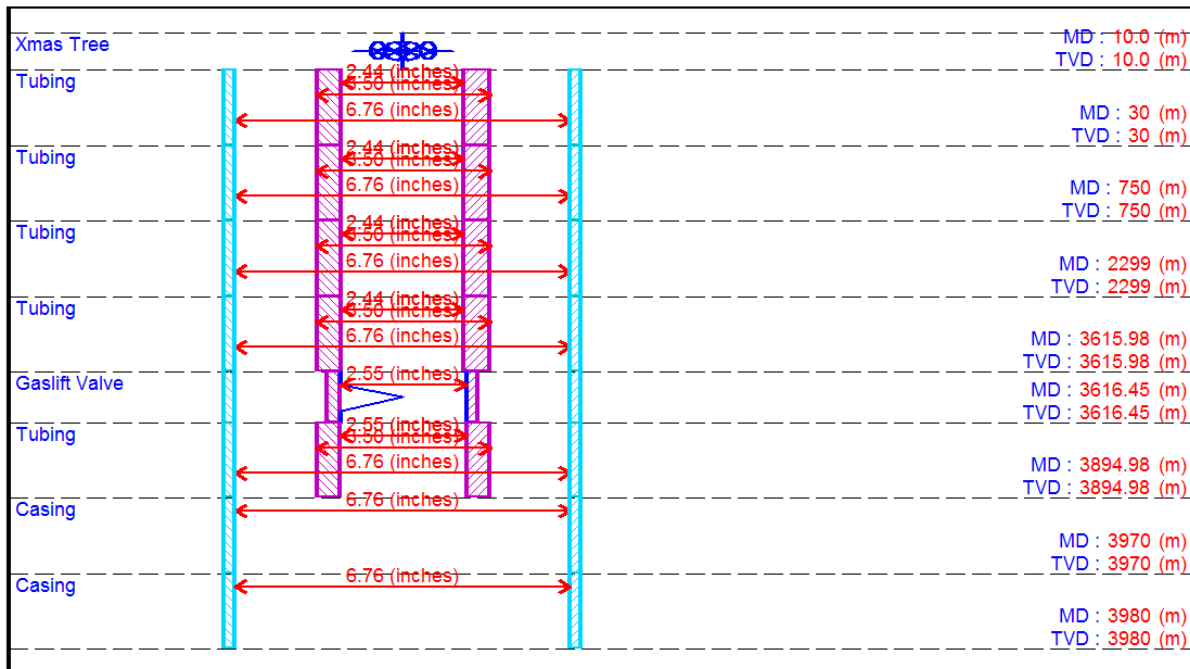


Figura 4.14 Gráfico del Estado Mecánico del Pozo.

Hacer clic en *Main* para regresar a la pantalla principal PROSPER.

- Dirigirse a la sección de *GAS LIFT DATA*. Esta sección permite diseñar una instalación de Bombeo Neumático. (Figura 4.15)

Introducir los parámetros de diseño *Gas Lift*, los datos de composición de gas y seleccionar uno de los tres métodos de bombeo Neumático disponibles, para esta práctica se elegirá *Fixed Depth of injection*, ya que conocemos la profundidad de la válvula que va a operar en el BN.

En la pantalla siguiente se muestran los datos requeridos:

- Densidad del gas de inyección
- Porcentaje mol de H₂S
- Porcentaje mol de CO₂
- Porcentaje mol de N₂
- RGL de inyección
- Profundidad de la válvula de operación

Input Data		
GasLift Gas Gravity	0.64	sp. gravity
Mole Percent H2S	0	percent
Mole Percent CO2	0	percent
Mole Percent N2	0	percent
GLR Injected	35.44	m3/m3

Gaslift Details		
Gaslift Valve Depth (Measured)	3616.45	m

Gas Lift Method: Fixed Depth of Injection
Optimum Depth of Injection
Valve Depths Specified

Figura 4.15 Parámetros de diseño Gas Lift.

Hacer clic en *Done*.

5. Lo siguiente, es ir a la sección *CALCULATION SUMMARY*. (Figura 4.16)

CALCULATION SUMMARY	
Inflow	<input type="checkbox"/>
System (3 Variables)	<input checked="" type="checkbox"/>
System (4 Variables)	<input type="checkbox"/>
Gradient	<input type="checkbox"/>
VLP (3 Variables)	<input type="checkbox"/>
VLP (4 Variables)	<input type="checkbox"/>
QuickLook	<input type="checkbox"/>
Tubing Correlation Comparison	<input type="checkbox"/>
PipeLine Correlation Comparison	<input type="checkbox"/>
Gradient Matching	<input type="checkbox"/>
VLP/IPR Matching	<input checked="" type="checkbox"/>
PipeLine Matching	<input type="checkbox"/>
Gaslift Design (New)	<input checked="" type="checkbox"/>
Gaslift Design (Existing)	<input checked="" type="checkbox"/>
Gaslift Adjustments	<input type="checkbox"/>
Generate for GAP	<input type="checkbox"/>
BHP From WHP	<input type="checkbox"/>

Figura 4.16 Resumen de Cálculos.

Donde se hará uso de las siguientes opciones:

- **System:** Esta opción ayuda a calcular el comportamiento del flujo tanto a la salida de la tubería (VLP) como a la tubería de entrada (IPR) y las curvas que caracterizan al sistema integral de producción. También permite realizar el análisis de la sensibilidad con una amplia gama de variables. Hay dos opciones disponibles: para 3 y 4 variables.

- **VLP/IPR MATCHING:** Esta opción permite ajustar las correlaciones de flujo multifásico para adaptarse a las presiones medidas de fondo de pozo y los gastos.
- **Gas Lift Design:** Esta opción puede ser usada para determinar el equipo óptimo de BN para un pozo dado. Calcula el gasto máximo de producción posible, el correspondiente gas de inyección óptimo, el tamaño y espaciado de las válvulas y la presión a la cual están calibradas en superficie.

De la lista que se muestra en esta sección, vaya a la sección de *VLP/IPR MATCHING*. (Figura 4.17)

1) Introducir los datos de las pruebas realizadas al pozo:

- Fecha de la prueba
- Comentario de la prueba (opcional)
- Presión de la cabeza del pozo
- Temperatura de la cabeza del pozo
- Corte de agua
- Gasto de liquido
- Profundidad medida
- Presión de fondo fluyendo
- Presión del yacimiento
- RGA
- Gas libre

Ingresar los datos de prueba del pozo, que para esta práctica son:

The screenshot shows the 'VLP/IPR MATCHING (BN25.Out) (Matched PVT)' software window. It features a menu bar with 'Done', 'Cancel', 'Help', 'Export', 'Import', and 'Report'. Below the menu bar is a 'Tasks' section with buttons for 'Estimate U Value', 'Correlation Comparison', 'Match VLP', 'VLP / IPR', and 'QuickLook'. A 'Rate Type' dropdown menu is set to 'Liquid Rates'. The main area is a 'Match Data' table with 14 columns and 10 rows. The first row contains test data, while the remaining rows are empty. At the bottom of the window, there is a toolbar with buttons for 'Enable', 'Disable', 'Copy', 'Cut', 'Paste', 'Insert', 'Delete', 'All', and 'Invert'.

	Test Point Date	Test Point Comment	Tubing Head Pressure	Tubing Head Temperature	Water Cut	Liquid Rate	Gauge Depth Measured	Gauge Pressure	Reservoir Pressure	Gas Oil Ratio	GOR Free	Gaslift Gas Rate	Injection Depth Measured
			(Kg/cm2)	(deg F)	(percent)	(STB/day)	(m)	(Kg/cm2)	(Kg/cm2)	(m3/m3)	(m3/m3)	MMscf/day	(m)
1	05/02/2010	05/02/2010	25	170.6	15	4500	3980	120	160	194.52	0	1	3616.45
2													
3													
4													
5													
6													
7													
8													
9													
10													

Figura 4.17 Datos de la Prueba.

Nota: En este programa a los Métodos de Flujo Multifásico, se les nombra correlaciones.

2) Comparar las correlaciones del flujo multifásico y seleccione la mejor correlación.

A continuación, hacer clic en *Estimate U Value*. El programa calculará el valor del coeficiente de intercambio de calor que coincide con el de la prueba de medición de temperatura del pozo.

Hacer clic en Aceptar y luego en *Done* para ir al panel principal. A continuación, vaya a la pantalla de *Geothermal Gradient* en la zona *Equipment DATA* e introduzca el valor de U que se acaba de determinar.

Ahora, seleccione *Correlation Comparison*. La primera pantalla informa el valor de U que introdujo a *Geothermal Gradient*, hacer clic en Aceptar y, a la derecha de la siguiente pantalla presione *All* para seleccionar todas las correlaciones para comparar y elegir la que más se ajuste al perfil. (ver Figura 4.18)

Tubing Correlation Comparison - Data Entry (BN25.Out) (Matched PVT)

Calculate Done Cancel Export Report Help

Input Parameters

First Node Pressure	25	Kg/cm2 g
Water Cut	15	percent
Liquid Rate	4500	STB/day
GOR	194.52	m3/m3
GOR Free	0	m3/m3
Gaslift Gas Rate	1	MMscf/day
Depth Of Injection	3616.45	m
Rate Type	Liquid Rates	
Pipeline Correlation	Beggs and Brill	

Measured Data

Point	Depth	Pressure	Match Data
	m	Kg/cm2 g	Transfer
1	3980	120	Paste
2			Copy
3			Clear
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			

Correlations

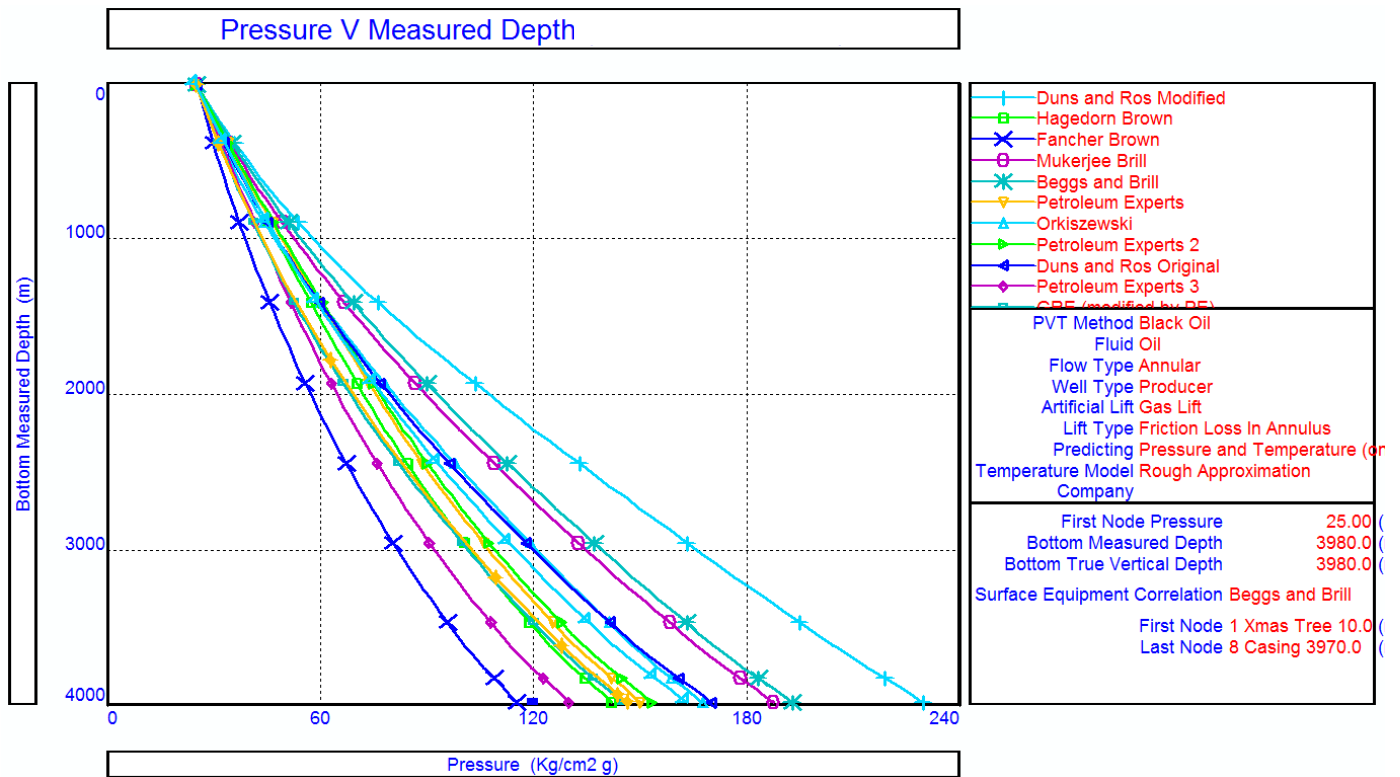
All

- Duns and Ros Modified
- Hagedorn Brown
- Fancher Brown
- Mukerjee Brill
- Beggs and Brill
- Petroleum Experts
- Orkiszewski
- Petroleum Experts 2
- Duns and Ros Original
- Petroleum Experts 3
- GRE (modified by PE)
- Petroleum Experts 4
- Hydro-3P

Figura 4.18 Cotejo de Correlaciones.

A continuación, presionar *Calculate* y así mismo *Calculate* de nuevo en la siguiente pantalla.

El programa determinará la presión de gradiente para recorrer las correlaciones seleccionadas. Elegir *Plot* para visualizar los gradientes y así la prueba:



Gráfica 4.7 Comparación de Correlaciones.

El gráfico 4.7, es el resultado de haber hecho una comparación de correlación, en este caso se elige *Fancher & Brown*. La correlación de *Fancher & Brown* no considera los efectos de resbalamiento dentro de la tubería y se utiliza frecuentemente para realizar un “control de calidad”. Ésta da el valor mínimo de presión de fondo fluyente posible del comportamiento del fluido cuando se compara con la presión medida. Aún así da un buen cotejo en las mediciones de presiones de fondo. Los puntos de presiones medidas que caigan a la izquierda de la correlación (en un gráfico de presión medida vs. profundidad) indican un problema en la densidad de los fluidos o datos de presión de campo.

3) Hacer coincidir la correlación con la prueba.

Para llevar a cabo éste ajuste de VLP, en la pantalla de *VLP/IPR Matching* (Figura 4.19) seleccionar *Match VLP*, como se muestra a continuación:

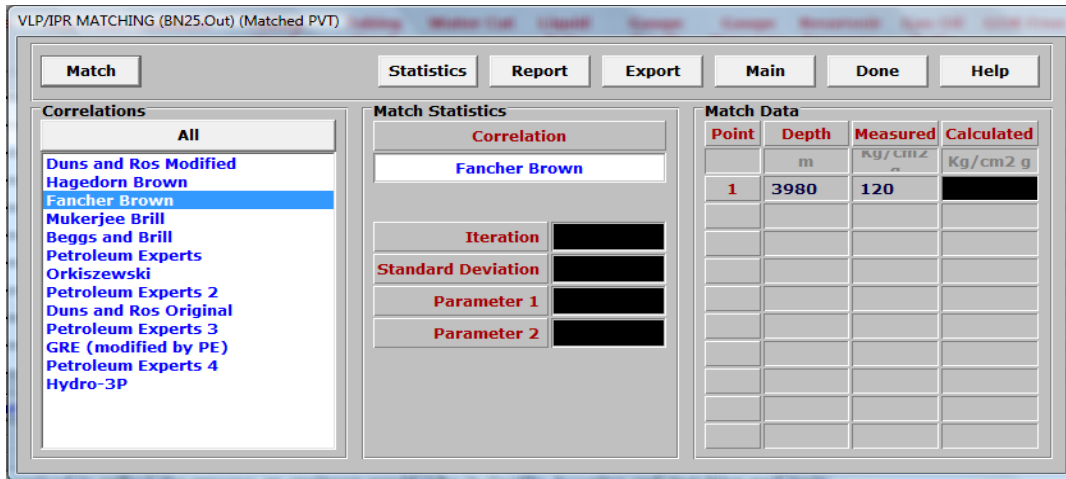
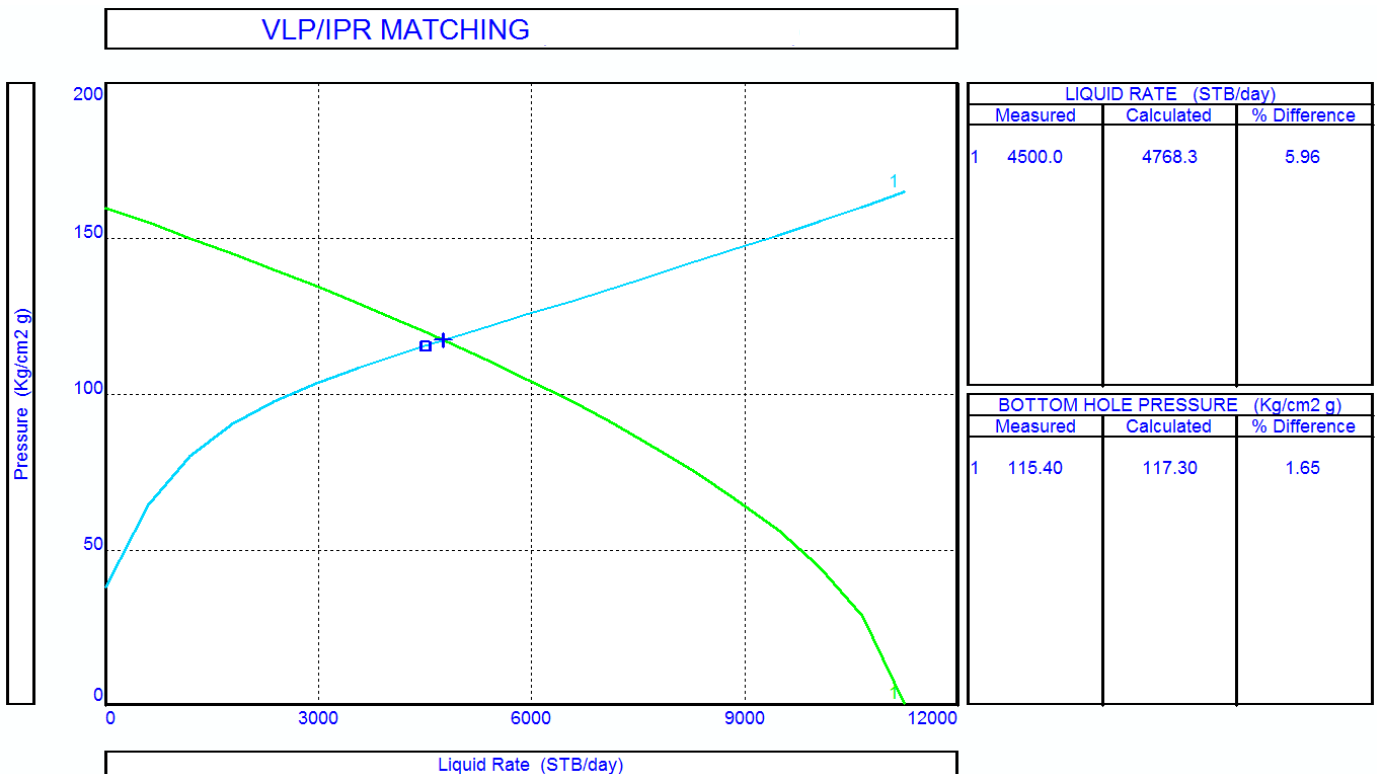


Figura 4.19 Ajuste de VLP.

Para mayor precisión, se debe seleccionar la correlación *Fancher & Brown* y se hace clic en *Match* para realizar el cálculo. Una vez concluido, se da clic en *Done* en ésta pantalla.

Continúe con *VLP/IPR*. Esta función permite comprobar la consistencia de los datos de presión del pozo que fluye utilizando el VLP y ajusta el IPR, si es necesario, para que coincida con los datos medidos.

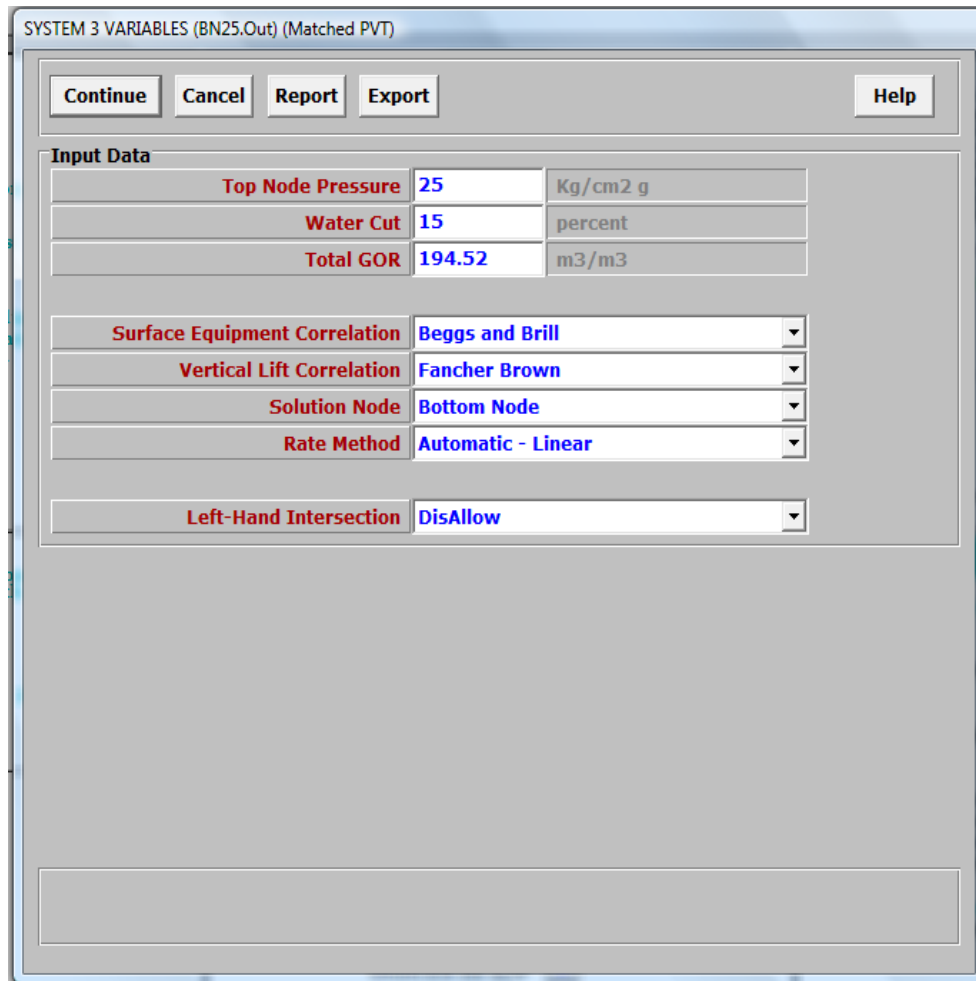
Hacer clic en *Calculate*. Una vez que este cálculo se ha completado, hacer clic en *Plot*. La VLP y todos los datos de las pruebas se trazarán en el mismo diagrama:



Gráfica 4.8 Comportamiento del pozo.

Se da clic en *Main*, para continuar con el desarrollo del modelo.

- 3) En esta práctica, utilizaremos la opción de *System (3 variables)*, para observar la capacidad de producción del pozo (Figura 4.20). Esta opción permite realizar análisis de del comportamiento de VLP e IPR. Además determina el gasto de operación y la presión de fondo fluyendo.



Input Data		
Top Node Pressure	25	Kg/cm2 g
Water Cut	15	percent
Total GOR	194.52	m3/m3
Surface Equipment Correlation	Beggs and Brill	
Vertical Lift Correlation	Fancher Brown	
Solution Node	Bottom Node	
Rate Method	Automatic - Linear	
Left-Hand Intersection	Disallow	

Figura 4.20 Datos para analizar el comportamiento del pozo.

Entradas:

- Se utiliza *Beggs and Brill* como la correlación de flujo lineal en superficie.
- Se seleccionó *Fancher & Brown* como la correlación de flujo multifásico vertical.
- Se eligió el Fondo del Pozo como "Nodo solución", para observar mejor el comportamiento del pozo.
- Para el *Rate Method* se seleccionó *Automatic-linear*, debido a que no se realizará análisis de sensibilidad para cumplir el objetivo (observar la capacidad de producción del pozo que se está analizando).

Hacer clic en *Continue / Continue* (se omitirá la pantalla de *Select Variables*, debido a que no se realizará un análisis de sensibilidad) para seguir con el cálculo.

Una vez concluido el cálculo, la solución del IPR y VLP se muestra de este modo:

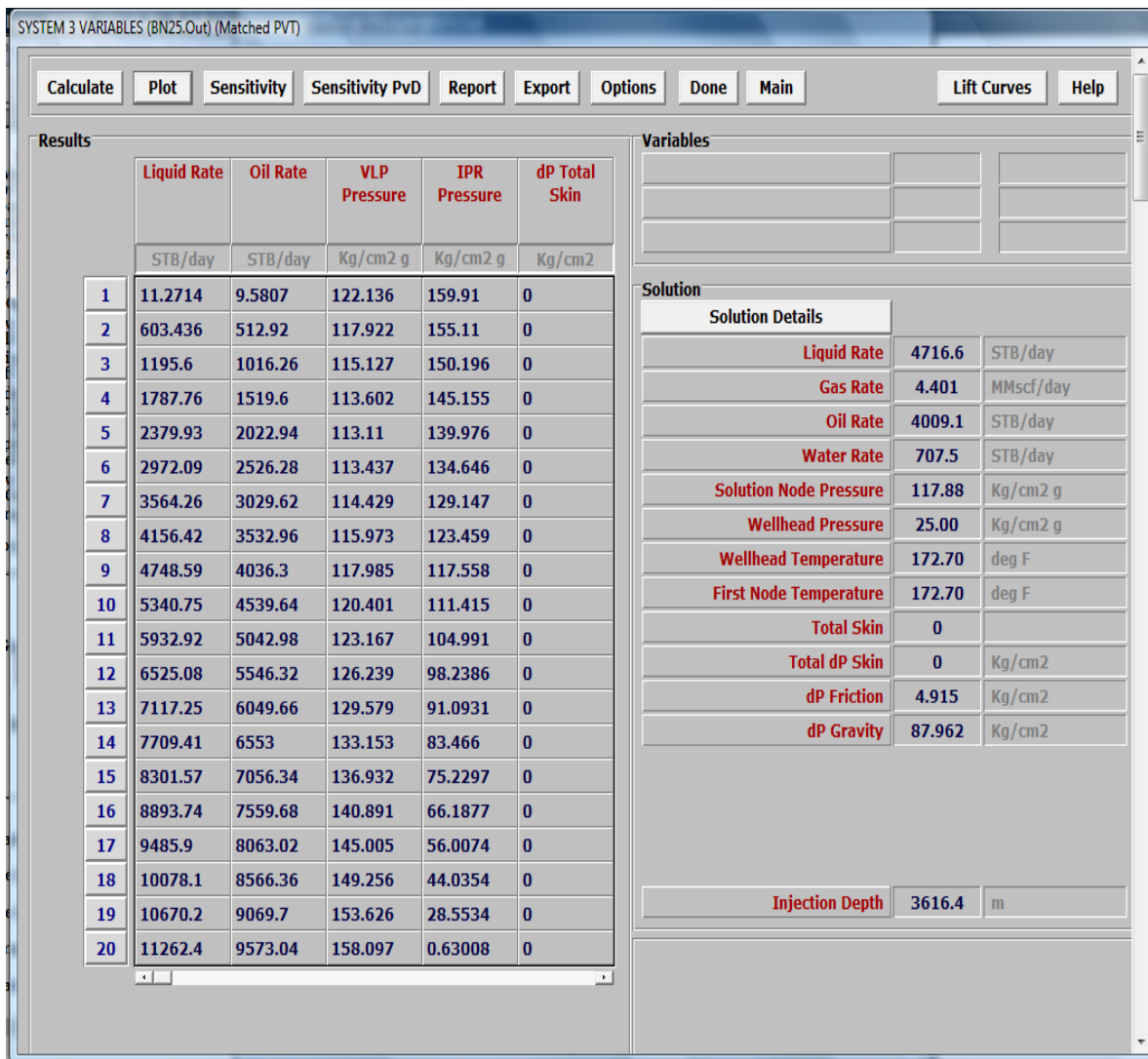
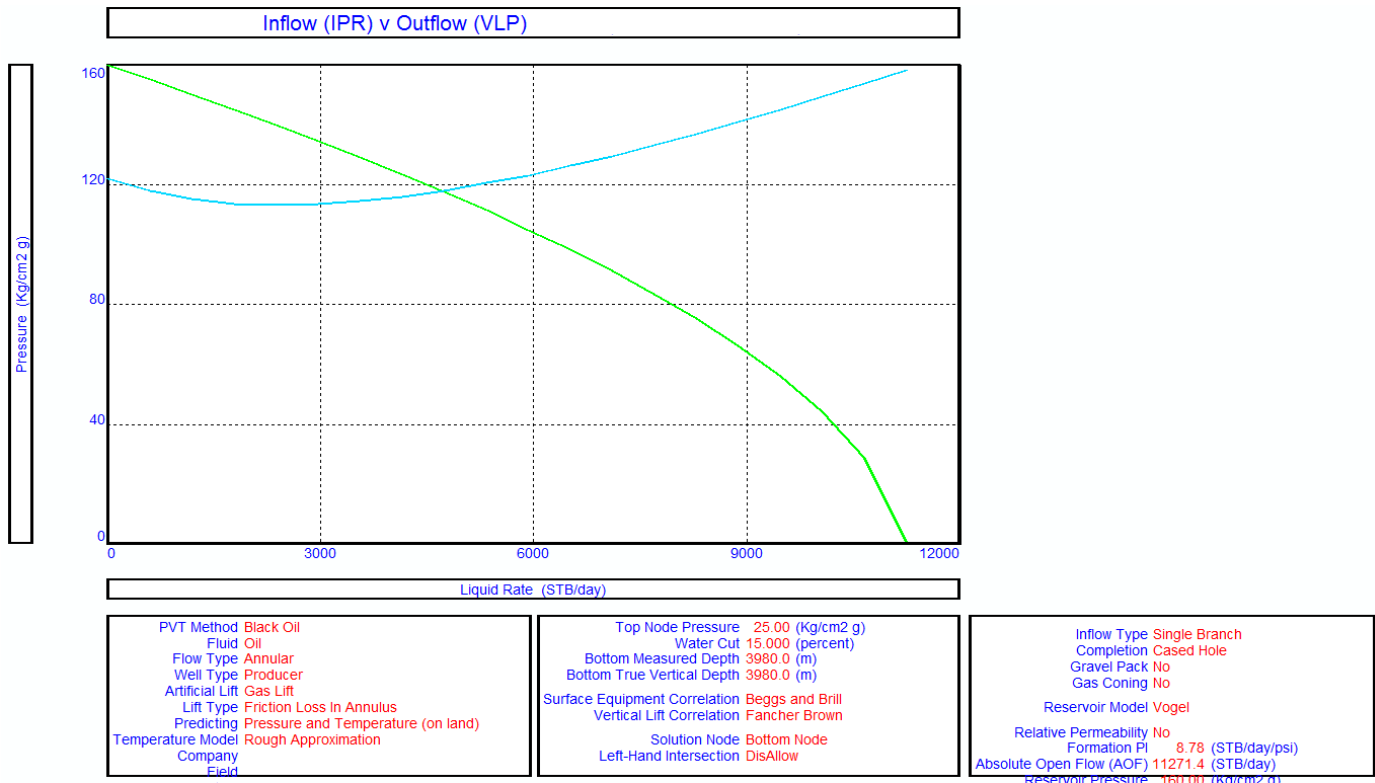


Figura 4.21 Análisis de variables.

En el lado derecho se informan los detalles de la solución, las presiones y temperaturas del flujo (Figura 4.21). Para trazar la VLP / IPR, seleccionar *Plot*:



Gráfica 4.9 Comportamientos de afluencia y de capacidad de transporte.

Este gráfico nos muestra un el flujo estable en la cabeza del pozo. La curva de capacidad de transporte indica que el pozo está produciendo, a comparación del caso fluyente; disminuyó la carga hidrostática y aumenta la velocidad del flujo.

- 4) Por último, ir a la sección de *GasLift Design - New Well*. Esta opción permite optimizar el diseño de sistemas artificiales de Bombeo Neumático. (Figura 4.22)

Los datos que se requieren en esta sección son:

- Método de diseño
- Gasto máximo de liquido
- Gasto máximo de inyección de gas
- Presión en la cabeza del pozo
- Presión de operación
- Diferencia de presión deseada en las válvulas
- Profundidad máxima de inyección
- Corte de agua
- Espaciamiento mínimo entre válvulas
- Gradiente estático del fluido
- RGA
- Especificaciones de las válvulas de acuerdo al diseño

Para el diseño de este pozo, se considera el cálculo a partir de la producción máxima (*Calculated From Max Production*), debido a los datos con los que cuenta el pozo. El programa permitirá optimizar la producción de fluido mediante la colocación de la válvula operante.

The screenshot displays the 'GasLift Design - NEW WELL (BN25.Out) (Matched PVT)' window. It features several sections for configuring well design parameters:

- Design Rate Method:** Set to 'Calculated From Max Production'.
- Valve Type:** Set to 'Casing Sensitive' with a 'Min CHP Decrease/Valve' of 1.7577 Kg/cm2.
- Valve Settings:** Set to 'All Valves PVo = Gas Pressure'.
- Injection Point:** Set to 'Injection Point is ORIFICE'.
- Dome Pressure Correction Above 1200psig:** Set to 'No'.
- Check Rate Conformance With IPR:** Set to 'Yes'.
- Vertical Lift Correlation:** Set to 'Fancher Brown'.
- Surface Pipe Correlation:** Set to 'Beggs and Brill'.
- Use IPR For Unloading:** Set to 'Yes'.
- Orifice Sizing On:** Set to 'Calculated dP At Orifice'.
- Thornhill-Craver DeRating:** Both 'DeRating Percentage For Valves' and 'DeRating Percentage For Orifice' are set to 100 percent.
- Input Parameters Table:**

Parameter	Value	Unit
Maximum Gas Available	1	MMscf/day
Maximum Gas During Unloading	1	MMscf/day
Flowing Top Node Pressure	25	Kg/cm2 g
Unloading Top Node Pressure	25	Kg/cm2 g
Operating Injection Pressure	94.94	Kg/cm2 g
Kick Off Injection Pressure	94.94	Kg/cm2 g
Desired dP Across Valve	0.49217	Kg/cm2
Maximum Depth Of Injection	3616.45	m
Water Cut	15	percent
Minimum Spacing	15	m
Static Gradient Of Load Fluid	0.064819	Kg/cm2/m
Minimum Transfer dP	0	percent
Maximum Port Size	32	64ths inch
Safety For Closure Of Last Unloading Valve	0	Kg/cm2
Total GOR	194.52	m3/m3
- Current Valve Type Database:** A tree view showing valve types like Valve1, McMurry-Macco, Camco, etc. Below it is a table of R Values for different port sizes.

Port Si...	R Value
32	0.26
28	0.2
24	0.147
20	0.103
16	0.066
12	0.038
8	0.017

Figura 4.22 Características del Diseño de Gas Lift.

Esta sección (*GasLift Design*) se puede utilizar para determinar el diseño óptimo de BN de un pozo mediante el cálculo del gasto de producción máxima, el gasto de elevación de gas óptima, el espaciamiento de la válvula para descargar el pozo y el soporte de pruebas de presión de ajuste para cada válvula.

Una vez introducidos los datos, se da clic en *Continue* para pasar a la siguiente pantalla (Figura 4.23). Hacer clic en *Get Rate* y al terminar en *Design*.

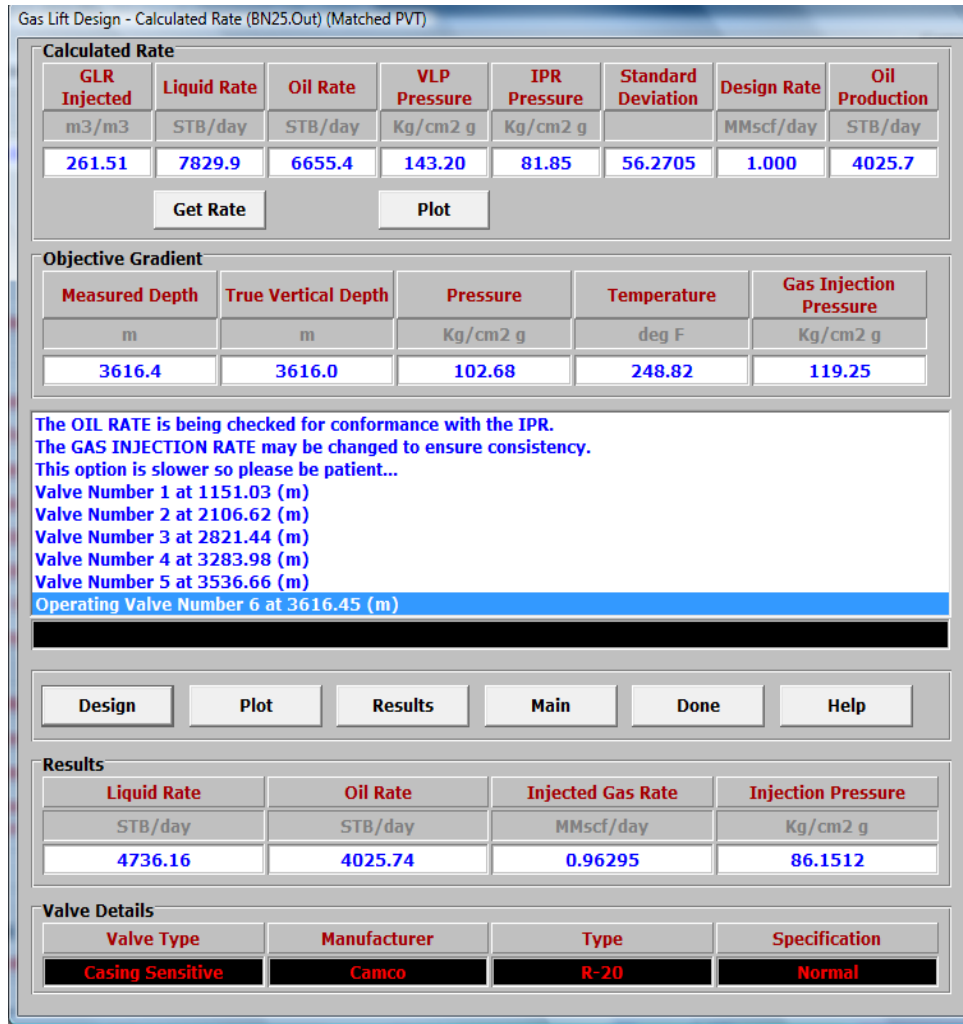


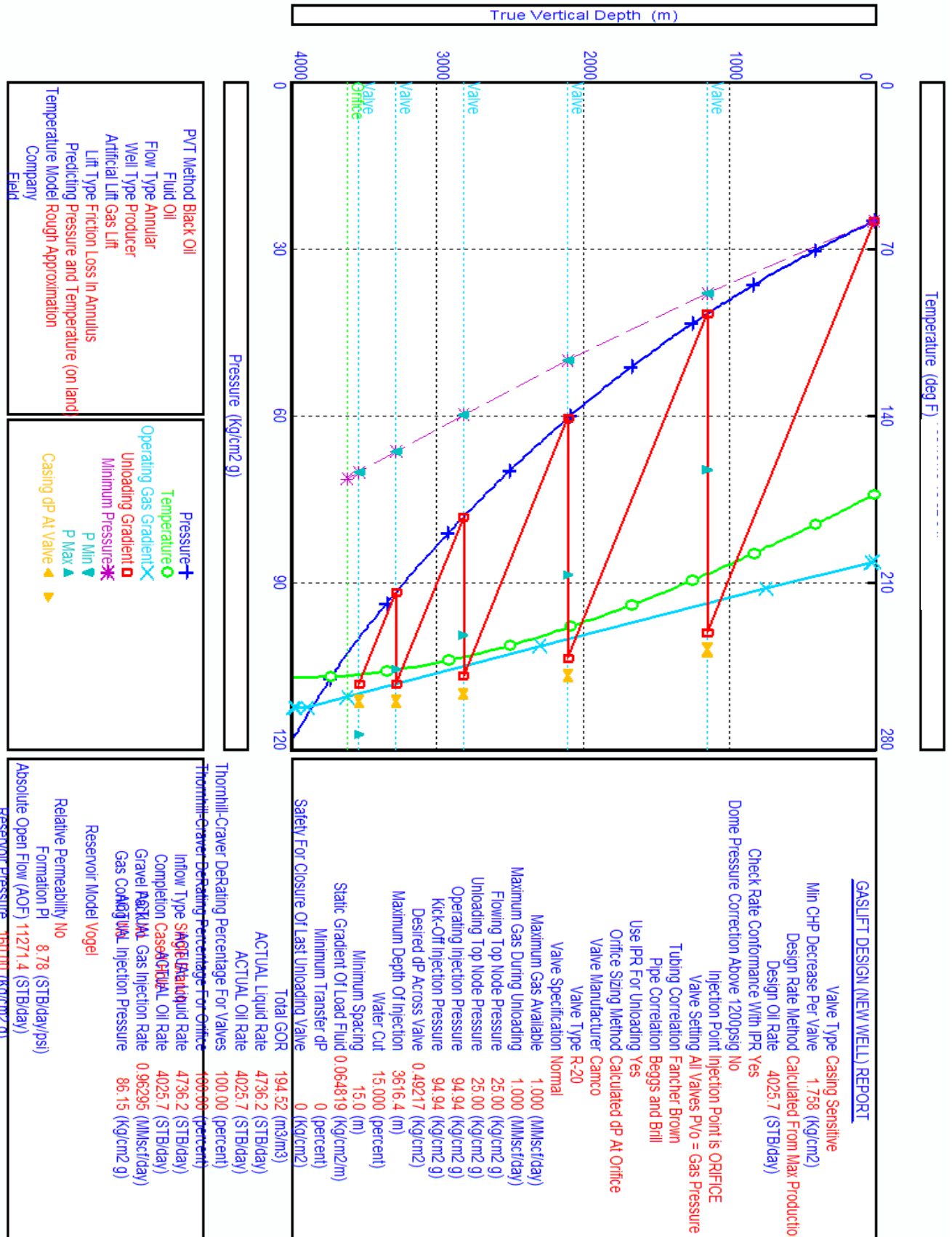
Figura 4.23 Cálculo del gasto y válvulas requeridas.

Ahora se muestra el reporte detallado de las válvulas que operan este pozo, así como sus características.

Gaslift Design Results														Fluid: Oil			
File: E:\Tesis\Prosper\BN25.Out														PVT Method: Black Oil			
Report Date: 09/10/10 16:03:52														Well:			
														Analyst:			
Valve Number	Number Of Valves	Valve Type	Measured Depth (m)	True Vertical Depth (m)	Tubing Pressure (Kg/cm2 g)	Casing Pressure (Kg/cm2 g)	Transfer Pressure (Kg/cm2 g)	Temperature (deg F)	Gaslift Gas Rate (MMscf/d)	Port Size (64ths inc)	R Value	Valve Opening Pressure (Kg/cm2 g)	Valve Closing Pressure (Kg/cm2 g)	Dome Pressure (Kg/cm2 g)	TestRack Opening Pressure (Kg/cm2 g)	Opening CHP (Kg/cm2 g)	Closing CHP (Kg/cm2 g)
1	1	Valve	1151.0	1151.0	41.63	102.48	41.63	206.34	0.096295	8	0.017	102.48	101.44	77.16	78.50	94.94	93.91
2	1	Valve	2106.6	2106.6	60.38	107.09	60.38	228.81	0.096295	8	0.017	107.09	106.30	77.99	79.34	93.18	92.39
3	1	Valve	2821.4	2821.4	78.18	110.23	78.18	241.12	0.16987	8	0.017	110.23	109.69	78.95	80.31	91.42	90.88
4	1	Valve	3284.0	3284.0	91.78	111.68	91.78	246.48	0.58414	12	0.038	111.68	110.92	79.18	82.31	89.67	88.91
5	1	Valve	3536.7	3536.7	99.98	111.67	99.98	248.38	0.79079	16	0.066	111.67	110.90	78.93	84.51	87.91	87.14
6	1	Orifice	3616.4	3616.0	102.68	119.25	102.68	248.82	0.96295	14						86.15	

Tabla 4.5 Resultados del diseño de Gas Lift en PROSPER.

Finalmente, hacer clic en *Plot* para poder ver el diseño gráfico del sistema artificial implanta



Gráfica 4.10 Diseño integral de Gas Lift en PROSPER.

Conclusión:

En esta práctica, se pudo observar que la implantación y diseño de un sistema artificial de producción, el cual permitió aportar energía adicional al pozo para vencer las caídas de presión y conservar el pozo fluyendo, manteniendo una producción óptima. Teniendo una mayor aportación de hidrocarburos del pozo a las instalaciones superficiales.

Para hacer un análisis completo y detallado de la optimización del estado de un pozo, es necesario efectuar un estudio en el que se involucren diversos sistemas artificiales, como son: el bombeo neumático y el bombeo electrocentrífugo.

A manera de comparación, se considerará el diseño de otro sistema artificial como lo es el Bombeo Electrocentrífugo Sumergido y así poder analizar la posibilidad de aplicar algún otro proceso de mantenimiento de presión y sus beneficios.

4.10 Estudio de sensibilidades

Durante el diseño uno de los puntos más relevantes para la toma de decisiones es el análisis del proyecto. Una herramienta que facilitará la toma de decisiones es el análisis de sensibilidad, el cual permite estimar los escenarios en los cuales podremos analizar los posibles resultados de nuestro proyecto, cambiando los valores de sus variables y restricciones y determinar cómo estas afectan el resultado final. Un análisis de sensibilidad intenta evaluar el impacto que los datos de entrada o de las restricciones especificadas a un modelo definido, en el resultado final o en las variables de salida del modelo.

Caso de Aplicación

El análisis de sensibilidad se realizó con el fin de ejemplificar los diferentes escenarios que puede presentar el pozo expuesto en la práctica 2.

VARIABLES A ANALIZAR:

- › Corte de Agua
- › Gasto de Inyección de gas
- › Presión en la cabeza
- › Presión estática

DATOS BASE:

Corte de agua [%]	15
Gasto de Inyección de gas [MMscf/d]	1
Pwh [lb/pg ²]	25
Pws [lb/pg ²]	160

System (4 variables), es la herramienta que se utiliza para realizar el análisis de sensibilidad. (Figura 4.24)

The screenshot shows a software interface titled "SELECT VARIABLES (BN25.Out)". It contains four panels for selecting variables for sensitivity analysis:

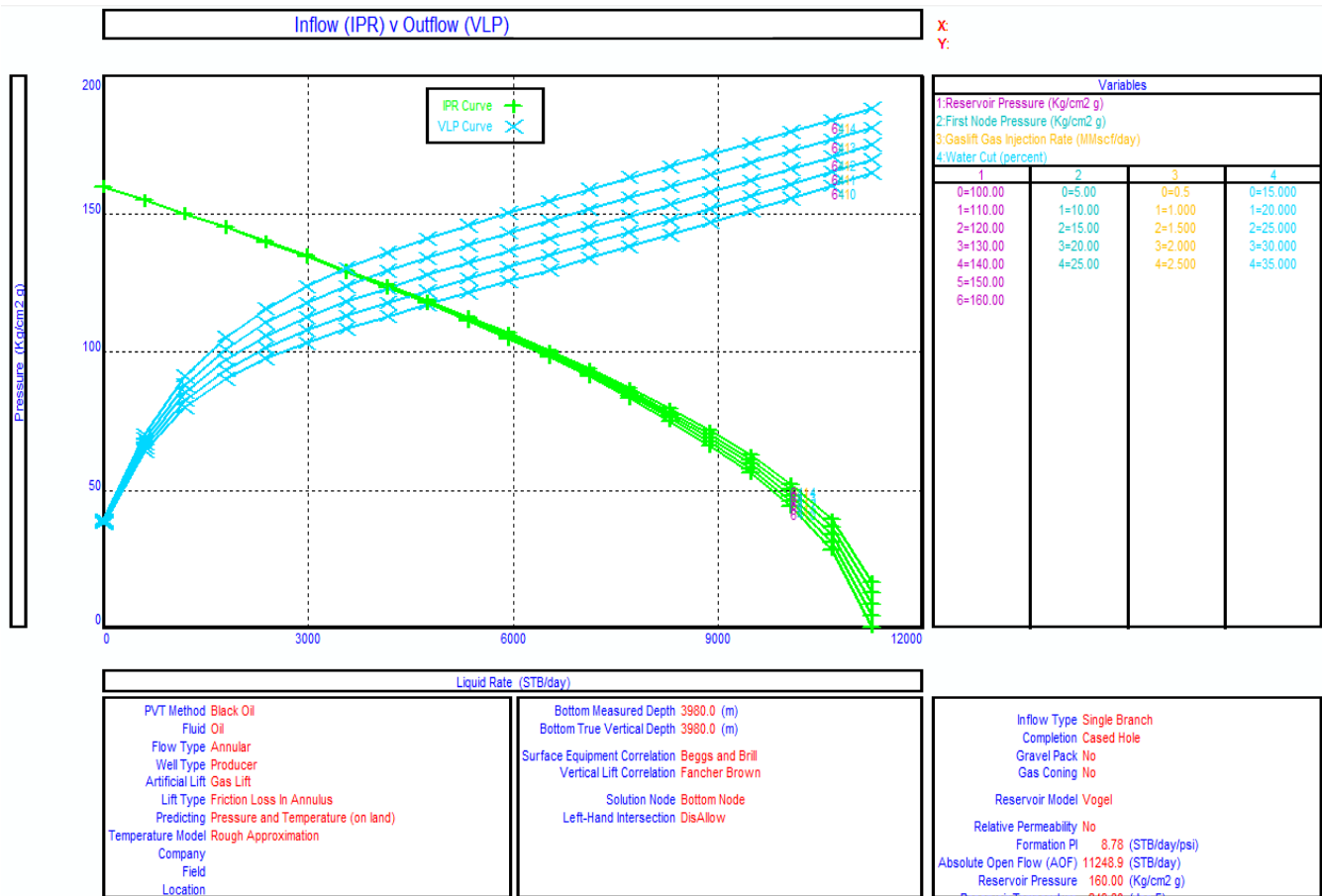
- Variable 1: Reservoir Pressure** (Unit: Kg/cm² g). Values: 100, 110, 120, 130, 140, 150, 160.
- Variable 2: First Node Pressure** (Unit: Kg/cm² g). Values: 5, 10, 15, 20, 25.
- Variable 3: Water Cut** (Unit: percent). Values: 15, 20, 25, 30, 35.
- Variable 4: Gaslift Gas Injection Rate** (Unit: MMscf/day). Values: 0.5, 1, 1.5, 2, 2.5.

Each panel includes a "Reset" button and a "Generate" button. The "Clear Data" button is present in the first three panels.

Figura 4.24 Datos para analizar el comportamiento del pozo.

• **Corte de Agua**

Inicialmente se realizará un análisis del Corte de Agua. Como se aprecia en la Figura 4.12 se asignan diversos valores a condiciones constantes de diseño ($P_{wh}=25$ [Kg/cm²], Gasto de inyección de gas= 1 [MMscf/d] y $P_{ws} = 160$ [Kg/cm²]). Se observa que el incremento en la cantidad de agua en el pozo, da como resultado una menor productividad de éste.



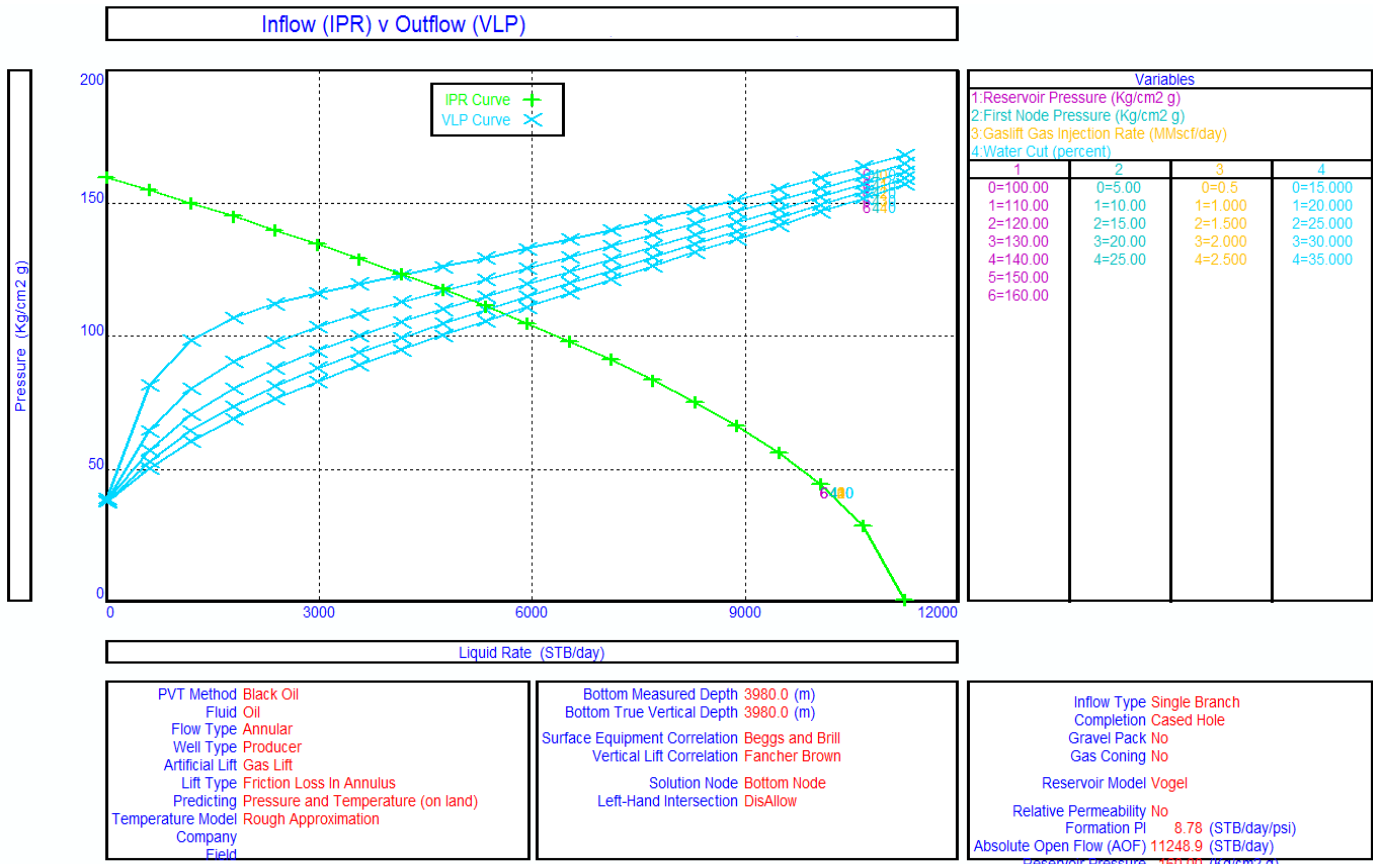
Gráfica 4.11 Efectos de diversos valores en el Corte de Agua.

El exceso de agua reduce la productividad, aumenta la corrosión, haciendo obligatoria la introducción de tratamientos de agua. La cantidad de agua producida en la superficie mostrará un incremento, hasta que la presión del yacimiento se abata importantemente.

En caso contrario, la tendencia marca que con porcentajes de agua menores el pozo presenta un mejor comportamiento fluyente. Si este mecanismo predomina, no es recomendable usar entonces un Sistema Artificial.

• **Gasto de Inyección de Gas**

Se puede observar que en la mayoría de los casos, el gasto de inyección de gas óptima permanecerá relativamente constante a través de la vida de un pozo, aun cuando puedan cambiar otras características de producción. Este análisis podría ser útil para escenarios donde el suministro de gas de inyección no tuviera el mismo abasto a la condición actual, escenarios que pondrían en riesgo la producción del pozo.



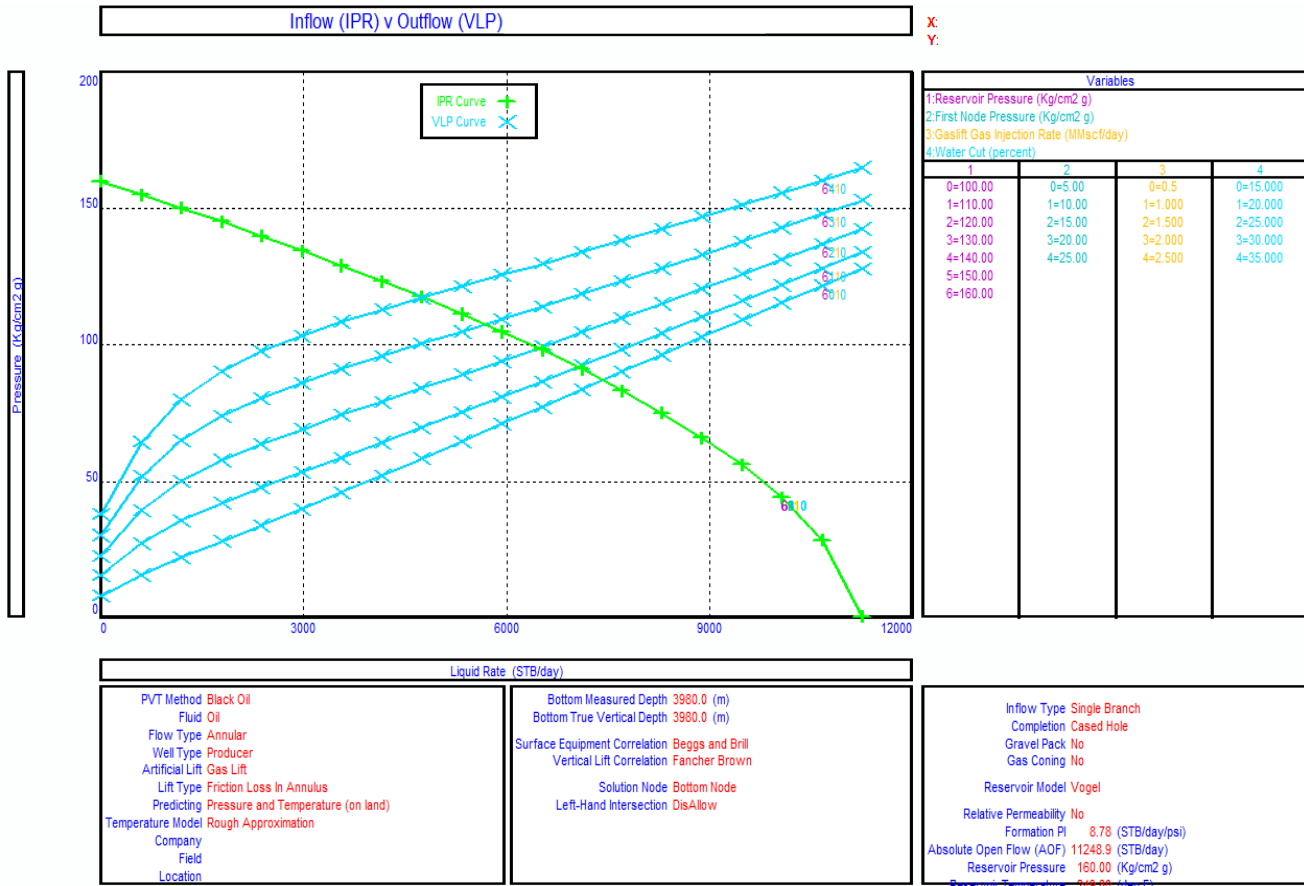
Gráfica 4.12 Efectos de diversos valores en el Gasto de Inyección de Gas.

También como se había previsto, el incremento del gasto de inyección promueve la productividad del pozo al aportar una mayor cantidad de aceite. Inclusive con valores bajos de gas de inyección se observa un excelente comportamiento del pozo: sin problemas de cabeceo y sin riesgos de pérdidas de producción (el pozo no se muere).

La cantidad de gas que se inyecta para maximizar la producción de petróleo varía en función de las condiciones del pozo. Generalmente, la cantidad óptima de inyección de gas se determina por las pruebas de pozos, donde se varía la velocidad de inyección y la producción de líquidos (petróleo y quizás agua).

• **Presión en la cabeza**

Convencionalmente esta prueba se realizó para probar el pozo con un represionamiento en la cabeza de éste. Esto se hace con el fin de evitar posible daño a la formación.

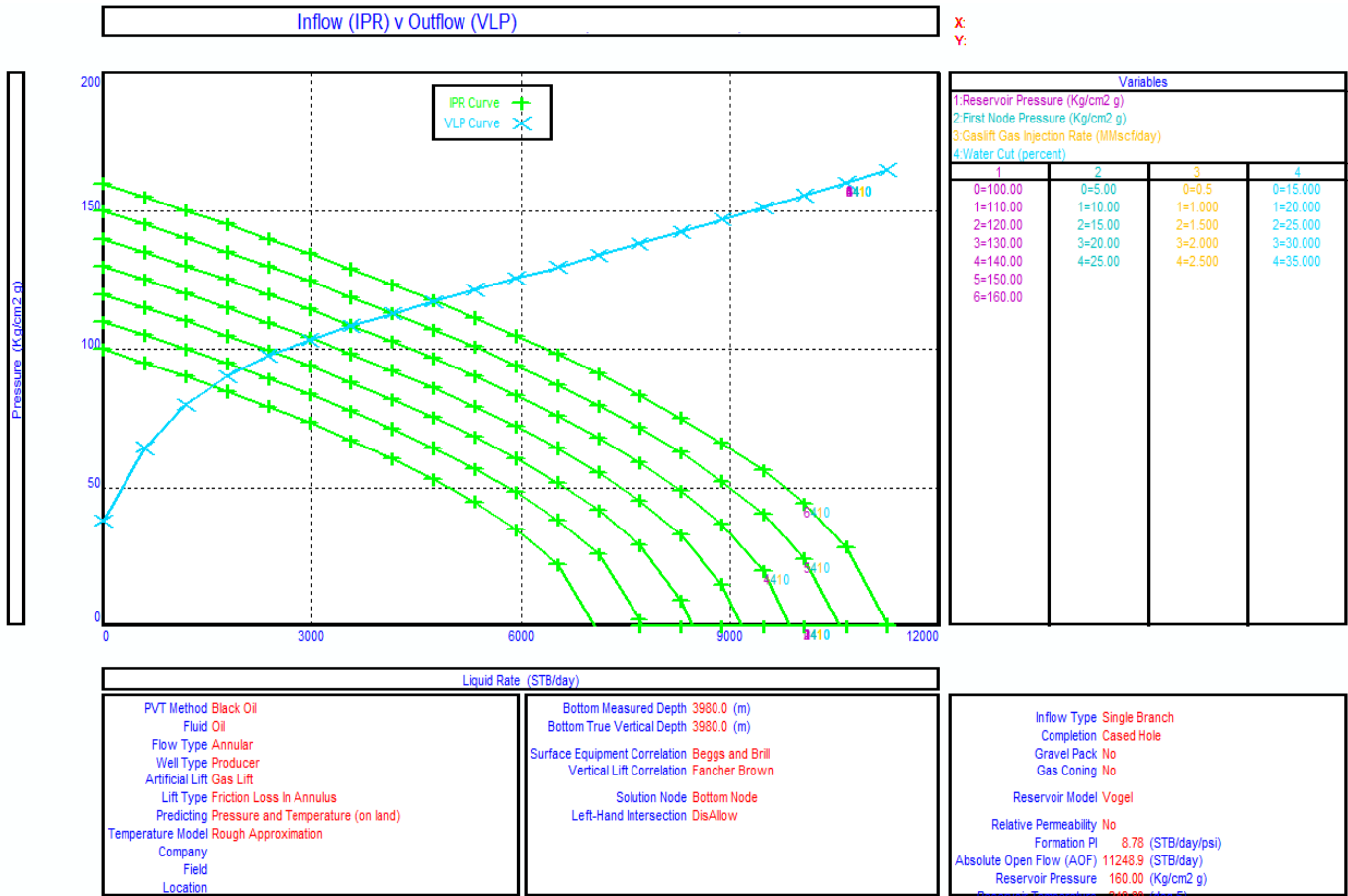


Gráfica 4.13 Efectos de diversos valores en la Pwh.

Se realiza el análisis para la presión en la cabeza manteniendo constantes tanto el gasto de inyección de gas, la Presión Estática como el corte de agua. Como se esperaba, presiones altas en la cabeza ponen en riesgo la capacidad de producción del pozo, esto se debe a que a esos requerimientos de presión se ejerce una mayor contrapresión a la salida del pozo y con esto se requerirá una mayor energía para que el aceite llegue a superficie.

Al igual que en el caso anterior, las altas presiones en cabeza no comprometen la capacidad productiva del pozo, aunque se recomienda que esta presión no rebase los 25 [Kg/cm²] ya que la tendencia del pozo a no fluir se hace más marcada a partir de este valor.

• Presión estática

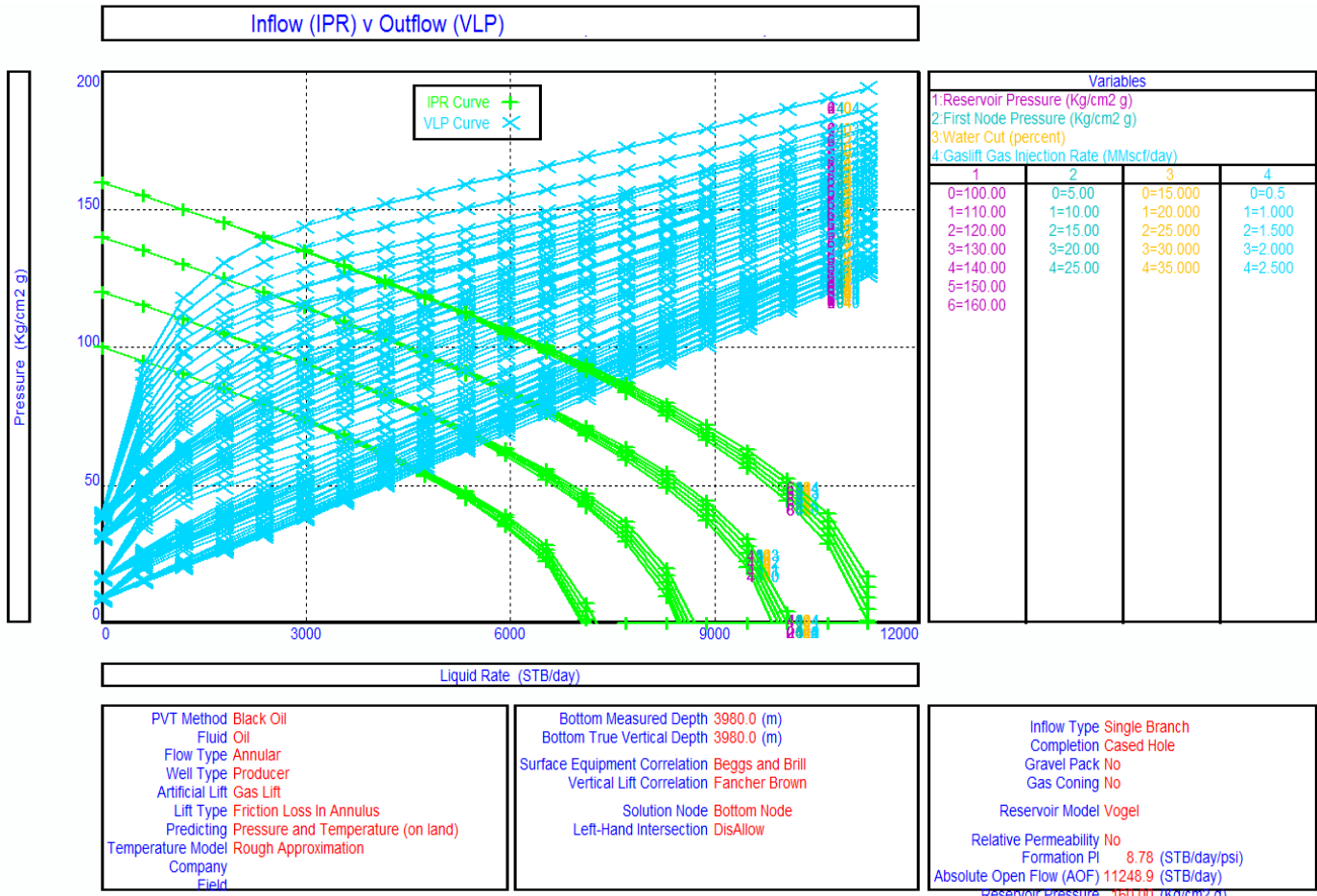


Gráfica 4.14 Efectos de diversos valores en la Pws.

En la Gráfica 4.14 se aprecian las condiciones de la producción del pozo, donde la curva de capacidad de transporte está regida por las condiciones constantes de corte de agua de 15%, un gasto de inyección de gas de 1 [MMscf/d] y una presión en cabeza de 25 psi. Como se esperaba, presiones estáticas de mayor orden reflejan un aumento en la curva del comportamiento de afluencia y como consecuencia se tienen mayores gastos de producción en superficie. Las condiciones adversas para el pozo son: bajas presiones estáticas, que se esperarán tener en el futuro de la vida productiva del pozo.

Cabe destacar que la manipulación de este parámetro queda fuera de los alcances de los sistemas artificiales, pero este análisis nos permite observar comportamientos futuros del pozo debido al abatimiento natural de la presión en el yacimiento.

• Análisis de las 4 variables en conjunto



Gráfica 4.15 Efectos combinados de los diversos parámetros en estudio.

Del análisis de las curvas de capacidad de transporte en las que el pozo deja fluir se recomienda evitar la combinación entre presiones en la cabeza mayores de 20 [Kg/cm²] y gastos de inyección mayores a 1 [MMscf/d]. Cabe destacar que si existe la necesidad de presiones altas en la cabeza del pozo (20 o 25 [Kg/cm²]) se necesita tener un mayor gasto de inyección de gas para el sistema de BN (mayor a 1.5[MMscf/d]), y viceversa, a bajos gastos de inyección (1 [MMscf/d] o menos) se requerirá una menor contrapresión por parte de la cabeza del pozo (menores a 15 [kg/cm²]), dado que el pozo tiene la capacidad de fluir con estos dos últimos escenarios descritos.

Conclusión del análisis de sensibilidad

Puede afirmarse que la aplicación de un análisis de sensibilidad a un sistema de producción, permite identificar los elementos que limitan la capacidad de flujo del sistema. Consiste en diagnosticar la variación del gasto de producción al realizar alguna de las modificaciones.

Con lo dicho anteriormente se debe tomar en cuenta la operación del Bombeo Neumático, contrapresión y presión de flujo en tuberías, muestreo de datos obtenidos del pozo (fluido, presiones, etc.), presión en línea de inyección y descarga. Todo esto para dejarlo en condiciones óptimas de operación.

Afortunadamente todas las características de producción de un pozo se pueden simular en los cálculos de Bombeo Neumático, y el uso de programas de cómputo como **PROSPER**, con unidades para graficar, haciendo tales cálculos relativamente simples.

CAPÍTULO 5

*DISEÑO DE BOMBEO
ELECTROCENTRÍFUGO SUMERGIDO*

5.1 Bombeo Electrocentrífugo Sumergido

El sistema artificial de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido se caracteriza por tener el motor en el fondo del pozo, el cual opera sin el empacador inferior de la tubería de producción, generalmente arriba de la zona de disparos ya que requiere que los fluidos producidos refrigeren el motor, puesto que la refrigeración insuficiente afecta el aceite contenido en el mismo y esto refleja problemas en el sistema.

Su principio de funcionamiento se basa en la centrifugación de fluidos en varias etapas, consta de un estator que gira y por consecuencia expulsa con velocidad al fluido hacia los rotores que están colocados sucesivamente para poder imprimir mayor presión, estos a su vez conducen el fluido a una tubería de descarga y posteriormente a los separadores.

Se consideraba como único requisito para el diseño de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido, que la bomba debía colocarse por debajo del nivel dinámico del fluido del pozo, de tal manera que estuviera garantizada la alimentación continua de líquidos de succión de la bomba, previniendo posibles variaciones en las condiciones del pozo. Además, se suponía la existencia del flujo de una sola fase líquida en la tubería de producción. También se consideraba que las características que limitaban la utilización de este sistema eran; la presencia de arenas y sólidos, alta RGA, pozo desviado, corrosión, grandes profundidades y altas temperaturas. En la actualidad los avances tecnológicos que se le han hecho a las bombas eléctricas sumergibles han disminuido en gran medida estas limitantes haciendo más flexible la aplicación de éste sistema de bombeo en ambientes de pozos hostiles, para utilizarlos a mayor profundidad, incrementando la capacidad de manejo de volúmenes de gas libre hasta un 75% haciéndolos más resistentes a los sólidos, y elementos corrosivos, logrando trabajar a temperaturas de operación de hasta 288 [°C].

En la actualidad, el diseño ha mejorado, incorporando en los cálculos la consideración de que el volumen y propiedades físicas de la mezcla, varían constantemente en el interior de la bomba; lo cual se traduce en reducciones importantes de su capacidad volumétrica, desde la presión de succión hasta la descarga. Consecuentemente las dimensiones del motor y de la bomba son aun menores, para lograr una operación más eficiente del sistema, y obtener en la superficie el gasto de líquidos deseado, manteniendo la presión necesaria en la cabeza del pozo.

El sistema artificial de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido, así como otros sistemas artificiales cuenta con ventajas y desventajas, por lo cual su elección no siempre puede resultar la mejor opción. El pozo candidato para un diseño de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido debe reunir ciertas características tales que no afecten su funcionamiento, como pueden ser altas relaciones gas-aceite, altas temperaturas, la presencia de arena en los fluidos producidos y medio ambiente de operación agresivo, que son factores con influencias indeseables sobre la eficiencia del aparejo.

Con los adelantos logrados en las bombas electrosomergibles, se ha podido contribuir en la producción de pozos en aguas profundas, en estos pozos que requieren de levantamiento artificial la bomba electrosomergible constituye el elemento clave para el éxito de los proyectos puesto que deben garantizar el flujo hacia las instalaciones de superficie a través de conexiones prolongadas.

Ventajas:

- Buena habilidad para producir altos volúmenes de fluido a profundidades someras e intermedias.
- Capaz de manejar gastos entre 200 [bl/día] y 60000 [bl/día].
- Para producir fluidos con altas viscosidades y manejo simultaneo de aceite, gas y agua.
- Baja inversión para profundidades someras.
- Adaptable a la automatización.
- Es aplicable a profundidades de 4200 [m].

Desventajas:

- Costo inicial alto.
- El cable eléctrico es la parte más débil del sistema.
- Fallas en el cable eléctrico.
- Poca flexibilidad para variar las condiciones de producción.
- Tiempos de cierre prolongados.
- Requiere fuentes económicas de suministro de energía eléctrica.
- Los problemas de incrustaciones son fatales para la operación.
- Difícil para manejar alto porcentaje de arena o gas.

5.2 Descripción del Equipo

Una unidad típica de BEC está constituida en el fondo del pozo por los siguientes componentes:

- Motor eléctrico.
- Protector.
- Sección de entrada.
- Bomba electrocentrífuga.
- Cable conductor.
- Conexión del Motor.
- Guía o Centralizador.

Se incluyen todos los accesorios necesarios para asegurar una buena operación como son:

- Separador de gas.
- Flejes de cable.
- Extensión de la mufa.
- Válvula de drene.
- Válvula de contrapresión.
- Centraores.
- Sensor de presión y temperatura de fondo.
- Dispositivos eléctricos para control de motor.
- Caja de unión.
- Controlador de velocidad variable.

La integración de los componentes es indispensable, ya que cada uno ejecuta una función esencial en el sistema para obtener las condiciones de operación deseadas que permitan impulsar a la superficie el gasto requerido.

A continuación las Figura 5.1 y Figura 5.2 muestran el diagrama de distribución de los componentes del aparejo en forma tradicional.

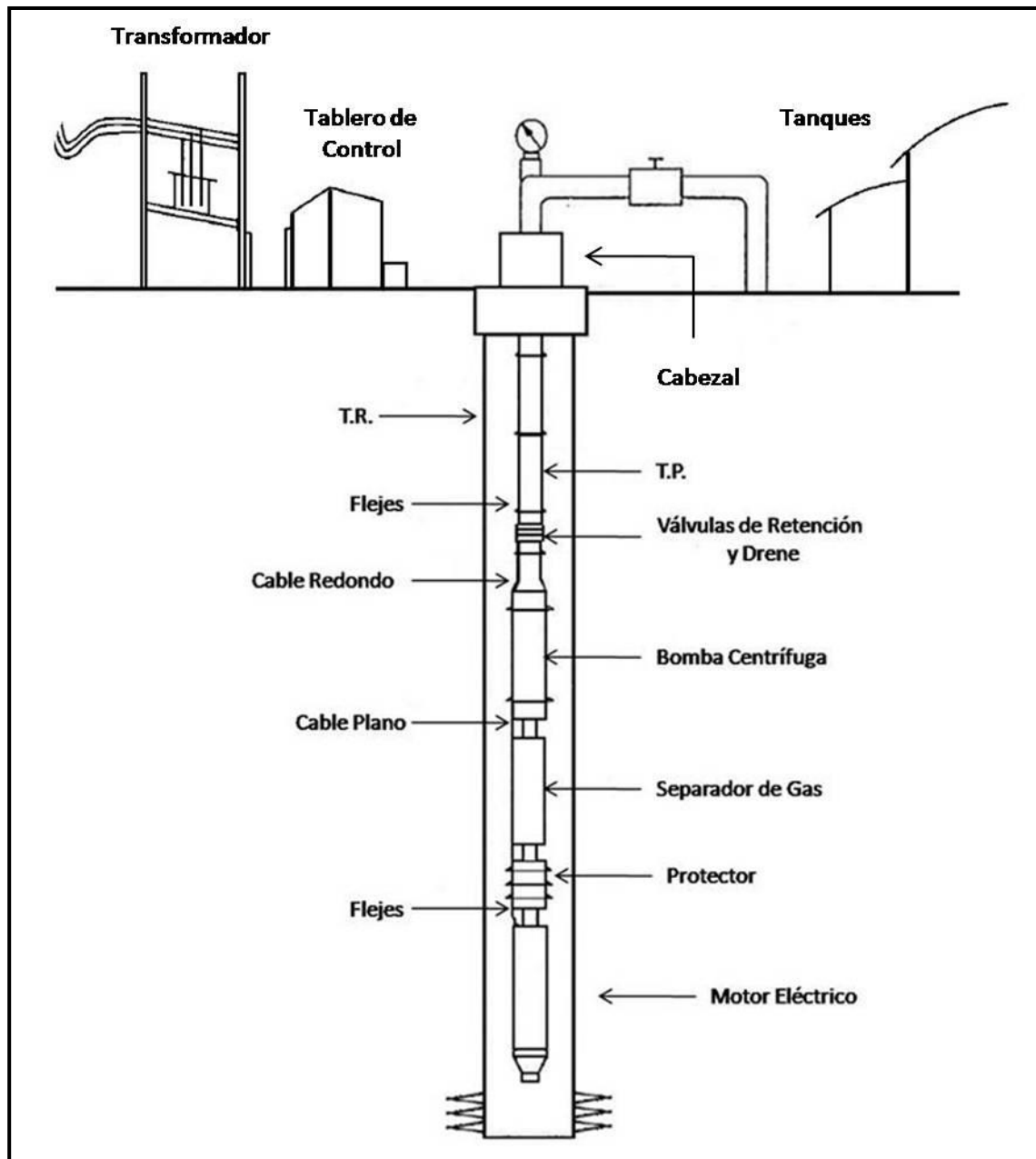


Figura 5.1 Distribución de Componentes del Aparejo de Bombeo Electrocentrífugo.³

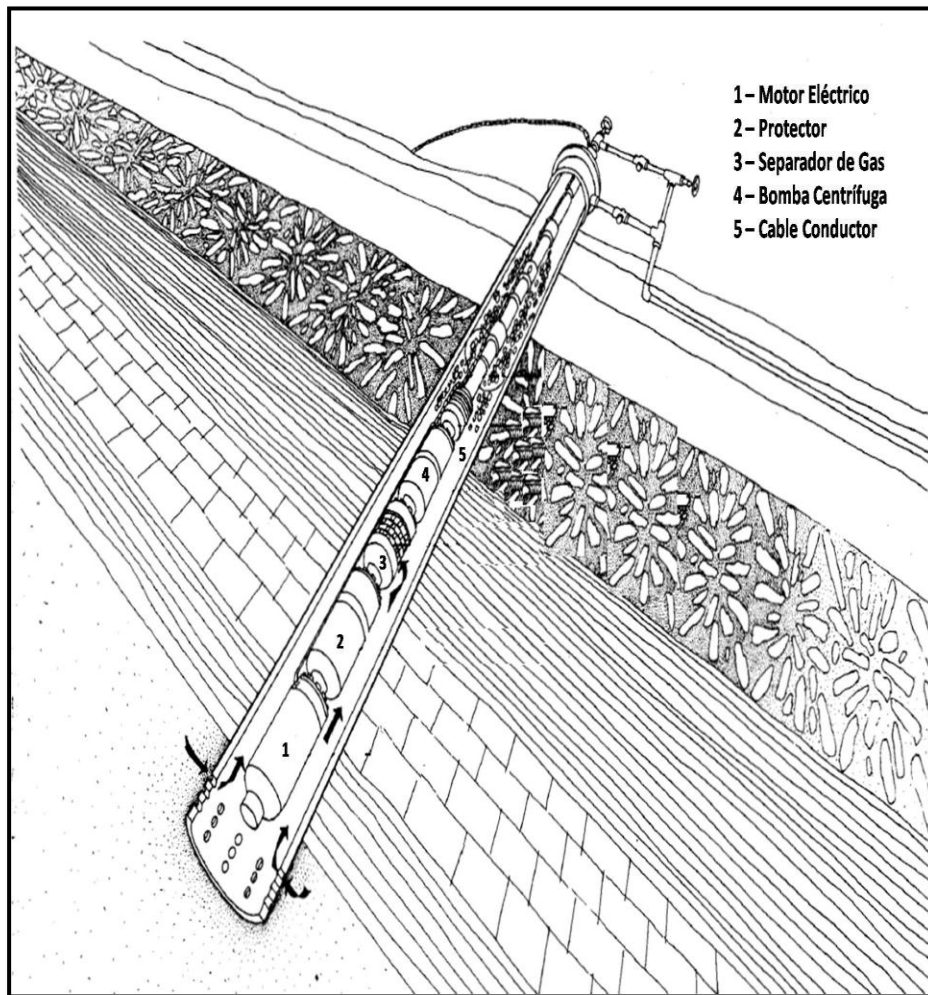


Figura 5.2 Esquema Componentes del Aparejo de Bombeo Electrocentrífugo. ³⁹

5.3 Componentes Subsuperficiales

5.3.1 Motor Eléctrico

El motor eléctrico colocado en la parte inferior del aparejo, recibe la energía desde una fuente superficial, a través de un cable, su diseño compacto es especial, ya que permite introducirlo en la tubería de revestimiento existente en el pozo para satisfacer requerimientos de potencia grandes, también soporta una alta torsión momentánea durante el arranque hasta que alcanza la velocidad de operación, que es aproximadamente constante para una frecuencia. La profundidad de colocación del aparejo es un factor determinante en la selección del voltaje del motor debido al incremento de las pérdidas de voltaje en el cable y la reducción del amperaje requerido.

El principio básico de funcionamiento no ha cambiado ya que es el mismo que los motores normales de superficie, estos motores son de dos polos de inducción, de tres fases, tipo de jaula de ardilla, y alcanzan a desarrollar potencias de 7.5 [Hp] hasta 1170 [Hp] según su diseño, utilizan corriente alterna entre 50 [Hz] – 60 [Hz], y el

amperaje varia de 12 [Amps] – 130 [Amps]. Soporta grandes torsiones momentáneas en el arranque hasta llegar a su velocidad constante de operación. Su diseño debe ser compacto para adaptarse a las diferentes geometrías de los pozos. La Figura 5.3 muestra las partes que conforman el motor eléctrico de fondo.

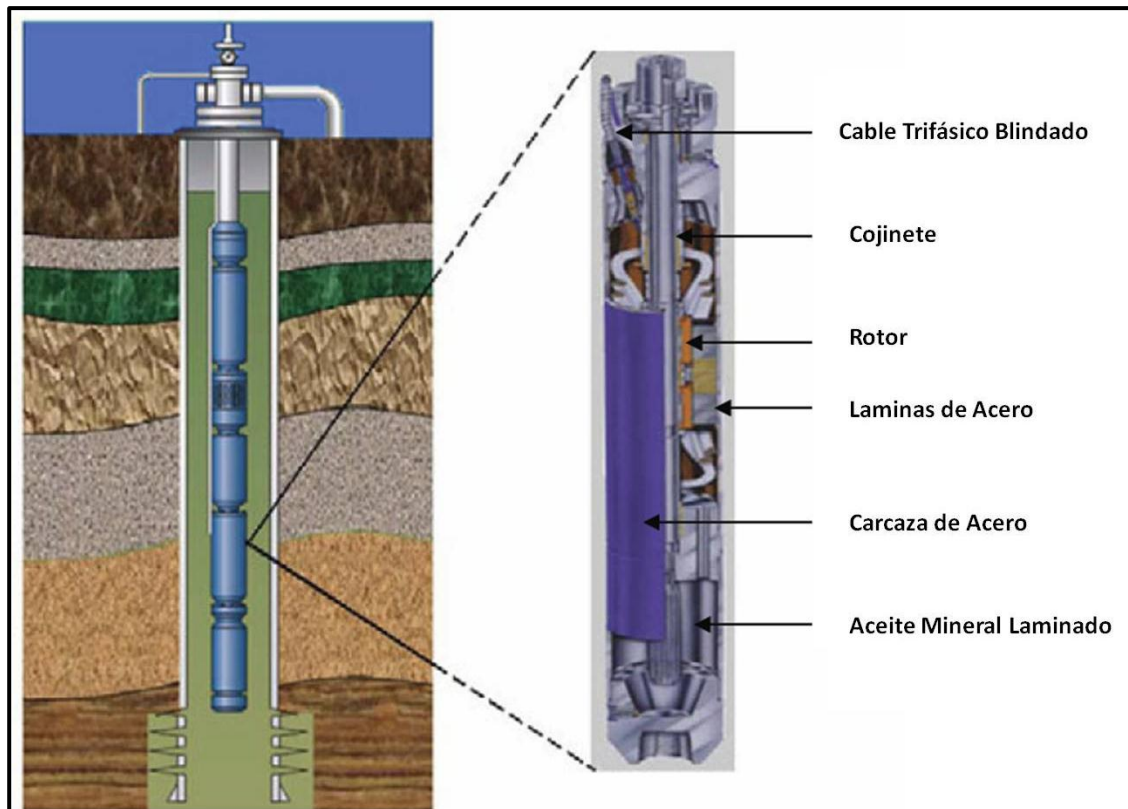


Figura 5.3 Esquema Motor Eléctrico de Fondo.⁴²

5.3.2 Protector

Este componente también llamado sección sellante, se localiza entre el motor y la bomba, está diseñado principalmente para igualar la presión del fluido del motor y la presión externa del fluido del pozo a la profundidad de colocación del aparejo. Se clasifican en tres categorías según la forma de separar el fluido del pozo y el aceite del motor como se muestran en la Figura 5.4

- Tipo laberinto.
- Tipo bolsa elastomérica o sección sello positivo.
- Tipo fuelle.

Tipo laberinto

Este utiliza la diferencia de peso específico entre el fluido del pozo y el aceite del motor para mantenerlos sin mezclarse aunque estén en contacto, el principio del tubo en U mantiene el fluido pesado abajo del aceite, además

el aceite del motor es inmisible con el fluido del pozo. Para que funcione el protector, los fluidos del pozo deben tener peso específico más alto que el aceite, de lo contrario el aceite se iría al fondo de la cámara y el fluido lo desplazaría, si es un pozo con una alta RGA su peso específico puede ser menos que el del aceite.

Tipo bolsa elastomérica o sección sello positivo.

Éste usa una bolsa elastomérica con capacidad térmica de hasta 339 °F que separa el aceite del fluido del pozo manteniéndolo dentro, la bolsa se flexiona para permitir los cambios de volumen por la expansión y contracción del aceite. Una de sus desventajas es ser susceptible a la corrosión, puede desgarrarse ante la presencia de ácido sulfhídrico y a altas temperaturas se endurece, este tipo es recomendable para pozos desviados.

Tipo fuelle

Este es llenado con un aceite que no pierde viscosidad al ser expuesto a altas temperaturas de hasta 475 °F, utiliza un fuelle metálico para permitir la expansión y contracción del aceite del motor, el fuelle soporta elementos corrosivos como CO_2 y H_2S hasta en un 30%, este tipo de protector se recomienda en pozos de condiciones hostiles.

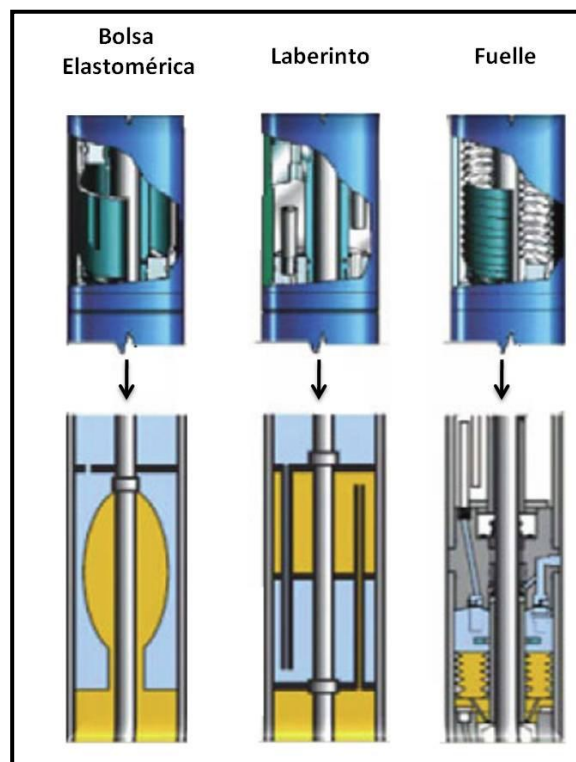


Figura 5.4 Tipo de Protectores. ⁴²

Las partes que conforman un protector se muestran en la Figura 5.5

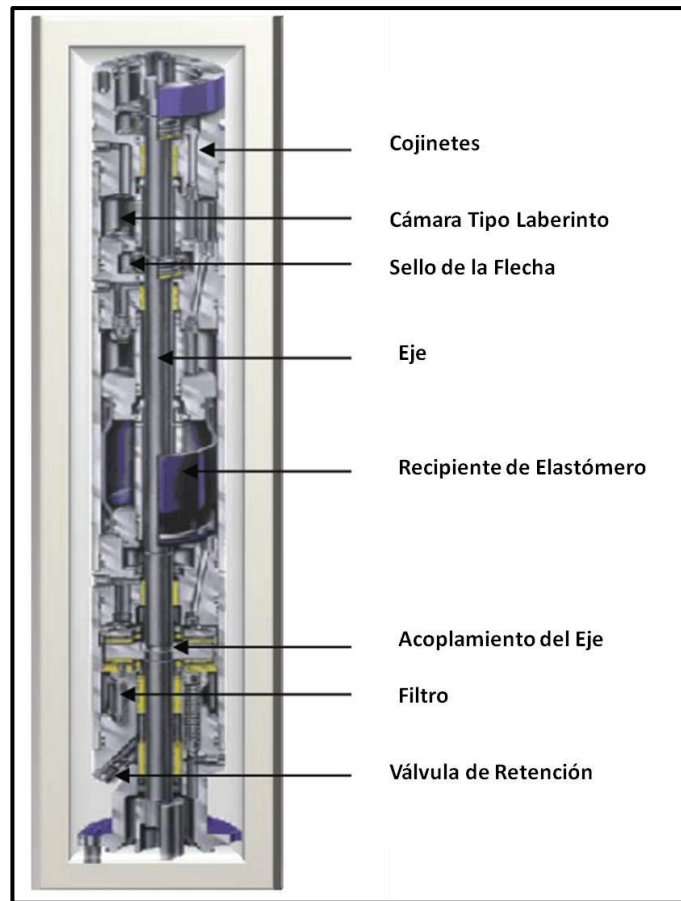


Figura 5.5 Esquema Protector o Sello. ⁴²

5.3.3 Separador de Gas

El separador de gas es un componente opcional del aparejo construido integralmente con la bomba, normalmente se coloca entre ésta y el protector. Sirve como succión o entrada de fluidos a la bomba y desvía el gas libre de la succión hacia el espacio anular. El uso del separador de gas permite una operación más eficiente en pozos gasificados, ya que reduce los efectos de disminución de capacidad de carga en el motor producidas por la severa interferencia de gas.

Existen dos tipos de separadores de gas, estáticos y dinámicos o rotativos, su diferencia es que los dinámicos ejercen un trabajo en el fluido para lograr mayor separación y los estáticos no se colocan entre la bomba y el protector, ya que estos generalmente se construyen integrados a la bomba.

Separador estático

Es también llamado separador de flujo inverso, su función es invertir la dirección de flujo del fluido al entrar en el separador y desviar el gas libre hacia el espacio anular, aunque algunas burbujas no se logran separar y pasan con el líquido al interior de la bomba, el bombeo es más eficiente si se utiliza un separador de gas.

Separador dinámico

La función del separador dinámico es succionar los fluidos que pasan a la cámara de incremento de presión donde el inductor aumenta la presión de la mezcla, después pasan a la cámara de separación y dependiendo del separador rotativo utilizado se separan por medio de centrifugación, la fase líquida es expulsada a la pared interna por ser más densa que la fase gas, la cual se concentra en el centro, después, unas aletas redireccionan las dos fases cambiando la dirección tangencial a axial lo cual envía el gas al espacio anular y el líquido a la succión de la bomba.

Las partes que conforman un separador de gas se muestran en la Figura 5.6.

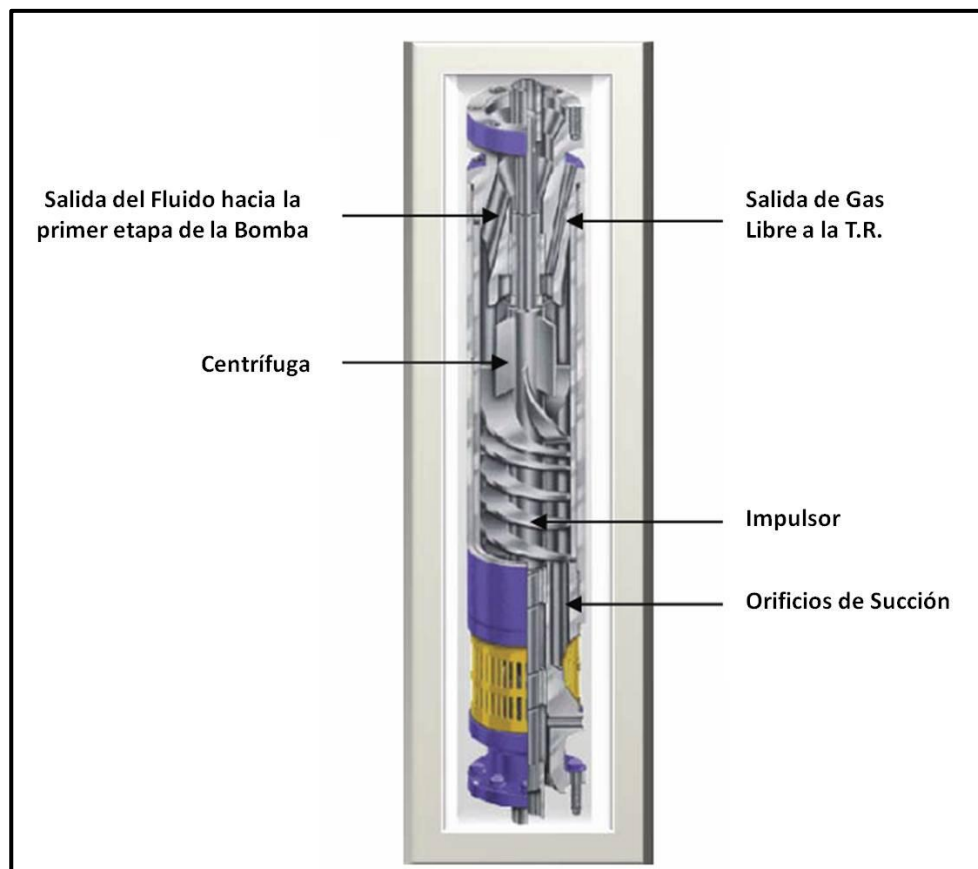


Figura 5.6 Esquema Separador de Gas. ⁴²

5.3.4 Bomba Centrífuga Sumergible

La función básica de la bomba centrífuga sumergible es imprimir a los fluidos del pozo, el incremento de presión necesario para hacerlos llegar a la superficie con la presión suficiente en la cabeza del pozo. Las bombas centrífugas sumergibles son de etapas múltiples, cada etapa contiene un impulsor y un difusor, el impulsor imparte energía cinética a los fluidos y el difusor la convierte en energía potencial, cuando el fluido es admitido por un orificio cerca del eje de éste se dirige al diámetro exterior del impulsor, entonces, el difusor lo envía al impulsor de la siguiente etapa aumentando la presión en cada paso hasta que el fluido es expulsado por la última etapa con presión suficiente para elevarlo a la superficie.

El volumen de fluido que la bomba maneja depende de su geometría y número de etapas, la carga que genera la bomba y la potencia que requiere dependen del número de etapas, estas se designan de acuerdo al caudal de máxima eficiencia.

Existen tres tipos de bombas, clasificadas de acuerdo al empuje que generan.

- Flotante “FL”.
- Compresión.
- Impulsores inferiores tipo flotante “BFL”.

Flotante “FL”

Los impulsores que flotan sobre el eje pueden moverse hacia arriba o abajo (axialmente), este tipo es recomendable cuando se tienen que manejar fluidos moderadamente abrasivos.

Compresión

Los impulsores están fijos al eje rígidamente y son comprimidos todos juntos, si un impulsor se mueve hacia arriba o hacia abajo el eje se moverá y todos los impulsores también, sirve para manejar fluidos severamente abrasivos.

Impulsores inferiores tipo flotante “BFL”

Este tipo fue construido para eliminar todo el empuje descendente transmitido al protector, los impulsores superiores son del tipo compresión y los inferiores del tipo flotante.

Las partes que conforman una bomba centrífuga sumergible se muestran en la Figura 5.7

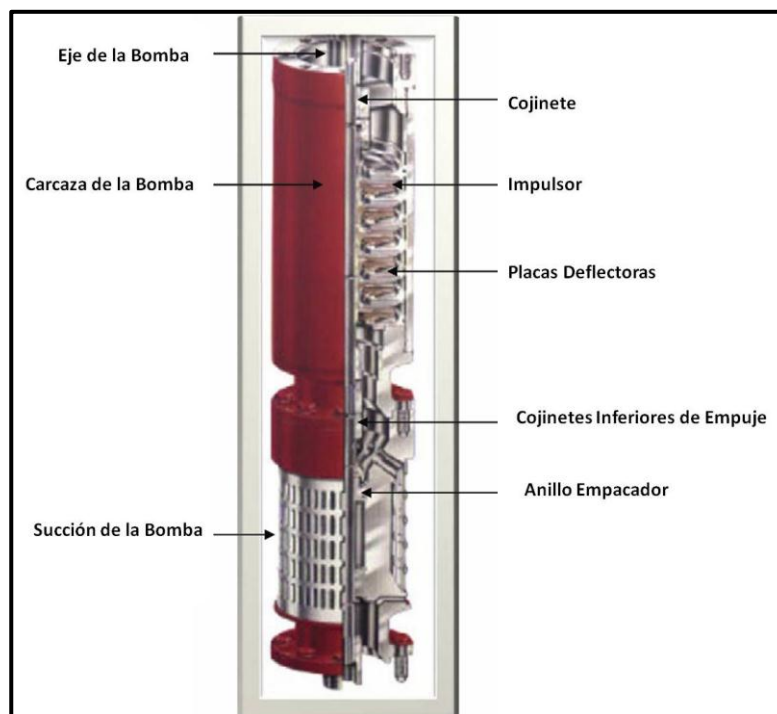


Figura 5.7 Esquema Bomba Centrífuga Sumergible.⁴²

5.3.5 Cable Conductor Eléctrico

El cable es de tres fases, su función es la de transmitir corriente eléctrica necesaria desde la superficie hasta el motor sumergible para su adecuado funcionamiento y llevar las señales digitales enviadas por los sensores de fondo al tablero de control en la superficie a través de los conductores de cobre estañado o aluminio, estos conductores son aislados de manera individual y provistos de una barrera protectora y/o una fibra trenzada sobre el aislamiento, además son encamisados para proveer protección tanto mecánica como química y por la general se envuelven con una armadura metálica como se muestra en la Figura 5.8.

Existen dos tipos de cables, los cuales son:

- Cables de construcción plana.
- Cables redondos.

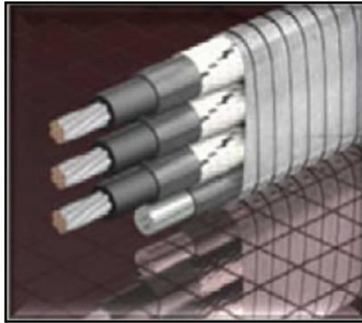
Estos se muestran en la Figura 5.9

Las diferencias que hay entre el cable plano sobre el cable redondo es que éste último ofrece menor protección mecánica, haciendo que sea más susceptible a daño durante la instalación, por ejemplo, si se le aplica una fuerza de compresión, los conductores en el cable redondo pueden moverse ligeramente debido a que es completamente simétrico, en cambio el cable plano, no hay lugar para absorber el esfuerzo haciendo que se comprima, además, los dos conductores en los extremos están a temperaturas iguales calentándose uniformemente, sin embargo, el conductor central está rodeado por estos dos conductores calientes, de tal forma que no se puede disipar el calor haciendo que el conductor central funcione a mayor temperatura que los otros dos conductores.

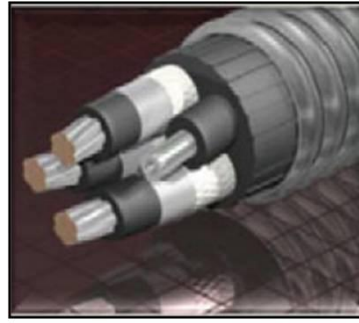
Se debe realizar una adecuada selección del cable de corriente eléctrica para las condiciones de operación, el cual debe elegirse de manera que satisfaga los requisitos de voltaje y amperaje para el motor en el fondo del pozo, pérdidas de voltaje debidas al tamaño y longitud del cable y otros componentes eléctricos del sistema, además de la temperatura, tipo de fluidos, tratamientos químicos, gas, nivel de fluido, etc.



Figura 5.8 Cable Conductor.⁴²



Cable de construcción Plana



Cable Redondo

*Figura 5.9 Tipos de Cable.*⁴²

5.3.6 Conexión del Motor (Mufa)

Es un dispositivo que se utiliza para la conexión entre el motor y el cable de corriente eléctrica. Antes de la instalación de la mufa se realizan pruebas eléctricas de aislamiento y de presión con $1.76 \text{ [kg/cm}^2\text{]}$ por un tiempo de 15 [min] para determinar cualquier anomalía, esto se realiza cuidadosamente en la localización del pozo ya que constituye una de las partes débiles de la instalación. La Figura 5.10 muestra la conexión del motor (mufa).

*Figura 5.10 Conexión Mufa – Motor.*⁴²

5.3.7 Guía o Centralizador

La función del centralizador es la de evitar que el equipo se golpee con las paredes de la tubería de revestimiento durante la instalación o cuando se requiera introducir una herramienta al fondo del pozo. Si existiera una obstrucción primero golpearía a la guía protegiendo así a los sensores de fondo. La Figura 5.11 muestra el esquema representativo a la guía o centralizador.

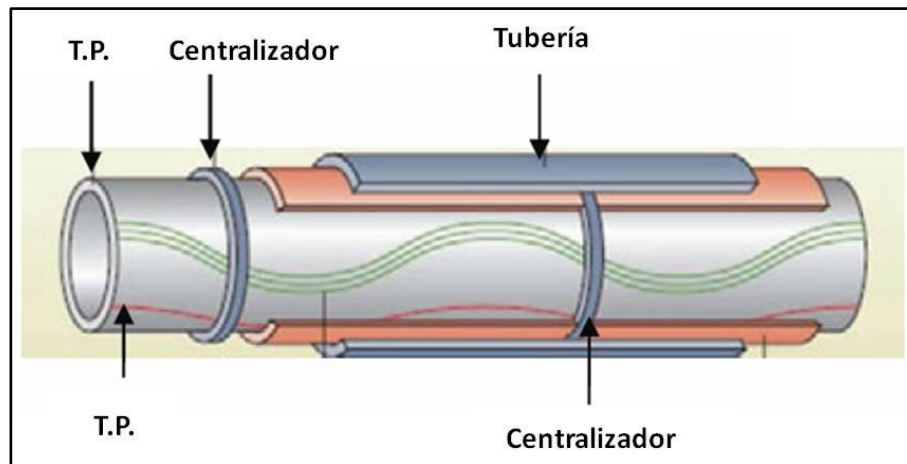


Figura 5.11 Guía o Centralizador.⁴²

5.4 Componentes Superficiales

5.4.1 Bola Colgadora

Este dispositivo tiene la función de sostener la tubería de producción, permitir su paso y el de los tres conductores del cable, proporcionando el sello necesario en el espacio anular entre la tubería de producción y la de revestimiento para evitar la fuga de fluidos a la superficie.

5.4.2 Caja de Venteo

Se instala por razones de seguridad entre el cabezal del pozo y el tablero de control, debido a que el gas puede viajar a lo largo del cable superficial y alcanzar la instalación eléctrica en el tablero. En la caja de venteo o de unión (Figura 5.12), los conductores del cable quedan expuestos a la atmosfera evitando esa posibilidad.

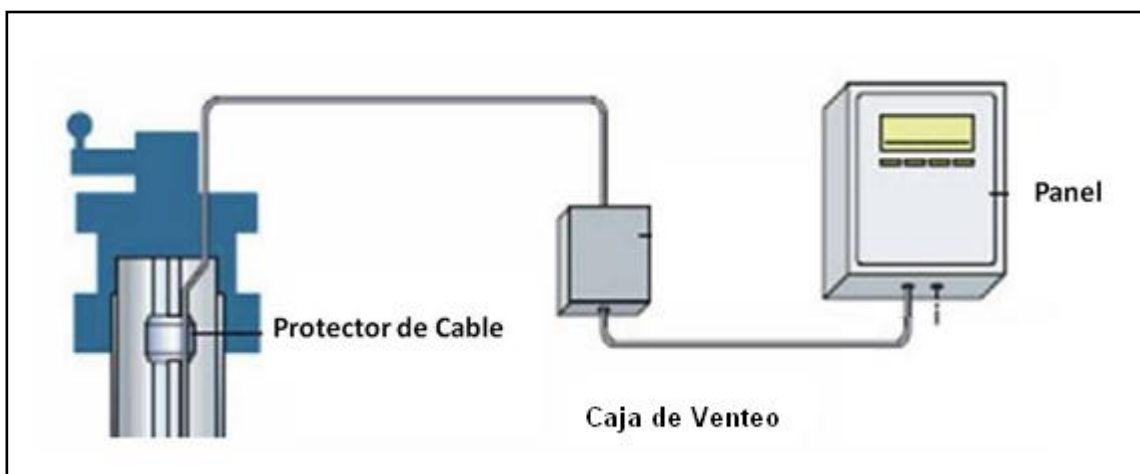


Figura 5.12 Caja de Venteo.⁴²

5.4.3 Tablero de Control

Es el componente desde el que se gobierna la operación del aparejo de producción en el fondo del pozo (Figura 5.13). Dependiendo de la calidad del control que se desea tener, se seleccionan los dispositivos que sean necesarios para integrarlos en el tablero. Existen diferentes tamaños acompañados de accesorios para ajustarse a cualquier instalación de bombeo, por ejemplo, los más simples pueden tener únicamente un botón de arranque y un fusible de protección por sobrecarga, los más complejos pueden llegar a tener un botón de arranque, fusibles de desconexión por sobrecarga y baja carga, relojería para restablecimiento automático y operación intermitente, protectores de represionamiento de líneas, variador de frecuencia, luces indicadoras de sensores, desconectores de fusibles, interruptor de aceite, amperímetros y otros dispositivos para el control automático o a control remoto.



Figura 5.13 Tablero de Control. ⁴²

5.4.4 Transformador

Se utiliza para elevar el voltaje de la línea doméstica al voltaje requerido en la superficie para alimentar al motor en el fondo del pozo; algunos están equipados con interruptores, que les dan mayor flexibilidad de operación (Figura 5.14). Los materiales para la construcción no pueden efectuar la conversión y transmisión perfecta de energía, aparecen algunas pérdidas que no se pueden evitar, aunque si es posible reducirlas a un valor mínimo, las pérdidas de energía que se presentan son las siguientes:

- Pérdidas Magnéticas.
- Pérdidas Eléctricas.

Pérdidas Magnéticas: Estas pérdidas se deben a ciertas limitaciones que tienen los materiales ferromagnéticos reales.

Perdidas Eléctricas: Las pérdidas eléctricas se deben a determinadas características de los embobinados como son pérdidas por resistencia y pérdidas por dispersión.

Los transformadores se clasifican de acuerdo con sus características de la siguiente manera:

- Por su capacidad.

Transformador de distribución: Son los transformadores con una capacidad de hasta 500 KVA.

Transformador de Potencia: Son los transformadores con una capacidad mayor de 500 KVA.

- Por su tensión.

Transformador de baja tensión: Son los transformadores que operan con una tensión de 600 V o menor.

Transformador de media tensión: Son los transformadores que operan con una tensión de 600 - 4160 V.

Transformador de alta tensión: Son los transformadores que operan con una tensión mayor a los 13800 V.

- Por su enfriamiento.

Medio de enfriamiento: Aceite mineral, gas o agua.

- Por su sistema de disipación de calor.

Autoenfriado.

Enfriado por aire forzado.

- Por su instalación

Tipo Poste.

Tipo Subestación.

- Por su servicio

Para uso interior.

Para uso intemperie.



Figura 5.14 Transformador.⁴²

5.5 Accesorios

5.5.1 Válvula de contrapresión

Se coloca de una a tres lingadas de tubería por arriba de la bomba, esta válvula permite el flujo en sentido ascendente, de manera que cuando el motor deja de trabajar, impide el regreso de la columna de fluido y evita el giro de la flecha de la bomba en sentido contrario, lo cual la dañaría.

5.5.2 Válvula de Drene

Su función es establecer comunicación entre el espacio anular y la tubería de producción, con el propósito de que ésta se vacíe cuando se extrae el aparejo del pozo. Para operarla se deja caer una barra de acero desde la superficie por la tubería de producción; la barra rompe el perno y deja abierto un orificio de comunicación con el espacio anular.

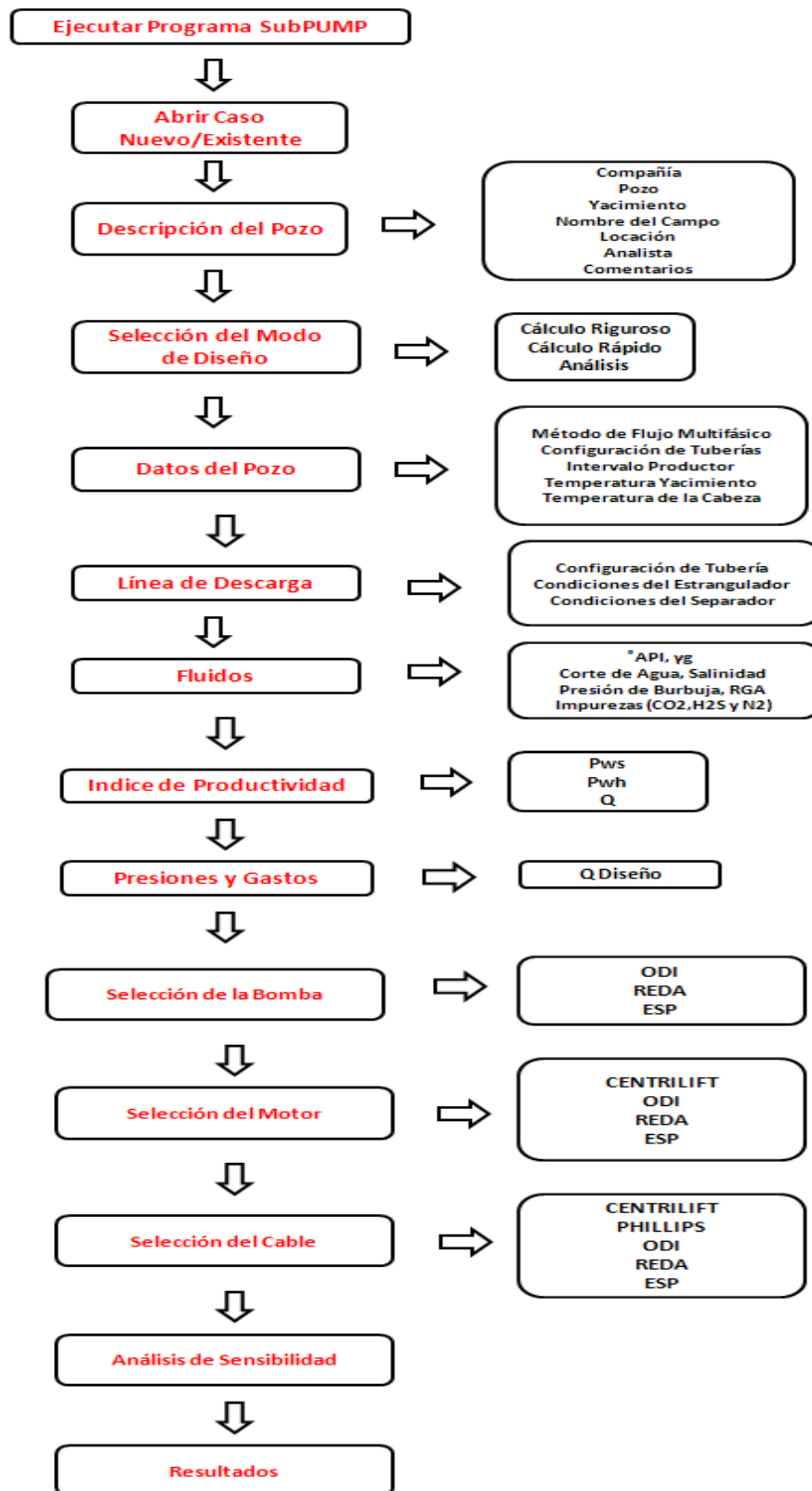
5.5.3 Controlador de Velocidad Variable

El controlador de velocidad variable permite alterar la frecuencia del voltaje que alimenta al motor y por lo tanto modificar su velocidad. El rango de ajuste de la frecuencia es de 30 a 90 Hz, lo que implica manejar un amplio rango de velocidades y por lo tanto de gasto. Una alta frecuencia incrementa la velocidad y el gasto, una baja frecuencia, los disminuye.

5.6 Metodología para el diseño del Bombeo Electrocentrífugo Sumergido

1. Recopilar y analizar la información del pozo: Prueba de producción, tipo de fluidos, estado mecánico, y datos complementarios de los componentes y accesorios del equipo del sistema de BEC.
2. Determinar la capacidad de producción del pozo a la profundidad de colocación de la bomba, o determinar la profundidad de colocación de la bomba para el gasto deseado. Esto incluye el cálculo de la presión en la succión y en la descarga de la bomba, y el gasto de fluidos que se va a bombear, para obtener en la superficie el volumen de líquido deseado a condiciones de tanque.
3. Calcular la carga dinámica total, esta es la carga total que la bomba genera cuando está bombeando el gasto deseado. Dicha carga, expresada como longitud de columna hidráulica, es la diferencia entre la presión que la bomba entrega en su salida y la presión existente en la succión.
4. De acuerdo con los datos de los pasos anteriores, elegir el grupo de gráficas de curvas características de las bombas, que pueden introducirse en la TR del pozo y seleccionar la de la bomba que tenga la más alta eficiencia para el gasto que se va a bombear.
5. Para la bomba seleccionada, calcular el número de etapas requerido que permita desarrollar la carga dinámica total necesaria y producir el gasto deseado.
6. Determinar la demanda de potencia del motor. De acuerdo con esta potencia, seleccionar un motor adecuado al ciclaje manejado y a la potencia requerida.
7. Seleccionar el tamaño y tipo de cable más económico a partir de los datos técnicos disponibles.
8. Determinar la pérdida de voltaje a lo largo del cable y el voltaje superficial requerido. Este último valor establece el tamaño del tablero de control.
9. Calcular los requerimientos de Kva (kilovatios-amperes), a fin de dimensionar los transformadores.
10. Seleccionar los accesorios necesarios tales como: Tamaño y tipo de cabezal para la tubería de producción, equipo de servicio requerido para realizar la instalación y equipo opcional.
11. Determina que otros dispositivos, accesorios y aditamentos se requieren para asegurar una buena operación, tales como: Protecciones anticorrosivas necesarias y uso de materiales inhibidores de corrosión.

5.7 Secuencia de cálculo para el diseño de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido con programa de cómputo SUBPUMP



5.8 Práctica 3 “Diseño de BEC con programa de cómputo SUBPUMP”

A continuación se presentan los pasos a seguir para la realización de la siguiente práctica, que tiene como objetivo realizar el diseño del sistema artificial de producción de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido mediante “SubPump” haciendo uso de la información del pozo “Alpha 1” para las condiciones de la fecha de 5 de Febrero de 2010.

1. Comience por ejecutar el programa “SubPUMP” (Figura 5.15).

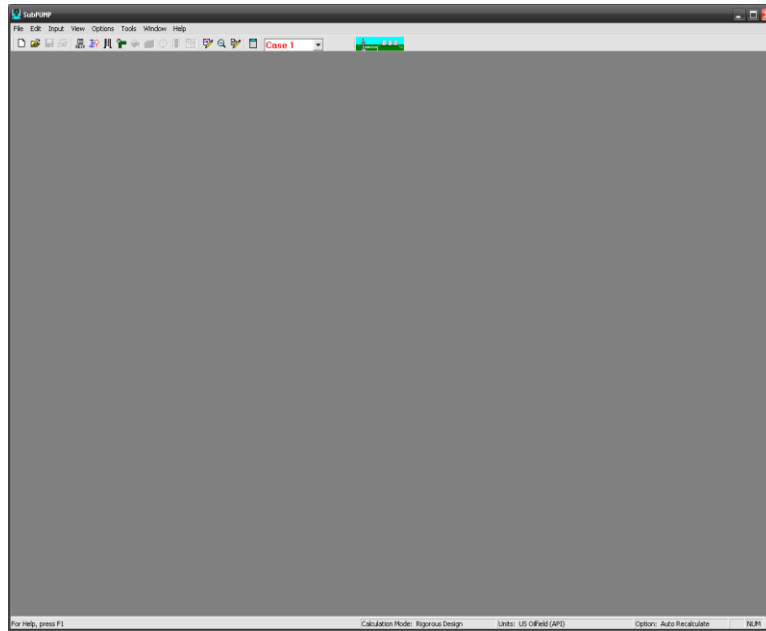


Figura 5.15 Pantalla de Inicio. ²¹

2. Una vez cargado el programa se despliega la siguiente pantalla: El cuadro de diálogo DESIGN/ANALYSIS STARTUP (Inicio de Diseño/Análisis) (Figura 5.16).

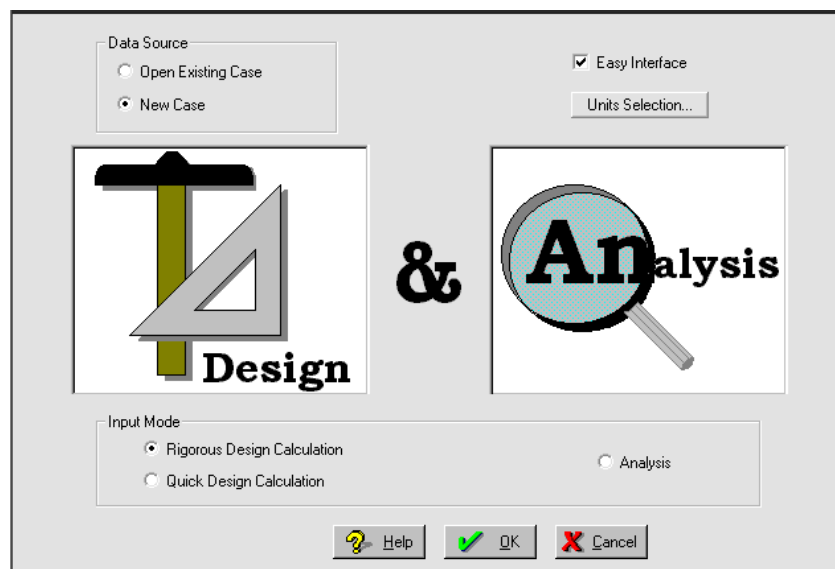


Figura 5.16 Inicio Diseño/Análisis. ²¹

Utilice esta pantalla para abrir un caso existente o comenzar un caso nuevo utilizando los botones de opciones DATA SOURCE (Fuente de Datos). Puede seleccionar un sistema de unidades solo cuando escoge crear un Caso Nuevo.

Cuando comienza un NEW CASE (Caso Nuevo), se especifica el tipo de cálculo, y si lo desea seleccione el sistema de unidades. Cuando se elige INPUT MODE (Modo Diseño), seleccionará RIGOROUS DESIGN CALCULATION (Cálculo Riguroso) o QUICK DESIGN CALCULATION (Cálculo Rápido). Cuando escoge el modo ANALYSIS (Análisis), SubPUMP utilizará cálculos Rigurosos.

Para este caso utilizaremos NEW CASE (Caso Nuevo) y RIGOROUS DESIGN CALCULATION (Cálculo Riguroso) para la aplicación del sistema artificial de producción del pozo "Alpha 1". Una vez seleccionados las opciones se da clic en OK para continuar con el siguiente paso.

3. Se despliega la siguiente pantalla (Figura 5.17).

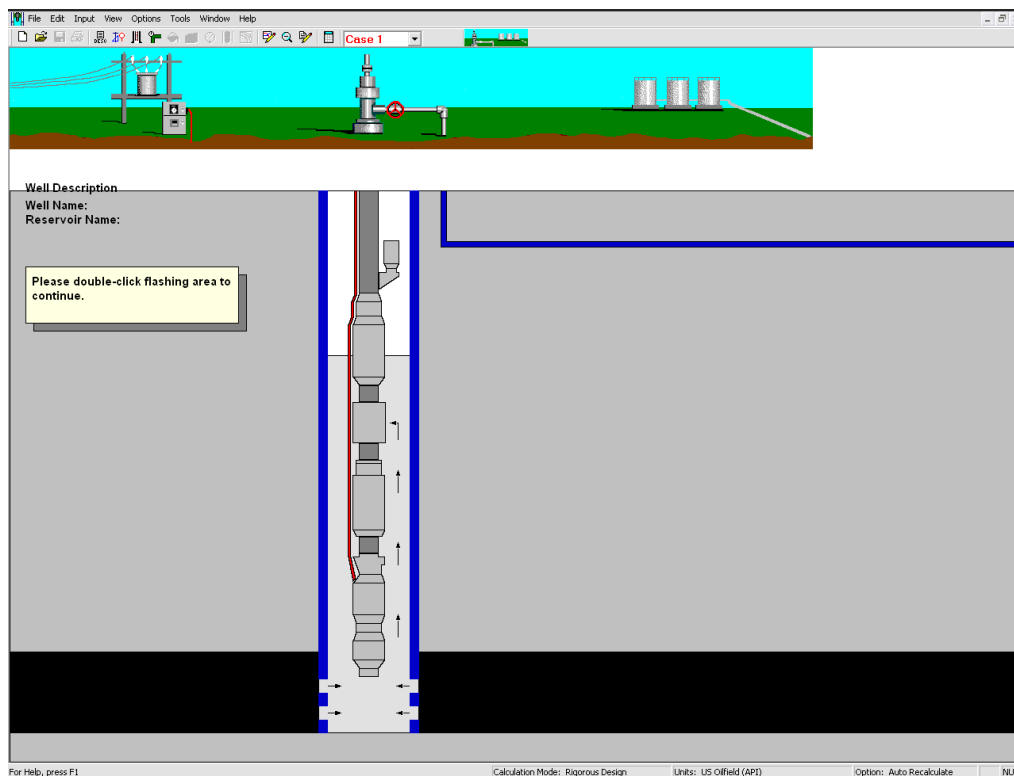



Figura 5.17 Componentes Superficiales y Subsuperficiales.²¹

Se muestran los componentes superficiales y subsuperficiales del Bombeo Electrocentrífugo Sumergido, así como el estado mecánico, propiedades de los fluidos y características del yacimiento. Donde se comenzará el diseño dando clic en el icono  correspondiente a la sección WELL DESCRIPTION (Descripción del Pozo).

4. Se despliega la siguiente pantalla correspondiente a WELL DESCRIPTION (Descripción del Pozo) (Figura 5.18).

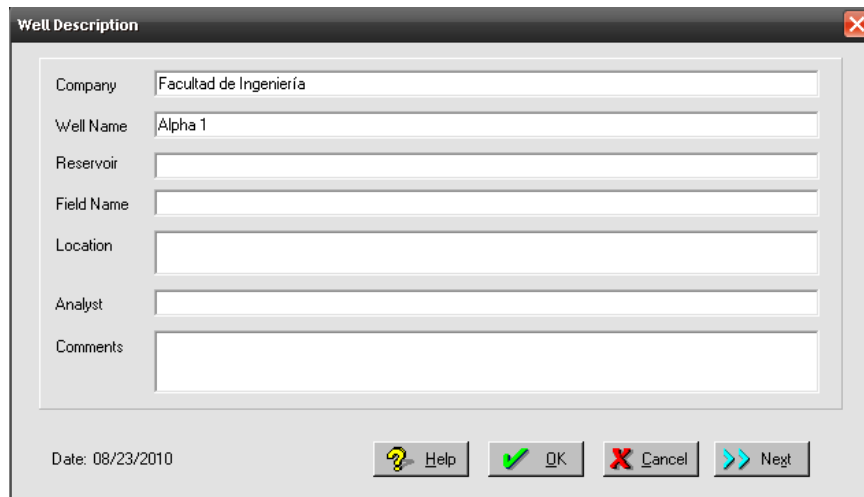


Figura 5.18 Descripción del Pozo.²¹

La información introducida en el cuadro de diálogo WELL DESCRIPTION (Descripción del Pozo) aparece en ciertos gráficos y reportes. Se puede introducir solo aquella información que se considera importante y dejar cualquiera de los campos vacíos si se desea. En este cuadro de diálogo se introduce el nombre de la Compañía, nombre del Pozo, nombre del Yacimiento, nombre del Campo, Ubicación del Pozo, Analista responsable de la recolección de datos, y cualquier comentario único para el pozo. La fecha que aparece en la parte inferior del cuadro de diálogo indica la fecha en la que fue creado el archivo de SubPUMP.

Una vez introducidos los datos se continúa a la siguiente sección dando clic en NEXT.

5. Se abre la pantalla referente a Selección del MODE SELECTION (Modo de Diseño) (Figura 5.19).

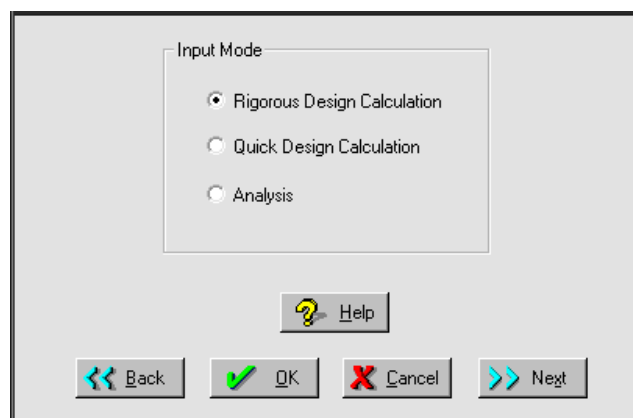


Figura 5.19 Modo de Diseño.²¹

En el Modo de Diseño, se puede cambiar el modo RIGOROUS DESIGN CALCULATION (Cálculo Riguroso) o QUICK DESIGN CALCULATION (Rápido).

La opción RIGOROUS DESIGN CALCULATION (Diseño de Cálculo Riguroso) calcula los resultados basados en todos los datos de entrada. Se llevan a cabo cálculos detallados para las propiedades de los fluidos para cada etapa y el funcionamiento de la bomba.

Los cálculos de QUICK DESIGN CALCULATION (Diseño Rápido) requieren introducir menos datos. Los cálculos están basados en las siguientes suposiciones: Se utiliza Vogel para el comportamiento de IPR; los datos del punto de diseño son usados como datos de prueba para la IPR; las propiedades promedio de los fluidos se usan para los cálculos del comportamiento de la bomba. En la opción ANALYSIS (Modo Análisis) se analiza una instalación ya existente. Los resultados calculados se pueden comparar con datos reales recolectados a fin de evaluar el rendimiento de los equipos y del pozo.

Para este diseño se seleccionará la sección RIGOROUS DESIGN CALCULATION (Cálculo Riguroso). Una vez seleccionado se continúa dando clic en OK.

6. Se despliega la siguiente pantalla correspondiente a WELLBORE (Datos del Pozo) (Figura 5.20).

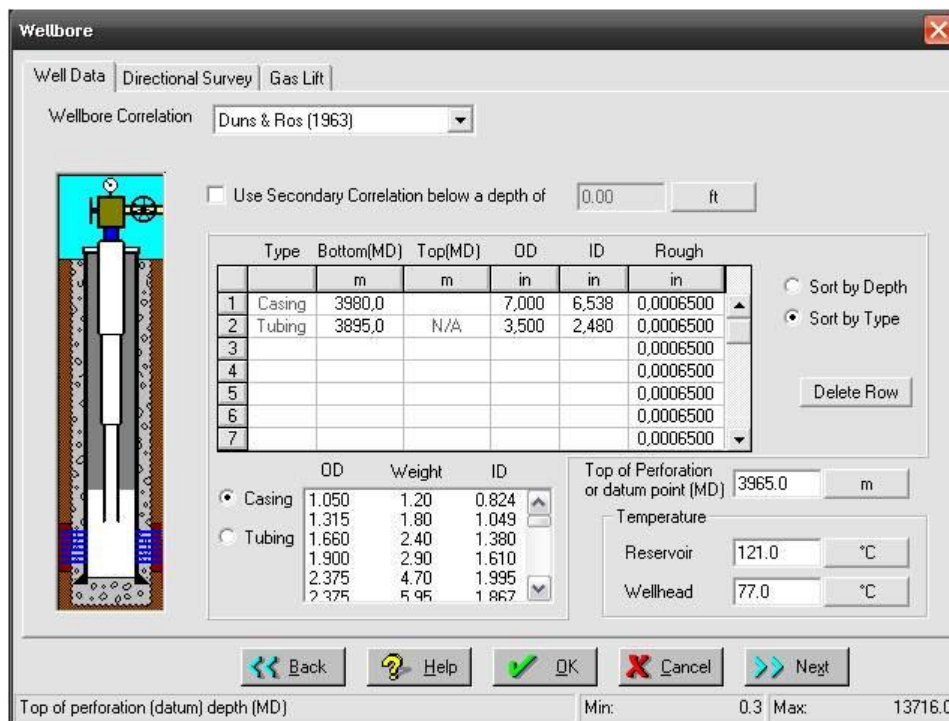


Figura 5.20 Datos del Pozo.²¹

Utilice esta pantalla para introducir o modificar la información del pozo incluyendo el método de flujo multifásico, dimensiones de la tubería de producción y la tubería de revestimiento, profundidad de la bomba (expresada como la profundidad total de la TR), profundidad de los disparos, temperatura del yacimiento, temperatura de bombeo en la superficie del pozo, información direccional para pozos desviados y parámetros de levantamiento artificial por gas para instalaciones combinadas BEC-BN.

Al utilizar el cuadro de lista desplegable WELLBORE CORRELATION (Correlación del Pozo), se selecciona un método flujo multifásico, para calcular los cambios de presión desde las perforaciones hasta la entrada de la bomba y desde

la descarga de la bomba hasta el cabezal del pozo. También está disponible un cálculo opcional secundario para algunos métodos en particular y esto aumentará la precisión de los cálculos.

Permite especificar el tamaño de la TP y TR, introducir las temperaturas del yacimiento y del cabezal e introducir el tope de la zona de disparos, y puntos en los cuales comienzan los cálculos.

Los datos introducidos son:

Correlación que más se ajusta (WELLBORE CORRELATION) = Duns & Ros (1963)

Tubing ID = 3.5 [pg] Profundidad = 3895 [m] Rugosidad = 0.0006 [pg]

Casing ID = 7.0 [pg] Profundidad = 3980 [m] Rugosidad = 0.0006 [pg]

Profundidad de los disparos (TOP OF PERFORATION) = 3965 [m]

Temperatura del yacimiento (TEMPERATURE RESERVOIR) = 121°C

Temperatura de la cabeza del pozo (TEMPERATURE WELLHEAD) = 77°C

NOTA: EL método de flujo multifásico que se seleccionó fue DUNS & ROS ya que se realizó un ajuste en la práctica 1 para seleccionar el método de flujo multifásico para la tubería vertical correspondiente al pozo "Alpha 1".

La pantalla correspondiente a WELLBORE incluye también dos pestañas, cada una contiene su propio grupo de datos. Cada pestaña se describe en las siguientes secciones:

- DIRECTIONAL SURVEY (Datos Direccionales).
- GAS LIFT (Levantamiento por Gas).

El caso analizado es un pozo vertical que no cuenta con desviación así como inyección de gas para reducir la densidad de la columna de fluidos después de la implantación de la bomba del BEC, por lo cual las pestañas DIRECTIONAL SURVEY (Datos Direccionales) y GAS LIFT (Levantamiento por Gas) no se modifican.

7. La siguiente sección FLOWLINE (Línea de Descarga) (Figura 5.21) involucra el estudio del estrangulador, línea de descarga y separador; en este caso solo se analizará hasta la cabeza del pozo por lo cual esta sección no se manipula y continuamos con la siguiente haciendo clic en NEXT.

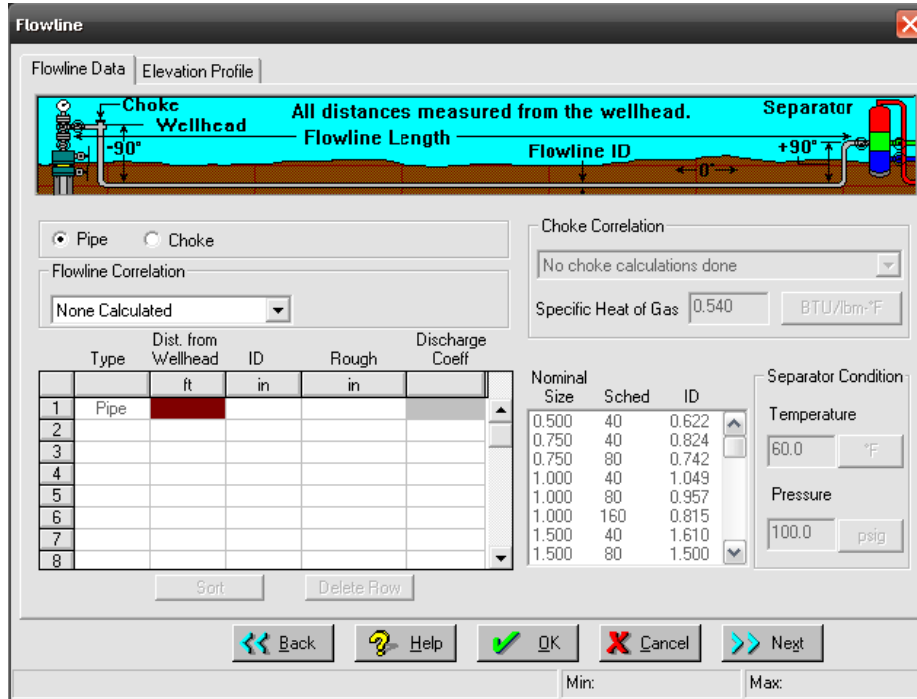


Figura 5.21 Descripción del Pozo.²¹

8. La siguiente pantalla que se despliega es la correspondiente a FLUIDS (Fluidos) (Figura 5.22).

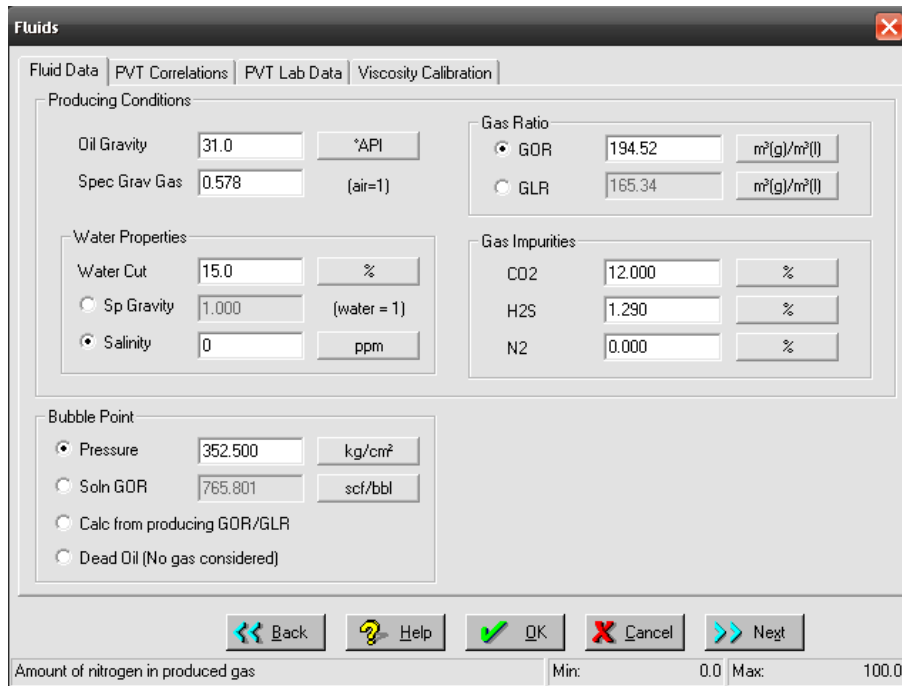


Figura 5.22 Información de los Fluidos.²¹

Utilice la pantalla FLUIDS (Fluidos) para introducir las especificaciones y propiedades del fluido, cambiar el método de correlación para las propiedades de los fluidos, introducir los datos PVT medidos para ajustar el valor calculado correspondiente y para introducir los datos de viscosidad medidos para calibrar la viscosidad calculada.

Para el diseño solo se utilizará la sección FLUID DATA (Datos del Fluido)

Los datos introducidos son:

$$\text{Gravedad del Aceite (OIL GRAVITY)} = 31 \text{ } ^\circ\text{API}$$

$$\text{Gravedad Específica del Gas (SPEC GRAV GAS)} = 0.578$$

$$\text{CO}_2 = 12 \%$$

$$\text{H}_2\text{S} = 1.29 \%$$

$$\text{N}_2 = 0 \%$$

$$\text{Corte de Agua (WATER CUT)} = 15 \%$$

$$\text{Salinidad (SALINITY)} = 0 \text{ ppm}$$

$$\text{Presión de Burbuja (BUBBLE POINT PRESSURE)} = 352.5 \text{ [kg/cm}^2\text{]}$$

$$\text{RGA} = 194.52 \text{ [m}^3\text{/m}^3\text{]}$$

Una vez introducidos los datos se da clic en NEXT.

9. La pantalla siguiente INFLOW DATA (Índice de Productividad) muestra el cálculo de este (Figura 5.23).

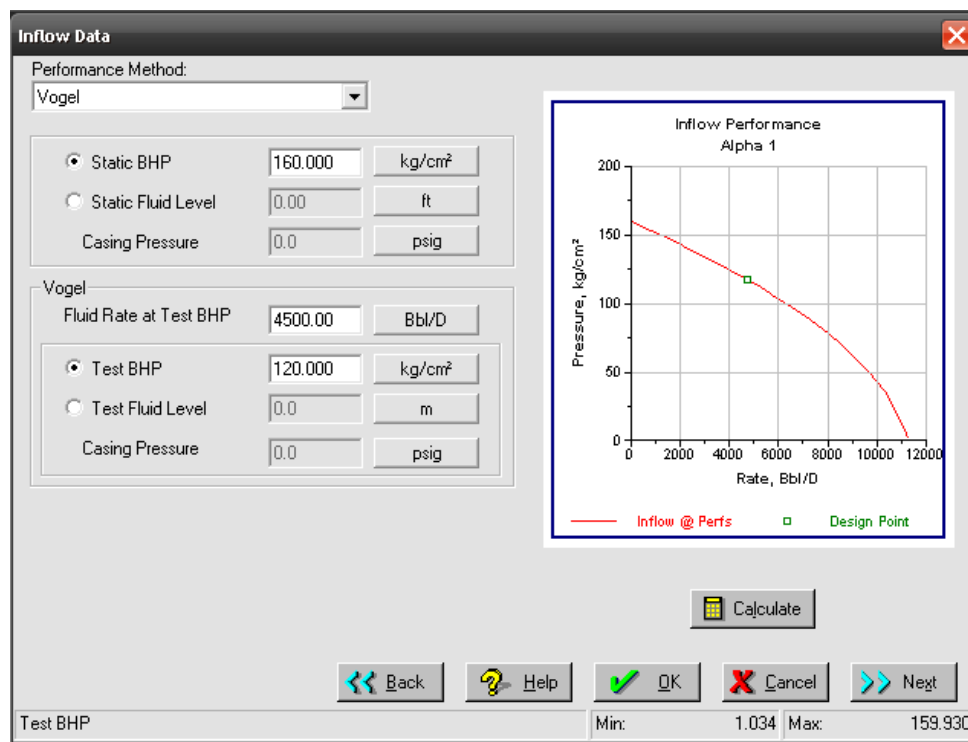


Figura 5.23 Índice de Productividad.²¹

El cálculo del índice de productividad se realizó con los datos anteriores respecto a la fecha del 5 de Febrero de 2010. Utilizando el método de VOGEL.

Los datos introducidos son:

$$\text{Presión de Fondo Estática (STATIC BHP)} = 160 \text{ [kg/cm}^2\text{]}$$

$$\text{Gasto de Diseño (FLUID RATE AT TEST BHP)} = 4500 \text{ [bl/día]}$$

$$\text{Presión de Fondo Fluyendo (TEST BHP)} = 120 \text{ [kg/cm}^2\text{]}$$

Una vez ingresados los datos se calcula la curva de IPR haciendo clic en CALCULATE (Calcular). Se continúa a la siguiente sección dando clic en NEXT.

10. La pantalla que se despliega es la siguiente (Figura 5.24):

Figura 5.24 Presiones/Gastos.²¹

La pantalla PRESSURES/RATES (Presiones/Gastos) es el punto de partida para configurar las condiciones de Diseño y Análisis. Los campos de entrada de datos disponibles varían para Diseño y Análisis. Seleccione la opción apropiada e introduzca los datos basándose en la información disponible. Cuando se escoge una opción de que es lo que se va a resolver, SubPUMP calcula los datos restantes. Se recomienda resolver la opción PUMP INTAKE CONDITIONS (Condiciones de Entrada de la Bomba). Cuando se resuelve por TOTAL FLUID RATE (Gasto Total) o PUMP DEPTH (Profundidad de la Bomba), se recomienda basar los cálculos de la presión de entrada. Especifique las condiciones de la bomba en la producción y profundidad máxima.

Para el diseño se utilizará PUMP INTAKE CONDITIONS (Condiciones de Entrada de la Bomba) con los siguientes datos.

$$\text{Gasto Total del Fluido (TOTAL FLUID RATE)} = 4736[\text{bl/día}]$$

$$\text{Profundidad de la Bomba (PUMP DEPTH)} = 3895 [\text{m}]$$

Continuamos dando clic en GAS SEPARATION (Separación del Gas) (Figura 5.25) para introducir la eficiencia del separador de gas que se usará en la implantación del BEC. Y Seleccionamos un 90% de eficiencia, como se muestra en la siguiente pantalla, y finalizamos dando clic en OK.

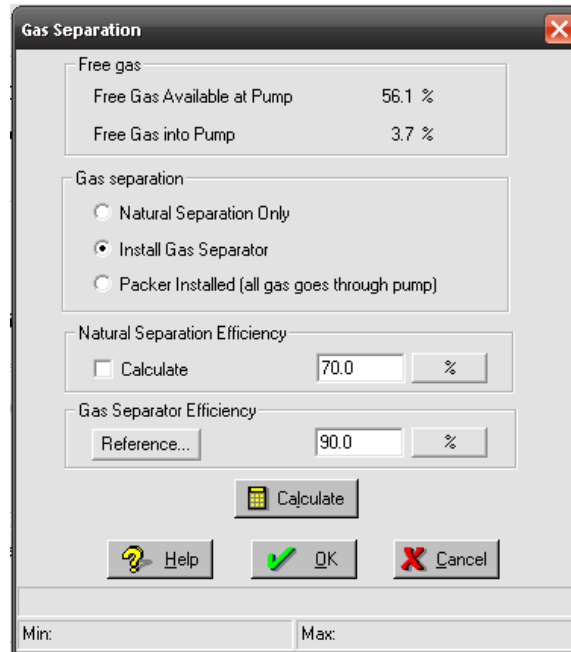


Figura 5.25 Separación del Gas. ²¹

Una vez introducidos los datos en PUMP INTAKE CONDITIONS (Condiciones de Entrada de la Bomba) se da clic en NEXT.

11. La pantalla que se despliega es la siguiente (Figura 5.26):

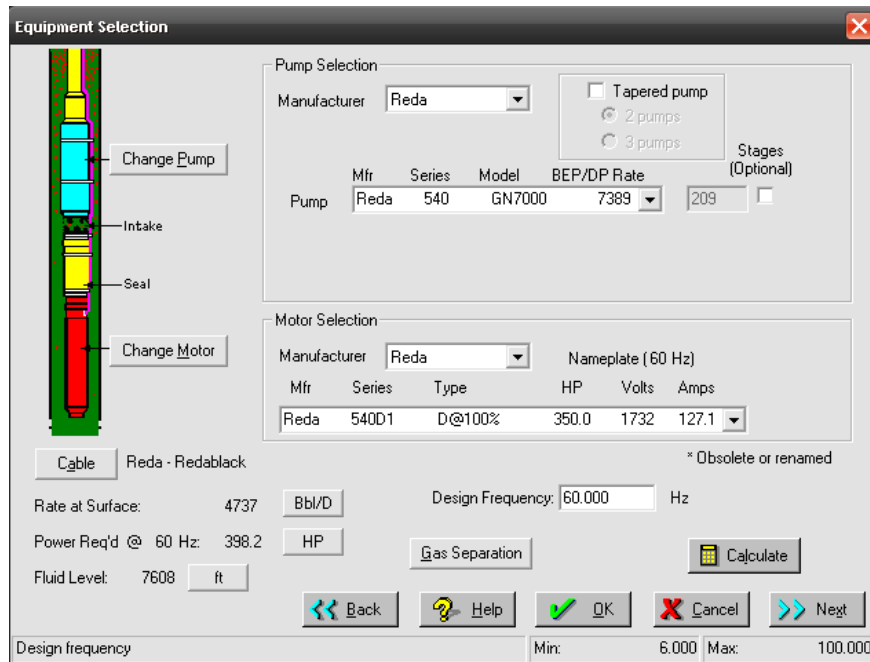


Figura 5.26 Selección del Equipo (1).²¹

La pantalla corresponde a EQUIPMENT SELECTION (Selección del Equipo). Utilice la pantalla para acceder a todas las opciones de los equipos para diseñar o analizar un sistema de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido.

En EQUIPMENT SELECTION (Selección del Equipo) se podrá especificar la bomba, el motor y el cable y, si es necesario, ajustar el rendimiento modificando los parámetros asociados a cada uno.

Se pueden seleccionar hasta tres bombas en serie, manejar una base de datos del inventario de bombas y motores, introducir datos de pruebas de bombas y analizar el efecto de cambiar ciertas variables de comportamiento, y cambiar los datos de separación de gas y su efecto en el funcionamiento general de la bomba.

En este caso se seleccionó lo siguiente:

Bomba:

Marca: REDA Serie: 540 Modelo: GN7000 Gasto: 7389 [bl/día] Número de Etapas: 216

Motor:

Marca: REDA Serie: 540D1 Tipo: D@100% Potencia (HP): 350 Voltaje (Volts): 1732 Amperaje (Amps): 127.1

Cable:

Marca: REDA Max. Amperaje: 149 (Amps) Max. Voltaje: 2340 (Volts)

Nota: El diseño anterior muestra la selección del motor, bomba y cable idóneos para el pozo "Alpha 1" pero la bomba seleccionada puede presentar problemas al momento de ser instalada ya que el diámetro de esta es el

mismo de la T.R. (7 pg.) por lo cual se colocará una bomba de diámetro menor. La nueva selección de la bomba, motor y cable es la siguiente (Figura 5.27)

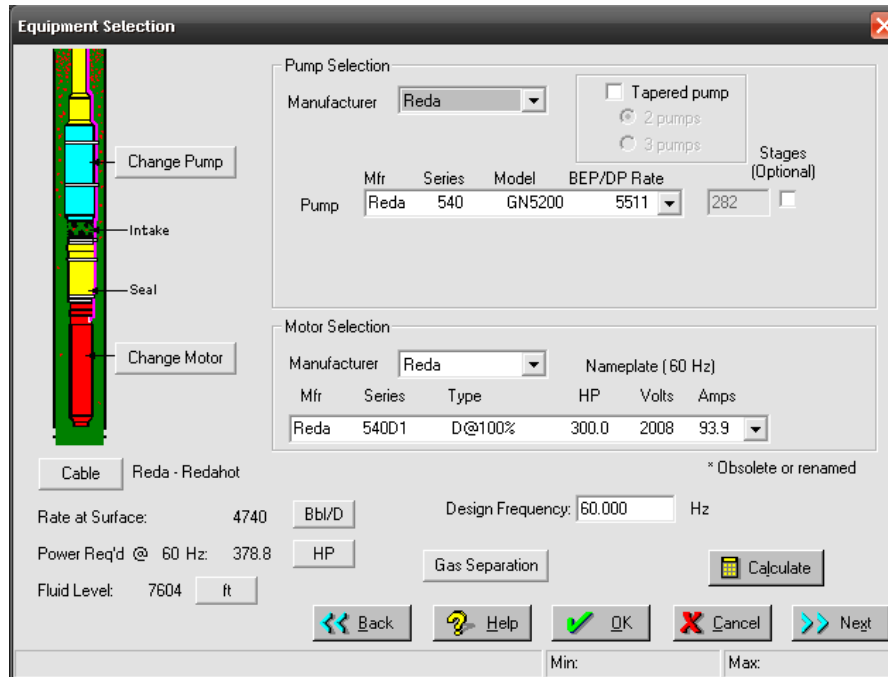


Figura 5.27 Selección del Equipo (2).²¹

Para este nuevo caso se seleccionó lo siguiente:

Bomba:

Marca: REDA Serie: 540 Modelo: GN5200 Gasto: 5511 [bl/día] Número de Etapas: 274

Motor:

Marca: REDA Serie: 540D1 Tipo: D@100% Potencia (HP): 300 Voltaje (Volts): 2008 Amperaje (Amps): 93.9

Cable:

Marca: REDA Max. Amperaje: 133 (Amps) Max. Voltaje: 2549 (Volts)

Una vez seleccionados los datos se da clic en CALCULATE (Calcular) para que el programa de cómputo SubPUMP realice el diseño, posteriormente se da clic en NEXT.

12. La siguiente pantalla corresponde a SENSITIVITIES (Estudio de Sensibilidades) (Figura 5.28) que se analizará más adelante en este capítulo. Por lo que se finaliza dando clic en OK.

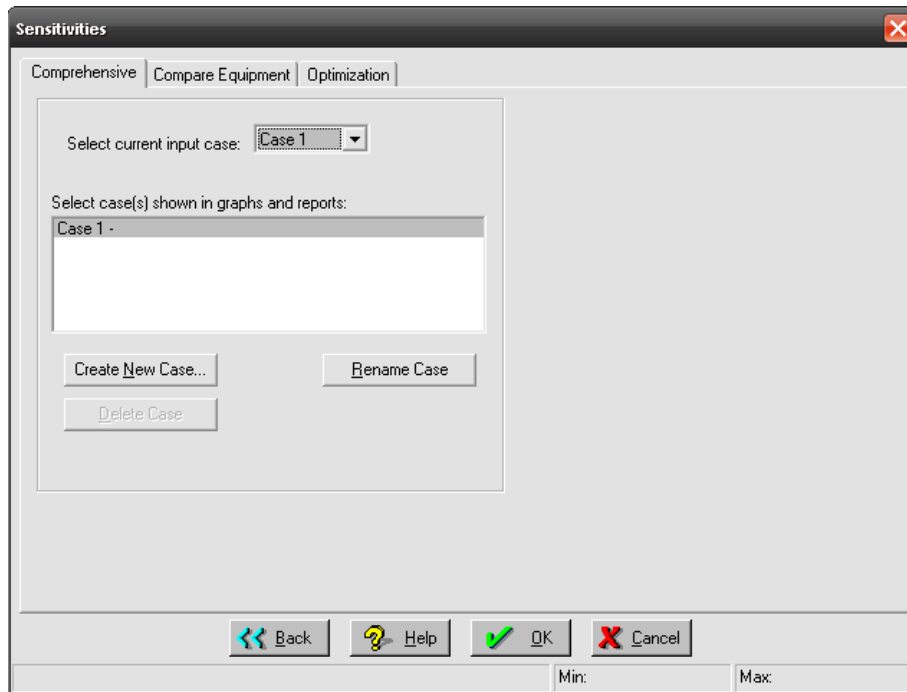


Figura 5.28 Estudio de Sensibilidades. ²¹

El software permite la visualización de los datos introducidos regresando a la pantalla principal posicionado el mouse en la sección analizar. Como se muestra a continuación.

- INFLOW DATA (Datos del IPR) (Figura 5.29).

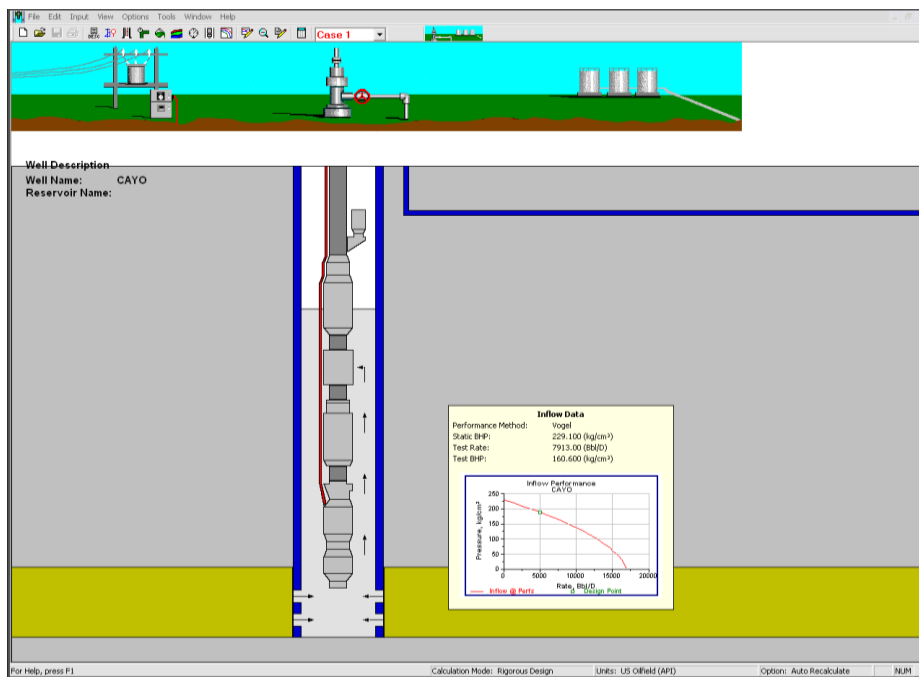


Figura 5.29 Datos del IPR. ²¹

- WELLBORE DATA (Estado mecánico del pozo) (Figura 5.30).

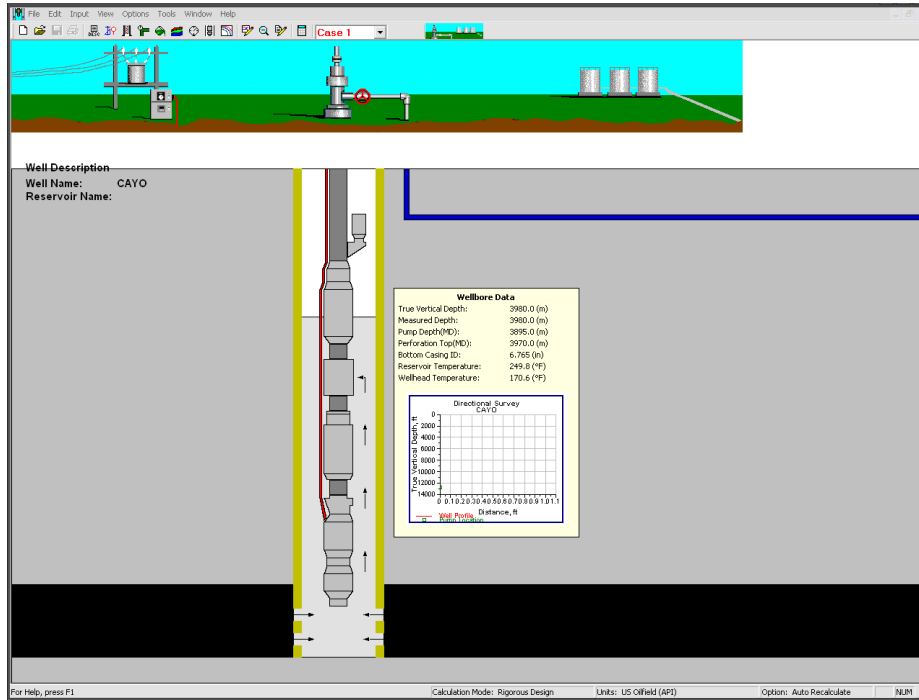


Figura 5.30 Estado Mecánico del Pozo. ²¹

- TUBING DATA (Estado de la tubería de producción) (Figura 5.31).

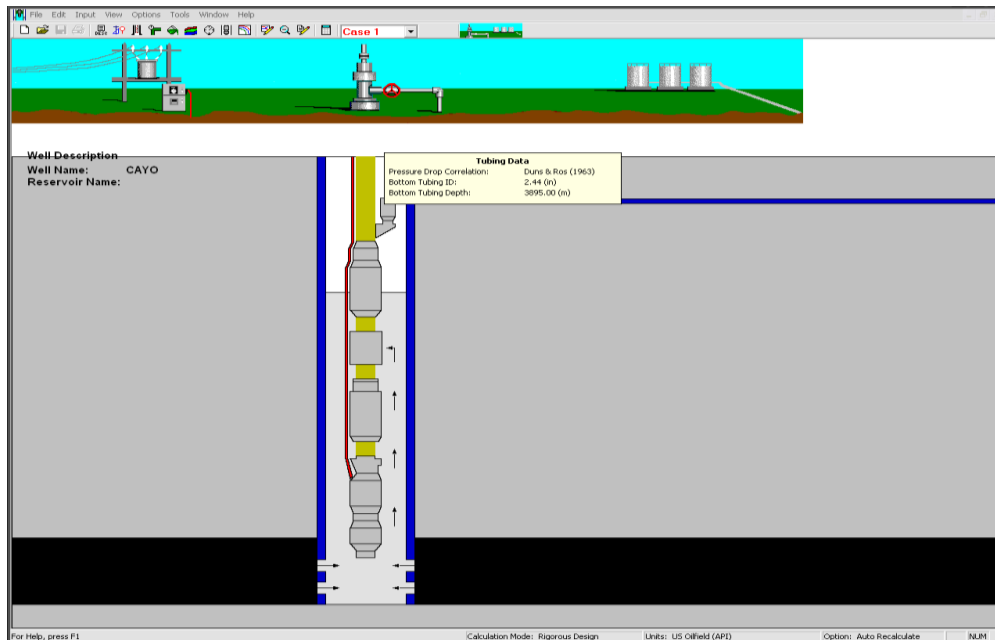


Figura 5.31 Tubería de Producción. ²¹

- FLUID DATA (Datos del fluido) (Figura 5.32).

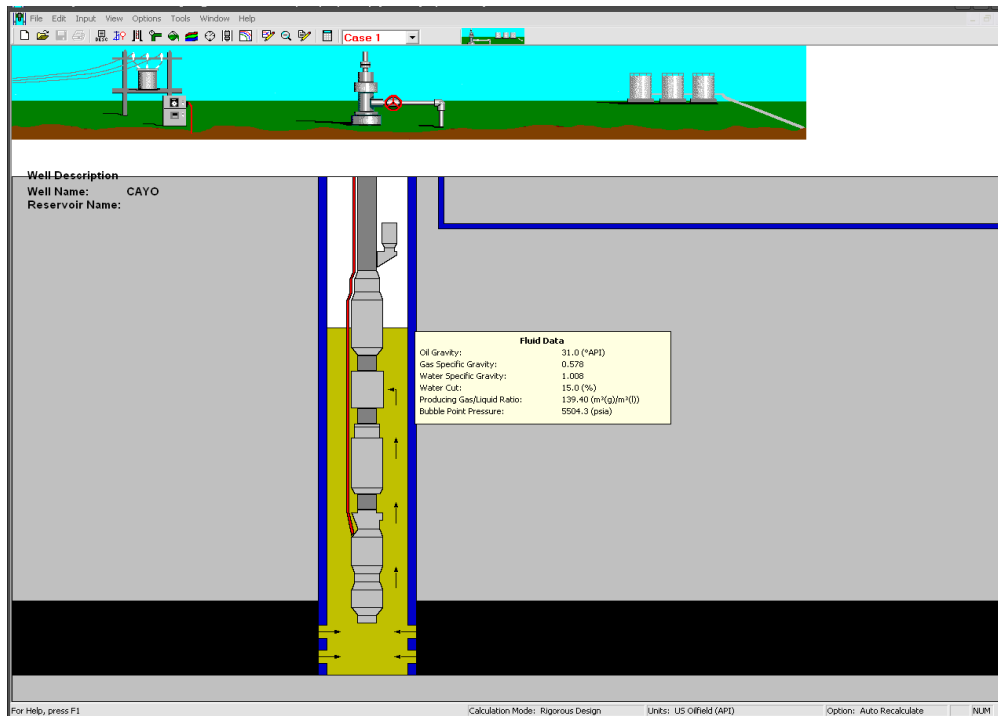


Figura 5.32 Datos del Fluido. ²¹

- Datos del motor (MOTOR DATA) (Figura 5.33).

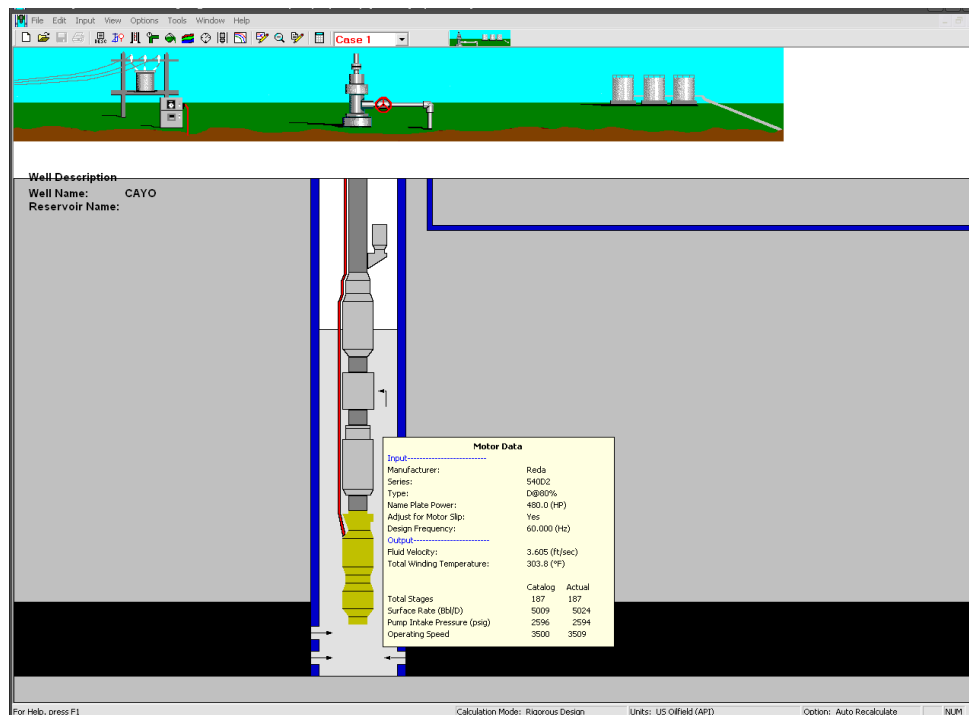


Figura 5.33 Datos del Motor. ²¹

- Datos de la bomba (PUMP DATA) (Figura 5.34).

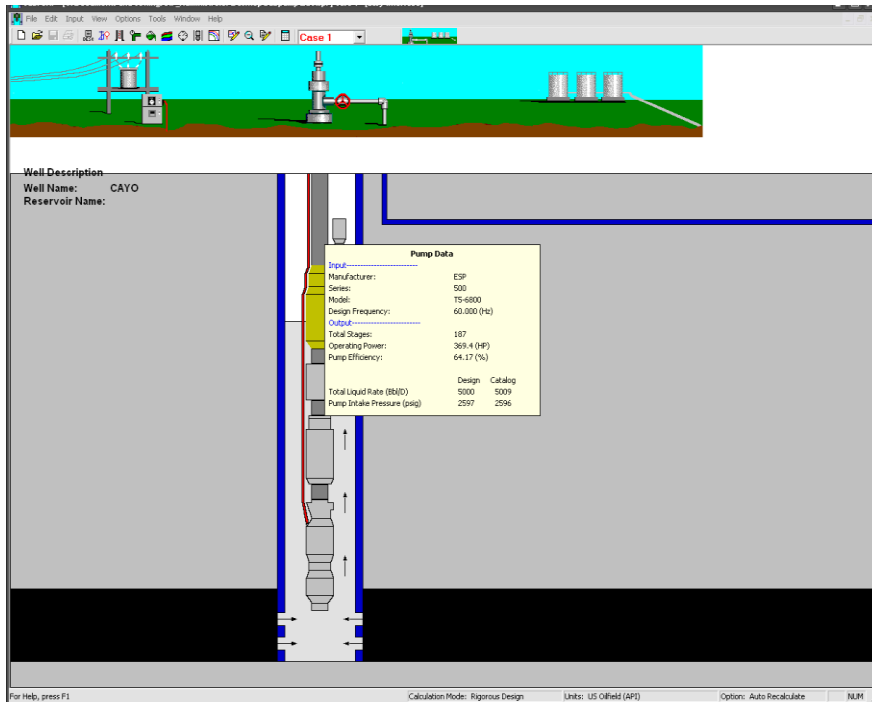


Figura 5.34 Datos de la Bomba. ²¹

El programa de cómputo visualiza los resultados mediante graficas. La manera de poder visualizarlas es la siguiente .En el menú se elige la sección VIEW (Ver) y se selecciona GRAPH SELECTIONS (Sección de Gráficas) (Figura 5.35).

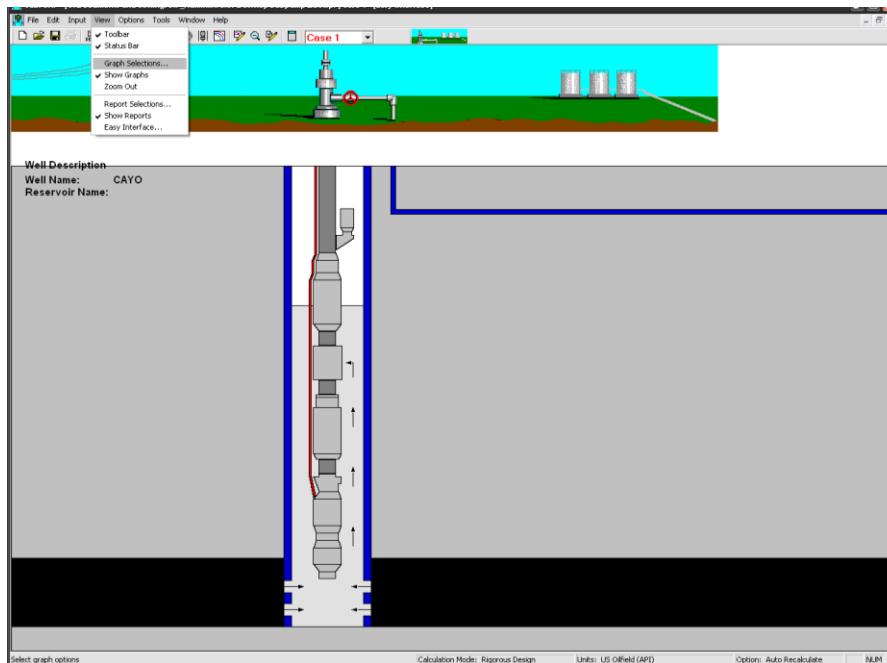


Figura 5.35 Pantalla para la visualización de gráficas. ²¹

Donde se desplegará un menú seleccionando las graficas a mostrar (Figura 5.36). En este caso seleccionaremos las principales o necesarias para el análisis del diseño del sistema artificial de producción.

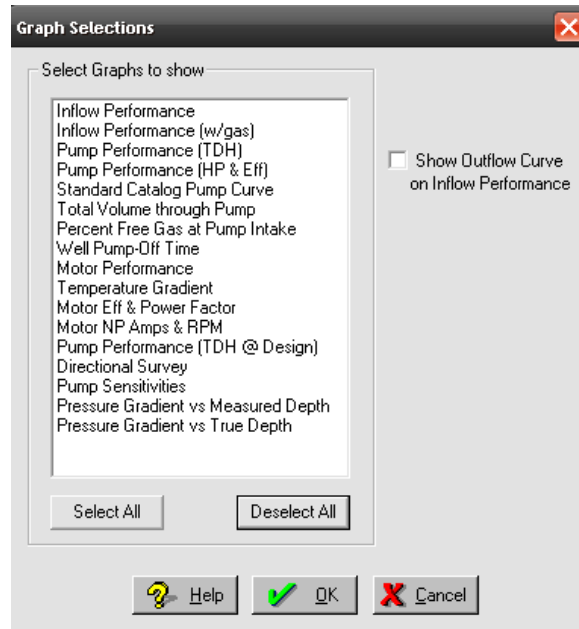


Figura 5.36 Selección de Gráficas. ²¹

El software también tiene la opción de mostrar reportes de resultados obtenidos para su posterior análisis. La manera de visualizar los resultados es el siguiente. En el menú se elige la sección VIEW (Ver) y se selecciona REPORT SELECTIONS (Sección de Reportes) (Figura 5.37) y (Figura 5.38).

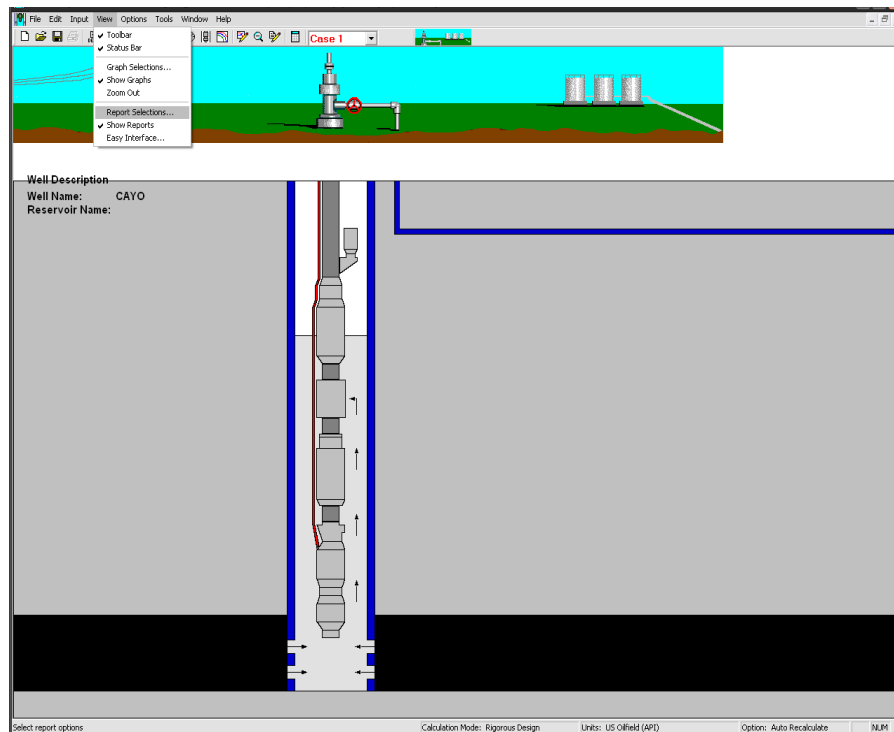


Figura 5.37 Pantalla para la visualización de reportes. ²¹

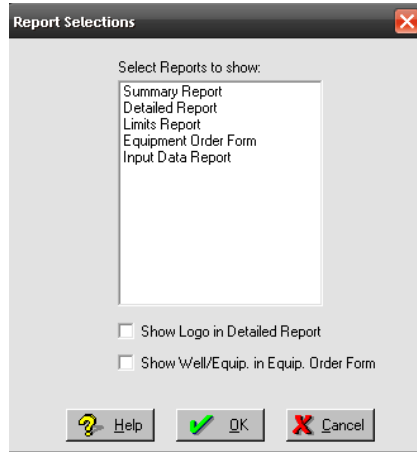
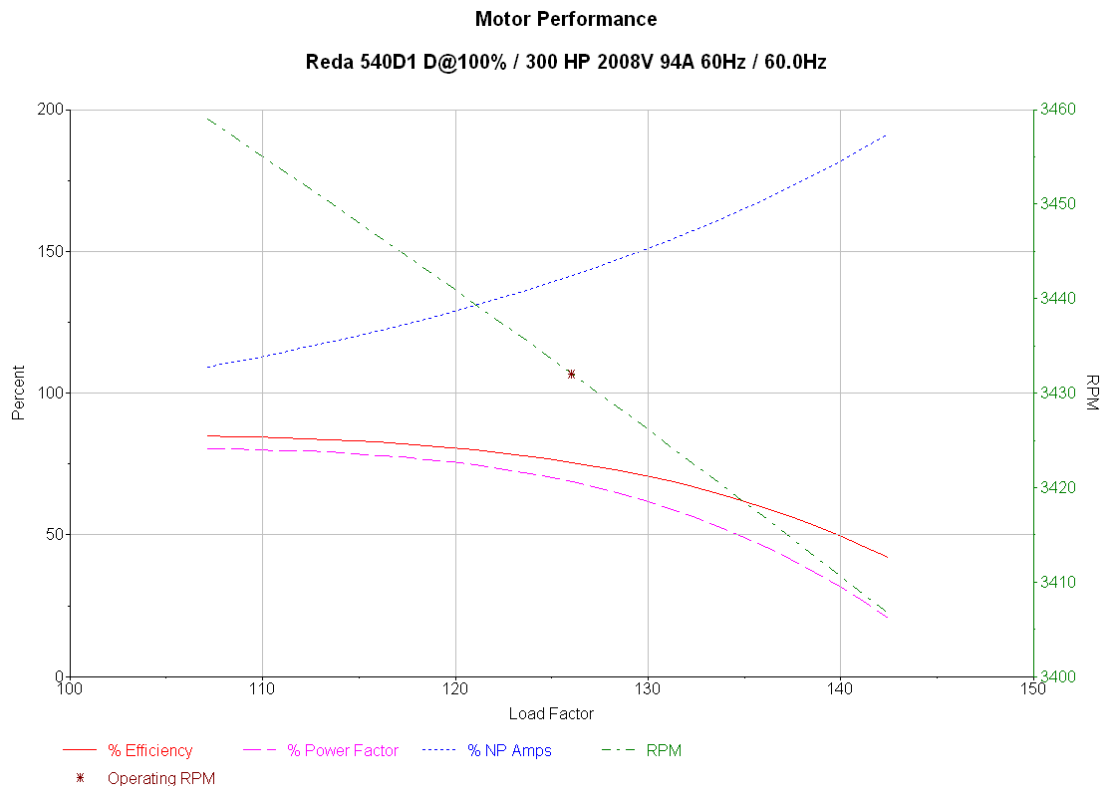


Figura 5.38 Selección de Reportes. ²¹

5.9 Gráficas del Diseño con Programa de Cómputo SubPUMP

5.9.1 Funcionamiento del Motor (MOTOR PERFORMANCE)

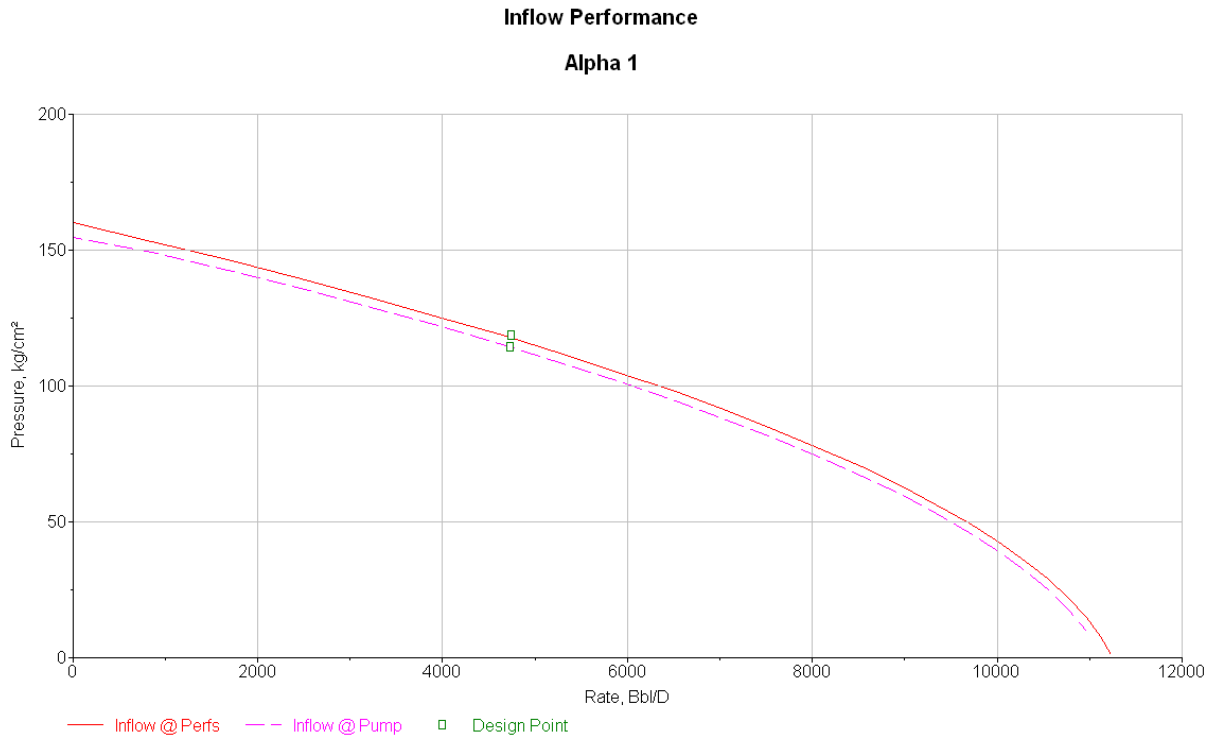
La gráfica del funcionamiento del motor (Gráfica 5.1) representa la eficiencia, el factor de potencia, el amperaje de la placa y las RPM contra el factor de carga para el motor seleccionado a su frecuencia de diseño. Como se puede notar, un aumento en el factor de carga reducirá las RPM del motor e incrementará el amperaje de la placa. La gráfica puede usar para determinar cualquiera de los cuatro valores de un factor de potencia conocido. En la línea de RPM un pequeño asterisco representa el diseño actual de las RPM. A partir de este punto se puede leer el porcentaje de amperaje de la placa, el factor de potencia y la eficiencia del motor.



Gráfica. 5.1 Funcionamiento del Motor. ²¹

5.9.2 Comportamiento de Afluencia (INFLOW PERFORMANCE)

La gráfica de Comportamiento de afluencia (Gráfica 5.2) también se conoce como gráfica IPR. Esta gráfica se genera a partir de los datos proporcionados del Comportamiento Afluencia y de las propiedades del Fluido. Muestra la Presión de fondo fluyente contra el gasto total de líquido en $[bl/día]$ a la profundidad de los disparos y a la entrada de la bomba. Para gasto cero, la presión de fondo fluyente es igual a la presión estática. Los pequeños círculos en el gráfico marcan la presión de entrada a la bomba y la Presión de fondo fluyente al caudal Total de Fluido para el diseño actual.

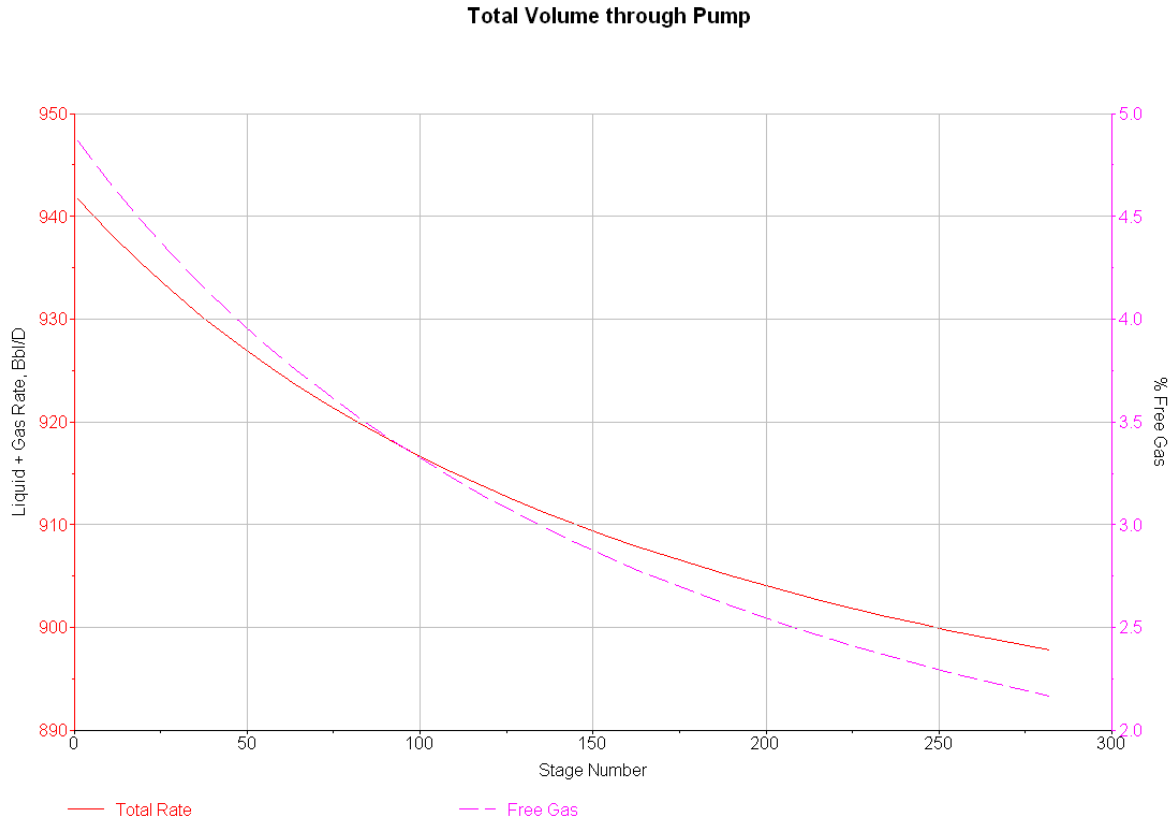


Gráfica 5.2 Comportamiento de Afluencia. ²¹

5.9.3 Volumen Total a través de la Bomba (TOTAL VOLUME THROUGH PUMP)

El volumen de gas total más líquido y gas libre en cada etapa se representa en la siguiente gráfica (Gráfica 5.3). La curva de la izquierda es el porcentaje de gas libre en cada etapa. Esta línea empieza en cero etapas con el porcentaje de gas libre en la entrada a la bomba y el fluido total entrando a la bomba. Al entrar el fluido en cada etapa, el porcentaje de gas libre desciende al ser comprimido el gas o mezclado en la solución. Cuando el porcentaje de gas libre llega a cero, se observa una caída definida en la curva del gasto. Esto es un resultado de la compresión del fluido en la bomba sin añadir la compresión del gas. La curva del gasto siempre desciende en cada etapa ya que el volumen de fluido disminuye por el aumento de presión en cada etapa.

Esta gráfica es útil para representar cómo se comporta el gas libre en la bomba y cuántas etapas tienen gas libre.



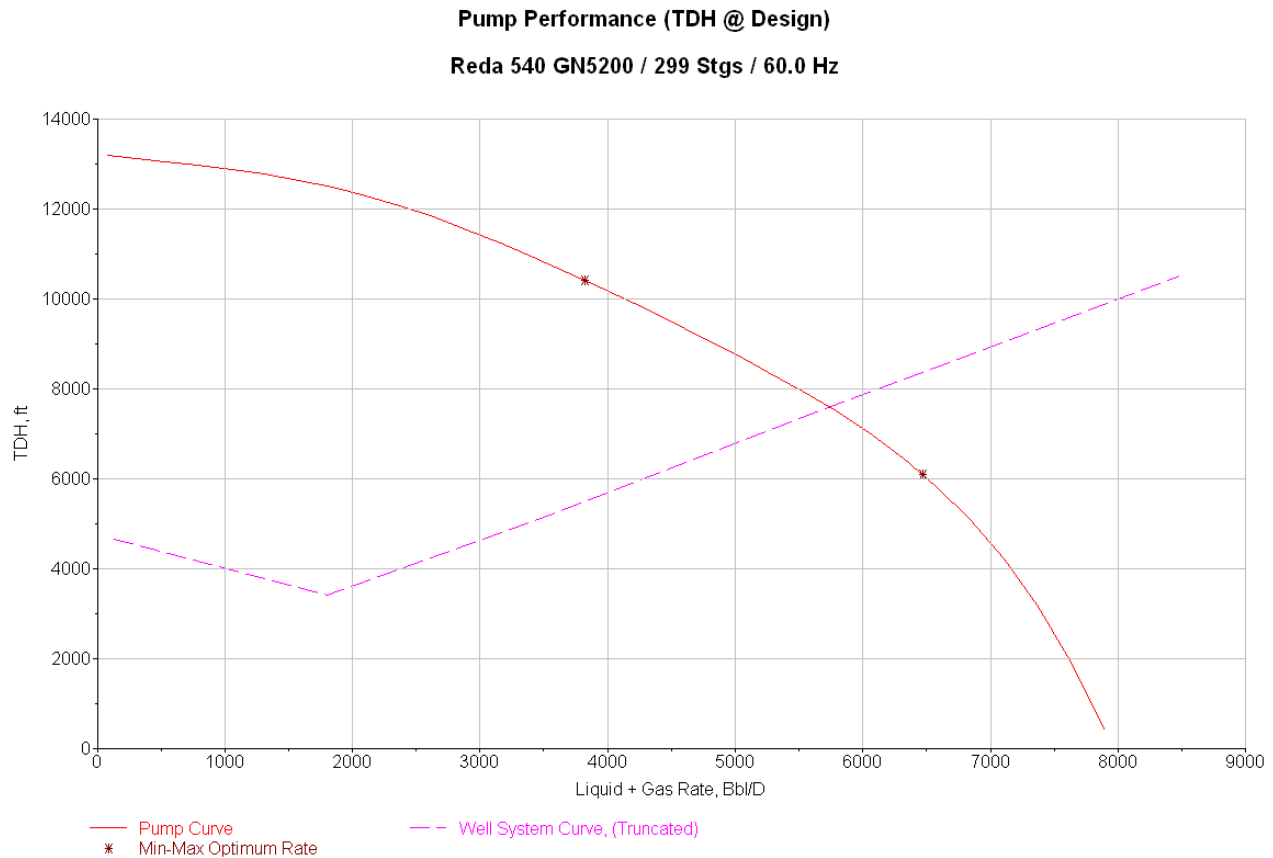
*Gráfica 5.3 Volumen a través de la Bomba.*²¹

5.9.4 Comportamiento de la Bomba (PUMP PERFORMANCE TDH)

La siguiente gráfica representa el TDH (Carga Dinámica Total) de la curva de la bomba (outflow) y la curva del sistema del pozo (inflow) (Gráfica 5.4) dibujadas como TDH contra líquido más Gas en promedio bombeado [bl/día]. La curva de la bomba se genera a partir de la curva de comportamiento de la bomba con suficientes etapas para llegar o exceder al gasto Total de Fluido corregida por la frecuencia y por los efectos de viscosidad. Un pequeño asterisco en la curva de la bomba representa los límites de gasto mínimo y máximo para la bomba según su frecuencia de diseño.

La curva del sistema del pozo se deriva de la TDH resultante de la diferencia entre la cabeza de entrada y descarga de la bomba basados en las características de la TP, contrapresión, profundidad de la bomba, propiedades del fluido, y relación del comportamiento de afluencia del yacimiento.

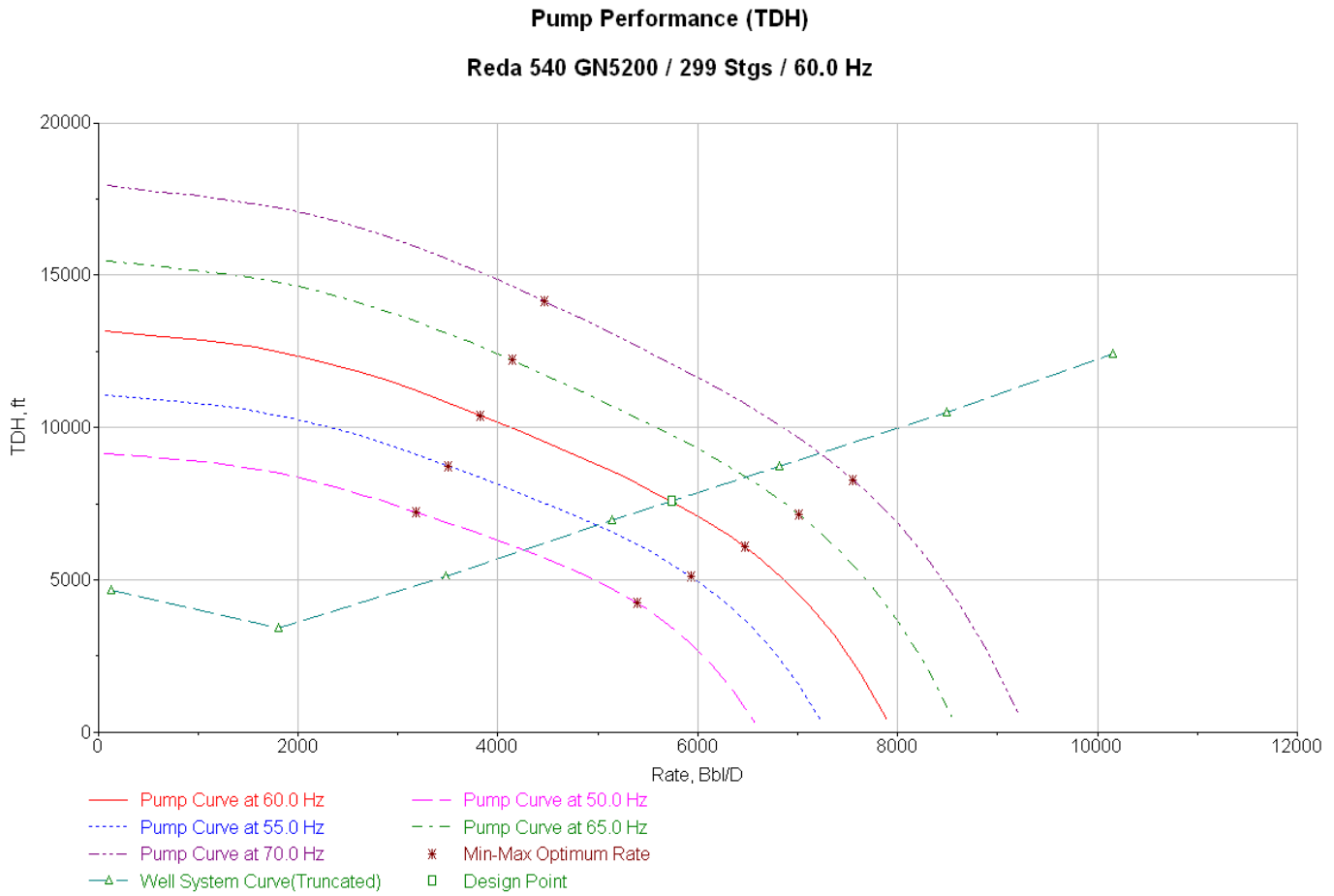
La intersección de estas dos curvas proporciona el TDH real y el gasto promedio de barriles por bomba para el diseño donde la capacidad de la bomba (curva de la bomba) intersecta los requerimientos de la bomba (curva del sistema del pozo).



Gráfica 5.4 Comportamiento de la Bomba. ²¹

5.9.5 Comportamiento de la Bomba con Frecuencia Variable (PUMP PERFORMANCE TDH)

La curva de comportamiento de la bomba puede ser generada para un motor de velocidad variable para representar varias frecuencias de diseño con intervalos de 5 Hz y 10 Hz por encima y por debajo de los Hz de diseño. La gráfica muestra que la bomba operará a mayores gastos de flujo cuanto mayor sea la frecuencia. Sin embargo, quedará fuera del margen deseable de operación cuando la frecuencia del motor supere los 70 Hz. (Gráfica 5.5).

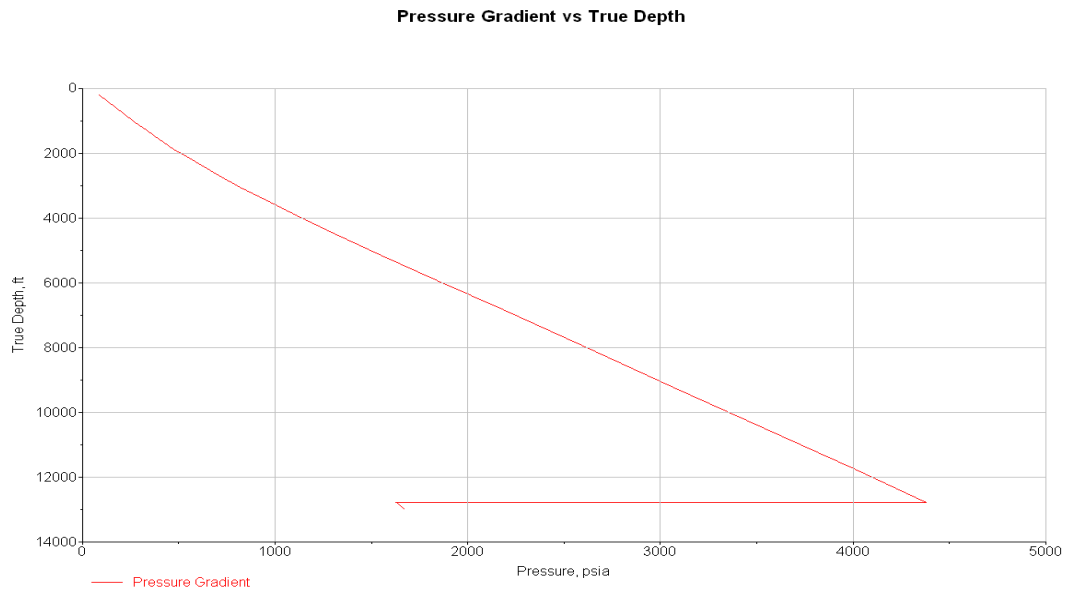


Gráfica 5.5 Comportamiento de la Bomba con Frecuencia Variable. ²¹

5.9.6 Gradiente de Presión contra Profundidad (PRESSURE GRADIENT VS MEASURED DEPTH)

Las gráficas de gradiente de presión contra profundidad medida y profundidad real muestran el comportamiento de la presión en el pozo contra profundidad, desde el tope de los disparos hasta el cabezal (Gráfica 5.6).

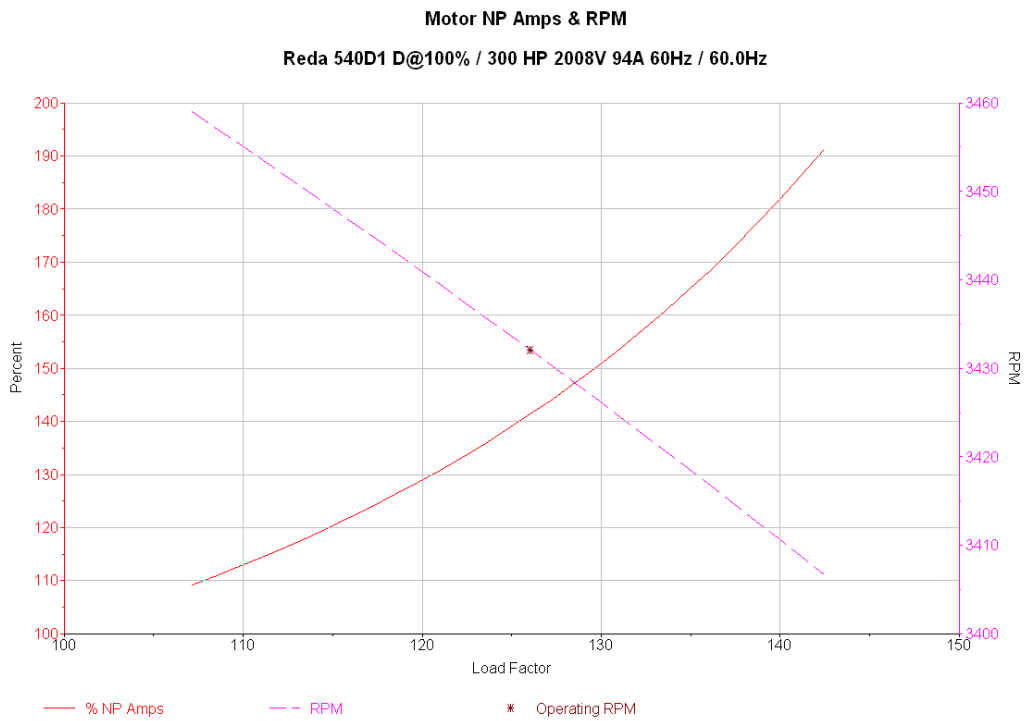
Hay tres secciones principales en estos gráficos: primero, se muestra el gradiente de presión desde los disparos hasta la entrada a la bomba. En esta sección, los cálculos se realizan con la RGA de la formación. Segundo, una línea plana muestra el incremento de presión a través de la bomba a una profundidad constante. Finalmente, se muestra el gradiente de presión desde la descarga de la bomba hasta el cabezal. Esta parte se calcula con la RGA resultante luego que el gas es liberado a la entrada de la bomba.



Gráfica 5.6 Gradiante de Presión contra Profundidad. ²¹

5.9.7 Amperaje del Motor y RPM (MOTOR NP AMPS & RPM)

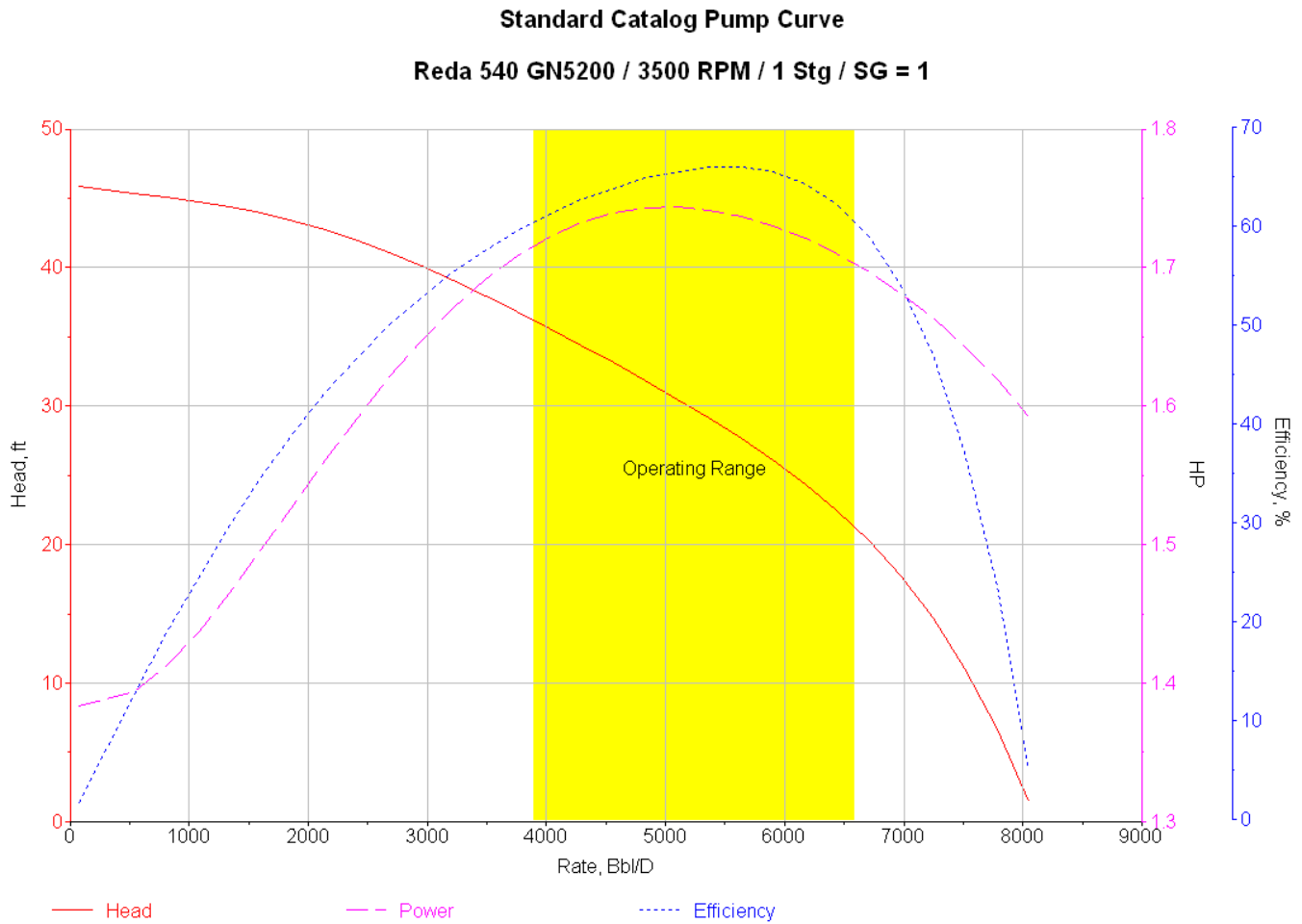
La gráfica de amperaje del motor y RPM muestra cómo estos dos factores varían con el factor de carga aplicado al motor (Gráfica 5.7)



Gráfica 5.7 Amperaje del Motor y RPM. ²¹

5.9.8 Curva de la Bomba (STANDARD CATALOG PUMP CURVE)

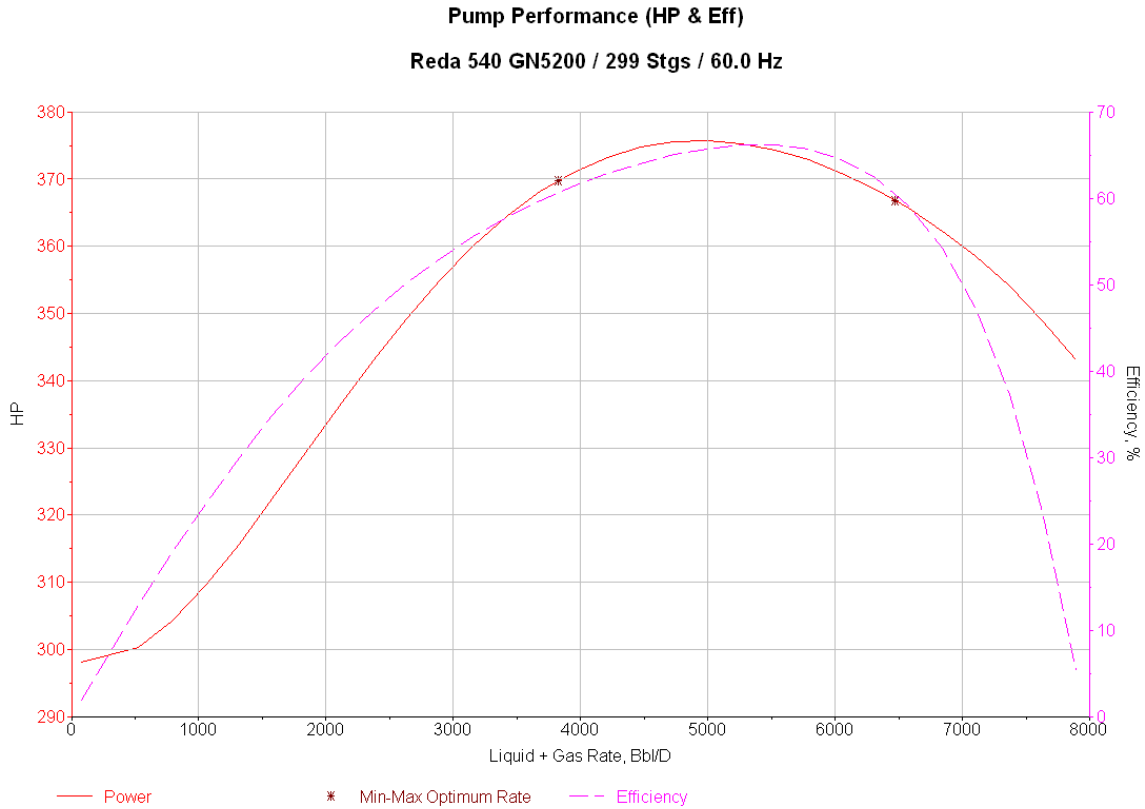
La gráfica estándar de la bomba según el catálogo muestra la misma gráfica que se puede encontrar en el catálogo del fabricante para una sola etapa. La gráfica contiene la cabeza, la potencia, y la eficiencia de la bomba calculada según los coeficientes (Gráfica 5.8).



Gráfica 5.8 Curva de la Bomba.²¹

5.9.9 Comportamiento de la Bomba HP y Eficiencia (PUMP PERFORMANCE (HP & EFF))

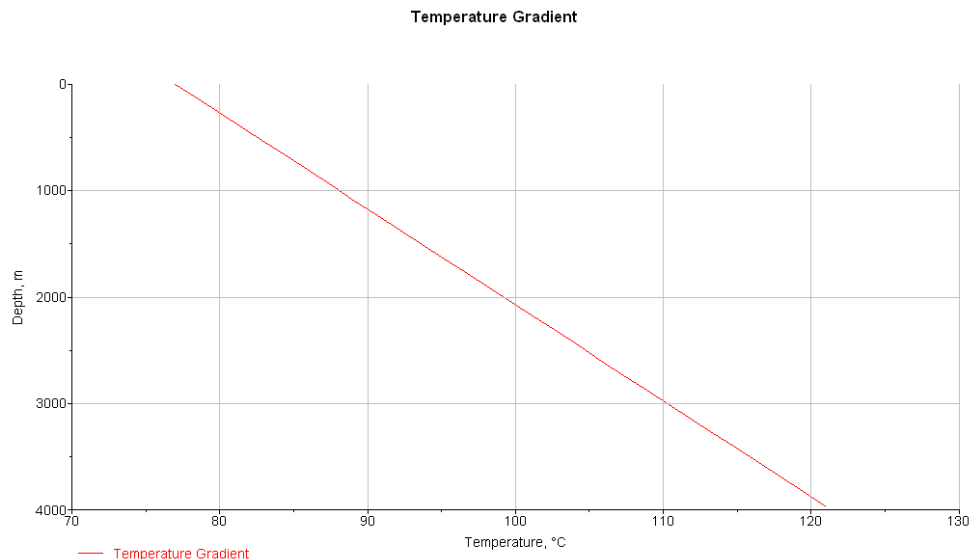
La gráfica de comportamiento y eficiencia de la bomba muestra las curvas de potencia de freno y de eficiencia para la bomba seleccionada a la frecuencia de diseño con el número actual de etapas (Gráfica 5.9). La bomba actual debe ser diseñada de manera que los barriles promedio de la bomba intercepten ambas curvas entre el rango mínimo y máximo (pequeños asteriscos en las curvas).



Gráfica 5.9 Comportamiento de la Bomba HP y Eficiencia. ²¹

5.9.10 Gradiente de Temperatura (TEMPERATURE GRADIENT)

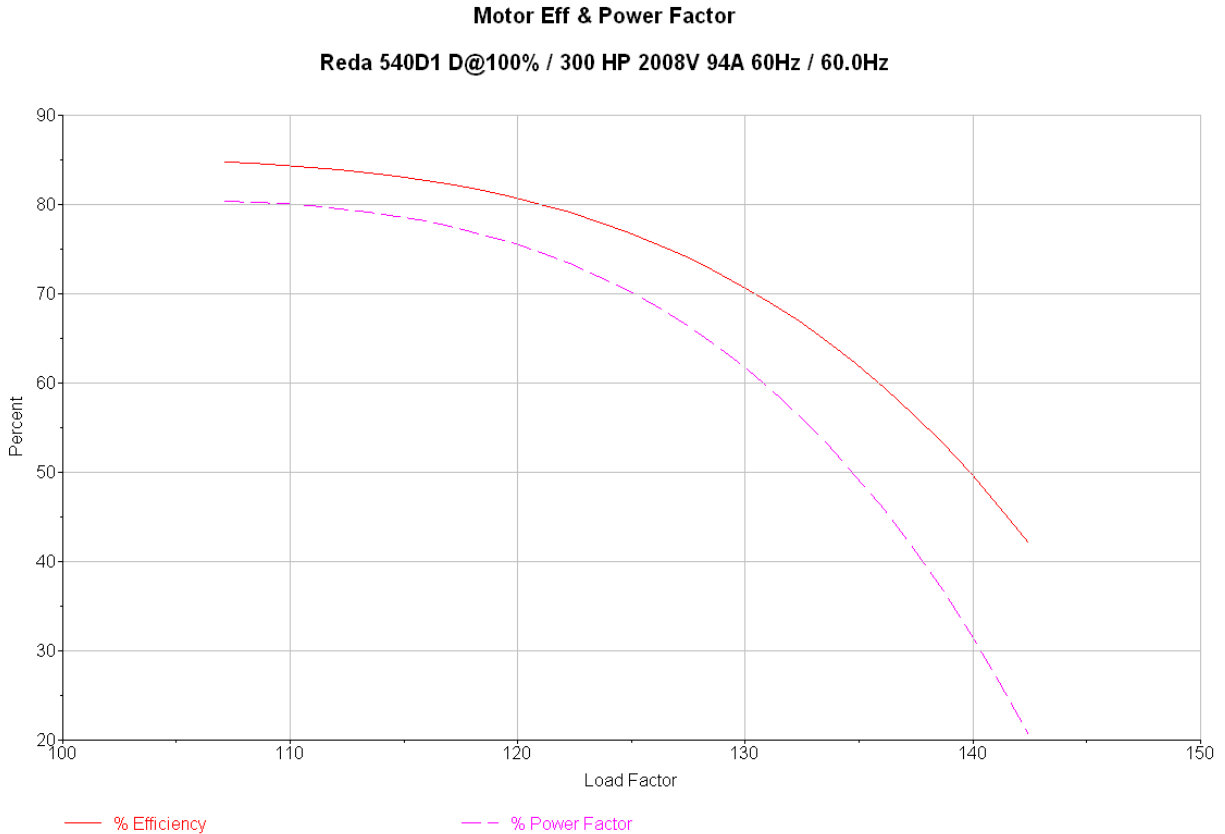
El gradiente de temperatura se calcula como una línea recta desde la temperatura de la cabeza del pozo a la temperatura de fondo fluyente. El gradiente de temperatura se usa para calcular la temperatura de la TP (Gráfica 5.10).



Gráfica 5.10 Gradiente de Temperatura. ²¹

5.9.11 Eficiencia del Motor y Factor de Potencia (MOTOR EFF & POWER FACTOR)

La gráfica de eficiencia del motor y factor de potencia muestra cómo afecta el factor de carga a la eficiencia del motor y al factor de potencia (Gráfica 5.11).



Gráfica 5.11 Eficiencia del Motor y Factor de Potencia. ²¹

5.10 Tabla de Datos y Resultados

Las siguientes tablas muestran los resultados obtenidos del programa de cómputo SubPUMP.

En la hoja de resultados se muestra dos secciones en las cuales se muestra las condiciones ideales del diseño y las condiciones de operación presentes obtenidas por el programa de cómputo.

Para el diseño con un gasto de 4736 [bl/día] el resultado es el siguiente:

Diseño		
Gasto de Aceite	[bl/día]	4025.60
Gasto de Agua	[bl/día]	710.40
Gasto Total de Líquido	[bl/día]	4736

La siguiente Tabla 5.1 muestra las condiciones de operación presentes en el pozo:

Resultados				
Pozo				
Alpha 1				
T.R. OD	7.00	[pg]	3980	[m]
T.P. OD	3.50	[pg]	3895	[m]
Prof. Bomba	3895	[m]		
Prof. Media	3965	[m]		
Densidad del Aceite	31	°API		
γg	0.578			
Método Flujo Multifásico T.V.	Duns & Ros			

Bomba	Marca	Serie	Modelo	Gasto
	REDA	540	GN-5200	5511 [bl/día]

Motor	Marca	Serie	Tipo	Potencia	Voltaje	Amperaje
	REDA	540D1	D@100%	300 HP	2008 V	93.9 Amps

Cable	Marca	AWG	Max. Amps	Max. Voltaje
	REDA	1 Cu	133 Amps	2549 V

Diseño		
Frecuencia	60	[Hz]
Potencia del Motor	378.1	[HP]
Velocidad de Operación	3432	[RPM]
Voltaje de Operación	2008	[Volts]
Eficiencia de la Bomba	65.8	[%]
Eficiencia del Motor	75.6	[%]
Gasto Total en Superficie (O+W)	4727.07	[bl/día]
Gas Libre en la Bomba	4.9	[%]
Presión a la Entrada de la Bomba	113.29	[kg/cm ²]
Potencia de Operación Bomba	373.1	[HP]
TDH	2313.70	[m]
Número de Etapas de la Bomba	299	[Etapas]

Tabla 5.1 Resultados diseño Bombeo Electrocentrífugo Sumergido

5.11 Estudio de Sensibilidades

La pantalla *SENSITIVITIES* (Sensibilidades) (Figura 5.39) permite analizar y comparar diferentes equipos en un sistema de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido. Se puede evaluar y optimizar el funcionamiento de diferentes equipos, creando nuevos casos y cambiando la selección de los equipos y/o cambiando las sensibilidades de las variables del sistema.

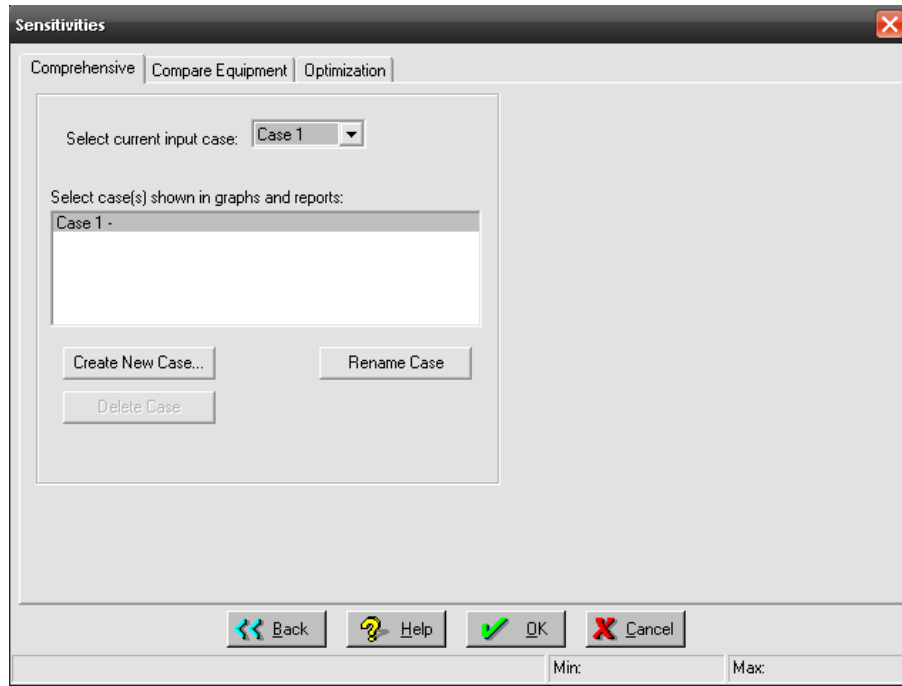
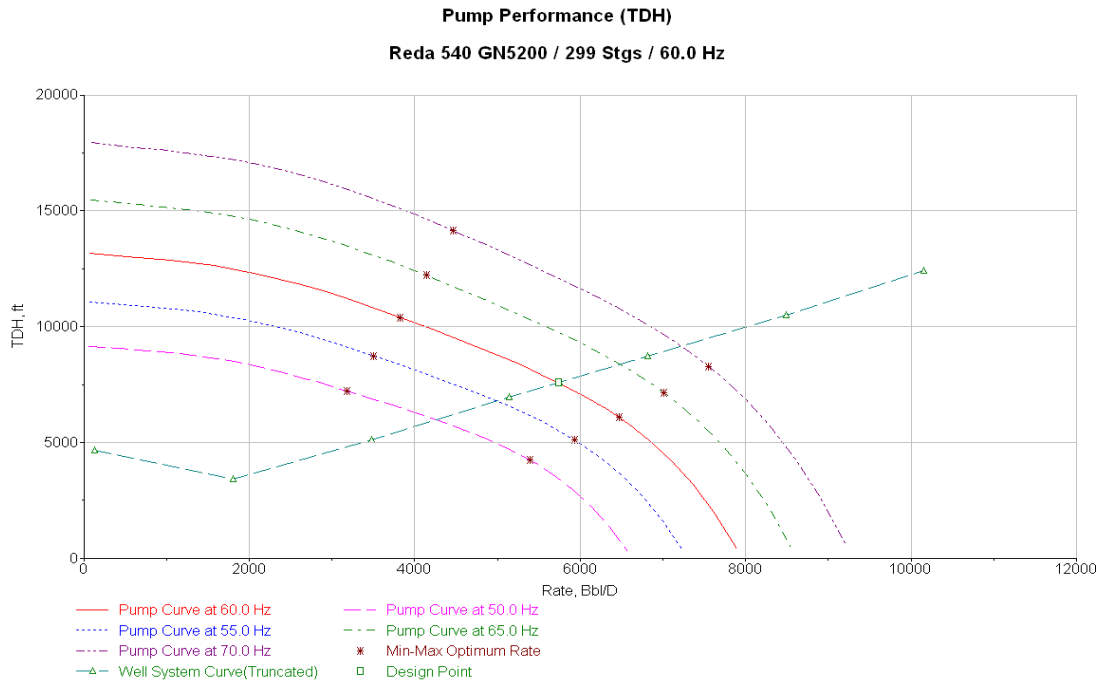


Figura 5.39 Estudio de Sensibilidades. ²¹

Permite cambios rápidos en casos múltiples sin tener que modificar algún dato de las pantallas anteriores, pueden ser ajustados hasta cinco casos diferentes simultáneamente. Cada caso puede ser sensibilizado hasta por tres variables (tales como temperatura del yacimiento, RGA, frecuencia, presión de yacimiento, etc.) Las variables disponibles están en la lista variables para sensibilidades que se encuentra en la pestaña OPTIMIZATION (Optimización).

Unos de los parámetros más importantes en el diseño de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido es la frecuencia del motor, una solución eficiente para obtener más producción en la superficie sería aumentando esta, siempre y cuando se mantenga en un rango de operación adecuado, sin necesidad de realizar operaciones como cambio de tubería, cambio de motor o cambio de bomba en el pozo.

A continuación se muestra la gráfica con las diferentes frecuencias aplicadas en el pozo "Alpha 1" con el motor y bomba de diseño (Gráfica 5.12).



Gráfica 5.12 Estudio de Sensibilidades con Frecuencia Variable.²¹

Como se puede observar en la Gráfica 5.12 el aumento de la frecuencia en el motor aumenta la producción del pozo “Alpha 1”, la frecuencia de diseño es de 60 Hz .Si se aumenta la frecuencia a 70 Hz todavía se encuentra en un rango de operación aceptable, pero las condiciones en superficie demandan una frecuencia máxima de 60 [Hz] por lo que se continuará con dicha frecuencia.

En la pantalla de SENSITIVITIES (Sensibilidades), la pestaña OPTIMIZATION (Optimización) (Figura 5.40) permite seleccionar las diferentes variables para realizar el estudio de sensibilidad para el pozo “Alpha 1”, en este caso se seleccionan las variables WATER CUT (Corte de Agua) Y STATIC BHP (Presión de Fondo Estática), el estudio se realiza para 4 casos diferentes incluyendo las condiciones actuales (Caso 1). Como se muestra a continuación:

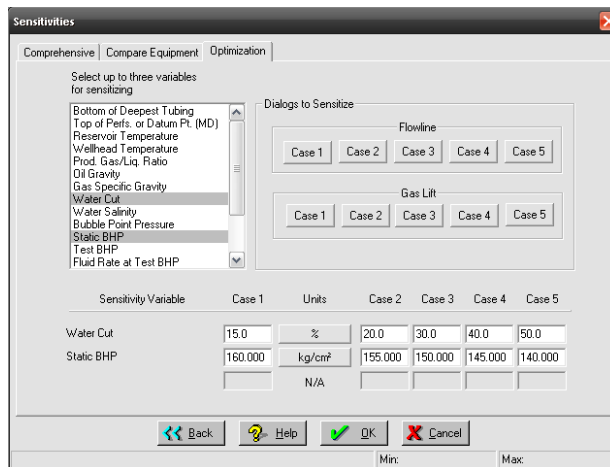


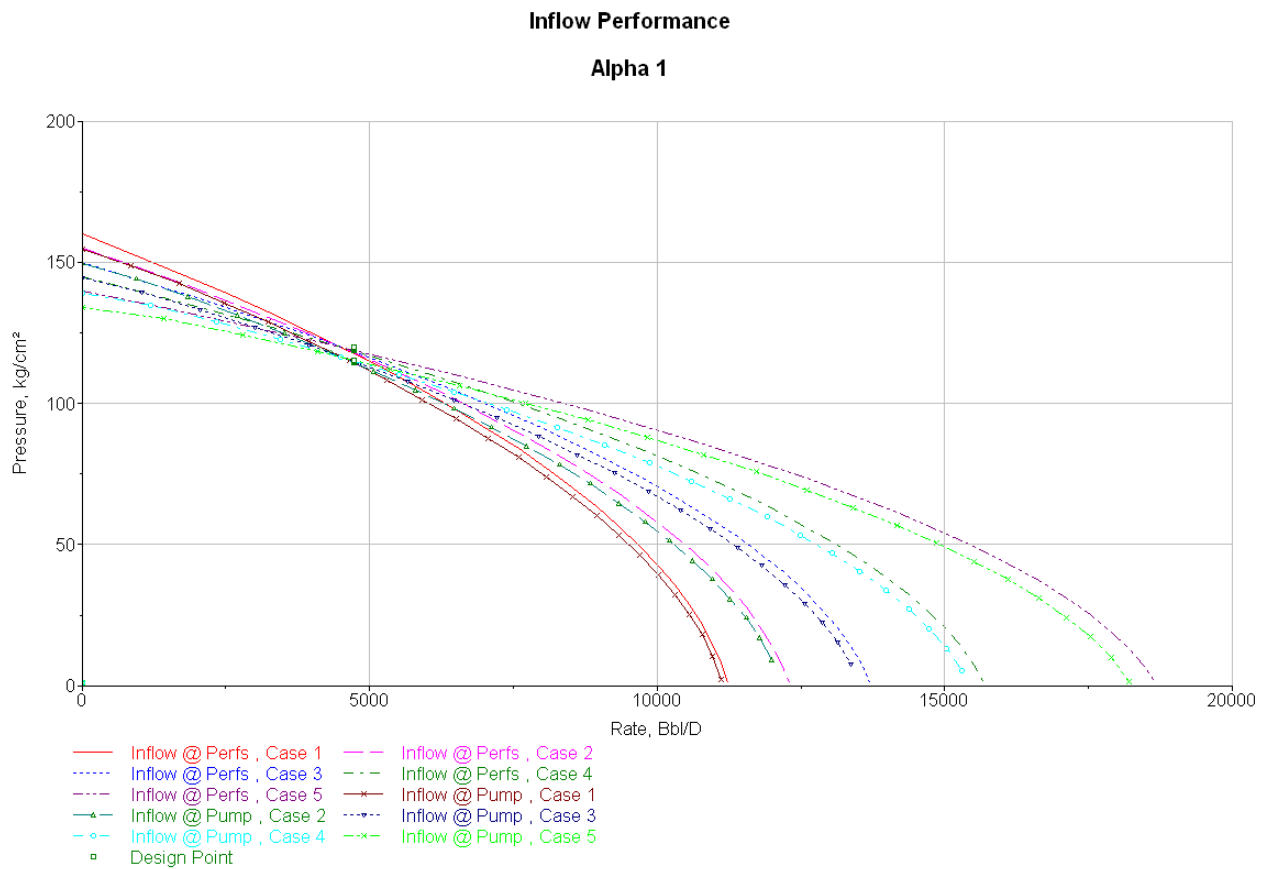
Figura 5.40 Estudio de Sensibilidades, pestaña Optimización.²¹

Las variables son las siguientes:

Datos	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
Corte de Agua [%]	15	20	30	40	50
Presión de Fondo Estática [kg/cm2]	160	155	150	145	140

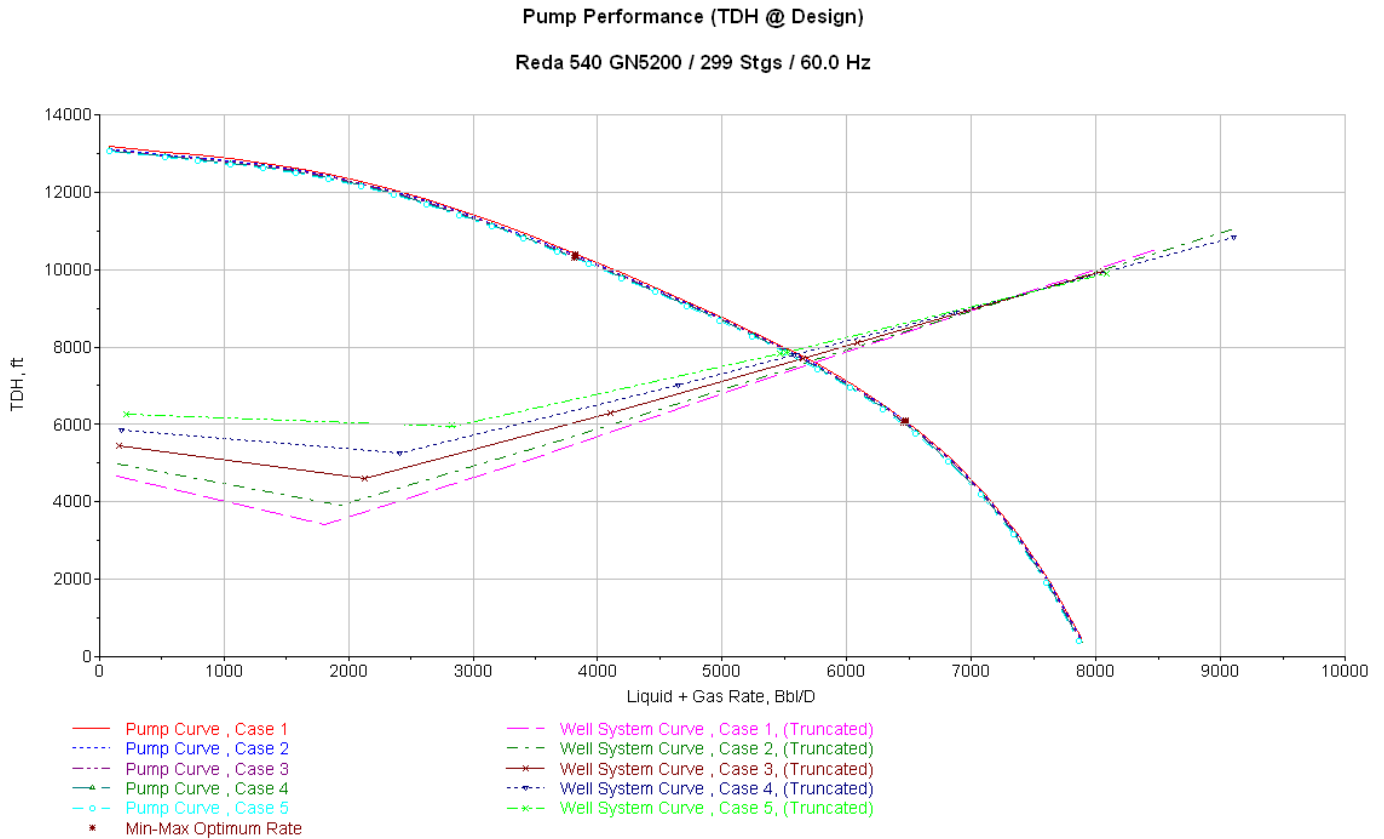
Usando una frecuencia de 60 [Hz] para todos los casos.

Una vez introducidos los datos se finaliza dando clic en OK para comenzar la simulación y obtener las siguientes gráficas y resultados:



Gráfica 5.13 Comportamiento de Afluencia.²¹

La Gráfica 5.13 puede usarse como una herramienta para determinar la presión de fondo fluyente o la presión de entrada a la bomba si se conoce un gasto, o puede determinar un gasto si se conoce la presión de fondo fluyente o la presión de entrada a la bomba. La IPR es única para cada pozo en un momento dado. La IPR cambia en el futuro al producir el pozo debido al descenso en la presión estática y a cambios en las características del fluido tales como la RGA.



*Gráfica 5.14 Comportamiento de la Bomba.*²¹

La Gráfica 5.14 muestra el comportamiento de la bomba a las diferentes presiones de fondo estáticas y porcentajes de agua, donde se muestra que a menor presión de fondo estática y mayor porcentaje de agua la TDH (Carga Dinámica Total) aumentará gradualmente pero se mantendrá un comportamiento de la bomba aceptable con respecto al rango mínimo y máximo de operación.

La siguiente Tabla 5.2 de resultados muestra los gastos para los diferentes casos mencionados anteriormente:

Diseño Ideal		Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
Gasto de Aceite	[bl/día]	4025.60	3788.80	3315.20	2841.60	2368
Gasto de Agua	[bl/día]	710.40	947.20	1420.80	1894.40	2368
Gasto Total de Líquido	[bl/día]	4736	4736	4736	4736	4736

Tabla 5.2 Resultados

Donde se puede observar que el gasto de aceite va reduciendo conforme al corte de agua va aumentando.

A continuación se muestran los resultados obtenidos del diseño con las condiciones actuales (Tabla 5.3).

Caso 1			Caso 2		
Frecuencia	60	[Hz]	Frecuencia	60	[Hz]
Potencia del Motor	378.1	[HP]	Potencia del Motor	380.6	[HP]
Velocidad de Operación	3432	[RPM]	Velocidad de Operación	3430.8	[RPM]
Voltaje de Operación	2008	[Volts]	Voltaje de Operación	2008	[Volts]
Eficiencia de la Bomba	65.8	[%]	Eficiencia de la Bomba	65.9	[%]
Eficiencia del Motor	75.6	[%]	Eficiencia del Motor	74.6	[%]
Gasto Total en Superficie (O+W)	4727.07	[bl/día]	Gasto Total en Superficie (O+W)	4722.79	[bl/día]
Gas Libre en la Bomba	4.9	[%]	Gas Libre en la Bomba	4.9	[%]
Presión a la Entrada de la Bomba	113.29	[kg/cm ²]	Presión a la Entrada de la Bomba	113.64	[kg/cm ²]
Potencia de Operación Bomba	373.1	[HP]	Potencia de Operación Bomba	375.6	[HP]
TDH	2313.70	[m]	TDH	2323.22	[m]
Número de Etapas de la Bomba	299	[Etapas]	Número de Etapas de la Bomba	299	[Etapas]

Caso 3			Caso 4		
Frecuencia	60	[Hz]	Frecuencia	60	[Hz]
Potencia del Motor	387.9	[HP]	Potencia del Motor	395.3	[HP]
Velocidad de Operación	3427.2	[RPM]	Velocidad de Operación	3423.4	[RPM]
Voltaje de Operación	2008	[Volts]	Voltaje de Operación	2008	[Volts]
Eficiencia de la Bomba	66	[%]	Eficiencia de la Bomba	66.1	[%]
Eficiencia del Motor	71.6	[%]	Eficiencia del Motor	67.9	[%]
Gasto Total en Superficie (O+W)	4725.52	[bl/día]	Gasto Total en Superficie (O+W)	4726.58	[bl/día]
Gas Libre en la Bomba	5.1	[%]	Gas Libre en la Bomba	5.3	[%]
Presión a la Entrada de la Bomba	113.93	[kg/cm ²]	Presión a la Entrada de la Bomba	114.14	[kg/cm ²]
Potencia de Operación Bomba	382.9	[HP]	Potencia de Operación Bomba	390.3	[HP]
TDH	2348.28	[m]	TDH	2373.73	[m]
Número de Etapas de la Bomba	299	[Etapas]	Número de Etapas de la Bomba	299	[Etapas]

Caso 5		
Frecuencia	60	[Hz]
Potencia del Motor	402.8	[HP]
Velocidad de Operación	3419.6	[RPM]
Voltaje de Operación	2008	[Volts]
Eficiencia de la Bomba	66.1	[%]
Eficiencia del Motor	63.3	[%]
Gasto Total en Superficie (O+W)	4730.44	[bl/día]
Gas Libre en la Bomba	5.5	[%]
Presión a la Entrada de la Bomba	114.33	[kg/cm ²]
Potencia de Operación Bomba	397.8	[HP]
TDH	2396.82	[m]
Número de Etapas de la Bomba	299	[Etapas]

Tabla 5.3 Resultados Diseño de Bombeo Electrocentrifugo Sumergido (Análisis de Sensibilidad)

Se puede concluir que el análisis de sensibilidad mostró una disminución del gasto de aceite y un aumento del gasto de agua, así como un aumento gradual de la TDH (Carga Dinámica Total); el equipo actual trabaja con las condiciones de diseño manteniendo un gasto de líquido en superficie constante y la bomba opera en un rango de aceptable, por lo cual no es necesario realizar un cambio de bomba y motor.

5.12 Sistema Combinado Bombeo Neumático y Bombeo Electrocentrífugo

Se realizará la simulación para la implantación de un sistema combinado usando la opción GAS LIFT OPTIMIZATION que se encuentra en la pantalla de WELLBORE (Datos del Pozo) como se muestra a continuación (Figura 5.41):

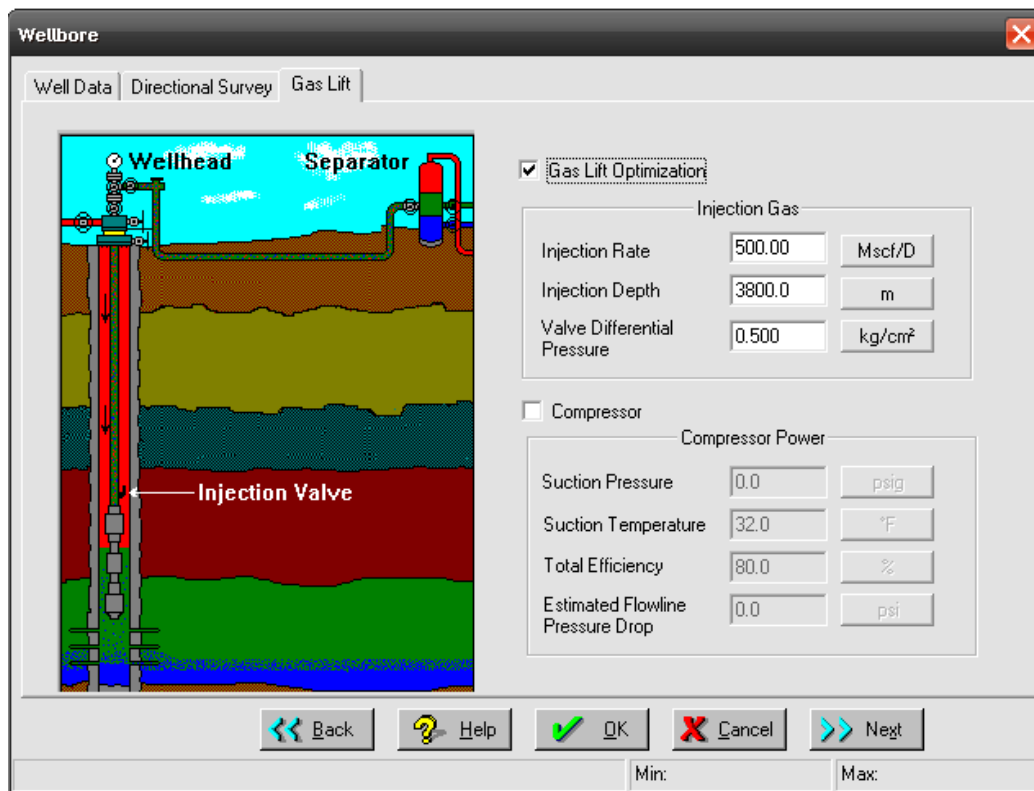


Figura 5.41 Gas Lift Optimization.²¹

El sistema combinado como su nombre lo dice es la combinación del Bombeo Neumático con el Bombeo Electrocentrífugo Sumergido, este se logra colocando una válvula de inyección de gas en la T.P. por arriba de la bomba centrífuga, el gas inyectado afectará las propiedades del fluido y además de una caída de presión en el pozo, la TDH (Carga Dinámica Total), el número de etapas y potencia requerida en la bomba.

Los datos requeridos para realizar la implantación son los siguientes:

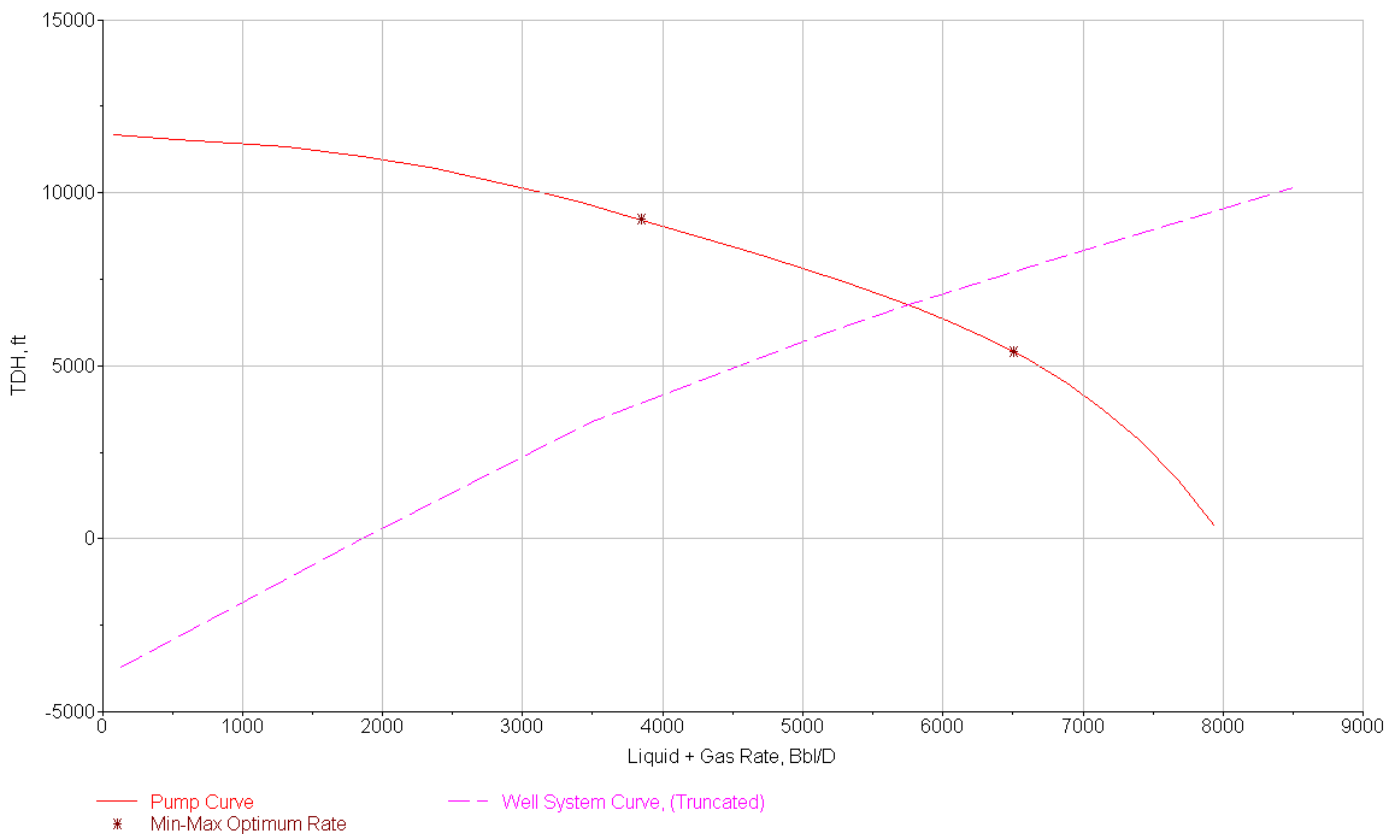
- Gasto de Gas de inyección.
- Profundidad de la válvula de inyección.
- Diferencial de Presión de las Válvulas.

Datos		
Inyección de Gas	500	[Mpc/día]
Profundidad de Instalación	3800	[m]
Presión Diferencial de la Válvula	0.5	[kg/cm2]

5.12.1 Graficas y Resultados

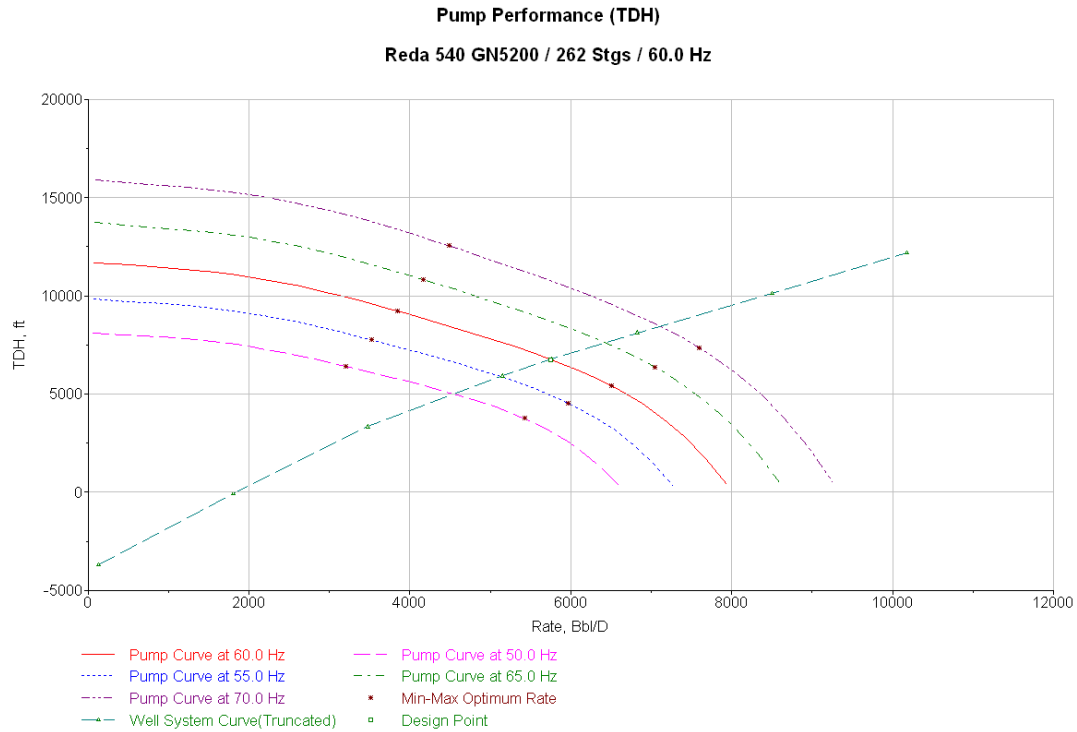
EL comportamiento de la bomba se representa en la Gráfica 5.15 mostrando una reducción en sus etapas y TDH (Carga Dinámica Total) logrando que la bomba realice mejor su función.

Pump Performance (TDH @ Design)
Reda 540 GN5200 / 262 Stgs / 60.0 Hz



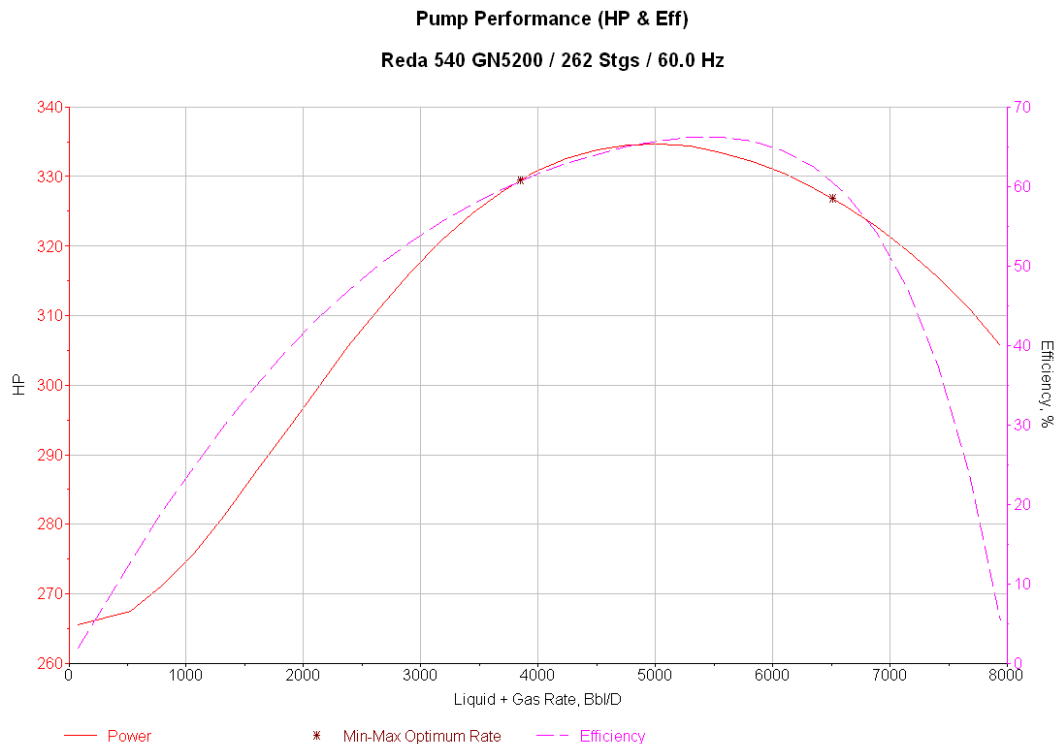
Gráfica 5.15 Comportamiento de la Bomba (Sistema Combinado).²¹

La frecuencia variable con el Sistema Combinado se representa en la Gráfica 5.16 mostrando un comportamiento que se ajusta mejor al rango de operación a comparación del sistema de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido para los diferentes valores de frecuencia.



Gráfica 5.16 Comportamiento de la Bomba con Frecuencia Variable (Sistema Combinado).²¹

Con la aplicación del Sistema Combinado se puede obtener una reducción de la potencia de la bomba manteniendo una eficiencia de la bomba constante como se muestra en la Gráfica 5.17:



Gráfica 5.17 Comportamiento de la Bomba HP y Eficiencia (Sistema Combinado).²¹

Los resultados son los siguientes (Tabla 5.4):

Bombeo Electrocentrífugo Sumergido			Sistema Combinado			Diferencia		
Frecuencia	60	[Hz]	Frecuencia	60	[Hz]	Frecuencia	0	[Hz]
Potencia del Motor	378.1	[HP]	Potencia del Motor	337.5	[HP]	Potencia del Motor	40.6	[HP]
Velocidad de Operación	3432	[RPM]	Velocidad de Operación	3451.6	[RPM]	Velocidad de Operación	19.6	[RPM]
Voltaje de Operación	2008	[Volts]	Voltaje de Operación	2008	[Volts]	Voltaje de Operación	0	[Volts]
Eficiencia de la Bomba	65.8	[%]	Eficiencia de la Bomba	65.8	[%]	Eficiencia de la Bomba	0	[%]
Eficiencia del Motor	75.6	[%]	Eficiencia del Motor	83.8	[%]	Eficiencia del Motor	8.2	[%]
Gasto Total en Superficie (O+W)	4727.07	[bl/día]	Gasto Total en Superficie (O+W)	4733.45	[bl/día]	Gasto Total en Superficie (O+W)	6.38	[bl/día]
Gas Libre en la Bomba	4.9	[%]	Gas Libre en la Bomba	4.9	[%]	Gas Libre en la Bomba	0	[%]
Presión a la Entrada de la Bomba	113.29	[kg/cm ²]	Presión a la Entrada de la Bomba	113.25	[kg/cm ²]	Presión a la Entrada de la Bomba	0.04	[kg/cm ²]
Potencia de Operación Bomba	373.1	[HP]	Potencia de Operación Bomba	332.5	[HP]	Potencia de Operación Bomba	40.6	[HP]
TDH	2313.70	[m]	TDH	2058.26	[m]	TDH	255.44	[m]
Número de Etapas de la Bomba	299	[Etapas]	Número de Etapas de la Bomba	262	[Etapas]	Número de Etapas de la Bomba	37	[Etapas]

Bombeo Electrocentrífugo Sumergido	Sistema Combinado	Diferencia en %
Frecuencia	60	0
Potencia del Motor	378.1	11
Velocidad de Operación	3432	0.50
Voltaje de Operación	2008	0
Eficiencia de la Bomba	65.8	0
Eficiencia del Motor	75.6	9.78
Gasto Total en Superficie (O+W)	4727.07	0.13
Gas Libre en la Bomba	4.9	0
Presión a la Entrada de la Bomba	113.29	0.03
Potencia de Operación Bomba	373.1	12.21
TDH	2313.70	12.41
Número de Etapas de la Bomba	299	14.12

Tabla 5.4 Resultados Sistema Combinado

Aplicando el Sistema Combinado como se mencionó anteriormente provoca una reducción en la potencia, número de etapas de la bomba, reducción de la Carga Dinámica Total, y una caída de presión en el pozo; concluyendo que la aplicación de este sistema produce un gasto de líquido en superficie similar al sistema de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido y la implantación de éste en el Pozo "Alpha 1" puede ser una opción viable en la reducción de demanda de energía en el equipo superficial y subsuperficial, dependiendo también de los resultados que arroje el análisis económico.

En algunos casos en el Sistema Combinado puede suceder alguna falla en el Bombeo Electrocentrífugo Sumergido, pueden ocasionarse en el cable, motor o bomba debido a que este sistema demanda un mayor mantenimiento y monitoreo que el Bombeo Neumático. Por lo cual al presentarse la falla en el Sistema Combinado puede seguir produciendo mediante la inyección de gas, llamándolo así, Sistema Alterno.

CAPÍTULO 6

*DISEÑO DE BOMBEO POR
CAVIDADES PROGRESIVAS*

6.1 Bombeo por Cavidades Progresivas

El Bombeo por Cavidades Progresivas es un método de levantamiento artificial que se puede utilizar en la producción de fluidos muy viscosos y posee pocas partes móviles por lo que su mantenimiento es relativamente sencillo.

Consta básicamente de un cabezal de accionamiento en superficie y una bomba de fondo compuesta de un rotor de acero, en forma helicoidal de paso simple y sección circular, que gira dentro de un estator de elastómero vulcanizado.

La operación de la bomba es sencilla; a medida que el rotor gira excéntricamente dentro del estator, se van formando cavidades selladas entre las superficies de ambos, para mover el fluido desde la succión de la bomba hasta su descarga.

El estator va en el fondo del pozo enroscado a la tubería de producción con un empaque no sellante en su parte superior. El diámetro de este empaque debe ser lo suficientemente grande como para permitir el paso de fluidos a la descarga de la bomba sin presentar restricción de ningún tipo.

El rotor va roscado en las varillas por medio del niple espaciador o intermedio, las varillas son las que proporcionan el movimiento desde la superficie hasta la cabeza del rotor. La geometría del conjunto es tal, que forma una serie de cavidades idénticas y separadas entre sí. Cuando el rotor gira en el interior del estator estas cavidades se desplazan axialmente desde el fondo del estator hasta la descarga generando de esta manera el bombeo por cavidades progresivas. Debido a que las cavidades están hidráulicamente selladas entre sí, el tipo de bombeo es de desplazamiento positivo.

La instalación de superficie está compuesta por un cabezal de rotación, que está conformado, por el sistema de transmisión y el sistema de frenado. Estos sistemas proporcionan la potencia necesaria para poner en funcionamiento a la bomba de cavidades progresivas.

Otro elemento importante en este tipo de instalaciones es el sistema de anclaje, que debe impedir el movimiento rotativo del equipo ya que, de lo contrario, no existirá acción de bombeo. En vista de esto, debe conocerse la torsión máxima que puede soportar este mecanismo a fin de evitar daños innecesarios y mala operación del sistema.

El niple de asentamiento, en el que va instalado y asegurado al sistema de anclaje, se conecta a la tubería de producción permanentemente con lo cual es posible asentar y desasentar la bomba tantas veces como sea necesario.

En su aplicación correcta, los sistemas con bombas de cavidad progresiva proveen el método artificial de levantamiento más económico si se configura y opera apropiadamente.

Ventajas:

- Habilidad para producir fluidos altamente viscosos.
- Habilidad para producir con altas concentraciones de arena.
- Habilidad para tolerar altos porcentajes de gas libre (no se bloquea).
- Ausencia de válvulas o partes recíprocas evitando bloqueo o desgaste de las partes móviles.
- Muy buena resistencia a la abrasión.
- Bajos costos de inversión inicial.
- Bajos costos de energía.
- Demanda constante de energía (no hay fluctuaciones en el consumo).
- Simple instalación y operación.
- Bajo mantenimiento.
- Equipos de superficie de pequeñas dimensiones y bajo nivel de ruido.

Desventajas:

- Limitaciones en las capacidades de desplazamiento y levantamiento de la bomba.
- La compatibilidad de los elastómeros con ciertos fluidos producidos.
- Capacidad de desplazamiento real de hasta 2000 [bl/día] o 320 [m³/día].
- Capacidad de elevación real de hasta 6000 pies o 1850 metros.
- Resistencia a la temperatura de hasta 280 °F o 138 °C (máxima de 350 °F o 178 °C)
- Alta sensibilidad a los fluidos producidos.
- Opera con bajas capacidades volumétricas cuando se producen cantidades de gas libre considerables.
- Tendencia del estator a daño considerable cuando la bomba trabaja en seco por periodos de tiempo relativamente cortos.
- Desgaste por contacto entre las varillas de bombeo y la tubería de producción.
- La mayoría de los sistemas requieren la remoción de la tubería de producción para sustituir la bomba.
- Los sistemas están propensos a altas vibraciones requiriendo el uso de anclas de tubería y estabilizadores o centralizadores de varillas de bombeo.
- Poca experiencia en el diseño, instalación y operación del sistema.

6.2 Características de la Bomba

La bomba está compuesta por el rotor y estator (Figura 6.1). El rotor es accionado desde la superficie por un sistema impulsor que transmite el movimiento rotativo a la sarta de varillas, el estator es el componente estático de la bomba que contiene un polímero de alto peso molecular con la capacidad de deformación y recuperación elástica llamado elastómero. El estator y el rotor no son concéntricos y el movimiento del rotor es combinado, uno rotacional sobre su propio eje y otro rotacional (en dirección opuesta a su propio eje) alrededor el eje del estator.

La geometría del conjunto forma una serie de cavidades idénticas y separadas entre sí. Cuando el rotor gira en el interior del estator estas cavidades se desplazan axialmente desde el fondo del estator hasta la descarga, generando de esta manera el bombeo por cavidades progresivas. Debido a que las cavidades están hidráulicamente selladas entre sí, el tipo de bombeo, es de desplazamiento positivo.

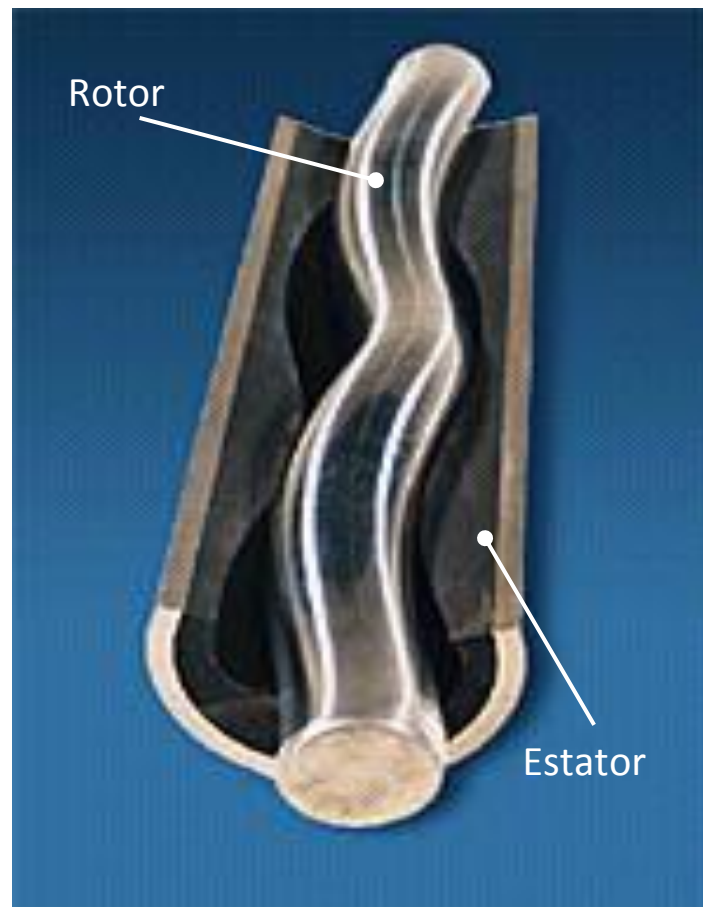


Figura 6.1 Componentes de la Bomba.⁴³

La geometría del sello helicoidal formado por el rotor y el estator están definidos por los siguientes parámetros, mostrados en la Figura 6.2:

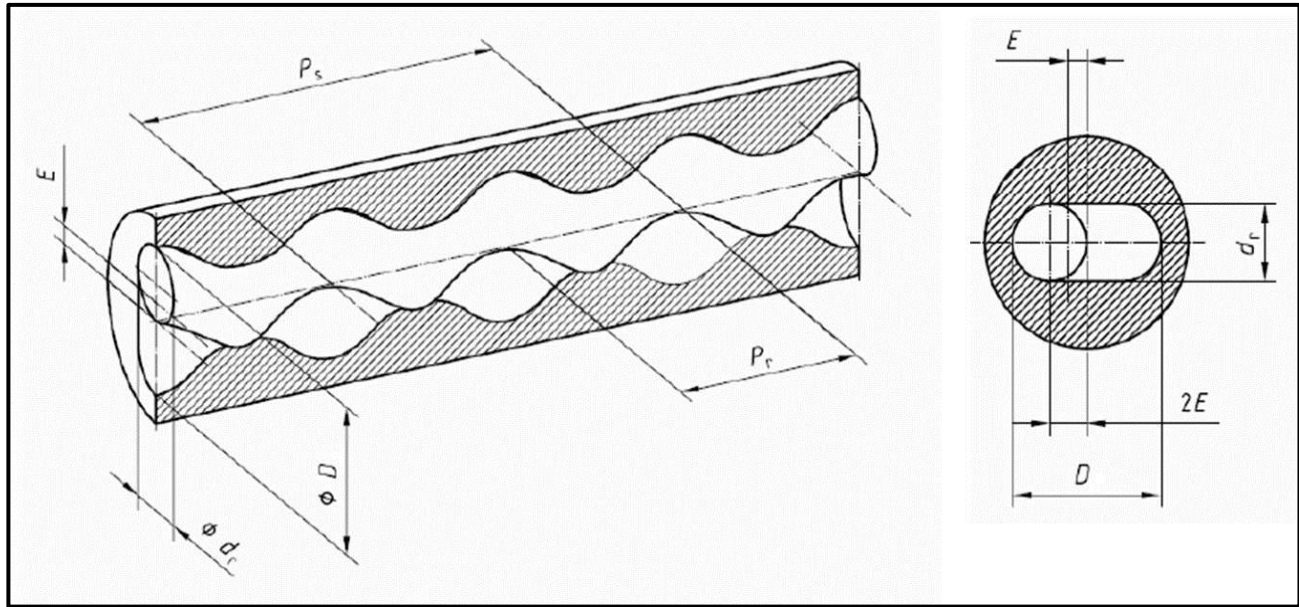


Figura 6.2 Parámetros de la Bomba. ⁵

Dónde:

D: Diámetro mayor del rotor (diámetro nominal).

d_r : Diámetro de la sección transversal del rotor.

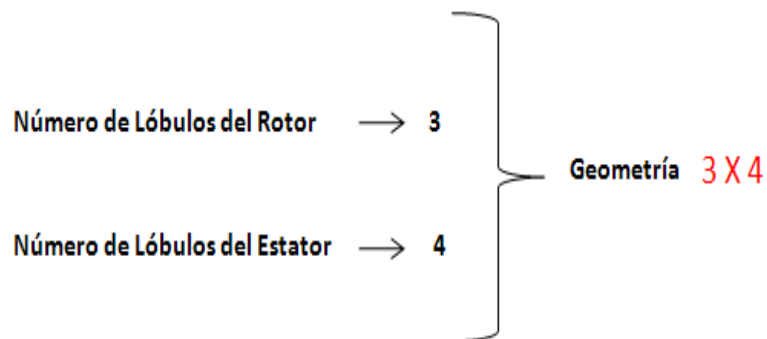
E: Excentricidad del rotor.

P_s : paso del estator (longitud de la cavidad = longitud de la etapa).

P_r : Paso del rotor.

6.2.1 Geometría

Existen distintas geometrías en bombas PCP (Figura 6.3), y las mismas están relacionadas directamente con el número de lóbulos del estator y rotor. La relación entre el número de lóbulos del rotor y el estator permite definir la siguiente nomenclatura:



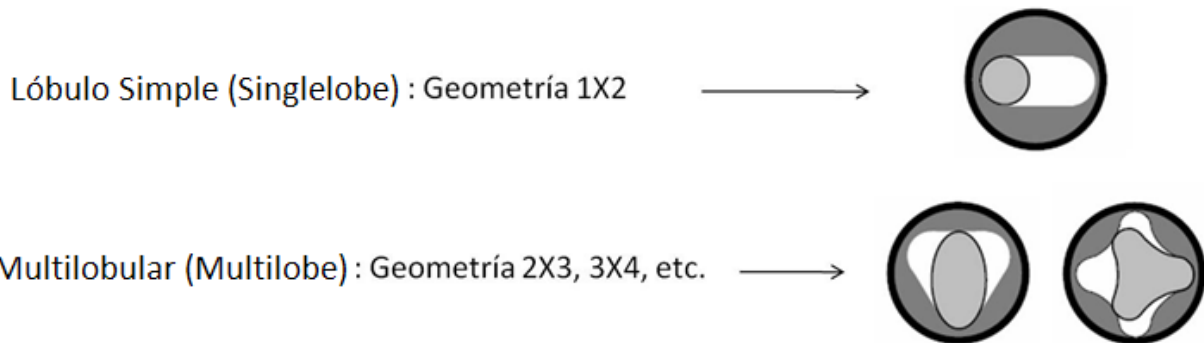
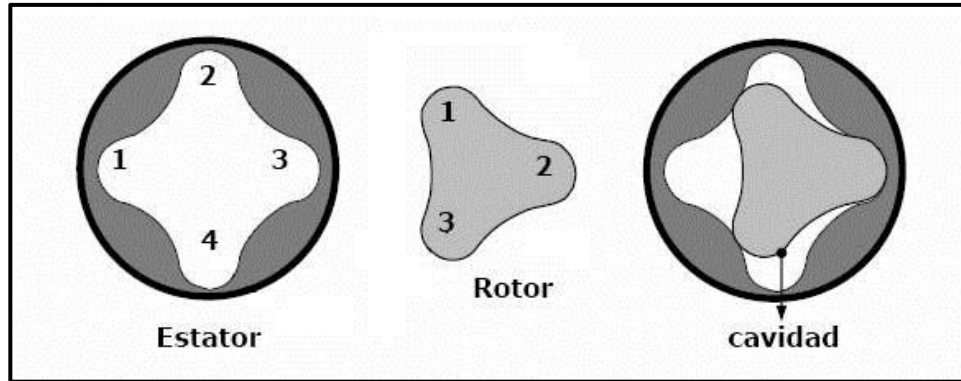


Figura 6.3 Diferentes Configuraciones de Geometrías.⁵

6.2.2 Principio de Operación

La Bomba de Cavidades Progresivas puede definirse como una bomba que consta esencialmente de dos engranajes helicoidales interiores entre sí:

Rotor, la pieza interna, es una hélice de n lóbulos.

Estator, la parte externa, es una hélice de $n + 1$ lóbulos.

La relación entre el paso P del estator y el paso p del rotor es la de los números de lóbulos:

$$\frac{P}{p} = \frac{n + 1}{n} \tag{6.1}$$

Esta geometría es tal que constituye $n + 1$ series de cavidades idénticas y separadas entre sí. Cuando el rotor gira dentro del estator, estas cavidades se mueven axialmente de uno al otro extremo del estator, desde la succión

hasta la descarga, creando la acción de bombeo. Debido a que las cavidades están aisladas entre sí, la bomba es del tipo volumétrico, o desplazamiento positivo.

El rotor y estator no son concéntricos. Los ejes son paralelos: la distancia entre los mismos es la excentricidad de la bomba. Cuando el rotor hace la fracción $(1/n)$ de una vuelta completa en un sentido, su eje hace una vuelta en el sentido opuesto alrededor del eje del estator.⁴³

6.3 Descripción del Equipo

La integración de los componentes es indispensable, ya que cada uno ejecuta una función esencial en el sistema para obtener las condiciones de operación deseadas que permitan impulsar a la superficie el gasto requerido.

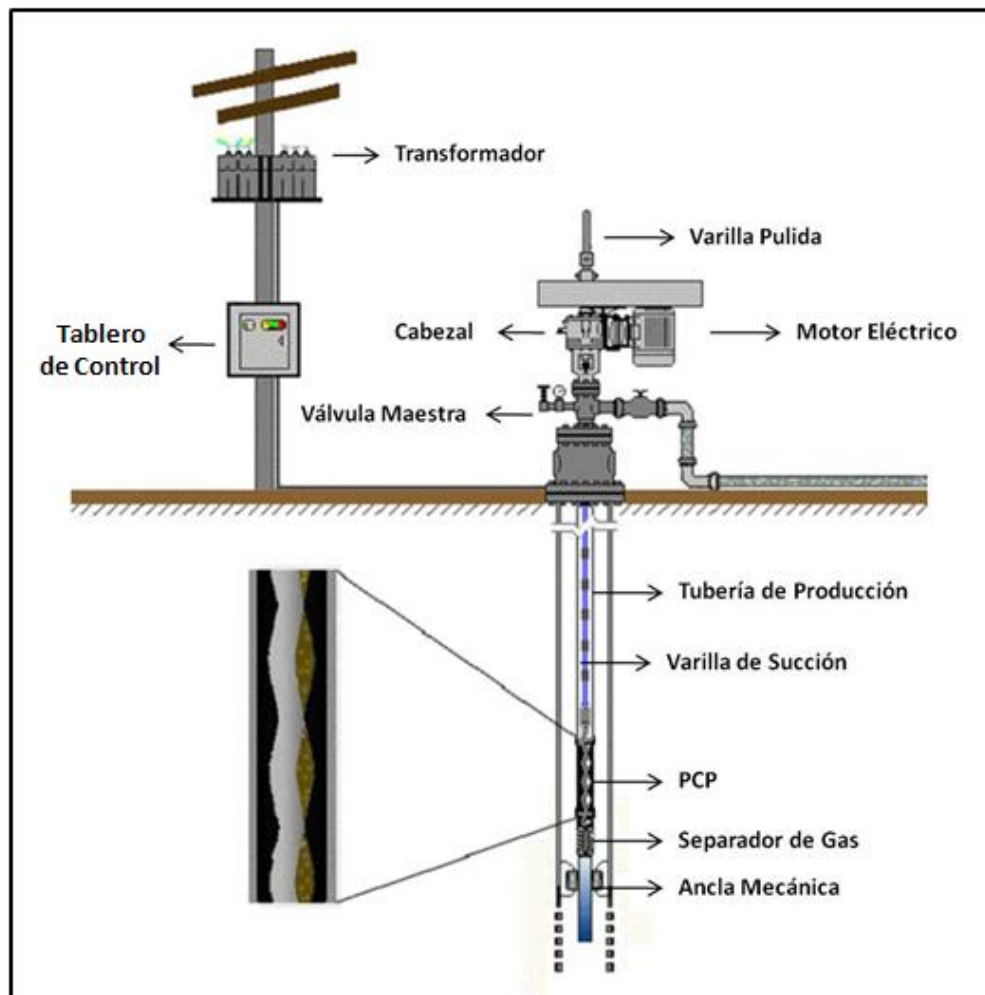


Figura 6.4 Distribución de Componentes del Aparejo de Bombeo por Cavidades Progresivas.⁴³

El sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas está integrada por dos secciones de componentes: componentes subsuperficiales y componentes superficiales, como se muestra en la Figura 6.4. A continuación se describen ambos tipos.

6.4 Componentes Subsuperficiales

6.4.1 Sarta de Varillas

Las varillas de bombeo fueron diseñadas para transmitir a la bomba de pistón el movimiento alternativo del balancín (Figura 6.5). En esta configuración las varillas están sujetas a una sola fuerza, una carga axial cíclica. Estas mismas varillas son utilizadas en conjunto con la bomba para transmitir al rotor el movimiento rotatorio provisto por el sistema de impulsión. Las varillas unidas entre sí por medio de roscas formando la sarta, se introducen en el pozo y de esta forma se hace parte integral del sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas.



Figura 6.5 Varillas para Bombeo por Cavidades Progresivas. ⁴⁴

6.4.2 Estator

Es la parte externa está constituida por una camisa de acero revestida internamente por un elastómero moldeado en forma de hélice enfrentadas entre sí, cuyos pasos son el doble del paso de la hélice del rotor (Figura 6.6).



Figura 6.6 Estator. ⁵

6.4.3 Elastómero

Los elastómeros son aquellos polímeros que muestran un comportamiento elástico (Figura 6.7). El término, que proviene de polímero elástico, es a veces intercambiable con el término goma, que es más adecuado para referirse a vulcanizados. Cada uno de los monómeros que se unen entre sí para formar el polímero está normalmente compuesto de carbono, hidrógeno, oxígeno y/o silicio. El elastómero es un elemento que puede ser estirado un mínimo de dos veces de su longitud y recuperar inmediatamente su dimensión original.

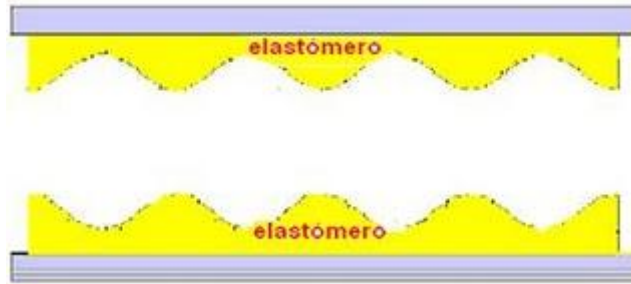


Figura 6.7 Elastómero. ⁴⁵

6.4.4 Rotor

El rotor es suspendido y girado por las varillas, es la única pieza que se mueve en la bomba (Figura 6.8). Este consiste en una hélice externa con un área de sección transversal redondeada, tornada a precisión hecha de cromo para darle mayor resistencia contra la abrasión. Tiene como función principal bombear el fluido girando de modo excéntrico dentro del estator, creando cavidades que progresan en forma ascendente.

Estando el estator y el rotor al mismo nivel, los extremos inferiores del rotor, sobresalen del elastómero aproximadamente unos 460 [mm] a 520 [mm], este dato permite verificar en muchos casos si el espaciado fue bien realizado. En caso de presencia de arena, aunque sea escasa, esta deja muchas veces marcada la hélice del rotor. De este modo, al retirar el rotor por cualquier motivo, se puede observar en qué punto estuvo trabajando dentro del estator, partiendo del extremo superior del rotor.



Figura 6.8 Rotor.

6.4.5 Niple Espaciador

Su función es la de permitir el movimiento excéntrico de la cabeza del rotor con su cople de conexión a la varilla inferior cuando el diámetro de la tubería no lo permite (ver Figura 6.9). En tal caso es imprescindible su instalación. La longitud de este niple debe ser suficiente para acomodar la cabeza del rotor antes del arranque de la bomba, es decir antes de la elongación dinámica de las varillas. Esta elongación puede llegar a un máximo de 2 a 3 pies. Por lo tanto el rotor, correctamente espaciado y en funcionamiento, sobresale 1 a 2 pies del extremo superior del estator.

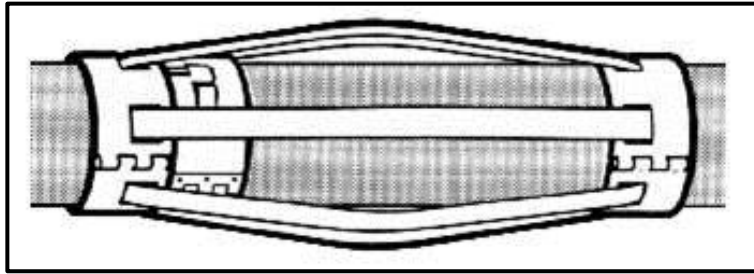


Figura 6.9 Niple Espaciador. ⁴⁵

6.4.6 Niple de Paro

Es parte componente de la bomba y va roscado al extremo inferior del estator. Su función es:

- Hacer de Tope al rotor en el momento del espaciamiento, para que el rotor tenga el espacio suficiente para trabajar correctamente.
- Servir de “pulmón” al estiramiento de las varillas, con la unidad funcionando.
- Como succión de la bomba.

Los más usuales son los de rosca doble, con una rosca hembra en su extremo superior, que va roscada al estator y una rosca macho de la misma medida en su extremo inferior, para permitir instalar debajo el ancla de torsión o cualquier otro elemento (Figura 6.10). A la vez el centro de la misma hace de tope con el rotor, durante el espaciamiento.



Figura 6.10 Niple de Paro.⁵

6.4.7 Ancla de Torsión

Al girar la sarta hacia la derecha, vista desde arriba, hace que la tubería también tienda a girar hacia la derecha, es decir hacia el sentido de desenrosque de la tubería. A esto se suman las vibraciones producidas por el giro del rotor dentro del estator, vibraciones que son tanto mayores cuanto más profunda está la bomba. La combinación de ambos efectos puede producir el desprendimiento de la tubería. El ancla de torsión (Figura 6.11) evita este problema. Va instalada debajo del estator y se fija en la tubería de revestimiento por giro a la derecha. Cuando el estator está sometido a la torsión hacia la derecha, se ajusta el ancla.



Figura 6.11 Ancla de Torsión.⁵

6.4.8 Centrales

Son centrales no-rotatorias (ver Figura 6.12) que van instalados a los extremos de las varillas. Actúan como cojinetes y constan de dos componentes.

- Un vástago hecho de acero, cuyos extremos tienen roscas de varilla.
- Una camisa de plástico suficientemente duro para resistir la incrustación por la arena y resistente a los aromáticos y al H_2S .

El diámetro exterior de la camisa es levemente menor que el diámetro interior de la tubería. Hay modelos de centrales para cada combinación existente de tubería y varilla.



Figura 6.12 Centrales. ⁵

6.5 Equipo Superficial

Una vez obtenidos los parámetros de operación mínimos necesarios para accionar el equipo de subsuelo, es necesario dimensionar correctamente los equipos de superficie que sean capaces de proveer la energía requerida por el sistema. Existen diferentes configuraciones de cabezales (Figura 6.13) y a su vez un amplio rango de accesorios y tecnologías para cada una de estas configuraciones.



*Figura 6.13 Cabezal para Bombeo de Cavidades Progresivas.*⁴⁴

6.5.1 Cabezal de Rotación

El cabezal de rotación (Figura 6.14) debe ser diseñado para manejar las cargas axiales de las varillas, el rango de velocidad a la cual debe funcionar, la capacidad de freno y la potencia necesaria.

Este es un equipo de accionamiento mecánico instalado en la superficie directamente sobre la cabeza del pozo. Consiste en un sistema de rodamientos o cojinetes que soportan la carga axial del sistema, un sistema de freno (mecánico o hidráulico) que puede estar integrado a la estructura del cabezal o ser un dispositivo externo.

Un ensamblaje de instalación que incluye el sistema de empaque para evitar la filtración de fluidos a través de las conexiones de superficie. Además, algunos cabezales incluyen un sistema de caja reductora accionado por engranajes mecánicos o poleas y correas.

La torsión se halla transferida a la sarta de varillas mediante una mesa porta grampa. El movimiento del mismo dentro del eje hueco permite el ajuste vertical de la sarta de varillas de succión (a semejanza del sistema buje de impulso/vástago de perforación). El peso de la sarta de varillas se halla suspendido a una grampa, provisto de cuatro pernos. La barra se puede levantar a través del cabezal a fin de sacar el rotor del estator y lavar la bomba por circulación inversa.⁴⁶

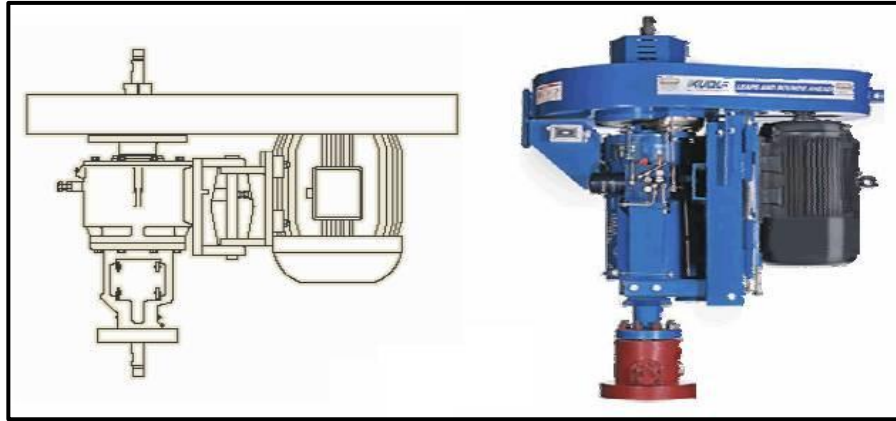


Figura 6.14 Cabezal de Rotación. ⁴⁶

6.5.2 Sistema de Transmisión

Se le conoce como sistema de transmisión (Figura 6.15) al dispositivo utilizado para transferir la energía desde la fuente de energía primaria (motor eléctrico o de combustión interna) hasta el cabezal de rotación.

Para la transmisión de torsión de una máquina motriz a una máquina conducida, existen al menos tres métodos muy utilizados: Transmisión con engranajes, correas flexibles de caucho reforzado y cadenas de rodillos.

Dependiendo de la potencia, posición de los ejes, relación de transmisión, sincrónica, distancia entre ejes y costo; se seleccionará el método a utilizar.

En la mayoría de las aplicaciones donde es necesario operar sistemas a velocidades menores a 150 RPM, es usual utilizar cabezales con caja reductora interna (de engranaje) con un sistema alternativo de transmisión, como correas y poleas. Esto se hace con el fin de no forzar al motor a trabajar a muy bajas RPM, lo que traería como resultado la falla del mismo a corto plazo debido a la insuficiente disipación de calor.⁴⁶



Figura 6.15 Sistema de Transmisión. ⁴⁶

6.5.3 Sistema de Freno

La segunda función importante del cabezal es la de frenado que requiere el sistema. Cuando un sistema BCP está en operación, una cantidad significativa de energía se acumula en forma de torsión sobre las varillas.

Si el sistema se para repentinamente, la sarta de varillas de bombeo libera esa energía girando en forma inversa para liberar torsión (ver Figura 6.16). Adicionalmente, a esta rotación inversa se le suma la producida debido a la igualación de niveles de fluido en la tubería de producción y el espacio anular, en el momento de la parada. Durante ese proceso de marcha inversa, se puede alcanzar velocidades de rotación muy altas.

Al perder el control de la marcha inversa, las altas velocidades pueden causar severos daños al equipo de superficie, desenrosque de la sarta de varillas y hasta la rotura violenta de la polea del cabezal, pudiendo ocasionar esta situación daños severos al operador.

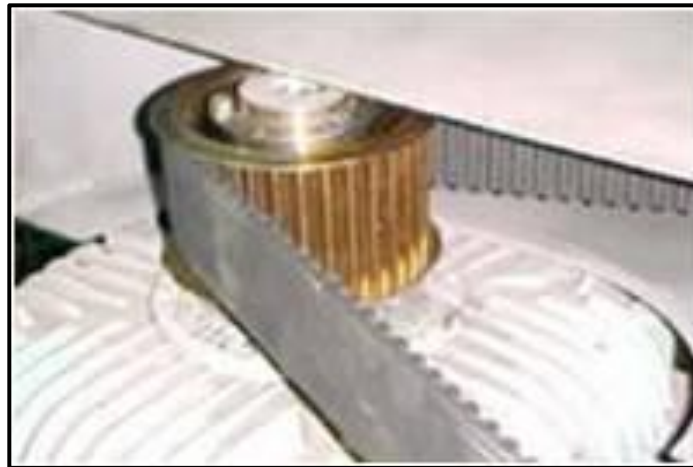


Figura 6.16 Sistema de Freno. ⁴⁵

6.6 Consideraciones para el diseño del sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas

Los sistemas con bombas de cavidad progresiva son extremadamente flexibles en términos de su habilidad para trabajar efectivamente en diversos rangos de aplicación. Sin embargo, su éxito en cada aplicación particular requiere que los componentes del sistema sean compatibles con las condiciones del pozo y con el ambiente de operación. Un procedimiento de diseño que tome en cuenta ambos grupos de consideraciones, tendrá mayor probabilidad de éxito si se utiliza un criterio de selección de componentes acorde a las limitaciones que ellas ofrecen.

A continuación se muestran los datos del pozo y de la bomba a tener en cuenta, así como los cálculos requeridos para analizar las variables de diseño de una instalación de bombeo por Cavidades Progresivas. Es una guía simplificada debido a las condiciones planteadas, las cuales podrían volverse más complejas, si, el tipo de fluido, gastos, profundidad y tipo de pozo a ser producido no son adecuados con el sistema.

Los datos son los siguientes:

- Datos del pozo (Tubería de producción, Tubería de revestimiento, Varilla de bombeo, Profundidad de instalación, Nivel dinámico, % de agua, Densidad del agua y Presión en la cabeza del pozo).
- Datos de la Bomba (Marca, Modelo, Geometría y Elastómero).

Los cálculos son los siguientes:

- Gasto teórico.
- Carga dinámica total.
- Potencia consumida.
- Torque.
- Esfuerzos axiales.
 - Debido al peso de las varillas.
 - Debido al efecto de la presión sobre la impulsión de la bomba.
- Tensiones combinadas.
 - Axial (tensión a la tracción): σ
 - Tangencial (tensión a la torsión): T
- Elongación de la sarta de varillas.

6.7 Análisis Nodal

Para el desarrollo del diseño en este capítulo se realizó un estudio de análisis nodal para el pozo "Alpha 2", donde se presentan las condiciones actuales para la aplicación del sistema artificial de producción bombeo por Cavidades Progresivas.

Estado Mecánico del Pozo "Alpha 2", se muestra en la Figura 6.17.

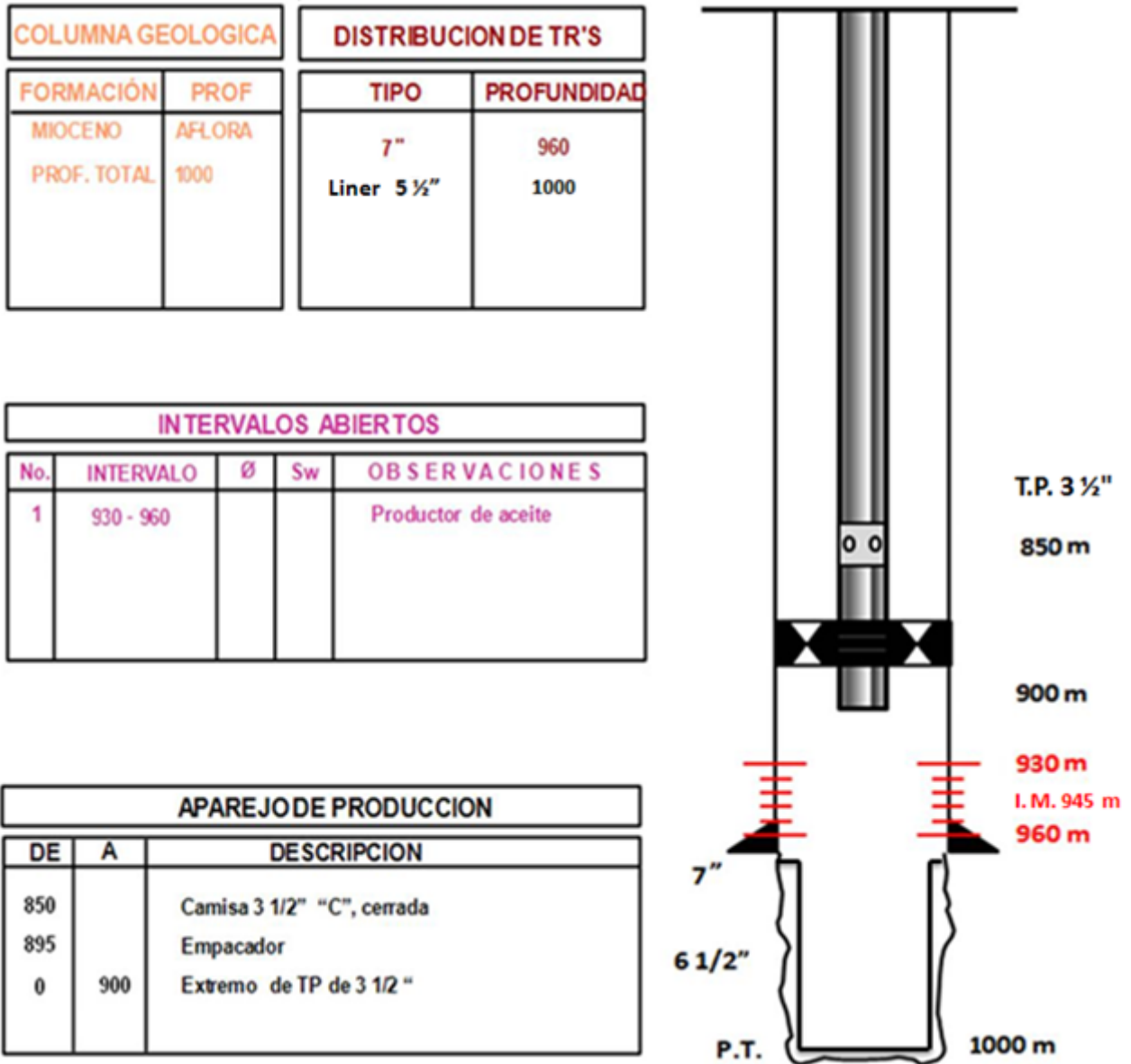
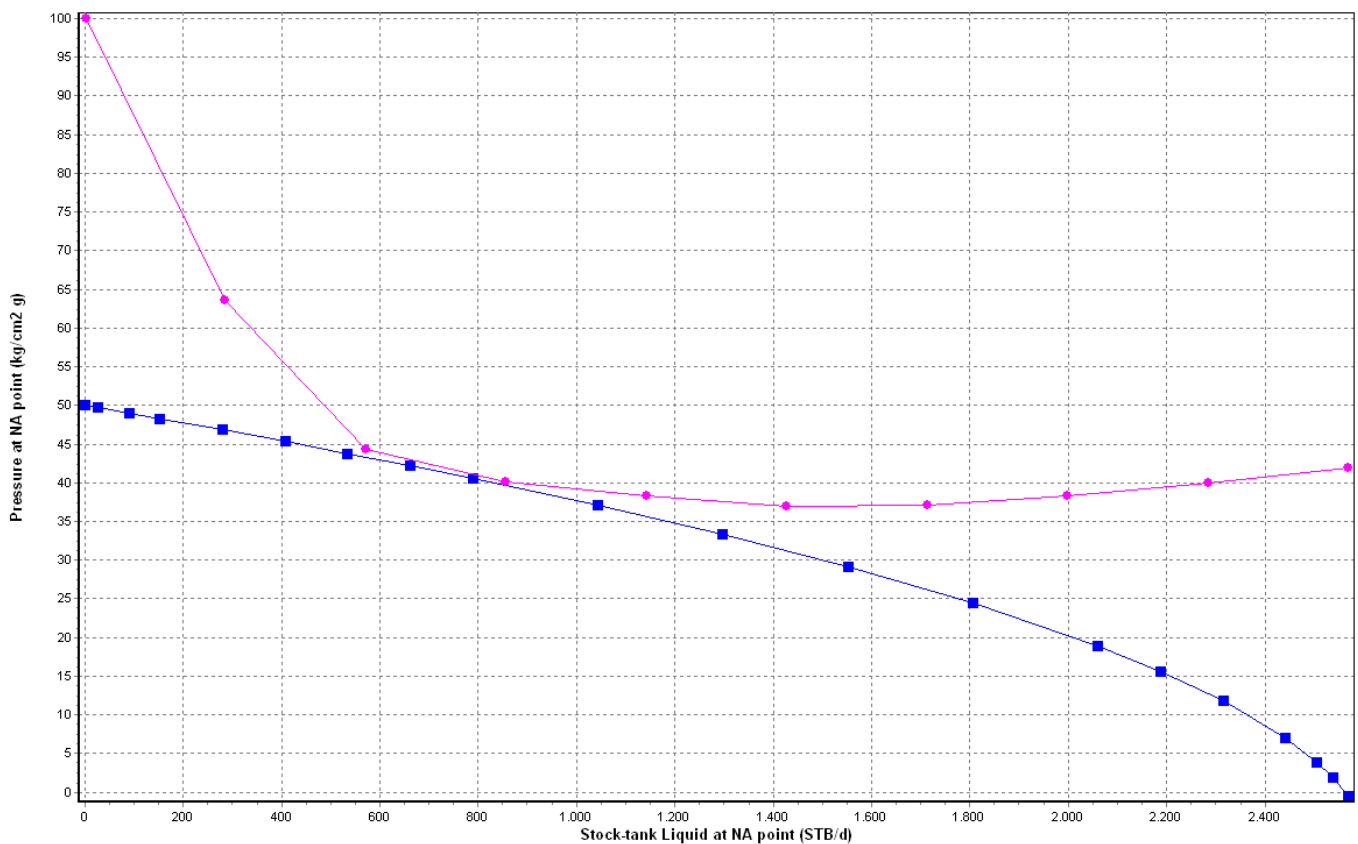


Figura 6.17 Estado Mecánico del Pozo "Alpha 2".²²

Para el 1 de septiembre de 2010, el pozo se encuentra sin producción debido al abatimiento de presión.

Pws	Pwf	RGA	°API	Corte de Agua	Temperatura
[kg/cm ²]	[Kg/cm ²]	[m ³ /m ³]		%	°C
50	30	70	15	0	90

El pozo se encuentra sin producción, la presión en la cabeza es de 10 [kg/cm²] como se muestra en la Gráfica 6.1



Gráfica. 6.1 Curva de IPR con una presión en la cabeza de 10 [kg/cm²].⁴⁷

Por lo cual se implantará el sistema artificial de producción de Bombeo de Cavidades Progresivas para un aceite pesado para producir un gasto aproximado de 1415 [bl/día] y así hacer producir el pozo “Alpha 2”.

A continuación se realiza el diseño del sistema artificial de producción.

6.8 Diseño de Cavidades Progresivas

Teniendo en cuenta la relación anterior de datos y cálculos requeridos para realizar el diseño de una instalación de bombeo con cavidades progresivas, para nuestro ejemplo se consideran los siguientes datos:

6.8.1 Datos del Pozo

<i>Tubería de Revestimiento</i>	7.00 [pg] I. D.
<i>Tubería de Producción</i>	3.5 [pg] I. D.
<i>Gasto Requerido</i>	1415 [bl/día]; 225 [m ³ /día]
<i>Profundidad de Intalación</i>	900 [m]
<i>Varilla de Bombeo</i>	1" x 25' Grado D
<i>Nivel Dinámico</i>	750 [m]
<i>Corte de Agua</i>	0 %
<i>Densidad del Aceite</i>	15 °API

6.8.2 Datos de la bomba

Para la selección de una bomba se deben tener en cuenta ciertas variables que restringirán dicha selección. Entre ellas se encuentran:


1. Gasto de Diseño.
2. Profundidad de la Bomba.
3. Diámetro de la tubería de revestimiento.
4. Tipo de fluido.

La combinación de estas variables podrá determinar:

1. Geometría.
2. Numero de etapas.
3. Diámetro de la tubería de producción y varillas de bombeo.
4. Tipo de elastómero.

Otra variable de diseño y selección es el ajuste entre el rotor y el estator. Una apropiada selección del ajuste puede considerarse como una de las variables más importante de la selección de una bomba, siendo esta en muchos casos la variable a mejorar para aumentar la vida útil del sistema.

Del catálogo GEREMIA Weatherford, se seleccionó la siguiente bomba con las características adecuadas para el pozo “Alpha 2”, ya que el gasto de dicha bomba cumple con las características necesarias para generar la producción en superficie, el modelo es el siguiente: Modelo: 14-40-2100, Presión máxima=2000 [lb/pg²], serie: 40, 4" de OD , 2100 BPD @ 500 RPM, Geometría: Simple Lobular, Elastómero: NBRA (base nitrílica) Dimensiones de diseño de la bomba: D: 60 mm d: 40 mm E: 10 mm Pe: 300 mm Pr: 150 mm (Figura 6.18).


Artificial Lift Systems

Progressing Cavity Pump Surface Drive

Specifications

Basic Specifications	
Drive type	Direct
Drive ratio	1:1
Drive style	Bearing box
Input shaft	Vertical
Ratings	
Maximum input polished rod torque	1,000 ft-lb (1,356 N-m)
Maximum polished rod speed	500 RPM
Thrust bearing ISO rating ^a	100,000 lb (45,359 kg)
Flow Capacity	2100 bl/día
Maximum motor size	75 HP
Polished rod size	1-1/2 in. (40 mm)
Maximum recommended temperature, seal	230°F (110°C)
Dimensions and Weights	
Height	44 in. (1,117.60 mm)
Input shaft size	2-1/2 in. (63.50 mm)
Driveframe weight	440 lb (200 kg)
Backspin control	Internal hydraulic friction
API wellhead connection	2 7/8-in. EUE pin or 3 1/8-in., 3,000-psi flange
Prime mover	Electric or hydraulic
Driven sheave maximum diameter	25 in. (635.00 mm)
Drive sheave maximum diameter	11 in. (279.40 mm)
Drive sheave minimum diameter	4 in. (101.6 mm)
Drive belt type	V-belts or synchronous belts/sprockets
Maximum number of belts ^b	4 or 6
Minimum center distance ^c	11-7/8 in. + D (300 mm + D)

^aExcluding electric motor

^bMaximum of 4 Type C belts or 6 Type 5V belts

^cD = distance from the base of the selected motor to its center line

Velocidad de operación del Torque

Capacidad de Flujo

Tamaño de la Varilla

Tamaño del eje (D)

Diámetro Externo

Longitud de la etapa (Pe)

→

→

→

→

→

→

Figura 6.18 Bomba GEREMIA-Weatherford. ⁴⁸

Si bien el gasto de la bomba se puede obtener de la información del catálogo, se calculará el gasto teórico de desplazamiento de una bomba de geometría de lóbulo simple.

<i>Diámetro Externo</i>	<i>4 [pg] O.D.</i>
<i>Presión Máxima</i>	<i>2000 [psi] presión máxima</i>
<i>Gasto</i>	<i>2100 [bl/día] @ 500 RPM</i>
<i>Elastómero</i>	<i>Base Nitrílica</i>
<i>Geometría</i>	<i>Lóbulo Simple</i>

Los datos de la varilla de bombeo se obtuvieron del catálogo de Tenaris (Figura 6.19).



Parámetro	1"	Unidades
Peso de la Varilla	4.322	[Kg/m]
Diámetro de la Varilla	2.54	[cm ²]
Área Efectiva de la Bomba	18.14	[cm ²]
Área de la Varilla	5.06	[cm ²]

Figura 6.19 Datos de la varilla de bombeo. ⁴³

6.8.3 Cálculo del Gasto Teórico

Las dimensiones de la bomba (ver Figura 6.20) son las siguientes:

<i>D</i>	60 [mm]
<i>d</i>	40 [mm]
<i>E</i>	10 [mm]
<i>Pe</i>	300 [mm]
<i>Pr</i>	150 [mm]

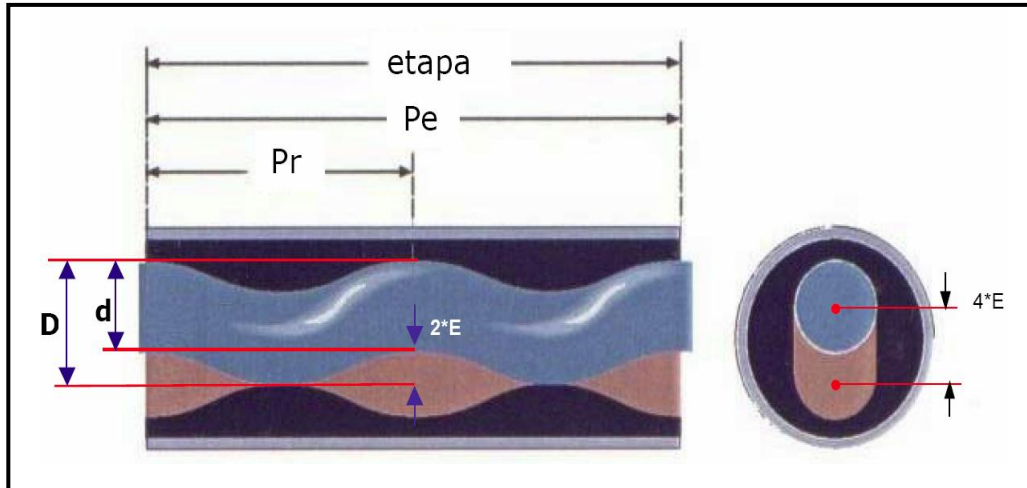


Figura 6.20 Dimensiones del diseño de la bomba. ⁵

$$Pe = \text{Paso del estator} = 2 * Pr \text{ [mm]} \quad (6.2)$$

Dónde:

$Pr = \text{Paso del rotor [mm]}$

$$D - d = 2 (E) \text{ [cm]} \quad (6.3)$$

Dónde:

$D = \text{Diámetro mayor del rotor (diámetro nominal)[cm]}$

$d = \text{Diámetro de la sección transversal del rotor [cm]}$

$E = \text{Excentricidad del rotor [cm]}$

$$A = (4)(d)(E) \text{ [cm}^2\text{]} \quad (6.4)$$

Dónde:

$A = \text{La sección de cada cavidad generada}$

$$A = (4)(4)(1)$$

$$A = 16 \text{ [cm}^2\text{]}$$

EL desplazamiento de la bomba, es el volumen producido por cada vuelta del rotor (es función del área y de la longitud de la etapa),

$$V = (A[\text{cm}^2] * Pe[\text{cm}]) [\text{cm}^3] \quad (6.5)$$

$$V = (16)(30) = 480 [\text{cm}^3] = 0.00048 [\text{m}^3]$$

El gasto es directamente proporcional al desplazamiento y a la velocidad de rotación (N).

$$Q = (V)(N) = (V)(RPM) [\text{m}^3/\text{día}/RPM] \quad (6.6)$$

$$Q = (0.00048)(1/\text{min})(60 \text{ min}/h)(24 \text{ horas}/\text{día})$$

$$Q = 0.6912 [\text{m}^3/\text{día}/RPM] \quad \text{cte. volumétrica}$$

6.8.4 Cálculo de la Carga Dinámica Total

La carga dinámica total (la carga total que la bomba genera cuando está bombeando el gasto deseado) está dada por los siguientes términos:

- P_{wh} = Presión en la cabeza del pozo [kg/cm^2]
- P_f = Presión de fricción [kg/cm^2]
- P_{Nivel} = Presión de nivel [kg/cm^2]

$$P_{wh} = 10 [\text{kg}/\text{cm}^2]$$

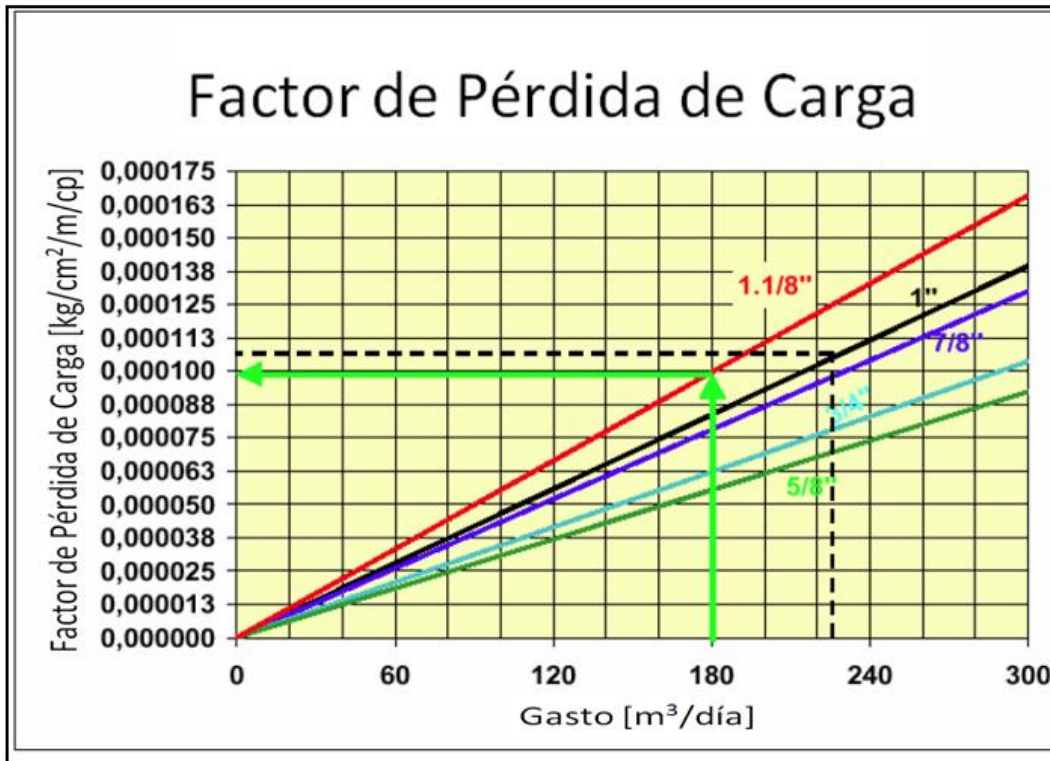
$$P_f = (\text{Longitud de la T.P.})(\text{Factor de Pérdida de Carga})[\text{kg}/\text{cm}^2] \quad (6.7)$$

De la Gráfica 6.2 (Factor de pérdida de carga) y con los datos del gasto requerido de 1415 [bl/día] (225 [$\text{m}^3/\text{día}$]) y la varilla de bombeo de 1[pg] se obtiene el factor.

$$f = 0.000107 [\text{kg}/\text{cm}^2/\text{m}/\text{cp}]$$

Si se considera una viscosidad =1 [cp]

$$P_f = (900[\text{m}])(0.000107 [\text{kg}/\text{cm}^2/\text{m}/\text{cp}])(1[\text{cp}]) = 0.09 [\text{kg}/\text{cm}^2]$$



Gráfica. 6.2 Factor de pérdida de carga. ⁵

$$P. Nivel = \frac{Nivel [m] * \rho [gr/cm^3]}{10} [kg/cm^2] \quad (6.8)$$

$$P. Nivel = \frac{750 [m] * 1.00 [gr/cm^3]}{10} = 75 [kg/cm^2]$$

Por lo tanto,

$$P.Total = P_{wh} + Pf + P.Nivel [kg/cm^2] \quad (6.9)$$

$$P.Total = (10) + (75) = 85 [kg/cm^2]$$

6.8.5 Cálculo de la Potencia Consumida

Se obtiene la potencia consumida.

$$\text{Potencia Consumida} = HHp / \eta \text{ [Hp]} \quad (6.10)$$

Dónde η es el rendimiento energético.

$$\eta = \text{potencia teórica} / \text{potencia suministrada} \quad (6.11)$$

Para el caso de las bombas centrífugas se considera un rendimiento energético entre 0.6 y 0.7.

Por lo cual usaremos $\eta = 0.6$

$$HHp \text{ (Potencia Hidráulica)} = (\text{gasto [m}^3/\text{día]})(\text{presión [kg/cm}^2\text{]})(0.0014) \text{ [Hp]} \quad (6.12)$$

$$HHp = (225 \text{ [m}^3/\text{día]}) * (85 \text{ [kg/cm}^2\text{]}) * (0.0014) = 26.7 \text{ [Hp]}$$

Por lo tanto,

$$Hp = (26.7)/(0.6) = 45 \text{ [Hp]}$$

6.8.6 Cálculo del Torque

Al transmitir la rotación al rotor desde la superficie a través de las varillas de bombeo, la potencia necesaria para elevar el fluido, genera un torque resistivo el cual tiene la siguiente expresión:

$$\text{Torque} = K * Hp / \text{RPM} \text{ [lb – pie]} \quad (6.13)$$

$$K = 5252 \text{ lb –ft constante para conversión de unidades}$$

La componente total de torque medida en la cabeza del pozo tiene las siguientes componentes:

$$\text{Torque Total} = \text{Torque Hidráulico} * \text{Torque por Fricción} * \text{Torque Resistivo} \text{ [lb – pie]} \quad (6.14)$$

Dónde:

- › Torque hidráulico: Esta en función de la presión de descarga de la bomba, presión por fricción y presión de la columna hidráulica.
- › Torque por fricción: Es la fricción entre el rotor y el estator, este parámetro se puede obtener de las mediciones realizadas.
- › Torque resistivo: Es la fricción entre varillas y la tubería de producción, el máximo torque resistivo está en la boca del pozo.

Para nuestro caso solo consideraremos el torque hidráulico debido a su incidencia. Si bien el torque por fricción posee un valor relativamente bajo, el mismo se puede incrementar al producir fluidos con arena o si el elastómero del estator comienza a endurecerse o hincharse. Debemos calcular a cuantas RPM deberá girar el rotor (las varillas) para poder calcular el torque requerido en superficie.

Anteriormente se calculó el gasto teórico de la bomba es decir cuánto volumen desplaza por día, por RPM.

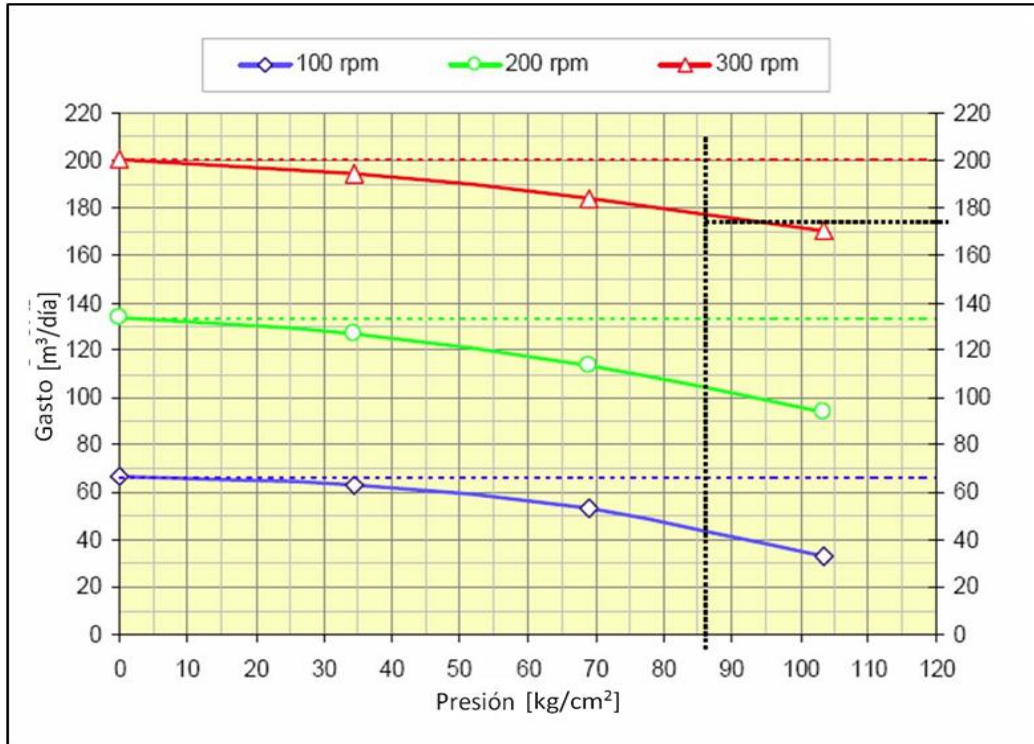
$$C = 0.6912 \left[\frac{m^3/día}{RPM} \right]$$

$C = \text{constante volumétrica}$

$$Q = C * RPM * E.V. \quad (6.15)$$

$E.V. = \text{eficiencia volumétrica}$

Para estimar la eficiencia volumétrica de la bomba analizaremos la curva de prueba (Gráfica 6.3) a 300 RPM que se aproxima al gasto que queremos producir.



Gráfica. 6.3 Curva de Prueba. ⁵

Se puede observar que a la presión de 85 [kg/cm²] (la cual fue calculada como contrapresión a la salida de la bomba), el gasto a 300 RPM es de 180 [m³/día]. Por otro lado el gasto a 300 RPM y 0 [kg/cm²] es de 200 [m³/día].

Si consideramos este último como gasto al 100% de eficiencia volumétrica, podríamos estimar la eficiencia en las condiciones reales de operación:

$$\text{Eficiencia Volumétrica [\%]} = 180/200 = 90 \%$$

Consideramos que la eficiencia volumétrica a 360 RPM es igual que a 300 RPM. En la práctica se puede observar, analizando las curvas de prueba, que la eficiencia volumétrica aumenta a medida que se incrementan las RPM (manteniendo la presión constante).

Para determinar las RPM de operación estimadas:

$$RPM = Q[m^3/día] / C / (\% \text{efic}/100) \quad (6.16)$$

$$RPM = 225 [m^3/d] / 0.6912 [m^3/día/RPM] / 0.9 = 360$$

$$\mathbf{Torque = K * Hp / RPM} \quad (6.17)$$

$$K = 5252 \text{ [lb - ft]}$$

$$Torque = 5252[\text{lb - ft}] * 45 [\text{Hp}] / 360$$

$$Torque = 656 \text{ [lb - ft]} \text{ ó } 885 \text{ [N - m]}$$

6.8.7 Cálculo de Esfuerzos Axiales

La carga axial que soportan las varillas de bombeo consta de dos componentes principales.

- Debido al peso de la varillas.
- Peso debido al efecto de la presión de descarga de la bomba.

Debido al peso de varillas ($F1$)

$$\text{Peso aproximado de la varilla 1"} = 4.322 \text{ [Kg/m]}$$

$$\mathbf{F1 = Longitud [m] * Peso de la Varilla [Kg/m]} \quad (6.18)$$

$$F1 = 900 \text{ [m]} * 4.322 \text{ [kg/m]} = 3890 \text{ [Kg]}$$

Debido a la presión sobre la bomba (presión diferencial) ($F2$)

Para calcular la carga axial debido a la presión sobre la bomba se debe considerar el efecto de la presión sobre la proyección efectiva del rotor de la bomba (Llamamos proyección efectiva del rotor a la superficie proyectada del rotor, menos la sección de la varilla de bombeo).

$$\mathbf{F2 = (Presión total * Área efectiva) [kg]} \quad (6.19)$$

$$\mathbf{Área efectiva = Área proyectada del rotor - Área de la varilla de bombeo [cm^2]} \quad (6.20)$$

Del catálogo de GEREMIA- Weatherford, el área efectiva para esta bomba y las varillas de 1" de diámetro es:

$$\text{Área efectiva de la Bomba} = 18,14 \text{ [cm}^2\text{]}$$

$$F_2 = 85 \text{ [kg/cm}^2\text{]} * 18.14 \text{ [cm}^2\text{]} = 1540 \text{ [kg]}$$

$$F.Total = F_1 + F_2 \text{ [kg]} \quad (6.21)$$

$$F = 1540 + 3890 = 5430 \text{ [Kg]}$$

6.8.8 Cálculo de Tensiones Combinadas

Para calcular las tensiones combinadas (ver Figura 6.21) se debe tener conocimiento de las componentes:

- Axial (tensión a la tracción): σ
- Tangencial (tensión a la torsión): T

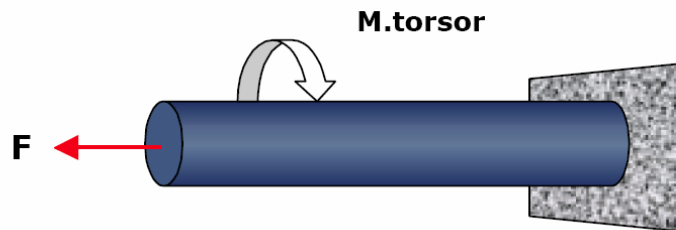


Figura 6.21 Tensiones Combinadas. ⁵

Definiciones:

$$\sigma = \text{Tensión a la tracción} = F.Total / \text{área de la varilla} \quad (6.22)$$

$$T = \text{Tensión a la torsión} = M.Torsor / Wt \quad (6.23)$$

$$M.Torsor = \text{Torque calculado} = 656 \text{ [lb - ft]} = 90 \text{ [kg - m]}$$

$$Wt = \text{Módulo resistente polar} = Jp / \text{radio de varilla} \quad (6.24)$$

$$Jp = \text{Momento de inercia polar} = \pi * d^4 / 32 \text{ (para una varilla cilíndrica)} \quad (6.25)$$

$$\text{Tensión Combinada} = \sqrt{(\sigma^2 + (4 * T^2))} \quad (6.26)$$

$$\sigma = (5430) / (5.06) = 1703[\text{kg}/\text{cm}^2]$$

$$Jp = [(3.1416) * (2.54^4)]/32 = 4.08[\text{cm}^4]$$

$$Wt = (4.08) / (1.27) = 3.21[\text{cm}^3]$$

$$T = (90) * (100) / 3.21 = 2803[\text{kg}/\text{cm}^2]$$

$$\text{Tesi3n Combinada} = \sqrt{(1073^2 + (4 * 2803^2))} = 5700[\text{kg}/\text{cm}^2]$$

6.8.9 C3lculo de Elongaci3n de Varillas

Una vez instaladas las varillas de bombeo con el rotor se debe ajustar la medida de dicha sarta para que el rotor trabaje dentro del estator durante su operaci3n.

Antes de la puesta en marcha, la columna de fluido entre el espacio anular de la tuber3a de producci3n y la tuber3a de revestimiento es igual a la columna de l3quido que se encuentra en el espacio anular de la varilla y la tuber3a de producci3n. De esta forma no existe presi3n diferencial en la bomba, por lo tanto las varillas de bombeo no se encuentran sometidas a un estiramiento debido a la presi3n sobre el rotor.

Cuando la bomba comienza a producir, aumenta la columna de l3quido en el interior de la tuber3a de producci3n y se produce el descenso del nivel de fluido en el anular de la tuber3a de revestimiento y la tuber3a de producci3n hasta llegar a una condici3n de equilibrio dada por el 3ndice de potencial del yacimiento. Este aumento en la carga axial en las varillas produce un estiramiento en la sarta de varillas de bombeo el cual est3 regido por la Ley de Hooke. Esta distancia, junto a la longitud del niple de paro se deber3 tener en cuenta ya que permite realizar el ajuste de medida en condiciones est3ticas, las cuales se modificar3n y adaptaran en condiciones din3micas.

$$\Delta L = (l_0 * F_2)/(E * S) [\text{cm}] \quad (6.27)$$

D3nde:

l_0 = Longitud de la sarta de varillas [m]

F_2 = Carga axial debido a presi3n diferencial sobre la bomba [kg]

E = M3dulo de elasticidad del acero = 2000000 [kg/cm²]

S = 3rea transversal de la varilla [cm²]

$$\Delta L = (900 * 100 * 1540)/(2000000 * 5.06) = 14[\text{cm}^2]$$

6.9 Programa de Cómputo “PC-FI”

El programa de cómputo “PC-FI” que los autores de la presente tesis realizaron para el desarrollo del Diseño de Cavidades Progresivas se presenta en la Práctica 4. Dicho diseño es para el equipo subsuperficial y se debe contar con toda la información necesaria. La información se obtiene de un análisis nodal y estado mecánico del pozo, así como las características e información de la bomba y varilla.

El programa se realizó en la plataforma Visual Studio 2008 con programación enfocada a objetos para el mejor manejo de éste por el usuario. Los resultados obtenidos del programa “PC-FI” son los siguientes:

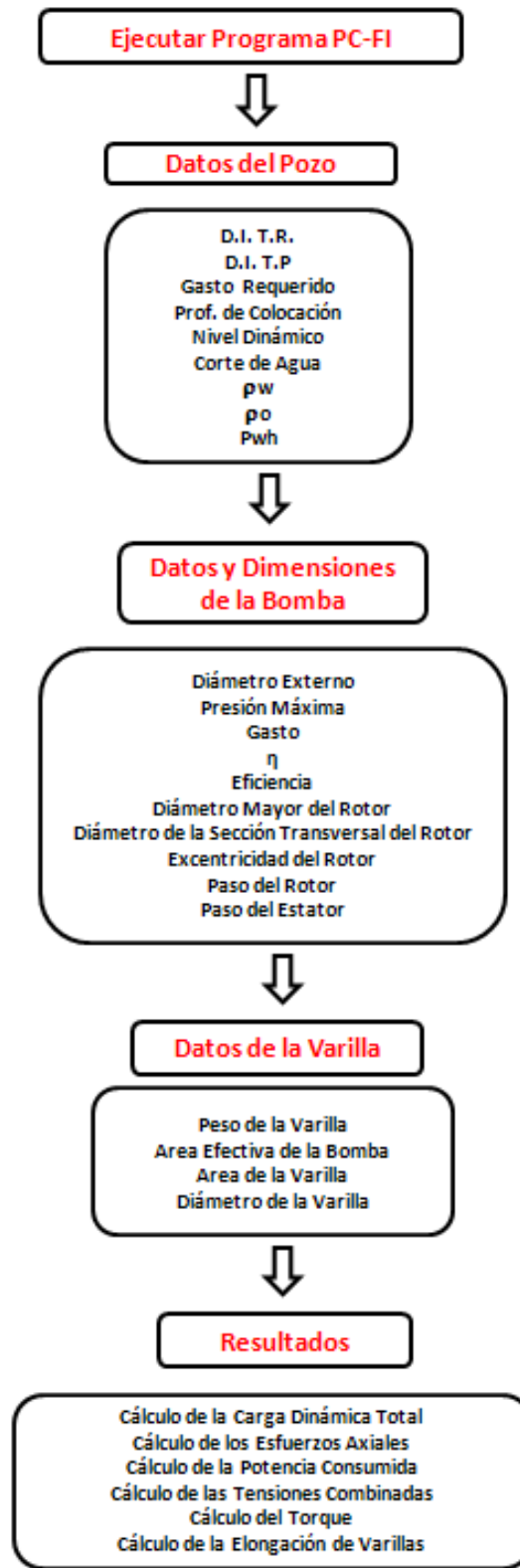
- Cálculo de la Carga Dinámica Total [kg/cm^2].
- Cálculo de la Potencia Consumida [Hp].
- Cálculo del Torque [N-m].
- Cálculo de los Esfuerzos Axiales [Kg].
- Cálculo de las Tensiones Combinadas [Kg/cm^2].
- Cálculo de la Elongación de Varillas [cm].

Los resultados están en función del gasto requerido por el usuario. Si el usuario requiere un gasto en particular, el programa arrojará los resultados y parámetros necesarios para obtener ese gasto en superficie considerando una bomba seleccionada por el usuario para dicho pozo, así como la varilla utilizada. Por lo cual al variar el gasto la potencia consumida, el cálculo de torque, el cálculo de las tensiones combinadas, la carga dinámica total y el estiramiento de varillas cambiarán en función del gasto para obtener la producción requerida en superficie.

El programa puede ser modificado para posibles mejoras en versiones futuras, considerando realizar el diseño del equipo superficial, así como capacidad y rangos en las bombas de cavidades progresivas haciéndolo más completo y eficiente.

A continuación se muestra la secuencia de cálculo para el diseño de Bombeo de Cavidades Progresivas para el uso del programa “PC-FI” y posteriormente la Práctica 4 correspondiente al Diseño de Cavidades Progresivas.

6.9.1 Secuencia de cálculo para el diseño de Bombeo de Cavidades Progresivas con programa de cómputo PC-FI



6.10 Práctica 4 “Diseño de Cavidades Progresivas con Programa de Cómputo “PC-FI”

A continuación se realiza la Práctica 4 correspondiente al Diseño de Cavidades Progresivas haciendo uso del programa “PC-FI”⁴⁹ con los datos del diseño anterior para el pozo “Alpha 2”, donde se realizan los siguientes cálculos que se mencionaron anteriormente.

- Cálculo de la Carga Dinámica Total [kg/cm^2].
- Cálculo de la Potencia Consumida [Hp].
- Cálculo del Torque [N-m].
- Cálculo de los Esfuerzos Axiales [Kg].
- Cálculo de las Tensiones Combinadas [Kg/cm^2].
- Cálculo de la Elongación de Varillas [cm].

1. Comience por ejecutar el programa “PC-FI” (Diseño Cavidades Progresivas.exe) (Figura 6.22).



Figura 6.22 Pantalla Principal del Programa PC-FI.

2. Se despliega la primera pantalla donde se colocan los datos referentes al pozo, así como propiedades de los fluidos y datos de la varilla de bombeo utilizada. Los datos requeridos son:

- Diámetro interior de la T.R. [pg]
- Diámetro interior de la T.P. [pg]
- Gasto requerido [bl/día].
- Profundidad de colocación [m].
- Nivel dinámico [m] (La profundidad del nivel dinámico implica mantener a la bomba sumergida en el fluido bombeado en función del nivel estático y la columna hidráulica).
- Corte de agua [%].
- Densidad del agua.
- Densidad del aceite.
- Presión de la cabeza del pozo [kg/cm^2].

Una vez introducidos los datos (Figura 6.23), se da clic en “siguiente”.

Diámetro interno T.R. =	<input type="text" value="7"/>	[pg]
Diámetro interno T.P. =	<input type="text" value="3.5"/>	[pg]
Gasto requerido =	<input type="text" value="1415"/>	[bl/día]
Profundidad de colocación =	<input type="text" value="900"/>	[m]
Nivel dinámico =	<input type="text" value="750"/>	[m]
Corte de agua =	<input type="text" value="0"/>	%
ρ_w =	<input type="text" value="1"/>	
ρ_o =	<input type="text" value="0.96"/>	
P_{wh} =	<input type="text" value="10"/>	[Kg/cm ²]

SIGUIENTE

Figura 6.23 Datos del Pozo.

La siguiente sección, muestra la ventana donde se colocan los datos y dimensiones de la bomba.

3. Los datos de la bomba y dimensiones (Figura 6.24) requeridos son:

- Diámetro externo [pg]. Diámetro externo de la bomba. Este varía con respecto al modelo, marca y gasto de acuerdo a las necesidades del pozo a producir.
- Presión máxima [psi]. Presión máxima de descarga que genera la bomba según sus capacidades.
- Gasto de aceite [bl/día]. Gasto máximo de aceite que puede producir la bomba.
- Rendimiento energético (η). Se refiere a la energía total consumida entre la energía útil o utilizada por un sistema, es decir, $\eta = (\text{potencia teórica}/\text{potencia suministrada})$ Para las bombas de Cavidades Progresivas el rango de operación es (0.6-0.7).
- Eficiencia volumétrica. La eficiencia volumétrica es la relación entre el gasto real de la bomba y su caudal teórico. Para las bombas de Cavidades Progresivas el rango de operación es (0.1-1.0).

Los siguientes datos correspondientes a las dimensiones de la bomba se muestran en la Figura 6.20.

- Diámetro mayor del rotor (D) [cm].
- Diámetro de la sección transversal del rotor (d) [cm].
- Excentricidad del rotor (E) [cm].
- Paso del rotor (Pr) [cm].
- Paso del estator (Pe) [cm].

Los datos y dimensiones se obtuvieron del catálogo de GEREMIA-Weatherford indicado en el punto 6.8.3.

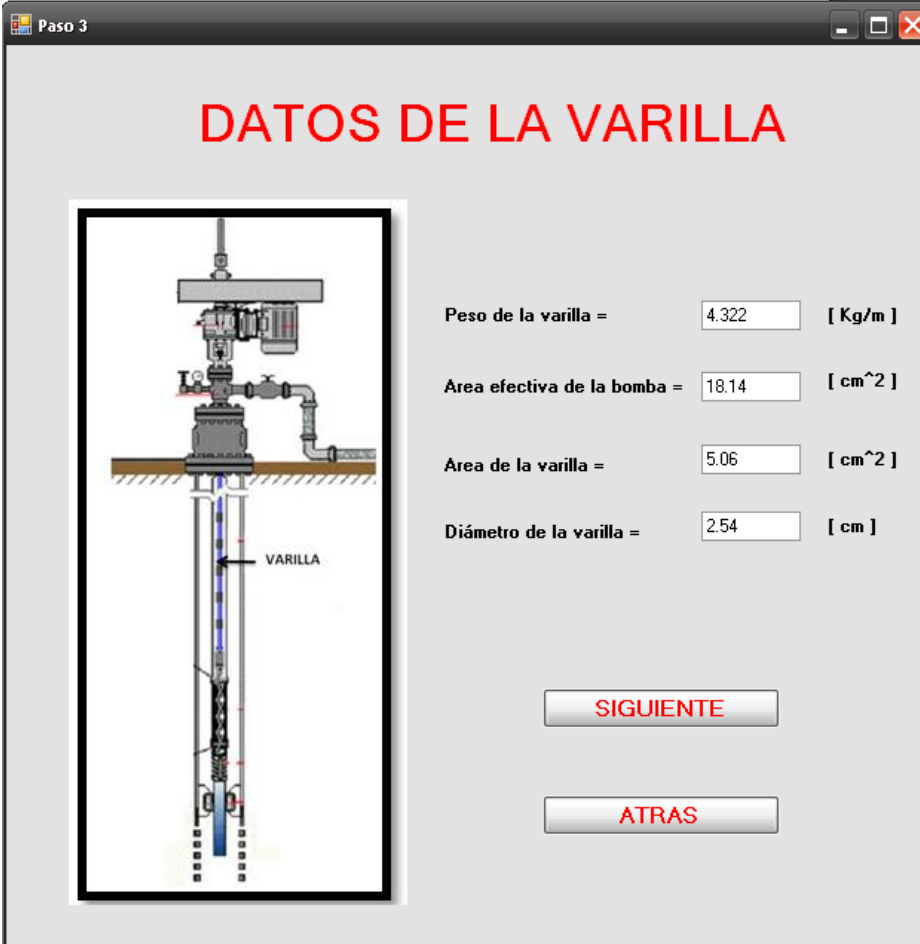


The screenshot shows a software window titled "Paso 2" with the main heading "DATOS Y DIMENSIONES DE LA BOMBA" in red. On the left, there are five input fields with their respective units: Diámetro externo = 4 [pg], Presión máxima = 2000 [psi], Gasto de aceite = 2100 [bl/día], η = 0.6, and Eficiencia volumétrica = 0.9. To the right of these fields is a 3D diagram of the pump's internal components, labeled "Rotor" and "Estato". Below the diagram, there are five more input fields for dimensions: D = Diámetro mayor del rotor = 6 [cm], d = Diámetro de la sección transversal del rotor = 4 [cm], E = Excentricidad del rotor = 1 [cm], Pr = Paso del rotor = 15 [cm], and Pe = Paso del estator = 30 [cm]. At the bottom of the window, there are two buttons: "SIGUIENTE" and "ATRAS".

Figura 6.24 Datos y dimensiones de la bomba.

Una vez introducidos los datos, se da clic en “siguiente”.

4. Se despliega la pantalla referente a los datos de la varilla (Figura 6.25) donde se requieren los siguientes datos.
 - Peso de la varilla [kg/m]. Es el peso por metro de las varillas de succión utilizadas en el sistema.
 - Área efectiva de la bomba [cm²]. Es el área proyectada por el rotor menos el área de la varilla de bombeo.
 - Área de la varilla [cm²]. Es el área de la varilla de bombeo utilizada en el sistema.
 - Diámetro de la varilla [cm]. Es el diámetro de la varilla de bombeo utilizada en el sistema.



Paso 3

DATOS DE LA VARILLA

Peso de la varilla = [Kg/m]

Area efectiva de la bomba = [cm²]

Area de la varilla = [cm²]

Diámetro de la varilla = [cm]

SIGUIENTE

ATRAS

Figura 6.25 Datos de la varilla.

Una vez introducidos los datos, se da clic en “siguiente”.

5. Finalmente se muestra la última pantalla (Figura 6.26), se da clic en “Calcular” para obtener los resultados.


Resultados
[-] [x]

RESULTADOS

A = Area de cada Cavidad = [cm²]

Qc = VN = Cte. Volumétrica = [m³/día/RPM]

V = Volumen P. por cada Vuelta del Rotor = [m³]



CALCULO DE LA CARGA DINAMICA TOTAL

P.f. = Presión Fricción = [Kg/cm²]

Presión de Nivel = [Kg/cm²]

Presión Total = [Kg/cm²]

CALCULO ESFUERZOS AXIALES

F1 = [Kg]

F2 = [Kg]

F. T. = [Kg]

CALCULO POTENCIA CONSUMIDA

Potencia Consumida = [Hp]

CALCULO TENSIONES COMBINADAS

σ = [Kg/cm²]

Jp = [cm⁴]

wt = [cm³]

T = [Kg/cm²]

T. Comb = [Kg/cm²]

CALCULO DEL TORQUE

RPM = [RPM]

Torque = [N - m]

CALCULO ELONGACION DE VARILLAS

ΔL = [cm]

CALCULAR

ATRAS

Figura 6.26 Pantalla de Resultados.

Resultados (Tabla 6.1):

Bomba Weatherford 14-40-2100		
Area de cada cavidad	16	[cm ²]
Cte. Volumétrica	0,6912	[m ³ /día/RPM]
Volumen producido por cada vuelta del rotor	0,00048	[m ³]
Cálculo de Carga Dinámica Total		
Presión de fricción	0,0963	[kg/cm ²]
Presión de nivel	75	[kg/cm ²]
Presión total	85,0963	[kg/cm ²]
Cálculo de la Potencia Consumida		
Potencia Consumida	44,64	[Hp]
Cálculo del Torque		
RPM	361,4382	[RPM]
Torque	879,5368	[N-m]
Cálculo de los Esfuerzos Axiales		
Peso de las varillas (F1)	3889,8	[kg]
Peso debido a la presión sobre la bomba (F2)	1543,64	[kg]
F. Total	5433,44	[kg]
Cálculo de las Tensiones Combinadas		
σ	1073,80	[kg/cm ²]
Jp	4,0863	[cm ⁴]
Wt	3,2176	[cm ³]
T	2788,18	[kg/cm ²]
T. Combinadas	5678,82	[kg/cm ²]
Cálculo de la Elongación de Varillas		
ΔL	13,72	[cm]

Tabla 6.1 Resultados.

Resultados obtenidos por el programa "PC-FI"**Área de cada cavidad.**

La geometría del conjunto es tal, que forma una serie de cavidades idénticas y separadas entre sí. Cuando el rotor gira en el interior del estator estas cavidades se desplazan axialmente desde el fondo del estator (succión) hasta la descarga, generando de esta manera el bombeo por cavidades progresivas. Debido a que las cavidades están hidráulicamente selladas entre sí, el tipo de bombeo, es de desplazamiento positivo.

Área de cada cavidad	16	[cm ²]
----------------------	----	--------------------

Cte. Volumétrica

Si bien por catálogo, se puede obtener la constante volumétrica de la bomba, se plantea el ejercicio para determinar la constante volumétrica de la bomba según sus dimensiones, las cuales podrían ser suministradas por el fabricante. Ósea el cálculo el gasto teórico de la bomba, es decir cuando volumen desplaza por día, por RPM.

Cte. Volumétrica	0,6912	[m ³ /día/RPM]
------------------	--------	---------------------------

Volumen producido por cada vuelta del rotor.

El desplazamiento de la bomba, es el volumen producido por cada vuelta del rotor (es función del área y de la longitud de la etapa).

Volumen producido por cada vuelta del rotor	0,00048	[m ³]
---	---------	-------------------

Presión de fricción

Presión por fricción entre la T.P. y la varilla.

Presión de fricción	0,0963	[kg/cm ²]
---------------------	--------	-----------------------

Presión de Nivel

Presión debido a la columna de fluido a elevar.

Presión de nivel	75	[kg/cm ²]
------------------	----	-----------------------

Presión Total

Suma de la Presión de fricción y Presión de nivel.

Presión total	85,0963	[kg/cm ²]
---------------	---------	-----------------------

Potencia consumida

Es la potencia necesaria de la bomba para elevar el fluido.

Potencia Consumida	44,64	[Hp]
--------------------	-------	------

RPM

Son la RPM del sistema de transmisión que se conoce como el dispositivo utilizado para transferir la energía desde la fuente de energía primaria (motor eléctrico o de combustión interna) hasta el cabezal de rotación.

RPM	361,4382	[RPM]
-----	----------	-------

Torque

Al transmitir la rotación al rotor desde superficie a través de las varillas de bombeo, la potencia necesaria para elevar el fluido genera el torque.

Torque	879,5368	[N-m]
--------	----------	-------

Esfuerzos Axiales

La carga axial que soportan las varillas de bombeo consta de dos componentes principales.

- Debido al peso de la varillas (F1).

Peso de las varillas (F1)	3889,8	[kg]
---------------------------	--------	------

- Peso debido a la presión sobre la bomba (F2).

Peso debido a la presión sobre la bomba (F2)	1543,64	[kg]
--	---------	------

Fuerza Total

Suma de F1 y F2

F. Total	5433,44	[kg]
----------	---------	------

Tensiones Combinadas

Tensiones presentes a las que están sometidas las varillas de bombeo dentro del pozo.

σ : Tensión a la tracción

σ	1073,80	[kg/cm ²]
----------	---------	-----------------------

La tensión a la tracción se calcula a partir de la fuerza de tracción soportada por la varilla dividida por su sección transversal, determina la resistencia y alargamiento de la varilla sometidas a los esfuerzos que se ejercen durante el funcionamiento del sistema.

$J_p = \text{Momento de inercia polar}$

J_p	4,0863	[cm ⁴]
-------	--------	--------------------

El momento de inercia polar es la resistencia que un cuerpo en rotación opone al cambio de su velocidad de giro. A veces se denomina inercia rotacional. El momento de inercia polar desempeña en la rotación un papel equivalente al de la masa en el movimiento lineal.

$W_t = \text{Módulo resistente polar}$

W_t	3,2176	[cm ³]
-------	--------	--------------------

El momento resistente polar o momento polar es una magnitud geométrica que caracteriza resistencia de un prisma mecánico sometido a flexión. El momento resistente es calculable a partir de la forma y dimensiones de dicha sección transversal, y representa la relación entre las tensiones máximas sobre dicha sección transversal y el esfuerzo de flexión aplicado sobre dicha sección.

$T = \text{Tensión a la torsión}$

T	2788,18	[kg/cm ²]
-----	---------	-----------------------

La tensión a la torsión es la aplicación de una fuerza a una distancia radial que tiende a provocar un giro. Es la relación del torque calculado entre el modulo resistente polar.

Tensión Combinada

T. Combinadas	5678,82	[kg/cm ²]
---------------	---------	-----------------------

La Tensión Combinada es la relación que presentan las varillas en función de la tensión de torsión y la tensión a la tracción y cómo se comportan en el sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas.

Elongación de Varillas

Para la Elongación de la sarta de varillas debemos conocer la "Ley de Hooke". La Ley de Hooke establece que la deformación de un material elástico es directamente proporcional a la fuerza aplicada.

ΔL	13,72	[cm]
------------	-------	------

Los resultados demuestran el comportamiento del equipo subsuperficial del Sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas para las condiciones establecidas por el usuario.

A continuación se realiza nuevamente el diseño del Sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas usando una nueva bomba de la marca MOYNO, la selección de está bomba fue por las características similares y adecuadas para el pozo "Alpha 2", el modelo es el siguiente: Modelo: 13-H-500, Presión máxima=2000 [lb/pg2], serie: 40, 4.5" de OD, 2200 BPD @ 500 RPM, Geometría: Simple Lobular, Elastómero: NBRA (base nitrílica) Dimensiones de diseño de la bomba: D: 56.6 mm d: 25.4 mm E: 15.6 mm Pe: 300 mm Pr: 150 mm (Figura 6.27) y la misma varilla de bombeo. El nuevo diseño se comparará con el diseño anterior para la selección de la mejor opción.

<i>Diámetro Externo</i>	<i>4.5 [pg] O.D.</i>
<i>Presión Máxima</i>	<i>2000 [psi] presión máxima</i>
<i>Gasto</i>	<i>2200 [bl/día] @ 500 RPM</i>
<i>Elastómero</i>	<i>Base Nitrílica</i>
<i>Geometría</i>	<i>Single Lobe</i>

<i>D</i>	<i>56.6 [mm]</i>
<i>d</i>	<i>25.4 [mm]</i>
<i>E</i>	<i>15.6 [mm]</i>
<i>Pe</i>	<i>300 [mm]</i>
<i>Pr</i>	<i>150 [mm]</i>

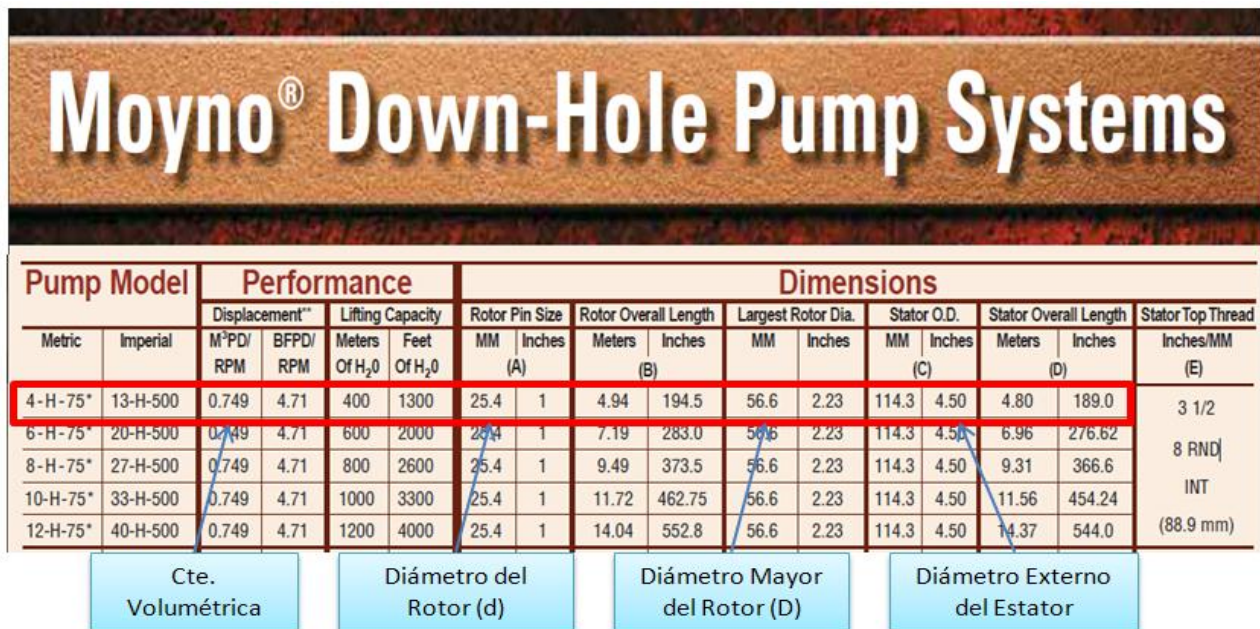


Figura 6.27 Características de la Bomba Moyno. ⁴⁹

Los resultados son los siguientes (Tabla 6.2):

	Bomba "Weatherford" 14-40-2100	Bomba "Meyong" 4-H-75	
Area de cada cavidad	16	15,84	[cm ²]
Cte. Volumétrica	0,6912	0,6847	[m ³ /día/RPM]
Volumen producido por cada vuelta del rotor	0,00048	0,00047	[m ³]
Cálculo de la Carga Dinámica Total			
Presión de fricción	0,0963	0,0963	[kg/cm ²]
Presión de nivel	75	75	[kg/cm ²]
Presión total	85,0963	85,0963	[kg/cm ²]
Cálculo de la Potencia Consumida			
Potencia Consumida	44,64	44,64	[Hp]
Cálculo del Torque			
RPM	361,43	364,86	[RPM]
Torque	879,53	871,26	[N-m]
Cálculo de los Esfuerzos Axiales			
Peso de las varillas (F1)	3889,8	3889,8	[kg]
Peso debido a la presión sobre la bomba (F2)	1543,64	1531,73	[kg]
Fuerza total	5433,44	5421,53	[kg]
Cálculo de Tensiones Combinadas			
σ	1073,8	1071,44	[kg/cm ²]
Jp	4,0863	4,08	[cm ⁴]
Wt	3,2176	3,2176	[cm ³]
T	2788,18	2761,97	[kg/cm ²]
Tensiones Combinadas	5678,82	5626,91	[kg/cm ²]
Cálculo de la Elongación de Varillas			
ΔL	13,72	13,62	[cm]

Tabla 6.2 Resultados.

Los resultados muestran la comparación entre las bombas, las cuales cuentan con características similares donde variables como la potencia consumida y la carga dinámica total no presentan algún cambio para obtener el gasto requerido en superficie. El torque, los esfuerzos axiales, las tensiones combinadas y la elongación presentan cambios que no afectan la producción, por lo cual cualquiera de las bombas puede usarse para su colocación en el pozo "Alpha 2". Con respecto al aspecto económico los gastos variarían o serían similares dependiendo de la marca. Se recomienda realizar un análisis económico para obtener el VPN (Valor Presente Neto) y así obtener información de cuando se recuperará la inversión realizada para el pozo "Alpha 2".

***CONCLUSIONES Y
RECOMENDACIONES***

Conclusiones

- › El trabajo para diseñar los Sistemas Artificiales de Producción considera e integra las actividades para su implantación las cuales son: toma de información, ingeniería, instalación del sistema, operación, supervisión, y finalmente la optimización de los pozos, con lo que queda concluido el ciclo.
- › A medida que la explotación de un campo avanza, la presión del yacimiento se abate gradualmente. Cuando por falta de presión en pozo ya no es posible restablecer el flujo y alcanzar las producciones óptimas, es recomendable pasar a la aplicación de algún sistema artificial de producción considerando el gasto de aceite en pozos fluyentes, que nos permita continuar con la vida productiva de los pozos.
- › La optimización de un sistema de producción depende principalmente del conocimiento que se tiene sobre los diferentes elementos que lo constituyen. Este procedimiento debe incluir, entre otras cosas, la interrelación de las caídas de presión que ocurren en el sistema integral de producción, desde el estado mecánico del pozo, así como la capacidad del yacimiento y el conjunto de elementos que contribuyen la producción de fluidos.
- › La rapidez y exactitud en el manejo de datos del pozo, permite un desarrollo más armónico de los Sistemas Artificiales de Producción, así como una dinámica y certera toma de decisiones al enfrentarse ante diferentes escenarios de producción.
- › Para la selección del sistema artificial se realizaron algunos análisis técnicos como económicos que permitieran identificar que sistemas son factibles de implantar. Los sistemas evaluados fueron: Bombeo Neumático Continuo, Bombeo Electrocentrífugo Sumergido y Bombeo por Cavidades Progresivas.
- › Los programas especializados de cómputo ofrecen una buena aproximación de la selección de los equipos y accesorios usados por los Sistemas Artificiales de Producción, además de contar con pantallas individuales de ingreso de datos consta de pantallas en las que se puede visualizar gráficamente los efectos que causará en el sistema la instalación del equipo que se desea seleccionar.
- › El programa “PC FI” ha sido desarrollado para el ejercicio de Cavidades Progresivas de una manera práctica e interactiva para el usuario. Es una herramienta útil para el análisis del diseño y evaluación de dicho sistema para una posible aplicación de campo.

- › En la Práctica 1 se desarrolla un análisis nodal utilizando el programa de cómputo PROSPER, obteniendo información y parámetros necesarios del comportamiento actual y futuro del pozo a analizar. Anticipando la instalación de un Sistema Artificial de Producción.

- › La Práctica 2 muestra el uso del programa de cómputo PROSPER para el diseño del Sistema Artificial por Bombeo Neumático, concluyendo que dicho programa es una herramienta útil y eficaz para el análisis en pozos candidatos.

- › Con respecto al diseño de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido, en la Práctica 3 se desarrolla su aplicación en el programa de cómputo SUBPUMP. Se concluye que es una herramienta muy útil, enfocada estrictamente al diseño, obteniendo resultados que ayudarán a la toma oportuna y técnicamente fundamentada de decisiones.

- › La Práctica 4 involucra el diseño de Bombeo por Cavidades Progresivas haciendo uso del programa de cómputo "PC-FI", desarrollado en este trabajo de tesis. Obteniendo información significativa sobre el comportamiento del equipo subsuperficial demostrando ser un recurso de cómputo útil para su análisis del comportamiento de los parámetros involucrados.

Recomendaciones

- › En la toma de información se deberá realizar un exhaustivo proceso de selección, análisis y la posterior validación de dicha información. Este proceso se realiza con base a las experiencias operativas de campo, diseños previos y estudios tecnológicos. Se debe validar la información con la que se va a trabajar para evitar errores en los diseños, mal uso de los equipos, desperdicio de los recursos humanos y técnicos.
- › Al tener claridad y precisión en la información, se obtiene la forma de optimizar la vida fluente de un pozo o elegir el sistema artificial de producción; y así disminuir el número de intervenciones a los pozos y obtener mejores recuperaciones.
- › Al determinar el gasto de inyección óptimo para un diseño de Bombeo Neumático Continuo, se deberán considerar otros factores operativos, incluyendo los económicos, para determinar si éste es el gasto de inyección de gas más eficiente para la instalación en su conjunto.
- › En el caso de Bombeo Electrocentrífugo Sumergido, se utilizó el programa SubPUMP para el diseño y análisis de este sistema artificial, notamos que el programa no cuenta con módulos de análisis nodal y propiedades de los fluidos, por lo que se sugiere utilizar programas alternos (PROSPER, PIPESIM) para continuar con diseño de este sistema.
- › El programa “PC-FI” para el Bombeo por Cavidades Progresivas en una futura versión, podría involucrar: Especificaciones en la selección de equipos y rendimiento de las bombas PC, así como una base de datos de los proveedores de equipos.
- › Se sugiere utilizar en trabajos posteriores, simuladores de flujo bifásico en régimen transitorio que realicen cálculos de sistemas en los cuales las variables dependen de la posición y el tiempo, como lo hacen otros simuladores.
- › Se propone que haya una interacción con otros de los Sistemas Artificiales de Producción (Bombeo Mecánico y Bombeo Hidráulico) con lo cual se completarían los conocimientos adquiridos en las aulas, de esta manera los ingenieros tendrán mejores capacidades técnicas que propongan soluciones a problemas que suceden en la industria.
- › Profundizar en la simulación de Sistemas Artificiales de Producción híbridos con el fin de mejorar las escasas aplicaciones de campo y promover el uso de estos sistemas.

1. Castillo Rosales J., *"Bombeo Neumático continuo"*, 2005
2. Yatte Garzon F., *"Bombeo Hidráulico"*, Universidad Industrial de Santander, 2009
3. Díaz Zertuche H., *"Bombeo Electrocentrífugo Sumergido"*, Colegio de Ingenieros Petroleros de México
4. Vargas Edisalic, *"Método de levantamiento artificial por bombeo electrosomergible (BES)"*, Venezuela, 2008
5. Hirschfeldt Marcelo, *"Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas"*, Oil Production, 2008, Volumen 1
6. Bookaman, V. y De Abreu, C. *"El Pozo Ilustrado"*, Fondo Editorial del Centro Internacional de Educación y Desarrollo (FONCIED), Primera edición en CD-ROM, Caracas, 1998
7. Rodríguez Nieto, Rafael, *"Apuntes de Mecánica de Yacimientos"*. Facultad de Ingeniería, UNAM, 1980
8. R.P. Chhabra & J.F. Richardson, *"Non-Newtonian Flow in the Process Industries"*, Fundamentals and Engineering Applications. Ed. Butterworth-Heinemann, 1999
9. Cuautli_Hernández, María_Elena, *"Propiedades de los fluidos petroleros y aplicaciones"*, UNAM, México, 2005
10. Avilés Gómez, Hugo, *"Propiedades de los hidrocarburos e identificación de zonas con fluidos en el yacimiento utilizando registros geofísicos de pozos"*, México, 2007
11. *"Un Siglo de la Perforación en México, Terminación y Mantenimiento de Pozos"*, Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, Pemex Exploración y Producción, 2000.
12. *"Análisis e Interpretación de Registros"*, Curso para el Área de Exploración y Producción, Dirigido a: Ingenieros de las diversas especialidades, operadores de equipos de registros y personas de experiencia interesados en el área. Quinta SOI-Consultores, Venezuela
13. Pérez Méndez J. David, *"Implementación de un Sistema de Adquisición y Procesamiento de datos en Operaciones de Registro en Plataformas Deshabitadas"*, IPN, 2008
14. Godoy Alcántar J.M. et Al, *"Sistema de medición de flujo multifásico mediante tecnología ciclónica GLCC® para aforo de pozos petroleros"*, UNAM, 2007
15. Gómez Cabrera José Ángel, Becerril Cárdenas Francisco, Flores Sánchez I, *"Apuntes de Manejo de la Producción en la Superficie"*, Facultad de Ingeniería, 1987.
16. *"Understanding Gas-Condensate Reservoirs"*, Oilfield Review, 2005
17. Craft, B.C. y Hawkins, M.F. *"Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos"*, Tecnos, Madrid 1997.
18. *"The Expanding Scope of Well Testing"*, Oilfield Review, 2007
19. *"Guía de Diseño para Estimulaciones de Pozos"*, Guías Técnicas Elaboradas por la Subdirección de Perforación de Pozos
20. *Prosper*, Productos, Petroleum Experts, 2010
21. *SubPUMP*, IHS, 2010

22. Análisis de información, Región Sur, México, 1980
23. Nájera Moreno C., *"Conceptos Básicos para la Técnica de Análisis Nodal"*, Exploración y Producción, Región Sur, PEMEX, 2006
24. Carreón Sierra Roberto y Francisco Roberto Urbalejo Ocampo, *"Diseño conceptual de la Infraestructura de Explotación del Campo Costero"*, Puebla, México 2002
25. Argüelles Domínguez Martha Elena, *"Simulación y análisis del comportamiento de redes de recolección y transporte de la producción en régimen transitorio del activo Abkatun"*, México, 2008
26. Maggiolo Ricardo, *"Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal"*, ESPOIL, Lima, 2008
27. Ramírez Sabag, J., et al, *"Productividad de pozos petroleros"*, U.N.A.M., Facultad de Ingeniería, 2007
28. Beggs, H. D., *"Production optimization using nodal analysis"*, Tulsa, OGCI, 1991
29. Brow K. E. and Beggs H. D., *"The Technology of Artificial Lift Methods"*, vol 1. University of Tulsa. Penwell Publishing Co, 1977
30. Garaicochea P. F. et al., *"Transporte de Hidrocarburos por Ductos"*, Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A. C. 1991
31. Garaicochea P., Francisco, *"Apuntes de Transporte de Hidrocarburos"*, Facultad de Ingeniería. U.N.A.M. 1983
32. Donohue A. T. y Lang, R., *"A First Course in Petroleum Technology"*, International Human Resources, 1986
33. Castillo Rodríguez Luis Antonio, *"PERFORMANCE DE POZOS PRODUCTORES de petróleo y gas"*, Lima, EDUNI , 2009
34. Economides, H., *"Petroleum production systems"*, Tulsa, Pennwell, 1994
35. Gilbert W. E., *"Flowing and Gas- Lift Well Performance"*, API Drill. Prod. Practice, 1954
36. Rodríguez Nieto, Rafael., *"Apuntes de Evaluación de la Producción de pozos fluyentes"*. Facultad de Ingeniería, UNAM, 1984
37. Gómez Cabrera J. Ángel, *"Apuntes de Producción de Pozos I"*, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M., México, 1968.
38. Bizzoto Pablo y Rubén Nicora, *"Aplicación del Sistema de extracción. Gas lift Anular en el Yacimiento Cerro Dragón"*, Pan American Energy, 2009
39. Brown Kermit E., *"The Technology of Artificial Lift Methods"*, vol. 2, University of Tulsa. Penwell Publishing Co. 1980
40. Dunham C. and J. Martinez, *"API Gas-Lift Recommended Practices"*, Oilfield Automation Consulting Production Associates.
41. V Guaño, J Montezuma, *"Análisis De Facilidades De Superficie De Gas Lift En El Campo Ancón"*, 2009, Capitulo 1.
42. Corona David, *"Sistema de Bombeo Electrocentrífugo"*, WCP/Artificial Lift Systems, Schlumberger.
43. Gibaldi, Jose & Alli, *"PC Pump Systems: A technical and economical alternative to artificial lift "*, Technical Paper — 5th Latin America Gas & Oil Seminar (Rio de Janeiro).

44. Catálogo Tenaris ,*“Varillas Huecas para Bombeo por Cavidades Progresivas”*, Versión 05, 2009.
45. Padilla Cornejo Ronaldo, *“Bombeo por Cavidades Progresivas”*, Bolivia, 2009
46. Bob Gaymard , *“Sistemas PCM/KUDU de Bombas PC para Pozos de Petróleo”*, 1995.
47. Pipesim 2008.1, Schlumberger.
48. Catálogo GEREMIA-Weatherford, *“Bombas para Cavidades Progresivas”*, 2008.
49. Catálogo MOYNO, *“Down-Hole Pump Systems “*, 2005.