

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

DESARROLLO DE ALGORITMOS PARA ANÁLISIS INTEGRAL DE POZOS CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE Y BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIEROS EN
PETRÓLEOS**

HERNÁN VICENTE AGUILAR TORRES
hernan_aguilar64@hotmail.com

ANA CRISTINA CEVALLOS MONTERO
anacristina.cevallos@gmail.com

DIRECTOR: ING. VINICIO MELO, Msc
vinicio.melo@epn.edu.ec

Quito, Octubre 2014

DECLARACIÓN

Nosotros, Aguilar Torres Hernán Vicente, Cevallos Montero Ana Cristina, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

HERNÁN VICENTE
AGUILAR TORRES

ANA CRISTINA
CEVALLOS MONTERO

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Aguilar Torres Hernán Vicente y Cevallos Montero Ana Cristina bajo mi supervisión.

Ing. Vinicio Melo, Msc

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a Dios por haberme dado la perseverancia para continuar y culminar con éxito esta meta.

A mis padres por todo su apoyo ya que ellos son la guía en mi vida para ser una mejor persona y un mejor profesional, muchas gracias por sus consejos y reprimendas que me hicieron la persona que soy ahora. Gracias por estar ahí en mis peores momentos y siempre mostrarme que a todos los problemas existe una salida, que nada en la vida se obtiene sin esfuerzo, que si se desea algo hay que luchar por ello y por estar siempre ahí para mi apoyándome en lo que me proponía por esto y mucho más infinitas veces Gracias.

A mis hermanas Katy, Cris y Sole que son parte de mi vida y están siempre en mi corazón y son un faro de superación y en especial a ti Katy por ser mi apoyo incondicional en mi carrera de estudiante siempre dándome buenos consejos y es gracias a ti que estoy aquí y que culminé mi carrera, gracias por siempre preocuparte por mí y estar a mi lado en los proyectos que me propongo.

Al Ingeniero Luis Álvarez por confiar en mí para la realización de este proyecto ya que sin su apoyo y guía este proyecto no habría sido posible.

También quiero extender mi agradecimiento al Ingeniero Vinicio Melo por su aporte incondicional y desinteresado a la realización de este proyecto.

Gracias a todas las personas que pusieron su granito de arena de la manera más desinteresada para la realización de este proyecto y a mis Amigos César, Ruddy, Punk, Jorge, Alex, Mabe, Kathy por estar siempre conmigo en las buenas y en las malas a pesar de todo.

Por último pero no menos importante quiero agradecer a mi compañera de Proyecto de Titulación por confiar en mí y por tener la paciencia de realizar este proyecto conmigo.

Hernán

AGRADECIMIENTOS

Gracias Diosito, por darme la paciencia y el coraje para terminar esta etapa de mi vida, por no desampararme y guiarme, porque sé que tus proyectos son buenos.

Quiero agradecer a mi madre, la mujer más importante en mi vida, pues sin ella yo no estaría en el lugar que me encuentro ahora. Gracias mamita linda, por sus consejos y palabras de aliento, por su tiempo, por su apoyo, por su cariño, por estar en mis malos momentos, por creer en mí, por siempre motivarme, por inculcarme su espíritu de nobleza y enseñarme a no rendirme ante nada ni nadie. No existen las palabras para expresar cuan feliz me siento de tenerla a mi lado.

Gracias a mis hermanos, Denisse y David, por su compañía, por los momentos graciosos y por su apoyo desinteresado. Los quiero mucho, mis mejores amigos.

Muchas gracias a mi familia, mis tías, mis tíos, mis primos, pues estuvieron listos para brindarme su ayuda de alguna u otra forma cuando los necesitaba, gracias Anita por enseñarme cómo estudiar, gracias Chary por no crecer nunca, muchas gracias a las dos por cuidarme desde pequeña y estar presente con sus consejos y ayuda en todo sentido.

Muchas gracias flaquito, David Benalcázar, por tu apoyo incondicional, por tus palabras de aliento, por tu motivación, por ser mi compañero, por este tiempo en el que crecimos los dos.

Extiendo un gran agradecimiento al Ing. Luis Álvarez por su apoyo y su paciencia en el desarrollo de éste proyecto, y más aún por inculcar en mí el deseo de superación.

Agradezco al Ing. Vinicio Melo e Ing. Pablo Trejo por su paciencia, tiempo y dedicación para leer este trabajo.

Gracias a mis amigos Sementadores, por compartir tantos momentos sean buenos o malos, pero que marcaron mi vida. En especial quiero agradecer a mi par de feos Estefanía y Christian. Los quiero mucho y deseo lo mejor para ustedes.

Gracias a la Escuela Politécnica Nacional y a mis profesores.

Cristina

DEDICATORIA

A mis padres por su apoyo incondicional y por inculcar en mí el deseo de buscar siempre ser mejor, ya que sin ustedes no habría logrado completar este proyecto.

A mis hermanas Katheryne, Cristina y Sol por estar ahí apoyándome y guiándome en esta etapa de mi vida.

Hernán

DEDICATORIA

A la memoria de mi Mami Fanny.

A mi mami, Gloria Montero, por ser un ejemplo de mujer que hizo todo lo imposible para que yo pudiera cumplir mis metas y más aún por enseñarme a ser una guerrera.

A mi papi, Fermín Cevallos, por enseñarme a no caer ante ningún obstáculo.

A mi hermana Denisse por contagiarme de sus locuras y por enseñarme a ser valiente.

A mi hermano David, porque nunca se dejó vencer, sé que él también lo logrará.

Cristina

CONTENIDO

CONTENIDO.....	VII
SIMBOLOGÍA.....	XXIX
RESUMEN.....	XXXIV
PRESENTACIÓN.....	XXXV
CAPÍTULO 1: DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA Y METODOLOGÍA A SEGUIR.....	
1.1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.....	1
1.3 PROPUESTA DE SOLUCIÓN.....	1
1.4 FORMULARIO Y SISTEMATIZACIÓN DEL PROBLEMA.....	1
1.4.1 FORMULACIÓN.....	1
1.4.2 SISTEMATIZACIÓN DEL PROBLEMA.....	2
1.5 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	2
1.5.1 OBJETIVO GENERAL.....	2
1.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	2
1.6 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO.....	3
1.6.1 PRÁCTICA.....	3
1.6.2 HIPÓTESIS.....	3
1.6.3 METODOLOGÍA.....	4
1.7 ANÁLISIS FODA.....	5
1.8 ÁRBOL DE PROBLEMAS.....	7
CAPÍTULO 2: DESCRIPCIÓN DE PARÁMETROS, ENSAMBLAJES DE FONDO, COMPLETACIONES DE LOS POZOS ANALIZADOS PARA EL ESTUDIO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE Y BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET.....	
2.1 TIPOS DE YACIMIENTOS.....	8
2.1.1 YACIMIENTO DE PETRÓLEO.....	8
2.1.2 YACIMIENTO DE GAS CONDENSADO.....	8
2.1.3 YACIMIENTO DE GAS SECO.....	9
2.1.4 YACIMIENTO DE GAS HÚMEDO.....	9
2.2 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN.....	10
2.2.1 DESPLAZAMIENTO HIDRÁULICO.....	10
2.2.2 DESPLAZAMIENTO POR GAS EN SOLUCIÓN.....	10
2.2.3 DESPLAZAMIENTO POR CAPA DE GAS.....	10
2.3 CORRELACIONES PARA LAS PROPIEDADES PVT DE LOS FLUIDOS.....	11
2.3.1 PROPIEDADES FÍSICAS DEL GAS.....	11
2.3.1.1 GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS.....	11
2.3.1.2 COEFICIENTE DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS, Z.....	12
2.3.1.2.1 Método de Papay.....	13
2.3.1.2.2 Método de Beggs y Brill.....	14
2.3.1.2.3 Métodos de ajuste del factor Z por componentes no hidrocarburos.....	14
2.3.1.2.3.1 Método de Wichert – Aziz.....	14
2.3.1.2.3.2 Método de Carr – Kobayashi - Burrows.....	15
2.3.1.3 FACTOR VOLUMÉTRICO DEL GAS (B_g).....	16

2.3.1.4 DENSIDAD DEL GAS	16
2.3.1.5 VISCOSIDAD DEL GAS.....	17
2.3.1.5.1 Correlación de Lee, A.L, Gonzalez, M.H y Eakin, B.E	17
2.3.1.5.2 Correlación de Carr, N.L, Kobayashi, R. y Burrows,D.B	18
2.3.2 PROPIEDADES FÍSICAS DEL PETRÓLEO	19
2.3.2.1 GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL PETRÓLEO.....	20
2.3.2.2 DENSIDAD DEL PETRÓLEO	20
2.3.2.2.1 Método de Katz.....	21
2.3.2.2.2 Método de Standing.....	21
2.3.2.3 PRESIÓN DE BURBUJA.....	22
2.3.2.3.1 Correlación de Standing	22
2.3.2.3.2 Correlación de Lasater	23
2.3.2.3.3 Correlación de Vázquez y Beggs.....	24
2.3.2.3.4 Correlación de Glaso	25
2.3.2.3.5 Correlación de Al-Marhoun.....	26
2.3.2.3.6 Correlación de Dokla y Osman	26
2.3.2.3.7 Correlación de Petrosky y Farshad.....	26
2.3.2.3.8 Correlación de Kartoatmodjo y Schmidt	26
2.3.2.4 RELACIÓN GAS EN SOLUCIÓN – PETRÓLEO (R_s)	27
2.3.2.4.1 Correlación de Standing	28
2.3.2.4.2 Correlación de Lasater	28
2.3.2.4.3 Correlación de Vázquez y Beggs.....	29
2.3.2.4.4 Correlación de Glaso	29
2.3.2.4.5 Correlación de Al-Marhoun.....	30
2.3.2.4.6 Correlación de Dokla y Osman	30
2.3.2.4.7 Correlación de Petrosky y Farshad.....	30
2.3.2.4.8 Correlación de Kartoatmodjo y Schmidt	30
2.3.2.5 FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO (B_o).....	30
2.3.2.5.1 Correlación de Standing	31
2.3.2.5.2 Correlación de Vázquez y Beggs.....	31
2.3.2.5.3 Correlación de Glaso	32
2.3.2.5.4 Correlación de Al-Marhoun.....	32
2.3.2.5.5 Correlación de Dokla y Osman	33
2.3.2.5.6 Correlación de Petrosky y Farshad.....	33
2.3.2.5.7 Correlación de Kartoatmodjo y Schmidt	33
2.3.2.6 COMPRESIBILIDAD ISOTÉRMICA DEL PETRÓLEO.....	33
2.3.2.6.1 Coeficiente de compresibilidad isotérmica para crudo subsaturado.....	34
2.3.2.6.1.1 Correlación de Vázquez, M. E y Beggs, H.D	34
2.3.2.6.1.2 Correlación de Petrosky y Farshad	34
2.3.2.6.1.3 Correlación de Kartoatmodjo, T y Schmidt, Z.....	35
2.3.2.6.1.4 Correlación de Standing	35
2.3.2.6.2 Coeficiente de compresibilidad isotérmica para crudo saturado.....	35
2.3.2.6.2.1 Correlación de Standing	35
2.3.2.6.2.2 Correlación de McCain y coautores.....	36
2.3.2.7 PROPIEDADES DEL PETRÓLEO SUBSATURADO	36
2.3.2.7.1 Factor volumétrico del petróleo subsaturado	37
2.3.2.7.2 Densidad del petróleo subsaturado	38
2.3.2.7.3 Factor volumétrico de formación total.....	39

2.3.2.7.3.1	Correlación de Standing	39
2.3.2.7.3.2	Correlación de Glaso	39
2.3.2.7.3.3	Correlación de Al-Marhoun	40
2.3.2.7.4	Viscosidad del petróleo	40
2.3.2.7.4.1	Correlaciones para petróleo muerto	41
2.3.2.7.4.1.1	Correlación de Beal	41
2.3.2.7.4.1.2	Correlación de Beggs Y Robinson	42
2.3.2.7.4.1.3	Correlación de Glaso	42
2.3.2.7.4.2	Correlaciones para petróleo saturado	42
2.3.2.7.4.2.1	Correlación de Chew y Connally	42
2.3.2.7.4.2.2	Correlación de Beggs y Robinson	43
2.3.2.7.4.3	Correlaciones para petróleo subsaturado	44
2.3.2.7.4.3.1	Correlación de Beal ajustada por Standing	44
2.3.2.7.4.3.2	Correlación de Vázquez y Beggs	44
2.3.2.7.4.3.3	Correlación de Khan	45
2.3.2.8	TENSIÓN INTERFACIAL GAS-PETRÓLEO, σ_{go}	45
2.3.2.8.1	Correlación de Baker y Swerdloff	45
2.3.3	PROPIEDADES FÍSICAS DEL AGUA	46
2.3.3.1	FACTOR VOLUMÉTRICO DEL AGUA (B_w)	46
2.3.3.1.1	Correlación de McCain	47
2.3.3.1.2	Correlación de McCoy	47
2.3.3.2	VISCOSIDAD DEL AGUA	48
2.3.3.2.1	Correlación de Van Wingen	48
2.3.3.2.2	Correlación de Matthews y Russel	49
2.3.3.2.3	Correlación de McCain, W.D, Jr	49
2.3.3.2.4	Correlación de McCoy, R.L	50
2.3.3.3	DENSIDAD DEL AGUA	50
2.3.3.3.1	Correlación de McCain, W.D, Jr	51
2.3.3.4	TENSIÓN INTERFACIAL GAS-AGUA, σ_{gw}	51
2.3.3.4.1	Correlación de Jennings y Newman	51
2.4	TIPOS DE COMPLETACIONES	52
2.4.1	COMPLETACIONES A HUECO ABIERTO	52
2.4.2	COMPLETACIONES CON CAÑONEO CONVENCIONAL	53
2.4.3	COMPLETACIONES CON EMPAQUE DE GRAVA	55
2.5	COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DE POZOS	57
2.5.1	ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (J)	57
2.5.2	RELACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA PARA POZOS DE PETRÓLEO	58
2.5.2.1	MODELO LINEAL	59
2.5.2.2	MODELO DE VOGEL	59
2.5.2.3	MODELO DE VOGEL MODIFICADO	60
2.5.2.4	MODELO DE FETKOVICH	61
2.5.2.5	MÉTODO COMPUESTO	62
2.5.3	RELACIÓN DE CONTRAPRESIÓN PARA POZOS DE GAS SECO	63
2.5.3.1	MÉTODO DE JONES, BLOUNT Y GLAZE	63
2.6	SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	64
2.6.1	BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)	65
2.6.1.1	EQUIPOS DE FONDO	66
2.6.1.1.1	Motor Eléctrico	66

2.6.1.1.1.1 Criterio de selección	67
2.6.1.1.2 Protector	67
2.6.1.1.3 Bomba centrífuga	68
2.6.1.1.3.1 Criterio de selección	70
2.6.1.1.4 Separador de gas	70
2.6.1.1.4.1 Separadores de flujo inverso	70
2.6.1.1.4.2 Separadores rotativos	70
2.6.1.1.5 Sensor de fondo.	71
2.3.3.1.6 Cable de potencia.....	72
2.6.1.2 EQUIPO DE SUPERFICIE.	73
2.6.1.2.1 Cabezal del pozo	73
2.6.1.2.2 Caja de Venteo.	73
2.6.1.2.3 Transformador	73
2.6.1.2.4 Variador de frecuencia (VDF)	73
2.6.1.3 CURVAS CARACTERÍSTICAS DE LA BOMBA CENTRÍFUGA.....	74
2.6.1.4 FLUIDOS VISCOSOS.....	77
2.6.1.5 LEYES DE AFINIDAD.....	79
2.6.1.5.1 Altura dinámica a una frecuencia dada.....	80
2.6.1.5.2 Caudal de flujo a una frecuencia dada	80
2.6.1.5.3 Potencia a una frecuencia dada	80
2.6.1.6 VENTAJAS.	80
2.6.1.7 DESVENTAJAS	80
2.6.2 BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET	81
2.6.2.1 PRINCIPIO DE OPERACIÓN	81
2.6.2.2 TIPOS DE SISTEMA DE OPERACIÓN	82
2.6.2.2.1 Sistema abierto.....	82
2.6.2.2.2 Sistema cerrado.....	83
2.6.2.3 UNIDAD DE BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET.....	83
2.6.2.3.1 Criterio de selección	83
2.6.2.3.2 Característica de trabajo de la bomba jet	84
2.6.2.3.3 Daños frecuentes en la bomba jet	85
2.6.2.3.3.1 Cavitación.....	85
2.6.2.3.3.2 Taponamiento del nozzle	86
2.6.2.4 EQUIPO DE SUPERFICIE	86
2.6.2.4.1 Bombas de superficie	86
2.6.2.4.2 Cabezal	86
2.6.2.4.3 Válvula y múltiples de control	87
2.6.2.4.4 Tanques de almacenamiento.....	87
2.6.2.4.5 Tanques de decantación	88
2.6.2.4.6 Separadores	88
2.6.2.4.7 Lubricador.....	88
2.6.2.4.8 Líneas de flujo	88
2.6.2.5 EQUIPO DE FONDO	89
2.6.2.5.1 Tubería de producción.....	89
2.6.2.5.2 Tubería de revestimiento	90
2.6.2.5.3 Cavidad	90
2.6.2.5.4 Camisa	90
2.6.2.5.5 Empacadura	90
2.6.2.5.6 Válvula de pie (Standing valve)	90

2.6.2.6 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS TIPOS DE BOMBA JET.....	91
2.6.2.6.1 Bomba jet convencional.....	91
2.6.2.6.2 Bomba jet reversa.....	92
2.6.2.7 SISTEMA PARA ACONDICIONAR EL FLUIDO MOTRIZ EN SUPERFICIE.....	93
2.6.2.7.1 Unidad MTU.....	93
2.6.2.8 VENTAJAS.....	94
2.6.2.9 DESVENTAJAS.....	95
2.6.3 COMPARACIÓN TÉCNICA DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	95
2.7 DESCRIPCIÓN DE LOS POZOS A SER ANALIZADOS.....	96
2.7.1 COMPLETACIONES DE LOS POZOS ANALIZADOS PARA EL ESTUDIO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....	97
2.7.1.1 DESCRIPCIÓN DEL POZO 1.....	97
2.7.1.2 DESCRIPCIÓN DEL POZO 2.....	98
2.7.1.3 DESCRIPCIÓN DEL POZO 3.....	99
2.7.1.4 DESCRIPCIÓN DEL POZO 4.....	100
2.7.1.5 DESCRIPCIÓN DEL POZO 5.....	100
2.7.2 COMPLETACIONES DE LOS POZOS ANALIZADOS PARA EL ESTUDIO DE BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET.....	101
2.7.2.1 DESCRIPCIÓN DEL POZO 6.....	101
2.7.2.2 DESCRIPCIÓN DEL POZO 7.....	102
2.7.2.3 DESCRIPCIÓN DEL POZO 8.....	103
2.7.2.4 DESCRIPCIÓN DEL POZO 9.....	104
2.7.2.5 DESCRIPCIÓN DEL POZO 10.....	105
CAPÍTULO 3: ECUACIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO PARA UNA Y DOS FASES.....	107
3.1 FLUJO MONOFÁSICO.....	107
3.1.1 ECUACIÓN GENERAL DEL GRADIENTE DE PRESIÓN.....	107
3.1.2 CÁLCULO DEL FACTOR DE FRICCIÓN.....	108
3.2 FLUJO MULTIFÁSICO.....	109
3.2.1 DEFINICIONES BÁSICAS DE FLUJO MULTIFÁSICO.....	110
3.2.1.1 HOLD UP LÍQUIDO.....	110
3.2.1.2 HOLD UP LÍQUIDO SIN DESLIZAMIENTO.....	110
3.2.1.3 VELOCIDAD SUPERFICIAL.....	111
3.2.1.4 VELOCIDAD REAL.....	111
3.2.1.5 VELOCIDAD BIFÁSICA.....	112
3.2.1.6 DENSIDAD DEL LÍQUIDO SIN DESLIZAMIENTO.....	112
3.2.1.7 DENSIDAD BIFÁSICA.....	112
3.2.1.8 VISCOSIDAD DEL LÍQUIDO.....	112
3.2.1.9 VISCOSIDAD BIFÁSICA.....	112
3.2.2 PATRONES DE FLUJO.....	113
3.2.2.1 PATRONES DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍA VERTICAL.....	113
3.2.2.2 PATRONES DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍA HORIZONTAL.....	115
3.2.3 CORRELACIONES PARA FLUJO MULTIFÁSICO VERTICAL....	116
3.2.3.1 CORRELACIÓN DE HAGEDORN Y BROWN.....	117
3.2.3.2 CORRELACIÓN DE DUNS Y ROS.....	120

3.2.3.3 CORRELACIÓN DE BEGGS Y BRILL	127
3.2.3.4 CORRELACIÓN DE GRAY	130
3.2.3.5 MÉTODO DE CULLENDER Y SMITH.....	133
3.2.4 CORRELACIONES PARA FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍA HORIZONTAL	135
3.2.4.1 CORRELACIÓN DE DUKLER.....	136
3.3 PÉRDIDA DE PRESIÓN EN ACCESORIOS	138
CAPÍTULO 4: DESARROLLO DE LOS ALGORITMOS A SER USADOS EN EL SOFTWARE Y ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	139
4.1 DESCRIPCIÓN GENERAL.....	139
4.2 INTERFAZ.....	139
4.3 DESARROLLO DEL PROGRAMA.....	140
4.4 RESUMEN GENERAL DEL PROGRAMA	140
4.4.1 INPUTS	140
4.4.2 DISEÑO.....	141
4.4.3 ANÁLISIS	141
4.4.4 SALIDA.....	142
4.5 LIMITACIONES DEL PROGRAMA.....	142
4.6 FORMULARIOS DE INGRESO DE DATOS	143
4.6.1 INFORMACIÓN GENERAL.....	143
4.6.2 PARÁMETROS DE FLUIDO	143
4.6.3 CROMATOGRAFÍA DEL GAS	145
4.6.4 DATOS DEL RESERVORIO	145
4.6.5 PÉRDIDAS EN CAÑONEO	148
4.6.6 DATOS DE PRUEBA DE PRODUCCIÓN	148
4.6.7 CORRELACIONES PARA FLUJO MULTIFÁSICO	149
4.7 DESCRIPCIÓN DE LOS MÓDULOS DEL PROGRAMA.....	150
4.7.1 MÓDULO PVT	150
4.7.1.1 LÍMITES PVT	151
4.7.1.2 CÁLCULOS PVT	151
4.7.1.3 RESULTADOS PVT	152
4.7.2 MÓDULO IPR.....	153
4.7.3 MÓDULO DISEÑO DE COMPLETACIÓN.....	154
4.7.3.1 TUBING.....	155
4.7.3.2 CASING.....	156
4.7.4 MÓDULO PÉRDIDAS DE PRESIÓN	157
4.7.5 MÓDULO LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	159
4.7.5.1 BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET	160
4.7.5.2 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	161
4.7.6 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	162
4.8 PROCEDIMIENTO BÁSICO Y EJEMPLO DE DISEÑO PARA BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET	163
4.8.1 ANÁLISIS MÓDULO PVT.....	163
4.8.2 ANÁLISIS MÓDULO IPR.....	170
4.8.3 ANÁLISIS MÓDULO SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET	174
4.8.4 ANÁLISIS MÓDULO PÉRDIDAS DE PRESIÓN	188
4.9 PROCEDIMIENTO BÁSICO Y EJEMPLO DE DISEÑO PARA BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	189
4.9.1 ANÁLISIS MÓDULO PVT.....	189

4.9.2 ANÁLISIS MÓDULO IPR.....	190
4.9.3 ANÁLISIS MÓDULO SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.	190
4.9.4 ANÁLISIS MÓDULO PÉRDIDA DE PRESIÓN.....	204
4.10 APLICACIÓN DEL PROGRAMA INTEGRAL EN 10 POZOS	204
4.10.1 ANÁLISIS DE POZOS CONSIDERANDO BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....	205
4.10.1.1 ANÁLISIS DEL POZO 1.....	205
4.10.1.2 ANÁLISIS DEL POZO 2.....	208
4.10.1.3 ANÁLISIS DEL POZO 3.....	210
4.10.1.4 ANÁLISIS DEL POZO 4.....	213
4.10.1.5 ANÁLISIS DEL POZO 5.....	215
4.10.2 ANÁLISIS PARA POZOS CON BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET SOBRE EL PUNTO DE BURBUJA.....	216
4.10.2.1 ANÁLISIS DEL POZO 6.....	216
4.10.2.2 ANÁLISIS DEL POZO 7.....	218
4.10.2.3 ANÁLISIS DEL POZO 9.....	220
4.10.3 ANÁLISIS PARA BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET DEBAJO DEL PUNTO DE BURBUJA.....	220
4.10.3.1 ANÁLISIS POZO 10.....	220
4.10.4 ANÁLISIS PARA BOMBEO HIDRÁULICO CONSIDERANDO EL APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA HIDRÁULICA DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA COMO FLUIDO MOTRIZ.....	222
4.10.4.1 ANÁLISIS DEL POZO 8.....	222
CAPITULO 5: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	226
5.1 CONCLUSIONES	226
5.2 RECOMENDACIONES.....	229
GLOSARIO.....	231
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	236
ANEXOS.....	237

LISTA DE TABLAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Matriz FODA aplicado al proyecto desarrollado	6
2.1	Coefficientes para la correlación de Carr	18
2.2	Rango de aplicación de γ_{gc} (ecuación 2.49)	24
2.3	Coefficientes para la ecuación 2.50	25
2.4	Rango de aplicación para γ_{gc} (ecuación 2.61)	27
2.5	Coefficientes para la ecuación 2.62	27
2.6	Tipos de liberación de gas	28
2.7	Coefficientes para la ecuación 2.76	32
2.8	Rango de aplicación para la correlación de Chew y Connally	43
2.9	Rango de aplicación para la correlación de Beggs y Robinson	43
2.10	Rango de aplicación para la correlación de Vázquez y Beggs	45
2.11	Rendimiento del índice de productividad	58
2.12	Series y rangos de capacidad del motor según frecuencia	67
2.13	Parámetros de calidad que debe cumplir el fluido motriz	93
2.14	Comparación técnica BES y bombeo hidráulico tipo jet	95
2.15	Datos de producción para el pozo 1	97
2.16	Datos de reservorio y fluidos para el pozo 1	97
2.17	Datos de producción para el pozo 2	98
2.18	Datos de reservorio y fluidos para el pozo 2	98
2.19	Datos de producción para el pozo 3	99
2.20	Datos de reservorio y fluidos para el pozo 3	99
2.21	Datos de producción para el pozo 4	100
2.22	Datos de reservorio y fluidos para el pozo 4	100
2.23	Datos de producción para el pozo 5	101
2.24	Datos de reservorio y fluidos para el pozo 5	101
2.25	Datos de producción para el pozo 6	102
2.26	Datos de reservorio y fluidos para el pozo 6	102
2.27	Datos de producción para el pozo 7	103
2.28	Datos de reservorio y fluidos para el pozo 7	103
2.29	Datos de producción para el pozo 8	104
2.30	Datos de fluido y reservorio para el pozo 8	104
2.31	Datos de producción para el pozo 9	104
2.32	Datos de fluido y reservorio para el pozo 9	105
2.33	Datos de producción para el pozo 10	105
2.34	Datos de reservorio y fluidos para el pozo 10	106
3.1	Patrones de flujo multifásico en tubería vertical	113
3.2	Patrones de flujo multifásico en tubería horizontal	115
3.3	Tipo de correlaciones para flujo multifásico	116
3.4	Patrones de flujo según Duns & Ros	122
3.5	Patrones de flujo según Beggs & Brill	128
3.6	Constantes para determinar $H_{L(0)}$	128
3.7	Constantes para el coeficiente de corrección por inclinación Ψ	129

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
4.1	Coefficientes A, B, C para pérdidas en chokes	159
4.2	Medidas usuales para tubería en bombeo hidráulico tipo jet	161
4.3	Resultados PVT para el pozo 9	170
4.4	Resultados IPR - pozo 9	174
4.5	Relación de áreas óptimas	182
4.6	Resultados del pozo 9 en circulación estándar	185
4.7	Análisis perfil de presión para el pozo 9	188
4.8	Resultados PVT para el pozo 5	189
4.9	Resultados IPR - pozo 5	190
4.10	Valor de Kuop según composición química	193
4.11	Corrección de parámetros PVT a las condiciones de succión para el pozo 5	194
4.12	Recomendación bombas REDA - pozo 5	197
4.13	Análisis de pérdidas de presión - pozo 5	204
4.14	Resultados IPR - pozo 1	205
4.15	Condiciones de operación BES - pozo 1	206
4.16	Resultados IPR - pozo 2	208
4.17	Condiciones de operación BES - pozo 2	209
4.18	Resultados IPR - pozo 3	210
4.19	Condiciones de operación BES - pozo 3	211
4.20	Resultados IPR - pozo 4	213
4.21	Condiciones de operación BES - pozo 4	214
4.22	Resultados IPR - pozo 6	216
4.23	Resultados simulación directa para BH - pozo 6	217
4.24	Resultados IPR - pozo 7	218
4.25	Resultados simulación directa para BH - pozo 7	219
4.26	Resultados IPR - pozo 10	220
4.27	Resultados simulación directa para BH - pozo 10	221
4.28	Resultados IPR - pozo 8	222
4.29	Resultados simulación directa para BH - pozo 8	225

LISTA DE FIGURAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Dirección de proyectos según project management institute (PMI)	4
1.2	Procesos de la dirección de proyectos	5
1.3	Interacción entre grupos de procesos del proyecto	5
1.4	Árbol de problemas del proyecto	7
2.1	Diagrama de fases	9
2.2	Completaciones hueco abierto	53
2.3	Completación a hoyo entubado para múltiples zonas	55
2.4	Completación con empaque de grava	56
2.5	Modelo IPR lineal	59
2.6	Modelo IPR Vogel	60
2.7	Modelo de Vogel modificado	61
2.8	Modelo de Fetkovich	61
2.9	Método compuesto	63
2.10	Método de Jones Blount Glaze	64
2.11	Equipo de bombeo electrosumergible	65
2.12	Ensamblaje de motor	66
2.13	Sección sellante o protector	68
2.14	Bomba centrífuga	69
2.15	Etapas de bombas centrífugas para diferentes tipos de flujo.	69
2.16	Separador de gas rotativo	71
2.17	Sensor de fondo	72
2.18	Cable de potencia trifásico de un motor para BES	72
2.19	Equipo de superficie – BES	74
2.20	Curvas características de la bomba electrosumergible	76
2.21	Viscosidad del petróleo sin gas a la temperatura de yacimiento	77
2.22	Gas en solución a la presión de reservorio	78
2.23	Viscosidad del petróleo a presión y temperatura del yacimiento	78
2.24	Factor de corrección de viscosidad en función de la emulsión	79
2.25	Componentes de una bomba jet	82
2.26	Ejemplo selección de geometría bomba jet	84
2.27	Relación áreas en volumen y presión	85
2.28	Facilidades de superficie - producción con bomba jet	89
2.29	Equipo de fondo - bombeo hidráulico jet	91
2.30	Bomba jet directa	92
2.31	Bomba jet reversa	93
2.32	Unidad MTU	94
3.1	Diagrama de los cambios de fase en tubería vertical	114
3.2	Cambios de fase en tubería horizontal	115
3.3	Gráfica para determinar CNL - Hagerdorn & Brown	118

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
3.4	Factor de corrección secundario - Hagerdorn y Brown	119
3.5	Relación H_L/ψ -Hagerdorn y Brown	119
3.6	Regímenes de flujo según Duns y Ros	121
3.7	Gráfica para determinar L_1, L_2	122
3.8	Gráfica para determinar F_1, F_2, F_3, F_4	123
3.9	Gráfica para determinar f_2	124
3.10	Gráfica para determinar F_5, F_6, F_7	125
4.1	Interfaz del programa	140
4.2	Proceso de desarrollo de la interfaz del programa	142
4.3	Ingreso datos de información general	143
4.4	Ingreso datos parámetros del fluido	145
4.5	Ingreso datos composición de gas	145
4.6	Ingreso datos del reservorio	147
4.7	Ingreso datos completación de pozo	148
4.8	Ingreso datos pruebas de producción	149
4.9	Ingreso correlaciones para flujo multifásico	150
4.10	Diagrama del procedimiento del módulo PVT	151
4.11	Interfaz límites PVT	151
4.12	Interfaz cálculos PVT	152
4.13	Interfaz resultados PVT	153
4.14	Interfaz módulo IPR	154
4.15	Ingreso diseño de completación	155
4.16	Catálogo herramientas de fondo	156
4.17	Ingreso y selección de casing	157
4.18	Interfaz pérdidas de presión para tubería vertical y horizontal	159
4.19	Comportamiento de R_s para el pozo 9	164
4.20	Comportamiento de Z para el pozo 9	164
4.21	Comportamiento de μ_g para el pozo 9	165
4.22	Comportamiento de B_g para el pozo 9	165
4.23	Comportamiento de ρ_g para el pozo 9	165
4.24	Comportamiento de C_o para el pozo 9	166
4.25	Comportamiento de B_o para el pozo 9	166
4.26	Comportamiento de B_t para el pozo 9	167
4.27	Comportamiento de μ_o para el pozo 9	167
4.28	Comportamiento de ρ_o para el pozo 9	168
4.29	Comportamiento de B_w para el pozo 9	168
4.30	Comportamiento de μ_w para el pozo 9	169
4.31	Comportamiento de ρ_w para el pozo 9	169
4.32	Datos pozo 9 para diseño de bombeo tipo jet	174
4.33	Análisis nodal - pozo 9	186
4.34	Curvas de eficiencia - pozo 9	186
4.35	Curva de potencia - pozo 9	187
4.36	Datos diseño BES - pozo 5	191

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
4.37	Curva bomba REDA DN1750 - pozo 5	198
4.38	Caída de voltaje en el cable de potencia	200
4.39	Curvas de succión - pozo 5	203
4.40	Análisis nodal - pozo 5	203
4.41	Datos de diseño BES - pozo 1	205
4.42	Curva de succión a diferentes etapas - pozo 1	207
4.43	Análisis nodal - pozo 1	207
4.44	Datos de diseño BES - pozo 2	208
4.45	Curva de succión a diferentes etapas - pozo 2	209
4.46	Análisis nodal - pozo 2	210
4.47	Datos de diseño BES - pozo 3	211
4.48	Curva de succión a diferentes etapas - pozo 3	212
4.49	Análisis nodal - pozo 3	212
4.50	Datos de diseño BES - pozo 4	213
4.51	Curva de succión a diferentes etapas - pozo 4	215
4.52	Análisis nodal - pozo 4	215
4.53	Datos de diseño BH - pozo 6	217
4.54	Datos de diseño BH - pozo 7	219
4.55	Análisis nodal - pozo 7	220
4.56	Datos de diseño BH - pozo 10	221
4.57	Análisis nodal - pozo 10	222
4.58	Datos de diseño BH - pozo 8	223
4.59	Diagrama del aprovechamiento de la energía hidráulica del sistema de reinyección de agua como fluido motriz para BH	224
4.60	Análisis nodal - pozo 8	225

LISTA DE ECUACIONES

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
2.1	Gravedad específica del gas	11
2.2	Peso molecular de la mezcla de gas	11
2.3	Ecuación general de los gases	12
2.4	Presión reducida	12
2.5	Temperatura reducida	12
2.6	Presión crítica de la mezcla de gas	12
2.7	Temperatura crítica de la mezcla de gas	12
2.8	Temperatura crítica para gas natural	13
2.9	Presión crítica para gas natural	13
2.10	Temperatura crítica para gas condensado	13
2.11	Presión crítica para gas condensado	13
2.12	Factor de desviación del gas según Papay	14
2.13	Factor de desviación del gas (Z) según Beggs y Brill	14
2.14	Factor A para (Z) - Beggs y Brill	14
2.15	Factor B para (Z) - Beggs y Brill	14
2.16	Factor C para (Z) - Beggs y Brill	14
2.17	Factor de ajuste ϵ para (Z) - Wichert y Aziz	15
2.18	Factor A para (Z) - Wichert y Aziz	15
2.19	Temperatura crítica ajustada - Wichert y Aziz	15
2.20	Presión crítica ajustada - Wichert y Aziz	15
2.21	Temperatura crítica ajustada por impurezas - Carr	16
2.22	Presión crítica ajustada por impurezas - Carr	16
2.23	Factor volumétrico del gas B_g	16
2.24	Densidad del gas ρ_g	16
2.25	Densidad del gas según Lee	17
2.26	Peso molecular del gas (M) – Lee	17
2.27	Factor X para μ_g - Lee	17
2.28	Factor Y para μ_g - Lee	17
2.29	Factor K para μ_g - Lee	17
2.30	Viscosidad del gas - Lee	18
2.31	Viscosidad del gas a condiciones estándar - Carr	18
2.32	Relación logarítmica para μ_g - Carr	18
2.33	Corrección por presencia de N_2	18
2.34	Corrección por presencia de CO_2	18
2.35	Corrección por presencia de H_2S	19
2.36	Viscosidad del gas corregida por impurezas - Carr	19
2.37	Viscosidad del gas real - Carr	19
2.38	Gravedad específica del petróleo a partir de ρ_o	20
2.39	Gravedad específica del petróleo a partir del °API	20
2.40	Densidad del petróleo a condiciones estándar	21
2.41	Densidad aparente del gas	21
2.42	Densidad del petróleo	21

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
2.43	Factor F para presión de burbuja - Standing	22
2.44	Presión de burbuja - Standing	22
2.45	Peso molecular del petróleo según °API - Lasater	23
2.46	Fracción molar del gas en solución - Lasater	23
2.47	Factor de burbujeo según la fracción molar - Lasater	23
2.48	Presión de burbuja - Lasater	23
2.49	Gravedad específica del gas corregida a condiciones del separador - Vázquez y Beggs	24
2.50	Presión de burbuja - Vázquez y Beggs	24
2.51	Factor F para presión de burbuja - Glaso	25
2.52	Presión de burbuja - Glaso	25
2.53	Corrección por presencia de N ₂ - Glaso	25
2.54	Corrección por presencia de CO ₂ - Glaso	25
2.55	Corrección por presencia de H ₂ S - Glaso	25
2.56	Presión de burbuja corregida por impurezas - Glaso	25
2.57	Presión de burbuja - Al-Marhoun	26
2.58	Presión de burbuja - Dokla y Osman	26
2.59	Factor F para presión de burbuja - Petrosky y Farshad	26
2.60	Presión de burbuja - Petrosky y Farshad	26
2.61	Gravedad específica del gas corregida a condiciones del separador - Kartoatmodjo y Schmidt	26
2.62	Presión de burbuja - Kartoatmodjo y Schmidt	27
2.63	Solubilidad del gas - Standing	28
2.64	Factor de burbujeo - Lasater	29
2.65	Fracción molar del gas en solución según y _g - Lasater	29
2.66	Solubilidad del gas - Lasater	29
2.67	Solubilidad del gas - Vázquez y Beggs	29
2.68	Factor F para solubilidad del gas - Glaso	29
2.69	Solubilidad del gas - Glaso	30
2.70	Solubilidad del gas - Al-Marhoun	30
2.71	Solubilidad del gas - Dokla y Osman	30
2.72	Solubilidad del gas - Petrosky y Farshad	30
2.73	Solubilidad del gas - Kartoatmodjo y Schmidt	30
2.74	Factor F para factor volumétrico del petróleo - Standing	31
2.75	Factor volumétrico del petróleo - Standing	31
2.76	Factor volumétrico del petróleo - Vázquez y Beggs	32
2.77	Factor F para factor volumétrico del petróleo - Glaso	32
2.78	Factor volumétrico del petróleo - Glaso	32
2.79	Factor F para factor volumétrico del petróleo – Al Marhoun	32
2.80	Factor volumétrico del petróleo – Al Marhoun	32
2.81	Factor F para factor volumétrico del petróleo - Dokla y Osman	33
2.82	Factor volumétrico del petróleo - Dokla y Osman	33
2.83	Factor F para factor volumétrico del petróleo - Petrosky y Farshad	33

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
2.84	Factor volumétrico del petróleo - Petrosky y Farshad	33
2.85	Factor F para factor volumétrico del petróleo - Kartoatmodjo y Schmidt	33
2.86	Factor volumétrico del petróleo - Kartoatmodjo y Schmidt	33
2.87	Compresibilidad isotérmica del petróleo -Vázquez y Beggs	34
2.88	Compresibilidad isotérmica del petróleo - Petrosky y Farshad	34
2.89	Compresibilidad isotérmica del petróleo - Kartoatmodjo y Schmidt	35
2.90	Compresibilidad isotérmica del petróleo - Standing	35
2.91	Compresibilidad isotérmica del petróleo para crudo saturado	35
2.92	Diferencial de la solubilidad del gas para la presión - Standing	36
2.93	Diferencial del factor volumétrico del petróleo para la presión - Standing	36
2.94	Compresibilidad isotérmica del petróleo - Standing	36
2.95	Compresibilidad isotérmica del petróleo - McCain	36
2.96	Factor A para compresibilidad del petróleo - McCain	36
2.97	Disminución del volumen asociado a la liberación del gas en solución	36
2.98	Factor volumétrico para crudo subsaturado - Standing	37
2.99	Factor volumétrico para crudo subsaturado - Vázquez y Beggs	37
2.100	Factor A para compresibilidad del petróleo - Vázquez y Beggs	37
2.101	Factor volumétrico para crudo subsaturado - Petrosky y Farshad	38
2.102	Factor A para compresibilidad del petróleo - Petrosky y Farshad	38
2.103	Densidad del petróleo subsaturado	38
2.104	Densidad del petróleo subsaturado - Vázquez y Beggs	38
2.105	Densidad del petróleo subsaturado - Petrosky Farshad	38
2.106	Ecuación general factor volumétrico total	39
2.107	Parámetro log (A) para B_t - Standing	39
2.108	Factor volumétrico total - Whitson y Brule	39
2.109	Factor F para factor volumétrico total - Glaso	39
2.110	Factor volumétrico total según Glaso	40
2.111	Factor F para factor volumétrico total - Al-Marhoun	40
2.112	Factor volumétrico total según Al-Marhoun	40
2.113	Viscosidad del petróleo muerto - Beal	41
2.114	Factor "a" para la viscosidad de crudo muerto - Beal	41
2.115	Factor A para la viscosidad de crudo muerto - Beggs y Robinson	42
2.116	Viscosidad del petróleo muerto - Beggs y Robinson	42
2.117	Viscosidad del petróleo muerto - Glaso	42

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
2.118	Factor A para la viscosidad de crudo saturado - Chew y Connally	42
2.119	Factor "b" para la viscosidad de crudo saturado - Chew y Connally	42
2.120	Viscosidad del petróleo saturado - Chew y Connally	43
2.121	Factor "a" para la viscosidad de crudo saturado - Beggs y Robinson	43
2.122	Factor "b" para la viscosidad de crudo saturado - Beggs y Robinson	43
2.123	Viscosidad del petróleo saturado - Beggs y Robinson	43
2.124	Correlación entre viscosidad y densidad del petróleo - Beggs y Robinson	44
2.125	Viscosidad del petróleo subsaturado - Beal	44
2.126	Factor "m" para viscosidad de petróleo subsaturado - Vázquez y Beggs	44
2.127	Viscosidad del petróleo subsaturado - Vázquez y Beggs.	44
2.128	Viscosidad del petróleo subsaturado - Khan	45
2.129	Tensión interfacial a 68 °F - Baker y Swerdloff	45
2.130	Tensión interfacial a 100 °F - Baker y Swerdloff	45
2.131	Tensión interfacial - Baker y Swerdloff	45
2.132	Corrección de tensión interfacial por efectos de gas en solución	46
2.133	Tensión interfacial a cualquier presión - Baker y Swerdloff	46
2.134	Factor volumétrico del agua - McCain	47
2.135	Ajuste de Bw por temperatura - McCain	47
2.136	Ajuste de Bw por presión - McCain	47
2.137	Factor volumétrico del agua - McCoy	47
2.138	Factor A para Bw aplicado a agua libre de gas - McCoy	47
2.139	Factor B para Bw aplicado a agua libre de gas - McCoy	47
2.140	Factor C para Bw aplicado a agua libre de gas - McCoy	47
2.141	Factor A para Bw aplicado a agua saturada - McCoy	47
2.142	Factor B para Bw aplicado a agua saturada - McCoy	47
2.143	Factor C para Bw aplicado a agua saturada - McCoy	48
2.144	Factor de corrección a Bw por salinidad - McCoy	48
2.145	Factor volumétrico para yacimiento subsaturado	48
2.146	Viscosidad del agua - Van Wingen	48
2.147	Factor A para μ_w - Matthews y Russel	49
2.148	Factor B para μ_w - Matthews y Russel	49
2.149	Viscosidad del agua corregida por salinidad - Matthews y Russel.	49
2.150	Factor de corrección por salinidad - Matthews y Russel	49
2.151	Viscosidad del agua - Matthews y Russel.	49
2.152	Factor A para μ_w - McCain	49
2.153	Factor B para μ_w - McCain	49
2.154	Viscosidad del agua a condiciones estándar - McCain	49

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
2.155	Corrección de μ_w por efector de presión - McCain	49
2.156	Viscosidad del agua - McCain	50
2.157	Corrección de μ_w por salinidad - McCoy	50
2.158	Viscosidad del agua según McCoy	50
2.159	Ecuación general densidad del agua	50
2.160	Gravedad específica del agua según sólidos disueltos	50
2.161	Densidad del agua - McCain	51
2.162	Factor A para σ_w - Jennings y Newman	51
2.163	Factor B para σ_w - Jennings y Newman	51
2.164	Factor C para σ_w - Jennings y Newman	51
2.165	Tensión interfacial del agua - Jennings y Newman	51
2.166	Caída de presión en completaciones a hueco abierto	52
2.167	Caída de presión por cañoneo convencional	54
2.168	Factor de turbulencia β	54
2.169	Caída de presión en completación de empaque con grava	56
2.170	Coefficiente de turbulencia para grava	56
2.171	Índice de productividad según datos de pruebas de presión	57
2.172	Índice de productividad según datos del reservorio	57
2.173	Tasa de producción a cualquier valor de P_{wf}	59
2.174	Ecuación de Vogel	59
2.175	Índice de productividad para yacimiento saturado	60
2.176	Caudal de burbuja	60
2.177	Ecuación de Vogel Modificado	60
2.178	Ecuación de Fetkovich	61
2.179	Caudal de líquido sobre punto de burbuja - Modelo Compuesto	62
2.180	Caudal de líquido entre P_{wfg} y P_b - Modelo Compuesto	62
2.181	Factor A - Modelo Compuesto	62
2.182	Factor B - Modelo Compuesto	62
2.183	Factor C - Modelo Compuesto	62
2.184	Factor D - Modelo Compuesto	62
2.185	Caudal del líquido debajo de P_{wfg} - Modelo Compuesto	62
2.186	Ecuación de Jones, Blount y Glaze	63
2.187	Factor A asociada al flujo laminar - Jones, Blount y Glaze	63
2.188	Coefficiente de velocidad	63
2.189	Factor B asociado al flujo turbulento - Jones, Blount y Glaze	63
2.190	Presión de succión de la bomba electrosumergible	75
2.191	Potencia total requerida por la bomba electrosumergible	75
2.192	Columna dinámica total requerida por la bomba electrosumergible	76
2.193	Viscosidad del fluido en unidades SSU	79
2.194	Altura dinámica a una frecuencia dada	80
2.195	Caudal de flujo a una frecuencia dada	80

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
2.196	Potencia a una frecuencia dada	80
3.1	Ecuación general del gradiente de presión	108
3.2	Número de Reynolds	108
3.3	Factor de fricción para flujo laminar	108
3.4	Factor de fricción para flujo transición - Colebrook	109
3.5	Factor de fricción para flujo turbulento - Jain	109
3.6	Factor de fricción para flujo turbulento - Zigrang y Sylvester	109
3.7	Hold up del líquido	110
3.8	Hold up del líquido sin deslizamiento	110
3.9	Hold up del gas sin deslizamiento	111
3.10	Velocidad superficial del gas	111
3.11	Velocidad superficial del líquido	111
3.12	Velocidad real del gas	111
3.13	Velocidad real del líquido	111
3.14	Velocidad bifásica	112
3.15	Densidad del líquido sin deslizamiento	112
3.16	Densidad bifásica con deslizamiento	112
3.17	Viscosidad del líquido sin deslizamiento	112
3.18	Viscosidad bifásica con deslizamiento	113
3.19	Viscosidad bifásica sin deslizamiento	113
3.20	Gradiente de presión - Hagerdorn & Brown	117
3.21	Número de la velocidad del líquido N_{V_L}	117
3.22	Número de la velocidad del gas N_{V_G}	118
3.23	Número de diámetro N_D	118
3.24	Número de la viscosidad del líquido N_L	118
3.25	Factor adimensional L_B	118
3.26	Relación para el factor de corrección secundario	119
3.27	Relación para determinar H_L/ψ	119
3.28	Hold up del líquido a partir de números adimensionales - Hagerdorn & Brown	120
3.29	Hold up del líquido - Hagerdorn & Brown	120
3.30	Número de Reynolds para la mezcla bifásica	120
3.31	Gradiente de presión - Duns & Ros	121
3.32	Pérdidas por aceleración E_K - Duns & Ros	121
3.33	Factor adimensional L_S - Duns & Ros	122
3.34	Factor adimensional L_M - Duns & Ros	122
3.35	Hold up del líquido - Duns & Ros	123
3.36	Variable V_s - Duns & Ros	123
3.37	Variable S para patrón burbuja - Duns & Ros	123
3.38	Factor F'_3 para patrón burbuja - Duns & Ros	123
3.39	Gradiente de presión para patrón burbuja - Duns & Ros	124
3.40	Factor f_m - Duns & Ros	124
3.41	Relación para determina f_2 - Duns & Ros	124
3.42	Factor f_3 - Duns & Ros	124

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
3.43	Variable S para patrón tapón - Duns & Ros	125
3.44	Factor F'_6 para patrón tapón - Duns & Ros	125
3.45	Número de Reynolds para la fase gaseosa - Duns & Ros	126
3.46	Pérdidas por aceleración E_K para patrón neblina - Duns & Ros	126
3.47	Gradiente de presión para patrón neblina - Duns & Ros	126
3.48	Variable A para patrón transición - Duns & Ros	126
3.49	Variable B para patrón transición - Duns & Ros	126
3.50	Gradiente de presión por elevación para patrón transición - Duns & Ros	126
3.51	Gradiente de presión por fricción para patrón transición - Duns & Ros	127
3.52	Gradiente de presión total para patrón transición - Duns & Ros	127
3.53	Factor L_1 - Beggs y Brill	127
3.54	Factor L_2 - Beggs y Brill	127
3.55	Factor L_3 - Beggs y Brill	127
3.56	Factor L_4 - Beggs y Brill	127
3.57	Factor N_{FR} - Beggs y Brill	127
3.58	Hold up del líquido - Beggs y Brill	128
3.59	Hold up del líquido para patrón transición - Beggs y Brill	128
3.60	Factor A para H_L para patrón transición - Beggs y Brill	128
3.61	Factor B para H_L para patrón transición - Beggs y Brill	128
3.62	Factor de corrección por efecto de la inclinación de la tubería - Beggs y Brill.	129
3.63	$H_L(\varphi)$ del líquido - Beggs y Brill	129
3.64	Factor de fricción - Beggs y Brill	130
3.65	Factor de fricción bifásico- Beggs y Brill	130
3.66	Factor S para factor de fricción bifásico - Beggs y Brill	130
3.67	Factor Y para factor de fricción bifásico - Beggs y Brill	130
3.68	Factor X para factor de fricción bifásico - Beggs y Brill	130
3.69	Factor S para factor de fricción bifásico - Beggs y Brill	130
3.70	Gradiente de presión total - Beggs y Brill	130
3.71	Velocidad superficial del condensado	131
3.72	Velocidad media de la mezcla	131
3.73	Fracción de líquido - Gray	131
3.74	Fracción de condensado - Gray	131
3.75	Fracción de agua - Gray	131
3.76	Densidad del líquido - Gray	131
3.77	Número adimensional N_1 - Gray	131
3.78	Número adimensional N_2 - Gray	132
3.79	Número adimensional N_3 - Gray	132
3.80	Factor R_v - Gray	132
3.81	Hold up del líquido - Gray	132
3.82	Densidad de la mezcla sin deslizamiento - Gray	132

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
3.83	Viscosidad de la mezcla sin deslizamiento –Gray	132
3.84	Número de Reynolds - Gray	132
3.85	Factor G_m - Gray	132
3.86	Rugosidad efectiva K_e	133
3.87	Rugosidad efectiva K_o	133
3.88	Gradiente de presión total - Gray	133
3.89	Comportamiento del pozo encima de H/2 - Cullender y Smith	133
3.90	Comportamiento del pozo debajo de H/2 - Cullender y Smith	133
3.91	Factor I - Cullender y Smith	133
3.92	Relación H_{TVD} para H_{MD} - Cullender y Smith	133
3.93	Relación F_2 - Cullender y Smith	134
3.94	Número de Reynolds - Cullender y Smith	134
3.95	Presión media asumida - Cullender y Smith	134
3.96	Presión de fondo fluyente - Cullender y Smith	135
3.97	Presión de fondo fluyente aplicado a la regla de Simpson	135
3.98	Densidad del mezcla con deslizamiento - Dukler	136
3.99	Número de Reynolds sin deslizamiento - Dukler	136
3.100	Factor x - Dukler	136
3.101	Factor f_{tp}/f_n - Dukler	136
3.102	Factor de fricción - Dukler	136
3.103	Cálculo de H_L Caso 1 - Dukler	137
3.104	Variable x Caso 1 - Dukler	137
3.105	Variable Z Caso 1 - Dukler	137
3.106	Variable b_0 Caso 1 - Dukler	137
3.107	Variable b_1 Caso 1 - Dukler	137
3.108	Variable b_2 Caso 1 - Dukler	137
3.109	Variable b_3 Caso 1 - Dukler	137
3.110	Variable b_4 Caso 1 - Dukler	137
3.111	Cálculo de H_L Caso 2 - Dukler	137
3.112	Variable x Caso 2 - Dukler	137
3.113	Variable b_0 Caso 2a - Dukler	138
3.114	Variable b_1 Caso 2a - Dukler	138
3.115	Variable b_0 Caso 2b - Dukler	138
3.116	Variable b_1 Caso 2b - Dukler	138
3.117	Pérdidas de presión en accesorios	138
3.118	Coefficiente de pérdidas adicionales por fricción	138
4.1	Pérdidas de presión en yacimiento	157
4.2	Pérdidas de presión en cañoneo	157
4.3	Coefficiente de velocidad para flujo turbulento	157
4.4	Pérdidas de presión en chokes	158
4.5	Gradiente de presión del petróleo	175

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
4.6	Gradiente de fluido de succión	175
4.7	Área mínima de cavitación de la bomba jet	175
4.8	Presión en el nozzle	176
4.9	Caudal en el nozzle	176
4.10	Velocidad del fluido en el tubing	176
4.11	Densidad del petróleo a condiciones medias	177
4.12	Viscosidad del petróleo a condiciones medias	177
4.13	Número de Reynolds del fluido en el tubing	177
4.14	Factor de fricción del fluido en el tubing	177
4.15	Caída de presión para flujo turbulento en el tubing	177
4.16	Presión en el nozzle para segunda iteración	178
4.17	Caudal de retorno	178
4.18	Gradiente de presión de fluido de retorno	178
4.19	Corte de agua de retorno si se inyecta petróleo	179
4.20	Corte de agua de retorno si se inyecta agua	179
4.21	Razón de gas líquido de retorno	179
4.22	Viscosidad de fluido de retorno en el espacio anular	179
4.23	Velocidad del fluido en el espacio anular	180
4.24	Número de Reynolds del fluido en el espacio anular	180
4.25	Densidad del fluido a las condiciones medias de descarga	180
4.26	Factor de fricción del fluido en el espacio anular	180
4.27	Caída de presión para flujo turbulento en el espacio anular	181
4.28	Presión de descarga de la bomba jet	181
4.29	Razón de presión	181
4.30	Relación de áreas	182
4.31	Relación de áreas óptimo	182
4.32	Factor C_1 para relación de áreas óptimo	182
4.33	Factor C_2 para relación de áreas óptimo	182
4.34	Factor C_3 para relación de áreas óptimo	183
4.35	Factor C_4 para relación de áreas óptimo	183
4.36	Caudal deseado para segunda iteración	183
4.37	Área de la garganta	183
4.38	Límite de flujo de cavitación	184
4.39	Potencia hidráulica de la bomba jet	184
4.40	Eficiencia de la bomba jet	184
4.41	Caudal de inyección para curva de demanda	185
4.42	Presión de succión de la bomba jet para la curva de demanda	185
4.43	Razón gas líquido, GLR	191
4.44	Gravedad específica del líquido - BES	191
4.45	Gradiente de presión del líquido - BES	191
4.46	Presión de succión de la bomba electrosumergible	192

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
4.47	Mínima profundidad de asentamiento de la bomba electrosumergible	192
4.48	Capacidad calorífica de la mezcla	193
4.49	Capacidad calorífica del petróleo	193
4.50	Variación de temperatura del motor	193
4.51	Densidad del fluido - BES	193
4.52	Caudal másico total – BES	193
4.53	Distancia de relajación – BES	193
4.54	Temperatura de succión en la bomba electrosumergible	194
4.55	Caudal total a las condiciones de succión de la bomba	194
4.56	Fracción de gas a las condiciones de succión de la bomba	195
4.57	Fracción de gas que ingresa a la bomba electrosumergible	195
4.58	Carga de presión en la cabeza del pozo, pie	195
4.59	Pérdidas de presión por fricción en tubería, psi	196
4.60	Caída de presión en pies por cada 1000 pies.	196
4.61	Pérdida de presión en tubería, pie	196
4.62	Carga total dinámica	197
4.63	Número de etapas	198
4.64	Potencia total requerida - BES	199
4.65	Carga ejercida por el motor	199
4.66	Caída de voltaje en el cable eléctrico	200
4.67	Espacio libre existente en la completación - BES	201
4.68	Caída de voltaje total	201
4.69	Voltaje requerido en superficie	201
4.70	Potencia del transformador KVA	202
4.71	Peso de un barril más gas bombeado a condiciones estándar	202
4.72	Presión de succión para curva de demanda - BES	203

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
A	Área, pie ²	L ²
σ_{go}	Tensión interfacial gas – petróleo, dinas/cm	F/L
σ_{gw}	Tensión interfacial gas – petróleo, dinas/cm	F/L
cm	Centímetro	L
d	Diámetro de la tubería, pg	L
h	Espesor de la arena productora, psi	L
H	Profundidad, pie	L
hp	Longitud del intervalo cañoneado	L
L	Longitud, pie	L
Lp	Longitud del túnel cañoneado, pie	L
Lt	Longitud de la trayectoria lineal, pie	L
MD	Measure depth (Profundidad medida), pie	L
pg	Pulgada, pg	L
rc	Radio de la zona triturada, pie	L
rc	Radio del túnel perforado, pie	L
re	Radio de drenaje, pie.	L
rp	Radio del túnel cañoneado, pie	L
rp	Radio de perforación, pie	L
rw	Radio del pozo, pie	L
TDH	Columna total dinámica	L
TVD	True vertical depth (Profundidad vertical verdadera), pie	L
V	Velocidad de la mezcla multifásica	L/t
V _G	Velocidad real del gas	L/t
V _L	Velocidad real del líquido	L/t
V _m	Velocidad de la mezcla bifásica	L/t
V _{SG}	Velocidad superficial del gas	L/t
V _{SL}	Velocidad superficial del líquido	L/t
g	Aceleración de la gravedad	L/t ²
g _c	Constante gravitacional	ML/t ² F
K _g	Permeabilidad efectiva del gas, md	L ²
K _{gr}	Permeabilidad de la grava, md.	L ²
K _o	Permeabilidad efectiva del petróleo, md	L ²
K _p	Permeabilidad de la zona triturada, md	L ²
BF	Barril fiscal	L ³
bl	Barril	L ³
MMPCD	Millones de pies cúbicos por día	L ³ /t
PC	Pie cúbico estándar	L ³

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
PCY	Pie cúbico yacimiento	L^3
V	Volumen	L^3
ΔV_{wP}	Cambio de volumen de agua por reducción de presión	L^3
ΔV_{wT}	Cambio de volumen de agua por reducción de temperatura	L^3
BAPD	Barriles de agua por día	L^3/t
BFPD	Barriles de fluido por día	L^3/t
BPPD	Barriles de Petróleo por día	L^3/t
Q_b	Caudal del líquido en el punto de burbuja	L^3/t
Q_c	Caudal del condensado	L^3/t
Q_g	Caudal del gas	L^3/t
$Q_{m\acute{a}x}$	Caudal máximo del líquido	L^3/t
Q_o	Caudal de petróleo	L^3/t
Q_w	Caudal de agua	L^3/t
J	Índice de productividad	L^4t/M
J'	Índice de productividad a futuro	L^4t/M
C_g	Compresibilidad del gas, psi^{-1}	Lt^2/M
C_o	Compresibilidad del petróleo, psi^{-1}	Lt^2/M
C_w	Compresibilidad del agua, psi^{-1}	Lt^2/M
lb	Libra	M
lb-mol	Libras - mol	N
M	Peso molecular de la mezcla de gases, lb/lb-mol	MN^{-1}
E_K	Gradiente de presión por aceleración, psi/pie	M/L^2t^2
g_s	Gradiente del fluido bombeado, psi/pie	M/L^2t^2
cst	Centistokes	M^2/t
ρ_g	Densidad del gas	M/L^3
ρ_{ga}	Densidad aparente del gas	M/L^3
ρ_L	Densidad de la mezcla sin deslizamiento	M/L^3
ρ_{ob}	Densidad del petróleo en punto de burbuja	M/L^3
ρ_S	Densidad de la mezcla con deslizamiento	M/L^3
ρ_{sc}	Densidad del petróleo a condiciones estándar	M/L^3
ρ_w	Densidad del agua	M/L^3
ρ_{wo}	Densidad del agua a condiciones normales	M/L^3
cp	Centipoise	M/Lt
μ_g	Viscosidad del gas, cp	M/Lt
μ_{glc}	Viscosidad del líquido corregida por impurezas, cp	M/Lt
μ_L	Viscosidad del líquido, cp	M/Lt
μ_n	Viscosidad de la mezcla bifásica sin deslizamiento, cp	M/Lt
μ_o	Viscosidad del petróleo, cp	M/Lt

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
μ_{ob}	Viscosidad del petróleo saturado, cp	M/Lt
μ_{od}	Viscosidad del petróleo muerto, cp	M/Lt
μ_s	Viscosidad de la mezcla bifásica con deslizamiento, cp	M/Lt
μ_w	Viscosidad del agua, cp	M/Lt
μ_{wl}	Viscosidad del agua a condiciones estándar, cp	M/Lt
P	Presión, psi	M/Lt ²
P'_{pc}	Presión pseudocrítica corregida por impurezas, psi	M/Lt ²
P_b	Presión de burbuja, psi	M/Lt ²
P_{bcorr}	Presión de burbuja corregida por impurezas, psi	M/Lt ²
P_{choke}	Pérdidas de presión en chokes, psi	M/Lt ²
P_{pc}	Presión pseudocrítica, psi	M/Lt ²
P_s	Presión de succión, psi	M/Lt ²
psi	Pound per square inch (Libra por pulgada cuadrada)	M/Lt ²
psia	Pound per square inch absolute	M/Lt ²
psig	Pound per square inch gauge	M/Lt ²
P_{sep}	Presión del separador, psi	M/Lt ²
P_{wf}	Presión de fondo fluyente, psi	M/Lt ²
P_{wh}	Presión de cabeza, psi	M/Lt ²
P_r	Presión del yacimiento, psi	M/Lt ²
P_n	Presión en el nozzle, psi	M/Lt ²
P_{ps}	Presión de succión de la bomba jet, psi	M/Lt ²
Q_n	Caudal en el nozzle, BFPD	L ³ /t
ΔP_c	Pérdida de presión por cañoneo, psi	M/Lt ²
ΔP_f	Pérdida de presión en tubería, psi	M/Lt ²
ΔP_Y	Pérdida de presión en yacimiento, psi	M/Lt ²
rpm	Revoluciones por minuto	r/t
°F	Grado Fahrenheit	T
s	Segundo	t
T	Temperatura	T
T'_{pc}	Temperatura pseudocrítica corregida por impurezas, R	T
T_{pc}	Temperatura pseudocrítica, R	T
T_{sep}	Temperatura del separador, °F	T
K	Grado Kelvin	T
R	Grado Rankine	T
API	American Petroleum Institute	
A	Amperios	A
B	Fracción molar de H ₂ S	

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
BES	Bombeo electrosumergible	
BH	Bombeo hidráulico tipo jet	
BSW	Basic sediments and water	
C_{CO_2}	Corrección por CO_2	
C_{H_2S}	Corrección por H_2S	
C_{N_2}	Corrección por N_2	
CNL	Número de viscosidad líquida	
CO_2	Dióxido de carbono	
ε	Factor de ajuste de temperatura crítica	
f	Factor de fricción	
F_c	Factor de corrección de tensión interfacial por presión	
F_o	Fracción de petróleo	
FODA	Fortalezas, oportunidades, debilidades, amenazas	
F_w	Fracción de agua	
γ_g	Gravedad específica del gas	
γ_o	Gravedad específica del petróleo	
GOR	Relación gas – petróleo producido, PC/bl	
H_2S	Ácido sulfhídrico	
H_G	Hold up del gas	
H_L	Hold up del líquido	
$H_{L(\phi)}$	Factor de corrección de hold up por inclinación	
hp	Horse power	ML^2/t^3
Hz	Hertz	L/t
K_p	Permeabilidad de la zona triturada, md.	L^2
KR	Coefficiente de pérdidas adicionales por fricción	
M_o	Peso molecular efectivo del petróleo, lb/ lb-mol	
MTU	Maximum transfer unit	
n	Número de componentes en la mezcla de gases	
η	Constante de turbulencia	
N	Número de etapas de la bomba electrosumergible	
η	Eficiencia	
N_2	Nitrógeno	
N_D	Número de la tubería	
N_L	Número de viscosidad líquida	
N_{Re}	Número de Reynolds	
NV_G	Número de velocidad del gas	
NV_L	Número de velocidad líquida	
Pf	Factor de presión de burbujeo	

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
PMI	Project Management Institute	
P_{pr}	Presión reducida	
PVT	Presión, volumen, temperatura	
R_s	Relación gas – petróleo, PCS/BF	
R_{sb}	Relación gas – petróleo a la presión de burbuja, PCS/BF	
S	Salinidad, ppm	M/L ³
S	Daño de formación	
SSU	Segundos Saybolt Universal	L ² /t
TCP	Tubing conveyed perforating	
TPP	Tiros por pie	
T_{pr}	Temperatura reducida	
VDF	Variador de frecuencia	
Y_{CO_2}	Concentración de CO ₂	
y_g	Fracción molar del gas en solución	
y_{H_2S}	Concentración de H ₂ S	
y_i	Fracción molar	
Y_{N_2}	Concentración de N ₂	
Z	Factor de compresibilidad	
β	Factor de turbulencia, psi ⁻¹	Lt ² /M
B_g	Factor volumétrico del gas, PCY/PCS	
B_o	Factor volumétrico del petróleo, bl/BF	
B_{ob}	Factor volumétrico del petróleo en punto de burbuja, bl/BF	
B_t	Factor volumétrico total, bl/BF	
B_w	Factor volumétrico del agua, bl/BF	
B_{wb}	Factor volumétrico del agua en punto de burbuja, bl/BF	
θ	Ángulo de inclinación de tubería horizontal	
λ_G	Hold up del gas sin deslizamiento	
λ_L	Hold up del líquido sin deslizamiento	
ξ	Rugosidad	L
σ_L	Tensión interfacial del líquido, dinas/cm	F/L
Y_{gc}	Gravedad específica del gas corregida a condiciones del separador	
Y_w	Gravedad específica del agua	
ψ	Factor de corrección secundario	
$(\Delta P/\Delta H)_E$	Gradiente de presión por elevación, psi/pie	M/L ² t ²
$(\Delta P/\Delta H)_F$	Gradiente de presión por fricción, psi/pie	M/L ² t ²
$(\Delta P/\Delta H)_T$	Gradiente de presión total, psi/pie	M/L ² t ²
KVA	Kilo voltio amperio	ML ² /t ³

RESUMEN

En el primer capítulo se presenta la descripción del problema de investigación propuesto, los objetivos a resolver, la metodología a seguir en el desarrollo del presente proyecto, se realiza un análisis FODA y un árbol de problemas.

En el capítulo dos se hace una descripción general de los tipos de yacimientos y mecanismos de producción. Se describen las correlaciones y algoritmos para determinar las propiedades físicas del gas, petróleo y agua. Se presenta los tipos de completaciones así como las pérdidas de presión por cañoneo. Se describe los modelos para el cálculo del índice de productividad y la curva de afluencia del pozo, se realiza una descripción general de los tipos de sistema de levantamiento por bombeo electrosumergible y bombeo hidráulico tipo jet junto con los ensamblajes de fondo de los pozos de análisis.

El tercer capítulo indica las correlaciones y algoritmos para el cálculo de pérdidas de presión en tubería vertical y horizontal considerando flujo monofásico y multifásico de acuerdo a los patrones de flujo que se presenten.

A continuación, el cuarto capítulo detalla el desarrollo del programa integral de pozos. Se describe los formularios de ingreso de datos, el módulo PVT, módulo diseño de completación, módulo pérdidas de presión para flujo monofásico y multifásico, módulo IPR, módulo de levantamiento artificial para bombeo electrosumergible y bombeo hidráulico tipo jet, análisis de sensibilidad, y finalmente la hoja de resultados. Se presenta la aplicación del programa desarrollado para 10 pozos. Se describe un análisis con el aprovechamiento de energía hidráulica del sistema de reinyección de agua como fluido motriz para la producción con bombeo hidráulico.

Finalmente en el quinto capítulo se presenta las conclusiones y recomendaciones.

PRESENTACIÓN

La creciente explotación de los campos en Ecuador, ha llevado a presentar en la actualidad campo maduros con considerable presencia de gas libre y producción de petróleo con altos porcentajes de agua de formación.

La empresa auspiciante es líder en el sistema de levantamiento por bombeo hidráulico y plantea la necesidad de optimizar los parámetros de diseño y brindar soluciones eficientes comparando dos sistemas de levantamiento artificial.

Por lo anteriormente mencionado, nace la necesidad de incursionar la aplicación de un simulador integral de pozos que considere la obtención de parámetros petrofísicos, análisis del comportamiento de afluencia del pozo, análisis nodal según el sistema de levantamiento y análisis de pérdidas de presión que tomen en cuenta todas las fases, con el fin de estimar un perfil de producción que se asemeje al comportamiento real a las condiciones de los yacimientos y pozos de estudio.

El objetivo del programa es entregar unificado el diseño y análisis de acuerdo a los dos sistemas de levantamiento desarrollados, bajo criterios técnicos y que cumpla características como interfaz amigable con el usuario. Toma en cuenta el estudio del reservorio, optimización de pozos en base a un análisis de pérdidas de presión, con el fin de entregar un potencial que esté dentro de los requerimientos.

El proyecto presenta el programa como una herramienta de optimización de producción para facilitar el desarrollo de un campo petrolero, bajo el estudio y comparación técnica entre bombeo electrosumergible y bombeo hidráulico tipo jet, el cual fue programado en Excel, siguiendo paso a paso los algoritmos descritos en el proyecto tanto para el diseño como el análisis.

CAPÍTULO I

DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA Y METODOLOGÍA A SEGUIR.

1.1 INTRODUCCIÓN

El capítulo tiene la finalidad de dar a conocer los objetivos y alcance del proyecto así como la metodología a seguir para dar solución a los problemas identificados.

1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

El problema surge de la necesidad de contar con un software que permita realizar simulaciones y predicciones del comportamiento de un pozo explotado bajo el sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible y bombeo hidráulico tipo jet, que considere la producción con flujo multifásico y los límites de operación del equipo.

1.3 PROPUESTA DE SOLUCIÓN

Para dar solución a este problema se plantean algoritmos que serán utilizados en el desarrollo del programa, partiendo de propiedades PVT, comportamiento de afluencia del pozo, pérdidas de presión, dimensionamiento del sistema de levantamiento artificial y análisis de sensibilidad.

1.4 FORMULACIÓN Y SISTEMATIZACIÓN DEL PROBLEMA

1.4.1 FORMULACIÓN

- ¿Es posible ser competitivo en la industria petrolera contando con el manejo e innovación de un propio software integral de pozos dando solución al problema planteado?

1.4.2 SISTEMATIZACIÓN DEL PROBLEMA

- ¿Es rentable la adquisición de un software privado bajo licencia?
- ¿Los costos de licencia pueden ser comparados con los costos de desarrollo?
- ¿El alcance de este estudio cumple las expectativas de la compañía?
- ¿Es posible incrementar la producción de un pozo mediante la correcta selección de un sistema de levantamiento artificial?
- ¿El presente proyecto representa un alto costo económico como de personal?

1.5 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.5.1 OBJETIVO GENERAL

- Elaborar los algoritmos necesarios para el análisis integral de pozos con sistemas de levantamiento electrosumergible y bombeo hidráulico tipo jet considerando flujo monofásico y multifásico.

1.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Obtener parámetros petrofísicos del fluido según condiciones de cada pozo de análisis a través de correlaciones empíricas, en base al ingreso de datos específicos como tipo de fluido, presión, gas en solución, temperatura, gravedad específica de gas, gravedad específica del petróleo, salinidades y cromatografías del gas.
- Describir para cada correlación empírica o mecánica, las ecuaciones básicas de flujo multifásico a ser utilizadas para el cálculo de pérdidas de presión.
- Limitar el uso de las correlaciones y algoritmos desarrollados en el software según las condiciones de análisis de cada pozo.

- Describir los algoritmos para el dimensionamiento del sistema de levantamiento artificial.
- Impulsar la competitividad y desarrollo tecnológico de la empresa auspiciante del proyecto.
- Determinar la metodología a seguir para el desarrollo del proyecto.
- Determinar los factores que influyen en el dimensionamiento de un sistema de levantamiento artificial mediante bombeo electrosumergible y bombeo hidráulico tipo jet.

1.6 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

1.6.1 PRÁCTICA

En Ecuador actualmente se tiene la mayor parte de la producción de campos maduros con alta porcentaje de agua, siendo el producir bajo el punto de burbuja y la optimización del sistema de reinyección de agua dos parámetros que deberían soportar las operadoras.

El proyecto se plantea ante la necesidad de contar con un simulador integral de análisis de pozos, capaz de obtener parámetros petrofísicos bajo las condiciones de cierto yacimiento de estudio, conocer la capacidad de aporte del pozo así como el comportamiento de la energía requerida para levantar el fluido a superficie considerando flujo monofásico y multifásico. Estos parámetros serán necesarios para realizar predicciones, incrementar la productividad y reducir las pérdidas de presión desde el yacimiento hasta el separador considerando los diferentes patrones de flujo involucrados en el proceso de producción. Todo lo mencionado ayudará a tomar decisiones sustentadas bajo el conocimiento técnico.

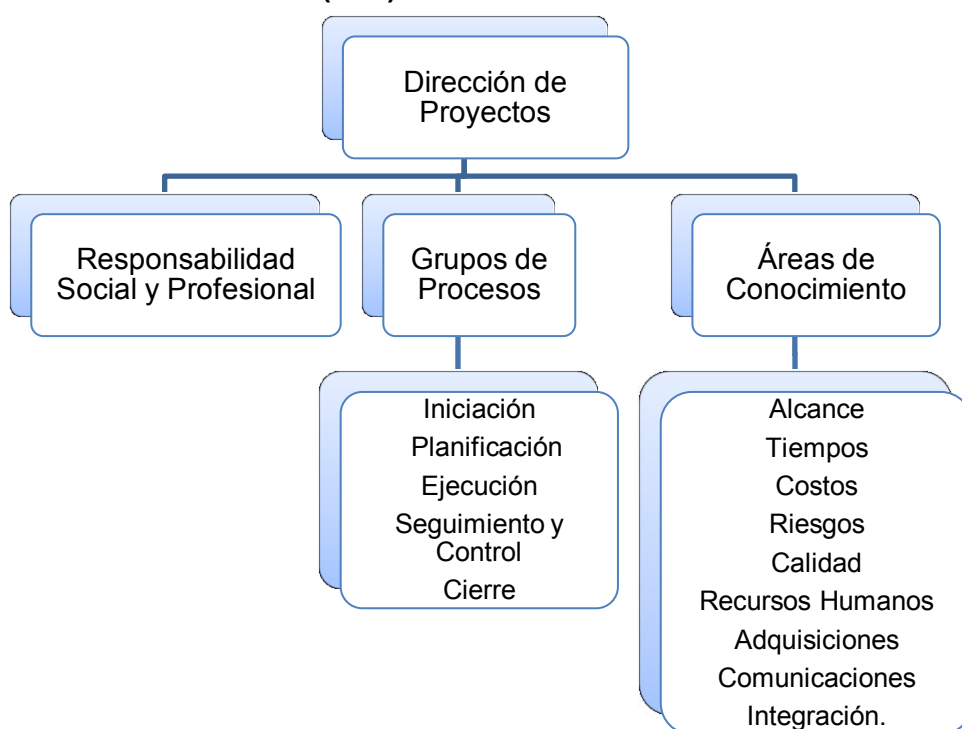
1.6.2 HIPÓTESIS

El proyecto tiene una justificación práctica por lo cual no se plantea una hipótesis a ser demostrada.

1.6.3 METODOLOGÍA

El proyecto se realizará considerando la metodología propuesta por el Project Management Institute (PMI), se establecerá un proyecto de una sola fase con interacciones iterativas, se elige este sistema ya que brinda al investigador la ventaja de ir variando el alcance del proyecto en función de los entregables obtenidos en cada fase de vida del proyecto.

FIGURA 1.1 DIRECCIÓN DE PROYECTOS SEGÚN PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE (PMI)



FUENTE: Taller de Preparación de Project Management Professional

ELABORADO POR: Ing. M. Garay.

Los procesos de la dirección de proyectos se resumen en la figura 1.2. La metodología se basa en el enfoque teórico – práctico y la interactividad de los mismos.

FIGURA 1.2 PROCESOS DE LA DIRECCIÓN DE PROYECTOS

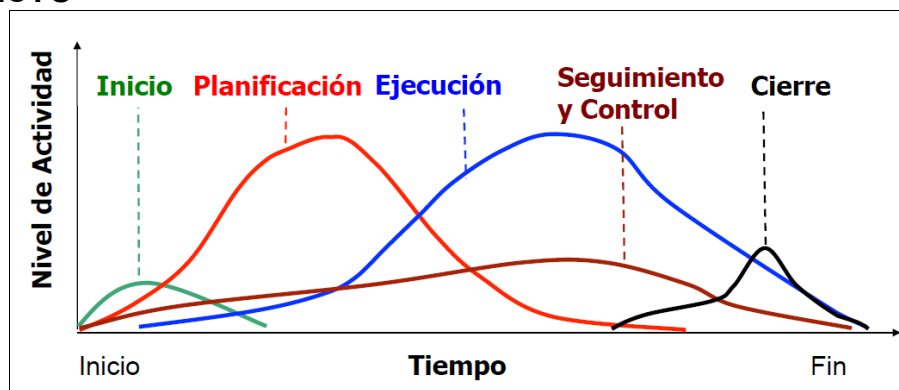


FUENTE: Taller de Preparación de Project Management Professional

ELABORADO POR: Ing. M. Garay.

La figura 1.3 indica la interacción entre los grupos de procesos que presente proyecto ha atravesado.

FIGURA 1.3 INTERACCIÓN ENTRE GRUPOS DE PROCESOS DEL PROYECTO



FUENTE: Taller de Preparación de Project Management Professional

ELABORADO POR: Ing. M. Garay.

1.7 ANÁLISIS FODA

Con el análisis FODA (Fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas) se busca un concepto simple y claro en el que se convierte los datos de la organización en relación al proyecto desarrollado, en información para tomar decisiones. La tabla 1.1 muestra en resumen la matriz FODA aplicado al proyecto desarrollado.

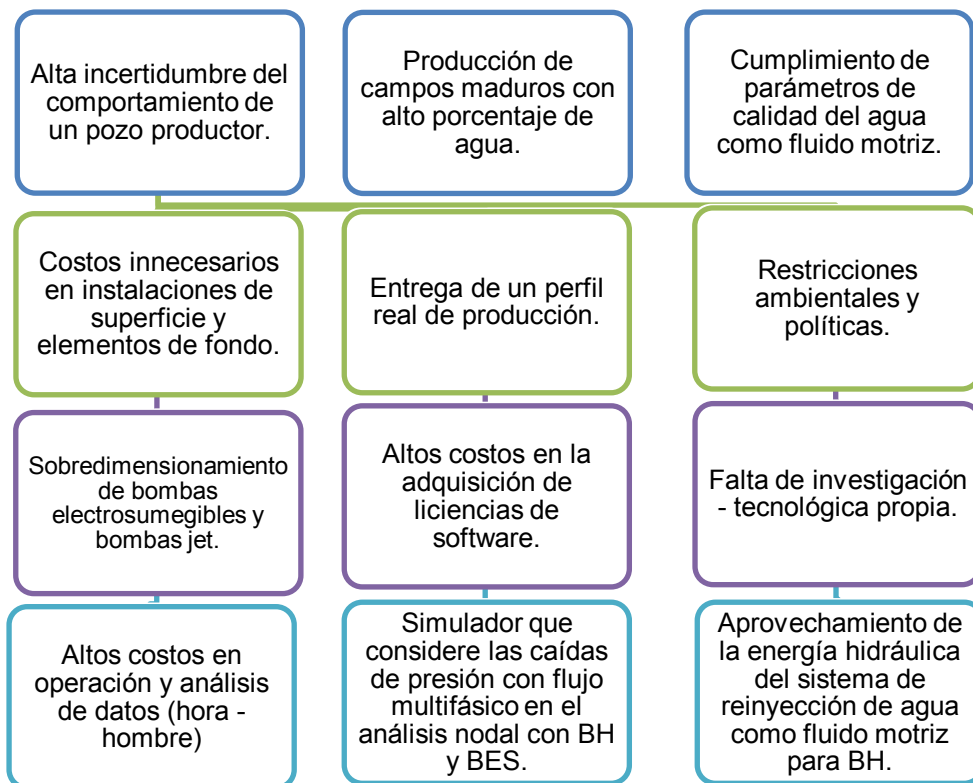
TABLA 1.1
MATRIZ FODA APLICADO AL PROYECTO DESARROLLADO

MATRIZ FODA	FORTALEZAS	DEBILIDADES
<p style="text-align: center;">Factores Internos</p> <p style="text-align: center;">Factores Externos</p>	<ul style="list-style-type: none"> •Desarrollo de un programa con gran impacto en la etapa de producción y extracción de crudo, que considere un análisis integral desde las propiedades de los fluidos hasta el perfil de producción, en condiciones de flujo monofásico y multifásico. •Implementación de un módulo PVT capaz de determinar todas las propiedades de los fluidos contemplando gas, agua y petróleo •Optimización del programa mediante la validación de algoritmos y corrección de deficiencias, maximizando el desempeño y análisis en la industria. •Implementación de dimensionamiento de bombeo electrosumergible. •Implementación de análisis de pérdidas de presión considerando el yacimiento, cañoneo, completación y líneas de superficie. •Simulación de la inyección de agua de formación como fluido motriz para bombeo hidráulico tipo jet, con el fin de aprovechar la energía y lograr un menor impacto ambiental. •Fácil manejo del programa, no requiere de conocimientos estrictamente de Ingeniería en Petróleos para interpretar los resultados obtenidos. •Optimización de costos y aumentos de beneficios. 	<ul style="list-style-type: none"> •Interfaz del programa básica. •No existe la opción para almacenar simulaciones de pozos realizadas. •El programa trabaja bajo condiciones isotérmicas, a excepción de las correlaciones para flujo multifásico utilizadas en bombeo electrosumergible. •En el diseño de bombeo hidráulico tipo jet no considera el sistema cerrado de fluido motriz. •Falta en la implementación de la base de datos de herramientas de completación. •Obtención de toda la información necesaria para los formularios de ingreso. •Ingreso de variables para el dimensionamiento de forma manual (uso de gráficas).
<p style="text-align: center;">OPORTUNIDADES</p> <ul style="list-style-type: none"> •Competencia en la industria petrolera contando con una innovación de un propio programa con análisis integral del sistema de producción. •Aplicación en campos maduros con mayor eficiencia en cuanto a resultados. •Optimización y operación de campos maduros. •Crecimiento y expansión de contratos en la industria. •Presentación de más opciones al cliente, considerando varios escenarios. 	<ul style="list-style-type: none"> •Buscar una mejora continua en cuanto a actualización del programa considerando los nuevos escenarios en la industria petrolera. •Con el desarrollo de más escenarios de estudio, se conduce a una satisfacción total del cliente. •Comparación entre los bombeo electrosumergible y bombeo hidráulico tipo jet. 	<ul style="list-style-type: none"> •Cambio de la interfaz del programa. •Centralizar la mejora del programa en futuras versiones, implementando nuevas programaciones en cuanto a algoritmos. •Para los formularios de ingreso, realizar correlaciones de pozo con el fin de completar todos los datos o en su caso, calcular mediante correlaciones las propiedades del fluido y reservorio en base a la información conocida,
<p style="text-align: center;">AMENAZAS</p> <ul style="list-style-type: none"> •Cambio drástico de las condiciones del pozo para la aplicación del programa. •Competencia de programa de otras empresas con similares aplicaciones. 	<ul style="list-style-type: none"> •Mantenerse a la guardia de nuevos cambios y proyectar una mejora continua del programa capaz de estar un paso delante de la competencia. •Enfatizar las fortalezas del programa en las licitaciones, para asegurar la adquisición de proyectos de las operadoras. 	<ul style="list-style-type: none"> •Implementar nuevas fortalezas al proyecto, o en su caso mejorarlas.

1.8 ÁRBOL DE PROBLEMAS

La figura 1.4 presenta el árbol de problemas como una herramienta de análisis en la fase de planificación para las fases del proyecto ya sea operativa o evaluativa.

FIGURA 1.4 ÁRBOL DE PROBLEMAS DEL PROYECTO



FUENTE: Sertecpet

CAPÍTULO II

DESCRIPCIÓN DE PARÁMETROS, ENSAMBLAJES DE FONDO, COMPLETACIONES DE LOS POZOS ANALIZADOS PARA EL ESTUDIO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE Y BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

2.1 TIPOS DE YACIMIENTOS

El yacimiento subsaturado tiene la presión inicial mayor a la presión de burbuja, y yacimiento saturado presenta la presión inicial menor o igual a la presión de burbuja, los dos diferenciados por la presencia de gas. La figura 2.1 presenta el diagrama de fases.

2.1.1 YACIMIENTO DE PETRÓLEO

El crudo es normalmente negro por los compuestos pesados, aunque puede presentarse marrón o verduzco, en cambio el petróleo volátil tiene un color café claro a verde, el punto de división entre el petróleo negro y volátil toma como tolerancia: un factor volumétrico mayor a 2 bl/BF, relación de gas petróleo en solución entre 1000 y 8000 PCS/BF, gravedad API entre 45 y 60, y porcentaje de heptanos mayor a 12.5. A medida que la presión cae, la solubilidad del gas y gravedad API se incrementan con la producción.

2.1.2 YACIMIENTO DE GAS CONDENSADO

El gas está formado principalmente por metano y otros compuestos pesados, bajo ciertas condiciones de temperatura y presión el fluido se separara en un fase gaseosa y otra liquida conocida como condensado retrógrado.

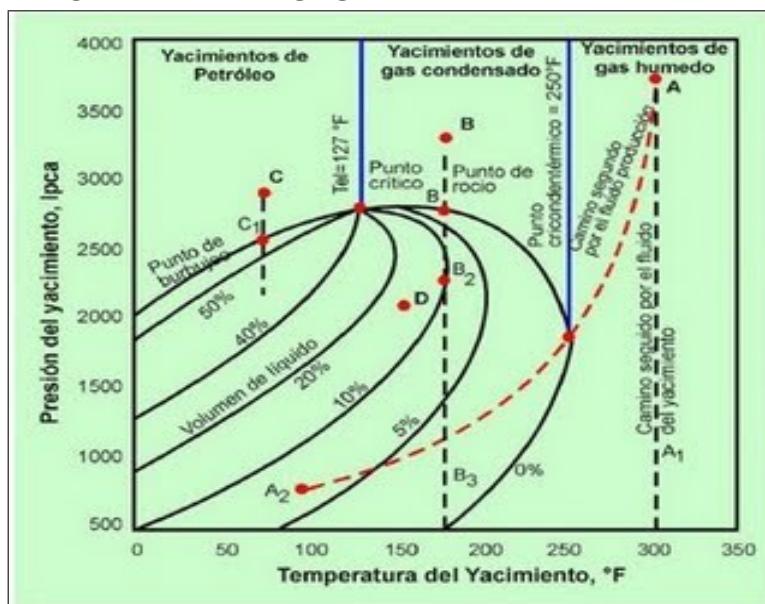
2.1.3 YACIMIENTO DE GAS SECO

El gas seco contiene en su mayoría metano y en pequeñas cantidades etano y propano. Teóricamente, no se produce líquido en superficie. Se considera gas seco cuando se tiene relaciones mayores a 120000 PCS/BF.

2.1.4 YACIMIENTO DE GAS HÚMEDO

Tiene mayor cantidad de componentes intermedios y pesados que los gases secos. Se considera gas húmedo cuando la gravedad API es mayor a 60. La característica principal es que no se forma líquido en el yacimiento (permanece en estado gaseoso), pero en superficie se presencia flujo bifásico.

FIGURA 2.1 DIAGRAMA DE FASES



FUENTE: http://ingenieriadeyacimientosii.blogspot.com/2009/10/clase-1-resumen_15.html

ELABORADO POR: Ing. Leonardo Silva

2.2 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN

2.2.1 DESPLAZAMIENTO HIDRÁULICO

El empuje por invasión de agua sea de fondo o lateral tiene las siguientes características:

- La invasión de agua cambia constantemente el volumen del yacimiento, existiendo un desplazamiento de agua por petróleo.
- Se puede presentar un mecanismo de empuje combinado cuando se tiene una fase de gas, estos son empuje por depleción y empuje por agua.
- Presenta tasas óptimas de producción.

2.2.2 DESPLAZAMIENTO POR GAS EN SOLUCIÓN

El empuje por depleción es un tipo de proceso de liberación instantánea de gas, donde la composición total del reservorio permanece constante a medida que cae la presión, permaneciendo en la fase líquida, resultando un flujo simultáneo de gas y petróleo.

La producción es el resultado de la expansión volumétrica del gas en solución y la expulsión volumétrica de petróleo.

2.2.3 DESPLAZAMIENTO POR CAPA DE GAS

El contenido de gas es mayor al que puede disolverse a ciertas condiciones de presión y temperatura, este volumen forma un casquete encima de la zona del petróleo y a medida que se da la producción este casquete ejerce un efecto tipo pistón de arriba hacia abajo desplazando el petróleo.

2.3 CORRELACIONES PARA LAS PROPIEDADES PVT DE LOS FLUIDOS

Cuando no se cuenta con información experimental o las muestras de pruebas no son confiables, es necesario determinar las propiedades de los fluidos mediante correlaciones empíricas. Las cuales se basan en datos de campo o laboratorios, representadas por ecuaciones numéricas.

2.3.1 PROPIEDADES FÍSICAS DEL GAS

2.3.1.1 GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS

Es la relación entre la densidad del gas a la densidad del aire, ambas medidas a condiciones estándar. Conociendo el peso molecular del gas, se puede calcular la gravedad específica relacionándolo con el peso molecular del aire (28.96 lb/lb-mol).

$$\gamma_g = \frac{M}{28.96} \quad (2.1)$$

Si se conocen los pesos moleculares de las fracciones molares de la mezcla es posible estimar el peso molecular aparente de la mezcla con la siguiente ecuación:

$$M = \sum_{i=1}^n y_i M_i \quad (2.2)$$

Dónde:

- M_i = peso molecular del componente en la mezcla, lb/lb-mol
- y_i = fracción molar del componente en la mezcla
- n = número de componentes en la mezcla.

2.3.1.2 COEFICIENTE DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS, Z

La magnitud de la desviación real de los gases incrementa con el aumento de la presión, temperatura y la composición del gas. La ecuación general se presenta a continuación:

$$PV = ZnRT \quad (2.3)$$

Dónde:

- Z = factor de compresibilidad de gas.
- n = número de moles.
- P = presión, psi
- T = temperatura, R
- V = volumen, PC

Estudios han demostrado que el factor de compresibilidad del gas puede ser generado con mayor precisión cuando es expresado en términos de la presión pseudoreducida P_{pr} y temperatura pseudoreducida T_{pr} .

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \quad (2.4)$$

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \quad (2.5)$$

$$P_{pc} = \sum_{i=1} y_i P_{ci} \quad (2.6)$$

$$T_{pc} = \sum_{i=1} y_i T_{ci} \quad (2.7)$$

Dónde:

- P_{pr} = presión pseudoreducida, adim.
- T_{pr} = temperatura pseudoreducida, adim.

- P_{ci} = presión pseudocrítica de cada componente de la mezcla, psi
- T_{ci} = temperatura pseudocrítica de cada componente de la mezcla, R

En los casos en el cual no se conozca la composición del gas, las propiedades pseudocríticas pueden ser estimadas a partir de la gravedad específica del gas.

Para sistemas de gas natural

$$T_{pc} = 168 + 225 \gamma_g - 12.5 \gamma_g^2 \quad (2.8)$$

$$P_{pc} = 677 + 15 \gamma_g - 27.5 \gamma_g^2 \quad (2.9)$$

Para sistemas de condensado

$$T_{pc} = 187 + 220 \gamma_g - 71.5 \gamma_g^2 \quad (2.10)$$

$$P_{pc} = 706 - 51.7 \gamma_g - 11.1 \gamma_g^2 \quad (2.11)$$

Dónde:

- P_{pc} = presión pseudocrítica, psi
- T_{pc} = temperatura pseudocrítica, R
- γ_g = gravedad específica de la mezcla de gas.

Una vez obtenidos las propiedades reducidas, se puede determinar el factor Z, el proyecto calcula su valor, en base a correlaciones empíricas desarrolladas por diferentes autores.

2.3.1.2.1 Método de Papay

Papay propone una simple expresión para estimar el valor del factor de compresibilidad del gas a partir de la siguiente ecuación:

$$Z = 1 - \frac{2.52 P_{pr}}{10^{0.9812T_{pr}}} + \frac{0.274 P_{pr}^2}{10^{0.8157T_{pr}}} \quad (2.12)$$

2.3.1.2.2 Método de Beggs y Brill

La ecuación para el cálculo de Z es el siguiente:

$$z = A + \frac{1-A}{\exp(B)} + C P_{sr}^D \quad (2.13)$$

$$A = 1.29(T_{sr} - 0.92)^{0.5} - 0.26T_{sr} - 0.10 \quad (2.14)$$

$$B = (0.62 - 0.22T_{sr})P_{sr} + \left[\frac{0.066}{T_{sr} - 0.86} - 0.027 \right] P_{sr}^2 + \frac{0.22}{10^{9(T_{sr}-1)}} P_{sr}^6 \quad (2.15)$$

$$C = 0.122 - 0.22 \log(T_{sr}) \quad (2.16)$$

2.3.1.2.3 Métodos de ajuste del factor Z por componentes no hidrocarburos

Los gases naturales casi siempre contienen componentes distintos a los hidrocarburos como el nitrógeno, dióxido de carbono, y azufre. Los gases son clasificados como dulces o amargos dependiendo del contenido de azufre; altas concentraciones generan errores de aproximadamente el 10% en el cálculo del factor volumétrico del gas, por ello la necesidad de hacer correcciones por impurezas.

2.3.1.2.3.1 Método de Wichert – Aziz

Los gases naturales que contienen H₂S y CO₂, con frecuencia presentan diferente comportamiento en el factor de compresibilidad (Z) que los gases dulces. Wichert y Azis presentan un factor de ajuste \mathcal{E} , que está en función de la concentración de los gases mencionados. Este factor es usado para ajustar el valor de la presión y temperatura pseudocríticas, el procedimiento es el siguiente:

1. Calcular las propiedades pseudocríticas de la mezcla de gas utilizando las ecuaciones (2.8) y (2.9) o (2.10) y (2.11).
2. Calcular el factor de ajuste ε .

$$\varepsilon = 120[A^{0.9} - A^{1.6}] + 15[B^{0.5} - B^4] \quad (2.17)$$

$$A = y_{H_2S} + y_{CO_2} \quad (2.18)$$

- ε = factor de ajuste de temperatura pseudocrítica.
- y_{H_2S} = fracción molar de H_2S
- y_{CO_2} = fracción molar de CO_2
- B = fracción molar del H_2S en la mezcla de gas.

3. Ajustar la P_{pc} y T_{pc} aplicando las siguientes ecuaciones:

$$T'_{pc} = T_{pc} - \varepsilon \quad (2.19)$$

$$P'_{pc} = \frac{P_{pc} T'_{pc}}{T_{pc} + B(1-B)\varepsilon} \quad (2.20)$$

4. Calcular las propiedades pseudoreducidas con las ecuaciones (2.4) y (2.5).
5. Determinar el factor de compresibilidad con los métodos presentados anteriormente.

2.3.1.2.3.2 Método de Carr – Kobayashi- Burrows

Los autores propusieron un procedimiento simplificado para ajustar las propiedades pseudocríticas de los gases por la presencia de componentes no hidrocarburos. El método puede ser usado cuando la composición del gas natural no está disponible. El procedimiento es:

1. Calcular la presión y temperatura pseudocrítica con las ecuaciones (2.8) y (2.9).
2. Ajustar las propiedades críticas por impurezas.

$$T'_{pc} = T_{pc} - 80 y_{CO_2} + 120 y_{H_2S} - 250 y_{N_2} \quad (2.21)$$

$$P'_{pc} = P_{pc} + 440 y_{CO_2} + 600 y_{H_2S} - 170 y_{N_2} \quad (2.22)$$

Dónde:

- T'_{pc} = temperatura pseudocrítica ajustada, R
- y_{N_2} = fracción molar de N_2
- P'_{pc} = presión pseudocrítica ajustada, psi

3. Calcular las propiedades pseudoreducidas.
4. Determinar el factor de compresibilidad con los métodos presentados anteriormente.

2.3.1.3 FACTOR VOLUMÉTRICO DEL GAS (B_g)

Relaciona el volumen de gas a condiciones de yacimiento para el mismo volumen a condiciones normales en superficie. Por debajo de la presión de burbuja, B_g se incrementa debido a la expansión del volumen de gas.

$$B_g = 0.02827 \frac{zT}{P} \quad (2.23)$$

Dónde

- B_g = factor volumétrico del gas, PCY/PCS

2.3.1.4 DENSIDAD DEL GAS

La densidad del gas se puede obtener aplicando la siguiente ecuación:

$$\rho_g = 2.70 \frac{P \gamma_g}{zT} \quad (2.24)$$

- ρ_g = densidad del gas, lb/PC

2.3.1.5 VISCOSIDAD DEL GAS

La viscosidad de un gas es más baja que la viscosidad de un líquido ya que sus moléculas se encuentran más separadas entre sí. La presión incrementa la viscosidad debido a que las partículas tienen menos espacio intermolecular para moverse entre sí.

2.3.1.5.1 Correlación de Lee, A.L, Gonzalez, M.H y Eakin, B.E

Esta correlación se la aplica a gases con impurezas de CO₂ y N₂, desde una presión de 100 hasta 8000 psi y temperaturas desde 100 hasta 240 °F.

1. Calcular la densidad del gas, g/cm³

$$\rho_g = 1.4925(10^{-2}) \frac{PM}{zT} \quad (2.25)$$

2. Calcular el peso molecular del gas (M), lb/lb-mol

$$M = 29.6 \gamma_g \quad (2.26)$$

3. Calcular el factor X que es función del peso molecular (M) y el factor Y que es función de X.

$$X = 2.5 + \frac{986}{T} + 0.01M \quad (2.27)$$

$$Y = 2.4 - 0.2X \quad (2.28)$$

4. Calcular el factor K que es función del peso molecular y la temperatura.

$$K = \frac{(9.4 + 0.02M)T^{1.5}}{209 + 19M + T} \quad (2.29)$$

5. Calcular la viscosidad del gas, cp.

$$\mu_g = \frac{K \exp(X \rho_g^y)}{10^4} \quad (2.30)$$

2.3.1.5.2 Correlación de Carr, N.L, Kobayashi, R. y Burrows, D.B

1. Calcular la viscosidad del gas a condiciones estándar, cp.

$$\mu_{gl} = (1.709 \cdot 10^5 - 2.062 \cdot 10^{-6} \gamma_g) T + 8.188 \cdot 10^{-2} - 6.15 \cdot 10^{-2} \log(\gamma_g) \quad (2.31)$$

2. Calcular la siguiente relación logarítmica.

$$\ln \left(\frac{\mu_g}{\mu_{gl}} T_{sr} \right) = a_0 + a_1 P_{sr} + a_2 P_{sr}^2 + a_3 P_{sr}^2 + T_{sr} (a_4 + a_5 P_{sr}) + a_6 P_{sr}^2 + a_7 P_{sr}^2 + \quad (2.32)$$

$$T_{sr}^2 (a_8 + a_9 P_{sr} + a_{10} P_{sr}^2 + a_{11} P_{sr}^2) + T_{sr}^2 (a_{12} + a_{13} P_{sr} + a_{14} P_{sr}^2 + a_{15} P_{sr}^2)$$

Las constantes para la ecuación 2.32 se obtienen de la tabla 2.1.

TABLA 2.1
COEFICIENTES PARA LA CORRELACIÓN DE CARR

a₀	-2.46E+00	a₈	-7.92E-01
a₁	2.97E+00	a₉	1.40E+00
a₂	-2.86E-01	a₁₀	1.49E-01
a₃	8.05E-02	a₁₁	4.41E-02
a₄	2.81E+00	a₁₂	8.29E-02
a₅	-2.50E+00	a₁₃	-1.86E-01
a₆	2.60E-01	a₁₄	2.02E-02
a₇	-1.04E-02	a₁₅	-6.10E-04

FUENTE: Bánzer Carlos, Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo, 1996

ELABORADO POR: Hernán Aguilar/ Ana Cristina Cevallos

3. Corregir por impurezas de gases N₂, CO₂ y H₂S.

$$C_{N_2} = y_{N_2} (8.48 \cdot 10^{-2} \log(\gamma_g) + 9.59 \cdot 10^{-2}) \quad (2.33)$$

$$C_{CO_2} = y_{CO_2} (9.08 \cdot 10^{-2} \log(\gamma_g) + 6.24 \cdot 10^{-2}) \quad (2.34)$$

$$C_{H_2S} = y_{H_2S} (8.49 \cdot 10^{-2} \log(\gamma_g) + 2.72 \cdot 10^{-2}) \quad (2.35)$$

4. Calcular la viscosidad corregida por impurezas, cp.

$$\mu_{glc} = \mu_{gl} + C_{CO_2} + C_{H_2S} + C_{N_2} \quad (2.36)$$

5. Calcular la viscosidad real del gas, cp.

$$\mu_g = \left(\frac{\mu_g}{\mu_{gl}} \right) \mu_{glc} \quad (2.37)$$

2.3.2 PROPIEDADES FÍSICAS DEL PETRÓLEO

El petróleo es una mezcla de hidrocarburos y contenido de sulfuro, nitrógeno, oxígeno y helio en menor cantidad. La descripción de las propiedades físicas del petróleo tiene como función la solución de problemas ya sea en ingeniería de yacimientos petrolíferos como en flujo multifásico. Las propiedades físicas de interés en los estudios de ingeniería de petróleo incluyen:

- Gravedad del fluido.
- Gravedad específica del gas en solución.
- Densidad del petróleo.
- Relación gas en solución – petróleo.
- Presión de burbuja.
- Factor volumétrico del petróleo.
- Coeficiente de compresibilidad isotérmica de crudo subsaturados.
- Propiedades del petróleo subsaturado.
- Factor volumétrico total de formación.
- Viscosidad del petróleo.
- Tensión superficial.

Para el uso de las correlaciones empíricas, se debe asegurar que la aplicación de interés se encuentre dentro del rango de los datos para la cual fue desarrollada.

2.3.2.1 GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL PETRÓLEO

La gravedad específica del petróleo se define como la relación entre la densidad del petróleo para la densidad del agua, ambas medidas a 60 °F y 14.7 psia. La densidad del agua a condiciones estándar es 62.4 lb/PC.

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{62.4} \quad (2.38)$$

Dónde:

- γ_o = gravedad específica del petróleo, adim.
- ρ_o = densidad del petróleo, lb/PC

Se puede estimar la gravedad específica del petróleo a partir de la gravedad API.

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + ^\circ API} \quad (2.39)$$

2.3.2.2 DENSIDAD DEL PETRÓLEO

La densidad del petróleo crudo se entiende como la masa por unidad de volumen que ocupa el crudo a una presión y temperatura específica. Varía de 20 lb/PC para crudo liviano a 60 lb/PC para crudo pesado con baja solubilidad de gas. El valor de la densidad del crudo afecta el cálculo del volumen de petróleo crudo. Se puede obtener a partir de pruebas PVT o correlaciones que emplean datos de gravedad específica del gas, gravedad del petróleo y solubilidad del gas a las condiciones de presión y temperatura del reservorio.

2.3.2.2.1 Método de Katz

La densidad para un crudo saturado para condiciones estándar se puede definir a partir de la siguiente relación:

$$\rho_{sc} = \frac{250.276 \gamma_o + \left(\frac{R_s \gamma_g}{12.1} \right)}{5.615 + \left(\frac{R_s \gamma_g}{12.1 \rho_{ga}} \right)} \quad (2.40)$$

Dónde

- R_s = relación gas petróleo en solución, PCS/BF.
- ρ_{ga} = densidad aparente del gas disuelto, lb/PC.

El valor de la densidad aparente del gas disuelto en el líquido puede ser estimado a partir de:

$$\rho_{ga} = (28.52)10^{-0.002264PI} + [94.75 - 22.92 \log(^{\circ}API)] \log(\gamma_g) \quad (2.41)$$

2.3.2.2.2 Método de Standing

Standing relaciona la densidad con el factor volumétrico del petróleo (B_o) que será definido más adelante. La ventaja de esta correlación es que la densidad puede ser estimada a la presión y temperatura a la cual la solubilidad del gas es medida.

La ecuación (2.42) es válida para presiones menores al punto de burbuja, pues no cuenta con incremento del volumen de petróleo por efectos de gas en solución.

$$\rho_o = \frac{350\gamma_o + 0.0764\gamma_g R_s}{5.615 B_o} \quad (2.42)$$

Dónde:

- ρ_o = densidad del petróleo, lb/PC

2.3.2.3 PRESIÓN DE BURBUJA

Esta propiedad puede ser medida para el crudo experimentalmente a partir de pruebas de producción. En ausencia de esta se debe estimar a partir de parámetros promedios de producción medidos por diferentes métodos. Se presentan varias correlaciones donde la presión de burbuja es función de los siguientes parámetros.

$$P_b = f(^{\circ}API, \gamma_g, R_s, T)$$

Es importante tomar en cuenta que las siguientes correlaciones empíricas toman en cuenta expresiones matemáticas, más no métodos gráficos para el cálculo de presión de burbuja.

2.3.2.3.1 Correlación de Standing

Esta correlación permite determinar presión de burbuja para yacimientos subsaturados, donde la relación de gas-petróleo en solución (R_s) es igual a la relación gas-petróleo producido (GOR), debido a que el petróleo no admite más gas en solución, no corrige por gases contaminantes. Se estima un factor F .

$$F = \left(\frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{0.82} 10^{(0.00091T - 0.012^{\circ}API)} \quad (2.43)$$

$$P_b = 18.2(F - 1.4) \quad (2.44)$$

Dónde:

- R_{sb} = solubilidad del gas al punto de burbuja, PCS/BF
- T = temperatura del yacimiento, °F.
- P_b = Presión de burbuja, psi.

2.3.2.3.2 Correlación de Lasater

Lasater usó una diferente aproximación para el valor de presión de burbuja, considerando que los gases asociados al crudo estaban libres de contaminantes no hidrocarburos. El procedimiento es el siguiente:

1. Determinar el peso molecular efectivo del petróleo, M_o en lb/lb-mol; Lasater lo relacionó con la gravedad API del petróleo como se muestra:

$$\begin{aligned} \text{°API} \leq 40 & \quad M_o = 620 - 10 \text{°API} \\ \text{°API} \geq 40 & \quad M_o = 72110 \text{°API}^{-1.562} \end{aligned} \quad (2.45)$$

2. Calcular la fracción molar del gas en solución en el crudo, y_g .

$$y_g = \frac{\frac{R_{sb}}{279.2}}{\frac{R_{sb}}{279.2} + \frac{250 \gamma_o}{M_o}} \quad (2.46)$$

3. Determinar el factor de burbujeo.

$$\begin{aligned} y_g \leq 0.6 & \quad \frac{P_b \gamma_g}{T} = 0.679 \exp(2.786 y_g) - 0.222 \\ y_g > 0.6 & \quad \frac{P_b \gamma_g}{T} = 8.26 \gamma_g^{2.56} + 1.95 \end{aligned} \quad (2.47)$$

4. Calcular la presión de burbuja.

$$P_b = \frac{P_b \gamma_g}{T} \frac{T}{\gamma_g} \quad (2.48)$$

– T = temperatura del yacimiento, R

2.3.2.3.3 Correlación de Vázquez y Beggs

La gravedad específica del gas depende de las condiciones a las cuales el gas es separado del petróleo. La ecuación 2.49 se usa para normalizar la gravedad del gas a condiciones del separador, el rango de aplicación se presenta en la tabla 2.2.

$$\gamma_{gc} = \gamma_g \left[1 + 5.91210^{-5} \text{ } ^\circ\text{API } T_{sep} \log \left(\frac{P_{sep}}{114.7} \right) \right] \quad (2.49)$$

Dónde:

- γ_{gc} = gravedad específica del gas corregida a condiciones del separador.
- P_{sep} = presión del separador, psi
- T_{sep} = temperatura del separador, °F.

TABLA 2.2
RANGO DE APLICACIÓN DE γ_{gc} (Ec. 2.49)

Parámetro	Mín.	Máx.
Presión Separador, psi	60	565
Temperatura Separador, °F	76	150
Gravedad del petróleo, °API	17	45

FUENTE: Bánzer Carlos, Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo, 1996.

ELABORADO POR: Hernán Aguilar / Ana Cristina Cevallos

Cabe recalcar que si las condiciones del separador son desconocidas, la gravedad específica del gas a usarse será de la gravedad sin corregir.

$$P_b = \left[\frac{R_{sb}}{C_1 \gamma_{gc} \exp \left(\frac{C_2 \text{ } ^\circ\text{API}}{T + 460} \right)} \right]^{\frac{1}{C_2}} \quad (2.50)$$

Los valores constantes de la ecuación (2.50) se muestran en la tabla 2.3

TABLA 2.3
COEFICIENTES PARA LA ECUACIÓN 2.50

COEFICIENTES	C ₁	C ₂	C ₃
°API ≤ 20	0.0262	1.0927	25.724
°API > 20	0.0178	1.187	22.921

FUENTE: Tarek Ahmed, Equations of State and P.V.T Analysis, Houston, Texas 2007

ELABORADO POR: Hernán Aguilar / Ana Cristina Cevallos.

2.3.2.3.4 Correlación de Glaso

Se estima la presión de burbuja a partir de un factor F.

$$F = \left(\frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{0.816} \frac{T^{0.172}}{°API^{0.989}} \quad (2.51)$$

$$P_b = 10^{\left[1.7669 + 1.7447 \log(F) - 0.2021 (\log(F))^2 \right]} \quad (2.52)$$

Además, Glaso desarrolló las siguientes ecuaciones para corregir la presión de burbuja por efectos de gases contaminantes, como el N₂, H₂S, CO₂.

$$C_{CO_2} = 1 - 692.8 y_{CO_2} T^{-1.552} \quad (2.53)$$

$$C_{H_2S} = 1 - (0.9025 + 0.0015 °API) \gamma_{H_2S} + 0.019(45 - °API) \gamma_{H_2S}^2 \quad (2.54)$$

$$C_{N_2} = 1 + \left[(-2.65 \cdot 10^{-4} °API + 5.5 \cdot 10^{-2}) T + (0.0921 °API - 0.8295) \right] \gamma_{N_2} \quad (2.55)$$

$$+ \left[(1.954 \cdot 10^{-11} °API^{4.669}) T + (0.027 °API - 2.266) \right] \gamma_{N_2}^2$$

– T = temperatura, °F.

$$P_{bcorr} = P_b C_{N_2} C_{CO_2} C_{H_2S} \quad (2.56)$$

Para todas las correlaciones es necesario considerar la corrección de la presión de burbuja por impurezas, despreciar su uso puede resultar en grandes errores en su estimación.

2.3.2.3.5 Correlación de Al-Marhoun

El autor correlaciona la presión de burbuja con la solubilidad del gas, la temperatura, la gravedad específica del gas y petróleo.

$$P_b = 5.28088 \cdot 10^{-2} R_{sb}^{0.715082} \gamma_g^{-1.87784} \gamma_o^{2.1427} T^{1.22657} \quad (2.57)$$

- T = temperatura, R

2.3.2.3.6 Correlación de Dokla y Osman

$$P_b = 0.826286 \cdot 10^{-2} R_{sb}^{0.724047} \gamma_g^{-1.01049} \gamma_o^{0.107991} T^{-0.952584} \quad (2.58)$$

- T = temperatura del yacimiento, R

2.3.2.3.7 Correlación de Petrosky y Farshad

Esta correlación relaciona el cálculo de la presión de burbuja con un parámetro F.

$$F = \frac{R_{sb}^{0.5774}}{\gamma_g^{0.8429}} 10^{(4.56110^{-5} T^{1.2911} - 7.91610^{-4} \circ API^{1.541})} \quad (2.59)$$

$$P_b = 112.727(F - 12.24) \quad (2.60)$$

2.3.2.3.8 Correlación de Kartoatmodjo y Schmidt

Al igual que Vázquez y Beggs, esta correlación corrige la gravedad específica del gas a condiciones del separador. El rango de aplicación para la ecuación 2.61 se muestra en la tabla 2.4.

$$\gamma_{gc} = \gamma_g \left[1 + 0.1595 \circ API^{0.4078} T_{sep}^{-0.2466} \log \left(\frac{P_{sep}}{114.7} \right) \right] \quad (2.61)$$

TABLA 2.4
RANGO DE APLICACIÓN PARA γ_{gc} (Ec. 2.61)

PARÁMETRO	Mín.	Máx.
Presión Separador, psi	14.7	514.7
Temperatura Separador, °F	65	186
Gravedad del petróleo, API	14.4	58.9
Gravedad específica del gas, γ_g	0.279	1.709

FUENTE: Bánzer Carlos, Correlaciones Numéricas PVT, Maracaibo, 1996

ELABORADO POR: Hernán Aguilar/ Ana Cristina Cevallos.

$$P_b = \left[\frac{R_{sb}}{C_1 \gamma_{gc}^{C_2} 10^{\left(\frac{C_2 \cdot API}{T+460}\right)}} \right]^{C_4} \quad (2.62)$$

– T = temperatura del yacimiento, °F

Los valores constantes que intervienen en el cálculo de la presión de burbuja se han separado en dos grupos debido a la volatilidad de los crudos, como se muestra en la tabla 2.5.

TABLA 2.5
COEFICIENTES PARA LA ECUACIÓN 2.62

COEFICIENTES	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄
°API ≤ 20	0.05958	0.7972	12.1405	0.9986
°API > 20	0.0215	0.7587	11.2895	0.9142

FUENTE: Tarek Ahmed, Equations of State and P.V.T Analysis, Houston, Texas 2007

ELABORADO POR: Hernán Aguilar/ Ana Cristina Cevallos.

2.3.2.4 RELACIÓN GAS EN SOLUCIÓN – PETRÓLEO (R_s)

La razón de gas disuelto es un indicativo de la cantidad de pies cúbicos normales de gas que pueden disolverse en un barril normal de petróleo cuando se encuentran a condiciones de yacimiento, representa el gas originalmente disuelto en el crudo. Esta relación aumenta hasta llegar al punto de saturación, después del cual se mantiene constante. Un crudo saturado es aquel que tiene

gas en solución (la máxima cantidad de gas que este admite), al reducir la presión ocurre liberación de gas. Si el crudo tiene una cantidad de gas inferior a la que puede admitir a ciertas condiciones de presión y temperatura el crudo esta subsaturado o con deficiencia de gas. Se ve afectado por los siguientes parámetros:

$$R_s = f(P, T, \text{°API}, \gamma_g, \text{tipo de liberación})$$

La forma como se separa el gas del petróleo produce diferentes valores de R_s , un breve resumen se presenta en la tabla 2.6.

TABLA 2.6
TIPOS DE LIBERACIÓN DE GAS

Liberación instantánea (Flash)	Liberación diferencial
La composición del sistema no cambia.	El gas es va liberando constantemente conforme disminuye la presión.
El gas liberado permanece en contacto con el petróleo hasta que se libere en su totalidad.	La composición del sistema cambia.
Ocurre en el separador.	

FUENTE: Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos, Crapie y Hawkins.

ELABORADO POR: Hernán Aguilar/ Ana Cristina Cevallos

2.3.2.4.1 Correlación de Standing

$$R_s = \gamma_g \left[\left(\frac{P}{18.2} + 1.4 \right) 10^{(0.0125 \text{°API} - 0.000917)} \right]^{1.2048} \quad (2.63)$$

- R_s = razón de gas disuelto-petróleo, PCS/BF.
- T = temperatura del yacimiento, °F

2.3.2.4.2 Correlación de Lasater

Lasater determinó el peso molecular efectivo del petróleo (M_o), de acuerdo a la °API. El procedimiento es el siguiente.

1. Calcular el factor de presión de burbujeo.

$$Pf = \frac{P_b \gamma_g}{T} \quad (2.64)$$

2. Calcular la fracción molar del gas en solución en el crudo y_g

$$\begin{aligned} \frac{P\gamma_g}{T} < 2.29 & \quad y_g = 0.259 \ln \left(1.472 * \frac{P\gamma_g}{T} + 0.476 \right) \\ \frac{P\gamma_g}{T} \geq 2.29 & \quad y_g = \left(0.121 \frac{P\gamma_g}{T} - 0.226 \right) \end{aligned} \quad (2.65)$$

3. Calcular R_s .

$$R_s = \frac{122755 \gamma_o y_g}{Mo(1 - y_g)} \quad (2.66)$$

2.3.2.4.3 Correlación de Vázquez y Beggs

El autor calcula la solubilidad del gas tomando en cuenta los coeficientes mostrados en la tabla 2.1 y si es posible corregir la gravedad específica del gas a las condiciones del separador con la ecuación 2.49.

$$R_s = C_1 \gamma_{gc} P^{C_2} \exp \left(\frac{C_2 \text{ } ^\circ \text{API}}{T + 460} \right) \quad (2.67)$$

2.3.2.4.4 Correlación de Glaso

Se relaciona la solubilidad del gas en función de un factor F.

$$F = 10^{[2.8869 - (14.1811 - 2.2092 \log(P))^{0.5}]} \quad (2.68)$$

$$R_s = \gamma_g \left[F \frac{\circ API^{0.989}}{T^{0.172}} \right]^{1.2255} \quad (2.69)$$

2.3.2.4.5 Correlación de Al-Marhoun

$$R_s = \left[185.84221 P \gamma_g^{1.87784} \gamma_o^{-2.1427} T^{-1.22657} \right]^{1.2984} \quad (2.70)$$

2.3.2.4.6 Correlación de Dokla y Osman

$$R_s = \left[0.11956 10^{-2} P \gamma_g^{1.01049} \gamma_o^{-0.107991} T^{0.952584} \right]^{1.2811} \quad (2.71)$$

2.3.2.4.7 Correlación de Petrosky y Farshad

$$R_s = \left[\gamma_g^{0.8429} \left(\frac{P}{112.727} + 12.24 \right) 10^{(7.91610^{-4} \circ API^{1.5410} - 4.56110^{-5} T^{1.2911})} \right]^{1.72184} \quad (2.72)$$

2.3.2.4.8 Correlación de Kartoatmodjo y Schmidt

Calcular la solubilidad del gas tomando en cuenta los coeficientes mostrados en la tabla 2.3 y si es posible corregir la gravedad específica del gas con la ecuación (2.61).

$$R_s = C_1 \gamma_{gc} C_2 \frac{1}{PC_4} 10^{\left(\frac{C_2 \circ API}{T+460} \right)} \quad (2.73)$$

2.3.2.5 FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO (B_o)

El factor volumétrico de formación del petróleo describe la relación entre el volumen de petróleo y gas disuelto en el yacimiento contra el volumen del mismo petróleo sin gas a condiciones estándar. Evidentemente será mayor o igual a la unidad.

Por encima de la presión de burbuja a medida que disminuye la presión, existe un pequeño aumento de su valor debido a la expansión del crudo la que es compensada por la temperatura. Por debajo del punto de burbuja se ve afectado por la liberación del gas, reduciendo su valor conforme se reduce la presión, debido a la reducción del volumen líquido.

Justo en el punto de burbuja se eleva, pues el líquido experimenta el mayor cambio drástico debido a la expansión del líquido y liberación del gas en solución. Depende de las siguientes variables:

$$B_o = f(R_s, \gamma_g, \gamma_o, T)$$

2.3.2.5.1 Correlación de Standing

Standing relaciona el factor volumétrico con el factor F.

$$F = R_{sb} \sqrt{\frac{\gamma_g}{\gamma_o}} + 1.25 T \quad (2.74)$$

$$B_{ob} = 0.9759 + 12 \cdot 10^{-5} F^{1.2} \quad (2.75)$$

Dónde

- B_o = factor volumétrico del petróleo al punto de burbuja, bl/BF.
- T = temperatura del yacimiento, °F

2.3.2.5.2 Correlación de Vázquez y Beggs

Esta correlación diferencia el cálculo en función de la volatilidad del crudo, se presenta los coeficientes de acuerdo a la gravedad API en la tabla 2.7

TABLA 2.7
COEFICIENTES PARA LA ECUACIÓN 2.76

COEFICIENTES	C ₁	C ₂	C ₃
°API ≤ 20	4.68E-04	1.75E-05	-1.81E-08
°API > 20	4.67E-04	1.10E-05	1.24E-09

FUENTE: Tarek Ahmed, Equations of State and P.V.T Analysis, Houston, Texas 2007

ELABORADO POR: Hernán Aguilar/ Ana Cristina Cevallos.

Si es posible corregir la gravedad específica del gas a condiciones del separador se usa la ecuación (2.76), caso contrario se usa la gravedad específica del gas sin corregir.

$$B_{ob} = 1 + C_1 R_{sb} + C_2 (T - 60) \left(\frac{^\circ API}{\gamma_{gc}} \right) + C_3 R_{sb} (T - 60) \left(\frac{^\circ API}{\gamma_{gc}} \right) \quad (2.76)$$

– T = temperatura del yacimiento, °F

2.3.2.5.3 Correlación de Glaso

Glaso también correlaciona el factor volumétrico del petróleo con un factor F.

$$F = R_{sb} \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.526} + 0.968 T \quad (2.77)$$

$$B_{ob} = 1 + 10^{[-6.5851 + 2.91229 \log(F) - 0.27682 (\log F)^2]} \quad (2.78)$$

2.3.2.5.4 Correlación de Al-Marhoun

Se relaciona el cálculo del factor volumétrico con el factor F.

$$F = R_{sb}^{0.74229} \gamma_g^{0.222294} \gamma_o^{-1.20204} \quad (2.79)$$

$$B_{ob} = 0.497096 + 0.862962 \cdot 10^{-2} T + 0.182594 \cdot 10^{-2} F + 0.218099 \cdot 10^{-5} F^2 \quad (2.80)$$

– T = temperatura del yacimiento, °F

2.3.2.5.5 Correlación de Dokla y Osman

$$F = R_{sb}^{0.772572} \gamma_g^{0.40402} \gamma_o^{-0.882605} \quad (2.81)$$

$$B_{ob} = 0.421925 \cdot 10^{-1} + 0.156667 \cdot 10^{-2} T + 0.129775 \cdot 10^{-2} F + 0.280525 \cdot 10^{-5} F^2 \quad (2.82)$$

2.3.2.5.6 Correlación de Petrosky y Farshad

$$F = R_{sb}^{0.2728} \left(\frac{\gamma_g^{0.2914}}{\gamma_o^{0.6265}} \right) + 0.24626 T^{0.5271} \quad (2.83)$$

$$B_{ob} = 1.0112 + 7.2046 \cdot 10^{-5} F^{2.0926} \quad (2.84)$$

2.3.2.5.7 Correlación de Kartoatmodjo y Schmidt

$$F = R_{sb}^{0.755} \gamma_{gc}^{0.25} \gamma_o^{-1.5} + 0.45 T \quad (2.85)$$

$$B_{ob} = 0.98496 + 10^{-4} F^{1.5} \quad (2.86)$$

– T = temperatura del yacimiento, °F

Estas correlaciones también pueden ser usadas para crudos saturados, para estimar valores de Bo a distintas presiones, considerando el valor de la solubilidad del gas a la presión de interés.

2.3.2.6 COMPRESIBILIDAD ISOTÉRMICA DEL PETRÓLEO

La compresibilidad isotérmica del petróleo se mide como el cambio del volumen en función de la presión a la que está sometida.

Para sistemas de petróleo crudo, el coeficiente de compresibilidad isotérmica es categorizado en función de la presión.

- Coeficiente de compresibilidad isotérmica subsaturado
- Coeficiente de compresibilidad isotérmica saturado.

2.3.2.6.1 Coeficiente de compresibilidad isotérmica para crudo subsaturado

Para presiones mayores o iguales a la presión de burbuja, el coeficiente de compresibilidad del petróleo indica el cambio en volumen asociado a la expansión del petróleo o compresión del petróleo conforme cambia la presión.

Generalmente, su valor se obtiene en base a pruebas PVT. El volumen del petróleo disminuye a medida que la presión aumenta. Las siguientes correlaciones permiten determinar su valor.

2.3.2.6.1.1 Correlación de Vázquez, M. E y Beggs, H.D

Para esta correlación se tomaron alrededor de 4486 puntos de datos experimentales usados en un modelo de la regresión lineal.

$$C_o = \frac{-1422 + 5 R_{sb} + 17.2 T - 1180 \gamma_{gc} + 12.61 \text{ } ^\circ API}{P 10^5} \quad (2.87)$$

Dónde:

- C_o = compresibilidad isotérmica del petróleo, psi^{-1}

2.3.2.6.1.2 Correlación de Petrosky y Farshad

$$C_o = 1.705 \cdot 10^{-7} R_{sb}^{0.69257} \gamma_g^{0.1885} \text{ } ^\circ API^{0.2272} T^{0.6729} P^{-0.5906} \quad (2.88)$$

2.3.2.6.1.3 Correlación de Kartoatmodjo y Schmidt

$$C_o = \frac{6.8257 R_{sb}^{0.5002} \rho_{ob}^{0.2612} T^{0.76606} \gamma_{gc}^{0.25505}}{P 10^6} \quad (2.89)$$

2.3.2.6.1.4 Correlación de Standing

A pesar que Standing propuso una correlación gráfica para determinar C_o para sistemas subsaturados. Whitson y Brule expresaron su relación de la siguiente forma matemática:

$$C_o = 10^{-6} \exp \left[\frac{\rho_{ob} + 0.00424(P - P_b) - 79.1}{0.0007141(P - P_b) - 12.928} \right] \quad (2.90)$$

Dónde:

- ρ_{ob} = densidad del petróleo a la presión de burbuja, lb/PC

2.3.2.6.2 Coeficiente de compresibilidad isotérmica para crudo saturado

El coeficiente de compresibilidad isotérmica se ve modificado a causa de la reducción del volumen de petróleo asociado a la liberación del gas en solución con la caída de presión o al aumento del petróleo mediante la presurización del reservorio con la disolución del gas. Por debajo del punto de burbuja se define de la siguiente manera:

$$C_o = -\frac{\delta B_o}{B_o \delta P} + \frac{B_g \delta R_s}{B_o \delta P} \quad (2.91)$$

2.3.2.6.2.1 Correlación de Standing

Las ecuaciones 2.92 y 2.93 se diferencian con respecto a la presión y se reemplazaron en la ecuación 2.91, para obtener la relación de compresibilidad.

$$\left(\frac{\delta R_s}{\delta P}\right)_T = \frac{R_s}{0.82 P + 21.15} \quad (2.92)$$

$$\frac{\delta B_o}{\delta P} = \left[\frac{14.4 \cdot 10^{-5}}{0.82 P + 21.75} \right] \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} \left[R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25 T \right]^{0.2} \quad (2.93)$$

$$C_o = -\frac{R_s}{B_o(0.82 P + 21.75)} \left[14.4 \cdot 10^{-5} \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} \left[R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25 T \right]^{0.2} - B_g \right] \quad (2.94)$$

2.3.2.6.2.2 Correlación de McCain y coautores

Se propuso la relación de la siguiente forma:

$$C_o = \exp(A) \quad (2.95)$$

$$A = -7.57 - 1.45 \ln(P) - 0.28 \ln(P_b) + 1.40 \ln(T) + 0.25 \ln(^{\circ}API) + 0.44 \ln(R_{sb}) \quad (2.96)$$

La consistencia de las funciones PVT es confiable si el incremento del volumen de petróleo con el incremento de presión es menor que la disminución del volumen asociado a la liberación del gas en solución, matemáticamente se expresa:

$$\frac{\delta B_o}{\delta P} = B_g \frac{\delta R_s}{\delta P} \quad (2.97)$$

Esta consideración puede ser revisada en los formularios al tabular los datos PVT, el error más frecuente ocurre a altas presiones, donde el factor volumétrico del gas asume pequeños valores relativos.

2.3.2.7 PROPIEDADES DEL PETRÓLEO SUBSATURADO

Por encima del punto de burbuja, los fluidos deben expandirse para ocupar el espacio dejado por el petróleo producido. Ahora, como la roca y el líquido tienen baja compresibilidad, la presión cae sustancialmente siendo menor a la

presión de burbuja, punto en el cual empieza la liberación de gas. El gas libre ocupa rápidamente el espacio y la declinación de presión se hace menor.

Con el aumento de la solubilidad del gas, el petróleo se expande resultando en el incremento del factor volumétrico de formación y una disminución asociada a su densidad y viscosidad. Incrementando la presión por encima del punto de saturación, la solubilidad del gas se mantiene constante; sin embargo, el sistema experimenta una reducción en el volumen del petróleo durante la compresión isotermal.

Los cambios del volumen del petróleo por encima del punto de burbuja se deben al coeficiente de compresibilidad isotérmico. A causa del efecto que tiene este parámetro sobre el factor volumétrico del petróleo y su densidad, deben ser calculados primero a la presión de burbuja, usando algún método ya descrito.

2.3.2.7.1 Factor volumétrico del petróleo subsaturado

Para crudos subsaturados, se puede estimar el factor volumétrico conociendo la compresibilidad isotérmica mediante la siguiente ecuación:

$$B_o = B_{ob} \exp[C_o (P_b - P)] \quad (2.98)$$

Dónde:

- B_o = factor volumétrico del petróleo, bl/BF

La correlación de Vázquez y Beggs, reemplaza el valor de la compresibilidad del petróleo, para crudos subsaturados, obteniéndose.

$$B_o = B_{ob} \exp \left[-A \ln \left(\frac{P}{P_b} \right) \right] \quad (2.99)$$

$$A = 10^{-5} \left[-1422 + 5 R_{sb} + 17.2T - 1180 \gamma_{gc} + 12.61 \text{ } ^\circ \text{API} \right] \quad (2.100)$$

La correlación de Petrosky y Farshad planteó las siguientes ecuaciones.

$$B_o = B_{ob} \exp \left[-A \left(P^{0.4094} - P_b^{0.4094} \right) \right] \quad (2.101)$$

$$A = 4.1646 \cdot 10^{-7} R_{sb}^{0.69257} \gamma_g^{0.1885} \circ API^{0.2272} T^{0.6729} \quad (2.102)$$

2.3.2.7.2 Densidad del petróleo subsaturado

Para presiones mayores a la presión de burbuja, la densidad del petróleo se define como:

$$\rho_o = \rho_{ob} \exp \left[C_o (P_b - P) \right] \quad (2.103)$$

- ρ_o = densidad del petróleo, lb/PC

La correlación de compresibilidad de Vázquez-Beggs y Petrosky-Farshad se puede incorporar y se expresan de la siguiente manera:

Para la ecuación de Vázquez-Beggs

$$\rho_o = \rho_{ob} \exp \left[A \ln \left(\frac{P}{P_b} \right) \right] \quad (2.104)$$

Dónde:

- A = coeficiente expresado por la ecuación 2.100.

Para la ecuación de Petrosky-Farshad

$$\rho_o = \rho_{ob} \exp \left[A \left(P^{0.4094} - P_b^{0.4094} \right) \right] \quad (2.105)$$

- A = coeficiente expresado por la ecuación 2.102.

2.3.2.7.3 FACTOR VOLUMÉTRICO DE FORMACIÓN TOTAL

El factor volumétrico de formación total relaciona el volumen que ocupa el petróleo más su gas originalmente en solución si está presente, para el volumen del petróleo a condiciones estándar. Por encima del punto de burbuja, el comportamiento del factor volumétrico total es igual al factor volumétrico del petróleo pues no existe presencia de gas libre.

Pero, debajo del punto de burbuja conforme disminuye la presión el factor volumétrico total aumenta, pues va aumentando el volumen de gas liberado y por ende aumenta factor volumétrico del gas, mientras que la solubilidad del gas va disminuyendo. Lo anterior se puede representar por:

$$B_t = B_o + (R_{sb} - R_s)B_g \quad (2.106)$$

2.3.2.7.3.1 Correlación de Standing

Standing usó una combinación del parámetro $\log(A)$ dado por:

$$\log(A) = \log \left[R_s \frac{T^{0.5} \gamma_o^{2.9} 10^{-0.00027R_s}}{\gamma_g^{0.2}} \right] - \left(10.1 - \frac{96.8}{6.604 + \log(P)} \right) \quad (2.107)$$

Whitson y Brule expresaron la correlación de Standing de la siguiente forma matemática.

$$B_t = 10^{\left(-5.222 - \frac{47.4}{\log(A) - 12.22} \right)} \quad (2.108)$$

2.3.2.7.3.2 Correlación de Glaso

El factor volumétrico total se estima a partir del factor F.

$$F = R_s \left(\frac{T^{0.5}}{\gamma_g^{0.2}} \right) P^{-1.1089} \gamma_o^{2.910^{-0.00027R_s}} \quad (2.109)$$

$$B_t = 10^{[8.012510^{-2} + 4.725710^{-1} \log(F) + 1.725110^{-1} \log(F^2)]} \quad (2.110)$$

2.3.2.7.3.3 Correlación de Al-Marhoun

$$F = R_{sb}^{0.644516} \gamma_g^{-1.07924} \gamma_o^{0.724874} P^{-0.76191} T^{2.00621} \quad (2.111)$$

$$B_t = 0.214692 + 0.106252 10^{-4} F + 0.18882 10^{-10} F^2 \quad (2.112)$$

2.3.2.7.4 VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO

La viscosidad de un fluido es la medida de la fricción interna o resistencia que ofrecen sus moléculas a fluir, controla el flujo a través del medio poroso y tuberías. La viscosidad del petróleo está en función de las siguientes variables:

$$\mu_o = f(T, P, \gamma_g, \gamma_o, R_s, \text{composición})$$

Dependiendo de la presión, la viscosidad del petróleo se clasifica en tres categorías:

- **Viscosidad del petróleo muerto, μ_{od} .** Es la viscosidad del petróleo sin gas en solución a presión atmosférica y temperatura del sistema, a éstas condiciones no existe gas disuelto en el petróleo por tanto la viscosidad del petróleo será alto.
- **Viscosidad del petróleo saturado, μ_{ob} .** Es la viscosidad del petróleo para alguna presión menor o igual al punto de burbuja. Como la solubilidad del gas incrementa junto con la presión, se tiene como resultado la disminución de la viscosidad del petróleo.
- **Viscosidad del petróleo subsaturado, μ_o .** Es la viscosidad del petróleo por encima de la presión de burbuja y la temperatura del reservorio.

A partir de estas categorías, se puede predecir la viscosidad del petróleo con el siguiente procedimiento:

1. Calcular la viscosidad del petróleo muerto.
2. Ajustar la viscosidad del petróleo muerto a la presión del reservorio conforme a la solubilidad del gas.
3. Para presiones por encima del punto de burbuja, un extenso ajuste es hecho para μ_{ob} para considerar la compresión del petróleo por encima del punto de burbuja.

A continuación se presenta correlaciones para determinar la viscosidad del petróleo en crudos saturados.

2.3.2.7.4.1 Correlaciones para petróleo muerto

2.3.2.7.4.1.1 Correlación de Beal

Beal desarrolló una correlación gráfica en función de la temperatura y la gravedad API del petróleo. Standing expresó dicha correlación mediante la siguiente relación matemática.

$$\mu_{od} = 0.22 + \frac{1.8 \cdot 10^7}{\text{°API}^{4.52}} \left[\frac{260}{T - 260} \right]^a \quad (2.113)$$

Calcular el factor a, exponente de compensación, usando la siguiente ecuación.

$$a = 10^{\left(0.42 + \frac{8.22}{\text{°API}}\right)} \quad (2.114)$$

Dónde:

- μ_{od} = viscosidad del petróleo muerto a condiciones estándar, cp.
- T = temperatura, R

2.3.2.7.4.1.2 Correlación de Beggs Y Robinson

Beggs y Robinson determina un factor A previo al cálculo de la viscosidad del petróleo crudo.

$$A = 10^{2.0224 - 0.02022 \circ API} \quad (2.115)$$

$$\mu_{od} = 10^{A(T)^{-1.162}} - 1 \quad (2.116)$$

2.3.2.7.4.1.3 Correlación de Glaso

La correlación se puede usar en un rango amplio de temperatura de 50 a 200 °F, y con una gravedad del petróleo de 20 a 48 °API. Sutton y Farshad concluyeron que la correlación de Glaso mostraba la mejor aproximación de las tres previas correlaciones.

$$\mu_{od} = 2.141 10^{10} T^{-2.444} \log(\circ API)^{(10.212 \log(T) - 26.447)} \quad (2.117)$$

2.3.2.7.4.2 Correlaciones para petróleo saturado

A continuación se presenta algunos métodos empíricos para estimar la viscosidad del petróleo saturado.

2.3.2.7.4.2.1 Correlación de Chew y Connally

Chew y Connally presentaron una correlación para calcular la reducción de la viscosidad del petróleo muerto debido a la solubilidad del gas. Esta correlación fue ajustada por Beggs, la tabla 2.8 muestra su rango de aplicación. Primero se calcula los valores correspondientes de A y b.

$$A = 10^{R_s (2.2 \cdot 10^{-7} R_s - 7.4 \cdot 10^{-4})} \quad (2.118)$$

$$b = \frac{0.68}{10^{-8.6210^{-5} R_s}} + \frac{0.25}{10^{-1.110^{-2} R_s}} + \frac{0.062}{10^{-2.7410^{-2} R_s}} \quad (2.119)$$

$$\mu_{ob} = A(\mu_{od})^b \quad (2.120)$$

- μ_{ob} = viscosidad del petróleo a la presión de burbuja, cp.

TABLA 2.8
RANGO DE APLICACIÓN PARA LA CORRELACIÓN DE CHEW Y
CONNALLY

PARÁMETROS	Máx.	Mín.
Presión, psi	122	5645
Temperatura, °F	72	292
Solubilidad del gas, PCS/BF	51	2544
Viscosidad petróleo muerto μ_{od} , cp	0.277	50

FUENTE: Tarek Ahmed, Equations of State and P.V.T Analysis, Houston, Texas 2007

ELABORADO POR: Hernán Aguilar/ Ana Cristina Cevallos

2.3.2.7.4.2 Correlación de Beggs y Robinson

Beggs y Robinson propusieron una correlación empírica en relación a los factores a y b, la tabla 2,9 muestra su rango de aplicación.

$$a = 10.715(R_s + 100)^{-0.515} \quad (2.121)$$

$$b = 5.44(R_s + 150)^{-0.228} \quad (2.122)$$

$$\mu_{ob} = a(\mu_{od})^b \quad (2.123)$$

TABLA 2.9
RANGO DE APLICACIÓN PARA LA CORRELACIÓN DE BEGGS Y
ROBINSON

PARÁMETRO	Máx.	Mín.
Presión, psi	122	5265
Temperatura, °F	70	295
Solubilidad del gas, PCS/BF	20	2070
° API	16	58

FUENTE: Tarek Ahmed, Equations of State and P.V.T Analysis, Houston, Texas 2007

ELABORADO POR: Hernán Aguilar/ Ana Cristina Cevallos

Una observación hecha por Abu-Khamsim y Al-Marhoun sugiere que la viscosidad del petróleo saturado, μ_{ob} , correlaciona muy bien con la densidad del petróleo saturado, ρ_{ob} como se muestra:

$$\ln(\mu_{ob}) = 8.484462 \rho_{ob}^4 - 2.652294 \quad (2.124)$$

- ρ_{ob} = densidad del petróleo saturado, g/cm³

2.3.2.7.4.3 Correlaciones para petróleo subsaturado

Las correlaciones empíricas que se presentan a continuación se ajustan para presiones más altas a la presión de burbuja.

2.3.2.7.4.3.1 Correlación de Beal ajustada por Standing

$$\mu_o = \mu_{ob} + 0.001(P - P_b) \left[0.024 \mu_{ob}^{1.5} + 0.028 \mu_{ob}^{0.56} \right] \quad (2.125)$$

Dónde:

- μ_o = viscosidad del petróleo subsaturado, cp.

2.3.2.7.4.3.2 Correlación de Vázquez y Beggs

Esta correlación relaciona la viscosidad del petróleo subsaturado con el factor 'm' calculado con la siguiente ecuación 2.126. La tabla 2.10 muestra su rango de aplicación.

$$m = 2.6 P^{1.187} 10^{-2.9 \cdot 10^{-5} P - 5} \quad (2.126)$$

$$\mu_o = \mu_{ob} \left(\frac{P}{P_b} \right)^m \quad (2.127)$$

TABLA 2.10
RANGO DE APLICACIÓN PARA LA CORRELACIÓN DE VÁZQUEZ Y
BEGGS

PARÁMETRO	Máx.	Mín.
Presión, psi	141	9151
Solubilidad del gas, PCS/BF	9.2	2199
Viscosidad , cp	0.117	148
° API	16	58

FUENTE: Tarek Ahmed, Equations of State and P.V.T Analysis, Houston, Texas 2007

ELABORADO POR: Hernán Aguilar/ Ana Cristina Cevallos

2.3.2.7.4.3.3 *Correlación de Khan*

$$\mu_o = \mu_{ob} \exp[9.6(10^{-6})(P - P_b)] \quad (2.128)$$

2.3.2.8 TENSIÓN INTERFACIAL GAS-PETRÓLEO, σ_{go}

La tensión interfacial gas-petróleo es la fuerza por unidad de longitud en la interfase entre dos fluidos inmiscibles.

2.3.2.8.1 *Correlación de Baker y Swerdloff*

Esta correlación determina la tensión interfacial del petróleo libre de gas (muerto) a presión atmosférica. Su cambio se debe por efectos de temperatura, la extrapolación se lo hace en el rango de 68 a 100°F.

$$\sigma_{68} = 29 - 0.2571^\circ API \quad (2.129)$$

$$\sigma_{100} = 27.5 - 0.2571^\circ API \quad (2.130)$$

$$\sigma_T = \sigma_{68} - \frac{(T - 68)(\sigma_{68} - \sigma_{100})}{22} \quad (2.131)$$

Se corrige por efectos del gas en solución, puesto que conforme aumenta la presión sobre la mezcla, la tensión interfacial se reduce.

$$F_c = 1 - 0.024P^{0.45} \quad (2.132)$$

La ecuación 2.133 se usa para calcular la tensión interfacial del petróleo muerto a cualquier presión.

$$\sigma_{go} = F_c \sigma_T \quad (2.133)$$

Dónde:

- σ_{68} = tensión interfacial a 68 °F, dinas/cm
- σ_{100} = tensión interfacial a 100 °F, dinas/cm
- σ_T = tensión interfacial en el rango de 68 < T, °F < 100, dinas/cm
- F_c = corrección por efectos del gas disuelto, %
- σ_{go} = tensión interfacial gas-petróleo a cualquier P, dinas/cm

2.3.3 PROPIEDADES FÍSICAS DEL AGUA

2.3.3.1 FACTOR VOLUMÉTRICO DEL AGUA (B_w)

Se define como la relación del volumen que ocupa el agua más su gas en solución a condiciones del yacimiento para el mismo volumen de agua a condiciones estándar libre de gas. El factor volumétrico del agua se ve afectado por la presión, temperatura y salinidad que además afecta la solubilidad.

Por encima del punto de burbuja, el factor volumétrico del agua aumenta ligeramente como consecuencia de la expansión del agua en el yacimiento; pero a diferencia de B_o , el cambio de B_w debajo de la presión de burbuja va en aumento conforme disminuye la presión, debido a que hay menor volumen de agua como resultado de la liberación del gas, entonces es insuficiente para contrarrestar la expansión del líquido.

Para yacimientos saturados estimamos el factor volumétrico del agua a partir de las siguientes correlaciones.

2.3.3.1.1 Correlación de McCain

Válida para aguas de yacimientos con concentraciones de sal ampliamente variables. El factor volumétrico del agua está estimado en función del cambio de volumen debido a la reducción de presión ΔV_{wP} y el cambio de volumen debido a la reducción de la temperatura ΔV_{wT} .

$$B_w = (1 + \Delta V_{wP})(1 + \Delta V_{wT}) \quad (2.134)$$

Las ecuaciones de ajuste por presión y temperatura se presentan,

$$V_{wT} = -1.0001 \cdot 10^{-2} + 1.22291 \cdot 10^{-4} T + 5.50654 \cdot 10^{-7} T^2 \quad (2.135)$$

$$V_{wP} = -1.9520 P T 10^{-9} - 1.7282 P^2 T 10^{-12} - 2.5892 P 10^{-7} - 2.2524 P^2 10^{-10} \quad (2.136)$$

2.3.3.1.2 Correlación de McCoy

$$B_{wp} = A + B P + C P^2 \quad (2.137)$$

Las variables A, B y C se las calcula considerando si el agua está libre o no de gas.

Para agua pura libre de gas

$$A = 0.9947 + 5.8 \cdot 10^{-6} T + 1.02 \cdot 10^{-6} T^2 \quad (2.138)$$

$$B = -4.228 \cdot 10^{-6} + 1.8276 \cdot 10^{-8} T - 6.77 \cdot 10^{-11} T^2 \quad (2.139)$$

$$C = 1.2 \cdot 10^{-10} - 1.2855 \cdot 10^{-12} T + 4.285 \cdot 10^{-15} T^2 \quad (2.140)$$

Para agua saturada con gas

$$A = 0.9911 + 6.25 \cdot 10^{-5} T + 8.5 \cdot 10^{-7} T^2 \quad (2.141)$$

$$B = -1.092 \cdot 10^{-6} - 2.497 \cdot 10^{-9} T + 4.57 \cdot 10^{-12} T^2 \quad (2.142)$$

$$C = -5.0 \cdot 10^{-11} + 6.429 \cdot 10^{-12} T - 1.42 \cdot 10^{-15} T^2 \quad (2.143)$$

El factor de corrección por salinidad está dado por:

$$\frac{B_w}{B_{wp}} = 1 + S \left[\begin{array}{l} 5.1 \cdot 10^{-8} P + (5.47 \cdot 10^{-6} + 1.95 \cdot 10^{-10} P)(T - 60) \\ - 2.22 \cdot 10^{-8} - 8.5 \cdot 10^{-12} P(T - 60)^2 \end{array} \right] \quad (2.144)$$

Para yacimientos subsaturados, el factor volumétrico del gas se determina de la misma forma que para un sistema gas-petróleo.

$$B_w = B_{wb} \exp[C_w (P_b - P)] \quad (2.145)$$

Dónde:

- B_w = factor volumétrico del agua, bl/BF.
- B_{wb} = factor volumétrico del agua a punto de burbuja, bl/BF
- C_w = compresibilidad isotérmica del agua, psi^{-1} .

2.3.3.2 VISCOSIDAD DEL AGUA

Para el cálculo de la viscosidad del agua se considera la temperatura un factor importante, mientras que los efectos por salinidad se consideran despreciables.

2.3.3.2.1 Correlación de Van Wingen

$$\mu_w = \exp(1.002 - 1.479 \cdot 10^{-2} T + 1.982 \cdot 10^{-5} T^2) \quad (2.146)$$

Dónde:

- μ_w = viscosidad del agua, cp.
- T = temperatura del yacimiento, °F

2.3.3.2.2 Correlación de Matthews y Russel

Esta correlación permite calcular la viscosidad del agua a condiciones estándar y corregir por efectos de presión y salinidad, para ello se calcula los factores A y B, donde S es la salinidad en partes por millón.

$$A = -0.04518 + 0.009212 S - 0.000292 S^2 \quad (2.147)$$

$$B = 70.624 + 0.09576 S^2 \quad (2.148)$$

$$\mu'_w = A + \frac{B}{T} \quad (2.149)$$

Se calcula el factor de corrección (f) para tener la viscosidad a la presión deseada.

$$f = 1 + 2.5 \cdot 10^{-12} P^2 (T - 40) \quad (2.150)$$

$$\mu_w = f \mu'_w \quad (2.151)$$

2.3.3.2.3 Correlación de McCain, W.D, Jr

McCain calcula los factores A y B en función de la salinidad.

$$A = 109.574 - 8.40564 S + 0.212214 S^2 + 8.72212 \cdot 10^{-2} S^2 \quad (2.152)$$

$$B = -1.12166 + 2.62951 \cdot 10^{-2} S - 6.79461 \cdot 10^{-4} S^2 - 5.47119 \cdot 10^{-5} S^2 + 1.55586 \cdot 10^{-6} S^4 \quad (2.153)$$

La viscosidad del agua a condiciones estándar se define por:

$$\mu_{wl} = A T^{-B} \quad (2.154)$$

$$\frac{\mu_w}{\mu_{wl}} = 0.9994 + 4.0295 \cdot 10^{-5} P + 2.1062 \cdot 10^{-9} P^2 \quad (2.155)$$

$$\mu_w = \frac{\mu_w}{\mu_{wl}} \mu_{wl} \quad (2.156)$$

2.3.3.2.4 Correlación de McCoy,R.L

McCoy corrige por efectos de salinidad con la ecuación 2.157.

$$\frac{\mu_w}{\mu_{wp}} = \frac{1 - 1.87 \cdot 10^{-2} S^{0.5} + 2.18 \cdot 10^{-4} S^{2.5} + (T^{0.5} - 1.25 T)}{(2.76 \cdot 10^{-2} S - 2.44 \cdot 10^{-4} S^{1.5})} \quad (2.157)$$

La viscosidad del agua se expresa por la siguiente ecuación:

$$\mu_{wp} = 0.02414 \cdot 10^{\left(\frac{247.8}{T-140}\right)} \quad (2.158)$$

Dónde:

- μ_{wp} = viscosidad del agua, cp.
- T = temperatura del yacimiento, K

2.3.3.3 DENSIDAD DEL AGUA

Se determina igual que en un sistema de petróleo con la diferencia que la cantidad de gas en solución es despreciable, la ecuación general es:

$$\rho_w = \frac{62.4 \gamma_w}{B_w} \quad (2.159)$$

Si se conoce la cantidad de sólidos disueltos en el agua de formación, la gravedad específica se calcula por:

$$\gamma_w = 1 + 0.695 \cdot 10^{-6} S \quad (2.160)$$

Dónde:

- S = concentración de sólidos disueltos, mg/l.

2.3.3.3.1 Correlación de McCain, W.D, Jr

La densidad del agua está en función de la cantidad de sólidos disueltos.

$$\rho_{wl} = 62.268 + 0.428602 S + 1.60074 \cdot 10^{-2} S^2 \quad (2.161)$$

La densidad del agua aumenta en relación a la presión, esto se da ya que a diferencia del petróleo el agua contiene muy poco o nada de gas en solución.

2.3.3.4 TENSIÓN INTERFACIAL GAS-AGUA, σ_{gw}

Al igual que un sistema gas-petróleo es la fuerza por unidad de longitud en la interfaz entre dos fluidos inmiscibles.

2.3.3.4.1 Correlación de Jennings y Newman

Es aplicable para presiones y temperaturas no mayores a 8000 psi y 250°F, respectivamente. Su valor se estima a través de las variables A, B y C presentadas a continuación:

$$A = 79.1618 - 0.118978 T \quad (2.162)$$

$$B = -5.28472 \cdot 10^{-2} + 9.87912 \cdot 10^{-6} T \quad (2.163)$$

$$C = (2.22814 - 4.57194 \cdot 10^{-4} T - 7.52678 \cdot 10^{-6} T^2) \cdot 10^{-7} \quad (2.164)$$

$$\sigma_{gw} = A + B P + C P^2 \quad (2.165)$$

2.4 TIPOS DE COMPLETACIONES

Una completación debe proveer los medios para una producción con seguridad, eficiencia y económicamente rentable. Una completación no óptima a largo plazo puede comprometer la producción. Entonces el diseño y selección de herramientas y equipos de fondo deben ser capaces de obtener y controlar la máxima producción o inyección de los fluidos con una eficiencia técnica. Los criterios para la clasificación de los tipos de completaciones son:

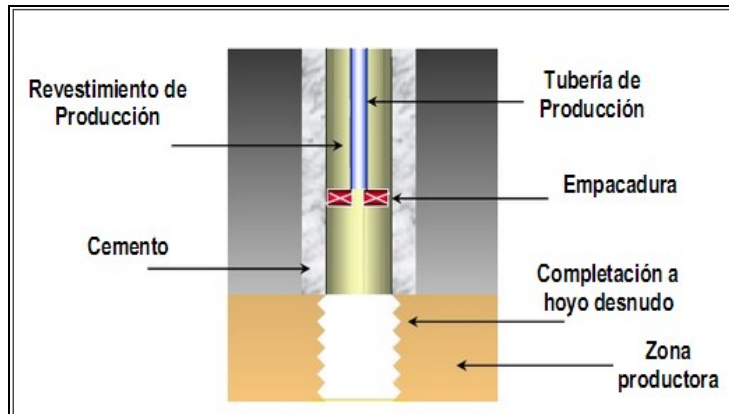
- Producción requerida.
- Estructura del hoyo
- Zonas a completar (sencilla o múltiple)
- Mecanismos de producción.
- Necesidades futuras de estimulación y reparación.
- Requerimientos control de arena.
- Tipo de levantamiento artificial.
- Posibilidad de futuros proyectos de recuperación adicional de petróleo.
- Inversión económica/ Normas de seguridad y regularización.

Dependiendo del tipo de completación, el fluido entre el yacimiento y el pozo sufrirá una pérdida de presión.

2.4.1 COMPLETACIONES A HUECO ABIERTO

Se utiliza en formaciones fuertes, pozos horizontales y pozos donde existe gran impacto de daño por fluidos de perforación. La producción selectiva no es posible ya que los intervalos dentro de la sección del hueco abierto no se aíslan. El casing o el liner de producción, se bajan y cementan en el tope rocoso, dejando las paredes del hueco abiertas. Existe una comunicación directa entre el pozo y el yacimiento, por lo cual la caída de presión es cero.

$$\Delta P_c = P_{wfs} - P_{wf} \quad (2.166)$$

FIGURA 2.2 COMPLETACIONES HUECO ABIERTO

FUENTE: Manual de Completaciones

ELABORADO POR: Schlumberger

2.4.2 COMPLETACIONES CON CAÑONEO CONVENCIONAL

En este tipo de completación se cañonea el revestidor, el cemento y la formación productora creando túneles de comunicación entre el pozo y yacimiento. Se debe proveer una perforación limpia y una abertura sin daño en los alrededores del pozo con el fin de no comprometer la capacidad de producción.

Es aplicable para la completación de múltiples zonas en yacimientos de características complejas, siempre que exista un alto control de la producción.

La caída de presión por cañoneo convencional será evaluada por la ecuación de Jones, Blount y Glaze; considerando el túnel cañoneado como un pozo miniatura sin daño. Se consideran las siguientes premisas:

1. Permeabilidad de la zona triturada.
 - a. Si es condición de sobre-balance, se considera el 10% de la permeabilidad de la formación.
 - b. Si es condición de bajo-balance, se considera el 40% de la permeabilidad de la formación.

2. El espesor de la zona triturada es de 0.5 pulgadas.
3. El pozo miniatura será tratado como un yacimiento infinito, esto es que el valor de presión de fondo fluyente (P_{wf}) permanece constante.

La caída de presión a través del empaque de grava se define como:

$$\Delta P_c = \left[\frac{2.3 \cdot 10^{-14} \beta B_o^2 \rho_o \left(\frac{1}{r_p} - \frac{1}{r_c} \right)}{L_p^2 TPP^2 h_p^2} \right] Q^2 + \left[\frac{\mu_o B_o \ln \left(\frac{r_c}{r_p} \right)}{0.00708 \cdot 10^{-3} L_p K_p} \right] \frac{Q}{TPP h_p} \quad (2.167)$$

$$\beta = \frac{2.33 \cdot 10^{10}}{K_p^{1.201}} \quad (2.168)$$

Dónde:

- Q = tasa de flujo, BFPD
- β = factor de turbulencia, pie^{-1}
- B_o = factor volumétrico del petróleo, bl/BF
- ρ_o = densidad del petróleo, lb/PC
- L_p = longitud del túnel cañoneado, pie
- μ_o = viscosidad del petróleo, cp
- K_p = permeabilidad de la zona triturada, md.
- r_p = radio del túnel cañoneado, pie
- r_c = radio de la zona triturada, pie

Se considera que la completación es óptima cuando la caída de presión a través del cañoneo está entre 200 a 300 psi.

FIGURA 2.3 COMPLETACIÓN A HOYO ENTUBADO PARA MÚLTIPLES ZONAS



FUENTE: <http://www.monografias.com/trabajos92/produccion-hidrocarburos/produccion-hidrocarburos.shtml>

ELABORADO POR: Carla Santaella

2.4.3 COMPLETACIONES CON EMPAQUE DE GRAVA

La completación de hoyo revestido es una técnica para controlar la entrada de arena al pozo, utiliza una combinación de rejilla y grava ubicados a lo largo de las perforaciones, estableciendo un proceso de filtración en el fondo del pozo en el espacio anular rejilla-revestidor.

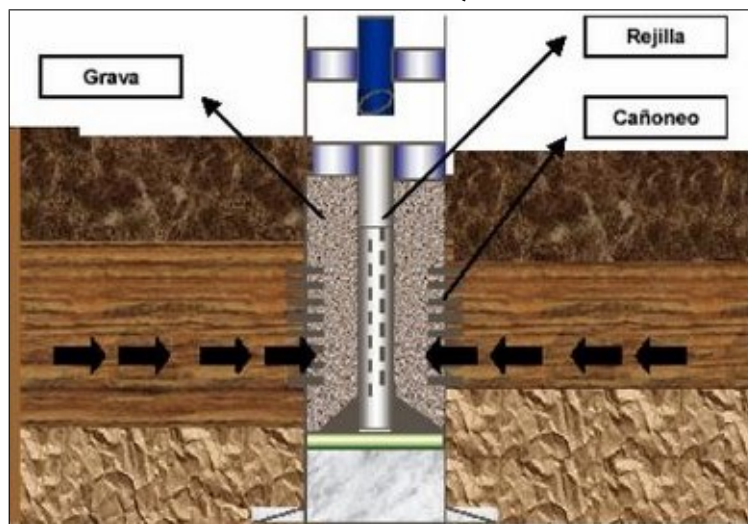
El empaque se puede realizar con el revestidor o con hoyo desnudo. Es posible hacer completaciones múltiples. La principal desventaja es que genera daño al pozo, atribuidos a varios mecanismos o ser el resultado acumulativo de una variedad de ellos. Podría incluir taponamiento del empaque por migración de finos y pérdida del fluido durante la completación.

La caída de presión es consecuencia del área abierta al flujo y de la longitud del túnel cañoneado puede ser evaluada por la ecuación de Jones, Blount y Glaze. Se considera las siguientes premisas:

- El tipo de fluido a través del empaque es lineal y no radial.

- La longitud lineal de flujo es la distancia entre la pared del liner y la pared del hoyo del pozo.
- La permeabilidad de la grava y el tamaño de las ranuras del liner, dependen de la grava utilizada y del tamaño de sus granos, los que a su vez son seleccionados de acuerdo al tamaño promedio de los granos de arena del yacimiento.

FIGURA 2.4 COMPLETACIÓN CON EMPAQUE DE GRAVA



FUENTE: Manual de Completaciones

ELABORADO POR: Schlumberger

La caída de presión está definida por:

$$\Delta P_c = \left[\frac{9.08 \cdot 10^{-13} \beta B_o^2 \rho_o (Lt)}{A^2} \right] Q^2 + \left[\frac{\mu_o B_o L}{1.127 \cdot 10^{-3} L_p K_g A} \right] \quad (2.169)$$

$$\beta = \frac{1.47 \cdot 10^7}{K_g^{0.55}} \quad (2.170)$$

Dónde:

- β = coeficiente de turbulencia para grava, pie^{-1}
- Lt = longitud de la trayectoria lineal, pie
- A = área total abierta para flujo, pie^2
- K_{gr} = permeabilidad de la grava, md.

2.5 COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DE POZOS

2.5.1 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (J)

El índice de productividad es usado para evaluar el comportamiento del reservorio y la medida de la capacidad del pozo para producir fluidos hasta superficie. Comprende en la medición de la presión estática del pozo y el caudal obtenido a diferentes presiones de fondo fluyente estabilizadas. El índice de productividad (J) puede ser definido a través de datos de prueba de pozo o matemáticamente por:

$$J = \frac{Q}{P_r - P_{wf}} \quad (2.171)$$

Dónde:

- P_r = Presión del reservorio, psi.
- P_{wf} = Presión de fondo fluyente, psi.

Además está controlado por las propiedades de la roca, propiedades del fluido, régimen de flujo, tipo de flujo, distribución de saturación, mecanismo de producción y daño, definiéndose de la siguiente manera:

$$J = \frac{k h}{141.2 B_t \mu \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S \right]} \quad (2.172)$$

Dónde:

- k = permeabilidad, md.
- h = espesor de la formación, pie.
- B_t = factor volumétrico de la formación, bl/BF
- μ = viscosidad, cp
- r_w = radio del pozo, pie

- r_e = radio de drenaje, pie.

En general el índice de productividad se puede considerar bueno o malo según la tabla 2.11.

TABLA 2.11
RENDIMIENTO DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

Baja productividad	$J < 0.5$
Productividad media	$0.5 < J < 1.0$
Alta productividad	$1.0 < J < 2.0$
Excelente productividad	$2.0 < J$

FUENTE: Apuntes de Sistemas de producción, Ing. Paz

ELABORADO POR: Hernán Aguilar/ Ana Cristina Cevallos.

La preparación de las curvas de afluencia tanto para el petróleo como el gas, son importantes en un análisis de sistemas de producción, cuando no se conoce la capacidad productiva del pozo, según el cual se define un diseño de completación óptimo.

2.5.2 RELACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA PARA POZOS DE PETRÓLEO

Las curvas IPR se construyen generalmente usando los modelos de reservorio, que pueden ser bien de una base teórica o empírica. Es esencial para validar estos modelos con puntos de prueba en aplicaciones de campo. El aporte de fluido del yacimiento al pozo es proporcional a la caída de presión.

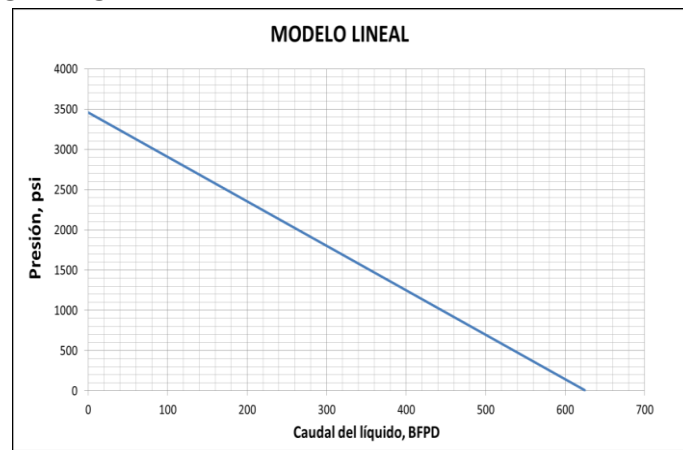
Cuando la presión cae por debajo de la presión de burbuja, el gas que se encuentra en solución empieza a liberarse, esto causa que las relaciones de movilidad entre el agua y el petróleo se vean afectadas. Bajo estas condiciones la curva tiene mayor declinación a menor presión.

2.5.2.1 MODELO LINEAL

La ecuación 2.173 describe el flujo en función de la presión, el máximo aporte del reservorio hacia el pozo será cuando la presión de fondo fluente sea igual a cero. La figura 2.5 muestra el comportamiento lineal.

$$Q = J(P_r - P_{wf}) \quad (2.173)$$

FIGURA 2.5 MODELO IPR LINEAL

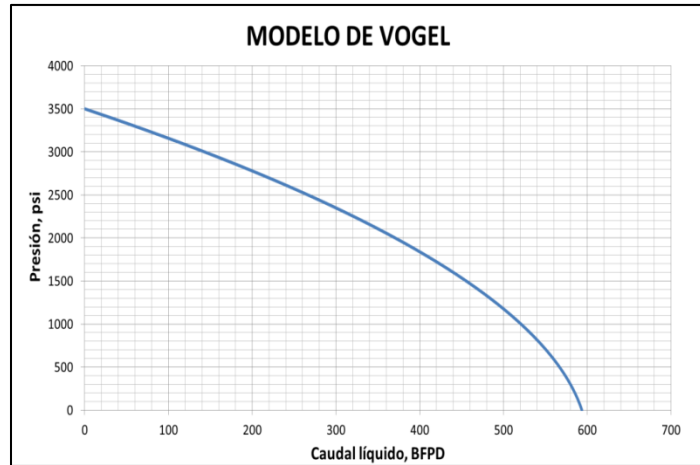


FUENTE: Programa integral de pozos.

2.5.2.2 MODELO DE VOGEL

Vogel usa una ecuación adimensional aplicable a yacimientos saturados, la figura 2.6 muestra el comportamiento del caudal conforme la presión disminuye.

$$\frac{Q_o}{Q_{máx}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (2.174)$$

FIGURA 2.6 MODELO IPR VOGEL

FUENTE: Programa integral de pozos

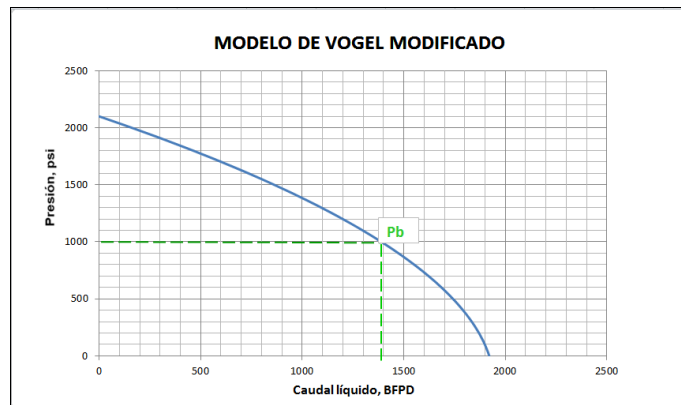
2.5.2.3 MODELO DE VOGEL MODIFICADO

La figura 2.7 muestra un comportamiento mucho más realista porque la tendencia de la curva representa el punto en el cual empieza la liberación del gas. Encima del punto de burbuja la curva está definida por las ecuaciones de modelo lineal, pero ya en el yacimiento saturado se ocupa las siguientes ecuaciones.

$$J = \frac{Q}{P_r - P_b + \frac{P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]} \quad (2.175)$$

$$Q_b = J(P_r - P_b) \quad (2.176)$$

$$Q_{m\acute{a}x} = Q_b + (Q_{m\acute{a}x} - Q_b) \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad (2.177)$$

FIGURA 2.7 MODELO DE VOGEL MODIFICADO

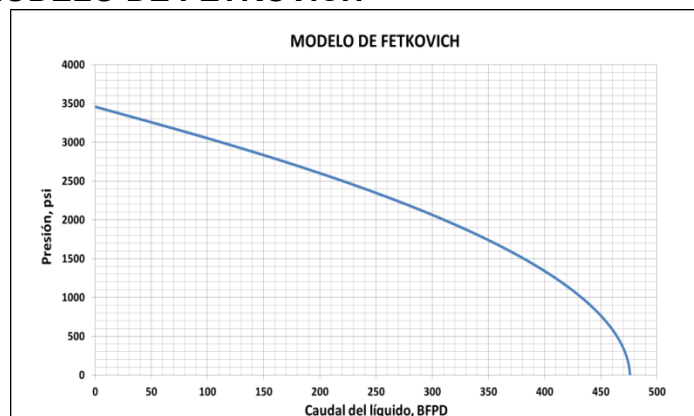
FUENTE: Programa integral de pozos

2.5.2.4 MODELO DE FETKOVICH

Fetkovich desarrolló su modelo teniendo en cuenta una constante de turbulencia “ η ” (entre 0.5 y 1) y C que representa el coeficiente de flujo, su ecuación puede ser ocupado para pozos de petróleo y gas, ya que en términos de índice de productividad se comportan de manera similar.

$$Q = J^n (P_r^2 - P_{wf}^2)^n \quad (2.178)$$

La curva de comportamiento se presenta en la figura 2.8.

FIGURA 2.8 MODELO DE FETKOVICH

FUENTE: Programa integral de pozos

2.5.2.5 MÉTODO COMPUESTO

El modelo compuesto es la unión de las ecuaciones del modelo lineal y el modelo de Vogel, ya presenta los comportamientos sobre y bajo el punto de burbuja, obteniendo una curva más real de la capacidad de aporte de un pozo productor de crudo o gas.

Sobre el punto de burbuja ($P_{wf} > P_b$)

$$Q = J(P_r - P_{wf}) \quad (2.179)$$

Para petróleo saturado ($P_{wfg} < P_{wf} < P_b$)

$$Q = \frac{-C + \sqrt{C^2 - 4B^2D}}{2B^2} \quad (2.180)$$

$$A = \frac{P_{wf} + 0.125F_oP_b - F_wP_r}{0.125F_oP_b} \quad (2.181)$$

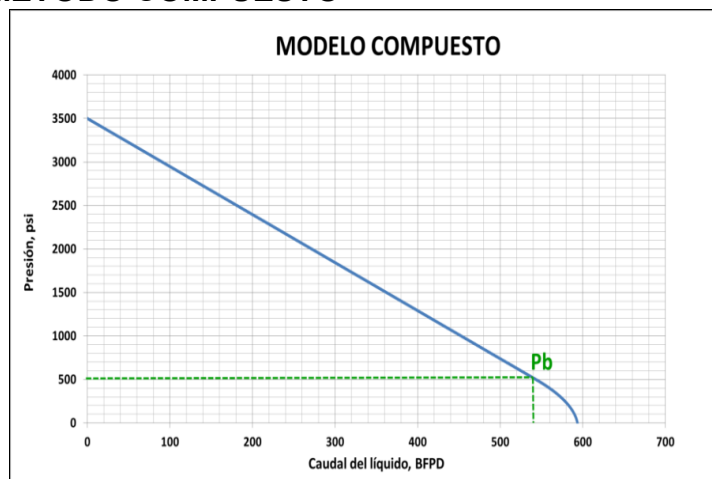
$$B = \frac{F_w}{0.125F_oP_bJ} \quad (2.182)$$

$$C = 2AB + \frac{80}{Q_{omáx} - Q_b} \quad (2.183)$$

$$D = A^2 - 80 \frac{Q_b}{Q_{omáx} - Q_b} - 81 \quad (2.184)$$

En el intervalo $P_{wf} < P_{wfg}$.

$$Q = \frac{P_{wfg} + Q_{omáx}(\tan \beta) - P_{wf}}{\tan \beta} \quad (2.185)$$

FIGURA 2.9 MÉTODO COMPUESTO

FUENTE: Programa integral de pozos

2.5.3 RELACIÓN DE CONTRAPRESIÓN PARA POZOS DE GAS SECO

Los yacimientos de gas seco contienen principalmente metano en un 99%; sin embargo, puede producir cierto volumen de líquido condensado a través de las tuberías de producción o líneas de superficie, por procesos de enfriamiento. La curva de afluencia de gas es afectada por los efectos de turbulencia o flujo no-Darcy que ocurren en las cercanías del pozo.

2.5.3.1 MÉTODO DE JONES, BLOUNT Y GLAZE

La ecuación para determinar la curva de comportamiento de afluencia está dada por:

$$P_{wf}^2 + P_r^2 = B Q_g^2 + A Q_g \quad (2.186)$$

$$A = \frac{3.161 \cdot 10^{-12} \beta \gamma_g Z T}{r_w h^2} \quad (2.187)$$

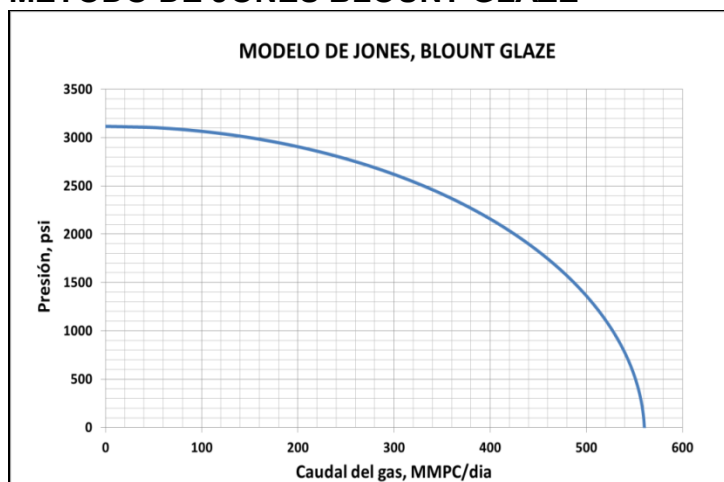
$$\beta = \frac{2.33 \cdot 10^{10}}{k^{1.201}} \quad (2.188)$$

$$B = \frac{1424 T \mu Z}{k h} \left(\ln \frac{0.472 r_e}{r_w} + S \right) \quad (2.189)$$

Dónde:

- A = asociado al flujo laminar en la zona profunda en el yacimiento.
- B = asociado al flujo turbulento en la vecindad del pozo.
- β = coeficiente de velocidad, pie^{-1}

FIGURA 2.10 MÉTODO DE JONES BLOUNT GLAZE



FUENTE: Programa integral de pozos.

2.6 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

La fuerza de empuje que desplaza al petróleo dentro de un yacimiento viene de la expansión natural de los fluidos comprimidos y la diferencia de presión existente entre el pozo y el yacimiento. Si la diferencia de presión existente entre las instalaciones de superficie y el yacimiento es suficiente el pozo fluirá de manera natural. Sin embargo, gran cantidad del petróleo producido proviene de campos maduros, que no cuentan con la suficiente energía para vencer la columna hidrostática y levantar el petróleo a superficie, por ello se debe aportar energía al yacimiento de manera artificial.

El comportamiento del reservorio determina el tipo de completación y método de levantamiento artificial a usarse. En el presente proyecto se tratará el sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible y bombeo hidráulico tipo Jet.

2.6.1 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)

El sistema de bombeo electrosumergible es considerado un medio rentable para la extracción de crudo, usado para la producción de altos volúmenes de desplazamiento desde grandes profundidades; además para determinar si un sistema BES es adecuado para un pozo se deben tener en cuenta otros factores como alto índice de productividad, baja presión de fondo, baja relación gas petróleo.

El bombeo electrosumergible brinda energía a través de una bomba centrífuga multietapa acoplada a un motor eléctrico por medio de un eje y una sección sellante o protector, el motor provee el movimiento para la rotación de los impulsores lo que permite al fluido llegar hasta superficie. El caudal de operación es controlado mediante variadores de velocidad instalados en la superficie del pozo.

Este sistema se compone de equipos de superficie y de fondo mostrados en la figura 2.11. Los primeros tienen la función de monitorear las condiciones del pozo y proveer energía eléctrica al motor; mientras que el equipo de fondo levanta la columna de fluido necesaria para la producción del pozo.

FIGURA 2.11 EQUIPO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE



FUENTE: Catálogo REDA

ELABORADO POR: Schlumberger.

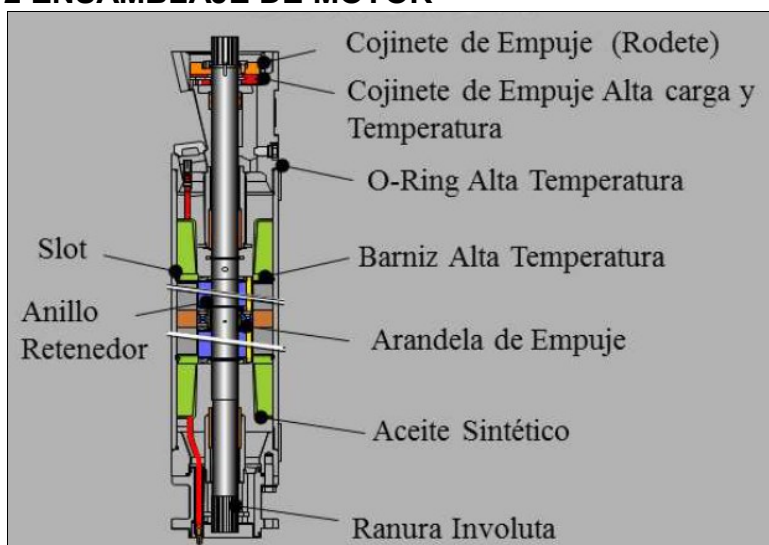
2.6.1.1 EQUIPOS DE FONDO

2.6.1.1.1 Motor Eléctrico

Son motores eléctricos trifásicos de dos polos de inducción en configuración tipo jaula de ardilla. Su principal función es proveer energía para la rotación de los impulsores de la bomba y permitir que el fluido llegue a superficie. Están formados por un estator (contempla todas las partes inmóviles), rotor (contempla las partes giratorias), cojinetes y eje; tal como se muestra en la figura 2.12.

El voltaje de operación varía dependiendo de las dimensiones de la bomba, pero se fija un rango desde 220 hasta 5000 voltios. El amperaje requerido depende del tamaño del motor, está en un rango desde 12 hasta los 200 (A); la corriente alterna de tres fases crea campos magnéticos que inducen a los rotores y ejes a girar dentro del estator, produciendo una potencia a cierto voltaje; alcanzando 400 hp para motores largos y 750 hp para motores en serie. La frecuencia de operación es importante ya que determina la velocidad y potencia del motor.

FIGURA 2.12 ENSAMBLAJE DE MOTOR



FUENTE: Introducción a BES – WOOD GROUP

ELABORADO POR: Ing. Marcos Pereyra

Los motores poseen aceite mineral refinado que cumple la función de lubricar los cojinetes y transferir el calor generado hacia la carcasa, proveer resistencia dieléctrica y conductividad térmica facilitando la refrigeración; sin embargo, es recomendable mantener velocidades no inferiores a 1 pie/s en el espacio anular para obtener una refrigeración efectiva.

2.6.1.1.1 Criterio de selección

El motor se selecciona según la potencia requerida por el sistema y el diámetro interior del casing, para ello se define la serie que está relacionada con el diámetro externo del motor. La tabla 2.12 indica el rango de potencia según la frecuencia de operación.

TABLA 2.12
SERIES Y RANGOS DE CAPACIDAD DEL MOTOR SEGÚN FRECUENCIA

SERIE	Diámetro, pg	Rango (HP @60 Hz)	Rango (HP @50 Hz)
375	3.75	7.5 – 233	6.3- 198
456	4.56	12 – 432	10 -360
540	5.40	20 – 750	16.5 - 562
562	5.62	30 – 1170	25 - 975
738	7.38	250 – 1550	208 - 1250

FUENTE: Catálogo REDA.

ELABORADO POR: Schlumberger

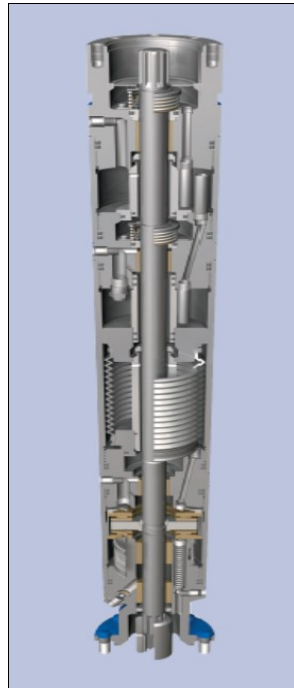
Si se requiere una mayor potencia, es posible instalar a los motores en serie (tándems de dos o tres), considerando el mismo amperaje de placa, potencia y voltaje. Además, se considera factores como la temperatura operativa, profundidad del equipo, presencia de agentes corrosivos, características del fluido y suministro de energía por equipo en superficie.

2.6.1.1.2 Protector

Es la conexión entre el eje del motor y el eje de la bomba, mostrado en la figura 2.13. Sus principales funciones son:

- Prevenir la entrada del fluido del pozo para evitar contaminación y daños al motor.
- Proporcionar un volumen aceite para compensar la expansión y contracción del aceite del motor.
- Absorber el empuje axial (descendente y ascendente) producido por la bomba.
- Equilibrar la presión interna del motor con la presión del pozo.

FIGURA 2.13 SECCIÓN SELLANTE O PROTECTOR



FUENTE: Catálogo REDA

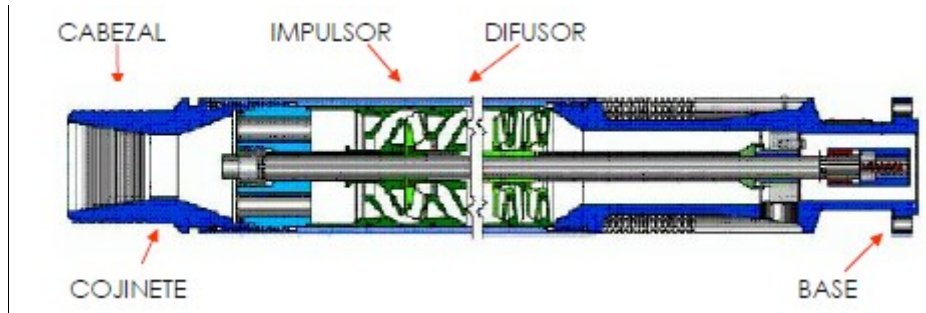
ELABORADO POR: Schlumberger

2.6.1.1.3 Bomba centrífuga

Cada etapa de la bomba centrífuga consta de un impulsor que es la parte móvil y un difusor que es la parte estática. La transferencia de energía se da del impulsor al fluido a través de dos etapas rotatorias, la primera etapa es el movimiento radial hacia el exterior y la segunda es la energía tangencial en el diámetro externo, la suma de estas dos etapas resulta en la verdadera dirección del fluido. Mientras, que el difusor se encarga de llevar al fluido hacia la etapa superior, convirtiendo la energía de alta velocidad y baja presión, a

energía de baja velocidad y alta presión. La figura 2.14 muestra un ejemplo de bomba centrífuga.

FIGURA 2.14 BOMBA CENTRÍFUGA

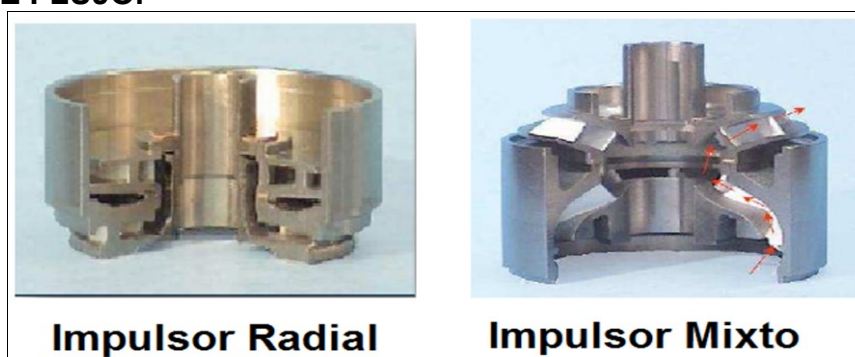


FUENTE: Curso de bombas

ELABORADO POR: Schlumberger

Existen tres diseños de bombas centrífugas. Las bombas de flujo radial que son de una sola succión y una etapa, es decir, operan para cargas altas y caudales pequeños. Las bombas de flujo axial, tienen doble succión y pueden ser multietapa, es decir, se usan para cargas pequeñas y altos caudales. Y las bombas de flujo mixto, que imparte al fluido una componente axial y una componente radial, se usa para cargas y caudales intermedios. La figura 2.15 indica las etapas de las bombas para el tipo de flujo.

FIGURA 2.15 ETAPAS DE BOMBAS CENTRÍFUGAS PARA DIFERENTES TIPOS DE FLUJO.



FUENTE: Catálogo REDA

ELABORADO POR: Schlumberger

2.6.1.1.3.1 Criterio de selección

La nomenclatura de una bomba se da por su serie (diámetro) y el máximo caudal que puede manejar en su mayor punto de eficiencia. Al igual que el motor, se pueden instalar en serie para alcanzar la altura de columna deseada. Para la selección de una bomba se requiere conocer el diámetro interno del casing de producción, la tasa de flujo deseada, el levantamiento total y la frecuencia. En el caso de que exista más de una bomba que esté dentro del rango de selección, se deberá recurrir a criterios económicos.

2.6.1.1.4 Separador de gas

Cuando se presenta una alta relación gas petróleo es necesario el uso de un separador de gas, debido a que la capacidad de manejo de la bomba centrífuga es limitada principalmente por problemas de cavitación.

2.6.1.1.4.1 Separadores de flujo inverso

Están formados por un laberinto que cambia constantemente la dirección del fluido del pozo antes de ingresar a la bomba, este cambio provoca que las burbujas de gas se desprendan y suban por el espacio anular. Tienen una eficiencia de gas entre el 25% al 50%, y toleran un rango del 50% al 75% de gas que ingresa a la bomba.

2.6.1.1.4.2 Separadores Rotativos

Éstos separadores toleran una cantidad mayor de gas antes de bloquearse (entre 5% al 20%), mediante su movimiento circular y fuerzas centrífugas separan el gas libre del fluido antes de entrar a la bomba, se indica en la figura 2.16.

El fluido entra al separador, es conducido hacia una cámara centrífuga rotativa por el inductor, una vez en el interior se da una separación por gravedades siendo el fluido más pesado empujado hacia la pared de la cámara, esto deja al

gas en la parte central cercano al centro. El gas en esta zona es separado por medio de un divisor que empuja al gas hacia el espacio anular del pozo permitiéndole subir hasta la superficie. El fluido más pesado se dirige hacia la entrada de la bomba donde es bombeado hacia la superficie.

FIGURA 2.16 SEPARADOR DE GAS ROTATIVO



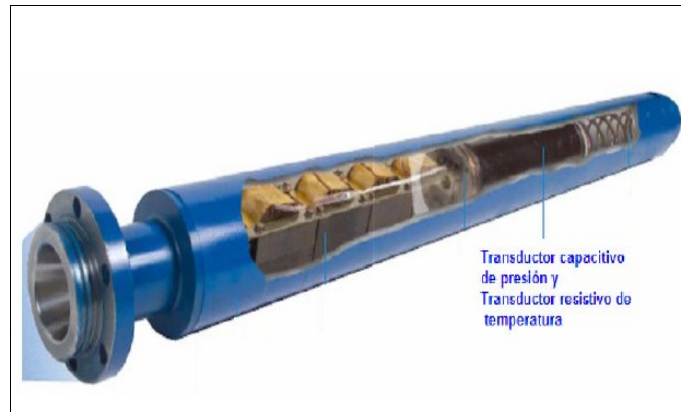
FUENTE: Catálogo REDA

ELABORADO POR: Schlumberger

El separador de gas rotativo tiene una eficiencia de separación entre 70% a 85%, la cual se ve afectada por factores propios del gas como su composición, temperatura y presión. Estos sistemas de separación de gas se conectan frecuentemente en serie para mejorar la eficiencia de separación en pozos con alta presencia de gas.

2.6.1.1.5 Sensor de fondo.

Su función es enviar datos del fondo del pozo y la bomba en cuanto a presión y temperatura, con el fin de correlacionar la presión del yacimiento y la tasa de producción. Conocer este comportamiento permite determinar cuándo cambiar una bomba, modificar su volumen de producción o si es necesario realizar una acción preventiva interviniendo al pozo. La figura 2.17 muestra un sensor de fondo.

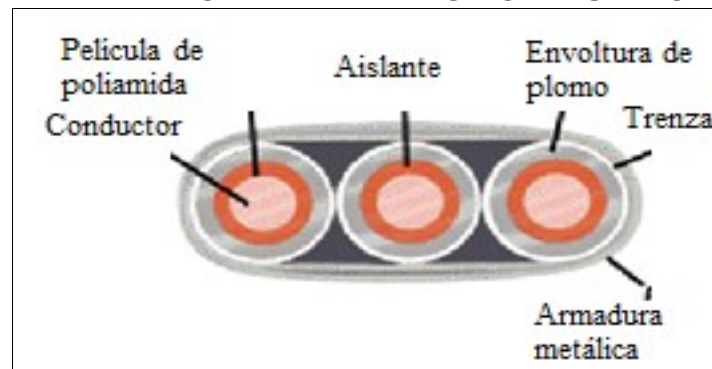
FIGURA 2.17 SENSOR DE FONDO

FUENTE: Catálogo REDA

ELABORADO POR: Schlumberger

2.3.3.1.6 Cable de potencia.

La potencia necesaria para que la bomba funcione es suministrada por medio del cable de potencia trifásico que puede tener o no un tubo capilar para la inyección de químicos. Este cable se fija a la tubería por medio de sujetadores o protectores especiales, es protegido del abuso mecánico y resistente al deterioro del ambiente al que está expuesto. La figura 2.18 muestra un cable de potencia trifásico.

FIGURA 2.18 CABLE DE POTENCIA TRIFÁSICO DE UN MOTOR PARA BES

FUENTE: Material Levantamiento Artificial

ELABORADO POR: Ing. Vinicio Melo

2.6.1.2 EQUIPO DE SUPERFICIE

2.6.1.2.1 Cabezal del pozo

El cabezal tiene como funciones cerrar mecánicamente el pozo y soportar el peso del equipo electrosumergible, mantener el control en el espacio entre el casing y tubería de producción.

2.6.1.2.2 Caja de Venteo.

La caja de venteo tiene tres funciones principales:

- Proveer un punto de conexión del cable de potencia a la fuente de energía.
- Proporcionar una fuente de salida para el gas proveniente del separador.
- Proporcionar una fuente de revisión eléctrica para los equipos de subsuelo.

2.6.1.2.3 Transformador

Los transformadores convierten el voltaje de la línea primaria a un voltaje que pueda ser manejado por el equipo, pueden ser transformadores de una sola fase o trifásicos según se requiera.

Debido a que los variadores requieren un voltaje de entrada entre 380 y 480 voltios, es necesario el uso de transformadores reductores que bajan el voltaje de las líneas. Y como la tensión de salida del variador es inferior a la requerida por el motor, es necesario el uso de un transformador elevador, subiendo el voltaje a 1000 – 3760 voltios.

2.6.1.2.4 Variador de frecuencia (VDF)

Su función es controlar la velocidad de rotación del eje en el motor eléctrico de fondo. Al determinar distintas velocidades, por ende diferentes caudales de

producción, se alarga la vida útil de la bomba ya que se reduce los caudales de producción evitando los bloqueos por baja carga y el recalentamiento del motor. Además, proporciona la potencia suficiente al equipo de fondo para que éste funcione en óptimas condiciones, ofrece además numerosas opciones de protección, control y monitoreo.

La figura 2.19 muestra los equipos de superficie descritos.

FIGURA 2.19 EQUIPO DE SUPERFICIE – BES



FUENTE: <http://www.monografias.com/trabajos63/levantamiento-artificial-bombeo/levantamiento-artificial-bombeo2.shtml>

ELABORADO POR: Edisalic Vargas

2.6.1.3 CURVAS CARACTERÍSTICAS DE LA BOMBA CENTRÍFUGA

Las curvas características de la bomba centrífuga son el levantamiento, potencia consumida y eficiencia del sistema. Estas curvas se presentan en catálogos para una etapa de 50 Hz o 60 Hz.

Levantamiento o Altura de elevación: se define como la capacidad de elevación de cada etapa en función del caudal, cuando el caudal es cero corresponde a su máximo valor. La cantidad de fluido en el movimiento de una bomba centrífuga depende de la presión diferencial o la altura suministrada. Su valor es indiferente del tipo de fluido bombeado y su correspondiente gravedad específica. Sin embargo, si el levantamiento se considera como diferencial de presión desarrollado por la bomba, el gradiente de fluido es importante para el

cálculo de la presión. Un valor referencial es que cada etapa deberá levantar 0.25 de su etapa anterior.

$$P_s = TDH \, g_s \, N \quad (2.190)$$

Dónde:

- P_s = presión desarrollada por la bomba, psi
- g_s = gradiente del fluido bombeado, psi/pie
- N = número de etapas.
- L = levantamiento por etapas, pie/etapa

Potencia requerida (HP): las curvas entregan un valor de la potencia necesaria por cada etapa en función del caudal para una gravedad específica de fluido igual a 1. Para obtener la potencia total requerida para el sistema, se ocupa la siguiente ecuación:

$$HP = hp \, \gamma_s \, N \quad (2.191)$$

Dónde:

- hp = potencia por etapa.
- γ_s = gravedad específica del fluido.

Eficiencia: es el porcentaje que define la eficiencia de transformación de la energía mecánica en energía hidráulica para cada etapa en función del caudal; la eficiencia varía según el tamaño y diseño de la bomba, éste valor aumenta con el tamaño de la bomba porque hay menores pérdidas de presión por fricción del fluido.

El **rango de operación** normalmente está presentado por una zona pintada para cada curva, a la mitad de este intervalo la bomba opera con mayor eficiencia. Si la bomba opera a tasas de flujo menores del rango de operación,

la bomba sufrirá desgaste por empuje descendente (downthrust). Y si la bomba opera a tasas de flujo mayor del rango de operación, la bomba sufrirá desgaste por empuje ascendente (upthrust).

Columna dinámica total (TDH): es la altura total que debe vencer la bomba para llevar la cantidad de fluido deseado a superficie. Es el resultado de la suma de las alturas (presiones) representadas por la pérdida de presión por fricción en la tubería, presión de cabeza y líneas de flujo.

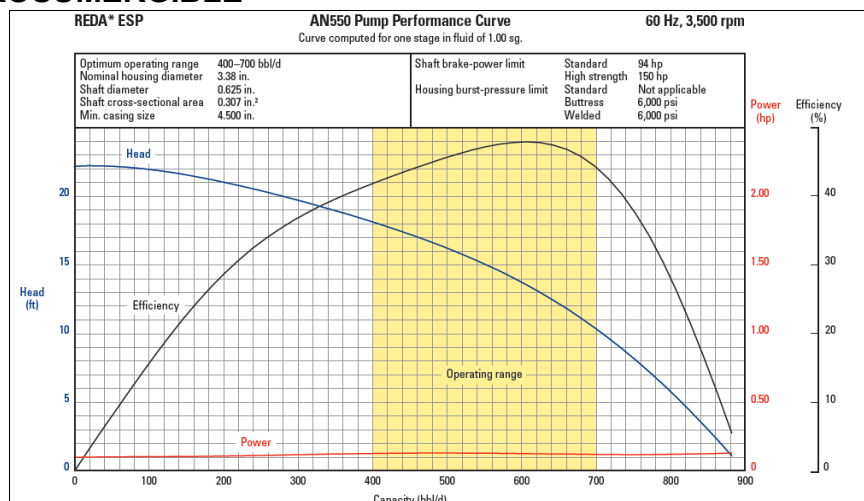
$$TDH = h + \Delta P_f + P_{wh} \quad (2.192)$$

Dónde:

- h = levantamiento neto, definido entre la cabeza de pozo y la profundidad de asentamiento de la bomba, pie.
- ΔP_f = pérdidas por fricción en la tubería, pie.
- P_{wh} = presión de cabeza, pie.

La figura 2.20 muestra un ejemplo de curva para la bomba AN550, operada a 60 Hz.

FIGURA 2.20 CURVAS CARACTERÍSTICAS DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE



FUENTE: Catálogo REDA 2011

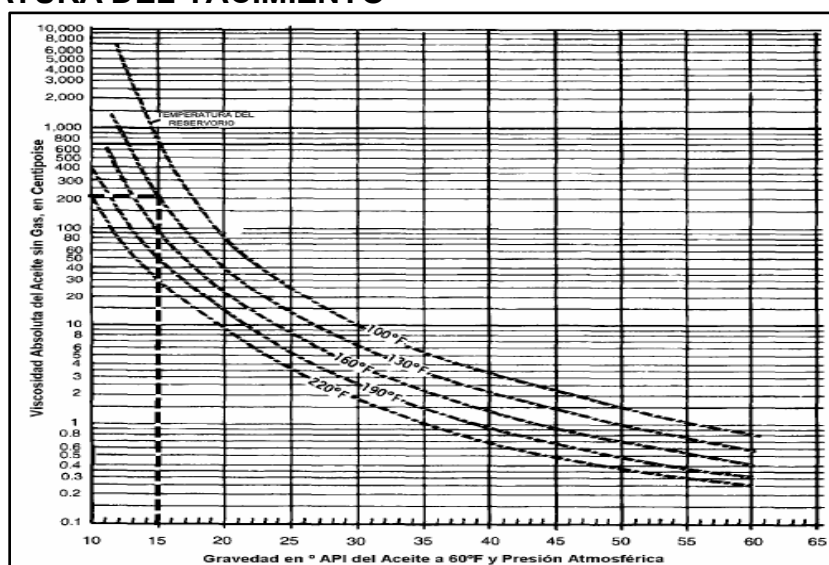
ELABORADO POR: Schlumberger

2.6.1.4 FLUIDOS VISCOSOS

Los fluidos viscosos son un problema al momento de seleccionar una bomba electrosumergible; debido a que el comportamiento de cada yacimiento es diferente, es un reto proporcionar un método de análisis para cada uno de ellos por lo cual en el proyecto se aplicará el método general propuesto por Baker Huges, Centrilipie, dónde corrige la viscosidad del fluido. El procedimiento se presenta a continuación.

1. Determinar la viscosidad del aceite libre de gas según su °API, utilizando la figura 2.21.

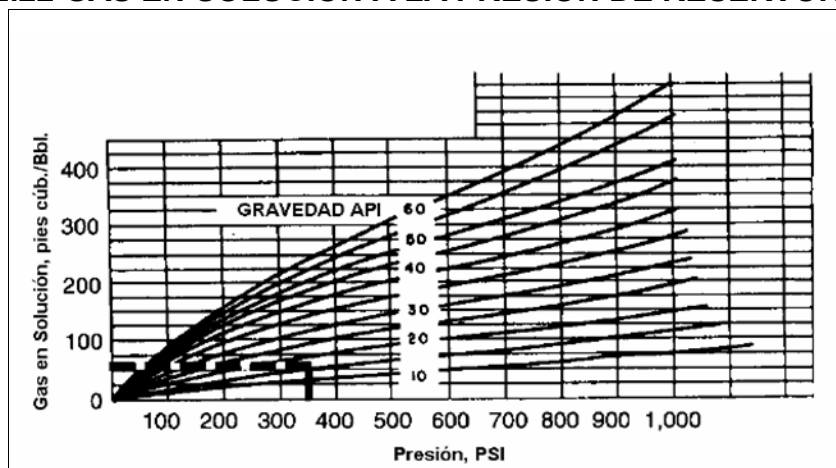
FIGURA 2.21 VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO SIN GAS A LA TEMPERATURA DEL YACIMIENTO



FUENTE: TESIS: "SELECCIÓN DE UNA BOMBA TIPO BES PARA MANEJAR FLUIDOS CON ALTOS CONTENIDOS DE ARENA Y FLUIDOS VISCOSOS EN LOS POZOS QUE SE ENCUENTRAN EN EL CAMPO DE REPSOL YPF".

ELABORADO POR: Bruno Santiago Salguero Zambonino.

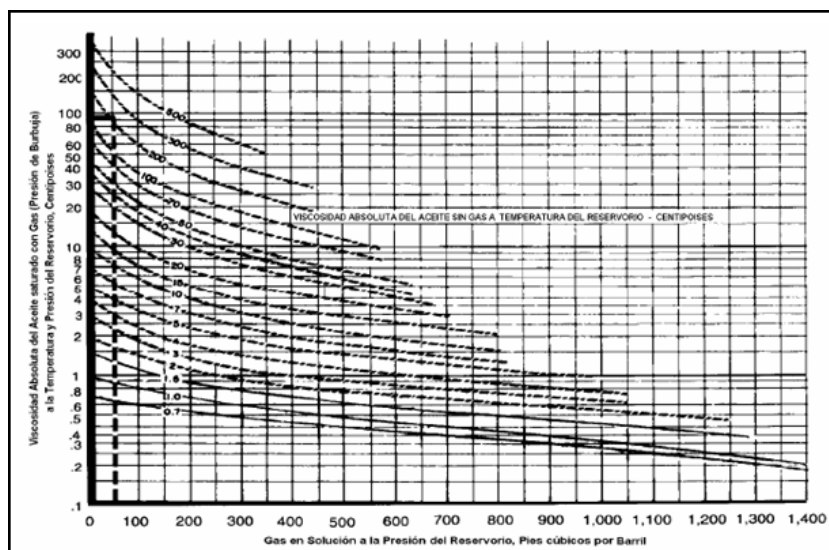
2. Obtener la cantidad de gas en solución a la presión de entrada de la bomba utilizando la figura 2.22, o mediante alguna correlación descrita.

FIGURA 2.22 GAS EN SOLUCIÓN A LA PRESIÓN DE RESERVORIO

FUENTE: TESIS: “SELECCIÓN DE UNA BOMBA TIPO BES PARA MANEJAR FLUIDOS CON ALTOS CONTENIDOS DE ARENA Y FLUIDOS VISCOSOS EN LOS POZOS QUE SE ENCUENTRAN EN EL CAMPO DE REPSOL YPF”.

ELABORADO POR: Bruno Santiago Salguero Zambonino

3. Obtener la viscosidad del gas a presión y temperatura del yacimiento usando la figura 2.23

FIGURA 2.23 VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO A PRESIÓN Y TEMPERATURA DEL YACIMIENTO

FUENTE: TESIS: “SELECCIÓN DE UNA BOMBA TIPO BES PARA MANEJAR FLUIDOS CON ALTOS CONTENIDOS DE ARENA Y FLUIDOS VISCOSOS EN LOS POZOS QUE SE ENCUENTRAN EN EL CAMPO DE REPSOL YPF”.

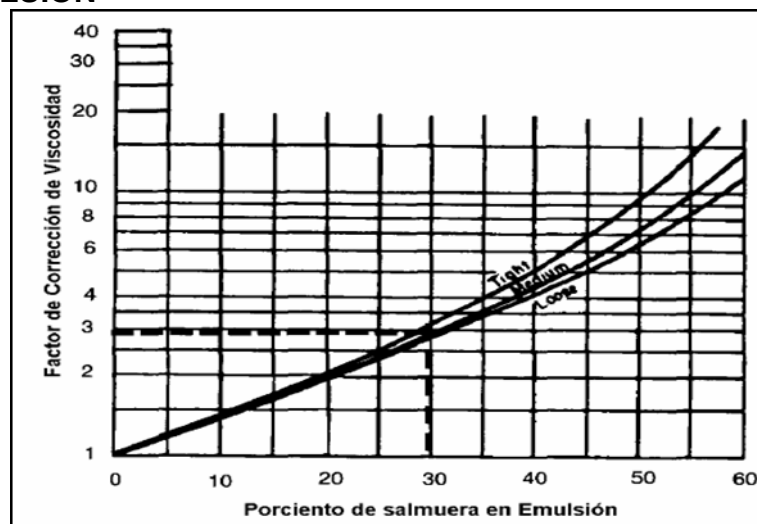
ELABORADO POR: Bruno Santiago Salguero Zambonino

4. Transformar la viscosidad del gas a unidades SSU con la ecuación 2.193.

$$SSU = 2.273 \left[\frac{\mu_g}{\gamma_g} + \sqrt{\left(\frac{\mu_g}{\gamma_g} \right)^2 + 158.4} \right] \quad (2.193)$$

5. Obtener el factor de corrección de viscosidad según el porcentaje de salmuera utilizando la figura 2.24.

FIGURA 2.24 FACTOR DE CORRECCIÓN DE VISCOSIDAD EN FUNCIÓN DE LA EMULSIÓN



FUENTE: TESIS: "SELECCIÓN DE UNA BOMBA TIPO BES PARA MANEJAR FLUIDOS CON ALTOS CONTENIDOS DE ARENA Y FLUIDOS VISCOSOS EN LOS POZOS QUE SE ENCUENTRAN EN EL CAMPO DE REPSOL YPF".

ELABORADO POR: Bruno Santiago Salguero Zambonino

2.6.1.5 LEYES DE AFINIDAD

Las leyes de afinidad de las turbo máquinas permiten conocer el comportamiento de la bomba bajo distintos regímenes de frecuencia, no solo se analiza el caudal que se usara a diferente frecuencia sino todos los parámetros que son influenciados por la frecuencia de la bomba, cabe recalcar que los parámetros se calculan a 60Hz.

2.6.1.5.1 Altura dinámica a una frecuencia dada

$$\text{nueva altura dinámica} = \left(\frac{\text{nueva frecuencia}}{60 \text{ Hz}} \right)^2 \text{ altura dinámica a } 60 \text{ Hz} \quad (2.194)$$

2.6.1.5.2 Caudal de flujo a una frecuencia dada

$$\text{nuevo caudal} = \left(\frac{\text{nueva frecuencia}}{60 \text{ Hz}} \right) \text{ caudal a } 60 \text{ Hz} \quad (2.195)$$

2.6.1.5.3 Potencia a una frecuencia dada

$$\text{nueva potencia} = \left(\frac{\text{nueva frecuencia}}{60 \text{ Hz}} \right)^3 \text{ potencia a } 60 \text{ Hz} \quad (2.196)$$

2.6.1.6 VENTAJAS

Las ventajas del sistema BES son la capacidad para levantar hasta 18000 bl, de crudos desde 9 hasta 40 °API y con viscosidades de hasta 5000 cp a condiciones de la bomba. Se puede instalar hasta 10,000 pies de profundidad y resiste altas temperaturas, aplicable en pozos desviados y horizontales con baja presión de fondo.

2.6.1.7 DESVENTAJAS

La principal desventaja es que no es recomendable emplear en sistemas de pozo con alta relación de gas líquido (capacidad de manejo de 15% de gas dentro de la bomba), pozos con bajo índice de productividad y baja presión. Se ve limitado en producción con sólidos. A profundidades mayores a 10,000 pies, existe limitación del cable de potencia y el entorno.

2.6.2 BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

En este sistema, la energía adicional suministrada al fluido de la formación es transmitida hidráulicamente al fondo del pozo a través del fluido motriz, el cual distribuye el volumen de fluido y ejerce una presión dentro del sistema para la producción. Una vez que el fluido motriz ha sido inyectado al pozo, acciona la unidad de bombeo de subsuelo que actúa como un transformador convirtiendo la energía del fluido motriz en energía potencial o de presión en los fluidos producidos, y luego retorna a superficie para repetir el ciclo.

2.6.2.1 PRINCIPIO DE OPERACIÓN

La potencia de la bomba suministrada en superficie debe ser capaz de hacer funcionar la bomba jet en el pozo, a medida que inicia su funcionamiento, el fluido motriz es succionado a baja presión desde el separador hasta la cámara de succión, atraviesa la bomba y descarga el fluido a alta presión hasta el fondo del pozo.

El principio de operación se muestra en la figura 2.25. Una vez que la bomba jet se introduce a través del cabezal, ésta bajará por la tubería por efecto de la presión hidráulica generada a través de superficie y a un caudal determinado Q_1 . Los caudales de producción se controlan mediante la configuración de nozzle y garganta por el principio de "Venturi". Los cambios en las áreas internas, permiten manejar diferentes caudales de inyección y producción.

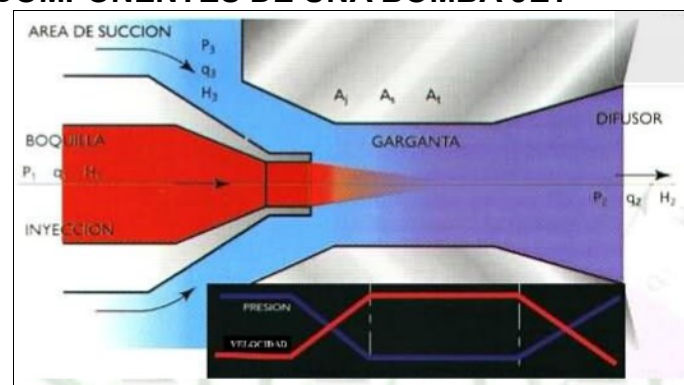
La bomba jet se aloja en la camisa y se incrementa su presión de inyección para que la bomba inicie su funcionamiento, entonces el fluido motriz se dirige hacia el área más pequeña (nozzle) a una presión P_1 , aumentando su velocidad y produciendo una depresión lo que genera la succión del fluido de formación entre el espacio del nozzle y la garganta, la eficiencia de la bomba jet dependerá mucho de este espacio.

El fluido motriz se encuentra en este punto con el fluido de formación, los dos atraviesan la sección recta de la garganta en donde se mezclan manteniendo la

presión constante. Al llegar al difusor los dos fluidos sufren nuevamente una transformación de energía, en esta sección se disminuye la velocidad y aumenta la presión, este fluido se descarga por el espacio anular con la presión P_2 suficiente para poder vencer las pérdidas por fricción y la columna hidrostática y para llegar a superficie. El fluido multifásico llega hasta superficie a un caudal Q_2 .

Para recuperar la bomba, se invierte el sentido del fluido motriz mediante las válvulas en el cabezal, donde la inyección será por el espacio anular, generando un empuje por el fluido motriz en la tubería de producción.

FIGURA 2.25 COMPONENTES DE UNA BOMBA JET



FUENTE: Manual Sertecpet

ELABORADO POR: Sertecpet

2.6.2.2 TIPOS DE SISTEMA DE OPERACIÓN

Existen dos sistemas de operación, siendo el sistema de fluido motriz abierto y sistema de fluido motriz cerrado.

2.6.2.2.1 Sistema abierto

En un sistema abierto, el fluido motriz de operación se mezcla con el fluido de formación producido del pozo. Se requiere dos conductores de fluido: uno que contiene el fluido motriz a presión y lo dirige a la sección motriz de la bomba y el otro conducto para contener el fluido motriz que acciona la bomba más el fluido producido en el retorno a superficie, usualmente es el espacio anular.

Es sencillo, económico y permite transportar aditivos químicos al fondo de pozo como inhibidores de corrosión y parafina a través del fluido motriz. Si se produce un petróleo extremadamente viscoso, el fluido motriz inyectado puede reducir dicha viscosidad, al diluir el fluido de retorno haciéndolo más factible para levantar el crudo pesado.

2.6.2.2.2 Sistema cerrado

En este sistema, no se permite que el fluido motriz se mezcle con el fluido producido, por ello se requiere una tubería adicional, dentro del pozo y en superficie.

El uso de otra sarta hace de este sistema más costoso y complejo que el abierto. Sin embargo, es recomendable para sistemas con fluidos abrasivos o corrosivos, plataformas marinas y algunas instalaciones en localizaciones urbanas, o por factores ecológicos. Un sistema cerrado podrá prolongar la vida útil de la bomba y de las instalaciones relacionadas con el fluido motriz en la superficie.

2.6.2.3 UNIDAD DE BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

Las bombas jet constituyen la unidad de bombeo. No tienen partes móviles, no tienen un acabado superficial fino, toleran abrasivos y la corrosión de los fluidos del pozo. En la circulación estándar el fluido motriz se bombea por el tubing, y se produce la mezcla de petróleo crudo de la formación y el fluido motriz por el espacio anular comprendido la tubería de revestimiento y de perforación (bomba jet convencional). La circulación inversa es lo contrario (bomba jet reversa)

2.6.2.3.1 Criterio de Selección

Las bombas jet se definen por un número y una letra que representan su geometría. Por ejemplo, la bomba 10J del fabricante Claw. El nozzle se

denomina con el número 10 y la garganta se denomina con la letra J. Un ejemplo se muestra en la figura 2.26.

FIGURA 2.26 EJEMPLO SELECCIÓN DE GEOMETRÍA BOMBA JET

6	0,0086	F	0,0215
7	0,0111	G	0,0278
8	0,0144	H	0,0359
9	0,0159	I	0,0464
10	0,0175	J	0,0526
11	0,0310	K	0,0774

BOMBA 10 J

FUENTE: Manual de Sertecpet

ELABORADO POR: Sertecpet

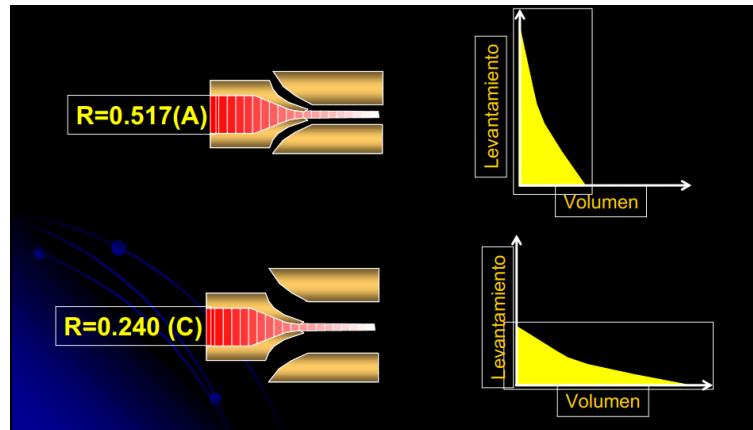
La selección de geometría para la bomba jet se hará en función del área mínima de cavitación, a partir del cual se escogerá un área de garganta mayor capaz que la bomba no cavite. La profundidad de asentamiento de la bomba depende de la profundidad de las formaciones productoras, pero se puede estimar a unos 100 o 200 pies sobre las perforaciones.

2.6.2.3.2 Característica de trabajo de la bomba jet

Los caudales de producción y fluido motriz en estas bombas se controlan mediante distintas configuraciones geométricas entre áreas de nozzle y garganta, dicha relación determina el intercambio entre la cabeza de levantamiento y la tasa de flujo de producción

El diámetro de la garganta es siempre mayor que el de la salida del nozzle, lo que permite que el fluido motriz entre en contacto con el fluido del pozo. En la figura 2.27, se observa que si se selecciona un área grande entre el nozzle y la garganta, el levantamiento será pequeño y la producción mayor. Al contrario si se selecciona un área pequeña entre la nozzle y la garganta existirá mayor levantamiento pero se tendrá menor producción.

FIGURA 2.27 RELACIÓN ÁREAS EN VOLUMEN Y PRESIÓN



FUENTE: www.oilproduction.net

ELABORADO POR: Marcelo Hirschfeldt / Silvana Iglesias

El levantamiento físicamente se entiende como la relación entre el incremento de presión proporcionada a los fluidos del pozo en la bomba para las pérdidas de presión que sufre el fluido motriz, es decir, que está asociado a las capacidades netas de cada fluido.

Estas áreas como las ecuaciones para el dimensionamiento de la bomba jet serán calculadas y presentadas en el capítulo 4.

2.6.2.3.3 Daños frecuentes en la bomba jet

2.6.2.3.3.1 Cavitación

La cavitación es un problema potencial a medida que el gas en solución se libera debido a la caída de presión. Si la presión cae bruscamente se generan choques de las burbujas de gas en la garganta, provocando un daño severo y reduciendo la producción a pesar que la tasa de fluido motriz y la presión sean incrementadas. Es importante mencionar que pequeñas áreas anulares entre el nozzle y la garganta son más propensas a cavitación. Se menciona a continuación puntos dentro de la bomba jet propensos a cavitación.

- **Cavitación en la entrada de la garganta**, provocado por fluido de producción, esto puede ser consecuencia de la selección de un tamaño de garganta menor al que en realidad se necesita.
- **Cavitación en el extremo inferior de la garganta y entre el difusor** provocado por el fluido motriz, indicativo de bajas presiones de succión, es consecuencia de la selección de un tamaño de garganta grande y altas presiones de operación.
- **Cavitación en el extremo de la entrada de la garganta**, consecuencia de producir más de lo permitido por el área anular o por grandes volúmenes de gas.
- **Erosión por arena** en toda la longitud de la garganta dentro de la sección del difusor

2.6.2.3.3.2 Taponamiento del nozzle

Es consecuencia de la presencia de sólidos en el fluido motriz debido a un tratamiento deficiente del mismo, lo que provoca un incremento en la presión de operación y un desgaste abrasivo en la garganta.

2.6.2.4 EQUIPO DE SUPERFICIE

2.6.2.4.1 Bombas de superficie

Las bombas en superficie deben hacer funcionar la bomba jet en el fondo, son reciprocante triplex o multiplex, de alta presión y volumen, funciona con motor eléctrico a diesel o gas natural. El fluido motriz es succionado a baja presión desde los separadores hasta la cámara de succión, atraviesa la bomba y descarga el fluido altas presiones.

2.6.2.4.2 Cabezal

Está provisto de medidores de desplazamiento positivo que permite determinar el volumen de fluido motriz inyectado y calcular la eficiencia de operación de

las unidades de bombeo. Está conformado por una válvula de cuatro vías o el tipo árbol de navidad.

2.6.2.4.3 Válvula y múltiples de control

Las válvulas de control al igual que los múltiples de control tienen como objetivo regular y/o suministrar el fluido motriz. Las válvulas del tubing, permiten el paso del fluido motriz hacia la bomba, son de aproximadamente 5000 psi. Las válvulas de casing, permiten el retorno del fluido motriz y producido a la estación, son de 3000 a 5000 psi.

Tiene cuatro direcciones que permiten la introducción, operación y extracción de la unidad de bombeo.

- **La posición de cierre y purga:** el pozo está lleno de fluido, mientras que el fluido de inyección pasa directamente a la línea de retorno de la estación.
- **La posición de bombeo** (palanca hacia abajo): el fluido motriz baja por la tubería de inyección y retorna por la tubería de descarga, manteniendo cerrada la válvula de pie y desplazando la unidad de bombeo hacia su asiento.
- **La posición de operación:** se tiene un vacío, producto de la carrera ascendente del pistón, el fluido producido entra a la unidad de bombeo, y es mezclado con el fluido motriz y llevado a superficie.
- **La posición extracción** (palanca hacia arriba): dirige el flujo hacia abajo en el espacio anular, la válvula de pie se cierra y por efectos de empuje sale la bomba por la tubería de inyección a superficie.

2.6.2.4.4 Tanques de almacenamiento

El fluido motriz es manejado en un circuito cerrado, el cual debe disponer de tanques de almacenamiento capaz de cubrir con el caudal requerido.

2.6.2.4.5 Tanques de decantación

Su objetivo es separar los sólidos del fluido motriz que aún estén presentes, se puede usar un solo tanque suficientemente grande para permitir un tiempo de asentamiento de los sólidos de 24 horas, lo que indicaría que el fluido motriz llegaría a la succión en la bomba después de este tiempo.

2.6.2.4.6 Separadores

La configuración de los separadores puede ser vertical u horizontal dependiendo de los caudales de cada fase a procesar. Los fluidos producidos ingresan primero al separador vertical donde el objetivo es evitar que el gas excesivo ingrese al filtro ciclónico de arena para evitar deficiencia del desarenador.

El separador horizontal es el recipiente para reacondicionamiento de fluidos que separa el petróleo, gas y agua. El fluido en exceso de lo requerido por las bombas en superficie y subsuelo se descarga del recipiente mediante una válvula para descargar el petróleo y el agua.

2.6.2.4.7 Lubricador

Herramienta de apoyo que se acopla a la válvula de 4 vías y árbol de navidad, desvía el flujo de fluido cuando se baja o se extrae la bomba del pozo, es decir, facilita el cambio de bomba sin peligro de trabajar a hueco abierto. Se utiliza también para controlar la presencia de gases corrosivos que pueden obstaculizar la bajada de la bomba o su remoción del pozo.

2.6.2.4.8 Líneas de flujo

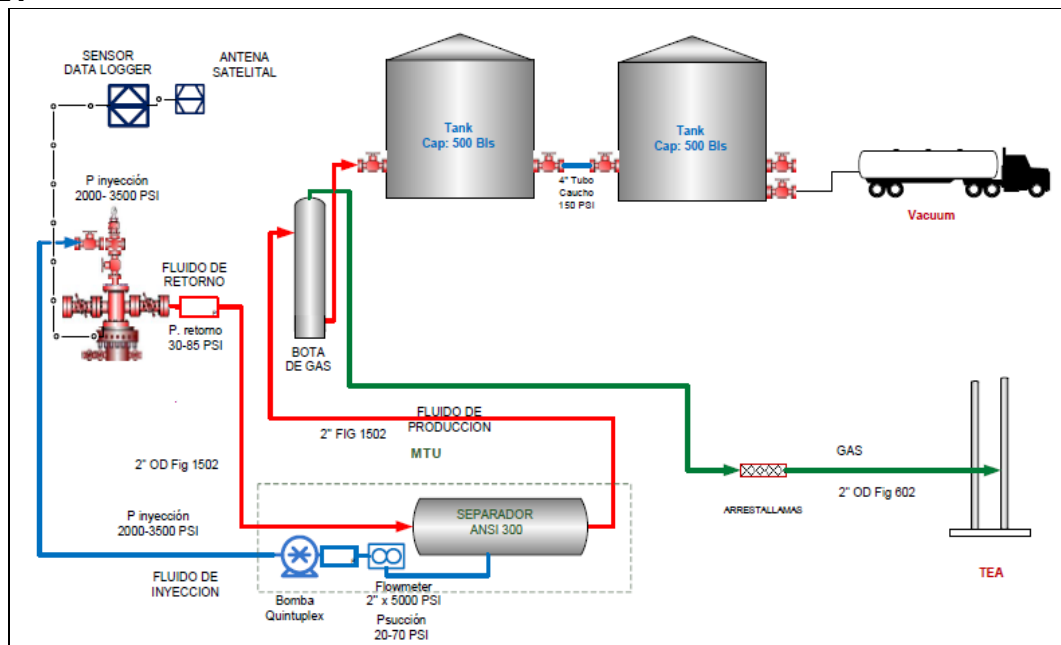
Se tiene dos tipos de tubería en las facilidades de superficie.

- Tubería de alta presión: utilizada para el fluido de inyección desde la planta hasta el cabezal del pozo, soporta alrededor de 5000 psi.

- Tubería de baja presión: instalada desde la salida de producción del pozo hasta la estación de almacenamiento, tiene un margen de presión de 500 a 800 psi.

La figura 2.28 muestra las facilidades de superficie para el sistema BH con bomba jet.

FIGURA 2.28 FACILIDADES DE SUPERFICIE - PRODUCCIÓN CON BOMBA JET



FUENTE: Sertecpet

ELABORADO POR: Sertecpet

2.6.2.5 EQUIPO DE FONDO

2.6.2.5.1 Tubería de producción

Es la sarta instalada desde superficie hasta el fondo de pozo, que permite la inyección del fluido motriz a la bomba, tienen una longitud de 32 pies y operan a una presión hasta de 8000 psi dependiendo de la cédula, los diámetros más comunes en Ecuador son de 3 ½, 2 7/8 y 2 3/8 pg.

2.6.2.5.2 Tubería de revestimiento

La tubería de revestimiento va cementada a las paredes del pozo, los diámetros más comunes son de 5 ½ y 7 pg. En este tipo de levantamiento sirve como tubería de producción o inyección de fluido motriz.

2.6.2.5.3 Cavidad

Es el conjunto de extensiones, camisas y acoples con agujeros alrededor para el alojamiento de la bomba. Está instalado en el fondo de la tubería de producción, presentan una superficie de sello donde actúa el elemento de empaque instalado en la unidad de bombeo, aislando el espacio anular y en los circuitos cerrados, las dos secciones de la unidad.

2.6.2.5.4 Camisa

La camisa de circulación tiene como principal función el paso de solo fluido de la zona o arena en que está ubicado, hacia la cavidad. Esta herramienta se abre o cierra de acuerdo a la posición del shifting tool que es operado desde superficie a través de un cable liso.

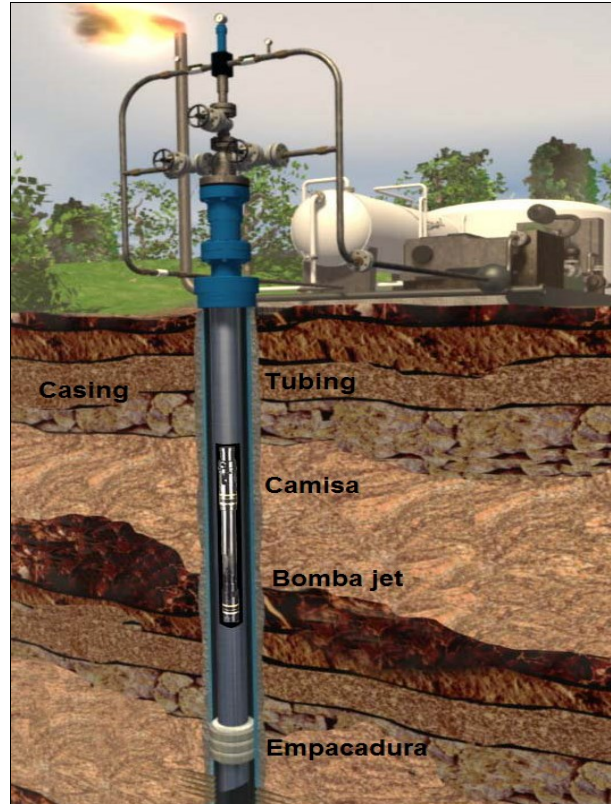
2.6.2.5.5 Empacadura

Su función es aislar la zona de producción, sellando las paredes del casing y tubing, ya sea por un mecanismo mecánico o hidráulico.

2.6.2.5.6 Válvula de pie (Standing valve)

Se aloja en la parte inferior de la cavidad, cuando el pozo produce sirve de asiento para las bombas, en sistemas abiertos crea un efecto en "U" previniendo que el líquido circulado regrese a reservorio. Se recupera con una unidad de wireline.

La figura 2.29 muestra un esquema del equipo de fondo.

FIGURA 2.29 EQUIPO DE FONDO - BOMBEO HIDRÁULICO JET

FUENTE: Manual de Sertecpet

ELABORADO POR: Sertecpet

2.6.2.6 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS TIPOS DE BOMBA JET

2.6.2.6.1 Bomba jet convencional

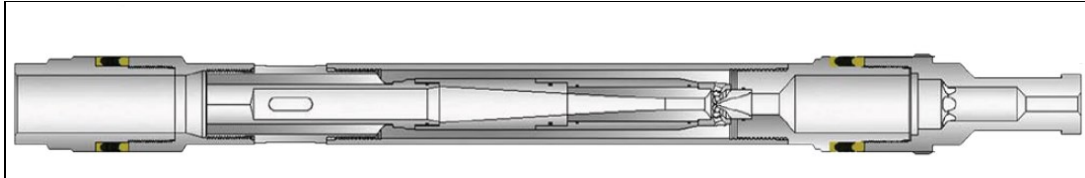
La bomba jet directa se desplaza hidráulicamente dentro de la sarta de la tubería de producción hasta el fondo donde se aloja en la cavidad. Para retirarla, se inyecta fluido motriz por el espacio anular, este flujo invertido acciona el standing valve presurizando el fondo y desmantelando la bomba de la cavidad, llega a superficie como producto de la presión atrapada en las capas de la bomba. La figura 2.30 muestra un ejemplo de bomba jet directa.

El nozzle se encuentra en la parte superior. Es comúnmente utilizada en pozos con revestimiento deteriorado. Presenta las siguientes ventajas:

- No se requiere reacondicionamiento para el cambio de equipos.

- Puede adaptar sensores de presión o muestreadores para análisis PVT.
- Minimiza pérdidas por fricción.
- Trabaja en pozos verticales, horizontales y desviados.
- Se repara en la locación en aproximadamente 15 minutos.
- Bajos costos de operación.

FIGURA 2.30 BOMBA JET DIRECTA



FUENTE: Catálogo Sertecpet

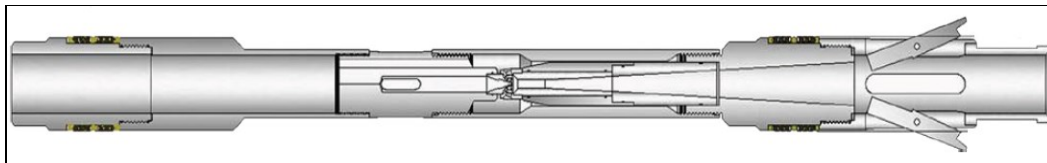
ELABORADO POR: Sertecpet

2.6.2.6.2 Bomba jet reversa

El fluido motriz es inyectado por el espacio anular y la producción más la inyección retornan por el tubing. A diferencia de la bomba jet directa, el nozzle se encuentra en la parte inferior. Es recomendable para pozos nuevos con el fin de no comprometer la integridad del casing, pozos con altos contenidos de sólidos ya que las partículas sólidas abrasivas pasarán fácilmente por la bomba jet. La figura 2.31 indica la bomba jet reversa.

Además de las ventajas que la bomba jet directa dispone, se presentan las siguientes:

- Las presiones de operación son bajas, no mayores a 2500 psi.
- La bomba jet reversa se utiliza frecuentemente para la obtención de los datos del yacimiento en forma instantánea, por cuanto es necesario solamente desplazar los fluidos que se encuentran en el tubing para que inmediatamente se obtenga el fluido de formación, significando un ahorro de tiempo de operación
- Maneja volúmenes significativos de gas libre, sin el desgaste excesivo que se presenta en las bombas de desplazamiento positivo.

FIGURA 2.31 BOMBA JET REVERSA

FUENTE: Catálogo Sertecpet

ELABORADO POR: Sertecpet

2.6.2.7 SISTEMA PARA ACONDICIONAR EL FLUIDO MOTRIZ EN SUPERFICIE

Su función principal es proporcionar un volumen adecuado y constante del fluido motriz para operar las bombas de fondo. La operación se ve afectado por la presencia de gas, sólidos y materiales abrasivos pues ponen en peligro la vida útil de los componentes. Por ello, el objetivo es librar al fluido motriz de estas impurezas. La tabla 2.13 indica los parámetros de calidad que debe cumplir el fluido motriz.

TABLA 2.13
PARÁMETROS DE CALIDAD QUE DEBE CUMPLIR EL FLUIDO MOTRIZ

Contenido de sólidos	10- 15 ppm
Tamaño de las partículas	Máximo 15 micras
BSW	Menor al 3%
Salinidad	Menor de 12 lb/klb

FUENTE: Manual Sertecpet

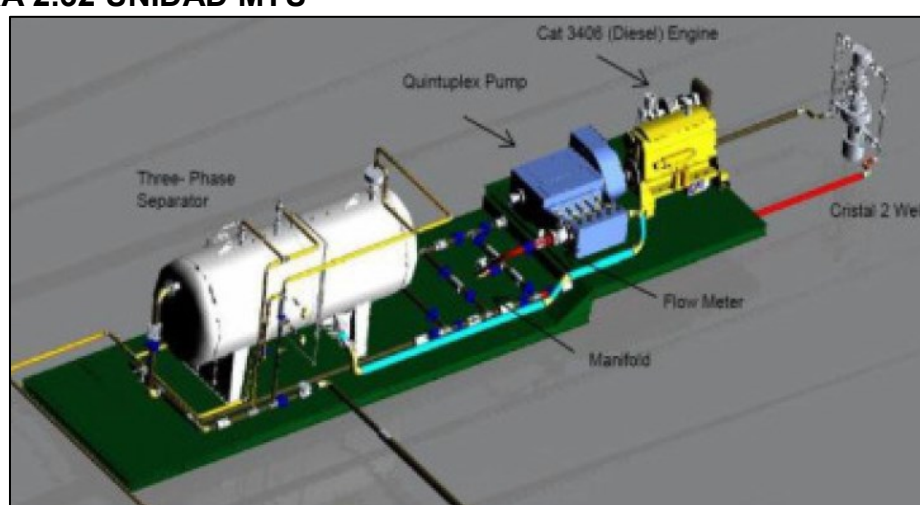
ELABORADO POR: Hernán Aguilar/ Ana Cristina Cevallos

2.6.2.7.1 Unidad MTU

Es la unidad móvil compacta cuya función es proporcionar el fluido motriz adecuado para la bomba jet. Su característica principal es que no requiere almacenamiento del fluido motriz, está compuesto por un separador con medidor de gas, motor de alta potencia y bomba reciprocante. Consta de las siguientes partes junto con sus características técnicas. La figura 2.32 muestra la unidad MTU.

- Motor Caterpillar 3406: motor a diesel de 6 cilindros en línea, con potencia de 425 hp a 2000 rpm.
- Bomba quintuplex que opera a un caudal de 4800 BFPD.
- Bomba booster 150 psi hasta 5000 psi.
- Bomba de inyección de químicos.
- Manifold de control de fluidos de inyección y producción.
- Separador horizontal, capacidad de 8000 BFPD, capacidad de separación de gas 20 MMPCD, tiempo de residencia de 4 min.
- Medidor de gas.
- Panel de control con sensores de nivel de presión y temperatura.
- Medidor de flujo de inyección.

FIGURA 2.32 UNIDAD MTU



FUENTE: Catálogo Sertecpet

ELABORADO POR: Sertecpet

2.6.2.8 VENTAJAS

El sistema BH con bomba jet funciona en pozos profundos, verticales, horizontales o desviados, con presencia de cantidades considerables de gas y sólidos de formación. Al no presentar partes móviles se puede adaptar a cualquier tipo de completación de pozo. La bomba se recupera y acciona por presión hidráulica, lo que reduce costos de mantenimiento. Operación en pozos con condiciones severas de flujo.

2.6.2.9 DESVENTAJAS

- El uso de la bomba jet requiere una alta potencia de trabajo, pero tienen una eficiencia mediana a baja (26% a 33%) y requieren sumergirse en aproximadamente 15% para desempeñarse correctamente.
- Requiere una correcta inversión para el acondicionamiento del fluido motriz.
- Si se tiene un crudo con alto BSW, se requiere mayor consumo de químicos demulsificantes para bajar la emulsión producida por la jet en los tanques de almacenamiento, las unidades de fluido motriz trabajarán a mayores revoluciones por minuto consumiendo mayor cantidad de combustibles.
- Existe mayor riesgo en las instalaciones de superficie por la presencia de altas presiones.

2.6.3 COMPARACIÓN TÉCNICA DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

La tabla 2.14 muestra una comparación técnica de los sistemas de levantamiento artificial descritos.

TABLA 2.14
COMPARACIÓN TÉCNICA BES Y BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

DESCRIPCIÓN	BES	BH
Profundidad operativa máxima TVD, pie	15 000	15 000
Volumen operativo máximo, BFPD	60 000	20 000
Temperatura operativa máxima, °F	400	550
Gravedad del fluido, °API	> 10	> 8
GOR, PCS/BF	< 2000	< 3000
Manejo de corrosión	Bueno	Excelente

TABLA 2.14 (CONTINUACIÓN)

Manejo de sólidos	Aceptable	Bueno
Bomba de fondo con partes móviles	SI	NO
Desgaste mecánico bombas de fondo	SI	NO
Vida útil equipo de fondo	+/- 2 años	+/- 1 año
Frecuencia del reemplazo de tubería	4- 5 años	8 - 10 años
Línea de fluido motriz a cabeza de pozo	NO	SI
Completación Casing - Packer	NO	SI
Tratamiento fluido motriz	NO	SI
Espacio físico para instalaciones en superficie	NO	SI
Método de corrida de la bomba	TALADRO	HIDRÁULICO
Mantenimiento	Reacondicionamiento	Hidráulico/ Wireline
Eficiencia del sistema	35% - 60%	10% - 30%

FUENTE: Manual de SERTECPET y <http://www.weatherford.com/dn/WPIE200317>

ELABORADO POR: Hernán Aguilar/ Ana Cristina Cevallos

2.7 DESCRIPCIÓN DE LOS POZOS A SER ANALIZADOS

Para el análisis de los pozos se ha tomado información de varias fuentes como pruebas de presión, workovers, historiales de producción, diagramas mecánicos, entre otros. La información se ha sintetizado en tablas y diagramas de completación. El análisis y datos para el dimensionamiento de cada sistema se lo va a realizar en el capítulo 4.

2.7.1 COMPLETACIONES DE LOS POZOS ANALIZADOS PARA EL ESTUDIO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

2.7.1.1 DESCRIPCIÓN DEL POZO 1

El pozo direccional 1 alcanzó una profundidad de 10620 pie, se completó con un sistema de levantamiento artificial BES, está produciendo de la arena “U Inferior”, el intervalo cañoneado fue de 10378 a 10402 pies, con un espesor neto de 24 pies. El diagrama mecánico se presenta en el anexo 1 y los datos en las tabla 2.15 y 2.16.

TABLA 2.15
DATOS DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO 1

Parámetro	Valor	Unidad
Caudal de producción	2340	BFPD
Presión de fondo fluyente	1640	psi
BSW	60.7	%

FUENTE: Secretaria de Hidrocarburos

ELABORADO POR: Hernán Aguilar/ Ana Cristina Cevallos.

TABLA 2.16
DATOS DE RESERVOIRIO Y FLUIDOS PARA EL POZO 1

Parámetro	Valor	Unidad
Presión de reservorio	2700	Psi
Presión de burbuja	1325	Psi
Gravedad API del petróleo	27.5	°
Temperatura de fondo	199	°F
Gravedad específica del gas	0.85	Adim
Gravedad específica del agua	1.03	Adim
Salinidad	46973	Ppm
GOR	124	PCS/BF
Daño de formación	4	Adim
Permeabilidad promedia	573	Md
Saturación de agua	25	%
Porosidad	15	Adim
Radio del pozo	0.35	Pie

FUENTE: Secretaria de Hidrocarburos

ELABORADO POR: Hernán Aguilar/ Ana Cristina Cevallos.

2.7.1.2 DESCRIPCIÓN DEL POZO 2

El Pozo 2 es un pozo de desarrollo direccional tipo S, que alcanzó una profundidad total de 10018 pies (MD). El pozo produce de la arena “T inferior”, el intervalo cañoneado fue de 9558 hasta 9580 pies, con un espesor de 22 pies. Después de las pruebas iniciales se completó con un sistema de levantamiento artificial tipo BES. El diagrama mecánico se presenta en el anexo 2 y los datos se presentan en las tablas 2.17 y 2.18.

TABLA 2.17
DATOS DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO 2

Parámetro	Valor	Unidad
Caudal de producción	1100	BFPD
Presión de fondo fluyente	2350	Psi
BSW	45	%

FUENTE: Secretaria de Hidrocarburos

ELABORADO POR: Hernán Aguilar/ Ana Cristina Cevallos.

TABLA 2.18
DATOS DE RESERVORIO Y FLUIDOS PARA EL POZO 2

Parámetro	Valor	Unidad
Presión de reservorio	3335	Psi
Presión de burbuja	1100	Psi
Gravedad API del petróleo	32.2	°
Temperatura de fondo	232	°F
Gravedad específica del gas	0.85	Adim
Gravedad específica del agua	1.02	Adim
Salinidad	46973	Ppm
Daño de formación	10	Adim
Permeabilidad promedia	769	Md
Saturación de agua	45	%
GOR	130	PCS/BF
Radio del pozo	0.35	Pie

FUENTE: Secretaria de Hidrocarburos

ELABORADO POR: Hernán Aguilar/ Ana Cristina Cevallos

2.7.1.3 DESCRIPCIÓN DEL POZO 3

El pozo 3 es direccional de desarrollo tipo Slant, alcanzó una profundidad de 10066 pies (MD), produce de la arena “T Inferior” en el intervalo de 9583 a 9594 pies, con un espesor neto de 11 pies. Las pruebas iniciales de producción se realizaron con un sistema de levantamiento artificial BES, los datos se presentan en las tablas 2.19 y 2.20. El diagrama mecánico se presenta en el anexo 3.

TABLA 2.19
DATOS DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO 3

Parámetro	Valor	Unidad
Caudal de producción	1000	BFPD
Presión de fondo fluyente	1050	Psi
BSW	45	%

FUENTE: Secretaria de Hidrocarburos

ELABORADO POR: Hernán Aguilar/ Ana Cristina Cevallos.

TABLA 2.20
DATOS DE RESERVORIO Y FLUIDOS PARA EL POZO 3

Parámetro	Valor	Unidad
Presión de reservorio	1776	Psi
Presión de burbuja	420	Psi
Gravedad API del petróleo	28	°
Temperatura de fondo	207	°F
Gravedad específica del gas	0.85	Adim
Gravedad específica del agua	1.02	Adim
Salinidad	46973	Ppm
Daño de formación	10	Adim
Permeabilidad promedia	140	Md
Saturación de agua	24.4	%
Porosidad	12.4	Adim
Radio del pozo	0.3	Pie
GOR	230	PCS/BF

FUENTE: Secretaria de Hidrocarburos

ELABORADO POR: Hernán Aguilar/ Ana Cristina Cevallos.

2.7.1.4 DESCRIPCIÓN DEL POZO 4

El pozo 4 es un pozo direccional de desarrollo tipo Slant, el cual alcanzó una profundidad final de 9820 pies (MD), produce de la arena “T Inferior” en el intervalo de 9520 hasta 9528 pies, espesor neto de 8 pies, los datos de producción y fluidos se presentan en las tablas 2.21 y 2.22. El diagrama mecánico se presenta en el anexo 4.

**TABLA 2.21
DATOS DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO 4**

Parámetro	Valor	Unidad
Caudal de producción	1200	BFPD
Presión de fondo fluyente	1200	Psi
BSW	55	%

FUENTE: Secretaria de Hidrocarburos

ELABORADO POR: Hernán Aguilar/ Ana Cristina Cevallos.

**TABLA 2.22
DATOS DE RESERVOIRIO Y FLUIDOS PARA EL POZO 4**

Parámetro	Valor	Unidad
Presión de reservorio	2300	Psi
Presión de burbuja	1050	Psi
Gravedad API del petróleo	28	°
Temperatura de fondo	198	°F
Gravedad específica del gas	0.85	Adim
Gravedad específica del agua	1.03	Adim
GOR	270	PCS/BF

FUENTE: Secretaria de Hidrocarburos

ELABORADO POR: Hernán Aguilar/ Ana Cristina Cevallos.

2.7.1.5 DESCRIPCIÓN DEL POZO 5

El Pozo 5 es un pozo de desarrollo direccional tipo Slant, alcanzó una profundidad total de 9830 pies, la arena productora es “T inferior” produciendo en el intervalo de 9475 a 9490 pies, con un espesor neto de 15 pies. Los datos se presentan en las tablas 2.23 y 2.24. El diagrama mecánico se presenta en el anexo 5.

TABLA 2.23
DATOS DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO 5

Parámetro	Valor	Unidad
Caudal de producción	959	BFPD
Presión de fondo fluyente	1300	Psi
BSW	51	%

FUENTE: Secretaría de Hidrocarburos.

ELABORADO POR: Hernán Aguilar/ Ana Cristina Cevallos.

TABLA 2.24
DATOS DE RESERVOIRIO Y FLUIDOS PARA EL POZO 5

Parámetro	Valor	Unidad
Presión de reservorio	1810	Psi
Presión de burbuja	695	Psi
Gravedad API del petróleo	29	°
Temperatura de fondo	198	°F
Gravedad específica del gas	0.85	Adim
Gravedad específica del agua	1.03	Adim
Salinidad	10000	Ppm
Permeabilidad promedia	421	Md
Saturación de agua	20	%
Porosidad	15	Adim
Radio del pozo	0.35	Pies
GOR	201	PCS/BF
Daño de formación	-1	Adim

FUENTE: Secretaría de Hidrocarburos

ELABORADO POR: Hernán Aguilar/ Ana Cristina Cevallos.

2.7.2 COMPLETACIONES DE LOS POZOS ANALIZADOS PARA EL ESTUDIO DE BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET.

2.7.2.1 DESCRIPCIÓN DEL POZO 6

El pozo 6 tiene una profundidad de 9628 pies, se completó el 15 de febrero de 2003, en el último trabajo de reacondicionamiento, se disparó con TCP la arena "Basal Tena" con un espesor de 48 pies y se realizó una prueba de producción con bomba jet. La profundidad de cañoneo fue a 8676 pies en TVD. Presenta

los siguientes datos de producción y fluidos en las tablas 2.25 y 2.26, respectivamente. El diagrama mecánico se presenta en el anexo 6.

TABLA 2.25
DATOS DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO 6

Parámetro	Valor	Unidad
Caudal de producción	432	BFPD
Presión de fondo fluyente	700	Psi
BSW	48	%

FUENTE: Sertecpet

ELABORADO POR: Hernán Aguilar/ Ana Cristina Cevallos.

TABLA 2.26
DATOS DE RESERVORIO Y FLUIDOS PARA EL POZO 6

Parámetro	Valor	Unidad
Presión de reservorio	1750	psi
Presión de burbuja	511	psi
Gravedad API del petróleo	25	°
Temperatura de fondo	195	°F
Gravedad específica del gas	0.85	adim
Gravedad específica del agua	1.02	adim
GOR	250	PCS/BF

FUENTE: Sertecpet

ELABORADO POR: Hernán Aguilar/ Ana Cristina Cevallos.

2.7.2.2 DESCRIPCIÓN DEL POZO 7

El pozo 7 fue perforado en el año 2012 como pozo explorador, se realizó un disparo a la arena Hollín superior en el intervalo de 10299 a 10310 pies en MD, los datos de producción y fluidos se presentan en las tablas 2.27 y 2.28, respectivamente. El diagrama mecánico se presenta en el anexo 7.

TABLA 2.27
DATOS DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO 7

Parámetro	Valor	Unidad
Caudal de producción	480	BFPD
Presión de fondo fluyente	1368	Psi
BSW	45	%

FUENTE: Sertecpet

ELABORADO POR: Hernán Aguilar/ Ana Cristina Cevallos

TABLA 2.28
DATOS DE RESERVOIRIO Y FLUIDOS PARA EL POZO 7

Parámetro	Valor	Unidad
Presión de reservorio	4433	psi
Presión de burbuja	467	psi
Gravedad API del petróleo	24	°
Temperatura de fondo	234	°F
Gravedad específica del gas	0.87	adim
Gravedad específica del agua	1.02	adim
GOR	300	PCS/BF
Permeabilidad promedio	104	md
Kh	1150	md*pie
Daño	9.72	adim
Salinidad	35973	ppm
Radio del pozo	0.29	pie
Radio de drenaje	529	pie

FUENTE: Sertecpet

ELABORADO POR: Hernán Aguilar/ Ana Cristina Cevallos.

2.7.2.3 DESCRIPCIÓN DEL POZO 8

El pozo 8 es un pozo vertical con una profundidad total de 9500 pies. Produce de la arena "U Superior" en el intervalo de 9120 a 9130 pies con un espesor de 10 pies. Los datos para el análisis se presentan en las tablas 2.29 y 2.30. El esquema mecánico se muestra en el anexo 8.

TABLA 2.29
DATOS DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO 8

Parámetro	Valor	Unidad
Caudal de producción	450	BFPD
Presión de fondo fluyente	1000	Psi
BSW	34	%

FUENTE: Sertecpet

ELABORADO POR: Hernán Aguilar/ Ana Cristina Cevallos.

TABLA 2.30
DATOS DE FLUIDO Y RESERVOIRIO PARA EL POZO 8

Parámetro	Valor	Unidad
Presión de reservorio	2000	psi
Presión de burbuja	800	psi
Gravedad API del petróleo	30	°
Temperatura de fondo	240	°F
Gravedad específica del gas	0.87	adim
Gravedad específica del agua	1.03	adim
GOR	257	PCS/BF

FUENTE: Sertecpet

ELABORADO POR: Hernán Aguilar/ Ana Cristina Cevallos

2.7.2.4 DESCRIPCIÓN DEL POZO 9

El pozo 9 es un pozo vertical que llegó hasta 9818 pies, produce de la arena "U Superior" en el intervalo de 9286 a 9308 pies con un espesor neto de 22 pies. Los datos para el análisis se presentan en las tablas 2.31 y 2.32.

TABLA 2.31
DATOS DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO 9

Parámetro	Valor	Unidad
Caudal de producción	300	BFPD
Presión de fondo fluyente	1400	Psi
BSW	38	%

FUENTE: Sertecpet

ELABORADO POR: Hernán Aguilar/ Ana Cristina Cevallos.

TABLA 2.32
DATOS DE FLUIDO Y RESERVORIO PARA EL POZO 9

Parámetro	Valor	Unidad
Presión de reservorio	2104	psi
Presión de burbuja	1052	psi
Gravedad API del petróleo	26,7	°
Temperatura de fondo	211	°F
Gravedad específica del gas	0.87	adim
Gravedad específica del agua	1.03	adim
GOR	270	PCS/BF

FUENTE: Sertecpet

ELABORADO POR: Hernán Aguilar/ Ana Cristina Cevallos.

El esquema mecánico del pozo 9 se muestra en el anexo 9.

2.7.2.5 DESCRIPCIÓN DEL POZO 10

El pozo 10 es un pozo de México que alcanzó una profundidad de 11598 pies, está produciendo del reservorio “Plioceno Inferior” con un espesor neto de 20 pies, la profundidad TVD promedio de los punzados está estimada en 8439 pies (8951 pies MD). Este pozo en particular está produciendo bajo el punto de burbuja con levantamiento hidráulico tipo jet. Los datos de producción y reservorio se presentan en las tablas 2.33 y 2.34, respectivamente. El esquema mecánico para el pozo 10 se presenta en el anexo 10.

TABLA 2.33
DATOS DE PRODUCCION PARA EL POZO 10

Parámetro	Valor	Unidad
Caudal de producción	302	BFPD
Presión de fondo fluyente	2710	psi
BSW	10	%

FUENTE: Sertecpet

ELABORADO POR: Hernán Aguilar/ Ana Cristina Cevallos.

TABLA 2.34
DATOS DE RESERVORIO Y FLUIDOS PARA EL POZO 10

Parámetro	Valor	Unidad
Presión de reservorio	3200	psi
Presión de burbuja	3608	psi
Gravedad API del petróleo	28	°
Temperatura de fondo	176	°F
Gravedad específica del gas	0.70	adim
Gravedad específica del agua	1.03	adim
GOR	667	PCS/BF

FUENTE: Sertecpet

ELABORADO POR: Hernán Aguilar/ Ana Cristina Cevallos

CAPÍTULO III

ECUACIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO PARA UNA Y DOS FASES

3.1 FLUJO MONOFÁSICO

Es ideal tener flujo monofásico a través de la tubería cuando el pozo está en producción, incluso si solo una fase se produjera, las caídas de presión a través de la tubería generarían flujo multifásico. La mayor parte de la presión disponible se consume al transportar los fluidos del yacimiento a la cabeza del pozo; por lo que es importante realizar una evaluación de la presión a lo largo de la tubería, con el fin de optimizar el sistema de producción de los pozos. Las fuentes de pérdidas de energía provienen de los siguientes factores:

- **Cambio de Elevación:** ésta pérdida es cero para tuberías horizontales, mientras que para tubería vertical las pérdidas llegan alrededor de 80 - 90%.
- **Fricción:** se requiere de una evaluación del factor de fricción. Estas pérdidas corresponden alrededor del 5 - 20% para tubería vertical, mientras que para tubería horizontal están alrededor del 70 - 100%.
- **Aceleración:** para cualquier condición de flujo en la que ocurra un cambio de velocidad, una caída de presión ocurrirá. La componente de aceleración es muy pequeña a menos que exista una fase altamente compresible a bajas presiones (menores de 150 psi), siendo cero en tuberías de área constante y para flujo incompresible.

3.1.1 ECUACIÓN GENERAL DEL GRADIENTE DE PRESIÓN

La ecuación general del gradiente de presión es el punto de inicio para determinar las pérdidas a lo largo de la tubería si se conocen las características tales como rugosidad y longitud.

$$\left(\frac{\delta P}{\delta L}\right)_{total} = \frac{1}{144} \left(\frac{g \rho \text{sen}(\theta)}{g_c} + \frac{f \rho V^2}{2 g_c d} + \frac{\rho \Delta V^2}{2 g_c \Delta Z} \right) \quad (3.1)$$

Siendo:

- $\frac{g \rho \text{sen}(\theta)}{144 g_c}$ = gradiente de presión por elevación, psi/pie.
- $\frac{f \rho V^2}{144 \cdot 2 g_c d}$ = gradiente de presión por fricción, psi/pie.
- $\frac{\rho \Delta V^2}{144 \cdot 2 g_c \Delta Z}$ = gradiente de presión por aceleración, psi/pie.

3.1.2 CÁLCULO DEL FACTOR DE FRICCIÓN

El cálculo del gradiente de presión es dependiente del factor de fricción. El procedimiento requiere determinar el número de Reynolds y evaluar si el flujo es laminar o turbulento.

$$N_{Re} = \frac{dV\rho}{\mu} \quad (3.2)$$

Dónde:

- d = diámetro interno de la tubería, pie
- V = velocidad de la mezcla multifásica, pie/s
- ρ = densidad de la mezcla multifásica, lb/PC
- μ = viscosidad del fluido, cp.

Si existe flujo Laminar ($N_{Re} < 2,000$), entonces el factor de fricción será:

$$f = \frac{64}{N_{Re}} \quad (3.3)$$

Para flujo transición ($2000 < N_{Re} < 4000$) la ecuación propuesta por Colebrook requiere de un proceso de ensayo y error por lo que se puede expresar como:

$$f_c = \left[1.74 - 2 \log \left(\frac{2\xi}{d} + \frac{18.7}{N_{Re} \sqrt{f_s}} \right) \right] \quad (3.4)$$

Los valores de f_s son supuestos para calcular f_c , hasta que se aproximen a una tolerancia aceptable. El valor inicial de f_s se puede obtener de las ecuaciones explícitas para tubería lisa.

Para flujo turbulento ($N_{Re} > 4000$) se utilizan las siguientes ecuaciones empíricas asociadas a tuberías rugosas, donde la rugosidad puede tener un efecto significativo sobre el factor de fricción, el análisis dimensional sugiere que dicho efecto se debe al valor relativo al diámetro interno de la tubería, ϵ/d .

Ecuación de Jain para $5 \times 10^3 < N_{Re} < 10^8$:

$$f = \left[1.14 - 2 \log \left(\frac{\xi}{d} + \frac{21.25}{N_{Re}^{0.9}} \right) \right]^{-2} \quad (3.5)$$

Zigrang y Sylvester presentan una ecuación explícita para determinar el factor de fricción:

$$F_c = \left[-2 \log \left[\frac{\xi}{3.7d} - \frac{5.02}{N_{Re}} \log \left(\frac{\xi}{3.7d} + \frac{13}{N_{Re}} \right) \right] \right]^{-2} \quad (3.6)$$

3.2 FLUJO MULTIFÁSICO

A medida que el pozo produce, la presión disminuye por debajo de la presión de burbuja, ocasionando la liberación del gas en solución, dando paso a la existencia de flujo multifásico en la tubería o en el propio yacimiento.

Los cálculos de pérdida de presión se complican debido a que conforme varía la presión los parámetros como densidad, velocidad, volumen de cada fase y propiedades del fluido cambian. El uso de un simulador de flujo multifásico en tuberías es indispensable ya que el cálculo es iterativo en presión y en algunos casos en temperatura y presión.

3.2.1 DEFINICIONES BÁSICAS DE FLUJO MULTIFÁSICO

Las definiciones básicas para flujo multifásico y los algoritmos para su cálculo se presentan a continuación.

3.2.1.1 HOLD UP LÍQUIDO

Es la relación del volumen del líquido en un segmento de tubería para el volumen de ese segmento de tubería. El remanente del segmento de tubería es ocupado por gas, el cual es referido como un hold up de gas.

$$H_L + H_G = 1 \quad (3.7)$$

El valor de H_L se determina mediante correlaciones empíricas ya que depende de las propiedades del fluido, patrón de flujo, diámetro e inclinación de la tubería, más adelante se detallan.

3.2.1.2 HOLD UP LÍQUIDO SIN DESLIZAMIENTO

Es el hold up del líquido, en el caso que tanto el gas como el líquido viajen a iguales velocidades. Se puede calcular directamente conociendo las tasas de flujo de cada fase, o a través de las velocidades superficiales.

$$\lambda_L = \frac{Q_L}{Q_L + Q_G} = \frac{V_{SL}}{V_m} \quad (3.8)$$

$$\lambda_G = \frac{Q_G}{Q_L + Q_G} = 1 - \lambda_L \quad (3.9)$$

3.2.1.3 VELOCIDAD SUPERFICIAL

Se define como la velocidad a la cual se supone fluye una fase a través de toda la sección transversal de la tubería.

$$V_{SG} = \frac{Q_G}{A} \quad (3.10)$$

$$V_{SL} = \frac{Q_L}{A} \quad (3.11)$$

Dónde:

- A = área transversal de la tubería, pie²
- V_{SL} = Velocidad superficial del líquido, pie/s
- V_{SG} = Velocidad superficial del gas, pie/s

3.2.1.4 VELOCIDAD REAL

Es la relación entre la velocidad superficial de la fase para el área real transversal ocupada por el fluido.

$$V_G = \frac{V_{SG}}{1 - H_L} \quad (3.12)$$

$$V_L = \frac{V_{SL}}{H_L} \quad (3.13)$$

Dónde

- V_L = Velocidad real del líquido, pie/s
- V_G = Velocidad real del gas, pie/s

3.2.1.5 VELOCIDAD BIFÁSICA

Corresponde a la velocidad de la mezcla considerando la fase líquida y gaseosa.

$$V_m = V_{SL} + V_{SG} \quad (3.14)$$

3.2.1.6 DENSIDAD DEL LÍQUIDO SIN DESLIZAMIENTO

Se calcula a partir de la densidad del agua y petróleo, considerando que no hay resbalamiento entre las fases.

$$\rho_L = \rho_o \lambda_o + \rho_w \lambda_w \quad (3.15)$$

3.2.1.7 DENSIDAD BIFÁSICA

Es la densidad de la mezcla calculada a partir de la densidad del líquido y la densidad del gas considerando deslizamiento entre fases.

$$\rho_s = \rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L) \quad (3.16)$$

3.2.1.8 VISCOSIDAD DEL LÍQUIDO

Se determina a partir de las viscosidades del petróleo y agua sin considerar deslizamiento entre bases.

$$\mu_L = \mu_o \lambda_o + \mu_w \lambda_w \quad (3.17)$$

3.2.1.9 VISCOSIDAD BIFÁSICA

Se calcula usando la fracción de agua y petróleo como factor de peso.

$$\text{Con resbalamiento} \quad \mu_s = (\mu_L)^{H_L} (\mu_g)^{H_G} \quad (3.18)$$

$$\text{Sin resbalamiento} \quad \mu_n = \mu_L \lambda_L + \mu_g \lambda_G \quad (3.19)$$

3.2.2 PATRONES DE FLUJO

Los patrones de flujo existen cuando se tiene flujo simultáneo de las fases de gas y de líquido, distribuidas en la tubería en diferentes configuraciones relacionadas con la distribución espacial. Su existencia depende de:

- Caudales de gas y líquido.
- Variables geométricas, diámetros de tubería y ángulo de inclinación.
- Propiedades físicas de las fases en densidad, viscosidad y tensiones superficiales.

Diferentes regímenes tendrán diferentes ecuaciones para el cálculo del gradiente de presión. La solución de estas ecuaciones es muy compleja debido al gran número de variables relacionadas con ambas fases, por ello el primer objetivo es determinar el patrón de flujo existente bajo las condiciones dadas; es importante tener claro el régimen de flujo a definir, pues eso implica el diseño del pozo y las líneas de flujo, además del levantamiento artificial y consideraciones operacionales.

3.2.2.1 PATRONES DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍA VERTICAL

Las fuerzas de gravedad y tensión causan diferentes patrones de flujo en la tubería, la tabla 3.1 presenta un resumen.

TABLA 3.1

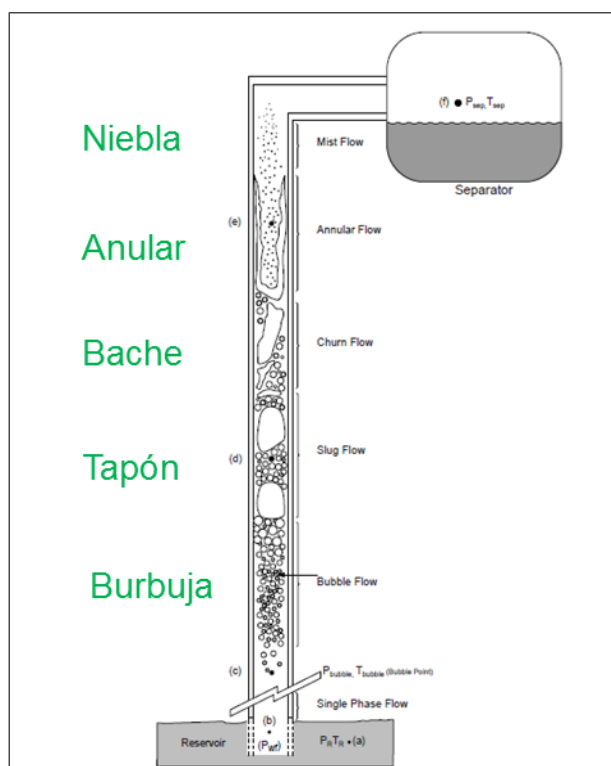
PATRONES DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍA VERTICAL

Burbuja	La fase líquida ocupa todo el espacio de la tubería, a una velocidad uniforme. El gas está presente en pequeñas burbujas que se mueven a diferente velocidad con respecto a la fase líquida, no tiene incidencia en las caídas de presión del pozo.
----------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

TABLA 3.1 (CONTINUACIÓN)

Tapón	El flujo se presenta en forma de bolsillos sucesivos de gas con un diámetro igual al de la tubería, separados por tapones de líquido.
Bache	La fase gaseosa forma un bache que ocupa casi toda la tubería, estos baches están rodeados por una película líquida moviéndose a velocidades pequeñas en algunos casos en dirección contraria al flujo. Las dos fases predominan en el cálculo de caída de presión.
Anular	La fase gaseosa se torna continua y el líquido se encuentra como pequeñas gotas en contacto con las paredes internas de la tubería.
Neblina	El gas ya conforma la fase continua en la tubería, incidiendo directamente en el cálculo de pérdida de presión

La figura 3.1 presenta un diagrama del cambio de fases según el comportamiento de la presión en el pozo.

FIGURA 3.1 DIAGRAMA DE LOS CAMBIOS DE FASES EN TUBERÍA VERTICAL

FUENTE: Production Technology

ELABORADO POR: Herriot Watt University

3.2.2.2 PATRONES DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍA HORIZONTAL

La tabla 3.2 muestra un resumen de los patrones de flujo en tubería horizontal.

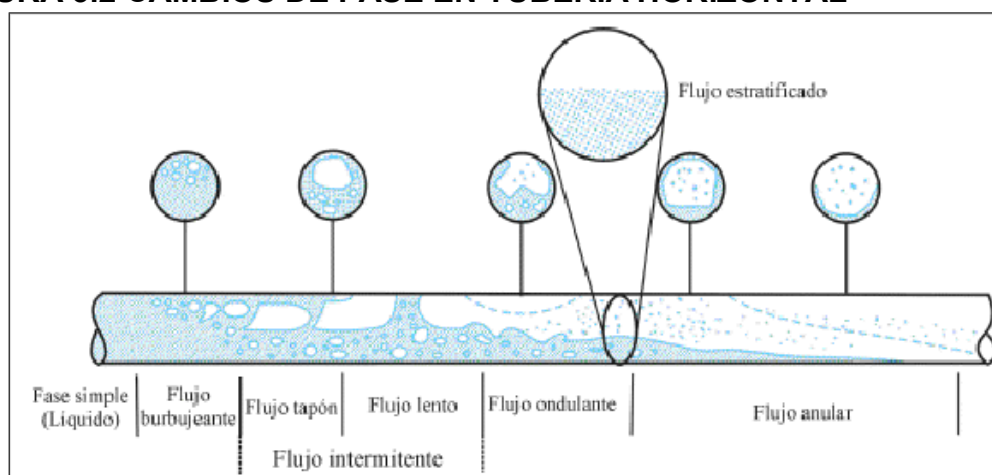
TABLA 3.2

PATRONES DE FLUJO TUBERÍA HORIZONTAL

Estratificado	Las fases son separadas por efectos de la gravedad. Se subdivide en interfase lisa cuando las tasas de gas son bajas, e interfase ondulante cuando se rompe la continuidad de la interfase líquida por ondulaciones consecuencia de tasas de gas relativamente altas.
Intermitente	Se puede identificar una fase continua y una discontinua formada por gotas o burbujas de una misma fase de distinto tamaño. Existe flujo alterno de gas y líquido, presentando un tipo de tapón de líquido y tapón de gas.
Anular	Una película de líquido está en contacto con las paredes de la tubería y el gas fluye con altas velocidades por el interior como si se tratase eje central, transportándose gotas de líquido en suspensión.
Burbujas Dispersas	A tasas de líquido mayores, las burbujas de gas son más uniformemente dispersas, bajo estas condiciones las dos fases se mueven a la misma velocidad y el flujo es considerado homogéneo. Se presenta flujo burbuja y neblina.

La figura 3.2 presenta los cambios de fase en tubería horizontal.

FIGURA 3.2 CAMBIOS DE FASE EN TUBERÍA HORIZONTAL



FUENTE: <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/Ecosolar/Ecosolar15/HTML/articulo04.htm>

ELABORADO POR: Alejandro Torres

3.2.3 CORRELACIONES PARA FLUJO MULTIFÁSICO VERTICAL

La diferencia entre las correlaciones radica en la forma de cálculo del gradiente de presión. Algunos investigadores suponen que el gas y el petróleo viajan a la misma velocidad, es decir, que no existe deslizamiento entre las fases para evaluar la densidad de la mezcla y el factor de fricción. El rango de aplicación de cada correlación depende de diámetro de la tubería, gravedad del petróleo, relación gas líquido, velocidad de las fases. La tabla 3.3 muestra generalidades de los tipos de correlaciones para flujo multifásico.

TABLA 3.3

TIPO DE CORRELACIONES PARA FLUJO MULTIFÁSICO

CORRELACIÓN TIPO A	<ul style="list-style-type: none"> - No existe deslizamiento entre fases. - No considera patrones de flujo. - La densidad de la mezcla se obtiene de las propiedades de los fluidos. - El factor de fricción se obtiene de forma empírica. - Entre ellas está: Poettman y Carpenter, Baxendell y Thomas, Fancher y Brown.
CORRELACIÓN TIPO B	<ul style="list-style-type: none"> - Consideran deslizamiento entre fases. - No considera patrones de flujo. - La densidad de la mezcla se obtiene a partir del Hold up del líquido. - El factor de fricción se calcula correlacionando las propiedades del gas y líquido. Se tiene a Hagerdom y Brown.
CORRELACIÓN TIPO C	<ul style="list-style-type: none"> - Existe deslizamiento entre fases. - Considera patrones de flujo. La densidad de la mezcla se obtiene a partir del hold up del líquido. - El factor de fricción se calcula correlacionando las propiedades del gas y líquido. - Entre ellas está: Duns y Ros, Orkiszweski, Gould y Tek, Beggs y Brill.

FUENTE: <http://es.scribd.com/doc/179171819/Correlacion-de-Flujo-Multifasico>

ELABORADO POR: María Soto

En algunos casos no se dispone de suficiente información que permita generar los modelos reales de cada pozo, por lo cual se recurre a suposiciones para predecir las caídas de presión. A continuación se detallan las correlaciones que serán empleadas para el cálculo de caídas de presión a través de la tubería.

3.2.3.1 CORRELACIÓN DE HAGEDORN Y BROWN

Los autores desarrollaron la correlación utilizando una densidad de la mezcla promedio corregida a condiciones de fondo de pozo para calcular el gradiente de presión. El hold up del líquido es función de cuatro números adimensionales, número de velocidad líquida (NV_L), número de velocidad del gas (NV_G), número de diámetro de la tubería (N_D) y número de viscosidad líquida (N_L).

La correlación fue desarrollada para rangos de diámetros de tubería de 1 a 1.5 pg, gravedad del petróleo de 40 a 56 °API, para relaciones gas – líquido no mayores a 5000 PCS/BF y para una amplia gama de cortes de agua. El gradiente de presión se define por la siguiente ecuación:

$$\frac{\Delta P}{\Delta h} = \frac{1}{144} \left[\rho_m + \frac{f_m \rho_n V_m^2}{2 g_c d} + \frac{\rho_m \Delta(V_m^2)}{2 g_c \Delta h} \right] \quad (3.20)$$

Dónde:

- ρ_m = Densidad media de la mezcla, lb/PC
- ρ_n = Densidad media de la mezcla sin considerar deslizamiento, lb/PC
- f_m = Factor de fricción de las dos fases
- d = Diámetro interno de la tubería, pg
- V_m = Velocidad de la mezcla, pie/s
- g_c = Constante gravitacional (32.174 pie/s²)

Procedimiento:

1. Calcular los números adimensionales

$$\text{Número de la velocidad del líquido} \quad NV_L = 1.938 V_{SL} \sqrt[4]{\frac{\rho_L}{\sigma_L}} \quad (3.21)$$

$$\text{Número de la velocidad del gas} \quad NV_G = 1.938 V_{SG} \sqrt[4]{\frac{\rho_L}{\sigma_L}} \quad (3.22)$$

$$\text{Número de diámetro} \quad N_D = 120.872 d \sqrt{\frac{\rho_L}{\sigma_L}} \quad (3.23)$$

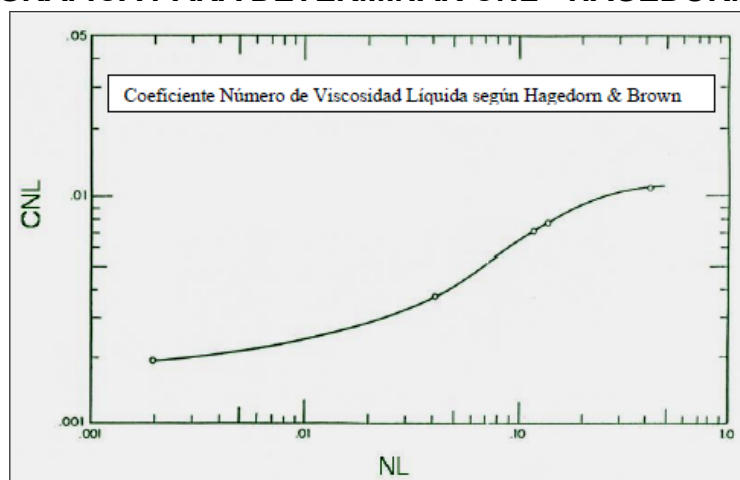
$$\text{Número de la viscosidad del líquido} \quad N_L = 0.15726 \mu_L \sqrt[4]{\frac{1}{\rho_L \sigma_L^3}} \quad (3.24)$$

L_B es el factor adimensional que determina la transición entre burbuja y tapón, con la limitación de que $L_B \geq 0.13$.

$$L_B = 1.071 - \frac{0.2218 V_m^2}{d} \quad (3.25)$$

2. Con el valor de N_L , determinar el coeficiente del número de viscosidad líquida (CNL) para corregir por efectos de la viscosidad, se utiliza la figura 3.3.

FIGURA 3.3 GRÁFICA PARA DETERMINAR CNL - HAGEDORN Y BROWN



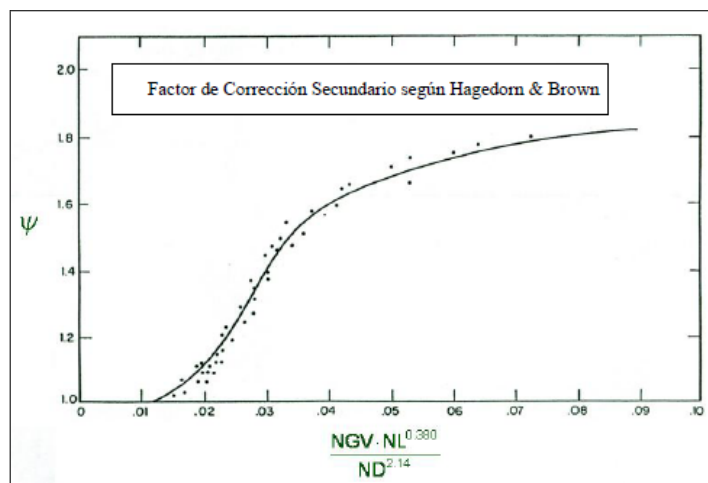
FUENTE: The technology of Artificial Lift Methods

ELABORADO POR: Kermit Brown

3. Determinar la relación de la ecuación 3.26; luego con éste valor ingresar a la figura 3.4, y determinar el valor del factor de corrección secundario ψ .

$$\frac{NV_G N_L^{0.38}}{N_D^{2.14}} \quad (3.26)$$

FIGURA 3.4 FACTOR DE CORRECIÓN SECUNDARIO - HAGEDORN Y BROWN



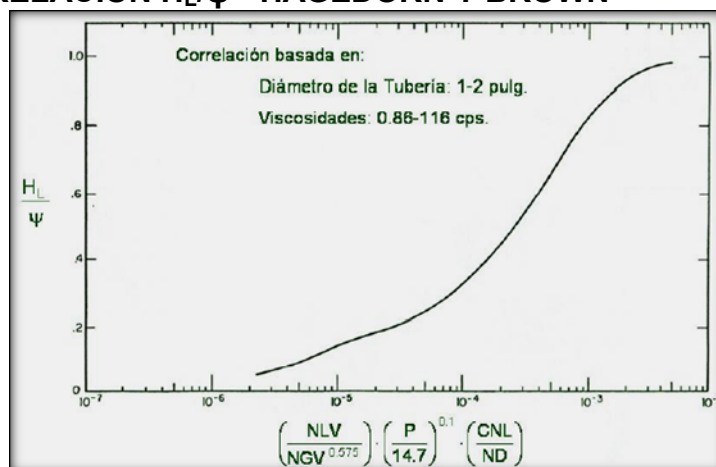
FUENTE: The technology of Artificial Lift Methods

ELABORADO POR: Kermit Brown

4. Calcular la relación de la ecuación 3.27, con éste valor ingresar a la figura 3.5, y se determina la relación H_L/ψ .

$$\left(\frac{NV_L}{NV_G^{0.575}} \right) \left(\frac{P}{14.7} \right)^{0.1} \left(\frac{CNL}{N_D} \right) \quad (3.27)$$

FIGURA 3.5 RELACIÓN H_L/ψ - HAGEDORN Y BROWN



FUENTE: The technology of Artificial Lift Methods

ELABORADO POR: Kermit Brown

5. Calcular el hold up del líquido a través de las siguientes ecuaciones.

$$H_L = \frac{H_L}{\psi} \quad (3.28)$$

$$H_L = 1 - 0.5 \left[1 + \frac{V_m}{V_s} - \sqrt{\left(1 + \frac{V_m}{V_s}\right)^2 - 4 \left(\frac{V_{SG}}{V_s}\right)} \right] \quad (3.29)$$

Si se cumple la relación $\frac{V_{sg}}{V_m} < L_B$, se calcula el hold up con la ecuación (3.29) caso contrario, el colgamiento será calculado a partir de los números adimensionales con la ecuación (3.28).

6. Calcular la densidad y viscosidad de la mezcla a partir de las propiedades del líquido, propiedades del gas y el hold up del líquido con la ecuación 3.16. Además, calcular la densidad del líquido sin deslizamiento con la ecuación 3.15.
7. Calcular el número de Reynolds a partir de la velocidad y viscosidad de la mezcla.

$$N_{Re} = \frac{1488 \rho_m V_m d}{\mu_m} \quad (3.30)$$

8. Calcular el factor de fricción con las ecuaciones presentadas anteriormente.
9. Calcular el gradiente total de presión considerando pérdidas por fricción, elevación y aceleración con la ecuación 3.20.

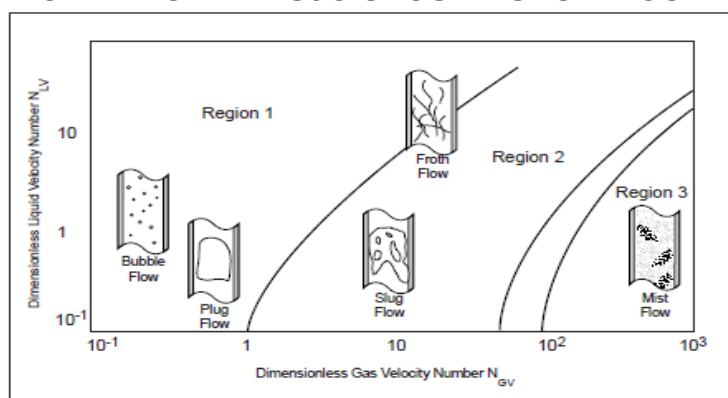
3.2.3.2 CORRELACIÓN DE DUNS Y ROS

Esta correlación empírica fue desarrollada para flujo mixto de gas y líquido, puede ser aplicada para pozos de gas húmedo pero no para gas seco. En base a las velocidades de las fases, diámetro de la tubería y viscosidad del líquido,

se determinó tres regímenes de flujo, dividiéndolos en: baja, media y alta presencia de gas, mostrados en la figura 3.6. En la región I la fase continua es el líquido (flujo burbuja), en la región II la fase de líquido permanece continua pero existe mayor cantidad de gas (flujo tapón) y en la región III la fase continua es el gas (flujo neblina). Para cada patrón de flujo existen distintas ecuaciones para el cálculo del hold up y factor de fricción.

La predicción de la caída de presión y el rendimiento del método fue desarrollado para diámetro de tuberías entre 1 a 3 pg, gravedad del petróleo de 13 a 56 °API, para relaciones gas líquido no mayores a 5000 PCS/BF.

FIGURA 3.6 REGÍMENES DE FLUJO SEGUN DUNS Y ROS



FUENTE: The technology of Artificial Lift Methods

ELABORADO POR: Kermit Brown

Duns y Ros definen el gradiente de presión como la suma del gradiente de presión por elevación más el gradiente de presión por fricción.

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_T = \frac{\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_E + \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_f}{1 - E_K} \quad (3.31)$$

$$E_K = \frac{V_{SG} V_m \rho_{ns}}{144 g_c P} \quad (3.32)$$

Procedimiento

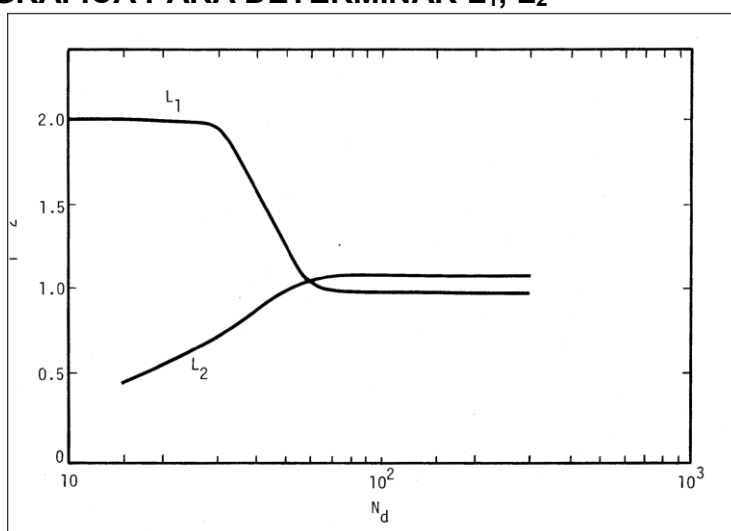
1. Calcular los números adimensionales NV_L , NV_G y N_D con las ecuaciones (3.21), (3.22) y (3.23) respectivamente.
2. Calcular los números adimensionales L_S y L_M según Duns y Ros

$$L_S = 50 + 36 NV_L \quad (3.33)$$

$$L_M = 75 + 84 + (NV_L)^{0.75} \quad (3.34)$$

3. Determinar L_1 y L_2 , usando la figura 3.7 con el valor de N_D

FIGURA 3.7 GRÁFICA PARA DETERMINAR L_1 , L_2



FUENTE: The technology of Artificial Lift Methods

ELABORADO POR: Kermit Brown

4. Determinar los patrones de flujo, según la tabla 3.4 para Duns y Ros.

**TABLA 3.4
PATRONES DE FLUJO SEGÚN DUNS Y ROS**

Patrón de Flujo	Limites
Burbuja	$0 \leq NV_G \leq (L_1 + L_2) * NV_L$
Tapón	$(L_1 + L_2) * NV_L \leq NV_G \leq L_S$
Transición	$L_S < NV_G \leq L_M$
Neblina	$NV_G > L_M$

FUENTE: The technology of Artificial Lift Methods

ELABORADO POR: Kermit Brown

5. Calcular el hold up del líquido.

$$H_L = \frac{-(V_m - V_s) + \sqrt{(V_m - V_s)^2 + 4V_s V_{sL}}}{2V_s} \quad (3.35)$$

La variable V_s se obtiene de la siguiente ecuación

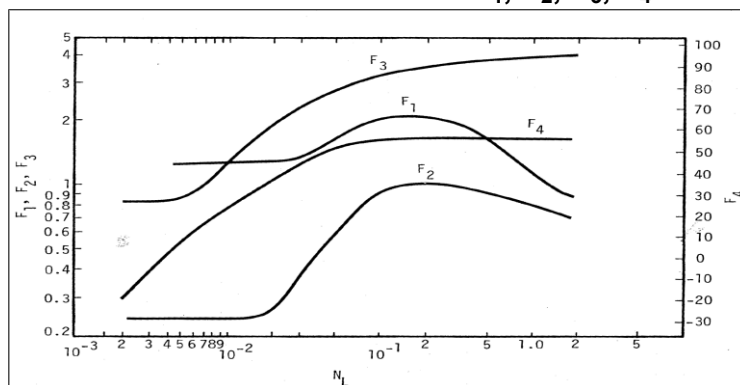
$$V_s = \frac{S}{1.938 \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L} \right)^{\frac{1}{4}}} \quad (3.36)$$

$$S = F_1 + (F_2 NV_L) + \left(F_3' \left(\frac{NV_G}{(1 + NV_L)^2} \right) \right) \quad (3.37)$$

$$F_3' = F_3 - \frac{F_4}{N_D} \quad (3.38)$$

Los valores de F_1 , F_2 , F_3 y F_4 se obtienen de la figura 3.8 ingresando con el valor de N_L .

FIGURA 3.8 GRÁFICA PARA DETERMINAR F_1 , F_2 , F_3 , F_4



FUENTE: The technology of Artificial Lift Methods

ELABORADO POR: Kermit Brown

6. Calcular los gradientes de presión según el patrón de flujo.

6.1. PATRÓN BURBUJA

El gradiente de presión para el patrón burbuja no considera las pérdidas por aceleración.

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_f = \left(\frac{\rho_m}{144} + \frac{f_m \rho_L V_{sL} V_m}{144 \cdot 2 \cdot g_c \cdot d}\right) \quad (3.39)$$

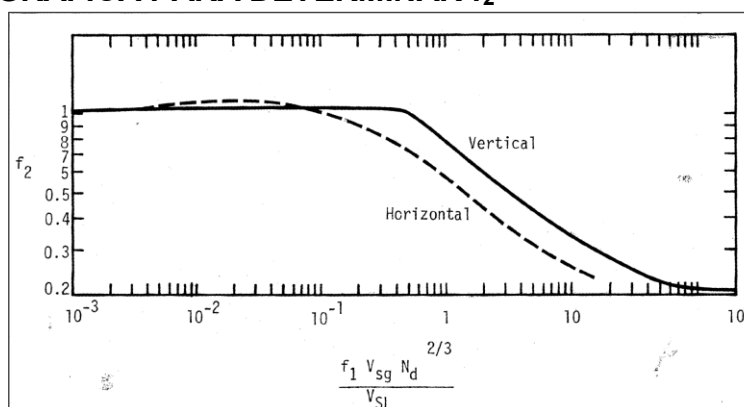
$$f_m = f_1 \frac{f_2}{f_3} \quad (3.40)$$

Dónde f_1 es el número de fricción de Moody, obtenido de las ecuaciones presentadas anteriormente.

Calcular la relación de la ecuación 3.41, para determinar f_2 usando la figura 3.9.

$$\frac{f_1 V_{SG} N_D^2}{V_{SL}} \quad (3.41)$$

FIGURA 3.9 GRÁFICA PARA DETERMINAR f_2



FUENTE: The technology of Artificial Lift Methods

ELABORADO POR: Kermit Brown

El valor de f_3 se obtiene de la siguiente ecuación.

$$f_3 = 1 + f_1 \sqrt{\frac{V_{SG}}{50 V_{SL}}} \quad (3.42)$$

6.2. PATRÓN TAPÓN

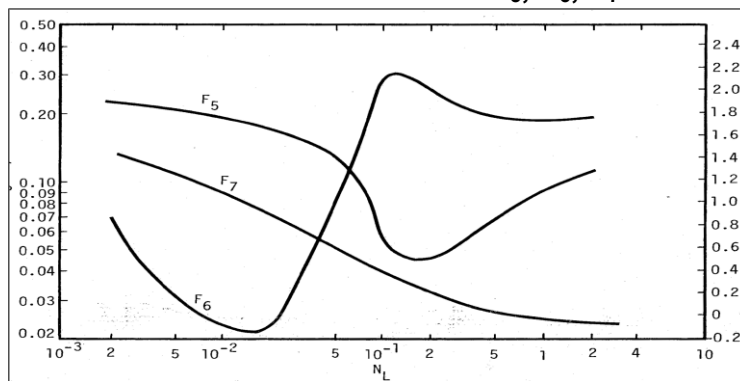
Es importante notar que para el cálculo del hold up se requiere de otro factor S.

$$S = \frac{(1 + F_5)(NV_G^{0.982} + F_6')}{(1 + F_7 NV_L)^2} \quad (3.43)$$

$$F_6' = 0.0029 N_D + F_6 \quad (3.44)$$

Los valores de F_5 , F_6 y F_7 se obtienen a partir de N_L , usando la figura 3.10.

FIGURA 3.10 GRÁFICA PARA DETERMINAR F_5 , F_6 , F_7



FUENTE: The technology of Artificial Lift Methods

ELABORADO POR: Kermit Brown

El gradiente de presión para el patrón tapón no considera E_K , y se calcula con la misma ecuación de patrón burbuja (ecuación 3.39).

6.3. PATRÓN NEBLINA

En este patrón no existe deslizamiento por ello se calcula la densidad de la mezcla sin el hold up del líquido para el gradiente de presión por elevación, mientras que el gradiente de presión por fricción, depende directamente de la fase gaseosa.

Procedimiento

1. Calcular la densidad de la mezcla sin considerar deslizamiento.
2. Calcular el número de Reynolds.

$$N_{Re} = \frac{1488 \rho_g d V_{SG}}{\mu_g} \quad (3.45)$$

3. Determinar el factor E_K .

$$E_K = V_{SG} \frac{(\rho_L V_{SL} + \rho_g V_{SG})}{144 g_c P} \quad (3.46)$$

4. Calcular el gradiente total de presión.

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_T = \frac{\frac{\rho_m}{144} + \frac{f \rho_g V_{SG}^2}{144 2 g_c d}}{1 - E_K} \quad (3.47)$$

6.4. PATRÓN DE TRANSICIÓN

El gradiente de presión por elevación y fricción se calcula a partir de los gradientes de elevación y fricción de los patrones tapón y neblina.

Procedimiento

1. Calcular las variables A y B.

$$A = \frac{L_S - NV_G}{L_m - L_S} \quad (3.48)$$

$$B = \frac{NV_G - L_S}{L_m - L_S} \quad (3.49)$$

2. Calcular los gradientes de presión por elevación y fricción.

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_E = A \left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_{E.Tapón} + B \left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_{E.neblina} \quad (3.50)$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_f = A\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_{f.\text{tapón}} + B\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_{f.\text{neblina}} \quad (3.51)$$

3. Determinar el gradiente de fricción total.

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_T = \frac{\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_E + \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_f}{1 - E_K} \quad (3.52)$$

3.2.3.3 CORRELACIÓN DE BEGGS Y BRILL

La correlación se desarrolló usando mezcla de aire y agua fluyendo en tubería de 1 a 1.5 pg de diámetro interno de 90 pies de longitud. Se utiliza para tuberías verticales, horizontales e inclinadas.

Los autores establecieron ecuaciones según los regímenes de flujo segregado, intermitente y distribuido para el cálculo del hold up líquido y definieron el factor de fricción bifásico independientemente de los regímenes de flujo.

Procedimiento

1. Determinar los valores adimensionales L_1 , L_2 , L_3 , L_4 y N_{FR} , en función del colgamiento sin deslizamiento λ_L .

$$L_1 = 316 \lambda_L^{0.302} \quad (3.53)$$

$$L_2 = 0.009252 \lambda_L^{-2.4684} \quad (3.54)$$

$$L_3 = 0.10 \lambda_L^{-1.4516} \quad (3.55)$$

$$L_4 = 0.5 \lambda_L^{-6.738} \quad (3.56)$$

$$N_{FR} = \frac{V_m^2}{g d} \quad (3.57)$$

2. Determinar el patrón de flujo, definido en la tabla 3.5.

TABLA 3.5
PATRONES DE FLUJO SEGÚN BEGGS Y BRILL

Patrón de Flujo	Limites
Segregado	$\lambda_L < 0.01$ y $N_{FR} < L_1$ o $\lambda_L \geq 0.01$ y $N_{FR} < L_2$
Intermitente	$0.01 \leq \lambda_L < 0.4$ y $L_3 < N_{FR} \leq L_1$ o $\lambda_L \geq 0.4$ y $L_3 < N_{FR} < L_4$
Distribuido	$\lambda_L < 0.4$ y $N_{FR} \geq L_1$ o $\lambda_L \geq 0.4$ y $N_{FR} > L_4$
Transición	$\lambda_L \geq 0.01$ y $L_2 \leq N_{FR} \leq L_3$

FUENTE: The technology of Artificial Lift Methods

ELABORADO POR: Kermit Brown

3. Calcular el hold up del líquido, en función del tipo de patrón de flujo.

$$H_{L(0)} = \frac{a \lambda_L^b}{N_{FR}^c} \quad (3.58)$$

Las constantes para la ecuación 3.58 se presentan en la tabla 3.6.

TABLA 3.6
CONSTANTES PARA DETERMINAR $H_{L(0)}$

Patrón de flujo	a	b	c
Segregado	0.98	0.4846	0.0868
Intermitente	0.845	0.5351	0.0173
Distribuido	1.065	0.5824	0.0609

FUENTE: The technology of Artificial Lift Methods

ELABORADO POR: Kermit Brown

Para patrón de flujo transición, el hold up se calcula a partir de la siguiente ecuación.

$$H_{L(0)TRANSICIÓN} = A H_{L(0)SEG} + B H_{L(0)INT} \quad (3.59)$$

$$A = \frac{L_3 - N_{FR}}{L_3 - L_2} \quad (3.60)$$

$$B = 1 - A \quad (3.61)$$

4. Calcular el factor de corrección por efecto de la inclinación de la tubería ψ .

$$\psi = 1 + C [\text{Sen}(1.8\phi) - 0.333 \text{Sen}^3(1.8 - \phi)] \quad (3.62)$$

Dónde

- Φ = ángulo de la tubería con respecto a la horizontal, para tubería vertical el ángulo es 90° si es producción o -90° si es inyección.

C depende del patrón y dirección de flujo. Se calcula en función de las constantes mostradas en la tabla 3.7.

TABLA 3.7
CONSTANTES PARA EL COEFICIENTE DE CORRECCIÓN POR
INCLINACIÓN Ψ

Flujo hacia arriba	Patrón de flujo	d	e	f	g
	Segregado	0.011	-3.768	3.539	-1.614
	Intermitente	2.96	0.305	-0.4473	0.0978
	Distribuido	No se corrige C=0			
Flujo hacia abajo	Patrón de flujo	d	e	f	g
	Cualquiera	4.7	-0.3692	0.1244	-0.5056
	Con la restricción $C \geq 0$				

FUENTE: The technology of Artificial Lift Methods

ELABORADO POR: Kermit Brown

5. Determinar $H_{L(\phi)}$, multiplicando del hold up por el factor de corrección por inclinación.

$$H_{L(\phi)} = H_{L(0)} \psi \quad (3.63)$$

6. Calcular la densidad y viscosidad de la mezcla sin deslizamiento, y luego determinar el número de Reynolds con la ecuación 3.30.

7. Calcular el factor de fricción.

$$f_{ns} = \left[2 \log \left(\frac{N_{Re}}{4.5223 \log(N_{Re}) - 3.8215} \right) \right]^{-2} \quad (3.64)$$

8. Calcular el factor de fricción bifásico.

$$f_{fp} = f_{ns} e^S \quad (3.65)$$

$$S = \frac{x}{-0.0523 + 3.182 X - 0.8725 X^2 + 0.01853 X^4} \quad (3.66)$$

$$Y = \frac{\lambda_L}{[H_L(\varphi)]^2} \quad (3.67)$$

$$X = \ln(Y) \quad (3.68)$$

Si $1 < Y < 2$ se utiliza la siguiente ecuación para S.

$$S = \ln(2.2Y - 1.2) \quad (3.69)$$

9. Calcular el gradiente de presión definido por la siguiente ecuación.

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_T = \frac{\left(\frac{g}{g_c} \rho_{fp} \text{sen}(\theta) \right) + \left(\frac{f_{fp} \rho_{ns} V_m^2}{2 g_c d} \right)}{144(1 - E_K)} \quad (3.70)$$

3.2.3.4 CORRELACIÓN DE GRAY

Esta correlación fue desarrollada estrictamente para pozos con condensado de gas, se considera que a una alta velocidad el factor de fricción es dependiente de la rugosidad y no del número de Reynolds. Desprecia el gradiente de presión por aceleración.

Procedimiento

1. Calcular la velocidad superficial del gas (V_{sg}), del agua (V_{sw}) y del condensado (V_{sc}).

$$V_{sc} = \frac{5.615 Q_o B_o}{A} \quad (3.71)$$

2. Determinar la velocidad media de la mezcla considerando las tres fases.

$$V_m = V_{sg} + V_{sc} + V_{sw} \quad (3.72)$$

3. Calcular la fracción de líquido (λ_L).

$$\lambda_g = 1 - \lambda_L \quad (3.73)$$

4. Calcular de fracción del condensado y del agua.

$$\lambda_c = \frac{Q_c}{Q_c + Q_w} \quad (3.74)$$

$$\lambda_w = 1 - \lambda_c \quad (3.75)$$

Dónde

- Q_c = caudal del condensado, BFPD.
- Q_w = caudal del agua, BFPD

5. Calcular la densidad del líquido considerando las fracciones del condensado y del agua.

$$\rho_l = \rho_c \lambda_c + \rho_w \lambda_w \quad (3.76)$$

6. Se determinan los números adimensionales N_1 , N_2 y N_3 .

$$N_1 = \frac{\rho_{ns}^2 V_m^4}{g \sigma_L (\rho_L - \rho_g)} \quad (3.77)$$

$$N_2 = \frac{g d^2 (\rho_L - \rho_g)}{\sigma_L} \quad (3.78)$$

$$N_3 = 0.0814 \left[1 - 0.0554 \ln \left(\frac{1 + 730 Rv}{Rv + 1} \right) \right] \quad (3.79)$$

$$Rv = \frac{V_{SL}}{V_{SG}} \quad (3.80)$$

7. Calcular el Hold up del liquido

$$H_L = 1 - (1 - \lambda_L) \left[1 - \text{EXP} \left[-2.314 \left(N_1 \left(1 + \frac{205}{N_2} \right) \right)^{N_3} \right] \right] \quad (3.81)$$

8. Determinar la densidad y viscosidad de la mezcla sin considerar deslizamiento.

$$\rho_{ns} = \rho_g \lambda_g + \rho_L \lambda_L \quad (3.82)$$

$$\mu_m = \mu_g \lambda_g + \mu_L \lambda_L \quad (3.83)$$

9. Calcular el número de Reynolds de la mezcla.

$$N_{Re} = \frac{\rho_m V_m d}{\mu_m} \quad (3.84)$$

10. Determinar el valor de G_m

$$G_m = \rho_l V_{SL} + \rho_g V_{SG} \quad (3.85)$$

11. Calcular un valor de rugosidad efectiva K_c , dependiendo del valor de Rv .

Si $Rv > 0.007$ entonces $K_e = K_o$.

Si $Rv \leq 0.007$, se usa la siguiente ecuación.

$$K_e = K + Rv \left(\frac{K_o - K}{0.0007} \right) \quad (3.86)$$

$$K_o = \frac{28.5 \sigma_L}{\rho_{ns} V_m^2} \quad (3.87)$$

12. Determinar el factor de fricción considerando la rugosidad previamente calculada.

13. Calcular el gradiente de presión.

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_T = \left(\frac{\rho_m g}{144 g_c} \right) + \left(\frac{2 f_{ip} G_m^2}{144 g_c d \rho_{ns}} \right) \quad (3.88)$$

3.2.3.5 MÉTODO DE CULLENDER Y SMITH

Este método toma en cuenta la variación del factor de compresibilidad del gas conforme cambia la presión y profundidad. El autor divide el comportamiento total del pozo en dos secciones, por encima de H/2 la ecuación es:

$$18.75 \gamma_g H = (P_{mf} - P_{wh}) (I_{mf} + I_{wh}) \quad (3.89)$$

Y debajo de H/2 antes de la profundidad del pozo está definido por:

$$18.75 \gamma_g H = (P_{wf} - P_{wh}) (I_{wf} + I_{wh}) \quad (3.90)$$

Siendo

$$I = \frac{\frac{P}{ZT}}{0.001 \left(\frac{P}{ZT} \right) \cos(\theta) + F_2} \quad (3.91)$$

$$\cos(\theta) = \frac{H_{TVD}}{H_{MD}} \quad (3.92)$$

$$F_2 = \frac{0.667 f Q_g^2}{d^5} \quad (3.93)$$

Dónde

- P_{wh} = presión del cabezal, psi.
- H_{TVD} = profundidad medida en TVD, pie.
- H_{MD} = profundidad medida en MD, pie.
- Q_g = caudal del gas, MMPCD

Número de Reynolds.

$$N_{Re} = \frac{C \gamma_g Q_g}{\mu_g d} \quad (3.94)$$

Dónde

- C = constante igual a 20011
- μ_g = viscosidad, cp
- d = diámetro de la tubería, pg

El factor de desviación del gas (Z), se calcula con las condiciones críticas tomando en cuenta la gravedad específica del gas, a las condiciones de cabeza del pozo y condiciones medias asumidas, los métodos fueron presentados en el capítulo 2.

Procedimiento

1. Estimar una presión de P_{mf^*} .

$$P_{mf^*} = P_{wh} (1 + 2.5 \cdot 10^{-5} H_{MD}) \quad (3.95)$$

2. Calcular el valor de F_2 con la ecuación (3.93)

3. Determinar el valor de I_{wh} a las condiciones de cabeza de pozo con la ecuación (3.89).
4. Asumir $I_{wh}=I_{mf}$ para las condiciones medias de profundidad del pozo.
5. Determinar el valor de P_{mf} con la ecuación (3.89).
6. Con el valor de P_{mf} calculado y la temperatura promedio se determina el valor de P_{mf}^* para éstas condiciones.
7. Recalcular la P_{mf} con la ecuación (3.89).
8. Calcular el porcentaje de error entre el valor asumido y el calculado, si es menor al 0.5%, el valor de P_{mf} será el correcto, caso contrario se repetirá el proceso.
9. Se asume un P_{wf}^* considerando la P_{mf} obtenida.

$$P_{wf}^* = P_{mf} (1 + 2.5 \cdot 10^{-5} H_{MD}) \quad (3.96)$$

10. Repetir los pasos mencionados hasta obtener un valor de P_{wf} con un error menor al 5%.
11. Para obtener un valor más exacto de P_{wf} se aplica la regla de Simpson.

$$18.75 \gamma_g H_{MD}^2 = \frac{(P_{wf} - P_{wh})}{3} (I_{wh} + 4I_{mf} + I_{wf}) \quad (3.97)$$

3.2.4 CORRELACIONES PARA FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍA HORIZONTAL

La ecuación del balance del gradiente de energía para flujo multifásico horizontal es la misma de flujo multifásico vertical. La diferencia radica en las pérdidas por elevación las que pueden ser pequeñas o en su defecto cero, ya que generalmente se considera que las líneas de flujo no tienen inclinación, las pérdidas de presión por aceleración se considerarán despreciables.

3.2.4.1 CORRELACIÓN DE DUKLER

Dukler considera deslizamiento entre las fases pero no patrones de flujo. El factor de fricción se calcula por un método de ensayo y error.

Procedimiento

1. Suponer un valor de H_L .
2. Calcular una densidad de la mezcla considerando deslizamiento.

$$\rho_m = \frac{\rho_L \lambda_L^2}{H_L} + \rho_g \left[\frac{(1 - \lambda_L)^2}{1 - H_L} \right] \quad (3.98)$$

3. Calcular el $N_{Re tp}$ sin considerar deslizamiento.

$$N_{Re tp} = \frac{N_{Re ns} \rho_m}{\rho_{ns}} \quad (3.99)$$

4. Calcular el factor de fricción en función de número de Reynolds sin deslizamiento con las ecuaciones presentadas previamente.
5. Calcular el factor x .

$$x = \log(\lambda_L) \quad (3.100)$$

6. Determinar la relación f_{tp}/f_n .

$$\frac{f_{tp}}{f_n} = 1.076587 - 2.182034 x - 0.937941 x^2 - 0.101785 x^3 \quad (3.101)$$

7. Obtener el factor de fricción de Dukler.

$$f_{tp} = \left(\frac{f_{tp}}{f_n} \right) f_n \quad (3.102)$$

8. Cálculo de hold up.

CASO 1: Para $0.1 \leq \lambda_L \leq 1$

$$H_L = b_0 + b_1 x + b_2 x^2 + b_3 x^3 + b_4 x^4 \quad (3.103)$$

Dónde

$$x = 10 \lambda_L - 2.107 \quad (3.104)$$

$$Z = \log(N_{Re}) - 4.0176 \quad (3.105)$$

$$b_0 = 0.46960 - 0.13804 Z - 0.02748 Z^2 + 0.00353 Z^3 - 0.02421 Z^4 \\ + 0.0109 Z^5 + 0.02718 Z^6 - 0.01988 Z^7 - 0.00469 Z^8 + 0.00429 Z^9 \quad (3.106)$$

$$b_1 = 0.10634 + 0.00106 Z - 0.00349 Z^2 + 0.00221 Z^3 + 0.00236 Z^4 \\ + 0.00056 Z^5 + 0.00072 Z^6 + 0.00012 Z^7 \quad (3.107)$$

$$b_2 = -0.01521 + 0.00420 Z + 0.00652 Z^2 + 0.00024 Z^3 - 0.00127 Z^4 \\ - 0.00028 Z^5 + 0.00010 Z^6 \quad (3.108)$$

$$b_3 = 0.00199 + 0.00006 Z + 0.00057 Z^2 + 0.00002 Z^3 \quad (3.109)$$

$$b_4 = -0.00014 - 0.00001 Z - 0.00008 Z^2 + 0.00013 Z^3 - 0.00004 Z^4 \\ - 0.00004 Z^5 - 0.00002 Z^6 + 0.00010 Z^7 + 0.00003 Z^8 - 0.00002 Z^9 \quad (3.110)$$

CASO 2: Para $0.001 \leq \lambda_L \leq 0.1$

$$H_L = b_0 + b_1 x \quad (3.111)$$

$$x = \log(N_{Re}) \quad (3.112)$$

CASO 2a: Para $0.006 \leq \lambda_L < 0.1$

$$b_0 = 0.74644 + 0.40259x - 0.45955x^2 + 0.11275x^3 - 0.00857x^4 \quad (3.113)$$

$$b_1 = 0.03779 + 0.09151x + 0.20568x^2 + 0.39075x^3 - 0.47075x^4 - 0.23019x^5 + 0.02387x^6 \quad (3.114)$$

CASO 2b: Para $0.003 \leq \lambda_L < 0.006$

$$b_0 = 0.80030 + 0.38644x - 0.52457x^2 + 0.14072x^3 - 0.01154x^4 \quad (3.115)$$

$$b_1 = 0.11085 + 0.25443x + 0.54049x^2 + 0.96671x^3 + 1.08014x^4 - 0.59442x^5 + 0.06737x^6 \quad (3.116)$$

La correlación de Beggs y Brill es aplicable para tubería horizontal, la cual se desarrolló anteriormente.

3.3 PÉRDIDA DE PRESIÓN EN ACCESORIOS

El método más simple para el cálculo de pérdidas de presión en accesorios, es considerar a cada accesorio como un equivalente de longitud de tubería recta.

La presencia de estos componentes modifica la velocidad del flujo por ello la necesidad de determinar estas pérdidas de carga.

$$\Delta P_f = \frac{KRv^2 \rho}{2g_c} \quad (3.117)$$

$$KR = f \frac{L}{d_i} \quad (3.118)$$

Dónde:

- KR = Coeficiente de pérdidas adicionales por fricción.
- L = equivalente de longitud de tubería, pie.
- d_i = diámetro interno del accesorio, pg.

CAPÍTULO IV

DESARROLLO DE LOS ALGORITMOS A SER USADOS EN EL SOFTWARE Y ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

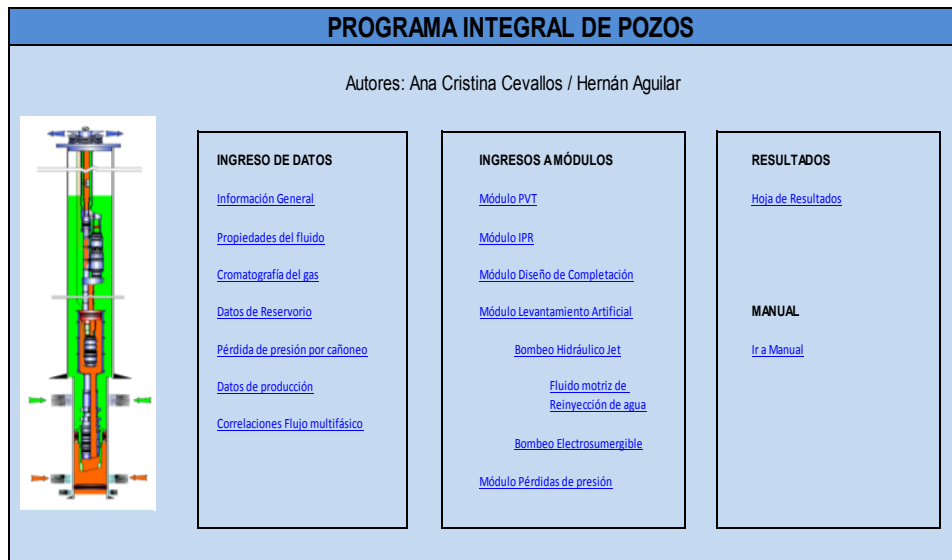
4.1 DESCRIPCIÓN GENERAL

El desarrollo del programa considera todo el sistema de flujo desde el reservorio, pasando por la tubería de completación y líneas de flujo, hasta llegar al separador en superficie. El programa tiene como objetivo proporcionar una herramienta de diseño y análisis nodal aplicado a cualquier tipo de pozo bajo los sistemas de levantamiento por bombeo electrosumergible y bombeo hidráulico por bomba jet. Se basa en correlaciones tanto de parámetros PVT como de flujo multifásico para la obtención de pérdidas de presión necesarios para un análisis nodal.

4.2 INTERFAZ

La interfaz del programa es una hoja de cálculo de Excel, el usuario deberá ingresar los datos provenientes de pruebas de presión, historiales de producción, correlaciones de pozos vecinos, y otros; en base a los cuales se calculará las propiedades PVT y pérdidas de presión en reservorio, cañoneo y a través de la completación considerando flujo monofásico o multifásico. Se habilita el diseño del levantamiento artificial que se ajuste a las condiciones del pozo. Los resultados se presentarán en una tabla de resumen.

La figura 4.1 muestra la interfaz del programa.

FIGURA 4.1 INTERFAZ DEL PROGRAMA

FUENTE: Programa integral de pozos

4.3 DESARROLLO DEL PROGRAMA

El programa fue desarrollado bajo los algoritmos para las correlaciones presentadas en los capítulos 2 y 3; y los algoritmos de dimensionamiento que se presentarán más adelante. Las funciones, condicionales y limitantes en la programación fueron hechos considerando bases técnicas y rangos de aplicación.

4.4 RESUMEN GENERAL DEL PROGRAMA

El proceso de desarrollo del programa se describe en los siguientes puntos.

4.4.1 INPUTS

Fase de ingreso de toda la información correspondiente a tipo de fluido, datos de reservorio, datos de pruebas de presión, profundidad de perforaciones, espesor de arena productora, cromatografía de gases, tipo de reservorio, modelo de comportamiento de afluencia, otros.

4.4.2 DISEÑO

El diseño está dirigido al ingreso de datos de completación como tipo de tubería, herramientas de fondo y profundidades de asentamiento, los cuales serán usados en el cálculo de pérdidas de presión por fricción. El ingreso detallado de la completación se complementa con el catálogo de “Herramientas de Completación” en la base de datos del programa.

4.4.3 ANÁLISIS

En el análisis se realiza los cálculos y selección del resultado con menor error porcentual, entregando al usuario una correlación o valor recomendado como mejor opción o valor guía para la selección.

El programa calcula los parámetros PVT, indicando el valor obtenido para cada correlación, genera una gráfica de curva de afluencia del pozo junto con sus resultados en cuanto al caudal máximo de fluido a producirse para el modelo seleccionado.

Se realiza un análisis de pérdidas de presión tanto en el reservorio, disparos, tubería de producción y líneas de flujo, reconociendo si existe o no presencia de flujo multifásico. Es importante recordar que los algoritmos tanto para PVT como flujo multifásico vienen de correlaciones empíricas. Se desarrolló un algoritmo capaz de predecir a qué profundidad se presentará flujo multifásico, el conocimiento de este punto tiene como objetivo dar a conocer un estimado de la profundidad a la cual asentar la bomba para cada tipo de levantamiento.

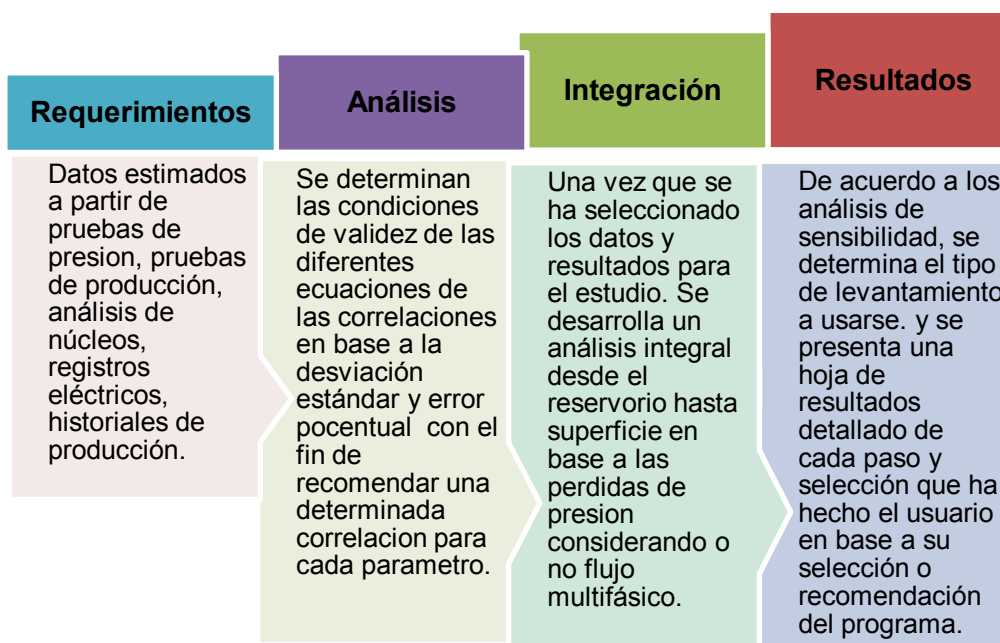
El módulo de levantamiento artificial permite el diseño de la bomba que mejor se acople al sistema de producción, para los dos sistemas de levantamiento; luego se calcula y grafica las curvas de demanda haciendo un análisis de sensibilidad, ajustando o rediseñando el sistema.

Para la selección de la bomba jet, el programa presenta un catálogo almacenado en una base de datos “Bombas BH”, mientras que para bombeo electrosumergible se direcciona a un catálogo particular.

4.4.4 SALIDA

Es un reporte que muestra los resultados de todo el análisis integral del sistema desde el yacimiento hasta el separador. Aquí se presenta los parámetros PVT según la correlación seleccionada, presiones con su respectivo caudal de la curva IPR bajo el modelo seleccionado, pérdidas de presión, datos de dimensionamiento, selección de la bomba y análisis nodal. La figura 4.2 presenta el desarrollo de la interfaz del programa.

FIGURA 4.2 PROCESO DE DESARROLLO DE LA INTERFAZ DEL PROGRAMA



4.5 LIMITACIONES DEL PROGRAMA

El programa presenta las siguientes limitaciones, los cuales se espera ser mejorados en futuras versiones.

1. Trabaja bajo un perfil lineal de gradiente de temperatura, es decir, no considera transferencia de calor entre los fluidos y su medio.
2. Para el dimensionamiento de bomba jet no considera el sistema cerrado de fluido motriz.
3. No presenta la posibilidad de almacenar los datos de una simulación.

4.6 FORMULARIOS DE INGRESO DE DATOS

La hoja "Inputs" ha sido dividida en subformularios con el fin de no descartar ningún tipo de dato. Los valores de ingreso se ubican en las casillas de color café claro.

4.6.1 INFORMACIÓN GENERAL

La figura 4.3 presenta formulario de ingreso de datos generales pertenecientes al cliente, pozo, campo, arena productora, fecha, responsable del análisis y comentarios.

FIGURA 4.3 INGRESO DATOS DE INFORMACIÓN GENERAL

INFORMACIÓN GENERAL			
Empresa	XXX	Cliente	XXX
Pozo	POZO 6	Fecha de inicio	17/06/2014
Formación	Basal Tena	Fecha de finalización	20/06/2014
Campo	XXX	Responsable	XXX
Comentarios	El pozo 6 actualmente está produciendo por el sistema de Bombeo Hidráulico.		

FUENTE: Programa integral de pozos

4.6.2 PARÁMETROS DE FLUIDO

a) Tipo de Fluido

El programa dará a elegir de una lista desplegable las opciones de petróleo negro, petróleo volátil, condensado y gas seco.

b) Razón gas – petróleo en solución (Rs)/ Relación gas – petróleo producido (GOR)

Su ingreso es indispensable pues en base a ellos se realiza cálculos de desviación estándar, cálculo de la relación gas – líquido, y son la base para el funcionamiento de los módulos siguientes. Si no se dispone de estos valores por pruebas o datos experimentales se debe ingresar valores estimados.

c) Gravedad del petróleo

La gravedad del petróleo puede ser estimado a partir de análisis PVT. Éste valor debe ser ingresado en °API, el programa calculará por defecto la gravedad específica del petróleo.

d) Salinidad

La salinidad del agua de formación se puede estimar a partir de análisis PVT, éste valor debe ser ingresado en ppm (partes por millón), el programa calculará en unidades de % y g/l; además de la gravedad específica del agua.

e) Gravedad específica del gas

Este dato puede ser estimado a partir de análisis PVT, su ingreso es totalmente necesario.

f) Impurezas

Las impurezas presentes en el gas tales como CO₂, H₂S y N₂ causan que los valores de los parámetros calculados presenten fluctuaciones, si se conocen sus valores lo más recomendable es introducirlos para realizar las correcciones. Estos valores pueden ser obtenidos a partir de la cromatografía del gas.

La figura 4.4 muestra el formulario de ingreso para parámetros de fluido que han sido detallados.

FIGURA 4.4 INGRESO DATOS PARÁMETROS DEL FLUIDO

PARÁMETROS DEL FLUIDO					
Tipo de fluido	Petróleo Negro		Impurezas		
Razón gas solución-petróleo (Rs)	124	scf/BF	Salinidad (S)	35973,00	ppm
Relación gas-petróleo (GOR)	124	scf/BF	Salinidad (S)	3,60%	%
Gravedad del petróleo	16,7	°API	Salinidad (S)	0,615523	grs/litro
Gravedad específica del petróleo, Y_o	0,955		Gravedad específica del agua, Y_w	1,02	
Gravedad específica del gas, Y_g	0,85		Concentración de CO ₂	0,00%	%molar
Relación gas - líquido,(RGL)	48,732	scf/BF	Concentración de H ₂ S	0,00%	%molar
			Concentración de N ₂	0,00%	%molar

FUENTE: Programa integral de pozos

4.6.3 CROMATOGRAFÍA DEL GAS

El ingreso del porcentaje de hidrocarburos es importante para el cálculo de las propiedades pseudoreducidas, y por consiguiente el factor del desviación del gas; no es un ingreso necesario pero si complementario. La figura 4.5 muestra el formulario de ingreso.

FIGURA 4.5 INGRESO DATOS COMPOSICIÓN DE GAS

CROMATOGRAFÍA DEL GAS					
Componente	Fracción molar %	Componente	Fracción molar		
C1	0,000%	i-C5	0,000%		
C2	0,000%	n-C5	0,000%		
C3	0,000%	C6	0,000%		
i-C4	0,000%	C 7+	0,000%	YC7 +	
n-C4	0,000%				

FUENTE: Programa integral de pozos

4.6.4 DATOS DEL RESERVORIO

a) Tipo de Yacimiento

Se selecciona saturado o subsaturado, según las condiciones de presión.

b) Presión de Burbuja

Se ingresa un valor de presión de burbuja que podrá ser obtenido de pruebas de presión en base a datos históricos del yacimiento. Dicho valor será de ingreso necesario pues en base a él se realiza cálculos de desviación estándar; si se desconoce el dato experimental, se deberá ingresarse un valor estimado.

c) Espesor de la arena

El espesor de la arena es el espacio confinado entre los límites. Este valor puede conocerse a partir de análisis de núcleos y registros de pozos. Se introduce el tope y base de la arena productora en TVD (profundidad vertical verdadera) en pies, su ingreso es fundamental para predecir el comportamiento de un yacimiento.

d) Profundidad promedio de los disparos

Es la profundidad media entre el tope y base de la arena productora, su ingreso debe ser en TVD.

e) Permeabilidad

Su ingreso es necesario para el cálculo de pérdidas en el yacimiento. Esta propiedad se puede obtener a partir de datos de núcleos y de registros, pruebas de presión transitoria, pruebas de producción y datos históricos.

f) Daño de formación

Luego de realizar una prueba de presión build up se puede determinar cuánto daño ha sufrido una determinada arena productora, dicho valor debe ser ingresado para el cálculo de pérdidas en las perforaciones.

g) Radio de drenaje (re)

Es el radio del área del yacimiento afectada directamente por la producción, desde el centro del pozo hasta el límite de volumen de roca interrumpido por la presión estática. Se obtiene a partir de pruebas de presión, su ingreso es en pulgadas y es importante para el cálculo de las pérdidas en el yacimiento.

h) Modelo IPR

Se despliega una lista con los métodos para determinar la curva de afluencia del pozo, dependiendo del tipo de yacimiento. Para yacimientos de petróleo, si es subsaturado se usará el método lineal o el de Vogel Modificado; para yacimiento saturado se presentan los métodos de Vogel, Fetkovich y Compuesto. Si se tiene un yacimiento de condensado se presenta el método de Jones Blount y Glaze.

i) Delta de presión y temperatura

En base al ingreso de estos, se arma la tabla de valores para el gráfico de cada parámetro. El programa presenta por defecto una variación de 10 psi y 10 °F.

La figura 4.6 muestra el formulario de ingreso de las variables que han sido detalladas.

FIGURA 4.6 INGRESO DATOS DEL RESERVORIO

DATOS DE RESERVORIO			
Tipo de Yacimiento	<input type="text" value="Subsaturado"/>		
Presión de burbuja	<input type="text" value="511,00"/>	psia	Permeabilidad promedio
Temperatura yacimiento	<input type="text" value="195"/>	°F	<input type="text" value=""/>
Presión yacimiento	<input type="text" value="1749"/>	psia	Daño de formación
Tope de la formación	<input type="text" value="7558"/>	ft	<input type="text" value=""/>
Base de la formación	<input type="text" value="7570"/>	ft	Radio del pozo, rw
MD perforaciones	<input type="text" value="7564"/>	ft	<input type="text" value=""/>
Espesor neto arena	<input type="text" value="12"/>	ft	Radio de drenaje, re
Modelo de IPR	<input type="text" value="Compuesto"/>		<input type="text" value=""/>
			Permeabilidad relativa del petróleo, Ko
			<input type="text" value="0"/>
			Permeabilidad relativa del gas, Kg
			<input type="text" value="0"/>
			ΔPr
			<input type="text" value="10"/>
			psia
			ΔT
			<input type="text" value="10"/>
			°F

FUENTE: Programa integral de pozos

4.6.5 PÉRDIDAS EN CAÑONEO

Uno de los objetivos del programa es conocer la caída de presión producto de los disparos en la arena productora, para lo cual se requiere de los siguientes datos:

a) Tipo de cañoneo

Se refiere a si los disparos fueron hechos a sobre balance o bajo balance.

b) Densidad de los disparos

Se refiere al número de disparos por pie que se realizan en la operación de cañoneo. Variables como radio de perforación (rp), radio de la zona triturada alrededor del túnel perforado (rc), longitud del túnel perforado y longitud del intervalo cañoneado (hp) pueden ser obtenidos a partir de resultados de la prueba de cañoneo.

La figura 4.7 muestra su formulario de ingreso.

FIGURA 4.7 INGRESO DATOS COMPLETACION DE POZO

PÉRDIDAS EN CAÑONEO			
Tipo de Produccion	<input type="text" value="Tubing"/>	Radio de perforación, rp	<input type="text" value="125"/> ft
Tipo de Cañoneo	<input type="text" value="Sobre balance"/>	Radio de la zona triturada alrededor del túnel perforado, rc	<input type="text" value="425"/> ft
Densidad de Disparos	<input type="text" value="5"/>	Longitud del túnel perforado	<input type="text" value="725"/> ft
		Longitud del intervalo cañoneado, hp	<input type="text" value="12"/>

FUENTE: Programa integral de pozos

4.6.6 DATOS DE PRUEBA DE PRODUCCIÓN

Para la presión de fondo fluuyente se presenta dos opciones de ingreso, bien sea por dato de pruebas de presión o usar el valor que el programa entrega en función de las pérdidas de presión en el reservorio y cañoneo. Cabe recalcar

que si se llenó todos los datos necesarios en los anteriores formularios, deberá ser seleccionada la segunda opción.

Una vez fijado la presión de fondo fluyente, se ingresa el caudal del líquido, y el corte de agua. El programa calcula la fracción de gas y caudales de cada fluido. Además se requiere del ingreso de datos del separador. La figura 4.8 muestra el formulario de ingreso de datos de producción.

FIGURA 4.8 INGRESO DATOS PRUEBAS DE PRODUCCIÓN

DATOS DE PRODUCCIÓN			
Pruebas de presión	Pwf	700,00	psi
Pwf(BU'P)	Fw	0,66	
700	Fg	0	
psi	Fo	0,34	
	Presión	100	psi
	Temperatura	160	°F
	Caudal de líquido	432	BFPD
	Caudal de agua	285,12	BFPD
	Caudal de petróleo	146,88	BFPD
	Caudal de gas	0	MMPC/día
DATOS DEL SEPARADOR			

FUENTE: Programa integral de pozos

4.6.7 CORRELACIONES PARA FLUJO MULTIFÁSICO

Este formulario se divide en el ingreso de correlaciones para tubería vertical, horizontal y chokes, como se presenta en la figura 4.9. Para la línea de flujo en superficie se requiere características de tubería y longitud.

El programa presenta las siguientes correlaciones según el tipo de fluido, considerando las dos últimas para pozos de gas seco y condensado.

- Duns y Ros (uso de gráficas)
- Hagerdorn y Brown
- Beggs y Brill
- Gray
- Cullender y Smith

Para cada tipo de correlación se habilitara constantes que sean necesarias para su desarrollo por ejemplo ángulos, será de 90° si es producción y de -90°

si es inyección. Mientras que para flujo multifásico en tubería horizontal, el ángulo es la inclinación con referencia al nivel del suelo, se tiene:

- Dukler
- Beggs y Brill

FIGURA 4.9 INGRESO CORRELACIONES PARA FLUJO MULTIFÁSICO

CORRELACIONES PARA FLUJO MULTIFÁSICO			
TUBERÍA VERTICAL			
	Hagerdown & Brown		
Rugosidad, ϵ	0.006	Dirección del flujo	90 deg
		Angulo de desviación del pozo	0 deg
TUBERÍA HORIZONTAL			
	Beggs & Brill		
Diámetro pipeline	2 in	Inclinación	0 deg
Longitud	1500 ft	Rugosidad, ϵ	0.006
CHOKE			
	Achong		
		Diámetro del choke	4 in

FUENTE: Programa integral de pozos

4.7 DESCRIPCIÓN DE LOS MÓDULOS DEL PROGRAMA

4.7.1 MÓDULO PVT

En este módulo se obtiene la data base PVT para los próximos algoritmos que se usarán en dimensionamiento de la bomba, flujo multifásico y análisis nodal.

Se ha dividido en 6 propiedades que son densidad, gravedad específica, viscosidad, factor volumétrico, compresibilidad y tensión superficial tanto para el agua, gas y petróleo; además de la presión de burbuja y solubilidad del gas.

Los algoritmos que se ocuparon han sido detallados en el capítulo 2, el módulo se ha dividido en tres secciones.

La figura 4.10 presenta un diagrama del procedimiento de trabajo del presente módulo.

FIGURA 4.10 DIAGRAMA DEL PROCEDIMIENTO DEL MÓDULO PVT



4.7.1.1 LÍMITES PVT

Esta subdivisión presenta el rango de valores aceptables y observaciones para cada correlación según la recomendación de su respectivo autor. El objetivo es ayudar a la toma de decisión respecto a qué correlación usarse. La condición se basa en el rango de valores, corrección por impurezas, tipo de yacimiento, entre otros. La figura 4.11 muestra su interfaz.

FIGURA 4.11 INTERFAZ LÍMITES PVT

Límites para el uso de las correlaciones del petróleo																	
Correlación		Presión de Burbuja y Relación gas- petróleo															
		Standing		Lasater		Vázquez y Beegs				Glaso		Al-Marhoun		Dokla y Osman		Petrosky	
						MIN	MAX	MIN	MAX								
PARAMETRO	UNIDADES	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX		
P	psia	130	7000	48	5780	15	4572	15	8055	65	7442	20	3573	530	4640	1574	6932
T	°F	100	258	82	272	162	162	180	180	80	230	74	240	190	275	114	288
B ₀	bbl/BF	1.024	2.15			1.042	1.545	1.020	2.228	1.025	2.588	1.032	1.997	1.216	2.433	1.118	1.6223
B ₁	bbl/BF											1.032	6.982				
R _g	scf/BF	20	1425	3	2305	0	631	0	2199	30	2637	26	802	81	2266	217	1406
Q _g	API	76.5	63.8	17.3	51.1	5.3	30	30.6	53.5	22.3	48.1	33.4	44.6	29.21	40.31	16.3	45
SGG		0.53	0.95	0.574	1.233	0.511	1.351	0.53	1.253	0.65	1.276	0.752	1.367	0.789	1.23	0.5781	0.8519
Lo (1 ^a etapa)	psf (-)																
Lo (2 ^a etapa)	psf (-)	265	465	15	605												
P _{sep}	psia																
R _g	scf/BF																
CD2	%molar											0%	3.85%	0.70%	1.85%	0%	3.75%
CD3	%molar											0%	16.38%	0.37%	8.30%	0%	0.75%
H2S	%molar											0%	16.15%	0.00%	6.02%		
Observación		No corrige por componentes no hidrocarburos		No corrige por componentes no hidrocarburos		No corrige por componentes no hidrocarburos. Estima la relación gas/petróleo del gas natural basados en la gravedad API (P _g y T investigada) puede sobrestimar su valor). Realiza una corrección de la gravedad específica del gas dependiente de la presión y temperatura del separador, si se conocen. La P _g y B ₀ se estima a partir de la gravedad API, relación gas/petróleo y T investigada.				A pesar de que no existe rangos para las concentraciones de componentes no hidrocarburos, desanuló ecuaciones de corrección según esos valores.		Corrige por presencia de componentes no hidrocarburos, pero no toma en cuenta condiciones del separador		Corrige por presencia de componentes no hidrocarburos, pero no toma en cuenta condiciones del separador		No corrige los valores por concentración de H2S, y no toma en cuenta condiciones del separador	

FUENTE: Programa integral de pozos

4.7.1.2 CÁLCULOS PVT

Es la tabla de resumen donde se presenta los valores obtenidos de cada parámetro para cada correlación, en base a cálculos internos, independientemente si la correlación aplica o no para los datos ingresados.

De las correlaciones que están dentro del rango de aplicación, el programa selecciona la de menor desviación estándar y error porcentual a partir de datos ingresados, recomendando la correlación que mejor aplique matemáticamente.

Los cálculos generados por el programa se presentan en cada pestaña del libro de Excel. La figura 4.12 muestra la interfaz.

FIGURA 4.12 INTERFAZ CÁLCULOS PVT

CÁLCULOS PVT										
Resumen de valores obtenido para el petróleo										
Correlación			Standing	Lasater	Vázquez y Beggs	Glazo	Al-Marhoun	Dokla y Osman	Petrosky y Farshad	Kartoatmodjo y Schmidt
Condición de Aplicación			NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	SI
Parámetro	Unidades	Pb	537,81	602,86	541,96	652,80	626,52	384,97	-14,11	511,00
Pb	psia	% de error				27,75%	22,61%	24,66%	102,76%	
		Media aritmética				581,90	568,76	447,98	248,44	
		Varianza				2513,28	1668,18	1985,55	34467,71	
		Desviación Estándar				50,13	40,84	44,56	185,65	
Pb corregida por impurezas	psia	Pb corregida	537,81	602,86	541,96	652,80	626,52	384,97	-14,11	511,00
		% de error	5,25%	17,98%	6,06%	27,75%	22,61%	24,66%	102,76%	0,00%
		Media aritmética	524,40	556,33	526,48	581,90	568,76	447,98	248,44	511,00
		Varianza								0,00
		Desviación Estándar							0,00	
Condición de Aplicación			NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	SI
Parámetro	Unidades	Rsb	54,65	42,39	53,83	46,47	43,58	85,69	101,40	57,96
Rs	scf/BF	Rs	54,65	42,39	53,83	46,47	43,58	85,69	101,40	57,96
		% de error	55,93%	65,81%	56,59%	62,53%	64,86%	30,89%	18,23%	53,26%
		Media aritmética	89,32	83,20	88,32	85,23	83,79	104,85	112,70	90,98
		Varianza								545,21
		Desviación Estándar							23,35	
Condición de Aplicación			NO		NO	NO	NO	NO	NO	SI
		Bo	1,085		1,069	1,059	1,099	1,101	1,066	1,092

FUENTE: Programa integral de pozos

4.7.1.3 RESULTADOS PVT

La hoja de Resultados PVT presenta las correlaciones recomendadas por el programa, además de una lista desplegable de las correlaciones donde el usuario podrá seleccionar cual será usada. La selección de la correlación debe ser sustentada con argumentos sólidos de producción que adopte el modelo seleccionado, recordando que los algoritmos se basan en correlaciones empíricas. Los resultados mostrados se han dividido por secciones siendo éstas petróleo, gas y agua; y una parte diferente la presión de burbuja y relación gas-petróleo.

El programa permite dirigirse a la hoja de cálculo de cada parámetro, con el fin de entregar un completo conocimiento de cómo funciona el procesamiento de los datos, y a la gráfica de la curva de comportamiento de cada parámetro

utilizando los hipervínculos. La figura 4.13 muestra la interfaz de resultados para el petróleo.

FIGURA 4.13 INTERFAZ RESULTADOS PVT

PETRÓLEO					
Parámetro	Unidad	Correlación	Correlación Recomendada		
Y _o					
Co	psi ⁻¹	Kartoatmodjo y Schmidt	Kartoatmodjo y Schmidt	Ir a Hoja Co	
Bo	bbl/BF	Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.	Kartoatmodjo y Schmidt	Ir a Hoja Bo	
Bt	bbl/BF	Al-Marhound	Ecuación General	Ir a Hoja Bt	
ρ _o	lb/ft ³	Katz	Katz	Ir a Hoja ρ_o	
μ _o	cp	Kartoatmodjo y Schmidt	Vázquez y Beggs	Ir a Hoja μ_o	
σ _{go}	dinas/cm			Ir a Hoja	

FUENTE: Programa integral de pozos

4.7.2 MÓDULO IPR

El comportamiento de afluencia de flujo del pozo se calcula mediante un análisis de las condiciones de flujo, presión, temperatura, pérdidas de presión en yacimiento y cañoneo, con el fin de determinar la tasa óptima de flujo de líquido hacia la superficie. Los modelos IPR que ofrece el programa se presentaron en el capítulo 2, cuyos algoritmos se desarrollaron en la hoja de “Cálculos IPR”.

El valor del índice de productividad puede ser calculado de dos formas, mediante datos propios del reservorio y a través de datos de pruebas de presión. Para la primera opción, es importante tener hasta el mínimo dato de ingreso del reservorio, con el fin de que el cálculo se estime al verdadero.

Además, se determina el caudal a la presión de burbuja, el máximo caudal del líquido y el caudal para cada fase. La figura 4.14 muestra la interfaz del módulo IPR.

FIGURA 4.14 INTERFAZ MÓDULO IPR

RESULTADOS IPR		
Modelo de IPR	Vogel Modificado	Usar resultados de: Pruebas de presión
Parámetro	Valor	Unidad
Índice de Productividad (J)	0,2100	bbbls/psi/día
Caudal al punto de burbuja	252	BFPD
Caudal máximo de Líquido, Q _{liq max}	345	BPPD
Caudal máximo de agua, Q _{w max}	259	BFPD
Caudal máximo de petróleo, Q _{o max}	86	BFPD
Caudal máximo de gas, Q _{g max}	0,109	MMPCD

FUENTE: Programa integral de pozos

4.7.3 MÓDULO DISEÑO DE COMPLETACIÓN

El proceso para el diseño de la completación del pozo se realiza de una manera integral seleccionando la tubería de producción, tubería de revestimiento, herramientas de fondo y accesorios, los cuales conforman la base de datos del programa, y ubicando la profundidad de asentamiento.

Existen numerosos diseños de completación que dependen del rango de áreas, ambientes de operación y factores como:

1. Características del pozo

- a. Presión.
- b. Índice de productividad
- c. Propiedades de los fluidos.
- d. Propiedades de la roca y datos de geología.

2. Factores geográficos

- a. Locación/ Condiciones climáticas.
- b. Profundidad del agua (offshore)
- c. Accesibilidad

3. Restricciones operacionales

- a. Regularizaciones ambientales.
- b. Factores de seguridad.

4. Número de zonas productoras.

Este módulo ha sido dividido en dos secciones, ingreso de datos de tubería de revestimiento e ingreso de datos de tubería de producción.

4.7.3.1 TUBING

Es necesario caracterizar a la tubería de producción y herramientas de completación, con el fin de determinar las caídas de presión.

El programa calcula el volumen de la tubería y del espacio anular, valores necesarios para calcular las pérdidas de presión que influyen en la productividad del pozo. La figura 4.15 muestra un formulario de ingreso para la completación de un pozo, como se muestra en la primera fila se debe introducir sólo las especificaciones del tubing de producción que serán ocupados en el módulo de levantamiento artificial.

FIGURA 4.15 INGRESO DISEÑO DE COMPLETACIÓN

TUBING																		
Descripción	Nombre	Profundidad de entrada	Profundidad de salida	Longitud	Díametro Nominal	Código	Díametro interno	Peso	Espesor	Área	Rugosidad	Volumen	Velocidad	Nre	f	KR	ΔPr	
		ft	ft	ft	in		in	lbs	in	in ²		ft ³	ft/s			R/in	psi	
Tubería	Tubing				3 1/2	2	2,9920	9,2000	0,2540	9,6211	0,006	6,74815193						
Accesorio	Crossover	9669	9672	2,9	3 1/2	2	3,5000	NA	NA	9,6211	0,006	0,19375882	0,420200231	616,4986042	0,10381208	0,08601572	0,013882975	
Accesorio	Standing Valve	9672	9675	3,12	3 1/2	2	0,0000	NA	NA	9,6211	0,006	0,20845776	0,420200231	0				
Tubería	Tubing	9675	9706	30,75	3 1/2	2	2,9920	9,2000	0,2540	9,6211	0,006	2,0545116	0,420200231	527,0182354	0,12143792		11,2459067	
Accesorio	Standing Valve	9706	9707	1,12	3 1/2	2	0,0000	NA	NA	9,6211	0,006	0,07483099	0,420200231	0				
Tubería	Tubing	9707	9738	31,5	3 1/2	2	2,9920	9,2000	0,2540	9,6211	0,006	2,10462164	0,420200231	527,0182354	0,12143792		11,52019711	
Accesorio	NOGO	9738	9743	5,15	4 1/2	1	0,0000	NA	NA	15,9043	0,006	0,56880008	0,254195202	0				
Tubería	Tubing	9743	9775	31,22	3 1/2	2	2,9920	9,2000	0,2540	9,6211	0,006	2,08591389	0,420200231	527,0182354	0,12143792		11,41779535	
Accesorio	On Off Tool	9775	9776	1,66	4 1/2	2	1,9840	NA	NA	15,9043	0,006	0,86394128	0,254195202	211,4057436	0,30273539	0,253296747	0,014960857	
Accesorio	Crossover	9776	9677	99,18	3 1/2	2	3,5000	NA	NA	9,6211	0,006	6,62655157	0,420200231	616,4986042	0,10381208	2,94173763	0,474797758	
Tubería	Tubing	9677	9809	131,62	3 1/2	6	2,7500	12,7000	0,3750	9,6211	0,006	8,79397779	0,420200231	484,3917655	0,13212446		48,14934023	
Accesorio	Packer	9809	9816	6,9			3,7250	NA	NA	0,0000	0,006	0						
Tubería	Tubing	9816	9907	91,46	2 7/8	2	2,4410	6,5000	0,2170	6,4918	0,006	4,12319889	0,622754218	637,2241452	0,10043562		33,5100445	
Accesorio	Standing Valve	9907	9910	2,84	2 7/8	2	2,9920	NA	NA	6,4918	0,006	0,12803285	0,622754218	781,0629424	0,08193962	0,077778911	0,027572503	
Tubería	Tubing	9910	10362,85	353,04	2 7/8	2	2,4410	6,5000	0,2170	6,4918	0,006	15,9157461	0,622754218	637,2241452	0,10043562		129,3503839	
Accesorio	Packer	10363	10369,73	6,88			#N/A	NA	NA	0,0000	0,006	0						
Tubería	Tubing	10270	10300,96	31,23	2 7/8	2	2,4410	6,5000	0,2170	6,4918	0,006	1,40791058	0,622754218	637,2241452	0,10043562		11,44236485	
Accesorio	Standing Valve	10301	10303,74	2,78	2 7/8	2	1,6880	NA	NA	6,4918	0,006	0,12532793	0,622754218	440,6531574	0,14523895	0,239196842	0,08479709	
Tubería	Tubing	10304	10334,96	31,22	2 7/8	2	2,4410	6,5000	0,2170	6,4918	0,006	1,40745976	0,622754218	637,2241452	0,10043562		11,43870095	
Accesorio	Mule shoe	10335	10335,56	0,6	2 7/8	2	NA	NA	NA	6,4918	0,006	0,02704919	0,622754218					

FUENTE: Programa integral de pozos

La selección de las herramientas se hace de la siguiente manera.

1. Especificar independientemente si se trata de una tubería o accesorio.
2. Seleccionar la herramienta de la lista desplegable.
3. Ingresar las profundidades de entrada y salida de la tubería o accesorio en TVD.
4. Seleccionar el diámetro nominal de la lista desplegable.
5. Introducir el código tomado del catálogo. Este valor sirve para diferenciar herramientas que tengan el mismo diámetro nominal pero diferentes características ya sea su diámetro interno, peso, espesor y área. Por ejemplo la figura 4.16 muestra un ejemplo de acceso al catálogo, donde para un diámetro nominal de 2 3/8 se seleccionó el código 4 con un peso de 5.10 lb/pie, y diámetro interno de 1.939 pg.

FIGURA 4.16 CATÁLOGO HERRAMIENTAS DE FONDO

TUBING					
DIAMETRO	CÓDIGO	DIAMETRO INTERNO	PESO	ESPESOR	AREA
in		in	lb/ft	in	in ²
2 3/8	1	2,041	4,00	0,167	1,158
2 3/8	2	1,995	4,60	0,190	1,304
2 3/8	3	1,995	4,70	0,190	1,304
2 3/8	4	1,939	5,10	0,218	1,477
2 3/8	5	1,939	5,30	0,218	1,477
2 3/8	6	1,867	5,80	0,254	1,693
2 3/8	7	1,867	5,95	0,254	1,693
2 7/8	1	2,441	6,40	0,217	1,812
2 7/8	2	2,441	6,50	0,217	1,812
2 7/8	3	2,323	7,80	0,276	2,254
2 7/8	4	2,323	7,90	0,276	2,254
2 7/8	5	2,259	8,60	0,308	2,484
2 7/8	6	2,259	8,70	0,308	2,484
2 7/8	7	2,195	9,60	0,340	2,708
3 1/2	1	3,068	7,70	0,216	2,229
3 1/2	2	2,992	9,20	0,254	2,590
3 1/2	3	2,992	9,30	0,254	2,590
3 1/2	4	2,922	10,20	0,289	2,915
3 1/2	5	2,922	10,30	0,289	2,915

FUENTE: Programa integral de pozos

4.7.3.2 CASING

La tubería de revestimiento se selecciona en función de los diferentes diámetros, grado y peso. Se presentan las secciones considerando una construcción telescópica del pozo, es decir, de la sección de mayor diámetro a la de menor diámetro hasta alcanzar la zona de interés.

La figura 4.17 muestra el formulario de ingreso para la tubería de revestimiento, es importante considerar que la profundidad de entrada del casing de producción puede ir desde superficie o desde el tope del liner si fuera el caso dependiendo del diseño de la completación.

FIGURA 4.17 INGRESO Y SELECCIÓN DE CASING

CASING												
Nombre	Profundidad de entrada	Profundidad de salida	Longitud	Díametro Nominal		Código	Díametro interno	Peso	Espesor	Area	Rugosidad	Volumen
	ft	ft	in	in			in	lbs	in	in ²		ft ³
superficial	0	82,5	82,5	20		3	18,874	118,5	0,563	34,3785	0,800	160,291037
conductor	0	1012	1012	13 3/8		4	12,415	68	0,48	19,4452	0,800	850,748809
Intermedio	0	7335	7335	9 5/8		5	8,681	47	0,472	13,5723	0,800	3014,6591
Liner	7105	9012	1907	7		4	6,276	26	0,362	7,5491	0,800	409,679235

FUENTE: Programa integral de pozos

4.7.4 MÓDULO PÉRDIDAS DE PRESIÓN

En este módulo se consideran las pérdidas de presión en reservorio, cañoneo, completación, chokes y líneas de superficie considerando si es flujo multifásico o monofásico. Las pérdidas de presión en yacimiento y las pérdidas en las perforaciones, se calculan utilizando las ecuaciones (4.1) y (4.2) respectivamente.

$$\Delta PY = \frac{Q_o \mu_o B_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + S \right]}{0.00708 K_o h} \quad (4.1)$$

$$\Delta P_c = \left[\frac{2.3010^{-14} \beta B_o^2 \rho_o \left(\frac{1}{r_p} - \frac{1}{r_c} \right)}{L_p^2 TPP^2 h_p^2} \right] Q_o^2 + \left[\frac{\mu_o B_o \ln \left(\frac{r_c}{r_p} \right)}{0.0070810^{-3} L_p K_p} \right] \frac{Q_o}{TPP h_p} \quad (4.2)$$

$$\beta = \frac{2.3310^{10}}{K_p^{1.201}} \quad (4.3)$$

Dónde:

- Q_o = tasa de producción de petróleo, BPPD

- μ_o = viscosidad del petróleo, cp
- B_o = factor volumétrico del petróleo, bl/BF
- r_e = radio de drenaje, pie.
- r_w = radio del pozo, pie
- S = factor de daño.
- K_o = permeabilidad efectiva al petróleo, md
- h = espesor de la arena productora, pie
- β = coeficiente de velocidad para flujo turbulento, pie^{-1}
- ρ_o = densidad del petróleo, lb/pie^3
- r_p = radio de la perforación, pg.
- r_c = radio de la zona triturada alrededor del túnel perforado, pg.
- L_p = longitud del túnel perforado, pie.
- K_p = permeabilidad de la zona triturada, md.
- TPP = densidad del tiro, tiros/pie.
- h_p = longitud del intervalo cañoneado, pie.

En el diseño de completación se calcula una pérdida general producto de la suma de las pérdidas de cada accesorio. La pérdida en chokes se calcula con la ecuación 4.4, los coeficientes se presentan en la tabla 4.1.

$$P_{choke} = \frac{BQ^D GLR^C}{D_{choke}^A} \quad (4.4)$$

TABLA 4.1
COEFICIENTES A, B, C PARA PÉRDIDAS EN CHOKES

Autor	A	B	C
Ros	2	4.25E-03	0.5
Gilber	1.89	3.86E-03	0.546
Baxendell	1.93	3.12E-03	0.546
Achong	1.88	1.54E-03	0.65

FUENTE: The technology of Artificial Lift Methods,

ELABORADO POR: Kermit Brown

La figura 4.18 muestra la interfaz del análisis de pérdidas, el programa detecta si se presenta flujo multifásico para cambiar la correlación en el cálculo de

gradiente de presión, esta tabla es de ayuda para la evaluación del sistema de producción y el conocimiento de la presión con que retorna a cabeza.

FIGURA 4.18 INTERFAZ PÉRDIDAS DE PRESIÓN PARA TUBERÍA VERTICAL Y HORIZONTAL

ANÁLISIS EN LÍNEA DE FLUJO											
NODO	Descripción	Tipo de fluido	Vía	Tipo de flujo	Correlación	Patrón de Flujo	Longitud	Condiciones de entrada	Gradiente presión	ΔPr	Condiciones de Salida
7	Línea de flujo	Petróleo Negro	Tubería	Flujo Multifásico	Duckler		272	100,00	0,002227	0,61	100,61

ANÁLISIS EN TUBERÍA VERTICAL											
NODO	Descripción	Tipo de fluido	Vía	Tipo de flujo	Correlación	Patrón de Flujo	Profundidad, MD	Condiciones de entrada	Gradiente presión	ΔPr	Condiciones de Salida
1	Reservorio	Petróleo Negro	Reservorio	Flujo Monofásico			9125	2000,00	0,366922		3261,43
2	Perforaciones	Petróleo Negro	Cañoneo	Flujo Monofásico			9125	3261,43	0,366922		2261,43
3	Entrada bomba	Petróleo Negro	Tubing	Flujo Monofásico			5800	1041,41	0,366922	1815,98	2590,76
4	Completación	Petróleo Negro	Accesorios	Flujo Monofásico			6490	2590,76		20,34	2570,43
5	Safety valve	Petróleo Negro	Tubing	Flujo Monofásico			1000	2570,43	0,366922	2014,40	556,02
6	Cabezal	Petróleo Negro	Cabezal	Flujo Multifásico	Beggs & Brill	Transición	0	556,02	0,443886	444,24	111,78

FUENTE: Programa integral de pozos

4.7.5 MÓDULO LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

En base al desarrollo y cálculo en los módulos descritos anteriormente se selecciona el método de levantamiento artificial aplicable a las condiciones del pozo y condiciones de yacimiento, mecanismo de producción, características del fluido, facilidades de superficie, condiciones operacionales, costos y riesgo.

El programa ofrece los sistemas levantamiento artificial bombeo electrosumergible y bombeo hidráulico tipo jet. La tabla 2.14 presenta las características técnicas y rangos típicos de aplicación para cada forma de levantamiento artificial, que ayudarán al usuario a tomar una decisión del tipo del sistema a usar. En la hoja "Módulo L.A" se introduce la profundidad en MD y TVD de asentamiento de la bomba en pies, la presión y temperatura de cabeza.

El mejor diseño es aquel que se realiza con criterio técnico operativo según de los requerimientos de cada pozo en particular, usando toda la información disponible del campo como presión de entrada a la bomba referentes a build

up, existencias en problemas de completación, salinidades de las arenas, baja producción por presencia de daño de formación, capacidad de inyección de fluido disponible por equipos en superficie, historiales de producción, parámetros petrofísicos, otros. Todos los datos mencionados son imprescindibles para realizar el análisis del levantamiento artificial.

4.7.5.1 BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

En el módulo de levantamiento artificial por bombeo hidráulico tipo jet se considera el dimensionamiento para sistemas cerrados de inyección directa.

Los datos de diseño incluyen propiedades del fluido (módulo PVT), datos mecánicos en cuanto a las profundidades (módulo L.A.), datos de diámetros de tubería (módulo diseño de completación), tipo de fluido motriz, si es petróleo, agua, diésel u otros, °API del fluido motriz, vía de inyección y retorno del fluido sea a través del tubing o anular, producción deseada y presión de succión de la bomba.

La selección del tipo de bomba jet es un proceso iterativo de ensayo y error, el programa trabaja en función a la selección inicial de una bomba del catálogo "Bombas BH", obteniendo el área del nozzle y área de la garganta; el procedimiento se basa en la convergencia del caudal deseado y actual, es decir, el ajuste entre el fluido motriz, las curvas rendimiento y presión de descarga (Método de Petrie).

Una vez obtenido este valor los resultados presentados son el tamaño de la garganta, área total, presión de descarga, tasa de producción, potencia hidráulica, eficiencia y límite de flujo de cavitación de la bomba. Cuando se presencia valores altos de relación gas petróleo producido (GOR), es necesario aplicar correlaciones de flujo multifásico para el cálculo de los gradientes de presión.

Las tuberías que se utilizan se seleccionan en base al volumen de líquido que se va a manejar, presiones de operación y profundidad, se considera la limitación física de los diámetros internos de las tuberías de revestimiento que es un factor fundamental en la programación del sistema, equipos y tubería de producción a usarse. Las medidas más usuales para las tuberías en este tipo de levantamiento se presentan en la tabla 4.2.

TABLA 4.2
MEDIDAS USUALES PARA TUBERÍA EN BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

Diámetro [pg]	3/4	1	1 1/4	1 1/2	2	2 1/2	3	3 1/2	4
Inyección	X	X	X	X	X				
Producción					X	X	X	X	X
Descarga	X	X	X	X					

FUENTE: Folleto Levantamiento Artificial

ELABORADO POR: Ing. Vinicio Melo

4.7.5.2 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

El módulo de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible considera el dimensionamiento en base a la presión de burbuja, presión del reservorio, presión de fondo fluyente, caudales deseados, propiedades de los fluidos y datos mecánicos del pozo. Los factores mencionados ya han sido descritos en los anteriores módulos.

La selección de la bomba electrosumergible es más sencilla que la bomba jet, el programa trabaja con extensión a un catálogo particular donde se presenta varias curvas de bombas para el caudal de producción deseada, el criterio de selección se basa en los siguientes puntos.

- Las **condiciones mecánicas**: los diámetros de las tuberías y las profundidades de los intervalos de producción deben estar bien definidos, el diámetro externo de la bomba debe encajar en la camisa del pozo.
- El **caudal de producción deseado** debe estar dentro del rango de capacidad descrito en la curva seleccionada.

- Se selecciona la bomba con mayor eficiencia al caudal de producción deseado, en base a la cual se leerá la altura dinámica y potencia requerida en el ingreso de datos del presente módulo.
- Si se tiene varias bombas que cumplan las condiciones anteriores, es necesario hacer un análisis económico.

Cuando se presenta valores altos de fracción de gas, es necesario el uso de un separador, el mismo que está direccionado a catálogos para su diseño.

La selección del motor se lo hace en función al diámetro interno del tubing y está influenciado por la potencia requerida por la bomba y el sello, para levantar el fluido. Es importante considerar que a mayor tamaño del motor, entrega una mayor potencia.

Normalmente, cuando se tiene bajos caudales se instalan camisas dentro del diseño de completación con el fin de tener una menor área de circulación, aumentando la velocidad del fluido y reduciendo el peligro de sobrecalentamiento del motor.

El programa realiza una corrección de la viscosidad por presencia de emulsiones, con el fin de minimizar las pérdidas de fricción en disco, y evitando bajas alturas y alta potencia de frenado. Es importante conocer que una alta viscosidad reduce la capacidad de la bomba en su mayor eficiencia.

4.7.6 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

El análisis de sensibilidad se realiza mediante un proceso de predicción basado en el conocimiento del aporte del pozo para la demanda del mismo.

Comprende el cambio de variables que afectan directamente las curvas de demanda en el análisis nodal, por ejemplo para bombeo hidráulico tipo jet el cambio de la geometría de bomba, fluido motriz de inyección y presiones de operación en superficie. Y para bombeo electrosumergible el cambio del número de etapas a la cual operaría la bomba.

El estudio tiene como finalidad asegurar una producción máxima garantizando el uso adecuado de los recursos manteniendo la rentabilidad y la vida útil del pozo. Es importante simular el diseño de levantamiento junto a un análisis de sensibilidad antes de tomar una decisión. Se va a presentar el desarrollo completo de cada módulo del programa de un pozo para cada tipo de levantamiento artificial, con el fin de dar a conocer su funcionamiento.

4.8 PROCEDIMIENTO BÁSICO Y EJEMPLO DE DISEÑO PARA BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

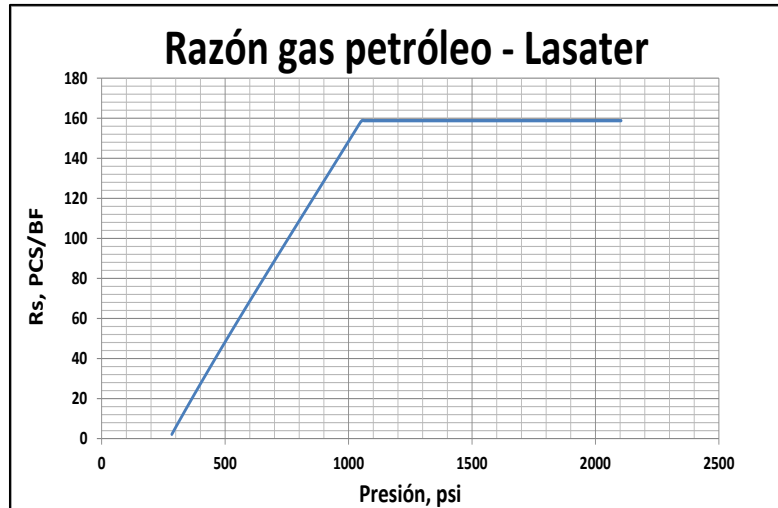
Se presenta el procedimiento para el diseño y selección de la bomba jet según las condiciones del pozo 9. Los datos necesarios fueron presentados en las tablas 2.31 y 2.32.

4.8.1 ANÁLISIS MÓDULO PVT

Para el pozo 9, a pesar que se cuente con datos PVT de pruebas, se aplicará las correlaciones para estimar su confiabilidad, obtenidos a la presión de interés (valor de fondo fluyente leído de pruebas de presión).

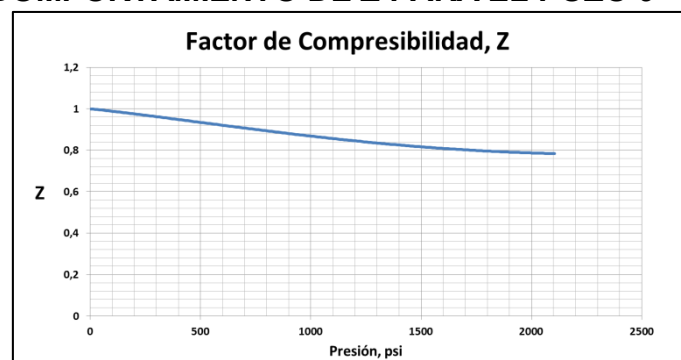
Para cada parámetro, el programa presenta una correlación recomendada basándose según el rango de aplicación estimado por los autores. Sin embargo, es importante recordar que dichas correlaciones son empíricas.

La presión de burbuja se obtuvo a través de la correlación de Lasater, recomendada por el programa. Se presenta un valor para la relación gas-petróleo a la presión de interés como a la presión de burbuja. Se seleccionó la correlación de Lasater a pesar de tener una ligera variación en el error porcentual, la curva de comportamiento se muestra en la figura 4.19.

FIGURA 4.19 COMPORTAMIENTO DE R_s PARA EL POZO 9

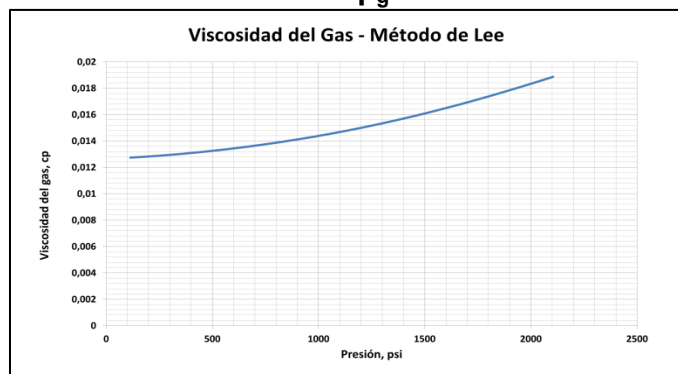
FUENTE: Programa integral de pozos

Primero se seleccionó las propiedades del gas, partiendo de sus propiedades reducidas, como no se cuenta con datos de cromatografía se seleccionó el método de Brown que determina dichas propiedades en función de su gravedad específica. El factor de compresibilidad y la compresibilidad del gas se calcularon a través del método de Papay (recomendada por el programa), la curva de comportamiento se presenta en la figura 4.20.

FIGURA 4.20 COMPORTAMIENTO DE Z PARA EL POZO 9

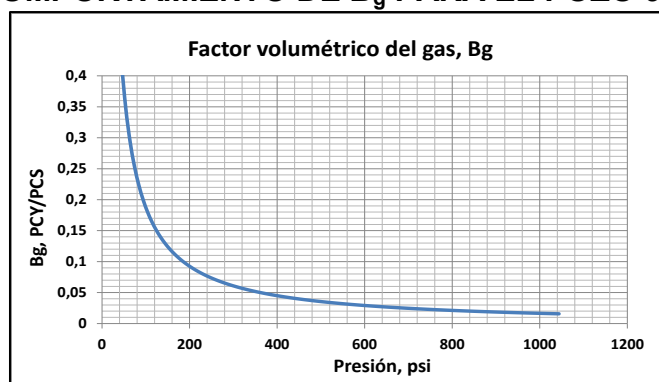
FUENTE: Programa integral de pozos

La viscosidad del gas se calculó con método de Lee a partir del peso molecular y gravedad específica, el comportamiento de la curva se presenta en la figura 4.21.

FIGURA 4.21 COMPORTAMIENTO DE μ_g PARA EL POZO 9

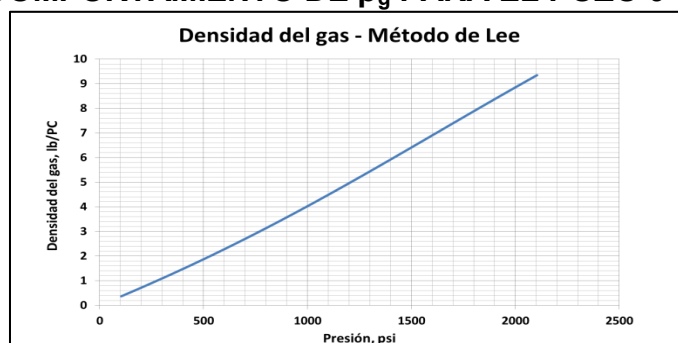
FUENTE: Programa integral de pozos

El factor volumétrico se calculó con la ecuación 2.23, su comportamiento se presentan en la figuras 4.22.

FIGURA 4.22 COMPORTAMIENTO DE B_g PARA EL POZO 9

FUENTE: Programa integral de pozos

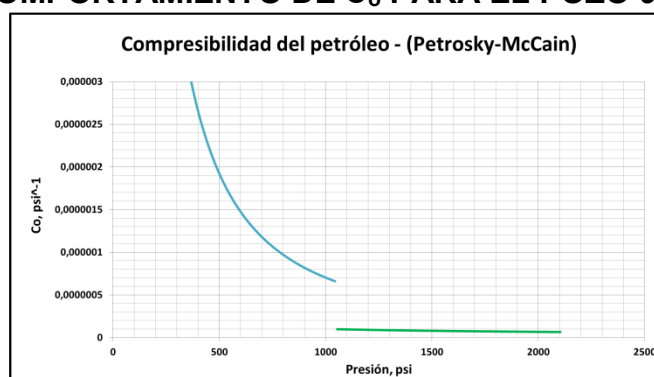
La densidad del gas se calculó con la ecuación 2.24, su comportamiento se presenta en la figura 4.23.

FIGURA 4.23 COMPORTAMIENTO DE ρ_g PARA EL POZO 9

FUENTE: Programa integral de pozos

La compresibilidad del petróleo, se calculó para un yacimiento subsaturado debido a que por encima del punto de burbuja no hay variación volumétrica del petróleo. La correlación seleccionada fue de Petrosky para subsaturado y McCain para saturado. La curva de comportamiento se presenta en la figura 4.24.

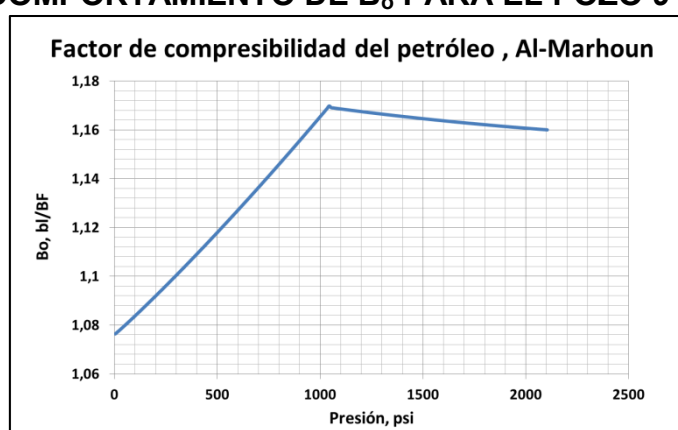
FIGURA 4.24 COMPORTAMIENTO DE C_o PARA EL POZO 9



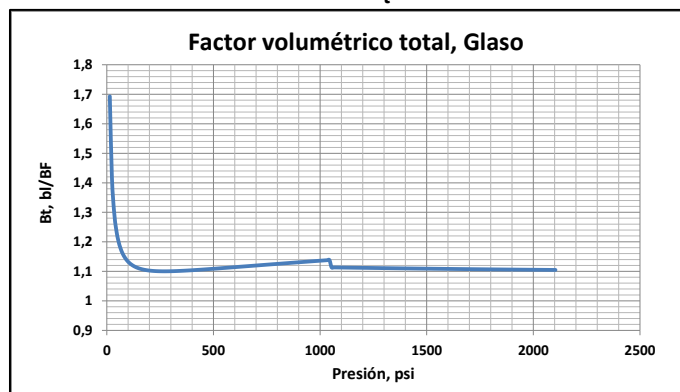
FUENTE: Programa integral de pozos

El factor volumétrico del petróleo y el factor volumétrico total se calculó usando la correlación de Glaso. La curva de comportamiento se presenta en las figuras 4.25 y 4.26, respectivamente.

FIGURA 4.25 COMPORTAMIENTO DE B_o PARA EL POZO 9

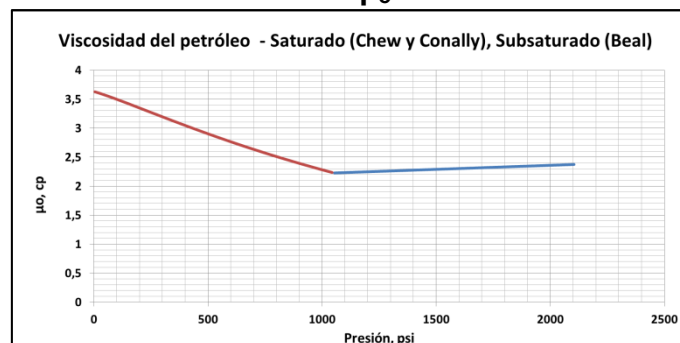


FUENTE: Programa integral de pozos

FIGURA 4.26 COMPORTAMIENTO DE B_t PARA EL POZO 9

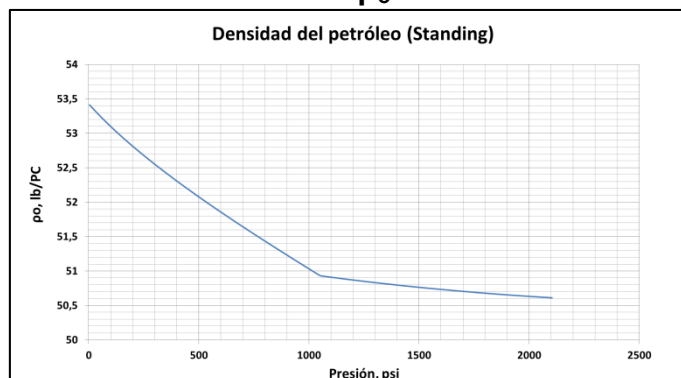
FUENTE: Programa integral de pozos

El cálculo de la viscosidad del petróleo está en función de la temperatura, presión, solubilidad del gas y la gravedad específica del gas y petróleo. Para un yacimiento subsaturado se seleccionó la correlación de Beal. El comportamiento se presenta en la figura 4.27.

FIGURA 4.27 COMPORTAMIENTO DE μ_o PARA EL POZO 9

FUENTE: Programa integral de pozos

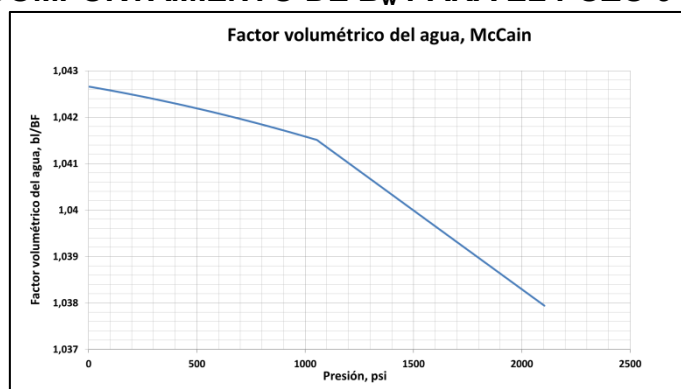
La densidad y la tensión interfacial del petróleo se calcularon utilizando las ecuaciones (2.103) y (2.131), respectivamente. El comportamiento para la densidad del petróleo se muestra la figura 4.28 para la correlación de Standing.

FIGURA 4.28 COMPORTAMIENTO DE ρ_o PARA EL POZO 9

FUENTE: Programa integral de pozos

Finalmente se seleccionó las correlaciones a usarse para las propiedades del agua. La solubilidad gas – agua fue estimada a partir del método de McCoy. La compresibilidad del agua fue estimada a partir del método de Dodson y Standing, debido a que se corrigió su valor por efectos de la salinidad, a pesar que el programa no presente un método recomendado debido a que los datos están fuera del rango de aplicación.

El factor volumétrico del agua se ve afectado por la presión, temperatura y salinidad, por ello se usó el método de McCain debido a que se corrige por presión, la curva de comportamiento se presenta en la figura 4.29.

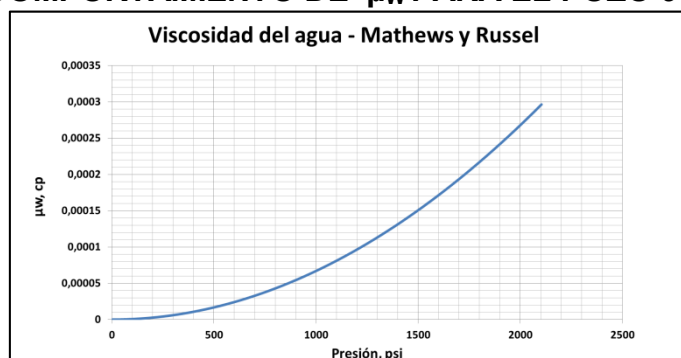
FIGURA 4.29 COMPORTAMIENTO DE B_w PARA EL POZO 9

FUENTE: Programa integral de pozos

Para el cálculo de la viscosidad del agua, se usó el método de Matthews y Russel, así se estimó que está en función de la temperatura y salinidad,

además se corrigió por presión. La curva de comportamiento se presenta en la figura 4.30.

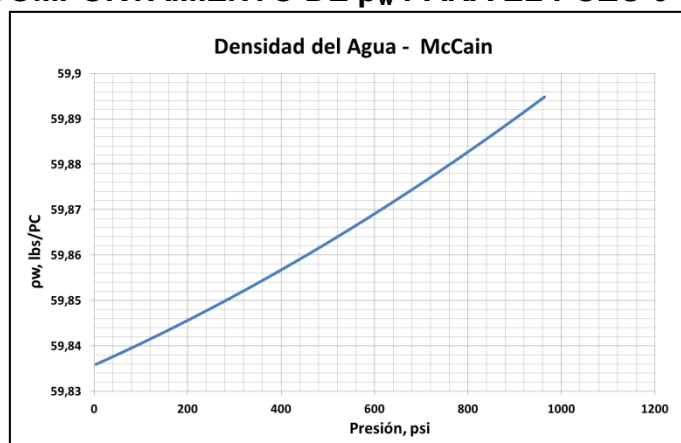
FIGURA 4.30 COMPORTAMIENTO DE μ_w PARA EL POZO 9



FUENTE: Programa integral de pozos

La densidad y tensión interfacial del agua se calcularon con las ecuaciones (2.159) y (2.165), respectivamente. El comportamiento para la densidad del agua se muestra en la figura 4.31.

FIGURA 4.31 COMPORTAMIENTO DE ρ_w PARA EL POZO 9



FUENTE: Programa integral de pozos

En la tabla 4.3 se presentan los resultados PVT obtenidos para el pozo ejemplo, junto con la correlación seleccionada y su porcentaje de error.

TABLA 4.3
RESULTADOS PVT PARA EL POZO 9

Parámetro	Valor	Correlación a usarse	Correlación Recomendada	% Error
Pb, psi	1054	Lasater	Lasater	0.00
R _s , PCS/BF	159	Lasater	Kartoadmodjo y Schmidt	7.36
Z, adim	0.83	Papay	Papay	0.28
C _g , psi ⁻¹	2.37*10 ⁻⁶	Beggs y Brill	Beggs y Brill	31.16
μ _g , cp	0.013	Carr	Lee	3.93
B _g , PCY/PCS	0.011			
ρ _g , lb/PC	5.902			
C _o , psi ⁻¹	8.35*10 ⁻⁶	Petrosky y Farshad	Kartoadmodjo y Schmidt	5.00
μ _o , cp	2.371	Beal	Kartoadmodjo y Schmidt	0.14
B _o , bl/BF	1.166	Al-Marhound	Kartoadmodjo y Schmidt	1.80
B _t , bl/BF	1.166	Glaso	Al-Marhound	2.36
ρ _o , lb/PC	53.99	Katz	Katz	0.82
σ _o , dinas/cm	11.484			
R _{sw} , PCS/BF	8.908	McCoy	McCoy	0.98
C _w , psi ⁻¹	3.27*10 ⁻⁶	Dodson y Standing		1.87
μ _w , cp	0.290	Mathews y Russel	Mathews y Russel	2.11
B _w , bl/BF	1.043	McCain	McCain	0.04
ρ _w , lb/PC	59.80	Ecuación General	Ecuación General	1.56
σ _w , dinas/cm	49.950			

FUENTE: Programa integral de pozos

4.8.2 ANÁLISIS MÓDULO IPR

En el módulo IPR el objetivo fue estimar la curva de comportamiento de afluencia del pozo y el índice de productividad. Los datos necesarios fueron el caudal de líquido, presión de fondo fluyente y daño de formación, estimados del análisis de pruebas de presión. Los caudales del petróleo, agua y gas se calcularon por defecto una vez ingresado los datos de corte de agua y relación gas – petróleo producido (GOR).

Para el cálculo del índice de productividad, como no se cuenta con datos petrofísicos, se calculó usando los diferentes modelos desarrollados a continuación.

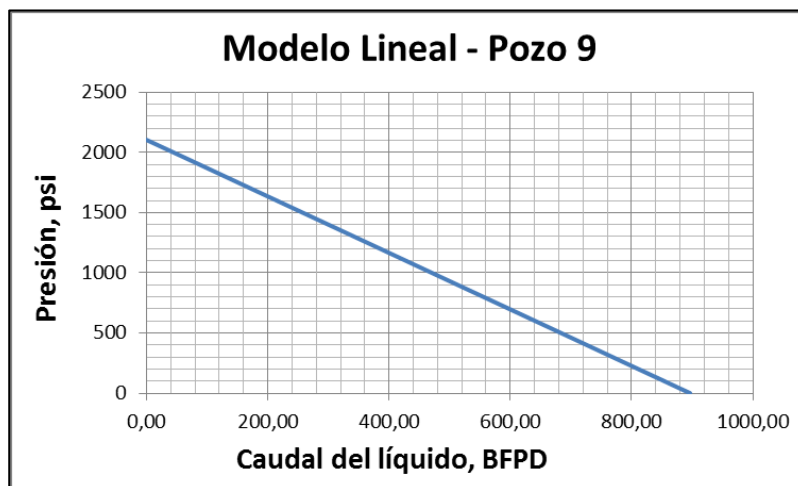
- a) Ejemplo de cálculo para determinar la curva IPR a través del modelo lineal.

$$J = \frac{Q}{Pr - P_{wf}} = \frac{300}{2104 - 1052}$$

$$J = 0.4261 \text{ bl / día / psi}$$

Considerando los datos antes descritos, se asumen valores de P_{wf} y se los reemplazó en la ecuación 2.173 obteniendo diferentes caudales.

Pwf	Qt
psi	BFPD
2104	0,00
1950	65,63
1796	131,25
1642	196,88
1488	262,50
1334	328,13
1180	393,75
1026	459,38
872	525,00
718	590,63
564	656,25
410	721,88
256	787,50
102	853,13
0	896,59



- b) Ejemplo de cálculo para determinar la curva IPR usando Vogel Modificado

Éste método presenta un algoritmo independiente para determinar el valor del índice de productividad para yacimiento saturado, usando la ecuación 2.177, se obtuvo lo siguiente.

$$J = \frac{300}{2104 - 1052 + \frac{1052}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{1400}{1052} \right) - 0.8 \left(\frac{1400}{1052} \right)^2 \right]}$$

$$J = 0.4590 \text{ bl / día / psi}$$

Sin embargo, para el ejemplo se tiene yacimiento subsaturado por lo que el valor de índice de productividad se mantiene en 0.4261 bl/día/psi. Se calculó el caudal al punto de burbuja (Q_b) y la máxima producción (Q_{tmax}), utilizando las ecuaciones 2.176 y 2.174 respectivamente.

$$Q_b = 0.4261(2104 - 1052)$$

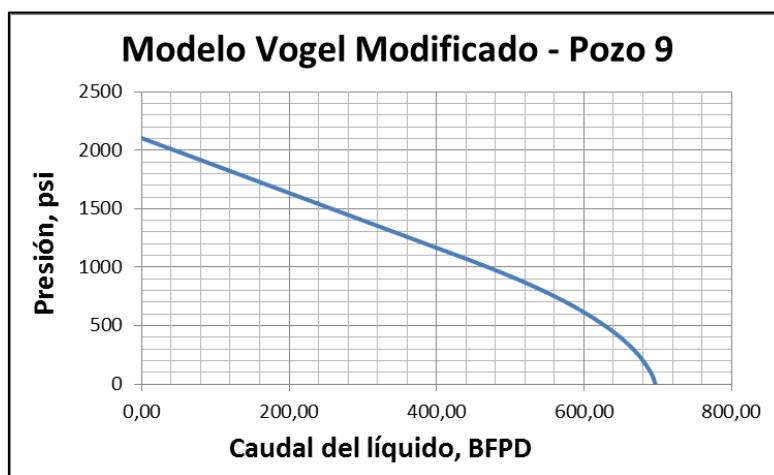
$$Q_b = 447.52 \text{ BFPD}$$

$$Q_{tmax} = \frac{300}{1 - 0.2 \left(\frac{1400}{2104} \right) - 0.8 \left(\frac{1400}{2104} \right)^2}$$

$$Q_{tmax} = 697 \text{ BFPD}$$

Se asume valores de P_{wf} se los reemplazó en la ecuación (2.177).

Pwf	Qt
psi	BFPD
2104	0,00
1950	65,63
1796	131,25
1642	196,88
1488	262,50
1334	328,13
1180	393,75
1026	459,24
872	519,06
718	570,36
564	613,13
410	647,38
256	673,11
102	690,31
0	697,00

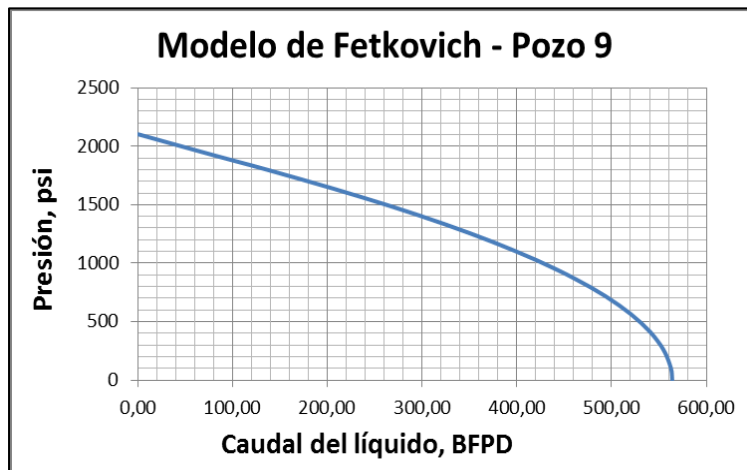


c) Ejemplo de cálculo para determinar la curva IPR aplicando Fetkovich

Fetkovich utiliza valores de n y C , los cuales se determinaron de la curva $\log(P_r^2 - P_{wf}^2)$ vs $\log(Q)$, donde n es el inverso de la pendiente.

Para el ejemplo, el valor de m obtenido fue de 0.926 entonces $n=1.079$. El valor de C fue $3.78 \cdot 10^{-5}$. Definidos los términos de la ecuación de Fetkovich, se asumió valores de P_{wf} y se los reemplazó en la ecuación 2.178.

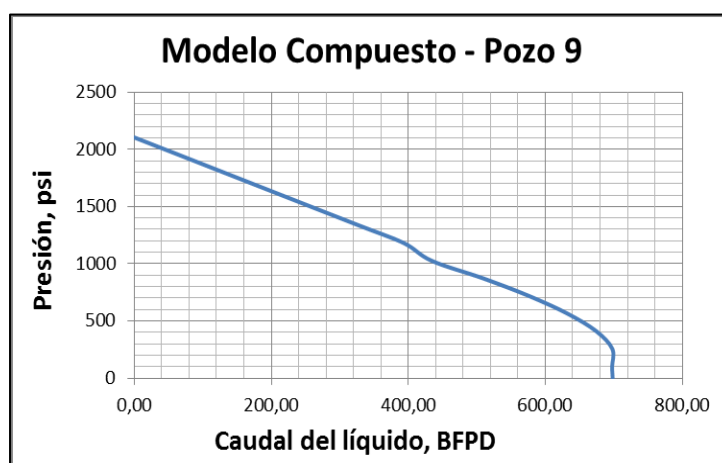
Pwf	Qt
psi	BFPD
2104	0,00
1950	68,07
1796	137,96
1642	204,63
1488	266,78
1334	323,76
1180	375,15
1026	420,68
872	460,15
718	493,41
564	520,35
410	540,89
256	554,96
102	562,54
0	563,97



d) Ejemplo de cálculo para determinar la curva IPR aplicando modelo Compuesto.

Sobre el punto de burbuja la curva presenta el modelo lineal ya desarrollado; sin embargo, para yacimiento saturado este modelo presenta variables cuyos logaritmos se presentaron en el capítulo 2. Se asumieron varios caudales y se reemplazaron en las ecuaciones 2.179, 2.180 y 2.185 según las condiciones ya indicadas.

Pwf	Qt
psi	BFPD
2104	0,00
1950	65,63
1796	131,25
1642	196,88
1488	262,50
1334	328,13
1180	393,75
1026	434,12
872	509,59
718	576,37
564	632,38
410	674,52
256	697,83
102	697,56
0	698,30



Para el pozo 9 se seleccionó el modelo de Vogel Modificado el cual entrega una curva más real, los resultados obtenidos en el módulo IPR se presentan en la tabla 4.4.

TABLA 4.4
RESULTADOS IPR - POZO 9

Parámetro	Valor	Unidad
Índice de Productividad (J)	0.4261	bl/psi/día
Caudal al punto de burbuja, Q_b	448	BFPD
Caudal máximo de Líquido, $Q_{tm\acute{a}x}$	697	BPPD
Caudal máximo de agua, $Q_{wm\acute{a}x}$	265	BFPD
Caudal máximo de petróleo, $Q_{om\acute{a}x}$	432	BFPD
Caudal máximo de gas, $Q_{gm\acute{a}x}$	0.425	MMPCD

FUENTE: Programa integral de pozos

4.8.3 ANÁLISIS MÓDULO SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

Para el pozo 9 se simuló la circulación estándar con inyección de petróleo como fluido motriz. Los datos necesarios para este módulo se presentan en la figura 4.32.

FIGURA 4.32 DATOS POZO 9 PARA DISEÑO DE BOMBEO TIPO JET

DISEÑO DE GEOMETRÍA DE BOMBA JET		
Datos de Reservoirio	Datos del pozo	Datos de diseño
Presión de yacimiento, Pr 2104 psi Presión de burbuja, Pb 1053.82 psi Presión de fondo fluyente, Pwf 1400 psi API 26.7 Temperatura del yacimiento, Ty 211 °F	Profundidad vertical bomba 9136.0 ft Longitud del tubing 9297 ft ID tubing 2.992 in OD tubing 3.500 in ID casing 6.276 in Presion de cabeza 100 psi Temperatura de superficie, Ts 100 °F	Fluido motriz Petróleo Tipo API fluido motriz Via de inyeccion Tubing Via de retorno Anular Gradiente del fluido motriz 0.387 psi/ft Gradiente del agua 0.446 psi/ft Gradiente del fluido de succión 0.387 psi/ft
Características de los fluidos y propiedades PVT	Datos de Producción	Datos para generación de gráfica
Yo 0.89 Yg 0.87 Yw 1.03 Rs 158.80 ft/STB cp 2.371 μo 2.774 cst cp 0.290 μw 0.28 cst BSW 0.38 fracción	Produccion deseada 350 BFPD Presión succión de la bomba 1300 psi Índice de productividad 0.426 bbl/psi/día GOR 270 ft/STB	Qi, inicio 300 BFPD ΔQi 20 BFPD

FUENTE: Programa integral de pozos

El procedimiento de ensayo y error para la selección de la bomba jet se presenta a continuación.

a) PRIMERA PARTE: Caudal del fluido motriz inyectado por el tubing

1. Fijar la presión de inyección del fluido motriz, para el pozo 9 se tiene una presión máxima disponible de 3300 psi de las bombas quintuplex.

2. Cálculo del gradiente de presión del petróleo

$$g_o = 0.433 \left(\frac{141.5}{131.5 + API} \right) \quad (4.5)$$

$$g_o = 0.433 \left(\frac{141.5}{131.5 + 26.7} \right)$$

$$g_o = 0.387 \text{ psi / pie}$$

3. Cálculo del gradiente de fluido en la succión

$$g_s = g_o(1 - BSW) + g_w * BSW \quad (4.6)$$

$$g_s = 0.387(1 - 0.38) + 0.446 * 0.38$$

$$g_s = 0.410 \text{ psi / pie}$$

4. Cálculo del Área de cavitación mínima de nozzle.

$$A_{cm} = Q_s \left(\frac{1}{691} \sqrt{\frac{g_s}{Pps}} + \frac{(1 - BSW) GOR}{24650 Pps} \right) \quad (4.7)$$

$$A_{cm} = 350 \left(\frac{1}{691} \sqrt{\frac{0.410}{1300}} + \frac{(1 - 0.38) 270}{24650(1300)} \right)$$

$$A_{cm} = 0.0108 \text{ pg}^2$$

5. Selección de la geometría de la bomba.

El anexo 11 muestra la curva de F_{PD} vs F_{mDA} . Se considera el área mínima de cavitación y se escoge una bomba cuya área de garganta sea mayor, del anexo 12 dónde se presenta los catálogos para diferentes proveedores, los valores de FaD han sido calculados aplicando la definición de relación de área de la garganta para área del nozzle. Para el pozo 9 se seleccionó la bomba con las siguientes características.

Fabricante	Claw	FaD	0.32
------------	------	-----	------

Nozzle	8	Área del nozzle, pg^2	0.0122
--------	---	-------------------------	--------

Si el valor del área de la garganta seleccionada es menor al área de cavitación, se presentará problemas por cavitación.

6. Cálculo de la presión en el nozzle, psi

$$P_n = P_{so} + g_n * H \quad (4.8)$$

$$P_n = 3300 + 0.387 * 9136$$

$$P_n = 6838 \text{ psi}$$

g_n es el gradiente de presión del fluido motriz, en el pozo estándar se ha inyectado petróleo por lo que toma el valor de 0.387.

7. Cálculo del caudal en el nozzle.

$$Q_n = 832 A_n \sqrt{\frac{P_n - P_{ps}}{g_n}} \quad (4.9)$$

$$Q_n = 832 (0.0122) \sqrt{\frac{6838 - 1300}{0.387}}$$

$$Q_n = 1214 \text{ BFPD}$$

Cálculo de pérdidas de presión por fricción en el tubing.

8. Cálculo de velocidad del fluido en el tubing.

$$v = 0.01191 \frac{Q_n}{d^2} \quad (4.10)$$

$$v = 0.01191 \frac{1214}{2.992^2}$$

$$v = 1.614 \text{ pie/s}$$

9. Cálculo de la densidad y viscosidad a la temperatura media, la viscosidad del petróleo se toma en unidades de centistokes, cst.

$$\bar{\rho} = \frac{g_n}{\frac{Tf - Ts}{2} - 68} \quad (4.11)$$

$$\bar{\rho} = \frac{0.387}{\frac{211 - 100}{2} - 68}$$

$$\bar{\rho} = 0.8547 \text{ lb / PC}$$

$$\bar{\mu} = \mu_o \bar{\rho} \quad (4.12)$$

$$\bar{\mu} = 2.774(0.8547)$$

$$\bar{\mu} = 2.371 \text{ cst}$$

10. Cálculo del Número de Reynolds.

$$N_{Re} = 7.742(10^3) \frac{d v}{\mu} \quad (4.13)$$

$$N_{Re} = 7.742(10^3) \frac{2.992(1.614)}{2.371}$$

$$N_{Re} = 13486 \quad \text{Flujo turbulento}$$

11. Cálculo del factor de fricción.

$$f = 0.0361 \left(\frac{\bar{\mu}}{d v} \right)^{0.21} \quad (4.14)$$

$$f = 0.0361 \left(\frac{2.371}{2.992(1.615)} \right)^{0.21}$$

$$f = 0.032$$

12. Cálculo de caída de presión para flujo turbulento en el tubing

$$Pf_{pt} = 11.46(10^{-6}) \bar{\rho} \bar{\mu} H \frac{Qn^2}{d^5} \quad (4.15)$$

$$P_{fpt} = 11.46(10^{-6})(0.8547)(2.371)(9297) \frac{1214^2}{2.992^5}$$

$$P_{fpt} = 17.67 \text{ psi}$$

Para iniciar la segunda iteración se considera presión del nozzle a partir de la siguiente ecuación.

$$P_n = P_{so} + g_n H - P_{fpt} \quad (4.16)$$

Después de dos iteraciones se obtuvo los siguientes resultados.

Iteración	Pn	Qn	v	N _{Re}	f	Pfpt	Convergencia
	psi	B/d	pie/s			psi	
1	6838	1214	1.614	13845	0.03212	17.67	
2	6821	1212	1.612	13464	0.03213	17.62	0.29%

Se debe chequear una convergencia de las pérdidas de presión dentro de un rango de error del 15%. La presión del nozzle seleccionada fue de 6821 psi y el caudal en el nozzle de 1212 BFPD.

b) SEGUNDA PARTE: Iteración en tasas de producción

13. Cálculo del caudal de retorno.

$$Q_d = Q_s + Q_n \quad (4.17)$$

$$Q_d = 350 + 1212$$

$$Q_d = 1562 \text{ BFPD}$$

14. Cálculo de gradiente de presión de fluido de retorno.

$$g_d = \frac{Q_n g_n + Q_s g_s}{Q_d} \quad (4.18)$$

$$g_d = \frac{1212(0.387) + 350(0.410)}{1562}$$

$$g_d = 0.3922 \text{ psi / pie}$$

15. Cálculo de corte de agua de retorno

Para el pozo 9 se utilizó como fluido motriz petróleo por lo cual se utiliza la siguiente ecuación 4.19.

$$BSW_d = BSW \frac{Q_s}{Q_d} \quad (4.19)$$

$$BSW_d = 0.38 \frac{350}{1562}$$

$$BSW_d = 0.085$$

Si el fluido motriz es agua se debe utilizar la ecuación 4.20.

$$BSW_d = \frac{Q_n + BSW Q_s}{Q_d} \quad (4.20)$$

16. Cálculo de la razón gas líquido de retorno

$$GLR_d = Q_s (1 - BSW) \frac{GOR}{Q_d} \quad (4.21)$$

$$GLR_d = 350 (1 - 0.38) \frac{270}{1562}$$

$$GLR_d = 37.51 \text{ PCS / BF}$$

17. Cálculo de la viscosidad de retorno por el anular.

$$\mu_m = (1 - BSW_d) \mu_o + BSW_d \mu_w \quad (4.22)$$

$$\mu_m = (1 - 0.085) 2.774 + 0.085 (0.28)$$

$$\mu_m = 2.561 \text{ cst}$$

Cálculo de las pérdidas de fricción de fluido de retorno por anular.

18. Cálculo velocidad en el espacio anular.

$$v = 0.01191 \frac{Qd}{d_1^2 - d_s^2} \quad (4.23)$$

$$v = 0.01191 \frac{1562}{6.276^2 - 3.5^2}$$

$$v = 0.685 \text{ pie/s}$$

19. Cálculo número de Reynolds en el espacio anular.

$$N_{Re} = 7.742(10^3) \frac{(d_1 - d_2)v}{\mu_m} \quad (4.24)$$

$$N_{Re} = 7.742(10^3) \frac{(6.276 - 3.5)0.685}{2.561}$$

$$N_{Re} = 5751 \quad \text{Flujo turbulento}$$

20. Cálculo de la densidad y la viscosidad media a condiciones de descarga.

Para la densidad se usa la ecuación 4.25 y para la viscosidad la ecuación 4.12.

$$\bar{\rho} = \frac{\frac{g_o}{g_w}}{1 + \frac{Tf - 68}{1885}} \quad (4.25)$$

$$\bar{\rho} = \frac{\frac{0.387}{0.446}}{1 + \frac{211 - 68}{1885}}$$

$$\bar{\rho} = 0.807 \text{ lb/PC}$$

$$\bar{\mu} = 0.28(0.8071)$$

$$\mu = 0.2275 \text{ cst}$$

21. Cálculo factor de fricción en el anular.

$$f = 0.0361 \left[\frac{\mu_m}{(d_1 - d_2)v} \right]^{0.21} \quad (4.26)$$

$$f = 0.0361 \left[\frac{2.56}{(6.276 - 3.5)0.68} 5 \right]^{0.21}$$

$$f = 0.024$$

22. Cálculo de caída de presión para flujo turbulento en espacio anular.

$$Pfd = \frac{11.46(10^{-6})f \left(\frac{0.433}{g_d} \right) Qd^2 H}{1.864(d_1 - d_2)(d_1^2 - d_2^2)^2 \left(\frac{d_1}{d_1 - d_2} \right)^{0.1}} \quad (4.27)$$

$$Pfd = \frac{11.46(10^{-6})0.024 \left(\frac{0.433}{0.392} \right) 1566^2 9136}{1.864(6.276 - 3.5)(6.276^2 - 3.5^2)^2 \left(\frac{6.276}{6.276 - 3.5} \right)^{0.1}}$$

$$Pfd = 1.648 \text{ psi}$$

23. Cálculo de la presión de descarga.

Como el valor de GLR de descarga es mayor a 10, es necesario el uso de correlaciones de flujo multifásico. Se seleccionó la correlación de Hagerdorn y Brown obteniéndose una presión de descarga de 3504 psi.

En caso que el valor de GLR sea menor a 10, la presión de descarga será estimada con la ecuación 4.28.

$$Ppd = Pfd + g_d H P_{wh} \quad (4.28)$$

24. Cálculo de razón de presión

$$FpD = \frac{Ppd - Pps}{Pn - Ppd} \quad (4.29)$$

$$FpD = \frac{3504 - 1300}{6821 - 3504}$$

$$FpD = 0.664$$

25. Cálculo de la razón de masa FmfD

$$FmfD = Q_s \left[1 + 2.8 \left(\frac{GOR}{Pps} \right)^{1.2} \right] (1 - BSW) + BSW \frac{g_s}{g_o Q_n} \quad (4.30)$$

$$FmfD = 350 \left[1 + 2.8 \left(\frac{270}{1300} \right)^{1.2} \right] (1 - 0.38) + 0.38 \frac{0.410}{0.387(1212)}$$

$$FmfD = 0.386$$

26. Estimar la relación de áreas óptimas, según la tabla 4.5.

Para el pozo 9 la razón de área óptima fue de 0.40.

**TABLA 4.5
RELACIÓN DE ÁREAS ÓPTIMAS**

RELACIÓN DE ÁREAS, FaD ópt	RANGO DE RELACIÓN DE PRESIONES, FpD	
	Min.	Máx.
0.60	2.93	1.3
0.50	1.3	0.839
0.40	0.839	0.538
0.30	0.538	0.38
0.25	0.38	0.286
0.20	0.286	0.16
0.15	0.16	

FUENTE: Optimización de la geometría de la bomba hidráulica tipo jet

ELABORADO POR: Ing. Vinicio Melo

27. Estimar un valor de FmfD'.

$$FmfD' = \frac{C_3 - \left[C_2 C_3 + C_3 C_1 - C_2 + \frac{C_4 (C_2 - C_3) FpD}{FpD + 1} \right]^{0.5}}{C_2 - C_3} \quad (4.31)$$

$$C_1 = 2 FaD \text{ ópt} \quad (4.32)$$

$$C_2 = \frac{(1 - 2 FaD \text{ ópt})(FaD \text{ ópt})^2}{(1 - FaD \text{ ópt})^2} \quad (4.33)$$

$$C_3 = (1 + KTD) FaD \text{ ópt} \quad (4.34)$$

$$C_4 = 1 + KN \quad (4.35)$$

KTD es el coeficiente de pérdida en la garganta, y KN el coeficiente de pérdida en el nozzle. Para el pozo 9 se asumió valores de 0.20 y 0.03 respectivamente, el valor de FmfD' calculado fue de 0.457.

28. Cálculo del nuevo caudal deseado.

$$Q_{s(nueva)} = Q_s \frac{FmfD}{FmfD'} \quad (4.36)$$

$$Q_{s(nueva)} = 350 \frac{0.386}{0.457}$$

$$Q_{s(nueva)} = 414 \text{ BFPD}$$

Después de dos iteraciones se obtuvo los siguientes resultados.

Iteración	Qd	g _d	Wcd	GLRd	ΔP _f	P _{pd}	F _{pD}	FmfD	FmfD'	Q _s
	BFPD	psi/pie	fracción	PCS/BF	psi	psi				BFPD
1	1562	0.3922	0.0851	37.51	1.65	3504	0.664	0.386	0.457	414
2	1626	0.3929	0.0967	42.63	1.77	3498	0.661	0.457	0.459	416

La presión de descarga fue de 3498 psi cuando las tasas de producción convergen, a 416 BFPD.

29. Cálculo del área de la garganta

$$At = \frac{\text{Área del nozzle}}{FaD \text{ ópt}} \quad (4.37)$$

$$At = \frac{0.0122}{0.40}$$

$$At = 0.0305 \text{ pg}^2$$

Se seleccionó una bomba cuya área de garganta fue el inmediato superior al valor de A_t antes calculado, el valor de A_t real fue de 0.0376 pg^2 . **Bomba seleccionada: 8H.**

c) TERCERA PARTE

30. Cálculo del límite de flujo de cavitación.

$$Q_{sc} = Q_s \frac{A_{t \text{ real}} - A_n}{A_{cm}} \quad (4.38)$$

$$Q_{sc} = 350 \frac{0.0376 - 0.0122}{0.0108}$$

$$Q_{sc} = 822 \text{ BFPD}$$

31. Cálculo de potencia hidráulica

$$HP = \frac{Q_n P_{so} 0.000017}{0.9} \quad (4.39)$$

$$HP = \frac{1244(3300) 0.000017}{0.9}$$

$$HP = 76 \text{ hp}$$

32. Cálculo de la eficiencia

$$E_p = F_m f D' F_p D 100 \quad (4.40)$$

$$E_p = 0.459(0.661)100$$

$$E_p = 30.4\%$$

Una vez seleccionada la bomba, se obtiene las curvas de demanda para cada presión de operación manteniendo la geometría de la bomba.

d) Procedimiento para obtener la curva de demanda

1. Estimar un valor de presión de operación en superficie (presión de inyección).

2. Asumir un valor de Q_3 (caudal deseado).
3. Calcular Q_1 (caudal de inyección).

$$Q_1 = \frac{Q_3}{FaD} \quad (4.41)$$

4. Obtener el valor de Q_2 (caudal de descarga), a partir de la suma de Q_1 y Q_3 .
5. Determinar las pérdidas de presión en la tubería de inyección y la presión en el nozzle con la ecuación 4.16.
6. Determinar la presión de descarga y las pérdidas de presión en la tubería de retorno.
7. Calcular la presión de succión de la siguiente relación.

$$Pps = Pd(1 + FpD) - Pn FpD \quad (4.42)$$

8. Graficar el caudal vs Pps en la misma gráfica de IPR.

En la tabla 4.6 se presentan los resultados para tres combinaciones de bombas. Para el pozo 9 se seleccionó la bomba 8G del fabricante Claw operada a una presión en superficie de 3000 psi y a un caudal de inyección de fluido motriz de 1179 BFPD.

TABLA 4.6
RESULTADOS DEL POZO 9 EN CIRCULACIÓN ESTÁNDAR

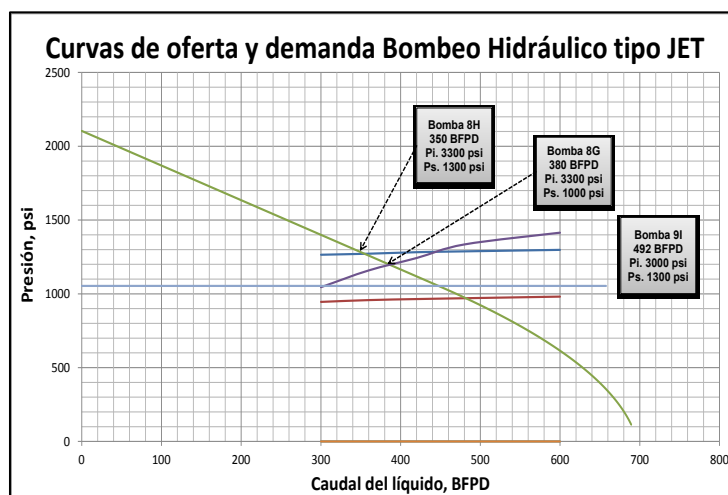
Item	Presión de operación	Presión de succión	Producción deseada	Área antes de cavitación	Tipo de bomba	Fabricante	Área nozzle, An	Presión nozzle	Caudal de inyección	Presión de descarga	Caudal de retorno	Producción real	Área garganta real, At	Caudal de Cavitación	Eficiencia	Potencia
	psi	psi	BFPD	pg ²			pg ²	psi	BFPD	psi	BFPD	BFPD	pg ²	BFPD	%	hp
1	3300	1300,00	350	0,0108	8H	Claw	0,0122	6821	1212	3498	1626	416	0,0376	821,69	30,4%	76
2	3300	1000,00	350	0,0126	9I	Claw	0,0148	6812	1508	3505	1912	406	0,0447	821,69	29,3%	94
3	3000	1300,00	350	0,0108	8G	Claw	0,0122	6521	1179	3351	1586	415	0,0311	821,69	30,4%	67

FUENTE: Programa integral de pozos

La figura 4.33 muestra la producción real obtenida para cada combinación de bomba de acuerdo al análisis nodal. La bomba 9I no fue seleccionada ya que

opera debajo del punto de burbuja. La bomba 8H cumple con los requerimientos del caudal deseado; sin embargo, con la bomba 8G se produce 380 bl (30 bl más) operando sobre el punto de burbuja. Bajo estas condiciones se obtuvo una potencia de 67 hp y una eficiencia del 30.4%.

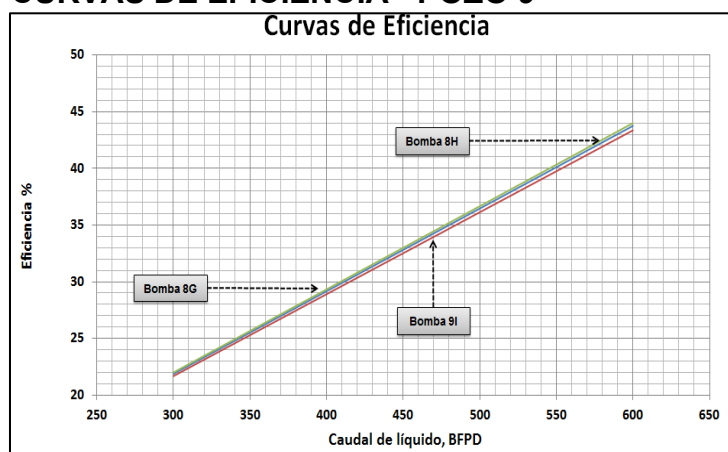
FIGURA 4.33 ANÁLISIS NODAL - POZO 9



FUENTE: Programa integral de pozos

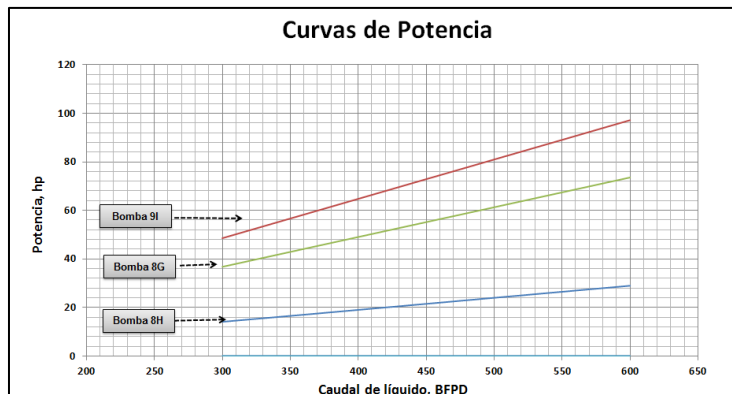
La figura 4.34 presenta la curva de eficiencia para cada combinación simuladas en el pozo 9.

FIGURA 4.34 CURVAS DE EFICIENCIA - POZO 9



FUENTE: Programa integral de pozos

La figura 4.35 presenta la curva de potencia para cada combinación para el pozo 9.

FIGURA 4.35 CURVA DE POTENCIA – POZO 9

FUENTE: Programa integral de pozos

Como consecuencia de la gran velocidad de la mezcla, se produce mayores pérdidas por fricción en la bomba provocando una baja eficiencia, por lo que se requiere de mayor potencia en superficie. El volumen de fluido motriz utilizado será proporcional al tamaño del nozzle y la presión de operación. A medida que la presión de fluido motriz aumenta, el poder de levantamiento de la bomba aumenta debido a que la tasa de fluido motriz hace que la relación gas líquido disminuya.

El rendimiento de la bomba se ve influenciado por su geometría y por la presión de descarga que a su vez es dependiente de la tasa gas – líquido de retorno, valores grandes de GLR reducen dicha presión.

Los equipos necesarios en superficie para cubrir la demanda, se enlistan a continuación:

- Separador horizontal trifásico de 10000 BFPD y capacidad de gas 2.5 MMPCPD.
- Sistema bota- tanque.
- KOD.
- Tea.
- Arresta llamas o mechero.
- Tanque de almacenamiento, capacidad de 2500 BFPD.
- Sistema contra incendios.

- Motor Caterpillar de 484 bhp @ 1800 rpm.
- Bombas triplex o quíntuplex.
- Caja reductora de 5 velocidades.
- Bombas de transferencia
- Bombas centrifugas de precarga.
- Manifold.

4.8.4 ANÁLISIS MÓDULO PÉRDIDAS DE PRESIÓN

La tabla 4.7 presenta el perfil de presión desde el reservorio hasta la cabeza del pozo, como no se tuvo datos de reservorio no se determinó la pérdida de presión en yacimiento y perforaciones; sin embargo, se partió de la presión de reservorio, con la presión de descarga de la bomba no se pudo llegar al cabezal, teniendo flujo multifásico en el tramo a partir de 350 pies. Para este caso se requiere aumentar la presión de inyección para tener un mayor retorno y llegar al cabezal con una presión considerable, se usó la correlación de Hagerdorn y Brown.

TABLA 4.7
ANÁLISIS PERFIL DE PRESIÓN PARA EL POZO 9

ANÁLISIS EN TUBERÍA VERTICAL							
NODO	Descripción	Tipo de fluido	Via	Profundidad, TVD	Condiciones de entrada	Pérdidas de presión	Condiciones de Salida
				ft	psi	psi	psi
1	Reservorio	Petróleo Negro	Reservorio	9297	2104,00		2104,00
2	Perforaciones	Petróleo Negro	Cañoneo	9297	2104,00		2104,00
3	Entrada bomba	Petróleo Negro	Tubing	9136	2043,62		3351,00
4	Completación	Petróleo Negro	Accesorios	9136	3351,00	0,00189	3351,00
5	Safety valve	Petróleo Negro	Tubing	350	3351,00	3295,21	55,79
6	Cabezal	Petróleo Negro	Cabezal	0	55,79	109,53	-53,73

FUENTE: Programa integral de pozos

4.9 PROCEDIMIENTO BÁSICO Y EJEMPLO DE DISEÑO PARA BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Se presenta el procedimiento paso a paso del diseño y selección para bombeo electrosumergible según las condiciones del pozo 5. Los datos necesarios fueron presentados en las tablas 2.23 y 2.24.

4.9.1 ANÁLISIS MÓDULO PVT

El pozo 5 produce bajo sistema de levantamiento por bombeo electrosumergible para la arena "T inferior". El procedimiento de análisis es igual al presentado en bombeo hidráulico tipo jet, por lo que se presenta únicamente los resultados PVT en la tabla 4.8.

**TABLA 4.8
RESULTADOS PVT PARA EL POZO 5**

Parámetro	Valor	Correlación a usarse	Correlación Recomendada	% Error
P_b, psi	695	Glaso	Glaso	0.02
R_s, PCS/BF	119.51	Glaso	Kartoadmodjo y Smidth	18.00
Z, adim	0.8342	Papay	Papay	0.16
C_g, psi⁻¹	6.74E-04	Papay	Papay	30.22
μ_g, cp	0.0125	Lee	Carr	3.49
B_g, PCY/PCS	0.01193			
ρ_g, lb/PC	5.7143			
C_o, psi⁻¹	1.02E-06	Petrosky y Farshad	Kartoadmodjo y Smidth	3.00
B_o, bl/BF	1.1261	Kartoadmodjo y Smidth	Kartoadmodjo y Smidth	0.73
B_t, bl/BF	1.135	Al-Marhoun	Al-Marhoun	2.17
μ_o, cp	2.226	Katz	Katz	3.09
σ_o, dinas/cm	11.878			
ρ_o, lb/PC	53.49			
R_{sw}, PCS/BF	8.44	McCoy	McCoy	1.58
C_w, psi⁻¹	3.20E-06	Dodson y Standing		1.85
B_w, bl/BF	1.0353	McCain	McCain	0.06
μ_w, cp	0.312	Mathews y Russel	Mathews y Russel	1.72
σ_w, dinas/cm	51.607			
ρ_w, lb/PC	62.21			

FUENTE: Programa integral de pozos

4.9.2 ANÁLISIS MÓDULO IPR

El pozo 5 tiene una presión de yacimiento de 1810 psi y su presión de burbuja es de 695 psi, no se cuenta con datos petrofísicos por lo que se analizó las curvas de comportamiento de afluencia del pozo y el índice de productividad en función de los modelos descritos anteriormente en bombeo hidráulico. Se seleccionó el modelo de Vogel Modificado, la tabla 4.9 presenta los resultados IPR para el pozo 5.

TABLA 4.9
RESULTADOS IPR - POZO 5

Parámetro	Valor	Unidad
Índice de Productividad (J)	1.88	bl/psi/día
Caudal al punto de burbuja, Q_b	2096	BFPD
Caudal máximo de Líquido, $Q_{lm\acute{a}x}$	2823	BPPD
Caudal máximo de agua, $Q_{wm\acute{a}x}$	1440	BFPD
Caudal máximo de petróleo, $Q_{om\acute{a}x}$	1382	BFPD
Caudal máximo de gas, $Q_{gm\acute{a}x}$	1.073	MMPCD

FUENTE: Programa integral de pozos

4.9.3 ANÁLISIS MÓDULO SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.

El dimensionamiento del sistema de bombeo electrosumergible depende de las condiciones del pozo y los fluidos a bombear. A continuación se presenta paso a paso el diseño de la bomba para el pozo 5. Los datos necesarios se han subdivido como muestra la figura 4.36, los mismos que han sido obtenidos de la simulación en los módulos PVT y diseño de completación.

FIGURA 4.36 DATOS DISEÑO BES - POZO 5

DISEÑO BOMBA ELECTROSUMERGIBLE					
Datos de Reservorio		Datos del Pozo			
Presión de yacimiento, Pr	1810	psi	Profundidad de perforaciones	9482,5	ft
Presión de burbuja, Pb	695,15	psi	Profundidad bomba	8121	ft
Presión de fondo fluuyente, Pwf	1300	psi	ID tubing	2,992	in
API	29		OD tubing	3,500	in
Temperatura del yacimiento, Ty	198	°F	ID casing	8,681	in
			ΔPr	100	psi
			Presion de cabeza	100	psi
			Temperatura de superficie, Ts	100	°F
Características de los fluidos y propiedades PVT					
Yo	0,8816		Datos de Producción		
Yg	0,85		BSW	0,51	fracción
Yw	1,03		GOR	201	ft/STB
Rsw	8,444	scf/BF	IP	1,88	bb/dia/psi
GLR	98,490	scf/BF	Caudal Deseado	1700,00	BFPD
μo	2,227	cp	Emulsion	No	
μw	0,312	cp	Caudal con emulsion	1700,00	BFPD
Kuop	Parafínico				
Gradiente Geotermico	0,0103	°F/ft			
Correlación multifásico	Hagerdown & Brown				
Fo	0,49				

FUENTE: Programa integral de pozos

PRIMERA PARTE: Diseño de bomba electrosumergible

1. Cálculo de la razón gas líquido (GLR) para verificar la existencia de problemas por emulsiones, en caso que se presenten es necesario corregir la viscosidad del crudo. El programa habilita esta opción. Para el pozo 5 no es necesario porque se tiene una viscosidad baja.

$$GLR = GOR(1 - BSW) \quad (4.43)$$

$$GLR = 201(1 - 0.51)$$

$$GLR = 98.49 \text{ PCS} / \text{BF}$$

2. Cálculo de la gravedad específica del líquido.

$$\gamma_L = (1 - BSW)\gamma_o + BSW \gamma_w \quad (4.44)$$

$$\gamma_L = 0.49(0.8816) + 0.51(1.03)$$

$$\gamma_L = 0.9572$$

3. Cálculo del gradiente de presión del líquido.

$$\nabla P = 0.433 \lambda_L \quad (4.45)$$

$$\nabla P = 0.433(0.9572)$$

$$\nabla P = 0.4145 \text{ psi/ pie}$$

4. Cálculo de la presión de Succión

La presión de succión se calcula corrigiendo la presión de fondo fluyente (P_{wf}) a la profundidad de asentamiento de la bomba. Cabe mencionar que se utiliza un delta de presión mayor a 100 psi como margen de seguridad para evitar cavitación de la bomba.

Para el pozo 5 la profundidad de asentamiento de la bomba es diferente a la profundidad media de las perforaciones por lo que se realiza la corrección previamente indicada.

$$PIP = P_{wf} - \nabla P (\text{Prof. perforaciones} - \text{Prof. bomba}) \quad (4.46)$$

$$PIP = 1300 - 0,4145(9483 - 8121)$$

$$PIP = 736 \text{ psi}$$

5. Cálculo de la mínima profundidad de asentamiento.

Una vez estimada la mínima profundidad y la profundidad de presencia de flujo multifásico, se puede tener mayor certeza en definir la profundidad a la cual la bomba se asentará.

$$\nabla P \geq 100 \text{ Mín. Profundidad bomba} = \text{Prof. perforaciones} - \frac{P_{wf} - \Delta P}{\nabla P} \quad (4.47)$$

$$\text{Mín. Profundidad bomba} = 9483 - \frac{1300 - 100}{0.4145}$$

$$\text{Mín. Profundidad bomba} = 6587.5 \text{ pies}$$

6. Caracterización del crudo en función del Kuop

El factor Kuop identifica el tipo de crudo en cuanto a su composición química, se tiene base parafínica, mixta, nafténica o aromática. El índice toma valores para cada uno de éstos como se indica en la tabla 4.10.

TABLA 4.10
VALOR DE Kuop SEGÚN COMPOSICIÓN QUÍMICA

Base Parafínica	13
Base Mixta	12
Base Nafténica	11
Base Aromática	10

FUENTE: <http://www.textoscientificos.com/energia/combustibles/petroleo>

ELABORADO POR: Matías Haro

Para el crudo ecuatoriano el Kuop toma un valor de 13 (parafínico).

7. Cálculo de la temperatura de succión.

La temperatura de succión se calcula con la correlación de Shiu que toma en cuenta los efectos del motor y capacidad calorífica del fluido.

$$c = (1 - BSW)c_o + BSW c_w \quad (4.48)$$

$$c_o = [(0.33 + 0.12 \cdot 10^{-2} API) + (0.50 + 0.11 \cdot 10^{-2} API) \cdot 10^{-2} T] (0.05 Kuop + 0.41) \quad (4.49)$$

$$\Delta T_{motor} = \frac{h(1 - Em)}{778 c Ep Em} \quad (4.50)$$

$$\rho_L = 62.4 \gamma_L \quad (4.51)$$

$$W_{tot} = Q_L \rho_L + GOR(1 - BSW) Q_L \gamma_g \cdot 0.0764 \quad (4.52)$$

$$A = W_{tot}^{0.5253} \rho_L^{2.9303} d^{-0.2904} \gamma_o^{0.2608} \gamma_w^{4.4146} e^{-4.2051} \quad (4.53)$$

$$PIT = T_{fondo} - \nabla T \left[Z - A \left(1 - e^{-\frac{Z}{A}} \right) \right] + \Delta T_{motor} \quad (4.54)$$

Dónde

- c_o = capacidad calorífica del petróleo, BTU/(lb.°F)
- c_w = capacidad calorífica del agua, BTU/(lb.°F)
- c = capacidad calorífica del fluido, BTU/(lb.°F)
- E_m = eficiencia del motor, fracción.
- E_p = Eficiencia de la bomba, fracción.
- ∇T = gradiente de temperatura, °F/pie.
- A = distancia de relajación, pie.
- Z = Prof. perforaciones – Prof. bomba, pie.
- W_{tot} = Caudal másico total, lb/s.

La temperatura de succión fue de 164° F, siendo la temperatura uno de los factores de limitación para el uso de bombeo electrosumergible, es necesario corregir los parámetros PVT, la tabla 4.11 muestra los resultados.

TABLA 4.11
CORRECCIÓN DE PARÁMETROS PVT A LAS CONDICIONES DE SUCCIÓN
PARA EL POZO 5

Parámetro	Valor	Unidad
Solubilidad del Gas, R_s	131.24	PCS/BF
Factor volumétrico del petróleo, B_o	1.136	bl/BF
Factor volumétrico del agua, B_w	1.037	bl/BF
Factor volumétrico del gas, B_g	0.0208	PCY/PC

FUENTE: Programa integral de pozos

8. Cálculo del caudal total a las condiciones de succión de la bomba.

$$Q_{tot} = Q_L \{ BSW B_w + (1 - BSW) B_o + [(1 - BSW)(GOR - R_s) - BSW R_{sw}] B_g \} \quad (4.55)$$

$$Q_{tot} = 1700 \{ 0.51(1.037) + 0.49(1.136) + [0.49(201 - 131.24) - 0.51(8.444)] 0.0208 \}$$

$$Q_{tot} = 2033 \text{ BFPD}$$

9. Cálculo de la fracción de gas a las condiciones de succión de la bomba.

$$f_g = \frac{[(1 - BSW)(GOR - R_s) - BSW R_{sw}] B_g}{BSW B_w + (1 - BSW) B_o + [(1 - BSW)(GOR - R_s) - BSW R_{sw}] B_g} \quad (4.56)$$

$$f_g = \frac{[(1 - 0.51)(201 - 131.4) - 0.51(8.444)] 0.0208}{0.51(1.037) + 0.49(1.136) + [0.49(201 - 131.24) - 0.51(8.444)] 0.0208}$$

$$f_g = 9.26\%$$

Esta fracción de gas no es la que ingresa a la bomba sino la existente en el fluido a las condiciones de succión, una parte se separa del fluido de manera natural y la restante se encuentra disuelta en el líquido. La fracción de gas que ingresará a la bomba será estimado por:

$$f_g^{ingresobomba} = (1 - E_{sep}) f_g \quad (4.57)$$

$$f_g^{ingresobomba} = (1 - 0.7) 9.26\%$$

$$f_g^{ingresobomba} = 2.78\%$$

Dónde

- Esep = Eficiencia de separación mecánica, para el pozo 5 fue de 0.7.

10. Cálculo de la carga total dinámica

La carga total dinámica se define como la suma de la presión de cabeza, las pérdidas por fricción en el tubing y la elevación neta vertical, definida por la ecuación 2.192. La carga de presión en la cabeza se define como:

$$SH = \frac{P_{wh}}{\nabla P} \quad (4.58)$$

$$SH = \frac{100}{0.4145}$$

$$SH = 241 \text{ pies}$$

La pérdida de presión por fricción en la tubería se determinó con la ecuación de Hazen Williams.

$$Pf = F \text{ Prof. bomba } \nabla P \quad (4.59)$$

$$F = \frac{2.803 \left(\frac{100}{C} \right)^{1.85} \left(\frac{Q}{4.3} \right)^{1.85}}{d_i^{4.8655}} \quad (4.60)$$

Siendo

- F= caída de presión, pies perdidos/1000 pie.
- C = factor de rugosidad de la tubería.
- Pf = pérdidas de presión por fricción, psi

$$Pf = 458(8121)(0.4145)$$

$$Pf = 1541 \text{ psi}$$

$$Pf = 3719 \text{ pies}$$

$$VNL = \frac{2.31 P_{wf}}{\gamma_L} \quad (4.61)$$

$$VNL = \frac{2.31(1300)}{0.9573}$$

$$VNL = 3136 \text{ pies}$$

Reemplazando los valores obtenidos en la ecuación 2.192 se obtuvo una carga total dinámica de 7097 pies, que representa la altura que deberá vencer la bomba seleccionada para el pozo 5.

Cuando hay presencia de flujo multifásico será necesario obtener la presión de descarga y las pérdidas de presión por fricción a partir de correlaciones o modelos mecánicos. Para el ejemplo se trabajó con la correlación de Hagerdorn y Brown. Bajo estas condiciones la carga total dinámica será definida por:

$$TDH = \frac{PIP - \Delta P \text{ bomba}}{\nabla P} \quad (4.62)$$

11. Selección de Bomba y estimación del número de etapas.

Se seleccionó la bomba en función al caudal deseado (1700 BFPD), el diámetro interno del casing (8.681), el levantamiento total (7097 pies) y la frecuencia de operación la cual podrá variarse hasta obtener la producción deseada.

El programa ofrece una recomendación de las bombas del catálogo REDA en función al caudal deseado con el fin de facilitar la búsqueda, para el pozo 5 la tabla 4.12 presenta las bombas que aplican a las condiciones de producción.

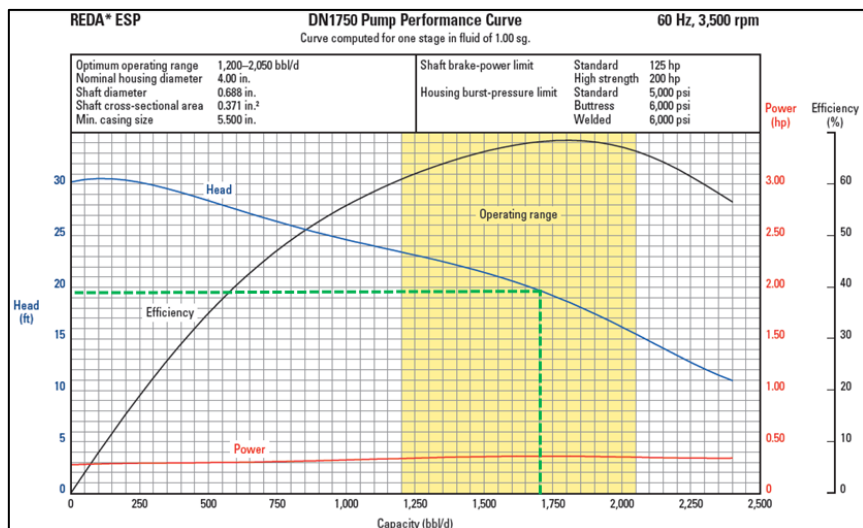
TABLA 4.12
RECOMENDACIÓN BOMBAS REDA - POZO 5

Fabricante	Bomba	Caudal Optimo	Caudal Min	Caudal Maximo	Head	Eficiencia	Frecuencia (Hz)	Caudal deseado	1700
								St	
Reda	AN1500	1500	1000	2000	11,7	44%	60	365	Aplica
Reda	D2400N	2400	1500	3200	25	59%	60	171	Aplica
Reda	DN1750	1750	1200	2050	19	68%	60	225	Aplica
Reda	DN1800	1800	1200	2400	19	74%	60	225	Aplica
Reda	DN2150	2100	1300	2600	23	58%	60	186	Aplica
Reda	GN1600	1650	1000	2300	44	60%	60	97	Aplica
Reda	GN2100	2700	1650	2300	43,2	63.6%	60	99	Aplica
Reda	SN2600	2600	1600	3200	46,2	68%	60	92	Aplica

FUENTE: Programa integral de pozos

En el catálogo de proveedor se debe buscar una bomba que opere a su máxima eficiencia. Para un caudal de 1700 BFPD, se seleccionó la bomba DN1750, las características fueron leídas de la figura 4.37 que representa la curva de la bomba.

BOMBA	DN1750	FABRICANTE	REDA	HP/ETAPA	0.35
SERIE	400	HEAD/ETAPA	19.5	EFICIENCIA (%)	68

FIGURA 4.37 CURVA BOMBA REDA DN1750 – POZO 5

FUENTE: Catalogo REDA 2011

ELABORADO POR: Schlumberger

El número de etapas se calcula con la ecuación 4.63. Para la bomba del pozo 5 se requiere 364 etapas para operar a su máxima eficiencia.

$$\# \text{ etapas} = \frac{TDH}{\text{head} / \text{etapa}} \quad (4.63)$$

$$\# \text{ etapas} = \frac{7097}{19.5}$$

$$\# \text{ etapas} = 364$$

12. Cálculo de la potencia total requerida.

Es la suma de la potencia requerida por la bomba, el separador de gas y el protector. Una vez seleccionado el separador y protector de catálogos, en las especificaciones se encuentran los valores de potencia obtenidos a partir de la carga dinámica total, TDH (calculado previamente). Para el pozo 5, la potencia requerida por el protector fue de 2.8 hp.

La potencia requerida por la bomba se calcula con la ecuación 2.191, para este caso fue se necesitó 122 hp. La potencia total requerida para accionar la bomba en superficie se calcula con la ecuación 4.64.

$$HP_{requerida} = HP_{bomba} + HP_{separador} + HP_{protector} \quad (4.64)$$

$$HP_{requerida} = 125 \text{ hp}$$

13. Selección del motor.

La selección del motor se realiza en función a la potencia requerida, la capacidad de generación o alimentación de las facilidades ubicadas en superficie y el espacio disponible en el fondo del pozo donde se asienta la bomba. El motor seleccionado del catálogo REDA presentó las siguientes características.

SERIE	540	POTENCIA (hp)	144	VOLTAJE (v)	2149
PROVEEDOR	REDA	FRECUENCIA, (Hz)	60	AMPERAJE (A)	43

14. Cálculo de la carga durante la operación

La carga ejercida sobre el motor durante el funcionamiento normal del sistema es calculado mediante la ecuación 4.65.

$$Carga \text{ durante la operación} = \frac{HP_{requerido}}{HP_{motor}} 100\% \quad (4.65)$$

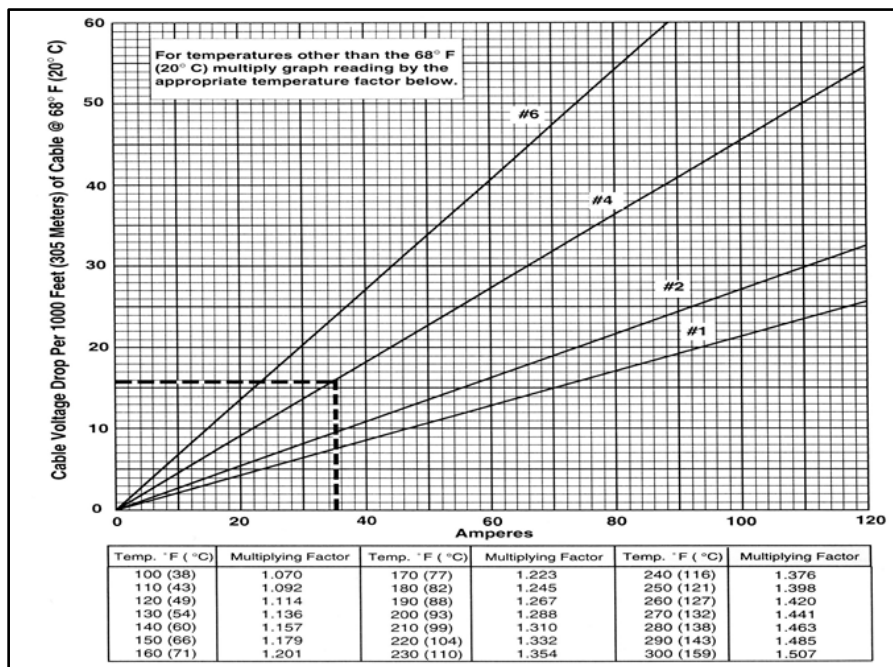
$$Carga \text{ durante la operación} = \frac{125}{144} 100\%$$

$$Carga \text{ durante la operación} = 83\%$$

15. Selección del cable de potencia.

La caída de voltaje del cable seleccionado debe ser menor a 30 voltios por cada 1000 pies. Primero se seleccionó el número de cable de la figura 4.38, de acuerdo al amperaje del motor.

FIGURA 4.38 CAIDA DE VOLTAGE EN EL CABLE DE POTENCIA



FUENTE: Material Levantamiento Artificial

ELABORADO POR: Ing. Vinicio Melo

Para el pozo 5 se ha seleccionado un cable número 4 con un amperaje de 36.6 y una pérdida de 16v/1000pie, no se selecciona el cable #2 por el espacio y tampoco el cable #6 por las pérdidas de voltaje. De la figura 4.38 también se lee el factor de multiplicación correspondiente a 164°F que es igual a 1.201. La caída de voltaje por cada 1000 pie es igual a:

$$Caída de voltaje = \left(\frac{Pérdida voltaje}{1000 pie} \right) \Delta T_{factor} \quad (4.66)$$

$$Caída de voltaje = \left(\frac{16}{1000} \right) 1.201$$

$$Caída de voltaje = \frac{19.22 v}{1000 pies}$$

Para el pozo 5 el cable seleccionado presentó las siguientes características.

PROVEEDOR	REDA	AMPERAJE, (A)	36.6
TIPO	PLANO (SIN CAPILAR)	PÉRDIDA VOLTAJE/1000 pie	16
NUMERO	4	DIÁMETRO, pg	0.478
ΔT FACTOR	1.01	DIÁMETRO DEL PROTECTOR, pg	0.354

Se determina el espacio libre.

$$\text{Espacio libre} = CD - \left(\frac{M}{2} + \frac{S}{2} + C + B + G \right) \quad (4.67)$$

$$\text{Espacio libre} = 8.681 - \left(\frac{5.4}{2} + \frac{5.13}{2} + 0.478 + 0.03 + 0.354 \right)$$

$$\text{Espacio libre} = 5.254 \text{ pg}$$

Dónde:

- CD= Diámetro interno del casing, pg
- M= Diámetro del Motor, pg
- S= Diámetro del Sello, pg
- C= Espesor del cable
- B= Espesor de la Banda, 0,03 pg
- G= Espesor del protector del cable, pg.

Por seguridad se considera que la longitud del cable debe tener un excedente de 200 pies más que la profundidad de asentamiento de la bomba, para el pozo 5 la longitud requerida es de 8421 pies.

16. Voltaje requerido en superficie.

Es igual a la suma del voltaje requerido por el motor más la caída de voltaje en el cable.

$$\text{Caída de voltaje} = \frac{\text{Profundidad bomba}}{1000 \text{ pies}} \left(\frac{\text{Voltaje en cable}}{1000 \text{ pies}} \right) \quad (4.68)$$

$$\text{Caída de voltaje} = \frac{8121 \text{ pies}}{1000 \text{ pies}} \left(\frac{16 \text{ v}}{1000 \text{ pies}} \right)$$

$$\text{Caída de voltaje} = 144 \text{ v}$$

$$\text{Voltaje requerido en superficie} = \text{Voltaje del motor} + \text{caída de voltaje} \quad (4.69)$$

$$\text{Voltaje requerido en superficie} = 2149 + 144$$

$$\text{Voltaje requerido en superficie} = 2293 \text{ v}$$

17. Selección del transformador.

$$KVA = \frac{\sqrt[3]{\text{voltaje requerido en superficie (amperaje del motor)}}}{1000} \quad (4.70)$$

$$KVA = \frac{\sqrt[3]{(2293) (43)}}{1000}$$

$$KVA = 182$$

Las características del transformador trifásico seleccionado se presentan a continuación.

PROVEEDOR	REDA
MODELO	FIXSTAR 1500
KVA	182
VOLTAJE	1500
AMPERAJE	70

SEGUNDA PARTE: Procedimiento para obtener la curva de demanda

1. Cálculo del peso de un barril más gas bombeado a condiciones estándar.

$$\rho_{fsc} = 350 BSW \gamma_{wsc} + 350(1 - BSW) \gamma_{osc} + F_g GLR \rho_{gsc} \quad (4.71)$$

2. Presión de descarga, P_2

Se determina la presión de descarga usando alguna correlación de flujo.

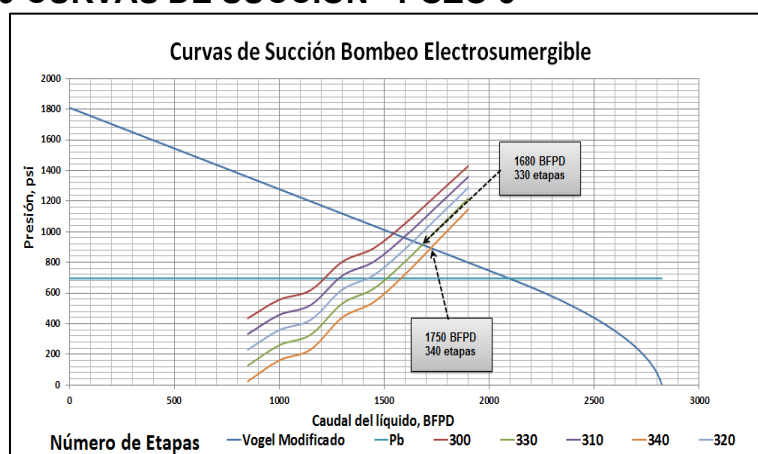
3. Presión de Succión, P_3

Se asume varios caudales y se lee los valores de head/etapa de la curva de la bomba seleccionada para cada.

$$P_3 = P_2 - \left(\frac{\rho_{fsc} \text{ head / etapas}}{808.31} \right) \# \text{ etapas} \quad (4.72)$$

Para la bomba DN1750 se obtuvo las curvas de succión mostradas en la figura 4.39 para diferentes números de etapas. Se indica que operando la bomba a 340 etapas se puede obtener 1750 BFPD, y cumplir con los requerimientos.

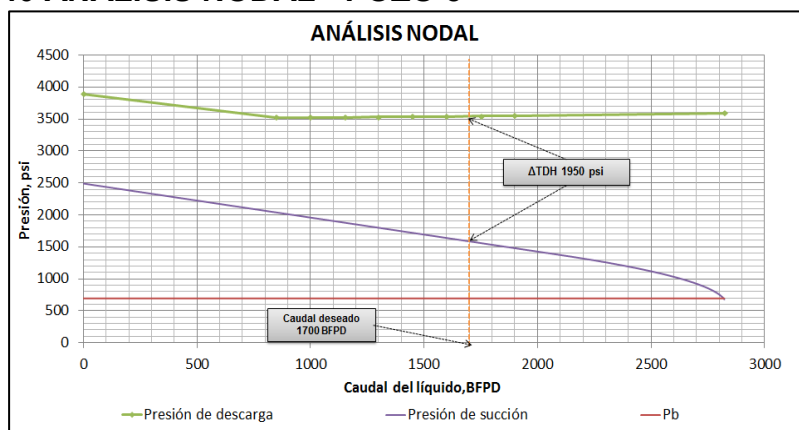
FIGURA 4.39 CURVAS DE SUCCIÓN - POZO 5



FUENTE: Programa integral de pozos

El levantamiento que la bomba debería generar es de 1950 psi, la figura 4.40 indica el análisis nodal para el pozo 5.

FIGURA 4.40 ANÁLISIS NODAL - POZO 5



FUENTE: Programa integral de pozos

Para producir 1700 bl, se decidió ubicar un tándem de 2 bombas, cada una operando a 170 etapas, generando una presión de descarga de 3202 psi.

BOMBA	Presión de succión	Producción de fluido	Presión de descarga	Número de etapas	Eficiencia	Potencia requerida
	psi	BFPD	psi		%	hp
DN1750	736	1750	3202	340	68	119

4.9.4 ANÁLISIS MÓDULO PÉRDIDAS DE PRESIÓN

La tabla 4.13 muestra el perfil de presión desde el reservorio hasta cabeza del pozo. Las pérdidas en reservorio y perforaciones no se calcularon debido a que no se contó con todos los datos necesarios. Debido a la presión de descarga de la bomba DN1750 de 3202 psi, se llegó a cabeza con una presión de 205 psi, con presencia de flujo multifásico en los últimos 1675 pies, la pérdida de presión en éste último tramo fue calculado con la correlación de Hagerdorn y Brown.

TABLA 4.13
ANÁLISIS DE PÉRDIDAS DE PRESIÓN - POZO 5

ANÁLISIS EN TUBERÍA VERTICAL											
NODO	Descripción	Tipo de fluido	Via	Tipo de flujo	Correlación	Patrón de Flujo	Profundidad, TVD, ft	Condiciones de entrada, psi	Gradiente presión, psi/ft	ΔP_r , psi	Condiciones de Salida, psi
1	Reservorio	Petróleo Negro	Reservorio	Flujo Monofásico			9583	1810,00	0,3720		1810,00
2	Perforaciones	Petróleo Negro	Cañoneo	Flujo Monofásico			9583	1810,00	0,3720		1810,00
3	Entrada bomba	Petróleo Negro	Tubing	Flujo Monofásico			8121	1266,14	0,3720		3202,12
4	Completación	Petróleo Negro	Accesorios	Flujo Monofásico			8049	3202,12		0,01937	3202,10
5	Safety valve	Petróleo Negro	Tubing	Flujo Monofásico			0	3202,10	0,3720	2994,20	207,89
6	Cabezal	Petróleo Negro	Cabezal	Flujo Multifásico	Hagerdorn & Brown		0	207,89	0,3200	2,15	205,74

FUENTE: Programa integral de pozos

4.10 APLICACIÓN DEL PROGRAMA INTEGRAL EN 10 POZOS

Como se presentó en los ejemplos anteriormente desarrollados, los algoritmos propuestos en el programa satisfacen las necesidades por las cuales nació el proyecto. Se ha seleccionado 5 pozos para análisis con bombeo hidráulico tipo jet y 5 para bombeo electrosumergible, cuyos datos han sido presentados en el

capítulo 2, 3 y 4. En el análisis se presentará únicamente las tablas de resultados.

4.10.1 ANÁLISIS DE POZOS CONSIDERANDO BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

4.10.1.1 ANÁLISIS DEL POZO 1

El pozo 1 produce por bombeo electrosumergible. En base a la presión del reservorio, presión de burbuja y caudal de producción se obtuvo los resultados IPR con el modelo de Vogel Modificado, se muestran en la tabla 4.14.

TABLA 4.14
RESULTADOS IPR - POZO 1

Parámetro	Valor	Unidad
Índice de Productividad (J)	2.2075	bl/psi/día
Caudal al punto de burbuja, Q_b	3035	BFPD
Caudal máximo de Líquido, $Q_{tmáx}$	4660	BPPD
Caudal máximo de agua, $Q_{wmáx}$	2829	BFPD
Caudal máximo de petróleo, $Q_{omáx}$	1831	BFPD
Caudal máximo de gas, $Q_{gmáx}$	0.227	MMPCD

FUENTE: Programa Integral de Pozos

Los datos necesarios en el dimensionamiento de la bomba electrosumergible se presenta en la figura 4.41.

FIGURA 4.41 DATOS PARA DISEÑO BES - POZO 1

DISEÑO BOMBA ELECTROSUMERGIBLE			
Datos de Reservorio		Datos del Pozo	
Presión de yacimiento, Pr	2700	psi	
Presión de burbuja, Pb	1325.27	psi	
Presión de fondo fluyente, Pwf	1640	psi	
API	27.5		
Temperatura del yacimiento, Ty	199	°F	
Características de los fluidos y propiedades PVT			
Yo	0.8899		
Yg	0.85		
Yw	1.03		
Rsw	10.007	scf/BF	
GLR	48.732	scf/BF	
μ_o	2.082	cp	
μ_w	0.3106	cp	
Kuop	Parafinico		
Gradiente Geotermico	0.0095	°F/ft	
Correlación multifásico	Hagerdown & Brown		
Fo	0.393		
Datos de Producción			
BSW	0.61	fracción	
GOR	124	ft/STB	
IP	2.21	bb/dia/psi	
Caudal Deseado	2300.00	BFPD	
Emulsion	No		
Caudal con emulsion	2300.00	BFPD	

FUENTE: Programa integral de pozos

Las condiciones de operación a la que la bomba electrosumergible estará sometida se presentan en la tabla 4.15, dónde se tiene una presión de succión de 1293 psi, con una fracción de gas en la intake de 8.1%, se decidió ubicar un separador de gas con una eficiencia de 65%, reduciendo la fracción de gas en la bomba a 2.8% con un caudal de 65 BFPD de gas. La carga total dinámica que deberá vencer la bomba será de 11768 pies. Se observa una viscosidad baja por lo cual no se hizo correcciones por emulsión.

TABLA 4.15
CONDICIONES DE OPERACIÓN BES - POZO 1

Presión succión	1293	psi
Temperatura de succión	171	°F
Tasa de flujo deseado	2300	BFPD
Tasa de flujo al intake	2292	BFPD
Fracción de gas en la admisión de la bomba	8.1	%
Eficiencia de separación	0.65	
Fracción de gas que ingresa a la bomba	2.8	%
Tasa de gas dentro de la bomba	65	BFPD
Altura dinámica del líquido	3886	pie
Carga total requerida TDH	11768	pie

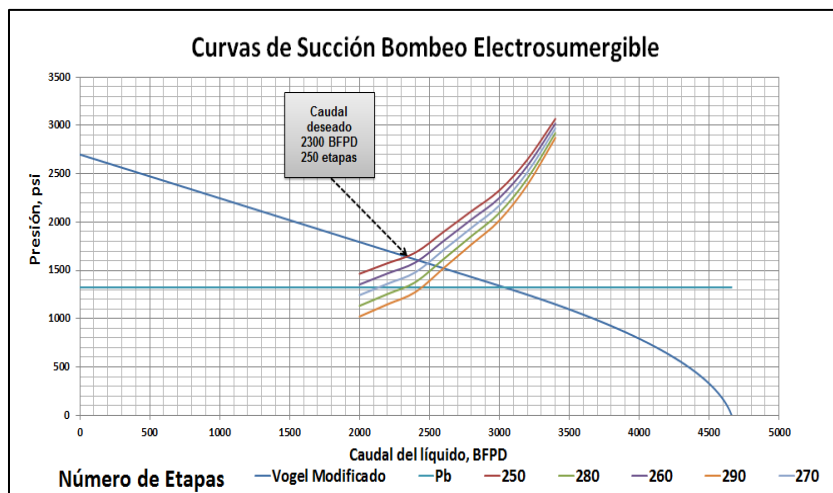
FUENTE: Programa Integral de Pozos

De las bombas del catálogo REDA que fueron recomendadas por el programa, se seleccionó la bomba D2400N porque es la que opera a un caudal deseado de 2300 bl en su máxima eficiencia. Los valores leídos de la curva de la bomba DN2400 para un caudal de 2300 BFPD fueron:

Bomba	Serie	400	hp/etapa	0.65
D2400N	Head/etapa	26	Eficiencia (%)	68

A una frecuencia de operación de 60 Hz el número de etapas requeridas fueron de 250 según la curva de succión de la figura 4.42, con una potencia de 140 hp, obteniéndose el caudal deseado de 2300 bl.

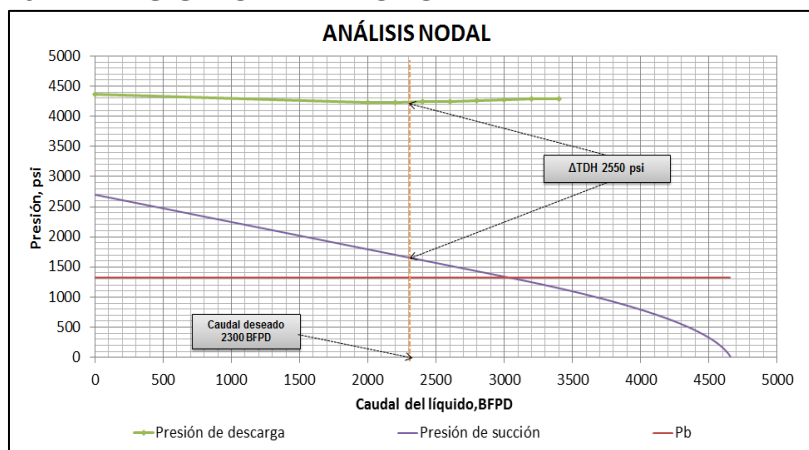
FIGURA 4.42 CURVA DE SUCCIÓN A DIFERENTES ETAPAS – POZO 1



FUENTE: Programa Integral de Pozos

Operando a 250 etapas la bomba tendría una presión de descarga de 2744 psi lo cual cubriría la demanda según el análisis nodal de la figura 4.43. Se seleccionó la bomba D2400N operando a 60 Hz, con 250 etapas.

FIGURA 4.43 ANÁLISIS NODAL - POZO 1



FUENTE: Programa Integral de Pozos

Las características del motor seleccionado se presentan en la siguiente tabla.

Serie	540		Potencia	175	hp
Amperaje	46	A	Carga total de operación	93	%
Voltaje	2393	v	Eficiencia	75	%

4.10.1.2 ANÁLISIS DEL POZO 2

El pozo 2 produce por bombeo electrosumergible. Se usó el modelo de Vogel Modificado los resultados del módulo IPR se muestran en la tabla 4.16.

TABLA 4.16
RESULTADOS IPR - POZO 2

Parámetro	Valor	Unidad
Índice de Productividad (J)	1.1168	bl/psi/día
Caudal al punto de burbuja, Q_b	2496	BFPD
Caudal máximo de Líquido, $Q_{tm\acute{a}x}$	3178	BPPD
Caudal máximo de agua, $Q_{wm\acute{a}x}$	1430	BFPD
Caudal máximo de petróleo, $Q_{om\acute{a}x}$	1748	BFPD
Caudal máximo de gas, $Q_{gm\acute{a}x}$	0.227	MMPCD

FUENTE: Programa Integral de Pozos.

Los datos necesarios en el dimensionamiento de la bomba electrosumergible se presenta en la figura 4.44.

FIGURA 4.44 DATOS PARA DISEÑO BES - POZO 2

DISEÑO BOMBA ELECTROSUMERGIBLE					
Datos de Reservorio			Datos del Pozo		
Presión de yacimiento, Pr	3335	psi	Profundidad de perforaciones	9569	ft
Presión de burbuja, Pb	1100.23	psi	Profundidad bomba	9489	ft
Presión de fondo fluente, Pwf	2350	psi	ID tubing	2.992	in
API	32.2		OD tubing	3.500	in
Temperatura del yacimiento, Ty	232	°F	ID casing	6.276	in
			ΔPr	100	psi
			Presion de cabeza	100	psi
			Temperatura de superficie, Ts	100	°F
Características de los fluidos y propiedades PVT					
Yo	0.8644				
Yg	0.85				
Yw	1.02				
Rsw	13.292	scf/BF			
GLR	71.500	scf/BF			
μ_o	0.893	cp			
μ_w	0.2605	cp			
Kuop	Parafinico				
Gradiente Geotermico	0.0138	°F/ft			
Correlación multifásico	Hagerdown & Brown				
Fo	0.55				
Datos de Producción					
		BSW	0.450	fracción	
		GOR	130	ft/STB	
		IP	1.12	bbbl/día/psi	
		Caudal Deseado	1900.00	BFPD	
		Emulsion	No		
		Caudal con emulsion	1900.00	BFPD	

FUENTE: Programa integral de pozos

Las condiciones de operación a la que la bomba electrosumergible estará sometida se presentan en la tabla 4.17, se tiene una presión de succión de 2318 psi, con una fracción de gas en la intake de 24.8%, se decidió ubicar un separador de gas con una eficiencia de 70%, reduciendo la fracción de gas en la bomba a 7.4% con un caudal de 134 BFPD de gas. La carga total dinámica que deberá vencer la bomba será de 11395 pies.

TABLA 4.17
CONDICIONES DE OPERACIÓN BES - POZO 2

Presión de succión	2318	psi
Temperatura de succión	212	°F
Tasa de flujo deseado	2000	BFPD
Tasa de flujo al intake	1800	BFPD
Fracción de gas en la admisión de la bomba	24.8	%
Eficiencia de separación	0.70	
Fracción de gas que ingresa a la bomba	7.4	%
Tasa de gas dentro de la bomba	134	BFPD
Altura dinámica del líquido	5809	pie
Carga total requerida TDH	11395	pie

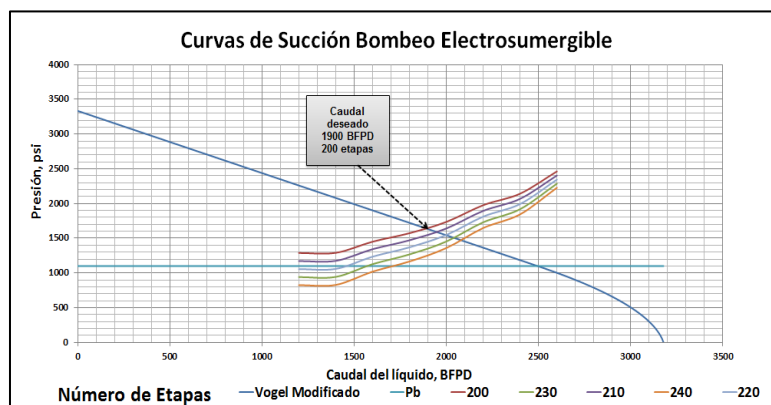
FUENTE: Programa integral de pozos

De las bombas del catálogo REDA que fueron recomendadas por el programa, se seleccionó la bomba DN2150 porque es la que mayor rendimiento tiene para el caudal deseado de 1900 BFPD. Los valores leídos de la curva de la bomba fueron:

Bomba	Serie	400	hp/etapa	0.6
DN2150	Head/etapa	25	Eficiencia (%)	58

A una frecuencia de operación de 60 Hz el número de etapas requeridas teóricamente fueron de 456, con una potencia de 150 hp. La curva de succión se presenta en la figura 4.45, donde se observa que para un número de etapas de 200 se obtendría el caudal deseado de 1900 BFPD.

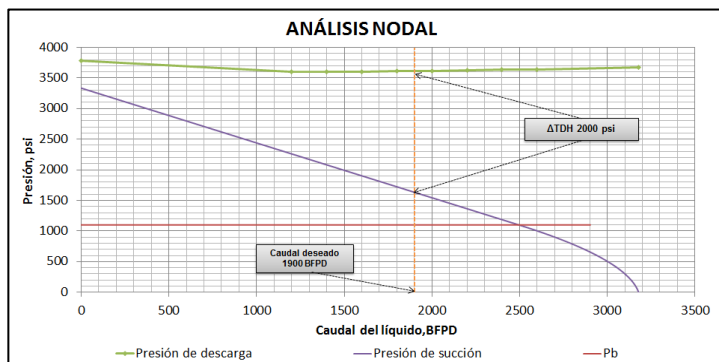
FIGURA 4.45 CURVAS DE SUCCIÓN A DIFERENTE NÚMERO DE ETAPAS - POZO 2



FUENTE: Programa Integral de pozos

Operando bajo a 200 etapas la bomba tendría una presión de descarga de 3780 psi, lo cual cubriría la demanda según el análisis nodal de la figura 4.46.

FIGURA 4.46 ANÁLISIS NODAL - POZO 2



FUENTE: Programa Integral de Pozos

Las características del motor seleccionado se presentan en la siguiente tabla.

Serie	540		Potencia	150	hp
Amperaje	74.5	A	Carga total de operación	87	%
Voltaje	1266	v	Eficiencia	85	%

4.10.1.3 ANÁLISIS DEL POZO 3

Los resultados del módulo IPR se obtuvieron usando el modelo de Vogel Modificado, se muestran en la tabla 4.18.

**TABLA 4.18
RESULTADOS IPR - POZO 3**

Parámetro	Valor	Unidad
Índice de Productividad (J)	1.3774	bl/psi/día
Caudal al punto de burbuja, Q_b	1868	BFPD
Caudal máximo de Líquido, $Q_{tm\acute{a}x}$	2189	BPPD
Caudal máximo de agua, $Q_{wm\acute{a}x}$	985	BFPD
Caudal máximo de petróleo, $Q_{om\acute{a}x}$	1204	BFPD
Caudal máximo de gas, $Q_{gm\acute{a}x}$	0.277	MMPCD

FUENTE: Programa integral de pozos

Los datos para el diseño de la bomba electrosumergible se resumen en la figura 4.47, obtenidos a partir de los módulos PVT y diseño de completación.

FIGURA 4.47 DATOS DISEÑO BES - POZO 3

DISEÑO BOMBA ELECTROSUMERGIBLE			
Datos de Reservorio		Datos del Pozo	
Presión de yacimiento, Pr	1776	psi	
Presión de burbuja, Pb	420.09	psi	
Presión de fondo fluente, Pwf	1050	psi	
API	28		
Temperatura del yacimiento, Ty	207	°F	
Características de los fluidos y propiedades PVT			
Yo	0.8871		
Yg	0.85		
Yw	1.02		
Rsw	7.190	scf/BF	
GLR	126.500	scf/BF	
μo	2.652	cp	
μw	0.296	cp	
Kuop	Parafínico		
Gradiente Geotermico	0.0112	°F/ft	
Correlación multifásico	Hagerdown & Brown		
Fo	0.55		
Datos de Producción			
BSW	0.450	fracción	
GOR	230	ft/STB	
IP	1.38	bb/dia/psi	
Caudal Deseado	1500.00	BFPD	
Emulsion	No		
Caudal con emulsion	1500.00	BFPD	
Profundidad de perforaciones	9588.5	ft	
Profundidad bomba	9483	ft	
ID tubing	2.992	in	
OD tubing	3.500	in	
ID casing	6.276	in	
ΔPr	100	psi	
Presion de cabeza	100	psi	
Temperatura de superficie, Ts	100	°F	

FUENTE: Programa integral de pozos

Las condiciones de operación a la que la bomba electrosumergible estará sometida se presentan en la tabla 4.19, dónde se tiene una presión de succión de 1007 psi, con una fracción de gas en la intake de 6.6%, se decidió ubicar un separador de gas con una eficiencia de 65%, reduciendo la fracción de gas en la bomba a 2.3% con un caudal de 37BFPD de gas. La carga total dinámica que deberá vencer la bomba será de 5837 pies.

TABLA 4.19
CONDICIONES DE OPERACIÓN BES - POZO 3

Presión succión	1007	psi
Temperatura de succión	162	°F
Tasa de flujo deseado	1400	BFPD
Tasa de flujo al intake	1619	BFPD
Fracción de gas en la admisión de la bomba	6.6	%
Eficiencia de separación	0.65	
Fracción de gas que ingresa a la bomba	2.3	%
Tasa de gas dentro de la bomba	37	BFPD
Altura dinámica del líquido	2561	pie
Carga total requerida TDH	5837	pie

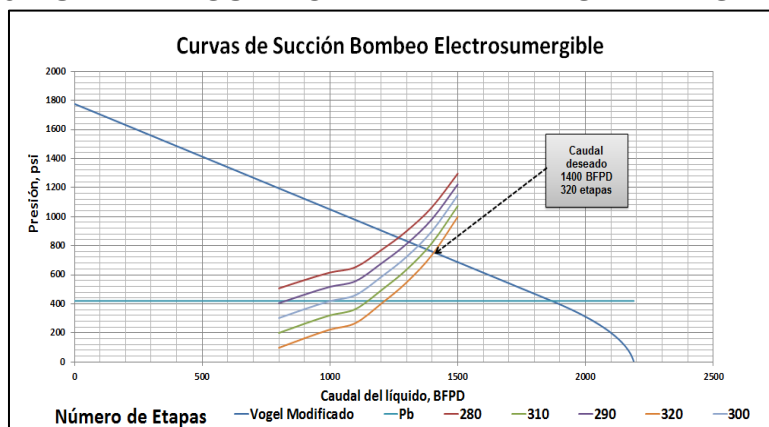
FUENTE: Programa integral de pozos

De las bombas del catálogo REDA que fueron recomendadas por el programa, se seleccionó la bomba D1400N porque es la que opera a un caudal deseado de 1400 en su máxima eficiencia. Los valores leídos de la curva de la bomba fueron:

Bomba	Serie	400	hp/etapa	0.65
D1400N	Head/etapa	20.5	Eficiencia (%)	63

A una frecuencia de operación de 60 Hz el número de etapas requeridas fueron de 285, con una potencia de 208 hp. La curva de succión se presenta en la figura 4.48, donde se observa que para un número de etapas de 320 se obtendría el caudal deseado de 1400 bl.

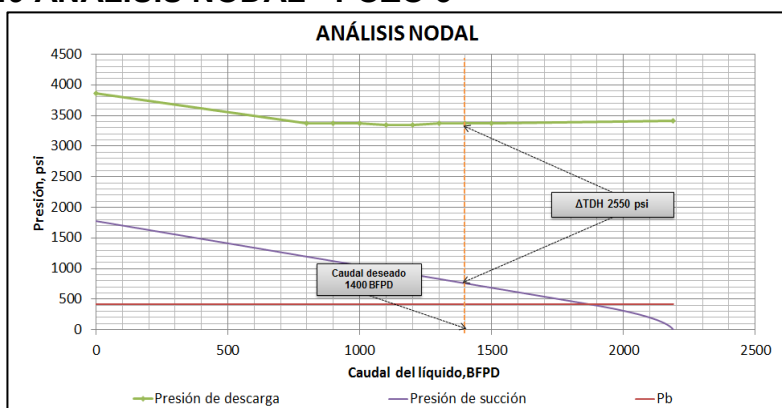
FIGURA 4.48 CURVA DE SUCCIÓN A DIFERENTES ETAPAS - POZO 3



FUENTE: Programa Integral de Pozos

Operando a 320 etapas la bomba tendría una presión de descarga de 3486 psi lo cual cubriría la demanda según el análisis nodal de la figura 4.49.

FIGURA 4.49 ANÁLISIS NODAL - POZO 3



FUENTE: Programa integral de pozos

Las características del motor seleccionado se presentan en la siguiente tabla.

Serie	540		Potencia	225	hp
Amperaje	61.7	A	Carga total de operación	92	%
Voltaje	2292	v	Eficiencia	85	%

4.10.1.4 ANÁLISIS DEL POZO 4

Para el pozo 4, el índice de productividad y los caudales para cada fase se calcularon con el modelo de Vogel Modificado, los resultados se presentan en la tabla 4.20.

TABLA 4.20
RESULTADOS IPR - POZO 4

Parámetro	Valor	Unidad
Índice de Productividad (J)	1.09	bl/psi/día
Caudal al punto de burbuja, Q_b	1363	BFPD
Caudal máximo de Líquido, $Q_{tmáx}$	2000	BPPD
Caudal máximo de agua, $Q_{wmáx}$	1100	BFPD
Caudal máximo de petróleo, $Q_{omáx}$	899	BFPD
Caudal máximo de gas, $Q_{gmáx}$	0.928	MMPCD

FUENTE: Programa integral de pozos

Los datos necesarios en el dimensionamiento de la bomba electrosumergible se presentan en la figura 4.50 obtenidos de los módulos del programa.

FIGURA 4.50 DATOS PARA DISEÑO DE BES - POZO 4

DISEÑO BOMBA ELECTROSUMERGIBLE			
Datos de Reservorio		Datos del Pozo	
Presión de yacimiento, Pr	2300	psi	Profundidad de perforaciones
Presión de burbuja, Pb	1050.22	psi	9396
Presión de fondo fluente, Pwf	1200	psi	Profundidad bomba
API	28		2,992
Temperatura del yacimiento, Ty	198	°F	ID tubing
			2,992
			OD tubing
			3,500
			ID casing
			6,276
			ΔPr
			100
			Presión de cabeza
			100
			Temperatura de superficie, Ts
			100
Características de los fluidos y propiedades PVT		Datos de Producción	
Yo	0.8871		BSW
Yg	0.85		0.55
Yw	1.03		fracción
Rsw	7.962	scf/BF	GOR
GLR	121.500	scf/BF	270
μ_o	2.150	cp	IP
μ_w	0.312	cp	1.09
Kuop	Parafínico		Caudal Deseado
Gradiente Geotermico	0.0103	°F/ft	1100.00
Correlación multifásico	Hagerdown & Brown		Emulsion
Fo	0.45		No
			Caudal con emulsion
			1100.00
			BFPD

FUENTE: Programa integral de pozos

Se tiene una viscosidad baja de petróleo de 2.15 cp por lo cual no fue necesario corregir por emulsiones, el Kuop toma un valor de 13 para crudo

parafínico. Las condiciones de operación de la bomba electrosumergible se muestran en la tabla 4.21, dónde se indica que la fracción de gas en la intake de 5.6%, se redujo a 1.7% con una eficiencia de separación de 70%, lo que indica un caudal de gas dentro de la bomba de 21.56 BFPD. La carga total dinámica fue de 5032 pies, la bomba deberá entregar un delta de presión mayor a éste valor.

TABLA 4.21
CONDICIONES DE OPERACIÓN PARA BES - POZO 4

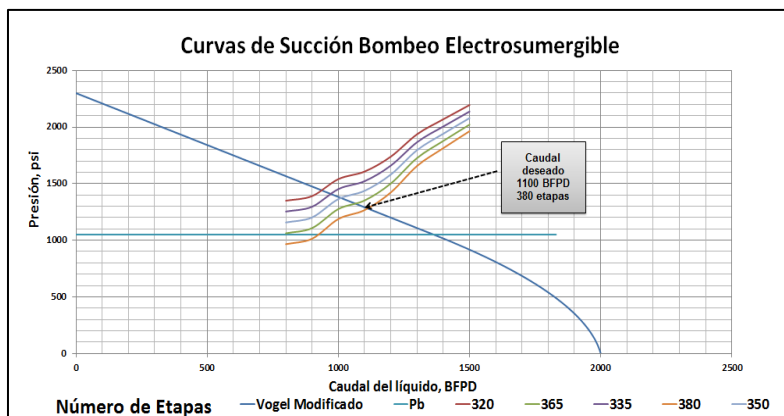
Presión succión	1146	psi
Temperatura de succión	159	°F
Tasa de flujo deseado	1100	BFPD
Tasa de flujo al intake	1271	BFPD
Fracción de gas en la admisión de la bomba	5.6	%
Eficiencia de separación	0.70	
Fracción de gas que ingresa a la bomba	1.7	%
Tasa de gas dentro de la bomba	21.56	BFPD
Altura dinámica del líquido	2870	pie
Carga total requerida TDH	5032	pie

FUENTE: Programa integral de pozos

De las bombas del catálogo REDA que fueron recomendadas por el programa, se seleccionó la bomba D1050N porque es la que opera a un caudal deseado de 1100 en su máxima eficiencia. Los valores leídos de la curva para la bomba para un caudal de 1100 BFPD fueron:

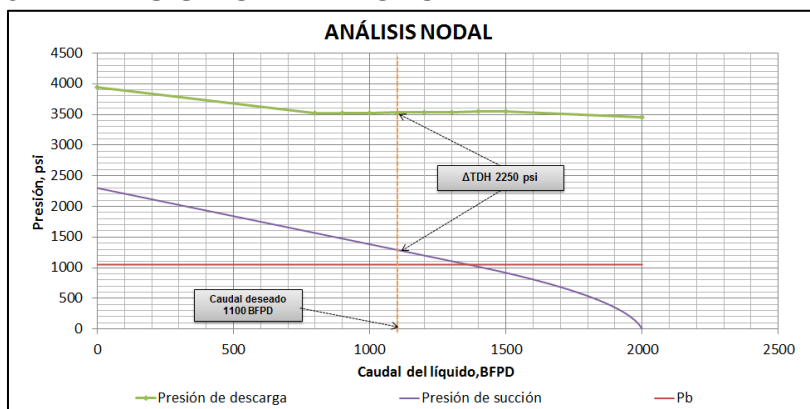
Bomba	Serie	400	hp/etapa	0.03
D1050N	Head/etapa	25.5	Eficiencia (%)	66

Con estos valores el número de etapas teóricamente requeridas fueron de 197, operando a una frecuencia de 60 Hz. La curva de succión presentada en la figura 4.51, indica que para un número de etapas de 215 se obtendría el caudal deseado de 1100 BFPD.

FIGURA 4.51 CURVA DE SUCCIÓN A DIFERENTES ETAPAS - POZO 4

FUENTE: Programa integral de pozos

La bomba operando a 380 etapas tendría una presión de descarga de 3126 psi, lo cual cubriría la demanda según el análisis nodal de la figura 4.52.

FIGURA 4.52 ANÁLISIS NODAL - POZO 4

FUENTE: Programa integral de pozos

Las características del motor seleccionado se presentan en la siguiente tabla.

Serie	540		Potencia	88	hp
Amperaje	46	A	Carga total de operación	86	%
Voltaje	1197	v	Eficiencia	85	%

4.10.1.5 ANÁLISIS DEL POZO 5

El análisis para el pozo 5 fue presentado como procedimiento básico y ejemplo de diseño para el módulo de bombeo electrosumergible.

4.10.2 ANÁLISIS PARA POZOS CON BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET SOBRE EL PUNTO DE BURBUJA

Se va a realizar el análisis de pozos bajo bombeo hidráulico tipo jet para circulación directa pues al ser pozos viejos su equipo de completación está deteriorado. La simulación reversa está recomendada para pozos exploratorios.

4.10.2.1 ANÁLISIS DEL POZO 6

Con datos de la presión de reservorio, presión de fondo fluyente y caudal deseado se estimó el índice de productividad usando el método Vogel Modificado donde se obtuvo los resultados mostrados en la tabla 4.22.

TABLA 4.22
RESULTADOS IPR - POZO 6

Parámetro	Valor	Unidad
Índice de Productividad (J)	0.4114	bl/psi/día
Caudal al punto de burbuja, Q_b	510	BFPD
Caudal máximo de Líquido, $Q_{tmáx}$	627	BPPD
Caudal máximo de agua, $Q_{wmáx}$	414	BFPD
Caudal máximo de petróleo, $Q_{omáx}$	212	BFPD
Caudal máximo de gas, $Q_{gmáx}$	0.570	MMPCD

FUENTE: Programa integral de pozos

La bomba jet fue diseñada en base a los parámetros IPR, cualquier cambio en los mismos puede provocar que los resultados de la simulación varíen. A través del programa y datos disponibles para el pozo, se obtuvo las propiedades PVT. Sin embargo se van a presentar aquellas que fueron necesarias para el diseño de la geometría de la bomba jet, en la figura 4.53.

FIGURA 4.53 DATOS DE DISEÑO PARA BH - POZO 6

DISEÑO DE GEOMETRÍA DE BOMBA JET			
Datos de Reservoirio	Datos del pozo	Datos de diseño	
Presión de yacimiento, Pr 1750 psi Presión de burbuja, Pb 511 psi Presión de fondo fuente, Pwf 700 psi API 16.7 Temperatura del yacimiento, Ty 195 °F	Profundidad vertical bomba 7911.0 ft Longitud del tubing 8676 ft ID tubing 2.441 in OD tubing 3.550 in ID casing 6.276 in Presión de cabeza 100 psi Temperatura de superficie, Ts 110 °F	Fluido motriz Otro Tipo 25 API fluido motriz Tubing Vía de inyección Anular Vía de retorno Anular Gradiente del fluido motriz 0.391 psi/ft Gradiente del agua 0.442 psi/ft Gradiente del fluido de succión 0.413 psi/ft	
Características de los fluidos y propiedades PVT			
Yo 0.95 Yg 0.85 Yw 1.02 Rs 101.40 b/STB μo 14.250 cp 15.594 cst μw 0.317 cp 0.31 cst BSW 0.50 fracción	<th>Datos de Producción</th> <th>Datos para generación de gráfica</th>	Datos de Producción	Datos para generación de gráfica
Producción deseada 300 BFPD Presión succión de la bomba 1000 psi Índice de productividad 0.411 bbl/psi/cd GOR 250 b/STB	Qi, inicio 300 BFPD ΔQi 100 BFPD		

FUENTE: Programa integral de pozos

El pozo 6 maneja crudo pesado de 16.5 °API, el petróleo producido no es utilizado como fluido motriz, ya que es recomendable usar crudos entre 20 a 30 °API para obtener resultados óptimos. Se simuló con crudo más liviano de 25 °API y agua como fluido motriz, en circulación directa con una presión máxima de operación disponible de 3330 psi que entrega la bomba quintuplex, los resultados se muestran en la tabla 4.23.

TABLA 4.23
RESULTADOS SIMULACIÓN DIRECTA PARA BH - POZO 6

Fluido motriz: Crudo 25 °API

Item	Presión de operación	Presión de succión	Producción deseada	Área antes de cavitación	Tipo de bomba	Fabricante	Área nozzle, An	Presión nozzle	Caudal de inyección	Presión de descarga	Caudal de retorno	Producción real	Área garganta real, At	Caudal de Cavitación	Eficiencia	Potencia
	psi	psi	BFPD	pg ²			pg ²	psi	BFPD	psi	BFPD	BFPD	pg ²	BFPD	%	hp
1	2900	600,00	300	0,0142	9G	Claw	0,0148	5912	1434	3570	1604	166	0,0311	345,48	24,0%	79
2	3330	600,00	300	0,0142	9G	Claw	0,0148	6336	1490	3567	1719	226	0,0311	345,48	26,6%	94
3	2600	600,00	300	0,0142	9G	Claw	0,0148	5616	1394	3573	1531	134	0,0311	345,48	22,9%	68
4	3000	600,00	300	0,0142	9G	Claw	0,0148	6011	1448	3574,20	1631,51	179	0,0311	345,48	24,7%	82

Fluido motriz: Agua

Item	Presión de operación	Presión de succión	Producción deseada	Área antes de cavitación	Tipo de bomba	Fabricante	Área nozzle, An	Presión nozzle	Caudal de inyección	Presión de descarga	Caudal de retorno	Producción real	Área garganta real, At	Caudal de Cavitación	Eficiencia	Potencia
	psi	psi	BFPD	pg ²			pg ²	psi	BFPD	psi	BFPD	BFPD	pg ²	BFPD	%	hp
1	3300	600,00	300	0,0142	10H	Claw	0,0175	6677	1708	3720	2008	298	0,0376	426,02	26,7%	106
2	2600	600,00	300	0,0142	10G	Claw	0,0175	5989	1608	3754	1798	182	0,0311	288,25	23,1%	79
3	3330	600,00	300	0,0142	10H	Claw	0,0175	6707	1712	3721	2012	303	0,0376	426,02	26,8%	108

FUENTE: Programa integral de pozos

Al tener crudo pesado fue necesario simular a presiones altas de operación para obtener la producción deseada, al usar un crudo de 25 °API ninguna combinación cumple con el caudal esperado, bajo las consideraciones de una presión de inyección igual a 3330 psi con la bomba 9G, se producirá teóricamente 226 bl, con una eficiencia de 26.6 %, para lo cual en superficie se requerirá una potencia de 94 hp. Sin embargo, al usar agua como fluido motriz a una presión de operación de 3330 psi con la bomba 10H se producirá 303 bl con una eficiencia de 26.8% y requiriendo 108 hp en superficie.

4.10.2.2 ANÁLISIS DEL POZO 7

El índice de productividad se determinó en base al método de Vogel Modificado. Los resultados para el módulo IPR se muestran en la tabla 4.24.

TABLA 4.24
RESULTADOS IPR - POZO 7

Parámetro	Valor	Unidad
Índice de Productividad (J)	0.1566	bl/psi/día
Caudal al punto de burbuja, Q_b	621	BFPD
Caudal máximo de Líquido, $Q_{tmáx}$	662	BPPD
Caudal máximo de agua, $Q_{wmáx}$	298	BFPD
Caudal máximo de petróleo, $Q_{omáx}$	363	BFPD
Caudal máximo de gas, $Q_{gmáx}$	0.631	MMPCD

FUENTE: Programa integral de pozos

Los datos para el diseño de la bomba jet en cuanto a las propiedades de los fluidos se estimaron usando el módulo PVT, en la figura 4.54 se muestra los resultados de los parámetros necesarios para el dimensionamiento de la geometría de la bomba jet.

FIGURA 4.54 DATOS DE DISEÑO PARA BH - POZO 7

DISEÑO DE GEOMETRÍA DE BOMBA JET			
Datos de Reservorio	Datos del pozo	Datos de diseño	
Presión de yacimiento, Pr 4433 psi Presión de burbuja, Pb 466.82 psi Presión de fondo fluyente, Pwf 1368 psi API 24 Temperatura del yacimiento, Ty 234 °F	Profundidad vertical bomba 7911.0 ft Longitud del tubing 10304.5 ft ID tubing 2.441 in OD tubing 3.500 in ID casing 6.276 in Presión de cabeza 100 psi Temperatura de superficie, Ts 100 °F	Fluido motriz Agua Tipo API fluido motriz Via de inyección Tubing Via de retorno Anular Gradiente del fluido motriz 0.442 psi/ft Gradiente del agua 0.442 psi/ft Gradiente del fluido de succión 0.394 psi/ft	
Características de los fluidos y propiedades PVT			
Yo 0.91 Yg 0.87 Yw 1.02 Rs 111.39 ft/STB μ _o 3.320 cp μ _w 0.257 cp μ _w 0.25 cst BSW 0.45 fracción	<th>Datos de Producción</th> <th>Datos para generación de gráfica</th>	Datos de Producción	Datos para generación de gráfica
	Producción deseada 500 BFPD Presión succión de la bomba 1000 psi Índice de productividad 0.157 bbl/psi/día GOR 300 ft/STB	Q _i inicio 350 BFPD ΔQ _i 20 BFPD	

FUENTE: Programa integral de pozos

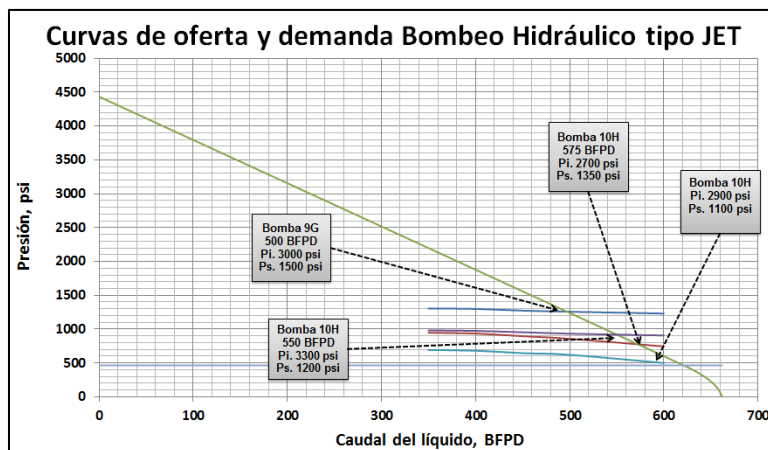
Se simulará con inyección de petróleo como fluido motriz. Se probó con presiones de inyección menores a 3500 psi, según la presión máxima disponible de las bombas quintuplex. La tabla 4.25 muestra los resultados de simulación estándar, se seleccionó a una presión de operación de 3000 psi obteniéndose una producción teórica real de 570 BFPD, con un caudal de inyección de 1325 BFPD, y una presión de succión de 1500 psi.

TABLA 4.25
RESULTADOS SIMULACIÓN ESTÁNDAR PARA BH - POZO 7

Presión de operación	Presión de succión	Producción deseada	Área antes de cavitación	Tipo de bomba	Fabricante	Área nozzle, An	Presión nozzle	Caudal de inyección	Presión de descarga	Caudal de retorno	Producción real	Área garganta real, At	Caudal de Cavitación	Eficiencia	Potencia
psi	psi	BFPD	pg ²			pg ²	psi	BFPD	psi	BFPD	BFPD	pg ²	BFPD	%	hp
3000	1500.00	500	0.0143	9G	Claw	0.0148	6065	1325	3933	1566	231	0.0311	570	25.8%	75
2700	1350.00	500	0.0152	10G	Claw	0.0175	5749	1538	3949	1723	184	0.0311	447	22.9%	78
3300	1200.00	500	0.0163	10H	Claw	0.0175	6339	1663	3931	1949	278	0.0376	617	25.9%	104
2900	1100.00	500	0.0171	10G	Claw	0.0175	5943	1614	3949	1800	185	0.0311	397	23.0%	88

FUENTE: Programa integral de pozos

La figura 4.55 muestra que para la combinación seleccionada, se cumple que el caudal de cavitación sea por lo menos un 25% mayor al caudal deseado, la curva de succión está 700 psi sobre el punto de saturación, según el análisis nodal se obtiene una producción de 500 BBFPD. Bajo estas condiciones, es necesaria una potencia de 75 hp en superficie.

FIGURA 4.55 ANÁLISIS NODAL - POZO 7

FUENTE: Programa integral de pozos

4.10.2.3 ANÁLISIS DEL POZO 9

El análisis del pozo 9 se lo realizó como ejemplo para explicar el procedimiento de diseño para bombeo hidráulico tipo jet.

4.10.3 ANÁLISIS PARA BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET DEBAJO DEL PUNTO DE BURBUJA

4.10.3.1 ANÁLISIS POZO 10

El pozo 10 produce bajo el punto de saturación. En el módulo IPR, se seleccionó el modelo de Vogel y se calculó el índice de productividad en base a datos de pruebas de presión. Los resultados se muestran en la tabla 4.26.

TABLA 4.26
RESULTADOS IPR - POZO 10

Parámetro	Valor	Unidad
Índice de Productividad (J)	0.7728	bl/psi/día
Caudal al punto de burbuja, Q_b		BFPD
Caudal máximo de Líquido, $Q_{tm\acute{a}x}$	1234	BPPD
Caudal máximo de agua, $Q_{wm\acute{a}x}$	123	BFPD
Caudal máximo de petróleo, $Q_{om\acute{a}x}$	1109	BFPD
Caudal máximo de gas, $Q_{gm\acute{a}x}$	1.136	MMPCD

FUENTE: Programa integral de pozos

La figura 4.56 presenta los datos de propiedades de los fluidos estimados en el módulo PVT, datos de diseño, y datos mecánicos del módulo diseño de completación.

FIGURA 4.56 DATOS DE DISEÑO PARA BH - POZO 10

DISEÑO DE GEOMETRÍA DE BOMBA JET		
Datos de Reservorio	Datos del pozo	Datos de diseño
Presión de yacimiento, Pr 3200 psi Presión de burbuja, Pb 3207.35 psi Presión de fondo fluente, Pwf 2740 psi API 28 Temperatura del yacimiento, Ty 176 °F	Profundidad vertical bomba 7911.0 ft Longitud del tubing 8439 ft ID tubing 2.992 in OD tubing 3.500 in ID casing 6.276 in Presión de cabeza 150 psi Temperatura de superficie, Ts 100 °F	Fluido motriz Agua Tipo API fluido motriz Via de inyección Tubing Via de retorno Anular Gradiente del fluido motriz 0.446 psift Gradiente del agua 0.446 psift Gradiente del fluido de succión 0.384 psift
Características de los fluidos y propiedades PVT	Datos de Producción	Datos para generación de gráfica
Yo 0.89 Yg 0.7 Yw 1.03 Ra 402 r/STB cp 1.109 μo 1.296 cst μw 0.358 cp μg 0.35 cst μg 0.01280 cp	Producción deseada 900 BFPD Presión succión de la bomba 1274 psi Índice de productividad 1.105 bbl/psi/día GOR 867 r/STB BSW 0.10 fracción	Qi, Inicio 400 BFPD ΔQ 300 BFPD

FUENTE: Programa integral de pozos

Se simuló con agua como fluido motriz y a una máxima presión de operación de 2600 psi, según la presión máxima de inyección disponible de la bomba triplex. Los resultados se muestran en la tabla 4.27.

TABLA 4.27 RESULTADOS SIMULACIÓN DIRECTA PARA BH - POZO 10

Item	Presión de operación	Presión de succión	Producción deseada	Área antes de cavitación	Tipo de bomba	Fabricante	Área nozzle, An	Presión nozzle	Caudal de inyección	Presión de descarga	Caudal de retorno	Producción real	Área garganta real, At	Caudal de Cavitación	Eficiencia	Potencia
	psi	psi	BFPD	in ²			in ²	psi	BFPD	psi	BFPD	BFPD	in ²	BFPD	%	hp
1	2600	1274,00	900	0,0400	13M	Claw	0,045	6023	3863	3167	4763	936	0,0957	1140,71	30,3%	190
2	2300	1300,00	900	0,0394	13M	Claw	0,045	5729	3731	3169	4574	814	0,0957	1157,29	29,7%	162
3	1900	1600,00	900	0,0340	13M	Claw	0,045	5343	3430	2942	4516	1130	0,0957	1340,42	30,3%	123
4	1800	1500,00	900	0,0356	13M	Claw	0,045	5243	3430	3045,90	4329,80	856	0,0957	1280,95	30,0%	117
5	2000	1600	900	0,0340	13M	Claw	0,0450	5441	3474	2959	4628	1165	0,0957	1340	30,2%	131

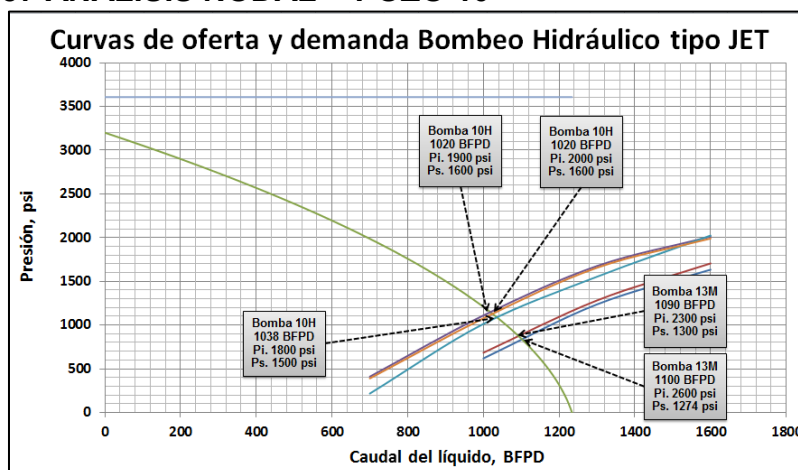
FUENTE: Programa integral de pozos

Se simuló para la bomba 13M, a pesar que a una presión de operación de 2600 y con una presión de succión de 1274 psi, se obtiene una producción teórica de 936 BFPD con una eficiencia del 30.3%, esa combinación no fue seleccionada ya que se redujo la presión de operación a 2000 psi con una presión de succión de 1600 psi, obteniéndose 1165 BFPD con una eficiencia de 30.2%. Bajo éstas condiciones en superficie se requerirá una potencia de 131 hp. Se seleccionó la última combinación debido a que presiones de operación menores se

mantendrán la vida productiva del pozo ya que reducirían problemas de cavitación.

La figura 4.57 muestra el análisis nodal para cada combinación de bomba, la tendencia de la curva de demanda varía según la correlación de flujo multifásico usada, en este caso se seleccionó la correlación de Gray que se aplica generalmente a pozos de gas.

FIGURA 4.57 ANÁLISIS NODAL - POZO 10



FUENTE: Programa integral de pozos

4.10.4 ANÁLISIS PARA BOMBEO HIDRÁULICO CONSIDERANDO EL APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA HIDRÁULICA DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA COMO FLUIDO MOTRIZ.

4.10.4.1 ANÁLISIS DEL POZO 8

Los resultados del comportamiento de afluencia del pozo del módulo IPR, se muestran en la tabla 4.28, dónde se seleccionó el modelo de Vogel Modificado.

**TABLA 4.28
RESULTADOS IPR - POZO 8**

Parámetro	Valor	Unidad
Índice de Productividad (J)	0.45	bl/psi/día
Caudal al punto de burbuja, Q_b	498	BFPD
Caudal máximo de Líquido, $Q_{tm\acute{a}x}$	721	BPPD
Caudal máximo de agua, $Q_{wm\acute{a}x}$	245	BFPD

TABLA 4.26 (CONTINUACIÓN)

Parámetro	Valor	Unidad
Caudal máximo de petróleo, $Q_{om\acute{a}x}$	476	BFPD
Caudal máximo de gas, $Q_{gm\acute{a}x}$	0.527	MMPCD

FUENTE: Programa integral de pozos

Los datos para el diseño de la bomba jet se presentan en la figura 4.58, los valores de fluido se han estimado a partir del módulo PVT. Se va a simular para una circulación estándar con un caudal deseado de 400 BFPD.

FIGURA 4.58 DATOS DE DISEÑO PARA BH - POZO 8

DISEÑO DE GEOMETRÍA DE BOMBA JET			
Datos de Reservorio	Datos del pozo	Datos de diseño	
Presión de yacimiento, Pr <input type="text" value="2000"/> psi Presión de burbuja, Pb <input type="text" value="893.24"/> psi Presión de fondo fluente, Pwf <input type="text" value="1000"/> psi API <input type="text" value="30"/> Temperatura del yacimiento, Ty <input type="text" value="240"/> °F	Profundidad vertical bomba <input type="text" value="6490.0"/> ft Longitud del tubing <input type="text" value="9125"/> ft ID tubing <input type="text" value="2.992"/> in OD tubing <input type="text" value="3.500"/> in ID casing <input type="text" value="6.276"/> in Presión de cabeza <input type="text" value="100"/> psi Temperatura de superficie, Ts <input type="text" value="100"/> °F	Fluido motriz <input type="text" value="Agua"/> Tipo <input type="text"/> API fluido motriz <input type="text"/> Via de inyección <input type="text" value="Tubing"/> Via de retorno <input type="text" value="Anular"/> Gradiente del fluido motriz <input type="text" value="0.446"/> psi/ft Gradiente del agua <input type="text" value="0.446"/> psi/ft Gradiente del fluido de succión <input type="text" value="0.379"/> psi/ft	
Características de los fluidos y propiedades PVT			
Yo <input type="text" value="0.88"/> Yg <input type="text" value="0.87"/> Yw <input type="text" value="1.03"/> Rs <input type="text" value="174.01"/> ft/STB μo <input type="text" value="1.306"/> cp μs <input type="text" value="1.571"/> cst μw <input type="text" value="0.249"/> cp μfw <input type="text" value="0.24"/> cst BSW <input type="text" value="0.34"/> fracción	<th colspan="2">Datos de Producción</th>	Datos de Producción	
Producción deseada <input type="text" value="400"/> BFPD Presión succión de la bomba <input type="text" value="1200"/> psi Índice de productividad <input type="text" value="0.450"/> bbl/psi/día GOR <input type="text" value="257"/> ft/STB	<th colspan="2">Datos para generación de gráfica</th>	Datos para generación de gráfica	
Ql inicio <input type="text" value="250"/> BFPD ΔQl <input type="text" value="20"/> BFPD			

FUENTE: Programa integral de pozos

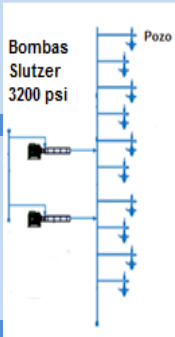
Para el análisis del pozo 8 se va a considerar el caso del aprovechamiento de la energía hidráulica del sistema de reinyección de agua como fluido motriz para producción del bombeo hidráulico tipo jet.

Actualmente en las instalaciones de superficie se cuenta con dos bombas Slutzer de alta presión, que entregan alrededor de 3200 psi con un caudal de agua disponible de 1000 BAPD, el pozo 8 está localizado a 262 pies de distancia de las bombas.

Se va a asumir que el PAD cuenta con 10 pozos, de los cuales 9 están cerrados, sólo el pozo 8 se simulará. Para una mejor visualización se plantea el diagrama en la figura 4.59, dónde se indica las pérdidas de presión en la línea

de flujo que fue de 1.77 psi, llegando a la cabeza de inyección para BH con 3198 psi.

FIGURA 4.59 DIAGRAMA APROVECHAMIENTO DE LA ENERGIA HIDRÁULICA DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA COMO FLUIDO MOTRIZ PARA BH

Presión disponible para inyección de fluido motriz							
# pozo	Estado de pozo	Qw BAPD	Longitud ft	Diámetro in	Pérdida pies/1000 pies	ΔPr psi	Presión de operación psi
	Abierto	1000	262	8	15.6	1.77	3198.23
	Cerrado						
	Cerrado						
	Cerrado						
	Cerrado						
	Cerrado						
	Cerrado						
	Cerrado						
	Cerrado						
	Cerrado						
	Cerrado						

FUENTE: Programa integral de pozos

El cálculo de las pérdidas de presión se basó en el procedimiento de Howard Rase, el procedimiento aplicado al pozo 8 se muestra a continuación.

1. Se determinó el diámetro de la tubería de descarga, con la tabla del anexo 13, tomando en cuenta que la velocidad debe ser menor a 10 pie/s; ingresando con el caudal de 1000 BFPD se seleccionó el diámetro de 8 pg, para una tubería de cédula 40.
2. Se determinó las pérdidas/1000 pie, con la tabla del anexo 14. Se ingresó con el caudal de 1000 BFPD y la viscosidad cinemática del agua de 1.1 cp, para un diámetro de 8 pg, se obtuvo una pérdida de 15.6 pie/1000pie.
3. Se calculó la pérdida en presión, obteniéndose 1.77 psi.

Para la simulación en el módulo de BH se consideró circulación estándar. En base al caudal de deseado, presión de succión, GOR y corte de agua se estimó un área mínima de cavitación de 0.0068 pg².

La tabla 4.29, muestra la simulación de 3 combinaciones de bomba, dos de las cuales simula con la bomba 9G considerando la presión del sistema de reinyección de 3198 psi, la diferencia radica en la presión de succión. A una presión de succión de 1000 psi se obtuvo mayor producción pero operando debajo del punto de burbuja, lo cual no conviene. Mientras que a una presión de succión de 1200 psi se cumple con los requerimientos.

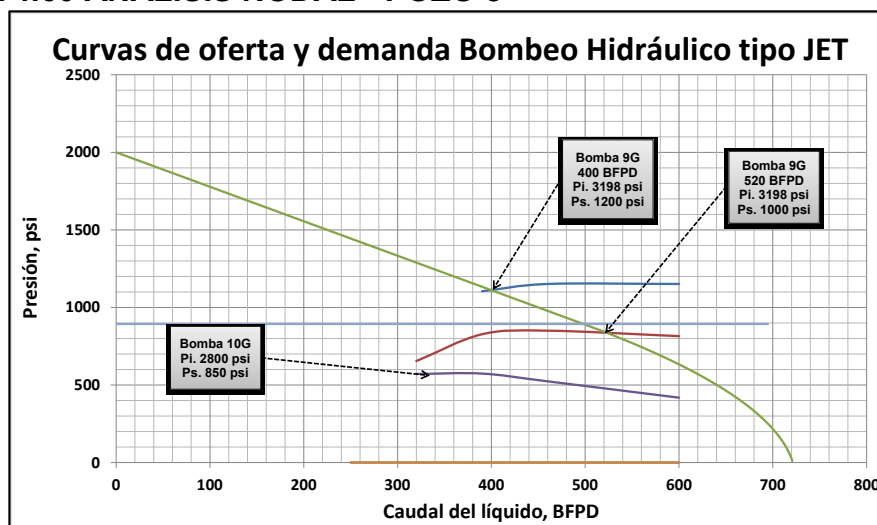
TABLA 4.29
RESULTADOS SIMULACIÓN DIRECTA PARA BH - POZO 8

Item	Presión de operación	Presión de succión	Producción deseada	Área antes de cavitación	Tipo de bomba	Fabricante	Área nozzle, An	Presión nozzle	Caudal de inyección	Presión de descarga	Caudal de retorno	Producción real	Área garganta real, At	Caudal de Cavitación	Eficiencia	Potencia
	psi	psi	BFPD	in ²			in ²	psi	BFPD	psi	BFPD	BFPD	in ²	BFPD	%	hp
1	3198	1200,00	400	0,0129	9G	Claw	0,0148	6080	1288	3463	1650	354	0,0311	505,85	27,6%	78
2	3198	1000,00	400	0,0144	9G	Claw	0,0148	6080	1314	3523	1614	295	0,0311	454,06	27,2%	79
3	2800	850,00	400	0,0158	10G	Claw	0,0175	5678	1515	3588	1730	210	0,0311	343,71	23,6%	80

FUENTE: Programa integral de pozos

El análisis nodal se presenta en la figura 4.60, donde se observa que aprovechando la energía hidráulica del sistema de reinyección se obtiene el caudal deseado de 400 bl con una eficiencia de 27.6%, bajo las condiciones anteriores se requiere de 78 hp en superficie.

FIGURA 4.60 ANÁLISIS NODAL - POZO 8



FUENTE: Programa integral de pozos

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- La producción de petróleo en Ecuador viene en su mayoría de campos maduros con altos porcentajes de agua de formación que operan principalmente bajo el sistema de bombeo electrosumergible y bombeo hidráulico tipo jet. Las operadoras tienen dos parámetros que soportar que son el trabajar con correlaciones de flujo multifásico y la optimización y aprovechamiento de la energía hidráulica del sistema de reinyección de agua como fluido motriz, que actualmente representa el 5% de los pozos que operan con bombeo hidráulico. La optimización de sistemas para producción puede ser soportado por el análisis a través del programa integral de pozos desarrollado.
- El programa integral de pozos desarrollado es una herramienta de diagnóstico y análisis, que presenta una interfaz amigable con el usuario de fácil manejo; cuenta con una factibilidad técnica para personas que incluso no cuenten con conocimientos teóricos de la ingeniería en petróleos en lo referente a cada uno de los módulos descritos. Los algoritmos desarrollados en el programa satisfacen las necesidades por las cuales nació el proyecto.
- El análisis de cada pozo se realizó en base a los aspectos técnicos, información de los parámetros del yacimiento y diagramas de completación, se simuló bajo el sistema de levantamiento artificial con el que inicialmente se producía, los resultados de diseño se enfocaron procurando alargar la vida útil del pozo y obtener la mayor recuperación de petróleo, optimizando el sistema integral de producción a partir de datos entregados por el programa desarrollado.

- En el dimensionamiento de la bomba electrosumergible para los pozos 1, 2 3, 4 y 5 se tuvo altos porcentajes de gas en la intake, por lo cual fue necesario el uso de separadores reduciendo aproximadamente de 3 a 7% de la fracción de éste. El motor fue seleccionado en cada caso según la potencia requerida por la bomba y sello, considerando que a un mayor tamaño del motor entrega mayor eficiencia. El dimensionamiento de la bomba fue simulada a una frecuencia de 60 Hz, ya que es la frecuencia usada en las tablas técnicas de cada bomba y de dónde se leyeron los datos introducidos en el diseño, para un análisis más profundo del sistema de bombeo electrosumergible se recomienda usar un software independiente como el de IHS SubPump.
- Para el análisis de los pozos con bomba jet, a excepción del pozo 8, se consideró la inyección de petróleo como fluido motriz debido a su disponibilidad y el gradiente de presión es menor, lo que indica menores pérdidas de presión en la tubería de inyección cuidando la integridad de la tubería y herramientas de fondo.
- Una de las ventajas del bombeo hidráulico tipo jet es que bombea crudos pesados (pozo 6), si bien el petróleo producido es usado como fluido motriz, debido a su lubricidad y disponibilidad en cantidades requeridas; para el pozo de estudio, no fue óptimo usar el crudo de 16.5 °API como fluido motriz, ya que es recomendable usar crudos entre 20 a 30 °API, y con viscosidad cinemática baja para obtener resultados óptimos. Al tener un crudo pesado fue necesario simular a presiones altas de operación e inyectar un crudo más liviano como solvente para poder bombear, en este caso se probó con un crudo de 25 °API y agua. Para el primero se obtuvo una máxima producción de 226 bl, con eficiencia de 26.6% y 94 hp; para el caso de agua se obtuvo una producción de 303 bl, con eficiencia de 26.8% y 108 hp. Tomando en cuenta la capacidad de generación energética de los campos petroleros en nuestro país la cantidad de energía necesaria para operar un sistema de levantamiento artificial es vital, por lo cual se busca siempre el sistema que requiera de menor consumo energético, en este caso se

recomienda usar crudo de 25 °API como fluido motriz ya que requiere menor cantidad de energía en superficie, si bien no se obtiene tanto producción como cuando se usa agua como fluido motriz, se está garantizando el funcionamiento del sistema.

- En los pozos 7 y 9, que operan con bomba jet, presentan una alta velocidad de la mezcla, como consecuencia se producen mayores pérdidas por fricción en la bomba, provocando una baja eficiencia, por lo que se requiere de mayor potencia en superficie. El volumen de fluido motriz utilizado será proporcional al tamaño del nozzle y la presión de operación. A medida que la presión de fluido motriz aumenta, el poder de levantamiento de la bomba aumenta debido a que la tasa de fluido motriz hace que la relación gas líquido disminuya.
- Las exigencias de los sectores estratégicos del Ecuador impulsan el crecimiento de las empresas con el fin de brindar servicios integrales desde la producción hasta la operación, buscando un compromiso sostenible y sustentable con los recursos naturales, en busca de una transformación de la matriz energética y productiva que permita un mayor crecimiento económico limpio y amigable al medio ambiente, aprovechando todos los recursos que se tengan disponibles, por ello el análisis para bombeo hidráulico tipo jet para el pozo 8, se lo realizó aprovechando la energía hidráulica del sistema de reinyección de agua como fluido motriz. El análisis realizado, indica que se obtuvo la producción deseada de 400 bl, en base a la presión disponible de las bombas Slutzer (3200 psi) que se encuentran en la estación, la longitud de la línea de inyección fue de 262 pies por lo que se perdió 1.77 psi, llegando con una presión neta de inyección de 3198 psi, requiriéndose de 78 hp en superficie.
- Se concluye que técnicamente para pozos bajo el punto de burbuja (pozo 10) es recomendable utilizar un sistema de bombeo hidráulico debido a su mayor tolerancia de gas en la admisión, señalando que no

ocurrirá bloqueo a menos que se presenten baches considerables de gas lo cual ocasionaría la cavitación de la misma, afectando su eficiencia. Los parámetros considerados para el diseño fueron: baja presión de entrada y que las curvas de demanda estén sobre la presión de burbuja con el fin de evitar posibles cavitaciones y alargar la vida útil del equipo.

5.2 RECOMENDACIONES

- Según el análisis FODA y el árbol de problemas desarrollados, los retos, desafíos y oportunidades que tiene este proyecto es viable dentro de la industria petrolera nacional e internacional; por lo cual se recomienda a la empresa auspiciante implementar el proyecto para la optimización y mejoramiento de los algoritmos que inicialmente se crearon.
- Para los pozos que operan por bombeo electrosumergible, se recomienda el uso de un separador de gas para minimizar la fracción que ingresa a la bomba y así evitar problemas de cavitación y bloqueo por gas de la misma, lo que provocaría períodos de sobrecarga por encendido y apagado, minimizando costos por mantenimiento de la bomba y workovers. Si bien los pozos fueron analizados con el programa integral desarrollado, se recomienda usar un software no comercial, independiente del fabricante como el IHS SubPump para un análisis más detallado, por ejemplo en la detección de los efectos de downthrust y upthrust según la frecuencia de operación y la curva de cada bomba.
- Para el pozo 6 que maneja crudo pesado de 16.5 °API, antes de seleccionar la bomba jet se recomienda la inyección de químicos al yacimiento, con el fin de reducir la viscosidad del crudo que para éste caso de estudio fue de 14 cp, permitiendo que el fluido de producción fluya y se cumplan con los requerimientos planteados.

- Para el pozo 8 en el que se probó el caso de optimización considerando el aprovechamiento de la energía hidráulica del sistema de reinyección de agua como fluido motriz, se recomienda verificar que la presión de operación y el caudal de inyección disponible de los equipos en superficie estén de acuerdo al diseño de la bomba jet simulada para que los resultados tengan validez. Además, que el agua de reinyección cumpla con los parámetros de calidad del fluido motriz según la norma técnica descrita en el anexo 15, con el fin de proporcionar un volumen adecuado y constante para operar las bombas de fondo. En caso de que no se reporte aportación del pozo se debe reversar la bomba jet para comprobar su geometría, ya que una sola mancha o síntoma de cavitación obliga a cambiar las partes afectadas porque ya no tendrían un buen desempeño.
- Para los pozos que operan bajo el sistema de bombeo hidráulico tipo jet, en caso de no tener la presión deseada en el cabezal al retorno, de acuerdo al análisis en el módulo de pérdidas de presión, se recomienda aumentar la presión de inyección sin generar cavitación, para así obtener presiones de descarga mayores, y vencer las pérdidas de presión en el retorno, como se muestra en el pozo 9. Estas presiones deben considerarse de acuerdo a la presión máxima disponible de las bombas triplex o quintuplex en superficie.
- En el pozo 10, a pesar de estar operando bajo el punto de burbuja se seleccionó una bomba capaz de entregar una mayor eficiencia con menor requerimiento de potencia en superficie, como muestran los resultados de 30.2% de eficiencia y 131 hp. Es importante considerar que a menores presiones de inyección se reducen los problemas de cavitación entre la garganta y el difusor provocado por la disminución de presión en la bomba de fondo debajo del punto de burbuja, considerando que éste pozo en particular presenta gas libre, fue necesario presiones de operación en el rango de 1800 a 2600 psi.

GLOSARIO

A

Accesorio: Herramienta de fondo parte de la una completación de pozo.

Amperaje: Es la intensidad eléctrica que circula entre dos puntos, ésta corriente es la requerida por el equipo eletrosumergible para su funcionamiento.

Análisis nodal: Herramienta analítica que se utiliza para el pronóstico del desempeño de los elementos que integran el sistema de producción, en base a las pérdidas de presión de acuerdo al análisis en cada nodo.

Anular: Se refiere al espacio existente entre el diámetro externo de la tubería de producción y el diámetro interno de la tubería de revestimiento.

B

Bombeo electrosumergible: Sistema de levantamiento artificial aplicado para desplazar volúmenes de crudo utilizando bombas centrífugas de subsuelo, las cuales están accionadas por motores eléctricos.

Bombeo hidráulico tipo jet: Sistema de levantamiento artificial para levantar volúmenes de crudo, por medio de la transferencia de energía entre el fluido motriz y fluido producido mediante el efecto de Venturi.

C

Cabezal: Se refiere al juego de válvulas necesarias para controlar la producción del pozo.

Cañoneo: Actividad en la que se perfora la tubería, el cemento y la arena productora con el fin de llegar al yacimiento de interés.

Carga total dinámica: Se refiere a la suma de el levantamiento neto, las pérdidas de presión por fricción y la presión en cabeza, expresada en pies. Es la altura que la bomba centrífuga debe vencer para llevar el fluido a superficie.

Casquete: Masa de gas que se encuentra en forma libre (no asociada al petróleo) y que proporciona energía para desplazar los fluidos del yacimiento al pozo.

Columna hidrostática: Se refiere a la presión ejercida por unidad de área por una columna de líquido a una profundidad dada.

Completación de pozos: Instalación de un conjunto de herramientas que permitan conducir el crudo desde el yacimiento hasta la superficie de manera segura y eficiente.

Correlación: Estimación matemática y empírica para definir de la manera más cercana posible el comportamiento real de una propiedad determinada en función de propiedades ya conocidas.

Cromatografía: Análisis donde se determina el porcentaje de cada hidrocarburo presente en la mezcla, incluyendo gases contaminantes como CO₂, CO y H₂S.

D

Daño de formación: Reducción de presión de formación debido a diversos factores que provocan una caída de producción.

Depleción: Mecanismo de recuperación donde el desplazamiento del petróleo se da por la expansión del gas en solución.

Deslizamiento entre fases: Se refiere cuando las fases viajan a diferentes velocidades dentro de un conducto.

E

Eficiencia: Cantidad de trabajo que realmente genera una máquina, siendo el 100% una eficiencia ideal.

Empuje ascendente (upthrust): Desgaste de la bomba por empuje ascendente, se presenta cuando se opera encima del rango de aplicación establecido..

Empuje descendente (downthrust): Desgaste de la bomba centrífuga por empuje descendente, se presenta cuando se opera debajo del rango de operación.

Etapa: Conjunto formado por el difusor e impulsor.

F

Factor de fricción: Párametro adimensional que se utiliza para determinar la pérdida de presión en tuberías independiente del tipo de flujo.

Factor volumétrico: Relación existente entre el volumen del fluido a condiciones estándar para el volumen del mismo fluido a condiciones del yacimiento tanto en presión como temperatura.

Fluido motriz: Fluido que se inyecta a alta presión al pozo para transferir energía a la bomba jet de fondo y de esta manera operarla.

Flujo multifásico: Movimiento de gas libre y líquido a través de una tubería horizontal o vertical.

Formación: Se refiere a la roca sedimentaria porosa y permeable cubierta por una capa impermeable.

G

Gases contaminantes: Compuestos químicos que alteran el comportamiento normal de las propiedades del petróleo.

H

Hidrocarburos: Compuestos orgánicos formado por átomos de carbono e hidrógeno.

I

Índice de productividad: Medida del potencial del pozo o de la capacidad de producción, propiedad propia de un pozo.

M

Métodos empíricos: Métodos derivados del conocimiento y experiencia práctica.

P

Petróleo: Mezcla de hidrocarburos tanto componentes livianos como componentes pesados, que contienen hidrógeno y carbono en su composición química.

Presión de burbuja: presión a la cual la primera burbuja de gas se separa del líquido.

Programa integral de pozos: herramienta de diseño y análisis que considera el sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible y bombeo hidráulico tipo jet.

R

Reacondicionamiento (workover): Operación en que se realiza un trabajo dentro del pozo con el fin de realizar una nueva actividad o cambiar un elemento mecánico.

Relación gas en solución – petróleo: Es la relación existente entre el gas disuelto por cada barril de petróleo, a una presión superior a la de burbuja.

Revestidor (Casing): Tubería que provee soporte y aislamiento entre los acuíferos y arenas hacia el interior del pozo.

S

Saturado: Estado en el que el petróleo crudo ya no puede disolver más cantidad de gas en solución.

Separador: Equipo en el que por diferencia de gravedades se separa el gas, agua y petróleo.

Serie: Numeración usada por el fabricante de bombas centrífugas, que refieren al diámetro de las mismas.

Sistema de levantamiento artificial: Mecanismo externo a la formación productora, en el que por medio de dispositivos mecánicos se entrega energía al yacimiento para lograr la producción de fluidos a superficie.

Subsaturado: Estado en que el crudo puede admitir gas en solución.

T

Tándems: Conjunto en serie de bombas o motores, normalmente se presentan de 2 a 3. Se instalan con el fin de cumplir con el objetivo de producción.

V

Viscosidad: Resistencia del fluido a su movimiento.

Y

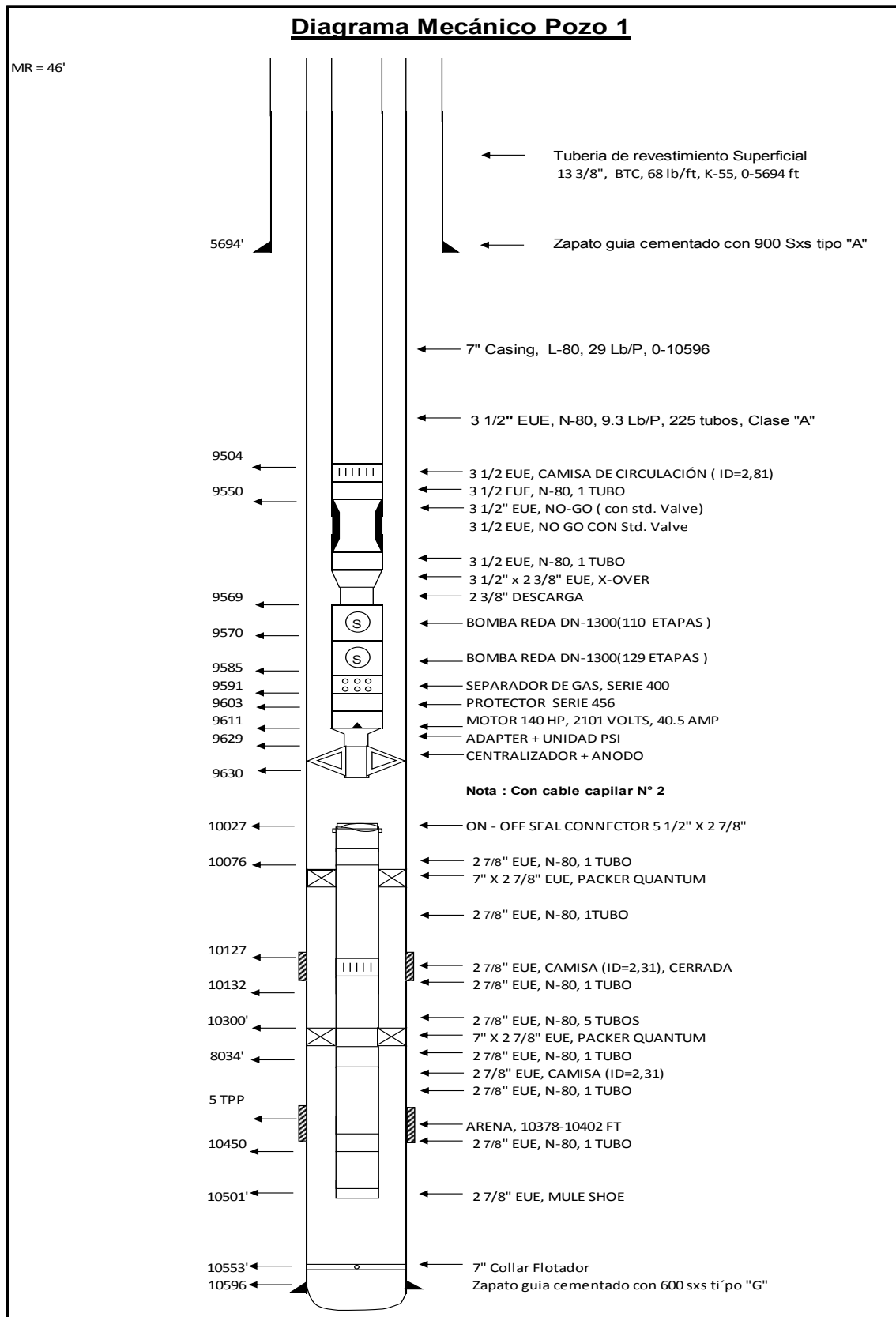
Yacimiento: Estructura geológica donde se encuentra almacenado el hidrocarburo en cualquier estado.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Ahmed, Tarek. (2007). Equations of State and PVT Analysis. Primera Edición. Texas. Gulf Publishing Company.
2. Bencer S. Carlos. (1996). Correlaciones Numéricas P.V.T. Primera edición. Maracaibo, Universidad de Zulia, Instituto de Investigaciones Petroleras, Fundación Laboratorio de Servicios Técnicos Petroleros
3. Brown, Kermit. (1984). The technology of Artificial Lift Methods. Volumen 2b. Cuarta Edición. Tulsa-Oklahoma. PenWellBooks.
4. Fossmark, Marthe. (2011). Artículo tesis de grado: Multiphase-Flow Correlations' Ability to Model Vertical Lipie Performance. Universidad de Stavanger.
5. Gómez, Luis. (2001). Presentación de curso: Electro Submersible Pump ESP.
6. Institute of Petroleum Engineering. (2005). Production Technology. Primera Edición. Herriot Watt University.
7. Maggiolo, Ricardo. (2008). Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal. Primera Edición. Lima. ESP OIL Engineering Consultants
8. Melo, Vinicio. (2010). Artículo de reporte: Optimización de la Geometría de la Bomba Hidráulica tipo Jet. Universidad Tecnológica Equinoccial.
9. Rase, Howard (1973). Diseño de tuberías para plantas de proceso. Primera edición. Madrid. Blume.
10. Rivero S, José Luis. (2009). Análisis Nodal y Explotación de Petróleo. Primera edición. Santa Cruz. Universidad Gabriel Rene Moreno.
11. Rivero S, José Luis. (2004). Explotación de Gas y Optimización de la Producción usando Análisis Nodal. Primera edición. Santa Cruz. Universidad Gabriel Rene Moreno.
12. Smart, Eddie. (1985). Artículo de reporte: Jet Pump Geometry Selection. Guiberson Division.

ANEXOS

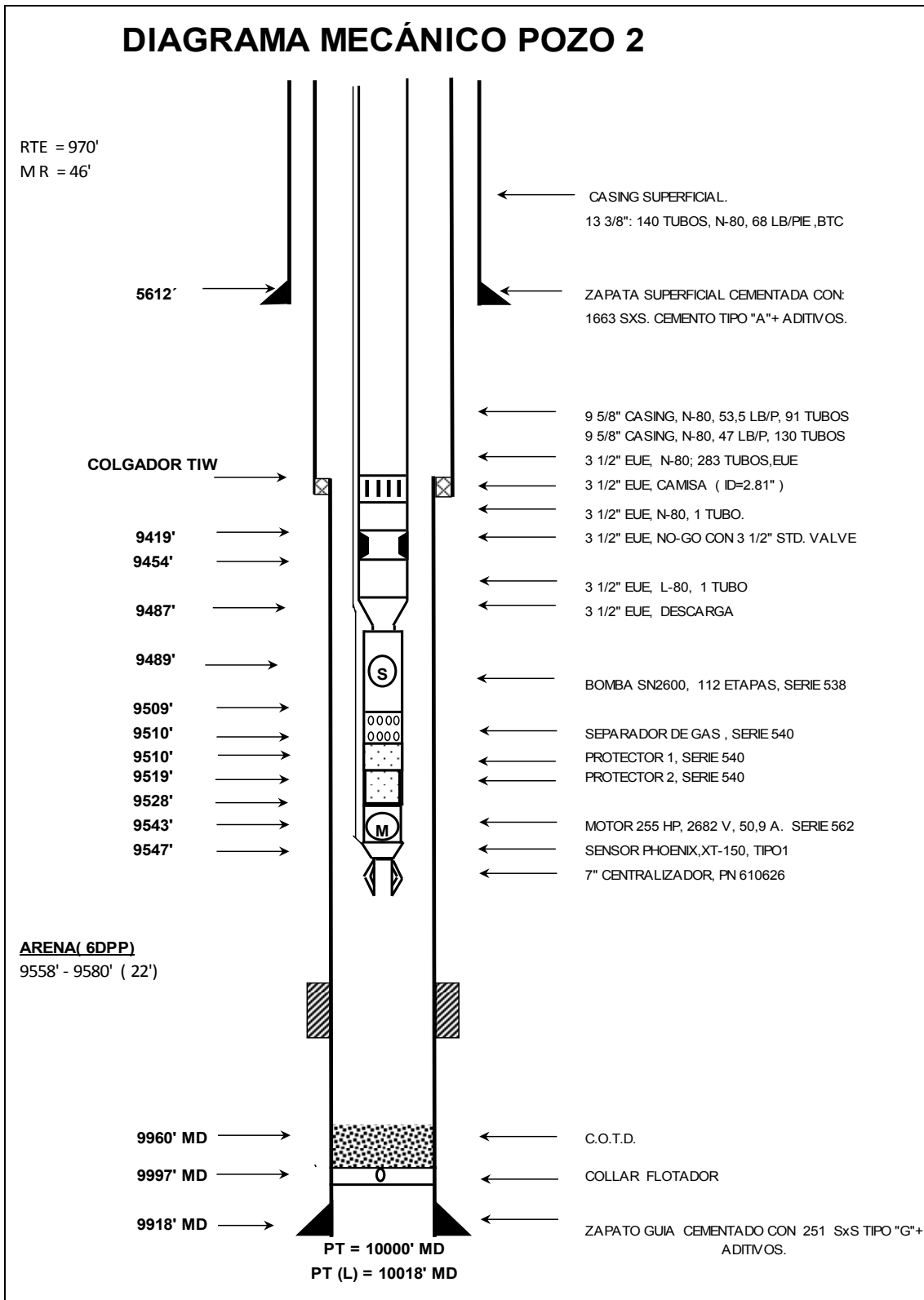
ANEXO No 1
DIAGRAMA MECÁNICO POZO 1



FUENTE: Secretaría de Hidrocarburos

ELABORADO POR: Hernán Aguilar/ Ana Cristina Cevallos

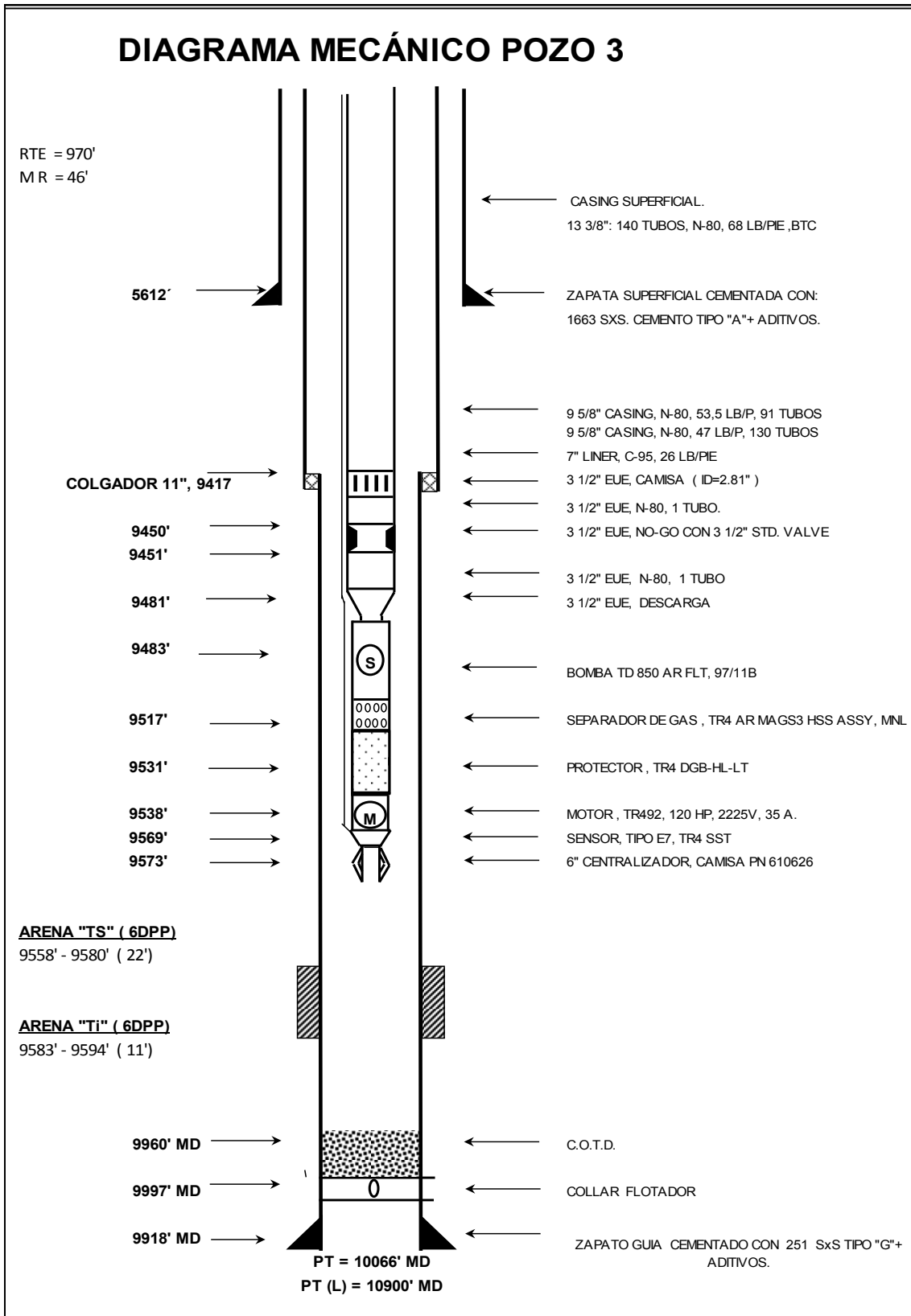
ANEXO No 2
DIAGRAMA MECÁNICO POZO 2



FUENTE: Secretaría de Hidrocarburos

ELABORADO POR: Hernán Aguilar/ Ana Cristina Cevallos

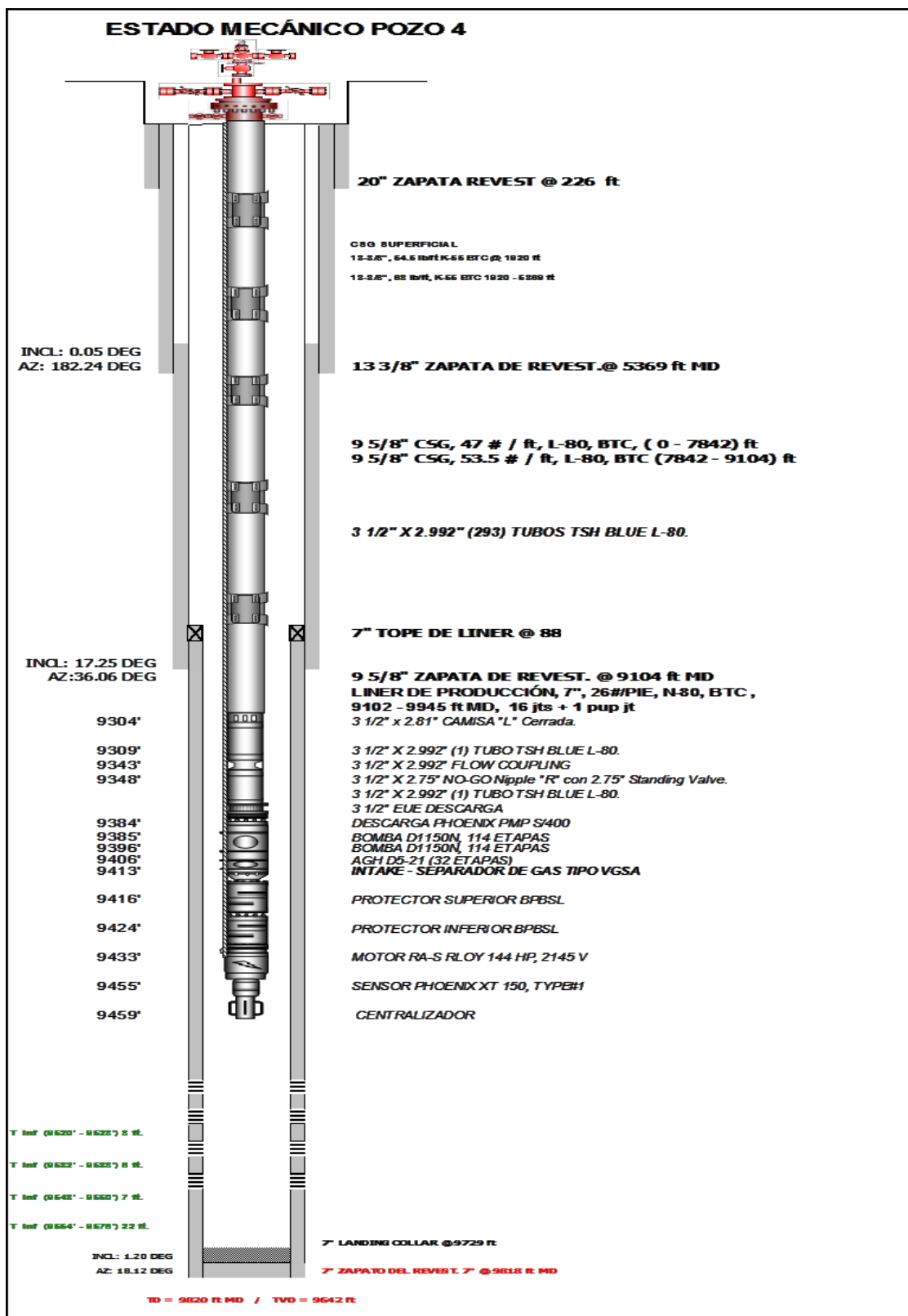
ANEXO No 3
DIAGRAMA MECÁNICO POZO 3



FUENTE: Secretaría de Hidrocarburos

ELABORADO POR: Hernán Aguilar/ Ana Cristina Cevallos

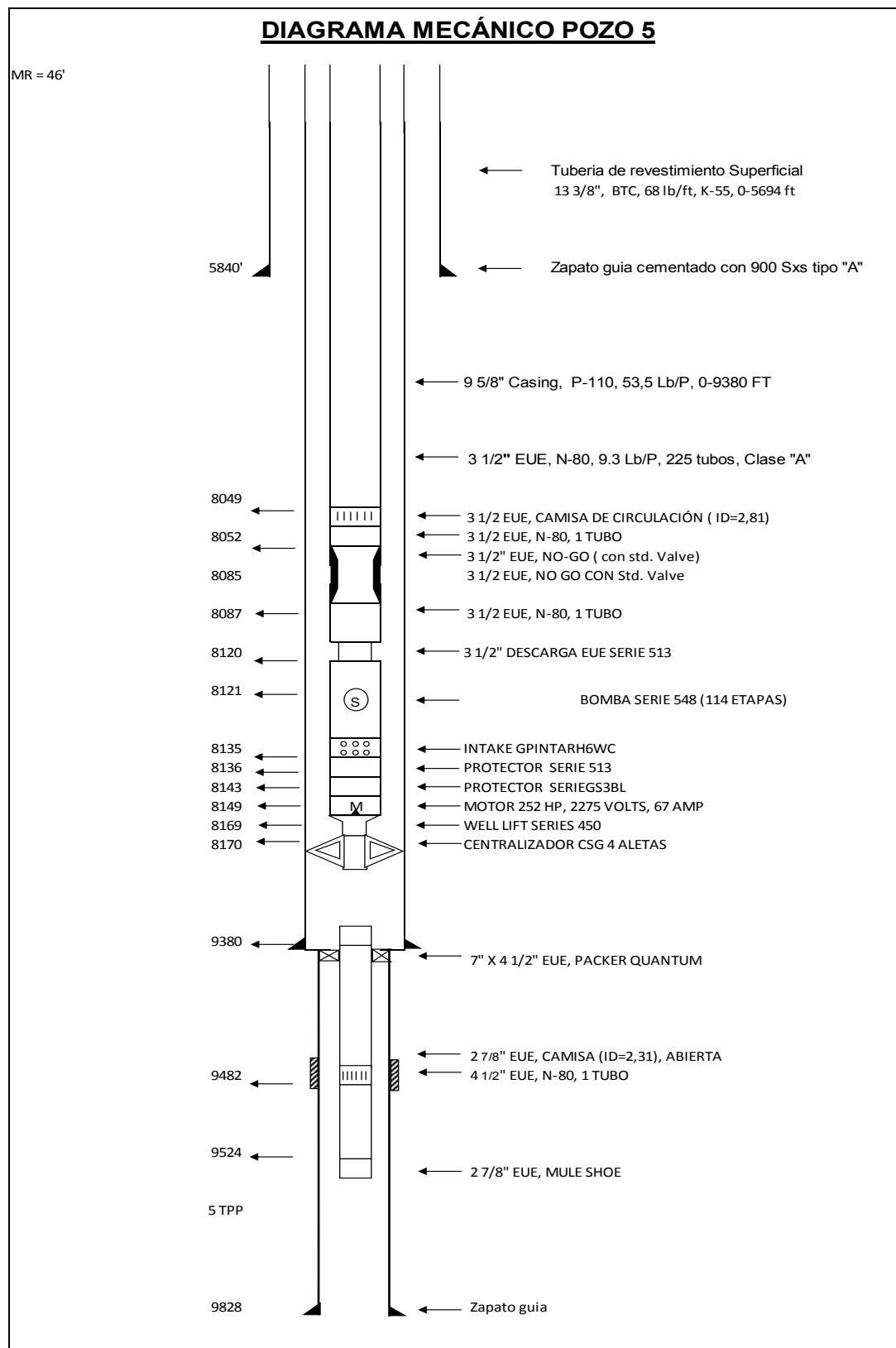
ANEXO No 4
DIAGRAMA MECÁNICO POZO 4



FUENTE: Secretaría de Hidrocarburos

ELABORADO POR: Hernán Aguilar/ Ana Cristina Cevallos

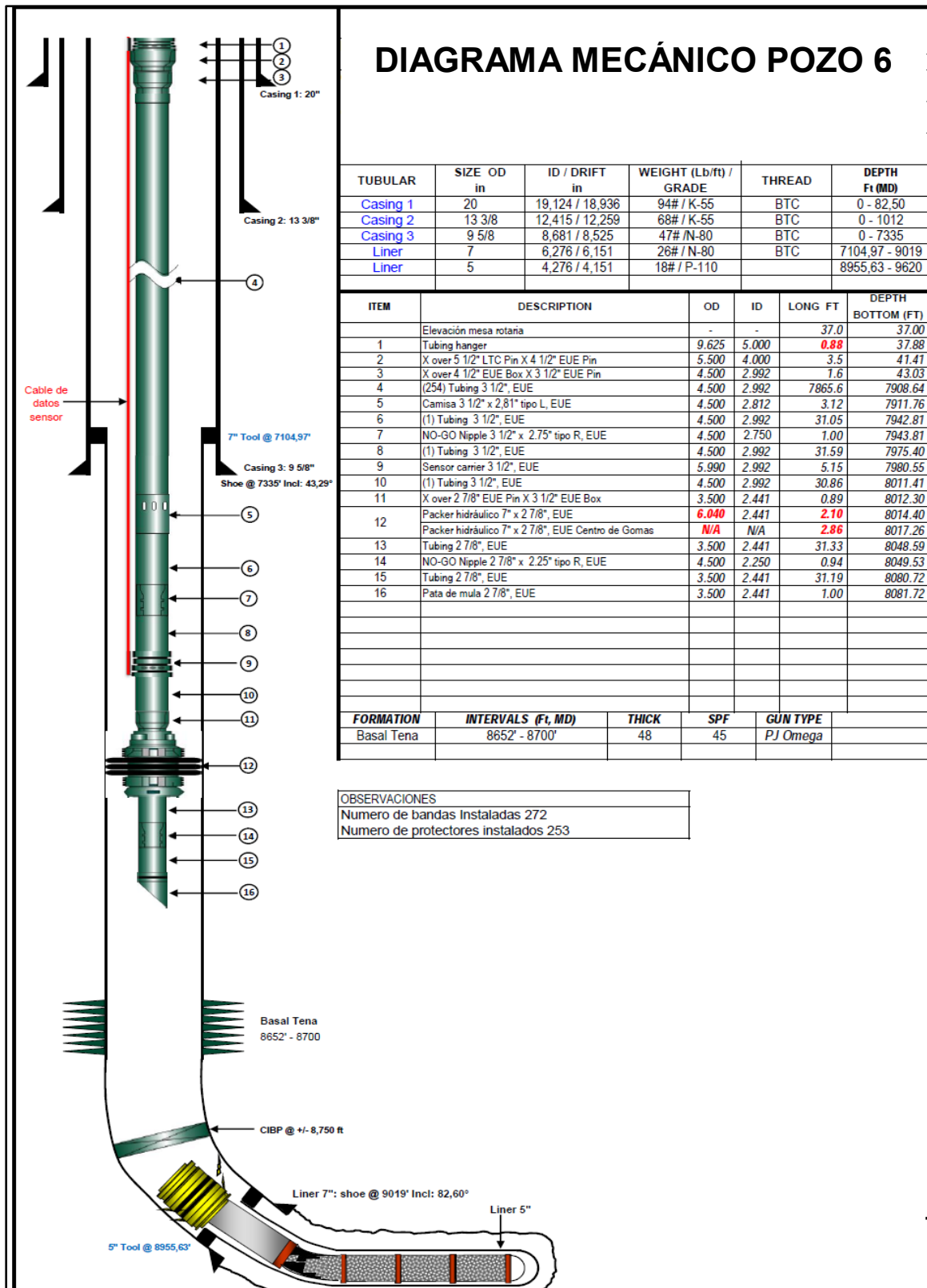
ANEXO No 5.
DIAGRAMA MECÁNICO POZO 5



FUENTE: Secretaría de Hidrocarburos

ELABORADO POR: Hernán Aguilar/ Ana Cristina Cevallos

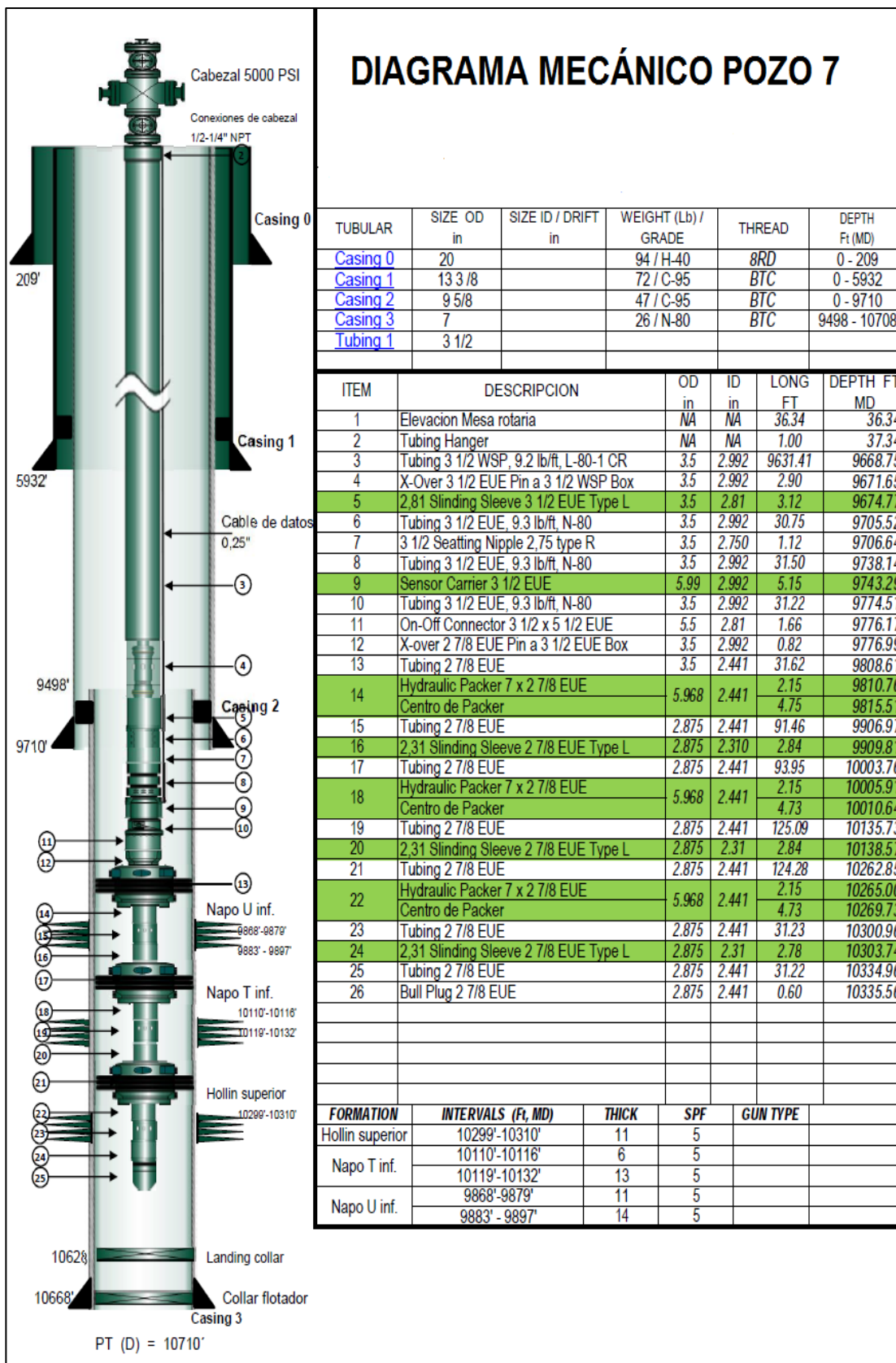
ANEXO No 6.
DIAGRAMA MECÁNICO POZO 6



FUENTE: Sertecpet

ELABORADO POR: Hernán Aguilar/ Ana Cristina Cevallos

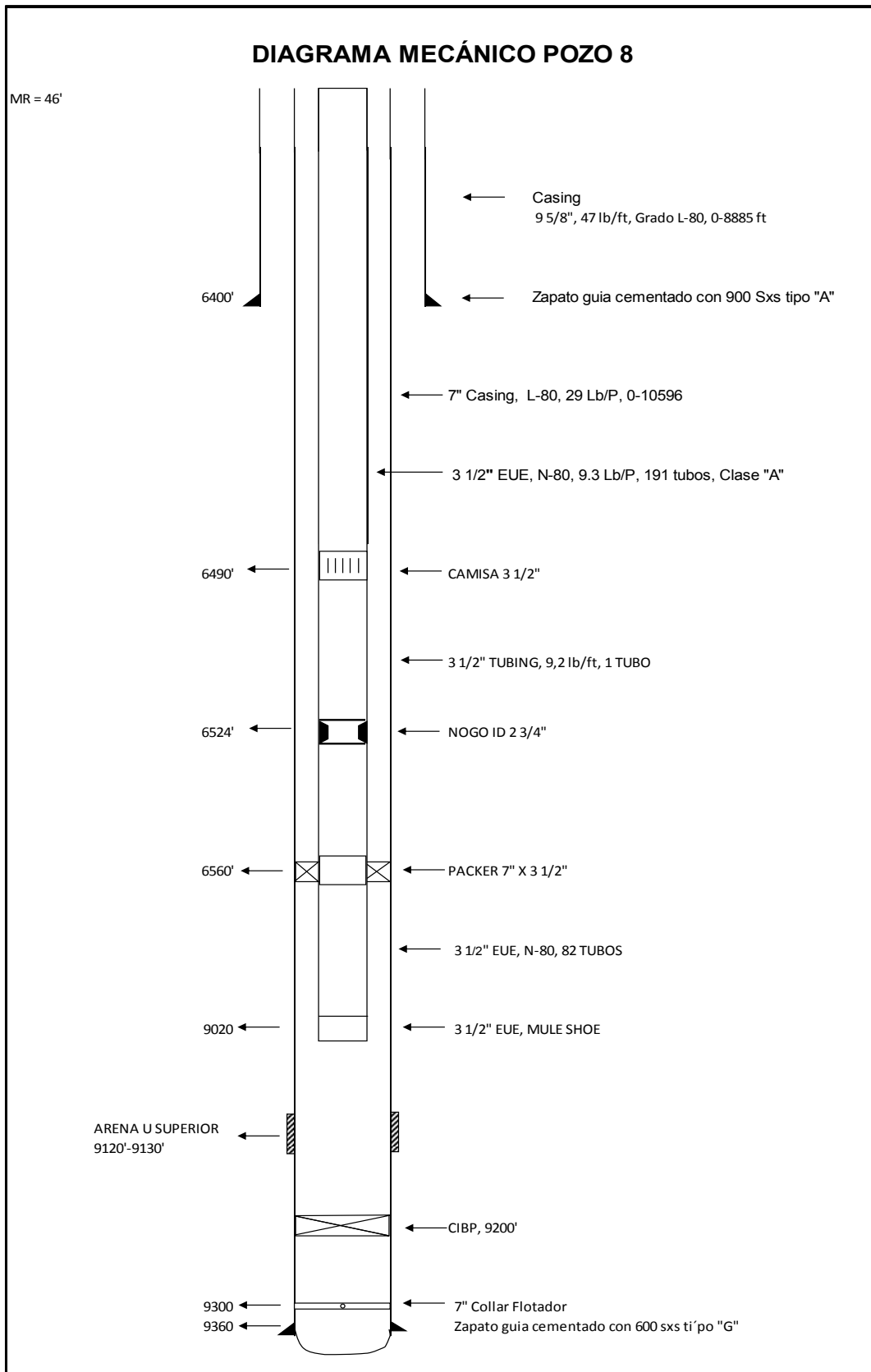
ANEXO No 7.
DIAGRAMA MECÁNICO POZO 7



FUENTE: Sertecpet

ELABORADO POR: Hernán Aguilar/ Ana Cristina Cevallos

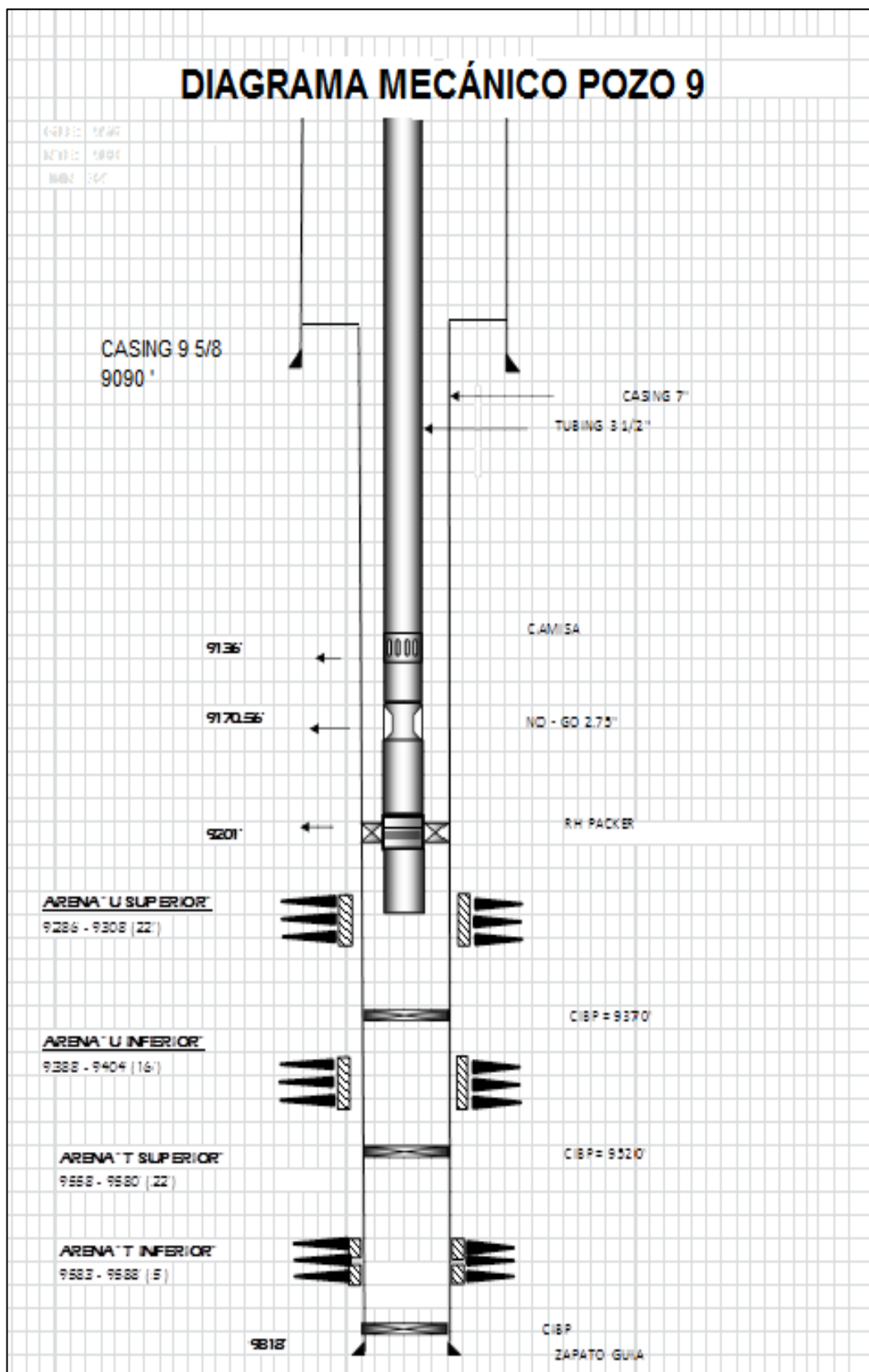
ANEXO No 8.
DIAGRAMA MECÁNICO POZO 8



FUENTE: Sertecpet

ELABORADO POR: Hernán Aguilar/ Ana Cristina Cevallos

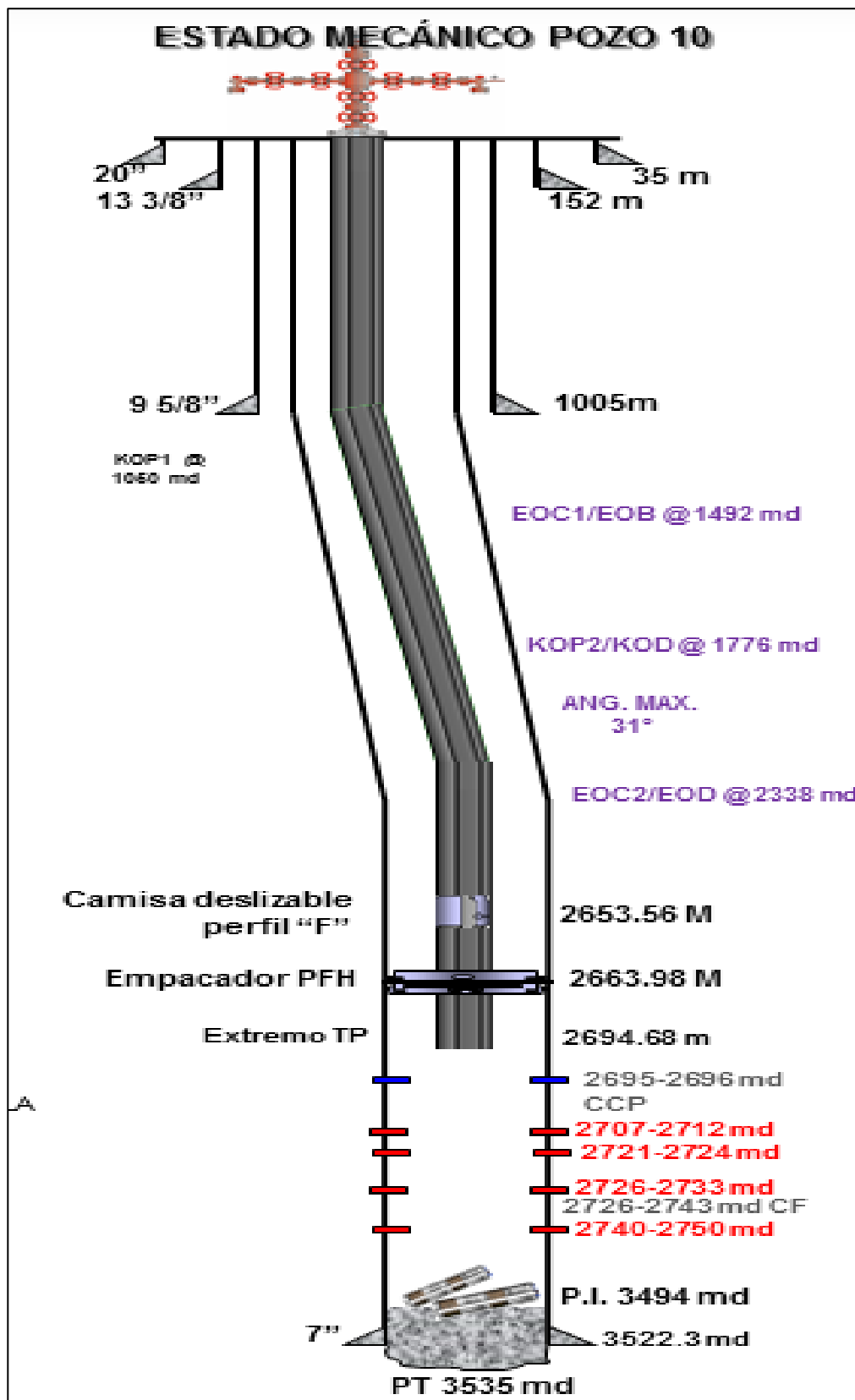
ANEXO No 9.
DIAGRAMA MECÁNICO POZO 9



FUENTE: Sertecpet

ELABORADO POR: Hernán Aguilar/ Ana Cristina Cevallos

ANEXO No 10
DIAGRAMA MECÁNICO POZO 10

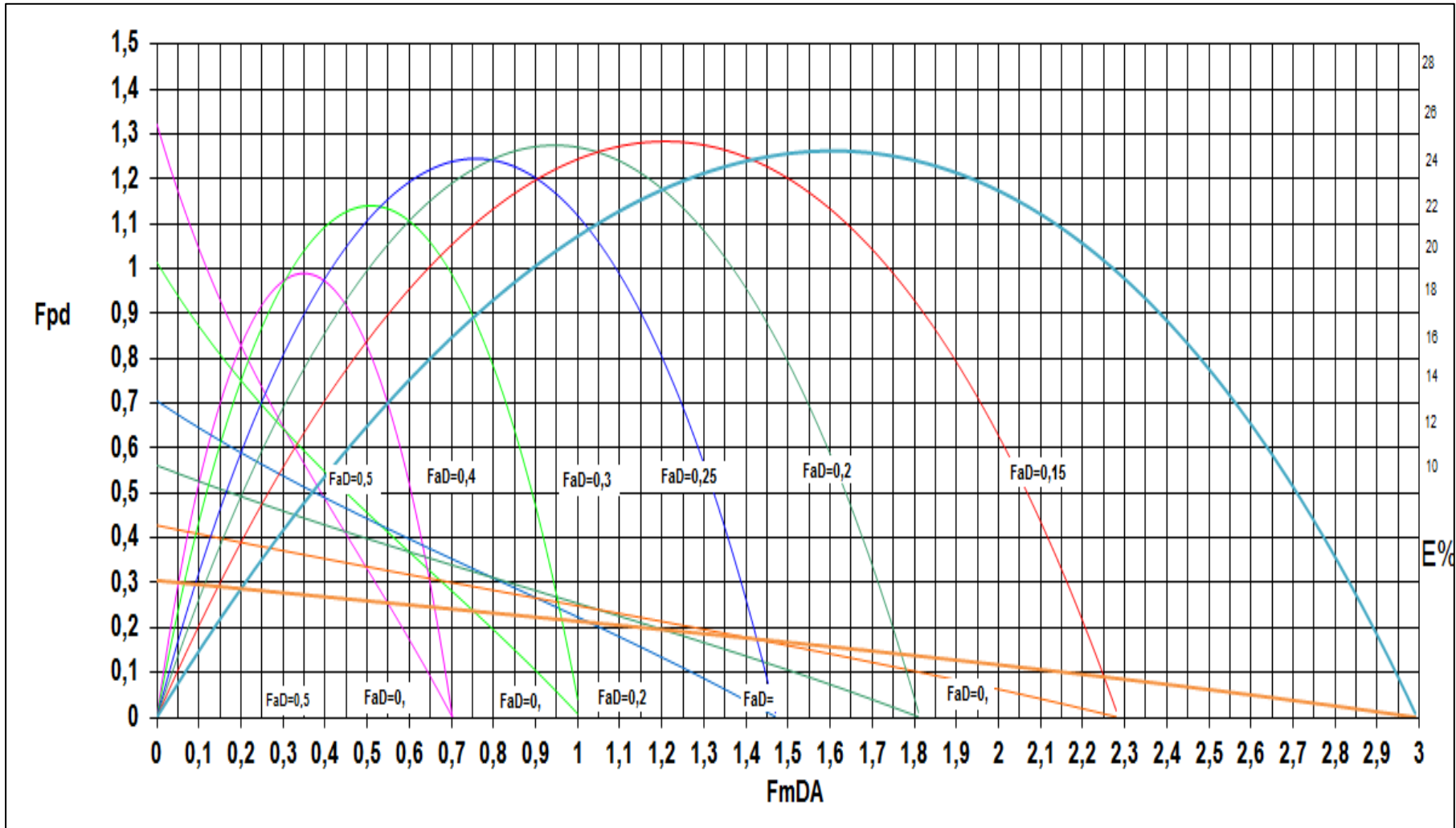


FUENTE: Sertecpet

ELABORADO POR: Hernán Aguilar/ Ana Cristina Cevallos

ANEXO No 11.

CURVA DE F_{pD} vs F_{mDA} PARA BOMBEO HIDRÁULICO



FUENTE: Material de Levantamiento Artificial

ELABORADO POR: Ing. Vinicio Melo

ANEXO No 12.
CATÁLOGOS BOMBAS JET

PROVEEDOR		CLAW		VALORES DE F _{aD} PARA CADA COMBINACIÓN																				
NOZZLE		GARGANTA			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	19	20	21
1	0,0018	A	0,0046	A	0,39	0,65	0,83	1,17	1,61	2,04	2,35	2,65	3,22	3,80	5,20	6,76	9,78	14,30	18,50	27,20	33,74	53,57	67,80	83,70
2	0,0030	B	0,0072	B	0,25	0,42	0,53	0,75	1,03	1,31	1,50	1,69	2,06	2,43	3,32	4,32	6,25	9,14	11,82	17,38	21,56	34,22	43,32	53,47
3	0,0038	C	0,0140	C	0,13	0,21	0,27	0,39	0,53	0,67	0,77	0,87	1,06	1,25	1,71	2,22	3,21	4,70	6,08	8,94	11,09	17,60	22,28	27,50
4	0,0054	D	0,0142	D	0,13	0,21	0,27	0,38	0,52	0,66	0,76	0,86	1,04	1,23	1,68	2,19	3,17	4,63	5,99	8,81	10,93	17,35	21,96	27,11
5	0,0074	E	0,0187	E	0,10	0,16	0,20	0,29	0,40	0,50	0,58	0,65	0,79	0,94	1,28	1,66	2,41	3,52	4,55	6,69	8,30	13,18	16,68	20,59
6	0,0094	F	0,0239	F	0,08	0,13	0,16	0,23	0,31	0,39	0,45	0,51	0,62	0,73	1,00	1,30	1,88	2,75	3,56	5,23	6,49	10,31	13,05	16,11
7	0,0108	G	0,0311	G	0,06	0,10	0,12	0,17	0,24	0,30	0,35	0,39	0,48	0,56	0,77	1,00	1,45	2,12	2,74	4,02	4,99	7,92	10,03	12,38
8	0,0122	H	0,0376	H	0,05	0,08	0,10	0,14	0,20	0,25	0,29	0,32	0,39	0,47	0,64	0,83	1,20	1,75	2,26	3,33	4,13	6,55	8,30	10,24
9	0,0148	I	0,0447	I	0,04	0,07	0,09	0,12	0,17	0,21	0,24	0,27	0,33	0,39	0,53	0,70	1,01	1,47	1,90	2,80	3,47	5,51	6,98	8,61
10	0,0175	J	0,0526	J	0,03	0,06	0,07	0,10	0,14	0,18	0,21	0,23	0,28	0,33	0,45	0,59	0,86	1,25	1,62	2,38	2,95	4,68	5,93	7,32
11	0,0239	K	0,0654	K	0,03	0,05	0,06	0,08	0,11	0,14	0,17	0,19	0,23	0,27	0,37	0,48	0,69	1,01	1,30	1,91	2,37	3,77	4,77	5,89
12	0,0311	L	0,0796	L	0,02	0,04	0,05	0,07	0,09	0,12	0,14	0,15	0,19	0,22	0,30	0,39	0,57	0,83	1,07	1,57	1,95	3,10	3,92	4,84
13	0,0450	M	0,0957	M	0,02	0,03	0,04	0,06	0,08	0,10	0,11	0,13	0,15	0,18	0,25	0,32	0,47	0,69	0,89	1,31	1,62	2,57	3,26	4,02
14	0,0658	N	0,1119	N	0,02	0,03	0,03	0,05	0,07	0,08	0,10	0,11	0,13	0,16	0,21	0,28	0,40	0,59	0,76	1,12	1,39	2,20	2,79	3,44
15	0,0851	O	0,1445	O	0,01	0,02	0,03	0,04	0,05	0,07	0,07	0,08	0,10	0,12	0,17	0,22	0,31	0,46	0,59	0,87	1,07	1,71	2,16	2,66
16	0,1251	P	0,1763	P	0,01	0,02	0,02	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,10	0,14	0,18	0,26	0,37	0,48	0,71	0,88	1,40	1,77	2,18
17	0,1552	Q	0,2154	Q	0,01	0,01	0,02	0,03	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,11	0,14	0,21	0,31	0,40	0,58	0,72	1,14	1,45	1,79
19	0,2464	S	0,3127	S	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,03	0,03	0,04	0,05	0,06	0,08	0,10	0,14	0,21	0,27	0,40	0,50	0,79	1,00	1,23
20	0,3119	T	0,3780	T	0,00	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,03	0,03	0,04	0,05	0,06	0,08	0,12	0,17	0,23	0,33	0,41	0,65	0,83	1,02
21	0,3850	U	0,4515	U	0,00	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,03	0,03	0,04	0,05	0,07	0,10	0,15	0,19	0,28	0,34	0,55	0,69	0,85
		V	0,5426	V	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,03	0,03	0,04	0,06	0,08	0,12	0,16	0,23	0,29	0,45	0,57	0,71
		W	0,6520	W	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,03	0,04	0,05	0,07	0,10	0,13	0,19	0,24	0,38	0,48	0,59

FUENTE: Sertecpet

ELABORADO POR: Sertecpet

PROVEEDOR		GUIBERSSON		VALORES DE FaD PARA CADA COMBINACIÓN																						
NOZZLE		GARGANTA			DD	CC	BB	A	A+	B	B+	C	C+	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	P	
DENOM	ÁREA	DENOM	ÁREA																							
DD	0.0016	000	0.0044	000	0.36	0.64	0.86	1.25	1.70	2.16	2.48	2.80	3.39	4.02	5.48	7.14	10.27	15.02	19.43	28.57	36.14	44.61	55.98	70.84	87.45	
CC	0.0028	00	0.0071	00	0.23	0.39	0.54	0.77	1.06	1.34	1.54	1.73	2.10	2.49	3.39	4.42	6.37	9.31	12.04	17.70	22.39	27.65	34.69	43.90	54.20	
BB	0.0038	0	0.0104	0	0.15	0.27	0.37	0.53	0.72	0.91	1.05	1.18	1.43	1.70	2.32	3.02	4.35	6.36	8.22	12.09	15.29	18.88	23.68	29.97	37.00	
A	0.0055	1	0.0143	1	0.11	0.20	0.27	0.38	0.52	0.66	0.76	0.86	1.04	1.24	1.69	2.20	3.16	4.62	5.98	8.79	11.12	13.73	17.22	21.80	26.91	
A+	0.0075	2	0.0189	2	0.08	0.15	0.20	0.29	0.40	0.50	0.58	0.65	0.79	0.94	1.28	1.66	2.39	3.50	4.52	6.65	8.41	10.39	13.03	16.49	20.36	
B	0.0095	3	0.0241	3	0.07	0.12	0.16	0.23	0.31	0.39	0.45	0.51	0.62	0.73	1.00	1.30	1.88	2.74	3.55	5.22	6.60	8.15	10.22	12.93	15.97	
B+	0.0109	4	0.0314	4	0.05	0.09	0.12	0.18	0.24	0.30	0.35	0.39	0.47	0.56	0.77	1.00	1.44	2.11	2.72	4.00	5.06	6.25	7.84	9.93	12.25	
C	0.0123	5	0.0380	5	0.04	0.07	0.10	0.14	0.20	0.25	0.29	0.32	0.39	0.47	0.63	0.83	1.19	1.74	2.25	3.31	4.18	5.17	6.48	8.20	10.13	
C+	0.0149	6	0.0452	6	0.04	0.06	0.08	0.12	0.17	0.21	0.24	0.27	0.33	0.39	0.53	0.69	1.00	1.46	1.89	2.78	3.52	4.34	5.45	6.90	8.51	
D	0.0177	7	0.0531	7	0.03	0.05	0.07	0.10	0.14	0.18	0.21	0.23	0.28	0.33	0.45	0.59	0.85	1.24	1.61	2.37	2.99	3.70	4.64	5.87	7.25	
E	0.0241	8	0.0661	8	0.02	0.04	0.06	0.08	0.11	0.14	0.16	0.19	0.23	0.27	0.36	0.48	0.68	1.00	1.29	1.90	2.41	2.97	3.73	4.72	5.82	
F	0.0314	9	0.0804	9	0.02	0.03	0.05	0.07	0.09	0.12	0.14	0.15	0.19	0.22	0.30	0.39	0.56	0.82	1.06	1.56	1.98	2.44	3.06	3.88	4.79	
G	0.0452	10	0.0962	10	0.02	0.03	0.04	0.06	0.08	0.10	0.11	0.13	0.15	0.18	0.25	0.33	0.47	0.69	0.89	1.31	1.65	2.04	2.56	3.24	4.00	
H	0.0661	11	0.1195	11	0.01	0.02	0.03	0.05	0.06	0.08	0.09	0.10	0.12	0.15	0.20	0.26	0.38	0.55	0.72	1.05	1.33	1.64	2.06	2.61	3.22	
I	0.0855	12	0.1452	12	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05	0.07	0.08	0.08	0.10	0.12	0.17	0.22	0.31	0.46	0.59	0.87	1.10	1.35	1.70	2.15	2.65	
J	0.1257	13	0.1772	13	0.01	0.02	0.02	0.03	0.04	0.05	0.06	0.07	0.08	0.10	0.14	0.18	0.26	0.37	0.48	0.71	0.90	1.11	1.39	1.76	2.17	
K	0.1590	14	0.2165	14	0.01	0.01	0.02	0.03	0.03	0.04	0.05	0.06	0.07	0.08	0.11	0.15	0.21	0.31	0.39	0.58	0.73	0.91	1.14	1.44	1.78	
L	0.1963	15	0.2606	15	0.01	0.01	0.01	0.02	0.03	0.04	0.04	0.05	0.06	0.07	0.09	0.12	0.17	0.25	0.33	0.48	0.61	0.75	0.95	1.20	1.48	
M	0.2463	16	0.3127	16	0.01	0.01	0.01	0.02	0.02	0.03	0.03	0.04	0.05	0.06	0.08	0.10	0.14	0.21	0.27	0.40	0.51	0.63	0.79	1.00	1.23	
N	0.3117	17	0.3750	17	0.00	0.01	0.01	0.01	0.02	0.03	0.03	0.03	0.04	0.05	0.06	0.08	0.12	0.18	0.23	0.34	0.42	0.52	0.66	0.83	1.03	
P	0.3848	18	0.4513	18	0.00	0.01	0.01	0.01	0.02	0.02	0.02	0.03	0.03	0.04	0.05	0.07	0.10	0.15	0.19	0.28	0.35	0.43	0.55	0.69	0.85	

FUENTE: Sertecpet

ELABORADO POR: Hernán Aguilar/ Ana Cristina Cevallos

PROVEEDOR		OILWELL		VALORES DE FaD PARA CADA COMBINACIÓN																			
NOZZLE		GARGANTA			1	2	3	4	5	6	7	8	9	11	12	13	14	15	16	17	19	20	
DEMON	ÁREA	DENOM	ÁREA																				
1	0.0024	A	0.0060	A	0.40	0.52	0.67	0.87	1.12	1.43	1.58	2.27	3.02	5.12	6.45	8.30	10.70	14.38	18.57	23.98	40.00	51.67	
2	0.0031	B	0.0077	B	0.31	0.40	0.52	0.68	0.87	1.12	1.23	1.77	2.35	3.99	5.03	6.47	8.34	11.21	14.47	18.69	31.17	40.26	
3	0.0040	C	0.0100	C	0.24	0.31	0.40	0.52	0.67	0.86	0.95	1.36	1.81	3.07	3.87	4.98	6.42	8.63	11.14	14.39	24.00	31.00	
4	0.0052	D	0.0129	D	0.19	0.24	0.31	0.40	0.52	0.67	0.74	1.05	1.40	2.38	3.00	3.86	4.98	6.69	8.64	11.16	18.60	24.03	
5	0.0067	E	0.0167	E	0.14	0.19	0.24	0.31	0.40	0.51	0.57	0.81	1.08	1.84	2.32	2.98	3.84	5.17	6.67	8.62	14.37	18.56	
6	0.0086	F	0.0215	F	0.11	0.14	0.19	0.24	0.31	0.40	0.44	0.63	0.84	1.43	1.80	2.32	2.99	4.01	5.18	6.69	11.16	14.42	
7	0.0095	G	0.0272	G	0.09	0.11	0.15	0.19	0.25	0.32	0.35	0.50	0.67	1.13	1.42	1.83	2.36	3.17	4.10	5.29	8.82	11.40	
8	0.0136	H	0.0353	H	0.07	0.09	0.11	0.15	0.19	0.24	0.27	0.39	0.51	0.87	1.10	1.41	1.82	2.44	3.16	4.08	6.80	8.78	
9	0.0181	I	0.0456	I	0.05	0.07	0.09	0.11	0.15	0.19	0.21	0.30	0.40	0.67	0.85	1.09	1.41	1.89	2.44	3.16	5.26	6.80	
11	0.0307	K	0.0764	K	0.03	0.04	0.05	0.07	0.09	0.11	0.12	0.18	0.24	0.40	0.51	0.65	0.84	1.13	1.46	1.88	3.14	4.06	
12	0.0387	L	0.0989	L	0.02	0.03	0.04	0.05	0.07	0.09	0.10	0.14	0.18	0.31	0.39	0.50	0.65	0.87	1.13	1.46	2.43	3.13	
13	0.0498	M	0.1242	M	0.02	0.02	0.03	0.04	0.05	0.07	0.08	0.11	0.15	0.25	0.31	0.40	0.52	0.69	0.90	1.16	1.93	2.50	
14	0.0642	N	0.1668	N	0.01	0.02	0.02	0.03	0.04	0.05	0.06	0.08	0.11	0.18	0.23	0.30	0.38	0.52	0.67	0.86	1.44	1.86	
15	0.0863	O	0.2107	O	0.01	0.01	0.02	0.02	0.03	0.04	0.05	0.06	0.09	0.15	0.18	0.24	0.30	0.41	0.53	0.68	1.14	1.47	
16	0.1114	P	0.2783	P	0.01	0.01	0.01	0.02	0.02	0.03	0.03	0.05	0.07	0.11	0.14	0.18	0.23	0.31	0.40	0.52	0.86	1.11	
17	0.1439	Q	0.3594	Q	0.01	0.01	0.01	0.01	0.02	0.02	0.03	0.04	0.05	0.09	0.11	0.14	0.18	0.24	0.31	0.40	0.67	0.86	
19	0.2400	S	0.5995	S	0.00	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.02	0.02	0.03	0.05	0.06	0.08	0.11	0.14	0.19	0.24	0.40	0.52	
20	0.3100	T	0.7743	T	0.00	0.00	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.02	0.02	0.04	0.05	0.06	0.08	0.11	0.14	0.19	0.31	0.40	
		U	1.0000	U	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05	0.06	0.09	0.11	0.14	0.24	0.31	
		V	1.2910	V	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05	0.07	0.09	0.11	0.19	0.24	

FUENTE: Sertecpet

ELABORADO POR: Hernán Aguilar/ Ana Cristina Cevallos

PROVEEDOR		NATIONAL		VALORES DE FaD PARA CADA COMBINACIÓN																				
NOZZLE		GARGANTA			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
DENOM	ÁREA	DENOM	ÁREA																					
1	0.0024	1	0.0064	1	0.38	0.48	0.61	0.78	1.00	1.27	1.61	2.05	2.61	3.31	4.23	5.41	6.89	8.78	11.17	14.22	18.11	23.06	29.36	37.38
2	0.0031	2	0.0081	2	0.30	0.38	0.48	0.62	0.79	1.00	1.27	1.62	2.06	2.62	3.35	4.27	5.44	6.94	8.83	11.23	14.31	18.22	23.20	29.53
3	0.0039	3	0.0104	3	0.23	0.30	0.38	0.48	0.62	0.78	0.99	1.26	1.61	2.04	2.61	3.33	4.24	5.40	6.88	8.75	11.14	14.19	18.07	23.00
4	0.0050	4	0.0131	4	0.18	0.24	0.30	0.38	0.49	0.62	0.79	1.00	1.27	1.62	2.07	2.64	3.37	4.29	5.46	6.95	8.85	11.27	14.34	18.26
5	0.0064	5	0.0167	5	0.14	0.19	0.23	0.30	0.38	0.49	0.62	0.78	1.00	1.27	1.62	2.07	2.64	3.37	4.28	5.45	6.94	8.84	11.25	14.32
6	0.0081	6	0.0212	6	0.11	0.15	0.18	0.24	0.30	0.38	0.49	0.62	0.79	1.00	1.28	1.63	2.08	2.65	3.37	4.29	5.47	6.96	8.86	11.28
7	0.0103	7	0.0271	7	0.09	0.11	0.14	0.18	0.24	0.30	0.38	0.48	0.62	0.78	1.00	1.28	1.63	2.07	2.64	3.36	4.28	5.45	6.93	8.83
8	0.0131	8	0.0346	8	0.07	0.09	0.11	0.14	0.18	0.23	0.30	0.38	0.48	0.61	0.78	1.00	1.27	1.62	2.07	2.63	3.35	4.27	5.43	6.91
9	0.0167	9	0.0441	9	0.05	0.07	0.09	0.11	0.15	0.18	0.23	0.30	0.38	0.48	0.61	0.78	1.00	1.27	1.62	2.06	2.63	3.35	4.26	5.42
10	0.0212	10	0.0562	10	0.04	0.06	0.07	0.09	0.11	0.14	0.18	0.23	0.30	0.38	0.48	0.62	0.78	1.00	1.27	1.62	2.06	2.63	3.34	4.26
11	0.0271	11	0.0715	11	0.03	0.04	0.05	0.07	0.09	0.11	0.14	0.18	0.23	0.30	0.38	0.48	0.62	0.79	1.00	1.27	1.62	2.06	2.63	3.35
12	0.0346	12	0.0910	12	0.03	0.03	0.04	0.05	0.07	0.09	0.11	0.14	0.18	0.23	0.30	0.38	0.48	0.62	0.79	1.00	1.27	1.62	2.06	2.63
13	0.0441	13	0.1159	13	0.02	0.03	0.03	0.04	0.06	0.07	0.09	0.11	0.14	0.18	0.23	0.30	0.38	0.48	0.62	0.79	1.00	1.27	1.62	2.06
14	0.0562	14	0.1476	14	0.02	0.02	0.03	0.03	0.04	0.05	0.07	0.09	0.11	0.14	0.18	0.23	0.30	0.38	0.48	0.62	0.79	1.00	1.27	1.62
15	0.0715	15	0.1879	15	0.01	0.02	0.02	0.03	0.03	0.04	0.05	0.07	0.09	0.11	0.14	0.18	0.23	0.30	0.38	0.48	0.62	0.79	1.00	1.27
16	0.0910	16	0.2392	16	0.01	0.01	0.02	0.02	0.03	0.03	0.04	0.05	0.07	0.09	0.11	0.14	0.18	0.23	0.30	0.38	0.48	0.62	0.79	1.00
17	0.1159	17	0.3046	17	0.01	0.01	0.01	0.02	0.02	0.03	0.03	0.04	0.05	0.07	0.09	0.11	0.14	0.18	0.23	0.30	0.38	0.48	0.62	0.79
18	0.1476	18	0.3878	18	0.01	0.01	0.01	0.01	0.02	0.02	0.03	0.03	0.04	0.05	0.07	0.09	0.11	0.14	0.18	0.23	0.30	0.38	0.48	0.62
19	0.1879	19	0.4938	19	0.00	0.01	0.01	0.01	0.01	0.02	0.02	0.03	0.03	0.04	0.05	0.07	0.09	0.11	0.14	0.18	0.23	0.30	0.38	0.48
20	0.2392	20	0.6287	20	0.00	0.00	0.01	0.01	0.01	0.01	0.02	0.02	0.03	0.03	0.04	0.06	0.07	0.09	0.11	0.14	0.18	0.23	0.30	0.38

FUENTE: Sertecpet

ELABORADO POR: Hernán Aguilar/ Ana Cristina Cevallos

PROVEEDOR		KOBE		VALORES DE FaD PARA CADA COMBINACIÓN																				
NOZZLE		GARGANTA			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
DENOM	ÁREA	DENOM	ÁREA																					
1	0.0024	1	0.0060	1	0.40	0.52	0.67	0.87	1.12	1.43	1.85	2.40	3.10	4.00	5.17	6.67	8.62	11.13	14.38	18.57	23.98	30.97	40.00	51.67
2	0.0031	2	0.0077	2	0.31	0.40	0.52	0.68	0.87	1.12	1.44	1.87	2.42	3.12	4.03	5.19	6.71	8.68	11.21	14.47	18.69	24.13	31.17	40.26
3	0.0040	3	0.0100	3	0.24	0.31	0.40	0.52	0.67	0.86	1.11	1.44	1.86	2.40	3.10	4.00	5.17	6.68	8.63	11.14	14.39	18.58	24.00	31.00
4	0.0052	4	0.0129	4	0.19	0.24	0.31	0.40	0.52	0.67	0.86	1.12	1.44	1.86	2.40	3.10	4.01	5.18	6.69	8.64	11.16	14.40	18.60	24.03
5	0.0067	5	0.0167	5	0.14	0.19	0.24	0.31	0.40	0.51	0.66	0.86	1.11	1.44	1.86	2.40	3.10	4.00	5.17	6.67	8.62	11.13	14.37	18.56
6	0.0086	6	0.0215	6	0.11	0.14	0.19	0.24	0.31	0.40	0.52	0.67	0.87	1.12	1.44	1.86	2.40	3.11	4.01	5.18	6.69	8.64	11.16	14.42
7	0.0111	7	0.0278	7	0.09	0.11	0.14	0.19	0.24	0.31	0.40	0.52	0.67	0.86	1.12	1.44	1.86	2.40	3.10	4.01	5.18	6.68	8.63	11.15
8	0.0144	8	0.0359	8	0.07	0.09	0.11	0.14	0.19	0.24	0.31	0.40	0.52	0.67	0.86	1.11	1.44	1.86	2.40	3.10	4.01	5.18	6.69	8.64
9	0.0186	9	0.0464	9	0.05	0.07	0.09	0.11	0.14	0.19	0.24	0.31	0.40	0.52	0.67	0.86	1.11	1.44	1.86	2.40	3.10	4.00	5.17	6.68
10	0.0240	10	0.0599	10	0.04	0.05	0.07	0.09	0.11	0.14	0.19	0.24	0.31	0.40	0.52	0.67	0.86	1.12	1.44	1.86	2.40	3.10	4.01	5.18
11	0.0310	11	0.0774	11	0.03	0.04	0.05	0.07	0.09	0.11	0.14	0.19	0.24	0.31	0.40	0.52	0.67	0.86	1.11	1.44	1.86	2.40	3.10	4.01
12	0.0400	12	0.1000	12	0.02	0.03	0.04	0.05	0.07	0.09	0.11	0.14	0.19	0.24	0.31	0.40	0.52	0.67	0.86	1.11	1.44	1.86	2.40	3.10
13	0.0517	13	0.1292	13	0.02	0.02	0.03	0.04	0.05	0.07	0.09	0.11	0.14	0.19	0.24	0.31	0.40	0.52	0.67	0.86	1.11	1.44	1.86	2.40
14	0.0668	14	0.1668	14	0.01	0.02	0.02	0.03	0.04	0.05	0.07	0.09	0.11	0.14	0.19	0.24	0.31	0.40	0.52	0.67	0.86	1.11	1.44	1.86
15	0.0863	15	0.2154	15	0.01	0.01	0.02	0.02	0.03	0.04	0.05	0.07	0.09	0.11	0.14	0.19	0.24	0.31	0.40	0.52	0.67	0.86	1.11	1.44
16	0.1114	16	0.2783	16	0.01	0.01	0.01	0.02	0.02	0.03	0.04	0.05	0.07	0.09	0.11	0.14	0.19	0.24	0.31	0.40	0.52	0.67	0.86	1.11
17	0.1439	17	0.3594	17	0.01	0.01	0.01	0.01	0.02	0.02	0.03	0.04	0.05	0.07	0.09	0.11	0.14	0.19	0.24	0.31	0.40	0.52	0.67	0.86
18	0.1858	18	0.4642	18	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.02	0.02	0.03	0.04	0.05	0.07	0.09	0.11	0.14	0.19	0.24	0.31	0.40	0.52	0.67
19	0.2400	19	0.5995	19	0.00	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.02	0.02	0.03	0.04	0.05	0.07	0.09	0.11	0.14	0.19	0.24	0.31	0.40	0.52
20	0.3100	20	0.7743	20	0.00	0.00	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.02	0.02	0.03	0.04	0.05	0.07	0.09	0.11	0.14	0.19	0.24	0.31	0.40

FUENTE: Sertecpet

ELABORADO POR: Hernán Aguilar/ Ana Cristina Cevallos

ANEXO No 13.
TABLA PARA DETERMINAR EL DIÁMETRO DE LA
TUBERÍA

Friction of Water Asphalt-dipped Cast Iron and New Steel Pipe (Based on Darcy's Formula) (Continued)

Table with columns for pipe types (Asphalt-dipped cast iron, Std. wt steel sch 40, Extra strong steel sch 80, Schedule 160-steel) and diameters (8.07, 6.065, 5.761, 5.187 inches). Rows list flow rates and head losses.

Note: No allowance has been made for age, difference in diameter, or any abnormal condition of interior surface. Any factor of safety must be estimated from the local conditions and the requirements of each particular installation. It is recommended that for most commercial design purposes a safety factor of 1.5 to 2.0 be added to the values in the tables—see page 3-5.

Friction of Water Asphalt-dipped Cast Iron and New Steel Pipe (Based on Darcy's Formula) (Continued)

Table with columns for pipe types (Asphalt-dipped cast iron, Std. wt steel sch 40, Extra strong steel sch 80, Schedule 160-steel) and diameters (8.07, 7.981, 7.025, 6.810 inches). Rows list flow rates and head losses.

Note: No allowance has been made for age, difference in diameter, or any abnormal condition of interior surface. Any factor of safety must be estimated from the local conditions and the requirements of each particular installation. It is recommended that for most commercial design purposes a safety factor of 1.5 to 2.0 be added to the values in the tables—see page 3-5.

FUENTE: Diseño de tuberías para plantas de proceso.

ELABORADO POR: Howard Rase.

ANEXO No 14.
TABLA DE PÉRDIDAS POR CADA 1000 PIES.

Friction Loss for Viscous Liquids (Continued)

(Based on Darcy's Formula)

Loss in Feet of Liquid per 1000 Feet of Pipe
8 Inch (7.981" inside dia) Sch 40 New Steel Pipe

Flow		Kinematic viscosity—centistokes									
U S gal per min	Bbl per hr (42 gal)	.5	1.1	2.1	2.7	4.3	7.4	10.3	13.1	15.7	20.6
		Approx SSU viscosity									
		31.5	33	35	40	50	60	70	80	100	
150	214	.42	.47	.53	.56	.63	.72	.79	.84	.88	.96
200	285	.71	.78	.89	.94	1.05	1.15	1.30	1.38	1.45	1.57
250	357	1.07	1.18	1.33	1.40	1.56	1.77	1.92	2.04	2.14	2.30
300	429	1.50	1.65	1.85	1.94	2.15	2.43	2.65	2.80	2.93	3.15
350	500	2.01	2.19	2.45	2.57	2.81	3.20	3.46	3.69	3.85	4.13
400	571	2.58	2.78	3.12	3.26	3.58	4.04	4.37	4.64	4.83	5.21
450	643	3.21	3.46	3.85	4.05	4.42	5.08	5.39	5.70	5.96	6.38
500	714	3.94	4.23	4.69	4.90	5.33	5.98	6.49	6.82	7.10	7.91
600	857	5.54	5.95	6.61	6.82	7.44	8.27	8.89	9.46	9.83	10.6
700	1000	7.44	7.96	8.71	9.04	9.84	10.9	11.9	12.4	13.0	13.9
800	1140	9.66	10.2	11.1	11.7	12.6	13.9	14.8	15.8	16.4	17.4
900	1285	12.1	12.8	13.8	14.4	15.5	17.1	18.4	19.4	20.2	21.5
1000	1430	14.8	15.6	16.8	17.4	18.7	20.8	22.2	23.3	24.4	26.0
1200	1715	21.0	22.0	23.7	24.5	26.4	28.9	30.7	32.4	33.5	35.9
1400	2000	28.3	29.5	31.8	32.6	35.6	38.2	40.7	42.6	44.3	47.5
1600	2285	36.7	38.4	40.6	42.1	44.5	48.7	51.9	54.1	56.1	59.3
1800	2570	46.1	48.0	50.8	52.3	55.4	60.4	64.5	67.0	69.4	73.5
2000	2860	56.5	58.8	61.9	63.8	67.3	73.4	77.7	81.1	83.8	89.8
2200	3140	67.9	70.2	74.4	76.3	80.5	87.5	92.1	96.9	99.9	105
2400	3430	80.8	83.0	88.0	90.2	94.7	103	108	114	117	123
2600	3710	94.2	97.5	103	105	110	119	125	131	135	142
2800	4000	109	112	118	121	127	136	144	149	155	163
3000	4285	125	129	135	138	145	155	164	170	176	184
3200	4570	142	146	153	156	162	174	184	191	197	208
3400	4860	160	164	172	174	182	195	206	213	220	232
3600	5140	178	183	192	196	204	217	228	237	244	256
3800	5425	199	204	212	217	226	240	251	262	269	285
4000	5715	220	225	234	238	249	265	277	289	295	311
4500	6425	276	284	294	300	311	331	345	358	368	385
5000	7145	341	348	360	365	380	404	418	433	447	466
5500	7855	410	419	433	439	457	480	500	518	532	555
6000	8570	488	498	512	519	540	567	592	608	623	654
6500	9280	573	581	601	609	630	662	686	707	723	755
7000	10000	664	673	692	702	725	763	791	810	829	867
7500	10700	760	773	799	806	827	865	897	925	946	984

For this pipe size: $V = 0.00641 \times \text{gpm}$; $h_f = 6.383 \times 10^{-1} \times \text{gpm}^2$
For velocity data see page 3-23.

Note: No allowance has been made for age, difference in diameter, or any abnormal condition of interior surface. Any factor of safety must be estimated from the local conditions and the requirements of each particular installation. It is recommended that for most commercial design purposes a safety factor of 15 to 20% be added to the values in the tables—see page 3-5.

Friction Loss for Viscous Liquids (Continued)

(Based on Darcy's Formula)

Loss in Feet of Liquid per 1000 Feet of Pipe
8 Inch (7.981" inside dia) Sch 40 New Steel Pipe

Flow		Kinematic viscosity—centistokes									
U S gal per min	Bbl per hr (42 gal)	29.4	32.0	43.2	55.0	106.4	162.3	210.5	325	435	650
		Approx SSU viscosity									
		125	150	200	300	500	750	1000	1500	2000	3000
50	71.4	1.2	1.3	1.5	1.6	1.8	2.0	2.2	2.4	2.6	2.8
100	143	2.4	2.6	3.0	3.2	3.6	4.0	4.4	4.8	5.2	5.6
150	214	3.6	3.9	4.5	4.8	5.4	6.0	6.6	7.2	7.8	8.4
200	285	4.8	5.2	6.0	6.4	7.2	8.0	8.8	9.6	10.4	11.2
250	357	6.0	6.5	7.5	8.0	9.0	10.0	11.0	12.0	13.0	14.0
300	429	7.2	7.8	9.0	9.6	10.8	12.0	13.2	14.4	15.6	16.8
350	500	8.4	9.0	10.5	11.2	12.6	14.0	15.4	16.8	18.2	19.6
400	571	9.6	10.3	12.0	12.8	14.4	16.0	17.6	19.2	20.8	22.4
450	643	10.8	11.6	13.5	14.4	16.2	18.0	20.0	21.6	23.2	24.8
500	714	12.0	12.9	15.0	16.0	18.0	20.0	22.0	24.0	26.0	28.0
550	785	13.2	14.1	16.5	17.6	20.0	22.0	24.0	26.0	28.0	30.0
600	857	14.4	15.4	18.0	19.2	21.6	24.0	26.4	28.8	31.2	33.6
700	1000	17.6	18.7	22.0	23.2	26.4	29.6	32.0	35.2	38.4	41.6
800	1140	20.8	22.0	26.0	27.2	31.2	35.2	38.4	42.4	46.4	50.4
900	1285	24.0	25.2	30.0	31.2	36.0	40.0	44.0	48.0	52.0	56.0
1000	1430	27.2	28.4	34.0	35.2	40.8	45.2	49.6	54.0	58.4	62.8
1200	1715	34.4	35.6	42.0	43.2	50.4	55.2	60.0	64.8	69.6	74.4
1400	2000	41.6	42.8	50.0	51.2	59.2	64.0	68.8	73.6	78.4	83.2
1600	2285	48.8	50.0	58.0	59.2	68.0	72.8	77.6	82.4	87.2	92.0
1800	2570	56.0	57.2	66.0	67.2	76.0	80.8	85.6	90.4	95.2	100.0
2000	2860	63.2	64.4	74.0	75.2	84.0	88.8	93.6	98.4	103.2	108.0
2200	3140	70.4	71.6	81.0	82.2	91.2	96.0	100.8	105.6	110.4	115.2
2400	3430	77.6	78.8	88.0	89.2	98.4	103.2	108.0	112.8	117.6	122.4
2600	3710	84.8	86.0	95.0	96.2	105.6	110.4	115.2	120.0	124.8	129.6
2800	4000	92.0	93.2	102.0	103.2	112.8	117.6	122.4	127.2	132.0	136.8
3000	4285	99.2	100.4	109.0	110.2	120.0	124.8	129.6	134.4	139.2	144.0
3200	4570	106.4	107.6	116.0	117.2	127.2	132.0	136.8	141.6	146.4	151.2
3400	4860	113.6	114.8	123.0	124.2	134.4	139.2	144.0	148.8	153.6	158.4
3600	5140	120.8	122.0	130.0	131.2	141.6	146.4	151.2	156.0	160.8	165.6
3800	5425	128.0	129.2	137.0	138.2	148.8	153.6	158.4	163.2	168.0	172.8
4000	5715	135.2	136.4	144.0	145.2	156.0	160.8	165.6	170.4	175.2	180.0
4500	6425	164.0	165.2	173.0	174.2	184.8	189.6	194.4	199.2	204.0	208.8
5000	7145	192.8	194.0	201.0	202.2	212.8	217.6	222.4	227.2	232.0	236.8
5500	7855	221.6	222.8	229.0	230.2	240.8	245.6	250.4	255.2	260.0	264.8
6000	8570	250.4	251.6	257.0	258.2	268.8	273.6	278.4	283.2	288.0	292.8
6500	9280	279.2	280.4	286.0	287.2	297.6	302.4	307.2	312.0	316.8	321.6
7000	10000	308.0	309.2	314.0	315.2	325.6	330.4	335.2	340.0	344.8	349.6
7500	10700	336.8	338.0	342.0	343.2	353.6	358.4	363.2	368.0	372.8	377.6

Loss in lb per sq in = .433 (sp gr) (figures in table).
Figures in shaded area are laminar (viscous) flow.
For velocity data see page 3-23.

Note: No allowance has been made for age, difference in diameter, or any abnormal condition of interior surface. Any factor of safety must be estimated from the local conditions and the requirements of each particular installation. It is recommended that for most commercial design purposes a safety factor of 15 to 20% be added to the values in the tables—see page 3-5.

FUENTE: Diseño de tuberías para plantas de proceso.

ELABORADO POR: Howard Rase.

ANEXO No 15

TRATAMIENTO DEL AGUA DE PRODUCCIÓN Y
PARÁMETROS DE CALIDAD DEL AGUA COMO FLUIDO
MOTRIZ PARA EL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO
TIPO JET

Sistema de tratamiento del agua del proceso de reinyección para uso de fluido motriz en bombeo hidráulico tipo jet

El sistema de inyección de agua tratada de formación como fluido motriz, consiste en una primera separación física del hidrocarburo líquido por diferencia de densidades. Después se añade al agua químicos demulsificantes con el objetivo de romper la emulsión entre el agua y el petróleo. El agua pasa a los tanques desnatadores donde separan el aceite residual, el petróleo queda suspendido en la parte superior en forma de nata, logrando un agua con bajos niveles de concentración de aceite. El agua llega al tanque de reposo donde es clarificada por última vez, esto es que las partículas en suspensión se asientan en el fondo. En algunos casos el agua pasa por un filtro metálico (que impide el paso de partículas sólidas), de aquí puede dirigirse a un tanque de emperando galvanizado para almacenamiento (capacidad de 500 barriles) o dirigirse hacia las bombas Booster, éstas incrementan la presión a 160 psi, presión necesaria de succión de las bombas de alta presión, triplex o quintuples, las cuales entregan una presión de descarga hasta 3600 psi. Finalmente el agua es dirigida a los pozos con sistema de levantamiento por bombeo hidráulico tipo jet.

Tratamiento de agua de inyección

El sistema de tratamiento del agua de producción tiene como objetivo eliminar las sales disueltas, y gases contaminantes como (CO_2 , CO , H_2S) y demás sólidos en suspensión.

El análisis de agua comprende el muestreo de las siguientes propiedades a través de procedimientos de laboratorio y de campo, debido a que ciertas propiedades cambian de forma muy rápida después del muestreo.

- pH
- Alcalinidad
- Conductividad
- Determinación de la dureza
- Presencia de hierro
- Presencia de sólidos en suspensión
- Presencia de sulfatos
- Turbidez
- Contenido de oxígeno disuelto

- Control bacterial
- Potencial de hidrógeno.

El tratamiento químico se realiza en las facilidades de superficie y consta de los procesos:

- **Anticorrosivo:** se refiere al tipo de corrosión galvánica, por erosión, por cavitación y por sólidos suspendidos.
- **Antiescala:** cuantifica componentes como el carbonato de calcio, sulfato de calcio, sulfato de bario, sulfato de estroncio y depósitos de silicatos.
- **Detergente**
- **Bactericida:** Las bacterias provocan un tipo de corrosión, la cuantificación de éstas se realiza por la técnica dilución serial, el crecimiento bacterial señala un cambio de color de transparente a negro.

Los productos químicos que se usan para tratar el agua de inyección son:

- Inhibidor de incrustaciones
- Inhibidor de corrosión
- Secuestrante de oxígeno y biocida
- Clarificador
- Clarificador para emulsión inversa

Los parámetros normalizados y recomendados para agua de reinyección se presentan en la siguiente tabla (referidos a valores medidos del tanque de lavado). Los mismos que corresponden al reglamento ambiental de actividades hidrocarbúrfera sobre el manejo y tratamiento de descargas líquidas en la sección de reinyección de aguas y desechos líquidos.

Parámetro	Valores recomendados normas	Valores aceptables
pH	6 -8.5	6 -8.5
Turbidez (NTU)	< 15	< 40
Sólidos (ppm)	< 40	< 60
Salinidad, ppm	-	< 10000

FUENTE: Informe técnico del tratamiento químico de reinyección de agua del campo Sacha correspondiente al mes de junio 2009.

La norma técnica ecuatoriana NTE INEN2169:98 establece las precauciones generales que se deben tomar para conservar y transportar muestras de agua; en la tabla 1 de dicha norma, se establece las técnicas para la conservación de

muestras – análisis físico – químico, y en la tabla 2 se indica la distribución de los parámetros de análisis según el tipo de preservación y conservación usado.

A esto se suma los parámetros permisible de la tabla 4 del RAOHE que indica los “Límites permisibles para el monitores ambiental permanente de aguas y descarga liquidas de las actividades hidrocarbúrfera”, la tabla 4.a se muestra a continuación.

EFLUENTE (Punto de descarga)					
Parámetro	Expresado en	Unidad	Valor permisible	Promedio anual	Destino de descarga
Potencia hidrógeno	pH		5 < pH < 9	5 < pH < 9	Todos
Conductividad eléctrica	CE	µS/cm	< 2500	< 2000	Continente
Hidrocarburos totales	TPH	mg/l	< 20	< 15	Continente
Hidrocarburos totales	TPH	mg/l	<30	< 20	Mar abierto
Demanda química de oxígeno	DQO	mg/l	< 120	< 80	Continente
Demanda química de oxígeno	DQO	mg/l	< 350	< 300	Mar abierto
Sólidos totales	ST	mg/l	< 1700	< 1500	Todos
Bario	Ba	mg/l	< 5	< 3	Todos
Cromo (total)	Cr	mg/l	< 0.5	< 0.4	Todos
Plomo	Pb	mg/l	< 0.5	< 0.4	Todos
Vanadio	V	mg/l	< 1	< 0.8	Todos
Nitrógeno global	NH ₄ -N	mg/l	< 20	< 15	Todos
Fenoles		mg/l	< 0.15	< 0.10	Todos

FUENTE: Reglamento Ambiental de Operaciones Hidrocarbúrfera en el Ecuador (RAOHE)

Características y calidad del agua de reinyección

Para usar el agua como fluido motriz es necesario cumplir los siguientes parámetros de calidad:

Parámetro	Condición
Agua residual	< 15 ppm
Oxígeno disuelto	< 10 ppb
Sólidos totales	< 20 ppm

FUENTE: SERTECPET

Problemas asociados a una mala calidad de agua

Los problemas principales durante la inyección de agua son el taponamiento por sólidos suspendidos o presencia de bacterias, y la corrosión.

El agua inyectada debe contener bajo porcentaje en sólidos, a fin de no taponar las áreas de la bomba (nozzle y garganta) u obstruir la válvula, además el agua no deber ser corrosiva a fin de no dañar las herramientas de completación por corrosión, incrustaciones y bacterias.

Un alto contenido de sólidos en suspensión, puede provocar problemas en la tubería de inyección, para contrarrestar se requerirá mayores presiones de inyección y químicos.

El oxígeno disuelto contribuye a la corrosividad del agua y facilita el crecimiento de bacterias aeróbicas, los lugares comunes para el desarrollo de bacterias en el sistema de inyección se da en los tanques y filtros.

Para minimizar problemas de deficiente calidad de agua producida e inyectada como fluido motriz, se debe:

- Formar una línea base a través de la recolección y análisis de muestras de agua producida, antes y luego de ser tratada; con el fin de conocer la composición y los efectos de las diferentes variables en su comportamiento.
- Realizar análisis químicos con metodologías estandarizadas.
- Monitorear periódicamente la calidad del agua.