

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**SOPORTE TÉCNICO PARA LA CONSTRUCCIÓN Y FACILIDADES DE
PRODUCCIÓN DE LA LOCALIZACIÓN PUCV-23
CAMPO SOCORORO, DISTRITO SAN TOMÉ, ESTADO ANZOÁTEGUI**

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Bachilleres:
Espinoza, David.
Solano, Alexander.

Caracas, diciembre de 2005.

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**SOPORTE TÉCNICO PARA LA CONSTRUCCIÓN Y FACILIDADES DE
PRODUCCIÓN DE LA LOCALIZACIÓN PUCV- 23
CAMPO SOCORORO, DISTRITO SAN TOMÉ, ESTADO ANZOÁTEGUI**

Tutor Académico: Prof. Gustavo Moya.
Tutor Industrial: Ing. Hernán Meneses.

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Bachilleres:
Espinoza, David.
Solano, Alexander.
Para optar por el Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, diciembre de 2005.

ESPINOZA DAVID – SOLANO ALEXANDER

SOPORTE TÉCNICO PARA LA CONSTRUCCIÓN Y FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DE LA LOCALIZACIÓN PUCV-23 CAMPO SOCORORO, DISTRITO SAN TOMÉ, ESTADO ANZOÁTEGUI.

Tutor Académico: Sandro Gasbarri. Tutor Industrial: Hernán Meneses.

Tesis. Caracas, UCV. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo.
Año 2005.

Palabras Claves: Pozos Horizontales, Diseño de Pozos, Campo Socororo
Este (Estado Anzoátegui), PetroUCV S.A.

RESUMEN

PetroUCV S.A. es una empresa mixta conformada por la asociación de la Universidad Central de Venezuela y Petróleos de Venezuela S.A., cuyos objetivos estratégicos comprenden la generación de recursos propios mediante el desarrollo de proyectos altamente rentables de explotación de hidrocarburos, la promoción y creación de nuevas empresas de consultoría, de laboratorios y de investigación, implantando un modelo de armonía con el entorno que impacte positivamente su ámbito de influencia.

A esta asociación le fue asignada el Área Mayor de Socororo para su desarrollo y explotación. Entre los proyectos de explotación de la empresa se encuentra la reactivación de pozos inactivos, el reacondicionamiento de pozos con problemas mecánicos y la perforación de nuevos pozos de desarrollo en el AMS.

Dentro de los proyectos que se han realizado para lograr la meta propuesta, se desarrolló este Trabajo Especial de Grado, cuyo objetivo principal fue generar un soporte técnico para la construcción de un pozo horizontal y sus facilidades de producción del pozo ubicado en la localización PUCV-23 del campo Socororo Este, Distrito San Tomé, Estado Anzoátegui.

Para los fines de este trabajo se realizó o aplicó una metodología para: seleccionar el área de drenaje del pozo, su trayectoria, la selección de los tipos y profundidad de asentamiento de los revestidores, el tipo de completación del pozo, el diseño y selección del método de levantamiento artificial, el diseño de la línea de flujo hasta el múltiple de producción o estación de flujo y por último la evaluación económica del proyecto. Obteniendo como resultado la perforación del pozo horizontal hasta una profundidad medida de 6306 pies, el cual posee una sección de construcción de ángulo, una sección tangencial para colocar la bomba de levantamiento artificial y una sección horizontal de 1200 pies de longitud. Además de esto posee una completación con *Liner* ranurado sin empaque con grava, un sistema de levantamiento artificial por Bomba de Cavidad Progresiva y una línea de producción de 6" de diámetro.

DEDICATORIA (ALEX):

A Dios Padre por haberme llevado hasta donde estoy, por cuidarme, iluminarme y darme cada día más fortaleza y perseverancia.

A mi madre Maria Vanegas, a mi padre Julio Solano y a mi hermana Melissa Solano, por haberme dado aliento a lo largo de mi carrera universitaria, por brindarme su apoyo, y por ser sin querer una de las razones de mayor importancia en vida....

.... En realidad creo que este trabajo es muy poco para ellos.

Alexander.

DEDICATORIA (DAVID):

A Dios por haberme dado la vida.

A mi madre y a mi padre porque sin su apoyo no hubiese podido alcanzar mis metas.

A mis hermanos por estar siempre a mi lado para ayudarme.

A mi familia por su apoyo incondicional.

A todos los que siempre han estado conmigo en las buenas y las malas.

David.

DAVID:

A Dios por ser mi creador y por darme la oportunidad de vivir.

A mi mamá por su amor, por guiar mis pasos en todo momento y por estar siempre a mi lado cuando más lo necesitaba.

A mi papá por su amor, esfuerzo y apoyo incondicional en todo momento.

A mis hermanos por ser mis amigos y mi apoyo siempre.

A Glenaida y mi familia por darme ánimo y por estar siempre que los necesito.

A Mileixa por su amor, cariño y por estar conmigo en los momentos más difíciles.

A mi bebe por darme una razón más para vivir.

A mis compañeros y amigos de Pasantía Rosmery, Manuel, Alexander, Eugenio y Armando por ser mi familia durante seis meses y por su apoyo en todo momento. A Mileidy por consentirnos cada día en el almuerzo.

A los Ingenieros Jesús Patiño, Adolfo Alzurú y al Geólogo Hernán Meneses por habernos dado la oportunidad de realizar este trabajo y por la experiencia adquirida durante la pasantía.

A mis amigos: Caupo, Jorge, José Gabriel, Alfredo, Rafael ², Chuchú, Gabriela, Boris, Ricardo, Juan José, Juan Carlos, Jormi, Milanyer, Marino, Carmen Julia, Carolina, Beatriz y a todos los que no nombre por ingratitud mía.

Al personal de PetroUCV que estuvieron con nosotros en todo momento: Sr. Jesús, Sr. Noel, Trina, Victor, Zuleima, Juan Carlos, Evelyn, Andriuska, Yoel, Eduardo, Edelis, Jesús, Ismael, Manuel, Dalila, Mario, Olymar, Sra. Miriam, Beatriz.

ALEXANDER:

A Dios por proteger, iluminar y bendecir a mi familia y a mí.

A mis padres y hermana por estar siempre a mi lado y ser un punto de apoyo para la realización de este logro durante toda mi vida.

A Sidoneth Yépez por más que brindarme su apoyo, otorgarme su amor de manera incondicional.

A los ingenieros Adolfo Alzurú, Jesús Patiño y al Geólogo Hernán Meneses por haber creído en nosotros para la realización de este trabajo

A mis compañeros y casi hermanos de pasantía: Eugenio “Saco Roto”, Manuel “Sadición”, David “El Enano”, Rosmery “La infanta” y Armando “Armandooo”, por ser como mi familia en Pariaguán. A Mileidys por tratarnos como si fuéramos sus hijos y por hacer que todos los “medio días y almuerzos” fueran únicos.

A Beatriz Marín y Carolina por brindarme su amistad y su aprecio sin pedir jamás nada a cambio.

A los “muchachos”, compañeros que entraron junto conmigo a la universidad y que son definidos como aquel conjunto de individuos de mal haber pero con grandes corazones. (Gian, Guillermo, Adrian, Gustavo, Angel, Chui, Wendy, Mariana, José Angel, Lucho.... Y toda esa partida de desadaptados).

Y a todos los que nos ayudaron en la realización de este trabajo: Víctor, Dalila, Juan Carlos, Hermes, Trina, Yoel, Alejandro, Andriuska, Zuleima, Evelyn, Edelis, Jesús, Manuel, Mario, Sra. Mirian, Olymar, Sr.Jesus, Ismael, Sr.Noel. De verdad Gracias a todos (y pido disculpas si alguien paso por alto, pero a esa persona le doy mil gracias).

ÍNDICE	
RESUMEN_____	i
DEDICATORIA_____	iii
AGRADECIMIENTOS_____	iv
ÍNDICE_____	v
INTRODUCCIÓN_____	1
CAPÍTULO I. PLANTEAMIENTO DE PROBLEMA_____	3
ALCANCE_____	4
OBJETIVOS:_____	5
OBJETIVOS GENERALES_____	5
OBJETIVOS ESPECÍFICOS_____	5
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO_____	6
1 PLANIFICACIÓN._____	6
1.1 ¿QUÉ ES LA PLANIFICACIÓN?_____	6
1.2 ¿CÓMO SE LLEVA A CABO LA PLANIFICACIÓN DE UN POZO Y FACTORES QUE DETERMINAN SU DESARROLLO?_____	7
1.2.1 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO._____	8
1.2.2 PERFORACIÓN._____	8
1.2.3 PRODUCCIÓN._____	9
1.2.4 TRANSPORTE DE FLUIDOS._____	10
1.2.5 EVALUACIÓN ECONÓMICA._____	10
1.3 TEORÍA DEL VCD. _____	11
1.3.1 OBJETIVOS DEL PROCESO VCD._____	12
2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO. _____	13
2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL._____	13
2.2 RESERVAS DEL ÁREA MAYOR DE SOCORORO._____	14
2.3 DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO U1U, SOC-3._____	15
2.4 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN._____	15

2.4.1 EXPANSIÓN DE LA ROCA Y FLUIDOS.	16
2.4.2 GAS EN SOLUCIÓN.	16
2.4.3 CAPA DE GAS.	16
2.4.4 DRENAJE GRAVITACIONAL.	16
2.4.5 EMPUJE HIDRÁULICO.	16
2.5 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA.	17
2.5.1 ESTRUCTURA.	17
2.5.2 ESTRATIGRAFÍA.	17
2.5.2.1 FORMACIÓN MESA-LAS PIEDRAS.	18
2.5.2.2 FORMACIÓN FREITES.	18
2.5.2.3 FORMACIÓN OFICINA.	18
2.5.3 SEDIMENTOLOGÍA.	19
3. PERFORACIÓN	21
3.1 PERFORACIÓN DIRECCIONAL.	21
3.2 PERFORACIÓN HORIZONTAL.	22
3.2.1 PARÁMETROS DE DISEÑO CONSIDERADOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UN POZO HORIZONTAL.	23
3.2.2 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS POZOS HORIZONTALES.	23
3.2.3 USO DE UN HOYO PILOTO EN LA PERFORACIÓN DE POZOS HORIZONTALES.	24
3.2.4 CLASIFICACIÓN DE LOS POZOS HORIZONTALES.	25
3.2.4.1 RADIO ULTRA CORTO.	26
3.2.4.2 RADIO CORTO.	26
3.2.4.3 RADIO MEDIO.	26
3.2.4.4 RADIO LARGO.	26
3.2.5 MÉTODOS DE CONSTRUCCIÓN DE POZOS HORIZONTALES.	27
3.2.5.2 MÉTODO DE CURVA DE CONSTRUCCIÓN DE TANGENTE SIMPLE.	27
3.2.5.3 MÉTODO DE CURVA DE CONSTRUCCIÓN DE TANGENTE COMPLEJA.	27

3.2.5.4 MÉTODO DE CURVA DE CONSTRUCCIÓN IDEAL.	27
3.2.6 RADIO DE CURVATURA DE UN POZO HORIZONTAL.	28
3.2.7. CRITERIOS A CONSIDERAR PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UN POZO HORIZONTAL.	29
3.2.7.1 GRADO DE AGOTAMIENTO DEL YACIMIENTO.	29
3.2.7.2 ESPESOR DE LA ARENA.	29
3.2.7.3 PERMEABILIDAD VERTICAL.	29
3.2.7.4 GEOLOGÍA DEL ÁREA.	29
3.2.7.5 ESPACIADO DE LOS POZOS.	30
3.2.8 INFLUENCIA DE LA UBICACIÓN VERTICAL DEL POZO EN EL YACIMIENTO.	30
3.2.9 RÉGIMENES DE FLUJO PARA POZOS HORIZONTALES.	30
3.2.9.1 RÉGIMEN RADIAL TEMPRANO.	31
3.2.9.2 RÉGIMEN LINEAL TEMPRANO.	31
3.2.9.3 RÉGIMEN RADIAL TARDÍO.	31
3.2.9.4 RÉGIMEN LINEAL TARDÍO.	31
3.2.10 ÁREA DE DRENAJE DE POZOS HORIZONTALES.	32
3.2.11 EFECTO DE LA ORIENTACIÓN EN LA PRODUCTIVIDAD DE POZOS HORIZONTALES.	34
3.2.12 CAÍDAS DE PRESIÓN A TRAVÉS DE POZOS HORIZONTALES.	35
3.2.13 CONSIDERACIONES PARA MINIMIZAR ALTAS CAÍDAS DE PRESIÓN DENTRO DEL HOYO.	35
3.2.14 EFECTO SUPERFICIAL EN POZOS HORIZONTALES.	36
3.3 COMPLETACIÓN DE POZOS HORIZONTALES.	38
3.3.1 COMPLETACIÓN A HOYO ABIERTO.	39
3.3.2. COMPLETACIÓN CON <i>LINER</i> RANURADO NO CEMENTADO.	40
3.3.3 COMPLETACIÓN CON <i>LINER</i> CEMENTADO Y CAÑONEADO.	40
4 PRODUCCIÓN	42
4.1 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD.	42
4.1.1 CURVA DE APOORTE DEL YACIMIENTO (IPR LINEAL).	42

4.1.2 CURVA DE APORTE DEL YACIMIENTO (IPR) SEGÚN VOGEL.	43
4.1.3 COMBINACIÓN DE LOS MÉTODOS ANTERIORES.	44
4.2 CÁLCULO DE ÍNDICES DE PRODUCTIVIDAD.	45
4.3 INFLUENCIA DEL ESPESOR DEL YACIMIENTO EN LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO.	49
4.4 RELACIÓN ENTRE LAS PRODUCTIVIDADES DE UN POZO VERTICAL Y UNO HORIZONTAL.	50
4.5 RADIO EFECTIVO DE UN POZO HORIZONTAL.	51
4.6 TASA CRÍTICA DE PETRÓLEO.	52
4.6.1 CORRELACIÓN DE OSKAN & RAGHAVEN'S.	52
4.6.2 MÉTODO DE CHAPERON.	52
4.6.3 MÉTODO DE EFROS.	53
4.6.4 MÉTODO DE GIGER Y KARCHER.	53
4.7 CÁLCULO DEL TIEMPO DE IRUPCIÓN.	53
4.7.1 CORRELACIÓN DE PAPATZACOS.	54
4.7.2 CORRELACIÓN DE OSKAN & RAGHAVEN'S.	55
4.8 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.	55
4.8.1 BOMBEO MECÁNICO.	57
4.8.1.1 EQUIPOS DE SUPERFICIE.	57
4.8.1.2 TIPOS DE UNIDADES DE BOMBEO.	57
4.8.1.3 TIPOS DE BOMBAS DE SUBSUELO.	58
4.8.1.3.1 BOMBA DE TUBERÍA.	58
4.8.1.3.2 BOMBA DE INSERTABLE.	59
4.8.1.3.3 BOMBA DE REVESTIDOR.	59
4.8.1.4 ELEMENTOS QUE CONFORMAN LA BOMBA DE SUBSUELO.	59
4.8.1.5 DISEÑO DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO MECÁNICO.	60
4.8.2 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS (LAG).	61
TIPOS DE LEVANTAMIENTO POR GAS:	61
4.8.2.1.1 FLUJO CONTINUO.	61

4.8.2.1.2 FLUJO INTERMITENTE.	61
4.8.2.2 FACILIDADES DE SUPERFICIE.	62
4.8.2.3 EQUIPOS DE SUPERFICIE DEL LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS.	62
4.8.2.4 EQUIPOS DE SUBSUELO.	63
4.8.3 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES).	63
4.8.3.1 EQUIPOS DE SUPERFICIE.	64
4.8.3.2 EQUIPOS DE SUBSUELO.	64
4.8.3.3 DISEÑO POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	64
4.8.4 BOMBA DE CAVIDAD PROGRESIVA (BCP).	64
4.8.4.1 EQUIPOS DE SUPERFICIE.	66
4.8.4.1.1 CABEZAL GIRATORIO.	66
4.8.4.1.2 MOTOR.	66
4.8.4.1.3 MOTOVARIABLES MECÁNICOS.	66
4.8.4.1.4 MOTORREDUCTORES.	66
4.8.4.1.5 VARIADOR DE FRECUENCIA.	67
4.8.4.1.6 BARRA PULIDA.	67
4.8.4.1.7 PRENSA ESTOPA.	67
4.8.4.2 EQUIPOS DE SUBSUELO.	67
4.8.4.2.1 SARTA DE CABILLAS.	67
4.8.4.2.2 ESTATOR.	68
4.8.4.2.3 ELASTÓMERO.	68
4.8.4.2.4 ROTOR.	68
4.8.4.2.5 CENTRALIZADOR	68
4.8.4.2.6 NIPLE DE PARO.	69
4.8.4.2.7 NIPLE DE MANIOBRA.	69
4.8.4.2.8 EMPACADURA.	70
4.8.4.2.9 ANCLA DE TUBERÍA.	70
4.8.4.2.10 ANCLA DE TORQUE.	70
4.8.4.2.11 ANCLAS DE GAS.	71

4.8.4.2.12 NIPLE DE DRENAJE.	71
4.8.4.2.13 NIPLE “X”.	71
4.8.4.3 TIPO DE BOMBAS DE CAVIDAD PROGRESIVA.	72
4.8.4.3.1 BOMBAS TUBULARES.	72
4.8.4.3.2. BOMBAS TIPO INSERTABLE.	72
4.8.4.3.3. BOMBAS DE GEOMETRÍA SIMPLE.	73
4.8.4.3.4. BOMBAS MULTILOBULARES.	73
4.8.4.3.5. BOMBAS DE ALTO CAUDAL.	73
4.8.4.3.6. BOMBAS DE GRAN ALTURA (DESPLAZAMIENTO O <i>HEAD</i>)	73
4.8.4.4 NOMENCLATURA DE LAS BCP SEGÚN LOS FABRICANTES.	74
4.8.4.5 SELECCIÓN DE LOS EQUIPOS (DISEÑO).	75
5 INFRAESTRUCTURA.	75
5.1 FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS VERTICALES.	76
5.1.1 ROS N.C.	76
5.1.2 DUNS Y ROS.	77
5.1.3 POETTMANN Y CARPENTER.	77
5.1.4 HAGEDORN Y BROWN.	77
5.2 FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS HORIZONTALES.	78
5.2.1 DUCKLER.	78
5.2.2EATON	78
5.2.3 BEGGS Y BRILL.	79
5.3 VARIABLES QUE AFECTAN LAS CURVAS DE GRADIENTE VERTICAL.	79
5.3.1 EFECTO DEL DIÁMETRO DE LA TUBERÍA.	79
5.3.2. EFECTO DE LA TASA DE FLUJO.	79
5.3.3. EFECTO DE LA RELACIÓN GAS-LÍQUIDO.	79
5.3.4. EFECTO DE LA DENSIDAD DEL LÍQUIDO.	79
5.3.5. EFECTO DE LA RELACIÓN AGUA-PETRÓLEO.	80
5.3.6. EFECTO DE LA VISCOSIDAD LÍQUIDA.	80
5.3.7. EFECTO DEL DESLIZAMIENTO.	80

5.3.8. EFECTO DE LA ENERGÍA CINÉTICA.	80
5.4. VARIABLES QUE AFECTAN LAS CURVAS DE GRADIENTE HORIZONTAL.	80
5.4.1. EFECTO DEL DIÁMETRO DE LA LÍNEA.	80
5.4.2. EFECTO DE LA TASA DE FLUJO.	80
5.4.3. EFECTO DE LA RELACIÓN GAS LÍQUIDO.	80
5.4.4. EFECTO DE LA VISCOSIDAD LÍQUIDA.	81
5.4.5. EFECTO DE LA RELACIÓN AGUA-PETRÓLEO.	81
5.4.6. EFECTO DE LA ENERGÍA CINÉTICA.	81
5.5 SIMULACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE FLUIDOS EN TUBERÍAS.	81
6. EVALUACIÓN ECONÓMICA.	83
6.1 ESTIMACIÓN DE FLUJO DE EFECTIVO.	84
6.2 INGRESOS.	84
6.3 EGRESOS-INVERSIONES.	85
6.4 COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.	85
6.5 INDICADORES ECONÓMICOS.	85
6.6 VALOR PRESENTE NETO (VPN).	85
6.7 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).	86
6.8 PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN.	88
6.8.1 EFICIENCIA DE LA INVERSIÓN.	88
CAPÍTULO III. METODOLOGÍA	89
1. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.	89
2. SELECCIÓN DEL ÁREA A DRENAR.	89
2.1 SELECCIÓN DEL OBJETIVO, DIRECCIÓN Y PUNTO DE ENTRADA A LA ARENA.	89
3. TRAYECTORIA DEL POZO.	91
3.1 CURVAS DE PRESIÓN DE PORO Y GRADIENTE DE FRACTURA.	91
3.2 PUNTO DE ASENTAMIENTO DE LOS REVESTIDORES.	92
3.3 DISEÑO DE REVESTIDORES.	92

4. CÁLCULO DE LAS PROPIEDADES PVT.	93
5. CÁLCULO DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD.	95
6. SENSIBILIDAD DE LA LONGITUD DEL BRAZO HORIZONTAL.	95
7. CONSTRUCCIÓN DE LA CURVA DE OFERTA DE FLUIDOS (IPR).	96
8. OBTENCIÓN DEL LA CURVA DE DEMANDA (TPR).	96
9. DECLINACIÓN DEL IPR PARA EL CÁLCULO DE LAS TASAS PARA LA PRODUCCIÓN DEL POZO.	97
10. SELECCIÓN DEL TIPO DE COMPLETACIÓN DE PRODUCCIÓN.	97
11. CÁLCULO DE LA TASA CRÍTICA DE PETRÓLEO Y TIEMPO DE IRRUPCIÓN PARA LAS DIFERENTES TASAS.	98
12. FACILIDADES DE PRODUCCIÓN EN SUPERFICIE.	98
13. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS DIFERENTES ESCENARIOS PRESENTADOS PARA LA PRODUCCIÓN DEL POZO PUCV-23.	99
14. DELIMITACIÓN DEL ESCENARIO DE PRODUCCIÓN SEGÚN LA EVALUACIÓN ECONÓMICA.	100
15. SELECCIÓN DE LA TASA DE PRODUCCIÓN DEL POZO	100
16. PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN POR DECLINACIÓN DE LA TASA SELECCIONADA.	100
 CAPÍTULO IV. ANÁLISIS DE RESULTADOS	 101
1. SELECCIÓN DEL ÁREA A DRENAR.	101
2. PROPIEDADES DE LA ARENA U1U.	109
3. DISEÑO DE LA TRAYECTORIA DEL POZO, PUNTOS DE ASENTAMIENTO Y DIÁMETROS DE LOS REVESTIDORES.	110
3.1. DISEÑO DE LA TRAYECTORIA.	110
3.2. PUNTOS DE ASENTAMIENTO Y TIPO DE REVESTIDORES.	113
4. CÁLCULO DEL PVT.	116
5. CÁLCULO DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP).	117
6. CÁLCULO DE LA CURVA DE OFERTA DEL YACIMIENTO (IPR).	117
7. SENSIBILIDAD DE LA LONGITUD DEL BRAZO HORIZONTAL.	118

8. CÁLCULO DE LA CURVA DE DEMANDA DEL POZO (TPR).	120
9. TASAS DE PETRÓLEO SELECCIONADAS SEGÚN LA INTERSECCIÓN DE LAS CURVAS DE OFERTA Y DEMANDA.	121
10. CÁLCULO DE LA TASA CRÍTICA DE PETRÓLEO Y TIEMPO DE IRRUPCIÓN PARA LAS DIFERENTES TASAS.	122
11. SELECCIÓN DEL TIPO DE COMPLETACIÓN DE PRODUCCIÓN.	123
12. DISEÑO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBA DE CAVIDAD PROGRESIVA (BCP).	123
13. FACILIDADES DE PRODUCCIÓN EN SUPERFICIE.	123
14. EVALUACIÓN ECONÓMICA.	126
15. DELIMITACIÓN DEL ESCENARIO DE PRODUCCIÓN DE ACUERDO A LA EVALUACIÓN ECONÓMICA.	128
16. SELECCIÓN DE LA TASA DE PRODUCCIÓN DEL POZO	129
17. CÁLCULO DEL PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN POR DECLINACIÓN PARA LA TASA SELECCIONADA.	129
CONCLUSIONES.	130
RECOMENDACIONES.	131
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.	132
ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS.	135
GLOSARIO DE TÉRMINOS.	137
ANEXOS.	138
APÉNDICE 1. CÁLCULO DE LAS PROPIEDADES PVT.	140
APÉNDICE 2. DIAGRAMAS DE ARAÑA DE LAS TASAS SELECCIONADAS.	142
APÉNDICE 3. SOLUCIÓN DE PROBLEMAS EN UN SISTEMA DE BOMBEO	144

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1. DISTRIBUCIÓN DE RESERVAS EN EL ÁREA MAYOR DE SOCORORO.	14
TABLA 2. FACTORES DE DISEÑO PARA REVESTIDORES SEGÚN NORMAS DE PDVSA.	92
TABLA 3. PROPIEDADES DE LA ARENA U1U.	101
TABLA 4. RECOPIACIÓN DE LOS DATOS DE LAS PROPIEDADES DE LA ARENA U1U EN EL AMS.	109
TABLA 5. PRODUCCIÓN ACUMULADA DE LA ARENA U1U.	110
TABLA 6. RESUMEN DE RESULTADOS DE LA TRAYECTORIA PLANIFICADA DEL POZO.	111
TABLA 7. RESUMEN RADIO DE CURVATURA DEL POZO.	113
TABLA 8. RESULTADOS DE LA SELECCIÓN Y DISEÑO DE REVESTIDORES	114
TABLA 9. CARACTERÍSTICAS Y TIPOS DE REVESTIDORES A USAR.	115
TABLA 10. RESULTADOS DE LOS CÁLCULOS PVT.	116
TABLA 11. DATOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA CURVA DE OFERTA DEL YACIMIENTO (IPR).	117
TABLA 12. DATOS DE LA SENSIBILIDAD DEL BRAZO HORIZONTAL	119
TABLA 13. REDUCCIÓN DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD	120
TABLA 14. TABLA DE DATOS USADOS PARA CALCULAR LA TASA CRÍTICA Y EL TIEMPO DE IRRUPCIÓN	122
TABLA 15. TIEMPO DE IRRUPCIÓN PARA LAS TASAS DE ESTUDIO	122
TABLA 16. EVALUACIÓN ECONÓMICA (VPN Y TIR)	127

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL ÁREA MAYOR DE SOCORORO. _____	13
FIGURA 2. CAMPOS QUE COMPONEN EL ÁREA MAYOR DE SOCORORO. ____	13
FIGURA 3. GEOLOGÍA DEL ÁREA MAYOR DE SOCORORO. _____	20
FIGURA 4. DESCRIPCIÓN DE LAS PARTES DE UNA PERFORACIÓN DIRECCIONAL. _____	21
FIGURA 5. TIPOS DE POZOS DIRECCIONALES. _____	22
FIGURA 6. TRES OPCIONES PARA PERFORAR UN POZO HORIZONTAL. ____	25
FIGURA 7. CLASIFICACIÓN DE LOS POZOS HORIZONTALES DE ACUERDO A SU RADIO DE CURVATURA. _____	26
FIGURA 8. MÉTODOS DE CONSTRUCCIÓN DE POZOS HORIZONTALES. ____	28
FIGURA 9. RADIO DE CURVATURA. _____	28
FIGURA 10. REGÍMENES DE FLUJO EN POZOS HORIZONTALES. _____	32
FIGURA 11. ÁREA DE DRENAJE DE UN POZO HORIZONTAL. _____	33
FIGURA 12. ÁREA DE DRENAJE DE UN POZO HORIZONTAL. _____	33
FIGURA 13. COMPLETACIÓN A HOYO ABIERTO. _____	39
FIGURA 14. COMPLETACIÓN CON LINER RASURADO NO CEMENTADO. ____	40
FIGURA 15. COMPLETACIÓN CON LINER CEMENTADO Y CAÑONEADO. ____	41
FIGURA 16. CURVA DE APORTE DEL YACIMIENTO (IPR LINEAL). _____	43
FIGURA 17. CURVA DE APORTE DEL YACIMIENTO (IPR) SEGÚN VOGEL. __	44
FIGURA 18. COMBINACIÓN DE LA IPR LINEAL Y DE VOGEL. _____	45
FIGURA 19. TIPOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL. _____	56
FIGURA 20. TIPOS DE FLUJO EN UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR GAS LIFT. _____	62
FIGURA 21. UNIDAD DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE. _____	63
FIGURA 22. BOMBA DE CAVIDAD PROGRESIVA. _____	65

FIGURA 23. VARIADOR DE FRECUENCIA.	67
FIGURA 24. ROTOR DE UNA BCP.	68
FIGURA 25. CENTRALIZADORES DE CABILLAS.	69
FIGURA 26. NIPLE DE PARO.	69
FIGURA 27. ANCLA DE TORQUE.	70
FIGURA 28. GEOMETRÍA DE LOS ROTORES Y SU RELACIÓN CON LAS CAPACIDADES DE LA BOMBA.	74
FIGURA 29. NOMENCLATURA DE LAS BCP SEGÚN EL FABRICANTE.	74
FIGURA 30. MAPA ESTRUCTURAL DE LA ARENA U1U.	102
FIGURA 31. MAPA DE ISOPERMEABILIDAD DE LA ARENA U1U.	103
FIGURA 32. MAPA ISÓPACO DE LA ARENA U1U.	103
FIGURA 33. MAPA DE ISOPOROSIDAD DE LA ARENA U1U.	104
FIGURA 34. INTERSECCIÓN DEL MAPA DE ISOPOROSIDAD CON EL DE ESPESORES.	104
FIGURA 35. INTERSECCIÓN DEL MAPA DE ISOPERMEABILIDAD CON EL DE ESPESORES.	105
FIGURA 36. INTERSECCIÓN DEL MAPA DE ISOPOROSIDAD CON EL DE ISOPERMEABILIDAD.	105
FIGURA 37. INTERSECCIÓN DE LOS MAPAS DE ISOPOROSIDAD, ISOPERMEABILIDAD Y ESPESORES.	106
FIGURA 38. SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA DE LA ARENA U1U.	108
FIGURA 39. MAPA DE FACIES DE LA ARENA U1U.	107
FIGURA 40. VISTAS DE LA TRAYECTORIA PLANIFICADA PARA LA LOCALIZACIÓN PUCV-23.	112
FIGURA 41. CONFIGURACIÓN DE HOYOS Y REVESTIDORES.	113
FIGURA 42. CURVAS DE PRESIÓN DE PORO Y GRADIENTE DE FRACTURA (VENTANA OPERACIONAL).	113
FIGURA 43. RESUMEN DE LOS TIPOS DE REVESTIDORES A USAR, TIPOS DE CONEXIÓN Y PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO.	115
FIGURA 44. DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO.	116

FIGURA 45. CURVA DE OFERTA DEL YACIMIENTO CALCULADA.	118
FIGURA 46. SENSIBILIDAD DEL BRAZO HORIZONTAL.	119
FIGURA 47. CURVA DE OFERTA Y DEMANDA DEL POZO	120
FIGURA 48. INTERSECCIÓN DE LA CURVA TPR CON LOS % DE REDUCCIÓN DEL IPR.	121
FIGURA 49. COMPORTAMIENTO DE LAS PRESIONES EN LAS DIFERENTES TUBERÍAS PARA LLEGAR AL CABEZAL CON UNA PRESIÓN 100 LPC.	124
FIGURA 50. MANEJO DE FLUIDOS DE LAS DIFERENTES TUBERÍAS.	125
FIGURA 51. PANTALLA INICIAL DEL SIMULADOR CON LOS DATOS REQUERIDOS.	126
FIGURA 52. INDICADORES ECONÓMICOS PARA UNA TASA DE 1250 BFPD.	127
FIGURA 53. DIAGRAMAS DE ARAÑA PARA LAS TASAS.	128
FIGURA 54. PRODUCCIÓN ESTIMADA PARA UNA TASA DE 1250 BFPD.	129

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

PetroUCV S.A. es una empresa mixta conformada por Petróleos de Venezuela S.A., con el 51 % de las acciones y la Universidad Central de Venezuela con el 49% de las mismas, cuyos objetivos estratégicos comprenden la generación de sus propios recursos mediante el desarrollo de proyectos altamente rentables en la explotación de hidrocarburos. Las áreas de investigación y desarrollo están dedicadas, entre otras no menos importantes, a solventar los inconvenientes encontrados por los estudiantes de la Universidad Central de Venezuela en la búsqueda de pasantías y trabajos especiales de grado.

El área superficial asignada a esta asociación es un bloque irregular de unos 256 Km² de superficie que se encuentra ubicado en las inmediaciones de Pariaguán, estado Anzoátegui en el flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, al suroeste del Área Mayor de la Formación Oficina. Dicho bloque comprende los campos petrolíferos de Socororo, Cachicamo y Caricari.

El POES del área es de 418 MMBNP, se estiman unas reservas recuperables de petróleo de 61 MMBN y 228 MMMPCN de gas. Tomando en consideración la producción acumulada de 10 MMBN de petróleo y 21 MMMPCN de gas.

Una de las actividades más importantes dentro de cualquier empresa de la industria petrolera es el diseño de pozos de producción. Este diseño se inicia con la selección y ubicación del mejor punto de drenaje, determinación de la trayectoria y parámetros operacionales. Luego se pasa a la etapa de perforación, la fase más costosa del proyecto; por medio de la cual se podrá tener una vía de comunicación entre las arenas objetivos y la superficie. Una vez finalizada la perforación se bajará al pozo un conjunto de herramientas que junto a una selección acertada del tipo de levantamiento, permitirán producir los fluidos de interés de una manera apropiada. Posteriormente se determina la manera más eficiente de transportar los fluidos desde el pozo hasta el múltiple de producción o hasta la estación de flujo donde será almacenado para su futura entrega.

La empresa PetroUCV S.A, operadora del convenio que del Área Mayor de Socororo (AMS) tiene estipulado un Plan de Desarrollo a ser ejecutado en el período 2002-2020. Dicho proyecto se encargará de la reactivación de los pozos del AMS y la perforación de pozos nuevos. La estrategia que tiene esta empresa para el desarrollo de este campo es definir planes intensivos para promover la interrelación intelectual, social y estratégica entre especialistas de PetroUCV S.A., docentes y estudiantes aspirantes al título de Ingeniero de Petróleo. De esta forma, se trata de satisfacer tanto la necesidad de adiestramiento que requiere el estudiante en el campo a nivel operacional, como la de seguir apoyando las iniciativas académicas con visión de negocio, que permitan la autogestión económica de la Universidad Central de Venezuela.

En tal sentido este Trabajo Especial de Grado consistirá en la propuesta y posible ejecución de un proyecto, para así poder cubrir los requerimientos tanto de la empresa PetroUCV S.A. como de la Universidad Central de Venezuela y poder así optar para el título de Ingeniero de Petróleo. Dicho proyecto consistirá en la generación de un soporte técnico para la construcción y facilidades de producción de la localización PUCV-23 en el campo Socororo, estado Anzoátegui.

1. ALCANCE

En este Trabajo Especial de Grado se realizará la planificación completa de un pozo ubicado en la localización PUCV-23 y para ello se realizará análisis de información geológica y registros eléctricos, correlación y comparación con pozos vecinos, programa de perforación, cementación y completación, además de simulaciones de flujo en tuberías para el diseño de líneas de flujo hasta el múltiple de producción o la estación de flujo y su respectiva evaluación económica en cada fase del proyecto.

2. OBJETIVOS:

2.1 Objetivos Generales.

➤ Generar un soporte técnico para la construcción de un pozo horizontal y sus facilidades de producción del pozo ubicado en la localización PUCV-23 del campo Socororo, Distrito San Tomé, Estado Anzoátegui.

➤ Realizar el seguimiento de las actividades operacionales en el Campo Socororo (PetroUCV S.A., Pariaguán), con el fin de aportar soluciones en el mejoramiento de la producción y permitir, a través de la experiencia de campo, la transferencia de conocimiento sobre el estado y los métodos de desarrollo de dicho campo.

2.2 Objetivos Específicos.

- Recopilar la información Geológica, Geofísica, Petrofísica del yacimiento U1U, SOC-3 y de pozos existentes en la circunscripción del área de dicho yacimiento, en el cual se ubicará el nuevo pozo de la localización PUCV-23.
- Seleccionar las coordenadas de fondo (entrada a la arena) y de superficie para la localización PUCV-23.
- Realizar el programa para la construcción del pozo en estudio.
- Estimar escenarios para el comportamiento de producción y potencial del pozo en estudio.
- Seleccionar y diseñar el tipo de completación de producción para el pozo de la localización PUCV-23.
- Diseñar la línea de producción desde el cabezal del pozo hasta la estación de flujo o múltiple de producción.
- Realizar la evaluación económica del proyecto.

MARCO TEÓRICO

1 PLANIFICACIÓN.

1.1 ¿Qué es la Planificación?

Es la formulación de un conjunto de decisiones debidamente integradas que determinan los propósitos de una entidad y los medios para lograrlo. Una planificación completa contiene:

- La definición de los objetivos.
- La organización de los recursos humanos y materiales.
- La determinación de los métodos y formas de organización.
- El establecimiento de: medidas de tiempo, cantidad y calidad.
- La localización especial de las actividades y todas aquellas especificaciones necesarias para encausar racionalmente la conducta o comportamiento del individuo o grupo.

La planificación radica en la definición de los objetivos que pretendemos alcanzar en la determinación de los medios precisos y en establecimiento del orden de utilización de tales medios para conseguir los objetivos enunciados

Entre las ventajas de una planificación tenemos:

- Aprovechamiento integral de todos los recursos disponibles humanos, materiales, temporales y espaciales.
- Actuación racional y ordenada de acuerdo a procesos lógicos.
- Coordinación de esfuerzos y actividades.
- Fácil control de lo realizado.

Entre sus desventajas se encuentran:

- Inseguridad en las previsiones.
- La tendencia a la flexibilidad.
- Costos de la planificación.
- Tiempo requerido.
- Efectos sobre la iniciativa del trabajador.

Los objetivos de cualquier proyecto son alcanzar los objetivos planteados al menor costo posible, en el tiempo planificado y económicamente rentables; contando con un potencial inicial (barriles netos de petróleo por día, hablando en términos de la industria petrolera). Todos estos objetivos deben ser cumplidos cuidando la seguridad ambiental y la del personal involucrado en el proyecto.

Una planificación detallada y respaldada con una buena base investigativa es la mejor herramienta contra los problemas que se puedan presentar en el desarrollo de la actividad planificada. El ingeniero debe usar todas las fuentes disponibles de información para identificar y planificar la operación, solucionando los problemas operacionales lo más rápido posible, incluso antes de que sucedan. Se puede decir que la planificación es el estudio previo de toda actividad u operación, donde se definen y se traza un método de control de todos aquellos parámetros que determinan el desarrollo de un proceso. Entre más completa y detallada sea la planificación, mejor será el desarrollo y desempeño de todos los factores que se involucrarán en el progreso del proyecto.

En tal sentido la planificación es donde se decide cómo se harán las actividades de un proceso determinado, teniendo en cuenta parámetros operacionales, económicos y de riesgo. En ella se estudian cada una de las etapas de un proyecto de manera previa donde se toman en cuenta todas las premisas que podrán generar resultados satisfactorios.

1.2 ¿Cómo se lleva a cabo la planificación de un pozo y factores que determinan su desarrollo?

Para realizar la perforación de un pozo, los primeros pasos se realizan casi un año antes de su ejecución, el cual es el programa del pozo, y en el que se hace de manera general el alcance y objetivos del pozo a perforar, así como el presupuesto aproximado para ese proyecto. Dentro del primer lapso de tiempo previo a la ejecución del proyecto, pueden surgir cambios que

determinan el futuro del mismo. Este tipo de decisiones están dentro de la etapa de planificación y generalmente van ligadas a fallos de tipo económicos o de carácter operacional.

El paso más importante en la planificación de un proyecto de perforación es la recopilación, análisis e interpretación de los relacionados con la arena objetivo, ya que de esto va a depender el éxito o fracaso del proyecto. Sin embargo, gracias a los avances de la tecnología en la actualidad se cuentan con programas y simuladores que optimizan la selección de objetivos, equipos y procesos, minimizando la incertidumbre y los errores en cada etapa de la planificación.

A continuación se mostrarán de manera secuencial cada uno de los Departamentos que deben trabajar en sinergia para un buen desempeño en el desarrollo de un pozo:

1.2.1 Descripción del área de estudio.

En el primer paso para la planificación de un pozo petrolero, se debe realizar un estudio integrado del yacimiento. De este estudio se establece la caracterización del mismo, como por ejemplo, el estudio de mapas de isopropiedades, propiedades de los fluidos del yacimiento, saturaciones, gradientes de presión, temperatura y fractura, etc. De acuerdo a todos estos parámetros se decidirá el objetivo de la perforación y el modo más apropiado de extraerlos de una manera económicamente rentable.

1.2.2 Perforación.

La segunda fase en la planificación de un pozo es la fase de perforación, aquí se integra toda la data provista por el área de geología y yacimientos, para luego procesar y determinar cual será la mejor forma de perforar el pozo, incluyendo el conjunto de sub-operaciones que ella encierra.

Después de la descripción del área de estudio, la perforación es el área de mayor relevancia dentro del desarrollo del pozo, además de ser la fase más costosa del proyecto. Existen muchos

riesgos potenciales que deben ser minimizados, por ello requiere mayor estudio y detalle en la planificación.

De acuerdo a la información geológica, petrofísica y de yacimientos se decidirá el tipo de pozo a perforar, es decir, vertical, desviado u horizontal. El que requiere mayor precisión es el pozo horizontal debido a que se debe conseguir la arena objetivo y luego navegar a través de ella.

La perforación direccional ha evolucionado hasta tal punto, que el objetivo geométrico se puede alcanzar con un alto grado de precisión. Desafortunadamente, los mapas geológicos basados en los datos de sísmica de superficie y de pozos vecinos, poseen muchas incertidumbres con respecto a la profundidad y la posición lateral de la zona de interés.

Dentro de la fase de perforación, una de las operaciones más delicadas es la Geonavegación, que no es más que la navegación en tiempo real de pozos horizontales y de alto ángulo, mediante la evaluación de parámetros de formaciones durante la perforación.

Un sistema de Geonavegación incluye tres componentes fundamentales. En primer lugar, su capacidad de obtener información azimutal lo más cerca posible de la mecha, en segundo lugar el perforador direccional necesita conocer los cambios ocurridos en las mediciones de fondo, en cuanto a la geometría de la formación, y tener una cierta idea de lo que se espera si realiza una corrección del curso. En tercer lugar se encuentra un equipo de trabajo conformado por un coordinador de geonavegación y un Ingeniero encargado del perfilaje durante la perforación.

1.2.3 Producción.

La tercera etapa en la planificación de un pozo es cuando se decide cual es el mecanismo mediante el cual el pozo va a ser completado y producido. La completación a Hoyo Abierto, *Liner* Ranurado, Rejilla Preempacada, Empaque con Grava o Revestido y Cañoneado dependerá de la estrategia de producción y de los problemas que se puedan encontrar en el yacimiento, tales como arenamiento, producción de agua o gas, producción de finos, etc.

Los tipos de mecanismos de producción serán simulados con los datos de los estudios realizados anteriormente y se recomendará un sistema de levantamiento artificial (BES, BM, BCP, LAG) si el pozo no es capaz de producir naturalmente. La adecuada planificación y diseño del tipo o equipo de levantamiento determinarán la eficiencia de la producción del pozo y por ende la recuperación del capital invertido y la pronta acumulación de las ganancias. Además dentro de la planificación en el área de producción se deben tener en cuenta futuras operaciones de servicios que se le harán al pozo, como reacondicionamientos o estimulaciones, por ello en el diseño de las completaciones se deben tener en cuenta las dimensiones de las herramientas para dichos servicios.

1.2.4 Transporte de fluidos.

La forma de transportar los fluidos provenientes del pozo se debe planificar tomando en cuenta muchos parámetros entre los cuales se encuentran la ubicación del pozo, la trayectoria del tendido de la tubería, tasa de flujo a manejar, presiones de operación y llegada a la estación flujo o múltiple de producción. El uso de simuladores minimiza las incertidumbres y arrojan buenos resultados para la selección de las especificaciones óptimas de trabajo. Operacionalmente es uno de los últimos pasos en la elaboración de la planificación de un pozo o localización.

1.2.5 Evaluación Económica.

Esta es la última de las fases de la planificación, sin embargo es la fase decisiva del proyecto ya que de ella dependerá la ejecución, replanteo del proyecto (disminución de costos) o en el peor de los casos la no ejecución del proyecto.

Con el adecuado estudio económico se determina si el proyecto en estudio es rentable o no, y que factores se pueden modificar para una obtener una satisfactoria rentabilidad.

En este proyecto se utilizará la metodología del VCD para la planificación operacional y económica de la nueva localización **PUCV-23**, teoría que utiliza PDVSA y por una gran variedad de empresas a nivel nacional e internacional.

1.3 Proceso de trabajo VCD.

Como se dijo anteriormente la etapa de la perforación es la etapa que requiere más estudios y cuidados, ya que ella implica la mayor inversión en la construcción de un nuevo pozo o localización, además de los riesgos ligados ella. Por esta razón se utiliza en este trabajo la planificación de la perforación según la teoría del VCD.

VCD es Visualización, Conceptualización y Definición de Proyectos, el término es equivalente a *FEL (Front End Loading)*, el cual es un proceso de trabajo en el cual se busca el involucrar de todos los actores en cada una de las fases de un proyecto antes de su ejecución, de forma que todos tengan la misma concepción e idea de lo que se requiere. Este esquema de trabajo es utilizado por otras organizaciones en PDVSA, como de Ingeniería y Proyectos y es el resultado de las mejores prácticas originadas de los análisis comparativos (“*benchmarking*”) realizados por el intermedio de la IPA (*Independent Project Analysis*) la cual es una institución que agrupa a 14 empresas a escala mundial y donde se ha determinado la importancia de evaluar los grados de definición y complejidad de los proyectos para la toma de decisiones.

Front End Loading es el proceso a través del cual una empresa identifica y define el alcance de un proyecto de inversión de capital para satisfacer una necesidad dada del negocio. Entre sus características más importantes se puede destacar:

- Asegurar una definición detallada del alcance del mismo para satisfacer los objetivos del negocio en cuanto a la inversión de capital.
- Reduce el número de cambios en las etapas posteriores del proyecto, haciendo más predecibles los resultados que se esperan obtener del mismo.

- Se inicia con la identificación de una oportunidad u objetivo de negocio y continúa hasta que el proyecto es autorizado.
- Requiere de la interacción de equipos multidisciplinarios para desarrollar un paquete de diseño (conceptual y básico), el cual es la base para la posterior autorización del proyecto.

1.3.1 Objetivos del Proceso VCD.

- Garantizar que las necesidades del negocio sean el principal mecanismo para la inversión de capital.
- Asignar roles y responsabilidades a los miembros del equipo de los proyectos.
- Mejorar la productividad del capital invertido en los proyectos a través de la utilización de la mejor tecnología disponible.
- Minimizar los cambios durante la ejecución de los proyectos para reducir tiempo y costos, así como mejorar la calidad del producto final.

2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.

2.1 Descripción General.¹

El Área Mayor de Socororo (AMS) se encuentra ubicada geológicamente en el flanco sudoeste de la Cuenca Oriental de Venezuela y geográficamente está localizada en las cercanías de la población de Pariaguán, Estado Anzoátegui (Figura 1).



Figura 1. Ubicación Geográfica del Área Mayor de Socororo.¹

El Área Mayor de Socororo (AMS) está constituida por los Campos Socororo, Caricari y Cachicamo (figura 2), abarcando un área de alrededor de 256 Km² de superficie y está limitada al este por el Campo Budare, al Sur por los Campos de Petrozuata, al Este por el Campo Yopales y al Noreste por el Campo Caracoles.

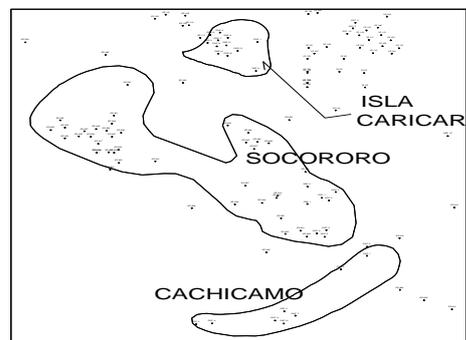


Figura 2. Campos que Componen el Área Mayor de Socororo.

El primer sistema tiene rumbo NO-ES, paralelo al rumbo de las capas y en general las fallas buzanan hacia el sur, tienen un salto de falla que varía entre 25 y 100 pies. Mientras que el segundo tiene rumbo NE-SO y las fallas no tienen una sola dirección de buzamiento, buzanan indistintamente hacia el este y hacia el oeste, aquí se encuentra el elemento estructural más importante del área: la Falla Principal de Cachicamo, la cual posee una magnitud de salto que varía entre 70 y 180 pies, mientras que en las otras fallas del sistema, el salto varía entre 20 y 70 pies. Las principales formaciones productoras del Área Mayor de Socororo se sedimentaron durante la época del Mioceno Inferior y Medio de la era Terciaria (Formación Merecure Superior y Oficina Inferior). Dadas las características de la zona, los yacimientos son lenticulares, de poco espesor y se estima que el área posee un total de 103 yacimientos de petróleo y 77 yacimientos de gas. La profundidad promedio de los pozos es 3850 pies y la θ API promedio del hidrocarburo del área es 16° . La porosidad promedio es 28% y la saturación de agua se encuentra entre el 9% y 50%.

2.2 Reservas del Área Mayor de Socororo.

El POES del área es de 418 MMBNP y el GOES es de 278 MMMPCN, se estiman unas reservas recuperables de petróleo de 61 MMBN y 228 MMMPCN de gas, tomando en consideración la producción acumulada de 10 MMBN de petróleo y 21 MMMPCN de gas se tiene un factor de recobro actual de 2%. Las cuales se encuentran distribuidas de acuerdo a los campos existentes de la siguiente manera:

Tabla 1 Distribución de Reservas en el Área Mayor de Socororo.

Distribución de Reservas en los Campos del AMS.				
	Socororo	Caricari	Cachicamo	Total
POES (MMBN)	314	60	44	418
Reservas de Petróleo (MMBN)	37	8	6	51
Reservas de Gas Asociado en Solución (MMMPCN)	60	13	14	87
Reservas de Gas no Asociado (MMMPCN)	77	39	4	120

2.3 Descripción del Yacimiento U1U, SOC-3.

El yacimiento U1U, SOC-3 se encuentra ubicado en el Campo Socororo Este, y específicamente la unidad U1U está representada por una barra litoral que se extiende por todo el campo mostrando un sistema depositacional deltaico de dominación de olas. El yacimiento se encuentra limitado al Norte por un contacto agua-petróleo, al oeste por una falla de dirección Noroeste-Sureste que buza al Suroeste y por un límite de roca, al Este por una falla de dirección Noreste-Suroeste que buza al Oeste y al Sur por una falla de dirección Noreste-Suroeste que buza al Norte. Además de esto el yacimiento U1U, SOC-3, presenta un POES de 45,8 MM BN y un GOES de 10,9 MMM PCN (actualizado al 25 de Noviembre del 2005).

2.4 Mecanismos de Producción.¹

Los factores que influyen en el comportamiento de los yacimientos y por lo tanto en el mecanismo de producción predominante lo constituyen las características geológicas, propiedades de roca y fluido, mecanismos de flujo de fluidos en el medio poroso y las facilidades de producción asociadas. Para el Área Mayor de Socororo se establecieron los siguientes factores:

- Estructuralmente los yacimientos son de poco buzamiento (menor a 10°).
- En muy pocos casos la RGP inicial puede considerarse representativa (problemas mecánicos en los pozos y pobres o ninguna medición del gas).
- Más del 50% de la producción del área proviene de yacimientos conformados por zona de petróleo asociada a capa de gas (yacimientos saturados).
- Se presentan algunos casos de yacimientos ligeramente subsaturados.
- Existen yacimientos con acuífero asociado de magnitud mucho mayor a la zona de petróleo.

Sobre la base de estas características, se puede establecer los mecanismos de producción presentes en los yacimientos del Área Mayor de Socororo son los siguientes:

2.4.1 Expansión de la roca y fluidos.

No es un mecanismo de producción importante debido al poco grado de subsaturación de los yacimientos del AMS.

2.4.2 Gas en solución.

Mecanismo de producción de relevancia en el área, debido a que la mayoría de los yacimientos se encuentran saturados, por lo que el aporte proveniente de la expansión del gas en solución es significativo con respecto a otros mecanismos de producción.

2.4.3 Capa de gas.

Mecanismo de relativa importancia en el área, pues un 28% de los yacimientos en el área tiene capa de gas asociada, es considerado como mecanismo de producción de relevancia.

2.4.4 Drenaje gravitacional.

Se considera poco importante, debido a que el buzamiento estructural del área está en el rango de 2° a 3°.

2.4.5 Empuje Hidráulico.

Es el mecanismo de importancia en el AMS debido a que los acuíferos por lo general son mucho más grandes que los yacimientos, aportándole energía a los mismos y desplazando los fluidos hacia los pozos.

Se puede concluir que los mecanismos de producción de mayor relevancia del AMS son empuje por gas en solución, expansión de la capa de gas y el empuje hidráulico.

2.5 Descripción Geológica.²

2.5.1 Estructura.

El Área Mayor de Socororo, es una estructura monoclinal fallado de rumbo NO y buzamiento de 2-3° hacia el norte, con dos sistemas de fallas predominantes, más o menos perpendiculares entre sí. El primer sistema de fallas tiene rumbo NO-SE paralelo al rumbo de las capas buzando hacia el sur, con un salto de falla variable entre 25 y 100 pies. El segundo sistema de fallas es normal con rumbos variables: EO, NE y NO y con saltos entre 20 pies y 180 pies; en este sistema se encuentra la falla principal de Cachicamo, la cual se considera el elemento estructural más importante del área.

El sistema de fallas normales paralelo al rumbo de las capas, constituye la barrera buzamiento arriba para los hidrocarburos en su proceso migratorio (área del pozo ES-401 y ES-417). En general, existen tanto trampas del tipo estructural como mixtas, tal es el caso de las arenas B3, D2L y F0 del campo Caricari, las cuales entrapan gas de manera estructural; mientras que el campo Socororo y Cachicamo poseen en su mayoría trampas estructurales-estratigráficas.

2.5.2 Estratigrafía.

La columna estratigráfica del Área Mayor de Socororo está constituida por las formaciones Mesa, Las Piedras, Freites, Oficina, Merecure, Grupo Temblador y Carrizal, siendo las formaciones Oficina y Merecure las principales unidades productoras de hidrocarburos del área. Ambas formaciones son rocas recipientes, y las formaciones Querecual y San Antonio las generadoras de hidrocarburos o rocas madre.

El yacimiento UIU, SOC-03 esta ubicado en la formación Oficina, sin embargo a continuación se realizará una breve descripción por orden secuencial de las formaciones que serán perforadas para llegar a dicho yacimiento.

2.5.2.1 Formación Mesa-Las Piedras.

La Formación Mesa consiste de arenas de grano grueso y gravas, con cementos ferruginosos cementados y muy duros; conglomerado rojo a casi negro, arenas blanco-amarillentas, rojo y púrpura, con estratificación cruzada; además contiene lentes discontinuos de arcilla fina arenosa y lentes de limolita. En la Mesa de Tonoro se observan capas lenticulares de conglomerado, arenas, y algunas arcillas. El espesor de la Formación Mesa es muy variable, pero en términos generales disminuye de norte a sur, como consecuencia del cambio en la sedimentación fluvio-deltáica y aumenta de oeste a este, por el avance de los sedimentos deltáicos.

En la localidad tipo, la Formación Las Piedras consiste en areniscas micáceas, friables, de grano fino y colores gris claro a gris verdoso, interlaminada con lutitas gris a verdoso, arcillitas sideríticas, grises, lutitas ligníticas y lignitos, También se encuentran algunas calizas arenosas duras y de color verde.

2.5.2.2 Formación Freites.

La litología está compuesta en el área en su mayoría por arcillitas verdes a gris verdosas; divididas en tres intervalos, basándose en la presencia de areniscas, cerca del tope y de la base de formación; en contraste con la parte media y mayor de la unidad, esencialmente lutítica. El intervalo superior es de ± 330 pies de espesor, además de las lutitas gris verdosas típicas incluye areniscas verde amarillentas de grano medio a grueso, glauconíticas, calcáreas o sideritas y muy fosilíferas.

2.5.2.3 Formación Oficina.

La litología está compuesta en términos generales de lutitas y arenas en una secuencia alternantes de lutitas grises, gris claro y marrón, interlaminadas e interestratificada con arenisca y limolitas de colores claros y grano fino a grueso, con accesorios o componentes menores con capas de lignitos y lutitas ligníticas, arcillitas verdes y gris claro con esférulas de sideritas,

arenisca sideríticas – glauconíticas, calizas delgadas y por pequeñas capas de limolitas grises, beige, ocre y con meteorización roja.

Pese a la lenticularidad de las arenas individuales, los grupos de arena persisten y son correlacionables con grandes distancias sobre la base de su expresión en los registros eléctricos, hacia el eje de la cuenca las arenas desaparecen con el progresivo desarrollo de las lutitas, pero se multiplican alrededor de la periferia de la cuenca, en la secuencia se intercalan lignitos de amplia extensión, especialmente en el área Mayor de Oficina.

En el Área Mayor de Socororo, esta formación se encuentra constituida estratigráficamente por una secuencia alternada de lentes de arena, limolitas y lutitas. Las arenas por lo general tienen espesores variables entre 3 y 18 pies. Están presentes en la secuencia sedimentaria lignitos fácilmente identificables en los perfiles eléctricos y de densidad, con buena extensión lateral la cual permite utilizarlos como horizontes guías para las correlaciones. El espesor de la Formación Oficina en el Área Mayor de Socororo varía entre 2300 y 3400 pies como consecuencia del adelgazamiento de la secuencia en dirección sur-sureste. La Formación Oficina es productora de hidrocarburos en toda su extensión, gasífera en la parte superior (arenas A – arenas J2) y de líquidos en la parte inferior (arena J3 – arena U1).

2.5.3 Sedimentología.

Regionalmente las Formaciones Oficina, se sedimentó en un ambiente progresivo– transgresivo sobre el flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela. La sedimentación en la parte meridional del área en la Formación Oficina, sugiere ambiente de llanuras deltáicas, basándose en este tipo de ambiente en la cuenca, se asume que el Área Mayor de Socororo es de sedimentación Fluvial Deltáica.

En toda el área se observan todas las características de la sedimentación de ambientes de planicie deltáica con desaparición sistemática de cuerpos de arena hacia el noreste. Esta

desaparición de arenas se va haciendo más severa a medida que se asciende en la columna estratigráfica.

En la figura 3 se muestra la Geología correspondiente al Área Mayor de Socororo.

EDAD		FORMACION	LITOLOGIA
Reciente		Aluvión	Depósitos Aluviales
Pleistoceno		Mesa	Arenisca Conglomeradas y Areniscas Ferruginosas
Plioceno		Las Piedras	Areniscas, Limolitas, Lutitas y Carbón
M I O C E N O	Superior		
	Medio	Freites	Lutitas Marinas con intercalaciones de Arenisca de Grano Fino
	Inferior	Oficina	Areniscas con Intercalaciones de Lutitas y Carbón
Oligoceno		Merecure	Areniscas con Intercalaciones de Lutitas
Pre-Cambrico		Basamento	Complejo Ígneo Metamórfico

Figura 3. Geología del Área Mayor de Socororo.

3 PERFORACIÓN

3.1 Perforación direccional.³

Un pozo direccional es aquel que se desvía intencionalmente de la trayectoria del pozo. Cuando existen obstrucciones en la superficie encima de la arena objetivo o existen anomalías geológicas del subsuelo que podrían impedir la perforación de hueco vertical se hace necesario el uso de la perforación direccional para conseguir el drenaje del yacimiento. En la construcción de pozos direccionales existen un conjunto de definiciones básicas que a continuación serán expuestas:

Punto de arranque (KOP, *Kick Off Point*): profundidad en la cual el hoyo deja de ser vertical.

➤ **Ángulo de inclinación:** es el ángulo (en grados) medido a partir de una línea vertical imaginaria.

➤ **Ángulo de Azimuth (orientación del hoyo):** es el ángulo (grados) medido en vista de planta en el sentido de las agujas del reloj a partir de la dirección norte.

➤ **Tasa de incremento de ángulo (BUR, *Build Up Rate*):** número de grados de aumento de inclinación en una longitud de 100 pies. Mientras que el **TR** o ***Turn rate***, es similar a la anterior definición pero con la variación de Azimuth.

En general los pozos direccionales deben tener un punto de arranque (KOP), una sección de construcción, una sección tangente (para colocar la bomba de levantamiento artificial y una sección de decrecimiento (tipo S) o sección horizontal, dependiendo del caso.

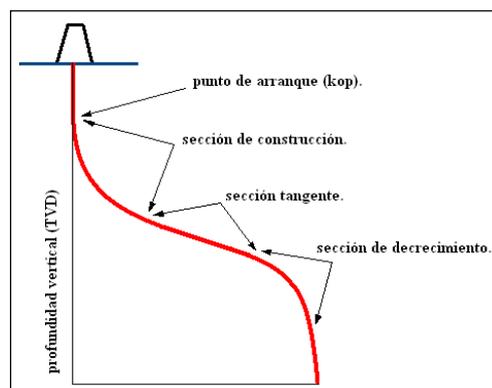


Figura 4. Descripción de las partes de una perforación direccional.

En la siguiente figura 5 se muestran los tres tipos de pozos direccionales.

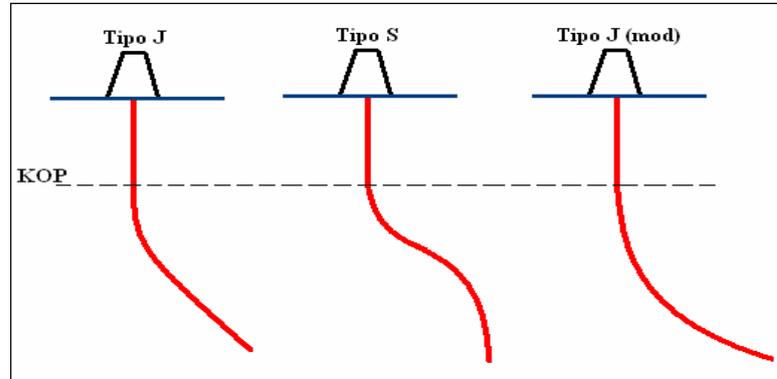


Figura 5. Tipos de pozos direccionales.

3.2 Perforación horizontal.

Un pozo horizontal es aquel que es perforado direccionalmente paralelo a los estratos de un yacimiento a una profundidad y dirección establecida. También son considerados pozos horizontales aquellos que tienen un ángulo de inclinación no menor de 86 grados con respecto a la vertical. La longitud del tramo horizontal depende de la extensión del yacimiento y del área que se desea producir⁴.

Los pozos horizontales poseen muchas aplicaciones, siendo la mayoría de las veces superiores a la de los pozos verticales, entre ellas tenemos:

- Es muy eficaz en la producción de yacimientos de crudos pesados debido a que la producción con pozo horizontal disminuye la caída de presión entre la arena productora y el pozo, retardando entonces la conificación de agua y de gas.
- Es ideal para yacimientos de bajos espesores (entre 10 y 15 pies).
- Es usado para operaciones de recuperación mejorada de petróleo.
- Reduce el número de localizaciones minimizando la cantidad de pozos que se necesitan para el drenaje óptimo del volumen de un yacimiento.
- Es recomendado en yacimientos fracturados.
- Retarda la conificación de agua o de gas, debido a que crea caídas de presión más bajas que un pozo vertical.

La Faja Petrolífera del Orinoco es la zona que más ha necesitado de tecnología de vanguardia por el tipo de hidrocarburo que contiene. La perforación de pozos horizontales se ha implementado en el área, obteniendo buenos resultados en la producción de crudos pesados y extrapesados

3.2.1 Parámetros de diseño considerados para la construcción de un pozo horizontal.⁵

- **Profundidad vertical verdadera (TVD):** distancia vertical desde la superficie hasta el objetivo.
- **Desplazamiento horizontal (VS):** Distancia horizontal desde la locación del pozo hasta su profundidad final.
- **Punto de desviación (KOP):** Punto de la trayectoria en el cual el pozo se desvía de la vertical.
- **Radio de curvatura (R):** Distancia medida sobre las líneas perpendiculares a cada tangente de la curva desde el centro o punto de convergencia de todas estas líneas.
- **Punto de revestidor (PC):** Punto de la trayectoria del pozo en el cual se asienta el revestidor de producción. Se ubica justo en el tope de la arena objetivo, o en algunos casos dentro de la arena, con el mismo ángulo de navegación del pozo horizontal.
- **Punto horizontal (PH):** Punto de la trayectoria del pozo en el cual se alcanza la sección horizontal.
- **Profundidad final (TD):** longitud total alcanzada por el pozo.

3.2.2 Ventajas y Desventajas de los pozos horizontales.

Entre las ventajas de los pozos horizontales tenemos:

- Mejoran la eficiencia de barrido en proyectos de recuperación de petróleo.
- Aumentan el índice de productividad de 3 a 5 veces más, para una misma caída de presión, que un pozo vertical.⁶
- Aumentan la inyectividad en caso de inyección de fluidos.
- Incrementan el área de drenaje por pozo en un yacimiento.
- Aceleran el recobro debido a las altas tasas de producción, además de que se reducen el número de pozos requeridos para desarrollar un yacimiento.

-
- Pueden hacerse perforaciones horizontales perpendiculares a las fracturas en yacimientos naturalmente fracturados para aumentar la productividad.
 - Reducen la conificación de agua y gas en formaciones con problemas de interfase de fluidos y producción de arena; esto se debe a que para producir una misma tasa que un pozo vertical produce una menor caída de presión.
 - Los pozos horizontales tienen una ventaja sobre los pozos verticales, y consiste en la forma del cono (que es realmente una cresta) el cual tiene mayor volumen, y esta gran cresta desplaza un mayor volumen de petróleo.⁷

Y entre sus desventajas tenemos:

- Las barreras de permeabilidad vertical limitan la eficiencia de barrido vertical.
- El daño a la formación, la excesiva ondulación de la trayectoria del pozo y los bajos gradientes de presión podrían dificultar la limpieza del mismo.
- En formaciones con producción de arena las secciones onduladas pueden ser taponadas por acumulación de la misma.
- Las opciones de recompletación son limitadas en los casos en que se deseen controlar los problemas ocasionados por altos cortes de agua y/o altas relaciones gas petróleo (RGP).
- Se requiere mayor tiempo de perforación que en un pozo vertical, y debido a la mayor complejidad de las operaciones mayor costo.
- Las barreras horizontales lutíticas o estratos de menor permeabilidad limitan el drenaje más allá de las barreras.

3.2.3 Uso de un hoyo piloto en la perforación de pozos horizontales.

Históricamente, estos equipos de trabajo han utilizado un hoyo piloto perforado a través del yacimiento para identificar los topes geológicos, de forma tal que la curva se pueda diseñar y construir con un alto grado de precisión. La información obtenida durante la perforación y los perfiles realizados en el hoyo piloto permiten corroborar la información geológica manejada anteriormente y realizar la perforación del pozo horizontal con mayor precisión.

Cuando se propone perforar un pozo horizontal siempre habrá tres opciones; realizar la perforación del pozo horizontal sin el hoyo piloto, perforar el hoyo piloto mediante un pozo vertical y luego construir la sección horizontal o se hace un hoyo piloto a 45° y luego se construye la sección horizontal. La decisión será tomada por el equipo de trabajo en función de la precisión requerida para la perforación y del costo operativo y dependerá del nivel en que este caracterizado el yacimiento. En la figura 6 se muestran las tres opciones que se tienen presentes en el momento de tomar la decisión de perforar horizontal.

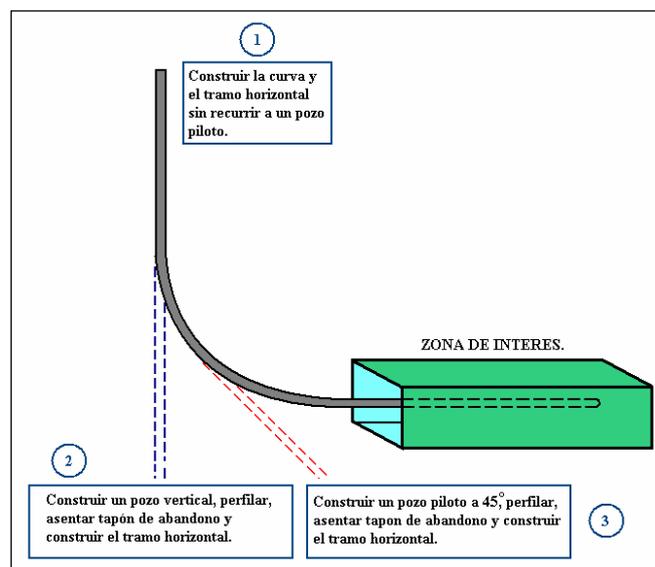


Figura 6. Tres opciones para perforar un pozo horizontal.

A partir de la experiencia adquirida en esta área y utilizando mediciones cercanas a la mecha, el geólogo puede considerar que el tope del yacimiento se podría seleccionar con un grado de precisión “razonable” y al mismo tiempo reducir potencialmente el costo del pozo eliminando el hoyo piloto.

3.2.4 Clasificación de los pozos horizontales:⁸

La clasificación de los pozos horizontales varía de acuerdo a su radio de curvatura, longitud del tramo horizontal y la tasa de incremento del ángulo. A continuación se muestran los tipos de pozos horizontales:

3.2.4.1 Radio Ultra corto.

Poseen un radio de giro de 1–3 pies y uno de curvatura de 28 – 95 pies. Un ángulo de desviación de $45^\circ - 60^\circ$ y una longitud de 100 a 200 pies. La longitud de la zona desviada varía entre 6 y 10 pies, dependiendo del sistema utilizado (ver figura 7.a).

3.2.4.2 Radio Corto.

Tienen un radio de giro entre 20 y 40 pies, un ángulo de desviación de 2° a 5° por cada 100 pies, y presentan una longitud de la sección horizontal entre 300 y 800 pies. (Ver figura 7.b).

3.2.4.3 Radio medio.

Tienen un radio de giro entre 300 y 800 pies, radio de curvatura entre 191 a 716 pies, un ángulo de desviación de 8° a 35° por cada 100 pies, y longitud de la sección horizontal hasta 4000 pies (ver figura 7.c).

3.2.4.4 Radio largo.

Tienen radio de giro entre 1000 y 3000 pies, ángulo de desviación de 2° a 6° por cada 100 pies, y presentan una longitud de la sección horizontal entre 1000 y 6000 pies. El punto de arranque o KOP, debe encontrarse lo más cercano a la superficie, para que el objetivo sea alcanzado a la profundidad correcta (ver figura 7.d).

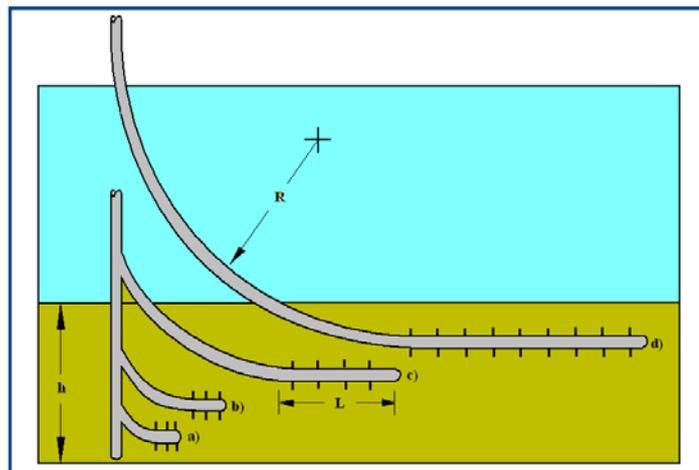


Figura 7. Clasificación de los Pozos Horizontales de acuerdo a su Radio de Curvatura⁸:

a) Radio Ultra Corto. b) Radio Corto. c) Radio Medio. d) Radio Largo.

3.2.5 Métodos de construcción de pozos horizontales:⁴

En la actualidad existen cuatro métodos para el diseño de pozos horizontales, estos métodos difieren entre si de acuerdo a la construcción ángulo máximo escogido para llegar a la arena objetivo. A continuación se describirán las cuatro formas de construir un pozo horizontal:

3.2.5.1 Método de la curva sencilla.

La curva de construcción está compuesta de un intervalo de construcción continua, comenzando desde el punto de arranque y finalizando con el ángulo máximo al objetivo. Este tipo de curva se perfora generalmente con un motor de construcción de ángulo sencillo (ver figura 8.a).

3.3.5.2 Método de curva de construcción de tangente simple.

La curva de construcción está compuesta por dos intervalos de incremento de ángulo, separados por un intervalo tangencial. Generalmente para los intervalos de construcción de ángulo se utiliza el mismo ángulo del motor de fondo el cual producirá la misma tasa de curvatura (ver figura 8.b).

3.2.5.3 Método de curva de construcción de tangente compleja.

La curva tangente compleja utiliza dos intervalos de construcción separados por un intervalo tangente ajustable. Este método difiere del tangente simple, debido a que utiliza una orientación de la cara de la herramienta en la segunda curva que produce una combinación de construcción y movimiento en ese intervalo. Dicha curva permite al supervisor en sitio, ajustar la tasa de construcción vertical cambiando el ángulo de la cara de la herramienta para asegurarse llegar al objetivo (ver figura 8.c).

3.2.5.4 Método de curva de construcción ideal.

Este método utiliza dos intervalos de construcción, difiriéndose cada intervalo en la tasa de incremento de ángulo. Su diferencia con los dos métodos anteriores está en la no existencia de una sección tangencial (ver figura 8.d).

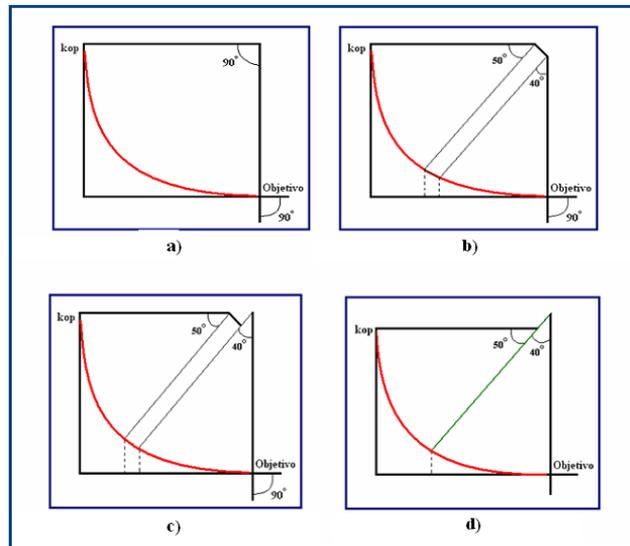


Figura 8. Métodos de construcción de pozos horizontales⁴:

- a) Método de la curva sencilla.
- b) Método de curva de construcción de tangente simple.
- c) Método de curva de construcción de tangente compleja.
- d) Método de curva de construcción ideal.

3.2.6 Radio de curvatura de un pozo horizontal.

Se puede definir, como la distancia medida sobre las líneas perpendiculares a cada tangente de la curva desde el centro o punto de convergencia de todas estas líneas. El radio de curvatura para un pozo horizontal se puede calcular por medio de las siguientes ecuaciones⁷:

$\Delta X = r \times (1 - \cos (I))$ Ecuación N°1.

$\Delta Y = r \times \text{sen} (I)$ Ecuación N°2.

$\Delta L = r \times I_{\text{rad}}$ Ecuación N°3.

$\Delta L = (\pi / 180) \times r \times I_{\text{deg}}$ Ecuación N°4.

$r = 18000 / (\pi \times BUR)$ Ecuación N°5.

Donde:

ΔX : Desplazamiento horizontal (pies).

ΔY : Desplazamiento vertical (pies).

ΔL : Longitud medida – MD (pies).

I : Ángulo de construcción (grados).

r : Radio de curvatura (pies).

BUR : Tasa de construcción (grados / 100 pies).

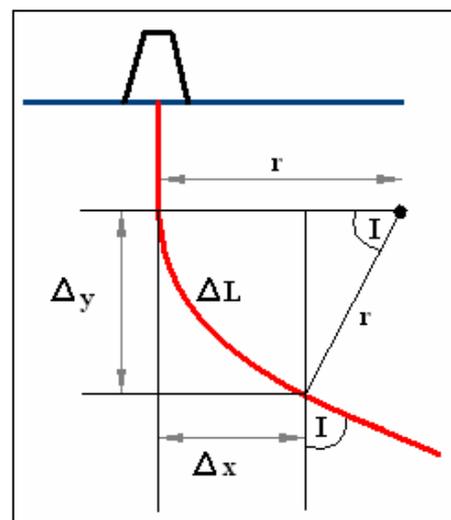


Figura 9. Radio de Curvatura.⁷

3.2.7 Criterios a considerar para la construcción de un pozo horizontal:⁷

3.2.7.1 Grado de agotamiento del yacimiento.

La productividad lograda con un pozo horizontal es de 3 a 5 veces más alta que la de un pozo vertical. Si el yacimiento se encuentra altamente drenado la perforación de un pozo vertical no aumentaría la producción lo suficiente como para justificar económicamente el pozo. Sin embargo, un yacimiento agotado podría tener suficientes reservas como para justificar el aumento del costo de la perforación horizontal en función de una mayor producción.

3.2.7.2 Espesor de la arena.

Un pozo horizontal en un yacimiento de espesor delgado se comporta como un pozo vertical que intercepta una fractura de conductividad infinita con una longitud igual a la del pozo horizontal. El espesor de la arena objetivo debe conocerse para escoger el nivel óptimo de la navegación dentro de esta. Este espesor aparente se puede determinar con secciones de registros y diagramas paneles de pozos vecinos, así como mapas isópacos estructurales soportados con los mismos pozos perforados y sísmica 2D y/o 3D.

3.2.7.3 Permeabilidad vertical.

Para que un pozo horizontal presente una buena productividad debe drenar un yacimiento con buena comunicación vertical. Una baja permeabilidad vertical reduce la productividad del pozo, es por eso que este tipo de pozos no es bueno en formaciones que presenten abundantes barreras lutíticas.

3.2.7.4 Geología del área.

Es importante disponer de la mejor descripción geológica del área para obtener un pozo horizontal exitoso. Se deben tomar en cuenta parámetros como buzamiento, presencia de fallas, cambios de facies, cambios de porosidad y contacto agua – petróleo o gas – petróleo. El buzamiento estructural es un parámetro importante que debe considerarse en la planificación de la trayectoria de un pozo horizontal, ya que este permitirá definir el ángulo óptimo con el que se penetrará la arena objetivo. Igualmente la trayectoria del pozo debe ajustarse a la inclinación del cuerpo arenoso.

3.2.7.5 Espaciado de los pozos.

En yacimientos altamente drenados la perforación de pozos muy cercanos puede producir una rápida interferencia entre estos, mientras que en el caso de yacimientos de empuje por agua y gas, la distancia de los pozos dependerá de la distancia mínima requerida para evitar conificación de agua o gas entre dos pozos adyacentes.

3.2.8 Influencia de la ubicación vertical del pozo en el yacimiento.

El hecho de que por lo general los pozos horizontales sean perforados y completados en yacimientos de relativamente de poco espesor, trae como consecuencia que estos actúen como si fueran fracturas completamente penetrantes en el plano vertical a lo largo de toda la longitud del pozo, por lo cual, la productividad del mismo no se ve afectada de una manera significativa por la ubicación del pozo con respecto a la vertical dentro del yacimiento. Pero esto se cumple, siempre y cuando la longitud de este pozo sea considerablemente mayor que el espesor del yacimiento y posea una permeabilidad vertical promedio alta.

Sin embargo, para yacimientos propensos a presentar problemas con la conificación de agua o de gas, la ubicación del pozo es de una importancia trascendental, pues si bien la influencia de esta va a ser mínima en lo que a la productividad se refiere, también es cierto que va a determinar el tiempo de irrupción, influyendo sustancialmente en parámetros como el corte de agua y la relación gas petróleo. Es conocido que para el caso específico de yacimientos con un acuífero asociado, los pozos horizontales resultan ser más útiles al momento de controlar la conificación, que en el caso de yacimientos con casquete de gas.

3.2.9 Regímenes de flujo para pozos horizontales.¹¹

El estudio del comportamiento del régimen de flujo para los pozos horizontales es más complejo que para los pozos convencionales debido a la geometría y a la existencia de al menos cuatro tipos de regímenes de flujo, a continuación mostraran los cuatro tipos de regímenes de flujos:

3.2.9.1 Régimen radial temprano.

Inicialmente, la producción de fluidos originaria un flujo radial cuando $K_x = K_z$ o un flujo elíptico cuando $K_x \neq K_z$ en el plano perpendicular al pozo. En este período, el pozo horizontal actúa como un pozo vertical en un plano horizontal, el cual termina cuando el efecto de disturbio de presión ocasionado por la producción del pozo, alcanza el tope o la base del yacimiento (ver figura 10.a).

3.2.9.2 Régimen lineal temprano.

A cierta distancia de este, las líneas de corriente se hacen paralelas a las fronteras de no flujo y perpendiculares al pozo. Si el pozo horizontal es lo suficientemente largo en comparación con el espesor del yacimiento, puede desarrollarse un período de flujo lineal una vez que el disturbio de presión alcance los límites superiores e inferiores del yacimiento (ver figura 10.b).

3.2.9.3 Régimen radial tardío.

Es un comportamiento similar al de un pozo vertical. El área de drenaje se hace más grande que las dimensiones del pozo y las líneas de corriente convergen en forma radial en un plano horizontal hacia el mismo. Si la longitud del pozo es lo suficientemente corta en comparación al tamaño del yacimiento, puede desarrollarse un período de flujo pseudo-radial. Este período culmina cuando el disturbio de presión alcanza los bordes externos del yacimiento (ver figura 10.c).

3.2.9.4 Régimen lineal tardío.

Este régimen se alcanza en los casos en los cuales el área de drenaje se encuentra limitada lateralmente. Cuando la onda de presión alcanza los bordes del yacimiento, las líneas de corriente se dirigen perpendicularmente hacia el pozo. Ocurre cuando tanto los límites verticales como los laterales han sido contactados por el disturbio de presión y se establece un régimen lineal de flujo (ver figura 10.d).

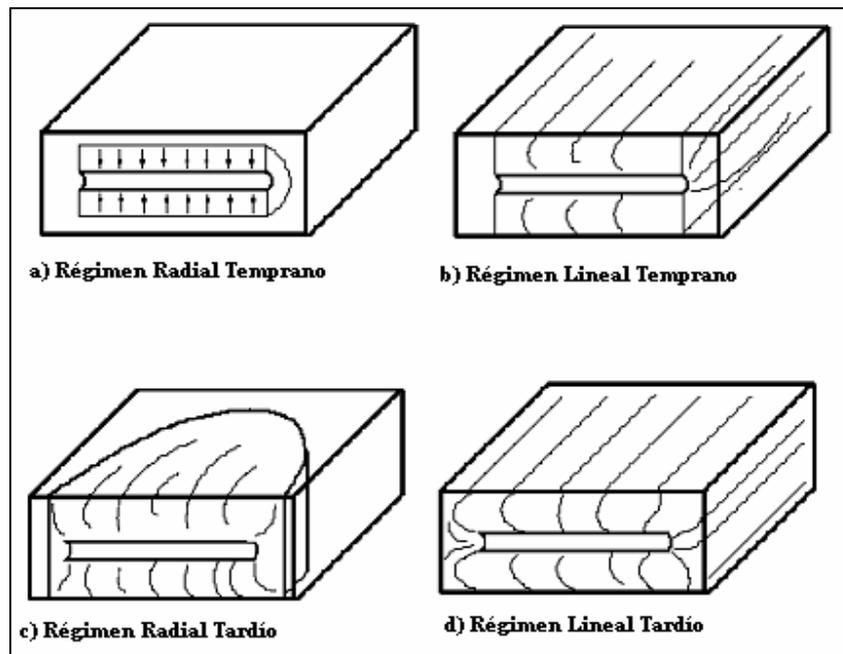


Figura 10. Regímenes de flujo en pozos horizontales.⁴

3.2.10 Área de drenaje de pozos horizontales.

Para tener un estimado del área de drenaje de un pozo horizontal se puede utilizar, si existe, información correspondiente al área de drenaje de un pozo vertical, ya que, un pozo horizontal puede ser visto como una serie de pozos verticales perforados uno al lado del otro, de tal forma que sus áreas de drenaje se superpongan formando una especie de elipse en el plano horizontal.

También es posible calcular de manera aproximada el área en cuestión de un pozo horizontal como la suma de un rectángulo cuya longitud es igual a la del pozo y cuya altura sería el diámetro del área circular de drenaje de un pozo vertical bajo las mismas condiciones, más el área de drenaje del mismo pozo (ver figura 11). Por ejemplo, para un pozo vertical que drene un área de 40 acres, el radio de la circunferencia correspondiente es de 745 pies, por lo que si se trabaja con un pozo horizontal de 2.000 pies de longitud el área del rectángulo sería de 2.980.000 ft², y el área de la circunferencia es 1.742.400 ft², lo que representaría un área total de 4.722.400 ft² o aproximadamente 108 acres.⁴

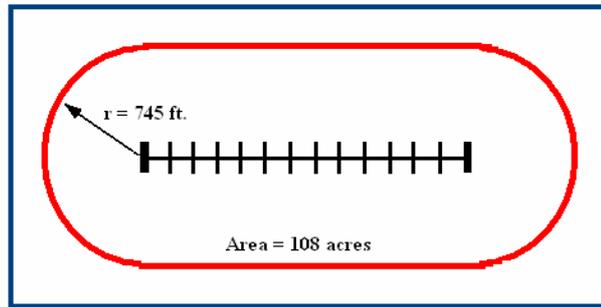


Figura 11. Área de drenaje de un pozo horizontal.¹²

Joshi; propuso dos métodos para obtener el área drenada por el pozo horizontal:⁷

- En el primer método supone que el área de drenaje viene dado por un rectángulo y dos semiesferas (Figura 11)
- En el segundo supone que el área de drenaje viene dada por una elipse (Figura 12).

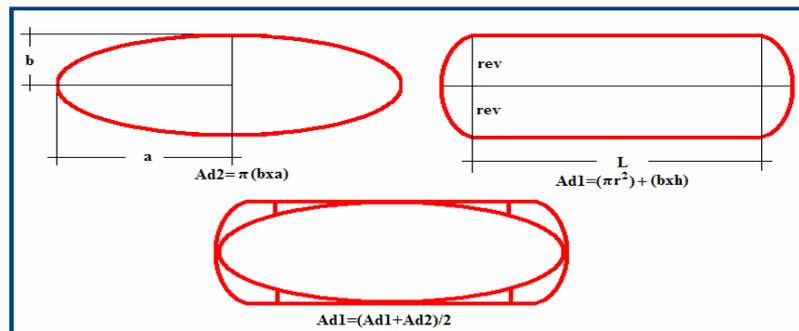


Figura 12. Área de drenaje de un pozo horizontal.¹²

Entonces obtenemos:

$$Ad1 = (\pi r_{ev}^2) + (L \times 2r_{ev}) \tag{Ecuación N°6.}$$

$$Ad2 = \pi \left(\frac{L}{2} + r_{ev} \right) r_{ev} \tag{Ecuación N°7.}$$

Dando como resultado la ecuación (8) empleada para calcular el parámetro antes mencionado.

$$r_w' = \frac{r_{eh} x(L/2)}{ax \left[1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2xa} \right)^2} \right] x \left[\frac{h}{2xr_w} \right]^{\frac{h}{L}}} \quad \text{Ecuación N°8.}$$

3.2.11 Efecto de la orientación en la productividad de pozos horizontales.

Frecuentemente, las formaciones presentan propiedades anisotrópicas en el plano horizontal, por lo que la perforación de un pozo horizontal en la dirección apropiada puede ser determinante para la productividad del mismo. Se necesitan tres permeabilidades para describir el flujo de fluidos en este tipo de pozos: dos horizontales y una vertical. Una manera común de describir las variaciones anisotrópicas es a través del Índice de Anisotropía¹¹ definido como:

$$I_{ani} \approx \sqrt{Kh / K_v} \quad \text{Ecuación N°9.}$$

Donde la permeabilidad horizontal, se cuantifica:

$$Kh \approx \sqrt{K_x x K_y} \quad \text{Ecuación N°10.}$$

Cada yacimiento está sujeto a un campo de esfuerzos, que pueden ser descritos por tres esfuerzos principales: a) vertical (σ_v), b) horizontal mínimo (σ_{hmin}), c) horizontal máximo (σ_{hmax}). Las direcciones de los esfuerzos máximos y mínimos en el plano horizontal de la formación, por lo general coinciden con las direcciones de máxima y mínima permeabilidad, por lo que, deben ser determinados antes de la perforación del pozo. En yacimientos nuevos esto puede ser realizado mediante la perforación de hoyos pilotos con herramientas que puedan registrar dicha información.

En yacimientos ya explotados, las pruebas de interferencia son de gran valor para determinar permeabilidades direccionales y por ende los esfuerzos. La productividad del pozo horizontal incrementaría si éste es perforado perpendicular a la dirección de máxima permeabilidad. Existe

un estudio presentado por M.J. Economides (1994) que confirma la importancia de la orientación apropiada de los pozos horizontales con respecto a los esfuerzos horizontales.¹³

3.2.12 Caídas de presión a través de pozos horizontales.

Si la caída de presión a lo largo de la sección horizontal es comparable con el diferencial de presión entre el yacimiento y el pozo, entonces la caída de presión entre estos cambia a lo largo de la sección horizontal, y por lo tanto, la producción a través de la sección horizontal cambiará¹². Una alta caída de presión a lo largo de la longitud horizontal del pozo es posible en el caso de fluidos de alta viscosidad, como lo son los crudos pesados y extrapesados.

También ocurre en crudos livianos que se produzcan con tasas que varían entre 10000 y 30000 BNPD.¹² Estas tasas son posibles, en yacimientos de alta permeabilidad, donde esta se encuentra en el orden de 1000 milidarcys o más. En estos yacimientos, la caída de presión entre la formación y el pozo puede ser muy pequeña comparable con la caída de presión a través de la sección horizontal. En estos casos, después de una cierta longitud, la perforación de una sección horizontal mayor no genera aporte adicional a la producción.

3.2.13 Consideraciones para minimizar altas caídas de presión dentro del hoyo¹².

Las altas caídas de presión son debidas al flujo turbulento en esta zona, por lo que se desea tener en lo posible flujo laminar a través del pozo. Una manera es considerar perforar un hoyo de gran tamaño. Con esto se logra una disminución de la caída de presión, debido a que esta es inversamente proporcional a la quinta potencia del diámetro.

La caída de presión dentro del pozo puede ser minimizada controlando la tasa de producción. Esto puede ser logrado manipulando el área abierta para la entrada de fluido en el pozo. En yacimientos de altas permeabilidades, donde la caída de presión a través de la sección horizontal es comparable con el diferencial de presión entre el yacimiento y el pozo, se puede utilizar un empaque con grava como estrangulador de flujo para mantener en niveles mínimos las caídas de presión a través de la sección horizontal.

La caída de presión a lo largo de la sección horizontal depende en gran medida del perfil que presente la entrada de fluidos. Se tiene varios tipos de perfiles de entrada de fluidos. Están los perfiles de entrada uniformes, que suponen la misma cantidad de fluido entrando por unidad de longitud, estos perfiles dependen de las condiciones de borde del pozo. Adicionalmente, son posibles otros perfiles, dependiendo de la heterogeneidad del yacimiento a lo largo de la sección horizontal y de las caídas de presión debidas a la fricción en la tubería dentro del hoyo.

3.2.14 Efecto superficial en pozos horizontales.

Se define como daño de formación al cambio de permeabilidad (K) y porosidad (\emptyset) en las zonas aledañas al pozo. Para un valor de daño (S) y tasa de petróleo (Q_o) dado se puede demostrar que la caída de presión, debido al daño, es mayor en pozos verticales que en los pozos horizontales. Las ecuaciones 11 y 12, definidas por Van Everdingen y Hurst, representan la caída de presión por daño (ΔP_{skin}) generado para un pozo vertical y un pozo horizontal respectivamente, si asumimos que se tienen los mismos parámetros de roca y fluido (porosidad, permeabilidad y factor volumétrico de formación), se puede observar que los dos parámetros que difieren son el espesor de arena (h) y la longitud horizontal (L); los pozos horizontales se caracterizan por poseer un área de contacto con la arena mayor que la de los pozos verticales, esto nos permite deducir que la relación L/h siempre será mayor que uno ($L/h > 1$), si se divide término a término las ecuaciones 11 y 12, despejando la caída de presión por daño (ΔP_{skin}) para el pozo vertical, se verifica que la caída de presión generada por el efecto de daño siempre será mayor que la calculada para un pozo horizontal, lo que nos permite deducir que el efecto del daño es mayor para los pozos verticales. La caída de presión debida al daño (S) para un pozo vertical viene dada por:¹⁴

$$\Delta p_{skinv} \approx \frac{Sx(141.2xQ_o x\mu_o x\beta_o)}{Kxh} \quad \text{Ecuación N°11.}$$

Y para pozos horizontales:¹⁴

$$\Delta p_{skinh} \approx \frac{Sx(141.2xQ_o x\mu_o x\beta_o)}{KxL} \quad \text{Ecuación N°12.}$$

Donde:

ΔP_{skinv} : Caída de presión por daño para un pozo vertical (lpc).

S : Daño.

Q_o : Tasa de petróleo (BFPD).

L : Longitud efectiva horizontal (pies).

K : Permeabilidad (mD).

β_o : Factor volumétrico del petróleo (BY/BN).

μ_o : Viscosidad del petróleo (cp).

h : Espesor del yacimiento (pies).

Dividiendo estas ecuaciones, despejando ΔP_{skinv} se tiene que:

$$\Delta p_{skinv} \approx \frac{Lx\Delta p_{skinh}}{h}$$

Ecuación N°13.

y como $\frac{L}{h} > 1$

Esto implica que:

$$\Delta p_{skinv} > \Delta p_{skinh}$$

En yacimientos con alta permeabilidad, el factor de daño, cuando se emplean pozos horizontales, suele ser poco influyente en la productividad del pozo, este fenómeno ha explicado los éxitos obtenidos en la perforación de pozos horizontales en yacimientos con alta permeabilidad. Por el contrario, en yacimientos de baja permeabilidad la influencia del factor de daño en la productividad del pozo puede ser severa, esto se debe a que el tiempo tomado para la perforación de un pozo horizontal suele ser mayor que la de un pozo vertical, lo cual permite al fluido de perforación estar más tiempo en contacto con la arena productora y por consiguiente obtener un mayor tiempo para drenarse e incrementar la “zona invadida” la cual toma una forma cónica.¹⁴

Se sabe que el daño afecta sólo a una zona en las inmediaciones del pozo. El daño de la formación se determina mediante ensayos, pero de no tener los datos precisos puede ser estimado mediante la relación de permeabilidades y radios de *Skin* y permeabilidades y del pozo como se muestra en la siguiente ecuación.

$$S = \left(\frac{K}{K_{skin}} - 1 \right) x Ln \left(\frac{r_{skin}}{r_w} \right) \quad \text{Ecuación N°14.}$$

Donde:

S : Daño a la formación (adim).

K : Permeabilidad de la formación (md).

K_{skin} : Permeabilidad de la zona dañada (md).

r_w : Radio del hoyo productor, medido desde el centro del pozo (pulg).

r_{wskin}: Radio de la zona de daño, medida desde el centro del pozo hasta el limite externo de la zona dañada (pulg).

Como se trata de relaciones, la ecuación es independiente de las unidades que se utilicen, siempre que sean las mismas. Esta ecuación es utilizada por el programa comercial de computadora (*PipeSim*) para estimar el daño de una formación, los datos de K_{skin} y r_{wskin} son proporcionados por el usuario.

3.3 Completación de pozos horizontales.¹¹

La completación de un pozo horizontal tiene como finalidad dotar al pozo del equipo necesario para producirlo de una manera apropiada y rentable. Para seleccionar un esquema apropiado de completación se consideran diferentes parámetros como la ubicación del pozo, la presión, temperatura y profundidad del yacimiento, la configuración y mecanismo de producción, el tipo de formación, las características fluido-roca, los métodos y las tasas de producción, el daño a la formación, problemas de conificación o de arenamiento. Además de todo esto se debe tomar en

cuenta futuros trabajos de estimulación o recuperación secundaria. Los tipos de completación usados en pozos horizontales son:

3.3.1 Completación a hoyo abierto.

La implementación de este tipo de completación dependerá fundamentalmente de las características de la formación, ya que se emplea principalmente en formaciones de rocas consolidadas donde se hayan realizado estudios confiables de geomecánica. Este tipo de completación es muy económica pero es realmente complicado estimular y controlar tanto la inyección como la producción a lo largo del pozo horizontal en este tipo de completaciones.

Entre las ventajas para este tipo de completación tenemos:

- Todo el diámetro del hoyo esta disponible para el flujo.
- Generalmente no se requiere cañoneo. Algunas veces se utiliza el cañoneo en hoyo desnudo debido al daño severo de la formación.
- Si la zona no se va a cañonear, la interpretación del perfil del hoyo no es crítica.
- El hoyo se puede profundizar fácilmente o cambiar a una completación con *liner* y empacar con grava.

Entre las desventajas tenemos:

- No hay forma de regular el flujo hacia el hueco.
- No se puede controlar efectivamente la producción de gas o agua.
- Es difícil tratar los intervalos productores en forma selectiva.
- Puede requerirse de limpieza periódica del hueco.

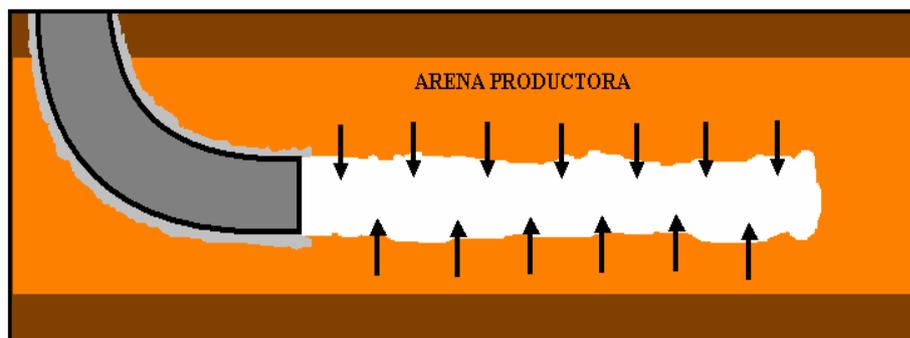


Figura 13. Completación a hoyo abierto.¹¹

3.3.2 Completación con *Liner* Ranurado no cementado.

El revestidor de producción es asentado y cementado y el *liner* ranurado se instala al revestidor mediante un colgador. La principal función de la utilización del *liner* ranurado es evitar que el hoyo colapse, además, permite el controlar la producción de arena de la formación y la introducción de varias herramientas, como por ejemplo tubería flexible *Coiled Tubing*. Generalmente se emplean en yacimientos con arenas poco consolidadas. En este tipo de completación tres tipos de *liner* pueden ser utilizados: *liner* perforados, *liner* ranurados y *liner* preempacados.

Entre las ventajas de este tipo de completación se tiene:

- Eliminación del costo del cañoneo.
- La interpretación de los registros no es crítica.
- Posibilidad de usar técnicas especiales de control de arena.

Y sus principales desventajas son:

- Dificultad para controlar la producción de gas y agua.
- Imposibilidad de una estimulación selectiva.

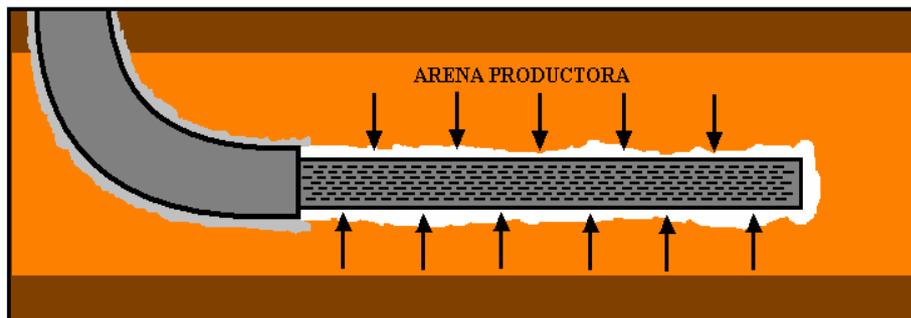


Figura 14. Completación con *liner* ranurado No cementado.¹¹

3.3.3 Completación con *Liner* cementado y cañoneado.

El revestidor se asienta a través de la formación productora y se cementa. Posteriormente, se cañonea para establecer comunicación entre el hoyo y la formación. Este tipo de completación

se emplea fundamentalmente en pozos de radio medio y largo, ya que en pozos con radio corto y ultracorto la cementación suele ser económicamente poco rentable.¹¹

Las ventajas de este tipo de completación son las siguientes:

- Existen facilidades para completación selectiva y reparaciones en los intervalos productores.
- Mediante el cañoneo selectivo se puede controlar con efectividad la producción de gas y agua.
- Es posible hacer completaciones múltiples.
- Se puede profundizar el hueco, aunque con un diámetro menor. Se pueden hacer adaptaciones para control de arena utilizando camisas ranuradas y empaques con grava.

Entre las desventajas se tiene:

- Se requiere análisis preciso de los registros y muy buen control de la profundidad del hoyo.
- El cañoneo de zonas de gran espesor es costoso.
- Se presenta la reducción del diámetro efectivo del hueco y de la productividad del pozo.
- Se necesita de un buen trabajo de cementación a través de los intervalos productores.

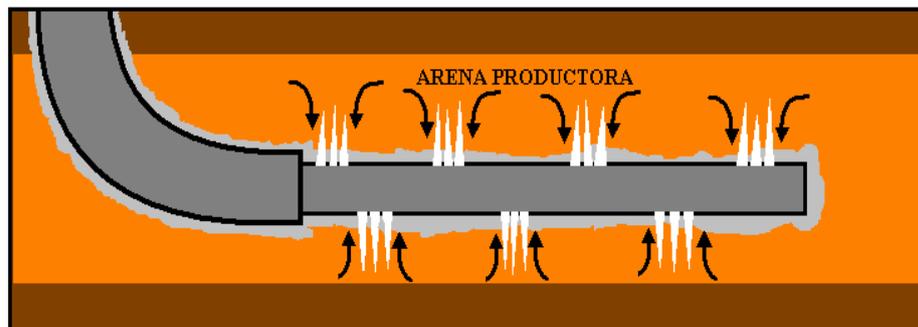


Figura 15. Completación con *liner* cementado y cañoneado.¹¹

4 PRODUCCIÓN

4.1 Índice de productividad.

Para poder diseñar correctamente las instalaciones de producción, el diseñador debe tener una idea aproximada de la capacidad de producción del pozo. Esta capacidad de producción se conoce con el nombre de desempeño del pozo y por razones y simplicidad se divide en dos partes: desempeño del flujo de entrada (afluencia) que describe el comportamiento del yacimiento y las fuerzas que traen a los fluidos hacia el hoyo, y desempeño de flujo de salida (afluencia) describe el flujo de los fluidos dentro del hoyo en su trayecto de salida hacia la superficie y a las instalaciones de producción se simboliza con la letra J y tiene la siguiente representación matemática:

$$J = \frac{Q_o}{(P_r - P_{wf})} \quad \text{Ecuación N° 15.}$$

Donde:

J : Índice de productividad (BN/D/lpc).

Q_o : tasa de líquido (BN/D).

P_r : presión del yacimiento (lpc).

P_{wf} : presión de fondo fluyente (lpc).

Para predecir el comportamiento de presiones en el yacimiento se puede utilizar la ecuación de Darcy, sin embargo existe una forma de medir la capacidad del pozo para producir fluidos en función de la diferencia entre la presión estática (P_{ws}) y la presión de fondo fluyente (P_{wf}), usando el concepto de índice de productividad. Este último establece una proporcionalidad entre la tasa de producción y el diferencial de presión disponible para flujo.

4.1.1 Curva de aporte del yacimiento (IPR lineal).

También conocida como *Inflow Performance Ratio* es una proporcionalidad que puede considerarse constante en pozos con presiones de fondo fluyente mayores que la presión de

burbujeo, y durante determinados lapsos. En este caso, podríamos construir una curva graficando los valores de presión de fondo fluente en función de la producción de fluidos y obtendríamos una línea recta. (Figura 16).

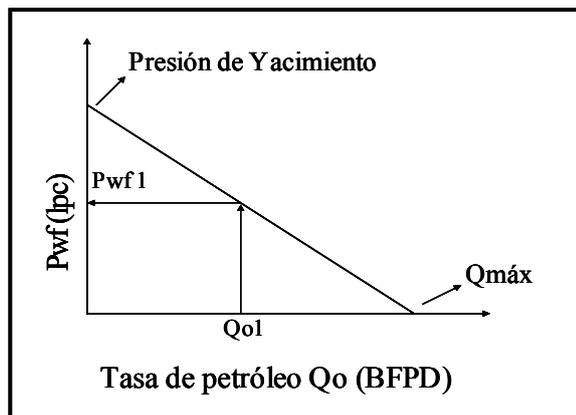


Figura 16. Curva de aporte del yacimiento (IPR Lineal).

4.1.2 Curva de aporte del yacimiento (IPR) según Vogel.

Vogel ofreció la solución para la construcción de las curvas IPR (figura 17), para pozos de yacimientos con empuje por gas disuelto y presiones de fondo fluente menores que la de burbujeo, desarrollando la siguiente ecuación:

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

Ecuación N°16.

Donde:

Qo : tasa de petróleo (BN/D).

Qmáx : tasa de líquido máxima (BN/D).

Pwf : presión de fondo fluente (lpc).

Pr : presión de yacimiento (lpc).

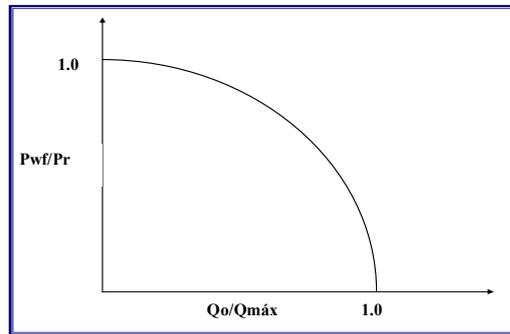


Figura 17. Curva de aporte del yacimiento (IPR) según Vogel.

4.1.3 Combinación de los métodos anteriores.

Con la combinación de ambos se puede generar la IPR cuando la presión de fondo fluente está por debajo de la presión de saturación. La IPR puede construirse si se conoce el índice de productividad existente en el punto de burbujeo.

$$Q_b = J(P_r - P_b) \tag{Ecuación N°17.}$$

$$Q_{max} = Q_b + \frac{JxP_b}{1.8} \tag{Ecuación N°18.}$$

$$Q_{max} = Q_b(Q_{max} - Q_b) \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \tag{Ecuación N°19.}$$

Para una presión por debajo del punto de saturación se determina así:

$$J = \frac{Q}{P_r - P_b + \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]} \tag{Ecuación N°20.}$$

Donde:

Q_b : tasa de líquido en el punto de burbujeo, (BN/D).

J : índice de productividad, (BN/D/lpc).

Pr : presión de yacimiento, (lpc).

Pb : presión de burbujeo, (lpc).

Q_{máx} : tasa máxima de líquido, (BN/D).

P_{wf} : presión de fondo fluyente, (lpc).

Q : tasa de líquido, (BN/D)

En la Figura18. se muestra la gráfica de una combinación de los métodos de IPR lineal y de Vogel.

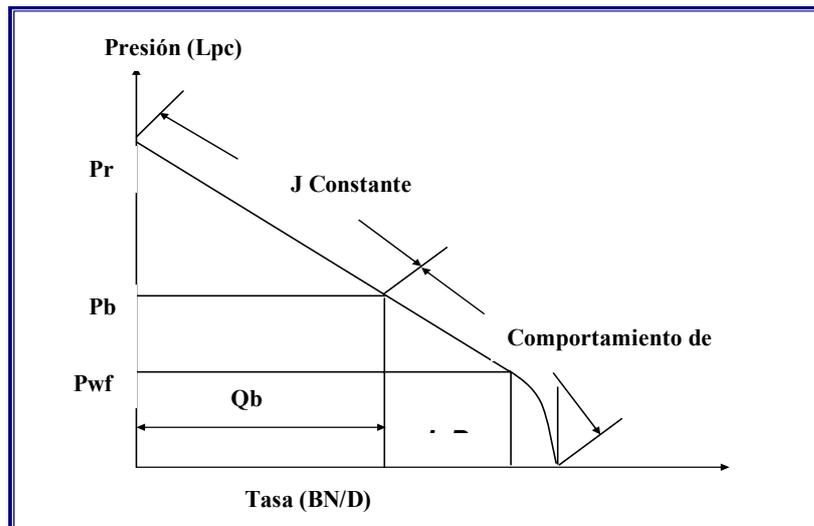


Figura 18. Combinación de la IPR Lineal y de Vogel.

4.2 Cálculo de índices de productividad.

Es aceptado que el área de drenaje de un pozo horizontal es aproximadamente igual a una elipse, cuyos focos se sitúan en los extremos de la sección horizontal y cuyos ejes mayor y menor están dados por el espaciamiento lateral del pozo y la mitad de la longitud horizontal más el espaciamiento lateral respectivamente.¹⁵

Joshi introdujo una ecuación basada en la fórmula de Índice de Productividad en términos de Darcy que toma en cuenta la geometría del pozo horizontal, añadiendo la longitud y el espaciamiento:

$$IP \approx \frac{[0.0078 \times K_{ox} \left(\frac{H}{\mu_o} \right) \beta_o]}{\text{Ln} \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + \left(\frac{H}{L} \right) \times \text{Ln} \left(\frac{H}{2} \right) \times r_w} \quad \text{Ecuación N°21.}$$

$$a \approx (L/2) \times \left(0.5 + \sqrt{0.25 + L + (re_h/L)^4} \right) \times 0.5 \quad \text{Ecuación N°22.}$$

Donde:

IP : Índice de productividad (BN/D/lpc)

a : Semieje mayor de la elipse del área de drenaje de un pozo horizontal (pies).

L : Longitud efectiva horizontal (pies).

re_h : Radio de drenaje de un pozo horizontal (pies).

K_o : Permeabilidad relativa al petróleo (mD).

β_o : Factor volumétrico del petróleo (BY/BN).

μ_o : Viscosidad del petróleo (cp).

r_w : Radio interno de la tubería de producción.

➤ **Ecuación de Borisov.**

En este modelo se calcula la tasa de petróleo para un estado de flujo estable asumiendo un área de drenaje elíptica.¹⁵

$$Q_h = \frac{(2 \times \pi \times K_h \times \Delta p \times h) / (\mu_o \times \beta_o)}{\text{Ln} \left[4 \times \frac{re_h}{L} \right] + \frac{h}{L} \times \text{Ln} \left[\frac{h}{2 \times \pi \times r_w} \right]} \quad \text{Ecuación N°23.}$$

Donde:

L : Longitud efectiva horizontal (pies).

re_h : Radio de drenaje de un pozo horizontal (pies).

K_o : Permeabilidad relativa al petróleo (mD).

β_o : Factor volumétrico del petróleo (BY/BN).

μ_o : Viscosidad del petróleo (cp).

r_w : Radio interno de la tubería de producción (pies).

➤ **Ecuación de Renard y Dupuy.**

En este modelo se consideran las siguientes suposiciones: flujo estable, presencia de daño, fluido monofásico e incompresible, área de drenaje en forma rectangular, longitud del pozo mayor que la distancia a él los límites laterales.¹⁵

$$Qh = \frac{2\pi x K x h x \Delta p}{\mu_o x \beta_o} x \left[\frac{1}{Coh^{-1}(x) + (h/L)xLn\left(\frac{h}{2\pi r_w}\right)} \right] \quad \text{Ecuación N°24.}$$

Donde:

$$x = \frac{2xa}{L} \quad \text{Ecuación N°25.}$$

a : 1/4 del eje mayor de la elipse de drenaje.

IP : Índice de productividad (BN/D/lpc).

L : Longitud efectiva horizontal (pies).

reh : Radio de drenaje de un pozo horizontal (pies).

Ko : Permeabilidad relativa al petróleo (mD).

βo : Factor volumétrico del petróleo (BY/BN).

μo : Viscosidad del petróleo (cp).

rw : Radio interno de la tubería de producción (pies).

➤ **Ecuación de Giger, Reiss y Jourdan.**

En esta ecuación se toma en consideración las siguientes suposiciones: medio homogéneo, área de drenaje conformada por un rectángulo y dos semicírculos en los extremos de la sección horizontal del pozo, flujo estable y fluido incompresible.¹⁵

$$\frac{Jn}{Jv} = \frac{Ln(r_{ev} / r_w)}{Ln\left[\frac{1 + \sqrt{1 - [L / 2r_{eh}]^2}}{L / 2r_{eh}}\right] + (h / L)xLn[h / 2\pi r_w]} \quad \text{Ecuación N°26.}$$

Donde:

L : Longitud efectiva horizontal (pies).

reh : Radio de drenaje de un pozo horizontal (pies).

rw : Radio interno de la tubería de producción (pies).

rev : Radio de drenaje de un pozo vertical (pies).

➤ **Ecuación de Elgaghah, Osisanya y Tiab.**

Partiendo de lo engorroso y complicado que pueden ser las ecuaciones de productividad desarrolladas para pozos horizontales, recientemente un grupo de profesionales conformado por: Shedid A Elgaghah, Samuel O Osisanya y Djebbar Tiab, de la Universidad de Oklahoma desarrollaron una simple ecuación de productividad basada en el concepto de área de drenaje que incorpora la mecánica de los fluidos en el medio poroso. A fin de realizar una representación más real del área de drenaje de un pozo horizontal este modelo asume que el flujo no es el mismo al comienzo de la sección horizontal que al final de esta. Por lo tanto el área de drenaje es dividida en tres partes¹⁶:

- a) Un rectángulo a lo largo de la longitud de la sección (L) de ancho 2r con la sección horizontal en el centro.
- b) Un semicírculo de radio r en la punta de la sección
- c) Un pequeño rectángulo de longitud $r \cdot L / C$ y ancho 2r en la inclinación del brazo.

También asume que el flujo es estable, flujo monofásico, yacimiento isotrópico y un fluido ideal con la viscosidad y la compresibilidad constantes. Partiendo de la ecuación de Darcy y desarrollando para cada parte del área de drenaje y concatenando las ecuaciones obtenidas se tiene⁴:

$$Q_h = \frac{(0.007078 \cdot h \cdot K_h \cdot \Delta p) / (\mu_o \cdot \beta_o)}{\left[\frac{\ln(h / 2r_w)}{L / h} + \left(0.25 + \frac{C}{L} \right) \left(\frac{1}{r_w} - \frac{2}{h} \right) \right]} \quad \text{Ecuación N°27.}$$

El valor de la constante C es simulada y tiene una buena aproximación a las ecuaciones de Joshi y Borisov. Al asumir la constante C se obtiene una buena aproximación para pozos horizontales mediante una ecuación lineal donde: $C = 470 - 0,20L$, en pozo con una longitud mayor a los 1000 pies, mientras que para pozos menores de los 1000 pies el valor que más se aproxima es 270.

Donde:

L : Longitud efectiva horizontal (pies).

Kh : Permeabilidad horizontal (mD).

β_o : Factor volumétrico del petróleo (BY/BN).

μ_o : Viscosidad del petróleo (cp).

rw : Radio interno de la tubería de producción.

h : Espesor del yacimiento (pies).

4.3 Influencia del espesor del yacimiento en la productividad del pozo.¹⁴

El espesor juega una gran importancia al momento de decidir entre la perforación de un pozo horizontal o uno vertical, ya que, en lo que respecta a la razón de productividades, esta será proporcionalmente menor en la medida en que el yacimiento posea un mayor espesor debido a que la ganancia en lo que al área de contacto se refiere será menor para el pozo horizontal si se completa en un yacimiento de gran espesor. Un ejemplo que plantea Joshi consiste en que si se tiene un pozo horizontal de 1000 pies de longitud, en dos posibles objetivos idénticos con excepción de su espesor (uno con 50 pies de espesor y el otro con 500 pies), en el primer caso el pozo horizontal tendrá un aumento en el área de contacto con el yacimiento de aproximadamente veinte veces la de un pozo vertical, mientras que en el segundo caso el mismo pozo horizontal solo podrá duplicarla. La influencia de este factor sobre la razón de productividades entre un pozo horizontal y su contraparte vertical puede observarse claramente en la ecuación de Ginger, Reiss & Jourdan en condiciones de estado estable con unidades de campo, donde un aumento significativo en el espesor del yacimiento implicaría una disminución considerable de la razón de productividades.

$$\frac{J_h}{J_v} = \frac{\text{Ln}(r_{ev} / r_w)}{\text{Ln} \left[\frac{1 + \sqrt{1 - [L / 2r_{eh}]^2}}{L / 2r_{eh}} \right] + (h / L) \times \text{Ln} [h / 2\pi r_w]} \quad \text{Ecuación 28.}$$

Donde, J_h representa la productividad del pozo horizontal, J_v la del vertical, r_{ev} y r_w representan los radios de drenaje del pozo vertical y del pozo horizontal respectivamente, h el espesor del pozo en pies, y L es la longitud de la sección horizontal del pozo en pies.

4.4 Relación entre las productividades de un pozo vertical y uno horizontal.

Si se asume por simplicidad que no hay efecto de daño, una comparación apropiada incluye los regímenes de flujo transitorio y pseudo-estable. Esto es cierto especialmente en formaciones de gran espesor donde el comportamiento transitorio dura un periodo de tiempo significativo, sin embargo, para comparaciones a largo plazo, el régimen de flujo estable es adecuado para una primera aproximación.¹⁷

Considerando la ecuación de Joshi que permite el cálculo del flujo de petróleo de un yacimiento anisotrópico en estado estable hacia un pozo horizontal de longitud L se tiene⁷:

$$Q_o = \frac{(2\pi K_h x h \Delta p)}{\mu \beta_o x \left[\text{Ln} \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] \right] + \frac{\beta x h}{L} \times \text{Ln} \left[\frac{\beta x h}{2\pi r_w} \right]} \quad \text{Ecuación N°29.}$$

Y la ecuación para flujo de pozos verticales:

$$Q_v = \frac{(2\pi K_h x h \Delta p)}{\mu \beta_o x \text{Ln}(r_{eh} / r_w)} \quad \text{Ecuación N°30.}$$

Donde:

Q_v : Tasa de un pozo vertical (BPD).

Kh : Permeabilidad horizontal (mD).

h : Espesor del yacimiento (metros).

ΔP : Caída de presión (pascal).

μ : Viscosidad del petróleo (pascal-seg).

β_o : Factor volumétrico del petróleo (B_y/B_n).

rev : Radio de drenaje del pozo vertical (metros).

rw : radio interno de la tubería de producción (metros).

Dividiendo la ecuación (29) entre la ecuación (30) se tiene:

$$\frac{(PI)_h}{(PI)_v} \approx \frac{Ln(r_{eh} / r_w)}{Ln\left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2}\right] + \left(\beta x \frac{h}{L}\right) x Ln\left(\frac{\beta x h}{2r_w}\right)} \quad \text{Ecuación N°31.}$$

4.5 Radio efectivo de un pozo horizontal.

El radio efectivo de un pozo horizontal consiste básicamente en un parámetro de comparación, debido a que, está definido como el radio que necesitaría tener un pozo vertical para igualar la productividad del pozo en cuestión. Para calcular dicho radio se igualan tanto los radios de drenaje $r_{eh} = r_{ev}$ como la productividad de un pozo vertical con la correspondiente ecuación para un pozo horizontal según Joshi.¹⁷

$$J_v \approx \frac{(2x\partial x K_h x h)}{a_o x i_o x Ln(r_e / r_w)} \quad \text{Ecuación N°31.}$$

$$J_h \approx \frac{(2x\partial x K_h)/(i_o x a_o)}{Ln\left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2}\right] + (h/L) x Ln\left(\frac{h}{2x r_w}\right)} \quad \text{Ecuación N°32.}$$

Donde “a” se define como:

$$a \approx (L/2) \times (0.5 + \sqrt{0.25 + L + (reh/L)^4}) \times 0.5 \quad \text{Ecuación N°33.}$$

reh: Radio de drenaje del pozo horizontal, pies (eje mayor de la elipse)

L: Longitud total de la sección horizontal del pozo.

A su vez el radio de drenaje del pozo horizontal viene dado por:

$$r_{eh} = \sqrt{\frac{43560 \times Adh}{\pi}} \quad \text{Ecuación N°34.}$$

Adh : Área drenada por el pozo horizontal en (acres) y viene dada por:

$$Adh = \frac{Ad1 + Ad2}{2} \quad \text{Ecuación N°35.}$$

4.6 Tasa Crítica de Petróleo.

Para el cálculo de la tasa crítica de petróleo, que se define como la máxima tasa con la cual se puede producir petróleo sin llegar a la conificación por producción de agua, se han desarrollado muchos métodos, de los cuales los más usados son¹⁸:

4.6.1. Correlación de Oskan & Raghaven's.

$$Q_{oc} = \frac{K_h \times h^2 \times (\gamma_w - \gamma_o)}{325.7 \times \mu_o \times \beta_o} \quad \text{Ecuación N° 36.}$$

4.6.2 Método de Chaperon.

$$Q_{oc} = 4.888 \times 10^{-4} \times \frac{L}{Ye} \times \Delta\rho \times \frac{K_h h^2}{\mu_o \beta_o} \times F$$

$$F = 3.9624955 + 0.0616438(\alpha'') - 0.000540(\alpha'')^2 \quad \text{Ecuación N°37.}$$

$$\alpha'' = \left(\frac{Ye}{h} \right) \sqrt{\frac{Kv}{Kh}}$$

4.6.3 Método de Efros.

$$Q_o = \frac{4.888 \times 10^{-4} Kh \Delta \rho h^2 L}{\mu_o \beta_o \left[2Ye + \sqrt{(2Ye)^2 + (h/3)} \right]} \quad \text{Ecuación N°38.}$$

4.6.4 Método de Giger y Karcher.

$$Q_o = 4.888 \times 10^{-4} \left[\frac{Kh}{\mu_o \beta_o} \right] \left[\frac{\Delta \rho h^2}{2Ye} \right] \left[1 - \left(\frac{1}{6} \right) \left(\frac{h}{2Ye} \right)^2 \right] L \quad \text{Ecuación N°39.}$$

Donde:

Q_o : Tasa crítica (BFPD).

L : Longitud del pozo horizontal (pie).

Ye : Longitud media de drenaje (pie).

Δρ : Variación de densidad (gr/cc).

Kh : Permeabilidad Horizontal (mD).

H : Espesor de la columna de petróleo (pie).

β_o : Factor volumétrico de formación de petróleo (BY/BN).

4.7 Cálculo del tiempo de irrupción.

Haciendo la comparación entre un pozo vertical y uno horizontal, este último tiene la gran ventaja que aunque se produzca a la misma tasa su tiempo de irrupción es mucho más largo que el primero, esto debido que en un pozo horizontal se producen caídas de presión mucho más bajas asociadas a la producción, aunado a esto un pozo horizontal puede ser perforado a largo de la arena aunque exista la presencia de un acuífero de fondo.¹⁹

El tiempo de irrupción es el tiempo que tarda el agua o el contacto agua-petróleo en llegar al pozo de producción avanzando frontalmente en el yacimiento, en este momento el agua irrumpe en el pozo. Este tiempo de irrupción debe ser medido para evitar la irrupción temprana del agua

en los pozos. Para pozos horizontales existen dos métodos confiables para calcular este tiempo, estos son: El método desarrollado por Oskan & Raghaven's y Papatzacos.¹⁸

4.7.1 Correlación de Papatzacos.¹⁸

Papatzacos desarrolló una correlación para estimar el tiempo de irrupción de la cresta de agua dentro de un pozo de longitud infinita en un yacimiento infinito. Está basada sobre una curva donde se representa la solución semi-analítica derivada usando un método de fronteras en movimiento. Supone la presencia de un equilibrio gravitacional en la cresta todo el tiempo (haciéndola estática), por lo que la movilidad del agua puede ser despreciada.

Adicionalmente, la saturación de petróleo residual y agua connata fueron llevadas a cero, arrojando un tiempo de irrupción muy grande por lo que se hizo necesario usar un factor de corrección en base a las saturaciones de los fluidos.

$$Q_D = \frac{325.86\mu_o Q_o \beta_o}{L\sqrt{K_v K_h} h(\rho_w - \rho_o)} \quad \text{Ecuación N°40.}$$

$$t_D = 1 - (3Q_D - 1)Ln \frac{3Q_D}{3Q_D - 1} \quad \text{Ecuación N°41.}$$

Entonces:

$$t_{D(bt)} = \frac{364.72h\phi\mu_o t_{D(bt)}}{K_v(\rho_w - \rho_o)} \quad \text{Ecuación N°42.}$$

Donde:

t_D : tiempo adimensional.

q_D : Tasa adimensional.

t_D(bt) : tiempo de irrupción (días).

ρ_o : Densidad del petróleo (gr/cc).

ρ_w : Densidad del agua (gr/cc).

kh : Permeabilidad horizontal (mD).

kv : Permeabilidad vertical (mD).

h : espesor de la columna de petróleo (pie).

β_o : Factor volumétrico de formación (BY/BN).

μ_o : viscosidad del petróleo (cp).

L : Longitud del pozo horizontal (pie).

4.7.2 Correlación de Oskan & Raghaven's.¹⁸

Esta ecuación simula el movimiento del acuífero de fondo despreciando la presión capilar.

$$t_{(bt)} = \frac{f \cdot h^3 \cdot E_s \cdot k_h}{5.615 \cdot q_o \cdot \beta_o \cdot k_v} \quad \text{Ecuación N°43.}$$

Donde:

$$f = \phi(1 - S_{wc} - S_{or}) \quad \text{Ecuación N°44.}$$

La variable E_s se representa gráficamente en función de a_D y L_D , las otras variables significan lo mismo que en los métodos anteriores.

Donde:

$$a_D = \frac{2 \cdot X_e}{h \left(\frac{k_v}{k_h} \right)^{1/2}} \quad \text{Ecuación N°45.}$$

a_D : espaciamento adimensional de los pozos

4.8 Sistemas de levantamiento artificial.

Los sistemas de levantamiento artificial se usan cuando no se están produciendo los volúmenes esperados de petróleo o la energía del yacimiento no es suficiente para llevar el petróleo hasta la superficie. Entre los métodos de levantamiento artificial se encuentran cuatro métodos básicos: Bombeo Mecánico, Bombas de Cavidad Progresiva, Bombas Electrosumergibles y Levantamiento Artificial por Gas.

Los métodos de Bombeo Mecánico, Cavidad Progresiva y Electrosumergible, realizan un forzamiento mecánico del fluido a través de sus piezas impulsando al fluido hasta la superficie, donde es transportado hasta el múltiple de producción o a la estación de flujo. El método de Levantamiento Artificial por Gas consiste en inyectar gas a alta presión al fluido dentro de la tubería de producción, para disminuir su densidad, aligerando el peso de la columna hidrostática y de esta manera lograr que el fluido pueda llegar a la superficie.

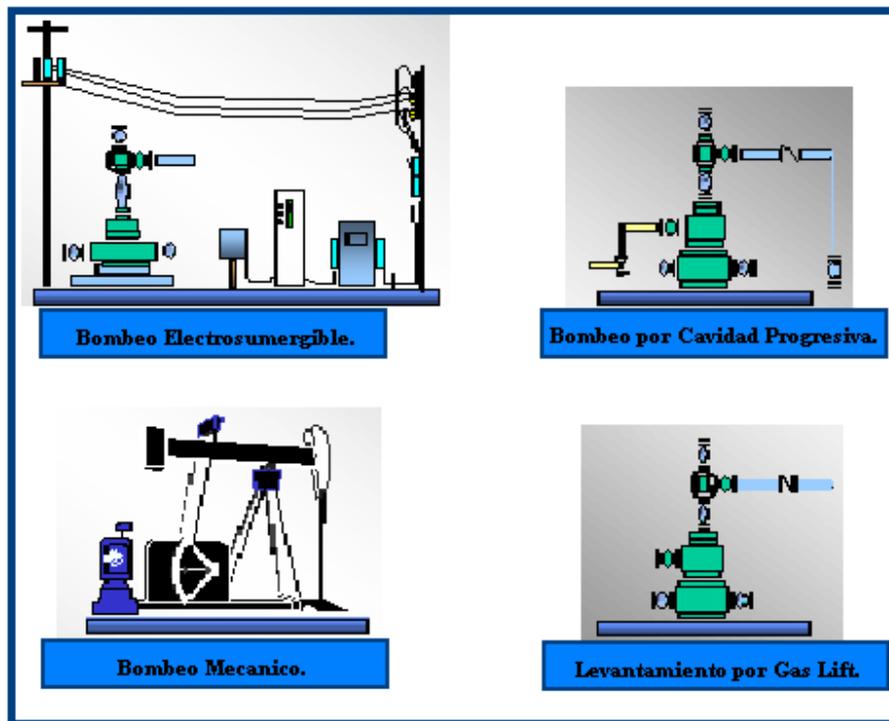


Figura 19. Tipos de Levantamiento Artificial.

El uso de cualquiera de estos métodos dependerá de muchos factores como: tasa de producción, el tipo de crudo a producir, producción de arena, agua y gas, profundidad del pozo, producción de fluidos contaminantes, facilidad de operación, durabilidad de los equipos, factibilidad económica, etc.

4.8.1 Bombeo Mecánico.²⁰

Este método de levantamiento artificial es el método más usado a nivel nacional y mundial para la producción de crudo, debido a que usualmente es el sistema más económico y más fácil de mantener cuando es diseñado y operado apropiadamente. Es usado en gran medida para la producción de crudos pesados y extrapesados.

El método consiste en la instalación de una bomba de subsuelo de acción recíproca, abastecida con energía transmitida a través de una sarta de cabillas. Dicha energía proviene de un motor eléctrico o de combustión interna colocado en la superficie y el cual le suministra la energía mediante un sistema de engranajes y correas. Dicho sistema convierte el movimiento rotacional del motor-caja de engranaje en movimiento recíproca y transmitido a la bomba por un conjunto de cabillas. Los elementos del Bombeo Mecánico se pueden dividir en:

4.8.1.1 Equipos de superficie.

- Motor.
- Caja de engranaje.
- Contrapesos.
- Barra pulida.
- Prensa – estopa.
- Válvula de seguridad.
- Balancín o Unidad de Bombeo.

4.8.1.2 Tipos de unidades de bombeo.

Para caracterizar los balancines existen las Normas de Especificaciones API para Balancines STD-IIIE, según éstas las unidades pueden ser: balancines API ó No API (Rotaflex, Wuelfel, Torqmaster).

Los balancines API cumplen con las especificaciones API en sus diseños y son las más utilizadas para el levantamiento mecánico. Todos estos balancines trabajan bajo el mismo principio: una viga accionada por la caja de engranajes, la cual funciona como un reductor que recibe el movimiento del motor a través de correas. Las unidades de bombeo más populares son:

- Unidad de bombeo convencional.
- Unidad de Bombeo Mark II.
- Unidad Balanceada por Aire.

4.8.1.3. Tipos de bombas de subsuelo:

Existen básicamente tres tipos de bombas de subsuelo las cuales son las siguientes:

4.8.1.3.1 Bomba de tubería.

La bomba de tubería es donde el barril o la zapata forman parte integral de la tubería de producción; es decir, su instalación/desinstalación involucra directamente un trabajo de sacar/meter tubería. El pistón es corrido con las cabillas y en su parte inferior lleva una especie de pescante que se utiliza para colocar la válvula fija en la zapata de la bomba o para sacarla de la misma.

Las bombas de tubería son principalmente utilizadas para altas tasas de producción en pozos poco profundos comparados con las bombas insertables. Por lo tanto, pueden utilizarse diámetros de pistón mayores a los usados con bombas insertables. La sarta de cabillas puede ser conectada directamente al pistón sin requerir una cabilla de recuperación. Cuando se usa una válvula fija no removible, la bomba puede ser muy efectiva en pozos con crudo pesado y bajos niveles de fluido. Esto es posible debido a la baja caída de presión a través de las válvulas fijas más grandes.

La gran desventaja de las bombas de tubería es que se tiene que sacar tanto las cabillas como la tubería en los servicios a la bomba. Debido a los costos de estos trabajos, válvulas de tubería

son usadas en pocos pozos. Se recomienda usar bombas de tubería sólo si una bomba insertable no es lo suficientemente grande para alcanzar la tasa de producción deseada. Las Bombas de Tubería tampoco son una buena elección para pozos con interferencia con gas debido a que requieren espaciamientos mayores entre el pistón y la válvula fija para evitar dañar el recuperador de la válvula fija.

4.8.1.3.2. Bomba Insertable.

Reciben este nombre porque se completa con la sarta de cabilla y se asienta en la zapata de la tubería de producción. Son populares debido a que ellas son fáciles de instalar y reparar. Existen varios tipos de bombas insertables dependiendo de las condiciones el pozo, tasa de producción, y profundidad del pozo:

- a) Bombas de barril estacionario anclado en el fondo.
- b) Bombas de barril viajero anclado en el fondo.
- c) Bombas de barril estacionario anclado en el tope.

4.8.1.3.3 Bomba de revestidor.

Estas Bombas son instaladas en pozos sin tubería de producción, por lo que se produce por el revestidor. Se conectan en la base de las cabillas cuando se instala. Una empacadura es utilizada para anclar la bomba al revestidor y proporciona un sello entre el barril de la bomba y el revestidor.

Se recomienda ser usadas en pozos que tienen altas tasas de producción, bajos cortes de gas y en pozos no desviados, ya que la fricción que se produce entre las cabillas y el revestidor causa fallas frecuentes en las cabillas.

4.8.1.4 Elementos que conforman la bomba de subsuelo.

- Cilindro o barril.
- Válvula viajera y válvula fija.

- Embolo o pistón.
- Ancla de gas.
- Tubería de producción.

4.8.1.5 Diseño de un sistema de levantamiento por bombeo mecánico.

Cuando se realiza el diseño de un sistema de Bombeo Mecánico existen muchos parámetros que son tomados en cuenta al momento de seleccionar los equipos a usar en el pozo. Entre los cuales se encuentran: tasa de producción, costos de energía, cargas de las cabillas, cargas en la caja de engranaje, eficiencia del sistema, costos de capital, tipo de pozo, características de los fluidos. La tasa de producción es usualmente el parámetro que posee la más alta prioridad, seguido de las cargas en las cabillas, cargas en la caja, y costos de energía. También debe existir un compromiso entre la eficiencia, cargas en las cabillas y tamaño de la unidad de bombeo.

Si la máxima producción disponible por el pozo es conocida, entonces se diseñará para una tasa de producción un poco mayor que esta. Esto asegura suficiente capacidad en la bomba tomando en cuenta su desgaste normal e imprecisión en los datos. Pero, si la tasa de bombeo es más alta que la capacidad de aporte del pozo, entonces el pozo podría achicarse.

Para diseñar severamente la capacidad de desplazamiento del sistema de bombeo, se recomienda diseñar para una eficiencia de la bomba de entre 75% hasta 85%. Para minimizar el consumo de energía y las fatigas por tensión, se debe usar una combinación del mayor diámetro de pistón y menor velocidad posible. Si debe escogerse entre cargas por tensión y consumo de energía se debe optar por bajar las cargas por tensión, debido a que las roturas de las cabillas son más costosas que una eficiencia de sistema ligeramente baja.

Se pueden observar en el apéndice 3, algunas posibles soluciones de problemas que se presentan en los sistemas de bombeo mecánico.

4.8.2 Levantamiento artificial por gas (LAG).

Este método de levantamiento artificial consiste en inyectar gas en la tubería de producción con el propósito de aligerar la columna de fluido, es decir, suministrar energía utilizando gas a presión para elevar los fluidos desde el pozo hasta la superficie. La principal ventaja de este método es que no tiene restricción en lo referente a la profundidad, se utiliza para petróleo liviano y mediano y su limitación es que necesita suficiente gas de levantamiento. Es muy versátil debido a que se puede ajustar para producir un amplio margen de tasas de producción sin necesidad de cambiar el equipo de subsuelo. Las sobreinyecciones de gas pueden ocasionar reducción en la producción, motivado al aumento de la energía cinética y la fricción; por esto se debe inyectar gas a una tasa óptima con el propósito de aligerar el peso de la columna.

4.8.2.1 Tipos de levantamiento por gas:

Existen básicamente dos tipos de levantamiento caracterizados por la cantidad de gas inyectado y forma de los patrones de flujo en la tubería.

4.8.2.1.1 Flujo Continuo.

En la figura 18 se muestra un sistema basado en la inyección continua de gas comprimido a alta presión, aligerando el peso de la columna de fluido y por ende ayudando a que el fluido alcance la superficie con la presión que aporta el yacimiento. Se utiliza en pozos con un índice de productividad alto y con una presión de fondo alta. Las tasas de producción que se encuentran en este tipo de pozos por lo general también son altas, dependiendo del diámetro de la tubería.

4.8.2.1.2 Flujo Intermitente.

En la figura 20 se muestra un sistema de inyección intermitente donde el gas se inyecta a la tubería de producción a intervalos regulares, por medio de una serie de válvulas colocadas dentro de la misma, lo que produce un flujo intermitente, es decir, tapones de fluido seguidos

por tapones de gas alternadamente. Las características que favorecen el flujo intermitente son: baja tasa de producción, baja relación gas-líquido, alta densidad del petróleo y pozo sin producción de arena.

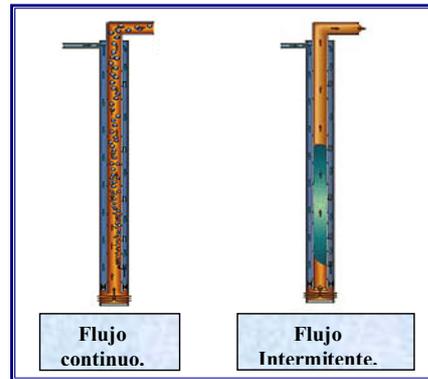


Figura 20. Tipos de flujo en un Sistema de Levantamiento por Gas.

4.8.2.2 Facilidades de superficie.

El gas requerido para inyectar en los pozos proviene principalmente del gas de formación asociado al crudo producido que sale de los separadores ubicados en la estación de flujo y se comprime en las unidades de compresión. El gas comprimido se conduce a los múltiples de levantamiento artificial y de allí a los pozos, ó es conducido por una sola línea a varios pozos en serie, donde cada pozo de la serie tiene su propio medidor y control. El gas comprimido fluye por el anular y entra a la tubería a través de la válvula operadora. Los fluidos de la formación y el gas de levantamiento fluyen por la tubería de producción a la superficie.

Luego que el fluido llega a la estación de flujo, el separador recupera el gas inyectado y el gas asociado a la producción, enviando de nuevo el gas necesario para el trabajo del sistema. El gas comprimido se usa para levantamiento, inyección en los yacimientos, combustible y ventas.

4.8.2.3 Equipos de superficie del levantamiento artificial por gas.

- Medidores de gas.
- Red de distribución de gas.
- Plantas de compresión de gas.

4.8.2.4 Equipos de subsuelo.

- Mandriles
- Válvulas de levantamiento artificial por gas.

4.8.3. Bombeo Electrosumergible (BES).²²

Este sistema está conformado por una bomba centrífuga de múltiples etapas, activada por un motor eléctrico de subsuelo, conectado a la superficie por medio de un cable eléctrico.

Este método posee múltiples ventajas entre las cuales se encuentra que puede manejar volúmenes extremadamente altos en pozos poco profundos y con revestidores grandes, no presenta peligros de operación en zonas urbanas, es aplicable en operaciones costa afuera, etc. Sin embargo posee algunas limitaciones en su uso ya que es aplicable cuando se utiliza energía eléctrica estable, se requieren altos voltajes, los cables causan problemas en el manejo de tuberías y se deterioran con las altas temperaturas, la producción de gas y sólido son un problema, el diámetro del revestidor es una limitante, etc.

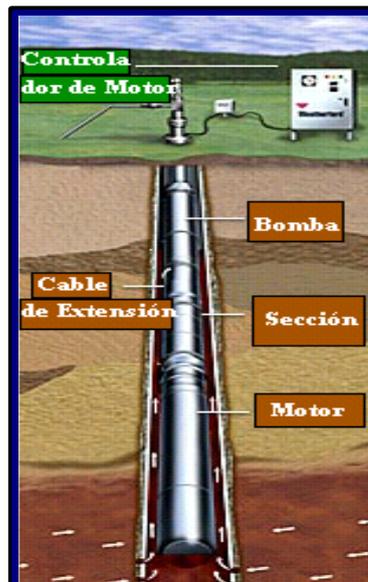


Figura 21. Unidad de Bombeo Electrosumergible.

4.8.3.1. Equipos de superficie.

- Transformador.
- Panel de control.
- Caja de unión.
- Cabeza colgadora.

4.8.3.2. Equipos de Subsuelo.

- Motor eléctrico.
- Protector.
- Bomba.
- Cable eléctrico.
- Separadores de gas.

4.8.3.3 Diseño por Bombeo Electrosumergible

Para diseñar este sistema de bombeo se deben tomar en cuenta muchos factores, entre los cuales se encuentran la disponibilidad eléctrica del área, seleccionar los equipos según el diámetro interno del revestidor, considerar el uso de un separador de gas de fondo, no usar este sistema en pozos con desviaciones mayores a 7°/100 pies, utilizar diluentes en pozos con fluidos altamente viscosos, etc.

4.8.4 Bomba de Cavidad Progresiva (BCP).²¹

Esta es una bomba de desplazamiento positivo, engranada en forma de espiral, está compuesta principalmente por un rotor helicoidal de acero y un estator elastomérico sintético unido a una tubería de acero, cuya geometría permite que se constituyan una serie de cavidades idénticas separadas entre sí y al girar el rotor (tornillo sin fin de N etapas) dentro del estator, estas cavidades se mueven axialmente de uno al otro extremo del estator creando la acción de bombeo.

El sistema de la bomba es accionado desde la superficie a través de un motor eléctrico o de combustión interna, este transmite el movimiento a la bomba a través de una sarta cabillas, girando el rotor dentro del estator e impulsando el fluido por medio de las cavidades generadas.

Debido a estas características, la BCP tiene la habilidad de bombear fluidos viscosos, abrasivos, multifásicos y gaseosos en un amplio rango de tasas de flujo y de diferenciales de presión. La capacidad de fluido que pueden manejar estas bombas depende del modelo y número de etapas en el ciclo de bombeo.

Las bombas de cavidades progresivas están compuestas por: equipos de superficie y equipos de subsuelo.

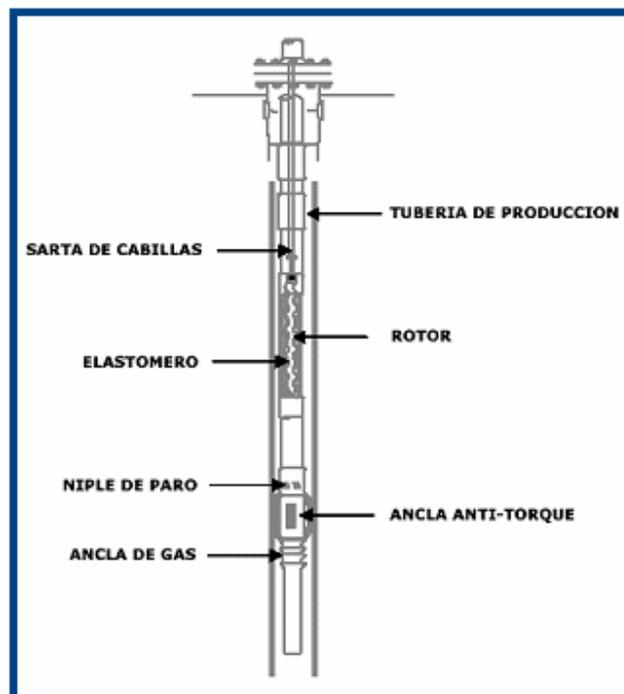


Figura 22. Bomba de Cavidad Progresiva.

4.8.4.1 Equipos de superficie.

4.8.4.1.1 Cabezal giratorio.

Tiene como función principal transmitir a la sarta de cabillas el movimiento rotatorio que se origina del torque que suministra la unidad motriz, así como también soportar la carga axial ocasionada por: el peso de la sarta de cabillas y el fluido que se transporta del fondo del pozo, evitar o retardar el giro inverso de la sarta de cabillas, etc. El cabezal giratorio a su vez está conformado por el eje impulsor, rodamientos, el prensa-estopas, el mecanismo antigiro y el freno de retroceso.

4.8.4.1.2 Motor.

Es el que se encarga de accionar el cabezal giratorio a través de un conjunto de poleas y cadenas.

4.8.4.1.3 Motovariadores mecánicos.

En este sistema el acople entre motor y caja eductora no es directo; en este caso se realiza a través de un conjunto “variador de velocidad” formado por correas y poleas de diámetro variable, el cual cumple con la función de permitir el cambio de velocidad de rotación sin requerir la parada del equipo ni el cambio de componentes.

Los equipos donde se instalan los motovariadores tienen la posibilidad de ser ajustados en un rango de velocidades desde 50 R.P.M. hasta 400 R.P.M.

4.8.4.1.4 Motorreductores.

Generalmente en la práctica el rango de operación de las BCP es de 40 a 350 R.P.M. Al girar los motores eléctricos a una velocidad nominal y fija de aproximadamente 1800 R.P.M. (motores de 4 polos), es necesario contar con una caja reductora de una relación de transmisión adecuada para llevar la velocidad angular del motor a velocidades mas cercanas a la requerida por la bomba, además de ser el elemento que suministrará el torque exigido por el sistema.

4.8.4.1.5 Variador de frecuencia.

Este dispositivo va acoplado directamente entre el reductor de engranajes y el motor, su función es rectificar la corriente alterna requerida por el motor y la modula electrónicamente produciendo una señal de salida con frecuencia y voltaje diferente. Al variar la frecuencia, varía la velocidad de rotación ya que ambas son proporcionales, finalmente al variar la velocidad de operación, varía la producción.



Figura 23. Variador de Frecuencia.²¹

4.8.4.1.6 Barra pulida.

Es un tubo sólido de acero inoxidable el cual se conecta a la sarta de cabillas y es soportada en la parte superior del cabezal giratorio mediante la instalación de una grapa. Estas grapas son fabricadas con diámetros de 1 1/8", 1 1/4" y 1 1/2" con longitudes que varían desde 16 hasta 22 pies.

4.8.4.1.7 Prensa estopa.

Tiene como función principal sellar el espacio entre la barra pulida y la tubería de producción, evitando filtración y comunicación del área donde está ubicado el pozo.

4.8.4.2 Equipos de subsuelo.

4.8.4.2.1 Sarta de Cabillas.

Son un conjunto de cabillas que le transfieren el movimiento rotatorio que se origina en el equipo de superficie. La selección de éstas dependerá de la magnitud de los esfuerzos que actuarán sobre ellas y del tipo de elemento corrosivo al que estará expuesta.

4.8.4.2.2 Estator.

Es un tubo de acero de pared gruesa, dentro del cual va inyectado el elastómero y adherido a presión al estator.

4.8.4.2.3 Elastómero.

Es un polímero de alto peso molecular con la propiedad de deformarse y recuperarse elásticamente, esta propiedad se conoce como resiliencia o memoria, y es la que hace posible que se produzca la interferencia entre el rotor y el estator, la cual determina la hermeticidad entre cavidades contiguas y en consecuencia la eficiencia de la bomba. Estos deben presentar resistencia química para manejar los fluidos producidos y excelentes propiedades mecánicas para resistir los esfuerzos y la abrasión.

4.8.4.2.4 Rotor.

Consiste en una hélice externa con una sección transversal redondeada, fabricado con acero de alta resistencia mecanizado con precisión y recubierto con una capa de material altamente resistente a la abrasión. Se conecta a la sarta de cabillas, las cuales le transmiten el movimiento de rotación desde la superficie. Tiene como función principal bombear el fluido girando de modo excéntrico dentro del estator, creando cavidades que progresan en forma ascendente.

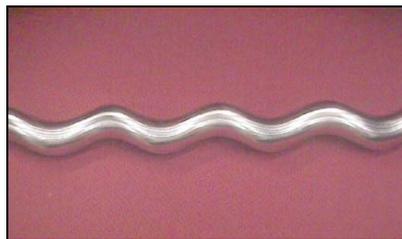


Figura 24. Rotor de una BCP.²¹

4.8.4.2.5 Centralizador

Es utilizado para centralizar la bomba en la tubería y para minimizar el efecto de variaciones. Suelen ser usados en pozos con desviaciones o inclinaciones muy pronunciadas.

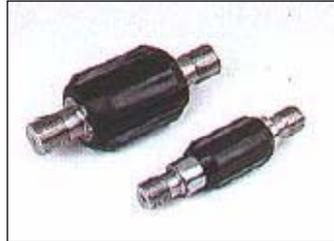


Figura 25. Centralizadores de Cabillas.²¹

4.8.4.2.6 Niple de Paro.

Es un tubo de pequeña longitud (corto) el cual se instala bajo el Estator (bombas tubulares) y cuyas funciones principales son:

- a) Servir de punto tope al rotor cuando se realiza el espaciado del mismo.
- b) Brindar un espacio libre al rotor de manera de permitir la libre elongación de la sarta de cabillas durante la operación del sistema.
- c) Impedir que el rotor y/o las cabillas lleguen al fondo del pozo en caso de producirse rotura o desconexión de estas últimas.
- d) Servir de punto de conexión para accesorios tales como Anclas de Gas o Antitorque, Filtros de Arena, etc.



Figura 26. Niple de paro.²¹

4.8.4.2.7 Niple de Maniobra.

Este debe contar con un diámetro interno mayor que el diámetro que forma el movimiento excéntrico de la cabeza del rotor junto con su acople de unión a la primera cabilla

La longitud deberá ser suficiente de manera de garantizar que la cabeza del rotor (en condiciones de operación) se encuentre dentro de dicho niple. Su uso es obligatorio y la ventaja de su uso es que durante las operaciones (bajada de la completación al pozo) las cuñas, mordazas, llaves de apriete, etc.; se colocaran en él, en lugar del cuerpo del estator, evitando así cualquier daño a este último.

4.8.4.2.8 Empacadura.

Es un equipo que se activa mecánica o hidráulicamente y cierra u obtura completamente el espacio anular entre la tubería de producción y el revestidor. Este equipo se utiliza en completaciones donde la producción se lleve hasta la superficie por el espacio anular. No se recomienda su utilización en pozos con alto contenido de gas libre a nivel de la bomba y cuya completación considere el manejo de los fluidos por la tubería de producción.

4.8.4.2.9 Ancla de Tubería.

Es un dispositivo que fija la tubería de producción al revestidor, limitando el movimiento axial y rotativo de la sarta. A diferencia de una empacadura, no realiza un sello en el espacio anular, permitiendo el libre paso de fluidos a través del anclaje mecánico.

4.8.4.2.10 Ancla de torque.

Este equipo se conecta debajo del niple de paro, se fija al revestidor por medio de cuñas verticales. Su principal función es evitar el desenrosque de los equipos, por ejemplo cuando la sarta de cabillas gira en sentido horario la fricción entre el rotor y el estator hace que la tubería también tienda a girar en el mismo sentido, el cual es el sentido de su desenrosque.



Figura 27. Ancla de torque.²¹

4.8.4.2.11 Anclas de Gas.

Es el nombre que comúnmente se emplea para referirse a los separadores estáticos gas-líquido de fondo de pozo. Se usan debido a que el gas libre que entre a la bomba disminuye significativamente la eficiencia volumétrica y en muchos casos puede causarle un daño significativo al elastómero, por esta razón es necesario colocar un ancla de gas para separar el gas y enviarlo al anular antes que entre a la bomba.

4.8.4.2.12 Niple de Drenaje.

Generalmente se utiliza para desalojar el crudo de la tubería de producción en aquellos casos cuando no es posible sacar el rotor de la bomba, por ejemplo cuando falla la sarta de cabillas y no se puede “pescar” la misma. Es importante no tener crudo en la tubería al momento de sacar la sarta, para evitar posibles derrames de crudo en la superficie.

La mayoría de los niples de drenaje se activan aplicando presión interna a la tubería de producción. En el caso de crudos extrapesados, se ha subestimado, en algunos casos, la presión de descarga de la bomba, originando que el sistema de drenaje se active durante la operación, con lo cual es necesario recuperar la tubería.

4.8.4.2.13 Niple “X”.

Con el fin de detectar agujeros o uniones defectuosas en la sarta de tubería, se acostumbra realizar una prueba de presión durante la operación de bajada de la misma. Para realizar esta prueba se puede instalar un niple X, sobre el estator de la bomba, en el cual se asienta una válvula fija con pescante, la cual es fácil de recuperar luego de la prueba.

Si el pozo presenta problemas de corrosión y la tubería es re-utilizada, es recomendable asentar la válvula en el niple X e ir probando a medida que se bajan los tubulares, por ejemplo, cada 10 tubos; de esa manera es más fácil detectar y corregir la existencia de algún tubo defectuoso.

4.8.4.3 Tipo de Bombas de Cavidad Progresiva:

Las bombas de cavidades progresivas se pueden clasificar de diferentes criterios. Uno de estos criterios es el de Bombas Industriales, las cuales son horizontales y abarcan un amplio rango de aplicaciones como por ejemplo utilizadas en el agro, en procesamiento de alimentos, en plantas de tratamiento de agua, etc. La descripción de estas bombas se encuentra fuera del alcance de este trabajo.

El otro criterio son bombas para aplicaciones petroleras desde extracción de hidrocarburos hasta recuperación de lodos de perforación y transferencia de fluidos ácidos. En este trabajo se hará mención solamente de las bombas destinadas a la extracción de hidrocarburos y gas. Estas se pueden clasificar en:

4.8.4.3.1 Bombas Tubulares.

En este tipo de bombas el estator y el rotor son elementos totalmente independientes el uno del otro. El estator se baja en el pozo conectado a la tubería de producción, debajo de él se conecta el niple de paro, anclas de torque, anclas de gas, etc.; y sobre el se instala el niple de maniobra, niples "X", y finalmente la tubería de producción. En cuanto al rotor, este se conecta y se baja al pozo con la sarta de cabillas. En general esta bomba ofrece mayor capacidad volumétrica, no obstante, para el reemplazo del estator se debe recuperar toda la completación de producción.

4.8.4.3.2 Bombas Tipo Insertable.

Poco utilizadas en Venezuela, su uso se prevaleció en los pozos de Occidente (Costa Oriental del Lago de Maracaibo). En este tipo de bombas, a pesar de que el estator y el rotor son elementos independientes, ambos son ensamblados de manera de ofrecer un conjunto único el cual se baja en el pozo con la sarta de cabillas hasta conectarse en una zapata o niple de asentamiento instalada previamente en la tubería de producción. Esta bomba tiene el inconveniente de ofrecer bajas tasas de producción (ya que su diámetro está limitado al diámetro interno de la tubería de producción) pero ofrece la versatilidad de que para su reemplazo no es necesario recuperar la tubería de producción con el consiguiente ahorro en tiempo, costos y producción diferida.

4.8.4.3.3 Bombas de geometría simple.

Son aquellas en las cuales el número de lóbulos del rotor es de uno, mientras que el estator es de dos lóbulos (relación 1x2).

4.8.4.3.4 Bombas Multilobulares.

A diferencia de las bombas de geometría simple, las multilobulares ofrecen rotores de dos o más lóbulos en Estatores de tres o más (relación 2x3, 3x4, etc.). Estas bombas ofrecen mayores caudales que sus similares de geometría simple. Teóricamente estas bombas ofrecen menor torque que las bombas de geometría simple, adicionalmente, considerando el mismo diámetro, las bombas multilobulares ofrecen mayores desplazamientos volumétricos lo cual sería una oportunidad para obtener bombas insertables de mayor tasa.

4.8.4.3.5 Bombas de Alto Caudal.

Estas son bombas que manejan grandes caudales de fluidos, el desplazamiento va a depender principalmente del diámetro de la bomba y la geometría de las cavidades. En el mercado existen bombas de 5" que manejan 6300 Bbl/D @ 500 r.p.m. y una amplia gama de modelos de bombas con sus respectivas capacidades. Se debe recordar que el caudal que manejan estas bombas incluye petróleo, gas y agua.

4.8.4.3.6 Bombas de gran altura (desplazamiento o *head*)

La altura de la bomba es su capacidad para transportar los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie, lo que se traduce en profundidades de asentamiento de bombas o en diferenciales de presión a vencer.

En Venezuela se han instalado equipos a más de 7500 pies en el campo Boscán y hay reportes de hasta 9800 pies en el Ecuador. Nominalmente y según catalogo, se encuentran bombas con capacidades de levantamiento de 12000 pies.

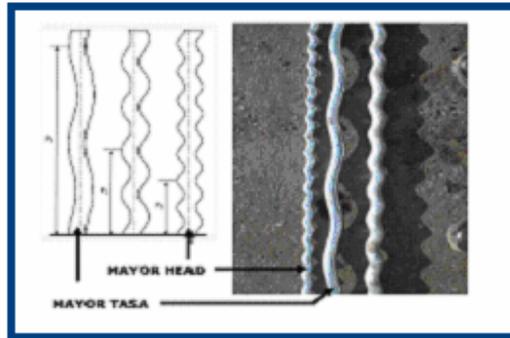


Figura 28. Geometría de los rotores y su relación con las capacidades de la bomba.²¹

4.8.4.4 Nomenclatura de las BCP según los fabricantes.

En general los fabricantes han desarrollado nomenclaturas que reflejan la capacidad hidráulica de las bombas, presentando por ejemplo el caudal teórico (desplazamiento volumétrico) para 500 (ó 100 R.P.M.) y la altura hidráulica (o Head) máximo de operación.

A continuación se presenta la nomenclatura de las bombas de cavidades progresivas de subsuelo para distintos fabricantes.

Fabricante	Tipo de bomba	Ejemplo	Significado	Fabricante	Tipo de bomba	Ejemplo	Significado
Brasileño	CTR Tubular (1)	8-CTR-32	8 = Presión máxima en Mpa CTR = Bomba de espesor de Elastómero constante (<i>Constant Thickness Rubber</i>). 32 = tasa de 32 m ³ /d a 100 r.p.m. y cero head.	Francés	Geometría simple	60TP1300	60 = tasa de 60 m ³ /d a 500 r.p.m. y 0 head. TP = Tubing Pump (bomba tipo tubular) 1300 = altura máxima (Head) en metros de agua.
	CTR Insertable	8-CTR-32IM	Igual a la anterior excepto que modelo es una bomba CTR tipo insertable con zapata de anclaje modificada (IM)		Multilobulares	840ML1500	Igual a la anterior, la diferencia está en el tipo de geometría. ML significa "Multi Lobular"
Norte Americano (USA)	Geometría simple	60N095	60 = 60x10 ² head máximo en pies de agua (6000 pies) 095 = tasa en b/d a 100 r.p.m. y 0 head.	Brasileño	Tubulares	18.40-1500	18 = bomba de 18 etapas o 1800 lpc de diferencial máximo de presión. 35 = diámetro del rotor en milímetros. 1500 = tasa máxima expresada en barriles, a 500 r.p.m. y 0 head.
Canadá (2)	Geometría simple	40-200	40 = 40x10 ² head máximo en pies de agua (4000 pies) 200 = tasa en b/d a 100 r.p.m. y 0 head.		Insertables	18.35-400IM	Igual a la anterior excepto que esta es una bomba tipo insertable con zapata de anclaje modificada (IM)

Figura 29. Nomenclatura de las BCP según el fabricante.²¹

Nótese que cada fabricante utiliza su propia nomenclatura, debido a esto, se generaron las Normas ISO WD 15136 las cuales homologaron las especificaciones para las BCP de subsuelo.

4.8.4.5 Selección de los Equipos (diseño).

La parte más importante del diseño y selección de equipos es contar con todos los datos necesarios para ello, los mismos deben ser confiables a fin de garantizar el diseño adecuado. Este diseño también depende de diversos factores técnico-económicos y de las políticas de explotación de los yacimientos.

Existe una diversidad de ecuaciones, tablas, gráficas, correlaciones, etc., para el diseño y selección de equipos, los cuales fueron elaborados bajo determinadas suposiciones que por lo general no son representativas del campo a trabajar.

Algunas veces se encuentran factores de ajuste para corregir los resultados obtenidos, sin embargo, la mayoría de las veces no existen estos factores de corrección y se trabaja con resultados aproximados a los valores reales.

5. INFRAESTRUCTURA.

En esta parte del trabajo se tratará el área encargada de la construcción de las localizaciones y además de diseñar, proponer y ejecutar las facilidades de transporte de los fluidos producidos desde el cabezal de los pozos hasta un múltiple de producción o hasta una Estación de Flujo.

La primera actividad que se realiza para la construcción de una Localización es determinar la ubicación del pozo en superficie, luego de esto el Topógrafo hace el levantamiento de la localización, ubicando el centro del Celler y midiendo a partir de este todas las demás dimensiones.

Posterior a esto la(s) empresa(s) contratada(s) realizarán todas las demás actividades rigiéndose por las especificaciones técnicas correspondientes a cada actividad, entre las cuales tenemos:

- Remoción de la capa vegetal y material en base de terraplenes.
- Detección de metales.
- Excavación para banqueo.
- Excavación en préstamo.
- Bote.
- Relleno y compactación (construcción de terraplenes).
- Construcción de sub-base y base.
- Imprimación asfáltica.
- Concreto (para realizar muros de fundación y fundaciones).

5.1. Flujo multifásico en tuberías verticales.

Los estudios realizados en el comportamiento del flujo multifásico en tuberías verticales tienen como objetivo predecir el gradiente de presión a través de la tubería de producción, lo cual es muy importante para la industria petrolera. Las correlaciones desarrolladas mediante técnicas de laboratorio y/o datos de campo poseen sus limitaciones al aplicarlas en condiciones diferentes a las de su deducción. Los factores más importantes tomados en cuenta son: el cálculo de la densidad de la mezcla, el factor de entrapamiento de líquido, los regímenes de flujo, el factor de fricción, entre otros.

5.1.1. Ros N.C.

Demostó en 1961 que una correlación de gradiente de presión debe considerar el factor de entrapamiento líquido y la fricción en las paredes. Relacionó los efectos anteriores con parámetros adimensionales y, por medio de un programa experimental de laboratorio, determinó tres regímenes de flujo, los cuales dividió en tres regiones: baja, media y alta presencia de gas. El factor de entrapamiento fue relacionado con la velocidad de deslizamiento del fluido, la cual es la diferencia promedio real entre las velocidades del gas y el líquido.

5.1.2 Duns y Ros.

Desarrollaron en 1963 una correlación con base en datos de laboratorio obtenidos en tubos plásticos, y observaron la influencia de los patrones de flujo en el comportamiento del mismo. Presentaron relaciones para calcular la densidad de la mezcla, factor de atrapamiento y factor de fricción de acuerdo con el régimen de flujo existente. Determinaron la dependencia de los patrones de flujo con ciertos números adimensionales y derivaron una correlación para la velocidad de deslizamiento entre las fases.

5.1.3 Poettmann y Carpenter.

Desarrollaron en 1952 una correlación basada en la ecuación general de energía, donde la pérdida energía total se debe a las pérdidas por elevación y fricción. Los fluidos se consideraron como una mezcla homogénea de petróleo, gas y agua para el cálculo de la densidad del fluido y de la velocidad de flujo. La pérdida por fricción se calcula usando un factor de fricción, el cual está relacionado con el numerador del número de Reynolds, despreciando los efectos de la viscosidad. Esta correlación permite calcular presiones de fondo con una buena aproximación cuando la tasa de flujo es alta y la relación gas-petróleo baja.

5.1.4 Hagedorn y Brown.

Presentaron en 1964 dos trabajos. En el primero se estudió el efecto de la viscosidad en una tubería de 1-1/4 de pulgada de diámetro y 1500 pies de longitud. Para ello utilizaron cuatro fluidos de diferentes viscosidades, cada uno de los cuales se probó para diferentes tuberías y relaciones gas-líquido. Concluyeron que para valores de viscosidades líquida menores de 12 cps, la misma tiene poco efecto sobre los gradientes de presión en flujo vertical bifásico. En el segundo trabajo una correlación general para el cálculo de gradientes de presión, resultando una ecuación similar a la de Poettmann y Carpenter en el cálculo de la densidad de la mezcla emplearon una aproximación de factor de atrapamiento líquido, cuando no existe deslizamiento, entre las fases.

5.2 Flujo multifásico en tuberías horizontales.

El flujo multifásico en líneas es un problema difícil de modelar matemáticamente; no obstante varias correlaciones empíricas han aparecido en la literatura en los últimos años, donde el cálculo se lleva a cabo considerando el sistema de hidrocarburos compuestos por dos pseudo-componentes denotados como petróleo y gas, cada uno de los cuales tiene una composición fija. La principal aplicación práctica de los perfiles de presión en tuberías horizontales, consiste en determinar la contrapresión necesaria del cabezal del eductor, para llevar los fluidos a una tasa determinada, desde el pozo hasta el separador.

5.2.1 Duckler.

En 1964 desarrollo dos trabajos sobre el flujo multifásico en tuberías horizontales. En el primero hace una comparación de las correlaciones de Baker, Bankoff, Chenoweth, Martin, Lockhart y Martineli y Yagi y llega a la conclusión que las correlaciones de Bankoff y Yagi son completamente inadecuadas. En la correlación de Chenoweth y Martín y en la Lockhart y Martinelli se observó una tendencia casi uniforme y en la medida en que el diámetro de la tubería se incrementaba presentaban ciertas desviaciones.

En el segundo trabajo presenta dos correlaciones, en la primera de ellas se considera deslizamiento entre las fases o se supone que existe flujo homogéneo, en la segunda correlación considera que existe deslizamiento entre las fases. En ninguno de los casos estudiados considera los regímenes de flujo.

5.2.2 Eaton

Presenta en 1966 un trabajo experimental de campo, en el cual desarrolla una correlación basada en un balance de energía para flujo multifásico, realizando correlaciones para el factor de entrapamiento del líquido y el factor de fricción. Para evitar considerar los diferentes regímenes de flujo, consideró a las fases fluyendo como una mezcla homogénea de propiedades promedios.

5.2.3 Beggs y Brill.

Publicaron en 1973 un esquema para calcular las caídas de presión que ocurren durante el flujo simultáneo de gas y líquido en tubería horizontal. Dicha correlación se desarrolló usando una mezcla de aire y agua fluyendo en tubería acrílica de 90 pies de longitud y de 1 a 1.5 pulgadas de diámetro interior; un total de 548 pruebas de flujo bifásico se hicieron a diferentes ángulos de inclinación. Los autores establecieron ecuaciones según los regímenes de flujo segregado, intermitente y definieron el factor de fricción bifásico independientemente de los regímenes de flujo.

5.3 Variables que afectan las curvas de gradiente vertical.

5.3.1 Efecto del diámetro de la tubería.

A medida que aumenta el diámetro de la tubería disminuyen las pérdidas de presión a lo largo de la tubería. Sin embargo, si la tubería es muy grande, el deslizamiento del fluido aumenta el gradiente.

5.3.2. Efecto de la tasa de flujo.

A mayores tasas de flujo, mayores serán las pérdidas de presión en la tubería. Sin embargo, cuando la tasa es muy pequeña, el deslizamiento del líquido aumenta el gradiente.

5.3.3. Efecto de la relación gas-líquido.

A medida que aumenta la relación gas-líquido, la presión de fondo fluyente disminuye hasta llegar a un mínimo (RGL óptima) a partir del cual un aumento de la relación gas-líquido, provoca un aumento de la presión de fondo fluyente.

5.3.4. Efecto de la densidad del líquido.

A medida que aumenta la densidad del líquido aumentan las pérdidas de energía. Mientras más pesada sea la columna de fluido, la presión de fondo fluyente aumentará, disminuyendo la tasa de producción.

5.3.5. Efecto de la relación agua-petróleo.

A medida que aumenta la proporción de agua en la columna de fluidos, está será más pesada produciéndose el mismo efecto del caso anterior.

5.3.6. Efecto de la viscosidad líquida.

A medida que aumenta la viscosidad, aumentan las pérdidas totales de energía.

5.3.7. Efecto del deslizamiento.

A mayor deslizamiento entre fases, mayores serán las pérdidas en la tubería.

5.3.8. Efecto de la energía cinética.

El efecto de la energía cinética es despreciable en la mayoría de los casos, sin embargo, se recomienda incluirlo en las regiones de baja densidad y altas velocidades, esto por lo general ocurre a bajas presiones (menores de 150 lpc), donde causa un aumento en las pérdidas de presión.

5.4. Variables que afectan las curvas de gradiente horizontal.**5.4.1. Efecto del diámetro de la línea.**

A menor diámetro mayor serán las pérdidas de presión a lo largo de la tubería.

5.4.2. Efecto de la tasa de flujo.

A mayor tasa de flujo, mayor será la velocidad de los fluidos transportados, lo que provoca un aumento en las pérdidas de presión por fricción.

5.4.3. Efecto de la relación gas líquido.

En tuberías horizontales, contrariamente a lo que ocurre en tuberías verticales, a mayor relación gas-líquido mayores son las pérdidas de presión, ello se debe a que la tubería debe de transportar un fluido adicional, en otras palabras, a mayor relación gas-líquido mayor será la velocidad de la mezcla por que las pérdidas de presión por fricción serán mayores.

5.4.4. Efecto de la viscosidad líquida.

A mayor viscosidad de la fase líquida mayor será la resistencia que dicha fase opone a fluir, por lo que mayores serán las pérdidas de energía en la tubería.

5.4.5. Efecto de la relación agua-petróleo.

La relación agua-petróleo no tiene un marcado efecto sobre las curvas de gradiente horizontal, excepto para crudos muy viscosos.

5.4.6. Efecto de la energía cinética.

Salvo para altas tasas de flujo en regiones de baja presión (menor de 150 lpc) donde la densidad es baja y la velocidad se incrementa rápidamente, el término de aceleración no se toma en cuenta.

5.5. Simulación del comportamiento de fluidos en tuberías.

Luego de que se ha seleccionado el tipo mecanismo de producción y se completará el pozo se debe simular el comportamiento del fluido dentro de la tubería de producción desde el fondo del pozo hasta el cabezal y desde el cabezal hasta el múltiple de producción o hasta la Estación de Flujo.

Esta simulación se va a hacer con un programa comercial de computadora, el cual simula el comportamiento del fluido bajo condiciones dadas. Este simulador tiene una opción para escoger correlaciones para determinar las propiedades de los fluidos de un yacimiento del tipo petróleo negro.

Las correlaciones han sido desarrolladas específicamente para predecir el comportamiento de los sistemas de crudo (petróleo, agua y gas) y son particularmente convenientes cuando se estudian pozos petrolíferos, líneas de flujo con levantamiento artificial por gas y/o variando el corte de agua.

Este simulador está capacitado para:

- Realizar simulaciones de flujo multifásico en tuberías.
- Generar perfiles de presión y temperatura punto por punto.
- Calcular coeficientes de transferencia de calor.
- Modelar y optimizar el comportamiento de un sistema de Levantamiento por Artificial Gas, y Bombeo Electrosumergible.
- Optimizar la producción de todo el campo.
- Hacer análisis de sensibilidad de algún parámetro de producción.
- Realizar un análisis nodal para verificar el comportamiento de un pozo.
- Crear un reporte o gráficas con los resultados de la simulación, etc.

El programa comercial de computadora (PipeSim) ofrece una gran variedad de correlaciones de flujo de una sola fase y de múltiples fases, para elegir la más apropiada. Entre las cuales se tienen:

a) Flujo Monofásico

- Moody.
- Aga.
- Panhandle.
- Hazen Williams.

b) Flujo Vertical (multifásico).

- Anzari.
- Duns & Ros, Mapa de Taitel Dukler.
- Baker Jardine Revised.
- Beggs & Brill original.
- Beggs & Brill original, Mapa de Taitel Duckler.
- Beggs & Brill revisada.
- Govier' Aziz & Fogarasi.
- Gray.

-
- Hagedorn & Brown.
 - Hagedorn & Brown, Mapa de Duns & Ross.
 - Lokhart, Mapa de Taitel Dukler.
 - OIga Steady State.
 - Orkiszewsky.

La correlación usada para los cálculos de facilidades de transporte de fluidos en el Área Mayor de Socororo es la de Beggs & Brill, ya que es la que se ha adaptado más a las condiciones del campo, demostrado por medio de la ejecución del simulador y de los trabajos de investigación hechos en las áreas operacionales.

6. EVALUACIÓN ECONÓMICA.²³

La evaluación económica es fundamental para todo proyecto que se planifique, ya que producto de sus resultados, determinarán la factibilidad económica o no del mismo. Para su comprensión se deben manejar una serie de conceptos básicos que se describen a continuación:

- **Capital:** Aportaciones tanto de efectivo como de otro tipo de bienes realizados por los accionistas de una empresa.
- **Activo:** Está representado por los bienes y servicios de la empresa. Entre ellos dinero en los bancos, maquinarias, herramientas, producción almacenada etc.
- **Pasivo:** Está representado por las deudas de la empresa.
- **Inversión:** Es todo desembolso de recurso financiero para adquirir bienes de producción, en este caso en específico petróleo y gas, que la empresa utiliza durante determinado período de tiempo para cumplir con sus objetivos.
- **Ingresos:** Son los recursos que percibe un negocio por la venta de un servicio o producto, en efectivo o a crédito.
- **Gastos:** Comprenden los activos que se han usado, consumido o gastado en el negocio con el fin de obtener ingresos.
- **Propuesta de inversión:** Es el documento base para solicitar la aprobación de un presupuesto para determinada inversión, siendo poseedora de información detallada del proyecto que desea se le apruebe el presupuesto. En esta clase de propuestas, se evalúan los compromisos, el potencial y el beneficio del proyecto.

-
- **Evaluación económica de proyectos:** para realizar una correcta definición de este termino es necesario, primero, definir proyecto. Un proyecto es la búsqueda de una solución inteligente al planteamiento de una oportunidad o necesidad, considerando que los recursos son un bien limitado. La evaluación económica de proyectos, consiste en comparar los beneficios económicos asociados a una inversión con su correspondiente flujo de caja e indicadores de rentabilidad, siendo la decisión de inversión a tomar aquella opción que aumente el valor de la corporación en términos monetarios.
 - **Depreciación:** es una disminución en el valor de la propiedad o equipo debido al uso, deterioro y caída en desuso.

6.1. Estimación de flujo de efectivo.

Dentro de la planificación de una localización debe ser de carácter obligatorio la estimación del flujo de efectivo, de la buena calidad de su cálculo depende el mayor conocimiento de las variables que inciden para obtener valores más reales. Se calcula con los ingresos y egresos que durante el horizonte económico establecido genere la propuesta.

6.2. Ingresos.

Los objetivos de la planificación de las propuestas de inversión mediante programas y proyectos son:

- Mantener un nivel de producción.
- Generar un potencial de producción de petróleo crudo y/o gas.
- Localizar reservas de crudo y gas que garanticen la continuidad operacional de la industria.
- Almacenar y transportar el petróleo crudo, gas y productos.
- Refinar el petróleo crudo y sus derivados.
- Almacenar y distribuir productos para el Mercado Interno.
- Desarrollar la infraestructura requerida por las operaciones.

6.3. Egresos-Inversiones.

En este concepto se debe incluir el costo total del proyecto siendo sujeto a una evaluación. Entre los criterios de mayor relevancia dentro del costo de una inversión, tenemos: estudio de factibilidad, diseño de ingeniería, ingeniería de detalle, adquisición de materiales y equipos, construcción e instalación de propiedades, plantas y otros sistemas de operación, etc.

6.4. Costo de operación y mantenimiento.

Aquí se incluye todos los costos necesarios para la operación y mantenimiento de la propuesta, bien sea proyecto o programa que este en evaluación. Para llegar a una buena estimación de estos costos se recomienda tener presente los siguientes criterios:

- Un análisis del comportamiento histórico de costos similares.
- La aplicación de técnicas de predicción que suavicen la variación de las estimaciones.
- La información de las normas y procedimientos existentes en la industria para determinados elementos de costos tales como: labor, depreciación, servicios interfiliales, etc.

La opción más recomendada por su practicidad para una evaluación económica, la estructura de los costos de operación y mantenimiento, es la estimación de costos por elementos.

6.5. Indicadores económicos.

En las evaluaciones económicas de propuestas de inversión de las Industrias Petrolera, por lineamientos de la empresa, se aplica para efectos de la decisión económica el Valor Presente Neto y la Tasa Interna de Retorno y como un indicador de referencia el período de Recuperación de la Inversión (*Pay Out*) y la Eficiencia de la Inversión.

6.6. Valor presente neto (VPN).

Por definición el valor presente neto es el valor de los flujos de efectivo neto (Ingresos-Egresos) determinados en base a una propuesta conforme a su horizonte económico. Desde el punto de vista de la evaluación económica de propuestas el Valor Presente Neto corresponde a la diferencia entre el valor de la Inversión, el cual por definición es un valor actual y la sumatoria de los flujos de efectivo de operación descontados a una tasa determinada.

VPN = - Inversión + Flujos Descontados

Ecuación N° 46.

Un proyecto de inversión al que se le estime un período de duración t , puede dividirse en un número de períodos n . En consecuencia el valor actual neto de la inversión será igual a la sumatoria de los flujos de efectivo, entre uno más la tasa de descuento o tasa de interés elevando el término al número del periodo en evaluación, es decir:

$$VPN = \sum_{t=0}^n \frac{FE}{(I + i)^t}$$

Ecuación N° 47.

Donde:

FE: Flujo de efectivo.

i: Tasa de interés o descuento.

t: Número de períodos a evaluar.

n: Tiempo total a evaluar.

Si el VPN es ≥ 0 significa que la propuesta satisface desde un punto de vista económico las exigencias requeridas. Lo anterior significa también que la inversión (que se genera en el Flujo 0) es recuperada a la tasa establecida y en el período determinado como Horizonte Económico.

Por el contrario, si el VPN es < 0 , significa que la sumatoria de los Flujos de Efectivo descontados a la tasa establecida es insuficiente para recuperar la inversión en el Horizonte Económico correspondiente. Para este caso la mejor decisión es la de no invertir.

6.7 Tasa interna de retorno (TIR).

Es aquel valor correspondiente a la Tasa de Descuento (interés) que hace el Valor Presente Neto igual a cero, es decir, que iguala el Valor Presente de los ingresos al Valor Presente de los egresos. Desde el punto de vista de la Evaluación Económica de Proyectos corresponde a la Tasa que a través del descuento de los Flujos de Efectivo (Actualización de los Flujos) permite recuperar la inversión.

Una forma de calcular el TIR consiste en determinar dos flujos de caja, uno positivo y otro negativo, estos se designarán como P_t e I_t , respectivamente. Las tasas de descuentos se designarán como rt para la que corresponde al flujo de caja positivo e I a la correspondiente al flujo de caja negativo. Considerando la misma tasa de descuento para ambos flujos de caja y adicionalmente que el valor del dinero reinvertido que se reciba debe ser igual al valor de la inversión, el flujo de caja total es la diferencia de ambos flujos de caja y la ecuación queda:

$$VPN = \sum_{t=0}^n (P_t - I_t) x (I + rt)^{n-t} = 0 \quad \text{Ecuación N° 48.}$$

Donde el valor del TIR corresponde a las raíces del polinomio formado para un periodo de tiempo n . Esto resulta un problema cuando se presenta un horizonte económico muy prolongado debido a que el grado del polinomio es alto. Este problema se evita resolviendo la expresión anterior mediante métodos numéricos.

La Evaluación Económica de una propuesta según lineamientos de la empresa PetroUCV, resulta:

- $TIR > 15\%$ La decisión económica es realizar el proyecto o programa.
- $10\% < TIR < 15\%$ Se analizara la propuesta para determinar su inclusión en el presupuesto de inversiones.
- $TIR < 10\%$ La decisión económica es no realizar el proyecto o programa.

El valor de la TIR como mínimo debe incluir en su estructura dos criterios básicos:

- El interés sobre el capital invertido: conceptualmente corresponde al costo alternativo de lo que representaría si el dinero se colocara en el mercado financiero (costo de oportunidad del dinero) expresado en términos de una tasa de interés real, es decir, que no incluye inflación.
- El riesgo sobre el capital invertido: por concepto del riesgo que se enfrenta al efectuar una inversión, cuyo resultado se conocerá en el futuro.

6.8 Período de recuperación de la inversión.

El período de recuperación de la inversión consiste en determinar el número de períodos a partir de la operación del programa o proyecto necesarios para recobrar a inversión inicial. Este método difiere de los métodos expuestos anteriormente por no considerar el valor del dinero en el tiempo.

6.8.1. Eficiencia de la inversión.

Este indicador se determina también como complemento a los indicadores tradicionales básicos como son el VPN y la TIR y facilita la decisión económica sobre una propuesta determinada. Conceptualmente corresponde a la rentabilidad que en términos presentes (valor actual) se obtiene por cada unidad monetaria invertida.

También puede hacerse un análisis de sensibilidad al proceso, modificando los valores de cualquiera de las variables presentes en la evaluación económica para cuantificar su efecto sobre la misma. A nivel de la industria petrolera, se establece la realización de este análisis a 4 variables principales (inversiones, costos, producción y precios) pero en la práctica puede realizarse a muchas otras más. Una de las técnicas para realizar este análisis de sensibilidad es el Diagrama Araña.

El diagrama de araña permite realizar el análisis de sensibilidad gráfico a las variables más importantes para el cálculo del VPN del proyecto. Inversión, gastos, precios y producción. Cada variable es sensibilizada manteniendo las otras constantes. Este diagrama permite conocer las variables que más peso tienen en el VPN, y elaborar un plan para garantizar que las mismas se comporten como lo estimado.

METODOLOGÍA

1. Revisión bibliográfica.

La primera fase de este proyecto consistió en la recopilación de información bibliográfica relacionada a la perforación de pozos horizontales, datos geológicos, petrofísicos y de yacimiento, propiedades de los fluidos, principios, correlaciones, estadísticas del campo, consideraciones de diseño, parámetros de control, uso de simuladores, construcción de localizaciones y facilidades de producción, mecanismos de levantamiento artificial, costos de las operaciones, etc.

Para ello se realizó la revisión de textos relacionados con cada una de las áreas mencionadas en este trabajo, trabajos de grado relacionados con esta propuesta, publicaciones de la SPE, material existente en oficinas operacionales de PetroUCV del campo Socororo, consulta y notas de los ingenieros de PetroUCV del campo Socororo, además de la consulta en Internet de algunas paginas Web relacionadas con las áreas especificadas en este trabajo.

2. Selección del área a drenar.

Para seleccionar la ubicación del pozo y el área a drenar, se recolectaron los datos de la petrofísica perteneciente a la perforación del pozo ES- 461, debido a que es el pozo más cercano al pozo a estudiar en este trabajo. Un equipo de trabajo de PetroUCV conformado por Geólogos, Petrofísicos y Yacimientos seleccionaron un grupo de posibles objetivos para su desarrollo. Entre las cuales se encontraba la arena U1U, la cual va a ser el objetivo de la propuesta de este trabajo.

2.1. Selección del objetivo, dirección y punto de entrada a la arena.

Además de ésta información, se recolectó información de pozos vecinos completados en la misma arena (U1U), mediante la correlación de sus registros eléctricos y la historia de producción de todos los pozos que en algún momento produjeron crudo proveniente de la Arena U1U.

Para la selección de la dirección y sentido de la sección horizontal de la perforación del pozo ubicado en la localización PUCV-23, se tomaron diversos criterios entre los cuales podemos describir los siguientes:

En el sentido Noroeste-Sureste, se realizó una sección estratigráfica principal, la cual presenta una tendencia paralela a la estructura y presenta el mayor número de pozos representativos de la arena. Los pozos correlacionados en ella fueron: ES-456, ES-455, SOC-03, ES-454 y ES-461, la dirección y sentido de esta sección estratigráfica fue hecha con la intención de obtener la información de la continuidad, espesores y dirección de la arena UIU. Esta información ayudará a seleccionar el punto de entrada a la arena y la dirección de la sección horizontal durante la perforación del pozo.

La sección estratigráfica será correlacionada con el mapa estructural, el de facies, el de fallas y a los mapas de isopropiedades (mapa de saturación de agua, mapa de la arena neta petrolífera, volumen de arcilla, porosidad y permeabilidad) para luego definir cual es la orientación y longitud óptima del brazo del pozo horizontal dentro de la arena UIU.

La navegación de la sección horizontal del pozo se debe hacer en el tope de arena UIU, ya que allí es donde presenta las mejores propiedades, debido a que según el mapa de facies se logró identificar la arena como una barra de costa.

El sentido de la navegación de la sección horizontal debe hacerse hacia el sureste en búsqueda de los pozos SOC-03 y ES-454, ya que según las interpretaciones de los registros se pudo distinguir mayor calidad de las arenas en los alrededores de estos pozos.

La selección de la mejor zona a drenar se realizó mediante el análisis y superposición de los mapas de isopropiedades (porosidad, permeabilidad, espesores netos de arena petrolífera), una sección estratigráfica, el mapa estructural y el mapa de facies, todos ellos correspondientes a la arena UIU.

3. Trayectoria del pozo.

Una vez establecida la profundidad, la dirección y sentido del brazo horizontal de pozo se procedió al diseño de la trayectoria de este. Para ello se utilizó un programa comercial de computadora utilizado por PDVSA para diseños de este tipo. Los datos requeridos para la corrida del mismo fueron: las coordenadas de superficie, las coordenadas del punto de entrada a la arena, el gradiente de fractura de la formación, ubicación de la tangente para colocar una bomba de levantamiento artificial.

En operaciones de perforación de pozos horizontales hechas en Área Mayor de Socororo se ha determinado la tendencia a cumplir con criterios similares en el diseño de una perforación de un pozo horizontal. Las consideraciones generales son las siguientes:

- El revestidor de superficie se asentará a una profundidad de 1200 pies, con la finalidad de proteger los mantos de agua superficiales.
- Antes de llegar a la sección tangencial, la tasa de construcción del ángulo debe ser constante y alrededor de $3^\circ/100$ pies (MD).
- La tangente de la bomba debe tener un ángulo constante entre 50° y 60° y una longitud entre 100 y 150 pies (MD), distancia suficiente para colocar la bomba de levantamiento artificial.
- Después de la tangente de la bomba, se debe construir con una tasa máxima de $7^\circ/100$ pies (MD) hasta alcanzar los 90° .
- La distancia TVD entre el comienzo de la tangente de la bomba y el punto donde se llega a los 90° debe estar entre 250 y 300 pies.
- Con base a la interpretación geológica y a la información de pozos vecinos, la longitud para el brazo horizontal debe ser de 1200 pies, con el fin de tener la mayor área de contacto con la arena productora y respetar el área de drenaje de los pozos vecinos.

3.1 Curvas de presión de poro y gradiente de fractura.

Para la perforación de cada una de las fases del pozo horizontal es necesario el conocimiento de la presión de poro y el gradiente de fractura de la formación para así evitar cualquier una pérdida de circulación o una arremetida, para ello antes del inicio de toda perforación se debe

establecer una "ventana operacional" de densidades de lodo, que no es más que un intervalo definido por las curvas de presión de poro y gradiente de fractura, dentro de estos límites deberán estar las densidades de los fluidos de perforación usados para no ocasionar una fractura a la formación o una arremetida por parte de ella.

En la definición de esta ventana operacional se usó la data perteneciente al Área Mayor de Socororo utilizada por el departamento de VCD de PDVSA San Tomé, en la cual se determina el tren de presión de poro y gradiente de fractura del área.

3.2 Punto de asentamiento de los revestidores.

Para la definición de los puntos de asentamiento se empleó un programa comercial de computadora. Este programa utiliza la siguiente data en sus cálculos: el tren de presión de poro y gradiente de fractura para el área, la trayectoria del pozo, topes formacionales e información de pozos vecinos, además de información como las coordenadas del pozo, la profundidad total, la elevación del terreno y la elevación de la mesa rotaria. Las consideraciones de diseño tomadas en cuenta fueron:

- a) Margen de sobre balance 0.5 lpg.
- b) Limite para pega diferencial 1500 - 2000 lpc.
- c) Tolerancia a arremetida 0.5 lpg.

3.3 Diseño de revestidores.

Determinados los puntos de asentamiento y diámetro de los revestidores, se utilizó un programa comercial de computadora para el diseño de revestidores. Se definieron las cargas actuantes en cada sección de tubular y se manejaron los factores de diseño establecidos por PDVSA.

Para la ejecución de este simulador son necesarios los siguientes datos.

- Profundidad del pozo.

- Dirección de la sección transversal.
- Elevación de la mesa rotaria.
- Perfil de presión de poro.
- Perfil de gradiente de fractura.
- Perfil direccional o Survey del plan del pozo.
- Esquema mecánico de los revestidores (OD, tamaño de hoyo, profundidad del colgador, profundidad de la zapata, profundidad tope del cemento y peso de lodo).
- Densidad del fluido de completación.
- Profundidad de asentamiento de la empacadura = 200 pies por encima de la zapata del revestidor de producción.
- Factores de diseño para Estallido, Colapso y Esfuerzos Axiales. (Ver tabla 5).
- Densidad de la mezcla de agua.
- Densidad de la lechada de cemento

Existen valores mínimos de los factores de diseño, según PDVSA para los revestidores y tuberías de producción.

Tabla 2. Factores de diseño para revestidores según normas de PDVSA.

Revestidor	Colapso	Estallido	Tensión	Compresión	VME
Conductor	1,0	N/A	N/A	N/A	N/A
Superficie	1,0	1,1	1,6	1,3	1,25
Intermedio	1,0	1,1	1,6	1,3	1,25
Producción	1,1	1,1	1,6	1,3	1,25
Tubería de	1,1	1,1	1,6	1,3	1,25

4. Cálculo de las propiedades PVT.

Para calcular la presión y temperatura del pozo, se utilizaron las correlaciones proporcionadas por el área de yacimientos de la empresa y que fueron originadas a partir de pruebas RFT y

FMT realizadas a pozos del campo, los cuales fueron: ES-451, ES-452, ES-453, ES-454 y ES-457.

$$P = \frac{\text{Pr of}_{DATUM} + 279.79}{2.3744}$$

Ecuación N°49.

$$T = \frac{\text{Pr of}_{DATUM} + 2599.3}{39.57}$$

La profundidad debe estar en pies bajo el nivel del mar (pbnm).

Estas ecuaciones vienen dadas por las correlaciones de Profundidad vs. Temperatura y de Profundidad vs. Presión, de los registros RFT de la zona Este del Área Mayor de Socororo.

Para la determinación de la gravedad API del crudo se realizó una estadística de los valores de esta en los pozos que están completados en la arena U1U.

La relación gas-petróleo en solución y el factor volumétrico de formación se determinaron por las correlaciones de Standing, debido a que son las que han demostrado ser las que, según el departamento de yacimiento de PetroUCV, las que mejor se ajustan a las características del Área Mayor de Socororo:

$$R_s = \gamma_g \left\{ \left[\left(\frac{P}{18.2} \right) + 1.4 \right] \times 10^{(0.0125 API - 0.00091T)} \right\}^{1.2048}$$

Ecuación N°50.

$$\beta_o = 0.9759 + 0.00012 \left[\left(R_s \sqrt{\frac{\gamma_g}{\gamma_o}} \right) + 1.25T \right]^{1.2}$$

Ecuación N°51.

Para el cálculo de la viscosidad se utilizó la ecuación de Beggs & Robinson, que es la que más se adecua a las condiciones del campo y es la que ha sido usada por el departamento de yacimiento de PetroUCV para los cálculos de producción del Área mayor de Socororo:

$$\mu_{o\text{ Muerto}} = 10^{\left[10^{(3.00324 - 0.02023 API) x T^{-1.163}}\right]} - 1 \quad \text{Ecuación N°52.}$$

$$\mu_{o\text{ Vivo}} = A(\mu_{o\text{ Muerto}})^B \quad \text{Ecuación N°53.}$$

$$A = 10.715(Rs + 100)^{-0.515}$$

$$B = 5.44(Rs + 150)^{-0.338} \quad \text{Ecuación N°54.}$$

5. Cálculo del Índice de Productividad.

Para el cálculo del índice de productividad, de los tres métodos indicados en el marco teórico se utilizó el método de Joshi por ser el que mejor ajusta a las condiciones de campo según el departamento de producción de PetroUCV.

6. Sensibilidad de la longitud del brazo horizontal.

La productividad de un pozo horizontal debe tener valores cada vez mayores a medida que se incrementa la longitud del brazo horizontal, por lo cual se realizaron cálculos de sensibilidad para cada uno de los métodos utilizados para el cálculos del índice de productividad aumentando la longitud del brazo en intervalos de 5% hasta hacer los cálculos con una longitud total de 1200 pies, con el fin de demostrar que se obtiene el mejor índice para una longitud de 1200pies. Posteriormente se graficó el índice de productividad versus los porcentajes de longitud para observar el comportamiento de la curva y determinar la longitud del brazo horizontal.

7. Construcción de la curva de oferta de fluidos (IPR).

La curva de ofertas de los fluidos del yacimiento o relación de comportamiento de afluencia (IPR) se obtuvo a partir de los datos proporcionados por el cálculo del IP, lográndose así establecer una relación entre las presiones de fondo fluyente y sus correspondientes tasas de petróleo.

Para los cálculos del IPR se utilizó la fórmula de Vogel para yacimientos saturados, con esta fórmula y la variación de los valores de la presión de fondo fluyente desde la presión de yacimiento hasta cero, se consiguieron los valores correspondientes de las tasas de petróleo. En la gráfica de P_{wf} (psi) vs. Q_o (bpd), se puede observar que el volumen de crudo que aporta un yacimiento a un pozo es inversamente proporcional a la presión de fondo fluyente en este.

Para la construcción de la curva de IPR se tomaron varios escenarios en función de reducciones del índice de productividad, tomando valores de reducciones entre 0 y 50%. El caso ideal es donde la reducción es de 0% y el caso pesimista es cuando la reducción es de un 50%. El objetivo de tomar diferentes reducciones de IP de la formación fue considerar un conjunto de escenarios más realistas, puesto que a pesar de los cuidados que se puedan tener en la perforación y los posibles trabajos de estimulación al yacimiento, siempre queda un daño irreparable que afecta y disminuye la productividad del pozo.

8. Obtención de la curva de demanda (TPR).

La obtención de las curvas de demanda de los fluidos o la relación del comportamiento de afluencia se obtuvieron por medio del programa comercial de computación que toma los valores de longitud de las tuberías y sus diámetros para el diseño de la trayectoria del pozo horizontal.

La ecuación aplicada con el método de Vogel es la misma utilizada para el cálculo del IPR y el método de Hagerdorn y Brown evalúa la variación de la velocidad de flujo de líquidos en tuberías bajo ciertas condiciones afectadas por las pérdidas de energía por fricción.

Con los resultados proporcionados por este simulador se graficó P_{wf} (Ipc) versus tasas de producción (BPPD) para determinar la habilidad que tiene el pozo en conjunto con sus líneas de flujo de transportar el crudo del yacimiento.

9. Declinación del IPR para el cálculo de las tasas para la producción del pozo.

Para la declinación de índice de productividad del pozo, se tomaron porcentajes del 0% al 100% del mismo, se construyeron cada una de las curvas respectivas y se interseccionaron con las curvas de demanda (TPR). Se seleccionaron las tasas correspondientes a los puntos de corte de las curvas de oferta y demanda, en los cuales el volumen de fluido que aporta el yacimiento es igual a lo que es capaz de transportar la tubería mediante flujo natural.

10. Selección del tipo de completación de producción.

Para la selección del tipo de completación de producción se revisó las completaciones de los pozos que están completados en la arena de este estudio y se tomaron en cuenta parámetros como: la ubicación en el pozo, presión de trabajo, temperatura y profundidad del mismo, la configuración y mecanismo de producción, los métodos y las tasas de producción, el daño a la formación, problemas de conificación o de arenamiento.

Teniendo en cuenta que la productividad del pozo declina con el tiempo, también se diseñó un sistema de levantamiento artificial, tomando como prioridad la opción de una Bomba de Cavidad Progresiva teniendo en cuenta las ventajas ya descritas sobre un sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico. Aunado a esto, dentro de los proyectos de producción de la empresa se tiene establecido el uso de este tipo de bombeo tanto por su practicidad y facilidades operativas.

Por medio de un programa comercial de computadora se simuló y se determinó el diseño del levantamiento artificial por Bombeo por Cavidad Progresiva, el cual requiere los siguientes parámetros para establecer el comportamiento de la Bomba en el pozo:

-
- Tasa de producción (esta es dependiente de la tasa a la cual se quiere poner a producir el pozo y esta a su vez del análisis de la tasa de producción en función del tiempo de irrupción).
 - Presión de cabezal.
 - Profundidad de asentamiento de la bomba.
 - Trayectoria del pozo.
 - Gravedad API del crudo.
 - Nivel de sumergencia mínimo de la bomba (establecido en 500 pies como mínimo por encima de la profundidad de asentamiento de la bomba en TVD).
 - Punto medio de la sección horizontal.
 - Propiedades del fluido.

11. Cálculo de la tasa crítica de petróleo y tiempo de irrupción para las diferentes tasas.

Para el cálculo de la tasa crítica existen varios métodos y el uso de cualquiera de ellos depende de las condiciones del yacimiento y del ajuste a los datos proporcionados por el área de yacimientos de la empresa a las condiciones del campo. Esta fue determinada por medio del método de Oskan & Raghaven's ya que ellas es la correlación que más se ajusta a las condiciones de campo establecidas en este trabajo.

Para las tasas obtenidas con las intersecciones de las curvas de oferta con la curva de demanda se realizaron los cálculos para determinar la tasa crítica y los tiempos de irrupción para cada una de ellas, que posteriormente se utilizarán para el análisis económico. El tiempo de irrupción va ser dependiente de la tasa de producción y van a ser determinante para análisis económico.

12. Facilidades de producción en superficie.

Para realizar la simulación y el estudio del comportamiento de los fluidos provenientes del pozo, usaremos un programa comercial de computadora, el cual usa la correlación de Beggs & Brill, para simular el comportamiento del crudo a lo largo de las líneas o tuberías de producción en superficie. La producción de este pozo será enviada a un múltiple de producción.

Los datos suministrados al programa para tal simulación fueron los siguientes:

- Longitud de la línea de producción desde el cabezal del pozo hasta el múltiple de producción.
- Diferencia de elevación del terreno.
- Temperatura ambiental.
- °API del crudo.
- Tasa de producción.
- Presión de cabezal.
- Presión de llegada al múltiple.
- Viscosidad del fluido.

Este simulador determina los parámetros de operación del tendido de tubería en superficie desde el cabezal del pozo hasta el múltiple de producción, entre los cuales tenemos la presión de operación del cabezal, la presión de salida al múltiple de producción, el diámetro óptimo de la tubería y la tasa máxima que puede manejar dicha tubería bajo los parámetros establecidos.

13. Evaluación económica de los diferentes escenarios presentados para la producción del pozo PUCV-23.

La evaluación económica de un proyecto se basa en la comparación de los beneficios económicos relacionados con una inversión con su correspondiente flujo de caja, donde la decisión de la inversión se tomará para aquellas opciones que tiendan a aumentar el valor monetario de la empresa.

Para el cálculo de los indicadores económicos establecidos por la empresa, se utilizó el programa comercial de Evaluación Económica (*See Plus*), el cual requiere datos de costos totales del proyecto, duración estimada del mismo, tasa de producción, relación gas-petróleo, gravedad API° del crudo a producir y campo del que se está produciendo. El horizonte económico utilizado fue de 20 años (normativa de la empresa) y el valor del dólar respecto al bolívar de 2150 Bs./\$ (valor actual). Este programa nos ayuda a obtener los indicadores económicos de VPN (MMBs) y TIR (%).

14. Delimitación del escenario de producción según la evaluación económica.

Los criterios utilizados para la delimitación de un escenario económico fueron los siguientes:

- Evaluar los resultados de VPN y TIR obtenidos para las diferentes tasas de producción, ya que según normativa de PDVSA los proyectos deben cumplir con $VPN > 0$ y $TIR > 15\%$.
- Evaluar los resultados del TP (años) para verificar que no sean mayores al tiempo de irrupción.

Ya establecido y expuesto el escenario de las tasas de producción que se pueden usar y la evaluación económica para las diferentes propuestas mostradas anteriormente se realizó una selección de aquellas tasas de producción donde el análisis económico arroja un $VPN > 0$ y una $TIR > 15\%$.

15. Selección de la tasa de producción del pozo

Se seleccionará un rango de tasas posibles de producción según las intersecciones entre la declinación de la curva de oferta y la curva de demanda del pozo. Luego se realizará una evaluación entre los indicadores económicos para cada una de las tasas del rango seleccionado.

16. Pronóstico de producción por declinación de la tasa seleccionada.

En esta fase se procedió a graficar producción (BPPD) versus t (años) y producción acumulada versus t (años), para visualizar cual será la vida productiva del pozo. Se tomaron como datos un estimado de 26% de declinación anual y como límite económico de 25 BFPD (Datos suministrado por la empresa PetroUCV). Con esto se pretende estimar en cuantos años se llega a la tasa de producción de 25 BFPD y determinó la producción acumulada del pozo desde su apertura a producción hasta el tiempo estimado en la primera parte.

ANÁLISIS DE RESULTADOS

1. Selección del área a drenar.

En la figura 30 se puede observar el mapa estructural del yacimiento U1U, SOC-3, el cual esta limitado por un contacto agua petróleo al norte y un conjunto de fallas al sur, este y oeste del yacimiento. En este se puede observar la ubicación del pozo y la dirección del brazo horizontal.

La localización PUCV-23 se ubicó en las siguientes coordenadas UTM en superficie: **N-970.010 m y E-326.760 m**. De ella partirá un pozo de tipo horizontal con punto de entrada a la arena U1U cuyo tope se encuentra a una profundidad de 4295' y la base se encuentra a 4313', perteneciente al yacimiento U1U SOC-03, ubicado en campo Socororo Este. El punto de entrada a la arena se localizó en el tope de esta a coordenadas UTM: **N-970.050 m y E-326.370 m**.

El brazo horizontal tendrá una longitud de 1200 pies medida a partir del punto de horizontalidad, obteniéndose el mayor contacto con la arena productora y por ende el mayor índice de productividad, longitud máxima permisible la cual se puede extender el brazo para respetar el área de drenaje de los pozos vecinos. Este fue colocado en la zona donde la arena presenta las mejores condiciones geológicas y petrofísicas (ver figuras 31 a la 37), las cuales serán mostradas a continuación en la tabla 3:

Tabla 3. Propiedades de la arena U1U.

Arena	Tope (pies)	Base (pies)	Espesor (G) (pies)	Arena Neta (AN)	AN/G	Porosidad (%)	Sw Prom (%)	Swi (%)	Vshale (%)	K (mD)
U1U	4295	4313	17	10	0,5882	26	35	28	20	305

Se propone realizar la perforación 5 pies por debajo del tope de la arena objetivo, debido a que la arena posee mejores propiedades en el tope que en su base. Esto observado en el mapa de facies (figura 39).

A continuación se muestra el mapa estructural, la sección estratigráfica, el mapa de facies y los mapas de isopropiedades utilizados para la selección del área a drenar.

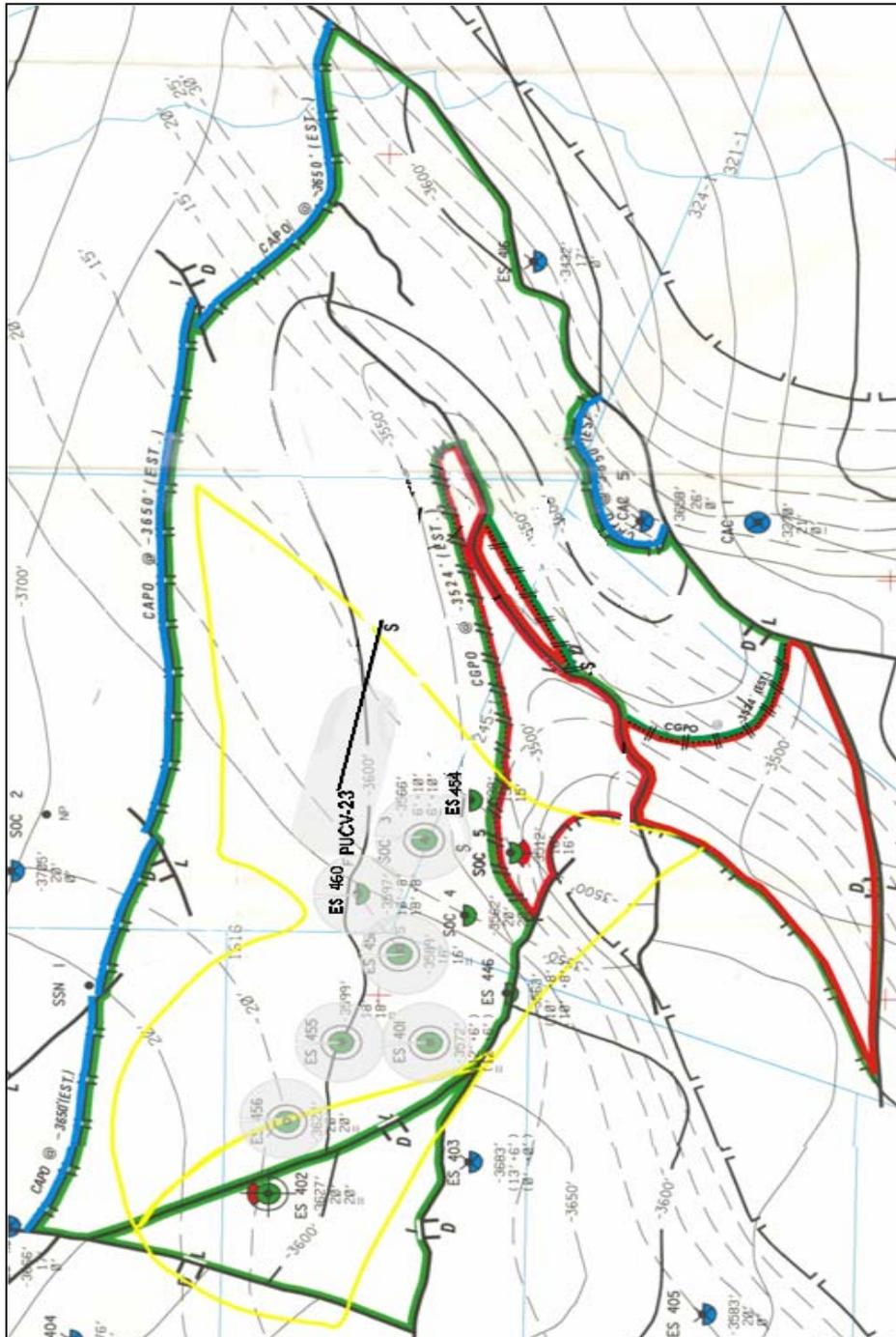


Figura 30. Mapa estructural de la arena U1U.

Mapas y superficies de la arena U1U para la selección del área a drenar

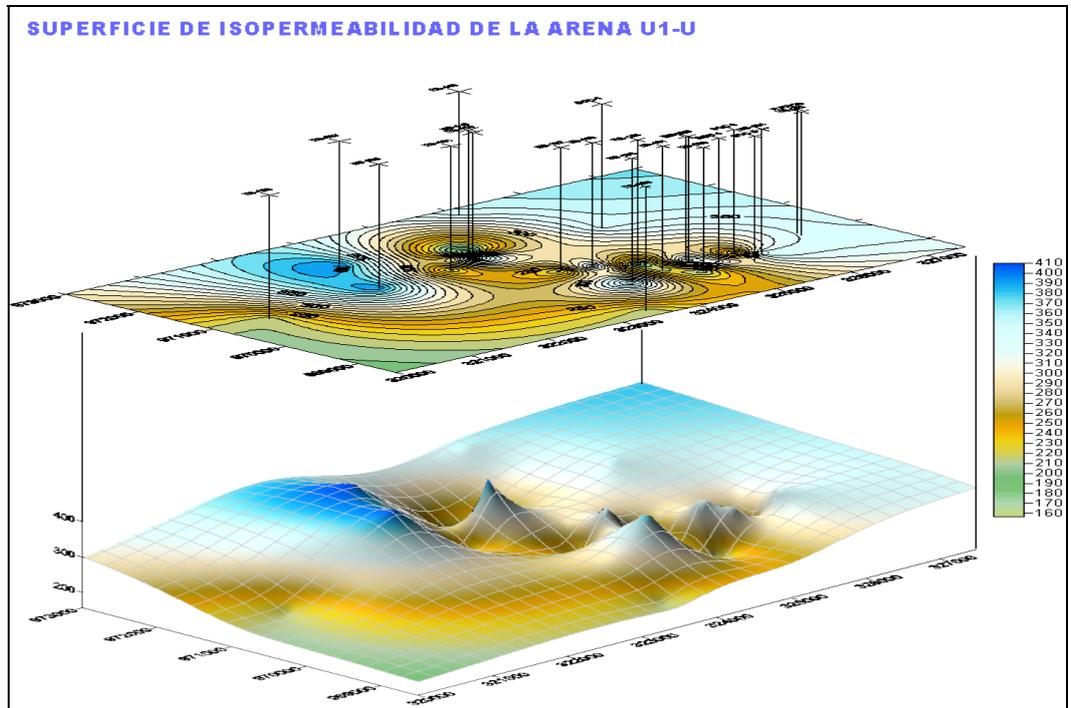


Figura 31. Mapa de isopermeabilidad de la arena U1U.

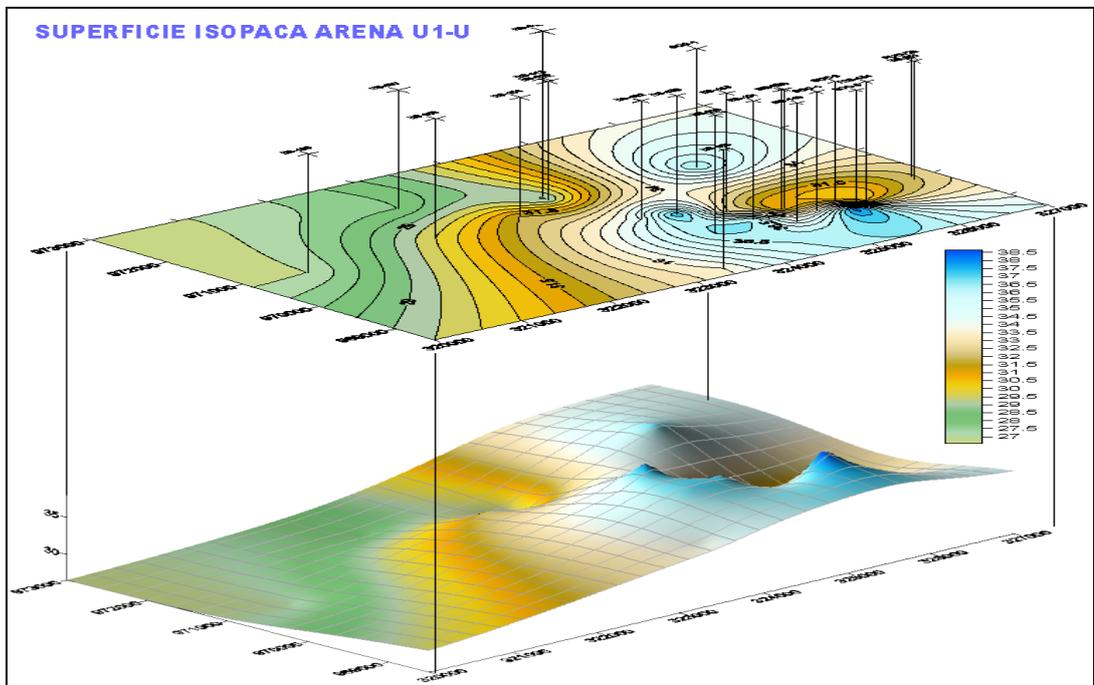


Figura 32. Mapa Isópaco de la arena U1U.

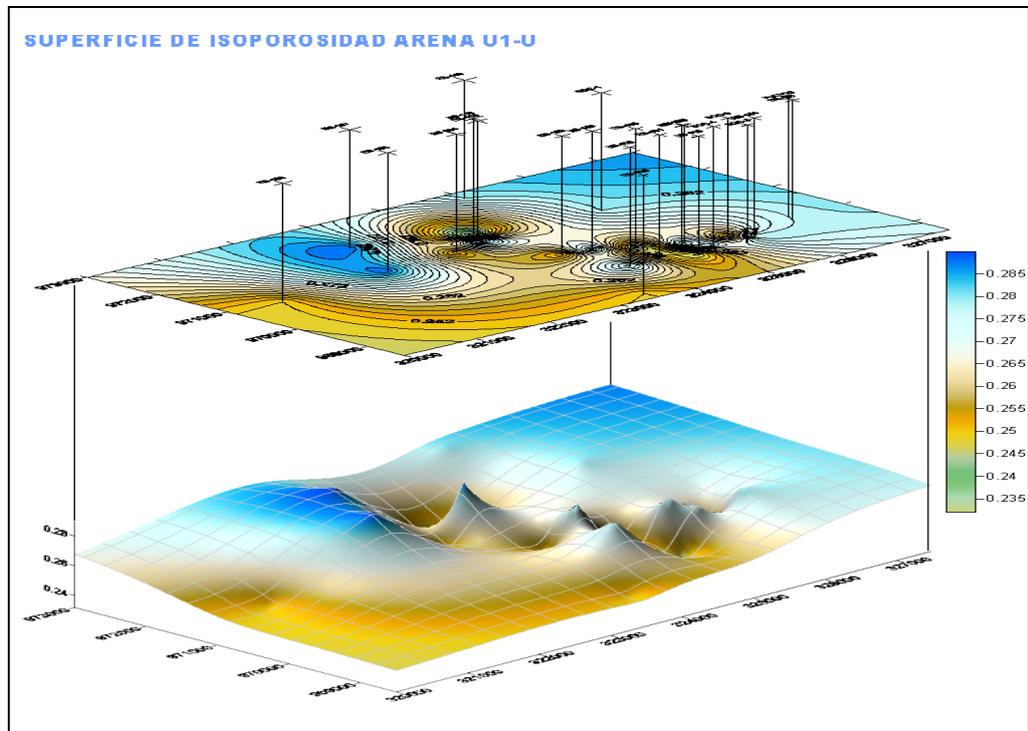


Figura 33. Mapa de isoporosidad de la arena U1U.

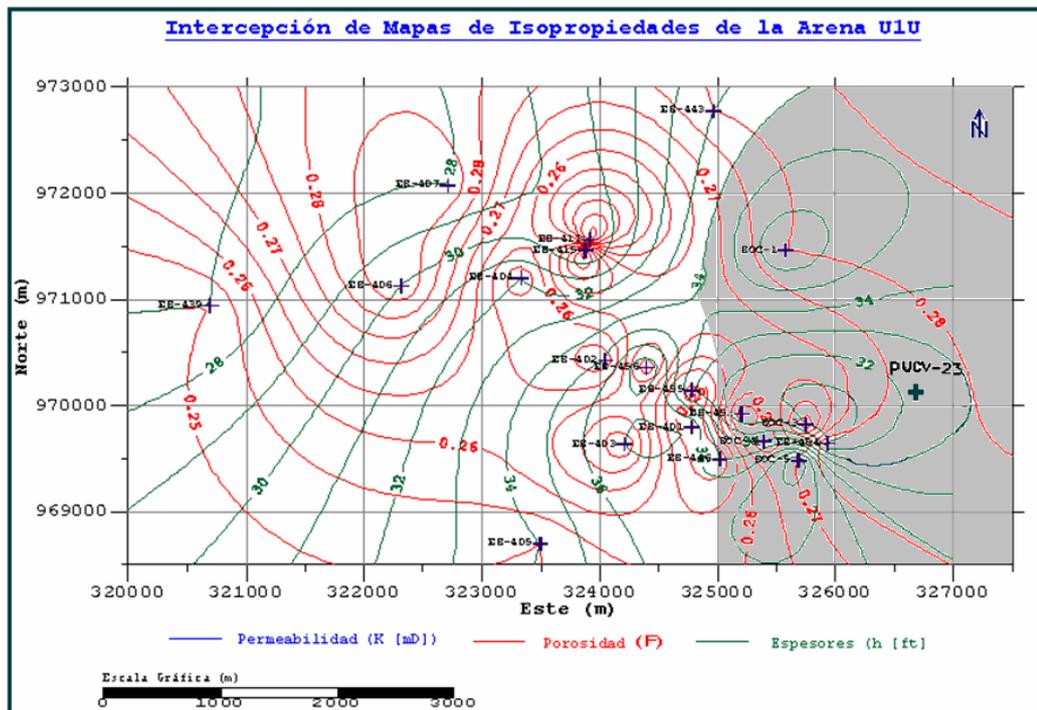


Figura 34. Intersección del mapa de isoporosidad con el de espesores.

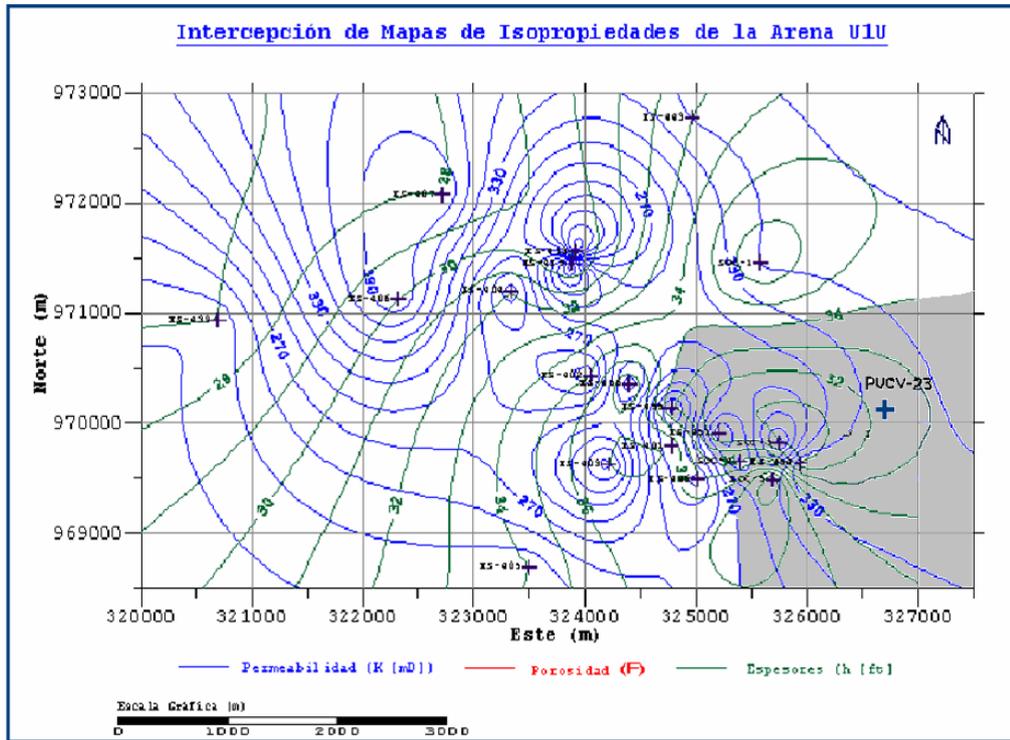


Figura 35. Intersección del mapa de isopermeabilidad con el de espesores.

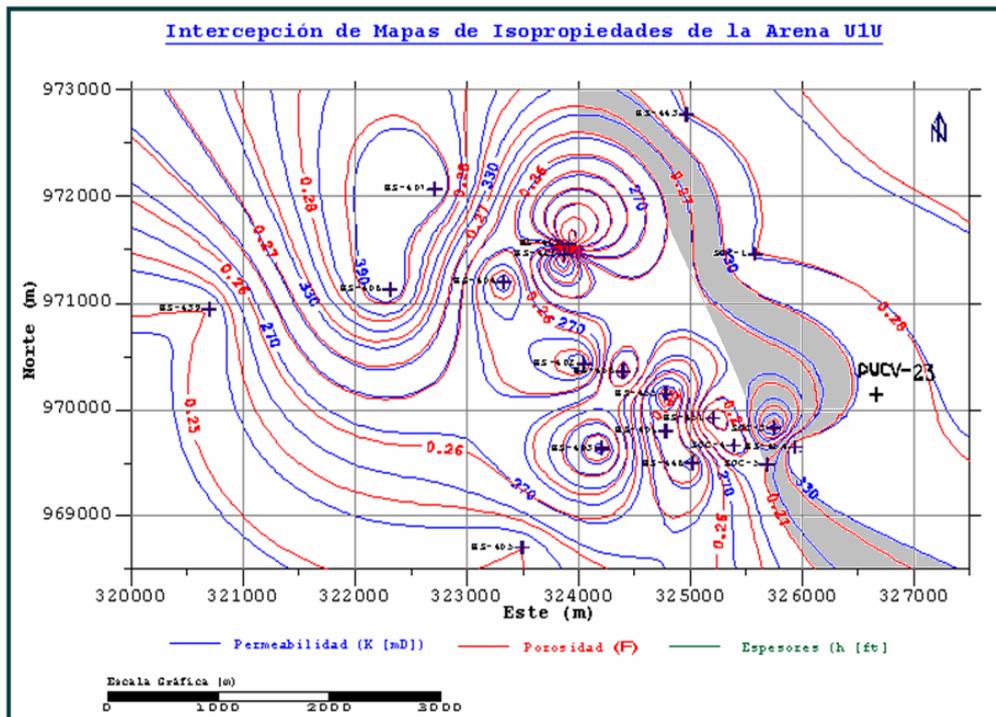


Figura 36. Intersección del mapa de isoporosidad con el de isopermeabilidad.

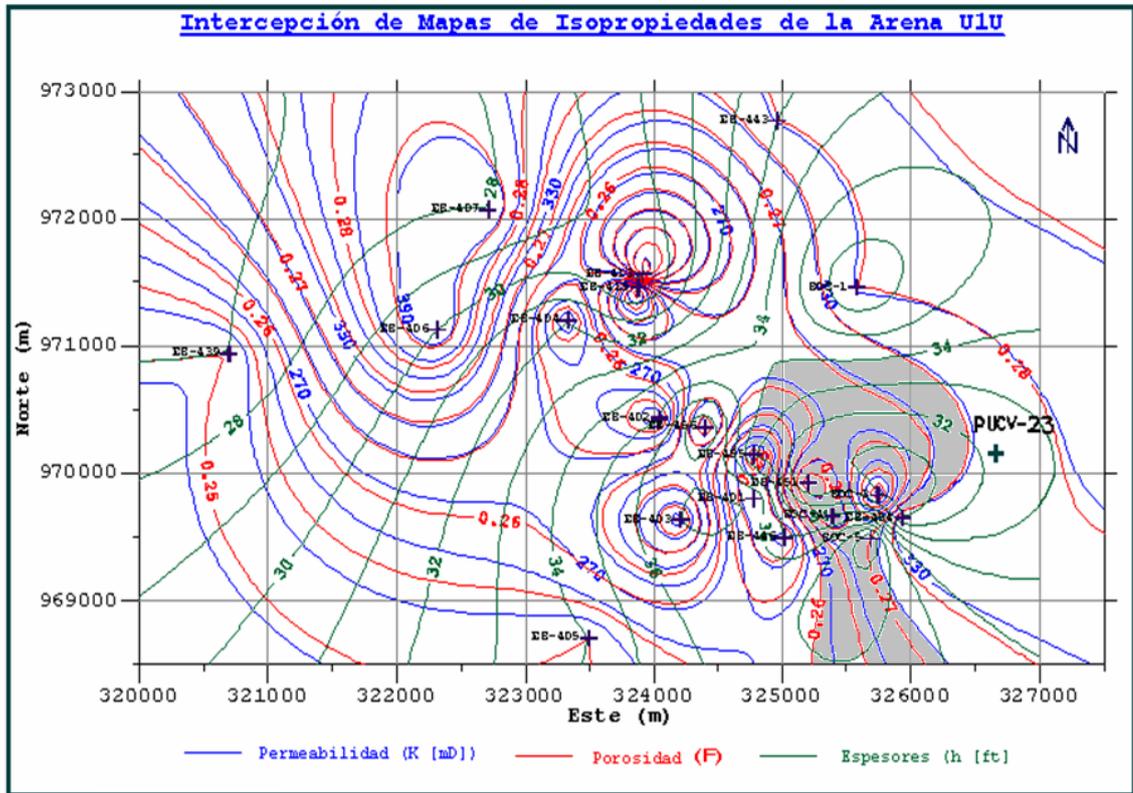
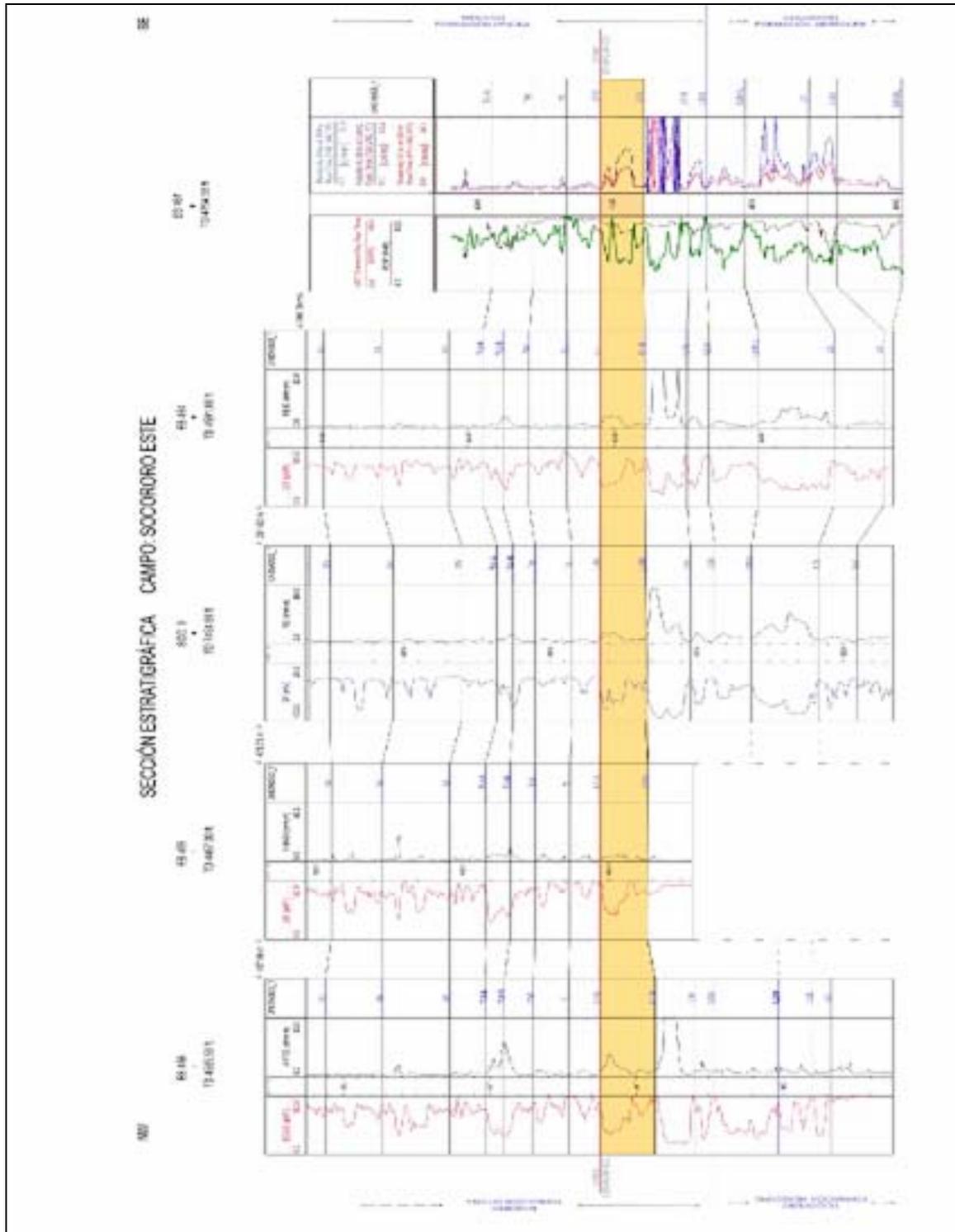


Figura 37. Intersección de los mapas de isoporosidad, isopermeabilidad y espesores.



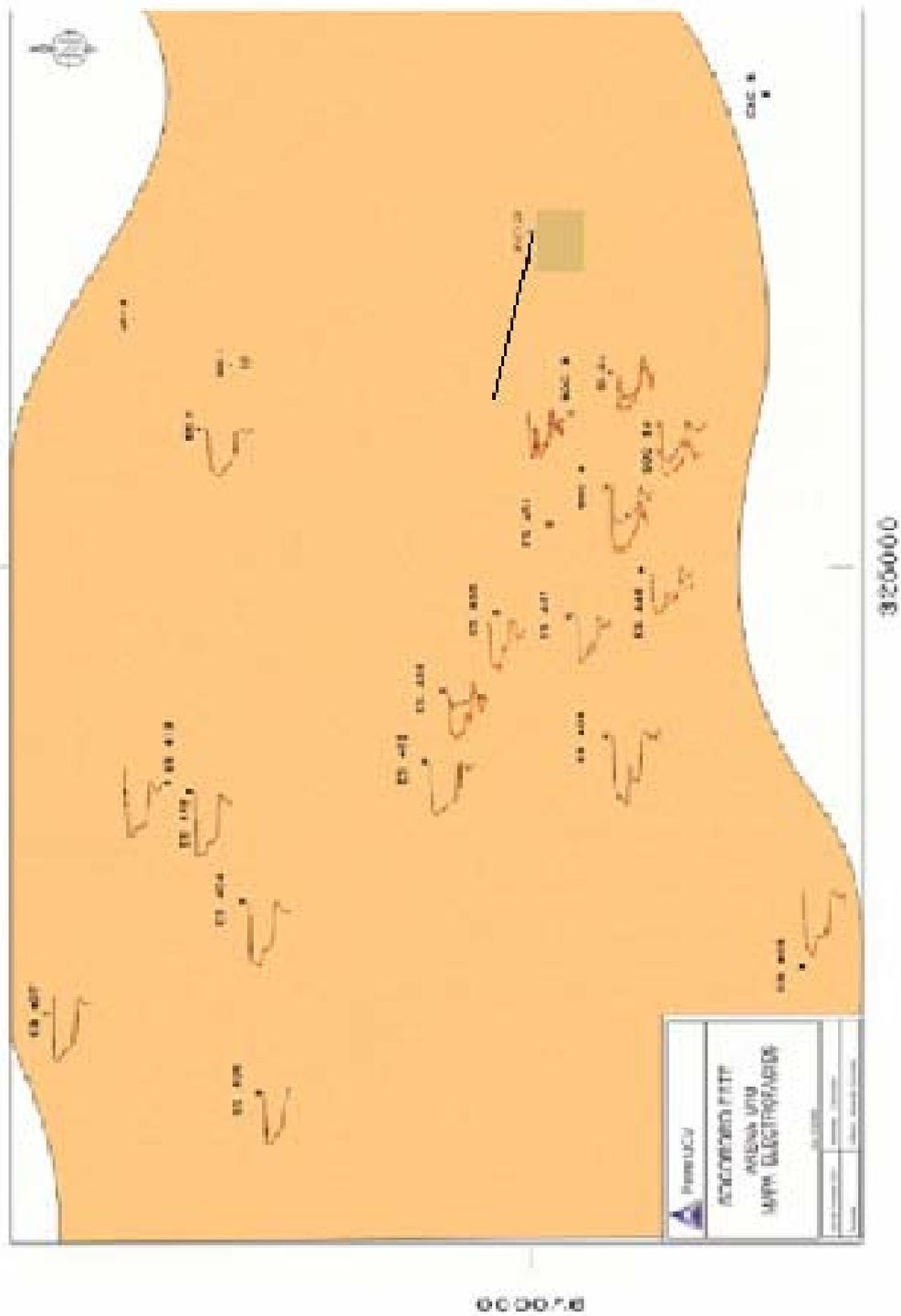


Figura 39. Mapa de facies de la arena U1U.

La navegación de la sección horizontal del pozo se debe hacer en el tope de arena **U1U**, ya que allí es donde presenta las mejores propiedades, debido a que según el mapa de facies se logró identificar la arena como una barra de costa.

El sentido de la navegación de la sección horizontal debe hacerse hacia el sureste en búsqueda de los pozos **SOC-03** y **ES-454**, ya que según las interpretaciones de los registros se pudo distinguir mejor calidad de la arena en los alrededores de estos pozos.

2. Propiedades de la arena U1U.

A continuación se muestran algunas propiedades petrofísicas de la arena **U1U** en la zona este del área mayor de Socororo tales como espesor de arena, arena neta petrolífera, relación espesor neto-total, porosidad, saturación de agua promedio, volumen de arcilla y la permeabilidad.

Tabla 4. Recopilación de los datos de las propiedades de la arena U1U en el AMS.

Propiedades de la arena U1U en el Área Mayor de Socororo										
POZO	ARENA	TOPE	BASE	ESPESOR (G)	ARENA NETA (AN)	AN/G	POROSIDAD	SW PROM	VOLUMEN DE ARCILLA	K (Timur)
SOC-03	U1U	4334	4365	31	6	0,52	0,26	0,35	0,15	254,0
SOC-04	U1U	4320	4354	34	20	0,59	0,29	0,32	0,04	411,0
SOC-05	U1U	4250	4289	39	16	0,41	0,27	0,35	0,08	300,0
ES-401	U1U	4341	4378	37	12	0,49	0,27	0,37	0,13	300,0
ES-446	U1U	4316	4351	35	18	0,51	0,26	0,32	0,05	254,0
ES-454	U1U	4290	4321	31	16	0,52	0,244	0,458	0,142	254,0
ES-402	U1U	4353	4388	35	20	0,57	0,25	0,39	0,2	214,0
ES-413	U1U	4404	4433	29	16	0,55	0,23	1	0,25	148,0
ES-415	U1U	4397	4426	29	17	0,59	0,29	1	0,06	411,0
ES-439	U1U	4212	4239	27	15	0,56	0,25	0,58	0,18	214,0
ES-455	U1U	4394	4427	33	18	0,55	0,24	0,4	0,25	179,0
ES-456	U1U	4375	4413	38	20	0,53	0,28	0,36	0,1	352,0
ES-403	U1U	4423	4460	37	13	0,51	0,31	1	0,2	551,0
ES-404	U1U	4402	4434	32	18	0,56	0,25	1	0,2	214,0
ES-405	U1U	4288	4322	34	20	0,59	0,25	1	0,2	214,0
SOC-01	U1U	4553	4590	37	20	0,54	0,28	1	0,1	352,0
ES-443	U1U	4507	4540	33	19	0,58	0,28	1	0,11	352,0
ES-406	U1U	4376	4406	30	16	0,53	0,29	1	0,05	411,0
ES-407	U1U	4437	4465	28	16	0,57	0,29	1	0,06	411,0
ES-451	U1U	4364	4395	31	16	0,52	0,28	0,36	0,1	352,0

A continuación se muestra la producción acumulada de la arena U1U en diferentes pozos:

Tabla 5. Producción Acumulada de la arena U1U.

PRODUCCIÓN ACUMULADA DE LA ARENA U1U			
CALCULADA HASTA EL 10/10/05			
POZO	PETRÓLEO (BN)	GAS (MPCF)	AGUA (BN)
SOC-03	617.928	2.193.372	113.873
ES-455	56.718	15.359	9.648
ES-456	371	2.073	5.387
SOC-04	759.418	212.715	171.502
ES-446	809.061	354.282	273.354
ES-451	79.409	22.800	38.098
ES-401	497.310	240.919	64.795
ES-420	101.535	598.499	140.762
TOTAL PRODUCIDO	2.921.750	3.640.019	817.419

3. Diseño de la trayectoria del pozo, puntos de asentamiento y diámetros de los revestidores:

3.1 Diseño de la trayectoria.

Al utilizar el programa comercial de computadora (Compass), se estableció la propuesta de la trayectoria apropiada para este pozo. A continuación se muestran los resultados obtenidos de la simulación:

- Perforar la sección vertical hasta el KOP, el cual se localiza a 2630.5 pies de profundidad.
- A partir del KOP comienza una sección de construcción de ángulo de desviación de 3.22° /100 pies perforados (MD), hasta llegar a un ángulo de 53° , punto de inicio de tangente.
- En la sección tangente se perforará 100 pies (MD) a un ángulo constante de 53° , donde se localizará la bomba BCP.
- Comenzar a construir ángulo a una razón de $6,25^\circ/100$ pies hasta llegar al tope de la arena con un ángulo de 87° .
- Mantener un Azimuth constante de $275,86^\circ$ durante todo el proceso de perforación
- Disminuir la tasa de construcción de ángulo a 1.61° por cada 100 pies, hasta alcanzar los 90° , justo 5 pies por debajo del tope de la arena.

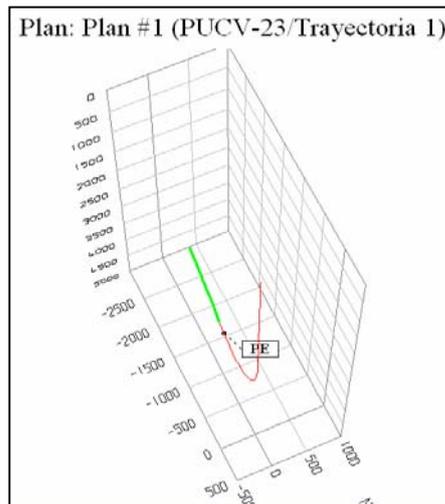
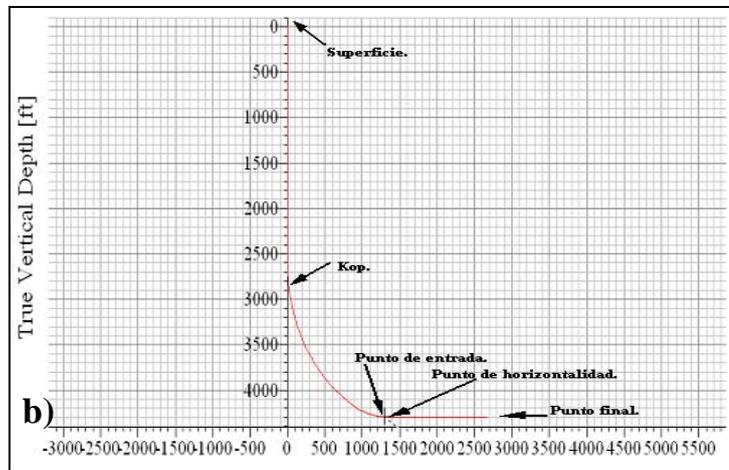
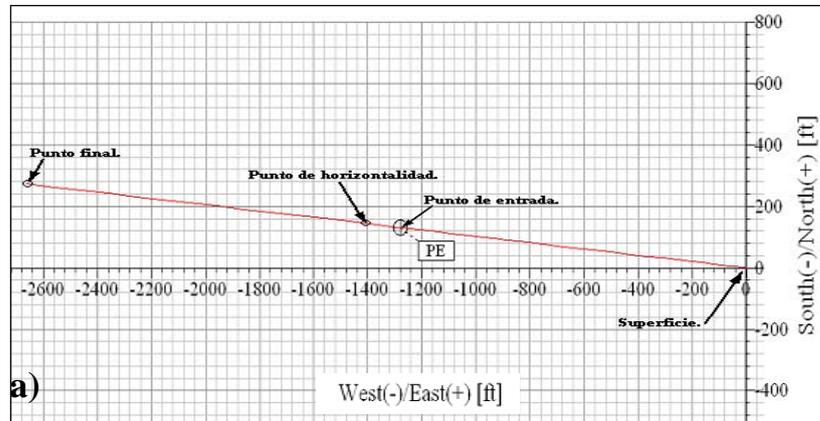
- Perforar 1200 pies de sección horizontal debido a que se quiere tener el mayor contacto con la arena productora respetando los radios de drenaje de los pozos vecinos, razón por la cual no se aumenta la longitud del brazo.
- La “navegación” se realizará a 5 pies por debajo del tope de la formación, paralelo a la estructura.

A continuación se muestra un a tabla resumen de los resultados obtenidos (para mayores detalles ver Anexo 1):

Tabla 6. Resumen de resultados de la trayectoria planificada del pozo.

Resumen de la Trayectoria Planificada								
	MD (pies)	Ángulo (deg)	Azimuth (deg)	TVD (pies)	N/S (pies)	E/W (pies)	Vert.Sec. (pies)	DLeg (deg/100pies)
Superficie.	0	0	0	0	0	0	0	0
Kop.	2630,5	0	0	2630,5	0	0	0	0
Inicio de tangente.	4276,5	53	275,86	4051,6	72,3	-704,8	708,5	3,22
Fin de tangente.	4376,5	53	275,86	4111,8	80,5	-784,3	788,4	0
Entrada a la arena UIU.	4920,5	87	275,83	4295,1	131,8	-1285,4	1292,1	6,25
Punto de horizontalidad.	5106,9	90	275,86	4300	150,7	-1470,7	1478,4	1,61
Punto final.	6306,9	90	275,86	4300	273,3	-2664,4	2678,4	0

El pozo tiene una profundidad medida (MD) de 6.306,9 pies y una profundidad vertical de 4300 pies (TVD). La clasificación de este pozo de acuerdo a la construcción realizada y a su radio de giro desde la vertical hasta la posición horizontal, es de radio largo. En la figura 40 se muestra la vista de planta, sección vertical del mismo y una vista 3-D de la trayectoria del pozo.



c)
Figura 40. Vistas de la trayectoria planificada para la localización PUCV-23

- a) Vista de planta de la trayectoria del pozo. b) Sección vertical de la trayectoria del pozo.
 c) Vista 3-D de la trayectoria del pozo.

Los radios de curvaturas obtenidos en la trayectoria se presentan a continuación:

Tabla 7. Resumen radio de curvatura del pozo.

Sección	Inicio (MD) (Pies).	Final (MD) (Pies).	Tasa de construcción (°/100 pies).	Radio de Curvatura (pies).
N°1	2700	4276,5	3,22	1779,4
N°2	4400	4920,5	6,25	916,7
N°3	5000	5106,9	1,61	3558,85

3.2 Puntos de Asentamiento y Tipo de Revestidores.

Con la ayuda del programa comercial de computación (*Casing Seat*), se determinó los diámetros de los hoyos, diámetros de los revestidores, puntos de asentamiento de revestidores, y densidades de lodos a utilizar.

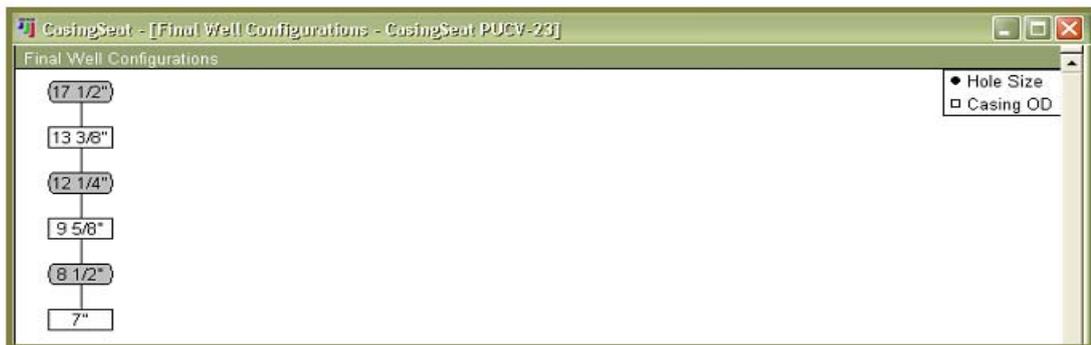


Figura 41. Configuración de hoyos y revestidores.

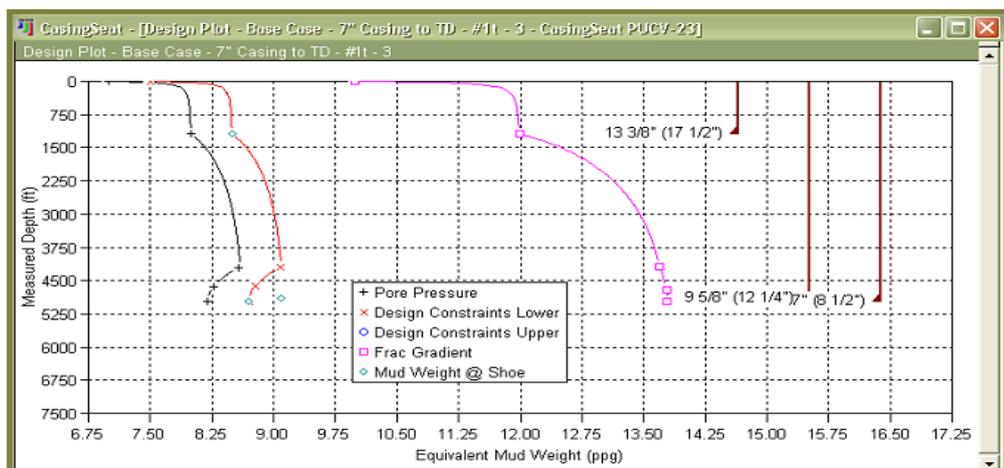


Figura 42. Curvas de presión de poro y gradiente de fractura (ventana operacional).

En la tabla 12 se muestran los valores densidad obtenidos para la perforación del pozo, los cuales se encuentran dentro del rango de las operaciones de perforación en el Área mayor de Socororo. Por esta razón podemos decir que son aceptables y recomendados para la perforación del pozo propuesto en este trabajo.

Tabla 8. Resultados de la selección y diseño de revestidores.

Profundidad TVD (pies).	Densidad del lodo para arremetida (lb/gal).	Presión de poro (psi).	Densidad de lodo para fractura (lb/gal).	Grad. de fractura (lb/ft).	Diámetro de Hoyo (in).	Diámetro de Revestidor (pulgada).	Densidad de lodo de diseño (lb/gal).
1200	8	499,2	12	0,624	17 1/2	13 3/8	8,5
4294	8,6	1920,28	13,65	0,701	12 1/4	9 5/8	9,1
4295	8,25	1842,56	13,75	0,715	8 1/2	7	9,71
4300	8,15	1822,34	13,75	0,715	8 1/2	7	9,71

Por medio del programa comercial de computación (Stress Check), se determinaron los tipos de revestimientos a emplear de acuerdo a las densidades de fluidos de perforación usados en la operación, además de, las densidades de la lechada de cemento y las presiones hidrostática que ellos generan. Para ello se tomaron los valores de seguridad establecidos por PDVSA para el diseño. Los datos proporcionados al simulador fueron los siguientes:

- Profundidad del pozo = 6307 pies (MD) y 4300 pies TVD.
- Dirección de la sección transversal.
- Elevación de la mesa rotaria = 21 pies.
- Perfil de presión de poro.
- Perfil de gradiente de fractura.
- Perfil direccional o *Survey* del plan del pozo.
- Esquema mecánico de los revestidores (OD, tamaño de hoyo, profundidad del colgador, profundidad de la zapata, profundidad tope del cemento y peso de lodo).
- Densidad del fluido de completación.
- Profundidad de asentamiento de la empacadura = 200 pies por encima de la zapata del revestidor de producción. 4721 pies (MD).

- Factores de diseño para Estallido, Colapso y Esfuerzos Axiales. (Ver tabla 2).
- Densidad de la lechada de llenado = Hoyo de superficie: 13.5 lb/gal y hoyo de producción: 15.6 lb/gal.
- Densidad de la lechada de cola = Hoyo de superficie: 14.2 lb/gal y hoyo de producción: 15.6 lb/gal.
- Densidad del fluido de desplazamiento = 8.33 Lb/gal.
- Definir cargas de Colapso, Estallido y Esfuerzos Axiales tomando en cuenta los criterios de PDVSA para cada uno de los revestidores definidos. (Ver cargas de Estallido, Colapso y Esfuerzos Axiales).

A continuación en la figura 43 se muestran los resultados de la ejecución del simulador *Stress Check*.

	String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (ft)	Drift Dia. (in)	Minimum Safety Factor (Abs)			
						Burst	Collapse	Axial	Triaxial
1	Surface Casing	13 3/8", 54.50 lbm/ft, J-55	BTC, J-55	21-1200	12.459	2.26	2.14	4.84	2.80
2									
3									
4	Intermediate Casing	9 5/8", 43.50 lbm/ft, N-80	BTC, N-80	21-4921	8.625 A	4.75	1.88	3.57	2.84
5									
6									
7	Production Liner	7", 23.00 lbm/ft, N-80	BTC, N-80	4721-6307	6.250 A	3.90	1.97	3.23	3.00
8									

Figura 43. Resumen de los tipos de revestidores a usar, tipos de conexión y profundidad de asentamiento.

De acuerdo a lo mencionado anteriormente se puede resumir en la tabla 9 los resultados para el asentamiento de los revestidores y la selección de ellos según las densidades de fluidos de perforación y de cementación a utilizar.

Tabla 9. Características y tipos de revestidores a usar.

Tipo de Revestidor	Prof. De asentamiento (pies)	Intervalo MD (pies)	Longitud (pies)	Peso (lb/pies)	Grado
Superficie	1200	21-1200	1221	54,5	J-55
Producción	4921	21-4921	4942	43,5	N-80
Liner	Colgado	4721-6307	1586	23	N-80

La zapata del revestidor de superficie estará localizada a 1200 pies (MD) y la del revestidor intermedio se ubicará a 4921pies (MD) o 4294 pies (TVD). Debido al tipo de completación que será detallada posteriormente, el **Liner** de producción será colgado 200 pies por encima de la zapata del revestidor de producción. La cementación del revestidor de superficie se realizará completa, es decir, desde 1200 pies hasta superficie; la cementación del revestidor de producción será desde 4921 pies hasta 1000 pies. A continuación se muestra en la figura 44 un diagrama mecánico del pozo.

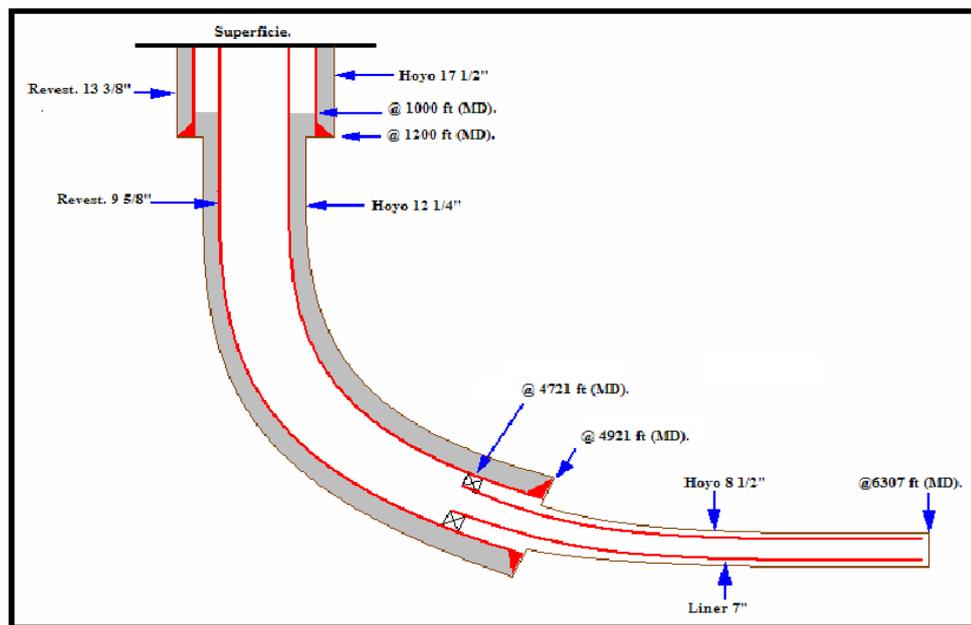


Figura 44. Diagrama mecánico del pozo.

4. Cálculo del PVT.

Por medio de las correlaciones usadas para el cálculo de las propiedades y presentada en los apéndices tenemos que los valores de la presión y la temperatura del yacimiento se presentan en la tabla 10:

Tabla 10. Resultados de los cálculos PVT.

Resultados de los cálculos PVT	
Pyac (lpc)	1635
Tyac (°F)	156
Rs (PCN/BN)	192
βo (v/v)	1,12
μmuerto (cps)	24
μvivo (cps)	6,37

La estadística realizada en los pozos completados en la arena U1U determinó como resultado que la gravedad API esta por el orden de los 16.5°.

El factor volumétrico del petróleo y el gas disuelto se calcularon con la correlación de *Standing* (ver Apéndice 1).

➤ La viscosidad del fluido se calculó con la correlación de Beggs & Robinson.

5. Cálculo del Índice de Productividad (IP).

Según el método de Joshi se obtuvo un valor de IP de 4,17 BFPD/lpc, usando los siguientes datos: permeabilidad 305 mD, β_0 de 1,12 BY/BN, una viscosidad del crudo de 6,37 cp, una porosidad del yacimiento de 26%, un espesor de arena neta de 15 pies y una longitud del brazo de 1200 pies. Por medio de las ecuaciones mostradas en el marco teórico para la determinación del área de drenaje horizontal del pozo y el radio de drenaje se obtuvo que el área de drenaje equivalente es **52 acres** y el radio efectivo de drenaje es **852 pies**.

6. Cálculo de la curva de oferta del yacimiento (IPR).

Asumiendo la presión de burbujeo igual a la presión de yacimiento se realizó la gráfica de IPR (Q_o versus P_{wf}), la cual se muestra en la tabla 11.

Tabla 11. Datos para la construcción de la curva de oferta del yacimiento (IPR).

Q_o (BPD)	P_{wf} (psi)
0	1635
323	1553
631	1472
924	1390
1203	1308
1467	1226
1717	1145
1951	1063
2172	981
2377	899
2568	818
2744	736
2905	654
3052	572
3184	490
3301	409
3404	327
3492	245
3565	163
3624	82
3668	0

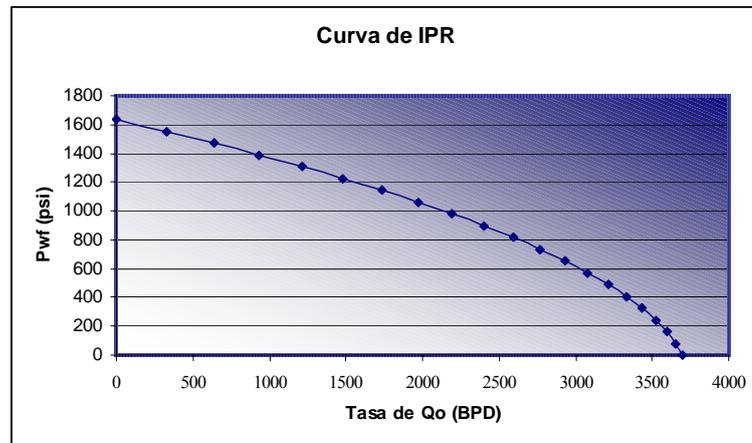


Figura 45. Curva de oferta del yacimiento calculada.

En esta figura 45 se muestra la tasa máxima de 3668 BPD que aporta el yacimiento cuando la presión de fondo fluyente presenta un valor de 0 lpc. Este valor de tasa se considera alto debido a que en los cálculos no se han considerado daños que puedan perjudicar a la formación durante el proceso de perforación o Completación del pozo. También hay que tener en presente que el pozo por ser de tipo horizontal posee un mayor caudal en comparación a un pozo de tipo vertical

7. Sensibilidad de la longitud del brazo horizontal.

Mediante el uso de las ecuaciones para el cálculo del índice de productividad se realizaron los cálculos para la determinación de la sensibilidad del índice de productividad en función de la longitud, para ello se fue aumentando la dimensión del brazo horizontal desde un 0% hasta un 100% de su longitud. Luego se realizó de manera demostrativa una gráfica de los IP versus % de longitud. Además se mostrará la sensibilidad del área de drenaje y del radio de drenaje efectivo del pozo.

Tabla 12. Datos de la sensibilidad del brazo horizontal.

% de L original	Sensibilidad L (ft).	Área drenaje (acres).	Reh efectivo (ft).	Jh Borizov (BPD/psi)	Jh Joshi (BPD/psi)	Jh E,O yT (BPD/psi).	IP Promedio (BPD/psi).
10	120	26,83728576	610,01188	1,3961945	1,1792571	0,7307082	1,1020533
15	180	28,25592864	625,92715	1,6263348	1,3691241	1,0397609	1,3450733
20	240	29,67457152	641,44766	1,8243122	1,5322354	1,3186147	1,5583874
25	300	31,09321441	656,60141	2,0044478	1,6818100	1,5714896	1,7525825
30	360	32,51185729	671,41322	2,1732384	1,8240371	1,8018545	1,9330433
35	420	33,93050017	685,90525	2,3343161	1,9624700	2,0125869	2,1031244
40	480	35,34914305	700,09737	2,4899551	2,0994611	2,2060941	2,2651701
45	540	36,76778593	714,00744	2,6416967	2,2367551	2,384405	2,4209523
50	600	38,18642881	727,65166	2,7906493	2,3757769	2,5492421	2,5718894
55	660	39,60507169	741,04469	2,9376478	2,5177928	2,7020769	2,7191725
60	720	41,02371457	754,19993	3,0833461	2,6640113	2,8441744	2,8638439
65	780	42,44235745	767,12961	3,2282725	2,8156570	2,9766276	3,0068524
70	840	43,86100033	779,84495	3,3728666	2,9740336	3,1003862	3,1490954
75	900	45,27964322	792,35627	3,5175027	3,1405849	3,216279	3,2914555
80	960	46,6982861	804,67308	3,6625073	3,3169629	3,3250329	3,4348343
85	1020	48,11692898	816,80418	3,8081702	3,5051104	3,4272878	3,5801894
90	1080	49,53557186	828,75773	3,9547539	3,7073684	3,5236093	3,7285772
95	1140	50,95421474	840,5413	4,1024999	3,9266215	3,6144993	3,8812069
100	1200	52,37285762	852,16194	4,2516336	4,1665047	3,7004046	4,0395143

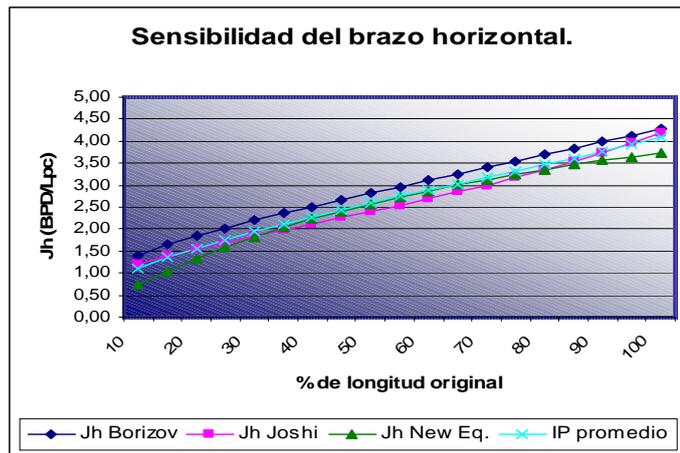


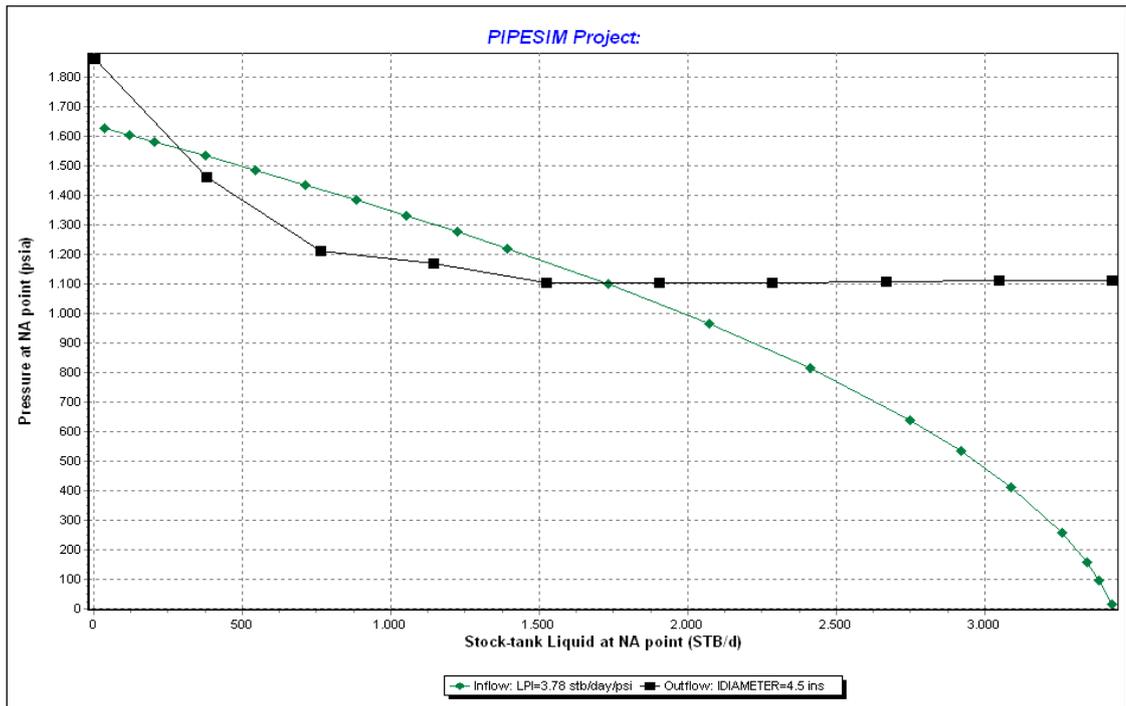
Figura 46. Sensibilidad del brazo horizontal.

En la figura 46 se observa que la máxima productividad del pozo para el intervalo en estudio (0 – 1200 pies) se logra cuando la longitud de la sección horizontal es de 1200 pies. En este punto tenemos un área de drenaje de 52 acres, un IP de 4.17 BFPD/lpc y un radio de drenaje efectivo de 852 pies.

8. Cálculo de la curva de demanda del pozo (TPR).

En la figura 47 se puede observar la curva de demanda de fluidos (TPR) en color negro con la curva de oferta del yacimiento (IPR) de color verde, interceptándose las curvas en dos puntos; en el primer punto de flujo inestable a una tasa de 300 BFPD y en una tasa de 1750 BFPD de flujo estable.

Figura 47. Curva de oferta y demanda del pozo.



La tabla 13 muestra los casos de estudio según la reducción del índice de productividad y su respectiva tasa de producción estimada.

Tabla 13. Reducción del Índice de productividad.

Caso de estudio	Reducción del IPR	Tasa de Intersección entre las curvas IPR Y TPR
1	0%	1750
2	10%	1575
3	20%	1250
4	30%	1050
5	40%	900
6	50%	No hay intersección

En la figura 48 se observa las curvas de IPR interceptadas con la curva TPR según los casos de estudio

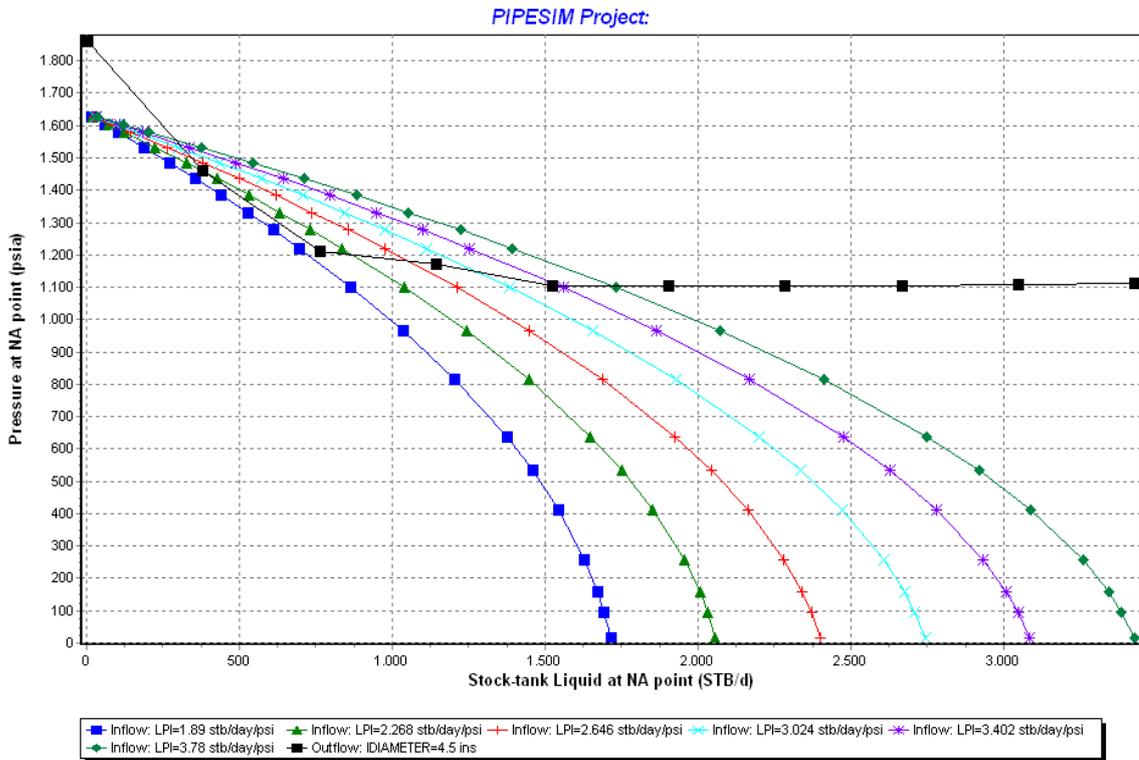


Figura 48. Intersección de la curva TPR con los % de reducción del IPR

Se puede observar en la figura 48 que con una reducción del 50% del índice de productividad la curva de oferta y la curva de demanda del pozo no se cortan por lo que se limita el estudio para reducciones del IPR de hasta un 40% del valor total. De los cuatro casos restantes se tomará el caso de 0% de reducción del IPR como un caso optimista, el de 40% como un caso pesimista y tres casos de reducción del IPR (10%, 20% y 30%) para evaluar y seleccionar el caso esperado.

9. Tasas de petróleo seleccionadas según la intersección de las curvas de oferta y demanda.

Las tasas seleccionadas para el estudio de este trabajo según la intersección de las curvas de IPR con la curva de TPR (figura 48) son: 900, 1050, 1250, 1575 y 1750 BFPD según reducción del IPR de 40%, 30%, 20%, 10% y 0% respectivamente.

10. Cálculo de la tasa crítica de petróleo y tiempo de irrupción para las diferentes tasas.

Los datos utilizados en los cálculos fueron los siguientes:

Tabla 14. Tabla de datos usados para calcular la tasa crítica y el tiempo de irrupción

DATOS	
Tope p.b.n.m	3574,00
C.A.P.A (ft)	3650,00
L efectiva brazo (ft)	1200,00
Navegación (ft)	5,00
Kh (md)	305,00
kv/Kh	0,70
visc.petro (cps)	6,37
visc. agua (cps)	1,00
Bo (By/Bn)	1,12
Dens.Agua (gr/cc)	1,03
Dens.Petro (gr/cc)	0,956
Dens. Gas (gr/cc)	0,70
Porosidad (fracc)	0,26
Swi (fracc)	0,28
Sw (fracc)	0,35
2Ye (ancho drenaje-mt)	350,00

- De acuerdo al método descrito en el marco teórico se obtuvo el siguiente resultado:

$$Q_{0crit} = 234,76 \text{ BFPD}$$

- Los tiempos de irrupción fueron los siguientes.

Tabla 15. Tiempo de irrupción para las tasas de estudio.

Tiempos de Irrupción			
Qo (BFPD)	T irrup (días)	T irrup (años)	Np @ irrup (MBN)
900	651,84	1,79	328,684
1050	558,72	1,53	383,395
1250	469,32	1,29	456,343
1575	372,48	1,02	574,883
1750	335,23	0,92	586,653

11. Selección del tipo de Completación de Producción.

Para la selección del tipo de completación de producción se tomó como mejor opción la del ***Liner Ranurado*** debido al grado de consolidación de la arena y a los problemas que se han presentado con empaques con grava.

Desde el punto de vista económico, esta completación evita el costo del cañoneo y el empacamiento con grava, ya que al tener contacto directo con la formación el proceso de empacamiento se produce de forma natural.

12. Diseño del sistema de levantamiento artificial por Bomba de Cavidad Progresiva (BCP).

Una vez proporcionados los datos requeridos por el programa comercial de computación (PC-Pump), se diseñó el sistema de levantamiento artificial por bombeo de cavidad progresiva, tomando la tasa de producción como 1250 BPD. El resultado de la simulación fue el siguiente:

- Bomba tipo tubular.
- Bomba marca de fabricante: PCM.
- Especificación de la bomba: 580TP1600.
- Capacidad: 7.25 Bls/RPM.
- Máximo RPM: 500.
- Rango de RPM de operación en el pozo de estudio: (100-300).
- Eficiencia de la Bomba: 85%
- Diámetros de Cabillas de la Bomba: 1 1/8".
- Diámetro de Tubería de Producción: 4.5".

13. Facilidades de producción en superficie.

Una vez que el crudo se encuentra en el cabezal del pozo hay que llevar este fluido hasta el múltiple de producción, el cual llevará la misma hasta la Estación de Flujo. Para seleccionar el diámetro óptimo de la tubería de producción se realizaron diversas simulaciones, variando diferentes parámetros para observar el comportamiento del fluido dentro de la tubería. En la

primera simulación se fijó como presión de llegada al múltiple de producción de 100 lpc, una tasa de 1250 BFPD, una distancia desde el cabezal al tubo múltiple de 2000 m., una temperatura ambiente promedio de 80 °F y se observó el comportamiento del flujo en tuberías de diámetros 4" (azul), 6" (rosado) y 8" (gris).

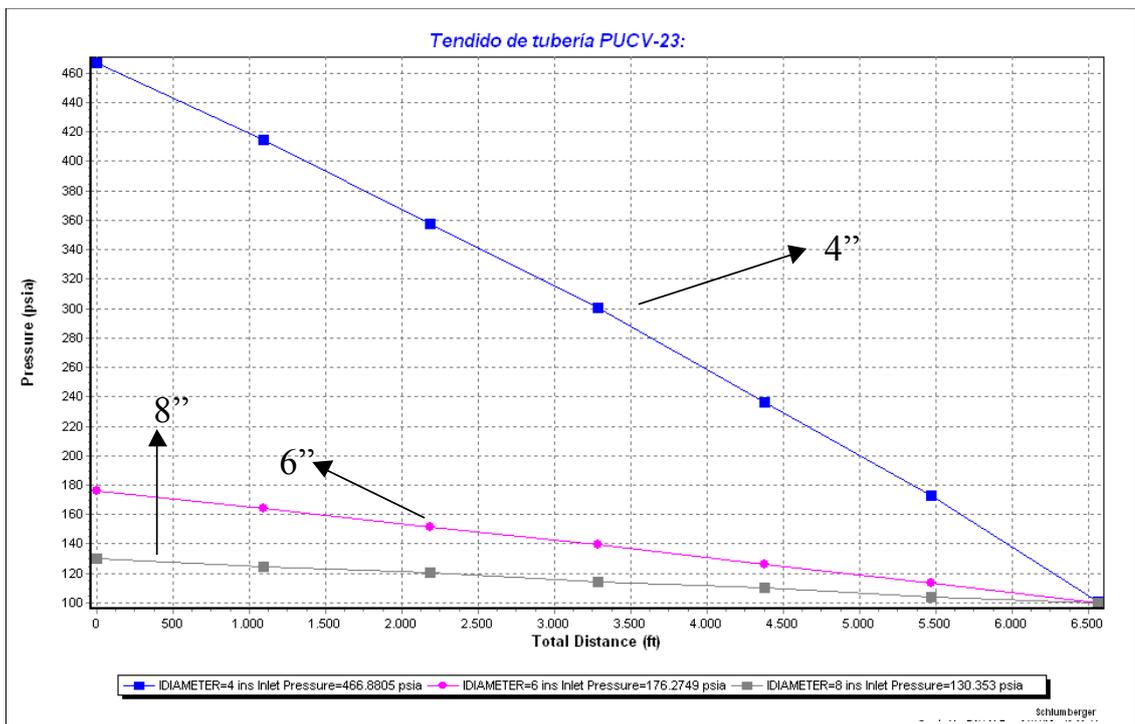


Figura 49. Comportamiento de las presiones en las diferentes tuberías para llegar al cabezal con una presión 100 lpc.

En la figura 49 podemos observar que para la tubería de 4" (azul) el fluido debe llegar al cabezal con una presión de 460 lpc., la tubería de 6" (rosada) debe llegar con 180 lpc. de presión y la de 8" (gris) debe llegar con 130 lpc.

La segunda simulación se realizó para calcular la tasa que es capaz de manejar las tuberías en estudio fijando las presiones de cabezal y de salida al múltiple, asignándoles valores de 200 y 100 lpc. respectivamente. El resultado obtenido de esta simulación muestra que la tubería de 4"

(azul) sólo puede manejar una tasa de 313 BFPD, la tubería de 6” (rosada) es capaz de manejar hasta 1549 BFPD y la de 8” (gris) puede manejar 4653 BFPD (ver figura 50).

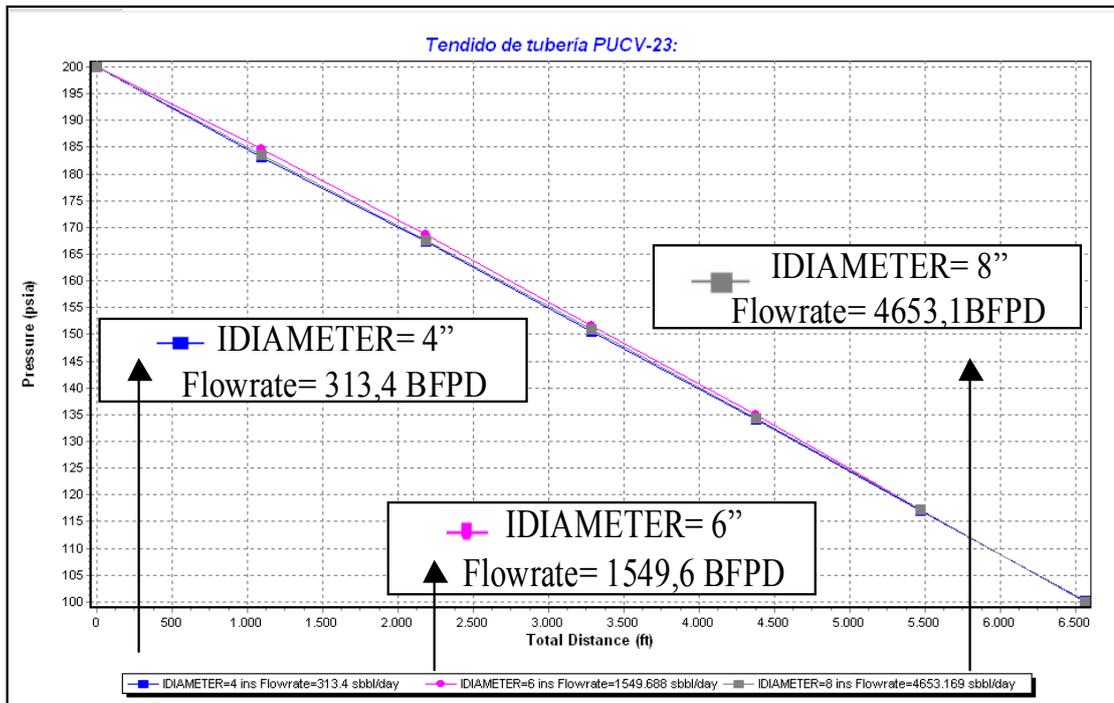


Figura 50. Manejo de fluidos de las diferentes tuberías.

Luego de observar los resultados obtenidos en la simulación se llegó a la conclusión de descartar la tubería de 4 pulgadas debido a que no cumple con los requisitos básicos para el manejo del fluido bajo las condiciones establecidas. Las tuberías de 6 y 8 pulgadas sí cumplen con los requisitos, sin embargo la tubería de 8 pulgadas sobrepasa en gran medida la tasa de fluido que manejará, por lo que se estaría sobre diseñando y realizando un gasto innecesario. El diámetro óptimo de la tubería debe ser de 6 pulgadas manejando presiones aceptables y una tasa máxima de 1549 BFPD bajo las condiciones supuestas.

14. Evaluación económica.

La evaluación económica se realiza para cada una de las tasas determinadas anteriormente y con el uso de un programa comercial de evaluación económica (*See Plus*), el cual determina los indicadores económicos y los diagramas de araña necesarios para realizar la evaluación.

En la figura 51 se muestra en la pantalla inicial del programa; en la cual se introducen los datos necesarios para su ejecución. Los datos suministrados son el tipo de actividad (perforación), tasa de producción 1250 BFPD, una relación gas petróleo de 350 PCN/BN, fecha de inicio de construcción del pozo, duración de la perforación de 22 días y el costo del pozo de 3900 MMBs.

Pozo Individual

Localización / Pozo: ORIENTE Actividad: P

Segregación o Campo: MEREY PT Inic. (MBD): 1,25

%Api de Formación: 16,5 RGP (PC/BI): 350

Inversiones Asociadas (MMBs.): 434,65 Fecha Inicio de Construcción: 15/01/2006

Costo Operación (Bs.BBL): 4.549,66 Días: 22

Disponibilidad: 0,93 Costo del Pozo(MMBs.): 3.900,00

Inversiones No Generadoras (MMBs.MBD): 104,23

Años	Pérdida de Producción Declinación %	Potencial Desarrollado de Crudo						PD Gas del Crudo MMPCD	PD Ot Ga MMP
		Curva de Declinación Producción	POT Fin/Año Remanente MBD	POT Fin/Año OTROS MBD	POT Fin/Año TOTAL MBD	PD Prom. OTROS MBD	PD Prom/Año TOTAL MBD		
2005	29,00	1,00	0,00	0,00	0,92	0,00	0,91	0,32	
2006	29,00	0,71	0,66	0,00	0,66	0,00	0,73	0,26	
2007	29,00	0,50	0,47	0,00	0,47	0,00	0,52	0,18	
2008	29,00	0,36	0,33	0,00	0,33	0,00	0,37	0,13	
2009	29,00	0,25	0,23	0,00	0,23	0,00	0,26	0,09	
2010	26,00	0,19	0,17	0,00	0,17	0,00	0,19	0,07	
			0,86	0,00	1,19	0,00	1,29	449,83	

Guardar Eliminar Cancelar Salvar como... Calcular

Figura 51. Pantalla inicial del simulador con los datos requeridos.

El programa realiza los cálculos de indicadores económicos: Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Eficiencia de la Inversión (EI) y Tiempo de Pago (TP). La figura 52 se observa la pantalla del programa con los resultados de los cálculos de estos indicadores.

Indicadores Económicos				
Proyecto: LOCALIZACION PUCV-231 Alternativa: LOCALIZACION PUCV-23 Año Inicio: 2005 Año Base: 2005 Año a Someter: 2005 Cantidad de Años: 20 Años				
Nivel de Evaluación	Proyecto	Pdvsa	Nación	
Indicadores Económicos				
Inversión Perf. + Líneas Pozos Productores	2.016,12	2.016,12	2.016,12	M\$
Inversión Total	2.174,63	2.174,63	2.174,63	M\$
Producción Crudo	1,29	1,29	1,29	MMBls
Producción Neta de Gas Natural	445,33	445,33	445,33	MMPC
Resultados Económicos SUNK COST				
Flujo Neto Descontado (VPN)	4.020,88	4.020,88	13.749,14	M\$
Tasa Interna de Retorno (TIR)	91,23	91,23	287,79	%
Tasa Interna de Retorno Modificada (TIRM)	16,76	16,76	22,78	%
Eficiencia de la Inversión Tradicional (EI)	2,88	2,88	7,43	\$/%
Tiempo de Pago Dinámico (TPd)	1,00	1,00	1,00	AÑOS
Resultados Económicos COSTO TOTAL				
Flujo Neto Descontado (VPN)	4.020,88	4.020,88	13.749,14	M\$
Tasa Interna de Retorno (TIR)	91,23	91,23	287,79	%
Tasa Interna de Retorno Modificada (TIRM)	16,76	16,76	22,78	%
Eficiencia de la Inversión Tradicional (EI)	2,88	2,88	7,43	\$/%
Tiempo de Pago Dinámico (TPd)	1,00	1,00	1,00	AÑOS

Figura 52. Indicadores económicos para una tasa de 1250 BFPD.

En la tabla 16 se muestra un resumen de los resultados obtenidos del programa *See Plus*. Se puede observar que para las tasas 900 y 1050 BFPD se generan tiempos de 2 años y para las tasas entre 1250 y 1750 BFPD el tiempo de pago es de 1 año. Además el valor presente neto aumenta a medida que aumenta la tasa al igual que la tasa interna de retorno y la eficiencia de la inversión

Tabla 16. Evaluación económica (VPN y TIR).

Tasa (BFPD)	Valor Presente Neto (VPN) (M\$)	Tasa Interna de Retorno (TIR)	Eficiencia de la Inversión (EI)	Tiempo de Pago (TP) (años)
900	2525,82	61,76	2,2	2
1050	3166,56	74,41	2,49	2
1250	4020,88	91,23	2,88	1
1575	5409,15	118,36	3,49	1
1750	6156	132,87	3,81	1

15. Delimitación del escenario de producción de acuerdo a la evaluación económica.

Analizando los indicadores económicos VPN y TIR de las tasas en estudio se puede observar que todas las tasas estudiadas cumplen con los requerimientos establecidos en las normativas de proyectos de PDVSA ya que el VPN > 0 y el TIR > 15%.

En la figura 53 se muestran los diagramas araña de cada una de las tasas estudiadas, en ellos se observa las variables que poseen mayor influencia sobre el VPN son: producción y precios; siendo más acentuada esta influencia para las tasas de 900 y 1050 BFPD. Para mayor detalle de los diagramas ver Apéndice 2.

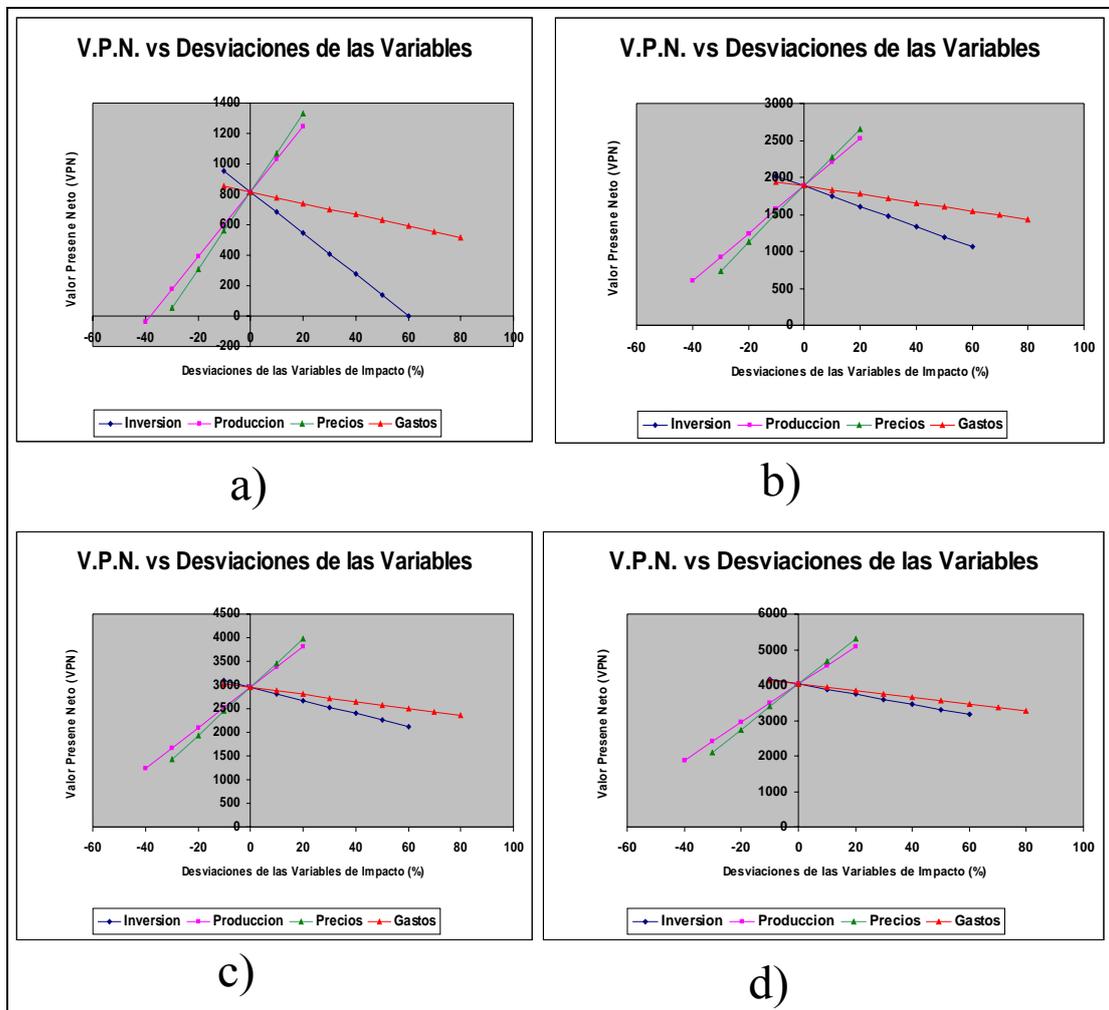


Figura 53. Diagramas de araña para las tasas:

a) 900 BFPD b) 1050 BFPD c) 1250 BFPD d) 1575 BFPD

16. Selección de la tasa de producción del pozo

De acuerdo a una evaluación de los resultados de los indicadores económicos y los diagramas de araña se puede concluir que todas son económicamente rentables. La tasa de producción del pozo ubicado en la localización PUCV-23 para motivos de diseño será de 1250 BFPD, con la cual se determinará la bomba de cavidad progresiva y el diseño de la línea de flujo del pozo hasta el múltiple o estación de flujo.

17. Cálculo del pronóstico de producción por declinación para la tasa seleccionada.

El valor utilizado para la tasa de declinación fue de 26% calculada con información de pozos vecinos y estableciendo como límite una producción de 25 BFPD, se obtuvieron los siguientes resultados:

- Para $Q_0 = 1250$ BFPD, N_p acumulado igual a 6,287 MMBls y límite económico igual a 14 años.

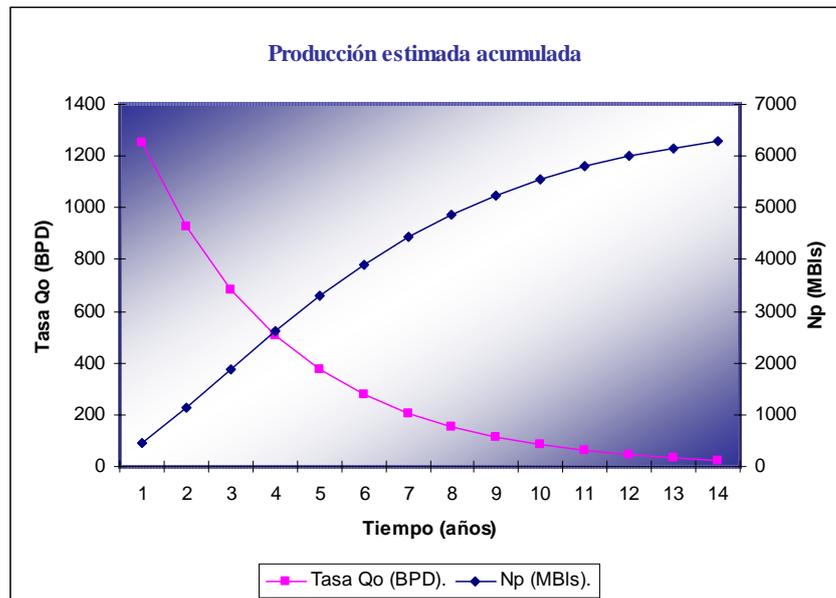


Figura 54. Producción estimada para una tasa de 1250 BFPD.

CONCLUSIONES

- El pozo ubicado en la localización PUCV-23 de radio largo con las siguientes coordenadas: en superficie **N-970.010 m** y **E-326.760 m**, en la entrada de la arena **N-970.050 m** y **E-326.370 m**, es rentable según este análisis. Se estima que el pozo tendrá un azimuth constante de $275,86^\circ$, un KOP de 2630 pies, una sección tangencial de 100 pies y una sección horizontal de 1200 pies.
- La configuración mecánica del pozo horizontal propuesto será un revestidor de superficie, un revestidor intermedio o de producción y un *liner* ranurado.
- La tasa estimada de producción del pozo es de 1250 BFPD debido a su alta rentabilidad y las facilidades operativas. El pronóstico de producción del proyecto se establece a 14 años con una producción acumulada de petróleo igual a 6,287 MMBN. Lo que permitirá recuperar la inversión en un tiempo de 469 días, con un TIR de 91,23% y un VPN de 4,02 MM\$.
- El pozo será completado con una Bomba de Cavidad Progresiva PCM 580TP1600 capaz de manejar la tasa de petróleo seleccionada de 1250 BFPD.
- La línea de flujo debe tener un diámetro mínimo de 6 pulgadas para que sea capaz de manejar el volumen de flujo esperado. Se estima que la presión mínima de cabezal debe ser de 178 lpc. para poder llegar al múltiple de producción con una presión de 100 lpc, requerida para transportar los fluidos hasta la estación de flujo.

RECOMENDACIONES.

- Usar este Trabajo Especial de Grado como guía para realizar la perforación, completación y facilidades de producción del pozo ubicado en la localización PUCV-23.

- Luego de la perforación y antes de la completación se debe realizar una estimulación para remover el daño producido a la formación durante la perforación del pozo. Por experiencia de campos se han obtenido buenos resultados en pozos horizontales aplicando esta estimulación.

- Debido a experiencias operativas en campo se recomienda arrancar el pozo a bajas RPM para que el pozo se empaque naturalmente. Con el fin de evitar la canalización de agua es recomendable el monitoreo de la producción y los RPM de la bomba del pozo con el fin de observar el comportamiento del corte de agua.

- Se recomienda incluir la tasa crítica en la evaluación económica a fin de compararlos con los resultados obtenidos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. PetroUCV S. A. Plan de Desarrollo Del Área Mayor de Socororo 2002 –2021, Fase I. PetroUCV S. A. Caracas, 2001.
2. González de Juana “Geología de Venezuela”. Venezuela, 1946.
3. Parra Edgar: “Seminario: Perforación Horizontal”, Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela, 2001.
4. Gamboa, A. González, T. “Determinación de la Productividad Máxima en Pozos Horizontales en Función de la Longitud o Sección Horizontal”. Trabajo especial de grado presentado a la U.C.V. para optar al título de Ingeniero de Petróleo, Caracas, Marzo 2003.
5. PDVSA-INTEVEP. “Pozos multilaterales”, 1999.
6. Essenfeld, M. “Pozos Horizontales y Secciones Horizontales en Reentries”. Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ingeniería. Escuela de Petróleo. Trabajo de ascenso. Julio 1997.
7. Joshi, S. D. “Horizontal Well Technology”. Tulsa, Oklahoma. Estados Unidos. 1991.
8. Giger, Reiss & Jourdan. “The reservoir engineering aspect of horizontal drilling”. Paper SPE 13020. Society of Petroleum Engineers, 1984.
9. Piña, S. y Mendoza, O. “Generación de una correlación empírica para estimar las propiedades PVT de los fluidos del Área Mayor de Socororo”. Trabajo especial de grado presentado a la U.C.V. para optar al título de Ingeniero de Petróleo, Caracas, Noviembre 2002.

10. Mc. Cain William: "The Properties of Petroleum Fluids", Segunda Edición, Penn Well Books, Tulsa, Oklahoma, USA, 1989.
11. Economides, M. "Well configurations in anisotropic reservoirs". Paper SPE 27980. Society of Petroleum Engineers, 1994.
12. Saturno. A, Daves A. "Análisis de Pruebas de Presiones en Pozos Horizontales Mediante la Aplicación del Modelo KTG en un Programa Computacional". Trabajo especial de grado presentado a la U.C.V. para optar al título de Ingeniero de Petróleo, Caracas, 2001.
13. Economides, M. "Horizontal Wells: Completion & Evaluation". Internacional Human Resources Development Corporation, 1993.
14. Renard, Gerard y J.M. Dupuy. "Formation Damage Effects on Horizontal Well flow efficiency". Paper SPE 19414. Society of Petroleum Engineers. Julio, 1991.
15. Babu, D. K. y Azis S. Odeh. "Productivity of a Horizontal Well". Paper SPE 18298. Society of Petroleum Engineers, 1988.
16. Thomas, L.K. y B.J. Todd. "Horizontal Well IPR Calculations". Paper SPE 51396. Society of Petroleum Engineers. Noviembre, 1996.
17. Joshi, S, D. Ding, W. "Horizontal Well Application: Reservoir Management". Paper SPE 37036. Society of Petroleum Engineers. Noviembre, 1996.
18. Halliburton. "Water Management Manual". 2004.
19. Rivera, José. "Pozo Horizontal Modelo de Yacimiento". Notas sobre Perforación Horizontal.

20. THETA ENTERPRISE, “Manual Optimización de Bombeo Mecánico”. 2005.
21. ESP Oil Engineering Consultants, “Manual de Bombeo de Cavidad Progresiva”. 2003.
22. Romero T., José, “Factibilidad Técnico–Económica de la implementación de completaciones Dual BES como estrategia para incrementar el recobro del yacimiento BDV-1 del Campo Budare del Distrito San Tomé”. Trabajo especial de grado presentado a la U.C.V. para optar al título de Ingeniero de Petróleo, Caracas, Abril 2003.
23. Linares, T. y Gutiérrez C. “Diseño y planificación de un pozo horizontal en el yacimiento TU-A (ES-415), Campo Socororo Este del estado Anzoátegui”. Trabajo especial de grado presentado a la U.C.V. para optar al título de Ingeniero de Petróleo, Caracas mayo 2005.

ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS.

Azi.: Azimuth.

A: Área de Drenaje de una Elipse.

Av: Área de drenaje de un pozo vertical.

Arg : Argumento de una función.

$\Delta P_{skin v}$: Caída de presión debida a S en un pozo vertical.

$\Delta P_{skin h}$: Caída de presión debida a S en un pozo horizontal.

BPD : Barriles por día.

Bls: Barriles.

cp : Centipoise.

c : Compresibilidad del Fluido.

Coor. : Coordenadas.

γ : Gravedad específica.

D: Días.

ρ : Densidad del fluido.

ρ : Densidad del fluido.

Ent.: Entrada.

X : Eje de Coordenadas en plano real.

Y : Eje de Coordenadas en plano real.

Z : Eje de Coordenadas en plana real.

a : Eje mayor de una elipse.

b : Eje menor de una elipse.

h : Espesor de la Arena Productora.

H.: Horizontal.

Incli.: Inclinación.

Inic.: Inicio.

S : Factor de Daño de la Formación.

Sec.: Sección.

β_0 : Factor Volumétrico de Formación.

F : Función Pseudo Presión.
IP: Índice de Productividad.
IPh : Índice de Productividad de un Pozo Horizontal.
IPv : Índice de Productividad de un Pozo Vertical.
IPR: Curva de comportamiento de afluencia.
TPR: Curva de demanda de fluidos o comportamiento de eflujo.
OD: Diámetro Externo
md : Milidarcys.
 π : Número pi = 3,141592...
psi : "punds per square inches" (Libras por Pulgadas Cuadradas).
Lpc : Libras por Pulgadas Cuadradas
Ln : Logaritmo neperiano.
L : Longitud Horizontal del Pozo.
k : Permeabilidad Absoluta
Pe : Presión estática del yacimiento.
Pwf : Presión de fondo fluyente.
Pw : Presión de fondo del pozo.
 \emptyset : Porosidad de la Formación.
rev : Radio de drenaje de un pozo vertical.
Rw : Radio del pozo.
ri : Radio de investigación.
re : Radio efectivo de un pozo.
qc : Tasa de Inyección.
q ó Q: Tasa de Producción del pozo.
Tg.: Tangente.
TP: Tiempo de Pago.
TVD : True Vertical Deep (Profundidad Vertical Verdadera)
MD: Measurement Deep (Profundidad Medida)
 μ : Viscosidad del Fluido.
KOP : Kick Off Point (Punto de Arranque)

ANEXO 1.

Trayectoria del pozo PUCV-23 diseñada con el programa COMPASS.

		TRAYECTORIA PLANIFICADA POZO PUCV-23					
		SOCORORO ESTE					
MD (ft)	Inc (deg)	Azi (deg)	TVD (ft)	N/S (ft)	EW (ft)	V.Sec. (ft)	DLeg (deg/100ft)
0	0	0	0	0	0	0	0
100	0	0	100	0	0	0	0
200	0	0	200	0	0	0	0
300	0	0	300	0	0	0	0
400	0	0	400	0	0	0	0
500	0	0	500	0	0	0	0
600	0	0	600	0	0	0	0
700	0	0	700	0	0	0	0
800	0	0	800	0	0	0	0
900	0	0	900	0	0	0	0
1000	0	0	1000	0	0	0	0
1100	0	0	1100	0	0	0	0
1200	0	0	1200	0	0	0	0
1300	0	0	1300	0	0	0	0
1400	0	0	1400	0	0	0	0
1500	0	0	1500	0	0	0	0
1600	0	0	1600	0	0	0	0
1700	0	0	1700	0	0	0	0
1800	0	0	1800	0	0	0	0
1900	0	0	1900	0	0	0	0
2000	0	0	2000	0	0	0	0
2100	0	0	2100	0	0	0	0
2200	0	0	2200	0	0	0	0
2300	0	0	2300	0	0	0	0
2400	0	0	2400	0	0	0	0
2500	0	0	2500	0	0	0	0
2600	0	0	2600	0	0	0	0
KOP =	2630,5	0	2630,5	0	0	0	0
2700	2,24	275,86	2700	0,1	-1,3	1,4	3,22
2800	5,46	275,86	2799,7	0,8	-8	8,1	3,22
2900	8,68	275,86	2899	2,1	-20,3	20,4	3,22
3000	11,9	275,86	2997,4	3,9	-38	38,2	3,22
3100	15,12	275,86	3094,6	6,3	-61,3	61,6	3,22
3200	18,34	275,86	3190,3	9,2	-89,9	90,4	3,22
3300	21,56	275,86	3284,3	12,7	-123,8	124,5	3,22
3400	24,78	275,86	3376,2	16,7	-162,9	163,8	3,22
3500	28	275,86	3465,8	21,3	-207,1	208,2	3,22
3600	31,22	275,86	3552,7	26,3	-256,3	257,6	3,22

KOP = Comienzo de la desviación del pozo

	MD (ft)	Inc (deg)	Azi (deg)	TVD (ft)	N/S (ft)	EW (ft)	V.Sec. (ft)	DLeg (deg/100ft)
	3700	34,44	275,86	3636,8	31,8	-310,2	311,8	3,22
	3800	37,66	275,86	3717,6	37,8	-368,7	370,7	3,22
	3900	40,88	275,86	3795	44,3	-431,7	434	3,22
	4000	44,1	275,86	3868,7	51,2	-498,9	501,5	3,22
	4100	47,32	275,86	3938,6	58,5	-570,1	573,1	3,22
	4200	50,54	275,86	4004,3	66,2	-645	648,4	3,22
TG =	4276,5	53	275,86	4051,6	72,3	-704,8	708,5	3,22
	4300	53	275,86	4065,7	74,3	-723,5	727,3	0
	4376,5	53	275,86	4111,8	80,5	-784,3	788,4	0
	4400	54,47	275,86	4125,7	82,4	-803,1	807,3	6,25
	4450	57,59	275,85	4153,6	86,7	-844,4	848,8	6,25
	4500	60,72	275,85	4179,3	91	-887,1	891,7	6,25
	4550	63,84	275,85	4202,5	95,5	-931,1	936	6,25
	4600	66,97	275,85	4223,3	100,2	-976,3	981,4	6,25
	4650	70,09	275,84	4241,6	104,9	-1022,6	1028	6,25
	4700	73,22	275,84	4257,3	109,7	-1069,8	1075,4	6,25
	4750	76,34	275,84	4270,5	114,7	-1117,8	1123,7	6,25
	4800	79,47	275,84	4280,9	119,6	-1166,4	1172,5	6,25
	4850	82,59	275,83	4288,7	124,6	-1215,5	1221,9	6,25
	4900	85,72	275,83	4293,8	129,7	-1265	1271,7	6,25
PE =	4920,5	87	275,83	4295,1	131,8	-1285,4	1292,1	6,25
	5000	88,28	275,84	4298,4	139,9	-1364,4	1371,5	1,61
PH =	5106,9	90	275,86	4300	150,7	-1470,7	1478,4	1,61
	5200	90	275,86	4300	160,3	-1563,3	1571,5	0
	5300	90	275,86	4300	170,5	-1662,8	1671,5	0
	5400	90	275,86	4300	180,7	-1762,3	1771,5	0
	5500	90	275,86	4300	190,9	-1861,8	1871,5	0
	5600	90	275,86	4300	201,1	-1961,2	1971,5	0
	5700	90	275,86	4300	211,3	-2060,7	2071,5	0
	5800	90	275,86	4300	221,5	-2160,2	2171,5	0
	5900	90	275,86	4300	231,7	-2259,7	2271,5	0
	6000	90	275,86	4300	241,9	-2359,2	2371,5	0
	6100	90	275,86	4300	252,1	-2458,6	2471,5	0
	6200	90	275,86	4300	262,4	-2558,1	2571,5	0
PF =	6306,9	90	275,86	4300	273,3	-2664,4	2678,4	0

TG = Tangente para colocar la bomba.
PF = Punto Final del Pozo

PE = Punto de Entrada a la Arena
PH = Punto de Horizontalidad

APÉNDICE 1. CÁLCULO DE LAS PROPIEDADES PVT.

Cálculo de las propiedades PVT.

➤ Presión y Temperatura.

$$P = \frac{\text{Pr of}_{DATUM} + 279.79}{2.3744} = \frac{(4295 \text{ pies} - 698 \text{ pies}) + 279.79}{2.3744} = 1635 \text{ psi}$$

$$T = \frac{\text{Pr of}_{DATUM} + 2599.3}{39.57} = \frac{(4295 \text{ pies} - 698 \text{ pies}) + 2599.3}{39.57} = 156.72^\circ F$$

➤ Cálculo de R_s y β_o .

$$R_s(PCN / BN) = \gamma_g \left\{ \left[\left(\frac{P}{18.2} \right) + 1.4 \right] \times 10^{(0.0125API - 0.00091T)} \right\}^{1.2048}$$

Tomando el valor de $\gamma_g = 0.7$

$$\Rightarrow R_s = 0.7 \left\{ \left[\left(\frac{1365}{18.2} \right) + 1.4 \right] \times 10^{(0.0125 \times 16.5 - 0.00091 \times 156.72)} \right\}^{1.2048}$$

$$\Rightarrow R_s = 192 PCN / BN$$

$$\beta_o (BY / BN) = 0.9759 + 0.00012 \left[\left(R_s \sqrt{\frac{\gamma_g}{\gamma_o}} \right) + 1.25T \right]^{1.2}$$

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + API} = \frac{141.5}{131.5 + 16.5} = 0.9561$$

$$\Rightarrow \beta_o = 0.9759 + 0.00012 \left[\left(192 \sqrt{\frac{0.7}{0.9561}} \right) + 1.25(156.72) \right]^{1.2}$$

$$\Rightarrow \beta_o = 1.12(BY / BN)$$

➤ **Viscosidad.**

$$\mu_{oMuerto} = 10 \left[10^{(3.00324 - 0.02023 API) x T^{-1.163}} \right] - 1$$

$$\mu_{oVivo} = A(\mu_{oMuerto})^B$$

$$A = 10.715(Rs + 100)^{-0.515}$$

$$B = 5.44(Rs + 150)^{-0.338}$$

$$\Rightarrow A = 10.71(192 + 100)^{-0.515} = 0.575595$$

$$\Rightarrow B = 5.44(192 + 150)^{-0.338} = 0.757003$$

$$\mu_{oMuerto} = 10 \left[10^{(3.00324 - 0.02023 \times 16.5) \times (156.72)^{-1.163}} \right] - 1 = 24cp$$

$$\mu_{vivo} = 0.575595(24)^{0.757003} = 6.37cp.$$

APÉNDICE 2. DIAGRAMAS DE ARAÑA DE LAS TASAS SELECCIONADAS.

Diagrama de araña de las tasas de producción: 900, 1050, 1250 y 1575 BFPD.

Tasa 900 BFPD.

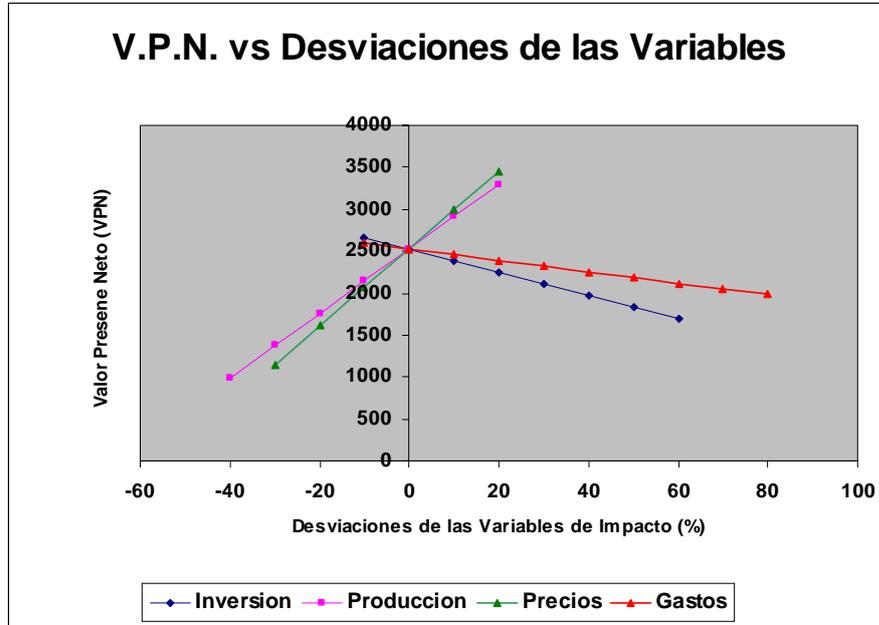


Figura 2-A. Diagrama de araña para una tasa de 900 BFPD.

Tasa 1050 BFPD.

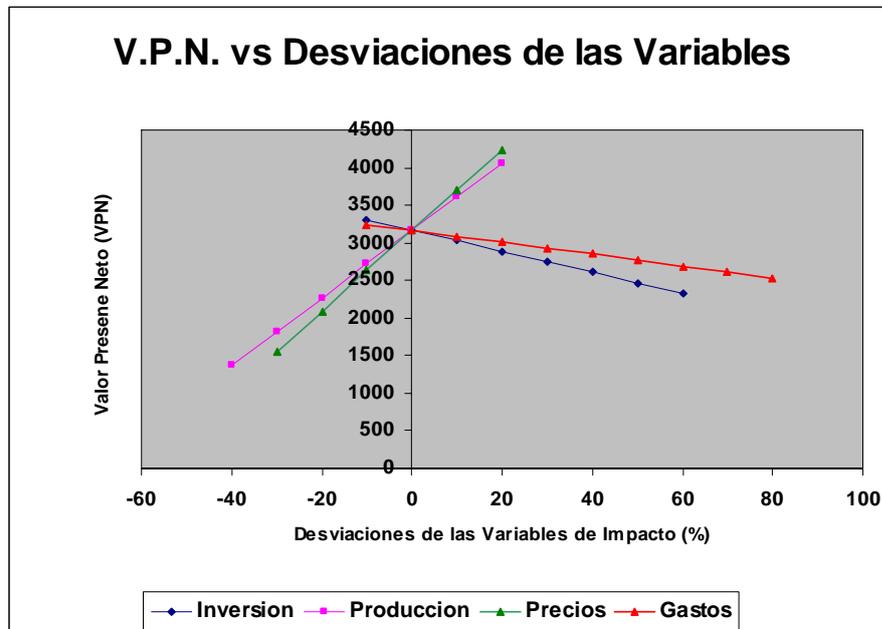


Figura 2-B. Diagrama de araña para una tasa de 1050 BFPD.

Tasa 1250 BFPD.

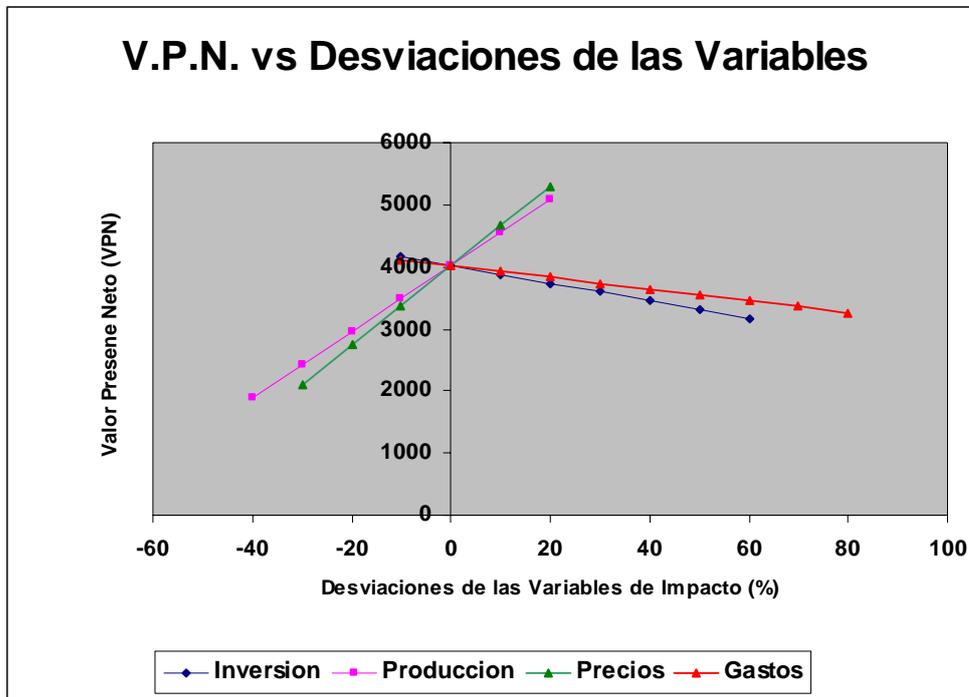


Figura 2-C. Diagrama de araña para una tasa de 1250 BFPD.

Tasa 1575 BFPD.

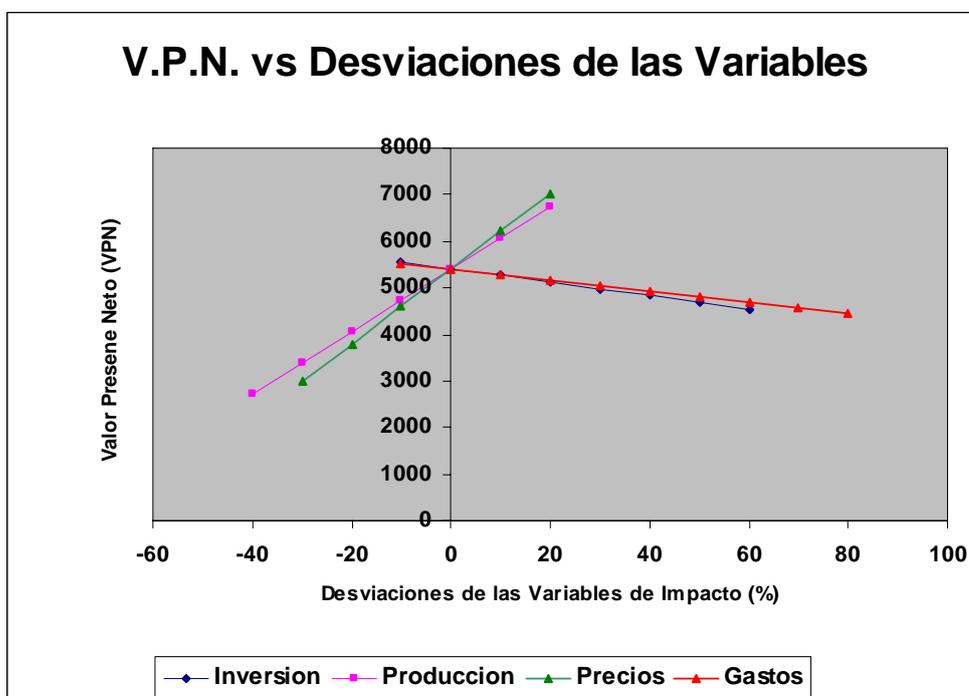


Figura 2-D. Diagrama de araña para una tasa de 1575 BFPD.

APÉNDICE 3. SOLUCIÓN DE PROBLEMAS EN UN SISTEMA DE BOMBEO

A continuación se indicarán algunos *tips* que se deben tener en cuenta para ajustar o solucionar posibles problemas que se presentan al diseñar el sistema de bombeo:

Para reducir las cargas en la caja:

- Reduzca la longitud de la embolada.
- Reduzca el diámetro de pistón.
- Reduzca el peso de la sarta de cabillas.
- Reduzca la velocidad de la unidad de bombeo.
- Utilice un motor de alto deslizamiento.

Para reducir las cargas sobre las cabillas:

- Use un diseño de sarta de cabillas balanceado.
- Use cabillas más resistentes.
- Reduzca el diámetro del pistón.
- Reduzca la velocidad de bombeo.

Para reducir el consumo de energía:

- Use cabillas de fibra de vidrio.
- Incremento el diámetro del pistón.
- Use una embolada larga y lenta.
- Use el mejor tipo de unidad de bombeo.
- Use el tamaño de motor correcto.

Para maximizar la producción:

- Incremento el diámetro del pistón.
- Incremento la velocidad de bombeo.
- Incremento la longitud de la embolada.
- Use tuberías de producción de mayor diámetro.

Utilice cabillas más resistentes y ligeras.

Utilice el tipo de unidad correcto para evitar problemas de flotación de cabillas.

Utilice ancla de gas si la interferencia por gas es un problema.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Ángulo de desviación: es el ángulo formado por el pozo con respecto a la vertical.

Área: división geográfica de mayor escala, donde se realizan las operaciones de exploración o producción.

Azimut: ángulo desde el norte, en dirección de las agujas del reloj, de la desviación del hoyo.

Buzamiento: es el ángulo entre el plano de estratificación de la formación y el plano horizontal, medido en un plano perpendicular al rumbo.

Campo: proyección en superficie del conjunto de yacimientos de hidrocarburos con características similares y asociados al mismo rasgo geológico.

Centipoise (cP): unidad de viscosidad equivalente a una centésima de poise, donde un poise es un gramo por metro-segundo y un centipoise es un gramo por centímetro-segundo.

Conificación de agua: superficie en forma de cono que toma el contacto agua-petróleo alrededor de un pozo de petróleo. Tal superficie se forma cuando la zona productora de petróleo está localizada en una arena cuya parte inferior (fondo de la arena) se levanta agua y debido a la alta rata de producción o empuje hidrostático de fondo, el contacto agua-petróleo se ubica debajo del pozo formando una superficie cónica alrededor del mismo.

Coordenadas: son las distancias de un punto dado en las direcciones N-S y E-O.

Darcy: se dice que una roca o cualquier material tiene una permeabilidad de 1 Darcy, cuando una atmósfera de presión es capaz de forzar un líquido de 1 centipoise a través de una muestra de centímetro de largo y 1 centímetro cuadrado de sección transversal, imprimiéndole una velocidad de 1 centímetro por segundo.