

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DESARROLLO DE UN MODELO TEÓRICO PARA EL MEJORAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO MEDIANTE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS EN EL CAMPO CARICARI

Trabajo Especial de Grado
Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs. Aponte H. Jesús M.,
Oviedo V. Mario R.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2005

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DESARROLLO DE UN MODELO TEÓRICO PARA EL MEJORAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO MEDIANTE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS EN EL CAMPO CARICARI

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Victor Escalona

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. María Rondón

Trabajo Especial de Grado
Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs. Aponte H. Jesús M.,
Oviedo V. Mario R.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2005

Caracas, Junio 2005

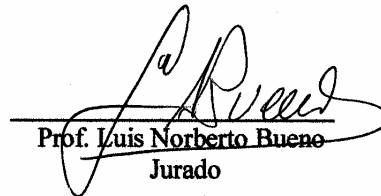
Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por los Bachilleres Aponte H. Jesús M. y Oviedo V. Mario R., titulado:

**“Desarrollo de un Modelo Teórico para el Mejoramiento de la
Producción de Crudo Mediante un Sistema de Levantamiento
Artificial por Gas en el Campo Caricari”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudio conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por los autores, lo declaran APROBADO.



Prof. Sandro Gasbarri
Jurado



Prof. Luis Norberto Bueno
Jurado



Prof. Víctor Escalona
Tutor Académico





**Escuela de Ingeniería de Petróleo
Facultad de Ingeniería-UCV**

ACTA

Quienes suscriben, integrantes de la totalidad del jurado examinador del Trabajo Especial de Grado, titulado **“Desarrollo de un Modelo Teórico para el Mejoramiento de la Producción de Crudo Mediante un Sistema de Levantamiento Artificial por Gas en el Campo Caricari”**, presentado por el Br. Jesús Aponte, titular de la Cédula de Identidad No.14.567.738, para optar al título de Ingeniero de Petróleo, acordaron por unanimidad solicitarle a las autoridades correspondientes de la Facultad de Ingeniería, tengan a bien otorgar **MENCIÓN HONORIFICA** al Trabajo de Grado antes mencionado.

Esta solicitud se hace con base a la originalidad del enfoque utilizado para tratar el tema presentado y a la excelencia, tanto de su contenido como de su presentación formal, atributos que lo convierten en una fuente de referencia útil.

Se levanta la presente Acta en Caracas, a los catorce (14) días del mes de junio del año dos mil cinco.

Prof. Sandro Gasbarri
Jurado Principal

Prof. Luis Norberto Bueno
Jurado Principal

Prof. Víctor Escalona
Tutor Académico





**Escuela de Ingeniería de Petróleo
Facultad de Ingeniería-UCV**

ACTA

Quienes suscriben, integrantes de la totalidad del jurado examinador del Trabajo Especial de Grado, titulado **“Desarrollo de un Modelo Teórico para el Mejoramiento de la Producción de Crudo Mediante un Sistema de Levantamiento Artificial por Gas en el Campo Caricari”**, presentado por el Br. Mario Oviedo, titular de la Cédula de Identidad No.15.691.795, para optar al título de Ingeniero de Petróleo, acordaron por unanimidad solicitarle a las autoridades correspondientes de la Facultad de Ingeniería, tengan a bien otorgar **MENCIÓN HONORIFICA** al Trabajo de Grado antes mencionado.

Esta solicitud se hace con base a la originalidad del enfoque utilizado para tratar el tema presentado y a la excelencia, tanto de su contenido como de su presentación formal, atributos que lo convierten en una fuente de referencia útil.

Se levanta la presente Acta en Caracas, a los catorce (14) días del mes de junio del año dos mil cinco.

Prof. Sandro Gasbarri
Jurado Principal

Prof. Luis Norberto Bueno
Jurado Principal

Prof. Víctor Escalona
Tutor Académico



AGRADECIMIENTOS

- En primer lugar a Dios, por enseñarme que la Fe y la Esperanza son las herramientas más fuertes en este camino.
 - A mis Padres: Zoraida y Manuel, por regalarme la vida y día tras día ayudarme a vivirla.... Gracias, sin ustedes no podría ser ni la mitad de lo que soy.
 - A mis Hermanos: José Manuel, Leonam, Jhonny, Jerry y Alex, porque sin su apoyo y confianza no hubiese podido lograrlo.... Gracias de todo corazón.
 - A la Ilustre Universidad Central de Venezuela y todos los forjadores que ella contiene, en especial a los profesores: Rebecca Pradere, Jorge Retamozo, Norberto Bueno y Wladimiro Kowalchu, entre otros, por haber tallado a mano mi carácter, aplomo y fortaleza... Gracias, espero sigan formando futuros.
 - A mi Compañero de Tesis: Mario, porque sin su empeño y dedicación, aun estaríamos a la mitad.... Gracias.
 - A mis Tutores: María Alejandra Rondón y Víctor Escalona, por haberme brindado toda la ayuda necesaria para realizar este proyecto.
 - A PetroUcv, por haberme permitido realizar este trabajo bajo la tutela de su empresa y haberme proporcionado toda su colaboración a lo largo del mismo, muy especialmente al Ing. Jesús Patiño y todo el grupo de trabajo.
 - ...Y a todo aquel que por falta de tiempo y espacio en esta hoja no pude incluir, pero que los llevo presente día a día..... Gracias.
- Jesús Aponte...**
- Primeramente a Jehová Dios Padre Todopoderoso por llevarme por el sendero del bien y por permitirme alcanzar hasta el momento cada una de las metas que me he propuesto, esperando por supuesto que su luz me sirva de guía en el resto de mi vida.
 - A la Empresa PETROUCV por haberme dado la oportunidad de realizar el presente Trabajo Especial de Grado, prestando toda la colaboración que le fue posible durante su ejecución. Especialmente a los Ingenieros María Alejandra Rondón de Márquez y Jesús Patiño, así como también a todo el personal que de una u otra forma contribuyeron con nuestro trabajo.
 - Al estimado Profesor Víctor Escalona por su ayuda, dedicación y colaboración; quién además de ser nuestro Tutor Académico ha sido también un excelente amigo.
 - A mi apreciado amigo y Profesor Luis Norberto Bueno, por su orientación, apoyo y sabios consejos durante mi formación académica.
 - A mi compañero Jesús, que además de haber sido un gran compañero de trabajo, ha demostrado ser una excelente persona y amigo.

A todos ellos mis más sinceras gracias.

Bachiller Mario Oviedo.

DEDICATORIA

- Muy afectivamente mis **Padres y Hermanos**, por ser ellos la razón de mi lucha continua por ser mejor y porque merecen todo lo que les pueda dar y mucho más...
 - **Al Amor de mi vida:** Carlita Do Nascimento, por ser la luz inextinguible que alumbró mi camino. Todos mis logros son dedicados a ti... te amo mil veces y de todos los colores.
 - A mis **Amigos incondicionales:** Odair, Julio, Cesar, Ivone, Adri, Barbie, Lucho, Arturo, Cesar Bermudez, Carlos Russo, Gabriel (paco), Juan Carlos (el chino), Daniel drelos, Rosana, Gonzalo y todos los que no puedo seguir nombrando; esto es más suyo que mío por ser los matices que pintan mi existencia.
 - **... y a todos los que creen en lo imposible, nada es imposible....**
- “Si justificas tus limitaciones ciertamente las tendrás”
-Richard Bath.
- Jesús Aponte...**
- A mis Padres, Leli y Julia, por haberme dado la vida y por el infinito amor que me tienen. Su apoyo, comprensión y amistad siempre ha sido y será el pilar fundamental que me ayudará a perseverar y lograr el éxito en cada una de mis metas propuestas.
 - A mis tíos Aurica, Trino y Roberto, que más allá de ser mis tíos han sido como mis segundos padres.
 - A mis hermanos Yunmary, Samuel y Julio, por el incondicional cariño, apoyo y atención que han tenido hacia mí.
 - A mi apreciada amiga Alexandra Almenar por todo el apoyo que me prestó durante la culminación de mis estudios.
 - A mis amigos Carlos, Daniela, Mario Rojas, Mario Blanco, Gabriel, Pablo, Nadry, Tucupita, Randolf, José Ricardo y a todos aquellos que siempre estuvieron conmigo en las buenas y en las malas.
 - “ La perseverancia y la disciplina constituyen la clave para lograr el éxito de cualquier actividad que se realice” (anónimo).

Bachiller Mario Oviedo

ÍNDICE GENERAL

	Pag.
AGRADECIMIENTOS.....	i
DEDICATORIA.....	ii
LISTA DE TABLAS.....	vi
LISTA DE FIGURAS.....	viii
RESUMEN.....	x
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I	
<hr/>	
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.1 Objetivo General.....	3
1.2 Objetivos específicos.....	3
1.3 Justificación.....	4
CAPÍTULO II	
<hr/>	
MARCO TEÓRICO.....	5
2.1 Flujo natural.....	5
2.2 Índice de productividad.....	6
2.3 Curva de comportamiento de influjo o IPR.....	6
2.4 Curva de IPR según Vogel.....	7
2.5 Curva de IPR según Fetkovich.....	7
2.6 Curva de comportamiento de Eflujo o TPR.....	8
2.7 Flujo multifásico.....	9
2.7.1 Propiedades de los líquidos.....	10
2.7.2 Flujo multifásico en tuberías verticales.....	15
2.7.3 Flujo horizontal.....	20
2.8 Análisis nodal.....	24
2.9 Levantamiento artificial por gas.....	25
2.9.1 Ventajas y limitaciones del levantamiento artificial por gas.....	29
2.9.2 Tipos de levantamientos.....	30
2.9.3 Ventajas del levantamiento artificial por gas continuo sobre el intermitente.....	32
2.9.4 Tipos de instalaciones.....	33
2.10 Componentes de un sistema de levantamiento artificial por gas.....	34
2.10.1 Equipos de subsuelo.....	34
2.10.2 Equipos de superficie.....	39
2.11 Evaluación económica.....	46
2.11.1 Flujo de caja.....	46
2.11.2 Horizonte económico.....	47
2.11.3 Elementos de los ingresos.....	48
2.11.4 Elementos de los egresos.....	48
2.11.5 Costos de operación y mantenimiento.....	48
2.11.6 Tipos de costos.....	49

2.11.7 Impuestos.....	49
2.11.8 Aporte legal a PDVSA.....	49
2.11.9 I.S.L.R. (impuesto sobre la renta)	49
2.11.10 Tasa de descuento.....	50
2.11.11 Depreciación.....	50
2.11.12 Métodos de depreciación.....	50
2.11.13 Indicadores económicos.....	50
2.11.14 Tiempo de pago.....	51
2.11.15 Eficiencia de la inversión.....	52
CAPÍTULO III	
DESCRIPCIÓN DEL CAMPO.....	53
3.1 Distribución actual de los fluidos.....	54
3.2 Mecanismos de producción.....	56
3.3 Subcuenca de Maturín.....	57
3.4 Sistemas petrolíferos del flanco sur de la Subcuenca de Maturín.....	57
3.5 Marco estructural del área.....	58
3.6 Estratigrafía de la zona.....	60
3.7 Líneas de producción del campo.....	63
CAPÍTULO IV	
DESCRIPCIÓN DEL SIMULADOR – PIPESIM.....	65
4.1 Componentes del simulador.....	65
4.1.1 Well performance.....	65
4.1.2 Network analysis.....	66
4.1.3 Goal.....	66
4.2 Modelos de fluido.....	66
4.2.1 Black Oil.....	67
4.2.2 Composicional.....	68
4.3 Modelos de yacimiento, pozo y completaciones.....	69
4.3.1 Completación vertical.....	69
4.3.2 Tubería de producción.....	72
4.4 Diagnóstico y diseño del sistema de levantamiento artificial por gas.....	74
CAPÍTULO V	
METODOLOGÍA DE TRABAJO.....	76
5.1 Tipo de metodología.....	76
5.1.1 Nivel de investigación.....	76
5.1.2 Diseño de la investigación.....	77
5.2 Propiedades de los fluidos.....	78
5.2.1 Factor volumétrico de formación de petróleo.....	79
5.2.2 Viscosidad de crudo muerto.....	80
5.2.3 Viscosidad de crudo vivo.....	81
5.3 Propiedades del yacimiento.....	81
5.4 Índice de productividad.....	81
5.5 Curva de comportamiento de influjo.....	83
5.6 Curva de comportamiento de eflujo.....	84

5.6.1 Correlación de flujo vertical.....	84
5.6.2 Correlación de flujo horizontal.....	85
5.7. Curva de comportamiento de influjo y curva de comportamiento de eflujo.....	85
5.8 Punto de inyección.....	86
5.9 Selección del diámetro de la tubería de producción.....	86
5.10 Selección del diámetro y longitud de las líneas de flujo.....	87
5.11 Diseño del sistema de levantamiento artificial por gas.....	88
5.11.1 Presión de operación disponible en superficie.....	88
5.11.2 Tasa óptima y máxima de inyección.....	88
5.11.3 Espaciamiento de los mandriles.....	90
5.11.4 Válvulas de levantamiento artificial por gas.....	90
5.12 Módulo de compresión.....	91
5.13 Líneas de recolección de gas a baja presión.....	91
5.14 Líneas de gas de alta presión.....	92
5.15 Presión de succión.....	93
5.16 Presión de descarga.....	93
5.17 Volumen total de gas.....	93
5.18 Estranguladores.....	93
5.19 Estimación de la declinación de la tasa de producción.....	94
5.20 Análisis económico.....	94
CAPÍTULO VI	
ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	96
6.1 Selección de los pozos a ser evaluados para el diseño del sistema se levantamiento artificial por gas.....	96
6.2 Análisis de yacimiento.....	97
6.2.1 Modelo del fluido.....	97
6.2.2 Estimación del índice de productividad.....	99
6.3 Análisis de pozo y línea de flujo horizontal.....	101
6.3.1 Correlaciones de flujo vertical.....	101
6.3.2 Línea de flujo horizontal.....	103
6.3.3 Comportamiento del pozo previo a la implantación del sistema de levantamiento artificial por gas	109
6.3.4 Diseño del sistema de levantamiento artificial por gas.....	111
6.4 Análisis de las redes de distribución de gas para los primeros prospectos.....	120
6.4.1 Sistema de compresión: Módulo de compresión.....	120
6.4.2 Sistema de compresión: Yopales.....	124
6.5 Declinación de la tasa de producción de líquido y presión estática para cada prospecto a lo largo del horizonte económico.....	127
CONCLUSIONES.....	130
RECOMENDACIONES.....	132
BIBLIOGRAFÍA.....	134
NOMENCLATURAS.....	136
ANEXOS.....	137

ÍNDICE DE TABLAS

	Pag.
CAPÍTULO III	
DESCRIPCIÓN DEL CAMPO	
Tabla 3.1.- Evaluación de las Líneas de Flujo de los Pozos del Campo Caricari.....	64
CAPÍTULO VI	
ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	
Tabla 6.1 Pozos y prospectos a ser evaluados.....	96
Tabla 6.2 Propiedades del fluido calculadas.....	98
Tabla 6.3 Valor del índice de productividad estimado para cada prospecto.	100
Tabla 6.4 Correlaciones de flujo vertical escogidas para el modelaje de los pozos.	102
Tabla 6.5 Ubicación en planta los pozos.....	103
Tabla 6.6 Valores estimados de las longitudes de las líneas de producción desde los pozos a la estación de flujo Caricari.....	104
Tabla 6.7 Correlaciones de flujo horizontal escogidas para el modelaje de los pozos.....	105
Tabla 6.8 Diámetros de tuberías propuestos.....	107
Tabla 6.9 Resultado de análisis nodal.....	110
Tabla 6.10 Resultado de la estimación de las tasas máximas, tasas óptimas y el punto de inyección por prospecto.....	112
Tabla 6.11 Profundidad de los mandriles del pozo CAR-03.....	113
Tabla 6.12 Especificaciones de las válvulas del prospecto S3 del pozo CAR-03.....	113
Tabla 6.13 Especificaciones de las válvulas del prospecto U1M del pozo CAR-03.....	113
Tabla 6.14 Profundidad de los mandriles del pozo CAR-07.....	113
Tabla 6.15 Especificaciones de las válvulas del prospecto S3 del pozo CAR-07.....	114
Tabla 6.16 Especificaciones de las válvulas del prospecto U1L del pozo CAR-07.....	114
Tabla 6.17 Especificaciones de las válvulas del prospecto U5L del pozo CAR-07.....	114
Tabla 6.18 Profundidad de los mandriles del pozo CAR-10.....	114
Tabla 6.19 Especificaciones de las válvulas del prospecto U2L del pozo CAR-10.....	115
Tabla 6.20 Especificaciones de las válvulas del prospecto U5L del pozo CAR-10.....	115
Tabla 6.21 Profundidad de los mandriles del pozo CAR-12.....	115
Tabla 6.22 Especificaciones de las válvulas del prospecto U1M del pozo CAR-12.....	115
Tabla 6.23 Especificaciones de las válvulas del prospecto U8 del pozo CAR-12.....	116

Tabla 6.24 Profundidad de los mandriles del pozo CAR-14.....	116
Tabla 6.25 Especificaciones de las válvulas del prospecto U1L del pozo CAR-14.....	116
Tabla 6.26 Especificaciones de las válvulas del prospecto U2M del pozo CAR-14.....	116
Tabla 6.27 Especificaciones de las válvulas del prospecto U8 del pozo CAR-14.....	117
Tabla 6.28 Profundidad de los mandriles del pozo CAR-15.....	117
Tabla 6.29 Especificaciones de las válvulas del prospecto J3M del pozo CAR-15.....	117
Tabla 6.30 Especificaciones de las válvulas del prospecto J3U del pozo CAR-15.....	117
Tabla 6.31 Especificaciones de las válvulas del prospecto U1L del pozo CAR-15.....	118
Tabla 6.32 Profundidad de los mandriles del pozo ES-111.....	118
Tabla 6.33 Especificaciones de las válvulas del prospecto U1L del pozo ES-111.....	118
Tabla 6.34 Especificaciones de las válvulas del prospecto U8 del pozo ES-111.....	118
Tabla 6.35 Resultados de presión operacional, presión de arranque y tasa de líquido estimados en el diseño de levantamiento.....	119
Tabla 6.36 Propuesta de apertura a producción de los prospectos.....	120
Tabla 6.37 Longitud de las líneas de baja y alta presión (módulo de compresión).....	121
Tabla 6.38 Presiones obtenida en la simulación de la red de alta presión para el módulo de compresión.....	122
Tabla 6.39 Diámetros de los orificios de los estranguladores en las líneas de alta presión para el módulo de compresión.....	123
Tabla 6.40 Presión mínima requerida por el compresor para el arranque del sistema en el módulo de compresión.....	123
Tabla 6.41 Presiones obtenida en la simulación de la red de alta presión para el sistema de compresión Yopales.....	125
Tabla 6.42 Diámetros de los orificios de los estranguladores en las líneas de alta presión para el sistema de compresión Yopales.....	126
Tabla 6.43 Presión mínima requerida por el compresor para el arranque del sistema de compresión Yopales.....	126
Tabla 6.44 Tiempos estimados de cierre de los prospectos de los pozos CAR-03 y CAR-07.....	128
Tabla 6.45 Tiempos estimados de cierre de los prospectos de los pozos CAR-10 y CAR-12.....	128
Tabla 6.46 Tiempos estimados de cierre de los prospectos de los pozos CAR-14 y CAR-15.....	129
Tabla 6.47 Tiempos estimados de cierre de los prospectos del pozo ES-111.....	129

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pag.
CAPÍTULO II	
MARCO TEÓRICO.	
Figura 2.1 Comportamiento de Eflujo e Influjo.....	9
Figura 2.2 Regímenes de flujo vertical: A)flujo Burbuja, B)flujo Tapón, C)flujo Anular y D)Flujo Neblina.....	18
Figura 2.3 Flujo Burbuja.....	21
Figura 2.4 Flujo Tapón de gas.....	21
Figura 2.5 Flujo Estratificado.....	21
Figura 2.6 Flujo Ondulante.....	22
Figura 2.7 Flujo Tapón de Líquido.....	22
Figura 2.8 Flujo Anular.....	23
Figura 2.9 Flujo Neblina.....	23
Figura 2.10 Instalación de un sistema de levantamiento por gas.....	27
Figura 2.11 Sistema de levantamiento por inyección de gas.....	28
Figura 2.12 Sistemas de levantamiento por gas continuo e intermitentes....	31
Figura 2.13 Equipos de Subsuelo.....	35
Figura 2.14 Mandril de Bolsillo.....	36
Figura 2.15 Componentes de un regulador de presión y una válvula de levantamiento.....	37
Figura 2.16 Diagrama de una válvula de levantamiento.....	37
Figura 2.17 Diagrama de flujo de caja.....	47
CAPÍTULO III	
DESCRIPCIÓN DEL CAMPO.	
Figura 3.1 Historia de producción del campo Caricari.....	55
Figura 3.2 Mapa estructural de la arena productora U1.....	59
Figura 3.3 Columna Estratigráfica del Área Mayor de Socororo y su Registro Típico.	63
CAPÍTULO IV	
DESCRIPCIÓN DEL SIMULADOR – PIPESIM	
Figura 4.1 Ventana principal del método de modelaje Black Oil.....	67
Figura 4.2 Ventana principal del método de modelaje Composicional	69
Figura 4.3 Ventana principal para cargar los datos de la completación del yacimiento.....	72
Figura 4.4 Ventana principal para cargar datos de la tubería de producción.....	73
Figura 4.5 Ventana principal de la opción <i>Flow Correlation Matching</i>	74
Figura 4.6 Ventana principal de la opción <i>Artifitial Lift Performance</i>	75
CAPÍTULO V	
METODOLOGÍA DE TRABAJO	
Figura 5.1 Ventana de carga de datos de viscosidad del método de	

Figura 5.1 Ventana de carga de datos de viscosidad del método de modelaje Black Oil.....	80
Figura 5.2 Ventana de carga de datos del yacimiento.....	83
Figura 5.3 Grafico tipo de las correlaciones de flujo vertical.....	84
Figura 5.4 Grafico tipo de curvas de oferta y demanda.....	85
Figura 5.5 Ventana de optimización de los diámetros de tubería.....	86
Figura 5.6 Grafico tipo de optimización de los diámetros de las tuberías.....	88
Figura 5.7 Grafico tipo de estimación de la tasa optima de inyección.....	89

CAPÍTULO VI

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Figura 6.1 Grafico comparativo de las correlaciones de viscosidad de crudo vivo en estudio.	99
Figura 6.2 Estimación de la correlación de flujo vertical del Pozo CAR-07 Arena U1L.....	101
Figura 6.3 Mapa Topográfico de la zona con acercamiento.....	104
Figura 6.4 Estimación de la correlación de flujo horizontal del Pozo CAR-14 Arena U2M.....	106
Figura 6.5 Ubicación geográfica del módulo de compresión.....	120
Figura 6.6 Esquema de la red de simulación del gas a alta presión para el módulo de compresión.....	121
Figura 6.7 Esquema de la red de simulación del gas a baja presión para el módulo de compresión.	124
Figura 6.8 Esquema de la red de simulación del gas a alta presión para Yopales.....	124
Figura 6.9 Esquema de la red de simulación del gas a baja presión para el sistema de compresión Yopales.....	126

**Aponte H. Jesús M.,
Oviedo V. Mario R.**

**DESARROLLO DE UN MODELO TEÓRICO PARA EL
MEJORAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO
MEDIANTE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL
POR GAS EN EL CAMPO CARICARI**

**Tutor académico: Prof. Escalona Víctor Tutora Industrial: Ing. Rondón María
Tesis. Caracas, UCV. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo.
Año 2005, 197p.**

**Palabras Clave: Levantamiento artificial por gas, Sistemas de Compresión,
Campo Caricari (Estado Anzoátegui)**

Resumen: El campo Caricari posee un total de veinte y cinco (25) pozos inactivos, de los cuales sólo once (11) fueron seleccionados para evaluar el comportamiento de la producción del campo frente a la implantación de un sistema de levantamiento artificial por gas, además de la consideración de dos localizaciones (E-QE y E-QC) propuestas a ser perforadas y completadas durante el transcurso del presente año.

Para realizar la propuesta de diseño del sistema se tomaron en cuenta un total de nueve (9) pozos del total previsto inicialmente a razón de la disponibilidad de información para cada uno de los prospectos presentes en el campo. El primer paso para desarrollar el diseño fue conocer la disposición de información referente a las propiedades de los fluidos presentes en cada prospecto, así como de la historia de producción en cada uno de los pozos seleccionados para efectuar el estudio.

El resultado de la simulación demuestra que a las condiciones actuales sólo diez y siete (17) prospectos presentes en un total de siete (7) pozos requieren de la aplicación de un sistema de levantamiento artificial por gas.

La factibilidad de la implantación del sistema de levantamiento artificial por gas evaluó las posibilidades de instalar un módulo de compresión u obtener el suministro de gas desde la Planta de compresión Yopales.

El resultado final del presente diseño muestra que técnicamente es posible implantar un sistema de levantamiento artificial por gas continuo, sin embargo se sugiere la evaluación del comportamiento de producción a través de una prueba piloto en el pozo CAR-14. Además de la prueba piloto, se recomienda realizar la calibración del diseño planteado a partir de la medición de las propiedades de los fluidos y evaluación de las historias de producción si se aplica el método de levantamiento artificial por gas continuo.

INTRODUCCIÓN

Cuando se diseña un proyecto para la explotación de un campo petrolero inactivo, el comportamiento que se espera para la producción se evalúa atendiendo a los diferentes sistemas de producción que se pueden instalar con el fin de conocer cuál es el esquema que puede mejorar de forma significativa la producción futura del campo a ser activado.

Actualmente el campo Caricari se encuentra inactivo, razón por la cual el presente estudio tiene como objetivo central evaluar el comportamiento de la producción de crudo para este campo de acuerdo a la respuesta que pueda generar frente a la implantación de un sistema de levantamiento artificial por gas.

Para realizar la estimación del comportamiento de producción futuro es necesario conocer con bastante precisión las propiedades de los fluidos presentes en los yacimientos, las propiedades de la roca que contienen estos fluidos, la completación mecánica actual en cada pozo, las longitudes de las líneas de producción, las longitudes de las líneas de alta y baja presión de gas y finalmente, los requerimientos de gas de inyección.

Considerando que los pozos seleccionados para el presente estudio, presentan como mínimo dos prospectos para ser abiertos a producción, el estudio se realizará de manera que la propuesta de instalación de equipos de subsuelo en cada pozo permitirá que cualquier prospecto presente en ellos, comience a producir en el momento que se estime conveniente.

De esta forma se obtendrá para cada pozo un esquema de completación mecánica en el cual sólo será necesario efectuar la instalación de las válvulas de levantamiento artificial por gas correspondientes, cuando, de acuerdo al criterio que se establezca, se

cierre la producción en un determinado prospecto para abrir a producción cualquier otro presente en el pozo.

En cuanto a las facilidades de producción, el diseño estará planteado en función de lograr la mayor tasa de producción de crudo posible, manteniendo presente que de acuerdo a sus características, los equipos de superficie necesarios para la aplicación del sistema de levantamiento que se estudia, deben ser óptimos y estar dados conforme a las necesidades reales del campo.

CAPÍTULO I PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Desarrollo de un Modelo Teórico para el Mejoramiento de la producción de Crudo mediante un Sistema de Levantamiento Artificial por Gas en el Campo Caricari.

1.1 Objetivo General

Desarrollar un modelo teórico para mejorar la producción de crudo del campo Caricari mediante la implantación de un Sistema de Levantamiento Artificial por Gas, que incluya tanto el sistema de producción de los pozos a ser reactivados o a perforar, como también las instalaciones correspondientes al manejo y compresión del gas en superficie.

1.2 Objetivos Específicos

- Obtener información referente a los yacimientos y la producción del campo Caricari, la completación de los pozos tanto a ser reactivados como a ser perforados y cualquier otra información que se considere pertinente al área de estudio.
- Evaluar los diferentes tipos de levantamiento artificial por gas (continuo e intermitente) o combinación de ellos pozo a pozo en función de mejorar la producción de crudo de los mismos.
- Diseñar un modelo teórico del sistema de levantamiento artificial por gas a nivel de pozo.
- Desarrollar un diseño teórico de la estructura y los mecanismos de recolección, compresión, distribución e inyección de gas a nivel de superficie a partir del diseño de levantamiento de los pozos del campo.
- Realizar una evaluación económica que determine la viabilidad del proyecto.

1.3 Justificación

El Campo Caricari se encuentra ubicado al Norte del Área Mayor de Socororo, geológicamente en la parte suroeste del flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, en las cercanías de la población de Pariaguán, Estado Anzoátegui. Es operado por la empresa PetroUCV con una totalidad de (25) pozos que se encuentran inactivos y sin facilidades de producción.

De acuerdo al último Plan de Desarrollo vigente, el campo Caricari será abierto a producción mediante la reactivación de (11) de los (25) pozos existentes (CAR-3, CAR-5, CAR-7, CAR-8, CAR-10, CAR-13, CAR-14, CAR-15, ES-111 y ES-112) y la perforación de (2) nuevas localizaciones (E-QE y E-QC) para el año 2005.

Los trabajos y los proyectos propuestos no tienen otro fin que el de incrementar la producción de crudo del campo a través de la implantación de un nuevo sistema de producción óptimo que incluya un método de levantamiento artificial capaz de ajustarse tanto a las posibilidades como a las exigencias del campo.

El establecimiento de determinados métodos de levantamiento artificial depende tanto de las facilidades y recursos disponibles necesarios para el funcionamiento regular del mismo, las características de los yacimientos, completación mecánica de los pozos como también de la inversión y beneficios económicos involucrados en el desarrollo del proyecto. Una de las principales variables a ser consideradas para mejorar el sistema de producción en el campo Caricari es la presencia de grandes volúmenes de gas en la zona lo que sustenta la posibilidad de aplicar un mecanismo de levantamiento artificial por gas, siendo éste uno de los métodos de levantamiento artificial más económico y el que más se aproxima al flujo natural.

CAPITULO II MARCO TEÓRICO

2.1 Flujo natural

Los pozos de flujo natural son pozos en los cuales el petróleo fluye a la superficie debido a la energía suministrada por el gas, el empuje del agua, compactación de la roca y otros efectos. Los pozos que fluyen principalmente debido a la fuerza del gas (gas en solución o capa de gas) ofrecen mayores dificultades, pues por lo general el flujo depende de la expansión del gas y lo cual disminuye con el tiempo. Por esta razón es importante mantener en el tiempo la cantidad de gas presente en el yacimiento para minimizar la declinación de la presión.

Los pozos cuyo flujo se debe fundamentalmente al empuje del agua no ofrecen muchas dificultades, pues el petróleo es reemplazado por el agua, ocurriendo un mantenimiento de presión a causa de la intrusión del agua. Sin embargo estos pozos pueden producir altos cortes de agua.

La manera más conveniente y económica de producir un pozo es por flujo natural. Por lo tanto, se debe tratar de mantener esta forma de producción el mayor tiempo posible. Las principales razones para controlar eficientemente un pozo de flujo natural son:

- Usar la energía del gas al máximo para prolongar la vida del pozo.
- Disminuir la producción durante los tiempos de exceso de producción o de poco mercado.
- Evitar la entrada de agua al pozo (conificación).
- Minimizar la tendencia de los pozos a llenarse de arena (control de tasa de flujo y empaque al fondo del pozo).

- Impedir que la arena corte las conexiones en el cabezal del pozo y en la línea de flujo (velocidades de flujo adecuadas).
- Emplear estranguladores de flujo y válvulas de seguridad donde sea posible. (Nind, 1964).

2.2 Índice de productividad

Una definición del índice de productividad y la más usada en el levantamiento artificial, define el índice de productividad (IP) como el **número de barriles de líquido producido por día (Bls*D) por cada libra-pulgada cuadrada (Lpc) de caída de presión**. Esta caída de presión se define como la diferencia entre la presión estática estabilizada y la presión de fondo fluyente. (API, 1994). El índice de productividad representa el primer diferencial de la curva de influjo (IPR) para el caso especial donde la IPR es una línea recta. (Bronw, 1977) , esto puede ser descrito por la siguiente ecuación:

$$J = \frac{Q}{Pr - P_{wf}} \quad \text{Ec. (2.1)}$$

Donde:

J = índice de productividad (Bls/Lpc*D)

Q = tasa de líquido (Bls/D)

Pr = presión del yacimiento (Lpc)

P_{wf} = presión de fondo fluyente (Lpc)

2.3 Curva de comportamiento de influjo o curva de IPR

Define la relación que existe entre la tasa de líquido producido en superficie y la presión de fondo fluyente del pozo, es decir, representa el flujo desde el yacimiento

hacia el pozo, gráficamente viene dado por la grafica de la tasa de producción versus la presión de fondo fluyente. (Lopez, 2000).

2.4 Curva de IPR según Vogel

Vogel ofreció una solución para la determinación de las curvas de IPR, para un campo con empuje por gas en solución y flujo por encima de la presión de burbuja. Asumiendo un flujo radial uniforme, un drenaje circular, una saturación de agua constante, sin tomar en cuenta la segregación gravitacional y valida solo para flujo bifásico, Vogel desarrollo la siguiente ecuación:

$$\frac{Q}{Q_{(m\acute{a}x)}} = 1 - 0.2 \times \left(\frac{P_{wf}}{Pr}\right) - 0.8 \times \left(\frac{P_{wf}}{Pr}\right)^2 \quad \text{Ec. (2.2)}$$

Donde:

Q = tasa de líquido (Bls/D)

Q_(máx) = tasa de líquido máxima (Bls/D)

Pr = presión del yacimiento (Lpc)

P_{wf} = presión de fondo fluyente (Lpc). (Bronw, 1977).

2.5 Curvas de IPR según Fetkovich

Dado que la correlación de Vogel normaliza la tasa de petróleo (Q_o) por la tasa máxima (Q_{o(máx)}), lo cual frecuentemente no se adapta a los datos de campo. (Economices, 1993), Fetkovich (1973) realizó un estudio donde se denota que los pozos de petróleo que producen por debajo de la presión de burbuja se asemejan a los pozos productores de gas, debido a esto propuso una ecuación generalizada para dichos pozos. (API, 1994), normalizando la tasa máxima de petróleo de la forma: Q_{o(máx)}=Cx(P)²ⁿ, quedando la ecuación de IPR de la siguiente manera:

$$Q_o = C \times \left(Pr^2 - P_{wf}^2 \right)^n \quad \text{Ec. (2.3)}$$

La relación viene dada por

$$\frac{Q_o}{Q_{o(Máx)}} = \left[1 - \left(\frac{P_{wf}}{Pr} \right)^2 \right]^n \quad \text{Ec. (2.4)}$$

Donde:

Q = tasa de líquido (Bls/D)

Q_(máx) = tasa de líquido máxima (Bls/D)

Pr = presión del yacimiento (Lpc)

C = Constante determinada por pruebas de producción

n = Constante determinada por pruebas de producción

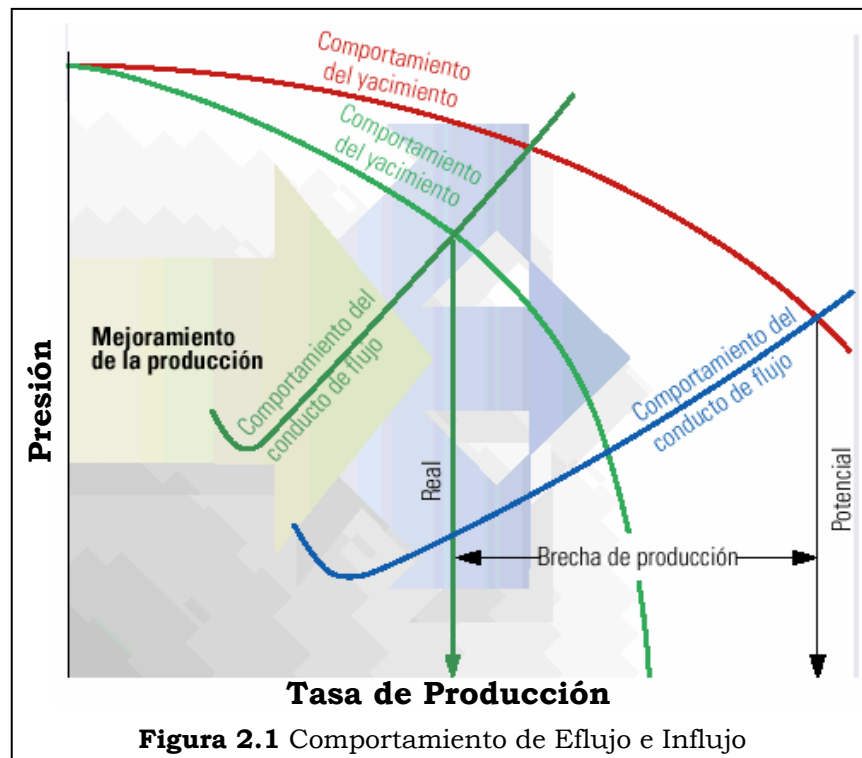
P_{wf} = presión de fondo fluente (Lpc) (Economices, 1993).

2.6 Curva de comportamiento de eflujo o curva TPR

La representación gráfica de la habilidad que tiene un pozo conjuntamente con sus líneas de flujo superficiales, para extraer fluidos del yacimiento, se conoce como “Relación del Comportamiento de Eflujo” o “Curva de demanda de los fluidos”, TPR. Cada punto de la curva de demanda representa la presión de fondo que el pozo requiere del yacimiento, para poder llevar los fluidos desde el fondo del pozo hasta el separador a una tasa dada de producción.

Para encontrar los puntos que permitan trazar esta curva, es necesario calcular las presiones a lo largo de todo el sistema de producción. El cálculo de presiones a través del sistema de producción desde el fondo del pozo hasta el separador, se realiza a través de correlaciones de flujo multifásico. En primer lugar es necesario determinar la presión de cabezal, con correlaciones de flujo horizontal a partir de la presión del separador. Con la presión de cabezal y las correlaciones de flujo vertical, se calcula la

presión de fondo fluyente para diferentes tasas de producción; de esta forma, se construye la curva de demanda. La intersección entre las curvas de afluencia y demanda de un pozo determinan el punto de operación, es decir, establecen el equilibrio entre la oferta del yacimiento y la demanda del sistema de producción. (Rodríguez, 2003).



2.7 Flujo multifásico

El flujo multifásico en tubería se define como la producción simultánea de fases de líquido y gas dentro de la tubería. El flujo puede ser en cualquier dirección. Así es posible encontrar gas y líquido en una mezcla homogénea, líquido formando tapones empujados por grandes burbujas de gas, líquido y el gas fluyendo de forma paralela uno respecto al otro o cualquier otra combinación para el flujo de estos fluidos. (Bronw, 1977).

2.7.1 Propiedades de los líquidos

En todos los problemas de flujo multifásico, se trata con muchos tipos de líquidos, generalmente estos son, agua, petróleo, condensado o combinación de ellos. Las propiedades de los líquidos, particularmente la viscosidad y la densidad, generan grandes efectos en las caídas de presión en los flujos multifásicos.

Uno de los principales factores a considerar tomando en cuenta los problemas relacionados con el flujo multifásico es el gradiente de presión el cual es influenciado directamente por la densidad del líquido. La densidad del líquido es una de las propiedades que normalmente incrementa el efecto de pérdida de presión en las tuberías de flujo multifásico. (Bronw, 1977).

Existen otras propiedades que también alteran en gran medida las caídas de presión a lo largo de las tuberías, entre las más importantes se tiene:

- **Relación gas-líquido**

La relación gas-líquido o solubilidad del gas en el petróleo, se designa por el símbolo R_s , y se define como el número de pies cúbicos normales (pcs) de gas que pueden disolverse en un barril normal (BN) de petróleo cuando ambos son llevados a las condiciones de presión y temperatura prevalecientes en el yacimiento.

Se dice que un crudo está saturado con gas natural cuando tiene en solución la máxima cantidad de gas que el admite, y en ese caso, al reducir un poco la presión ocurre liberación de gas. Si el crudo tiene una cantidad inferior a la que puede admitir a ciertas condiciones de presión y temperatura se dice que el crudo está subsaturado (no saturado), o sea que tiene una deficiencia de gas.

Entre las correlaciones desarrolladas para estimar la relación gas/líquido de crudos a Presión de burbuja y a presiones por debajo de burbuja siempre y cuando se

conozca la variación de las gravedades del petróleo del tanque ($^{\circ}API$) y del gas en solución (γ_g) con presión, se tienen las siguientes:

➤ **Correlación de Standing.**

También conocida como correlación del punto de burbujeo, la exactitud de los resultados obtenidos con esta correlación están dentro de un 10% con respecto a los valores determinados experimentalmente.

$$R_s = \gamma_g \times \left(\frac{P}{18 \times 10^{(0.00091 \times T_y - 0.0125 \times ^{\circ}API)}} \right)^{1.204} \quad \text{Ec. (2.5)}$$

➤ **Correlación de Mannucci y Rosales**

Esta correlación viene dada por la siguiente ecuación.

$$R_s = \gamma_g \times \left(\frac{P}{84.88} \times 10^{(0.0072 \times ^{\circ}API - 0.000922 \times T_{yac})} \right)^{1.8868} \quad \text{Ec. (2.6)}$$

- **Factor volumétrico de formación del petróleo**

El factor volumétrico de formación de petróleo, se designa por el símbolo β_o , y se define como el volumen que ocupa a condiciones de yacimiento un barril normal de petróleo más su gas en solución.

También puede definirse como el cambio en el volumen que experimenta la fase líquida al pasar de las condiciones de yacimiento a las condiciones de superficie como consecuencia de la expansión líquida y/o liberación del gas en solución.

Entre las correlaciones y métodos para estimar el β_o , se tienen los siguientes:

➤ Correlación de Standing.

Standing desarrollo una correlación para estimar el factor volumétrico del petróleo solo a la presión de burbuja, cuando se conoce la relación gas/líquido en solución, la gravedad específica del gas disuelto, la gravedad API del petróleo y la temperatura del yacimiento .

$$\beta_{ob} = 0.9759 + 1.2 \times 10^{-4} \times \left(R_s \times \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25 \times T_{yac} \right)^{1.2} \quad \text{Ec. (2.7)}$$

Esta correlación fue obtenida en base a crudos de California. Standing reporta un error promedio de 1.17% para esta correlación.

➤ Correlación de Mannucci y Rosales.

Esta correlación es derivada especialmente para estimar factores volumétricos de crudos que se encuentren por debajo de burbuja.

En el desarrollo de esta correlación **se utilizaron 4 puntos correspondientes a análisis P.V.T. de crudos del Oriente de Venezuela.** Los resultados estadísticos indicaron que el 98% de los datos experimentales presentaron un error menor del 8%. El error promedio aritmético para los 459 puntos fue de 3%.

$$\beta_o = 2.49 \times \left(\frac{R_s}{\gamma_g} \right)^{0.1046} \times P^{-0.0526} \times 10^{-0.48 \times \rho_o} \quad \text{Ec. (2.8)}$$

Donde:

$$\rho_o = 1.69 \times P^{-0.0429} \times 10^{-0.000796 \times T_{yac}} \quad \text{Ec. (2.9)}$$

- **Viscosidad del petróleo**

En general la viscosidad de un fluido es una medida de la fricción interna o resistencia que ofrecen sus moléculas a fluir.

En el caso del petróleo deben distinguirse dos tipos de viscosidad: Viscosidad de petróleo sin gas en solución y la viscosidad de un petróleo a determinada presión y temperatura llevando consigo la cantidad de gas, R_s , que puede disolverse a esas condiciones.

La viscosidad del líquido varía dependiendo de diferentes factores como son: la temperatura, presión, densidad, el gas en solución y otras variables incluyendo la composición del fluido.

En la literatura existen varias correlaciones para determinar la viscosidad de petróleo. Entre las más conocidas se tienen las siguientes:

A. Para determinar Viscosidades de crudo muerto (μ_{ob})

➤ Correlación de Beal.

Beal desarrollo correlaciones para determinar la viscosidad de crudos muertos (sin gas en solución) y de crudos subsaturados. El rango de aplicación de estas correlaciones comprende:

Temperatura, T_y	98-250 °F
Grav. Del Petróleo, °API	10-52.5 °API
Viscosidad, μ_o	0.865-1.55 cp

$$\mu_{od} = \left(0.32 + \frac{1.8 \times 10^7}{\text{°API}^{4.53}} \right) \times \left(\frac{360}{T_y + 200} \right)^a \quad \text{Ec. (2.10)}$$

Donde:

$$a = 10 \left(0.43 + \frac{8.33}{\text{° API}} \right) \quad \text{Ec. (2.11)}$$

➤ Correlación de Beggs y Robinson

Beggs y Robinson obtuvieron correlaciones empíricas para calcular la viscosidad de crudo muerto y de crudos saturados con gas natural. El rango de los datos utilizados en el desarrollo de estas correlaciones tenían las siguientes características:

Presión, P	15-5265 Lpca
RGP en solución, Rs	20-2070 PCN/BN
Temperatura, Ty	70-295 °F
Grav. del petróleo, °API	16-50 °API

$$\mu_{od} = 10^x - 1 \quad \text{Ec. (2.12)}$$

Donde:

$$X = Y \times Ty^{-1.163}$$

$$Y = 10^Z$$

$$Z = 3.0324 - 0.02023 \times \text{° API}$$

➤ Correlación de Glasco

Esta correlación fue desarrollada a partir de 26 muestras de crudo cubriendo los siguientes rangos:

Temperatura, Ty	50-300 °F
Grav. Del petróleo, °API	20.1-48.1 °API
Viscosidad, μ_{od}	0.616-39.1 cp

$$\mu_{od} = \left(3.141 \times 10^{10} \right) \times Ty^{-3.444} \times \text{Log}(\text{° API})^a \quad \text{Ec. (2.13)}$$

Donde:

$$a = 10.313 \times \text{Log}(Ty) - 36.447 \quad \text{Ec. (2.14)}$$

B. Para estimar viscosidad de crudo vivo o con gas en solución (μ_o)

➤ Correlación de Beggs y Robinson

Correlaciones basadas en los mismos rangos de aplicación que en el caso de viscosidad de crudo muerto, el porcentaje de error de esta correlación en ajustar los datos experimentales de Beggs y Robinson fue de 1.83%.

$$\mu_o = a \times (\mu_{od})^b \quad \text{Ec. (2.15)}$$

Donde:

$$a = 10.715 \times (R_s + 100)^{-0.515} \quad \text{Ec. (2.16)}$$

$$b = 5.44 \times (R_s + 150)^{-0.338} \quad \text{Ec. (2.17)}$$

➤ Correlación de Chew y Connally

Chew y Connally desarrollaron una correlación para calcular la viscosidad de crudos con gas en solución (vivos), mostrada a continuación:

$$\mu_o = a \times (\mu_{od})^b \quad \text{Ec. (2.18)}$$

Donde:

$$a = 0.20 + 0.80 \times 10^{-0.00081 \times R_s} \quad \text{Ec. (2.19)}$$

$$b = 0.43 + 0.57 \times 10^{-0.00072 \times R_s} \quad \text{Ec. (2.20)}$$

2.7.2 Flujo multifásico en tuberías verticales

El flujo multifásico se encuentra en todas las tuberías de producción de petróleo, y es necesario conocer el régimen de flujo para predecir las caídas de presión que

ayudan a la correcta selección de las tuberías de producción, predecir las tasas de flujo y seleccionar los sistemas de levantamiento artificial.

El gradiente de presión (o la tasa de cambio de presión con respecto a la unidad de longitud en el fluido) para el flujo multifásico vertical esta compuesto por tres factores principales: el gradiente de presión hidrostática, el gradiente de presión por fricción y el gradiente de presión por aceleración. (Bronw, 1977).

Regímenes de flujo

La manera en la cual las fases están distribuidas en la tubería afectan significativamente el flujo a través de la tubería, el deslizamiento entre fases y el gradiente de presión. Los regímenes de flujo o patrones de flujo son descripciones cualitativas de la distribución de las fases en el fluido. En el flujo vertical ascendente de dos fases (líquido-gas) generalmente se puede encontrar cuatro regímenes de flujo. Los cuales ocurren a medida que se incrementa la tasa de gas sobre una tasa dada de líquido (Economices, 1993), una breve descripción de estos regímenes de flujo se presentan a continuación:

- **Flujo Burbuja:**

Este tipo de régimen de flujo, tiene lugar debido al crecimiento de la presión de la tubería de producción, lo cual causa la formación de burbujas de gas que se dispersan en el líquido, siendo la distribución aproximadamente homogénea a través de la sección transversal de la tubería. Este régimen es distribuido en flujo burbuja y flujo burbuja dispersa. El primero, ocurre a tasas relativamente bajas de líquido y se caracteriza por el deslizamiento entre las fases de gas y líquido. Mientras que el segundo, ocurre a tasas relativamente altas de líquido, logrando esta fase arrastrar las burbujas de gas.

- **Flujo Tapón:**

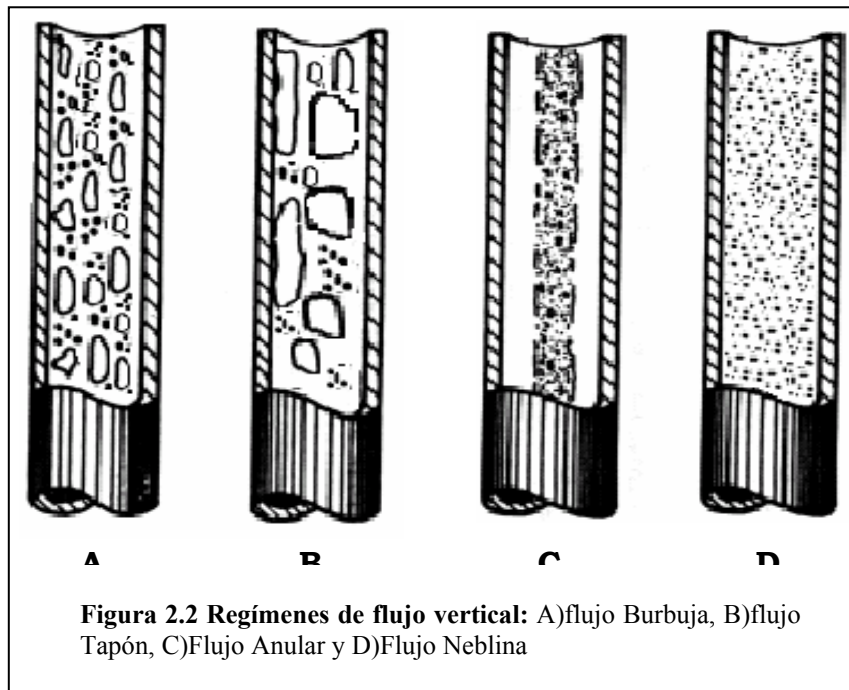
Este régimen de flujo se observa cuando las burbujas aumentan de tamaño y se vuelven más numerosas. En este caso las burbujas más grandes se deslizan hacia arriba a mayor velocidad que las pequeñas, arrastrando a las mismas. Puede llegarse a una etapa en la cual, estas grandes burbujas son del diámetro de la tubería de producción, y el régimen ha llegado a ser tal, que los tapones de líquidos que contienen pequeñas burbujas de gas están separados entre sí por esferas de gas, encontrándose también una película de líquido que se mueve relativamente despacio a lo largo de la pared de la tubería.

- **Flujo Anular:**

El flujo anular se produce cuando las burbujas de gas pueden expandirse y atravesar los tapones de líquidos más viscosos, originando que el gas forme una fase continua cerca del centro de la tubería, llevando hacia arriba gotas de líquido en ella generándose a lo largo de la tubería una película de líquido que se desplaza hacia arriba.

- **Flujo Neblina:**

Al continuar el agotamiento de presión del yacimiento, se tiene como resultado el incremento de la producción de gas, lo cual da lugar a una película de líquido cada vez más delgada hasta que desaparece dando lugar al régimen de flujo de neblina, donde la fase continua es el gas y las gotas de líquido son transportadas por la fase gaseosa. (Paz, 1991).



Correlaciones de flujo vertical

Existen numerosas correlaciones que generan excelentes resultados dependiendo únicamente del rango de las condiciones de flujo a la cual han sido propuestas, aun cuando representan correlaciones generalizadas que toman en cuenta los diámetros de las tuberías, las propiedades de los fluidos y las tasas de flujo. (Bronw, 1977). Entre las correlaciones más destacadas con las que trabaja el simulador PipeSim, se tiene:

- Hagedorn y Brown.

En 1964, Hagedorn y Brown presentaron dos trabajos. En el primero se estudió el efecto de la viscosidad en tuberías de 1¼" de diámetro y 1500 pies de longitud. Para ello utilizaron cuatro fluidos de diferentes viscosidades, cada uno de los cuales fue probado para diferentes tuberías y relaciones de gas-líquido. Concluyeron que para viscosidades líquidas menores a 12cp; la misma tiene poco efecto sobre los gradientes de presión en flujo vertical bifásico. En el segundo trabajo presentaron una correlación general para el cálculo del gradiente de presión, resultando una ecuación similar a la de Poettman y Carpenter. En el

cálculo de la densidad de la mezcla emplearon una aproximación del factor de entrapamiento líquido, cuando no existe deslizamiento entre las fases. (Paz, 1991).

- Duns y Ros

El método de Duns y Ros es el resultado de una larga investigación de laboratorio con modificaciones y ajustes usando datos de campo, el mayor avance propuesto fue que para el cálculo del gradiente de presión total se debe incluir un gradiente estático de presión, un gradiente de fricción y un gradiente de aceleración, donde los efectos de deslizamiento entre la fase gas y líquida son incorporados al gradiente estático. Con la culminación de este estudio se presentaron tres regímenes de flujo en función de la presencia de gas en la mezcla. (Bronw, 1977).

- Orkiszewski

La correlación de Orkiszewski es el resultado de el análisis de varios métodos publicados para el momento, en función a determinar una ecuación generalizada que se adecua a un rango de condiciones de pozo más amplio. (Bronw, 1977). Orkiszewski combinó el trabajo de Griffith para el flujo burbuja, el de Griffith y Wallis para el flujo tapón y el de Duns y Ros para el flujo neblina. Desarrolló nuevas correlaciones para el cálculo de la densidad de la mezcla y el factor de fricción para el caso del flujo tapón utilizando un parámetro denominado coeficiente de distribución de líquido, el cual se correlacionó con el diámetro de la tubería, la velocidad superficial y la viscosidad líquida usando los datos de Hagedorn y Brown. (Paz, 1991).

- Beggs y Brill

En 1973, Beggs y Brill publicaron un esquema para calcular la caída de presión que ocurre durante el flujo simultaneo de gas y líquido en tuberías horizontales e inclinadas. Dicha correlación se desarrolló usando mezcla de aire y agua fluyendo

en tuberías acrílicas de 90 pies de longitud, con diámetros internos que varía entre 1 y 1.5 pulgadas. Un total de 584 pruebas de flujo bifásico se hicieron a diferentes ángulos de inclinación. Los autores establecieron ecuaciones según los regímenes de flujo segregado, intermitente y distribuido para el cálculo del factor de entrapamiento de líquido y definieron el factor de fricción bifásico independiente de los regímenes de flujo. (Paz, 1991).

2.7.3 Flujo horizontal

El problema del flujo multifásico en tuberías horizontales radica principalmente en la predicción de las pérdidas de presión que ocurren a lo largo de grandes recorridos de líneas de flujo donde un gas y petróleo fluyen simultáneamente como una mezcla en un conducto cerrado. Al igual que en flujo vertical, el estudio de los gradientes de presión, la distribución de los fluidos y los patrones de flujo que ocurren en el flujo horizontal multifásico, se ven afectados por muchos factores; siendo el diámetro de la tubería el más importante así como también cualquier alteración de la presión en superficie, lo cual afecta a la diferencia de presión que ocurre en la cara de la arena productora del pozo y por tanto, a la tasa.

Regímenes de flujo

De la misma manera que en el flujo vertical para el horizontal se encuentran regímenes o patrones de flujo que estandarizan el comportamiento de ambas fases (gas y líquido) a lo largo de la tubería, dependiendo principalmente de la cantidad y velocidad relativa de cada fluido. (Bronw, 1977). Para el flujo multifásico en tuberías horizontales se presentan los siguientes regímenes de flujo:

- **Flujo Burbuja**

Este tipo de flujo se encuentra presente a velocidades de gas muy bajas, velocidades de gas que representan un 10 a 15% de la velocidad del líquido en la mezcla gas-líquido. Este patrón de flujo se caracteriza por burbujas de gas

moviéndose a lo largo de la parte superior de la tubería, la fase continua es el líquido que transporta las burbujas de gas.

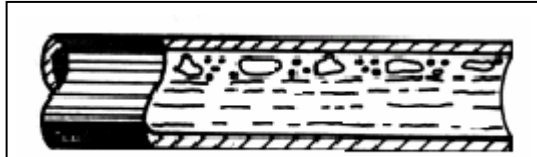


Figura 2.3 Flujo Burbuja

- Flujo Tapón de Gas

Este régimen de flujo se caracteriza por tapones alternados de gas y líquido desplazándose por la parte superior de la tubería con líquido moviéndose por la parte inferior. Las burbujas aumentan de tamaño, hasta llenar la parte superior de la tubería.

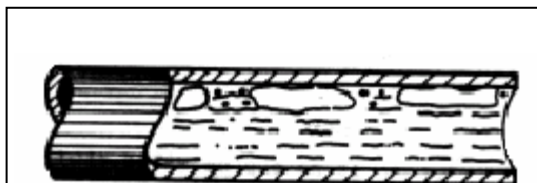


Figura 2.4 Flujo Tapón de gas

- Flujo Estratificado

Dentro de este tipo de flujo el líquido fluye a lo largo del fondo de la tubería mientras que el gas fluye por el tope formando una superficie interfacial continua entre ambos fluidos.

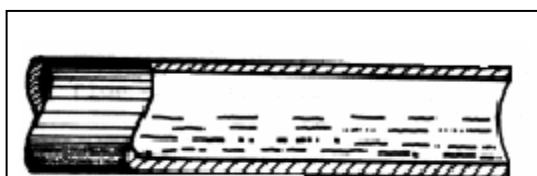
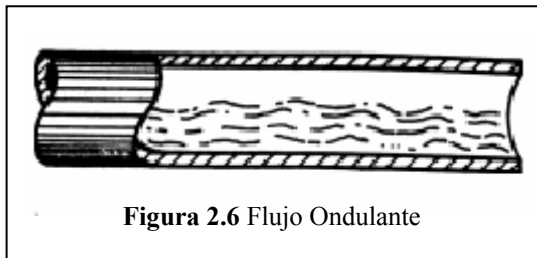


Figura 2.5 Flujo Estratificado

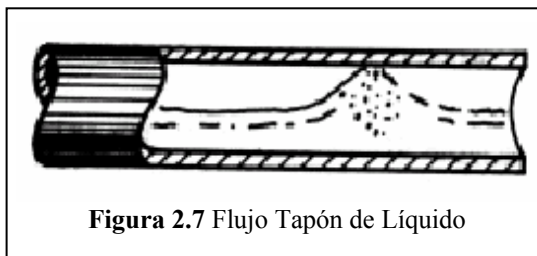
- Flujo Ondulante

Este tipo de flujo es similar al estratificado solo que el gas se mueve a velocidades más altas en la interfase líquido-gas ocasionando turbulencia por olas que se desplazan en el mismo sentido del fluido.



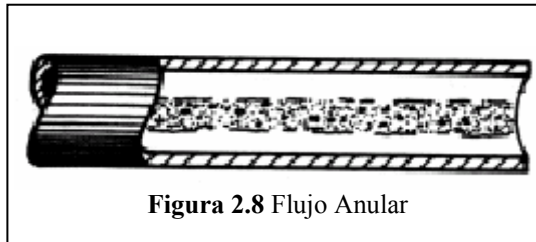
- Flujo Tapón de Líquido

El régimen tapón de líquido proviene del régimen ondulante cuando el gas aumenta su velocidad ocasionando un movimiento periódico ondulante más marcado donde las crestas de las ondulaciones pueden llegar a la parte superior de la tubería, tapándola y ocasionando turbulencia.



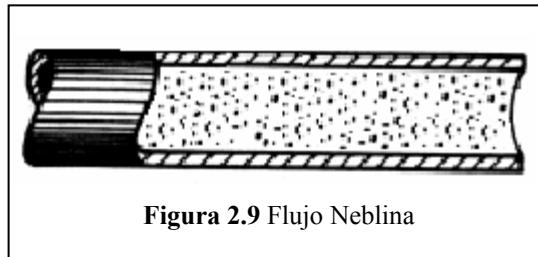
- Flujo Anular

Este tipo de flujo es caracterizado por una película de líquido que se desplaza cubriendo las paredes de la tubería mientras el gas fluye por el centro de la tubería, llevando partículas de líquido en suspensión.



- Flujo Neblina

En este régimen de flujo la fase continua es el gas el cual se desplaza de forma uniforme a lo largo de la tubería llevando consigo en suspensión las gotas de líquido. En este caso el líquido está completamente disuelto en el gas. (Villegas, 2002).



Correlaciones de flujo horizontal

El estudio de las correlaciones de flujo horizontal multifásico es muy extenso y data desde 1830 con el primer trabajo publicado. Aun cuando la evolución del conocimiento fundamental de los problemas de flujo de gas-líquido no está muy lejos de nuestra época, numerosas correlaciones de flujo bifásico han sido desarrolladas, entre las más importantes se tiene: (Bronw, 1977).

- Dukler

En 1964, Dukler publicó dos trabajos sobre el flujo multifásico en tuberías horizontales, el primero de ellos hace una comparación de las correlaciones de Baker, Bankoff, Chenoweth y Martin, Lockhart y Martinelli y por último la correlación de Yagi, donde llega a la conclusión que las correlaciones de Bankoff y Yagi son completamente inadecuadas. En la correlación de Chenoweth y Martin

y en la de Lockhart y Martinelli se observó una tendencia casi uniforme y en la medida en que el diámetro de la tubería se incrementaba presentaba ciertas desviaciones. (Paz, 1991).

- Beggs y Brill

Al igual que para el flujo multifásico en tuberías verticales el estudio de Beggs y Brill en 1973 contribuyó en gran medida al desarrollo de correlaciones de flujo bifásico en tuberías horizontales. Beggs y Brill utilizaron agua y gas como mezcla de líquido fluyendo en una tubería acrílica de 9 pies y de 1.5 pulgadas de diámetro interno.

- Eaton

En 1996, Eaton presentó un trabajo experimental de campo, en el cual desarrolló 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 consideraciones de diferentes regímenes de flujo, consideró a las fases como una mezcla homogénea de propiedades promedios. La mayor contribución de este trabajo es la correlación para el factor de entrapamiento de líquido la cual relaciona dicho factor con las propiedades de los fluidos, tasa de fluido y características de la tubería sin tomar en cuenta los patrones de flujo. (Solórzano, 2001).

2.8 Análisis Nodal

El análisis nodal es un método de estudio que permite relacionar las distintas pérdidas de presión de un sistema de producción de hidrocarburo a partir del estudio de puntos estratégicos con la finalidad de optimizar el funcionamiento del mismo.

El análisis nodal de sistemas de producción, tiene como objetivo principal combinar los distintos componentes que hacen posible la producción de un pozo de

hidrocarburo, con la finalidad de predecir la tasa de flujo óptima del pozo, además de permitir la adecuada selección de los distintos componentes del sistema.

La aplicación del análisis nodal al sistema completo del pozo, se realiza desde el límite del yacimiento, luego se toman en consideración, las perforaciones, las completaciones, sartas de tuberías de producción, líneas de flujo, separador, así como cualquier tipo de restricción, tales como válvulas, estranguladores u otros.

El estudio de sistemas de producción de hidrocarburos mediante análisis nodal generalmente se encuentra dividido en tres secciones o componentes:

- Flujo a través del medio poroso.
- Flujo a través del conducto vertical o tubería de producción
- Flujo a través de la tubería horizontal o líneas de flujo.

Con el propósito de estudiar mediante análisis nodal sistemas de producción donde varían las condiciones de operación, se colocan nodos para segmentar cada una de las porciones del sistema definidas por diferentes ecuaciones o correlaciones de flujo. Para aplicar análisis nodal se deben interrelacionar las distintas pérdidas de presión. En este análisis la habilidad del pozo para producir fluidos, se combina con la habilidad del sistema de tuberías para manejar estos fluidos. (Villegas, 2002).

2.9 Levantamiento artificial por gas

Para que un pozo produzca es necesario que el fluido producido por el yacimiento (petróleo, agua y gas), entre al fondo del pozo a una presión suficiente para vencer el peso de la columna de fluido y las caídas de presión por fricción y aceleración, dentro de la tubería de flujo.

El comportamiento de presiones dentro de la tubería (dp/dh) se describe por el siguiente balance de presiones.

$$\left(\frac{\partial p}{\partial h}\right)_{total} = \left(\frac{\partial p}{\partial h}\right)_{estático} + \left(\frac{\partial p}{\partial h}\right)_{fricción} + \left(\frac{\partial p}{\partial h}\right)_{aceleración} \quad \text{Ec. (2.21)}$$

Donde:

La caída de presión estática esta afectada principalmente por: la densidad del fluido producido y el resbalamiento entre la fase líquida y la fase gaseosa dentro de la tubería de producción (“holdup”). La densidad promedio del fluido viene dada por: API del crudo, RGP y corte de agua.

La caída de presión por fricción depende del tipo de flujo dentro de la tubería (monofásico o multifásico), la velocidad del fluido dentro de la tubería, la rugosidad de la misma y el régimen de flujo presente.

Finalmente, la caída de presión por aceleración depende de la velocidad que alcanza el fluido dentro de la tubería; por lo tanto, esta componente solo tiene importancia cuando se produce el pozo a tasas muy altas.

El componente más importante en la ecuación de balance de presión dentro de la tubería es la caída de presión estática ocasionada por el peso de la columna de fluido dentro de la tubería (densidad del fluido). Esta densidad puede ser reducida, aumentando la cantidad de gas dentro del fluido. Este procedimiento se conoce con el nombre de levantamiento artificial por gas. (Carvajal, 1990). En la figura 2.10 se observa una instalación del sistema de levantamiento artificial por gas.

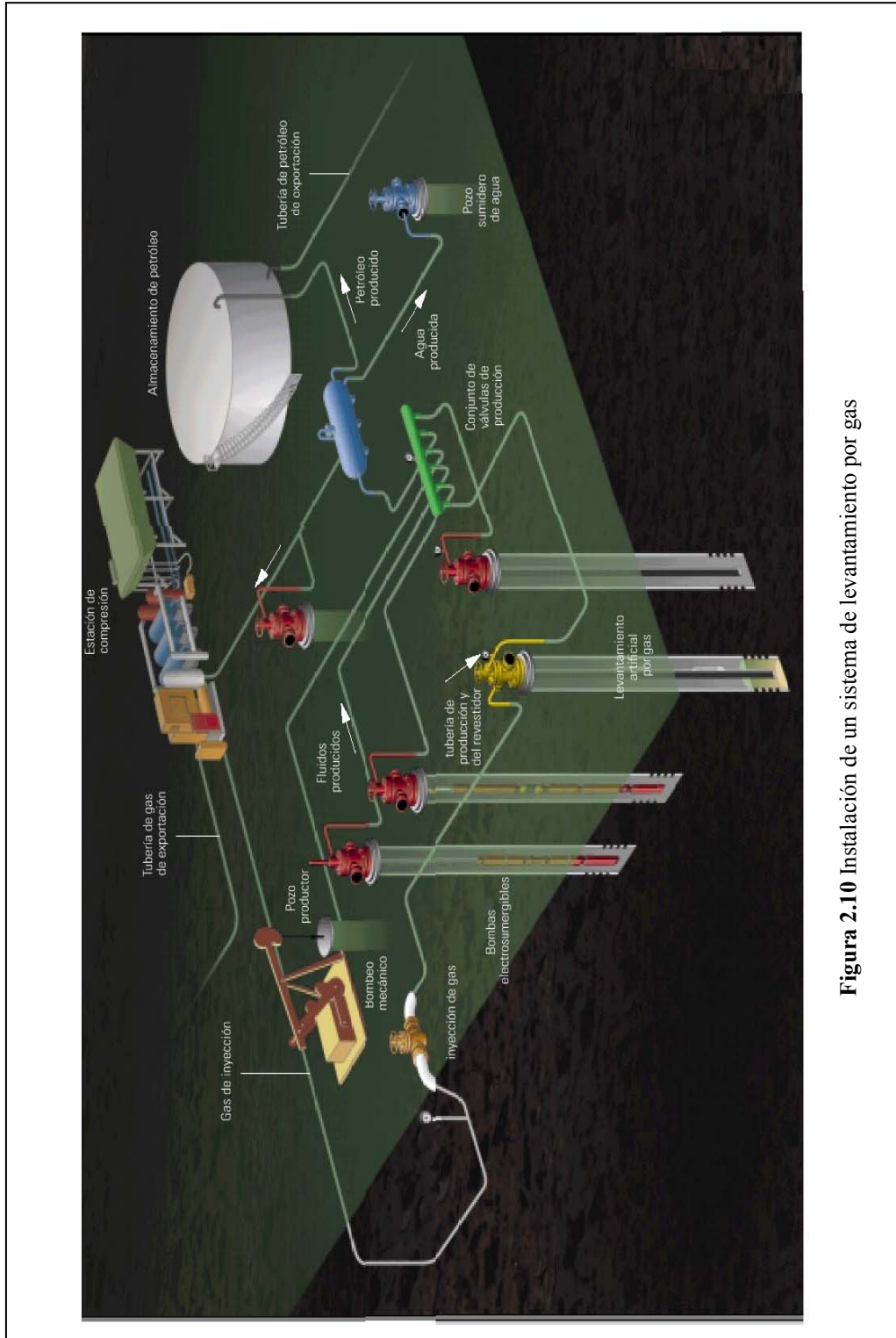


Figura 2.10 Instalación de un sistema de levantamiento por gas

El levantamiento artificial por gas (LAG), es un método de producción que consiste en inyectar gas a alta presión en la columna de fluidos del pozo. La principal consideración en su selección para producir un grupo de pozos petroleros, es la disponibilidad de una fuente rentable de gas a alta presión. (Araque, 1997).

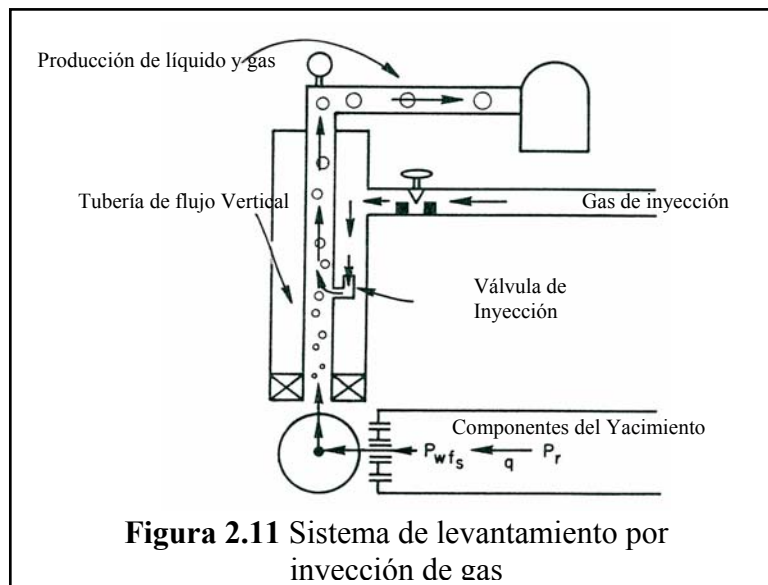


Figura 2.11 Sistema de levantamiento por inyección de gas

El levantamiento artificial por gas se fundamenta en los tres principios siguientes:

- Aireación del petróleo en la tubería de producción, es decir, mezcla de petróleo y gas.
- Expansión del gas comprimido.
- Empuje del petróleo por el gas

El propósito principal de una instalación de levantamiento artificial por gas es crear un área de baja presión dentro de la tubería de producción. De esta forma, la presión del yacimiento puede empujar el petróleo dentro de la tubería a una tasa técnica y económicamente aceptable (Bronw, 1982).

2.9.1 Ventajas y Limitaciones del levantamiento artificial por gas

El levantamiento artificial por gas se adecua a casi todo tipo de pozo que requiera levantamiento artificial. Puede ser implantado para producir pozos petroleros en la etapa de agotamiento, indiferente a la última tasa de producción, para iniciar la producción en pozos que fluirán naturalmente. Dentro de las ventajas que este sistema provee, se tiene:

1. El costo inicial del equipo de subsuelo para el levantamiento artificial por gas, es usualmente bajo.
2. La tasa de producción puede ser controlada desde superficie
3. Los problemas de arenamiento no afectan en el mayor de los casos los equipos de levantamiento.
4. No se ve afectado por la desviación del pozo.
5. Contiene relativamente pocas partes móviles otorgándole al sistema una mayor vida útil en comparación con los otros sistemas de levantamiento.
6. El mayor número de equipos se instala en superficie (planta compresora), donde puede ser fácilmente inspeccionado y reparado en caso de desperfecto.
7. Las válvulas recuperables de inyección de gas pueden ser reemplazadas sin matar el pozo o sacar la tubería de producción.

Por otra parte, el sistema de levantamiento artificial por gas ciertamente posee limitaciones. A continuación se enumeran algunas de ellas:

1. Disponibilidad de gas. En algunos casos aire y nitrógeno podrían ser usados pero generalmente es más costoso y más difícil de trabajar que el gas natural.
2. La corrosión ocasionada por el gas utilizado en el sistema de levantamiento podría incrementar los costos de ser necesario su tratamiento antes de ser inyectado.

3. La inyección continua de gas no es recomendable para pozos que producen crudos viscosos, emulsiones o salmueras super-saturadas. (Carvajal, 1990).

2.9.2 Tipos de levantamientos

Levantamiento artificial por gas continuo

En el proceso de inyección de gas para el levantamiento artificial continuo, un gas a una presión relativamente alta se inyecta a la columna de fluido en el fondo del hoyo (Figura 2.12). El gas inyectado se mezcla con el gas de la formación levantando el fluido hasta la superficie, de acuerdo a los siguientes procesos:

1. Reducción de la densidad y el peso de la columna de fluido, de tal manera que la presión diferencial entre el yacimiento y el cabezal del pozo sea incrementada.
2. Expansión del gas inyectado produciendo un empuje a la columna de fluido.
3. Desplazamiento de tapones de fluido por grandes burbujas de gas actuando como pistones.(API, 1994).

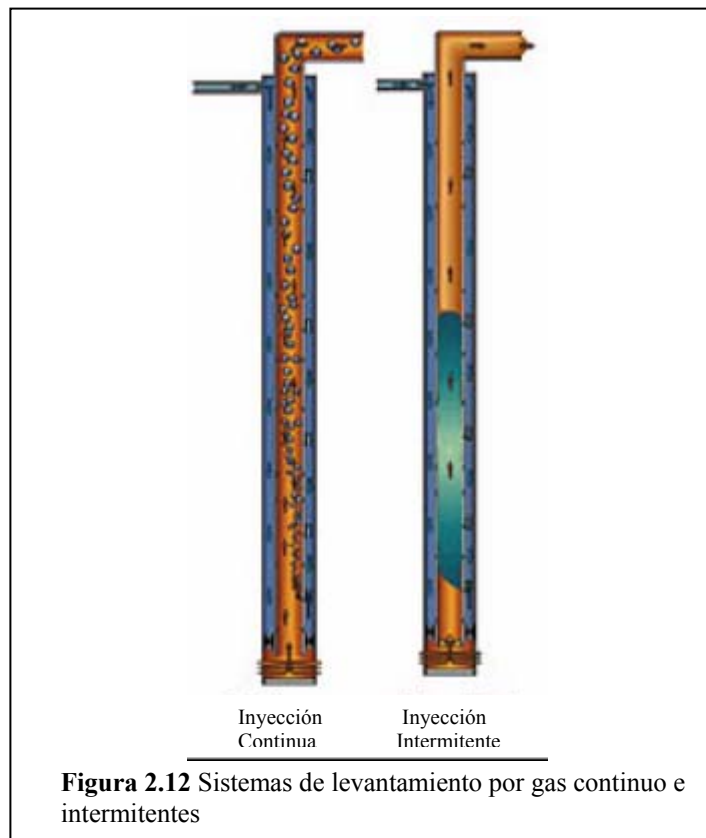
Aplicaciones del flujo continuo

Las condiciones que favorecen la eficiencia del flujo continuo son las siguientes:

- Alta tasa de producción
- Baja densidad del petróleo
- Alta presión de fondo.
- Alta relación gas-fluido del yacimiento
- Se puede aplicar en pozos con alta producción de arena
- Diámetro pequeño de tubería (consumo de gas). (Araque, 1997).

Levantamiento artificial por gas intermitente

Si un pozo posee una baja presión de yacimiento o una tasa de producción muy baja, puede ser producido por levantamiento artificial por gas intermitente (Figura 2.12). Como su nombre lo indica, este sistema produce de forma cíclica o intermitente y está diseñado para producir la tasa a la cual el líquido entra desde la formación al fondo del pozo. En el sistema de flujo intermitente el fluido es acumulado en el fondo de la tubería de producción, y periódicamente, gas a alta presión se inyecta al fondo de la columna de fluido haciendo que esta ascienda en forma de tapón hasta la superficie. La frecuencia de inyección de gas es determinada por la cantidad de tiempo requerido para que un tapón de líquido entre de la formación a la tubería de producción. El período de inyección de gas va a depender del tiempo de ascenso del tapón de líquido, desde el fondo del pozo al cabezal. (API, 1994).



Aplicaciones del flujo intermitente

Las condiciones que favorecen al flujo intermitente son las siguientes:

- Baja tasa de producción
- Baja relación gas-fluido del yacimiento
- Alta densidad del petróleo
- Pozos sin producción de arena
- Pozos moderadamente profundos con bajo nivel de fluido
- Baja presión de fondo. (Araque, 1997).

Levantamiento artificial por gas tipo Pistón

Se diferencia del flujo intermitente en que existen dos o más tapones de fluido en la tubería de producción al mismo tiempo. Requiere de una menor cantidad de gas que la utilizada en el levantamiento continuo o intermitente convencional. (Solórzano, 2001).

2.9.3 Ventajas del levantamiento artificial por gas continuo sobre el intermitente

El levantamiento continuo por gas ciertamente posee ventajas sobre el levantamiento intermitente, las cuales son:

1. El levantamiento continuo utiliza por completo el gas de la formación. El gas inyectado se suma al de la formación para llegar a la relación gas-fluido óptima necesaria por encima del punto de inyección. En el levantamiento intermitente se pierde toda la energía del gas de formación ya que el gas atraviesa el tapón de líquido durante el proceso de llenado, subiendo por la tubería hasta el cabezal del pozo, de esta manera todo el gas usado en el levantamiento debe ser suministrado.

2. Si el pozo produce arena junto con la producción de líquido, en el intervalo de tiempo en el cual se esta llenando la tubería con el tapón de líquido, la arena podría caer nuevamente al pozo ocasionando daños en los componentes de subsuelo, debido a esto cuando existe producción de arena el levantamiento continuo podría resultar ventajoso.
3. En el levantamiento artificial continuo el gas es inyectado a una tasa relativamente constante. Esto podría no ser para el levantamiento por gas intermitente.(API, 1994).

2.9.4 Tipos de instalaciones

Existen tres tipos fundamentales de instalaciones para el levantamiento artificial por gas, y el uso particular de ellas dependen de las características inherentes a la formación y los fluidos contenidos en ella.

1. Instalaciones Cerradas:

Este tipo de instalaciones lleva en el extremo inferior del eductor una válvula fija y una empacadura inmediatamente por debajo de la válvula inferior del sistema de levantamiento artificial por gas.

Entre las funciones de la empacadura se tiene:

- Evitar que el gas inyectado en los pozos de baja presión de fondo fluyente penetre por el extremo inferior del eductor.
- Estabilizar el nivel de fluidos en el espacio anular para proveer un mejor control en la inyección de gas.

Entre las funciones de la válvula fija se tiene:

- Prevenir que la presión de gas (cuando se inyecta en la tubería) actúe contra la formación.

2. Instalaciones Semicerradas:

A diferencia de las instalaciones cerradas, este tipo de instalaciones esta provista de una empaadura en el extremo inferior, pero no así de la válvula estacionaria.

3. Instalaciones Abiertas:

En estas instalaciones no se usan empaaduras, ni válvulas estacionarias. Raras veces se recomienda su uso , excepto en operaciones de flujo a través del revestidor o donde una empaadura no pueda ser usada debido a problemas de arena u otras condiciones desfavorables (Campos, 1995).

2.10 Componentes de un sistema de levantamiento artificial por gas.

2.10.1 Equipos de subsuelo.

Mandriles

Los mandriles forman parte de la sarta de producción, y es en ellos donde se instalan las válvulas para levantamiento. El número de mandriles, así como la posición de cada uno de ellos, se determinan en el diseño de la instalación y dependerá fuertemente de la presión de inyección disponible en el sistema (Figura 2.13).

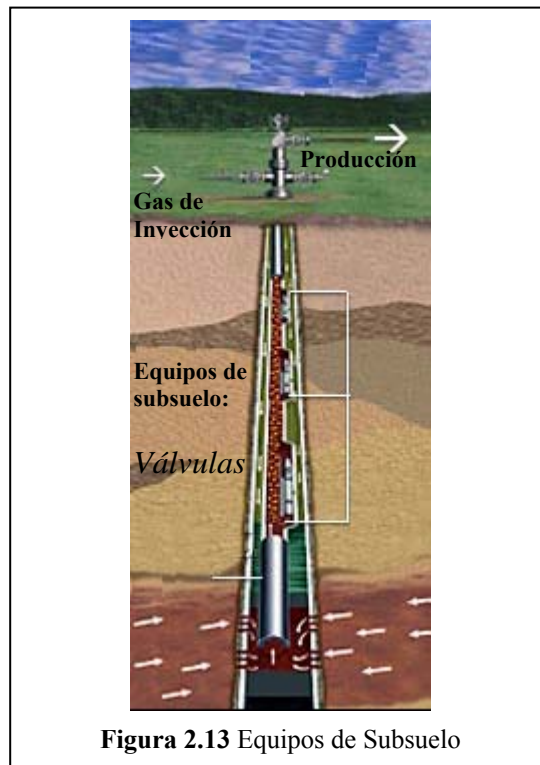


Figura 2.13 Equipos de Subsuelo

Los mandriles se clasifican, de acuerdo al alojamiento de las válvulas, en:

Mandril convencional

El mandril convencional es el primer tipo que se ha usado en la industria. La válvula va enroscada fuera del mandril y consta de un tubo con una conexión externa en el cual se enrosca la válvula, un protector por encima de la válvula y otro por debajo. Para cambiar una válvula es necesario sacar la tubería de producción.

Mandril concéntrico

La válvula va instalada en el centro del mandril, los fluidos producidos tienen que pasar entre la válvula y el mandril. Debido al área limitada (equivalente a $1^{3/8}$ " de

diámetro) no es posible correr bombas de presión ni herramientas a través de él ni por debajo de la primera válvula.

Mandril de bolsillo interior

Este posee en su interior un receptáculo para alojar la válvula de tal manera que no obstruya el paso de los fluidos, ni de las herramientas a través de la tubería (Figura 2.14). Las válvulas pueden ser extraídas o cambiadas con guaya fina desde la superficie y con presión en la tubería por lo que comúnmente se les llama válvulas recuperables. (Solórzano, 2001).

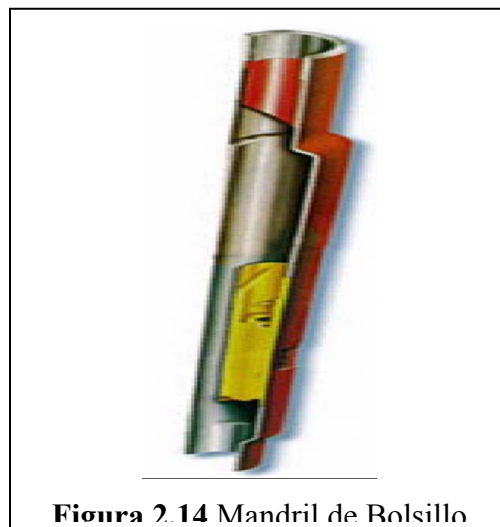


Figura 2.14 Mandril de Bolsillo

Válvulas

Las válvulas básicamente son reguladores de presión de fondo, la función principal de estas es controlar el paso de gas, generalmente la entrada va desde el anular hacia el eductor (Figura 2.15). La menor o mayor cantidad de gas que pasará a través del orificio de una determinada válvula dependerá del diferencial de presión existente a través de ésta.

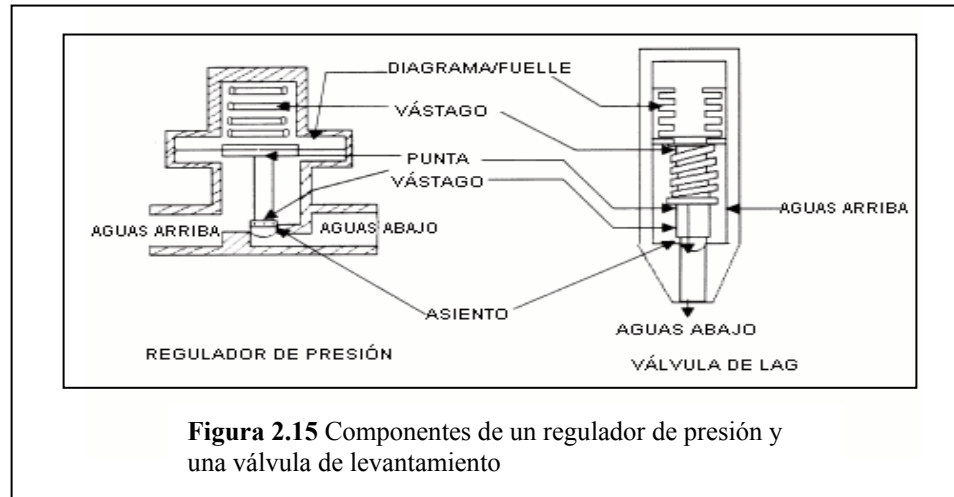


Figura 2.15 Componentes de un regulador de presión y una válvula de levamiento

Prácticamente todas las válvulas de levamiento artificial por gas utilizan el efecto de presión actuando sobre el área de un elemento de la válvula (fuelle, punta del vástago, etc.) para causar la acción deseada. El conocimiento de presión, fuerza y área se requiere para comprender la operación de la mayoría de las válvulas.

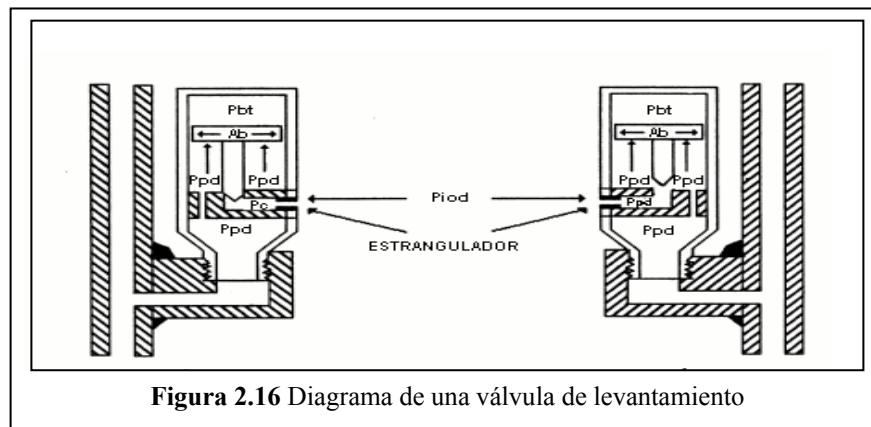


Figura 2.16 Diagrama de una válvula de levamiento

Componentes básicos de una válvula de levamiento artificial por gas:

- Fuelle o resorte.
- Cámara o domo, formado por el tope del fuelle, las paredes internas y el tope de la válvula, cargada con un gas a presión.

- Orificio o asiento, el cual es cerrado o abierto por un elemento de sello ubicado en la punta de un vástago.
- Elementos de sello, de mayor tamaño que el asiento, que se encuentra conectado a la sección inferior del fuelle o resorte mediante un vástago.
- Conductos para la inyección de gas.
- Mecanismos para permitir su recobro, pesca o asentamiento en el interior del mandril.

Tipos de válvulas

- **Válvulas operadas por presión de gas en el anular:** llamadas usualmente “**válvulas de presión**”. Estas válvulas son de un 50 a un 100% sensitivas a la presión que hay en el anular, cuando están en posición cerrada; y 100%, cuando están en posición abierta. Requieren de una restauración de presión en el anular para cerrar.
- **Válvulas de estrangulamiento:** también se conocen como “**válvulas de flujo continuo o proporcionales**”. Su comportamiento es igual a la válvula de presión cuando está cerrada; pero cuando se encuentra abierta son sensitivas a la presión en el eductor. Requieren de un aumento de presión en el eductor para cerrar.
- **Válvulas operadas por fluido:** las válvulas de fluido son de un 50 a un 100% sensitivas a la presión en la tubería, en posición cerrada; y 100% a la misma presión en posición abierta. Requieren de un aumento de la presión de la tubería, para abrir y una disminución, para cerrar.
- **Válvulas combinadas:** estas para abrir requieren de un aumento de la presión que ejerce el fluido, y para cerrar una reducción de la presión en el anular o en la tubería.

La válvula que se utilice en flujo continuo debe ser sensitiva a la presión en la tubería cuando se encuentra en posición abierta; es decir, debe responder proporcionalmente al incremento o disminución de la presión en la tubería; al disminuir la presión, la válvula debe empezar a estrangular el flujo de gas hacia la tubería productora; y al aumentar, debe dejar pasar mas gas. Esta respuesta proporcional mantiene estable la presión de flujo.

En flujo intermitente se utiliza, cualquier tipo de válvula si se ha diseñado apropiadamente. Si la inyección de gas se realiza por un solo punto, la válvula operadora debe tener el orificio del mayor tamaño posible y debe permanecer abierta por completo hasta el momento de cierre.

Cuando se inyecta por varios puntos, tanto la válvula operadora como las otras válvulas se abren a medida que el tapón de fluido asciende por la tubería y permanecen abierta hasta que este alcance la superficie.

Cuando la presión de apertura y de cierre de una válvula son diferentes, se dice que la válvula es **no balanceada**; y cuando este diferencial de presión es igual a cero, se habla de válvulas balanceadas. (Solórzano, 2001).

2.10.2 Equipos de superficie

Instalaciones de compresión

Un sistema de compresión es un conjunto de equipos utilizados para manipular y tratar el gas de descarga de un proceso de inyección de forma tal que se ajuste a las exigencias necesarias para ser nuevamente inyectado. Dentro de las funciones mas importantes a ser evaluados están: la distribución, control y medición, compresión del gas, separación de fases, deshidratación y bombeo, en algunos casos también es

necesario la remoción de gases agrios como el CO₂ o el H₂S. (Production Department, 1980).

Diseño de las instalaciones de compresión

Bases para el diseño de las instalaciones de compresión

El primer paso es determinar los requerimientos y alcance total del trabajo propuesto. Uno de los factores más importantes en este proceso son las condiciones de operación propuestas para la facilidad. Información relativa a presión, volumen, temperatura y análisis de gas es vital en el diseño de las facilidades y en la selección de otros equipos tales como: intercambiadores de calor, compresores, bombas, instrumentos para medición y control, tuberías y otros relacionados. (Production Department, 1980).

Consideraciones para el diseño de las instalaciones de compresión

No solo es de particular importancia tener predicciones exactas de las condiciones iniciales de servicio, sino también de los volúmenes de gas y presión anticipados en el futuro puesto que la persona encargada del diseño debe tener esta información para darle el tamaño apropiado a los componentes de la instalación. Por ejemplo, si las predicciones indican que se requiere la compresión de gas adicional luego de las operaciones iniciales, puede ser económico instalar equipos capaces de manejar las condiciones máximas o incrementos razonables, en vez de instalar un compresor y sus equipos auxiliares para manejar las condiciones iniciales del servicio.

Componentes del sistema de compresión

- **Intercambiador de calor**

Este equipo permite la transmisión de energía desde una región a otra como resultado de la diferencia de temperatura entre ellas. Existen tres modos diferentes de intercambio de calor, los cuales se presentan a continuación:

- **Compresores**

La compresión de gases comprende equipos semejantes a los usados en el bombeo de líquidos. En su mayoría la compresión del gas natural es hecha por compresores centrífugos o reciprocantes. La compresión de gas es alcanzada por la adicción de energía al gas manipulado, resultando en la elevación de presión de un nivel a otro. La cantidad teórica de energía necesaria para comprimir una cantidad dada de gas natural entre las condiciones específicas de succión y descarga, es independiente a la unidad de compresión, pero la cantidad actual de energía usada depende de la eficiencia del compresor. La eficiencia de los compresores esta vinculada al tipo de compresor y el tamaño de éste.

Tipos de compresores:

A) Compresores centrífugos

En estos equipos la compresión se logra por la aplicación de fuerzas inerciales al gas (aceleración, desaceleración y rotación). En principio esta fuerza es proporcionada por medio de impulsores laminados que al rotar imparten velocidad al gas que luego fluye al difusor donde la desaceleración permite que la energía cinética se transforme en presión. Alrededor de dos-tercios de la elevación de presión ocurre en el impulsor y el incremento restante ocurre en el difusor con la reducción de la velocidad.

Este tipo de compresores produce mayor potencia por unidad de peso y opera sin vibración, el costo es normalmente menor a los compresores reciprocantes pero la eficiencia es menor.

Partes Mecánicas

Los componentes básicos de un típico compresor centrífugo son: la caja del Compresor, la caja de succión y descarga, cojinetes, impulsores, aspas guías y difusores, espaciadores y eje rotor.

El elemento rotatorio de un compresor centrífugo está compuesto de un eje y los impulsores. **Los componentes internos** consisten en la pared de entrada, la pared de descarga, diafragmas y aspas guías. El gas entra al compresor y es girado al ángulo propio por las aspas guías, luego entra en dirección axial al impulsor donde la dirección cambia a radial por el movimiento de las laminas impulsoras, el gas sale y luego entra al difusor, donde al tratarse de un único impulsor el gas es descargado. En el caso de una unidad de múltiples etapas, el flujo que sale de un impulsor debe ser retornado al próximo impulsor. Los impulsores proveen el medio para suministrar energía. Los difusores, aspas guías y canales de retorno no realizan trabajo sobre el gas pero convierten la energía cinética en presión.

B) Compresores reciprocantes

Este tipo de compresores trabajan de forma eficientemente comprimiendo grandes o pequeños volúmenes de gas a través de altos o bajos radios de presión desde las condiciones de succión variando desde el vacío a hiper presiones. Entre los componentes básicos de un compresor reciprocante tenemos:

- Vástago de conexión.
- Barra de pistón.
- Cigüeñal.
- Cruceta.
- Sello.
- Válvula de succión.
- Válvula de descarga.
- Pistón.
- Camisa de agua.

En los compresores reciprocantes la potencia para la compresión es transmitida desde el cigüeñal rotatorio a través del vástago de conexión hasta la cruceta, la

cruceta actúa como un cursor convirtiendo el movimiento rotatorio del vástago de conexión a una traslación recíproca que mueve la barra del compresor y el pistón.

El cilindro que cubre el pistón actúa como recipiente para contener el gas durante la compresión. Dentro del cilindro un sello previene la fuga de gas alrededor de la barra, el cilindro es enfriado por la camisa de agua. El flujo a través del compresor depende del accionamiento de las válvulas tanto de succión como la de descarga. Cuando la presión dentro del cilindro es menor que la presión de succión, estas se abren y permiten al gas llenar el cilindro. Una vez que comienza la compresión y la presión en el cilindro excede la presión de succión, las válvulas de succión se cierran para evitar la salida de gas, después que el cilindro sobrepasa la presión de descarga, las válvulas de descarga se abren y permiten que el gas comprimido fluya desde el cilindro compresor. Esta válvula se cierra cuando la presión está por debajo de la presión de descarga y previene que el gas comprimido previamente entre al compresor.

Todos los componentes básicos de un compresor presentan ciertos límites en las condiciones de operación, cuando alguna de estas limitaciones es sobrepasada, resulta necesario un proceso de compresión múltietapa. Alguna de las limitaciones generalmente asociada con compresores de desplazamiento positivo incluye temperaturas de descarga, elevaciones de presión, efecto de espacio muerto y ahorro de potencia.

Equipo de medición y control

El término medición usado tanto en la industria petrolera como en la de gas natural incluye el cotejo del volumen grueso de un producto y la determinación de las correlaciones que son necesarias para concretar la venta final del volumen del producto.

- **Medición de Petróleo**

Numerosos tipos de sistemas de medición han sido creados para estimar la cantidad de petróleo producida automáticamente. Estos sistemas de medición automáticos se basan en los siguientes tres tipos de métodos de medición: (1) método volumétrico, (2) método de desplazamiento positivo y (3) método de turbina. El método volumétrico usa tanques, separadores o largos contenedores como instrumentos de medición. Este sistema de medición está siendo reemplazado por los otros métodos.

Método de desplazamiento positivo

El principio de operación de este método consiste en una cámara de medición ubicada en una sección cerrada entre la conexión de carga y descarga. Estos tipos de dispositivos son operados por la presión del fluido y la descarga es esencialmente el producto del desplazamiento de un pistón a través de la cámara de medición. Numerosos tipos generales de medidores por desplazamiento positivos han sido manufacturados y ellos están clasificados en: (1) pistón oscilatorio, (2) pistón reciprocante y (3) rotatorio.

Método de turbina

El principio que describe este método consiste en que el líquido choca contra un rotor, impartiendo un movimiento de rotación, donde la velocidad o frecuencia de este es proporcional a la tasa de producción. El resultado de la medición es obtenido por la señal emitida por un dispositivo magnético o bobina ubicado en la parte externa del rotor.

- **Medición de gas**

A diferencia del petróleo u otros fluidos, el gas no puede ser almacenado y cuantificado en grandes cantidades, este volumen debe ser medido instantáneamente durante el flujo a través de las tuberías. El principal equipo usado para el cotejo de los

volúmenes de gas es el medidor de orificio el cual se basa principalmente en el principio físico de la pérdida de presión de un fluido que se mueve a través una restricción en la línea de flujo. El medidor de orificio consta de dos partes principales: (1) un primer dispositivo que crea la caída de presión y (2) un dispositivo secundario que registra e indica este diferencial de presión. (Production Department, 1980).

Control de flujo

El control de los fluidos a través de las tuberías se realiza por medio de dispositivos que regulan o cortan el flujo, estos equipos de control se denominan **válvulas**.

- **Válvulas**

Por definición una válvula es un dispositivo mecánico por medio del cual el flujo de líquido o gas puede ser iniciado, detenido o regulado por una sección móvil que abre, cierra u obstruye parcialmente una o más líneas de flujo.

Dentro de las funciones básicas de una válvula, se tiene:

- Detener o permitir el flujo.
- Regular el flujo.
- Prevenir el flujo en sentido reverso.

Existen cinco tipos básicos de válvulas, las cuales se muestran a continuación:

- **Válvulas de Compuerta:** Las válvulas de compuerta son usadas en servicios de total cierre o total apertura del flujo. Están diseñadas de manera tal que cuando se encuentran en posición abierta el flujo pase a través ella en línea recta ofreciendo una mínima resistencia y mínima caída de presión.
- **Válvula de Tapón:** Las válvulas de tapón son utilizadas principalmente para controlar fluidos de bajo flujo especialmente en tuberías de gas.

Este tipo de válvulas pueden trabajar en un rango de presiones que va desde el vacío a 10.000 psi, son de fácil manejo y requieren de poco espacio de instalación.

- **Válvula de Bola:** Las válvulas de bola al igual que las de tapón son de fácil manejo necesitando un cuarto de vuelta para ir de completamente cerrada a completamente abierta, no requieren lubricación y el costo de mantenimiento es relativamente bajo.

- **Válvulas Check:** Este tipo de válvulas también llamadas válvulas de no-retorno permite el flujo en un solo sentido en la tubería, previniendo el contra flujo.

- **Válvulas de Mariposa:** Las válvulas de mariposa son usadas principalmente en flujo de baja presión (menor a 200psi) y consiste en un disco que gira sobre su eje central permitiendo pasar el flujo a través de él en posición abierta. (Production Department, 1980).

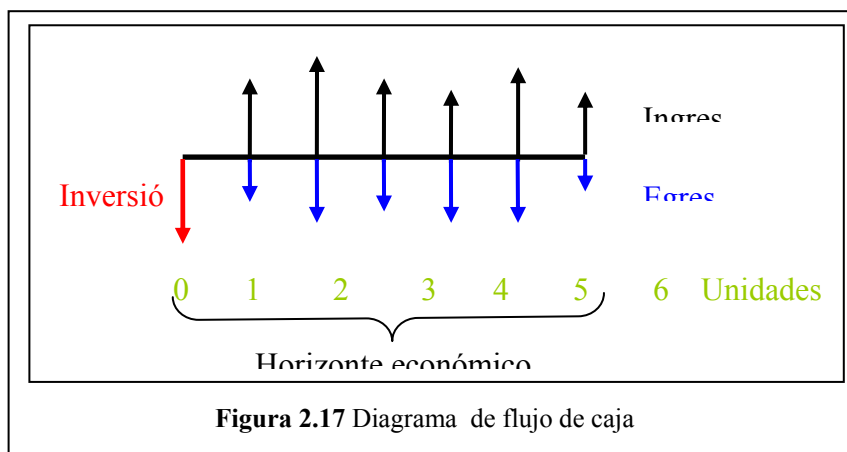
2.11 Evaluación económica

2.11.1 Flujo de Caja.

Es el resultado de la cantidad de dinero que ingresa y egresa de las arcas del inversionista. El dinero que ingresa en caja proviene de las ventas que se realizan y se denomina flujo de ingresos, mientras el dinero que egresa de caja, se realiza a través de los pagos y es llamado flujo de egresos.

Por lo tanto, el flujo de caja neto estará representado por la diferencia entre los ingresos y los egresos.

$$\text{Flujo de Caja} = \text{Flujo de Ingresos} - \text{Flujo de Egresos} \quad \text{Ec. (2.22)}$$



El flujo de ingresos lo componen todas aquellas entradas líquidas generadas por el proyecto, representadas por las ventas de producción, servicios, etc. De manera similar, el flujo de egresos lo componen todas aquellas salidas líquidas (pagos) que se requieren para la ejecución del proyecto. En la Industria petrolera nacional, éste se compone principalmente por la inversión, los costos de personal, los costos por mantenimiento y operación, los impuestos, el aporte legal a Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA), las regalías, el capital de trabajo, etc.

$$\text{Flujo de caja} = \text{Ingresos} - \text{Costos} - \text{Inversiones} - \text{Regalía} - \% \text{ legal a PDVSA} - \text{I.S.L.R}$$

Ec. (2.23)

2.11.2 Horizonte Económico Vs. Vida Útil.

- Ingresos.
 - Ventas a exportación y mercado interno.
 - Valor de rescate.
- Egresos.
 - Inversiones.
 - Costos de Operación y mantenimiento.
 - Aporte legal a PDVSA.
 - Regalías.
 - Impuesto.

2.11.3 Elementos de los Ingresos.

a) Valor de salvamento: Es el valor estimado de la inversión original al final del período establecido como horizonte económico.

b) Valor residual: Concepto estrictamente contable equivalente al valor neto en libros del activo en un momento determinado (Valor original menos la depreciación acumulada al momento).

2.11.4 Elementos de los Egresos.

Son todos aquellos costos de adquisición, construcción e instalación de propiedades, plantas y equipos nuevos o ampliación de la capacidad productiva o de la vida útil de dichos activos. Entre esos están:

- Servicios de Ingeniería.
- Obra Física.
- Equipo y maquinaria.
- Puesta en Operación.
- Capital de Trabajo.

2.11.5 Costos de Operación y Mantenimiento.

- Labor: Sueldos, Salarios y Beneficios.
- Materiales: Equipos y Repuestos menores, útiles de oficina, combustibles y lubricantes.
- Servicios Industriales: Compra y/o suministro de electricidad, agua y vapor.
- Servicios Contratados: Asistencia Técnica, Transporte, alquiler de equipos, herramientas, etc.

2.11.6 Tipos de Costo.

- **Costos fijos:** Son aquellos costos asociados a una actividad que permanecen relativamente constantes en un rango de producción. Ejemplo: labor, mantenimiento, seguros, investigación, derechos de paso, sobrecostos, depreciación línea recta.
- **Costos variables:** Son aquellos que cambian con la producción. Ejemplo: materiales químicos, electricidad, agua, vapor, costo del taladro (depende del número de servicios / tiempo).
- **Costos Unitarios:** Son los costos totales asociados a cada unidad producida.
- **Costos Unitarios**

$$\text{Costo unitario} = (\text{Costos fijos} + \text{Costos variables}) / \text{Producción}$$

Ec. (2.24)

2.11.7 Impuestos.

- **Regalías:** Monto que se paga al estado por el derecho de explotación de los yacimientos, a manera de compensación por el agotamiento de los depósitos de hidrocarburos. Equivale al 30 % de los ingresos por crudo, Gas y líquidos, según lo establecido por convenio bilateral entre el Ministerio de Energía y Minas y PDVSA.

2.11.8 Aporte Legal a PDVSA.

Contribución Mensual de las filiales a la casa matriz, equivalente al 10 % de la ganancia neta obtenida por las exportaciones de crudos y productos.

$$\text{Aporte Legal a PDVSA} = 0.10 * (\text{Ingresos de exportación} - \text{costos} - \text{Regalías} - \text{Depreciación})$$

Ec.(2.25)

2.11.9 I.S.L.R. (Impuesto Sobre La Renta)

Es el Pago que se hace al Estado Venezolano por concepto de enriquecimiento neto como consecuencia de una actividad económica.

2.11.10 Tasa de descuento

La tasa de descuento es el porcentaje de beneficio mínimo esperado por la inversión a realizar y representa la medida del valor del dinero en el tiempo.

2.11.11 Depreciación

Es la pérdida de valor de un activo por efecto de desgaste por uso ó por la acción del tiempo solo se considera como una deducción para el cálculo del impuesto Sobre la Renta (I.S.L.R.), por tanto, no forma parte del flujo de efectivo (Escudo Fiscal).

2.11.12 Métodos de depreciación

- **Línea recta:** La pérdida de valor de los activos se mide en base a la vida útil del mismo. La vida útil de cada tipo de activo es fijada por el Ministerio de Hacienda (MH). Se deprecian en línea recta: Plantas de compresión, plantas de inyección de agua, patios de tanques, oleoductos, etc....
- **Unidad de producción:** La pérdida de valor de los activos se mide en base a las unidades producidas, sin importar el tiempo. Aplica a todas las inversiones comprendidas desde el subsuelo del pozo hasta la brida de entrada al patio de tanques o planta de compresión de gas.

2.11.13 Indicadores económicos

- **Valor Presente:** Es el valor actual equivalente de un flujo de caja futuro descontado a una tasa dada.

$$Vp = Fc * n / (1 + TD)^n \quad \text{Ec. (2.26)}$$

Donde:

Vp = Valor presente.

F_c = Flujo de caja del año “n”.

TD = Tasa de descuento.

n = años.

- **Valor Presente Neto:** Es la sumatoria del valor presente de los flujos de caja del proyecto correspondientes a cada año del horizonte económico.

$$VPN = F_c0 + F_c1 / (1+TD)^1 + F_c2 / (1+TD)^2 + \dots + F_cn / (1+TD)^n$$

Ec.(2.27)

Si $VPN > 0$ Proyecto rentable.

$VPN = 0$ Mínima rentabilidad.

$VPN < 0$ Se rechaza el Proyecto.

- **Tasa Interna de Retorno (TIR):** Es la tasa de descuento que iguala el valor presente neto de un proyecto a cero. Es una medida del máximo rendimiento esperado sobre los saldos no recuperados.

$$0 = F_c0 + F_c1 / (1+TD)^1 + F_c2 / (1+TD)^2 + \dots + F_cn / (1+TD)^n$$

Ec.(2.28)

Si $TIR > TD$ Proyecto rentable.

$TIR = TD$ Mínima rentabilidad.

$TIR < TD$ Se rechaza el Proyecto.

2.11.14 Tiempo de Pago (TP)

El tiempo de pago es el tiempo en el cual se logra recuperar la inversión realizada, es decir; aquel tiempo para el cual el flujo de caja acumulado se hace positivo.

Utilidad

- El menor TP más atractivo del proyecto.
- Situaciones de riesgo político.
- Obsolescencia del equipo.
- Complemento a otros indicadores.

- Este indicador no toma en cuenta el valor del dinero en el tiempo ni el tamaño del proyecto.

2.11.15 Eficiencia de la inversión

La eficiencia de la inversión es una medida de la ganancia obtenida por cada bolívar invertido. Se define como el cociente entre el VPN del proyecto y el valor presente de las inversiones realizadas. (Flores, 2003).

$$Ei = VPN \text{ proyecto} / VP \text{ inversiones} \quad \text{Ec. (2.29)}$$

CAPITULO III DESCRIPCIÓN DEL CAMPO

El campo Caricari forma parte de un grupo de campos pertenecientes a un área de explotación denominada Área Mayor de Socororo, la cual es un bloque irregular de unos 270 Kilómetros cuadrados de superficie, ubicado en las inmediaciones de la población de Pariaguán, Estado Anzoátegui, en el flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, y al suroeste del Área Mayor de Oficina. Comprendiendo los campos petrolíferos de Socororo, Cachicamo y Caricari. Sus límites son los siguientes: al Oeste limita con el Campo Budare; al Sur limita con los campos pertenecientes a Petrozuata; al Este limita con el Campo Yopales; y al Noreste limita con el Campo Caracoles



El campo Caricari se encuentra ubicado al Norte del Área Mayor de Socororo con una totalidad de 25 pozos perforados, de los cuales 14 pozos están inactivos y 11 pozos están abandonados.

3.1 Distribución actual de fluidos

El Campo Caricari posee un POES de 60 MMBNP con una reserva probada de 8 MMBNP y 52 MMMPCN de gas, tanto asociado, como no asociado. Este comenzó a ser explotado en el año 1.960; encontrando dos periodos de producción. Entre los años 1.960 y 1.961 se observan tasas de producción entre 125 y 480 BPPD, con cortes de agua entre 40 y 50 %AyS y RGP alrededor de 2500 PCN/BN. El otro periodo de producción se ubica entre los años 1.980 y 1.991, donde se presenta una tasa de producción que declinó de 250 BPPD hasta 120 BPPD, con cortes de agua erráticos entre 10 y 80 %AyS y RGP que aumentaron desde 800 PCN/BN hasta 5000 PCN/BN.

La RGP no a seguido una tendencia clara o definida acotándose entre 500 y 5000 PCN/BN, aunque en algunos periodos ha aumentado a valores entre 5000 y 10000 PCN/BN, debido a el efecto de la conificación o producción del gas que satura las capas de gas originales asociadas a los yacimientos. En la figura 3.1 se presenta el comportamiento histórico de producción del campo Caricari.

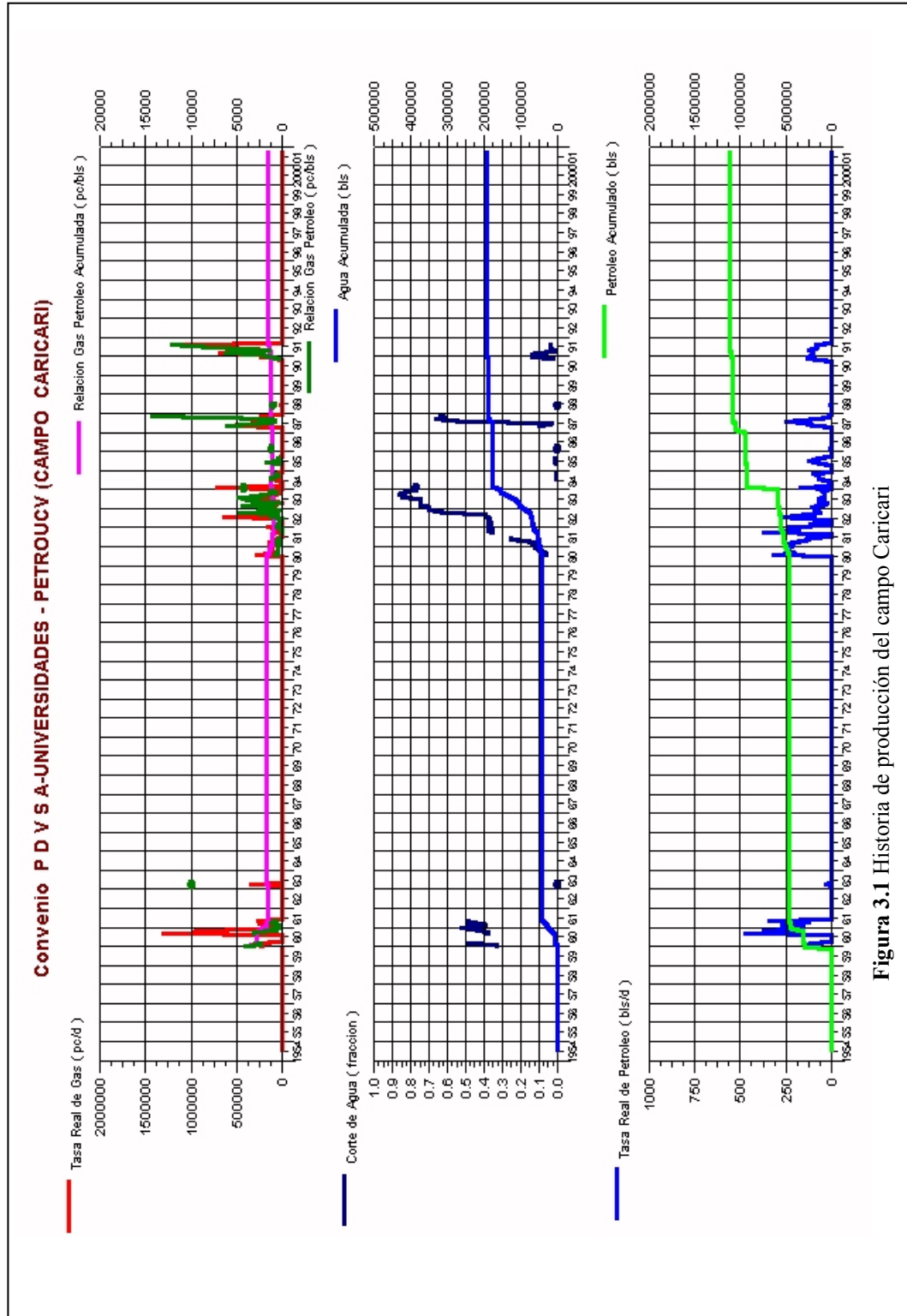


Figura 3.1 Historia de producción del campo Caricari

Así pues, en consecuencia de los bajos factores de recuperación y los niveles relativamente altos de presión, la generalidad de los yacimientos de los campos Socororo, Cachicamo y Caricari, se encuentran en condiciones cercanas a las condiciones iniciales, lo cual implica que han ocurrido pocos cambios en cuanto a la ubicación de los contactos agua-petróleo y gas-petróleo, según sea el caso.

3.2 Mecanismos de producción

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 fluidos, 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 grados).
- 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.

En base a estas características se puede establecer en cuanto a los índices de mecanismos de producción presentes en los yacimientos del Área Mayor Socororo lo siguiente:

Expansión de la roca y fluidos: No es un mecanismo de producción importante debido al bajo grado de subsaturación de los yacimientos.

Gas en Solución: Mecanismo de producción importante en el área debido al número de yacimientos saturados.

Capa de Gas: Mecanismo de relativa importancia en el área, pues un 28% de los yacimiento área tienen capa de gas.

Drenaje gravitacional: Se considera poco importante debido a que el buzamiento estructural del área es de 2 – 3 °.

3.3 Subcuenca de Maturín

La Subcuenca de Maturín constituye la principal unidad petrolífera de la Cuenca Oriental. Podría afirmarse que la deformación estructural y los acuíferos de las unidades estratigráficas hacia el sur definen dos dominios operacionales: uno al norte del corrimiento de Pirital y otro al sur.

Hacia el sur de la Subcuenca de Maturín, en los campos de Oficina en Anzoátegui y sus equivalentes orientales en Monagas, los yacimientos importantes se encuentran en las Formaciones Merecure y Oficina, con sellos de lutitas extensas dentro de las mismas unidades. Los principales campos petrolíferos en esta área son: Melones, Oficina Central, Yopales, Oveja, Dación, Ostra y Mate.

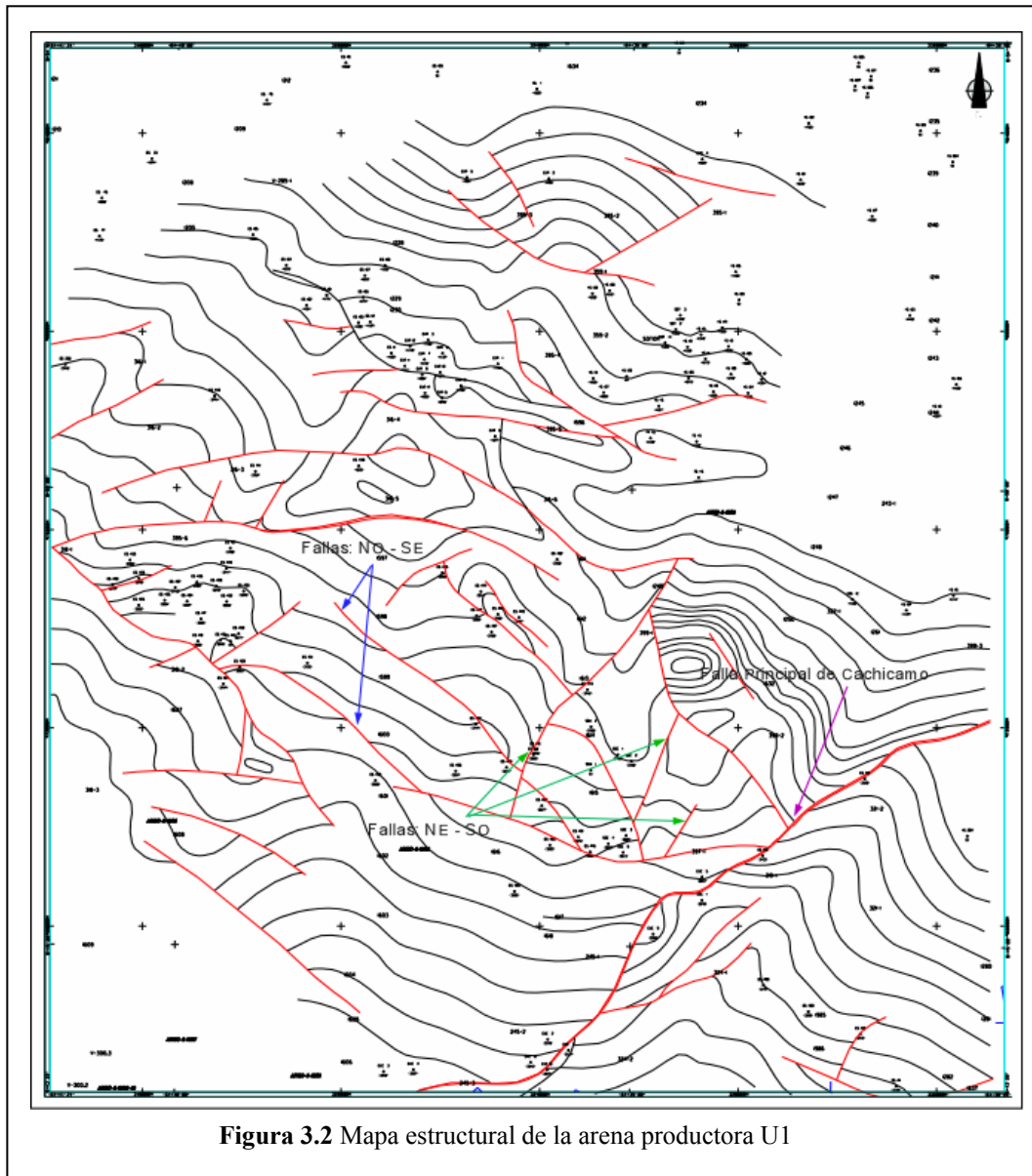
3.4 Sistemas petrolíferos del flanco Sur de la Subcuenca de Maturín

Sistema Guayuta-Oficina: Relacionado con los campos del flanco Sur de la Subcuenca de Maturín e incluye las Formaciones Querecual y San Antonio (Grupo Guayuta) del Cretácico Tardío como las rocas madres principales, las cuales son

cargadas litostáticamente (estratigráfica y tectónicamente) hasta nuestros días. El yacimiento principal está constituido por las unidades Oligo-Miocenas como Merecure, Oficina y Freites; con formación de la trampa durante la deformación del Oligoceno Tardío hasta el presente. La generación, migración y entrapamiento alcanzan su momento crítico en nuestros días.

3.5 Marco estructural del área

Entre las principales características estructurales que conforman el Área Mayor de Socorro, incluyendo todos sus campos, tenemos dos sistemas de fallas predominantes, casi perpendiculares entre sí. El primero de estos sistemas de fallas tiene un rumbo NO-SE, paralelo al rumbo de sus estratos, y por lo general las mismas buzan hacia el Sur. El salto de estas fallas varía entre 25 a 100 pies y predominan los saltos del orden de los 40 pies. El segundo sistema de fallas tiene un rumbo NE-O y estas buzan indistintamente hacia el Este y hacia el Oeste. En este sistema de fallas se encuentra la falla principal del Campo Cachicamo, que puede considerarse como el elemento estructural más importante de los cuatro campos que conforman el Área Mayor de Socorro por la magnitud de su salto, de 70 a 180 pies. En las otras fallas de este sistema el salto varía entre 20 y 70 pies. La figura 3.2 es un mapa estructural de la arena U1, donde se pueden apreciar en rojo las fallas mencionadas anteriormente.



Desde el punto de vista de las acumulaciones de hidrocarburos descubiertas en el campo de Caricari, el sistema de fallas paralelo al rumbo de las capas juega un papel fundamental por cuanto constituye la barrera, buzamiento arriba, para los hidrocarburos en su proceso migratorio.

3.6 Estratigrafía de la zona.

La columna estratigráfica, se extiende desde el basamento Igneo – metamórfico del complejo basal de Guyana (Precámbrico) hasta el Pleistoceno y está caracterizado por las siguientes formaciones:

Basamento (Precámbrico): Constituido por rocas ígneas y metamórficas (granito gnéisico, diorita cuarcífera gnéisica, etc.) intensamente plegadas y erosionadas.

Formación Hato Viejo (Paleozoico Devónico): consiste esencialmente de areniscas de grano fino a gruesos, redondeados y muy bien cementados, en parte micacea, pirítica y ligeramente calcárea. Los clásticos son de origen continental y descansa discordante del basamento y yace en forma concordante de la Formación Carrizal.

Formación Carrizal (Paleozoico – Devónico Superior a Carbonífero Inferior): litológicamente consta de una arcilita gris verdosa, marrón o roja, maciza, parcialmente glauconítica y no calcárea; ocasionalmente contiene limolitas, areniscas y conglomerados hacia la base. El contacto con las unidades Cretáceas suprayacentes es discordante.

Grupo Temblador (Cretácico):

- *Formación Canoa (Aptiense – Albiense).*
- *Formación Tigre (Cenomaniense – Campaniense).*

Formación Canoa (Aptiense – Albiense): consiste de areniscas de grano grueso, arcósicas, de color blanco y limolitas y arcilitas moteadas de verde y rojo que contienen restos de plantas. El contacto suprayacente con la Formación Tigre es transicional e infrayacente es discordante.

Formación Tigre (*Cenomaniense – Campaniense*): consiste de areniscas masivas, glauconíticas, de grano fino, friables, de color verde a gris; limolitas, lutitas carbonáceas y fosfáticas y capas delgadas de calizas dolomíticas de color gris.

Formación Merecure (*Terciario: Oligoceno – Mioceno Inferior*): areniscas, de color gris claro a oscuro, masivas, mal estratificadas y muy lenticulares, duras, de grano fino a grueso y que conforman el 50% de la formación. En la parte superior de la formación que representa la unidad, las areniscas se presentan en capas delgadas y los paquetes de lutitas y lignitos son más abundantes y en la parte inferior se caracteriza por el predominio de areniscas masivas con algunas intercalaciones de capas de lutitas.

Formación Oficina (*Terciario: Mioceno Inferior a Medio*): constituida litológicamente por areniscas y lutitas alternadas con lignitos de amplia extensión. Las areniscas y limolitas son de colores claros y granos fino a grueso con componentes menores, pero importantes de lutitas ligníticas, arcillas de color verde y gris claro con esférulas de siderita, arenisca siderítico – glauconíticas y calizas delgadas.

Formación Freites (*Terciario: Mioceno medio a Mioceno Tardío Basal*): compuesta principalmente por lutitas fósiles a gris verdosas, pero litológicamente dividido en tres intervalos con base a la presencia de areniscas cerca del tope y de la base, en contraste con la parte media y mayor de la unidad, esencialmente lutítica. La Formación freites representa la primera evidencia regional de transgresión marina somera, sin restricciones.

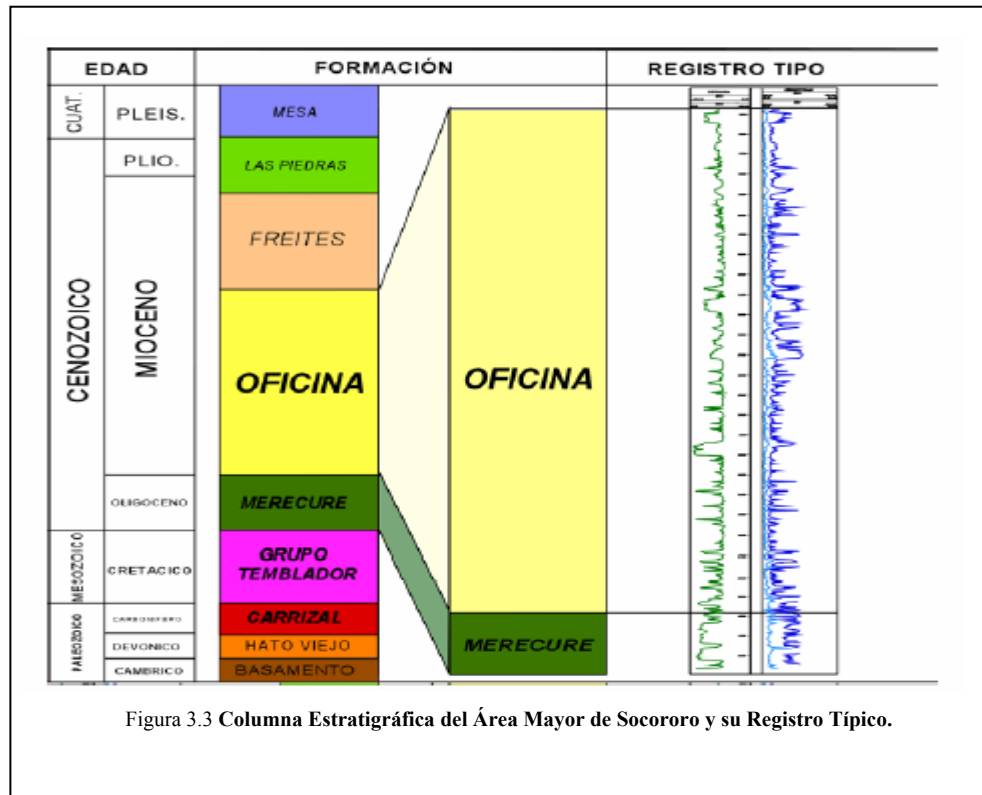
Formación Las Piedras (*Terciario: Mioceno Superior – Plioceno*): caracterizada litológicamente como una formación que contiene areniscas micáceas, friables, de

grano fino y colores gris claro a gris verdoso, interlaminadas con lutitas gris a verdoso, arcilitas sideríticas, grises, lutitas ligníticas y lignitos.

Formación Mesa (*Plioceno – Pleistoceno*): consiste en arenas de grano grueso y gravas, con cemento ferruginoso cementadas y muy duras; conglomerados ferruginosos a casi negro, arenas blanco-amarillentas, rojo y púrpura, con estratificación cruzada.

La columna sedimentaria penetrada por los pozos perforados en el Área Mayor Socororo, está constituida solo por las Formaciones: Mesa, Las Piedras, Freites, Oficina, Merecure, Grupo Temblador y Carrizal.

La estratigrafía mencionada anteriormente, se presenta en la figura 3.3 haciendo énfasis especial en la Formación Oficina; formación donde se encuentran ubicadas las principales arenas productoras del Área Mayor de Socororo. En esta columna no se presenta la ubicación en detalles de las arenas, no obstante representa un macro de la columna estratigráfica.



Desde el punto de vista del sistema petrolero en el Área Mayor de Socororo se caracteriza la formación Querecual como **roca madre**, las formaciones Merecure y Oficina como **roca recipiente** y el **sello** lo constituye una barrera buzamiento arriba para los hidrocarburos en su proceso migratorio.

La Formación Oficina, junto con la Formación Merecure son las principales unidades productoras de hidrocarburos.

3.7 Líneas de producción del campo

En la tabla a continuación se presenta la evaluación de las líneas de flujo de los pozos en estudio pertenecientes al campo Caricari.

Tabla 3.1.- Evaluación de las Líneas de Flujo de los Pozos del Campo Caricari.

LÍNEAS DE FLUJO - CAMPO CARICARI		
Pozo	Diámetro	Evaluación
CAR-3	4"	Completa. Se extiende hasta la Estación CCEF-1, pero desconectada del pozo.
CAR-5		No tiene línea de flujo.
CAR-7	4"	Desconectada del pozo y cortada en su trayectoria a la estación.
CAR-8	4"	Desconectada del pozo y cortada en su trayectoria a la estación.
CAR-10	4"	Desconectada del pozo y cortada en su trayectoria a la estación.
CAR-12	4"	Desconectada del pozo.
CAR-13	4"	Conectada al pozo pero no llega a la estación.
CAR-14		Se desconoce la información de la línea de flujo debido a problemas de acceso al área.
CAR-15	4"	Desconectada del pozo y cortada en su trayectoria a la estación.
ES-111	4"	Conectada al pozo y cortada en su trayectoria a la estación.
ES-112	4"	Conectada al pozo y cortada a unos 3 metros del pozo.

CAPITULO IV DESCRIPCIÓN DEL SIMULADOR - PIPESIM

4.1 Componentes del simulador

El simulador PipeSim está conformado por los siguientes módulos:

- *Well Performance Analysis*
- *Network Analysis*
- *Production Optimization (GOAL)*

4.1.1 *Well performance*

Este módulo es fundamental para los ingenieros de petróleo en el diseño y optimización de sistemas de producción. Está diseñado para asistir a los ingenieros dando un análisis eficiente y rápido de flujo multifásico desde el yacimiento hasta su destino final. Este módulo incluye modelos de completaciones detalladas (múltiples zonas), perfiles de tuberías, estranguladores en el cabezal y puede ser extendido hasta las tuberías de superficie.

Es un modelador conceptual y detallado de producción e inyección de gas. Los usuarios pueden definir un gran rango de tipos de completación de pozos incluyendo yacimientos de múltiples capas. Este módulo simula el flujo desde el yacimiento a través de la tubería de producción.

La base de datos interna del PIPESIM incluye un rango de válvulas de levantamiento por Gas y bombas BES las cuales pueden ser definidos dentro de la tubería de producción. Para un análisis eficiente, hay una serie de operaciones disponibles para ser utilizados. Ej. Análisis Nodal, diseño del sistema de levantamiento por Gas, diseño de la tubería de producción, etc.

4.1.2 Network analysis

Este módulo permite a los usuarios combinar los modelos de tubería y pozos en un simulador de red. La red utiliza una solución algorítmica que permite construir redes complejas que incluyen: recolección / sistema de distribución con intersecciones, líneas paralelas, etc. También permite combinar producción y sistemas de inyección dentro del mismo modelo. El módulo red también incluye el mismo proceso de equipos que el modelo simple de pozo.

4.1.3 Goal

El módulo de optimización de producción (GOAL) provee un gran campo de soluciones utilizando una optimización algorítmica para identificar la mejor distribución de gas en el sistema de levantamiento por Gas o la potencia de la bomba BES en todo el sistema. El GOAL permite incluir en cualquier punto fluidos complejos (ej. Capacidad para manejar agua y gas). La solución del GOAL esta diseñada para ser utilizado en las operaciones diarias y puede corregir el levantamiento artificial para optimizar campos en solo segundos. El GOAL se conecta con el módulo de Pozo (Performance Well).

4.2 Modelos de fluido

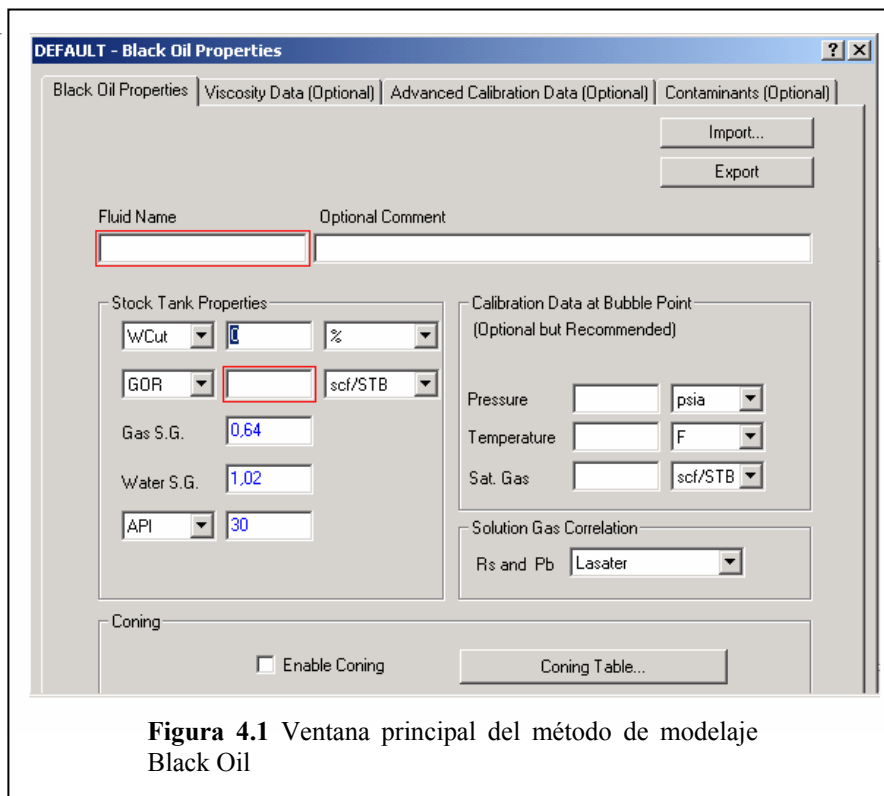
PipeSim esta capacitado para trabajar con diferentes sistemas de fluidos como son:

- Gas
- Gas condensado
- Líquido
- Líquido y Gas

Los cuales pueden ser descritos a partir de los siguientes métodos de flujo:

4.2.1 Black Oil

Black Oil utiliza modelos de correlaciones para simular las propiedades PVT de los fluidos en sistemas Gas/Petróleo/Agua, estas correlaciones de flujo consideran el sistema gas/petróleo como un simple sistema de flujo multifásico. Para la caracterización completa del modelo es necesario conocer datos de producción como: gravedad específica del petróleo, gravedad específica del gas, relación gas/petróleo y corte de agua.



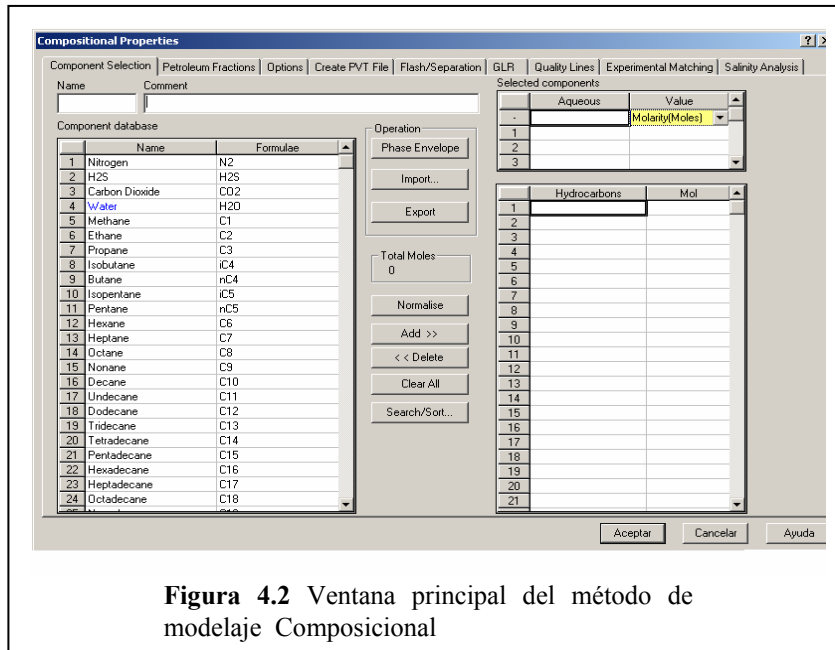
El modelaje del sistema de fluido por Black Oil es apropiado para ser usado en un amplio rango de aplicaciones o sistemas de hidrocarburos, ya que dispone de diferentes correlaciones para la aproximación de las variables así como también le permite al operador calibrar el sistema con datos reales de análisis PVT.

Dentro de las correlaciones se tiene:

- Gas en Solución y Presión de Burbuja: Lasater, Standing, Vasquez y Beggs, Kartamodjo, Khan o Glaso.
- Factor de formación Volumétrica del Petróleo en sistemas saturados: Standing, Vasquez y Beggs o Glaso.
- Factor de formación Volumétrica del Petróleo en sistemas subsaturados: Vasquez y Beggs o Glaso.
- Viscosidad de crudo muerto: Beggs y Robinson, Kartamodjo, Glaso o datos de usuario.
- Viscosidad de crudo vivo en sistemas saturados: Chew y Connally o Beggs y Robinson.
- Viscosidad de crudo vivo en sistemas subsaturados: Vasquez y Beggs, Kousel o Ninguno.
- Viscosidad para mezclas de agua/petróleo: Inversion, relación volumétrica o Woelflin.
- Viscosidad del gas: Lee et al.
- Compresibilidad del gas: Standing o Hall y Yarborough.

4.2.2 Composicional

El método de modelaje Composicional es más exacto que el Black Oil, ya que permite trabajar directamente con los pseudo-componentes integrantes de la molécula de hidrocarburo pero necesita más tiempo computacional para realizar las caracterizaciones no obstante es justificado al trabajar con petróleos altamente volátiles.



4.3 Modelos de yacimiento, pozo y completaciones

Los componentes para caracterizar los pozos en el PipeSim son:

- Completación Vertical
- Completación Horizontal
- **Tubería de producción**
- Punto de inyección para levantamiento artificial por gas
- Punto de operación para bomba electro sumergible.

4.3.1 Completación vertical

La curva de comportamiento de influjo se presenta como el flujo de fluidos desde el yacimiento a través de la formación hacia el pozo, se expresa en función de la presión estática, la presión de fondo fluyente y el caudal de líquido. PipeSim utiliza diferentes

métodos de aproximación de la IPR que están a disposición del usuario, los cuales se muestran a continuación:

Well PI: Esta relacionado con el índice de productividad (IP):

$$Q_o = IP * (P_e - P_{wf})$$

Si el yacimiento se encuentra bajo el punto de burbujeo entonces:

$$Q_o = I * (P_{wf} - P_b) + (I / 2 * P_b) * (P_b^2 - P_{wf}^2)$$

Vogel's Equation: Esta ecuación fue desarrollada para yacimientos saturados y esta definida como sigue:

$$Q_o = Q_{max} * (1 - (1 - C) * (P_{wf}/P_e) - C * (P_{wf} / P_s)^2)$$

donde:

Q_{max} es la máxima tasa que puede tener el pozo si no existe diferencial de presión entre la P_e y P_{wf} , es decir $\Delta P = 0$, $C =$ constante 0.8

Fetkovich's Equation: es un desarrollo de la Ec. de Vogel para tomar en cuenta los efectos de altas velocidades. La ecuación es la que se muestra a continuación:

$$Q_o = Q_{max} * (1 - (P_{wf} / P_e)^2)^n$$

Donde:

Q_{max} es la tasa máxima de pozo.

$n =$ al valor de la curva de Fetkovich según la ecuación de Arp.

Jones's Equation: La ecuación de Jones viene dada por:

$$P_e - P_{wf} = A Q_o^2 + B Q_o$$

Donde:

A es el coeficiente de turbulencia

B es el coeficiente laminar

Estos coeficiente deben satisfacer $A \geq 0$ y $B \geq 0$

Back Pressure Equation: Desarrollada por Rawlins y Schellhardt en 1935 luego de ser probada con mas de 500 pozos esta diseñada para yacimientos de Gas Condensado, y viene dada por la ecuación:

$$Q_o = C (P_e^2 - P_{wf}^2)^n$$

Donde:

C = indice de productividad del gas

n = valor de la pendiente

Pseudo Steady State: La ecuación de estado semi-estable (Darcy) viene dada por:

$$Q = kh(P_e - P_{wf}) / (141.2 \mu_o \beta_o (\ln(R_e/R_w) - 0.75 + s))$$

Donde:

S = daño

K = permeabilidad

h = espesor

μ_o = Viscosidad del petróleo

β_o = factor volumétrico del petróleo

R_e = Radio de drenaje del pozo

R_w = Radio del pozo

Forchheimer's Equation: La ecuación de Forchheimer viene dada por:

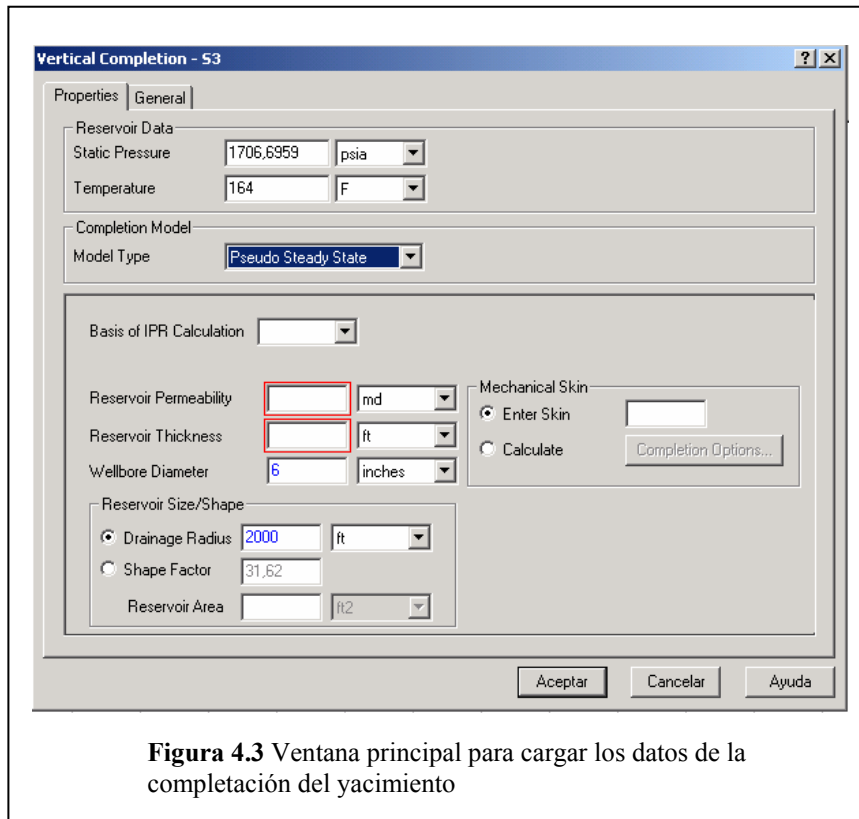
$$P_e^2 - P_{wf}^2 = F q_o^2 + A q_o$$

Donde:

F = Coeficiente de turbulencia

A = Coeficiente Laminar

Estos coeficientes deben satisfacer $F \geq 0$ y $A \geq 0$



4.3.2 Tubería de producción

La producción de los fluidos desde el yacimiento a la superficie se genera a través de la tubería de producción, PipeSim posee una amplia gama de opciones con las cuales el usuario puede modelar de la forma más real la completación mecánica del pozo, entre ellas se tiene:

- Tubería de producción vertical
- Tubería de producción con ángulo de inclinación
- Cambios en los diámetros de la tubería
- Flujo por la tubería de producción, flujo anular o ambos
- Inyección de gas para levantamiento artificial en un punto o múltiples puntos de inyección
- Levantamiento artificial por bomba electro sumergible

- Utilización de equipos de fondo (estranguladores, separadores de gas, etc.)

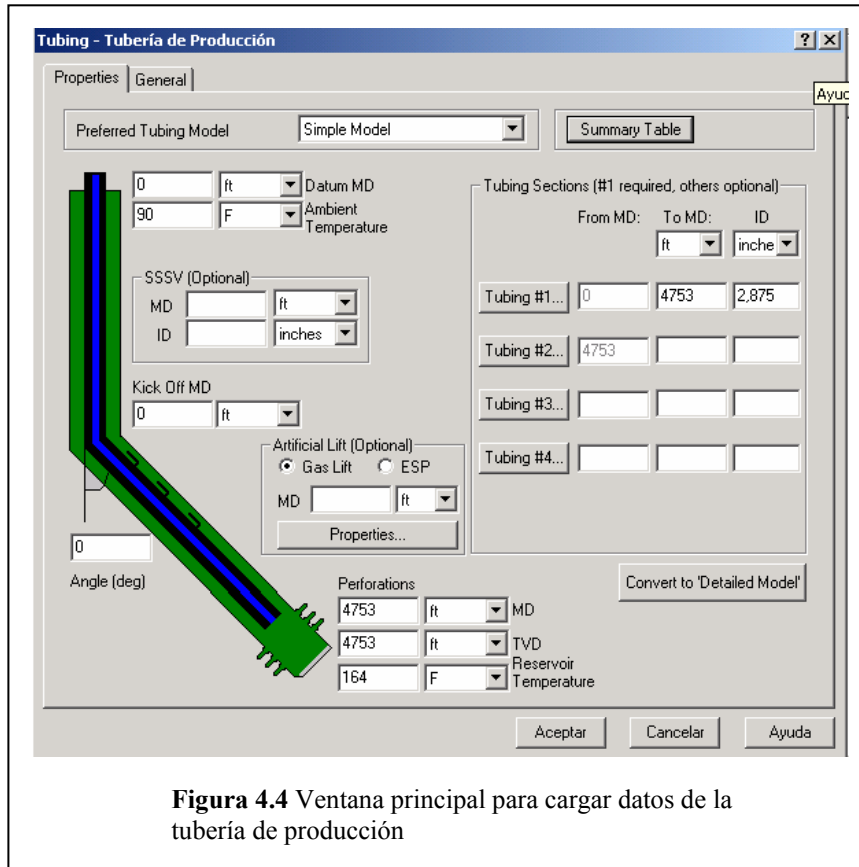


Figura 4.4 Ventana principal para cargar datos de la tubería de producción

Las caídas de presión y el factor de deslizamiento a través de la tubería de producción, al igual que en las tuberías horizontales son estimados utilizando correlaciones de flujo multifásico, PipeSim posee la opción *Flow Correlation Matching* que permite al usuario visualizar el comportamiento de un grupo de correlaciones seleccionadas, esto facilita el trabajo discriminatorio si se posee una prueba de presión del pozo, eligiendo la correlación que mejor se ajuste a los datos reales.

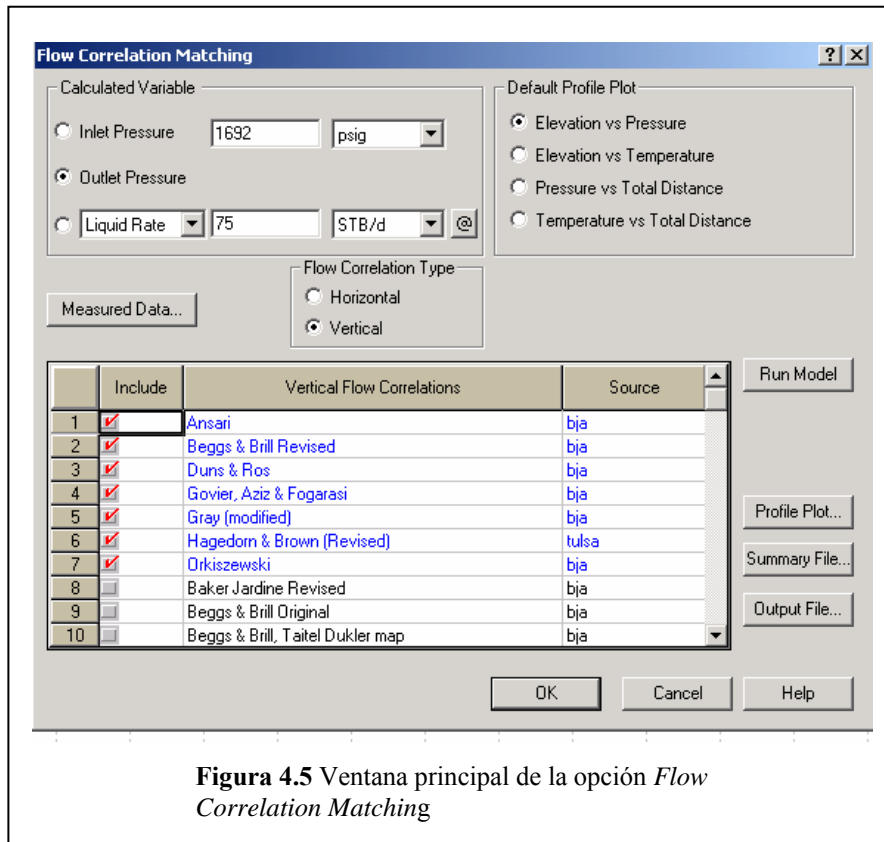


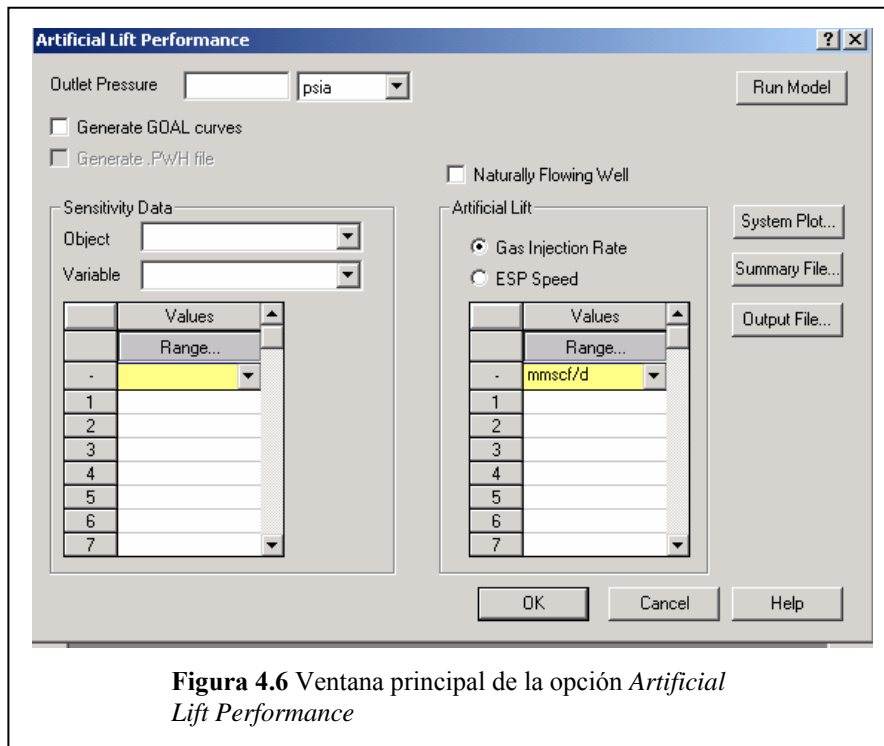
Figura 4.5 Ventana principal de la opción *Flow Correlation Matching*

4.4 Diagnostico y diseño del sistema de levantamiento artificial por gas.

PipeSim es capaz de diseñar el sistema de válvulas para el levantamiento artificial ya sea a partir de mandriles ya estipulados o con nueva posición de mandriles con la opción *Gas Lift Design*. El usuario tiene particular flexibilidad de escoger tanto el método como diversos parámetros del diseño.

El diagnostico Operacional del sistema de levantamiento *Gas Lift Diagnostic*, puede ser utilizado para analizar el funcionamiento de un sistema de levantamiento ya implantado en el campo.

Otra de las herramientas importantes para realizar un análisis del sistema de levantamiento artificial por gas dentro de PipeSim es el *Artificial Lift Performance* donde se puede generar una curva de rendimiento de gas que muestra la cantidad de gas inyectado frente a la tasa de producción de líquido, dentro de esta opción al igual que en otras en el simulador se puede realizar sensibilidades a los parámetros relacionados tanto al sistema de inyección como a las condiciones del pozo.



CAPITULO V METODOLOGÍA DE TRABAJO

5.1 Tipo de investigación.

El primer paso para establecer la metodología de investigación consistió en identificar el diseño y nivel de la investigación.

5.1.1 Nivel de investigación.

Se refiere al grado de profundidad con que se aborda un objeto o fenómeno. Según el nivel, la investigación puede ser: exploratoria, descriptiva o explicativa.

- Investigación exploratoria: Es aquella que se realiza sobre un tema u objeto poco conocido o estudiado, por lo que sus resultados constituyen una visión aproximada de dicho objeto.
- Investigación descriptiva: Consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno o grupo con el fin de establecer su estructura o comportamiento.
- Investigación explicativa: se encarga de buscar el por qué de los hechos mediante el establecimiento de relaciones de causa – efecto.

De acuerdo a la profundidad con la cual se efectuó el presente trabajo, la investigación realizada es de tipo descriptiva. Esto se debe fundamentalmente, a que se ha realizado una caracterización del comportamiento de producción en cada uno de los pozos bajo estudio, tomando en consideración su respuesta frente a la implantación de un método de levantamiento artificial por gas.

5.1.2 Diseño de la investigación.

El diseño de la investigación se refiere a la estrategia adoptada para responder al problema.

De acuerdo al diseño, la investigación se clasifica en:

- Investigación documental: Es aquella que se basa en la obtención y análisis de datos provenientes de materiales impresos u otros tipos de documentos.
- Investigación de Campo: Consiste en la recolección de datos directamente de la realidad donde ocurren los hechos, sin manipular o controlar alguna variable.
- Investigación experimental: Proceso que consiste en someter a un objeto o grupo de individuos a determinadas condiciones o estímulos (variable independiente), para observar los efectos que se producen (variable dependiente).

Atendiendo al diseño, la investigación que se llevó a cabo durante el desarrollo de este proyecto es de tipo documental y experimental.

Es de tipo documental por cuanto los datos de entrada para la ejecución de cada diseño se obtuvieron a partir de la información suministrada a través de diversos documentos.

Es de tipo experimental puesto que fue necesario realizar la variación de parámetros tales como las correlaciones para determinar propiedades de los fluidos, correlaciones de flujo para tuberías horizontales, diámetros de tuberías, tasas de inyección de gas, entre otros; para realizar el diseño del sistema de producción de manera que esté dado de acuerdo a las necesidades de cada pozo y que además resulte ser óptimo.

5.2 Propiedades de los fluidos.

Para el cálculo de las propiedades de los fluidos se emplearon datos proporcionados por el Departamento de Yacimientos de PETROUCV así como aquellos encontrados en el Estudio de Reactivación del Área Mayor de Socororo, realizado por la empresa CORPOMENE C.A.

Entre los datos proporcionados por el Departamento de Yacimientos de la empresa PETROUCV, se encuentran: principales prospectos a ser estudiados, presión estática actual y temperatura de los yacimientos, corte de agua, relación gas-petróleo y gravedad específica de los crudos.

A partir del Estudio de Reactivación del Área Mayor de Socororo se obtuvieron como datos, la relación gas – líquido inicial y la presión estática inicial en cada uno de los prospectos.

Las propiedades de los fluidos se determinaron haciendo uso de los datos antes mencionados, asumiendo que todos los yacimientos se encuentran por debajo de la presión de burbujeo.

En primer lugar era desconocida la gravedad específica del gas presente en cada uno de los prospectos, bien sea que este gas se encuentre como gas libre en el yacimiento o como gas en solución.

Por otro lado se pudo apreciar que en la mayoría de los casos la presión estática actual del yacimiento es igual o se encuentra próxima al valor de presión inicial encontrado. En consecuencia, tomando en cuenta esta consideración, se realizó una estimación de la gravedad específica del gas utilizando la correlación de Standing generada para el cálculo de la relación gas – líquido en solución.

Para este cálculo fue necesario manejar como datos la presión y relación gas-petróleo (R_s) a condición inicial, la temperatura de yacimiento y la gravedad específica de cada crudo, luego mediante el uso de una hoja de Excel se estimó el valor de la gravedad específica del gas (γ_g) para cada arena prospecto perteneciente a cada pozo.

Una vez obtenido el valor de la gravedad específica del gas, se procedió a determinar las siguientes propiedades de fluido: factor volumétrico de formación del petróleo, viscosidad de crudo muerto y viscosidad de crudo vivo.

Se intentó estimar el valor de la presión de burbuja para cada yacimiento resultando esto imposible ya que para todas las correlaciones esta está vinculada a un R_s y un factor volumétrico de petróleo a la presión de burbujeo, datos que se desconocen.

5.2.1 Factor volumétrico de Formación del petróleo.

Para el cálculo del factor volumétrico de formación del petróleo se evaluaron la correlación de Standing y la correlación de Manucci y Rosales desarrollada para yacimientos por debajo de la presión de burbuja.

Se seleccionó la correlación de Manucci y Rosales solo para el cálculo del factor volumétrico de formación del petróleo, necesario para la obtención del índice de productividad de cada prospecto debido a que se obtiene una mejor aproximación del valor real, tomando en cuenta los parámetros a los cuales esta correlación está definida, aun cuando el simulador no presenta la correlación de Manucci y Rosales como correlación de trabajo y no es posible realizar la calibración de esta correlación a cualquier otra encontrada en el simulador, por ausencia de datos.

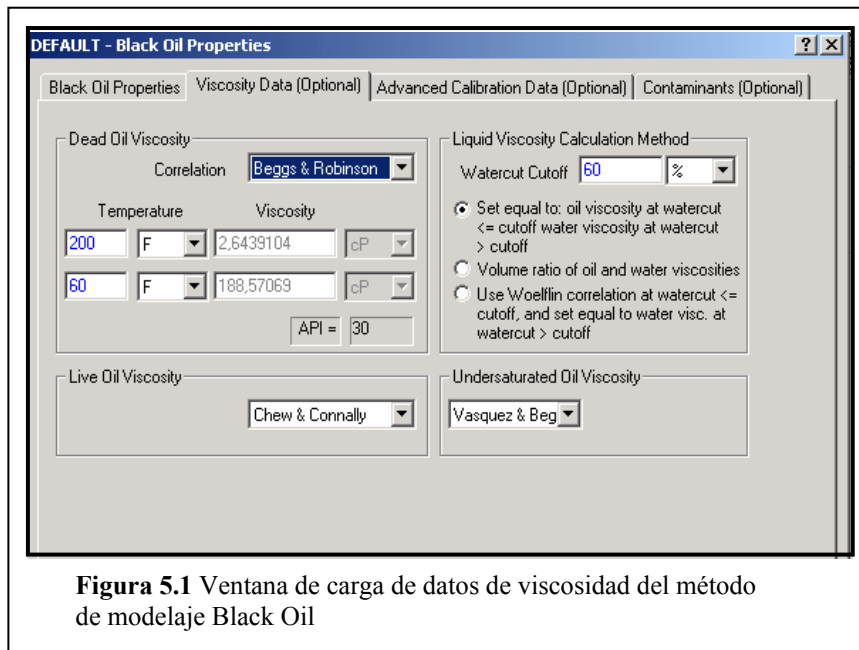
5.2.2 Viscosidad de crudo muerto.

Para determinar la viscosidad de crudo muerto se realizó la evaluación de las siguientes correlaciones: Beal, Glaso, Beggs y Robinson; a la temperatura del yacimiento.

Se eligió la correlación de Beal como correlación de trabajo para el cálculo de la viscosidad de crudo muerto por cuanto el rango de variación de los parámetros que intervienen en el desarrollo de esta correlación, cubre de forma satisfactoria los datos de entrada para el cálculo de la viscosidad de crudo muerto presente en cada uno de los prospectos bajo estudio.

La viscosidad de crudo muerto se calculó a 60, 200 °F y a la temperatura del yacimiento.

La viscosidad de crudo muerto a 60 y 200 °F fue necesaria como dato de entrada para la definición del modelo del fluido en el Simulador PipeSim.



5.2.3 Viscosidad de crudo vivo.

En este caso se realizó una comparación entre los resultados obtenidos a partir de la correlación de Beggs y Robinson y, la correlación de Chew y Connally.

Se seleccionó la correlación de Chew y Connally, como correlación para estimar la viscosidad de crudo vivo, por ser ésta la correlación que genera mayores valores de viscosidad en la mayoría de los prospectos, lo que se traduce al escenario mas pesimista, tomando en cuenta las caídas de presión a lo largo de las tubería.

5.3 Propiedades del yacimiento.

La permeabilidad de las arenas petrolíferas fue la propiedad de yacimiento necesaria a conocer para el desarrollo de cada diseño de levantamiento artificial por gas en cada prospecto. Este dato se tomó a partir del Estudio de Reactivación del Área Mayor de Socororo.

De los datos suministrados por el Departamento de Yacimientos de la Empresa, fue posible conocer las profundidades de cada prospecto, datos que nos resultaban imprescindibles para realizar el cálculo del índice de productividad de cada yacimiento.

5.4 Índice de Productividad.

El índice de productividad se obtuvo a partir de la ecuación de Darcy.

Haciendo un arreglo de las variables que afectan el IP usando la ecuación de flujo radial de Darcy, tenemos que:

$$Q_o = \frac{7.08 \times K_o \times h \times (P_e - P_{wf})}{\beta_o \times \mu_o \times \left[\text{Ln} \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S \right]} \quad \text{Ec. (5.1)}$$

$$Q_w = \frac{7.08 \times K_w \times h \times (P_e - P_{wf})}{\beta_w \times \mu_w \times \left[\text{Ln} \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S \right]} \quad \text{Ec. (5.2)}$$

Basando el IP en una tasa total nos queda:

$$J = \frac{Q_o + Q_w}{P_e - P_{wf}} = \frac{7.08 \times h}{\text{Ln} \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \left[\frac{K_o}{\beta_o \times \mu_o} + \frac{K_w}{\beta_w \times \mu_w} \right] \quad \text{Ec. (5.3)}$$

Dado que no se conocen datos de permeabilidad efectiva a cada fluido y de igual manera no es conocida el área de drenaje para los prospectos presentes en cada pozo, se realizaron las siguientes aproximaciones a la ecuación de Darcy:

- Primera aproximación: $7.08 = \text{Ln}(r_e/r_w)$ y tomando un factor de daño igual a cero, tenemos:

$$J = h \times \left[\frac{K_o}{\beta_o \times \mu_o} + \frac{K_w}{\beta_w \times \mu_w} \right] \quad \text{Ec. (5.4)}$$

- segunda aproximación $K_o = K$ y no existe movilidad del agua, quedando la ecuación:

$$J = \frac{h \times K}{\beta_o \times \mu_o} \quad \text{Ec. (5.5)}$$

De esta forma se realizó una aproximación al índice de productividad, el cual es un valor aproximado al valor real.

5.5 Curva de comportamiento de influjo.

Puesto que ciertamente se desconoce el mecanismo de empuje que predomina en cada uno de los prospectos que conforman parte del presente estudio, por la ausencia de pruebas de presión que permitan establecer el comportamiento de influjo y a pesar que los datos de relación gas-petróleo de producción demuestran la existencia de una capa de gas; se estableció el comportamiento de influjo de acuerdo a la ecuación de Vogel, la cual asume empuje por gas en solución.

La relación entre el índice de productividad calculado y la curva de comportamiento de influjo se logró por medio de la selección de la opción “Well IP” para la definición de “Vertical Completion” en el Simulador PipeSim. Esta opción permite igualar la derivada de la curva que se obtiene según Vogel con el índice de productividad, a la presión estática del yacimiento y tasa de producción igual a cero.

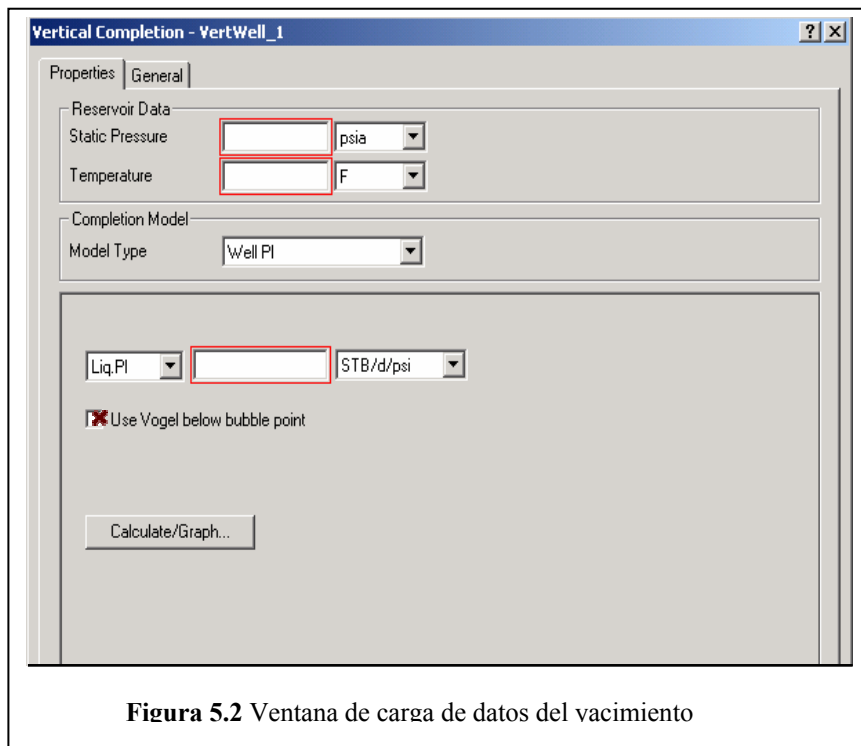


Figura 5.2 Ventana de carga de datos del yacimiento

5.6 Curva de comportamiento de eflujo.

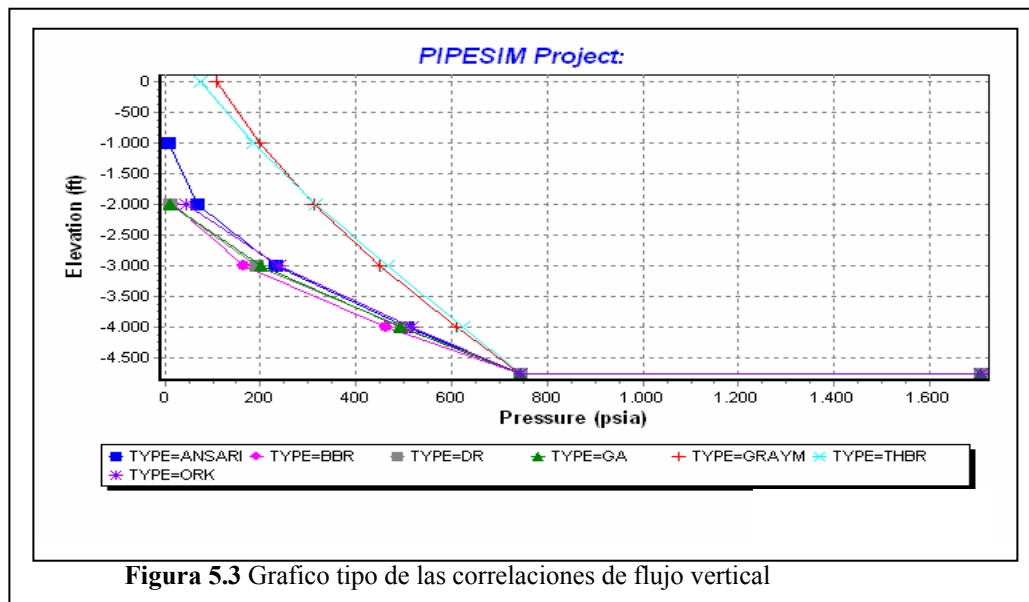
Para la curva de comportamiento de eflujo se trabajó con los diámetro de tubería de producción encontrados en la completación mecánica de cada pozo y un diámetro para la línea de flujo igual 4 pulgadas.

5.6.1 Correlación de flujo vertical.

Se efectuó un cotejo pozo a pozo entre las siguientes correlaciones de flujo para tubería vertical: Govier, Aziz y Fogarasi; Beggs y Brill revisada; Gray modificada; Duns y Ros; Ansari; Hagedorn y Brown revisada y finalmente orkiszewski.

A partir de este cotejo se evidenció que algunas correlaciones de flujo se ubican en un escenario optimista y otras en un escenario pesimista.

Como criterio para la selección de la correlación de flujo para tubería vertical, se estableció seleccionar aquella correlación que genera la mayor pérdida de presión a lo largo de la tubería de producción.



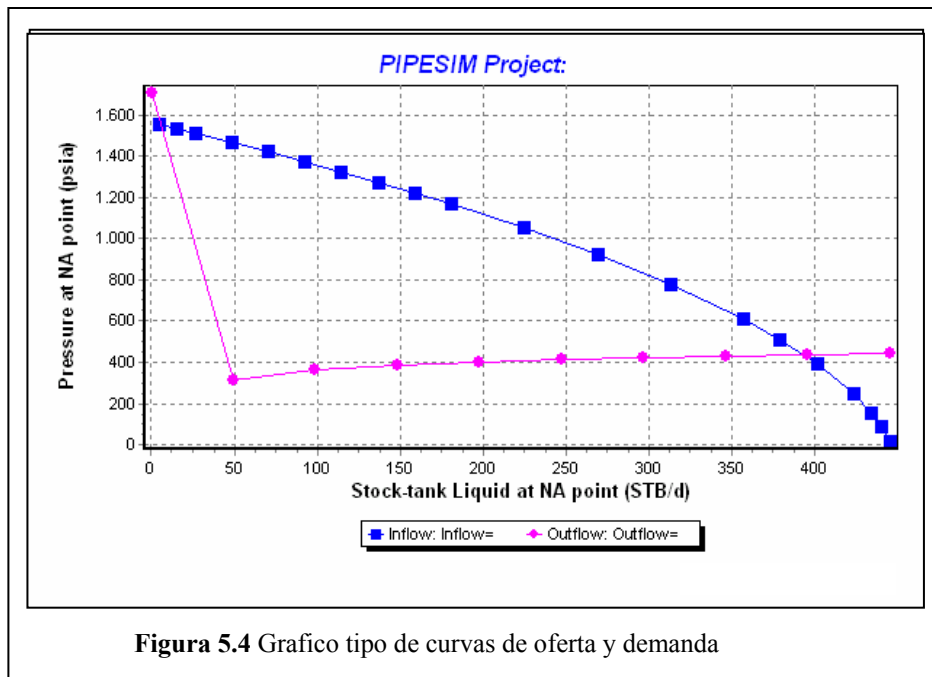
5.6.2 Correlación de flujo horizontal.

De igual forma que para la selección de la correlación de flujo vertical, se realizó un cotejo entre las siguientes correlaciones de flujo horizontal: Beggs y Brill revisada, Duns y Ros y finalmente la correlación de Dukler.

Se empleó como criterio para la selección de la correlación de flujo horizontal el mismo criterio utilizado para seleccionar la correlación de flujo vertical.

5.7 Curva de comportamiento de in flujo y curva de comportamiento de eflujo.

A través del ploteo simultáneo de la curva de comportamiento de in flujo y la curva de comportamiento de eflujo se evaluó el comportamiento del sistema de producción con el fin de conocer cuales pozos requieren de un sistema de levantamiento artificial por gas y aquellos que pueden fluir de forma natural.



5.8 Punto de inyección.

Para todos los pozos excepto el pozo CAR-5, que presenta un solo prospecto, se plantea un esquema de completación selectiva de manera que cada uno de los prospectos presentes en cada pozo pueda ser abierto a producción en el momento que se estime conveniente.

El diseño del levantamiento artificial por gas se efectuó de forma tal que cualquier prospecto que así lo requiera en un determinado pozo, comience a producir por medio de este sistema.

Por esta razón la máxima profundidad para el punto de inyección de gas se fijó a 60 pies por encima de la arena productora más somera.

5.9 Selección del diámetro de la tubería de producción.

La selección del diámetro de la tubería de producción se hizo efectuando un análisis de sensibilidad respecto al diámetro de la tubería a una tasa de inyección específica.

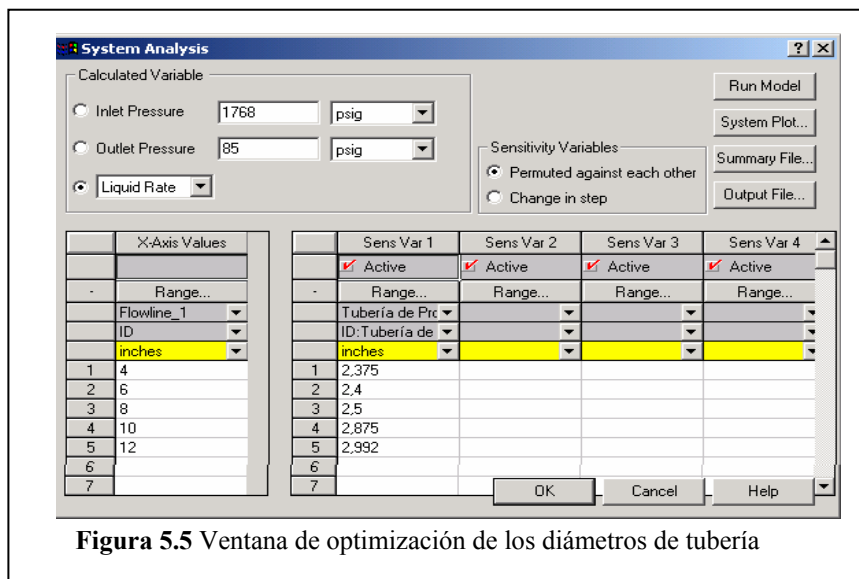


Figura 5.5 Ventana de optimización de los diámetros de tubería

Este análisis de sensibilidad generó un diámetro óptimo de la tubería de producción para cada prospecto en cada pozo.

Se eligió como diámetro de la tubería de producción aquel que produjo los mayores incrementos de tasa de producción de forma simultánea para todos los prospectos en el mismo pozo.

5.10 Selección del diámetro y longitud de las líneas de flujo.

Para el cálculo de las longitudes de las líneas de flujo fue necesario construir un mapa topográfico de la zona a fin de estimar las longitudes en planta y utilizar como datos de entrada en el simulador, valores aproximados a la longitud real de cada línea de flujo.

Para la construcción del mapa topográfico fue necesario conocer la ubicación en planta tanto de los pozos en estudio, como de los cercanos a la estación de flujo Caricari, lo cual se logró con ayuda de un mapa de la zona; la elevación del terreno para cada pozo se estimó del valor reportado en las carpetas de perforación.

De igual forma que para la selección del diámetro de la tubería de producción, la selección del diámetro de la línea de flujo para cada pozo se realizó por medio de un análisis de sensibilidad respecto al diámetro de la línea de flujo a una tasa de inyección específica.

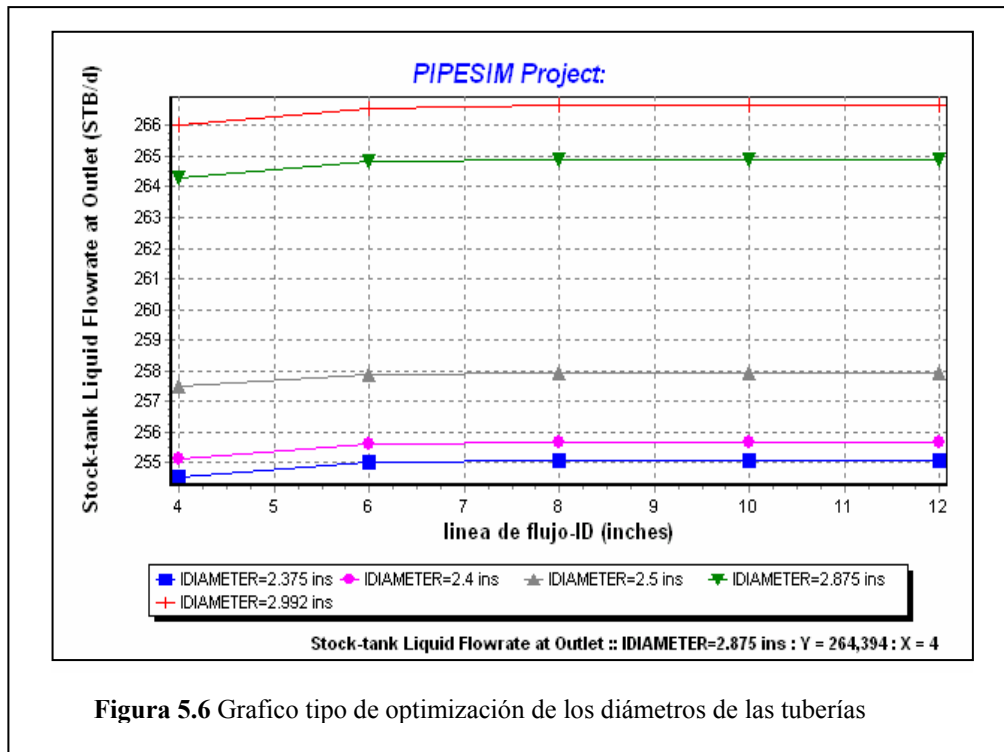


Figura 5.6 Gráfico tipo de optimización de los diámetros de las tuberías

5.11 Diseño del sistema de levantamiento artificial por gas.

5.11.1 Presión de operación disponible en superficie.

La presión de operación disponible en superficie se fijó en un valor igual a 1000 Lpcm para todos los pozos.

5.11.2 Tasa óptima y máxima de inyección.

Para conocer las tasas óptima y máxima de inyección fue necesario estimar en primer lugar la gravedad específica del gas de inyección. Este valor se estableció como el promedio aritmético de las gravedades específicas de gas calculadas para cada uno de los prospectos en cada pozo (gravedad promedio=0.78).

La tasas de inyección para cada pozo se determinó a partir de la curva de optimización respectiva a cada arena definiendo la tasa optima como la mayor tasa de

inyección que genere la mayor tasa de producción de líquido y la tasa máxima, como la mayor tasa por debajo de la óptima la cual genere una disminución de máximo un barril de líquido por mínimo 200 Mpcps de gas inyectado, la curva de optimización se generó considerando que la presión de separación en la estación de flujo Caricari es de 60 lpcm, para el desarrollo del diseño del sistema de levantamiento artificial por gas fue necesario considerar que la presión de separación es igual a 85 lpcm, donde este incremento se atribuye a la caída de presión que teóricamente ocurre en el múltiple de producción (igual a 15 lpcm), y el incremento restante se estimó conveniente como factor de seguridad.

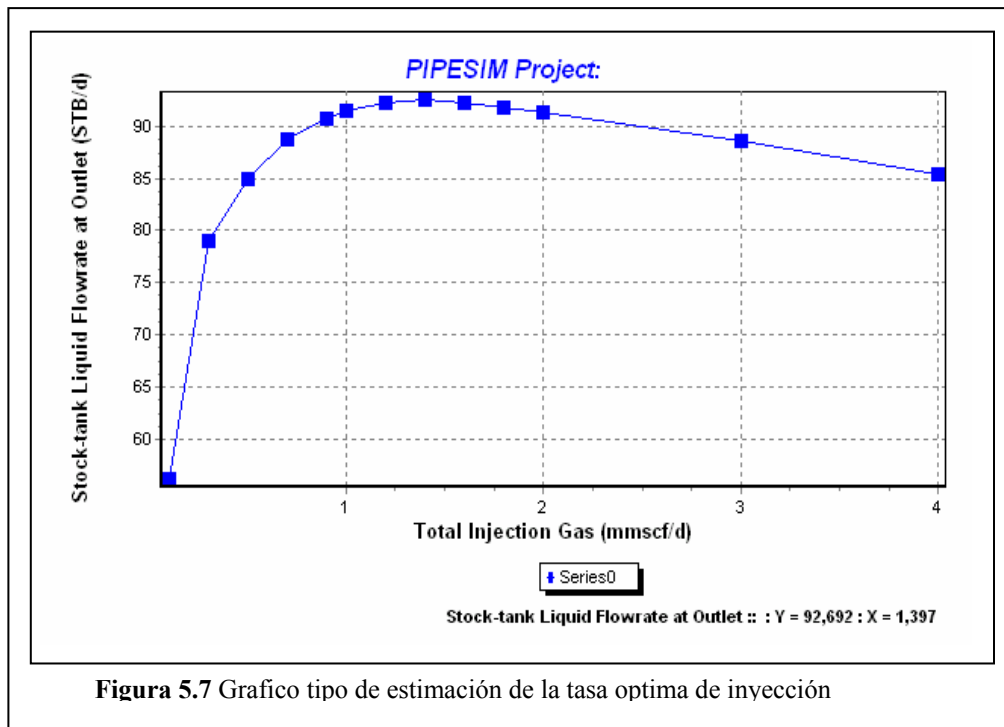


Figura 5.7 Grafico tipo de estimación de la tasa óptima de inyección

La curva de optimización se construyó por medio del uso de la opción “Artificial lift performance” en el simulador PipeSim.

A través de la opción “Pressure/Temperature profile”, se calculó la presión de cabezal asociada a la presión de salida del sistema, la presión estática del yacimiento y la tasa óptima de inyección de gas en cada pozo.

5.11.3 Espaciamiento de los mandriles.

Este proyecto contempla que los diferentes prospectos en cada pozo sean abiertos a producción en el momento que se considere conveniente.

Por esta razón se consideró utilizar para el diseño del sistema de levantamiento artificial por gas mandriles de bolsillo de forma tal que al cerrar cualquier prospecto que se encuentre bajo producción para abrir otro prospecto en el mismo pozo; sólo sea necesario cambiar cada una de las válvulas presentes en los mandriles utilizando equipos de guaya fina.

En virtud de que la mayoría de los pozos para los cuales se efectuó el diseño de levantamiento artificial por gas presentan como mínimo dos (2) prospectos para ser abiertos a producción, se realizó el espaciamiento de los mandriles en función al prospecto que presentaba la mayor tasa de inyección de gas entre los correspondientes a cada pozo.

En el simulador PipeSim el espaciamiento de los mandriles se realizó por medio del uso de la opción Artificial Lift/Gas Lift/Madrel Design, la cual permite realizar el espaciamiento de los mandriles utilizando como datos de entrada la tasa de inyección de gas, la presión máxima disponible en superficie y la gravedad específica del gas de inyección, entre otros.

5.11.4 Válvulas de levantamiento artificial por gas.

La selección de las válvulas de levantamiento artificial por gas se efectuó partiendo del espaciamiento obtenido para los mandriles.

La selección de estas válvulas se realizó para cada prospecto presente en un determinado pozo.

En el simulador esta selección se llevó a cabo mediante el uso de la opción Artificial Lift/Gas Lift/Madrel Design haciendo uso del espaciamiento de los mandriles realizado para cada pozo. El resultado que se obtiene para esta selección es el tipo de válvula de levantamiento artificial por gas que debe instalarse cuando cada prospecto sea abierto a producción.

5.12 Módulo de compresión.

Para la ubicación del módulo de compresión fue necesario hacer uso del mapa topográfico de la zona identificando en él todos los pozos que forman parte del estudio.

La locación del módulo de compresión se planteó de forma que la longitud entre cada uno de los pozos y el múltiple de distribución sea mínima.

El criterio que se estableció para disminuir la longitud de las líneas de alta presión consistió en agrupar los pozos de acuerdo a la distancia en planta existente entre ellos.

Luego de haber realizado esta agrupación, la ubicación del módulo de compresión se efectuó de acuerdo a un análisis geométrico de la distribución que se observa para los pozos en el grupo que presenta la menor distancia entre ellos.

5.13 Líneas de recolección de gas a baja presión.

En primer lugar para el diseño de todas las líneas, alta o baja presión se modeló a partir de un análisis cromatográfico del campo Socororo, el gas a ser distribuido desde los sistemas de compresión hasta los pozos y desde el separador a los compresores, análisis realizado al gas extraído del pozo ES-446 en la estación SOCCEF-1 a la salida del separador de prueba.

La línea de recolección de gas a baja presión contempló el cálculo de la longitud de la tubería así como un análisis de sensibilidad respecto al diámetro de la misma, tomando en cuenta la caída de presión a lo largo de la línea.

Para el caso del módulo de compresión, conocida su ubicación y la ubicación de la estación de flujo Caricari en el mapa topográfico de la zona, el cálculo de la longitud de la línea de recolección a baja presión se llevó a cabo tomando en cuenta la menor distancia entre ellos, representado por una línea recta en el mapa de planta.

En el caso de la planta Yopales, el cálculo de la longitud de la tubería de recolección de gas a baja presión se realizó de la misma manera que para el módulo de compresión.

La elección del diámetro óptimo de esta tubería, en ambos casos, se efectuó mediante un análisis de sensibilidad que muestra las diferentes caídas de presión que ocurren a lo largo de la tubería cuando se realiza la variación de su diámetro. Se estableció como diámetro óptimo aquel que genera la menor caída de presión a través de la tubería.

5.14 Líneas de gas de alta presión.

El diseño de las líneas de gas de alta presión que conducen el gas de inyección a los diferentes pozos se ejecutó siguiendo el procedimiento establecido para el diseño de la línea de recolección de baja presión.

Para el módulo de compresión, la longitud de cada línea de gas de alta presión se calculó desde la ubicación del módulo hasta cada pozo.

Para la Planta Yopales se colocó un múltiple de distribución en la misma locación seleccionada para el módulo de compresión y la alimentación de gas para éste, se

estableció por medio del tendido de un troncal desde su ubicación hasta La Planta Yopales.

5.15 Presión de succión.

Tanto para el caso de la Planta Yopales, como para el módulo de compresión, la presión de succión se determinó partiendo de la presión de operación en la estación de flujo Caricari considerando las pérdidas de presión que ocurren en la línea de recolección de gas de baja presión.

5.16 Presión de descarga.

Para ambos sistemas de compresión se estimó la presión de descarga como la presión mínima necesaria a la salida del compresor para satisfacer la mayor presión de inyección requerida en el campo, tomando en cuenta las caídas de presión generadas a través de la línea de alta presión en cada caso.

5.17 Volumen total de gas.

El volumen total de gas se calculó como la sumatoria de los volúmenes de gas requeridos por cada pozo de acuerdo al diseño de levantamiento artificial por gas propuesto.

5.18 Estranguladores.

Los estranguladores que se proponen para las líneas que conducen gas a alta presión desde el múltiple de distribución hasta cada pozo, se diseñaron considerando la caída de presión que debe ocurrir en cada una de ellas para alcanzar la presión de inyección necesaria en superficie propuesta para cada pozo.

5.19 Estimación de la declinación de la tasa de producción.

Asumiendo que la declinación de la tasa de producción para todos los prospectos se comporta de forma similar a la encontrada en campos vecinos al Campo Caricari, se estimó una declinación anual de la tasa de líquido igual a 26 %.

5.20 Análisis Económico.

Para conocer cual de los escenarios (módulo de compresión, Planta Yopales), generará la mayor rentabilidad posible, se realizó la construcción de una hoja de cálculo utilizando el Software Microsoft Excel, que permite conocer cual es el valor presente neto y la tasa interna de retorno asociada a los flujos netos de caja que se pueden obtener durante un horizonte económico establecido igual a 15 años.

El nivel de evaluación utilizado para este análisis económico es el nivel PDVSA. La construcción de esta hoja de cálculo toma en cuenta el momento dentro del horizonte económico, donde en un determinado pozo, se cierra un prospecto para abrir a producción cualquier otro presente en el mismo.

Los flujos de ingresos se obtuvieron como aquellos generados por la venta de crudo anualmente. Los flujos totales de egresos se calcularon como aquellos egresos anuales generados por costos de la compresión del volumen de gas necesario para realizar la inyección, en adición a los costos anuales obtenidos por la adquisición de equipos necesarios para mantener de forma operativa el sistema de levantamiento artificial por gas.

Debido a que se desconocen el monto de la inversión inicial y los costos de los diferentes equipos que forman parte del sistema de levantamiento artificial por gas, la hoja de cálculo se construyó de forma tal, que una vez conocidos estos costos, la

Empresa determine cuál es el escenario que puede generar la mayor rentabilidad utilizando como criterio de evaluación el valor presente neto o la tasa interna de retorno. La hoja de cálculo construida se muestra en los Anexos V.

5.21 Estimación de la declinación de la presión.

La estimación de la declinación de la presión se realizó a partir de la obtención del índice de productividad y de la tasa de producción ligados a diferentes presiones en el yacimiento.

El índice de productividad se calculó para presiones que variaban entre la presión actual de los prospectos hasta una presión de yacimiento igual a 200 lpca.

Puesto que la tasa de abandono para la Empresa es igual 25 bbl/d de líquido, la finalidad de estimar la declinación de la presión en el yacimiento no fue otra más que conocer si cada uno de los prospectos considerados para el desarrollo del diseño del sistema de levantamiento artificial por gas alcanza la tasa de abandono antes de ser cerrado.

Conocido el índice de productividad para una presión de yacimiento específica, la tasa de producción se determinó mediante un análisis nodal realizado a nivel de las completaciones utilizando la opción “Nodal Analisis” en el simulador Pipesim.

Puesto que se estableció que la declinación anual de la tasa de producción es igual a 26 %, fue posible obtener a partir de esta información el tiempo necesario para llegar a producir la tasa de líquido calculada a una determinada presión de yacimiento en cada prospecto. Conocido el tiempo necesario para alcanzar esta tasa de producción, la declinación de la presión en cada prospecto se determinó mediante la construcción de un gráfico de Presión contra tiempo.

CAPITULO VI
ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

6.1 Selección de los pozos a ser evaluados para el diseño del sistema de levantamiento artificial por gas.

Del grupo de 11 pozos perforados y 2 localizaciones inicialmente propuestos para el estudio de factibilidad, la empresa seleccionó 9 pozos con 23 prospectos de acuerdo a la disponibilidad de información.

En la tabla 6.1 se muestran los pozos y las arenas petrolíferas seleccionadas como prospectos.

Tabla 6.1 Pozos y prospectos a ser evaluados

Pozo	Arena	Pozo	Arena
CAR-3	S3	CAR-15	J3U
	UIM		J3M
CAR-5	M2		R0M
			U1L
CAR-7	S3	ES-111	U1M
	U1L		U1L
	U5L		U8U
CAR-10	U1L	ES-112	M4
	U5L		R0L
CAR-12	U1M		R3L
	U8		
CAR-14	U1L		
	U2M		
	U3		

6.2 Análisis de yacimiento.

6.2.1 Modelo del fluido.

El modelaje del fluido de producción fue generado en el simulador PipeSim con el uso de la función Black Oil Properties a partir de las propiedades del fluido y correlaciones que se especifican a continuación.

Propiedades de los fluidos.

Las propiedades de los fluidos utilizadas para el diseño se muestran en la tabla 6.2.

- Gravedad específica del gas.
La estimación de la gravedad específica del gas se logró para cada prospecto a condiciones iniciales, aproximadas por la correlación de Standing, obteniéndose una gravedad específica promedio igual a 0.78, lo que es representativo para crudos que presentan gravedades API menor a 30°API si se considera el rango de aplicación de las correlaciones para la obtención de propiedades del fluido.

- Factor volumétrico de formación de petróleo
Haciendo una evaluación de los parámetros que definen las correlaciones del factor volumétrico de formación de petróleo se observó que la correlación que mejor se ajusta a las condiciones del fluido y del campo es la de Mannucci y Rosales, tomando en consideración los parámetros a la cual fue diseñada.

- Viscosidad de crudo muerto
A partir de la correlación de Beal se determinó la viscosidad de crudo muerto para 60, 200 °F y la temperatura de yacimiento de cada prospecto.

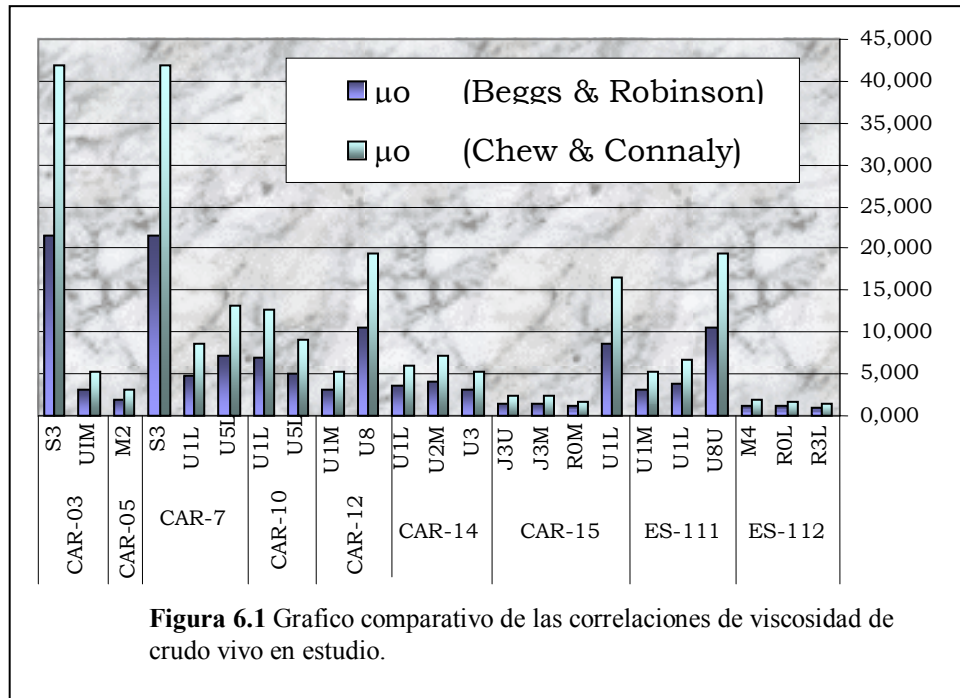
Tabla 6.2 Propiedades del fluido calculadas

Pozo	Arena	γ_{gas} (Standing)	β_o (BY/BN) (Standing)	β_o (BY/BN) (Manucci & Rosales)	μ_{ob} (cp) (Beal)		
					a 200 °F	a 60 °F	a Ty
CAR-3	S3	0,663	1,110	1,101	38,004	3643,732	103,2
	UIM	0,659	1,141	1,142	6,521	94,12	11,9
CAR-5	M2	0,897	1,192	1,126	4,049	45,74	7,679
CAR-7	S3	0,663	1,110	1,101	38,004	3643,732	103,2
	U1L	0,857	1,170	1,134	13,468	324,466	24,933
	U5L	0,756	1,149	1,143	20,12	724,017	35,982
CAR-10	U1L	0,918	1,173	1,126	20,12	724,017	40,256
	U5L	0,705	1,146	1,151	13,468	324,466	22,568
CAR-12	U1M	0,659	1,141	1,142	6,521	94,12	11,9
	U8	0,585	1,116	1,145	24,797	1159,349	44,113
CAR-14	U1L	0,743	1,155	1,132	7,741	123,864	15,251
	U2M	0,745	1,150	1,128	9,249	166,452	18,754
	U3	0,669	1,144	1,139	6,521	94,12	12,528
CAR-15	J3U	0,886	1,171	1,09	2,327	20,952	5,099
	J3M	0,887	1,172	1,09	2,327	20,952	5,099
	R0M	0,908	1,223	1,143	2,327	20,952	4,157
	U1L	0,948	1,172	1,118	25,327	1219,085	54,937
ES-111	U1M	0,659	1,141	1,142	6,521	94,12	11,9
	U1L	0,811	1,167	1,141	9,95	188,57	17,584
	U8U	0,585	1,116	1,145	24,797	1159,349	44,113
ES-112	M4	0,759	1,168	1,127	2,158	18,903	4,109
	R0L	0,943	1,238	1,148	2,327	20,952	4,041
	R3L	1,031	1,287	1,173	2,327	20,952	3,561

Modelos de correlaciones.

- Correlación de viscosidad de crudo vivo

En el grafico que se muestra a continuación se observa el comportamiento de los valores generados por las correlación de Beggs y Robinson en comparación con los generados por la correlación de Chew Connally.



Tomando en consideración la ocurrencia de un escenario pesimista como criterio de selección se tomó la correlación de Chew y Connally como correlación de trabajo. Se puede observar en el grafico que los valores de viscosidad más elevados lo presenta la arena S3 por ser ésta la arena que posee el crudo de menor gravedad (14°API).

6.2.2 Estimación del Índice de Productividad.

La obtención del índice de productividad para todos los prospectos se llevo a cabo mediante la ecuación de Darcy para flujo radial (Capitulo V sección 5.4; Ec. (5.5)).

A continuación se muestran los valores de índice de productividad calculados a las condiciones actuales.

Tabla 6.3 Valor del índice de productividad estimado para cada prospecto.

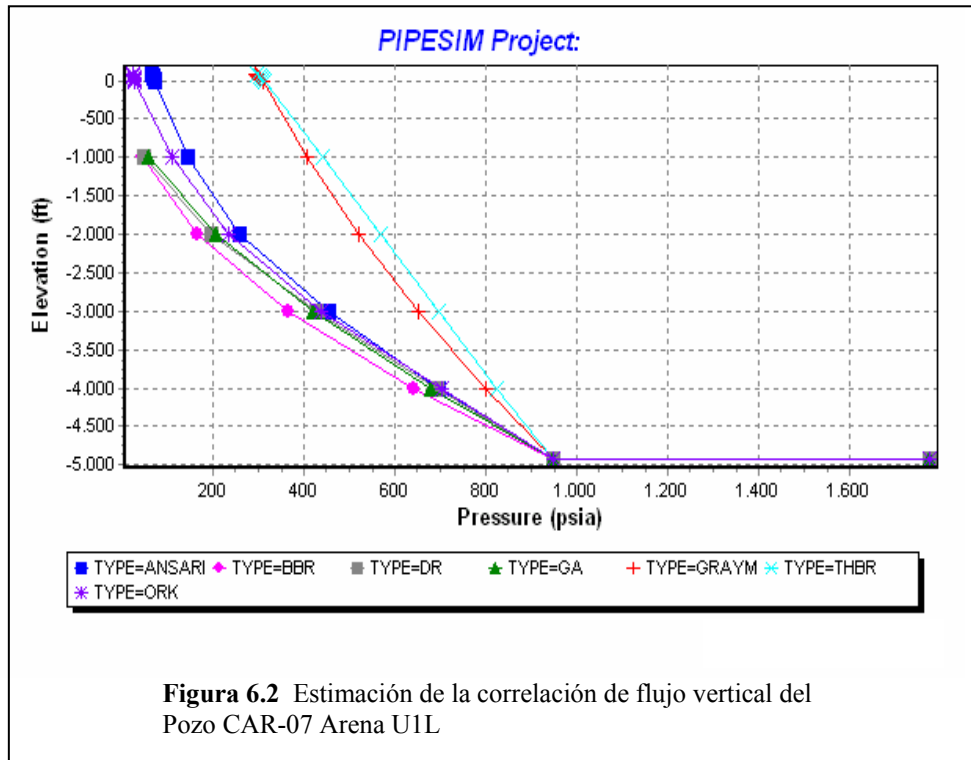
Pozo	Arena	índice de Productividad (bbl/d/lpc)
CAR-3	S3	0,104
	UIM	0,296
CAR-5	M2	0,514
CAR-7	S3	0,157
	U1L	0,102
	U5L	0,100
CAR-10	U1L	0,070
	U5L	0,144
CAR-12	U1M	0,148
	U8	0,109
CAR-14	U1L	0,148
	U2M	0,122
	U3	0,149
CAR-15	J3U	0,240
	J3M	0,468
	ROM	1,262
	U1L	0,260
ES-111	U1M	0,681
	U1L	0,825
	U8U	0,130
ES-112	M4	0,130
	R0L	2,160
	R3L	2,573

Haciendo un análisis de los resultados anteriores se observa que la mayoría de los prospectos exceptuando el ROL y R3L del pozo ES-112, el M2 del pozo CAR-5 y el ROM de CAR-15, poseen un índice de productividad por debajo de la unidad, esto se puede asociar a problemas de arenamiento en el campo o reducción de la permeabilidad debido al daño, del cual no se pudo obtener estimación.

6.3 Análisis de pozo y línea de flujo horizontal.

6.3.1 Correlaciones de flujo vertical.

Las correlaciones de flujo a ser utilizadas en el diseño se obtuvieron efectuando un ploteo de las diferentes correlaciones de flujo vertical previstas en este estudio y tomando en consideración la mayor caída de presión que ocurre en la tubería de producción como criterio de selección. Cabe destacar que para mayor precisión en el ajuste de los modelos sería conveniente ajustar las correlaciones a registros de presión fluente corridos en cada pozo, o en su defecto una aproximación del campo.



A continuación se muestra el resultado de la selección de las correlaciones de flujo vertical para todos los prospectos.

Tabla 6.4 Correlaciones de flujo vertical escogidas para el modelaje de los pozos.

Pozo	Arena	Correlación de Flujo Vertical
CAR-3	S3	Beggs y Brill rev.
	UIM	Hagedorn y Brown
CAR-5	M2	Hagedorn y Brown
CAR-7	S3	Beggs y Brill rev.
	U1L	Beggs y Brill rev.
	U5L	Beggs y Brill rev.
CAR-10	U1L	Orkiszewski
	U5L	Beggs y Brill rev.
CAR-12	U1M	Beggs y Brill rev.
	U8	Beggs y Brill rev.
CAR-14	U1L	Beggs y Brill rev.
	U2M	Beggs y Brill rev.
	U3	Beggs y Brill rev.
CAR-15	J3U	Beggs y Brill rev.
	J3M	Beggs y Brill rev.
	R0M	Beggs y Brill rev.
	U1L	Duns y Ros
ES-111	U1M	Beggs y Brill rev.
	U1L	Beggs y Brill rev.
	U8U	Beggs y Brill rev.
ES-112	M4	Beggs y Brill rev.
	R0L	Beggs y Brill rev.
	R3L	Beggs y Brill rev.

Se puede notar que la correlación de Beggs y Brill en la mayoría de los casos prevalece como la correlación que genera la mayor caída de presión.

Estimación del gradiente del fluido de completación.

El gradiente del fluido de matar se estimó tomando en cuenta un sobre balance de 200 Lpcm a partir de la presión estática del yacimiento. (ver anexos)

6.3.2 Línea de flujo horizontal.

Las longitudes de las líneas de distribución y los diámetros óptimos se estimaron basados en el diseño de la red de recolección de crudo actual en el campo y utilizando datos encontrados en las carpetas de perforación de los pozos.

Estimación de las longitudes de las líneas de flujo horizontal.

La tabla 6.4 muestra los datos de entrada necesarios para la construcción del mapa topográfico de la zona.

Tabla 6.5 Ubicación en planta los pozos.

Pozo	Ubicación en planta		Elevación del terreno (pie)
	X (pie)	Y (pie)	
CAR03	1.055.610,2	3.214.337,3	779
CAR05	1.058.595,8	3.225.426,5	759
CAR07	1.055.774,3	3.212.992,1	765
CAR08	1.056.955,4	3.213.779,5	781
CAR09	1.055.511,8	3.212.368,8	736
CAR10	1.056.758,5	3.212.500,0	761
CAR11	1.054.068,2	3.212.926,5	759
CAR12	1.054.461,9	3.214.206,0	760
CAR13	1.058.202,1	3.211.614,2	710
CAR14	1.055.774,3	3.211.154,9	695
CAR15	1.056.922,6	3.210.794,0	711
Es111	1.053.149,6	3.213.779,5	744
Es112	1.052.165,4	3.215.846,5	754
Es 228	1.031.988,2	3.213.057,7	800
Caricari	1.055.249,3	3.214.632,5	
Yopales	1.075.295,3	3.210.465,9	

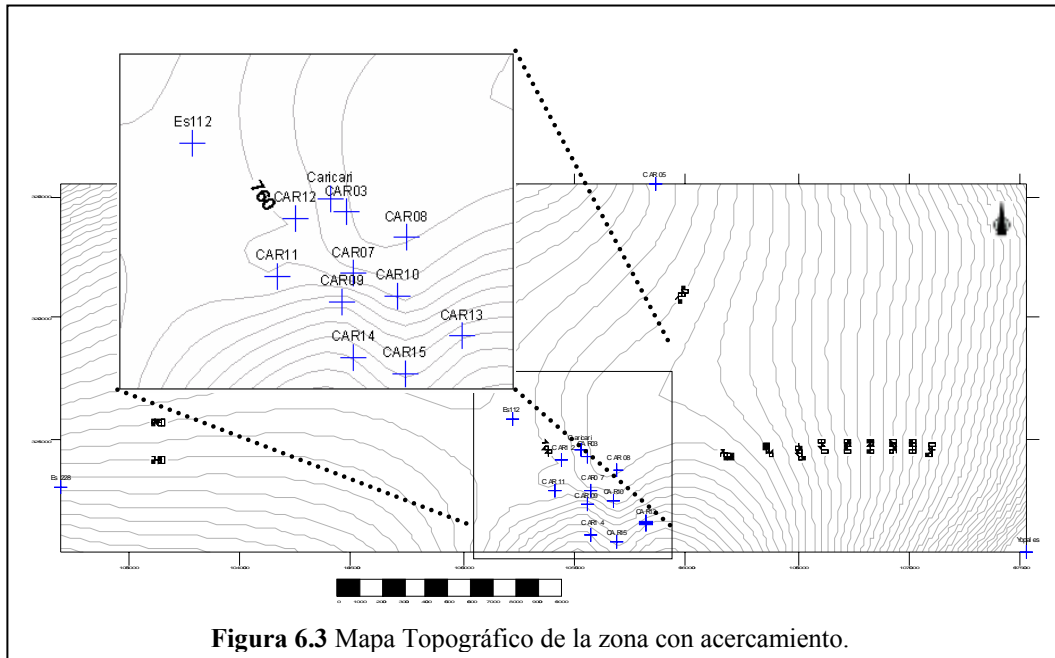


Figura 6.3 Mapa Topográfico de la zona con acercamiento.

A partir de los cálculos realizados mediante el uso del mapa topográfico se obtuvo que la longitud de las líneas de flujo para cada pozo, son las siguientes.

Tabla 6.6 Valores estimados de las longitudes de las líneas de producción desde los pozos a la estación de flujo Caricari.

Pozo	Longitud de la Tubería (pie)	Elevación del Terreno (pie)	Diferencia de cota con respecto a Caricari (pie)
CAR - 3	470,047	779	-4
CAR - 5	11.376,785	759	16
CAR - 7	1.725,826	765	10
CAR - 10	2.635,536	761	14
CAR - 12	1.147,050	760	15
CAR - 14	4.300,809	695	80
CAR - 15	4.206,097	711	64
ES - 111	6.658,085	744	31
ES - 112	3.316,927	754	21
caricari		775	0

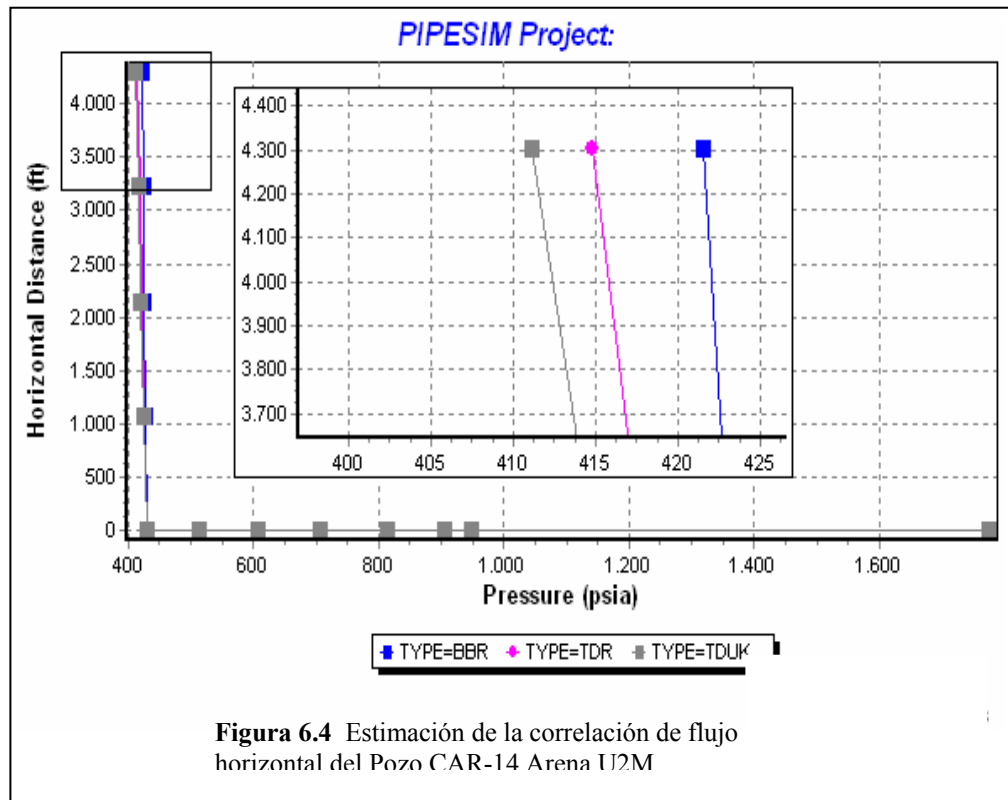
Correlaciones de flujo horizontal

Las correlaciones de flujo horizontal se seleccionaron de la misma forma que para las correlaciones de flujo en tuberías verticales. Las correlaciones seleccionadas se muestran a continuación.

Tabla 6.7 Correlaciones de flujo horizontal escogidas para el modelaje de los pozos.

Pozo	Arena	Correlación de Flujo Horizontal
CAR-3	S3	Beggs y Brill rev.
	UIM	Dukler
CAR-5	M2	Beggs y Brill rev.
CAR-7	S3	Beggs y Brill rev.
	U1L	Duns y Ros
	U5L	Duns y Ros
CAR-10	U1L	Beggs y Brill rev.
	U5L	Dukler
CAR-12	U1M	Dukler
	U8	Beggs y Brill rev.
CAR-14	U1L	Dukler
	U2M	Dukler
	U3	Dukler
CAR-15	J3U	Dukler
	J3M	Dukler
	R0M	Dukler
	U1L	Beggs y Brill rev.
ES-111	U1M	Dukler
	U1L	Dukler
	U8U	Duns y Ros
ES-112	M4	Beggs y Brill rev.
	R0L	Beggs y Brill rev.
	R3L	Dukler

Se muestra que para las líneas de flujo prevalece la correlación de Dukler, como la correlación que genera la mayor caída de presión a través de ellas.



Optimización de los diámetros de tuberías de producción y las líneas de flujo horizontal.

Mediante un análisis de sensibilidad realizado a los diámetros de las tuberías de producción en conjunto con los diámetros de las líneas de flujo a una presión de salida del sistema fija (85 Lpcm), se evaluó la posibilidad de realizar el cambio de cada una de estas tuberías si un incremento en la producción era observado. Es importante destacar que realizar un mejor ajuste a las correlaciones de flujo horizontal y vertical, disminuye sustancialmente la incertidumbre asociada a la obtención de los diámetros óptimos.

Tabla 6.8 Diámetros de tuberías propuestos.

Pozo	Condiciones actuales		Esquema propuesto	
	Diámetro de la tubería de producción	Diámetro de la línea de flujo	Diámetro de la tubería de producción	Diámetro de la línea de flujo
CAR-3	2,875"	4"	no cambia	no cambia
CAR-5	2,5"	4"	2,992"	6"
CAR-7	2,875"	4"	no cambia	no cambia
CAR-10	2,5"	4"	no cambia	no cambia
CAR-12	2,875"	4"	no cambia	no cambia
CAR-14	2,5"	4"	no cambia	no cambia
CAR-15	2,375"	4"	2,992"	no cambia
ES-111	2,875"	4"	no cambia	6"
ES-112	2,375"	4"	No cambia	no cambia

- **POZO CAR-03**

Para el pozo CAR-03 se mantuvo la configuración tanto de la línea de flujo como de la tubería de perforación puesto que para la Arena S3 cambiar el diámetro de la línea de 4" a 6" solo representa un aumento inferior a 2 barriles de líquido en la producción, mientras que el diámetro de la tubería de producción presente es el que genera mayor tasa. Para la Arena U1L cambiar la tubería de producción de 2.875" a 2.992", manteniendo fijo el diámetro de

la línea de flujo o cambiándolo a 6” produce un aumento inferior a un barril de líquido.

- **POZO CAR-05**

Para el caso de la Arena M2 del pozo CAR-05 el cambio de la tubería de producción de 2.5” a 2.992” en conjunto con el cambio en la línea de flujo de 4” a 6” representa un aumento de 20 barriles de crudo sobre la tasa esperada.

- **POZO CAR-07**

Para este pozo el cambio de diámetros de la tubería de perforación y la línea de flujo, representaba un aumento máximo de 2 BBL sobre la tasa esperada en la Arena S3, para el resto de las arenas el aumento fue equivalente a menos de un barril.

- **POZO CAR-10**

Al igual que para el pozo CAR-07 aumentar el diámetro de la tubería de producción y el diámetro de la línea de flujo solo genera un incremento de menos de un barril sobre la tasa esperada.

- **POZO CAR-12**

Para todas las arenas en este pozo el comportamiento de la tasa es el mismo, al incrementar el diámetro de la tubería de producción y el diámetro de la línea de flujo, (menos de un barril de líquido).

- **POZO CAR-14**

En este caso los diámetros tanto de la tubería de producción como de la línea de flujo actuales son los que en conjunto proporcionan la mayor tasa de

producción, para las Arenas U1L y U2M. Para la arena U3 la variación de los diámetros representa un aumento de menos de un barril.

- **POZO CAR-15**

Para este pozo se propone un cambio en la tubería de producción de 2.375” a 2.992” en el esquema de la completación mecánica, manteniendo el mismo diámetro de la línea de flujo, debido que para las arenas ROM y U1L con solo cambiar la tubería de producción se obtiene aumentos de 40 y de 6 barriles de líquido respectivamente. Cambiar la línea de flujo no representa un aumento de mas de 3 BBL sobre la tasa estimada. Para el resto de las arenas el cambio de los diámetros no equivale a un barril de aumento en la tasa.

- **POZO ES-111**

Para el pozo ES-111 la Arena U8 resulto ser el indicador del cambio del diámetro de la línea de flujo, ya que al aumentarlo de 4” a 6” se produce un incremento de 7 BBL sobre la tasa estimada.

- **POZO ES-112**

Al igual que en los pozos CAR-07, CAR-10 y CAR-12 el cambio del diámetro de las tuberías solo representa un aumento de menos de un barril en todas las arenas.

6.3.3 Comportamiento del pozo previo a la implantación del sistema de levantamiento artificial por gas.

El análisis nodal realizado por medio del uso del simulador PipeSim a nivel de las perforaciones para todas las arenas en estudio, arrojó los siguientes resultados.

Tabla 6.9 Resultado de análisis nodal

Pozo	Arena	Tasa de Líquido (BBL)	Pwf (Lpca)
CAR-3	S3	no fluye	no fluye
	UIM	no fluye	no fluye
CAR-5	M2	393	433
CAR-7	S3	no fluye	no fluye
	U1L	no fluye	no fluye
	U5L	no fluye	no fluye
CAR-10	U1L	no fluye	no fluye
	U5L	no fluye	no fluye
CAR-12	U1M	no fluye	no fluye
	U8	no fluye	no fluye
CAR-14	U1L	no fluye	no fluye
	U2M	no fluye	no fluye
	U3	no fluye	no fluye
CAR-15	J3U	no fluye	no fluye
	J3M	no fluye	no fluye
	ROM	854	650
	U1L	no fluye	no fluye
ES-111	U1M	570	596
	U1L	no fluye	no fluye
	U8U	no fluye	no fluye
ES-112	M4	84	587
	R0L	1205	1139
	R3L	1104	967

Al evaluar los resultados antes expuestos se puede observar que las arenas M4, ROL y R3L del pozo ES-112, la arena M2 del pozo CAR-05, la arena U1L del pozo ES-111 y la arena ROM del pozo CAR-15 muestran un esquema de producción por flujo natural, lo cual no se ajusta al comportamiento del resto de los prospectos en estudio o los prospectos bajo producción en campos vecinos. Para evaluar la causa de este comportamiento se realizó un análisis de sensibilidad al índice de productividad (única variable estimada a nivel de yacimiento) obteniéndose como resultado que para la arena M2 del pozo CAR-05 con una reducción del 80%

($IP=0.1\text{BBL}\cdot\text{días}/\text{Lpcm}$) del índice de productividad, la arena aún produce naturalmente con una tasa de 80BBL, para las arenas ROM del pozo CAR-15 y M4 del pozo ES-112 con una reducción del índice de productividad del 60% ($IP= 0.5$ y $0.05\text{BBL}\cdot\text{días}/\text{Lpcm}$ respectivamente) presentan una tasa de producción de 430 BBL para ROM y 29BBL para M4, las arenas ROL y R3L con una disminución del 90% del índice de productividad, aun presentan comportamiento de producción por flujo natural.

En virtud a las razones antes expuestas las arenas que presentan comportamiento de producción por flujo natural no fueron consideradas para el diseño del sistema de levantamiento artificial por gas propuesto en el campo.

6.3.4 Diseño del sistema de levantamiento artificial por gas.

Selección del tipo de levantamiento artificial por gas.

Luego de hacer un análisis teórico referente a las facilidades del campo en función al sistema de levantamiento por gas, tomando como factor principal las condiciones actuales de los pozos y yacimientos, se seleccionó el levantamiento artificial por gas continuo sobre el método intermitente, por las razones expuestas a continuación:

- No es recomendado implantar el método de levantamiento artificial por gas intermitente en pozos completados de forma selectiva.
- Altas relaciones gas/líquido presenten las arenas mayores de 200 pcs/BN.
- Altas presiones estáticas en las arenas, lo que reduciría considerablemente el tiempo de llenado de la tubería de implantarse el método de levantamiento intermitente.
- Presencia de crudos con °API por encima de 20.
- Aplicabilidad del método de levantamiento por gas continuo.

Tasas optimas, máximas y puntos de inyección de gas para cada prospecto en cada pozo.

Tabla 6.10 Resultado de la estimación de las tasas máximas, tasas optimas y el punto de inyección por prospecto.

Pozo	Arena	Tope de la arena (pie)	Punto de inyección (pie)	Tasa de inyección Óptima (MMpcs/día)	Tasa de inyección Máxima (MMpcs/día)
CAR-3	S3	4.748	4.688	1,4	0,9
	UIM	4.978		3	1,4
CAR-7	S3	4.700	4.640	1,6	1,2
	U1L	4.959		1,2	1
	U5L	5.238		1,4	1,2
CAR-10	U1L	4.938	4.878	0,46	0,41
	U5L	5.193		0,74	0,54
CAR-12	U1M	4.959	4.899	1,5	1
	U8	5.341		1,6	1,15
CAR-14	U1L	4.861	4.801	0,7	0,5
	U2M	4.923		1,1	0,7
	U3	4.995		0,7	0,5
CAR-15	J3U	3.458	3.398	1,4	1,1
	J3M	3.464		1,1	0,7
	U1L	4.876		1,7	1,1
ES-111	U1L	4.947	4.862	1,3	1,1
	U8U	5.322		1,7	1,3

Como se puede observar la tasa de inyección de gas óptima por pozo se encuentra entre 0,46 y 3 MMpcs/día. Teniendo presente que el diseño considera abrir a producción un prospecto por pozo se obtiene que la tasa máxima inicial para la inyección de gas se encuentra entre 0,41 y 1,4 MMpcs/día.

Configuración de las válvulas y espaciamento de los mandriles.

Los datos que se presentan a continuación muestran el espaciamento de los mandriles que se necesitan en cada pozo, así como las características de las válvulas de levantamiento artificial por gas requeridas para que un prospecto en particular comience a producir.

- **POZO CAR-03**

Tabla 6.11 Profundidad de los mandriles del pozo CAR-03

Profundidad de los mandriles (pies)	
Mandril 1	1.969,7
Mandril 2	3.818,4
Mandril 3	4.688

- Prospecto S3

Tabla 6.12 Especificaciones de las válvulas del prospecto S3 del pozo CAR-03

Profundidad de la válvula (pies)	Modelo	Presión de apertura de la válvula (Lpcm)	Tipo de válvula
1.969,7	R20	949,3	IPO
3.818,4	R20	910,5	IPO
4.688	RDO		Orificio

- Prospecto U1M

Tabla 6.13 Especificaciones de las válvulas del prospecto U1M del pozo CAR-03

Profundidad de la válvula (pies)	Modelo	Presión de apertura de la válvula (Lpcm)	Tipo de válvula
1.969,7	R20	947,4	IPO
3.818,4	R20	944,9	IPO
4.688	R20	944,1	IPO

- **POZO CAR-07**

Tabla 6.14 Profundidad de los mandriles del pozo CAR-07

Profundidad de los mandriles (pies)	
Mandril 1	2.306,1
Mandril 2	4.501,4
Mandril 3	4.640

➤ Prospecto S3

Tabla 6.15 Especificaciones de las válvulas del prospecto S3 del pozo CAR-07

Profundidad de la válvula (pies)	Modelo	Presión de apertura de la válvula (Lpcm)	Tipo de válvula
2.306,1	R20	893,6	IPO
4.501,4	R20	937,4	IPO
4.640	RDO		Orificio

➤ Prospecto U1L

Tabla 6.16 Especificaciones de las válvulas del prospecto U1L del pozo CAR-07

Profundidad de la válvula (pies)	Modelo	Presión de apertura de la válvula (Lpcm)	Tipo de válvula
2.306,1	R20	942	IPO
4.501,4	R20	908,1	IPO
4.640	RDO		Orificio

➤ Prospecto U5L

Tabla 6.17 Especificaciones de las válvulas del prospecto U5L del pozo CAR-07

Profundidad de la válvula (pies)	Modelo	Presión de apertura de la válvula (Lpcm)	Tipo de válvula
4.501,4	R20	563,2	IPO
4.640	R20	598,2	IPO

• **POZO CAR-10**

Tabla 6.18 Profundidad de los mandriles del pozo CAR-10

Profundidad de los mandriles (pies)	
Mandril 1	2.318,3
Mandril 2	4.573,8
Mandril 3	4.878

➤ Prospecto U2L

Tabla 6.19 Especificaciones de las válvulas del prospecto U2L del pozo CAR-10

Profundidad de la válvula (pies)	Modelo	Presión de apertura de la válvula (Lpcm)	Tipo de válvula
2.318,3	R20	941,4	IPO
4.573,8	R20	955,3	IPO
4.878	RDO		Orificio

➤ Prospecto U5L

Tabla 6.20 Especificaciones de las válvulas del prospecto U5L del pozo CAR-10

Profundidad de la válvula (pies)	Modelo	Presión de apertura de la válvula (Lpcm)	Tipo de válvula
2.318,3	R20	940	IPO
4.573,8	R20	925,3	IPO
4.878	RDO		Orificio

• **POZO CAR-12**

Tabla 6.21 Profundidad de los mandriles del pozo CAR-12

Profundidad de los mandriles (pies)	
Mandril 1	2.332,2
Mandril 2	4.687,3
Mandril 3	4.899

➤ Prospecto U1M

Tabla 6.22 Especificaciones de las válvulas del prospecto U1M del pozo CAR-12

Profundidad de la válvula (pies)	Modelo	Presión de apertura de la válvula (Lpcm)	Tipo de válvula
2.332,2	R20	950,5	IPO
4.687,3	R20	950,6	IPO
4.899	RDO		Orificio

➤ Prospecto U8

Tabla 6.23 Especificaciones de las válvulas del prospecto U8 del pozo CAR-12

Profundidad de la válvula (pies)	Modelo	Presión de apertura de la válvula (Lpcm)	Tipo de válvula
2.332,2	R20	951,7	IPO
4.687,3	R20	856,7	IPO
4.899	RDO		Orificio

• **POZO CAR-14**

Tabla 6.24 Profundidad de los mandriles del pozo CAR-14

Profundidad de los mandriles (pies)	
Mandril 1	2.374,4
Mandril 2	4.659,7
Mandril 3	4.801

➤ Prospecto U1L

Tabla 6.25 Especificaciones de las válvulas del prospecto U1L del pozo CAR-14

Profundidad de la válvula (pies)	Modelo	Presión de apertura de la válvula (Lpcm)	Tipo de válvula
2.374,4	R20	948,9	IPO
4.659,7	R20	923,9	IPO
4.801	RDO		Orificio

➤ Prospecto U2M

Tabla 6.26 Especificaciones de las válvulas del prospecto U2M del pozo CAR-14

Profundidad de la válvula (pies)	Modelo	Presión de apertura de la válvula (Lpcm)	Tipo de válvula
2.374,4	R20	952,4	IPO
4.659,7	R20	975,7	IPO
4.801	RDO		Orificio

➤ Prospecto U3

Tabla 6.27 Especificaciones de las válvulas del prospecto U8 del pozo CAR-14

Profundidad de la válvula (pies)	Modelo	Presión de apertura de la válvula (Lpcm)	Tipo de válvula
2.374,4	R20	951,2	IPO
4.659,7	R20	926,3	IPO
4.801	RDO		Orificio

• **POZO CAR-15**

Tabla 6.28 Profundidad de los mandriles del pozo CAR-15

Profundidad de los mandriles (pies)	
Mandril 1	2.330,7
Mandril 2	3.398

➤ Prospecto J3M

Tabla 6.29 Especificaciones de las válvulas del prospecto J3M del pozo CAR-15

Profundidad de la válvula (pies)	Modelo	Presión de apertura de la válvula (Lpcm)	Tipo de válvula
2.330,7	R20	945,1	IPO
3.398	RDO		Orificio

➤ Prospecto J3U

Tabla 6.30 Especificaciones de las válvulas del prospecto J3U del pozo CAR-15

Profundidad de la válvula (pies)	Modelo	Presión de apertura de la válvula (Lpcm)	Tipo de válvula
2.330,7	R20	948,1	IPO
3.398	RDO		Orificio

➤ Prospecto U1L

Tabla 6.31 Especificaciones de las válvulas del prospecto U1L del pozo CAR-15

Profundidad de la válvula (pies)	Modelo	Presión de apertura de la válvula (Lpcm)	Tipo de válvula
2.330,7	R20	944,5	IPO
3.398	RDO		Orificio

• **POZO ES-111**

Tabla 6.32 Profundidad de los mandriles del pozo ES-111

Profundidad de los mandriles (pies)	
Mandril 1	2.334,6
Mandril 2	4.347,2
Mandril 3	4.862

➤ Prospecto U1L

Tabla 6.33 Especificaciones de las válvulas del prospecto U1L del pozo ES-111

Profundidad de la válvula (pies)	Modelo	Presión de apertura de la válvula (Lpcm)	Tipo de válvula
2.334,6	R20	911	IPO
4.347,2	R20	951,3	IPO
4.862	RDO		Orificio

➤ Prospecto U8U

Tabla 6.34 Especificaciones de las válvulas del prospecto U8U del pozo ES-111

Profundidad de la válvula (pies)	Modelo	Presión de apertura de la válvula (Lpcm)	Tipo de válvula
4.347,2	R20	507,7	IPO
4.862	RDO		Orificio

Resultados operacionales del diseño de levantamiento artificial por gas para cada prospecto.

Tabla 6.35 Resultados de presión operacional, presión de arranque y tasa de líquido estimados en el diseño de levantamiento.

Pozo	Arena	Presión de Operación (Lpcm)	Tasa de Producción (BN/día)	Presión de arranque (Lpcm)
CAR-3	S3	689	90	955
	UIM	715	264	903
CAR-7	S3	593	133	903
	U1L	772	92	955
	U5L	570	93	570
CAR-10	U1L	545	64	971
	U5L	742	134	954
CAR-12	U1M	744	137	930
	U8	855	105	899
CAR-14	U1L	679	134	954
	U2M	947	108	953
	U3	683	137	954
CAR-15	J3U	856	142	992
	J3M	696	293	993
	U1L	703	175	972
ES-111	U1L	851	694	957
	U8U	441	124	470

A partir de los resultados operacionales obtenidos por el diseño del sistema de levantamiento en conjunto con los valores de las tasas máximas de inyección, se realizó la selección del orden jerárquico en el cual se abrirán a producción los prospectos de cada pozo.

El primer factor para escoger el orden en que se abrirán a producción los prospectos en cada pozo fue la tasa de producción de líquido, seguida de la tasa de inyección de gas y de la presión de operación en superficie.

Tabla 6.36 Propuesta de apertura a producción de los prospectos

Pozo	Arena	Selección de los prospectos
CAR-3	S3	2do prospecto
	UIM	1er prospecto
CAR-7	S3	1er prospecto
	U1L	3er prospecto
	U5L	2do prospecto
CAR-10	U1L	2do prospecto
	U5L	1er prospecto
CAR-12	U1M	1er prospecto
	U8	2do prospecto
CAR-14	U1L	2do prospecto
	U2M	3er prospecto
	U3	1er prospecto
CAR-15	J3U	3er prospecto
	J3M	1er prospecto
	U1L	2do prospecto
ES-111	U1L	1er prospecto
	U8U	2do prospecto

6.4 Análisis de las redes de distribución de gas para los primeros prospectos.

6.4.1 Sistema de compresión: Módulo de compresión .

Ubicación del módulo de compresión.

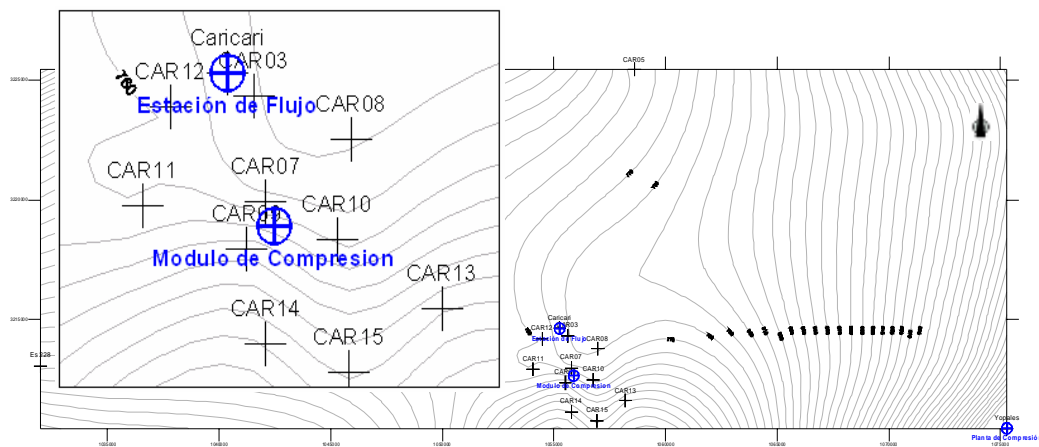


Figura 6.5 Ubicación geográfica del módulo de compresión

Estimación de la longitud de las líneas de alta y baja presión.

A partir de la ubicación del módulo de compresión en el mapa topográfico, se realizó la apreciación del valor de las longitudes de las líneas de alta presión desde el módulo a el cabezal de cada pozo y la longitud de la línea de baja presión desde el módulo a la estación de flujo, de forma análoga a la estimación de las longitudes de las líneas de producción, obteniéndose los siguientes resultados:

Tabla 6.37 Longitud de las líneas de baja y alta presión (módulo de compresión)

Líneas de alta presión		Línea de baja presión	
Pozo	Longitud (pie)	Módulo-Estación de flujo	2.076,1 pies
CAR-03	1.700,6		
CAR-07	346,2		
CAR-10	888,4		
CAR-12	2.119,8		
CAR-14	1.806,4		
CAR-15	2.149,5		
ES-111	8.200,9		

Modelaje de la red de distribución a alta presión.

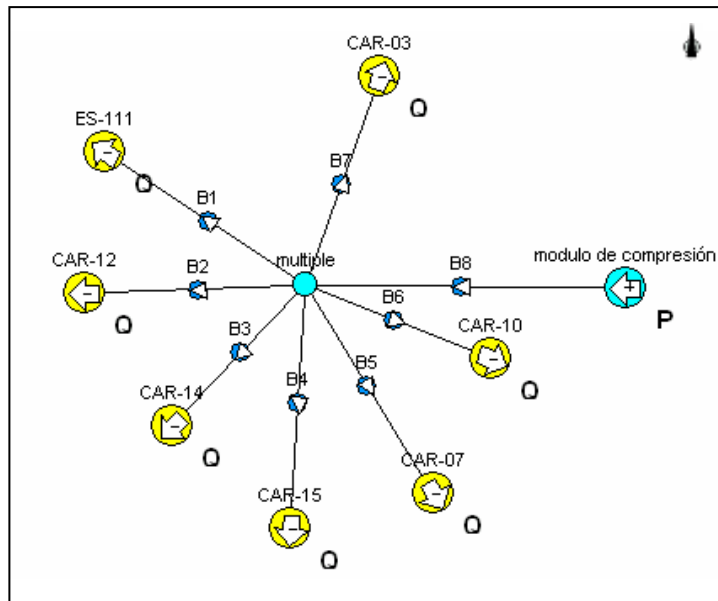


Figura 6.6 Esquema de la red de simulación del gas a alta presión para el módulo de compresión

Estimación de los diámetros de las líneas a alta presión.

Se realizaron corridas de simulación a la red de alta presión para realizar sensibilidades a los diámetros de 2", 3" y 4" obteniéndose como resultado un diámetro óptimo de 2".

Presión de descarga operacional del compresor.

A partir de los resultados operacionales obtenidos en el diseño del sistema de levantamiento, se pudo observar que la mayor presión de operación necesaria es la requerida por el pozo ES-111 (Presión operación= 866 Lpca), tomando esto como premisa se realizó una corrida a la red para obtener la presión mínima necesaria en el módulo para suplir la presión de operación en el pozo ES-111, fijando como parámetros de borde las tasas de inyección en cada pozo, obteniéndose como resultado:

Tabla 6.38 Presiones obtenidas en la simulación de la red de alta presión para el módulo de compresión

Pozo	Presión (lpca)
CAR-03	893
CAR-07	905
CAR-10	905
CAR-12	898
CAR-14	906
CAR-15	905
ES-111	866

Presión de descarga del compresor	909 Lpca
-----------------------------------	----------

Como se puede apreciar las presiones de inyección obtenidas en los pozos exceptuando el ES-111 superan las presiones operacionales estimadas para cada pozo en el diseño del sistema de levantamiento, por lo que se hace necesario la colocación de estranguladores de flujo en las líneas que une el módulo de compresión con los pozos CAR-03, CAR-07, CAR-10, CAR-12, CAR-14 y CAR-15.

Evaluación del tamaño del orificio de los estranguladores en las líneas de alta presión.

Se realizaron diferentes corridas al modelo de la red, haciendo sensibilidad al tamaño del orificio en los estranguladores tomando como parámetros fijos las presiones operacionales de inyección, en la tabla 6.39 se puede apreciar los diferentes diámetros de orificio de los estranguladores propuestos en las líneas.

Tabla 6.39 Diámetros de los orificios de los estranguladores en las líneas de alta presión para el módulo de compresión.

Estranguladores		
Línea del pozo	Diámetro del orificio (pulg)	Presión reportada en cabezal (Lpca)
CAR-03	0,3515	730
CAR-07	0,2861	608
CAR-10	0,2213	757
CAR-12	0,3060	759
CAR-14	0,1974	694
CAR-15	0,2011	711

Presión de descarga del compresor al arranque del sistema.

De forma análoga a la manera en que se estimó la presión de descarga operacional, la presión de descarga se calculó observando la máxima presión requerida en el campo, la cual se adjudica al pozo CAR-15 (presión de arranque = 1.008 Lpca), tomando en cuenta la instalación de los estranguladores de flujo.

Tabla 6.40 Presión mínima requerida por el compresor para el arranque del sistema en el módulo de compresión

Presión de descarga del compresor al arranque del sistema	1150 Lpca
---	-----------

Modelaje de la línea de distribución a baja presión.

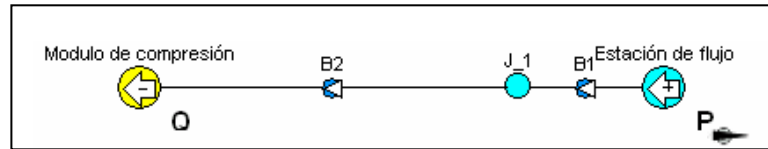


Figura 6.7 Esquema de la red de simulación del gas a baja presión para el módulo de compresión.

Estimación de la presión de succión del compresor y los diámetros de las líneas a baja presión.

Al igual que las líneas de alta presión para las líneas de baja se realizaron corridas de simulación a la red, para realizar sensibilidades a los diámetros de 4", 6" y 8" en las líneas dando como resultado un diámetro óptimo de 6".

La presión de succión se estimo como la presión a la entrada del compresor, tomando en cuenta la presión de salida en el separador (85 lpcm), la longitud de la línea de recolección de baja presión (2.076,1 pies) y finalmente la tasa total de gas, esta simulación dió como resultado una presión de succión igual a 64 Lpca.

6.4.2 Sistema de compresión: Yopales.

Modelaje de la red de distribución a alta presión.

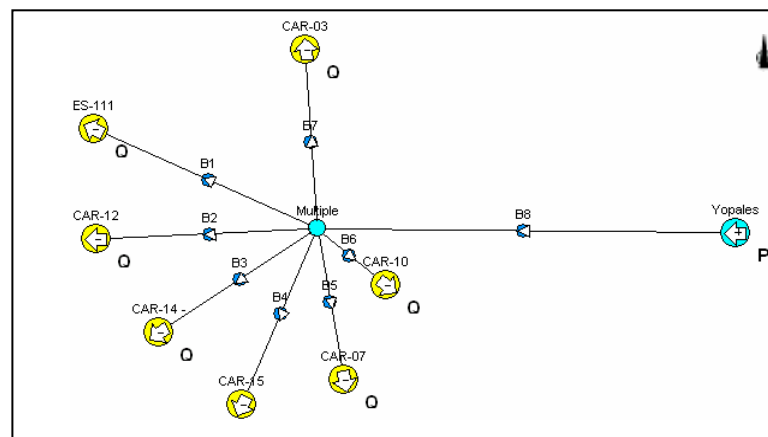


Figura 6.8 Esquema de la red de simulación del gas a alta presión para Yopales

Selección de los diámetros de las líneas a alta presión.

Al igual que en el sistema Módulo de compresión, para la red de simulación de gas a alta presión del sistema Yopales se realizaron corridas de simulación para diferentes diámetros de las líneas dando como resultado un diámetro óptimo de 2" desde el múltiple a los pozos y desde Yopales al múltiple un diámetro de 3".

Presión de descarga operacional del compresor.

En este caso la presión de descarga se obtuvo realizando una corrida en la red tomando en cuenta los mismos parámetros considerados para el escenario módulo de compresión.

Tabla 6.41 Presiones obtenidas en la simulación de la red de alta presión para el sistema de compresión Yopales

Pozo	Presión (lpca)		
CAR-03	893		
CAR-07	904		
CAR-10	904		
CAR-12	897	Presión de descarga del compresor	1.275 Lpca
CAR-14	905		
CAR-15	904		
ES-111	866		

Evaluación del tamaño del orificio de los estranguladores en las líneas de alta presión.

Tomando en cuenta la presión de descarga del compresor es necesario colocar los siguientes estranguladores en las líneas de gas a alta presión para alcanzar la presión de operación en superficie requerida en cada pozo.

Tabla 6.42 Diámetros de los orificios de los estranguladores en las líneas de alta presión para el sistema de compresión Yopales

Estranguladores		
Línea del pozo	Diámetro del orificio (pulg)	Presión reportada en cabezal (Lpca)
CAR-03	0,3468	730
CAR-07	0,2833	608
CAR-10	0,2194	757
CAR-12	0,3034	759
CAR-14	0,1955	694
CAR-15	0,1991	711

Presión de descarga del compresor al arranque del sistema.

Tabla 6.43 Presión mínima requerida por el compresor para el arranque del sistema de compresión Yopales

Presión de descarga del compresor al arranque del sistema	1.410 Lpca
---	------------

Modelaje de la línea de distribución a baja presión

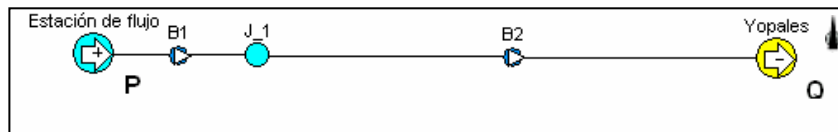


Figura 6.9 Esquema de la red de simulación del gas a baja presión para el sistema de compresión Yopales

Estimación de la presión de succión del compresor y los diámetros de las líneas a baja presión.

De forma similar a lo realizado en el sistema módulo de compresión, se realizaron diferentes corridas de sensibilidad a los diámetros de la línea de baja presión, tomando en consideración la longitud total de la misma (20.497,4 pies). Se obtuvo

como resultado una presión de succión en el compresor igual a 47 Lpca para un diámetro óptimo igual a 8" en la línea de baja presión.

6.5 Declinación de la tasa de producción de líquido y presión estática para cada prospecto a lo largo del horizonte económico.

La estimación de la declinación de la presión de yacimiento muestra que la apertura o cierre a producción de los prospectos bajo estudio se encuentra comprendida en un lapso de tiempo que va de 3 a 10 años. Es importante destacar que la estimación de la declinación de la presión se realizó manteniendo constante las tasas de inyección de gas y las presiones de operación en superficie necesarias para abrir a producción dichos prospectos. De igual forma se asumió que las relaciones gas petróleo y, el porcentaje de agua y sedimentos se mantienen constantes desde el inicio de la producción de cada prospecto hasta su cierre.

Las tablas 6.44, 6.45, 6.46 y 6.47 muestran la tasa de producción y las presiones de yacimientos a los diferentes tiempos para los cuales los prospectos se mantienen abiertos a producción. En ellas se puede notar que el orden según el cual se cerrará la producción en cada uno de los pozos es el siguiente: pozo CAR 10 (5,63 años), pozo CAR 12 (6,075 años), pozo CAR 03 (6,26 años), pozo ES 111 (6,772 años), pozo CAR 07 (8,74 años), pozo CAR 14 (9,229 años), pozo CAR 15 (9,96 años). El análisis muestra que se debe realizar un seguimiento al pozo CAR 15, en su prospecto U1L debido a que la producción puede ser inestable al alcanzar una tasa de producción igual a 30 bbl/d de líquido.

Tabla 6.44 Tiempos estimados de cierre de los prospectos de los pozos CAR-03 y CAR-07

TIEMPO (años)	POZO CAR 03			POZO CAR 07		
	ARENA	qo(bbl/d)	PRESIÓN(lpca)	ARENA	qo(bbl/d)	PRESIÓN(lpca)
0	U1M	264	1.788,67	S3	133	1.706,67
1	U1M	195,36	1.510,30	S3	98,42	1.454,79
2	U1M	126,72	1.146,95	S3	63,84	1.118,03
3	U1M	58,08	681,05	S3	29,26	690,92
3,123	U1M	49,64	615,88	S3	25	632,05
3,123	U1M	49,64	615,88	U5L	93	1.890,67
3,482	U1M	25,00	415,17	U5L	84,32	1.808,19
3,482	S3	90	1.706,67	U5L	84,32	1.808,19
4	S3	77,88	1.585,19	U5L	71,80	1.673,16
5	S3	54,4788	1.290,70	U5L	47,62	1.345,22
5,94	S3	32,48	927,42	U5L	25	958,24
5,94	S3	32,48	927,42	U1L	92	1.782,67
6	S3	31,08	901,39	U1L	90,46	1.770,23
6,26	S3	24,99	784,63	U1L	84,24	1.717,91
6,26	CERRADO	CERRADO	CERRADO	U1L	84,24	1.717,91
7	CERRADO	CERRADO	CERRADO	U1L	66,54	1.531,79
8	CERRADO	CERRADO	CERRADO	U1L	42,62	1.192,79
8,74	CERRADO	CERRADO	CERRADO	U1L	25	878,84
8,74	CERRADO	CERRADO	CERRADO	CERRADO	CERRADO	CERRADO

Tabla 6.45 Tiempos estimados de cierre de los prospectos de los pozos CAR-10 y CAR-12

TIEMPO (años)	POZO CAR 10			POZO CAR 12		
	ARENA	qo(bbl/d)	PRESIÓN(lpca)	ARENA	qo(bbl/d)	PRESIÓN(lpca)
0	U5L	134	1.890,67	U1M	137	1.788,67
1	U5L	99,16	1.647,69	U1M	101,38	1.512,20
2	U5L	64,32	1.284,64	U1M	65,76	1.142,60
3	U5L	29,48	784,05	U1M	30,14	671,32
3,129	U5L	25	709,70	U1M	25,55	603,12
3,129	U1L	64	1.782,67	U1M	25,55	603,12
3,144	U1L	66,42	1.809,70	U1M	25	594,92
3,144	U1L	66,42	1.809,70	U8	105	1.928,67
4	U1L	52,17	1.611,43	U8	81,64	1.666,06
5	U1L	35,53	1.307,11	U8	54,34	1.305,90
5,63	U1L	25	1.073,99	U8	37,14	1.043,33
5,63	CERRADO	CERRADO	CERRADO	U8	37,14	1.043,33
6	CERRADO	CERRADO	CERRADO	U8	27,04	876,28
6,075	CERRADO	CERRADO	CERRADO	U8	25	841,40
6,075	CERRADO	CERRADO	CERRADO	CERRADO	CERRADO	CERRADO

Tabla 6.46 Tiempos estimados de cierre de los prospectos de los pozos CAR-14 y CAR-15

TIEMPO (años)	POZO CAR 14			POZO CAR 15		
	ARENA	qo(bbl/d)	PRESIÓN(lpca)	ARENA	qo(bbl/d)	PRESIÓN(lpca)
0	U3	137	1.814,67	J3M	293	1.277,67
1	U3	101,38	1.596,33	J3M	216,82	1.151,41
2	U3	65,76	1.242,63	J3M	140,64	952,79
3	U3	30,14	751,59	J3M	64,46	612,91
3,144	U3	25	669,39	J3M	53,49	548,24
3,144	U1L	134	1.782,67	J3M	53,49	548,24
3,518	U1L	120,98	1.723,91	J3M	25	358,37
3,518	U1L	120,98	1.723,91	U1L	175	1.760,67
4	U1L	104,19	1.619,12	U1L	153,07	1.703,68
5	U1L	69,35	1.295,05	U1L	107,57	1.523,48
6	U1L	34,51	827,04	U1L	62,07	1.261,98
6,273	U1L	25	674,33	U1L	49,65	1.176,47
6,273	U2M	108	1.774,67	U1L	49,65	1.176,47
6,79	U2M	93,48	1.657,72	U1L	26,31	999,41
6,79	U2M	93,48	1.657,72	J3U	144,00	1.270,67
7	U2M	87,58	1.603,50	J3U	135,99	1.243,60
8	U2M	59,50	1.280,61	J3U	98,55	1.066,31
9	U2M	31,42	850,78	J3U	61,11	797,45
9,229	U2M	25	737,44	J3U	52,53	723,00
9,229	CERRADO	CERRADO	CERRADO	J3U	52,53	723,00
9,96	CERRADO	CERRADO	CERRADO	J3U	25	451,45
9,96	CERRADO	CERRADO	CERRADO	CERRADO	CERRADO	CERRADO

Tabla 6.47 Tiempos estimados de cierre de los prospectos del pozo ES-111

TIEMPO (años)	POZO ES 111		
	ARENA	qo(bbl/d)	PRESIÓN(lpca)
0	U1L	694	1.782,67
1	U1L	513,56	1.522,57
2	U1L	333,12	1.218,85
3	U1L	152,68	767,84
3,708	U1L	25	299,21
3,708	U8	123	1.928,67
4	U8	113,65	1.834,06
5	U8	81,67	1.510,40
6	U8	49,69	1.113,88
6,772	U8	25	757,94
6,772	CERRADO	CERRADO	CERRADO

CONCLUSIONES

- Teóricamente el método de levantamiento artificial por gas continuo es aplicable a pozos completados selectivamente presentes en el campo.
- Según las condiciones actuales de los prospectos, teóricamente no aplica el levantamiento artificial por gas intermitente. No se puede estimar la aplicabilidad de este tipo de levantamiento a futuro debido a que es necesario conocer con bastante precisión las relaciones gas petróleo a un determinado tiempo, como también las propiedades de fluido y yacimiento.
- Altas relaciones de gas petróleo en los prospectos estudiados favorecen el levantamiento artificial por gas.
- No existen datos que permitan calibrar las propiedades de los fluidos o las correlaciones de flujo seleccionadas para líneas de flujo y tuberías de producción.
- Para determinar la factibilidad del proyecto, en primera instancia es necesario realizar la evaluación económica del mismo. Los resultados permitirían decidir si se continua con la fase de ingeniería de detalle del proyecto.
- En general para iniciar la producción en la mayoría de los prospectos, se requiere de la instalación de un máximo de tres válvulas de levantamiento artificial por gas.
- La apertura o cierre de los prospectos presentes en cada pozo solo requiere del uso de equipos de guaya fina para la instalación de las válvulas de levantamiento artificial por gas.
- De aplicarse el método de levantamiento artificial por gas propuesto, la Estación de Flujo Caricari debe funcionar de manera que puedan ser manejados como máximos 7.39 MM PCN/D de gas y 1792 BBLN/D de líquido.

- De acuerdo al diseño propuesto se aprecia un aumento mínimo del 20% de la producción de líquido para todos los prospectos, con respecto a la tasa estimada por el Departamento de Yacimientos de la Empresa, exceptuando la arena U1L en el pozo CAR-10 en donde se obtiene una tasa inferior a la estimada.
- La selección de los diámetros óptimos para las líneas de flujo y tuberías de producción tomando como referencia las tuberías existentes, muestra que el diámetro en la línea de flujo en el pozo CAR-15 debe ser igual a 6’’; mientras que en el pozo CAR-5 los diámetros de la tubería de producción y líneas de flujo deben ser cambiados a 2.992’’ y 6’’ respectivamente, de manera que sea posible lograr un aumento de la tasa de producción, siempre que la evaluación económica lo soporte.
- La presión de descarga para el arranque de los pozos bien sea para el escenario módulo de compresión o Planta Yopales no excede de 1410 lpca.
- La diferencia entre las presiones de descarga obtenidas para el módulo de compresión y para la planta Yopales es equivalente a 260 y 366 lpc, para el arranque y operación del sistema, respectivamente.
- La evaluación de los pozos CAR-5, ES-112, ES-111 en su prospecto U1M, CAR-15 en su prospecto ROM; arroja como resultado que no se ajustan al comportamiento de producción de los prospectos presentes en otros pozos como tampoco a los presentes en campos vecinos.

RECOMENDACIONES

- Estudiar el comportamiento de producción a partir de la puesta en marcha de una prueba piloto en el pozo CAR-14 por ser éste uno de los pozos que requiere menores tasas de inyección de gas para dar inicio a la producción de sus prospectos.
- Implantar el sistema de levantamiento artificial por gas propuesto para los pozos CAR-03, CAR-07, CAR-10, CAR-12, CAR-14, CAR-15 Y ES-111, tomando en cuenta los resultados obtenidos en el análisis económico.
- Evaluar el estado físico de las líneas de flujo y tuberías de producción presentes actualmente en el Campo Caricari.
- Efectuar un estudio de las propiedades de los fluidos y de las rocas yacimientos para mejorar la estimación del índice de productividad.
- Llevar a cabo la optimización de las tasas de inyección de gas y producción de líquido en base los indicadores económicos de los escenarios propuestos para la compresión de gas.
- Realizar el cambio tanto de las líneas de flujo como de las tuberías de producción según el esquema propuesto.
- Mejorar el ajuste de la declinación de la tasa de producción tomando en consideración los datos de producción que se obtengan en el campo.
- Acondicionar la Estación de Flujo Caricari para que se puedan manejar los volúmenes de producción propuestos.
- Ejecutar un estudio de completación selectiva que permita solucionar los problemas de arenamiento de los pozos que así lo requieran.
- Verificar la existencia de problemas de completación mecánica, presencia de daño u otros en los pozos que de acuerdo a la simulación realizada deben producir por flujo natural.

- Realizar pruebas de presión y mediciones a lo largo de las líneas de flujo con el fin de realizar la calibración de las correlaciones de flujo, luego de aplicarse el método de levantamiento.
- Realizar un estudio cromatográfico del gas producido en campo para obtener un modelo de inyección de gas más realista.
- Generar la predicción del comportamiento de relación gas petróleo y % de agua y sedimentos para cada prospecto.
- Estudiar la factibilidad de la aplicación del método de levantamiento artificial por bombeo mecánico a las condiciones actuales de los yacimientos, dado que éste se podría adaptar de mejor manera a las limitaciones que implica el tipo de completación de los pozos bajo estudio.

BIBLIOGRAFÍA

American Petroleum Institute. Gas Lift. 1994.

Araque, A. “Identificación de Tecnologías en Levantamiento Artificial, en Fuentes Externas a Lagoven S.A.: Nacionales e Internacionales”. Tesis de Grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Octubre 1997.

Brown, K “The technology of artificial lift methods” 1977.

Brown, K. “Overview of Artificial Lift Systems” Octubre 1982.

Campos, C. “Evaluación de la Red de Distribución del Sistema de Levantamiento Artificial por Gas del Campo Caico Seco”. Tesis de Grado. Universidad de Oriente. Puerto la Cruz, abril de 1995.

Carvajal, A. “Diseño de Levantamiento Artificial por Gas en el Area Prospectiva Costa Afuera Área Tuy-Cariaco(EBC-2x)”. Tesis de grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Octubre 1990.

Economides, M. (1993) “ Petroleum Productions Systems.” Prentice Hall.

Flores L., Pacheco J. “Evaluación de Pozos con Fines de Reactivación de la Producción en el Área Mayor de Socororo Zona Oeste” Tesis de Grado. Universidad Central de Venezuela, Noviembre 2003.

Lopez J. “Factibilidad de Implementar el Levantamiento Artificial por Gas en el Área de los Pozos Joa, Yacimiento Jobo-01, Campo Jobo-02” Tesis de Grado. Universidad de Oriente. Puerto la Cruz, Febrero del 2000

Nind, T. "Production of Oil Well Principles" McGraw Hill Book. New York 1964

Paz, H "Curso de Levantamiento Artificial por Gas". Corpoven S.A. Gerencia de Ingeniería de Petróleo. Puerto la Cruz, Julio de 1991.

Production Department. "Oil and Gas Facilities School" Exxon Company, U.S.A. 1980.

Rodríguez I., Veitía D. "Análisis Comparativo de Producción Sencilla y Conjunta en el Área Mayor De Socororo" Tesis de Grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Abril 2003.

Solorzano, J. "Optimización del Sistema de Levantamiento Artificial por Gas del Campo Chimire R.". Tesis de grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, junio 2001.

Villegas, R. "Estudio de Optimización de Pozos que Producen Mediante Sistemas de Levantamiento Artificial Por Inyección Continua de Gas" Tesis de Grado. Universidad Central de Venezuela, Junio 2002

NOMENCLATURAS

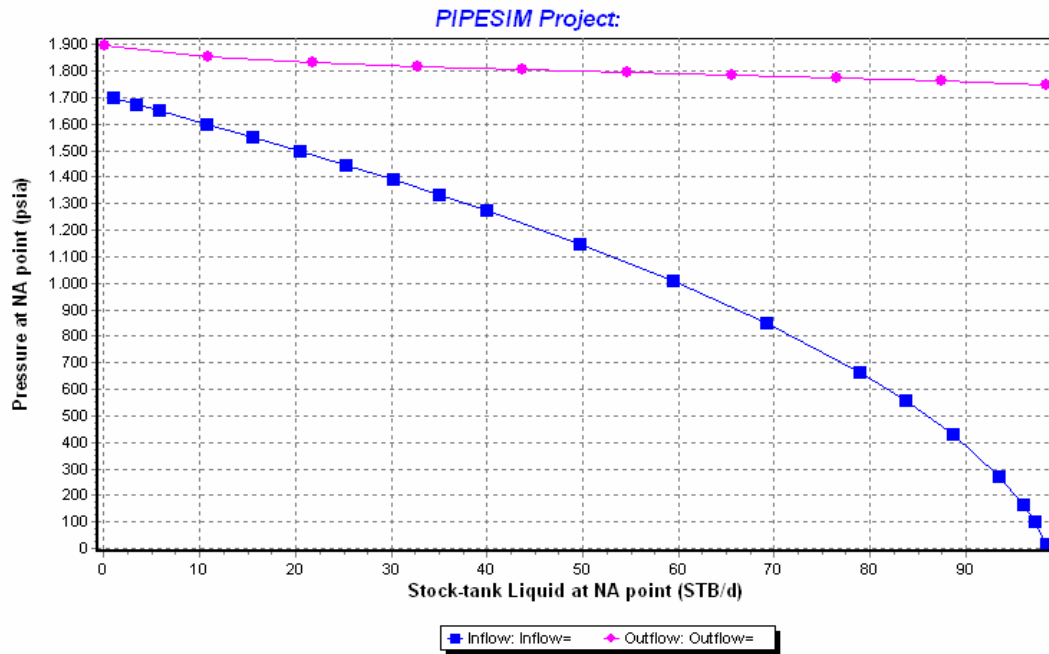
% AyS: Porcentaje de Agua y Sedimentos	LAG: Levantamiento Artificial por Gas
μo: Viscosidad del petróleo, cp.	Lb: Libras
μob: Viscosidad del petróleo sin gas en solución, cp.	Lpc: Libras por pulgada cuadrada
γg: Gravedad específica del gas	Lpca: Libras por pulgada cuadrada absolutas
API: American Petroleum Institute	Lpcm: Libras por pulgada cuadrada manométricas
Bbl: Barril	mD: 1×10^{-3} Darcy
BN: Barriles Normales	MMBN: 1×10^6 Barriles Normales
BNP: Barriles Normales de Petróleo	MMPCN: 1×10^6 Pies Cúbicos
BNPD: Barriles Normales por día	MMMPCN: 1×10^9 Pies Cúbicos Normales
Bs: Bolívares	PCN: Pies Cúbicos Normales
C.A.: Compañía Anónima	Pe: Presión Estática, Lpc
cp Centipoise	POES: Petróleo Original en Sitio, BN
D: Día	Pr: Presión de Yacimiento, Lpc
GOES: Gas Original en Sitio, PCN	Pulg: Pulgadas
h: Espesor de la arena productora, pies	Pwf: Presión de Fondo Fluyente, Lpc
HP: Horse Power	Qo: Tasa de Petróleo
IP: Índice de Productividad, bbl/D/Lpc	Qw: Tasa de Agua
IPR: Inflow Performance Relationship	RGL: Relación Gas – Líquido, PCN/BN
ISLR: Impuesto Sobre La Renta	RGP: Relación Gas – Petróleo, PCN/BN
K: Permeabilidad absoluta, Darcy	TIR: Tasa Interna de Retorno
Ko: Permeabilidad Efectiva del Petróleo, Darcy	TPR: Tubing Performance Relationship
Kw: Permeabilidad Efectiva del Agua, Darcy	

LISTA DE ANEXOS

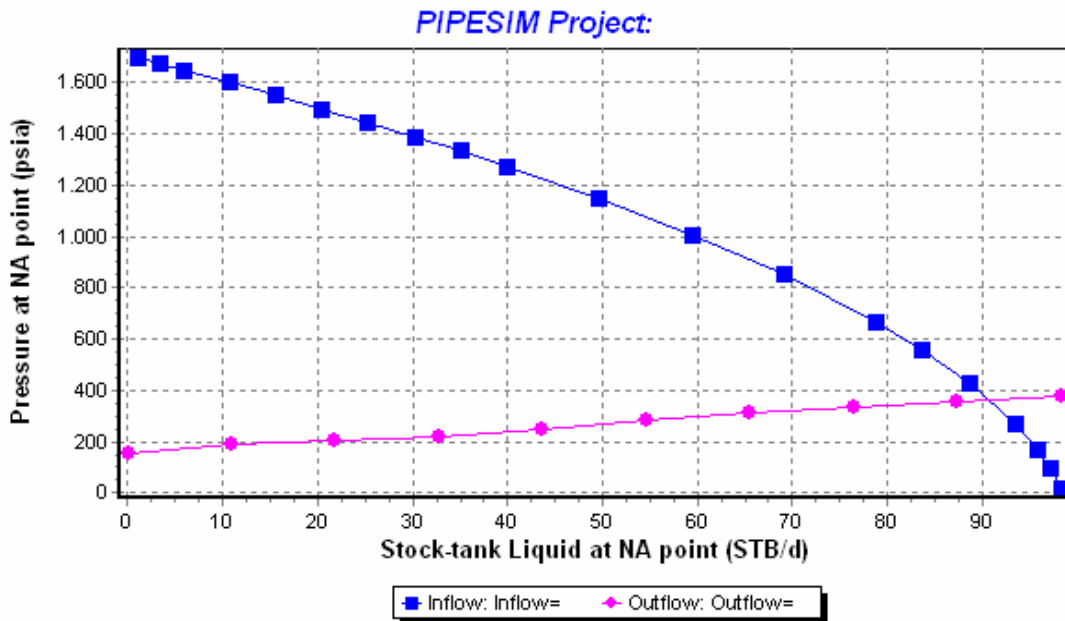
		Pag.
Anexo I	Gráficos de análisis nodal a nivel de las perforaciones	138
Anexo II	Análisis cromatográfico	161
Anexo III	Esquema de completación propuesto.....	162
Anexo IV	Gráficos de Declinación de la Presión estática en el tiempo..	169
Anexo V	Esquema de programa de evaluación económica.....	176
Anexo VI	Reporte tipo de simulación de los diseños de LAG.....	178

POZO CAR-03

Arena S3



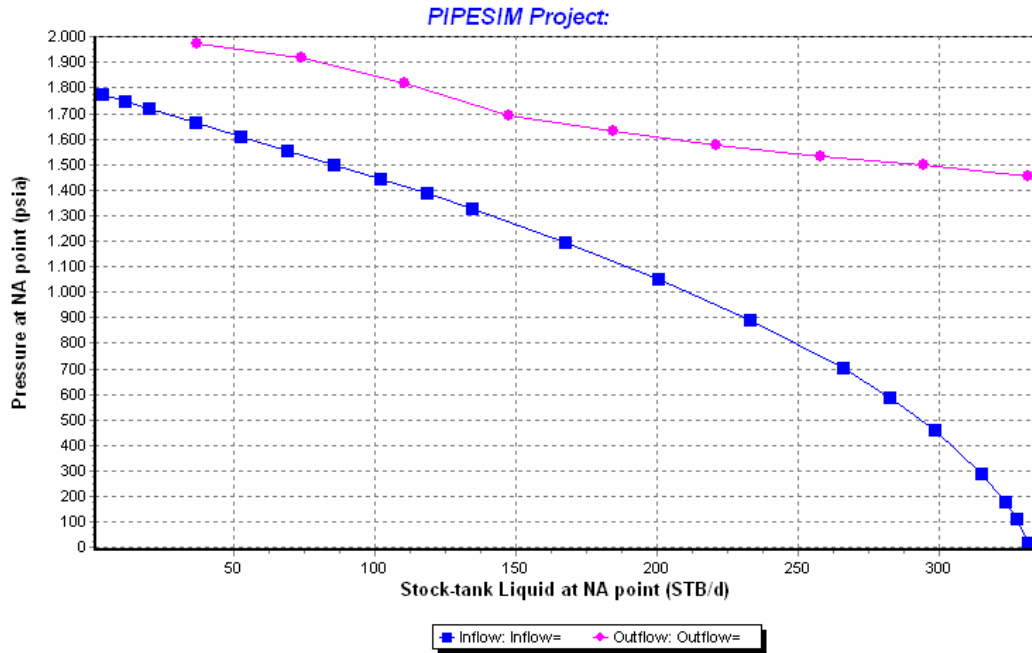
Antes de la implantación del LAG



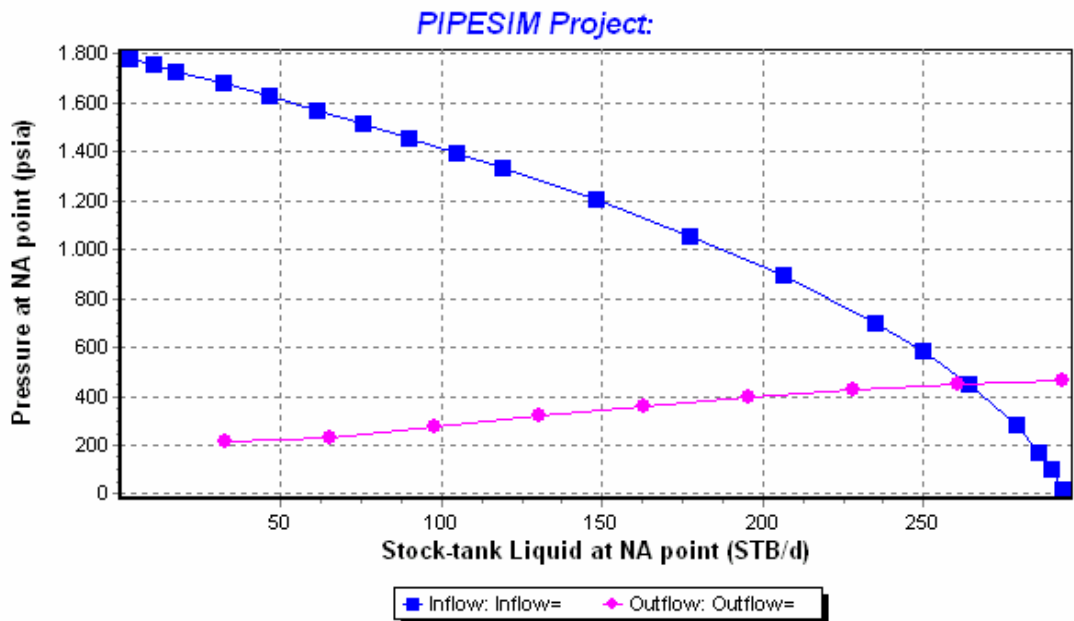
Después de la implantación del LAG

POZO CAR-03

Arena U1M



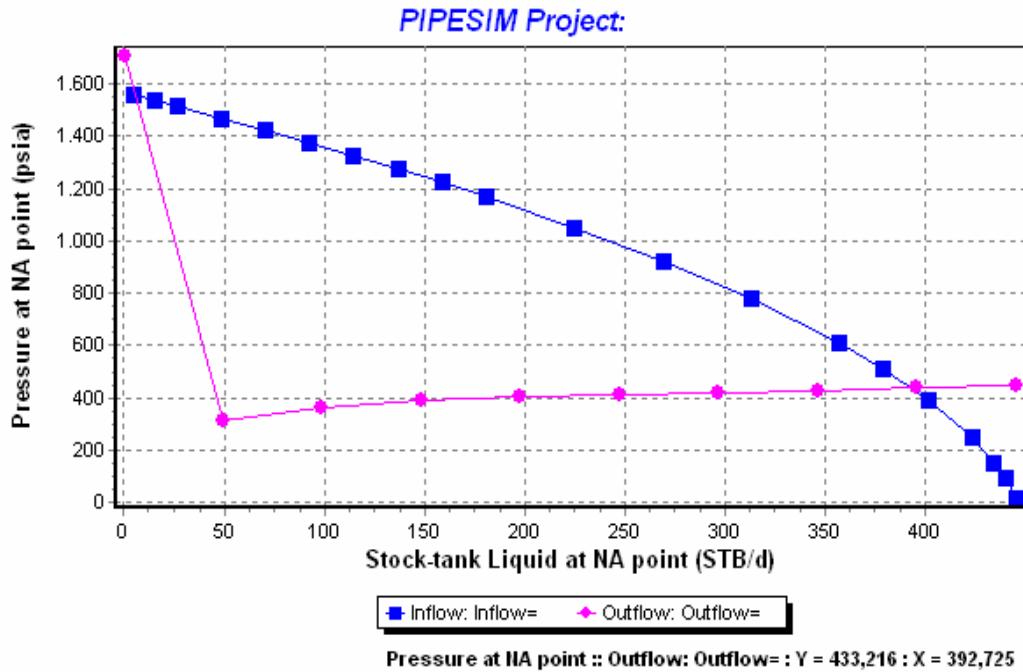
Antes de la implantación del LAG



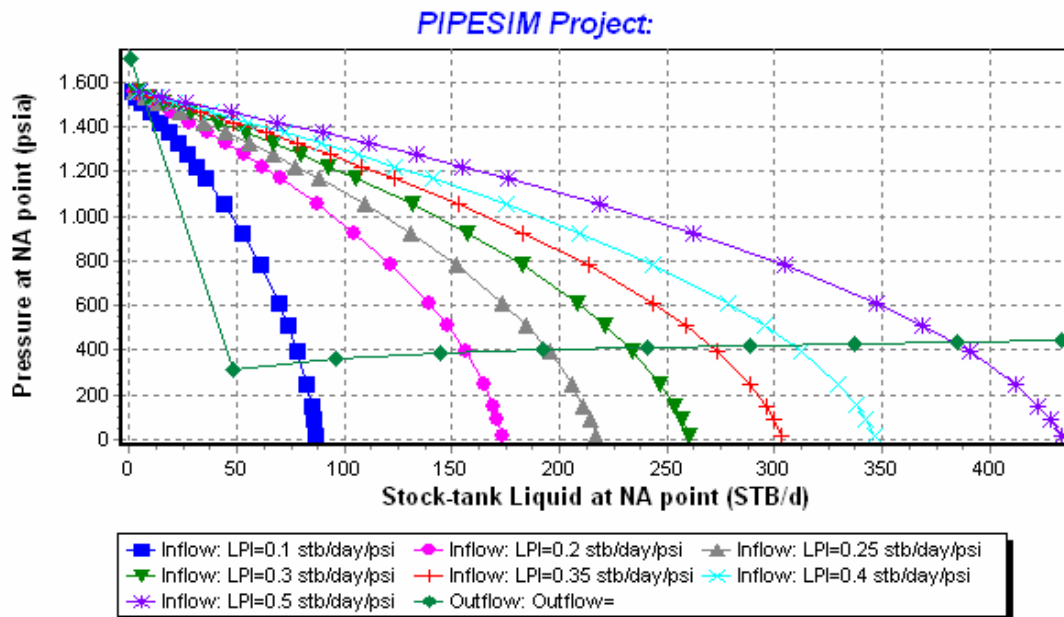
Después de la implantación del LAG

POZO CAR-05

Arena M2



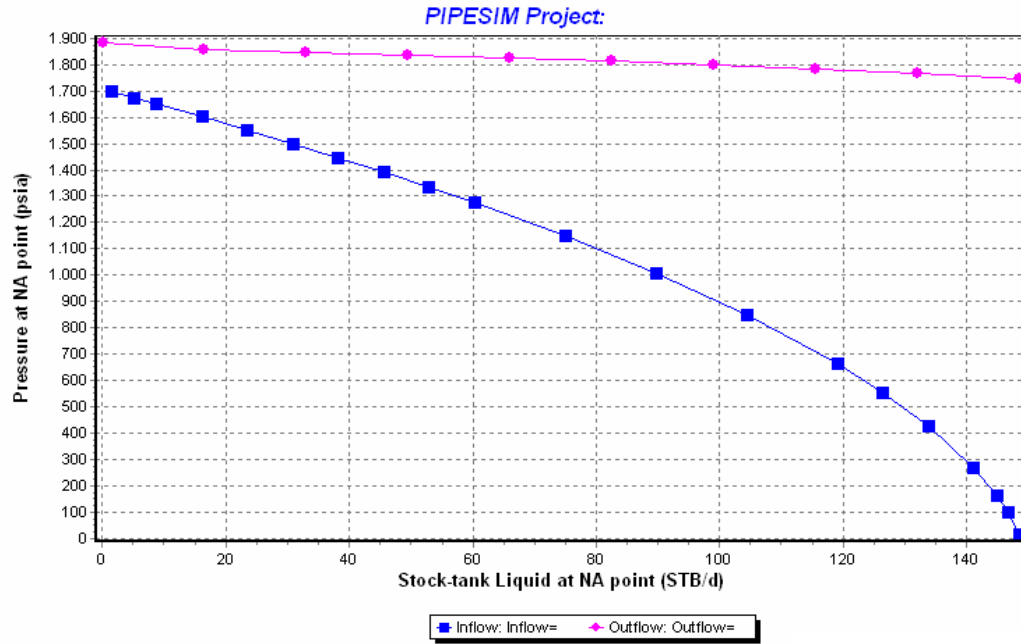
Antes de la implantación del LAG



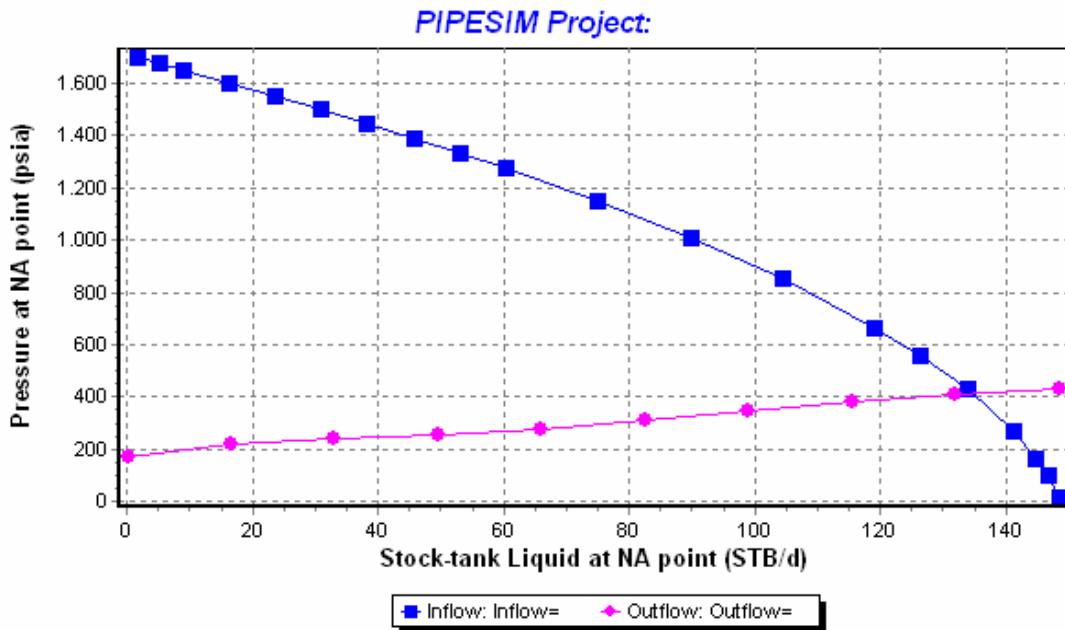
Análisis de sensibilidad al índice de productividad

POZO CAR-07

Arena S3



Antes de la implantación del LAG

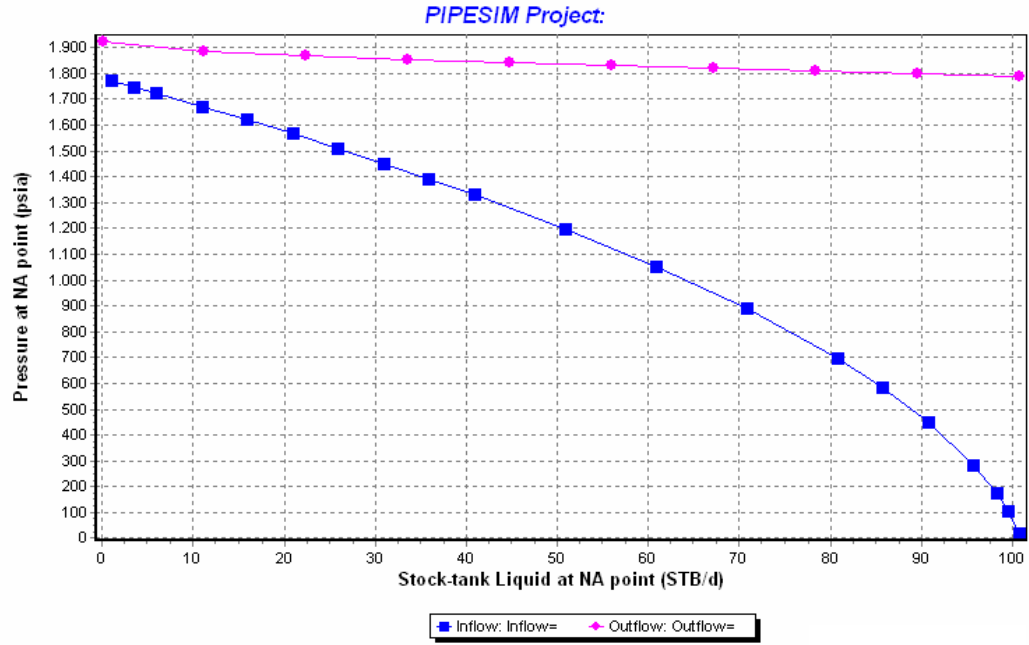


Pressure at NA point :: Outflow: Outflow= : Y = 413,17 : X = 134,539

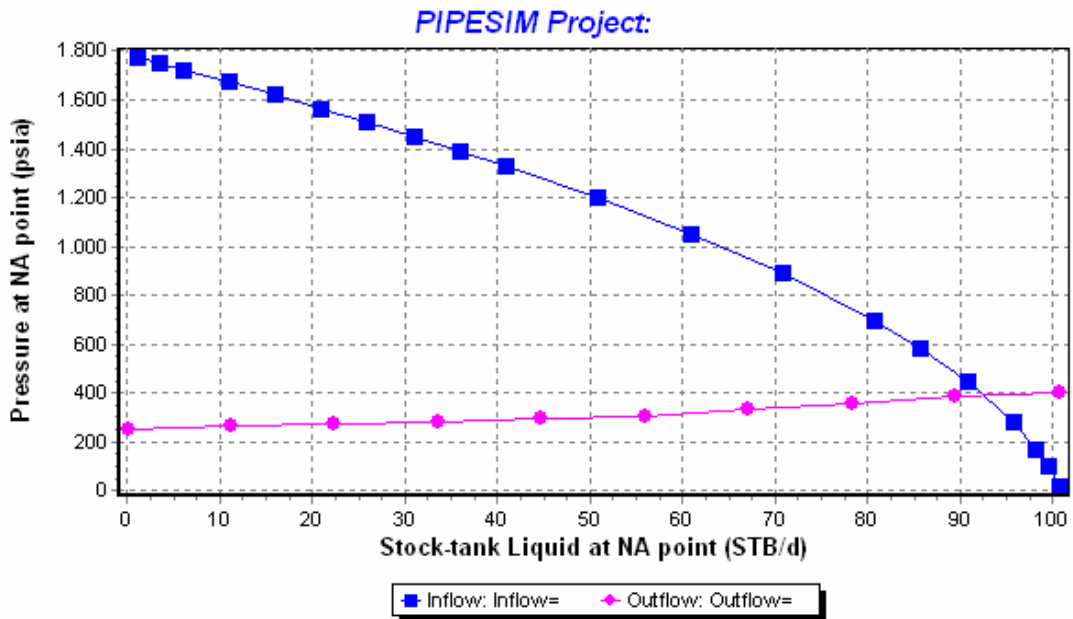
Después de la implantación del LAG

POZO CAR-07

Arena U1L



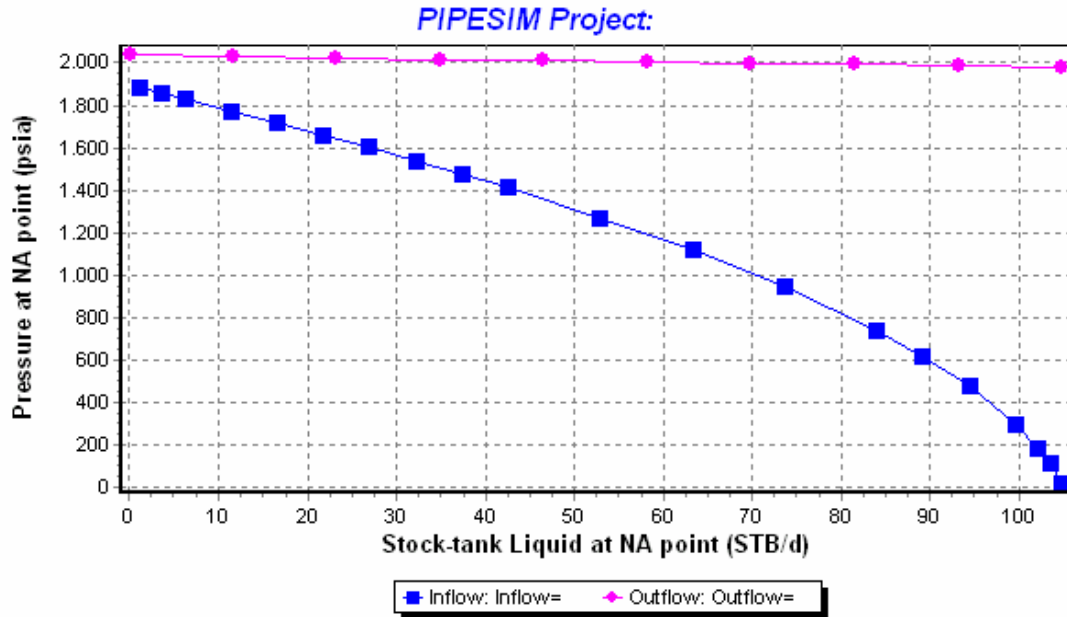
Antes de la implantación del LAG



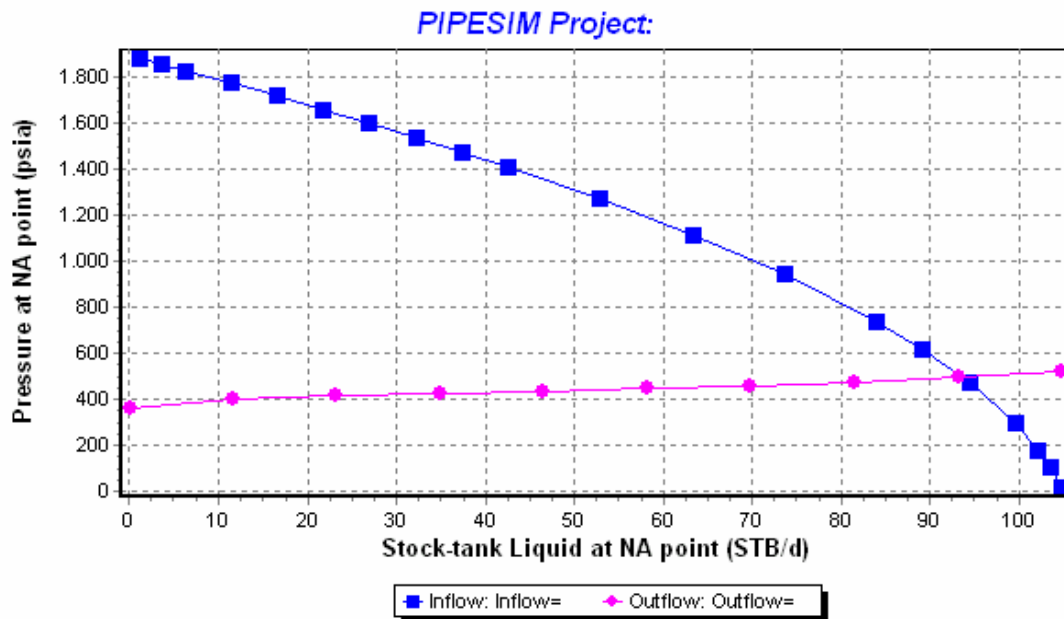
Después de la implantación del LAG

POZO CAR-07

Arena U5L



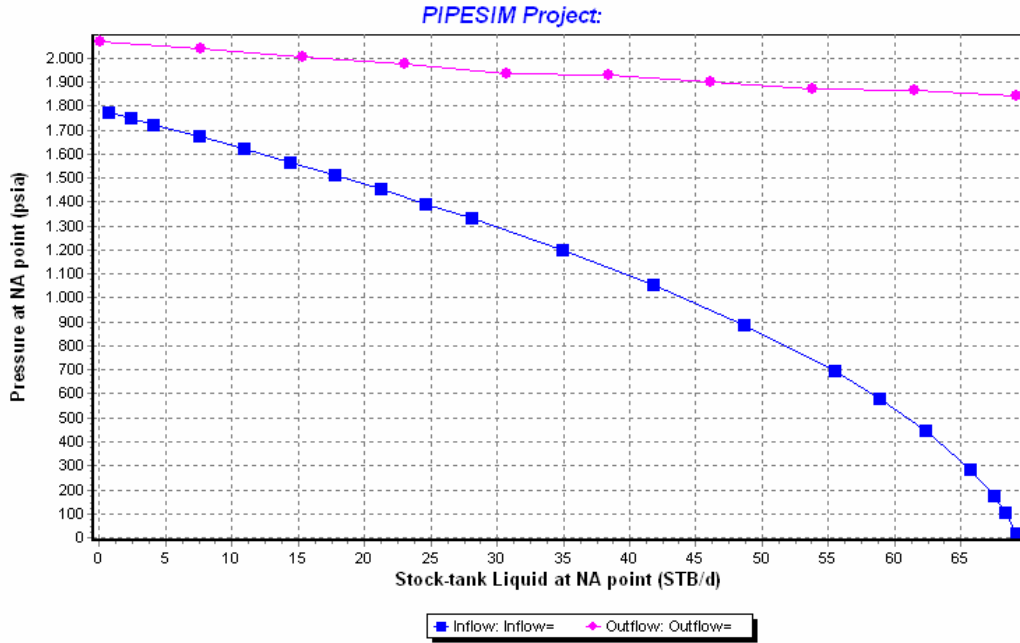
Antes de la implantación del LAG



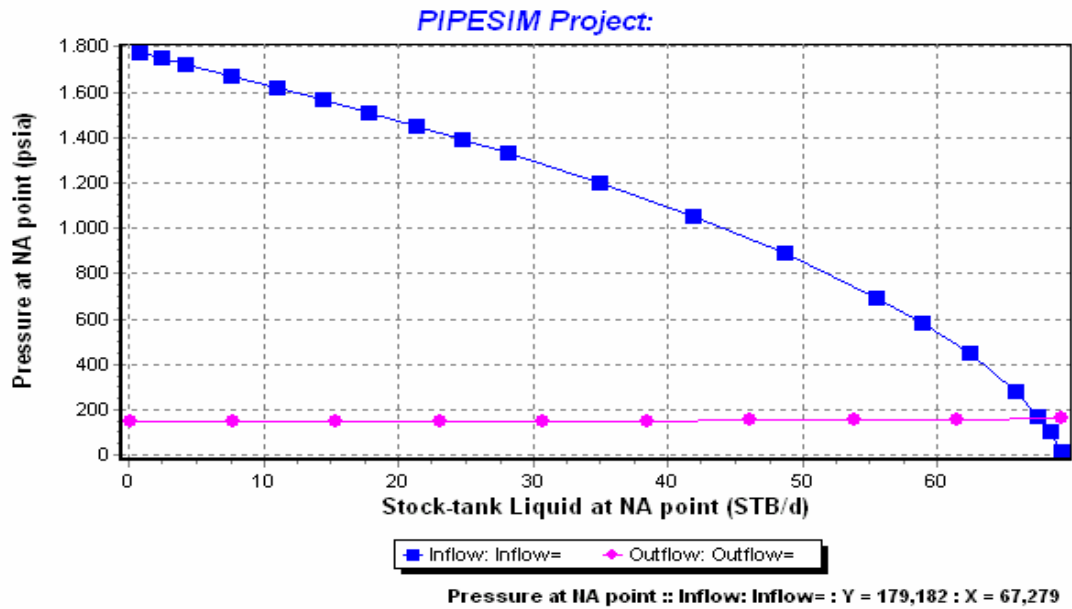
Después de la implantación del LAG

POZO CAR-10

Arena U1L



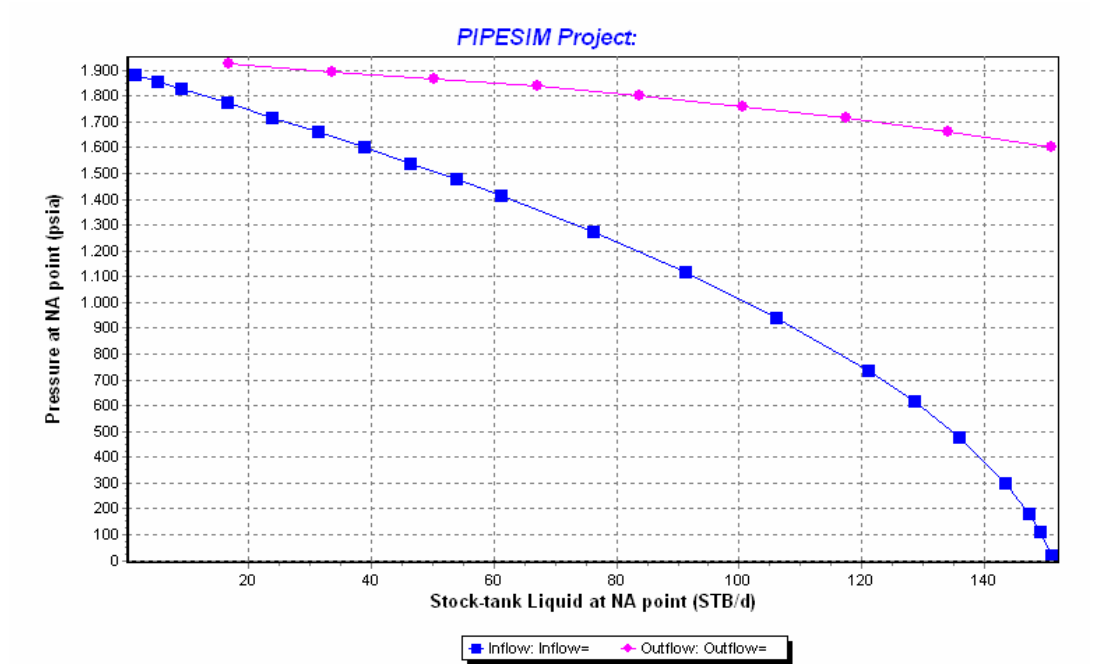
Antes de la implantación del LAG



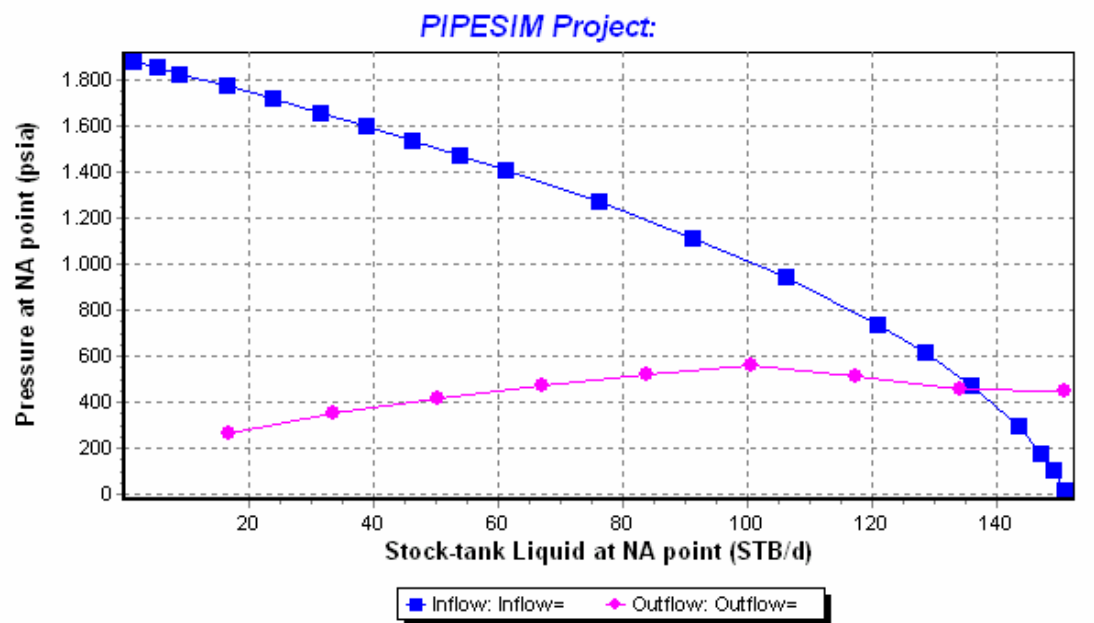
Después de la implantación del LAG

POZO CAR-10

Arena U5L



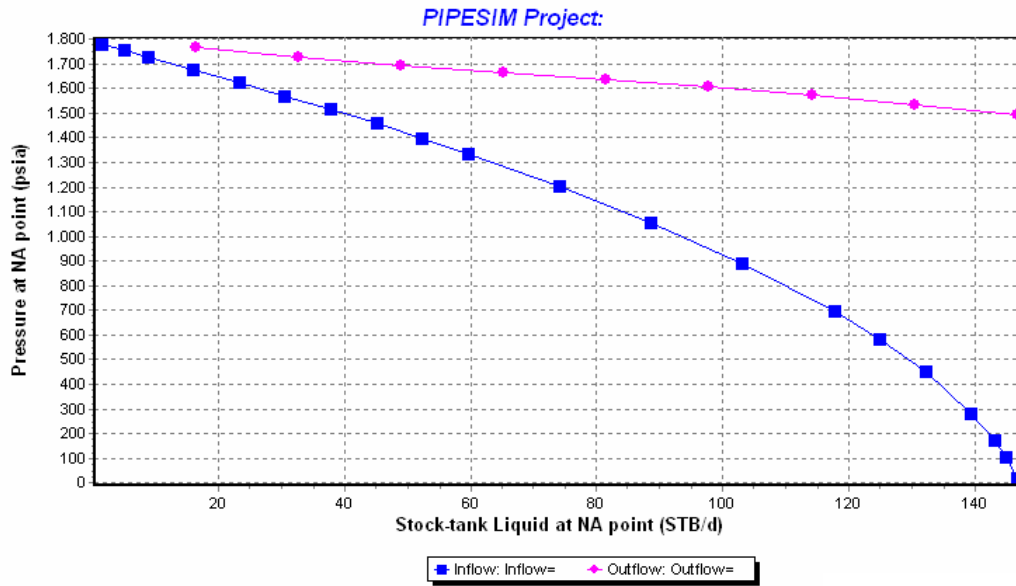
Antes de la implantación del LAG



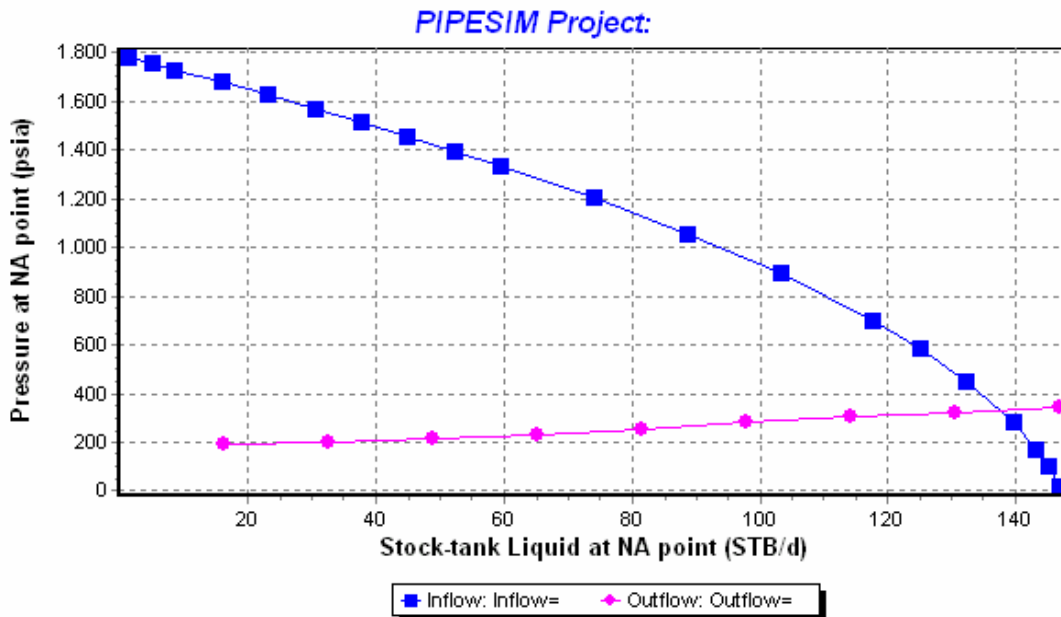
Después de la implantación del LAG

POZO CAR-12

Arena U1M



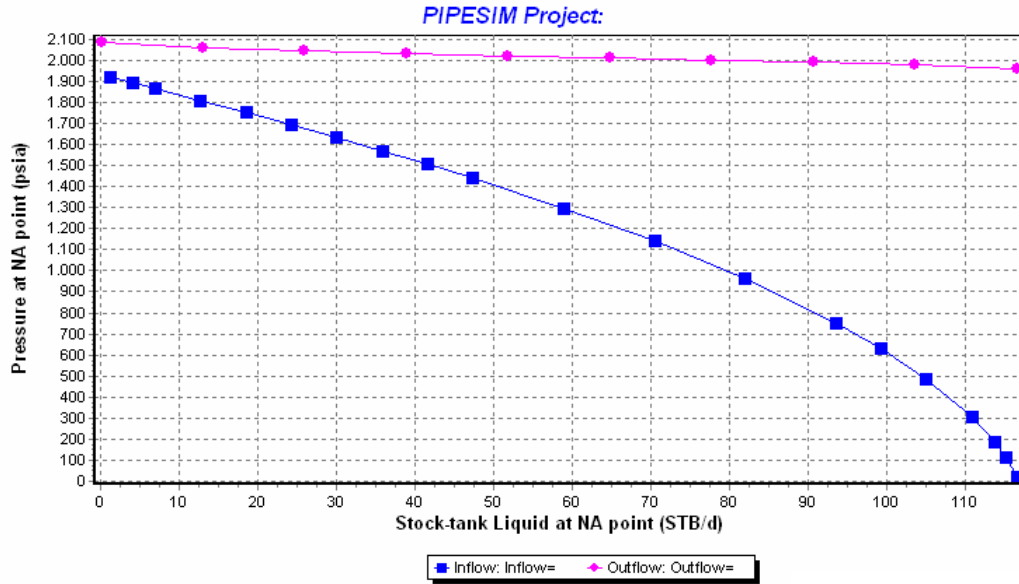
Antes de la implantación del LAG



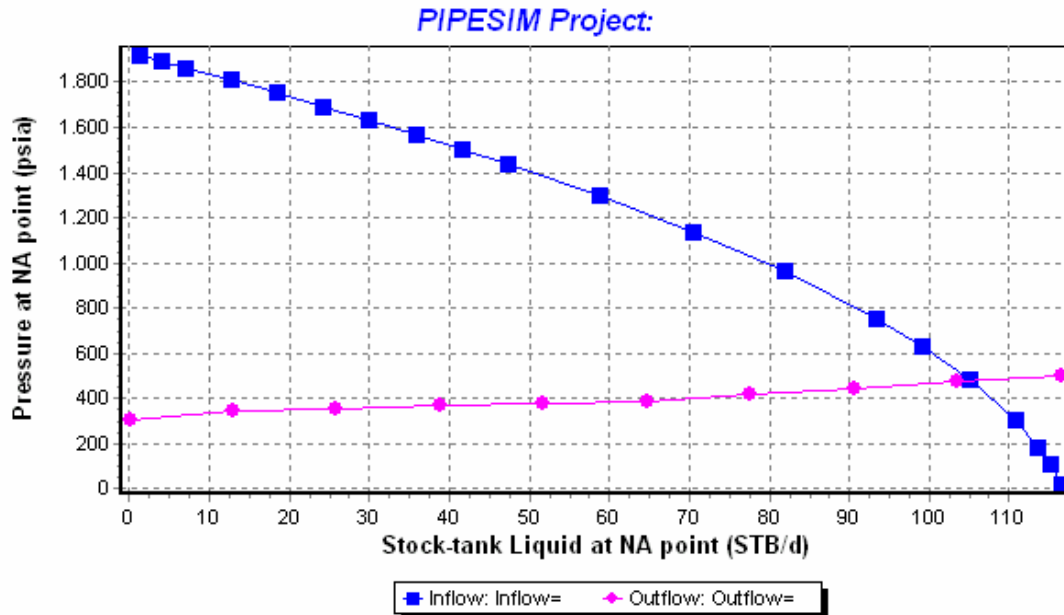
Después de la implantación del LAG

POZO CAR-12

Arena U8



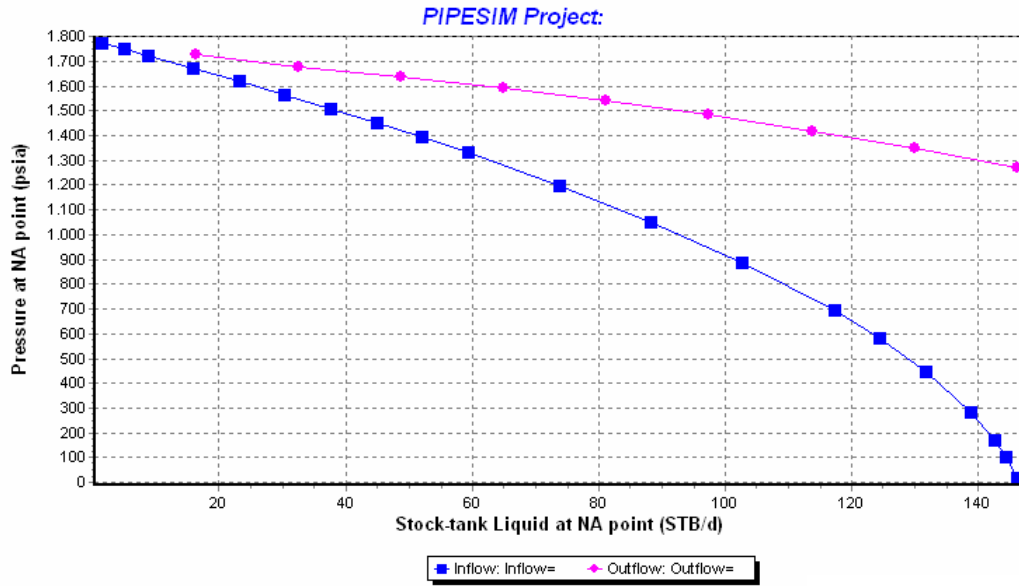
Antes de la implantación del LAG



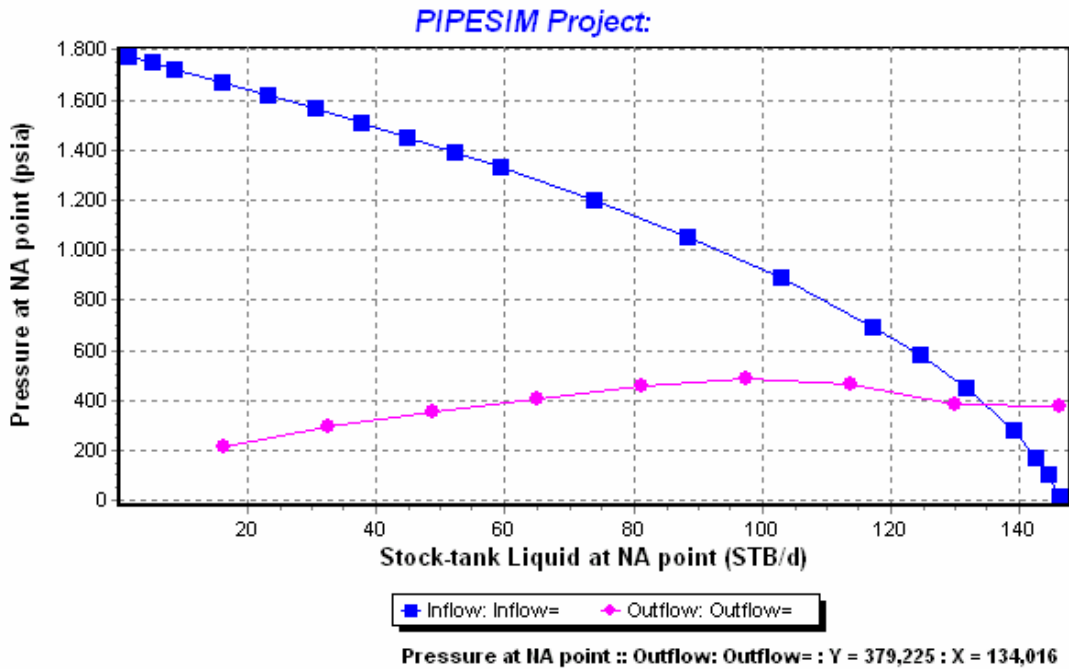
Después de la implantación del LAG

POZO CAR-14

Arena U1L



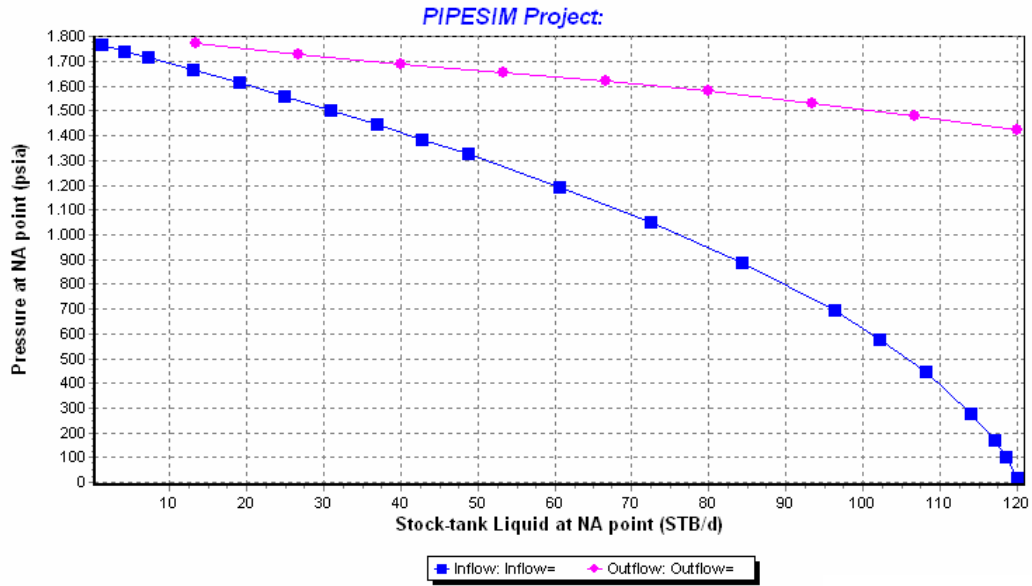
Antes de la implantación del LAG



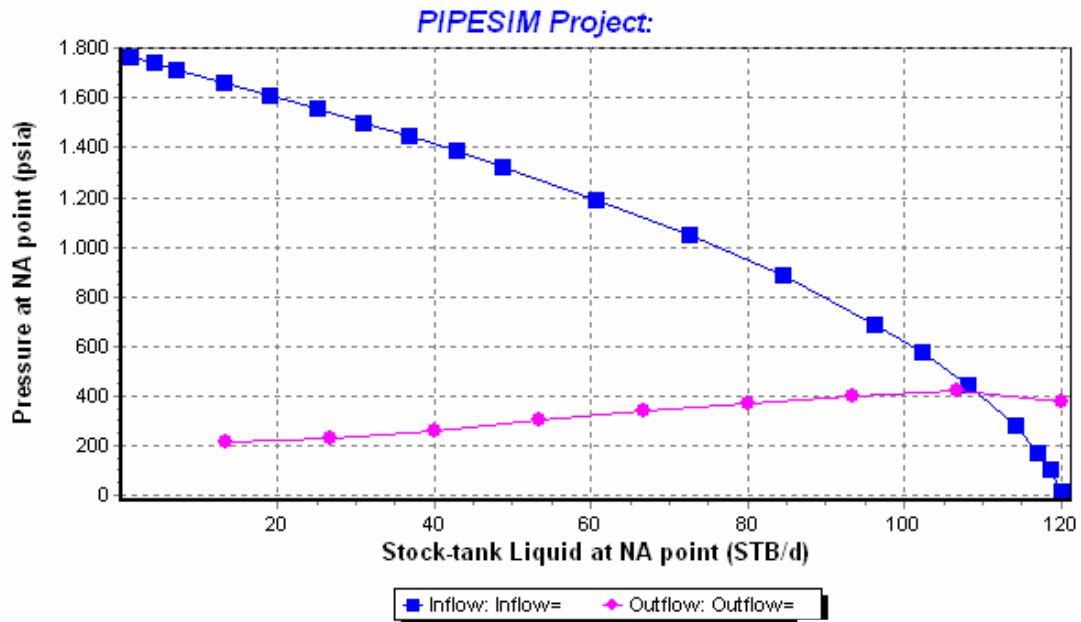
Después de la implantación del LAG

POZO CAR-14

Arena U2M



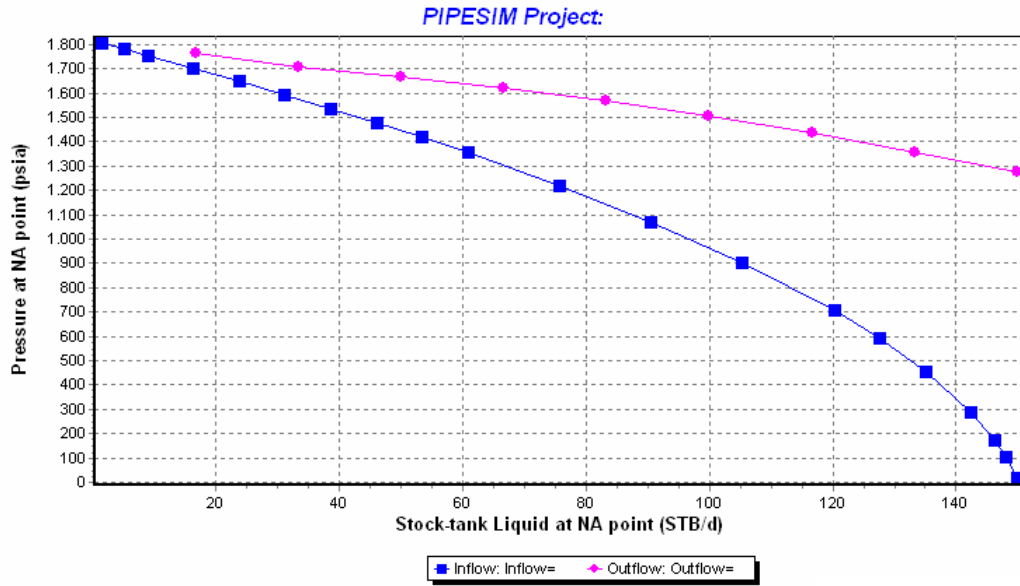
Antes de la implantación del LAG



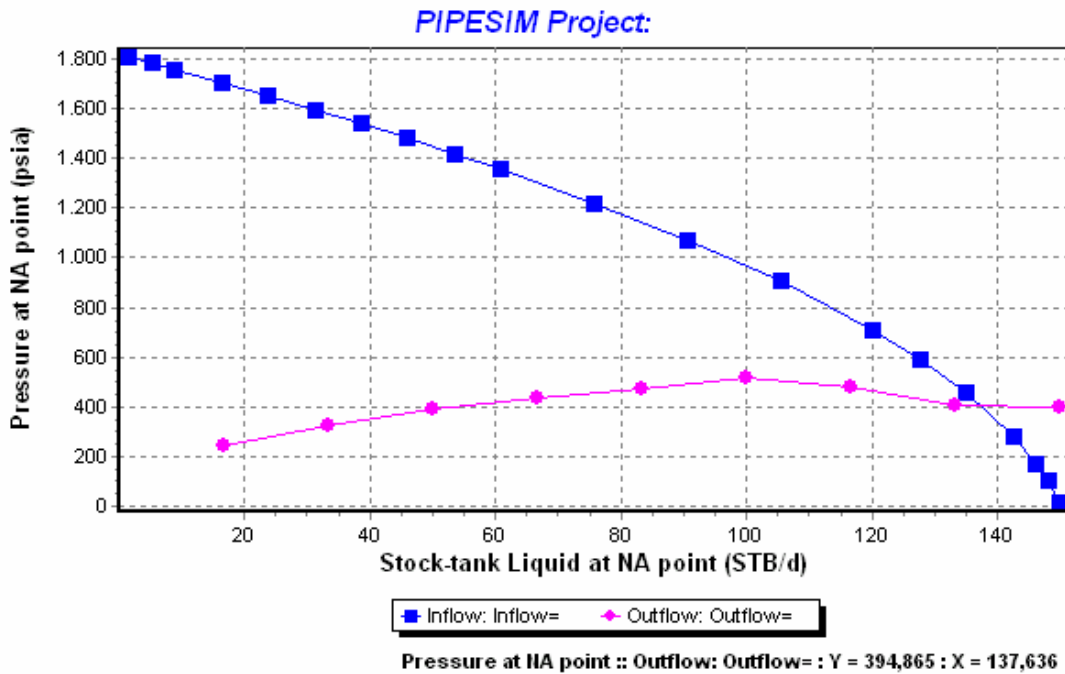
Después de la implantación del LAG

POZO CAR-14

Arena U3



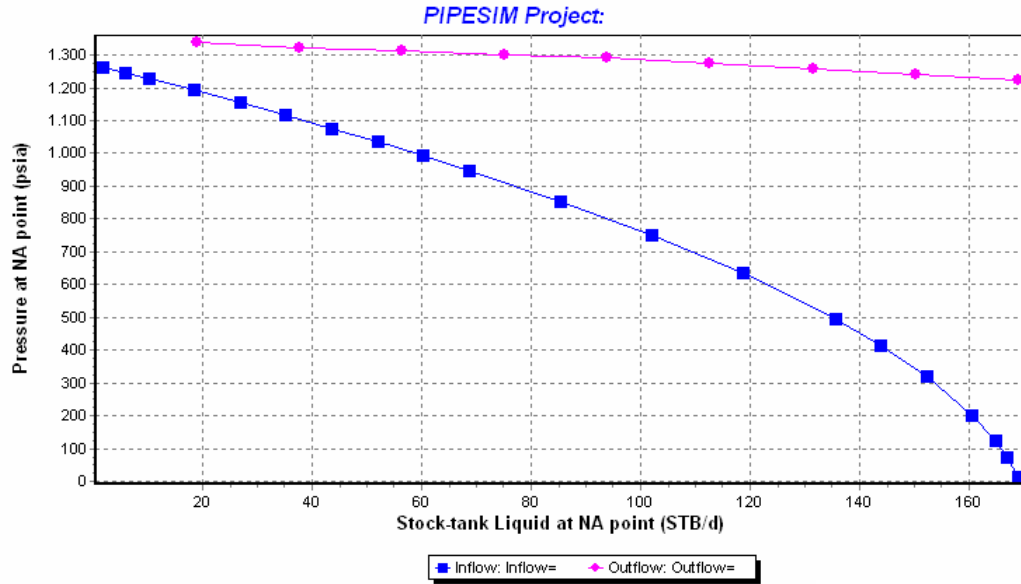
Antes de la implantación del LAG



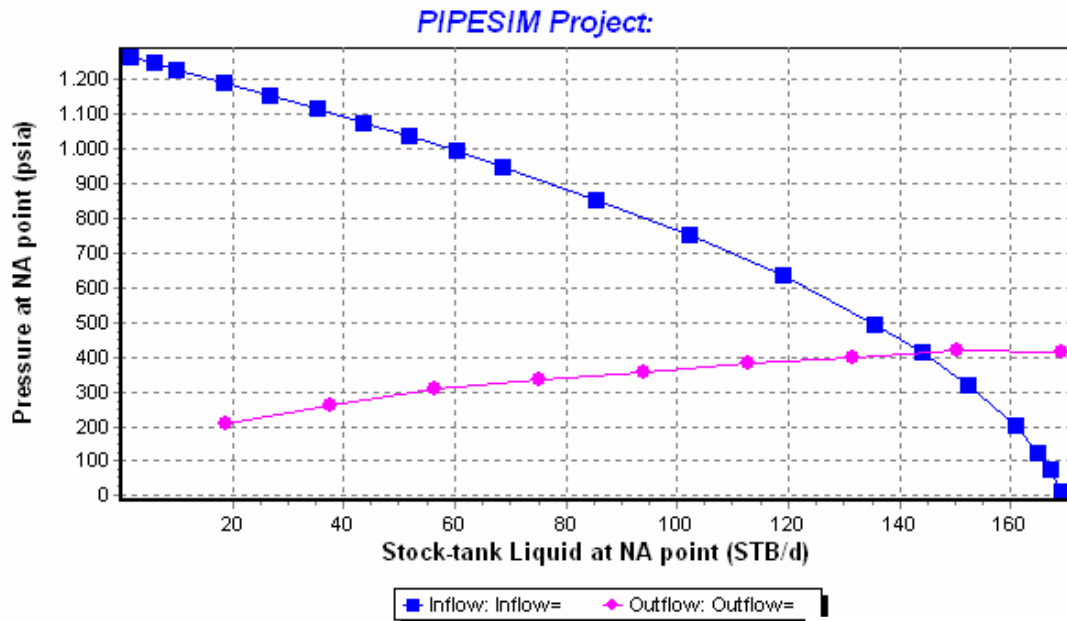
Después de la implantación del LAG

POZO CAR-15

Arena J3U



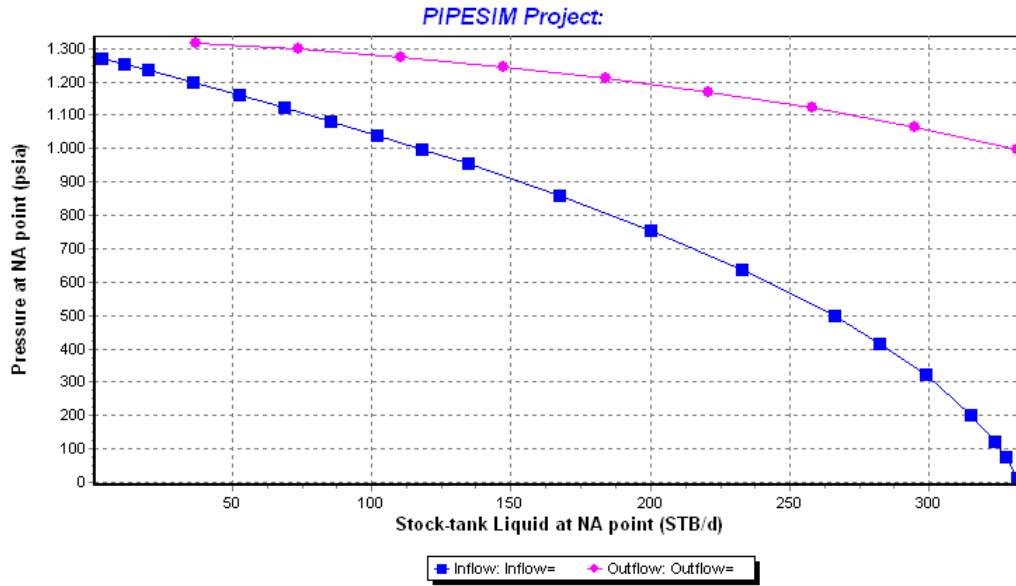
Antes de la implantación del LAG



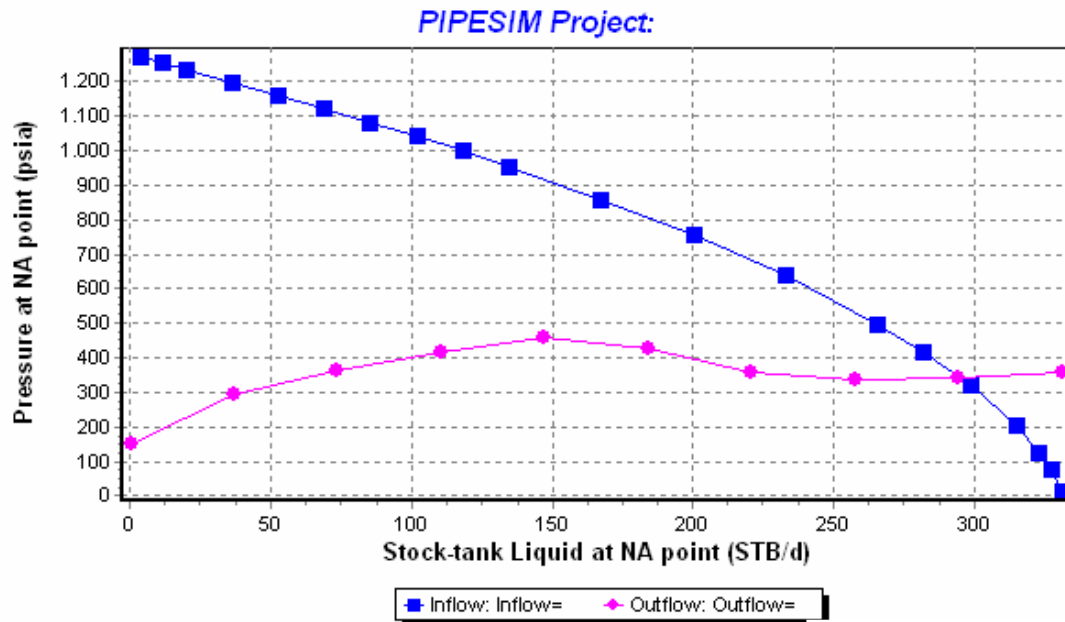
Después de la implantación del LAG

POZO CAR-15

Arena J3M



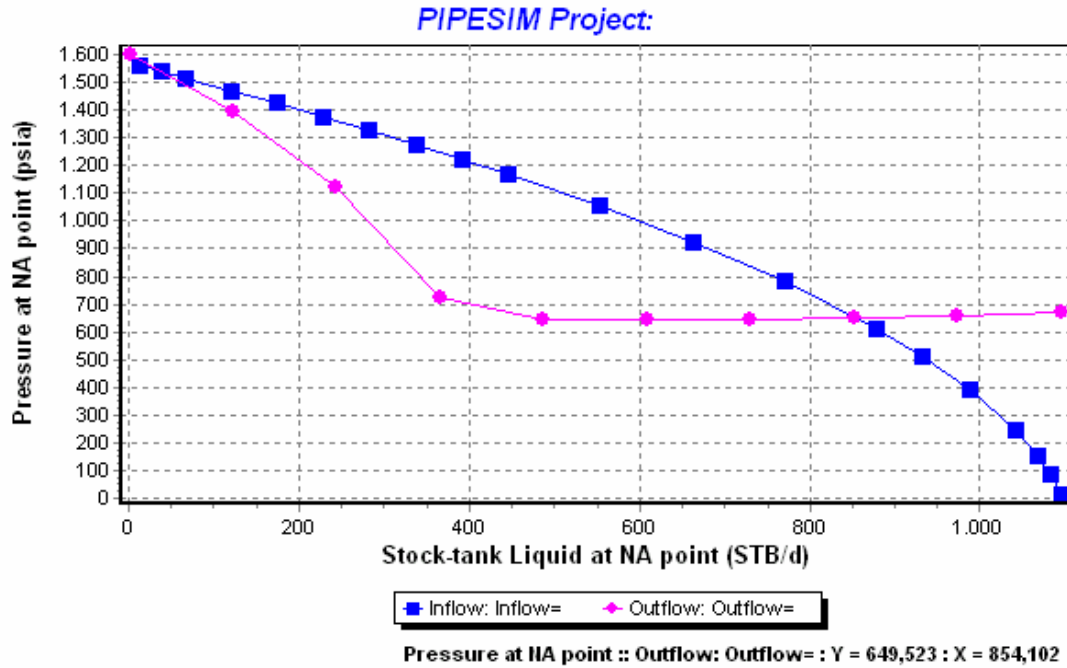
Antes de la implantación del LAG



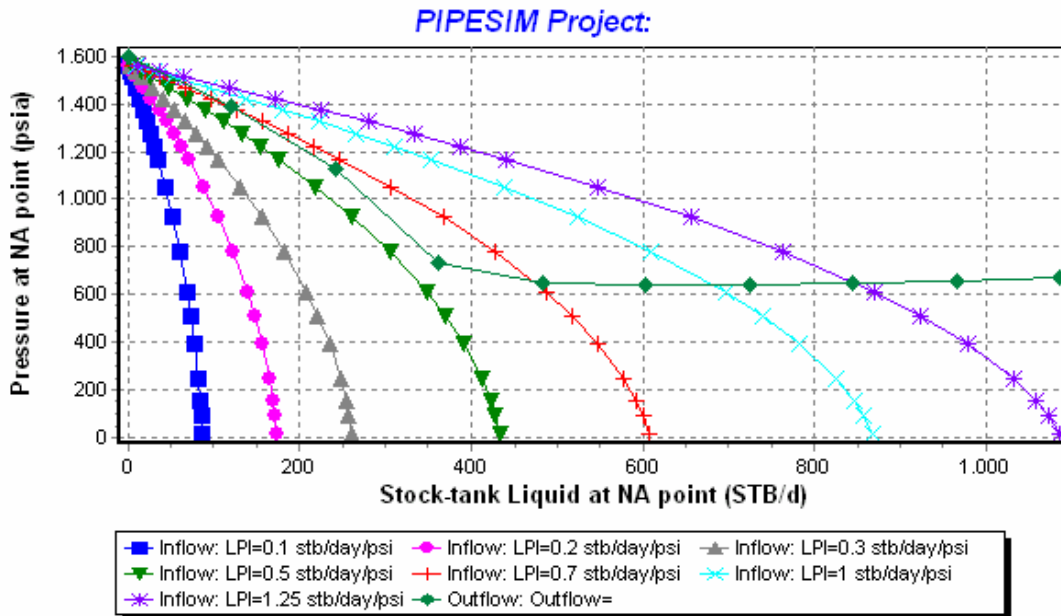
Después de la implantación del LAG

POZO CAR-15

Arena ROM



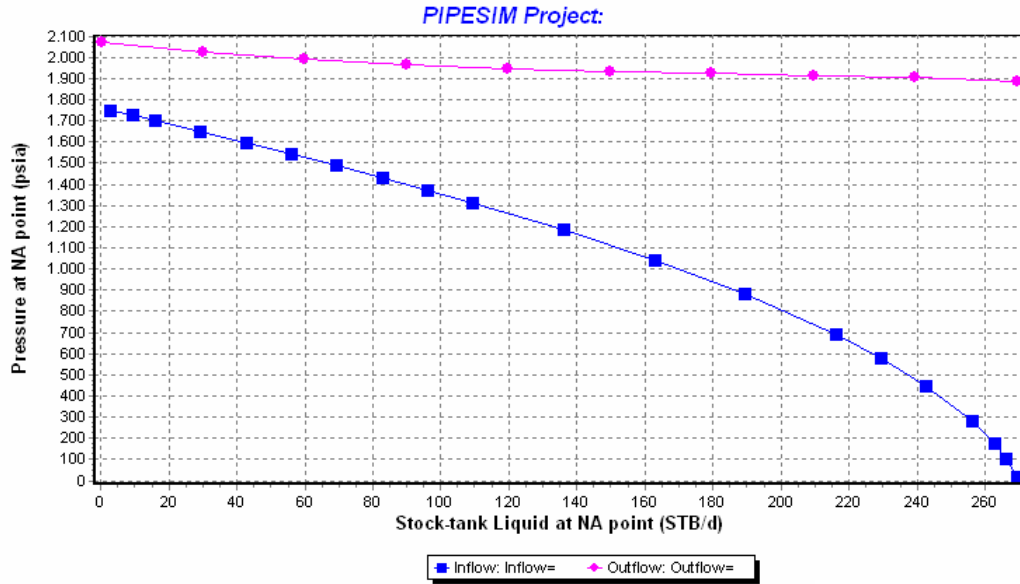
Antes de la implantación del LAG



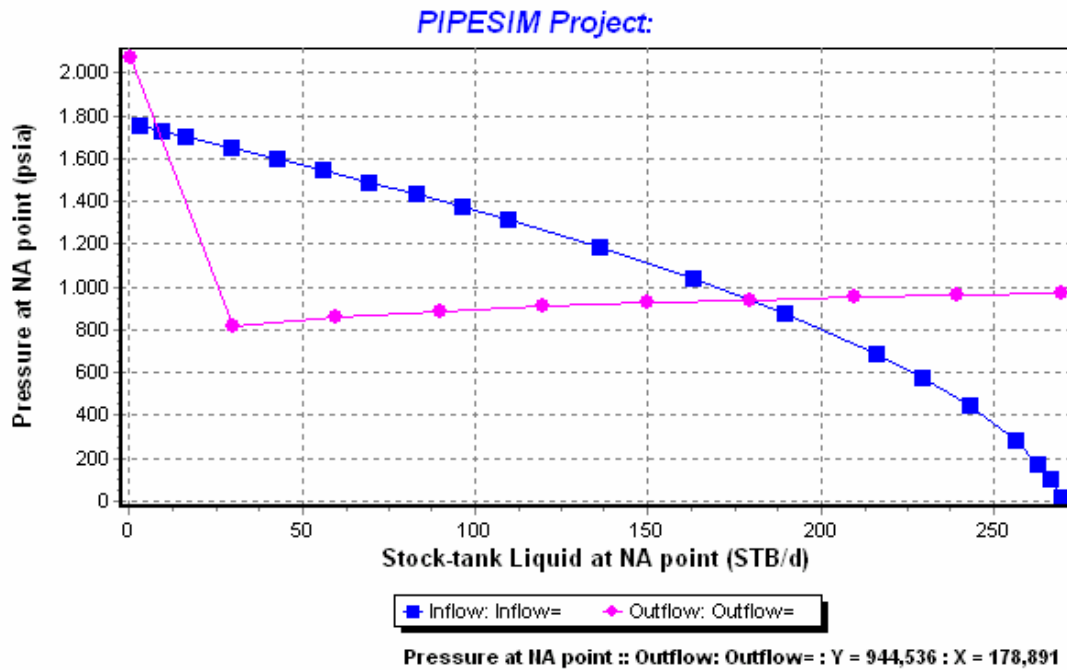
Análisis de sensibilidad al índice de productividad

POZO CAR-15

Arena U1L



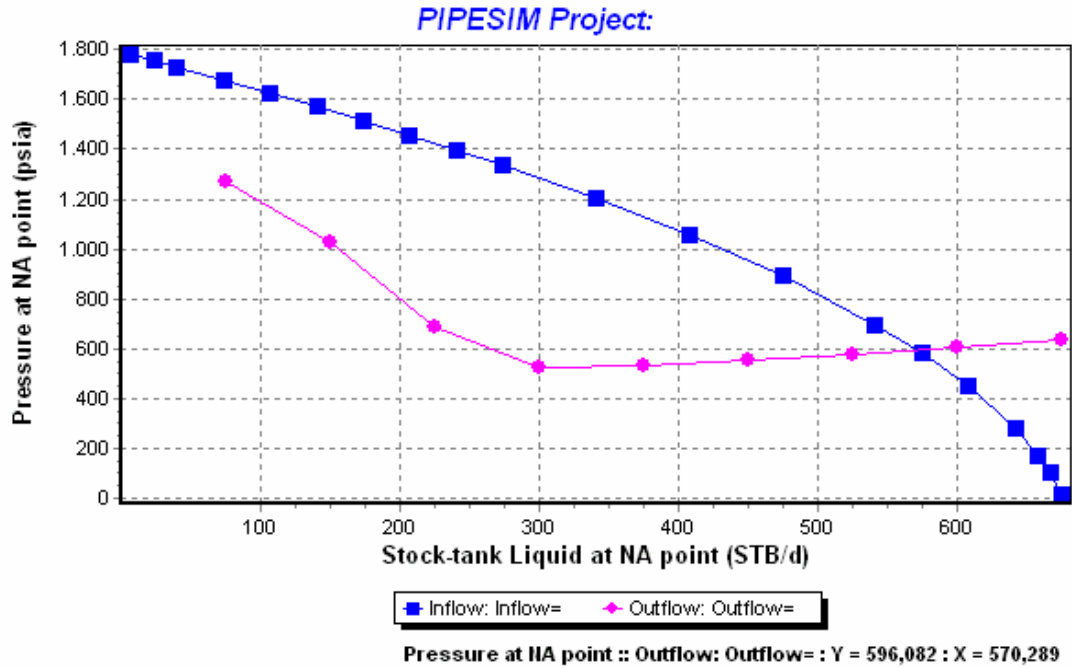
Antes de la implantación del LAG



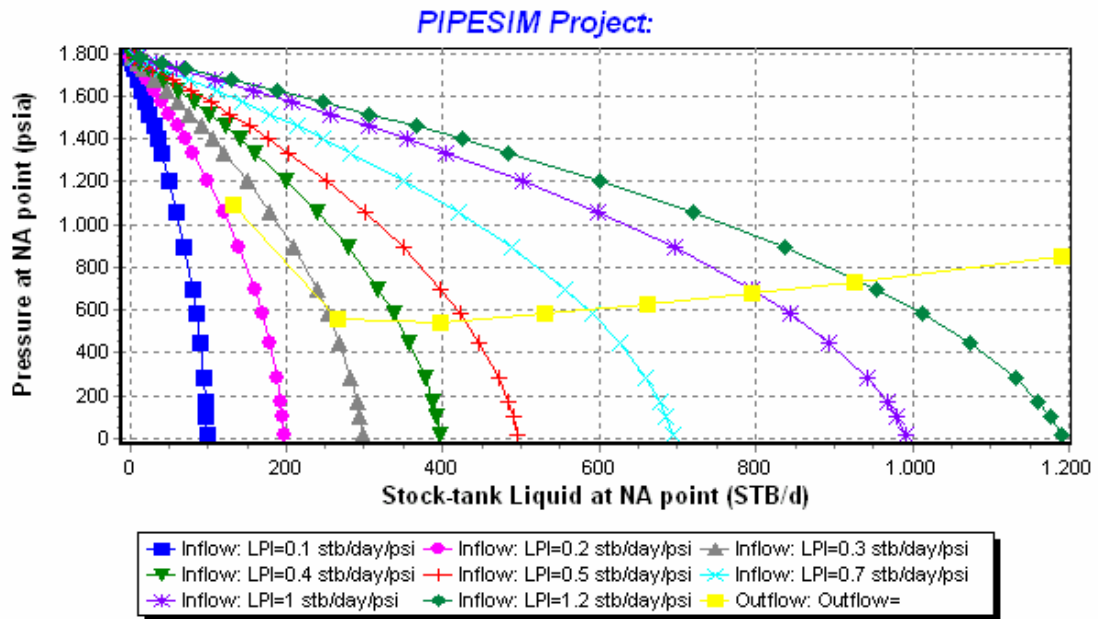
Después de la implantación del LAG

POZO ES-111

Arena U1M



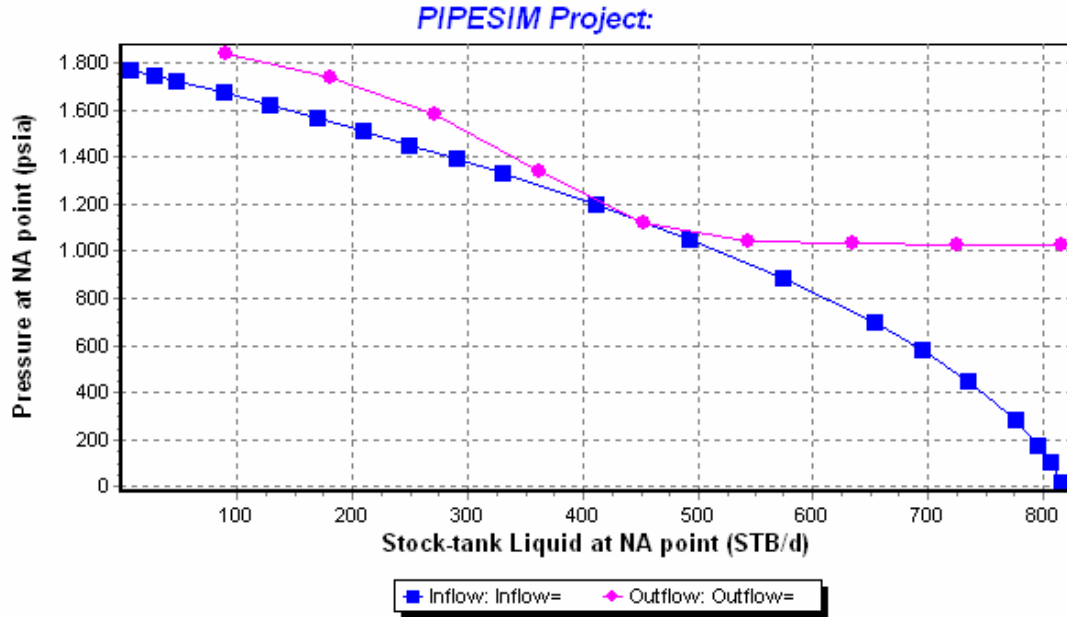
Antes de la implantación del LAG



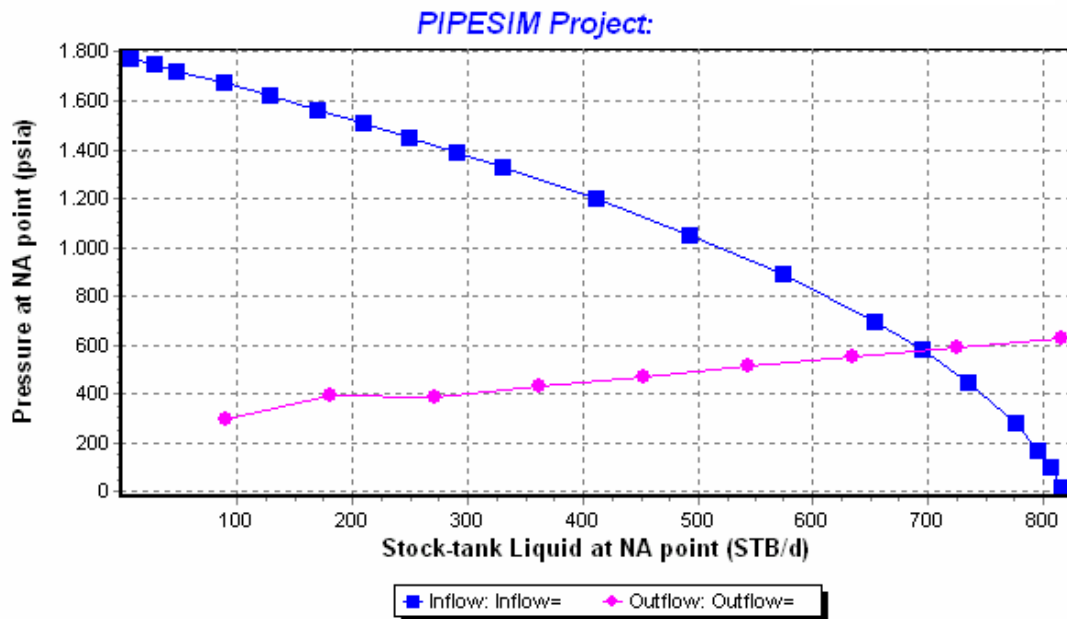
Análisis de sensibilidad al índice de productividad

POZO ES-111

Arena U1L



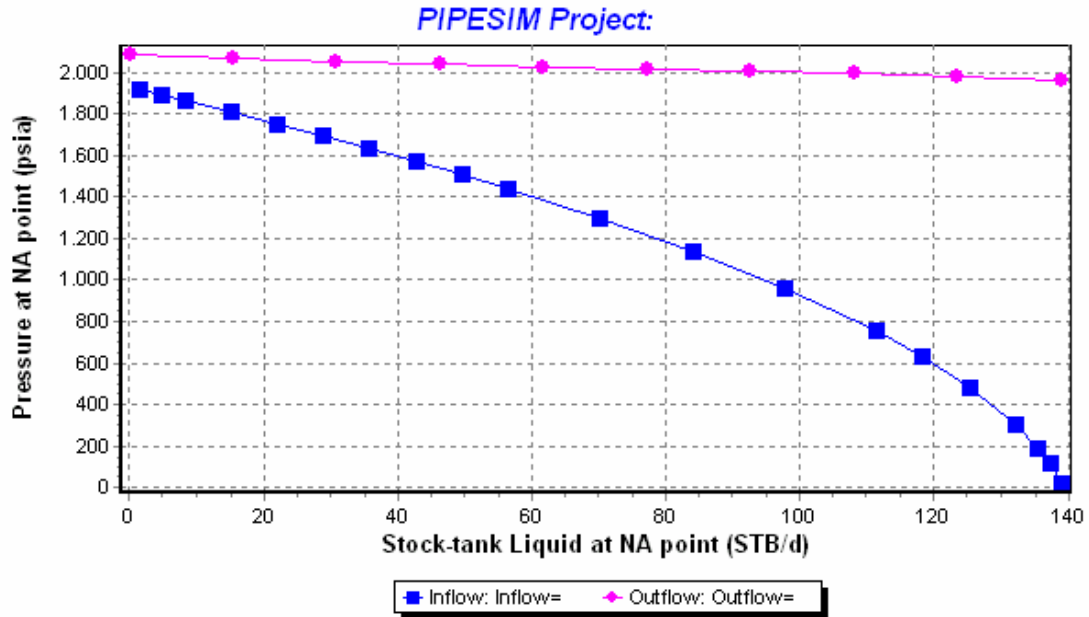
Antes de la implantación del LAG



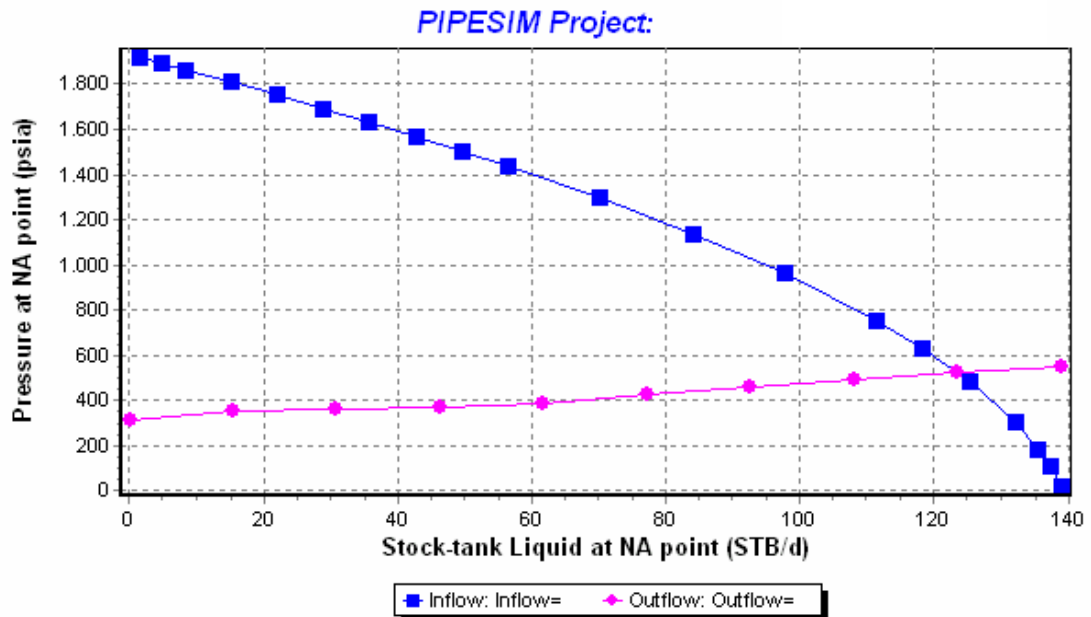
Después de la implantación del LAG

POZO ES-111

Arena U8U



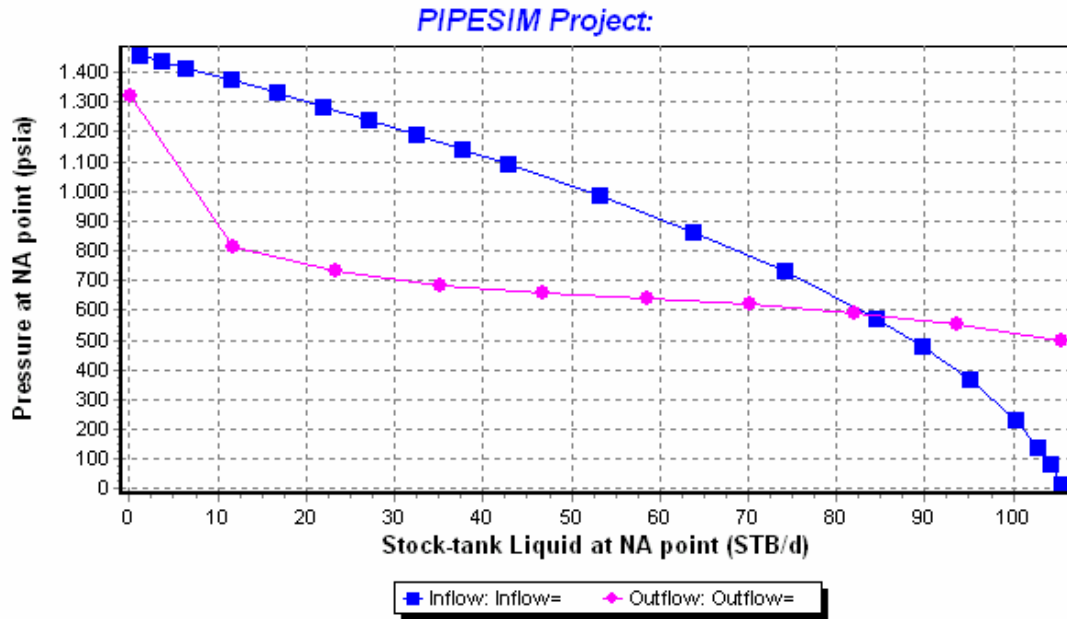
Antes de la implantación del LAG



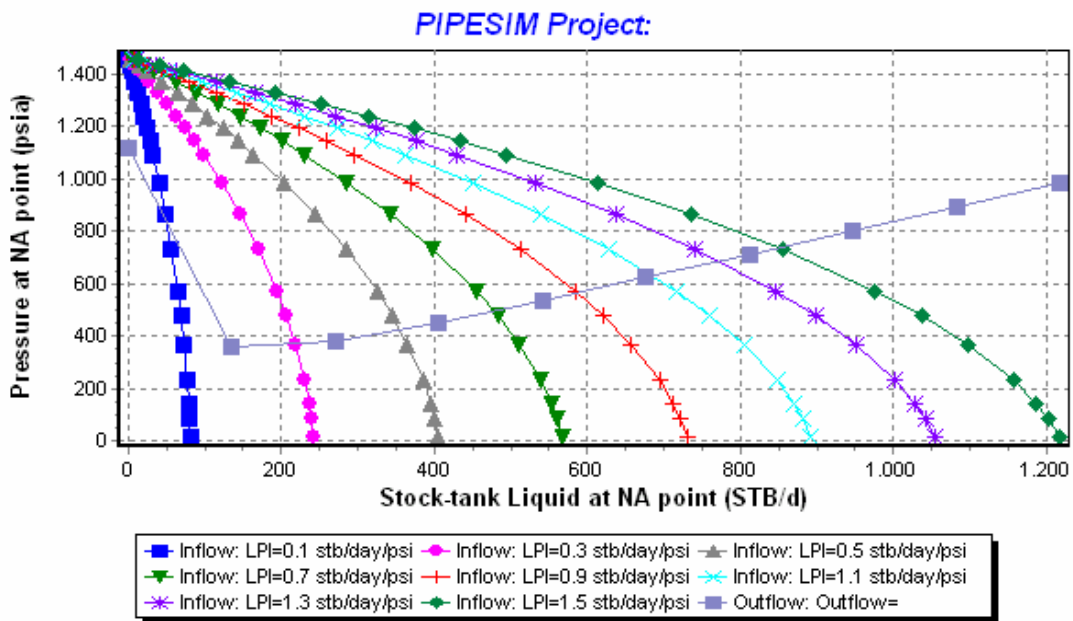
Después de la implantación del LAG

POZO ES-112

Arena M4



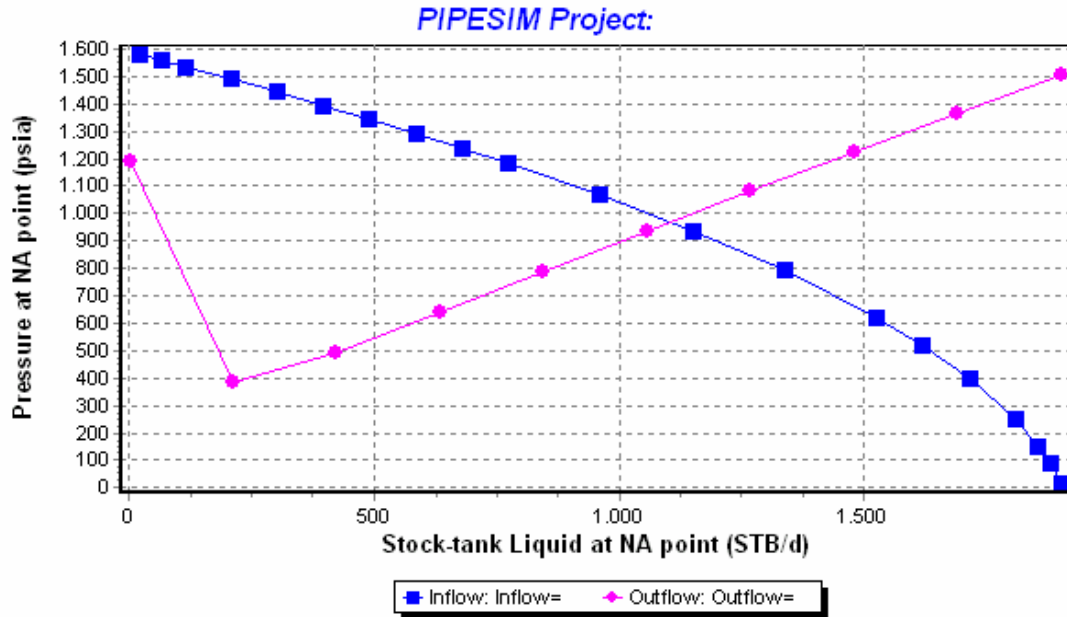
Antes de la implantación del LAG



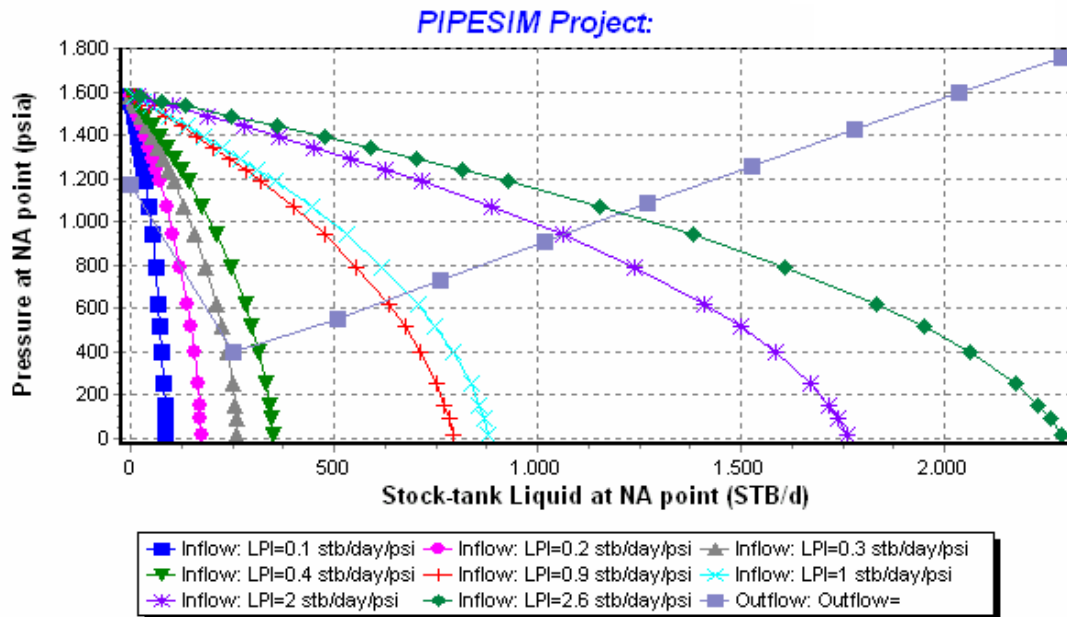
Análisis de sensibilidad al índice de productividad

POZO ES-112

Arena ROL



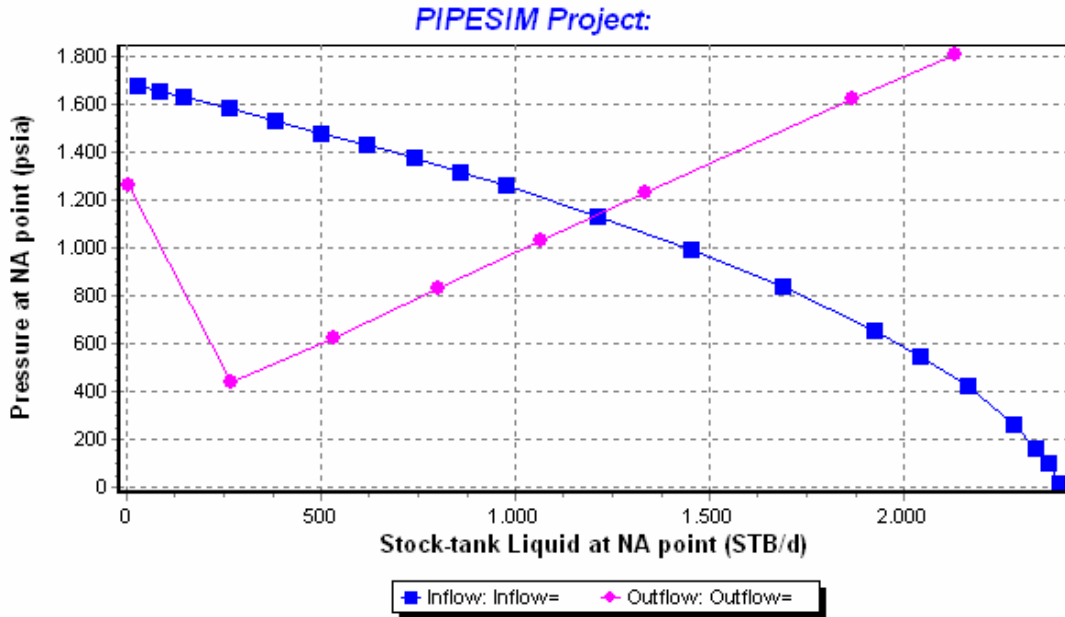
Antes de la implantación del LAG



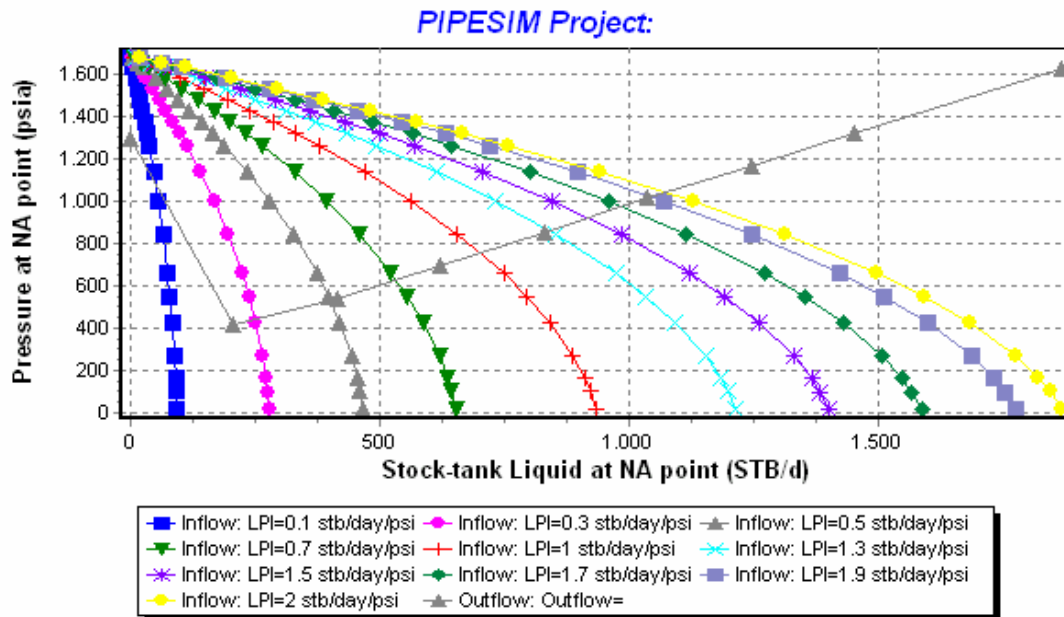
Análisis de sensibilidad al índice de productividad

POZO ES-112

Arena R3L



Antes de la implantación del LAG



Análisis de sensibilidad al índice de productividad



GÉNERO DE COORDINACIÓN OPERACIONAL ORIENTADO
 SUPERINTENDENCIA DE TRATAMIENTO Y CALIDAD DE CRUDO
 CENTRO DE ANÁLISIS SAN TOMÉ

INFORME DE ENSAYO-GAS
 GAS - 2002 - 117

CLIENTE: CONVENIO PETROUCV / PDVSA
 REQUERIDO POR: JOSÉ LOROIMA
 IDENTIFICACIÓN DE LA MUESTRA: POZO ES-386 (ESTACION SOCEF-1)
 SITIO DE MUESTREO: SALIDA DEL SEPARADOR DE PRUEBA, MEDIDOR # 100.
 FECHA Y HORA DE MUESTREO: 26-08-2002 / 11:20 AM
 FECHA ENTRADA: 26/08/2002
 FECHA INICIO ENSAYO: 27-08-2002
 FECHA CULMINACIÓN ENSAYO: 27/08/2002
 FECHA EMISIÓN INFORME: 02/09/2002

DETERMINACIONES

RESULTADO DE ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO ASTM D 1945:81

COMPONENTES	% VOL. MOLAR	CONTENIDO DE LIQUIDOS (GPM)
N2	0,097	-
CO2	10,707	-
METANO	85,830	-
ETANO	1,373	-
PROPANO	0,155	0,043
I-BUTANO	1,168	0,381
N-BUTANO	0,097	0,030
I-PENTANO	0,124	0,045
N-PENTANO	0,041	0,015
HEXANOS	0,115	0,047
HEPTANOS	0,153	0,070
OCTANOS	0,086	0,044
NONANOS +	0,056	0,033

CONDICIONES DE LA MUESTRA: PRESIÓN(PSI): 46 TEMP(°F): 100
 H2S(ppm): 8 PTO.DE ROCÍO (°F): 89,4 HUMEDAD DEL GAS (LBS/MMP3): 359,4

CARACTERÍSTICAS CALCULADAS A PARTIR DE RESULTADO CROMATOGRÁFICOS

GRAVEDAD ESPECÍFICA:	0,700	GPM TOTAL (C3+):	0,709
PESO MOLECULAR (LB/MOL):	20,270	PRESIÓN DE VAPOR (PSI):	4303,698
TEMP. PSEUDOCRÍTICA (°F):	-83,136	BTU/PC (BRUTO):	966,183
PRESIÓN PSEUDOCRÍTICA (PSI):	646,538	BTU/PC (NETO):	872,072

CONDICIONES AMBIENTALES:

TEMPERATURA:	25 °C
HUMEDAD RELATIVA:	84 %
PRESIÓN BAROMÉTRICA:	741 mmHg

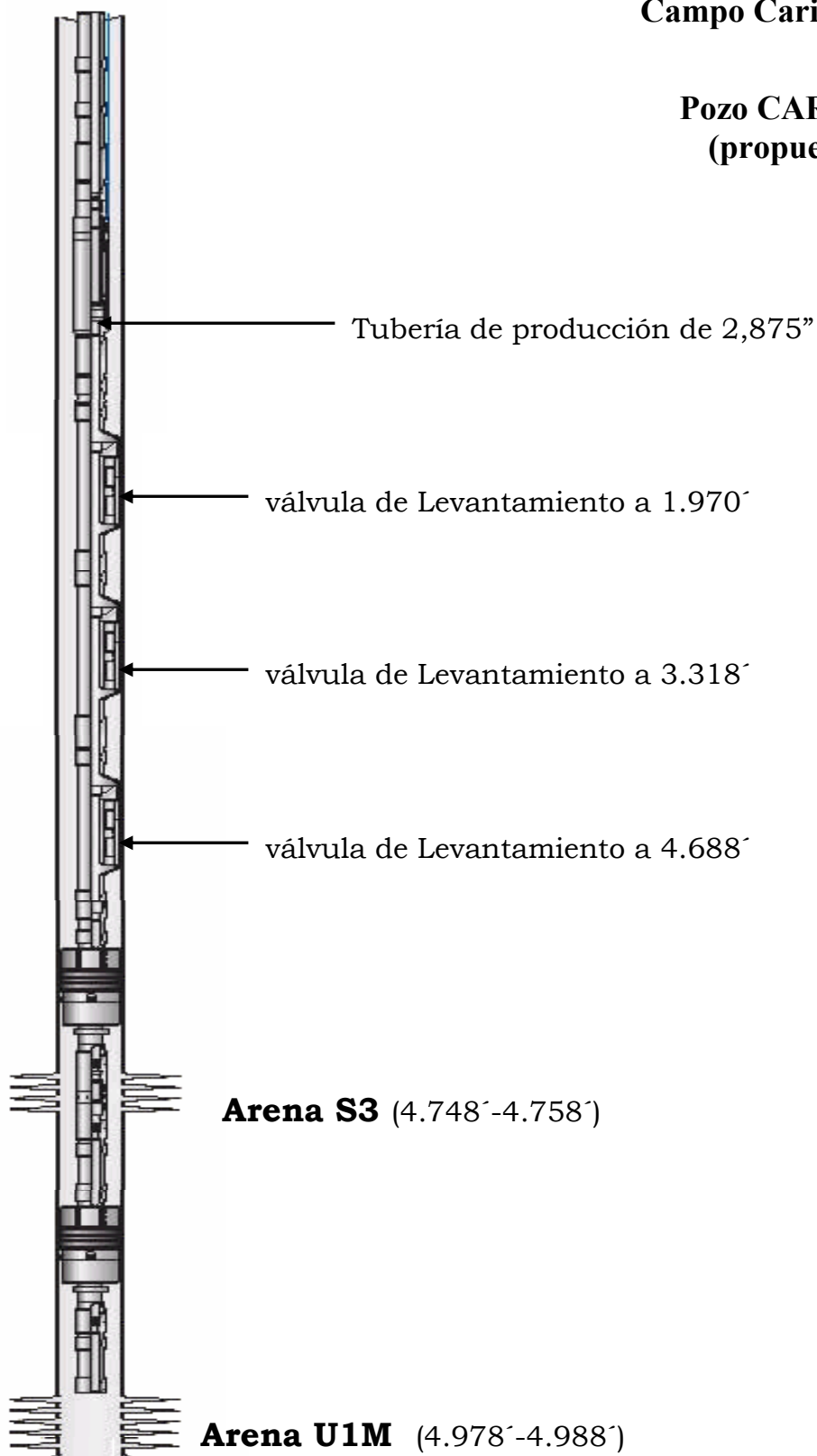
OBSERVACIONES:

REALIZADO POR: M. VIZCAINO / M. LARA TEC. LABORATORIO	* ESTE INFORME CUMPLE LO ESTABLECIDO EN EL APARTE 5.10.2 DE LA NORMA ISO/IEC 17025:1999. * LOS RESULTADOS SE REFIEREN ÚNICAMENTE A LA MUESTRA IDENTIFICADA. * SE PROHIBE LA REPRODUCCIÓN DE ESTE DOCUMENTO SIN LA AUTORIZACIÓN DEL LABORATORIO	CÓDIGO CASTM-F-E-03 FECHA EMISIÓN MAY/17/2002 EDICIÓN PAG. 1 1 de 1
REVISADO POR: SUP. DE LABORATORIO		

DIRECCIÓN: CENTRO DE ANÁLISIS SAN TOMÉ, CAMPO NORTE, SAN TOMÉ, EDO. ANZOATEGUI
 TLF: 0283-2302027, 0283-2302026. TLF. PDVSA 82027, 82026
 FORMATO PROVISIONAL PARA LA INTEGRACIÓN DEL SOFTWARE STARLIMS

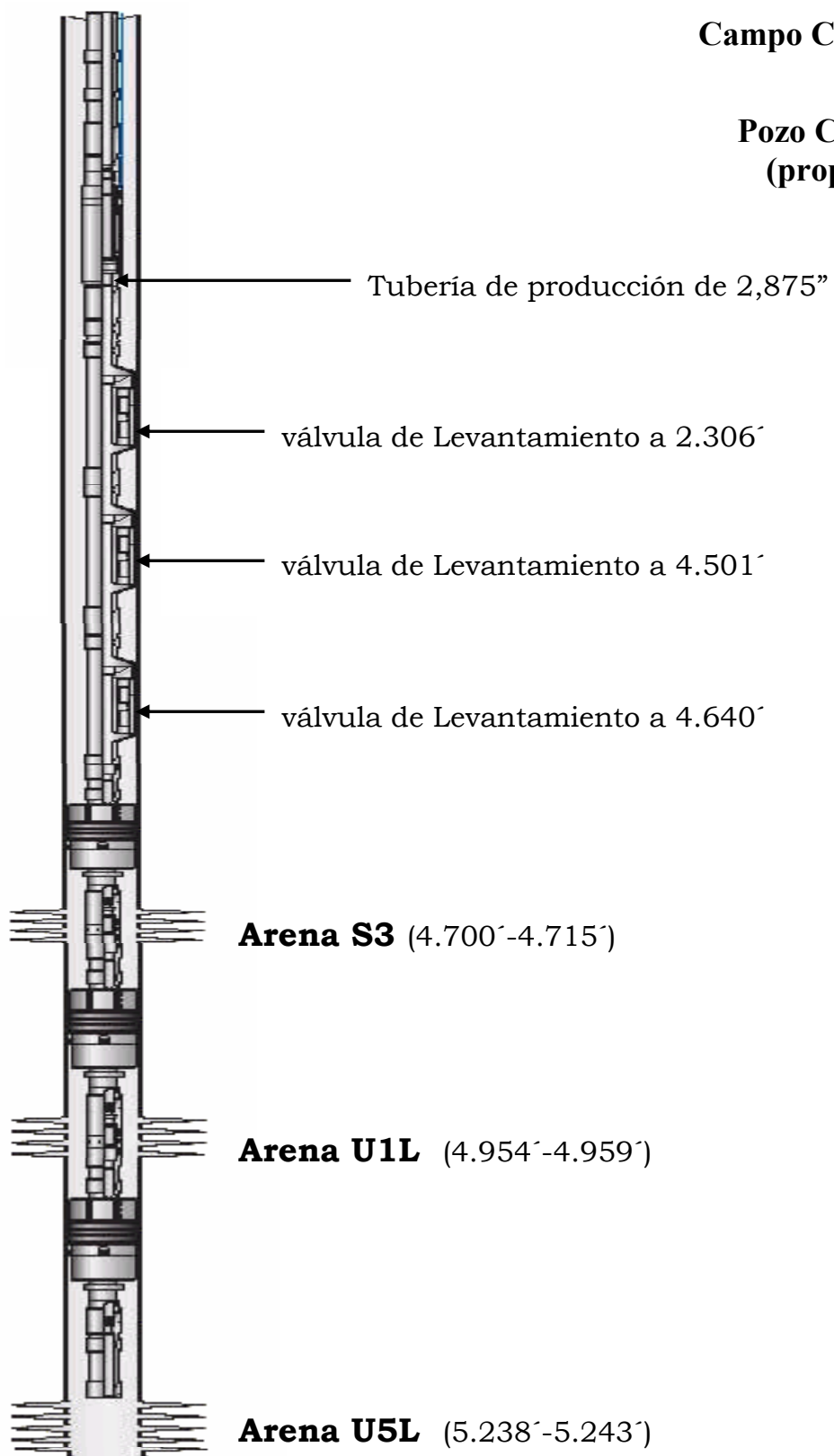
Campo Caricari

**Pozo CAR-03
(propuesta)**



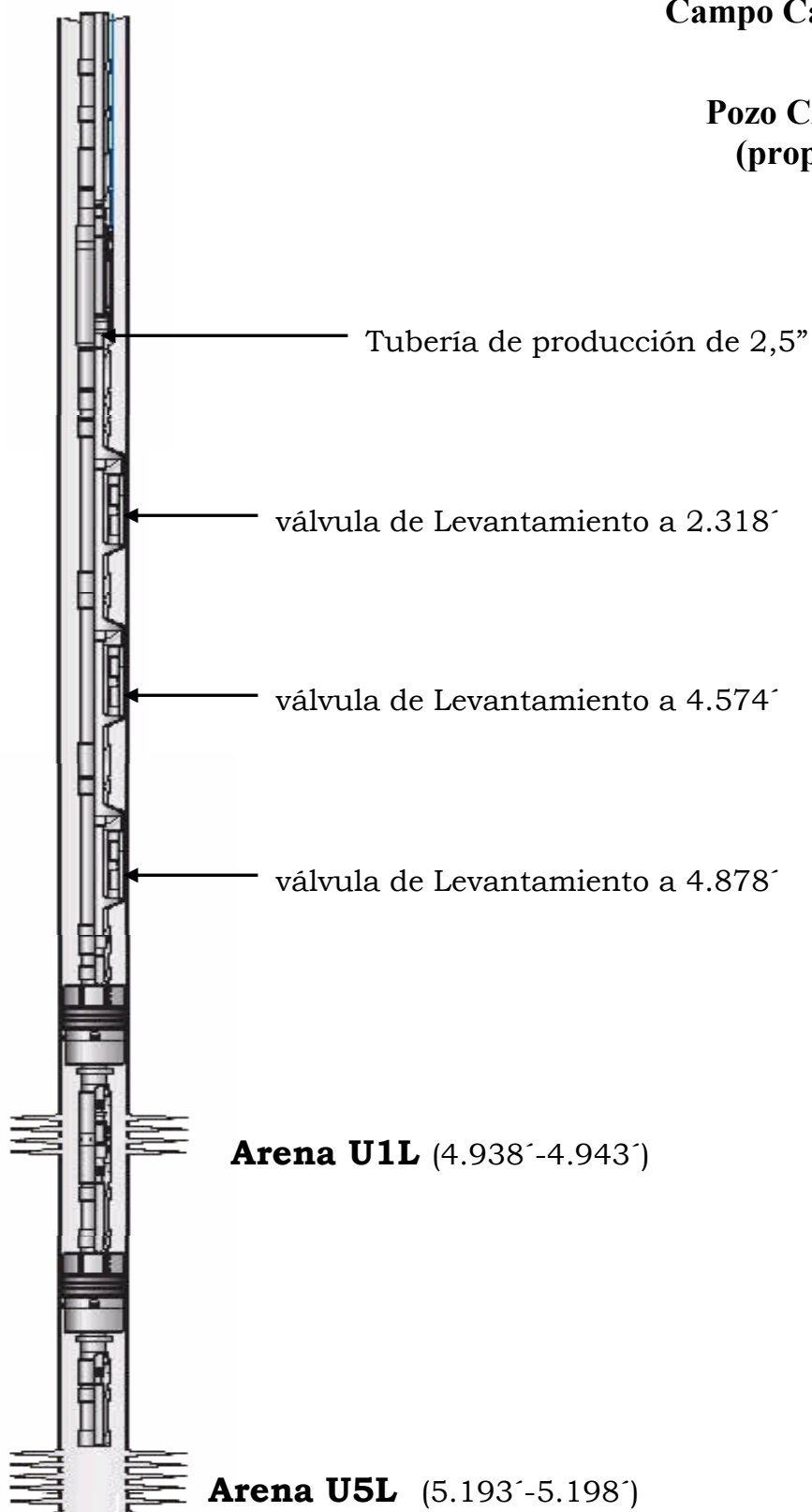
Campo Caricari

**Pozo CAR-07
(propuesta)**



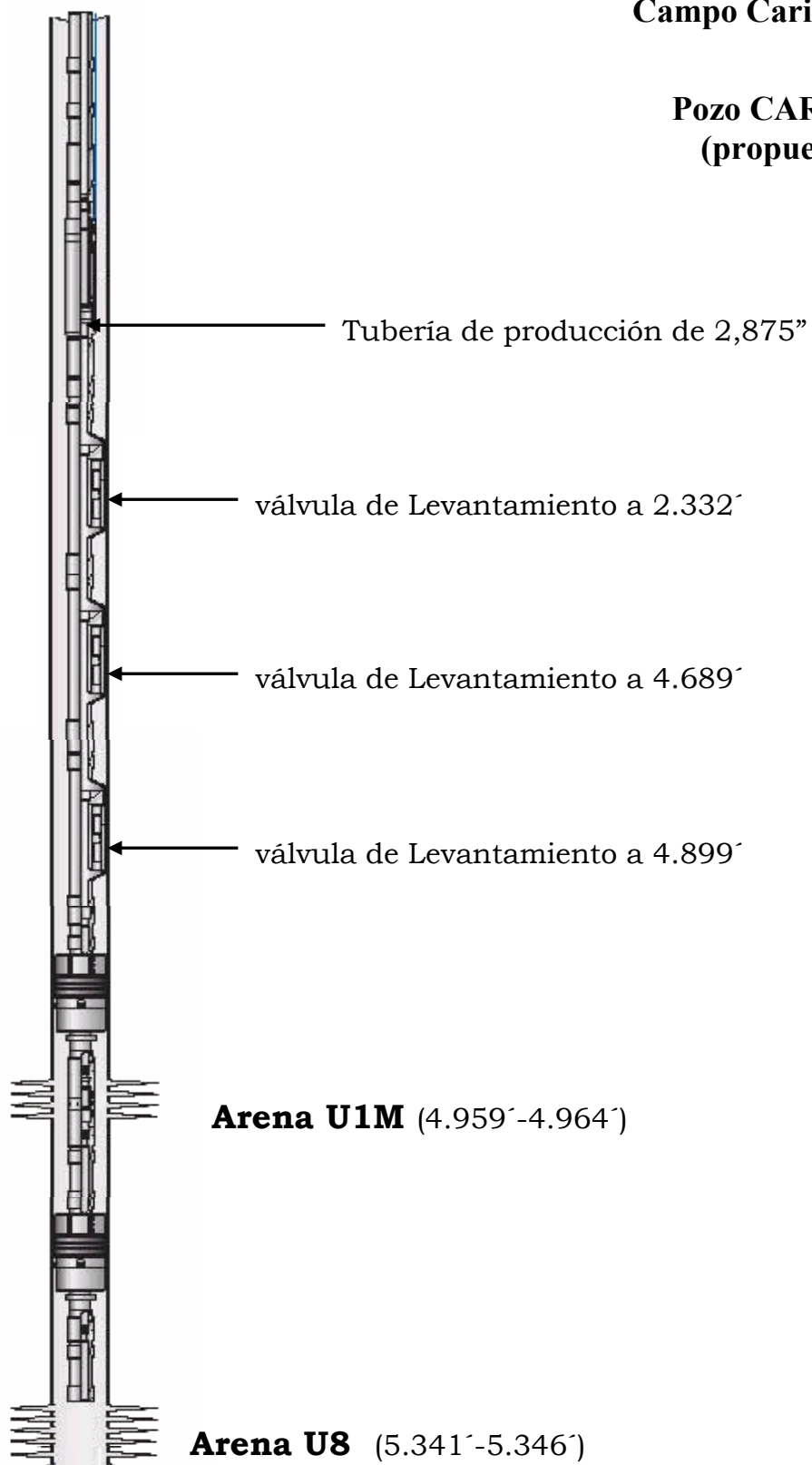
Campo Caricari

**Pozo CAR-10
(propuesta)**



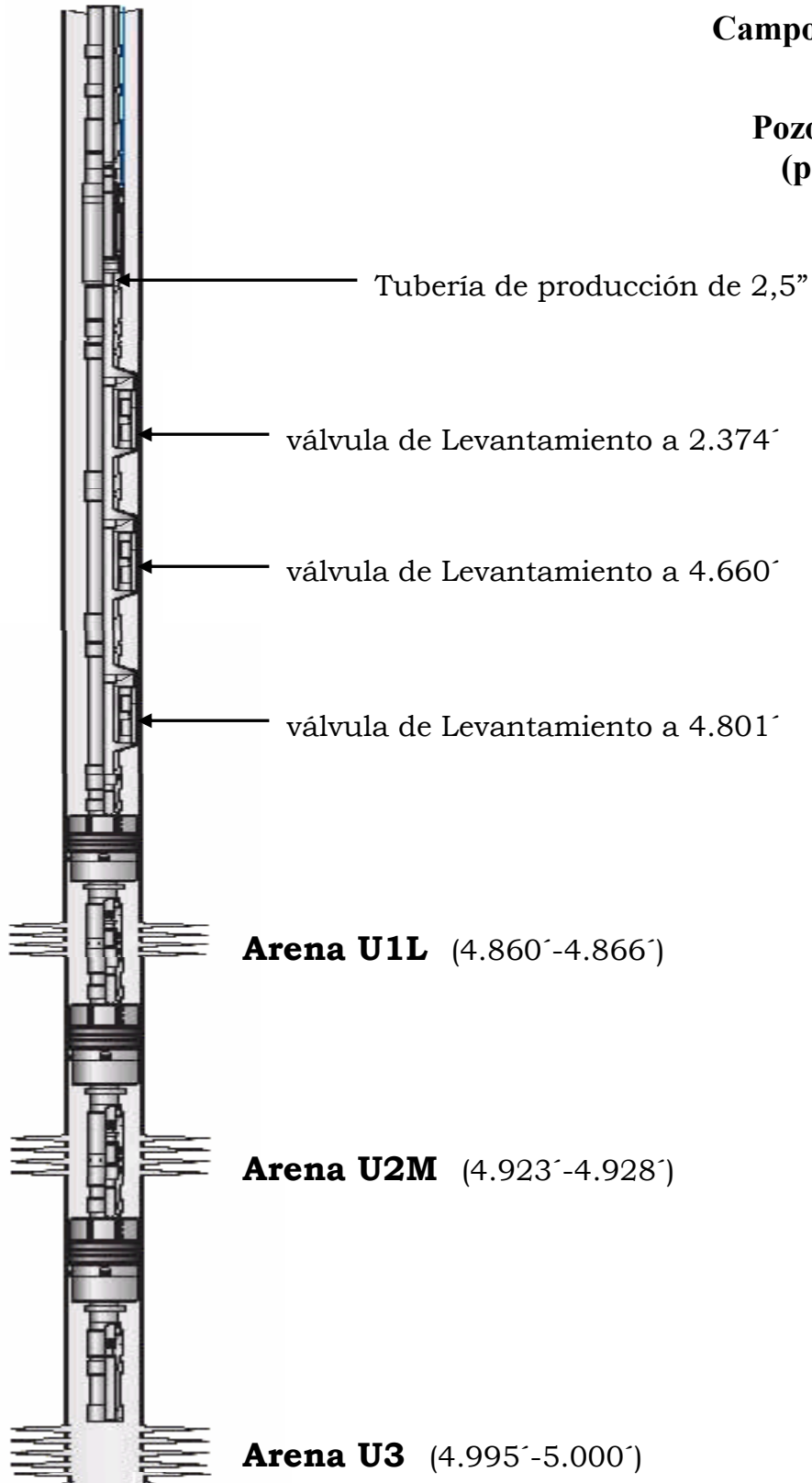
Campo Caricari

**Pozo CAR-12
(propuesta)**



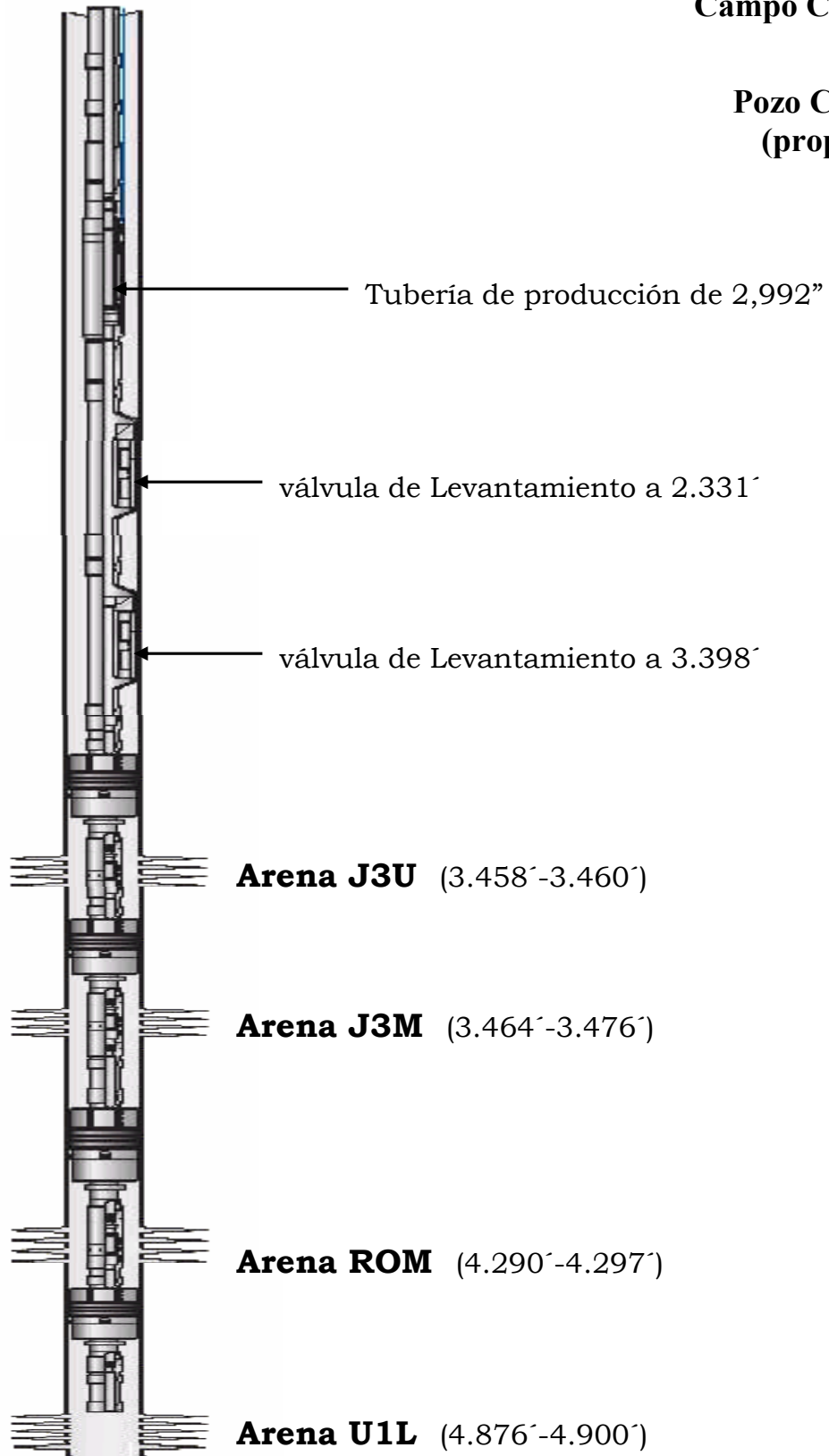
Campo Caricari

**Pozo CAR-14
(propuesta)**



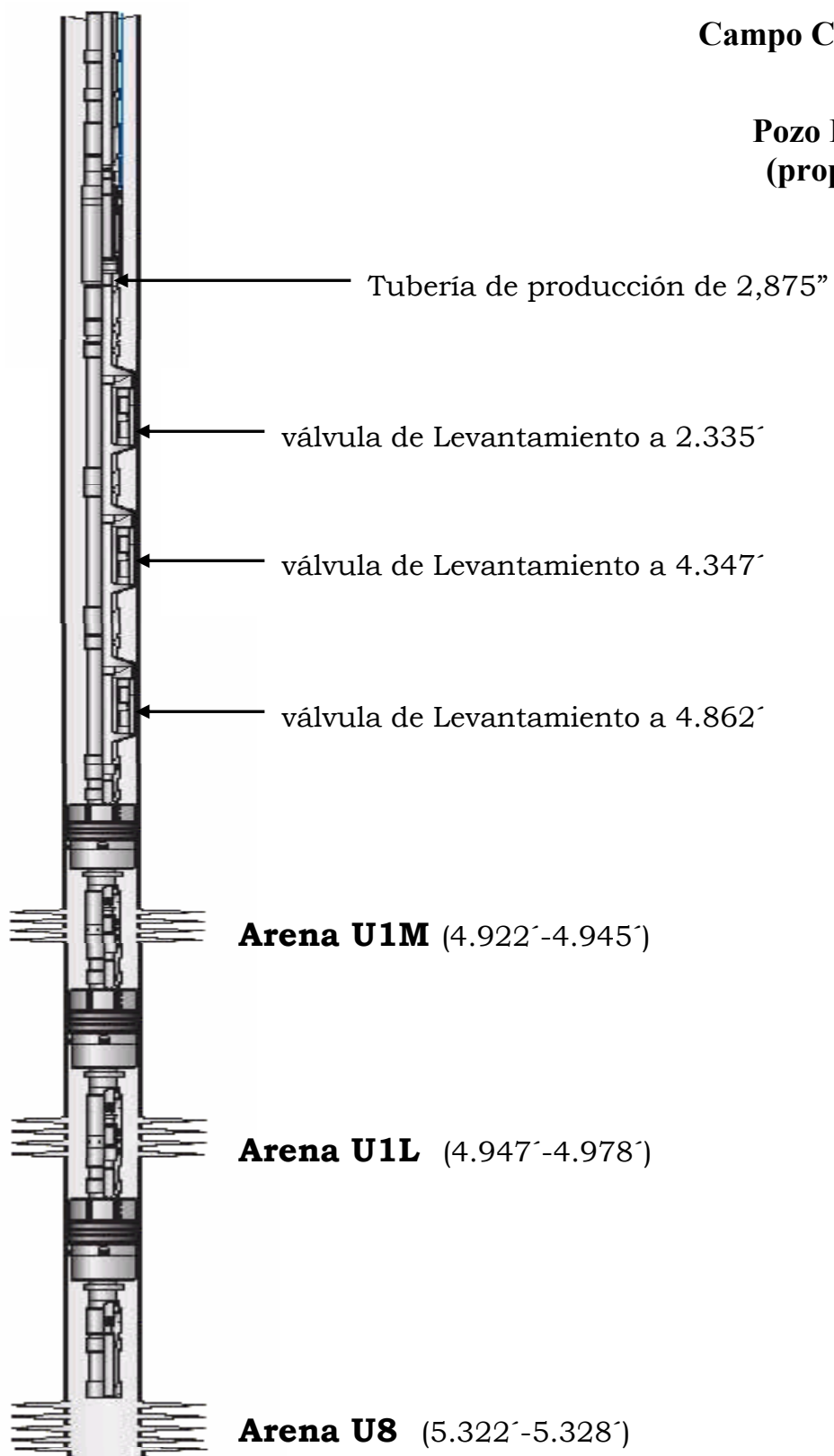
Campo Caricari

**Pozo CAR-15
(propuesta)**

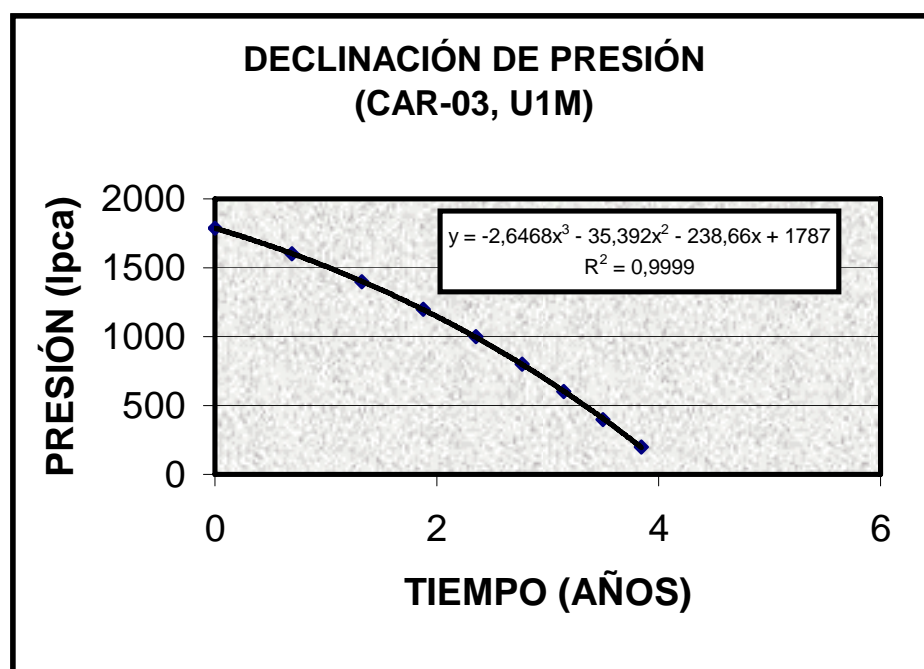
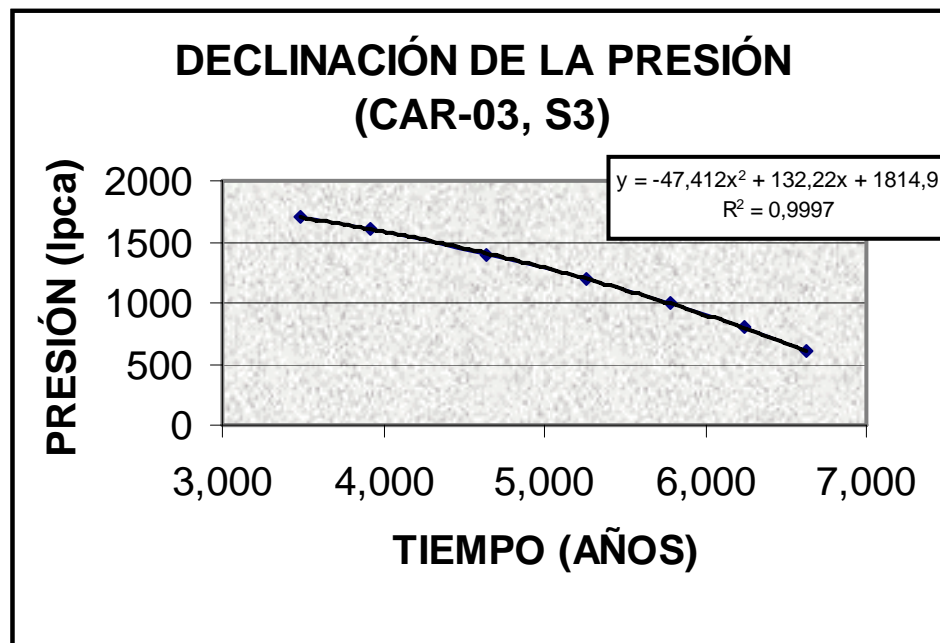


Campo Caricari

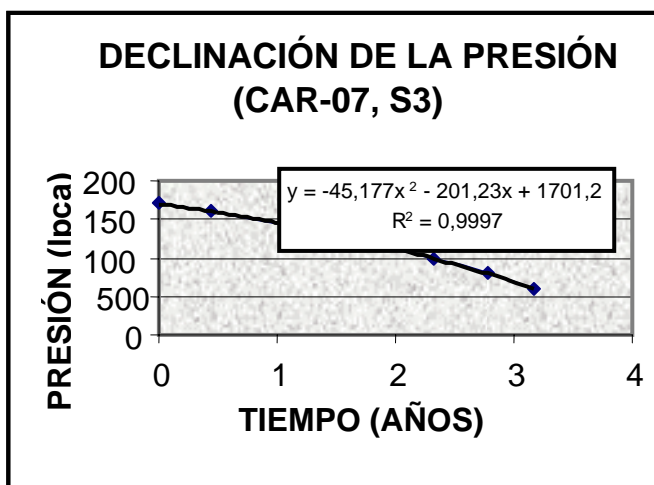
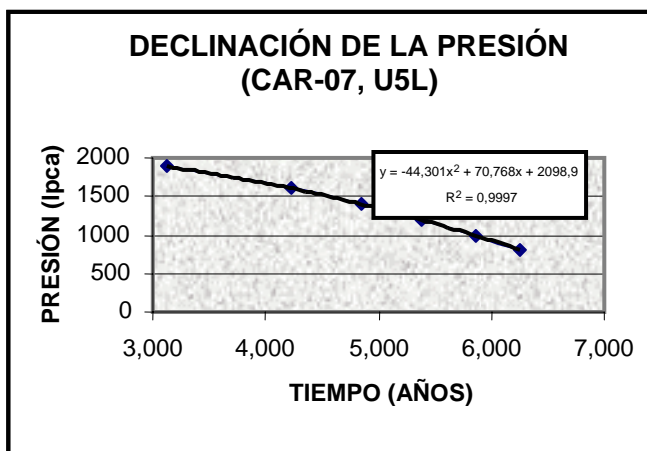
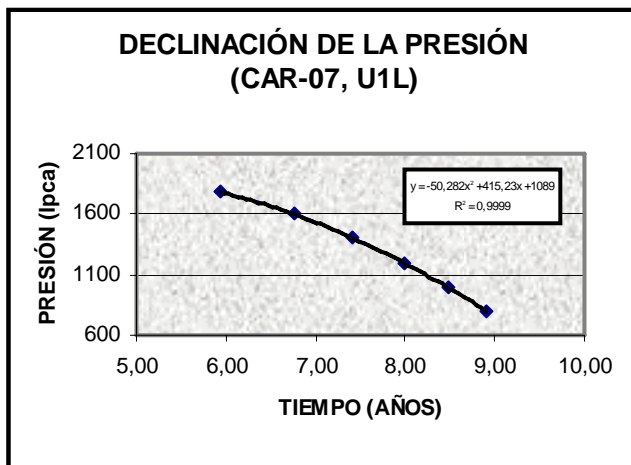
**Pozo ES-111
(propuesta)**



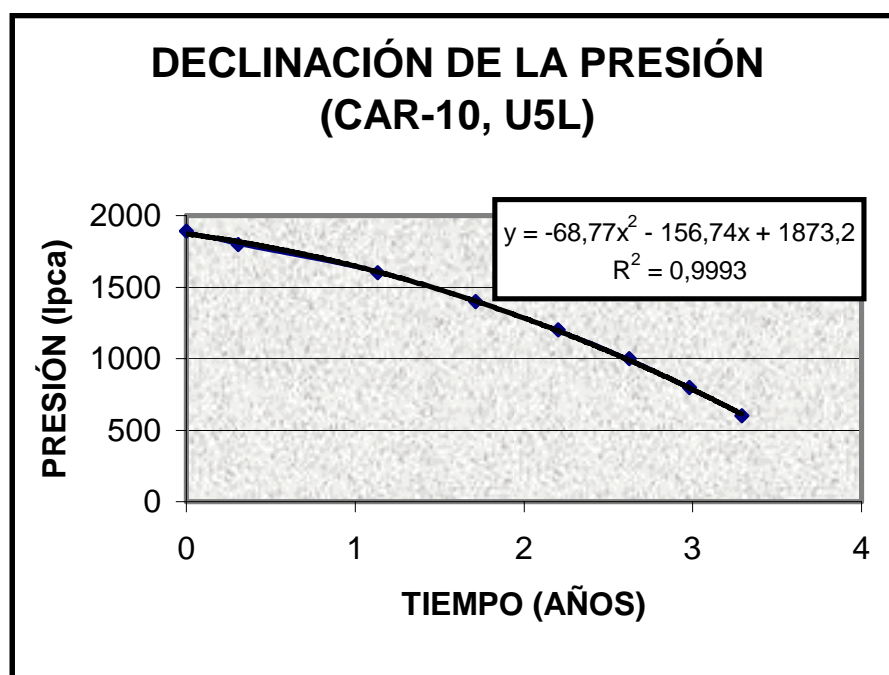
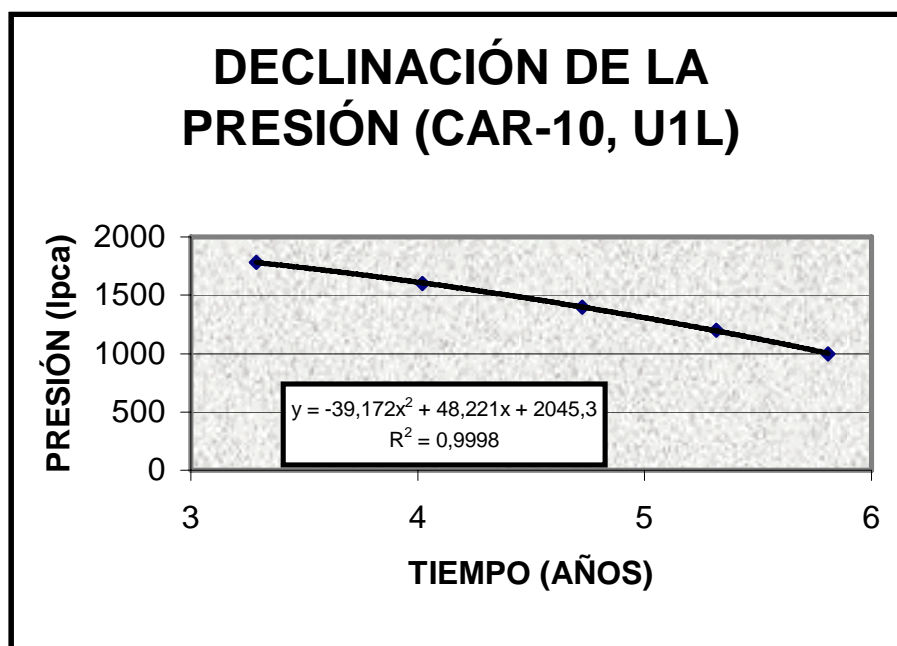
POZO CAR-03



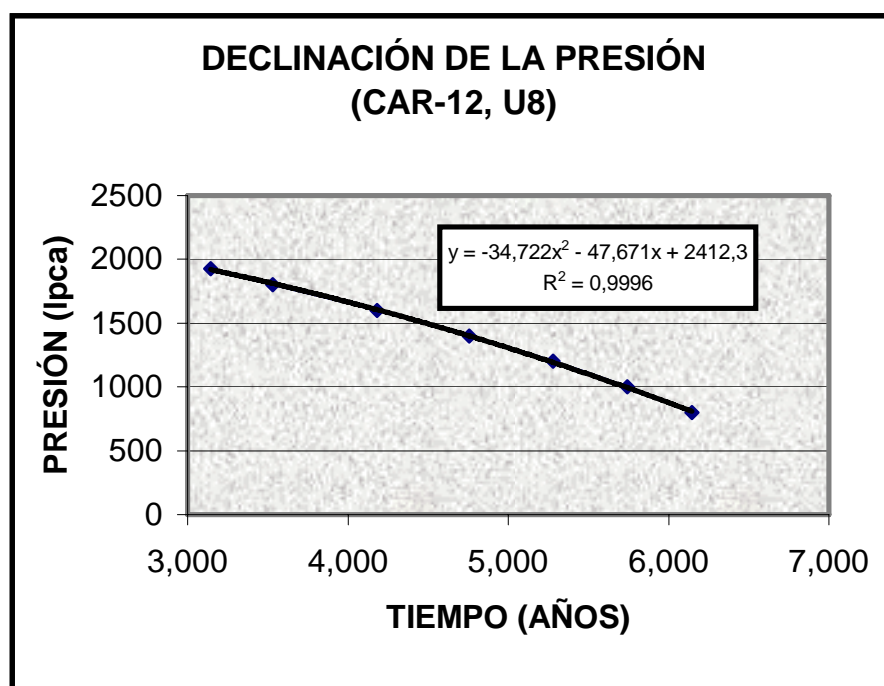
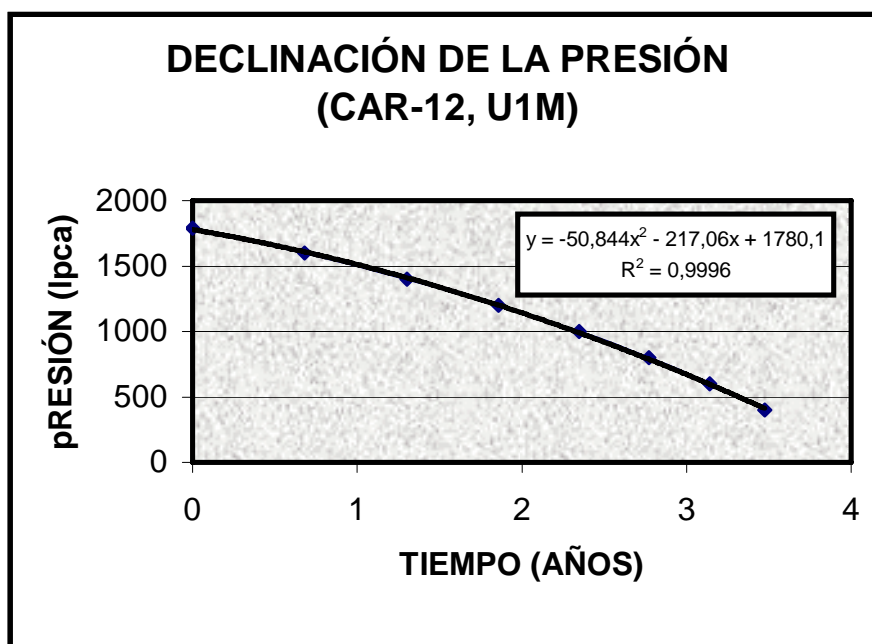
POZO CAR-07



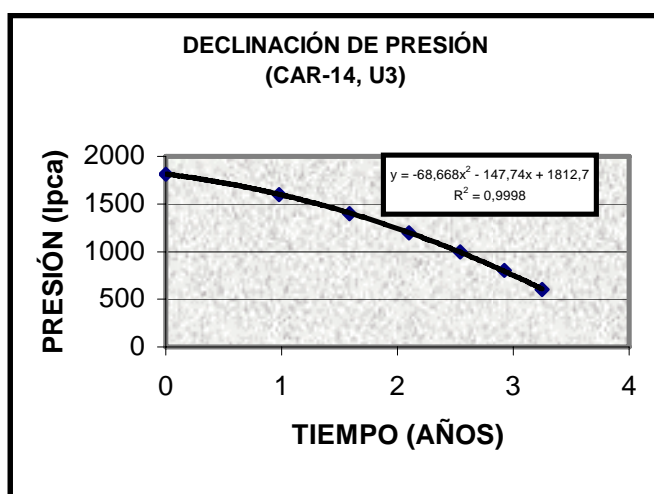
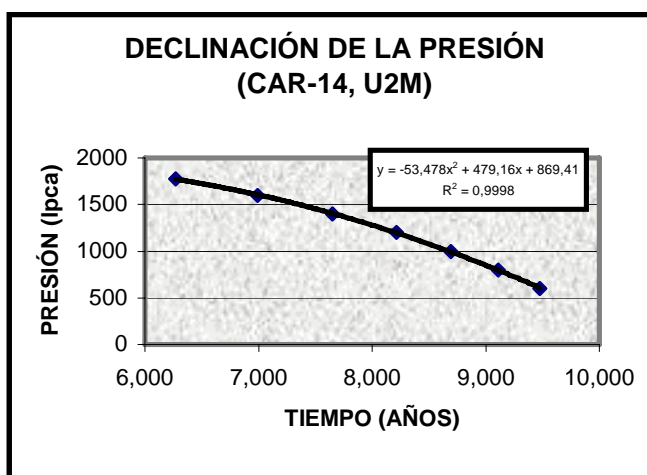
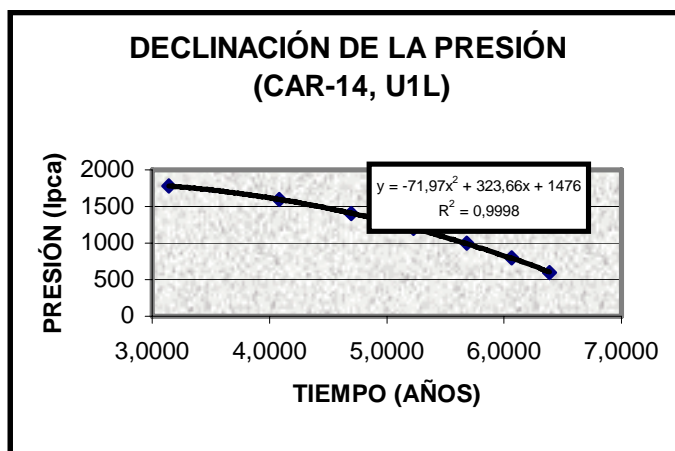
POZO CAR-10



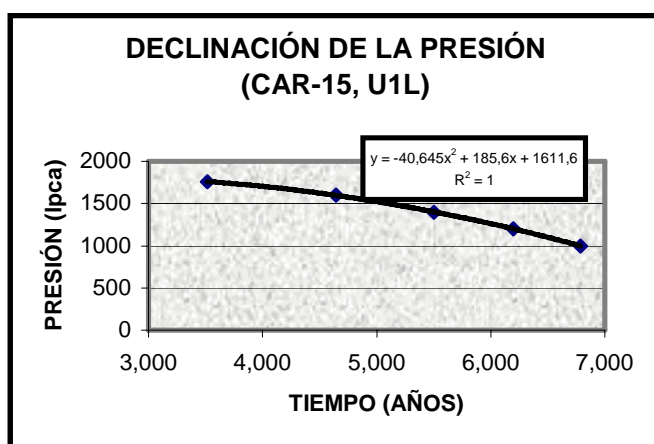
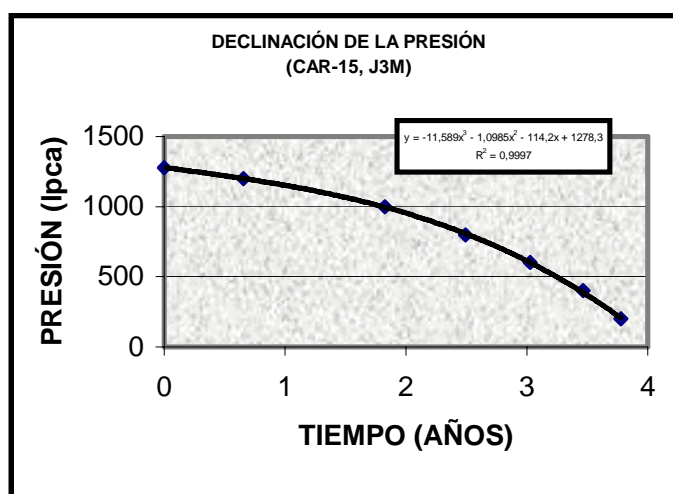
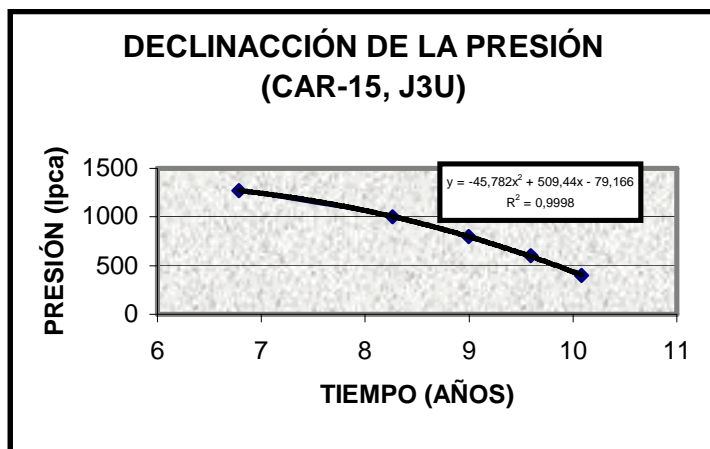
POZO CAR-12



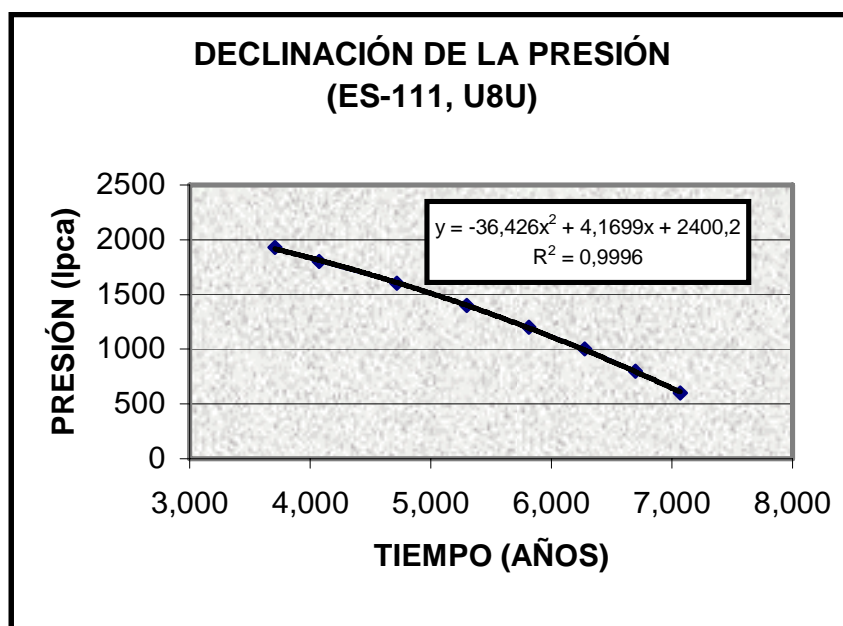
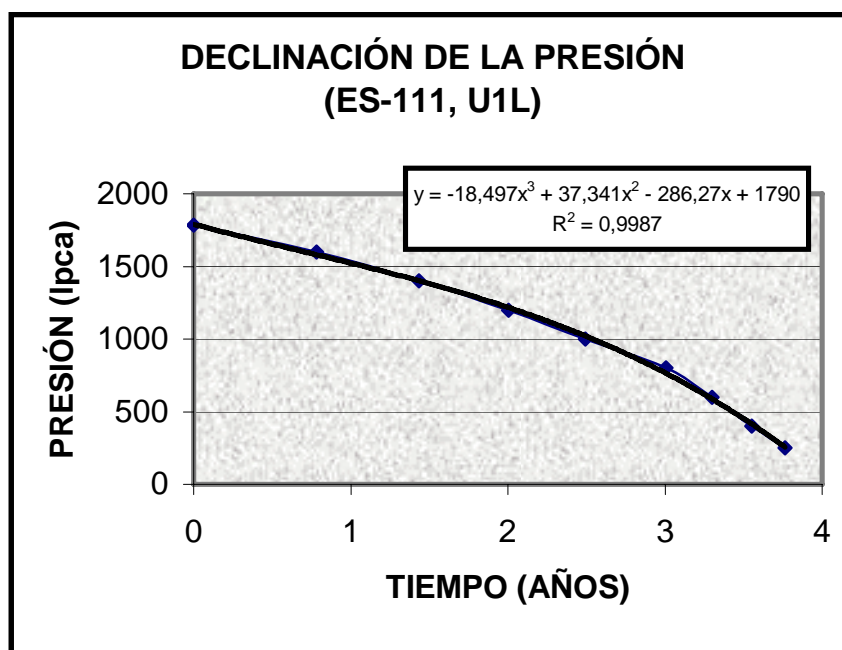
POZO CAR-14



POZO CAR-15



POZO ES-111



Costos de Mandriles			
Pozo	\$/Mandril	N° Mandriles	Costo total
CAR 03			0
CAR 07			0
CAR 10			0
CAR 12			0
CAR 14			0
CAR 15			0
ES 111			0
Costo total de mandriles			0

Líneas de flujo			
Diámetro(pulg)	\$/Long.	Longitud Total	Costo Total
			0
			0
			0
			0
			0
			0
			0
			0
			0
			0
Costo total por compra de tuberías requeridas			0

Líneas de alta presión			
Diámetro(pulg)	\$/Long.	Longitud Total	Costo Total
			0
			0
			0
			0
			0
			0
			0
			0
			0
			0
Costo total por compra de tuberías requeridas			0

Líneas de baja presión			
Diámetro(pulg)	\$/Long.	Longitud Total	Costo Total

Esc. Yopales
Esc. Mód.
Compresión

Línea de alta presión desde Planta Yopales hasta el múlt. dis.		
Long (pies)	\$/Pies	Costo Total
		0

Costos de equipos adicionales			
Equipos	Costo	N° de Equipos	Costo Total
Estranguladores			
Válvulas rg. Flujo			
Medidores de gas			

Costos (\$) por instalación de equipos de subsuelo		
Taladro	Empresas de servicio	Equip. Guaya Fina

TIEMPO	Flujo ingresos	Módulo	Yopales
		Flujo egresos	Flujo Egresos
0	0	0	0
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			

TIEMPO	Módulo	Yopales
	Flujo Neto	Flujo Neto
0	0	0
1		
2		
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9		
10		
TIR	0%	0%
VPN	0	0

Gas Lift Design Report

File Name:	(CAR-14) arena U1L	Company Contact:	
Company:		Design Engineer:	User
Project:	PIPESIM Project	Date:	23-Mayo-2005

Input Data

Design Control

Design Spacing	<i>Current Spacing</i>	Design Method	<i>IPO-Surface Close</i>
Production Pressure Curve	<i>Production Pressure Model</i>	Valve Temperature	Top Valve <i>Unloading</i>
Max. Allowable Depth (TVD)	4801 ft	Other Valves	<i>Unloading</i>

Design Parameters

Kick Off Pressure	1000	psig	Inj. Gas Surface Temp.	90	F
Available Injection Pressure	1000	psig	Inj. Gas S. G.	0,78	
Unloading Production Pressure	85	psig	Unloading Gradient	0,405	psi/ft
Operating Production Pressure	85	psig	Min. Valve Spacing	123	ft
Static Reservoir Pressure	1768	psig	Min. Valve Inj. dP	50	psi
Target Injection Gas Flowrate	0,50	mmscf/d			
Production Rate (Solution Point)	134	STB/d			

Design Bias

Closing Pressure Drop Between Valves	15	psi
Locating dP at Valve Location	50	psi
Transfer Factor (% of Pinj - Pprod)	0,00	%
Place Orifice at Bottom Valve Location		
Discharge Coefficient	0,865	

Model Data

Completion	<i>Well PI liq pi = 0,148 STB/d/psi</i>
GOR	1000 scf/STB
Watercut	15 %
API	22
Flow Corr	<i>Beggs & Brill Revised</i>

Design Results

St. Num	Valve MD (ft)	Valve TVD (ft)	Valve Model	Port Size (inches)	Ptro (@60 F) (psig)	Valve Choke (inches)
1	2374	2374	R20	3/16	948	
2	4659	4659	R20	1/8	923	
3	4801	4801	RDO	3/16	Orifice	

St. Num	Valve Temp. (F)	Closing Pres at Surface (psig)	Open Press at Surface (psig)	Pdome (psig)	Pprod. (psig)	Inj Pres Drop b/w Valves (psi)
1	127	969	1000	1046	204	30
2	158	954	954	1102	344	15
3	159				355	15

File Name:	(CAR-14) arena U1L	Company Contact:	
Company:		Design Engineer:	User
Project:	PIPESIM Project	Date:	23-Mayo-2005

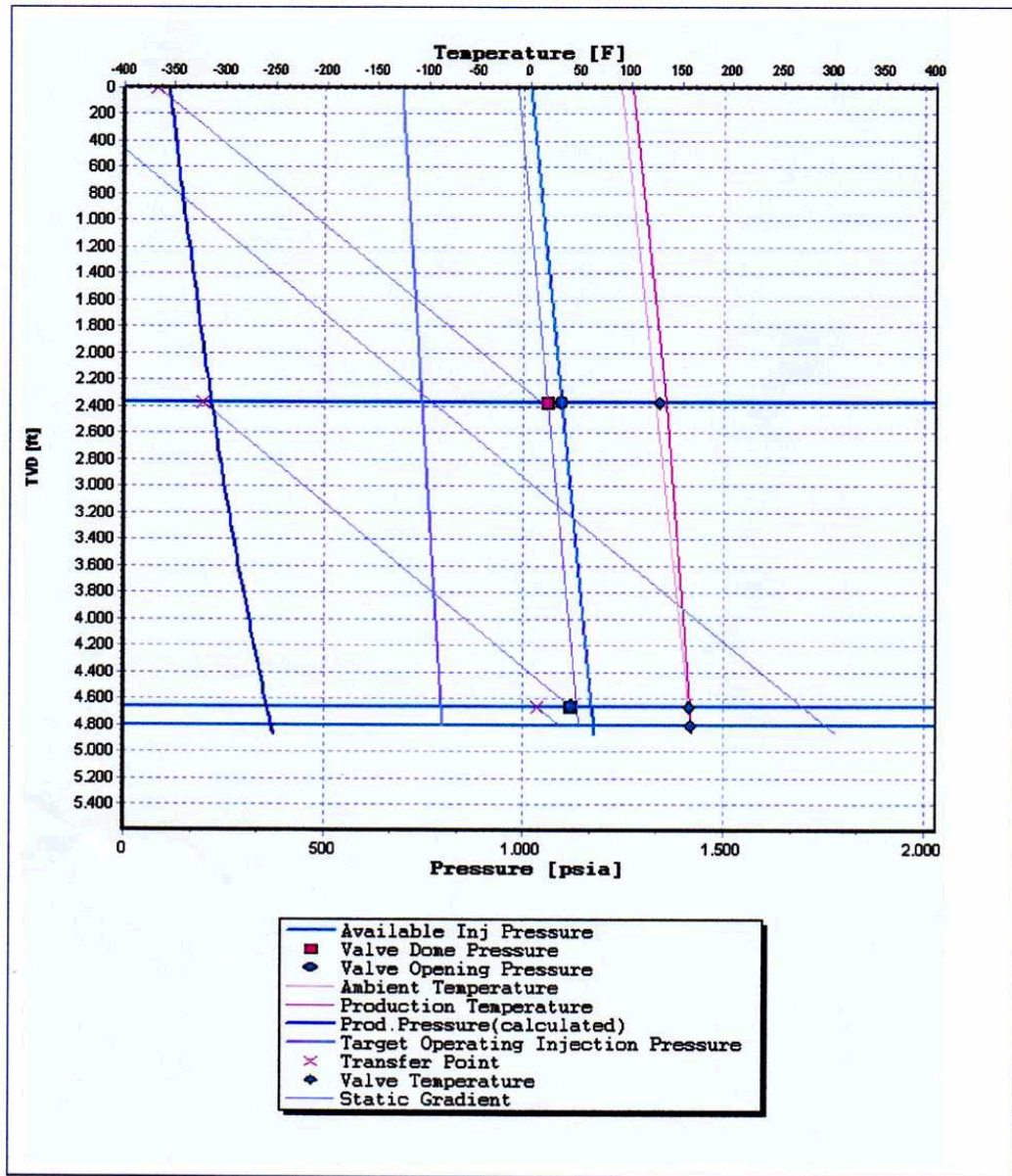
St. Num	Unloading Rate (<i>STB/d</i>)	Calculated Gas rate (unloading) (<i>mmscf/d</i>)	Max Valve Throughput (<i>mmscf/d</i>)	Valve CD
1	135	0,5	0,623	0,76
2	No Inflow	Not Calc	0,14	0,76
3	134	0,5	0,706	0,86

Target Unloading Injection Pressure (Surface)	954	psig
Target Operating Injection Pressure (Surface)	679	psig
Target Injection Gas Rate	0.50	mmscf/d
Estimate Target Production Rate	134	STB/d

Remarks

Tubería de Producción_Tub#1 to 4864 ft MD, ID = 2,5 inches

File Name: (CAR-14) arena U1L	Company Contact:
Company:	Design Engineer: User
Project: PIPESIM Project	Date: 23-Mayo-2005



Target Unloading Injection Pressure (Surface)	954	psig
Target Operating Injection Pressure (Surface)	679	psig
Target Injection Gas Rate	0,50	mmscf/d
Estimate Target Production Rate	134	STB/d

Tabla de Datos Obtenidos y Generados para la Caracterización del Modelo

DATOS GENERADOS PARA MODELAJE DEL FLUIDO Y CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO (TABLA 1/2)										
Pozo	Arena	γ_{gas} (standing)	β_o (BY/BN) (Standing)	β_o (BY/BN) (Manucci & Rosales)	μ_{ob} (cp) Beal			μ_{ob} (cp) Beggs & Robinson		
					a 200 °F	a 60 °F	a Temp. yac	a 200 °F	a 60 °F	a Temp. yac
CAR-3	S3	0,663	1,110	1,101	38,004	3.643,732	103,200	14,250	63.012,673	29,935
	UIM	0,659	1,141	1,142	6,521	94,120	11,900	4,999	1430,783	8,706
CAR-5	M2	0,897	1,192	1,126	4,049	45,740	7,679	3,749	553,997	6,881
CAR-7	S3	0,663	1,110	1,101	38,004	3.643,732	103,200	14,250	63.012,673	29,935
	U1L	0,857	1,170	1,134	13,468	324,466	24,933	7,658	6.341,274	13,065
	U5L	0,756	1,149	1,143	20,120	724,017	35,982	9,689	14.909,661	15,519
CAR-10	U1L	0,918	1,173	1,126	20,120	724,017	40,256	9,689	14.909,661	17,207
	U5L	0,705	1,146	1,151	13,468	324,466	22,568	7,658	6.341,274	11,872
CAR-12	U1M	0,659	1,141	1,142	6,521	94,120	11,900	4,999	1.430,783	8,706
	U8	0,585	1,116	1,145	24,797	1.159,349	44,113	10,968	23.576,774	17,160
CAR-14	U1L	0,743	1,155	1,132	7,741	123,864	15,251	5,534	2.023,695	10,394
	U2M	0,745	1,150	1,128	9,249	166,452	18,754	6,145	2.909,835	11,796
	U3	0,669	1,144	1,139	6,521	94,120	12,528	4,999	1.430,783	9,200
CAR-15	J3U	0,886	1,171	1,090	2,327	20,952	5,099	2,644	188,571	5,754
	J3M	0,887	1,172	1,090	2,327	20,952	5,099	2,644	188,571	5,754
	R0M	0,908	1,223	1,143	2,327	20,952	4,157	2,644	188,571	4,548
	U1L	0,948	1,172	1,118	25,327	1.219,085	54,937	11,107	24.711,575	20,664
ES-111	U1M	0,659	1,141	1,142	6,521	94,120	11,900	4,999	1.430,783	8,706
	U1L	0,811	1,167	1,141	9,950	188,570	17,584	6,415	3.380,941	10,633
	U8U	0,585	1,116	1,145	24,797	1.159,349	44,113	10,968	23.576,774	17,160
ES-112	M4	0,759	1,168	1,127	2,158	18,903	4,109	2,516	163,056	4,642
	R0L	0,943	1,238	1,148	2,327	20,952	4,041	2,644	188,571	4,411
	R3L	1,031	1,287	1,173	2,327	20,952	3,561	2,644	188,571	3,873

Tabla de Datos Obtenidos y Generados para la Caracterización del Modelo

DATOS GENERADOS PARA MODELAJE DEL FLUIDO Y CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO (TABLA 2/2)						
Pozo	Arena	μ_{ob} (cp) Glasso			μ_o (Beggs & Robinson)	μ_o (Chew & Connaly)
		a 200 °F	a 60 °F	a Temp. yac		
CAR-3	S3	65,930	1.997,407	115,681	21,596	42,004
	UIM	7,365	88,081	11,227	3,142	5,234
CAR-5	M2	4,522	43,977	7,144	1,905	3,041
CAR-7	S3	65,930	1.997,407	115,681	21,596	42,004
	U1L	16,382	274,992	24,647	4,878	8,681
	U5L	26,732	552,281	38,499	7,157	13,139
CAR-10	U1L	26,732	552,281	41,446	6,834	12,686
	U5L	16,382	274,992	23,010	5,104	8,990
CAR-12	U1M	7,365	88,081	11,227	3,142	5,234
	U8	35,195	817,094	49,884	10,607	19,353
CAR-14	U1L	8,831	114,072	14,189	3,502	5,970
	U2M	10,709	150,120	17,470	4,181	7,258
	U3	7,365	88,081	11,666	3,164	5,300
CAR-15	J3U	2,618	20,192	4,626	1,526	2,360
	J3M	2,618	20,192	4,626	1,520	2,350
	R0M	2,618	20,192	3,948	1,142	1,709
	U1L	36,223	851,288	58,122	8,663	16,533
ES-111	U1M	7,365	88,081	11,227	3,142	5,234
	U1L	11,608	168,374	17,099	3,815	6,584
	U8U	35,195	817,094	49,884	10,607	19,353
ES-112	M4	2,432	18,177	3,846	1,304	1,978
	R0L	2,618	20,192	3,864	1,086	1,613
	R3L	2,618	20,192	3,519	0,919	1,326

Tabla de Datos Obtenidos y Generados para la Caracterización del Modelo

DATOS OBTENIDOS POR EL DEPARTAMENTO DE YACIMIENTO DE LA EMPRESA PETROUCV									
Pozo	Arena / yacimiento	Profundidad (pie)	Espesor (pie)	Presión Estática (lpcm)	Temperatura Fondo (°F)	Tasa Estimada (BPPD)	%AyS	RGP (PCN/BN)	°API
CAR-3	S3 (CAR-3)	4.748-4.758	10	1.692	164	75	20	670	14
	U1M (CAR-12)	4.978-4.988	10	1.774	163	100	20	2.000	23
CAR-5	M2 (CAR-5)	4.324-4.329	5	1.549	157	100	15	3.000	26
CAR-7	S3 (CAR-3)	4.700-4.715	15	1.692	164	75	20	500	14
	U1L (CAR-7)	4.954-4.959	5	1.768	168	75	25	670	19
	U5L (CAR-7)	5.238-5.243	5	1.876	173	75	20	400	17
CAR-10	U1L (CAR-7)	4.938-4.943	5	1.768	168	75	25	400	17
	U5L (CAR-10)	5.193-5.198	5	1.876	173	75	20	670	19
CAR-12	U1M (CAR-12)	4.959-4.964	5	1.774	163	100	20	2.000	23
	U8 (ES-111)	5.341-5.346	5	1.914	175	80	15	500	16
CAR-14	U1L (CAR-9)	4.861-4.866	5	1.768	160	100	15	1.000	22
	U2M (CAR-9)	4.923-4.928	5	1.760	160	80	15	1.000	21
	U3 (CAR-14)	4.995-5.000	5	1.800	160	100	15	1.000	23
CAR-15	J3U (CAR-15)	3.458-3.460	2	1.256	143	80	34	625	30
	J3M (CAR-15)	3.464-3.476	12	1.263	143	100	25	500	30
	ROM (CAR-15)	4.290-4.297	7	1.552	157	50	25	1.000	30
	U1L (CAR-9)	4.876-4.900	24	1.746	167	70	20	245	15,9
ES-111	U1M (CAR-112)	4.922-4.945	23	1.774	163	100	20	2.000	23
	U1L (CAR-7)	4.947-4.978	31	1.768	168	80	25	670	20,6
	U8 (ES-111)	5.322-5.328	6	1.914	175	80	15	500	16
ES-112	M4 (ES-112)	4.066-4.071	5	1.449	152	100	20	3.000	30,6
	ROL (ES-103)	4.398-4.408	10	1.574	159	80	20	3.000	30
	R3L (ES-103)	4.590-4.600	10	1.670	168	80	20	3.000	30

DATOS OBTENIDOS DEL ESTUDIO DE REACONDICIONAMIENTO DE CORPOMENE						
Pozo	ARENA	YACIMIENTO	PERM. (mD)	PRESIÓN INICIAL (lpcm)	Rsi (PCS/BL)	CAMPO
CAR-3	S3	CAR-3	483	1.692	171	Caricari
	U1M	CAR-12	177	1.774	246	Caricari
CAR-5	M2	CAR-5	352	1.549	321	Caricari
CAR-7	S3	CAR-3	483	1.692	171	Caricari
	U1L	CAR-7	200	1.768	274	Caricari
	U5	CAR-7	299	1.876	239	Caricari
CAR-10	U1L	CAR-7	200	1.768	274	Caricari
	U5L	CAR-10	299	No aparece	239	Caricari
CAR-12	U1M	CAR-12	177	1.774	246	Caricari
	U8U	ES-111	481	1.914	182	Caricari
CAR-14	U1L	CAR-9	200	1.746	269	Caricari
	U2M	CAR-9	200	1.760	259	Caricari
	U3	CAR-14	180	1.876	256	Caricari
CAR-15	J3U	CAR-15	308	1.256	294	Caricari
	J3M	CAR-15	100	1.263	296	Caricari
	R0M	CAR-15	352	1.552	374	Caricari
	U1L	CAR-9	200	1.746	269	Caricari
ES-111	U1M	CAR-12	177	1.774	246	Caricari
	U1L	CAR-7	200	1.768	274	Caricari
	U8U	ES-111	481	1.914	182	Caricari
ES-112	M4	ES-112	58	1.449	298	Caricari
	R0L	ES-103	400	1.574	393	Caricari
	R3L	ES-103	400	1.670	451	Caricari

DATOS GENERADOS PARA EL DESARROLLO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS								
Pozo	Arena	Profundidad Tope de la arena (pies)	Profundidad Punto de inyección (pies)	Tasa de iny. Óptima (MMpcs/día)	Tasa de Prod. Óptima (BBL/día)	Tasa de iny. Máxima (MMpcs/día)	Tas de Prod. Maxima (BBL/día)	Gradiente del fluido de completación
CAR-3	S3	4.748	4.688	1,4	93	0,9	91	2,217
	UIM	4.978	4.688	3	266	1,4	264	0,768
CAR-7	S3	4.700	4.640	1,6	135	1,2	134	1,510
	U1L	4.959	4.640	1,2	94	1	93	2,171
	U5L	5.238	4.640	1,4	94	1,2	94	2,153
CAR-10	U1L	4.938	4.878	0,46	68	0,41	67	2,988
	U5L	5.193	4.878	0,74	138	0,54	137	1,463
CAR-12	U1M	4.959	4.899	1,5	139	1	137	1,467
	U8	5.341	4.899	1,6	106	1,15	105	1,922
CAR-14	U1L	4.861	4.801	0,7	136	0,5	135	1,488
	U2M	4.923	4.801	1,1	111	0,7	109	1,845
	U3	4.995	4.801	0,7	139	0,5	138	1,457
CAR-15	J3U	3.458	3.398	1,4	158	1,1	157	1,283
	J3M	3.464	3.398	1,1	301	0,7	298	0,674
	U1L	4.876	3.398	1,7	184	1,1	182	1,111
ES-111	U1L	4.947	4.862	1,3	696	1,1	698	0,289
	U8U	5.322	4.862	1,7	126	1,3	124	1,622