

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

PLANIFICACIÓN DE LA APLICACIÓN DEL LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS EN EL CAMPO SOCORORO NORESTE.

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs. Garcia C. Andriuska D,
Quintero L. Evelyn
para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo.

Caracas, Junio 2005.

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

PLANIFICACIÓN DE LA APLICACIÓN DEL LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS EN EL CAMPO SOCORORO NORESTE.

TUTORES ACADÉMICO: Prof. Sandro, Gasbarri.

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Celestino, Peraza.

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs. Garcia C. Andriuska D,
Quintero L. Evelyn
para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo.

Caracas, Junio 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 Garcia C, Andriuska D y Quintero L. Evelyn, titulado:

“PLANIFICACIÓN DE LA APLICACIÓN DEL LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS EN EL CAMPO SOCORORO NORESTE.”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios 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.

Jurado

Jurado.

Sandro Gasbarri
Tutor Académico.

DEDICATORIA

DEDICATORIA

... A dios, por darme siempre la fuerza para seguir hacia adelante y nunca abandonarme en los momentos más difíciles...

... A mis padres Josefina y Orlando por ser las personas que más amo en el mundo...y por eso, les dedico mi vida entera...

...A mis hermanos Orlando y Jessica, por creer siempre en mi y apoyarme en todo momento...

...A mis primis Luisana y Luiniuska y mi amiga Aurimar, que siempre están cuando más las necesito para levantarme...

...A mis cuñados José y Silvia y al resto de mi familia, abuelos (a), tíos (a), primos (a), por ayudarme y aconsejarme...

Andriuska D., Garcia C.

A Dios por haberme dado la oportunidad de estar donde estoy.....y por haberme dado la familia que tengo.

GRACIAS...

A mi Mama y Abuela. Por enseñarme los valores, la constancia y por darme tanto AMOR. A mi tía y a Renny gracias por darme apoyo en todo momento.

Los Quiero Mucho....

Evelyn, Quintero L.

AGRADECIMIENTOS.

- A la Universidad Central de Venezuela, la Facultad de Ingeniería, y la Escuela de Ingeniería de Petróleo, por haberme formado como Ingeniero.
- A los Profesores Sandro Gasbarri y Wladimiro Kowalchuk, por guiarnos durante el desarrollo de este proyecto.
- A PetroUCV, especialmente los Ingenieros Celestino Peraza, José Vicente, Carlos Soto, Paulino, Jesús Patiño, Len Flores, Alejandro Gonzáles, Fernando Ruíz, María A. Rondón, y el resto de su equipo de trabajo, por su apoyo y colaboración durante el desarrollo del proyecto.
- A la profesora María T. Vives por prestarnos la sala de simulación de la escuela.
- A mis padres y demás familiares por colaborar conmigo siempre en todo momento.
- A mi compañera de tesis Evelyn Quintero por ser tan paciente y constante.
- A Hermes Romero por dedicarse a ayudarme en la parte técnica del proyecto.
- Al profesor Guillermo Domínguez, Roberto Serra y Emigdio Anguila por la valiosa colaboración prestada.
- A mis buenos amigos Aurimar, Roberto, Rosmery, Diana, Evelyn, Julio Hermes, Jorge, Emigdio, Eugenio, Juan, Carelia, Miguel, Diego, Anyomilu, Yoel, Antuanete, Marian, Issa, Tamanaco y Domingo por haber compartido conmigo los últimos tiempos en mi carrera...
- Y finalmente a todos aquellos que de alguna manera contribuyeron para que este trabajo se llevara a cabo.

Andriuska D. Garcia C

AGRADECIMIENTOS

AGRADECIMIENTOS

A PetroUCV por habernos dado la oportunidad de formar parte de su equipo de trabajo. Gracias Celestino, Mariale, Fernando, Len, Dalila y al señor Patiño por estar pendiente de nosotras. Al señor Paulino, Carlos y José Vicente por toda la ayuda y tiempo, gracias por permitirnos compartir con su excelente equipo de trabajo.

Al Profesor Sandro por ayudarnos y apoyarnos en todo momento, gracias por todo el tiempo dedicado.

Al Profesor Kowalchuk por guiarnos en los momentos más difíciles, gracias por ser nuestro Profesor.

A Olessha por ser mi hermana y estar allí en todo momento.

A Andriuska por haberme tenido paciencia todo este tiempo

A mis amigos Lisbeth, Hector, Daniel, Carolina, Oscar, Gaby, Yempol, Alicia por compartir nuestras angustias y haber podido contar con Ustedes siempre.

A Alberto por siempre ser mi amigo incondicional.

A mis amigos y compañeros Diego, Carlos, Mariu, Rafa, Andri, Carelia, Rosmery, Dianita, Yuyu, María Antonieta, José Antonio, Eugenio, Roberto, Jorge, Giraud, Pedro, Hermes, Edison, Mario, Domingo, Cesar por compartir conmigo momentos importantes vividos a largo de nuestra carrera.

A la profesora María Teresa Vives, Prof. Essensfeld y a Marino por brindarnos su ayuda.

A todas aquellas personas que de una u otra manera contribuyeron a la realización de este trabajo.

Gracias a mi alma mater, la ilustre “Universidad Central de Venezuela”

Evelyn Quintero L.

García, C. Andriuska D y Quintero, L. Evelyn

**PLANIFICACIÓN DE LA APLICACIÓN DEL LEVANTAMIENTO
ARTIFICIAL POR GAS EN EL CAMPO SOCORORO NORESTE.**

Tutor académico: Prof. Sandro Gasbarri Tutor industrial: Ing. Celestino Peraza.

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

Año 2005. 181p

Palabras Clave: Levantamiento Artificial, gas continuo, Campo Socororo Noreste
Edo. Anzoátegui, PetroUCV S.A., Análisis Económico, proyecto EPSONO

Resumen: El proyecto, se realizó con la finalidad de generar una metodología útil para el desarrollo de un sistema de Levantamiento Artificial con gas continuo para el campo actualmente inactivo Socororo Noreste. Dicho estudio, fue basado en la información Geofísica, Petrofísica y Estructural disponible en el área, analizando dos posibles escenarios para la inyección de gas, uno desde la planta compresora Yopales, y el otro desde una planta de compresión de gas alquilada. La base tecnológica para la realización del proyecto fue a través del simulador PIPESIM de la SCHLUMBERGER, licencia otorgada a la empresa mixta PetroUCV, asociación que propuso el presente proyecto con el fin de determinar una estrategia efectiva que optimice la producción del área asignada, reutilizando el exceso en producción de gas que hay actualmente en el Área Mayor de Socororo.

La factibilidad económica del trabajo se llevó a cabo con la elaboración de un programa bajo el ambiente de Microsoft Excel que permite estudiar escenarios futuros de producción mediante distribuciones probabilísticas y estudios de sensibilidad.

INDICE DE CONTENIDO

INDICE DE CONTENIDO.

INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO I. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA	3
1.1 Ubicación Geográfica y Geológica.....	4
1.2 Fundamentos Geológicos.....	4
1.2.1 Estratigrafía del Área.....	4
1.2.2 Modelo Estructural.....	6
1.2.3 Modelo Sedimentológico.....	8
1.2.4 Modelo Petrofísico.....	9
1.3 Descripción de los yacimientos.....	10
1.4 Mecanismos y comportamiento de producción en el AMS.....	11
1.5 Distribución actual de los fluidos.....	11
CAPITULO II. MARCO TEORICO	13
2.1 Sistemas de Levantamiento Artificial.....	13
2.2 Levantamiento Artificial Por Gas	14
2.2.1 Levantamiento Artificial Por Gas (Flujo Continuo).....	14
2.3 Levantamiento artificial por gas intermitente.....	26
2.3.1 Ventajas del LAG intermitente.....	27
2.3.2 Limites del método de LAG intermitente.....	27
2.3.3 Aplicación de flujo intermitente.....	27
2.4 Índice de Productividad.....	28
2.4.1 IPR según Vogel.....	32
2.5 Flujo Multifásico Vertical.....	33
2.5.1 Regimenes de flujo multifásico vertical.....	33
2.5.2 Ecuación general del gradiente de presión.....	36
2.5.3 Correlación de flujo multifásico vertical.	37
2.5.4 Variables que afectan la curva de gradiente vertical.....	40
2.6 Correlaciones de Flujo Multifásico Horizontal.....	41

INDICE DE CONTENIDO

2.6.1	Variables que afectan las curvas de gradiente horizontal.....	42
2.7	Evaluación Económica.....	43
2.7.1	Datos Técnicos.....	43
2.7.2	Datos Económicos.....	43
2.7.3	Metodología Y Elementos Del Flujo De Caja.....	44
2.7.4	Impuestos.....	46
2.7.5	Indicadores Económicos.....	47
2.7.6	Estimado De Costos.....	48
2.7.7	Comportamiento Dinámico Del VPN Vs. La Tasa De Descuento.....	51
2.7.8	Método Montecarlo.....	51
CAPITULO III. SIMULADOR USADO.....		53
3.1	Simulador de Sistemas Analíticos Pipesim	53
3.2	Aplicaciones del Simulador.....	53
3.3	Módulos del Pipesim.....	54
3.3.1	Módulo Del Pipesim –Well Performance Análisis.....	54
3.3.2	Módulo Del Pipesim –Net.....	60
3.3.3	Módulo Pipesim –Goal.....	60
CAPITULO IV. METODOLOGÍA DE TRABAJO.....		65
4.1	Recopilación de la Información.....	65
4.1.1	Información Bibliográfica.....	65
4.1.2	Información Referente al Campo.....	65
4.2	Selección de la correlación vertical y horizontal	73
4.2.1	Selección del Campo Vecino.....	73
4.2.2	Selección de la Correlación Vertical con el Simulador.....	74
4.2.3	Selección de la Correlación Horizontal con el Simulador.....	76
4.3	Levantamiento esquemático de la información de la red.....	76
4.4	Construcción de los modelos de los pozos en PIPESIM.....	77

INDICE DE CONTENIDO

4.4.1	Cálculo de la Viscosidad.....	77
4.4.2	Cálculo de la Permeabilidad Relativa de Petróleo.....	78
4.4.3	Cálculo del Potencial de los Yacimientos.....	78
4.5	Simulaciones.....	79
4.5.1	Modelo Utilizado en la ejecución de los Pozos.....	79
4.6	Diseño de levantamiento artificial por gas.....	80
4.6.1	Levantamiento Artificial por Gas Continuo.....	80
4.6.2	Levantamiento Artificial por Gas intermitente.....	82
4.6.3	Verificación del Diseño en el Simulador	84
4.6.4	Diseño del LAG a Nivel de Superficie.....	84
4.6.5	Análisis de la Inyección desde la Planta Yopales.....	85
4.6.6	Análisis de la Inyección desde la Planta Alquilada.....	87
4.7	Análisis Económico.....	87
4.7.1	Método Montecarlo.....	88
4.7.2	Estimado de costos.....	90
4.7.3	Comportamiento dinámico del VPN.....	91
4.7.4	Diagrama araña.....	92
CAPITULO V. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.....		94
CAPITULO VI. CONCLUSIONES.....		152
Recomendaciones.....		154
Referencias Bibliográficas.....		156
Abreviaturas y Símbolos.....		158
Glosario de Términos.....		160
Apéndice A.....		163
Apéndice B.....		170
Apéndice C.....		172
Apéndice D.....		175
Apéndice E.....		179
Apéndice F.....		181

LISTA DE TABLAS

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1	Características principales del AMS.....	4
Tabla 2.1	Tipos de costos.....	51
Tabla 4.1	Lista de pozos del campo Socororo Noreste.....	66
Tabla 4.2	Pozos seleccionados para reactivar.....	67
Tabla 4.3	Datos Generales y características de los pozos	68
Tabla 4.4	Método de Levantamiento utilizados por los pozos.....	68
Tabla 4.5	Completación de los pozos.....	69
Tabla 4.6	Sección de equipos de fondo de cada pozo.....	70
Tabla 4.7	Arenas prospecto a reactivar en el pozo ES-427.....	71
Tabla 4.8	Arenas prospecto a reactivar en el pozo ES-442.	71
Tabla 4.9	Arenas prospecto a reactivar en el pozo ES-447.....	72
Tabla 4.10	Arenas prospecto a reactivar en el pozo ES-449.....	72
Tabla 4.11	Reservas remanentes recuperables de petróleo	72
Tabla 4.12	Información Pozo ES-455.	75
Tabla 4.13	Resultados de la prueba echometer del pozo ES-455.....	75
Tabla 4.14	Correlaciones de flujo vertical Evaluadas.....	75
Tabla 4.15	Correlaciones de flujo horizontales evaluadas.....	76
Tabla 4.16	Resultado de la prueba de viscosidad Pozo ES -455.....	77
Tabla 4.17	Costos y sus cálculos asociados para cada año económico.....	92
Tabla 5.1	Selección del Yacimiento prospecto. Pozo ES 427.....	94
Tabla 5.2	Selección del Yacimiento prospecto. Pozo ES 442.....	95
Tabla 5.3	Selección del Yacimiento prospecto. Pozo ES 447.....	95
Tabla 5.4	Selección del Yacimiento prospecto. Pozo ES 449.....	95
Tabla 5.5	Yacimientos finales seleccionados en los pozos.....	96
Tabla 5.6	Pozos representativos de los campos estudiados.....	97
Tabla 5.7	Método de selección del campo.....	97
Tabla 5.8	Resultados de las correlaciones de flujo vertical	99
Tabla 5.9	Resultados de las correlaciones de flujo horizontales	100

LISTA DE TABLAS

Tabla 5.10	Correlaciones de viscosidad estudiadas.....	101
Tabla 5.11	Viscosidad de petróleo	101
Tabla 5.12	Permeabilidades de TIMUR	102
Tabla 5.13	Datos usados para el calculo de los IP.....	103
Tabla 5.14	Índices de Productividad de los pozos de SNE.....	103
Tabla 5.15	Sensibilidades de diámetro de tubería de producción	105
Tabla 5.16	RGL de inyección asumidas, Q_o y Q_{gas}	109
Tabla 5.17	Resumen de las Q gas y producción	110
Tabla 5.18	Parámetros para el diseño de LAG continuo.....	112
Tabla 5.19	Datos de entrada para el diseño de LAG continuo.....	112
Tabla 5.20	Parámetros para el espaciamiento de LAG continuo.....	113
Tabla 5.21	Resultados del diseño de LAG continuo.....	114
Tabla 5.22	Datos de entrada para el diseño de LAG continuo.....	115
Tabla 5.23	Parámetros para el espaciamiento de LAG continuo.....	115
Tabla 5.24	Resultados del diseño de LAG continuo	116
Tabla 5.25	Espaciamiento con LAG continuo manual.....	117
Tabla 5.26	Número de ciclos, Q_o y tasa producida por días	117
Tabla 5.27	Resultados final del diseño por LAG intermitente	119
Tabla 5.28	Sensibilidades de los diámetros de la tubería.....	128
Tabla 5.29	Reportes generados por el simulador pozo por pozo	129
Tabla 5.30	Diámetro de las líneas.....	132
Tabla 5.31	Sensibilidades de los diámetros de la tubería	133
Tabla 5.32	Diámetros de la tubería planta alquilada.....	137
Tabla 5.33	Reportes generados por el simulador pozo por pozo	138
Tabla 5.34	Sensibilidades de los diámetros de la tubería	139
Tabla 5.35	Presión de llegada al múltiple.....	139
Tabla 5.36	Diámetro de la línea de recolección de gas... ..	140

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1	Mapa del AMS.....	3
Figura 1.2	Correlación estratigráfica de la Cuenca Oriental.....	5
Figura 1.3	Estratigrafía perteneciente al AMS.....	6
Figura 1.4	Sistema depositacional del AMS.....	9
Figura 2.1	LAG continuo	16
Figura 2.2	Equipo de medición y control.....	22
Figura 2.3	Equipos de Superficie.....	22
Figura 2.4	Válvula de LAG y regulador	24
Figura 2.5	Componentes de una válvula de LAG	25
Figura 2.6	LAG intermitente.....	26
Figura 2.7	Comportamiento de afluencia.....	31
Figura 2.8	Patrones de regímenes de flujo	36
Figura 2.9	Flujo de Caja.....	44
Figura 2.10	Información para la evaluación clase I.....	50
Figura 2.11	Tipos de distribuciones probabilísticas.....	52
Figura 3.1	Pozo vertical y pozo horizontal.....	57
Figura 3.2	Línea de flujo horizontal.....	58
Figura 3.3	Íconos representativos del simulador.....	59
Figura 3.4	Ventana del BLACK OIL.....	60
Figura 3.5	Ventana de selección de la correlación vertical	61
Figura 3.6	Pozo Productor y Pozo Inyector	63
Figura 3.7	Sumidero, fuente, separador y nodo	63
Figura 3.8	Línea de flujo	64
Figura 3.9	Red de distribución de fluido	65
Figura 4.1	Mapa isópaco estructural del yacimiento U5.....	70
Figura 4.2	Representación del pozo ES-427 en el simulador.....	80
Figura 4.3	Linealización para el diseño de LAG Intermitente.....	83
Figura 4.4	Red de inyección.....	84
Figura 4.5	Red de descarga.....	86
Figura 4.6	Caso de un número aleatorio.....	89

LISTA DE FIGURAS

Figura 5.1	Cotejo de las correlaciones de flujo Vertical.....	98
Figura 5.2	Cotejo de las correlación de flujo horizontal	100
Figura 5.3	Diámetro de tubería de producción.....	104
Figura 5.4	Curvas del Pozo ES-427	105
Figura 5.5	Curvas del Pozo ES-447.....	106
Figura 5.6	Curvas de la localización EP-Y.....	106
Figura 5.7	Curvas de la localización EP-Z	107
Figura 5.8	Curvas del pozo ES-442.....	107
Figura 5.9	Curvas del Pozo ES-449.....	108
Figura 5.10	Gráfica de optimización ES-427.....	109
Figura 5.11	Profun de inyección vs presión de inyección ES-427.....	111
Figura 5.12	Comportamiento del pozo ES-427.....	120
Figura 5.13	Comportamiento del pozo ES-447.....	120
Figura 5.14	Comportamiento de la localización EP-Y.....	121
Figura 5.15	Comportamiento de la localizaciónEP-Z.....	121
Figura 5.16	Comportamiento del pozo ES-442.....	122
Figura 5.17	Comportamiento del pozo ES-449.....	123
Figura 5.18	coordenadas del diseño.....	124
Figura 5.19	Ventana mostrada por el simulador.....	125
Figura 5.20	Yopales a múltiple Qgas= 2 MMscf/d.....	126
Figura 5.21	Yopales a múltiple Qgas= 4 MMscf/d	126
Figura 5.22	Recorrido del gas con 0,3 MMscf/d.....	127
Figura 5.23	Recorrido del gas con 0,3 MMscf/d	127
Figura 5.24	Ventana del simulador con la red de inyección	130
Figura 5.25	Sensibilidades de diámetros ES 427 Q=137 STB/d.....	131
Figura 5.26	Sensibilidades de diámetro ES-427. Q = 278 STB/d.....	131
Figura 5.27	Caída de presión Q gas 2,4 MMscf/d.....	134
Figura 5.28	Caída de presión Q gas 4,8 MMscf/d	134
Figura 5.29	Presión que debe suministrar la bomba.....	135
Figura 5.30	Coordenadas de ubicación de la planta.....	136
Figura 5.31	Datos del usuario.....	141
Figura 5.32	Datos del usuario 2	142

LISTA DE FIGURAS

Figura 5.33	Resultados del programa.....	143
Figura 5.34	Resultados del VPN.....	144
Figura 5.35	Comportamiento del VPN en el tiempo.....	145
Figura 5.36	Diagrama araña.....	147
Figura 5.37	Histograma de probabilidades.....	148
Figura 5.38	Probabilidad acumulada Montecarlo.....	149
Figura 5.39	Probabilidad acumuladaVPN.....	150
Figura 5.40	Hojas resultados del programa.....	151

INTRODUCCIÓN

INTRODUCCIÓN

Los sistemas de Levantamiento Artificial son los métodos que permiten proporcionar energía de manera artificial al pozo. Cuando un yacimiento no tiene suficiente presión para impulsar los fluidos hasta el cabezal del pozo, entonces es necesario el uso de un sistema que permita proporcionar esta fuerza. La disminución de la energía en los pozos se da a medida que se está produciendo el yacimiento puesto que se va agotando la presión hasta llegar a un punto en que el pozo no puede producir por si solo. Por ello, es necesario realizar un estudio de la Ingeniería de Producción, que abarca desde el análisis del comportamiento de afluencia de los yacimientos, el levantamiento de los fluidos del pozo, hasta los procesos en superficie como: la recolección, separación, tratamientos, almacenamiento y transporte del crudo.

Específicamente para este proyecto, la empresa mixta PETROUCV, integrada por la Universidad Central de Venezuela y PDVSA, analizó la factibilidad de la realización de un estudio de ingeniería de producción que abarque desde las instalaciones en el subsuelo hasta la separación en superficie del fluido para el campo **Socororo Noreste**, perteneciente al Área Mayor de Socororo (AMS), la cual le fue asignada a dicha empresa con el fin de generar ingresos para la Universidad, a través de un convenio entre ambas instituciones. El objetivo principal del proyecto es la elaboración de una metodología útil para el estudio de la aplicación del sistema de levantamiento artificial a través de la inyección con gas en este campo, el cual se encuentra actualmente inactivo. Para ello se analizaron los distintos tipos de sistemas de levantamiento artificial por inyección de gas, determinando la posibilidad más ajustable a las condiciones en la cual se encuentra la zona.

El estudio del proyecto se hizo con el diseño del levantamiento artificial por gasa través de flujo continuo, con una herramienta tecnológica facilitada por la empresa que posee la licencia del simulador PIPESIM de la SCHLUMBERGER. Se estudiaron dos posibles alternativas para la compresión del gas de inyección, una desde la planta compresora Yopales ubicada dentro del AMS, y la otra el estudio del alquiler de una planta compresora portátil.

INTRODUCCIÓN

El método de levantamiento artificial por gas en su modalidad de **continuo** a alta presión en la columna de los fluidos de producción, con el fin de disminuir la densidad del fluido producido y reducir el peso de la columna hidrostática sobre la formación, obteniéndose así un diferencial de presión entre el yacimiento y el pozo permitiendo que este fluya adecuadamente hasta la estación de flujo.

El estudio del campo **Socororo Noreste** comprendió el análisis de cuatro pozos ya existentes en la zona, y dos posibles localizaciones nuevas a perforar. Las bases del mismo fueron generadas a partir de la información Geofísica y de sísmicas 2D y 3D existentes, a fin de poder determinar el comportamiento de afluencia de los pozos, las viscosidades de los crudos, las correlaciones de flujo multifásico verticales y horizontales, las tasas críticas de operación, el espaciamiento de las válvulas, el punto máximo de inyección de gas y el caudal óptimo de gas a inyectar.

Finalmente, un alcance adicional del proyecto fue la realización de un programa en el ambiente de Microsoft Excel, que permite el análisis de la factibilidad económica para la realización de proyecto. Este programa determina el valor presente neto (VPN) de acuerdo a su clasificación en cuanto al riesgo e incertidumbre con respecto a los datos que lo generan.

CAPITULO I

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA

1.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA Y GEOLÓGICA ^[1]

El Área Mayor de Socororo (AMS) es un bloque irregular de unos 270 Km² de superficie que se encuentra ubicado en las inmediaciones de la población de Pariaguán, Estado Anzoátegui, en el flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, al sudoeste del Área Mayor de Oficina. Esta área comprende los campos petrolíferos de Socororo, Cachicamo y Caricari. El AMS (figura 1-1) limita al Oeste con el campo Budare, al Sur con los campos pertenecientes a Petrozuata, al Este con el campo Yopales y al Noreste con el campo Caracoles.

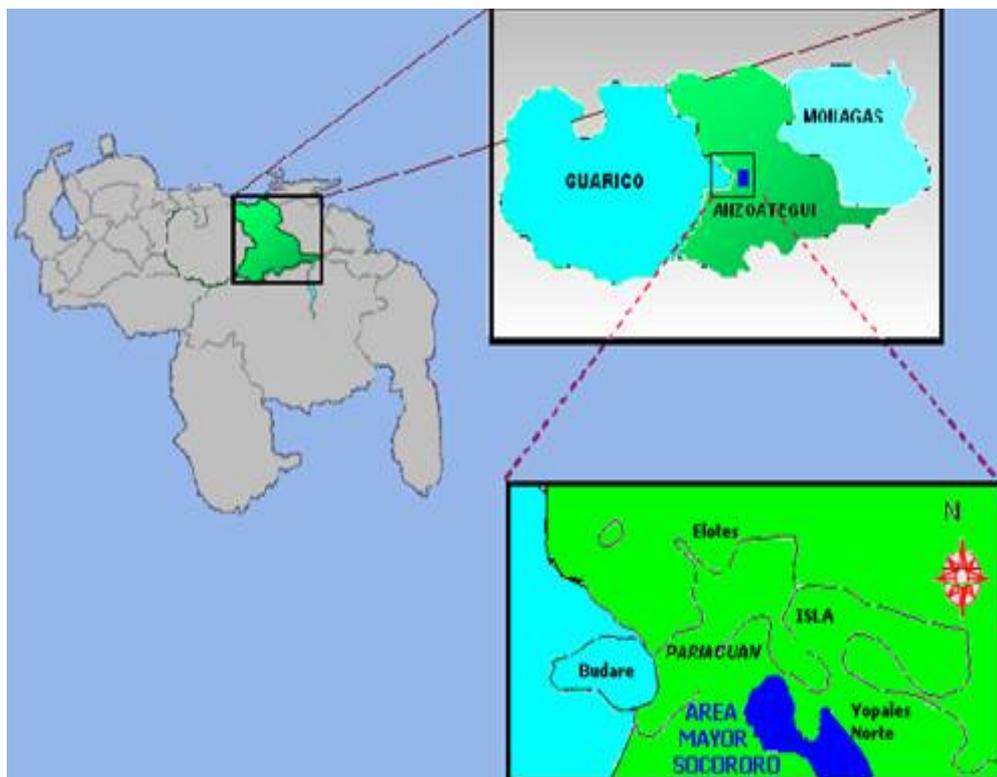


Figura 1-1. Mapa del Área Mayor de Socororo.

Un resumen de las características principales del AMS se presenta en la tabla 1.1 que a continuación se expone:

Tabla 1-1. Características principales del AMS^[2].

TABLA RESUMEN	
POES/GOES	418/278 [MMBN/MMMPCS]
Reservas recuperables	61/228 [MMBN/MMMPCS]
Producción acumulada	12/26 [MMBN/MMMPCS]
Reservas remanentes	49/202 [MMBN/MMMPCS]
° API	16
Profundidad promedio	3850 pies
Presión actual	1000 -1600 psi
Factor de recobro actual	2 %
Factor de recobro esperado	15 %
Potencial de los pozos	106 [BNPD]
Producción al 31/03/2005	1703 [BNPD]
Total de pozos	101
Nº de pozos activos/evaluación	16
Nº de pozos abandonados/secos	35
Nº de pozos inactivos	50
Nº de yacimientos	103 petróleo 77 gas no asociado

1.2. FUNDAMENTOS GEOLOGICOS.

1.2.1. ESTRATIGRAFÍA DEL ÁREA. ^[2]

La columna estratigráfica regional comprende desde el basamento Ígneo-metamórfico del complejo basal de Guayana (Precámbrico) hasta el Pleistoceno, y esta caracterizado por las siguientes formaciones. Basamento (Precámbrico), Formación Hato Viejo (Paleozoico Devónico), Formación Carrizal (Paleozoico – Devónico superior a Carbonífero Inferior), Grupo Temblador (Cretácico) el cual comprende las Formaciones de Canoa (Aptiense - Albiense) y la Formación Tigre (Cenomaniense – Campaniense), la Formación Merecure (Terciario Oligoceno –

Mioceno Inferior), Formación Oficina (Terciario Mioceno Inferior a Medio), Formación Freites (Terciario: Mioceno medio a Mioceno Tardío Basal), Formación Las Piedras (Terciario: Mioceno Superior – Plioceno), Formación Mesa (Plioceno – Pleistoceno).

La columna estratigráfica obtenida al perforar los pozos en el AMS, está constituida por las formaciones anteriormente mencionadas. Las formaciones Merecure y Oficina son las únicas de interés como productoras comerciales de hidrocarburos. Las Formaciones del Cretáceo, Tigre y Canoa (Grupo Temblador), y la Formación Carrizal del Paleozoico, penetradas por varios pozos (entre otros SOC-1, CAC-1, CAC-2 y CAC-3) no mostraron indicios de presencia de hidrocarburos explotables comercialmente. En la siguiente figura 1-2 se presenta la columna Estratigráfica perteneciente al AMS.



Figura 1-2. Correlación estratigráfica de la Cuenca Oriental.

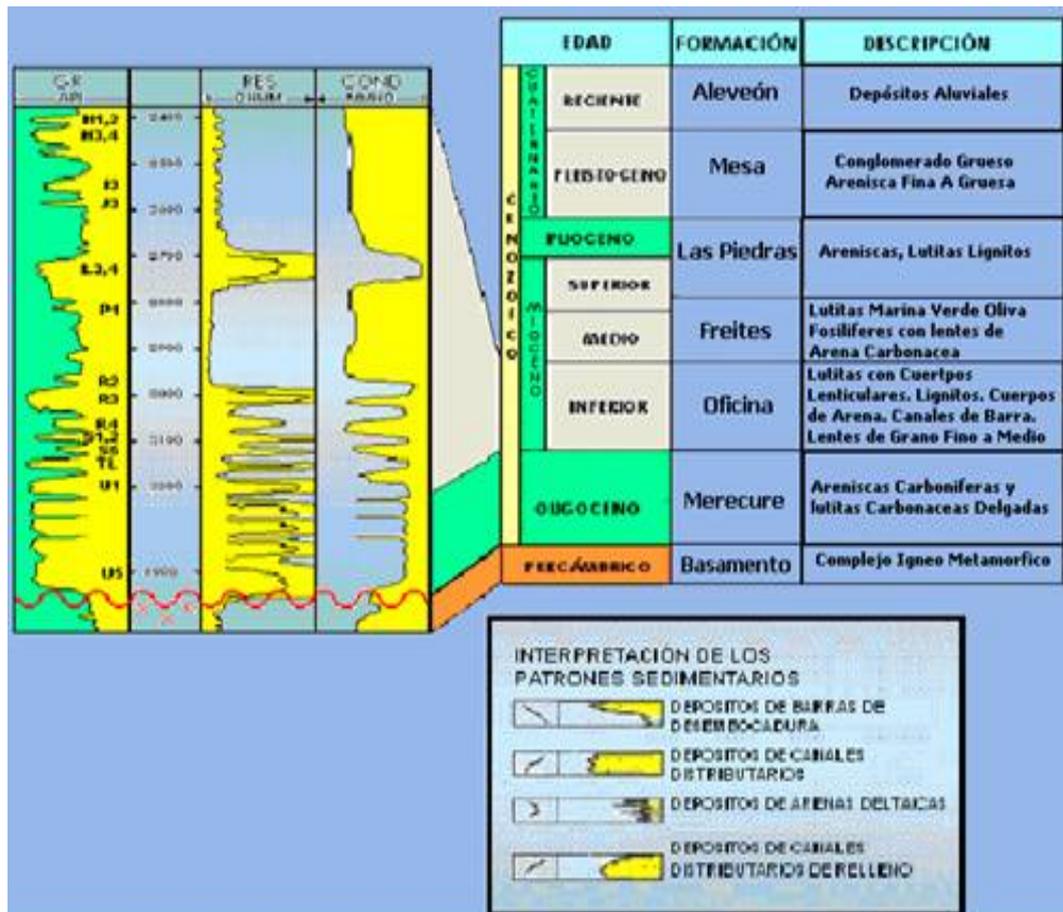


Figura 1-3. Estratigrafía perteneciente al AMS.

1.2.2 MODELO ESTRUCTURAL DE LA ZONA ^[3].

La historia tectónica del centro de Anzoátegui presenta una sucesión de largos lapsos extensivos y de períodos cortos compresivos desde el Oligoceno hasta el Cuaternario.

Una primera compresión se observa principalmente en Quiamare y Cerro Pelado, entre el Mioceno inferior y la base del Mioceno medio, debajo del tope del Miembro Verde de la Formación Oficina.

Una segunda compresión que levantó la Serranía del Interior durante el Mioceno medio a superior, originó en el Norte de Anzoátegui la elevación, pliegues y fallamiento de las rocas anteriores. Las antiguas fallas de crecimiento

(evidenciadas en Cerro Pelado y Anaco, desde el tope del Cretáceo hasta el tope del Miembro Naranja de la Formación Oficina) evolucionaron a fallas inversas, y la falla de Úrica se comporta como una falla transgresiva.

El sector oriental se caracteriza por pliegues volcados y sobrecorrimientos hacia el sur. La zona occidental no presenta verdaderos corrimientos, sino pliegues amplios afectados por fallas de rumbo sub- paralelos a la zona de falla de Úrica y con un movimiento dextral. El petróleo del AMS se encuentra en un monoclinal fallado de rumbo Noroeste (NO) y buzamiento regional de 2 a 3 ° hacia el norte.

El régimen de esfuerzos distensivos dio origen a un sistema de fallas normales con dirección Noreste – Suroeste (NE-SO) aproximadamente paralelas al buzamiento regional. La falla Cachicamo pertenece a este sistema, la cual por la magnitud de su salto (120 pies – 180 pies) es la estructura principal del área, creando condiciones para el entrapamiento de hidrocarburos.

El otro sistema de fallas presente en el área, tiene una dirección Noreste – Sureste (NO-SE) con saltos que varían entre 20 y 80 pies, aparentemente perpendicular al anterior y es el responsable de la mayor parte de las acumulaciones de hidrocarburos en los campos Socororo y Caricari.

1.2.2.1.1 LA FORMACIÓN MERECURE

La Formación Merecure perteneciente al subsuelo de los campos petrolíferos de Anaco es un afloramiento de Anzoátegui NorOccidental y constituye la parte basal de la Formación Oficina específicamente las arenas "U" cuyo tope es la Arena U-2 y base U-10. Las arenas de Merecure se extienden hasta el Campo Temblador y sus ciclos sedimentarios se establecieron en la edad Oligoceno-Mioceno Temprano que dieron origen a los yacimientos explotables del área del campo Socororo Noreste^[3].

1.2.2.2 FORMACIÓN OFICINA.

La formación Oficina se describe como una alternancia de lutitas grises, gris oscuro y gris marrón, intercaladas e interestratificadas con areniscas y limolitas de color claro y grano fino a grueso. Componentes menores, pero importantes de la unidad, son las capas delgadas de lignitos y lutitas ligníticas, arcillitas verde y gris claro, con esférulas de siderita, areniscas siderítico-glaucóníticas y calizas delgadas con estructuras como en cono. El material carbonoso es común, y en algunos pozos pueden encontrarse hasta 40 ó 50 capas de lignito, que varían desde pocos centímetros hasta 60 cm de espesor y que son de considerable valor en las correlaciones. En general, las areniscas se hacen más abundantes, de mayor espesor y de grano más grueso hacia la base de la formación.

La formación Oficina se sedimentó en un inmenso complejo fluvio-deltaico, donde son comunes las arenas lenticulares y de relleno de canales de ríos. Al Norte del corrimiento de Anaco, la formación Oficina se acumuló en condiciones marinas marginales a neríticas, con una mayor influencia marina en la parte media.

1.2.3 MODELO SEDIMENTOLÓGICO DE LA FORMACIÓN^[3].

El Ambiente Depositional identificado para la Formación Oficina (A-U1) del Mioceno fue un sistema Fluvio deltáico caracterizado por ciclos de inundación y progradación, haciéndose más marina de Oeste a Este y de Sur a Norte; y para la Formación Merecure (U2-U10) del Oligoceno un ambiente mixto de frente Deltáico con influencia de las mareas.

El ambiente es típico de clásticos basales transgresivos, depositados por corrientes fluviales entrelazadas y en posición más distal, por condiciones deltáicas, las areniscas se orientan preferencialmente en sentido norte-sur; esto tiene como base la descripción detallada de las características sedimentológicas, patrones de afinamiento o engrosamiento de grano “fining upwards” o “coarsening upwards”

respectivamente, su asociación vertical y la relación existente entre las curvas de potencial espontáneo (SP) y rayos gamma con los ambientes de sedimentación. En la Figura 1-5 se da un claro ejemplo de lo antes mencionado.

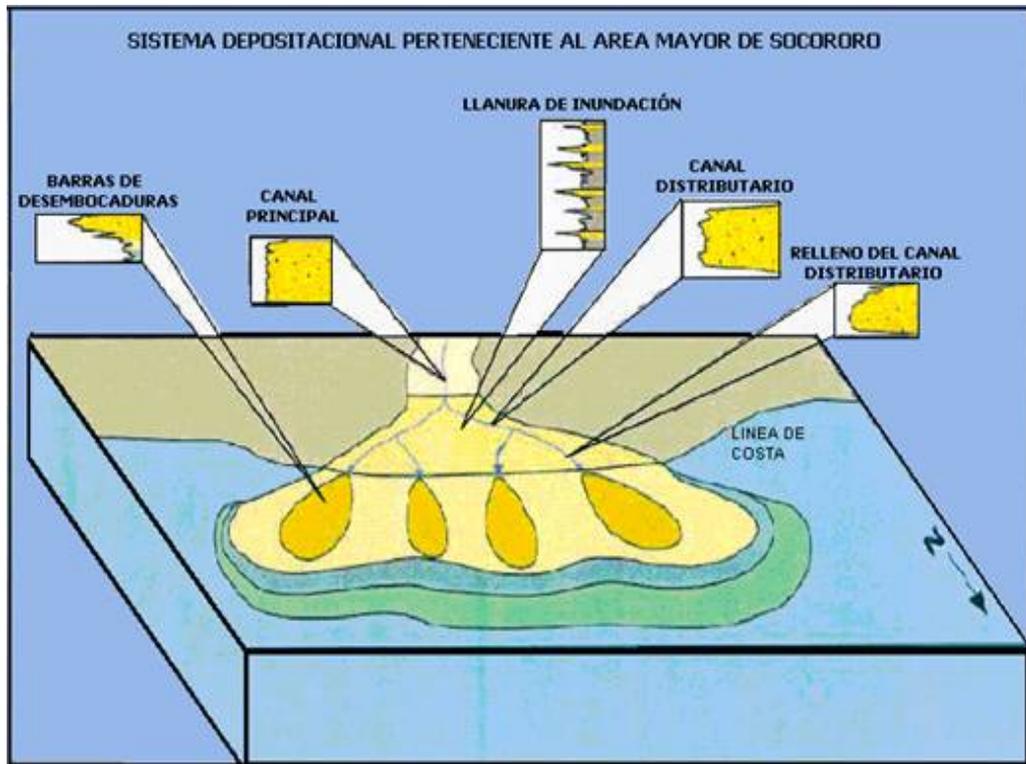


Figura 1-4. Sistema Deposicional del AMS.

1.2.4 MODELO PETROFÍSICO DE LA FORMACIÓN ^[2].

Este modelo determina los parámetros petrofísicos básicos de cada yacimiento de hidrocarburos pertenecientes al AMS necesarios para la estimación por pozos y arena del volumen de arcilla, la porosidad efectiva, la saturación de agua efectiva y la litología expresada en los siguientes términos: espesor total, arena neta, relación espesor neto total, arena neta petrolífera, y su permeabilidad total, así como también, determinar en la arena, los contactos de fluidos presentes como el del gas- agua, gas-petróleo y petróleo-agua.

La interpretación cuantitativa de los 96 pozos perforados en el campo Socororo se realizó en PetroUCV en el año 2005 con la ayuda del paquete computarizado

“interactive Petrophysics” de la empresa Schlumberger, el cual se ejecuta en ambiente de PC. Los cálculos se realizaron a partir de los archivos “.las” sectorizados por la empresa EGAL con un “intervalos” de 0.5 datos/pie de curva. Estos archivos fueron validados y corregidos por la empresa Schlumberger para PetroUCV en el año 2004.

De los 96 pozos evaluados 57 poseen registros de porosidad del tipo FDC/CNL y 39 no poseen ningún tipo de registro de porosidad, solamente registros eléctricos viejos de los años 1939 al 60. Es necesario destacar el hecho de que actualmente no se dispone de ninguna información de núcleos para el AMS.

A partir de los resultados de la evaluación Petrofísica se elaboraron los mapas de iso-propiedades para todos los yacimientos del campo. Con estos parámetros se calcula el volumen de hidrocarburos (reservas) de cada yacimiento evaluado, primero directamente por métodos volumétricos el cual proporciona una medida estática del petróleo o gas en sitio y segundo indirectamente por métodos de balance de materiales el cual proporciona una medida dinámica de los volúmenes de hidrocarburos.

1.3 DESCRIPCIÓN DE LOS YACIMIENTOS^[2]

La reactivación de los Campos Socororo, Cachicamo y Caricari, requiere que se aprovechen de manera óptima los pozos existentes, los cuales en la mayoría de los casos han resultado ser pobres productores, desarrollando prematuramente problemas de producción de arena y finos, elevada producción de agua y, en algunos casos, alta producción de gas.

La información disponible sobre las historias de producción y eventos de los pozos del área es incompleta y de pobre calidad. Esto da una idea del bajo factor de recobro obtenido hasta la fecha. De la información geológica revisada se puede decir que existe una gran cantidad de yacimientos con capa de gas original y con acuíferos asociados de limitada extensión areal. Unido a ello se tiene que con base

en las características de los hidrocarburos presentes y sus condiciones de entrapamiento (someros a profundidades menores de 5000 ft, la mayoría de los yacimientos están en sus condiciones originales, saturados o ligeramente sub saturados.

1.4 MECANISMOS Y COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN EN EL AMS^[2]

La estimación de fluidos originalmente en sitio (POES y GOES), correspondiente a las reservas probadas, se realizó empleando los valores de propiedades de la roca obtenidos en la revisión petrofísica y geológica, lo cual aportó mapas isópacos – estructurales actualizados, obteniéndose los resultados de un volumen de POES igual a 418 MMBN y un volumen de GOES igual a 278 MMMPCN.

Actualmente la presencia de capa de gas originalmente en sitio condujo a un conteo ineficiente del volumen de gas producido y por lo tanto los valores de RGP estimados y calculados fueron elevados. El reporte de la relación agua – petróleo de producción se estimó en alrededor del 40% de los yacimientos analizados, esto indica la presencia de acuíferos asociados de actividad moderada. Los yacimientos analizados mediante Balance de Materiales posee un factor de Recobro del 2%, según el estudio de PetroUCV. Los resultados de pruebas realizadas indicaron que el 70% de los yacimientos muestran presiones actuales promedio en el orden de 1.200 Lpc, con una presión inicial promedio de 1.600 Lpc.

1.5 DISTRIBUCIÓN ACTUAL DE LOS FLUIDOS^[1].

Los yacimientos de los Campos Socororo, Cachicamo y Caricari se encuentran en condiciones cercanas a las condiciones iniciales debido a los bajos factores de recuperación y los niveles relativamente altos de presión, esto implica que a ocurrido pocos cambios en cuanto a la ubicación de los contactos agua – petróleo y gas – petróleo, según sea el caso.

Al revisar la información disponible acerca del comportamiento productivo del Área Mayor de Socororo se observan decrecimientos vertiginosos de la capacidad productiva de los diversos pozos (en por lo menos 9 yacimientos de la zona), encontrándose declinaciones variando entre el 5 % y 30%, debido al taponamiento por finos de los empaques con grava, según los datos suministrados por PetroUCV 2005.

CAPITULO II**MARCO TEORICO.****2.1 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.**

Los estudios realizados en la ingeniería de producción comprenden una serie de procesos que van desde el comportamiento de afluencia, el Levantamiento de los fluidos del pozo, hasta los procesos en superficie como: la recolección, separación, tratamientos, almacenamiento y transporte del crudo y gas. Al poner en producción un pozo se crea una diferencia entre la presión del yacimiento y la presión del fondo del pozo, esta diferencia de presión origina el desplazamiento de los fluidos desde la formación hacia el pozo cuando la presión es mayor en el yacimiento que en el pozo. A su vez por la diferencia de presión entre el fondo del pozo y la superficie, los fluidos pueden ser extraídos^[4]

El proceso de levantamiento de los fluidos del pozo hacia la superficie, puede llevarse a cabo mediante producción del pozo por flujo natural o por métodos de levantamiento artificial.

Cuando la energía natural de un yacimiento es suficiente para impulsar los fluidos desde un punto del yacimiento hasta el fondo del pozo y de allí hasta la estación de flujo, se dice que el pozo produce por flujo natural. A medida que la energía del yacimiento declina, la producción del pozo disminuye hasta el punto en que no puede producir por si solo, debiéndose adoptar una manera de disminuir la presión del fondo del pozo y a la vez de transportar los fluidos hasta la superficie, incrementando de esta forma el aporte de fluidos de la formación al pozo. Esto implica el uso de un sistema que permita proporcionar energía de manera artificial al pozo, a estos sistemas se les conoce como sistemas de Levantamiento Artificial^[4].

Por tal motivo la ingeniería de producción ha realizado estudios sobre los sistemas de Levantamiento Artificial, llegando al consenso que los sistemas más adecuados para la explotación del petróleo en cualquier campo venezolano son los

siguientes: Bombeo Mecánico Convencional (BMC), Bombeo Electro sumergible (BES), Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP), Bombeo Hidráulico (BH), Levantamiento Artificial por Gas (LAG).

En este proyecto se va a realizar un estudio completo del sistema de Levantamiento Artificial por Gas Continuo, con el fin, de reactivar la producción del Campo Socororo Noreste. A continuación se presentan las bases teóricas que comprenden este sistema.

2.2 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS (LAG).

Este Método de Levantamiento Artificial opera mediante la inyección de gas a alta presión en la columna de los fluidos de producción, con el objeto de disminuir la densidad del fluido fluyente y reducir el peso de la columna hidrostática sobre la formación, obteniéndose así un diferencial de presión entre el yacimiento y el pozo que permite que el pozo fluya adecuadamente. Esta inyección de gas al pozo se puede hacer a través de dos métodos diferentes, los cuales son el método de Levantamiento Artificial por Gas a través de flujo Continuo, a través de flujo Intermitente. Como variantes de estos métodos, también se han desarrollado otros como la Cámara de acumulación, el Pistón metálico y el Flujo pistón^[4].

2.2.1 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS (LAG) A TRAVÉS DE FLUJO CONTINUO.

Cuando la presión en un yacimiento declina la capacidad de los pozos para producir los fluidos disminuye. Esta reducción en la productividad del pozo es causada por un decremento de la capacidad del yacimiento para suplir los fluidos al fondo del pozo, y en muchos casos se registra un incremento en la presión requerida para levantar el fluido desde el fondo del pozo hasta la superficie, aumentando así la presión de fondo fluyente en la tubería. Existen métodos para reducir la presión de fondo fluyente en la tubería por medios artificiales, que modifican el comportamiento de producción del pozo. La inyección continua de

gas es el método de Levantamiento artificial que usa una fuente externa de gas a alta presión para complementar el gas de la formación y levantar los fluidos del fondo del pozo hasta la superficie, la principal limitación de este método es la disponibilidad y costos de compresión del gas^[13].

El LAG se fundamenta en la inyección continua de gas hacia la columna de fluidos para lograr disminuir su densidad, produciendo un incremento de la relación gas- líquido por encima del punto de inyección. En la figura 2-1 se representa este método el cual se aplica en pozos con presión de fondo y tasas apreciables dentro de un amplio rango de Índice de Productividad. Este método de inyección de gas continua es capaz de manejar arenas, utilizándose igual en pozos someros o profundos. La única diferencia entre un pozo que produce por flujo natural y uno que produce por inyección continua de gas es la variación de la relación gas líquido desde el punto de inyección hasta la superficie. La profundidad a la cual la válvula de inyección de gas puede ser colocada depende de la presión de inyección de gas disponible^[4].

Existen dos tipos de Levantamiento Artificial por Gas a través de flujo continuo, el LAG en tubería continua en el cual, el gas se inyecta por el espacio anular y la producción se lleva a cabo a través de la sarta de tubería, y el L.A.G. continuo por el anular, donde el gas se inyecta por la sarta de tuberías y la producción se realiza mediante el espacio anular, este tipo de producción requiere cierta experiencia en su aplicación.

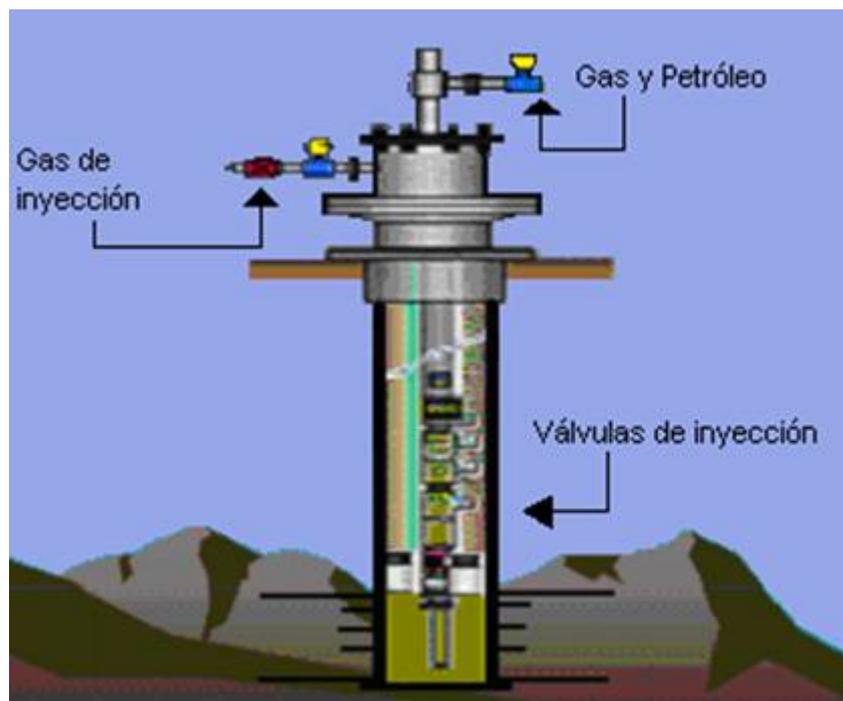


Figura 2-1 LAG continuo

El diseño de un sistema de inyección continua de gas consiste en determinar el espaciamiento entre las válvulas, profundidad de inyección y la presión de inyección del gas usada para aligerar la columna de fluido en el pozo. Cuando la profundidad de inyección es incrementada, menos gas de inyección se requerirá para alcanzar la presión de fondo fluvente requerida. El estudio de un sistema de flujo continuo por inyección continua de gas consiste en determinar el comportamiento de un pozo cuando se aligera la carga dentro de él y se estabiliza la operación, este estudio se realiza a partir de un diseño previo^[4].

2.2.1.1 PRINCIPIOS BÁSICOS DE SISTEMAS DE LAG CONTINUO.

Para el óptimo funcionamiento y diseño de un sistema de levantamiento por inyección continua de gas se deben fijar un valor de presión de inyección en superficie, diámetro de tubería, diámetro de la línea de flujo, para luego optimizar cada uno de los parámetros a partir del análisis de sensibilidades de producción. Algunos sistemas gráficos que relacionen la tasa de producción con los parámetros de inyección pueden ser necesarios para realizar una decisión lógica para obtener el óptimo funcionamiento del sistema. Con la finalidad de analizar

eficientemente la dinámica de sistemas asociados a LAG continuo, uno de los principales parámetros de inyección que se relaciona con la tasa de producción, es la relación gas líquido de inyección, permitiendo obtener la tasa de inyección de gas asociada a la máxima producción de fluido^[4].

Como el gas después de inyectado y el fluido del yacimiento alcanzan la superficie se debe contar con suficiente presión en el cabezal del pozo para mover los fluidos hasta el separador. Una cantidad de gas adicional podría causar un incremento en la presión y por lo tanto reducir la producción del fluido del yacimiento. Líneas de flujo suficientemente grandes podría permitir alcanzar el mínimo gradiente de presión en la tubería de producción.

La presión del separador es muy importante en el estudio del comportamiento de las instalaciones de levantamiento artificial por inyección continua de gas. Dependiendo de las condiciones del sistema, una disminución en la presión del separador puede o no afectar la tasa de flujo del pozo. La presión en el revestidor también afecta la tasa de producción del pozo.

Hay dos efectos del incremento del corte de agua sobre el comportamiento de un sistema de levantamiento artificial por inyección continua de gas. Uno es la alta densidad del agua comparada con la del petróleo, pero el principal efecto es causado por la baja relación gas líquido por debajo del punto de inyección de gas debido a la producción de agua, lo cual causa un incremento de la densidad del fluido del pozo, por lo tanto se requerirá mayor presión para levantar los fluidos hasta la superficie. En pozos donde la relación gas líquido proveniente del yacimiento se mantiene constante se podría evidenciar un pequeño efecto del corte de agua sobre la producción. El efecto del corte de agua sobre sistemas de levantamiento por inyección continua de gas dependerá del tipo de yacimiento que se está explotando mediante el pozo productor^[4]

En procesos de inyección de gas, a través del anular, se registra un diferencial de presión entre el anular y la tubería de producción, cuando la presión diferencial

entre la tubería de producción y el anular aumenta la tasa de flujo de producción disminuye. Esta disminución en la tasa de producción se debe principalmente a que el gas tiene más facilidad de fluir por la tubería.

2.2.1.2 DESCRIPCIÓN DE SISTEMAS DE LAG CONTINUO.

Los sistemas de levantamiento artificial por gas operan de tal manera que el gas de producción que sale de los separadores es conducido hacia los compresores, donde se incrementa la presión del gas. El gas ya comprimido pasa a través de los múltiples de inyección para luego ser distribuido entre los pozos donde será inyectado.

El gas que viene del múltiple de inyección se regula a través de un controlador de flujo o estrangulador que puede estar colocado a la salida del múltiple de distribución de gas o en el cabezal del pozo. Una vez que el gas de inyección se distribuye en la línea de inyección de cada pozo, entra al espacio anular y es inyectado en la tubería de producción a través de la válvula de inyección. Seguidamente el gas pasa por la válvula de inyección y entra en contacto con el fluido producido del yacimiento, reduciéndose la densidad del fluido resultante en la tubería de producción por encima del punto de inyección^[13].

2.2.1.3 APLICACIONES DE SISTEMAS DE LAG CONTINUO.

El método de levantamiento artificial por inyección continua de gas es particularmente aplicable en pozos donde el gas a alta presión es disponible. Compresores de gas pueden ser instalados para la inyección de gas, o también se pueden instalar pozos de gas a alta presión cerca de los pozos productores para obtener el suministro de gas requerido en este sistema de levantamiento artificial. El costo de compresión de gas, comúnmente, es mucho mayor que el costo de los equipos de fondo del sistema de inyección. Éste método de levantamiento debe ser considerado siempre que este disponible una fuente de gas a alta presión. El levantamiento por inyección continua de gas es aplicable en campos con

yacimientos bajo programas de mantenimiento de presión, ya que es necesario que el yacimiento cuente con energía suficiente para llevar el fluido a un determinado nivel por encima del fondo del pozo, para que el método de LAG continuo sea aplicable^[4].

Las características comunes de pozos que producen por inyección continua de gas son:

- Alto índice de productividad.
- Tasas de producción apreciables.
- Altas presiones de fondo.
- Relación gas líquido considerables.
- Pozos con producción de arena y pocos profundos.

2.2.1.4 VENTAJAS DEL MÉTODO DE LAG CONTINUÓ^[4].

- Maximiza el uso del gas disponible en el reservorio.
- Maneja la producción de aguas y sedimentos.
- Maneja grandes volúmenes de producción fácilmente.
- Da flexibilidad de conversión de levantamiento continuo e intermitente.
- Es fácil obtener las presiones y los gradientes en el hueco del pozo.
- Se pueden recuperar las válvulas con equipos de guaya.
- Las completaciones desviadas no presentan un problema.
- Aplicable a las instalaciones costa afuera.

2.2.1.5 LIMITACIONES DEL MÉTODO DE LAG CONTINUÓ^[4].

- En muchos campos no se dispone del gas suficiente para el levantamiento.
- Dificultad para levantar emulsiones y crudos viscosos.
- Tiene problemas de formación de hidratos y congelación de gases.
- Se dificulta realizar el análisis adecuado sin supervisión en ingeniería.

- No puede producir eficazmente en pozos profundos hasta la presión de abandono.
- No es eficiente en campos pequeños.
- El revestidor debe resistir la presión de levantamiento.
- Presenta problemas de seguridad con el gas a altas presiones.
- No se puede obtener presiones mínimas de fondo al producir el pozo, ya que la misma se incrementa, tanto por la profundidad como por el volumen de inyección.
- Se debe disponer de una fuente de gas y una planta compresora.
- Esta limitado a levantar crudos medianos y livianos.
- El pozo debe contar con un alto Índice de Productividad.
- Para bajas presiones de yacimiento, se requiere de grandes volúmenes de gas de levantamiento.

2.2.1.6 EQUIPOS DE LOS SISTEMAS DE LAG CONTINUO.

La mayoría de los sistemas de levantamiento artificial de LAG están diseñados para recircular el gas de levantamiento. El gas proveniente de las estaciones es comprimido para ser parcialmente reinyectado en los pozos con fines de levantamiento. Los equipos que conforman el sistema de LAG continuo se dividen en dos tipos según su ubicación estos son, de superficie y de subsuelo, los cuales serán descritos brevemente.

2.2.1.6.1 EQUIPOS DE SUPERFICIE.

Son aquellos equipos que permiten regular y garantizar el funcionamiento del sistema de inyección. Los equipos de superficie del sistema de inyección se encuentran entre el múltiple de inyección y el pozo a nivel de superficie. Generalmente es el múltiple de inyección donde se regula la cantidad de gas que se desea inyectar a cada pozo. El gas a inyectar en los pozos es regulado por los estranguladores de flujo de gas colocados a la salida del múltiple de inyección a la línea de gas de cada pozo^[4].

El múltiple de inyección es un sistema de flujo donde se distribuye la tasa de gas que se inyectará a cada pozo. El gas que fluye a través del múltiple de inyección proviene de los compresores donde el gas de los separadores fue comprimido. Para verificar que el volumen de gas que se inyecta a cada pozo es igual a las condiciones del diseño se instala un medidor de flujo de gas en la línea de suministro de gas para cada pozo. Este medidor consiste en una placa orificio, que mide diferenciales de presión. Estas mediciones de presión se registran a través de un disco de trazo continuo. En este disco se registra el diferencial de presión a través de la válvula, lo cual permite calcular la presión del gas en el sistema y la presión del fluido producido ^[4].

La planta compresora en un sistema de LAG representa la fuente de gas ya que es el equipo encargado de comprimir el gas a baja presión proveniente de la sección de succión y lo descarga a una presión muy por encima de la que lo recibió, hacia la red de distribución; una buena fuente de gas requiere mantener su presión constante y un gas seco. Si la fuente de gas proviene de pozos de gas o de separadores, entonces uno o varios procesos tales como compresión, deshidratación o endulzamiento podrán ser requeridos. La planta compresora puede ser centrífuga (turbina) o reciprocante con motor compresor ^[4].

La distribución del gas puede ser de dos maneras:

- Directamente de la descarga del compresor, de un suplidor de gas o de un punto de distribución (múltiple) para cada pozo.
- Una línea de distribución troncal con distribución individual para cada pozo.
- Un sistema de conexión directa es muy útil para pequeños sistemas que poseen un limitado número de pozos y líneas de inyección de longitudes pequeñas.
- La línea de distribución troncal es aplicable a extensos sistemas de distribución. Mediante él se provee una distribución local a cada pozo y permite que varias estaciones de compresión sean conectadas en

paralelo de tal manera que el cierre de cualquiera de las estaciones no origina el cierre total del sistema.

A lo largo del recorrido del gas existen en puntos estratégicos, válvulas y medidores de presión y de flujo que permiten obtener la información requerida para el control y el seguimiento del sistema. En la figura 2.2 se muestran estos equipos de medición y control para los pozos.

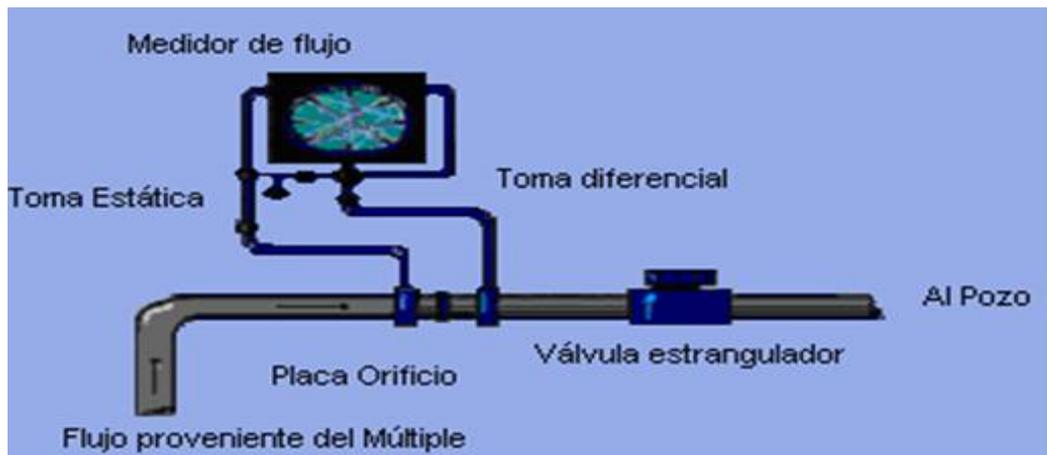


Figura 2-2. Equipo de medición y control.

En el separador^[17] general de producción eventualmente se separa la fase líquida de la fase gaseosa; la fase líquida es transportada a los tanques de almacenamiento. En la siguiente figura se pueden observar los equipos de superficie en un LAG.

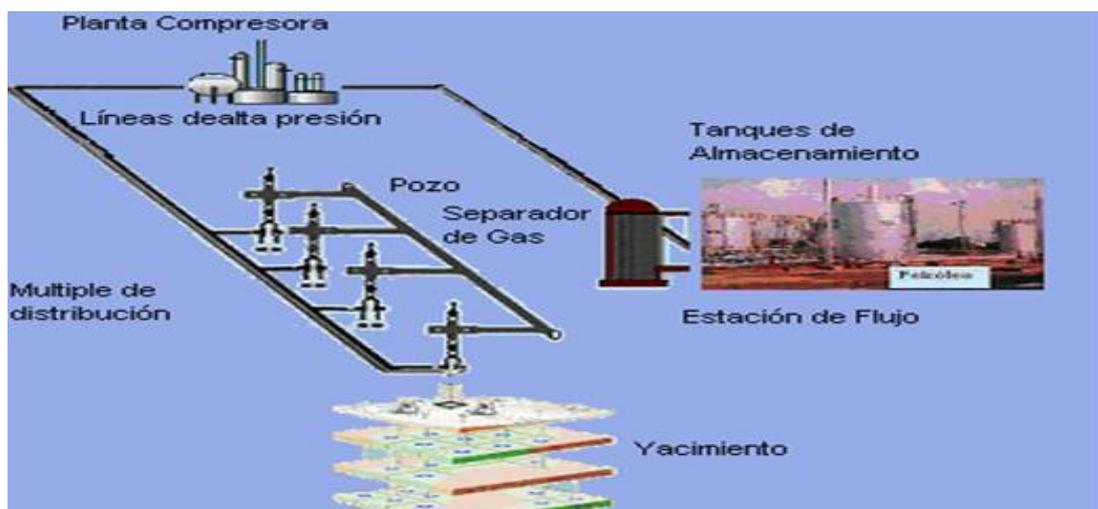


Figura 2-3. Equipos de Superficie.

2.2.1.6.2 EQUIPOS DE SUBSUELO.

En los sistemas de levantamiento artificial por inyección continua de gas existe una serie de equipos y accesorios que se colocan a lo largo de las instalaciones de subsuelo del sistema de producción con la finalidad de optimizar el sistema de producción. Estos equipos relacionados con el método de levantamiento artificial por inyección continua de gas permite aplicar el sistema a uno o varios pozos. Estos equipos son colocados desde el cabezal del pozo hasta la profundidad total del pozo. Entre estos equipos se encuentran los mandriles y las válvulas de inyección y descarga^[4].

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. Estos se clasifican, de acuerdo al alojamiento de las válvulas.

- 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 hay que sacar la tubería por eso no se usa a menudo.
- El 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: Este posee en su interior un receptáculo para alojar la válvula de tal manera que no entorpezca el paso de los fluidos, ni de las herramientas a través de la tubería. 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^[4].

Las válvulas de inyección se encuentran enroscadas o incertadas en la sección de la tubería de producción denominada mandril. Las válvulas de inyección son usadas para inyectar gas y obtener los máximos beneficios requeridos. Estas válvulas actúan como reguladores de la presión de inyección. Las partes fundamentales de una válvula de inyección de gas son la nariz a través de la cual se logra la admisión del gas desde el cuerpo de la válvula a la tubería de producción. El cuerpo de la válvula posee una serie de componentes los cuales dependen del tipo de válvula^[4].

Las válvulas en el sistema de LAG son reguladoras de presión de fondo, la función principal es regular el paso del gas, generalmente la entrada desde el anular hacia el eductor. La mayor o menor cantidad de gas que pasará a través del orificio (PORT) de una determinada válvula dependerá del diferencial de presión existente a través de ésta ya que los elementos funcionales de un regulador de presión y una válvula de levantamiento por gas son similares^[4].

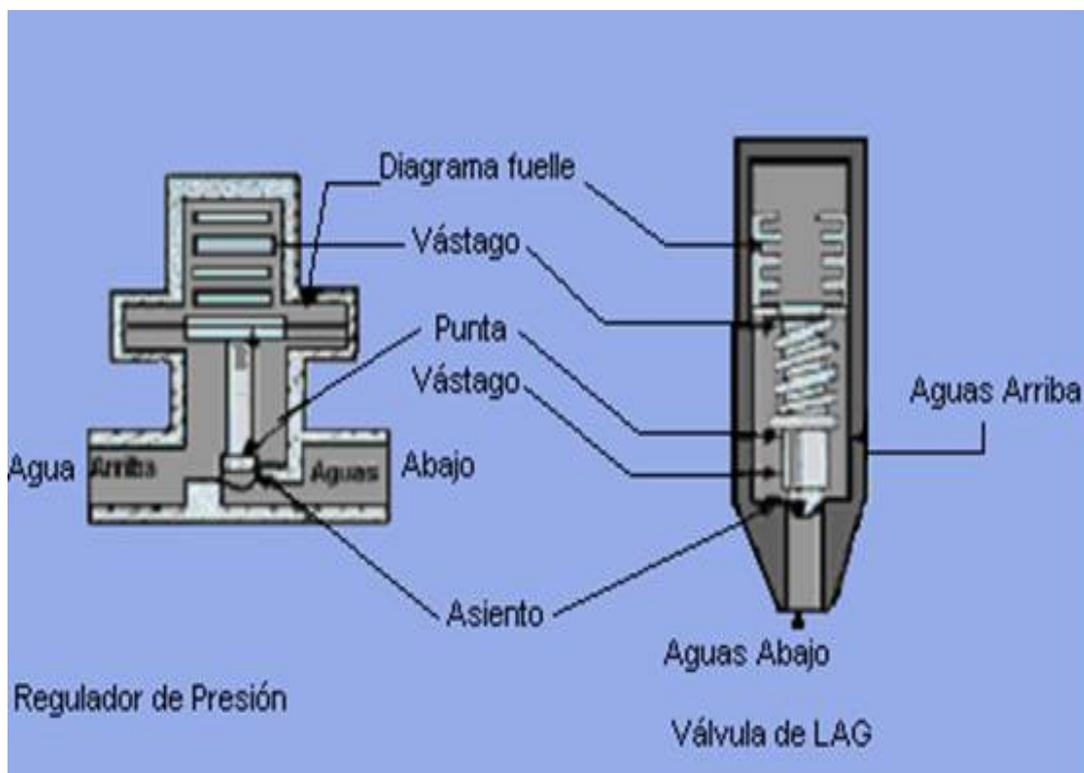


Figura 2-4. Válvula de LAG y regulador

Generalmente una válvula de LAG esta conformada ^[4] por:

- Un fuelle
- Un resorte.
- Una cámara o domo: formado por el tope del fuelle y las paredes internas y el tope de la válvula, cargada con un gas a presión.
- Un orificio o asiento: es cerrado o abierto por un elemento de sello ubicado en la punta de un vástago.
- Elementos de sello: mayor que el asiento, que se encuentra conectado a la sección inferior del fuelle o resorte mediante un vástago.
- Conductos para inyectar gas.
- Mecanismos para permitir su recobro, pesca o asentamiento en el interior del mandril^[4].

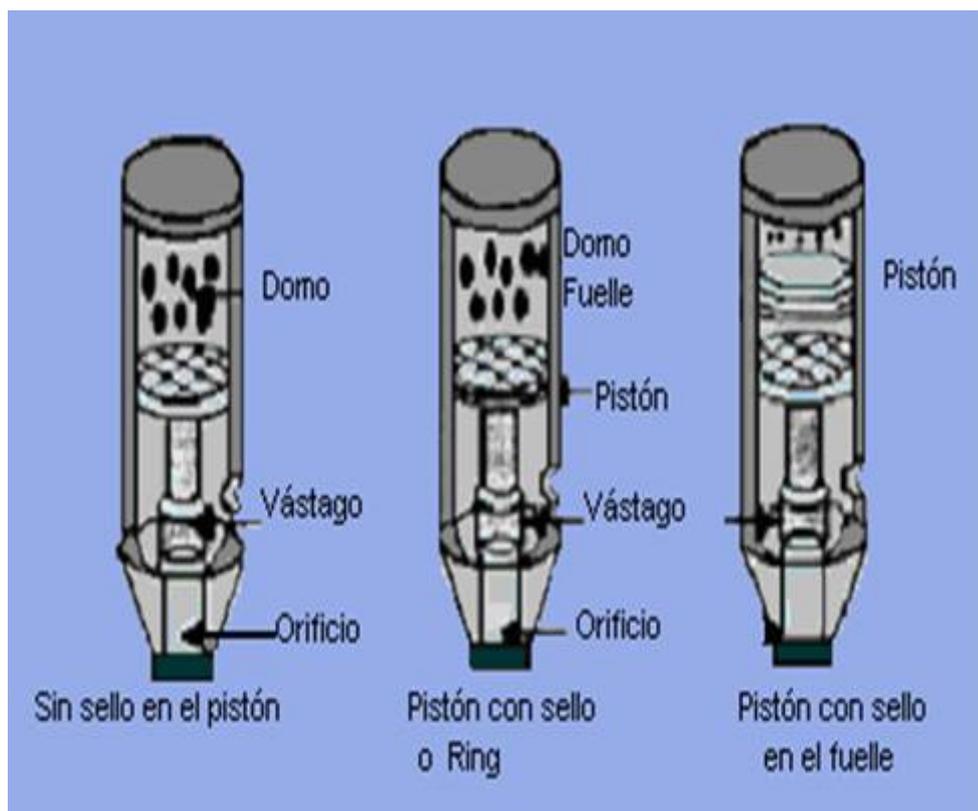


Figura 2-5. Componentes de una válvula de LAG.

Las válvulas se encuentran ubicadas entre dos presiones de apertura referidas; en el caso que la presión de inyección entre en contacto con el fuelle la válvula que opera es la de inyección. Las válvulas operadas por presión de los fluidos de producción a diferencia del caso anterior la presión que esta en contacto con el fuelle es la de los fluidos producidos. Las válvulas para flujo continuo poseen un asiento que permite el paso continuo que se requiere inyectar; el volumen de gas es controlado desde la superficie^[4].

2.3 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL A TRAVÉS DE LA INYECCIÓN DE GAS INTERMITENTE.

El Levantamiento Artificial mediante el flujo continuo de gas, es normalmente más eficiente que el de flujo intermitente, por lo tanto, debe usarse cuando sea posible. La finalidad de la inyección en forma intermitente es impulsar hacia la superficie, un tapón de líquido que inicialmente se encuentra por encima del punto de inyección. Por esto el proceso requiere altas tasas de inyección de gas, para que el fluido acumulado viaje a una velocidad mayor que en la inyección continua y de esta manera, incrementar la eficiencia de recuperación y disminuir las pérdidas por resbalamiento del líquido. La entrada del gas a la tubería, se lleva a cabo a través de una válvula con un orificio grande que permite pasar un volumen considerado de gas^[4].

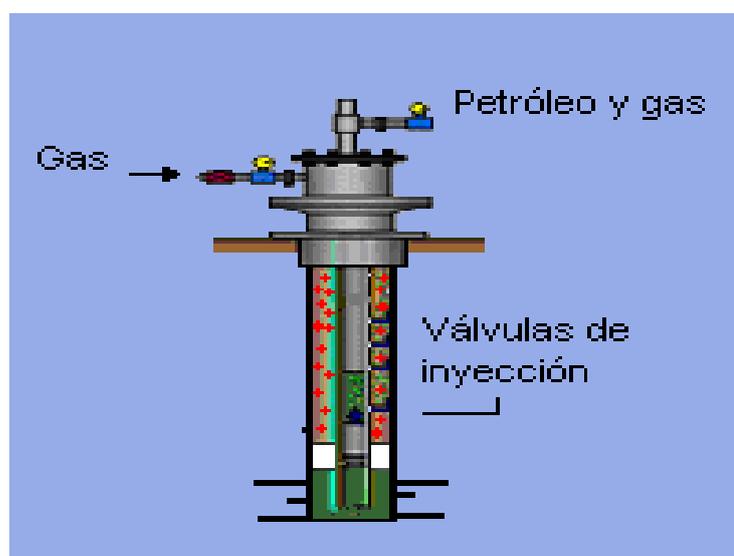


Figura 2-6 LAG intermitente

2.3.1 Ventajas del método de L.A.G. intermitente

- Puede obtenerse menor presión de fondo que en el flujo continuo y con menor relación de gas de inyección.
- Pueden recuperarse las válvulas con técnicas de guaya fina o con tuberías al igual que en el continuo.
- Facilidad para centralizar el equipo.

2.3.2 Límites del método de L.A.G. intermitente

- Debe disponerse de una fuente de gas de alta presión.
- Limitado a bajas profundidades.
- Limitado a crudos medianos y livianos.
- Si la presión del yacimiento es muy baja, el tiempo de formación del tapón de líquido es muy largo, si el I.P. es muy bajo.
- Se presentan pérdidas de líquidos por resbalamiento. La fracción del tapón que cae se define como la diferencia entre el tapón original y la fracción del tapón que produce una disminución a la producción^[4].

2.3.3 Aplicación de Flujo Intermitente.

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

- Baja tasa de producción.
- Baja relación gas-líquido del yacimiento.
- Alta densidad del petróleo.
- Pozo sin producción de arena.
- Pozos moderadamente profundos con bajo nivel de fluido.
- Baja presión de fondo con bajo índice de productividad.
- Baja presión de fondo con alto índice de productividad

2.4 INDICE DE PRODUCTIVIDAD.

El Índice de productividad ó IP es el potencial o habilidad de un pozo para producir fluido del yacimiento dependiendo de un diferencial de presión, además de ser un parámetro exclusivo del pozo y un indicador de la capacidad productiva del mismo^[4].

En yacimientos de baja permeabilidad es impráctico fluir el pozo por largo tiempo para alcanzar estabilización, especialmente si las condiciones de flujo semi- continuo se necesita a más de una tasa. Una prueba isócronas es una prueba que se realiza en los yacimientos con el objeto de obtener datos, para establecer una curva de tasa o afluencia estabilizada sin fluir el pozo lo suficiente para alcanzar las condiciones estabilizadas a cada tasa^[4].

La variación del IP depende de como fluctúa la tasa de producción y el diferencial de presión, en tal forma que ésta variación es directamente proporcional a la presión diferencial de fondo. Donde la razón de la tasa de producción, en barriles fiscales por días, a la presión diferencial ($P_e - P_{wf}$), en libras por pulgadas cuadradas, en el punto medio del intervalo productor se conoce como la ecuación de índice de productividad^[4]

$$IP = J = \frac{q}{P_e - P_{wf}} = \frac{q_o + q_w}{P_e - P_{wf}} \left[\frac{BPD}{LPC} \right] \text{ Ecu.2.1}$$

La presión estática del yacimiento (P_e) es la que origina las fuerzas para mover el fluido. La presión dinámica o presión de fondo fluyente (P_{wf}) a una tasa de producción dada, es la presión disponible en el fondo del pozo, después que el fluido sufre todos los descensos de presión durante su recorrido del yacimiento al hueco del pozo^[4].

El IP es medido después de un período de cierre del pozo suficientemente largo para obtener equilibrio en la presión del yacimiento, empleando un medidor de presión de fondo se determina la presión estática (P_e), y luego que el pozo haya

producido a una tasa estabilizada por un tiempo determinado se mide la presión de fondo fluyente (P_{wf}). La diferencia ($P_e - P_{wf}$) se denomina presión diferencial o caída de presión. La tasa de flujo se determina por medio de medidas en el tanque de almacenamiento o, en algunos casos, de medidas de los separadores o con medidores de desplazamientos positivos. En otros pozos, con altas tasa de flujo se rompe la proporcionalidad y el IP , esto se debe a la pronta pérdida de energía del yacimiento y/o a otros factores^[4]:

- Turbulencias a altas tasas de flujo,
- Disminución en la permeabilidad del petróleo debido a la presencia de gas libre resultante de la caída de presión en el pozo,
- Aumento en la viscosidad del petróleo con caída de presión debajo del punto de burbujeo, ya que se libera gas en solución, o
- Reducción de la permeabilidad debido a la compresibilidad de la formación.

En yacimientos con empuje por depleción o lo que se denomina empuje por gas en solución los IP de los pozos decrecen a medida que la depleción procede, debido al aumento en la viscosidad del petróleo a medida que el gas es liberado de la solución, y a la reducción de la permeabilidad efectiva del petróleo en la roca a medida que la saturación del petróleo disminuye. Ya que cada uno de estos factores puede cambiar poco o mucho durante el proceso de depleción, el índice de productividad puede disminuir a una fracción pequeña de su valor inicial^[4].

Además como la permeabilidad del petróleo disminuye, existe un aumento correspondiente en la permeabilidad del gas, resultando en altas razones gas petróleo. La tasa máxima a que un pozo puede producir depende del índice de productividad a las razones existentes en el yacimiento y de la presión diferencial disponible. Si la P_{wf} se mantiene cerca de cero, manteniendo en nivel del fluido en el pozo muy bajo, la presión diferencial disponible es entonces la presión existente en el yacimiento, y la tasa máxima de producción será $P_e * J$. En pozos que producen agua, el índice de productividad, basado en la producción de

petróleo solamente, disminuirá a medida que el porcentaje de agua aumente debido a la disminución de la permeabilidad del petróleo, aunque no ocurra una caída considerable en la presión del yacimiento. En el estudio de estos pozos productores de agua a veces es práctico referir el índice de productividad en base del flujo total, incluyendo agua y petróleo, ya que en algunos casos el porcentaje de agua alcanza el 99% o más ^[4].

En la práctica los valores de *IP* son variados dependiendo de las características de variación de cada pozo y de la zona y del país donde se encuentre el pozo. Sobre la base de una experiencia general se han fijado los siguientes valores como indicativos de *IP* de un pozo.

$J < 0.5$ BPD/lpc Es un *IP* bajo

$0.5 \leq J \leq 1.5$ BPD/lpc Es un *IP* intermedio

$J > 1.5$ BPD/lpc Es un *IP* alto

Aunque son raros los casos, se pueden conseguir valores tan bajos como 0,01 o menores y valores tan altos como 50 o más ^[4].

Como se ha podido observar, el *IP* permite conocer el potencial de la formación y constituye un factor muy importante en la evaluación de un pozo o de un tratamiento que se le desee realizar a dicho pozo ^[4].

El comportamiento de afluencia o IPR se define como la relación existente entre las presiones de fondo fluyente y sus correspondientes tasas de producción; y representa la habilidad que tiene el yacimiento para entregar fluidos al pozo. Generalmente esta relación se representa mediante un gráfico de P_{wf} contra qL , donde qL es la producción neta de líquidos.

La preparación de las curvas de *IPR* para pozos de petróleo y gas, es muy importante en el análisis de sistemas de producción. A no ser que se tenga alguna idea acerca de la capacidad productiva de un pozo, el diseño y la optimización del sistema de levantamiento se hace muy difícil ^[4].

El *IP* cambia a través de la vida productiva de un pozo para una condición de una caída de presión particular y también esta sujeto a cambios específicos bajo diferentes condiciones de caída de presión ^[4].

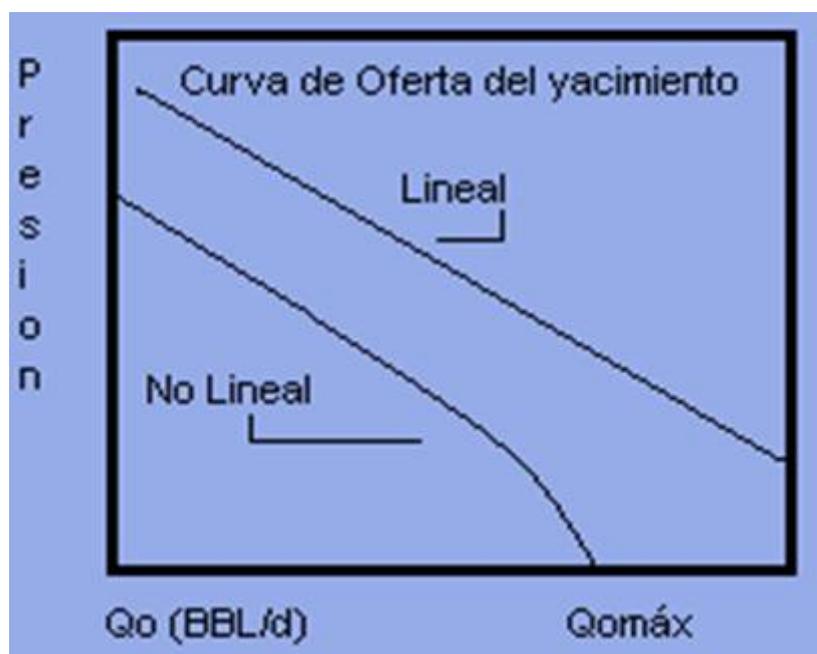


Figura 2-7. Comportamiento de Afluencia.

En su forma más simple la *IPR* representa una línea recta, en este caso la tasa será directamente proporcional a la caída de presión en el yacimiento, esta constante de proporcionalidad es también conocida como **Índice de productividad** ^[4] y es aplicable en yacimientos con presión de fondo fluyente mayor a la presión de burbujeo. En esta representación de la *IPR* lineal, el inverso de la pendiente de la línea representa el índice de productividad y el potencial máximo del pozo a P_{wf} igual a cero para lo cual se partió de la ecuación: $q = j * (P_e - P_{wf})$ donde el valor de J del pozo se supuso constante independientemente de la producción del pozo, lo que originó que las posibilidades de producción de la formación cayeran sobre

una línea recta. Sin embargo casi siempre se puede esperar que la línea sea curva y el valor de J decrece al incrementarse los valores del diferencial de presión.

2.4.1 IPR SEGÚN VOGEL.

Vogel ofreció una solución al problema de flujo bifásico en el yacimiento desarrollando la siguiente ecuación^[4]:

$$\frac{q}{q_{\max}} = 1 - 0.2 * \frac{P_{wf}}{P_r} - 0.8 * \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad \text{Ec. 2.2}$$

Donde:

q = tasa de líquido (BPD)

q_{\max} = tasa máxima de líquido (BPD).

P_r = presión del yacimiento (lpc).

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

Se llega a esta conclusión a partir de una ecuación computarizada para distintos yacimientos con empuje por gas en solución donde la presión media del yacimiento es menor que la presión en el punto de burbujeo y para diferentes propiedades del fluido^[4].

2.4.1.1 COMBINACIÓN DE LOS MÉTODOS ANTERIORES.

Con la combinación de los métodos anteriores se puede generar la *IPR* cuando la presión de fondo fluyente está por debajo de la presión de saturación. La *IPR* completa puede construirse si se conoce el índice de productividad existente en el punto de burbujeo^[4].

Las siguientes ecuaciones son aplicadas en la construcción de la *IPR* completa.

$$qb = J * (Pr - Pb) \quad \text{Ec. 2.3}$$

$$q_{\max} = qb + \frac{Jb}{1.8} \quad \text{Ec. 2.4}$$

$$q_{\max} = qb * (q_{\max} - qb) * \left(1 - 0.2 * \frac{P_{wf}}{P_r} - 0.8 * \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right) \quad \text{Ec. 2.5}$$

Donde:

qb = tasa a la presión de burbujeo.

Jb = índice de productividad a la presión de burbujeo.

Para una presión por debajo del punto de saturación, J se determina de la siguiente manera:

$$J = \frac{q}{Pr - \frac{Pb}{1.8} * \left(1 - 0.2 * \frac{P_{wf}}{Pb} - 0.8 * \left(\frac{P_{wf}}{Pb} \right)^2 \right)} \quad \text{Ec. 2.6}$$

2.5 FLUJO MULTIFÁSICO VERTICAL.

Se conoce con el nombre de gradiente de un fluido, al perfil de presiones que éste tiene a lo largo de la tubería que lo contiene. El gradiente de presión de un fluido es una curva que permite visualizar como varía la presión del fluido en todos los puntos de la tubería a medida que este va fluyendo [4]

2.5.1 REGÍMENES DE FLUJO MULTIFÁSICO VERTICAL.

- *Flujo Monofásico* se refiere al de una sola fase, líquido sin gas libre. La presión en la tubería es aún mayor que la presión de burbujeo [4].
- *El flujo burbuja* es el tipo de flujo que resulta cuando debido al agotamiento de la presión en la tubería de producción, se causa la formación de burbujas de gas, las cuales se dispersan en el líquido (fase continua), siendo la distribución aproximadamente homogénea a través de la sección transversal de la tubería. La reducción en la densidad del fluido, da como resultado un aumento en la velocidad, con la cual la fricción asume más importancia. La fuerza de flotación de las burbujas causa una diferencia entre la velocidad del gas (que sube a diferentes velocidades

dependiendo del diámetro de la burbuja) y la velocidad del líquido (que sube a una velocidad más o menos constante), produciendo un aumento en la densidad aparente del fluido, basada en la relación gas-líquido medida en la superficie^[4].

- *El régimen de flujo tapón* comienza cuando la burbuja de gas aumenta de tamaño y se vuelven más numerosas, por lo que 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 burbujas son del diámetro de la tubería de producción, y el régimen de flujo a llegado a ser tal, que los tapones de líquido que contiene pequeñas burbujas de gas están separados entre sí por bolsas de gas, que ocupan toda la sección transversal de la tubería de producción, excepto por una película de líquido que se mueve relativamente despacio a lo largo de la pared de la tubería. Estas condiciones se conocen como flujo por tapones o baches. La velocidad del gas es siempre mayor que la del líquido, esta diferencia de velocidades origina no solo pérdidas de presión por fricción contra la pared de la tubería, sino también una cantidad de líquido retenido en la tubería, que afectará notablemente la densidad de la mezcla fluyente^[4].

- *Flujo Anular* se produce cuando las burbujas de gas se expanden y atraviesan los tapones de líquidos más viscosos, originando que el gas forme una fase continua cerca del centro de la tubería, llevando hacia arriba pequeñas gotas de líquido en ella, y a lo largo de la tubería se produce una película de líquido que se mueve hacia arriba^[4].

- *El Flujo Espuma* es el que se produce si el líquido tiene tensión interfacial alta, las burbujas no se unen, en su lugar, el gas y el líquido se combinan para formar una espuma perdurable. Cuando esto ocurre, el fluido es muy ligero, no hay diferencia entre las velocidades del líquido y del gas, pero la fricción es muy grande. Cuando se trata de crudos con menos de 14 ° API,

o emulsiones con más de 90% de agua, la espuma que se forma causa problemas de producción, separación y medición ^[4].

- *El Flujo Neblina* finalmente, a medida que la velocidad del gas continua aumentando (a causa de la reducción de presión), se produce una inversión en el medio continuo. El gas pasa a ser el medio continuo, y el flujo pasa a condición de neblina, es decir, el líquido fluye en forma de pequeñas gotas suspendidas en una fase gaseosa continua, por lo que no se considera deslizamiento entre fases. La mezcla es muy liviana, pero existe una diferencia entre el gas y el líquido. La fricción no tiene importancia en este tipo de flujo. En este régimen se observa una película de líquido que cubre la pared interna de la tubería, por lo que algunos autores lo llaman régimen **anular-neblina** ^[4]. Esta película facilita el avance del gas afectando la rugosidad efectiva de la tubería. El efecto de líquido no se toma en cuenta en los cálculos de las pérdidas de energía por fricción y en general la fase gaseosa es la que gobierna la caída de presión total a lo largo de la tubería.

Es posible encontrar uno o varios regímenes de flujo en un pozo. La secuencia de formación de los diferentes regímenes de flujo puede variar con respecto a lo discutido anteriormente. Por ejemplo, la mayoría de los flujos bifásicos de los crudos pesados se puede representar por **flujo burbuja**. Sin embargo, el flujo de condensado con altas relaciones gas-líquido se representa por **flujo neblina**.

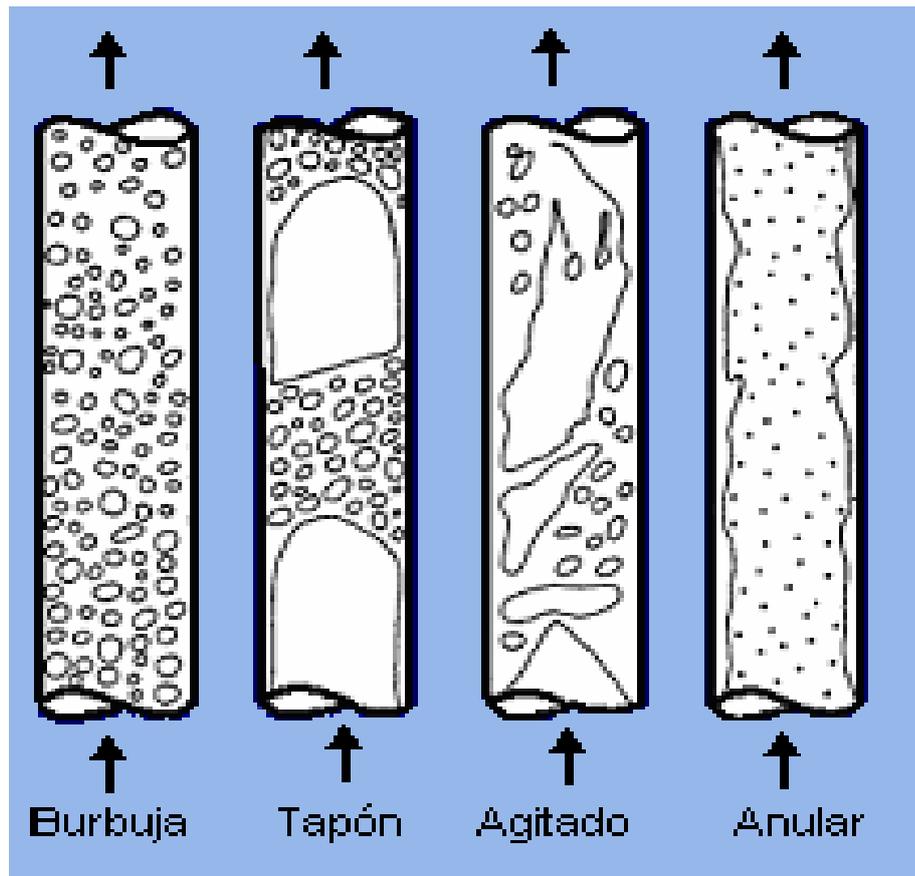


Figura 2-8 Patrones de regímenes de flujo^[4].

2.5.2 ECUACIÓN GENERAL DEL GRADIENTE DE PRESIÓN.

La ecuación general de gradiente de presión, aplicada para todo tipo de fluido en una tubería y para múltiples ángulos de inclinación, es derivada de la ecuación general de energía y tiene la siguiente forma^[4]:

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{\rho^* g^* \text{sen} \alpha}{gc} + \frac{f^* \rho^* v^2}{2^* gc^* d} + \frac{\rho^* v^* dv}{gc^* dl} \quad \text{Ec. 2.7}$$

Si se usa el ángulo tomado desde la vertical, la ecuación anterior se transforma en:

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{\rho^* g^* \cos \alpha}{gc} + \frac{f^* \rho^* v^2}{2^* gc^* d} + \frac{\rho^* v^* dv}{gc^* dl} \quad \text{Ec. 2.8}$$

Donde:

ΔP = *gradiente de presión, lpc/pie*

ΔL

ρ = *densidad del fluido, lbm/pc*

g = *aceleración de gravedad, pie/s²*

gc = *factor de conversión de unidades, 1Kgf*m/N*s² o 32,1740 Lm*pie/Lbf*s²*

α = *ángulo de inclinación con respecto a la vertical, grados (°)*

f = *factor de fricción, adimensional*

d = *diámetro de la tubería, pulgadas*

v = *velocidad del fluido, pie/s*

dv = *componente de aceleración, pie/s²/pie/s=1/s*

dl

$$\frac{\Delta P}{\Delta L_{TOTAL}} = \frac{\Delta P}{\Delta L_{elevación}} + \frac{\Delta P}{\Delta L_{fricción}} + \frac{\Delta P}{\Delta L_{aceleración}} \quad \text{Ec. 2.9}$$

Los rangos de contribución de cada uno de estos componentes a la caída total de presión por unidad de longitud en el pozo son los siguientes: elevación en pozos de petróleo es de un 70- 90% y en pozos de gas de 20-50%; fricción en pozos de petróleo es de un 10- 30% y en pozos de gas de 30-60%; aceleración en pozos de petróleo es de un 0- 10% y en pozos de gas de 0-10%.

2.5.3 CORRELACIÓN DE FLUJO MULTIFÁSICO VERTICAL.

Las correlaciones desarrolladas mediante técnicas de laboratorio y/o datos de campo poseen sus limitaciones al aplicarlas en condiciones diferentes a las de su deducción. Sin embargo los factores más importantes tomados en cuenta son: el cálculo de densidad de la mezcla, el factor de entrapamiento de líquido, los regímenes de flujo y el factor de fricción. A su vez, las correlaciones para predecir el gradiente de presión durante el flujo multifásico en tuberías verticales, se clasifican en las siguientes categorías^[4]:

- **Correlaciones tipo A:** Las cuales consideran que no existe deslizamiento entre las fases y no establecen regímenes de flujo. Entre ellas se encuentran las publicadas por: Poettmann y Carpenter, Gilbert y Fancher y Brown.
- **Correlaciones tipo B:** las cuales consideran que existe deslizamiento entre las fases pero no establecen regímenes de flujo. Dentro de esta categoría esta la correlación de Hagedorn y Brown.
- **Correlaciones tipo C:** las cuales consideran que existen deslizamiento entre las fases y regímenes de flujo. Dentro de esta categoría se encuentran las correlaciones de Duns y Ros, Orkiszewsky, Aziz, Govier y Fogarasi, Beggs y Brill y Hagedorn y Brown modificada ^[4].

A continuación serán descritas las correlaciones más importantes con las que cuenta el simulador usado para el diseño del LAG.

2.5.3.1 HAGEDORN Y BROWN REVISADO.

En 1964, Hagedorn y Brown presentaron dos trabajos. En el primero se estudio en efecto de la viscosidad en la tubería de 1-1/4" de diámetro y 1500' de longitud. Para ellos utilizaron cuatro fluidos de diferentes viscosidades, cada uno de los cuales se probó para diferentes tuberías y relaciones gas-líquido. Concluyeron que para viscosidades líquidas menores de 12 cPs; la misma tiene poco efecto sobre los gradientes de presión en flujo vertical multifásico^[5].

En el segundo trabajo presentaron una correlación general para el cálculo del gradiente de presión, resultando una ecuación similar a la de Poettmann y Carpenter. En el cálculo de la densidad de la mezcla emplearon una aproximación del factor de atrapamiento líquido, cuando no existe atrapamiento entre fases. El factor de atrapamiento líquido cuando existe tal deslizamiento, fue correlacionado con varios parámetros de flujo y propiedades de los fluidos. Los

resultados presentados indican un error promedio de 1,5 % y una desviación de 5,5%^[5].

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_{TOTAL} = \frac{1}{144} \left[\rho_M + \frac{f_M * \rho_M * v_M^2}{2 * g_c * d} + \frac{\rho_M * \Delta v_M^2}{2 * g_c * \Delta H} \right] \text{ Ec.2.10}$$

2.5.3.2 CONSIDERACIONES TEÓRICAS.

La ecuación de gradiente de presión es similar a la de Poettmann y Carpenter, pero incluye el término de la energía cinética y considera que existe deslizamiento entre las fases^[5].

- No considera los regímenes de flujo.
- El factor de fricción para flujo multifásico se calcula utilizando el diagrama de Moody.
- La viscosidad líquida tiene un efecto importante en la pérdida de presión que ocurre en el flujo multifásico.
- El factor de entrapamiento líquido o fracción del volumen de la tubería ocupado por el líquido es función de cuatro números adimensionales: número de velocidad líquida, número de velocidad del gas, número de diámetro de la tubería y número de viscosidad líquida^[5].

2.5.3.3 TAITEL AND DUKLER^[6].

En 1976 los autores realizaron un gráfico de regímenes de flujo basados en el análisis teórico de la transición de los patrones de flujo. Este gráfico se generó por propiedades particulares de gas y líquido y de un tamaño particular de tubería. Un gráfico para flujo aire-agua en una tubería de 2" de diámetro interno se muestra en la figura 2.21. Este gráfico identifica cinco posibles regímenes de flujo: burbuja, burbuja disperso (un régimen burbuja donde estas son tan pequeñas que no ocurre deslizamiento), tapón, espuma y anular o neblina. La transición tapón-espuma es significativamente diferente a los otros gráficos de regímenes de flujo

ya que el flujo tapón es el fenómeno que lidera la teoría de Taitel y Dukler. Las líneas **D** muestran que cantidad en este diámetro de tubería entran de flujo espuma antes de que se desarrolle el flujo tapón.

$$u_l = \left(\frac{q_l}{A} \right) = ft/s \text{ Ec. 2.11} \quad u_g = \left(\frac{q_g}{A} \right) = ft/s \text{ Ec.2.12}$$

Donde: q_l :tasa del líquido
 q_g : tasa de gas
 A:Area por donde pasa el fluido

2.5.4 VARIABLES QUE AFECTAN LAS CURVAS DE GRADIENTE VERTICAL.

El gradiente de presión fluyente es función del efecto de las siguientes variables^[4]:

- **Diámetro de la tubería:** A medida que aumenta el diámetro de la tubería, disminuyen las pérdidas de presión a lo largo de la tubería. Sin embargo, si la tubería es muy grande, el deslizamiento del flujo aumenta el gradiente.
- **Tasa de flujo:** A mayores tasas de flujo, mayores serán las pérdidas de presión en la tubería. Sin embargo, cuando la tasa es muy pequeña, el deslizamiento del líquido aumenta el gradiente.
- **Relación gas-líquido:** A medida que la relación gas-líquido aumenta. El peso de la columna de fluidos se va aligerando, y la presión de fondo fluyente necesaria para producir una tasa determinada, disminuye hasta llegar a un mínimo, obteniéndose lo que se denomina **gradiente mínimo de producción**. Un aumento de la relación gas-líquido por encima del valor de la *RGL* que corresponde al gradiente mínimo (*RGL* óptima), provoca un aumento de la presión de fondo fluyente. Es decir, la presión a lo largo de la tubería aumenta en lugar de disminuir, y por consiguiente, la tasa de producción disminuye en lugar de aumentar. Esto se debe a que con el aumento de la velocidad de la mezcla multifásica, la fricción adquiere más importancia que el aligeramiento de la columna.

- **Densidad del líquido:** A medida que aumenta la densidad del líquido, esto es, al disminuir la gravedad API, aumentan las pérdidas de energía. Mientras más pesada sea la columna de fluido, la presión de fondo fluvente aumentará, disminuyendo la tasa de producción. De modo que, para condiciones de flujo similares, las pérdidas de presión serán menores para los crudos menos densos. El gradiente de presión hidrostática domina a densidades mayores.
- **Relación agua-petróleo:** A medida que aumenta la proporción de agua en la columna de fluidos, ésta será más pesada. Un aumento en la relación agua petróleo, causa un incremento tanto en la densidad como en el gradiente de presión, en consecuencia se requerirá una presión de fondo fluvente más alta, para elevar los fluidos producidos que contienen agua. La magnitud del incremento de presión no es tan grande como el encontrado en otras variables.
- **Viscosidad líquida:** A medida que aumenta la viscosidad aumentan las pérdidas totales de energía. La viscosidad del fluido en movimiento es una variable importante, fluidos menos viscosos tendrán menores pérdidas de presión vertical, en condiciones similares de flujo.
- **Deslizamiento:** A mayor deslizamiento entre las fases, mayores serán las pérdidas de energía.
- **Energía cinética:** El efecto es despreciable en la mayoría de los casos, pero se recomienda incluirlo en regiones de alta densidad y altas velocidades, esto por lo general ocurre a bajas presiones (menores a 150 lpc) donde causa un aumento en las pérdidas de presión.

2.6 CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO HORIZONTAL.

Para fluidos monofásicos en tuberías horizontales están descritas las ecuaciones similares a las de flujo vertical pero con la simplificación de que la caída de presión en energía potencial es cero debido a que no existen diferencias de alturas en el recorrido del fluido. Si el fluido es incompresible y el diámetro de tubería es

constante la caída de presión por energía cinética es también cero y el balance de energía mecánica queda reducido a^[4]:

$$\Delta P = P_1 - P_2 = \frac{2 * f * \rho * v^2 * L}{g_c * d_i} \quad \text{Ec. 2.13}$$

A través de los años numerosas correlaciones se han desarrollado para el cálculo de gradiente de presión de flujo gas-liquido en tuberías horizontales. Las más comúnmente usada en la industria de gas y petróleo hoy en día son las de Beggs y Brill (en 1973), Eaton (1967) y Dukler (1969). Todas estas correlaciones incluyen una contribución de la energía cinética para el gradiente de presión; sin embargo, esto puede ser considerado insignificante al menos de que exista una alta tasa de gas y una baja presión.

2.6.1 VARIABLES QUE AFECTAN LAS CURVAS DE GRADIENTE HORIZONTAL^[6].

- **Diámetro de la línea:** A menores diámetros, mayores serán las pérdidas de presión a lo largo de la tubería.
- **Tasa de flujo:** A mayor tasa de flujo, mayor será la velocidad de los fluidos transportados, esto provoca un aumento en la caída de presión por fricción.
- **Relación gas-líquido:** A mayor relación gas-líquido, mayores son las pérdidas de presión, lo cual se debe al transporte de un fluido adicional, en otras palabras, a mayor relación gas-líquido mayor será la velocidad de la mezcla, por lo tanto las pérdidas de presión por fricción serán mayores.
- **Viscosidad líquida:** A mayor viscosidad de la fase líquida, mayor será la resistencia que dicha fase opone al fluir, en consecuencia mayores serán las pérdidas de energía en la tubería.
- **Relación agua-petróleo:** La relación agua-petróleo no tiene un marcado efecto en la curva de gradiente horizontal, excepto para crudos viscosos.

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

2.7 EVALUACIÓN ECONÓMICA.

El objetivo global de esta sección, es proporcionar al lector una idea sobre los fundamentos empleados en el análisis de proyectos y como se puede usar esta información en el estudio económico.

2.7.1 Datos Técnicos^[2].

- Volúmenes de producción de Hidrocarburos Anuales.
- Cronograma de perforación / Reparación / Inyección de gas.
- Ubicación – profundidad – segregación – presiones.
- °API, declinación de producción, Relación Gas / Petróleo (RGP), Ra/Rc estadístico.
- Usos del Gas.
- Inversiones: Infraestructura nueva o ampliación de instalaciones existentes.

2.7.2 Datos Económicos^[2].

- Costo del pozo (perforación, RA/RC, etc).
- Costo de producción (Costo fijo, variable, recuperación secundaria).
- Costo promedios de las reparaciones estadísticas.
- Costo de mantenimiento.
- Precios (Escenario alto, medio, bajo).
- Regalías e impuesto.
- Cronograma de inversiones en instalaciones e infraestructura.

2.7.3 Metodología y Elementos del Flujo de Caja.

2.7.3.1 Flujo de Caja^[7].

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.

Flujo de Caja = Flujo de Ingresos - Flujo de Egresos Ec. 2.14

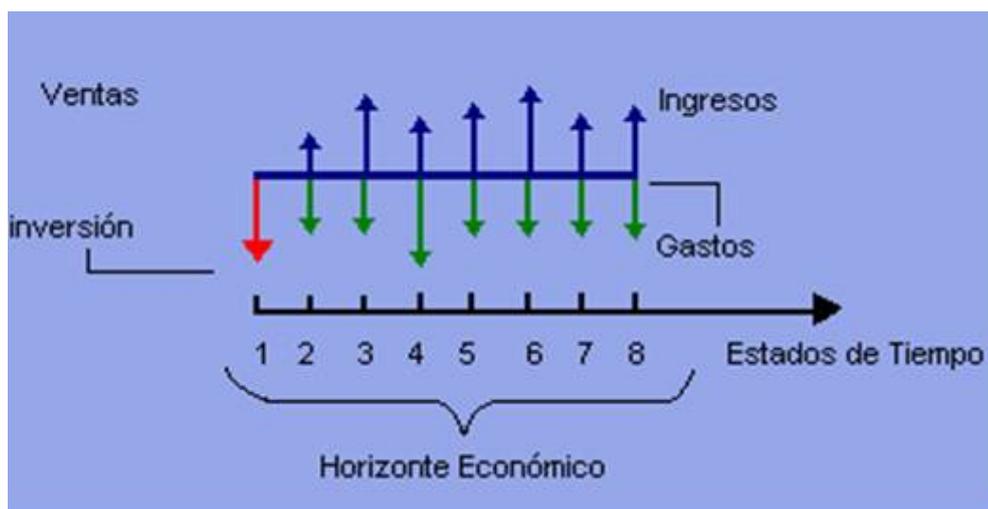


Figura 2-9. Flujo de Caja

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.

Flujo de caja = Ingresos totales – Costos totales – Inversiones – Regalía – % legal a PDVSA – I.S.L.R Ec. 2.152

2.7.3.2 Costos de Operación y Mantenimiento^[7]..

- 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.

2.7.3.2.1 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, sobre costos, 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.

$$\text{Costos Unitarios} = \frac{(\text{Costos fijos} + \text{Costos variables})}{\text{Producción}} \quad \text{Ec. 2.16.}$$

2.7.4 Impuestos.

2.7.4.1 Regalías ^[7].

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.

2.7.4.2 Aporte Legal a PDVSA ^[2]..

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

2.7.4.3 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.

2.7.4.4 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.

- Oportunidades de inversión.
- Riesgos de la inversión.
- Tipo de inversionista.
- Vida del proyecto.
- Orígenes de los fondos:
 - Propios.
 - Prestamos: Costos de Capital.

- Tasa de descuento establecida por PDVSA es 15 %, los cuales se distribuyen de la siguiente manera:
 - Costo real del capital 7 %.
 - Riesgo financiero 8 %.

2.7.4.5 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).

Flujos de Caja = Ingresos Brutos – Inversiones – Regalías – Costos – Aporte Legal a PDVSA – I.S.L.R. Ec. 2.17

2.7.5 INDICADORES ECONÓMICOS^[7].

- **Valor Presente:** Es el valor actual equivalente de un flujo de caja futuro Descontado a una tasa dada.
- **Valor Presente Neto:** Es la sumatoria del valor presente de los flujos de caja del proyecto correspondientes a cada año del horizonte económico.

$$VPN = -I + \sum_{i=1}^n \frac{Q}{(1+r)^i} \quad \text{Ec 2.18}$$

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.

Si $TIR > TD$ Proyecto rentable, $TIR = TD$ Mínima rentabilidad, $TIR < TD$ Se rechaza el Proyecto.

➤ **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.

$$Ei = \frac{VPN \text{ proyecto}}{VP \text{ inversiones}} \text{ Ec. 2-19.}$$

2.7.6 Estimado de costos^[8]:

Estos son los estimados que usa PDVSA de acuerdo a los datos que posee en la fase en la cual se encuentra y su clasificación se muestra a continuación:

Tabla 2.1 Tipos de costos

Descripción	Tipo de Clase				
	V	IV	III	II	I
Objetivo	Plan Med. Plazo Factibilidad Fondos Ing. Conceptual	Selección Fondos para ingeniería conceptual	Presupuesto Inversión. Tentativa. Fondo Materiales y Equipos	Presupuesto firme Fondos Ing. detalles/procura/Cons./Arranque	Análisis de Oferta. Contrat. Control ejecución y proyecto
Etapas del proyecto	Visión	Ingeniería. Conceptual 100%	Ing. Básica 60% y Rest. En proceso	Ingeniería Básica 100%	Ingeniería de detalle en completación
Información Requerida	Definición. Global Unidades. Principales del Proyecto	Tecnología Parámetros. Clave	Específic. Equipo/Diagr. Flujo/Instr./Control.	Específic. Proces./Equip Planos Etc.	Planos Detall. Planificación y Estrategia de Contratación
Método	Datos históricos, costos Proy. similares	Análisis de costos	Factorizado semidetallado Cotiza. LTE	Act. Detall. Cotiza. Equip. Critic.	Detallados Precios Unit.
Precisión	10%	10%	10%	10%	10%
Confiabilidad.	Indeterminado	30%	60%	80%	90%

2.7.6.1 Estimado de costos clase V y IV^[8]:

En esta fase se requiere la siguiente data:

- Datos históricos de costos provenientes de proyectos similares.
- Curvas de Costos de unidades de proceso similares (Extrapolación estadística).
- Correcciones por factores macroeconómicos (inflación, impuestos, disponibilidad y flujo de capitales Etc.)
- Correcciones por ubicación geográfica.
- El estimado es del orden de magnitud y la confiabilidad es indefinida, depende de la disponibilidad de información y del grado de semejanza de proyectos completados con anterioridad.

El objetivo de este estimado es el de presentar la información que permita evaluar la rentabilidad de opciones. Los alcances y la precisión de los estimados deben ser controlados a fin de evitar costos excesivos, la consistencia en la elaboración de los alcances es el factor clave. El estimado clase V debe incluir las premisas y certificaciones de los estimados, indicando el grado de precisión. Este estimado debe reducir la ambigüedad a niveles aceptables de riesgo, (no de incertidumbre).

El estimado clase IV es el que se debe tener al finalizar la fase de Visualización y representa el Orden de Magnitud de los costos del proyecto. Es el estimado con el cual se solicitan los fondos para acometer la fase de conceptualización.

Para su elaboración se debe disponer como mínimo de:

- Tamaños y Capacidades de las unidades de producción.
- Identificación de posibles tecnologías y equipos críticos.
- Ubicación geográfica general.
- Especificaciones preliminares de insumos y productos.
- Fechas tentativas del inicio y finalización del proyecto.

2.7.6.2 Estimado de costos clase III y II:

El estimado clase III, contiene las bases para solicitar los fondos necesarios para costear la ingeniería básica.

El estimado clase II se utiliza para solicitar la aprobación de fondos en el presupuesto de inversiones, a fin de ejecutar la ingeniería de detalles, procura, construcción y arranque del proyecto.

2.7.6.3 Estimado de costos clase I:

El estimado clase I se utiliza para realizar el estudio completo del proyecto, teniendo la aprobación de fondos en el presupuesto de inversiones, a fin de ejecutar la ingeniería de detalles, en esta clase se tendrá acceso a toda la información requerida como se muestra en la figura 2.23 para la construcción y arranque del proyecto. En este se realizan pasos finales del proceso como son la contratación, el control y la ejecución del proyecto, para lo cual se realizo la previa planificación.

INFORMACION REQUERIDA (EN DETALLE)		
Localización	Criterios/bases del proyecto.	Diseño
Capacidad	Condiciones/Capacidades de	Contratación/procura/
Especificaciones de productos	Equip. Existentes	construcción
Manejo de productos	Programa de ejecución.	Control de procesos
Almacenaje	Infraestructura	Costos de arranque
Fechas de inicio y finalización	Tecnología	Restricciones/importación, inmigración.
Alcance del proyecto		Seguridad/ambiente/ confidencialidad..

Figura 2-10 Información requerida para la evaluación clase I.

2.7.6.4 Cálculo del Estimado de Costo

A partir de la distribución Normal Estándar se tiene una curva simétrica, donde una muestra aleatoria de tamaño n es extraída de una población n con media μ y varianza σ^2 , entonces x es la mediana de una muestra aleatoria de tamaño n , cuando n tiende a infinito.

2.7.7 Comportamiento dinámico del VPN vs. La tasa de descuento

La tasa de descuento representa el valor al cual un inversionista está dispuesto a arriesgar su capital. La tasa de descuento es diferente para cada inversionista y proyecto dependiendo de la curva de preferencia al riesgo del inversionista. La tasa de descuento utilizada es una tasa promedio (única para todos los proyectos), incorpora el costo de capital, el riesgo promedio que puedan generar proyectos de diferente índole así como una cuota de participación para proyectos no generador ingresos.

Si se tienen n alternativa y se rechazan x , el costo de oportunidad de las $n-x$ adoptadas es el retorno de la mejor alternativa rechazada.

Si un proyecto requiere de una inversión I , el costo de oportunidad de dicho proyecto es el retorno que se pudiera obtener al invertir I en la mejor actividad alternativa al proyecto, por tal razón todo proyecto cuyo retorno es inferior al costo del capital, es rechazado.

2.7.8 Método Montecarlo^[8].

A partir de una distribución probabilística se ha conseguido una de las formas mas sofisticadas para llevar a cabo evaluaciones de proyectos, ya que este representa una herramienta que evalúa una gama infinita de escenarios posibles, lo anterior gracias a la generación de números aleatorios asociados a una variable, es entonces valor será un rango de probabilidades, que se obtuvo a partir de las clases de los distribución con mayor frecuencia.

Este método considera el riesgo y la incertidumbre gracias a su estudio de las distribuciones probabilísticas, figura 2-10, donde se pueden destacar la distribución normal y la uniforme que son utilizadas a continuación.

2.7.8.1 Distribución Normal:

Consiste en una curva simétrica que tiene como parámetros la media μ y la desviación estándar σ , primer ejemplo de la figura 2-10, Este es el que mejor representa a los fenómenos naturales.

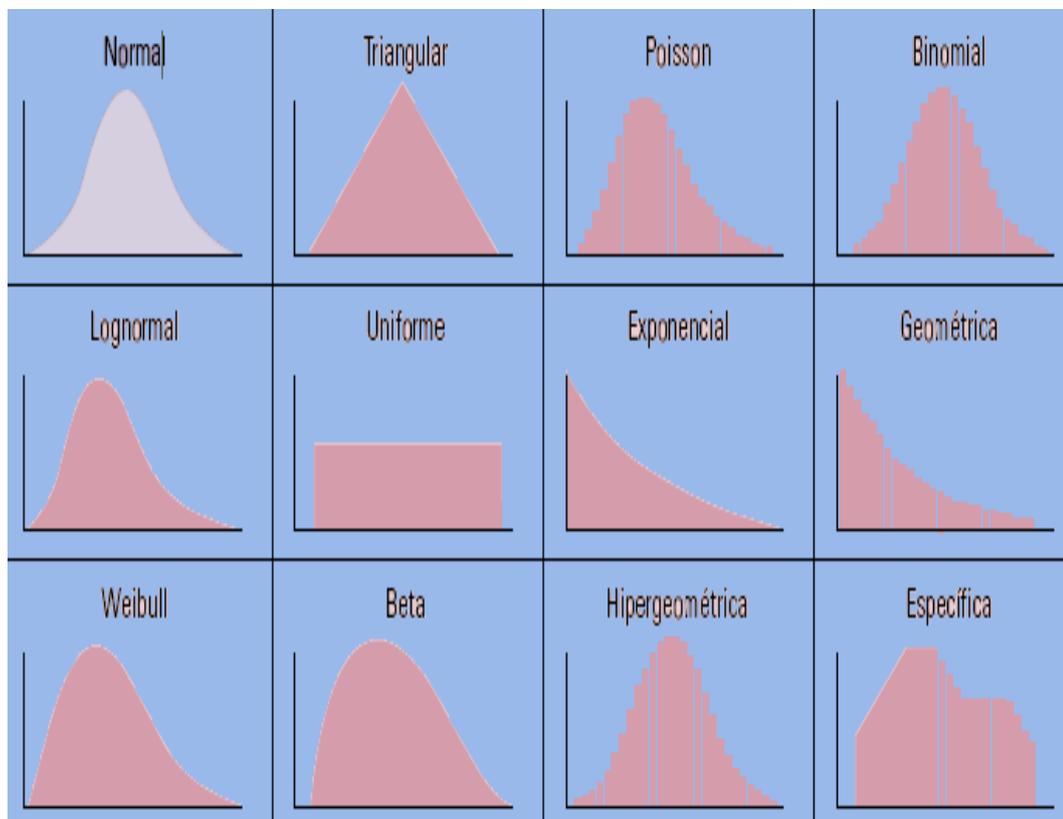


Figura 2-11 Tipos de distribuciones probabilísticas.

2.7.8.2 Distribución Uniforme:

Consiste en una curva en forma de rectángulo donde se conocen el máximo y el mínimo y todos los valores poseen la misma probabilidad de ocurrencia.

CAPITULO III**SIMULADOR UTILIZADO^[9].****3.1 SIMULADOR DE SISTEMAS ANALÍTICOS PIPESIM**

BAKER JARDINE, es la empresa que produce este simulador de sistemas analíticos conocidos como PIPESIM, dicho simulador fue diseñado específicamente para proveer soluciones a problemas de flujos en tuberías, obteniendo resultados puntuales de los mismos. Este simulador posee la capacidad de lograr soluciones precisas de presiones y temperaturas a través de todo el arreglo incluyendo técnicas de análisis gráficos, las cuales son esenciales para el modelaje de diseños de pozos y la optimización en los diseños complejos de sistemas de tubería.

3.2 APLICACIONES DEL SIMULADOR

Dentro de las posibles aplicaciones que el simulador ofrece se encuentran las siguientes acciones especificadas:

- Modelaje del flujo multifásico de fluidos a través de pozos y líneas de flujo (Sistema Analítico).
- Análisis de pozos con altas presiones y altas temperaturas.
- Optimización del tamaño de las líneas de tuberías.
- Diseño y optimización de Sistemas de Levantamiento Artificial por Gas.
- Estudio de sistemas de tuberías y líneas de flujos aisladas.
- Análisis de redes (usando PIPESIM -NET).
- Generación de listados de presiones y temperaturas punto por punto.
- Análisis del sistema usando gráficas.
- Análisis IPR.
- Amplia escogencia de correlaciones de flujo de fluidos de una fase y de múltiples fases.

- Sofisticadas opciones para calcular el coeficiente de transferencia de calor.
- Modelajes de pozos horizontales incluyendo las longitudes optimas del pozo, hidráulica del pozo y realización de sensibilidades en distintos escenarios de completación.
- Análisis de pozos que presentan flujo natural, levantamiento artificial por gas o bombeo electro centrífugo.
- Escogencia de unidades en sistema internacional o de campo..
- Escogencia de las propiedades del fluido (composicional o Black Oil).
- Capacidad trifásica (petróleo, agua y gas), incluyendo correlaciones de viscosidad y emulsiones.
- Cambios en la composición del fluido en cada punto del sistema.
- Simulación de levantamiento artificial por gas desde más de una locación.
- Predicción de patrones de flujo y mapeo de regímenes de flujo.
- Predicción de las velocidades límites de erosión.

3.3 MÓDULOS DEL PIPESIM.

Este simulador analítico posee tres módulos principales los cuales son:

3.3.1 MODULO DEL PIPESIM –WELL PERFORMANCE ANALYSIS.

En este modulo se abarca el estudio de las acciones individuales de los pozos, en el cual se pueden hacer las siguientes corridas:

- Análisis de sistemas de producción.
- Perfiles de presiones y temperaturas.
- Ajuste de correlaciones de flujos multifásico.
- Análisis nodal.
- Cálculos de longitudes optimas en pozos horizontales.
- Curvas de comportamiento de producción de los pozos.
- Tablas Hidráulicas.

- Comportamiento del sistema artificial (LAG, BES)
- Depositación de parafinas.

3.3.1.1 DATOS DE ENTRADA QUE EL SIMULADOR NECESITA PARA DEFINIR UN MODELO

Las variables que se tiene que definir en este modulo son las siguientes:

3.3.1.2 EL POZO

El pozo se puede representar en forma vertical o en forma horizontal. En la siguiente figura se muestra el icono que representa a los pozos en el simulador.

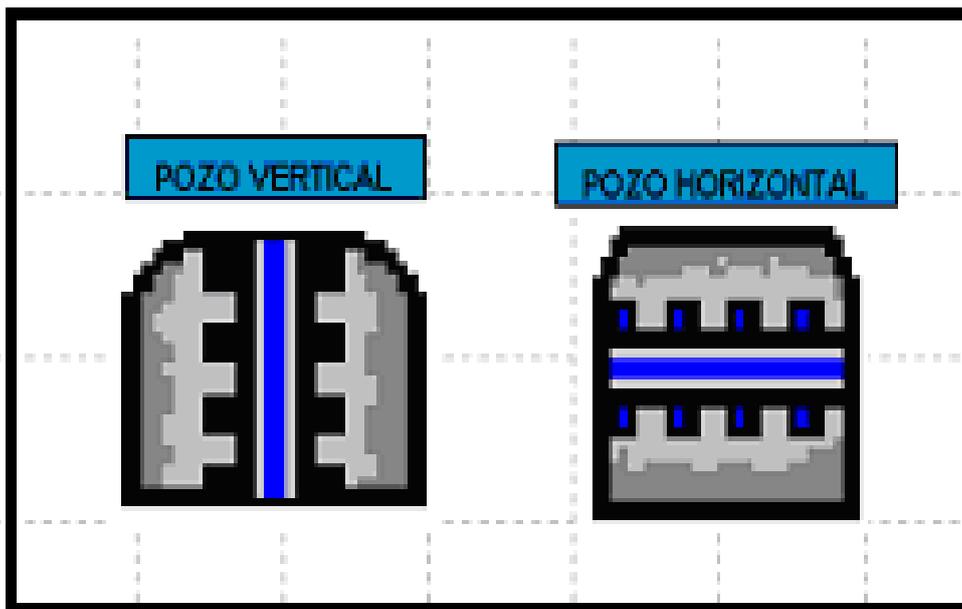


Figura 3.1 Pozo vertical y pozo horizontal

Datos de entrada a los pozos:

- Presión estática del yacimiento.
- Temperatura del yacimiento.
- Tipo del fluido del yacimiento.
- Potencial del yacimiento, tasa máxima.

3.3.1.3 TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN Y LÍNEAS DE FLUJO.

En la siguiente figura se muestran los iconos que representan las tuberías y líneas de flujo en el simulador.

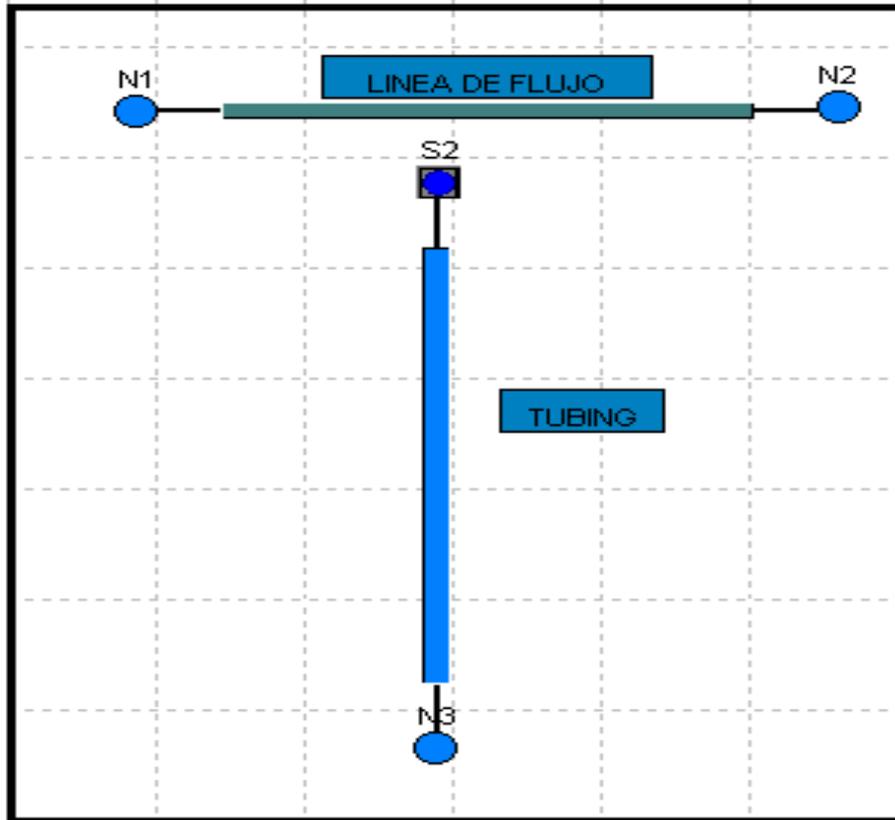


Figura 3.2 Línea de flujo horizontal y Tubería de producción vertical.

Datos de entrada a la tubería y a la línea de flujo:

- Profundidades de asentamiento.
- Longitud de la distancia horizontal abarcada.
- Diámetros internos.
- Temperatura a la profundidad de asentamiento.
- Rugosidad en las tuberías.
- Temperatura ambiente.
- Coeficiente de transferencia de calor.

- Ubicación de válvulas o mandriles en caso de que el pozo este completado con estos equipos. Al igual que la profundidad de asentamiento de BES en caso de tenerlo el pozo.

3.3.1.4 FUENTE, PUNTO DE ANÁLISIS NODAL, NODO Y PUNTO FINAL DE UN RECORRIDO (S2).

A continuación se muestran los iconos más usados para el desarrollo de este proyecto, los cuales representan:

- Una Fuente: como su mismo nombre lo expresa, la fuente representa la afluencia de una corriente de flujo a una determinada presión y temperatura, dichos parámetros se tienen que introducir en los datos necesarios para este icono.
- Análisis Nodal: Este icono, ubicado en la parte superior derecha de la figura representa el punto de referencia para el análisis nodal del sistema.
- Nodo: Esta representado con un círculo azul y este solo representa un nodo que permite aislar las tuberías.
- Final del recorrido del flujo (S2): Esta función esta caracterizada con el icono ubicado en la parte inferior derecha de la figura y representa el final de una operación.

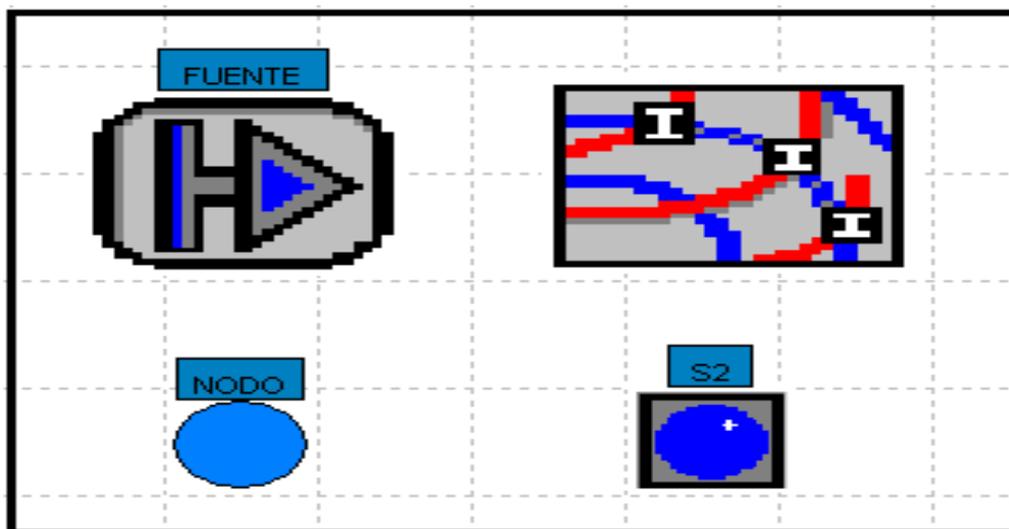


Figura 3.3 Íconos representativos del Simulador.

3.3.1.5 CONFIGURACIÓN DE LAS PROPIEDADES DEL FLUIDO (BLACK OIL).

Este simulador tiene la opción de poder configurar las propiedades de los fluidos de un yacimiento. Dentro de esta opción se encuentran los modelos de BLACK OIL y el de COMPOSICIONAL.

Para el caso de este proyecto en particular el modelo de configuración de las propiedades usado fue el de Black Oil, ya que es el que mejor se ajusta a las condiciones de producción y propiedades del fluido en estudio.

En la siguiente figura se muestra la ventana que ofrece el simulador en la opción del Black Oil.

DEFAULT - Propiedades "Black Oil"

Propiedades "Black Oil" | Datos de Viscosidad (Opcional) | Calibración Avanzada de Datos (Opcional) | Contaminación

Importar...
Exportar

Nombre del Fluído: oil | Comentario Opcional:

Propiedades a Condiciones Estándar

W/Cut: 20 %
GLR: 232 scf/STB
S.G. Gas: 0,72
S.G. Agua: 1,02
API: 19

Calibración de datos en el Pb (Opcional pero Recomendado)

Presión: psia
Temperatura: F
Rsb: scf/STB

Correlación de Gas en Solución

Rs y Pb: Lasater

Conificación

Permitir la Conificación | Tabla de Conificación...

Aceptar Cancelar Ayuda

Figura 3.4 Ventana del BLACK OIL del simulador.

Los datos de entrada en esta ventana son los siguientes:

- Corte de agua.
- Densidad del Petróleo.
- RGP.
- Gravedad específica del gas.
- Gravedad específica del agua.
- Data de viscosidad.
- Opción de la calibración la viscosidad del crudo.
- Opción de la calibración del crudo con contaminantes.

3.3.1.6 CORRELACIONES DE FLUJO VERTICALES Y HORIZONTALES CON LAS QUE EL SIMULADOR CUENTA.

PIPESIM ofrece una amplia gama para la escogencia de la correlaciones de flujo de una sola fase y de múltiples fases que mejor ajuste al caso que se esta estudiando. En la Figura 3.5 se muestran algunas de las opciones de correlaciones verticales que usa el simulador.

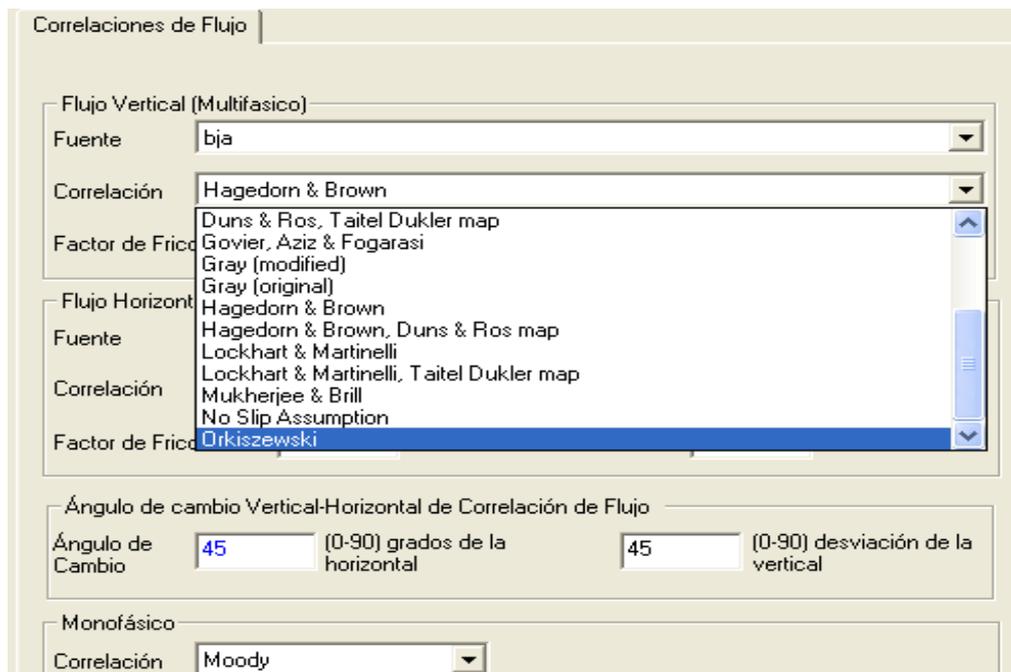


Figura 3.5 Ventana de selección de la correlación vertical.

3.3.2 MODULO DEL PIPESIM –NET

En este modulo se simulan el sistema de recolección e inyección de los fluidos como un conjunto, es decir se analiza el comportamiento de la red de distribución de flujo para determinar funcionamiento del ciclo de producción de un campo o conjunto de pozos conectados entre si.

Para la utilización de este modulo es necesario seguir las siguientes reglas:

3.3.2.1 REGLAS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LAS REDES.

- Tiene que estar todo conectado.
- La composición de los fluidos provenientes de los pozos tiene que estar definida.
- Por lo menos hay que definir una presión en algún sitio del sistema.
- La diferencia de elevación en lazos tiene que ser cero.
- El número total de condiciones límites tiene que ser igual al número total de nodos sueltos, es decir, el número de curvas de flujo, presión y presión /flujo tiene que ser igual al número de fuentes, pozos y sumideros.

3.3.2.2 - DATOS DE ENTRADA QUE EL SIMULADOR NECESITA PARA DEFINIR UN MODELO

Las variables a definir en este modulo para construir una simulación son los siguientes:

3.3.2.3 EL POZO.

En la siguiente figura se muestra el icono que representa a los pozos de inyección y los pozos de producción en el simulador.

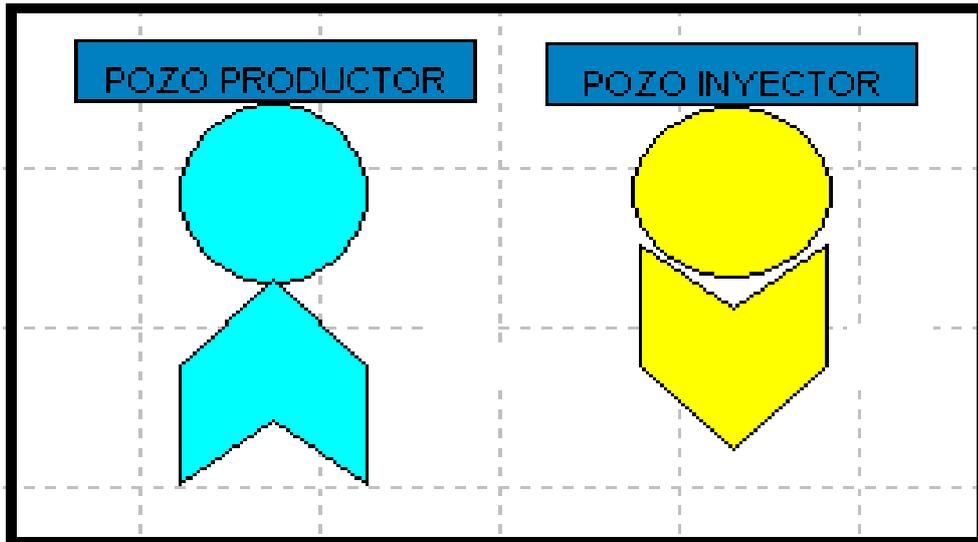


Figura 3.6 Pozo Productor y Pozo Inyector.

3.3.2.4 SUMIDERO, FUENTE, SEPARADOR Y NODO.

- **Sumidero:** en el simulador el sumidero representa el punto de llegada del fluido, es decir el sumidero es un punto de llegada del flujo a una presión, y temperatura definida.
- **Fuente:** al igual que para el modulo de Pipesim Well, la fuente representa la afluencia de una cantidad de flujo definida a una presión y temperatura específica.
- **Separador:** el icono ubicado en la parte inferior izquierda de la figura 3.7 representa el separador en el modulo.
- **Nodo:** al igual que para el módulo de Pipesim Well, el icono ubicado en la parte inferior derecha es un nodo.

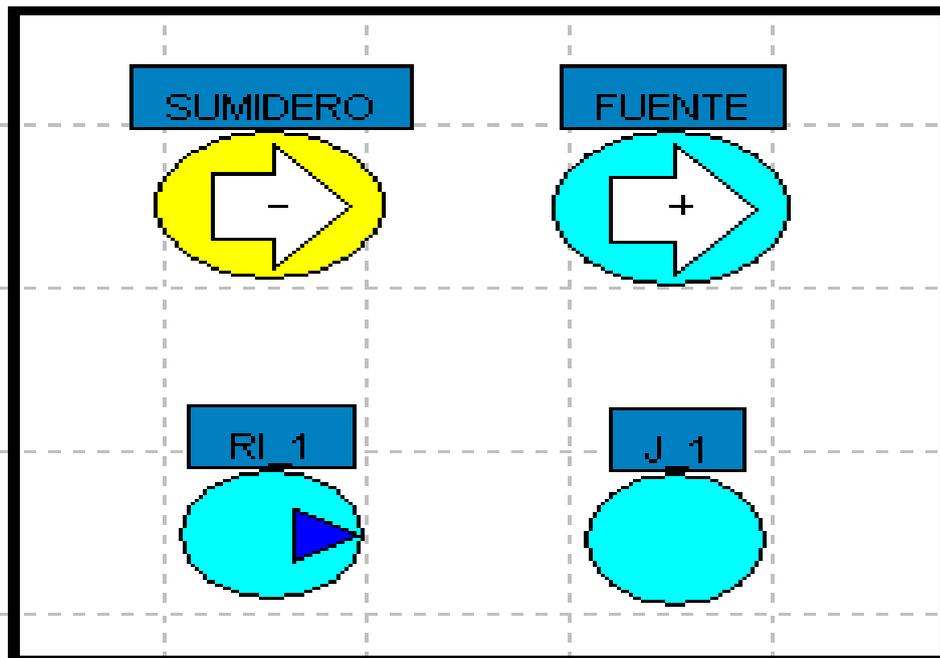


Figura 3.7 Sumidero, fuente, separador y nodo.

3.3.2.5 LÍNEA DE FLUJO.

En la siguiente figura se muestra la representación de la línea de flujo.

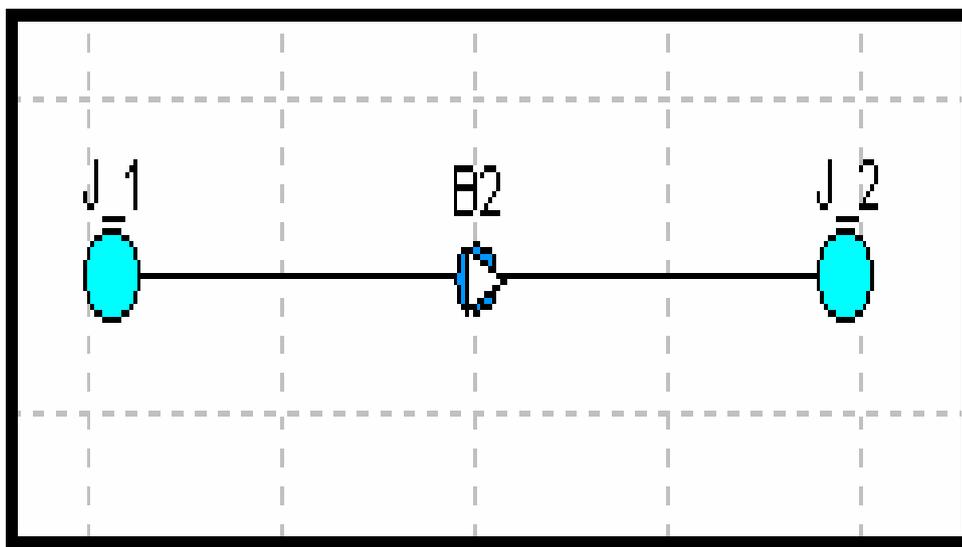


Figura 3.8 Línea de flujo

3.3.2.6 RED DE DISTRIBUCIÓN DE FLUIDO MONTADA EN NETWORK.

A continuación en la siguiente figura se muestra una red de distribución de fluidos montada completamente en el modulo Network. La red mostrada en la figura es la de distribución usada para definir este proyecto.

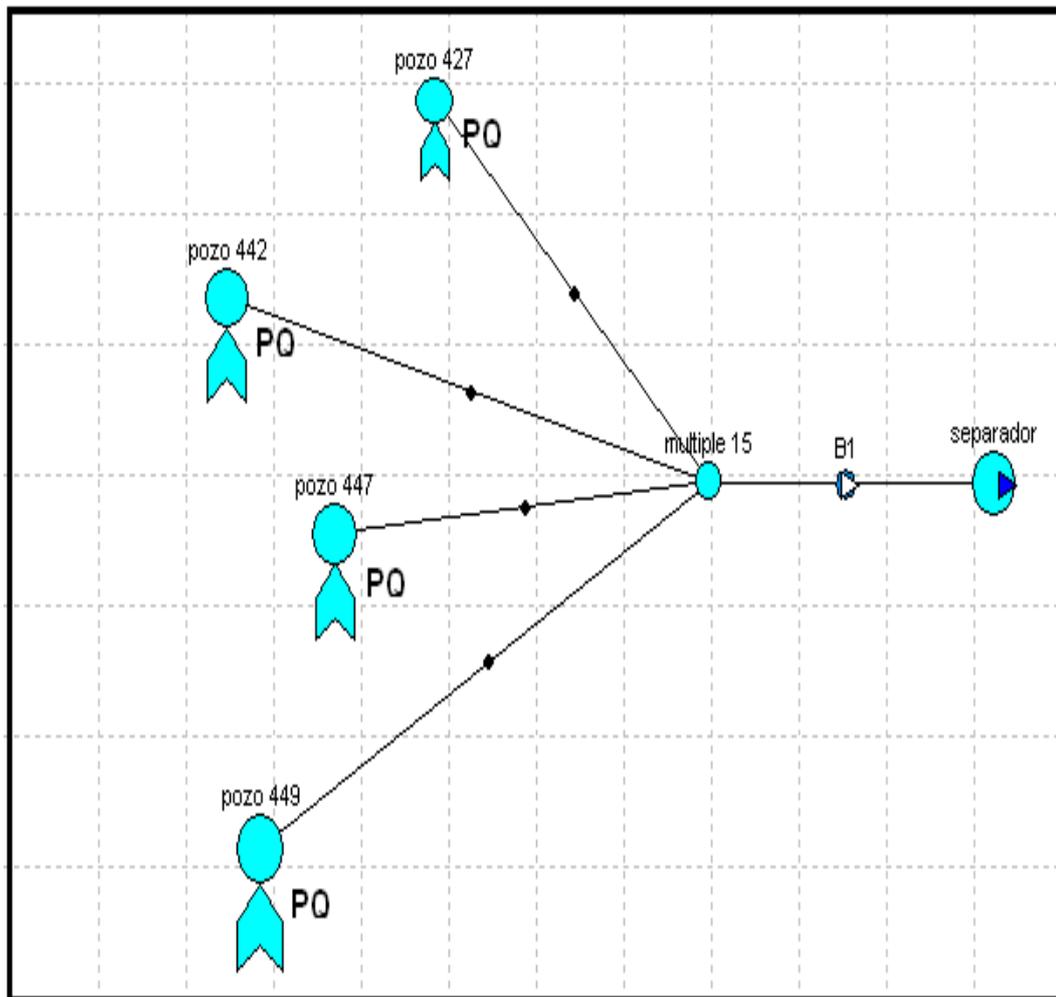


Figura 3.9 Red de distribución de fluido.

3.3.3 MODULO PIPESIM –GOAL

Este modulo no fue utilizado para el desarrollo de este proyecto, sin embargo las operaciones que este modulo realiza se resumen a continuación:

3.3.3.1 OPERACIONES EN PIPESIM GOAL

- Predicción: permite la entrada de los datos de producción más recientes y ajusta las curvas del comportamiento del gas de inyección.
- Comprueba la calidad de cada curva de comportamiento contra la data de prueba de producción
- Para cada pozo, se puede introducir u obtener de una base de datos comparativa:
 - El flujo de gas para el levantamiento artificial.
 - La tasa de producción de petróleo.
 - La tasa de producción de líquido.
- Data de campo:
 - La tasa de producción total.
 - La presión de salida.

CAPITULO IV.**METODOLOGIA DE TRABAJO.**

El objetivo principal de este proyecto fue diseñar el Levantamiento Artificial con Gas (LAG), del campo Socororo Noreste (SNE) el cual se encuentra actualmente inactivo. Para lograr esta meta se empleó una metodología experimental y probabilística que permitió evaluar las condiciones mecánicas y de yacimiento de cada uno de los pozos, para luego pronosticar su mejor comportamiento de producción y finalmente construir el diseño de LAG que mejor se ajuste a las condiciones del campo.

Las etapas contempladas para el desarrollo de este proyecto se describen a continuación.

4.1 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN.**4.1.1 INFORMACIÓN BIBLIOGRÁFICA.**

Este proyecto se inició con el levantamiento de información y síntesis de la documentación relacionada con el tema (libro, tesis, información técnica, artículos, etc.) con la finalidad de afianzar los conocimientos y profundizar el estudio. Este primer paso se logró gracias a la biblioteca de Ingeniería de Petróleo de la UCV, las tesis que están en la base de datos de la Biblioteca Central de la UCV, los artículos de la SPE y PDVSA a través de la Internet, y de la Biblioteca ubicada en INTEVEP de Los Teques, Caracas.

4.1.2 INFORMACIÓN REFERENTE AL CAMPO.**4.1.2.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA Y GEOLÓGICA DE LA ZONA NORESTE DEL CAMPO DE SOCORORO.**

La información fue tomada de los archivos que se encuentran en la oficina de PetroUCV en Chacao en el edificio de PEQUIVEN, y validada por el grupo de trabajo de PetroUCV.

4.1.2.2 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS^[2].

De los últimos estudios realizados al Área Mayor de Socororo (AMS) específicamente zona Noreste, se extrajo la información del programa de desarrollo propuesto por la empresa, en el cual se indica la situación actual de la zona, y las últimas condiciones de operación en que se manejaron los pozos. Esto se realizó con el fin de conocer el potencial que aún posee el campo y la importancia de la reactivación de la zona.

En la siguiente tabla se nombra la lista de los pozos pertenecientes al campo Socororo Noreste.

Tabla 4-1. Lista de pozos del campo Socororo Noreste

Lista inicial de los Pozos.					
Nº	Pozo	Estado	Nº	Pozo	Estado
1	ES-422	abandonado agua	5	ES-443	abandonado gas
2	ES-426	abandonado petróleo	6	ES-444	abandonado agua
3	ES-427	Inactivo	7	ES-447	Inactivo
4	ES-442	Inactivo	8	ES-449	Inactivo

De estos 8 pozos solo se estudiaron 4, los cuales aparecen en la siguiente tabla ya que el resto fueron declarados como pozos abandonados por la empresa por razones de alta producción de agua y gas. Además se incorpora en el estudio dos localizaciones en el área, estudiadas y validadas por el departamento de yacimiento de la empresa.

Tabla 4-2. Pozos seleccionados para reactivar

Lista de Pozos a Reactivar	
N°	Pozos
1	ES-427
2	ES-442
3	ES-447
4	ES-449
Localización	EP Y
Localización	EP Z

Con la finalidad de conocer en qué condiciones se encontraban los pozos perforados se creó, como primer paso, una base de datos estudiando las historias y las carpetas de los mismos. Esta base de datos se divide en tres renglones: en primer lugar, se describen la terminación inicial desde su primera perforación hasta su cierre o condición actual; en segundo lugar, se reseña la historia de presión producción por horizontes cañoneados; y en tercer lugar, se detalla la historia de reacondicionamientos y servicios realizados anteriormente al pozo.

Esta base de datos abarca diferentes aspectos del estado mecánico actual del pozo, entre los cuales se encuentran: tipo de completación, profundidades de las arenas productoras, equipos de fondo, métodos de producción entre otros. El formato de esta base de datos, el cual se describe a continuación, fue extraído del Trabajo Especial de Grado de Peñaranda, Juan y Trejo, Ely ^[17] con algunas excepciones y pequeñas modificaciones.

La primera parte de la base de datos contiene los aspectos concernientes a la información general del pozo, tales como nombre, tipo y condición actual. Adicional a esto, se encuentra la sección de la arquitectura del pozo, la cual consiste en las características del diseño, construcción (vertical u horizontal), profundidades (total del pozo, cuello de flotador), y datos concernientes al revestimiento (tipo, diámetro, grado, peso y profundidad de asentamiento). En la tabla 4-3 se pueden observar los datos mencionados anteriormente en el estudio.

Tabla 4-3. Datos Generales y características del diseño de los pozos en estudio

Datos Generales Características del diseño							
Pozo	Tipo	Prof. Total (pies)	Prof. del cuello flotador (pies)	Revestimiento	Diámetro del Revestimiento (pulg.)	Grado del Revestimiento	Profundidad de asentamiento (pies)
ES427	Vertical	5308	4928	Superficie.	10 3/4 7	J-55	544 5016
				Producción			
ES442	Vertical	5103	4963	Superficie	9 5/8 5 1/2	J-55	546 5015
				Producción			
ES447	Vertical	5000	4960	Superficie	9 5/8 5 1/2	J-55	540 4960
				Producción			
ES449	Vertical	5108	5069	Superficie	9 5/8 5 1/2	J-55	501 5108
				Producción			

La siguiente sección corresponde al método de levantamiento con el que se completaron los pozos. Este sector posee los parámetros básicos de dichos sistemas tales como: método utilizado, diámetro, especificaciones y número de válvulas y mandriles; datos que dependen en si del parámetro que aplica al procedimiento de levantamiento correspondiente a cada uno.

Tabla 4-4. Método de Levantamiento utilizados por los pozos.

Método de levantamiento Aplicado			
Nombre del Pozo	Método de levantamiento	Numero de válvulas o mandriles	Profundidad de las válvulas o mandriles
ES-427	LAG	1	3826
		2	2908
		3	2321
		4	1396
ES-442	LAG	1	3796
		2	3079
		3	2168
		4	1136
ES-447	LAG	1	3817
		2	2762
		3	1460
ES-449	LAG	1	3991
		2	2209
		3	1550

La próxima sección corresponde a los datos inherentes a la completación^[2], esta se extiende desde el tipo de completación, equipos de fondo, última arena completada, hasta los intervalos abiertos.

Tabla 4-5. Completación de los pozos

Datos inherentes a la completación								
Nombre Pozo	Tipo completad	Última arena completada	Inter. abierto	Diam. eductor	Nº tubos	Tubería Ranurada	Prof. Tubería Ranurada	Long. Tubería Ranurada
ES-427	Hoyo entubado empaque con grava sencillo	RO	4058-4069	2 7/8	125	2 7/8 Ranura de 0,02"	4073	128
ES-442	Doble sencillo camisas con 2 empaques Cuello revestidor	RO	4082-4087	2 7/8	127	N / A	N / A	N/A
		P1	3976-3982					
ES-447	Hoyo entubado completa. Sencilla	P1	3960-3967	2 7/8	127	N / A	N / A	N/A
ES-449	Hoyo entubado completa. Sencilla	RO	4198-4203	2 7/8	132	N / A	N / A	N/A

Finalmente, la sección de equipos, que abarca lo relativo a los componentes de fondo colocados en los pozos, entre los que se encuentran: las empaaduras y sus características (números y profundidad de asentamiento) y tapón (números, especificaciones y profundidad de asentamiento)

Tabla 4-6. Sección de equipos de fondo de cada pozo.

Sección de equipos de fondo					
Nombre pozo	Nº Empacadura	Prof Asentamiento	Nº Tapón	Tipo Tapón	Prof Tapón
ES-427	1	3839	2	Hierro	4079
	1	3945			4276
ES-442	1	4035	1	Hierro	4635
	1	3899			
ES-447	1	3888	2	Hierro	4030
					4104
ES-449	1	4062	2	Hierro	4240
					4780

Después de determinar las condiciones de los pozos, se procedió al análisis de los mapas isópaco-estructurales de los yacimientos, con la finalidad de determinar que horizontes serían productivos por pozos. Luego se realizó una segunda base de datos, la cual contiene el tope y la base de la arena neta petrolífera [2], las profundidades de los contactos CAPO o CGPO (si los posee), y la información de cómo aparece interpretado el horizonte en el pozo. Desde la tabla 4.7 hasta la 4.10 se observan las arenas prospectos a reactivar por pozos.

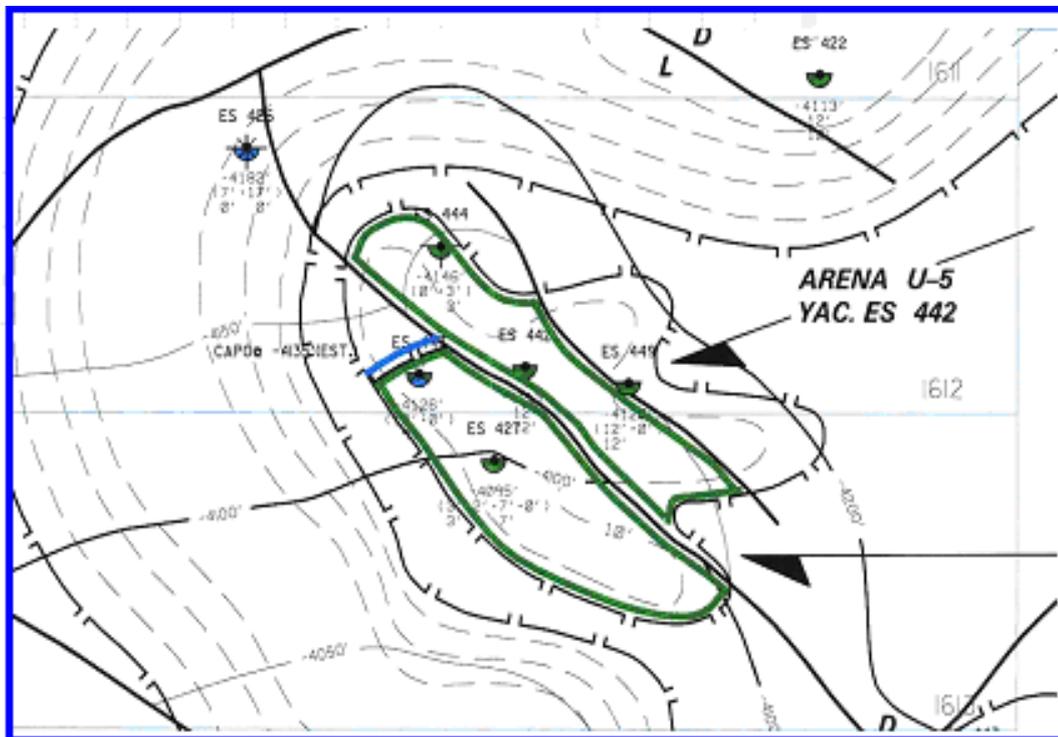


Figura 4-1. Mapa isópaco estructural del yacimiento U5

Tabla 4.7 Arenas prospecto a reactivar en el pozo ES-427

ES-427 EMR 719 pies					
Arena Yacimiento	Prof. ANT ANP	CGPO (p.b.n.m.) CAPO (p.b.n.m.)	Condición	Tope EMR	Base EMR
R4L ES-401	3510 17 17	- - -	Productor petróleo agua	4229	4272
U1M ES-427	3814 24 13	- 4544 (-3825)	Productor petróleo	4533	4557
U1L ES-427	3839 25 17	- -	Productor petróleo	4558	4572
U2L ES-442	3920 17 9	- 4655 (-3936)	Productor petróleo	4639	4670
U5L ES-427	4094 12 12	- -	Productor petróleo	4813	4840

Tabla 4.8 Arenas prospecto a reactivar en el pozo ES-442

ES-442 EMR 752 pies					
Arena Yacimiento	Prof. ANT ANP	CGPO (p.b.n.m.) CAPO (p.b.n.m.)	Condición	TOPE EMR	Base EMR
P1 ES-427	3218 4 4	- - -	Productor Petróleo agua	3970	3991
U1M ES-449	3818 9 3 9 0	- - -	productor petróleo	4570	4591
U1L ES-449	3839 15 15	- - -	productor petróleo	4591	4615
U2U ES-449	3863 9 9	- -	productor petróleo	4615	4640
U5L ES-442	4116 19 13	- - 4885 (-4133)	productor petróleo	4868	4893

Tabla 4.9 Arenas prospecto a reactivar en el pozo ES-447

ES-447 EMR 739 pies					
Arena Yacimiento	Prof. ANT ANP	CGPO (p.b.n.m.) CAPO (p.b.n.m)	Condición	TOPE EMR	Base EMR
U4U ES-420	3991 9 8 9 8	- - -	Productor Petróleo agua	4730	4848
U5L ES-427	4125 16 5	- -	productor petróleo	4864	4887

Tabla 4.10 Arenas prospecto a reactivar en el pozo ES-449

ES-449 EMR 741 pies					
Arena Yacimiento	Prof. ANT ANP	CGPO (p.b.n.m.) CAPO (p.b.n.m)	Condición	TOPE EMR	Base EMR
P1 ES-427	3299 16 16	- - -	Productor Petróleo agua	4040	4056
U5L ES-442	4254 14 9	- - 4874(-4133)	productor petróleo	4785	5018

Luego de haber seleccionado los distintos yacimientos a ser explotados por pozos, se realizó una tercera base de datos, la cual abarca diferentes aspectos y propiedades, entre los cuales se encuentran: el petróleo original en sitio, producción de petróleo acumulada y reservas remanentes recuperables de petróleo

Tabla 4.11. Reservas remanentes recuperables de petróleo de los yacimientos.

DATOS DE LOS YACIMIENTOS.					
Yacimiento	N(BN)	Factor Recuperable Primaria (%)	Reservas recuperables (BN)	NP (BN)	Reservas remante recuperables de petróleo (BN)
P1-ES427	829.000	20	165.800	124.000	41.800
R4LES401	2.387.000	27,9	665.973	25000	640.973
U1MES427	5.587.000	16,8	938.616	0	938.616
U1MES449	685.000	15	102.750	0	102.750
U1LES427	5.015.000	16,7	837.505	0	837.505
U1LES449	898.000	23,4	210.132	36.000	174.132
U2UES449	827.000	23,4	193.518	75.000	118.518

Tabla 4.11. Reservas remanentes recuperables de petróleo de los yacimientos.

DATOS DE LOS YACIMIENTOS.					
Yacimiento	N(BN)	Factor Recuperable Primaria (%)	Reservas recuperables (BN)	NP (BN)	Reservas remante recuperables de petróleo (BN)
U2LES442	2.111.000	15	316.650	133.000	183.650
U5LES427	2.162.000	15	324.300	0	324.300
U5LES442	1.964.000	15	294.600	0	294.600

Toda esta información se reunió con la finalidad de seleccionar la primera arena a reactivar en cada uno de los pozos para los cuales se realizó un estudio estadístico, denominado ANALISIS DE LA VARIANZA o ANOVA ^[10] (ver apéndice A) el cual permite comparar varias propiedades o medidas en diversas situaciones; este método es la base del análisis multi-variable. Primero se desglosa cuales variables influían significativamente en la escogencia de una arena y cuales variables podrían excluirse para la selección, este criterio fue respaldado por el Ingeniero de Yacimiento de PETROUCV Celestino Peraza y el Profesor de la Universidad Sandro Gasbarri, para luego jerarquizar la influencia de éstas en los resultados. Esto se hizo a partir de la dispersión de los parámetros, de mayor varianza y con mayor impacto individual para cada variable, mediante el análisis de la respuesta ponderada del modelo para cada una de las arenas.

4.2 SELECCIÓN DE LA CORRELACIÓN DE FLUJO MULTIFASICO VERTICAL Y HORIZONTAL PARA EL CAMPO.

4.2.1 SELECCIÓN DEL CAMPO VECINO CON LAS PROPIEDADES MÁS PARECIDAS AL CAMPO EN ESTUDIO SOCORORO NORESTE (SNE).

Debido a que el campo en estudio se encuentra actualmente inactivo, parte de la información necesaria para el análisis de la posible reactivación de los pozos, se encuentra desactualizada. Por ello fue necesario realizar un estudio con el departamento de petrofísica y geología de la información geofísica de gravimetría,

magnetometría, sísmica 2D y sísmica 3D para analizar las propiedades actuales de los fluidos y de los yacimientos para el campo en estudio.

Para esto se tomaron en cuenta las siguientes variables: presiones estáticas de los yacimientos, temperaturas en el fondo del pozo, gravedad API del crudo, viscosidades del crudo, relación gas petróleo en solución y el factor volumétrico del petróleo. Esto con el fin de determinar cual de los campos vecinos a estudiar tenía las propiedades más parecidas al campo inactivo Socororo Noreste.

Se seleccionó un pozo representativo de los campos vecinos, y se procedió a compararlos con el pozo modelo del campo Socororo Noreste. De esta manera se determinó la correlación vertical, horizontal y de viscosidad adecuada del campo vecino seleccionado y análogamente se aplicaron estas correlaciones para el desarrollo del proyecto en el campo en estudio.

4.2.2 SELECCIÓN DE LA CORRELACIÓN VERTICAL CON EL SIMULADOR.

La simulación en el Pipesim se realizó con los datos de producción del campo Socororo Este (SE) seleccionado como pozo vecino más parecido al campo en estudio, y se halló la correlación vertical que más se ajustaba al mismo.

Para determinar esta correlación vertical se tomaron los resultados de las últimas pruebas realizadas al pozo ES-455 el cual se encuentra produciendo por cavidad progresiva, con el equipo "Echometer" (ver Apéndice B) las cuales consistieron básicamente en detectar el nivel de líquido a través del eco de una onda sonora que previamente se generó por el disparo de una pistola especial cargada con CO₂. Se realizaron varias tomas de niveles para corroborar la exactitud de la misma.

Tabla 4.12 Información Pozo ES-455.

INFORMACIÓN DEL POZO			
Fecha	18-12-04	Método de Producción	B.C.P.
Pozo	ES-455	Prof. Entrada de bomba	4077 Ft
Presión Estática	1694 Lpc	Estado	Fluyendo
Int. Abiertos	4393,00 ft 4444,00 ft	Punto Medio	4418,50 Ft
Prom. de Tubería.	30,43	°API	16,20°

Tabla 4.13 Resultados de la prueba echometer del pozo ES-455

RESULTADOS DE LA PRUEBA			
nivel de fluido:	516,47 ft	Presión interfase liquido-gas:	51,10 Lpc
presión de superficie:	50,40 Lpc	Columna liquida gaseosa por encima de la bomba	3551 ft
Restauración de presión:	0,900 Lpc	columna libre de gas por encima de la bomba:	3489 ft
tiempo de restauración:	15 mín	presión a la entrada de de la bomba:	1438 Lpc
presión en la base del intervalo:	1605 Lpc	presión al tope del intervalo:	1585,6 Lpc

Luego de cargar la información necesaria en el simulador se seleccionó la opción de ajuste de correlación vertical seleccionando las siguientes correlaciones.

Tabla 4.14 Correlaciones de flujo vertical Evaluadas.

Correlaciones verticales estudiadas	
Correlación	Abreviatura
ANSARI	ANSARI
BAKER JARDINE REVISED	BJA
GRAY	GRAY
HAGEDORN & BROWN	H & B
HAGEDORN & BROWN REVISED	H & B R
LOCK & MARTINELLI	L & M

El estudio del proyecto se realizó con Hagedorn Brown Revisado^[5], y con Ansari^[5]. Esta última correlación se seleccionó ya que fue la arrojó una respuesta más se alejada a la de la correlación de Hagedorn & Brown Revisado. Esto se hizo

con la finalidad de tener un rango amplio de respuestas en los cálculos, ya que el estudio fue realizado en base a datos de poca precisión (ver apéndice C)

4.2.3 SELECCIÓN DE LA CORRELACIÓN HORIZONTAL CON EL SIMULADOR.

Para la selección de esta correlación se aplicó el mismo procedimiento anterior partiendo de la presión de separador fija hasta llegar a la presión de cabezal. En la siguiente tabla están las correlaciones de flujo horizontal seleccionadas. Donde la correlación seleccionada fue la de Baker Jardine Revisado^[9]

Tabla 4.15 Correlaciones de flujo horizontales evaluadas.

Presión en el cabezal del pozo = 120 Lpc	
Correlación	Abreviatura
BEGGS & BRILL REVISADO	BBR
BAKER JARDINE REVISADO	BJA
DUNS & ROS	DR
LOCKART & MARTINELLI	LOCK
GOVIER, AZIZ	TGA
XIAO	XIAO

4.3 LEVANTAMIENTO ESQUEMÁTICO DE LA INFORMACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE GAS Y RECOLECCIÓN DE CRUDO. INSPECCIONES AL CAMPO.

Debido a las deficientes condiciones de la viabilidad hacia el campo SNE, no se pudo realizar una visita a la zona que permitiera efectuar inspecciones físicas de la red de líneas de distribución de crudo de los pozos y los estados en el cual se encuentra el campo. Sin embargo se sabe por informe del personal de la empresa que el campo está totalmente desmantelado y en condiciones deficientes para producir, ya que las líneas de flujo están corroídas.

4.4 CONSTRUCCIÓN DE LOS MODELOS DE AFLUENCIA DE CADA YACIMIENTO EN EL SIMULADOR.

Para poder construir los modelos de afluencia en el simulador, antes fue necesario calcular ciertos parámetros de los cuales depende la afluencia del pozo. Estos parámetros fueron obtenidos a partir de la información suministrada por la empresa, a continuación se presenta la secuencia usada para el cálculo de las variables determinadas.

4.4.1 CALCULO DE LA VISCOSIDAD.

Calculándose el porcentaje de error de cada una de las correlaciones estudiadas respecto a una prueba de laboratorio reciente de viscosidad obtenida del pozo ES-455, se determinó la correlación de viscosidad para crudo sin gas que más se ajustaba a los resultados de dicha prueba.

En la tabla 4.14 se muestran los resultados de la prueba de laboratorio del pozo ES-455 otorgada por el departamento de yacimiento de la empresa.

Tabla 4.16 Resultado de la prueba de viscosidad de crudo muerto de Pozo ES -455

PRUEBA DE LABORATORIO			
Pozo ES -455	Yacimiento UIU,M (SOC-3)	Temperatura (F)	Viscosidad (cPs)
°API	Gravedad Específica	90	415
16,1	0,95867209	100	312
		140	130
%AYS	18	160	68,5
Rs	222		

La viscosidad de crudo vivo se calculó a partir de la correlación seleccionada en el estudio anterior la cual fue la de Beggs & Brill Revisado^[11].

4.4.2 CALCULO DE LA PERMEABILIDAD RELATIVA DE PETRÓLEO^[12].

El cálculo de la permeabilidad relativa del petróleo se realizó a través de la formula de TIMUR.

$$K = 0,136 * \frac{\theta^{4.4}}{S_{wi}^2} \quad Ec.4.1$$

Esta ecuación fue recomendada por el departamento de Petrofísica de PetroUCV ya que es la que más se adapta a las condiciones del campo.

4.4.3 CALCULO DEL POTENCIAL DE LOS YACIMIENTOS^[14].

Se asumieron las siguientes premisas con el fin de deducir el modelo que permite determinar el potencial de los yacimientos estudiados:

- Yacimientos saturados, ya que la Presión estática de estos se encuentra por debajo de la presión de burbuja de los mismos.
- Estado continuo y estable.
- Cortes de agua menores de 30%.

La fórmula usada para esta parte fue la siguiente:

$$q = q_{max} * \left[1 - 0,2 * \left(\frac{P_{wfs}}{P_{yac}} \right) - 0,8 * \left(\frac{P_{wfs}}{P_{yac}} \right)^2 \right] \quad EC. 4.2$$

$$q_{max \text{ de Vogel}} = \frac{IP * P_{yac}}{1,8} \quad EC. 4.3$$

Debido a que los yacimientos en estudios son yacimientos saturados, se asume que la presión de yacimiento es igual a la presión de burbuja. Se asume el método de Vogel para el cálculo del IP de los yacimientos, ya que el flujo en el yacimiento era multifásico, y tenía empuje por gas en solución.

4.5 SIMULACIONES

4.5.1 MODELO UTILIZADO EN LA CORRIDA DE LOS POZOS.

Para el desarrollo de la simulación se tomó como modelo de fluido el petróleo negro (Black Oil) ya que las variables requeridas se ajustaban a la medida normalmente en campo, estas variables son: Producción bruta (BBPD), corte de agua, grados API del crudo muerto en condiciones standart, gravedad específica de gas, gravedad específica de agua, RGP (pies cúbicos de gas de formación/ barriles netos de producción).

4.5.1.1 PREMISAS UTILIZADAS PARA LA EVALUACIÓN

- Se asumió que el flujo en las Tuberías de producción estaba en estado continuo y estable.
- Condiciones ambientales de superficie 80 °F.
- La presión de separación en la estación de flujo es de 60 psig.
- Coeficiente de transferencia de calor constante (20 Btu/ h *ft²*°F).
- Rugosidad: 0.003 pulg.
- Temperatura promedio del cabezal del pozo 100 °F.
- La presión en el cabezal es de 120 psig.

4.5.1.2 REPRESENTACIÓN DE LOS POZOS EN EL SIMULADOR EN EL “WELL PERFORMANCE ANALISIS”^[9].

Los cuatro pozos se cargaron de la misma manera. En la figura 4.2 se muestra la ventana del Pipesim con el pozo ES-442.

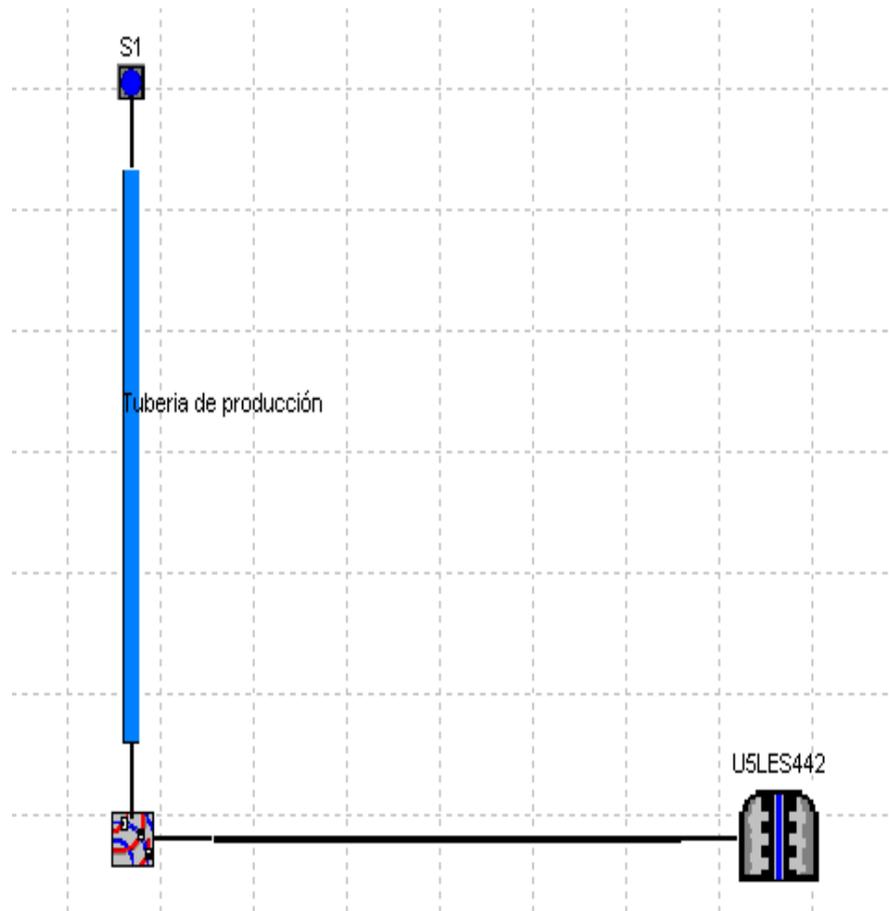


Figura 4.2 Representación del pozo ES-442 en el simulador Pipesim.

Con estos modelos de los pozos cargados se generan los distintos IPR y TPR con el fin de analizar el comportamiento de las curvas en flujo natural para luego proceder a realizar el diseño del Levantamiento Artificial con Gas continuo.

4.6 DISEÑO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS.

4.6.1 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS CONTINUO.

El diseño de la instalación de LAG siguió el siguiente procedimiento:

- El primer paso fue efectuar un análisis nodal que diera como resultado la selección del diámetro de tubería y la tasa de flujo de inyección de gas óptima, tomando en consideración el comportamiento del yacimiento. Mediante el análisis nodal se pudo construir el gráfico de presión de fondo

vs tasa de flujo de inyección de gas cuya información, permite obtener la tasa óptima de producción, para las condiciones dadas, la cual se toma como base del diseño de la instalación LAG.

- El segundo paso, fue encontrar el punto de inyección, el cual se define como el punto más profundo por donde se puede inyectar el gas de levantamiento. Este punto viene dado por la intersección de la curva de gradiente de presión de gas de levantamiento con la curva de presión del fluido en producción. Esta última corresponde a la curva de presión para la tasa de fluido calculada anteriormente. La profundidad máxima de inyección se supuso 30 ft por encima de la profundidad donde se encuentra la empacadura que aísla la arena productora.
- El tercer paso, fue colocar las válvulas superiores, denominadas válvulas de descarga siguiendo el método de espaciamiento por inyección operada (IPO) ajustada en el simulador^[18].

Para determinar el caudal óptimo de inyección de gas, se asumieron varias RGL de inyección para la cual, se calcularon las distintas tasas de producción. Esto se realizó con un análisis nodal de fondo a cabezal, y otro análisis nodal de cabezal a separador, con el fin de construir una gráfica optimización, o de RGL de inyección (SCF/STB) vs Q_o (BBL/d). El caudal de producción máximo se determina cuando se alcanza el punto más alto de la curva, es decir cuando la pendiente de la gráfica es igual a cero.

A partir de la RGL de inyección máxima determinada se calculó la cantidad de gas a inyectar necesaria para pasar de la RGL de formación del yacimiento a la RGL de inyección determinando el caudal de gas necesario para inyectar en el pozo. Posteriormente, se realizaron las distintas sensibilidades de presiones de inyección, para así poder determinar las profundidades de la ubicación de las válvulas de descarga garantizando lograr la profundidad máxima de inyección.

Una vez realizado el diseño a través del simulador, se procedió a realizar el espaciamiento a través de los pasos prácticos de BROWN (ver Apéndice D), de

manera manual, mostrando los resultados obtenidos y comparándolos con los arrojados por el simulador. Por último se verificó a través de la correlación de Taitel – Dukler el régimen de flujo que se rige en el sistema.

4.6.2 DISEÑO DEL LEVANTAMIENTO POR GAS INTERMITENTE^[13].

Finalmente, se realizó el diseño con gas lift intermitente para el pozo con menor productividad (ES-427) ya que solo se quería verificar la aplicabilidad del sistema de levantamiento artificial con gas intermitente, y el comportamiento del pozo con mayor riesgo de la zona. En una hoja de Microsoft Excel, se programó la siguiente ecuación, la cual permite calcular el número de ciclos óptimos asumiendo varios ciclos y generando una tabla de resultados, donde se muestran las tasas de ciclos producidos, y seleccionando el número de ciclos óptimo, es decir el que genere mayor producción de barriles por día.

$$q_{cicl} = \frac{a(P_e - P_{th} - 5.61V_{min}G_f/a)}{5.61G_f} (1 - e^{-5.61PG(\frac{1-nT}{an})}) \quad \text{EC. 4.4}$$

Donde se definen:

- a = la capacidad de la tubería, (scf / ft) Pe = presión estática. (LPC)
- q ciclo = tasa de líquido por ciclo (BBL/d) Pth = presión de cabezal (LPC)
- n = número de ciclos (ciclo/día) Gf = gradiente del fluido (LPC)
- T = tiempo de desplazamiento por día.

Otra manera de calcular la tasa por ciclo, fue calculándola con la siguiente fórmula,

$$q = \frac{na(P_e - P_{th})}{5.61 * G_f \left[\frac{1}{F(n)} + \left(\frac{1}{1 - \%Caid * H/1000} - 1 \right) \right]} \quad \text{EC 4.5}$$

Donde

- q = tasa de líquido producida (bbl/d) Pe=presión estática. (LPC)
- n = número de ciclos (ciclo/día) Pth= presión de cabezal (LPC)
- a = capacidad (scf / ft) Gf = gradiente del fluido (LPC)

%Caídas resbalamiento en la tubería $H =$ profundidad total (ft)

Donde la $F(n)$, se calcula en función del IP, el gradiente del fluido, el número de ciclos, la capacidad de la tubería, y el tiempo de desplazamiento en días.

Dichas ecuaciones son aplicadas para el comportamiento de un IPR lineal, sin embargo para el pozo ES-427 en estudio, la IPR se rigen por la ecuación de Vogel, entonces para ello se hizo una linealización en la zona alrededor de la tasa de producción obtenida del diseño anterior (gas continuo $Q_o = 137$ BBL/d), en la cual se tomaron dos puntos contiguos ($Q_o = 120$ BBL/d y $Q_o = 140$ BBL/d) y se extrapoló la recta calculando la tasa máxima y la presión estática (punto de corte con los ejes) con el fin de aplicar estos resultados en las ecuaciones programadas, es decir lo que se hizo fue linealizar la IPR de Vogel en la zona donde se encontraba la tasa máxima hallada por gas Lift continuo, para que esta ecuación pueda ser aplicada correctamente. Una vez hallado esto, se introdujeron los datos en la hoja de cálculo programada, asumiendo un resbalamiento del 10 % por cada 1000ft. En el siguiente gráfico se muestra la linealización realizada para el diseño.

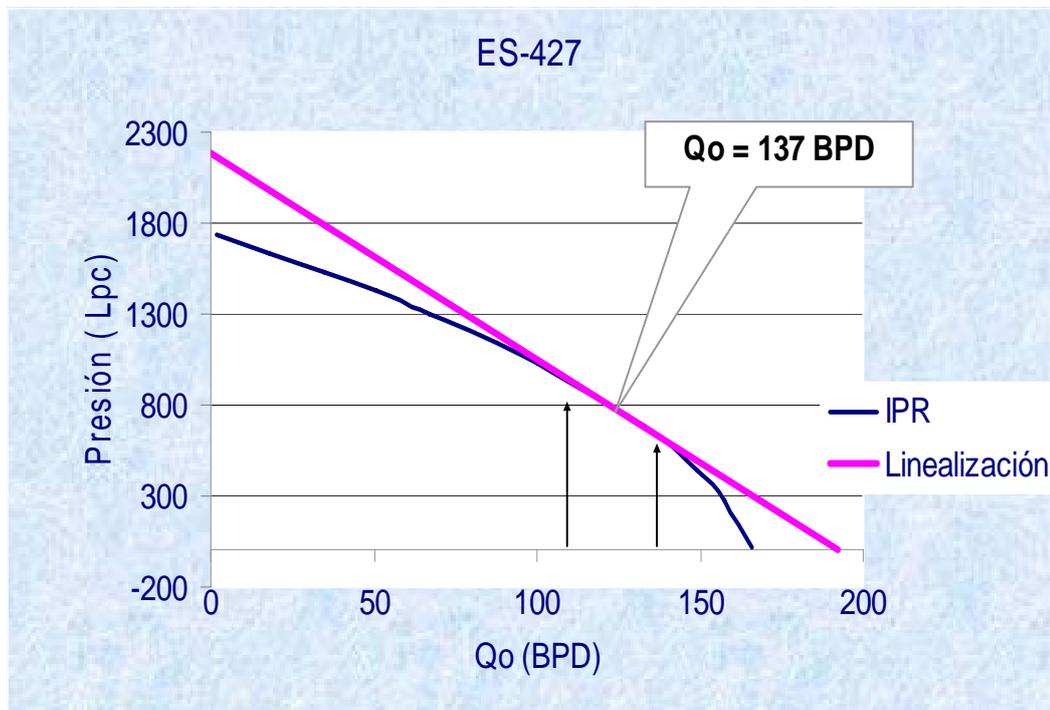


Figura 4.3 Linealización para el diseño del LAG Intermitente.

4.6.3 VERIFICACIÓN DEL DISEÑO EN EL SIMULADOR.

Posterior a la realización del diseño, se simuló el arreglo de las válvulas en la tubería de producción de cada uno de los pozos, y se procedió a verificar el comportamiento del LAG continuo, generando las gráficas que describen la producción de los pozos.

4.6.4 DISEÑO DEL LAG A NIVEL DE SUPERFICIE.

El cálculo de las presiones en el sistema a nivel de superficie, se realizó con análisis nodal a través del modulo del simulador NETWORK, haciendo sensibilidades con los diámetros de las líneas de flujo, y calculando las presiones óptimas que debe manejar el múltiple de distribución de gas.

En la siguiente figura se muestra la red de inyección montada en el simulador.

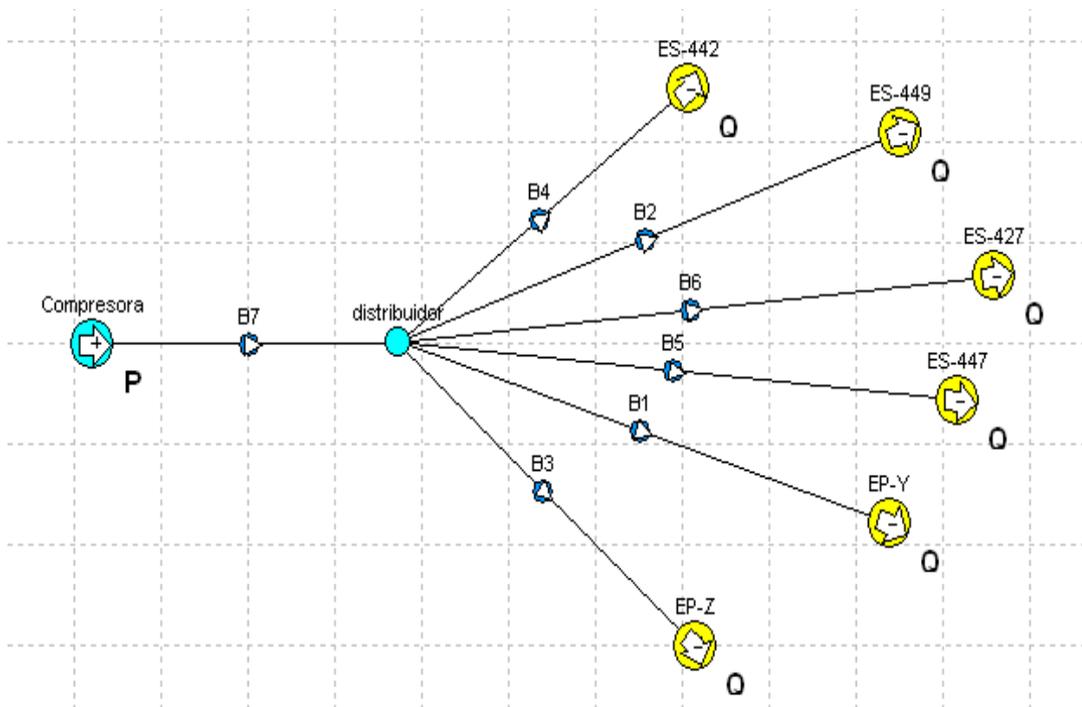


Figura 4.4 Red de inyección en el simulador

4.6.5 ANÁLISIS DE LA INYECCIÓN DESDE LA PLANTA COMPRESORA YOPALES.

Se asumió que la compresión del gas a inyectar en los pozos provenía de la planta compresora Yopales, haciendo cálculos de análisis nodal en superficie con sensibilidades en los diámetros de las líneas de flujo necesarias para el múltiple de distribución de gas.

Premisas Asumidas:

- Tasa de gas total necesaria a inyectar para los cuatro pozos y las dos localizaciones: 2 MMSCF/d y 4 MMSCF/d.
- Presión de inyección necesaria para cada pozo : 1100 LPC
- Fijada la presión de compresión en 1110 LPC
- Fijando el caudal de inyección para cada pozo, y luego sensibilidades con el doble del caudal.
- Composición del gas de inyección sacada del Campo Socororo Este Pozo ES-401 (salida del separador de prueba.)
- Se realizó sensibilidades de Diámetro en las líneas de flujo.
- Todo el flujo en la tubería de recolección se considera horizontal.
- Se fijo la presión en el separador en 60 LPC
- El coeficiente de transferencia de calor es constante. (20 BTU/. / h *ft²*°F)
- La rugosidad es de 0,003 pulg.
- La temperatura en superficie es de 80 F
- La presión fijada en el cabezal de los pozos es de 120 LPC

Una vez cargada la data para la simulación en red, se realizaron las sensibilidades respectivas para poder obtener los diámetros óptimos bajo el escenario planteado, con el fin de tener la menor pérdida de presión en las líneas.

Luego de esto se comenzó el sistema con un primer pozo generando los resultados de las presiones necesarias y el caudal de gas, luego se le fue añadiendo uno a uno

los pozos y corriendo el simulador para cada caso, generando el escenario real que se debe manejar en el momento de la activación del sistema., hasta completar la red completa de LAG continuo.

Finalizado esto, se diseño el sistema de descarga desde los pozos hasta el múltiple de separación, de la misma manera anterior pero ahora con flujo multifásico haciendo análisis nodal para la determinación de los diámetros y luego se ejecutó la red, determinando la presión de llegada al múltiple de separación. Posteriormente se diseño el separador que se debe instalar en el múltiple, este diseño consistió en determinar la presión necesaria a la que debe trabajar y el caudal de gas y líquido que el separador va a trabajar. Posteriormente, se simulo el recorrido de los fluidos desde el separador hasta la planta compresora y hasta la estación de flujo SOCEF 1. A continuación se muestra la ventana del simulador, una vez cargados los pozos para el sistema de descarga.

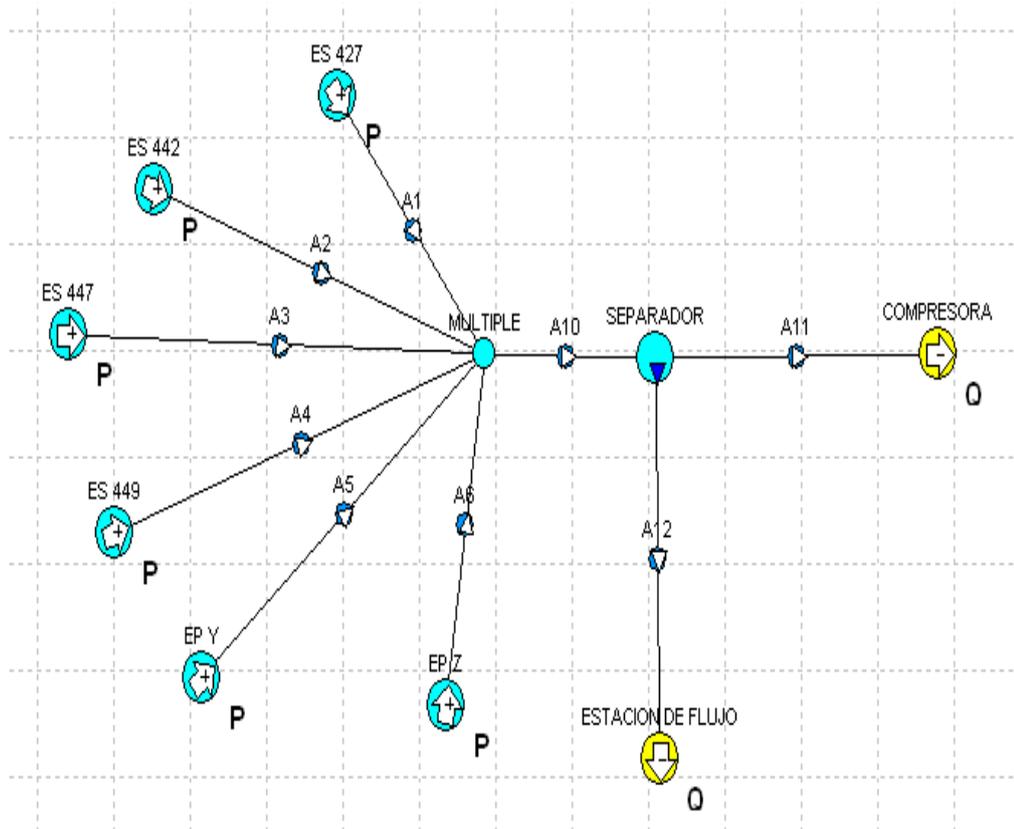


Figura 4. 5 Red de descarga en el simulador.

4.6.6 ANÁLISIS DE LA INYECCIÓN DESDE LA PLANTA COMPRESORA ALQUILADA.

Para el estudio de la inyección desde la planta compresora alquilada, se práctico la misma metodología que en el análisis anterior, la única diferencia fue la ubicación de la planta compresora, la cual se trató de colocar lo más cerca posible del múltiple de separación, con el fin de acortar en tendido de las líneas de recolección de gas.

4.7 ANÁLISIS ECONÓMICO^[8].

Debido a que el Área Mayor de Socororo forma parte de los convenios operativos de PDVSA, cualquier propuesta de inversión a ser realizada debe regirse según las normas de capitalización de esta última. Los parámetros empleados para realizar el estudio económico son los siguientes^[2]:

- Precio del crudo: 20 \$/Bbl.
- Tasa de descuento: 10%.
- Aporte legal a PDVSA: 10 %.
- Impuesto Sobre La Renta (ISLR): 50%.
- Porcentaje de regalías crudo/gas: 30 %.
- Horizonte económico del trabajo: 20 años.

Los valores para precio del crudo y tasa de cambio fueron obtenidos de la cotización usada por PDVSA para la estimación de costos actualmente.

Tanto el porcentaje de declinación de tasa de petróleo como la tasa inicial de producción de petróleo para cada yacimiento fueron obtenidos del estudio de los comportamientos de producción realizados anteriormente.

Para determinar si el diseño en el campo con el Levantamiento Artificial por Gas Lift era rentable desde el punto de vista económico se tomó como parámetro de

decisión el Valor Presente Neto (VPN), ya que otros parámetros como la Eficiencia de la Inversión no son usados en PDVSA para la evaluación. Como requisito para que un proyecto sea viable, debe cumplirse que el VPN sea mayor que cero y el TIR mayor a 15 %^[2].

Adicionalmente, aunque este parámetro no es usado para la decisión económica, se reportó el tiempo de recuperación de la inversión, el cual es obtenido del gráfico del comportamiento dinámico del VPN. Ya que la mayoría de los pozos no cuenta con líneas de producción y de inyección en este trabajo se asumió que el costo total de la rehabilitación de los pozos está incluido en la inversión inicial.

4.7.1 METODO MONTECARLO.

Para realizar este programa fue necesario analizar tres escenarios posibles, el pesimista, el más probable y el optimista, para luego correr el simulador de Montecarlo y así tener una herramienta para conocer la factibilidad económica del proyecto. Para la corrida fue necesario generar números aleatorios distribuidos de una forma discreta que representan 2000 VPN para cada año, creados con el objetivo de simular el comportamiento aproximado a la realidad en cuanto a los ingresos y egresos del horizonte económico del proyecto (fijado a 20 años). Luego mediante la aplicación de Microsoft Excel, se generan los gráficos de Histograma y de Frecuencia Acumulada. A partir de estos gráficos se decide si el proyecto es económicamente factible o no.

El Método para su aplicación en detalle se explica a continuación:

4.7.1.1 Se determinó la distribución probabilística de cada variable que en este caso se hizo asumiendo una distribución normal.

4.7.1.2 Mediante la información anterior se determinó la probabilidad acumulada para cada variable.

4.7.1.3 Se estableció un número de 1000 iteraciones ya que esta es la considerada como adecuada en la teoría del método.

4.7.1.4 Se generó un número aleatorio para cada variable independiente (los números aleatorios van del 0 al 1, con cuatro decimales). El valor generado del número aleatorio fue el valor de la probabilidad acumulada para cada variable.

4.7.1.5 Se utilizó la probabilidad acumulada de cada variable (ver figura 4.6 para el ejemplo de la variable A) para determinar junto con la desviación asociada.

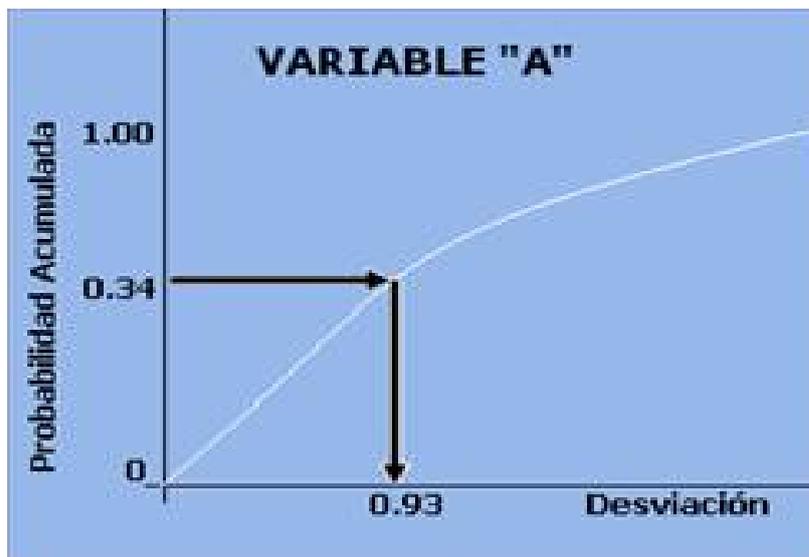


Figura 4.6 Caso de un número aleatorio de 0.34 dando un valor relativo de 0.93.

4.7.1.6 Se multiplicó ese valor relativo por el valor original de la respectiva variable, esto dará como resultado un valor relativo de esa variable como muestra el ejemplo el valor de 0.93.

4.7.1.7 Una vez realizado el cálculo anterior se realizó la misma operación para el resto de las variables.

Ejemplo: Supóngase que el valor original de la variable es: 7 MM\$, El nuevo valor resultante será: $7\text{MM\$} \cdot 0.93 = 6.510 \text{ MM\$}$.

- Se determinó la media, la desviación estándar, el recorrido y los valores límites. Para determinar la desviación y la media se utilizaron las formulas para datos agrupados. El recorrido es la diferencia entre los valores máximos y mínimos.
- Se determinó la grafica de probabilidad para cada variable y para los resultados de los cálculos.
- Se reportaron los gráficos de probabilidad respectivos. Para determinar los valores solicitados mediante la aplicación de ecuaciones que suministran los mismos paquetes.

4.7.2. ESTIMADO DE COSTOS.

Para determinar la clase en la que se encuentra la evaluación a realizar se llevo a cabo un gráfico en la cual se especifica de acuerdo a los datos disponibles el grado de incertidumbre y desviación de una variable, en este caso se evaluó al VPN. Lo anterior en base a la siguiente ecuación:

$$\sigma = \sqrt{\sum (X_i - \mu)^2 / N} \quad \text{Ec.4.6}$$

$$Z = \frac{\mu - X}{\sigma} \quad \text{Ec.4.7 donde}$$

$\mu = \text{VPN}$
 $\sigma = \text{Desviación}$
 $Z = \text{Distribucion}$
 $X = \text{Precisión}$

$$\text{Área de la cola (A cola)} = 50 - \frac{\% \text{ de la clase}}{2} \quad \text{Ec. 4.8}$$

Con los porcentajes de desviación de cada clase se encuentra suponiendo distribución normal el área de la cola.

Se uso luego la formula de Excel $Z = \text{DIST.NORM.ESTAND.INV}(A \text{ cola}/100)$, luego se obtiene que X es el porcentaje de precisión, que para todas las clases es 0.9μ entonces $\mu - 0.9 \mu = 0.1 \mu$, de allí se despeja $\sigma/\mu = -0.1/Z$, de donde se halla finalmente la desviación σ de la multiplicación de: $\frac{\sigma}{\mu} * \mu = \sigma$ $X = \text{VPN}$, para cada clase se fija la media en un mismo valor para todas las clases y a partir de la formula de Excel $=\text{DISTR.NORM.INV}(\text{VPN}; \mu; \sigma; \text{VERDADERO})$, se obtiene la probabilidad acumulada de que el VPN perteneciente a una clase sea igual o menor, para finalizar con una gráfica resultado donde se muestra el VPN dentro de cada clase, y así se encuentra comparado el rango obtenido con el SIMULADOR MONTECARLO, ya que el programa posee una hoja de cálculo resultado donde se muestran los dos gráficos anteriores.

4.7.3. COMPORTAMIENTO DINÁMICO DEL VPN VS. LA TASA DE DESCUENTO.

En la hoja de cálculo llamada PRODUC se procedió a traer los valores cargados por el usuario de producción por pozo, ya que de acuerdo a las políticas de producción de PDVSA un pozo debe ser abandonado a disminuir de 150 BBL/D. es este parámetro de suma importancia para el calculo del horizonte económico del proyecto. Así mismo se asumió un Factor de declinación de la producción anual del 26%.

A partir de la producción calculada en el paso anterior se procedió a calcular los ingresos brutos, multiplicando por el precio en \$/BBL, para luego llevarlos a ingreso anual multiplicando por el factor de 365 D.

Al monto anterior se le disminuyeron los valores asociados a las Regalías, Costos por Mantenimiento, Gastos Administrativos, Gastos Operativos; Transporte y Manejo, obteniendo el valor asociado al ingreso antes del ISLR, se le dedujeron el mismo y sumando la inversión se obtuvo el Flujo de caja.

Tabla 4.17 Costos y sus cálculos asociados para cada año económico.

DATO	AÑO
	1
Ingresos brutos (MM\$)	11,972
Regalías	3,592
Total costos de Mantenimiento	0,299
Total Costos/Gastos operativos	3,113
Total depreciación	2,394
Ingresos antes ISLR	2,873
ISLR (%)	0,977
Ingresos con el ISLR	1,896
Flujo de Caja	2,791

$Q = \text{Flujos de Caja} = \text{Ingresos Brutos} - \text{Inversiones} - \text{Regalías} - \text{Costos} - \text{I.S.L.R.}$

$$VPN = -I + \sum_{i=1}^n \frac{Q}{(1+r)^i} \quad \text{Ec 2-18 (Ver capítulo II)}$$

Se supusieron distintas r y con la ecuación anterior se procedió a calcular el VPN para cada horizonte económico. Para finalizar con la obtención de un gráfico en el cual se puede observar comportamiento del VPN al variar la tasa de descuento en un horizonte económico dado.

Se analizaron los casos para los cuales el VPN existe, el caso base, el optimista y el pesimista. Para lo que el usuario cuenta con la posibilidad de fijar el porcentaje de optimismo o de pesimismo, con lo cual se disminuirán la producción y aumentarán la inversión y los costos.

4.7.4. DIAGRAMA DE RIESGO O DIAGRAMA ARAÑA.

Para llevar a cabo este diagrama se realizaron las siguientes etapas:

4.7.4.1 Identificación de los diversos factores de riesgo. En este primer paso se tomaron en cuenta las variables del cálculo del VPN, como son Regalías, Costos por Mantenimiento, Gastos Administrativos, Gastos Operativos; Transporte y Manejo, y además fueron incluidos como variable particular el precio, la inversión y el horizonte económico. El procedimiento comenzó al variar el porcentaje de desviación desde un 35% hasta -35%, con variaciones de 5 en 5%, se sustituyeron las medias de cada uno de los otros valores y fueron sustituidos en la ecuación del VPN

4.7.4.2 Estimación del rango de los diferentes factores y sus probabilidades. Los resultados de las sensibilidades anteriores fueron registrados y graficados reportando líneas rectas para cada variable dentro del indicador VPN. El diagrama araña posee por definición una envolvente formada al unir todos los puntos límites, indicando el rango en el cual es posible hallar el resultado esperado. Pero con el Excel no se encuentra un tipo de gráfico en el que se pueda ejecutar dicha envolvente. Entonces se cubre la gama de rentabilidades resultantes para los cuales el VPN es positivo y se pueden obtener los valores límites de cada variable para los cuales deja de ser positivo dicho indicador.

4.7.4.3 Cálculo de los efectos económicos de esos diversos factores. Este se realizó a partir del cálculo del recorrido de cada variable, con la diferencia entre el valor máximo y el valor mínimo, y cualitativamente con la horizontalidad de las líneas rectas que representan a cada parámetro también se puede mostrar el de mayor peso a la hora del cálculo.

CAPITULO V.**RESULTADOS Y ANALISIS DE RESULTADOS.**

De acuerdo con la metodología descrita anteriormente para el desarrollo del trabajo, en este capítulo se presentan los resultados en el siguiente orden: selección de las arenas, selección del campo vecino, validación de las correlaciones, determinación de las permeabilidades, las tasas máximas los índices de productividad, el diseño del sistema de LAG continuo e intermitente, las simulaciones en superficie, y finalmente el análisis económico del proyecto.

5.1 Selección de las Arenas Prospectos

La selección de las arenas prospecto a explotar se hizo por el método estadístico ANOVA ^[10] (teoría ver apéndice A) mencionado en el capítulo de la metodología. Se construyeron las siguientes tablas con las propiedades en estudio para ilustrar los resultados obtenidos, generando finalmente el criterio que permite escoger el principal yacimiento a explotar.

Tabla 5.1 Selección del Yacimiento a través del Análisis de Varianza en el Pozo ES 427.

Pozo	Arenas prospecto	Variable1 Área (acres) 25%		Variable2 K (mD) 18%		Variable3 Porosidad 8%		Variable4 espesor (ft) 17%		Variable5 API 9%		Variable6 Reservas remanentes (23%)		% final
427	R4L ES-401	249	10,0	198	18	28	8	17	17	13	6,1	641000	15,7	74,8
	U1M ES-427	621	25	83	7,5	23	6,5	7	7	13	6,1	939000	23	75,2
	U1L ES-427	507	20,4	101	9,2	24	6,8	16	16	13	6,1	838000	20,5	59,9
	U2L ES-442	72	2,8	70	6,3	24	6,8	17	17	18	8,5	184000	4,5	46,1
	U5 ES-427	173	6,9	125	11,3	20	5,7	12	12	19	9	324000	7,9	79,19

Tabla 5.2 Selección del Yacimiento a través del Análisis de Varianza en el Pozo ES 442.

Pozo	Arenas prospecto	Variable1 Área (acres) 15%	Variable2 K (mD) 22%	Variable3 Porosidad 5%	Variable4 espesor (ft) 20%	Variable5 API 16%	Variable6 Reservas remanentes (22%)	% final						
442	P1 ES-427	150	15	101	4,4	24	4,6	4	4,2	44,2	16	42000	3,1	47,4
	U1M ES-449	62	6,2	120	5,3	24	4,6	6	6,3	17	6,1	103000	7,6	36,2
	U1L ES-449	92	9,2	143	6,3	26	5	13	13,6	19,4	7,0	174000	12,9	54,2
	U2U ES-449	96	9,6	44	1,9	21	4,0	9	9,4	19,4	7,0	119000	8,8	40,9
	U5L ES-442	140	14	496	22	24	4,6	19	20	19	6,8	295000	22	89,4

Tabla 5.3 Selección del Yacimiento a través del Análisis de Varianza en el Pozo ES 447.

Pozo	Arenas prospecto	Variable1 Área (acres) 2%	Variable2 K (mD) 38%	Variable3 Porosidad 10%	Variable4 espesor (ft) 16%	Variable5 API 13%	Variable6 Reservas remanentes (21%)	% final						
447	U4U ES-420	169	1,9	149	9,5	20	8	11	11	14	9,5	547000	21	61,0
	U5L ES-427	173	2	594	38	25	10	16	16	19	13	324000	12	91,4

Tabla 5.4 Selección del Yacimiento a través del Análisis de Varianza en el Pozo ES 449.

Pozo	Arenas prospecto	Variable1 Área (acres) 2%	Variable2 K (mD) 26%	Variable3 Porosidad 2%	Variable4 espesor (ft) 22%	Variable5 API 19%	Variable6 Reservas remanentes (29%)	% final						
449	P1 ES-427	150	2	113	5,1	26	1,9	4	8	44,2	19	42000	4,1	40,2
	U5L ES-442	140	1,8	569	26	27	2	11	22	19	8,1	295000	29	89,0

Como se observa en las tablas anteriores, los yacimientos con mayor porcentaje final fueron los que resultaron como objetivo principal en la reactivación de los pozos. Específicamente la arena U5L fue la seleccionada para los cuatro pozos y las dos localizaciones, ya que tienen las mejores características ^[10] del fluido y de la

formación para la explotación, además de ser la arena más profunda con hidrocarburos de la zona.

Cabe destacar que el departamento de yacimiento y geología a través de estudios Geofísicos, Petrofísicos y Estructurales sugirieron la misma arena U5L como prospecto principal para los posibles pozos prospectos (localización EP-Y, y localización EP-Z).

Tabla 5.5 Yacimientos finales seleccionados para los pozos y localizaciones

POZO	Yacimiento	Presión (Lpc)	Rsi	API	T (F)
ES-427	U5L-ES-427	1746	232	19	167
ES-442	U5L-ES-442	1749	233	19	167
ES-447	U5L-ES-427	1746	232	19	167
ES-449	U5L-ES-442	1749	233	19	167
E-PY	U5L ES-427	1746	232	19	167
E-PZ	U5L ES-427	1746	232	19	167

5.2 Selección del campo vecino ajustable.

La selección del campo vecino ajustable SOCORORO ESTE (SE) y SOCORORO OESTE (SO), ambos campos activos, se hizo con la finalidad de poder hallar las correlaciones de flujo multifásico vertical, horizontal y de viscosidad que mejor ajuste, para luego aplicarlas al campo inactivo en estudio (SNE).

Con la evaluación de las propiedades más importantes del fluido y de los yacimientos de los campos vecinos se determinó cual de estos tenía menor porcentaje de error respecto al promedio de las propiedades del campo, para así poder hacer una analogía con el comportamiento de flujo del fluido en los pozos de la zona.

En el apéndice E se muestra el estudio realizado para cada campo y la selección de los pozos representativos del área, el cual va a ser el que tenga las propiedades más parecidas a la ponderada en la zona

Esta selección del pozo representativo se hizo para poder comparar los pozos de cada campo y en base a ellos poder seleccionar el más apropiado para el proyecto. A continuación se muestra la siguiente tabla con los pozos seleccionados resultantes en el estudio.

Tabla 5.6 Pozos representativos de los campos estudiados.

POZOS REPRESENTATIVOS.		
Campo	Pozo	Yacimientos
OESTE	ES-450	U2U-ES-418
ESTE	ES-455	U1U,M-SOC-3
NORESTE	ES-442	U5L-ES-442

En base a los resultados obtenidos, la evaluación de los campos en conjunto se hizo con un análisis final, bajo las mismas propiedades de los yacimientos descritas anteriormente y calculando el porcentaje de error respecto al campo de referencia (SNE), mostrando el resultado en la siguiente tabla.

Tabla 5.7 Método de selección del campo mas parecido al Socororo Noreste.

PROPIEDADES DE LOS CAMPOS									
Campo	Pozo	Yacimiento	T (F)	μ_o (cp)	β_o (BN/BY)	API	Rsi	P (lpc)	% Diferencia respecto Noreste.
OESTE	ES450	U2U ES-418	160	8,94	1,131	14	172	1613	218,8
ESTE	ES455	U1U,M SOC-3	157	3,69	1,134	20,5	222	1557	35,8
NORESTE	ES442	U5L ES-442	167	5,68	1,161	19	233	1749	

El campo seleccionado por tener menor desviación en las diferencias de las propiedades respecto al campo en estudio fue el SE. A partir de aquí, se realizaron todos los cálculos de las correlaciones que se aplicaron en el desarrollo del proyecto, haciendo una analogía con el campo SNE.

5.3 Validación de correlaciones.

5.3.1 Correlación Vertical.

Con la evaluación de un registro de presión de fondo fluyente, perteneciente al SE, se determinó la mejor correlación que se adaptó a las condiciones de flujo vertical y horizontal.

En las figuras 5.1 se muestran los resultados obtenidos de la ejecución para las distintas correlaciones de flujo vertical evaluadas

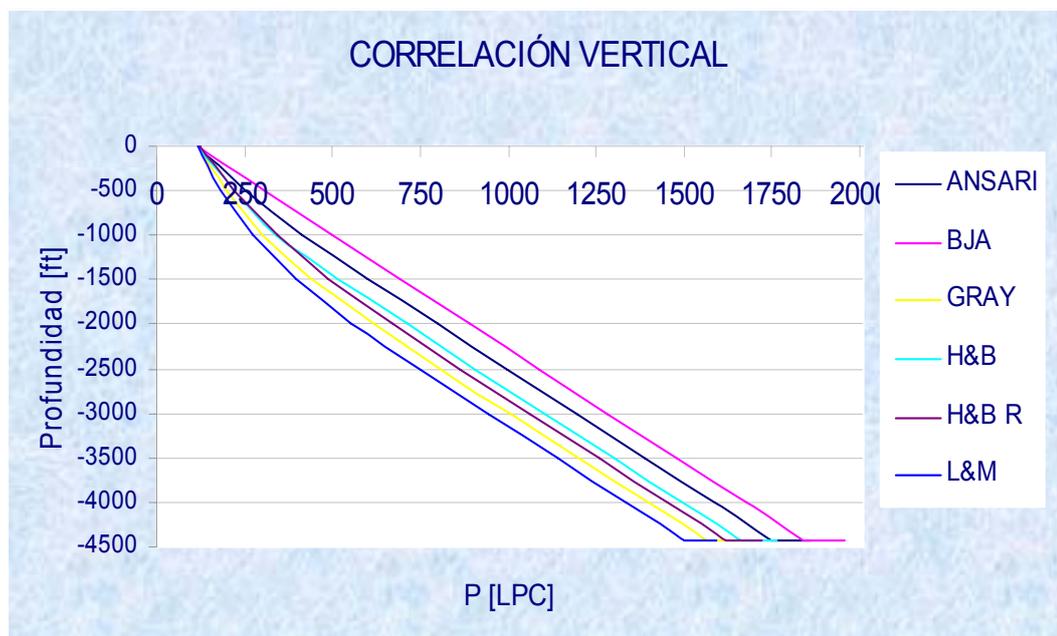


Figura 5.1 Cotejo de las correlaciones de flujo Vertical

En la siguiente tabla se muestran los resultados del porcentaje de error de las correlaciones de flujo vertical evaluadas. Determinando claramente que la correlación que mejor se ajusto para este caso fue la de HAGEDORN & BRONW revisado^[5].

Tabla 5.8 Resultados de las correlaciones de flujo vertical Evaluadas.

Presión de fondo fluyente de la prueba = 1607,25 Lpc			
Correlación	Abreviatura	Presión de fondo fluyente (Lpc)	Error
ANSARI	ANSARI	1749,18	8,86
BAKER JARDINE revisado	BJA	1840,08	14,48
GRAY	GRAY	1562,86	2,76
HAGEDORN & BROWN	H & B	1659,96	3,27
HAGEDORN & BROWN revisado	H & B R	1616,09	0,60
LOCK & MARTINELLI	L & M	1500,80	6,62

5.3.2 Correlación Horizontal.

En las figuras 5.2 se muestra la gráfica de los resultados de la correlación horizontal, partiendo de una presión fija en el separador de la estación de flujo a 60 Lpc, hasta llegar a la presión de cabezal establecida en 120 Lpc. Se seleccionó la correlación horizontal de menor porcentaje de error.

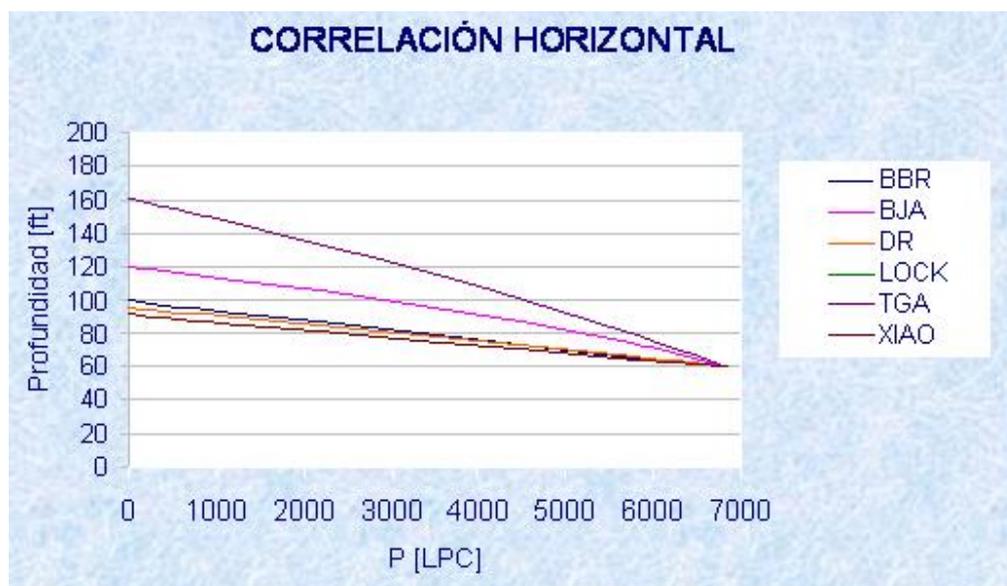


Figura 5.2 -Cotejo de las correlaciones de flujo horizontal.

Como se puede observar, la correlación horizontal que ajusto fue la de BAKER JARDINE revisado^[9]

Tabla 5.9 Resultados de las correlaciones de flujo horizontales evaluadas.

Presión en el cabezal del pozo = 120 Lpc			
Correlación	Abreviatura	Presión en el cabezal obtenida (LPC)	Error
BEGGS & BRILL REVISÉD	BBR	99,48	17,09
BAKER JARDINE REVISÉD	BJA	119,69	0,28
DUNS & ROS	DR	95,01	28,8
LOCKART & MARTINELLI	LOCK	90,99	24,17
GOVIER, AZIZ	TGA	160,25	33,5
XIAO	XIAO	90,89	24,25

5.4 Selección de la correlación de viscosidad de crudo muerto.

La correlación de viscosidad de crudo sin gas, se realizó a partir de un solo punto de comparación, ya que se contaba con una prueba de laboratorio realizada en el pozo ES-455 (Ver apéndice B). La correlación de viscosidad que mejor se ajustó a estos resultados, fue la de BEGGS & ROBINSON^[11]. En la siguiente, tabla se muestran los resultados de las viscosidades calculadas por las ecuaciones de las correlaciones estudiadas, y los porcentajes de error respecto a los resultados de la prueba de laboratorio.

Tabla 5.10 Correlaciones de viscosidad estudiadas.

PRUEBA DE LABORATORIO.		KARTOATMODJO	BEGGS & ROBINSON	BEAL CHEW CONNALLY.	GLASO
Temperatura (F)	Viscosidad (CP)	Viscosidad calculada (Cp)	Viscosidad calculada (Cp)	Viscosidad calculada (Cp)	Viscosidad calculada (Cp)
90	415	268	419,3	534	283
100	312	209	310,5	258	215
140	130	95	102,4	89	89
160	68,5	69	61,7	63	63
Porcentaje de error		24,02 %	8,14 %	21,38 %	25,5 %

A partir de allí, el cálculo de la viscosidad del crudo de los pozos del campo SNE, con la correlación de Beggs & Robinson^[11], los resultados de estas viscosidades se muestran a continuación.

Tabla 5.11 Viscosidad de petróleo con gas del campo Noreste.

Viscosidad de crudo por BEGGS & ROBINSON @ T = 167 F.					
Pozo ES-427	Pozo ES-442	Pozo ES-447	Pozo ES-449	Localización EP-Y	Localización EP-Z
5,7 cp	5,68 cp	5,7 cp	5,68 cp	5,7 cp	5,7 cp

5.5 Determinación de la permeabilidad

El cálculo de la permeabilidad se hizo a través de la fórmula de TIMUR ^[12], utilizando las porosidades de la formación, y las saturaciones iniciales de agua para cada yacimiento, valores que fueron obtenidos de los registros de porosidad, estudiados con el departamento de Petrofísica de la empresa.

Tabla 5.12 Permeabilidades de petróleo calculadas a través de la fórmula de TIMUR.

POZO	POROSIDAD	SATURACIÓN INICIAL DE AGUA	YACIMIENTO	PERMEABILIDAD (mD)
ES-427	20 %	24 %	U5L-ES427	125
ES-442	24 %	18 %	U5L-ES442	497
ES-447	25 %	24 %	U5L-ES427	334
ES-449	27 %	18 %	U5L-ES442	833
Localización EP-Y	23,5 %	24 %	U5L-ES427	255
Localización EP-Z	24,6 %	24 %	U5L-ES427	315

Obteniendo permeabilidades mayores para el yacimiento U5L ES442, que para el U5L ES 427, debido a que este posee mejor porosidad.

5.6 Determinación del IP y tasas máximas.

El índice de productividad ^[4] y las tasas máximas se calcularon bajo las premisas de regímenes de flujo expuestas en el capítulo de la metodología del trabajo, y en base a la información de sísmica 2D y 3D obtenida por el departamento de Petrofísica. Debido a la incertidumbre que se tiene respecto a los datos de los yacimientos nuevos no se realizaron sensibilidades con el factor Skin. Los datos para el cálculo de esta variable se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 5.13 Datos usados para el calculo de los IP.

POZO	YACIMIENTO	Ko (mD)	H (ft)	μ_o (CP)	BO (BY/BN)	Re (ft)	Rw (ft)
ES427	U5L- ES427	125	12	5,68	1,219	1548	0,1979
ES442	U5L -ES442	497	19	5,7	1,161	1393	0,1979
ES447	U5L -ES427	334	16	5,68	1,219	1548	0,1979
ES449	U5L- ES442	833	19,4	5,7	1,161	1393	0,1979
Localización EP-Y	U5L- ES427	255	12	5,68	1,219	1548	0,1979
Localización EP-Z	U5L- ES427	315	12	5,68	1,219	1548	0,1979

Tabla 5.14 Índices de Productividad de los pozos de SNE.

POZO	YACIMIENTO	Qo max (BND)	IP (BND/LPC)
ES427	U5L- ES427	166	0,17
ES442	U5L -ES442	1094	1,12
ES447	U5L -ES427	598	0,61
ES449	U5L- ES442	1352	1,39
Localización EP-Y	U5L- ES427	339	0,34
Localización EP-Z	U5L- ES427	418	0,43

Los mayores índices de productividad del campo se obtuvieron en los pozos ES-449 y ES-442, ambos pertenecientes al mismo yacimiento, debido a que este presenta mejor condición de porosidad y permeabilidad en la zona.

Luego de obtener los índices de productividad se graficaron a través de Vogel^[4] las IPR de los yacimientos del campo, ya que el flujo era multifásico, y tenían empuje

por gas en solución, donde las presiones eran menores que la presión en el punto de burbujeo para las diferentes tasas del fluido.

Para generar la representación gráfica de la habilidad que tenían los pozos conjuntamente con sus tuberías de producción de extraer los fluidos del yacimiento (TPR), primero se hizo un análisis nodal que tenía como objetivo la selección del diámetro de la tubería de producción óptimo, y así poder determinar la tasa de flujo tomando en cuenta el comportamiento del yacimiento y las propiedades del crudo. A continuación se presenta la simulación del pozo ES-442 mostrando la gráfica como resultado tipo con las sensibilidades realizadas en los diámetros de las tuberías.

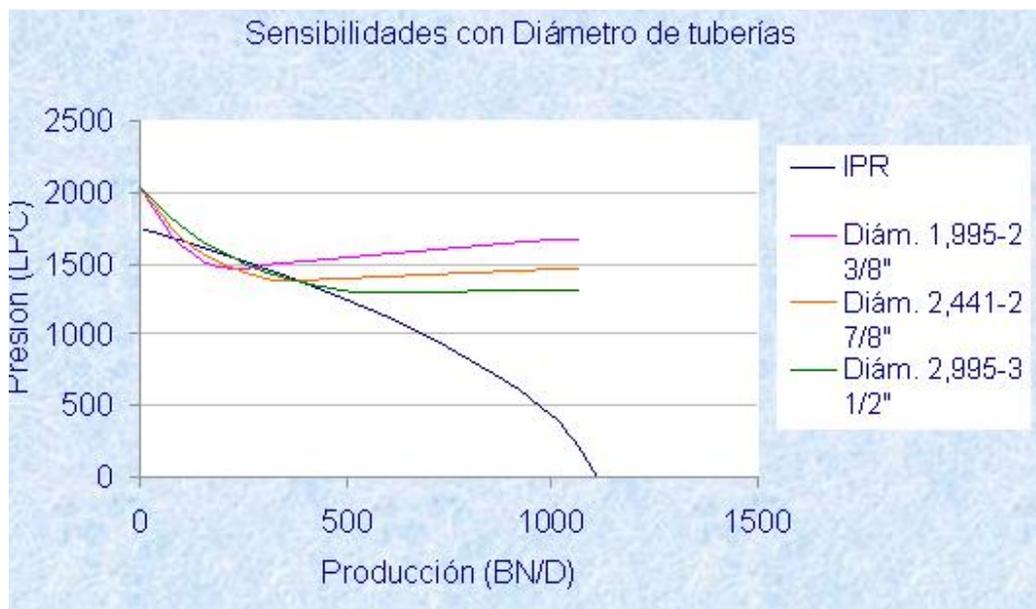


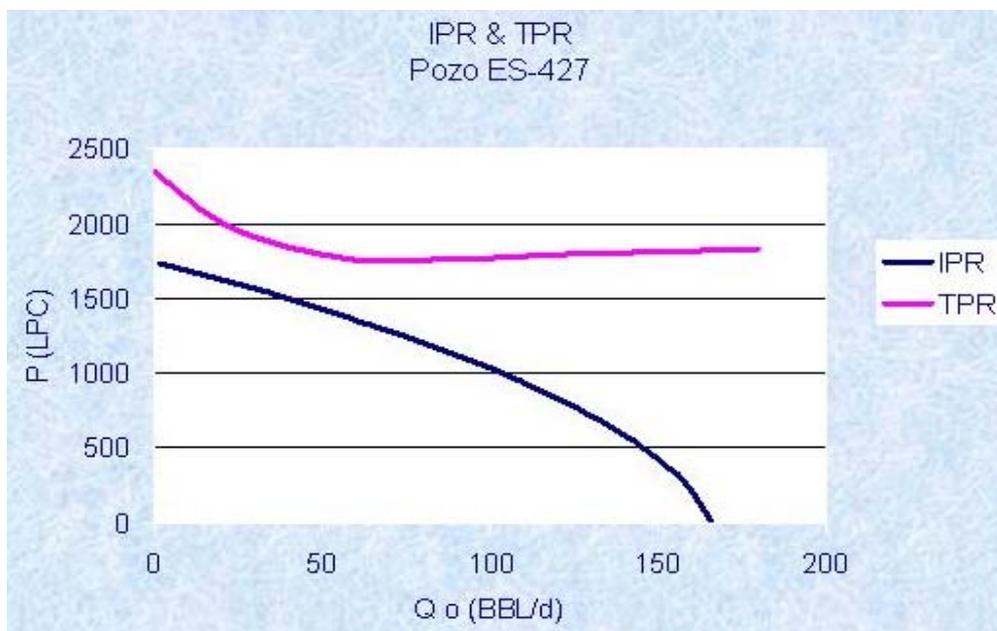
Figura 5.3 Sensibilidades en el diámetro de la tubería de producción.

Esta misma simulación se realizó para cada uno de los pozos y las localizaciones del área, para los cuales el comportamiento fue similar al mostrado en la figura 5.3, por ello se resume a continuación los diámetros de tuberías escogidos por los resultados de las simulaciones, corroborando la completación actual que tienen los pozos perforados.

Tabla 5.15 Sensibilidades de diámetro de tubería de producción

POZO	YACIMIENTO	Diámetro de la tubería de producción
ES427	U5L- ES427	2 7/8
ES442	U5L -ES442	2 3/8
ES447	U5L -ES427	2 3/8
ES449	U5L- ES442	2 3/8
Localización EP-Y	U5L- ES427	2 3/8
Localización EP-Z	U5L- ES427	2 3/8

Luego del diagnóstico de diámetros de tubería realizado, se procedió a generar a través de un análisis nodal el cotejo de los pozos estudiando la relación que existe entre las presiones de fondo fluyente y sus correspondientes tasas de producción, tanto para el yacimiento como para el pozo, corroborando que el volumen de fluido que aporta el yacimiento aumenta a medida que la presión fluyente en el pozo disminuye, y el pozo, en general necesita mayor presión fluyente en el fondo para aumentar el volumen de fluido a levantar. A continuación se presentan las curvas IPR Y TPR de los pozos en estudio.

**Figura 5.4 Curvas del Pozo ES-427**

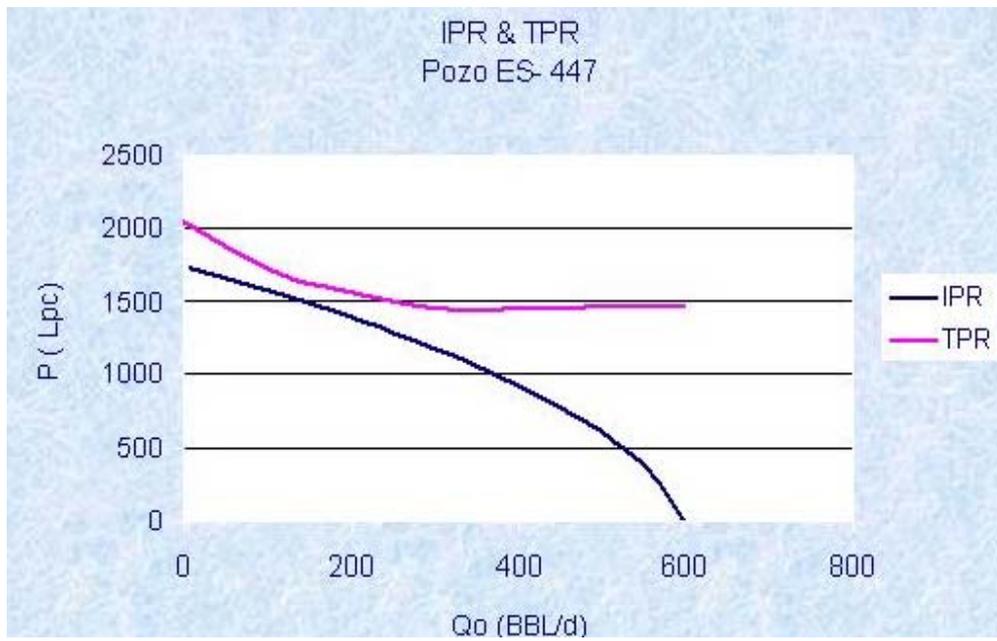


Figura 5.5 Curvas de IPR & TPR del Pozo ES-447

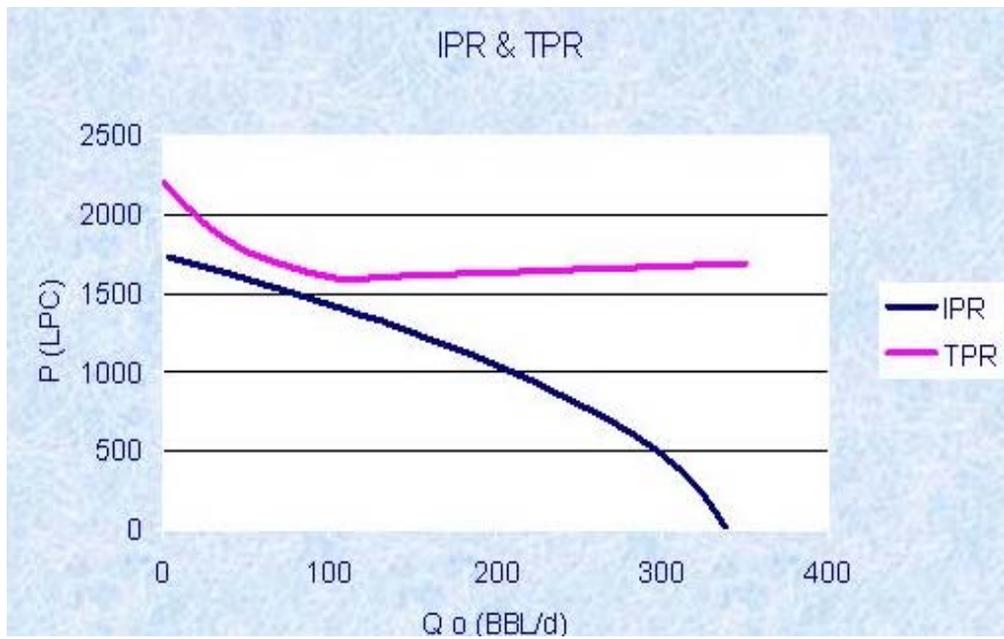


Figura 5.6 Curvas de IPR & TPR de la localización EP-Y

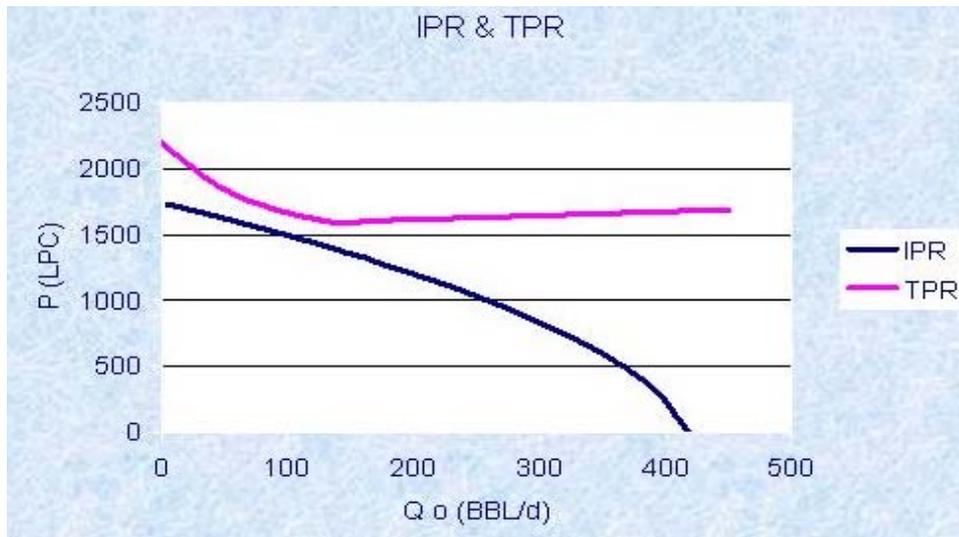


Figura 5.7 Curvas de IPR & TPR de la localización EP-Z

En estas figuras se muestra ausencia de corte entre las curvas de afluencia y demanda, indicando que no existe una tasa de producción correspondiente a una presión de fondo fluyente para la cual el volumen que aporta el yacimiento sea igual al volumen que el pozo sea capaz de extraer, en pocas palabras estos pozos no fluyen por flujo natural. Lo que nos indica que amerita un levantamiento artificial capaz de darle el diferencial de presión necesario para que las curvas se intersecten en un punto dado.

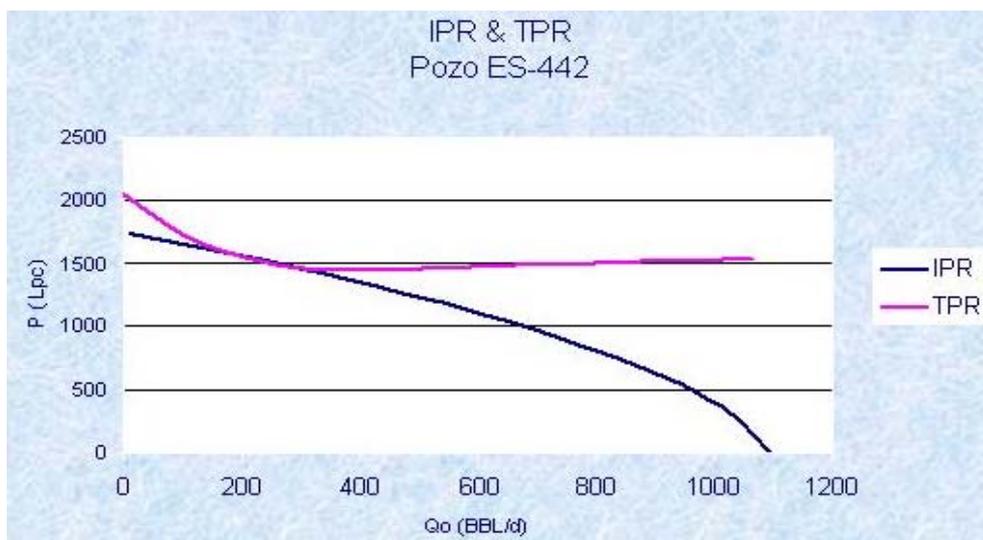


Figura 5.8 Curvas de IPR & TPR del Pozo ES-442

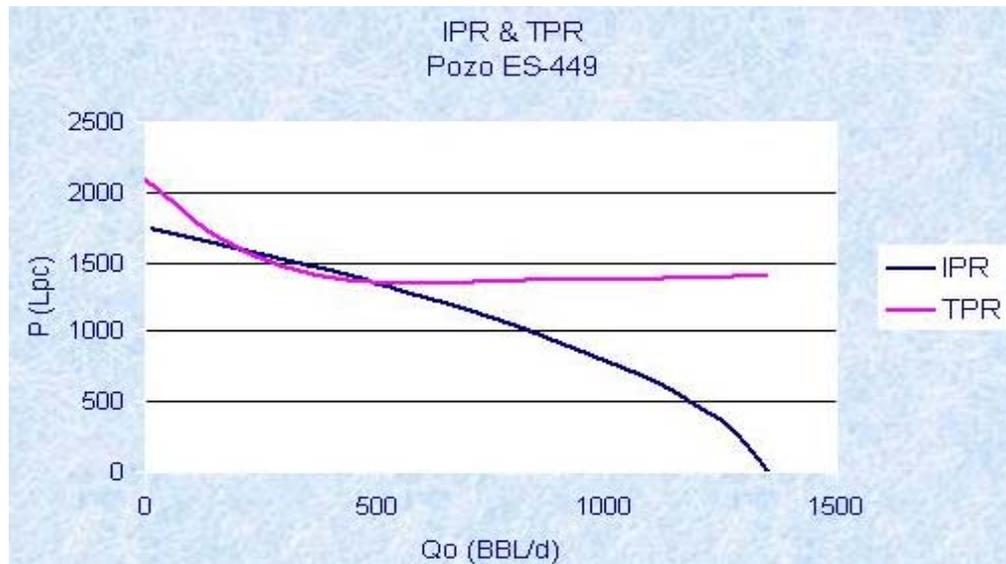


Figura 5.9 Curvas de IPR & TPR del Pozo ES-449

Para el caso de estos dos pozos, a diferencia de los anteriores, si existe una tasa de producción de flujo natural, ya que las curvas de oferta y demanda se cortan a una presión de fondo fluyente, produciendo a una tasa denominada de equilibrio o de flujo natural. Sin embargo a estos pozos también se les realizó el diseño de LAG continuo, con el fin de aumentar la producción y alejarse de una zona de inestabilidad en el pozo.

5.7 DISEÑO DEL SISTEMA DE LAG CONTINUO

El diseño del sistema de LAG continuo, se basó principalmente en encontrar el caudal de gas y la profundidad óptima del punto de inyección. El criterio para la selección de este punto óptimo se definió, como el punto más profundo por donde se puede inyectar el gas de levantamiento respecto a la arena que se va a producir. El diseño del sistema, se realizó suponiendo varias RGL de inyección para la cual se calcularon las distintas tasas de producción que permitieran llegar al separador con una presión de 60 LPC. A continuación se muestra la tabla y el gráfico de los resultados para el

pozo ES-427, para el cual valores menor a una RGL de inyección igual a 1000scf/stb, la producción del pozo es igual a cero.

Tabla 5.16 RGL de inyección asumidas, tasas de producción y tasas de inyección de gas

	RGL inyección asumidas	RGL total	Q _o	Q _{gas}
	SCF/STB	SCF/STB	STB/d	MMscf/d
ES-427	1000	1232	130	0,13
	1250	1482	133,5	0,166875
	1500	1732	135	0,2025
	1750	1982	136	0,238
	2000	2232	136,8	0,2736
	2150	2382	136,8	0,29455
	2200	2432	137	0,3014
	2500	2732	137	0,3425

Se generaron las respectivas gráficas de cada una de las tablas con las RGL para la determinación de la tasa óptima de producción.

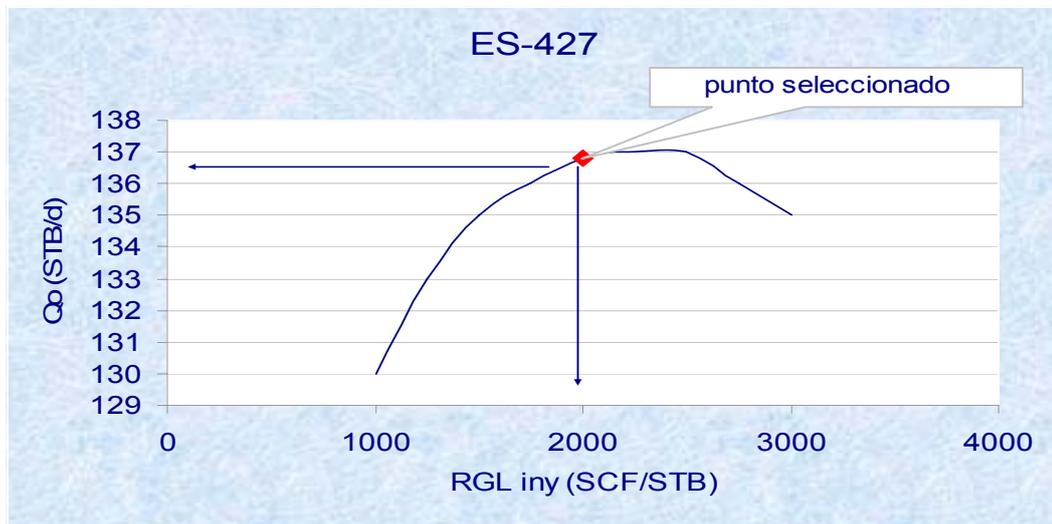


Figura 5.10 Gráfica de optimización de producción.

Como se observa en la tabla y gráfica, la RGL de inyección óptima se tomó como el primer punto máximo de la curva, ya que a partir de allí teóricamente al seguir

inyectando gas la producción de crudo comienza a verse afectado por los efectos de la fricción en la tubería creando un tapón de gas que no permite la fluidez del crudo dentro de la tubería, desfavoreciendo la producción. Las RGL de inyección total es la RGL de formación más la RGL de inyección para cada punto. A continuación se presenta una tabla resumen con las cantidades de gas a inyectar óptima.

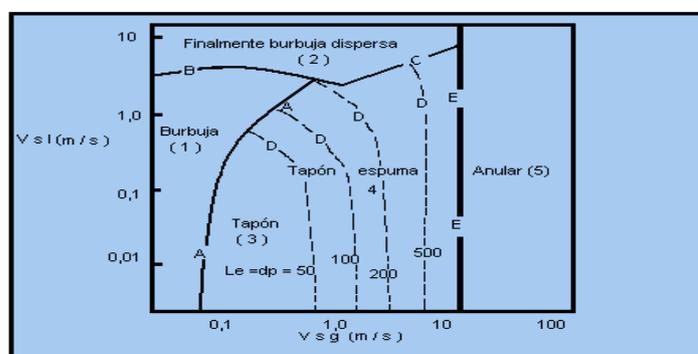
Tabla 5.17 Resumen de las tasas de inyección de gas y producción.

POZO	Q gas a inyectar (SCF/d)	Qo (STB/d)
ES-427	0,3	137
ES-442	0,4	572
ES-447	0,3	405
ES-449	0,4	612
Localización EP-Y	0,3	273
Localización EP-Z	0,3	321

Para las tasas de gas (inyectado más el de formación) y líquido se observó a través de los reportes arrojados por el simulador una vez ejecutados los casos, el patrón de flujo multifásico que rige la producción de los pozos. Este patrón calculado por el simulador fue el de FLUJO TAPÓN para todos los pozos, el cual se verificó a través de la correlación de Taitel – Dukler dividiendo las tasas producidas entre el área de la tubería de producción, hallando las velocidades del flujo y entrando en el gráfico que se presenta a continuación, se corroboró el patrón obtenido por el simulador. A continuación se presenta las velocidades de flujo para el pozo ES-427, este mismo procedimiento se hizo para cada uno de los pozos resultando en todos los casos el patrón de FLUJO TAPÓN.

$$V_g = 0,5 \text{ m/s}$$

$$V_l = 0,04 \text{ m/s}$$



Luego de esto se realizaron sensibilidades con presiones de inyección entre 1200 y 700 Lpc, hasta obtener la profundidad óptima de inyección en el diseño. A continuación se generan las siguientes gráficas de Presión de inyección vs profundidad, mostrando el punto más profundo en el cual se puede inyectar el gas.

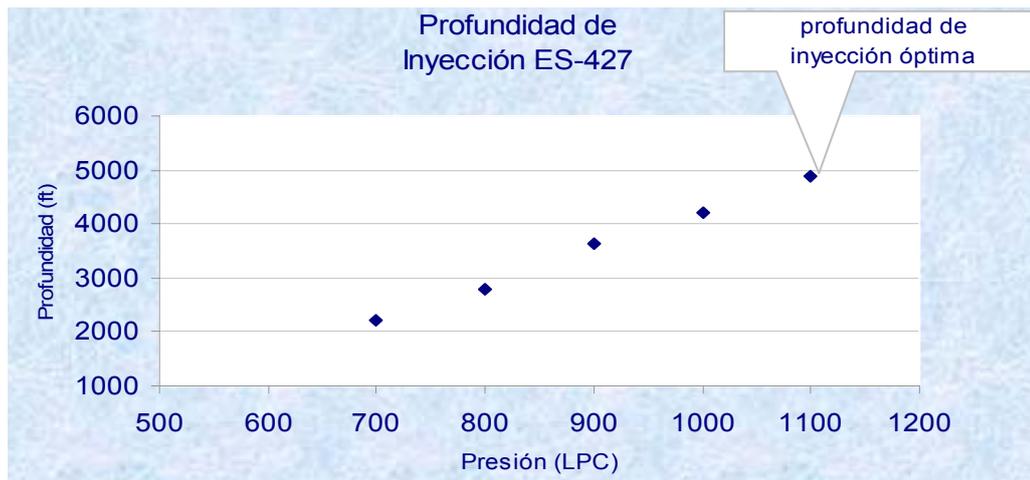


Figura 5.11 Profundidad máxima de inyección Pozo ES-427

Como se observa en la curva anterior, la profundidad de inyección máxima para cada caso, es cuando la curva alcanza su mayor elevación, ya que la profundidad óptima de la ubicación de las válvulas se tienen a mayor profundidad porque esto permite aligerar una mayor columna de crudo generando un mayor diferencial de presión en la tubería de producción obteniendo así mejor tasa.

El espaciamiento de las válvulas para diseño se realiza simultáneamente cuando se ejecuta el simulador con la presión y el caudal de inyección de gas, es decir todas estas profundidades de inyección que se graficaron en la figura 5.11 están asociadas a un número de válvulas y un espaciamiento entre ellas, la selección de la presión óptima de inyección se realizó en función de la que genera el punto de inyección más profundo. A continuación se muestran las presiones, las profundidades, y los caudales de inyección óptimas seleccionados en cada pozo, y la tasa de producción de diseño para la realización del LAG continuo.

Tabla 5.18 Parámetros para el diseño de LAG continuo.

POZO	Profundidades de inyección óptimas (ft)	Q gas a inyectar (MSCF/d)	Presión de inyección (LPC)	Qo (STB/d)
ES-427	4871,5	300	1100	137
ES-442	4563	400	1100	572
ES-447	4777,5	300	1100	405
ES449	4864	400	1100	612
Localización EP-Y	4992	300	1100	273
Localización EP-Z	4690,2	300	1100	321

Estos parámetros fueron los seleccionados una vez realizada la optimización del sistema de levantamiento. A continuación se muestra el espaciamiento generado por el simulador para los pozos y localizaciones del campo en estudio a partir de los parámetros mostrados.

Tabla 5.19 Datos de entrada para el diseño de LAG continuo.

<i>Control del diseño.</i>			
	<i>Pozo ES-427</i>	<i>Pozo ES-442</i>	<i>Pozo ES-447</i>
<i>Diseño del espaciamiento</i>	nuevo espaciamiento		
<i>Manufacturera</i>	SLB (CAMCO)		
<i>Máxima profundidad disponible</i>	4990 ft	4880 ft	4875 ft
<i>Método del diseño</i>	Operada por presión de inyección		

Tabla 5.20 Parámetros para el espaciamiento de LAG continuo.

<i>Parámetros del Diseño.</i>			
	<i>Pozo ES-427</i>	<i>Pozo ES-442</i>	<i>Pozo ES-447</i>
<i>Pres. arranque (Kick Off)</i>	1100 psig		
<i>Pres. disponible de inyección</i>	1100 psig		
<i>Pres. en el cabezal del pozo</i>	120 psig		
<i>Pres. estática en el yacimiento.</i>	1746 psi	1749 psi	1746 psi
<i>Tasa de inyección de gas</i>	0,3 MMscf/d	0,4 MM scf/d	0,3 MMscf/d
<i>Tasa de producción</i>	137 STB/d	572 STB/d	405 STB/d
<i>Temp. en superficie del gas de inyección</i>	80 F		
<i>Gravedad específica del gas de inyección</i>	0,72		
<i>Gradiente de presión del fluido</i>	0,456 psi/ft		
<i>Mínimo espaciamiento entre las Válvulas</i>	322 ft		
<i>Mínimo diferencial de presión entre las válvulas</i>	150 psi		

Tabla 5.21 Resultados del diseño de LAG continuo.

	<i>Pozo ES-427</i>			<i>Pozo ES-442</i>			<i>Pozo ES-447</i>		
<i>Número de Válvula</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>
<i>Profundidad de las válvulas (ft)</i>	1912	3546	4871	2156	3634	4563	2157	3705	4777
<i>Modelo de válvulas</i>	R20		RDO	R20		RDO	R20		RDO
<i>Tamaño del Puerto (in)</i>	3/16		1/8	3/16			1/8		
<i>Presión de calibración @ 60 psig</i>	1059	999	orificio	1059	999	orificio	1000	994	orificio
<i>Temperatura de las válvulas(F)</i>	113	150	170	118	168	168	143	162	170
<i>Presión de cierre en superficie(psig)</i>	1079	1057	-	1075	1060	-	1088	1073	-
<i>Presión de apertura en superficie(psig)</i>	1099	1079	-	1098	1075	-	1099	1088	-
<i>Presión en el domo(psig)</i>	1129	1160	-	1145	1177	-	1160	1194	-
<i>Máxima eficiencia de las válvulas</i>	0,642	0,637	0,321	0,698	0,69	0,71	0,311	0,315	0,337

Tabla 5.22 Datos de entrada para el diseño de LAG continuo.

<i>Control del diseño.</i>			
	<i>Pozo ES-449</i>	<i>Localización EP-Y</i>	<i>Localización EP-Z</i>
<i>Diseño del espaciamiento</i>	nuevo espaciamiento		
<i>Manufacturera</i>	SLB (CAMCO)		
<i>Máxima profundidad disponible</i>	5006 ft	5010 ft	4995 ft
<i>Método del diseño</i>	Operada por presión de inyección		

Tabla 5.23 Parámetros para el espaciamiento de LAG continuo.

<i>Parámetros del Diseño.</i>			
	<i>Pozo ES-449</i>	<i>Localización EP-Y</i>	<i>Localización EP-Z</i>
<i>Pres. arranque (Kick Off)</i>	1100 psig		
<i>Pres. disponible de inyección</i>	1100 psig		
<i>Pres. en el cabezal del pozo</i>	120 psig		
<i>Pres. estática en el yacimie.</i>	1749 psi	1746 psi	1746 psi
<i>Tasa de inyección de gas</i>	0,4 MMscf/d	0,3 MM scf/d	0,3 MMscf/d
<i>Tasa de producción</i>	612 STB/d	273 STB/d	321 STB/d
<i>Temp. en superficie del gas de inyección</i>	80 F		
<i>Gravedad específica del gas de inyección</i>	0,72		
<i>Gradiente de presión del fluido</i>	0,456 psi/ft		
<i>Mínimo espaciamiento entre las Válvulas</i>	322 ft		
<i>Mínimo diferencial de presión entre las válvulas</i>	150 psi		

Tabla 5.24 Resultados del diseño de LAG continuo.

<i>Número de Válvula</i>	<i>Pozo ES-449</i>			<i>Localización EP-Y</i>			<i>Localización EP-Z</i>		
	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>
<i>Profundidad de las válvulas (ft)</i>	2156	3761	4864	2156	3634	4563	2155	3694	4690
<i>Modelo de válvulas</i>	R20		RDO	R20		RDO	R20		RDO
<i>Tamaño del Puerto (in)</i>	3/16			3/16			3/16		
<i>Presión de calibración @ 60 psig</i>	1058	1004	orificio	1058	1003	orificio	1042	994	orificio
<i>Temperatura de las válvulas(F)</i>	117	162	168	118	160	166	150	163	170
<i>Presión de cierre en superficie(psig)</i>	1073	1059	-	1078	1062	-	1079	1063	-
<i>Presión de apertura en superficie(psig)</i>	1099	1073	-	1100	1078	-	1100	1079	-
<i>Presión en el domo(psig)</i>	1144	1180	-	1145	1171	-	1149	1178	-
<i>Máxima eficiencia de las válvulas</i>	0,7	0,701	0,761	0,6	0,610	0,620	0,67	0,66	0,70

Estos resultados del espaciamiento de las válvulas y ubicación óptima del punto de inyección calculados por el simulador, fueron comparados con el diseño de LAG continuo realizado con los pasos prácticos de Brown (Ver apéndice D). Los resultados de la ubicación del punto de inyección, las presiones y el espaciamiento de las válvulas para el pozo ES-427 se muestran a continuación.

Tabla 5.25. Espaciamiento de las válvulas de LAG con los pasos prácticos de Brown

Pozo	Válvulas	BROWN		SIMULADOR	
		Nº	Profundidad (ft)	Presión (lpc)	Profundidad (ft)
ES - 427	1	1890	950	1912	1250
	2	3530	1520	3546	1560
	3	4869	1690	4871	1720

5.7.1 DISEÑO DEL LAG INTERMITENTE

Adicionalmente, se realizó el diseño del Levantamiento Artificial con gas intermitente, para el pozo ES-427 ya que este era el mejor candidato puesto que tenía una menor producción. Una vez seleccionado el pozo, se programó en una hoja de cálculo en Microsoft excel, la ecuación que determina la tasa de líquido por ciclos y el número de ciclos por día.

El número de ciclos por día óptimo se determinó asumiendo varios ciclos, y calculando a través de la siguiente ecuación la tasa de líquido por ciclos:

$$q_{cicl} = \frac{a(P_e - P_{th} - 5.61V_{min}G_f / a)}{5.61G_f} (1 - e^{-5.61PG_f(\frac{1-nT}{an})})$$

La tasa de producción de líquido final se halló multiplicando el número de ciclos asumidos por la tasa de líquido por ciclos calculada. En la siguiente tabla se muestran los ciclos asumidos y los resultados de las tasas de líquidos por ciclo y las tasas de producción final obtenida.

$$q(prod) = n * q(cicl)$$

Tabla 5.26. Número de ciclos, tasa de líquido por ciclo y tasa producida por días.

N (ciclos/días)	Qciclo (BBL/d)	Qprod. (BBL/d)
32	4,3	139
33	4,2	139
35	3,98	139
36	3,8	139
42	3,2	137
45	3,0	136
52	2,5	133
70	1,79	

Una vez obtenida esta tabla se procede a calcular a través de la siguiente fórmula la tasa óptima de líquido producido con la función de excel (SOLVER) la cual permite optimizar una función, variando los parámetros que dependen de ella. Para este caso en particular se varió el número de ciclos y se halló la tasa óptima.

$$q = \frac{na(P_e - P_{th})}{5.61 * G_f \left[\frac{1}{F(n)} + \left(\frac{1}{1 - \%Caid * H / 1000} - 1 \right) \right]}$$

Donde F(n) viene expresada como la siguiente función exponencial:

$$F(n) = \left(1 - e^{-5.61/P G_f \left(\frac{1-nT}{an} \right)} \right)$$

El número de ciclos óptimos se interpola de la tabla generada anteriormente. El tiempo de duración de un ciclo se calculó con la profundidad de inyección, asumiendo una velocidad de ascenso de 1000 ft/mín como condición típica.

Para la determinación del volumen de gas de inyección por ciclo, se calculó en principio, el volumen final de líquido, dividiendo el caudal óptimo esperado (BBL/d) entre el número de ciclos por día(ciclo/d), resultando en unidades de (BBL/ciclo). Luego este volumen final se dividió entre la capacidad de la tubería, obteniendo como la altura producida por ciclo en ft, y por último se calculó la altura de resbalamiento

multiplicando la profundidad total de inyección por el porcentaje de resbalamiento en la tubería (se asumió el 10%), dividido entre uno menos el porcentaje de resbalamiento multiplicado por la altura producida por ciclo.

Una vez hallados estos parámetros, se calculó la altura total de levantamiento sumando $H_{resb} + H_{produ}$, para a partir de allí, calcular la presión de la columna de fluido, que actúa sobre la cola del tapón de levantamiento, y poder determinar la presión del tapón del gas para calcular el número de moles presentes en dicho volumen, y así determinar la cantidad de pies cúbicos por ciclo necesarios

Los resultados finales de estos cálculos se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 5.27. Resultados final del diseño por LAG intermitente.

Qo óptima (BBL/d)	n óptimo (ciclos)	Tiempo de duración de un ciclo (min/ciclo)	Velocidad de ascenso (ft / min)	%de resbalamiento	Tasa de gas a inyectar MMpc/d
139,02	37	4,98	1000	10	2,91

5.8 VERIFICACIÓN DEL DISEÑO DEL LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS CONTINUO.

Luego de instalar el diseño del LAG continuo en las tuberías de cada uno de los pozos se simularon de nuevo las curvas de afluencia y demanda obteniendo los siguientes resultados.

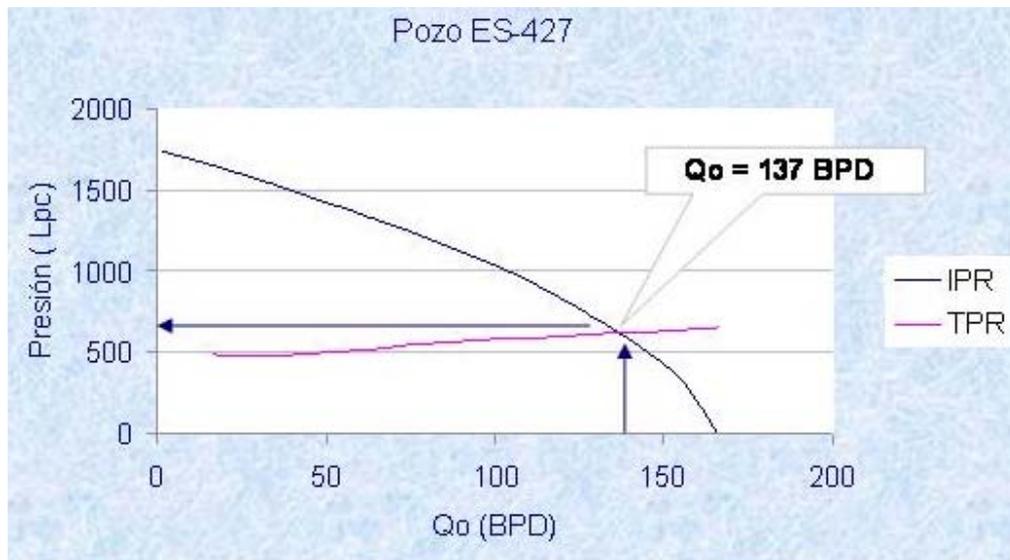


Figura 5.12 Comportamiento de producción, caudal de gas de inyección 0,3MMscf/d

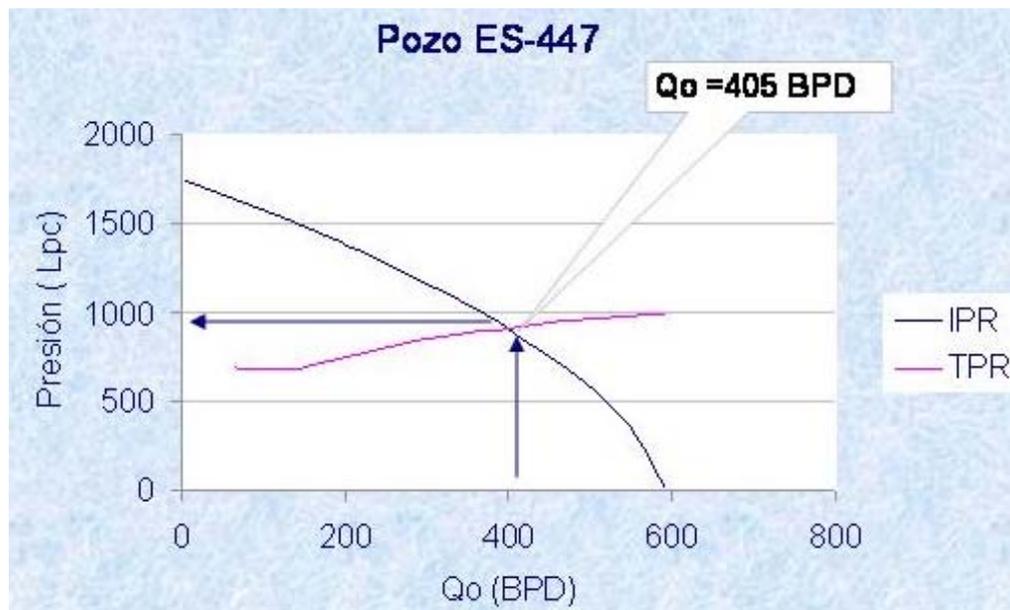


Figura 5.13 Comportamiento de producción, caudal de gas de inyección 0,3MMscf/d

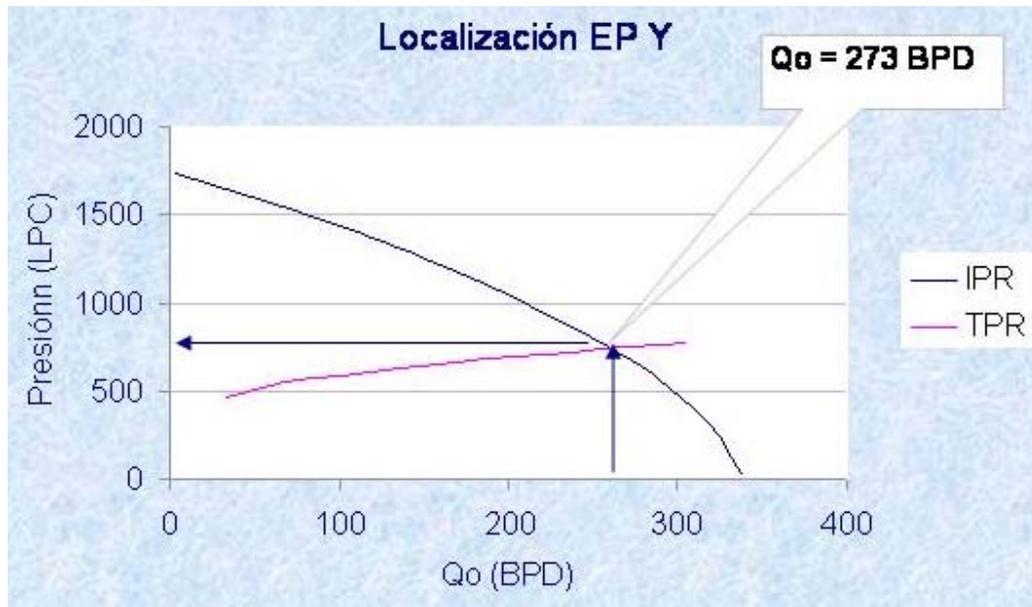


Figura 5.14 Comportamiento de producción, caudal de gas de inyección 0,3MMscf/d

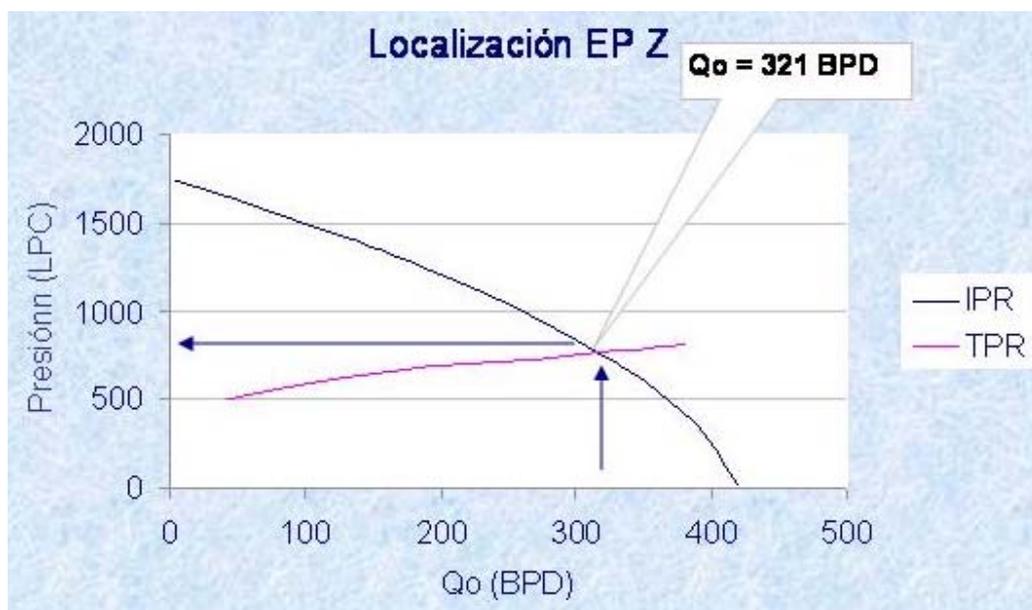


Figura 5.15 Comportamiento de producción, caudal de gas de inyección 0,3MMscf/d

Como se observan en estas figuras el sistema de LAG continuo, le permitió a estos pozos una intersección estable entre las curvas de afluencia y demanda, lo que significa que se determinó una presión de fondo fluyente para la cual, el volumen de fluidos que aporta el yacimiento se iguala al que el pozo es capaz de extraer debido a la inyección de gas aligerando la columna de líquido.

Por otra parte el comportamiento anormal de la curva de demanda del pozo, se debe a que se está manteniendo un caudal de inyección de gas constante, es decir que desde el principio la tasa de inyección de gas se mantiene constante para todo el intervalo de producción. Esto simula altos RGL para bajas tasas de producción. Normalmente estas curvas se muestran para RGL constante para las diversas tasas de producción haciendo las respectivas sensibilidades para cada uno de los yacimientos con las RGL de inyección para cada pozo.

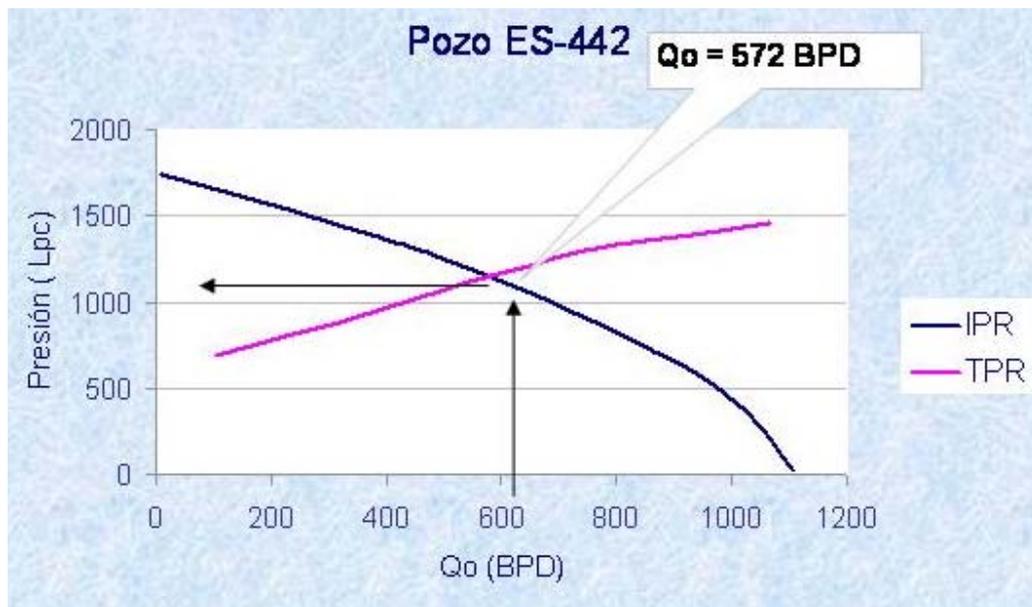


Figura 5.16 Comportamiento de producción, caudal de gas de inyección 0,4MMscf/d

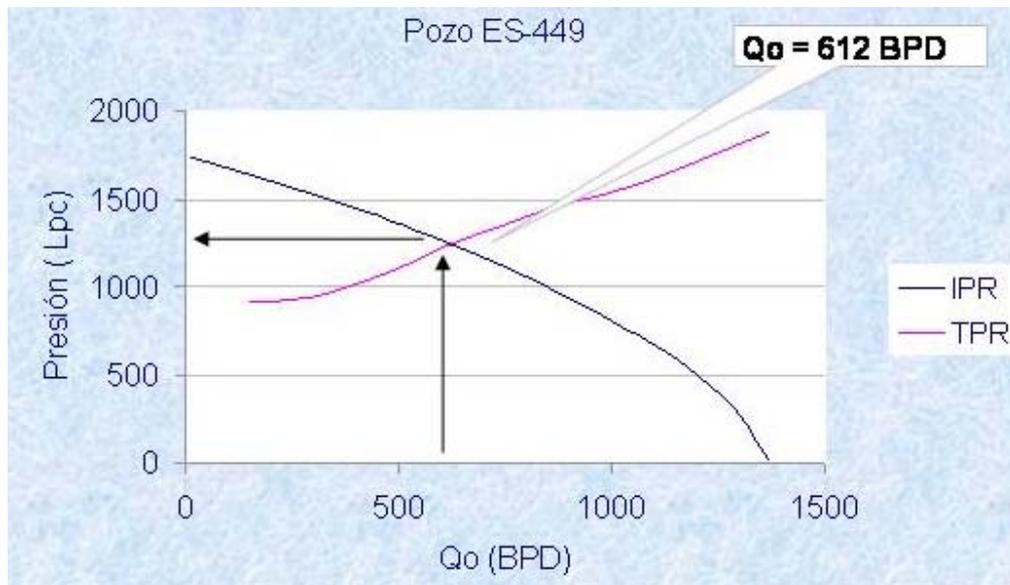


Figura 5.17 Comportamiento de producción, caudal de gas de inyección 0,4MMscf/d

Para los pozos ES-442 y ES-449 se realizó el diseño para aumentar la tasa de producción. Como se observa en el comentario de las figuras las tasas de producción se incrementaron las tasas en 80 y 60 % para cada pozo respectivamente.

Todas estas curvas mostradas anteriormente, fueron realizadas con la correlación de Hagedorn & Brown revisada ^[5], (correlación que mejor se ajustó en el estudio de correlaciones). Sin embargo estas mismas simulaciones se realizaron con otra correlación de flujo vertical denominada Ansari^[6] (ver apéndice C), ya que esta a fue la correlación que más se alejó en el ajuste de correlaciones. Esto, con la finalidad de caracterizar el intervalo de aplicabilidad del diseño, observando dos escenarios opuestos.

5.9 SIMULACIÓN DE PRESIONES EN SUPERFICIE.

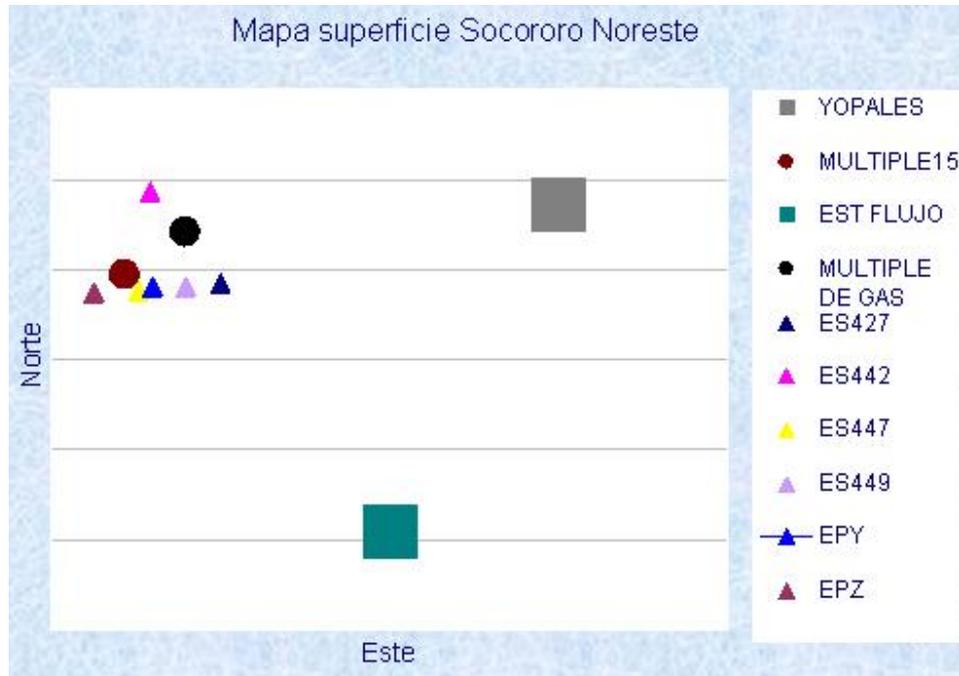


Figura 5.18 Ubicación Superficial del diseño de LAG

5.9.1 Simulación de inyección desde Yopales.

El diseño de la instalación de LAG continuo en superficie consta de dos secciones principales, las cuales son cargadas al simulador de la siguiente manera: la primera es el sistema de inyección de gas que abarca su recorrido desde la planta compresora hasta el cabezal de los pozos. En esta sección se hicieron sensibilidades con el caudal de gas y los diámetros de las líneas.

La segunda sección fue la de descarga del fluido multifásico que sale de los pozo (gas más líquido) y llega al múltiple de producción 15, en el cual es necesario colocar una estación de flujo con un separador capaz de separar el caudal del fluido producido, y una bomba que aporte la presión suficiente para enviar el crudo hasta la estación de flujo SOCEF-1.

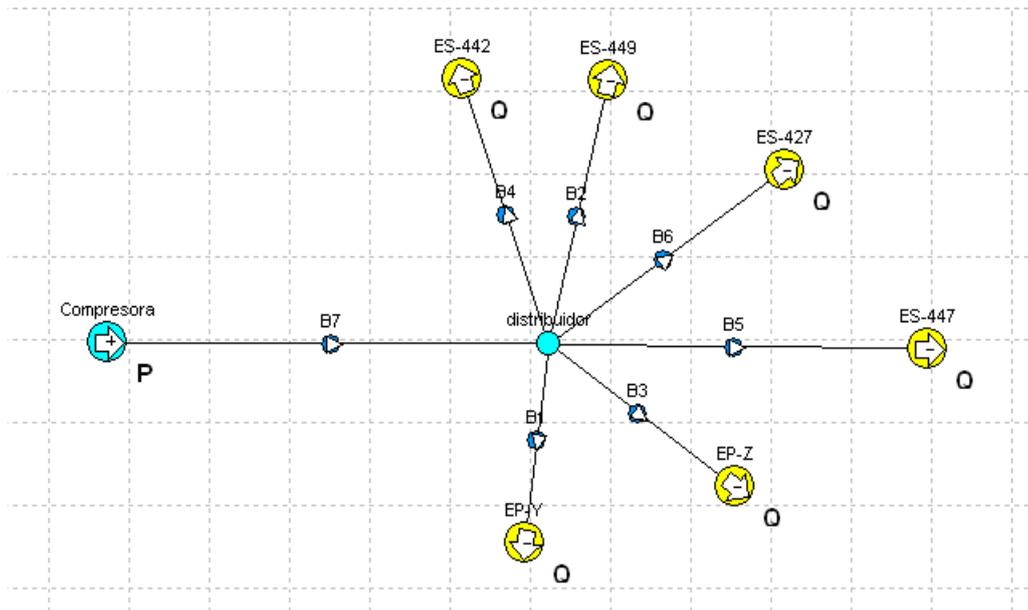


Figura 5.19 ventana del simulador con la red de inyección

Esta figura mostrada anteriormente representa el sistema de inyección de gas, donde el icono verde es la planta compresora de gas, el cual va unido a un nodo que hace la función del múltiple distribuidor de gas conectado a cada uno de los pozos por sus líneas de flujo con sus respectivas distancias reales. En este diseño se colocaron los pozos conectados a la planta compresora Yopales (primer escenario), y se realizaron sensibilidades con análisis nodal en las líneas de recolección de gas con el fin de obtener el diámetro óptimo para el diseño. Estas sensibilidades se hicieron fijando una presión de inyección en los pozos de 1100 LPC, y se fijó el caudal de gas que sale de la planta en 2 MMscf/d, para así poder calcular la presión a la que debe comprimir la planta. Luego se repitió la misma simulación duplicando el caudal de gas, con el fin de diseñar los diámetros de las líneas de recolección de gas con cierto factor de seguridad.

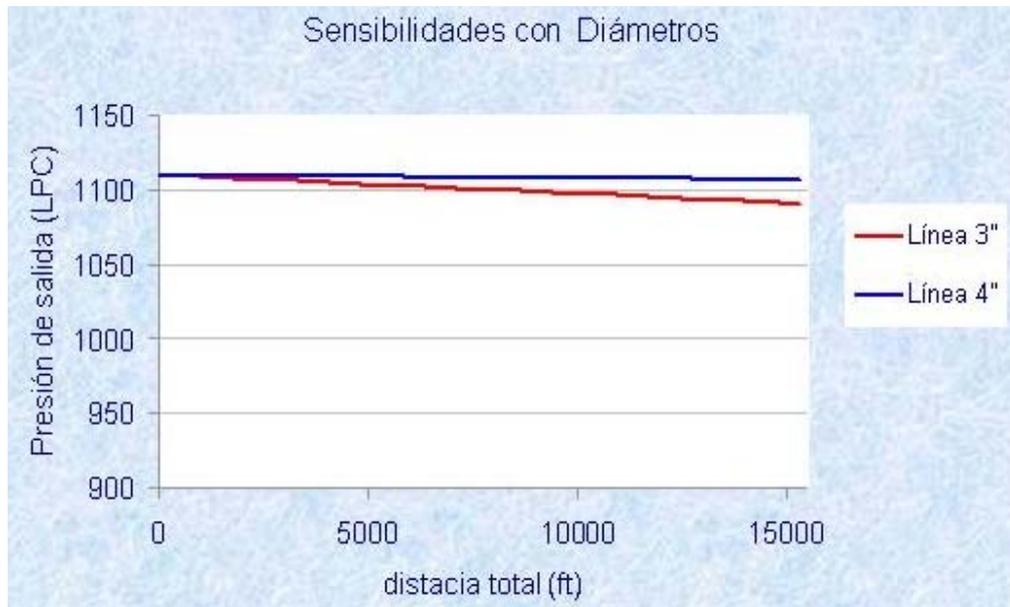


Figura 5.20 Planta compresora a múltiple de distribución con $Q_{\text{gas}} = 2 \text{ MMscf/d}$

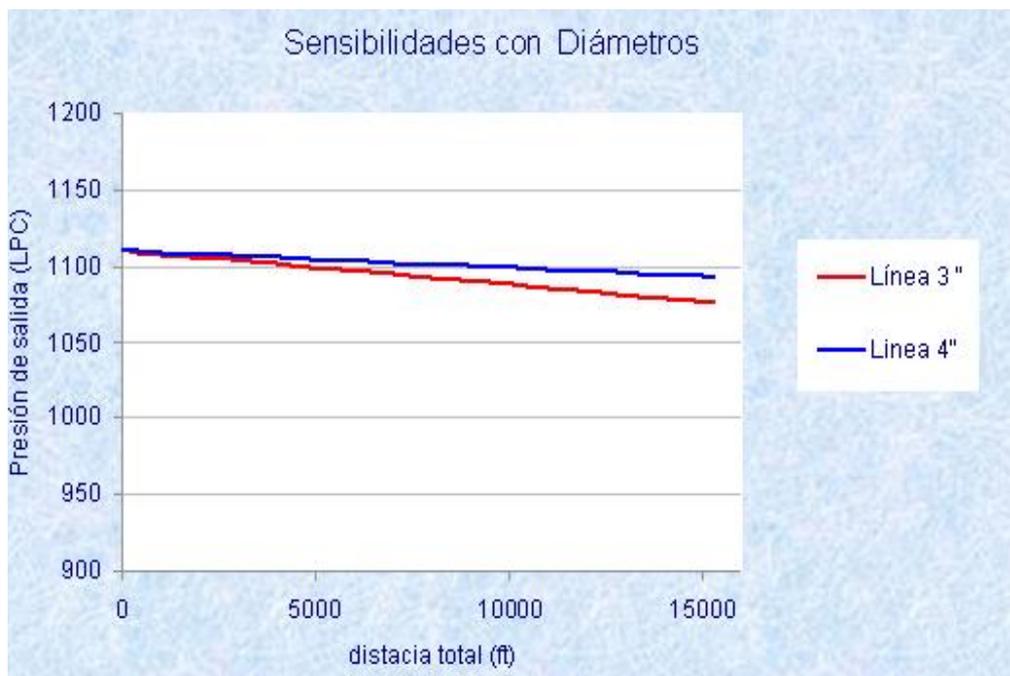


Figura 5.21 Planta compresora a múltiple de distribución con $Q_{\text{gas}} = 4 \text{ MMscf/d}$

A continuación se presentan las simulaciones de las presiones desde el múltiple de distribución de gas hasta el pozo ES-427.



Figura 5.22 Distribuidor de gas hasta pozo ES-427. Caudal de gas = 0,3 MMSCF/d

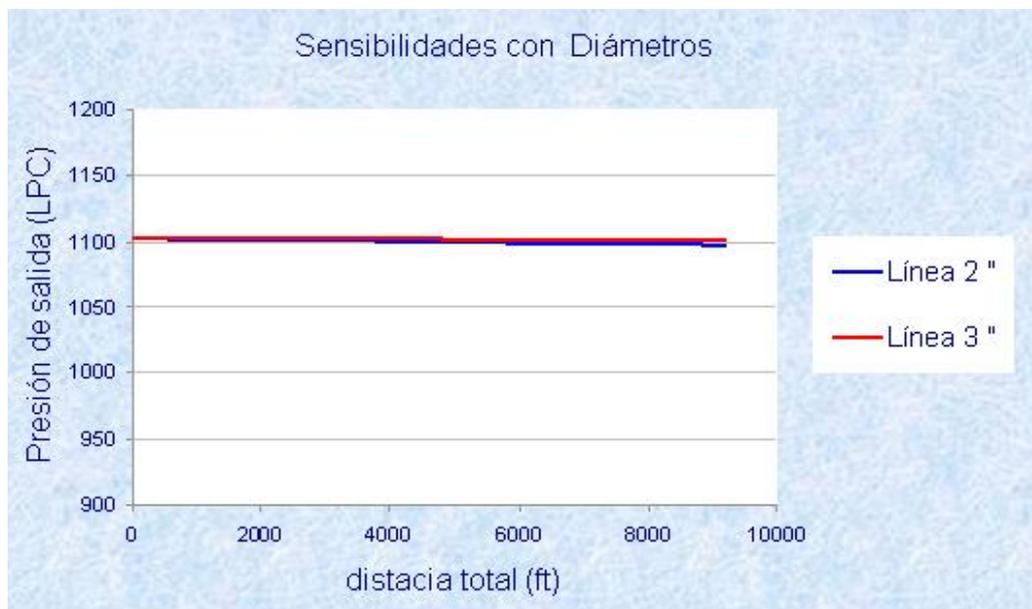


Figura 5.23 Distribuidor de gas hasta pozo ES-427. Caudal de gas = 0,6 MMSCF/d

En la siguiente tabla se muestra el resumen del diámetro de las líneas de flujo escogido para cada caso, las distancias entre los pozos y el múltiple de distribución y la caída de presión en las líneas.

Tabla 5.28 Sensibilidades de los diámetros de la tubería.

Recorrido del gas	Distancias de recorrido (m)	Diámetro seleccionado (in)	Caída de presión (LPC)
Planta compresora a múltiple de distribución	4.648	3	7
múltiple de inyección a pozo ES-427	2.801	2	9
múltiple de inyección a pozo ES-442	2.354	2	9
múltiple de inyección a pozo ES-447	3.195	2	9
múltiple de inyección a pozo ES-449	3.000	2	10
múltiple de inyección a la localización EP Y	2.967	2	9
múltiple de inyección a la localización EP Z	3.446	2	7

Una vez seleccionados los diámetros óptimos para cada línea, se hizo una simulación en la red para determinar la presión con la que el gas llega a cada uno de los pozos. Para esto se comenzó la simulación con un primer pozo, se reportaron los valores de presión generados y luego se le fue añadiendo uno a uno el resto de los pozos para así predecir un comportamiento más real de la red de inyección. Los resultados de estas ejecuciones se muestran en la siguiente tabla, donde se asume que se comienza con un primer pozo cualquiera, para este caso se tomó el pozo ES-449 por tener la mayor producción.

Tabla 5.29 Reportes generados por el simulador pozo por pozo

Temperatura = 80 F							
Presión en LPC y caudal de gas en MMSCF/d							
Compresora	distribuidor	ES-449	ES-442	ES-427	ES-447	EP-Y	EP-Z
P = 1110 Qgas = 0,4	P = 1109 Qgas = 0,4	P= 1101 Qgas = 0,4					
P = 1110 Qgas = 0,8	P = 1108 Qgas = 0,8	P= 1105 Qgas = 0,4	P= 1106 Qgas = 0,4				
P = 1110 Qgas = 1,1	P = 1107 Qgas = 1,1	P= 1104 Qgas = 0,4	P= 1105 Qgas = 0,4	P= 1106 Qgas = 0,3			
P = 1110 Qgas = 1,4	P = 1106 Qgas = 1,4	P= 1103 Qgas = 0,4	P= 1104 Qgas = 0,4	P= 1104 Qgas = 0,3	P= 1104 Qgas = 0,3		
P = 1110 Qgas = 1,7	P = 1105 Qgas = 1,7	P= 1101 Qgas = 0,4	P= 1102 Qgas = 0,4	P= 1103 Qgas = 0,3	P= 1103 Qgas = 0,3	P= 1103 Qgas = 0,3	
P = 1110 Qgas = 2	P = 1103 Qgas = 2	P= 1100 Qgas = 0,4	P= 1101 Qgas = 0,4	P= 1101 Qgas = 0,3	P= 1101 Qgas = 0,3	P= 1101 Qgas = 0,3	P= 1103 Qgas = 0,3

Una vez terminado el diseño de inyección de gas, se realizó el segundo caso que comprendía el recorrido del flujo multifásico desde la salida a nivel del cabezal de los pozos hasta un múltiple de separación, donde se obtuvo la presión de diseño para un separador que pueda manejar el caudal de líquido obtenido de 2300 BPD y una tasa de gas de 2,4 MMscf/d, separando eficazmente las fases provenientes del pozo. La función principal de este separador, es el de permitir la continuidad en el ciclo de inyección para el LAG continuo, pues al separar las fases, el gas se envía directamente de nuevo a la planta compresora y el líquido es impulsado por una bomba ubicada en la estación de flujo supuesta en el múltiple y lleva el fluido directamente a los tanques de lavado de la estación de flujo SOCEF -1. En la siguiente figura se muestra la manera cómo se cargaron los pozos en el simulador, mostrando las líneas que unen los pozos al múltiple de producción, el separador la planta compresora y la estación de flujo.

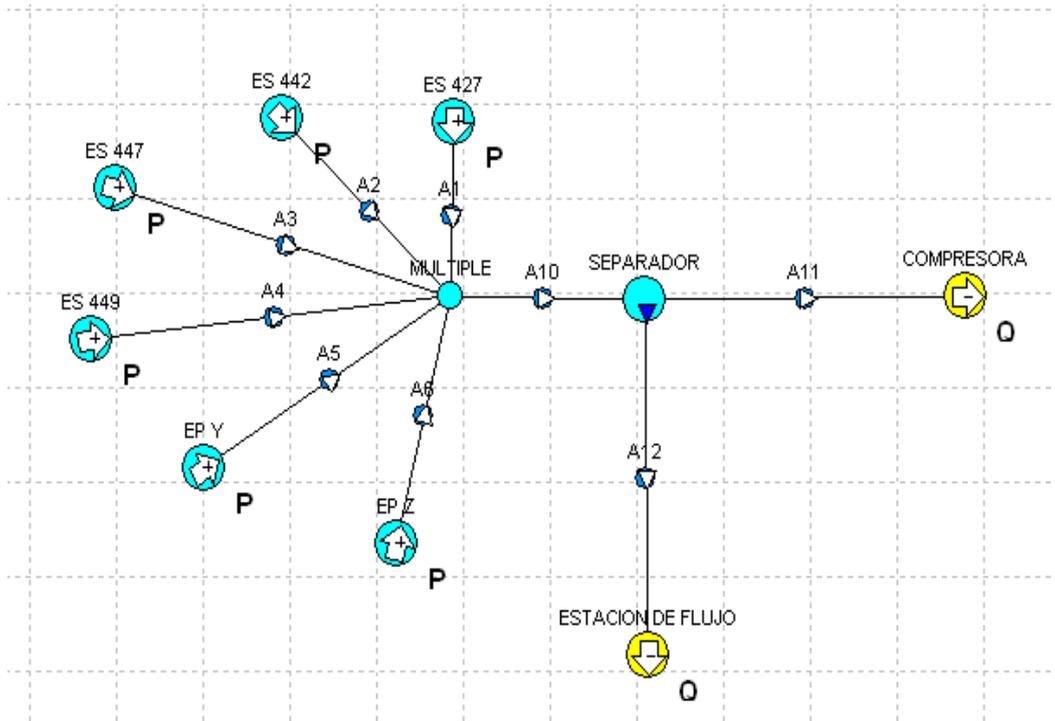


Figura 5.24 Ventana del simulador con la red de descarga

Para esto se comenzó de igual manera haciendo sensibilidades en los diámetros de las líneas de descarga de flujo multifásico (crudo producido más el gas inyectado más el gas proveniente de la formación) desde el cabezal de los pozos hasta el múltiple de producción. A continuación se muestra el resultado del recorrido del flujo para el pozo ES-427, con las sensibilidades de los diámetros de la línea con un caudal de líquido de 137 BBL/d y 0,34 MMscf/d de gas, y en la segunda grafica se genera luego de duplicar el caudal de crudo y del gas.

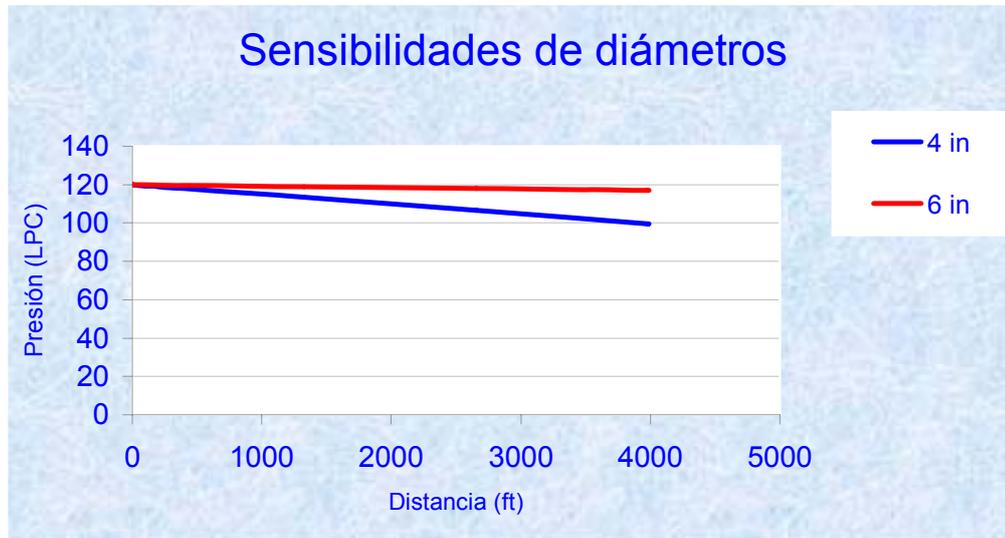


Figura 5.25 Recorrido del fluido multifásico desde el pozo ES427 hasta el múltiple 15.
 $Q_o = 137$ BBL/d y $Q_g = 0,34$ MMscf/d

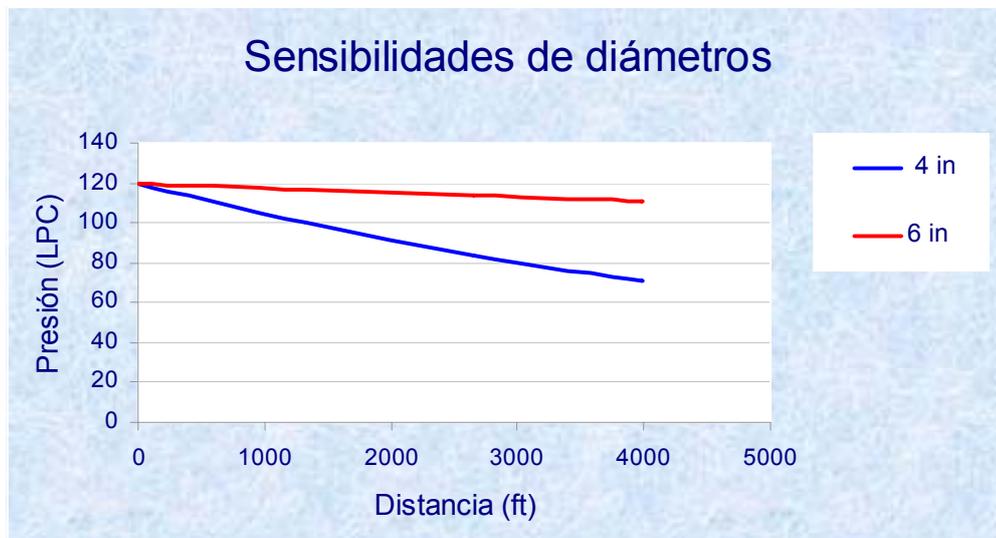


Figura 5.26 Recorrido del fluido multifásico desde el pozo ES427 hasta el múltiple 15.
 $Q_o = 274$ BBL/d y $Q_g = 0,68$ MMscf/d

En la siguiente tabla se muestran los diámetros de las líneas de flujo seleccionadas, las distancias del recorrido y las pérdidas de presión en las líneas para el campo Socororo Noreste.

Tabla 5.30 Diámetro de línea de flujo con el caudal de diseño óptimo.

Recorrido del fluido multifásico	Distancias de recorrido (m)	Diámetro seleccionado (in)	Caída de presión (LPC)
Pozo ES-427 al múltiple de producción	1214	4	20,38
Pozo ES-442 al múltiple de producción	4624	4	51,78
Pozo ES-447 al múltiple de producción	861	4	51
Pozo ES-449 al múltiple de producción	992	4	50
Localización EP Y al múltiple de producción	711	4	31,43
Localización EP Z al múltiple de producción	1042	4	34,62

La selección del diámetro de tubería para el doble del caudal de todos los pozos fue de 6 in. Se realizó la simulación del recorrido del fluido a través de la red, partiendo de la presión de cabezal de cada pozo en 120 LPC y con las tasas de producción más el gas de inyección y el gas producto de la formación. Esta simulación se hizo pozo por pozo, para poder monitorear paso a paso el recorrido en la red, mostrando así las distintas presiones de llegada del fluido al múltiple de producción. En la siguiente tabla se muestran los resultados de las presiones de llegadas obtenidas por el simulador.

Tabla 5.31 Sensibilidades de los diámetros de la tubería.

De los pozos al múltiple de separación	Presión de llegada (LPC)
Pozo ES-427 al múltiple	99,62
Pozo ES-442 al múltiple	71
Pozo ES-447 al múltiple	96,23
Pozo ES-449 al múltiple	70
Localización EP Y al múltiple	88,57
Localización EP Z al múltiple	85,38

Una vez fijada la presión en el múltiple de producción en 70 LPC, se procedió a diseñar una estación de flujo local supuesta en el área, donde se tuviera un separador y una bomba que permita impulsar el crudo hasta la estación de flujo SOCEF-1. El separador diseñado se colocó a una distancia de 10 ft del múltiple y luego se realizaron sensibilidades del diámetro de la línea que conecta el múltiple con el separador, seleccionándose un diámetro óptimo de 4 in, y determinándose que la presión de separación de las fases a la cual había que diseñar el separador era de 70 LPC. Del separador a la planta compresora se realizó una simulación más, la cual determinó el diámetro de la línea de gas de baja. En la gráfica se muestra el recorrido del gas y las pérdidas de presión, partiendo de 60 LPC desde la estación de flujo en el múltiple hasta llegar a una presión en la planta compresora de 50 LPC. Esta simulación se realizó con el caudal de los seis pozos y luego duplicando la tasa de gas.

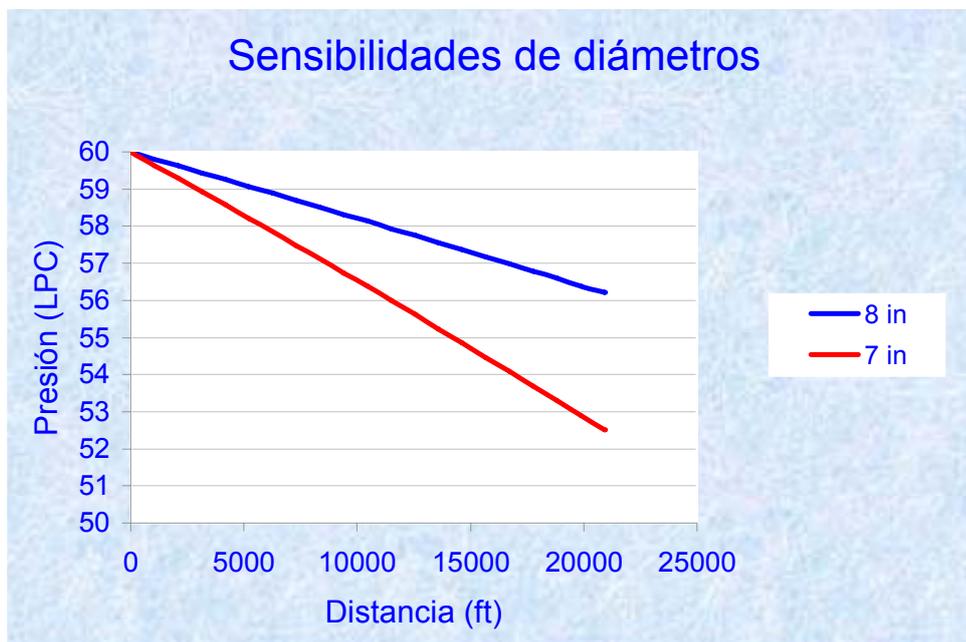


Figura 5.27 Caída de presión en la línea gas desde la estación de flujo en el múltiple hasta la planta de compresión. $Q_{gas} = 2,4 \text{ MMscf/d}$

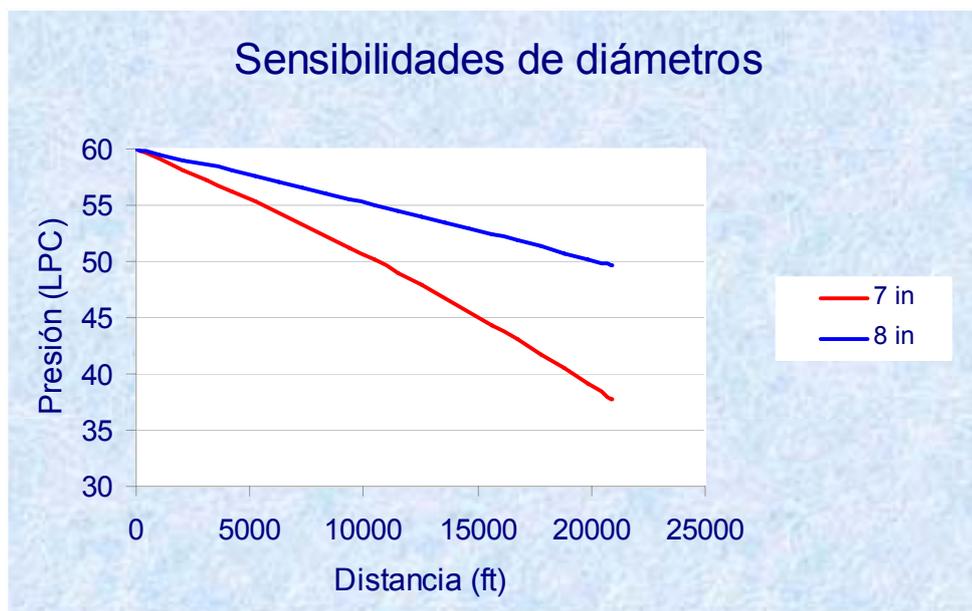


Figura 5.28 Caída de presión en la línea gas desde la estación de flujo en el múltiple hasta la planta de compresión. $Q_{gas} = 4,8 \text{ MMscf/d}$

El diámetro seleccionado para la línea de recolección de gas es el de 8 in, y la presión de llegada del gas comprimido a la planta compresora es de 50 LPC.

Finalmente desde la estación de flujo supuesta en el múltiple 15 el crudo se envía a la estación SOCEF-1, con una bomba que le proporcione la presión suficiente para llegar a los tanques de lavado de la estación a una presión de 14,7 LPC. La presión óptima a la cual debe trabajar esta bomba se determinó suponiendo unas líneas de 5 y 6 pulgadas de diámetro obteniendo los siguientes resultados.

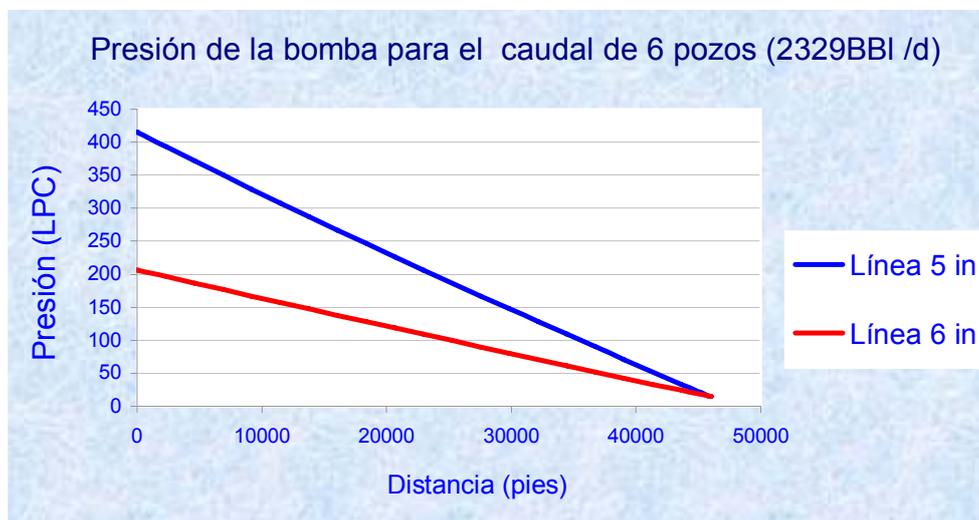


Figura 5.29 Presión necesaria que debe suministrar la bomba.

La bomba para una línea de 5 pulgadas de diámetro necesita de 415 LPC y para una línea de 6 pulgadas necesita una presión de 206 LPC.

5.10 SIMULACIÓN DE INYECCIÓN DESDE UNA PLANTA COMPRESORA ALQUILADA.

La simulación en superficie para una planta compresora alquilada, se realizó siguiendo el mismo principio expuesto en el estudio con el escenario desde la planta compresora Yopales. La única diferencia respecto a este análisis, fue la ubicación de

dicha planta, ya que se pretendía con esta opción colocarla en la posición donde se tuviera el menor tendido de las líneas de recolección de gas ya que estas son las que tiene mayor diámetro por el volumen que se maneja, es decir esta planta alquilada debe estar lo mas cerca posible del múltiple de producción de manera que la línea que devuelva el gas a baja presión sea la más corta. En la siguiente figura se muestran las coordenadas en superficie de los pozos, las localizaciones, la estación de flujo, los múltiples y la planta compresora alquilada.

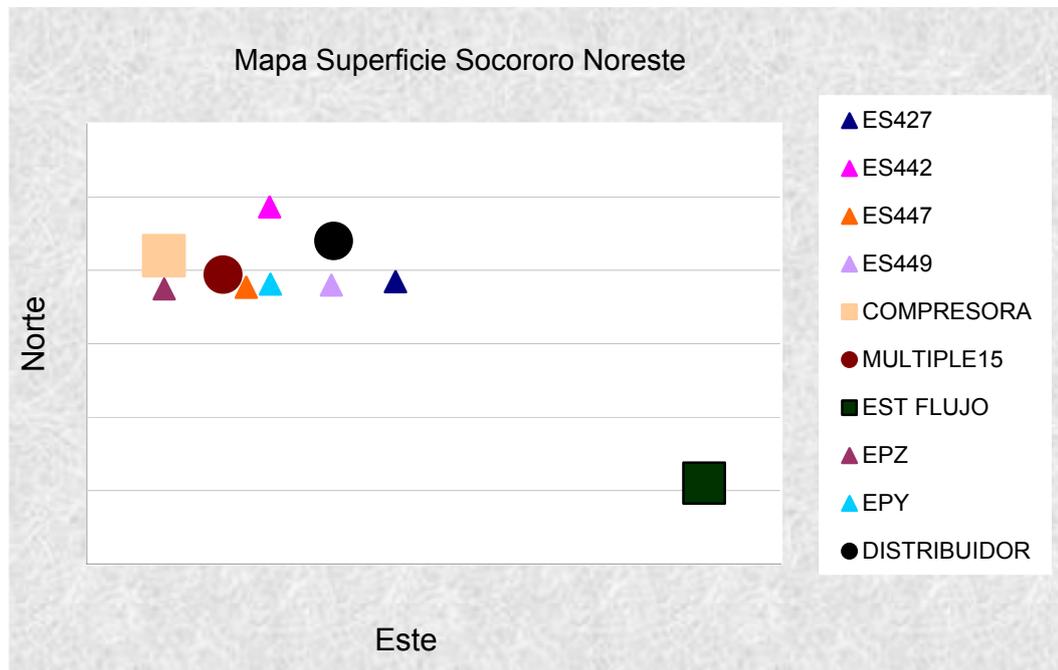


Figura 5.30 Coordenadas superficiales del campo Socororo Noreste.

La ubicación de la planta seleccionada fue 976000 N y 322500 E, la cual estuvo estrechamente relacionada con la longitud para el tendido de las líneas de recolección de gas, debido a que estas son las que deben tener mayor diámetro para poder transportar un volumen mayor de gas a baja presión.

El diseño de la instalación de LAG continuo en superficie, se dividió de igual manera en dos etapas para poder realizar las ejecuciones en el simulador, la primera etapa

diseñada fue la de inyección, en donde se colocaron los pozos conectados a la planta compresora alquilada (segundo escenario), y se realizaron sensibilidades con un análisis nodal para cada una de las líneas que unía los pozos a la planta, con el fin de obtener los diámetros óptimos para el diseño. A continuación se muestra una tabla con los resultados de las sensibilidades de los diámetros.

Tabla 5.32 Sensibilidades de los diámetros de la tubería Planta alquilada.

Recorrido del gas	Distancias de recorrido (m)	Diámetro seleccionado (in)
Planta compresora a múltiple de distribución	1.486	3
múltiple de inyección a pozo ES-427	2.801	2
múltiple de inyección a pozo ES-442	2.354	2
múltiple de inyección a pozo ES-447	3.195	2
múltiple de inyección a pozo ES-449	3.000	2
múltiple de inyección a la localización EP Y	2.967	2
múltiple de inyección a la localización EP Z	3.446	2

El segundo paso del diseño en superficie, fue realizar la simulación de la red para determinar las presiones de inyección de llegada a los pozos. Para esto se realizó la simulación, primero con un solo pozo, y luego se le fue añadiendo uno a uno los pozos restantes para así predecir un comportamiento más real de la red de inyección. Los resultados de estas ejecuciones se muestran en la siguiente tabla, donde se asume que se arranca con un primer pozo cualquiera, para este caso se asumió el pozo ES-442, determinando las presiones de llegada del gas al múltiple de inyección, el caudal de flujo másico en LB/d, y la cantidad de flujo de gas que parte de la planta compresora para iniciar el ciclo de inyección. Posterior a esto, se les va añadiendo

uno a uno el resto de los pozos haciendo para cada uno de ellos el mismo estudio anterior, para poder evaluar el ciclo a medida que se incorporan los pozos.

Tabla 5.33 Reportes generados por el simulador pozo por pozo

Temperatura = 80 F							
Presión en LPC y caudal de gas en MMSCF/d							
Compresora	distribuidor	ES-449	ES-442	ES-427	ES-447	EP-Y	EP-Z
P = 1110 Qgas = 0,4	P = 1109 Qgas = 0,4	P= 1106 Qgas = 0,4					
P = 1110 Qgas = 0,8	P = 1108 Qgas = 0,8	P= 1104 Qgas = 0,4	P= 1105 Qgas = 0,4				
P = 1110 Qgas = 1,1	P = 1107 Qgas = 1,1	P= 1104 Qgas = 0,4	P= 1105 Qgas = 0,4	P= 1105 Qgas = 0,3			
P = 1110 Qgas = 1,4	P = 1106 Qgas = 1,4	P= 1103 Qgas = 0,4	P= 1104 Qgas = 0,4	P= 1104 Qgas = 0,3	P= 1104 Qgas = 0,3		
P = 1110 Qgas = 1,7	P = 1105 Qgas = 1,7	P= 1102 Qgas = 0,4	P= 1102 Qgas = 0,4	P= 1103 Qgas = 0,3	P= 1104 Qgas = 0,3	P= 1104 Qgas = 0,3	
P = 1110 Qgas = 2	P = 1105 Qgas = 2	P= 1101 Qgas = 0,4	P= 1102 Qgas = 0,4	P= 1103 Qgas = 0,3			

Una vez terminado el diseño de inyección en superficie, se realizó la segunda parte que al igual que para el caso anterior, comprendía el recorrido del flujo multifásico desde la salida a nivel del cabezal de los pozos hasta un múltiple de separación, donde se obtuvo la presión de diseño para el separador que pueda manejar un caudal de líquido y tasa de gas determinada. Se hicieron sensibilidades en los diámetros de las líneas de descarga del flujo, mostrando los resultados a continuación en la siguiente tabla.

Tabla 5.34 Sensibilidades de los diámetros de la tubería.

Del los pozos al múltiple de separación	Distancias de recorrido (ft)	Diámetro seleccionado (in)	Caída de Presión (LPC)
Pozo ES-427 al múltiple	1214	4	20,38
Pozo ES-442 al múltiple	4624	4	51,78
Pozo ES-447 al múltiple	861	4	51
Pozo ES-449 al múltiple	992	4	50
Localización EP Y al múltiple	711	4	31,43
Localización EP Z al múltiple	1042	4	34,62

Luego de determinar los diámetros óptimos, se realizó la simulación del recorrido del fluido a través de la red, partiendo de la presión de cabezal de cada pozo en 120 LPC con las tasas de producción definidas en las curvas de optimización de producción realizadas anteriormente. Esta simulación se hizo pozo por pozo, para poder monitorear paso a paso el recorrido en la red, mostrando así las distintas presiones de llegada del fluido al múltiple de separación.

Tabla 5.35 Presión de llegada al múltiple Q gas = 2 MMscf/d

De los pozos al múltiple de separación	Presión de llegada (LPC)
Pozo ES-427 al múltiple	99,62
Pozo ES-442 al múltiple	71
Pozo ES-447 al múltiple	96,23
Pozo ES-449 al múltiple	70
Localización EP Y al múltiple	88,57
Localización EP Z al múltiple	85,38

A partir de aquí, las simulaciones realizadas a nivel de superficie fueron exactamente las mismas a las realizadas en el estudio del escenario anterior, ya que la única diferencia entre ambos escenarios fue la ubicación de la planta compresora. En el múltiple de producción, se colocó una estación de flujo supuesta y al igual que para el escenario anterior, se determinó la presión de separación que resultó ser de 70 LPC y la presión que debe aportar la bomba la cual fue de 406 si la línea de flujo era de 5 in, y de 216 si la línea era de 6 in.

En la tabla se muestran los resultados de estas simulaciones desde el separador hasta los tanques de lavado que se encuentran en la estación de flujo SOCEF-1

Tabla 5.36 Diámetros de líneas de recolección de gas.

Desde el separador hasta la planta compresora. Distancia del recorrido 1352 m		
Diámetros (in)	Presión de llegada (LPC)	
	Q gas = 2,4 MMscf/d	Q gas = 4,8 MMscf/d
4	46,7	--
5	63,1	39,5
6	67,2	59,4
7	68,7	65,2
8	69,3	67,5

5.11 Análisis Económico.

Para cubrir esta fase del proyecto se quiso sobrepasar los límites de los objetivos planteados en el anteproyecto del presente trabajo, haciendo un programa “EPSONO” (EVALUACIÓN DEL PROYECTO SOCORORO NORESTE) que calcule los posibles escenarios económicos del campo Socororo Noreste, que varíe con respecto a la producción por pozo y que además estudie cada variable que afecta al indicador VPN, consiguiendo mostrar al usuario la viabilidad del proyecto de inyección de gas lift una vez que este conozca los costos de compresión del gas, costos de tuberías

para el transporte de los fluidos, los precios del crudo, la producción y la fecha de inicio.

Las corridas que se llevaron a cabo y los resultados que se reportan en este capítulo fueron obtenidos con datos supuestos a efectos de probar el programa, el cual se encuentra enmarcado en los aspectos mostrados a continuación:

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	
1		DATOS DE ENTRADA									
2											
3											
4											
5		PRODUCCION[BBL/D]									
6		Fecha de inicio de operaciones:				1/12/05		ES 427		137	
7		Tiempo de duracion [años]				20		ES 442		576	
8		Precios del Crudo [\$/barril]				16,4		ES 447		612	
9		Inversion inicial [MM\$]:				-2		ES 449		273	
10		Inversion (Infraes. y Equipos) [MM\$]:				-0,5		EPY		321	
11		Producción de Petróleo [BBL/D]				2329		EPZ		410	
12											
13											
14		[MMUS\$]									
15		Costos y Gastos Operacionales				0,6000		LEYENDA: Fondo = datos de entrada.			
16		Gastos Administrativos				0,1394					
17		Costos de Transporte y Manejo				0,3485					
18		Costos de Compresión				0,4800					
19											
20											
21											
22											
23											
24											
25											
26											
27											
28											
29											

Figura 5.31 Pantalla de Entrada con datos introducido por el Usuario. (datos 1)

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1		PORCENTAJES GENERALES								
2										
3										
4										
5										
6										
7										
8										
9										
10										
11										
12										
13										
14										
15										
16										
17										
18										
19										

Tasas para Indicadores Financieros	
Depreciación	20%
Tasa de Descuento	15%
Tasa de Reinversión	12%

CRITERIOS	
Tasa de Optimismo	20%
Tasa de Pesimismo	20%

FDPB:	26,0%
Convenio	0,49
%Gastos Adm. de PDVSA:	1,0%
%Costo por Mantenimiento:	2,50%
Porcentaje de Regalía:	30,0%

LEYENDA: Fondo = datos de entrada.

Figura 5.32 Pantalla de Porcentajes introducidos por el Usuario. (datos 2)

Los valores de las tasas de producción (datos 1) que fueron introducidos son los correspondientes a la producción óptima del diseño LAG continuo, dando como suma la producción en BBL/D del campo. El precio es el que se utiliza en las estimaciones de proyectos de PDVSA al igual que el horizonte económico de 20 años, así mismo el programa asigna a las casillas de gastos administrativos, operacionales, de transporte y costos por operación un valor si el usuario no lo introduce, este valor que se coloca por defecto dependerá de un porcentaje de la inversión en el caso del transporte y compresión y en el caso del mantenimiento y operaciones dependen de la producción.

Los valores en “% ENTRADA” (datos 2) son también el punto de partida para cada una de las operaciones realizadas, así por ejemplo el Factor de Declinación de la Producción Base (FDPB) es usado para el estudio de producción y causa que en el caso mostrado se pueda obtener un horizonte económico (n) máximo de 11 años, esto ya que cada año de producción presenta un 26% menos que el año anterior. Este 26% es uno de los porcentajes estándar de PDVSA, y a este se les suman el la tasa de reinversión del 12%, el porcentaje de regalía del 30% y el de depreciación del 20%.

Una vez cargados todos los datos a las hojas de entrada se efectúan las operaciones para obtener cada una de las fases del estudio, que se explican a continuación:

5.11.1 Estudio de la Producción por Pozo:

Se realizó fijando como límite para el abandono 25 BBL/D para cada pozo y así poder delimitar el horizonte económico de acuerdo a las propiedades mecánicas del mismo. En pantalla el usuario puede observar el estimado de producción para cada año siguiendo el esquema del FDPB. Ver figura 5-33.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
1	DECLINACIÓN DE LA PRODUCCION POR POZO														
2															
3															
4	Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
5	POZO														
6	ES 427	137,000	101	75	56	41	30	0	0	0	0	0	0	0	0
7	ES 442	576,000	426	315	233	173	128	95	70	52	38	28	0	0	
8	ES 447	612,000	453	335	248	184	136	100	74	55	41	30	0	0	
9	ES 449	273,000	202	149	111	82	61	45	33	0	0	0	0	0	
10	EPY	321,000	238	176	130	96	71	53	39	29	0	0	0	0	
11	EPZ	410,000	303	225	166	123	91	67	50	37	27	0	0	0	
12	PRODUCCIÓN	2329,00	1723,46	1275,36	943,77	698,39	516,8	360	266,4	172,6	106,3	58,50	0,00	0,0	0,0
13															

Figura 5.33 Pantalla Resultado de la Producción en el tiempo

5.11.2 Cálculo del VPN:

Se realizó partir de la ecuación 2.19 con los costos por compresión del gas incluido en el flujo de caja. En esta fase el usuario del programa podrá decidir cual es el porcentaje de optimismo o pesimismo que quiere se estudie en el programa, como se observa en el apéndice F donde se reportan las pantallas de calculo similares a la figura 5.34, para el caso optimista y pesimista respectivamente, para así obtener los 3 escenarios en el cual el proyecto podría desplazarse.

Comportamiento Dinámico del VPN:

Este se realiza en la misma hoja de cálculo donde se halla el valor del VPN BASE, como se muestra en la figura, donde el programa generó valores para cada horizonte económico (n hasta 20 años) del VPN variando la tasa de descuento R, entonces el usuario podrá observar cada uno de los valores y detenerse en un tiempo y en una tasa cuando el VPN cumpla con lo estimado por las políticas de la empresa.

Valor Presente Neto																					
Precio de venta del crudo	20																				
Gravedad API crudo	19																				
Gravedad específica	0,9402																				
INVERSIÓN [MMUS \$]	-2																				
Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Ingresos brutos (MM\$)	13,941	10,317	7,634	5,649	4,181	3,094	2,155	1,594	1,033	0,637	0,350	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Regalías	-4,182	-3,095	-2,290	-1,695	-1,254	-0,928	-0,646	-0,478	-0,310	-0,191	-0,105	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Costos de Mantenimiento	-0,050	-0,050	-0,050	-0,050	-0,050	-0,050	-0,050	-0,050	-0,050	-0,050	-0,050	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Costos/Gastos operativos	-4,182	-3,095	-2,290	-1,695	-1,254	-0,928	-0,646	-0,478	-0,310	-0,191	-0,105	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Gastos Administrativos	-0,139	-0,103	-0,076	-0,056	-0,042	-0,031	-0,022	-0,016	-0,010	-0,006	-0,004	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Costos por Compresión	-0,480	-0,480	-0,480	-0,480	-0,480	-0,480	-0,480	-0,480	-0,480	-0,480	-0,480	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Costos de Transporte y Manejo	-0,349	-0,258	-0,191	-0,141	-0,105	-0,077	-0,054	-0,040	-0,026	-0,016	-0,009	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Total depreciación	-2,788	-2,063	-1,527	-1,130	-0,836	-0,619	-0,431	-0,319	-0,207	-0,127	-0,070	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Ingresos antes del ISLR	1,770	1,172	0,730	0,402	0,160	-0,020	-0,174	-0,267	-0,360	-0,425	-0,472	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
ISLR (%)	0,354	0,234	0,146	0,080	0,032	-0,004	-0,035	-0,053	-0,072	-0,085	-0,094	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Ingresos con el ISLR	1,416	0,938	0,584	0,322	0,128	-0,016	-0,140	-0,214	-0,288	-0,340	-0,378	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Flujo de Caja	2,205	1,001	0,111	-0,548	-1,036	-1,397	-1,709	-1,895	-2,081	-2,213	-2,308	-2,000	-2,000	-2,000	-2,000	-2,000	-2,000	-2,000	-2,000	-2,000	
VPN (MM\$)	7,43425																				
TIR (MM\$)																					
Valor Presente (Comportamiento dinámico)																					
SENSIBILIDADES																					
	R	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18		
	0,00%	2,56	5,79	8,05	9,58	10,58	11,18	11,43	11,49	11,33	11,04	10,63	10,63	10,63	10,63	10,63	10,63	10,63	10,63	10,63	
	2,50%	2,45	5,53	7,62	9,01	9,89	10,41	10,62	10,67	10,54	10,31	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	
	5,00%	2,34	5,28	7,23	8,49	9,27	9,71	9,90	9,93	9,83	9,65	9,41	9,41	9,41	9,41	9,41	9,41	9,41	9,41	9,41	
	7,50%	2,24	5,04	6,86	8,00	8,70	9,09	9,24	9,27	9,19	9,05	8,86	8,86	8,86	8,86	8,86	8,86	8,86	8,86	8,86	
	10,00%	2,14	4,82	6,51	7,56	8,18	8,52	8,65	8,67	8,61	8,49	8,35	8,35	8,35	8,35	8,35	8,35	8,35	8,35	8,35	
	12,50%	2,05	4,61	6,19	7,15	7,70	8,00	8,11	8,13	8,08	7,99	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88	
	15,00%	1,96	4,41	5,89	6,77	7,27	7,52	7,62	7,64	7,59	7,52	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43	
	17,50%	1,88	4,22	5,61	6,42	6,86	7,09	7,17	7,19	7,15	7,09	7,02	7,02	7,02	7,02	7,02	7,02	7,02	7,02	7,02	
	20,00%	1,80	4,05	5,35	6,09	6,49	6,69	6,76	6,77	6,75	6,70	6,64	6,64	6,64	6,64	6,64	6,64	6,64	6,64	6,64	
	22,50%	1,72	3,88	5,10	5,79	6,15	6,32	6,39	6,40	6,37	6,33	6,29	6,29	6,29	6,29	6,29	6,29	6,29	6,29	6,29	
	25,00%	1,65	3,72	4,87	5,50	5,83	5,98	6,04	6,05	6,03	5,99	5,96	5,96	5,96	5,96	5,96	5,96	5,96	5,96	5,96	
	27,50%	1,58	3,57	4,65	5,23	5,53	5,67	5,72	5,72	5,71	5,68	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	
	30,00%	1,51	3,42	4,45	4,98	5,25	5,38	5,42	5,42	5,41	5,39	5,37	5,37	5,37	5,37	5,37	5,37	5,37	5,37	5,37	

Figura 5.34 Pantalla Resultado del Calculo del VPN en el tiempo

Con dichas sensibilidades del tiempo se puede estimar en forma grafica la TIR, ya que esta representa el corte de la gráfica con la tasa de descuento R, pero con los datos cargados al programa para efectos del trabajo todos los VPN son mayores que cero lo que implica que a cualquier tasa el proyecto es rentable. Así mismo se observa en el gráfico que a una tasa de descuento del 15% y un horizonte económico de 11 años el VPN es 7.4 MMS\$/año. El comportamiento de las curvas variando n se vuelve asintótica hacia el VPN máximo.

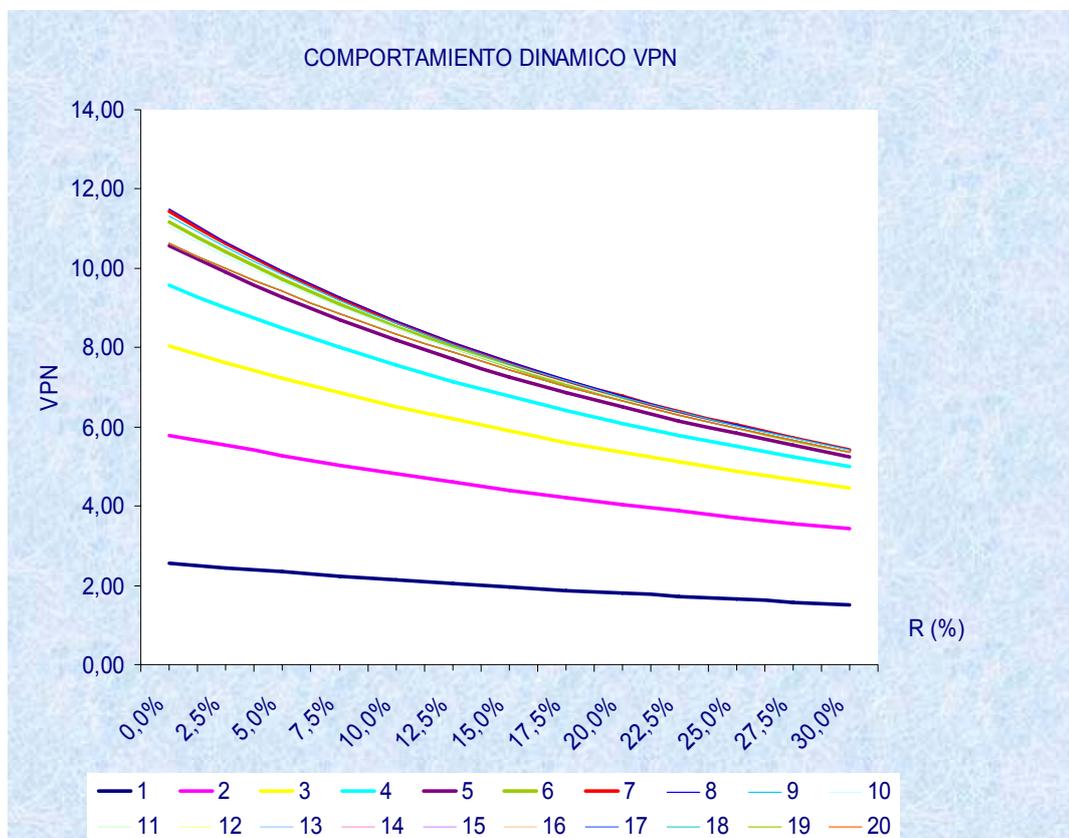


Figura 5.35 Comportamiento del VPN en el tiempo.

Además se nota que de acuerdo a los datos cargados por el usuario él podrá obtener mediante esta gráfica un estimado del VPN para el horizonte económico que prefiera.

5.11.3 Diagrama Araña:

Este estudio de sensibilidades será una respuesta importante en la toma de decisiones ya que da incidencia de cada uno de los parámetros sobre el indicador económico VPN. Se observa en la figura la respuesta de un incremento en los costos de manejo, operación, gastos administrativos y costos de compresión no causaría incremento significativo en el VPN. Ahora bien se puede notar que un incremento del 20% en los ingresos (producción y precios) causaría un estimado de 10 MM\$ en el VPN, esto ya que es el parámetro de mayor importancia en estudio en particular. También de este diagrama podemos extraer rápidas informaciones tales como, cual es la mayor inversión esperada para que el VPN sea positivo, y se observa que a partir de los datos cargados en el sistema el VPN será mayor que cero siempre. De esto podría recomendarse por ejemplo un aumento de la inversión para evitar retrasos del proyecto, se sabrá además con cuanta ganancia se cuenta para cubrir hechos imprevistos en la ejecución del proyecto.

En el siguiente diagrama (figura 5.36) se muestra que el proyecto es vulnerable al efecto combinado del incremento de las inversiones y las regalías, así un incremento del 20% causaría en el VPN una disminución de 1.2 MM\$/año en el valor actual de 7.4 MM\$/año.

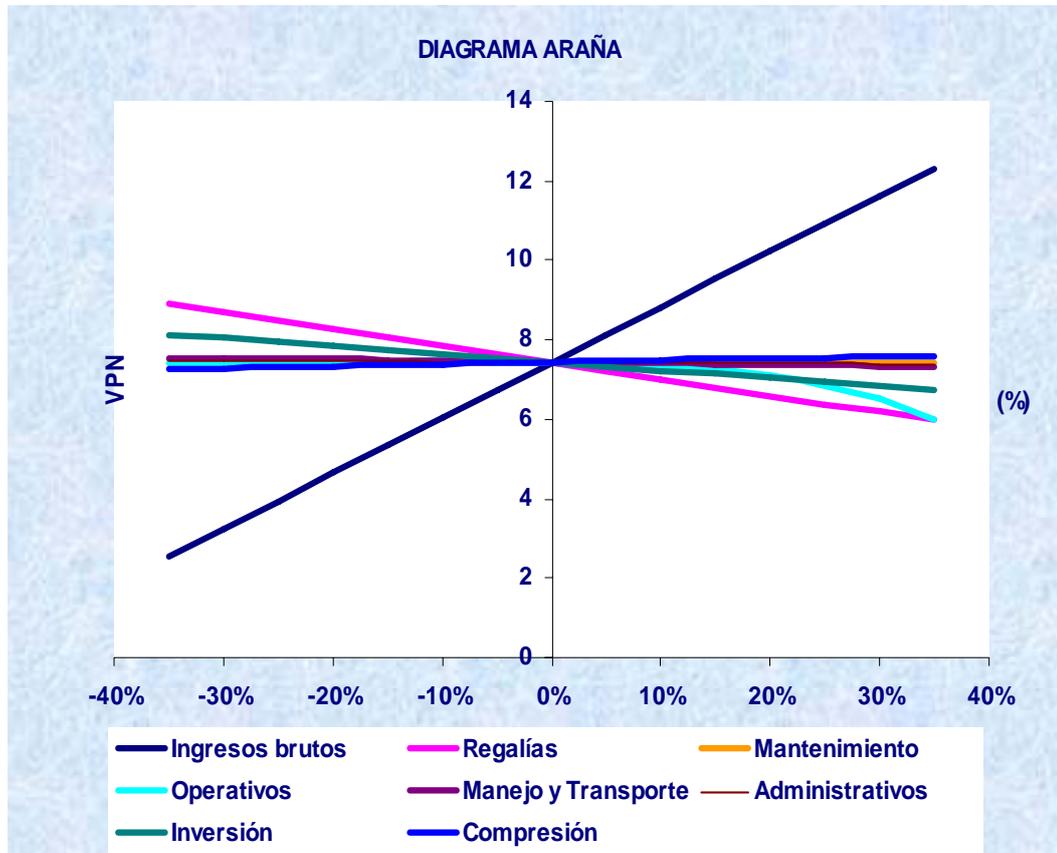


Figura 5.36 Diagrama Araña.

5.11.4 Método Montecarlo:

Este método genera el histograma de la figura 5.37, en donde se puede notar el valor más probable para el VPN, deducido a partir de probabilidades aleatorias de cada una de las variables que a su vez son generados en los gráficos de la derecha de la figura 5.40, en la cual se muestra por ejemplo el gráfico variación de los precios del crudo (figura 5.37) que permite hacer el estimado más realista ya que haciendo sensibilidades se ha obtenido el valor mas probable media $\mu = 28.96$ y la desviación σ se calculo para cada variable de acuerdo a la ecuación 4.1, un valor para los 2000 valores probabilísticas. Así mismo para cada una de las variables la media fue

representada por el valor cargado por el usuario y la σ se calculó al igual que para el precio del crudo con los valores pesimistas y optimistas del VPN.

Se hizo además un estudio particular para los gastos de compresión en donde se asumió una distribución uniforme, debido a que de este parámetro se conoce sólo que por ser un proceso cíclico los valores serán fijos en un tiempo determinado.

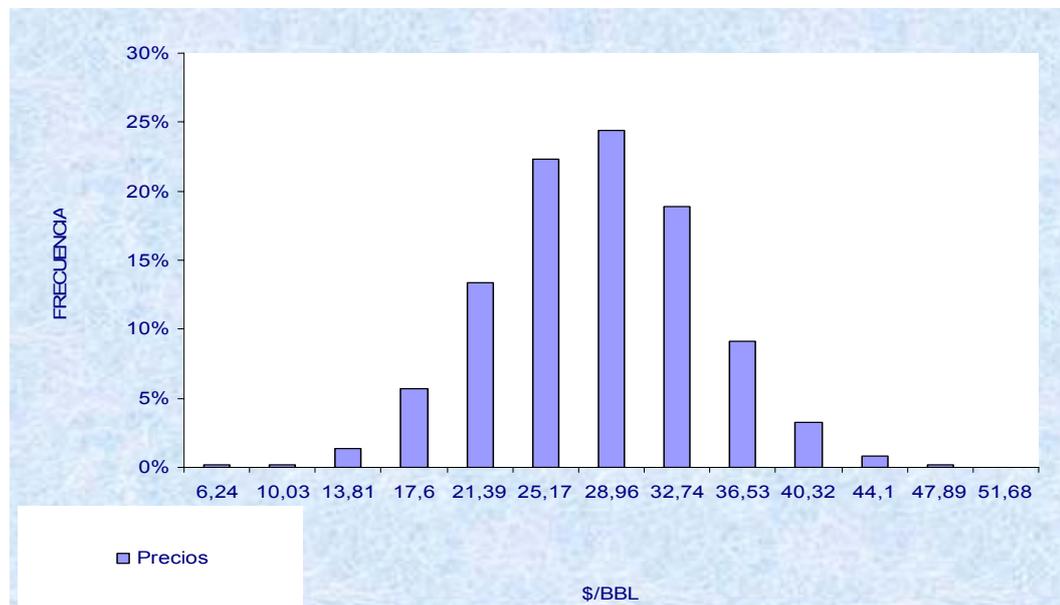


Figura 5.37 Histograma de valores probables para el Precio.

Es importante resaltar que al considerar un rango simétrico como se muestra en la figura 5.38, al valor mas probable 3 veces la desviación típica, se dá cobertura al 99.7% que representa casi la totalidad del espectro de datos.

La forma de la gráfica mostrada en la figura 5.38 donde la cresta muestra bajos en la frecuencia es error de la hoja de calculo poco sofisticada de Excel, estos resultados atípicos, son ignorados por el estudio y es tomado a 21,66 MM\$ como el valor mas probable para el VPN, según los datos mostrados en la figura 5.38

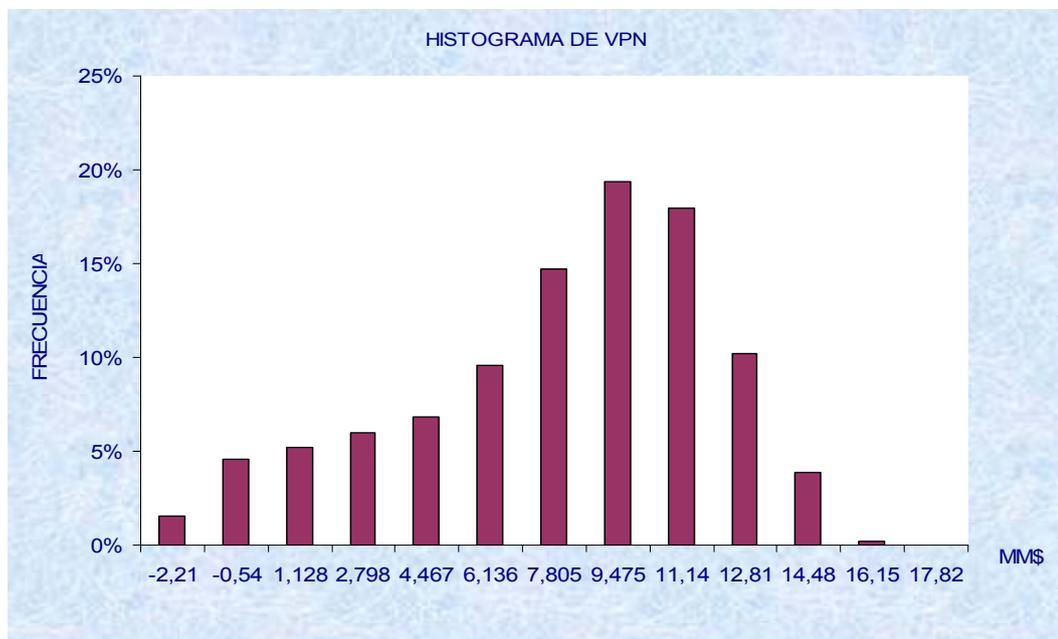


Figura 5.38 Probabilidad acumulada del VPN generada por Montecarlo

5.11.5 Estimado de Costos.

El riesgo de la deuda por concepto de la clase de los datos designada por PDVSA fue usada y denominada ESTIMADOS DE COSTO muestra la probabilidad acumulada de que el VPN del proyecto sea uno de acuerdo a la clase de datos que se tienen.

El grafico (figura 5.39) que se genera en esta parte de la evaluación, es uno de los más importantes debido a que da al usuario el valor del indicador de acuerdo a la

precisión con la que se cuente, en la que la pendiente de la curva se hace mas vertical a medida que el valor posee datos mas ciertos, en cuanto al método en que fueron obtenidos. En la figura 5.39 muestra como las clases convergen en la media, valor en el cual la probabilidad de la clase 1 se hace del 100%.

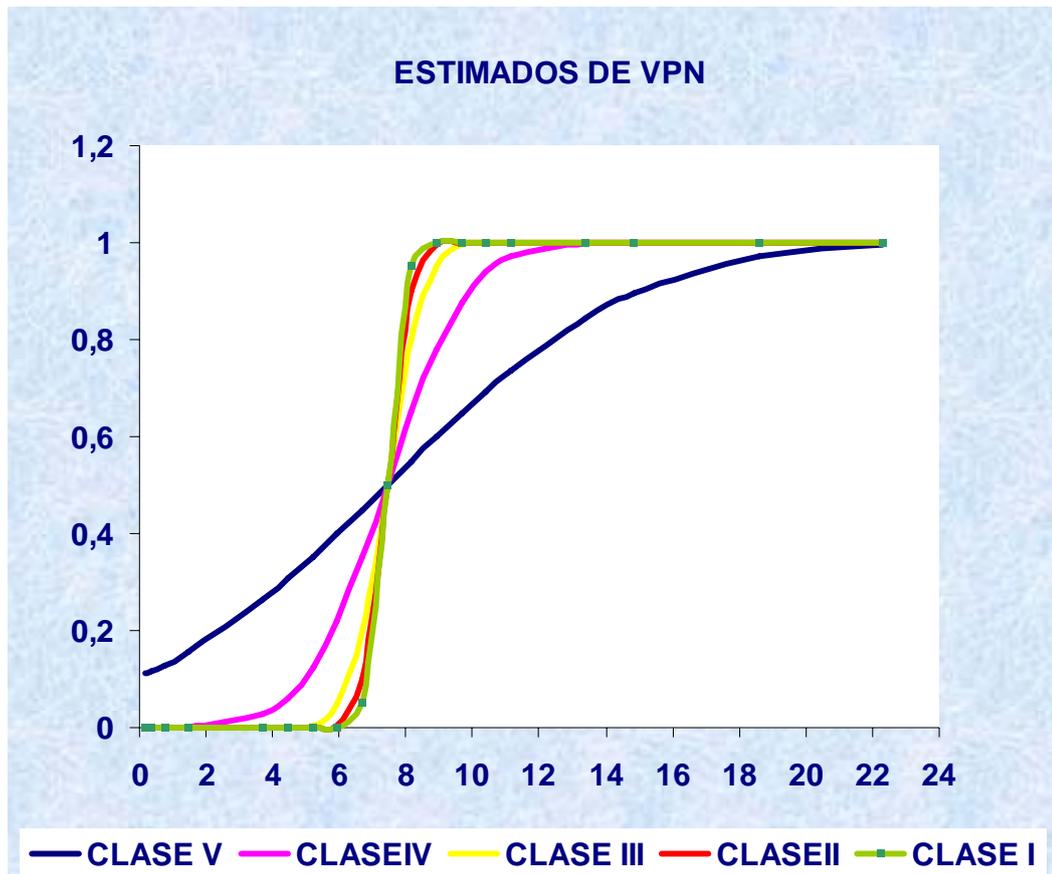


Figura 5.39 Probabilidad acumulada del VPN dentro de una clase sea un Valor.

5.11.6 Resultados Generales:

Derivado de los resultados obtenidos, se tiene una hoja de cálculo en el programa que estudia al indicador financiero principal VPN mostrando no solo que el proyecto es rentable o no, sino que muestra un análisis de los datos que los produjeron y además mostrando distintos escenarios que se darían variando cada uno de los parámetros económicos.

Cabe recordar que el uso de otros indicadores económicos no se hace necesario ya que no se están comparando distintos proyectos sino que en uno mismo distintos resultados. Como se muestra en la siguiente figura 5.40, la cual pertenece a la hoja de cálculo “RESULTADOS” del programa.

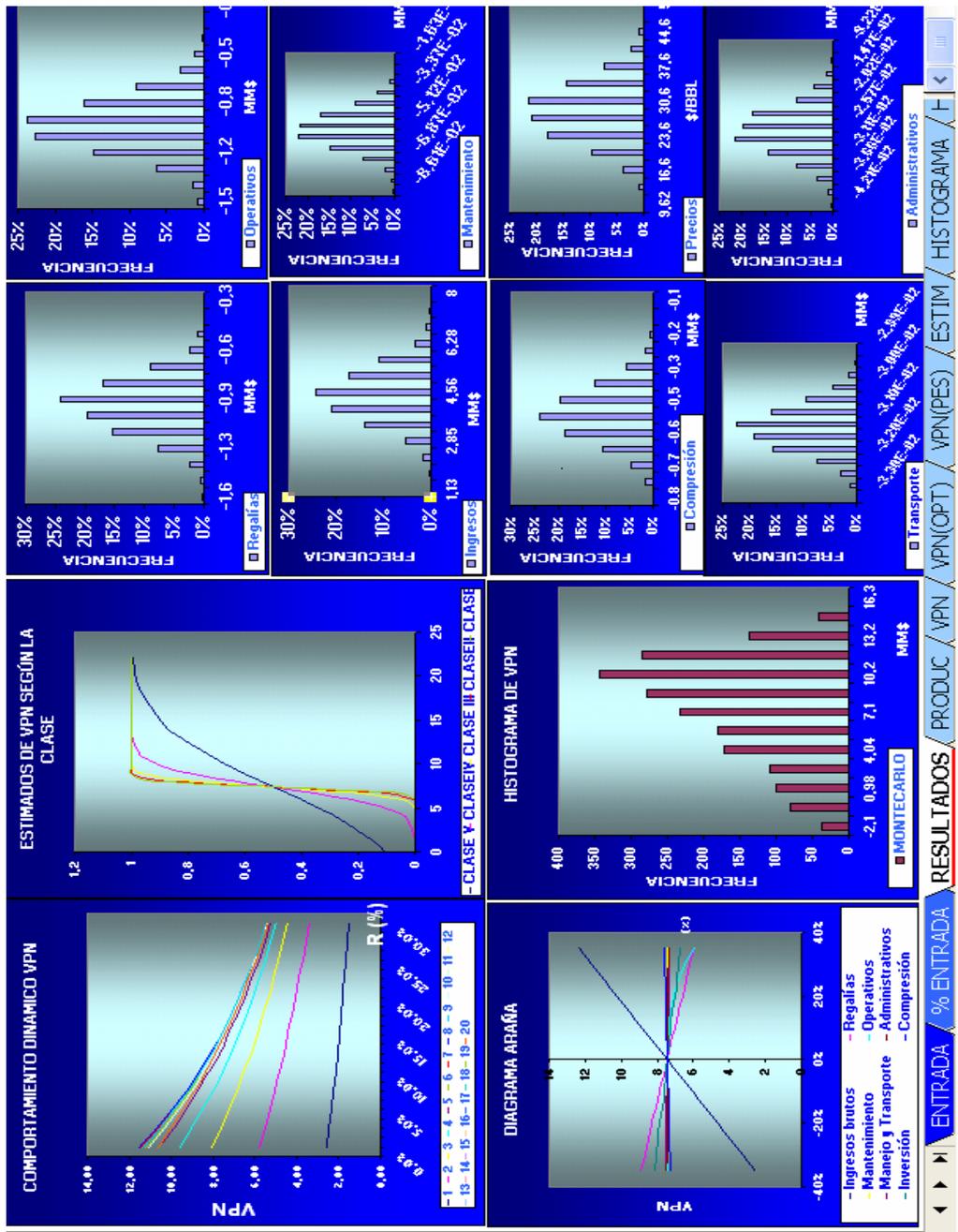


Figura 5.40 Hoja “RESULTADOS” del programa EPSONO

CAPITULO VI.**CONCLUSIONES.**

El estudio estuvo basado en una muestra de seis pozos del campo Socororo Noreste, cuatro de ellos perforados e inactivos. El estado mecánico de las completaciones se está suponiendo que requiere de reacondicionamientos. Los otros dos pozos corresponden a nuevas localizaciones atravesando las arenas U5L en 45°. El número de pozos que finalmente quedarían operando bajo el levantamiento artificial por gas (LAG) dependerá de la calidad de la zona productora de la cual actualmente se tiene incertidumbre.

El método de LAG continuo, aplica principalmente para crudos livianos y medianos con alta relación gas – petróleo. Su aplicación en crudos pesados esta probablemente limitada por la eficiencia del levantamiento y posibles problemas de espumas. En casos similares la aplicación de LAG intermitente, para tasas no tan bajas es más apropiado. El método de LAG continuo, en todo caso, aplica apropiadamente para bajos niveles de agotamiento o reactivación de pozos que cesan de producir por flujo natural como es el caso de este campo.

La presión de inyección a nivel de cabezal de los pozos debe ser de 1100 LPC para transportar una tasa de gas requerida de 2 MMscf/d que según los cálculos con el simulador permite se alcance la profundidad óptima de inyección disponible, en la cual el gas inyectado logra disminuir el mayor gradiente de presión fluyente de la mezcla en la tubería desde el punto de inyección hasta la superficie, reduciendo la presión de fondo fluyente y logrando que los pozos fluyan con un comportamiento similar al natural.

El diseño de las redes de inyección y descarga en superficie contempló dos escenarios (planta compresora Yopales y planta compresora alquilada) en los que se determinó

los diámetros óptimos de las líneas de recolección de gas y crudos. Se realizó una metodología útil para el desarrollo del LAG continuo, con información basada sólo en registros eléctricos, sísmicas 2D y 3D.

El programa “EPSONO” elaborado para el análisis económico se enfocó en la determinación de la rentabilidad del proyecto, como una herramienta de cálculo que permite el estudio del comportamiento del VPN incluyendo la incertidumbre y riesgo de este indicador económico.

RECOMENDACIONES

RECOMENDACIONES

- Aplicar este proyecto como una metodología guía para el diseño del LAG, debido a que la información usada para el desarrollo del proyecto tiene alto grado de incertidumbre.
- Cuando se reactive la producción en un pozo, se recomienda estudiar con los datos reales todas las correlaciones de viscosidades y de flujo horizontal y vertical para así tener mayor precisión en los resultados.
- Intentar reactivar un pozo con la completación actual haciendo un rediseño de válvulas, esto con el fin de verificar el estado mecánico de los mandriles y la tubería de producción; en caso de detectar un estado mecánico deteriorado sacar la completación de los pozos existentes, y cementar las arenas productoras ubicadas encima de la arena a perforar, para recompletar el pozo con el diseño de LAG continuo.
- Determinar la calidad actual de las áreas disponibles, familiarizándose con el uso de planta compresora alquilada.
- Hacer estudios con otros métodos de levantamiento artificial para el Área Socororo Noreste, cuando el nivel de agotamiento de los pozos sea más elevado.
- Realizar un estudio de métodos alternativos de levantamiento artificial por gas, como por ejemplo el uso de pistón metálico¹ para flujo intermitente, uso de cámara de acumulación, etc.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Corpomene C.A. Estudio para la Reactivación del Área Mayor de Socororo. Caracas, 2000.
- [2] PetroUCV S. A. Plan de Desarrollo del Área Mayor de Socororo 2002 – 2021, Fase I. PetroUCV S. A. Caracas, 2001.
- [3] Léxico estratigráfico de PDVSA. Referencia original: H. D. Hedberg, L. C. Sass y H. J. Funkhouser, 1947, p. 2110-2111.
<http://www.pdv.com/lexico/u01w.htm>
- [4] Declinación de la tasa de Producción. Gas en Solución. Cortesía del CIED, Levantamiento Artificial por Gas para Ingenieros. Curso, 1997.
- [5] Alton R Hagedorn, Kermit E Brown, “ *Experimental study of pressure Gradients Occurring During Continuous Two phase Flow in Small- Diameter vertical Conduits*”
- [6] J.P. Brill, Kermit E Brown, T.C. Doer, “*Practical Use of Recent Research in Multiphase Vertical and Horizontal flow*”
- [7] EVALUACION ECONOMICA DE PROYECTOS. CORPOVEN, S.A. Gerencia General de Finanzas. (1995).
- [8] ANALISIS DE RIESGO. PDVSA Coordinacion de Exploracion y Produccion. (1996).
- [9] MANUAL PIPESIM SCHLUMBERGER 2003. Copyright 1985-02 Schlumberger. All right reserved
- [10] Mendenhall, W. y Sincich, T. “*Probabilidad y Estadística para Ingeniería y Ciencias*”. Cuarta edición. 1997. Pp. 1182.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[11] Beggs, H. D. and Robinson, J. R. “*Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems*”. Paper SPE 5434. JPT Forum. Journal of Petroleum Technology. 1975.

[12] Balan, B., Mohaghegh, S., Ameri, S., West Virginia University. “State-Of-The-Art in Permeability Determination From Well Log Data: Part 1- A Comparative Study, Model Development”. Paper SPE 30978. Journal of Petroleum Technology. 1995.

[13] Nind, T. E. W. “Principles of Oil Well Production “. McGraw-Hill Book Company. 1964

[14] Economides, M., Hill, A. D., and Ehlig-Economides, C. “*Petroleum Productions Systems*”. Prentice Hall Petroleum Engineering Series. Primera Edición. 1994. pp. 611.

[15] **Glosario de Petróleo y Gas**

<http://www.caletao.com.ar/eco/glosdefi.htm#128>

[16] **Stewart & Stevenson Oiltool Products: Chokes and Check Valves**

<http://www.ssss.com/petro/drill/chokes/chokes.html>

[17] PEÑARANDA, J y TREJO, E. **Estudio y Diseño de Esquemas de Completación para los Pozos a ser Perforados en el  rea Mayor de Socororo**. Trabajo Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela. Noviembre, 2002. Pág: 14-20,168-174.

[18] **PETROLEUM ENGINEERS HANDBOOK**

[19] Jack R. Blann, SPE, Jack R. Blann & Assoc.; Roberto Garcia, PDVSA; Francisco Guaramata, PDVSA; Pilar Lozano, “Advances in Heavy Oil Lifting in the Morichal Area of Venezuela PDVSA “ Paper SPE 52211

ABREVIATURAS Y SIMBOLOS

ABREVIATURA	SIGNIFICADO
% AyS	Porcentaje de Agua y Sedimentos.
β_o	Factor Volumétrico del petróleo.
°F	Grados Fahrenheit.
μ_o	Viscosidad del petróleo (cps).
AMS	Área Mayor de Socororo.
API	American Petroleum Institute.
Bbl	Barriles.
BN	Barriles Normales.
BNPD	Barriles Normales de petróleo por día.
BPD	Barriles por día.
Bs	Bolívares.
C.A	Compañía Anónima.
CBL-VDL	Registros de evaluación de cemento.
CF	Cuello Flotador.
COORD	Coordenadas.
Cps	Centipouse.
DE	Diámetro externo
DI	Diámetro interno.
EI	Eficiencia de Inversión.
Emp	Empacadura.
EMR	Elevación Mesa Rotaria.
ET	Elevación del Terreno.
FR	Factor de recobro.
GOES	Gas Original en Sitio, PCN.
Gp	Gas producido.
H	Espesor del Yacimiento.
IP	Índice de productividad.
ISLR	Impuesto Sobre La Renta.

ABREVIATURAS Y SIMBOLOS

Ko	Permeabilidad del petróleo.
LAG	Levantamiento Artificial por Gas.
LOC	Localización.
MBN	1×10^3 Barriles Normales.
MD	1×10^{-3} Darcy.
MMBN	1×10^6 Barriles Normales.
MMBs	1×10^6 Bolívares.
MMMPCN	1×10^9 Pies Cúbicos Normales.
N/S/E/O/E	Norte/Sur/Este/Oeste (rumbos variados).
Np	Petróleo producido.
P	Presión, Lpc.
Pbnm	Pies bajo el nivel del mar.
PCN	Pies Cúbicos Normales.
PDVSA	Petróleos de Venezuela, Sociedad Anónima.
Pe	Presión Estática, Lpc.
POES	Petróleo Original en Sitio, BN.
Pr	Presión de Yacimiento, Lpc.
Pulg	Pulgadas.
Pwf	Presión de Fondo Fluyente.
Qo	Tasa de petróleo.
Ra / Rc	Rehabilitación / Reacondicionamiento.
Re	Radio efectivo de Drenaje.
RGP	Relación Gas – Petróleo, PCN/BN.
Rw	Radio del Pozo.
S.A.	Sociedad Anónima.
T	Temperatura.
TDH	Tapón de Hierro.
TIR	Tasa Interna de Retorno.
Tm	Tensión máxima permitida.
VPN	Valor Presente Neto.

GLOSARIO DE TERMINOS^{[15][16]}

- **Black-oil:** Hidrocarburo líquido (petróleo) con una relación gas/petróleo inicial menor que 0.31 m³/Lt y una gravedad API menor de 45°.
- **Estrangulador de Superficie (Choke):** Es una restricción en una línea (usualmente de 1/64 a 1 in. de diámetro) usado para restringir y controlar la tasa de flujo durante un test o durante producción.
- **Factor de daño en la formación (Skin):** Es un número adimensional que mide el daño en la formación o la estimulación de pozo de la formación adyacente al pozo. El número es positivo para daño en la formación y negativo para estimulación de pozo.
- **Factor volumétrico de formación del gas:** Es el volumen de gas a condiciones de yacimiento requerido para producir una unidad volumétrica de gas a condiciones normales de superficie. Puede calcularse como el cociente entre el volumen ocupado por el gas a temperatura y presión del yacimiento y el volumen ocupado por el mismo peso de gas a condiciones normales.
- **Factor volumétrico de formación del petróleo:** Volumen de líquido a condiciones de yacimiento requerido para producir un volumen unitario de petróleo.
- **Gradiente:** El gradiente de una función escalar de n variables $f(x_1, x_2, \dots, x_n)$, denotado por $\tilde{\nabla}f$, es el vector n dimensional. El gradiente de una función en un punto indica la dirección, a partir de ese punto, en la que dicha función crece más rápidamente y, además, la dirección ortogonal a las curvas de nivel de f (curvas en la que la función tiene un valor constante).
- **Gravedad API:** Es una escala que refleja la densidad de un fluido como por ejemplo crudo líquido, agua, o gas natural.
- **IPR:** Es la relación gráfica en un pozo entre la Presión de Fondo Fluyente y la producción de petróleo, que se define en inglés como *Inflow Performance Relationship*, representando su curva la capacidad de producción del yacimiento, a unas condiciones determinadas.

- **Permeabilidad:** Es una medida de la facilidad con que una roca permite que los fluidos se muevan dentro del volumen poroso interconectado. Así como la porosidad es la forma de medir la capacidad de almacenar fluidos en la roca, la permeabilidad regula la tasa a la cual los fluidos pueden ser producidos o desplazados de este medio poroso.
- **Porosidad (*f*):** Es la fracción del volumen total de la roca no ocupada o libre de material. En yacimientos petroleros, la porosidad representa el porcentaje de volumen con respecto al espacio total que se encuentra disponible para ser ocupados por líquidos o gases.
- **Relación de la solubilidad gas– petróleo:** La relación gas/petróleo (*gor*), es definida como la cantidad de gas natural entre la cantidad de petróleo crudo, usualmente reportado como SCF/STB.
- **Saturación:** Es la fracción del volumen poroso del yacimiento ocupado por determinado fluido. Sistema de Producción de Petróleo: La producción de petróleo envuelve dos sistemas generales, distintos pero íntimamente relacionados: El Yacimiento, que es un medio poroso con características únicas de almacenamiento y flujo; y las estructuras artificiales, que incluye el pozo, sus ensamblajes en el fondo y en el cabezal, y los accesorios de superficie, el separador y los accesorios de almacenamiento.
- **Tubing:** Es la tubería de acero de pequeño diámetro (3/4 hasta 4 ½ in. de diámetro) que es suspendida en un pozo completado. Es utilizado en el árbol de navidad y con levantamiento artificial para conducir los fluidos producidos a la superficie.
- **Valor Presente (VP):** El valor presente de un ingreso de dinero en el futuro, es aquella cantidad que se debe entregar o invertir hoy para asegurar esa misma suma de dinero en el futuro. Esta suma presente es equivalente al flujo de dinero que se espera recibir en el futuro.
- **Varianza:** Es una medida de dispersión, que indica la media de las desviaciones cuadradas de la media un grupo de valores.
- **VLP o TPR:** Es la relación entre la Presión de Fondo Fluyente y la producción de petróleo en un pozo, definida en inglés como *Vertical Lift*

Performance, representando los requerimientos del sistema de producción, para las condiciones de las tuberías y accesorios de superficie.

- **Yacimiento:** Es una roca sedimentaria porosa, permeable que contiene cantidades comerciales de petróleo y/o gas. Un yacimiento tiene un solo sistema de presiones y no se comunica con otros yacimientos.

APENDICE A**➤ MÉTODO DE ANÁLISIS DE VARIANZA. (ANOVA)**

El análisis de la varianza (ANOVA) es un método para comparar dos o más medias, que es necesario porque cuando se quiere comparar más de dos medias es incorrecto utilizar repetidamente el contraste basado en la t de Student. por dos motivos:

En primer lugar, y como se realizarían simultánea e independientemente varios contrastes de hipótesis, la probabilidad de encontrar alguno significativo por azar aumentaría. En cada contraste se rechaza la H_0 si la t supera el nivel crítico, para lo que, en la hipótesis nula, hay una probabilidad α . Si se realizan m contrastes independientes, la probabilidad de que, en la hipótesis nula, ningún estadístico supere el valor α crítico es $(1 - \alpha)^m$, por lo tanto, la probabilidad de que alguno lo supere es $1 - (1 - \alpha)^m$, que para valores m. Una primera solución, α próximos a 0 es aproximadamente igual a α/m denominada método de Bonferroni, consiste en bajar el valor α/m , aunque resulta un método muy conservador. α , usando en su lugar α/m

Por otro lado, en cada comparación la hipótesis nula es que las dos muestras provienen de la misma población, por lo tanto, cuando se hayan realizado todas las comparaciones, la hipótesis nula es que todas las muestras provienen de la misma población y, sin embargo, para cada comparación, la estimación de la varianza necesaria para el contraste es distinta, pues se ha hecho en base a muestras distintas.

El método que resuelve ambos problemas es el anova, aunque es algo más que esto: es un método que permite comparar varias medias en diversas situaciones; muy ligado, por tanto, al diseño de experimentos y, de alguna manera, es la base del análisis multivariante.

➤ BASES DEL ANÁLISIS DE LA VARIANZA

Supónganse k muestras aleatorias independientes, de tamaño n , extraídas de una única población normal. A partir de ellas existen dos maneras independientes σ de estimar la varianza de la población ²:

1. Una llamada varianza dentro de los grupos (ya que sólo contribuye a ella la varianza dentro de las muestras), o varianza de error, o cuadrados medios del error, y habitualmente representada por MSE (Mean Square Error) o MSW (Mean Square Within) que se calcula como la media de las k varianzas muestrales (cada σ varianza muestral es un estimador centrado de ² y la media de k estimadores centrados es también un estimador centrado y más eficiente que todos ellos). MSE es un cociente: al numerador se le llama suma de cuadrados del error y se representa por SSE y al denominador grados de libertad por ser los términos independientes de la suma de cuadrados.
2. Otra llamada varianza entre grupos (sólo contribuye a ella la varianza entre las distintas muestras), o varianza de los tratamientos, o cuadrados medios de los tratamientos y representada por MSA o MSB (Mean Square Between). Se calcula a partir de la varianza de las medias muestrales y es también un cociente; al numerador se le llama suma de cuadrados de los tratamientos (se le representa por SSA) y al denominador $(k-1)$ grados de libertad.

MSA y MSE, estiman la varianza poblacional en la hipótesis de que las k muestras provengan de la misma población. La distribución muestral del cociente de dos estimaciones independientes de la varianza de una población normal es una F con los grados de libertad correspondientes al numerador y denominador respectivamente, por lo tanto se puede contrastar dicha hipótesis usando esa distribución.

Si en base a este contraste se rechaza la hipótesis de que MSE y MSA estimen la misma varianza, se puede rechazar la hipótesis de que las k medias provengan de una misma población. Aceptando que las muestras provengan de poblaciones con la misma varianza, este rechazo implica que las medias poblacionales son distintas, de modo que con un único contraste se contrasta la igualdad de k medias. Existe una tercera manera de estimar la varianza de la población, aunque no es independiente de las anteriores. Si se consideran las kn observaciones como una única muestra, su varianza muestral también es un estimador centrado de σ^2 .

Se suele representar por MST, se le denomina varianza total o cuadrados medios totales, es también un cociente y al numerador se le llama suma de cuadrados total y se representa por SST, y el denominador $(kn - 1)$ grados de libertad.

Los resultados de un ANOVA se suelen representar en una tabla como la siguiente:

Fuente de variación	G.L.	SS	MS	F
Entre grupos Tratamientos	$k-1$	SSA	$SSA/(k-1)$	MSA/MSE
Dentro Error	$(n-1)k$	SSE	$SSE/k(n-1)$	
Total	$kn-1$	SST		

Y el cociente F se usa para realizar el contraste de la hipótesis de medias iguales. La región crítica para dicho contraste es $F > F_{(k-1, (n-1)k)\alpha}$

➤ ALGUNAS PROPIEDADES

Es fácil ver en la tabla anterior que

$$GL_{\text{error}} + GL_{\text{trata}} = (n - 1)k + k - 1 = nk - k + k - 1 = nk - 1 = GL_{\text{total}}$$

No es tan inmediato, pero las sumas de cuadrados cumplen la misma propiedad, llamada identidad o propiedad aditiva de la suma de cuadrados:

$$SST = SSA + SSE$$

El análisis de la varianza se puede realizar con tamaños muestrales iguales o distintos, sin embargo es recomendable iguales tamaños por dos motivos:

La F es insensible a pequeñas variaciones en la asunción de igual varianza, si el tamaño es igual.

Igual tamaño minimiza la probabilidad de error tipo II.

➤ **MODELOS DE ANÁLISIS DE LA VARIANZA.**

El ANOVA permite distinguir dos modelos para la hipótesis alternativa:

Modelo I o de efectos fijos en el que la H_1 supone que las k muestras son muestras de k poblaciones distintas y fijas.

Modelo II o de efectos aleatorios en el que se supone que las k muestras, se han seleccionado aleatoriamente de un conjunto de $m > k$ poblaciones. Un ejemplo de modelo I de ANOVA es que se asume que existen cinco poblaciones (sin tratamiento, con poca sal, sin sal, etc.) fijas, de las que se han extraído las muestras. Un ejemplo de modelo II sería: un investigador está interesado en determinar el contenido, y sus variaciones, de grasas en las células hepáticas de cobayas; toma del animalario 5 cobayas al azar y les realiza, a cada una, 3 biopsias hepáticas.

La manera más sencilla de distinguir entre ambos modelos es pensar que, si se repitiera el estudio un tiempo después, en un modelo I las muestras serían iguales (no los individuos que las forman) es decir corresponderían a la misma situación, mientras que en un modelo II las muestras serían distintas.

Aunque las asunciones iniciales y los propósitos de ambos modelos son diferentes, los cálculos y las pruebas de significación son los mismos y sólo difieren en la interpretación y en algunas pruebas de hipótesis suplementarias.

➤ **ANÁLISIS DE LA VARIANZA DE DOS FACTORES.**

Es un diseño de ANOVA que permite estudiar simultáneamente los efectos de dos fuentes de variación. En cualquier caso, el investigador puede estar interesado en estudiar si hay, o no, diferencia en la evolución según el sexo. En un ANOVA de dos vías se clasifica a los individuos de acuerdo a dos factores (o vías) para estudiar simultáneamente sus efectos. En este ejemplo se harían cinco grupos de tratamiento para los hombres y otros cinco para las mujeres, en total diez grupos; en general, si el primer factor tiene a niveles y el segundo tiene b, se tendrán ab muestras o unidades experimentales, cada una con n individuos o repeticiones. Una observación individual se representa como:

El primer subíndice indica el nivel del primer factor, el segundo el nivel del segundo factor y el tercero la observación dentro de la muestra. Los factores pueden ser ambos de efectos fijos (se habla entonces de modelo I), de efectos aleatorios (modelo II) o uno de efectos fijos y el otro de efectos aleatorios (modelo mixto). El modelo matemático de este análisis es:

$$Y_{ijk} = \mu + \alpha_i + \beta_j + (\alpha\beta)_{ij} + \varepsilon_{ijk} \text{ modelo I}$$

$$Y_{ijk} = \mu + A_i + B_j + (AB)_{ij} + \varepsilon_{ijk} \text{ modelo II}$$

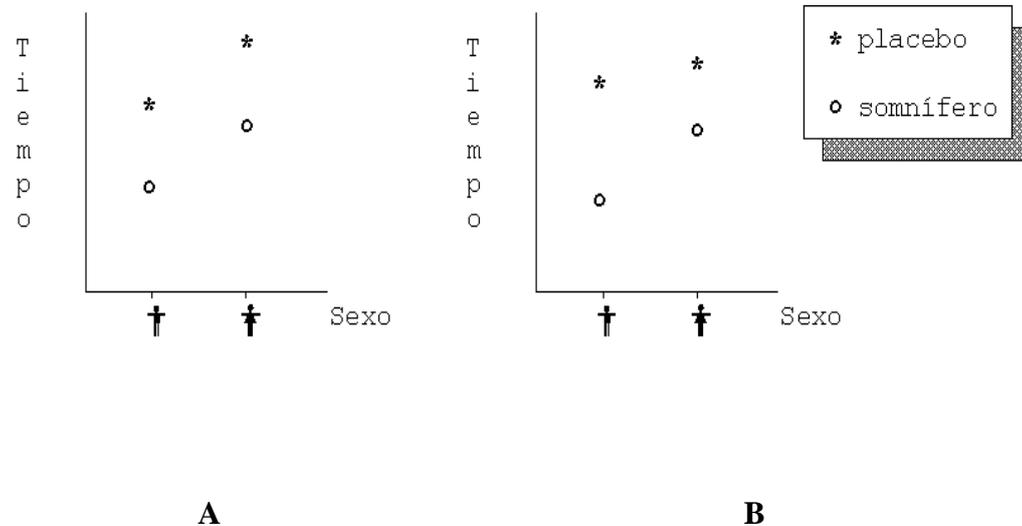
$$Y_{ijk} = \mu + \alpha_i + B_j + (\alpha B)_{ij} + \varepsilon_{ijk} \text{ modelo mixto}$$

donde μ es la media global, α_i o A_i β_j o B_j el efecto del nivel i del 1º factor, j o B_j el efecto del nivel j del 2º factor y ε_{ijk} las desviaciones aleatorias alrededor de las medias, que también se asume que están normalmente distribuidas, son independientes y tienen media 0 y varianza σ^2 . A las condiciones de muestreo aleatorio, normalidad e independencia, este modelo añade la de aditividad de los

efectos de los factores. A los términos $(\beta, \sigma)_{ij}$, $(AB)_{ij}$, $(\sigma B)_{ij}$, se les denomina interacción entre ambos factores y representan el hecho de que el efecto de un determinado nivel de un factor sea diferente para cada nivel del otro factor.

Para entender mejor este concepto de interacción veamos un ejemplo sencillo sobre un ANOVA de dos factores, cada uno con dos niveles: supóngase un estudio para analizar el efecto de un somnífero teniendo en cuenta el sexo de los sujetos. Se eligen al azar dos grupos de hombres y otros dos de mujeres. A un grupo de hombres y otro de mujeres se les suministra un placebo y a los otros grupos el somnífero. Se mide el efecto por el tiempo que los sujetos tardan en dormirse desde el suministro de la píldora.

Se trata de un ANOVA de dos factores (sexo y fármaco) fijos, cada uno con dos niveles (hombre y mujer para el sexo y somnífero y placebo para el fármaco). Los dos tipos de resultados posibles se esquematizan en la figura



En la figura A se observa que las mujeres tardan más en dormirse, tanto en el grupo tratado como en el grupo placebo (hay un efecto del sexo) y que los tratados con placebo tardan más en dormirse que los tratados con somnífero en ambos sexos (hay un efecto del tratamiento). Ambos efectos son fácilmente observables.

Sin embargo en la figura B es difícil cuantificar el efecto del somnífero pues es distinto en ambos sexos y, simétricamente, es difícil cuantificar el efecto del sexo pues es distinto en ambos grupos de tratamiento. En este caso, se dice que existe interacción.

Podría, incluso darse el caso de que se invirtieran los efectos de un factor para los distintos niveles del otro, es decir, que las mujeres se durmieran antes con el somnífero y los hombres antes con el placebo.

La interacción indica, por tanto, que los efectos de ambos factores no son aditivos: cuando se dan juntos, su efecto no es la suma de los efectos que tienen cuando están por separado, por lo que, si en un determinado estudio se encuentra interacción entre dos factores, no tiene sentido estimar los efectos de los factores por separado. A la interacción positiva, es decir, cuando el efecto de los factores actuando juntos es mayor que la suma de efectos actuando por separado, en Biología se le denomina sinergia o potenciación y a la interacción negativa inhibición. En el ejemplo de la figura B, se diría que el ser mujer inhibe el efecto del somnífero, o que el ser hombre lo potencia (según el sexo que se tome como referencia).

APENDICE B



INFORME FINAL POZO ES-455

DESCRIPCIÓN DE LA PRUEBA



Las pruebas realizadas con el equipo "Echometer" en el pozo ES-455 consistieron básicamente en detectar el nivel de líquido a través del eco de una onda sonora que previamente se genera por el choque de una pistola especial cargada con CO2. Se realizaron varias tomas de niveles para corroborar la exactitud del mismo.

INFORMACIÓN DEL POZO										
Fecha:	18-12-04	Pozo:	ES-455	Presión Estática:	1004 Lpc	Int. Abierto a:	4392.00 Ft	4444.00 Ft	Prom. de Tub:	30.43
Mts. Prod.	B.C.P.	Prof. Ent. de bomba:	4077 Ft	Estado:	Fluyendo	Pto. Medio:	4419.50 Ft	%API		%20P

RESULTADOS DE LA PRUEBA										
Hora	Nivel de Fluido	Presión de Superficie	Restricción de Presión	Tiempo de Restauración (min)	Presión en la Interfaz Líquido-Gas	Columna Líquida Cae por encima de la Bomba	Columna Líquida Cae por encima de la Benta	Presión a la Entrada de la Bomba	Presión al Topo del Intermío	Presión a la Cera del Intermío
18:10:36	516.47 Ft	50.40 Lpc	0.90 Lpc	15.00	51.10 Lpc	3443.00 Ft	3488.00 Ft	1438.00 Lpc	1969.00 Lpc	1016.00 Lpc

DETERMINACIÓN DE GRADIENTES			
Altura	Profundidad (Ft)	Presión (Lpc)	Gradiente (Lpc/Ft)
Superficie	0.00	50.40	0.00149
1	402	51.00	0.27556
2	803	161.00	0.39803
3	1206	321.00	0.39579
4	1607	480.00	0.39355
5	2008	638.00	0.39081
6	2410	796.00	0.39206
7	2812	953.00	0.39106
8	3214	1110.00	0.38932
9	3616	1267.00	0.38965
10	4017	1424.00	0.44383
11	4419.00	1581.00	---
Gradiente Líquido (Lpc/Ft)		Gradiente Gas (Lpc/Ft)	
	0.00149		0.0001



COMENTARIOS:
La prueba anéctrica realizada en el pozo ES-455, nos indica que el nivel de fluido está a una profundidad de 516,47 Ft, la presión de casing es de 50,4 Lpc con una restauración de 0,9 Lpc en 15 min, a través del anular está fluyendo 0 Mscf/D de gas, por lo que existe un porcentaje de 95 % de líquido por encima de la bomba, es decir 3443 Ft de líquido, esta columna arroja una presión a la entrada de la bomba de 1438 Lpc. La velocidad acústica y gravedad del gas en el anular es de 1373,59 Ft/mseg y 0,83 respectivamente. Las presión de fondo (4419 Ft) es de 1593,5 Lpc, por cual existe una Tasa Máxima Teórica (Basado en la Eq. de Vogel) actualmente en el pozo de 572,4 Bbls de Petróleo, 2231,6 Bbls de Agua y 50,5 Mscf de Gas. Los valores fueron obtenidos mientras se realizaba la prueba de producción.

Recomendaciones:
Basándonos en la curva de comportamiento de Afluencia podemos observar que actualmente el pozo está trabajando a una eficiencia del 10,3%, lo que quiere decir que el mismo tiene la capacidad para un incremento de 89,7 % y así obtener el 100% de su efectividad lo cual arrojaría una producción de 2903 BBL/S. Sin embargo tomando en cuenta el mecanismo de producción estas condiciones no son las óptimas para el sistema de bombas el cual requiere una sumergencia de más de 300 Pies por encima de la entrada de la bomba, por lo tanto es recomendable aumentar las RPM del motor y a la vez monitorear el pozo hasta que alcamos un presión de fondo de 360 Psi, lo cual arrojaría un incremento de la producción de 2585 BBL/S (2296 BBL/S sobre su producción actual). Sin embargo actualmente el pozo tiene un alto corte de agua lo que significa que estas medidas darán una producción de agua más alta. **Nota:** Estos valores no toman en cuenta las pérdidas que existen desde la cabeza del pozo (THP) hasta la estación (superficie).

Altura	Profundidad (Ft)	Presión (Lpc)	Gradiente (Lpc/Ft)
Superficie	0.00	50.40	0.00149
1	402	51.00	0.27556
2	803	161.00	0.39803
3	1206	321.00	0.39579
4	1607	480.00	0.39355
5	2008	638.00	0.39081
6	2410	796.00	0.39206
7	2812	953.00	0.39106
8	3214	1110.00	0.38932
9	3616	1267.00	0.38965
10	4017	1424.00	0.44383
11	4419.00	1581.00	---
Gradiente Líquido (Lpc/Ft)		Gradiente Gas (Lpc/Ft)	
	0.00149		0.0001



INFORME FINAL POZO ES-455

CURVAS TPO

Basados en el comportamiento Vogel para pozos con flujos multifásicos obtenemos la Curva de Comportamiento de Atenuación IPR, la cual nos permite obtener una mejor apreciación acerca de la vida del pozo. También podemos observar el comportamiento de las Presiones vs. Profundidad.



Producción Actual del Pozo

Petroleo	59	bl/d
Agua	230	bl/d
Gas	5,210	scf/d

Bariles Brutos Producidos

289	bl/d
-----	------

Presión Estática

1708.70	Lpsa
---------	------

Presión de Fondo Fluyente

1608.20	Lpsa
---------	------

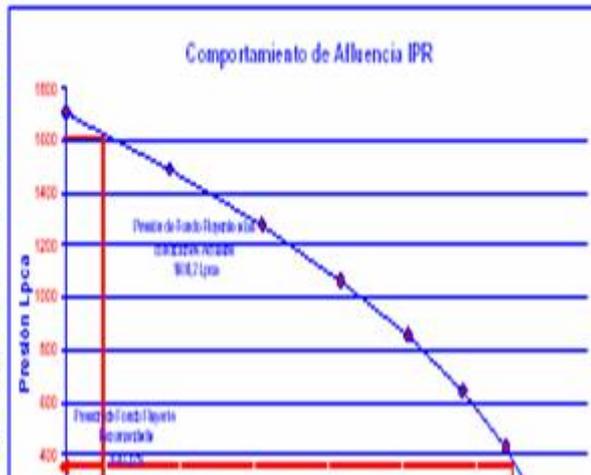
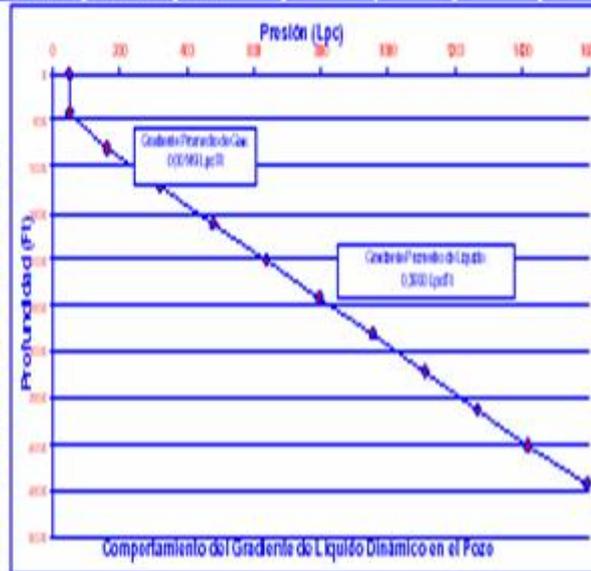
Eficiencia de Producción

0.1091

Tasa Máxima Teórica

572.2	bl/d (Petroleo)
2230.8	bl/d (Agua)
50.5	scf/d (Gas)
2803.0	bl/d (Bruto)

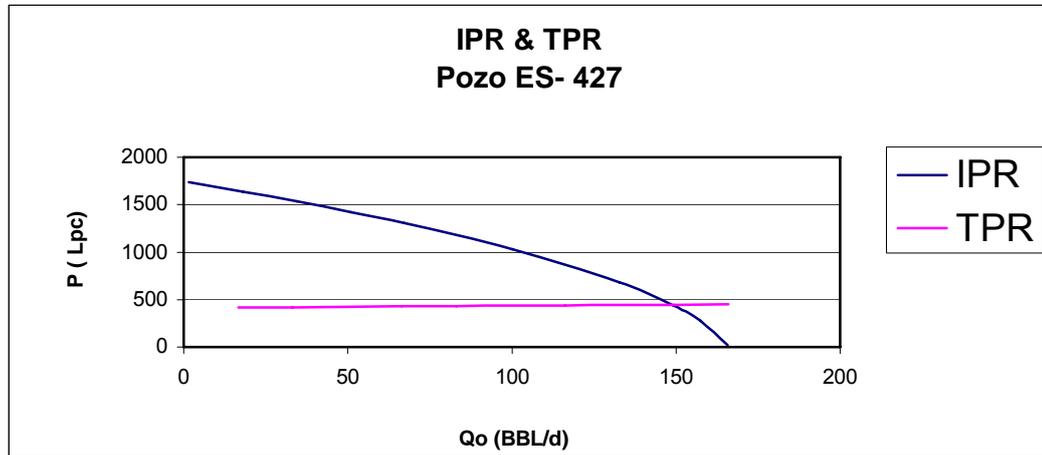
Presión Lpsa	Producción bl/d
1708.70	0.0
1495.1	506.6
1281.5	1121.2
1067.9	1576.7
854.4	1982.1
640.8	2277.5
427.2	2522.7
213.6	2697.9



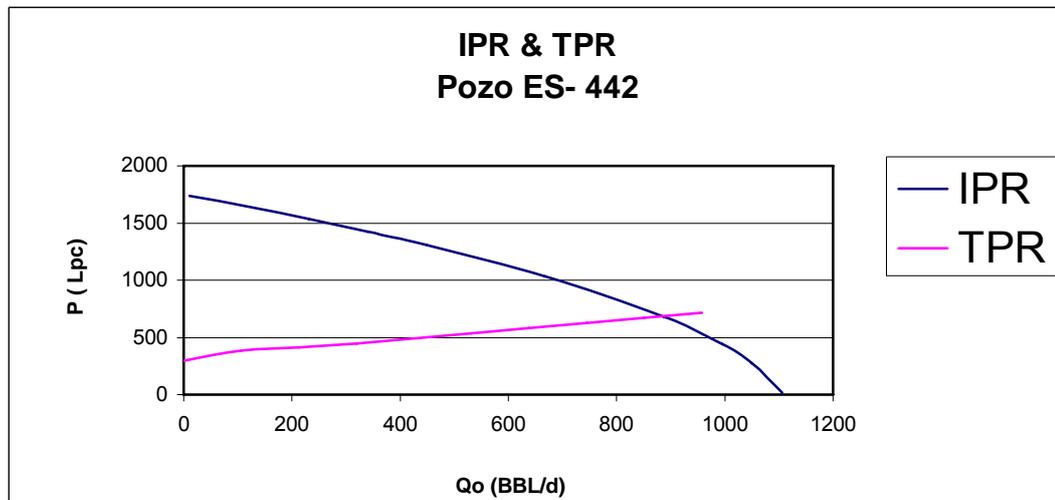
APENDICE C.

CURVAS IPR & TPR CON ANSARI.

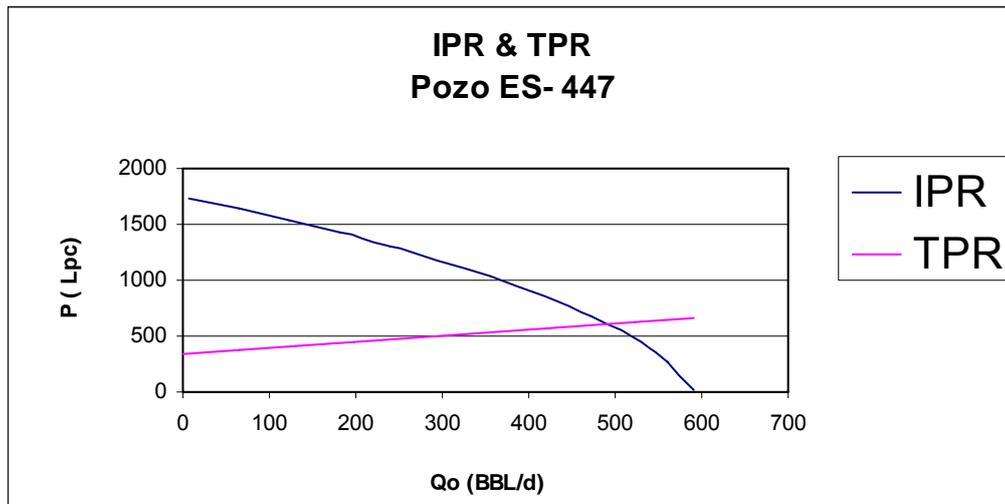
POZO ES-427



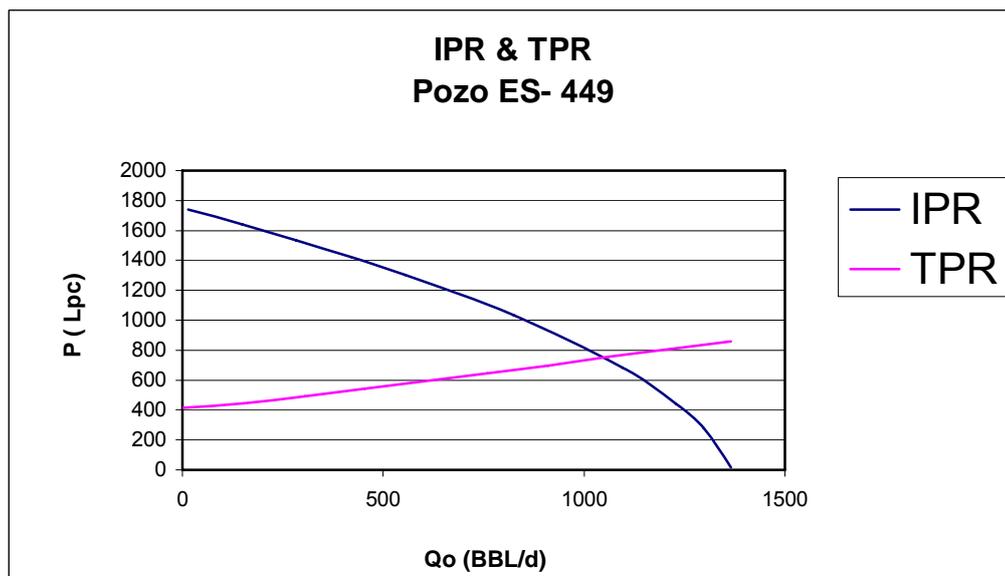
POZO ES-442



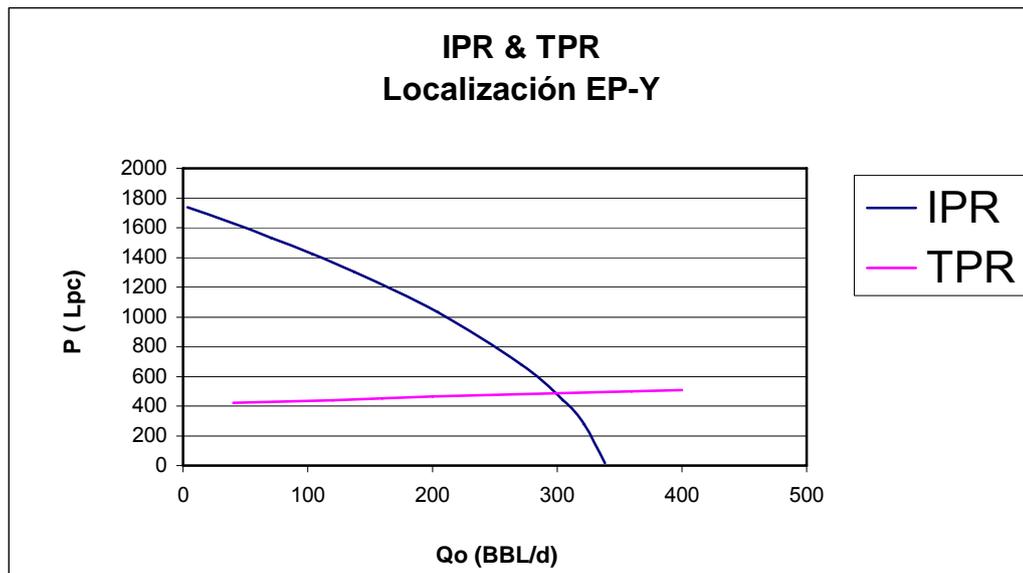
POZO ES-447



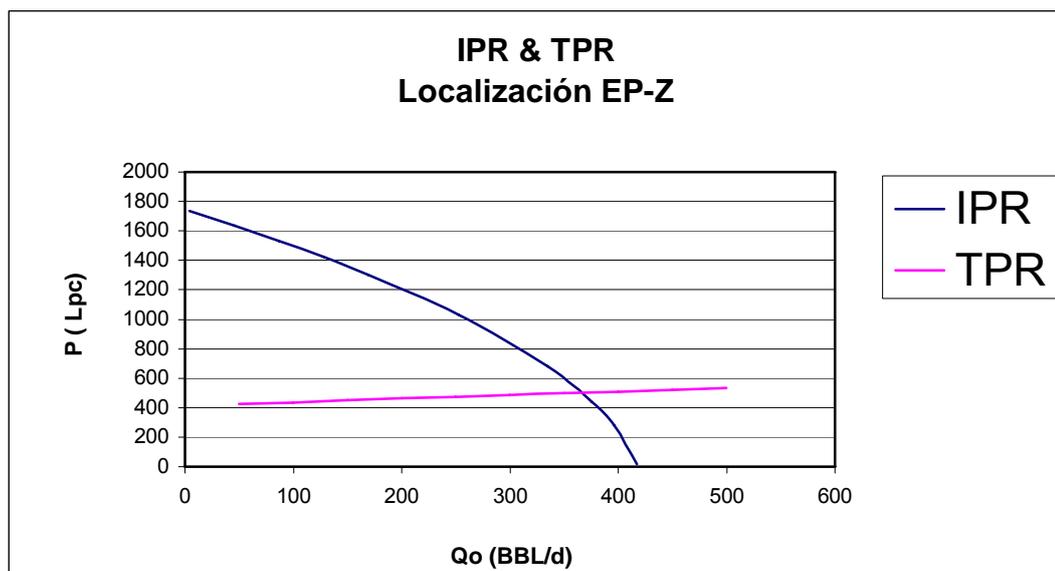
POZO ES-449



LOCALIZACIÓN EP-Y



LOCALIZACIÓN EP-Z



APÉNDICE D.

➤ **PASOS A SEGUIR PARA EL DISEÑO GRÁFICO DE GAS LIFT CONTINUO SEGÚN BROWN.**

A. Calculo del punto de Inyección.

B. Espaciado de las Válvulas (balanceadas).

Nota : Cuando se utilizan válvulas balanceadas, la presión de operación de cada una de ellas disminuye 15 a 25 Lpc por válvula, de arriba hacia abajo.

A. Calculo del punto de Inyección :

Paso Procedimiento

A.1 En un papel cuadriculado del mismo tamaño de las curvas de gradiente, marque las mismas escalas de profundidad (vertical) y de presión (horizontal)

A.2 Plotee el valor de la presión estática, P_{ws} , a la profundidad correspondiente (extremo del tubing)

A.3 Con el índice de productividad del pozo, IP, y la tasa de producción deseada, Q_o , halle el "Drawdown", DD, o presión diferencial necesaria para obtener dicha tasa de producción:

$$DD = (P_{ws} - P_{wf}) = Q_o / IP$$

A.4 Con el DD calculado, halle la presión de fondo fluyendo:

$$P_{wf} = (P_{ws} - DD)$$

A.5 Plotee el valor hallado de P_{wf} a la profundidad correspondiente (extremo del tubing).

A.6 Desde el punto P_{wf} , ploteado en el punto anterior, dibuje la curva de gradiente de presión debajo del punto de inyección, Gfb. Para ello utilice la curva de gradiente apropiada a los datos del problema (tamaño del tubing, tasa de producción, contenido de agua, relación gas-líquido)

Utilice la curva de $RGL = 0$, para el fluido muerto que contiene el pozo al comienzo. Calque esta curva en el papel cuadriculado desde P_{wf} ,

cubriendo buena parte de la extensión de la página.

- A.7** A partir de la presión de gas disponible en la superficie, determine la presión de arranque, P_{ko} , en la superficie (profundidad = 0) de la siguiente manera:

$$P_{ko} = (\text{presión disponible}) - 50 \text{ Lpc}$$

- A.8** Determine ahora la presión de operación en la superficie:

$$P_{so} = P_{ko} - 100 \text{ Lpc}$$

- A.9** Plotee ambos valores de presión a la profundidad cero

- A.10** Trace la línea del gradiente del gas de levantamiento en el espacio anular, uniendo el punto P_{so} , con otro punto a una profundidad cualquiera, tomando en cuenta el peso de la columna de gas, de acuerdo a su gravedad específica. Trace una línea paralela desde la presión de arranque en la superficie (P_{ko}), para representar el gradiente del gas en el anular a la presión de arranque.

- A.11** Extienda la línea trazada en el punto anterior, hasta que intercepte la línea de gradiente por debajo del punto de inyección, G_{fb} , calculada en el paso **A.6**

- A.12** El punto de intersección de las dos curvas, será el PUNTO DE BALANCE. En este punto son iguales las presiones dentro y fuera del tubing, es decir, en este punto no puede haber inyección posible.

- A.13** Puesto que en el punto de balance no puede haber inyección, es necesario hallar otro punto donde ésta si sea posible (PUNTO DE INYECCIÓN)

- A.14** El punto de inyección se calcula de la siguiente manera: a la presión del punto de balance se le restan 100 Lpc y el punto resultante se proyecta hacia arriba sobre la curva de gradiente debajo del punto de inyección, G_{fb} . Este punto se marca como el PUNTO DE INYECCIÓN.

- A.15** A la profundidad cero, se plotea la presión en el cabezal del pozo, THP.

- A.16** Una el punto de THP, ploteado en el paso anterior, con el punto de inyección hallado en el paso **A.14** . Para ello utilice la curva de gradiente apropiada (juego de curvas de gradientes de K. Brown). Calque la curva que una, es decir, que contenga a los dos puntos referidos (THP y Punto de inyección). Esta será la línea de gradiente por encima del punto de

inyección, Gfa.

IMPORTANTE: La curva calcada corresponde a la RGL total necesaria para producir el pozo.

A.17 La RGL de inyección se determina así:

$$RGL_{\text{inyección}} = RGL_{\text{total}} - RGL_{\text{formación}}$$

La RGL de formación es un dato conocido del pozo.

B. Espaciado de las Válvulas.

Pasos Procedimiento

- B.1** Trace una línea recta que represente el gradiente de fluido muerto en el pozo (fluido de completación). Esta línea se traza desde la profundidad cero y presión cero (origen), siempre que el pozo sea descargado a una fosa en la superficie (cero pies de profundidad y presión atmosférica). Si el pozo va a ser descargado a la línea de flujo, la línea recta debe trazarse desde la presión en el cabezal (presión THP y cero pies de profundidad). El otro punto que determina la línea recta, se halla calculando la presión que ejerce el fluido muerto a una profundidad cualquiera, utilizando para ello el valor del gradiente de ese fluido muerto, expresado en Lpc/ft de profundidad.
- B.2** Una los dos puntos determinados en el paso anterior y extienda la recta hasta que intercepte la línea de gradiente del gas a la presión de arranque, trazada en el paso **A.10**. Esta será la profundidad de la primera válvula.
- B.3** Desde la profundidad de la primera válvula, trace una recta horizontal hacia la izquierda hasta que intercepte la línea de gradiente fluyendo por arriba del punto de inyección, Gfa (trazado en el punto **A.16**)
- B.4** Desde la intersección hallada en el paso anterior , trace una línea paralela al gradiente del fluido muerto (trazado en el punto B.1) que intercepte la línea del gradiente de arranque (Pko) menos 25 Lpc. Este punto corresponde a la profundidad y presión de apertura de la segunda válvula
- B.5** Reduzca 25 Lpc a la presión de la segunda válvula y trace la línea del

gradiente de gas hacia abajo, paralela a la línea de gradiente de arranque.

- B.6** Trace una línea horizontal hacia la izquierda, desde la presión de la segunda válvula hasta que intercepte la línea Gfa
- B.7** Desde este punto, trace una línea paralela al gradiente del fluido muerto hasta que intercepte la nueva línea de gradiente dibujada en el paso B.5 . Allí se localizará la profundidad y presión de la tercera válvula.
- B.8** Repita el procedimiento de los pasos **B.5**, **B.6** y **B.7** hasta alcanzar el punto de inyección de gas.
- B.9** Coloque por lo menos una válvula adicional por debajo del punto de inyección. Esto se hace con la finalidad de tomar en cuenta las condiciones futuras del pozo y las posibles imprecisiones en la información de productividad del mismo.

APENDICE E**Propiedades de los campos en estudio.****CAMPO SOCORORO OESTE.**

CAMPO OESTE									
Pozo	Arena	Yacimiento	Propiedades de fluidos a temperatura de yacimiento						
			Temp. (F)	Viscosidad (Cp)	Factor volumétrico	API	Rsi	Pres. (lpc)	% Final
ES-417	U1M,L	ES-417	160	6,3	1,13	16	197	1603	63,0
ES-420	U2U	ES-420	161	6,3	1,132	16	189	1622	59,4
ES-425	U1M,L	ES-417	160	6,3	1,13	16	197	1603	63,0
ES-428	TM	ES-438	158	11,7	1,109	13	154	1569	48,0
ES-429	TU,M	ES-423	159	7,94	1,122	15	174	1585	21,7
ES-432	TM	ES-438	158	11,69	1,109	13	154	1569	48,1
ES-433	TU,M	ES-423	159	7,94	1,122	15	174	1585	21,7
ES-436	S5	ES-436	158	13,24	1,094	12,4	147	1566	74,3
ES-438	TM	ES-438	158	11,69	1,122	13	154	1569	47,5
ES-448	S5	ES-436	158	13,24	1,094	12,4	147	1566	74,3
ES-450	U2U	ES-418	160	8,94	1,131	14	172	1613	13,7
ES-452	U2M,L	ES-417	154	7,85	1,120	16	171	1484	33,2
ES-453	U2M,L	ES-417	154	7,85	1,120	16	171	1484	33,2
ES-457	U2ML	ES-417	154	7,85	1,120	16	171	1484	33,2
Promedio			157,9	9,2	1,1	14,5	169,4	1564,4	

CAMPO SOCORORO ESTE

CAMPO ESTE									
Pozo	Arena	Yacimiento	Propiedades de fluidos a temperatura de yacimiento						
			Temp (F)	Viscosidad (Cp)	Factor volumétrico	API	Rsi	Pres. (lpc)	% Final
ES-404	P-2	ES-404	150	2,014	1,164	26,7	279	1402	129,1
ES-446	U1,M	SOC-3	158	2,42	1,167	23,5	267	1567	86,0
ES-451	U1U,M	SOC-3	157	3,69	1,134	20,5	222	1557	22,8
ES-454	U4M,L	SOC-3	161	10,61	1,113	13	160	1621	202,9
ES-455	U1U,M	SOC-3	157	3,69	1,134	20,5	222	1557	22,8
ES-456	U1U,M	SOC-3	157	3,69	1,134	20,5	222	1557	22,8
SOC-03	U1U,M	SOC-3	157	3,69	1,134	20,5	222	1557	22,8
SOC-04	U1,M	SOC-3	158	2,42	1,167	23,5	267	1567	86,0
SOC-05	U2M,L	SOC-3	161	9,37	1,099	14	158	1621	173,3
Promedio			157,3	4,6	1,13	20,3	224,3	1556,2	

CAMPO SOCORORO NORESTE.

CAMPO NORESTE								
Pozo	Arena	Yacimiento	Propiedades de fluidos a temperatura de yacimiento					
			Temp. (F)	Viscosidad (Cp)	Factor volumétrico	API	Rsi	Pres. (lpc)
ES-427	U1L	ES-427	162	5,7	1,115	13	232	1746
ES-442	U5L	ES-442	167	5,68	1,161	19	233	1749
ES-447	U5L	ES-427	167	5,7	1,161	19	232	1746
ES-449	U5L	ES-442	167	5,68	1,219	19	233	1749

APENDICE F.

PROGRAMA ECÓNOMICO.