

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO- ECONÓMICA PARA LA APLICACIÓN DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS EN POZOS DEL CAMPO EL FURRIAL

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Avila P. Isabel Y.
Para optar al título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2012

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO- ECONÓMICA PARA LA APLICACIÓN DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS EN POZOS DEL CAMPO EL FURRIAL

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Pedro Martorano
TUTORES INDUSTRIALES: Ing. Ramón Tineo
Ing. Roger Bello

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Avila P. Isabel Y.
Para optar al título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2012

Caracas, Noviembre 2012.

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 la Bachiller Isabel Y. Avila P., titulado:

"ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO- ECONÓMICA PARA LA APLICACIÓN DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS EN POZOS DEL CAMPO EL FURRIAL"

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.



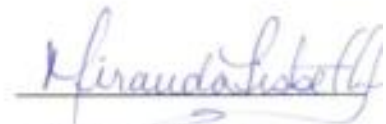
Prof. Sandro Gasbarri

Jurado



Prof. Pedro Martorano

Tutor Académico



Profa. Lisbeth Miranda

Jurado



Ing. Ramón Tinco

Tutor Industrial

DEDICATORIA

A DIOS y a mi Familia.

A Dios todo poderoso por darme vida, salud y fortaleza para seguir siempre adelante, por no dejarme caer en los momentos difíciles.

A mis padres Claudio e Isabel, todo lo que soy se lo debo a ustedes. Los amo.

A mis hermanos, sobrinos y demás familiares por estar allí para apoyarme.

Isabel Avila.

AGRADECIMIENTOS

*A la “Casa que vence las sombras”, mi amada **Universidad Central de Venezuela** por abrirme las puertas al conocimiento y a la excelencia.*

A los excelentes profesores del Ciclo Básico de Ingeniería y de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la UCV.

A mis padres Claudio e Isabel por estar allí en cada logro importante de mi vida.

A quienes permitieron el desarrollo del presente Trabajo Especial de Grado:

En primer lugar al Sr Eulogio Antonio del Pino, Vicepresidente de PDVSA, por darme la oportunidad de ser parte del equipo de PDVSA Producción Oriente y desarrollar mi estudio en uno de los Campos más importantes del país.

A mis asesores los Ingenieros Pedro Martorano, Ramón Tineo y Roger Bello.

Al equipo de la Gerencia de Ingeniería de Optimización de Producción Furrrial.

A la Gerencia de Ingeniería de Desarrollo de Yacimientos del Distrito Furrrial, en especial a Ana Karina Rondón.

A mis amigos Edgar Ramón González y Carlos Rodríguez.

A mis amigas Olesni Chacón y Luz Marina Zabala, junto a sus respectivas familias por recibirme en su hogar y brindarme su cariño.

A mi amiga Nepdry Paola Arzola.

A mis amigos de la Escuela de Ingeniería de Petróleo: Efrain Aristimuño, Eduardo Vera, Diego Cortéz, Fabricio Onsaló, Marino Morillo, Thaismar Rodriguez y Mileidi Fragoza.

Avila P., Isabel Y.

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA PARA LA
APLICACIÓN DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS EN POZOS
DEL CAMPO EL FURRIAL**

**Tutor Académico: Prof. Pedro Martorano. Tutores Industriales: Ing. Ramón
Tineo e Ing. Roger Bello. Trabajo Especial de Grado. Caracas. U.C.V. Facultad
de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2012, 360p.**

Palabras Claves: Campo El Furrial (Estado Monagas), Levantamiento Artificial por Gas (LAG), Inyección de Agua, Inyección de Gas, Simulador SEDLA®, Simulador WELLFLO®, Simulador SEEPLUS®.

Resumen. El Campo El Furrial está ubicado al Norte del Estado Monagas, produce de tres yacimientos principales definidos desde la base al tope como CRE FUC 1, NAR I FUC 1 y NAR S FUC 1; los cuales, están sometidos a procesos de Recobro Secundario mediante Inyección de Agua y Gas. Para la evaluación del proyecto de aplicación de Levantamiento Artificial por Gas en pozos del Campo El Furrial se seleccionaron 77 sartas, que representan el 42% del total de pozos productores del área, seguidamente con el objeto de definir pozos candidatos a cambio de método de producción se evaluó lo siguiente: Relación Gas Petróleo en los pozos completados en el yacimiento NAR S FUC 1 (donde se inyecta gas), el avance de los frentes de inyección de agua y las condiciones mecánicas/ operacionales de los pozos; 18 sartas aprobaron la evaluación. Posteriormente, estas 18 sartas se estudiaron a través del simulador SEDLA® para definir los pozos donde es aplicable Levantamiento Artificial por Gas (LAG), en este caso solo se descartó el pozo FUL 75. Después mediante el simulador WELLFLO® se realizó el diseño de LAG a los 17 pozos candidatos a producir mediante este método y por último se evaluó si existe factibilidad económica de llevar a cabo la propuesta a través del simulador SEEPLUS®, dicha evaluación resultó en que de los 17 pozos evaluados el único donde no es económicamente viable la aplicación de LAG es en el pozo FUL 51. Por tanto se concluye que es factible aplicar LAG en el Campo El Furrial.

INDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I. EL PROBLEMA.....	3
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	4
1.2.1 Objetivo General	4
1.2.2 Objetivos Específicos.....	4
1.3 ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN	5
1.4 JUSTIFICACIÓN	5
1.5 LIMITACIONES	6
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO.....	7
2.1 ANTECEDENTES	7
2.2 FLUJO NATURAL	9
2.3 MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	11
2.4 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS (LAG)	12
2.4.1 Levantamiento Artificial por Gas Continuo (LAGC)	13
2.4.2 Levantamiento Artificial por Gas Intermitente (LAGI)	16
2.5 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS..	21
2.6 ANÁLISIS NODAL	26
2.7 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD	27
2.8 CURVA DE AFLUENCIA DEL YACIMIENTO (IPR)	27
2.8.1 Curva de comportamiento de Afluencia (IP lineal)	27
2.8.2 Curva de comportamiento de Afluencia según Vogel	28
2.8.3 Combinación de las Curvas IP constante y la Ecuación de Vogel.	30
2.9 CURVA DE DEMANDA DE LOS FLUIDOS (TPR)	32
2.10 GRADIENTE DE PRESIÓN	32
2.11 FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS VERTICALES.....	34
2.11.1 Correlaciones de flujo multifásico en tuberías verticales	34
2.11.2 Patrones de flujo multifásico vertical	38
2.12 FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS HORIZONTALES	40
2.12.1 Correlaciones de flujo multifásico en tuberías horizontales	40

2.12.2	Patrones de flujo multifásico horizontal	41
2.13	FUNDAMENTOS ECONÓMICOS	43
2.13.1	Conceptos básicos para la evaluación económica	43
2.13.2	Indicadores Económicos	44
CAPÍTULO III. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA		47
3.1	UBICACIÓN GEOGRÁFICA	47
3.2	DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA	48
3.3	ANÁLISIS DE RESERVAS	49
3.4	SEDIMENTOLOGÍA Y ESTRATIGRAFÍA	50
3.5	PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	52
3.6	PLAN DE EXPLOTACIÓN DEL CAMPO EL FURRIAL	54
3.6.1	Agotamiento Natural	54
3.6.2	Inyección de Agua	54
3.6.3	Inyección de Gas	55
3.6.4	Levantamiento Artificial	56
CAPÍTULO IV. METODOLOGÍA		57
4.1	NIVEL DE LA INVESTIGACIÓN	57
4.2	DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	57
4.3	POBLACIÓN Y MUESTRA	58
4.3.1	Población	58
4.3.2	Muestra	58
4.4	TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN	59
4.4.1	Técnicas	59
4.4.2	Instrumentos.....	59
4.5	PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO	62
4.5.1	Revisión Bibliográfica	62
4.5.2	Selección del universo de estudio y levantamiento de información operacional de los pozos del campo El Furrial	63
4.5.3	Selección de los pozos candidatos a cambio de método de producción	64
4.5.4	Selección del método de Levantamiento Artificial que mejor se adapte a cada pozo	65

4.5.5	Diseño del sistema de Levantamiento Artificial por Gas mediante análisis nodal	67
4.5.6	Evaluación Económica	78
4.6	MATRIZ METODOLÓGICA	79
CAPÍTULO V. ANÁLISIS DE RESULTADOS		80
5.1	SELECCIÓN DEL UNIVERSO DE ESTUDIO	80
5.2	SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A CAMBIO DE MÉTODO DE PRODUCCIÓN	83
5.3	SELECCIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL QUE MEJOR SE ADAPTE A CADA POZO	83
5.4	DISEÑO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS MEDIANTE ANÁLISIS NODAL	85
5.4.1	Diseño de LAG para el pozo FUL 91	86
5.4.2	Diseño de LAG para el pozo FUC 63	91
5.4.3	Diseño de LAG para el pozo FUL 90	95
5.4.4	Diseño de LAG para el pozo FUL 74	101
5.4.5	Diseño de LAG para el pozo FUL 25	105
5.4.6	Diseño de LAG para el pozo FUC 45	110
5.4.7	Diseño de LAG para el pozo FUL 50	116
5.4.8	Diseño de LAG para el pozo FUL 58	121
5.4.9	Diseño de LAG para el pozo FUL 85	126
5.4.10	Diseño de LAG para el pozo FUC 15	130
5.4.11	Diseño de LAG para el pozo FUL 63	135
5.4.12	Diseño de LAG para el pozo FUL 39	140
5.4.13	Diseño de LAG para el pozo FUC 22	144
5.4.14	Diseño de LAG para el pozo FUC 20	149
5.4.15	Diseño de LAG para el pozo FN 19	154
5.4.16	Diseño de LAG para el pozo FUL 13	159
5.4.17	Diseño de LAG para el pozo FUL 51	164
5.5	EVALUACIÓN ECONÓMICA	169
5.5.1	Evaluación económica del pozo FUL 91	170
5.5.2	Evaluación económica del pozo FUC 63	173
5.5.3	Evaluación económica del pozo FUL 90	176
5.5.4	Evaluación económica del pozo FUL 74	179
5.5.5	Evaluación económica del pozo FUL 25	182
5.5.6	Evaluación económica del pozo FUC 45	185

5.5.7	Evaluación económica del pozo FUL 50	188
5.5.8	Evaluación económica del pozo FUL 58	191
5.5.9	Evaluación económica del pozo FUL 85	194
5.5.10	Evaluación económica del pozo FUC 15	197
5.5.11	Evaluación económica del pozo FUL 63	200
5.5.12	Evaluación económica del pozo FUL 39	203
5.5.13	Evaluación económica del pozo FUC 22	206
5.5.14	Evaluación económica del pozo FUC 20	209
5.5.15	Evaluación económica del pozo FN 19	212
5.5.16	Evaluación económica del pozo FUL 13	215
5.5.17	Evaluación económica del pozo FUL 51	218
CONCLUSIONES		223
RECOMENDACIONES		224
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		225
BIBLIOGRAFÍA		227
ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS		229
GLOSARIO		232
APÉNDICES		233
APÉNDICE I		234
APÉNDICE II		238
APÉNDICE III		241
APÉNDICE IV		279
APÉNDICE V		311
APÉNDICE VI		352

LISTA DE TABLAS

Tabla 4.1	Data de presión y temperatura de los yacimientos del campo El Furrial.....	73
Tabla 4.2	Datos para el modelo de fluidos	74
Tabla 4.3	Máxima profundidad de inyección	77
Tabla 4.4	Matriz metodológica.....	79
Tabla 5.1	Sartas Categoría 1, con producción de crudo menor a 1000 BNPD.	81
Tabla 5.2	Sartas Inactivas categoría 2.....	81
Tabla 5.3	Sartas Inactivas categoría 3.....	82
Tabla 5.4	Pozos candidatos a cambio de método de producción.....	83
Tabla 5.5	Resultados de las simulaciones hechas en SEDLA®.....	84
Tabla 5.6	Datos de producción para los modelos de flujo natural.....	85
Tabla 5.7	Calibración de Válvulas de LAGC, FUL 91.....	90
Tabla 5.8	Calibración de Válvulas de LAGC, FUC 63.....	95
Tabla 5.9	Calibración de Válvulas de LAGC, FUL 90.....	100
Tabla 5.10	Calibración de Válvulas de LAGC, FUL 74.....	105
Tabla 5.11	Calibración de Válvulas de LAGC, FUL 25.....	110
Tabla 5.12	Calibración de Válvulas de LAGC, FUC 45.....	115
Tabla 5.13	Calibración de Válvulas de LAGC, FUL 50.....	120
Tabla 5.14	Calibración de Válvulas de LAGC, FUL 58.....	125
Tabla 5.15	Calibración de Válvulas de LAGC, FUL 85.....	130
Tabla 5.16	Calibración de Válvulas de LAGC, FUC 15.....	135
Tabla 5.17	Calibración de Válvulas de LAGC, FUL 63.....	139
Tabla 5.18	Calibración de Válvulas de LAGC, FUL 39.....	144
Tabla 5.19	Calibración de Válvulas de LAGC, FUC 22.....	148
Tabla 5.20	Calibración de Válvulas de LAGC, FUC 20.....	154
Tabla 5.21	Calibración de Válvulas de LAGC, FN 19.....	158
Tabla 5.22	Calibración de Válvulas de LAGC, FUL 13.....	163
Tabla 5.23	Calibración de Válvulas de LAGC, FUL 51.....	168
Tabla 5.24	Lineamientos Económicos para proyectos de inversión de capital.....	169
Tabla 5.25	Data suministrada al Software SEEPLUS®, pozo FUL 91.....	170
Tabla 5.26	Flujos de caja, pozo FUL 91.....	171
Tabla 5.27	Niveles de Evaluación, aplicación LAGC en el pozo FUL 91.....	172
Tabla 5.28	Indicadores Económicos, pozo FUL 91.....	173
Tabla 5.29	Data suministrada al Software SEEPLUS®, pozo FUC 63.....	173

Tabla 5.30	Flujos de caja, pozo FUC 63.....	174
Tabla 5.31	Niveles de Evaluación, aplicación LAGC en el pozo FUC 63.....	175
Tabla 5.32	Indicadores Económicos, pozo FUC 63.....	176
Tabla 5.33	Data suministrada al Software SEEPLUS®, pozo FUL 90.....	176
Tabla 5.34	Flujos de caja, pozo FUL 90.....	177
Tabla 5.35	Niveles de Evaluación, aplicación LAGC en el pozo FUL 90.....	178
Tabla 5.36	Indicadores Económicos, pozo FUL 90.....	179
Tabla 5.37	Data suministrada al Software SEEPLUS®, pozo FUL 74.....	179
Tabla 5.38	Flujos de caja, pozo FUL 74.....	180
Tabla 5.39	Niveles de Evaluación, aplicación LAGC en el pozo FUL 74.....	181
Tabla 5.40	Indicadores Económicos, pozo FUL 74.....	182
Tabla 5.41	Data suministrada al Software SEEPLUS®, pozo FUL 25.....	182
Tabla 5.42	Flujos de caja, pozo FUL 25.....	183
Tabla 5.43	Niveles de Evaluación, aplicación LAGC en el pozo FUL 25.....	184
Tabla 5.44	Indicadores Económicos, pozo FUL 25.....	185
Tabla 5.45	Data suministrada al Software SEEPLUS®, pozo FUC 45.....	185
Tabla 5.46	Flujos de caja, pozo FUC 45.....	186
Tabla 5.47	Niveles de Evaluación, aplicación LAGC en el pozo FUC 45.....	187
Tabla 5.48	Indicadores Económicos, pozo FUC 45.....	188
Tabla 5.49	Data suministrada al Software SEEPLUS®, pozo FUL 50.....	188
Tabla 5.50	Flujos de caja, pozo FUL 50.....	189
Tabla 5.51	Niveles de Evaluación, aplicación LAGC en el pozo FUL 50.....	190
Tabla 5.52	Indicadores Económicos, pozo FUL 50.....	191
Tabla 5.53	Data suministrada al Software SEEPLUS®, pozo FUL 58.....	191
Tabla 5.54	Flujos de caja, pozo FUL 58.....	192
Tabla 5.55	Niveles de Evaluación, aplicación LAGC en el pozo FUL 58.....	193
Tabla 5.56	Indicadores Económicos, pozo FUL 58.....	194
Tabla 5.57	Data suministrada al Software SEEPLUS®, pozo FUL 85.....	194
Tabla 5.58	Flujos de caja, pozo FUL 85.....	195
Tabla 5.59	Niveles de Evaluación, aplicación LAGC en el pozo FUL 85.....	196
Tabla 5.60	Indicadores Económicos, pozo FUL 85.....	197
Tabla 5.61	Data suministrada al Software SEEPLUS®, pozo FUC 15.....	197
Tabla 5.62	Flujos de caja, pozo FUC 15.....	198
Tabla 5.63	Niveles de Evaluación, aplicación LAGC en el pozo FUC 15.....	199
Tabla 5.64	Indicadores Económicos, pozo FUC 15.....	200
Tabla 5.65	Data suministrada al Software SEEPLUS®, pozo FUL 63.....	200
Tabla 5.66	Flujos de caja, pozo FUL 63.....	201

Tabla 5.67	Niveles de Evaluación, aplicación LAGC en el pozo FUL 63.....	202
Tabla 5.68	Indicadores Económicos, pozo FUL 63.....	203
Tabla 5.69	Data suministrada al Software SEEPLUS®, pozo FUL 39.....	203
Tabla 5.70	Flujos de caja, pozo FUL 39.....	204
Tabla 5.71	Niveles de Evaluación, aplicación LAGC en el pozo FUL 39.....	205
Tabla 5.72	Indicadores Económicos, pozo FUL 39.....	206
Tabla 5.73	Data suministrada al Software SEEPLUS®, pozo FUC 22.....	206
Tabla 5.74	Flujos de caja, pozo FUC 22.....	207
Tabla 5.75	Niveles de Evaluación, aplicación LAGC en el pozo FUC 22.....	208
Tabla 5.76	Indicadores Económicos, pozo FUC 22.....	209
Tabla 5.77	Data suministrada al Software SEEPLUS®, pozo FUC 20.....	209
Tabla 5.78	Flujos de caja, pozo FUC 20.....	210
Tabla 5.79	Niveles de Evaluación, aplicación LAGC en el pozo FUC 20.....	211
Tabla 5.80	Indicadores Económicos, pozo FUC 20.....	212
Tabla 5.81	Data suministrada al Software SEEPLUS®, pozo FN 19.....	212
Tabla 5.82	Flujos de caja, pozo FN 19.....	213
Tabla 5.83	Niveles de Evaluación, aplicación LAGC en el pozo FN 19.....	214
Tabla 5.84	Indicadores Económicos, pozo FN 19.....	215
Tabla 5.85	Data suministrada al Software SEEPLUS®, pozo FUL 13.....	215
Tabla 5.86	Flujos de caja, pozo FUL 13.....	216
Tabla 5.87	Niveles de Evaluación, aplicación LAGC en el pozo FUL 13.....	217
Tabla 5.88	Indicadores Económicos, pozo FUL 13.....	218
Tabla 5.89	Data suministrada al Software SEEPLUS®, pozo FUL 51.....	218
Tabla 5.90	Flujos de caja, pozo FUL 51.....	219
Tabla 5.91	Niveles de Evaluación, aplicación LAGC en el pozo FUL 51.....	220
Tabla 5.92	Indicadores Económicos, pozo FUL 51.....	221
Tabla 5.93	Resultados generales de la evaluación económica.....	221
Tabla 5.94	Ganancial en tasa de crudo con la aplicación de LAG.....	222

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1	Pozo produciendo por LAG, campo Orocuai.....	12
Figura 2.2	Levantamiento Artificial por Gas Continuo.....	15
Figura 2.3	Curva de rendimiento del gas.....	16
Figura 2.4	Ciclo de funcionamiento de LAG intermitente.....	17
Figura 2.5	Curva de comportamiento de Afluencia para yacimientos subsaturados.....	28
Figura 2.6	Curva de Comportamiento de Afluencia según Vogel.....	29
Figura 2.7	Combinación de la curva IPR lineal y la de Vogel.....	31
Figura 2.8	Curva de Oferta versus Curva de Demanda.....	32
Figura 2.9	Curva de Gradiente Dinámico.....	33
Figura 2.10	Patrones de flujo multifásico en tuberías verticales.....	40
Figura 2.11	Patrones de flujo multifásico en tuberías horizontales.....	43
Figura 2.12	Flujos de caja de un proyecto de inversión.....	44
Figura 3.1	Ubicación del campo El Furrial.....	47
Figura 3.2	Modelo Estructural del campo El Furrial.....	48
Figura 3.3	Columna estratigráfica del campo El Furrial.....	50
Figura 3.4	Columna de Fluidos característica para el campo El Furrial.....	53
Figura 4.1	Esquema de CENTINELA®.....	60
Figura 4.2	Data del pozo necesaria para la evaluación en SEDLA®.....	65
Figura 4.3	Datos del Campo necesaria la evaluación de pozos en SEDLA®....	66
Figura 4.4	Construcción de pozos en WELLFLO®.....	68
Figura 4.5	Intervalos productores en WELLFLO®.....	69
Figura 4.6	Datos de los intervalos productores en WELLFLO®.....	70
Figura 4.7	Propiedades de los fluidos en WELLFLO®.....	70
Figura 5.1	Universo de Estudio.....	80
Figura 5.2	Análisis Nodal cotejado en cabezal. Condiciones actuales, FUL 91.	86
Figura 5.3	Análisis Nodal cotejado en fondo. Condiciones actuales, FUL 91...	86
Figura 5.4	Posicionamiento de Válvulas, FUL 91.....	88
Figura 5.5	Análisis Nodal pozo con LAGC cotejado en cabezal, FUL 91.....	89
Figura 5.6	Análisis Nodal pozo con LAGC cotejado en fondo, FUL 91.....	89
Figura 5.7	Análisis Nodal cotejado en cabezal. Condiciones actuales, FUC 63.	91
Figura 5.8	Análisis Nodal cotejado en fondo. Condiciones actuales, FUC 63...	91
Figura 5.9	Posicionamiento de Válvulas, FUC 63.....	93
Figura 5.10	Análisis Nodal pozo con LAGC cotejado en cabezal, FUC 63.....	93
Figura 5.11	Análisis Nodal pozo con LAGC cotejado en fondo, FUC 63.....	94
Figura 5.12	Análisis Nodal cotejado en cabezal. Condiciones actuales, FUL 90.	96
Figura 5.13	Análisis Nodal cotejado en fondo. Condiciones actuales, FUL 90...	96
Figura 5.14	Posicionamiento de Válvulas, FUL 90.....	98
Figura 5.15	Análisis Nodal pozo con LAGC cotejado en cabezal, FUL 90.....	99
Figura 5.16	Análisis Nodal pozo con LAGC cotejado en fondo, FUL 90.....	99

Figura 5.17	Análisis Nodal cotejado en cabezal. Condiciones actuales, FUL 74.	101
Figura 5.18	Análisis Nodal cotejado en fondo. Condiciones actuales, FUL 74...	101
Figura 5.19	Posicionamiento de Válvulas, FUL 74.....	103
Figura 5.20	Análisis Nodal pozo con LAGC cotejado en cabezal, FUL 74.....	103
Figura 5.21	Análisis Nodal pozo con LAGC cotejado en fondo, FUL 74.....	104
Figura 5.22	Análisis Nodal cotejado en cabezal. Condiciones actuales, FUL 25I.....	106
Figura 5.23	Análisis Nodal cotejado en fondo. Condiciones actuales, FUL 25I..	106
Figura 5.24	Posicionamiento de Válvulas, FUL 25.....	108
Figura 5.25	Análisis Nodal pozo con LAGC cotejado en cabezal, FUL 25.....	108
Figura 5.26	Análisis Nodal pozo con LAGC cotejado en fondo, FUL 25.....	109
Figura 5.27	Análisis Nodal cotejado en cabezal. Condiciones actuales, FUC 45.	111
Figura 5.28	Análisis Nodal cotejado en fondo. Condiciones actuales, FUC 45...	111
Figura 5.29	Posicionamiento de Válvulas, FUC 45.....	113
Figura 5.30	Análisis Nodal pozo con LAGC cotejado en cabezal, FUC 45.....	114
Figura 5.31	Análisis Nodal pozo con LAGC cotejado en fondo, FUC 45.....	114
Figura 5.32	Análisis Nodal cotejado en cabezal. Condiciones actuales, FUL 50S.....	116
Figura 5.33	Análisis Nodal cotejado en fondo. Condiciones actuales, FUL 50S.	117
Figura 5.34	Posicionamiento de Válvulas, FUL 50.....	118
Figura 5.35	Análisis Nodal pozo con LAGC cotejado en cabezal, FUL 50.....	119
Figura 5.36	Análisis Nodal pozo con LAGC cotejado en fondo, FUL 50.....	119
Figura 5.37	Análisis Nodal cotejado en cabezal. Condiciones actuales, FUL 58.	122
Figura 5.38	Análisis Nodal cotejado en fondo. Condiciones actuales, FUL 58...	122
Figura 5.39	Posicionamiento de Válvulas, FUL 58.....	124
Figura 5.40	Análisis Nodal pozo con LAGC cotejado en cabezal, FUL 58.....	124
Figura 5.41	Análisis Nodal pozo con LAGC cotejado en fondo, FUL 58.....	125
Figura 5.42	Análisis Nodal cotejado en cabezal. Condiciones actuales, FUL 85.	126
Figura 5.43	Análisis Nodal cotejado en fondo. Condiciones actuales, FUL 85...	127
Figura 5.44	Posicionamiento de Válvulas, FUL 85.....	128
Figura 5.45	Análisis Nodal pozo con LAGC cotejado en cabezal, FUL 85.....	129
Figura 5.46	Análisis Nodal pozo con LAGC cotejado en fondo, FUL 85.....	129
Figura 5.47	Análisis Nodal cotejado en cabezal, completación sencilla, FUC 15.....	131
Figura 5.48	Análisis Nodal cotejado en fondo, completación sencilla, FUC 15...	132
Figura 5.49	Posicionamiento de Válvulas, FUC 15.....	133
Figura 5.50	Análisis Nodal pozo con LAGC cotejado en cabezal, FUC 15.....	134
Figura 5.51	Análisis Nodal pozo con LAGC cotejado en fondo, FUC 15.....	134
Figura 5.52	Análisis Nodal cotejado en cabezal. Condiciones actuales, FUL 63.	136
Figura 5.53	Análisis Nodal cotejado en fondo. Condiciones actuales, FUL 63....	136
Figura 5.54	Posicionamiento de Válvulas, FUL 63.....	138
Figura 5.55	Análisis Nodal pozo con LAGC cotejado en cabezal, FUL 63.....	138

Figura 5.56	Análisis Nodal pozo con LAGC cotejado en fondo, FUL 63.....	139
Figura 5.57	Análisis Nodal cotejado en cabezal. Condiciones actuales, FUL 39.	140
Figura 5.58	Análisis Nodal cotejado en fondo. Condiciones actuales, FUL 39...	140
Figura 5.59	Posicionamiento de Válvulas, FUL 39.....	142
Figura 5.60	Análisis Nodal pozo con LAGC cotejado en cabezal, FUL 39.....	142
Figura 5.61	Análisis Nodal pozo con LAGC cotejado en fondo, FUL 39.....	143
Figura 5.62	Análisis Nodal cotejado en cabezal. Condiciones actuales, FUC 22.	145
Figura 5.63	Análisis Nodal cotejado en fondo. Condiciones actuales, FUC 22...	145
Figura 5.64	Posicionamiento de Válvulas, FUC 22.....	146
Figura 5.65	Análisis Nodal pozo con LAGC cotejado en cabezal, FUC 22.....	147
Figura 5.66	Análisis Nodal pozo con LAGC cotejado en fondo, FUC 22.....	148
Figura 5.67	Análisis Nodal cotejado en cabezal. Condiciones actuales, FUC 20I.....	150
Figura 5.68	Análisis Nodal cotejado en fondo. Condiciones actuales, FUC 20I.	150
Figura 5.69	Posicionamiento de Válvulas, FUC 20.....	152
Figura 5.70	Análisis Nodal pozo con LAGC cotejado en cabezal, FUC 20.....	152
Figura 5.71	Análisis Nodal pozo con LAGC cotejado en fondo, FUC 20.....	153
Figura 5.72	Análisis Nodal cotejado en cabezal. Condiciones actuales, FN 19...	154
Figura 5.73	Análisis Nodal cotejado en fondo. Condiciones actuales, FN 19.....	155
Figura 5.74	Posicionamiento de Válvulas, FN 19.....	156
Figura 5.75	Análisis Nodal pozo con LAGC cotejado en cabezal, FN 19.....	157
Figura 5.76	Análisis Nodal pozo con LAGC cotejado en fondo, FN 19.....	157
Figura 5.77	Análisis Nodal cotejado en cabezal. Condiciones actuales, FUL 13.	160
Figura 5.78	Análisis Nodal cotejado en fondo. Condiciones actuales, FUL 13...	160
Figura 5.79	Posicionamiento de Válvulas, FUL 13.....	162
Figura 5.80	Análisis Nodal pozo con LAGC cotejado en cabezal, FUL 13.....	162
Figura 5.81	Análisis Nodal pozo con LAGC cotejado en fondo, FUL 13.....	163
Figura 5.82	Análisis Nodal cotejado en cabezal. Condiciones actuales, FUL 51.	164
Figura 5.83	Análisis Nodal cotejado en fondo. Condiciones actuales, FUL 51...	165
Figura 5.84	Posicionamiento de Válvulas, FUL 51.....	166
Figura 5.85	Análisis nodal pozo con LAGC cotejado en cabezal, FUL 51.....	167
Figura 5.86	Análisis nodal pozo con LAGC cotejado en fondo, FUL 51.....	167
Figura 5.87	Flujos de caja, pozo FUL 91.....	171
Figura 5.88	Flujos de caja, pozo FUC 63.....	174
Figura 5.89	Flujos de caja, pozo FUL 90.....	177
Figura 5.90	Flujos de caja, pozo FUL 74.....	180
Figura 5.91	Flujos de caja, pozo FUL 25.....	183
Figura 5.92	Flujos de caja, pozo FUC 45.....	186
Figura 5.93	Flujos de caja, pozo FUL 50.....	189
Figura 5.94	Flujos de caja, pozo FUL 58.....	192
Figura 5.95	Flujos de caja, pozo FUL 85.....	195
Figura 5.96	Flujos de caja, pozo FUC 15.....	198
Figura 5.97	Flujos de caja, pozo FUL 63.....	201

Figura 5.98	Flujos de caja, pozo FUL 39.....	204
Figura 5.99	Flujos de caja, pozo FUC 22.....	207
Figura 5.100	Flujos de caja, pozo FUC 20.....	210
Figura 5.101	Flujos de caja, pozo FN 19.....	213
Figura 5.102	Flujos de caja, pozo FUL 13.....	216
Figura 5.103	Flujos de caja, pozo FUL 51.....	219

INTRODUCCIÓN

El Distrito Furrial de la Empresa PDVSA Producción Oriente se encarga de la explotación de los hidrocarburos provenientes de los Campos Orocuál, El Furrial y Jusepin ubicados en el Norte del Estado Monagas, su misión es maximizar el valor económico a largo plazo de las reservas de hidrocarburos gaseosos y no gaseosos provenientes de estos Campos, garantizando la seguridad de sus instalaciones y el personal, en armonía con el medio ambiente.

Desde su descubrimiento en 1986 con el pozo Furrial-1X, completado a 4565 m, con una producción de 7500 BNPD, el Campo El Furrial se convirtió en una de las áreas operacionales más importantes del país. El Petróleo Original en Sitio (POES) estimado para el Campo es de 8642 MMBN, con un factor de recobro del 48.5%, las reservas probadas totales fueron cuantificadas en 4192 MMBN, luego de la incorporación de 3019 MMBN correspondientes a procesos de Recuperación Secundaria mediante la inyección de agua y gas. La producción acumulada de petróleo del Campo El Furrial para comienzos del año 2012 fue de 3007 MMBN, lo que representa un 72% del volumen de reservas estimadas. En la actualidad la producción neta de crudo es de aproximadamente 370 MBPD, con un corte de agua cercano al 20%, mediante flujo natural.

Hoy día, el Campo El Furrial exhibe un elevado nivel de agotamiento energético, lo que ha traído como consecuencia una caída en la producción de más de 30 MBND en menos de 6 meses. La presión de yacimiento disminuye y cada vez resulta más difícil mantener la producción mediante flujo natural, es por ello que el nuevo esquema de explotación del Campo está basado en la aplicación de métodos de Levantamiento Artificial.

Más del 90% de los pozos productores en todo el mundo emplea algún método de Levantamiento Artificial para alcanzar mejores niveles de producción. La presión de yacimiento en estos pozos es habitualmente insuficiente para transportar el crudo hasta superficie de manera que se debe complementar el mecanismo de empuje natural para contrarrestar la declinación de presión. Una de las técnicas más difundidas y utilizadas es el método de Levantamiento Artificial por Gas, que ha sido empleado tanto en el Occidente como el Oriente de Venezuela.

Esta investigación se desarrollará en cinco (5) capítulos, los cuales se describen a continuación:

Capítulo I: Incluirá el planteamiento del problema, objetivo general, objetivos específicos, alcance, justificación y limitaciones de la investigación.

Capítulo II: Corresponderá al marco teórico, incluirá los antecedentes de la investigación y las bases teóricas del estudio.

Capítulo III: Presenta la descripción de las características más relevantes del Campo El Furrial.

Capítulo IV: Contemplará el diseño y nivel de la investigación, la población y la muestra del estudio, técnicas de recolección de datos y metodología de trabajo.

Capítulo V: Se incluirán los análisis de los resultados.

CAPITULO I

EL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Los Campos maduros aportan un 70% de la producción mundial de crudo, lo que centra el interés de la industria en optimizar la explotación de los mismos. Dichos Campos exhiben habitualmente un aumento excesivo en el corte de agua, tanto por la presencia de un acuífero natural en las zonas productivas como por los programas de inyección de agua para Recuperación Secundaria, y con esta la consecuente declinación de producción.

El Furrial es considerado como un Campo maduro, ya que después de 26 años de producción se han drenado aproximadamente un 72% de las reservas totales, los procesos de recobro secundario mediante inyección de agua y gas han permitido mantener estable los niveles de producción durante años, sin embargo en la actualidad la canalización tanto del gas como del agua hacia los pozos productores han disminuido el factor de reemplazo de fluidos a nivel de yacimiento generando las siguientes problemáticas en el área: bajas presiones de yacimiento, aumento acelerado del corte de agua, aumento de producción de gas, congestión del sistema de producción, precipitación de asfáltenos, escamas, arenamiento, etc.

Un reciente estudio sobre declinación energética realizado por la Gerencia de Desarrollo de Yacimientos del Distrito Furrial de PDVSA Producción Oriente obtuvo como resultados que la declinación para los yacimientos NAR S FUC 1, NAR I FUC 1 y CRE FUC 1 del Campo El Furrial son de 30%, 23% y 27% respectivamente. Los

últimos pozos completados en el área han requerido de un proceso de inducción con Nitrógeno para iniciar producción en vista de que la presión de yacimiento no es suficiente para levantar la columna hidrostática del pozo. En resumen, el agotamiento es inevitable y cada vez es más difícil continuar la producción mediante flujo natural; no obstante, una buena gerencia de explotación y el uso de las tecnologías disponibles en el mercado podrían garantizar un recobro efectivo de las reservas.

La alarmante situación de la producción conlleva a plantear una nueva estrategia de explotación basada en la aplicación de métodos de Levantamiento Artificial. Es por ello que el presente Trabajo Especial de Grado busca resolver la siguiente interrogante ¿Es factible la aplicación de Levantamiento Artificial por Gas en pozos del Campo El Furrial?

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo General:

Estudiar la factibilidad técnico- económica para la aplicación de Levantamiento Artificial por Gas en pozos pertenecientes al Campo El Furrial.

1.2.2 Objetivos Específicos:

- Seleccionar los pozos del Campo El Furrial candidatos a producir mediante la aplicación de un sistema de Levantamiento Artificial por Gas.
- Diseñar la completación para pozos del Campo El Furrial que sean considerados candidatos a producir mediante Levantamiento Artificial por Gas.

- Evaluar la factibilidad económica de la aplicación del método de Levantamiento Artificial por Gas en pozos pertenecientes al Campo El Furrial.

1.3 ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN

Los yacimientos asociados al Campo El Furrial muestran un elevado nivel de agotamiento energético y en algunos casos la presión es insuficiente para levantar la columna hidrostática en los pozos productores, por tanto sino se redefine el esquema de explotación del Campo esto conllevaría a una inminente caída en la producción. Con el objeto de presentar una alternativa para mantener la producción mediante el uso de las tecnologías sobre Levantamiento Artificial disponibles en la industria, en esta investigación se plantea una opción que permita reactivar pozos que fueron cerrados por alto corte de agua/ baja presión de yacimiento y además aumentar la producción en pozos actualmente activos, en ambos casos mediante la aplicación del método de Levantamiento Artificial por Gas. Este estudio se limitará a evaluar la aplicabilidad de Levantamiento Artificial por Gas en todos los pozos inactivos y en pozos activos con tasas de crudo inferiores a 1000 BPD.

1.4 JUSTIFICACIÓN

Para mantener los niveles de producción del Campo El Furrial es necesario optimizar la producción de los pozos ya existentes y/o la perforación de nuevas localizaciones. En El Furrial se inyecta agua desde principios de 1992 y gas desde 1998, durante 20 años el proyecto de mantenimiento de presión ha sido de alto rendimiento, pero la declinación es inevitable, en la actualidad existen pozos productores que presentan alto corte de agua, producto de que fueron alcanzados por el frente de inyección. Por lo expuesto anteriormente, a fin de optimizar la producción, la nueva planificación de

explotación del Campo está basada en producir con alto corte de agua y utilizar métodos de Levantamiento Artificial para proporcionar energía a la columna de fluido a nivel de la tubería. Siendo el Levantamiento Artificial por Gas un método que puede ser aplicado a pozos con las características de los existentes en El Furrial se justifica llevar a cabo el presente estudio.

1.5 LIMITACIONES

En la actualidad son escasos los trabajos que han implicado el diseño de Levantamiento Artificial por Gas en pozos profundos, por lo cual existe poca información sobre el tema de interés.

Los pozos del Campo El Furrial producen en su totalidad por flujo natural, por tal motivo la aplicación de LAG requiere de una alta inversión inicial en virtud de que el área operacional del Campo no cuenta con toda la infraestructura necesaria para la inyección de gas a los pozos, también se deben adquirir equipos de instrumentación necesarios para el control y monitoreo de los pozos.

Con la aplicación de LAG se disminuye la presión de fondo fluyente producto de la reducción de la densidad de la columna hidrostática en el pozo. El crudo del Campo El Furrial es de naturaleza asfaltenica por tanto un alto diferencial de presión entre el fondo del pozo y el yacimiento podría causar la precipitación de asfáltenos en los perforados, lo cual reduciría la productividad del yacimiento y por ende esto se reflejaría en pérdidas de producción y de reservas recuperables. Además de ello dicha reducción de la presión de fondo fluyente podría generar problemas con arenamiento y calcita, no obstante los objetivos de este Trabajo Especial de Grado no permiten evaluar el efecto de la aplicación de LAG en los problemas de producción antes mencionados.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES ^{[1], [2], [3]}

En el año 1998 se instalaron 2 Bombas Electrosomergibles en el pozo FUL 16 del Campo El Furrial, las cuales fallaron en menos de 24 horas por alta producción de sólidos y alta temperatura.

En 1991 Cameron M. Laing realiza un estudio sobre la aplicación de Levantamiento Artificial por Gas en el Campo North West Hutton localizado en el Mar del Norte, la explotación del mismo inicia en 1983. El petróleo producido en este Campo es proveniente de un yacimiento de areniscas del Jurásico Medio ubicada a 12.000 pies “subsea”. Debido a un agotamiento rápido de la presión y producción del yacimiento se inició un proceso de mantenimiento de presión con inyección de agua en Febrero de 1984, sin embargo seis meses después muchos pozos presentaron alta producción de agua y baja presión de yacimiento, es por ello que se cambio el método de producción a Levantamiento Artificial por Gas. Se realizó el diseño y posterior análisis de funcionamiento de Levantamiento Artificial por Gas para un pozo cuya predicción oficial era producir inicialmente 3000 BPD de crudo con 0% de corte de agua y luego de 1 año la producción disminuiría a 1300 BPD con 35% de corte de agua. Cuando el pozo fue perforado el funcionamiento fue dramáticamente diferente a la predicción, pruebas iniciales arrojaron más de 20.000 BLPD con 96% de corte de agua, fluyendo naturalmente. Al aplicar Levantamiento Artificial por Gas, el pozo estuvo produciendo 16.000 BLPD con 87% de corte de agua, estudios sugirieron que el gas estaba siendo inyectado a través de la válvula 2 ubicada a unos 4400 pies. El

primer estudio de presión de fondo y temperatura fue llevado a cabo cuando el pozo estaba produciendo aproximadamente 10.500 BLPD con 69% de corte de agua y la inyección de gas ocurre a través de la válvula 5. Un segundo estudio fue hecho en Junio de 1988, el pozo estaba produciendo 6600 BLPD con corte de agua del 70%, la inyección ocurre a través de las válvulas 8 y 9. La válvula orificio de 1” en el fondo es incapaz de manejar por su cuenta la demanda de gas con la presión diferencial disponible. A pesar de los múltiples puntos de inyección la producción fue estable.

Corro, Marcos (2002), presentó ante la Universidad Central de Venezuela el trabajo de grado titulado “METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DE CAMBIO DE MÉTODOS DE PRODUCCIÓN” en este estudio se evaluaron posibles esquemas de producción en la segregación Rosa Mediano (Estado Zulia), en dicha área era necesario evaluar la factibilidad de cambiar el método de Levantamiento Artificial. El 95% de los pozos de la segregación producían por Levantamiento Artificial por Gas; no obstante, se decidió rediseñar el plan de explotación debido a un problema de consumo de gas comprimido, es por ello que se llevo a cabo este estudio para evaluar la adaptabilidad de métodos de Levantamiento Artificial a pozos pertenecientes a la segregación Rosa Mediano. Se evaluaron 30 pozos de la segregación y el análisis arrojó que 4 de ellos eran candidatos a cambio de método de producción, resultando Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP) la mejor alternativa a aplicar en dichos pozos.

Romero, Juan (2010), presentó ante la Universidad de Oriente un Trabajo de Grado titulado: “ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO - ECONÓMICA DE LA APLICACIÓN DE MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN POZOS PROFUNDOS PERTENECIENTES AL CAMPO EL FURRIAL”. Su principal objetivo fue la determinación del método de Levantamiento Artificial óptimo para pozos profundos del Campo El Furrial, seleccionó una muestra de tres pozos candidatos (FUL 20, FUL 41 y FUC 27). El método de Levantamiento Artificial que

resultó aplicable para estos pozos fue Bombeo Electrosumergible (BES), se realizó un diseño de los equipos de BES. El resultado final de la investigación arrojó que el cambio de método de producción es técnica y económicamente factible.

2.2 FLUJO NATURAL ^[4]

En este caso el movimiento del fluido desde el fondo del pozo hacia superficie se efectúa por la presión natural que tienen los yacimientos. El petróleo y el gas son desplazados hacia los pozos productores por flujo natural, mediante los siguientes mecanismos de producción:

a. Empuje por Gas en solución

En este tipo de yacimientos la presión inicial está por encima o igual a la presión del punto de burbuja. Todo el gas disuelto en el crudo y el petróleo mismo forman una sola fase a la presión y temperatura del yacimiento, por tanto no existe una capa o casquete de gas. En los yacimientos que exhiben este tipo de mecanismo de empuje la saturación de agua promedio dentro del volumen poroso está cerca del valor irreducible. Al comenzar la etapa de producción, el diferencial de presión creado hace que el gas comience a expandirse y arrastre el petróleo del yacimiento hacia los pozos, durante cierta parte de la vida productiva del yacimiento. Con la extracción de fluidos del espacio poroso disminuye la presión del sistema; si se alcanza la presión de burbuja rápidamente se tendrá la evolución del gas libre en el yacimiento.

b. Empuje por Agua

Cuando disminuye la presión producto de la extracción de fluidos, en yacimientos que tienen asociado un acuífero activo, se crea un diferencial de presión a través del

contacto agua- petróleo (CAPO). El acuífero ayuda a mantener la energía del sistema y permite además un desplazamiento inmisible del petróleo hacia los pozos productores. A medida que disminuye la presión en la zona de petróleo, el agua se expande, invade el yacimiento y reemplaza parcialmente los fluidos extraídos.

c. Empuje por capa de gas

Este tipo de mecanismo es característico de yacimientos con presiones inferiores a la presión de burbuja y los cuales presentan una capa gaseosa formada a partir del gas que se libera del crudo, al alcanzar la saturación de gas crítica. El gas se expande cuando disminuye la presión dentro del yacimiento, choca con la parte superior de la estructura (trampa) ocasionando un empuje hacia abajo del fluido y este actuará como si fuese un pistón desplazando el petróleo hacia una zona de presión inferior, es decir al fondo del pozo para su consecuente producción.

d. Empuje por compactación

A medida que se extrae fluido, la presión en el yacimiento disminuye y se incrementa la diferencia entre la presión de sobrecarga y la presión de poro, por lo cual la roca tiende a comprimirse y disminuir el volumen poroso, forzando a los fluidos a desplazarse hacia una zona de menor energía, siendo esta el fondo del pozo. En este tipo de mecanismos el ritmo de declinación de presión con la producción es muy pronunciado.

e. Segregación gravitacional

En un yacimiento de empuje por segregación gravitacional, el gas a medida que se libera del crudo se mueve hacia el tope de la roca yacimiento, mientras que el

petróleo hacia abajo, debe existir una alta permeabilidad vertical, de manera tal que las fuerzas gravitacionales sean mayores a las fuerzas viscosas dentro del volumen poroso. Si el yacimiento presenta alto buzamiento actúa un mecanismo similar denominado drenaje gravitacional, en este caso el movimiento del crudo es paralelo al ángulo de buzamiento, en vez de ser perpendicular a este.

En el caso del Campo El Furrial los yacimientos son altamente subsaturados y se comportan como volumétricos, por tanto los mecanismos de empuje principales son: Gas en solución y compactación de la roca.

2.3 MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

El movimiento de fluidos desde el fondo del pozo hacia superficie, puede ocurrir de forma natural si la energía del yacimiento es suficientemente alta para levantar la columna de fluidos, o por el contrario si la presión del yacimiento es baja y solo es suficiente para que el fluido llegue hasta cierto nivel del pozo se debe aplicar algún mecanismo de Levantamiento Artificial, entre estos tenemos:

- Bombeo Electrosumergible (**BES**).
- Bombeo de Cavidades Progresivas (**BCP**).
- Bombeo Mecánico (**BM**).
- Bombeo Hidráulico (**BH**).
- Levantamiento Artificial por Gas (**LAG**).

La propuesta de este Trabajo Especial de Grado es aplicar Levantamiento Artificial por Gas (LAG) para mantener la producción y contrarrestar los efectos de la declinación energética en el Campo El Furrial por tanto dicho método de Levantamiento Artificial es explicado a continuación.

2.4 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS (LAG)

Este método de Levantamiento Artificial consiste en inyectar gas a alta presión en la tubería a fin de reducir la carga hidrostática de la columna de fluidos dentro del pozo y de esta manera disminuir la contrapresión a la formación productiva. El proceso de inyección de gas se puede hacer a través de 2 métodos diferentes: Levantamiento Artificial por Gas Continuo y Levantamiento Artificial por Gas Intermitente.

En la Figura 2.1 se muestra un pozo produciendo mediante Levantamiento Artificial por Gas perteneciente al Campo Orocual, operado por PDVSA Producción Oriente.



Figura 2.1 Pozo produciendo por LAG, Campo Orocual

2.4.1 Levantamiento Artificial por Gas Continuo (LAGC) ^{[5], [6], [7], [8]}

El propósito del Levantamiento Artificial por Gas Continuo es disminuir la densidad de la columna hidrostática mediante la inyección de gas a alta presión que complementa el gas de formación y permite elevar los fluidos del fondo del pozo hasta superficie, producto de la existencia de una menor Presión de fondo fluyente (P_{wf}).

Alcanzando una menor P_{wf} , se obtiene un mayor aporte de fluidos desde la formación debido a que existe un diferencial de presión mayor entre el yacimiento y el pozo. Este método es utilizado en pozos con elevado Índice de Productividad (IP). El LAGC es similar al método de producción por flujo natural con la diferencia que la relación gas líquido en la columna de fluidos es afectada por la inyección de gas comprimido. El gas disminuye el peso de la columna de tal forma que la energía del yacimiento resultará suficiente para elevar los fluidos hasta superficie. Es necesario inyectar gas lo mas profundo posible para reducir sustancialmente el peso de la columna e inyectar establemente la tasa de gas adecuada para que el aumento adicional de la fricción en la corriente multifásica no anule la reducción adicional de peso. Existen tres tipos de LAGC, los cuales son:

- **LAGC Tubular:** El gas es inyectado por el espacio anular existente entre la tubería de producción y la de revestimiento, y este es llevado a superficie conjuntamente con los fluidos aportados por el yacimiento a través de la sarta de producción.
- **LAGC Anular:** El gas es inyectado por la tubería de producción hacia el espacio anular existente entre esta y la tubería de revestimiento, la producción se lleva a cabo por el espacio anular antes mencionado.

- **Uso de tuberías enrolladas (“coiled tubing”):** Existe una variante de este tipo de LAGC donde se inyecta el gas por una tubería enrollable introducida en la tubería de producción y se produce por el espacio anular existente entre la tubería de producción y el “Coiled Tubing”.

Para alcanzar el mandril operativo más profundo, con la presión de inyección disponible, se deben colocar varias válvulas de inyección intermedias, denominadas válvulas de descarga que solo deberían funcionar durante la etapa de arranque del pozo. Otras situaciones donde deberían funcionar las válvulas de descarga son por ejemplo, luego de un paro del compresor que alimenta el gas de inyección, luego de una pesca y reparación de válvula, etc. Cabe señalar que si se diseñaran instalaciones de LAGC con una sola válvula en el fondo del pozo, sería necesaria una presión de inyección de gas excesivamente alta para poder levantar toda la columna hidrostática de fluido y transportarla hasta la superficie. Esto se agravaría en pozos profundos y con fluidos densos y/o viscosos. Cuando se dispone de válvulas de descarga y una vez que el fluido que se encuentra por encima de la válvula es desplazado por el gas inyectado, el peso de la columna se reduce significativamente, requiriendo una menor presión de inyección de gas. Las válvulas de descarga están ubicadas a distintas profundidades y tienen diferentes calibraciones para permitir que el punto de inyección baje gradualmente. En la Figura 2.2 se muestra el proceso de inyección de gas de forma continua.

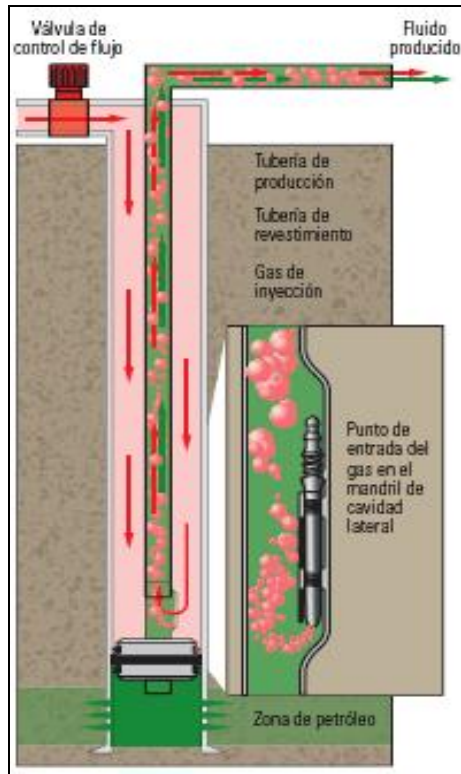


Figura 2.2 Levantamiento Artificial por Gas Continuo ^[8]

La eficiencia de levantamiento a nivel de pozo se mide por el consumo de gas requerido para producir cada barril normal de petróleo, dicha eficiencia aumenta a medida que se inyecta por el punto más profundo posible la tasa de gas adecuada, de acuerdo al comportamiento de producción del pozo. Lo antes expuesto, puede verse en una curva de tasa de líquido (Q_l) versus la tasa de gas inyectada (Q_{iny}), mejor conocida como “Curva de Rendimiento del gas” la cual es mostrada en la Figura 2.3, En la misma pueden visualizarse 3 zonas para la evaluación de la tasa de gas de inyección óptima:

Zona A: Donde un aumento en la tasa de inyección de gas permitirá obtener un gran ganancial en tasa de líquido.

Zona B: Al aumentar la tasa de inyección no aumenta significativamente la tasa de líquido obtenido.

Zona C: Los efectos de fricción anulan la reducción de densidad de la columna hidrostática en el pozo generando una disminución en la tasa de producción de líquido.

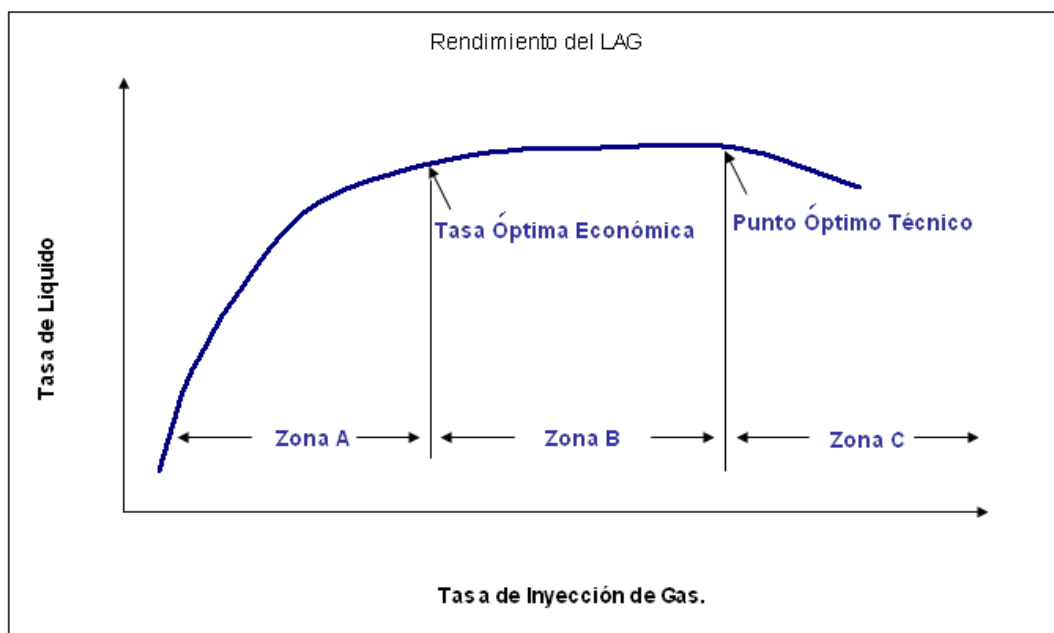


Figura 2.3 Curva de rendimiento del gas ^[9]

2.4.2 Levantamiento Artificial por Gas Intermitente (LAGI) ^{[5], [7], [10]}

La inyección de gas de forma intermitente, tiene como objetivo principal impulsar hacia la superficie un tapón de líquido que inicialmente se encuentra por encima del punto de inyección. La inyección se realiza a través de una válvula piloto ubicada a una profundidad conveniente, ver Figura 2.4.

Existen 1 diferencia importante con respecto al LAGC: En este caso no se utiliza válvula de orificio sino que se coloca una válvula calibrada, que evita una transferencia continua de gas desde la tubería de inyección hacia la de producción. También mantiene presurizada la tubería de inyección hasta el próximo ciclo, lo que permite ahorrar el volumen de gas inyectado.

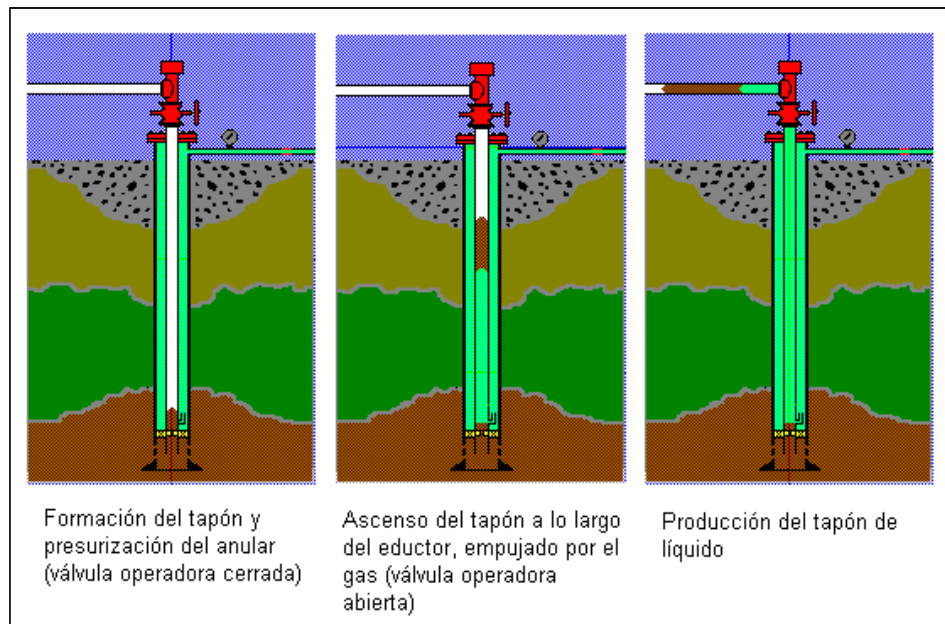


Figura 2.4 Ciclo de funcionamiento de LAG intermitente ^[10]

La técnica de LAGI presenta las siguientes variantes:

- **LAGI convencional:** El ciclo de funcionamiento de un pozo produciendo por este método se puede dividir en dos fases: una primera en la que se está acumulando la presión necesaria para producir el tapón de líquido en formación, y otra en la que el tapón de líquido generado en el fondo del pozo es empujado hacia la superficie por el gas de levantamiento. Es decir, un ciclo de funcionamiento de un pozo por esta técnica se inicia con la formación del tapón de líquido a levantar y la presurización del revestidor, hasta alcanzar la presión de

apertura de la válvula operadora. Al abrirse ésta, el gas pasa al eductor y empuja el tapón de líquido hasta la superficie; parte del líquido se pierde por resbalamiento. Cuando el tapón de líquido llega al separador, si la presión en el revestidor ha caído lo suficiente como para que la válvula operadora cierre, se inicia un nuevo ciclo con la acumulación de gas en el revestidor y líquido en el eductor. En caso contrario, venteará gas hasta tanto se alcance en el anular la presión de cierre de la válvula.

- **LAGI con pistón metálico:** El principio fundamental de este tipo de levantamiento es el uso de un pistón libre que viaja en la tubería de producción, y que funciona de interfase entre el tapón de líquido a producir y el gas de levantamiento que es inyectado en el fondo del pozo, a través de una válvula; así se minimizan las pérdidas de líquido por penetración del gas en el tapón de líquido. Igualmente, este tipo de instalación es muy recomendado para pozos que poseen altos índices de deposición de hidratos y parafinas en la tubería de producción, ya que el movimiento del pistón a través de dicha tubería, permite que ésta se mantenga limpia. Un ciclo de funcionamiento para este tipo de técnica se inicia con la acumulación de gas de inyección en el revestidor y la generación de la columna de líquido por levantar. Una vez que el gas en el revestidor alcanza la presión de apertura de la válvula operadora, se inicia su inyección a través de ésta hacia el eductor, y empuja el conjunto pistón metálico-tapón de líquido hasta la superficie. Parte del líquido se pierde por resbalamiento, pero en un porcentaje inferior al que ocurriría en LAG intermitente convencional. Cuando el tapón de líquido llega al separador, si la presión en el revestidor ha caído lo suficiente como para que la válvula operadora cierre, el pistón desciende hasta el resorte de parada y se inicia un nuevo ciclo con la acumulación de gas en el revestidor y líquido en el eductor. Y en caso contrario, venteará gas hasta tanto se alcance en el anular la presión de cierre de la válvula.

- **LAGI con cámara de acumulación (doble empacadura e insertada):** La instalación de una cámara de acumulación es una variante del levantamiento artificial por gas intermitente. Su objetivo principal es aumentar el volumen de fluido aportado por la formación, mediante el alojamiento de éste en un área mayor, lo que produce un menor incremento en la presión de fondo del pozo en comparación con el que existiría en una instalación intermitente convencional, para un mismo volumen de líquido acumulado. Esto origina un aumento en la producción diaria con una disminución del gas de inyección asociado. Este tipo de equipo se emplea usualmente en pozos con altos índices de productividad y con bajas presiones estáticas de formación, que impiden la generación de altas columnas de líquido. El ciclo de funcionamiento se inicia con la acumulación de crudo en la cámara, y la presurización del revestidor hasta alcanzar la presión de apertura de la válvula operadora. Al abrirse ésta, el gas es inyectado sobre la superficie de fluido en la cámara, desplazándolo hacia el eductor a través de la comunicación tubería - anular. Tan pronto como el líquido es desalojado de la cámara, el gas entra a la tubería de producción y empuja el tapón hasta la superficie, finalizando el ciclo cuando la válvula operadora alcanza su presión de cierre. Para este caso, el volumen de la cámara de acumulación corresponde al espacio comprendido entre dos empacaduras colocadas en el espacio anular y la válvula operadora se instala en la empacadura más próxima a la superficie.
- **LAGI con pistón metálico convencional:** La implementación de este método es útil para los pozos de petróleo que presentan relaciones gas-líquido de formación elevada y para aquellos pozos de gas natural que presentan problemas de acumulación de líquidos. Un ciclo de funcionamiento se inicia con el cierre de la válvula de control y la acumulación del gas y líquido provenientes del yacimiento, tanto en el eductor como en el revestidor. Estos últimos se presurizan por el gas hasta que el revestidor alcance una presión preestablecida en la cual la válvula de

control se abre, y ocasiona un diferencial de presión entre el revestidor y el educador. Esto produce una expansión del gas alojado en el revestidor y un desplazamiento del conjunto pistón - tapón de líquido acumulado hacia la superficie. Al llegar éstos a la superficie, en un ciclo óptimo, el tapón de líquido se desplaza a lo largo de la línea de flujo hasta el separador, la válvula de control se cierra y el pistón inicia su descenso hacia el fondo del pozo, con lo que comienza así un nuevo ciclo.

Ventajas del Levantamiento Artificial por Gas

- Tuberías de revestimiento de diámetros pequeños no representan ningún problema para este método de Levantamiento Artificial.
- Eficiente para altas RGL.
- No presenta problemas con producción de arena.
- LAGI es adaptable a pozos con bajo índice de productividad y baja presión dinámica de fondo.
- Capaz de producir tasas de flujo muy altas.
- Es flexible la conversión de LAG continuo a intermitente.
- Es aplicable en instalaciones costa afuera.
- Adaptable a pozos desviados.

Desventajas del Levantamiento Artificial por Gas

- Los ciclos para LAGI deben ser periódicamente ajustados.
- Son complicadas las pruebas de pozo en LAGI por el volumen de inyección de gas.
- Altos niveles de ruido en el compresor.

- LAGI tiene limitaciones de profundidad por que se produce deslizamiento de gas hacia el fondo de la tubería (<10.000 pies).
- Pierde eficiencia en crudos pesados.
- Requiere una fuente de gas a alta presión.
- No es eficiente en Campos pequeños y más aun si se necesita un equipo de compresión.

2.5 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS ^{[6], [11]}

La estructura de LAG está formada por un sistema de compresión, una red de distribución de gas a alta presión, equipos de medición y control del gas comprimido, los pozos y la red de recolección del gas a baja presión.

En el sistema de compresión se aumenta la presión del gas, luego a través de la red de distribución este gas es enviado a los pozos e inyectado en la tubería a través de una válvula ubicada a la mayor profundidad posible en el fondo del pozo. El gas de levantamiento conjuntamente con los fluidos producidos del yacimiento fluye hacia la superficie y es recolectado por las estaciones de flujo donde el gas separado es enviado al sistema de compresión a través de un sistema de recolección de gas a baja presión. El gas comprimido es utilizado nuevamente para levantamiento, combustible, inyección en los yacimientos, etc.

a. Sistema de Compresión

Esta constituido por uno o varios compresores y representa la fuente de energía externa del método de LAG. La función es comprimir el gas proveniente del sistema de recolección de gas de baja presión y descargarlo al sistema de distribución de gas a alta presión. La presión de descarga debe ser lo suficientemente alta para poder

inyectar el gas a la mayor profundidad posible. Los compresores pueden ser de dos tipos, Reciprocantes para comprimir volúmenes relativamente bajos (10-50 MMPCND) y Centrífugos para comprimir altos volúmenes diarios (100-200 MMPCND).

b. Sistema de Distribución de Gas

Es un conjunto de tuberías que transportan una parte del volumen de gas a alta presión desde el compresor hacia cada uno de los pozos asociados al sistema de LAG, adicionalmente debe distribuir la otra parte del gas comprimido a diferentes usos dentro del área operacional, por ejemplo inyección en los yacimientos o combustible.

c. Equipos de Medición y Control

Las presiones en el pozo y en la línea de flujo son un indicativo del funcionamiento del sistema de LAG, existen equipos de medición destinados a analizar, diagnosticar y optimizar dicho sistema, conformados por los registradores y reguladores de flujo, registradores y medidores de presión, válvulas de bloqueo, etc.

d. Sistema de Recolección de Fluidos

Es una red o sistema de tuberías que comunica los cabezales de los pozos con los múltiples de producción de las estaciones, y que conectan las estaciones de flujo con el sistema de compresión. Como su nombre lo indica la función del sistema de recolección de fluidos es transportar los fluidos producidos por los pozos hacia el separador en la estación de flujo, donde se separan la fase líquida, la cual es transportada a los tanques, y la fase gaseosa, que es enviada a la planta compresora.

e. Equipos de Subsuelo

- **Los Mandriles:** Es una sección tubular cuya función principal es servir de soporte para el asentamiento de las válvulas a la profundidad deseada, además de admitir la entrada de gas hacia la válvula de LAG; se instala con la tubería de producción. En sus extremos poseen roscas para conectarse a la sarta de producción formando, de este modo, parte de ella. La presión de inyección disponible y la profundidad de la formación productora determinan el número de mandriles que deben ser colocados en un pozo. Existen tres tipos de mandriles: Convencional, concéntrico y de bolsillo.

- **Mandril convencional:** 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. En la actualidad tiene poco uso, ya que para cambiar una válvula hay que sacar la sarta de tubería.
- **Mandril concéntrico:** En el centro del mandril se instala la válvula, existe movimiento de fluidos entre la válvula y el mandril. No es factible correr herramientas ni bombas de presión a través de él ni por debajo de la primera válvula, debido a que el área es muy limitada.
- **Mandril de bolsillo:** posee en su interior un receptáculo para alojar la válvula lo cual permite el paso de fluidos y de herramientas a través de toda la tubería sin ninguna obstrucción. 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.

- **Válvulas de Levantamiento:** Las válvulas de Levantamiento Artificial por Gas son básicamente, válvulas reguladoras de presión. Su función principal es permitir la

inyección de gas a alta presión hacia la tubería y así reducir la carga hidrostática generada por los fluidos en el pozo. Sus partes principales son: la nariz, a través de la cual se logra la admisión de gas desde el cuerpo de la válvula a la tubería de producción, el cuerpo de la válvula que permite la entrada de gas desde el anular y mediante el control de la presión lo trasmite a la tubería y por último la traba o candado, cuyo objetivo es permitir el agarre de la válvula para su asentamiento. Existen variados tipos de válvulas entre ellas tenemos: Válvulas Operadoras por Presión de Gas en el Anular, Válvulas de Estrangulamiento, Válvulas Operadas por Fluidos, Válvulas Combinadas, Válvulas de Orificio y Válvulas Ciegas.

- **Válvulas Operadoras por Presión de Gas en el Anular:** llamadas usualmente “Válvulas de Presión”. Estas válvulas son de un 50 a un 100 % sensitivas a la presión que hay en el anular, cuando están en posición cerrada; y 100 %, cuando están en posición abierta. Requieren de una restauración de presión en el anular para abrir y de una reducción de presión en el anular para cerrar.
- **Válvulas de Estrangulamiento:** también se conocen como “Válvulas de Flujo Continuo o Proporcionales“. Su comportamiento es igual a las de las válvulas de presión cuando están en posición cerrada; pero cuando se encuentran abiertas, son sensitivas a la presión en el eductor. Requieren de un aumento de presión en el anular para abrir y una reducción de presión en el eductor para cerrar.
- **Válvulas Operadas por Fluido:** las válvulas de fluido son de un 50 a un 100 % sensitivas a la presión en la tubería, en posición cerrada; y 100 % a la misma presión en posición abierta. Requieren de un aumento de la presión en la tubería, para abrir, y una disminución para cerrar.

- **Válvulas Combinadas:** estas para abrir requieren de un aumento de la presión que ejerce el fluido, y para cerrar una reducción de la presión en el anular o en la tubería.

- **Válvulas de Orificio:** Estas válvulas normalmente se emplean en instalaciones de Levantamiento Artificial por Gas en forma continua. La misma está provista de una válvula de retención invertida para evitar el flujo de la tubería de producción al espacio anular. Como otras válvulas, puede usarse para ser operadas tanto por presión de inyección como por presión en la tubería, dependiendo del arreglo de la válvula de retención.

- **Válvulas Ciegas:** Estas válvulas se alojan en los mandriles superiores para garantizar la inyección del gas por la válvula operadora o bien, en los mandriles inferiores de manera de poder efectuar un trabajo de guaya fina y evitar la entrada de taladro para cambiar la posición de la válvula operadora cuando declina la presión del yacimiento.

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

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

2.6 ANÁLISIS NODAL ^[6]

Para planificar el esquema de producción de un nuevo pozo, predecir tasas de flujo u optimizar la producción de un pozo ya existente es necesario combinar los componentes del sistema pozo- yacimiento a través de un análisis nodal. A partir del análisis nodal se puede mejorar la eficiencia de flujo e incrementar la producción, ya que muestra los cambios en cualquiera de los parámetros del pozo que afecten su comportamiento, permite además definir el diámetro óptimo de la tubería de producción, del estrangulador y de la línea de descarga. Se pueden diseñar el sistema de Levantamiento Artificial y de empaque con grava.

Este análisis abarca desde los límites del yacimiento, flujo a través del medio poroso (considerando el daño ocasionado por lodos de perforación, cemento, etc.), flujo a través de la sarta de tuberías de producción (incluyendo cualquier restricción de flujo como empaaduras, válvulas de seguridad y el estrangulador de superficie) e incluye también en el sistema el flujo a través de la tubería horizontal (línea de descarga) y el separador en superficie. El análisis nodal consiste en dividir el sistema pozo-yacimiento en secciones o nodos para calcular caídas de presión y tasas de producción.

Para diseñar un sistema de Levantamiento Artificial se debe partir del análisis nodal, debido a que de esta forma se determina la capacidad real de producción del pozo. El análisis nodal es un procedimiento de cálculo obligatorio si se tiene un pozo que va ser completado por primera vez o para cambios de completación y para pozos con LAG para determinar el punto óptimo de inyección de gas.

La curva de comportamiento de los elementos ubicados aguas arriba del nodo se denomina curva de oferta (inflow) y la curva de comportamiento de los elementos aguas abajo del nodo en estudio se denomina curva de demanda (outflow). El análisis

nodal de un sistema de producción permite determinar la curva de comportamiento de afluencia y la curva de demanda que representan el potencial de producción de un pozo y la capacidad de operación de la tubería respectivamente; la capacidad de producción del sistema esta dada por la intersección de ambas curvas.

2.7 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

Es la capacidad que tiene un pozo para producir los fluidos del yacimiento dependiendo de un diferencial de presión, además de ser un parámetro exclusivo del pozo y un indicador del potencial productivo del mismo. Se puede expresar como la relación entre la tasa de petróleo producida y la caída de presión en el yacimiento. La ecuación matemática que la define es la siguiente:

$$IP = \frac{Q_o}{P_{ws} - P_{wf}} \quad \text{Ecuación 2.1}$$

Donde:

IP = Índice de productividad (BPD/Lpca)

Qo = Tasa de producción de petróleo (BPD)

Pws = Presión del yacimiento (Lpca)

Pwf = Presión de fondo fluyente (Lpca)

2.8 CURVA DE AFLUENCIA DEL YACIMIENTO (IPR)

2.8.1 Curva de comportamiento de Afluencia (IP lineal)

Es una proporcionalidad que puede considerarse constante para yacimientos subsaturados, es decir, la presión de fondo fluyente (Pwf) es mayor que la presión del

punto de burbuja (P_b), el flujo de fluidos es similar al flujo monofásico, ya que el gas se encuentra disuelto dentro del petróleo (existe solo una fase líquida). En este caso, la representación gráfica de la curva es una línea recta, ver Figura 2.5.

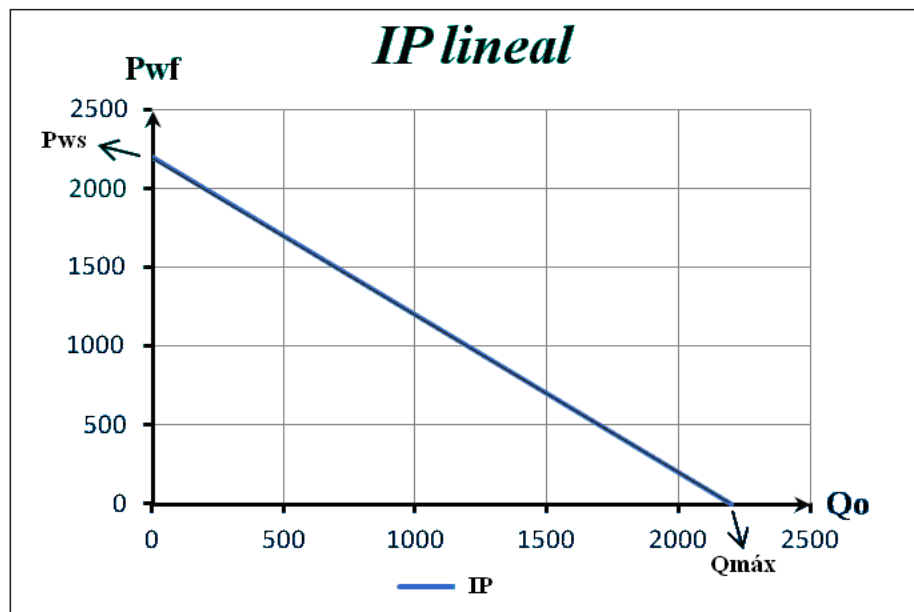


Figura 2.5 Curva de comportamiento de afluencia para yacimientos subsaturados

2.8.2 Curva de comportamiento de Afluencia según Vogel ^{[12],[13]}

Para yacimientos saturados donde la presión de fondo fluyente (P_{wf}) es menor que la presión del punto de burbuja (P_b), resulta un fluido bifásico en virtud de que se ha liberado el gas que se encontraba disuelto en el crudo y el índice de productividad varía con respecto al tiempo, por tanto para calcular el IP a una determinada P_{wf} se deberá usar el método de IPR “*Inflow Performance Relationship*”. Existen varias ecuaciones para determinar el IPR para yacimientos saturados pero la más ampliamente usada es la desarrollada por Vogel en 1968.

Si la presión de yacimiento está por debajo de la presión de burbujeo, Vogel ofrece una solución que simplifica el problema del flujo multifásico, la ecuación que la define es la siguiente:

$$\frac{Q_o}{Q_{m\acute{a}x}} = 1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \quad \text{Ecuación 2.2}$$

Donde:

Q_o : tasa de petróleo (BPD)

$Q_{m\acute{a}x}$: tasa máxima de petróleo (BPD)

P_{ws} : Presión del yacimiento (Lpca)

P_{wf} : Presión de fondo fluyente del pozo (Lpca)

Aunque el método fue propuesto para yacimientos saturados y empuje por gas en solución, se ha encontrado que este puede ser utilizado para cualquier tipo de yacimientos en el cual la saturación de gas se incremente cuando la presión del yacimiento disminuya. La curva característica de ecuación de Vogel es mostrada en la Figura 2.6.

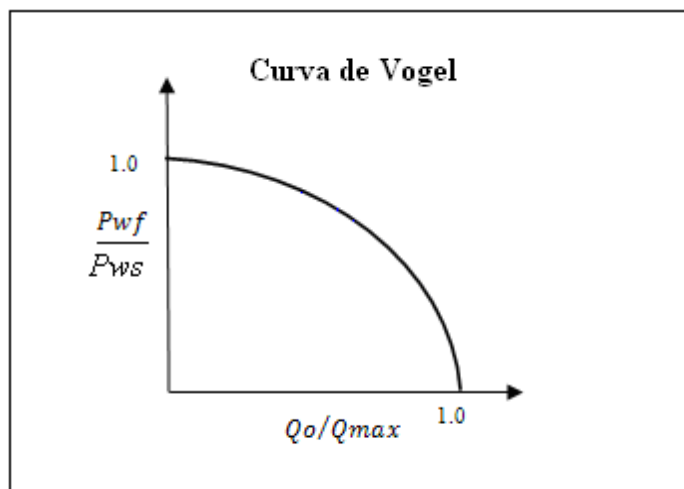


Figura 2.6 Curva de Comportamiento de Afluencia según Vogel

Si la presión de burbujeo (P_b) es mayor que la presión de fondo fluyente (P_{wf}), la curva de comportamiento de afluencia es trazada con información de tres puntos, los cuales se obtiene a partir de datos de producción a una determinada presión de fondo fluyente y con la presión estática del yacimiento. Estos puntos son los siguientes:

1. Cuando la presión estática del yacimiento es igual a la presión de fondo fluyente del pozo, no hay producción.
2. El segundo punto es una prueba de producción reciente, para una determinada P_{wf} se tiene una tasa.
3. La máxima tasa de producción o potencial máximo (AOF), el cual se obtiene para presión de fondo fluyente igual a cero.

2.8.3 Combinación de las Curvas IP constante y la Ecuación de Vogel ^[12]

Se puede combinar la ecuación de IP constante y la ecuación de Vogel para generar la IPR cuando la presión de fondo fluyente este por debajo o por encima de la presión del punto de burbuja.

Si se conoce el índice de productividad existente a la presión de saturación se puede generar la IPR completa. Las siguientes ecuaciones son aplicadas en la construcción de la IPR para yacimientos que inicialmente se encontraban subsaturados y posteriormente con el agotamiento de presión caen por debajo de la presión de saturación.

$$Q_b = IP \cdot (P_{ws} - P_b) \quad \text{Ecuación 2.3}$$

$$Q_{m\acute{a}x} = Q_b + \frac{IP_{pb}}{1,8} \quad \text{Ecuación 2.4}$$

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

$$IP = \frac{Q_o}{P_{ws} - \frac{P_b}{1,8} \left(1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right)} \quad \text{Ecuación 2.5}$$

Donde:

IP= Índice de productividad (BPD/Lpca)

Qo= Tasa de petróleo a Pwf (BPD)

Qb= Tasa a la presión de burbuja (BPD)

Qmáx= Tasa de petróleo máxima (BPD)

Pws= Presión estática (Lpca)

Pb= Presión de burbuja (Lpca)

Pwf= Presión de fondo fluente (Lpca)

IP_{pb}= Índice de productividad a la presión de burbuja (BPD/Lpca)

En la Figura 2.7 se muestra la curva que define la combinación del IP lineal y del modelo de Vogel.

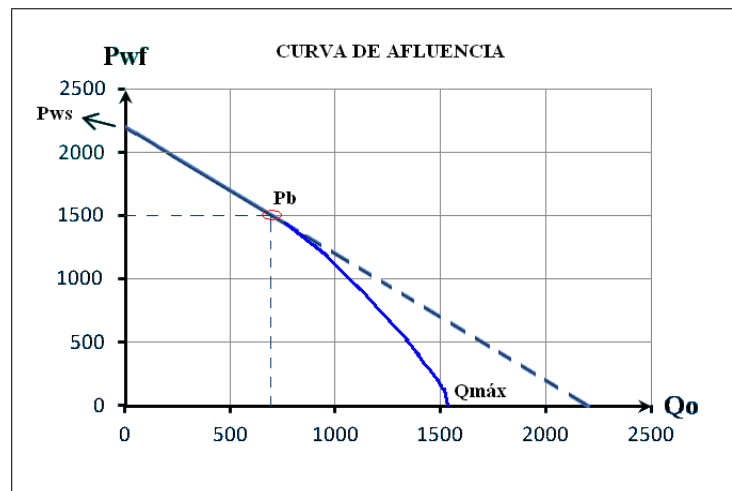


Figura 2.7 Combinación de la curva IPR lineal y la de Vogel

2.9 CURVA DE DEMANDA DE LOS FLUIDOS (TPR)

La representación gráfica que tiene un pozo conjuntamente con sus líneas de flujo superficiales, para extraer fluidos del yacimiento, se conoce como Relación de Curva de Demanda de los Fluidos (TPR). Cada punto de la curva de demanda representa la presión de fondo que el pozo necesita del yacimiento, para poder llevar los fluidos hasta el separador a una tasa dada de producción. Para trazar las curvas TPR es necesario calcular las presiones en todo el sistema de producción. En la Figura 2.8 se muestra la curva (TPR) y su intersección con la curva de afluencia.

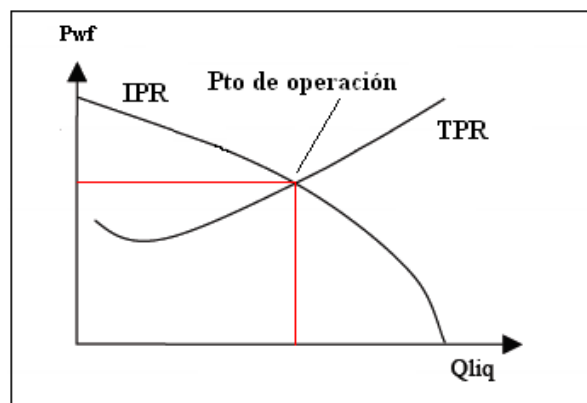


Figura 2.8 Curva de Oferta versus Curva de demanda

2.10 GRADIENTE DE PRESIÓN ^[13]

Se conoce con el nombre de curva de gradiente de un fluido, el perfil de presión mostrado a lo largo de la tubería que lo contiene. Dicha curva permite visualizar como varía la presión de los fluidos en todos los puntos de la tubería.

En la Figura 2.9 se puede visualizar la curva de gradiente dinámico de un pozo del Campo El Furrial tomada de un registro PLT.

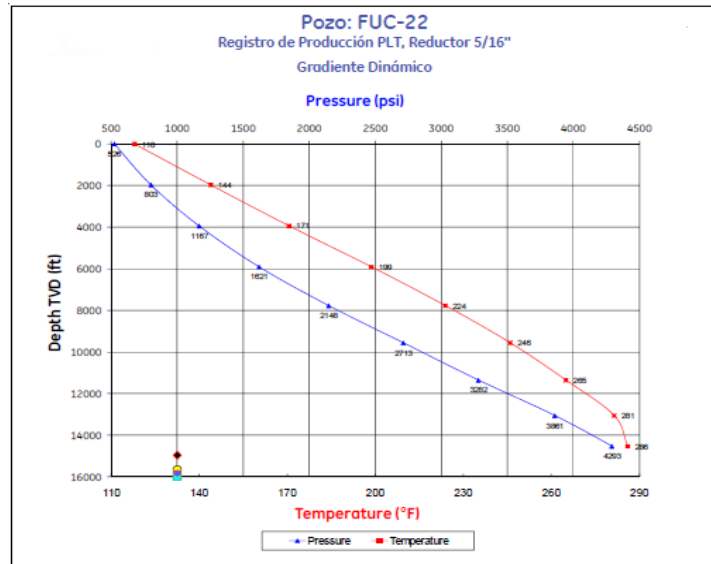


Figura 2.9 Curva de Gradiente Dinámico

En general, para obtener la caída de presión entre dos puntos de una tubería es necesario realizar un balance de energía en el flujo de fluidos a través de dichos puntos. La expresión para el cálculo del gradiente de presión es la siguiente:

$$\frac{\Delta P}{\Delta Z} = \frac{1}{144} \left(\frac{g * \rho * \text{sen}\theta}{g_c} + \frac{f_m * \rho * v^2}{2 * g_c * d} + \frac{\rho * \Delta v^2}{2 * g_c * \Delta Z} \right) \quad \text{Ecuación 2.6}$$

Donde:

ΔP = Caída de Presión en un tramo de la tubería.

ΔZ = longitud de la tubería.

ρ = Densidad de la mezcla.

F_m = Factor de Fricción de la mezcla.

v = Velocidad de la mezcla.

d = Diámetro de la tubería.

g = Aceleración debido a la gravedad

g_c = Constante de proporcionalidad.

$$\frac{(\Delta P)}{(\Delta Z)_E} = \frac{g * \rho * \text{sen } \theta}{gc}; \text{Gradiente de Presión por Elevación}$$

$$\frac{(\Delta P)}{(\Delta Z)_F} = \frac{fm * \rho * v^2}{2 * gc * d}; \text{Gradiente de Presión por Fricción}$$

$$\frac{(\Delta P)}{(\Delta Z)_A} = \frac{\rho * \Delta v^2}{2 * gc * \Delta Z}; \text{Gradiente de presión por Aceleración}$$

2.11 FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS VERTICALES ^[13]

El flujo simultáneo de gas y líquido en una tubería es muy importante en las operaciones modernas. Para muchas instalaciones el uso de tuberías que manejan flujos multifásicos es la solución más económica, ya que disminuye el costo con respecto a utilizar dos tuberías para manejar fluidos en una sola fase. Los estudios realizados en el comportamiento del flujo multifásico en tuberías verticales tienen como objetivo predecir el gradiente de presión a través de la tubería de producción, lo cual es muy importante para la industria petrolera.

2.11.1 Correlaciones de flujo multifásico en tuberías verticales ^{[5], [13]}

En la tubería de producción ocurre una caída de presión considerable, al levantar los fluidos desde el fondo del pozo hasta superficie. La caída de presión en la tubería de producción es expresada como: la diferencia entre la presión de fondo fluyente y la presión del cabezal del pozo ($P_{wf} - P_{wh}$), el flujo puede ocurrir en la tubería de producción o a través del espacio anular entre la tubería y el revestidor. El pozo puede ser vertical o ser perforado con ángulos de desviación, como es el caso de pozos costa afuera o pozos perforados en zonas urbanas.

Los estudios realizados en el comportamiento del flujo multifásico en tuberías verticales tienen como objetivo predecir el gradiente de presión a través de la tubería de producción.

La primera aproximación para el flujo vertical bifásico fue reportada en 1914 por **Davis y Weidner**. Sin embargo, es a partir del año 1930, con el trabajo presentado por **Versluys** sobre la teoría básica del flujo vertical, cuando se ha venido trabajando con el objeto de pronosticar en una forma muy aproximada el valor de la presión de fondo, sin tener que cerrar el pozo.

En 1931, **Moore y Wilde** intentaron expresar la pérdida de presión en flujo bifásico como una combinación de las pérdidas hidrostáticas y por fricción.

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

En 1954, **Gilbert** expuso un trabajo ante el Instituto Americano del Petróleo (API), en el cual se presenta por primera vez un conjunto de curvas de gradiente de presión para uso práctico. Dichas curvas son aplicables para diferentes diámetros de tubería, tasas de producción y relaciones gas líquido.

En 1956, **Cullender y Smith** desarrollaron una correlación para pozos productores de gas, la cual está basada en la integración de la ecuación general de gradiente de presión en función de la variación de la temperatura y el factor de compresibilidad.

En 1961, **Baxeendell y Thomas** utilizaron registradores electrónicos de presión con la finalidad de calcular gradientes de presión para altas tasas de flujo (mayores de 5000 BPD). Aplicaron la aproximación de **Poettmann y Carpenter** a tubería de 2-3/8" y 3-1/2" recalculando los factores de pérdida de energía por fricción. Correlacionaron estos con el numerador del número de Reynolds y encontraron, además, que la pérdida de energía permanece casi constante para altas tasas de flujo. Reportaron una aproximación entre el 5 y 10% para pozos con altas tasas de producción.

En 1963, **Fancher y Brown** utilizaron la correlación de **Poettmann y Carpenter**, pero consideraron la relación gas líquido como parámetro adicional en el cálculo del factor de fricción. Esta correlación predice las caídas de presión con una aproximación del 10%.

En 1963, **Duns y Ros** desarrollaron una correlación con base en datos de laboratorio obtenidos en tubos plásticos, donde observaron la influencia de los patrones de flujo en el comportamiento del mismo. Consideran que las pérdidas de presión para el flujo multifásico son función de las velocidades superficiales, densidades, viscosidad, tensión superficial y ángulo de contacto de la fase líquida y gaseosa, además de la pared, diámetro, longitud, rugosidad y ángulo de inclinación de la tubería.

En 1964, **Hagedorn y Brown** presentaron dos trabajos. En el primero se estudió el efecto de la viscosidad en una tubería de 1-1/4 de pulgadas de diámetro interno y 1500 pies de longitud. Para ello utilizaron cuatro fluidos de diferentes viscosidades, cada uno se tomo en cuenta para diversas RGL y tasas de flujo. Concluyeron que para

valores de viscosidad líquida menores de 12 cps, la misma tiene poco efecto sobre los gradientes de presión en flujo vertical bifásico. En el segundo trabajo, presentaron una correlación general para el cálculo de gradiente de presión, resultando una correlación similar a la de **Poettmann y Carpenter**. En el cálculo de la densidad de la mezcla emplearon una aproximación de factor de atrapamiento líquido cuando no existe deslizamiento entre las fases. El factor de atrapamiento del líquido cuando hay 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 estándar de 5.5%.

En 1967, **Orkiszewski**, combinó el trabajo de Griffith para flujo burbuja, el de Griffith y Wallis para flujo tapón y el de Duns y Ros para flujo neblina. Utilizó los datos de Hagedorn y Brown para desarrollar nuevas correlaciones en el cálculo de la densidad de la mezcla y el factor de fricción para el caso de flujo tapón, utilizando un parámetro denominado coeficiente de distribución líquido(δ), el cual fue correlacionado con el diámetro de la tubería, la velocidad superficial y la viscosidad líquida. Esta correlación fue probada con 148 pozos y se encontró que predice las caídas de presión con un error porcentual promedio de 0.8% y una desviación estándar con respecto a dicho error de 10.8%.

En 1973, **Beggs y Brill** publicaron un esquema para calcular las caídas de presión que ocurren durante el flujo simultáneo de gas y líquido en tuberías horizontales e inclinadas. Un total de 584 pruebas de flujo bifásico se realizaron a diferentes ángulos de inclinación. Los autores establecieron ecuaciones según los regímenes de flujo segregado, intermitente y distribuido para el cálculo del factor de atrapamiento líquido y definieron el factor de fricción bifásico independiente de los patrones de flujo.

En 1974, **Gray y Ros** realizaron una modificación a la correlación de Duns y Ros, desarrollada con datos de Campo, para pozos de condensado y diámetros internos de tubería menores a 1/2 in.

Las correlaciones usadas para la predicción del comportamiento de los gradientes de presión durante el flujo multifásico en tuberías verticales pueden clasificarse en:

- **Correlaciones Tipo A:** Consideran que no existe deslizamiento entre las fases y no establecen regímenes de flujo. Entre ellas se encuentran las de Poettmann y Carpenter, Baxendell/Thomas y Fancher/Brown.
- **Correlaciones Tipo B:** Consideran el deslizamiento entre las fases pero no establecen patrones de flujo. Dentro de esta categoría se encuentra las correlaciones de Gray y Ros, y la correlación de Hagedorn y Brown.
- **Correlaciones Tipo C:** Se considera la existencia de deslizamientos entre las fases y los regímenes de flujo. En esta categoría se encuentran las correlaciones de Duns y Ros, Orkiszewski, Beggs y Brill, Hagedorn/Brown modificada, Govier y Aziz.

2.11.2 Patrones de flujo multifásico vertical ^[13]

- **Flujo Monofásico:** la presión del fluido es mayor que la presión de saturación, el gas se encuentra disuelto en el crudo y por lo tanto solo existe una fase líquida.
- **Flujo Burbuja:** cuando la presión del fluido cae por debajo del punto de saturación, se libera el gas que se encontraba disuelto en el crudo formando burbujas de gas, las cuales se dispersan en el líquido. La fuerza de flotación de las

burbujas causa una diferencia entre la velocidad del gas (que sube a diferentes velocidades dependiendo del diámetro de las burbujas) y la velocidad del líquido (que sube a una velocidad mas o menos constante), produciendo un aumento en la densidad aparente del fluido, basada en la RGL medida en la superficie.

- **Flujo Tapón:** Las burbujas de gas coalescen y forman tapones, los cuales ocupan prácticamente toda la sección transversal de la tubería. El gas y el líquido tienen efectos significativos en la caída de presión ya que la velocidad del gas es siempre mayor que la del líquido.
- **Flujo Anular:** El gas forma una fase continua en el centro de la tubería, la mayor parte del líquido se encuentra en forma de gotas. En las paredes de la tubería se produce una película de líquido que se mueve hacia arriba y la fase gaseosa controla la caída de presión.
- **Flujo Espuma:** Si el líquido tiene tensión interfacial alta, las burbujas no se unen, el gas y el líquido se combinan para formar una espuma perdurable.
- **Flujo Neblina:** El líquido fluye en pequeñas gotas suspendidas en una fase gaseosa continua, se considera que no hay deslizamiento entre las fases.

En la Figura 2.10 se muestran los patrones de flujo multifásico vertical descritos anteriormente.

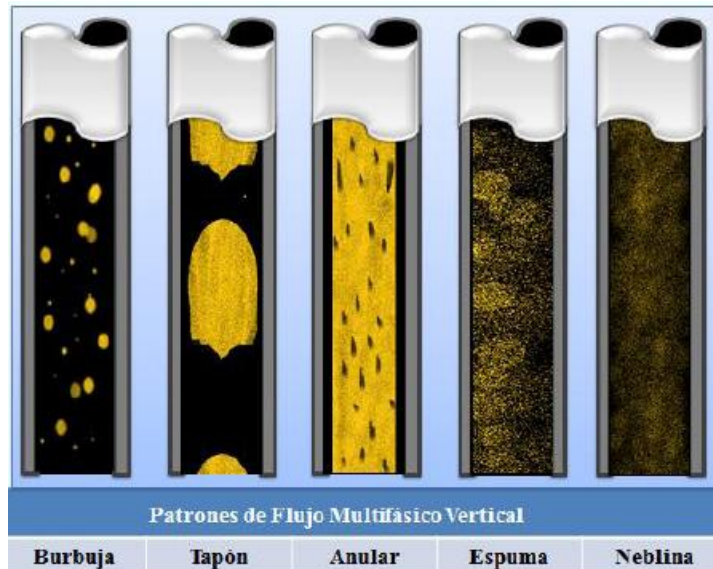


Figura 2.10 Patrones de flujo multifásico en tuberías verticales ^[9]

2.12 FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS HORIZONTALES

2.12.1 Correlaciones de flujo multifásico en tuberías horizontales ^[13]

El flujo multifásico en líneas es difícil de modelar matemáticamente; no obstante varias correlaciones empíricas han aparecido en la literatura en los últimos años, donde el cálculo se lleva a cabo considerando el sistema compuesto por pseudo-componentes denotados como petróleo y gas, cada uno de ellos tiene una composición fija.

Se considera que el gas se disuelve al disminuir la presión. Las propiedades físicas de los fluidos dependen de presión y temperatura y se considera que el gradiente de temperatura es lineal, es decir que el flujo es isotérmico.

Las caídas de presión en flujo multifásico en tuberías horizontales, pueden llegar a ser de 5 a 10 veces mayores, que las ocurridas en flujo monofásico, esto se debe a que la fase gaseosa se desliza sobre la fase líquida, separadas ambas por una interfase que puede ser lisa o irregular dependiendo del régimen de flujo existente.

Para flujos monofásicos en tuberías horizontales están descritas 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 altura en el recorrido del fluido. Si el fluido es incompresible y el diámetro de la tubería es constante la caída de presión por energía cinética también es cero y el balance de energía mecánica se reduce en:

$$\Delta P = P_1 - P_2 = \frac{f_m * \rho * v^2 * L}{2 * g_c * dl} \quad \text{Ecuación 2.7}$$

Entre las correlaciones de flujo multifásico horizontal, que cubren todos los rangos de tasas de producción y tamaño de tuberías se tienen las siguientes: Duckler, Eaton y colaboradores y, Beggs y Bill.

2.12.2 Patrones de flujo multifásico horizontal

Los tipos de regímenes que pueden darse en flujo multifásico horizontal dependen de las variaciones en la presión o de la velocidad de flujo de una fase con respecto a la otra y son:

- **Flujo burbuja:** El líquido ocupa el volumen de la sección transversal de la tubería (fase continua) y el flujo de gas forma burbujas que se mueven a lo largo de la parte superior de está.

- **Flujo de tapón de gas:** Las burbujas aumentan de tamaño hasta llenar la parte superior de la tubería.
- **Flujo estratificado:** Las burbujas de gas se unen formando una fase gaseosa que se mueve en la parte superior de la tubería, quedando líquido en la parte superior con una interfase continua y lisa.
- **Flujo ondulante:** Semejante al anterior pero se rompe la continuidad de la interfase por ondulaciones en la superficie del líquido originadas por el incremento de la velocidad del gas.
- **Flujo tapón de líquido:** Las crestas de las ondulaciones pueden llegar hasta la parte superior de la tubería, tapándola y ocasionando gran turbulencia en el flujo.
- **Flujo anular:** Una película de líquido cubre las paredes de la tubería, y el gas fluye por el interior, llevando partículas de líquido en suspensión.
- **Flujo disperso:** (También conocido como flujo tipo rocío), cuando la velocidad del gas en flujo anular se hace lo suficientemente alta, toda la película de líquido se separa de la pared y es llevada por el gas como gotas arrastradas. El gas lleva en suspensión las gotas de líquido.

En la Figura 2.11 se presentan los patrones de flujo multifásico en tuberías horizontales.

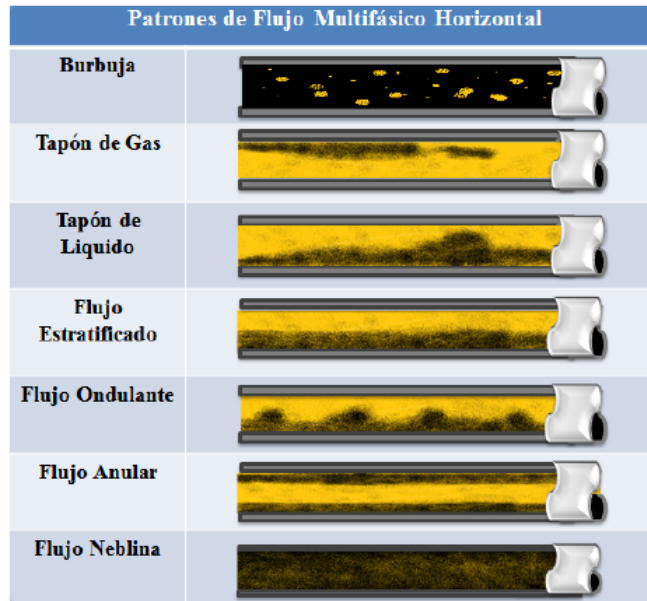


Figura 2.11 Patrones de flujo multifásico en tuberías horizontales ^[9]

2.13 FUNDAMENTOS ECONÓMICOS

Para la toma de decisiones sobre proyectos de explotación de Campos petroleros, el principal aspecto a tomar en cuenta es de índole económico, ya que a partir de este se determinara la rentabilidad de realizar la inversión. En el caso específico de cambiar el método de producción de los pozos del Campo El Furrial de Flujo Natural a Levantamiento Artificial por Gas se debe evaluar si este mecanismo de producción ofrece la tasa de producción óptima al mínimo costo.

2.13.1 Conceptos básicos para la evaluación económica ^{[12], [14]}

- **Horizonte Económico:** Se refiere al lapso de tiempo establecido durante el cual se calcularan los flujos de caja de un proyecto de inversión. El período de inversiones y el período de operación están incluidos dentro del horizonte económico.

- **Flujos de caja:** Análisis de las entradas y salidas de dinero que se producen en un proyecto durante el horizonte económico, ver Figura 2.12.
- **Tasa de descuento:** Independientemente de los procesos inflacionarios el dinero tiene un valor en el tiempo, el cual se representa a través de las tasas de interés. La tasa interés a la cual se descontaran los flujos de caja a lo largo del horizonte económico del proyecto se conoce como Tasa de descuento. Esta tasa representa el valor al cual el inversionista está dispuesto a arriesgar su capital, siendo sobre la tasa de retorno la ganancia de la inversión.

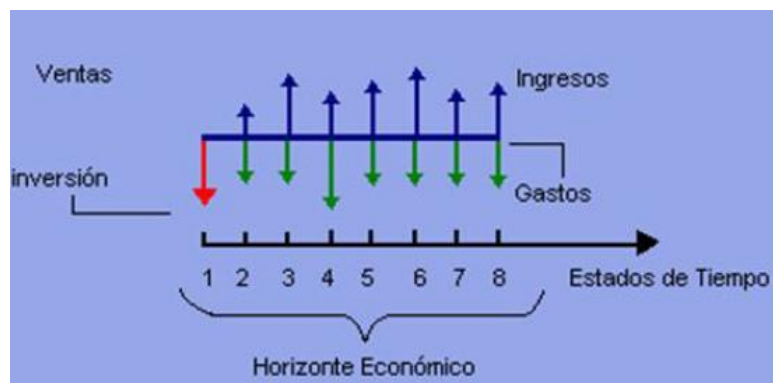


Figura 2.12 Flujos de caja de un proyecto de inversión ^[12]

En la industria petrolera nacional, los flujos de caja se componen principalmente por la inversión , los costos de personal, los costos de mantenimiento y operación , los impuestos, el aporte legal a Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA), las regalías, el capital de trabajo, etc.

2.13.2 Indicadores Económicos ^[14]

Durante un horizonte económico establecido, todo proceso de inversión genera un flujo de caja. Se han generado una serie de formulas que permiten obtener

indicadores económicos cuyos resultados ofrecen información sobre la conveniencia económica de un proyecto, en vista de que los flujos de caja por si solos no ofrecen información fácilmente interpretables sobre la rentabilidad de un proyecto. Entre los indicadores económicos más comunes se tiene: Valor Presente Neto, Tasa Interna de Retorno, Eficiencia de Inversión y Tiempo de Pago Dinámico.

- **Valor Presente Neto (VPN)**

Conceptualmente el Valor Presente Neto corresponde al valor actual de los flujos de efectivo neto (Ingresos- Egresos) determinados para una propuesta conforme a su horizonte económico. Como un indicador de decisión económica el VPN toma en cuenta el valor del dinero en el tiempo y aplica la misma ponderación a todos los ingresos futuros.

$$VPN = \sum_{t=0}^{t=n} \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad \text{Ecuación 2.8}$$

Si la evaluación económica de un proyecto resulta con:

- **VPN = 0** significa que los flujos de efectivo de la propuesta son justamente suficientes para reembolsar el capital invertido y para proporcionar la tasa de rendimiento requerida para ese capital, se dice que la propuesta es indiferente.
- **VPN >0** significa que la propuesta satisface desde un punto de vista económico las exigencias requeridas, entonces esta generando más efectivo del que necesita para recuperar la inversión y obtener el rendimiento propuesto por los accionistas.
- **VPN <0** los flujos descontados a la tasa establecida son insuficientes para recuperar la inversión en el horizonte económico correspondiente. En este caso la decisión económica estrictamente debe ser “No Invertir”.

- **Tasa Interna de Retorno (TIR)**

Es aquella tasa de descuento que anula el VPN de un proyecto, es decir, la tasa de rendimiento que iguala el valor presente de un flujo de ingresos con el valor presente de un flujo de egresos. La TIR representa el interés compuesto al cual se reinvierten las ganancias de una propuesta.

Si la evaluación económica de un proyecto resulta:

- **TIR > 15%** se recomienda llevar a cabo el proyecto.
- **10% < TIR < 15%** se debe analizar a fondo la propuesta para determinar su inclusión en el presupuesto de inversiones.
- **TIR < 10%** La decisión económica es no realizar el proyecto.

- **Eficiencia de inversión (EI)**

Representa el ganancial de un proyecto de inversión por cada bolívar invertido. Se define como el cociente del VPN del proyecto y el valor presente de las inversiones realizadas.

$$EI = \frac{VPN_{proyecto}}{VPN_{inversiones}} \quad \text{Ecuación 2.9}$$

- **Tiempo de pago dinámico (TPD)**

Tiene que ver con el lapso de tiempo que tarda el inversionista en recuperar la inversión del proyecto.

CAPITULO III

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA

3.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA ^{[15], [16]}

El Campo El Furrial está ubicado geográficamente en la zona Norte del Estado Monagas, aproximadamente a 25 Km. al Oeste de la ciudad de Maturín, dentro del contexto geológico de la Subcuenca de Maturín (Cuenca Oriental de Venezuela), pertenece al área operacional del Distrito Furrial de PDVSA Producción Oriente. Fue descubierto en el año 1986 por LAGOVEN S.A. con la perforación del pozo Furrial 1X cuya producción inicial fue de 7500 BPD de crudo de 28,5 °API. Está limitado al Norte por el Campo Jusepín, al Sur por el corrimiento del Furrial (subsuelo), hacia el Este por el Campo El Corozo y hacia el Oeste limita con el Campo Carito, ver Figuras 3.1 y 3.2.



Figura 3.1 Ubicación del Campo El Furrial ^[17]

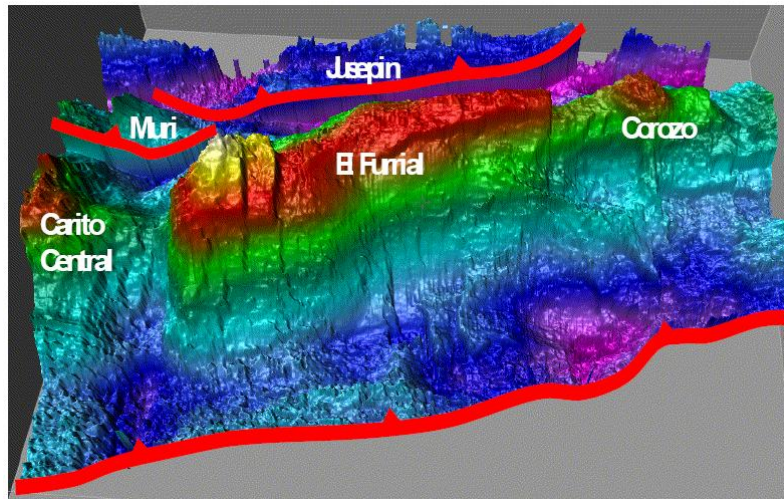


Figura 3.2 Modelo Estructural del Campo El Furrial ^[17]

3.2 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA ^[17]

El Furrial representa el mayor Campo productor de la Cuenca Oriental de Venezuela; este comprende unos 2200 pies de espesor de sección sedimentaria. Se ha dividido en tres yacimientos de petróleo principales llamados desde la base al tope: Cretáceo (CRE FUC 1), Naricual Inferior (NAR I FUC 1) y Naricual Superior (NAR S FUC 1). La porosidad y permeabilidad promedio son 13% y 300 mD respectivamente.

El Campo El Furrial se ubica en la provincia definida entre el complejo de fallas de Pirital y el frente de deformación, y corresponde a un anticlinal asimétrico, de 13 Km. de ancho por 7 Km. de largo, orientado N 70 E. A lo largo del anticlinal se definen 4 regiones distintas con estilos estructurales diferentes. De Oeste hacia Este:

- Al Oeste, el estilo de Carito, se caracteriza por la presencia de un nivel de despegue intermedio en el Grupo Guayuta, corrimientos de rumbo N70°E y fallas de rumbo N10°E y N40°E.

- El área de Musipan altamente fallada por patrones de rumbo N70°E, N10°E, N10°O así como N40°E. El conjunto de estos diferentes patrones de fallas fragmenta el área en una serie de bloques.
- El sector central y oriental del Campo es estructuralmente el más simple con un fallamiento dominante N70°E.
- El área de Corozo es la más compleja, en donde dominan las fallas de rumbo N10°O y N70°E.

Los límites de los yacimientos al Norte y al Sur están determinados por una capa de bitumen llamada “Tarmat” presente en toda la estructura, mientras que al Este y al Oeste los límites están constituidos por fallas normales que separan El Furrial de los Campos adyacentes, El Corozo y Carito respectivamente.

3.3 ANÁLISIS DE RESERVAS

El Petróleo Original en Sitio (POES) estimado para el Campo El Furrial es de 8642 MMBN, las reservas probadas totales fueron cuantificadas en 4192 MMBN, lo que resulta en un factor de recobro del 48,5% luego de la incorporación de 3019 MMBN correspondiente a procesos de mantenimiento de presión mediante la inyección de agua y gas.

Entre los logros más importantes del esquema de explotación del Campo El Furrial se tiene una “plateau” de producción mayor a 380 MBNPD mantenido por más de 15 años para una producción acumulada a principios del año 2012 de 3007 MMBNP, que representa el 72% de las reservas recuperables, lo cual describe El Furrial como un Campo maduro. En la actualidad la producción neta de crudo es de aproximadamente 370 MBPD, con un corte de agua cercano al 20%, mediante flujo natural.

3.4 SEDIMENTOLOGÍA Y ESTRATIGRAFÍA [17]

La columna estratigráfica penetrada en El Furrial comprende más de 15.000 pies de sedimentos, cuyas edades van desde el Cretáceo Tardío hasta el presente. En la Figura 3.3 se muestra la columna estratigráfica de los yacimientos del Campo El Furrial.

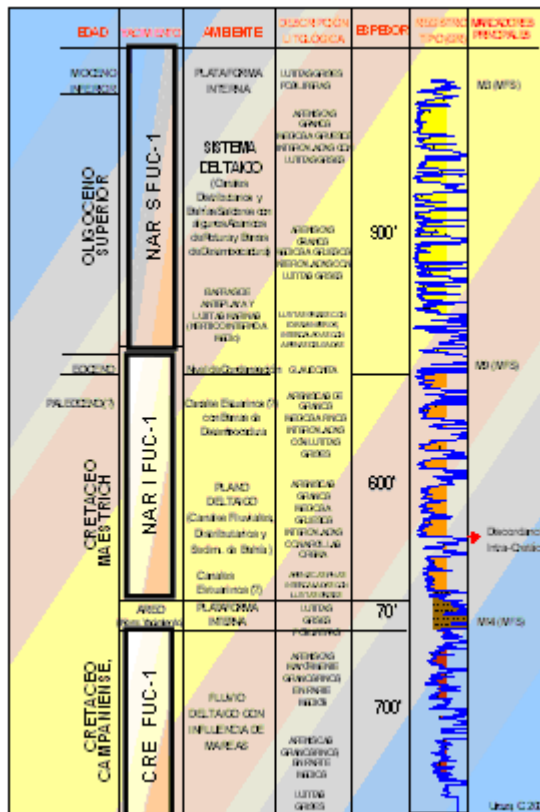


Figura 3.3 Columna estratigráfica del Campo El Furrial [18]

A continuación se muestra la descripción de los modelos sedimentológicos generados para cada uno de los yacimientos del Campo El Furrial:

- **CRE FUC 1**, es un yacimiento del Cretáceo Tardío, comprende un promedio de 700 pies de sedimentos fluvio-deltaicos, con algunas influencias de marea.

Es una secuencia clástica que se visualiza en los registros eléctricos como un patrón de apilamiento agradacional transgresivo hacia la parte superior, reflejando un cambio notable en el volumen de sedimentos aportados a la cuenca y una significativa evaluación relativa del nivel del mar. En el área Oeste, se puede observar la presencia de canales fluviales y distributarios con predominancia de niveles arenosos. Se divide en 10 unidades de flujo desde JAB-01 hasta JAB-10. Una sección de esquisto llamada Areo es localizada entre la formación Cretáceo y Naricual Inferior, la cual es una lutita de origen marino y representa un marcador estratigráfico continuo dentro de la subcuenca de Maturín.

- **NAR I FUC 1**, se divide en tres patrones generales de apilamiento. De base a tope, se encuentra en primer lugar una sección progradante que corresponde a la unidad UN-1. Las facies características de esta sección están definidas hacia la base por barras de anteplaya, barras de desembocaduras y canales distributarios hacia el tope. Luego sigue una sección intermedia compuesta por las unidades UN-2 y UN-3, caracterizadas por patrones agradantes y en la que se concentran las mejores arenas del yacimiento, representados por el desarrollo de canales distributarios que constituyen un paquete arenoso grueso, con una muy buena continuidad tanto horizontal como vertical. Finalmente encontramos la UN-4, una sección transgresiva que concluye con un importante nivel de inundación por encima del tope del yacimiento.
- **NAR S FUC 1**, se divide en tres importantes entidades de acuerdo a sus características sedimentarias y patrones generales de apilamiento. De base a tope, se encuentra en primer lugar la sección progradante con pulsos importantes de transgresión, y contempla las unidades UN-5, UN-6 y UN-7, las cuales se interpretan como sistemas de barras de anteplaya, depósitos lagunares y bahías con influencia marina, con menor prospectividad como roca reservorio. Luego, sigue una sección intermedia con un predominio de patrones agradantes, la cual está limitada por las unidades UN-8, UN-9 y parte

inferior de la UN-10. Estas unidades son un sistema de canales distributarios, con presencia de algunos abanicos de rotura, y en la que se concentran las mejores arenas del yacimiento. Al final, encontramos una sección transgresiva que concluye con un importante nivel de inundación mayor por encima del tope del yacimiento, dicha sección esta conformada por las unidades UN-10, UN-11 y UN-12, las cuales corresponden a depósitos canales distributarios con mucha influencia marina, barras de desembocaduras y hacia el tope de la sección, las lutitas de plataforma interna de la Formación Carapita.

3.5 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS ^{[17], [19]}

Los más importantes factores que influyen el comportamiento de los fluidos del Campo El Furrial son:

- Alta temperatura (273-320 °F) y presión (11020 Lpca)
- Contenido de asfáltenos (4-12% peso)
- Alcance vertical del yacimiento.

La columna de hidrocarburos es altamente subsaturada, los yacimientos son de tipo volumétrico, no hay capa de gas, y tiene altas condiciones de presión y temperatura. Esto muestra un claro gradiente composicional con profundidad. Los cambios composicionales son reflejados en la gravedad API, los asfáltenos, sulfuros, contenido de hierro y vanadio, todos estos aumentan con la profundidad. Esto ha resultado en una zona alquitrán de muy alta viscosidad, que subyace a la columna de petróleo mediano, de espesores variables a través de todo el Campo, el rango de gravedad API varía de 29° en la cresta a 16° en la zona de alquitrán. El contacto agua-petróleo (CAPO) fue detectado solo en el flanco sur a -15200 pies TVD (subsea). Como resultado de la variación composicional, la presión de burbujeo varía desde

4600 Lpca a 2900 Lpca, y el rango de relación gas- petróleo desde 1300 a 500 PCN/BN. El petróleo cerca de la cresta de la estructura presenta menor contenido de asfáltenos.

En la Figura 3.4 se muestra la distribución de fluidos y el contenido de asfáltenos para el pozo FUL 86 perteneciente al Campo El Furrial.

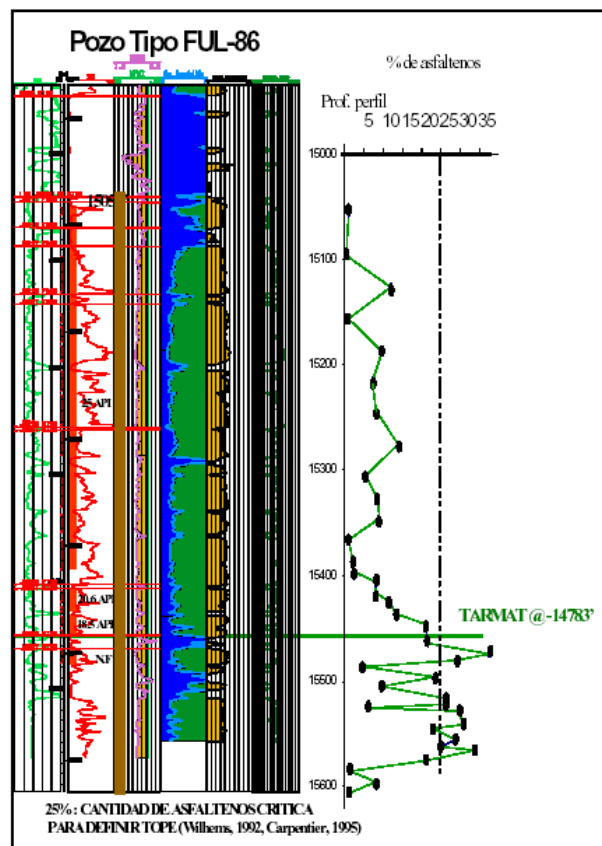


Figura 3.4 Columna de Fluidos característica para el Campo El Furrial.

Se definió la distribución de fluidos en el Flanco Norte de la estructura de tope a base en el siguiente orden: crudo mediano, zona de extrapesado o Tarmat, crudo mediano. En la cresta, crudo mediano y extrapesado, mientras que hacia el Flanco Sur del

Campo se tiene la siguiente distribución: crudo mediano, pesado, acuífero, zona de extrapesado y por debajo de este último se infiere la presencia de crudo mediano.

3.6 PLAN DE EXPLOTACIÓN DEL CAMPO EL FURRIAL ^[19]

La explotación de El Furrial está esencialmente dividida en 4 etapas, que reflejan las fases de desarrollo del Campo: Agotamiento Natural, Inyección de Agua, Inyección de Gas y Levantamiento Artificial.

3.6.1 Agotamiento Natural

Durante esta etapa el yacimiento mostró un agotamiento uniforme desde que inició producción en 1986 hasta 1992 cuando se inicio el proyecto de inyección de agua. Inicialmente el mecanismo de producción predominante era por expansión de la roca y fluidos. El pozo descubridor FUL- 1, completado en el yacimiento NAR I FUC 1 encontró crudo de 28,5 °API, la presión inicial del reservorio fue de 11.258 Lpca a 13.800 pies, y la temperatura promedio del yacimiento de aproximadamente 300 °F. La ley de agotamiento durante esta etapa fue 11,1 Lpca/MMBNP con una producción acumulada de 304 MMBN. Esto resulto en una drástica declinación de la presión y precipitación de asfáltenos que ocurrió aproximadamente a 6500 Lpca y consecuentemente la producción de los pozos disminuyo marcadamente.

3.6.2 Inyección de Agua

- **Formación Naricual:** Este proyecto de inyección de agua fue iniciado en 1993. Muchos factores fueron considerados en el diseño del proyecto, geometría del yacimiento, litología, propiedades de los fluidos y relaciones de permeabilidad relativa, continuidad del yacimiento, propiedades de la roca y

del fluido disponible para inyección (calidad y tratamiento del agua), etc. Una línea periférica como esquema de inyección de agua fue diseñada para cada unidad de yacimiento. En cada flanco el intervalo de inyección es justo por encima del colchón de alquitrán “Tarmat” en la zona de petróleo.

- **Formación Cretáceo:** Como resultado de un continuo monitoreo del comportamiento de la presión y producción del yacimiento desde Julio de 1987 hasta Octubre de 1997, fue observada una tasa de agotamiento de presión del yacimiento de 84 Lpca/MMBNP. La presión declinó desde 11006 Lpca a 6720 Lpca después de producir 56 MMBN. Esta información junto a estudios detallados de yacimiento demostraron que el yacimiento estaba produciendo por agotamiento natural sin un acuífero activo. La disminución rápida de la presión, la reducción de la productividad del pozo y la posible precipitación de asfáltenos, deja claro que también era necesario un proyecto de mantenimiento de presión en este yacimiento. La inyección de agua inicia con el pozo FUL- 66 en Octubre de 1997 con una tasa de inyección promedio de 8 MBAD.

3.6.3 Inyección de Gas

En 1998 se inició un proyecto de mantenimiento de presión mediante inyección de gas miscible en el yacimiento NAR S FUC 1. La evaluación de dicho proyecto comenzó en 1992, estudios mostraron los beneficios de realizar un proyecto de inyección de gas, como un eficiente mecanismo para:

1. Aumentar el plateau de producción
2. Incrementar las reservas totales del Campo.

Estos estudios habían demostrado que un desplazamiento miscible altamente eficiente se podría obtener por inyección de gas seco, a las condiciones operacionales del Campo (6500 Lpca y 280 °F).

La inyección de gas resultó en un incremento significativo en el recobro y la producción debido principalmente al mecanismo de desplazamiento miscible. Este mecanismo ha sido identificado como un proceso de vaporización de múltiples contactos. La presión mínima de miscibilidad fue estimada en el rango de 6000 Lpca-6500 Lpca. Con el desplazamiento de gas miscible se mejoraron las reservas alrededor del 7% al 10% del POES.

3.6.4 Levantamiento Artificial

Después de 26 años de producción mediante flujo natural, los yacimientos del Campo El Furrial presentan un elevado nivel de agotamiento energético, por tanto la nueva estrategia de explotación está enfocada en aplicar a mediano plazo algún método de Levantamiento Artificial como una opción viable para mantener la producción actual que se encuentra por el orden de 370 MBNPD.

CAPITULO IV

METODOLOGÍA

4.1 NIVEL DE LA INVESTIGACIÓN ^[20]

La investigación a desarrollar es de tipo documental- descriptiva. Es documental ya que se presenta la información selectiva de lo que expertos ya han dicho o escrito sobre la aplicación de Levantamiento Artificial por Gas en pozos profundos, y se realizan conexiones entre estos planteamientos técnicos y las condiciones del Campo El Furrial. Por otra parte, es descriptiva porque se evalúa cada una de las variables de manera independiente a fin de cumplir los objetivos planteados en el estudio. Según Arias en su libro El proyecto de investigación (2005) *“Los estudios descriptivos miden de forma independiente las variables, y aun cuando no se formulen hipótesis, las primeras aparecerán enunciadas en los objetivos de investigación”*.

4.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN ^[21]

“El término diseño se refiere al plan o estrategia concebida para obtener la información que se desea.” (Hernández, Fernández y Baptista, 2003, p.184). La investigación se realizará bajo la estrategia de Campo ya que los datos para el desarrollo del Trabajo Especial de Grado (TEG) se obtendrán directamente de los pozos ubicados en la zona donde se realizará el proyecto, sin manipular ni controlar variable alguna.

4.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

4.3.1 Población

En esta investigación se consideró como población pozos de los tres yacimientos del Campo El Furrial CRE FUC 1, NAR I FUC 1 y NAR S FUC 1, de los cuales: 22 sartas se clasifican como categoría 1, 9 sartas categoría 2 y 46 sartas categoría 3, para un total de 77 sartas a ser evaluadas. La fecha de corte para realizar el análisis es 15 de Mayo de 2012.

De acuerdo a la nomenclatura de PDVSA, los pozos se pueden clasificar de la siguiente forma:

- **Categoría 1:** Pozos activos.
- **Categoría 2:** Pozos inactivos que necesitan reparación o instalación sencilla en superficie para pasar a categoría 1.
- **Categoría 3:** Pozos inactivos que requieren reparación mayor o instalación de equipos al nivel de subsuelo (trabajos con entrada de taladro).

4.3.2 Muestra

La muestra viene dada por un sub-conjunto de la población del problema estudiado, la misma puede representar el universo. En la presente investigación la muestra de estudio esta dada por los pozos cuyo análisis técnico indica que es factible ponerlos en producción con Levantamiento Artificial por Gas.

4.4 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN ^[20]

4.4.1 Técnicas

“Las técnicas de recolección de datos son las distintas formas o maneras de obtener información...” (Arias, F. El Proyecto de Investigación, 2005.)

En función del logro de los objetivos de la investigación se utilizaron instrumentos orientados a obtener información o datos a través de las siguientes técnicas: análisis documental, la observación directa, entrevistas no estructuradas.

a. Análisis documental: Se recolectó y analizó información de diferentes documentos técnicos relacionados con métodos de Levantamiento Artificial, informes, libros, trabajos de grado, revistas, etc.

b. Observación directa: Parte de la información requerida para hacer el diseño de Levantamiento Artificial por Gas de los pozos fue tomada directamente en la localización de los mismos.

c. Entrevistas no estructuradas: Entrevistas flexibles y abiertas con el personal del Distrito El Furrial en especial a los operadores, Ingenieros de Optimización de Producción e Ingenieros de Yacimientos.

4.4.2 Instrumentos

- **Centro de Información del Negocio Petrolero CENTINELA®**, es un sistema corporativo, que contiene la información operacional oficial de los procesos de extracción, control y contabilidad de crudo, agua y gas de la empresa Petróleos de Venezuela S.A, conformado por 11 aplicaciones. En la Figura 4.1 se observa el diagrama de este sistema.

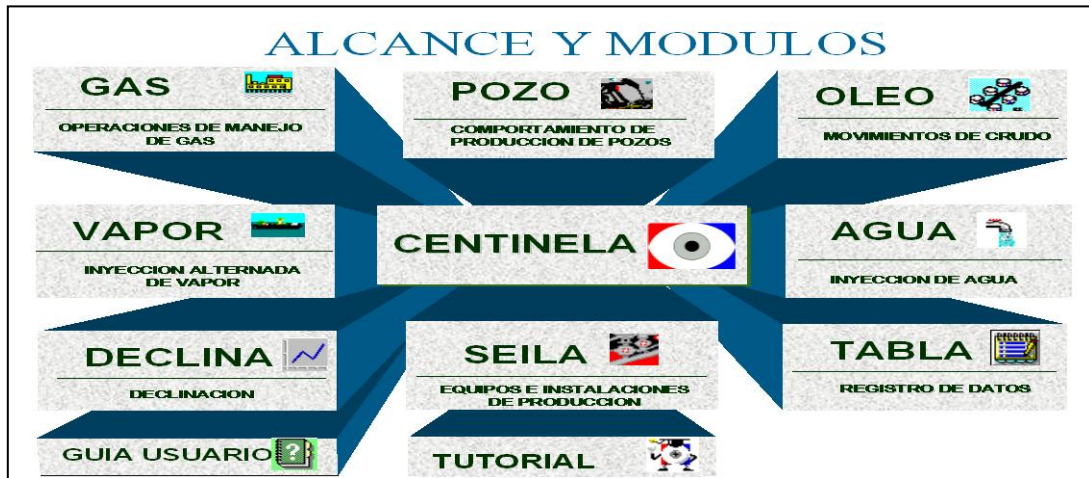


Figura. 4.1 Esquema de CENTINELA®

Beneficios:

1. Utiliza modelos matemáticos de validación, que garantizan la calidad de la información.
2. Permite el seguimiento continuo de parámetros operacionales, proyectos de mantenimiento de presión, comportamiento del pozo, etc.

Los datos de producción de los pozos del universo de estudio fue obtenida en gran medida a partir de la aplicación CENTINELA®.

- **Oil Field Manager OFM®**, es un software de análisis de yacimientos y pozos que ayuda a mejorar la gerencia de producción, permite realizar seguimientos de las reservas y pronósticos. Las extensas herramientas del software automatizado OFM® (tales como mapas de bases interactivos con tendencia de la producción, presiones de burbuja, análisis de curvas de declinación, y análisis de curvas tipo) permiten evaluar de manera eficaz el comportamiento de unidades de explotación.

SISUB, es una base de datos interna de PDVSA Producción Oriente, donde se puede encontrar información correspondiente a los trabajos realizados durante la vida productiva de pozos de los Campos Carito, Pirital y El Furrial ubicados en el Norte del Estado Monagas.

Sistema Experto de Levantamiento Artificial SEDLA®, es un software desarrollado por PDVSA- INTEVEP cuyo propósito principal es asistir al ingeniero de producción en la selección, diseño y evaluación del método de Levantamiento Artificial (LA) que desde el punto de vista técnico, mejor se adapte a las condiciones de producción del pozo en estudio.

El sistema almacena el conocimiento y la pericia de expertos nacionales y foráneos en cada uno de los métodos de LA, y permite agilizar el entrenamiento de los ingenieros de producción en formación en un total de doce (12) métodos de LA que contempla: LAG Continuo anular, LAG Continuo tubular, LAG Intermitente, LAG Intermitente con cámara, LAG Intermitente con pistón metálico, LAG flujo pistón, Bombeo Mecánico, Bombeo Hidráulico tipo pistón, Bombeo Hidráulico tipo jet, Bombeo Electrosumergible, Bombeo Cavidades Progresivas y Pistón Metálico convencional.

WELLFLO®, el software de Análisis Nodal Wellflo® es un programa desarrollado por la empresa Edinburgh Petroleum Service (EPS), el cual permite modelar el comportamiento productivo de un pozo en función de un sistema completo de producción (Yacimiento- Pozo- Estrangulador- Línea- Separador). El programa considera variables como características petrofísicas de las unidades de flujo donde esta completado el pozo, presión y temperatura de yacimiento, gravedad API y propiedades PVT de los fluidos, detalles de tubería de producción, desviación del pozo, datos de líneas de flujo, para optimizar el comportamiento de producción, sensibilizando en diferentes escenarios reales o posibles.

Sistema de Evaluaciones Económicas SEEPLUS®, es una herramienta desarrollada por PDVSA- INTEVEP que permite cuantificar la rentabilidad de un proyecto de inversión a través de los siguientes indicadores económicos: Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Eficiencia de Inversión (EI) y Tiempo de pago Dinámico (TPD). El sistema cuenta además con la facilidad de poder evaluar varias alternativas de un proyecto bajo diferentes escenarios económicos.

4.5 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

A continuación se describirán las fases o etapas para la selección y diseño de pozos del Campo El Furrial candidatos a aplicación de Levantamiento Artificial por Gas:

4.5.1 Revisión Bibliográfica

En vista de que la totalidad de los pozos del Campo El Furrial producen por flujo natural y que en general en Venezuela se tiene poca experiencia en la aplicación de Levantamiento Artificial por Gas en pozos profundos, era necesario hacer una revisión de la literatura a fin de indagar sobre estudios de aplicabilidad del método bajo las condiciones de profundidad y temperatura manejadas en el área. Además de recopilar la información técnica que definan las variables necesarias para el diseño de un sistema de Levantamiento Artificial por Gas. Las herramientas utilizadas durante esta fase fueron Internet, Trabajos Especiales de Grado, revistas y documentos técnicos de la Society of Petroleum Engineers (SPE).

4.5.2 Selección del universo de estudio y levantamiento de información operacional de los pozos del Campo El Furrial

El Campo El Furrial ya es considerado como un Campo maduro, sin embargo la estrategia de explotación ha permitido mantener estable la producción y en la actualidad se producen aproximadamente 370 MBNPD, a partir de 129 sartas activas, el 83% de estas sartas tienen tasas superiores a 1000 BNPD. A pesar de que la presión de los yacimientos esta declinando considerablemente, la existencia de pozos con alto potencial y la alta inversión inicial en infraestructura/equipos que contempla un cambio de método de producción, han contribuido a restar importancia a los trabajos que ya se han adelantado sobre la aplicabilidad de Levantamiento Artificial (LA) a corto o mediano plazo en el área. Por lo expuesto anteriormente y a fin de presentar este proyecto de Levantamiento Artificial por Gas (LAG) como una propuesta atractiva a ser aplicada en el Campo se decidió tomar como universo de estudio 22 sartas categoría 1 con tasa de producción menor a 1000 BNPD (las cuales representan el 17% del total de las sartas activas del Campo), 9 sartas categoría 2 y 46 categoría 3, lo cual contabiliza un total 77 sartas a ser evaluadas. La decisión de tomar este universo de estudio se baso fundamentalmente en 2 aspectos:

- 1.** El uso de LAG como una estrategia para aumentar la producción de pozos activos.
- 2.** Reactivar pozos inactivos (categoría 2 y 3) que en otras condiciones seguramente pasarían a estado de abandono.

Antes de realizar la selección de los pozos candidatos a Levantamiento Artificial primero se evaluó el comportamiento operacional y de producción de los pozos del universo de estudio. Es por ello que se hizo seguimiento de la producción de los mismos a partir de la aplicación funcional POZO de CENTINELA®, las carpetas de

pozos, información aportada por los Ingenieros de Yacimientos/Optimización del Distrito Furrial y visitas a los mismos.

4.5.3 Selección de los pozos candidatos a cambio de método de producción

El Campo El Furrial esta sometido a un proceso de mantenimiento de presión por inyección de agua en los tres yacimientos que lo conforman, además se inyecta gas en la cresta de la estructura, es decir en el tope del yacimiento NAR S FUC 1. Por lo antes expuesto, se establecieron los siguientes criterios de selección de candidatos:

1. Relación Gas Petróleo de Producción (RGP) menor a 950 PCN/BN para los pozos completados en el yacimiento NAR S FUC 1: Se definieron las curvas de RGP y Q_g para dicho yacimiento mediante el software OIL FIELD MANAGER (OFM®) desarrollado por la empresa SCHLUMBERGER, y se encontró que el RGP promedio del yacimiento antes de iniciar el proceso de Inyección de Gas Miscible en 1998 era de 950 PCN/BN (ver Apéndice I), en virtud de que este yacimiento aún se encuentra por encima de la presión de burbuja, se tiene que los pozos que exhiben un valor de RGP superior a este, posiblemente ya han sido alcanzados por el frente de inyección de gas y por tanto no fueron evaluados en este TEG.

2. Evaluación de los frentes de inyección de agua: cambiar el método de producción de un pozo profundo requiere de una inversión económica importante, es por ello que se debe evaluar el grado de invasión del agua de inyección en el área de drenaje del pozo.

3. Condiciones mecánicas y operacionales de los pozos: en este caso se evaluaron pozos doble sarta, cambios de horizonte, pozos comunicados a nivel de yacimiento que producen gas, etc.

4.5.4 Selección del método de Levantamiento Artificial que mejor se adapte a cada pozo.

Frente a la amplia gama de tecnologías de levantamiento disponibles en la actualidad la selección del mejor método de Levantamiento Artificial para un pozo representa una tarea difícil. Además las implicaciones de carácter económico, como la inversión inicial, costos operacionales y problemas de producción (parafinas, asfáltenos, escamas, arena, etc.), complican mucho más la selección del método, es por ello que en el presente TEG se hizo uso del software SEDLA®, el cual es una herramienta computacional de reconocida vanguardia en cuanto a la selección de mecanismos de producción petrolera. La evaluación de cada uno de los métodos de producción se realiza mediante datos cualitativos y cuantitativos.

The screenshot displays the 'Datos del Pozo' (Well Data) form in the SEDLA software. The form is organized into several sections:

- Identificación:** Includes dropdown menus for 'Distrito' (INTEVEP), 'U.E.' (INTEVEP), 'Pozo', and 'Mét. Act.' (NATURAL), along with an 'Observación' text field.
- Datos Cuantitativos:** A grid of input fields for various parameters such as 'Prof. Tope Perforación' (0 pies), 'Presión Est. Yac.' (0 psia), 'Nivel de Fluido' (0 pies), 'Temp. Tope Perforación' (0 °F), 'Temp. Fluyente Cab.' (0 °F), 'Tasa de Agua' (0,00 bpd), 'Relación Gas Líquido' (0 pcn/bb), 'Prof. Equipo de Bombeo' (0 pies), 'Tasa de Petróleo' (0,00 bnpd), 'Tasa Prod. Deseada' (0 bbpd), 'Pres. Burbujeo' (0 psia), 'Rel. Gas Petróleo' (0 pcn/pbl), 'Corte de Agua' (0 %), 'Ind. de Productividad' (0,00 bbpd/psia), 'Caudal de Burbujeo' (0 bbpd), 'Gravedad API' (0,00 °), 'Relación Gas Líquido (Org.)' (0 pcn/bb), 'Presión Cab. Fluyente' (0 psia), 'Gravedad Esp. Gas' (0,00), 'Corte de Agua (Org.)' (0 %), 'Caudal Máx.' (0 pbpd), 'Gravedad Esp. Agua' (0,00), 'Gravedad API (Org.)' (0,00 °), 'Pres. Fondo Fluy.' (0 psia), and 'Método de Afluencia' (Darcy checked).
- Superficie:** Includes 'Línea de Flujo' (Longitud: 0 pies, Diámetro Interno: 0,00 pulg) and 'Separador' (Temperatura: 0 °F, Presión: 0 psi).
- Pozo Desviado:** Includes 'KOP' (0 pies), 'Intervalos' (0), 'Nº' (1), 'Prof. (MD)' (0 pies), 'Inclinación' (0 °), 'Azimut' (0 °), and 'DLS' (0,000 °/100pies).
- Completación:** Includes 'Tipo Completación' (Simple), 'Diam. Revestimiento' (9 5/8 x 53,50), and 'Diam. Eductor' (4 1/2 x 12,75).

At the bottom, there are buttons for 'Actualizar Cálculos' and a link to 'Índice de Productividad'.

Figura 4.2 Data del pozo necesaria para la evaluación en SEDLA®

En la Figura 4.2 se mostró parte de los datos que debe suministrarse a SEDLA® para determinar el método de Levantamiento Artificial óptimo de un pozo, se requiere conocer parámetros tales como: Profundidad y temperatura de los perforados, relación gas-líquido de formación, tasa de producción deseada, corte de agua, gravedad API del crudo, gravedad específica del agua y del gas, presión estática del yacimiento, profundidad del equipo de bombeo, presión de burbuja e índice de productividad. También se introducen datos de la línea de flujo y del separador, desviación del pozo, el tipo de completación, el diámetro y de las tuberías.

Es de acotar que para el estudio de pozos doble sarta en el software SEDLA® se evaluaron como de completación sencilla, ya que en este TEG se propone realizar el cambio de completación a sarta simple con válvulas para LAG incorporadas.

Datos del Pozo

Datos Cualitativos

Ubicación: Zona no Urbana Vol. Disp. Gas: Inyectado Fuente Eléctrica.: Disponible
Declinación: 0 % Pres. Iny. Gas: 0 psia % Fluctuación Volt.: 0 %

Diluyente

Existen facilidades para inyectar diluyente
Caudal de Diluyente: 0 bpd Gravedad API de Diluyente: 8 °

Problemas de Producción

Arena: 0 Asfalteno: 0 Espuma: 0 Corrosión: 0
Aromático: 0 Emulsión: 0 Escama: 0 Parafina: 0

Pericia en Campo

Bombeo Mecánico con Balancón	0
Bombeo con Cámara de Gas	0
Bombeo de Cavidades Progresivas	0
Bombeo Electrosumergible	0
Bombeo Hidráulico Tipo Jet	0
Bombeo Hidráulico Tipo Pistón	0
LAG Continuo Anular	0
LAG Continuo Tubo	0
LAG Intermitente Convencional	0
LAG Intermitente con Cámara de Acumulación con Doble Empacadura	0
LAG Intermitente con Cámara de Acumulación Insertada	0
LAG Intermitente Pistón Metálico	0
Pistón Metálico Convencional	0

Volumen Disponible de Gas de Inyección

Figura 4.3 Datos del Campo necesarios para la evaluación de pozos en SEDLA®

En la Figura 4.3 se muestra la información del área que requiere SEDLA® para realizar la evaluación, entre ellas se tiene: disponibilidad del gas de inyección y de electricidad, presión de inyección de gas, existencia de facilidades para inyectar diluyente, ubicación del pozo (zona urbana/ no urbana), declinación energética del yacimiento, pericia en métodos de Levantamiento Artificial en el Campo y problemas de producción de los pozos. En el caso del Campo El Furrial existen problemas asociados con precipitación de asfáltenos y no se tiene experiencia en aplicación de Levantamiento Artificial.

De la jerarquización de métodos de levantamiento hecha por SEDLA® se seleccionaron los pozos cuya evaluación cualitativa indica que el Levantamiento Artificial por Gas Continuo se encuentra entre las 3 primeras opciones de métodos de Levantamiento Artificial a ser aplicados en el Campo.

4.5.5 Diseño del sistema de Levantamiento Artificial por Gas mediante análisis nodal.

Durante el Levantamiento Artificial por Gas Continuo la máxima eficiencia de levantamiento a nivel de pozo se alcanza cuando se inyecta establemente y a la máxima profundidad posible el volumen adecuado del gas de levantamiento, para ello es necesario realizar un diseño eficiente de la instalación: Óptimo espaciamiento de mandriles y adecuada selección, calibración y operación de válvulas, este diseño se realizó mediante el análisis nodal hecho usando el software Wellflo®, el cual es uno de los mejores existentes en el mercado para realizar simulaciones sobre Levantamiento Artificial por Gas.

a. Construcción mecánica de los pozos en WELLFLO®

Opción “Data Preparation” (Preparación de Datos), en esta opción se introducen los datos necesarios para poder realizar cualquier tipo de análisis (Figura 4.4). Entre las secciones que presenta la opción “Data preparation”, se tiene:

1. General Data (Datos Generales).
2. Well and Flow Type (Tipo de flujo y de pozo).
3. Reservoir Control (Datos del yacimiento).
4. Transfer Reservoir Data (Transferencia de Datos de Yacimiento).
5. Deviation Data (Datos de Desviación).
6. Equipment Data (Datos del Equipo).
7. Gas Lift Data (Datos de Levantamiento Artificial por Gas).
8. Surface ESP Data (Datos de bombas electrosumergibles en superficie).
9. ESP Data (Datos de bombas electrosumergibles).

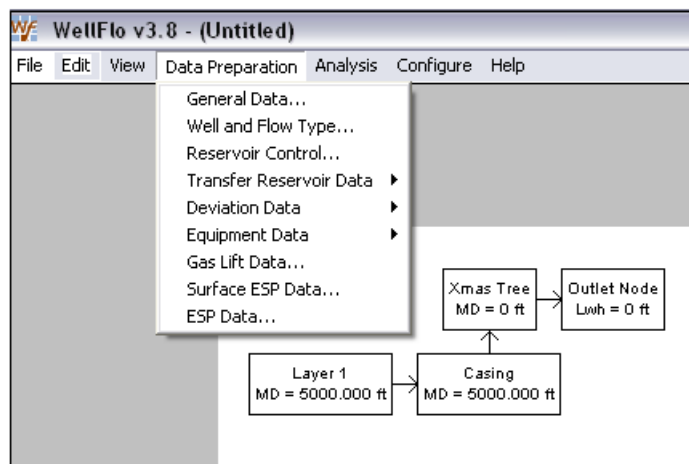


Figura 4.4 Construcción de pozos en WELLFLO®

Para el desarrollo del análisis nodal y de la simulación para LAG de los pozos estudiados en este TEG se utilizaron las siguientes secciones:

General Data (Datos Generales): Permite señalar la información del pozo en forma de texto, incluyendo el nombre y datos del pozo referidos a la completación, pruebas de producción, objetivos, analista del pozo, entre otros.

Well and Flow Type (Tipo de flujo y de pozo):

Tipo de pozo (“Well Type”): Productor o Inyector.

Tipo de Flujo (“Fluid Type”): Tubular o Anular.

Reservoir Control (Datos del Yacimiento): En la sección “Reservoir Control” se añaden los intervalos productores y se introducen datos correspondientes a presión y temperatura de yacimiento, el punto medio de los perforados, permeabilidad efectiva y espesor de arena. En este componente también se suministran los datos para el cálculo de propiedades de fluidos y PVT. Presenta la limitante de que solo acepta las propiedades PVT del fluido perteneciente a una sola capa, no es composicional, no aplica reglas de mezcla y las propiedades del °API y la gravedad específica del gas corresponden a la mezcla de los fluidos producidos. Ver Figuras 4.5, 4.6 y 4.7.

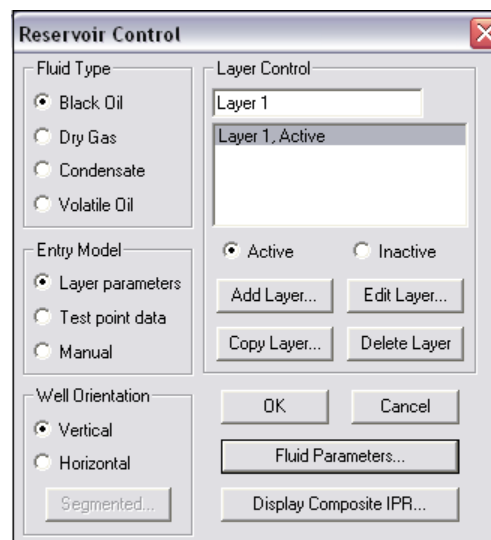


Figura 4.5 Intervalos productores en WELLFLO®

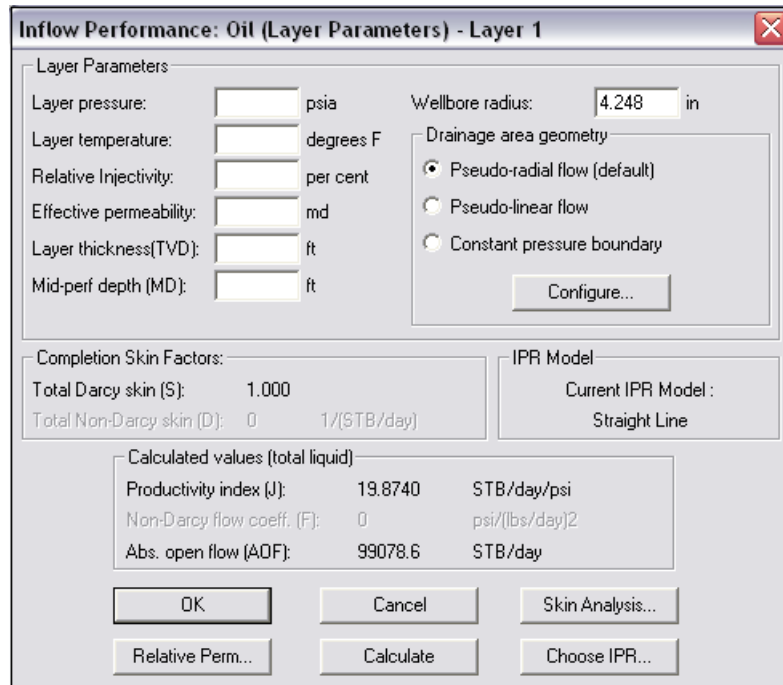


Figura 4.6 Datos de los intervalos productores en WELLFLO®

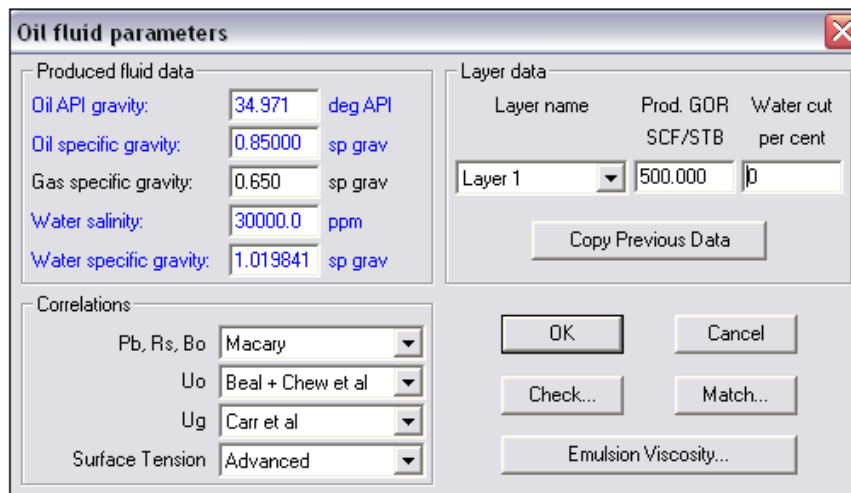


Figura 4.7 Propiedades de los fluidos en WELLFLO®

Deviation Data (Datos de desviación): Los datos de desviación comprende la distancia y el ángulo de desviación.

Equipment Data (Datos de Equipos): En este componente se suministra información referente a las longitudes de las tuberías, diámetros internos y profundidad de los perforados. Se suministra el perfil de desviación del pozo con sus valores de profundidad medida (MD) por sus siglas en ingles Measured Depth y profundidad vertical verdadera (TVD) por sus siglas en ingles True Vertical Depth.

Gas Lift Data (Datos de Levantamiento Artificial por Gas): En esta sección se introducen los datos correspondientes a tasa y presión de gas de inyección, gravedad específica del gas, diferencial de presión entre las válvulas y máxima profundidad de inyección. Si se dispone de la data de calibración de válvulas también puede introducirse, en caso contrario, se puede calcular mediante la simulación y el sistema carga dichos datos de calibración en esta sección.

b. Curva de Afluencia (IPR):

Los yacimientos del Campo El Furrial aun se encuentran por encima de la presión de burbuja es por ello que para el calculo de las curvas IPR de los pozos candidatos a aplicación de LAG se utilizo un modelo lineal. Las aproximaciones que utiliza el simulador Wellflo® para generar dicho modelo lineal para la curva IPR esta basada en la ecuación de Darcy.

Para el cálculo de la tasa de petróleo el simulador Wellflo® utiliza la siguiente aproximación:

$$Q_o = \frac{0.00708 * K_o * h_o * (P_{ws} - P_{wf})}{\mu_o * \beta_o * \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S \right]} \quad \text{Ecuación 4.1}$$

Donde:

Qo: Tasa de producción de petróleo, BNPD.

Ko: Permeabilidad efectiva al petróleo, mD.

ho: Espesor de arena neta petrolífera, pies.

Pws: Presión estática del yacimiento a nivel de las perforaciones, Lpca.

Pwf: Presión de fondo fluyente a nivel de las perforaciones, Lpca.

μo: Viscosidad del petróleo, cP.

βo: Factor volumétrico de formación del petróleo, BY/BN.

re: Radio de drenaje, pies.

rw: Radio del pozo, pies.

S: Daño de formación.

Los datos petrofísicos de los intervalos productores de los pozos en estudio se presentan en los Apéndices III, IV y V. De acuerdo al Modelo Petrofísico V-9 Campo El Furrial ^[18] se establece que mediante la ecuación 4.2 se puede estimar la permeabilidad efectiva del petróleo a partir de la permeabilidad absoluta y la porosidad de la roca, mediante la siguiente correlación.

$$K_{o(S_{wi})} = 0,6137 * e^{-0,019 \ln \log K / \phi} * K \quad \text{Ecuación 4.2}$$

Donde:

Ko (S_{wi}): Permeabilidad efectiva al petróleo a la saturación de agua irreductible, mD.

K: Permeabilidad absoluta de la formación, mD.

Φ: Porosidad de la roca, %.

La Gerencia de Desarrollo de Yacimientos de PDVSA Producción Oriente dispone de datos de presiones de las diferentes áreas de los yacimientos del Campo El Furrial. En

la Tabla 4.1 se presenta los datos correspondientes a presiones originales, presiones de saturación, presión actual y temperatura de los yacimientos del Campo El Furrial.

Tabla 4.1 Data de presión y temperatura de los yacimientos del Campo El Furrial

Pozo	Yacimiento	Presión Original (Lpca)	Presión de Burbuja (Lpca)	Presión Actual (Lpca)	Temperatura (°F)
FUL 91	CRE FUC 1	10744	3864	5710	300
FUC 63	CRE FUC 1	11154	3735	5215	300
FUL 90	CRE FUC 1	11204	3876	5710	303
FUL 74	CRE FUC 1	11221	2340	6500	300
FUL 25	CRE FUC 1	11154	3735	4958	297
FUC 45	CRE FUC 1	8800	3285	5130	300
FUL 50	NAR I FUC 1	11293	4090	5156	290
FUL 58	NAR I FUC 1	11293	4090	5698	285
FUL 85	NAR I FUC 1	10937	3415	5680	284
FUC 15	NAR I FUC 1	11583	4395	5709	285
FUL 63	NAR I FUC 1	11050	3406	6000	285
FUL 39	NAR S FUC 1	11248	4176	5200	287
FUC 22	NAR S FUC 1	11248	4176	5250	280
FUC 20	NAR S FUC 1	11248	4176	5200	285
FN 19	NAR S FUC 1	11200	2393	7000	320
FUL 13	NAR S FUC 1	10858	4100	5625	285
FUL 51	NAR S FUC 1	10926	3254	6708	285

Para el cálculo de la presión de fondo fluyente de cada uno de los pozos evaluados se utilizo la correlación de Orkiszewski para flujo multifásico en tubería vertical. En el caso del crudo del Campo El Furrial la correlación para el cálculo de propiedades PVT utilizada en Campo es Macary.

Se hicieron las siguientes suposiciones: El valor de $\ln (re/rw)= 7.08$ y el daño es igual a cero.

c. Modelos de Fluidos

Para representar el crudo del Campo El Furrial se utilizo un modelo de fluido para crudo negro (Black Oil) empleando el simulador WELLFLO®. Los valores introducidos para el modelo de crudo negro se presentan en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2 Datos para el modelo de fluidos

Pozo	AyS (%)	RGP (PCN/BN)	G.E del Crudo	G.E del Gas	°API	Presión de Burbuja (Lpca)	Rsb (PCN/BN)
FUL 91	2,3	656	0,91764	0,8899	22,7	3864	945
FUC 63	0,4	600	0,89557	0,8912	26,5	3735	715
FUL 90	5	515	0,90415	0,8759	25	3876	721
FUL 74	60	615	0,93461	0,8815	19,9	2340	1018
FUL 25	1	639	0,89557	0,8904	26,5	3735	715
FUC 45	10	550	0,89784	0,8923	26,1	3285	735
FUL 50	48	845	0,90705	0,8516	24,5	4090	834
FUL 58	50	700	0,90705	0,8483	24,5	4090	834
FUL 85	60	779	0,93276	0,8529	20,2	3415	929
FUC 15	0,1	481	0,90013	0,8542	25,7	4395	1082
FUL 63	70	425	0,90473	0,8518	24,9	3406	944
FUL 39	40	1250	0,90358	0,8123	25,1	4176	948
FUC 22	12	450	0,90185	0,8164	25,4	4176	948
FUC 20	0,2	600	0,88938	0,8093	27,6	4176	948
FN 19	52	735	0,93461	0,8235	19,9	2393	597
FUL 13	46,9	780	0,88659	0,8055	28,1	4100	892
FUL 51	88,8	684	0,90415	0,8193	25	3254	796

La gravedad específica del agua se considero que era igual a uno.

d. Curvas de demanda (TPR)

Estudios realizados por la empresa PDVSA Producción Oriente a través de cálculos de gradiente dinámico concluyen que la correlación de flujo multifásico vertical que mejor se adapta a las condiciones del Campo El Furrial es Orkiszewski, por lo cual esta fue utilizada en esta investigación, ya que no se contaba con registros de producción bajo condiciones dinámicas para todos los pozos candidatos en este estudio.

e. Simulaciones

Para diseñar el sistema de Levantamiento Artificial por Gas para los pozos del Campo El Furrial se dividió el proceso de simulación dos fases de producción: flujo natural (FN) y aplicación de LAG.

- Simulaciones de Flujo Natural

Para el caso de los pozos actualmente activos se realizó la simulación ajustando el análisis nodal a la última prueba de producción del pozo tomada en superficie, con un error menor al 5%, mientras que para los pozos inactivos se realizó el modelo de simulación basados en la información petrofísica de los intervalos productores, el detalle de completación y de los modelos de fluidos definidos en este estudio.

Se introdujo en el simulador WELLFLO® los modelos de los fluidos, las configuraciones mecánicas de los pozos, la correlación de flujo multifásico vertical y correlación para PVT características del Campo, los resultados se muestran en el Capítulo V.

- Simulaciones con LAG

Esta etapa consistió en modelar el flujo con LAG de los pozos que actualmente se encuentran activos e inactivos del Campo El Furrial. Partiendo del modelo de simulación con flujo natural, se retiró el reductor en superficie y se procedió a realizar el análisis mediante la aplicación de Levantamiento Artificial por Gas.

El diseño de LAG mediante inyección a través de la tubería de producción se fundamenta en determinar la tasa y presión de inyección de gas óptima, basada en las siguientes premisas:

- 1.** Esta propuesta de aplicación de Levantamiento Artificial por Gas está basada en aprovechar la red de distribución de gas ya existente en el área para inyección de gas miscible al yacimiento NAR S FUC 1, correspondiente al sistema de compresión de la planta IGF (Inyección de Gas Furrial). A fin de afectar lo menos posible el proyecto de Recuperación Secundaria por inyección de gas que se lleva a cabo en este yacimiento desde 1998, se estableció una tasa de inyección de gas máxima a los pozos candidatos de 2.5 MMPCND.
- 2.** Con el objeto de cumplir con criterios de seguridad en el manejo de gas a alta presión en áreas urbanas/ no urbanas se definió como presión máxima de inyección a los pozos candidatos 2600 Lpca.
- 3.** De acuerdo a la información suministrada por el equipo de Ingeniería de Optimización del Campo Orocual, vecino al El Furrial, y también operado por PDVSA Producción Oriente, se tiene que en los pozos verticales de esta área donde es aplicado Levantamiento Artificial por Gas como método de producción se manejan profundidades máximas de inyección aproximadas de 100 pies por encima de la empacadura. Por lo expuesto anteriormente, basado en datos de Campo, se tomó este

valor para el diseño de Levantamiento Artificial por Gas Continuo en los pozos verticales candidatos a aplicación del método. Es de acotar que en pozos desviados se utilizó como máxima profundidad de inyección el punto donde empieza la desviación del pozo (KOP). En la Tabla 4.3 se presenta la máxima profundidad de inyección (hasta donde pueden instalarse mandriles) de cada uno de los pozos candidatos a aplicación de Levantamiento Artificial por Gas.

Tabla 4.3 Máxima profundidad de inyección

Pozo	Max Prof. de Inyección (pies)
FUL 91	14514
FUC 63	12818
FUL 90	12462
FUL 74	12902
FUL 25	14200
FUC 45	12867
FUL 50	13100
FUL 58	13140
FUL 85	9693
FUC 15	13800
FUL 63	10532
FUL 39	14514
FUC 22	14387
FUC 20	14300
FN 19	15822
FUL 13	13935
FUL 51	14193

4. Muchos autores recomiendan como espaciamiento mínimo entre mandriles para Levantamiento Artificial por Gas Continuo distancias comprendidas entre (250-500) pies, pero como en el corredor de gas de inyección de El Furrial existe suficiente

disponibilidad de presión, los diseños se realizarán tomando 500 pies de espaciamiento mínimo entre estos.

5. Para los pozos que actualmente son doble sarta es necesario realizar un cambio de completación a sarta única con mandriles de LAG incorporados, por tanto se evaluó con el equipo de Estudios de Yacimientos las unidades de flujo donde están completados actualmente las dos sarts de cada uno de los pozos para decidir donde se completaría el hipotético nuevo pozo acondicionado con válvulas para LAG.

6. Los diseños de LAG para pozos sarta simple se realizaron con la tubería de producción que tienen actualmente los mismos. Entre tanto para los pozos sarta dual el diseño de cambio de completación a sarta sencilla se realizó con tubería de producción de 4 1/2", debido a la poca disponibilidad de tuberías de 5 1/2" en el mercado.

7. Necesariamente los pozos productores con Levantamiento Artificial por Gas deben fluir sin reductor en superficie.

4.5.6 Evaluación Económica

En esta fase se evaluará la factibilidad económica de aplicar Levantamiento Artificial por Gas, ya que en la actualidad todos los pozos de El Furrial producen por flujo natural y el cambio a este método de producción representa grandes desembolsos de capital, en la instalación de líneas de distribución de gas de inyección, dicha evaluación económica se realizará mediante el software SEEPLUS®, en el Apéndice VI se definen los datos de costos asociados a cambio de método de producción que fue suministrada al simulador en la evaluación de la rentabilidad del método.

4.6 MATRIZ METODOLÓGICA

A continuación en la Tabla 4.4 se presenta un resumen de la planificación del Trabajo Especial de Grado a fin de dar cumplimiento a los objetivos planteados en el mismo.

Tabla 4.4 Matriz metodológica

Objetivo Especifico	Actividades Realizadas	Instrumento
Seleccionar los pozos del Campo El Furrial candidatos a producir mediante la aplicación de un sistema de Levantamiento Artificial por Gas.	Revisión Bibliográfica.	Internet, Trabajos de Grado, documentos técnicos, etc.
	Selección del universo de estudio y levantamiento de la información operacional de los pozos	CENTINELA®, carpetas de pozos, entrevistas con los custodios, SISUB, etc.
	Selección de pozos candidatos a cambio de método de producción.	Curvas de parámetros de producción, OFM®, SISUB.
	Selección del método de LA que mejor se adapte a cada pozo.	Software SEDLA®
Diseñar la completación para pozos del Campo El Furrial que sean considerados candidatos a producir mediante Levantamiento Artificial por Gas.	Realizar análisis nodal para obtener un diseño eficiente de la instalación de LAGC: Óptimo espaciamiento de mandriles y adecuada selección, calibración y operación de válvulas.	Software WELLFLO®
Evaluar la factibilidad económica de la aplicación del método de Levantamiento Artificial por Gas en pozos pertenecientes al Campo El Furrial.	Calculo de Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Tiempo de Pago Dinámico (TPD), Eficiencia de Inversión (EI).	Software SEEPLUS®

CAPITULO V

ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1 SELECCIÓN DEL UNIVERSO DE ESTUDIO

Para estudiar la factibilidad de aplicar Levantamiento Artificial por Gas en los pozos pertenecientes al campo El Furrial era necesario evaluar una muestra representativa de las 184 sartas productoras existentes en el área, es por ello que en conjunto con los equipos de Estudios de Yacimientos y Optimización de Producción del Distrito Furrial se decidió tomar como universo de estudio 22 sartas categoría 1 (con tasa de producción menor a 1000 BNPD), 9 sartas categoría 2 y 46 categoría 3, teniendo una muestra total de 77 sartas, las cuales representan el 42% de los pozos productores del campo, en la Figura 5.1 se presenta el universo de estudio seleccionado para la evaluación de LAG.

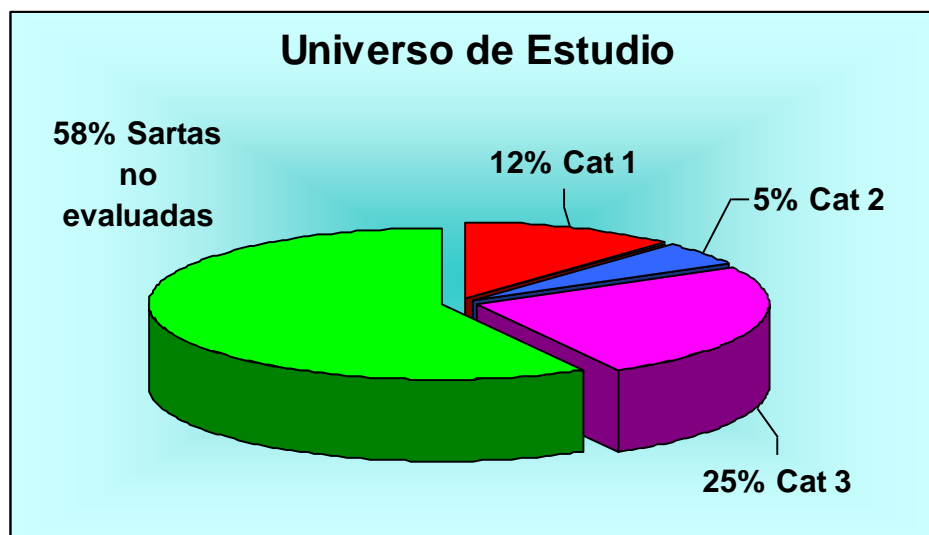


Figura 5.1 Universo de Estudio.

En las Tablas 5.1, 5.2 y 5.3 se muestran los resultados de las últimas pruebas de producción realizadas a los pozos del campo El Furrial seleccionados como población de estudio para evaluar sus condiciones mecánicas y operacionales con el objeto de establecer posibles candidatos a aplicación de métodos de Levantamiento Artificial.

Tabla 5.1 Sartas Categoría 1, con producción de crudo menor a 1000 BNPD.

# Sartas	Pozo	Comp.	Prueba	Sarta	BBPD	BNPD	%AyS	Gas (MPCN)	RGF
1	FUL 50	2	22-Ene-12	S	1911	994	48	840	845
2	FUC 26	1	15-Mar-12	I	2064	991	52	3518	3550
3	FUL0091	1	02-Mar-12	X	999	976	2,3	640	656
4	FUL 39	3	10-Ene-12	Z	1576	946	40	690	729
5	FUL0117	1	16-Ene-12	X	1676	939	44	13532	14411
6	FUC0063	1	23-Mar-12	X	882	878	0,4	681	776
7	FUL0090	1	23-Ene-12	X	919	873	5	450	515
8	FUL0142	2	24-Mar-12	X	850	816	4	7900	9681
9	FUC 22	2	06-Abr-12	X	702	618	12	362	586
10	FN0019	1	01-May-12	X	1594	765	52	280	366
11	FUL 74	1	13-Mar-12	X	1623	649	60	399	615
12	FUL 41	3	03-Feb-12	Z	939	648	30	1195	1844
13	FUC 1	2	31-Mar-12	X	696	640	8	12848	20075
14	FUC0045	1	13-Mar-12	X	684	624	9	350	561
15	FUC 18	2	27-Mar-12	X	604	580	4	11090	19121
16	FUL 25	1	08-Ene-12	I	585	579	1	370	639
17	FUC 20	2	07-Abr-12	Z	696	695	0,2	417	600
18	FUL0133	1	19-Ene-12	X	531	530	0,2	630	1189
19	FUL0089	2	21-Ene-12	X	1475	369	75	908	2461
20	FUL 79	1	25-Mar-12	X	418	343	18	8064	23510
21	FN0023	1	22-Mar-12	X	857	223	74	630	2825
22	FUL 45	2	25-Mar-12	X	220	114	48	2500	21930

Tabla 5.2 Sartas Inactivas categoría 2.

# Sartas	Pozo	Comp.	Prueba	Sarta	BBPD	BNPD	%AyS	Gas (MPCN)	RGF
1	FUL 85	1	21-Dic-11	X	6450	2580	60	2011	779
2	FUL 36	2	07-Ene-12	X	3413	1707	50	2138	1252
3	FUL 62	2	19-Dic-11	X	2165	1516	30	1474	972
4	FUL 43	2	14-Ene-12	S	567	561	1	13110	23369
5	FUL 13	4	04-Mar-12	Z	544	490	10	280	571
6	FUL 8	1	24-Dic-11	X	471	399	14	492	1233
7	FUL 58	2	26-Sep-11	X	1060	318	70	171	538
8	FUL 115	1	12-May-11	X	290	189	34	305	1614
9	FUL 51	2	13-May-12	X	462	139	70	37	266

Tabla 5.3 Sartas Inactivas categoría 3.

# Sartas	Pozo	Comp.	Prueba	Sarta	BBPD	BNPD	%AyS	Gas (MPCN)	RGP
1	FUL 25	2	11-Jun-01	S	5340	5340	0	11662	2184
2	FN 6	1	18-Dic-98	I	3714	3283	11,6	3150	959
3	FUC 16	3	18-Jun-11	X	5352	3211	40	3543	1103
4	FUL 5	1	30-Dic-05	X	2362	2306	0,2	28130	12199
5	FUL 17	2	22-Feb-11	S	3246	1918	40	3507	1828
6	FUC 15	1	10-Oct-10	I	1800	1798	0,1	800	445
7	FUL 63	1	22-Jun-10	X	5461	1638	70	723	441
8	FUC 40	1	18-Feb-12	X	5056	1517	70	1570	1035
9	FUL 47A	2	04-Feb-08	S	7455	1193	84	1625	1362
10	FUL 23	1	07-Oct-10	I	2313	1157	50	2473	2137
11	FN 2	2	28-Abr-02	S	2748	1099	60	1099	1000
12	FN 5	1	26-May-97	I	2356	848	64	721	850
13	FUC 10	1	14-May-06	Z	1932	773	60	863	1116
14	FUL 68	1	14-Abr-10	X	6196	744	88	863	1160
15	FUC 23	1	27-Sep-08	X	648	646	0,1	8920	13808
16	FUL 17	1	30-Mar-06	I	1500	589	60	2511	4263
17	FUL 100	1	16-Ago-11	Z	704	577	18	299	518
18	FUL0097	1	02-Nov-10	X	718	488	32	1113	2281
19	FUC 15	2	26-Nov-05	S	471	471	0	670	1423
20	FN 2	3	10-Nov-98	I	2093	419	0	111	265
21	FUC 13	2	21-Jul-05	S	390	389	0,2	585	1504
22	FUC 14	2	17-Dic-10	S	522	376	28	8540	22713
23	FUC 10	2	26-Jun-05	Z	384	369	4	8770	23767
24	FUL 82	1	02-Feb-08	X	1750	345	80	765	2217
25	FN 28	1	21-Ago-10	X	1685	333	80	153	459
26	CRC 18	1	22-May-02	X	529	328	38	874	2665
27	FUL 29	2	04-Dic-09	X	2052	322	84	463	1438
28	FUL 50	1	24-Ene-11	I	418	319	22	387	1213
29	FUC 7	1	30-Ago-10	I	780	312	60	1393	4465
30	FUL0101	2	11-Jul-11	X	1014	299	70	1206	4033
31	FUL 21	1	17-Abr-07	I	1501	270	82	296	1096
32	FUC 11	2	07-Sep-09	S	240	240	0	3900	16250
33	FUL 23	2	10-May-11	S	696	204	70	10029	49162
34	FN0020	1	01-May-10	X	614	198	66	561	2833
35	FUL0135	2	06-Mar-12	X	204	188	8	9350	49734
36	FN 18	1	21-Ene-08	X	1215	168	86	170	1012
37	FUL 22	1	19-Ene-07	X	4119	165	96	1251	7582
38	FUL 12	2	23-Nov-11	X	268	161	40	9600	59627
39	FUL 7	1	24-Feb-11	X	156	150	3,8	4370	29133
40	FUL 75	1	16-Abr-08	X	8905	1781	80	1231	691
41	FN 6	2	29-Oct-02	S	952	76	92	241	3171
42	FUL 21	2	25-May-03	S	1962	39	98	2010	51538
43	FUL0110	2	12-Nov-11	X	43	39	10	10000	256410
44	FUL 20	2	16-Oct-05	X	1797	36	98	383	10639
45	FN 5	2	30-Ene-99	S	225	18	92	32	1778
46	FUC0061	1							

5.2 SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A CAMBIO DE MÉTODO DE PRODUCCIÓN

En el Apéndice I se pueden visualizar los pozos que se descartaron para la aplicación de métodos de Levantamiento Artificial y las causas del descarte de los mismos. A continuación en la Tabla 5.4 se presentan los pozos que aprobaron la etapa de selección de candidatos y que fueron evaluados a través del software SEDLA® a fin de establecer el método de Levantamiento Artificial que mejor se adapte a las condiciones actuales de cada uno de ellos.

Tabla 5.4 Pozos candidatos a cambio de método de producción.

Yacimiento	Pozo	Cat.
CRE FUC 1	FUL 91	1
CRE FUC 1	FUC 63	1
CRE FUC 1	FUL 90	1
CRE FUC 1	FUL 74	1
CRE FUC 1	FUL 25	1
CRE FUC 1	FUC 45	1
NAR I FUC 1	FUL 50_2	1
NAR I FUC 1	FUL 58	2
NAR I FUC 1	FUL 85	2
NAR I FUC 1	FUC 15_1	3
NAR I FUC 1	FUL 63	3
NAR I FUC 1	FUL 75	3
NAR S FUC 1	FUL 39	1
NAR S FUC 1	FUC 22	1
NAR S FUC 1	FUC 20	1
NAR S FUC 1	FN 19	1
NAR S FUC 1	FUL 13ST	2
NAR S FUC 1	FUL 51	2

5.3 SELECCIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL QUE MEJOR SE ADAPTE A CADA POZO

En la Tabla 5.5 se muestra un resumen de los resultados de las simulaciones hechas en SEDLA® en la cual se puede apreciar que los métodos de Levantamiento Artificial que mejor se adaptan a las condiciones de los pozos del campo El Furrial son LAGC, BH y BES. En el apéndice II se puede encontrar los datos suministrados a SEDLA® para llevar a cabo los cálculos.

Tabla 5.5 Resultados de las simulaciones hechas en SEDLA®.

Pozo	Yacimiento	Presión EB	Temp EB	Método 1	Ptos	Método 2	Ptos	Método 3	Ptos
FUL 91	CRE FUC 1	3095,00	236,76	LAGC Tuberia	72	BH Pistón	57	BH Jet	57
FUC 63	CRE FUC 1	3475,10	252,62	LAGC Tuberia	76	BH Pistón	59	BH Jet	58
FUL 90	CRE FUC 1	3357,1	240,95	LAGC Tuberia	72	BH Pistón	62	BH Jet	58
FUL 74	CRE FUC 1	3099,76	268,56	LAGC Tuberia	62	BH Jet	57	BH Pistón	56
FUL 25	CRE FUC 1	2702,37	234,5	LAGC Tuberia	66	BH Pistón	61	BH Jet	57
FUC 45	CRE FUC 1	3477,04	239,16	LAGC Tuberia	71	BH Pistón	58	BH JET	58
FUL 50_2	NAR I FUC 1	3212,97	267,86	LAGC Tuberia	70	BH Pistón	63	BH Jet	58
FUL 58	NAR I FUC 1	3234,34	249,46	BH Pistón	59	BES	56	LAGC Tuberia	51
FUL 85	NAR I FUC 1	289,81	270,93	LAGC Amular	46	BES	27	LAGC Tuberia	20
FUC 15_1	NAR I FUC 1	2620,11	227,24	LAGC Tuberia	70	BH Pistón	62	BH Jet	58
FUL 63	NAR I FUC 1	599,39	269,24	LAGC Amular	65	LAGC Tuberia	40	BES	38
FUL 75	NAR I FUC 1	1171,66	278,01	BES	54	BH Pistón	47	BH Jet	43
FUL 39	NAR S FUC 1	2981,85	247,81	LAGC Tuberia	71	BH Pistón	62	BH Jet	58
FUC 22	NAR S FUC 1	3212,51	216,81	LAGC Tuberia	71	BH Pistón	59	BH Jet	54
FUC 20	NAR S FUC 1	2311,52	241,27	LAGC Tuberia	68	BH Pistón	57	BES	54
FN 19	NAR S FUC 1	1541,52	251,43	LAGC Tuberia	64	BH Pistón	58	BH Jet	55
FUL 13	NAR S FUC 1	1735,39	238,46	LAGC Amular	77	LAGC Tuberia	70	BES	54
FUL 51	NAR S FUC 1	3190,18	235,05	BH Pistón	62	LAGC Tuberia	59	BH Jet	57

5.4 DISEÑO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS MEDIANTE ANÁLISIS NODAL

El análisis nodal de los pozos candidatos a cambio de método de producción se realizó mediante dos fases de simulación: Condición actual del pozo con flujo natural y diseño de LAG.

En la Tabla 5.6 se presenta la información referente a la condición actual de los pozos candidatos, a fin de realizar el análisis nodal, es de acotar que para los pozos inactivos el modelo de simulación se realizó a partir de los datos petrofísicos y de fluidos disponibles.

Tabla 5.6 Datos de producción para los modelos de flujo natural.

Pozo	Prueba	Q _i (BBPD)	Q _o (BNPD)	Q _g (MPCND)	AyS (%)	RGP (PCN/BN)	P _{cab} (L _{pca})	Pl _{nea} (L _{pca})	Estrangulador (1/64")
FUL 91	02-Mar-12	999	976	640	2,3	656	560	140	32
FUC 63	23-Mar-12	882	878	681	0,4	776	650	190	20
FUL 90	23-Ene-12	919	873	450	5	515	480	360	28
FUL 74	13-Mar-12	1623	649	399	60	615	980	320	24
FUL 25I	08-Ene-12	585	579	370	1	639	494	145	24
FUC 45	14-Abr-12	684	624	350	10	561	490	146	24
FUL 50S	22-Ene-12	1911	994	840	48	845	416	363	28
FUL 58	Pozo Inactivo							347	16
FUL 85								102	16
FUC 15I								130	32
FUL 63								344	16
FUL 39								10-Ene-12	1576
FUC 22	22-May-12	702	618	362	12	586	470	156	20
FUC 20I	07-Abr-12	696	695	417	0,2	600	430	139	24
FN 19	01-May-12	1594	765	280	52	366	850	400	24
FUL 13	Pozo Inactivo							110	20
FUL 51								310	16

A continuación se muestran los resultados de los modelos de simulación de flujo natural y LAG cada uno de los pozos candidatos a cambio de método de producción descritos en la Tabla 5.6.

5.4.1 Diseño de LAG para el pozo FUL 91

De acuerdo a la Tabla 4.1 la presión del yacimiento CRE FUC 1 en la zona donde se encuentra completado el pozo FUL 91 es de 5710 Lpca (ver Capítulo IV).

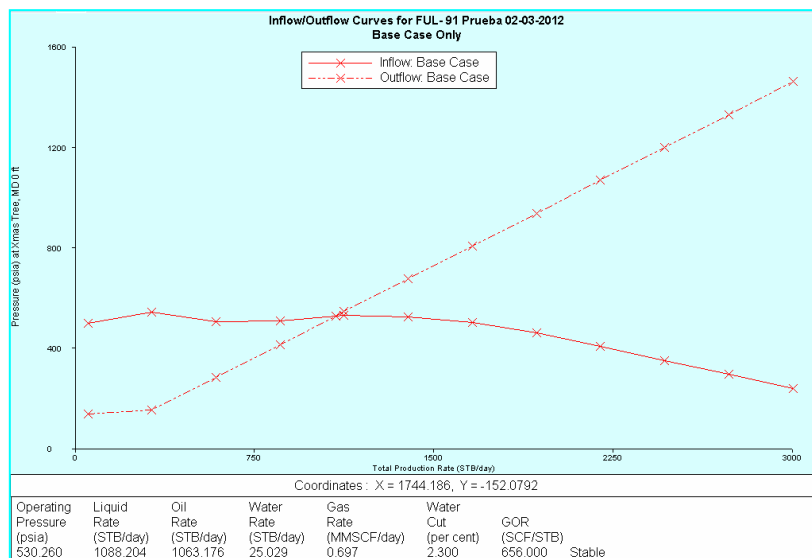


Figura 5.2 Análisis Nodal cotejado en cabezal. Condiciones actuales, FUL 91.

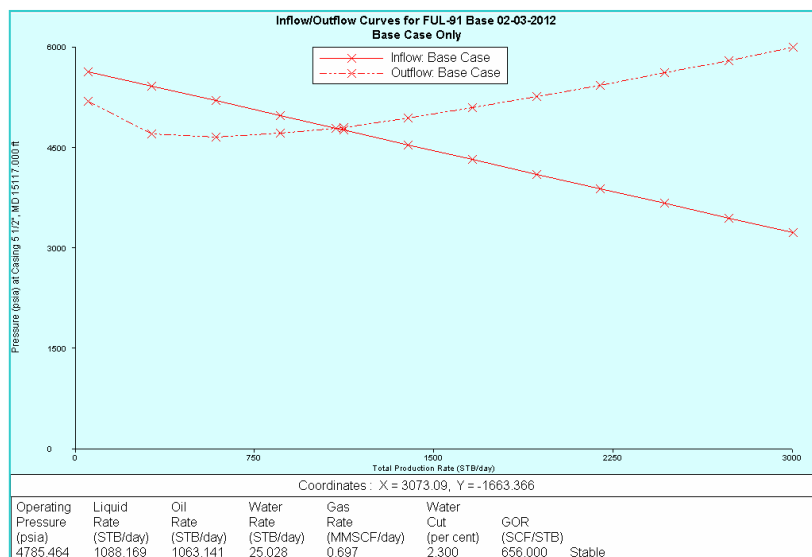


Figura 5.3 Análisis Nodal cotejado en fondo. Condiciones actuales, FUL 91.

Mediante el análisis nodal del pozo FUL 91 ajustado a la última prueba de producción, mostrado en las Figuras 5.2 y 5.3, se puede notar que el pozo presenta actualmente una presión de fondo fluente aproximadamente igual a 4786 Lpca, por tanto a partir de la ecuación 2.1 y la presión de yacimiento de 5710 Lpca se calculó el índice de productividad del mismo, el cual es de 1,12 BPD/Lpca.

- Aplicar LAGC para aumentar la producción actual del pozo

Se realizaron sensibilidades a la tasa y presión de inyección de gas para conocer el valor óptimo que permitirá el levantamiento de crudo (ver Apéndice III). De acuerdo a la sensibilidad realizada a la tasa de inyección de gas (entre 0 y 3 MMPCND) se obtuvo que bajo las condiciones actuales del pozo FUL 91 la tasa de inyección óptima para el mismo es de 1 MMPCND. Con esta tasa óptima se procedió a iterar a diferentes valores de presión de inyección para determinar la presión del sistema que optimiza el diseño, en términos de ganancial en tasa de crudo y no en alcanzar mayores profundidades de inyección. Dicha sensibilidad resulta en que inyectando con una presión superior a 1600 Lpca se puede alcanzar la máxima profundidad de inyección ubicada a 14514 pies, pero el ganancial en tasa de crudo no superaría los 3 BNPd, por tanto se tomará este valor de 1600 Lpca como óptimo.

En el Apéndice III se muestran los datos de entrada en el simulador Wellflo® para el diseño de Levantamiento Artificial por Gas Continuo del pozo FUL 91, una vez optimizada la tasa y la presión de inyección de gas.

En la Figura 5.4 se presenta el gráfico Profundidad Vertical vs. Presión y Temperatura, el cual permite visualizar la curva de gradiente dinámico del pozo FUL 91 y la ubicación de las válvulas de LAGC en el mismo, además se muestran las

presiones en la tubería de producción y en el revestimiento a la profundidad de las válvulas. La válvula orificio debe colocarse a una profundidad de 13014 pies.

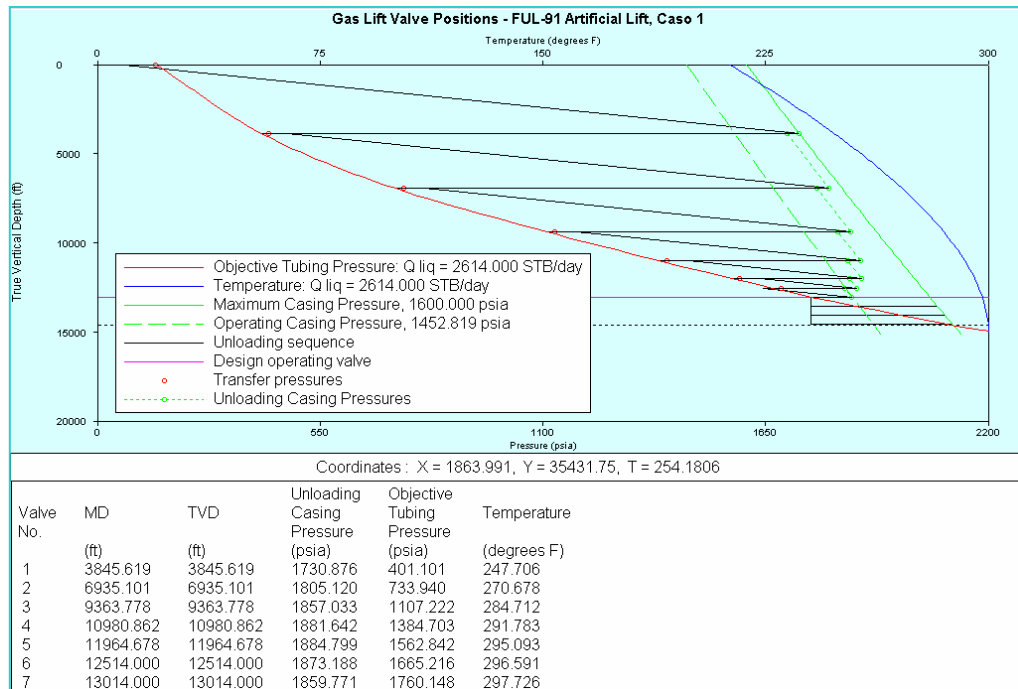


Figura 5.4 Posicionamiento de válvulas, FUL 91.

De acuerdo a las Figuras 5.5 y 5.6 se espera producir después de la aplicación de LAGC en el pozo FUL 91, unos 2610 BBPD (2550 BNPD), inyectando 1 MMPCND, a una presión de inyección de 1600 Lpca. Comparando la tasa de crudo actual del pozo (ver Tabla 5.6), con los resultados teóricos obtenidos en el diseño de LAGC se tiene un aumento del 161% de la producción, se obtendría 1574 BNPD adicionales.

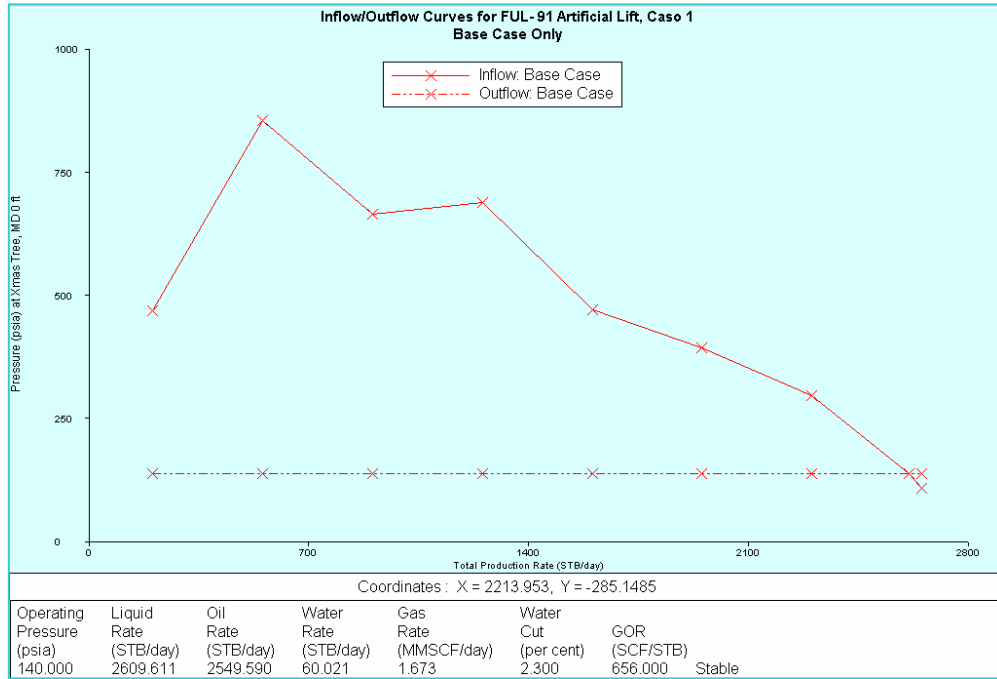


Figura 5.5 Análisis nodal pozo con LAGC cotejado en cabezal, FUL 91.

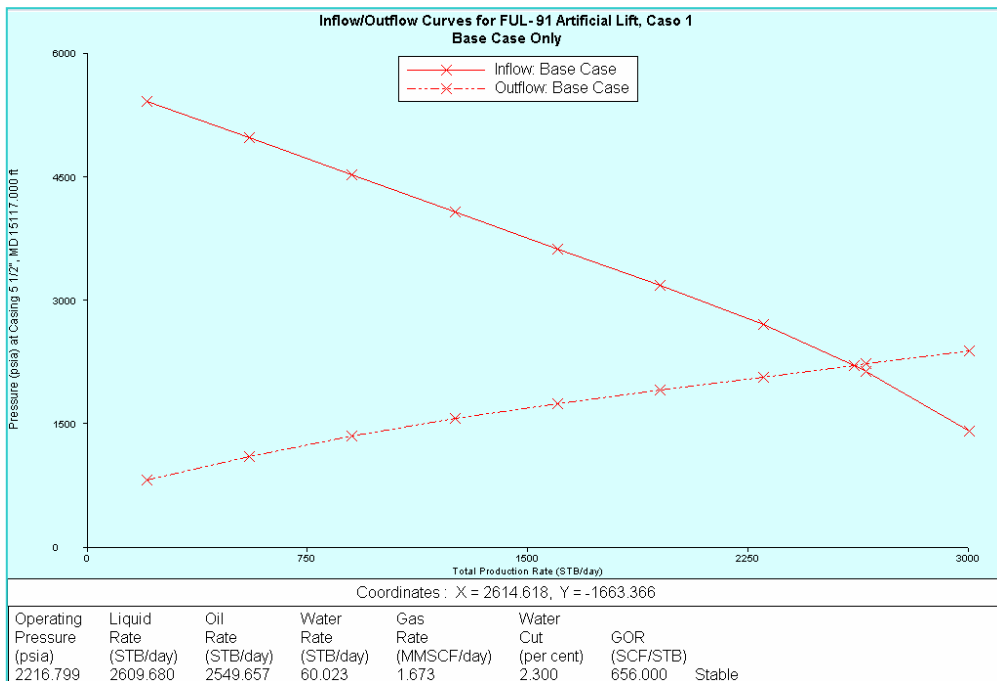


Figura 5.6 Análisis nodal pozo con LAGC cotejado en fondo, FUL 91.

Tal como se mostró en la figura 5.3, el pozo FUL 91 tiene actualmente una presión de fondo fluyente de 4786 Lpca, con reductor de 1/2", en caso de aplicación de LAGC dicha presión disminuiría a aproximadamente 2217 Lpca (Figura 5.6), esto producto a la reducción en la presión de fondo asociada a retirar el reductor en superficie y al cambio de densidad de la columna de fluidos en el pozo luego de la inyección continua de gas.

Tabla 5.7 Calibración de válvulas de LAGC, FUL 91.

MD (pies)	TVD (pies)	Modelo	Tamaño de puerto (64th in)	R = Apt/Ab	Temp (°F)	Pt (Lpca)	Pds (Lpca)	Pd (Lpca)	Pvo (Lpca)	Pvos (Lpca)
3845.6	3845.6	1.5" IPO	12	0.0359	247.7	421.1	1556.7	1683.9	1730.9	1599.9
6935.1	6935.1	1.5" IPO	12	0.0359	270.7	753.9	1539.5	1767.4	1805.1	1572.1
9363.8	9363.8	1.5" IPO	12	0.0359	284.7	1127.2	1524.5	1830.8	1857.0	1546.1
10980.9	10980.9	1.5" IPO	12	0.0359	291.8	1404.7	1507.6	1864.5	1881.6	1521.4
11964.7	11964.7	1.5" IPO	16	0.0637	295.1	1582.8	1482.2	1865.5	1884.8	1497.3
12514.0	12514.0	1.5" IPO	16	0.0637	296.6	1685.2	1464.4	1861.2	1873.2	1473.8
13014.0	13014.0	Orifice	16		297.7	1760.1			1860.1	1450.6
13514.0	13514.0	1.5" IPO	32	0.2550	298.6	1869.3	1431.7	1852.1	1846.2	1427.2
14014.0	14014.0	1.5" IPO	32	0.2550	299.3	1979.9	1432.8	1870.1	1832.5	1404.3
14514.0	14514.0	1.5" IPO	32	0.2550	299.7	2092.7	1434.0	1888.5	1818.6	1381.5

En la Tabla 5.7 se muestra las profundidades a las cuales deben ubicarse las válvulas para un diseño óptimo de LAGC, el área de puerto de las mismas, y las condiciones de presión a las cuales operarían en el pozo. Se observa que el pozo FUL 91 necesita actualmente 6 válvulas de descarga y la válvula orificio por donde se mantendrá inyectando el gas continuamente.

De acuerdo a un análisis geológico el pozo FUL 91 se encuentra influenciado a nivel del yacimiento CRE FUC 1 por el pozo inyector de agua FUL 77IA (ver secciones estructurales pozo FUL 91 en Apéndice III). Por lo antes expuesto opcionalmente se pueden colocar en el pozo 3 mandriles con válvulas ciegas, para seguir inyectando cuando el corte de agua aumente y/o la presión de yacimiento disminuya.

5.4.2 Diseño de LAG para el pozo FUC 63

De acuerdo a la tabla 4.1 la presión del yacimiento CRE FUC 1 en la zona donde se encuentra completado el pozo FUC 63 es de 5215 Lpca (ver capítulo IV).

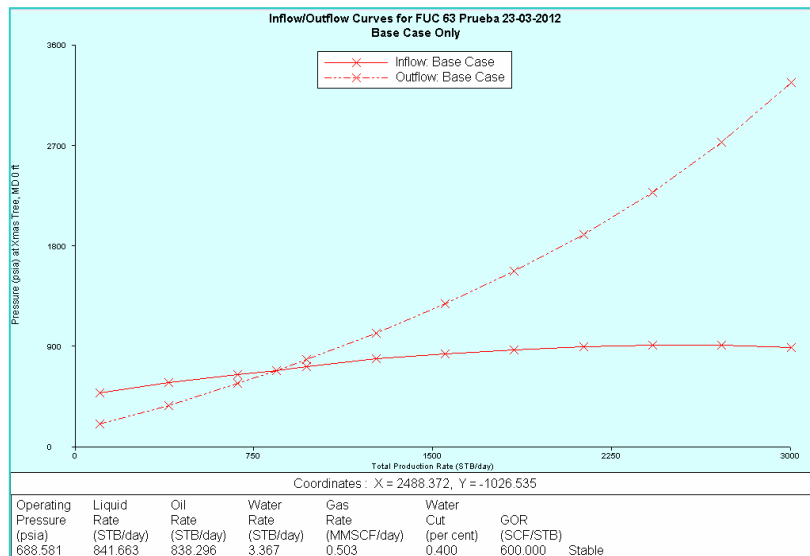


Figura 5.7 Análisis Nodal cotejado en cabezal. Condiciones actuales, FUC 63.

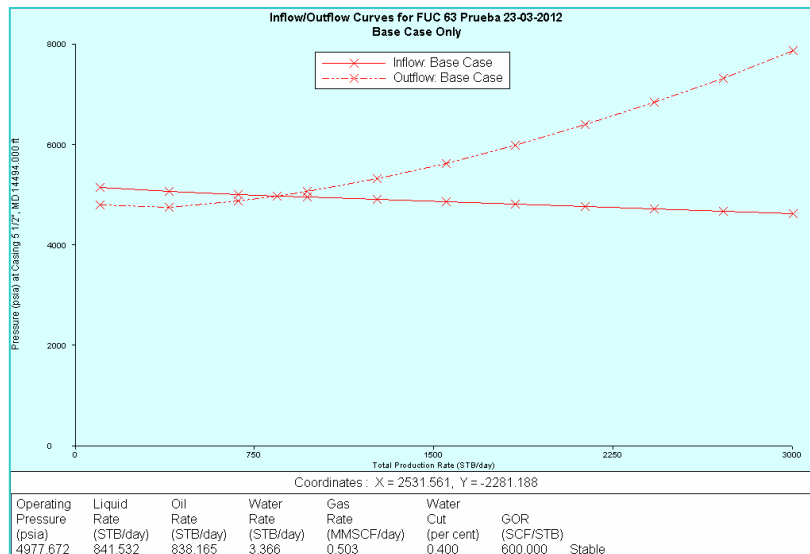


Figura 5.8 Análisis Nodal cotejado en fondo. Condiciones actuales, FUC 63.

Mediante el análisis nodal del pozo FUC 63 ajustado a la última prueba de producción, mostrado en las Figuras 5.7 y 5.8, se visualiza que el pozo presenta actualmente una presión de fondo fluente aproximadamente igual a 4978 Lpca, por tanto con la presión de yacimiento de 5215 Lpca se calculó el índice de productividad del mismo a través de la ecuación 2.1, el cual es de 3.54 BPD/Lpca.

- Aplicar LAGC para aumentar la producción actual del pozo

Se realizaron sensibilidades a la tasa y presión de inyección de gas para conocer el valor óptimo que permitirá el levantamiento de crudo en el pozo FUC 63 (ver Apéndice III). De acuerdo a la sensibilidad realizada a la tasa de inyección de gas (entre 0 y 3 MMPCND) se obtuvo que bajo las condiciones actuales del pozo FUC 63 la tasa de inyección óptima para el mismo es de 2 MMPCND. Con esta tasa óptima se procedió a iterar a diferentes valores de presión de inyección para determinar la presión del sistema que optimiza el diseño, en términos de ganancia en tasa de crudo y no en alcanzar mayores profundidades de inyección. Dicha sensibilidad resulta en que inyectando con una presión superior a 1600 Lpca se puede alcanzar la máxima profundidad de inyección, pero el ganancia en tasa de crudo no superaría los 30 BNPd, es por ello que se tomará este valor como presión óptima.

En el Apéndice III se muestran los datos de entrada en el simulador Wellflo® para el diseño de Levantamiento Artificial por Gas Continuo del pozo FUC 63, una vez optimizada la tasa y la presión de inyección de gas.

En la Figura 5.9 se presenta el gráfico Profundidad Vertical vs. Presión y Temperatura, el cual permite visualizar la curva de gradiente dinámico del pozo FUC 63 y la ubicación de las válvulas de LAGC en el mismo, además se muestran las

presiones en la tubería de producción y en el revestimiento a la profundidad de las válvulas. La válvula orificio debe ubicarse a una profundidad de 10798 pies (MD).

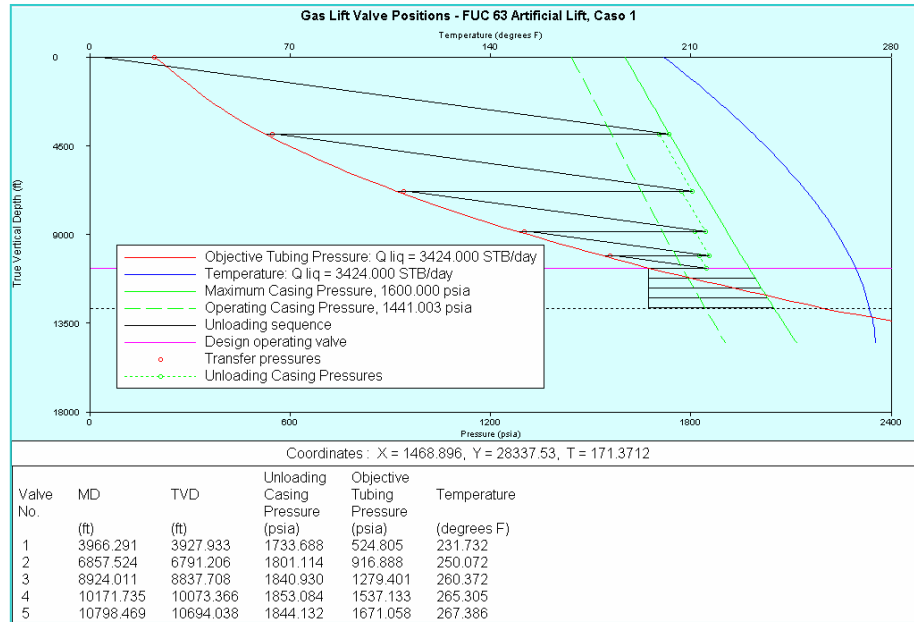


Figura 5.9 Posicionamiento de válvulas, FUC 63.

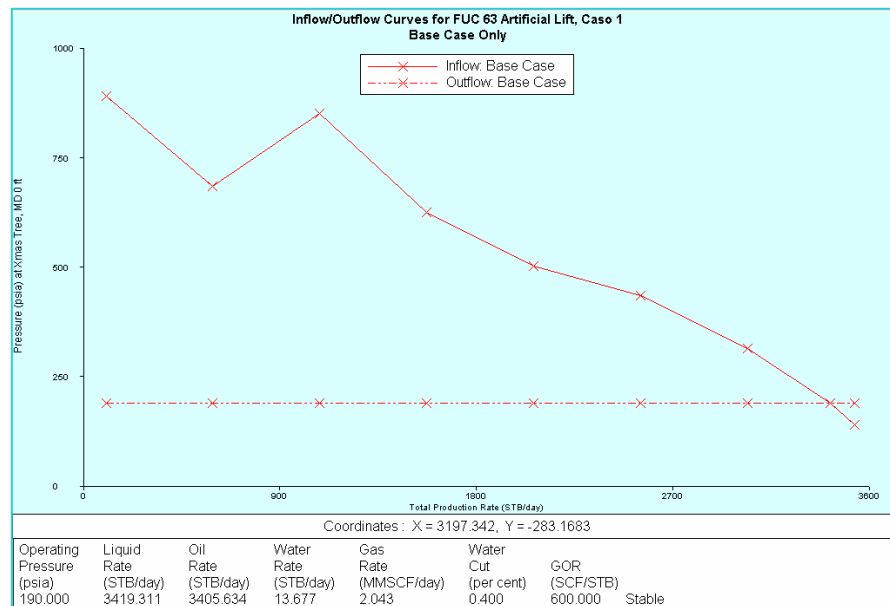


Figura 5.10 Análisis nodal pozo con LAGC cotejado en cabezal, FUC 63.

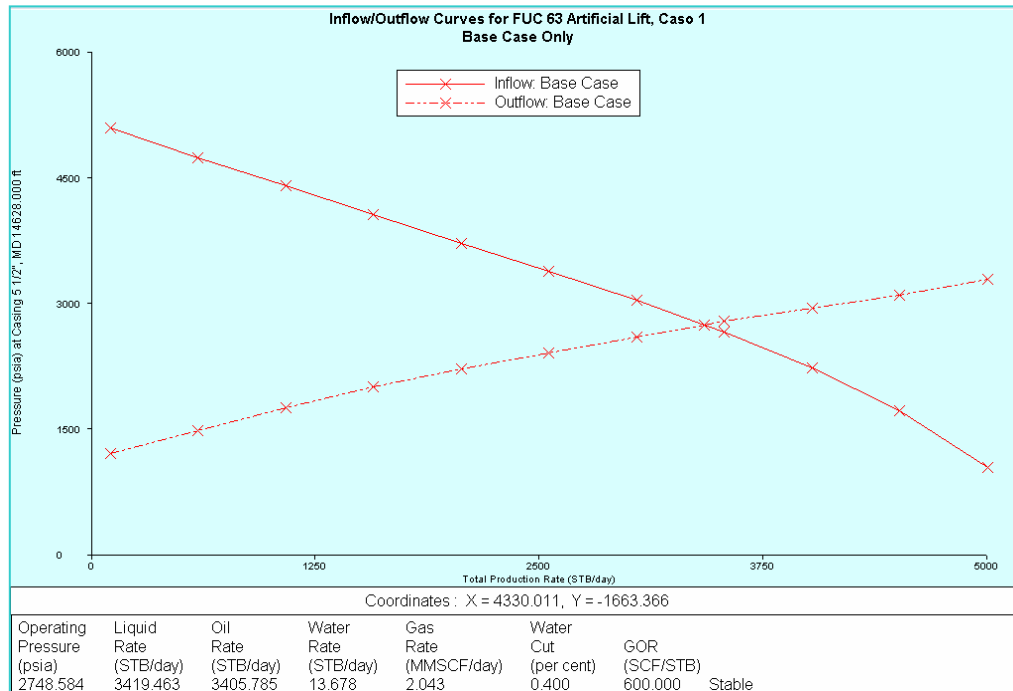


Figura 5.11 Análisis nodal pozo con LAGC cotejado en fondo, FUC 63.

De acuerdo a las Figuras 5.10 y 5.11 se espera producir después de la aplicación de LAGC en el pozo FUC 63, unos 3419 BBPD (3406 BNPD), inyectando 2 MMPCND, a una presión de inyección de 1600 Lpca, sin reductor en superficie. Comparando la tasa de crudo actual del pozo (ver Tabla 5.6), con los resultados teóricos obtenidos en el diseño de LAGC se tiene un aumento del 288% de la producción, es decir se obtendría 2528 BNPD adicionales.

Tal como se mostró en la Figura 5.8 el pozo FUC 63 tiene una presión de fondo fluyente de 4978 Lpca, en caso de aplicación de LAGC dicha presión disminuiría a aproximadamente 2749 Lpca (Figura 5.11), esto producto a la reducción en la presión de fondo asociada a retirar el reductor en superficie y al cambio de densidad de la columna de fluidos en el pozo luego de la inyección de gas.

En la Tabla 5.8 se muestra las profundidades a las cuales deben ubicarse las válvulas para un diseño óptimo de LAGC del pozo FUC 63, el área de puerto de las mismas, y las condiciones de presión- temperatura a las cuales operarían en el pozo. Se observa que el pozo FUC 63 necesita actualmente 4 válvulas de descarga y la válvula orificio por donde se mantendrá inyectando el gas continuamente.

Tabla 5.8 Calibración de válvulas de LAGC, FUC 63.

MD (pies)	TVD (pies)	Modelo	Tamaño de puerto (64th in)	R = Apt/Ab	Temp (°F)	Pt (Lpca)	Pds (Lpca)	Pd (Lpca)	Pvo (Lpca)	Pvos (Lpca)
3966.3	3927.9	1.5" IPO	16	0.0637	231.7	544.8	1530.4	1657.9	1733.7	1599.9
6857.5	6791.2	1.5" IPO	16	0.0637	250.1	936.9	1524.7	1746.0	1801.1	1572.3
8924.0	8837.7	1.5" IPO	16	0.0637	260.4	1299.4	1517.7	1806.4	1840.9	1546.3
10171.7	10073.4	1.5" IPO	20	0.0996	265.3	1557.1	1497.6	1823.6	1853.1	1521.5
10798.5	10694.0	Orifice	24		267.4	1671.1			1771.1	1438.9
11303.4	11194.0	1.5" IPO	32	0.2550	268.9	1797.0	1466.4	1822.3	1830.9	1473.2
11808.2	11694.0	1.5" IPO	32	0.2550	270.1	1925.0	1471.0	1844.9	1817.5	1449.5
12313.1	12194.0	1.5" IPO	32	0.2550	271.2	2054.6	1475.6	1867.9	1804.0	1426.0
12818.0	12694.0	1.5" IPO	32	0.2550	272.1	2185.8	1480.2	1891.2	1790.3	1402.8

El pozo FUC 63 se encuentra influenciado a nivel del yacimiento CRE FUC 1 por los pozos inyectores de agua FUC 34IA y FUC 30IA (ver Apéndice III). Por lo antes expuesto opcionalmente se pueden instalar en el pozo 4 mandriles con válvulas ciegas, para seguir inyectando cuando el corte de agua aumente y/o disminuya la presión.

5.4.3 Diseño de LAG para el pozo FUL 90

De acuerdo a la Tabla 4.1 la presión del yacimiento CRE FUC 1 en la zona donde se encuentra completado el pozo FUL 90 es de 5710 Lpca (ver Capítulo IV).

Mediante el análisis nodal del pozo FUL 90 cotejado a la última prueba de producción mostrado en las Figuras 5.12 y 5.13, se visualiza que el pozo presenta actualmente una presión de fondo fluyente aproximadamente igual a 5413 Lpca, es

decir existe un diferencial de presión entre la formación y el fondo del pozo de 297 Lpca, con este valor se calculó el índice de productividad del mismo a partir de la ecuación 2.1, el cual es de 2,91 BPD/Lpca.

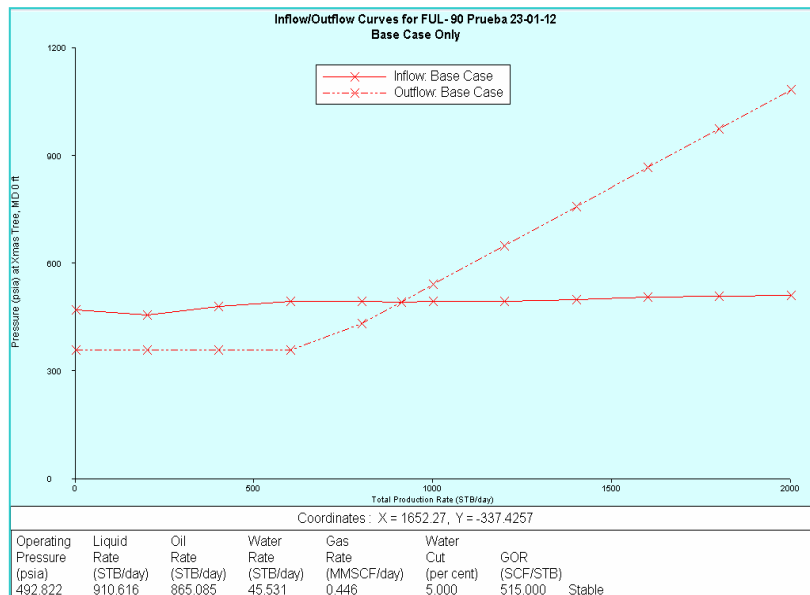


Figura 5.12 Análisis Nodal cotejado en cabezal. Condiciones actuales, FUL 90.

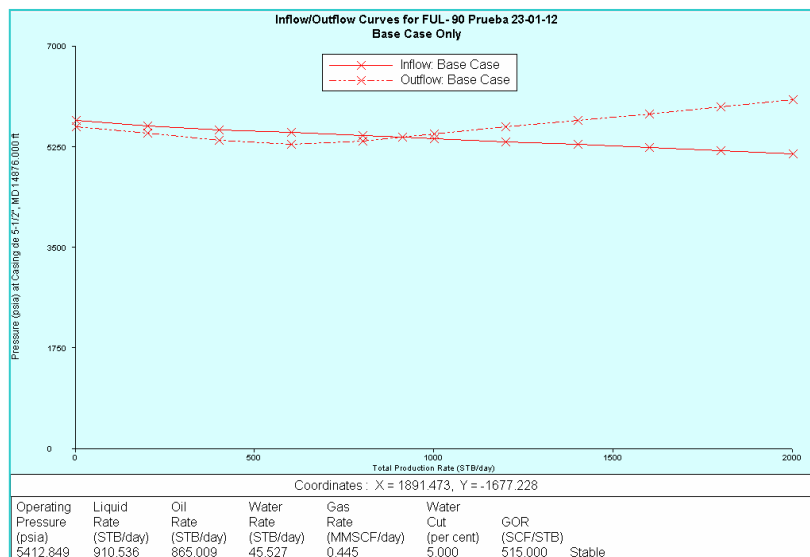


Figura 5.13 Análisis Nodal cotejado en fondo. Condiciones actuales, FUL 90.

- Aplicar LAGC para aumentar la producción actual del pozo.

Se realizaron sensibilidades a la tasa y presión de inyección de gas para conocer el valor óptimo que permitirá el levantamiento de crudo en el pozo FUL 90 (ver Apéndice III). De acuerdo a la sensibilidad realizada a la tasa de inyección de gas (entre 0 y 3 MMPCND) se obtuvo que bajo las condiciones actuales del pozo FUL 90 la tasa de inyección óptima para el mismo es de 2.5 MMPCND. Con esta tasa óptima se procedió a iterar a diferentes valores de presión de inyección para determinar la presión del sistema que optimiza el diseño, en términos de ganancia en tasa de crudo y no en alcanzar mayores profundidades de inyección. Dicha sensibilidad resulta en que inyectando con una presión superior a 2600 Lpca se puede alcanzar la máxima profundidad de inyección ubicada a 12462 pies, pero el ganancia en tasa de crudo no superaría los 7 BNPD, por tanto se tomará este valor de 2600 Lpca como presión óptima.

En el Apéndice III se muestran los datos de entrada en el simulador Wellflo® para el diseño de Levantamiento Artificial por Gas Continuo del pozo FUL 90, una vez optimizada la tasa y la presión de inyección de gas.

En la Figura 5.14 se presenta el gráfico Profundidad Vertical vs. Presión y Temperatura, el cual permite visualizar la curva de gradiente dinámico del pozo FUL 90 y la ubicación de las válvulas de LAGC en el mismo, además se muestran las presiones en la tubería de producción y en el revestimiento a la profundidad de las válvulas. La válvula orificio debe ubicarse a 11460 pies (MD).

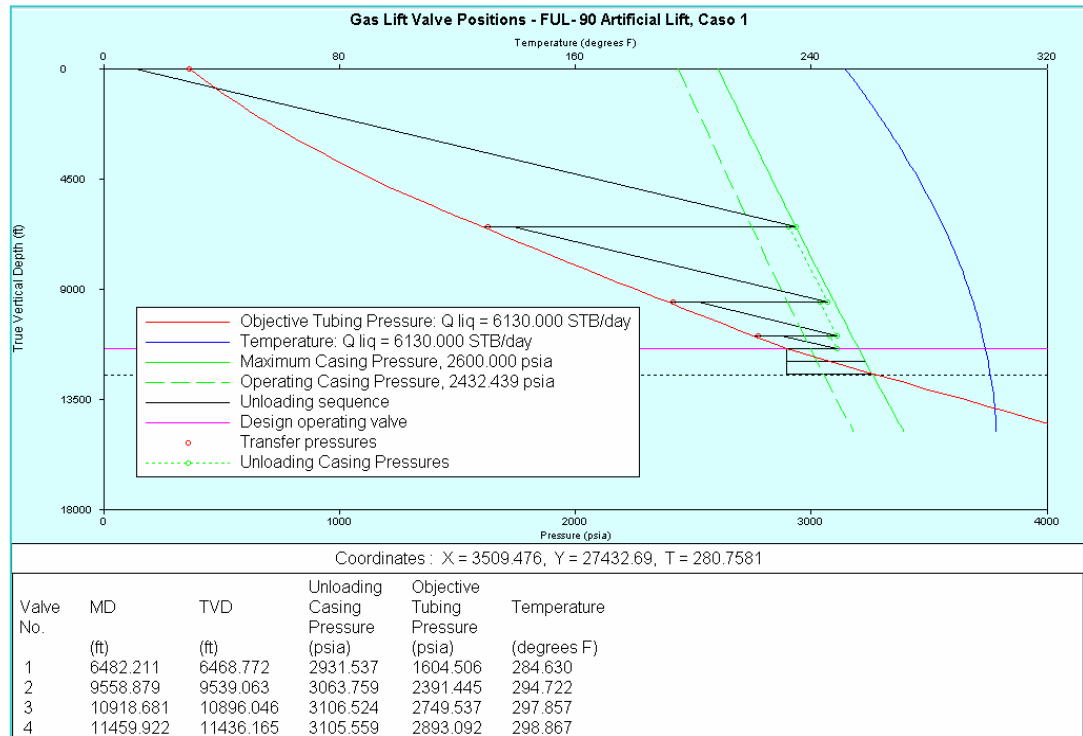


Figura 5.14 Posicionamiento de válvulas, FUL 90.

De acuerdo a la Figura 5.15 se espera producir después de la aplicación de LAGC en el pozo FUL 90, unos 6009 BBPD (5709 BNPD), inyectando 2.5 MMPCND, a una presión de inyección de 2600 Lpca, sin reductor en superficie. Comparando la tasa de crudo actual del pozo (ver Tabla 5.6) con los resultados teóricos obtenidos en el diseño de LAGC se tiene un aumento del 554% de la producción, es decir se obtendría 4836 BNPD adicionales; lo que demuestra que el pozo FUL 90 tiene alto potencial pero baja energía de yacimiento, y esta justifica que este condicionado en superficie por un reductor de 7/16", que si es retirado del pozo manteniendo la completación por flujo natural, conllevaría a que el mismo deje de fluir.

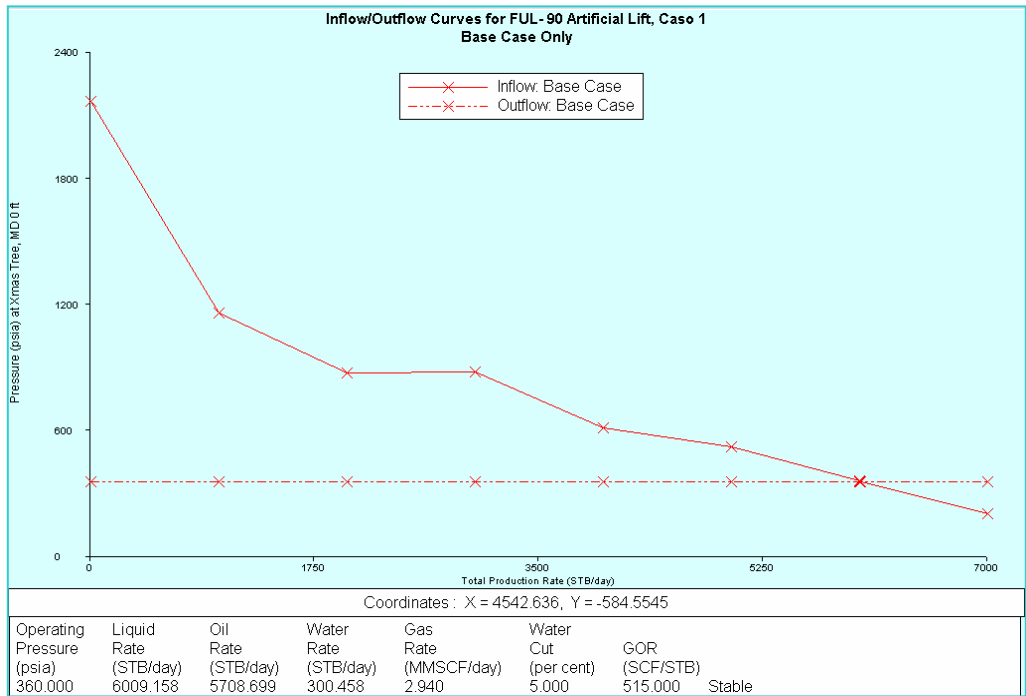


Figura 5.15 Análisis nodal pozo con LAGC cotejado en cabezal, FUL 90.

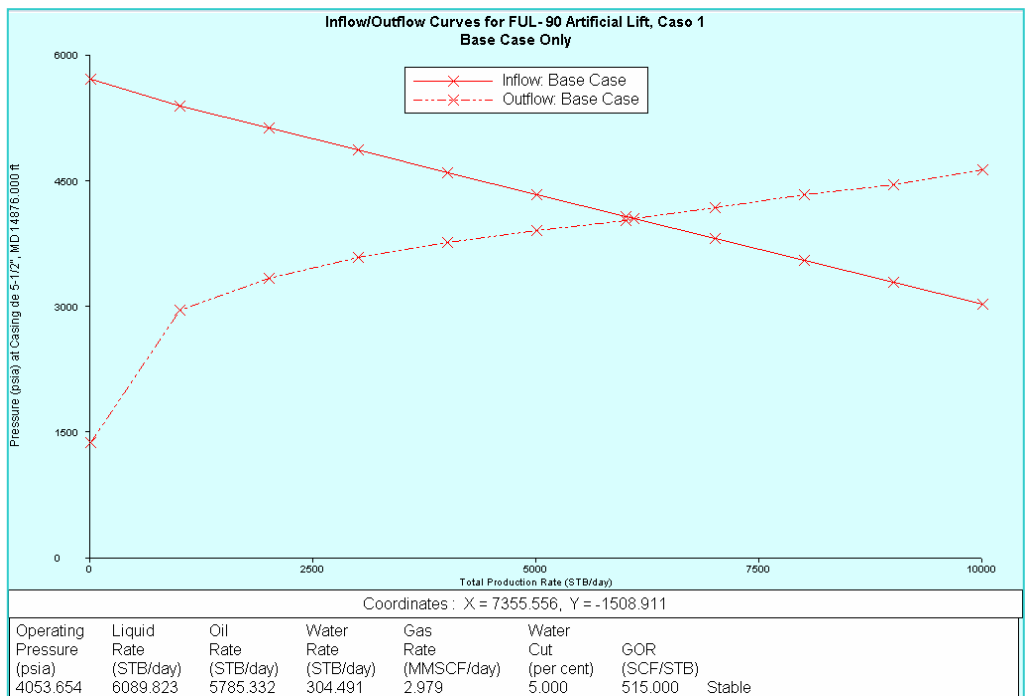


Figura 5.16 Análisis nodal pozo con LAGC cotejado en fondo, FUL 90.

Tal como se mostró en la Figura 5.13, la presión de fondo fluyente para el pozo FUL 90 es de 5413 Lpca, en caso de aplicación de LAGC dicha presión disminuiría a aproximadamente 4054 Lpca (Figura 5.16), esto producto a la reducción en la presión de fondo asociada a retirar el reductor en superficie y al cambio de densidad de la columna de fluidos en el pozo luego de la inyección continua de gas.

En la Tabla 5.9 se muestra entre otras cosas las profundidades a las cuales deben ubicarse las válvulas para un diseño óptimo de LAGC del pozo FUL 90, el área de puerto de las mismas, y las condiciones de presión- temperatura a las cuales operarían en el pozo. Se observa que el pozo FUL 90 necesita actualmente 3 válvulas de descarga y la válvula orificio por donde se mantendrá inyectando el gas continuamente.

Tabla 5.9 Calibración de válvulas de LAGC, FUL 90.

MD (pies)	TVD (pies)	Modelo	Tamaño de puerto (64th in)	R = Apt/Ab	Temp (°F)	Pt (Lpca)	Pds (Lpca)	Pd (Lpca)	Pvo (Lpca)	Pvos (Lpca)
6482.2	6468.8	1.5" IPO	16	0.0637	284.6	1624.5	2524.9	2848.2	2931.5	2599.3
9558.9	9539.1	1.5" IPO	16	0.0637	294.7	2411.4	2537.2	3022.2	3063.8	2572.5
10918.7	10896.0	1.5" IPO	20	0.0996	297.9	2769.5	2519.1	3072.9	3106.5	2547.0
11459.9	11436.2	Orifice	24		298.9	2893.1			2993.1	2429.7
11961.0	11936.2	1.5" IPO	32	0.2550	299.7	3074.9	2491.7	3095.4	3102.4	2497.5
12462.0	12436.2	1.5" IPO	32	0.2550	300.4	3256.9	2505.5	3139.3	3099.1	2473.0

El pozo FUL 90 a nivel del yacimiento CRE FUC 1 esta asociado a los pozos inyectoros de agua FUL 73IA, FUL 86IA y FUL 77IA, por tanto se espera que a corto o mediano plazo el corte de agua del pozo aumente (ver Apéndice III). Por lo antes expuesto opcionalmente se pueden colocar en el pozo 2 mandriles con válvulas ciegas para seguir inyectando cuando el corte de agua aumente y/o disminuya la presión de yacimiento.

5.4.4 Diseño de LAG para el pozo FUL 74

De acuerdo a la Tabla 4.1 la presión del yacimiento CRE FUC 1 en la zona donde se encuentra completado el pozo FUL 74 es de 6500 Lpca (ver Capitulo IV).

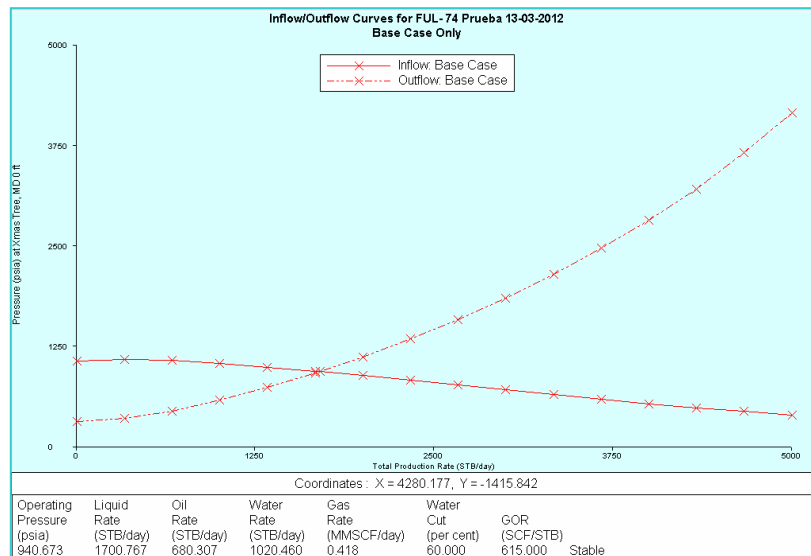


Figura 5.17 Análisis Nodal cotejado en cabezal. Condiciones actuales, FUL 74.

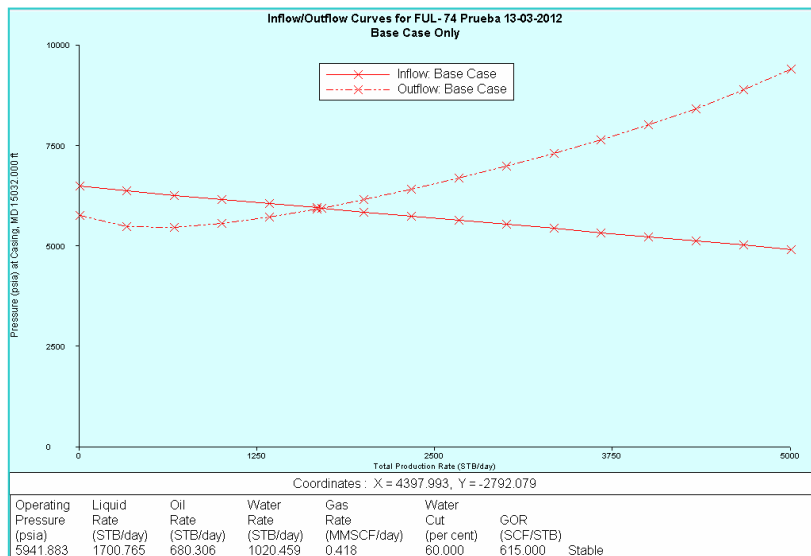


Figura 5.18 Análisis Nodal cotejado en fondo. Condiciones actuales, FUL 74.

Mediante el análisis nodal del pozo FUL 74 cotejado a la última prueba de producción, mostrado en las Figuras 5.17 y 5.18, se visualiza que el pozo presenta actualmente una presión de fondo fluyente aproximadamente igual a 5942 Lpca, es decir existe un diferencial de presión entre la formación y el fondo del pozo de 558 Lpca, con este valor se calculó el índice de productividad del mismo a través de la ecuación 2.1, el IP es de 1.22 BPD/Lpca.

- Aplicar LAGC para aumentar la producción actual del pozo

Se realizaron sensibilidades a la tasa y presión de inyección de gas para conocer el valor óptimo que permitirá el levantamiento de crudo en el pozo FUL 74 (ver Apéndice III). De acuerdo a la sensibilidad realizada a la tasa de inyección de gas (entre 0 y 3 MMPCND) se obtuvo que bajo las condiciones actuales del pozo FUL 74 la tasa de inyección óptima para el mismo es de 2.5 MMPCND. Con esta tasa óptima se procedió a iterar a diferentes valores de presión de inyección para determinar la presión del sistema que optimiza el diseño, en términos de ganancial en tasa de crudo y no en alcanzar mayores profundidades de inyección. Dicha sensibilidad resulta en que inyectando con una presión superior a 2400 Lpca se puede alcanzar mayores profundidades de inyección pero el ganancial en tasa de crudo no es significativo.

En el Apéndice III se muestran los datos de entrada en el simulador Wellflo® para el diseño de Levantamiento Artificial por Gas Continuo del pozo FUL 74, una vez optimizada la tasa y la presión de inyección de gas.

En la Figura 5.19 se presenta el gráfico Profundidad Vertical vs. Presión y Temperatura, el cual permite visualizar la curva de gradiente dinámico del pozo FUL 74 y la ubicación de las válvulas de LAGC en el mismo, además se muestran las

presiones en la tubería de producción y en el revestimiento a la profundidad de las válvulas. La válvula orificio debe ubicarse a 10383 pies (MD).

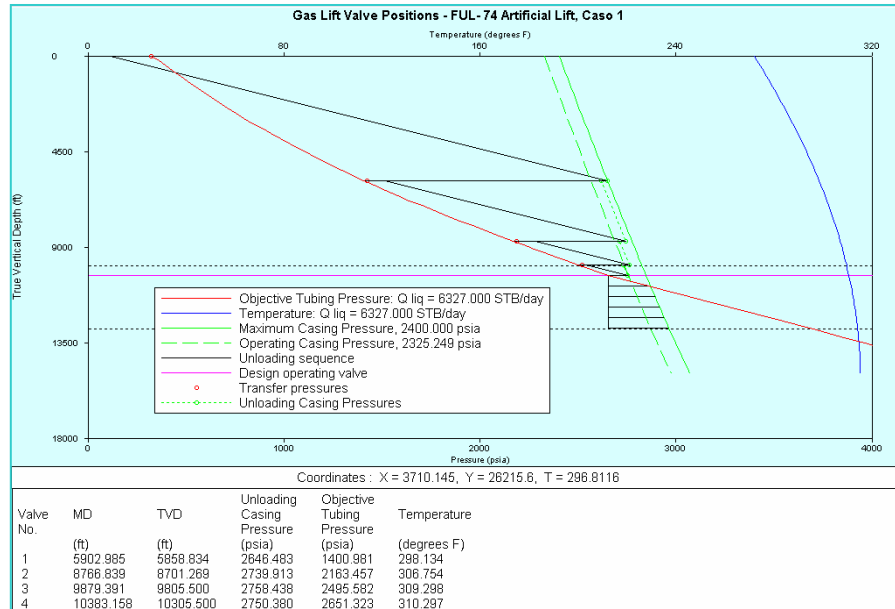


Figura 5.19 Posicionamiento de válvulas, FUL 74.

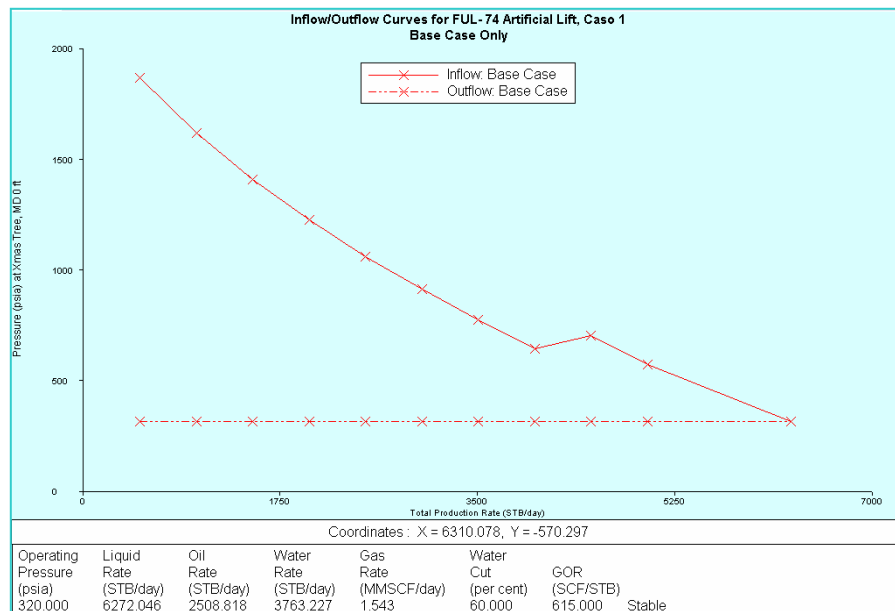


Figura 5.20 Análisis nodal pozo con LAGC cotejado en cabezal, FUL 74.

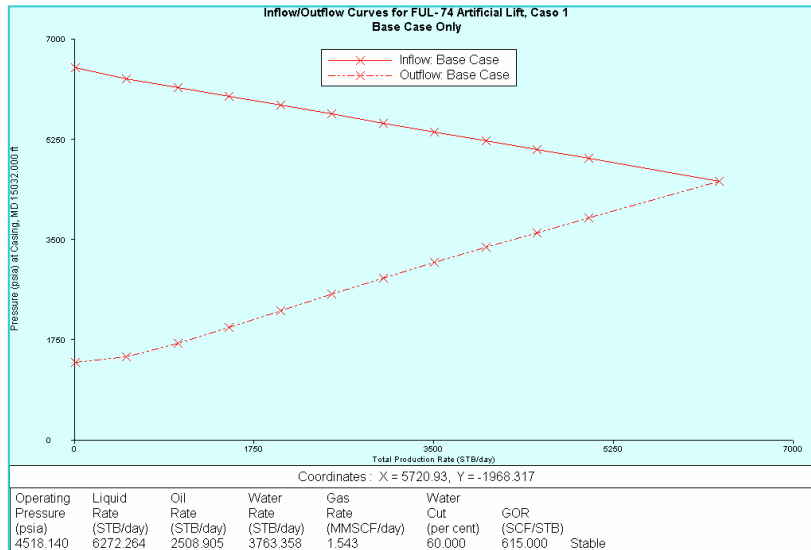


Figura 5.21 Análisis nodal pozo con LAGC cotejado en fondo, FUL 74.

De acuerdo a las Figuras 5.20 y 5.21 se espera producir después de la aplicación de LAGC en el pozo FUL 74, unos 6272 BBPD (2509 BNPD), inyectando 2.5 MMPCND, a una presión de inyección de 2400 Lpca, sin reductor en superficie. Comparando la producción actual del pozo (ver Tabla 5.6) con los resultados teóricos obtenidos en el diseño de LAGC se tiene que con la aplicación de este método de levantamiento se obtendría 1860 BNPD adicionales, lo que representa aumento en la tasa de crudo del 287%, esto demuestra que el pozo FUL 74 tiene alto potencial pero baja energía de yacimiento, lo cual justifica que este condicionado en superficie por un reductor de 3/8", que si es retirado del pozo, manteniendo la completación por flujo natural, conllevaría a que deje de fluir.

Tal como se mostró en la Figura 5.18 el pozo FUL 74 tiene actualmente una presión de fondo fluyente de 5942 Lpca, en caso de aplicación de LAGC dicha presión disminuiría a 4518 Lpca (Figura 5.21), esto producto a la reducción en la presión de fondo asociada a retirar el reductor en superficie y al cambio de densidad de la columna de fluidos en el pozo luego de la inyección continua de gas.

En la Tabla 5.10 se muestra las profundidades a las cuales deben ubicarse las válvulas para un diseño óptimo de LAGC del pozo FUL 74, el área de puerto de las mismas, y las condiciones de presión- temperatura a las cuales operarían en el pozo. Se observa que el pozo FUL 74 necesita actualmente 3 válvulas de descarga y la válvula orificio por donde se mantendrá inyectando el gas continuamente.

Tabla 5.10 Calibración de válvulas de LAGC, FUL 74.

MD (pies)	TVD (pies)	Modelo	Tamaño de puerto (64th in)	R = Apt/Ab	Temp (°F)	Pt (Lpca)	Pds (Lpca)	Pd (Lpca)	Pvo (Lpca)	Pvos (Lpca)
5903.0	5858.8	1.5" IPO	16	0.0637	298.1	1421.0	2329.5	2568.4	2646.5	2399.6
8766.8	8701.3	1.5" IPO	16	0.0637	306.8	2183.5	2342.3	2704.4	2739.9	2372.6
9879.4	9805.5	1.5" IPO	20	0.0996	309.3	2515.6	2326.8	2734.2	2758.4	2347.0
10383.2	10305.5	Orifice	24		310.3	2651.3			2751.3	2322.7
10886.9	10805.5	1.5" IPO	32	0.2550	311.2	2854.3	2320.5	2770.8	2742.2	2297.1
11390.7	11305.5	1.5" IPO	32	0.2550	312.0	3059.1	2339.9	2816.8	2733.9	2272.4
11894.5	11805.5	1.5" IPO	32	0.2550	312.7	3265.2	2359.1	2863.2	2725.6	2248.1
12398.2	12305.5	1.5" IPO	32	0.2550	313.3	3472.2	2377.9	2909.6	2717.1	2223.8
12902.0	12805.5	1.5" IPO	32	0.2550	313.8	3679.5	2396.2	2956.1	2708.5	2199.8

El pozo FUL 74 esta asociado a los pozos inyectoros de agua FUL 86IA y FUL 66IA (ver Apéndice III). Por lo antes expuesto opcionalmente se pueden colocar en el pozo 5 mandriles con válvulas ciegas para seguir inyectando cuando el corte de agua aumente u ocurra una disminución en la presión de yacimiento.

5.4.5 Diseño de LAG para el pozo FUL 25

El pozo FUL 25 es sarta dual, completado en la sarta corta en el yacimiento NAR S FUC 1, la cual fue cerrada por alta RGP, mientras que la sarta larga se encuentra activa produciendo del yacimiento CRE FUC 1. De acuerdo al análisis geológico, de yacimientos y optimización de producción se planteó la posibilidad de mejorar la productividad este pozo mediante un cambio de completación a sarta única con válvulas para LAGC incorporadas. Se propone aislar el yacimiento NAR S FUC 1 con 2 empacaduras ubicadas a 14300 y 15245 pies respectivamente y producir de la formación Los Jabillos del yacimiento CRE FUC 1 (ver Apéndice III).

De acuerdo a la Tabla 4.1 la presión del yacimiento CRE FUC 1 en la zona donde se encuentra completado el pozo FUL 25I es de 4958 Lpca (ver Capítulo IV). En las Figuras 5.22 y 5.23 se muestra el análisis nodal del pozo FUL 25 sarta larga, cotejado a la última prueba de producción realizada al mismo.

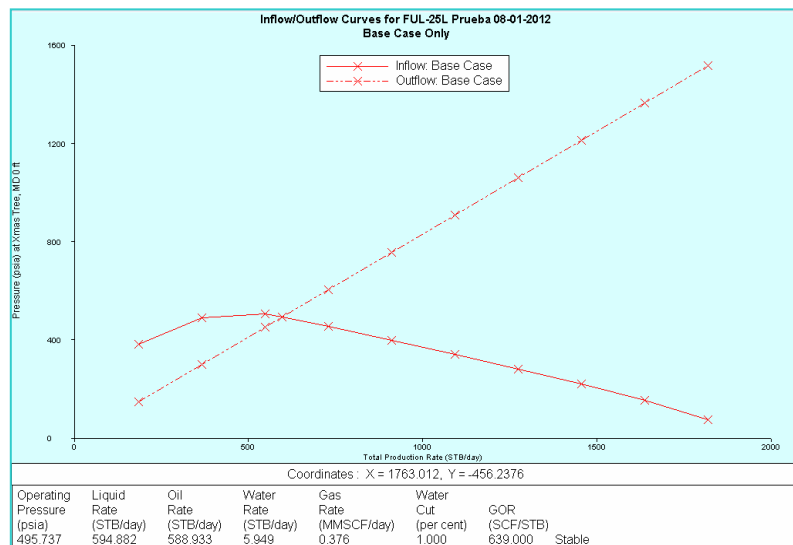


Figura 5.22 Análisis Nodal cotejado en cabezal. Condiciones actuales, FUL 25I.

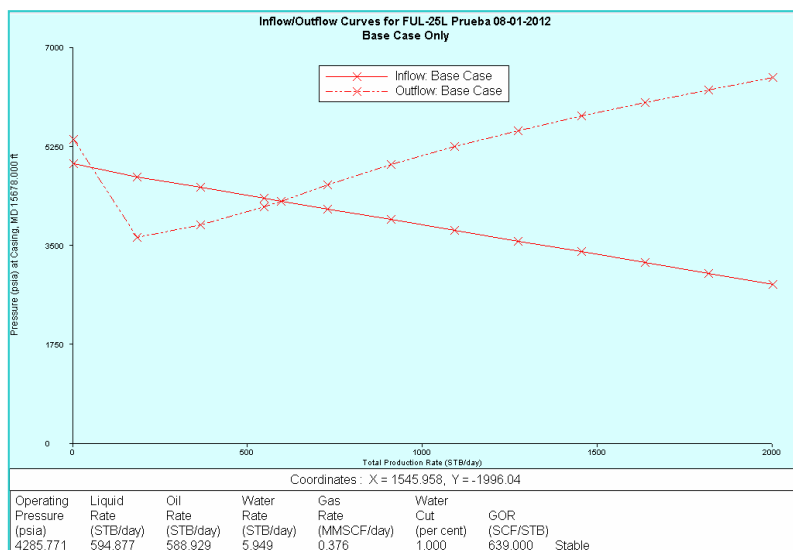


Figura 5.23 Análisis Nodal cotejado en fondo. Condiciones actuales, FUL 25I.

- Cambio de completación de sarta doble a sencilla con mandriles de LAGC incorporados.

Se realizaron sensibilidades a la tasa y presión de inyección de gas para conocer los valores óptimos que permitirán el levantamiento de crudo en el pozo FUL 25, completado con tubería de producción de 4^{1/2}” (ver Apéndice III). De acuerdo a la sensibilidad realizada a la tasa de inyección de gas (entre 0 y 3 MMPCND) se obtuvo que para el cambio de completación de sarta dual a sencilla con tubería de producción de 4^{1/2}” y mandriles de LAGC incorporados la tasa de inyección óptima para el pozo FUL 25 es de 2 MMPCND. Con esta tasa óptima se procedió a iterar a diferentes valores de presión de inyección a fin de determinar la presión del sistema que optimiza el diseño, en términos de ganancial en tasa de crudo y no en alcanzar mayores profundidades de inyección. Dicha sensibilidad a la presión de inyección en superficie resulta en que inyectando con una presión mayor o igual a 1800 Lpca se puede alcanzar la máxima profundidad de inyección ubicada a 14200 pies, pero el ganancial en tasa de crudo respecto a inyectar con 1600 Lpca es de apenas 20 BNPD, por tanto se tomara 1600 Lpca como presión de inyección óptima.

En el Apéndice III se muestra los datos de entrada en el simulador Wellflo® para el diseño de Levantamiento Artificial por Gas Continuo del pozo FUL 25, una vez optimizada la tasa y la presión de inyección de gas.

En la Figura 5.24 se presenta el gráfico Profundidad Vertical vs. Presión y Temperatura, el cual permite visualizar la curva de gradiente dinámico esperada para el nuevo pozo FUL 25 completado con sarta simple de 4^{1/2}” y la ubicación de las válvulas de LAGC en el mismo, además se muestran las presiones en la tubería de producción y en el revestimiento a la profundidad de las válvulas. La válvula orificio debe ubicarse a 12200 pies (MD).

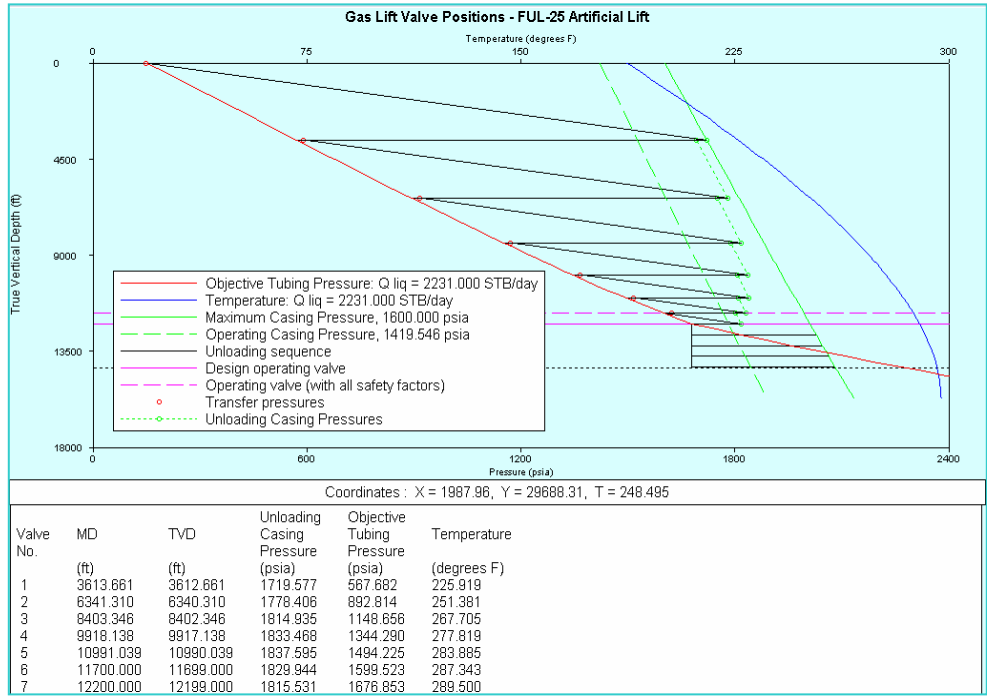


Figura 5.24 Posicionamiento de válvulas, FUL 25.

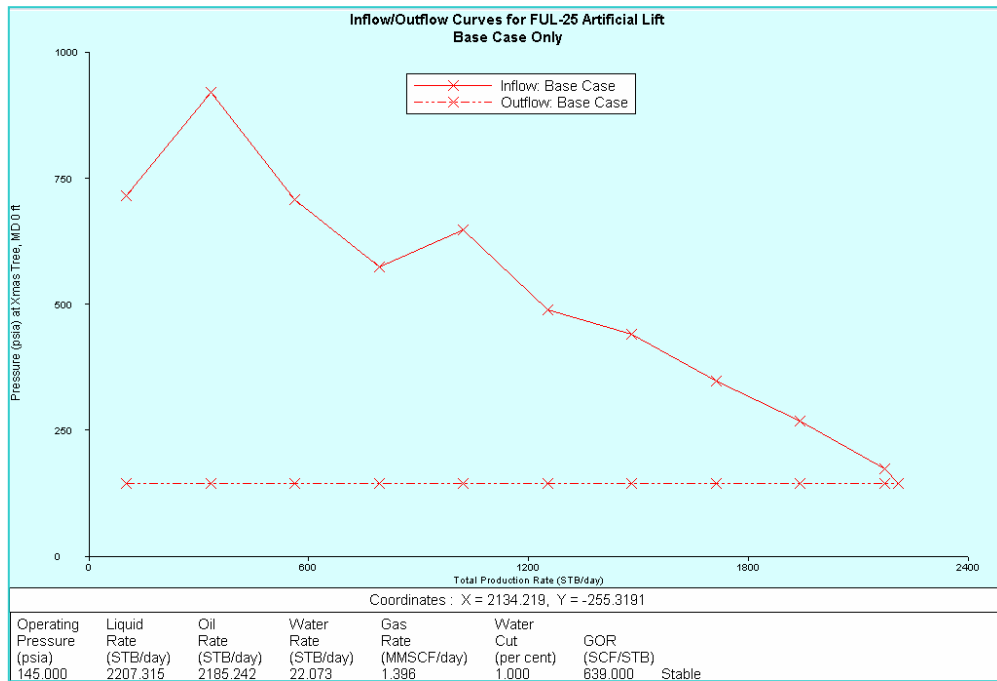


Figura 5.25 Análisis nodal pozo con LAGC cotejado en cabezal, FUL 25.

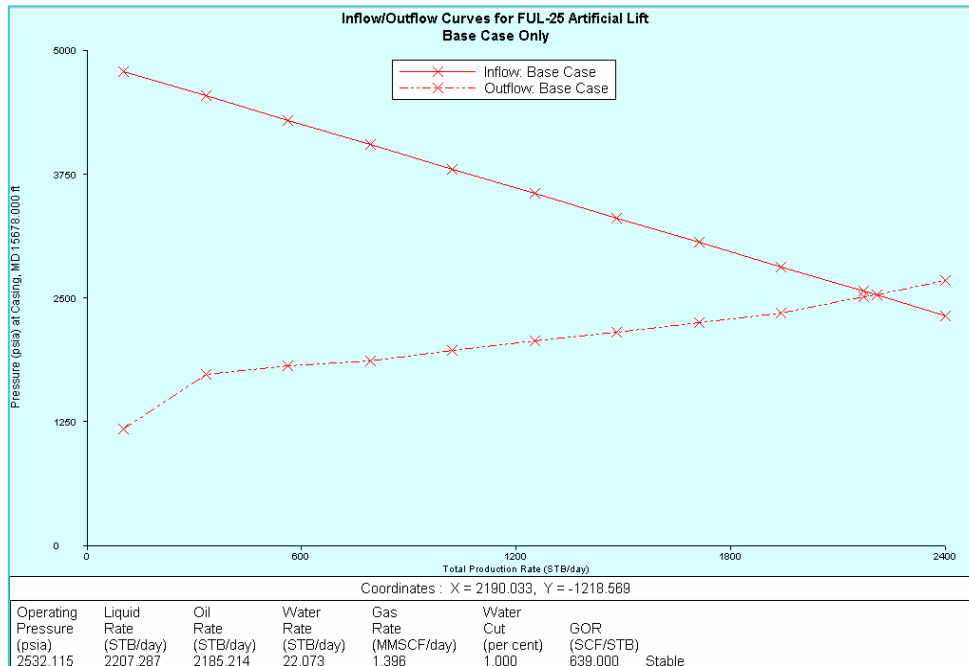


Figura 5.26 Análisis nodal pozo con LAGC cotejado en fondo, FUL 25.

De acuerdo a las Figuras 5.25 y 5.26 se espera producir después del cambio de completación a sarta sencilla con válvulas de LAGC incorporadas en el pozo FUL 25, unos 2207 BBPD (2185 BNPD), inyectando 2 MMPCND, a una presión de inyección de 1600 Lpca, sin reductor en superficie. Comparando la producción actual del pozo (ver Tabla 5.6) con los resultados teóricos obtenidos en el diseño de LAGC se tiene que con el cambio de completación y la aplicación de este método de levantamiento se obtendría 1606 BNPD adicionales, lo que representa un aumento en la tasa de producción del 277%.

En la Tabla 5.11 se muestra la calibración de las válvulas de LAGC obtenida del diseño a partir de la tasa y presión de inyección óptima para el pozo FUL 25 propuesto con completación sencilla, en la misma se presentan las profundidades donde deben ubicarse las válvulas, el área de puerto y las condiciones de presión-temperatura a las cuales operarían en el pozo. Se observa que el pozo FUL 25

necesita actualmente 6 válvulas de descarga y la válvula orificio por donde se mantendrá inyectando el gas continuamente.

Tabla 5.11 Calibración de válvulas de LAGC, FUL 25.

MD (pies)	TVD (pies)	Modelo	Tamaño de puerto (64th in)	R = Apt/Ab	Temp (°F)	Pt (Lpca)	Pds (Lpca)	Pd (Lpca)	Pvo (Lpca)	Pvos (Lpca)
3613.7	3612.7	1.5" IPO	16	0.0637	225.9	587.7	1533.1	1647.4	1719.6	1599.9
6341.3	6340.3	1.5" IPO	16	0.0637	251.4	912.8	1523.7	1723.2	1778.4	1572.1
8403.3	8402.3	1.5" IPO	16	0.0637	267.7	1168.7	1511.0	1773.7	1814.9	1545.7
9918.1	9917.1	1.5" IPO	20	0.0996	277.8	1364.3	1482.1	1786.8	1833.5	1520.4
10991.0	10990.0	1.5" IPO	20	0.0996	283.9	1514.2	1469.9	1805.4	1837.6	1495.8
11700.0	11699.0	1.5" IPO	20	0.0996	287.3	1619.5	1455.0	1808.9	1829.9	1471.7
12200.0	12199.0	Orifice	24		289.5	1676.9			1776.9	1417.5
12700.0	12699.0	1.5" IPO	32	0.2550	291.4	1814.5	1427.0	1804.4	1800.9	1424.3
13200.0	13199.0	1.5" IPO	32	0.2550	293.1	1958.2	1434.8	1830.1	1786.2	1401.0
13700.0	13699.0	1.5" IPO	32	0.2550	294.4	2107.7	1443.4	1857.0	1771.2	1377.7
14200.0	14199.0	1.5" IPO	32	0.2550	295.5	2262.7	1452.8	1885.3	1756.1	1354.8

El pozo FUL 25 esta influenciado a nivel del yacimiento CRE FUC 1 por el pozo inyector de agua FUC 30IA, los radios de invasión teóricos indican que el agua presenta canalización hacia la unidad JAB-2, pero aun no alcanza el área de drenaje del pozo FUL 25, no obstante se espera que a largo plazo el agua irrumpa las unidades JAB-3, JAB-4 y JAB-5 (ver Apéndice III). Por lo antes expuesto, opcionalmente se pueden instalar 4 mandriles con válvulas ciegas, para seguir inyectando cuando el corte de agua aumente y/o la presión de yacimiento disminuya.

5.4.6 Diseño de LAG para el pozo FUC 45

De acuerdo a la Tabla 4.1 la presión del yacimiento CRE FUC 1 en la zona donde se encuentra completado el pozo FUC 45 es de 5130 Lpca (ver Capitulo IV).

Mediante el análisis nodal del pozo FUC 45 ajustado a la última prueba de producción, mostrado en las Figuras 5.27 y 5.28 se visualiza que el pozo presenta actualmente una presión de fondo fluyente aproximadamente igual a 4807 Lpca, es decir existe un diferencial de presión entre la formación y el fondo del pozo de 323

Lpca, con este valor se calculó el índice de productividad del mismo a través de la ecuación 2.1, el IP es de 1.91 BPD/Lpca.

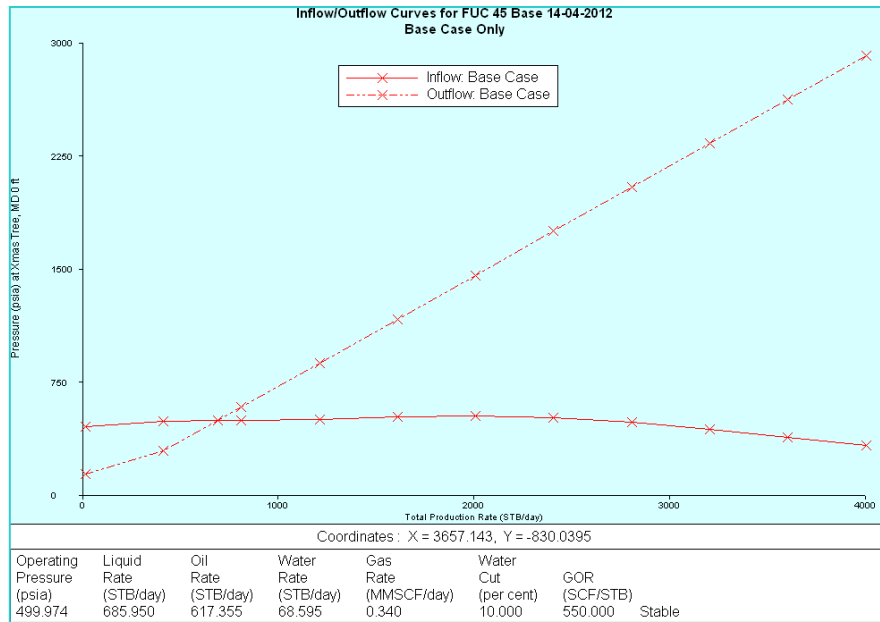


Figura 5.27 Análisis Nodal cotejado en cabezal. Condiciones actuales, FUC 45.

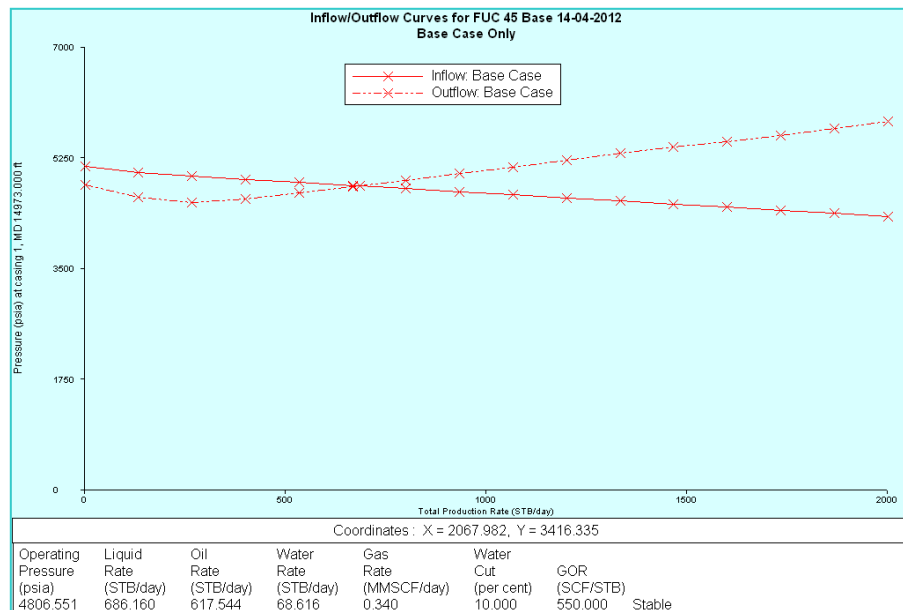


Figura 5.28 Análisis Nodal cotejado en fondo. Condiciones actuales, FUC 45.

- Aplicar LAGC para aumentar la producción actual del pozo.

Se realizaron sensibilidades a la tasa y presión de inyección de gas para conocer los valores óptimos que permitirán el levantamiento del crudo en el pozo FUC 45 (ver Apéndice III). De acuerdo a la sensibilidad realizada a la tasa de inyección de gas (entre 0 y 3 MMPCND) se obtuvo que bajo las condiciones actuales del pozo FUC 45 la tasa de inyección óptima para el mismo es de 2.5 MMPCND. Con esta tasa óptima se procedió a iterar a diferentes valores de presión de inyección para determinar la presión del sistema que optimiza el diseño, en términos de ganancia en tasa de crudo y no en alcanzar mayores profundidades de inyección. Dicha sensibilidad resulta en que inyectando con una presión mayor o igual a 2000 Lpca se puede alcanzar la máxima profundidad de inyección ubicada a 12867 pies, sin embargo el ganancia en tasa de crudo respecto a inyectar con una presión de 1800 Lpca es de apenas 29 BNPD.

En el Apéndice III se muestran los datos de entrada en el simulador Wellflo® para el diseño de Levantamiento Artificial por Gas Continuo del pozo FUC 45, una vez optimizada la tasa y la presión de inyección de gas.

En la Figura 5.29 se presenta el gráfico Profundidad Vertical vs. Presión y Temperatura, el cual permite visualizar la curva de gradiente dinámico del pozo FUC 45 y la ubicación de las válvulas de LAGC en el mismo, además se muestran las presiones en la tubería de producción y en el revestimiento a la profundidad de las válvulas. La válvula orificio debe ubicarse a 11867 pies (MD).

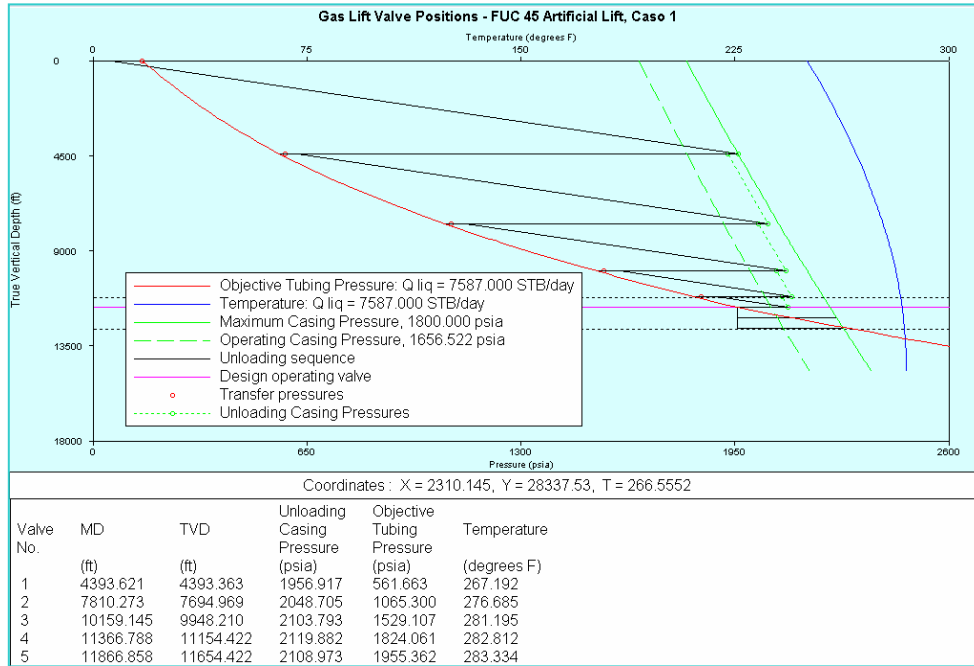


Figura 5.29 Posicionamiento de válvulas, FUC 45.

De acuerdo a las Figuras 5.30 y 5.31 se espera producir después de la aplicación de LAGC en el pozo FUC 45, unos 7543 BBPD (6788 BNPD), inyectando 2.5 MMPCND, a una presión de inyección de 1800 Lpca, sin reductor en superficie. Comparando la tasa de crudo actual del pozo (ver Tabla 5.6) con los resultados teóricos obtenidos en el diseño de LAGC se tiene un aumento del 988% de la producción, es decir se obtendría 6164 BNPD adicionales; lo que demuestra que el pozo FUC 45 tiene alto potencial pero baja energía de yacimiento, y esto justifica que este condicionado en superficie por un reductor de 3/8", que si es retirado del pozo, manteniendo la completación por flujo natural, conllevaría a que el mismo deje de fluir.

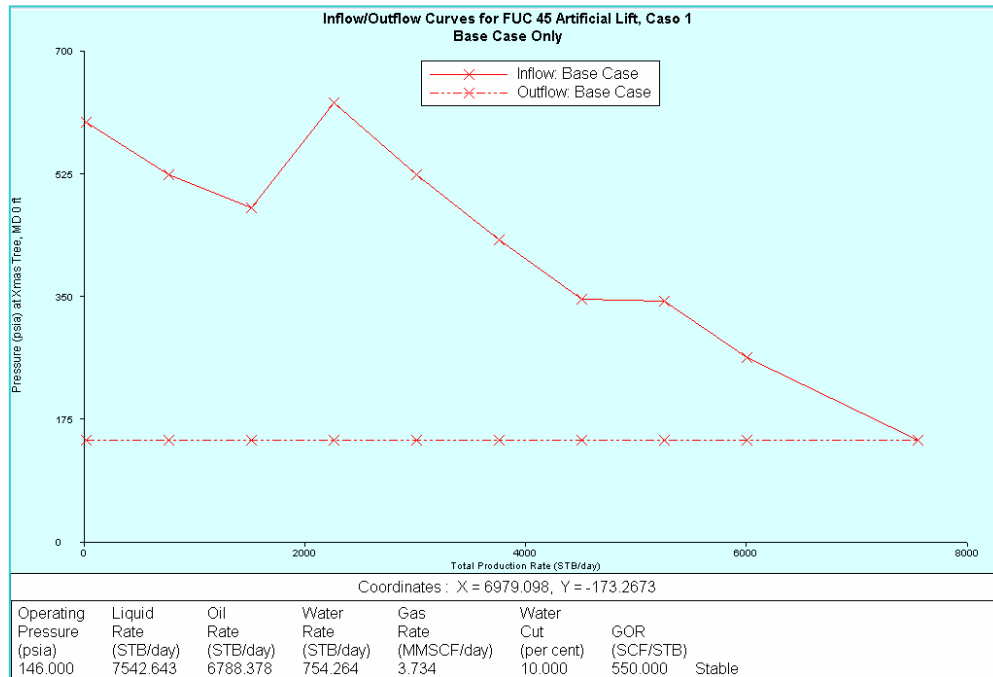


Figura 5.30 Análisis nodal pozo con LAGC cotejado en cabezal, FUC 45.

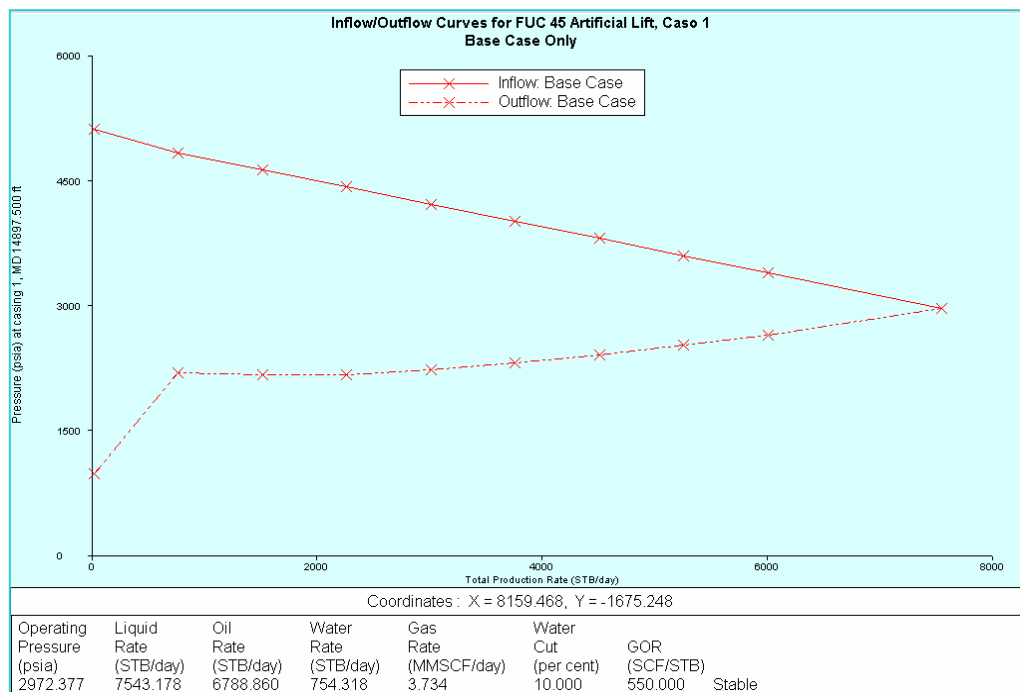


Figura 5.31 Análisis nodal pozo con LAGC cotejado en fondo, FUC 45.

Tal como se mostró en la Figura 5.28 el pozo FUC 45, tiene una presión de fondo fluvente de 4807 Lpca, en caso de aplicación de Levantamiento Artificial por Gas dicha presión disminuiría a aproximadamente 2972 Lpca (Figura 5.31), esto producto a la reducción en la presión de fondo asociada a retirar el reductor en superficie y al cambio de densidad de la columna de fluidos en el pozo luego de la inyección continua de gas.

En la Tabla 5.12 se muestra las profundidades a las cuales deben ubicarse las válvulas para un diseño óptimo de LAGC del pozo FUC 45, el área de puerto de las mismas, y las condiciones de presión- temperatura a las cuales operarían en el pozo. Se observa que el pozo FUC 45 necesita actualmente 4 válvulas de descarga y la válvula orificio por donde se mantendrá inyectando el gas continuamente.

Tabla 5.12 Calibración de válvulas de LAGC, FUC 45.

MD (pies)	TVD (pies)	Modelo	Tamaño de puerto (64th in)	R = Apt/Ab	Temp (°F)	Pt (Lpca)	Pds (Lpca)	Pd (Lpca)	Pvo (Lpca)	Pvos (Lpca)
4393.6	4393.4	1.5" IPO	20	0.0996	267.2	581.7	1674.2	1819.9	1956.9	1799.8
7810.3	7695.0	1.5" IPO	20	0.0996	276.7	1085.3	1689.6	1952.7	2048.7	1772.3
10159.1	9948.2	1.5" IPO	20	0.0996	281.2	1549.1	1700.8	2048.5	2103.8	1746.5
11366.8	11154.4	1.5" IPO	20	0.0996	282.8	1844.1	1699.4	2092.4	2119.9	1721.7
11866.9	11654.4	Orifice	24		283.3	1955.4			2055.4	1654.5
12366.9	12154.4	1.5" IPO	32	0.2550	283.8	2124.5	1678.7	2104.7	2097.9	1673.3
12867.0	12654.4	1.5" IPO	32	0.2550	284.1	2297.3	1691.7	2140.5	2086.8	1649.5

El pozo FUC 45 se encuentra influenciado a nivel del yacimiento CRE FUC 1 por los pozos inyectores de agua FUC 30IA y FUC 34IA (ver Apéndice III). Por lo antes expuesto opcionalmente se pueden colocar en el pozo 2 mandriles con válvulas ciegas para seguir inyectando cuando el corte de agua aumente y/o disminuya la presión de yacimiento.

5.4.7 Diseño de LAG para el pozo FUL 50

El FUL 50 es un pozo doble sarta, completado en la sarta corta en el yacimiento NAR I FUC 1 con tubería de producción de 2^{7/8}", la cual se encuentra actualmente activa con una producción de 994 BNPD, la sarta larga se completó en el yacimiento CRE FUC 1, pero la misma fue cerrada en 2011 por alta relación agua- petróleo, producto de la canalización del agua de inyección procedente de los pozos inyectores FUL 77IA y FUL 86IA. Mediante un análisis de yacimientos y optimización de producción se planteó la posibilidad de aprovechar este activo mediante un cambio de completación a sarta única con válvulas para LAGC incorporadas, colocar una empacadura a 13200 pies y producir del yacimiento NAR I FUC 1, aislando el yacimiento CRE FUC 1 con un tapón de hierro a 14800 pies (ver Apéndice IV).

De acuerdo a la Tabla 4.1 la presión del yacimiento NAR I FUC 1 en la zona donde se encuentra completado el pozo FUL 50S es de 5156 Lpca (ver Capítulo IV).

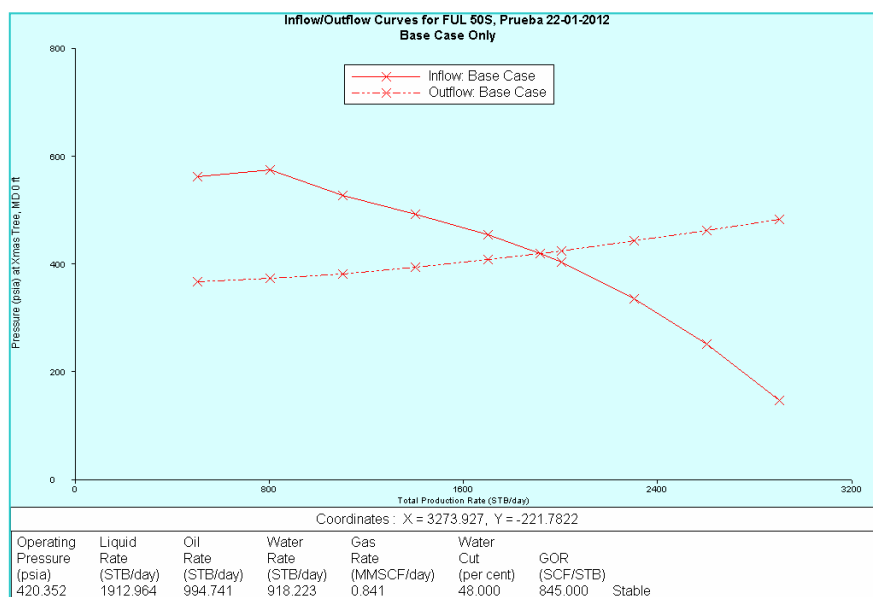


Figura 5.32 Análisis Nodal cotejado en cabezal. Condiciones actuales, FUL 50S.

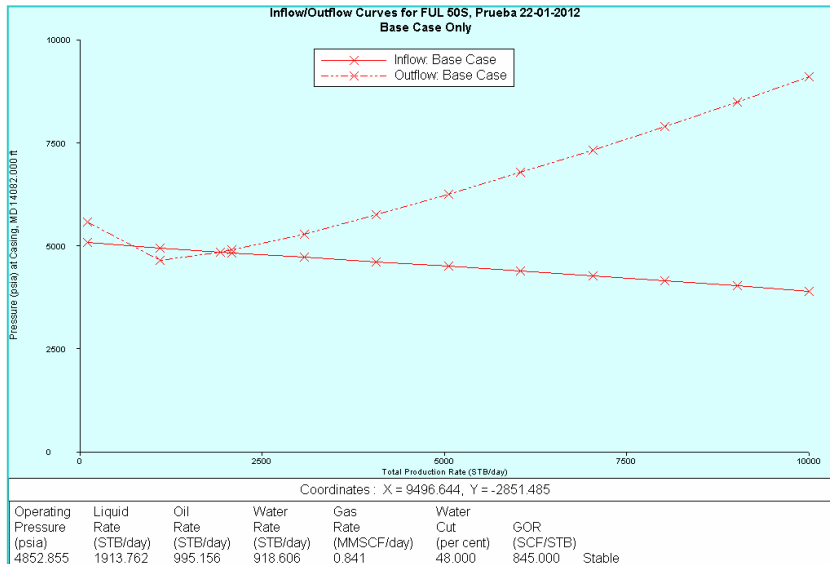


Figura 5.33 Análisis Nodal cotejado en fondo. Condiciones actuales, FUL 50S.

En las Figuras 5.32 y 5.33 se muestra el análisis nodal del pozo FUL 50S ajustado a la última prueba de producción mostrada en la tabla 5.6.

De acuerdo a la Figura 5.33 el pozo FUL 50S presenta actualmente una presión de fondo fluyente de 4853 Lpca, con este valor se puede obtener un estimado del índice de productividad del pozo a nivel del yacimiento NAR I FUC 1, con tubería de producción de 2^{7/8}”, mediante la ecuación 2.1, el IP calculado es de: 3.28 BPD/Lpca.

- Cambio de completación de sarta doble a sencilla con mandriles de LAGC incorporados

Se realizaron sensibilidades a la tasa y presión de inyección de gas para conocer los valores óptimos que permitirán el levantamiento de crudo en el pozo FUL 50, con tubería de producción de 4^{1/2}” (ver Apéndice IV). De acuerdo a la sensibilidad realizada a la tasa de inyección de gas (entre 0 y 3 MMPCND) se obtuvo que para el cambio de completación de sarta dual a sencilla con tubería de producción de 4^{1/2}” y

mandriles de LAGC incorporados, la tasa de inyección óptima para el mismo es de 2.5 MMPCND. Con esta tasa óptima se procedió a iterar a diferentes valores de presión de inyección a fin de determinar la presión del sistema que optimiza el diseño, en términos de ganancial en tasa de crudo y no en alcanzar mayores profundidades de inyección. Dicha sensibilidad resulta en que la presión que optimiza el sistema es de 2600 Lpca.

En el Apéndice IV se muestran los datos de entrada en el simulador Wellflo® para el diseño de Levantamiento Artificial por Gas del pozo FUL 50, una vez optimizada la tasa y la presión de inyección de gas.

En la Figura 5.34 se presenta el gráfico Profundidad Vertical vs. Presión y Temperatura, el cual permite visualizar la curva de gradiente dinámico esperada para el nuevo pozo FUL 50 completado con sarta simple de 4^{1/2}” y la ubicación de las válvulas de LAGC en el mismo, además se muestran las presiones en la tubería de producción y en el revestimiento a la profundidad de las válvulas.

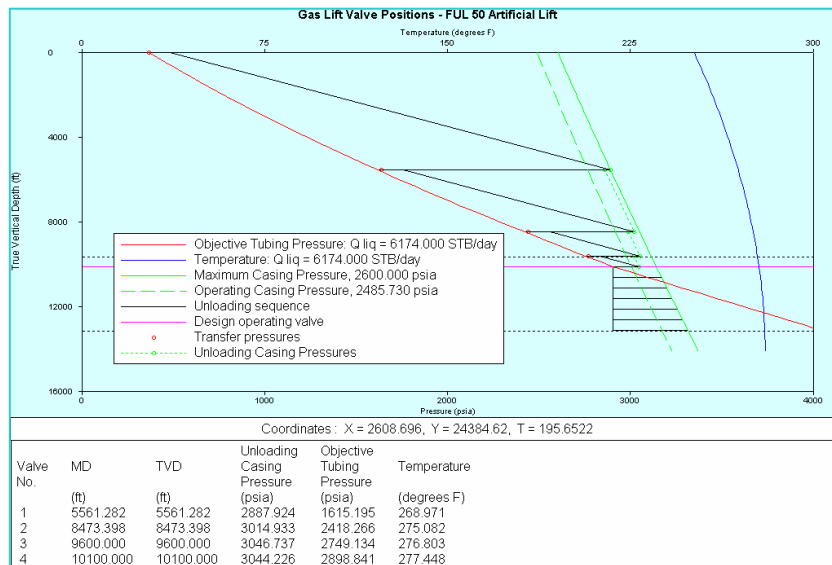


Figura 5.34 Posicionamiento de válvulas, FUL 50.

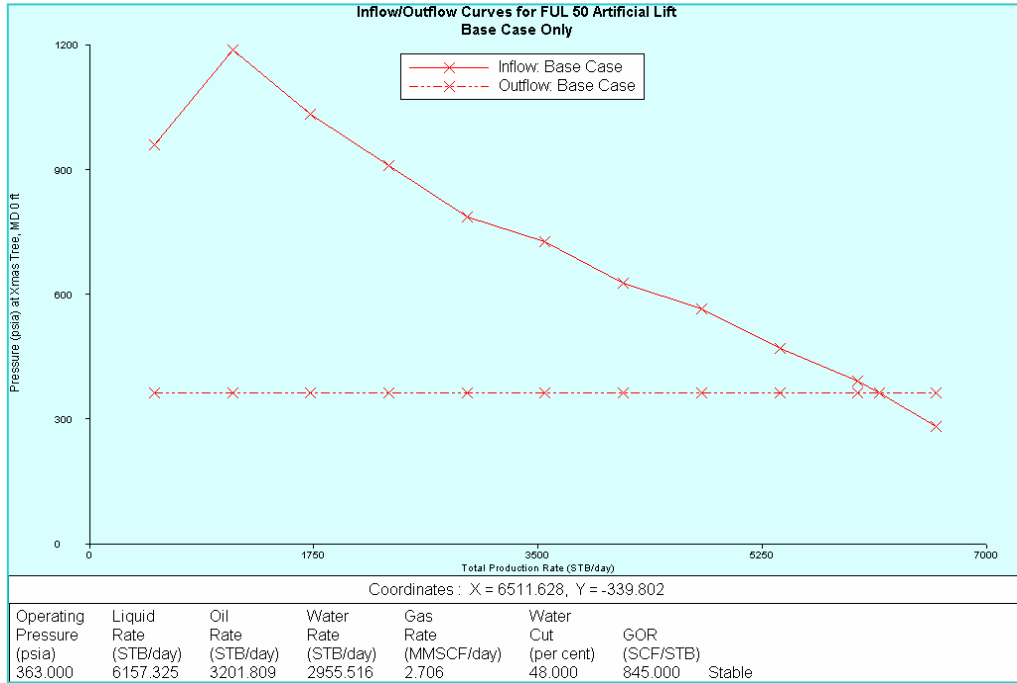


Figura 5.35 Análisis nodal pozo con LAGC cotejado en cabezal, FUL 50.

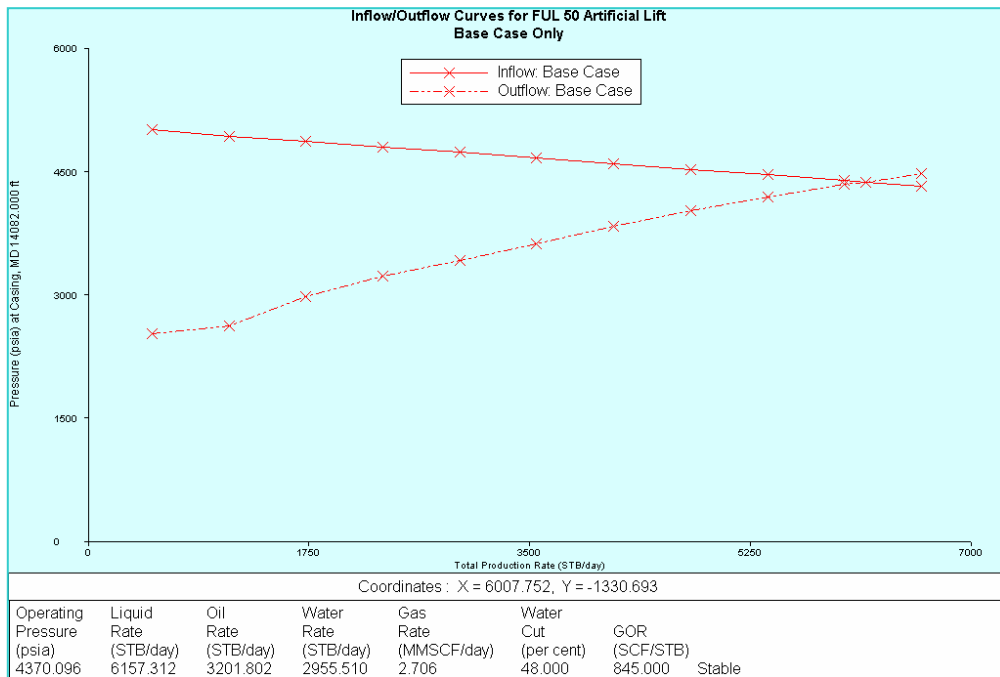


Figura 5.36 Análisis nodal pozo con LAGC cotejado en fondo, FUL 50.

De acuerdo a las Figuras 5.35 y 5.36 se espera producir después del cambio de completación a sarta simple con válvulas de LAGC incorporadas en el pozo FUL 50, unos 6157 BBPD (3202 BNPD), inyectando 2.5 MMPCND, a una presión de inyección de 2600 Lpca, sin reductor en superficie. Comparando la producción actual del pozo (ver Tabla 5.6) con los resultados teóricos obtenidos en el diseño de LAGC se tiene que con el cambio de completación y la aplicación de este método de levantamiento se obtendría 2208 BNPD adicionales, lo que representa un aumento en la tasa de producción del 222%.

De acuerdo a la Figura 5.33 el pozo FUL 50S tiene actualmente una presión de fondo fluyente $P_{wf} = 4853$ Lpca, en caso de cambiar la tubería de producción de $2^{7/8}$ a $4^{1/2}$ y aplicar Levantamiento Artificial por Gas, la presión de fondo fluyente disminuiría a aproximadamente 4370 Lpca (Figura 5.36).

Tabla 5.13 Calibración de válvulas de LAGC, FUL 50.

MD (pies)	TVD (pies)	Modelo	Tamaño de puerto (64th in)	R = Apt/Ab	Temp (°F)	Pt (Lpca)	Pds (Lpca)	Pd (Lpca)	Pvo (Lpca)	Pvos (Lpca)
5561.3	5561.3	1.5" IPO	16	0.0637	269.0	1635.2	2527.3	2808.0	2887.9	2599.6
8473.4	8473.4	1.5" IPO	16	0.0637	275.1	2438.3	2540.7	2978.1	3014.9	2572.4
9600.0	9600.0	1.5" IPO	20	0.0996	276.8	2769.1	2523.2	3019.0	3046.7	2546.5
10100.0	10100.0	Orifice	24		277.4	2898.8			2998.8	2483.2
10600.0	10600.0	1.5" IPO	32	0.2550	278.0	3087.3	2505.8	3053.3	3041.7	2496.2
11100.0	11100.0	1.5" IPO	32	0.2550	278.5	3276.9	2521.1	3099.7	3039.0	2471.2
11600.0	11600.0	1.5" IPO	32	0.2550	278.9	3467.3	2536.3	3146.3	3036.4	2446.6
12100.0	12100.0	1.5" IPO	32	0.2550	279.3	3658.5	2551.1	3193.0	3033.7	2422.1
12600.0	12600.0	1.5" IPO	32	0.2550	279.6	3850.3	2565.5	3239.8	3030.9	2397.8
13100.0	13100.0	1.5" IPO	32	0.2550	279.8	4042.4	2579.7	3286.7	3028.1	2373.8

En la Tabla 5.13 se muestra la calibración de las válvulas de LAGC obtenida del diseño a partir de la tasa y presión de inyección óptima para el pozo FUL 50 propuesto con completación sencilla, se presentan las profundidades donde deben ubicarse las válvulas, el área de puerto de las mismas y las condiciones de presión-temperatura a las cuales operarían en el pozo. Se observa que el pozo FUL 50

necesita actualmente 3 válvulas de descarga y la válvula orificio por donde se mantendrá inyectando el gas continuamente.

Una sección estructural del pozo FUL 50 a nivel del yacimiento NAR I FUC 1 indica que el mismo está influenciado por los pozos inyectores de agua FUL 33 y FUL 35 (ver Apéndice IV). Por lo antes expuesto, opcionalmente se pueden colocar en el pozo 6 mandriles con válvulas ciegas, para seguir inyectando cuando el corte de agua aumente y/o la presión de yacimiento disminuya.

5.4.8 Diseño de LAG para el pozo FUL 58

El pozo FUL 58 se completó inicialmente en el yacimiento CRE FUC 1, pero fue cerrado en Septiembre de 2011 para realizar cambio de horizonte, cañoneando 65 pies correspondientes a las unidades de flujo UN-2, UN-3 y UN-4 del yacimiento NAR I FUC 1, al mismo se le colocó un estrangulador de 3/8". En Mayo de 2012 se realizó cambio de reductor a 1/4" (ver Tabla 5.6). Después del trabajo de aislamiento de las unidades de flujo de la formación los Jabillos el pozo fue abierto a producción sin obtener los resultados esperados, no fluyó, se le colocó otro tapón para aislar 10 pies de la UN-2 y 15 pies de la UN-3, por la cual se estaba canalizando el agua de inyección a nivel de NAR I FUC 1, a pesar de este trabajo el pozo no respondió y actualmente se encuentra cerrado.

De acuerdo a la Tabla 4.1 la presión del yacimiento NAR I FUC 1 en la zona donde se encuentra completado el pozo FUL 58 es de 5698 Lpca (ver Capítulo IV).

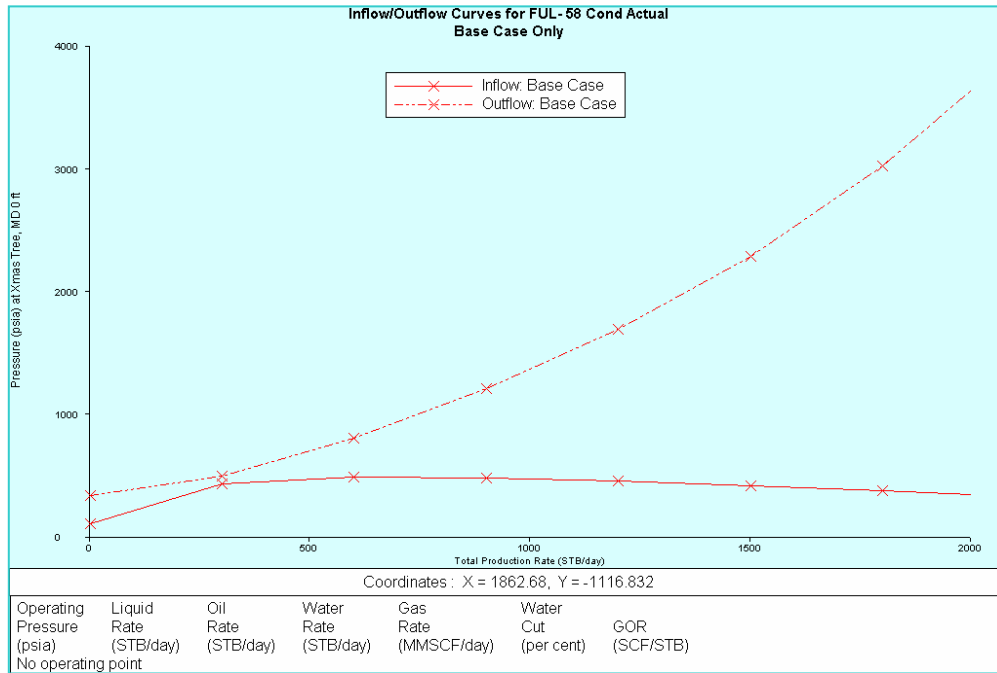


Figura 5.37 Análisis Nodal cotejado en cabezal. Condiciones actuales, FUL 58.

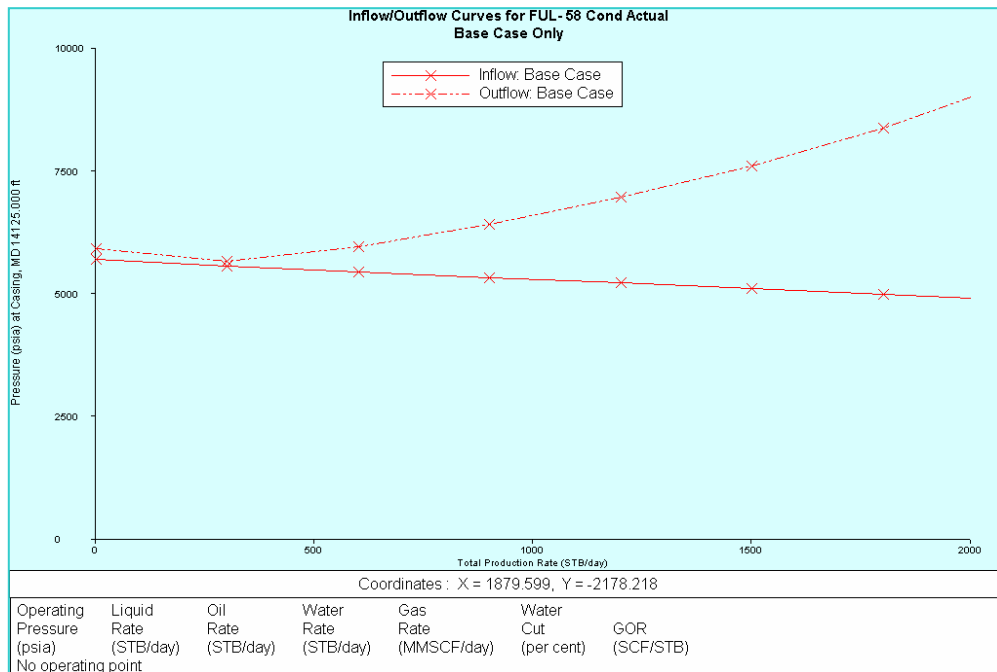


Figura 5.38 Análisis Nodal cotejado en fondo. Condiciones actuales, FUL 58.

En las figuras 5.37 y 5.38 se puede visualizar el análisis nodal del pozo FUL 58 para las condiciones actuales del mismo, en ellas se muestra que con el reductor de 1/4" en superficie el pozo no fluye.

En función de poner en producción el pozo FUL 58, en este estudio se plantea el diseño de cambio de completación de flujo natural a LAG.

- Aplicar LAGC para reactivar la producción del pozo

Se realizaron sensibilidades a la tasa y presión de inyección de gas para conocer el valor óptimo que permitirá el levantamiento de crudo en el pozo FUL 58 (ver Apéndice IV). De acuerdo a la sensibilidad realizada a la tasa de inyección de gas (entre 0 y 3 MMPCND) se obtuvo que bajo las condiciones actuales del pozo FUL 58 la tasa de inyección óptima para el mismo es de 2 MMPCND. Con esta tasa óptima se procedió a iterar a diferentes valores de presión de inyección para determinar la presión del sistema que optimiza el diseño, en términos de ganancia en tasa de crudo y no en alcanzar mayores profundidades de inyección. Dicha sensibilidad resulta en que inyectando con una presión superior a 2000 Lpca se puede alcanzar mayores profundidades de inyección pero el ganancia en tasa de crudo apenas excede los 100 BNPD, por tanto se tomará este valor como presión óptima

En el Apéndice IV se muestran los datos de entrada en el simulador Wellflo® para el diseño de Levantamiento Artificial por Gas Continuo del pozo FUL 58, una vez optimizada la tasa y la presión de inyección.

En la Figura 5.39 se presenta el gráfico Profundidad Vertical vs. Presión y Temperatura, el cual permite visualizar el posicionamiento de válvulas óptimo para el pozo FUL 58 de acuerdo al diseño.

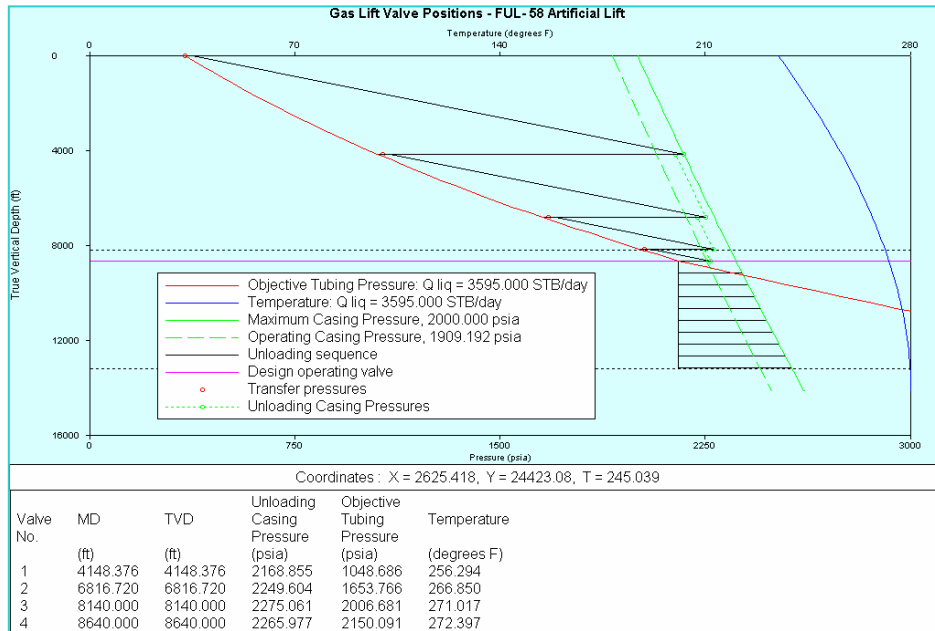


Figura 5.39 Posicionamiento de válvulas, FUL 58.

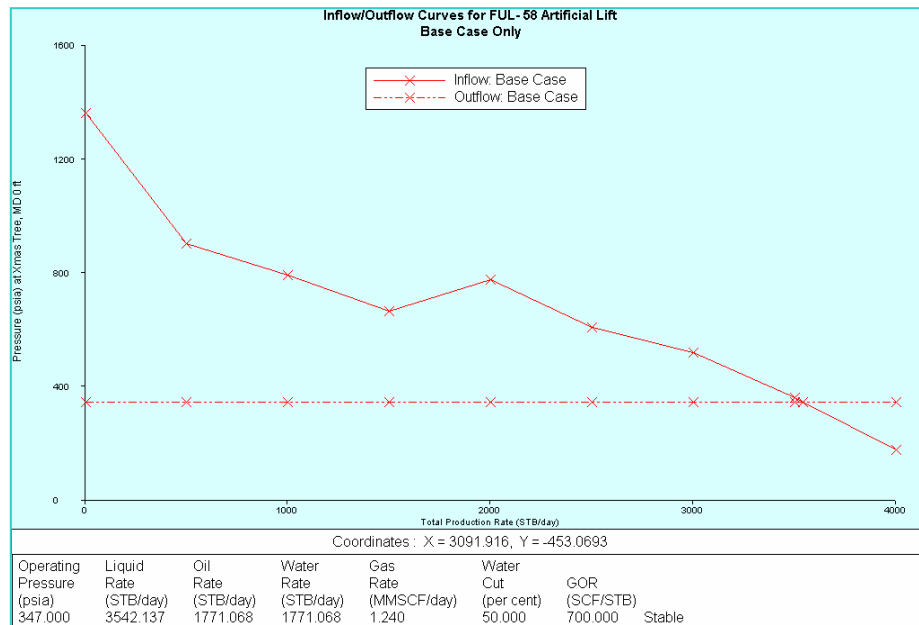


Figura 5.40 Análisis nodal pozo con LAGC cotejado en cabezal, FUL 58.

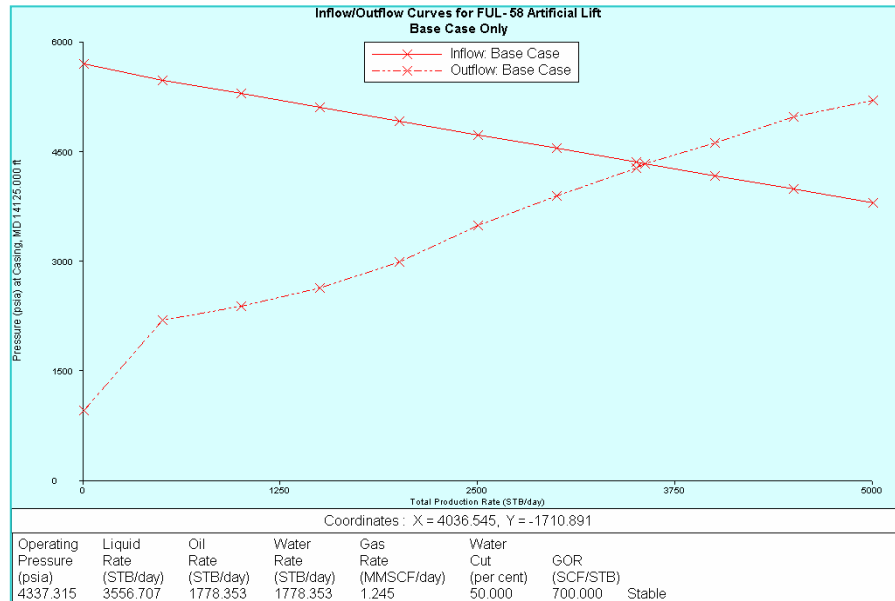


Figura 5.41 Análisis nodal pozo con LAGC cotejado en fondo, FUL 58.

De acuerdo a la Figura 5.40 se espera producir después de la aplicación de LAGC en el pozo FUL 58, unos 3542 BBPD (1771 BNPD), inyectando 2 MMPCND, a una presión de inyección de 2000 Lpca, sin reductor en superficie.

Tabla 5.14 Calibración de válvulas de LAGC, FUL 58.

MD (pies)	TVD (pies)	Modelo	Tamaño de puerto (64th in)	R = Apt/Ab	Temp (°F)	Pt (Lpca)	Pds (Lpca)	Pd (Lpca)	Pvo (Lpca)	Pvos (Lpca)
4148.4	4148.4	1.5" IPO	16	0.0637	256.3	1068.7	1935.3	2098.8	2168.9	1999.9
6816.7	6816.7	1.5" IPO	16	0.0637	266.9	1673.8	1940.0	2212.9	2249.6	1972.2
8140.0	8140.0	1.5" IPO	20	0.0996	271.0	2026.7	1924.8	2250.4	2275.1	1945.9
8640.0	8640.0	Orifice	24		272.4	2150.1			2250.1	1906.9
9140.0	9140.0	1.5" IPO	32	0.2550	273.7	2344.7	1913.8	2279.2	2256.8	1895.0
9640.0	9640.0	1.5" IPO	32	0.2550	274.8	2542.5	1932.3	2322.7	2247.4	1869.8
10140.0	10140.0	1.5" IPO	32	0.2550	275.9	2743.1	1950.9	2366.7	2237.9	1844.9
10640.0	10640.0	1.5" IPO	32	0.2550	276.8	2945.7	1969.3	2411.2	2228.3	1820.3
11140.0	11140.0	1.5" IPO	32	0.2550	277.6	3150.0	1987.6	2456.1	2218.6	1795.9
11640.0	11640.0	1.5" IPO	32	0.2550	278.3	3355.5	2005.6	2501.1	2208.7	1771.6
12140.0	12140.0	1.5" IPO	32	0.2550	278.9	3561.2	2023.1	2546.1	2198.7	1747.6
12640.0	12640.0	1.5" IPO	32	0.2550	279.3	3767.3	2040.4	2591.2	2188.7	1724.1
13140.0	13140.0	1.5" IPO	32	0.2550	279.7	3973.7	2057.1	2636.3	2178.5	1700.6

En la Tabla 5.14 se muestra la calibración de las válvulas de LAGC obtenida a partir de la tasa y presión de inyección óptima para el pozo FUL 58, en la misma se

presentan las profundidades donde deben ubicarse las válvulas, el área de puerto de las mismas y las condiciones de presión- temperatura a las cuales operarían en el pozo. Actualmente se deben instalar 3 válvulas de descarga y una válvula orificio por donde se mantendrá inyectando el gas continuamente. Opcionalmente se pueden instalar 9 mandriles con válvulas ciegas.

5.4.9 Diseño de LAG para el pozo FUL 85

El pozo FUL 85 dejo de fluir en Febrero de 2012, se disminuyó el diámetro del reductor en superficie cambiando a 1/4” con el objeto de optimizar el sistema y ponerlo nuevamente en producción, sin embargo el pozo no respondió satisfactoriamente y dejo de fluir poco tiempo después, actualmente se encuentra cerrado. De acuerdo a la Tabla 4.1 la presión del yacimiento NAR I FUC 1 en la zona donde se encuentra completado el pozo FUL 85 es de 5680 Lpca (ver Capitulo IV).

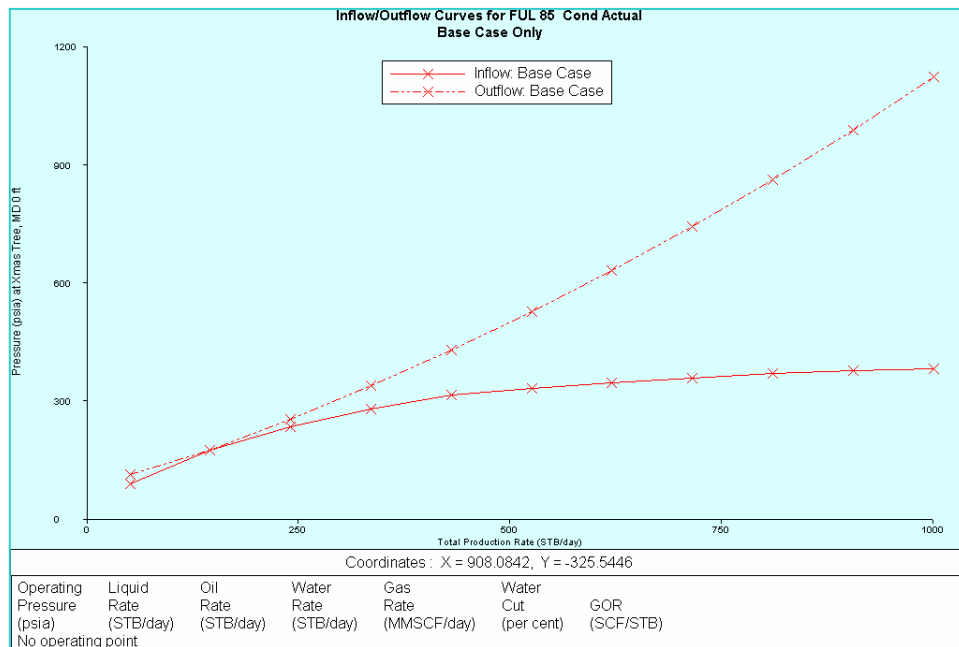


Figura 5.42 Análisis Nodal cotejado en cabezal. Condiciones actuales, FUL 85.

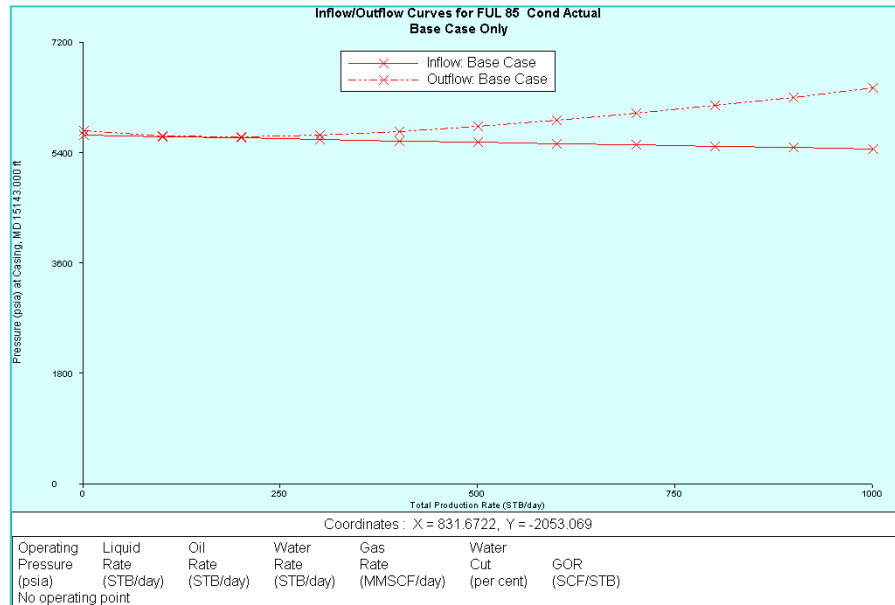


Figura 5.43 Análisis Nodal cotejado en fondo. Condiciones actuales, FUL 85.

En las Figuras 5.42 y 5.43 se muestra el análisis nodal del pozo FUL 85 cotejado a las condiciones actuales en la cual se puede observar que el mismo no fluye.

En función de poner en producción el pozo FUL 85, en este estudio se propone un diseño de cambio de completación de flujo natural a Levantamiento Artificial por Gas Continuo.

- Aplicar LAGC para reactivar la producción del pozo.

Se realizaron sensibilidades a la tasa y presión de inyección de gas para conocer el valor óptimo que permitirá el levantamiento de crudo en el pozo FUL 85 (ver Apéndice IV). De acuerdo a la sensibilidad realizada a la tasa de inyección de gas (entre 0 y 3 MMPCND) se obtuvo que bajo las condiciones actuales del pozo FUL 85 la tasa de inyección óptima para el mismo es de 2 MMPCND. Con esta tasa óptima se procedió a iterar a diferentes valores de presión de inyección para determinar la

presión del sistema que optimiza el diseño, en términos de ganancial en tasa de crudo y no en alcanzar mayores profundidades de inyección. Dicha sensibilidad resulta en que inyectando con una presión de 1800 Lpca se puede alcanzar la máxima profundidad de inyección ubicada a 9693 pies, pero el ganancial en tasa de crudo respecto a inyectar con 1600 Lpca es aproximadamente de 3 BNPD, por tanto se tomará este valor de presión como óptimo.

En el Apéndice IV se muestran los datos de entrada en el simulador Wellflo® para el diseño de Levantamiento Artificial por Gas Continuo del pozo FUL 85, una vez optimizada la tasa y la presión de inyección de gas.

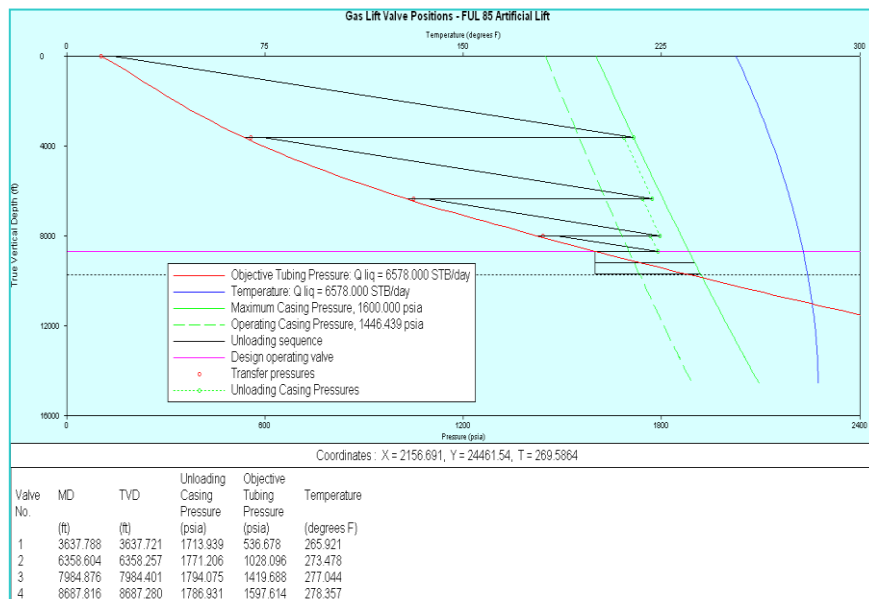


Figura 5.44 Posicionamiento de Válvulas, FUL 85.

En la Figura 5.44 se presenta el gráfico Profundidad Vertical vs. Presión y Temperatura para el pozo FUL 85, el cual permite visualizar la curva de gradiente dinámico y la ubicación de las válvulas de LAGC en el mismo, además se muestran

las presiones en la tubería de producción y en el revestimiento a la profundidad de las válvulas. La válvula orificio debe ubicarse a una profundidad de 8687 pies (MD).

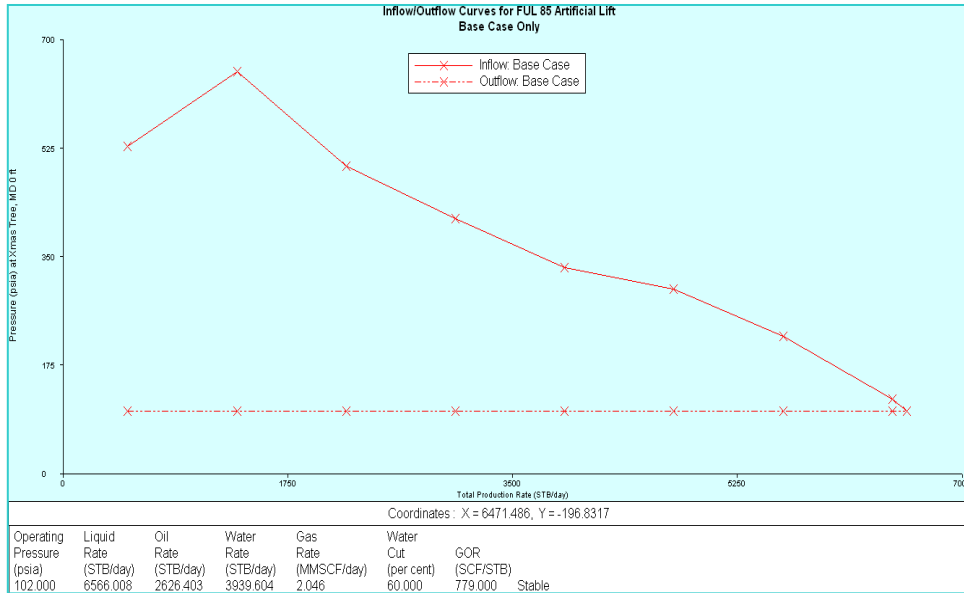


Figura 5.45 Análisis nodal pozo con LAGC cotejado en cabezal, FUL 85.

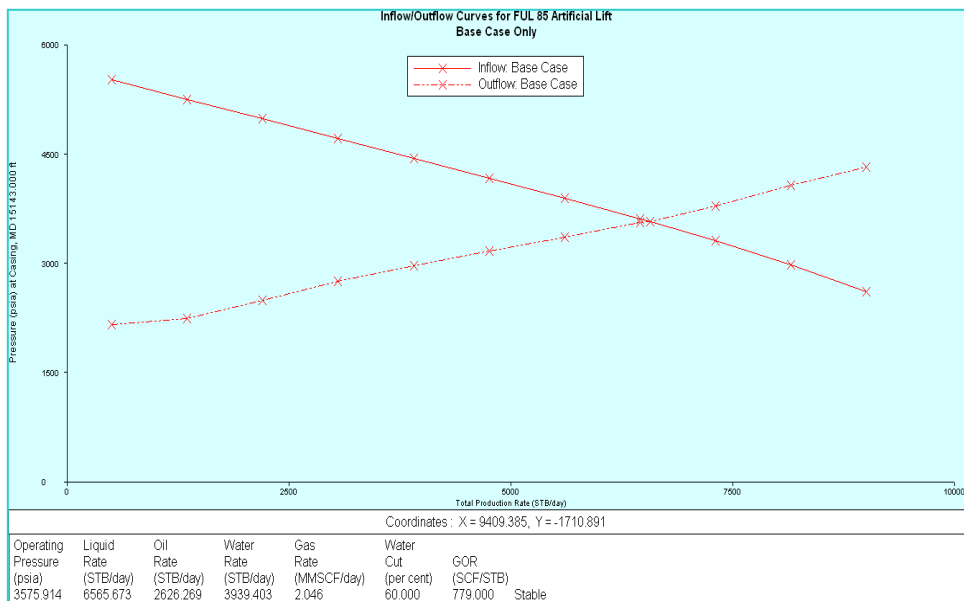


Figura 5.46 Análisis nodal pozo con LAGC cotejado en fondo, FUL 85.

De acuerdo a las Figuras 5.45 y 5.46 se espera producir después de la aplicación de LAGC en el pozo FUL 85 unos 6565 BBPD (2626 BNPD), inyectando 2 MMPCND, con una presión de inyección de 1600Lpca, sin reductor en superficie. En el caso específico de este pozo, el mismo presenta buen índice de productividad, sin embargo la presión de yacimiento no es suficiente para levantar la columna de fluidos desde el fondo del pozo a superficie, es por ello que es un buen candidato a aplicación de Levantamiento Artificial por Gas.

En la Tabla 5.15 se muestra la calibración de las válvulas de LAGC obtenida a partir de la tasa y presión de inyección óptima para el pozo FUL 85, en la misma se presentan las profundidades donde deben ubicarse las válvulas, el área de puerto y las condiciones de presión- temperatura a las cuales operarían en el pozo. Se observa que el pozo FUL 85 necesita actualmente 3 válvulas de descarga para iniciar el proceso de LAGC y la válvula orificio por donde se mantendrá inyectando el gas continuamente. Opcionalmente se pueden instalar 2 mandriles con válvulas ciegas a fin de continuar en operación cuando el corte de agua del pozo aumente y/o disminuya la presión de yacimiento.

Tabla 5.15 Calibración de Válvulas de LAGC, FUL 85.

MD (ft)	TVD (ft)	Model	Port Size (64th in)	R = Apt/Ab	Temp (°F)	P tubing (psia)	P close surf (psia)	Pd, Pc valve (psia)	P open valve (psia)	P open surf (psia)
3637.7	3637.7	1.5" IPO	20	0.0996	265.9	556.7	1492.6	1598.6	1713.9	1599.9
6358.3	6358.3	1.5" IPO	16	0.0637	273.5	1048.1	1531.3	1725.1	1771.2	1572.0
7984.4	7984.4	1.5" IPO	20	0.0996	277.0	1439.7	1515.3	1758.8	1794.1	1545.5
8687.3	8687.3	Orifice	24		278.4	1597.6			1697.6	1444.3
9187.3	9187.3	1.5" IPO	32	0.2550	279.2	1734.2	1486.2	1763.2	1773.1	1494.5
9687.3	9687.3	1.5" IPO	32	0.2550	280.0	1872.0	1493.2	1787.8	1759.0	1469.3

5.4.10 Diseño de LAG para el pozo FUC 15

El pozo FUC 15 se completó doble sarta en Enero de 1994 como productor de petróleo por flujo natural en las arenas “E1” de la formación Carapita (sarta corta) y NAR I FUC 1 (sarta larga) con tubería de producción de 2^{7/8}” y 3^{1/2}” respectivamente.

En la actualidad las 2 sartas se encuentran cerradas, y el pozo esta a la espera de reparaciones mayores de subsuelo, es por ello que en el presente estudio se propone la reactivación del pozo realizando un cambio de completación de flujo natural a LAGC. De acuerdo al análisis geológico y de yacimientos las unidades prospectivas para completar el pozo con sarta simple serían las arenas de NAR I FUC 1, aprovechando que en esta zona no hay riesgo de irrupción de agua y que la unidad “E1” de la formación Carapita no constituye una arena con potencial de hidrocarburos, sino que es un marcador geológico con zonas ladronas de fluidos altamente permeables, la misma se aislará con 2 empacaduras asentadas a 13900 pies y 14200 pies respectivamente.

De acuerdo a la Tabla 4.1 la presión del yacimiento NAR I FUC 1 en la zona donde está completado el pozo FUC 15 es de 5709 Lpca (ver Capítulo IV).

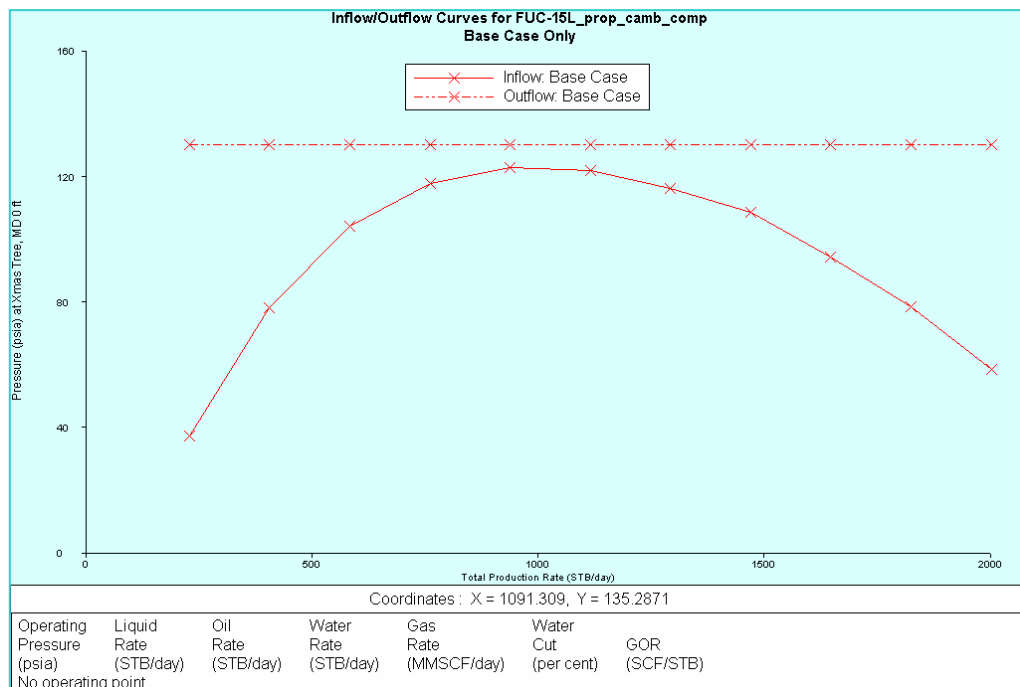


Figura 5.47 Análisis Nodal cotejado en cabezal, completación sencilla, FUC 15.

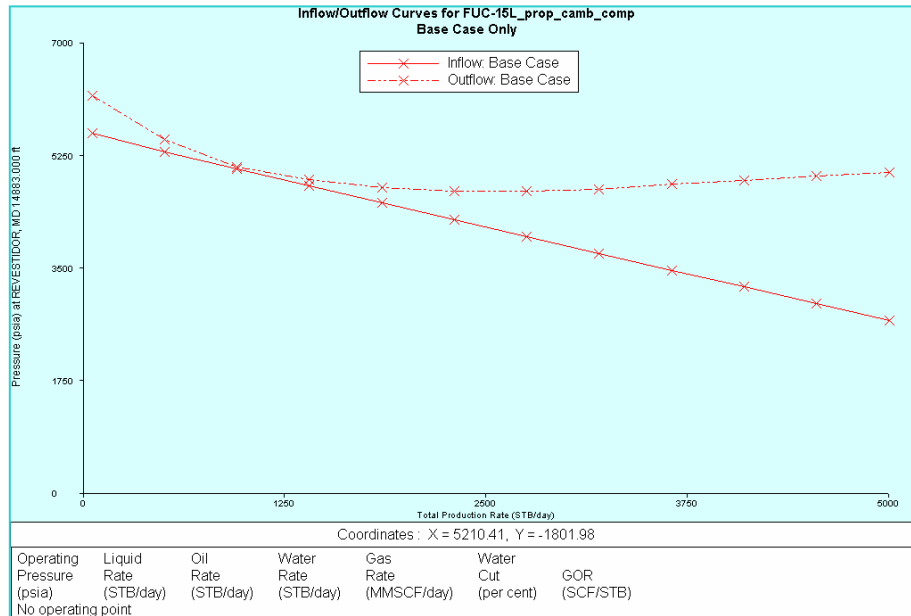


Figura 5.48 Análisis Nodal cotejado en fondo, completación sencilla, FUC 15.

Los resultados de las simulaciones (Figuras 5.47 y 5.48) indican que al realizar el cambio de completación del pozo FUC 15, recañoneo las unidades de flujo del yacimiento NAR I FUC 1, y retirar el reductor en superficie se obtendría que el pozo no aporta fluidos, esto producto de la baja presión de yacimiento existente.

- Cambio de completación de sarta doble a sencilla con mandriles de LAGC incorporados.

Se realizaron sensibilidades a la tasa y presión de inyección de gas para conocer los valores óptimos que permitirán el levantamiento de crudo en el pozo FUC 15, con tubería de producción de 4^{1/2}” (ver apéndice IV). De acuerdo a la sensibilidad realizada a la tasa de inyección de gas (entre 0 y 3 MMPCND) se obtuvo que para el cambio de completación de sarta dual a sencilla con tubería de producción de 4^{1/2}” y mandriles de LAGC incorporados, la tasa de inyección óptima para el mismo es de 2 MMPCND. Con esta tasa óptima se procedió a iterar a diferentes valores de presión

de inyección a fin de determinar la presión del sistema que optimiza el diseño, en términos de ganancial en tasa de crudo y no en alcanzar mayores profundidades de inyección. Dicha sensibilidad resulta en que inyectando con una presión de 2600 Lpca se puede obtener la tasa óptima de crudo y además se alcanza la máxima profundidad de inyección ubicada a 13800 pies.

En el apéndice IV se muestran los datos de entrada en el simulador Wellflo® para el diseño de Levantamiento Artificial por Gas del pozo FUC 15, una vez optimizada la tasa y la presión de inyección gas.

En la Figura 5.49 se presenta el gráfico Profundidad Vertical vs. Presión y Temperatura, el cual permite visualizar la curva de gradiente dinámico esperada para el nuevo pozo FUC 15 completado con sarta simple de 4^{1/2}” y la ubicación de las válvulas de LAGC en el mismo, además se muestran las presiones en la tubería de producción y en el revestimiento a la profundidad de las válvulas. La válvula orificio debe ubicarse a 12790 pies.

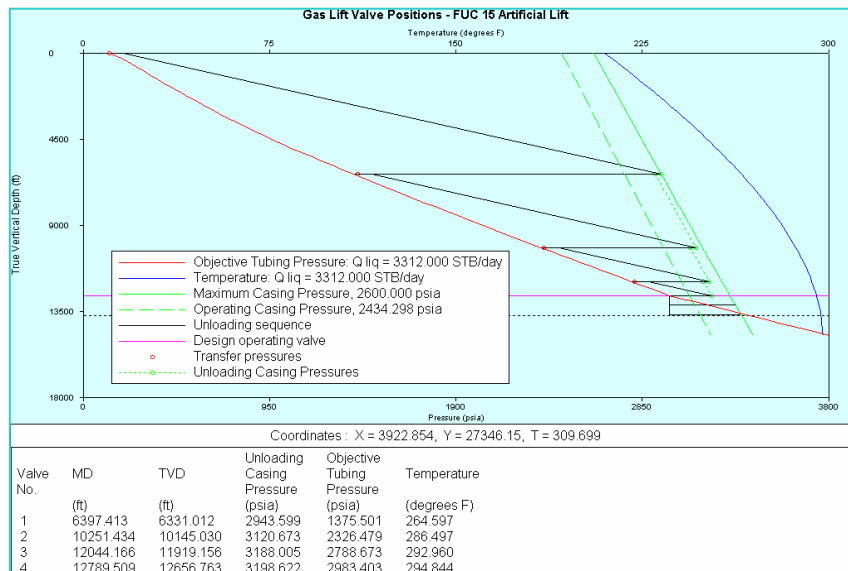


Figura 5.49 Posicionamiento de válvulas, FUC 15.

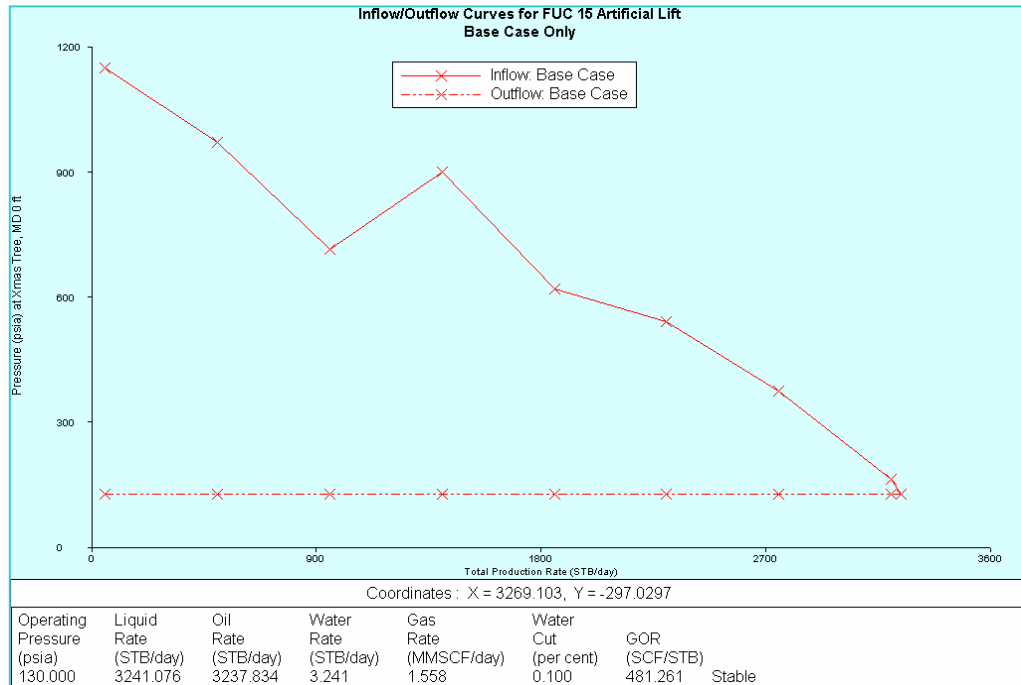


Figura 5.50 Análisis nodal pozo con LAGC cotejado en cabezal, FUC 15.

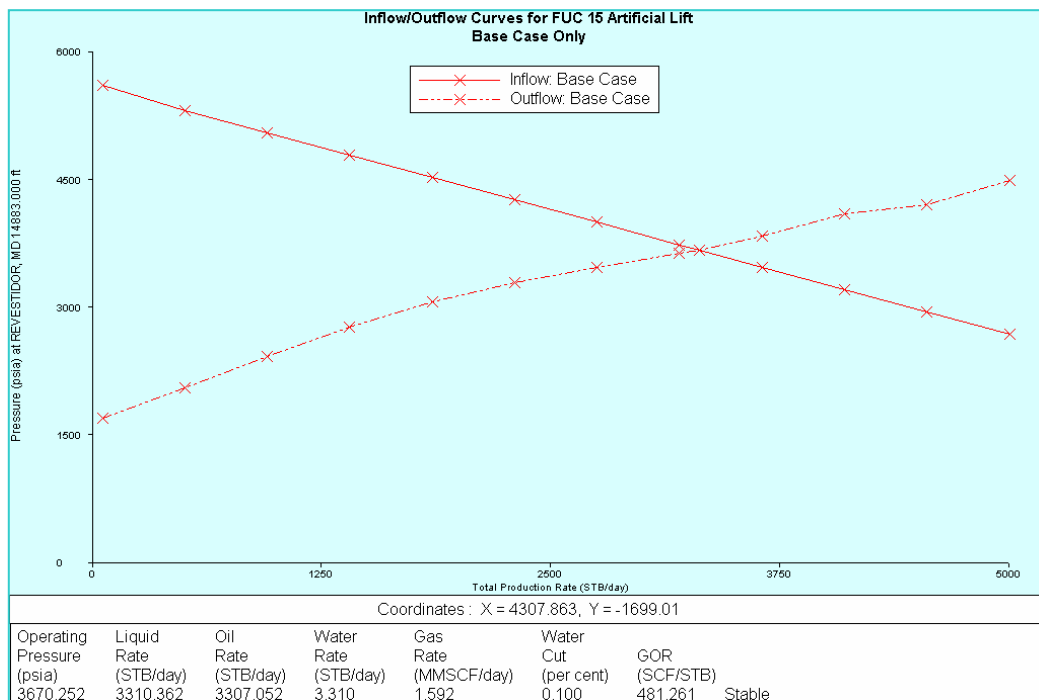


Figura 5.51 Análisis nodal pozo con LAGC cotejado en fondo, FUC 15.

De acuerdo a la Figura 5.50 se espera producir después de la aplicación de LAGC unos 3241 BBPD (3238 BNPD), inyectando 2 MMPCND, con una presión de inyección de 2600Lpca, sin reductor en superficie. Puede notarse que los resultados de la simulación con el nodo en fondo difieren un poco respecto al nodo en superficie (Figura 5.50 y 5.51) esto debido a que el simulador esta tomando un efecto de resbalamiento por deslizamiento entre fases.

En la Tabla 5.16 se muestra la calibración de las válvulas de LAGC obtenida del diseño para el pozo FUC 15 propuesto con completación simple, se presentan las profundidades donde deben ubicarse las válvulas, el área de puerto y las condiciones de presión- temperatura a las cuales operarían en el pozo. El pozo FUC 15 necesita 3 válvulas de descarga y la válvula orificio por donde luego se mantendrá inyectando el gas continuamente. Opcionalmente se pueden instalar 2 mandriles con válvulas ciegas para continuar la producción cuando la presión de yacimiento disminuya.

Tabla 5.16 Calibración de válvulas de LAGC, FUC 15.

MD (pies)	TVD (pies)	Modelo	Tamaño de puerto (64th in)	R = Apt/Ab	Temp (°F)	Pt (Lpca)	Pds (Lpca)	Pd (Lpca)	Pvo (Lpca)	Pvos (Lpca)
6397.4	6331.0	1.5" IPO	16	0.0637	264.6	1395.5	2511.3	2844.9	2943.6	2598.8
10251.4	10145.0	1.5" IPO	16	0.0637	286.5	2346.5	2530.9	3071.3	3120.7	2571.9
12044.2	11919.2	1.5" IPO	16	0.0637	293.0	2808.7	2527.4	3163.8	3188.0	2546.9
12789.5	12656.8	Orifice	20		294.8	2983.4			3083.4	2430.9
13294.8	13156.8	1.5" IPO	32	0.2550	295.8	3179.1	2495.3	3191.8	3196.1	2498.8
13800.0	13656.8	1.5" IPO	32	0.2550	296.6	3375.2	2511.4	3239.8	3193.5	2475.0

5.4.11 Diseño de LAG para el pozo FUL 63

El pozo FUL 63 dejo de fluir en Noviembre de 2011 y en la actualidad se encuentra categoría 3. De acuerdo a la Tabla 4.1 la presión del yacimiento NAR I FUC 1 en la zona donde está completado el pozo FUL 63 es de 6000 Lpca (ver Capitulo IV).

En las figuras 5.52 y 5.53 se muestra el análisis nodal del pozo FUL 63 con estrangulador de 1/4" cotejado a las condiciones actuales, las mismas indican que el pozo no fluye.

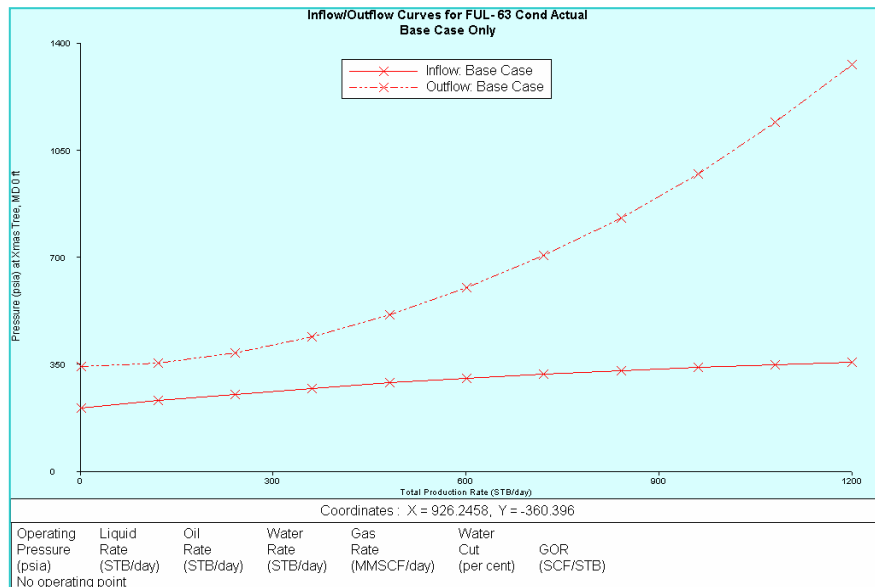


Figura 5.52 Análisis Nodal cotejado en cabezal. Condiciones actuales, FUL 63.

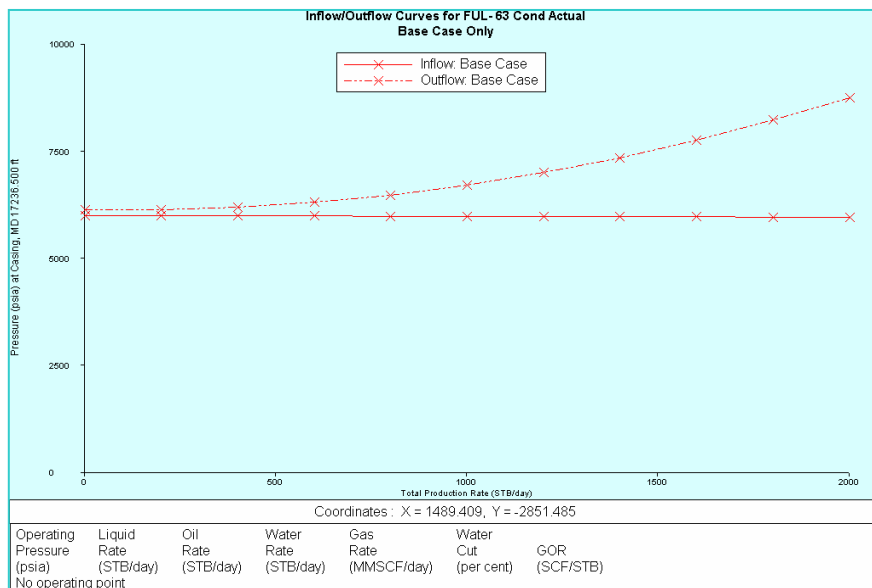


Figura 5.53 Análisis Nodal cotejado en fondo. Condiciones actuales, FUL 63.

Con la finalidad de poner en producción este activo existente se propone mediante este TEG realizar un cambio de completación de flujo natural a completación con mandriles de Levantamiento Artificial por Gas incorporados.

- Aplicar LAGC para reactivar la producción del pozo

Se realizaron sensibilidades a la tasa y presión de inyección de gas para conocer el valor óptimo que permitirá el levantamiento de crudo en el pozo FUL 63 (ver Apéndice IV.5). De acuerdo a la sensibilidad realizada a la tasa de inyección de gas (entre 0 y 3 MMPCND) se obtuvo que bajo las condiciones actuales del pozo FUL 63 la tasa de inyección óptima para el mismo es de 2.5 MMPCND. Con esta tasa óptima se procedió a iterar a diferentes valores de presión de inyección para determinar la presión del sistema que optimiza el diseño, en términos de ganancia en tasa de crudo y no en alcanzar mayores profundidades de inyección. Dicha sensibilidad resulta en que inyectando con una presión de 2600 Lpca se puede alcanzar una mayor profundidad de inyección pero el ganancia en tasa de crudo respecto a inyectar con 2400 Lpca es apenas de 65 BNPD, por tanto se tomará como presión óptima 2400 Lpca.

En el Apéndice IV se muestran los datos de entrada en el simulador Wellflo® para el diseño de Levantamiento Artificial por Gas Continuo del pozo FUL 63, una vez optimizada la tasa y la presión de inyección de gas.

En la Figura 5.54 se presenta el gráfico Profundidad Vertical vs. Presión y Temperatura para el pozo FUL 63, el cual permite visualizar la curva de gradiente dinámico y la ubicación de las válvulas de LAGC en el mismo, además se muestran las presiones en la tubería de producción y en el revestimiento a la profundidad de las válvulas. La válvula orificio debe ubicarse a una profundidad de 6532 pies (MD).

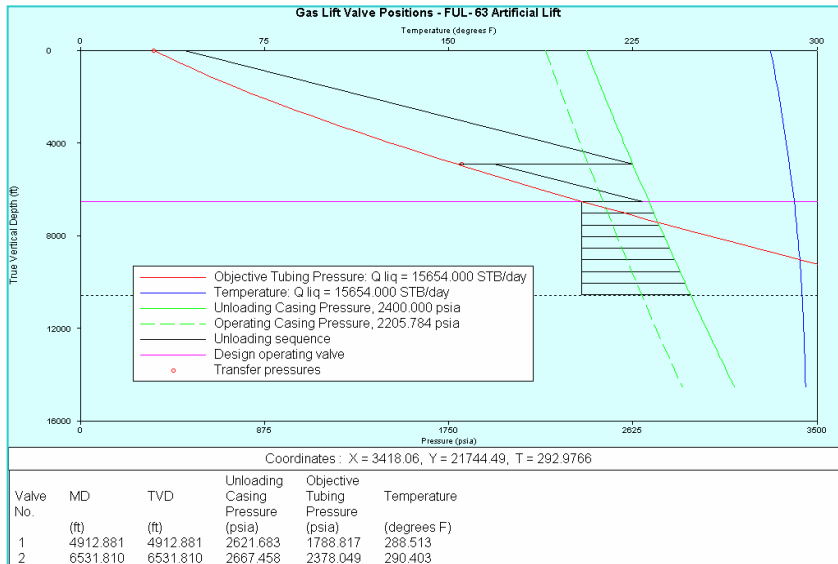


Figura 5.54 Posicionamiento de válvulas, FUL 63.

De acuerdo a las Figuras 5.55 y 5.56 se espera producir después de la aplicación de LAGC en el pozo FUL 63 unos 15585 BBPD (4676 BNPD), inyectando 2.5 MMPCND, con una presión de inyección de 2400Lpca, sin reductor en superficie.

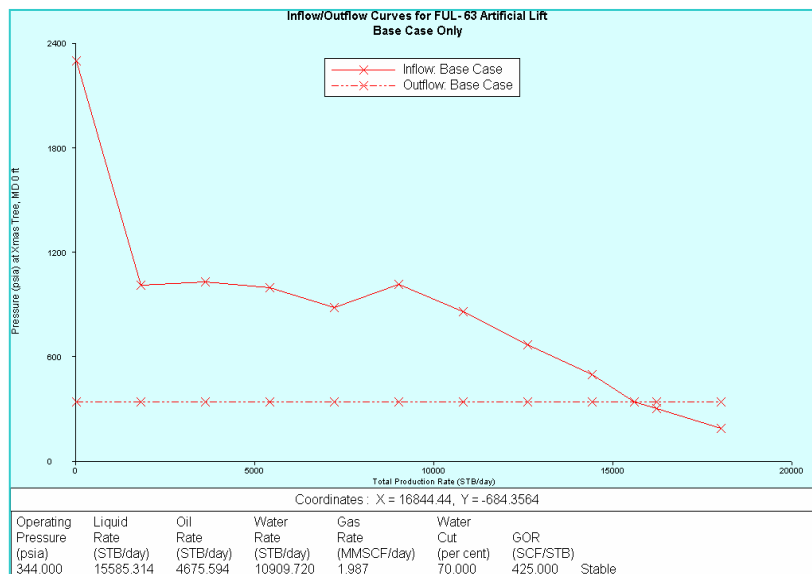


Figura 5.55 Análisis nodal pozo con LAGC cotejado en cabezal, FUL 63.

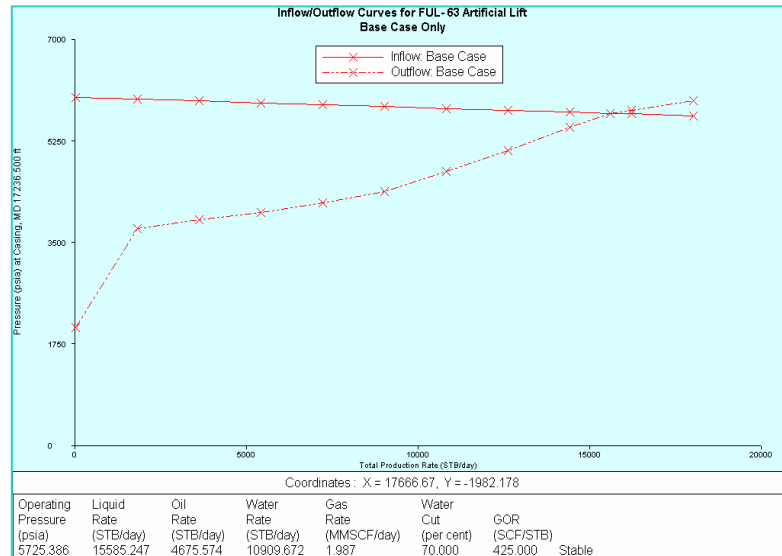


Figura 5.56 Análisis nodal pozo con LAGC cotejado en fondo, FUL 63.

En la Tabla 5.17 se muestra la calibración de las válvulas de LAGC obtenida del diseño para el pozo FUL 63, en la misma se presentan las profundidades donde deben ubicarse las válvulas, el área de puerto y las condiciones de presión- temperatura a las cuales operarían en el pozo. Se observa que el pozo FUL 63 necesita actualmente 1 válvula de descarga y la válvula orificio por donde se mantendrá inyectando el gas continuamente. Opcionalmente se pueden colocar en el pozo 8 mandriles con válvulas ciegas, para seguir inyectando cuando el corte de agua aumente y/o disminuya la presión de yacimiento.

Tabla 5.17 Calibración de válvulas de LAGC, FUL 63.

MD (pies)	TVD (pies)	Modelo	Tamaño de puerto (64th in)	R = Apt/Ab	Temp (°F)	Pt (Lpca)	Pds (Lpca)	Pd (Lpca)	Pvo (Lpca)	Pvos (Lpca)
4912.9	4912.9	1.5" IPO	16	0.0637	288.5	1808.8	2352.4	2569.9	2621.7	2399.9
6531.8	6531.8	Orifice	24		290.4	2378.0			2478.0	2203.4
7031.8	7031.8	1.5" IPO	28	0.1952	290.9	2584.8	2332.5	2646.1	2661.0	2345.6
7531.8	7531.8	1.5" IPO	32	0.2550	291.4	2791.6	2349.7	2689.4	2654.4	2319.0
8031.8	8031.8	1.5" IPO	32	0.2550	291.9	2998.6	2370.6	2737.3	2647.8	2292.8
8531.8	8531.8	1.5" IPO	32	0.2550	292.3	3205.7	2390.8	2785.1	2641.1	2266.7
9031.8	9031.8	1.5" IPO	32	0.2550	292.7	3412.9	2410.6	2832.8	2634.3	2240.8
9531.8	9531.8	1.5" IPO	32	0.2550	293.0	3620.2	2429.8	2880.6	2627.4	2215.1
10031.8	10031.8	1.5" IPO	32	0.2550	293.3	3827.6	2448.6	2928.3	2620.5	2189.8
10532.0	10531.8	1.5" IPO	32	0.2550	293.6	4035.1	2466.8	2976.0	2613.5	2164.6

5.4.12 Diseño de LAG para el pozo FUL 39

De acuerdo a la Tabla 4.1 la presión del yacimiento NAR S FUC 1 en la zona donde se encuentra completado el pozo FUL 39 es de 5200 Lpca (ver Capítulo IV).

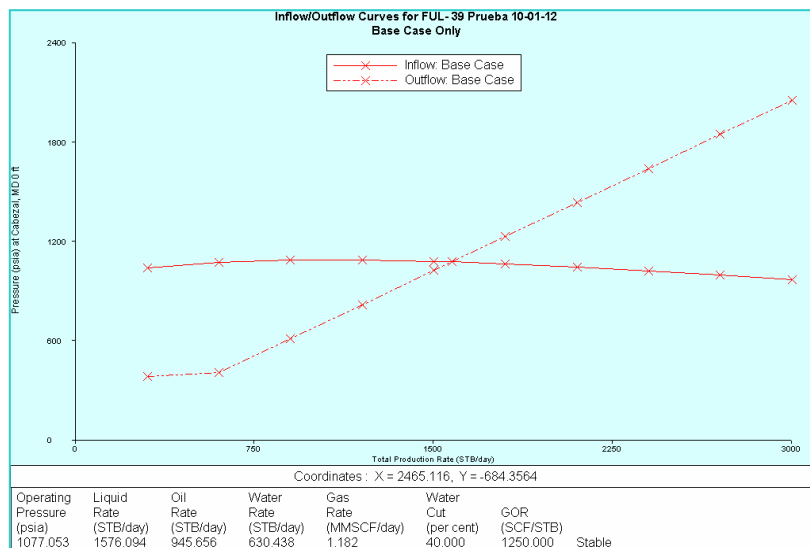


Figura 5.57 Análisis Nodal cotejado en cabezal. Condiciones actuales, FUL 39.

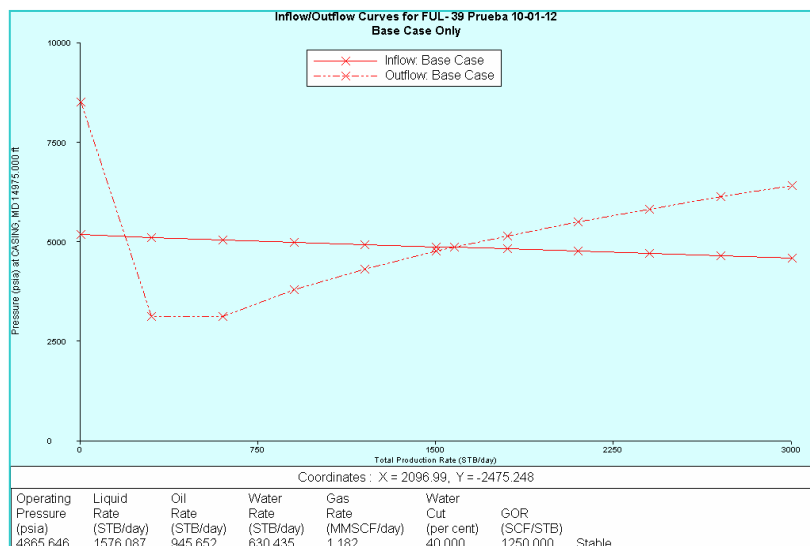


Figura 5.58 Análisis Nodal cotejado en fondo. Condiciones actuales, FUL 39.

Mediante el análisis nodal del pozo FUL 39, cotejado a la última prueba de producción, mostrado en las Figuras 5.57 y 5.58 se visualiza que el pozo presenta actualmente una presión de fondo fluyente aproximadamente igual a 4866 Lpca, es decir existe un diferencial de presión entre la formación y el fondo del pozo de 334 Lpca, con este valor se calculó el índice de productividad a través de la ecuación 2.1, el pozo tiene un IP de 2.83 BPD/Lpca.

- Aplicar LAGC para aumentar la producción actual del pozo.

Se realizaron sensibilidades a la tasa y presión de inyección de gas para conocer el valor óptimo que permitirá el levantamiento de crudo en el pozo FUL 39 (ver Apéndice V). De acuerdo a la sensibilidad realizada a la tasa de inyección de gas (entre 0 y 3.5 MMPCND) se obtuvo que bajo las condiciones actuales del pozo FUL 39 la tasa de inyección óptima para el mismo es de 2.5 MMPCND. Con esta tasa óptima se procedió a iterar a diferentes valores de presión de inyección para determinar la presión del sistema que optimiza el diseño, en términos de ganancial en tasa de crudo y no en alcanzar mayores profundidades de inyección. Dicha sensibilidad resulta en que inyectando con una presión superior a 2400 Lpca se puede alcanzar mayores profundidades de inyección pero el ganancial en tasa de crudo no es significativo, por tanto se tomara este valor como presión óptima.

En el Apéndice V se muestran los datos de entrada en el simulador Wellflo® para el diseño de Levantamiento Artificial por Gas Continuo del pozo FUL 39, una vez optimizada la tasa y la presión de inyección de gas.

En la Figura 5.59 se presenta el gráfico Profundidad Vertical vs. Presión y Temperatura, el cual permite visualizar la curva de gradiente dinámico del pozo FUL 39 y la ubicación de las válvulas de LAGC en el mismo, además se muestran las

presiones en la tubería de producción y en el revestimiento a la profundidad de las válvulas. La válvula orificio debe ubicarse a una profundidad de 11293 pies (MD).

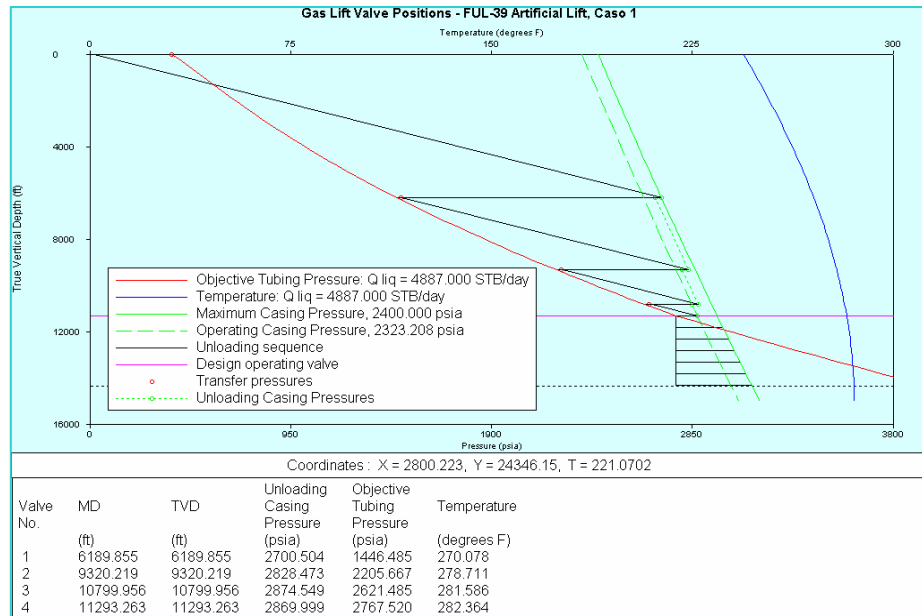


Figura 5.59 Posicionamiento de válvulas, FUL 39.

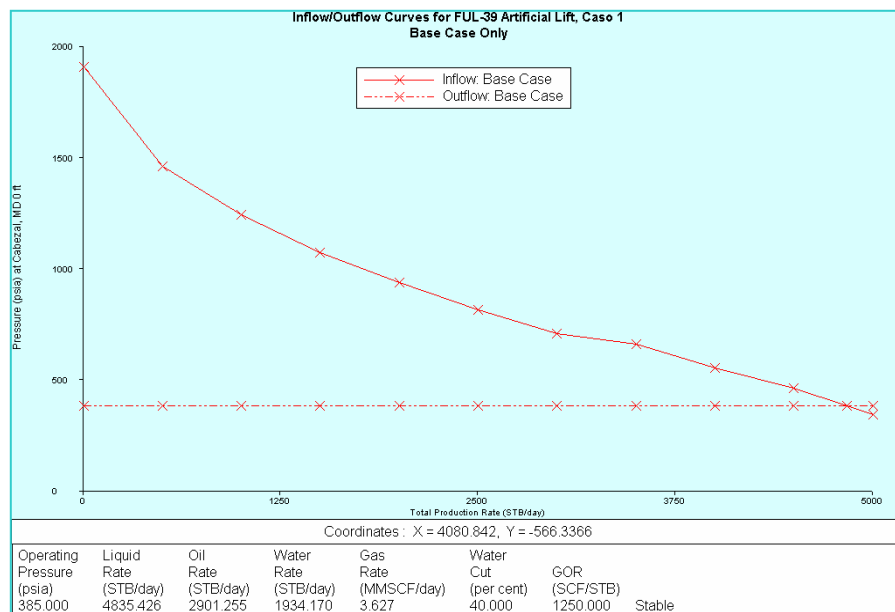


Figura 5.60 Análisis nodal pozo con LAGC cotejado en cabezal, FUL 39.

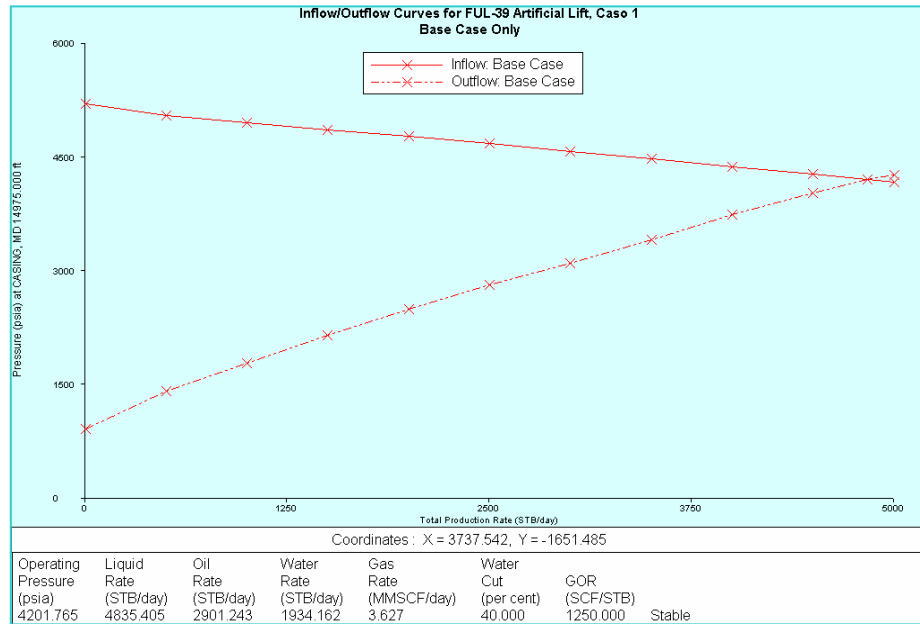


Figura 5.61 Análisis nodal pozo con LAGC cotejado en fondo, FUL 39.

De acuerdo a las Figuras 5.60 y 5.61 se espera producir después de la aplicación de LAGC en el pozo FUL 39, unos 4835 BBPD (2901 BNPD), inyectando 2.5 MMPCND, a una presión de inyección de 2400 Lpca. Comparando la tasa de crudo actual del pozo (ver Tabla 5.6), con los resultados teóricos obtenidos en el diseño de LAGC se tiene un aumento del 207% de la producción, es decir se obtendrían 1955 BNPD adicionales.

Tal como se mostró en la Figura 5.58 el pozo FUL 39 presenta una $P_{wf} = 4866$ Lpca, en caso de aplicación de LAGC dicha presión disminuiría a aproximadamente 4202 Lpca (Figura 5.61), esto producto de la reducción en la presión de fondo asociada a retirar el reductor en superficie y al cambio de densidad de la columna de fluidos en el pozo.

En la Tabla 5.18 se muestra las profundidades a las cuales deben ubicarse las válvulas para un diseño óptimo de LAGC del pozo FUL 39, el área de puerto de las mismas, y

las condiciones de presión- temperatura a las cuales operarían en el pozo. Se observa que el pozo FUL 39 necesita actualmente 3 válvulas de descarga y la válvula orificio por donde se mantendrá inyectando el gas continuamente.

Tabla 5.18 Calibración de válvulas de LAGC, FUL 39.

MD (pies)	TVD (pies)	Modelo	Tamaño de puerto (64th in)	R = Apt/Ab	Temp (°F)	Pt (Lpca)	Pds (Lpca)	Pd (Lpca)	Pvo (Lpca)	Pvos (Lpca)
6189.9	6189.9	1.5" IPO	16	0.0637	270.1	1466.5	2329.3	2621.8	2700.5	2399.4
9320.2	9320.2	1.5" IPO	16	0.0637	278.7	2225.7	2340.2	2790.1	2828.5	2372.6
10800.0	10800.0	1.5" IPO	20	0.0996	281.6	2641.5	2328.1	2851.3	2874.5	2347.2
11293.3	11293.3	Orifice	24		282.4	2767.5			2867.5	2320.5
11793.3	11793.3	1.5" IPO	32	0.2550	283.1	2953.8	2316.3	2888.2	2865.7	2298.1
12293.3	12293.3	1.5" IPO	32	0.2550	283.7	3144.1	2331.7	2933.5	2861.4	2273.9
12793.3	12793.3	1.5" IPO	32	0.2550	284.2	3338.2	2347.4	2979.7	2857.0	2249.8
13293.3	13293.3	1.5" IPO	32	0.2550	284.6	3535.8	2363.4	3026.7	2852.5	2226.0
13793.3	13793.3	1.5" IPO	32	0.2550	284.9	3736.8	2379.6	3074.6	2848.0	2202.4
14293.3	14293.3	1.5" IPO	32	0.2550	285.1	3940.8	2395.9	3123.2	2843.4	2178.9

De acuerdo al análisis geológico el pozo FUL 39 se encuentra influenciado a nivel del yacimiento NAR S FUC 1 por el pozo inyector de agua FUL 42IA, lo que permite predecir que la producción de agua del pozo aumentará a mediano plazo (ver Apéndice V). Por lo antes expuesto se pueden colocar en el pozo 6 mandriles con válvulas ciegas, para seguir inyectando cuando el corte de agua aumente y/o la presión de yacimiento disminuya.

5.4.13 Diseño de LAG para el pozo FUC 22

De acuerdo a la Tabla 4.1 la presión del yacimiento NAR S FUC 1 en la zona donde se encuentra completado el pozo FUC 22 es de 5250 Lpca (ver Capítulo IV).

Mediante el análisis nodal del pozo FUC 22, cotejado a la última prueba de producción, mostrado en las figuras 5.62 y 5.63 se visualiza que el pozo presenta actualmente una presión de fondo fluyente aproximadamente igual a 5016 Lpca, es decir existe un diferencial de presión entre la formación y el fondo del pozo de 234

Lpca, con este valor se calculó el índice de productividad del pozo a través de la ecuación 2.1, el IP es de 2.61 BPD/Lpca.

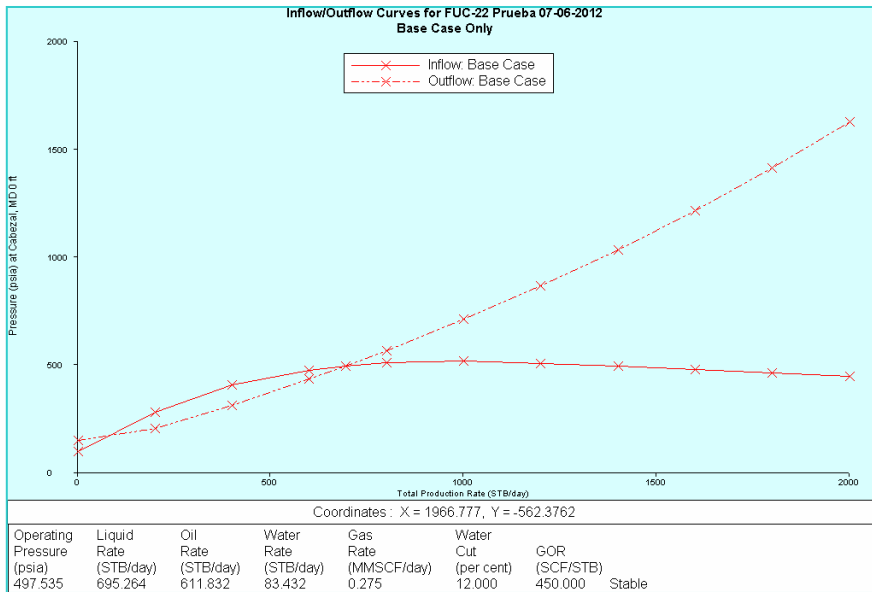


Figura 5.62 Análisis Nodal cotejado en cabezal. Condiciones actuales, FUC 22.

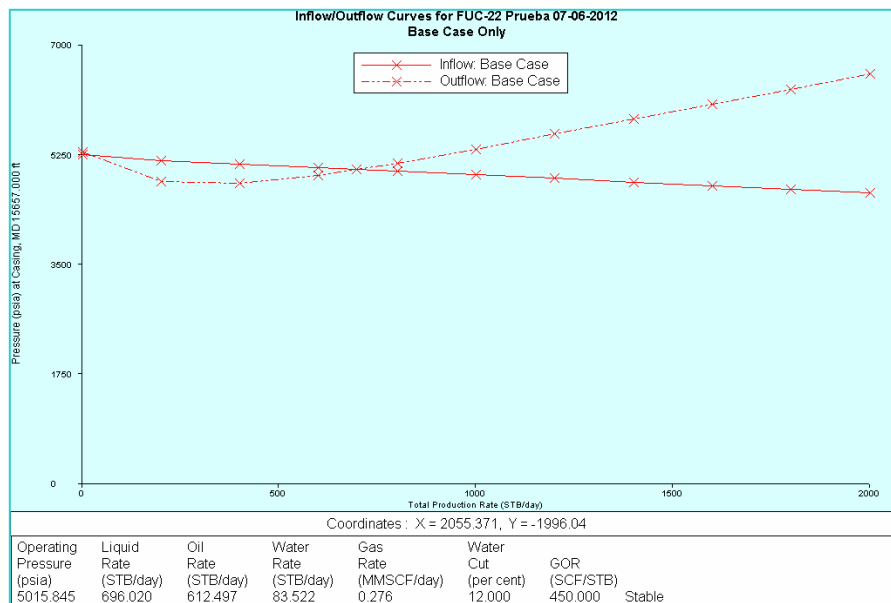


Figura 5.63 Análisis Nodal cotejado en fondo. Condiciones actuales, FUC 22.

- Aplicar LAGC para aumentar la producción actual del pozo

Se realizaron sensibilidades a la tasa y presión de inyección de gas para conocer el valor óptimo que permitirá el levantamiento de crudo en el pozo FUC 22 (ver Apéndice V). De acuerdo a la sensibilidad realizada a la tasa de inyección de gas (entre 0 y 3 MMPCND) se obtuvo que bajo las condiciones actuales del pozo FUC 22 la tasa de inyección óptima para el mismo es de 2.5 MMPCND. Con esta tasa óptima se procedió a iterar a diferentes valores de presión de inyección para determinar la presión del sistema que optimiza el diseño, en términos de ganancial en tasa de crudo y no en alcanzar mayores profundidades de inyección. Dicha sensibilidad resulta en que inyectando con una presión superior a 2400 Lpca el ganancial en tasa de crudo no es significativo, por tanto se tomará este valor como óptimo.

En el Apéndice V se muestran los datos de entrada en el simulador Wellflo® para el diseño de Levantamiento Artificial por Gas Continuo del pozo FUC 22, una vez optimizada la tasa y la presión de inyección de gas.

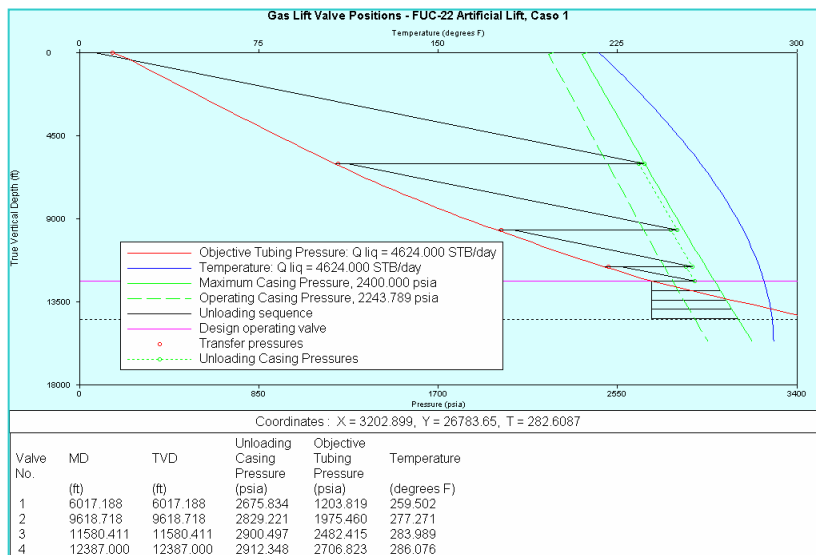


Figura 5.64 Posicionamiento de válvulas, FUC 22.

En la Figura 5.64 se presenta el gráfico Profundidad Vertical vs. Presión y Temperatura, el cual permite visualizar la curva de gradiente dinámico del pozo FUC 22 y la ubicación de las válvulas de LAGC en el mismo, además se muestran las presiones en la tubería de producción y en el revestimiento a la profundidad de las válvulas. La válvula orificio debe ubicarse a una profundidad de 12387 pies.

De acuerdo a las Figuras 5.65 y 5.66 se espera producir después de la aplicación de LAGC en el pozo FUC 22 unos 4579 BBPD (4029 BNPD), inyectando 2.5 MMPCND, a una presión de inyección de 2400 Lpca, sin reductor en superficie. Comparando la tasa de crudo actual del pozo (ver Tabla 5.6), con los resultados teóricos obtenidos en el diseño de LAGC se tiene un aumento del 542% de la producción, es decir se obtendrían 3401 BNPD adicionales. lo que demuestra que el pozo FUC 22 tiene alto potencial pero baja energía de yacimiento, y esta justifica que este condicionado por un reductor de 5/16", que si es retirado del pozo, manteniendo la completación por flujo natural, conllevaría a que el mismo deje de fluir.

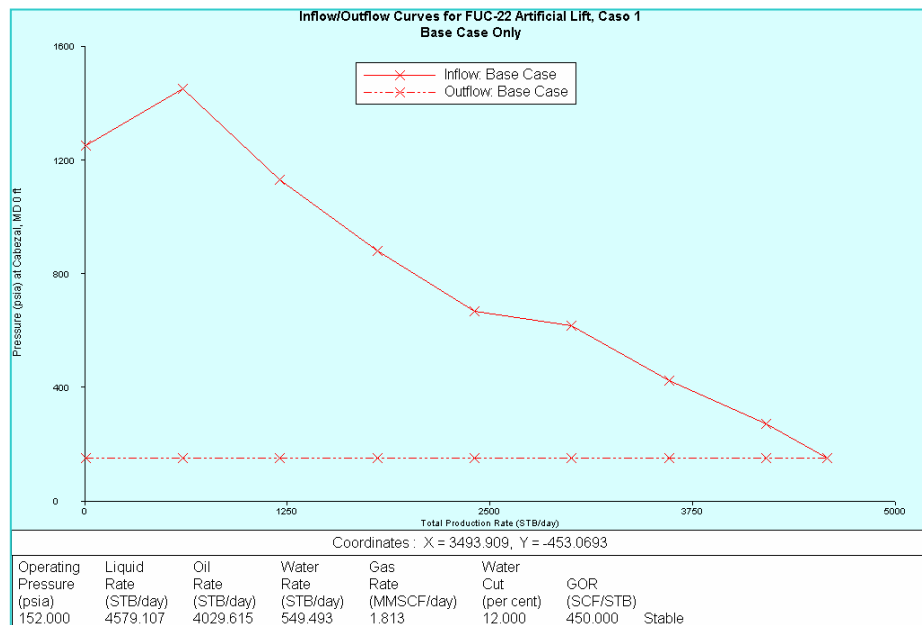


Figura 5.65 Análisis nodal pozo con LAGC cotejado en cabezal, FUC 22.

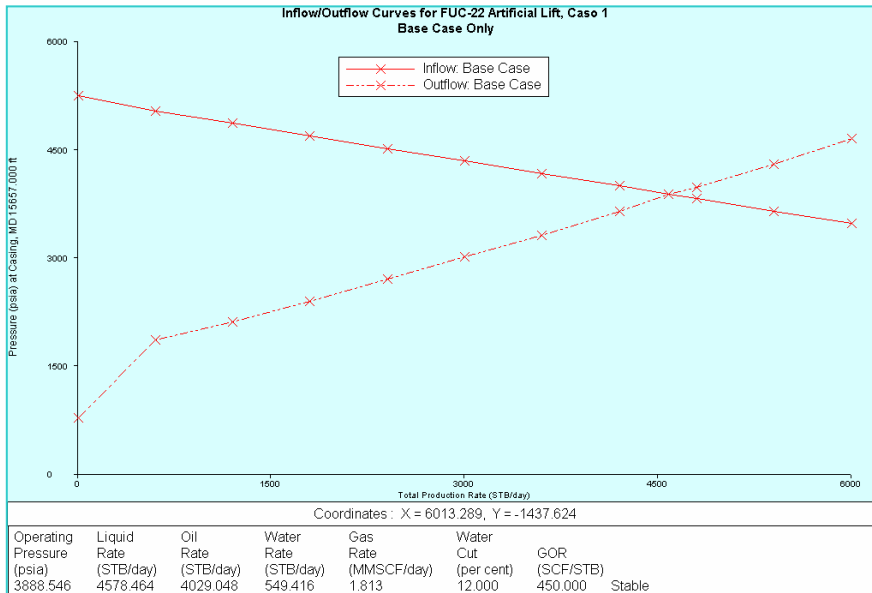


Figura 5.66 Análisis nodal pozo con LAGC cotejado en fondo, FUC 22.

Tal como se mostró en la Figura 5.63 el pozo FUC 22 presenta una presión de fondo fluyente de 5016 Lpca, en caso de aplicación de LAGC dicha presión disminuiría a aproximadamente 3889 Lpca (Figura 5.66), esto producto a la reducción en la presión de fondo asociada a retirar el reductor en superficie y al cambio de densidad de la columna de fluidos en el pozo luego de la inyección continua de gas.

Tabla 5.19 Calibración de válvulas de LAGC, FUC 22.

MD (pies)	TVD (pies)	Modelo	Tamaño de puerto (64th in)	R = Apt/Ab	Temp (°F)	Pt (Lpca)	Pds (Lpca)	Pd (Lpca)	Pvo (Lpca)	Pvos (Lpca)
6017.2	6017.2	1.5" IPO	16	0.0637	259.5	1223.8	2318.5	2583.2	2675.8	2400.0
9618.7	9618.7	1.5" IPO	16	0.0637	277.3	1995.5	2329.7	2776.1	2829.2	2373.6
11580.4	11580.4	1.5" IPO	20	0.0996	284.0	2502.4	2317.1	2860.8	2900.5	2348.8
12387.0	12387.0	Orifice	24		286.1	2706.8			2806.8	2241.9
12887.0	12887.0	1.5" IPO	32	0.2550	287.2	2896.5	2298.9	2905.2	2908.2	2301.2
13387.0	13387.0	1.5" IPO	32	0.2550	288.1	3086.5	2313.8	2950.5	2904.0	2277.8
13887.0	13887.0	1.5" IPO	32	0.2550	288.8	3276.8	2328.4	2995.9	2899.8	2254.7
14387.0	14387.0	1.5" IPO	32	0.2550	289.4	3467.5	2342.5	3041.3	2895.4	2231.6

En la Tabla 5.19 se muestra las profundidades a las cuales deben ubicarse las válvulas para un diseño óptimo de LAGC del pozo FUC 22, el área de puerto de las mismas, y

las condiciones de presión- temperatura a las cuales operarían en el pozo. Se observa que el pozo FUC 22 necesita actualmente 3 válvulas de descarga y la válvula orificio por donde se mantendrá inyectando el gas continuamente.

De acuerdo al análisis geológico el pozo FUC 22 esta asociado a nivel del yacimiento NAR S FUC 1 a los pozos inyectoros de agua CRC-13IA y CRC-16IA, los cuales actualmente se encuentran cerrados a inyección. En la sección estructural puede visualizarse que los radios de invasión de los pozos inyectoros aún no han alcanzado al productor FUC 22, no obstante es posible que a mediano plazo, cuando la presión de yacimiento disminuya producto de la extracción continua de fluidos y el agua irrumpa el área de drenaje del pozo FUC 22 a través de las unidades de flujo UN-8, UN-9 y UN-10, ver Apéndice V. Por lo antes expuesto opcionalmente se pueden instalar 4 mandriles con válvulas ciegas con el objeto de continuar produciendo cuando el corte de agua de pozo aumente y/o disminuya la presión de yacimiento.

5.4.14 Diseño de LAG para el pozo FUC 20

El pozo FUC 20 fue completado en 1996 como productor de petróleo por flujo natural en el yacimiento NAR S FUC 1 (sarta corta) y NAR I FUC 1 (sarta larga) con tubería de producción de 2^{7/8}” y 3^{1/2}” respectivamente. La sarta corta fue cerrada en el año 2000 por presentar alto corte de agua. La sarta larga se completó inicialmente en NAR I FUC 1, sin embargo se aisló esta zona por presencia de agua con tapón más 10 pies de cemento y se cañoneo a través de la sarta larga 10 pies de la UN-6 y 18 pies de la UN-8 correspondientes al yacimiento NAR S FUC 1. La sarta larga presenta problemas asociados a baja presión de yacimiento es por ello que en este estudio se plantea la posibilidad de realizar un cambio de completación de flujo natural a LAGC, para producir de las unidades de flujo UN-6 y UN-8, aislando la zona donde actualmente se encuentra completada la sarta corta con 2 empacaduras asentadas a

14400 pies y 14660 pies, respectivamente, ver Apéndice V). De acuerdo a la Tabla 4.1 la presión del yacimiento NAR S FUC 1 en la zona donde se encuentra completado el pozo FUC 20I es de 5200 Lpca (ver Capítulo IV).

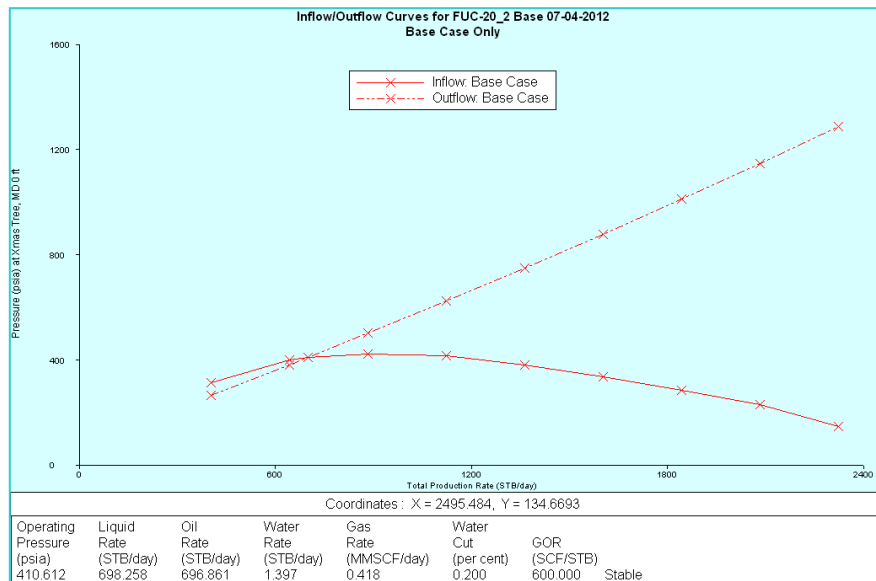


Figura 5.67 Análisis Nodal cotejado en cabezal. Condiciones actuales, FUC 20I.

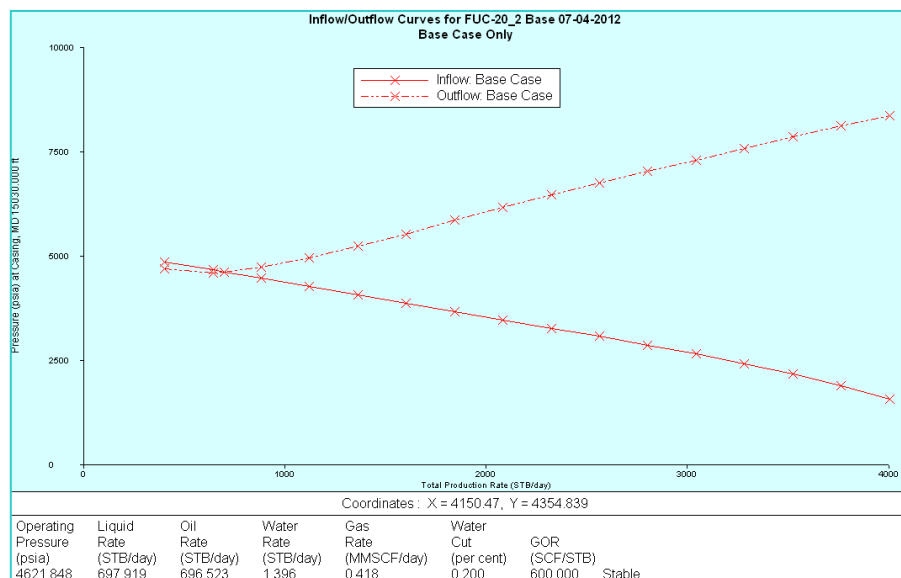


Figura 5.68 Análisis Nodal cotejado en fondo. Condiciones actuales, FUC 20I.

En las Figuras 5.67 y 5.68 se muestra el análisis nodal del pozo FUC 20 sarta larga, cotejado a la última prueba de producción realizada al mismo.

- Cambio de completación de sarta doble a sencilla con mandriles de LAGC incorporados

Se realizaron sensibilidades a la tasa y presión de inyección de gas para conocer los valores óptimos que permitirán el levantamiento de crudo en el pozo FUC 20, con tubería de producción de 4^{1/2}” (ver Apéndice V.3). De acuerdo a la sensibilidad realizada a la tasa de inyección de gas (entre 0 y 3 MMPCND) se obtuvo que para el cambio de completación de sarta dual a sencilla con tubería de producción de 4^{1/2}” y mandriles de LAGC incorporados, la tasa de inyección óptima para el mismo es de 1.5 MMPCND. Con esta tasa óptima se procedió a iterar a diferentes valores de presión de inyección a fin de determinar la presión del sistema que optimiza el diseño, en términos de ganancial en tasa de crudo y no en alcanzar mayores profundidades de inyección. Dicha sensibilidad resulta en que inyectando con una presión superior a 2400 Lpca se puede alcanzar una mayor profundidad de inyección pero el ganancial en tasa de crudo no es significativo, es por ello que se tomara este valor como óptimo

En el Apéndice V se muestran los datos de entrada en el simulador Wellflo® para el diseño de Levantamiento Artificial por Gas Continuo del pozo FUC 20, una vez optimizada la tasa y la presión de inyección.

En la Figura 5.69 se presenta el gráfico Profundidad Vertical vs. Presión y Temperatura, el cual permite visualizar la curva de gradiente dinámico esperada para el nuevo pozo FUC 20 completado con sarta simple de 4^{1/2}” y la ubicación de las válvulas de LAGC en el mismo, además se muestran las presiones en la tubería de

producción y en el revestimiento a la profundidad de las válvulas. La válvula orificio debe ubicarse a una profundidad 10678 pies (MD).

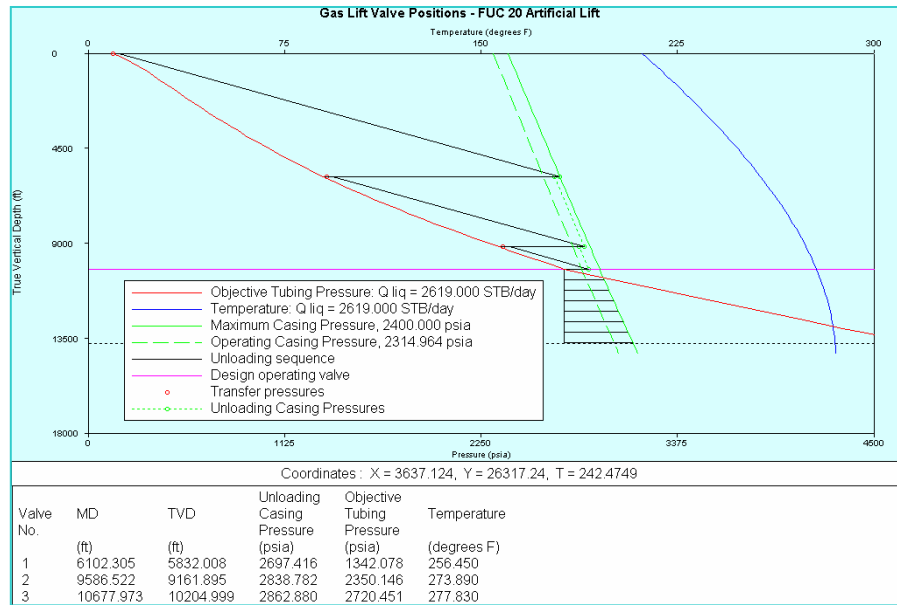


Figura 5.69 Posicionamiento de válvulas, FUC 20.

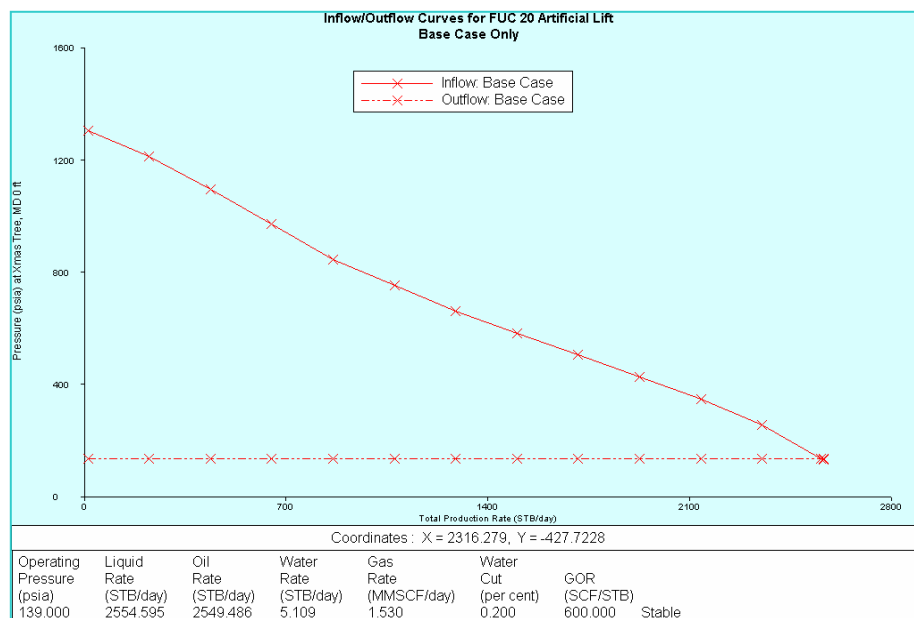


Figura 5.70 Análisis nodal pozo con LAGC cotejado en cabezal, FUC 20.

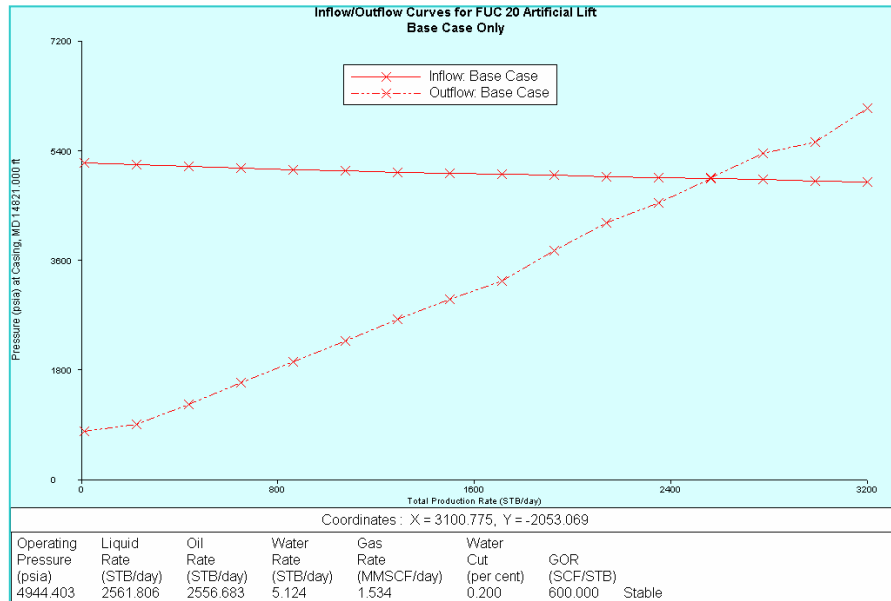


Figura 5.71 Análisis nodal pozo con LAGC cotejado en fondo, FUC 20.

De acuerdo a la Figura 5.70 se espera producir después de la aplicación de LAGC 2555 BBPD (2550 BNPD), inyectando 1.5 MMPCND, con una presión de inyección de 2400Lpca, sin reductor en superficie. Puede notarse que los resultados de la simulación con el nodo en fondo difieren un poco respecto al nodo en superficie (Figura 5.70 y 5.71) esto debido a que el simulador esta tomando un efecto de resbalamiento por deslizamiento entre fases.

En la Tabla 5.20 se muestra la calibración de las válvulas de LAGC obtenida del diseño optimo, para el pozo FUC 20 propuesto con completación sencilla, en la misma se presentan las profundidades donde deben ubicarse las válvulas, el área de puerto y las condiciones de presión- temperatura a las cuales operarían en el pozo. Actualmente es necesario colocar 2 válvulas de descarga y la válvula orificio por donde se mantendrá inyectando el gas continuamente. Opcionalmente se pueden instalar 7 mandriles con válvulas ciegas para proveer mayor flexibilidad en la

profundidad de inyección cuando el corte de agua del pozo aumente y/o la presión de yacimiento disminuya.

Tabla 5.20 Calibración de válvulas de LAGC, FUC 20.

MD (pies)	TVD (pies)	Modelo	Tamaño de puerto (64th in)	R = Apt/Ab	Temp (°F)	Pt (Lpca)	Pds (Lpca)	Pd (Lpca)	Pvo (Lpca)	Pvos (Lpca)
6102.3	5832.0	1.5" IPO	12	0.0359	256.4	1362.1	2356.4	2649.5	2697.4	2399.1
9586.5	9161.9	1.5" IPO	16	0.0637	273.9	2370.1	2347.1	2808.9	2838.8	2372.2
10678.0	10205.0	Orifice	18		277.8	2720.5			2820.5	2312.0
11201.1	10705.0	1.5" IPO	32	0.2550	279.4	3002.4	2352.2	2895.4	2858.8	2322.2
11724.3	11205.0	1.5" IPO	32	0.2550	280.8	3286.3	2387.0	2964.6	2854.5	2297.6
12247.5	11705.0	1.5" IPO	32	0.2550	282.1	3570.8	2421.3	3034.0	2850.2	2273.3
12770.7	12205.0	1.5" IPO	32	0.2550	283.1	3855.9	2454.9	3103.4	2845.8	2249.1
13293.8	12705.0	1.5" IPO	32	0.2550	283.9	4141.4	2488.1	3172.8	2841.3	2225.4
13800	13205.0	1.5" IPO	32	0.2550	284.5	4429.1	2520.9	3242.7	2836.6	2201.6
14300	13705.0	1.5" IPO	32	0.2550	284.9	4715.2	2552.9	3312.2	2832.0	2178.2

5.4.15 Diseño de LAG para el pozo FN 19

De acuerdo a la Tabla 4.1 la presión del yacimiento NAR S FUC 1 en la zona donde se encuentra completado el pozo FN 19 es de 7000 Lpca (ver Capítulo IV).

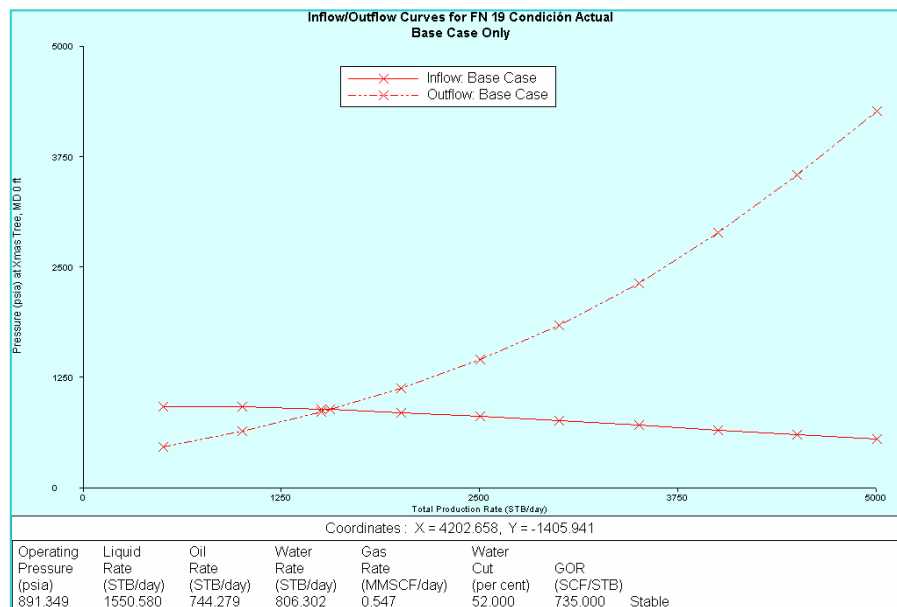


Figura 5.72 Análisis Nodal cotejado en cabezal. Condiciones actuales, FN 19.

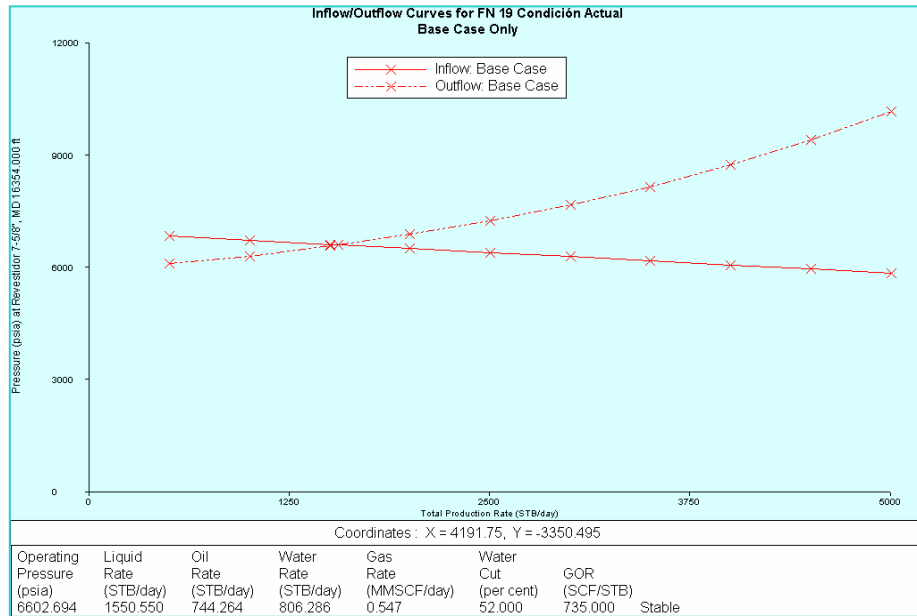


Figura 5.73 Análisis Nodal cotejado en fondo. Condiciones actuales, FN 19.

Mediante el análisis nodal del pozo FN 19, cotejado a la última prueba de producción, mostrado en las Figuras 5.72 y 5.73 se visualiza que el pozo presenta actualmente una presión de fondo fluyente aproximadamente igual a 6603 Lpca, es decir existe un diferencial de presión entre la formación y el fondo del pozo de 397 Lpca, con este valor se calculó el índice de productividad del pozo a través de la ecuación 2.1, el IP del pozo FN 19 es de 1.87 BPD/Lpca.

- Aplicar LAGC para aumentar la producción actual del pozo.

Se realizaron sensibilidades a la tasa y presión de inyección de gas para conocer el valor óptimo que permitirá el levantamiento de crudo en el pozo FN 19 (ver Apéndice V). De acuerdo a la sensibilidad realizada a la tasa de inyección de gas (entre 0 y 3 MMPCND) se obtuvo que bajo las condiciones actuales del pozo FN 19 la tasa de inyección óptima para el mismo es de 2.5 MMPCND. Con esta tasa óptima se procedió a iterar a diferentes valores de presión de inyección para determinar la

presión del sistema que optimiza el diseño, en términos de ganancial en tasa de crudo y no en alcanzar mayores profundidades de inyección. Dicha sensibilidad resulta en que inyectando con una presión superior a 2200 Lpca se puede alcanzar mayores profundidades de inyección pero el ganancial en tasa de crudo no es significativo, por tanto se tomará este valor como óptimo.

En el Apéndice V se muestran los datos de entrada en el simulador Wellflo® para el diseño de Levantamiento Artificial por Gas Continuo del pozo FN 19, una vez optimizada la tasa y la presión de inyección.

En la Figura 5.74 se presenta el gráfico Profundidad Vertical vs. Presión y Temperatura, el cual permite visualizar la curva de gradiente dinámico del pozo FN 19 y la ubicación de las válvulas de LAGC en el mismo, además se muestran las presiones en la tubería de producción y en el revestimiento a la profundidad de las válvulas. La válvula orificio debe ubicarse a una profundidad de 9822 pies (MD).

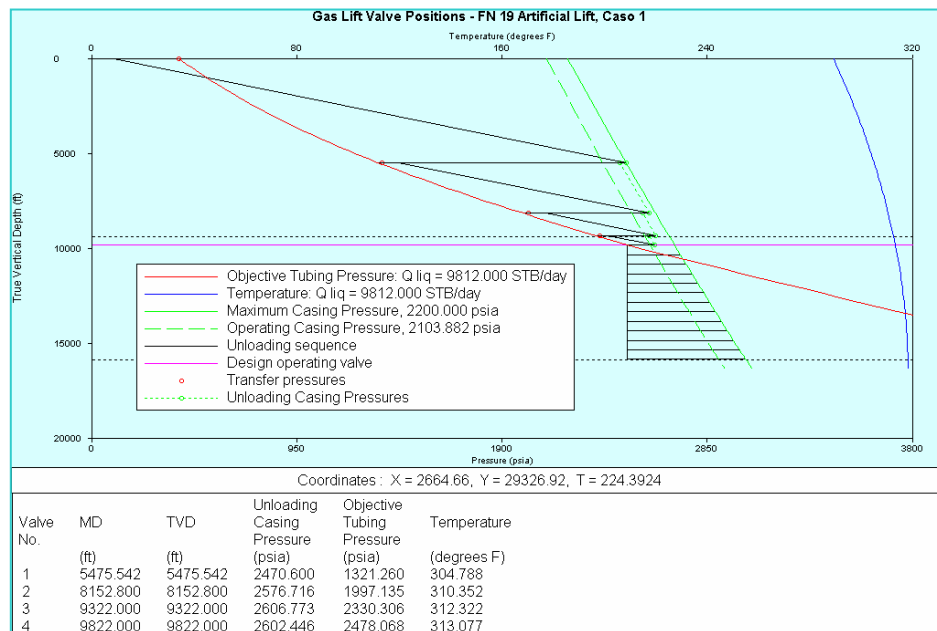


Figura 5.74 Posicionamiento de válvulas, FN 19.

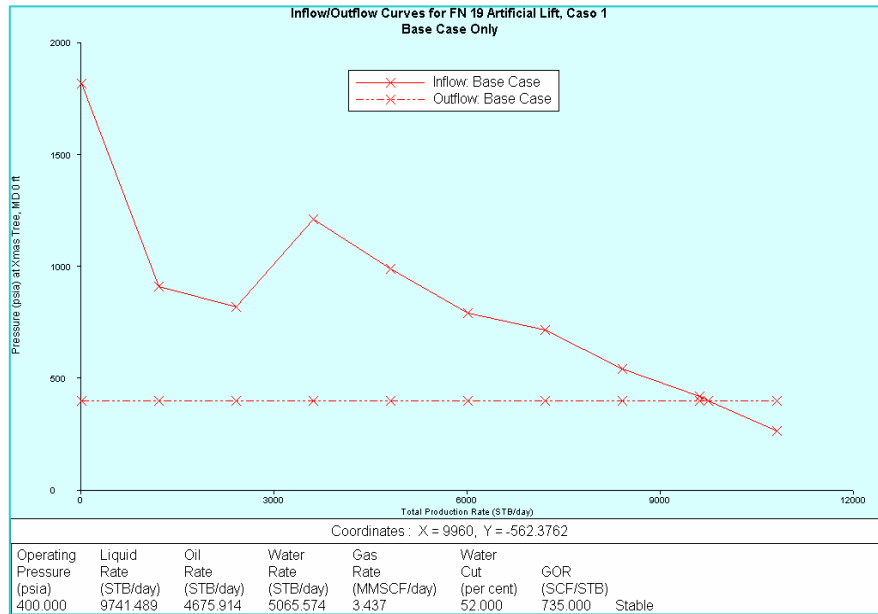


Figura 5.75 Análisis nodal pozo con LAGC cotejado en cabezal, FN 19.

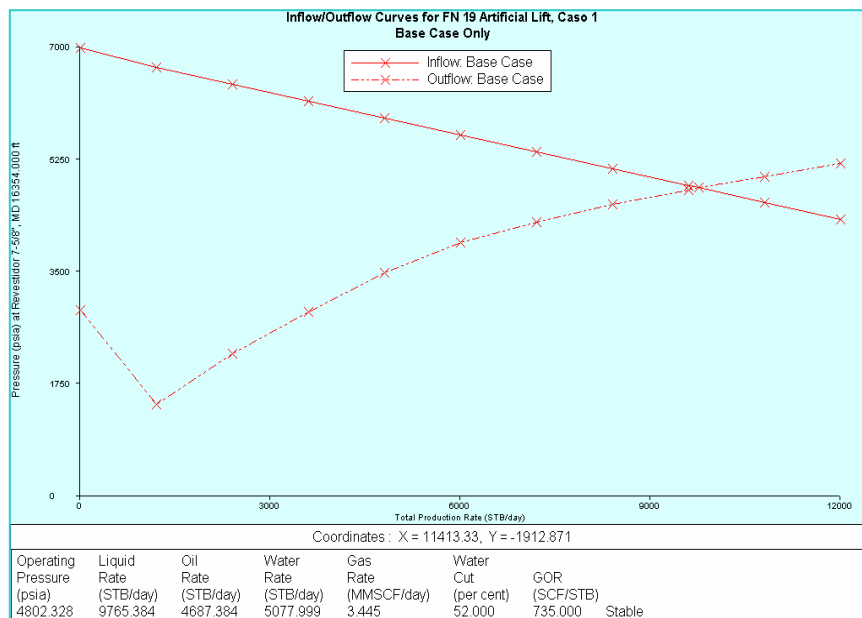


Figura 5.76 Análisis nodal pozo con LAGC cotejado en fondo, FN 19.

De acuerdo a la Figura 5.75 se espera producir después de la aplicación de LAGC en el pozo FN 19, unos 9742 BBPD (4676 BNPD), inyectando 2.5 MMPCND, a una

presión de inyección de 2200 Lpca, sin reductor en superficie. Comparando la producción actual del pozo (ver Tabla 5.6) con los resultados teóricos obtenidos en el diseño de LAGC se tiene que con la aplicación de este método de levantamiento se obtendría 3911 BNPD adicionales, lo que representa aumento en la tasa de crudo del 511%.

Tal como se mostró en la Figura 5.73 el pozo FN 19 presenta una presión de fondo fluvente de 6603 Lpca, en caso de aplicación de LAGC dicha presión disminuiría a 4802 Lpca (Figura 5.76), esto producto a la reducción en la presión de fondo asociada a retirar el reductor en superficie y al cambio de densidad de la columna de fluidos en el pozo luego de la inyección continua de gas.

En la Tabla 5.21 se muestra entre otras cosas las profundidades a las cuales deben ubicarse las válvulas para un diseño óptimo de LAGC del pozo FN 19, el área de puerto de las mismas, y las condiciones de presión- temperatura a las cuales operarían en el pozo. Se observa que el pozo FN 19 necesita actualmente 3 válvulas de descarga y la válvula orificio por donde se mantendrá inyectando el gas continuamente.

Tabla 5.21 Calibración de válvulas de LAGC, FN 19.

MD (pies)	TVD (pies)	Modelo	Tamaño de puerto (64th in)	R = Apt/Ab	Temp (°F)	Pt (Lpca)	Pds (Lpca)	Pd (Lpca)	Pvo (Lpca)	Pvos (Lpca)
5475.5	5475.5	1.5" IPO	16	0.0637	304.8	1341.3	2135.0	2398.6	2470.6	2199.6
8152.8	8152.8	1.5" IPO	20	0.0996	310.4	2017.1	2124.8	2521.0	2576.7	2172.6
9322.0	9322.0	1.5" IPO	20	0.0996	312.3	2350.3	2125.5	2581.3	2606.8	2146.9
9822.0	9822.0	Orifice	24		313.1	2478.1			2578.1	2101.5
10322.0	10322.0	1.5" IPO	32	0.2550	313.8	2654.5	2108.6	2612.4	2598.0	2096.8
10822.0	10822.0	1.5" IPO	32	0.2550	314.4	2832.5	2121.9	2654.4	2593.5	2072.1
11322.0	11322.0	1.5" IPO	32	0.2550	315.0	3011.0	2134.8	2696.5	2588.9	2047.6
11822.0	11822.0	1.5" IPO	32	0.2550	315.6	3189.8	2147.4	2738.6	2584.2	2023.4
12322.0	12322.0	1.5" IPO	32	0.2550	316.1	3368.9	2159.9	2780.7	2579.4	1999.6
12822.0	12822.0	1.5" IPO	32	0.2550	316.5	3548.3	2172.1	2822.9	2574.6	1976.0
13322.0	13322.0	1.5" IPO	32	0.2550	316.9	3727.9	2184.0	2865.0	2569.7	1952.6
13822.0	13822.0	1.5" IPO	32	0.2550	317.2	3907.7	2195.6	2907.2	2564.7	1929.4
14322.0	14322.0	1.5" IPO	32	0.2550	317.5	4087.8	2206.9	2949.3	2559.6	1906.4
14822.0	14822.0	1.5" IPO	32	0.2550	317.7	4268.0	2218.0	2991.4	2554.5	1883.8
15322.0	15322.0	1.5" IPO	32	0.2550	317.8	4448.5	2228.8	3033.6	2549.3	1861.3
15822.0	15822.0	1.5" IPO	32	0.2550	317.9	4629.1	2239.4	3075.8	2544.1	1839.1

El pozo FN 19 esta influenciado por los pozos inyectores de agua FN 11A, FN 8IA y FN 10IA. Los radios de invasión teóricos del pozo FN 11A indican que la inyección presenta canalización hacia la unidad UN-8, además es posible que en un futuro cercano el agua irrumpa el área de drenaje del pozo a través de la UN-9. El pozo FN 19 también presenta influencia de agua de inyección en la unidad de flujo UN-10 y se espera canalización del agua a través de la UN-12 producto del avance del frente de inyección del pozo inyector FN 8IA. Con respecto al pozo FN 10IA la sección estructural indica que no existe influencia del agua en toda la columna del pozo FN 19, por tanto se puede predecir que la producción de agua del pozo aumentará a mediano plazo, (ver Apéndice V.4). Por lo antes expuesto, opcionalmente se pueden colocar en el pozo 12 mandriles con válvulas ciegas, para seguir inyectando cuando el corte de agua aumente y/o disminuya la presión de yacimiento.

5.4.16 Diseño de LAG para el pozo FUL 13

El pozo FUL 13 fue completado inicialmente doble sarta, en las unidades de flujo de NAR S FUC 1 (sarta corta) y NAR I FUC 1 (sarta larga), con tuberías de 2^{7/8}” y 3^{1/2}” respectivamente. Debido a los antecedentes de pérdida de productividad en la sarta corta, así como la inactividad de la sarta larga desde el 2001 por taponamientos severos con asfáltenos y alta producción de agua, se decidió como estrategia para mejorar la productividad, la ejecución de la reentrada del pozo a partir de la completación existente, es por ello que se crea el pozo FUL 13ST; el cual dejo de fluir en Mayo de 2012, debido a que igualó presión de cabezal con presión de línea, por aumento del corte de agua y baja energía de yacimiento; las últimas muestras indican corte de agua por el orden de 40% .

De acuerdo a la Tabla 4.1 la presión del yacimiento NAR S FUC 1 en la zona donde se encuentra completado el pozo FUL 13 es de 5625 Lpca (ver Capitulo IV).

En las Figuras 5.77 y 5.78 se puede visualizar el análisis nodal del pozo FUL 13 para las condiciones actuales del mismo, en ellas se muestra que con el reductor de 5/16” en superficie el pozo no fluye.

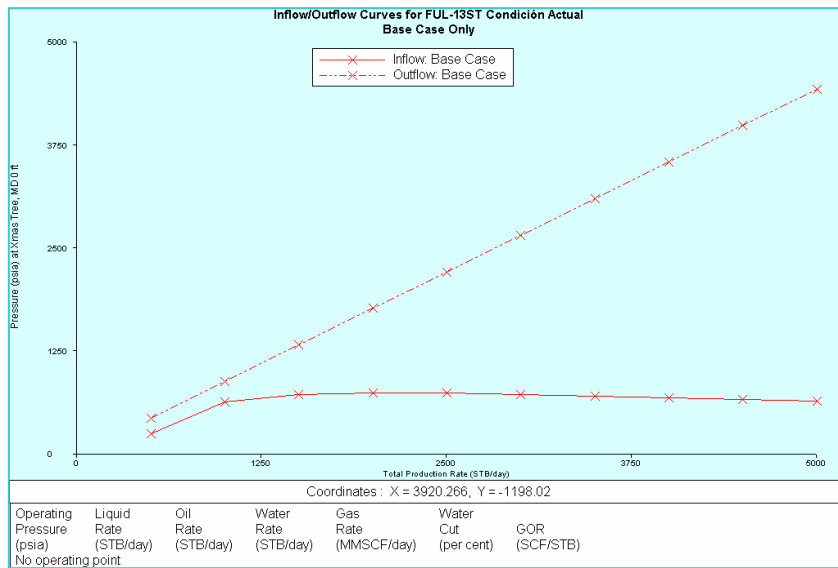


Figura 5.77 Análisis Nodal cotejado en cabezal. Condiciones actuales, FUL 13.

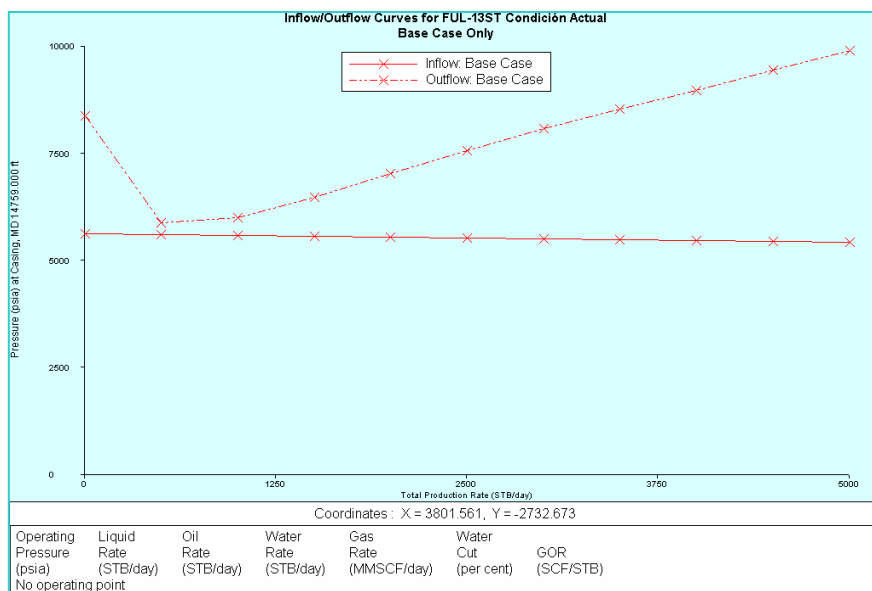


Figura 5.78 Análisis Nodal cotejado en fondo. Condiciones actuales, FUL 13.

Con la finalidad de poner en producción el pozo FUL 13 se plantea mediante este estudio realizar un cambio de completación de flujo natural a completación con mandriles de Levantamiento Artificial por Gas Continuo incorporados.

- Aplicar LAGC para reactivar la producción del pozo

Se realizaron sensibilidades a la tasa y presión de inyección de gas para conocer el valor óptimo que permitirá el levantamiento de crudo en el pozo FUL 13 (ver Apéndice V). De acuerdo a la sensibilidad realizada a la tasa de inyección de gas (entre 0 y 3 MMPCND) se obtuvo que bajo las condiciones actuales del pozo FUL 13 la tasa de inyección óptima para el mismo es de 2.5 MMPCND. Con esta tasa óptima se procedió a iterar a diferentes valores de presión de inyección para determinar la presión del sistema que optimiza el diseño, en términos de ganancial en tasa de crudo y no en alcanzar mayores profundidades de inyección. Dicha sensibilidad resulta en que inyectando con una presión superior a 2400 Lpca se puede alcanzar mayores profundidades de inyección pero el ganancial en tasa de crudo no es significativo, es por ello que se tomará este valor como óptimo.

En el Apéndice V se muestran los datos de entrada en el simulador Wellflo® para el diseño de Levantamiento Artificial por Gas Continuo del pozo FUL 13, una vez optimizada la tasa y la presión de inyección de gas.

En la Figura 5.79 se presenta el gráfico Profundidad Vertical vs. Presión y Temperatura, el cual permite visualizar la curva de gradiente dinámico del pozo FUL 13 y la ubicación de las válvulas de LAGC en el mismo, además se muestran las presiones en la tubería de producción y en el revestimiento a la profundidad de las válvulas. La válvula orificio debe ubicarse a una profundidad de 8908 pies (MD).

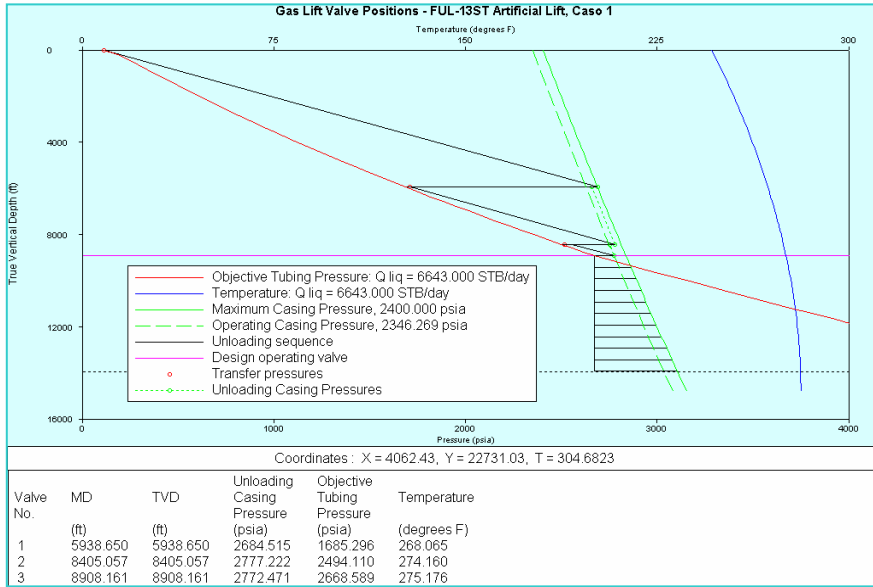


Figura 5.79 Posicionamiento de válvulas, FUL 13.

De acuerdo a las Figuras 5.80 y 5.81 se espera producir después de la aplicación de LAGC 6563 BBPD (3485 BNPD), inyectando 2.5 MMPCND, con una presión de inyección de 2400 Lpca, sin reductor en superficie.

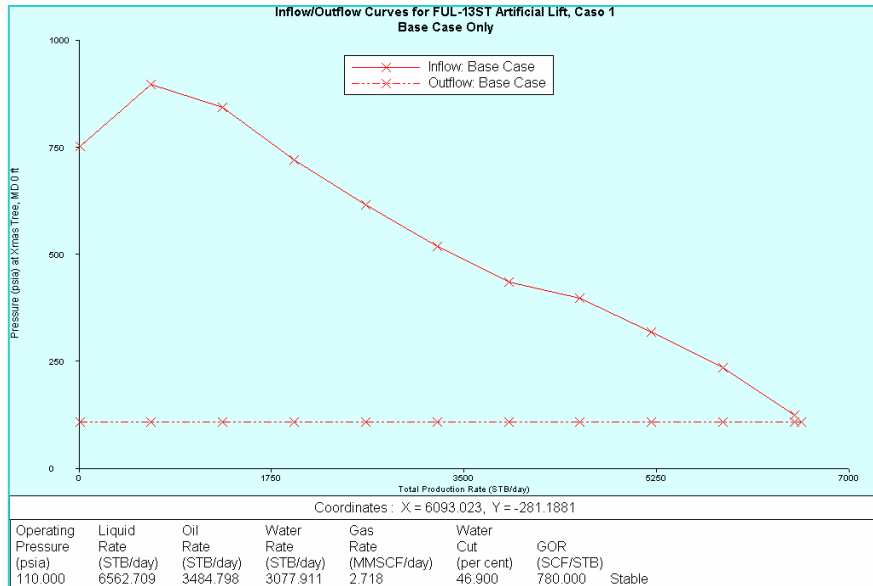


Figura 5.80 Análisis nodal pozo con LAGC cotejado en cabezal, FUL 13.

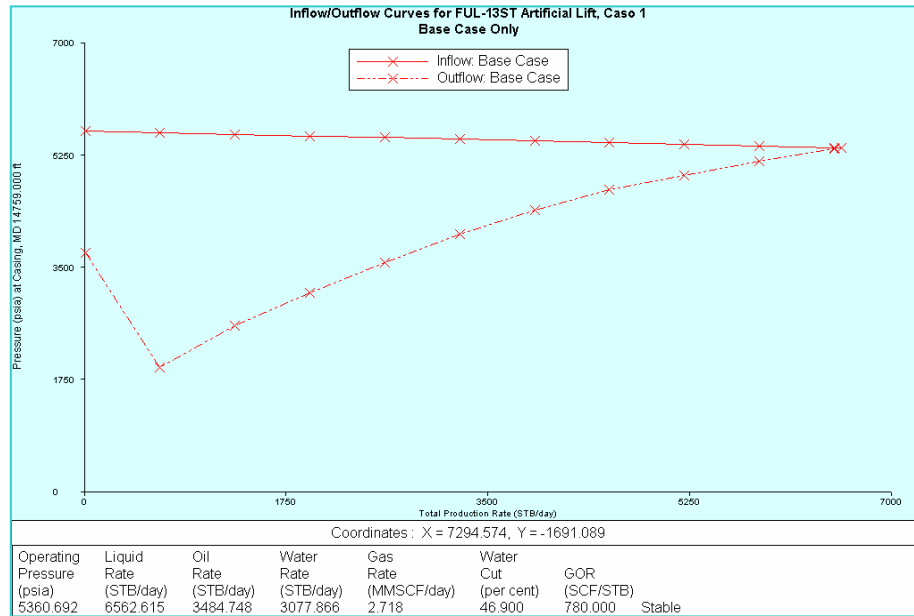


Figura 5.81 Análisis nodal pozo con LAGC cotejado en fondo, FUL 13.

Tabla 5.22 Calibración de válvulas de LAGC, FUL 13.

MD (pies)	TVD (pies)	Modelo	Tamaño de puerto (64th in)	R = Apt/Ab	Temp (°F)	Pt (Lpca)	Pds (Lpca)	Pd (Lpca)	Pvo (Lpca)	Pvos (Lpca)
5938.6	5938.6	1.5" IPO	16	0.0637	268.1	1705.3	2343.7	2622.1	2684.5	2399.5
8405.1	8405.1	1.5" IPO	20	0.0996	274.2	2514.1	2350.2	2751.0	2777.2	2372.6
8908.2	8908.2	Orifice	24		275.2	2668.6			2768.6	2343.7
9408.2	9408.2	1.5" IPO	32	0.2550	276.1	2890.8	2348.0	2798.9	2767.5	2321.5
9908.2	9908.2	1.5" IPO	32	0.2550	277.0	3115.8	2371.4	2852.5	2762.4	2296.3
10408.2	10408.2	1.5" IPO	32	0.2550	277.7	3343.6	2394.9	2906.7	2757.2	2271.3
10908.2	10908.2	1.5" IPO	32	0.2550	278.4	3575.1	2418.5	2961.9	2752.0	2246.5
11408.2	11408.2	1.5" IPO	32	0.2550	279.0	3808.0	2441.8	3017.3	2746.6	2221.9
11908.2	11908.2	1.5" IPO	32	0.2550	279.6	4041.3	2464.8	3072.7	2741.2	2197.5
12408.2	12408.2	1.5" IPO	32	0.2550	280.0	4274.9	2487.3	3128.3	2735.8	2173.7
12908.2	12908.2	1.5" IPO	32	0.2550	280.4	4508.8	2509.2	3183.7	2730.2	2149.8
13408.2	13408.2	1.5" IPO	32	0.2550	280.7	4743.1	2530.6	3239.3	2724.6	2126.2
13908.2	13908.2	1.5" IPO	32	0.2550	280.9	4977.6	2551.5	3294.9	2718.9	2102.8

En la Tabla 5.22 se muestra la calibración de las válvulas de LAGC obtenida a partir de la tasa y presión de inyección óptima para el pozo FUL 13, en la misma se presentan las profundidades donde deben ubicarse las válvulas, el área de puerto y las condiciones de presión- temperatura a las cuales operarían en el pozo. Actualmente el pozo FUL 13 necesita 2 válvulas de descarga y la válvula orificio por donde se mantendrá inyectando el gas continuamente. Opcionalmente se pueden instalar 10

mandriles con válvulas ciegas para proveer mayor flexibilidad en las profundidades de inyección y continuar en operación cuando el corte de agua aumente y/o la presión de yacimiento disminuya.

5.4.17 Diseño de LAG para el pozo FUL 51

El pozo FUL 51 dejó de fluir en Mayo de 2012, debido a que igualó presión de cabezal con presión de línea, por aumento del corte de agua, las últimas muestras indican que el corte de agua se encuentra por el orden de 90%. De acuerdo a la Tabla 4.1 la presión del yacimiento NAR S FUC 1 en la zona donde se encuentra completado el pozo FUL 51 es de 6708 Lpca (ver Capítulo IV).

En las Figuras 5.82 y 5.83 se puede visualizar el análisis nodal del pozo para las condiciones actuales del mismo, en ellas se muestra que con el reductor de 1/4” en superficie el pozo no fluye.

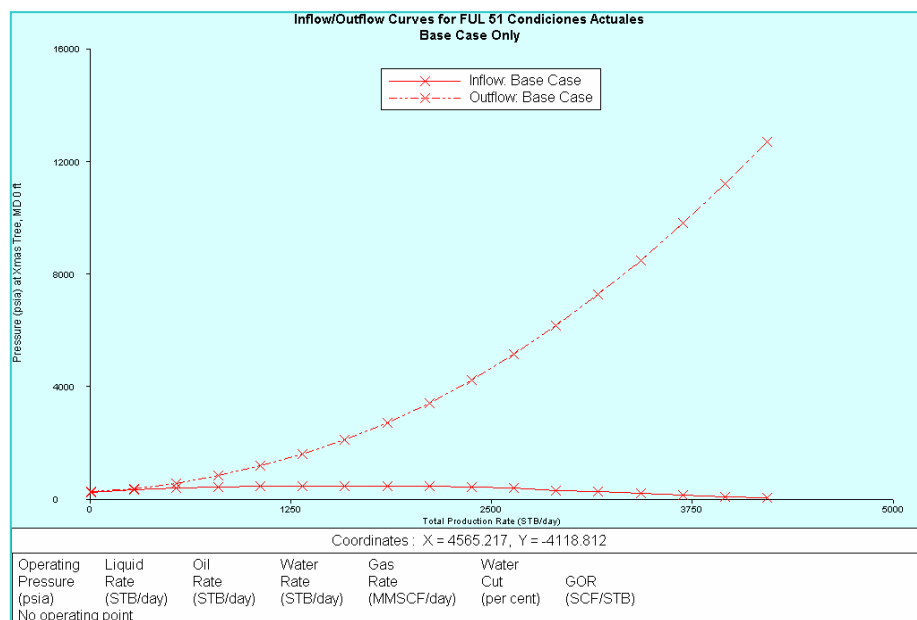


Figura 5.82 Análisis Nodal cotejado en cabezal. Condiciones actuales, FUL 51.

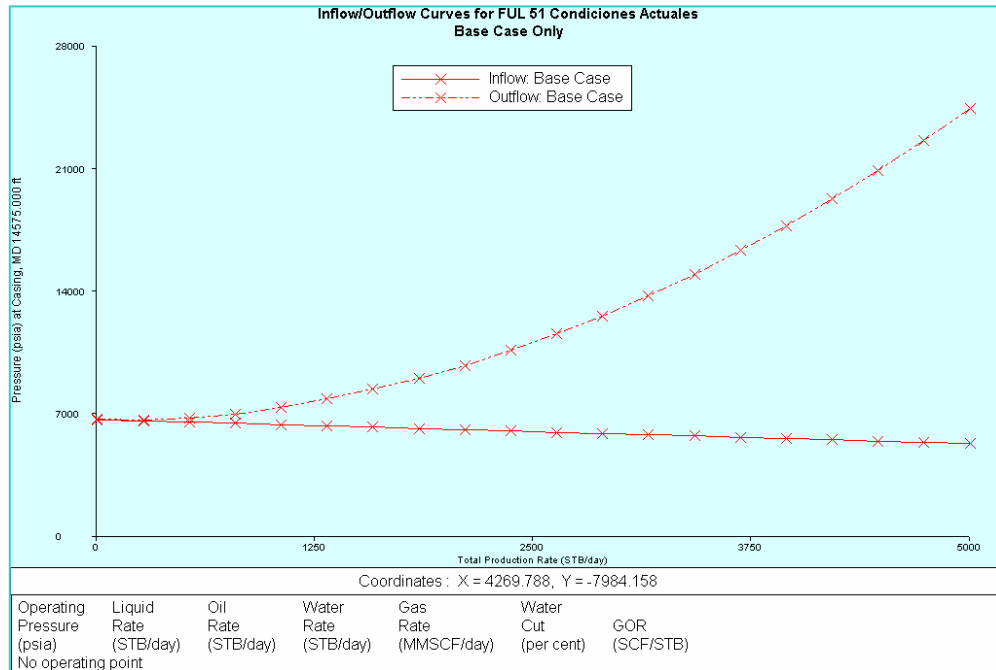


Figura 5.83 Análisis Nodal cotejado en fondo. Condiciones actuales, FUL 51.

Con la finalidad de poner en producción el pozo FUL 51 se plantea mediante este estudio realizar un cambio de completación de flujo natural a completación para Levantamiento Artificial por Gas Continuo.

- Aplicar LAGC para reactivar la producción del pozo

Se realizaron sensibilidades a la tasa y presión de inyección de gas para conocer el valor óptimo que permitirá el levantamiento de crudo en el pozo FUL 51 (ver Apéndice V). De acuerdo a la sensibilidad realizada a la tasa de inyección de gas (entre 0 y 4 MMPCND) se obtuvo que bajo las condiciones actuales del pozo FUL 51 la tasa de inyección óptima para el mismo es de 1 MMPCND. Con esta tasa óptima se procedió a iterar a diferentes valores de presión de inyección para determinar la presión del sistema que optimiza el diseño, en términos de ganancial en tasa de crudo y no en alcanzar mayores profundidades de inyección. Dicha sensibilidad resulta en

que inyectando con una presión superior a 1800 Lpca se pueden alcanzar mayores profundidades de inyección pero el ganancial en tasa de crudo no es significativo, es por ello que se tomará este valor como óptimo.

En el Apéndice V se muestran los datos de entrada en el simulador Wellflo® para el diseño de Levantamiento Artificial por Gas Continuo del pozo FUL 51, una vez optimizada la tasa y la presión de inyección de gas.

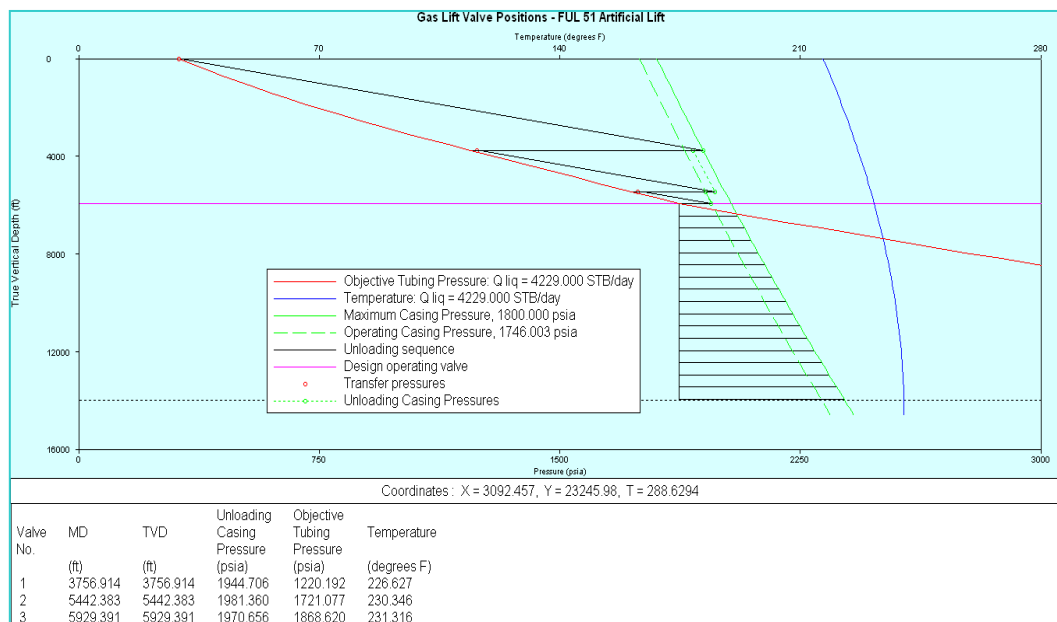


Figura 5.84 Posicionamiento de válvulas, FUL 51.

En la Figura 5.84 se presenta el gráfico Profundidad Vertical vs. Presión y Temperatura, el cual permite visualizar la curva de gradiente dinámico del pozo FUL 51 y la ubicación de las válvulas de LAGC en el mismo, se muestran las presiones en la tubería de producción y en el revestimiento a la profundidad de las válvulas. La válvula orificio debe ubicarse a una profundidad de 5929 pies (MD).

De acuerdo a las Figuras 5.85 y 5.86 se espera producir después de la aplicación de LAGC en el pozo FUL 51, unos 4164 BBPD (466 BNPD), inyectando 1 MMPCND, a una presión de inyección de 1800 Lpca, sin reductor en superficie.

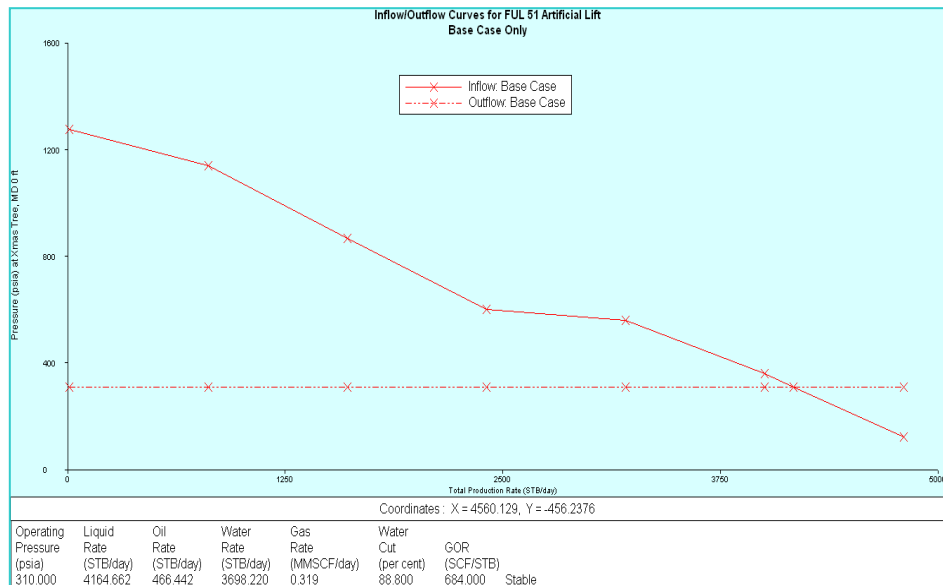


Figura 5.85 Análisis nodal pozo con LAGC cotejado en cabezal, FUL 51.

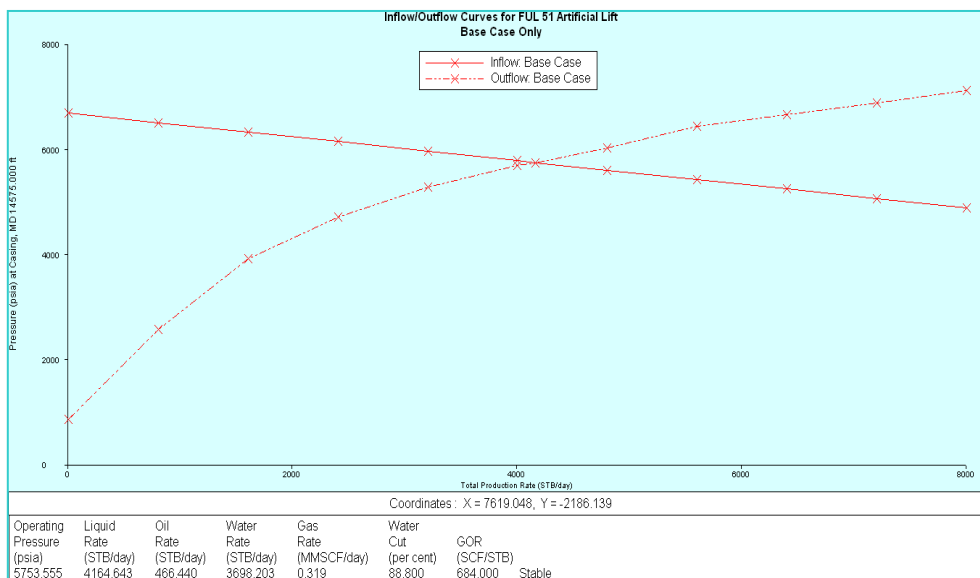


Figura 5.86 Análisis nodal pozo con LAGC cotejado en fondo, FUL 51

Tabla 5.23 Calibración de Válvulas de LAGC, FUL 51.

MD (pies)	TVD (pies)	Modelo	Tamaño de puerto (64th in)	R = Apt/Ab	Temp (°F)	Pt (Lpca)	Pds (Lpca)	Pd (Lpca)	Pvo (Lpca)	Pvos (Lpca)
3756.9	3756.9	1.5" IPO	12	0.0359	226.6	1240.2	1776.6	1919.4	1944.7	1799.9
5442.4	5442.4	1.5" IPO	16	0.0637	230.3	1741.1	1758.6	1966.1	1981.4	1772.3
5929.4	5929.4	Orifice	16		231.3	1868.6			1968.6	1743.7
6429.4	6429.4	1.5" IPO	32	0.2550	232.3	2089.9	1747.9	1993.3	1960.3	1719.1
6929.4	6929.4	1.5" IPO	32	0.2550	233.2	2312.7	1772.8	2042.3	1949.8	1692.9
7429.4	7429.4	1.5" IPO	32	0.2550	234.0	2536.5	1797.2	2091.5	1939.2	1667.0
7929.4	7929.4	1.5" IPO	32	0.2550	234.8	2761.2	1821.0	2140.8	1928.4	1641.4
8429.4	8429.4	1.5" IPO	32	0.2550	235.5	2986.5	1844.3	2190.1	1917.5	1616.0
8929.4	8929.4	1.5" IPO	32	0.2550	236.2	3212.3	1866.9	2239.4	1906.4	1590.8
9429.4	9429.4	1.5" IPO	32	0.2550	236.8	3438.5	1888.9	2288.7	1895.2	1566.0
9929.4	9929.4	1.5" IPO	32	0.2550	237.4	3665.0	1910.5	2338.1	1883.9	1541.4
10429.4	10429.4	1.5" IPO	32	0.2550	237.9	3891.7	1931.3	2387.3	1872.4	1517.2
10929.4	10929.4	1.5" IPO	32	0.2550	238.4	4118.5	1951.6	2436.5	1860.8	1493.2
11429.4	11429.4	1.5" IPO	32	0.2550	238.8	4345.5	1971.2	2485.6	1849.0	1469.3
11929.4	11929.4	1.5" IPO	32	0.2550	239.1	4572.5	1990.2	2534.6	1837.1	1445.7
12429.4	12429.4	1.5" IPO	32	0.2550	239.4	4799.6	2008.6	2583.6	1825.1	1422.4
12929.4	12929.4	1.5" IPO	12	0.0359	239.7	1000.0	1377.1	1783.8	1813.0	1399.3
13429.4	13429.4	1.5" IPO	12	0.0359	239.8	1000.0	1354.8	1772.0	1800.7	1376.5
13929.4	13929.4	1.5" IPO	12	0.0359	239.9	1000.0	1332.7	1759.9	1788.2	1353.8

En la Tabla 5.23 se muestra la calibración de las válvulas de LAGC obtenida en el diseño a partir de la tasa y presión de inyección óptima para el pozo FUL 51, en la misma se presentan las profundidades donde deben ubicarse las válvulas, el área de puerto de las mismas y las condiciones de presión- temperatura a las cuales operarían en el pozo. Actualmente el pozo necesita 2 válvulas de descarga para iniciar el proceso de LAGC y una válvula orificio por donde se mantendrá inyectando el gas continuamente.

De acuerdo al análisis geológico el pozo FUL 51 se encuentra influenciado a nivel del yacimiento NAR S FUC 1 por los pozos inyectores de agua FN 11A y FN 8IA, lo que permite predecir que la producción de agua del pozo aumentará a mediano plazo (ver Apéndice V). Por lo antes expuesto, opcionalmente se pueden instalar en el pozo 16 mandriles con válvulas ciegas para proveer mayor flexibilidad en la profundidad de inyección y continuar en operación cuando el corte de agua del pozo aumente y/o la presión de yacimiento disminuya.

5.5 EVALUACIÓN ECONÓMICA

La evaluación económica para cada uno de los pozos candidatos a aplicación de Levantamiento Artificial por Gas Continuo se realizó mediante la metodología de flujos descontados, la cual consiste en “descontar” a una tasa de descuento, el flujo neto de efectivo, ingresos y egresos generados por el proyecto durante el horizonte económico, todo esto fundamentado en los Lineamientos para la Evaluación Económica de Proyectos de Inversión de Capital (LEEPIC) y la Ley Orgánica de Hidrocarburos, los cuales se presentan en la Tabla 5.24.

Tabla 5.24 Lineamientos Económicos para proyectos de inversión de capital.

ISLR (%)	50
Regalías del crudo (%)	30
Regalías del gas (%)	20
Horizonte Económico (Años)	20
Tasa de descuento (%)	12
Paridad Cambiaria (Bs/\$)	4,3
Precio del Crudo (\$/Bbl)	87,05

La factibilidad económica del proyecto de cambio de método de producción en los pozos del campo El Furrial, esta basada en la generación de ingresos por venta de crudo y gas producidos mediante LAGC. Dicha evaluación económica se realizó a partir del cálculo de los siguientes indicadores económicos: Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Eficiencia de Inversión (EI) y Tiempo de Pago Dinámico (TPD), estimados a través de la herramienta computacional SEEPLUS®. De acuerdo a la normativa de PDVSA un proyecto de inversión es viable si cumple con lo siguiente: $VPN > 0$, $TIR \geq 15\%$, $EI \geq 1\$/\$$ y $TPD < 1$ año.

5.5.1 Evaluación económica del pozo FUL 91

De acuerdo al diseño de LAGC para el pozo FUL 91 bajo las condiciones actuales del mismo, se requiere instalar 7 válvulas para inyectar 1 MMPCND a una presión de 1600 Lpca, y opcionalmente se pueden colocar 3 mandriles con válvulas ciegas para continuar en operación cuando la producción del pozo disminuya.

En la Tabla 5.25 se muestra la data suministrada a la herramienta SEEPLUS® para definir si el proyecto de cambio de método de producción para el pozo FUL 91 es económicamente rentable. En el Apéndice VI se presentan detalladamente el origen de los montos presentados a continuación.

Tabla 5.25 Data suministrada al Software SEEPLUS, pozo FUL 91.

Potencial Inicial (MBD)	2,550
RGP (PCN/BN)	656
°API	22,7
Declinación (%)	26,93
Equipos: válvulas y mandriles (MBs)	444,863
Ra/ Rc (MBs)	13577,778
Servicio de Guaya Fina (MBs)	29,450
Instalación de 102m de tubería para inyección de gas (MBs)	1011,887
Producción Diferida (MBs)	16439,915

En la Tabla 5.26 y la Figura 5.87 se muestran los ingresos del proyecto generados por la venta de crudo/gas y los egresos del mismo asociados a costos operacionales/mantenimiento, inversiones, regalías e impuesto sobre la renta para el pozo FUL 91 durante el horizonte económico.

Tabla 5.26 Flujos de caja, pozo FUL 91.

Ingresos (M\$/Año)	Costos (M\$/Año)	Inversiones (M\$/Año)	Regalías (M\$/Año)	ISLR (M\$/Año)
62.134,30	-2.839,87	-7.692,47	-17.521,28	-20.886,57
64.677,26	-2.812,66	0,00	-18.250,18	-21.640,46
49.520,13	-2.224,16	0,00	-13.976,24	-16.493,11
36.184,36	-1.794,15	0,00	-10.212,44	-11.922,13
26.439,91	-1.479,93	0,00	-7.462,23	-8.582,12
19.319,64	-1.250,34	0,00	-5.452,65	-6.141,57
14.116,86	-1.082,57	0,00	-3.984,25	-4.358,26
10.315,19	-959,99	0,00	-2.911,29	-3.055,20
7.537,31	-870,41	0,00	-2.127,28	-2.103,05
5.507,51	-804,96	0,00	-1.554,41	-1.407,32
4.024,34	-757,14	0,00	-1.135,80	-898,94
2.940,59	-722,19	0,00	-829,93	-527,47
2.148,69	-696,66	0,00	-606,43	-256,04
1.570,04	-678,00	0,00	-443,12	-57,71
1.147,23	-664,37	0,00	-323,79	0,00
838,28	-654,40	0,00	-236,59	0,00
612,53	-647,12	0,00	-172,88	0,00
447,58	-641,80	0,00	-126,32	0,00
327,05	-637,92	0,00	-92,30	0,00
238,97	-635,08	0,00	-67,45	0,00
174,62	-633,00	0,00	-49,28	0,00

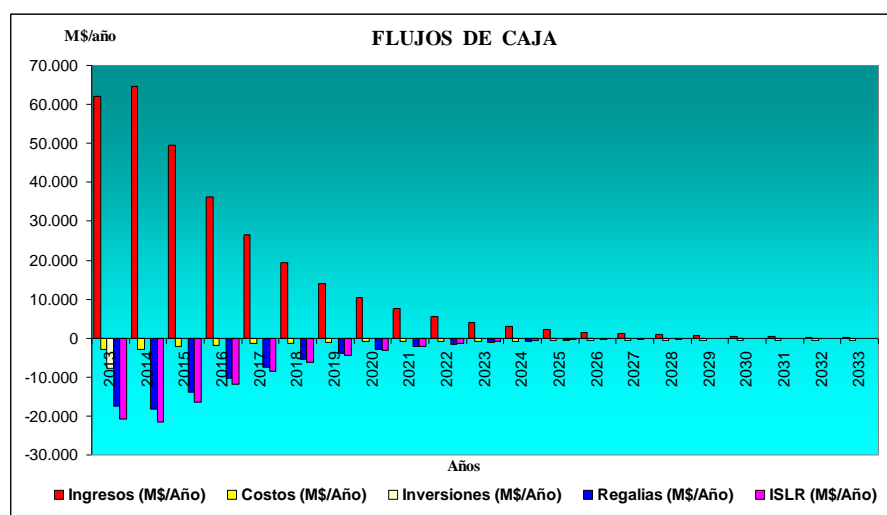


Figura 5.87 Flujos de caja, pozo FUL 91.

En la Tabla 5.27 se presentan los flujos netos anuales del proyecto de inversión para el pozo FUL 91, evaluado desde dos niveles: PDVSA y la Nación. En la misma se puede observar que el proyecto es rentable para la corporación hasta el año 2027, sin embargo la nación percibe ingresos hasta el año 2028.

Tabla5.27 Niveles de Evaluación, aplicación LAGC en el pozo FUL 91.

FUL 91	FLUJO DE CAJA			
	AÑO	PDVSA (\$/Año)	ACUMULADO (\$/Año)	NACIÓN (\$/Año)
2013	-7692,47	-7692,47	-7692,47	-7692,47
2014	45366,93	37674,46	128274,36	120581,89
2015	16826,62	54501,08	47295,97	167877,86
2016	12255,64	66756,72	34390,22	202268,08
2017	8915,63	75672,35	24959,98	227228,06
2018	6475,08	82147,43	18069,31	245297,37
2019	4691,78	86839,21	13034,29	258331,66
2020	3388,71	90227,92	9355,20	267686,86
2021	2436,56	92664,48	6666,90	274353,76
2022	1740,83	94405,31	4702,55	279056,31
2023	1232,46	95637,77	3267,2	282323,51
2024	860,99	96498,76	2218,39	284541,90
2025	589,56	97088,32	1452,03	285993,93
2026	391,22	97479,54	892,05	286885,98
2027	159,08	97638,62	482,87	287368,85
2028	-52,71	97585,91	183,88	287552,73
2029	-207,47	97378,44	-34,59	287518,14
2030	-320,55	97057,89	-194,23	287323,91
2031	-403,18	96654,71	-310,87	287013,04
2032	-463,55	96191,16	-396,11	286616,93
2033	-507,67	95683,49	-458,39	286158,54

En la Tabla 5.28 se muestra el valor de los indicadores económicos para el proyecto de aplicación de LAGC en el pozo FUL 91, los mismos indican que la propuesta es económicamente rentable ya que el VPN es positivo, con un valor de 70481,87 M\$ y la TIR es de 23,36% por encima del 15% que es la tasa mínima de aprobación requerida por PDVSA, por cada dólar invertido ingresan 10,16 \$ a la corporación y la inversión en el proyecto se recupera en aproximadamente 70 días (0,19 años).

Tabla 5.28 Indicadores Económicos, pozo FUL 91.

Indicadores Económicos	Pdvs	Nación	Unidad
Flujo Neto Descontado (VPN)	70481,87	212591,26	M\$
Tasa Interna de Retorno (TIR)	23,36	30,04	%
Eficiencia de Inversión (EI)	10,16	28,64	\$/
Tiempo de Pago Dinámico (TPD)	0,19	0,07	Años

5.5.2 Evaluación económica del pozo FUC 63

De acuerdo al diseño de LAGC para el pozo FUC 63 bajo las condiciones actuales del mismo, se requiere instalar 5 válvulas para inyectar 2 MMPCND a una presión de 1600 Lpca, y opcionalmente se pueden colocar 4 mandriles con válvulas ciegas para continuar en operación cuando la producción del pozo disminuya. En la Tabla 5.29 se muestra la data suministrada a la herramienta SEEPLUS® para definir si el proyecto de cambio de método de producción para el pozo FUC 63 es económicamente rentable (además ver Apéndice VI).

Tabla 5.29 Data suministrada al Software SEEPLUS, pozo FUC 63.

Potencial Inicial (MBD)	3,405
RGP (PCN/BN)	776
°API	26,5
Declinación (%)	26,93
Equipos: válvulas y mandriles (MBs)	419,804
Ra/ Rc (MBs)	13577,778
Servicio de Guaya Fina (MBs)	29,450
Instalación de 204m de tubería para inyección de gas (MBs)	2023,774
Producción Diferida (MBs)	14789,186

En la Tabla 5.30 y la Figura 5.88 se muestran los ingresos del proyecto generados por la venta de crudo/gas y los egresos del mismo asociados a costos operacionales/mantenimiento, inversiones, regalías e impuesto sobre la renta para el pozo FUC 63 durante el horizonte económico.

Tabla 5.30 Flujos de caja, pozo FUC 63

Años	Ingresos (M\$/Año)	Costos (M\$/Año)	Inversiones (M\$/Año)	Regalías (M\$/Año)	ISLR (M\$/Año)
2013	83.098,49	-3.890,22	-7.530,35	-23.410,27	-27.899,00
2014	86.492,39	-3.854,19	0,00	-24.385,03	-28.959,48
2015	66.218,37	-3.067,28	0,00	-18.673,85	-22.071,51
2016	48.385,76	-2.492,29	0,00	-13.644,98	-15.957,14
2017	35.355,48	-2.072,14	0,00	-9.970,39	-11.489,36
2018	25.834,25	-1.765,14	0,00	-7.285,36	-8.224,76
2019	18.877,09	-1.540,82	0,00	-5.323,41	-5.839,32
2020	13.793,49	-1.376,90	0,00	-3.889,82	-4.096,27
2021	10.078,90	-1.257,13	0,00	-2.842,29	-2.822,63
2022	7.364,65	-1.169,61	0,00	-2.076,86	-1.891,98
2023	5.381,35	-1.105,66	0,00	-1.517,56	-1.211,95
2024	3.932,15	-1.058,94	0,00	-1.108,88	-715,06
2025	2.873,22	-1.024,79	0,00	-810,26	-351,98
2026	2.099,47	-999,84	0,00	-592,06	-86,67
2027	1.534,08	-981,61	0,00	-432,62	0,00
2028	1.120,95	-968,29	0,00	-316,11	0,00
2029	819,08	-958,56	0,00	-230,98	0,00
2030	598,50	-951,45	0,00	-168,78	0,00
2031	437,32	-946,25	0,00	-123,33	0,00
2032	319,55	-942,45	0,00	-90,12	0,00
2033	233,50	-939,68	0,00	-65,85	0,00

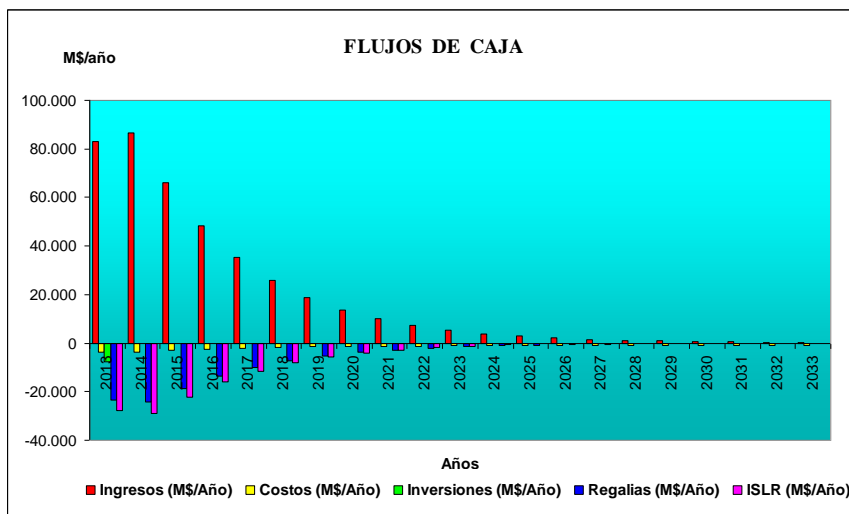


Figura 5.88 Flujos de caja, pozo FUC 63.

Los flujos netos anuales del proyecto de inversión para el pozo FUC 63 se presentan en la Tabla 5.31, evaluado desde dos niveles: PDVSA y la Nación. En la misma se puede observar que el proyecto es rentable para la corporación hasta el año 2027, sin embargo la nación percibe ingresos hasta el año 2028.

Tabla 5.31 Niveles de Evaluación, aplicación LAGC en el pozo FUC 63.

FUC 63	FLUJO DE CAJA			
	AÑO	PDVSA (\$/Año)	ACUMULADO (\$/Año)	NACIÓN (\$/Año)
2013	-7530,35	-7530,35	-7530,35	-7530,35
2014	60540,58	53010,23	171351,47	163821,12
2015	22405,73	75415,96	63151,09	226972,21
2016	16291,36	91707,32	45893,48	272865,69
2017	11823,58	103530,9	33283,33	306149,02
2018	8558,96	112089,86	24069,11	330218,13
2019	6173,54	118263,40	17336,27	347554,4
2020	4430,49	122693,89	12416,58	359970,98
2021	3156,85	125850,74	8821,77	368792,75
2022	2226,2	128076,94	6195,04	374987,79
2023	1546,17	129623,11	4275,69	379263,48
2024	1049,28	130672,39	2873,22	382136,70
2025	686,2	131358,59	1848,43	383985,13
2026	420,89	131779,48	1099,62	385084,75
2027	119,85	131899,33	552,47	385637,22
2028	-163,45	131735,88	152,66	385789,88
2029	-370,46	131365,42	-139,48	385650,40
2030	-521,72	130843,7	-352,94	385297,46
2031	-632,25	130211,45	-508,92	384788,54
2032	-713,01	129498,44	-622,9	384165,64
2033	-772,03	128726,41	-706,18	383459,46

En la Tabla 5.32 se muestra el valor de los indicadores económicos para el proyecto de aplicación de LAGC en el pozo FUC 63, los mismos indican que la propuesta es económicamente rentable ya que el VPN es positivo, con un valor de 96246,9 M\$ y la TIR es de 24,98% por encima del 15% que es la tasa mínima de aprobación requerida por PDVSA, por cada dólar invertido ingresan 13,78 \$ a la corporación y la inversión en el proyecto se recupera en aproximadamente 51 días (0,14 años).

Tabla 5.32 Indicadores Económicos, pozo FUC 63.

Indicadores Económicos	Pdvsa	Nación	Unidad
Flujo Neto Descontado (VPN)	96246,90	286262,23	M\$
Tasa Interna de Retorno (TIR)	24,98	31,84	%
Eficiencia de Inversión (EI)	13,78	39,01	\$/ \$
Tiempo de Pago Dinámico (TPD)	0,14	0,05	Años

5.5.3 Evaluación económica del pozo FUL 90

De acuerdo al diseño de LAGC para el pozo FUL 90 bajo las condiciones actuales del mismo, se requiere instalar 4 válvulas para inyectar 2.5 MMPCND a una presión de 2600 Lpca, y opcionalmente se pueden colocar 2 mandriles con válvulas ciegas para continuar en operación cuando la producción del pozo disminuya. En la Tabla 5.33 se muestra la data suministrada al software SEEPLUS® para definir si el proyecto de aplicación de LAG para el pozo FUL 90 es económicamente viable, ver Apéndice VI.

Tabla 5.33 Data suministrada al Software SEEPLUS, pozo FUL 90.

Potencial Inicial (MBD)	5,709
RGP (PCN/BN)	515
°API	25
Declinación (%)	26,93
Equipos: válvulas y mandriles (MBs)	372,799
Ra/ Rc (MBs)	13577,778
Servicio de Guaya Fina (MBs)	29,450
Instalación de 58m de tubería para inyección de gas (MBs)	575,387
Producción Diferida (MBs)	14704,965

En la Tabla 5.34 y la Figura 5.89 se muestran los ingresos del proyecto generados por la venta de crudo/gas y los egresos del mismo asociados a costos operacionales/mantenimiento, inversiones, regalías e impuesto sobre la renta para el pozo FUL 90 durante el horizonte económico.

Tabla 5.34 Flujos de caja, pozo FUL 90.

Años	Ingresos (M\$/Año)	Costos (M\$/Año)	Inversiones (M\$/Año)	Regalías (M\$/Año)	ISLR (M\$/Año)
2013	139.325,52	-6.030,58	-7.144,63	-39.056,34	-47.119,30
2014	144.999,17	-5.969,04	0,00	-40.687,18	-49.014,91
2015	111.011,66	-4.653,65	0,00	-31.164,85	-37.440,03
2016	82.387,66	-3.692,48	0,00	-22.772,16	-27.804,95
2017	61.188,58	-2.990,16	0,00	-16.639,62	-20.622,85
2018	45.418,03	-2.476,98	0,00	-12.158,57	-15.234,69
2019	33.689,97	-2.101,99	0,00	-8.884,27	-11.195,30
2020	24.890,38	-1.827,99	0,00	-6.491,73	-8.128,77
2021	18.345,93	-1.627,78	0,00	-4.743,51	-5.830,77
2022	13.560,74	-1.481,48	0,00	-3.466,08	-4.150,03
2023	10.033,31	-1.374,59	0,00	-2.532,67	-2.906,47
2024	7.438,30	-1.296,47	0,00	-1.850,62	-1.989,05
2025	5.516,51	-1.239,40	0,00	-1.352,25	-1.305,88
2026	4.108,62	-1.197,69	0,00	-988,09	-804,86
2027	3.059,23	-1.167,22	0,00	-722,00	-428,45
2028	2.279,98	-1.144,95	0,00	-527,56	-147,18
2029	1.695,23	-1.128,68	0,00	-385,49	0,00
2030	1.261,74	-1.116,79	0,00	-281,68	0,00
2031	921,95	-1.108,11	0,00	-205,82	0,00
2032	673,67	-1.101,76	0,00	-150,39	0,00
2033	492,25	-1.097,12	0,00	-109,89	0,00

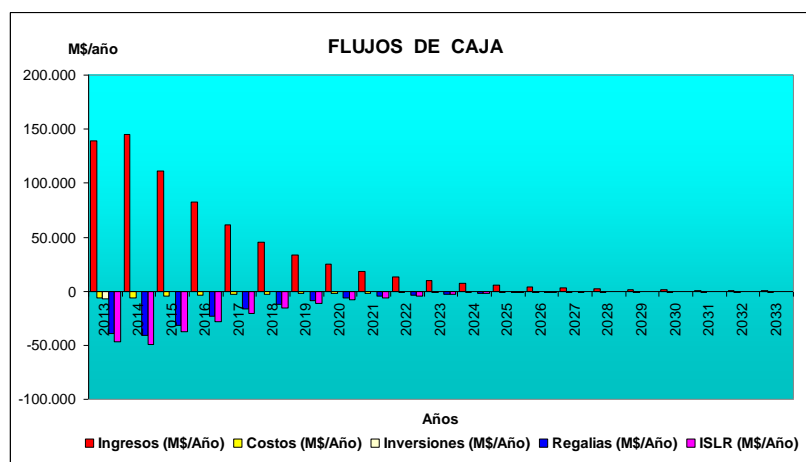


Figura 5.89 Flujos de caja, pozo FUL 90.

En la Tabla 5.35 se presentan los flujos netos anuales del proyecto de inversión para el pozo FUL 90, evaluado desde dos niveles: PDVSA y la Nación. En la misma se puede observar que el proyecto es rentable para la corporación hasta el año 2029, sin embargo la nación percibe ingresos hasta el año 2030.

Tabla 5.35 Niveles de Evaluación, aplicación LAGC en el pozo FUL 90.

FUL 90	FLUJO DE CAJA			
	AÑO	PDVSA (\$/Año)	ACUMULADO (\$/Año)	NACIÓN (\$/Año)
2013	-7144,63	-7144,63	-7144,63	-7144,63
2014	102101,63	94957,00	288320,45	281175,82
2015	37753,14	132710,14	106358,02	387533,84
2016	28118,06	160828,20	78695,17	466229,01
2017	20935,95	181764,15	58198,42	524427,43
2018	15547,80	197311,95	42941,05	567368,48
2019	11508,41	208820,36	31587,98	598956,46
2020	8441,88	217262,24	23062,39	622018,85
2021	6143,88	223406,12	16718,15	638737,00
2022	4463,14	227869,26	12079,25	650816,25
2023	3219,58	231088,84	8658,72	659474,97
2024	2302,16	233391,00	6141,83	665616,80
2025	1618,99	235009,99	4277,12	669893,92
2026	1117,97	236127,96	2910,92	672804,84
2027	741,56	236869,52	1892,01	674696,85
2028	460,28	237329,80	1135,02	675831,87
2029	181,06	237510,86	566,55	676398,42
2030	-136,73	237374,13	144,95	676543,37
2031	-391,97	236982,16	-186,15	676357,22
2032	-578,48	236403,68	-428,09	675929,13
2033	-714,76	235688,92	-604,87	675324,26

En la Tabla 5.36 se muestra el valor de los indicadores económicos para el proyecto de aplicación de LAGC en el pozo FUL 90, los mismos indican que la propuesta es económicamente rentable ya que el VPN es positivo, con un valor de 172418,88 M\$ y la TIR es de 29,1% por encima del 15% que es la tasa mínima de aprobación requerida por PDVSA, por cada dólar invertido ingresan 25,13 \$ a la corporación y la inversión en el proyecto se recupera en aproximadamente 29 días (0,08 años).

Tabla 5.36 Indicadores Económicos, pozo FUL 90.

Indicadores Económicos	Pdvs	Nación	Unidad
Flujo Neto Descontado (VPN)	172418,88	496871,67	M\$
Tasa Interna de Retorno (TIR)	29,1	36,08	%
Eficiencia de Inversión (EI)	25,13	70,54	\$/ \$
Tiempo de Pago Dinámico (TPD)	0,08	0,03	Años

5.5.4 Evaluación económica del pozo FUL 74

De acuerdo al diseño de LAGC para el pozo FUL 74 bajo las condiciones actuales del mismo, se requiere instalar 4 válvulas para inyectar 2.5 MMPCND a una presión de 2400 Lpca, y opcionalmente se pueden colocar 5 mandriles con válvulas ciegas para continuar en operación cuando la producción del pozo disminuya. En la Tabla 5.37 se muestra la data suministrada a la herramienta SEEPLUS® para definir si el proyecto de cambio de método de producción para el pozo FUL 74 es económicamente rentable (además ver Apéndice IV).

Tabla 5.37 Data suministrada al Software SEEPLUS, pozo FUL 74.

Potencial Inicial (MBD)	2,508
RGP (PCN/BN)	615
°API	19,9
Declinación (%)	26,93
Equipos: válvulas y mandriles (MBs)	414,170
Ra/ Rc (MBs)	13577,778
Servicio de Guaya Fina (MBs)	29,450
Instalación de 100m de tubería para inyección de gas (MBs)	992,046
Producción Diferida (MBs)	10931,870

En la Tabla 5.38 y la Figura 5.90 se muestran los ingresos del proyecto generados por la venta de crudo/gas y los egresos del mismo asociados a costos operacionales/mantenimiento, inversiones, regalías e impuesto sobre la renta para el pozo FUL 74 durante el horizonte económico.

Tabla 5.38 Flujos de caja, pozo FUL 74.

Años	Ingresos (M\$/Año)	Costos (M\$/Año)	Inversiones (M\$/Año)	Regalías (M\$/Año)	ISLR (M\$/Año)
2013	59.474,56	-3.260,52	-6.335,14	-16.615,68	-19.799,18
2014	62.292,95	-3.233,67	0,00	-17.309,18	-20.729,99
2015	48.215,48	-2.654,91	0,00	-13.255,46	-16.007,50
2016	36.746,03	-2.232,01	0,00	-10.047,21	-12.088,35
2017	27.974,58	-1.922,99	0,00	-7.625,17	-9.068,14
2018	21.273,02	-1.697,20	0,00	-5.771,84	-6.756,93
2019	16.149,06	-1.532,21	0,00	-4.358,06	-4.984,33
2020	12.217,42	-1.411,65	0,00	-3.249,00	-3.633,32
2021	9.166,61	-1.323,56	0,00	-2.415,87	-2.568,53
2022	6.905,27	-1.259,19	0,00	-1.808,74	-1.773,61
2023	5.206,74	-1.212,15	0,00	-1.356,51	-1.173,97
2024	3.940,47	-1.177,79	0,00	-1.021,30	-725,63
2025	2.983,28	-1.152,67	0,00	-769,45	-385,52
2026	2.268,16	-1.134,32	0,00	-584,60	-129,55
2027	1.723,84	-1.120,92	0,00	-443,58	0,00
2028	1.311,76	-1.111,12	0,00	-336,94	0,00
2029	992,67	-1.103,96	0,00	-254,65	0,00
2030	752,21	-1.098,73	0,00	-192,68	0,00
2031	549,64	-1.094,91	0,00	-140,79	0,00
2032	401,62	-1.092,11	0,00	-102,88	0,00
2033	293,47	-1.090,07	0,00	-75,17	0,00

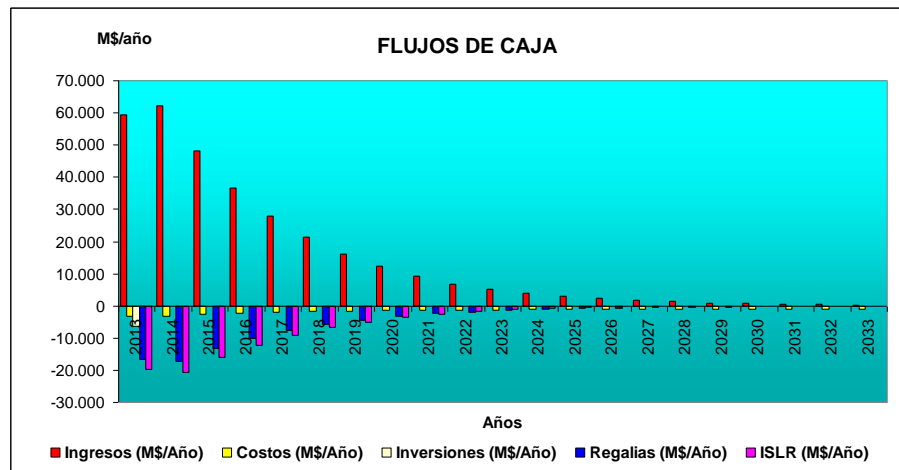


Figura 5.90 Flujos de caja, pozo FUL 74.

En la Tabla 5.39 se presentan los flujos netos anuales del proyecto de inversión para el pozo FUL 74, evaluado desde dos niveles: PDVSA y la Nación. En la misma se puede observar que el proyecto es rentable para la corporación hasta el año 2027, sin embargo la nación percibe ingresos hasta el año 2028.

Tabla 5.39 Niveles de Evaluación, aplicación LAGC en el pozo FUL 74.

FUL 74	FLUJO DE CAJA			
	AÑO	PDVSA (\$/Año)	ACUMULADO (\$/Año)	NACIÓN (\$/Año)
2013	-6335,14	-6335,14	-6335,14	-6335,14
2014	43195,19	36860,05	122019,01	115683,87
2015	16297,62	53157,67	45560,58	161244,45
2016	12378,47	65536,14	34514,03	195758,48
2017	9358,27	74894,41	26051,58	221810,06
2018	7047,05	81941,46	19575,82	241385,88
2019	5274,45	87215,91	14616,85	256002,73
2020	3923,45	91139,36	10805,77	266808,50
2021	2858,66	93998,02	7843,05	274651,55
2022	2063,73	96061,75	5646,09	280297,64
2023	1464,10	97525,85	3994,58	284292,22
2024	1015,75	98541,60	2762,69	287054,91
2025	675,64	99217,24	1830,61	288885,52
2026	419,68	99636,92	1133,84	290019,36
2027	159,35	99796,27	602,93	290622,29
2028	-136,31	99659,96	200,64	290822,93
2029	-365,93	99294,03	-111,29	290711,64
2030	-539,19	98754,84	-346,52	290365,12
2031	-686,05	98068,79	-545,26	289819,86
2032	-793,37	97275,42	-690,49	289129,37
2033	-871,78	96403,64	-796,61	288332,76

En la Tabla 5.40 se muestra el valor de los indicadores económicos para el proyecto de aplicación de LAGC en el pozo FUL 74, los mismos indican que la propuesta es económicamente rentable ya que el VPN es positivo, con un valor de 70957,67 M\$ y la TIR es de 24,07% por encima del 15% que es la tasa mínima de aprobación requerida por PDVSA, por cada dólar invertido ingresan 12,2 \$ a la corporación y la inversión en el proyecto se recupera en aproximadamente 58 días (0,16 años).

Tabla 5.40 Indicadores Económicos, pozo FUL 74.

Indicadores Económicos	Pdvs	Nación	Unidad
Flujo Neto Descontado (VPN)	70957,67	211326,38	M\$
Tasa Interna de Retorno (TIR)	24,07	30,89	%
Eficiencia de Inversión (EI)	12,2	34,36	\$/
Tiempo de Pago Dinámico (TPD)	0,16	0,06	Años

5.5.5 Evaluación económica del pozo FUL 25

De acuerdo al diseño de LAGC para el pozo FUL 25 bajo las condiciones actuales del mismo, se requiere instalar 7 válvulas para inyectar 2 MMPCND a una presión de 1600 Lpca, y opcionalmente se pueden colocar 4 mandriles con válvulas ciegas para continuar en operación cuando la producción del pozo disminuya. En la Tabla 5.41 se muestra la data suministrada a la herramienta SEEPLUS® para definir si el proyecto de cambio de método de producción para el pozo FUL 25 es económicamente rentable, ver Apéndice VI.

Tabla 5.41 Data suministrada al Software SEEPLUS, pozo FUL 25.

Potencial Inicial (MBD)	2,185
RGP (PCN/BN)	639
°API	26,5
Declinación (%)	26,93
Equipos: válvulas y mandriles (MBs)	458,653
Ra/ Rc (MBs)	16133,828
Servicio de Guaya Fina (Mbs)	29,450
Instalación de 705m de tubería para inyección de gas (MBs)	6993,924
Producción Diferida (MBs)	9752,777

En la Tabla 5.42 y la Figura 5.91 se muestran los ingresos del proyecto generados por la venta de crudo/gas y los egresos del mismo asociados a costos operacionales/mantenimiento, inversiones, regalías e impuesto sobre la renta para el pozo FUL 25 durante el horizonte económico.

Tabla 5.42 Flujos de caja, pozo FUL 25.

Años	Ingresos (M\$/Año)	Costos (M\$/Año)	Inversiones (M\$/Año)	Regalías (M\$/Año)	ISLR (M\$/Año)
2013	53.534,29	-2.827,62	-8.147,81	-15.039,35	-17.833,66
2014	55.741,54	-2.804,27	0,00	-15.663,43	-18.437,59
2015	42.737,59	-2.300,11	0,00	-11.994,38	-14.022,22
2016	31.673,85	-1.931,72	0,00	-8.764,29	-10.289,59
2017	23.487,13	-1.662,53	0,00	-6.404,07	-7.510,93
2018	17.410,89	-1.465,84	0,00	-4.679,45	-5.433,46
2019	12.898,61	-1.322,12	0,00	-3.419,28	-3.879,28
2020	9.527,59	-1.217,10	0,00	-2.498,47	-2.706,68
2021	7.020,34	-1.140,36	0,00	-1.825,63	-1.827,84
2022	5.185,58	-1.084,29	0,00	-1.333,99	-1.184,32
2023	3.833,69	-1.043,32	0,00	-974,74	-708,48
2024	2.839,15	-1.013,38	0,00	-712,25	-357,43
2025	2.103,67	-991,50	0,00	-520,44	-96,53
2026	1.563,92	-975,52	0,00	-380,28	0,00
2027	1.162,64	-963,84	0,00	-277,87	0,00
2028	865,10	-955,30	0,00	-203,04	0,00
2029	642,40	-949,07	0,00	-148,36	0,00
2030	477,41	-944,51	0,00	-108,41	0,00
2031	348,84	-941,18	0,00	-79,21	0,00
2032	254,90	-938,75	0,00	-57,88	0,00
2033	186,26	-936,97	0,00	-42,29	0,00

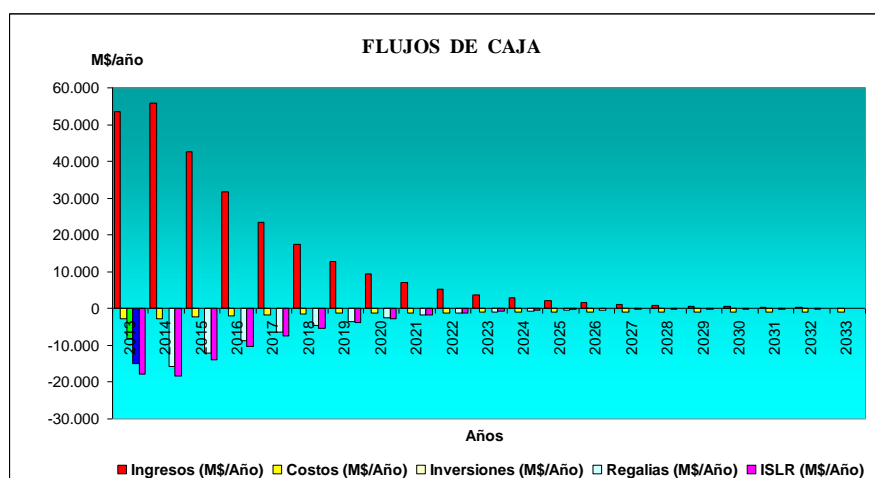


Figura 5.91 Flujos de caja, pozo FUL 25.

En la Tabla 5.43 se presentan los flujos netos anuales del proyecto de inversión para el pozo FUL 25, evaluado desde dos niveles: PDVSA y la Nación. En la misma se puede observar que el proyecto es rentable para la corporación hasta el año 2026, sin embargo la nación percibe ingresos hasta el año 2027.

Tabla 5.43 Niveles de Evaluación, aplicación LAGC en el pozo FUL 25.

FUL 25	FLUJO DE CAJA			
	AÑO	PDVSA (\$/Año)	ACUMULADO (\$/Año)	NACIÓN (\$/Año)
2013	-8147,81	-8147,81	-8147,81	-8147,81
2014	38809,95	30662,14	109728,74	101580,93
2015	14420,89	45083,03	40437,49	142018,42
2016	10688,25	55771,28	29742,14	171760,56
2017	7909,60	63680,88	21824,60	193585,16
2018	5832,13	69513,01	15945,05	209530,21
2019	4277,94	73790,95	11576,49	221106,70
2020	3105,35	76896,30	8310,49	229417,19
2021	2226,51	79122,81	5879,98	235297,17
2022	1582,98	80705,79	4101,29	239398,46
2023	1107,15	81812,94	2790,38	242188,84
2024	756,10	82569,04	1825,77	244014,61
2025	495,20	83064,24	1112,17	245126,78
2026	208,11	83272,35	588,40	245715,18
2027	-79,08	83193,27	198,80	245913,98
2028	-293,25	82900,02	-90,21	245823,77
2029	-455,04	82444,98	-306,67	245517,10
2030	-575,51	81869,47	-467,10	245050,00
2031	-671,55	81197,92	-592,34	244457,66
2032	-741,73	80456,19	-683,85	243773,81
2033	-793,01	79663,18	-750,72	243023,09

En la Tabla 5.44 se muestra el valor de los indicadores económicos para el proyecto de aplicación de LAGC en el pozo FUL 25, los mismos indican que la propuesta es económicamente rentable ya que el VPN es positivo, con un valor de 59251,16 M\$ y la TIR es de 21,80% por encima del 15% que es la tasa mínima de aprobación requerida por PDVSA, por cada dólar invertido ingresan 8,27 \$ a la corporación y la inversión en el proyecto se recupera en aproximadamente 88 días (0,24 años).

Tabla 5.44 Indicadores Económicos, pozo FUL 25.

Indicadores Económicos	Pdvsa	Nación	Unidad
Flujo Neto Descontado (VPN)	59251,16	181141,77	M\$
Tasa Interna de Retorno (TIR)	21,80	28,39	%
Eficiencia de Inversión (EI)	8,27	23,23	\$\$
Tiempo de Pago Dinámico (TPD)	0,24	0,08	Años

5.5.6 Evaluación económica del pozo FUC 45

De acuerdo al diseño de LAGC para el pozo FUC 45 bajo las condiciones actuales del mismo, se requiere instalar 5 válvulas para inyectar 2.5 MMPCND a una presión de 1800 Lpca, y opcionalmente se pueden colocar 2 mandriles con válvulas ciegas para continuar en operación cuando la producción del pozo disminuya. En la Tabla 5.45 se muestra la data suministrada al software SEEPLUS® para definir si el proyecto de aplicación de LAG en el pozo FUC 45 es económicamente rentable, ver Apéndice VI.

Tabla 5.45 Data suministrada al Software SEEPLUS, pozo FUC 45.

Potencial Inicial (MBD)	6,788
RGP (PCN/BN)	550
°API	26,1
Declinación (%)	26,93
Equipos: válvulas y mandriles (MBs)	392,224
Ra/ Rc (MBs)	13577,778
Servicio de Guaya Fina (MBs)	29,450
Instalación de 70m de tubería para inyección de gas (MBs)	694,432
Producción Diferida (Mbs)	10510,765

En la Tabla 5.46 y la Figura 5.92 se muestran los ingresos del proyecto generados por la venta de crudo/gas y los egresos del mismo asociados a costos operacionales/mantenimiento, inversiones, regalías e impuesto sobre la renta para el pozo FUC 45 durante el horizonte económico.

Tabla 5.46 Flujos de caja, pozo FUC 45.

Ingresos (M\$/Año)	Costos (M\$/Año)	Inversiones (M\$/Año)	Regalías (M\$/Año)	ISLR (M\$/Año)
164.219,06	-6.967,55	-6.154,28	-46.632,91	-55.309,30
171.003,62	-6.894,57	0,00	-48.570,41	-57.628,08
130.998,74	-5.329,92	0,00	-37.196,29	-44.095,02
96.934,43	-4.186,64	0,00	-27.179,33	-32.642,98
71.786,81	-3.351,24	0,00	-19.859,93	-24.146,57
53.136,72	-2.740,82	0,00	-14.511,65	-17.800,88
39.308,80	-2.294,78	0,00	-10.603,67	-13.063,93
28.990,01	-1.968,86	0,00	-7.748,10	-9.495,28
21.336,01	-1.730,71	0,00	-5.661,54	-6.830,64
15.740,92	-1.556,70	0,00	-4.136,88	-4.882,43
11.621,48	-1.429,54	0,00	-3.022,82	-3.443,31
8.594,77	-1.336,63	0,00	-2.208,78	-2.383,44
6.358,59	-1.268,74	0,00	-1.613,95	-1.596,70
4.721,05	-1.219,14	0,00	-1.179,31	-1.020,06
3.504,35	-1.182,89	0,00	-861,73	-588,63
2.603,55	-1.156,40	0,00	-629,66	-267,50
1.930,71	-1.137,05	0,00	-460,09	-25,54
1.432,89	-1.122,91	0,00	-336,19	0,00
1.047,01	-1.112,57	0,00	-245,65	0,00
765,05	-1.105,02	0,00	-179,50	0,00
559,02	-1.099,50	0,00	-131,16	0,00

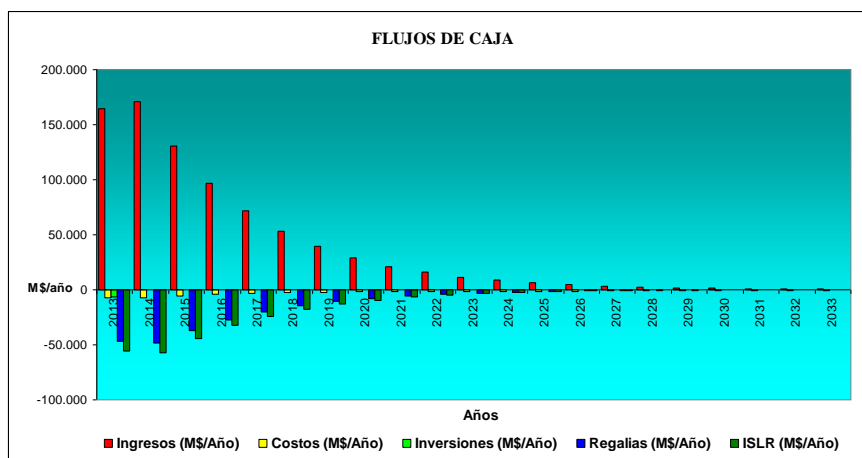


Figura 5.92 Flujos de caja, pozo FUC 45.

En la Tabla 5.47 se presentan los flujos netos anuales del proyecto de inversión para el pozo FUC 45, evaluado desde dos niveles: PDVSA y la Nación. En la misma se puede observar que el proyecto es rentable para la corporación hasta el año 2029, sin embargo la nación percibe ingresos hasta el año 2030.

Tabla 5.47 Niveles de Evaluación, aplicación LAGC en el pozo FUC 45.

FUC 45	FLUJO DE CAJA			
	AÑO	PDVSA (\$/Año)	ACUMULADO (\$/Año)	NACIÓN (\$/Año)
2013	-6154,28	-6154,28	-6154,28	-6154,28
2014	119856,99	113702,71	340230,74	334076,46
2015	44377,51	158080,22	125668,81	459745,27
2016	32925,47	191005,69	92747,79	552493,06
2017	24429,06	215434,75	68435,56	620928,62
2018	18083,37	233518,12	50395,90	671324,52
2019	13346,42	246864,54	37014,02	708338,54
2020	9777,77	256642,31	27021,15	735359,69
2021	7113,13	263755,44	19605,30	754964,99
2022	5164,92	268920,36	14184,23	769149,22
2023	3725,80	272646,16	10191,93	779341,15
2024	2665,93	275312,09	7258,14	786599,29
2025	1879,19	277191,28	5089,85	791689,14
2026	1302,55	278493,83	3501,92	795191,06
2027	871,12	279364,95	2321,47	797512,53
2028	549,99	279914,94	1447,15	798959,68
2029	308,03	280222,97	793,66	799753,34
2030	-26,21	280196,76	309,98	800063,32
2031	-311,22	279885,54	-65,56	799997,76
2032	-519,47	279366,07	-339,97	799657,79
2033	-671,64	278694,43	-540,48	799117,31

En la Tabla 5.48 se muestra el valor de los indicadores económicos para el proyecto de aplicación de LAGC en el pozo FUC 45, los mismos indican que la propuesta es económicamente rentable ya que el VPN es positivo, con un valor de 204281,83 M\$ y la TIR es de 31,11% por encima del 15% que es la tasa mínima de aprobación requerida por PDVSA, por cada dólar invertido ingresan 34,19 \$ a la corporación y la inversión en el proyecto se recupera en aproximadamente 22 días (0,06 años).

Tabla 5.48 Indicadores Económicos, pozo FUC 45.

Indicadores Económicos	Pdvsa	Nación	Unidad
Flujo Neto Descontado (VPN)	204281,83	588205,36	M\$
Tasa Interna de Retorno (TIR)	31,11	38,27	%
Eficiencia de Inversión (EI)	34,19	96,58	\$\$
Tiempo de Pago Dinámico (TPD)	0,06	0,02	Años

5.5.7 Evaluación económica del pozo FUL 50

De acuerdo al diseño de LAGC para el pozo FUL 50 bajo las condiciones actuales del mismo, se requiere instalar 4 válvulas para inyectar 2.5 MMPCND a una presión de 2600 Lpca, y opcionalmente se pueden colocar 6 mandriles con válvulas ciegas para continuar en operación cuando la producción del pozo disminuya. En la Tabla 5.49 se muestra la data suministrada a la herramienta SEEPLUS® para definir si el proyecto de cambio de método de producción para el pozo FUL 50 es económicamente rentable (además ver Apéndice VI).

Tabla 5.49 Data suministrada al Software SEEPLUS, pozo FUL 50.

Potencial Inicial (MBD)	3,202
RGP (PCN/BN)	845
°API	24,5
Declinación (%)	22,97
Equipos: válvulas y mandriles (MBs)	427,960
Ra/ Rc (MBs)	16133,828
Servicio de Guaya Fina (Mbs)	29,450
Instalación de 190m de tubería para inyección de gas (MBs)	1884,887
Producción Diferida (MBs)	16743,110

En la Tabla 5.50 y la Figura 5.93 se muestran los ingresos del proyecto generados por la venta de crudo/gas y los egresos del mismo asociados a costos operacionales/mantenimiento, inversiones, regalías e impuesto sobre la renta para el pozo FUL 50 durante el horizonte económico.

Tabla 5.50 Flujos de caja, pozo FUL 50.

Años	Ingresos (M\$/Año)	Costos (M\$/Año)	Inversiones (M\$/Año)	Regalías (M\$/Año)	ISLR (M\$/Año)
2013	78.662,97	-3.868,27	-8.599,70	-21.902,20	-26.446,25
2014	83.701,33	-3.897,47	0,00	-23.343,37	-28.038,97
2015	67.543,27	-3.251,34	0,00	-18.849,11	-22.530,13
2016	53.398,65	-2.753,63	0,00	-14.519,47	-17.871,51
2017	42.263,11	-2.370,24	0,00	-11.184,35	-14.162,99
2018	33.402,10	-2.074,91	0,00	-8.615,30	-11.164,67
2019	26.363,68	-1.847,42	0,00	-6.636,37	-8.748,67
2020	20.675,75	-1.672,19	0,00	-5.111,99	-6.754,52
2021	16.147,93	-1.537,20	0,00	-3.937,77	-5.145,21
2022	12.670,11	-1.433,23	0,00	-3.033,26	-3.910,54
2023	9.953,62	-1.353,13	0,00	-2.336,52	-2.940,71
2024	7.843,48	-1.291,43	0,00	-1.799,82	-2.184,84
2025	6.183,56	-1.243,91	0,00	-1.386,40	-1.585,35
2026	4.905,12	-1.207,30	0,00	-1.067,95	-1.123,66
2027	3.888,70	-1.179,10	0,00	-822,64	-752,21
2028	3.086,16	-1.157,38	0,00	-633,68	-456,28
2029	2.440,22	-1.140,65	0,00	-488,12	-214,45
2030	1.931,88	-1.127,76	0,00	-376,00	-22,79
2031	1.488,13	-1.117,83	0,00	-289,63	0,00
2032	1.146,31	-1.110,18	0,00	-223,10	0,00
2033	883,00	-1.104,29	0,00	-171,86	0,00

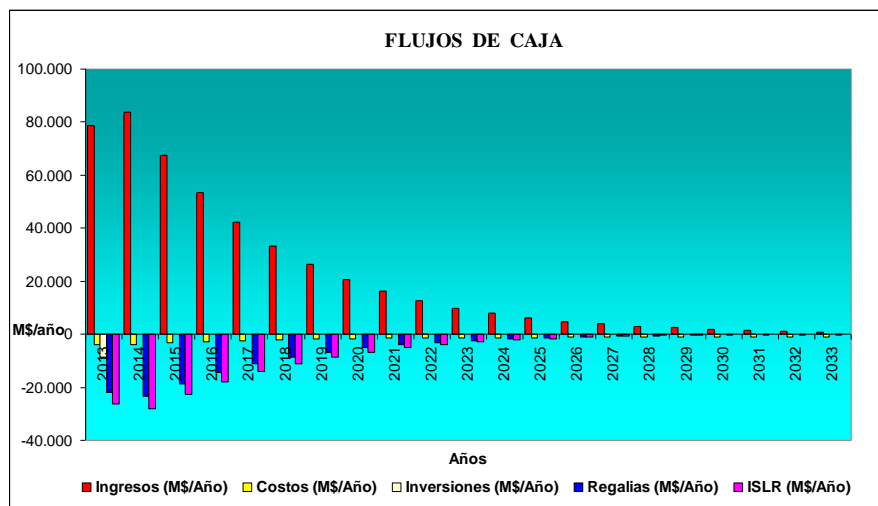


Figura 5.93 Flujos de caja, pozo FUL 50.

En la Tabla 5.51 se presentan los flujos netos anuales del proyecto de inversión para el pozo FUL 50, evaluado desde dos niveles: PDVSA y la Nación. En la misma se puede observar que el proyecto es rentable para la corporación hasta el año 2031, sin embargo la nación percibe ingresos hasta el año 2032.

Tabla 5.51 Niveles de Evaluación, aplicación LAGC en el pozo FUL 50.

FUL 50	FLUJO DE CAJA			
	AÑO	PDVSA (\$/Año)	ACUMULADO (\$/Año)	NACIÓN (\$/Año)
2013	-8599,70	-8599,70	-8599,70	-8599,70
2014	58041,31	49441,61	163573,92	154974,22
2015	22912,68	72354,29	64291,92	219266,14
2016	18254,05	90608,34	50645,03	269911,17
2017	14545,53	105153,87	39892,87	309804,04
2018	11547,21	116701,08	31327,19	341131,23
2019	9131,22	125832,30	24516,26	365647,49
2020	7137,06	132969,36	19003,57	384651,06
2021	5527,75	138497,11	14610,73	399261,79
2022	4293,08	142790,19	11236,89	410498,68
2023	3323,26	146113,45	8600,49	419099,17
2024	2567,38	148680,83	6552,05	425651,22
2025	1967,89	150648,72	4939,65	430590,87
2026	1506,21	152154,93	3697,81	434288,68
2027	1134,75	153289,68	2709,60	436998,28
2028	838,82	154128,50	1928,78	438927,06
2029	596,99	154725,49	1299,57	440226,63
2030	405,33	155130,82	804,12	441030,75
2031	80,67	155211,49	370,30	441401,05
2032	-186,98	155024,51	36,12	441437,17
2033	-393,15	154631,36	-221,29	441215,88

En la Tabla 5.52 se muestra el valor de los indicadores económicos para el proyecto de aplicación de LAGC en el pozo FUL 50, los mismos indican que la propuesta es económicamente rentable ya que el VPN es positivo, con un valor de 105061,30 M\$ y la TIR es de 25,37% por encima del 15% que es la tasa mínima de aprobación requerida por PDVSA, por cada dólar invertido ingresan 13,22 \$ a la corporación y la inversión en el proyecto se recupera en aproximadamente 62 días (0,17 años).

Tabla 5.52 Indicadores Económicos, pozo FUL 50.

Indicadores Económicos	Pdvs	Nación	Unidad
Flujo Neto Descontado (VPN)	105061,30	306881,68	M\$
Tasa Interna de Retorno (TIR)	25,37	32	%
Eficiencia de Inversión (EI)	13,22	36,69	\$/
Tiempo de Pago Dinámico (TPD)	0,17	0,06	Años

5.5.8 Evaluación económica del pozo FUL 58

De acuerdo al diseño de LAGC para el pozo FUL 58 bajo las condiciones actuales del mismo, se requiere instalar 4 válvulas para inyectar 2 MMPCND a una presión de 2000 Lpca, y opcionalmente se pueden colocar 9 mandriles con válvulas ciegas para continuar en operación cuando la producción del pozo disminuya. En la Tabla 5.53 se muestra la data suministrada a la herramienta SEEPLUS® para definir si el proyecto de cambio de método de producción para el pozo FUL 58 es económicamente rentable (ver además Apéndice VI).

Tabla 5.53 Data suministrada al Software SEEPLUS, pozo FUL 58.

Potencial Inicial (MBD)	1,771
RGP (PCN/BN)	538
°API	24,5
Declinación (%)	22,97
Equipos: válvulas y mandriles (MBs)	469,330
Ra/ Rc (MBs)	13577,778
Servicio de Guaya Fina (Mbs)	29,450
Instalación de 580m de tubería para inyección de gas (MBs)	5753,867

En la Tabla 5.54 y la Figura 5.94 se muestran los ingresos del proyecto generados por la venta de crudo/gas y los egresos del mismo asociados a costos operacionales/mantenimiento, inversiones, regalías e impuesto sobre la renta para el pozo FUL 58 durante el horizonte económico.

Tabla 5.54 Flujos de caja, pozo FUL 58.

Años	Ingresos (M\$/Año)	Costos (M\$/Año)	Inversiones (M\$/Año)	Regalías (M\$/Año)	ISLR (M\$/Año)
2013	41.705,05	-2.466,84	-4.841,97	-11.537,13	-13.850,54
2014	44.458,41	-2.482,46	0,00	-12.303,80	-14.700,43
2015	35.926,87	-2.126,36	0,00	-9.940,12	-11.794,56
2016	28.729,05	-1.852,05	0,00	-7.946,89	-9.329,42
2017	23.000,70	-1.640,75	0,00	-6.361,44	-7.363,62
2018	18.373,16	-1.477,98	0,00	-5.078,68	-5.772,61
2019	14.639,18	-1.352,60	0,00	-4.044,26	-4.485,52
2020	11.547,81	-1.256,02	0,00	-3.179,27	-3.420,62
2021	9.063,11	-1.181,63	0,00	-2.492,69	-2.558,76
2022	7.158,75	-1.124,32	0,00	-1.967,99	-1.897,58
2023	5.663,26	-1.080,18	0,00	-1.556,42	-1.377,69
2024	4.497,83	-1.046,18	0,00	-1.235,75	-972,31
2025	3.573,82	-1.019,98	0,00	-981,81	-650,37
2026	2.862,76	-999,81	0,00	-786,71	-402,48
2027	2.290,34	-984,27	0,00	-629,53	-202,63
2028	1.834,52	-972,29	0,00	-504,31	-43,32
2029	1.461,75	-963,07	0,00	-401,92	0,00
2030	1.166,21	-955,97	0,00	-320,70	0,00
2031	898,33	-950,50	0,00	-247,04	0,00
2032	691,99	-946,28	0,00	-190,29	0,00
2033	533,04	-943,04	0,00	-146,58	0,00

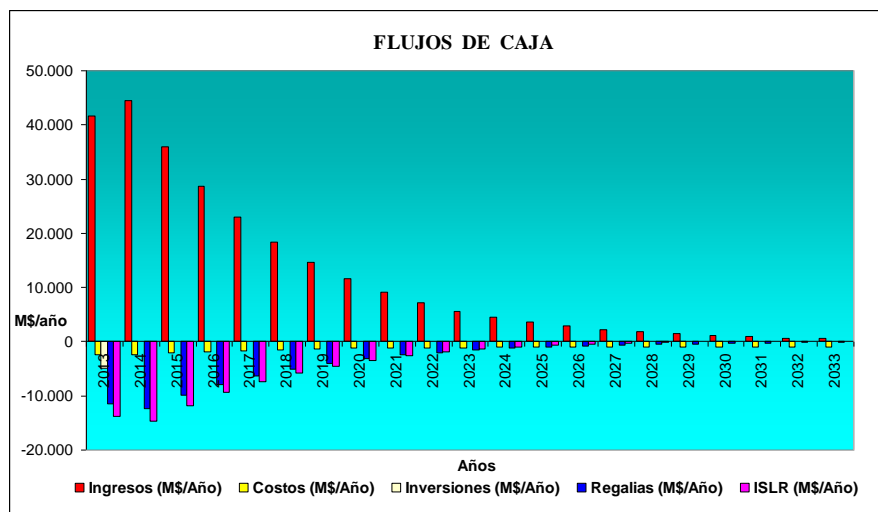


Figura 5.94 Flujos de caja, pozo FUL 58.

En la Tabla 5.55 se presentan los flujos netos anuales del proyecto de inversión para el pozo FUL 58, evaluado desde dos niveles: PDVSA y la Nación. En la misma se puede observar que el proyecto es rentable para la corporación hasta el año 2029, sin embargo la nación percibe ingresos hasta el año 2030.

Tabla 5.55 Niveles de Evaluación, aplicación LAGC en el pozo FUL 58.

FUL 58	FLUJO DE CAJA			
	AÑO	PDVSA (\$/Año)	ACUMULADO (\$/Año)	NACIÓN (\$/Año)
2013	-4841,97	-4841,97	-4841,97	-4841,97
2014	30484,31	25642,34	85922,73	81080,76
2015	12065,84	37708,18	33800,52	114881,28
2016	9600,69	47308,87	26877,00	141758,28
2017	7634,89	54943,76	21359,95	163118,23
2018	6043,89	60987,65	16895,18	180013,41
2019	4756,80	65744,45	13286,58	193299,99
2020	3691,90	69436,35	10291,78	203591,77
2021	2830,04	72266,39	7881,48	211473,25
2022	2168,86	74435,25	6034,43	217507,68
2023	1648,97	76084,22	4583,08	222090,76
2024	1243,59	77327,81	3451,65	225542,41
2025	921,65	78249,46	2553,83	228096,24
2026	673,76	78923,22	1862,95	229959,19
2027	473,91	79397,13	1306,07	231265,26
2028	314,60	79711,73	862,23	232127,49
2029	96,76	79808,49	498,68	232626,17
2030	-110,46	79698,03	210,24	232836,41
2031	-299,20	79398,83	-52,16	232784,25
2032	-444,59	78954,24	-254,30	232529,95
2033	-556,58	78397,66	-410,00	232119,95

En la Tabla 5.56 se muestra el valor de los indicadores económicos para el proyecto de aplicación de LAGC en el pozo FUL 58, los mismos indican que la propuesta es económicamente rentable ya que el VPN es positivo, con un valor de 54400,54 M\$ y la TIR es de 24,52% por encima del 15% que es la tasa mínima de aprobación requerida por PDVSA, por cada dólar invertido ingresan 12,24 \$ a la corporación y la inversión en el proyecto se recupera en aproximadamente 66 días (0,18 años).

Tabla 5.56 Indicadores Económicos, pozo FUL 58.

Indicadores Económicos	Pdvs	Nación	Unidad
Flujo Neto Descontado (VPN)	54400,54	161866,67	M\$
Tasa Interna de Retorno (TIR)	24,52	31,37	%
Eficiencia de Inversión (EI)	12,24	34,43	\$/ \$
Tiempo de Pago Dinámico (TPD)	0,18	0,06	Años

5.5.9 Evaluación económica del pozo FUL 85

De acuerdo al diseño de LAGC para el pozo FUL 85 bajo las condiciones actuales del mismo, se requiere instalar 4 válvulas para inyectar 2 MMPCND a una presión de 1600 Lpca, y opcionalmente se pueden colocar 2 mandriles con válvulas ciegas para continuar en operación cuando la producción del pozo disminuya. En la Tabla 5.57 se muestra la data suministrada a la herramienta SEEPLUS® para definir si el proyecto de cambio de método de producción para el pozo FUL 85 es económicamente rentable, ver Apéndice VI.

Tabla 5.57 Data suministrada al Software SEEPLUS, pozo FUL 85.

Potencial Inicial (MBD)	2,626
RGP (PCN/BN)	779
°API	20,2
Declinación (%)	22,97
Equipos: válvulas y mandriles (MBs)	372,799
Ra/ Rc (MBs)	13577,778
Servicio de Guaya Fina (Mbs)	29,450
Instalación de 1050m de tubería para inyección de gas (MBs)	10416,483

En la Tabla 5.58 y la Figura 5.95 se muestran los ingresos del proyecto generados por la venta de crudo/gas y los egresos del mismo asociados a costos operacionales/mantenimiento, inversiones, regalías e impuesto sobre la renta para el pozo FUL 85 durante el horizonte económico.

Tabla 5.58 Flujos de caja, pozo FUL 85.

Años	Ingresos (M\$/Año)	Costos (M\$/Año)	Inversiones (M\$/Año)	Regalías (M\$/Año)	ISLR (M\$/Año)
2013	62.667,32	-3.213,54	-5.956,95	-17.424,32	-21.014,73
2014	66.955,16	-3.237,32	0,00	-18.566,80	-22.408,65
2015	54.359,20	-2.707,82	0,00	-14.987,78	-18.164,93
2016	43.572,36	-2.299,95	0,00	-11.975,12	-14.481,77
2017	34.923,38	-1.985,77	0,00	-9.580,23	-11.511,82
2018	27.943,22	-1.743,75	0,00	-7.644,27	-9.110,73
2019	22.316,41	-1.557,32	0,00	-6.084,33	-7.170,51
2020	17.711,21	-1.413,72	0,00	-4.781,62	-5.591,06
2021	13.957,83	-1.303,10	0,00	-3.748,08	-4.286,45
2022	11.055,90	-1.217,90	0,00	-2.958,13	-3.273,07
2023	8.767,99	-1.152,26	0,00	-2.338,66	-2.471,66
2024	6.980,32	-1.101,70	0,00	-1.856,10	-1.844,39
2025	5.558,44	-1.062,75	0,00	-1.474,11	-1.343,92
2026	4.453,15	-1.032,75	0,00	-1.180,61	-953,03
2027	3.564,75	-1.009,64	0,00	-944,32	-638,52
2028	2.857,08	-991,84	0,00	-756,14	-387,68
2029	2.277,62	-978,13	0,00	-602,40	-181,67
2030	1.818,22	-967,57	0,00	-480,49	-18,21
2031	1.400,58	-959,43	0,00	-370,12	-35,51
2032	1.078,86	-953,16	0,00	-285,11	0,00
2033	831,05	-948,34	0,00	-219,62	0,00

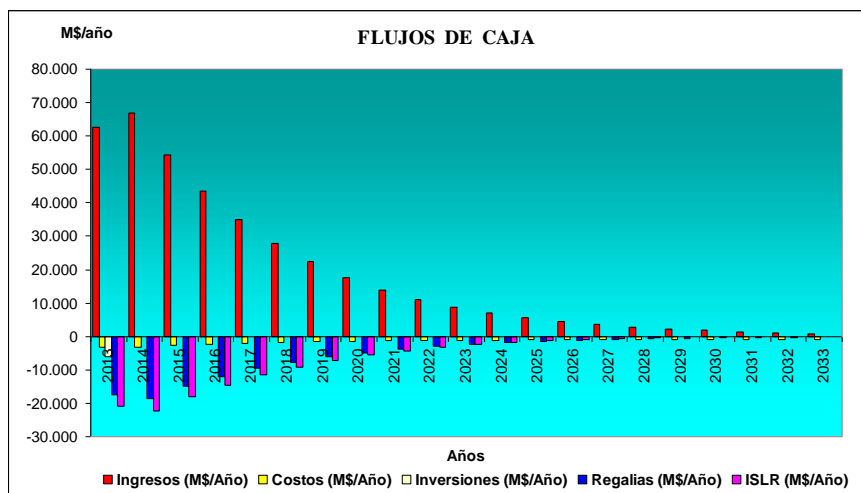


Figura 5.95 Flujos de caja, pozo FUL 85.

En la Tabla 5.59 se presentan los flujos netos anuales del proyecto de inversión para el pozo FUL 85, evaluado desde dos niveles: PDVSA y la Nación. En la misma se puede observar que el proyecto es rentable para la corporación hasta el año 2031, sin embargo la nación percibe ingresos hasta el año 2032.

Tabla 5.59 Niveles de Evaluación, aplicación LAGC en el pozo FUL 85.

FUL 85	FLUJO DE CAJA			
	AÑO	PDVSA (\$/Año)	ACUMULADO (\$/Año)	NACIÓN (\$/Año)
2013	-5956,95	-5956,95	-5956,95	-5956,95
2014	46278,89	40321,94	130306,07	124349,12
2015	18498,67	58820,61	51651,37	176000,49
2016	14815,51	73636,12	41272,41	217272,90
2017	11845,56	85481,68	32937,62	250210,52
2018	9444,47	94926,15	26199,47	276409,99
2019	7504,25	102430,40	20759,09	297169,08
2020	5924,80	108355,20	16297,49	313466,57
2021	4620,20	112975,40	12654,73	326121,30
2022	3606,81	116582,21	9838,00	335959,30
2023	2805,41	119387,62	7615,73	343575,03
2024	2178,13	121565,75	5878,62	349453,65
2025	1677,66	123243,41	4495,69	353949,34
2026	1286,77	124530,18	3420,40	357369,74
2027	972,27	125502,45	2555,11	359924,85
2028	721,42	126223,87	1865,24	361790,09
2029	515,41	126739,28	1299,49	363089,58
2030	351,95	127091,23	850,65	363940,23
2031	35,51	127126,74	441,14	364381,37
2032	-159,41	126967,33	125,70	364507,07
2033	-336,91	126630,42	-117,29	364389,78

En la Tabla 5.60 se muestra el valor de los indicadores económicos para el proyecto de aplicación de LAGC en el pozo FUL 85, los mismos indican que la propuesta es económicamente rentable ya que el VPN es positivo, con un valor de 85863,85 M\$ y la TIR es de 26,32% por encima del 15% que es la tasa mínima de aprobación requerida por PDVSA, por cada dólar invertido ingresan 15,41 \$ a la corporación y la inversión en el proyecto se recupera en aproximadamente 51 días (0,14 años).

Tabla 5.60 Indicadores Económicos, pozo FUL 85.

Indicadores Económicos	Pdvs	Nación	Unidad
Flujo Neto Descontado (VPN)	85863,85	250626,7	M\$
Tasa Interna de Retorno (TIR)	26,32	33,08	%
Eficiencia de Inversión (EI)	15,41	43,07	\$/ \$
Tiempo de Pago Dinámico (TPD)	0,14	0,05	Años

5.5.10 Evaluación económica del pozo FUC 15

De acuerdo al diseño de LAGC para el pozo FUC 15 bajo las condiciones actuales del mismo, se requiere instalar 4 válvulas para inyectar 2 MMPCND a una presión de 2600 Lpca, y opcionalmente se pueden colocar 2 mandriles con válvulas ciegas para continuar en operación cuando la producción del pozo disminuya. En la Tabla 5.61 se muestra la data suministrada a la herramienta SEEPLUS® para definir si el proyecto de cambio de método de producción para el pozo FUC 15 es económicamente rentable, ver Apéndice VI.

Tabla 5.61 Data suministrada al Software SEEPLUS, pozo FUC 15.

Potencial Inicial (MBD)	3,238
RGP (PCN/BN)	481
°API	25,7
Declinación (%)	22,97
Equipos: válvulas y mandriles (MBs)	372,799
Ra/ Rc (MBs)	16133,828
Servicio de Guaya Fina (Mbs)	29,450
Instalación de 1270m de tubería para inyección de gas (MBs)	12598,984

En la Tabla 5.62 y la Figura 5.96 se muestran los ingresos del proyecto generados por la venta de crudo/gas y los egresos del mismo asociados a costos operacionales/mantenimiento, inversiones, regalías e impuesto sobre la renta para el pozo FUC 15 durante el horizonte económico.

Tabla 5.62 Flujos de caja, pozo FUC 15.

Años	Ingresos (M\$/Año)	Costos (M\$/Año)	Inversiones (M\$/Año)	Regalías (M\$/Año)	ISLR (M\$/Año)
2013	78.702,13	-3.735,55	-7.114,03	-22.197,74	-26.384,42
2014	83.807,11	-3.763,92	0,00	-23.650,34	-27.997,15
2015	67.650,80	-3.113,46	0,00	-19.095,05	-22.521,86
2016	52.134,49	-2.612,41	0,00	-14.708,92	-17.207,30
2017	40.176,98	-2.226,46	0,00	-11.330,28	-13.110,84
2018	30.962,03	-1.929,15	0,00	-8.727,72	-9.953,30
2019	23.860,60	-1.700,14	0,00	-6.722,96	-7.519,47
2020	18.385,92	-1.523,73	0,00	-5.178,70	-5.642,46
2021	14.165,80	-1.387,85	0,00	-3.989,15	-4.195,12
2022	10.916,74	-1.283,17	0,00	-3.072,84	-3.081,08
2023	8.411,95	-1.202,54	0,00	-2.367,01	-2.221,92
2024	6.482,59	-1.140,43	0,00	-1.823,31	-1.560,14
2025	4.995,74	-1.092,59	0,00	-1.404,49	-1.050,05
2026	3.850,77	-1.055,74	0,00	-1.081,88	-657,29
2027	2.967,88	-1.027,35	0,00	-833,37	-354,30
2028	2.287,67	-1.005,48	0,00	-641,95	-120,84
2029	1.763,36	-988,64	0,00	-494,49	0,00
2030	1.359,21	-975,66	0,00	-380,91	0,00
2031	1.047,00	-965,67	0,00	-293,41	0,00
2032	806,50	-957,97	0,00	-226,02	0,00
2033	621,25	-952,04	0,00	-174,10	0,00

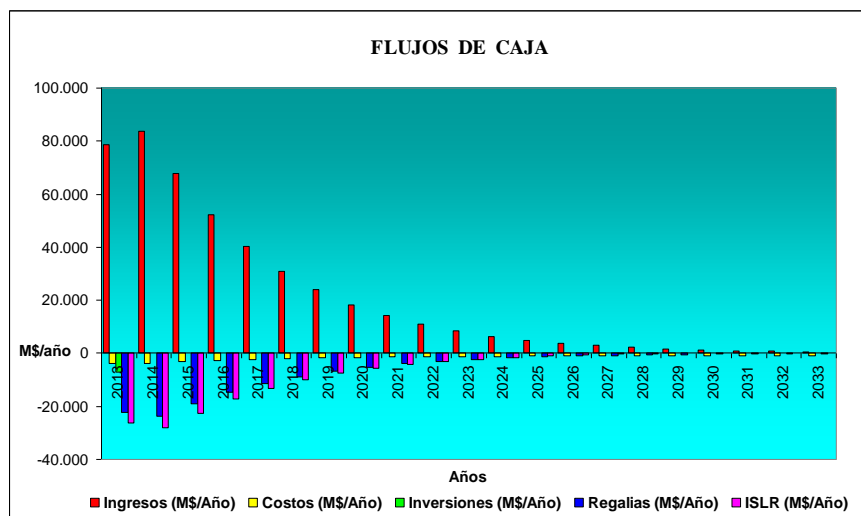


Figura 5.96 Flujos de caja, pozo FUC 15.

En la Tabla 5.63 se presentan los flujos netos anuales del proyecto de inversión para el pozo FUC 15, evaluado desde dos niveles: PDVSA y la Nación. En la misma se puede observar que el proyecto es rentable para la corporación hasta el año 2030, sin embargo la nación percibe ingresos hasta el año 2031.

Tabla 5.63 Niveles de Evaluación, aplicación LAGC en el pozo FUC 15.

FUC 15	FLUJO DE CAJA			
	AÑO	PDVSA (\$/Año)	ACUMULADO (\$/Año)	NACIÓN (\$/Año)
2013	-7114,03	-7114,03	-7114,03	-7114,03
2014	57946,26	50832,23	164005,77	156891,74
2015	22920,42	73752,65	64537,34	221429,08
2016	17605,86	91358,51	49522,08	270951,16
2017	13509,40	104867,91	37950,53	308901,69
2018	10351,86	115219,77	29032,87	337934,56
2019	7918,03	123137,80	22160,46	360095,02
2020	6041,03	129178,83	16862,18	376957,20
2021	4593,69	133772,52	12777,96	389735,16
2022	3479,65	137252,17	9633,57	399368,73
2023	2620,48	139872,65	7209,41	406578,14
2024	1958,71	141831,36	5342,15	411920,29
2025	1448,61	143279,97	3903,15	415823,44
2026	1055,86	144335,83	2795,03	418618,47
2027	752,86	145088,69	1940,53	420559,00
2028	519,40	145608,09	1282,19	421841,19
2029	280,23	145888,32	774,72	422615,91
2030	2,64	145890,96	383,55	422999,46
2031	-212,08	145678,88	81,33	423080,79
2032	-377,48	145301,40	-151,46	422929,33
2033	-504,89	144796,51	-330,79	422598,54

En la Tabla 5.64 se muestra el valor de los indicadores económicos para el proyecto de aplicación de LAGC en el pozo FUC 15, los mismos indican que la propuesta es económicamente rentable ya que el VPN es positivo, con un valor de 101932,80 M\$ y la TIR es de 26,14% por encima del 15% que es la tasa mínima de aprobación requerida por PDVSA, por cada dólar invertido ingresan 15,33 \$ a la corporación y la inversión en el proyecto se recupera en aproximadamente 51 días (0,14 años).

Tabla 5.64 Indicadores Económicos, pozo FUC 15.

Indicadores Económicos	Pdvs	Nación	Unidad
Flujo Neto Descontado (VPN)	101932,80	300370,73	M\$
Tasa Interna de Retorno (TIR)	26,14	32,99	%
Eficiencia de Inversión (EI)	15,33	43,22	\$/ \$
Tiempo de Pago Dinámico (TPD)	0,14	0,05	Años

5.5.11 Evaluación económica del pozo FUL 63

De acuerdo al diseño de LAGC para el pozo FUL 63 bajo las condiciones actuales del mismo, se requiere instalar 2 válvulas para inyectar 2.5 MMPCND a una presión de 2400 Lpca, y opcionalmente se pueden colocar 8 mandriles con válvulas ciegas para continuar en operación cuando la producción del pozo disminuya. En la Tabla 5.65 se muestra la data suministrada a la herramienta SEEPLUS® para definir si el proyecto de cambio de método de producción para el pozo FUL 63 es económicamente rentable, ver Apéndice VI.

Tabla 5.65 Data suministrada al Software SEEPLUS, pozo FUL 63.

Potencial Inicial (MBD)	4,676
RGP (PCN/BN)	441
°API	24,9
Declinación (%)	22,97
Equipos: válvulas y mandriles (MBs)	416,691
Ra/ Rc (MBs)	13577,778
Servicio de Guaya Fina (Mbs)	29,450
Instalación de 292m de tubería para inyección de gas (MBs)	2896,774

En la Tabla 5.66 y la Figura 5.97 se muestran los ingresos del proyecto generados por la venta de crudo/gas y los egresos del mismo asociados a costos operacionales/mantenimiento, inversiones, regalías e impuesto sobre la renta para el pozo FUL 63 durante el horizonte económico.

Tabla 5.66 Flujos de caja, pozo FUL 63.

Años	Ingresos (M\$/Año)	Costos (M\$/Año)	Inversiones (M\$/Año)	Regalías (M\$/Año)	ISLR (M\$/Año)
2013	114.046,50	-5.132,47	-4.131,45	-31.965,68	-38.474,18
2014	121.424,33	-5.173,27	0,00	-34.062,28	-40.978,65
2015	98.002,85	-4.234,09	0,00	-27.505,33	-33.015,98
2016	76.833,78	-3.510,64	0,00	-21.187,36	-25.952,16
2017	60.296,01	-2.953,36	0,00	-16.320,62	-20.395,28
2018	47.277,04	-2.524,09	0,00	-12.571,77	-15.974,85
2019	37.042,41	-2.193,42	0,00	-9.684,04	-12.466,74
2020	28.891,85	-1.938,71	0,00	-7.459,61	-9.631,03
2021	22.474,70	-1.742,51	0,00	-5.746,14	-7.377,29
2022	17.538,67	-1.591,37	0,00	-4.426,25	-5.644,79
2023	13.700,54	-1.474,95	0,00	-3.409,54	-4.292,29
2024	10.726,10	-1.385,27	0,00	-2.626,37	-3.241,49
2025	8.401,62	-1.316,19	0,00	-2.023,09	-2.415,43
2026	6.610,96	-1.262,98	0,00	-1.558,39	-1.779,06
2027	5.200,59	-1.221,99	0,00	-1.200,43	-1.273,35
2028	4.095,15	-1.190,42	0,00	-924,69	-874,29
2029	3.216,15	-1.166,10	0,00	-712,29	-553,15
2030	2.528,57	-1.147,36	0,00	-548,68	-300,53
2031	1.947,76	-1.132,93	0,00	-422,64	-196,09
2032	1.500,36	-1.121,81	0,00	-325,56	-26,49
2033	1.155,72	-1.113,25	0,00	-250,78	0,00

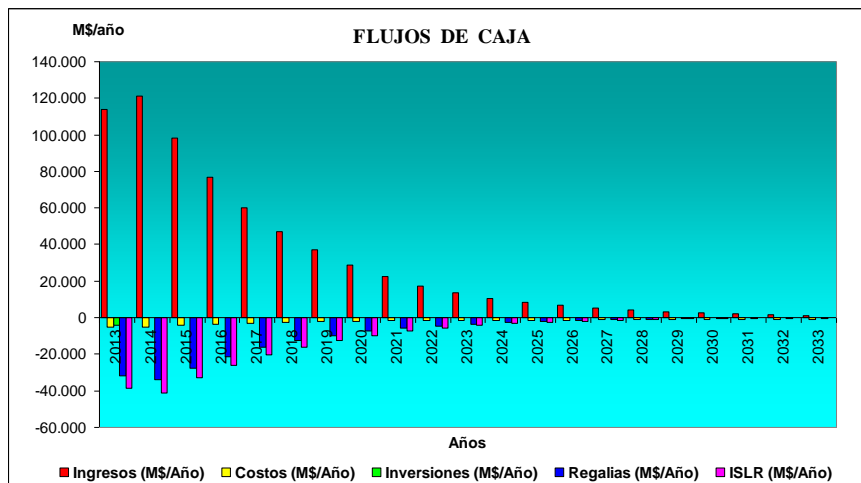


Figura 5.97 Flujos de caja, pozo FUL 63.

En la Tabla 5.67 se presentan los flujos netos anuales del proyecto de inversión para el pozo FUL 63, evaluado desde dos niveles: PDVSA y la Nación. En la misma se puede observar que el proyecto es rentable para la corporación hasta el año 2032, sin embargo la nación percibe ingresos hasta el año 2033.

Tabla 5.67 Niveles de Evaluación, aplicación LAGC en el pozo FUL 63.

FUL 63	FLUJO DE CAJA			
	AÑO	PDVSA (\$/Año)	ACUMULADO (\$/Año)	NACIÓN (\$/Año)
2013	-4131,45	-4131,45	-4131,45	-4131,45
2014	84301,20	80169,75	238234,77	234103,32
2015	33247,45	113417,20	93768,76	327872,08
2016	26183,63	139600,83	73323,14	401195,22
2017	20626,75	160227,58	57342,65	458537,87
2018	16206,33	176433,91	44752,95	503290,82
2019	12698,21	189132,12	34848,98	538139,80
2020	9862,50	198994,62	26953,14	565092,94
2021	7608,76	206603,38	20732,19	585825,13
2022	5876,26	212479,64	15947,30	601772,43
2023	4523,76	217003,40	12225,59	613998,02
2024	3472,97	220476,37	9340,83	623338,85
2025	2646,90	223123,27	7085,43	630424,28
2026	2010,53	225133,80	5347,98	635772,26
2027	1504,82	226638,62	3978,59	639750,85
2028	1105,76	227744,38	2904,73	642655,58
2029	784,62	228529,00	2050,06	644705,64
2030	532,00	229061,00	1381,21	646086,85
2031	196,09	229257,09	814,82	646901,67
2032	26,49	229283,58	378,54	647280,21
2033	-208,31	229075,27	42,47	647322,68

En la Tabla 5.68 se muestra el valor de los indicadores económicos para el proyecto de aplicación de LAGC en el pozo FUL 63, los mismos indican que la propuesta es económicamente rentable ya que el VPN es positivo, con un valor de 158987,86 M\$ y la TIR es de 32,44% por encima del 15% que es la tasa mínima de aprobación requerida por PDVSA, por cada dólar invertido ingresan 39,48 \$ a la corporación y la inversión en el proyecto se recupera en aproximadamente 18 días (0,05 años).

Tabla 5.68 Indicadores Económicos, pozo FUL 63.

Indicadores Económicos	Pdvsa	Nación	Unidad
Flujo Neto Descontado (VPN)	158987,86	453028,79	M\$
Tasa Interna de Retorno (TIR)	32,44	39,53	%
Eficiencia de Inversión (EI)	39,48	110,65	\$\$
Tiempo de Pago Dinámico (TPD)	0,05	0,02	Años

5.5.12 Evaluación económica del pozo FUL 39

De acuerdo al diseño de LAGC para el pozo FUL 39 bajo las condiciones actuales del mismo, se requiere instalar 4 válvulas para inyectar 2.5 MMPCND a una presión de 2400 Lpca, y opcionalmente se pueden colocar 6 mandriles con válvulas ciegas para continuar en operación cuando la producción del pozo disminuya. En la Tabla 5.69 se muestra la data suministrada a la herramienta SEEPLUS® para definir si el proyecto de cambio de método de producción para el pozo FUL 39 es económicamente rentable (además ver Apéndice VI).

Tabla 5.69 Data suministrada al Software SEEPLUS, pozo FUL 39.

Potencial Inicial (MBD)	2,901
RGP (PCN/BN)	729
°API	25,1
Declinación (%)	30,5
Equipos: válvulas y mandriles (MBs)	427,960
Ra/ Rc (MBs)	13577,778
Servicio de Guaya Fina (Mbs)	29,450
Instalación de 114m de tubería para inyección de gas (MBs)	1130,932
Producción Diferida (MBs)	15934,590

En la Tabla 5.70 y la Figura 5.98 se muestran los ingresos del proyecto generados por la venta de crudo/gas y los egresos del mismo asociados a costos operacionales/mantenimiento, inversiones, regalías e impuesto sobre la renta para el pozo FUL 39 durante el horizonte económico.

Tabla 5.70 Flujos de caja, pozo FUL 39.

Años	Ingresos (M\$/Año)	Costos (M\$/Año)	Inversiones (M\$/Año)	Regalías (M\$/Año)	ISLR (M\$/Año)
2013	70.961,96	-3.603,51	-7.594,02	-19.875,13	-23.741,66
2014	72.319,67	-3.521,39	0,00	-20.278,85	-24.046,99
2015	52.657,68	-2.778,15	0,00	-14.772,93	-17.340,58
2016	37.088,90	-2.261,60	0,00	-10.267,18	-12.067,33
2017	26.143,80	-1.902,59	0,00	-7.135,69	-8.340,03
2018	18.417,23	-1.653,08	0,00	-4.959,31	-5.689,69
2019	12.967,78	-1.479,68	0,00	-3.446,72	-3.807,97
2020	9.100,08	-1.359,16	0,00	-2.395,47	-2.460,00
2021	6.371,62	-1.275,40	0,00	-1.664,85	-1.502,96
2022	4.473,25	-1.217,19	0,00	-1.157,07	-836,77
2023	3.142,69	-1.176,73	0,00	-804,16	-368,17
2024	2.211,82	-1.148,61	0,00	-558,89	-39,43
2025	1.557,50	-1.129,07	0,00	-388,43	0,00
2026	1.100,69	-1.115,48	0,00	-269,96	0,00
2027	777,73	-1.106,04	0,00	-187,62	0,00
2028	549,99	-1.099,48	0,00	-130,40	0,00
2029	388,15	-1.094,92	0,00	-90,63	0,00
2030	274,22	-1.091,76	0,00	-62,99	0,00
2031	190,58	-1.089,55	0,00	-43,77	0,00
2032	132,45	-1.088,02	0,00	-30,42	0,00
2033	92,05	-1.086,96	0,00	-21,14	0,00

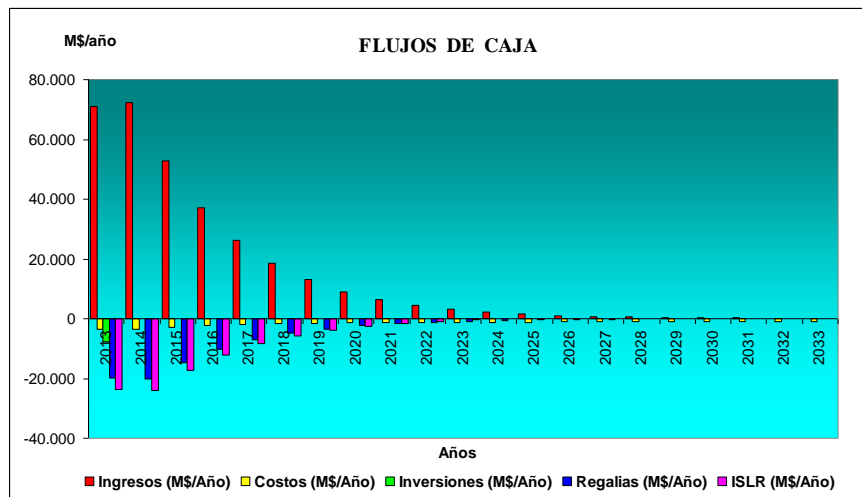


Figura 5.98 Flujos de caja, pozo FUL 39.

En la Tabla 5.71 se presentan los flujos netos anuales del proyecto de inversión para el pozo FUL 39, evaluado desde dos niveles: PDVSA y la Nación. En la misma se puede observar que el proyecto es rentable hasta el año 2025.

Tabla 5.71 Niveles de Evaluación, aplicación LAGC en el pozo FUL 39.

FUL 39	FLUJO DE CAJA			
AÑO	PDVSA (\$/Año)	ACUMULADO (\$/Año)	NACIÓN (\$/Año)	ACUMULADO (\$/Año)
2013	-7594,02	-7594,02	-7594,02	-7594,02
2014	51063,11	43469,09	144239,75	136645,73
2015	17766,03	61235,12	49879,54	186525,27
2016	12492,78	73727,90	34827,30	221352,57
2017	8765,49	82493,39	24241,21	245593,78
2018	6115,15	88608,54	16764,15	262357,93
2019	4233,42	92841,96	11488,11	273846,04
2020	2885,45	95727,41	7740,92	281586,96
2021	1928,41	97655,82	5096,22	286683,18
2022	1262,22	98918,04	3256,07	289939,25
2023	793,63	99711,67	1965,97	291905,22
2024	464,89	100176,56	1063,21	292968,43
2025	40,00	100216,56	428,43	293396,86
2026	-284,75	99931,81	-14,79	293382,07
2027	-515,94	99415,87	-328,32	293053,75
2028	-679,89	98735,98	-549,49	292504,26
2029	-797,40	97938,58	-706,77	291797,49
2030	-880,53	97058,05	-817,54	290979,95
2031	-942,75	96115,30	-898,97	290080,98
2032	-985,99	95129,31	-955,57	289125,41
2033	-1016,05	94113,26	-994,90	288130,51

En la Tabla 5.72 se muestra el valor de los indicadores económicos para el proyecto de aplicación de LAGC en el pozo FUL 39, los mismos indican que la propuesta es económicamente rentable ya que el VPN es positivo, con un valor de 74281,37 M\$ y la TIR es de 22,8% por encima del 15% que es la tasa mínima de aprobación requerida por PDVSA, por cada dólar invertido ingresan 10,78 \$ a la corporación y la inversión en el proyecto se recupera en aproximadamente 62 días (0,17 años).

Tabla 5.72 Indicadores Económicos, pozo FUL 39.

Indicadores Económicos	Pdvsa	Nación	Unidad
Flujo Neto Descontado (VPN)	74281,37	223529,25	M\$
Tasa Interna de Retorno (TIR)	22,8	29,5	%
Eficiencia de Inversión (EI)	10,78	30,43	\$/
Tiempo de Pago Dinámico (TPD)	0,17	0,06	Años

5.5.13 Evaluación económica del pozo FUC 22

De acuerdo al diseño de LAGC para el pozo FUC 22 bajo las condiciones actuales del mismo, se requiere instalar 4 válvulas para inyectar 2.5 MMPCND a una presión de 2400 Lpca, y opcionalmente se pueden colocar 4 mandriles con válvulas ciegas para continuar en operación cuando la producción del pozo disminuya. En la Tabla 5.73 se muestra la data suministrada al software SEEPLUS® para definir si el proyecto de aplicación de LAG en el pozo FUC 22 es económicamente rentable, ver Apéndice VI.

Tabla 5.73 Data suministrada al Software SEEPLUS, pozo FUC 22.

Potencial Inicial (MBD)	4,029
RGP (PCN/BN)	721
°API	25,4
Declinación (%)	30,5
Equipos: válvulas y mandriles (MBs)	400,380
Ra/ Rc (MBs)	13577,778
Servicio de Guaya Fina (Mbs)	29,450
Instalación de 1098m de tubería para inyección de gas (MBs)	10892,665
Producción Diferida (MBs)	10578,142

En la Tabla 5.74 y la Figura 5.99 se muestran los ingresos del proyecto generados por la venta de crudo/gas y los egresos del mismo asociados a costos operacionales/mantenimiento, inversiones, regalías e impuesto sobre la renta para el pozo FUC 22 durante el horizonte económico.

Tabla 5.74 Flujos de caja, pozo FUC 22.

Años	Ingresos (M\$/Año)	Costos (M\$/Año)	Inversiones (M\$/Año)	Regalías (M\$/Año)	ISLR (M\$/Año)
2013	98.399,99	-4.430,29	-8.662,99	-27.632,29	-33.168,70
2014	100.302,35	-4.316,21	0,00	-28.191,90	-33.654,45
2015	73.037,10	-3.284,07	0,00	-20.536,56	-24.365,56
2016	51.113,50	-2.566,74	0,00	-14.272,91	-16.894,25
2017	35.784,58	-2.068,19	0,00	-9.919,67	-11.655,69
2018	25.048,77	-1.721,69	0,00	-6.894,17	-7.973,78
2019	17.529,18	-1.480,88	0,00	-4.791,45	-5.385,75
2020	12.245,48	-1.313,52	0,00	-3.330,06	-3.558,28
2021	8.544,20	-1.197,20	0,00	-2.314,39	-2.273,63
2022	5.970,40	-1.116,36	0,00	-1.608,50	-1.380,10
2023	4.173,98	-1.060,17	0,00	-1.117,91	-755,28
2024	2.920,73	-1.021,13	0,00	-776,95	-318,66
2025	2.044,31	-993,99	0,00	-539,98	-12,50
2026	1.433,90	-975,13	0,00	-375,28	0,00
2027	1.005,66	-962,02	0,00	-260,82	0,00
2028	705,76	-952,91	0,00	-181,27	0,00
2029	494,75	-946,58	0,00	-125,98	0,00
2030	347,01	-942,18	0,00	-87,56	0,00
2031	241,17	-939,12	0,00	-60,85	0,00
2032	167,62	-936,99	0,00	-42,29	0,00
2033	116,49	-935,51	0,00	-29,39	0,00

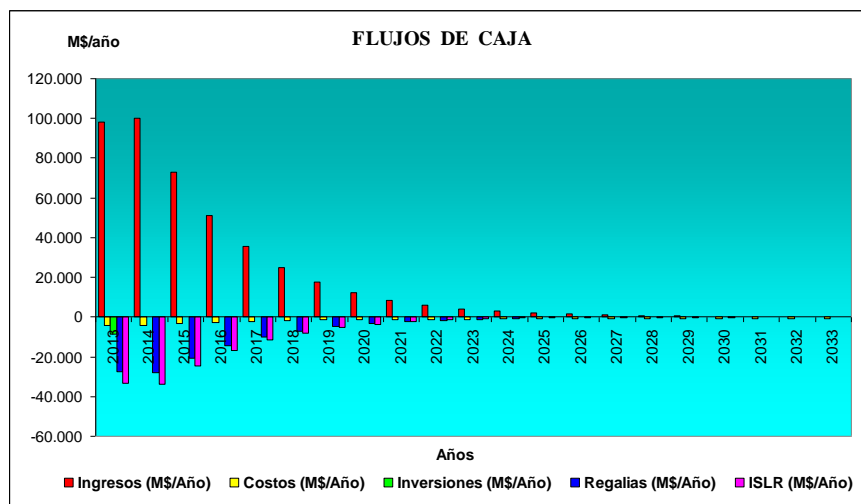


Figura 5.99 Flujos de caja, pozo FUC 22.

En la Tabla 5.75 se presentan los flujos netos anuales del proyecto de inversión para el pozo FUC 22, evaluado desde dos niveles: PDVSA y la Nación. En la misma se puede observar que el proyecto es rentable para la corporación hasta el año 2026, sin embargo la nación percibe ingresos hasta el año 2027.

Tabla 5.75 Niveles de Evaluación, aplicación LAGC en el pozo FUC 22.

FUC 22	FLUJO DE CAJA			
	AÑO	PDVSA (\$/Año)	ACUMULADO (\$/Año)	NACIÓN (\$/Año)
2013	-8662,99	-8662,99	-8662,99	-8662,99
2014	71288,74	62625,75	201232,21	192569,22
2015	24850,90	87476,65	69753,02	262322,24
2016	17379,59	104856,24	48546,76	310869,00
2017	12141,03	116997,27	33716,39	344585,39
2018	8459,12	125456,39	23327,07	367912,46
2019	5871,09	131327,48	16048,30	383960,76
2020	4043,62	135371,10	10931,96	394892,72
2021	2758,97	138130,07	7347,00	402239,72
2022	1865,44	139995,51	4854,04	407093,76
2023	1240,62	141236,13	3113,81	410207,57
2024	804,00	142040,13	1899,60	412107,17
2025	497,84	142537,97	1050,32	413157,49
2026	83,48	142621,45	458,77	413616,26
2027	-217,18	142404,27	43,65	413659,91
2028	-428,42	141975,85	-247,15	413412,76
2029	-577,81	141398,04	-451,82	412960,94
2030	-682,72	140715,32	-595,16	412365,78
2031	-758,80	139956,52	-697,94	411667,84
2032	-811,67	139144,85	-769,37	410898,47
2033	-848,41	138296,44	-819,02	410079,45

En la Tabla 5.76 se muestra el valor de los indicadores económicos para el proyecto de aplicación de LAGC en el pozo FUC 22, los mismos indican que la propuesta es económicamente rentable ya que el VPN es positivo, con un valor de 106455,72 M\$ y la TIR es de 24,58% por encima del 15% que es la tasa mínima de aprobación requerida por PDVSA, por cada dólar invertido ingresan 13,29 \$ a la corporación y la inversión en el proyecto se recupera en aproximadamente 51 días (0,14 años).

Tabla 5.76 Indicadores Económicos, pozo FUC 22.

Indicadores Económicos	Pdvs	Nación	Unidad
Flujo Neto Descontado (VPN)	106455,72	315088,87	M\$
Tasa Interna de Retorno (TIR)	24,58	31,34	%
Eficiencia de Inversión (EI)	13,29	37,37	\$/
Tiempo de Pago Dinámico (TPD)	0,14	0,05	Años

5.5.14 Evaluación económica del pozo FUC 20

De acuerdo al diseño de LAGC para el pozo FUC 20 bajo las condiciones actuales del mismo, se requiere instalar 3 válvulas para inyectar 1.5 MMPCND a una presión de 2400 Lpca, y opcionalmente se pueden colocar 7 mandriles con válvulas ciegas para continuar en operación cuando la producción del pozo disminuya. En la Tabla 5.77 se muestra la data suministrada a la herramienta SEEPLUS® para definir si el proyecto de cambio de método de producción para el pozo FUC 20 es económicamente rentable, ver Apéndice VI.

Tabla 5.77 Data suministrada al Software SEEPLUS, pozo FUC 20.

Potencial Inicial (MBD)	2,550
RGP (PCN/BN)	600
°API	27,6
Declinación (%)	30,5
Equipos: válvulas y mandriles (MBs)	422,325
Ra/ Rc (MBs)	16133,828
Servicio de Guaya Fina (Mbs)	29,450
Instalación de 260m de tubería para inyección de gas (MBs)	2579,320
Producción Diferida (MBs)	11706,702

En la Tabla 5.78 y la Figura 5.100 se muestran los ingresos del proyecto generados por la venta de crudo/gas y los egresos del mismo asociados a costos operacionales/mantenimiento, inversiones, regalías e impuesto sobre la renta para el pozo FUC 20 durante el horizonte económico.

Tabla 5.78 Flujos de caja, pozo FUC 20.

Años	Ingresos (M\$/Año)	Costos (M\$/Año)	Inversiones (M\$/Año)	Regalías (M\$/Año)	ISLR (M\$/Año)
2013	64.464,64	-2.992,49	-7.538,08	-17.624,16	-21.924,00
2014	65.742,55	-2.920,22	0,00	-17.973,27	-22.213,37
2015	48.046,57	-2.267,38	0,00	-13.088,38	-16.134,24
2016	34.001,84	-1.813,65	0,00	-9.096,43	-11.334,72
2017	24.069,63	-1.498,32	0,00	-6.322,02	-7.913,49
2018	17.033,06	-1.279,16	0,00	-4.393,80	-5.468,89
2019	12.047,33	-1.126,84	0,00	-3.053,69	-3.722,24
2020	8.498,56	-1.020,98	0,00	-2.122,32	-2.466,47
2021	5.974,87	-947,41	0,00	-1.475,01	-1.565,07
2022	4.211,24	-896,28	0,00	-1.025,13	-933,76
2023	2.970,66	-860,74	0,00	-712,47	-487,57
2024	2.100,29	-836,04	0,00	-495,16	-173,38
2025	1.485,44	-818,87	0,00	-344,14	0,00
2026	1.054,18	-806,94	0,00	-239,18	0,00
2027	748,20	-798,65	0,00	-166,23	0,00
2028	531,52	-792,89	0,00	-115,53	0,00
2029	376,60	-788,89	0,00	-80,29	0,00
2030	267,13	-786,10	0,00	-55,80	0,00
2031	185,65	-784,17	0,00	-38,78	0,00
2032	129,03	-782,82	0,00	-26,95	0,00
2033	89,68	-781,89	0,00	-18,73	0,00

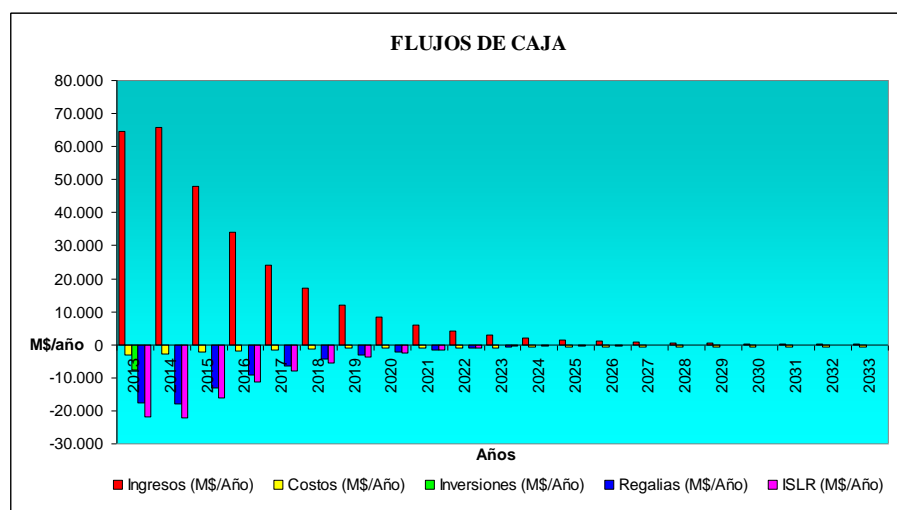


Figura 5.100 Flujos de caja, pozo FUC 20.

En la Tabla 5.79 se presentan los flujos netos anuales del proyecto de inversión para el pozo FUC 20, evaluado desde dos niveles: PDVSA y la Nación. En la misma se puede observar que el proyecto es rentable hasta el año 2026.

Tabla 5.79 Niveles de Evaluación, aplicación LAGC en el pozo FUC 20.

FUC 20	FLUJO DE CAJA			
AÑO	PDVSA (\$/Año)	ACUMULADO (\$/Año)	NACIÓN (\$/Año)	ACUMULAD O (\$/Año)
2013	-7538,08	-7538,08	-7538,08	-7538,08
2014	47190,56	39652,48	131671,14	124133,06
2015	16556,56	56209,04	45779,19	169912,25
2016	11757,04	67966,08	32188,18	202100,43
2017	8335,81	76301,89	22571,32	224671,75
2018	5891,21	82193,10	15753,90	240425,65
2019	4144,56	86337,66	10920,49	251346,14
2020	2888,79	89226,45	7477,58	258823,72
2021	1987,39	91213,84	5027,47	263851,19
2022	1356,08	92569,92	3314,96	267166,15
2023	909,89	93479,81	2109,92	269276,07
2024	595,71	94075,52	1264,25	270540,32
2025	322,43	94397,95	666,57	271206,89
2026	8,06	94406,01	247,24	271454,13
2027	-216,68	94189,33	-50,45	271403,68
2028	-376,90	93812,43	-261,37	271142,31
2029	-492,58	93319,85	-412,29	270730,02
2030	-574,78	92745,07	-518,97	270211,05
2031	-637,30	92107,77	-598,51	269612,54
2032	-680,75	91427,02	-653,79	268958,75
2033	-710,95	90716,07	-692,21	268266,54

En la Tabla 5.80 se muestra el valor de los indicadores económicos para el proyecto de aplicación de LAGC en el pozo FUC 20, los mismos indican que la propuesta es económicamente rentable ya que el VPN es positivo, con un valor de 69538,10 M\$ y la TIR es de 22,99% por encima del 15% que es la tasa mínima de aprobación requerida por PDVSA, por cada dólar invertido ingresan 10,22 \$ a la corporación y la inversión en el proyecto se recupera en aproximadamente 66 días (0,18 años).

Tabla 5.80 Indicadores Económicos, pozo FUC 20.

Indicadores Económicos	Pdvs	Nación	Unidad
Flujo Neto Descontado (VPN)	69538,10	205700,08	M\$
Tasa Interna de Retorno (TIR)	22,99	29,5	%
Eficiencia de Inversión (EI)	10,22	28,29	\$/
Tiempo de Pago Dinámico (TPD)	0,18	0,06	Años

5.5.15 Evaluación económica del pozo FN 19

De acuerdo al diseño de LAGC para el pozo FN 19 bajo las condiciones actuales del mismo, se requiere instalar 4 válvulas para inyectar 2.5 MMPCND a una presión de 2200 Lpca, y opcionalmente se pueden colocar 12 mandriles con válvulas ciegas para continuar en operación cuando la producción del pozo disminuya. En la Tabla 5.81 se muestra la data suministrada al software SEEPLUS® para definir si el proyecto de aplicación de LAG en el pozo FN 19 es económicamente rentable, ver Apéndice VI.

Tabla 5.81 Data suministrada al Software SEEPLUS, pozo FN 19.

Potencial Inicial (MBD)	4,675
RGP (PCN/BN)	765
°API	19,9
Declinación (%)	30,5
Equipos: válvulas y mandriles (MBs)	510,700
Ra/ Rc (MBs)	13577,778
Servicio de Guaya Fina (Mbs)	29,450
Instalación de 1200m de tubería para inyección de gas (MBs)	11904,552
Producción Diferida (MBs)	12885,794

En la Tabla 5.82 y la Figura 5.101 se muestran los ingresos del proyecto generados por la venta de crudo/gas y los egresos del mismo asociados a costos operacionales/mantenimiento, inversiones, regalías e impuesto sobre la renta para el pozo FN 19 durante el horizonte económico.

Tabla 5.82 Flujos de caja, pozo FN 19.

Años	Ingresos (M\$/Año)	Costos (M\$/Año)	Inversiones (M\$/Año)	Regalías (M\$/Año)	ISLR (M\$/Año)
2013	111.043,17	-5.145,44	-9.500,52	-30.984,24	-37.456,75
2014	113.892,95	-5.013,19	0,00	-31.613,13	-38.367,19
2015	83.838,55	-3.814,95	0,00	-23.025,80	-28.232,77
2016	60.768,87	-2.982,17	0,00	-16.599,64	-20.327,40
2017	43.999,71	-2.403,39	0,00	-11.982,19	-14.540,93
2018	31.822,40	-2.001,14	0,00	-8.626,52	-10.331,24
2019	22.975,81	-1.721,58	0,00	-6.195,13	-7.263,42
2020	16.532,02	-1.527,28	0,00	-4.392,84	-5.039,82
2021	11.797,34	-1.392,24	0,00	-3.106,78	-3.383,03
2022	8.452,46	-1.298,39	0,00	-2.212,35	-2.204,73
2023	6.061,71	-1.233,17	0,00	-1.578,11	-1.359,08
2024	4.363,18	-1.187,83	0,00	-1.130,07	-756,50
2025	3.141,78	-1.156,33	0,00	-809,79	-321,70
2026	2.271,84	-1.134,43	0,00	-585,17	-9,99
2027	1.642,21	-1.119,21	0,00	-422,31	0,00
2028	1.188,53	-1.108,64	0,00	-305,11	0,00
2029	855,44	-1.101,28	0,00	-219,32	0,00
2030	616,53	-1.096,18	0,00	-157,84	0,00
2031	428,49	-1.092,63	0,00	-109,70	0,00
2032	297,80	-1.090,16	0,00	-76,24	0,00
2033	206,97	-1.088,44	0,00	-52,99	0,00

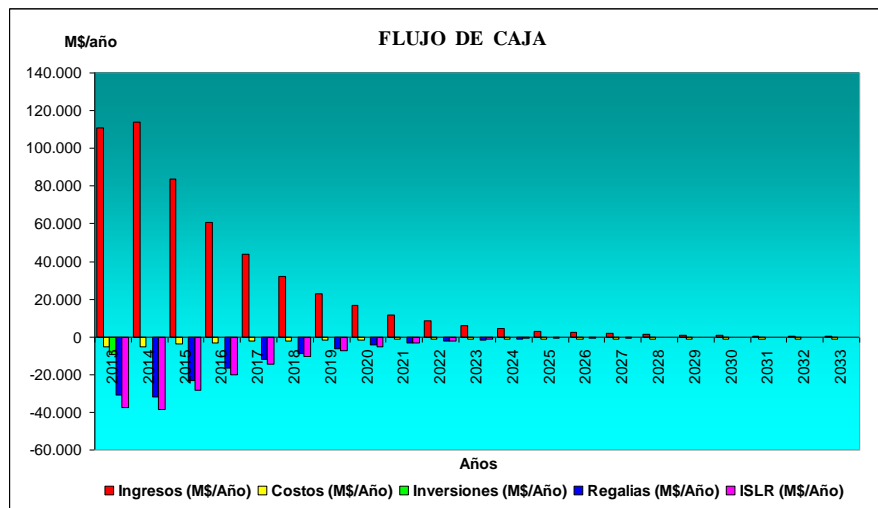


Figura 5.101 Flujos de caja, pozo FN 19.

En la Tabla 5.83 se presentan los flujos netos anuales del proyecto de inversión para el pozo FN 19, evaluado desde dos niveles: PDVSA y la Nación. En la misma se puede observar que el proyecto es rentable para la corporación hasta el año 2027, sin embargo la nación percibe ingresos hasta el año 2028.

Tabla 5.83 Niveles de Evaluación, aplicación LAGC en el pozo FN 19.

FN 19	FLUJO DE CAJA			
	AÑO	PDVSA (\$/Año)	ACUMULADO (\$/Año)	NACIÓN (\$/Año)
2013	-9500,52	-9500,52	-9500,52	-9500,52
2014	80851,00	71350,48	227485,23	217984,71
2015	28765,03	100115,51	80023,61	298008,32
2016	20859,66	120975,17	57786,70	355795,02
2017	15073,19	136048,36	41596,32	397391,34
2018	10863,50	146911,86	29821,26	427212,60
2019	7795,68	154707,54	21254,24	448466,84
2020	5572,08	160279,62	15004,74	463471,58
2021	3915,29	164194,91	10405,10	473876,68
2022	2736,99	166931,90	7154,07	481030,75
2023	1891,34	168823,24	4828,54	485859,29
2024	1288,77	170112,01	3175,34	489034,63
2025	853,96	170965,97	1985,45	491020,08
2026	542,25	171508,22	1137,41	492157,49
2027	100,68	171608,90	522,99	492680,48
2028	-225,22	171383,68	79,89	492760,37
2029	-465,16	170918,52	-245,84	492514,53
2030	-637,48	170281,04	-479,65	492034,88
2031	-773,83	169507,21	-664,14	491370,74
2032	-868,60	168638,61	-792,36	490578,38
2033	-934,44	167704,17	-881,45	489696,93

En la Tabla 5.84 se muestra el valor de los indicadores económicos para el proyecto de aplicación de LAGC en el pozo FN 19, los mismos indican que la propuesta es económicamente rentable ya que el VPN es positivo, con un valor de 126083,87 M\$ y la TIR es de 25,2% por encima del 15% que es la tasa mínima de aprobación requerida por PDVSA, por cada dólar invertido ingresan 14,27 \$ a la corporación y la inversión en el proyecto se recupera en aproximadamente 48 días (0,13 años).

Tabla 5.84 Indicadores Económicos, pozo FN 19.

Indicadores Económicos	Pdvs	Nación	Unidad
Flujo Neto Descontado (VPN)	126083,87	369211,06	M\$
Tasa Interna de Retorno (TIR)	25,2	31,95	%
Eficiencia de Inversión (EI)	14,27	39,86	\$/
Tiempo de Pago Dinámico (TPD)	0,13	0,05	Años

5.5.16 Evaluación económica del pozo FUL 13

De acuerdo al diseño de LAGC para el pozo FUL 13 bajo las condiciones actuales del mismo, se requiere instalar 3 válvulas para inyectar 2.5 MMPCND a una presión de 2400 Lpca, y opcionalmente se pueden colocar 10 mandriles con válvulas ciegas para continuar en operación cuando la producción del pozo disminuya. En la Tabla 5.85 se muestra la data suministrada a la herramienta SEEPLUS® para definir si el proyecto de cambio de método de producción para el pozo FUL 13 es económicamente rentable (además ver Apéndice VI).

Tabla 5.85 Data suministrada al Software SEEPLUS, pozo FUL 13.

Potencial Inicial (MBD)	3,485
RGP (PCN/BN)	571
°API	28,1
Declinación (%)	30,5
Equipos: válvulas y mandriles (MBs)	463,696
Ra/ Rc (MBs)	13577,778
Servicio de Guaya Fina (Mbs)	29,450
Instalación de 1231m de tubería para inyección de gas (MBs)	12212,086

En la Tabla 5.86 y la Figura 5.102 se muestran los ingresos del proyecto generados por la venta de crudo/gas y los egresos del mismo asociados a costos operacionales/mantenimiento, inversiones, regalías e impuesto sobre la renta para el pozo FUL 13 durante el horizonte económico.

Tabla 5.86 Flujos de caja, pozo FUL 13.

Años	Ingresos (M\$/Año)	Costos (M\$/Año)	Inversiones (M\$/Año)	Regalías (M\$/Año)	ISLR (M\$/Año)
2013	88.877,16	-4.105,58	-6.417,60	-24.118,40	-30.326,59
2014	90.647,91	-4.006,62	0,00	-24.593,15	-30.844,30
2015	66.303,09	-3.115,38	0,00	-17.908,08	-22.460,04
2016	47.209,00	-2.495,97	0,00	-12.446,11	-15.953,68
2017	33.621,38	-2.065,49	0,00	-8.650,05	-11.273,15
2018	23.935,27	-1.766,30	0,00	-6.011,78	-7.898,82
2019	17.023,56	-1.558,36	0,00	-4.178,19	-5.463,73
2020	12.069,78	-1.413,84	0,00	-2.903,84	-3.696,27
2021	8.518,06	-1.313,40	0,00	-2.018,17	-2.413,47
2022	6.030,30	-1.243,60	0,00	-1.402,63	-1.512,26
2023	4.273,36	-1.195,08	0,00	-974,83	-871,95
2024	3.036,42	-1.161,37	0,00	-677,50	-419,00
2025	2.158,49	-1.137,93	0,00	-470,87	-95,07
2026	1.540,52	-1.121,65	0,00	-327,25	0,00
2027	1.099,42	-1.110,33	0,00	-227,44	0,00
2028	785,50	-1.102,46	0,00	-158,07	0,00
2029	559,30	-1.096,99	0,00	-109,86	0,00
2030	398,70	-1.093,19	0,00	-76,35	0,00
2031	277,09	-1.090,55	0,00	-53,06	0,00
2032	192,58	-1.088,72	0,00	-36,88	0,00
2033	133,84	-1.087,44	0,00	-25,63	0,00

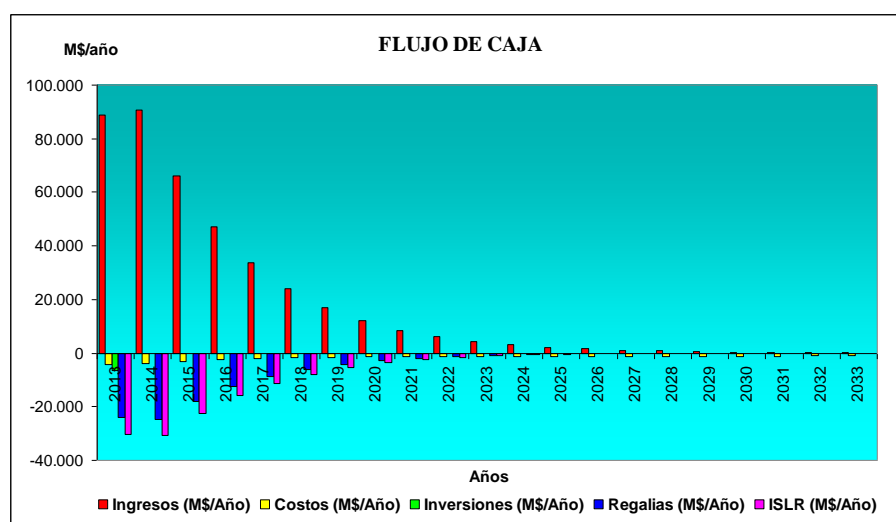


Figura 5.102 Flujos de caja, pozo FUL 13

En la Tabla 5.87 se presentan los flujos netos anuales del proyecto de inversión para el pozo FUL 13, evaluado desde dos niveles: PDVSA y la Nación. En la misma se puede observar que el proyecto es rentable hasta el año 2026.

Tabla 5.87 Niveles de Evaluación, aplicación LAGC en el pozo FUL 13.

FUL 13	FLUJO DE CAJA			
	AÑO	PDVSA (\$/Año)	ACUMULADO (\$/Año)	NACIÓN (\$/Año)
2013	-6417,60	-6417,60	-6417,60	-6417,60
2014	65169,63	58752,03	181585,47	175167,87
2015	22819,59	81571,62	63187,71	238355,58
2016	16313,23	97884,85	44713,03	283068,61
2017	11632,70	109517,55	31555,90	314624,51
2018	8258,37	117775,92	22168,98	336793,49
2019	5823,28	123599,20	15465,20	352258,69
2020	4055,82	127655,02	10655,93	362914,62
2021	2773,02	130428,04	7204,66	370119,28
2022	1871,81	132299,85	4786,70	374905,98
2023	1231,50	133531,35	3078,28	377984,26
2024	778,55	134309,90	1875,05	379859,31
2025	454,62	134764,52	1020,56	380879,87
2026	91,62	134856,14	418,87	381298,74
2027	-238,35	134617,79	-10,91	381287,83
2028	-475,03	134142,76	-316,96	380970,87
2029	-647,55	133495,21	-537,69	380433,18
2030	-770,85	132724,36	-694,50	379738,68
2031	-866,52	131857,84	-813,46	378925,22
2032	-933,02	130924,82	-896,13	378029,09
2033	-979,23	129945,59	-953,60	377075,49

En la Tabla 5.88 se muestra el valor de los indicadores económicos para el proyecto de aplicación de LAGC en el pozo FUL 13, los mismos indican que la propuesta es económicamente rentable ya que el VPN es positivo, con un valor de 100313,35 M\$ y la TIR es de 25,57% por encima del 15% que es la tasa mínima de aprobación requerida por PDVSA, por cada dólar invertido ingresan 16,63 \$ a la corporación y la inversión en el proyecto se recupera en aproximadamente 40 días (0,11 años).

Tabla 5.88 Indicadores Económicos, pozo FUL 13.

Indicadores Económicos	Pdvs	Nación	Unidad
Flujo Neto Descontado (VPN)	100313,35	289166,35	M\$
Tasa Interna de Retorno (TIR)	25,57	32,31	%
Eficiencia de Inversión (EI)	16,63	46,06	\$/
Tiempo de Pago Dinámico (TPD)	0,11	0,04	Años

5.5.17 Evaluación económica del pozo FUL 51

De acuerdo al diseño de LAGC para el pozo FUL 51 bajo las condiciones actuales del mismo, se requiere instalar 3 válvulas para inyectar 1 MMPCND a una presión de 1800 Lpca, y opcionalmente se pueden colocar 16 mandriles con válvulas ciegas para continuar en operación cuando la producción del pozo disminuya. En la Tabla 5.89 se muestra la data suministrada a la herramienta SEEPLUS® para definir si el proyecto de cambio de método de producción para el pozo FUL 51 es económicamente rentable, ver Apéndice VI.

Tabla 5.89 Data suministrada al Software SEEPLUS, pozo FUL 51.

Potencial Inicial (MBD)	0,466
RGP (PCN/BN)	684
°API	25
Declinación (%)	30,5
Equipos: válvulas y mandriles (MBs)	546,436
Ra/ Rc (MBs)	13577,778
Servicio de Guaya Fina (Mbs)	29,450
Instalación de 580m de tubería para inyección de gas (MBs)	5753,867

En la Tabla 5.90 y la Figura 5.103 se muestran los ingresos del proyecto generados por la venta de crudo/gas y los egresos del mismo asociados a costos operacionales/mantenimiento, inversiones, regalías e impuesto sobre la renta para el pozo FUL 51 durante el horizonte económico.

Tabla 5.90 Flujos de caja, pozo FUL 51.

Años	Ingresos (M\$/Año)	Costos (M\$/Año)	Inversiones (M\$/Año)	Regalías (M\$/Año)	ISLR (M\$/Año)
2013	11.397,75	-1.031,82	-4.860,80	-3.190,73	-3.587,60
2014	11.615,88	-1.018,61	0,00	-3.255,56	-3.534,69
2015	8.457,84	-899,28	0,00	-2.371,71	-2.457,26
2016	5.970,15	-816,35	0,00	-1.648,34	-1.616,57
2017	4.217,21	-758,71	0,00	-1.145,59	-1.020,29
2018	2.977,25	-718,65	0,00	-796,19	-595,04
2019	2.100,49	-690,81	0,00	-553,35	-292,00
2020	1.476,01	-671,46	0,00	-384,58	-73,82
2021	1.034,75	-658,02	0,00	-267,28	0,00
2022	727,47	-648,67	0,00	-185,76	0,00
2023	511,93	-642,17	0,00	-129,10	0,00
2024	360,97	-637,66	0,00	-89,73	0,00
2025	254,63	-634,52	0,00	-62,36	0,00
2026	180,37	-632,34	0,00	-43,34	0,00
2027	127,74	-630,83	0,00	-30,12	0,00
2028	90,54	-629,77	0,00	-20,93	0,00
2029	64,03	-629,04	0,00	-14,55	0,00
2030	45,33	-628,53	0,00	-10,11	0,00
2031	31,50	-628,18	0,00	-7,03	0,00
2032	21,89	-627,93	0,00	-4,88	0,00
2033	15,22	-627,76	0,00	-3,39	0,00

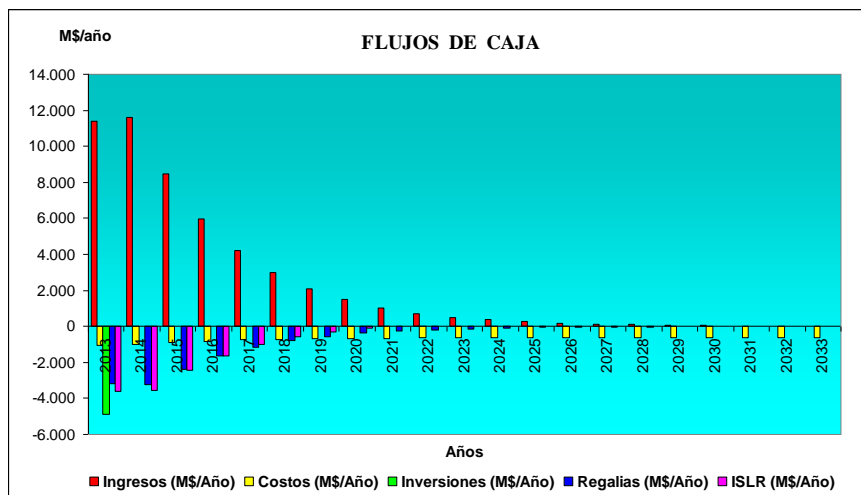


Figura 5.103 Flujos de caja, pozo FUL 51

En la Tabla 5.91 se presentan los flujos netos anuales del proyecto de inversión para el pozo FUL 51, evaluado desde dos niveles: PDVSA y la Nación. En la misma se puede observar que el proyecto es rentable para la corporación hasta el año 2021, sin embargo la nación percibe ingresos hasta el año 2022.

Tabla 5.91 Niveles de Evaluación, aplicación LAGC en el pozo FUL 51.

FUL 51	FLUJO DE CAJA			
AÑO	PDVSA (\$/Año)	ACUMULADO (\$/Año)	NACIÓN (\$/Año)	ACUMULAD O (\$/Año)
2013	-4860,80	-4860,80	-4860,80	-4860,80
2014	7825,13	2964,33	22207,12	17346,32
2015	2729,59	5693,92	7558,56	24904,88
2016	1888,90	7582,82	5153,80	30058,68
2017	1292,62	8875,44	3458,50	33517,18
2018	867,37	9742,81	2258,60	35775,78
2019	564,33	10307,14	1409,68	37185,46
2020	346,15	10653,29	804,55	37990,01
2021	109,45	10762,74	376,74	38366,75
2022	-106,96	10655,78	78,80	38445,55
2023	-259,35	10396,43	-130,24	38315,31
2024	-366,41	10030,02	-276,68	38038,63
2025	-442,26	9587,76	-379,90	37658,73
2026	-495,31	9092,45	-451,97	37206,76
2027	-533,21	8559,24	-503,09	36703,67
2028	-560,16	7999,08	-539,23	36164,44
2029	-579,56	7419,52	-565,01	35599,43
2030	-593,32	6826,20	-583,20	35016,23
2031	-603,70	6222,50	-596,68	34419,55
2032	-610,92	5611,58	-606,04	33813,51
2033	-615,93	4995,65	-612,55	33200,96

En la Tabla 5.92 se muestra el valor de los indicadores económicos para el proyecto de aplicación de LAGC en el pozo FUL 51, los mismos indican que la propuesta no es viable económicamente ya que a pesar de que el VPN es positivo, con un valor de 6386,65 M\$, la TIR es de 13,41% por debajo del 15% que es la tasa mínima de aprobación requerida por PDVSA.

Tabla 5.92 Indicadores Económicos, pozo FUL 51.

Indicadores Económicos	Pdvs	Nación	Unidad
Flujo Neto Descontado (VPN)	6386,65	28486,64	M\$
Tasa Interna de Retorno (TIR)	13,41	19,58	%
Eficiencia de Inversión (EI)	2,31	6,86	\$/
Tiempo de Pago Dinámico (TPD)	0,7	0,25	Años

En la Tabla 5.93 se muestran los resultados generales de la evaluación económica del proyecto de aplicación de Levantamiento Artificial por Gas en pozos del campo El Furrial, se tiene que en el único pozo donde no es viable aplicar dicho método de levantamiento es en el pozo FUL 51 cuya TIR es menor al 15%. Los tiempos de pago son relativamente cortos con un promedio de 52 días (a excepción del pozo FUL 51) y la inversión inicial promedio es de 7 MM\$.

Tabla 5.93 Resultados generales de la evaluación económica.

Pozo	Inversión (\$)	VPN (M\$)	TIR (%)	EI (\$/)	TPD (Años)
FUL 91	7692811,004	70481,87	23,36	10,16	0,19
FUC 63	7530695,661	96246,90	24,98	13,78	0,14
FUL 90	7144976,321	172418,88	29,1	25,13	0,08
FUL 74	6335483,533	70957,67	24,07	12,2	0,16
FUL 25	8148154,392	59251,16	21,80	8,27	0,24
FUC 45	6154623,73	204281,83	31,11	34,19	0,06
FUL 50	8600045,751	105061,30	25,37	13,22	0,17
FUL 58	4842313,077	54400,54	24,52	12,24	0,18
FUL 85	5957287,512	85863,85	26,32	15,41	0,14
FUC 15	7114375,504	101932,80	26,14	15,33	0,14
FUL 63	4131797,295	158987,86	32,44	39,48	0,05
FUL 39	7594359,417	74281,37	22,8	10,78	0,17
FUC 22	8663333,862	106455,72	24,58	13,29	0,14
FUC 20	7538419,944	69538,10	22,99	10,22	0,18
FN 19	9500857,663	126083,87	25,2	14,27	0,13
FUL 13	6417944,332	100313,35	25,57	16,63	0,11
FUL 51	4861141,296	6386,65	13,41	2,31	0,7

En la Tabla 5.94 se presenta un resumen del ganancial en tasa de crudo que se podría obtener en el campo El Furrial en caso de aplicar Levantamiento Artificial por Gas a corto plazo en cada uno de los pozos evaluados en este TEG.

Tabla 5.94 Ganancial en tasa de crudo con la aplicación de LAG

Pozo	Producción	
	Actual	Esperada
FUL 91	976	2550
FUC 63	878	3405
FUL 90	873	5709
FUL 74	649	2508
FUL 25	579	2185
FUC 45	624	6788
FUL 50	994	3202
FUL 58	0	1771
FUL 85	0	2626
FUC 15	0	3238
FUL 63	0	4676
FUL 39	946	2901
FUC 22	628	4029
FUC 20	695	2550
FN 19	765	4675
FUL 13	0	3485
Total	8607	56310
Adicional	47691	

CONCLUSIONES

1. Un 23% (18/77) de los pozos del universo de estudio resultaron candidatos a cambio de método de producción.
2. Los métodos de Levantamiento Artificial que mejor se adaptan a las condiciones de presión y temperatura de los yacimientos del campo El Furrial son: LAGC, BH y BES.
3. En el 94% (17/18) de los pozos candidatos a cambio de método de producción es técnicamente factible aplicar Levantamiento Artificial por Gas Continuo.
4. Las tasas de inyección de gas óptimas están en el rango de 2- 2.5 MMPCND.
5. Los resultados de los pozos evaluados en este TEG indican que se deben colocar de 4 a 7 válvulas en los pozos completados en el yacimiento CRE FUC 1, 4 válvulas para NAR I FUC 1 y 3-4 válvulas en NAR S FUC 1.
6. De aplicar LAGC bajo las condiciones actuales de los pozos candidatos presentados en este estudio se espera producir 47,6 MBND adicionales.
7. Los gastos de inversión para realizar el cambio de completación de Flujo Natural a Levantamiento Artificial por Gas de un pozo ya existente e instalar una línea de gas de inyección hacía el mismo están por el orden de 7 MM\$.
8. Existe factibilidad económica para la aplicación de Levantamiento Artificial por Gas en casi todos los pozos evaluados, a excepción del pozo FUL 51, cuya Tasa Interna de Retorno es menor al 15%.
9. Los tiempos de pago dinámicos (a excepción del pozo FUL 51) tienen un promedio aproximado de 52 días.

RECOMENDACIONES

1. Validar los resultados de las simulaciones presentadas en este TEG mediante la realización de una prueba piloto en uno de los pozos candidatos a aplicación de Levantamiento Artificial por Gas Continuo.
2. Debido a las bajas presiones que presentan los yacimientos del campo El Furrial se recomienda que los futuros pozos a perforarse en el área sean completados con válvulas para Levantamiento Artificial por Gas Continuo.
3. Evaluar la capacidad de manejo de fluidos en superficie con la aplicación de Levantamiento Artificial por Gas Continuo.
4. Durante el cambio de completación de Flujo Natural a Levantamiento Artificial por Gas Continuo se pueden instalar mandriles con válvulas ciegas; a fin de continuar produciendo cuando el corte de agua aumente y/o la presión de yacimiento disminuya.
5. Evaluar los posibles problemas de producción que podrían generarse con el aumento del diferencial de presión entre el fondo del pozo y el yacimiento, entre ellos arenamiento y precipitación de asfáltenos en la formación.
6. Realizar estudios de compatibilidad de fluidos con asfáltenos en pozos candidatos a aplicar LAGC a fin de evaluar posibles problemas relacionados con estabilización de emulsiones agua- petróleo.
7. Con el objeto de minimizar los costos de inversión se recomienda evaluar y diseñar pozos con completaciones para Levantamiento Artificial por Gas a través de “coiled tubing”.
8. Estudiar la factibilidad de aplicar BES y/o BH en pozos del campo El Furrial.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Cameron, L. (1991). Gas lift design and performance analysis en the North West Hutton field. Artículo Técnico SPE N° 19280-PA. Journal of Petroleum Technology.
- [2] Corro, M. (2002). Metodología de evaluación de cambio de métodos de producción. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- [3] Romero, J. (2010). Estudio de factibilidad técnico- económica de la aplicación de métodos de levantamiento artificial en pozos profundos pertenecientes al campo El Furrial. Trabajo Especial de Grado, Universidad de Oriente, Maturín.
- [4] Barberii, E. (1985). El pozo ilustrado, 3ra ed. Caracas: PDVSA. 372 p.
- [5] Gasbarri, S. (2010). Manual de diseño y diagnóstico de levantamiento artificial por gas. Trabajo de Ascenso para la Categoría de Profesor Agregado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- [6] Maggiolo, R. (2004). Gas Lift Básico. Manual ESP Oil Engineering Consultants.
- [7] Bizzotto, P., Dalle Fiore, R. y Di Marzio, L. Producción Simultánea de gas y petróleo en reservorios multicapas del yacimiento Cerro Dragón. Documentos de trabajo Pan American Energy.
- [8] Jadid, M., Lyngholm, A., Vasper, A. y White, T. La presión aumenta: Innovaciones en sistemas de levantamiento artificial por gas. Oilfield Review, primavera (2007). Schlumberger. All right reserved.
- [9] Gomes, L. (2012). Propuesta de optimización del método de levantamiento artificial por gas, en el campo Onado, municipio Aguasay, Estado Monagas. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- [10] Manual de SEDLA v4.1. Sistema Experto de Levantamiento Artificial, Copyright© 1990-1995, Microsoft Corp. PDVSA Intevep. All right reserved.
- [11] CIED, Análisis y diagnostico de pozos con gas lift. Curso, 1997.
- [12] Garcia, A. y Quintero, E. (2005). Planificación de la aplicación de levantamiento artificial por gas en el campo Socororo noreste. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

- [13] CIED, Declinación de la tasa de producción. Levantamiento Artificial por Gas para Ingenieros. Curso, 1997.
- [14] Jiménez, J. (2002). Criterios y técnicas de evaluación económica de propuestas de inversión en exploración y explotación de petróleo y gas natural. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- [15] PDVSA INTEVEP. *Léxico Estratigráfico de Venezuela*. (2011). Disponible en: <http://www.pdv.com/lexico>
- [16] Uroza, C., Arostegui, G., Machillanda, C. y Mauregui, J. Estudio sedimentológico integrado del campo El Furrial. Informe Interno PDVSA Producción, Puerto La Cruz.
- [17] Memoria Descriptiva: Revisión del Plan de Explotación de los yacimientos NAR S FUC 1 y NAR I FUC 1 del campo El Furrial. Informe Técnico. PDVSA Abril, 2011.
- [18] Solorzano, E. (2002). Modelo Petrofísico V-9 (Naricual Superior- Inferior, Cretáceo) campo El Furrial. Informe Interno. Estudios Integrados Pdvsa Producción, Puerto La Cruz.
- [19] Echeverria, I. Auxiette, G. (2002). Reservoir Management of the Furrial field-Venezuela under enhanced oil recovery process. Artículo Técnico SPE N° 75201.
- [20] Arias, F. (2005). El proyecto de investigación. Introducción a la metodología científica. Quinta edición. Editorial Epistame, Caracas, Venezuela.
- [21] Hernández, R., Fernández, C y Baptista, P. (2003). Metodología de la Investigación. Tercera Edición. Editorial Mc Graw-Hill. México, D. F

BIBLIOGRAFÍA

Arias, F. (2005). El proyecto de investigación. Introducción a la metodología científica. Quinta edición. Editorial Epistame, Caracas, Venezuela.

Barberii, E. (1985). El pozo ilustrado, 3ra ed. Caracas: PDVSA. 372 p.

Bizzotto, P., Dalle Fiore, R. y Di Marzio, L. Producción Simultánea de gas y petróleo en reservorios multicapas del yacimiento Cerro Dragón. Documentos de trabajo Pan American Energy.

Cameron, L. (1991). Gas lift design and performance analysis en the North West Hutton field. Artículo Técnico SPE N° 19280-PA. Journal of Petroleum Technology.

CIED, Análisis y diagnóstico de pozos con gas lift. Curso, 1997.

CIED, Declinación de la tasa de producción. Levantamiento Artificial por Gas para Ingenieros. Curso, 1997.

Corro, M. (2002). Metodología de evaluación de cambio de métodos de producción. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

Echeverria, I. Auxiette, G. (2002). Reservoir Management of the Furrial field-Venezuela under enhanced oil recovery process. Artículo Técnico SPE N° 75201.

García, A. y Quintero, E. (2005). Planificación de la aplicación de levantamiento artificial por gas en el campo Socororo noreste. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

Gasbarri, S. (2010). Manual de diseño y diagnóstico de levantamiento artificial por gas. Trabajo de Ascenso para la Categoría de Profesor Agregado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

Gomes, L. (2012). Propuesta de optimización del método de levantamiento artificial por gas, en el campo Onado, municipio Aguasay, Estado Monagas. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

Hernández, R., Fernández, C y Baptista, P. (2003). Metodología de la Investigación. Tercera Edición. Editorial Mc Graw-Hill. México, D. F

Jadid, M., Lyngholm, A., Vasper, A. y White, T. La presión aumenta: Innovaciones en sistemas de levantamiento artificial por gas. Oilfield Review, primavera (2007). Schlumberger. All right reserved.

Jiménez, J. (2002). Criterios y técnicas de evaluación económica de propuestas de inversión en exploración y explotación de petróleo y gas natural. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

Maggiolo, R. (2004). Gas Lift Básico. Manual ESP Oil Engineering Consultants.

Manual de SEDLA v4.1. Sistema Experto de Levantamiento Artificial, Copyright© 1990-1995, Microsoft Corp. PDVSA Intevep. All right reserved.

Memoria Descriptiva: Revisión del Plan de Explotación de los yacimientos NAR S FUC 1 y NAR I FUC 1 del campo El Furrial. Informe Técnico. PDVSA Abril, 2011.

PDVSA INTEVEP. *Léxico Estratigráfico de Venezuela*. (2011). Disponible en: <http://www.pdv.com/lexico>

Romero, J. (2010). Estudio de factibilidad técnico- económica de la aplicación de métodos de levantamiento artificial en pozos profundos pertenecientes al campo El Furrial. Trabajo Especial de Grado, Universidad de Oriente, Maturín.

Solorzano, E. (2002). Modelo Petrofísico V-9 (Naricual Superior- Inferior, Cretáceo) campo El Furrial. Informe Interno. Estudios Integrados Pdvsa Producción, Puerto La Cruz.

Uroza, C., Arostegui, G., Machillanda, C. y Mauregui, J. Estudio sedimentológico integrado del campo El Furrial. Informe Interno PDVSA Producción, Puerto La Cruz.

ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS

ABREVIATURA	SIGNIFICADO
% AyS	Porcentaje de agua y sedimentos
Φ	Porosidad de la roca
$^{\circ}\text{F}$	Grados Fahrenheit
ΔP	Caída de presión
Ab	Área del fuelle
API	American Petroleum Institute
Apt	Área del puerto
BAPD	Barriles de agua por día
BBPD	Barriles brutos por día
BCP	Bombeo por Cavidades Progresivas
BES	Bombeo Electrosumergible
BH	Bombeo Hidráulico
BM	Bombeo Mecánico
BN	Barriles normales
BND/BNPD	Barriles normales por día
CAPO	Contacto agua- petróleo
Centinela®	Centro de Información del Negocio Petrolero
D	Darcy
EB	Equipo de Bombeo
EI	Eficiencia de Inversión
FN	Flujo Natural
ho	Espesor de arena neta petrolífera
I	Sarta Larga
IA	Inyector de agua
IG	Inyector de gas
IGF	Inyección de Gas Furril
IP	Índice de productividad
IPR	Inflow Performance Relationship
K	Permeabilidad Absoluta
Ko	Permeabilidad efectiva al petróleo
LA	Levantamiento Artificial

LAG	Levantamiento Artificial por Gas
LAGC	Levantamiento Artificial por Gas Continuo
LAGI	Levantamiento Artificial por Gas Intermitente
Lpca	Libras por pulgada cuadrada, absolutas
MBAD	1×10^3 Barriles de agua por día
MBN	1×10^3 Barriles Normales
MBNPD	1×10^3 Barriles Normales por día
mD	1×10^{-3} Darcy
MD	Profundidad Medida
MMBN	1×10^6 Barriles Normales
MPCN	1×10^3 Pies cúbicos normales
M\$	1×10^3 Dolares
OFM	Oil Field Manager
PCN	Pies Cúbicos Normales
Pd	Presión de cierre de la válvula
Pds	Presión de cierre de la válvula en superficie
PDVSA	Petróleos de Venezuela, Sociedad Anónima
PLT	Production Logging Tool
POES	Petróleo Original en Sitio
Pt	Presión en tubería
Pvo	Presión de abertura de la válvula
Pvos	Presión de abertura de la válvula en superficie
Pwf	Presión de fondo fluvente
Pws	Presión estática del yacimiento
Qg	Tasa de gas
Ql	Tasa de líquido
Qo	Tasa de crudo
Ra/Rc	Rehabilitación/ Reacondicionamiento
Re	Radio efectivo de drenaje
RGL	Relación Gas Líquido
RGP	Relación Gas Petróleo
Rsb	Relación Gas- Petróleo en solución a la presión de burbuja
Rw	Radio del pozo
S	Sarta corta
SEDLA®	Sistema Experto de Levantamiento Artificial
SEE®	Sistema de Evaluaciones Económicas

SPE	Society of Petroleum Engineers
ST	Side track/ Reentrada del pozo
Swi	Saturación de agua irreductible
TEG	Trabajo Especial de Grado
TIR	Tasa Interna de Retorno
TPR	Curva de demanda de los fluidos
TVD	Profundidad Vertical Verdadera
VPN	Valor Presente Neto
X	Pozo sarta simple
Z	Pozo sarta simple

GLOSARIO

Black oil: Hidrocarburo líquido (petróleo) con una relación gas/petróleo inicial menor que 0.31 m³/Lt y una gravedad API menor de 45°.

Curva de gradiente de presión: Perfil de presiones que el pozo tiene a lo largo de la tubería que lo contiene.

Curva de rendimiento del gas: representación gráfica de la tasa de producción en función de la tasa de inyección de gas en un pozo con levantamiento artificial por gas.

Estrangulador de Superficie (Choke): Es una restricción en una línea (usualmente de 1/64 a 1 pulgadas de diámetro) usado para restringir y controlar la tasa de flujo durante un test o durante producción.

Mandril: tramo de tubería especial que posee receptáculo para asentar la válvula de levantamiento.

Presión de burbuja: Presión a la cual empieza a liberarse una cantidad infinitesimal de gas del crudo.

Presión de fondo fluyente: Es la presión medida en el punto medio de las perforaciones de un pozo cuando éste está fluyendo y estabilizado (Pwf).

Presión estática (Pws): Es la presión medida en el punto medio de las perforaciones de un pozo cuando éste está cerrado y estabilizado.

Yacimiento Subsaturado: cuando la presión de yacimiento se encuentra por encima de la presión de burbuja y todo el gas se encuentra disuelto en el crudo.

Yacimiento Saturado: en este caso la presión de yacimiento es menor que la presión de burbuja, el gas alcanzó la saturación de gas crítica y se encuentra como gas libre.

APÉNDICES

APÉNDICE I

Pozos descartados para cambio de método de producción

I.1 EVALUACIÓN DE CONDICIONES MECÁNICAS/OPERACIONALES.

Tabla I.1 Pozos descartados por características mecánicas y operacionales

Pozo	Cat.	Comp.	Sarta	Yacimiento	Evaluación
FUL 115	2	1	X	CRE FUC 1	Cambio de horizonte
FUL 17	3	1	I	CRE FUC 1	Se cambio a sarta única, pero esta produciendo gas
FUC 26	1	1	I	NAR I FUC 1	Sarta Corta produce mas de 1000 BNPD
FUL 17	3	2	S	NAR I FUC 1	Se cambio a sarta única, pero esta produciendo gas
FUL 23	3	1	I	NAR I FUC 1	Trabajo de workover.
FUC0061	3	1	S	NAR I FUC 1	Se cambiara de horizonte
FUC 40	3	1	X	NAR S FUC 1	Se hizo cementación forzada y produjo gas
FUL 100	3	1	Z	NAR S FUC 1	Se realizó cambio de horizonte
FUC 13	3	2	S	NAR S FUC 1	Sarta larga produce mas de 1000 BNPD
FUC 14	3	2	S	NAR S FUC 1	Sarta larga produce mas de 1000 BNPD
FUL0101	3	2	X	NAR S FUC 1	Se perforara otro pozo para drenar esas reservas
FUC 11	3	2	S	NAR S FUC 1	Sarta larga produce mas de 1000 BNPD
FUL 23	3	2	S	NAR S FUC 1	Trabajo de Workover
FN0020	3	1	X	NAR S FUC 1	Proyecto AGA
FUC 15	3	2	S	CARAPITA E	Carapita E no es un yacimiento

I.2 RGP PARA EL YACIMIENTO NAR S FUC 1

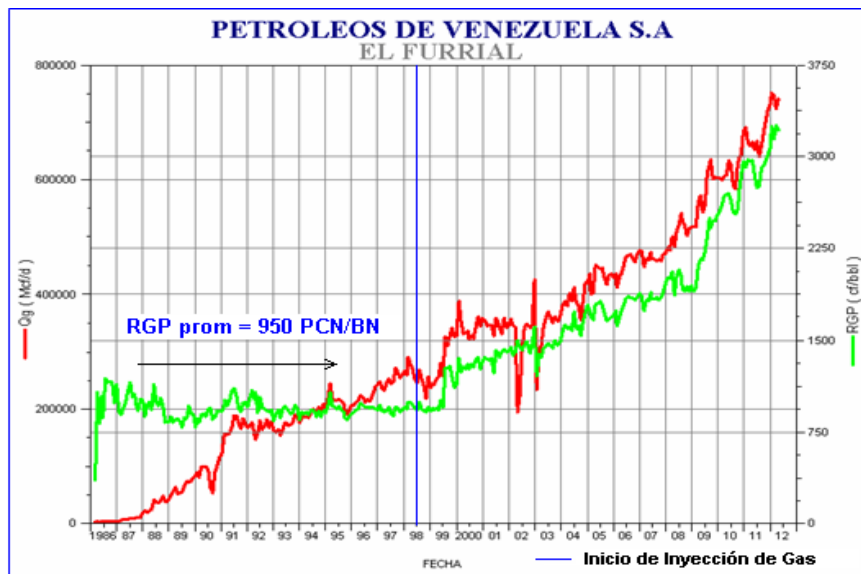


Figura I.1. Tasa de producción de gas y Relación gas petróleo para el yacimiento NAR S FUC 1.

Tabla I.2 Pozos descartados por presentar alta RGP

Pozo	Cat	Comp	Prueba	Sarta	Qo (BNPD)	Qg (MPCND)	RGP (PCN/BN)
FUL0117	1	1	16/01/2012	X	939	13532	14411
FUL0142	1	2	24/03/2012	X	816	7900	9681
FUL 41	1	3	03/02/2012	Z	648	1195	1844
FUC 1	1	2	31/03/2012	X	640	12848	20075
FUC 18	1	2	27/03/2012	X	580	11090	19121
FUL0133	1	1	19/01/2012	X	530	630	1189
FUL0089	1	2	21/01/2012	X	369	908	2461
FUL 79	1	1	25/03/2012	X	343	8064	23510
FN 23	1	1	22/03/2012	X	223	630	2825
FUL 45	1	2	25/03/2012	X	114	2500	21930
FUL 36	2	2	07/01/2012	X	1707	2138	1252
FUL 62	2	2	19/12/2011	X	1516	1474	972
FUL 43	2	2	14/01/2012	S	561	13110	23369
FUL 8	2	1	24/12/2011	X	399	492	1233
FUL 25	3	2	11/06/2011	S	5340	11662	2184
FN 6	3	1	18/12/1998	I	3283	3150	959
FUC 16	3	3	18/06/2011	X	3211	3543	1103
FUL 5	3	1	30/12/2012	X	2306	28130	12199
FUC 40	3	1	18/02/2012	X	1517	1570	1035
FUL 47A	3	2	04/02/2008	S	1193	1625	1362
FN 2	3	2	28/04/2002	S	1099	1099	1000
FUL 68	3	1	14/04/2010	X	744	863	1160
FUC 23	3	1	27/09/2008	X	646	8920	13808
FUL0097	3	1	02/11/2010	X	488	543	1113
FUC 13	3	2	21/07/2005	S	389	585	1504
FUC 14	3	2	17/12/2012	S	376	8540	22713
FUC 10	3	2	26/06/2005	Z	369	8770	23767
FUL 82	3	1	02/02/2008	X	345	765	2217
CRC 18	3	1	22/05/2002	X	328	874	2665
FUL 29	3	2	04/12/2009	X	322	463	1438
FUL 101	3	2	11/07/2011	X	299	1206	4033
FUC 11	3	2	07/09/2009	S	240	3900	16250
FUL 23	3	2	10/05/2011	S	204	10029	49162
FN 20	3	1	01/05/2010	X	198	561	2833
FUL0135	3	2	06/03/2012	X	188	9350	49734
FN 18	3	1	21/01/2008	X	168	170	1012
FUL 22	3	1	19/01/2007	X	165	1251	7582
FUL 12	3	2	23/11/2011	X	161	9600	59627
FUL 7	3	1	24/02/2011	X	150	4370	29133
FN 6	3	2	29/10/2002	S	76	241	3171
FUL 21	3	2	25/05/2003	S	39	2010	51538
FUL 110	3	2	12/11/2011	X	39	10000	256410
FUL 20	3	2	16/10/2005	X	36	383	10639
FN 5	3	2	30/01/1999	S	18	32	1778

I.3 POZOS CANALIZADOS CON AGUA DE INYECCIÓN.

Tabla I.3 Pozos descartados por alto corte de agua.

Pozo	Cat.	Comp.	Sarta	Yacimiento	Prueba	BBPD	BNPD	%AyS
FUL 50	3	1	I	CRE FUC 1	24-ene-11	418	319	22
FUC 10	3	1	Z	NAR I FUC 1	14-may-06	1932	773	60
FUC 7	3	1	I	NAR I FUC 1	30-ago-10	780	312	60
FUL 21	3	1	I	NAR I FUC 1	17-abr-07	1501	270	82
FUC0061	3	1	S	NAR I FUC 1				
FUL0089	1	2	X	NAR S FUC 1	21-ene-12	1475	369	75
FN 6	3	1	I	NAR S FUC 1	18-dic-98	3714	3283	11,6
FUL 47A	3	2	S	NAR S FUC 1	04-feb-08	7455	1193	84
FN 2	3	2	S	NAR S FUC 1	28-abr-02	2748	1099	60
FN 5	3	1	I	NAR S FUC 1	26-may-97	2356	848	64
FUL 68	3	1	X	NAR S FUC 1	14-abr-10	6196	744	88
FN 2	3	3	I	NAR S FUC 1	10-nov-98	2093	419	83,3
FUL 82	3	1	X	NAR S FUC 1	02-feb-08	1750	345	80
FN 28	3	1	X	NAR S FUC 1	21-ago-10	1685	333	80
FUL 29	3	2	X	NAR S FUC 1	04-dic-09	2052	322	84
FN 6	3	2	S	NAR S FUC 1	29-oct-02	952	76	92
FN 5	3	2	S	NAR S FUC 1	30-ene-99	225	18	92

La última prueba de producción de los pozos FUL 50I y FN 6I indican que el corte de agua de los mismos es de 22 y 11,6% respectivamente sin embargo estos pozos dejaron de fluir por igualar presión de cabezal con presión de línea lo que necesariamente implica que aumentó el peso de la columna de fluidos, además de ello los registros de producción y secciones estructurales de pozos vecinos muestran que las zonas donde se encuentran completadas dichas sartas están invadidas por agua de inyección y no hay prospectividad.

APÉNDICE II
Datos Suministrada a SEDLA®

Tabla II.1 Información cuantitativa necesaria para la evaluación en SEDLA®

Pozo	Prof.	Iyac	RGL	Tasa Líquido	% AyS	° API	G.E gas	G.E agua	Pyac	Icab.	Prof Equipo	IP	Pcab.
FUL 91	15153	300	641	1498,5	2,3	22,7	0,89	1,01	5710	116	10000	1,12	580
FUC 63	14618	300	772	1323	0,4	26,5	0,89	1,01	5215	150	10000	3,54	650
FUL 90	14784	303	490	1378,5	5	25,6	0,89	1,01	5710	113	10000	2,90	480
FUL 74	15028	300	246	2434,5	60	19,9	0,89	1,01	6500	206	10000	1,22	980
FUL 25	15672	297	632	877,5	1	26,5	0,89	1,01	4958	126	10000	0,88	494
FUC 45	14855	300	769	1026	10	26,1	0,89	1,01	5130	110	10000	2,78	490
FUL 50_2	14076	290	440	2866,5	48	24,5	0,85	1,01	5156	215	10000	3,28	416
FUL 58	14120	285	161	969,5	70	15,5	0,85	1,01	5698	162	10000	0,76	505
FUL 85	14855	284	312	9704	60	20,2	0,85	1,01	5680	243	10000	1,87	534
FUC 15_1	14898	285	444	2292	0,1	25,7	0,85	1,01	5709	111	10000	1,53	750
FUL 63	16660	285	132	10023	70	24,9	0,85	1,01	6000	245	10000	2,71	475
FUL 75	15408	290	138	10882	80	24	0,85	1,01	5781	256	10000	3,07	1299
FUL 39	14968	287	778	2364	40	25,1	0,81	1,01	5200	170	10000	2,83	1080
FUC 22	15820	280	599	1098	12	26,1	0,81	1,01	5250	110	10000	2,61	470
FUC 20	14486	285	450	1390,5	0,2	23,1	0,81	1,01	5200	144	10000	0,63	430
FN 19	16350	320	176	2391	52	19,9	0,81	1,01	7000	145	10000	1,87	850
FUL 13	14541	285	515	5345	10	28,1	0,81	1,01	5625	135	10000	0,52	650
FUL 51	14570	285	80	3642	70	25	0,81	1,01	6708	125	10000	1,99	500

Tabla II.2 Data de superficie y completación de los pozos.

Pozo	LINEA DE FLUJO			SEPARADOR			COMPLETACIÓN				
	Long (ft)	Diam. (in)	Temp (F)	Presión	Tipo	Diam. Rev (in)	Diam. Tub (in)	Vol. Disp. gas	Declinación (%)		
FUL 91	2953	6	100	60	Simple	9 5/8 (53,5#ft)	4 1/2 (12,75#ft)	ilimitado	27		
FUC 63	17060	6	108	145	Simple	9 5/8 (53,5#ft)	4 1/2 (12,75#ft)	ilimitado	27		
FUL 90	6234	6	108	145	Simple	9 5/8 (53,5#ft)	4 1/2 (12,75#ft)	ilimitado	27		
FUL 74	2953	6	108	145	Simple	9 5/8 (53,5#ft)	4 1/2 (12,75#ft)	ilimitado	27		
FUL 25	11811	6	108	145	Simple	9 5/8 (53,5#ft)	4 1/2 (12,75#ft)	ilimitado	27		
FUC 45	13091	6	100	60	Simple	9 5/8 (53,5#ft)	4 1/2 (12,75#ft)	ilimitado	27		
FUL 50_2	2789	6	108	145	Simple	9 5/8 (53,5#ft)	4 1/2 (12,75#ft)	ilimitado	23		
FUL 58	4265	6	108	145	Simple	9 5/8 (53,5#ft)	4 1/2 (12,75#ft)	ilimitado	23		
FUL 85	4101	8	100	60	Simple	9 5/8 (53,5#ft)	4 1/2 (12,75#ft)	ilimitado	23		
FUC 15_1	7054	6	108	145	Simple	9 5/8 (53,5#7ft)	4 1/2 (12,75#ft)	ilimitado	23		
FUL 63	9186	6	108	145	Simple	7 5/8 (39#ft)	4 1/2 (12,75#ft)	ilimitado	23		
FUL 75	984	8	108	145	Simple	9 5/8 (53,5#7ft)	4 1/2 (12,75#ft)	ilimitado	23		
FUL 39	16732	8	108	145	Simple	9 5/8 (35#ft)	4 1/2 (12,75#ft)	ilimitado	30		
FUC 22	10597	6	100	60	Simple	9 5/8 (53,5#ft)	4 1/2 (12,75#ft)	ilimitado	30		
FUC 20	14140	6	100	60	Simple	9 5/8 (53,5#ft)	4 1/2 (12,75#ft)	ilimitado	30		
FN 19	8858	6	100	60	Simple	9 5/8 (53,5#ft)	4 1/2 (12,75#ft)	ilimitado	30		
FUL 13ST	1969	6	108	145	Simple	7 (32#ft)	4 1/2 (12,75#ft)	ilimitado	30		
FUL 51	9514	6	108	145	Simple	9 5/8 (53,5#ft)	4 1/2 (12,75#ft)	ilimitado	30		

APÉNDICE III
Yacimiento
CRE FUC 1

III.1 POZO FUL 91

INFORMACIÓN GENERAL

La perforación del pozo FUL 91 culminó en Septiembre de 2002, fue completado como productor de petróleo por flujo natural en el yacimiento CRE FUC 1 y alcanzó la profundidad de 15392'. Se completó en forma sencilla con tubería de 4^{1/2"}, sensor de fondo y sistema de inyección de química.

En la tabla III.1.1 se muestran los intervalos productores del pozo FUL 91 y sus respectivas propiedades petrofísicas.

Tabla III.1.1 Intervalos productores, Pozo FUL 91.

Tope (pies)	Base (pies)	Espesor (pies)	K (mD)	Porosidad (%)	Ko (mD)
15153	15210	57	55,27	12,36	33,50
15222	15253	31	38,78	11,81	23,57
15260	15276	16	48,39	10,86	29,33
15324	15349	25	84,56	12,55	51,08

ANÁLISIS GEOLÓGICO

El pozo FUL 91 produce de las unidades de flujo de la formación Los Jabillos del yacimiento CRE FUC 1, está ubicado al Este de la estructura de anticlinal asociada al campo y buzamiento abajo del pozo inyector de agua FUL 77IA. En la Figura III.1.1 se muestra la ubicación del pozo FUL 91 en el tope yacimiento CRE FUC 1 y la línea de sección estructural FUL 77IA- FUL 91. De acuerdo a la última prueba de presión realizada bajo condiciones estáticas al pozo FUL 50I vecino al pozo FUL 90 la presión de yacimiento en esta área es de aproximadamente 5710 Lpca.

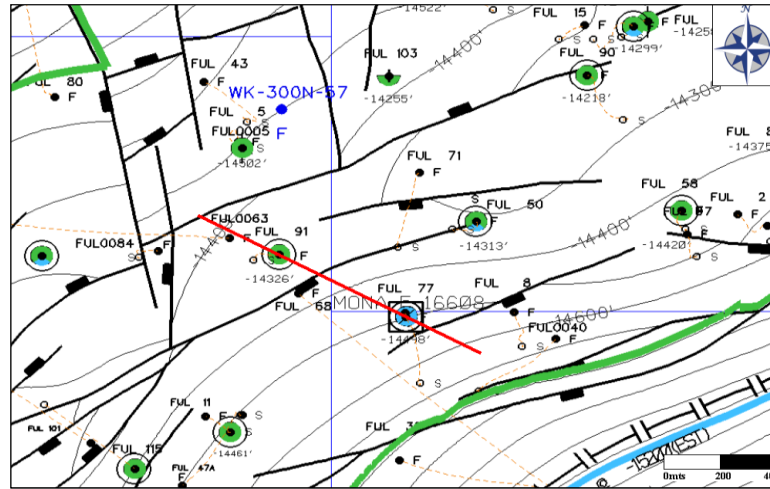


Figura III.1.1 Ubicación del pozo FUL 91.

Fuente: Base de datos PDVSA

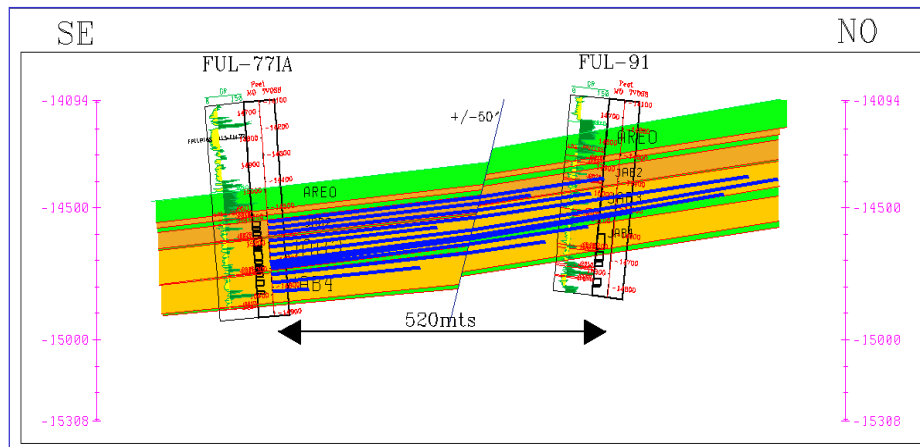


Figura III.1.2 Sección Estructural FUL 77IA – FUL 91.

Fuente: Base de datos PDVSA

En la figura III.1.2 se presenta la sección estructural entre los pozos FUL 77IA y FUL 91 en dirección NO-SE. Dicha sección muestra que el pozo FUL 77IA presenta un perfil de inyección no homogéneo, el agua adopta como canales preferenciales de flujo las unidades JAB-2 y JAB-3. Debido al desplazamiento existente entre los bloques el frente de inyección se pone en contacto por la unidad de flujo JAB-2 y

JAB-3 del pozo productor FUL 91 por los intervalos de 14950 pies hasta 15100 pies (MD). Es importante señalar que se espera que la unidad de flujo JAB-4 sea alcanzada por el frente de inyección ya que el fluido inyectado está ejerciendo un efecto directo en el barrido de reservas asociadas al productor.

DIAGRAMA MECÁNICO ACTUAL DEL POZO FUL 91.

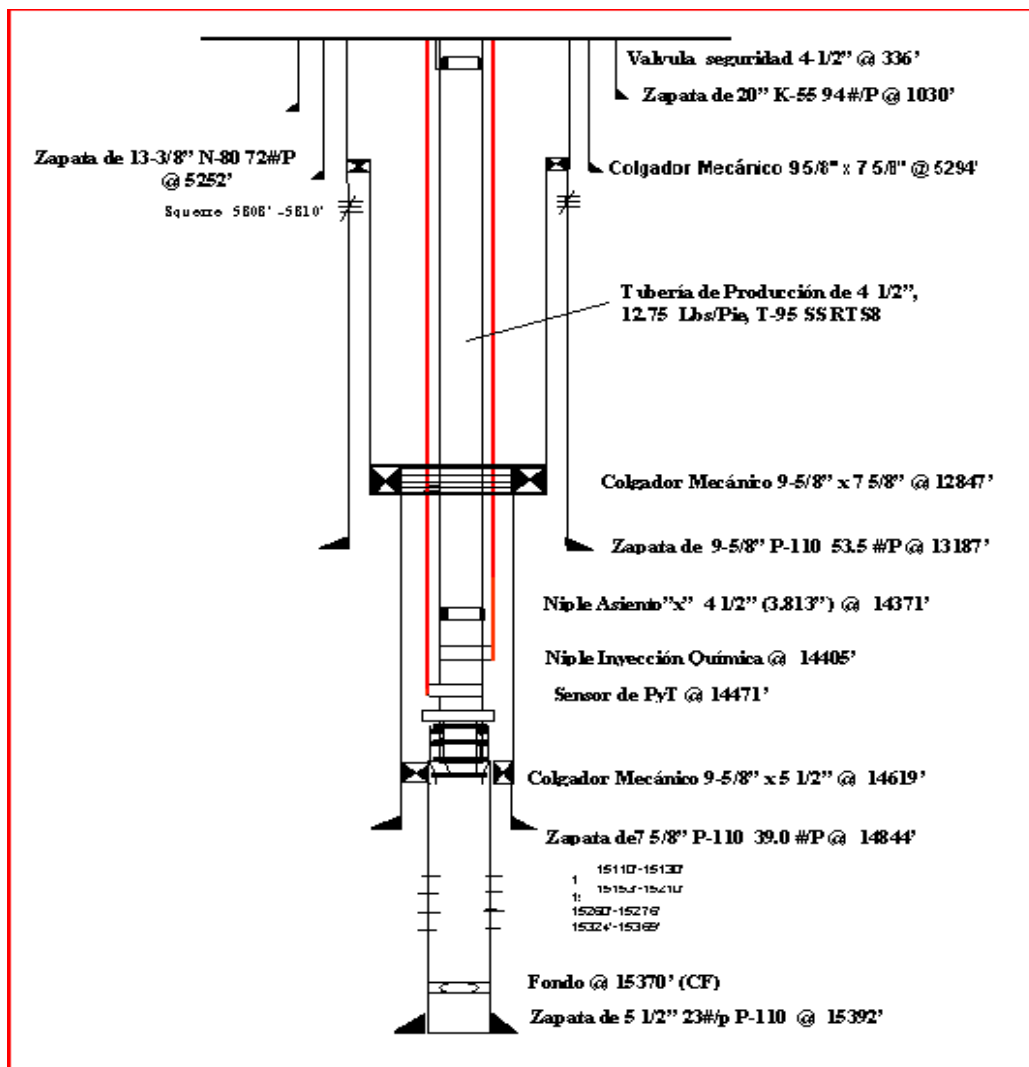


Figura III.1.3 Diagrama Mecánico Actual, Pozo FUL 91.

Fuente: Base de Datos PDVSA

SELECCIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

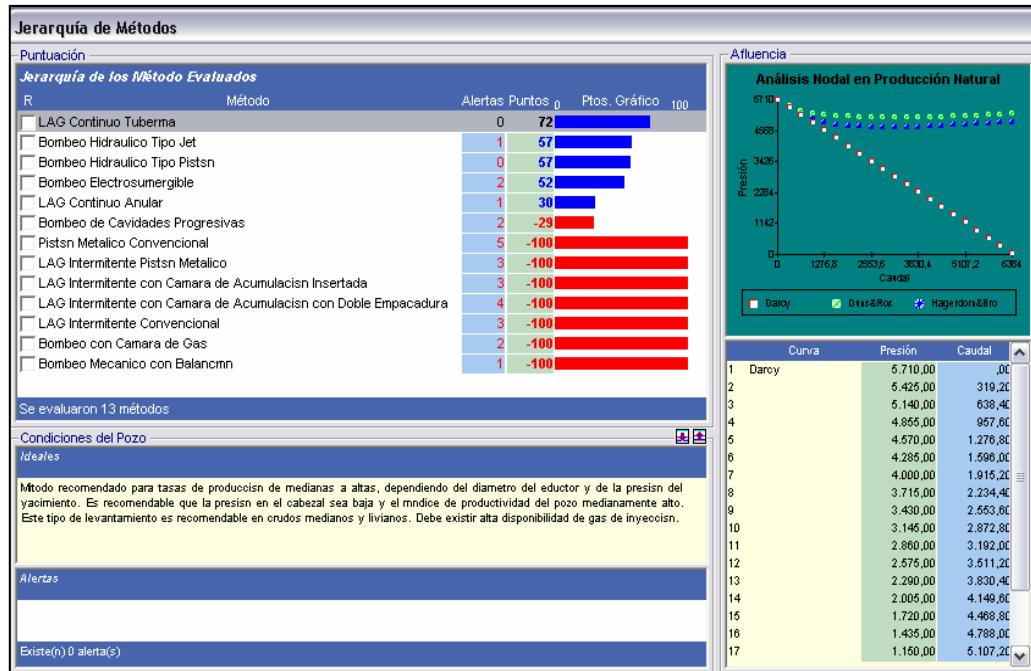


Figura III.1.4 Jerarquía de Métodos de Levantamiento Artificial, Pozo FUL 91.

DISEÑO DE COMPLETACIÓN CON LAG

Tabla III.1.2 Iteración con diferentes tasas de inyección de gas, FUL 91.

Pwf (Lpca)	Tasa Líquido (BBPD)	Tasa Crudo (BNPD)	Tasa Gas Inyectado (MMPCND)
2700,115	2303,413	2250,434	0
2382,285	2510,886	2453,135	0,5
2209,933	2613,582	2553,469	1
2105,170	2673,117	2611,635	1,5
2040,077	2708,743	2646,442	2
1993,272	2733,336	2670,469	2,5
1959,359	2751,154	2687,877	3

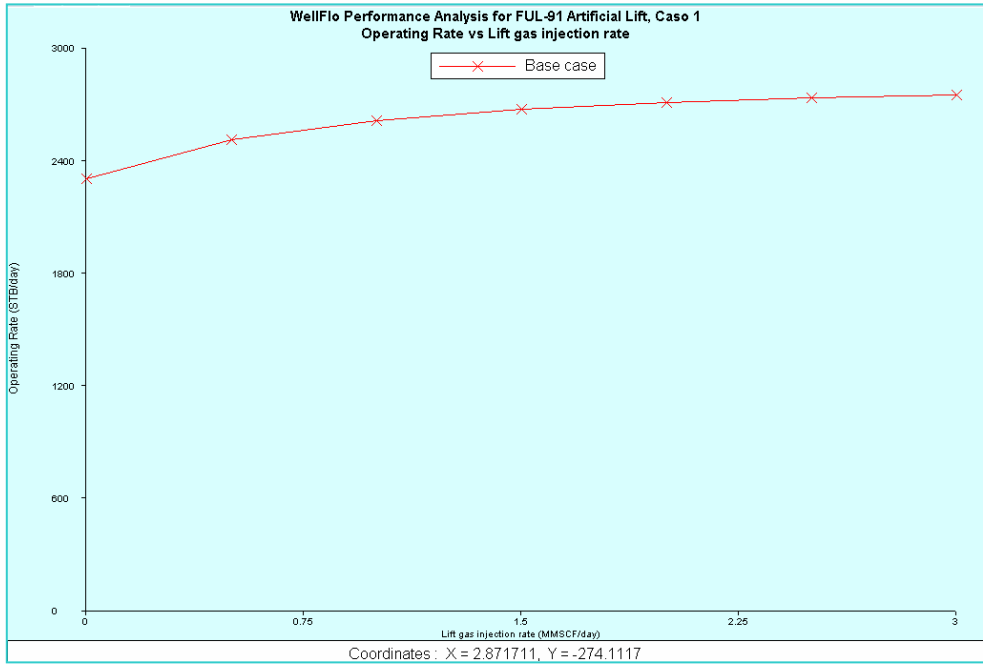


Figura III.1.5 Curva de rendimiento del gas, FUL 91.

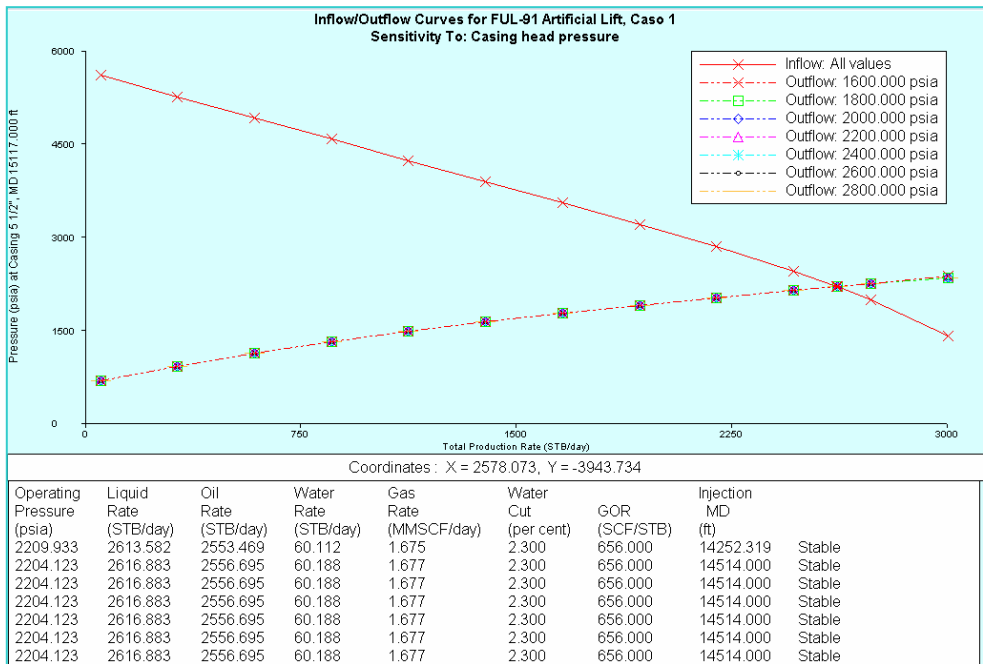


Figura III.1.6 Sensibilidad a la presión de inyección en superficie, FUL 91

Gas Lift Valve Positioning - F:\NODALES BASE\FUL-91 Artificial Lift, Caso 1.wfl

Gas Lift Input Parameters

Casing head pressure: 1600.000 psia Lift gas injection rate: 1.000 MMSCF/day
Maximum CH pressure: 1600.000 psia Lift gas/liquid ratio: 382.555 SCF/STB
Injection gas gravity: 0.670 sp grav Use Qgi Use GLRi
Valve diff. pressure: 100.000 psi Liquid rate: 2614.000 STB/day
Min. valve spacing (TVD): 500.000 ft Static fluid spec grav: 1.00000 sp grav
Max MD of injection: 14514.00 ft Static fluid gradient: 0.43310 psi/ft

Start node: Outlet Node Start node pressure: 140.000 psia

MD (ft)	TVD (ft)	Casing Pressure (psia)	Tubing Pressure (psia)	Temp (degrees F)
3845.619	3845.619	1730.876	401.101	247.70
6935.101	6935.101	1805.120	733.940	270.67
9363.778	9363.778	1857.033	1107.222	284.71
10980.862	10980.862	1881.642	1384.703	291.76
11964.678	11964.678	1894.799	1562.847	295.00

Valve Type: Injection pressure operated Calculate transfer pressures by: Valve number

Figura III.1.7 Datos de entrada software Wellflo® para el diseño de LAGC, FUL 91.

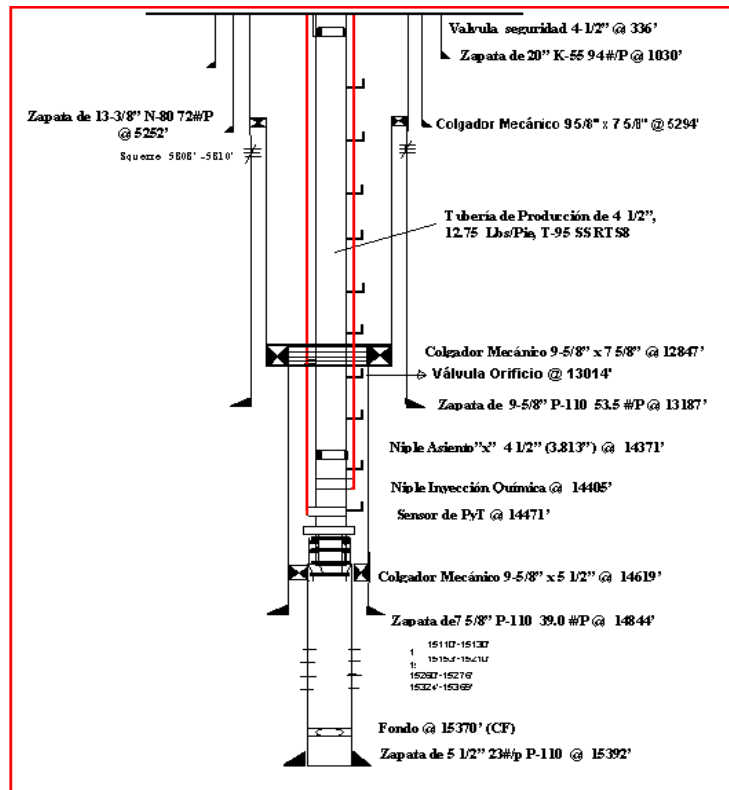


Figura III.1.8 Diagrama mecánico propuesto pozo FUL 91.

III.2 POZO FUC 63

INFORMACIÓN GENERAL

La perforación del pozo FUC 63 se inició en Marzo de 2009, alcanzando la profundidad de 15530 pies, atravesando todas las unidades de la formación los Jabillos. Las unidades JAB-9 y JAB-10 se aislaron mediante colocación de tapón a 15230 pies. En la tabla III.2.1 se presenta los datos petrofísicos de los intervalos productores del pozo FUC 63.

Tabla III.2.1 Intervalos productores, Pozo FUC 63.

Unidad	Intervalo (pies)	Espesor (pies)	K (mD)	Porosidad (%)	Ko (mD)
JAB-2	14618-14637	19	14	11,21	8,81
	14648-14665	17	157	13,31	94,51
	14670-14680	10	153	13,23	92,02
JAB-3	14687-14692	5	70	12,77	42,12
	14698-14702	4	43	13,02	26,20
	14705-14712	7	35	12,01	21,36
	14717-14769	52	35	12,46	21,40
	14786-14805	19	31	12,15	18,99
JAB-4	14856-14860	4	71	12,03	43,13
	14893-14907	14	44	12,16	26,49
	14910-14923	13	92	12,93	55,38
JAB-5	14930-14944	14	34	12,75	20,97
	14950-14969	19	55	12,62	33,07
JAB-6	15013-15029	16	23	11,66	13,94
	15040-15062	22	18	11,88	10,83
	15068-15086	18	7	10,61	4,12
	15113-15118	5	48	11,74	28,81
JAB-7	15134-15157	23	9	11,23	5,56
	15164-15173	9	152	9,97	91,04

ANÁLISIS GEOLÓGICO

En la figura III.2.1 se muestra la ubicación del pozo FUC 63 y de los pozos vecinos FUC 34IA, FUC 45 y FUC 30IA en el tope del yacimiento CRE FUC 1, también está

representada una línea que une a estos cuatro pozos, la cual permitirá realizar una sección estructural involucrando los pozos inyectoros de agua vecinos al pozo FUC 63, con el objetivo de visualizar la posible influencia de estos pozos a inyectoros en el barrido de reservas hacia el pozo. La presión de yacimiento en la zona donde se encuentra completado el pozo FUC 63 es de 5215 Lpca.

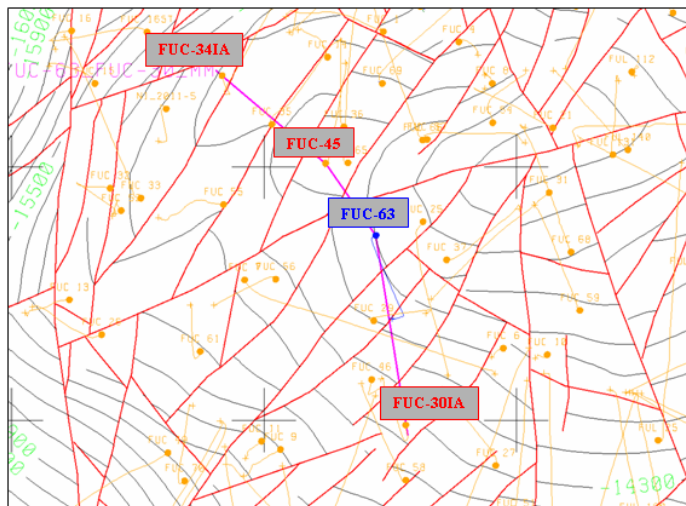


Figura III.2.1 Ubicación del pozo FUC 63.

Fuente: Base de datos PDVSA.

Una sección estructural entre los pozos FUC 341A, FUC 45, FUC 63 y FUC 301A es mostrada en la figura III.2.2, en la misma puede visualizarse los radios de invasión teóricos de los pozos inyectoros de agua FUC 341A y FUC 301A con respecto a los pozos productores FUC 45 y FUC 63, se observa que el área de drenaje del pozo FUC 63 ya fue alcanzada por el frente de inyección del pozo FUC 301A a través de la unidad de flujo JAB-4 y se espera la futura irrupción de la misma a mediano o corto plazo por unidades subyacentes JAB-5 y JAB-6. También se muestra que el pozo FUC 63 no presenta riesgo de canalización de agua de inyección procedente del pozo FUC 341A.

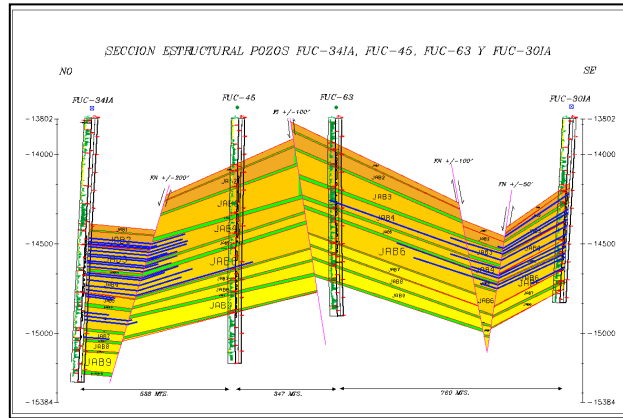


Figura III.2.2 Sección Estructural: FUC-34IA, FUC-45, FUC-63 y FUC-30IA.

Fuente: Base de datos PDVSA.

DIAGRAMA MECÁNICO ACTUAL DEL POZO FUC 63

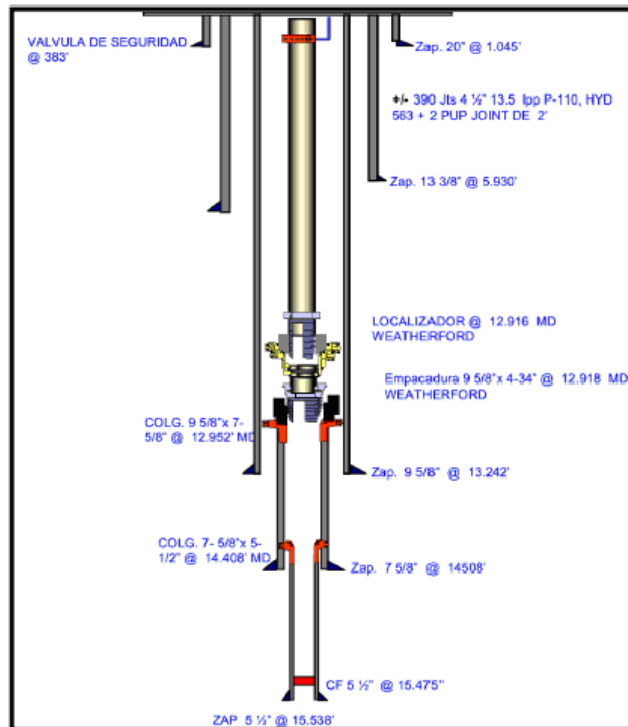


Figura III.2.3 Diagrama mecánico actual del pozo FUC 63.

Fuente: Base de datos PDVSA.

SELECCIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

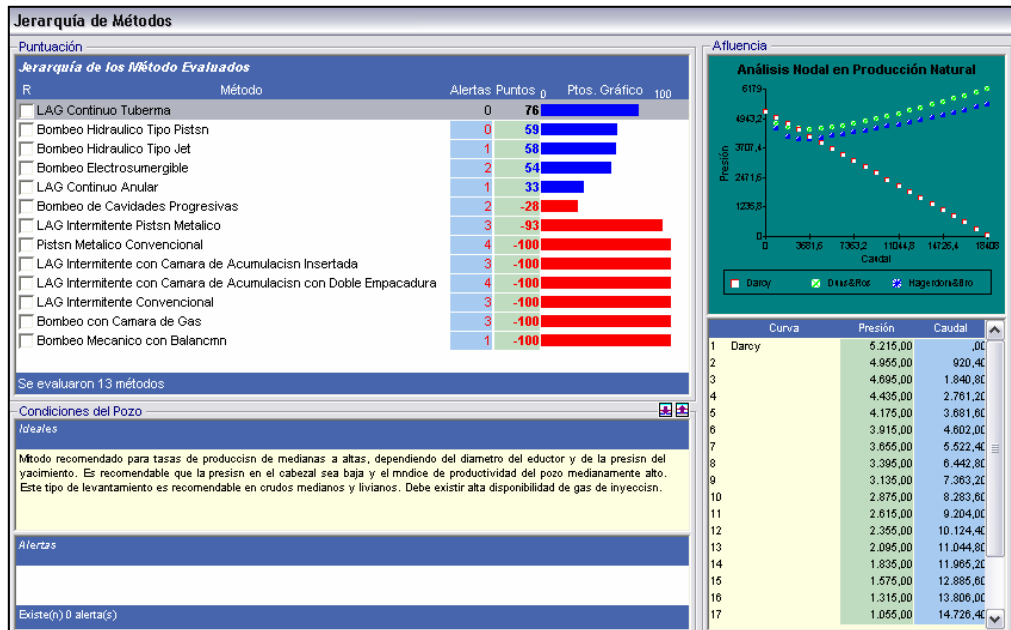


Figura III.2.4 Jerarquía de Métodos de Levantamiento Artificial, Pozo FUC 63.

DISEÑO DE COMPLETACIÓN CON LAG

Tabla III.2.2 Iteración con diferentes tasas de inyección de gas, FUC 63.

Pwf (Lpca)	Tasa Líquido (BBPD)	Tasa Crudo (BNPD)	Tasa Gas Inyectado (MMPCND)
3386,118	2545,942	2535,758	0
3077,018	2985,710	2973,767	0,5
2932,756	3181,236	3168,511	1
2826,739	3320,440	3307,158	1,5
2745,221	3423,723	3410,028	2
2678,179	3508,091	3494,059	2,5
2627,257	3570,527	3556,245	3

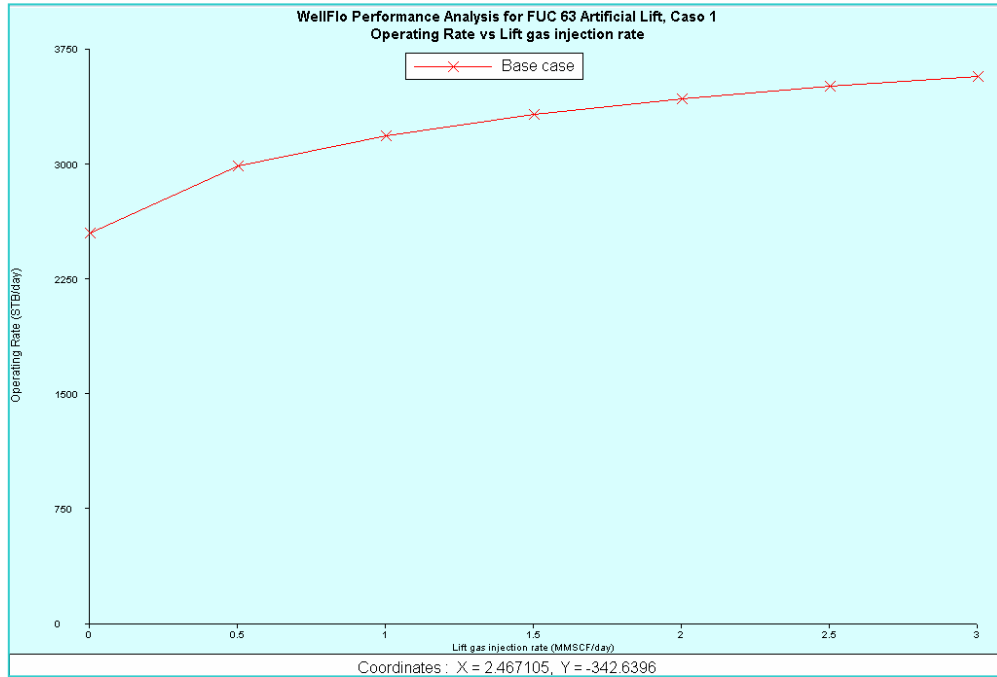


Figura III.2.5 Curva de rendimiento del gas, FUC 63.

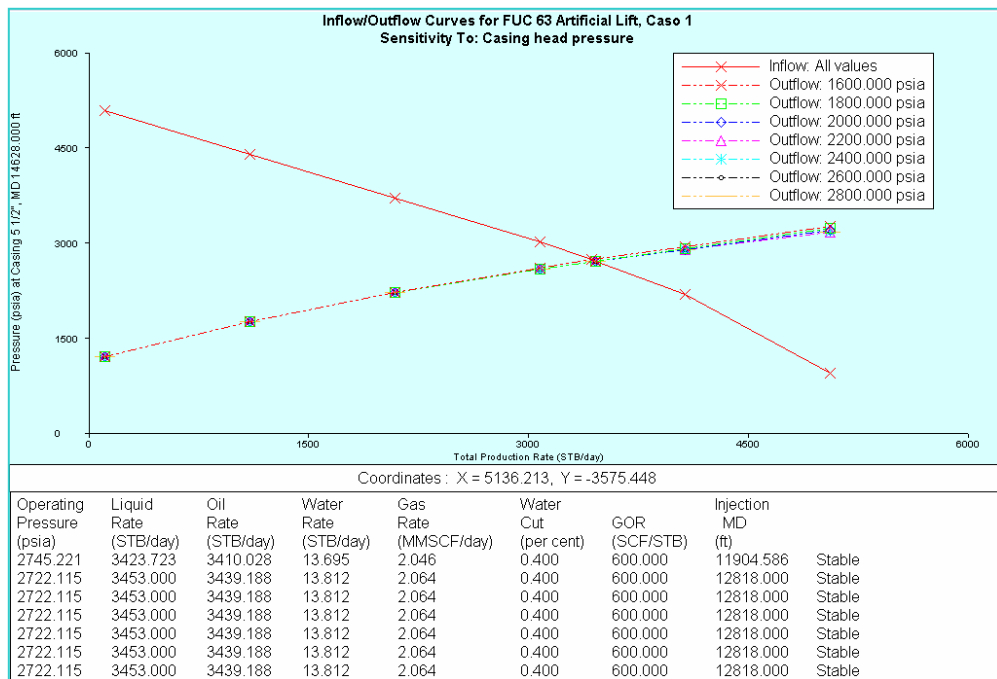


Figura III.2.6 Sensibilidad a la presión de inyección en superficie, FUC 63

Gas Lift Valve Positioning - F:\NODALES BASE\FUC 63 Artificial Lift, Caso 1.wfl

Gas Lift Input Parameters

Casing head pressure: 1600.000 psia Lift gas injection rate: 2.000 MMSCF/day
 Maximum CH pressure: 1600.000 psia Lift gas/liquid ratio: 584.112 SCF/STB
 Injection gas gravity: 0.670 sp grav Use Qgi Use GLRi
 Valve diff. pressure: 100.000 psi Liquid rate: 3424.000 STB/day
 Min. valve spacing (TVD): 500.000 ft Static fluid spec grav: 1.00000 sp grav
 Max MD of injection: 12818.00 ft Static fluid gradient: 0.43310 psi/ft

Start node: Outlet Node Start node pressure: 190.000 psia

MD (ft)	TVD (ft)	Casing Pressure (psia)	Tubing Pressure (psia)	Temp (degrees F)
3966.291	3927.933	1733.688	524.805	231.73
6857.524	6791.206	1801.114	916.888	250.07
8924.011	8837.708	1840.930	1279.401	260.37
10171.735	10073.366	1853.084	1537.133	265.30
10798.469	10694.030	1844.137	1671.058	267.36

Valve Type: Injection pressure operated Calculate transfer pressures by: Valve number

Figura III.2.7 Datos de entrada para el diseño de LAGC optimizado, FUC 63.

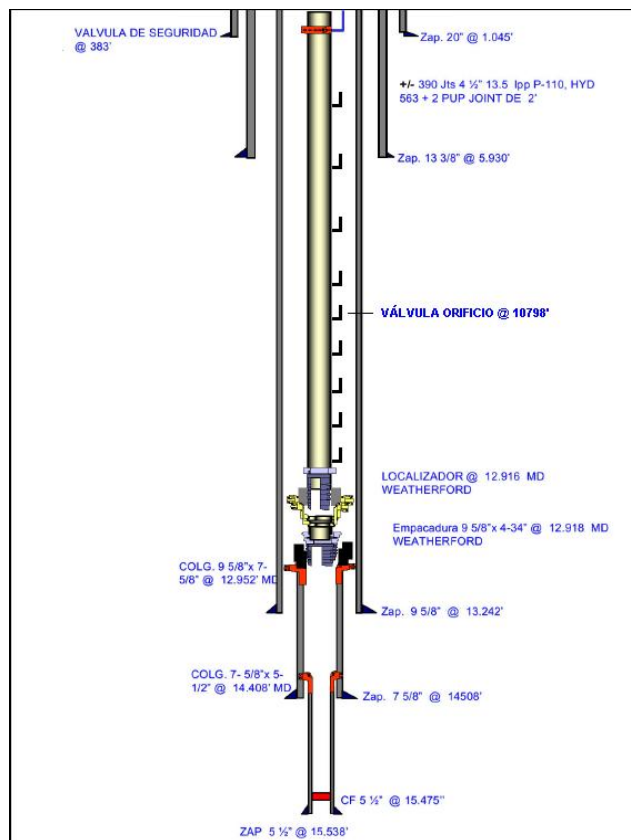


Figura III.2.8 Diagrama mecánico propuesto pozo FUC 63.

III.3 POZO FUL 90

INFORMACIÓN GENERAL

El pozo FUL 90 inició producción en Agosto de 2002. La producción ha declinado de manera progresiva asociada principalmente a los problemas de taponamiento por asfáltenos y arenamiento. En la tabla III.3.1 se presenta la data petrofísica de los intervalos productores del pozo FUL 90.

Tabla III.3.1 Intervalos productores del pozo FUL 90.

Tope (pies)	Base (pies)	Espesor (pies)	K (mD)	Porosidad (%)	Ko (mD)
14862	14890	28	30	10,58	18,25
14898	14931	33	4	11,16	2,48
14943	14966	23	5	11,56	3,09
14969	14999	30	2	11,5	1,25
15018	15054	36	46	12,43	27,93
15074	15122	48	39	11,82	23,70
15139	15146	7	63	12,37	38,14
15156	15172	16	129	12,79	77,66
15176	15181	5	111	13,86	66,96
15186	15190	4	50	13,98	30,36
15204	15216	12	34	11,49	20,68
15226	15234	8	75	13,66	45,38
15238	15273	35	68	13,05	41,16
15278	15306	28	22	10,87	13,42

ANÁLISIS GEOLÓGICO

En la figura III.3.1 se puede observar la ubicación del pozo FUL 90 en el tope del yacimiento CRE FUC 1, se muestra además las líneas que permitirán definir las secciones estructurales entre este productor y los pozos inyectores vecinos asociados

al mismo. La presión de yacimiento en la zona donde se encuentra perforado el pozo FUL 90 es de 5710 Lpca.

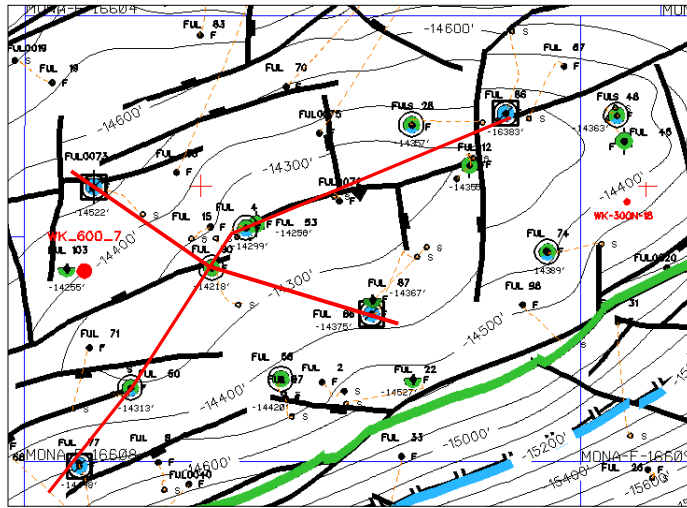


Figura III.3.1 Ubicación del pozo FUL 90.

Fuente: Base de datos PDVSA.

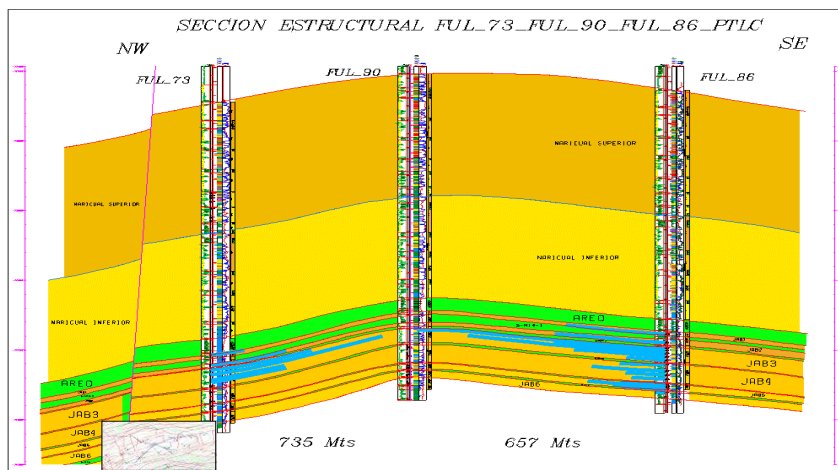


Figura III.3.2 Sección Estructural FUL-73IA, FUL-90 y FUL-86IA.

Fuente: Base de datos PDVSA

En la figura III.3.2 se presenta la sección estructural entre los pozos FUL 73IA, FUL 90 y FUL 86IA. El pozo FUL-73IA presenta un perfil de inyección en donde los

máximos radios de drenajes se registran en la unidad de flujo JAB-3, con un 90% del total inyectado, sin embargo la distancia que separa al inyector del FUL-90 no es superada por los radios de drenajes. En lo que respecta al inyector FUL-86IA, presenta un perfil de inyección donde los máximos radios de drenaje se presentan en la unidad de flujo JAB-3, superando estos la distancia que separa a este inyector del FUL-90.

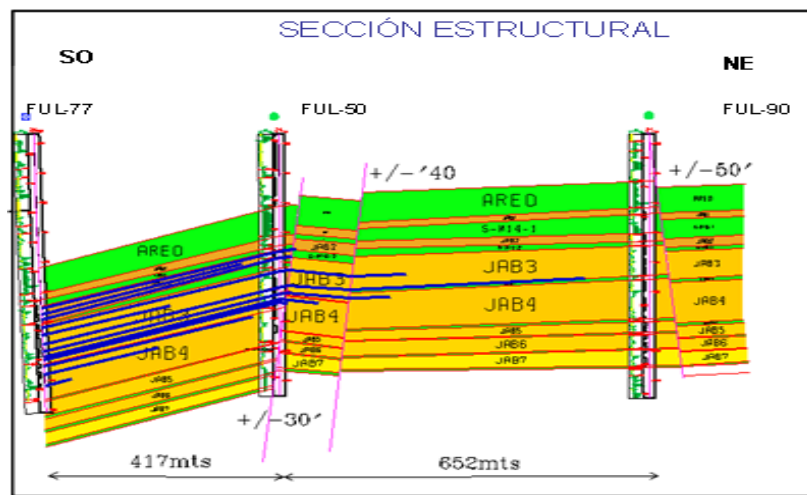


Figura III.3.3 Sección Estructural FUL-77IA, FUL-50, FUL-90.

Fuente: Base de datos PDVSA.

En la figura III.3.3 se puede observar una estructura cortada por un total de tres fallas con desplazamientos de hasta 50 pies de salto vertical, ninguno de los pozos tomados en consideración en este corte es interceptado en su trayectoria por fallas. Se observa que no existe diferencia notable en cuanto a los niveles estructurales en donde se ubican los pozos involucrados. Con relación al inyector FUL-77IA, presenta un perfil de inyección homogéneo a través de las unidades que van desde JAB-2 hasta JAB-4, registrando la unidad de flujo JAB-3 un mayor alcance en su radio de drenaje, la configuración estructural sugiere que el frente de inyección se encuentra aun distante del pozo FUL-90.

DIAGRAMA MECÁNICO ACTUAL DEL POZO FUL 90

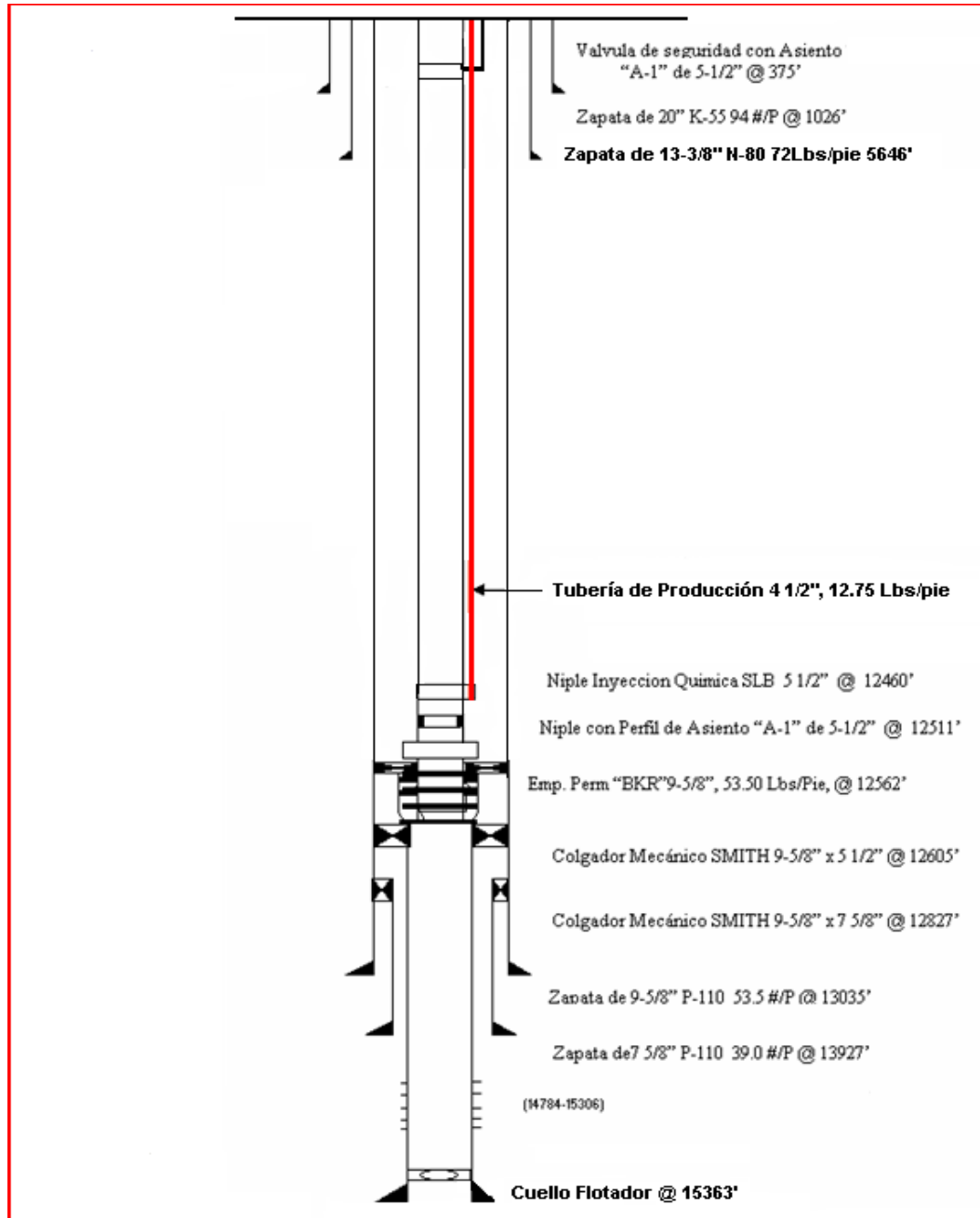


Figura III.3.4 Diagrama mecánico actual del pozo FUL 90.

Fuente: Base de datos PDVSA.

SELECCIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

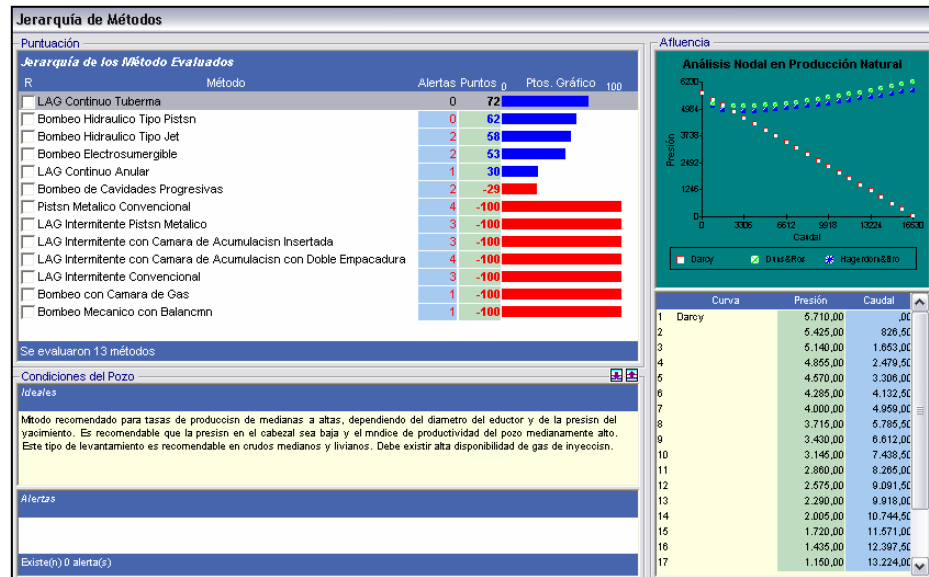


Figura III.3.5 Jerarquía de Métodos de Levantamiento Artificial, Pozo FUL 90.

DISEÑO DE COMPLETACIÓN CON LAG

Tabla III.3.2. Iteración con diferentes tasas de inyección de gas, FUL 90.

Pwf (Lpca)	Tasa Líquido (BBPD)	Tasa Crudo (BNPD)	Tasa Gas Inyectado (MMPCND)
Pozo no fluye			0
4756,549	3402,808	3232,668	0,5
4640,992	3844,565	3652,337	1
4555,282	4172,217	3963,606	1,5
4482,843	4449,133	4226,676	2
4424,753	4671,199	4437,639	2,5
4368,956	4884,499	4640,274	3

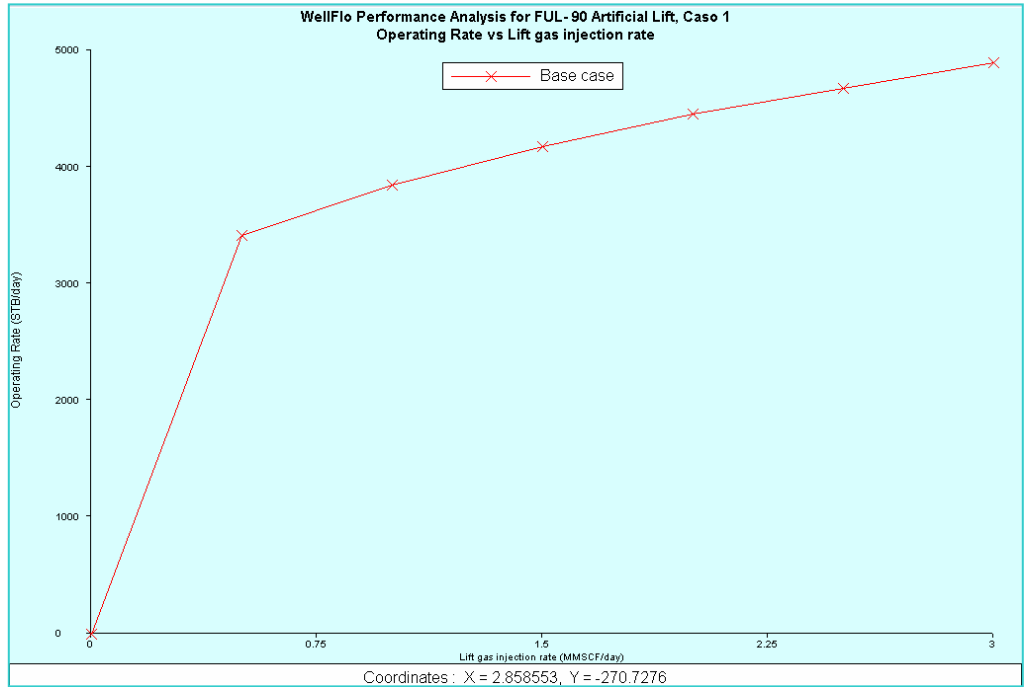


Figura III.3.6 Curva de rendimiento del gas, FUL 90.

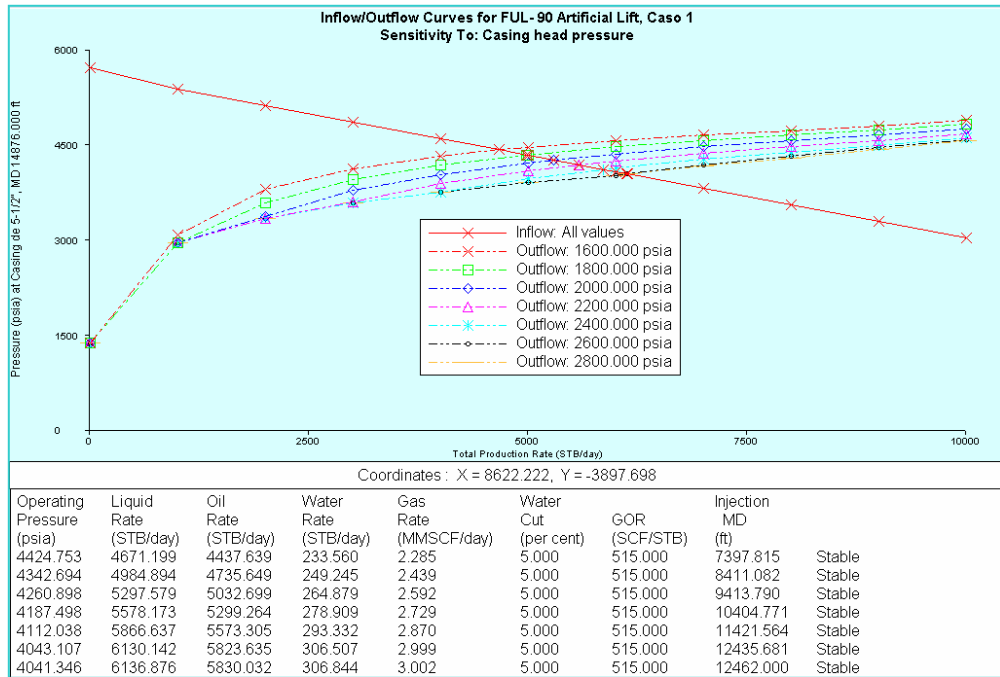


Figura III.3.7 Sensibilidad a la presión de inyección en superficie, FUL 90.

Gas Lift Valve Positioning - F:\NODALES BASE\FUL - 90 Artificial Lift, Caso 1.wfl

Gas Lift Input Parameters

Casing head pressure: 2600.000 psia Lift gas injection rate: 2.500 MMSCF/day
Maximum CH pressure: 2600.000 psia Lift gas/liquid ratio: 407.830 SCF/STB
Injection gas gravity: 0.670 sp grav Use Qgi Use GLRi
Valve diff. pressure: 100.000 psi Liquid rate: 6130.000 STB/day
Min. valve spacing (TVD): 500.000 ft Static fluid spec grav: 1.00000 sp grav
Max MD of injection: 12462.00 ft Static fluid gradient: 0.43310 psi/ft

Start node: Outlet Node Start node pressure: 360.000 psia

MD (ft)	TVD (ft)	Casing Pressure (psia)	Tubing Pressure (psia)	Temp (degrees F)
6482.211	6468.772	2931.537	1604.506	284.63
9558.879	9539.063	3063.759	2391.445	294.72
10918.681	10896.046	3106.524	2749.537	297.85
11459.922	11436.165	3105.559	2893.092	298.66
11960.951	11936.165			

Valve Type: Injection pressure operated Calculate transfer pressures by: Valve number

Figura III.3.8 Datos de entrada para el diseño de LAGC optimizado, FUL 90.

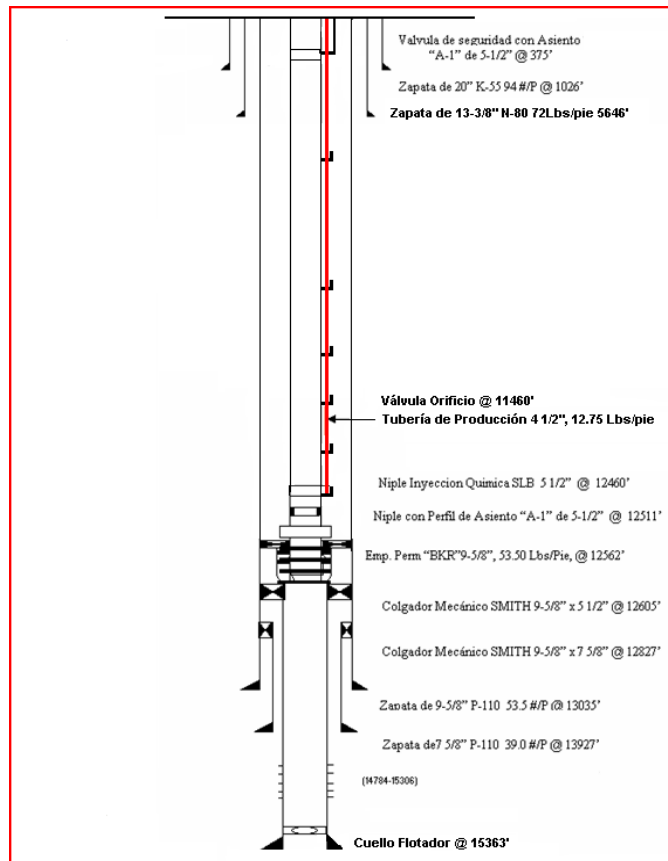


Figura III.3.9 Diagrama mecánico propuesto pozo FUL 90.

III.4 POZO FUL 74

INFORMACIÓN GENERAL

El pozo FUL 74, empezó a perforarse en Enero de 1998 y alcanzó la profundidad de 15561 pies. Fue completado como productor de petróleo por flujo natural en el yacimiento CRE FUC 1. Se encuentra cañoneado en las unidades de flujo JAB-1 hasta JAB-5, presenta antecedentes de asfáltenos y producción de arena.

Tabla III.4.1 Intervalos productores del pozo FUL 74.

Topo (pies)	Base (pies)	Espesor (pies)	K (mD)	Porosidad (%)	Ko (mD)
15028	15036	8	119,07	13,84	71,78
15078	15088	10	126,67	14,37	76,35
15094	15102	8	117,53	14,38	70,88
15122	15128	6	159,56	17,08	96,12
15134	15163	29	203,99	17,27	122,65

ANÁLISIS GEOLÓGICO

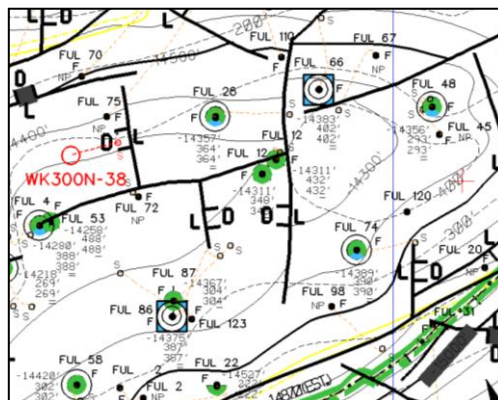


Figura III.4.1 Ubicación del pozo FUL 74.

Fuente: Base de datos PDVSA.

El pozo FUL 74 esta ubicado estructuralmente al Noreste del campo El Furrial en el yacimiento CRE FUC 1, es vecino a los pozos productores de crudo FUL 58, FUL 4, FUL 48, FUL 28 y a los pozos inyectores de agua FUL 87IA y FUL 66IA. La presión de yacimiento actual en la zona donde se encuentra completado el pozo FUL 74 es de 6500 Lpca.

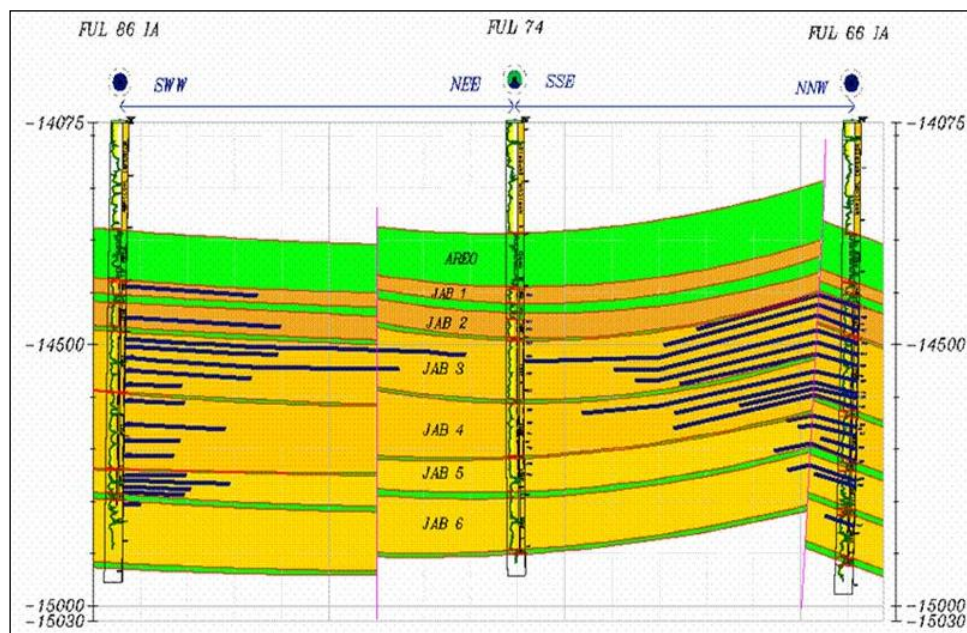


Figura III.4.2 Sección Estructural FUL-86IA, FUL-74 y FUL-66IA.

Fuente: Base de datos PDVSA.

En la figura III.4.2 puede visualizarse una sección estructural en el pozo productor FUL 74 y los pozos inyectores de agua vecinos al mismo FUL 86IA y FUL 66IA, la imagen muestra que los radios de invasión teóricos del pozo FUL 66IA ya alcanzaron el área de drenaje del pozo FUL 74 a través de las unidades de flujo JAB-3 y se espera que el agua invada JAB-4 en un futuro cercano. Con respecto al inyector FUL 86IA el agua aún no ha alcanzado el área de drenaje del productor sin embargo se espera la pronta irrupción de la misma a través de la unidad JAB-3.

DIAGRAMA MECÁNICO ACTUAL DEL POZO FUL 74

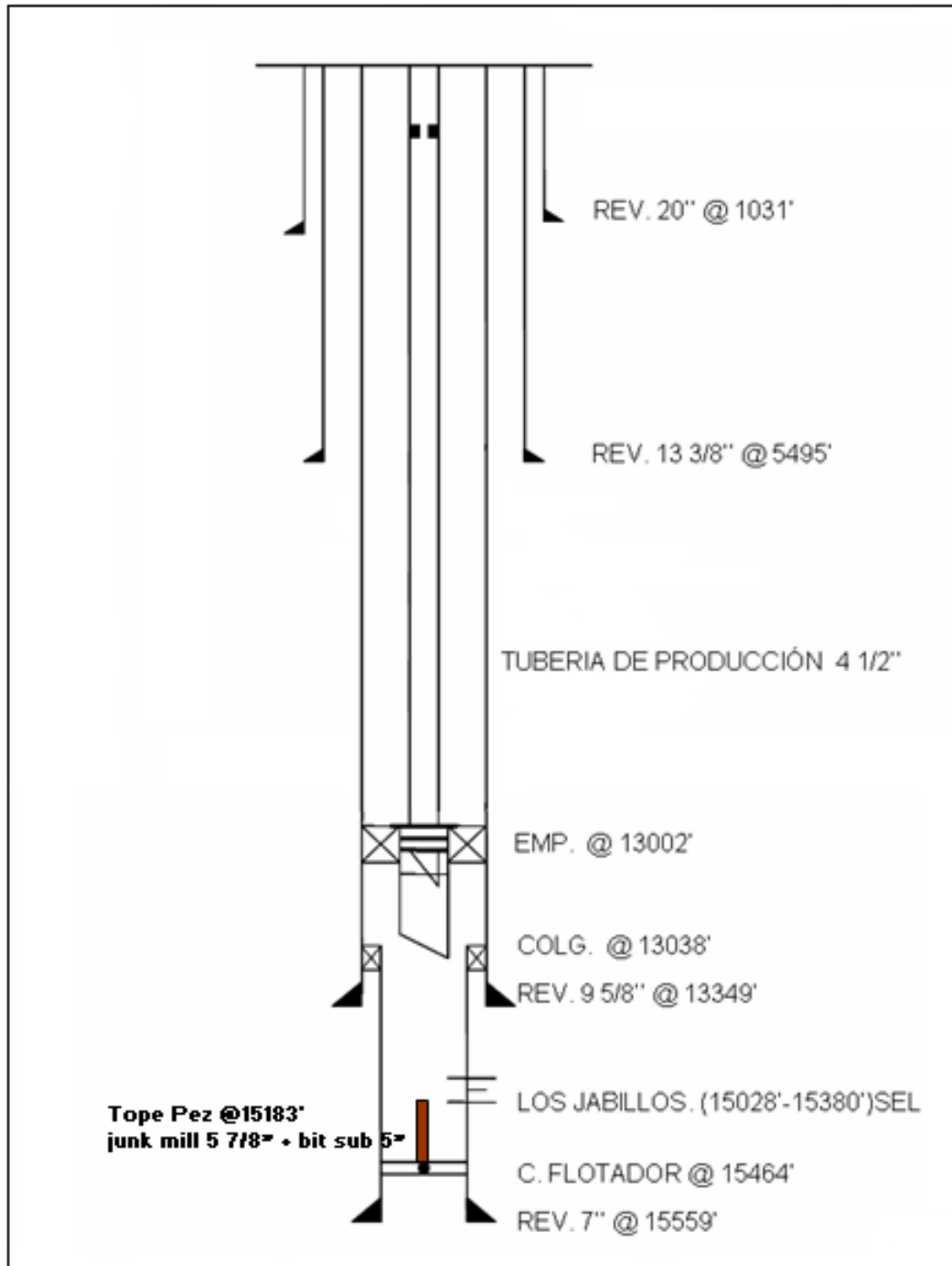


Figura III.4.3 Diagrama mecánico actual del pozo FUL 74.

Fuente: Base de datos PDVSA.

SELECCIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

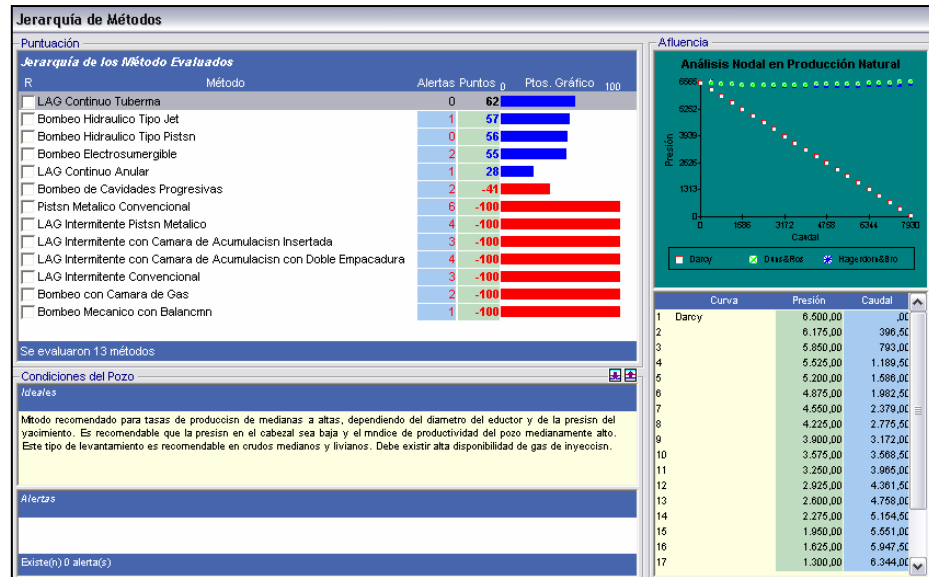


Figura III.4.4 Jerarquía de Métodos de Levantamiento Artificial, Pozo FUL 74.

DISEÑO DE COMPLETACIÓN CON LAG

Tabla III.4.2. Iteración con diferentes tasas de inyección de gas, FUL 74.

Pwf	Tasa Líquido (BBPD)	Tasa Crudo (BNPD)	Tasa Gas Inyectado (MMPCND)
Pozo no fluye			0
5241,748	3939,169	1575,668	0,5
5000,839	4715,915	1886,366	1
4854,292	5188,421	2075,368	1,5
4751,829	5518,786	2207,514	2
4678,686	5754,621	2301,848	2,5
4630,909	5908,666	2363,466	3

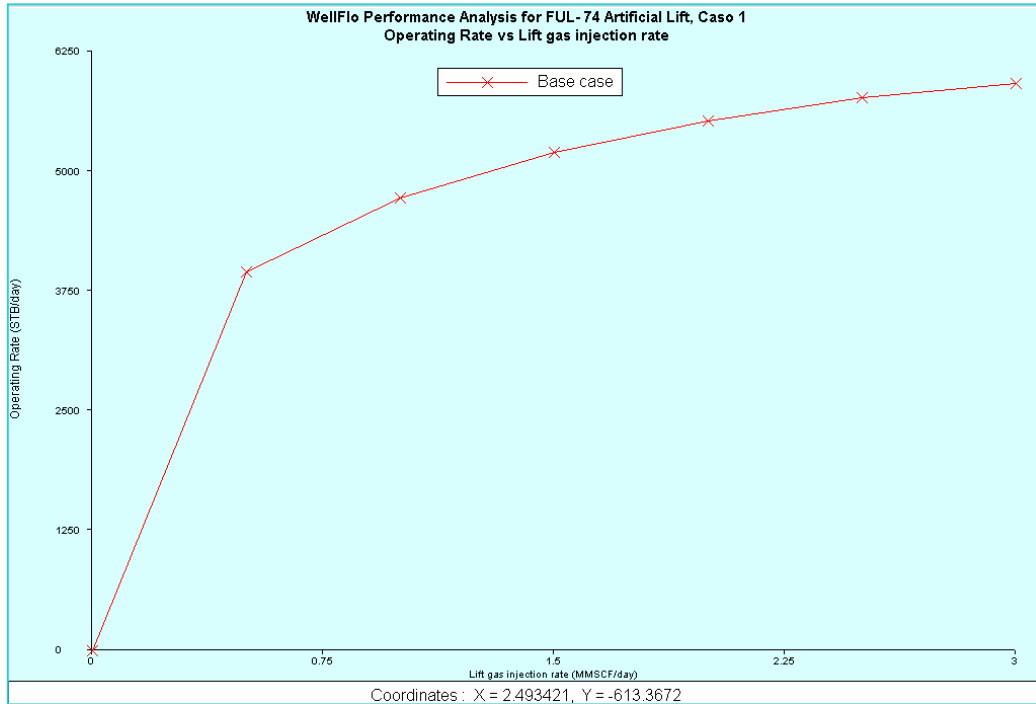


Figura III.4.5 Curva de rendimiento del gas, FUL 74.

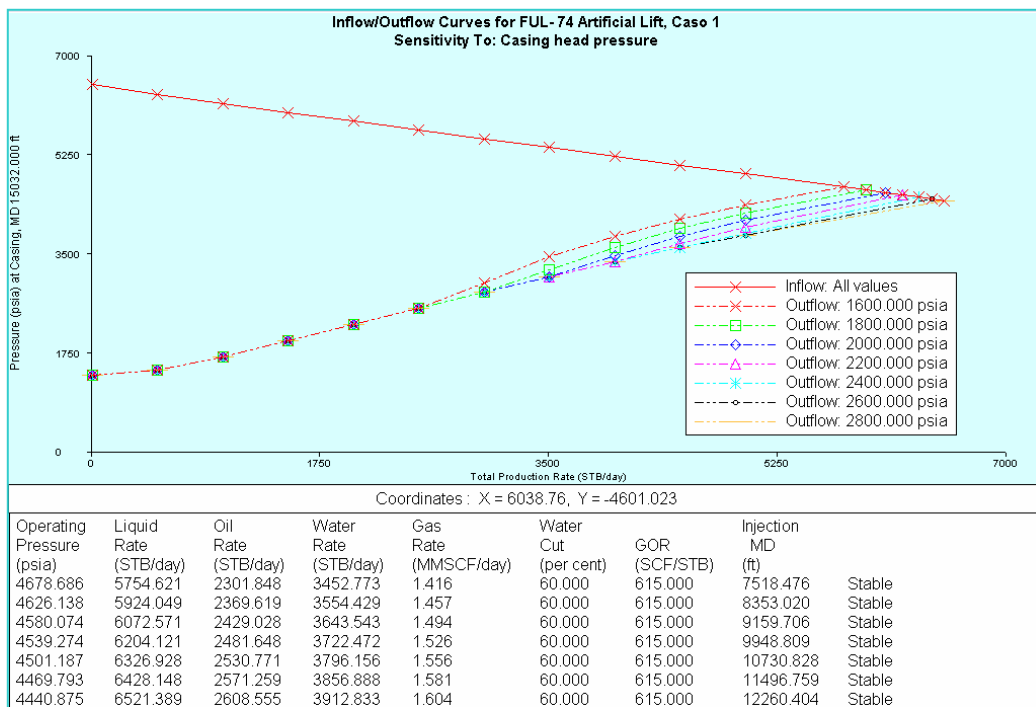


Figura III.4.6 Sensibilidad a la presión de inyección en superficie, FUL 74.

Gas Lift Valve Positioning - F:\NODALES BASE\FUL - 74 Artificial Lift, Caso 1.wfl

Gas Lift Input Parameters

Casing head pressure: 2400.000 psia Lift gas injection rate: 2.500 MMSCF/day
Maximum CH pressure: 2400.000 psia Lift gas/liquid ratio: 395.132 SCF/STB
Injection gas gravity: 0.670 sp grav Use Qgi Use GLRi
Valve diff. pressure: 100.000 psi Liquid rate: 6327.000 STB/day
Min. valve spacing (TVD): 500.000 ft Static fluid spec grav: 1.00000 sp grav
Max MD of injection: 12902.00 ft Static fluid gradient: 0.43310 psi/ft

Start node: Outlet Node Start node pressure: 320.000 psia

MD (ft)	TVD (ft)	Casing Pressure (psia)	Tubing Pressure (psia)	Temp (degrees F)
5902.985	5858.834	2646.483	1400.981	298.13
8766.839	8701.269	2739.913	2163.457	306.7E
9879.391	9805.500	2758.438	2495.582	309.2E
10383.158	10305.500	2750.380	2651.323	310.2E
10986.926	10905.500			

Valve Type: Injection pressure operated Calculate transfer pressures by: Valve number

Figura III.4.7 Datos de entrada para el diseño de LAGC optimizado, FUL 74.

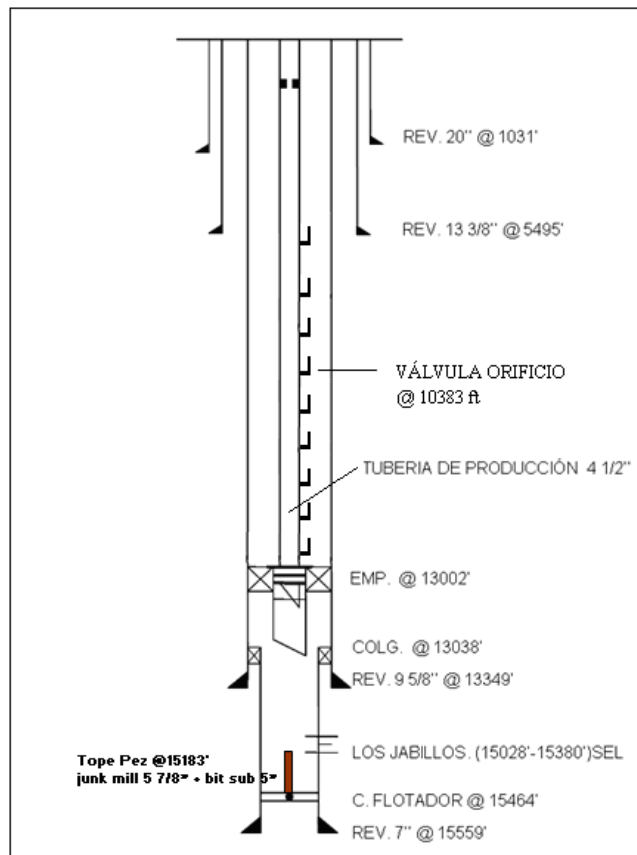


Figura III.4.8 Diagrama mecánico propuesto pozo FUL 74.

III.5 POZO FUL 25

INFORMACIÓN GENERAL

Se perforó en Junio de 1991, actualmente es doble sarta completado en el yacimiento NAR S FUC 1 (sarta corta) y en el yacimiento CRE FUC 1 (sarta larga). La sarta corta fue cerrada por presentar alta producción de gas, mientras que la sarta larga se encuentra activa. Los intervalos productores a nivel del yacimiento CRE FUC 1 son mostrados en la tabla III.5.1.

Tabla III.5.1 Intervalos productores del pozo FUL 25.

Tope (pies)	Base (pies)	He (pies)	K (mD)	Porosidad (%)	Ko (mD)
15672	15684	12	54,9	11,8	33,27
15690	15716	26	75,6	13,0	45,72
15722	15738	16	99,4	13,5	60,00
15744	15762	18	105,0	13,5	63,35
15768	15858	90	100,6	14,1	60,74
15874	15900	26	75,0	14,2	45,40
15936	15956	20	80,0	14,2	48,40
15964	16026	62	76,0	14,1	45,99

ANÁLISIS GEOLÓGICO

El pozo FUL 25L ubicado al Suroeste del campo El Furrial, es vecino a los pozos inyectoros de agua FUC 30 y FUL 76, la presión de yacimiento en esta zona es de 4958 Lpca. En la figura III.5.1 se presenta el mapa de ubicación del pozo FUL 25 en el tope del yacimiento CRE FUC 1.

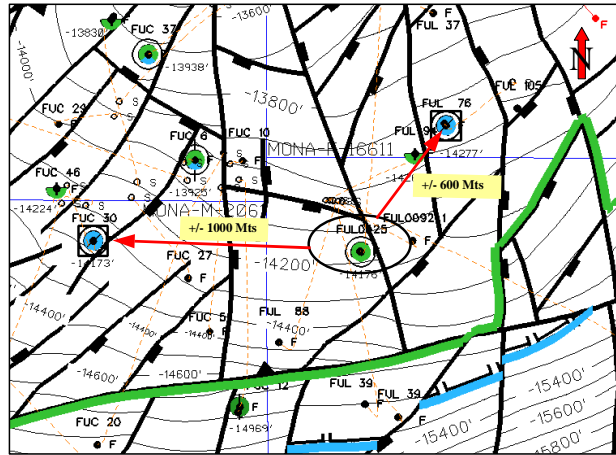


Figura III.5.1 Ubicación pozo FUL 25L

Fuente: Base de datos PDVSA.

La sección estructural mostrada en la figura III.5.2 indica que los radios de invasión teóricos del pozo FUC 30IA aun se encuentran distantes del área de drenaje del pozo FUL 25, por tanto no se espera que el pozo produzca agua a corto o mediano plazo. Se puede observar que la unidad de flujo que presenta mejores propiedades petrofísicas es la unidad JAB 2, y por tanto se convierte en un canal preferencial de flujo del agua de inyección.

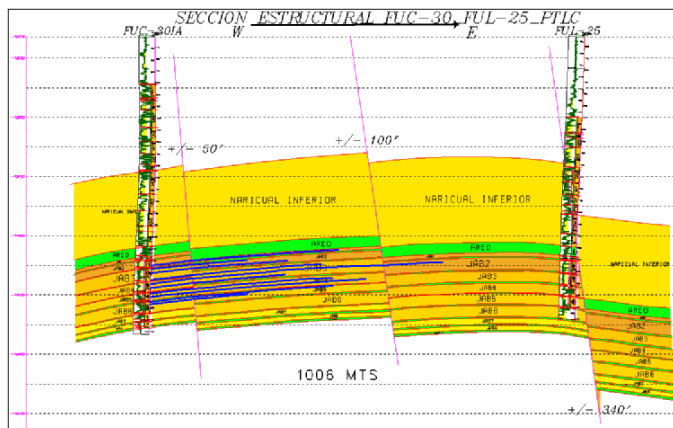


Figura III.5.2 Sección Estructural FUC 30IA- FUL 25.

Fuente: Base de datos PDVSA.

DIAGRAMA MECÁNICO ACTUAL DEL POZO FUL 25

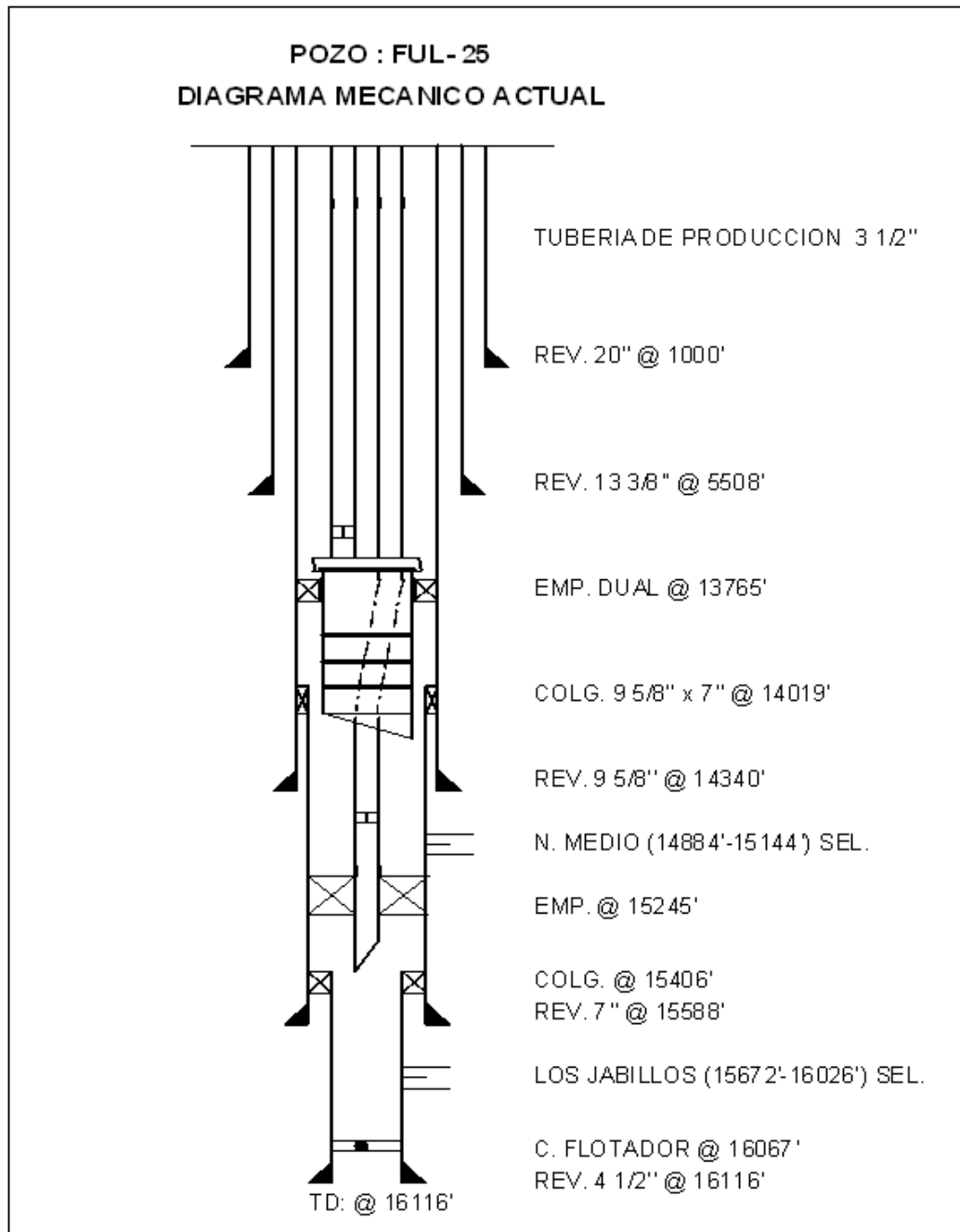


Figura III.5.3 Diagrama mecánico actual del pozo FUL 25.

Fuente: Base de datos PDVSA.

SELECCIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

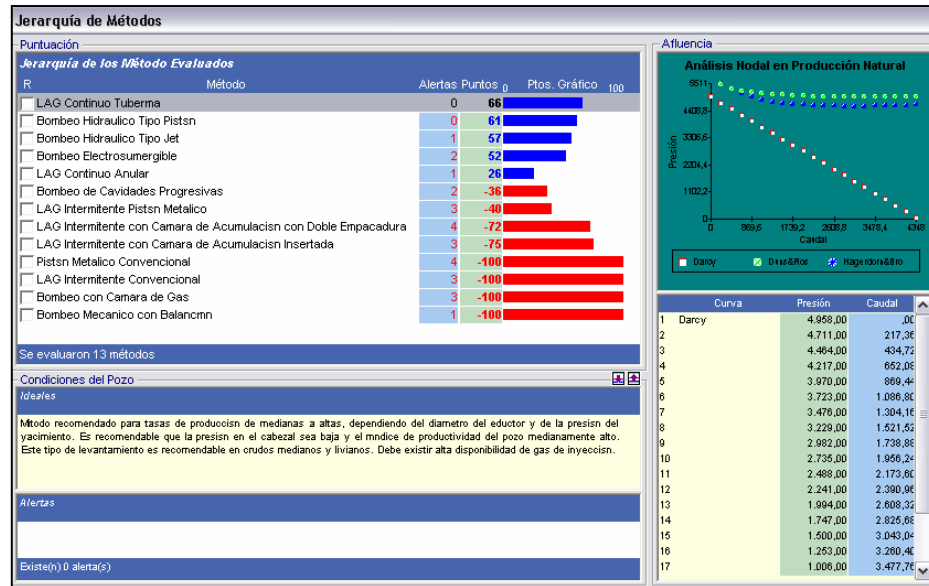


Figura III.5.4 Jerarquía de Métodos de Levantamiento Artificial, Pozo FUL 25.

DISEÑO DE COMPLETACIÓN CON LAG

Tabla III.5.2. Iteración con diferentes tasas de inyección de gas, FUL 25.

Pwf	Tasa Líquido (BBPD)	Tasa Crudo (BNPD)	Tasa Gas Inyectado (MMPCND)
Pozo no fluye			0
3205,422	1577,521	1561,746	0,5
2915,607	1847,837	1829,359	1
2756,746	1996,816	1976,848	1,5
2666,117	2082,072	2061,251	2
2618,944	2126,169	2104,907	2,5
2604,281	2139,875	2118,476	3

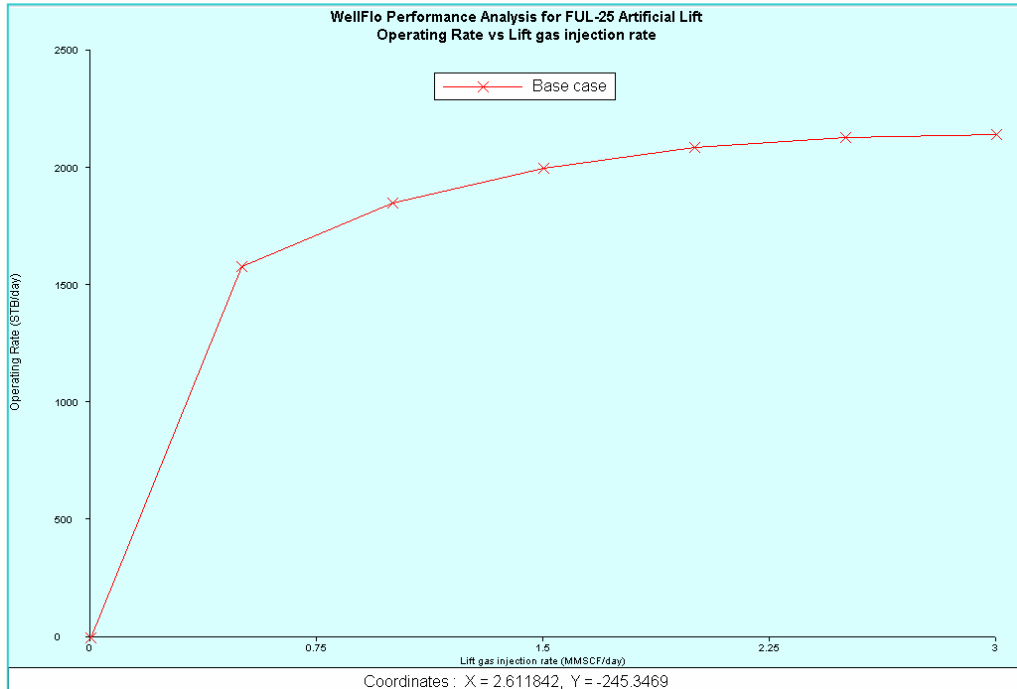


Figura III.5.5 Curva de rendimiento del gas, FUL 25.

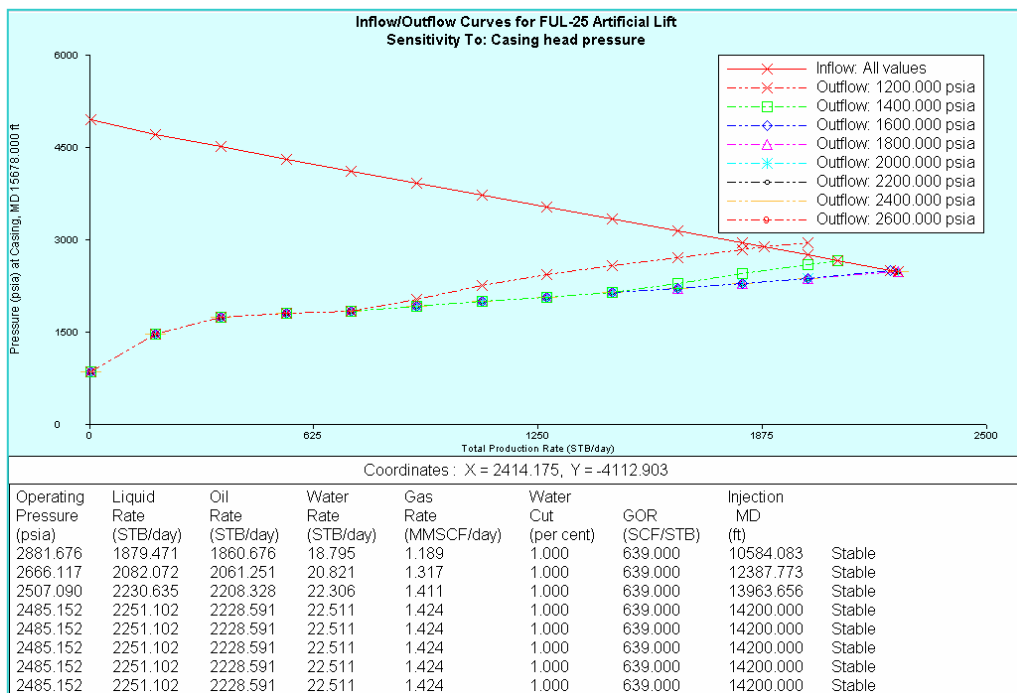


Figura III.5.6 Sensibilidad a la presión de inyección en superficie, FUL 25.

Gas Lift Valve Positioning - D:\...\Escritorio\ISABELLA\NODALES BASE\FUL-25 Art...

Gas Lift Input Parameters

Casing head pressure: 1600.000 psia Lift gas injection rate: 2.000 MMSCF/day
Maximum CH pressure: 1600.000 psia Lift gas/liquid ratio: 896.459 SCF/STB
Injection gas gravity: 0.670 sp grav Use Qgi Use GLRi
Valve diff. pressure: 100.000 psi Liquid rate: 2231.000 STB/day
Min. valve spacing (TVD): 500.000 ft Static fluid spec grav: 1.00000 sp grav
Max MD of injection: 14200.00 ft Static fluid gradient: 0.43310 psi/ft

Start node: Outlet Node Start node pressure: 145.000 psia

MD (ft)	TVD (ft)	Casing Pressure (psia)	Tubing Pressure (psia)	Temp (degrees F)
3613.661	3612.661	1719.577	567.682	225.91
6341.310	6340.310	1778.406	892.814	251.36
8403.346	8402.346	1814.935	1148.656	267.70
9918.138	9917.138	1833.468	1344.290	277.81
11991.034	11990.034	1837.598	1494.226	283.80

Valve Type: Injection pressure operated Calculate transfer pressures by: Valve number

Figura III.5.7 Datos de entrada para el diseño de LAGC optimizado, FUL 25.

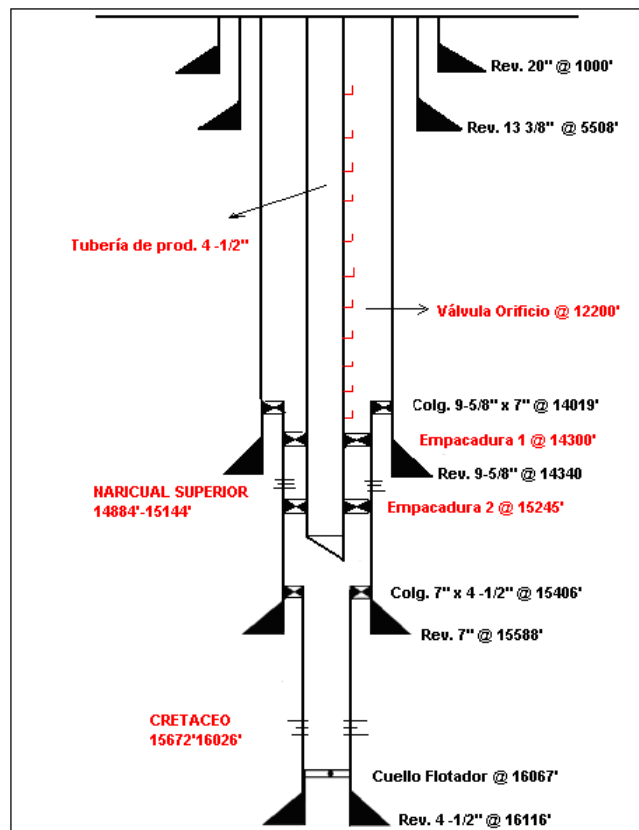


Figura III.5.8 Diagrama mecánico propuesto pozo FUL 25.

III.6 POZO FUC 45

INFORMACIÓN GENERAL

La perforación de este pozo inició a mediados del año 2003 y finalizó en Diciembre del mismo año, fue perforado hasta 15866 pies. La presión de yacimiento en la zona donde se encuentra completado el pozo es de 5130 Lpca. En la tabla III.6.1 se presenta la data petrofísica del pozo FUC 45.

Tabla III.6.1 Intervalos productores del pozo FUC 45.

Unidad	Tope (pies)	Base (pies)	Espesor (pies)	K (mD)	Porosidad (%)	Ko (mD)
JAB03	14946	15000	54	49,46	13,64	30,03
JAB04	15069	15112	43	55,20	13,97	33,49
	15120	15201	81	56,51	13,75	34,28
JAB05	15217	15225	8	137,96	14,10	83,08
JAB06	15274	15327	53	59,94	13,25	36,33
JAB07	15388	15403	15	62,10	13,48	37,63
	15412	15418	6	33,17	11,00	20,17
JAB08	15440	15448	8	39,77	13,15	24,18
	15461	15473	12	31,42	13,07	19,14
	15484	15490	6	22,94	12,46	14,01
JAB09	15508	15514	6	13,36	11,01	8,19
	15533	15569	36	39,14	12,47	23,79
	15576	15602	26	41,65	13,17	25,32
JAB10	15616	15628	12	11,27	10,22	6,91
	15634	15644	10	21,09	12,23	12,88

ANÁLISIS GEOLÓGICO

El pozo FUC 45 se encuentra al Oeste del campo El Furrial, completado en el yacimiento CRE FUC 1, es vecino a los pozos productores FUC 57, FUC 63, FUC 56 y a los pozos inyectores de agua FUC 30IA y FUC 34IA, ver figura III.6.1.

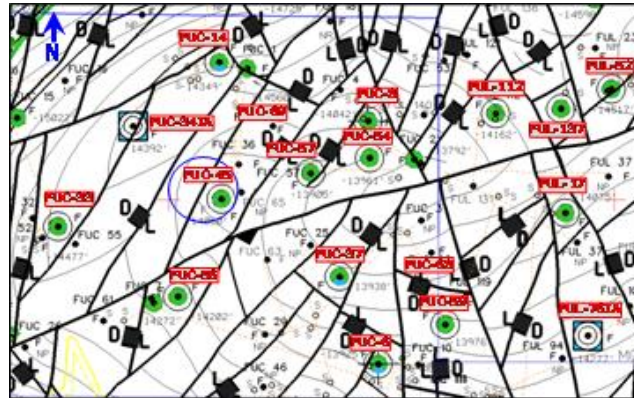


Figura III.6.1 Ubicación del pozo FUC 45.

Fuente: Base de datos PDVSA.

Una sección estructural entre estos pozos es presentada en la figura III.6.2, la misma indica que el frente de inyección de agua proveniente del pozo FUC 30IA no alcanzará a corto plazo el área de drenaje del pozo FUC 45, sin embargo los radios de invasión teóricos del FUC 34IA tienen como canales preferenciales de flujo las unidades JAB-4, JAB-5 y JAB-6 , por tanto a pesar de que el pozo actualmente tiene un corte de agua del 10% se espera que el mismo sea alcanzado con mayor intensidad por este frente de inyección.

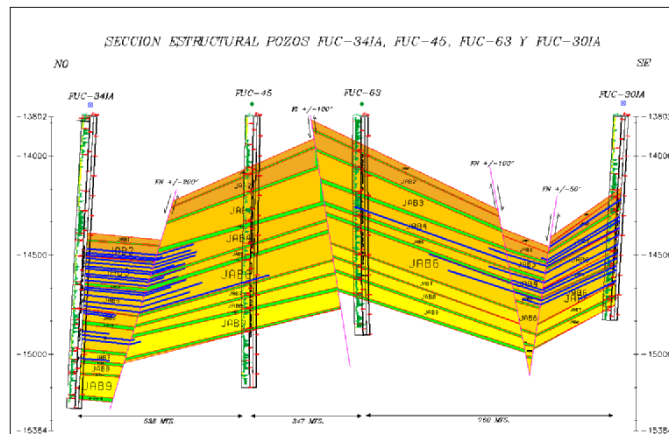


Figura III.6.2 Sección Estructural FUC 34IA, FUC 45, FUC 63 y FUC 30IA.

Fuente: Base de datos PDVSA.

DIAGRAMA MECÁNICO ACTUAL DEL POZO FUC 45

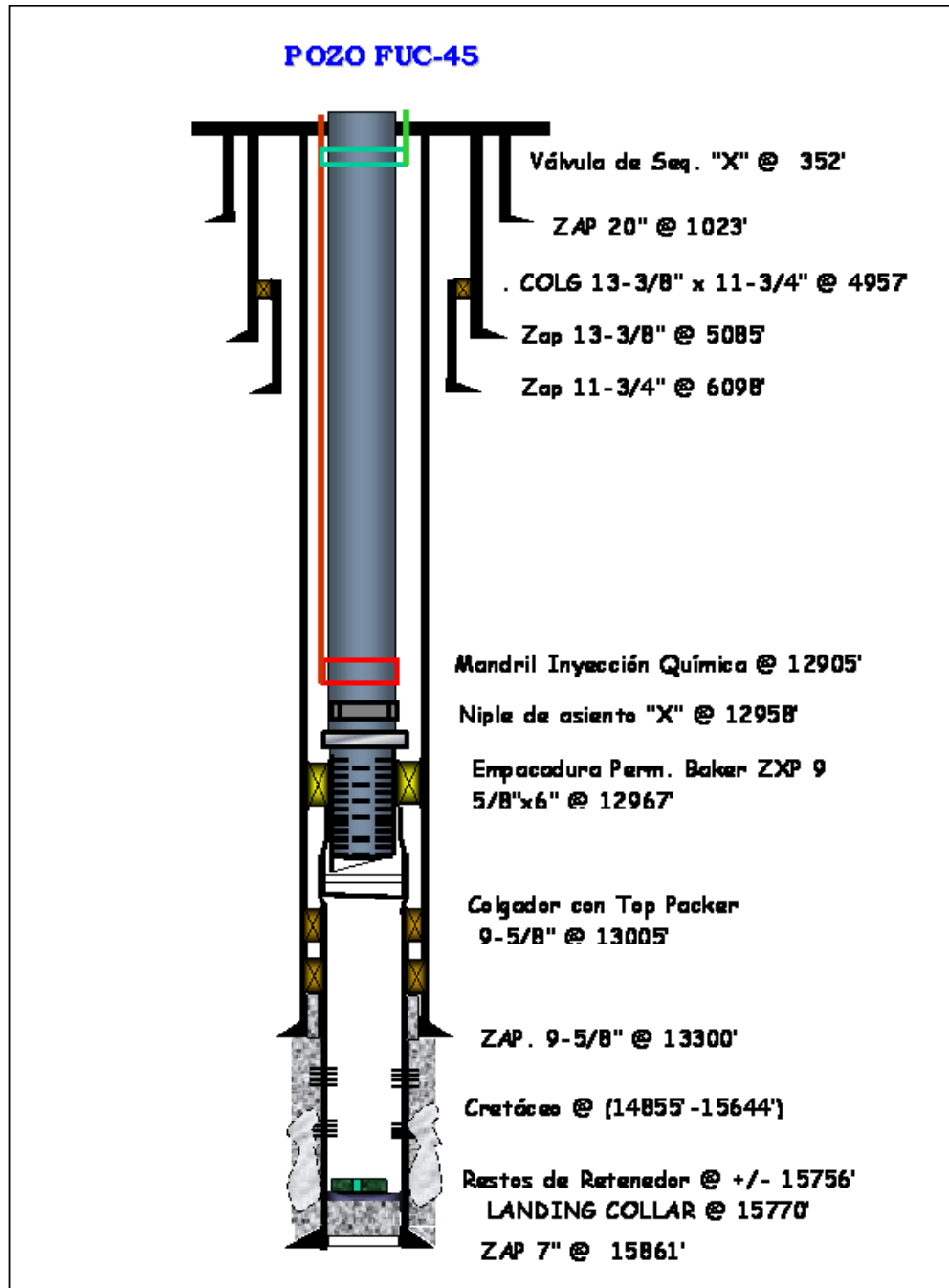


Figura III.6.3 Diagrama mecánico actual del pozo FUC 45.

Fuente: Base de datos PDVSA.

SELECCIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

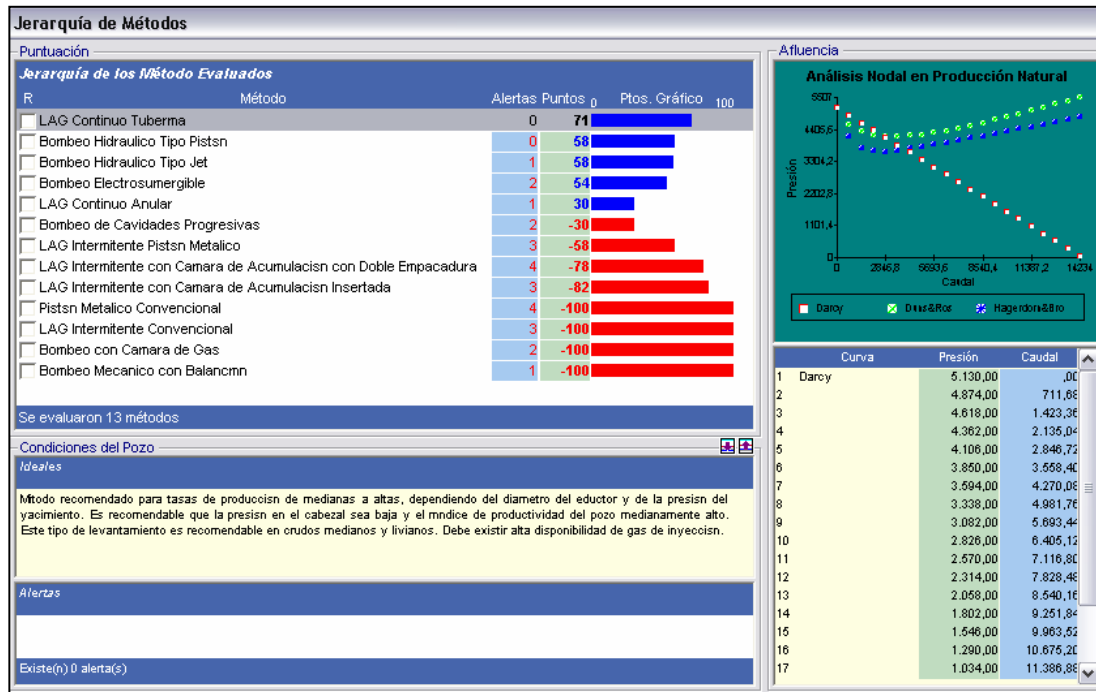


Figura III.6.4 Jerarquía de Métodos de Levantamiento Artificial, Pozo FUC 45.

DISEÑO DE COMPLETACIÓN CON LAG

Tabla III.6.2. Iteración con diferentes tasas de inyección de gas, FUC 45.

Pwf	Tasa Líquido (BBPD)	Tasa Crudo (BNPD)	Tasa Gas Inyectado (MMPCND)
Pozo no fluye			0
3680,190	4963,382	4467,044	0,5
3420,786	5908,916	5318,024	1
3245,430	6548,160	5893,344	1,5
3111,666	7035,825	6332,243	2
3003,540	7429,998	6686,998	2,5
2912,026	7762,365	6986,129	3

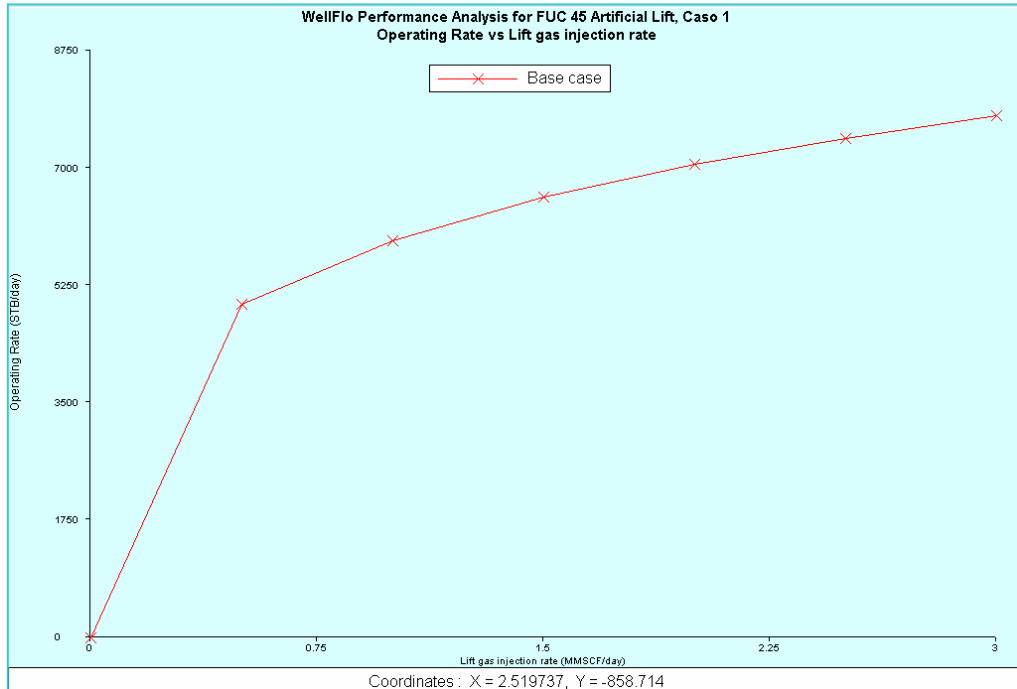


Figura III.6.5 Curva de rendimiento del gas, FUC 45.

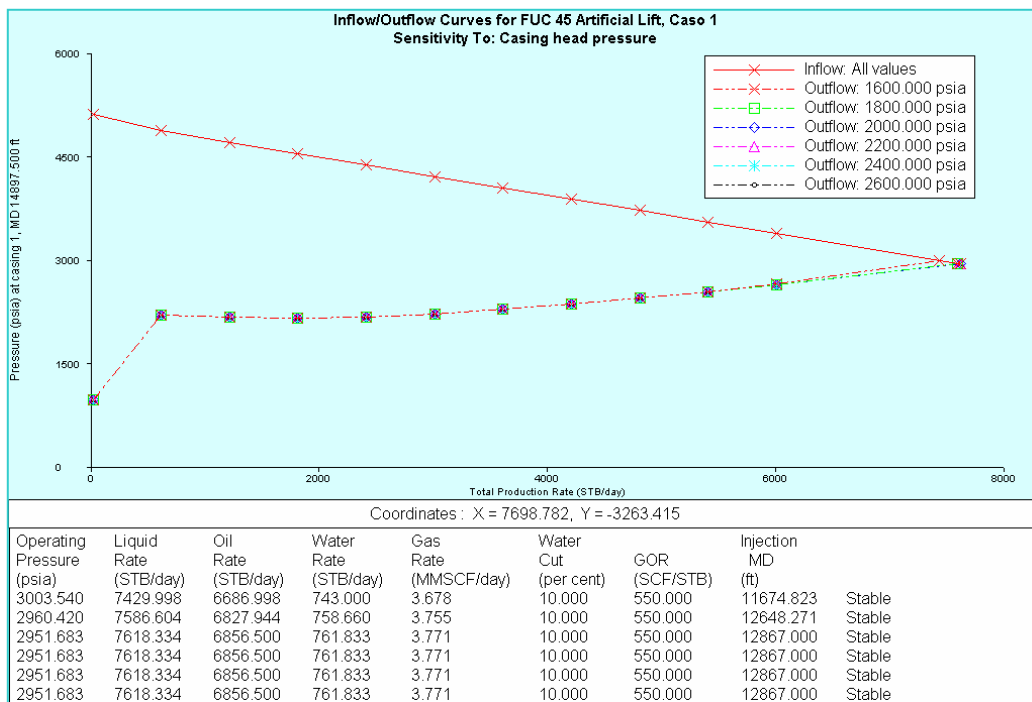


Figura III.6.6 Sensibilidad a la presión de inyección en superficie, FUC 45.

Gas Lift Valve Positioning - F:\NODALES BASE\FUC 45 Artificial Lift, Caso 1.wfl

Gas Lift Input Parameters

Casing head pressure: 1800.000 psia Lift gas injection rate: 2.500 MMSCF/day
Maximum CH pressure: 1800.000 psia Lift gas/liquid ratio: 329.511 SCF/STB
Injection gas gravity: 0.670 sp grav Use Qgi Use GLRi
Valve diff. pressure: 100.000 psi Liquid rate: 7587.000 STB/day
Min. valve spacing (TVD): 500.000 ft Static fluid spec grav: 1.00000 sp grav
Max MD of injection: 12867.00 ft Static fluid gradient: 0.43310 psi/ft

Start node: Xmas Tree Start node pressure: 146.000 psia

MD (ft)	TVD (ft)	Casing Pressure (psia)	Tubing Pressure (psia)	Temp (degrees F)
4393.621	4393.363	1956.917	561.663	267.19
7810.273	7694.968	2048.705	1065.300	276.66
10159.145	9948.210	2103.793	1529.107	281.19
11366.788	11154.422	2119.882	1824.061	282.81
11866.858	11654.422	2108.973	1955.363	283.33

Valve Type: Injection pressure operated Calculate transfer pressures by: Valve number

Figura III.6.7 Datos de entrada para el diseño de LAGC optimizado, FUC 45.

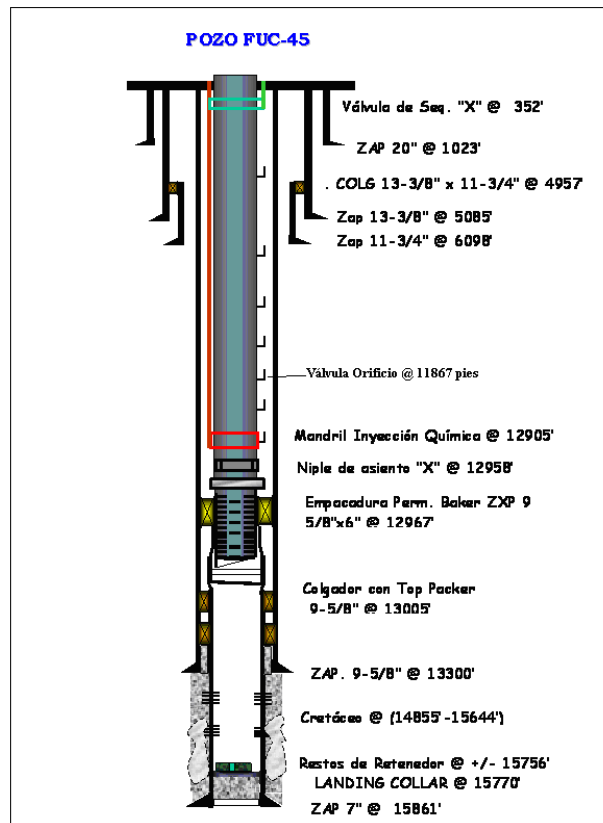


Figura III.6.8 Diagrama mecánico propuesto pozo FUC 45.

APÉNDICE IV

Yacimiento

NAR I FUC 1

IV.1 POZO FUL 50

INFORMACIÓN GENERAL

El pozo FUL 50 comenzó a perforarse en Octubre de 1994 y alcanzó una profundidad de 15362 pies, se completó inicialmente en forma sencilla en la formación los Jabillos. En 1997 se realizaron trabajos de recompletación del pozo con sarta dual.

FUL 50I

El pozo FUL 50I se encuentra ubicado en el área sur de yacimiento CRE FUC 1, a 650 mts del pozo FUL 90, 660mts del pozo FUL 91, 410mts de los pozos inyectores FUL 77IA y FUL 86IA. En la tabla IV.1.1 se presentan las propiedades petrofísicas del pozo FUL 50I.

Tabla IV.1.1 Intervalos productores pozo FUL 50L

Unidad	Tope (pies)	Base (pies)	Espesor (pies)	K (mD)	Porosidad (%)	Ko (mD)
JAB-2	14869	14878	9	58,7	12,3	35,56019
	14883	14889	6	58,7	12,3	35,56019
	14939	14943	4	110,7	15,1	66,82318
	14946	14952	6	158	15,3	95,10478
JAB-3	14966	14974	8	28	13	17,07458
	14975	15028	53	119,9	14,3	72,29612
JAB-4	15032	15062	30	53,8	13,4	32,63855
	15068	15104	36	128,3	14,6	77,33095
JAB-5	15126	15150	24	162,4	14,2	97,67053

ANÁLISIS GEOLÓGICO, FUL 50I

De acuerdo a la sección estructural FUL 77IA- FUL 50IA representada en la figura IV.1.1 el agua de inyección está canalizada a través de las unidades de flujo JAB-2, JAB-3 y JAB-4.

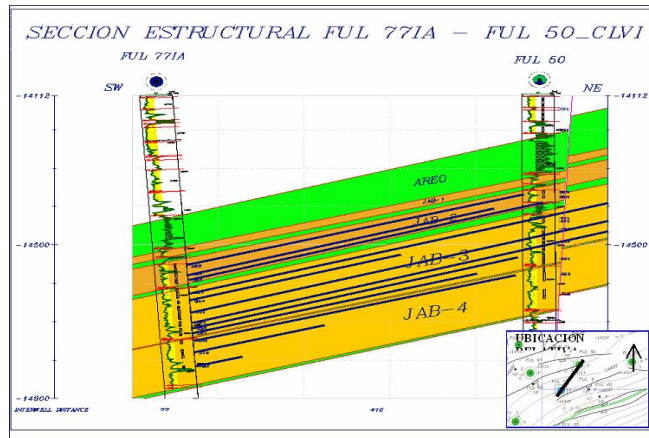


Figura IV.1.1 Sección estructural FUL 771A- FUL 50I

Fuente: Base de datos PDVSA.

FUL 50S

La sarta corta está completada en el yacimiento NAR I FUC 1, no puede ser evaluada mediante registros PLT's. En Marzo de 2011 se observó una caída en la presión de cabezal debido a la presencia de calcita en el reductor de 7/8". En la tabla IV.1.2 se muestra la data petrofísicas de los intervalos productores del pozo FUL 50S.

Tabla IV.1.2 Intervalos productores pozo FUL 50S.

Unidad	Tope (pies)	Base (pies)	Espesor (pies)	K (mD)	Porosidad (%)	Ko (mD)
UN-4	14076	14088	12	95	15,62	57,43
	14112	14126	14	130	15,99	78,41
	14142	14154	12	35	16,00	21,34
	14162	14196	34	686	19,98	408,83
	14199	14212	13	82	16,62	49,66
UN-3	14218	14248	30	717	18,44	426,86
	14270	14310	40	271	17,39	162,57
	14332	14368	36	245	18,53	147,17
	14376	14382	6	87	17,21	52,68
UN-2	14386	14393	7	15	14,05	9,20
	14426	14454	28	83	16,46	50,26
	14459	14477	18	119	16,82	71,85
UN-1	14480	14487	7	253	17,95	151,90
	14508	14598	90	415	18,30	248,18
UN-1	14624	14690	66	36	15,19	21,94
	14704	14720	16	9	13,62	5,54

ANÁLISIS GEOLÓGICO, FUL 50S

La sección estructural entre los pozos FUL 35IA y FUL 50 muestra que los radios de invasión teóricos del pozo inyector de agua FUL 35IA ya han alcanzado las unidades de flujo UN-2, UN-3 y UN-4, lo cual se evidencia que el pozo presenta un corte de agua del 48% de acuerdo a la última prueba de producción.

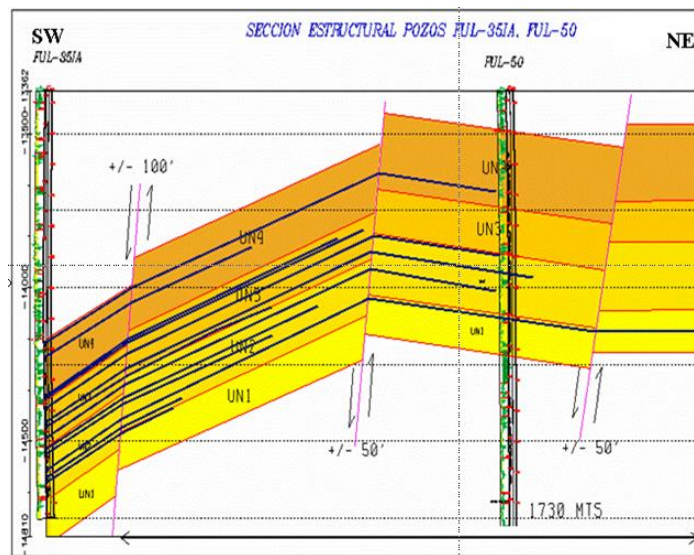


Figura IV.1.2 Sección estructural FUL 77IA- FUL 50S

Fuente: Base de datos PDVSA.

En conjunto con el equipo de Desarrollo de Yacimientos e Ingeniería de Optimización de Producción de PDVSA Producción Oriente se evaluaron las unidades de flujo de los dos yacimientos donde se encuentra completado el pozo FUL 50 a fin de establecer los intervalos prospectivos para poner en producción el nuevo pozo FUL 50 con completación sencilla (tubería de 4 ½”) y mandriles de LAG incorporados y se decidió proponer la completación del pozo en las unidades de flujo del yacimiento NAR I FUC 1 las cuales presentan una menor canalización del agua de inyección.

DIAGRAMA MECÁNICO ACTUAL DEL POZO FUL 50.

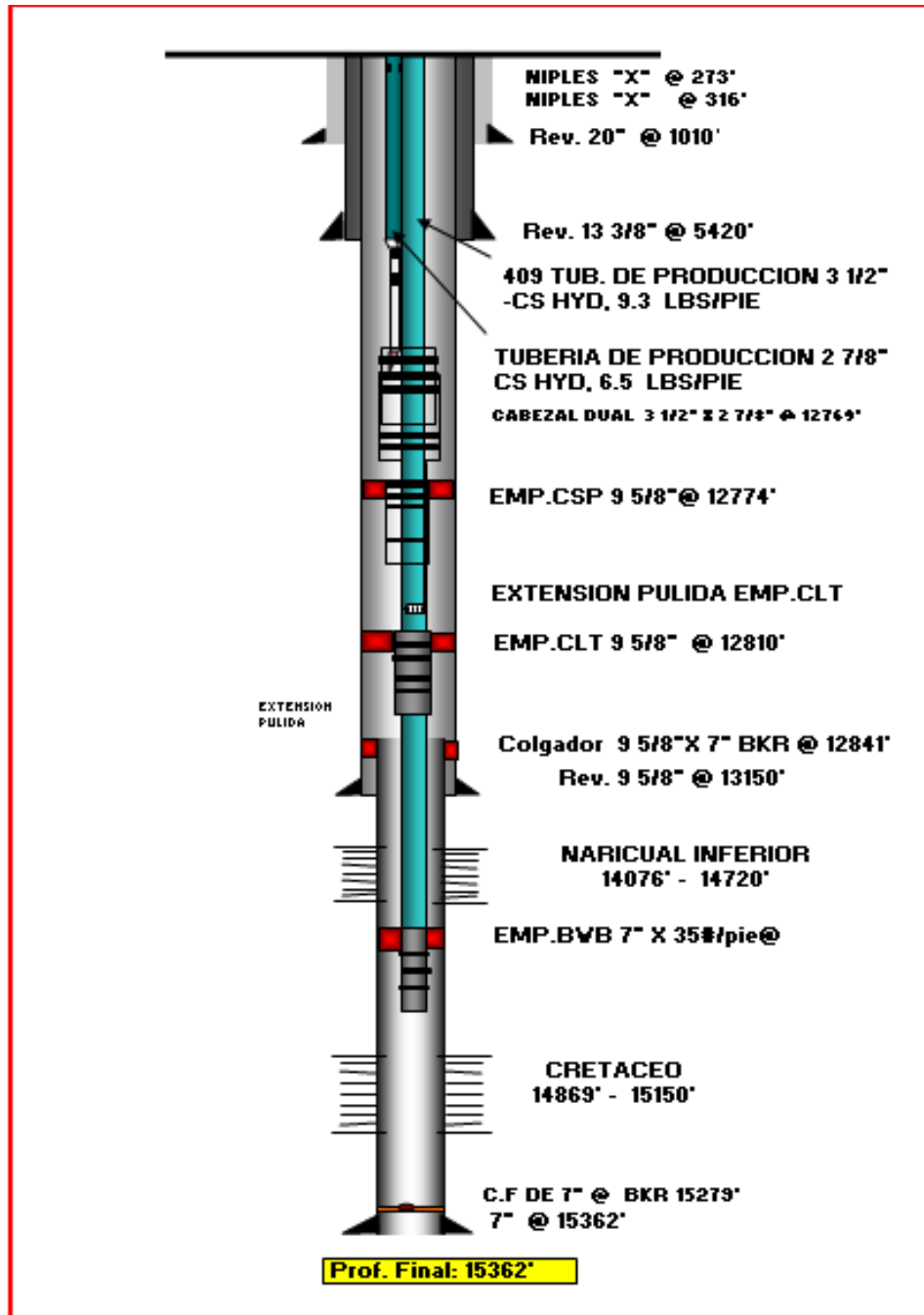


Figura IV.1.3 Diagrama Mecánico Actual, Pozo FUL 50.

Fuente: Base de Datos PDVSA

SELECCIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

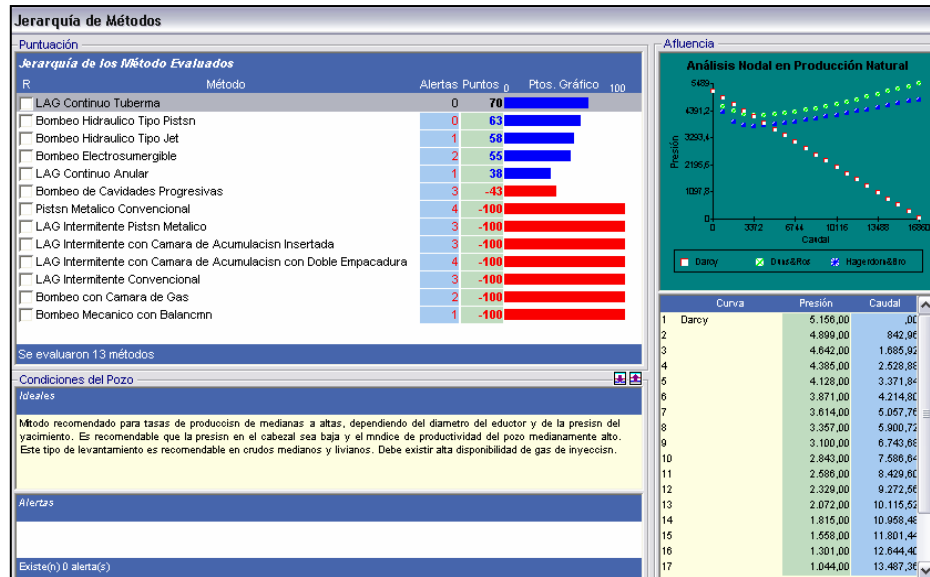


Figura IV.1.4 Jerarquía de Métodos de Levantamiento Artificial, Pozo FUL 50.

DISEÑO DE COMPLETACIÓN CON LAG

Cambio de completación de sarta doble a sencilla con mandriles de LAG incorporados.

Tabla IV.1.3 Iteración con diferentes tasas de inyección de gas, FUL 50.

Pwf	Tasa Líquido (BBPD)	Tasa Crudo (BNPD)	Tasa Gas Inyectado (MMPCND)
Pozo no fluye			0
4684,864	3376,541	1755,801	0,5
4610,648	4046,149	2103,997	1
4563,840	4465,170	2321,888	1,5
4529,391	4769,321	2480,047	2
4506,043	4975,291	2587,151	2,5
4489,608	5120,272	2662,541	3

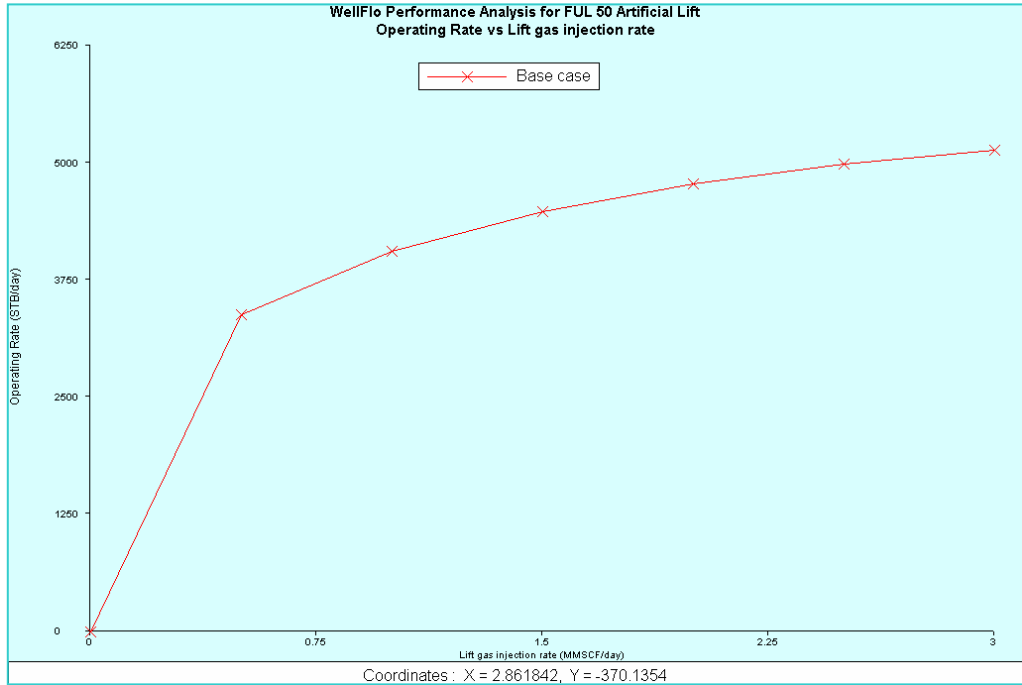


Figura IV.1.5 Curva de rendimiento del gas, FUL 50.

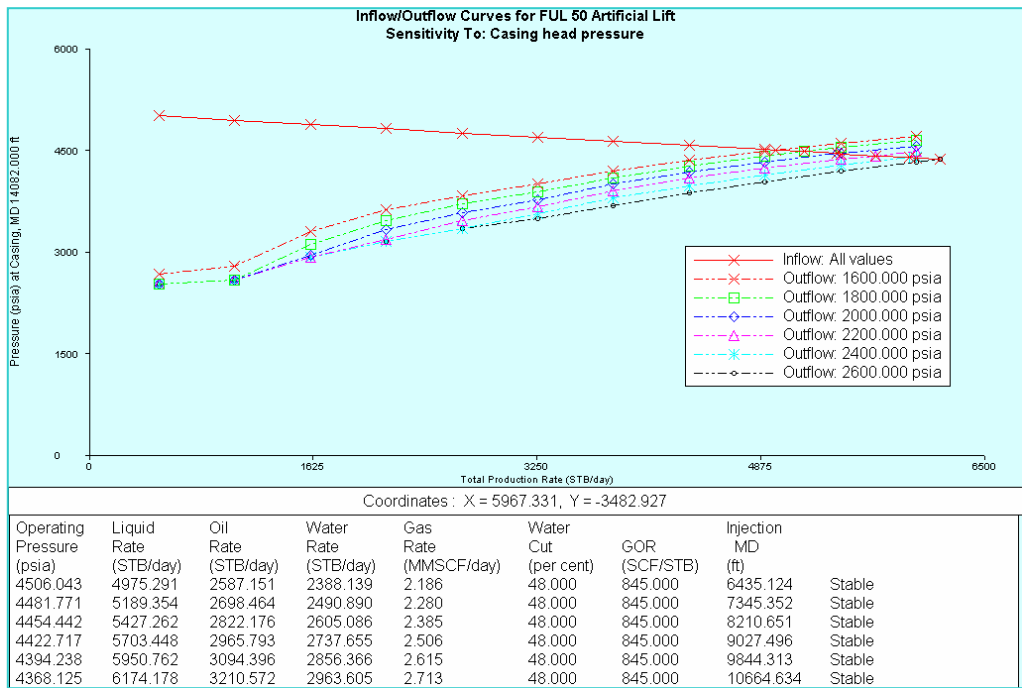


Figura IV.1.6 Sensibilidad a la presión de inyección en superficie, FUL 50

Gas Lift Valve Positioning - D:\...\Escritorio\USABELLA\NODALES BASE\FUL 50 Art...

Gas Lift Input Parameters

Casing head pressure: 2600.000 psia Lift gas injection rate: 2.500 MMSCF/day
Maximum CH pressure: 2600.000 psia Lift gas/liquid ratio: 404.924 SCF/STB
Injection gas gravity: 0.670 sp grav Use Qgi Use GLRi
Valve diff. pressure: 100.000 psi Liquid rate: 6174.000 STB/day
Min. valve spacing (TVD): 500.000 ft Static fluid spec grav: 1.00000 sp grav
Max MD of injection: 13100.00 ft Static fluid gradient: 0.43310 psi/ft

Start node: Outlet Node Start node pressure: 363.000 psia

MD (ft)	TVD (ft)	Casing Pressure (psia)	Tubing Pressure (psia)	Temp (degrees F)
5561.282	5561.282	2887.924	1615.195	268.97
8473.398	8473.398	3014.933	2418.266	275.06
9600.000	9600.000	3046.737	2749.134	276.80
10100.000	10100.000	3044.226	2898.841	277.44
10600.000	10600.000			

Valve Type: Injection pressure operated Calculate transfer pressures by: Valve number

Figura IV.1.7 Datos de entrada software Wellflo® para el diseño de LAGC, FUL 50

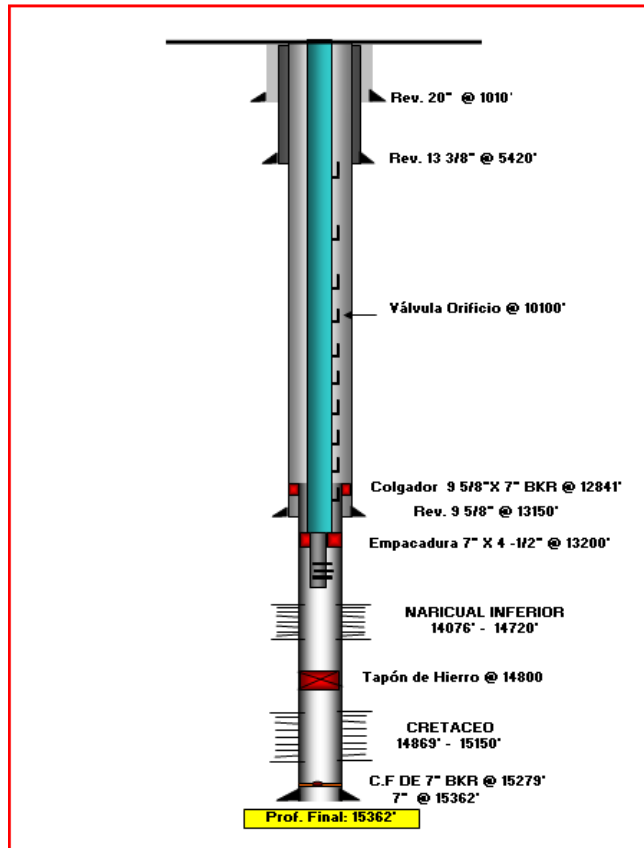


Figura IV.1.8 Diagrama mecánico propuesto pozo FUL 50.

IV.2 POZO FUL 58

INFORMACIÓN GENERAL

El pozo FUL 58 fue completado inicialmente en el yacimiento CRE FUC 1, sin embargo en Septiembre de 2011 se realizó cambio de horizonte hacia las unidades de flujo de la formación NAR I FUC 1. En la tabla IV.2.1 se presenta la data petrofísica de los intervalos productores del pozo FUL 58.

Tabla IV.2.1 Intervalos productores pozo FUL 58

Unidad	Tope (pies)	Base (pies)	Espesor (pies)	K (mD)	Porosidad (%)	Ko (mD)
UN-4	14362	14372	10	372	13,72	222,13
UN-4	14288	14298	10	610	14,41	362,90
UN-4	14232	14242	10	327,6	13,45	195,79
UN-4	14120	14130	10	871,8	12,13	516,38

ANÁLISIS GEOLÓGICO

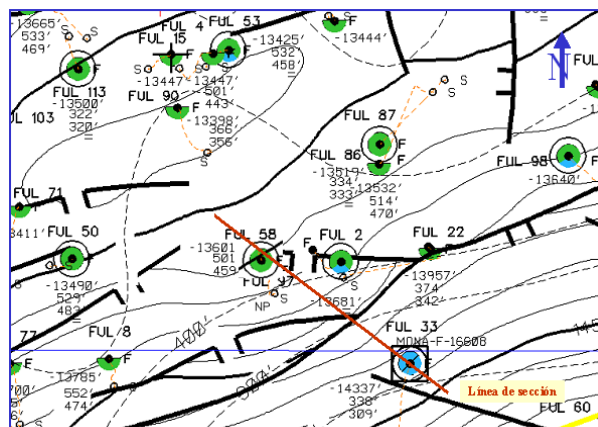


Figura V.2.1 Ubicación del pozo FUL 58.

Fuente: Base de datos PDVSA

El Pozo FUL 58 esta ubicado al Sureste del yacimiento NAR I FUC 1, es vecino a los pozos productores de crudo FUL 50, FUL 2, FUL 87, FUL 113 y FUL 98, el barrido de reservas en esta zona está influenciado por la inyección de agua a través del pozo FUL 33IA, como es mostrado en la figura IV.2.1. La presión de yacimiento del área, calculada mediante un registro de presión bajo condiciones estáticas realizado a un pozo vecino es de 5698 Lpca.

Una sección estructural que involucra al pozo inyector de agua FUL-33IA y el pozo productor FUL 58 a nivel del yacimiento NAR I FUC 1 es mostrada en la figura IV.2.2, dicho corte estructural se realizo en dirección SE- NO. Puede observarse que la distancia entre el pozo FUL-33IA y el pozo FUL-58 es de 685 metros y que los radios de invasión teóricos del agua inyectada ya alcanzaron el área de drenaje del pozo FUL 58. La inyección efectuada presenta una canalización hacia las unidades de flujo UN-4 y UN-3.

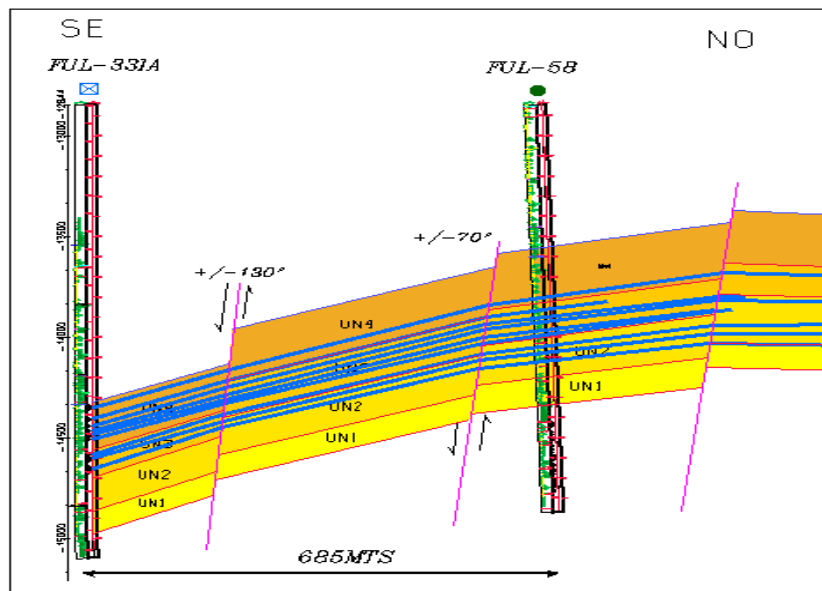


Figura IV.2.2 Sección estructural FUL 33IA- FUL 58.

Fuente: Base de datos PDVSA.

DIAGRAMA MECÁNICO ACTUAL DEL POZO FUL 58.

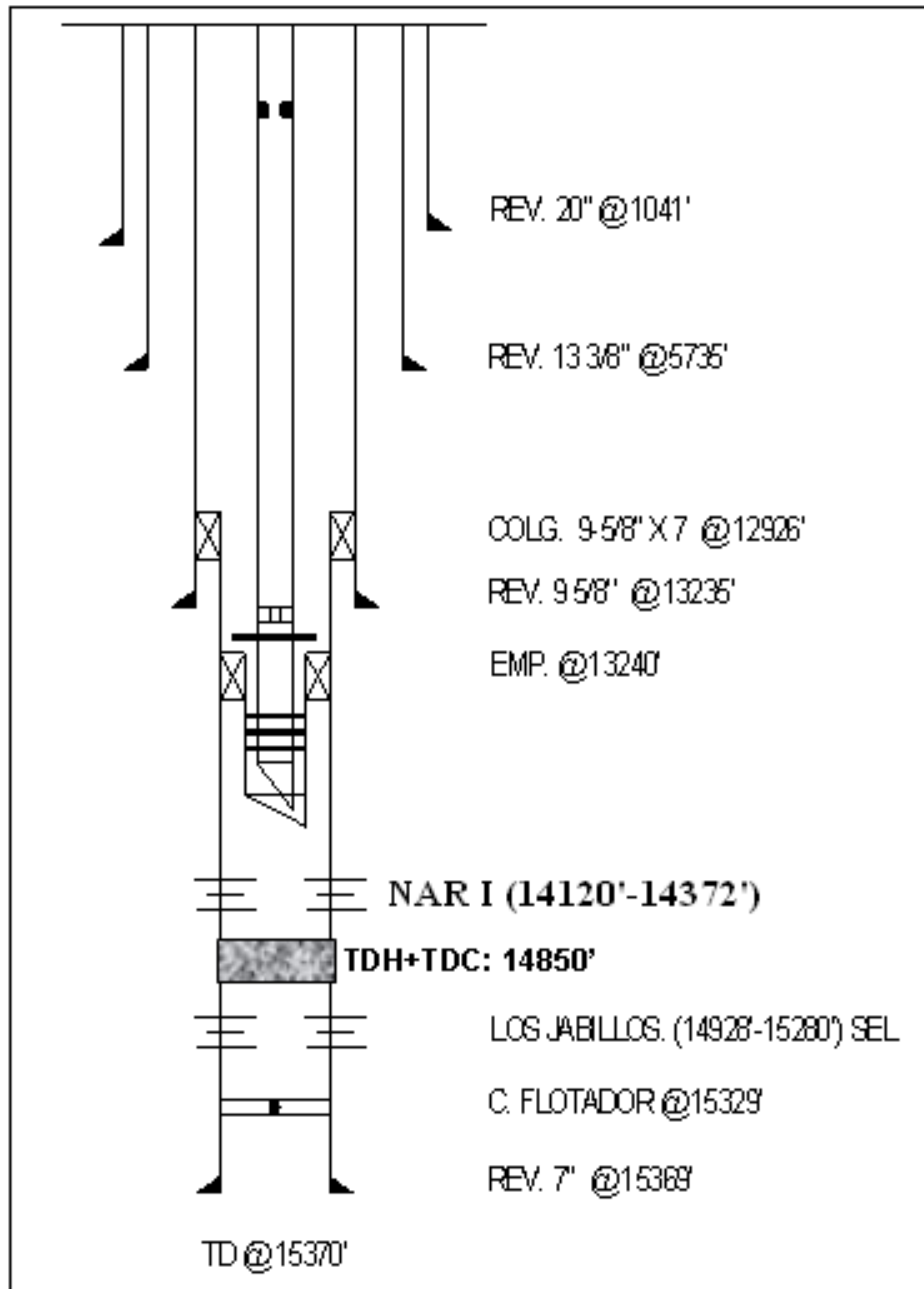


Figura IV.2.3 Diagrama Mecánico Actual, Pozo FUL 58.

Fuente: Base de Datos PDVSA

SELECCIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

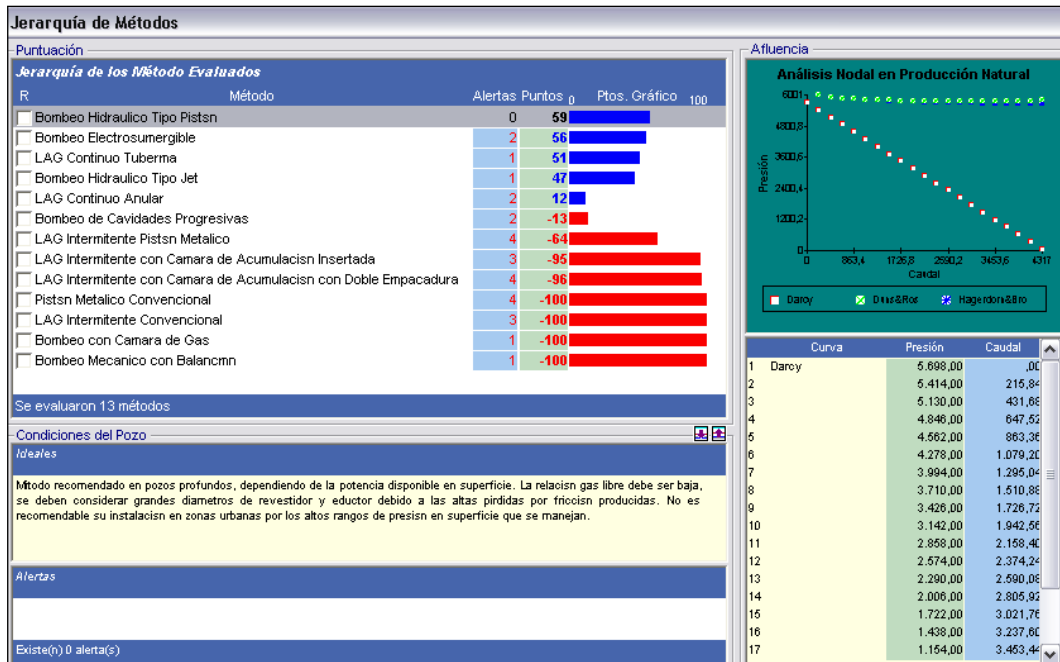


Figura IV.2.4 Jerarquía de Métodos de Levantamiento Artificial, Pozo FUL 58.

DISEÑO DE COMPLETACIÓN CON LAG

Tabla IV.2.2 Iteración con diferentes tasas de inyección de gas, FUL 58.

Pwf	Tasa Líquido (BBPD)	Tasa Crudo (BNPD)	Tasa Gas Inyectado (MMPCND)
Pozo no fluye			0
4828,045	2239,933	1119,967	0,5
4616,331	2808,019	1404,010	1
4489,179	3149,204	1574,602	1,5
4403,931	3377,954	1688,977	2
4341,784	3544,715	1772,358	2,5
4296,722	3665,634	1832,817	3

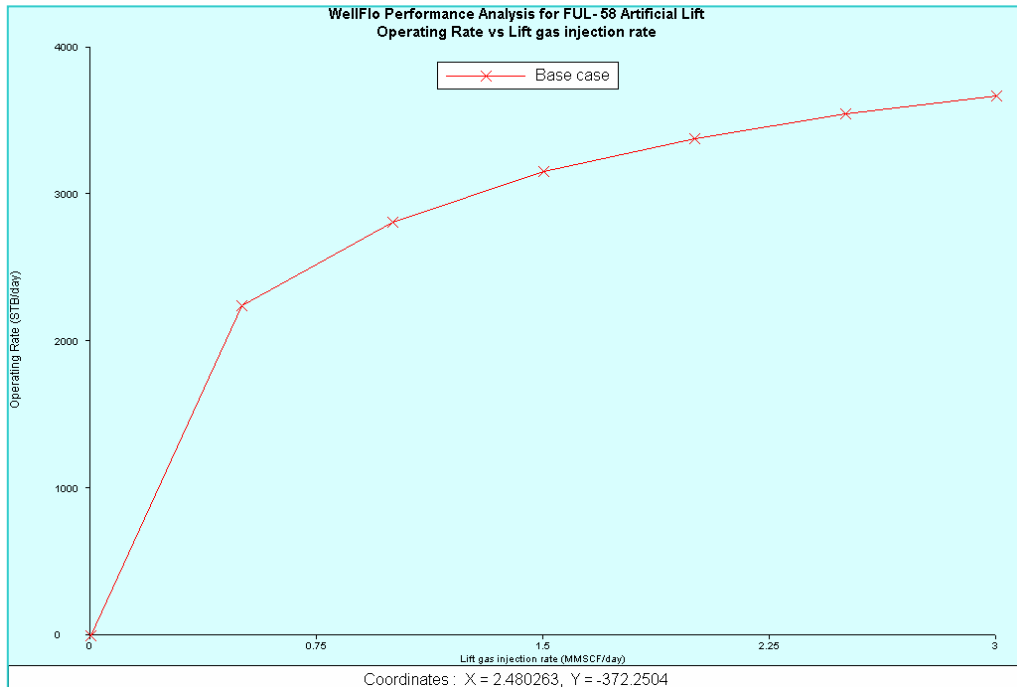


Figura IV.2.5 Curva de rendimiento del gas, FUL 58.

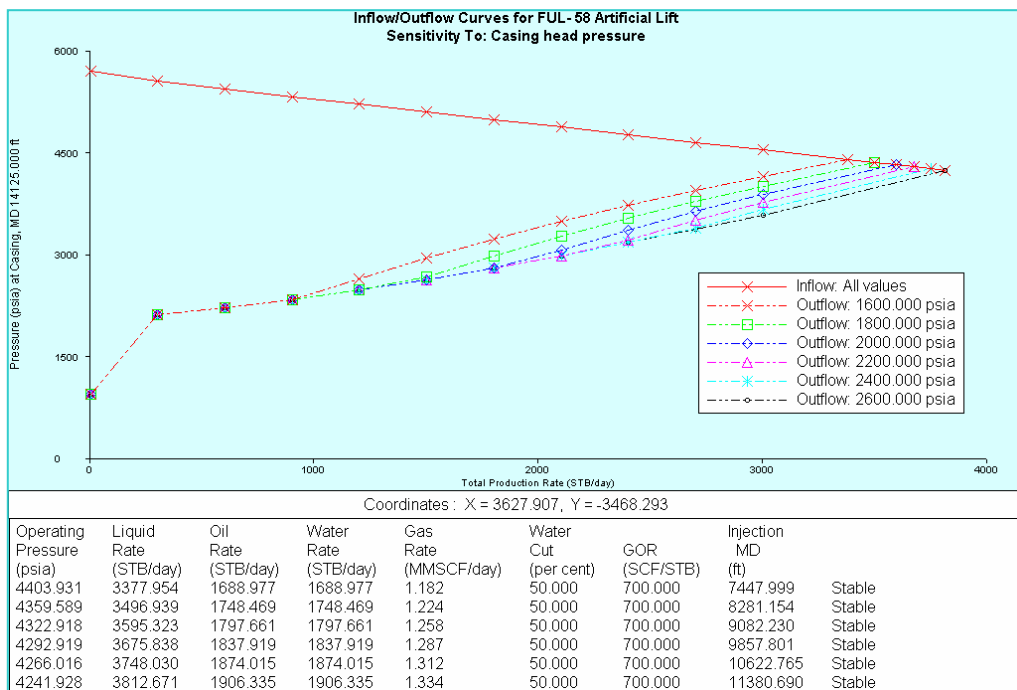


Figura IV.2.6 Sensibilidad a la presión de inyección en superficie, FUL 58.

Gas Lift Valve Positioning - F:\NODALES BASE\FUL - 58 Artificial Lift.wfl

Gas Lift Input Parameters

Casing head pressure: 2000.000 psia Lift gas injection rate: 2.000 MMSCF/day
Maximum CH pressure: 2000.000 psia Lift gas/liquid ratio: 556.328 SCF/STB
Injection gas gravity: 0.670 sp grav Use Qgi Use GLRi
Valve diff. pressure: 100.000 psi Liquid rate: 3595.000 STB/day
Min. valve spacing (TVD): 500.000 ft Static fluid spec grav: 1.00000 sp grav
Max MD of injection: 13140.00 ft Static fluid gradient: 0.43310 psi/ft

Start node: Outlet Node Start node pressure: 347.000 psia

MD (ft)	TVD (ft)	Casing Pressure (psia)	Tubing Pressure (psia)	Temp (degrees F)
4148.376	4148.376	2168.855	1048.686	256.25
6816.720	6816.720	2249.604	1653.766	266.85
8140.000	8140.000	2275.061	2006.681	271.01
8640.000	8640.000	2265.977	2150.091	272.35
9140.000	9140.000			

Valve Type: Injection pressure operated Calculate transfer pressures by: Valve number

Figura IV.2.7 Datos de entrada software Wellflo® para el diseño de LAG, FUL 58

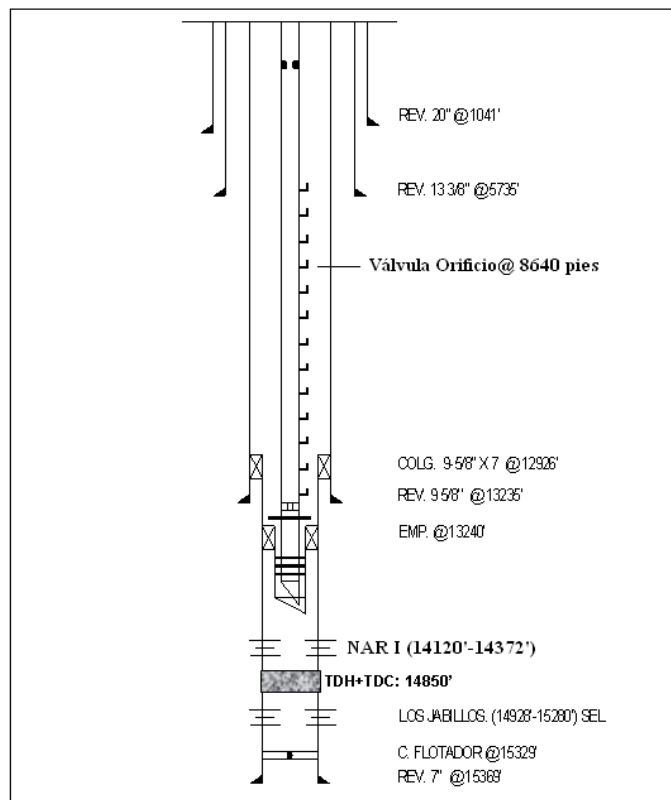


Figura IV.2.8 Diagrama mecánico propuesto pozo FUL 58.

IV.3 POZO FUL 85

INFORMACIÓN GENERAL

Pozo perteneciente al proyecto de alto ángulo completado como productor de crudo en el yacimiento NAR I FUC 1. Su producción inicia en Febrero de 1999. En la tabla IV.3.1 se muestra la data petrofísica de los intervalos productores del pozo FUL 85.

Tabla IV.3.1 Intervalos productores pozo FUL 85

Unidad	Tope (pies)	Base (pies)	Espesor (pies)	K (mD)	Porosidad (%)	Ko (mD)
UN-4	14855	14867	12	69,5	12,6	42,05
	14980	14986	6	47,9	11,7	29,05
	15028	15044	16	57	12,2	34,54
	15070	15089	19	65,8	12,6	39,83
	15098	15118	20	116,4	14,3	70,20
	15148	15158	10	151,1	14,9	90,97
	15172	15190	18	132,8	14,8	80,03
UN-3	15245	15298	53	133,3	14,7	80,32
	15339	15346	7	193,4	16	116,26
	15349	15388	39	123,1	14,2	74,21
	15391	15395	4	137,6	14,8	82,90
	15406	15411	5	204,8	16,2	123,07
	15416	15431	15	184,8	15,9	111,13

ANÁLISIS GEOLÓGICO

El pozo FUL 85 esta ubicado en el área Este del yacimiento NAR I FUC 1, es vecino a los pozos productores de crudo FUL 19, FUL 53 y FUL 109 y al inyector de agua FN 12IA. En la figura IV.3.1 se muestra en mapa de ubicación del pozo FUL 85. La presión de yacimiento en la zona donde se encuentra completado el FUL 85 es de 5680 Lpca.

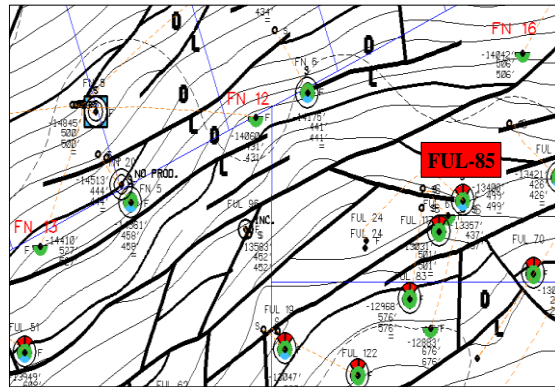


Figura IV.3.1 Ubicación del pozo FUL 58.

Fuente: Base de datos PDVSA

Una sección estructural entre los pozos FN 12IA, FUL 85, FUL 113, FUL 71IG, FUL 50 y FUL 35 es presentada en la figura IV.3.2 en la misma puede visualizarse que los radios de invasión teóricos del pozo FN 12IA ya alcanzaron el área de drenaje del pozo FUL 85 a través de las unidades de flujo UN-3 y UN-2.

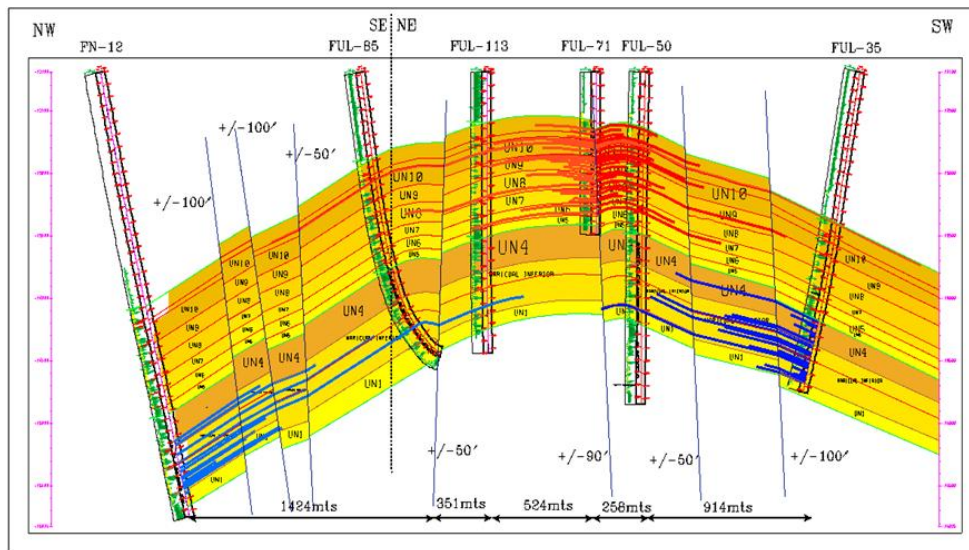


Figura IV.3.2 Sección estructural FN 12IA, FUL 85, FUL 113, FUL 71, FUL 50 y FUL 35.

Fuente: Base de datos PDVSA.

DIAGRAMA MECÁNICO ACTUAL DEL POZO FUL 85.

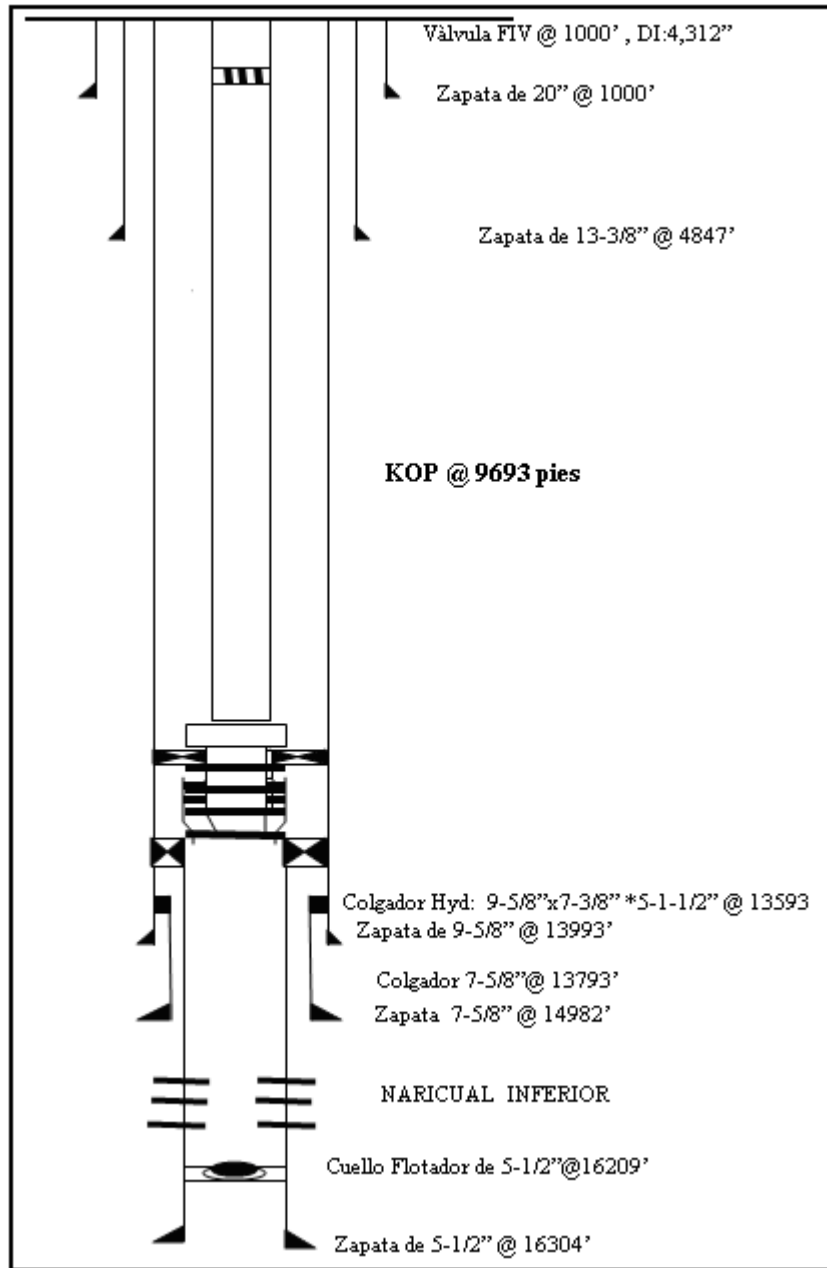


Figura IV.3.3 Diagrama Mecánico Actual, Pozo FUL 85.

Fuente: Base de Datos PDVSA

SELECCIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

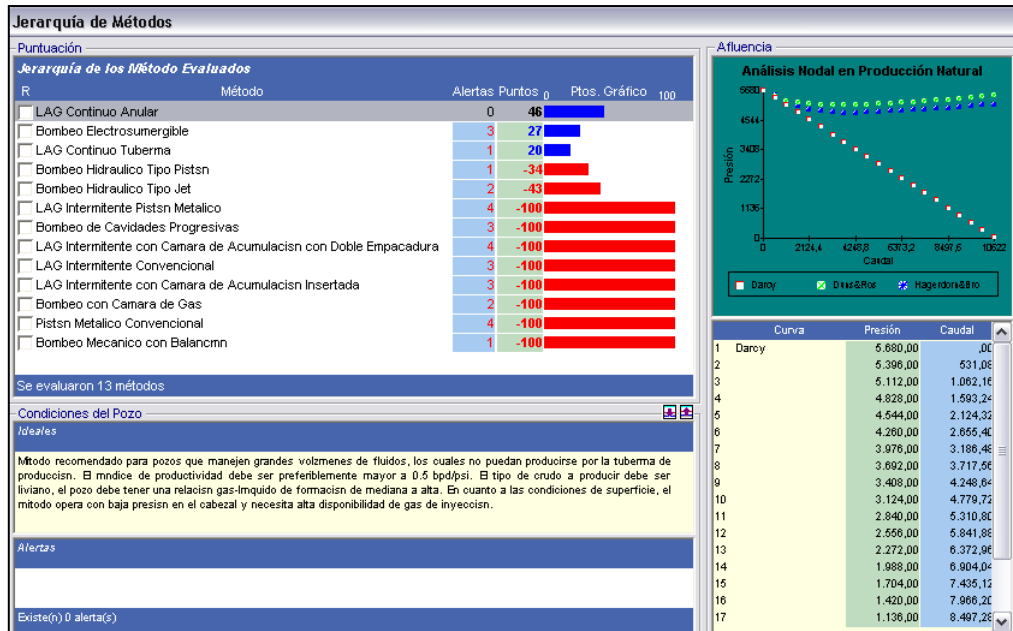


Figura IV.3.4 Jerarquía de Métodos de Levantamiento Artificial, Pozo FUL 85.

DISEÑO DE COMPLETACIÓN CON LAG

Tabla IV.3.2 Iteración con diferentes tasas de inyección de gas, FUL 85.

Pwf	Tasa Líquido (BBPD)	Tasa Crudo (BNPD)	Tasa Gas Inyectado (MMPCND)
Pozo no fluye			0
3903,844	5588,846	2235,538	0,5
3757,214	6034,708	2413,883	1
3651,460	6348,059	2539,224	1,5
3569,572	6583,941	2633,576	2
3499,867	6782,370	2712,948	2,5
3444,604	6936,149	2774,460	3

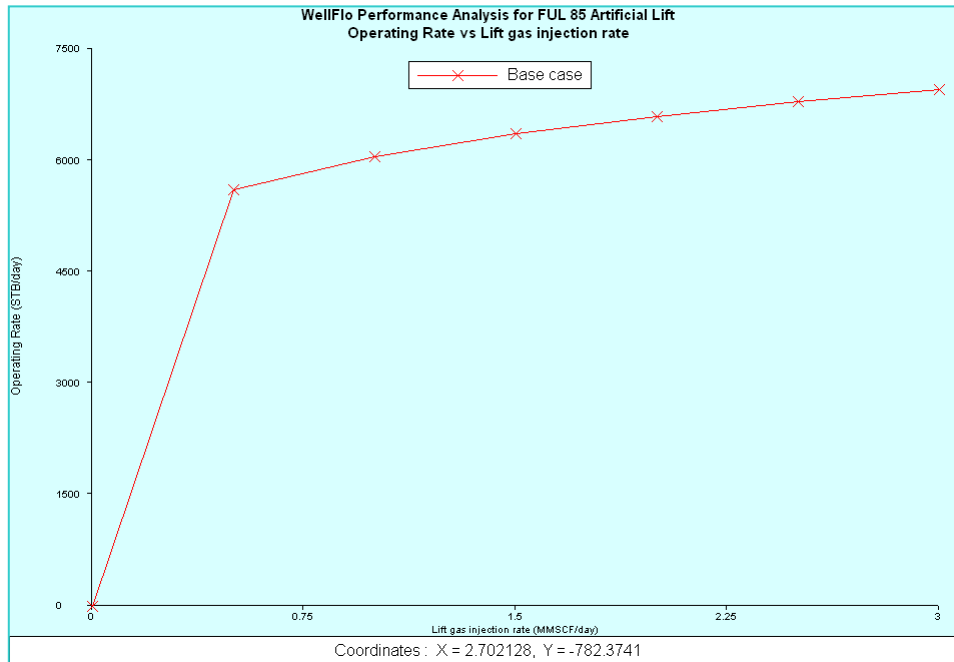


Figura IV.3.5 Curva de rendimiento del gas, FUL 85.

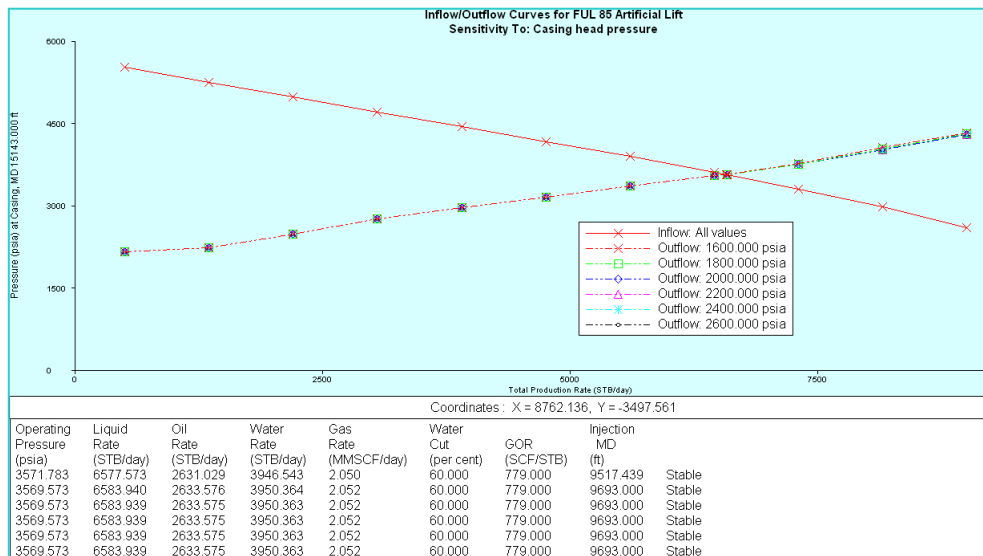


Figura IV.3.6 Sensibilidad a la presión de inyección en superficie, FUL 85.

Gas Lift Valve Positioning - F:\NODALES BASEFUL 85 Artificial Lift.wfl

Gas Lift Input Parameters

Casing head pressure: 1600.000 psia Lift gas injection rate: 2.000 MMSCF/day
Maximum CH pressure: 1600.000 psia Lift gas/liquid ratio: 304.044 SCF/STB
Injection gas gravity: 0.670 sp grav Use Qgi Use GLRi
Valve diff. pressure: 100.000 psi Liquid rate: 6578.000 STB/day
Min. valve spacing (TVD): 500.000 ft Static fluid spec grav: 1.00000 sp grav
Max MD of injection: 9693.000 ft Static fluid gradient: 0.43310 psi/ft

Start node: Outlet Node Start node pressure: 102.000 psia

MD (ft)	TVD (ft)	Casing Pressure (psia)	Tubing Pressure (psia)	Temp (degrees F)
3637.788	3637.721	1713.939	536.678	265.92
6358.604	6358.257	1771.206	1028.096	273.47
7984.876	7984.401	1794.075	1419.688	277.04
8687.816	8687.280	1786.931	1597.614	278.35
9199.053	9197.780			

Valve Type: Injection pressure operated Calculate transfer pressures by: Valve number

Figura IV.3.7 Datos de entrada software Wellflo® para el diseño de LAG, FUL 85

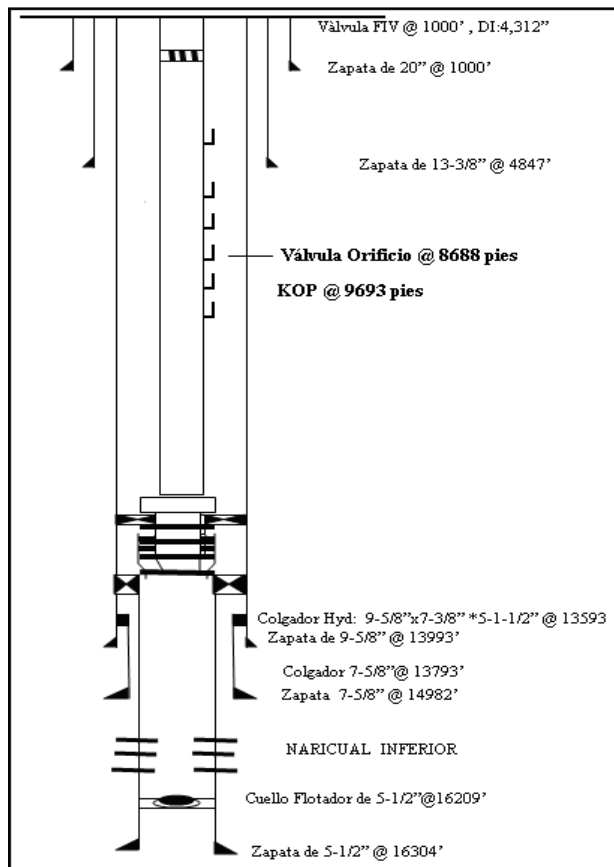


Figura IV.3.8 Diagrama mecánico propuesto pozo FUL 85.

IV.4 POZO FUC 15

INFORMACIÓN GENERAL

Oficialmente se completó doble sarta en Enero de 1994 como productor de petróleo por flujo natural en las arenas “E1” de la Formación Carapita (Sarta Corta) y Naricual Inferior (Sarta Larga). En el presente Trabajo Especial de Grado se plantea la reactivación del pozo en el yacimiento NAR I FUC 1, donde la presión estimada es de 5709 Lpca. En la tabla IV.4.1 se presentan las propiedades de los intervalos productores del pozo FUC 15.

Tabla IV.4.1 Intervalos productores pozo FUC 15I

Unidad	Tope (pies)	Base (pies)	Espesor (pies)	K (mD)	Porosidad (%)	Ko (mD)
UN-4	14878	14888	10	115	13,17	69,32
	14898	14922	24	102	13,16	61,54
	14970	15030	60	98	15,40	59,23
UN-3	15090	15130	40	38	12,38	23,10
	15150	15180	30	75	13,86	45,39
UN-2	15240	15360	120	99	13,96	59,78

ANÁLISIS GEOLÓGICO

El pozo FUC 15I se encuentra ubicado en el extremo Oeste del campo El Furrial, en el yacimiento NAR I FUC 1. Entre los pozos vecinos más cercanos completados en el área se tienen: FUC-17IA, FUC-32, FUC-3, FUC-41 Y FUC-35.

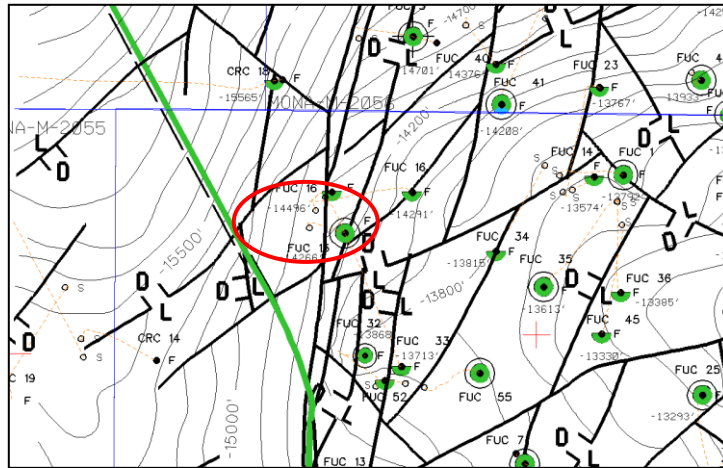


Figura IV.4.1 Ubicación del pozo FUC 15.

Fuente: Base de datos PDVSA

Una sección estructural entre los pozos FUC-17IA, FUC-3, FUC-15 en dirección NE-SO, es mostrada en la figura IV.4.2, en la misma puede visualizarse que los radios de invasión del pozo FUC 17IA aún no alcanzan el área de drenaje del pozo FUC 15, por tanto se descarta una pronta producción de agua en el pozo FUC 15.

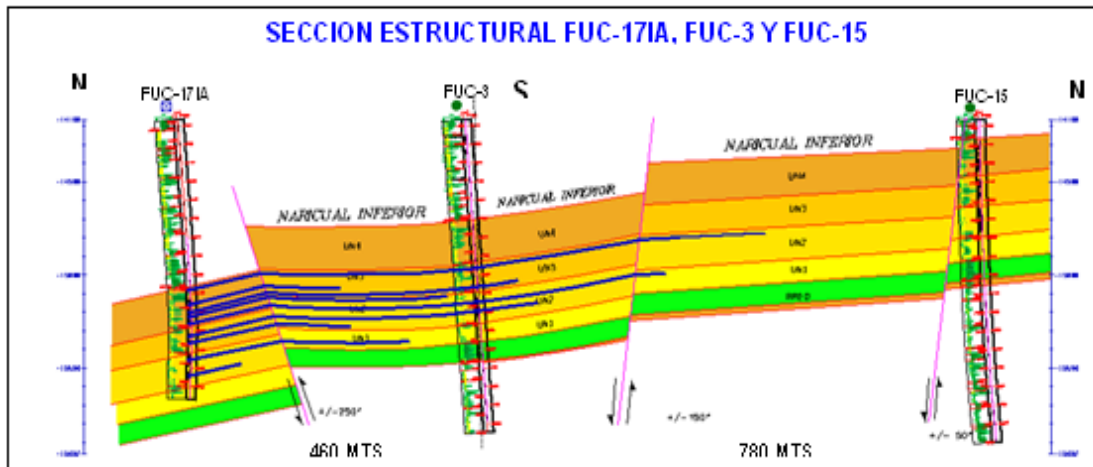


Figura IV.4.2 Sección Estructural FUC-17IA, FUC-3 y FUC-15.

Fuente: Base de datos PDVSA

DIAGRAMA MECÁNICO ACTUAL DEL POZO FUC 15.

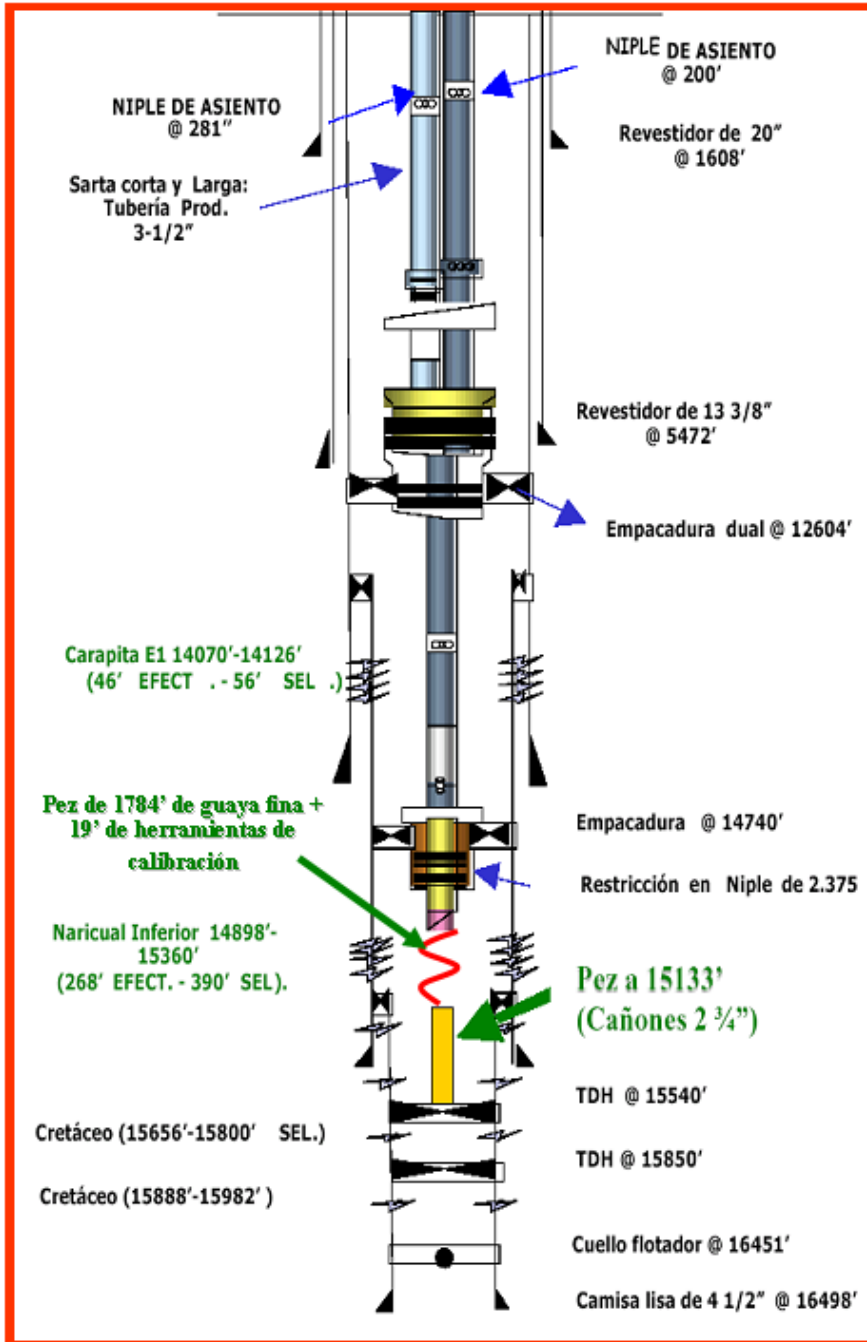


Figura IV.4.3 Diagrama Mecánico Actual, Pozo FUC 15.

Fuente: Base de Datos PDVSA

SELECCIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

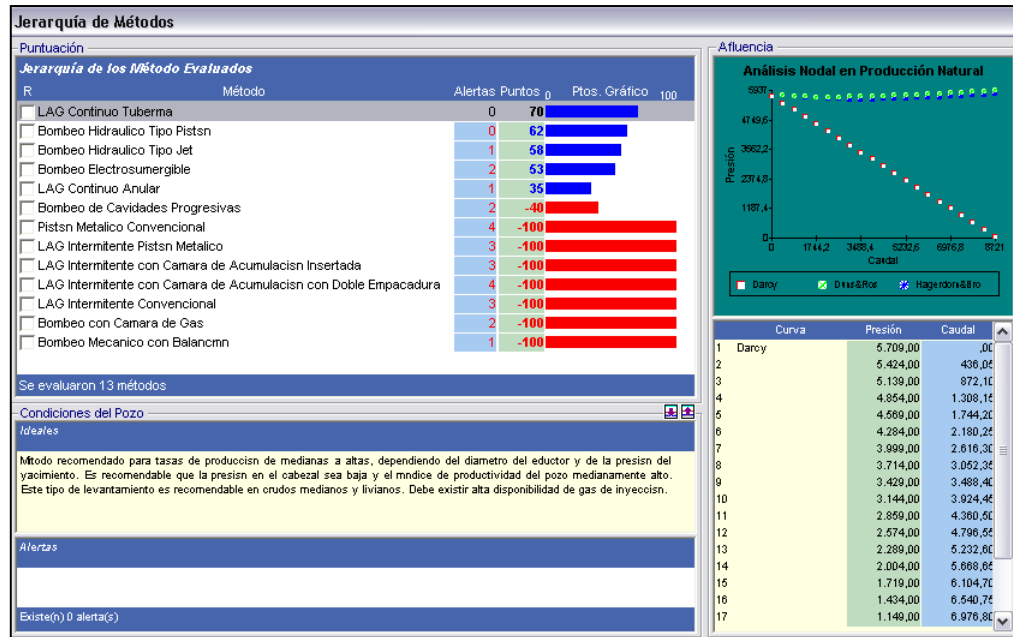


Figura IV.4.4 Jerarquía de Métodos de Levantamiento Artificial, Pozo FUC 15.

DISEÑO DE COMPLETACIÓN CON LAG

Tabla IV.4.2 Iteración con diferentes tasas de inyección de gas, FUC 15.

Pwf	Tasa Líquido (BBPD)	Tasa Crudo (BNPD)	Tasa Gas Inyectado (MMPCND)
Pozo no fluye			0
4299,068	2232,356	2230,124	0,5
4174,271	2446,291	2443,845	1
4114,804	2548,236	2545,688	1,5
4072,923	2620,033	2617,413	2
4051,507	2656,746	2654,089	2,5
4039,048	2678,103	2675,425	3

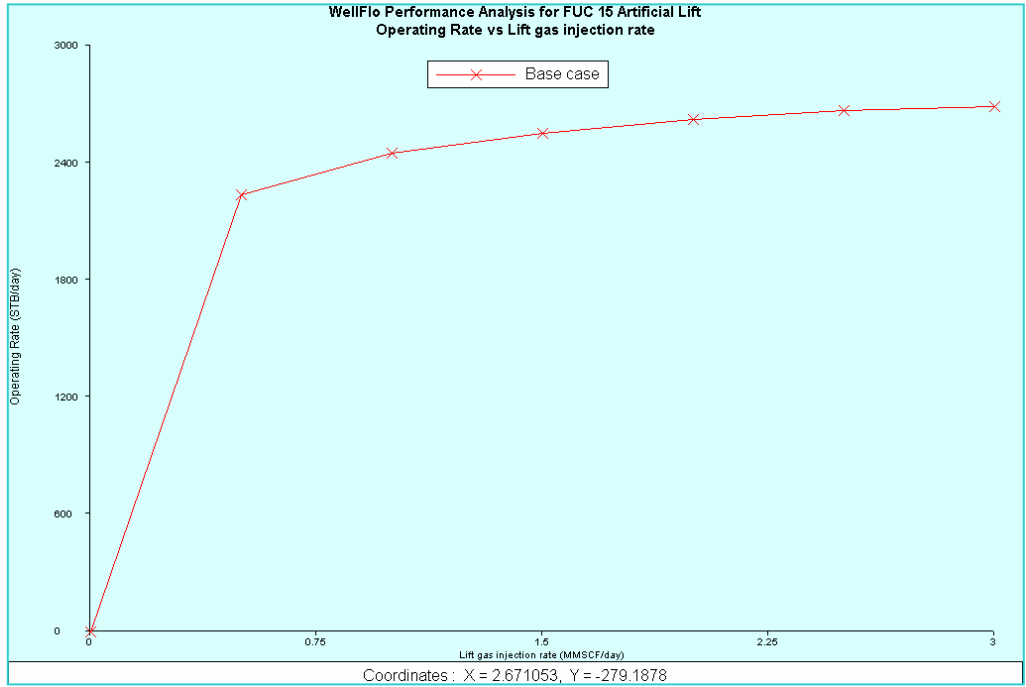


Figura IV.4.5 Curva de rendimiento del gas, FUC 15.

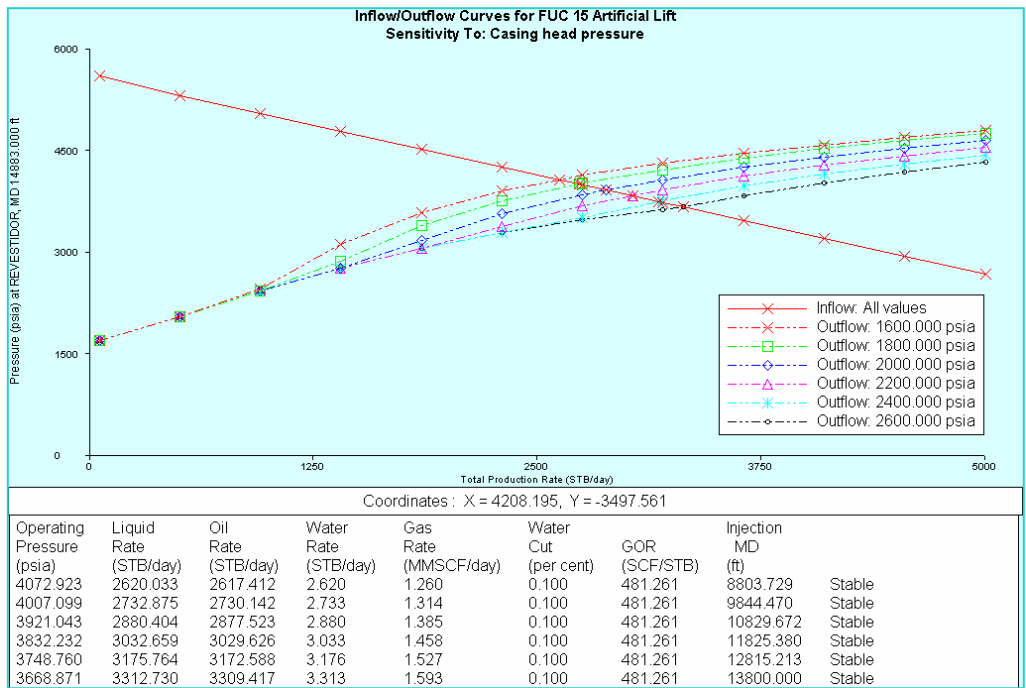


Figura IV.4.6 Sensibilidad a la presión de inyección en superficie, FUC 15.

Gas Lift Valve Positioning - D:\...\Escritorio\USABELLA\NODALES BASE\FUC 15 Art...

Gas Lift Input Parameters

Casing head pressure: 2600.000 psia Lift gas injection rate: 2.000 MMSCF/day
Maximum CH pressure: 2600.000 psia Lift gas/liquid ratio: 603.865 SCF/STB
Injection gas gravity: 0.670 sp grav Use Qgi Use GLRi
Valve diff. pressure: 100.000 psi Liquid rate: 3312.000 STB/day
Min. valve spacing (TVD): 500.000 ft Static fluid spec grav: 1.00000 sp grav
Max MD of injection: 13800.00 ft Static fluid gradient: 0.43310 psi/ft

Start node: Xmas Tree Start node pressure: 130.000 psia

MD (ft)	TVD (ft)	Casing Pressure (psia)	Tubing Pressure (psia)	Temp (degrees F)
6397.413	6331.012	2943.593	1375.501	264.59
10251.434	10145.030	3120.673	2326.479	286.45
12044.166	11919.156	3188.005	2788.673	292.96
12789.509	12656.763	3198.622	2983.403	294.84
13294.753	13156.763			

Valve Type: Injection pressure operated Calculate transfer pressures by: Valve number

Figura IV.4.7 Datos de entrada software Wellflo® para el diseño de LAGC, FUC 15.

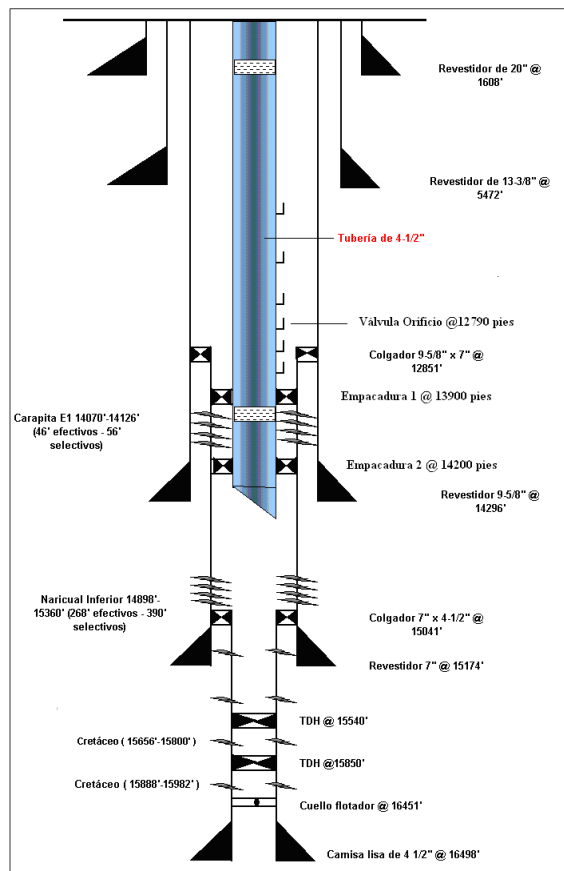


Figura IV.4.8 Diagrama mecánico propuesto pozo FUC 15.

IV.5 POZO FUL 63

INFORMACIÓN GENERAL

El pozo FUL-63 fue perforado año 1997 en forma vertical hasta los 11000', donde comienza a desviarse y perforarse direccionalmente el hoyo tipo "J", con motor de fondo, incrementando el ángulo de 1,3° cada 100 pies, hasta alcanzar 70° de desviación a la profundidad de 14665 pies, con problemas de arrastres puntuales y alta presión.

Tabla IV.2.1 Intervalos productores, Pozo FUL 63.

Unidad	Tope (pies)	Base (pies)	Espesor (pies)	K (mD)	Porosidad (%)	Ko (mD)
UN-4	16660	16720	60	175	14,86	105,22
	16744	16766	22	21	12,49	12,83
	16840	16890	50	206	16,01	123,77
	16906	16980	74	267	16,54	160,12
	16988	16998	10	113	14,39	68,17
	17006	17012	6	27	13,15	16,47
	17072	17164	92	78	16,29	47,25
	17174	17212	38	91	15,25	55,03
	17220	17260	40	600	17,35	357,55
	17264	17300	36	599	16,89	356,88
	17312	17416	104	815	18,18	484,63
	17428	17494	66	424	17,34	253,40
	17514	17522	8	483	19,78	288,66
	17528	17556	28	265	17,81	159,03
UN-3	17640	17680	40	70	16,36	42,44
	17696	17706	10	108	18,19	65,31
	17710	17718	8	62	18,12	37,66
	17722	17746	24	111	17,35	67,08
	17750	17776	26	138	17,24	83,24
	17784	17840	56	215	20,31	129,39

ANÁLISIS GEOLÓGICO

El pozo FUL-63 está ubicado en el área Este del campo El Furrial, cercana a los pozos FUL-43L (580 mts), FUL-80 (775 mts), FUL-103 (883 mts), FUL-50S (811 mts), FN-13IA (2051 mts) y FUL-35IA (986 mts) al tope de la Formación NAR I FUC 1, como se muestra en la figura IV.5.1.

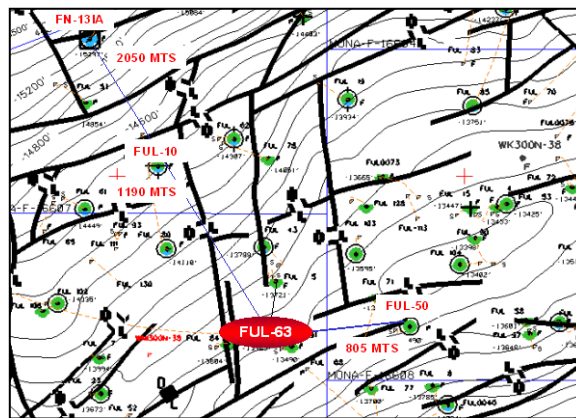


Figura IV.5.1 Ubicación del pozo FUL 63.

Fuente: Base de datos PDVSA

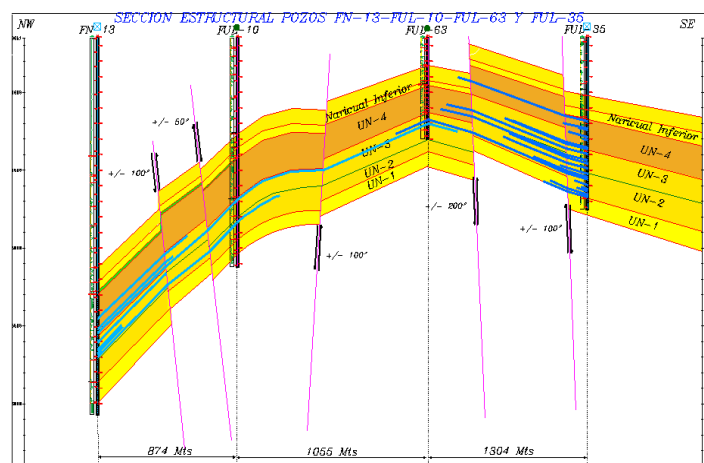


Figura IV.5.2 Sección Estructural FN 13IA, FUL 10, FUL 63 y FUL 35IA.

Fuente: Base de datos PDVSA

En la figura IV.5.2 se visualiza la influencia del pozo inyector de agua FN-13IA hacia la unidad de flujo UN-3 del pozo productor FUL-63. Con respecto al pozo FUL-35IA se observa la influencia del agua de inyección hacia la unidad de flujo UN-3 y la irrupción en la UN-4.

DIAGRAMA MECÁNICO ACTUAL DEL POZO FUL 63.

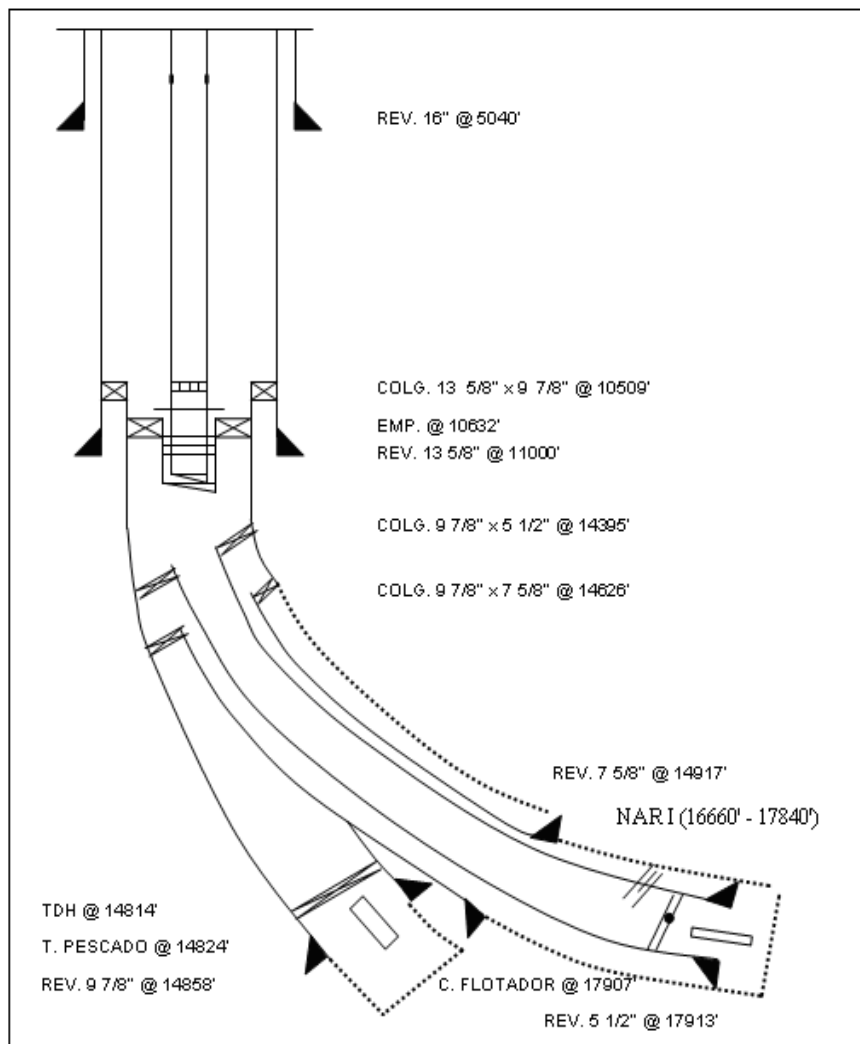


Figura IV.5.3 Diagrama Mecánico Actual, Pozo FUL 63.

Fuente: Base de Datos PDVSA

SELECCIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

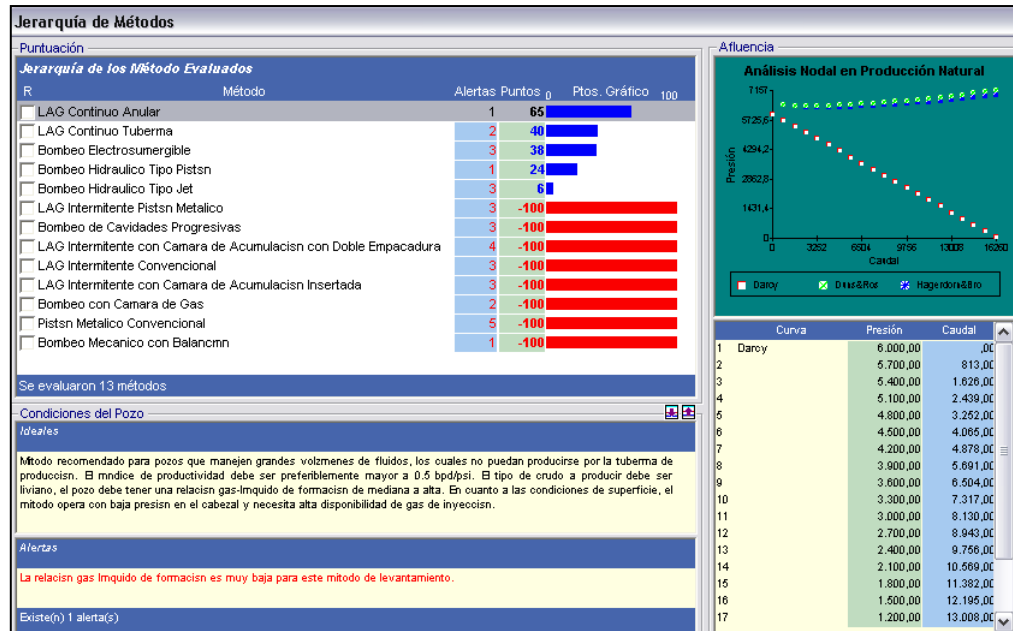


Figura IV.5.4 Jerarquía de Métodos de Levantamiento Artificial, Pozo FUL 63.

DISEÑO DE COMPLETACIÓN CON LAG

Tabla IV.5.2 Iteración con diferentes tasas de inyección de gas, FUL 63.

Pwf	Tasa Líquido (BBPD)	Tasa Crudo (BNPD)	Tasa Gas Inyectado (MMPCND)
Pozo no fluye			0
5784,689	12219,599	3665,880	0,5
5759,933	13624,604	4087,381	1
5748,388	14279,839	4283,952	1,5
5751,047	14128,923	4238,677	2
5740,125	14748,741	4424,622	2,5
5728,376	15415,564	4624,669	3

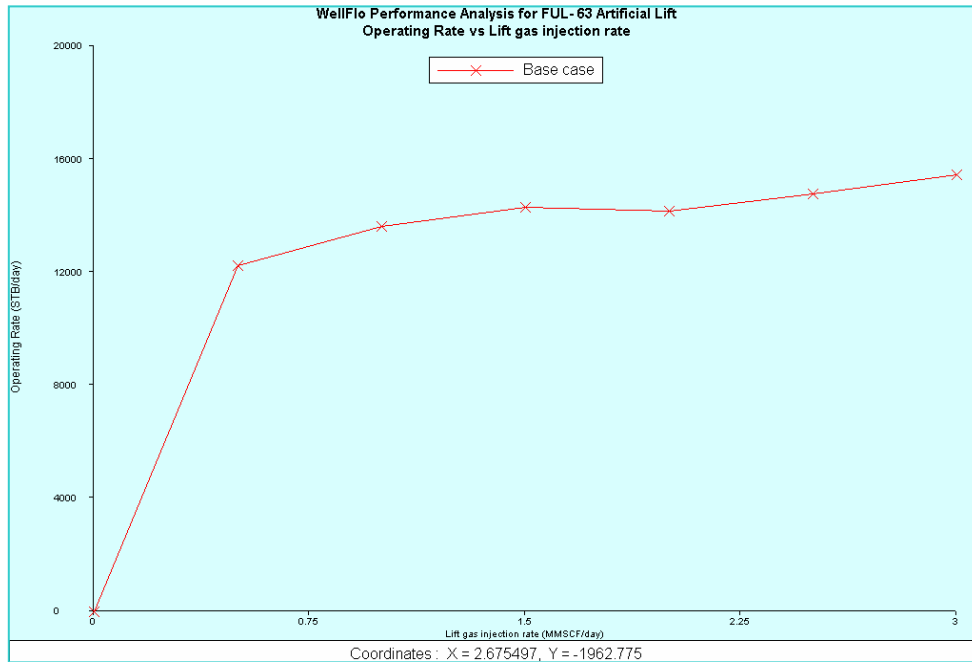


Figura IV.5.5 Curva de rendimiento del gas, FUC 15.

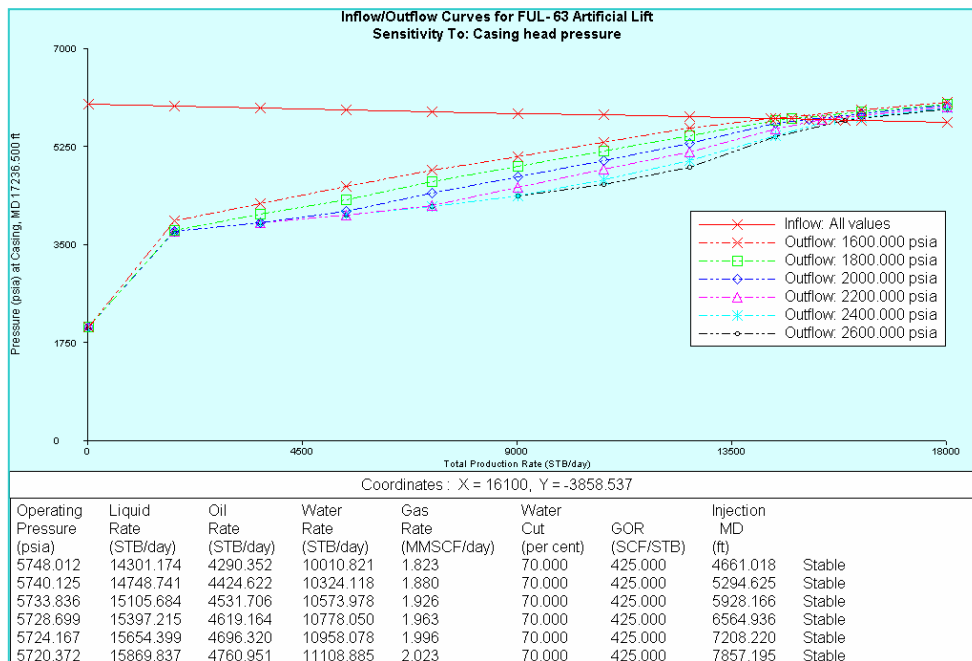


Figura IV.5.6 Sensibilidad a la presión de inyección en superficie, FUL 63.

Gas Lift Valve Positioning - F:\NODALES BASE\FUL - 63 Artificial Lift.wfl

Gas Lift Input Parameters

Casing head pressure: 2400.000 psia Lift gas injection rate: 2.500 MMSCF/day
Maximum CH pressure: 2400.000 psia Lift gas/liquid ratio: 159.704 SCF/STB
Injection gas gravity: 0.670 sp grav Use Qgi Use GLRi
Valve diff. pressure: 100.000 psi Liquid rate: 15654.000 STB/day
Min. valve spacing (TVD): 500.000 ft Static fluid spec grav: 1.00000 sp grav
Max MD of injection: 10532.00 ft Static fluid gradient: 0.43310 psi/ft

Start node: Outlet Node Start node pressure: 344.000 psia

MD (ft)	TVD (ft)	Casing Pressure (psia)	Tubing Pressure (psia)	Temp (degrees F)
4912.881	4912.881	2621.683	1788.817	288.51
6531.810	6531.810	2667.458	2378.049	290.40
7031.810	7031.810			
7531.810	7531.810			
8031.810	8031.810			

Valve Type: Injection pressure operated Calculate transfer pressures by: Valve number

Figura IV.5.7 Datos de entrada software Wellflo® para el diseño de LAGC, FUL 63.

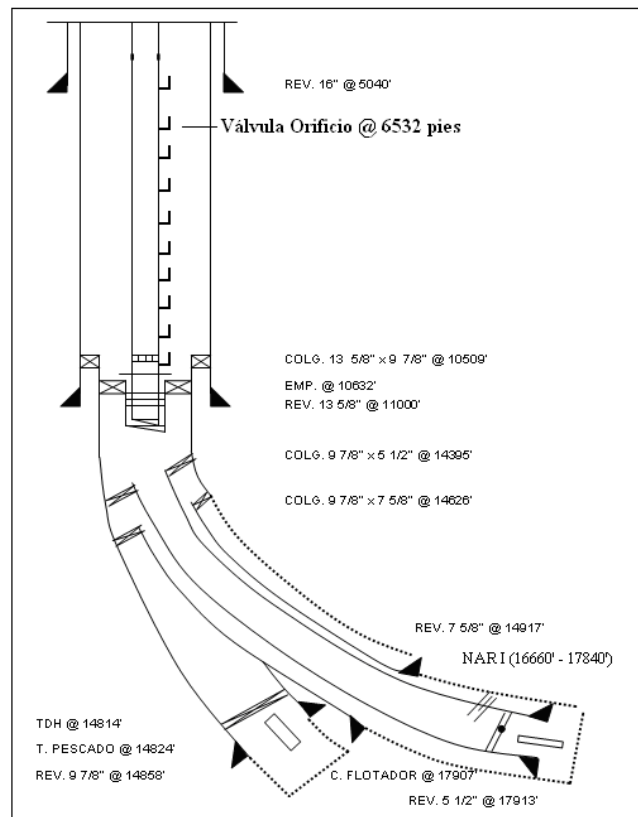


Figura IV.5.8 Diagrama mecánico propuesto pozo FUL 63.

APÉNDICE V
Yacimiento
NAR S FUC 1

V.1 POZO FUL 39

INFORMACIÓN GENERAL

La perforación del pozo FUL 39 inició en Septiembre de 2004 y se perforó hasta la profundidad de 15687 pies MD. Se abrió ventana a 11941 pies para realizar una reentrada del pozo. Se bajo liner de 5 ½” hasta 15685 pies MD, quedando la zapata a dicha profundidad y el cuello flotador a 15592 pies. En la tabla V.1.1 se muestran los intervalos productores del pozo FUL 39ST y sus respectivas propiedades petrofísicas.

Tabla V.2.1 Intervalos productores, Pozo FUL 39ST.

Unidad	Tope (pies)	Base (pies)	Espesor (pies)	K (mD)	Porosidad (%)	Ko (mD)
UN-12	14968	14982	14	48	11,21	29,10
	14987	14992	5	25	11,5	15,24
	15001	15016	15	52	12,46	31,54
	15022	15028	6	10	13,99	6,15
UN-11	15042	15057	15	221	10,78	132,27
	15064	15071	7	85	14,12	51,39
UN-10	15100	15121	21	301	14,72	180,16
	15127	15134	7	54	13,46	32,76
UN-9	15182	15206	24	322	13,17	192,44
	15210	15221	11	321	13,32	191,87
	15241	15260	19	568	15,16	338,26
	15274	15311	37	335	13,94	200,24
UN-8	15333	15337	4	10	8,78	6,13
	15345	15354	9	14	12	8,58
	15357	15369	12	94	10,92	56,67
	15378	15382	4	30	12,9	18,28
	15387	15399	12	54	13,6	32,76
	15414	15424	10	35	13,47	21,31
UN-7	15441	15451	10	113	12,93	68,11
	15457	15464	7	23	10,78	14,03
	15478	15482	4	13	9,14	7,95
	15486	15527	41	153	12,2	91,95
UN-6	15541	15547	6	56	12,06	33,93
	15560	15567	7	19	9,67	11,60

ANÁLISIS GEOLÓGICO

El pozo FUL 39ST está ubicado al Suroeste del yacimiento CRE FUC 1, es vecino a los pozos FUC 12, FUL 92, FUL 42 y FUC 20, lo cual es mostrado en la figura V.1.1. La presión de la formación en esa zona es de 5200 Lpca.

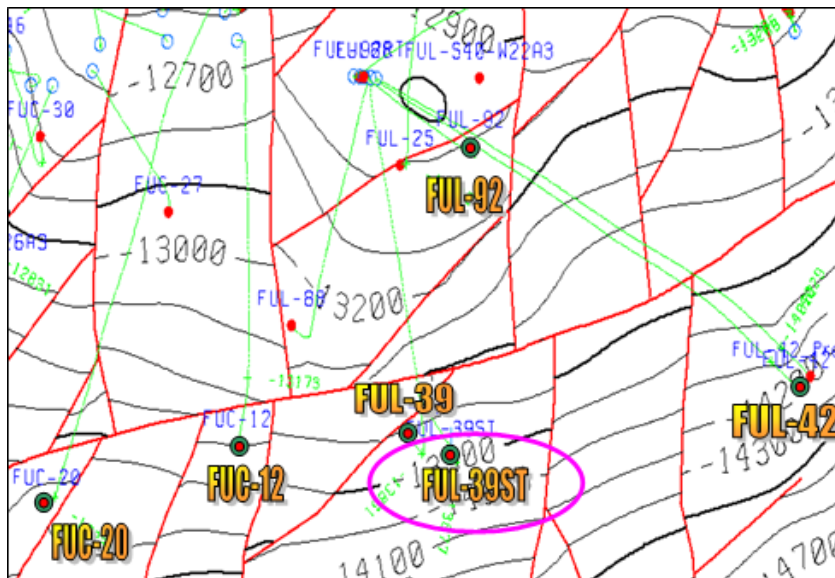


Figura V.1.1 Ubicación del pozo FUL 39ST.

Fuente: Base de datos PDVSA

Una sección estructural entre el pozo FUL 39ST y los pozos inyectoros de agua asociados es presentada en la figura V.1.2, en la misma se observa una falla inversa y seis fallas normales que forman 7 bloques estructurales, con desplazamiento que oscilan entre 50 y 200 pies aproximadamente de salto vertical. De la misma manera en la figura se representan las unidades de flujo que más inyectan agua en los pozos inyectoros FUC-12IA, FUL-42IA y FUL-55IA.

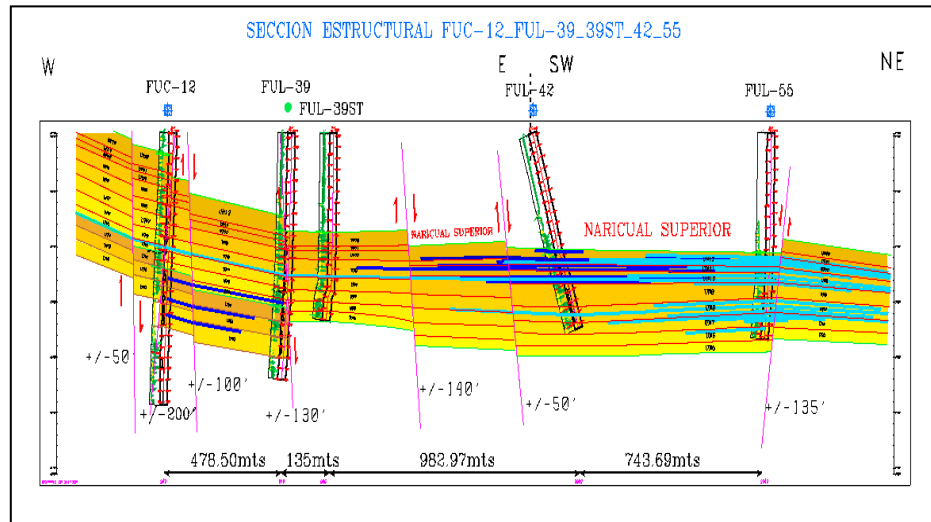


Figura V.1.2 Sección Estructural FUC-12, FUL-39ST, FUL-42 y FUL-55

Fuente: Base de datos PDVSA

El pozo inyector FUC-12IA completado en NAR I FUC 1, cuya unidad de flujo más resaltante es la UN-4 con un porcentaje de inyección (23.88%) que corresponde al intervalo (15230-15290) pies, siendo la longitud del radio de invasión de 464 mts, se pone en contacto con la unidad de flujo UN-5 a través de falla normal de 200 pies de salto vertical, sin embargo los radios de invasión teóricos aun no alcanzan el área de drenaje del pozo FUL 39ST.

Continuando con el pozo FUL-42IA las unidades de flujo que más inyectan son la UN-12 (22.00%) que corresponde al intervalo (15572-15606) pies y el intervalo (15674-15708) pies de la UN-11 (47.00%), cuyas longitudes de los radios de invasión son 559 mts y 702 mts respectivamente, estas unidades de flujo se ponen en contacto por la yuxtaposición con la unidad UN-10 y UN-9 del pozo FUL-39ST. El pozo inyector FUL-42IA actualmente no está influenciando al pozo FUL-39ST, pero no se descarta la idea que a futuro el agua irrumpa a dicho pozo por la unidad de flujo UN-9.

DIAGRAMA MECÁNICO ACTUAL DEL POZO FUL 39ST.

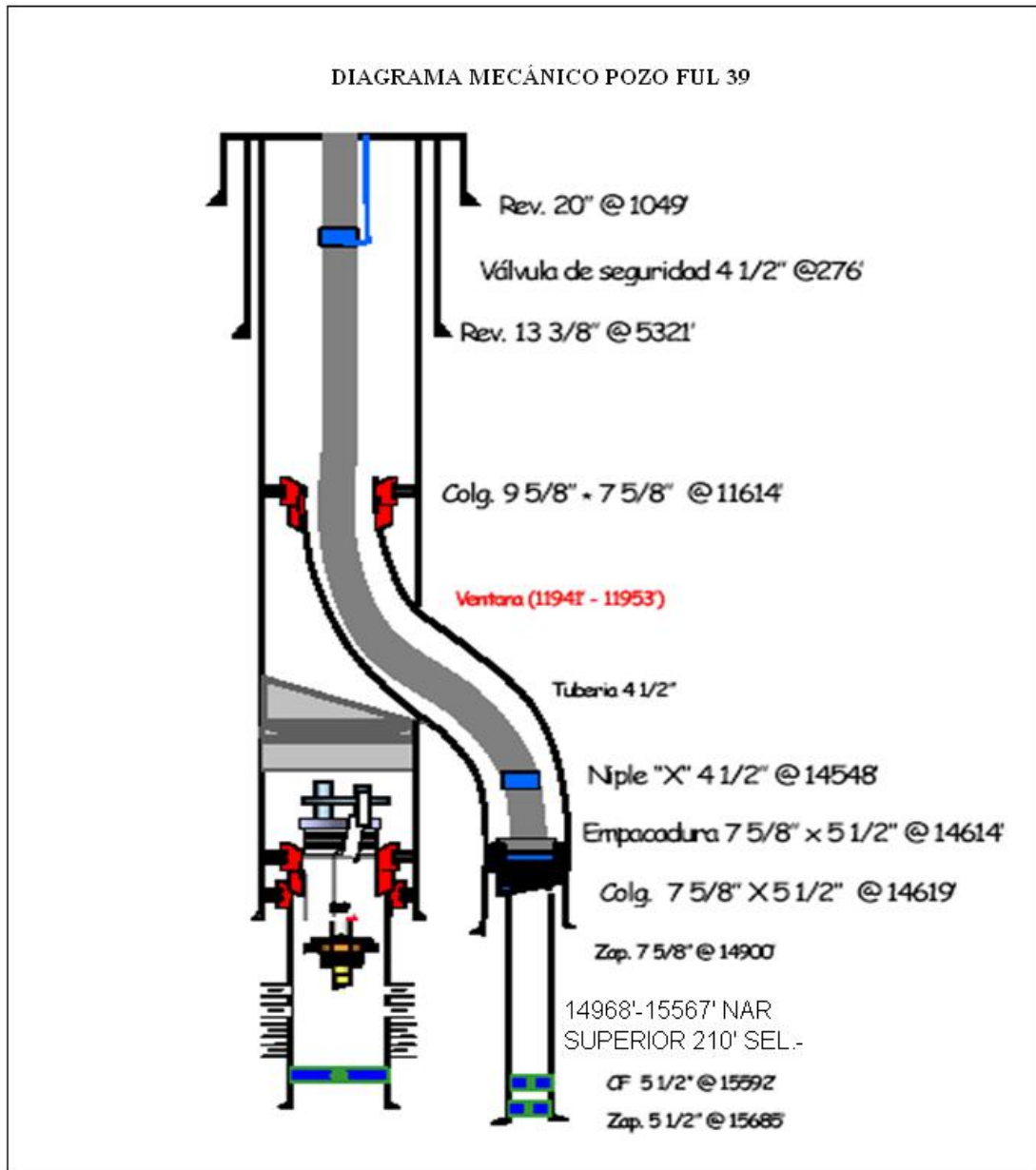


Figura V.1.3 Diagrama Mecánico Actual, Pozo FUL 39ST.

Fuente: Base de Datos PDVSA

SELECCIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

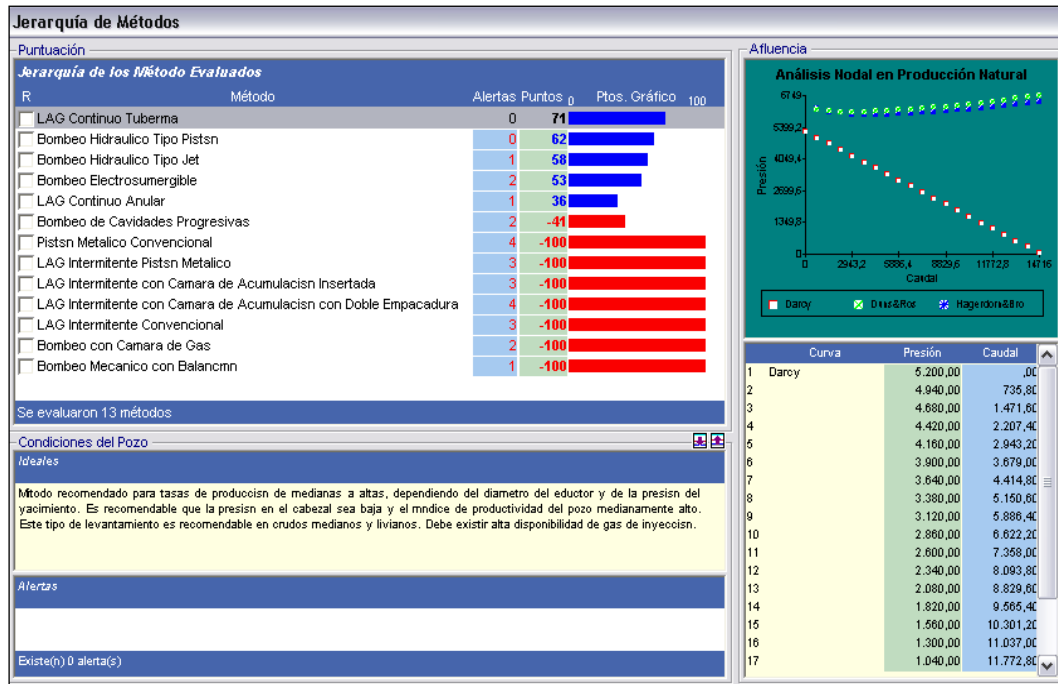


Figura V.1.4 Jerarquía de Métodos de Levantamiento Artificial, Pozo FUL 39ST.

DISEÑO DE COMPLETACIÓN CON LAG

Tabla V.1.2 Iteración con diferentes tasas de inyección de gas, FUL 39ST.

Pwf (Lpca)	Tasa Líquido (BBPD)	Tasa Crudo (BNPD)	Tasa Gas Inyectado (MMPCND)
Pozo no fluye			0
4553,452	3109,467	1865,680	0,5
4451,771	3621,351	2172,811	1
4387,321	3939,528	2363,717	1,5
4341,918	4162,144	2497,286	2
4308,322	4324,897	2594,938	2,5
4283,127	4446,952	2668,171	3

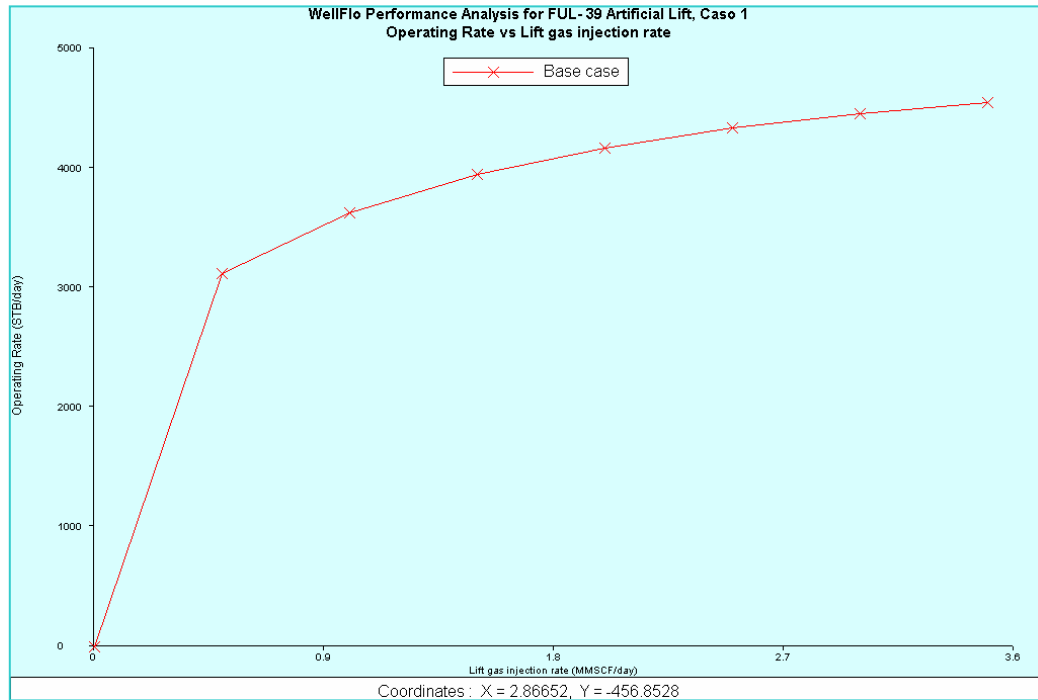


Figura V.1.5 Curva de rendimiento del gas, FUL 39ST.

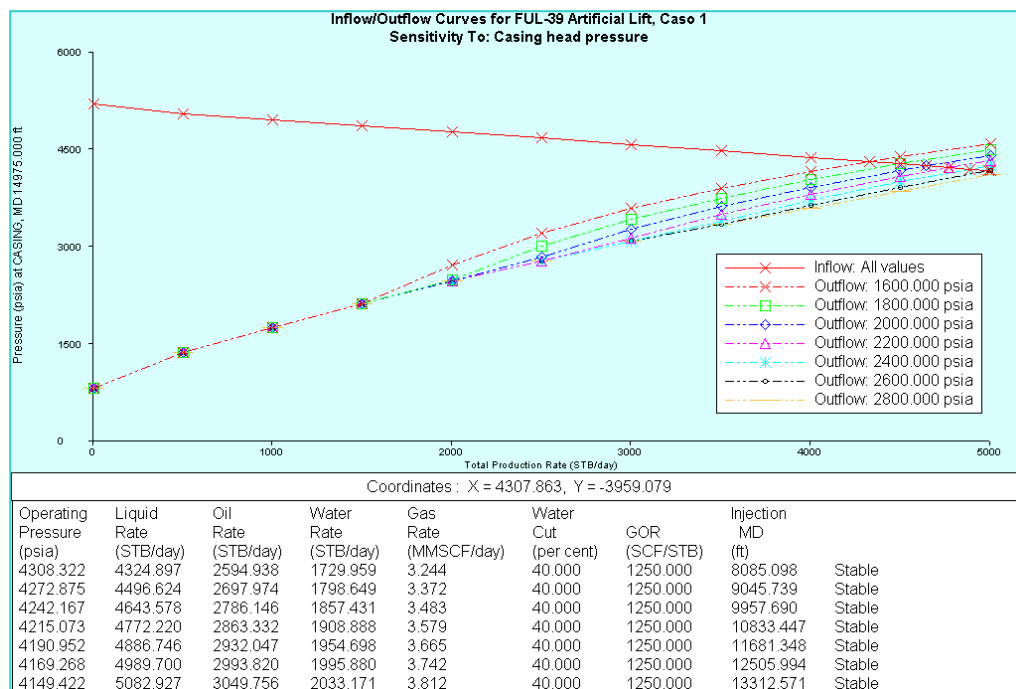


Figura V.1.6 Sensibilidad a la presión de inyección en superficie, FUL 39ST.

Gas Lift Valve Positioning - F:\WODALES BASE\FUL-39 Artificial Lift, Caso 1.wfl

Gas Lift Input Parameters

Casing head pressure: 2400.000 psia Lift gas injection rate: 2.500 MMSCF/day
Maximum CH pressure: 2400.000 psia Lift gas/liquid ratio: 511.561 SCF/STB
Injection gas gravity: 0.670 sp grav Use Qgi Use GLRi
Valve diff. pressure: 100.000 psi Liquid rate: 4887.000 STB/day
Min. valve spacing (TVD): 500.000 ft Static fluid spec grav: 1.00000 sp grav
Max MD of injection: 14514.00 ft Static fluid gradient: 0.43310 psi/ft

Start node: Linea Start node pressure: 385.000 psia

MD (ft)	TVD (ft)	Casing Pressure (psia)	Tubing Pressure (psia)	Temp (degrees F)
6189.855	6189.855	2700.504	1446.485	270.07
9320.219	9320.219	2828.473	2205.667	278.71
10799.956	10799.956	2874.549	2621.485	281.56
11293.263	11293.263	2869.999	2767.520	282.36
11792.263	11792.263			

Valve Type: Injection pressure operated Calculate transfer pressures by: Valve number

Figura V.1.7 Datos de entrada software Wellflo® para el diseño de LAG, FUL 39ST.

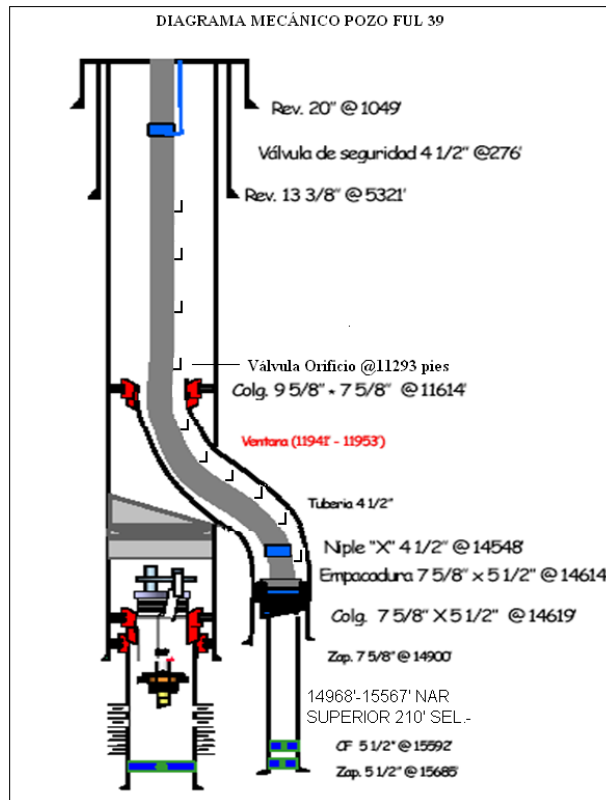


Figura V.1.8 Diagrama mecánico propuesto pozo FUL 39ST.

V.2 POZO FUC 22

INFORMACIÓN GENERAL

La perforación inicio en Octubre de 1996, alcanzando una profundidad de 16637 pies, comenzó a producir en Mayo de 1997 en las arenas de la formación NAR I FUC 1. A finales del año 2011 se realizó cambio de horizonte hacia las unidades de flujo del yacimiento NAR S FUC 1, la data petrofísica de los intervalos productores de dicho pozo es mostrada en la tabla V.2.1.

Tabla V.2.1 Intervalos productores, Pozo FUC 22.

Unidad	Tope (pies)	Base (pies)	Espesor (pies)	K (mD)	Porosidad (%)	Ko (mD)
UN-7	15820	15830	10	279	13,15	166,94
	15672	15682	10	151	12,49	90,77
UN-8	15652	15662	10	765	13,24	453,95

ANÁLISIS GEOLÓGICO



Figura V.2.1 Ubicación del pozo FUC 22.

Fuente: Base de datos PDVSA

El pozo FUC 22 esta ubicado al Suroeste de la estructura, en el yacimiento NAR S FUC 1, como puede visualizarse en la figura V.2.1 el mismo es vecino a los pozos FUC 28, CRC 13IA y CRC 16IA. Dicha figura muestra una línea de sección estructural con los pozos inyectores vecinos (CRC-13IA y CRC-16IA) asociados al FUC 22 con el objetivo de evaluar la posible influencia de estos pozos a nivel del yacimiento NAR S FUC 1.

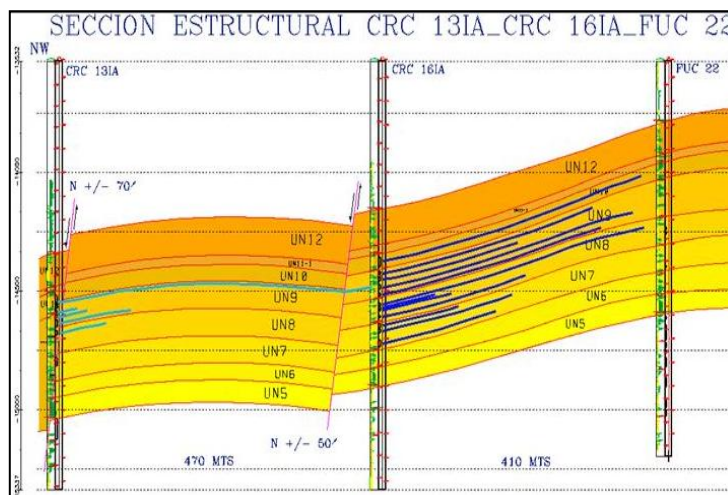


Figura V.2.2 Sección Estructural CRC 13IA, CRC 16IA y FUC 22.

Fuente: Base de datos PDVSA.

En la figura V.2.2 se presenta la sección estructural entre el pozo FUC 22 y los pozos inyectores de agua asociados a este CRC-13IA y CRC-16IA, los cuales se encuentran actualmente cerrados a inyección, a nivel del yacimiento NAR S FUC 1, sin embargo al reducir la presión de yacimiento por la extracción de fluidos, el agua que se encuentra en esta zona se mueve hacia los pozos productores. De acuerdo a lo antes expuesto, se puede visualizar que los radios de invasión de estos pozos aun no han alcanzado al pozo FUC-22, no obstante se espera irrupción del agua a corto o mediano plazo a través de las unidades de flujo UN-7 y UN-8.

DIAGRAMA MECÁNICO ACTUAL DEL POZO FUC 22.

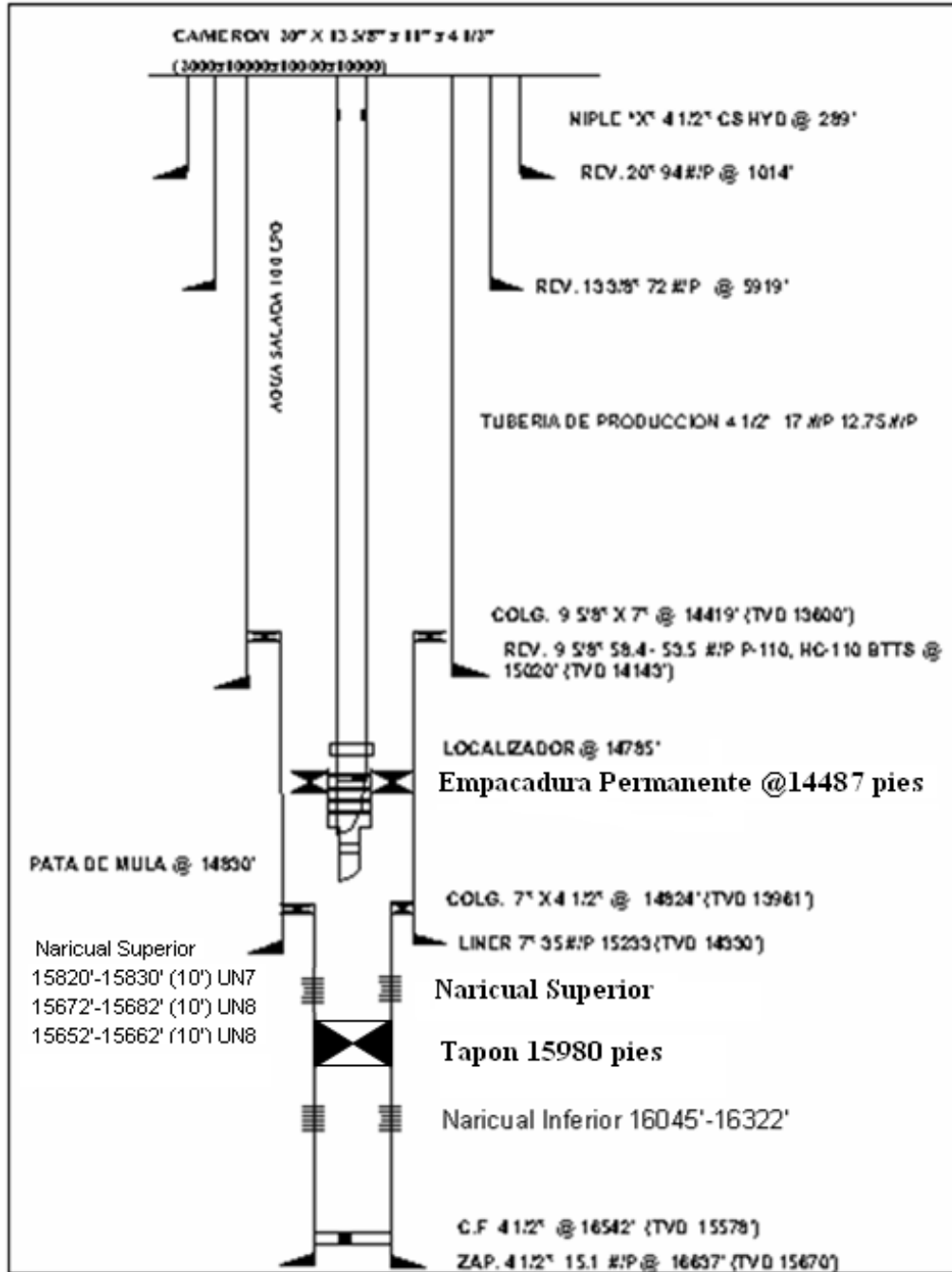


Figura V.2.3 Diagrama Mecánico Actual, Pozo FUC 22.

Fuente: Base de Datos PDVSA

SELECCIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

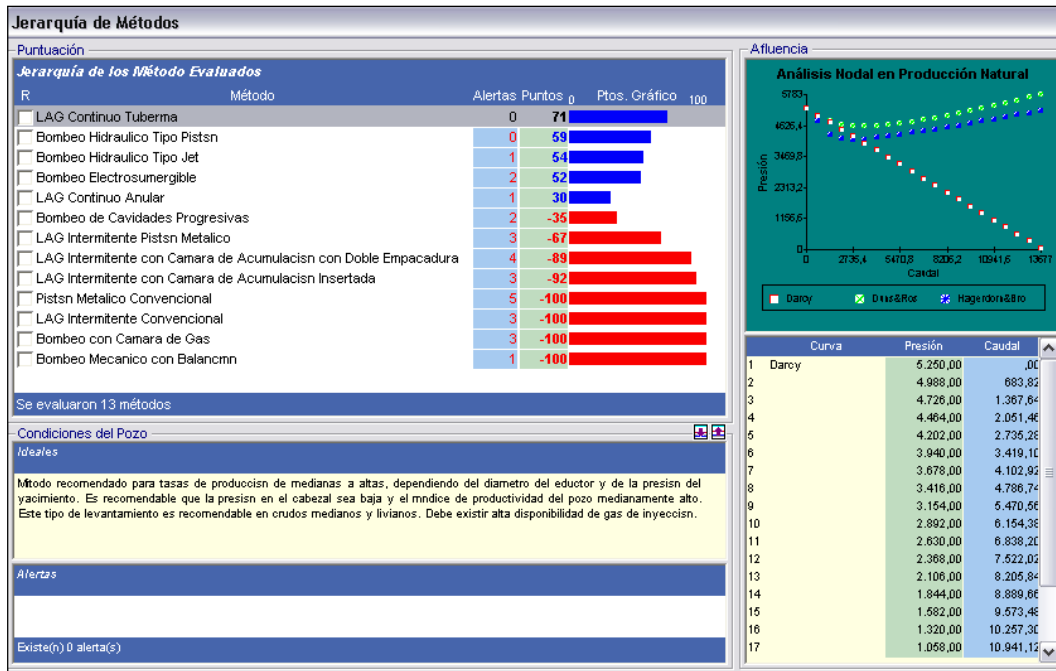


Figura V.2.4 Jerarquía de Métodos de Levantamiento Artificial, Pozo FUC 22.

DISEÑO DE COMPLETACIÓN CON LAG

Tabla V.2.2 Iteración con diferentes tasas de inyección de gas, FUC 22.

Pwf (Lpca)	Tasa Líquido (BBPD)	Tasa Crudo (BNPD)	Tasa Gas Inyectado (MMPCND)
Pozo no fluye			0
4387,095	2849,799	2507,823	0,5
4235,479	3375,543	2970,478	1
4151,297	3667,438	3227,345	1,5
4099,935	3845,529	3384,066	2
4070,514	3947,539	3473,834	2,5
4056,603	3995,774	3516,281	3

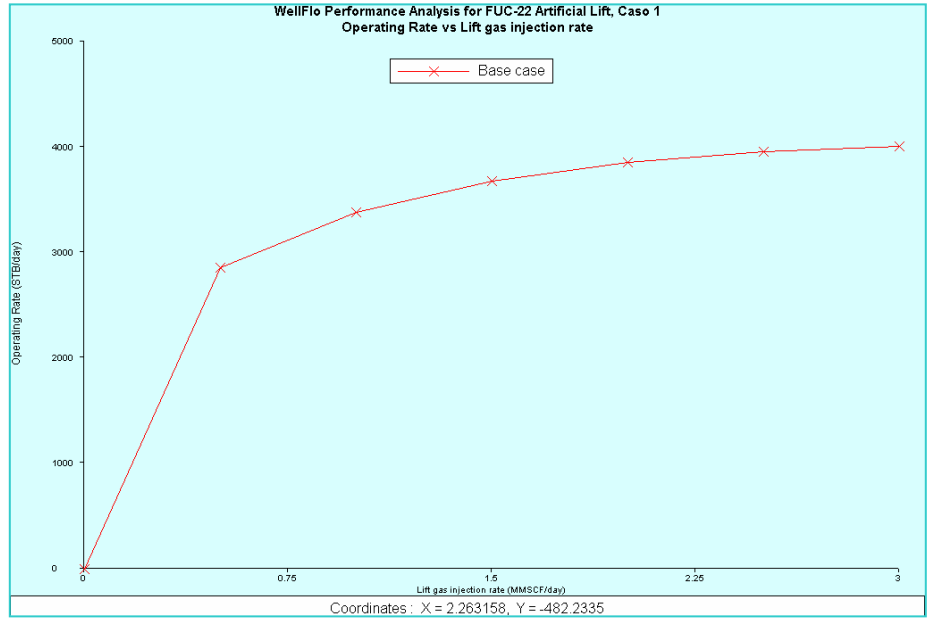


Figura V.2.5 Curva de rendimiento del gas, FUC 22.

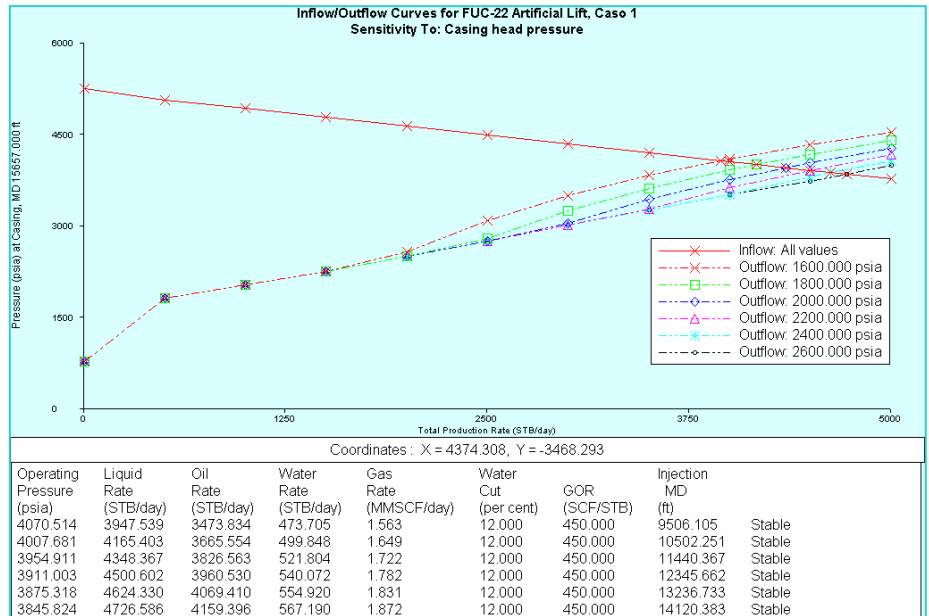


Figura V.2.6 Sensibilidad a la presión de inyección en superficie, FUC 22.

Gas Lift Valve Positioning - D:\...USABELLA\NODALES BASE\FUC-22 Artificial Lift...

Gas Lift Input Parameters

Casing head pressure: 2400.000 psia Lift gas injection rate: 2.500 MMSCF/day
Maximum CH pressure: 2400.000 psia Lift gas/liquid ratio: 540.657 SCF/STB
Injection gas gravity: 0.670 sp grav Use Qgi Use GLRi
Valve diff. pressure: 100.000 psi Liquid rate: 4624.000 STB/day
Min. valve spacing (TVD): 500.000 ft Static fluid spec grav: 1.00000 sp grav
Max MD of injection: 14387.00 ft Static fluid gradient: 0.43310 psi/ft

Start node: MLPR4A_EF MUSIF Start node pressure: 152.000 psia

MD (ft)	TVD (ft)	Casing Pressure (psia)	Tubing Pressure (psia)	Temp (degrees F)
6017.188	6017.188	2675.834	1203.819	259.50
9618.718	9618.718	2829.221	1975.460	277.27
11580.411	11580.411	2900.497	2482.415	283.96
12387.000	12387.000	2912.348	2706.823	286.07
12987.000	12987.000			

Valve Type: Injection pressure operated Calculate transfer pressures by: Valve number

Figura V.2.7 Datos de entrada software Wellflo® para el diseño de LAGC, FUC 22.

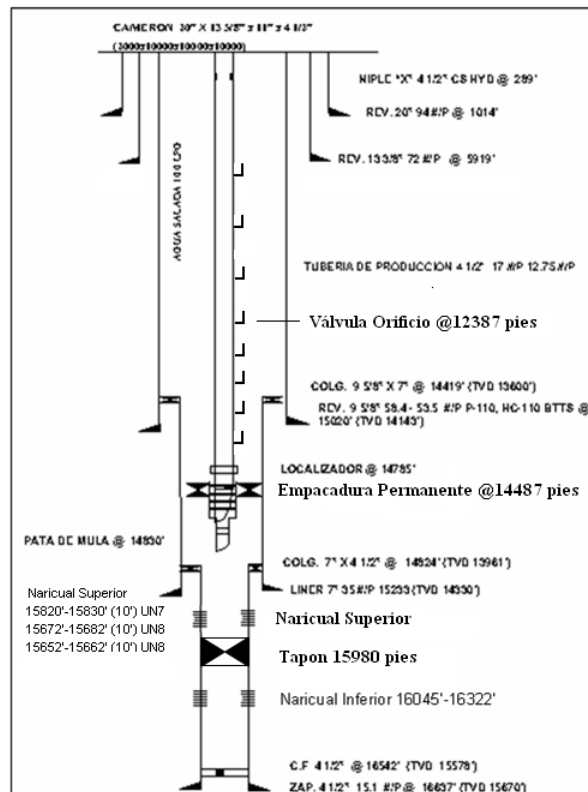


Figura V.2.8 Diagrama mecánico propuesto pozo FUC 22.

V.3 POZO FUC 20

INFORMACIÓN GENERAL

Se perforó direccionalmente con un ángulo máximo de 29,3° hasta alcanzar una profundidad de 15475 pies. El mismo se completó doble sarta en los yacimientos NAR S FUC 1 y NAR I FUC 1. La sarta corta fue cerrada en el año 2000 por presentar alto corte de agua. En Abril de 2012 se aisló NAR I FUC 1 mediante un tapón ubicado a 15150 pies y se cañoneó a través de la sarta larga la UN-6 de la formación NAR S FUC 1, posterior a esto se adicionaron 18 pies de la UN-8. En la tabla V.3.1 se presenta la data de los intervalos productores del pozo FUC 20.

Tabla V.3.1 Intervalos productores, Pozo FUC 20.

Unidad	Tope (pies)	Base (pies)	Espesor (pies)	K (mD)	Porosidad (%)	Ko (mD)
UN-6	15025	15035	10	476,4	18	284,53
UN-8	14812	14830	18	813	18,6	483,55

ANÁLISIS GEOLÓGICO

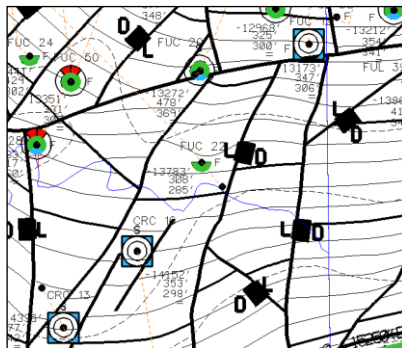


Figura V.3.1 Ubicación del pozo FUC 20.

Fuente: Base de datos PDVSA

El FUC 20 esta ubicado al suroeste del yacimiento NAR S FUC 1, es vecino a los pozos productores FUC 50, FUC 28 y FUC 22, esta asociado a los pozos inyectores de agua CRC 13IA y CRC 16IA los cuales están actualmente cerrados a inyección, sin embargo el agua ya inyectada mantiene influencia en el área, ver figura V.3.1.

En la figura V.3.2 se presenta una sección estructural con los pozos CRC 13IA, CRC 16IA, FUC 22 y FUC 20, en la misma puede visualizarse que ni el pozo FUC 22 ni el pozo FUC 20 son influenciados por el inyector CRC 13IA, no obstante los radios de invasión teóricos indican que el agua proveniente del pozo CRC 16IA ya alcanzo el área de drenaje del pozo FUC 22, pero no alcanzará a mediano plazo al pozo FUC 20.

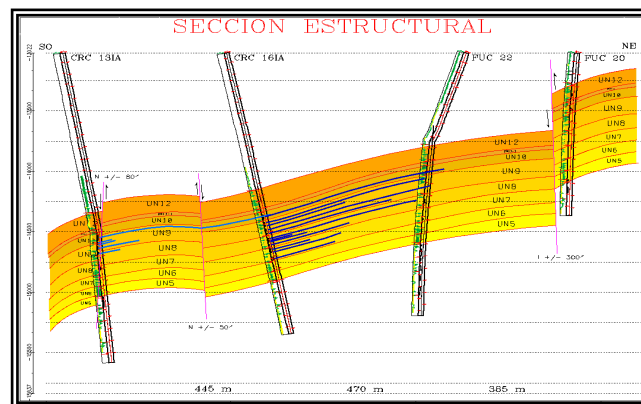


Figura V.3.2 Sección Estructural CRC 13IA, CRC 16IA, FUC 22 y FUC 20.

Fuente: Base de datos PDVSA

Los pozos inyectores de agua FUL 88IA y FUC 12IA pertenecen al programa de mantenimiento de presión del yacimiento NAR I FUC 1, sin embargo debido a la complejidad estructural de la zona se comunica parte de la formación Naricual Inferior con Naricual Superior, la inyección proveniente del pozo FUL 88IA afecta las unidades de flujo basales del yacimiento NAR S FUC 1 (UN 5 y UN 6), por tanto se espera que a corto plazo el corte de agua del pozo FUC 20 aumente, lo antes expuesto es mostrado en la figura V.3.3.

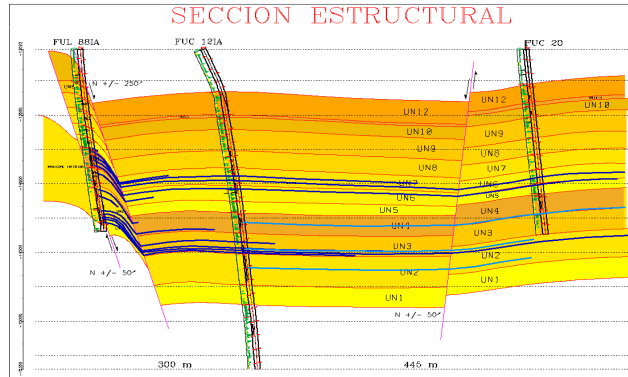


Figura V.3.3 Sección Estructural FUL 88IA, FUC 12IA y FUC 20.

Fuente: Base de datos PDVSA

DIAGRAMA MECÁNICO ACTUAL DEL POZO FUC 20

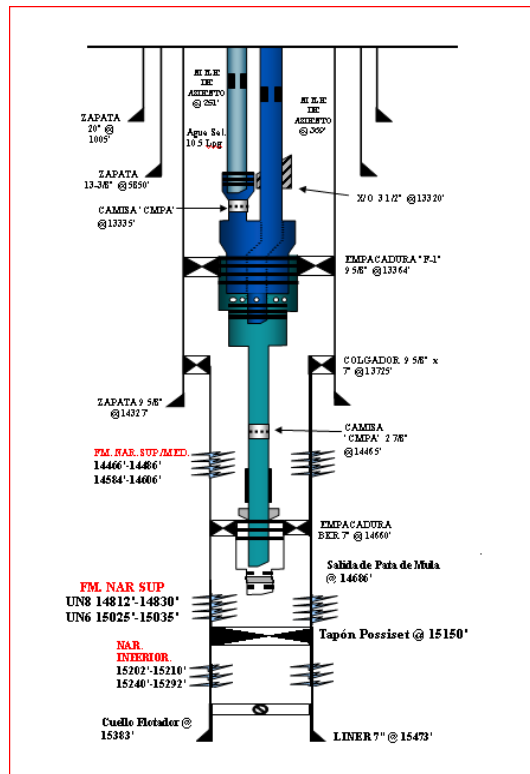


Figura V.3.4 Diagrama Mecánico Actual, Pozo FUC 20.

Fuente: Base de Datos PDVSA

SELECCIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

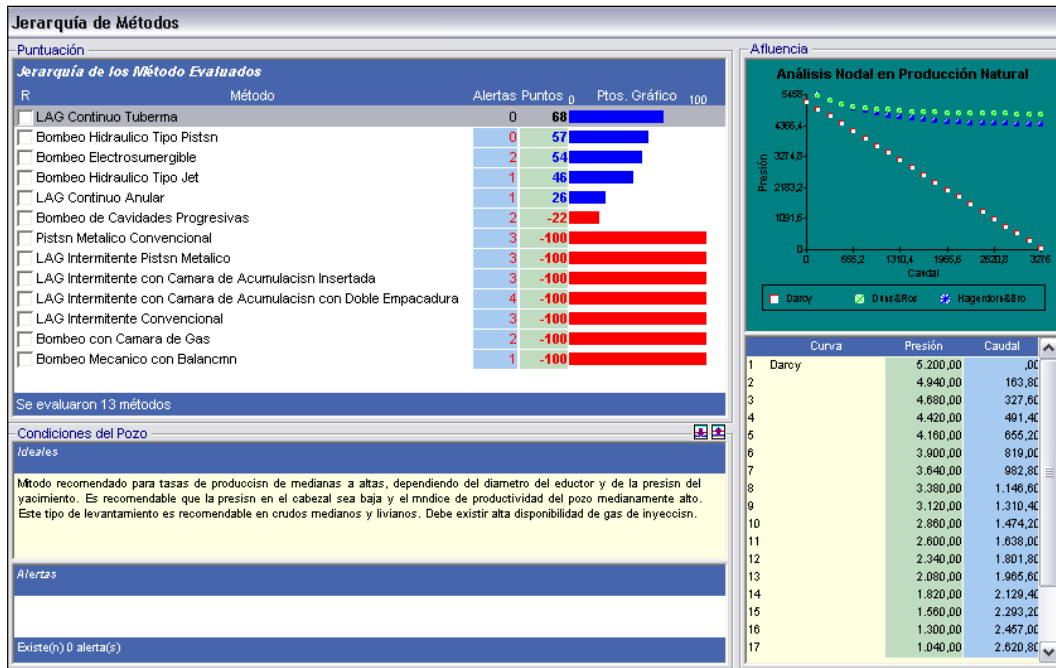


Figura V.3.5 Jerarquía de Métodos de Levantamiento Artificial, Pozo FUC 20.

DISEÑO DE COMPLETACIÓN CON LAG

Tabla V.3.2 Iteración con diferentes tasas de inyección de gas, FUC 20.

Pwf (Lpca)	Tasa Líquido (BBPD)	Tasa Crudo (BNPD)	Tasa Gas Inyectado (MMPCND)
Pozo no fluye			0
4990,709	2004,870	2000,860	0,5
4974,023	2205,559	2201,148	1
4965,067	2313,280	2308,653	1,5
4960,544	2367,667	2362,932	2
4958,863	2387,888	2383,112	2,5
4959,134	2384,639	2379,870	3

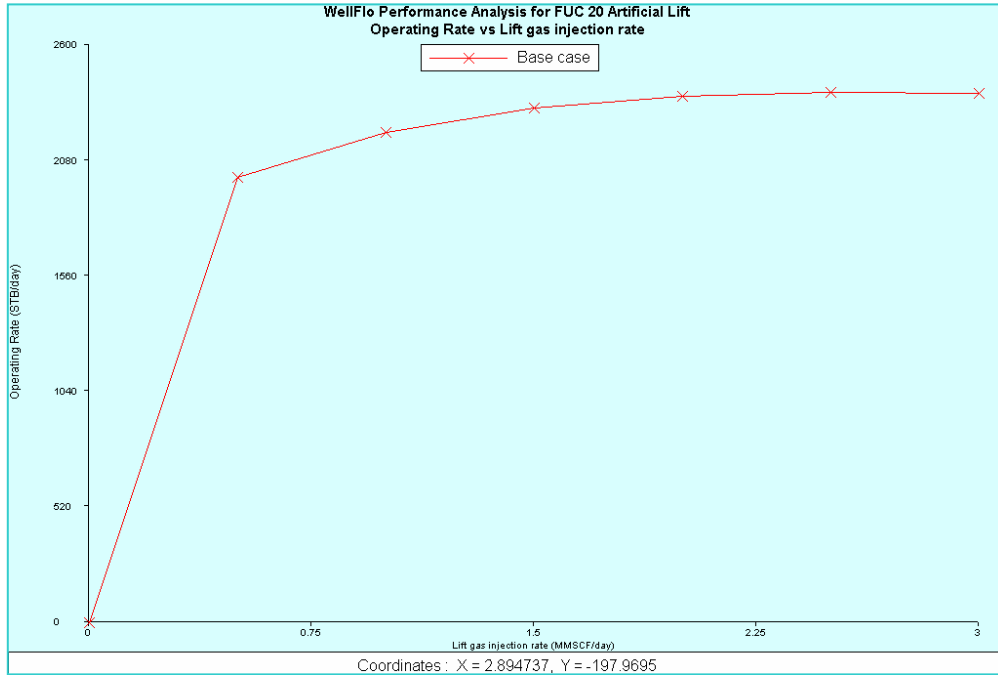


Figura V.3.6 Curva de rendimiento del gas, FUC 20.

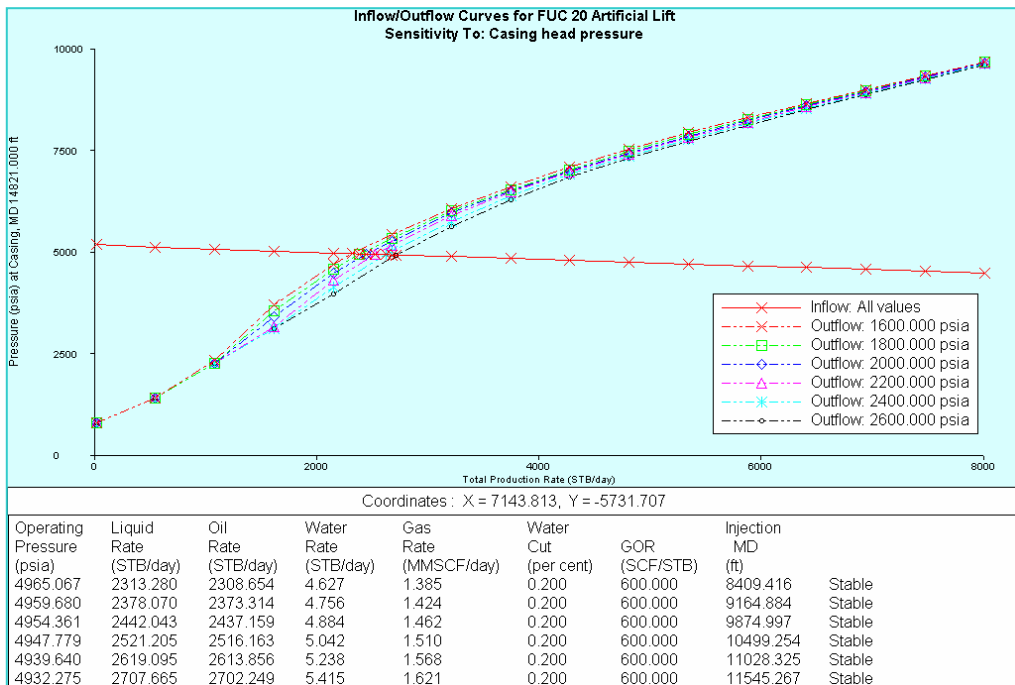


Figura V.3.7 Sensibilidad a la presión de inyección en superficie, FUC 20.

Gas Lift Valve Positioning - D:\...\Escritorio\USABELLA\NODALES BASE\FUC 20 Art...

Gas Lift Input Parameters

Casing head pressure: 2400.000 psia Lift gas injection rate: 1.500 MMSCF/day
 Maximum CH pressure: 2400.000 psia Lift gas/liquid ratio: 572.738 SCF/STB
 Injection gas gravity: 0.670 sp grav Use Qgi Use GLRi
 Valve diff. pressure: 100.000 psi Liquid rate: 2619.000 STB/day
 Min. valve spacing (TVD): 500.000 ft Static fluid spec grav: 1.00000 sp grav
 Max MD of injection: 14300.00 ft Static fluid gradient: 0.43310 psi/ft

Start node: Xmas Tree Start node pressure: 139.000 psia

MD (ft)	TVD (ft)	Casing Pressure (psia)	Tubing Pressure (psia)	Temp (degrees F)
6102.305	5832.008	2697.416	1342.078	256.45
9586.522	9161.895	2838.782	2350.146	273.85
10677.973	10204.999	2862.880	2720.451	277.83
11201.146	10704.999			
11724.320	11204.999			

Valve Type: Injection pressure operated Calculate transfer pressures by: Valve number

Figura V.3.8 Datos de entrada software Wellflo® para el diseño de LAGC, FUC 20.

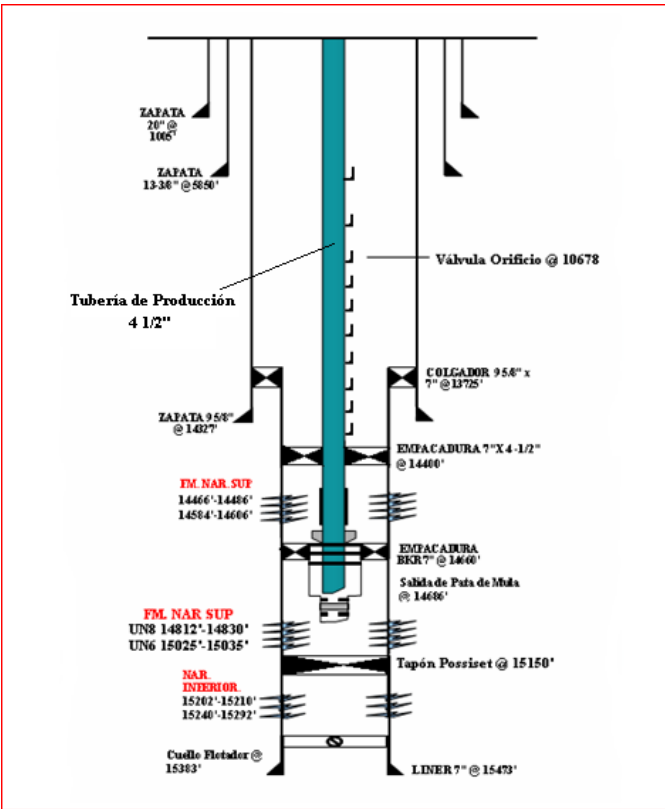


Figura V.3.9 Diagrama mecánico propuesto pozo FUC 20.

V.4 POZO FN 19

INFORMACIÓN GENERAL

El pozo FN 19 pertenece al programa de perforación de pozos productores del campo El Furrial, fue perforado hasta la profundidad de 18650 pies. La presión de yacimiento en la zona donde se encuentra completado el pozo es de 7000 Lpca.

Tabla V.4.1 Intervalos productores, Pozo FN 19

Unidad	Tope (pies)	Base (pies)	Espesor (pies)	K (mD)	Porosidad (%)	Ko (mD)
UN-12	16350	16358	8	7	8,5	4,30
	16367	16396	29	135	10,21	81,09
	16403	16411	8	24	9,33	14,61
UN-11	16460	16478	18	144	11,23	86,52
UN-10	16514	16520	6	91	10,52	54,86
	16544	16552	8	90	9,25	54,20
	16561	16595	34	107	12,06	64,49
	16631	16651	20	199	11,75	119,29

ANÁLISIS GEOLÓGICO

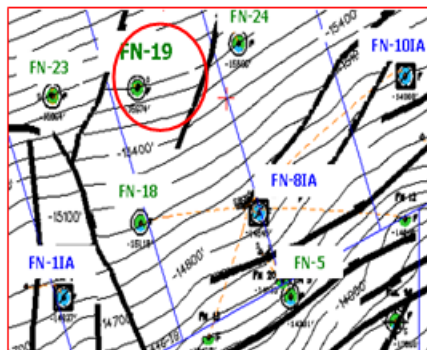


Figura V.4.1 Ubicación del pozo FN 19

Fuente: Base de datos PDVSA

El pozo FN 19 esta ubicado en el yacimiento NAR S FUC 1, en el flanco norte de la estructura, como puede visualizarse en la figura V.4.1 el mismo es vecino a los pozos productores de crudo FN 23, FN 24, FN 18 y los inyectores de agua FN 10IA, FN 8IA y FN 1IA.

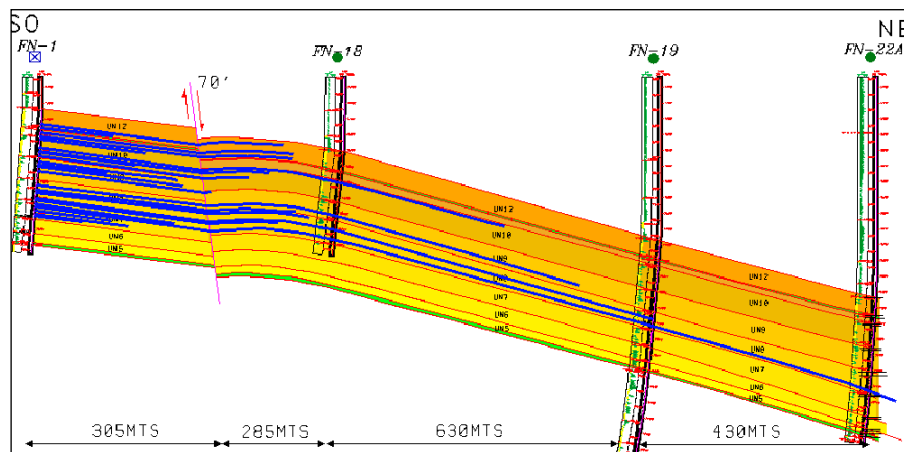


Figura V.4.2 Sección Estructural FN 1, FN 18, FN 19 y FN 22A.

Fuente: Base de datos PDVSA

Un primer corte estructural en sentido Suroeste – Noreste es mostrado en la figura V.4.2, involucrando los pozos FN-18, FN-19, FN-22A, y el pozo inyector de agua FN-1IA a nivel del yacimiento NAR S FUC 1. Con la finalidad de visualizar la posible invasión de agua de inyección se graficaron los radios de invasión teóricos del pozo FN-1IA, observándose que el pozo FN-19 se encuentra influenciado actualmente en la unidad de flujo UN-8, además es posible que la UN-9 sea invadida por el agua en un futuro cercano, no obstante esta zona fue aislada con un tapón a 16655 pies.

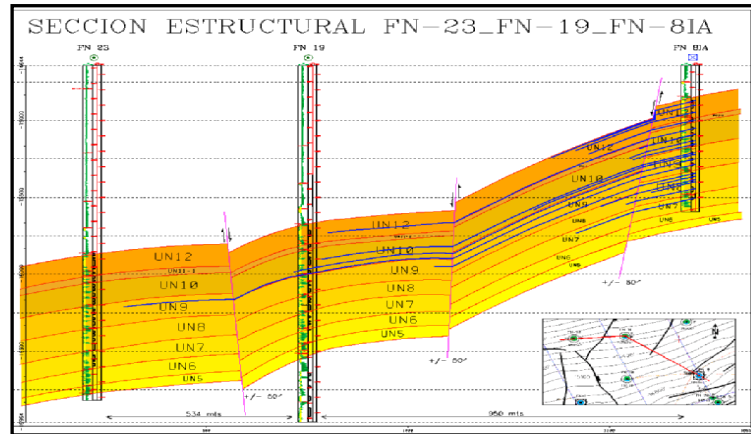


Figura V.4.3 Sección Estructural FN 23, FN 19 y FN 8IA.

Fuente: Base de datos PDVSA

En la figura V.4.3 se presenta un segundo corte estructural en dirección Noroeste – Sureste, en el cual se tomaron en cuenta los pozos FN 23, FN 19, y el pozo inyector de agua FN-8. Se graficaron los radios de invasión teóricos del pozo FN-8IA, lográndose visualizar la influencia del agua de inyección en la unidad de flujo UN-10 en el pozo FN-19, además de una posible invasión en la UN-12 en un futuro cercano.

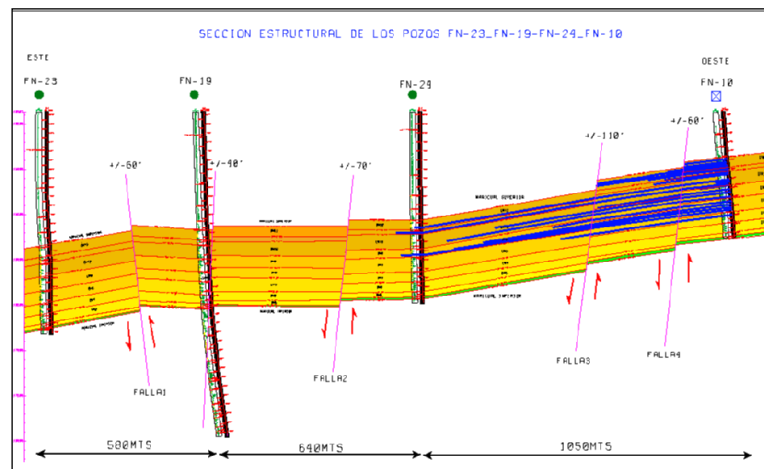


Figura V.4.4 Sección Estructural FN 23, FN 19, FN 24 y FN 10IA.

Fuente: Base de datos PDVSA

El tercer corte estructural se realizó a nivel del yacimiento NAR S FUC 1, involucrando los pozos FN 23, FN 19, FN 24, y el pozo inyector de agua FN-10, con una dirección Este – Oeste. En la figura se observa que no existe influencia de agua de inyección proveniente del pozo FN 10IA en toda la columna del pozo FN-19, como es mostrado en la figura V.4.4.

DIAGRAMA MECÁNICO ACTUAL DEL POZO FN 19

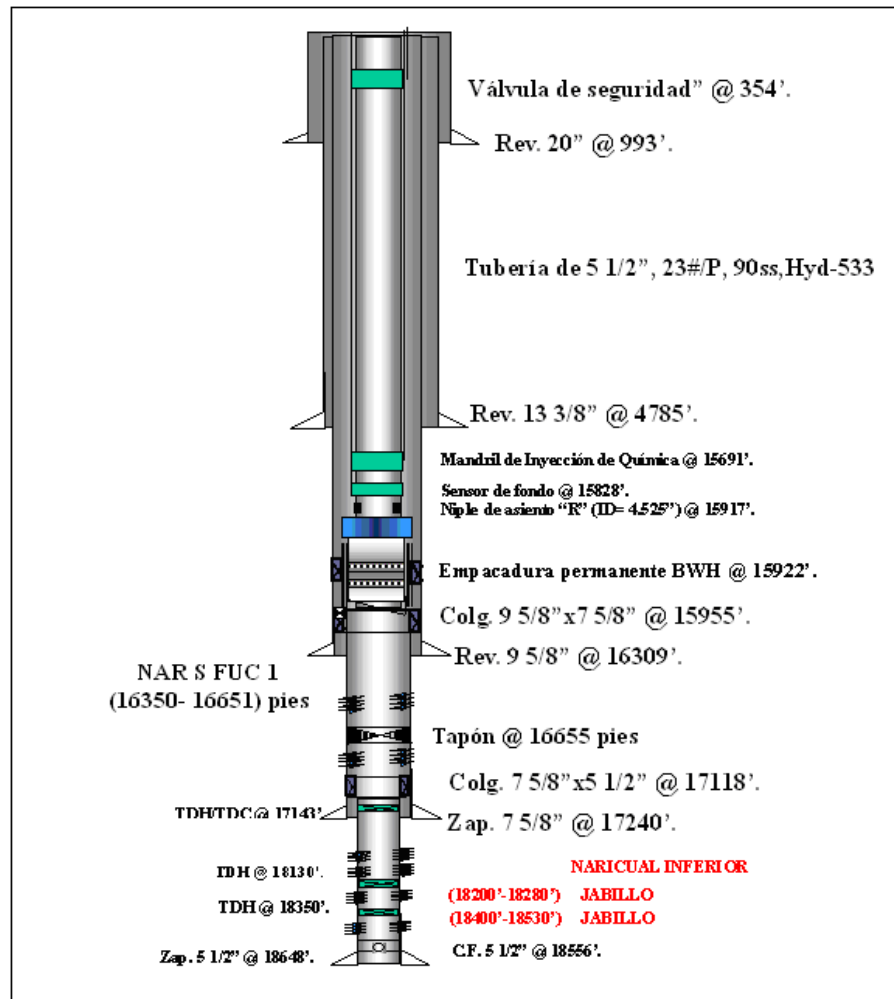


Figura V.4.5 Diagrama Mecánico Actual, Pozo FN 19.

Fuente: Base de Datos PDVSA

SELECCIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

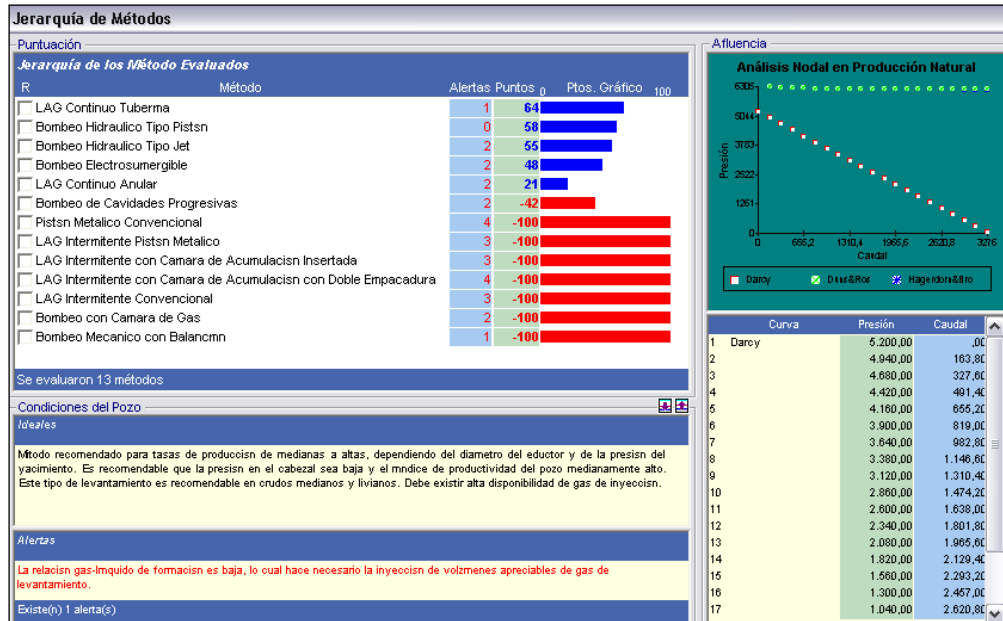


Figura V.4.6 Jerarquía de Métodos de Levantamiento Artificial, Pozo FN 19.

DISEÑO DE COMPLETACIÓN CON LAG

Tabla V.4.2 Iteración con diferentes tasas de inyección de gas, FN 19.

Pwf (Lpca)	Tasa Líquido (BBPD)	Tasa Crudo (BNPD)	Tasa Gas Inyectado (MMPCND)
5455,568	6784,712	3256,662	0
5281,314	7579,808	3638,308	0,5
5152,289	8168,539	3920,899	1
5050,692	8632,111	4143,413	1,5
4968,013	9009,374	4324,500	2
4899,460	9322,173	4474,643	2,5
4841,836	9585,106	4600,851	3

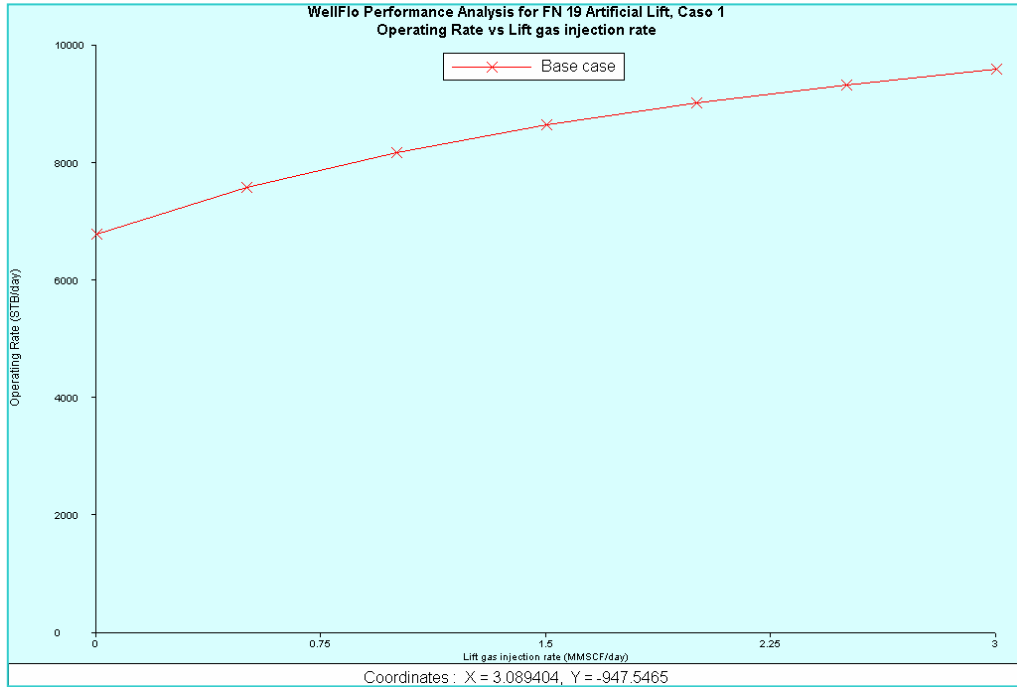


Figura V.4.7 Curva de rendimiento del gas, FN 19.

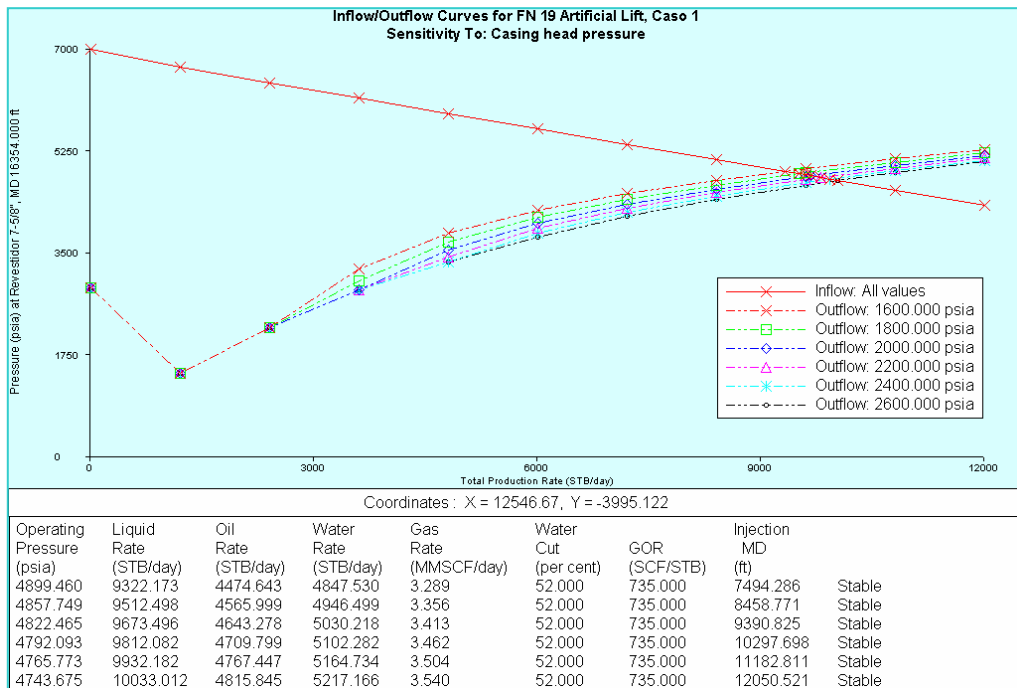


Figura V.4.8 Sensibilidad a la presión de inyección en superficie, FN 19.

Gas Lift Valve Positioning - D:\...ISABELLA\NODALES BASE\FN 19 Artificial Lift, ...

Gas Lift Input Parameters

Casing head pressure: 2200.000 psia Lift gas injection rate: 2.500 MMSCF/day
Maximum CH pressure: 2200.000 psia Lift gas/liquid ratio: 254.790 SCF/STB
Injection gas gravity: 0.670 sp grav Use Qgi Use GLRi
Valve diff. pressure: 100.000 psi Liquid rate: 9812.000 STB/day
Min. valve spacing (TVD): 500.000 ft Static fluid spec grav: 1.00000 sp grav
Max MD of injection: 15822.00 ft Static fluid gradient: 0.43310 psi/ft

Start node: Outlet Node Start node pressure: 400.000 psia

MD (ft)	TVD (ft)	Casing Pressure (psia)	Tubing Pressure (psia)	Temp (degrees F)
5475.542	5475.542	2470.600	1321.260	304.76
8152.800	8152.800	2576.716	1997.139	310.35
9322.000	9322.000	2606.773	2330.306	312.32
9822.000	9822.000	2602.446	2478.068	313.07
10322.000	10322.000			

Valve Type: Injection pressure operated Calculate transfer pressures by: Valve number

Figura V.4.9 Datos de entrada software Wellflo® para el diseño de LAGC, FN 19.

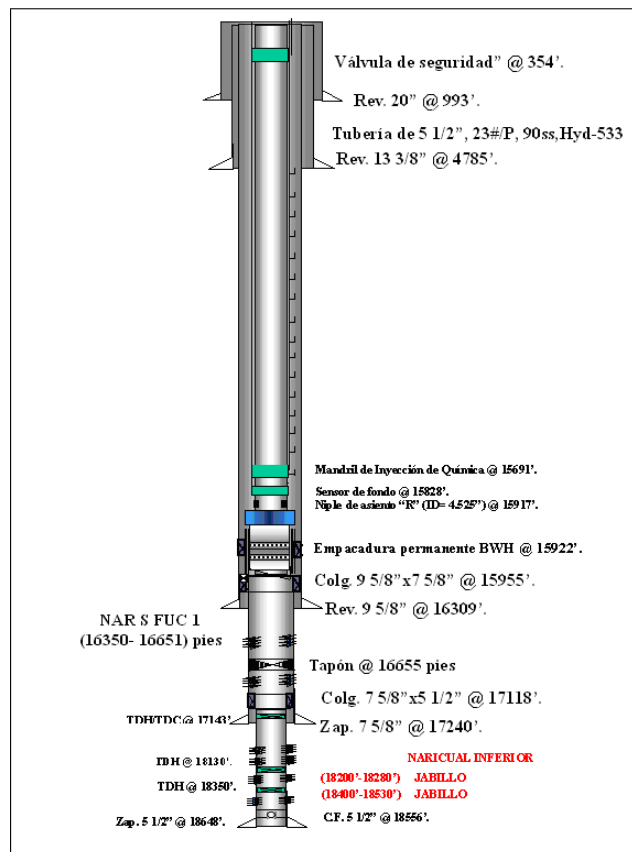


Figura V.4.10 Diagrama mecánico propuesto pozo FN 19.

V.5 POZO FUL 13

INFORMACIÓN GENERAL

Este pozo pertenece al programa de perforación de pozos productores de desarrollo del campo El Furrial. Inicialmente fue doble sarta, pero debido a los antecedentes de pérdida de productividad en la sarta corta, así como la inactividad de la sarta larga desde el 2001 por taponamientos con asfáltenos y alto corte de agua, se visualizó como la mejor estrategia de mejoramiento de producción, la ejecución de la reentrada del pozo a partir de la completación existente.

Tabla V.5.1 Intervalos productores, Pozo FUL 13.

Unidad	Tope (pies)	Base (pies)	Espesor (pies)	K (mD)	Porosidad (%)	Ko (mD)
UN-12	14541	14557	16	195	14,00	117,09
	14570	14583	13	291	13,00	174,04
	14586	14603	17	375	14,00	223,95
	14609	14621	12	244	15,00	146,32
UN-11	14646	14661	15	90	13,00	54,35
UN-10	14677	14701	24	673	14,00	399,96
	14706	14719	13	556	13,00	330,75
	14726	14756	30	716	14,00	425,30
	14760	14773	13	325	13,00	194,20
	14775	14779	4	796	17,00	473,17
	14802	14813	11	59	13,00	35,76
	14820	14827	7	247	15,00	148,10
	14831	14839	8	1283	16,00	759,26
UN-9	14841	14849	8	258	15,00	154,64
	14863	14866	3	101	12,00	60,90
	14876	14881	5	100	14,00	60,38
	14897	14908	11	877	16,00	520,63
	14911	14913	2	1685	17,00	995,40
	14927	14941	14	205	14,00	123,04
	14958	14978	20	459	15,00	273,81

ANÁLISIS GEOLÓGICO

Está ubicado en el área Este del flanco norte del campo El Furrial, a nivel de yacimiento NAR S FUC 1. En fondo se encuentra separado a 630 m del pozo FUL-13 (hoyo original), a 445 m del pozo FUL-30 (reentrada), a 675 m del pozo FUL-59, a 613 m del pozo FUL-81, a 890 m del pozo FUL-67IG y a 913 m del pozo FN-9IA, lo antes expuesto se muestra en la figura V.5.1.

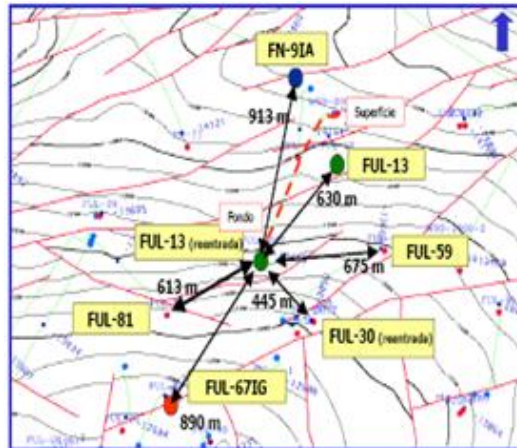


Figura V.5.1 Ubicación del pozo FUL 13ST

Fuente: Base de datos PDVSA

Para estudiar la presencia de agua en el pozo FUL-13 se elaboró una sección que involucra a los pozos FN-14IA, FN-9IA, y FUL-13ST (Figura V.5.2). El objetivo de esta sección es visualizar la influencia del pozo inyector FN-14IA, ubicado en el flanco Norte del campo El Furrial, sobre el pozo productor FUL-13ST de la Formación Naricual Superior. Como se observa las unidades de flujo que inyectan mas agua a través en el pozo FN-14IA son la UN9, la UN8, la UN7 y la UN5, cuyos radios de invasión se encuentran entre 2648 mts y 3286 mts aproximadamente. En función a lo evaluado en las mismas, se puede apreciar que los radios de invasión del FN-14IA alcanzan al pozo FUL-13ST en las unidades ya mencionadas.

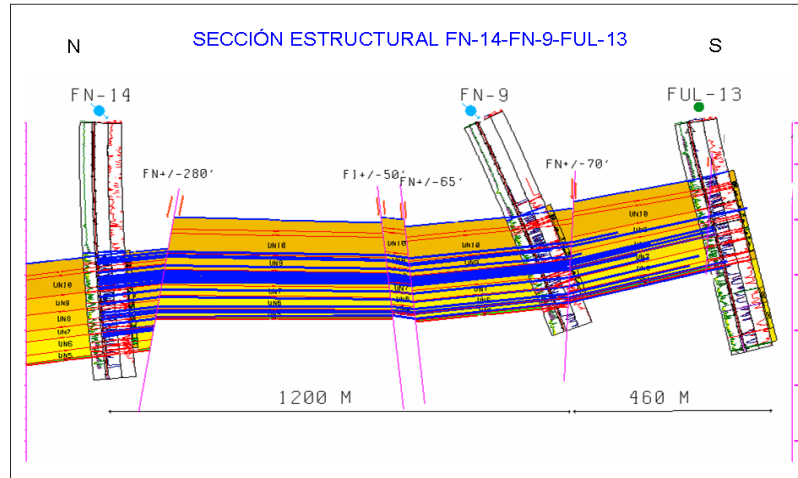


Figura V.5.2 Sección Estructural FN 14, FN 9 y FUL 13.

Fuente: Base de datos PDVSA

Una vez evaluado el efecto de inyección con respecto al pozo FN-14IA sobre el pozo FUL-13, se continua el análisis geológico-estructural del área con otra sección, esta vez orientada en dirección NO-SE, en donde se observa el efecto de inyección del pozo FN-9IA en las unidades de flujo productoras del pozo FUL-13; esta sección involucran a los pozos FN-9IA, FUL-13, y FUL-59, ver figura V.5.3.

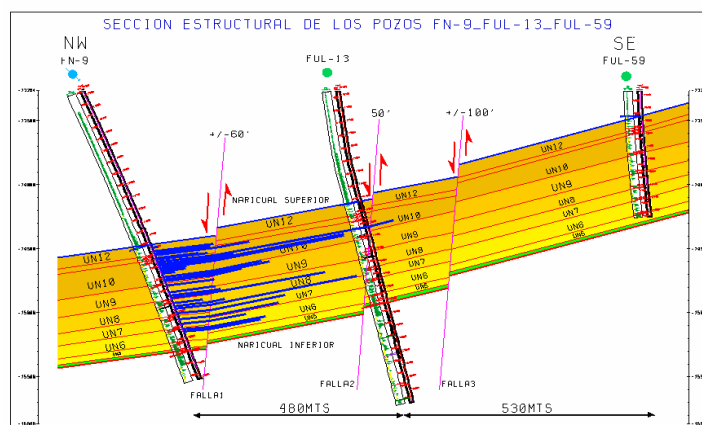


Figura V.5.3 Sección Estructural FN 9, FUL 13 y FUL 59.

Fuente: Base de datos PDVSA

De acuerdo a la figura V.5.3 los radios de invasión teóricos del pozo FN 9IA ya alcanzaron el área de drenaje del pozo FUL 13ST a través de las unidades de flujo UN-10 y UN-8 y se espera la pronta irrupción del agua a través de las demás unidades de flujo de la formación NAR S FUC 1.

DIAGRAMA MECÁNICO ACTUAL DEL POZO FUL 13ST

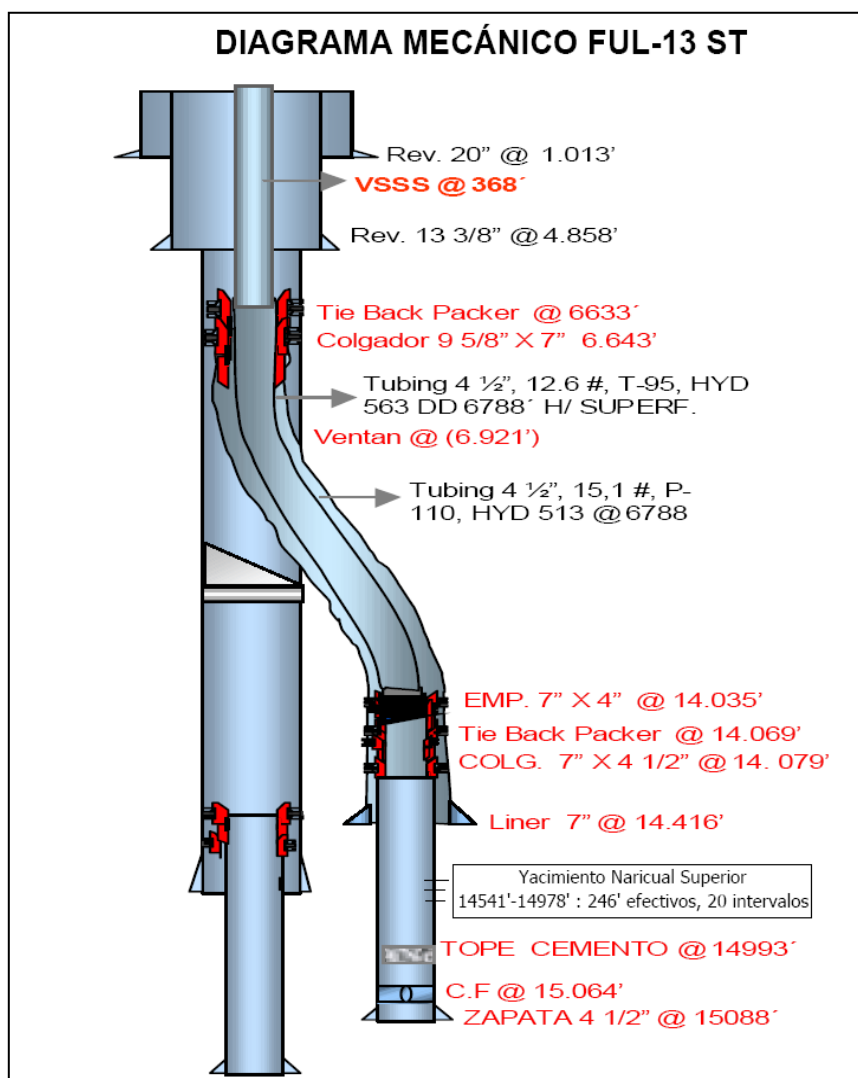


Figura V.5.4 Diagrama Mecánico Actual, Pozo FUL 13ST.

Fuente: Base de Datos PDVSA

SELECCIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

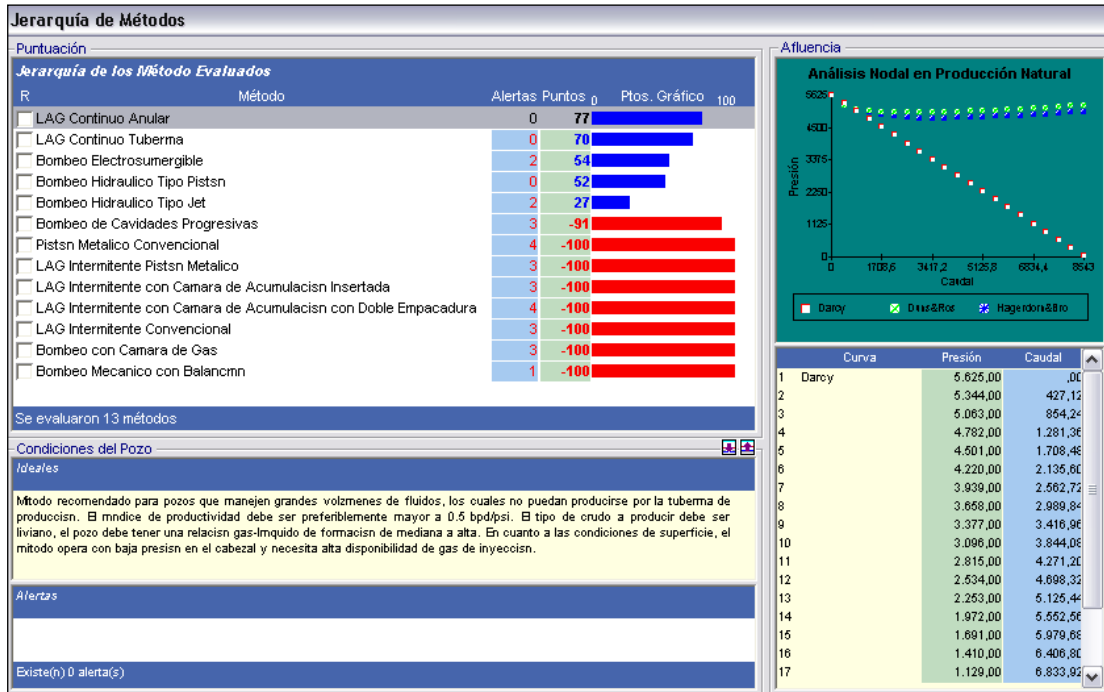


Figura V.5.5 Jerarquía de Métodos de Levantamiento Artificial, Pozo FUL 13ST.

DISEÑO DE COMPLETACIÓN CON LAG

Tabla V.5.2 Iteración con diferentes tasas de inyección de gas, FUL 13ST.

Pwf (Lpca)	Tasa Líquido (BBPD)	Tasa Crudo (BNPD)	Tasa Gas Inyectado (MMPCND)
Pozo no fluye			0
5427,099	4913,778	2609,216	0,5
5394,120	5732,621	3044,022	1
5374,895	6209,985	3297,502	1,5
5361,083	6552,906	3479,593	2
5351,742	6784,849	3602,755	2,5
Pozo no fluye			3

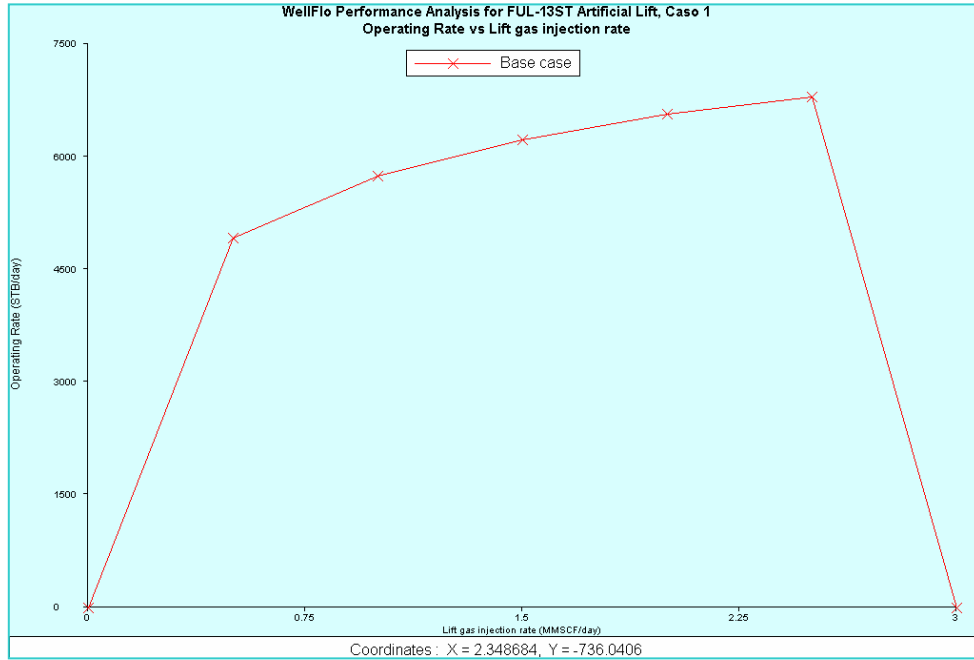


Figura V.5.6 Curva de rendimiento del gas, FUL 13ST.

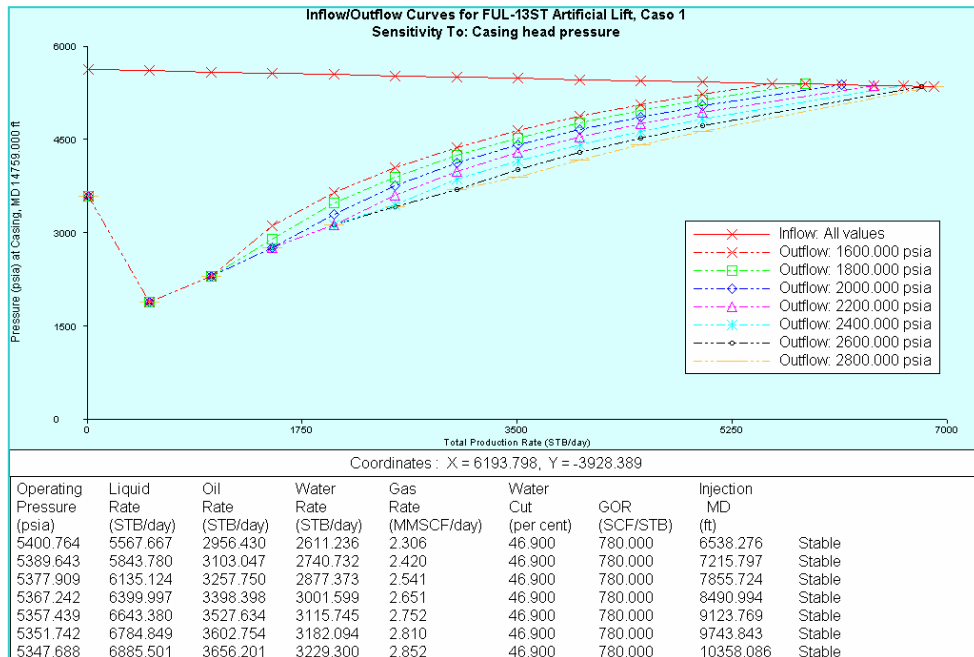


Figura V.5.7 Sensibilidad a la presión de inyección en superficie, FUL 13ST.

Gas Lift Valve Positioning - F:\NODALES BASE\FUL-13ST Artificial Lift, Caso 1.wfl

Gas Lift Input Parameters

Casing head pressure: 2400.000 psia Lift gas injection rate: 2.500 MMSCF/day
Maximum CH pressure: 2400.000 psia Lift gas/liquid ratio: 376.336 SCF/STB
Injection gas gravity: 0.670 sp grav Use Qgi Use GLRi
Valve diff. pressure: 100.000 psi Liquid rate: 6643.000 STB/day
Min. valve spacing (TVD): 500.000 ft Static fluid spec grav: 1.00000 sp grav
Max MD of injection: 13935.00 ft Static fluid gradient: 0.43310 psi/ft

Start node: Outlet Node Start node pressure: 110.000 psia

MD (ft)	TVD (ft)	Casing Pressure (psia)	Tubing Pressure (psia)	Temp (degrees F)
5938.650	5938.650	2684.515	1685.296	268.0E
8405.057	8405.057	2777.222	2494.110	274.1E
8908.161	8908.161	2772.471	2668.589	275.17
9408.161	9408.161			
9908.161	9908.161			

Valve Type: Injection pressure operated Calculate transfer pressures by: Valve number

Figura V.5.8 Datos de entrada software Wellflo® para el diseño de LAGC, FUL 13.

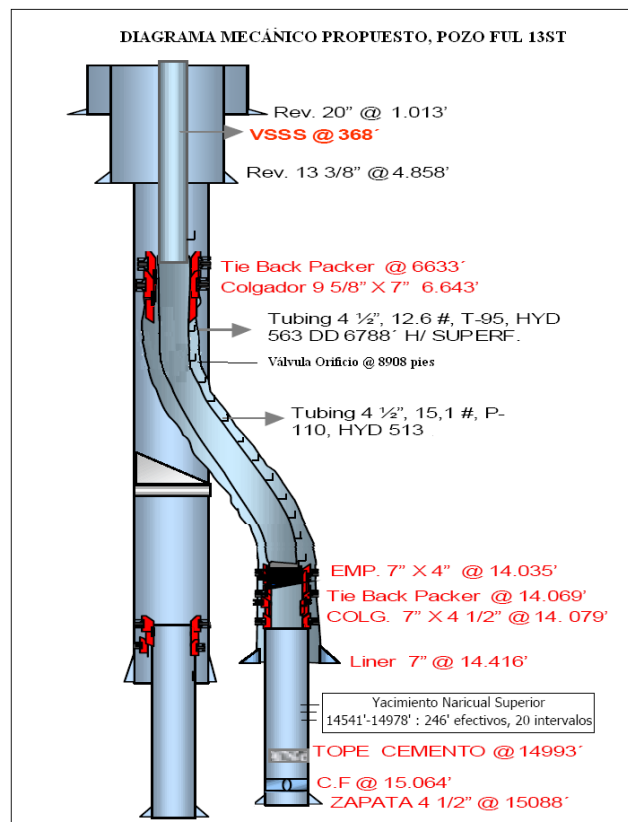


Figura V.5.9 Diagrama mecánico propuesto pozo FUL 13ST.

V.6 POZO FUL 51

INFORMACIÓN GENERAL

El pozo FUL-51, actualmente se encuentra improductivo con presiones de superficie igualadas debido a la alta tasa de agua que ha invadido al pozo. La presión de yacimiento en el área donde se encuentra completado el pozo FUL 51 es de 6708 Lpca. En la tabla V.6.1 se muestra la data petrofísica de los intervalos productores del pozo FUL 51.

Tabla V.6.1 Intervalos productores, Pozo FUL 51.

Unidad	Tope (pies)	Base (pies)	Espesor (pies)	K (mD)	Porosidad (%)	Ko (mD)
UN-12	14570	14580	10	44	16,9	26,79
	14605	14640	35	281	16,39	168,43
	14660	14670	10	217	16,32	130,35
UN-11	14700	14726	26	252	15,54	151,12
	14736	14750	14	195	15,58	117,19

ANÁLISIS GEOLÓGICO

El pozo FUL-51 se encuentra ubicado en el Flanco Norte del yacimiento NAR S FUC 1, cercano a los pozos inyectores de agua FN-8IA y FN-1IA, separados horizontalmente en fondo a 1124 m y 1037 m respectivamente, y de los pozos productores FN-18 (a 1072 metros), FN-5 (a 874 metros), FUL-78 (a 1100 metros), FUL-10 (a 570 metros) y FUL-65 (a 803 metros). En el mapa estructural presentado en la figura V.6.1 se muestra la ubicación del pozo FUL 51.

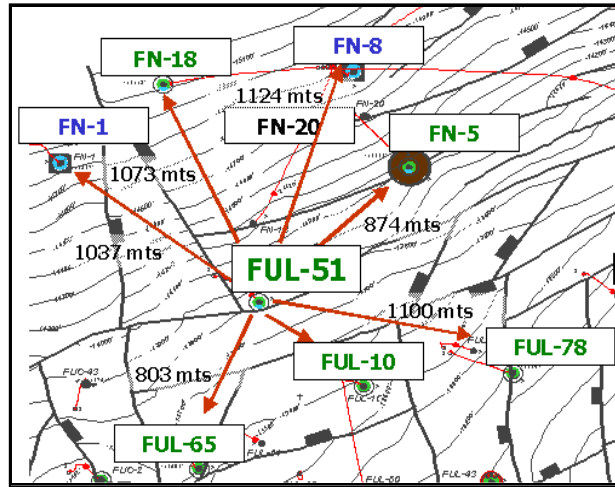


Figura V.6.1 Ubicación del pozo FUL 51.

Fuente: Base de datos PDVSA

En la figura V.6.2 se presenta una sección estructural de dirección NO-SE, realizada con los pozos inyectores FN-1 IA, FUL-71 IG y los pozos productores FUL-51, FUL-10 y FUL-127, se observa una estructura conformada por diez bloques estructurales, esto producto de nueve fallas normales con saltos entre +/- 50 pies y +/-200 pies.

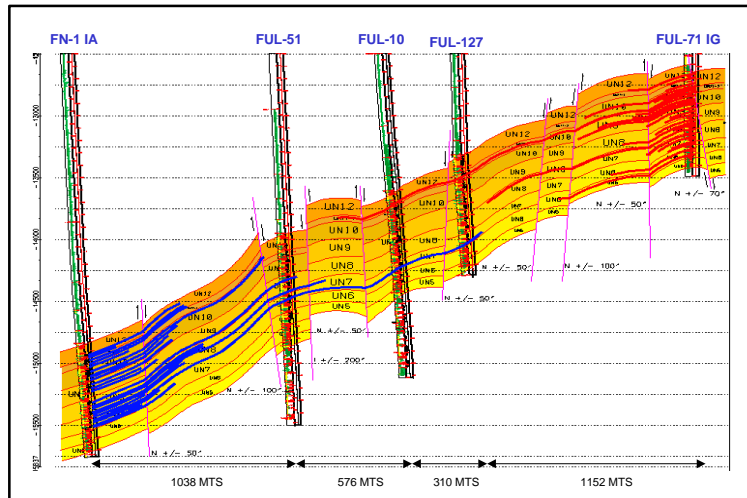


Figura V.6.2 Sección Estructural FN 1IA, FUL 51, FUL 10, FUL 127 y FUL 71G

Fuente: Base de datos PDVSA

De acuerdo a la información de registros PLT realizados al inyector de agua FN-11A, se tiene un perfil donde las unidades de flujo UN-10, UN-8 y UN-7 registran los mayores niveles de inyección. Los radios de invasión del pozo FN 11A ya alcanzaron el área de drenaje del pozo FUL 51, por tal motivo se observa influencia de agua de inyección en las unidades UN-9 y UN-8. Con respecto a la influencia del pozo inyector de gas FUL-71 IG, se puede observar que los radios de invasión del mismo aun no han superado la distancia que lo separa del pozo productor FUL-51.

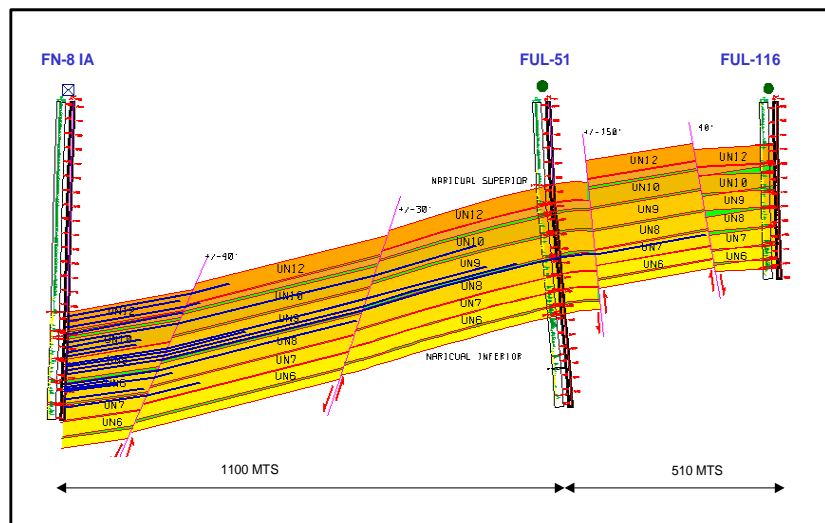


Figura V.6.3 Sección Estructural FN 8IA, FUL 51 y FUL 116

Fuente: Base de datos PDVSA

En la sección estructural de dirección NE-SO mostrada en la figura V.6.3, realizada con el pozo inyector de agua FN-8IA y los pozos productores FUL-51 y FUL-116, se muestra que los radios de invasión teóricos del pozo FN-8IA han irrumpido el área de drenaje del pozo FUL 51 a través de la unidad de flujo UN-9, sin embargo el pozo esta completado en la UN-11 y la UN-12 y las unidades inferiores están aisladas mediante un tapón, por tal motivo se puede decir que no existe influencia directa del pozo FN 8IA en la producción de agua del pozo FUL 51

DIAGRAMA MECÁNICO ACTUAL DEL POZO FUL 51

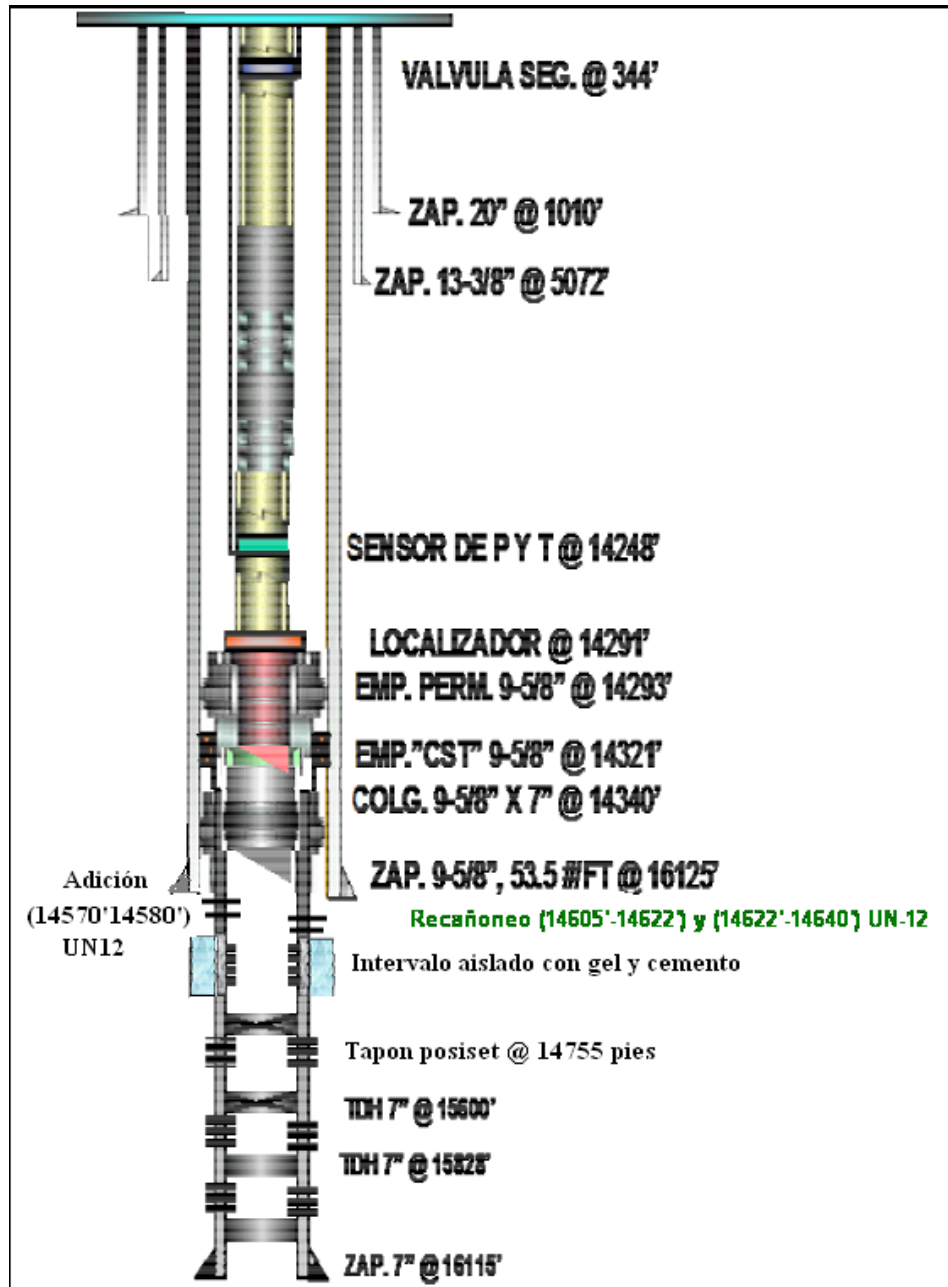


Figura V.6.4 Diagrama Mecánico Actual, Pozo FUL 51.

Fuente: Base de Datos PDVSA

SELECCIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

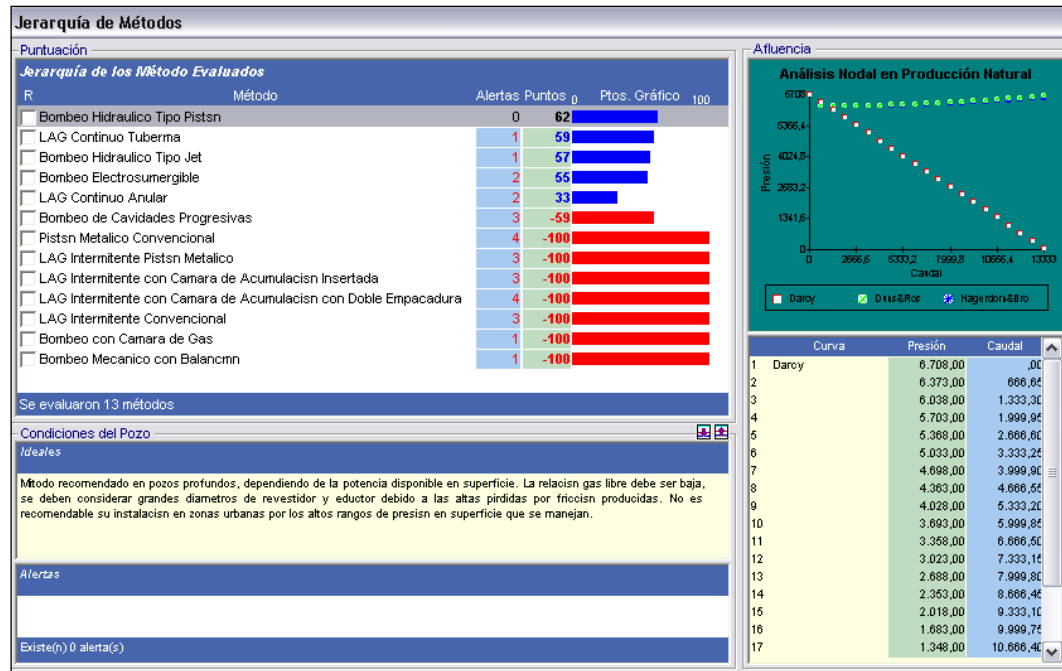


Figura V.6.5 Jerarquía de Métodos de Levantamiento Artificial, Pozo FUL 51.

DISEÑO DE COMPLETACIÓN CON LAG

Tabla V.6.2 Iteración con diferentes tasas de inyección de gas, FUL 51.

Pwf (Lpca)	Tasa Líquido (BBPD)	Tasa Crudo (BNPD)	Tasa Gas Inyectado (MMPCND)
Pozo no fluye			0
5696,040	4419,581	494,993	0,5
5596,401	4861,231	544,458	1
5559,938	5022,854	562,560	1,5
5526,146	5172,639	579,336	2
5481,294	5371,442	601,602	2,5
5450,891	5506,206	616,695	3

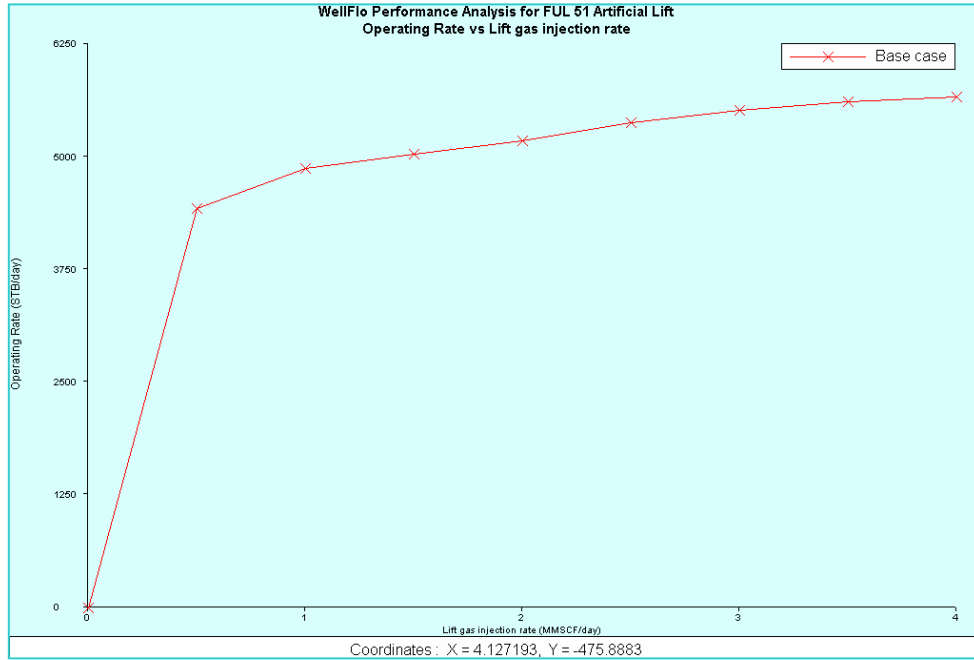


Figura V.6.6 Curva de rendimiento del gas, FUL 51.

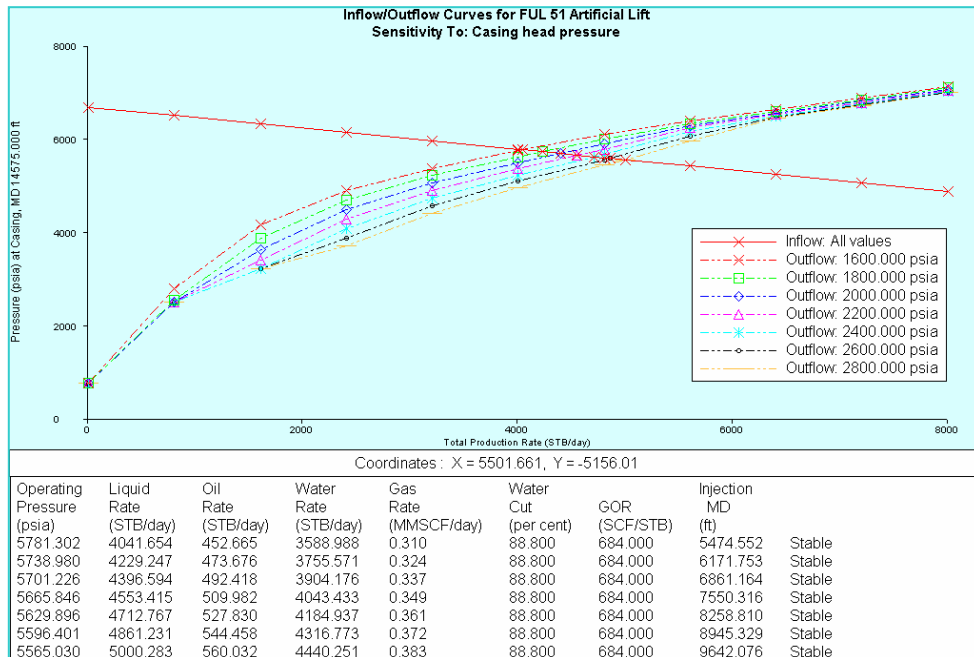


Figura V.6.7 Sensibilidad a la presión de inyección en superficie, FUL 51.

Gas Lift Valve Positioning - D:\ISABEL\NODALES BASE\FUL 51 Artificial Lift.wfl

Gas Lift Input Parameters

Casing head pressure: 1800.000 psia Lift gas injection rate: 1.000 MMSCF/day
 Maximum CH pressure: 1800.000 psia Lift gas/liquid ratio: 236.463 SCF/STB
 Injection gas gravity: 0.670 sp grav Use Qgi Use GLRi
 Valve diff. pressure: 100.000 psi Liquid rate: 4229.000 STB/day
 Min. valve spacing (TVD): 500.000 ft Static fluid spec grav: 1.00000 sp grav
 Max MD of injection: 14193.00 ft Static fluid gradient: 0.43310 psi/ft

Start node: Outlet Node Start node pressure: 310.000 psia

MD (ft)	TVD (ft)	Casing Pressure (psia)	Tubing Pressure (psia)	Temp (degrees F)
3756.914	3756.914	1944.706	1220.192	226.62
5442.383	5442.383	1981.360	1721.077	230.34
5929.391	5929.391	1970.656	1868.620	231.31
6429.391	6429.391			
6929.391	6929.391			

Valve Type: Injection pressure operated Calculate transfer pressures by: Valve number

Figura V.6.8 Datos de entrada software Wellflo® para el diseño de LAGC, FUL 51.

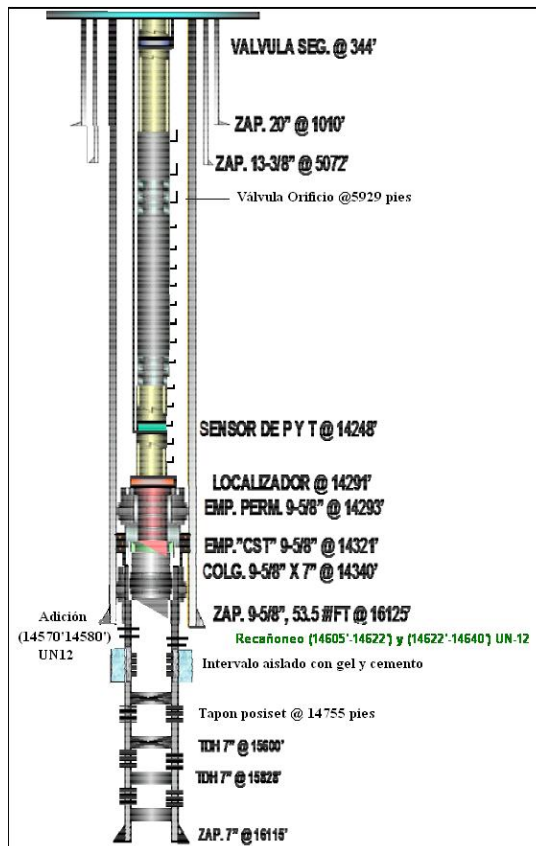


Figura V.6.9 Diagrama mecánico propuesto pozo FUL 51.

APÉNDICE VI
Data para la evaluación económica

Tabla VI.1 Costos de Válvulas y mandriles

SAP	ESPECIFICACIONES	Precio Unitario Actual (BsF)
427568	Válvula de LAG, diámetro 1 in, material del cuerpo acero inoxidable 316L, material del asiento acero inoxidable 17-4PH, material del fuelle monel 400, material del vástago carburo de tungsteno, norma de fabricación API 11V1	2197,265625
427571	Válvula de LAG, diámetro 1 1/2 in, ambiente estandar, material del cuerpo acero inoxidable 316L, material del asiento acero inoxidable 17-4PH, material del fuelle monel 400, material del vástago carburo de tungsteno, norma de fabricación API 11V1.	7904,17
433802	Válvula de LAG, tipo ciega, diámetro 1in, ambientes ácidos, material del cuerpo acero inoxidable 316L, norma de fabricación API 11V1	1790
433803	Válvula de LAG tipo ciega, diámetro 1 1/2 in, ambientes ácidos, material del cuerpo acero inoxidable 316L, norma de fabricación API 11V1.	1769,85
433804	Válvula de LAG tipo Orificio, diámetro 1 in, ambientes ácidos, material del cuerpo acero inoxidable 316L, material del asiento acero inoxidable 17-4PH, norma de fabricación API 11V1.	3494,706
433820	Válvula de LAG tipo Orificio, diámetro 1-1/2 in, ambientes ácidos, material del cuerpo acero inoxidable 316L, material del asiento acero inoxidable 17-4PH, norma de fabricación API 11V1.	4925,913
RE-VLV-02	Servicio de pesca o instalación de Válvulas y Dummy de 1 in y 1-1/2 in en mandriles de 2-3/8 in, 2-7/8 in y 3-1/2 in.	29450
674322	Válvula de LAG, tipo NOVA orificio venturi, operada por presión de gas, diámetro de 1-1/2 in, ambiente estandar , norma de fabricación API 11V1.	21590,72266
674323	Válvula de LAG, tipo NOVA orificio venturi, operada por presión de gas, diámetro de 1 in, ambiente estandar, norma de fabricación API 11V1.	19123,21777
529039	Mandril de LAG, diámetro de tubería de producción 4-1/2, peso de tubería de producción 12,75 lb/ft, tamaño del bolsillo 1 1/2", presión diferencial 10000psia, norma de fabricación API 11V1	12020,20812
	Válvula de Control para disminuir la presión del gas que viene del corredor a 7000Lpca a la presión de inyección de diseño, (empresa CONTROVAL)	270000

PETROLEOS DE VENEZUELA
INGENIERÍA Y PROYECTOS
ESTIMACIÓN DE COSTOS
PROYECTO: U37 Comp. Adic. 2001 - Campo Acama
ESTIMADO: 01 INFRAESTRUCTURA GAS LIFT
LIDER: GARCIA FIDEL, 012921338
FEC. ELAB: 03/07/2012



Impreso Por: GARCIA FIDEL, 012921338
Centro Oriente / Oriente - Estimación I&P

HOJA DE ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS

	Unidad:	ML
	Productividad (HH/und):	29.3333
	Rendimiento (und/día):	3.00
Partida: 05 / CM80257	N° Dias:	0.33
FABRICACION E INSTALACION DE TUBERIA SUPERFICIAL, ACCESORIOS Y TRATAMIENTOS TERMICOS. TUB 2" SCH 160	Cantidad:	1.00

MATERIALES

Descripción	Unidad	Cantidad	Costo Unitario (Bs)	Costo Total (Bs)
PM11002 ELECTRODO 6010 D=2.5 MM (3/32")x450 MM	KG	2.0000	18.10	36.20
PM12002 OXIGENO	M3	0.5000	90.00	45.00
PM12001 ACETILENO	KG	0.5000	240.00	120.00
PM13002 DISCO ESMERIL PARA DESBASTE DE METAL 7"x1/4"	UND	1.2000	72.00	86.40

Precio Unitario Materiales (Bs.) 287.60

EQUIPOS

Descripción	Cantidad	Costo/Día (Bs)	% Depre.	% Mto.	%Repue.	%Otros	Costo Total (Bs)
PFM01DJ HERRAMIENTA MAGNETICA 9-5/8"	0.50	3,725.51	31.96	57.05	0.00	10.99	1,862.33
PGD0302 TIENDETUBOS (SIDEBOOM) CAT 561	1.00	3,615.90	45.58	1.77	0.22	52.44	3,615.90
PGE0428 CAMION GRUA MS300P CHASIS LARGO 12 TO	1.00	1,043.60	39.13	16.32	7.22	37.33	1,043.60
PGG0101 EQUIPO DE OXICORTE	2.00	307.68	11.52	0.00	84.74	3.74	615.36
PGG0308 CAMION CON 1 MAQUINA DE SOLDAR	3.00	1,151.04	39.10	28.63	10.59	21.68	3,453.12
PGJ0103 CAMION DE RAYOS X	0.50	997.60	-0.24	88.21	12.11	-0.08	498.80
PGM0210 EQUIPO DE SOLDADURA	1.00	335.92	70.21	0.00	13.55	16.24	335.92
PGP0602 EQUIPO DE AISLAMIENTO TERMICO	0.50	154.08	1.04	97.40	0.00	1.56	77.04

SUBTOTALES

11,502.50

Precio Unitario Equipos (Bs.) 3,834.14

MANO DE OBRA

Descripción	Cantidad	FSL	Sal / Día (Bs)	Tot / Día (Bs)
0115 OBRERO	2.00	520.00%	79.22	982.33
0122 OPERADOR DE EQUIPOS A	2.00	520.00%	79.37	984.19
0193 SOLDADOR A	3.00	520.00%	79.46	1,477.96
0199 SOLDADOR (AYUDANTE)	4.00	520.00%	79.22	1,964.66
SUBTOTALES	11.00			5,409.13

Precio Unitario Labor (Bs.) 1,803.04

Bs. / HH:	301.96	Costo Directo	5,924.78
HH Totales:	29.33	Administración (Bs)	30.00%
		Ganancia (Bs)	15.00%
		Precio Unitario (Bs)	8,857.56
		Impuestos Mun(Bs)	0.00%
		Precio Unit. + Imp	8,857.56
		Iva	12.00%
		Precio Unit + Imp + Iva	9,920.46
Revisado por: _____		Tasa de Cambio Bs./\$	4.30

Figura VI.1 Fabricación e instalación de tubería de 2in SCH 160, para gas a alta presión.

Tabla VI.2 Distancias desde los pozos al corredor de gas a alta presión.

Pozo	Distancia (mts)	Costo (Bs)
FUL 91	102	1011886,92
FUC 63	204	2023773,84
FUL 90	58	575386,68
FUL 74	100	992046,00
FUL 25	705	6993924,30
FUC 45	70	694432,20
FUL 50	190	1884887,40
FUL 58	580	5753866,80
FUL 85	1050	10416483,00
FUC 15	1270	12598984,20
FUL 63	292	2896774,32
FUL 39	114	1130932,44
FUC 22	1098	10892665,08
FUC 20	260	2579319,60
FN 19	1200	11904552,00
FUL 13	1231	12212086,26
FUL 51	580	5753866,80

Tabla VI.3 Costos asociados a controlar el pozo

Descripción		Cant	Unidad	Costo Unitario		Costo Total		Componente				
				BsF/unidad	\$/unidad	BsF	\$	Nacional (%)	Extranjero (%)	Nacional BsF Equivalentes	Extranjero BsF Equivalentes	
FASE PREVIA AL EQUIPO												
	Equipo de Well Testing	5	Dias	6.000,0	2.100,0	30.000,0	10.500,0	75.150,0	70,0	30,0	52.605,0	22.545,0
	Servicio de Camion Y acum x 3 unds	5	Dias	2.160,0	0,0	10.800,0	0,0	10.800,0	100,0	0,0	10.800,0	0,0
	Servicio guaya fina	1	Serv	13.837,0	7.502,4	13.837,0	7.302,4	46.097,1	30,0	70,0	13.829,1	32.268,0
	Gastos Distribuidos	5,0	dias	5.513,3		27.566,4	0,0	27.566,4	100,0	0,0	27.566,4	0,0
	LLaves/hidráulic machaca y computer	0	Serv	27.941,0	21.262,0	0,0	0,0	0,0	45,0	55,0	0,0	0,0
	Tubing Punch	1	Serv	14.175,0	17.100,0	14.175,0	17.100,0	87.705,0	30,0	70,0	26.311,5	61.393,5
	Servicio de Coiled Tubing	0	Serv	18.000,0	24.000,0	0,0	0,0	0,0	45,0	55,0	0,0	0,0
	Fluido de control LODO	1000	bls	191,2	81,4	191.150,0	81.360,0	540.998,0	30,0	70,0	162.299,4	378.698,6
	Servicio TDH	0	Serv	17.480,0	327,5	0,0	0,0	0,0	45,0	55,0	0,0	0,0
	Tanques x 500 Bls c/ bosp x 3 unds +											
MOVILIZACION												
	Dump Baylor x 5 gls	0	Serv	4.300,0	5.500,0	0,0	0,0	32.500,0	100,0	0,0	32.500,0	0,0
	Camion Bomba	1	Serv	50.311,2	48.428,0	50.311,2	48.428,0	258.551,6	30,0	70,0	77.565,5	180.986,1
	Cortes con guaya eléctrica	1	Serv	26.445,00	28.700,00	26.445,0	28.700,0	149.855,0	30,0	70,0	44.956,5	104.898,5
Total Control						39.6784,52	19.3590,36	1.229.223			448.433,4	780.789,7
Total Fase												

Tabla VI.4 Costos de cambio de completación, pozo sarta sencilla

OBJETIVO: CAMBIO DE COMPLETACION SARTA SIMPLE 4 1/2"											
RE HABILITA CON PDV-10											
FECHA: Junio 2012											
Tiempo Estimado 45 Días											
TASA DE CAMBIO: B\$/S 43											
Descripción	Cand	Unidad	Costo Unitario		B:F	Costo Total		Componente			
			B:F/Unidad	\$/Unidad		\$	B: Equiv.	Nacional (%)	Extranjero (%)	Nacional-B:F Equivalentes	Extranjero-B:F Equivalentes
FASE MUDANZA 10 días											
Transporte Mudanza	1	SERV	1.237.800,0		1.237.800,0	0,0	1.237.800,0	90,0	10,0	1.114.020,0	123.780,0
Gastos Distribuidos	10	Día	5.513,3		55.132,7	0,0	55.132,7	100,0	0,0	55.132,7	0,0
MUDANZA EQUIPO SATELITAL	1	ACT	2.365,0	0,0	2.365,0	0,0	2.365,0	90,0	10,0	2.128,5	236,5
SERV. EQUIPO SATELITAL	1	MES	1.182,5	1.630,0	1.182,5	1.630,0	8.277,5	90,0	10,0	7.449,8	827,8
Total Mudanza			1.296.480,2		1.296.480,2		1.303.575,2			1.178.731,0	124.844,3
FASE DESINSTALAR 20 días											
Operación taladro	20	Días	34.954,7	18.596,5	699.093,4	371.930,8	2.298.392,8	70,0	30,0	1.608.877,1	689.518,8
Serv. Técnico (fubido)	20	HRS	4.446,00	49,5	88.920,0	989,2	93.173,6	80,0	20,0	74.538,8	18.634,7
Herramientas de maldado	2	serv	3.500,0	800,0	7.000,0	1.600,0	13.880,0	80,0	20,0	11.104,0	2.776,0
Cortes con guaya eléctrica	1	serv	14.270,0	17.500,0	14.270,0	17.500,0	89.520,0	45,0	55,0	40.284,0	49.236,0
Servicio guaya fina	0	Serv	9.460,0	3.600,0	0,0	0,0	0,0	70,0	30,0	0,0	0,0
Gastos Distribuidos	20	días	5.513,3	11,0	110.265,4	220,0	111.211,4	100,0	0,0	111.211,4	0,0
Llave Hidrául machaca y computer	2	Serv	8.675,59	22,24	17.351,2	44,5	17.542,4	40,0	60,0	7.017,0	10.525,5
Fluido de control LODO	500	bis	191,2	81,4	95.575,0	40.680,0	270.499,0	30,0	70,0	81.149,7	189.349,3
Control de sólidos	20	Días	1.753,0	332,3	332,3	3.506,0	6.645,0	60,0	40,0	38.180,1	2.545,4
Movilización de ECS	1	Serv	14.637,0	0,0	14.637,0	0,0	14.637,0	100,0	0,0	14.637,0	0,0
Total desinstalar			1.082.172,0		439.609,5		2.972.492,7			1.986.999,1	985.493,6
FASE HABILITAR 5 días:											
Operación taladro	5	Días	34.954,7	18.596,5	174.773,4	92.982,7	574.599,0	70,0	30,0	402.219,3	172.379,7
Herramientas de maldado	1	serv	1.500,0	450,0	1.500,0	4.500,0	3.435,0	80,0	20,0	2.748,0	687,0
Registros de Inspeccion (Corrosion)	0	serv	109.157,0	79.295,0	0,0	0,0	0,0	60,0	40,0	0,0	0,0
Camiones de Vacío	3	HRS	420,5	0,0	1.261,6	0,0	1.261,6	100,0	0,0	1.261,6	0,0
Servicio TDH	0	Serv	17.480,0	12.525,0	0,0	0,0	0,0	45,0	55,0	0,0	0,0
Transporte de materiales:	2	serv	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0
Control de sólidos	5	Días	1.753,0	332,3	8.765,0	1.661,3	15.908,4	0,0	100,0	0,0	15.908,4
Gastos Distribuidos	5	Día	5.513,3	22,24	27.566,4	0,0	27.566,4	100,0	0,0	27.566,4	0,0
Llave Hidrául machaca y computer	0	Serv	8.675,59	22,24	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0
Serv. Técnico (fluido, ambiente, paramedico)	5	Días	4.641,0	0,0	23.205,0	0,0	23.205,0	100,0	0,0	23.205,0	0,0
Total Habilitar			213.866,3		95.094,0		622.770,3			457.000,2	168.975,1

Tabla VI.4 Costos de cambio de completación, pozo sarta sencilla (Continuación)

Descripción	Cant	Unidad	Costo Unitario		Costo Total			Componente				
			Bs/F/unidad	\$/unidad	Bs F	\$	Bs Equiv.	Nacional (%)	Extranjero (%)	Nacional Bs/F Equivalentes	Extranjero Bs/F Equivalentes	
FASE RE INSTALAR 10 días servicios												
Operación taladro	10	Días	34.954,7	18.596,5	349.546,7	183.965,4	1.149.197,9	0,0	70,0	30,0	804.438,5	344.759,4
Cementación	0		15.743,0	142.000,0	0,0	0,0	0,0	0,0	65,0	35,0	0,0	0,0
Camiones de Vacío	10	HRS	4.205,3	0,0	4.205,3	0,0	4.205,3	4.205,3	100,0	0,0	4.205,3	0,0
Servicio técnico: Amb. paramédico & fluidos	10	días	3.800,0	0,0	38.000,0	0,0	38.000,0	38.000,0	100,0	0,0	38.000,0	0,0
Llave hidráulic machy computer	1	Serv	8.675,9	22,24	8.675,9	22,2	8.771,2	8.771,2	40,0	60,0	3.508,5	5.262,7
Desplazamiento coiled tubing	0	Serv	18.000,0	24.000,0	0,0	0,0	0,0	0,0	35,0	65,0	0,0	0,0
Fluido control ODO (accoud)	1	serv	4.446,00	49,5	4.446,0	49,5	4.638,7	4.638,7	35,0	65,0	1.630,5	3.028,1
Servicio llave hid.	0	Serv	0,0	890,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0
Transporte de materiales	2	serv	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0
Servicio guaya fina	1	Serv	13.837,0	7.502,4	13.837,0	7.502,4	46.097,1	46.097,1	20,0	80,0	9.219,4	36.877,7
Gastos Distribuidos	10	Días	5.513,2		55.132,7	0,0	55.132,7	55.132,7	100,0	0,0	55.132,7	0,0
Labor mantenimiento	0,0	MES	7.382,5		0,0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0
tangibles												
Tbz 4 1/2", 13.5 #PIE, 95SS, HYD-563	470	JTAS	9.500,0		4.465.000,0	0,0	4.465.000,0	4.465.000,0	100,0	0,0	4.465.000,0	0,0
Empacchar permanentes 9 5/8"x 5"	0	UNID	174.000,0		0,0	0,0	0,0	0,0	45,0	55,0	0,0	0,0
Empacchar permanentes 7 1/4"	2	UNID	340.000,0	11.351,0	680.000,0	22.702,0	777.618,6	777.618,6	45,0	55,0	349.928,4	427.690,2
Sensor de fondo	0	Unid	390.000,0		0,0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0
Espiga de sellos de 4"x20"	2	Unid	31.343,0	17.818,0	62.690,0	35.636,0	215.924,8	215.924,8	45,0	55,0	97.166,2	118.758,6
Tubos de flujo de 4 1/2"	0	Unid	2.770,6	6.926,4	0,0	0,0	0,0	0,0	45,0	55,0	0,0	0,0
Válvula de seguridad 4 1/2"	0	Unid	204.000,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	45,0	55,0	0,0	0,0
Fluido de empaque	500	Bls	106,0	133,0	53.000,0	66.500,0	338.950,0	338.950,0	45,0	55,0	152.527,5	186.422,5
Extensión pulida de sellos de 4"x20"	2	Unid	23.016,0	13.084,0	46.032,0	26.168,0	158.554,4	158.554,4	45,0	55,0	71.349,5	87.204,9
Extensión pulida de sellos de 4-3/4"x20"	0	Unid	23.016,0	13.084,0	0,0	0,0	0,0	0,0	45,0	55,0	0,0	0,0
Adaptador de extensión pulida a sellos de 7"	1	Unid	909,9	1.415,0	909,9	1.415,0	6.994,4	6.994,4	45,0	55,0	3.147,5	3.846,9
Panel de control	0		45.000,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0
RECARGO DE MATERIALES	1	UNID	130.957,9	10.848,1	130.957,9	10.848,1	177.604,9	177.604,9	45,0	55,0	79.922,2	97.682,7
SERVICIOS EVENTUALES	1	ACT	3.007,0		3.007,0	0,0	3.007,0	3.007,0	100,0	0,0	3.007,0	0,0
Total Instalar					5.915.440,1	356.808,6	7.449.717,1	7.449.717,1			6.138.183,2	1.311.533,9
Total Fase					8.507.958,6	893.162,0	12.348.585,3	12.348.585,3				
				CONTROL	396.784,5	193.590,4	1.239.223,1	1.239.223,1				
				TOTAL POZO	8.904.743,1	1.086.752,4	13.577.778	13.577.778				

Tabla VI.5 Costos de cambio de completación, pozo sartá dual

OBJETIVO: CAMBIAR COMPLETACIÓN DUAL A SENCILLA 41/2"											
FECHA: 29/06/2012											
REHABILITACION PETREX5943											
Tiempo Estimado 45 Días											
TASA DE CAMBIO: Bs/\$ 4,3											
Descripción	Cant	Unidad	Costo Unitario			Costo Total					
			Bs/Unidad	\$/unidad	BsF	\$	Bs Equiv.	Nacional (%)	Extranjero (%)	Nacional BsF Equivalentes	Extranjero BsF Equivalentes
FASE MUDANZA 10 días											
Transporte Mudanza	1	SERV	1.465.000,0	284.637,6	1.465.000,0	284.637,6	2.688.941,7	90,0	10,0	2.420.047,5	268.894,2
Gastos Distribuidos	10	Día	5.313,3	0,0	55.132,7	0,0	55.132,7	100,0	0,0	55.132,7	0,0
MUDANZA EQUIPO SATELITAL	1	ACT	2.365,0	0,0	2.365,0	0,0	2.365,0	90,0	10,0	2.128,5	236,5
SERV. EQUIPO SATELITAL	1	MES	1.182,5	1.650,0	1.182,5	1.650,0	8.277,5	90,0	10,0	7.449,8	827,8
Total Mudanza			1.523.680,2		1.523.680,2	286.287,6	2.754.716,9			2.484.758,5	269.958,4
FASE DESINSTALAR 10 días											
Operación taladro	10	Días	22.973,60	32.832,00	23.973,60	32.832,00	1.641.512,0	70,0	30,0	1.149.038,4	492.473,6
Serv. Técnico (fuido)	10	HRAS	4.392,00	0,0	43.920,0	0,0	43.920,0	80,0	20,0	35.136,0	8.784,0
Herramientas de milado	2	serv	3.268,8	5,0	6.737,5	10,0	6.780,5	80,0	20,0	5.424,4	1.356,1
Cones con guaya electrica	1	serv	6.510,0	7.950,0	6.510,0	7.950,0	40.695,0	45,0	55,0	18.313,8	22.381,2
Servicio guaya fina	0	Serv	6.510,0	3.600,0	0,0	0,0	0,0	70,0	30,0	0,0	0,0
Gastos Distribuidos	10	días	5.513,3	7.950,0	55.132,7	7.950,0	396.982,7	100,0	0,0	396.982,7	0,0
LLave hidráulic machaca y computer	1	Serv	8.506,00	0,00	8.506,0	0,0	8.506,0	40,0	60,0	3.402,4	5.103,6
Fuindo de control LODO	500	bis	106,0	132,0	53.000,0	6.500,0	338.950,0	30,0	70,0	101.685,0	237.265,0
Control de sólidos	10	Días	1.753,0	332,3	17.350,0	3.322,5	31.816,8	60,0	40,0	19.090,1	12.726,7
Movilización de ECS	1	Serv	14.637,0	0,0	14.637,0	0,0	14.637,0	100,0	0,0	14.637,0	0,0
Total desinstalar			43.570,2		43.570,2	485.602,5	2.523.840,0			1.743.728,7	780.071,3
FASE HABILITAR 15 días											
Operación taladro	15	Días	22.973,60	32.832,00	344.604,0	492.480,0	2.462.268,0	70,0	30,0	1.723.587,6	738.680,4
Herramientas de milado	1	serv	3.268,8	5,0	3.268,8	5,0	3.290,3	80,0	20,0	2.712,2	678,1
Registros de Inspeccion (corrosion)	0	serv	109.157,0	79.295,0	0,0	0,0	0,0	60,0	40,0	0,0	0,0
Camiones de Vacio	15	HRAS	4.20,5	0,0	6.308,0	0,0	6.308,0	100,0	0,0	6.308,0	0,0
Servicio TDH	0	Serv	559,1	7.051,0	0,0	0,0	0,0	45,0	55,0	0,0	0,0
Transporte de materiales	0	serv	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0
Control de sólidos	15	Días	1.753,0	332,3	26.295,0	4.983,8	47.725,1	0,0	100,0	0,0	47.725,1
Gastos Distribuidos	15	Día	5.513,3	0,0	82.699,1	0,0	82.699,1	100,0	0,0	82.699,1	0,0
LLave hidráulic machaca y computer	0	Serv	8.675,59	2,24	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0
Serv. Técnico (fuido, ambiente, parame dico)	5	Días	4.392,00	0,0	21.960,0	0,0	21.960,0	100,0	0,0	21.960,0	0,0
Total Habilitar			46.327,48		46.327,48	497.468,8	2.602.390,4			1.837.266,8	787.063,6

Tabla VI.5 Costos de cambio de completación, pozo sarta dual (Continuación)

Descripción	Cant.	Unidad	Costo Unitario		BzF	Costo Total		Componente						
			BzF/unidad	\$/unidad		\$	BzF Equiv.	Nacional (%)	Extranjero (%)	Nacional BzF Equivalentes	Extranjero BzF Equivalentes			
FASE REINSTALAR 10 días					0.0									
Operación taladro servicios	10	Días	21.824,9	31.190,40	0.0	311.904,0	0.0	70,0	30,0	1.091.605,5	467.830,9			
Cementación	0		15.742,0	142,000,0	0.0	0.0	0.0	65,0	35,0	0.0	0.0			
Componentes de Vacío	10	HRAS	4.205,3	0.0	4.205,3	0.0	38.000,0	100,0	0,0	4.205,3	0.0			
Servicio técnico. Amb. paramédico & fluidos	10	días	3.800,0	0.0	38.000,0	0.0	38.000,0	100,0	0,0	38.000,0	0.0			
Llave/hidráulic machy compuser	1	Serv	8.506,0	0.0	8.506,0	0.0	8.506,0	40,0	60,0	3.402,4	5.103,6			
Desplazamiento coiled tubing	0		18.000,0	24.000,0	0.0	0.0	0.0	35,0	65,0	0.0	0.0			
Fluido control LODO (second)	1	serv	4.446,0	49,5	4.446,0	49,5	4.638,7	35,0	65,0	1.630,5	3.028,1			
Servicio llave hid.	0	Serv	0.0	890,0	0.0	0.0	0.0	0,0	100,0	0.0	0.0			
Transporte de materiales	0	serv	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0,0	100,0	0.0	0.0			
Servicio guaya fina	1	Serv	13.837,0	7.502,4	13.837,0	7.502,4	46.097,1	20,0	80,0	9.219,4	36.877,7			
Gastos Distribuidos	10	Día	5.512,3	0.0	55.122,7	0.0	55.122,7	100,0	0,0	55.122,7	0.0			
Labor mantenimiento	0.0	MES	7.382,5	0.0	0.0	0.0	0.0	100,0	0,0	0.0	0.0			
tangibles					0.0									
Tig 4 1/2" 15.2 #PIE, 95SS HYD-563	258	JTAS	9.500,0	0.0	2.451.000,0	0.0	2.451.000,0	100,0	0,0	2.451.000,0	0.0			
Tig 4 1/2" 13.2 #PIE, 95SS HYD-563	225	JTAS	7.000,0	0.0	1.575.000,0	0.0	1.575.000,0	100,0	0,0	1.575.000,0	0.0			
Empacadura permanente 9 5/8"x 4 7/5"	1	UNID	174.000,0	0.0	174.000,0	0.0	174.000,0	45,0	55,0	78.300,0	95.700,0			
Empacadura permanente 7 1/4"	0	UNID	340.000,0	11.351,0	0.0	0.0	0.0	45,0	55,0	0.0	0.0			
Sensor de fondo	0	Unid	390.000,0	0.0	0.0	0.0	0.0	100,0	0,0	0.0	0.0			
Espeja de sellos de 4"x20"	1	Unid	31.345,0	17.818,0	31.345,0	17.818,0	107.962,4	45,0	55,0	48.583,1	59.379,3			
Tubos de fibra de 4 1/2"	2	Unid	14.270,43	5.625,00	28.540,9	11.250,0	76.915,9	45,0	55,0	34.612,1	42.303,7			
Válvula de seguridad 4 1/2"	1	Unid	7.339,03	45.723,41	75.339,03	45.723,4	371.949,7	45,0	55,0	122.377,4	149.572,3			
Fluido de empresa	500	Bls	106,0	13,3,0	53.000,0	66.500,0	338.950,0	45,0	55,0	152.527,5	186.422,5			
Extensión pulida de sellos de 4"x20"	0	Unid	23.016,0	13.084,0	0.0	0.0	0.0	45,0	55,0	0.0	0.0			
Extensión pulida de sellos de 4 3/4"x20"	1	Unid	23.016,0	13.084,0	23.016,0	13.084,0	79.277,2	45,0	55,0	35.674,7	43.602,5			
Adaptador de extensión pulida a sellos de Tig	1	Unid	909,9	1.415,0	909,9	1.415,0	6.994,4	45,0	55,0	3.147,5	3.846,9			
Panel de control	1	Unid	45.000,0	0.0	45.000,0	0.0	45.000,0	100,0	0,0	45.000,0	0.0			
RECARGO DE MATERIALES	1	UNID	130.957,9	10.848,1	130.957,9	10.848,1	177.604,9	45,0	55,0	79.922,2	97.682,7			
SERVICIOS EVENTUALES	1	ACT	3.007,0	0.0	3.007,0	0.0	3.007,0	100,0	0,0	3.007,0	0.0			
Total Instalar			7.386.186,1	4.933.491,9	486.094,4	7.023.697,7	5.832.347,4							
Total Fase			1.755.463,2	14.904.604,9	1.229.223,1	16.133.878,0								
CONTROL			396.784,5	193.590,4	1.229.223,1									
TOTAL POZO			7.752.940,6	1.949.043,6	1.613.381,0									