

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**ESTUDIO DE INYECCIÓN DE GAS COMO MÉTODO DE
RECUPERACIÓN SECUNDARIA PARA EL YACIMIENTO C-16 JO-1
PERTENECIENTE AL CAMPO JOBAL SUBCUENCA GUÁRICO**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Eduardo Mahia
Para optar al Título
Ingeniero de Petróleo

Caracas, Junio de 2014

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE INYECCIÓN DE GAS COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA PARA EL YACIMIENTO C-16 JO-1 PERTENECIENTE AL CAMPO JOBAL SUBCUENCA GUÁRICO

Tutor Académico: Prof. Diego Manfre.

Tutor Industrial: Ing. Leonardo Serrano.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Eduardo Mahia
Para optar al Título
Ingeniero de Petróleo

Caracas, Junio del 2014

Caracas, Junio del 2014.

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 el Bachiller Mahia M., Eduardo E. titulado:

**“ESTUDIO DE INYECCIÓN DE GAS COMO MÉTODO DE
RECUPERACIÓN SECUNDARIA PARA EL YACIMIENTO C-16 JO-1
PERTENECIENTE AL CAMPO JOBAL SUBCUENCA GUÁRICO”**

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 el (los) autor (es), lo declaran APROBADO.




Prof. Sandro Gasbarri

JURADO



Prof. Alberto Vegas

JURADO



Prof. Diego Manfre

TUTOR ACADÉMICO



DEDICATORIA

A mi familia, en especial a mi madre, les debo todo, gracias por el apoyo, el entendimiento y la confianza.

AGRADECIMIENTOS

A la ilustre Universidad Central de Venezuela, por brindarme la oportunidad de formar parte de la gran familia ucevista.

Mahia M., Eduardo E.

**ESTUDIO DE INYECCIÓN DE GAS COMO METODO DE
RECUPERACIÓN SECUNDARIA PARA EL YACIMIENTO C-16 JO-1
PERTENECIENTE AL CAMPO JOBAL SUBCUENCA GUÁRICO**

Tutor Académico: Prof. Diego Manfre. Tutor Industrial: Ing. Leonardo Serrano. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2014, 234 p.

Palabras Claves: campo Jobal, subcuenca Guárico, simulación numérica de yacimiento, modelo estático, modelo dinámico, programa Petrel, simulador Eclipse 100, recuperación secundaria, inyección de gas, factor de recobro.

Resumen: el presente Trabajo Especial de Grado (T.E.G.), tiene como finalidad determinar la mejor estrategia de inyección de gas inmiscible para el yacimiento C-16 JO-1, perteneciente al campo Jobal, subcuenca Guárico, por medio de simulación numérica de yacimiento. Para la simulación numérica del yacimiento se procedió a generar el modelo estático y dinámico, utilizando el programa PETREL 2010.2.2 y ECLIPSE 100 respectivamente, ambos desarrollados por la empresa Schlumberger, para ello fue necesaria información de registros eléctricos, historia de pozos, pruebas de producción, sumario de producción y pruebas de presiones. El modelaje del yacimiento, cumplió con una etapa de cotejo histórico, donde se comprobó que dicho modelo es representativo del yacimiento real, para ello se variaron parámetros como las curvas de permeabilidades relativas. Se describió el compresor disponible y se determinó la fuente de gas a usarse con la finalidad de caracterizar los límites de la inyección. Se plantearon diferentes estrategias de explotación, en las que se usó la inyección de gas como método de recuperación secundaria para mantener la presión del yacimiento. Estas estrategias fueron comparadas entre sí con la finalidad de determinar cuál se presentaba como la mejor alternativa. Se determinó como estrategia más adecuada la inyección de gas interna, en dicha estrategia se planteó un pozo inyector ubicado estructura abajo al norte del yacimiento y siete pozos productores, con la misma se logró alcanzar un factor de recobro del 4,48% para los 20 años que duro la predicción.

ÍNDICE GENERAL

LISTA DE FIGURAS	xiii
LISTA DE TABLAS	xix
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	3
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.2 OBJETIVO GENERAL	3
1.2.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	3
1.3 JUSTIFICACIÓN Y ALCANCE.....	4
1.4 LIMITACIONES	4
CAPÍTULO II.....	6
2.1 EVALUACIÓN PETROFÍSICA ¹	6
2.2 ARCILLOSIDAD DE LA FORMACIÓN ¹	6
2.2.1 IMPORTANCIA DE LA DETERMINACIÓN DE LA ARCILLOSIDAD ¹ 7	
2.2.2 DETERMINACIÓN DE LA ARCILLOSIDAD DE LA FORMACIÓN ¹ ... 7	
2.2.3 CÁLCULO DE ÍNDICE DE ARCILLOSIDAD ¹	7
2.2.4 CÁLCULO DEL VOLUMEN DE ARCILLA ¹	8
2.3 POROSIDAD ¹	9
2.3.1 MÉTODOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA POROSIDAD ¹	9
2.4 PERMEABILIDAD ¹	11
2.4.1 CLASIFICACIÓN DE LA PERMEABILIDAD ¹	11
2.4.2 DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD ¹	12
2.5 PERMEABILIDADES RELATIVAS ¹	13

2.5.1 DETERMINACIÓN DE PERMEABILIDADES RELATIVAS	13
2.6 PROPIEDADES ELÉCTRICAS DE LA ROCA ¹	16
2.6.1 RESISTIVIDADES DE LA FORMACIÓN ¹	16
2.6.2 RESISTIVIDAD VERDADERA DE LA FORMACIÓN ¹	16
2.7 AGUA DE FORMACIÓN ¹	17
2.7.1 RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN ¹	18
2.8 SATURACIÓN DE FLUIDOS ¹	18
2.8.1 LEY DE ARCHIE CÁLCULO DE SATURACIÓN DE AGUA ¹	20
2.8.2 SATURACIÓN DE AGUA EN ARENAS ARCILLOSAS ¹	21
2.9 SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS ²	22
2.9.1 MODELO ESTÁTICO ²	23
2.9.2 MODELO DINÁMICO ²	24
2.10 SIMULADOR DE YACIMIENTOS ²	24
2.10.1 TIPOS DE SIMULADORES ²	25
2.10.2 ETAPAS DE UN SIMULADOR ²	25
2.10.3 COTEJO HISTÓRICO ²	27
2.10.4 PREDICCIONES ²	29
2.10.5 MÉTODOS DE SOLUCIÓN ²	29
2.11 MECANISMO DE PRODUCCIÓN PRIMARIA ²	30
2.11.1 GAS EN SOLUCIÓN ²	30
2.11.2 EMPUJE POR AGUA ²	30
2.11.3 CAPA DE GAS ²	30
2.11.4 POR SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL ²	31
2.11.5 POR COMPACTACIÓN ²	31

2.12 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN SECUNDARIA ²	31
2.12.1 INYECCIÓN DE AGUA ²	31
2.12.2 INYECCIÓN DE GAS ³	32
2.11.3 ARREGLOS DE POZOS ⁴	38
2.11.4 ESQUEMAS DE INYECCIÓN DE GAS	39
CAPÍTULO III.....	41
3.1 GEOLOGÍA REGIONAL ⁵	41
3.1.2 ESTRUCTURA ARENA C-16	45
3.1.3 ESTRATIGRAFÍA DE LA ARENA C-16 ⁵	48
3.2 MODELO SEDIMENTOLÓGICO ⁵	52
3.2.1 SECUENCIA ESTRATIGRÁFICA ⁵	52
3.2.2 ELECTROFACIES Y AMBIENTE PALEONTOLÓGICO	52
3.2.3 MODELO DE SEDIMENTACIÓN DE LA FORMACIÓN CHAGUARAMAS ⁵	53
3.2.4 GEOMETRÍA Y EXTENSIÓN DE LA ARENA	54
3.2.5 ESTRATIGRAFÍA DEL YACIMIENTO	55
CAPÍTULO IV	56
4.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA	56
4.2 RECOPIACIÓN DE DATOS	56
4.3 MODELO PETROFÍSICO	56
4.3.1 ÍNDICE DE ARCILLOSIDAD	56
4.3.2 VOLUMEN DE ARCILLA.....	57
4.3.3 POROSIDAD	58
4.3.4 SATURACIONES.....	58

4.3.5 PERMEABILIDAD.....	60
4.4 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	61
4.4.1 PROPIEDADES DEL GAS	61
4.4.2 PROPIEDADES DEL PETRÓLEO	61
4.5 PRESIONES.....	64
4.5.1 PRUEBAS DE NIVEL ESTÁTICO.....	64
4.5.2 PRUEBAS DE RESTAURACIÓN	65
4.5.3 COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN EN EL TIEMPO	77
4.6 DESARROLLO Y PRODUCCIÓN.....	78
4.7 PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)	81
4.7.1 MÉTODO VOLUMÉTRICO	81
4.7.2 BALANCE DE MATERIALES	82
4.8 CONSTRUCCIÓN DEL MALLADO	85
4.9 INTRODUCCIÓN DE DATOS AL MODELO 3D	93
4.9.1 DISTRIBUCION DE POROSIDADES	93
4.9.2 DISTRIBUCIÓN DE PERMEABILIDADES	96
4.9.3 INTRODUCCIÓN DE PERMEABILIDADES RELATIVAS	98
4.9.4 INTRODUCCIÓN DE COMPACTACIÓN DE LA ROCA.....	99
4.9.5 INTRODUCCIÓN DEL MODELO DE FLUIDOS.....	100
4.9.6 INTRODUCCIÓN DE LOS DATOS DE PRODUCCIÓN	102
4.9.7 INTRODUCCIÓN DE LOS DATOS DE PRESIÓN.....	103
4.10 INICIALIZACIÓN.....	104
4.11 COTEJO HISTÓRICO	104
4.11.1 ESTRATEGIA DE DESARROLLO COTEJO	105

4.11.2 CASO BASE A SIMULAR	105
4.11.3 COTEJO POR PETRÓLEO	107
4.11.4 COTEJO POR PRESIONES	110
4.12 PREDICCIONES	112
4.12.1 ESTRATEGIA 1.....	118
4.12.2 ESTRATEGIA 2.....	119
4.12.3 ESTRATEGIA 3.....	121
4.12.4 ESTRATEGIA 4.....	122
4.12.5 ESTRATEGIA 5.....	123
4.13 SELECCIÓN DE LA MEJOR ESTRATEGIA DE EXPLOTACIÓN	124
CAPÍTULO V	126
5.1 MODELO PETROFÍSICO	126
5.1.1 ÍNDICE DE ARCILLOSIDAD	126
5.1.2 VOLUMEN DE ARCILLA.....	127
5.1.3 POROSIDAD	128
5.1.4 SATURACIONES	128
5.1.5 PERMEABILIDAD.....	132
5.2 MODELO DE FLUIDO	132
5.2.1 GAS	132
5.2.2 PETRÓLEO	133
5.3 PRESIONES.....	139
5.3.1 TOMAS DE NIVEL ESTÁTICO.....	139
5.3.1 PRUEBAS DE RESTAURACIÓN	145
5.3.2 COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN EN EL TIEMPO	151

5.4 PETROLEO ORIGINAL EN SITIO.....	152
5.4.1 METODO VOLUMÉTRICO	152
5.4.2 BALANCE DE MATERIALES.....	153
5.5 RESULTADOS DE LA INICIALIZACIÓN	156
5.6 RESULTADOS DEL COTEJO	158
5.6.1 COTEJO POR PRESIONES	158
5.6.2 COTEJO POR PETRÓLEO	160
5.6.3 COTEJO POR AGUA	174
5.7 PREDICCIONES	176
5.7.1 ESTRATEGIA 1.....	176
5.7.2 ESTRATEGIA 2.....	178
5.7.3 ESTRATEGIA 3.....	180
5.7.4 ESTRATEGIA 4.....	183
5.7.5 ESTRATEGIA 5.....	186
5.8 SELECCIÓN DE LA MEJOR ESTRATEGIA DE EXPLOTACIÓN	189
CONCLUSIONES	190
RECOMENDACIONES.....	191
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	192
BIBLIOGRAFÍA	193
NOMENCLATURA.....	194
GLOSARIO	197
ANEXOS	198
APENDICE.....	210

LISTA DE FIGURAS

Figura II.1. Selección de diferentes patrones de 5 pozos para inyección de gas dispersa.	35
Figura II.2. Inyección de gas externa (según Latil).	36
Figura II.3. Diferentes tipos de arreglo de pozos (según Craig).	38
Figura II.4. Arreglos irregulares (según Rose y Col).	39
Figura III.1. Mapa de localización de la Cuenca Oriental de Venezuela y área de estudio ⁵	41
Figura III.2. Sección transversal esquemática norte-sur de la Subcuenca de Guárico ⁵	42
Figura III.3. Mapa de distribución de fallas (actual) del área de Guárico Oriental ⁵ ...	42
Figura III.4. Columna estratigráfica de la zona ⁵	43
Figura III.5. Evolución tectónica del norte de Suramérica ⁵	43
Figura III.6. Paleogeografía de Venezuela Oriental ⁵	44
Figura III.7. Sección transversal geológica NO-SE ⁵	45
Figura III.8. Sección estructural de la zona dirección oeste-este. Pozos JO-52, MJO-11, JO-8, JO-4, JO-3, JO-53, MGL-13.	46
Figura III.9. Sección estructural de la zona dirección oeste-este. Pozos JO-10, JO-7, JO-4, JO-6, MGL-17, MGL-18 y JO-53.	46
Figura III.10. Mapa estructural después de perforar el pozo MGL-18 ⁵	47
Figura III.11. Modelo estructural de la arena C-16.	48
Figura III.12 Mapa de localización para correlaciones de pozos.	49
Figura III.13. Correlación de pozos sección transversal 1-1'.	50
Figura III.14. Correlación de pozos sección transversal 2-2'.	50
Figura III.15. Correlación de pozos sección transversal A-A'.	51

Figura III.16. Correlación de pozos sección transversal B-B'	51
Figura III.17. Modelo de Sedimentación para el sistema deltaico ⁵	54
Figura III.18. Polígono de delimitación del yacimiento C-16 JO-1.....	55
Figura IV.1. Vista de pozos en sección “ <i>Well manager</i> ”, Petrel 2010.2.2.	85
Figura IV.2. Vista de la superficie tope de la arena C-16, SUP TOPE C-16.....	87
Figura IV.3. Representación de la falla FALLA SUR en el área.....	88
Figura IV.4. Representación de la falla en el modelo 3D GRID REGIONAL, HORIZONTE REG TOPE C-16.....	89
Figura IV.5. Superficie Tope del yacimiento C-16 JO-1, SUP TOPE C-16 JO-1.....	90
Figura IV.6. Esqueleto del mallado, yacimiento C-16 JO-1, 3D GRID C-16 JO-1. .	93
Figura IV.7. Uso de la herramienta “ <i>Petrophysical modeling</i> ”.....	95
Figura IV.8. Distribución de las porosidades en el modelo 3D GRID C-16 JO-1.	96
Figura IV.9. Uso de la herramienta “ <i>Calculator for Properties</i> ”.....	97
Figura IV.10. Distribución de las permeabilidades X y Y en el modelo 3D GRID C-16 JO-1.....	98
Figura IV.11. Uso de la herramienta “ <i>Make rock physics function</i> ” en función de saturación.....	99
Figura IV.12. Uso de la herramienta “ <i>Make fluid model</i> ”.....	102
Figura IV.13. Uso de la herramienta “ <i>Make Development Strategy</i> ”.....	105
Figura IV.14. Uso de la herramienta “ <i>Define simulation case</i> ”.....	107
Figura IV.15. Vista de la ventana del editor.	110
Figura IV.16. Mapa 2D de saturaciones actuales de petróleo y esquema de explotación de la estrategia 1.....	119
Figura IV.17. Mapa 2D de saturaciones actuales de petróleo y esquema de explotación de la estrategia 2.....	121
Figura IV.18. Mapa 2D de saturaciones actuales de petróleo y esquema de explotación de la estrategia 3.....	122

Figura IV.19. Mapa 2D de saturaciones actuales de petróleo y esquema de explotación de la estrategia 4.	123
Figura IV.20. Mapa 2D de saturaciones actuales de petróleo y esquema de explotación de la estrategia 5.	124
Figura V.1. Grafica de R_t vs S_w	131
Figura V.2. Gráfica relación gas-petróleo en solución (R_s) contra presión (P) con su respectiva línea de tendencia.	135
Figura V.3. Gráfica factor volumétrico del petróleo (β_o) contra presión (P) con su respectiva línea de tendencia.	136
Figura V.4 Gráfica viscosidad del petróleo (μ_o) contra presión (P) con su respectiva línea de tendencia.	136
Figura V.5 Gráfica factor volumétrico del gas (β_g) contra presión (P) con su respectiva línea de tendencia.	137
Figura V.6. Gráfica viscosidad del gas (μ_g) contra presión (P) con su respectiva línea de tendencia.	137
Figura V.7. Gráfica factor de compresibilidad (Z) contra presión (P) con su respectiva línea de tendencia.	138
Figura V.8. Gráfica de Horner prueba de restauración pozo JO-1 18/03/1961.	146
Figura V.9. Gráfica de Horner prueba de restauración pozo JO-1 20/01/1993.	147
Figura V.10. Gráfica derivada de Bourdet Prueba de Restauración Pozo JO-1 20/01/1993.	148
Figura V.11. Gráfica de Horner prueba de restauración pozo JO-9 20/01/1993.	149
Figura V.12. Gráfica derivada de Bourdet prueba de presiones JO-9 20/01/1993. ..	150
Figura V.13. Gráfica del comportamiento de la presión en el tiempo.	151
Figura V.14. Gráfica balance de materiales método línea recta, caída de presión subestimada en el tiempo (caso 1, POES sobrestimado).	154
Figura V.15. Gráfica balance de materiales método línea recta, caída de presión sobrestimada en el tiempo (caso 2, POES subestimado).	155
Figura V.16. Comportamiento de la presión del yacimiento en la inicialización.	157

Figura V.17. Curvas de permeabilidad relativa gas petróleo caso base y cotejo.....	158
Figura V.18. Gráfica resultados del comportamiento de presión en el tiempo caso base y cotejo para el yacimiento C-16 JO-1.	159
Figura V.19. Gráfica resultados de tasa de petróleo en el tiempo caso base y cotejo para el pozo JO-1.	161
Figura V.20. Gráfica resultados de tasa de petróleo en el tiempo caso base y cotejo para el pozo JO-2.	162
Figura V.21. Gráfica resultados de tasa de petróleo en el tiempo caso base y cotejo para el pozo JO-3.	163
Figura V.22. Gráfica resultados de tasa de petróleo en el tiempo caso base y cotejo para el pozo JO-4.	164
Figura V.23. Gráfica resultados de tasa de petróleo en el tiempo caso base y cotejo para el pozo JO-6.	165
Figura V.24. Gráfica resultados de tasa de petróleo en el tiempo caso base y cotejo para el pozo JO-7.	166
Figura V.25. Gráfica resultados de tasa de petróleo en el tiempo caso base y cotejo para el pozo JO-8.	167
Figura V.26. Gráfica resultados de tasa de petróleo en el tiempo caso base y cotejo para el pozo JO-9.	168
Figura V.27. Gráfica resultados de tasa de petróleo en el tiempo caso base y cotejo para el pozo JO-10.	169
Figura V.28. Gráfica resultados de tasa de petróleo en el tiempo caso base y cotejo para el pozo MGL-18.	170
Figura V.29. Gráfica resultados de tasa de petróleo en el tiempo caso base y cotejo para el pozo MGL-24.	171
Figura V.30. Gráfica resultados de tasa de petróleo en el tiempo caso base y cotejo para el yacimiento C-16 JO-1.	172
Figura V.31 Comportamiento tasa de gas para el caso de simulación controlado por tasa de petróleo.....	174
Figura V.32. Gráfica resultados de tasa de agua en el tiempo caso base y cotejo para el yacimiento C-16 JO-1.	175

Figura V.33. Gráfica de petróleo acumulado (N_p) y tasa de petróleo (Q_o) del yacimiento en función del tiempo, estrategia 1.....	176
Figura V.34. Gráfica de caída de presión del yacimiento en función del tiempo, estrategia 1.	177
Figura V.35. Gráfica de petróleo acumulado (N_p) y tasa de petróleo (Q_o) del yacimiento en función del tiempo, estrategia 2.....	178
Figura V.36. Gráfica de caída de presión del yacimiento en función del tiempo, estrategia 2.	179
Figura V.37. Gráfica de petróleo acumulado (N_p) y tasa de petróleo (Q_o) del yacimiento en función del tiempo, estrategia 3.....	180
Figura V.38. Gráfica de caída de presión del yacimiento en función del tiempo, estrategia 3.	182
Figura V.39. Gráfica de petróleo acumulado (N_p) y tasa de petróleo (Q_o) del yacimiento en función del tiempo, estrategia 4.....	183
Figura V.40. Gráfica de caída de presión del yacimiento en función del tiempo, estrategia 4.	185
Figura V.41. Gráfica de petróleo acumulado (N_p) y tasa de petróleo (Q_o) del yacimiento en función del tiempo, estrategia 5.....	186
Figura A.1. Diagrama de completación pozo JO-1.....	198
Figura A.2. Diagrama de completación pozo JO-2.....	199
Figura A.3. Diagrama de completación pozo JO-3.....	200
Figura A.4. Diagrama de completación pozo JO-4.....	201
Figura A.5. Diagrama de completación pozo JO-6.....	202
Figura A.6. Diagrama de completación pozo JO-7.....	203
Figura A.7. Diagrama de completación pozo JO-8.....	204
Figura A.8. Diagrama de completación pozo JO-9.....	205
Figura A.9. Diagrama de completación pozo JO-10.....	206
Figura A.10. Diagrama de completación pozo MGL-24.	207

Figura A.11. Diagrama de completación pozo MGL-25.	208
Figura AA.1 Carta de corrección por hoyo, Rcor-4 ^a	210
Figura AA.2. Carta de corrección por capa adyacente, Rcor-5.	211
Figura AA.3. Carta de corrección de resistividad por temperatura.	212
Figura AA.4. Carta de conversión resistividad de agua equivalente.	213

LISTA DE TABLAS

Tabla IV.1. Tabla de parámetros fijos para el cálculo de saturaciones de agua.	60
Tabla IV.2. Parámetros obtenidos del análisis de núcleo Saban-134.	61
Tabla IV.3. Datos producción pozo JO-1 antes de realizarse prueba de restauración.	66
Tabla IV.4. Datos obtenidos de prueba de restauración pozo JO-1 18/03/1961.....	67
Tabla IV.5. Datos obtenidos de prueba de restauración pozo JO-1 18/03/1961 (continuación).	68
Tabla IV.6. Datos obtenidos de prueba de restauración pozo JO-1 20/01/1993.....	70
Tabla IV.7. Datos obtenidos de prueba de restauración pozo JO-1 20/01/1993 (continuación).	71
Tabla IV.8. Datos obtenidos de prueba de restauración pozo JO-1 20/01/1993 (continuación).	72
Tabla IV.9. Datos obtenidos de prueba de restauración pozo JO-1 20/01/1993 (continuación).	73
Tabla IV.10. Datos obtenidos de prueba de restauración pozo JO-920/01/1993.....	74
Tabla IV.11. Datos obtenidos de prueba de restauración pozo JO-920/01/1993 (continuación).	75
Tabla IV.12. Datos obtenidos de prueba de restauración pozo JO-920/01/1993 (continuación).	76
Tabla IV.13. Tabla prueba de producción.....	78
Tabla IV.14. Tabla de Acumulado de fluidos para pozos productores hasta Febrero 2014.....	79
Tabla IV.15. Tabla de Acumulado de fluidos para el yacimiento C-16 JO-1 hasta Febrero de 2014.	79
Tabla IV.16. Tabla de especificaciones del mallado perteneciente al modelo 3D GRID C-16 JO-1.	92
Tabla IV.17. Especificaciones del compresor.....	112
Tabla IV.18. Parámetros yacimiento C-46 MGK-4.....	113

Tabla IV.19. Datos prueba de producción pozo MGK-4 arena C-46, 06/04/1983. ..	113
Tabla IV.20. Prueba especial choke pozo MGK-4, 04-05/05/1983.....	114
Tabla IV.21. Parámetros yacimiento R-2 JO-53.....	115
Tabla IV.22. Datos prueba de producción pozo JO-53.....	115
Tabla IV.23. Datos prueba de producción pozo MJO-11.	116
Tabla IV.24. Tabla estrategias de predicción, tipo de inyección, pozos inyectores y pozos productores.	118
Tabla V.1. Tabla de índice de arcillosidad.....	126
Tabla V.2. Tabla de volumen de arcilla.....	127
Tabla V.3. Tabla de porosidad.....	128
Tabla V.4. Tabla de resistividades de formación.....	129
Tabla V.5. Tabla de resistividad del agua de formación.....	130
Tabla V.6. Tabla de saturaciones de agua.....	131
Tabla V.7. Tabla de permeabilidad.....	132
Tabla V.8. Tabla de composición y gravedad específica del gas.	133
Tabla V.9. Cálculo PVT mediante correlación de Standing para Crudos de Oriente de Venezuela de la Menegrande Oil Company (1972).....	134
Tabla V.10. Cálculo PVT mediante correlación de Standing de la TOTAL.	134
Tabla V.11. Tabla de ecuaciones de mejor ajuste de las propiedades obtenidas por análisis PVT del fluido.....	138
Tabla V.12. Toma de nivel estático pozo JO-1, 11/03/1961.	139
Tabla V.13. Toma de nivel estático pozo JO-4, 20/08/1964.	140
Tabla V.14. Toma de nivel estático pozo JO-3, 25/08/1964.	140
Tabla V.15. Toma de nivel estático pozo MGL-24, 07/09/1995.	141
Tabla V.16. Toma de nivel estático pozo MGL-18, 27/11/1995.	141

Tabla V.17. Toma de nivel estático pozo JO-2, 12/2004.....	142
Tabla V.18. Toma de nivel estático pozo JO-4, 12/2004.....	143
Tabla V.19. Toma de nivel estático pozo JO-6, 12/2004.....	143
Tabla V.20. Toma de nivel estático pozo JO-10, 12/2004.....	144
Tabla V.21. Toma de nivel estático pozo JO-7, 02/2005.....	144
Tabla V.22. Datos obtenidos de pruebas de nivel estático.....	145
Tabla V.23. Tabla parámetros y cálculo del POES mediante el método volumétrico.	152
Tabla V.24. Tabla parámetros y cálculo del GOES.....	152
Tabla V.25. Datos balance de materiales, comportamiento de caída de presión en el tiempo subestimado (caso 1, POES sobrestimado).....	153
Tabla V.26. Datos balance de materiales, comportamiento de caída de presión en el tiempo sobrestimado (caso 2, POES subestimado).....	154
Tabla V.27. Tabla resultados obtenidos estrategias de explotación.	189
Tabla AA.1. Hoja de datos básicos del yacimiento C-16 JO-1, Sistema de reservas.	214

INTRODUCCIÓN

Debido a la creciente demanda energética del mundo y los altos precios del crudo se debe buscar la manera de producir el mayor volumen de hidrocarburo posible de cada yacimiento, por lo tanto es fundamental reactivar los campos maduros del país con la finalidad de aumentar su factor de recobro. Actualmente es de gran importancia para la industria venezolana el campo de los crudos pesados y extrapesados debido a la faja FPO (Faja Petrolífera del Orinoco) la cual posee las mayores reservas de crudo a nivel mundial, por esta razón los esfuerzos se han orientado a la exploración, extracción, mejoramiento del mismo.

Tanto en los métodos de mejoramiento como de transporte y producción del crudo pesado y extrapesados se encuentra la mezcla con diluentes, ésta mejora de manera notable la gravedad API y viscosidad, dándole al crudo mayor fluidez, por esta razón se está buscando aumentar la producción de crudo en la subcuenca de Guárico oriental el cual tiene un promedio de 39,6 °API con la finalidad de destinarlo como diluyente a la FPO.

La inyección de gas como método de recuperación secundaria es realmente efectiva en yacimientos maduros de crudo liviano ya que esta se encarga de dar energía al yacimiento, además de conducir el crudo remanente hasta los pozos productores. Se conoce que este método es indiscutiblemente el más efectivo en crudos livianos ya que fracciones del crudo tienden a evaporarse y a unirse con el gas por lo que se obtiene un muy alto factor de recobro.

Con el desarrollo del presente trabajo especial de grado (T.E.G.) se plantea realizar un estudio acerca de la mejor estrategia de inyección de gas como método de recuperación secundaria para el yacimiento C-16 JO-1 perteneciente al campo Jobal subcuenca Guárico, esto por medio de simulación numérica de yacimientos, dicho yacimiento se encuentra siendo explotado actualmente por la empresa mixta Petroguárico S.A.

El presente estudio se basó en la integración de los datos geológicos, petrofísicos, de presiones y de producción de la mencionada arena, para crear un modelo estático y dinámico, el cual permitirá representar el comportamiento de producción existente en el yacimiento.

Para el desarrollo de este T.E.G. se utilizará el software de generación de modelos 3D PETREL 2010.2.2 y el simulador comercial ECLIPSE 100, ambos desarrollados por la compañía Schlumberger. ECLIPSE 100 es una herramienta para la simulación numérica de yacimientos de petróleo negro (Black oil), que permite realizar la simulación completa del yacimiento.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El decaimiento en la producción de los yacimientos pertenecientes a la subcuenca de Guárico Oriental debido al agotamiento de los mismos es evidente, la mayoría de los pozos producen por bombeo mecánico y a muy baja tasa, por lo que para obtener las reservas remanentes del yacimiento C-16 JO-1 perteneciente al campo Jobal que se ubica en dicha cuenca y el cual posee un crudo de 39,6 °API se presenta como la mejor opción la inyección de gas como método de recuperación secundaria. Por esta razón es clara la necesidad de plantear diferentes estrategias de inyección con la finalidad de determinar cuál será el mejor esquema de inyección para ser aplicado a dicho yacimiento obteniendo el mayor factor de recobro del mismo.

1.2 OBJETIVO GENERAL

Estudiar por medio de simulación numérica la inyección de gas como método de recuperación secundaria para el yacimiento C-16 JO-1 perteneciente al campo Jobal, subcuenca Guárico.

1.2.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- I.** Recopilación de Datos; estudios e interpretaciones del campo, registros eléctricos, historia de pozos, pruebas de producción, sumario de producción y pruebas de presiones.
- II.** Determinar las propiedades petrofísicas del yacimiento C-16 JO-1.
- III.** Realizar el modelo estático del yacimiento C-16 JO-1.
- IV.** Ajustar el modelo de simulación de yacimiento por medio del cotejo histórico de producción.
- V.** Elaborar las diferentes estrategias de explotación del yacimiento.

- VI. Realizar las predicciones a 20 años de las diferentes estrategias de explotación y así determinar la más rentable.

1.3 JUSTIFICACIÓN Y ALCANCE

El presente trabajo consta de la simulación numérica de las mejores estrategias de inyección de gas inmiscible para el yacimiento C-16 JO-1 del campo Jobal, en el estado Guárico que pertenece a la empresa mixta PETROGUARICO S.A. Dicho trabajo consta de recolección de datos, determinación de las propiedades petrofísicas, determinación de saturaciones, elaboración de un PVT sintético, cotejo histórico, simulación estática, desarrollo de estrategias de inyección, simulación dinámica, predicción de los mejores escenarios de producción y comparación de los mismos. Este estudio es de gran importancia ya que con él se conseguirá por medio de la simulación numérica la mejor estrategia de producción a implementar en el yacimiento para así obtener una mejor producción y recobro del mismo.

1.4 LIMITACIONES

En la realización del presente Trabajo Especial de Grado se obtuvieron limitaciones. Tales Como:

- I. Las propiedades petrofísicas fueron determinadas por medio de registros antiguos ya que no existe muestra de núcleo para el yacimiento C-16 JO-1, por lo tanto dichas mediciones poseen un alto grado de incertidumbre.
- II. No se posee un alto conocimiento geológico del área.
- III. No se contó con análisis PVT de laboratorio para el fluido del yacimiento, por lo que se generó un PVT por medio de correlaciones empíricas.
- IV. No se contó con un sumario de producción de gas confiable, por lo que todo cálculo en el cual sea necesario el uso de dicha información será de alta incertidumbre.

- V. El petróleo del yacimiento es parafinoso por lo que se tienen problemas al momento del cotejo histórico ya que se va a emplear un simulador tipo Black Oil convencional sin el módulo de asfáltenos.
- VI. Los pozos producen por bombeo mecánico, para efectos del trabajo no se tomara en cuenta dicho método de levantamiento.

CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO

2.1 EVALUACIÓN PETROFÍSICA¹

Se define petrofísica como la especialidad a través de la cual se caracterizan las propiedades físicas de las rocas, la cual consiste en: definición, medición y predicción de dichas propiedades, mediante la integración del entorno geológico, perfiles de pozos, análisis de muestras de roca y sus fluidos e historias de producción. La integración de la caracterización con otras disciplinas permite estimar las posibilidades de producción y generar mejores modelos de yacimientos. Datos utilizados para la caracterización petrofísica:

- I. Muestras y análisis de rocas: núcleo, muestra de pared, afloramientos, muestra de canal.
- II. Perfiles de pozos: hoyo abierto, hoyo revestido.
- III. Datos geológicos: límites de yacimiento, modelo estratigráfico, modelo sedimentológico.
- IV. Datos de producción: historias, presiones, pruebas.

Entre las propiedades más importantes a definir en una evaluación petrofísica se tiene: la arcillosidad de la formación, porosidad, permeabilidad, presión capilar, saturación de los fluidos y petrofácies.

2.2 ARCILLOSIDAD DE LA FORMACIÓN¹

La arcillosidad en una formación puede ser representada como el contenido de mineral arcilloso y/o lutita que se encuentra en la misma. Desde el punto de vista geológico existe una clara distinción entre los términos arcilla y lutita; a pesar de ello, en la evaluación de perfiles ambos términos se usan indistintamente para denominar la fracción de la roca ocupada por estos sedimentos, sin hacer una distinción entre ellos.

2.2.1 IMPORTANCIA DE LA DETERMINACIÓN DE LA ARCILLOSIDAD¹

La presencia de arcillosidad en la roca-yacimiento es un factor altamente perturbador en la evaluación de formaciones, dado que complica la estimación del volumen de hidrocarburos en sitio y afecta la habilidad del yacimiento de producir tales hidrocarburos. La mayoría de las formaciones contienen un porcentaje de arcillas y/o de lutita, y sus efectos principales son los de disminuir la porosidad efectiva y la permeabilidad, a menudo significativamente, además de alterar la saturación de los fluidos determinada a partir de la ecuación de Archie.

2.2.2 DETERMINACIÓN DE LA ARCILLOSIDAD DE LA FORMACIÓN¹

Se puede determinar por dos tipos de métodos, directos o indirectos:

- I. Métodos directos: el volumen de arcillosidad es determinado de manera física, dando de esta manera un valor real con muy bajo grado de incertidumbre. Entre estos métodos se encuentra la difracción de rayos X y la microscopía electrónica de barrido.
- II. Métodos indirectos: el volumen de arcillosidad puede también estimarse mediante la utilización de las correlaciones empíricas publicadas en la literatura, una vez determinado el indicador de arcillosidad a partir de cualquiera de los siguientes registros de pozo, rayos gamma, potencial espontáneo, resistividad, densidad, neutrón, sísmico.

2.2.3 CÁLCULO DE ÍNDICE DE ARCILLOSIDAD¹

El índice de arcillosidad puede determinarse de varias maneras, las más frecuentes son por medio de registros de potencial espontáneo y rayos gamma, siendo este último el método más confiable y utilizado:

- I. Potencial espontáneo:

$$I_{sh} = 1 - \frac{SP_l}{SSP} \quad (1)$$

Donde:

SP_I : Potencial espontáneo zona de interés, mV.

SSP : Potencial espontáneo para arena limpia, mV.

II. Rayos Gamma:

$$I_{sh} = \frac{GR_I - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (2)$$

Donde:

I_{sh} : Índice de arcillosidad, adim.

GR_I : Rayos gamma en la zona a evaluar, API.

GR_{min} : Rayos gamma arena limpia, API.

GR_{max} : Rayos gamma lutita, API.

2.2.4 CÁLCULO DEL VOLUMEN DE ARCILLA¹

Existen varios métodos desarrollados por diferentes autores para determinar el volumen de arcilla a partir del índice de arcillosidad. Para establecer el modelo a utilizar, se compara la porosidad obtenida de los análisis del núcleo contra los valores de porosidad efectiva calculados con cada uno de los modelos de arcillosidad seleccionados. El modelo que proporcione el mejor cotejo es el indicado para aplicar al resto de los pozos. Los más comunes son el método Lineal que sobreestima el volumen de arcilla y el método de Clavier que subestima dicho volumen de arcilla:

I. Método Lineal:

$$V_{sh} = I_{sh} \quad (3)$$

II. Método de Clavier:

$$V_{sh} = 1.7 - \sqrt{[3.38 - I_{sh}(+0.7)^2]} \quad (4)$$

Donde:

I_{sh} : Índice de arcillosidad, adim.

V_{sh} : Volumen de Arcilla, adim.

2.3 POROSIDAD¹

Es la medida del espacio intersticial, espacio existente entre grano y grano, y se define como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca, entendiéndose por volumen poroso, al volumen total menos el volumen de los granos o sólidos contenidos en dicha roca. La porosidad representa la capacidad que tiene una roca de almacenar los fluidos, por lo que para que un yacimiento sea comercialmente productivo debe tener una porosidad suficiente para almacenar un volumen apreciable de hidrocarburos.

2.3.1 MÉTODOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA POROSIDAD¹

Igual que para la arcillosidad existen dos maneras de determinar la porosidad, de manera directa y de manera indirecta:

- I. Métodos directos: en la determinación de la porosidad en el laboratorio es necesario conocer o evaluar los dos parámetros que la definen, el volumen total (V_t) y el volumen sólido (V_s) o el volumen poroso (V_p). Para ello se usan muestras o núcleos obtenidos en los pozos, previamente tratados y preparados.
- II. Métodos Indirectos: a pesar de no existir un registro que mida directamente la porosidad de una roca, los investigadores han podido definir y utilizar diferentes métodos para calcular esta propiedad a partir de la data proporcionada por algunos registros. Si las consideraciones sobre las cuales se basan dichos métodos se cumplen, los resultados obtenidos son usualmente correctos. Sin embargo, aun cuando se consideren todas las correcciones recomendadas en los cálculos, se recomienda validar y calibrar los valores de porosidad resultantes del análisis de perfiles, comparándolos con los resultados obtenidos a través de los análisis de núcleos. A continuación se

muestra las ecuaciones aplicadas para la determinación de la porosidad a través de perfiles:

a. Registro Neutrónico:

$$\phi N_{\text{corr}} = \phi N - V_{\text{sh}} \times \phi N_{\text{sh}} \quad (5)$$

Donde:

ϕN_{corr} : Porosidad neutrón corregido, fracción.

ϕN : Porosidad neutrón leído, fracción.

ϕN_{sh} : Porosidad neutrón lutita, fracción.

b. Registro Densidad:

$$\phi \rho_{\text{corr}} = \left(\frac{\rho_m - \rho_l}{\rho_m - \rho_f} \right) - V_{\text{sh}} \times \left(\frac{\rho_m - \rho_{\text{sh}}}{\rho_m - \rho_f} \right) \quad (6)$$

Donde:

$\phi \rho_{\text{corr}}$: Porosidad densidad corregido, fracción.

ρ_m : Densidad de la matriz, (gr/cc).

ρ_l : Densidad leída, (gr/cc).

ρ_f : Densidad del fluido en el pozo, (gr/cc).

ρ_{sh} : Densidad lutitas, (gr/cc).

Para combinar la porosidad del registro de densidad y neutrón se utiliza alguna de las siguientes:

a. Si $\phi N_{\text{corr}} > \phi \rho_{\text{corr}}$ entonces:

$$\phi_{\text{eff}} = \frac{\phi N_{\text{corr}} + \phi \rho_{\text{corr}}}{2} \quad (7)$$

b. Si $\phi_{\rho_{\text{corr}}} > \phi_{N_{\text{corr}}}$ entonces:

$$\phi_{\text{eff}} = \sqrt{\frac{\phi_{N_{\text{corr}}}^2 + \phi_{\rho_{\text{corr}}}^2}{2}} \quad (8)$$

Donde:

ϕ_{eff} : Valor de porosidad efectiva, fracción.

$\phi_{N_{\text{corr}}}$: Porosidad neutrón corregido, fracción.

$\phi_{\rho_{\text{corr}}}$: Porosidad densidad corregido, fracción.

2.4 PERMEABILIDAD¹

La permeabilidad es una propiedad inherente a la roca, que proporciona una medida de la facilidad con la cual los fluidos se mueven en un medio poroso. Para que un medio poroso sea permeable, sus poros deben estar conectados, por lo que la permeabilidad se encuentra relacionada con la porosidad efectiva, pero no necesariamente con la porosidad absoluta.

La permeabilidad se expresa en unidades de área, siendo el Darcy la unidad más utilizada. Un medio poroso tiene la permeabilidad de un Darcy, cuando un fluido (monofásico), que tiene viscosidad de un centipoise, se mueve en ese medio, en condición de flujo viscoso a la velocidad de un cm/seg, a través de una sección de un cm², con un diferencial de presión de una atmósfera (760 mm de Hg).

2.4.1 CLASIFICACIÓN DE LA PERMEABILIDAD¹

De acuerdo a las fases presentes en el medio poroso, se tiene:

- a. Permeabilidad absoluta (k): es aquella que posee un medio poroso 100% saturado por una única fase.

- b. Permeabilidad efectiva (k_{ei} , $i = o, w, g$): es aquella que corresponde a una determinada fase cuando fluyen en el medio poroso dos o más fases. Las unidades son las mismas que para la permeabilidad absoluta. El valor de la permeabilidad efectiva siempre es menor que la absoluta.
- c. Permeabilidad relativa (k_{ri} , $i = o, w, g$): es el cociente entre la permeabilidad efectiva de una fase y la permeabilidad absoluta.

2.4.2 DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD¹

También la permeabilidad se puede determinar por dos métodos:

- I. Método directo: la permeabilidad de una roca porosa es determinada en el laboratorio utilizando núcleos o pequeños tapones cortados del núcleo, los cuales son preparados previamente, limpiados con la finalidad de remover cualquier hidrocarburo presente, y secados para remover el agua. Si las permeabilidades son mayores a 0,1 mD, es utilizado el método de flujo estable basado en la ecuación de Darcy:

$$q = \frac{k \times A \times \Delta P}{\mu \times L} \quad (9)$$

Dónde:

- q : Tasa de flujo, cc/seg.
- k : Permeabilidad absoluta, darcys.
- A : Area transversal al flujo, cm^2 .
- μ : Viscosidad del fluido, cp.
- L : Distancia, cm.
- ΔP : Diferencial de presión, atm.

- II. Método indirecto: en pozos donde no existe disponibilidad de análisis de núcleos, la permeabilidad puede ser estimada a partir de otras propiedades, tales como la porosidad y la saturación de los fluidos, utilizando correlaciones empíricas publicadas en la literatura, las más utilizadas son las siguientes:

a. Timur:

$$k = \left(\frac{0.136 \times \phi_{\text{eff}}^{4.4}}{S_{\text{wirr}}^2} \right) \quad (10)$$

b. Smit:

$$k = \left(\frac{100 \times \phi_{\text{eff}}^m \times (1 - S_{\text{wirr}})}{S_{\text{wirr}}} \right) \quad (11)$$

Donde:

k : Permeabilidad, mD.

S_{wirr} : Saturación de agua irreducible, fracción.

ϕ_{eff} : Porosidad efectiva, fracción.

m : Coeficiente de cementación, adim.

2.5 PERMEABILIDADES RELATIVAS¹

La permeabilidad relativa se representa comúnmente como una función de la saturación de la fase mojante. Para areniscas humectadas por el agua, la saturación irreducible del agua (S_{wirr}) normalmente se encuentra entre 10 y 50 %, con un promedio cerca del 25%. El intervalo típico para la saturación residual del petróleo (S_{or}) se encuentra entre 5 y 30%, con un promedio de 15%.

2.5.1 DETERMINACIÓN DE PERMEABILIDADES RELATIVAS

Existen tres formas principales para determinar dichas curvas:

- I. Análisis de núcleo: si la formación a analizar posee núcleos, las curvas de permeabilidad relativa pueden ser determinadas de forma experimental. Estos análisis son considerados como análisis especiales, por lo que no todos los laboratorios pueden desarrollar estas pruebas con calidad certificada. Algunos autores han sugerido que es muy difícil obtener datos

promedios representativos de permeabilidades relativas de esta forma, debido a que en el trabajo experimental se debe considerar un número limitado de pequeñas muestras de núcleos o tapones que posiblemente se encuentren alteradas por el fluido de perforación. A pesar de esto, cuando es desarrollado correctamente, incluyendo la toma del núcleo durante la perforación del pozo, este método ofrece la mejor manera de determinar estas curvas.

- II. Datos de producción: en algunos yacimientos, data de permeabilidad relativa, sobre un rango limitado, pueden ser derivadas de los datos de producción. Este representa un tratamiento estadístico de todo el yacimiento, el cual refleja las propiedades actuales de la roca y de los fluidos, e incluye peculiares heterogeneidades del sistema actual. La data es solo válida, sin embargo, cuando ocurre en la formación de interés, la producción simultánea de los diferentes fluidos, dada que esta técnica provee relaciones de permeabilidades efectivas o relativas, en vez de valores individuales de permeabilidades relativas.
- III. Correlaciones empíricas: cuando no se tienen disponibles datos de laboratorio, las correlaciones generalizadas son bastante usadas para representar la información requerida de permeabilidades relativas. Afortunadamente, muchas correlaciones están disponibles representando una amplia variedad de yacimientos y condiciones. Cuando son usadas en conjunto con la data de campo, estas correlaciones pueden ser bastante exactas. La totalidad de tales correlaciones requieren el conocimiento de uno o más de los puntos extremos en las curvas de permeabilidades relativas, tales como la saturación irreducible de agua (S_{wirr}), la saturación residual de petróleo (S_{or}) y la saturación crítica de gas (S_{gc}).

La correlación más sencilla Corey 1954:

- a. Sistema gas-petróleo:

$$k_{rog} = (1 - S_g^*)^4 \quad (12)$$

$$k_{rg} = (S_g^*)^3(2 - S_g^*) \quad (13)$$

$$S_g^* = \frac{S_g}{1 - S_{wirr}} \quad (14)$$

Donde:

k_{rg} : Permeabilidad relativa al gas, adim.

K_{rog} : Permeabilidad relativa al petróleo en el desplazamiento por gas adim.

S_g^* : Saturación efectiva de gas, fracción.

S_{wirr} : Saturación de agua irreductible, fracción.

S_g : Saturación de gas, fracción.

b. Sistema agua-Petróleo:

$$k_{rw} = (S_w^*)^4 \quad (15)$$

$$k_{row} = (1 - S_w^*)^4 \quad (16)$$

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}} \quad (17)$$

Donde:

k_{rw} : Permeabilidad relativa al agua, adim.

k_{row} : Permeabilidad relativa al petróleo en el desplazamiento por agua, adim.

S_{wc} : Saturación crítica de agua, fracción.

S_w^* : Saturación efectiva de agua, fracción.

2.6 PROPIEDADES ELÉCTRICAS DE LA ROCA¹

Las propiedades eléctricas de la roca son:

- a. Resistividad del agua de formación, es llamada (R_w), se expresa en ohm-m.
- b. Resistividad de la roca saturada 100% con algún fluido es llamada (R_o), se expresa en ohm-m.
- c. Resistividad verdadera de la formación (R_t), se expresa en ohm-m.

Conocidas las propiedades eléctricas anteriormente mencionadas se pueden conocer parámetros muy importantes para los estudios de un yacimiento estos son:

- a. Factor de formación (F).
- b. Saturación de agua (S_w).
- c. Índice de resistividad (IR).

2.6.1 RESISTIVIDADES DE LA FORMACIÓN¹

La resistividad de las formaciones es indicativa de su litología y de su contenido de fluidos. Las formaciones geológicas conducen la corriente eléctrica sólo mediante el agua que contienen. La mayoría de los minerales que constituyen las partes sólidas de los estratos, cuando están absolutamente secos son aislantes. De la misma manera, cualquier cantidad de petróleo o gas puros que se encuentren en las formaciones, son eléctricamente no conductores. Las formaciones porosas de más baja resistividad indican incrementos tanto en la cantidad de agua como en su salinidad.

2.6.2 RESISTIVIDAD VERDADERA DE LA FORMACIÓN¹

Para determinar valores petrofísicos aceptables para un reservorio virgen, un valor confiable de resistividad de la zona no invadida de la formación es requerido. En una zona limpia, que esté libre de arcilla y se encuentre 100% saturada con agua de la formación, la lectura de resistividad de investigación profunda en la formación es definida como R_o . Si petróleo y/o gas ocupan algo del espacio poroso, este valor de resistividad es llamado R_t . Virtualmente todos los especialistas en evaluación de

formaciones se refieren a la resistividad de la zona inalterada como R_t y raramente se refieren al término R_o .

El ambiente en el hoyo hace imposible medir un valor preciso de la resistividad de la formación virgen (R_t). El tamaño del hoyo y el fluido de perforación al igual que la profundidad de la invasión y el tipo de fluido que invade la formación afectan los dispositivos de resistividad de investigación profunda. Sin embargo, en muchas circunstancias, si la herramienta es seleccionada apropiadamente (inducción o lateral), la medición de la resistividad de investigación profunda se ajusta significativamente al valor de la R_t y las correcciones son de menor importancia.

2.7 AGUA DE FORMACIÓN¹

El medio poroso de un yacimiento puede contener agua, petróleo y gas, ya sea individualmente o cualquiera de los dos o los tres al mismo tiempo. La mayoría de las rocas de los yacimientos sin embargo, contienen agua de formación aun cuando se aproximen a condiciones de ser mojadas por petróleo.

Es importante resaltar que por naturaleza las aguas de formación van desde agua fresca en ambientes sedimentarios continentales hasta salinas en ambientes marinos, pudiendo ser modificadas por las reacciones químicas que ocurren en el subsuelo durante la compactación y diagénesis o al mezclarse con aguas meteóricas.

La resistividad de las aguas de formación es una función de su salinidad. A mayor salinidad más conductiva es el agua, por lo tanto su resistividad será proporcionalmente menor. La temperatura afecta también la resistividad, mientras más alta sea la temperatura menor será la resistividad del agua con una salinidad dada, debido esto a que el incremento en la temperatura da mayor libertad al movimiento de los iones en la solución, aumentando de esta forma la conductividad.

2.7.1 RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN¹

La resistividad del agua de formación (R_w) es uno de los parámetros más importantes en el análisis de registros a hoyo abierto, puesto que el valor de R_w es requerido para calcular la saturación de fluidos en el espacio poroso de la roca reservorio.

Las R_w pueden oscilar de 0,01 ohm-m a varios ohm-m a la temperatura del reservorio, es frecuentemente fácil de determinar, pero ocasionalmente se hace difícil encontrar un valor exacto para este importante parámetro petrofísico. Varias fuentes o métodos son usados para determinar la R_w tales como:

- a. Catálogos de información de R_w .
- b. Mediciones de resistividad y temperatura; de una muestra de agua producida en el reservorio.
- c. Análisis químico; de una muestra de agua producida en el reservorio.
- d. Cálculo de R_w partiendo de la curva de potencial espontáneo (SP).
- e. Cálculo de R_w partiendo de valores reales de R_o y \emptyset en un horizonte conocido 100% de agua.

2.8 SATURACIÓN DE FLUIDOS¹

La saturación de fluidos de una roca es la relación entre el volumen de fluidos contenido en su espacio poroso y su volumen poroso total. A medida que la roca es soterrada, cierta fracción de la saturación de agua connata (S_{wc}) puede ser remplazada por hidrocarburos si la roca constituye una trampa estructural o estratigráfica. Por esta razón la saturación irreducible de agua (S_{wirr}) de los yacimientos está por debajo de un 50% del espacio poroso en la mayoría de los casos pudiendo llegar a un 60% o más en arenas de grano fino y muy arcilloso.

La experiencia del petrofísico en las áreas es necesaria para establecer parámetros de cortes apropiados. La determinación más exacta posible de la S_w es el objetivo principal de la evaluación de formaciones. Cuando se evalúa un intervalo

potencialmente petrolífero se asume que la fracción del espacio poroso no ocupada por agua contiene hidrocarburo.

Cuando el petróleo y el gas, que son no conductores de la electricidad, están presentes en una roca porosa, conjuntamente con una cierta cantidad de agua salina de formación, su resistividad es mayor que la de una zona 100% saturada de agua (R_o), debido a que hay un volumen disponible menor para el paso de la corriente eléctrica. Este volumen de fluido se designa como su saturación en el espacio poroso y se representa por S_w .

La saturación es función de numerosos factores de índole físico, químico y biológico. No existen números mágicos para valores de saturación mediante los que pueden predecirse definitivamente la producción de hidrocarburo sin agua o de solamente agua. La saturación es función de:

Tipo de espacio poroso, conectado o aislado.

- a. Cantidad del espacio poroso.
- b. Tamaño de los granos.
- c. Homogeneidad o heterogeneidad de la matriz y canales porosos del reservorio.
- d. Relación entre permeabilidad vertical y permeabilidad horizontal.
- e. Presiones y temperaturas en situ.
- f. Capilaridad.
- g. Mojabilidad de la matriz.
- h. Tipo de empuje del reservorio.
- i. Geometría del reservorio.
- j. Tamaño del reservorio.
- k. Mecanismo de entrapamiento estructural/estratigráfico.

2.8.1 LEY DE ARCHIE CÁLCULO DE SATURACIÓN DE AGUA¹

La conductividad eléctrica en las rocas depende casi exclusivamente del transporte de iones en el electrolito saturante de la roca, los cuales son en forma predominante Na⁺ y Cl⁻. La facilidad con la que este tipo de iones atraviesan el sistema poroso de la roca determina la resistividad de la roca. Rocas con alta porosidad, con poros grandes y bien conectados tienen baja resistividad. Rocas de muy baja porosidad, con sistemas polares sinuosos y restringidos, tienen más alta resistividad. Los hidrocarburos también restringen la trayectoria del flujo de iones y aumentan la resistividad de las rocas. La ley de Archie cuantifica este fenómeno para arenas limpias consolidadas con porosidad intergranular.

Archie se interesó en las rocas limpias (libres de arcilla), usando para sus experimentos numerosos núcleos de areniscas de intervalos productores de la costa del Golfo de México. Midió la porosidad (ϕ), permeabilidad (k) y la resistividad eléctrica de las muestras saturadas con agua salada (R_o) de salinidad variable en rangos de 20 a 100000 ppm de NaCl.

Notó que la R_o de cada muestra de roca se incrementaba linealmente con la R_w , llamó a la constante de proporcionalidad F, factor de formación de la roca, y escribió:

$$R_o = F \times R_w \quad (18)$$

Posteriormente, Archie graficó el F, contra la porosidad (ϕ), en papel doble logarítmico, encontrando otra tendencia lineal (opuesta a la anterior). Esta tendencia fue matemáticamente equivalente a:

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad (19)$$

Donde:

a : Coeficiente de tortuosidad, adim.

m : Tendencia de la pendiente negativa oscila de 1.8 a 2, adim.

Archie luego consideró una roca llena de hidrocarburos parcialmente saturada y propuso un segundo factor más tarde llamado índice de resistividad (IR), el cual fue definido como:

$$IR = \frac{R_t}{R_o} \quad (20)$$

Debido a las enormes dificultades de experimentar con rocas parcialmente saturadas, el utilizó un reporte de datos del momento y graficó estos valores otra vez, utilizando para ello papel doble logarítmico, notando que:

$$IR = \frac{1}{S_w^n} \quad (21)$$

Combinando las ecuaciones anteriores (20 y 21), Archie obtuvo la ecuación que define la ley que más tarde llevaría su nombre:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{R_w}{R_t \times \phi_{eff}^m}} \quad (22)$$

Donde:

n : Exponente de saturación, adim.

m : Exponente de cementación, adim.

S_w : Saturación de agua, fracción.

R_w : Resistividad del agua de formación, ohm-m.

R_t : Resistividad de la formación, ohm-m.

2.8.2 SATURACIÓN DE AGUA EN ARENAS ARCILLOSAS¹

Para la evaluación de las arenas arcillosas existen una serie de modelos que fueron determinados en el pasado y que han ido evolucionando a lo largo del tiempo. El más usado es:

Modelo Simandoux: En 1963 Simandoux reportó experimentos en mezclas homogéneas de arena y montmorillonita y propuso una expresión en términos de resistividades de la forma:

$$S_w = \left(\left(\frac{a \times R_w}{\emptyset_{\text{eff}}^m \times R_t} \right) + \left(\frac{a \times R_w \times V_{\text{sh}}}{2 \times \emptyset_{\text{eff}}^m \times R_{\text{sh}}} \right)^2 \right)^{\frac{1}{n}} - \left(\frac{a \times R_w \times V_{\text{sh}}}{2 \times \emptyset_{\text{eff}}^m \times R_{\text{sh}}} \right) \quad (23)$$

Donde:

R_w : Resistividad del agua de formación, ohm-m.

R_t : Resistividad leída, Ohm-m.

\emptyset_{eff} : Porosidad efectiva, fracción.

a : Exponente de tortuosidad (0.81 areniscas consolidadas), adim.

n : Exponente de saturación, adim.

m : Exponente de cementación, adim.

V_{sh} : Volumen de arcilla, fracción.

R_{sh} : Resistividad de las arcillas, ohm-m.

2.9 SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS²

La ingeniería de yacimientos tiene como objetivo principal estimar el comportamiento de los yacimientos para de esta manera idear estrategias de explotación con la finalidad de obtener una máxima recuperación, económicamente posible de los hidrocarburos almacenados en el mismo. Para lograr dicho objetivo el ingeniero de yacimiento emplea diferentes técnicas o modelos de pronóstico las cuales en combinación forman la simulación numérica de yacimientos.

La simulación de yacimientos es un proceso que permite reproducir el comportamiento de un yacimiento real a través de un modelo numérico el cual es

usado para cuantificar e interpretar los fenómenos físicos con la habilidad de extrapolar éstos para estimar un comportamiento futuro y aproximado del yacimiento bajo uno o varios esquemas de explotación. Este modelo deberá ser capaz de reproducir el comportamiento de producción, de presión del yacimiento, validar el petróleo original en sitio (POES) y el gas original en sitio (GOES), para garantizar la validez de los resultados.

2.9.1 MODELO ESTÁTICO²

El modelo estático de yacimiento es aquel que representa las propiedades de un yacimiento que no varían en función del tiempo, dicho modelo está compuesto por la integración de los modelos geológico, estructural, sedimentológico, estratigráfico, y petrofísico.

- I. Modelo geológico: consiste en la definición de la orientación y geometría de los elementos estructurales, la distribución areal y vertical de los cuerpos sedimentarios presentes y su incidencia en la caracterización del yacimiento.
- II. Modelo estructural: consiste en la identificación y la caracterización de las estructuras mayores, fallas, pliegues, discordancias presente en el área en estudio; éstas se identifican a partir de la interpretación de la sísmica, apoyado en la petrofísica y caracterización del comportamiento histórico de producción y presiones.
- III. Modelo sedimentológico: implica la determinación del ambiente de sedimentación, las unidades de flujo, las facies sedimentarias presentes y la orientación de los cuerpos sedimentarios (barras y canales entre otros).
- IV. Modelo estratigráfico: consiste en la definición de la secuencia de las diferentes formaciones separadas por marcadores confiables en el área como pueden ser cuellos lutíticos, lignitos, entre otros, las cuales puedan ser consideradas para propósitos de producción.
- V. Modelo petrofísico: consiste en determinar la distribución de las propiedades de la roca (porosidad, arena neta), fluidos (saturaciones, distribución de

fluidos, contactos entre fluidos) y roca-fluidos del yacimiento (permeabilidad absoluta y permeabilidades relativas).

2.9.2 MODELO DINÁMICO²

El modelo dinámico del yacimiento permite simular el flujo de fluidos y la caída de presión a lo largo del yacimiento. Una vez completada la fase de construcción del modelo estático, se procede a la elaboración del modelo dinámico, el cual está constituido por: la integración de datos sísmicos, registros de pozos, y los resultados de las pruebas de presión y producción.

La evaluación de diferentes escenarios de explotación se realiza mediante un simulador de yacimientos para definir un plan óptimo de operación del yacimiento. Los simuladores de yacimientos juegan un papel importante en la formulación de los planes iniciales de desarrollo, ajuste histórico y optimización de la producción futura por medio de la planificación, y diseño de proyectos de recuperación de petróleo.

2.10 SIMULADOR DE YACIMIENTOS²

Es un software que mediante algoritmos matemáticos, soluciona numéricamente las distintas ecuaciones del modelo matemático que representa los fenómenos físicos que ocurren en el yacimiento y obtiene soluciones aproximadas a tales ecuaciones.

Este sigue un patrón característico, el cual consiste en tres etapas:

- I. Inicialización: el principal objetivo de esta etapa es la de calcular el POES del yacimiento, esto se obtiene por medio de la data de propiedades de roca y fluido del yacimiento.
- II. Cotejo histórico: etapa en la que el simulador basándose en con las condiciones de producción del yacimiento hace los cálculos para predecir el comportamiento del mismo. Su principal resultado es una descripción acertada y confiable del yacimiento.

- III.** Predicciones: etapa en la que el simulador ya una vez hecho todos los cálculos pertinentes obtiene un resultado o un pronóstico, permite obtener los mejores escenarios de explotación.

2.10.1 TIPOS DE SIMULADORES²

Existen una variedad de software de simulación, cada uno con características específicas que le permiten adaptarse de mejor manera a las características de determinados yacimientos, entre los más usados son:

- a. **Black Oil:** en este tipo de simulador se definen dos fases o dos tipos de componentes del hidrocarburo, la fase gaseosa y la fase líquida. La fase gaseosa está compuesta por un solo componente que en este caso sería el gas como tal, mientras que la fase líquida está compuesta por el crudo y el gas disuelto en el mismo, este tipo de simulador es isotérmico, las propiedades de sus componentes solo varían en función a la presión.
- b. **Composicional:** este simulador es empleado en crudos muy livianos o volátiles, esto se debe a que este tipo de simulador permite la variación de las propiedades del hidrocarburo en función a presión y temperatura.
- c. **Térmico:** este simulador es usado únicamente en yacimientos en los cuales se plantee alguna recuperación térmica, ya sea IAV, ICV, SAGD, entre otros. Estos son usados generalmente en petróleos pesados o extrapesados y son los más apropiados para modelar eficientemente yacimientos bajo esas condiciones.

2.10.2 ETAPAS DE UN SIMULADOR²

- I. **Inicialización:** la inicialización es la etapa que permite describir el estado inicial del sistema; en esta etapa se estima la cantidad de petróleo original en sitio (POES) en el yacimiento, se validan las propiedades de la roca, de los fluidos y se describen las condiciones de equilibrio.

- II. **Mallado y paso de tiempo:** el volumen conceptual del yacimiento es llamado mallado, compuesto por un número finito de celdas; y el intervalo de tiempo es llamado paso de tiempo. La precisión con la que un yacimiento y las propiedades de los fluidos pueden ser descritos en un modelo depende del número de celdas usadas al definir el mallado. El número de celdas va a estar limitado, principalmente, por el costo del tiempo computacional usado para realizar los cálculos, preparar los datos e interpretar los resultados. Por lo que, el tamaño y la complejidad del yacimiento deben considerarse cuidadosamente. El modelo debe tener suficientes celdas para simular adecuadamente el yacimiento, pero también debe ser tan pequeño y simple como sea posible. El simulador calcula los cambios en el yacimiento por cada incremento de tiempo, por lo que los pasos de tiempo deben ser lo suficientemente pequeños para que los cambios entre cada paso de tiempo sean lo menos abruptos posibles. Pasos de tiempo muy largos reducen la calidad de las respuestas, mientras que pasos de tiempo muy pequeños aumentan el tiempo del simulador.
- III. **Representación de los pozos:** los pozos son fundamentales para la extracción de los hidrocarburos, por lo que ellos deben de estar muy bien representados en el mallado para poder tener una buena predicción de la producción del yacimiento. Para ello, al simulador hay que introducirle una serie de datos como:
- a. **Identificación:** nombre, ubicación, dirección, tipo de pozo (inyector o productor).
 - b. **Completación:** las celdas en las que el pozo fue completado.
 - c. **Restricciones de producción:** la tasa máxima a condiciones de superficie y yacimiento.
 - d. **Restricciones de inyección:** la tasa máxima a condiciones de superficie y yacimiento. Las tasas pueden ser absolutas o una fracción de la producción.

- e. Restricción de presión: la presión de fondo (BHP) a determinada profundidad, la presión en la tubería (THP).
- f. Controles: relación gas-petróleo (RGP) máximo. Tasas mínimas económicas. Las acciones a tomar cuando se violan estas restricciones.
- g. Flujo vertical: si hay que modelar el flujo desde el fondo del pozo hasta la superficie deben generarse las tablas hidráulicas (VFP-*“Vertical Flow Performance”*).
- h. Historia: datos históricos de producción y presión para el cotejo.
- i. Condiciones de predicción: los pozos deben tener los datos para las predicciones, como son las tasas máximas de producción o inyección y presiones de fondo, e incluso se pueden definir programas de perforación.

2.10.3 COTEJO HISTÓRICO²

El objetivo del estudio de un modelo numérico, es la predicción del desarrollo de un yacimiento con el mayor detalle y precisión que sea posible usando técnicas como extrapolación. Los yacimientos son tan complejos que no existe una cantidad práctica de datos de descripción capaz de proveer los detalles necesarios para realizar una predicción futura completamente precisa y confiable. La validez de los datos del yacimiento puede ser evaluada, sin embargo, calculando el desarrollo pasado del yacimiento y comparándolo con el desarrollo actual. El proceso de cotejo histórico revelará debilidades en los datos del yacimiento que pueden ser fortalecidas mediante la alteración del modelo del yacimiento hasta que pueda predecir el comportamiento pasado.

Usado de esta manera la simulación del yacimiento puede ser una herramienta muy poderosa para la descripción de un yacimiento. En general, los parámetros que se cotejan son la presión en el pozo, estática o fluyente, la relación agua-petróleo, la relación gas-petróleo, la relación gas-agua, las tasas de flujo de petróleo, agua o gas,

el contacto de los fluidos, el tiempo de irrupción de gas y agua, las saturaciones de los fluidos y producción de trazadores químicos probados.

Por lo general, la tasa de petróleo producido se impone como una restricción en el cotejo. Si no se toma la tasa de petróleo como restricción, se debe controlar por la presión de fondo.

Para lograr el cotejo existen ciertos parámetros que se pueden variar, por lo general son aquellos que poseen mayor incertidumbre en su medición, como lo son:

- a. Propiedades de la roca: porosidad, permeabilidad, espesores, compresibilidad y saturación inicial.
- b. Propiedades de los fluidos: datos del PVT y composiciones.
- c. Datos de los pozos: como las completaciones, o alguna tasa, o las fechas de cierre.

El cotejo histórico puede consumir mucho tiempo, dinero y ser frustrante, inicialmente porque el comportamiento de los yacimientos es muy complejo, respondiendo a numerosas iteraciones que, como un todo, puede ser difícil de entender. Como consecuencia, se han hecho considerables investigaciones en programas para simulación o cotejo automático. Estos programas son usados muy poco porque la mayoría de los estudios de cotejo histórico automáticos son menos eficientes que los realizados manualmente.

Aunque el objetivo primordial del cotejo histórico es mejorar el modelo de simulación, los resultados del trabajo pueden contribuir a uno o más objetivos secundarios. Por ejemplo, el cotejo histórico puede contribuir a entender el estado actual del yacimiento, incluyendo la distribución de los fluidos, los movimientos de los mismos y, quizás, la verificación o identificación de los mecanismos de explotación.

2.10.4 PREDICCIONES²

La predicción es la parte más interesante de la simulación. Le da al ingeniero la oportunidad de visualizar el comportamiento de un pozo o del yacimiento bajo diferentes estrategias de explotación. Para realizar la etapa de predicción se siguen una serie de pasos, los cuales se indican a continuación:

- I. Formulación del caso base; generalmente se usa como caso base el plan de explotación ya existente.
- II. Definición de los posibles escenarios futuros.
- III. Generación de los diferentes escenarios.
- IV. Comparación de los resultados.
- V. Realización del análisis económico de cada caso.
- VI. Decidir el caso óptimo.

Los escenarios posibles de las predicciones suelen definirse al comienzo del modelado, pero a medida que se van evaluando los resultados de las simulaciones estos pueden ser modificados para obtener un mejor recobro.

2.10.5 MÉTODOS DE SOLUCIÓN²

La solución de las ecuaciones de flujo consume la mayor parte del computador durante la simulación. Por lo que seleccionar un método efectivo para un problema en particular es un gran avance en el manejo de los costos y la dificultad del estudio. La mayoría de los simuladores provee dos métodos.

- I. Método directo: se van eliminando las incógnitas de ecuaciones sucesivas una por una hasta que la ecuación es resuelta, por lo que la solución es exacta.
- II. Método iterativo: se basa en desarrollar una solución aproximada al sistema de ecuaciones. La aproximación es reemplazada sistemáticamente hasta que la respuesta converge con una tolerancia especificada. Normalmente, los métodos directos sólo se utilizan para modelos pequeños a intermedios. Las respuestas son precisas y no requiere de intervención del usuario.

Con modelos con un mayor número de celdas, el almacenamiento de variables requerido por el computador puede ser excesivo. Por lo que, los iterativos se usan en este tipo de modelos.

2.11 MECANISMO DE PRODUCCIÓN PRIMARIA²

Resulta del desplazamiento por la energía natural existente del yacimiento.

2.11.1 GAS EN SOLUCIÓN²

El primer mecanismo de empuje primario es por gas en solución. Cuando la presión del yacimiento está por encima de la presión de burbuja, permite que el gas que esté disuelto en el petróleo se expanda, por lo que a medida que la presión vaya declinando se producirá una expansión del petróleo con el gas disuelto, lo que provocará que el fluido sea empujado hacia los pozos productores.

2.11.2 EMPUJE POR AGUA²

Este mecanismo se produce cuando la presión del yacimiento empieza a declinar, lo que crea un diferencial de presión por el contacto agua petróleo, esto permite que el acuífero invada al yacimiento de petróleo, ocasionando una intrusión de agua, lo cual ayuda a mantener la presión del yacimiento y hace un desplazamiento inmisible del petróleo en la parte invadida.

2.11.3 CAPA DE GAS²

El empuje producto por la capa de gas, se debe a una declinación de la presión, la cual origina la expansión de la capa de gas. Este tipo de mecanismo se da en algunos yacimientos donde la presión inicial del yacimiento es igual o menor a la presión de burbuja, por lo tanto el gas en el yacimiento no sólo se encuentra disuelto en él, sino que hay una capa de gas inicial.

2.11.4 POR SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL²

Este mecanismo se da cuando el gas libre se mueve hacia el tope del yacimiento a medida que se produce el petróleo. El petróleo se va a la base del yacimiento debido a la permeabilidad vertical, la cual debe ser alta y así permite que las fuerzas gravitacionales sean mayores a las fuerzas viscosas dentro del yacimiento.

2.11.5 POR COMPACTACIÓN²

La expulsión de líquido o gas del yacimiento, causa una reducción en la presión de los fluidos dentro de los poros, y consecuentemente un incremento en la presión de los granos. Este incremento de presión entre los granos causará que el yacimiento se compacte y esto, a su vez, conduce a una subsidencia en la superficie del terreno. El factor que regula el grado de compactación es la compresibilidad de los poros (Cf). Todos los yacimientos conllevan un elemento del empuje por compactación, que resulta del agotamiento de la presión.

2.12 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN SECUNDARIA²

Durante la vida productiva de un yacimiento el petróleo puede ser extraído, ya sea por recuperación primaria, en la cual se aprovecha la energía inicial del yacimiento, o usando métodos de recuperación secundaria o mejorada. Estos métodos se usan para poder aumentar la energía inicial que posee el yacimiento y en consecuencia aumentar el recobro del mismo. Los métodos convencionales son:

- a. Inyección de agua
- b. Inyección de gas

2.12.1 INYECCIÓN DE AGUA²

Este método consiste en inyectar agua en la estructura más profunda del yacimiento con el objeto de incrementar la producción de petróleo; esto es posible porque, al inyectar agua, la presión del yacimiento se mantiene constante y en algunos casos aumenta. También, el agua permite el desplazamiento del crudo y así aumenta la

recuperación. La ventaja de la inyección de agua es que permite una buena eficiencia de desplazamiento.

2.12.2 INYECCIÓN DE GAS³

La inyección de gas es el proceso de inyección de fluido más antiguo. El propósito usar el gas para mantener la presión y restaurar la producción de los pozos. Las primeras inyecciones de gas se hicieron para aumentar inmediatamente la productividad del pozo y fueron catalogados como proyectos de mantenimiento de presión, últimamente se ha usado la inyección de gas para mejorar el factor de recobro por lo que es considerado un método de recuperación mejorada.

Como técnica de recobro mejorado la inyección de algún fluido además de aumentar la energía del yacimiento desplaza el crudo hacia los pozos productores. El éxito de este método depende principalmente de 2 cosas, la forma en cómo el fluido inyectado desplaza al crudo (eficiencia de desplazamiento) y el volumen del yacimiento con el cual el fluido inyectado haga contacto (eficiencia de barrido).

Generalmente el gas por ser el fluido de mayor movilidad en el yacimiento genera un menor recobro que otros fluidos como el agua. De igual forma tiene ventajas económicas debido a que tiene un bajo costo y es de fácil inyección, siempre y cuando se cuente con los volúmenes necesarios y un compresor que los pueda manejar. Por esta razón la inyección de gas se mantiene como el método de recobro secundario preferido en algunas circunstancias (Combs y Kuezek, 1971).

La inyección de gas puede ser un proceso de desplazamiento miscible o inmisible. Las características del petróleo y el gas a ciertas condiciones de temperatura y presión de la inyección determinan cual será el tipo de proceso. El gas puede ser inyectado en el yacimiento para mantener la presión (i.e., inyección de gas dispersa o interna) o inyectar en un banco de gas para barrer el crudo hasta los productores (i.e., inyección en capa de gas).

Cálculos teóricos hechos por Muskat (1946) muestran que el recobro aumenta junto al mantenimiento de la presión, particularmente en casos donde se tienen crudos con alto factor volumétrico. En esos cálculos algunas propiedades físicas no son tomadas en cuenta.

Elkins y Cooke (1949) notaron que el volumen de gas inyectado en asociación con el cambio de viscosidad del crudo y su factor volumétrico son los principales factores determinantes en el recobro que se va a obtener. Para obtener el máximo beneficio del cambio de las propiedades físicas del crudo se debe lograr que el gas contacte la mayor cantidad de crudo posible.

El principal problema que se tiene al inyectar gas es su alta movilidad con respecto al fluido desplazado y la amplia variación de la permeabilidad. Se necesita mayor control y cuidado al momento de realizar una inyección de gas en comparación a una inyección de agua.

El efecto de la permeabilidad del yacimiento interfiere en la eficiencia de barrido, esto puede ser evaluado satisfactoriamente por un prueba piloto, obteniendo de la misma el volumen de gas requerido, una vez hecho esto uno puede diseñar el sistema de inyección, es decir el compresor y estimar el número de pozos requeridos para dicha inyección.

2.11.2.1 YACIMIENTOS CANDIDATOS PARA INYECCIÓN DE GAS³

- a. Yacimientos que tengan capa de gas; debido a que al inyectar gas en la capa se mantiene alta la presión de la zona de petróleo entonces la permeabilidad relativa al petróleo se mantiene alta y se produce mayor cantidad de petróleo y con una mayor tasa (Prats y Miller, 1973).
- b. Yacimientos con buena permeabilidad vertical y buzamiento; resultan con buen recobro por inyección de gas debido a la segregación gravitacional (Richardson Blackwell 1971).

- c. Yacimientos que contienen crudo volátil; la vaporización de los componentes livianos del crudo resulta en un alta eficiencia de recobro (Jacoby y Berry, 1958; Cook et al., 1967) el gas rico generado por el contacto del gas seco con el crudo volátil al ser producido contribuye con la producción de crudo. El factor de recobro es sustancialmente mayor al predicho por el método convencional de completa inmiscibilidad. El cual no considera la vaporización y el equilibrio entre la fase del crudo y el gas inyectado (Jacoby y Berry, 1958).

2.11.2.2 INYECCIÓN DE GAS INTERNA⁴

En este proceso se refiere a la inyección de gas dentro de la zona de petróleo. Se aplica, por lo general, en yacimientos con empuje por gas en solución, sin capa de gas inicial y donde no ha tendencia a desarrollarse una capa de gas secundaria. El gas inyectado fluye radialmente desde los pozos inyectoros y empuja el petróleo a los pozos productores.

Características:

- I. Se aplica en yacimientos homogéneos, con poco buzamiento y relativamente delgados.
- II. Generalmente, se requiere un número elevado de puntos de inyección; los pozos de inyección se colocan formando cierto arreglo geométrico con el fin de distribuir el gas inyectado a través de la zona productiva del yacimiento como se muestra en la Figura II.1. La selección de dichos pozos y el tipo de arreglo depende de la configuración del yacimiento con respecto a la estructura, al número y a la posición de los pozos existentes, de la continuidad de la arena y de las variaciones de porosidad y permeabilidad.
- III. La permeabilidad efectiva del gas debe ser preferiblemente baja.

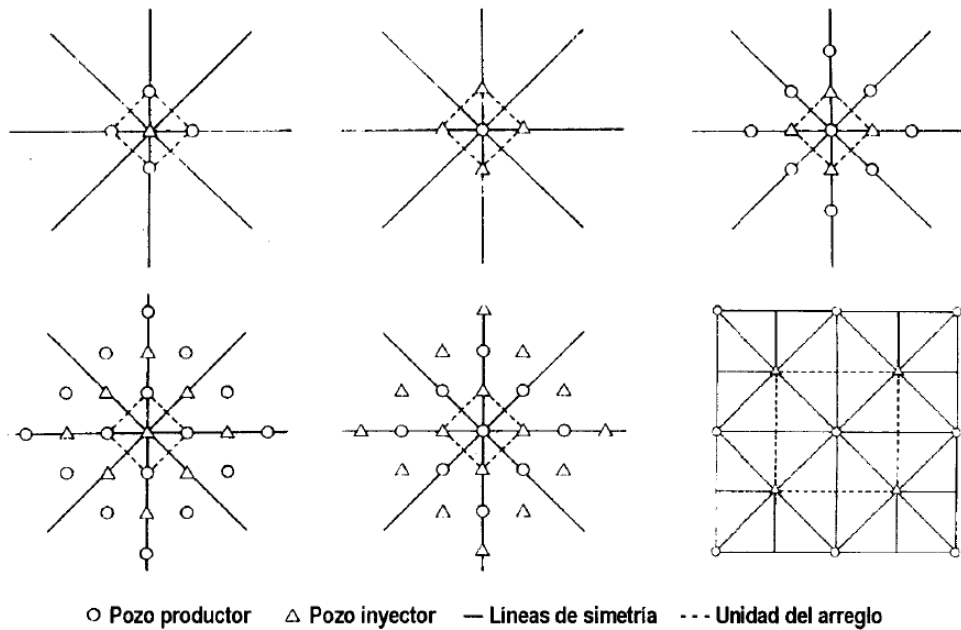


Figura II.1. Selección de diferentes patrones de 5 pozos para inyección de gas dispersa.

Ventajas:

- I. Es posible orientar el gas inyectado hacia las zonas más apropiadas.
- II. La cantidad de gas inyectado puede optimarse mediante el control de la producción e inyección de gas.

Desventajas:

- I. Generalmente, la eficiencia del recobro mejora muy poco o nada como consecuencia de la posición estructural o drenaje por gravedad.
- II. La eficiencia de barrido areal es inferior a la que se logra en operaciones de inyección externa.
- III. Los canales de gas formados por alta velocidad de flujo originan que la eficiencia de recobro se inferior a lo que se logra por la inyección externa.
- IV. La cantidad de pozos de inyección requeridos aumenta los costos operacionales y de producción.

2.11.2.3 INYECCIÓN DE GAS EXTERNA⁴

Se refiere a la inyección de gas en la cresta de la estructura donde se encuentra la capa de gas, bien sea primaria o secundaria (Figura II.2). Por lo general, se lleva a cabo en el yacimiento donde ocurre segregación debido a influencia de las fuerzas de gravedad.

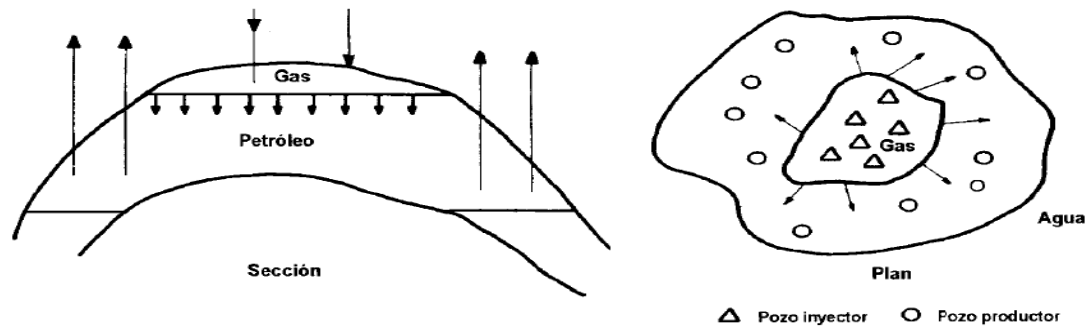


Figura II.2. Inyección de gas externa (según Latil).

Características:

- I. Se usa en yacimiento de alto relieve estructural, para permitir que la capa de gas desplace el petróleo.
- II. Se aplica en yacimientos con altas permeabilidades verticales; >200 mD.
- III. Los pozos de inyección se colocan de manera que se logre una buena distribución areal del gas inyectado, a fin de obtener mayores beneficios del drenaje por gravedad; la cantidad de pozos requeridos para un determinado yacimiento depende de la inyectividad y de los puntos de inyección que se requieran.

Ventajas:

- I. La eficiencia de barrido areal en ese tipo de inyección es superior.
- II. Los beneficios obtenidos del drenaje por gravedad son mayores.
- III. El factor de conformación o eficiencia de barrido vertical es generalmente mayor.

Desventajas:

- I. Requiere buena permeabilidad vertical del yacimiento.
- II. Es necesario controlar la producción de gas libre de la zona de petróleo.
- III. Las intercalaciones de lutitas, así como las barreras, son inconvenientes para la inyección de gas externa.

2.11.2.4 MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO POR INYECCIÓN DE GAS

- I. Reducción de la viscosidad: el gas inyectado se disuelve en el petróleo crudo y reduce su viscosidad y, por lo tanto, la resistencia al flujo cerca del pozo de inyección también se reduce. De esta manera, se forma un banco de petróleo de menor viscosidad alrededor del pozo. Solo se requieren reducciones moderadas para lograr los beneficios de este mecanismo, pero, para que esto ocurra, la eficiencia del contacto del gas inyectado y el petróleo debe ser buena.
- II. Aumento de la energía del yacimiento: el gas inyectado aumenta la energía del yacimiento, efecto transitorio que dura solo un corto tiempo, lo cual puede ser el principal efecto cuando los periodos de inyección de gas son cortos.
- III. Eliminación de depósitos sólidos: la tasa de flujo de petróleo aumentara al eliminar, del pozo inyector o de las zonas adyacentes del yacimiento, los depósitos sólidos de hidrocarburos, como los asfáltenos. Hay que tener en cuenta, sin embargo, que el flujo de petróleo se reducirá como consecuencia del aumento de la saturación de gas.
- IV. Vaporización: en algunos casos este mecanismo puede ser el causante de que se produzcan cantidades adicionales de petróleo por recuperación secundaria; una porción del petróleo contactado por el gas seco inyectado se vaporiza y se mueve hacia los pozos productores en la fase de vapor.

2.11.3 ARREGLOS DE POZOS⁴

Muchos de los campos viejos que luego han sido sometidos a invasión para la recuperación secundaria, se desarrollaron inicialmente mediante un espaciado irregular de los pozos, pero una mejor comprensión del comportamiento de los yacimientos ha traído como consecuencia el uso de arreglos y espaciados uniformes en los pozos perforados durante el desarrollo del yacimiento. Esto significa que el momento de planificar el proceso de recuperación secundaria, el campo estará desarrollado sobre la base de un arreglo regular donde los pozos inyectoros y productores forman figuras geométricas conocidas y muy variadas que se ilustran en la Figura II.3.

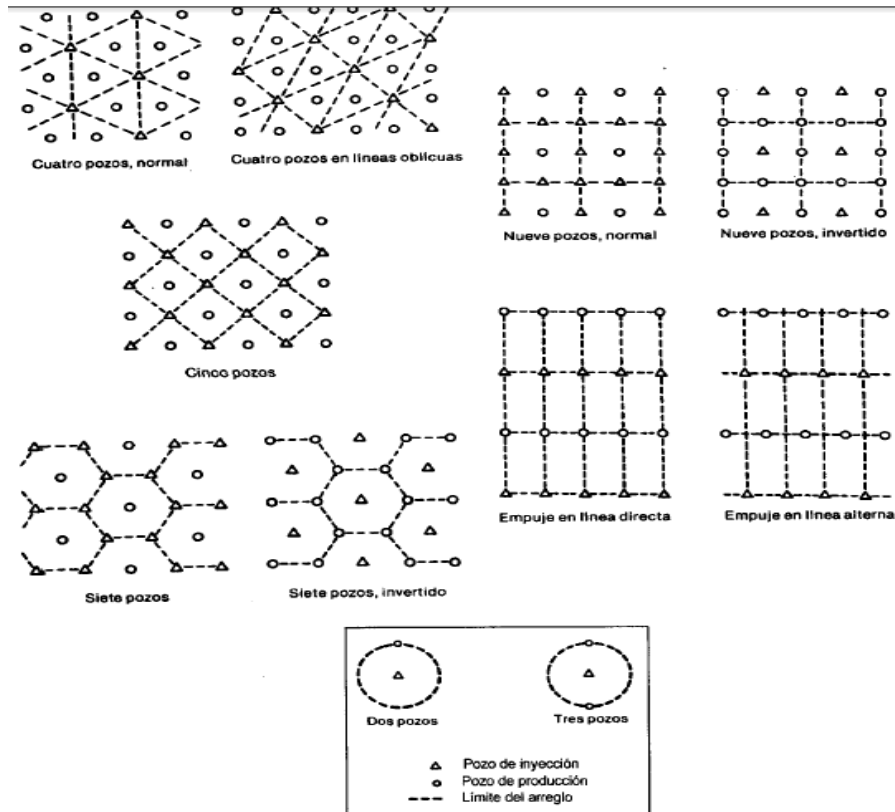


Figura II.3. Diferentes tipos de arreglo de pozos (según Craig).

Los factores que más influyen en la selección del tipo de arreglo son: la forma original en que ha producido el yacimiento, la permeabilidad del yacimiento, la

viscosidad de los fluidos, la razón de movilidad, la razón pozos inyectoros y productores, la estructura del yacimiento y las características geológicas del mismo; por ello, algunas veces también se utilizan arreglos irregulares en los yacimientos como el que se presenta en la Figura II.4.

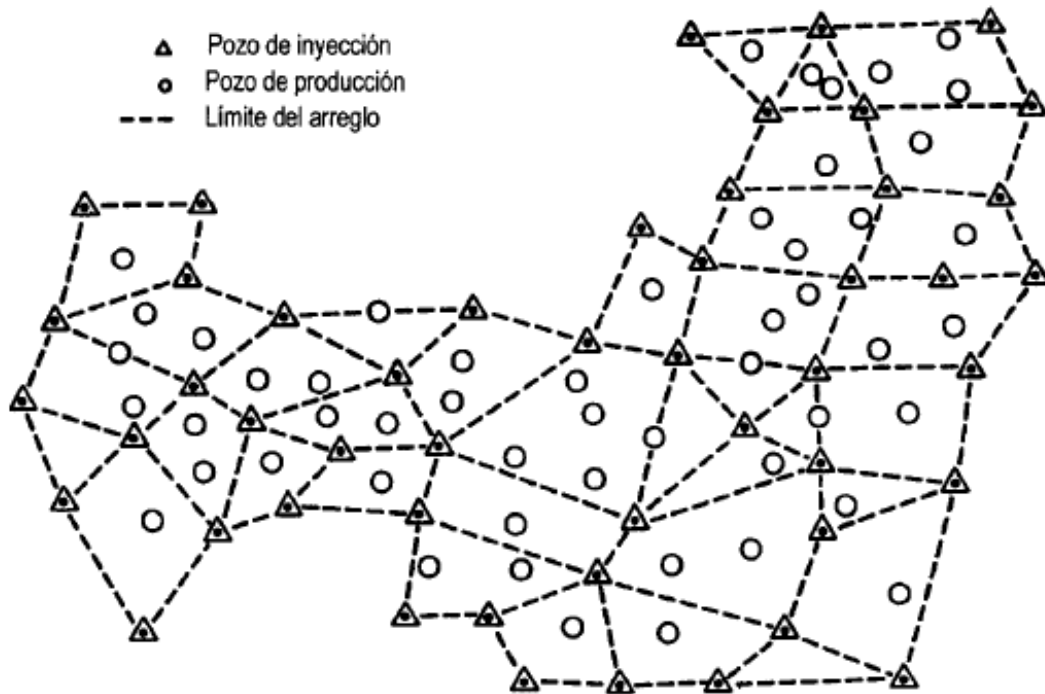


Figura II.4. Arreglos irregulares (según Rose y Col).

2.11.4 ESQUEMAS DE INYECCIÓN DE GAS

En general se recomienda lo siguiente:

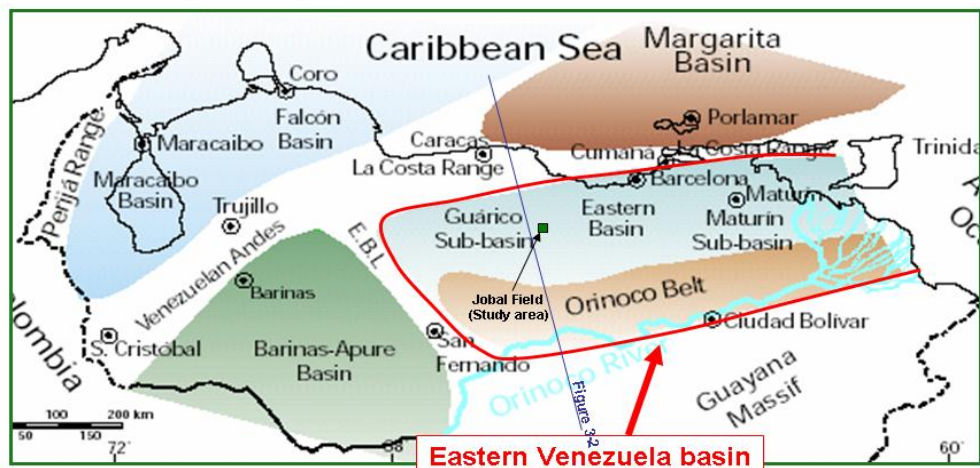
- I. Usar la inyección en arreglos de cinco, siete y nueve pozos en yacimientos con poco buzamiento y cierto grado de heterogeneidad, pues han resultados más beneficiosos que los arreglos en línea.
- II. Utilizar arreglos en línea en yacimientos inclinados, pues permiten lograr un buen control del frente de barrido.
- III. Usar un arreglo de siete pozos invertido, si la movilidad del fluido desplazante es mayor que la del petróleo.

En la práctica, la selección del tipo de arreglo depende de la distribución geométrica de los pozos existentes y, finalmente, de los análisis económicos de los planes de explotación, los cuales se realizan con modelos analíticos o numéricos de los yacimientos.

CAPÍTULO III DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

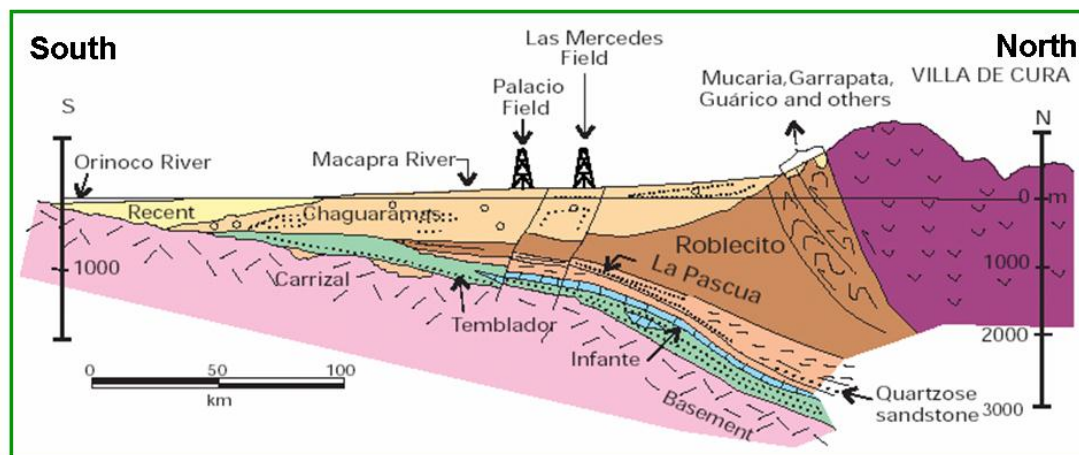
3.1 GEOLOGÍA REGIONAL⁵

El campo de petróleo Jobal se localiza en la sub-cuenca de Guárico, la cual se formó en el cretácico tardío (Figura III.1). El área del estudio es localizada aproximadamente a 100 km de la zona de corrimiento frontal, se caracteriza por la presencia de numerosas fallas normales, pero ninguna falla inversa significativa como se ve en la Figura III.2 y Figura III.3. La columna sedimentaria es principalmente de edad terciaria. En el área de Jobal, las areniscas productivas de hidrocarburos están reconocidas en la formación Chaguaramas de edad oligoceno-mioceno como se aprecia en la Figura III.4.



After Schlumberger, 1997

Figura III.1. Mapa de localización de la Cuenca Oriental de Venezuela y área de estudio⁵.



Yoris & Ostos, 1997

Figura III.2. Sección transversal esquemática norte-sur de la Subcuenca de Guárico⁵.

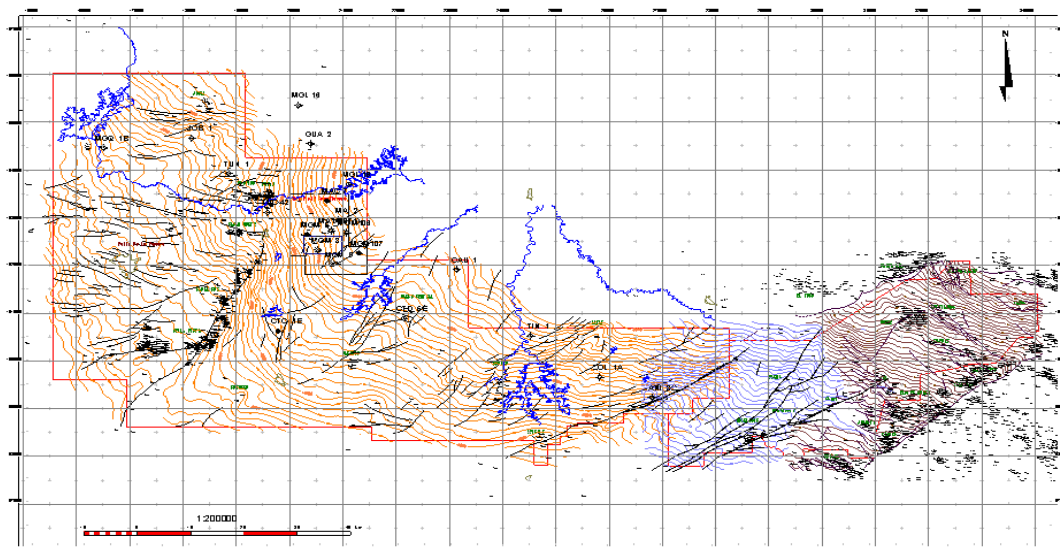


Figura III.3. Mapa de distribución de fallas (actual) del área de Guárico Oriental⁵.

EDAD	FORMACIÓN	LITOLOGÍA	HC	DESCRIPCIÓN
	ALUVIÓN			ARENISCAS
PLIOCENO				
	SUPERIOR	FRIBTES		ARENISCAS
	MEDIO	OFICINA		ARENISCAS
OLIGOCENO	SUPERIOR	CHAGUARAMAS	●	CHAGUARAMAS: ARENISCAS, LUTITAS, ARCILITA, LIMOLITAS Y LIGNITOS INTER-ESTRATIFICADOS.
	INFERIOR	ROBLECITO	●	ROBLECITO: LUTITAS CON ARENISCAS EN SUS PARTES SUPERIOR E INFERIOR. INTERCALACIONES DE LIGNITOS.
	LA PASCUA		●	LA PASCUA: ARENISCAS Y LUTITAS INTER-ESTRATIFICADAS.
EOCENO				
PALEOCENO				LUTITAS ARENOSAS MUY GLAUCONITICAS
CRETÁCEO	GUARANTIA		●	ARENISCAS, LUTITAS, FTANITAS Y CALIZAS FOSSILIFERAS.
	INFANTE		●	
	LA CRUZ		●	ARENISCAS, LIMOLITAS Y LUTITAS.

Figura III.4. Columna estratigráfica de la zona⁵.

La placa del Caribe se movió hacia el este, hacia la placa Sudamericana, culminando con el margen pasivo que hubo desde el cretáceo tardío hasta el paleoceno. De acuerdo con el salto de la falla, rumbo y compresión es más antiguo en el occidente de Venezuela (de eoceno medio a superior) y más joven en oriente (de oligoceno tardío a plioceno). Además, el centro de la deposición de la Cuenca Oriental de Venezuela se encuentra movida hacia el este como la zona plegada norteña debido a la Placa del Caribe. (Figura III.5).

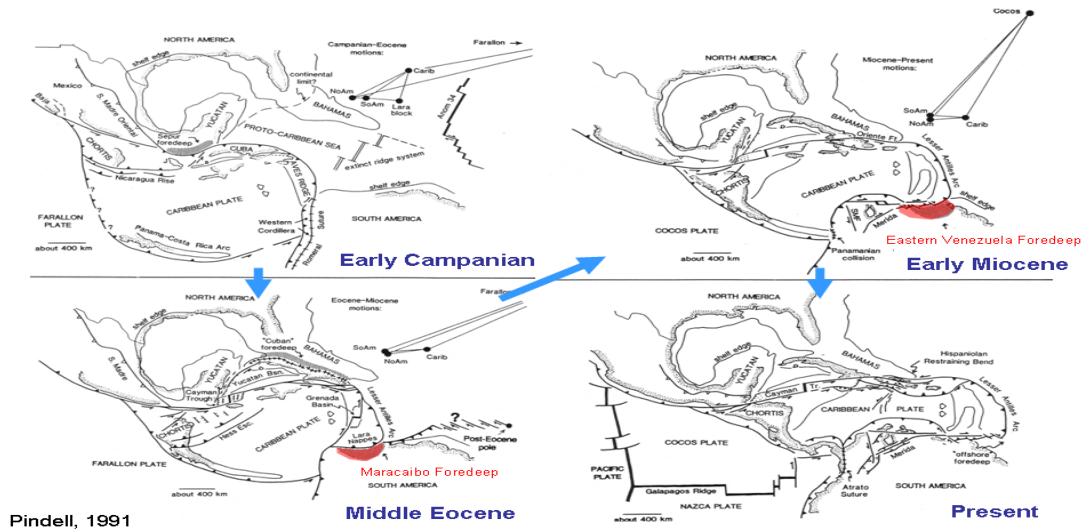


Figura III.5. Evolución tectónica del norte de Suramérica⁵.

La Formación la Pascua está dominada por areniscas y representa la primera fase de la transgresión oligocena temprana relacionada a la formación del frente previo de Guárico Oriental. La formación Roblecito, dominada por lutita, representa la culminación de la transgresión oligocena temprana (Figura III.6.). La posición de la línea de la costa, marcada por una zona de areniscas costeras, generalmente fue movida hacia el frente SE en el tiempo.

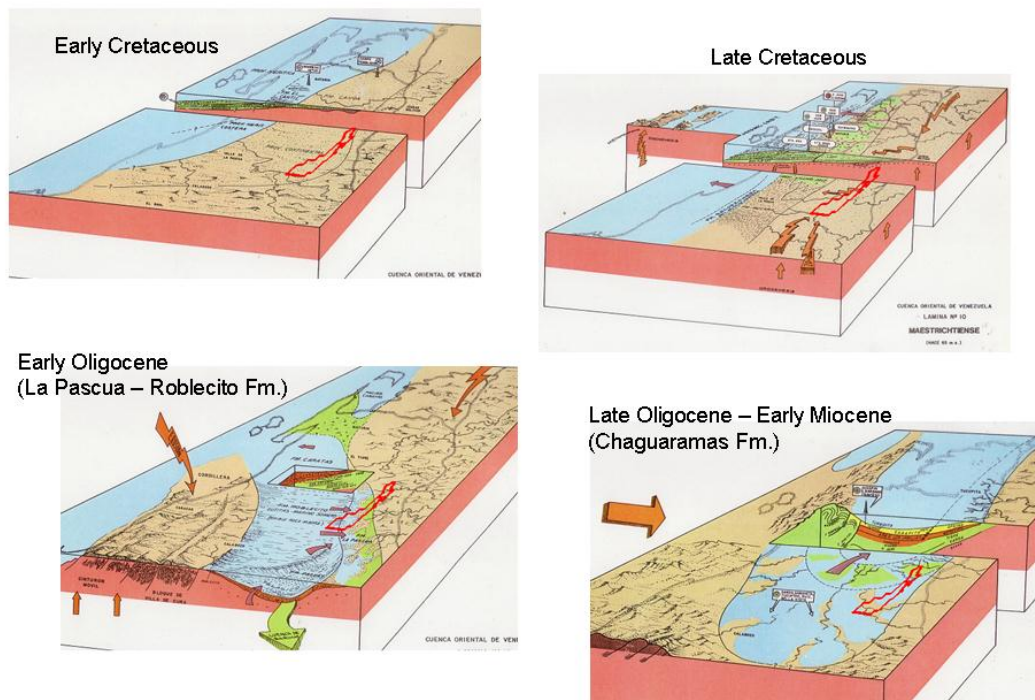


Figura III.6. Paleogeografía de Venezuela Oriental⁵.

La formación Chaguaramas del oligoceno superior al mioceno inferior es heterolítica, conteniendo areniscas, lutitas y lignitos en proporciones variables; esto es, en parte, el rango costero que empezó a ser levantado al norte de la subcuenca de Guárico en tiempos del oligoceno (Figura III.6.).

La formación Chaguaramas casi aflora en la actualidad (figura III.7.); sólo una hoja delgada de sedimentos recientes está cubriéndola. La formación Chaguaramas ha sido parcialmente erosionada. En el área de Guárico Oriental, aproximadamente 2000 ' a

6000 ' de sedimento pueden haber sido removidos, según la sección geológica regional y los datos reflejados del entorno como se aprecia en la Figura III.7.

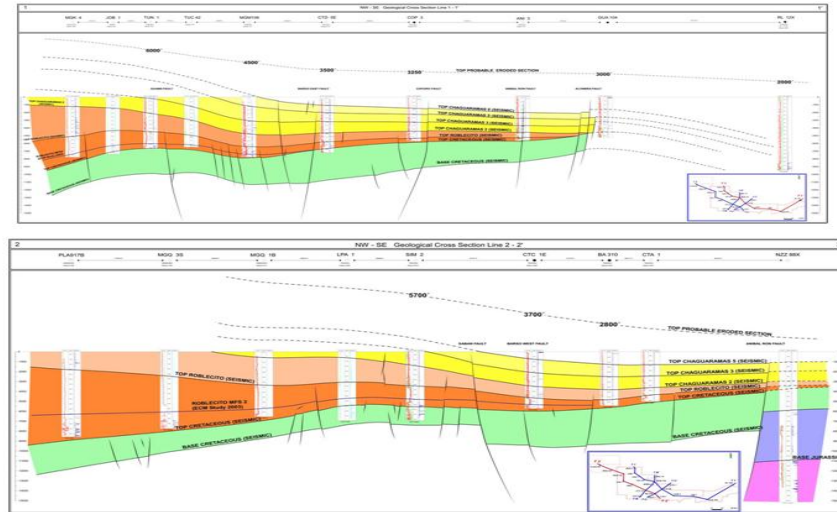


Figura III.7. Sección transversal geológica NO-SE⁵.

3.1.2 ESTRUCTURA ARENA C-16

Se realizó por medio de los datos de pozos existentes para el área. En el área se cuenta con 25 pozos de los cuales se tiene registros de potencial espontáneo, rayos gamma y resistividad. Basándose en dichos registros se logró interpretar la estructura la arena C-16 de la formación Chaguaramas en la cual se encuentra el yacimiento.

El campo petrolero Jobal está localizado en una estructura de monoclin, buzando suavemente al este, en este campo como en toda la región se conoce la existencia de fallas normales pequeñas debido a estudios hechos en levantamiento de líneas sísmicas.

3.1.2.1 DISTRIBUCIÓN DE FALLAS

Una vez ubicada la arena C-16 para cada uno de los 25 pozos se procedió a realizar secciones estructurales del área con la finalidad de ubicar las fallas normales existentes en la zona. Las secciones estructurales realizadas se muestran en la Figura 3.8 y Figura III.9.

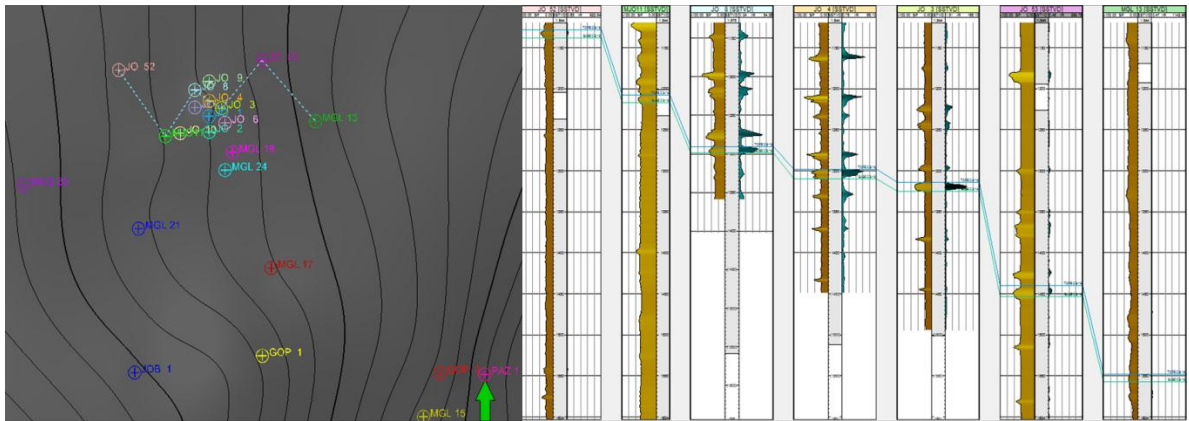


Figura III.8. Sección estructural de la zona dirección oeste-este. Pozos JO-52, MJO-11, JO-8, JO-4, JO-3, JO-53, MGL-13.

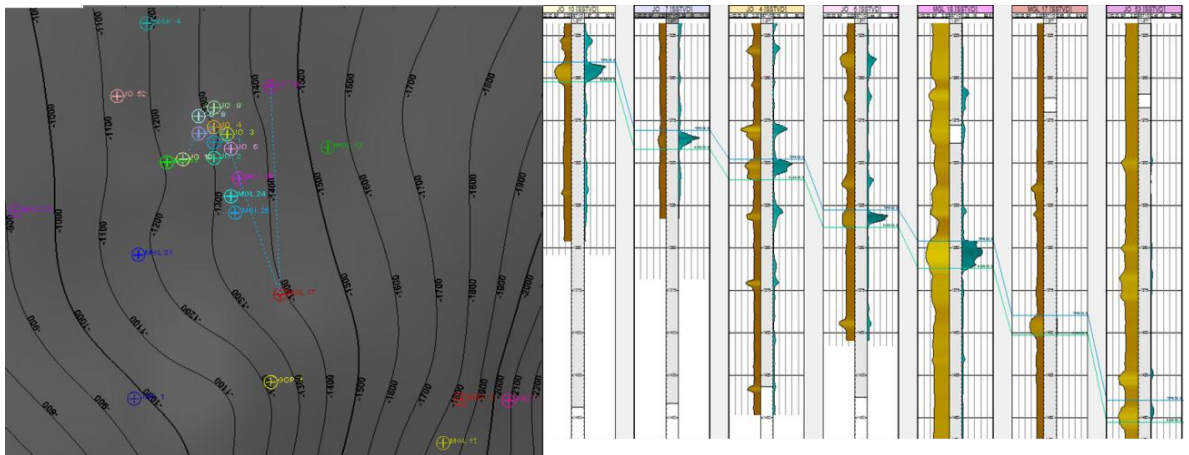


Figura III.9. Sección estructural de la zona dirección oeste-este. Pozos JO-10, JO-7, JO-4, JO-6, MGL-17, MGL-18 y JO-53.

Realizadas las secciones estructurales se pudo reconocer solo una falla en la Figura III.9. De acuerdo a estudios anteriores en un levantamiento de líneas sísmicas se interpretó como una falla normal de dirección noreste de labio deprimido norte y levantado sur con un salto de falla de 20 a 35 pies.

Dichos estudios también interpretaron una falla normal de labio deprimido norte y levantado al sur entre los pozos JO-52 y MGL-18, extendiéndose al este. Con la información de las secciones estructurales realizadas no se detectó dicha falla, por tal

razón se consideró como una falla de muy bajo desplazamiento y no fue tomada en cuenta para efectos del estudio.

Durante la perforación del pozo MGL-18A la cual fue realizada del 5 al 25 de Octubre de 1995 (Teikoku Oil de Venezuela, 1995a, 1995b) se lograron apreciar algunas fallas normales pequeñas. Este pozo fue originalmente vertical y posteriormente se le hicieron tres sidetrack o secciones: la Oeste, Suroeste y Este. Dichas fallas son representadas en la Figura III.10, sin embargo estas no pueden ser apreciadas en las secciones estructurales hechas anteriormente, por lo que se infirió que dichas fallas son de un salto o desplazamiento menor al espesor del yacimiento y por lo tanto no serán tomadas en cuenta para el modelo.

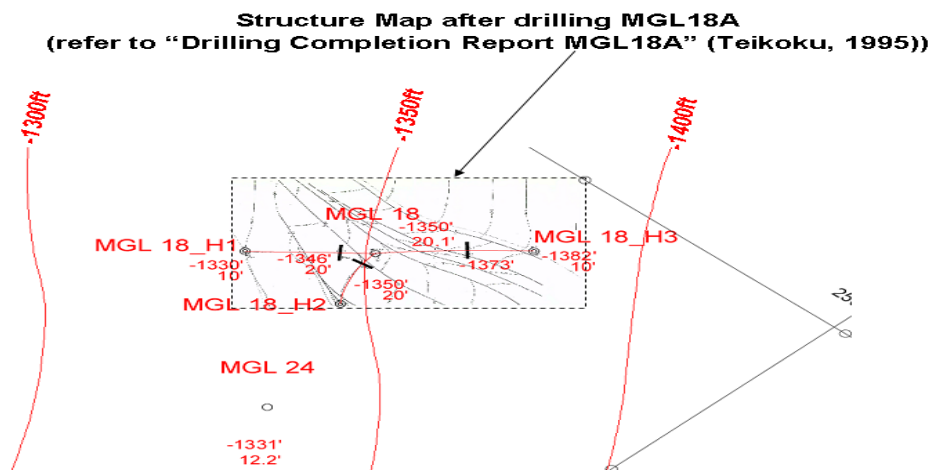


Figura III.10. Mapa estructural después de perforar el pozo MGL-18⁵.

3.1.2.2 MAPA ESTRUCTURAL

Una vez reconocida la estructura de la arena y ubicadas las distintas fallas se procedió a realizar el modelo estructural, el cual se puede ver en la Figura III.11.

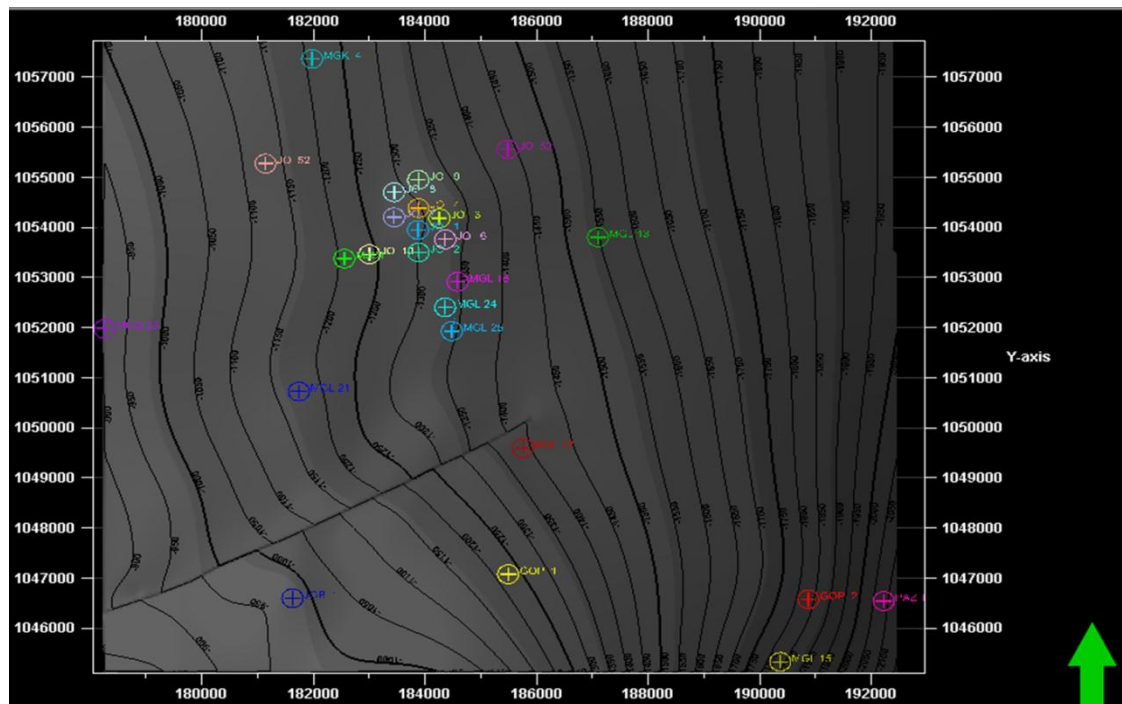


Figura III.11. Modelo estructural de la arena C-16.

3.1.3 ESTRATIGRAFÍA DE LA ARENA C-16⁵

La arena del yacimiento C-16 JO-1, se ubica estratigráficamente en la formación Chaguaramas. No fue nucleada por tal motivo no se tienen indicios de la textura de la roca, sin embargo, los registros eléctricos de los 25 pozos muestran una tendencia grano creciente del tamaño de grano, donde las mejores propiedades de la roca se observan hacia el tope de la arena, a pesar del bajo espesor. Esto se puede ver en las secciones estratigráficas (Figura III.13, Figura III.14, Figura III.15 y Figura III.16).

3.1.3.1 SECCIONES TRANSVERSALES

Para definir la arena C-16 se realizaron cuatro secciones transversales las cuales son 1-1', 2-2', A-A', B-B'. Dichas secciones transversales se distribuyeron de norte a sur y de oeste a este abarcando toda el área como se muestra en la Figura III.12.

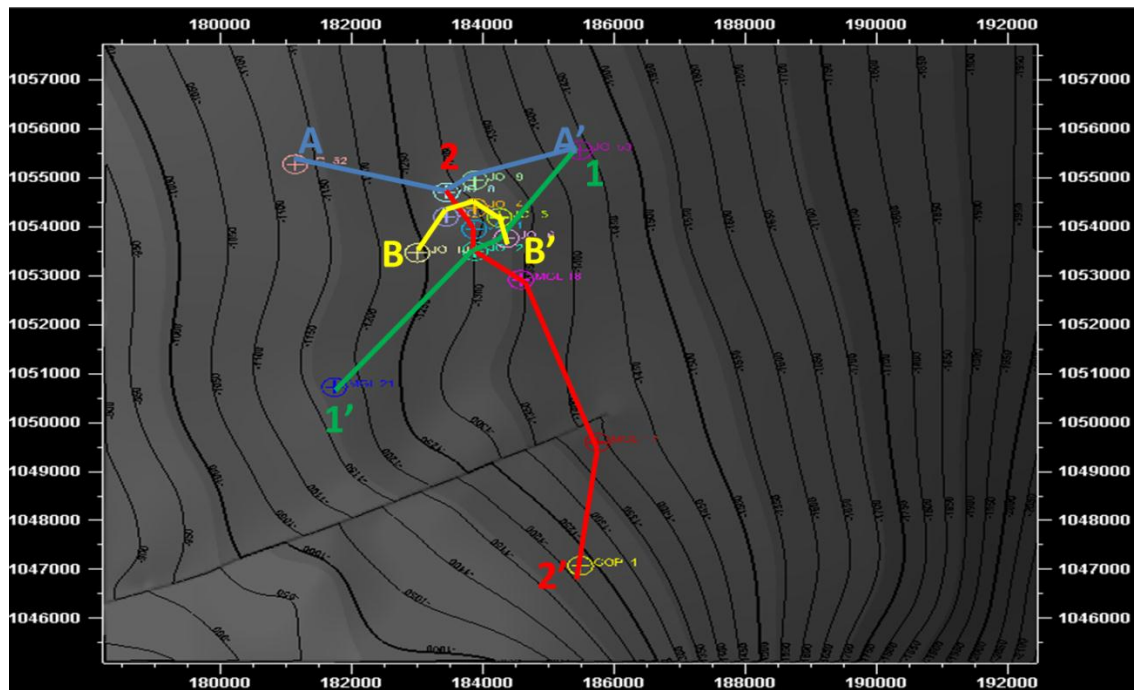


Figura III.12 Mapa de localización para correlaciones de pozos.

Las secciones transversales hechas de norte a sur son 1-1' (Figura III.13.) y 2-2' (Figura III.14.), mientras que las orientadas de oeste a este son A-A' (Figura III.15.) y B-B' (Figura III.16.). Estas se realizaron colgando los registros entre dos arenas que se encuentran aproximadamente 75 pies por encima de la arena C-16 y las cuales son notablemente reconocidas en toda el área.

En la sección transversal 1-1' (Figura III.13.) se observó que existe continuidad de la arena C-16 para los pozos JO-53 y JO-6 y JO-2, mientras que para el pozo MGL-21 se pierden las propiedades y espesores de la roca. Se conoce por datos de producción que el pozo JO-53 dio gas, por tal razón al encontrarse el mismo estructura abajo presenta una incongruencia de fluidos con respecto al pozo JO-6, infiriendo así un límite de permeabilidad o roca entre ambos pozos.

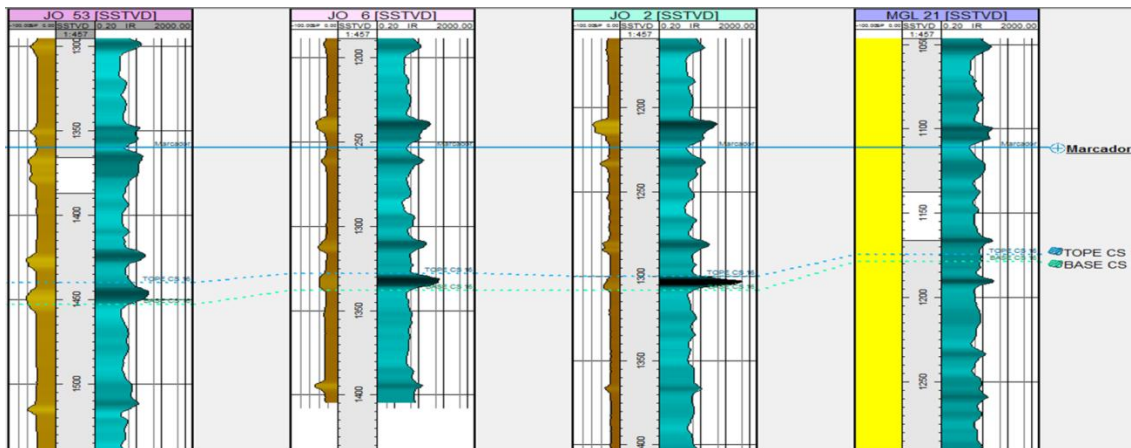


Figura III.13. Correlación de pozos sección transversal 1-1'.

En cuanto a la sección 2-2' (Figura III.14) se observó que existe continuidad de la arena C-16 para toda la sección, también que la arena tiene mayor espesor para la zona donde se ubica el pozo MGL-18. Respecto al pozo GOP-1, presenta incongruencia de fluidos ya que el mismo se encuentra estructura arriba y es productor de agua, se conoce que el crudo de la zona es menos denso que el agua por lo que esto presenta una incongruencia de fluidos, la que es causada por un límite de roca o barrera de permeabilidad.

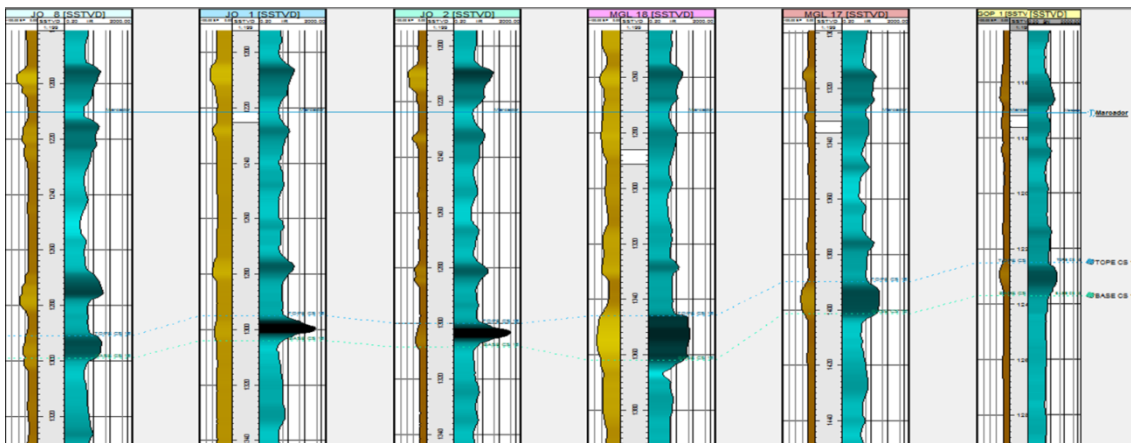


Figura III.14. Correlación de pozos sección transversal 2-2'.

De la sección A-A' (Figura III.156.) se observó que existe continuidad de la arena para toda la sección transversal. En cuanto al pozo JO-52, presenta la misma

situación descrita anteriormente para el pozo GOP-1 por lo que existe un límite de permeabilidad o de roca que separa al mismo del pozo JO-8.

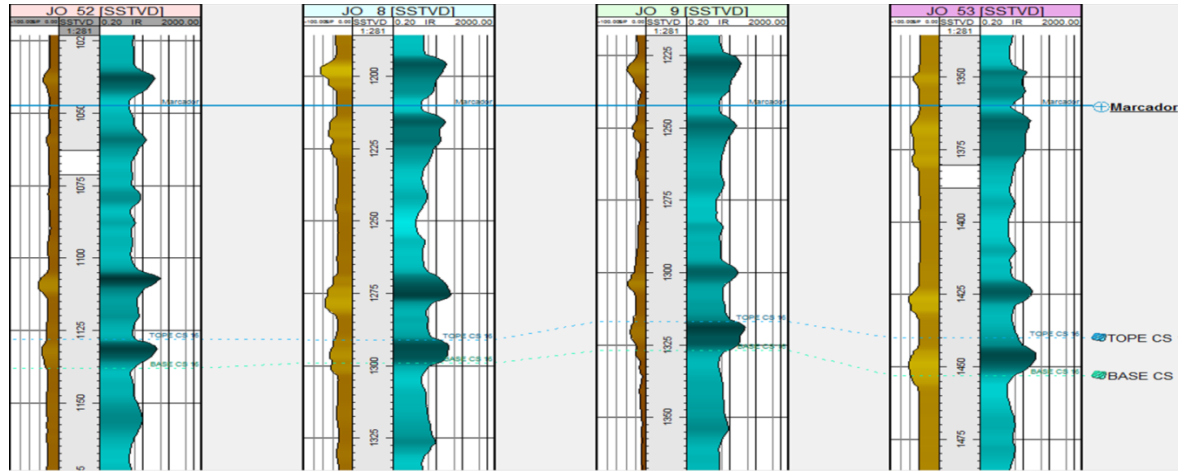


Figura III.15. Correlación de pozos sección transversal A-A’.

En la sección B-B’ (Figura III.16.) se constató que existe una buena continuidad de la arena C-16 en toda la sección transversal.

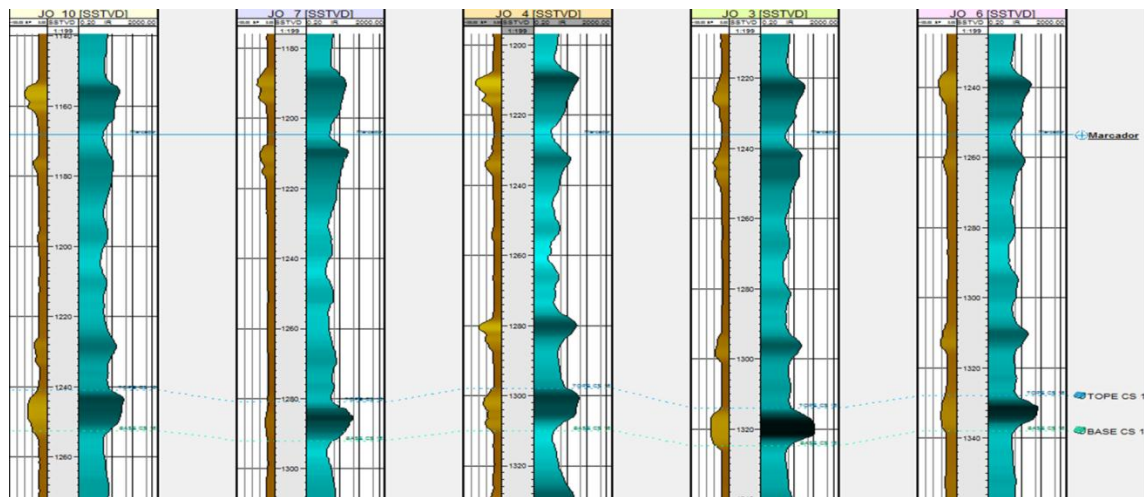


Figura III.16. Correlación de pozos sección transversal B-B’.

3.1.3.2 LITOLOGÍA⁵

La arena C-16 es parte de la formación Chaguaramas (periodo oligoceno–mioceno inferior). La formación Chaguaramas se caracteriza por areniscas intercaladas con

lutitas y capas delgadas de carbón o lignitos. El espesor total de esta formación es más de 5700 pies en el pozo MGL-18.

3.2 MODELO SEDIMENTOLÓGICO⁵

El objetivo del estudio es la arena C-16 de la Formación Chaguaramas. El modelo sedimentológico de la formación Chaguaramas se explica a continuación.

3.2.1 SECUENCIA ESTRATIGRÁFICA⁵

La formación Chaguaramas se caracteriza por una alternación de lutita con los cuerpos delgados de arena y lignitos. Los registros eléctricos de muchos pozos muestran las variaciones en el espesor de arena y lutita y la cantidad de capas de lignito.

Según el estudio del área regional, subcuenca Guárico (Teikoku, 2005), la formación Chaguaramas puede ser dividida en nueve secuencias basadas en correlaciones detalladas de pozos. La ausencia de unidades de retrogradación bien definidas (TST) y unidad de progradación (HST) sugiere condiciones marinas marginales.

Hay nueve límites de la secuencia regionales (SB) y cuatro superficies de máxima inundación reconocidas. Estos eventos se confirman para toda el área de estudios (Campo Jobal).

3.2.2 ELECTROFACIES Y AMBIENTE PALEONTOLÓGICO

Para considerar los ambientes paleontológicos, las herramientas utilizadas fueron los registros eléctricos. Las electro-facies se identificaron inicialmente en los pozos con los registros GR (rayos gamma), potencial espontáneo (SP) y de resistividad.

La palinología (ciencia que estudia las nuevas tendencias y los grandes descubrimientos) indica que el ambiente paleontológico dominante a lo largo de la sedimentación de los depósitos en la formación Chaguaramas, era de una llanura costera (ver Figura III.6). Esto es confirmado por la abundancia de capas de lignito, como aparecen en los registros; las capas de lignito son comunes en los ambientes de

inundación y/o lacustres (asentamiento lacustre) y sobre todo en las llanuras costeras, formando en los pantanos (dominado por césped o grama) y marismas (dominado por árboles) los cuales se desarrollaron entre las serranías de arena costera y detrás éstos, más allá del área de influencia de agua salada (Teikoku, 2004).

El intervalo correspondiente a la arena C-16 es dominado por arenisca delgadas con engrosamiento de granos hacia arriba (barra de arena) para los pozos JO-1, JO-2, JO-3, JO-6, MGL-18 y MGL-17. Mientras que los pozos JO-7, JO-8, JO-9 y JO-10, ubicados hacia el Norte corresponden a abanicos de rotura. Por consiguiente, se considera que este intervalo, dominado por lutitas con arena y lignito, indica un ambiente deltaico.

3.2.3 MODELO DE SEDIMENTACIÓN DE LA FORMACIÓN CHAGUARAMAS⁵

La arena C-16 se localiza en tendencia transgresiva. Este intervalo es dominado por lutitas con areniscas delgadas de engrosamiento hacia arriba (barra de arena) y cantidades variables de lignito, depositados en pantanos y/o marismas, lo que se interpreta como un ambiente de inundación y llanuras costeras. Donde la arenisca C-16 es delgada y es interpretada como una barra de arena deltaica, mientras que la arena del tipo cilíndrica que es reconocida en los pozos MGL-17, MGL-18 y MGL-24 parece tener una base erosiva. Fue posible interpretarlo como un canal con dirección norte-sur. Por consiguiente se interpretó el ambiente de la arena C-16 como un sistema deltaico (Figura III.17.).

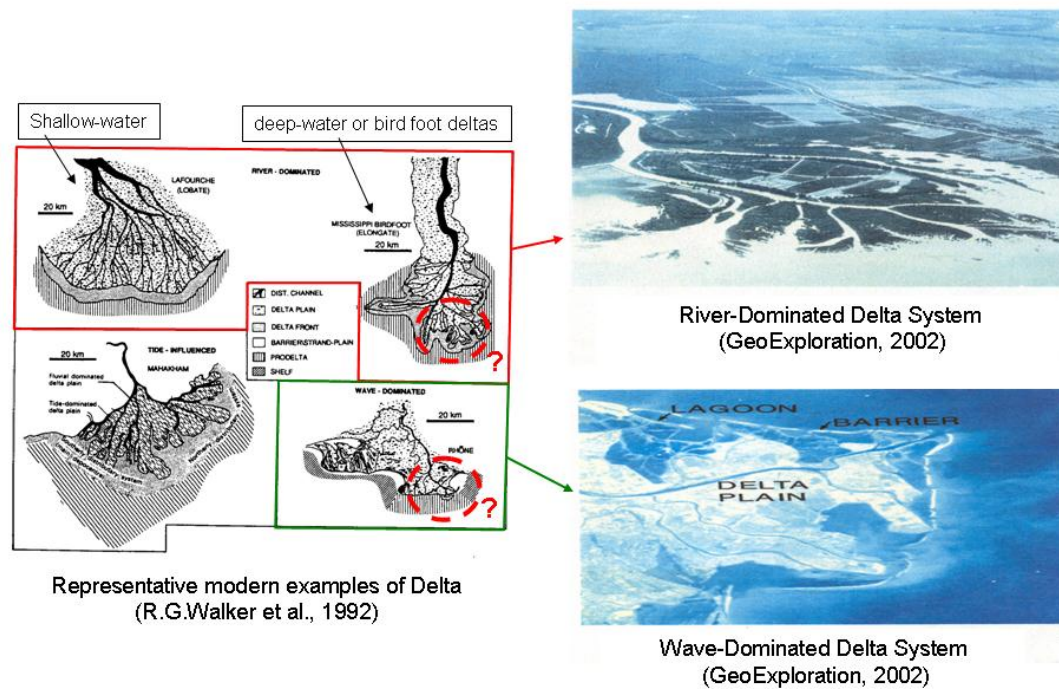


Figura III.17. Modelo de Sedimentación para el sistema deltaico⁵.

3.2.4 GEOMETRÍA Y EXTENSIÓN DE LA ARENA

- I. La dirección de esta barra es noroeste-sureste, alcanzando su mayor espesor en el sur (pozo MGL-18).
- II. La geometría de la arena esta evidenciada en las secciones estratigráficas, donde se nota un yacimiento estratigráfico de bajo espesor promedio (8,12’).
- III. Se percibe una buena definición vertical en los pozos, limitados por niveles de arcilla que actúan como cierre.
- IV. No existe contacto agua-petróleo ni gas-petróleo definido, no se observa ni en los registros eléctricos ni por producción la presencia de los mismos.

3.2.4.1 DELIMITACIÓN DEL YACIMIENTO

De las secciones transversales anteriormente realizadas se logró delimitar el yacimiento, ubicando los límites de roca y los espesores para el mismo, los límites del yacimiento fueron delimitados como se muestra en la Figura III.18.

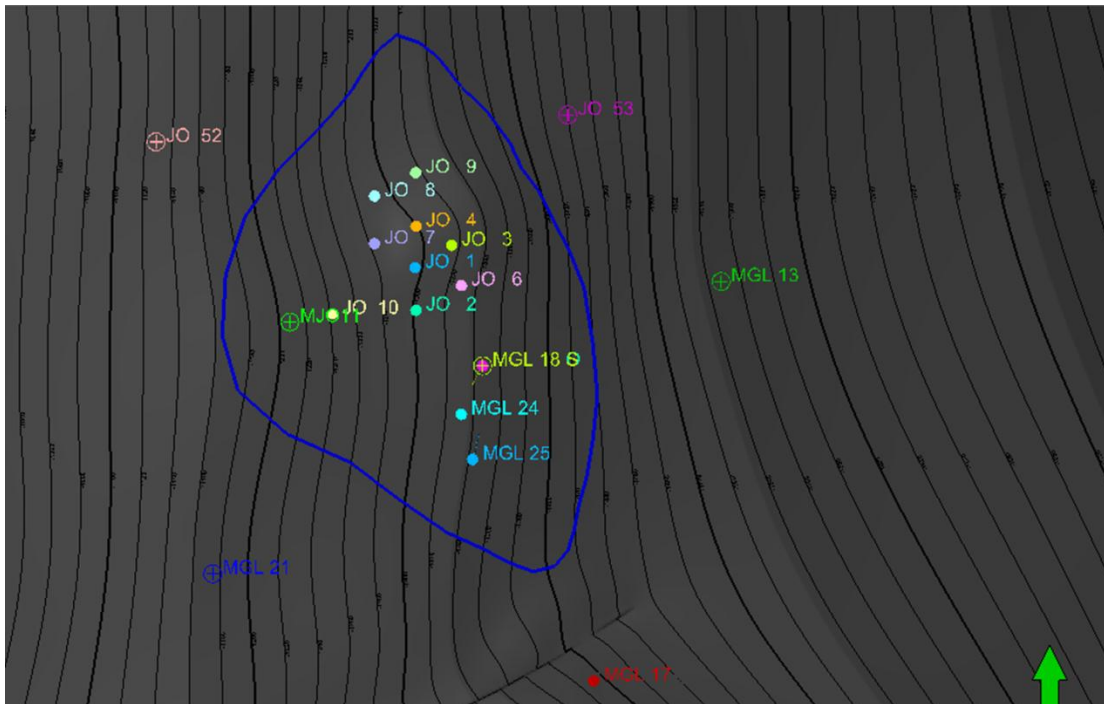


Figura III.18. Polígono de delimitación del yacimiento C-16 JO-1.

3.2.5 ESTRATIGRAFÍA DEL YACIMIENTO

La arena objetivo C-16 se observa ampliamente en el campo Jobal. Capas delgadas de lignito también son ampliamente reconocidas. La arena C-16 más gruesa corresponde al pozo MGL-18, con 16 pies aproximadamente. La curva del registro de este cuerpo de arena muestra una forma cilíndrica y la base de esta arena es muy afilada. La arena C-16 en los pozos MGL-17 y MGL-24 también es muy similar al MGL-18. Es posible considerar estas arenas como una arena tipo canal.

CAPÍTULO IV METODOLOGÍA

4.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

Esta etapa consistió en la investigación y recopilación del material bibliográfico que permitiera conocer y entender más el tema de estudio. Este material comprende: libros, trabajos especiales de grado, estudios realizados en la empresa, publicaciones en internet, trabajos especiales de investigación, tutoriales de los programas utilizados, entre otros.

4.2 RECOPIACIÓN DE DATOS

Esta etapa consistió en recopilar toda la información y datos existentes del yacimiento C-16 JO-1 que permitieron realizar el modelo de simulación del mismo. Los datos recopilados son: registros, historia de pozos, pruebas de producción, sumario de producción, pruebas de presión, entre otros.

Estos datos recopilados fueron suministrados por la empresa mixta PETROGUÁRICO S.A, y se utilizaron para determinar porosidades, saturaciones, permeabilidades, permeabilidades relativas, presiones, etc.

Para dicho estudio no se contó con análisis PVT del fluido ni con prueba de núcleo para el campo.

4.3 MODELO PETROFÍSICO

La información petrofísica se basó en la interpretación de registros antiguos y pruebas de pozo, esto debido a que no se hicieron tomas de núcleo ni muestras de pared en el campo.

4.3.1 ÍNDICE DE ARCILLOSIDAD

Como primer paso en el desarrollo de todo modelo petrofísico se debe calcular el índice de arcillosidad, con dicho índice se evalúa la cantidad de arcilla que posee la

arena y si se debe o no hacer las correcciones pertinentes por dicho factor. El índice de arcillosidad fue calculado por métodos indirectos, es decir, por medio de registros SP y GR para los pozos del yacimiento.

Para determinar el índice de arcillosidad por medio del registro GR y SP se usó la lectura de máxima y mínima para cada pozo individualmente, junto con el valor de GR y SP leído a la profundidad de la arena objetivo, usando la ecuación 2 y ecuación 1 respectivamente (ambas ecuaciones se encuentran en el capítulo II). Esto se hizo con los 12 pozos del yacimiento para el registro GR mientras que para el SP a 11 de los pozos debido a que el MGL-25 no posee dicho registro.

Calculados los índices de arcillosidad por ambos métodos se hicieron comparaciones entre los mismos y se decidió cual representaba en mejor manera la arena.

4.3.2 VOLUMEN DE ARCILLA

Con la finalidad de definir si la arena es o no arcillosa fue calculado el volumen de arcilla, esto se hizo por métodos indirectos; por medio del método lineal y el método de Clavier.

Se usó el método lineal y el de Clavier debido a que ambos métodos son ampliamente utilizados en la zona.

Para efectos del cálculo se usó el índice de arcillosidad por GR. El volumen de arcilla (V_{sh}) por el método lineal fue calculado mediante la ecuación 3, mientras que por el método de Clavier se usó la ecuación 4 (ambas ecuaciones se encuentran en el capítulo II).

El volumen de arcilla fue calculado por ambos métodos con la finalidad de establecer comparaciones entre los mismos, de esta manera se determinó cuál de los métodos se adaptaba de mejor manera a la arena.

4.3.3 POROSIDAD

Para efectos del modelo petrofísico del yacimiento es prioritario determinar la porosidad del mismo, esto se hizo por métodos indirectos debido a la no existencia de núcleo para la zona. Esta se obtuvo por medio de registros neutrón-densidad compensados para los pozos JO-7, JO-8, JO-9, JO-10, MGL-18 y MGL-24.

Se tomaron los valores de ambos registros y se hicieron sus respectivas correcciones por V_{sh} con valores independientes de cada pozo. En cuanto a los pozos JO-7, JO-8, JO-9 y JO-10 la corrección se hizo a través de la ecuación 5 y la porosidad efectiva se calculó por medio de la ecuación 7, mientras que para los pozos MGL-18 y MGL-24 la corrección se hizo a través de la ecuación 6 y la porosidad efectiva se calculó por medio de la ecuación 8. Las ecuaciones usadas se encuentran en el capítulo II de dicho estudio.

Calculados los valores de porosidad efectiva para cada pozo se procedió a realizar un promedio por espesor de arena para cada método, esto con la finalidad de comparar los resultados obtenidos.

Realizadas las respectivas comparaciones se determinó cuál de los valores de porosidad efectiva representa de mejor manera la arena.

4.3.4 SATURACIONES

4.3.4.1 RESISTIVIDAD DE LA FORMACIÓN

Para determinar parámetros importantes en cuanto a las saturaciones, primero debe ser medida la resistividad de la formación. Ésta fue determinada por medio de registro de inducción 40" para los 12 pozos del yacimiento, estos generaron mediciones de resistividad muy variables, por lo que las mismas tuvieron que ser corregidas. La corrección se realizó tanto por hoyo como por capa, para la corrección por hoyo se usó la gráfica R_{cor-4^a} (apéndice Figura AA.1), en cuanto a la corrección por capa adyacente se usó la gráfica R_{cor-5} (apéndice Figura AA.2) que corresponde a una R_{sh} de 4 (ohm-m).

No se observaron cambios de resistividad pronunciados en los registros para ninguno de los pozos, por lo que se asume que no existe presencia de contactos de fluidos en el yacimiento, es decir ni agua-petróleo ni gas-petróleo, lo que se traduce en un yacimiento volumétrico.

4.3.4.2 RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN

La resistividad del agua fue determinada por métodos indirectos debido a que no existe un análisis de agua en el campo perteneciente a la formación Chaguaramas, se tiene el conocimiento de un análisis de agua realizado en un campo vecino pero el mismo corresponde a la formación Roblecito, por esta razón dio como resultado una alta concentración de sal lo que contrasta con el ambiente de sedimentación fluvio-deltaico, por lo que se descartó dicha información.

El método utilizado fue el cálculo de R_w partiendo de la curva de potencial espontáneo (SP). La arena de agua utilizada para el cálculo se encuentra a 1090' MD en el pozo MGL-17. Se llevó la resistividad del lodo de perforación a la temperatura de la arena de agua por medio de la gráfica GEN-9 (apéndice A figura AA.3), la cual se llevó a resistividad de lodo equivalente por medio de la gráfica SP-2(apéndice A figura AA.4), con la cual se halló la resistividad del agua equivalente, por medio de la gráfica SP-2 y GEN-9 se llevó a la profundidad del datum y se obtuvo la R_w a temperatura de yacimiento.

4.3.4.3 SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCIBLE

El parámetro más importante de saturación se refiere a la saturación de agua irreducible, ya que no se contó con prueba de núcleo este parámetro fue determinado de manera indirecta usando saturaciones de agua y resistividades de formación.

La saturación de agua se determinó por dos de los modelos más usados, los cuales son Archie (arenas limpias) y Simandoux (arenas arcillosas). Esto se hizo para cada pozo usando la ecuación 22 para el modelo de Archie y ecuación 23 para el modelo de Simandoux (ambas ecuaciones se describen en el capítulo II), fijando los valores

mostrados en la Tabla IV.1 y usando el V_{sh} hallado por el método lineal. Hecho esto se obtuvo la saturación para cada pozo del yacimiento.

Tabla IV.1. Tabla de parámetros fijos para el cálculo de saturaciones de agua.

Parámetros	a	m	n	Rsh (ohm-m)	Rw (ohm-m)	Ro (ohm-m)	ϕ_{eff}
Valor	0.81	2	2	4	0.378	12	0.2241

Obtenidos los valores de saturación para cada uno de los pozos por ambos métodos se procedió a comparar los mismos y determinar cuál de ellos se ajusta de mejor manera a la arena del yacimiento.

Determinado el modelo que mejor se ajusta se procedió a realizar la gráfica R_t vs S_w (Gráfica 1), con la cual se determinó el valor de saturación de agua irreducible (S_{wirr}) del yacimiento.

4.3.5 PERMEABILIDAD

Para efectos del modelo petrofísico del yacimiento es prioritario determinar la permeabilidad del mismo, debido a que no existe análisis de núcleo, la permeabilidad se determinó por métodos indirectos y por medio de una prueba de presión realizada al pozo JO-1, esto cuando se podía considerar que el yacimiento se encontraba en condiciones iniciales, se utilizaron dos de las correlaciones empíricas más usadas las cuales son Timur y Smit. Estos cálculos se hicieron para las distintas porosidades obtenidas de cada pozo y para una misma S_{wirr} .

En cuanto a la correlación de Timur se usó la ecuación 10 mientras que para la de Smit se usó la ecuación 11, con un coeficiente de cementación (m) de 2. Ambas ecuaciones se describen en el capítulo II.

Obtenidos los resultados de ambas correlaciones se hicieron comparaciones entre los mismos y se determinó que ninguno representaba de manera aceptable al yacimiento.

En cuanto a la anisotropía se usó una prueba de núcleo tomada el 13 de Septiembre de 1952 del pozo Saban-134 perteneciente al campo Saban el cual es un campo cercano al campo Jobal, a esta muestra se le hizo un análisis convencional por el laboratorio de ingeniería de petróleo de la compañía VENEZUELAN ATLANTIC REFINING COMPANY. El intervalo de roca se encuentra a 3821' en la formación Chaguaramas, los distintos parámetros determinados por el laboratorio se muestran en la tabla IV.2. Posee la porosidad y permeabilidad absoluta que más se asemeja a la arena C-16, en cuanto a la prueba de presión realizada al pozo JO-1, para todo el intervalo nucleado. Dicha prueba reportó una permeabilidad horizontal de 883 mD y vertical de 398 mD por lo que presenta una anisotropía de 0.45, la cual se tomó como valor de anisotropía para el yacimiento C-16 JO-1.

Tabla IV.2. Parámetros obtenidos del análisis de núcleo Saban-134.

PROFUNDIDAD (Pies)	POROSIDAD (%)	Kh (mD)	Kv (mD)	Sorw (%)	Swc (%)
3821	22.90	883	398	4.2	35.9

4.4 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

4.4.1 PROPIEDADES DEL GAS

Para la caracterización del gas se contó con un análisis composicional de laboratorio realizado el 22 de Febrero de 1960, los resultados del análisis se encuentran en la carpeta del pozo JO-1, donde fue tomada la muestra el día 18 de Febrero de 1960. Tomando los resultados del análisis se calculó el peso molecular del gas, esto por medio de la suma de los productos del peso molecular por fracción molar de cada componente y se dividió entre la densidad del aire, de esta manera se determinó la gravedad específica del gas.

4.4.2 PROPIEDADES DEL PETRÓLEO

Para el yacimiento se tomaron tres muestras de fluido en superficie el 21 de Marzo de 1961 en el pozo JO-1, después de cerrar el pozo 64 horas para hacer una prueba de

restauración. Los resultados del se encuentran en el reporte de laboratorio N° 8333 (ref. LPV-61-24 del 13 de Abril de 1961). El laboratorio reportó para el fluido del yacimiento una presión de burbuja (P_b) de 585 lpc y una relación gas petróleo en solución inicial (R_{si}) de 186 PCN/BN, lo que indica que el yacimiento se encontraba subsaturado en condiciones iniciales.

No se contó con dicho PVT de laboratorio ya que a pesar de conocer su existencia no fue posible ubicarlo, sin embargo según el “Estudio del Simulación Yacimiento JO-1 la Arena J-14” realizado por SIMUPET, C. A. (1994) con el uso del nomograma de las correlaciones de Standing y datos del yacimiento se obtuvo una presión de burbuja (P_b) de 640 lpc, realmente cercana a la presión inicial del yacimiento la cual es de 690 lpc, lo que contradice los resultados mostrados por el laboratorio.

También se encontró en la carpeta del pozo JO-1 un estudio general del yacimiento “EVALUATION OF SPECIAL TEST OF JOBAL 51 WELL” realizado por MOBIL OIL COMPANY DE VENEZUELA, (1961) donde se encuentra una explicación del porqué el yacimiento no se encuentra realmente subsaturado a condiciones iniciales, la cual dice textualmente “La alta caída de presión (aproximadamente 405 lpc, la cual es el 60% de la presión estática del yacimiento) justo antes del cierre del pozo, indican que no es inesperado que la muestra PVT fuera subsaturado. La alta caída de presión conduce indudablemente a la restauración de algo de saturación de gas alrededor del pozo; si esta saturación de gas excede el equilibrio, el flujo de dos fases toma lugar en el pozo. Después del cierre, toma lugar rápidamente la restauración de la presión de fondo estática (SBHP). Entonces dependiendo de la cantidad relativa de petróleo y gas seco del pozo, la cual entro a la tubería antes del muestreo, la presión de burbujeo puede encontrarse en un rango entre SBHP y presión de fondo fluyente FBHP, no teniendo en este tiempo la mejor data, por esta razón se creyó que el petróleo estaba probablemente saturado a condiciones originales del yacimiento y la presión de burbuja sería igual que la presión estática inicial 678 lpc, si tal es el caso, existe una capa de gas de tamaño desconocido sobre la zona de petróleo”.

De igual manera se realizaron las gráficas RGP vs T para cada uno de los pozos del yacimiento, del análisis se concluyó que el comportamiento de la RGP es variable desde comienzos de producción para cada uno de los pozos, lo que muestra un comportamiento característico de un yacimiento saturado, a pesar de eso se pudo observar por medio de los registros eléctricos que no existe contacto gas-petróleo o capa de gas, por esta razón se infirió que el yacimiento se encuentra a la presión de saturación a condiciones iniciales.

Por los motivos mencionados anteriormente se decidió generar un PVT sintético por medio de correlaciones empíricas, se conocen tres correlaciones ampliamente aplicadas para el Oriente de Venezuela las cuales son la correlación de Standing para Crudos de Oriente de la Menegrande Oil Company (1972), correlación de Standing de la TOTAL y la correlación de Manucci y Rosales. Las dos últimas son adaptadas a la zona de San Tome y Anaco, mientras que la primera es una correlación usada de manera más general para el área.

Para generar el PVT se hicieron las siguientes consideraciones:

- I. La presión de burbuja es la presión mínima inicial del yacimiento (641 lpc) debido a que no existe capa de gas. Dicha presión se determinó por medio de pruebas BHP y gradiente del fluido para la zona más estructura arriba del yacimiento.
- II. La temperatura del yacimiento para el Datum es de 115 °F.
- III. La gravedad API del crudo es de 39,6 °API, la cual corresponde a la hoja de datos básicos del ministerio (apéndice A Tabla AA.1).
- IV. La gravedad específica del gas es de 0.689 obtenido del análisis de gas (Tabla V.8).

Se realizó el PVT sintético por medio de dos de las correlaciones, con la finalidad de ver cual se adapta mejor al fluido del yacimiento, esto se hizo con el programa SPIYAC.

SPIYAC consiste en un sistema de múltiples componentes o módulos de ingeniería de yacimiento, desarrollado por Petróleos de Venezuela (PDVSA) en conjunto con la empresa INTESA, basado en las ecuaciones desarrolladas por la compañía TOTAL y otros autores, el sistema cuenta con 10 módulos, entre ellos el módulo RAPVT, en dicho modulo se pueden realizar cálculos necesarios para caracterizar los diferentes fluidos del yacimiento y su comportamiento, esto es realizado a través de correlaciones empíricas.

Corriendo el módulo RAPVT. Se fijó la presión de burbuja en 641 lpc como se muestra en las consideraciones, y se estimó el Rsi para las dos correlaciones a evaluar.

Obtenidas las propiedades del fluido por ambas correlaciones se procedió a comparar las mismas con los datos existentes de producción del yacimiento, hecho esto se determinó la correlación que mejor caracteriza el fluido del yacimiento.

Determinada la correlación que mejor define el fluido se procedió a graficar cada una de las propiedades en función de la presión, de las gráficas se obtuvo la mejor línea de tendencia posible junto a la ecuación de la misma, esto se hizo por medio del programa Microsoft Excel 2010 el cual es un software muy usado a nivel mundial.

4.5 PRESIONES

En cuanto a mediciones de presiones realizadas en el yacimiento C-16 JO-1, se contó con diez tomas de nivel estático de fluido para 10 de los 12 pozos del yacimiento a distintas fechas, éstas contenidas en la carpeta de presiones del campo Jobal. Además de éstas también se contó con tres pruebas de restauración de presión, dos hechas al pozo JO-1 y una al JO-9. Esto da un total de 14 mediciones siendo la primera en el año 1961 y la ultima en 2005.

4.5.1 PRUEBAS DE NIVEL ESTÁTICO

Se tiene información de diez tomas de gradiente estático distribuidas desde 1961 hasta el 2005 y realizadas a 9 de los 12 pozos del yacimiento.

Para cada una de las pruebas se procedió a calcular la presión por medio del gradiente reportado y la profundidad, esto con la finalidad de determinar que las pruebas son congruentes, con la finalidad de comparar los valores obtenidos por tomas de nivel estático, estos valores fueron llevados a la profundidad del datum, la cual es de 1.325 pbnm, esto se hizo interpolando en el caso de que el pozo haya sido completado por debajo del datum o extrapolando en caso contrario, usando el ultimo gradiente reportado en cada una de las pruebas.

Realizadas las comparaciones pertinentes se seleccionaron los datos de las pruebas que poseían mayor confiabilidad mientras que los demás fueron descartados, de esta manera se descartaron cinco de las diez pruebas realizadas, a pesar de esto se lograron obtener cinco puntos por los cuales se espera que pase la curva de presión del yacimiento.

4.5.2 PRUEBAS DE RESTAURACIÓN

De los 12 pozos que fueron completados en el yacimiento solo se hicieron pruebas de restauración a dos de ellos, al pozo JO-1 se le realizaron dos pruebas, la primera el 18 de Marzo de 1961 y la segunda el mismo día que se le realizo prueba de restauración al pozo JO-9, el 20 de Enero de 1993.

4.5.2.1 PRUEBA DE RESTAURACIÓN POZO JO-1 18/03/1961

Esta prueba se realizó después que el pozo produjo desde el 11 de Marzo a las 12:40 hasta el 18 de Marzo a las 16:00, un total de 167 horas con una tasa variable entre 200 y 696 BND, donde la producción acumulada del yacimiento era de 3.641 BN, por lo que se consideró que el yacimiento para ese momento se encontraba en condiciones iniciales. La información de esta prueba se encuentra contenida en la carpeta del pozo en la sección de Producción.

Los datos reportados de la producción antes de realizarse dicha prueba se muestra en la Tabla IV.3.

Tabla IV.3. Datos producción pozo JO-1 antes de realizarse prueba de restauración.

T (DIAS)	Qo (BPD)	ACUM. (BN)
0.083	696	58.00
0.250	668	167.00
0.250	648	162.00
0.135	628	85.04
0.385	614	236.65
0.375	616	231.00
0.104	576	60.00
0.292	596	173.83
0.250	600	150.00
0.177	590	104.48
0.333	609	203.00
0.292	626	182.58
0.719	418	300.44
0.292	410	119.58
0.688	197	135.44
0.375	199	74.63
0.333	621	207.00
0.396	612	242.25
0.167	630	105.00
0.333	618	206.00
0.500	600	300.00
0.229	600	137.50
TOTAL	6.96	3641.42

La prueba de restauración duro un total de 42 horas en la cual por intervalos de una hora se les realizaron mediciones de presiones. Para el análisis de los datos reportados de la prueba se realizó el grafico de Horner, para efectos de la realización de dicho gráfico primero se determinó para cada paso el tiempo de Horner, el cual se muestra en la siguiente ecuación (ecuación 24):

$$\text{Log}_{10} \left(\frac{T_p - \Delta t}{\Delta t} \right) \quad (24)$$

Donde:

T_p : Tiempo de producción antes de la prueba, Horas.

Δt : Tiempo transcurrido desde el momento del cierre, Horas.

Los datos obtenidos para la realización de la gráfica de Horner se muestran a continuación en la Tabla IV.4 y Tabla IV.5:

Tabla IV.4. Datos obtenidos de prueba de restauración pozo JO-1 18/03/1961.

ΔT (HORAS)	PRESIÓN (LPC)	TIEMPO DE HORNER (ADIM)
1	608	2.2253
2	620	1.9269
3	625	1.7533
4	628	1.6309
5	631	1.5366
6	633	1.4599
7	635	1.3955
8	637	1.3399
9	638	1.2913
10	640	1.2480
11	641	1.2090
12	642	1.1737
13	643	1.1413
14	644	1.1116
15	645	1.0840
16	646	1.0583
17	646	1.0344
18	647	1.0119
19	648	0.9908
20	648	0.9708
21	649	0.9519
22	649	0.9340
23	650	0.9170
24	650	0.9008
25	650	0.8854

**Tabla IV.5. Datos obtenidos de prueba de restauración pozo JO-1 18/03/1961
(continuación).**

ΔT (HORAS)	PRESIÓN (LPC)	TIEMPO DE HORNER (ADIM)
26	651	0.8706
27	651	0.8564
28	652	0.8429
29	652	0.8299
30	652	0.8173
31	653	0.8053
32	653	0.7937
33	653	0.7825
34	654	0.7717
35	654	0.7613
36	654	0.7512
37	654	0.7414
38	655	0.7320
39	655	0.7228
40	655	0.7139
41	656	0.7053
42	656	0.6969

Obtenidos los datos necesarios para la construcción del gráfico de Horner se procedió a su realización y a su análisis, del análisis se obtuvo la ecuación de la línea recta correspondiente al flujo radial, con dicha ecuación se determinó la presión inicial del yacimiento y el valor de la pendiente de dicha recta.

Usando el valor de la pendiente y la tasa promedio del tiempo de producción se determinó la permeabilidad del yacimiento, esto se hizo por medio de la ecuación 25 la cual se muestra a continuación:

$$K = \frac{162.6 * \beta o * \mu o * Q o}{M * H} \quad (25)$$

Donde:

M : Valor de la pendiente,

H : Espesor de yacimiento, pies.

Qo : Tasa de Petróleo promedio del tiempo de producción, BND.

μ_0 : Viscosidad del petróleo condiciones iniciales, cp.

β_0 : Factor volumétrico del petróleo condiciones iniciales, BY/BN.

Una vez determinada la permeabilidad del yacimiento se procedió a calcular el daño a la formación del pozo JO-1, para esto primero se determinó la presión de fondo estática para un tiempo de cierre de una hora por medio de la ecuación 32, también se necesitó el valor de la presión de fondo fluyente antes de que fuese cerrado el pozo y la compresibilidad total, estas se encuentran reportadas en la misma carpeta del pozo. Obtenidos los valores mencionados anteriormente se determinó el valor del daño a la formación, esto se hizo por medio de la ecuación 26 la cual se muestra a continuación:

$$S = 1.151 * \left[\left(\frac{P_{ws_{1h}} - P_{wf}}{M} \right) - \text{Log} \left(\frac{k}{\phi * \mu_0 * C_t * R_w^2} \right) + 3.23 \right] \quad (26)$$

Donde:

$P_{ws_{1h}}$: Presión de fondo estática a una hora del cierre, lpc.

P_{wf} : Presión de fondo fluyente antes del cierre del pozo, lpc.

M : Pendiente obtenida del grafico de Horner,

K : Permeabilidad de la formación, mD.

ϕ : Porosidad de la formación, fracción.

μ_0 : Viscosidad del Petróleo, cp.

C_t : Compresibilidad total, lpc⁻¹.

R_w : Radio del Pozo, pies.

4.5.2.2 PRUEBA DE RESTAURACIÓN POZO JO-1 20/01/1993

Esta prueba se realizó al pozo JO-1 el 20 de Enero de 1993 cuando el pozo se encontraba produciendo por bombeo mecánico, por lo que dicha prueba fue realizada

por Halliburton Company, por medio de una herramienta sónica de toma de nivel semejante al ECOMETER, pero que lleva por nombre SOUND-R. Dicho procedimiento registró presiones en un intervalo de 402,61 a 471,28 Lpc en una duración de 186,5 Horas. Los datos reportados de dicho procedimiento junto con el tiempo de Horner y la derivada de Bourdet se muestran en la Tabla IV.6, Tabla IV.7, Tabla IV.8 y Tabla IV.9.

Tabla IV.6. Datos obtenidos de prueba de restauración pozo JO-1 20/01/1993.

DÍA	ΔT (horas)	PRESIÓN (LPC)	TIEMPO DE HORNER (ADIM)	DERIVADA DE BOURDET (ADIM)
20/01/93	0.000	402.610	N/A	N/A
	0.017	402.670	7.768	N/A
	0.033	402.740	7.469	0.000
	0.050	402.800	7.293	0.340
	0.067	402.860	7.168	0.479
	0.083	402.930	7.071	0.725
	0.100	402.990	6.992	0.756
	0.117	403.050	6.925	0.895
	0.133	403.110	6.867	1.039
	0.150	403.180	6.816	1.366
	0.167	403.240	6.770	1.309
	0.183	403.300	6.729	1.455
	0.200	403.360	6.691	1.584
	0.217	403.430	6.656	2.010
	0.233	403.490	6.624	1.872
	0.250	403.550	6.594	1.998
	0.293	403.720	6.525	2.472
	0.388	404.080	6.403	2.940
	0.536	404.640	6.262	3.998
	0.736	405.400	6.125	5.513
	0.989	406.370	5.996	7.568
	1.294	407.530	5.880	9.933
	1.652	409.030	5.774	14.155
	2.062	411.100	5.677	21.497
	2.525	413.160	5.589	23.432
	3.040	415.140	5.509	24.557
	3.608	417.010	5.435	25.157

**Tabla IV.7. Datos obtenidos de prueba de restauración pozo JO-1 20/01/1993
(continuación).**

DÍA	ΔT (HORAS)	PRESIÓN (LPC)	TIEMPO DE HORNER (ADIM)	DERIVADA DE BOURDET (ADIM)
	4.228	419.200	5.366	31.796
	4.900	420.940	5.302	27.140
	5.625	422.010	5.242	17.855
	6.402	422.870	5.185	15.297
	7.232	423.630	5.132	14.358
21/01/93	8.115	424.330	5.082	14.001
	9.050	425.010	5.035	14.361
	10.037	425.680	4.990	14.899
	11.077	426.340	4.947	15.418
	12.169	427.000	4.906	16.160
	13.313	427.660	4.867	16.904
	14.511	428.320	4.830	17.649
	15.760	428.990	4.794	18.676
	17.062	429.680	4.760	20.014
	18.417	430.410	4.727	22.004
	19.824	431.150	4.695	23.145
	21.283	431.930	4.664	25.282
	22.795	432.720	4.634	26.507
	24.360	433.360	4.605	22.190
	25.977	434.370	4.577	36.201
	27.646	435.210	4.550	31.054
	29.368	436.060	4.524	32.395
	31.142	436.930	4.498	34.150
22/01/93	32.969	437.820	4.474	35.953
	34.848	438.720	4.450	37.385
	36.780	439.630	4.426	38.840
	38.764	440.560	4.403	40.758
	40.800	441.510	4.381	42.721
	42.889	442.460	4.359	43.808
	45.031	443.440	4.338	46.314
	47.225	444.420	4.318	47.436
	49.471	445.380	4.297	47.567
	51.770	446.320	4.278	47.654
	54.122	447.220	4.258	46.657

**Tabla IV.8. Datos obtenidos de prueba de restauración pozo JO-1 20/01/1993
(continuación).**

DÍA	ΔT (HORAS)	PRESIÓN (LPC)	TIEMPO DE HORNER (ADIM)	DERIVADA DE BOURDET (ADIM)
23/01/93	56.526	448.070	4.239	45.039
	58.982	448.910	4.221	45.473
	61.491	449.730	4.203	45.330
	64.052	450.540	4.185	45.706
	66.666	451.330	4.168	45.484
	69.332	452.110	4.151	45.803
	72.051	452.880	4.134	46.099
	74.822	453.630	4.118	45.763
	77.645	454.370	4.102	46.002
24/01/93	80.521	455.100	4.086	46.218
	83.450	455.820	4.070	46.412
	86.431	456.530	4.055	46.582
	89.464	457.230	4.040	46.731
	92.550	457.930	4.025	47.534
	95.689	458.630	4.011	48.338
	98.880	459.330	3.997	49.141
	102.123	460.020	3.983	49.233
25/01/93	105.419	460.710	3.969	50.025
	108.767	461.370	3.955	48.609
	112.168	461.990	3.942	46.374
	115.621	462.580	3.929	44.810
	119.126	463.160	3.916	44.716
	122.685	463.730	3.903	44.601
	126.295	464.290	3.890	44.461
26/01/93	129.958	464.830	3.878	43.494
	133.674	465.360	3.866	43.298
	137.442	465.870	3.854	42.252
	141.262	466.360	3.842	41.157
	145.135	466.830	3.830	40.018
	149.060	467.270	3.818	37.969
27/01/93	153.038	467.720	3.807	39.350
	157.069	468.160	3.796	38.981
	161.151	468.600	3.785	39.487
	165.287	469.040	3.774	39.993

**Tabla IV.9. Datos obtenidos de prueba de restauración pozo JO-1 20/01/1993
(continuación).**

DÍA	ΔT (HORAS)	PRESIÓN (LPC)	TIEMPO DE HORNER (ADIM)	DERIVADA DE BOURDET (ADIM)
	169.474	469.480	3.763	40.500
	173.714	469.920	3.752	41.005
28/01/93	178.007	470.370	3.741	42.455
	182.352	470.820	3.731	42.973
	186.750	471.280	3.721	44.456

Con dicha información se procedió a realizarla gráfica de Horner con la finalidad de extraer información como permeabilidad, P^* y daño de la formación, para ubicar en la gráfica de Horner el intervalo de tiempo en que se alcanza el flujo radial fue necesaria la construcción y el análisis de la derivada de Bourdet, determinado el intervalo de la curva a usar se siguió el mismo procedimiento descrito anteriormente para el análisis de la prueba de restauración hecha al mismo pozo para la fecha 18/03/1961.

Determinados los valores de permeabilidad absoluta y daño a la formación se procedió a comparar dichos resultados con los obtenidos de la prueba anterior con la finalidad de sacar conclusiones con respecto a la confiabilidad de ambas pruebas.

4.5.2.3 PRUEBA DE RESTAURACIÓN POZO JO-9 20/01/1993.

Esta prueba fue realizada por la HALLIBURTON COMPANY al igual que la expuesta anteriormente ara el pozo JO-1, usando una herramienta sónica, el procedimiento de análisis de esta prueba es igual que el anterior, los datos reportados de la prueba se muestran en la Tabla IV.10, Tabla IV.11 y Tabla IV.12.

Tabla IV.10. Datos obtenidos de prueba de restauración pozo JO-920/01/1993.

DÍA	ΔT (HORAS)	PRESIÓN (LPC)	TIEMPO DE HORNER (ADIM)	DERIVADA DE BOURDET (ADIM)
20/01/93	0.000	191.230	N/A	N/A
	0.017	194.850	6.951	N/A
	0.033	198.430	6.651	11.944
	0.050	201.980	6.475	20.110
	0.067	205.490	6.350	28.045
	0.083	208.970	6.253	36.055
	0.100	212.420	6.174	43.476
	0.117	215.850	6.107	51.140
	0.133	219.350	6.049	60.596
	0.150	222.830	5.998	67.888
	0.167	226.290	5.952	75.473
	0.183	229.730	5.911	83.441
	0.200	233.150	5.873	90.315
	0.217	236.550	5.838	97.620
	0.233	239.730	5.806	99.202
	0.250	243.310	5.776	119.233
	0.273	248.040	5.737	121.724
	0.311	255.500	5.682	134.991
	0.361	265.750	5.616	156.619
	0.425	278.880	5.545	184.706
	0.503	296.980	5.472	248.326
	0.591	317.470	5.402	292.273
	0.699	339.250	5.329	298.809
	0.817	362.090	5.261	336.357
	0.949	386.120	5.196	369.570
	1.095	400.090	5.134	225.574
	1.254	407.980	5.075	133.893
	1.427	415.470	5.019	133.730
	1.613	422.580	4.966	133.443
	1.813	429.390	4.915	134.256
	2.026	435.890	4.867	134.526
	2.253	442.120	4.821	135.123
	2.493	448.080	4.777	135.291
	2.747	453.900	4.735	138.136
	3.015	459.570	4.694	140.460
	3.296	464.980	4.656	139.740

**Tabla IV.11. Datos obtenidos de prueba de restauración pozo JO-920/01/1993
(continuación).**

DÍA	ΔT (HORAS)	PRESIÓN (LPC)	TIEMPO DE HORNER (ADIM)	DERIVADA DE BOURDET (ADIM)
	3.591	469.760	4.619	128.522
	3.899	474.080	4.583	120.758
	4.221	478.080	4.548	116.139
	4.556	481.650	4.515	107.505
	4.905	485.180	4.483	110.128
	5.268	488.800	4.452	116.910
	5.644	493.040	4.422	141.569
	6.033	497.760	4.393	162.816
	6.437	501.300	4.365	126.007
	6.853	504.380	4.338	113.033
	7.284	507.250	4.311	108.527
	7.728	510.000	4.286	107.039
	8.185	512.660	4.261	106.492
	8.656	515.440	4.236	114.417
	9.141	518.220	4.213	117.518
	9.639	520.940	4.190	118.044
	10.150	523.690	4.167	122.422
	10.676	526.490	4.145	127.786
20/01/93	11.215	528.950	4.124	115.050
	11.767	531.950	4.103	143.674
	12.333	533.710	4.083	86.268
	12.912	536.060	4.063	117.853
	13.506	538.400	4.043	119.988
	14.112	540.730	4.024	122.103
	14.732	543.070	4.005	125.288
	15.366	545.470	3.987	131.211
	16.014	547.840	3.969	132.270
	16.674	550.160	3.952	132.103
	17.349	552.420	3.934	131.245
	18.037	554.650	3.918	132.047
	18.739	556.830	3.901	131.556
	19.454	558.960	3.885	130.972
	20.182	561.060	3.869	131.491
	20.926	563.080	3.853	128.502

**Tabla IV.12. Datos obtenidos de prueba de restauración pozo JO-920/01/1993
(continuación).**

DÍA	ΔT (HORAS)	PRESIÓN (LPC)	TIEMPO DE HORNER (ADIM)	DERIVADA DE BOURDET (ADIM)
	21.681	565.030	3.838	126.849
	22.450	566.930	3.823	125.472
	23.233	568.770	3.808	123.616
	24.029	570.550	3.793	121.593
	24.840	572.270	3.779	119.465
	25.663	573.920	3.764	116.494
	26.500	575.530	3.750	115.501
	27.351	577.130	3.737	116.605
	28.216	578.720	3.723	117.687
	29.093	580.290	3.710	118.008
	29.985	581.840	3.697	118.284
	30.890	583.380	3.684	119.262
	31.809	584.920	3.671	121.031
	32.741	586.450	3.659	122.002
	33.686	587.960	3.646	122.117
	34.646	589.440	3.634	121.404
22/01/93	35.619	590.900	3.622	121.417
	36.605	592.340	3.610	121.409
	37.605	593.750	3.599	120.489
	38.618	595.140	3.587	120.379
	39.646	596.510	3.576	120.211
	40.686	597.850	3.564	119.109
	41.740	599.180	3.553	119.751
	42.808	600.510	3.542	121.270
	43.890	601.840	3.531	122.801
	44.984	603.180	3.521	125.256
	46.093	604.520	3.510	126.787
	47.215	605.880	3.500	130.235
	48.351	607.270	3.489	134.709
	49.500	608.670	3.479	137.291

Con dicha información se procedió a generar el gráfico de Horner. Debido a que para esta prueba no se pudo determinar fácilmente el intervalo donde se presenta flujo radial entonces fue necesaria la construcción de la gráfica de Bourdet.

Ubicado el intervalo de flujo radial se procedió a determinar el valor de la pendiente, con el cual se calculó la P^* , permeabilidad y el daño, esto siguiendo el mismo procedimiento expuesto en la prueba de restauración realizada al pozo JO-1 para la fecha 18/03/1961.

Obtenidos dichos valores se procedió a comparar los mismos con los obtenidos de las dos pruebas de restauración descritas anteriormente con la finalidad de determinar la congruencia y veracidad de la misma.

4.5.3 COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN EN EL TIEMPO

Para determinar el comportamiento de la presión en el tiempo fueron usadas todas las mediciones hechas, tanto de pruebas de restauración como de gradiente estático que mostraron cierta confiabilidad.

Por esta razón se utilizaron para determinar el comportamiento de la presión en el tiempo los valores obtenidos de las mediciones de nivel estático, y se encuentran reflejados en la Tabla V.22 la cual se encuentra en el capítulo V.

Debido a que la data se encuentra dispersa no se observó una sola tendencia por lo que se decidió determinar dos posibles tendencias, una subestimando y otra sobrestimando la caída de presión en el tiempo, estas curvas fueron realizadas por medio del programa Microsoft Excel 2010, usando una tendencia de tipo exponencial, ya que ésta se ajusta de mejor manera a la caída de presión cuando el método de producción es el empuje por gas en solución.

Del análisis de dichas curvas se obtuvieron las ecuaciones del comportamiento de las presiones en el tiempo, tanto por la subestimada como por la sobrestimada.

4.6 DESARROLLO Y PRODUCCIÓN.

El yacimiento fue descubierto con la perforación del pozo JO-1, entre Diciembre de 1959 y Febrero de 1960, siendo completado el día 19 de Febrero de 1960, y obteniendo la siguiente prueba de producción (Tabla IV.13).

Tabla IV.13. Tabla prueba de producción.

INTERVALO (PIES)	TASA (BNPD)	RGP (PCN/BN)	AyS (%)	PRESIÓN (LPC)	API
1817.5-1819.5	528	246	0.6	100	38.2

El pozo se mantuvo cerrado hasta Septiembre de 1964, y los primeros pozos en reportar producción fueron el JO-2 y JO-3, los cuales produjeron durante el mes de Mayo y luego fueron cerrados, reanudando su producción junto al JO-1 en Septiembre del mismo año.

El yacimiento ha sido atravesado por quince pozos en total, de los cuales han aportado producción doce. A continuación se muestra el acumulado de fluidos de los pozos productores (Tabla IV.14) y del yacimiento (Tabla IV.15) hasta Febrero de 2014. Esta información se obtuvo de la carpeta de cada uno de los pozos y CENTINELA.

Tabla IV.14. Tabla de Acumulado de fluidos para pozos productores hasta Febrero 2014.

POZO	INICIO DE PRODUCCIÓN	NP (BN)	GP (MPCN)	WP (BN)
JO-1	15/09/1964	1.266.729	1.738.240	156
JO-2	01/05/1964	198.314	34.343	37
JO-3	02/05/1964	230.532	108.182	2318
JO-4	08/12/1964	151.344	112.36	0
JO-6	18/04/1965	95.252	55.142	0
JO-7	24/03/1975	210.256	41.595	0
JO-8	02/04/1975	149.257	52.495	0
JO-9	16/04/1975	86.637	33.833	0
JO-10	01/04/1975	88.725	16.291	13
MGL-18	01/03/1983	157.737	80.872	0
MGL-24	01/11/1995	107.207	184.374	0

Tabla IV.15. Tabla de Acumulado de fluidos para el yacimiento C-16 JO-1 hasta Febrero de 2014.

YACIMIENTO	NP (BN)	GP (MPCN)	WP (BN)
C-16 JO-1	2.634.720	2.426.770	2.937

El ultimo pozo perforado en el yacimiento es el MGL-25, el cual es un pozo horizontal que tuvo graves problemas al momento de su perforación, por lo que una vez completado no dio el resultado esperado, este pozo fue completado con bombeo hidráulico y actualmente se encuentra en periodo de prueba por lo que su producción no fue tomada en cuenta para dicho estudio.

Los datos de producción se obtuvieron tanto de CENTINELA como de un estudio de simulación del yacimiento hecho por SIMUNPET, C.A, esto debido a que CENTINELA no reporta producción sino a partir del año 1987 cuando comienza con valores de Np (Petróleo Acumulado), Gp (Gas Acumulado) y Wp (Agua Acumulada). Por esta razón el sumario de producción de este intervalo de tiempo

entre el comienzo de producción de los primeros pozos y 1987 se obtuvo del estudio de simulación del yacimiento hecho por SIMUNPET, C.A el cual data de 1994. Se observó que para 1987 los valores de acumulado de fluidos tanto de SIMUNPET, C.A como de CENTINELA eran congruentes para todos los pozos excepto el JO-4 el cual mostró una diferencia de 132.527 BN, por lo que se decidió distribuir esta diferencia de producción en el periodo comprendido entre Abril de 1973 y Abril del 1981. En CENTINELA se encuentran cargados los datos de producción hasta Febrero de 2014 por esta razón se trabajó con los datos que se tienen hasta esta fecha.

La producción de gas no se midió correctamente, los valores fueron obtenidos por medio de estimaciones de RGP, por esta razón la producción de gas no es un dato confiable, así esté reportado en CENTINELA como datos oficiales.

El comportamiento del RGP, durante los primeros meses cuando comenzó la producción del yacimiento mostro un incremento paulatino típico de yacimientos saturados.

Prácticamente solo un pozo del yacimiento produjo por flujo natural, este fue el JO-1 y logro mantenerse así hasta Mayo de 1989, cuando cambio su método de levantamiento a bombeo mecánico, el otro pozo que logro producir por flujo natural fue el JO-3 pero solo por tres años, hasta Abril de 1967. Estos pozos son los únicos a los que se le hizo cambio de completación, pero manteniendo el diámetro del tubing, todos los otros pozos fueron completados inicialmente con bombeo mecánico a excepción del MGL-25. Seis de los doce pozos productores fueron fracturados, esto debido a las bajas permeabilidades, estos fueron los pozos JO-4, JO-6, JO-8, JO-9, JO-10, y MGL-24. Tanto la información de completación como de estimulación se encuentra en la carpeta de pozo.

Todos los pozos han tenido problemas de parafina, por lo que se ha hecho necesario realizar constantes servicios (cortes o tratamientos químicos) para su eliminación, este problema ha causado que las cabillas y bombas del sistema de levantamiento se

peguen reduciendo la eficiencia gradualmente, además de reducir el área de flujo en la tubería y por lo tanto la producción.

El pozo JO-1 produjo inicialmente con una tasa de 400 BND y declino hasta valores menores de 100 BND para 1975, los demás pozos siempre produjeron por debajo de 100 BND desde el inicio, actualmente solo se encuentran dos pozos en producción, el JO-1 y el MGL-24. Cabe destacar que solamente el pozo JO-1 ha producido la mitad del petróleo acumulado del yacimiento.

Los diagramas de completación se encuentran los anexos.

4.7 PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)

Con la finalidad de determinar el petróleo original en sitio (POES) para el yacimiento C-16 JO-1 se utilizaron dos métodos, el método volumétrico y el de Balance de materiales.

4.7.1 MÉTODO VOLUMÉTRICO

El método volumétrico consta en calcular el POES por medio de la ecuación general que se muestra a continuación:

$$N = \frac{7758 * \phi_{\text{eff}} * A * H * (1 - S_{\text{wirr}})}{\beta_{\text{oi}}} \quad (27)$$

Donde:

- N : POES, BN.
- ϕ_{eff} : Porosidad efectiva, fracción.
- A : Área, acres.
- H : Espesor promedio, pies.
- S_{wirr} : Saturación de agua irreducible, fracción.
- β_{oi} : Factor volumétrico inicial del petróleo, BY/BN.

Para determinar el POES se necesitaron los parámetros tanto de área como de espesor promedio del yacimiento, los cuales fueron obtenidos del modelo estructural generado en PETREL 2010.2.2, mientras que los otros parámetros se obtuvieron de las propiedades petrofísicas y de fluidos que se encuentran explicadas en el capítulo V. Utilizando dichos parámetros en la ecuación 27 se determinó un valor de POES volumétrico.

Una vez calculado el POES se procedió a hacer el cálculo del GOES, debido a que el yacimiento se encuentra subsaturado a condiciones iniciales no existe capa de gas, por lo que el único gas presente en el yacimiento está en solución. El GOES se determinó por medio de la ecuación 28, usando el POES determinado anteriormente.

$$G = \frac{N \cdot R_{si}}{1000} \quad (28)$$

Donde:

G : GOES, MMPCN.

N : POES, BN.

4.7.2 BALANCE DE MATERIALES

Con la finalidad de corroborar el POES obtenido por el método volumétrico se realizó el balance de materiales, el método que se utilizó fue el de la línea recta, el cual no es más que una aplicación e interpretación de resultados del balance de materiales, este fue desarrollado en dos “*papers*” publicados para Abril de 1963 por Havlena y Odeh.

El yacimiento es volumétrico, por lo que la ecuación desarrollada por Havlena y Odeh para este tipo de yacimiento se muestra a continuación (Ecuación 31).

Para expresar la ecuación se requiere definir una serie de términos, los que se muestran a continuación:

F (Volumen extraído):

$$F = N_p[\beta_o + (R_p - R_s)\beta_g] + W_p\beta_w \quad (29)$$

E_o (Expansión del Petróleo):

$$E_o = (\beta_o - \beta_{oi}) + (R_{si} - R_s)\beta_g \quad (30)$$

Donde:

- F : Volumen extraído, BY.
- N_p : Petróleo acumulado, BN.
- E_o : Expansión de petróleo, BY/BN.
- β_o : Factor volumétrico del petróleo, BY/BN.
- β_{oi} : Factor volumétrico del petróleo inicial, BY/BN.
- R_s : Relación gas-petróleo en solución, PCN/BN.
- R_{si} : Relación gas-petróleo en solución inicial, PCN/BN.
- β_g : Factor volumétrico del gas, BY/PCN.
- W_p : Agua acumulada, BN.
- β_w : Factor volumétrico del agua, BY/BN.
- R_p : Relación gas-petróleo producido, PCN/BN.

Ecuación de Havlena y Odeh para yacimientos volumétricos subsaturados:

$$F = NE_o \quad (31)$$

El método de la ecuación lineal consiste sencillamente en determinar los valores de F y E_o para distintas fechas con la finalidad de graficar una recta que pase por el origen, de la cual cuya pendiente será el POES (N).

Se realizaron dos rectas, una correspondiente al comportamiento subestimado de la caída de presión en el tiempo (Caso 1) y la otra al comportamiento sobrestimado (Caso 2). Se determinaron las distintas presiones para nueve años comprendidos entre

1978 y 2010, para el Caso 1 las presiones se calcularon por la ecuación 41 mientras que para el Caso 2 por la ecuación 42 (ambas ecuaciones descritas en el capítulo V).

Obtenidas las presiones se procedió a calcular las propiedades PVT para cada una de ellas, el factor volumétrico del petróleo (β_o), la relación gas-petróleo en solución (R_s) y factor volumétrico del gas (β_g) por medio de las ecuaciones 34, 33 y 36 respectivamente (ecuaciones descritas en la Tabla V.11 del capítulo V), mientras que los datos de petróleo acumulado y gas acumulado fueron obtenidos del historial de producción y con ellos se calculó la relación gas-petróleo producido (R_p) por medio de la ecuación 32.

$$R_p = \frac{G_p}{N_p} \quad (32)$$

Con los datos obtenidos se calculó para cada una de las presiones la expansión del petróleo (E_o) y la extracción de fluidos (F), esto se hizo por medio de las ecuaciones 30 y 29 respectivamente.

Una vez obtenidos todos datos necesarios se procedió a graficar el termino F vs E_o , generando así para ambas graficas su respectiva línea de tendencia recta, a dichas líneas de tendencia se les obligo a pasar por el origen ya que convencionalmente deben hacerlo.

Obtenidas las líneas de tendencia se procedió a determinar sus respectivas ecuaciones, del análisis de dichas ecuaciones se determinó el POES, para el Caso 1 sobrestimado mientras que para el Caso 2 subestimado. También se obtuvo de las rectas el factor R cuadrado con la verificar si los datos introducidos son congruentes con el método de la línea recta y si los resultados arrojados de la misma son confiables. El procedimiento descrito anteriormente se realizó mediante el programa Microsoft Excel.

Una vez obtenidos los resultados del POES se procedió a comparar los mismos con los del POES volumétrico con la finalidad de corroborar el mismo.

4.8 CONSTRUCCIÓN DEL MALLADO

Para la realización del mallado se trabajó con el programa PETREL 2010.2.2, el cual es un programa de generación de modelos 3D desarrollado por la empresa SCHLUMBERGER.

Como primer paso de la construcción del mallado se insertaron 25 pozos en total, 12 pertenecientes al yacimiento y 13 regionales, se seleccionó el sistema de coordenadas LACANOA para el proyecto. Para insertar los pozos en el modelo se colocaron las coordenadas del cabezal para cada uno de ellos, debido a que todos menos el pozo MGL-25 son verticales, para la construcción de su trayectoria solo se necesitó colocar la elevación de la mesa rotaria y la profundidad alcanzada por el mismo, mientras que para el MGL-25 fue necesario insertar un archivo de trayectoria o “Survey” además de la mesa rotaria ya que es un pozo horizontal. Los datos cargados en la sección “well manager” se muestran en la Figura IV.1.

	Name	UWI	Folder	Well symbol	Surface X	Surface Y	Latitude	Longitude
1	JO-1		'Wells/PRODUCTORES'	Oil	183873.53	1053948.04		
2	JO-2		'Wells/PRODUCTORES'	Oil	183881.87	1053497.41		
3	JO-3		'Wells/PRODUCTORES'	Oil	184256.81	1054181.75		
4	JO-4		'Wells/PRODUCTORES'	Oil	183882.65	1054384.13		
5	JO-6		'Wells/PRODUCTORES'	Oil	184361.00	1053760.22		
6	JO-7		'Wells/PRODUCTORES'	Oil	183444.83	1054199.58		
7	JO-8		'Wells/PRODUCTORES'	Oil	183445.72	1054701.06		
8	JO-9		'Wells/PRODUCTORES'	Oil	183878.55	1054947.64		
9	JO-10		'Wells/PRODUCTORES'	Oil	183002.39	1053461.56		
10	JO -52		'Wells/REGIONALES'	Undefined	181141.62	1055272.76		
11	JO -53		'Wells/REGIONALES'	Undefined	185482.53	1055556.45		
12	JOB -1		'Wells/REGIONALES'	Undefined	181624.09	1046593.92		
13	MGK -4		'Wells/REGIONALES'	Undefined	181975.68	1057363.60		
14	MGL-13		'Wells/REGIONALES'	Undefined	187098.82	1053801.78		
15	MGL-15		'Wells/REGIONALES'	Undefined	190366.34	1045324.46		
16	MGL-17		'Wells/REGIONALES'	Oil	185755.25	1049592.96		
17	MGL-18		'Wells/PRODUCTORES'	Oil	184584.76	1052913.71		
18	MGL-21		'Wells/REGIONALES'	Undefined	181739.83	1050722.22		
19	MGL-24		'Wells/PRODUCTORES'	Oil	184359.62	1052401.92		
20	MJO-11		'Wells/REGIONALES'	Undefined	182553.28	1053374.53		
21	GOP -1		'Wells/REGIONALES'	Undefined	185489.42	1047073.40		
22	GOP -2		'Wells/REGIONALES'	Undefined	190871.03	1046572.35		
23	PAZ-1		'Wells/REGIONALES'	Undefined	192221.00	1046538.00		
24	MGQ-25		'Wells/REGIONALES'	Undefined	178256.00	1051973.00		
25	MGL-25		'Wells/PRODUCTORES'	Oil	184479.88	1051926.79		
26	MGL-18 O		'Wells/REGIONALES'	Undefined	184584.76	1052913.71		
27	MGL-18 S		'Wells/REGIONALES'	Undefined	184584.76	1052913.71		
28	JOBAL		'Wells/REGIONALES'	Undefined	0.00	0.00		

Figura IV.1. Vista de pozos en sección “Well manager”, Petrel 2010.2.2.

Insertados los pozos se procedió a cargar la información existente de registros eléctricos para cada uno, estos son archivos digitales de los registros corridos en los

diferentes pozos de extensión .las, con dichos registros se procedió a correlacionar la arena C-16.

Para correlacionarla arena se realizó una plantilla, en la cual se mostró para cada pozo la curva de potencial espontáneo y la curva de resistividad larga o inducción, no se usó el rayo gamma debido a que el mismo no existía en varios de los pozos. Una vez realizada dicha plantilla se observó por medio del panel “*Well section*” que para los pozos MGL-25, MGK-4 y MGQ-2S no se contaba con ninguno de los registros usados en la plantilla, mientras que para los pozos MJO-11 y MGL-15 no se contó con una de las curvas.

La arena C-16 fue correlacionada, ubicando su tope y base para cada uno de los pozos en los que se contó con los registros o información necesaria para hacerlo, solo fue correlacionada la arena de estudio debido a que dicha arena ya había sido identificada en estudios previos. Esto se hizo por medio de la herramienta “*Create/Edit Well Tops*” obteniendo como resultado dos “*Well Tops*” llamados WTT C-16 y WTB C-16, uno del tope y otro de la base respectivamente.

Con la correlación hecha para cada uno de los pozos se procedió a generar la superficie regional del área, para de esta manera constatar que la correlación hecha es correcta y que los resultados son iguales a los arrojados por la interpretación geológica realizada anteriormente. Antes de generar la superficie fue necesario asignar un límite, para esto se realizó un polígono por medio del panel “*Processes*” en la sección de “*Utilities*” con la herramienta “*Make/Edit Polygons*”, este se generó como un rectángulo de 16,32 km de ancho y 14,80 km de alto, se le dio por nombre AREA JOBAL. Obtenidos los datos necesario se procedió a generar la superficie.

Fueron generadas dos superficies regionales, una correspondiente al tope y otra a la base de la arena C-16, esto fue realizado por medio del panel “*Processes*” en la sección de “*Utilities*” con la herramienta “*Make/Edit Surface*”, los datos insertados fueron el polígono AREA JOBAL para ambas superficies como límite y los topes de los pozos, WTT C-16 para la superficie del tope y WTB C-16 para la base de la

arena. El algoritmo utilizado fue Interpolación Convergente el cual es sugerido por el sistema cuando se cuenta con datos provenientes de poca densidad de pozos, y la geometría fue obtenida automáticamente de la data suministrada. Ambas superficies mostraron los resultados esperados, la superficie del tope fue llamada SUP TOPE C-16 y la de la base SUP BASE C-16. A continuación se muestra en la Figura IV.2 la superficie SUP TOPE C-16.

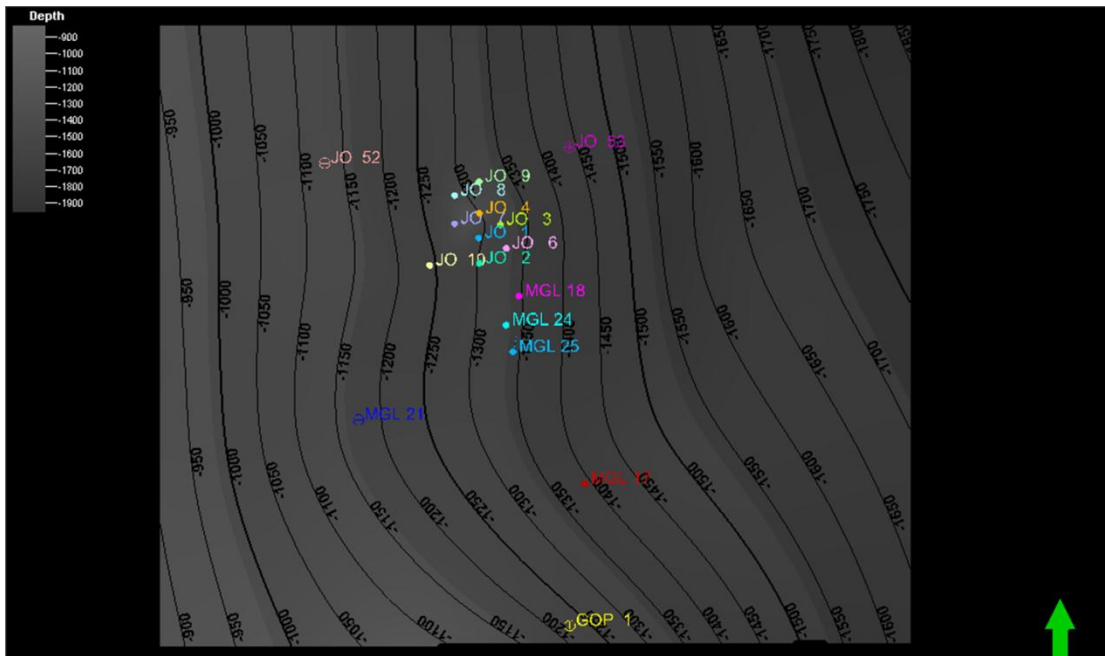


Figura IV.2. Vista de la superficie tope de la arena C-16, SUP TOPE C-16.

Comprobada la similitud de la superficie generada de la zona se procedió a insertar la falla que pasa al sur del campo, entre el pozo MGL-25 y MGL-17. Esto se hizo por medio del panel “Processes” en la sección de “Corner Point Gridding” con la herramienta “Fault Modeling”, la falla se construyó con 424 pilares verticales y abarco una extensión horizontal de 7,8 Km, fue generada basándose en la interpretación hecha en estudios anteriores y se llamó FALLA SUR, ésta se muestra en la Figura IV.3.

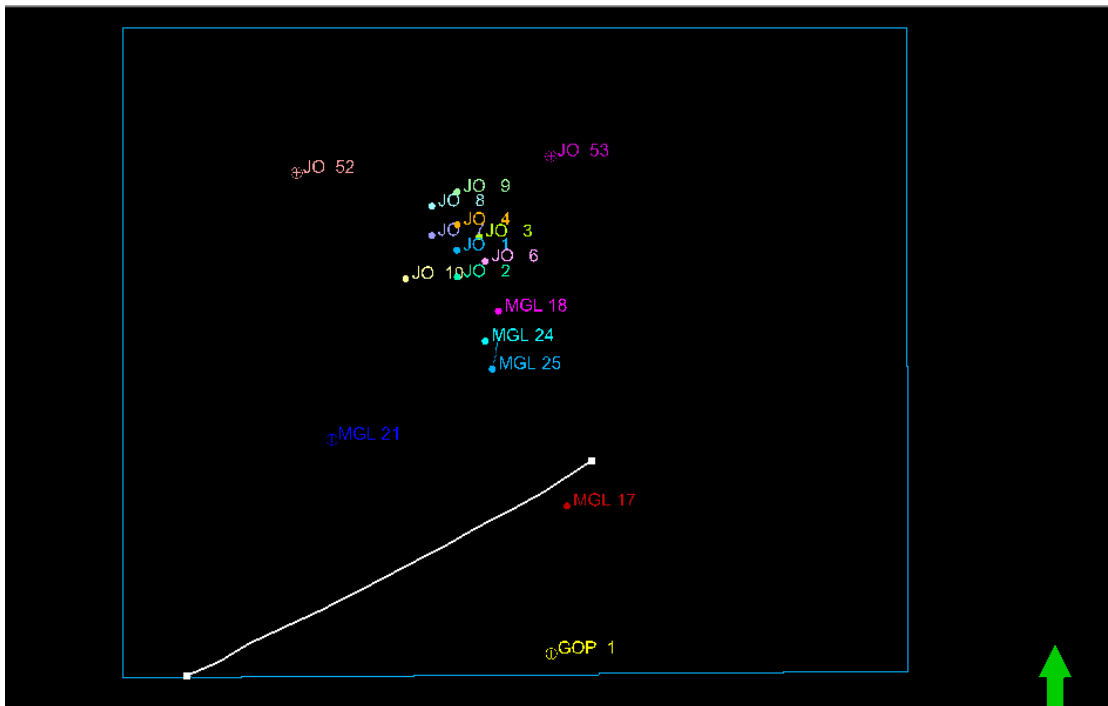


Figura IV.3. Representación de la falla FALLA SUR en el área.

Una vez ubicados los topes, fallas y delimitación del área regional se procedió a generar un mallado de dicha área, esto con la finalidad de generar un modelo 3D sencillo de la zona, este fue llamado 3D GRID REGIONAL y se realizó por medio del panel “Processes”, sección “Utilities”, herramienta “Make Simple Grid”. La data introducida para la generación del esqueleto fue la superficie SUP TOPE C-16 como límite tope y la superficie SUP BASE C-16 como límite base, la geometría fue obtenida de manera automática de la data suministrada y el límite fue el polígono AREA JOBAL, las dimensiones de las celdas fueron de 25x25 metros.

Obtenido el mallado 3D GRID REGIONAL se procedió a generar los horizontes para dicho mallado, esto se hizo por medio del panel “Processes” en la sección de “Corner Point Gridding” con la herramienta “Make Horizons”. Se generaron dos horizontes, HORIZONTE REG TOPE C-16 y HORIZONTE REG BASE C-16 como su nombre lo indica tope y base, para esto se introdujo como data los topes de pozos (WTT C-16 y WTB C-16), las superficies (SUP TOPE C-16 y SUP BASE C-16) y la falla FALLA SUR, lo último se hizo con la pestaña “Faults” de la misma herramienta. A

la falla se le asignó un valor de desplazamiento mínimo de 0 pies y máximo de 100 pies con la finalidad de representar la discontinuidad de la arena generada por la misma, esto porque a pesar de que no se conoce el salto de falla, se espera que el mismo es mayor al espesor de la arena C-16, ya que la resolución de la sísmica usada no era capaz de captar fallas pequeñas o saltos menores a 50 pies.

Hecho esto se obtuvo en el modelo 3D GRID REGIONAL una representación de la falla, se puede apreciar en la Figura IV.4 donde se muestra el horizonte tope del mallado. Esto tiene como objetivo servir de base para el modelo del yacimiento C-16 JO-1.

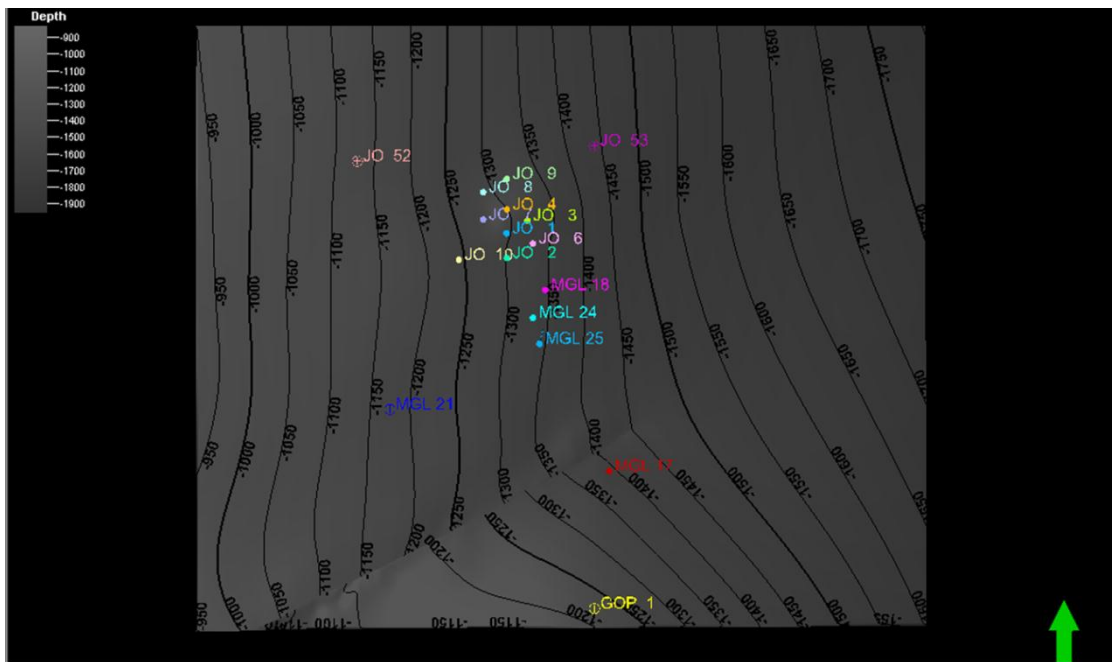


Figura IV.4. Representación de la falla en el modelo 3D GRID REGIONAL, HORIZONTE REG TOPE C-16.

Una vez realizado el modelo 3D regional se procedió a generar el mallado del modelo a utilizar, el cual representa al yacimiento C-16 JO-1, para esto el procedimiento fue similar al anterior, solo que los datos de entrada fueron tomados del modelo 3D GRID REGIONAL.

Para la realización del modelo del yacimiento primero se construyó el polígono POLIG C-16 JO-1 que delimita el área del mismo, este polígono se realizó por medio de la ventana “Processes”, en la sección de “Utilities”, con la herramienta “Make/Edit Polygons”. El polígono fue generado como una serie de puntos conectados entre sí y se muestra en el capítulo anterior, Figura III.18.

Obtenido el polígono que representa el cero de arena o límite de yacimiento se procedió a generar la superficie del tope y de la base del yacimiento, esto se hizo de la misma manera que las superficies regionales de la arena C-16, por medio del panel “Processes”, en la sección de “Utilities”, con la herramienta “Make/Edit Surface”. Con la finalidad de que las superficie del yacimiento corresponda a una sección de las superficies regionales limitadas por el área del mismo se utilizaron como datos de entrada las superficies SUP TOPE C-16 y SUP BASE C-16, como límite se utilizó el polígono POLIG C-16 JO-1, como método la interpolación convergente y la geometría automática de la data suministrada. De dicho procedimiento se obtuvo la superficie del tope SUP TOPE C-16 JO-1 y de la base SUP BASE C-16 JO-1 del yacimiento, la superficie se muestra en la Figura IV.5.

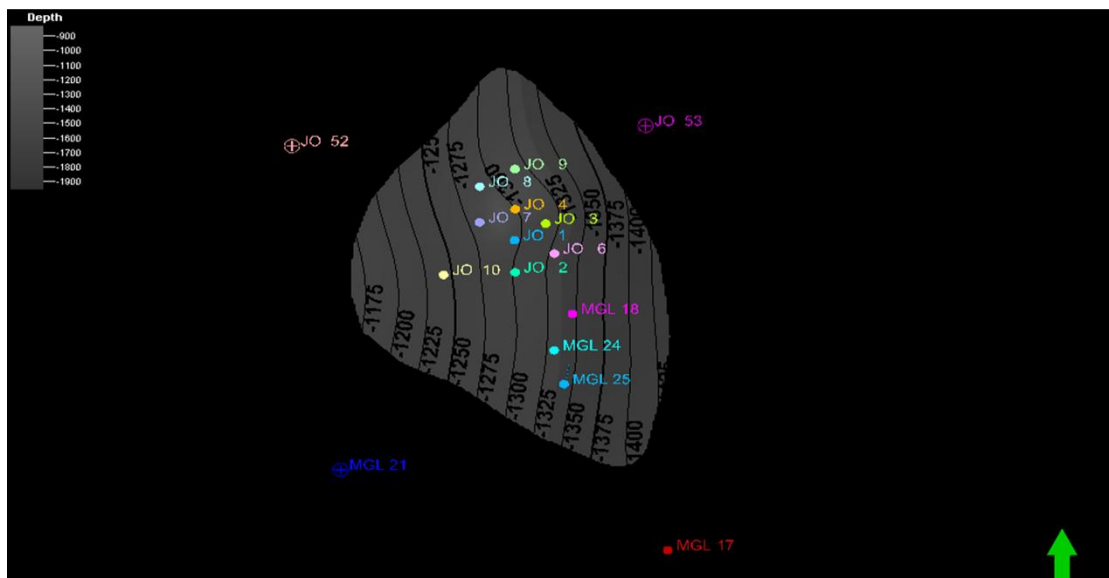


Figura IV.5. Superficie Tope del yacimiento C-16 JO-1, SUP TOPE C-16 JO-1.

Con la finalidad de observar si los espesores obtenidos son los esperados para el yacimiento se procedió a generar un mapa de espesores, esto se hizo por medio de la configuración de la superficie SUP TOPE C-16 JO-1, en la pestaña de operaciones, subdivisión cálculos, operación “*Make Thickness Map*”. Para dicho cálculo se usó como base la superficie SUP BASE C-16 JO-1, obteniendo el mapa de espesor, ESPESOR YACIMIENTO, con dicho mapa de espesores se validaron las superficies anteriormente generadas del tope y base del yacimiento C-16 JO-1.

Obtenidas las superficies se procedió a generar el mallado del yacimiento, esto se realizó por medio del panel “*Processes*”, sección “*Utilities*”, herramienta “*Make Simple Grid*”. Los datos utilizados para generar el esqueleto fueron la superficie SUP TOPE C-16 JO-1 para el límite tope, la superficie SUP BASE C-16 JO-1 como límite base, el polígono POLIG C-16 JO-1 como límite del mallado, la geometría fue determinada de manera automática por los datos suministrados y el tamaño de las celdas de 25x25 metros, lo último con la finalidad de que el mallado tenga la suficiente resolución para representar de forma eficiente las heterogeneidades del yacimiento al momento de ser insertadas en el mismo las distintas propiedades. A dicho mallado se le dio por nombre 3D GRID C-16 JO-1.

Los horizontes fueron generados de igual forma que para el modelo 3D GRID REGIONAL, por medio del panel “*Processes*”, en la sección de “*Corner Point Gridding*”, con la herramienta “*Make Horizons*”. Se generaron únicamente dos horizontes, esto debido a que el objeto de estudio es únicamente el yacimiento C-16 JO-1, los horizontes generados fueron el tope y la base del yacimiento los cuales se nombraron HORIZONTE TOPE C-16 JO-1 y HORIZOTE BASE C-16 JO-1. Para generar los horizontes se utilizó la misma data que para la generación del modelo regional, es decir los topes WTT C-16 y WTB C-16 y las superficies SUP TOPE C-16 y SUP BASE C-16, para el tope y la base del yacimiento respectivamente, la FALLA SUR fue insertada para la generación de dichos horizontes con la mismas especificaciones que para el modelo regional. Los horizontes generados, HORIZONTE TOPE C-16 JO-1 y HORIZOTE BASE C-16 JO-1, son iguales a las

superficies del yacimiento SUP TOPE C-16 JO-1 y SUP BASE C-16 JO-1 solo que limitadas por el área del yacimiento.

Seguido de la generación de los horizontes se procedió a la construcción de las zonas del modelo, esto se hizo por medio del panel “*Processes*”, en la sección de “*Corner Point Gridding*”, con la herramienta “*Make Zones*”. Para efectos del yacimiento se creó una sola zona, la cual corresponde a todo el yacimiento, desde el horizonte tope hasta horizonte base, esto debido a que el yacimiento es de bajo espesor, lo que conlleva a que el cambio en la calidad de la roca en función la profundidad no sea relevante, por lo que no surge la necesidad de dividir el mismo en varias zonas.

Realizada la zona se procedió a dividir la misma en el eje vertical, esto se hizo mediante el panel “*Processes*”, en la sección de “*Corner Point Gridding*”, con la herramienta “*Layering*”. Se dividió en 6 partes proporcionales a lo largo del yacimiento, con la finalidad de que se tenga un espesor promedio por celda de 1,5 pies, valor bajo que conlleva a que se tenga una buena resolución vertical al momento de distribuir las distintas propiedades en dicho eje.

Del procedimiento anterior se obtuvo el mallado del modelo 3D GRID C-16 JO-1, para el cual se procedió a repartir las propiedades petrofísicas de la roca, este mallado posee las características mostradas en la Tabla IV.16 y se encuentra representado en la Figura IV.6.

Tabla IV.16. Tabla de especificaciones del mallado perteneciente al modelo 3D GRID C-16 JO-1.

NÚMERO DE CELDAS	TAMAÑO PROMEDIO			NÚMERO	
	EJE X	EJE Y	EJE Z	FALLAS	SEGMENTOS
TOTAL					
211.950	25	25	1,35	0	1

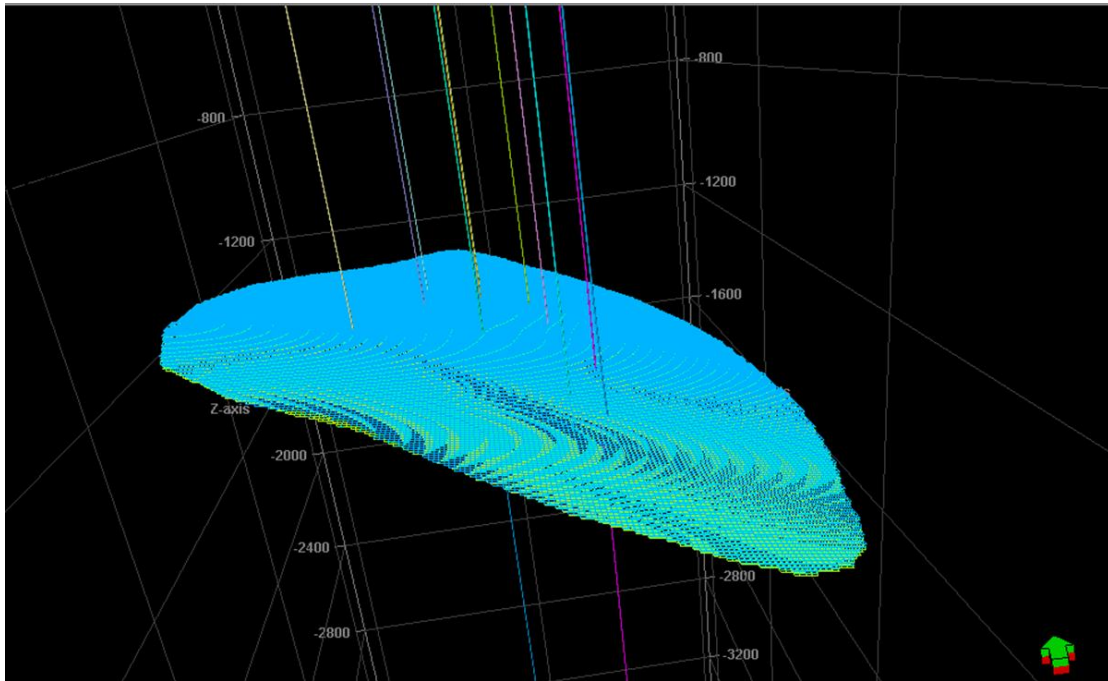


Figura IV.6. Esqueleto del mallado, yacimiento C-16 JO-1, 3D GRID C-16 JO-1.

4.9 INTRODUCCIÓN DE DATOS AL MODELO 3D

4.9.1 DISTRIBUCION DE POROSIDADES

Para la distribución de la porosidad se contó con los archivos .las de los registros porosidad densidad y porosidad neutrón para los pozos JO-7, JO-8, JO-9, JO-10, MGL-18 y MGL-24. Los registros perteneciente a los pozos JO-7 y MGL-24 presentan incongruencias en las escalas con respecto a los otros, por esa razón no se usaron.

Se generó un registro global de las porosidades efectivas de los pozos el cual se llamó POROEFF, con dicho registro se procedió a distribuir las propiedades en el mallado. Esto se hizo escalando la información de dicho registro por medio del panel “Processes”, en la sección “Property Modeling”, con la herramienta “Scale up welllogs”. La información introducida fue el registro POROEFF proveniente de los pozos JO-8, JO-9, JO-10, y MGL-18.

Los datos obtenidos del proceso de escalamiento fueron analizados y ordenados, esto se hizo por medio del panel “*Processes*”, en la sección “*Property Modeling*”, con la herramienta “*Data analysis*”. Se les dio a los datos una tendencia hacia el noreste con un azimut de 0 grados, esto debido a que se conoce que el ambiente sedimentario es fluvio deltaico y la dirección de sedimentación del mismo fue hacia el norte.

Ordenados y analizados los datos se procedió a distribuirlos en el mallado, esto se hizo por medio del panel “*Processes*”, sección “*Property Modeling*”, herramienta “*Petrophysical modeling*”. Para esto se usó como data POROEFF, la cual fue analizada anteriormente, el método utilizado de distribución de dicha propiedad fue el método “*Gaussian random function simulation*” y se usó la transformación proveniente del data análisis. En cuanto al variograma usado fue de tipo gaussiano, y se le dio un rango de orientación de 0° de azimut, rango de dirección mayor de 1.838, rango de dirección menor de 1.476 y rango de dirección vertical de 6, todos en unidades de metros. Esto con la finalidad de realizar la distribución de las porosidades del yacimiento en función de la sedimentación del mismo, se decidió hacer diez realizaciones de las distribuciones de la porosidad con la finalidad de tener variedad de selección y utilizar la que represente de mejor manera el yacimiento. En la Figura IV.7 se observa la herramienta y la configuración del variograma.

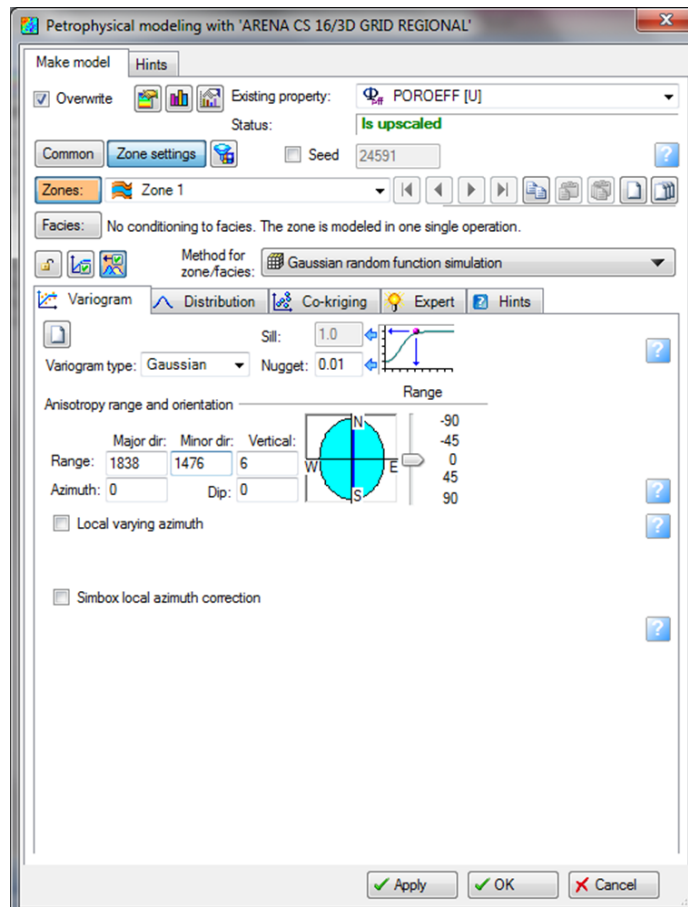


Figura IV.7. Uso de la herramienta “*Petrophysical modeling*”.

Del procedimiento anterior se obtuvieron 10 distribuciones de porosidades, todas muy parecidas con pequeñas variaciones, por esta razón se decidió generar una distribución promedio de las mismas, esto se hizo por medio de la configuración de las propiedades, en la pestaña de operaciones. Se seleccionaron las porosidades generadas anteriormente y se calculó un promedio aritmético de las mismas.

La distribución de la porosidad usada fue la porosidad promedio POROPROM, el número total de las celdas a las cuales se les asigno valores de porosidad fue de 136.808, el valor de porosidad mínimo asignado fue de 0,16 y el valor máximo asignado de 0,24. Se obtuvo como valor de porosidad promedio 0,2 el cual es muy cercano al esperado del análisis petrofísico realizado en el capítulo III, el cual arrojó un valor de porosidad promedio de 0,219, la diferencia de los valores promedio de las

porosidades determinada por análisis y las generadas por el programa PETREL 2010.2.2 fue de 9,5 %, esto se debe a que al momento de realizar el análisis petrofísico se escogieron los valores más altos para cada registro, mientras que dicho programa toma valores promedio por celda de los registros por cada medio pie, lo que da una mejor resolución vertical y heterogeneidad al yacimiento, de igual manera el bajo porcentaje de error demuestra la validez de los valores de porosidad asignados para el modelo. En la Figura IV.8 se muestra la distribución de la porosidad en el modelo 3D GRID C-16 JO-1.

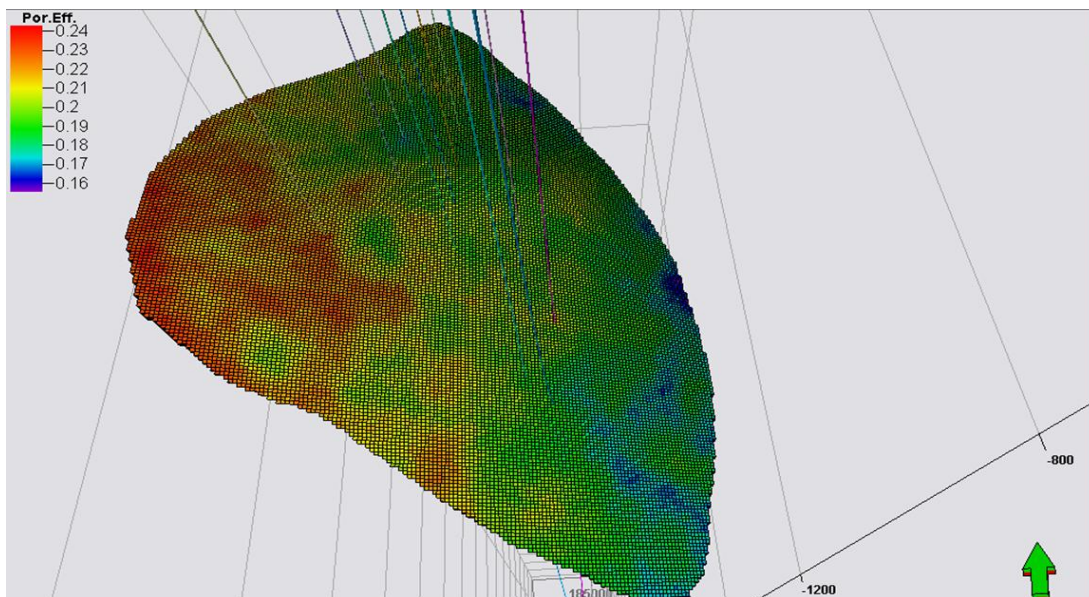


Figura IV.8. Distribución de las porosidades en el modelo 3D GRID C-16 JO-1.

4.9.2 DISTRIBUCIÓN DE PERMEABILIDADES

La distribución de las permeabilidades se realizó de manera sencilla, esto debido a que el único dato confiable obtenido de permeabilidad fue la prueba de presión del pozo JO-1 para el año 1961, para los pozos JO-4, JO-6, JO-8, JO-9 y MGL-24 las permeabilidades son menores ya que fueron fracturados pero se desconoce el valor de la misma. Por esta razón fue asignado el mismo valor de permeabilidad tanto en X como en Y para todo el yacimiento excepto para los alrededores del pozo JO-1.

Antes de distribuir las permeabilidades se construyó la región del pozo JO-1 para la cual se espera mayores valores que para el resto del yacimiento, esto se hizo por medio del panel “Processes”, en la sección “Property modeling”, con la herramienta “Geometrical modeling”. Se seleccionó el método de región de pozo, se insertó el pozo JO-1 y se le dio un radio de 400 metros, esto con la finalidad de abarcar el mayor área sin interferir con los pozos cercanos.

Las permeabilidades en X, Y y Z fueron distribuidas por medio de la herramienta de cálculo de propiedades “Calculator for Properties”. Para las direcciones X y Y se calculó la misma permeabilidad y se le dio por nombre PERMXY, a esta se le asignó un valor de 786 mD para la región del pozo JO-1 y para el resto del yacimiento se dio una permeabilidad de 50 mD. Mientras que para la permeabilidad en Z se le dio por nombre PERMZ y se calculó su valor como la permeabilidad en X por la anisotropía, es decir se le asignó un valor de 354 mD para la región del pozo JO-1 y 22,5 mD para el resto del yacimiento. En la Figura IV.9 se muestra la herramienta “Calculator for Properties” junto con los cálculos hechos.

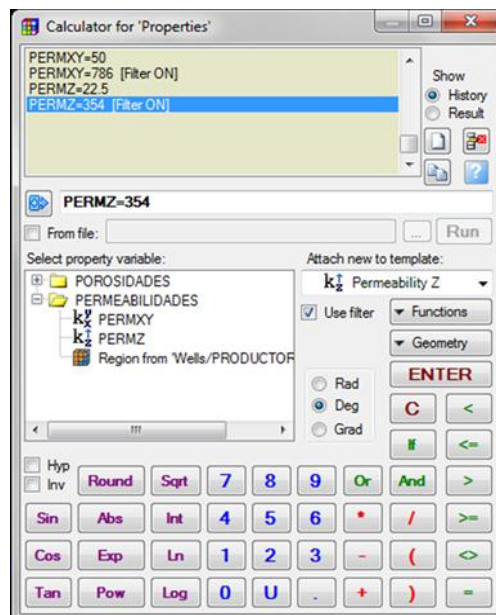


Figura IV.9. Uso de la herramienta “Calculator for Properties”.

A estas permeabilidades se les dio una plantilla de permeabilidad por lo que una vez calculadas pasaron a ser distribuidas en el modelo 3D Grid C-16 JO-1 como propiedades. La distribución de las permeabilidades en X y Y se puede ver en las figuraIV.10.

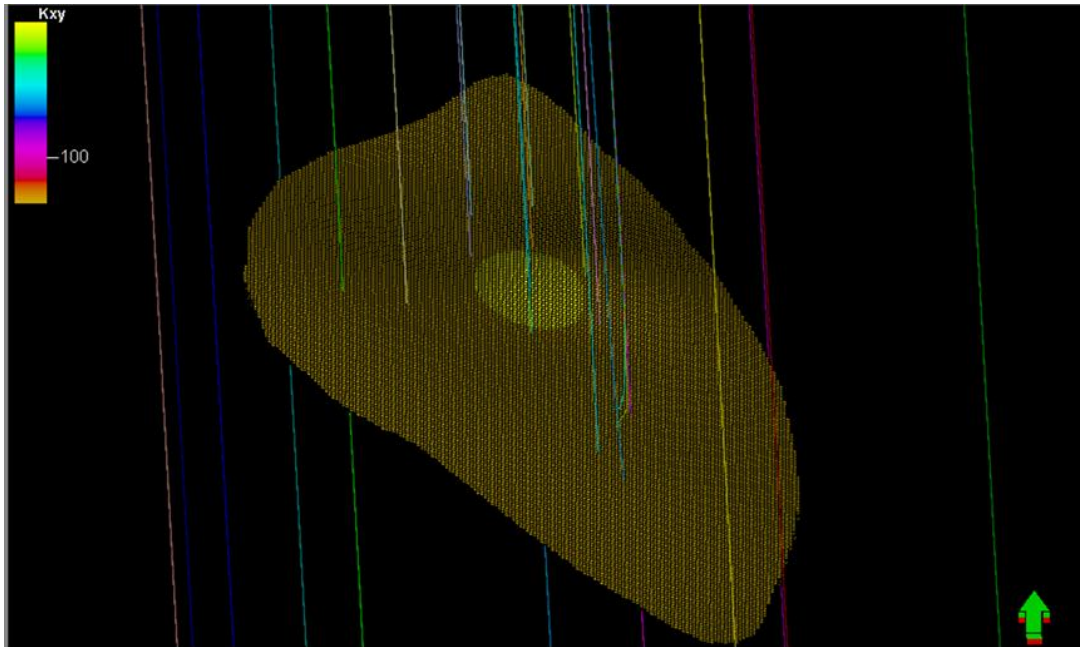


Figura IV.10. Distribución de las permeabilidades X y Y en el modelo 3D GRID C-16 JO-1.

4.9.3 INTRODUCCIÓN DE PERMEABILIDADES RELATIVAS

Las curvas de permeabilidades relativas se realizaron por medio del panel “Processes”, en la sección “Simulation”, con la herramienta “Make rock physics function”. Para la construcción de las curvas se seleccionó la función de saturación, se eligieron tres fases de fluidos, agua, petróleo y gas. Se asignaron los siguientes valores o “end points”; saturación de petróleo residual al agua (S_{orw}) de 0,06, saturación de agua crítica (S_{wc}) de 0,42 y saturación de agua mínima (S_{wmin}) de 0,155. Los demás factores fueron asignados por defecto en el programa para las arenas; saturación de petróleo residual al gas (S_{org}) de 0,2, permeabilidad relativa del gas a la saturación mínima de agua ($K_{rg@S_{wmin}}$) de 0,9, permeabilidad relativa al gas para la saturación de petróleo residual al gas ($K_{rg@S_{org}}$) de 0,8, permeabilidad

relativa al petróleo para la saturación de petróleo máxima ($K_{ro}@S_{omax}$) de 0,9, permeabilidad relativa al agua para la saturación de petróleo residual al agua ($K_{rw}@S_{orw}$), permeabilidad relativa al agua para la saturación máxima ($K_{rw}@S=1$) de 1. Estas curvas son generadas por la correlación de Corey y se le dio por nombre ROCA. En la Figura IV.11 se muestra la herramienta “*Make rock physics function*” junto con los valores asignados en la función de saturación.

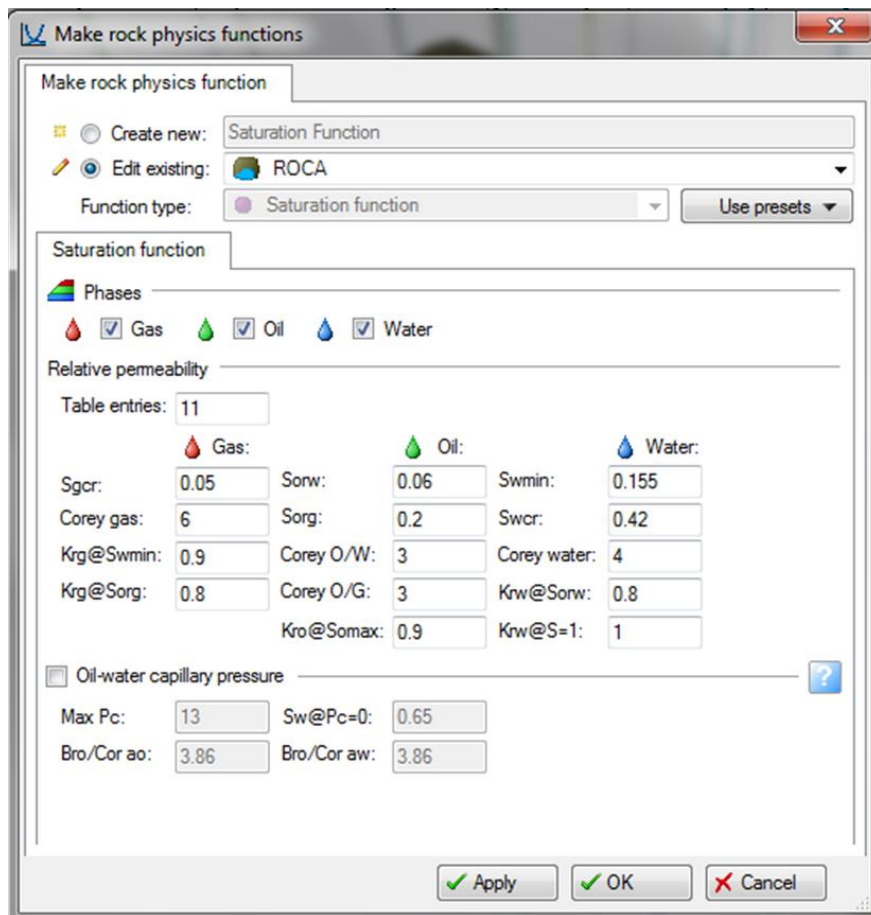


Figura IV.11. Uso de la herramienta “*Make rock physics function*” en función de saturación.

4.9.4 INTRODUCCIÓN DE COMPACTACIÓN DE LA ROCA

La función de la compactación o compresibilidad de la roca se generó por medio del panel “*Processes*”, sección “*Simulation*”, con la herramienta “*Make rock physics*

function”. Esto se hizo para la misma roca generada en el punto anterior, la cual se llamó ROCA. Se seleccionó la función de compactación de la roca, debido a que no se cuenta con un análisis de núcleo se decidió usar la correlación de Newman para las areniscas consolidadas, en el dato de porosidad se introdujo la propiedad generada anteriormente POROPROM y en cuanto a las presiones se asignó como presión de referencia 641 lpc, presión mínima 100 lpc y presión máxima 1.000 lpc con la finalidad de abarcar todos los cambios de presiones posibles a lo largo de la historia de producción del yacimiento, dicho modelo de compactación se llamó COMPACTACIÓN.

4.9.5 INTRODUCCIÓN DEL MODELO DE FLUIDOS

Para la realización del modelo de fluidos se importó un archivo de texto (.txt) con el PVT sintético representativo del yacimiento. Para la generación de dicho archivo se introdujeron cuatro “*keywords*”, con la finalidad de que al momento de ser importado de PETREL a ECLIPSE pueda ser correctamente leído dicho archivo, estos “*keywords*” son PVTW, PVTO, PVZG y DENSITY. A continuación se explicara cada uno:

- I. PVTW: Funciones PVT del agua. En él se introdujo presión de referencia, factor volumétrico del agua a la presión de referencia, compresibilidad del agua y la viscosidad del agua a la presión de referencia.
- II. PVTO: Propiedades PVT del petróleo vivo (con gas disuelto). En él se introdujeron las distintas relaciones gas-petróleo disuelto junto con sus respectivas presiones de burbuja, los factores volumétricos del petróleo y las distintas viscosidades del mismo para cada presión de burbuja.
- III. PVZG: Propiedades del gas seco usando el factor de compresibilidad. En él se introdujo la temperatura de referencia y las distintas presiones de la fase de gas, junto con sus respectivos valores de factor de compresibilidad (Z) y su viscosidad.

IV. DENSITY: Densidades de los fluidos a condiciones de superficie. En él se introdujo la densidad del petróleo, gas y agua a condiciones de superficie.

Una vez importado el archivo este fue cargado automáticamente en la carpeta de fluidos y se le dio por nombre PVT, dicho modelo de fluidos no solo consta del PVT sino también datos de presiones, contactos y distribución de los fluidos.

Para completar el modelo de fluido se usó el panel “*Processes*”, en la sección “*Simulation*”, herramienta “*Make fluid model*”. Con la finalidad de completar la data mencionada anteriormente se le asignaron los valores de las condiciones iniciales, los cuales se especifican a continuación:

- I.** Presión de referencia: Se usó la presión de burbuja, esto por las razones mencionadas anteriormente en el capítulo III (yacimiento subsaturado inicialmente sin capa de gas), la presión de referencia es la presión mínima del yacimiento, es decir 641 lpc.
- II.** Profundidad del datum: Se asignó como valor -1.164 pies, esta es la presión mínima del yacimiento ya que dicha profundidad corresponde a la presión de referencia.
- III.** Profundidad del CGPO (contacto gas-petróleo original): Se ubicó a la profundidad del datum, es decir a la profundidad mínima del yacimiento - 1.164 pies, esto debido a que en condiciones iniciales el yacimiento no posee capa de gas, por lo tanto al poner el contacto en el punto de menor profundidad no se genera una capa de gas inicial para efectos del modelo.
- IV.** Profundidad del CAPO (contacto agua-petróleo original): Se ubicó a -1.600 pies, 150 pies por debajo de la profundidad máxima del yacimiento, esto por la misma razón mencionada anteriormente, como el yacimiento es volumétrico y no posee acuífero asociado, al ubicar el contacto más profundo que el yacimiento se aseguró que en el modelo del yacimiento solo se encontrara petróleo con gas disuelto.

- V. Presión capilar a los contactos: Se asignó el valor arbitrario de 0 lpc tanto para el CGPO como para el CAPO, esto debido a que no se cuenta con dicha información, de igual forma la finalidad de dicho valor es distribuir la zona de transición de fluidos, al ser el yacimiento volumétrico esto no genera un problema mayor.

En la Figura IV.12 se muestra la herramienta “*Make fluid model*” junto con los datos ingresados en la pestaña de condiciones iniciales.

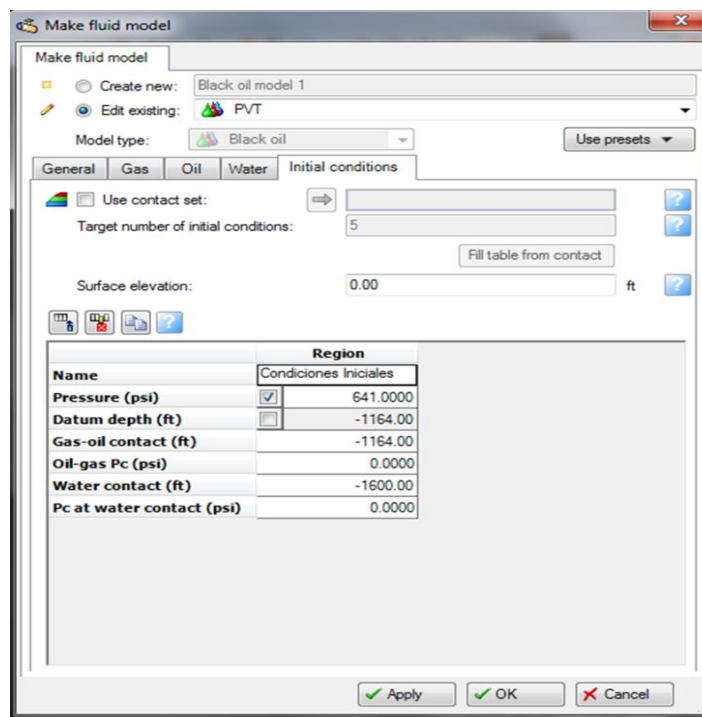


Figura IV.12. Uso de la herramienta “*Make fluid model*”.

4.9.6 INTRODUCCIÓN DE LOS DATOS DE PRODUCCIÓN

Los datos de producción deben ser cargados en el programa PETREL como un archivo de extensión .vol, el cual posea toda la producción asociada a los pozos del yacimiento. Para efectos del sumario de producción en dicho archivo se cargaron diez columnas con datos, las cuales son Día, Mes, Año, Hora, Minuto, Segundo, Tasa de

gas, Tasa de petróleo, Tasa de agua y Corte de agua. Las tasas se reportaron mensuales y en unidades de campo, esto se especificó a inicio del archivo.

La construcción del archivo se hizo por medio del programa MICROSOFT EXCEL, donde se reportó la producción para cada pozo con datos obtenidos del estudio hecho por SIMUNPET, C.A y CENTINELA.

Debido a que el programa PETREL solo admite archivos de producción de extensión .vol se tuvo que guardar el archivo de MICROSOFT EXCEL como una archivo de texto (.txt) para luego ser cambiado a extensión .vol por medio de MS-DOS, el archivo se llamó PROD C-16 JO-1.

La introducción del archivo se hizo por medio del panel “*Input*”, Pestaña “*Wells*”, subdivisión “*Global Observed Data*”. Se importó y asignó la producción correspondiente a cada uno de los pozos.

4.9.7 INTRODUCCIÓN DE LOS DATOS DE PRESIÓN

Los datos de presión al igual que los de producción deben ser cargados en el programa PETREL como un archivo de extensión .vol, el cual posea todas las mediciones realizadas en el tiempo. Para efectos del sumario de presión en dicho archivo se cargaron cuatro columnas con datos, las cuales son Día, Mes, Año y Presión. Dicho archivo se generó de la misma manera que el de producción cambiando su extensión de .txt a .vol.

Para cargar el archivo primero se insertó un nuevo pozo, sin importar ni la ubicación ni la trayectoria, a este pozo se le dio por nombre JOBAL, esto debido a que al momento de importar los datos de presión estos deben ser correspondidos por algún pozo.

La introducción del archivo se hizo por medio del panel “*Input*”, Pestaña “*Wells*”, subdivisión “*Global Observed Data*”. Se importó en dicha subdivisión y se le puso por nombre el correspondiente al mismo archivo (PRESIONES), luego se asignó al pozo JOBAL.

4.10 INICIALIZACIÓN

En esta etapa se verifico que todos los datos hayan sido correctamente cargados en el modelo, se corroboraron propiedades de la roca, saturaciones y presiones principalmente.

Corroborados los parámetros mencionados anteriormente se realizó una simulación de prueba con la finalidad de estimar el POES del yacimiento. Obtenido el POES arrojado por el simulador se procedió a comparar el obtenido por método volumétrico y se determinó que el modelo es representativo del yacimiento.

4.11 COTEJO HISTÓRICO

Una vez cargada toda la información del modelo estático, la ubicación, trayectoria de los pozos y los datos históricos de producción y de presiones del yacimiento se procedió a la etapa del cotejo.

El cotejo se realizó por tasa total de líquido o vaciamiento del yacimiento únicamente, no se realizó el cotejo por tasa de gas ni por tasa de petróleo debido a que el gas no fue medido en el campo y dichos datos no son confiables. La simulación se hizo por medio del programa ECPLIPSE 100 y los datos serán exportados por medio del programa PETREL 2010.2.2 con el cual se trabajó todo el presente estudio.

Debido a que no se posee gran cantidad de información confiable la mayoría de los parámetros fueron ajustados para lograr realizar el cotejo. Los datos duros o confiables son, geometría del yacimiento, presiones, porosidades, PVT y compactación de la roca, mientras que los parámetros o datos de menor confianza son las permeabilidades, es decir; La anisotropía, permeabilidad absoluta y permeabilidades relativas.

La finalidad del cotejo histórico fue la de realizar los respectivos ajustes al modelo con la finalidad de que el mismo represente de una manera eficiente el yacimiento real.

4.11.1 ESTRATEGIA DE DESARROLLO COTEJO

Como primer paso de la realización del cotejo histórico se generó la estrategia de desarrollo referente al mismo, esta es necesaria al momento de exportar el archivo o caso de PETREL a ECLIPSE.

La estrategia de desarrollo, la cual se llamó HISTORIA fue generada por medio del panel “Processes”, en la sección “Simulation”, herramienta “Make Development Strategy”. Esta se hizo del tipo historia ya que será usada para el cotejo, el periodo asignado a la estrategia comprende desde 01/01/1964 hasta 01/02/2014, se introdujeron todos los pozos completados que hayan aportado producción en el yacimiento, es decir; JO-1, JO-2, JO-3, JO-4, JO-6, JO-7, JO-8, JO-9, JO-10, MGL-18 y MGL-24. El uso de dicha herramienta se observa en la Figura IV.13.

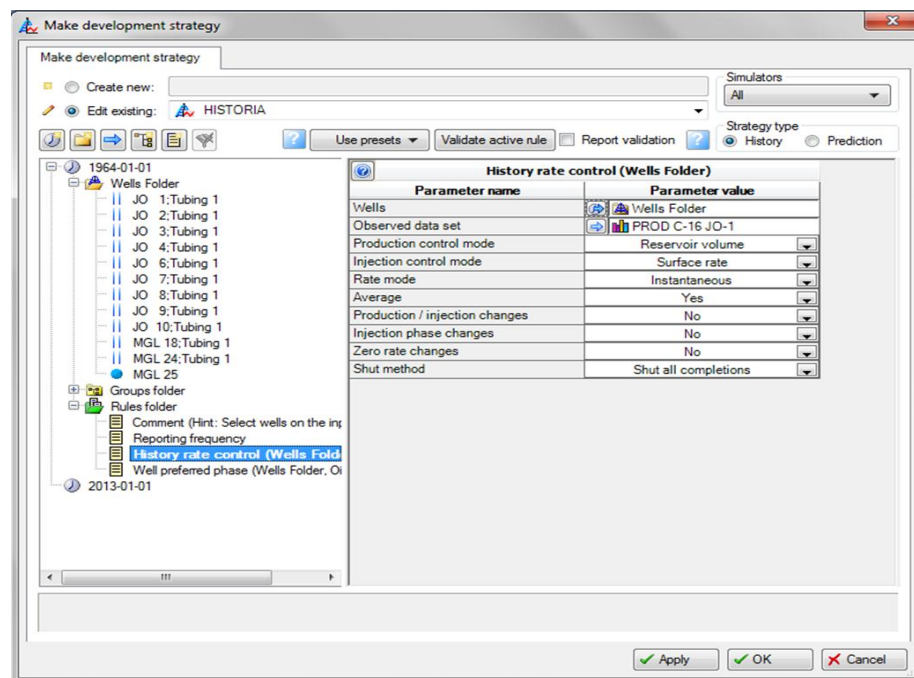


Figura IV.13. Uso de la herramienta “Make Development Strategy”

4.11.2 CASO BASE A SIMULAR

La definición del caso de simulación es la forma como PETREL genera el archivo de datos a ser simulado por ECLIPSE, en este archivo se cargó toda la información del

modelo, es decir; mallado, distribución de propiedades esenciales como porosidad y permeabilidad, las características de la roca, el modelo de fluido y estrategia de desarrollo.

Esto se hizo por medio del panel “*Processes*”, en la sección “*Simulation*”, herramienta “*Define simulation case*”. El primer caso generado se llamó CasoBase, para la generación de dicho caso se procedió a introducir la información existente, el mallado que se usó para la simulación fue 3D GRID C-16 JO-1. A continuación se señala la información más relevante introducida en la herramienta:

- I. Mallado o “*Grid*”: Para la permeabilidad tanto en X como en Y se introdujo la propiedad PERMXY, para la permeabilidad en Z se introdujo PERMZ y para la porosidad se introdujo la propiedad POROPROM. Otro de los factores importantes en esta sección es “*Net to gross*” el cual corresponde a la fracción de la roca la cual posee las características necesarias para producir hidrocarburos, debido a que el espesor del yacimiento es realmente bajo se tomó como 1, es decir toda la roca presenta las características necesarias para producir hidrocarburos.
- II. Funciones o “*Functions*”: En esta sección se introdujo como permeabilidades relativas de drenaje ROCA, como modelo de fluido petróleo negro se usó PVT y para la compactación de la roca COMPACTACIÓN.
- III. Estrategia o “*Strategies*”: En esta sección se introdujo la estrategia de desarrollo del cotejo HISTORIA, y se seleccionó como opción el exportar los pozos en la fecha para la cual dicho pozo haya sido completado y puesto a producción.

A continuación se muestra en la Figura IV.14 la herramienta “*Define simulation case*” junto con los datos ingresados en la pestaña del mallado o “*Grid*”.

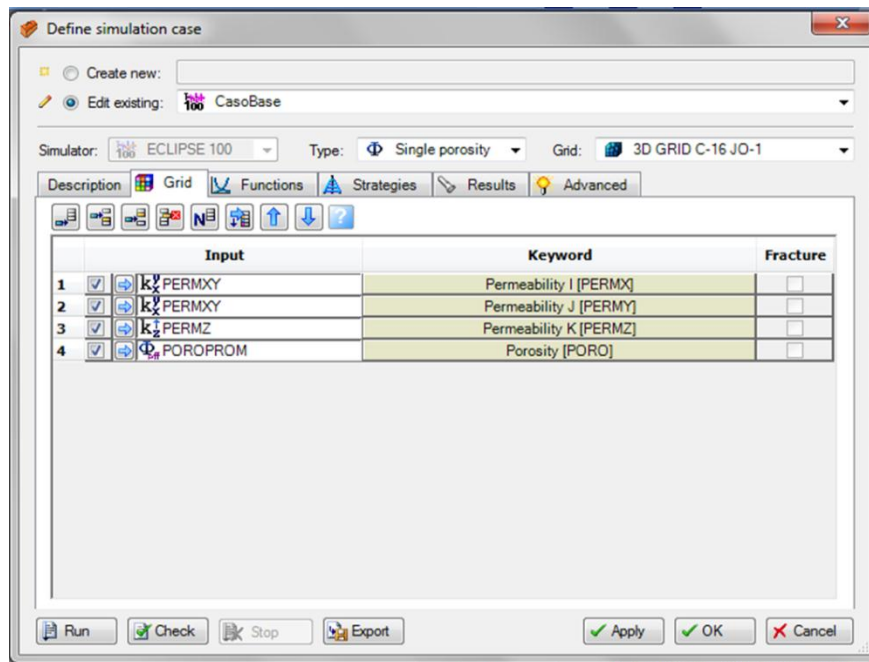


Figura IV.14. Uso de la herramienta “Define simulation case”.

4.11.3 COTEJO POR PETRÓLEO

La finalidad del cotejo por petróleo es realizar ajustes en el modelo para de esta manera lograr que los resultados de producción de petróleo arrojados por la simulación se asemejen a la producción oficial.

El cotejo se realizó por etapas, primero se cotejó el yacimiento en general y después se cotejo cada uno de los pozos por separado.

Para logra dicho objetivo se realizaron cambio en los parámetros principales que rigen la producción del yacimiento, es decir, las permeabilidades absolutas y las relativas al petróleo.

Con la finalidad de que la simulación arroje resultados similares a los reales se cambió la permeabilidad absoluta de 50 mD a 35 mD, este cambio se debe a que la mayoría de los pozos presentaron altas tasas de producción de petróleo sin haber sido introducidos en los mismos el factor de la fractura, dicho cambio se realizó tomando

como referencia el pozo MGL-18, esto debido a que se conoce que el mismo se encuentra en la zona del yacimiento la cual presenta baja permeabilidad y no fue fracturado, lo que quiere decir que al momento de que la producción de dicho pozos se acerque a la producción oficial del yacimiento esta zona de baja permeabilidad habrá sido cotejada.

Se procedió a ajustar el modelo para los distintos pozos que fueron fracturados y se encuentran reportando tasas menores a las oficiales, debido a que no se conoce ni área, ni permeabilidad de la fractura, estos serán cotejados por medio de multiplicadores de índice de productividad.

Los multiplicadores de índice de productividad como su nombre lo dice aumentan o disminuyen el índice de productividad de los pozos, por lo que haciendo variaciones en el mismo se puede aumentar o disminuir la producción de un pozo sin necesidad de variar la permeabilidades en las cercanías del mismo. El uso de dicha herramienta tiene sus pro y sus contras; es una forma efectiva de cotejar la producción de un pozo debido a que se puede sensibilizar dicho factor hasta que el pozo alcance la producción esperada sin complicaciones, el problema se presenta al momento del entendimiento geológico del yacimiento, esto debido a que se está aumentando o disminuyendo la producción de un pozo sin cambiar las permeabilidades en los alrededores, lo que no te permite comprender la distribución real de dicha propiedad en el yacimiento.

A pesar de lo expuesto anteriormente para efectos del presente estudio se puede realizar el cotejo usando los multiplicadores del índice de productividad ya que la comprensión de la permeabilidad no tiene una importancia mayor a que cada pozo produzca lo esperado, esto debido a que no se presenta la posibilidad de la construcción de nuevos pozos en el yacimiento como parte de la estrategia, para lo que se debería conocer a fondo las permeabilidades del yacimiento ya que de esta manera se obtiene la mejor ubicación del mismo.

El aumento en el índice de productividad no solo se realizó a los pozos fracturados sino también a aquellos pozos cercanos al JO-1 donde el modelo no pudo alcanzar la tasa oficial, esto ya que si el modelo no alcanzo la producción esperada puede deberse a que la permeabilidad en la zona debe ser mayor, puede llegar a ser de 786 mD como en el pozo JO-1, de igual manera al no tener un conocimiento amplio de la geología del yacimiento se prefirió aumentar el índice de productividad de los pozos en vez de variar las permeabilidades del mallado en la zona.

Con la finalidad de alcanzar la producción reportada para los inicios de producción del pozo JO-1 se le asignó al mismo un multiplicador de índice de productividad de 2.0 para Octubre de 1964 y de 0,3 para Abril de 1969. Esto se hizo con la finalidad de alcanzar el comportamiento de producción del pozo en sus comienzos y luego estabilizarlo de nuevo, dicha producción fue la más alta a lo largo de toda la historia del yacimiento, debido a que para este momento dicho pozo producía por flujo natural.

En cuanto a los pozos JO-2, JO-3 y JO-7, se les asignó un multiplicador de índice de productividad de 6, 2 y 5 respectivamente desde el inicio de producción de cada uno de los pozos, esto con la finalidad de alcanzar la tasa oficial reportada en la historia, la necesidad de aumentar tan drásticamente su índice de productividad pudo deberse a que como dichos pozos no fueron fracturados deben encontrarse en zonas con permeabilidades más altas de 35 mD, esto es factible debido a que estos pozos se encuentran cercanos al pozo JO-1 el cual se conoce que posee una permeabilidad mayor.

Al pozo JO-4 se le asignó un multiplicador de índice de productividad de 10,0, se le asignó un valor tan alto debido a que el mismo fue fracturado.

Los multiplicadores de índice de productividad fueron introducidos como un “*keyword*” en los datos del caso de simulación. Esto se hizo por medio de la herramienta “*Define simulation case*” en el editor de la pestaña de “*Advanced*”. Dicho “*Keyword*” lleva por nombre WELPI y una vez introducido se mantiene en el

tiempo, este debe ser introducido para una fecha determinada en la sección de “*Schedule*”. A continuación se muestra el editor en la Figura IV.15:

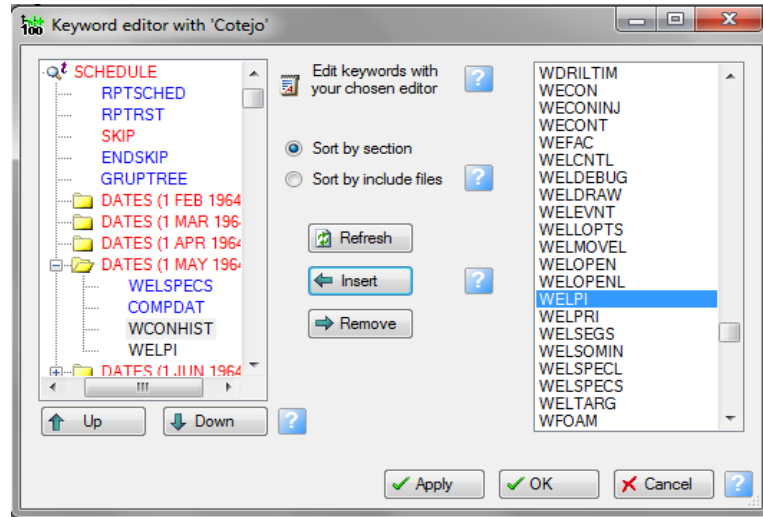


Figura IV.15. Vista de la ventana del editor.

4.11.4 COTEJO POR PRESIONES

Una vez realizado el cotejo por petróleo se procedió al cotejo por presiones, debido a que la presión representa la energía contenida en el yacimiento, de esta depende la producción de todos los fluidos del mismo.

En esta etapa se buscó que la caída de presión a través del tiempo del modelo se encuentre en el rango esperado, dicho rango se muestra en el punto de comportamiento de presiones del presente capítulo.

La finalidad del presente cotejo es realizar ajustes en el modelo para que éste capaz de reproducir el comportamiento de las presiones hasta la actualidad del yacimiento real, siendo el intervalo de más importancia el final, ya que la presión actual del mismo va a afectar directamente a los 20 años de predicciones que siguen.

Se conoce que las presiones del yacimiento se encuentran directamente relacionadas con el gas contenido en el mismo, esto debido a que es el fluido más comprensible

del yacimiento, por lo tanto el que almacena una mayor cantidad de energía. La producción de petróleo a pesar de que si genera una caída de presión al yacimiento ésta es muy baja, debido a que es un fluido prácticamente incomprensible cuya capacidad de almacenar energía es baja.

Por la razón expuesta anteriormente, con la finalidad de que el modelo reproduzca la caída de presión real del yacimiento se procedió a realizar cambios en las curvas de permeabilidad de la roca, estos buscando que se produzca una mayor cantidad de gas y como consecuencia la presión caiga.

Se varió el coeficiente de Corey gas a 2, esto se hizo con la finalidad de que la curva de permeabilidad relativa al gas crezca de una forma formas más pronunciada, para que de esta manera la permeabilidad relativa al gas aumente en mayor medida con respecto a la saturación del mismo, lo que se traduce para el modelo como una mayor movilidad de gas y por lo tanto una mayor producción.

Debido a la variación realizada en el coeficiente de Corey gas se tuvo que ajustar la curva de permeabilidad relativa al petróleo con la finalidad de mantener la producción del mismo, este ajuste se hizo variando al coeficiente de Corey G/O a 2, de esta manera buscando minimizar la pendiente de la caída de dicha curva con respecto a la saturación de gas.

Ambos parámetros tuvieron que ser sensibilizados buscando la relación más provechosa, esto se debe a que al aumentar la pendiente de la curva de permeabilidad relativa al gas la producción de petróleo se ve afectada negativamente, por eso se contrarresta dicho efecto con la disminución de la pendiente en la caída de la curva de permeabilidad del petróleo, sin exagerar dicho factor ya que dañaría el cotejo de petróleo.

4.12 PREDICCIONES

Antes de elaborar cualquier estrategia o esquema de inyección de gas se deben tener claras las especificaciones del compresor y la fuente de suministro de gas para alimentar el mismo

El motor disponible para hacer funcionar el compresor es de marca WAUKESHA y modelo 7042 GSI, dicho motor cumple con las especificaciones de potencia necesaria para hacer trabajar el compresor a su máxima capacidad. Mientras el compresor sea ubicado a una menor distancia de los pozos donde se realizará la inyección de gas, menor será la caída de presión generada por la línea de inyección, por esta razón se recomienda ubicar dicho compresor cercano a los pozos inyectores cuales sean dependiendo de cada estrategia, esto en una locación que cumpla con las especificaciones necesarias. Las especificaciones del compresor son mostradas a continuación en la Tabla IV.17:

Tabla IV.17. Especificaciones del compresor.

EQUIPO	MARCA	MODELO	PRESIÓN DE SUCCIÓN (lpc)	PRESIÓN DE DESCARGA (lpc)	VOLUMEN (MMPCND)
COMPRESOR	DRESSER RAND	RDS-4	30-40	1.300	3,5

De las especificaciones del compresor resalta que maneja un volumen de 3,5 MMPCND el cual se asignó como valor máximo a implementar en las estrategias, también se aprecia que la presión de descarga es de 1.300 lpc los cuales son más que necesarios para realizar dicha inyección, esto debido a que el yacimiento actualmente posee poca presión y en las distintas estrategias está contemplado que la presión del yacimiento al momento de la inyección no exceda la original (690 lpc @ 1.325 pbnm).

En cuanto al suministro de gas existe una estrategia principal y una suplementaria, estas relacionadas a distintas fuentes, las cuales se muestran a continuación:

Estrategia principal, yacimiento C-46 MGK-4: Esta es la fuente recomendada para dicho proyecto, el yacimiento es de condensado y posee unas reservas más que necesarias para surtir de gas al compresor por un tiempo mayor de 20 años el cual es el tiempo fijado para realizar dichas predicciones. A continuación se muestra en la Tabla IV.18 los parámetros resaltantes para dicho trabajo obtenidos de la hoja básica de datos:

Tabla IV.18. Parámetros yacimiento C-46 MGK-4.

GOES (MMPCN)	RESERVAS GAS (MMPCN)	PRESION INICIAL (LPC)	PRESION ABANDONO (LPC)	CONDENSADO (BN/MMPCN)
174.945	104.967	3.200	640	26,8

Para obtener la producción de dicho yacimiento se cuenta con el pozo MGK-4, el cual se encuentra completado y en condiciones para ser puesto a producción. El único problema asociado al mismo es que en la carpeta del pozo se encuentra reportado un pescado de un equipo de guaya fina, si dicha herramienta no genera restricción al momento de su producción puede ser dejada en el pozo, si por el contrario restringe la producción entonces se recomienda que la mismo sea pescada.

En la carpeta del pozo se encuentran reportadas dos pruebas de completación, las mismas fueron realizadas el 6 de Abril de 1983 y se muestran a continuación en la Tabla IV.19:

Tabla IV.19. Datos prueba de producción pozo MGK-4 arena C-46, 06/04/1983.

N°	CHOKE (PLG)	PRESIÓN CABEZAL (LPC)	TASA DE GAS (MMPCND)	TASA DE PETRÓLEO (BND)
1	3/8	1600	5,2	16
2	1/2	1250	11,2	17

Los resultados obtenidos de dichas pruebas son incongruentes con la información oficial reportada en la hoja de datos. Al igual que las pruebas de producción hechas el

6 de Abril de 1983 también se cuenta con una prueba especial de producción realizada por CORE LABORATORIES INTERNATIONAL LTD del 4 al 5 de Mayo de 1983, para la cual se realizaron variaciones en el choke con la finalidad de observar los diferentes cambios en las tasas del pozo, estas pruebas arrojaron para dichos choques los resultados que se muestran a continuación en la Tabla IV.20:

Tabla IV.20. Prueba especial choke pozo MGK-4, 04-05/05/1983.

ARENA	INTERVALO (PIES)	CHOKE (PLG)	TASA DE GAS (MMPCND)	TASA DE PETROLEO (BND)
C-46	5.900'-5.910'	3/8	5.753	62
C-46	5.900'-5.910'	1/2	6.932	39

Por tal razón para efectos del proyecto se utilizaron como válidos los valores obtenidos de las pruebas realizadas del 4 al 5 de Mayo de 1983. Se recomienda usar el menor choke posible debido a que de esta manera se reducirá la tasa de gas y aumentara la de petróleo, esto ya que sin importar las medidas del choke el gas producido por dicho pozo siempre será más que necesario para alimentar el compresor disponible, debido a la producción de condensado se necesitara la instalación de un separador de superficie para recuperar dicho fluido y además controlar con la presión del mismo la producción del pozo.

Esta es la fuente de gas recomendada para la inyección ya que tiene la capacidad de abastecer de gas el compresor por el tiempo requerido, además genera una producción adicional de aproximadamente 62 BPD y se encuentra a tan solo 3 km del pozo más cercano perteneciente al yacimiento C-16 JO-1 (JO-8). El yacimiento C-46 MGK-4 nunca fue puesto a producción a pesar de la cantidad de petróleo que posee, esto pudo deberse a la alta producción de gas del mismo, por tal razón el uso de este como fuente de gas soluciona el problema y permite su producción.

Estrategia suplementaria, pozos JO-53, MJO-11 y estación de bombeo Tamanaco: Como estrategia suplementaria contamos con la producción de los pozos JO-53 y MJO-11, esto como consecuencia de que el yacimiento C-46 MGK-4 haya sido

sobrestimado o exista algún problema operacional al momento ser implementada la estrategia recomendada.

En cuanto al pozo JO-53 se tiene como objetivo el yacimiento R-2 JO-53, los parámetros de interés del yacimiento en lo que al proyecto se refiere se muestran en la Tabla IV.21, dichos parámetros fueron obtenidos de un estudio realizado por la empresa mixta PETROGUÁRICO, S.A.

Tabla IV.21. Parámetros yacimiento R-2 JO-53.

GOES (MMPCN)	RESERVAS GAS (MMPCN)	PRESION INICIAL (LPC)	PRESION ABANDONO (LPC)
16.975	13.685	2.420	500

El problema asociado a la producción de dicho pozo se refiere a la completación del mismo, actualmente el pozo posee tres TDH y dos retenedores de cemento por encima de la arena objetivo, estos aislando cada uno a una arena probada distinta, por esta razón el trabajo necesario para completar dicho pozo en la arena R-2 es complejo y costoso.

A pesar del problema asociado a la completación, dicho pozo se muestra como el mejor candidato de la estrategia suplementaria ya que el mismo se encuentra cerca del yacimiento, posee unas cuantiosas reservas y su prueba de producción arroja buenos resultados. La prueba de producción se muestra a continuación en la Tabla IV.22:

Tabla IV.22. Datos prueba de producción pozo JO-53.

AREN A	INTERVALO (PIES)	CHOKE (PLG)	PRESIÓN CABEZAL (LPC)	TASA DE GAS (MMPCND)
R-2	5850'-5880'	3/16	2050	1,2

La tasa de gas reportada por dicha prueba con un choke de 3/16" abarca el 34% del gas total necesario para alimentar el compresor, de igual manera según el mismo

estudio por análisis nodal del pozo JO-53 puede producir sobre 4 MMPCGPD a una presión de cabezal no menor de 300 lpc (suficiente para la succión de la bomba) con un reductor de 3/8" lo que representa el 114% del volumen necesario por un periodo de diez años hasta alcanzar la presión de abandono.

En cuanto al pozo MJO-11 existen dos arenas de gas objetivo, la C-87 y C-92 que se encuentran a una profundidad de 3.876'-3.882' y 4.135'-4.140' respectivamente. Ambas arenas fueron probadas pero nunca se sometieron sus reservas, por esta razón se desconoce la cantidad de gas contenido en las mismas, de igual forma no se esperan grandes cantidades debido a los bajos espesores de dichas arenas.

Este pozo surge como segundo candidato en la estrategia suplementaria a pesar del desconocimiento de sus reservas porque los datos obtenidos de las pruebas de producción fueron aceptables además de que su ubicación es cercana al yacimiento, dichos resultados se muestran a continuación en la Tabla IV.23 y fueron tomados de la carpeta del pozo:

Tabla IV.23. Datos prueba de producción pozo MJO-11.

AREN A	INTERVALO (PIES)	CHOKE (PLG)	PRESION CABEZAL (LPC)	TASA DE GAS (MMPCND)
C-87	3.876'-3.882'	1/4	620	1,2
C-92	4.135'-4.140'	1/4	1.050	1,4

Podemos observar que las tasas arrojadas son bastante altas, y que en el caso de la arena C-92 dicha tasa puede ser aún mayor si se reduce la presión del cabezal.

Entre los problemas asociados a la producción de dicho pozo se encuentran además de la incertidumbre existente en los volúmenes de gas, dificultades en su completación al igual que en el pozo JO-53. Para alcanzar la arena objetivo más superficial (C-87) existen tres TDH por encima de la misma, dos de ellos aislando arenas probadas que no fueron cementadas, mientras que para la arena objetivo más profunda hay dos TDH más que para la arena anterior y presentan el mismo objetivo

de aislar arenas probadas y no cementadas. Por esta razón se presume que el proceso de completación de ambas arenas es complicado y costoso.

La estación de bombeo Tamanaco como fuente de alimentación de gas se presenta como la última opción, esto debido a que se conoce que la misma maneja bajos volúmenes de gas el cual proviene del petróleo producido, además de esto, dicha estación se encuentra alejada del yacimiento por lo que necesitaría la construcción de una línea bastante notablemente larga junto con el uso de un compresor que permita movilizar dicho gas hasta Jobal, esto se resume en altos costos y bajo aporte.

Para efecto de las predicciones desarrolladas en el proyecto se seleccionaron como posibles pozos productores todos aquellos que no presenten problemas mecánicos, mientras que como pozo inyector se usará todo aquel que a lo largo de su historia haya alcanzado tasas mayores a 30 bpd, esto debido que a pesar de la inexistencia de pruebas de inyectividad se conoce por experiencias pasadas que todo pozo buen productor tiene altas probabilidades de también ser un buen inyector.

Se decidieron generar para efectos del proyecto cuatro diferentes estrategias de inyección a las cuales se les pusieron por nombre ESTRATEGIA. Entre las estrategias de inyección se probó una en condiciones actuales, una de inyección interna, dos de inyección externa y una ideal.

En los 2 casos de inyección externa se buscó mantener la presión del yacimiento cercana a la inicial, siempre por debajo de la presión de burbuja del mismo, esto con la finalidad de que a estas condiciones se alcance un mayor factor volumétrico del petróleo, y por lo tanto un mayor factor de recobro del mismo.

En el caso de inyección interna se busca desplazar el crudo mediante el gas de los pozos inyectores hasta los productores. Se planteó una estrategia de inyección interna con la finalidad de evaluar todo tipo de inyección de gas inmisible y escenarios posible.

En la Tabla IV.24 se pueden observar las distintas estrategias de inyección y producción a evaluar en dicho proyecto junto con los distintos pozos que actúan en las mismas y su función.

Tabla IV.24 Tabla estrategias de predicción, tipo de inyección, pozos inyectoros y pozos productores.

CASO	TIPO DE INYECCION	POZOS INYECTORES	POZOS PRODUCTORES
ESTRATEGIA 1	NINGUNA	NINGUNO	JO-1, MGL-24 y MGL-25
ESTRATEGIA 2	EXTERNA	JO-10	JO-1, JO-2, JO-3, JO-6, JO-7 MGL-24 y MGL-25
ESTRATEGIA 3	EXTERNA	JO-7	JO-1, JO-2, JO-3, JO-6, MGL-24 y MGL-25
ESTRATEGIA 4	INTERNA	JO-9	JO-1, JO-2, JO-3, JO-7, MGL-24 y MGL-25
ESTRATEGIA 5	EXTERNA / INTERNA	JO-9 Y JO-10	JO-1, JO-2, JO-3, JO-6, JO-7 MGL-24 y MGL-25

4.12.1 ESTRATEGIA 1

Para esta estrategia se planteó seguir con el esquema de explotación actual, con la única diferencia de que se puso en producción el pozo MGL-25. Con esta estrategia se buscó predecir el comportamiento del yacimiento en los próximos 20 años de producción sin aplicarse ninguna inyección de gas, este caso sirve como base y referencia para las otras cuatro estrategias.

La producción fue controlada únicamente por presión de fondo, la cual fue tomada del comportamiento previo en el caso del cotejo para cada uno de los pozos, con la finalidad de representar en mejor medida el comportamiento u oscilación de las tasas de petróleo a ser producidas durante la predicción.

Se evaluaron parámetros como declinación de presión, tasa de petróleo y factor de recobro.

A continuación se muestra en la Figura IV.16 una vista 2D de las saturaciones de petróleo actuales del yacimiento junto con la configuración de la estrategia de producción 1:

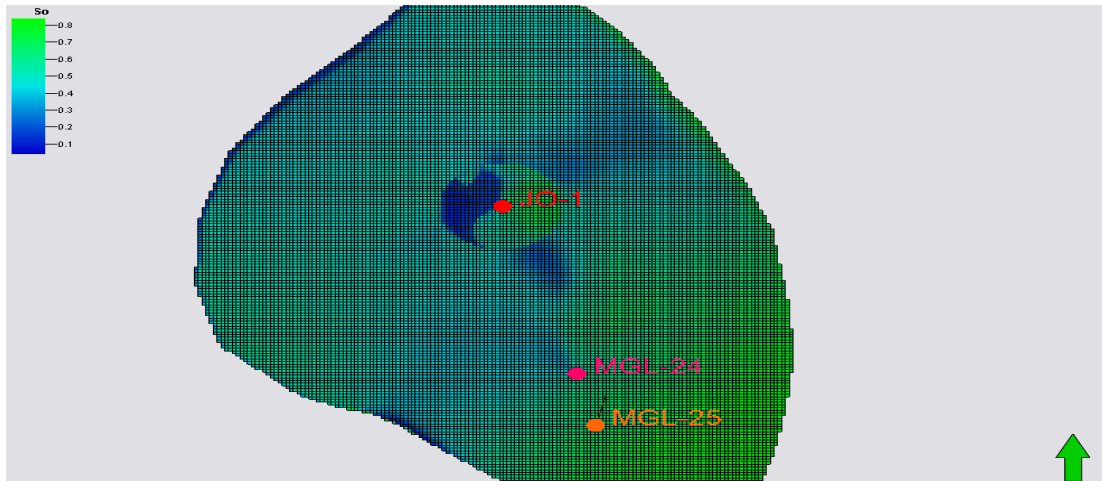


Figura IV.16. Mapa 2D de saturaciones actuales de petróleo y esquema de explotación de la estrategia 1.

4.12.2 ESTRATEGIA 2

En esta estrategia se planteó el cambio de esquema de explotación a inyección periférica por medio del pozo JO-10. El pozo JO-10 está ubicada estructura arriba del yacimiento y se presenta como el mejor candidato para dicha inyección. Los pozos productores en la estrategia son los pozos JO-1, JO-2, JO-3, JO-6, JO-7, MGL-24 y MGL-25.

Debido a que se plantea la inyección con un solo pozo, toda la potencia del compresor será aplicada en el mismo, se usó como parámetro de control de la inyección la presión al fondo del pozo, esta se fijó en 1.000 lpc, asumiendo que exista una caída de presión de alrededor de 300 lpc desde el compresor hasta el fondo del pozo, como segundo parámetro de control se fijó la tasa máxima de inyección a 3.500 MPCN/D correspondiente al volumen máximo que puede manejar el compresor.

La producción se controló por presión de fondo, ésta fue asignada evaluando el comportamiento observado de cada uno de los pozos en el caso previo de cotejo. La producción fue limitada por la relación gas-petróleo producida, se estableció como límite 4 MPCN/BN, si la RGP del pozo excede el valor asignado como límite se cerrara, esto con la finalidad de no permitir que el gas inyectado sea producido y como consecuencia mantener la presión en el yacimiento.

La finalidad de la estrategia 2 es suministrar energía al yacimiento para mantener la presión alta y así obtener un mayor factor volumétrico del crudo, lo que se traduce en la producción de mayores volúmenes.

Se evaluaron parámetros como declinación de presión, tasa de petróleo y factor de recobro.

A continuación se muestra en la Figura IV.17 una vista 2D de las saturaciones de petróleo actuales del yacimiento junto con la configuración de la estrategia de producción 2:

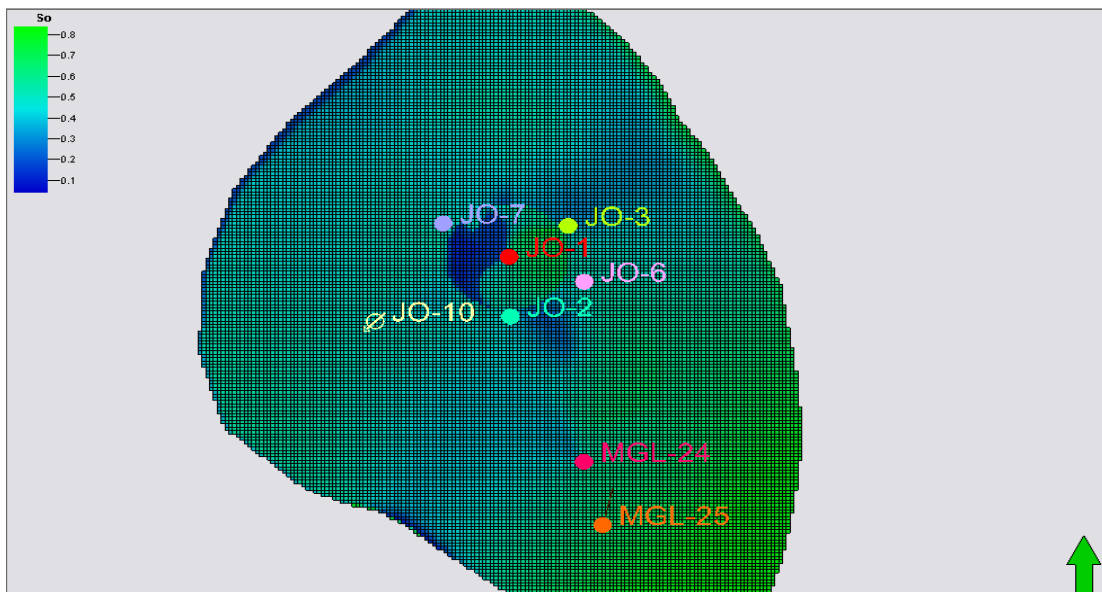


Figura IV.17. Mapa 2D de saturaciones actuales de petróleo y esquema de explotación de la estrategia 2.

4.12.3 ESTRATEGIA 3

Esta estrategia se plantea de la misma manera que la ESTRATEGIA 2, a diferencia de que se inyectara por el pozo JO-7 en vez del JO-10.

Se conoce que el pozo JO-10 se encuentra a menor profundidad que el pozo JO-7, pero el pozo JO-7 se encuentra más cercano a los pozos productores, por lo que con dicha estrategia se buscó evaluar si por esta razón la energía suministrada por la inyección impacta de una manera más efectiva y temprana a los pozos productores, obteniéndose en menor tiempo mayores volúmenes de petróleo. Además se evaluó cuál de los dos pozos es capaz de inyectar a mayor tasa con la misma presión.

Los pozos productores son JO-1, JO-2, JO-3, JO-6, MGL-24 y MGL-25. El control de la inyección se hizo con una presión de fondo de 1.000 lpc y una tasa máxima de 3.500 MPCN/D. Los pozos productores fueron cerrados a una relación gas-petróleo mayor a 4 MPCN/BN esto por las razones expuestas en la estrategia 2.

Se evaluaron parámetros como declinación de presión, tasa de petróleo y factor de recobro.

A continuación se muestra en la Figura IV.18 una vista 2D de las saturaciones de petróleo actuales del yacimiento junto con la configuración de la estrategia de producción 3:

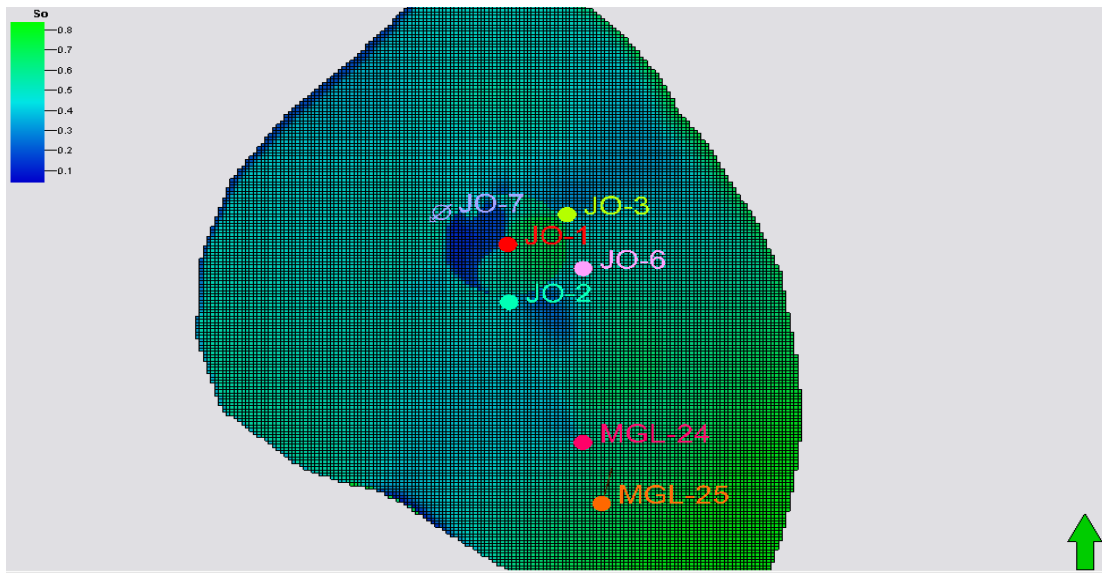


Figura IV.18. Mapa 2D de saturaciones actuales de petróleo y esquema de explotación de la estrategia 3.

4.12.4 ESTRATEGIA 4

Para esta estrategia se planteó una inyección interna, esta se hizo por medio del pozo JO-9, el cual se encuentra estructura abajo en una zona con altas saturaciones de petróleo actualmente.

Con esta inyección no se buscó mantener la presión sino desplazar el crudo de la zona norte del yacimiento hasta la zona central, donde se encuentra concentrada la mayoría de los pozos productores. Los pozos productores son JO-1, JO-2, JO-3, JO-6, JO-7, MGL-24 y MGL-25, los últimos se pusieron a producción a pesar de que se encuentran alejados de la zona.

La producción se controló por presión de fondo, ésta fue asignada evaluando el comportamiento observado de cada uno de los pozos en el caso previo de cotejo, también fue limitada por un RGP de 4 MPCN/BN por las razones expuestas en la estrategia 2.

El control de la inyección se hizo a una presión de fondo de 1.000 lpc y una tasa máxima de 3.500 MPCN/D.

Se evaluaron parámetros como declinación de presión, tasa de petróleo y factor de recobro.

A continuación se muestra en la Figura IV.19 una vista 2D de las saturaciones de petróleo actuales del yacimiento junto con la configuración de la estrategia de producción 4:

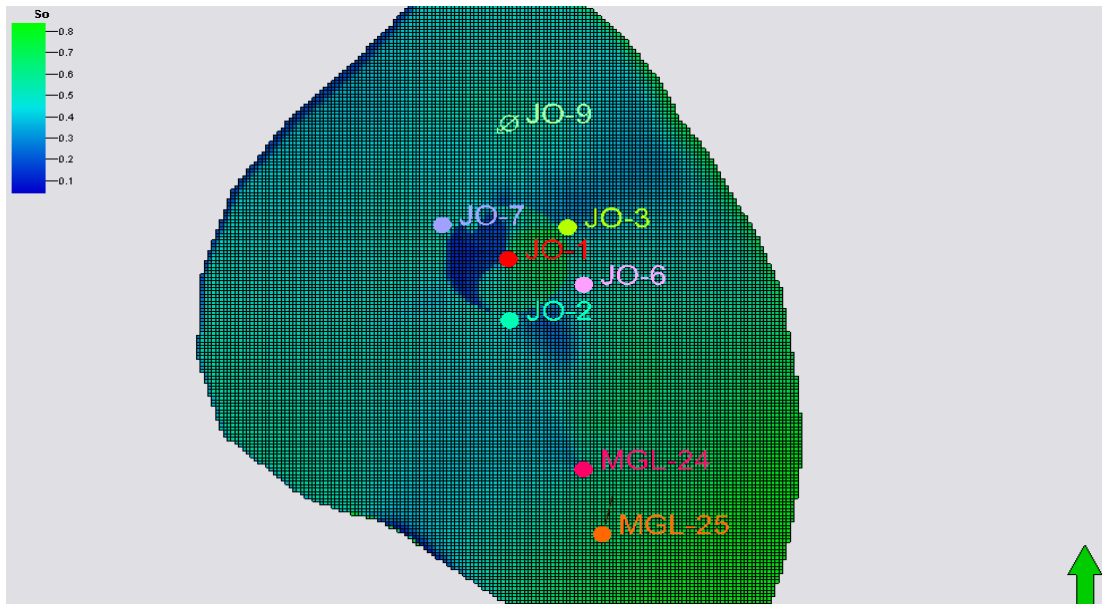


Figura IV.19. Mapa 2D de saturaciones actuales de petróleo y esquema de explotación de la estrategia 4.

4.12.5 ESTRATEGIA 5

En esta estrategia se planteó una situación ideal, debido a que el factor limitante en dicho estudio es la presión de descarga del compresor, para esta estrategia se evaluó como afectaría a la producción del campo la adquisición de un compresor adicional.

Para la presente estrategia se planteó un esquema de inyección resultado de la mezcla de la estrategia 2 y 4, en el cual se inyectó mediante los pozos JO-9 y JO-10.

Para la estrategia 5 se controló la inyección a una tasa presión de fondo de 1.000 lpc y una tasa de 3,5 MPCN/BN, esto para cada uno de los pozos inyectores debido a que

cada uno trabaja con un compresor similar. La finalidad de dicha estrategia es la de generar un escenario que sea factible a pesar de que el mismo se llame idea.

Los pozos productores son JO-1, JO-2, JO-3, JO-6, JO-7, MGL-24 y MGL-25. La producción se controló por presión de fondo, ésta fue asignada evaluando el comportamiento observado de cada uno de los pozos en el caso previo de cotejo, también fue limitada por un RGP de 4 MPCN/BN.

Se evaluaron parámetros como declinación de presión, tasa de petróleo y factor de recobro.

A continuación se muestra en la Figura IV.20 una vista 2D de las saturaciones de petróleo actuales del yacimiento junto con la configuración de la estrategia de producción 5:

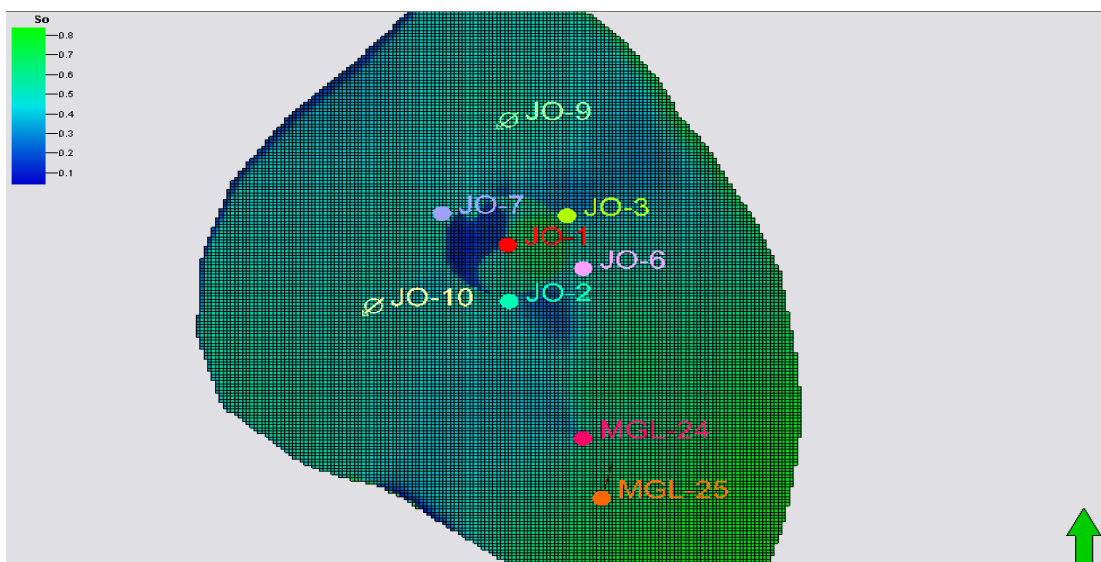


Figura IV.20. Mapa 2D de saturaciones actuales de petróleo y esquema de explotación de la estrategia 5.

4.13 SELECCIÓN DE LA MEJOR ESTRATEGIA DE EXPLOTACIÓN

Una vez obtenidos los resultados de tasa de producción mensual, factor de recobro y declinación de presión, se procedió a evaluar y establecer comparaciones entre las diferentes estrategias.

La estrategia 5 fue evaluada mas no formo parte de la selección, esto debido a que la misma es ideal y actualmente no se cuenta con dos compresores para que pueda ser implementada en el yacimiento.

Debido a que el gas presenta un costo despreciable en comparación con el petróleo el factor más importante a evaluar será el factor de recobro, seguido por la presión y por último la inyección.

Realizadas las respectivas comparaciones se procedió a determinar cuál de las estrategias se presentó como la más adecuada a ser implementada en el yacimiento.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1 MODELO PETROFÍSICO

5.1.1 ÍNDICE DE ARCILLOSIDAD

Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla V.1.

Tabla V.1. Tabla de índice de arcillosidad.

Pozos	SSP (mV)	SPI (mV)	Ish SP	GRmax (API)	GRmin (API)	GRl (API)	Ish GR
JO 51-1	-20.00	-7.00	0.65	4.13	0.15	0.38	0.06
JO 51-2	-35.00	-15.00	0.57	11.25	0.00	1.25	0.11
JO 51-3	-41.00	-30.00	0.27	60.00	28.00	28.00	0.00
JO 51-4	-45.00	-30.00	0.33	109.40	28.88	38.64	0.12
JO 51-6	-21.00	-18.00	0.14	90.00	25.00	25.00	0.00
JO 51-7	-32.00	-8.00	0.75	90.00	22.50	22.50	0.00
JO 51-8	-35.00	-17.00	0.51	75.00	21.00	30.00	0.17
JO 51-9	-30.00	-24.00	0.20	120.00	27.00	37.50	0.11
JO 51-10	-40.00	-33.00	0.18	127.50	37.50	49.50	0.13
MGL-18	-34.00	-24.00	0.29	60.00	20.00	20.00	0.00
MGL-24	-30.00	-30.00	0.00	60.00	25.00	25.00	0.00
MGL-25	N/A	N/A	N/A	90.00	24.00	30.00	0.09
PROMEDIO			0.35				0.07

Se observó una gran diferencia entre los resultados promedio obtenidos para la arena, la diferencia se ubicó en el 500 % de un método con respecto al otro. Era de esperarse que el índice de arcillosidad calculado por potencial espontáneo sea mayor al calculado por rayos gamma, esto se debe a que en el registro de rayos gamma se observa de mejor manera el desarrollo del paquete de arena.

Por la razón descrita anteriormente se tomaron los resultados obtenidos por medio del registro GR ya que los mismo son más confiables.

5.1.2 VOLUMEN DE ARCILLA

Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla V.2.

Tabla V.2. Tabla de volumen de arcilla.

Pozos	Ish Gr	Lineal (GR)	Clavier (GR)
JO-1	0.06	0.06	0.02
JO-2	0.11	0.11	0.05
JO-3	0.00	0.00	0.00
JO-4	0.12	0.12	0.06
JO-6	0.00	0.00	0.00
JO-7	0.00	0.00	0.00
JO-8	0.17	0.17	0.08
JO-9	0.11	0.11	0.05
JO-10	0.13	0.13	0.06
MGL-18	0.00	0.00	0.00
MGL-24	0.00	0.00	0.00
MGL-25	0.09	0.09	0.04
PROMEDIO	0.07	0.07	0.03

Algunos pozos presentan altos volúmenes de arcilla, mientras que para otros el volumen es nulo, esto quiere decir que algunas zonas del yacimiento son más arcillosas que otras.

Se observó una pequeña diferencia entre los resultados promedio obtenidos por ambos métodos, de igual manera se observó que el método lineal arrojó un porcentaje mayor de volumen de arcillosidad, esto era de esperarse ya que se conoce de antemano que dicho método sobrestima el valor mientras que el método de Clavier lo subestima.

No se pudo determinar cuál se ajusta de mejor manera a la roca yacimiento ya que ésta no fue nucleada, a pesar de eso por ambos métodos se obtuvieron porcentajes promedio de volumen de arcilla bajos ($V_{sh} < 10\%$), por lo que se concluyó que la arena es limpia.

5.1.3 POROSIDAD

Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla V.3.

Tabla V.3. Tabla de porosidad.

Pozos	Φ_N	Φ_D	Φ_{Nsh}	Φ_{Dsh}	Φ_{eff} (%)	Φ_{eff} Clavier (%)	Φ_{eff} Lineal (%)
JO-7	28.50	28.50	49.50	7.50	28.50	28.50	28.50
JO-8	28.50	11.00	49.50	7.50	19.75	17.51	15.00
JO-9	25.50	11.00	46.50	4.50	18.25	16.95	15.37
JO-10	28.50	19.00	49.00	7.50	23.75	22.02	19.98
MGL-18	21.00	2.25	36.00	2.53	22.62	22.62	22.62
MGL-24	22.00	2.30	48.00	2.53	21.61	21.61	21.61
PROMEDIO					22.41	21.53	20.51

Los valores obtenidos de porosidad efectiva varían ampliamente para cada uno de los pozos, siendo el pozo con las mayores porosidades el JO-7 y el de menores el JO-9, ambos pozos se encuentran al norte del yacimiento a poca distancia el uno del otro, lo que demuestra la heterogeneidad del yacimiento.

Para efectos del estudio se compararon los valores promedio de porosidad efectiva. Los resultados obtenidos no presentan gran variación, la diferencia del método lineal es de 4% y del método de Clavier 9%, esto con respecto a la porosidad efectiva sin corrección.

Debido a que la arena de estudio es considerada una arena limpia, no es necesario corregir la porosidad por volumen de arcillas.

5.1.4 SATURACIONES

5.1.4.1 RESISTIVIDAD DE LA FORMACIÓN

Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla V.4.

Tabla V.4. Tabla de resistividades de formación.

Pozos	Rt (Ω -m)	Dh (plg)	Stand off	Cond. (mS/m)	Rm (Ω -m)	Δ C (mS/m)	Rtc hoyo (Ω -m)	Rtc capa (Ω -m)	Rtc (Ω -m)
JO-1	500.0 0	8.63	-	2.00	-	0.00	500.00	-	500.00
JO-2	500.0 0	6.25	1.50	2.00	2.47	0.00	500.00	-	500.00
JO-3	100.0 0	6.25	0.00	10.00	1.98	0.00	100.00	-	100.00
JO-4	43.00	6.25	-	-	-	0.00	43.00	-	43.00
JO-6	75.00	9.63	1.50	13.33	2.50	0.00	75.00	-	75.00
JO-7	47.50	7.88	-	-	-	0.00	47.50	200.00	200.00
JO-8	32.00	7.88	-	-	-	0.00	32.00	60.00	60.00
JO-9	45.00	7.88	-	-	-	0.00	45.00	143.00	143.00
JO-10	37.00	7.88	-	-	-	0.00	37.00	75.00	75.00
MGL -18	60.00	9.88	1.50	16.67	1.68	0.00	60.00	200.00	200.00
MGL -24	50.00	9.88	1.50	20.00	2.88	0.00	50.00	200.00	200.00
MGL -25	90.00	8.50	1.50	11.11	1.68	0.00	90.00	-	90.00

Los valores arrojados en cuanto a las resistividades de la formación difieren notablemente unos de otros, lo que se adjudicó al uso de registros antiguos. Dichas mediciones son consideradas de alta incertidumbre.

No se logró corregir ninguno de los registros por diámetro de hoyo, en algunos casos porque no se conoce el standoff de la herramienta.

Las correcciones hechas por capa significaron para algunas de las mediciones cambios notables, sobre todo para los pozos JO-7, JO-9, MGL-18 y MGL-24. Para algunos pozos no se logró hacer corrección de sus medición debido a que las mismas no cortaban las líneas de corrección o porque simplemente los valores mayores a 50 ohm-m no entran en la gráfica.

Por las razones expuestas anteriormente los resultados obtenidos en cuanto a valores de resistividad de formación se consideran de baja confiabilidad.

5.1.4.2 RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN

Los resultados obtenidos son mostrados en la Tabla V.5.

Tabla V.5. Tabla de resistividad del agua de formación.

Datos de la arena		Filtrado de lodo	
Prof (pies)	1090	Rmf @ 75°F (ohm-m)	3,58
Sp (mV)	-32	Rmf @ 94,73°F (ohm-m)	2,9
Ro (ohm-m)	14	Rmfe @ 94,73°F (ohm-m)	0,95
Temperatura de la arena		Agua de formación	
T° @ 0' (°F)	75	Rwe @ 94,73°F (ohm-m)	0,35
T° @ 7458' (°F)	210	Rw @ 94,73°F (ohm-m)	0,45
T° @ 1090' (°F)	94,73	Rw @ 117°F (ohm-m)	0,378

La resistividad del agua de formación es de 0,378 ohm-m a la temperatura de yacimiento, lo que supone una concentración de sal de 10.000 ppm, esta concentración de sal es común del ambiente fluvio deltaico, donde no es tan alta como en un ambiente marino ni tan salobre como en un ambiente fluvial.

Por la razón descrita anteriormente el resultado obtenido del valor de resistividad del agua es confiable y se adapta a las condiciones de la sedimentación de la arena.

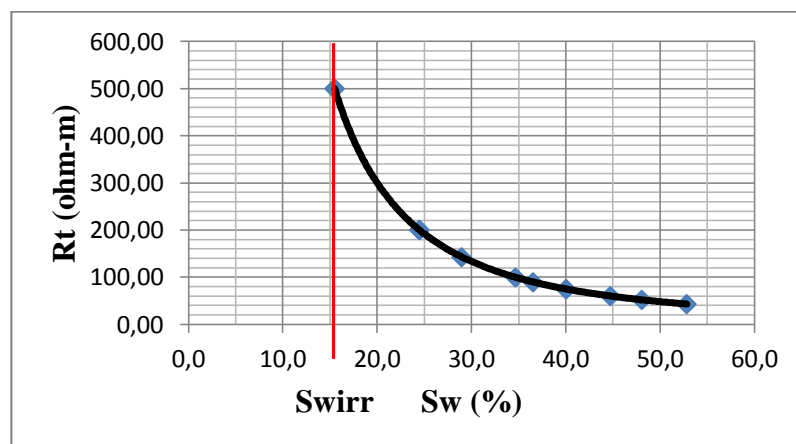
5.1.4.3 SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCIBLE

Los resultados obtenidos del cálculo de saturaciones se muestran a continuación en la Tabla V.6:

Tabla V.6. Tabla de saturaciones de agua.

Pozos	Rt (ohm-m)	Vsh Lineal	Sw Simandoux (%)	Sw Archie (%)
JO-1	500	0,06	7,71	15,49
JO-2	500	0,11	7,71	15,49
JO-3	100	0,00	17,24	34,64
JO-4	43	0,12	26,30	52,83
JO-6	75	0,00	19,91	40,00
JO-7	200	0,00	12,19	24,49
JO-8	60	0,17	22,26	44,72
JO-9	143	0,11	14,42	28,97
JO-10	75	0,13	19,91	40,00
MGL-18	200	0,00	12,19	24,49
MGL-24	200	0,00	12,19	24,49
MGL-25	90	0,09	18,18	36,51
		PROMEDIO	16,47	33,09

Se pudo observar que existe una diferencia del 100% entre los resultados obtenidos por ambos modelos, esto consecuencia de que uno se ajusta a arenas limpias y el otro a arenas arcillosas, debido a esta notable diferencia se tomaron como valores correctos los arrojados por el método de Archie, ya que por las condiciones del yacimiento este es el que mejor se ajusta.

Figura V.1. Grafica de R_t vs S_w .

En la figura V.1 se pudo observar que la mayor medida de resistividad corresponde a la menor saturación de agua, debido a que no se observaron mayores resistividades en la formación se consideró que el mínimo valor de saturación de agua para el yacimiento es de 15%.

5.1.5 PERMEABILIDAD

Los resultados de permeabilidad absoluta por ambas correlaciones se muestran en la Tabla V.7.

Tabla V.7. Tabla de permeabilidad.

Pozos	Φ_{eff} (%)	K Timur (mD)	K Smit (mD)
JO 51-7	28,50	24,14	46,03
JO 51-8	19,75	4,81	22,10
JO 51-9	18,25	3,40	18,87
JO 51-10	23,75	10,82	31,96
MGL-18	22,62	8,73	29,00
MGL-24	21,61	7,14	26,45
	PROMEDIO	9,84	29,07

Los resultados obtenidos de ambas correlaciones son bajos, siendo el más alto de los valores determinados 46,03 mD y el menor 3,40 mD. Se observó que la diferencia entre los resultados de ambas correlaciones es realmente alta, a pesar de eso ambos resultados son mucho más bajos de lo esperado.

Por medio de una prueba de restauración hecha al pozo JO-1 en el año 1961 determinó que la permeabilidad es de 786 mD en los alrededores de dicho pozo. Por esta razón se concluyó que ninguno de los métodos utilizados para determinar la permeabilidad se ajusta a lo que realmente representa el yacimiento.

5.2 MODELO DE FLUIDO

5.2.1 GAS

Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla V.8.

Tabla V.8. Tabla de composición y gravedad específica del gas.

Componente	Porcentaje en moles	y'	PM (gr/mol)	$y' \cdot PM$
Metano	81.16	0,8116	16,011	12,99453
Etano	12.15	0,1215	30,022	3,647673
Dióxido de Carbono	0,0006	0,000006	44,009	0,000264
Propano	4,31	0,0431	44,033	1,897822
I-Butano	0,96	0,0096	58,044	0,557222
N-Butano	0,78	0,0078	58,044	0,452743
I-Pentano	0,39	0,0039	72,055	0,281015
N-pentano	0,19	0,0019	72,055	0,136905
Hexano+	N/O	N/O	N/O	N/O
			$y'g$	0,689271

Se observó que el mayor porcentaje del gas corresponde a hidrocarburos livianos, el principal componente del mismo es el metano con un porcentaje en moles del 81,16%, seguido por el etano con un porcentaje en moles del 12,15%, el resto se encuentra distribuido entre C3 y C5.

El gas no contiene H₂S y el porcentaje en moles de CO₂ es muy bajo por lo que el gas es considerado dulce.

La gravedad específica del gas es de 0,689. La baja gravedad específica se debe a que el mismo no contiene hidrocarburos pesado C7⁺.

5.2.2 PETRÓLEO

Los resultados obtenidos para la correlación de Standing para Crudos de Oriente de Venezuela de la Menegrade Oil Company (1972) se muestran en la Tabla V.9, mientras que para la correlación de Standing de la TOTAL se muestra en la Tabla V.10.

Tabla V.9. Cálculo PVT mediante correlación de Standing para Crudos de Oriente de Venezuela de la Menegrande Oil Company (1972).

Presión (LPCA)	Relación Gas-Pet. (PCN/BN)	Factor Volumétrico (BY/BN)	Viscosidad del Petróleo (CPS)	Viscosidad del Gas (CPS)	Factor Volumétrico (BY/PCN)	Factor Compresibilidad Z
641	277	1.302	1.392	0.012	4.064	0.899
601	263	1.294	1.430	0.012	4.367	0.906
561	250	1.286	1.469	0.012	4.713	0.912
521	236	1.277	1.510	0.012	5.114	0.919
481	222	1.268	1.554	0.012	5.583	0.927
441	207	1.257	1.601	0.012	6.138	0.934
401	193	1.246	1.650	0.012	6.805	0.942
361	178	1.234	1.703	0.012	7.621	0.949
321	162	1.221	1.760	0.012	8.643	0.957
281	146	1.206	1.821	0.012	9.957	0.965
241	130	1.189	1.887	0.012	11.710	0.974
201	113	1.169	1.959	0.012	14.164	0.982
161	95	1.145	2.038	0.012	17.840	0.991
121	76	1.115	2.127	0.012	23.953	1.000

Tabla V.10. Cálculo PVT mediante correlación de Standing de la TOTAL.

Presión (LPCA)	Relación Gas-Pet. (PCN/BN)	Factor Volumétrico (BY/BN)	Viscosidad del Petróleo (CPS)	Viscosidad del Gas (CPS)	Factor Volumétrico (BY/PCN)	Factor Compresibilidad Z
641	97	1.068	2.196	0.012	4.064	0.899
601	90	1.065	2.249	0.012	4.367	0.906
561	83	1.061	2.317	0.012	4.713	0.912
521	77	1.057	2.389	0.012	5.114	0.919
481	70	1.054	2.466	0.012	5.583	0.927
441	63	1.050	2.547	0.012	6.138	0.934
401	57	1.047	2.634	0.012	6.805	0.942
361	51	1.043	2.726	0.012	7.621	0.949
321	44	1.040	2.824	0.012	8.643	0.957
281	38	1.036	2.928	0.012	9.957	0.965
241	32	1.033	3.039	0.012	11.710	0.974
201	26	1.030	3.157	0.012	14.164	0.982
161	20	1.027	3.283	0.012	17.840	0.991
121	14	1.024	3.415	0.012	23.953	1.000

Se observó una gran diferencia entre ambas correlaciones, el PVT obtenido por la correlación de Crudos de Oriente presenta una mayor cantidad de gas ya que el Rsi es de 277 mientras que la correlación de la TOTAL muestra bajo Rsi y por lo tanto poco gas disuelto.

La correlación de Standing para Crudos de Oriente de Venezuela de la Menegrande Oil Company (1972) se presenta como la que mejor caracteriza el fluido del yacimiento, esto debido a que comparando con la prueba inicial del pozo JO-1 la cual reportó un Rsi de 246 PCN/BN esta correlación resulto más cercana que la de la TOTAL. Esta se adaptó bastante bien al crudo del yacimiento debido a que la Rsi arrojada (277 PCN/BN) es muy próxima a la RGP de la prueba inicial del pozo JO-1 con una diferencia del 12%.

A continuación se muestran las gráficas de las distintas propiedades o factores obtenidos del PVT vs Presión con sus respectivas líneas de tendencia:

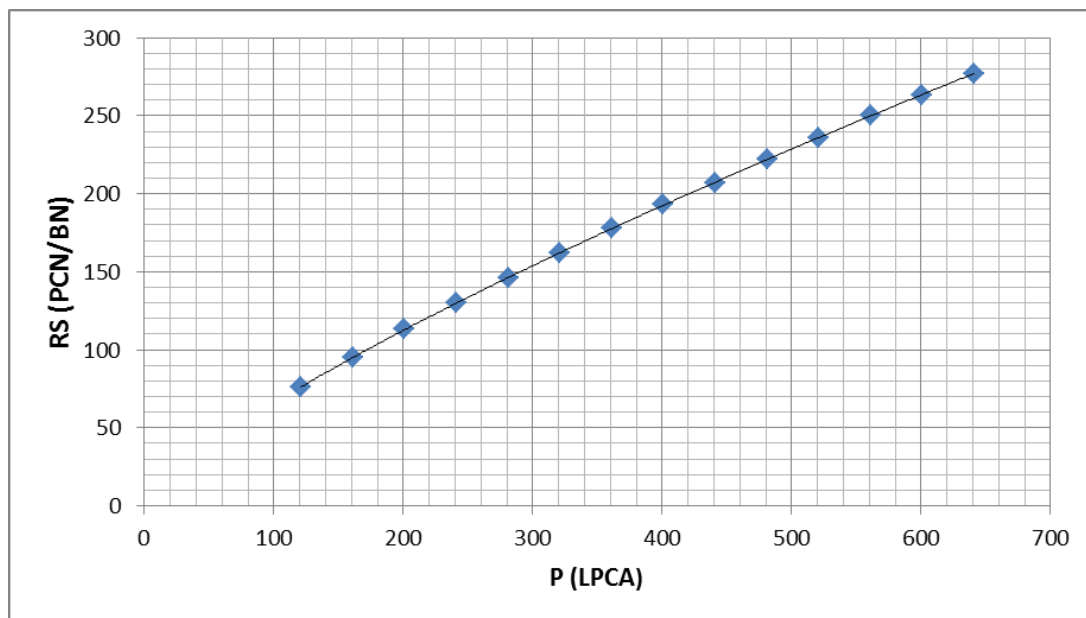


Figura V.2. Gráfica relación gas-petróleo en solución (Rs) contra presión (P) con su respectiva línea de tendencia.

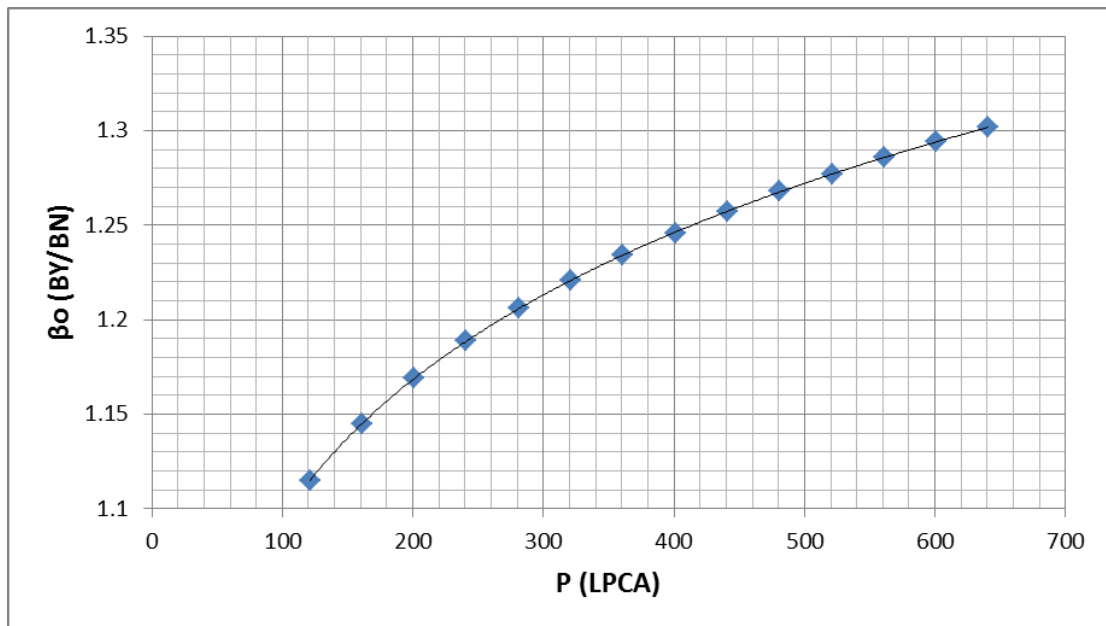


Figura V.3. Gráfica factor volumétrico del petróleo (β_o) contra presión (P) con su respectiva línea de tendencia.

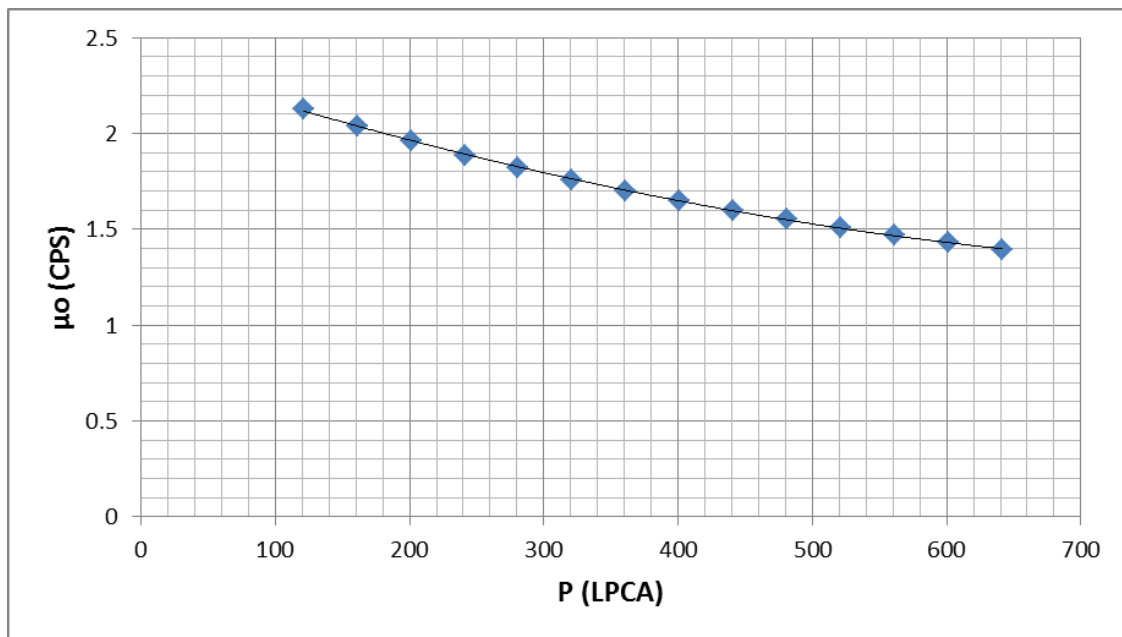


Figura V.4 Gráfica viscosidad del petróleo (μ_o) contra presión (P) con su respectiva línea de tendencia.

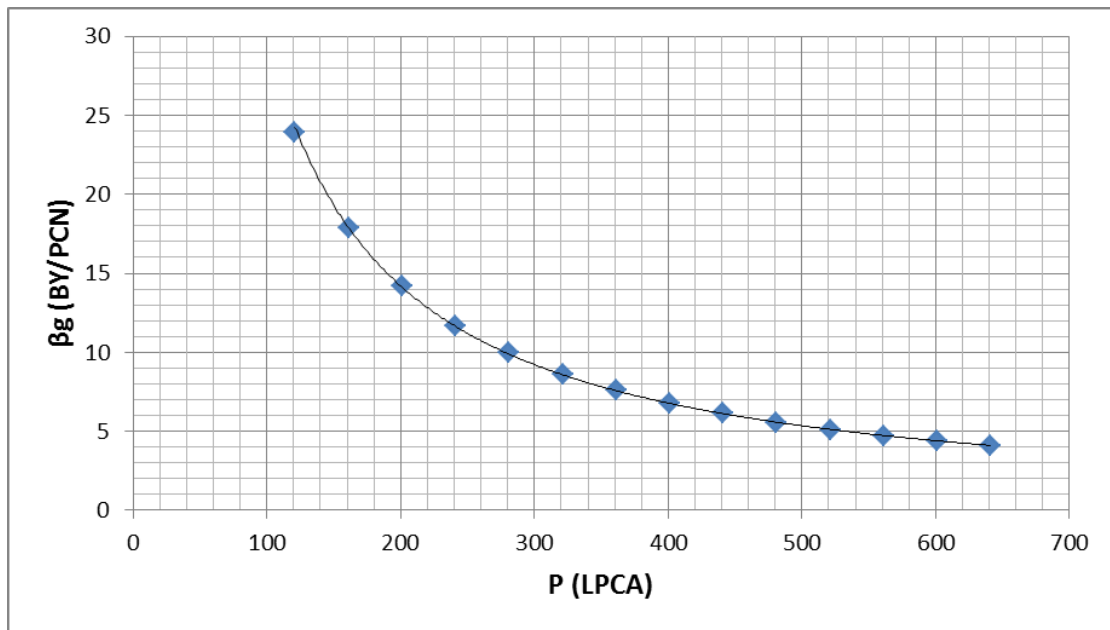


Figura V.5 Gráfica factor volumétrico del gas (β_g) contra presión (P) con su respectiva línea de tendencia.

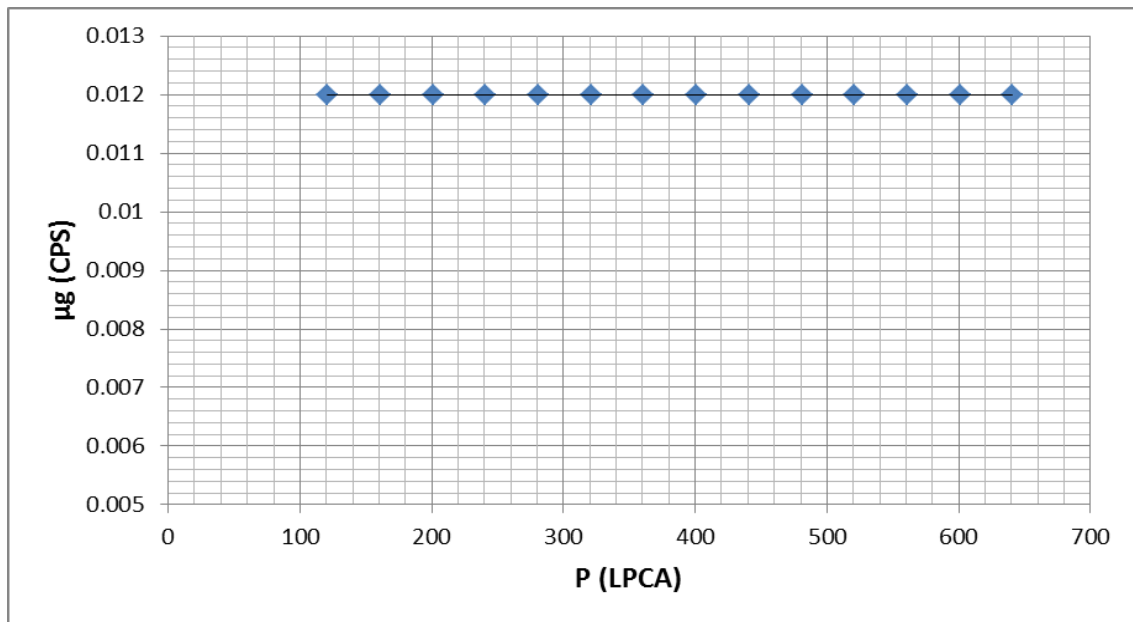


Figura V.6. Gráfica viscosidad del gas (μ_g) contra presión (P) con su respectiva línea de tendencia.

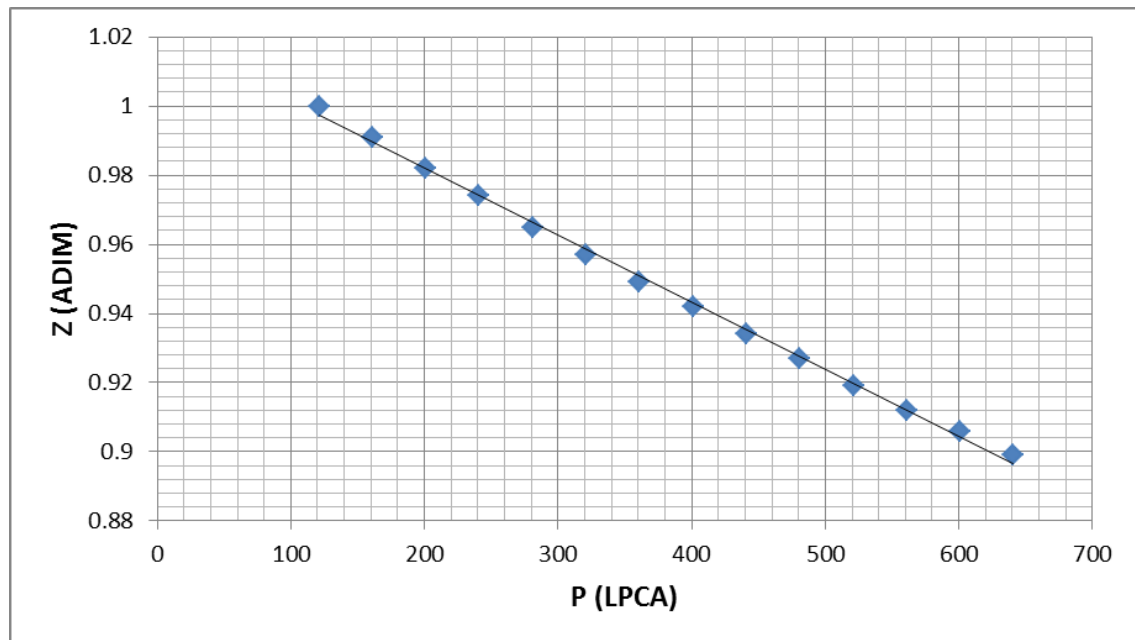


Figura V.7. Gráfica factor de compresibilidad (Z) contra presión (P) con su respectiva línea de tendencia.

Se observó el comportamiento de las distintas propiedades del crudo con respecto a la caída de presión, así se determinó que el comportamiento presentado es el convencional o esperado para cada una de ellas, por esta razón se considera que dichos valores son adecuados para describir el comportamiento completo del fluido a lo largo de la historia de producción del yacimiento. Los datos obtenidos de las gráficas; tipo de tendencia, ecuación de mejor ajuste y R cuadrado se presentan a continuación en la Tabla V.11.

Tabla V.11. Tabla de ecuaciones de mejor ajuste de las propiedades obtenidas por análisis PVT del fluido.

Gráfica	Tipo de Tendencia	Ecuación	R cuadrado	Nº Ecu.
Rs vs P	Potencial	$R_s = 1.8528 * P^{0.7748}$	1	33
β_o vs P	Potencial	$\beta_o = 0.7142 * P^{0.0929}$	1	34
μ_o vs P	Exponencial	$\mu_o = 2.3011 * e^{-8 * P * 10^{-4}}$	0.99	35
β_g vs P	Potencial	$\beta_g = 4019 * P^{-1.066}$	0.99	36
μ_g vs P	Lineal	$\mu_g = 0.012$	1	37
Z	Potencial	$Z = -0.0002 * P + 1.0208$	0.99	38

El tipo de tendencia más usado fue potencial, esto se debe a que el mismo se adapta de buena manera a cualquier tipo de curva. La única que presento una tendencia lineal fue la viscosidad de gas, debido a que la misma no varía significativamente con respecto a la caída de presión.

Por medio de los R cuadrados se determinó que todas las ecuaciones que describen el comportamiento de las propiedades del fluido se adaptan buena manera.

5.3 PRESIONES

5.3.1 TOMAS DE NIVEL ESTÁTICO

La primera medición del nivel estático fue tomada en el pozo JO-1, el cual es el pozo descubridor del yacimiento y el primer pozo completado en el mismo, esta se realizó el 11 de Marzo del 1961 (Tabla V.12) y se muestran a continuación:

Tabla V.12. Toma de nivel estático pozo JO-1, 11/03/1961.

POZO	PROFUNDIDAD (pies)	PRESIÓN MEDIDA (lpc)	GRADIENTE (lpc/pies)	PRESIÓN CALCULADA (lpc)
JO 1	0	92	-	92
	200	127	0.17	127
	400	197	0.35	197
	600	266	0.34	266
	800	334	0.34	334
	1000	402	0.34	402
	1200	470	0.34	470
	1400	537	0.33	537
	1600	605	0.34	605
	1800	674	0.34	674
DATUM	1846		0.345	689.87

El valor obtenido de presión llevado al datum fue de 689,87 lpc, para el momento en que se hizo dicha prueba el yacimiento aún no había entrado en producción, por esta

razón se considera que el valor obtenido corresponde al valor de la presión inicial del yacimiento.

Las siguientes mediciones fueron hechas el 20 de Agosto de 1964 (Tabla V.13) al pozo JO-4 y el 25 de Agosto 1964 (Tabla V.14) al JO-3, estas se muestran a continuación:

Tabla V.13. Toma de nivel estático pozo JO-4, 20/08/1964.

POZO	PROFUNDIDA D (pies)	PRESIÓN MEDIDA (lpc)	GRADIENTE (lpc/pies)	PRESIÓN CALCULADA (lpc)
JO 4	0.00	-	-	-
	1600.00	375	-	-
	1800.00	462	0.435	462
DATUM	1801.00	-	0.435	462.435

Tabla V.14. Toma de nivel estático pozo JO-3, 25/08/1964.

POZO	PROFUNDIDAD (pies)	PRESIÓN MEDIDA (lpc)	GRADIENTE (lpc/pies)	PRESIÓN CALCULADA (lpc)
JO 3	1600.00	358.00	-	-
Datum	1782.50	-	0.45	439.21
	1800.00	447.00	0.45	447.00

Los valores arrojados de las mediciones hechas a los pozos JO-4 y JO-3, fueron de 470 lpc y 439 lpc al datum respectivamente. Se observó una incongruencia en los valores reportados, debido a que estas pruebas fueron realizadas cuando apenas el yacimiento tenía un mes de haber entrado en producción, por lo que deberían haber reportado una presión cercana a la original, de igual manera se observó que el ultimo gradiente reportado por ambas pruebas es de 0.45 el cual es muy alto para el fluido contenido en el yacimiento (gradiente esperado 0.35), por esta razón se descartaron dichos resultados.

Después de las realizadas en Agosto de 1964 no se volvieron a tomar mediciones sino hasta el año 1995, lo que genera un lapso de tiempo de 31 años en el cual no se tienen datos de presión del yacimiento, esto ocasiona como problema el aumento de la incertidumbre al momento de realizar la curva de agotamiento de presión.

Para el año 1995 fueron tomadas dos mediciones de nivel estático, una realizada el 7 de Septiembre en el pozo MGL-24 (Tabla V.15) y otra el 27 de Noviembre en el pozo MGL-18 (Tabla V.16), ambas se muestran a continuación:

Tabla V.15. Toma de nivel estático pozo MGL-24, 07/09/1995.

POZO	PROFUNDIDAD (pies)	PRESIÓN MEDIDA (lpc)	GRADIENTE (lpc/pies)	PRESIÓN CALCULADA (lpc)
MGL-24	0.00	0	-	0
	250.00	6.89	0.02756	6.89
	500.00	66.144	0.237016	66.144
	750.00	144.69	0.314184	144.69
	1000.00	228.748	0.336232	228.748
	1250.00	318.318	0.35828	318.318
	1500.00	412.022	0.374816	412.022
	1700.00	490.568	0.39273	490.568
Datum	1842.50	-	0.39273	546.532025

Tabla V.16. Toma de nivel estático pozo MGL-18, 27/11/1995.

POZO	PROFUNDIDAD (pies)	PRESIÓN MEDIDA (lpc)	GRADIENTE (lpc/pies)	PRESIÓN CALCULADA (lpc)
MGL-18	0.00	19.26	-	19.26
	400.00	32.1	0.0321	32.1
	800.00	46.545	0.0361125	46.545
	1200.00	64.2	0.0441375	64.2
	1600.00	150.87	0.216675	150.87
Datum	1829.00	-	0.216675	200.488575

Se obtuvieron los valores 546 y 200 lpc, para ambas pruebas se observaron incongruencias en los últimos gradientes reportados, la prueba hecha al MGL-24

puede que este sobrestimando el valor de presión mientras que la prueba hecha al MGL-18 definitivamente subestimó el valor de presión (200 lpc muy baja) ya que la diferencia en el gradiente es significativa.

Por esta razón se concluyó que la presión para este año estaría entre ambos valores pero tendiendo a acercarse más al valor arrojado por el MGL-24 (546 lpc) por lo que la prueba del MGL-18 fue descartada.

Las últimas medidas de nivel estático fueron realizadas entre Diciembre del 2004 y Febrero de 2005, estas mediciones fueron tomadas en cinco de los doce pozos, cuatro de ellas en Diciembre y una en Febrero. Los pozos a los que se les tomaron las mediciones en Diciembre fueron JO-2, JO-4, JO-6, JO-10 y JO-7, éstas se muestran a continuación:

Tabla V.17. Toma de nivel estático pozo JO-2, 12/2004.

POZO	PROFUNDIDAD (pies)	PRESIÓN MEDIDA (lpc)	GRADIENTE (lpc/pies)	PRESIÓN CALCULADA (lpc)
JO 2	0	14.5	-	14.5
	400	14.64	0.00035	14.64
	600	14.7	0.0003	14.7
	800	14.99	0.00145	14.99
	1000	15.43	0.0022	15.43
	1200	15.92	0.00245	15.92
	1400	16.2	0.0014	16.2
	1600	56.65	0.20225	56.65
Datum	1842	-	0.20225	105.5945

Tabla V.18. Toma de nivel estático pozo JO-4, 12/2004.

POZO	PROFUNDIDAD (pies)	PRESIÓN MEDIDA (lpc)	GRADIENTE (lpc/pies)	PRESIÓN CALCULADA (lpc)
JO 4	0	20.35	-	20.35
	200	20.76	0.00205	20.76
	400	41.08	0.1016	41.08
	600	88.13	0.23525	88.13
	800	121.6	0.16735	121.6
	1000	156.18	0.1729	156.18
	1200	212.5	0.2816	212.5
	1400	272.16	0.2983	272.16
	1600	335.73	0.31785	335.73
	1700	372.8	0.3707	372.8
Datum	1801	-	0.3707	410.2407

Tabla V.19. Toma de nivel estático pozo JO-6, 12/2004.

POZO	PROFUNDIDAD (pies)	PRESIÓN MEDIDA (lpc)	GRADIENTE (lpc/pies)	PRESIÓN CALCULADA (lpc)
JO 6	0	15.01	-	15.01
	400	15.09	0.0002	15.09
	800	15.1	2.5E-05	15.1
	1000	47.87	0.16385	47.87
	1200	118.56	0.35345	118.56
	1400	188.98	0.3521	188.98
	1600	259.03	0.35025	259.03
	1700	293.95	0.3492	293.95
		1880	364.91	0.39422222
Datum	1877	-	0.39422222	363.7273333

Tabla V.20. Toma de nivel estático pozo JO-10, 12/2004.

POZO	PROFUNDIDAD (pies)	PRESIÓN MEDIDA (lpc)	GRADIENTE (lpc/pies)	PRESIÓN CALCULADA (lpc)
JO 10	0	14.18	-	14.18
	200	14.2	1E-04	14.2
	400	32.37	0.09085	32.37
	600	107.98	0.37805	107.98
	800	183.11	0.37565	183.11
	1000	254.67	0.3578	254.67
	1200	325.85	0.3559	325.85
	1400	408.34	0.41245	408.34
	1600	495.31	0.43485	495.31
	1700	538.1	0.4279	538.1
Datum	1834.5	-	0.4279	595.65255

Tabla V.21. Toma de nivel estático pozo JO-7, 02/2005.

POZO	PROFUNDIDAD (pies)	PRESIÓN MEDIDA (lpc)	GRADIENTE (lpc/pies)	PRESIÓN CALCULADA (lpc)
JO 7	0	14.77	-	14.77
	200	14.71	-0.0003	14.71
	400	14.78	0.00035	14.78
	600	14.9	0.0006	14.9
	800	15.05	0.00075	15.05
	1000	15.19	0.0007	15.19
	1200	15.33	0.0007	15.33
	1400	41.48	0.13075	41.48
	1600	113.71	0.36115	113.71
	1752	165.26	0.33914474	165.26
Datum	1792	-	0.33914474	178.8257895

Los valores obtenidos de las pruebas son de 106, 410, 364 y 596 lpc para los pozos JO-2, JO-4, JO-6 y JO-10 respectivamente, de estas mediciones se concluyó, por el ultimo gradiente reportado, que el valor obtenido del pozo JO-2 subestima la presión (gradiente muy bajo) y el JO-10 sobrestima (gradiente alto), las medidas tomadas en

los pozos JO-4 y JO-6 reportaron un gradiente aceptable, sin embargo los cuatro valores obtenidos de para dicho año se tomaran en cuenta para el análisis de presiones, se espera que la presión para este año sea cercana a la reportada por el pozo JO-4 (410 Lpc).

La última medición hecha en Febrero de 2005 corresponde al pozo JO-7 y reportó una presión al datum de 179 lpc la cual difiere notablemente de las presiones reportadas dos meses antes (Diciembre 2004) por lo que fue descartada.

En la tabla V.22 se muestran los resultados obtenidos de las tomas de nivel estático realizadas.

Tabla V.22. Datos obtenidos de pruebas de nivel estático.

POZO	FECHA	PRESIÓN (LPC)
JO-1	11/03/61	
MGL-24	07/09/95	
JO-4	01/12/04	
JO-6	01/12/04	
JO-10	01/12/04	

5.3.1 PRUEBAS DE RESTAURACIÓN

5.3.1.1 PRUEBA DE RESTAURACIÓN POZO JO-1 18/03/1961

Como resultados del análisis de la prueba de presión se obtuvo el gráfico de Horner (figura V.8).

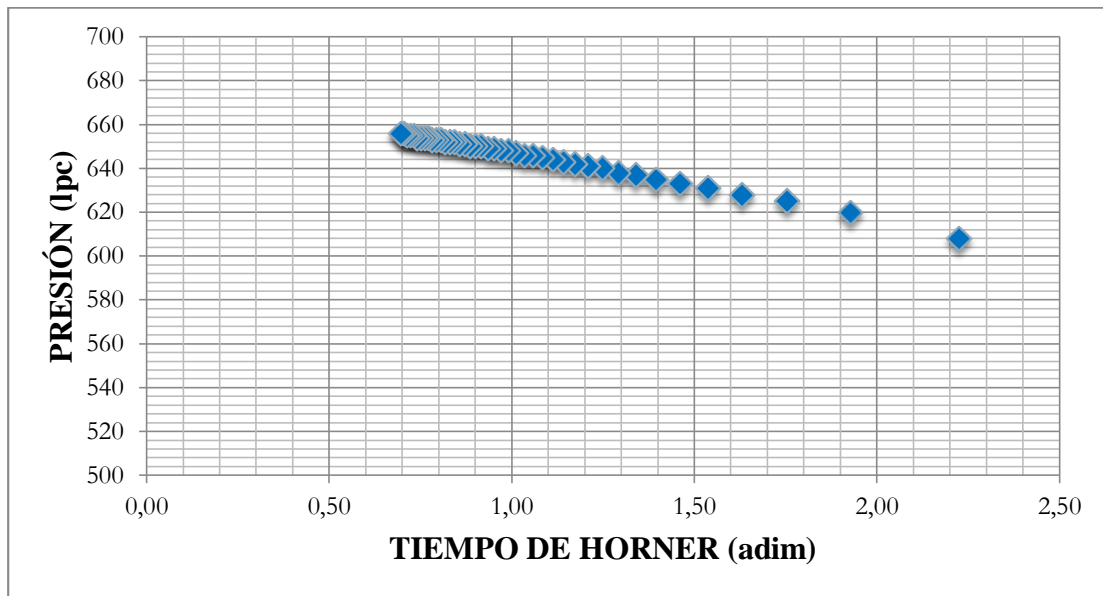


Figura V.8. Gráfica de Horner prueba de restauración pozo JO-1 18/03/1961.

No se percibe el efecto de almacenamiento en dicha grafica ya que esta representa una sola tendencia con una sola pendiente, por tal razón no fue necesario generar de la derivada de Bourdet. De la línea de tendencia se obtuvo la ecuación 39:

$$P = -30.118 * \text{Log}_{10} \left(\frac{T_p - \Delta t}{\Delta t} \right) + 677.13 \quad (39)$$

De la ecuación 39 se determinó el valor de P^* el cual es de 677,13 lpc, esta presión llevada al datum con el gradiente del fluido el cual es de 0,35 da un total de 687,63 lpc.

Dado a que el yacimiento se encontraba en condiciones iniciales al momento de la realización de dicha prueba se pudo decir que dicha P^* es la presión inicial promedio del yacimiento, lo cual corrobora la información obtenida anteriormente de las pruebas de nivel estático.

El valor de la pendiente de la ecuación Horner para flujo radial es de 30.118.

Usando la tasa promedio del tiempo de producción (523,31 BPD) se determinó la permeabilidad del yacimiento, esto se hizo por medio de la ecuación 25 (capítulo IV)

y se obtuvo un valor de 786 mD, dicha permeabilidad se muestra muy superior a la obtenida por los métodos indirectos.

El valor de permeabilidad absoluta obtenido por el análisis de prueba de restauración siempre es sobrestimado, esto se hace evidente al conocer que los pozos cercanos al JO-1 fueron fracturados debido a su baja permeabilidad. A pesar de esto dicho valor de permeabilidad absoluta es considerado confiable para las los alrededores del pozo JO-1.

Usando la ecuación 26 (descrita en el capítulo IV), se determinó un daño a la formación (S) de 6,20.

Como conclusión de dicha prueba de restauración se observó un sistema dañado de 786 mD de permeabilidad.

5.3.1.2 PRUEBA DE RESTAURACIÓN POZO JO-1 20/01/1993

La gráfica de Horner para la prueba de restauración hecha en el pozo JO-1 el 20 de Enero de 1993 se muestra a continuación (ver figura V.9):

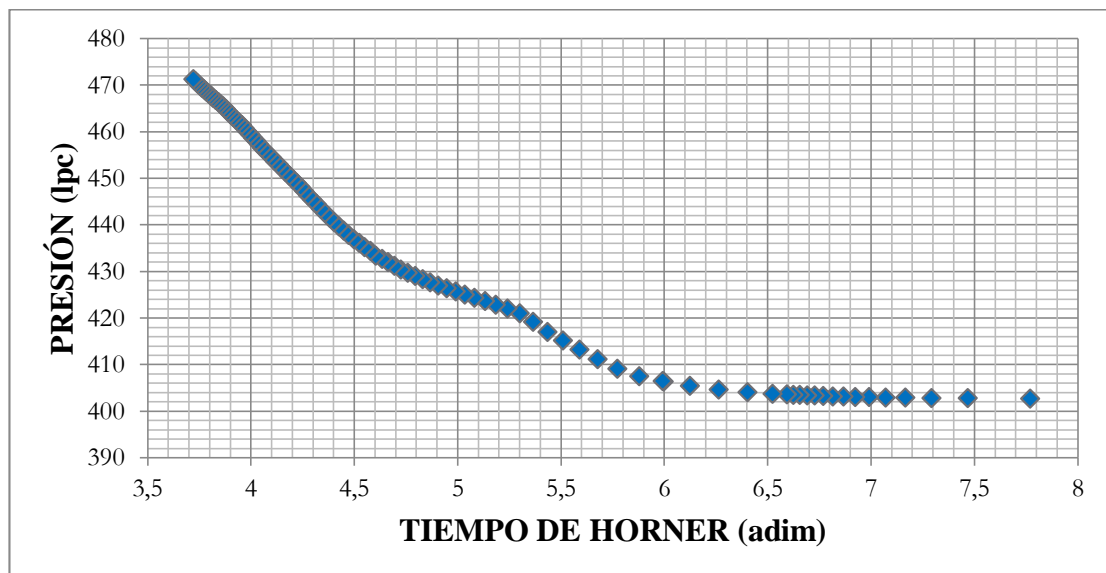


Figura V.9. Gráfica de Horner prueba de restauración pozo JO-1 20/01/1993.

Se pudo observar que en la región media existen dos pendientes, lo que indica que algo está pasando cerca del yacimiento, este comportamiento es típico cuando se encuentra una barrera de permeabilidad o falla cerca del pozo, como se conoce que no existe ninguna falla importante cercana se atribuyó este comportamiento al límite de roca este del yacimiento.

Para efectos del análisis de la figura V.9.se necesitó la pendiente del intervalo de tiempo donde empieza el flujo radial, por esta razón se graficó la derivada de Bourdet (figura V.10):

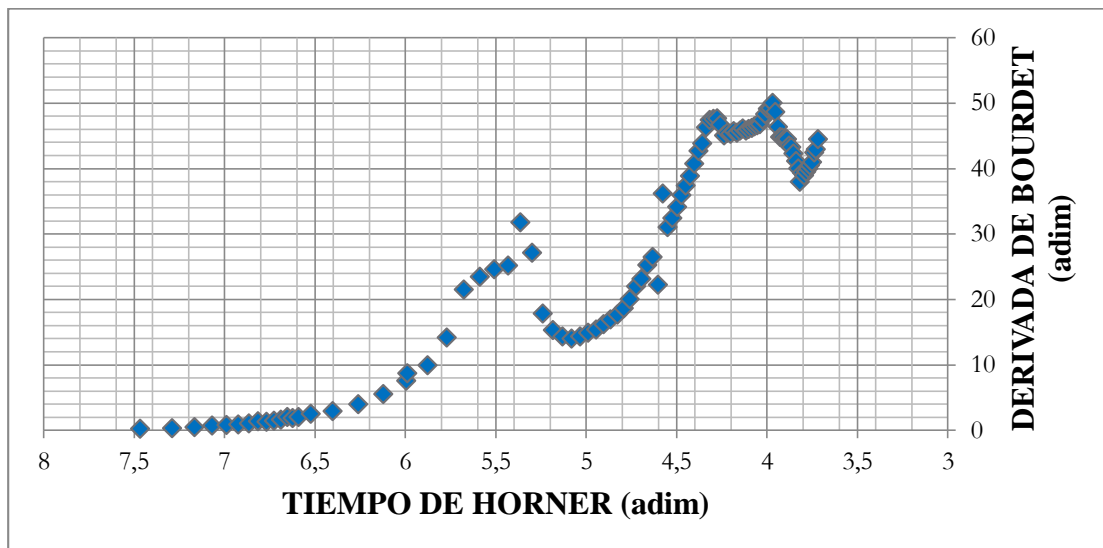


Figura V.10. Gráfica derivada de Bourdet Prueba de Restauración Pozo JO-1 20/01/1993.

Se observó un comportamiento de difícil cotejo en las curvas tipo, por lo tanto no fue posible utilizarlo para diagnosticar la prueba, de igual manera en el reporte de resultados realizado por la empresa de servicios que realizó la prueba se analizaron ambas pendientes, y de dicho análisis se obtuvieron como resultados sistemas de baja permeabilidad estimulados, lo que es incongruente ya que en la prueba de restauración realizada el 18/03/1961 la cual fue de fácil cotejo arrojó como resultado un yacimiento de 786 mD dañado.

Por esta razón, además de no cumplir con el principio de medición acústico, la prueba de restauración fue rechazada.

La presión debe estimarse por la altura de fluido, por lo que si se trata de una prueba de restauración esta altura del nivel de fluido debe aumentar con el tiempo, según los datos reportados por la compañía HALLIBURTON C,A esto no sucede sino que el nivel de líquido.

5.3.1.3 PRUEBA DE RESTAURACIÓN POZO JO-9 20/01/1993

El gráfico de Horner se muestra en la Figura V.11.

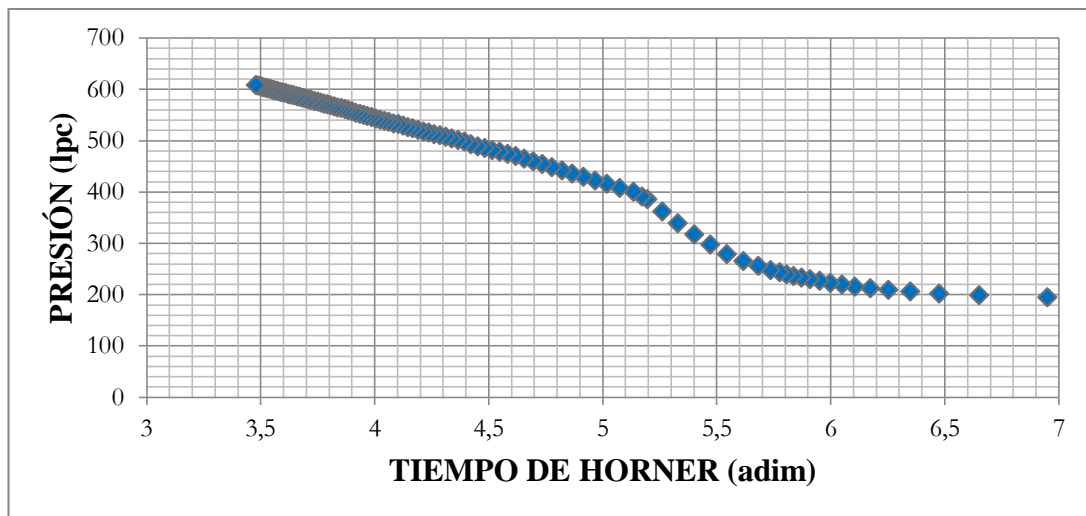


Figura V.11. Gráfica de Horner prueba de restauración pozo JO-9 20/01/1993.

De la gráfica anterior no se pudo determinar con facilidad cuales puntos lograron un flujo radial, esto pudo deberse a un efecto de almacenamiento largo u ocurrió lo mismo con la prueba desarrollada anteriormente del pozo JO-1 donde se ven dos pendientes distintas. Por esta razón se realizó la gráfica de la derivada de Bourdet (figura V.12).

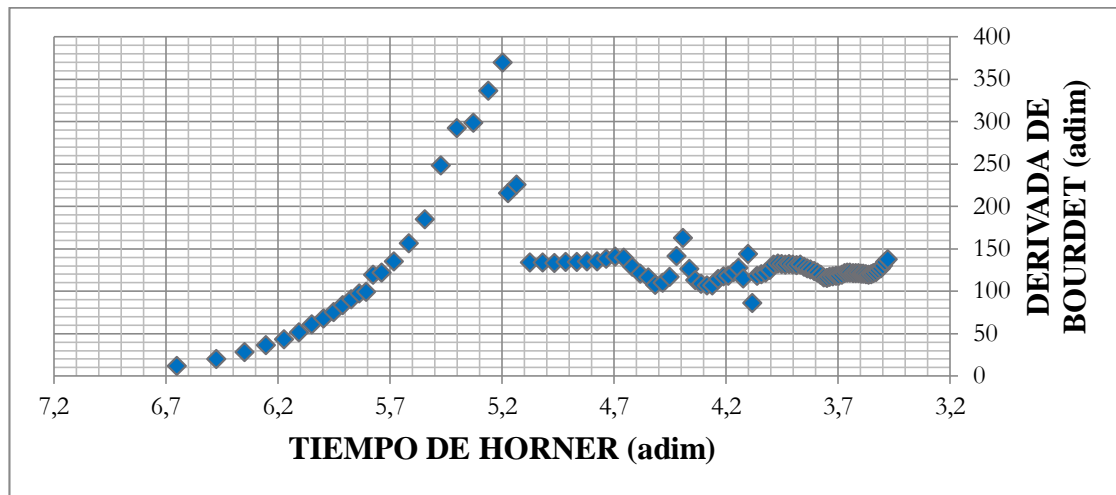


Figura V.12. Gráfica derivada de Bourdet prueba de presiones JO-9 20/01/1993.

En la gráfica de la derivada de Bourdet a pesar de que se muestra un comportamiento de difícil cotejo se observó que la etapa de interés o flujo radial se alcanzaba para cuando el valor del tiempo de cierre fue de 1,25 horas, que corresponde a cuando se estabiliza la curva, lo que indicó que la pendiente a evaluar es la que pertenece al primer intervalo de izquierda a derecha.

La ecuación de la recta para el momento de flujo lineal se muestra a continuación (Ecuación 40):

$$P = -123.78 * \text{Log}_{10} \left(\frac{T_p - \Delta t}{\Delta t} \right) + 1039.6 \quad (40)$$

Analizando la ecuación 35 se determinó una P^* de 1039.6 lpc que aunque se conoce que debido al tiempo de producción del yacimiento y su agotamiento ésta nunca va a ser igual a la presión inicial, parece muy alta en comparación a la misma.

El valor de la pendiente de la gráfica de Horner es de 123,78.

Por medio de la ecuación 25 se obtuvo una permeabilidad absoluta de 3,17 mD, la cual contrasta fuertemente con la permeabilidad determinada del análisis al pozo JO-1 en 1961. A pesar de que los yacimientos son heterogéneos y las propiedades

petrofísicas como la permeabilidad son diferentes en cada zona no parece confiable la data obtenida por esta prueba ya que la diferencia es abismal.

Por las incongruencias halladas en la P^* y la permeabilidad, además de que la prueba tampoco cumple con el principio de medición del método acústico como se explica en la prueba realizada al pozo JO-1 para la misma fecha, entonces esta prueba también se descartó.

5.3.2 COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN EN EL TIEMPO

Ambas curvas de tendencia junto con los datos de presión usados se reflejaron en la figura V.13.

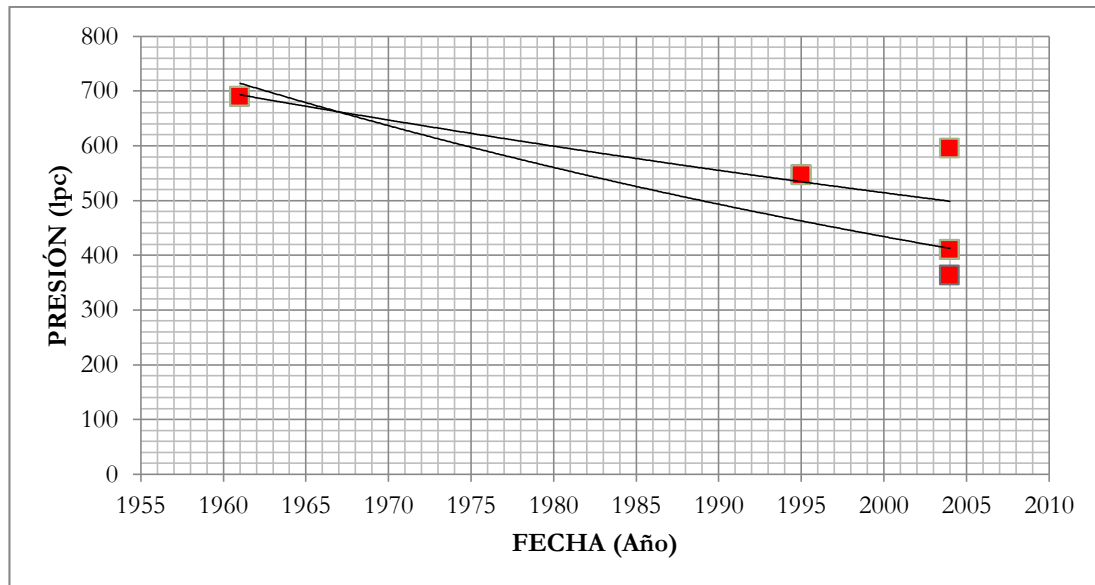


Figura V.13. Gráfica del comportamiento de la presión en el tiempo.

Se asumió que la tendencia del agotamiento de presión real del yacimiento en el tiempo se encuentra entre el rango de ambas curvas, es decir, que la función que describe dicho agotamiento comprende valores entre las funciones o ecuaciones de ambas curvas, las que se muestran a continuación:

Ecuación de la curva de comportamiento de caída de presión superior (Subestimada):

$$P = 1.848.675.281,89 * e^{-0.0075*(FECHA)} \quad (41)$$

Ecuación de la curva de comportamiento de caída de presión inferior (Sobrestimada):

$$P = 165.146.253.792,83 * e^{-0.0098*(FECHA)} \quad (42)$$

Donde:

P : Presión, lpc.

$FECHA$: Año, Año.

5.4 PETROLEO ORIGINAL EN SITIO

5.4.1 METODO VOLUMÉTRICO

Los parámetros utilizados y el resultado obtenido del cálculo del POES se muestran en la Tabla V.23.

Tabla V.23. Tabla parámetros y cálculo del POES mediante el método volumétrico.

AREA (ACRES)	H (PIES)	ϕ_{eff} (%)	β_{oi} (BY/BN)	Swirr (%)	POES (BN)
3582	8.12	22,41	1.302	15,5	32.818.518,13

Los parámetros utilizados y el resultado obtenido del cálculo del GOES se muestran en la Tabla V.24.

Tabla V.24. Tabla parámetros y cálculo del GOES.

N (BN)	Rsi (MPCN/BN)	GOES (MMPCN)
32.818.518,13	0,277	9.090,729

El valor del POES determinado por el método volumétrico es de 32.818 MBN, lo que demuestra que hasta Febrero de 2014 se ha logrado producir un 8% del volumen de

petróleo contenido en el yacimiento, lo que se presenta como un factor de recobro bajo.

El valor del GOES determinado por el método volumétrico es de 9.090 MMPCN, comparando dicho valor con el de producción acumulada de gas hasta Febrero 2014, este valor representa un 26%.

Por las razones expuestas anteriormente se presenta la inyección de gas como solución para aumentar el factor de recobro del yacimiento, ya que se inyectará gas con la finalidad de compensar el volumen producido del mismo y por consiguiente aumentar la presión.

5.4.2 BALANCE DE MATERIALES

Los resultados obtenidos junto con los datos utilizados para generar las ecuaciones lineales de Havlena y Odeh se muestran a continuación, en la Tabla V.25 los obtenidos de la caída de presión subestimada (caso 1) en el tiempo y en la Tabla V.26 la sobrestimada (caso 2):

Tabla V.25. Datos balance de materiales, comportamiento de caída de presión en el tiempo subestimado (caso 1, POES sobrestimado).

AÑO	P (LPC)	Np (BN)	Gp (MPCN)	Rp (PCN/BN)	β_o (BY/BN)	Rs (PCN/BN)	β_g (BY/PCN)	F (BY)	Eo (BY/BN)
1978	604	1244658	1304524	1048.10	1.295	264.47	0.00437	5873546	0.0484662
1980	595	1409353	1352758	959.84	1.293	261.40	0.00444	6193266	0.0611489
1984	577	1701852	1552955	912.51	1.289	255.38	0.00459	7322583	0.0874129
1988	560	1816257	1785921	983.30	1.286	249.50	0.00474	8646652	0.1149091
1995	531	2217622	2112062	952.40	1.279	239.53	0.00501	10757186	0.1661198
2000	512	2235952	2198464	983.23	1.275	232.66	0.00522	11603463	0.2052188
2003	500	2447877	2359618	963.94	1.272	228.63	0.00534	12731109	0.2297293
2007	485	2420849	2411327	996.07	1.269	223.36	0.00552	13392176	0.2636778
2010	474	2656460	2462840	927.11	1.266	219.49	0.00565	13987838	0.2901170

Tabla V.26. Datos balance de materiales, comportamiento de caída de presión en el tiempo sobrestimado (caso 2, POES subestimado).

AÑO	P (LPC)	N _p (BN)	G _p (MPCN)	R _p (PCN/BN)	β _o (BY/BN)	R _s (PCN/BN)	β _g (BY/PCN)	F (BY)	E _o (BY/BN)
1978	630	1244658	1304524	1048.10	1.300	273.37	0.00417	5637858.193	0.01393905
1980	618	1409353	1352758	959.84	1.297	269.25	0.00426	5971863.501	0.02943314
1984	594	1701852	1552955	912.51	1.293	261.19	0.00444	7120028.573	0.06187724
1988	571	1816257	1785921	983.30	1.288	253.38	0.00463	8474908.074	0.09633465
1995	533	2217622	2112062	952.40	1.280	240.27	0.00498	10701591.58	0.16175209
2000	508	2235952	2198464	983.23	1.274	231.31	0.00525	11668878.97	0.2127048
2003	493	2447877	2359618	963.94	1.271	226.10	0.00541	12887208.73	0.24506096
2007	474	2420849	2411327	996.07	1.266	219.34	0.00564	13677671.8	0.29037683
2010	460	2656460	2462840	927.11	1.262	214.40	0.00582	14380109.47	0.32605457

Al graficar los datos del método de la línea recta para balance de materiales se obtuvo para el caso 1 la figura V.14 mientras que para el caso 2 la figura V.15.

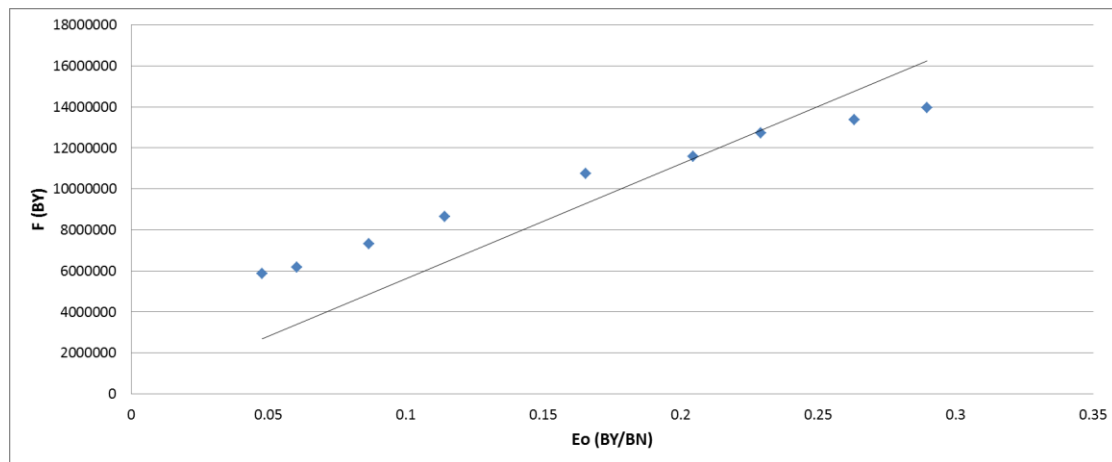


Figura V.14. Gráfica balance de materiales método línea recta, caída de presión subestimada en el tiempo (caso 1, POES sobrestimado).

Ecuación de la línea recta caso 1 (POES sobrestimado):

$$F = 56.084.904,11 * E_o \quad (43)$$

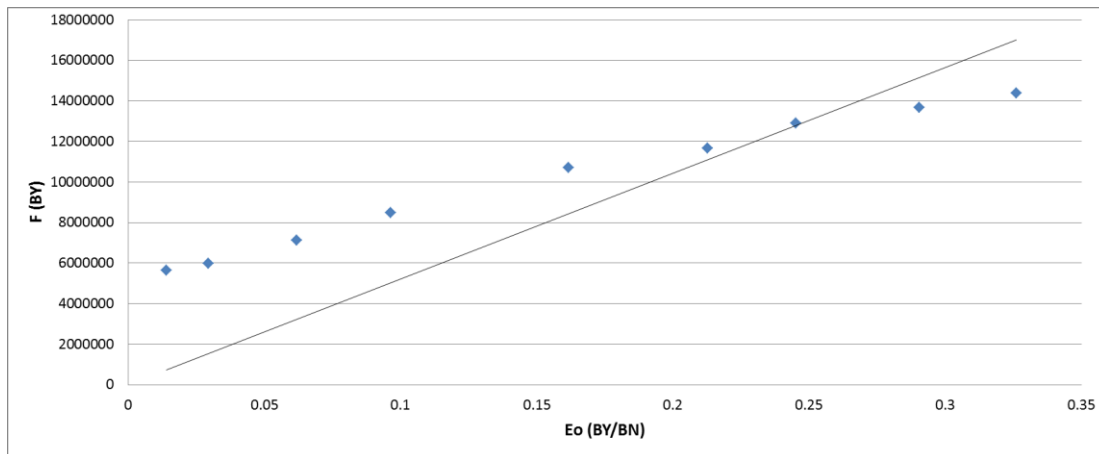


Figura V.15. Gráfica balance de materiales método línea recta, caída de presión sobrestimada en el tiempo (caso 2, POES subestimado).

Ecuación de la línea recta caso 2 (POES subestimado):

$$F = 52.170.375,71 * E_o \quad (44)$$

El valor arrojado por la ecuación 43 del POES sobrestimado es de 56.084 MMBN mientras el arrojado por la ecuación 44 correspondiente al POES subestimado es de 52.170 MMBN, los que se presentan muy alejados del valor obtenido por el método volumétrico.

Analizando las ecuaciones de las rectas arrojadas por las gráfica del método lineal de balance de materiales, se observó que ambos r cuadrado fueron realmente bajos (0,51 ecuación 43 y 0,05 ecuación 44), por lo que las recta no cumplen con la configuración esperada, esto debido a que ambas rectas deben obtener un r cuadrado mayor a 0,98 para ser aceptables.

La baja efectividad del resultado obtenido pudo deberse a que al momento de realizar el balance de materiales no se tomaron en cuenta todos los mecanismos de producción existentes, esta explicación es poco probable ya que se sabe que el yacimiento no posee acuífero debido a la baja producción de agua, la expansión de roca y fluidos es despreciable una vez que la presión del yacimiento sea menor a la de

burbuja y el único caso posible es que exista una capa de gas que no haya sido vista por ningún pozo, aunque el pozo JO-10 que se encuentra estructura arriba no mostro en ningún momento de su producción un alto RGP.

A pesar de esto se sabe que para la realización del balance de materiales se debe cumplir con algunas consideraciones importantes, que si alguna llegase a fallar no serviría dicho análisis, las consideraciones son las siguientes:

- I. Volumen poroso constante. No existe compactación ni subsidencia.
- II. El PVT es representativo del yacimiento.
- III. Proceso isotérmico.
- IV. C_w y C_f son despreciables.
- V. Se considera equilibrio termodinámico entre el gas y el petróleo a presión y temperatura de yacimiento.
- VI. Dimensión cero.

Debido a que el PVT usado es una aproximación generada por medio de correlaciones empíricas dichos datos no son del todo reales, esto produce cierta incertidumbre por la que al momento de realizar la ecuación de la línea recta esta no muestra una configuración correcta, además para determinar el termino (F) se necesitó primero calcular la relación gas-petróleo producido (R_p) y dicho factor depende del gas acumulado, el cual es también un valor aproximado ya que la producción de gas nunca fue medida correctamente.

Por las razones expuestas anteriormente se consideran como erróneos los resultados obtenidos del balance de materiales, por la que no se logró corroborar el POES volumétrico del yacimiento.

5.5 RESULTADOS DE LA INICIALIZACIÓN

La inicialización se hizo en dos etapas, en la primera se cargaron las propiedades y se comprobó la estabilidad del modelo, en la segunda se corroboró el valor del POES para el yacimiento.

Se corroboró que el sistema está en equilibrio, esto debido a que la presión se mantiene a través del tiempo, lo que significa que no hay movimiento de fluidos. El comportamiento de la presión para la inicialización del modelo se muestra a continuación en la figura V.16.

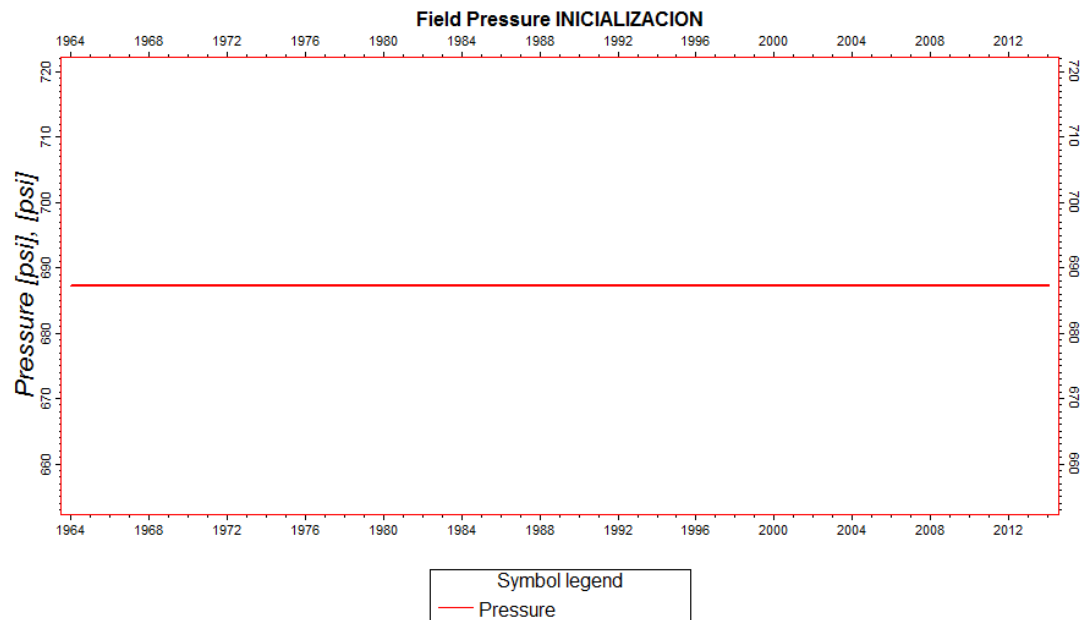


Figura V.16. Comportamiento de la presión del yacimiento en la inicialización.

El resultado del POES determinado por el simulador arrojó un valor de 28,19 MMBN, mientras que el obtenido mediante el método volumétrico es de 32,81 MMBN, presentando una diferencia del 14%. La diferencia se debe a que las propiedades de la roca obtenidas en el presente estudio se determinaron por medio de registros eléctricos, tomando los valores más altos para el intervalo de la arena, mientras que al momento de distribuir las porosidades, PETREL toma varios valores para el mismo intervalo de la arena, obteniendo de esta manera una heterogeneidad y una mejor representación de la propiedad a lo largo del eje Z.

El modelo arrojó una porosidad promedio de 0,20, si se usa este valor para el cálculo volumétrico se obtendría un POES de 29,28 MMBN, el cual presenta una diferencia de tan solo el 3,8%.

Por la razón expuesta anteriormente y debido a que los valores arrojados por el método de distribución de porosidades de PETREL se consideran más confiables que los obtenidos de lecturas de registros, entonces se considera que el modelo refleja las condiciones iniciales del yacimiento.

5.6 RESULTADOS DEL COTEJO

5.6.1 COTEJO POR PRESIONES

Para la realización del cotejo por presiones fueron variadas las curvas de permeabilidad, a continuación se muestra las curvas de permeabilidad relativa gas-petróleo para el cotejo (ROCA COTEJO) y el caso base (ROCA) con la finalidad de establecer comparaciones, figura V.17:

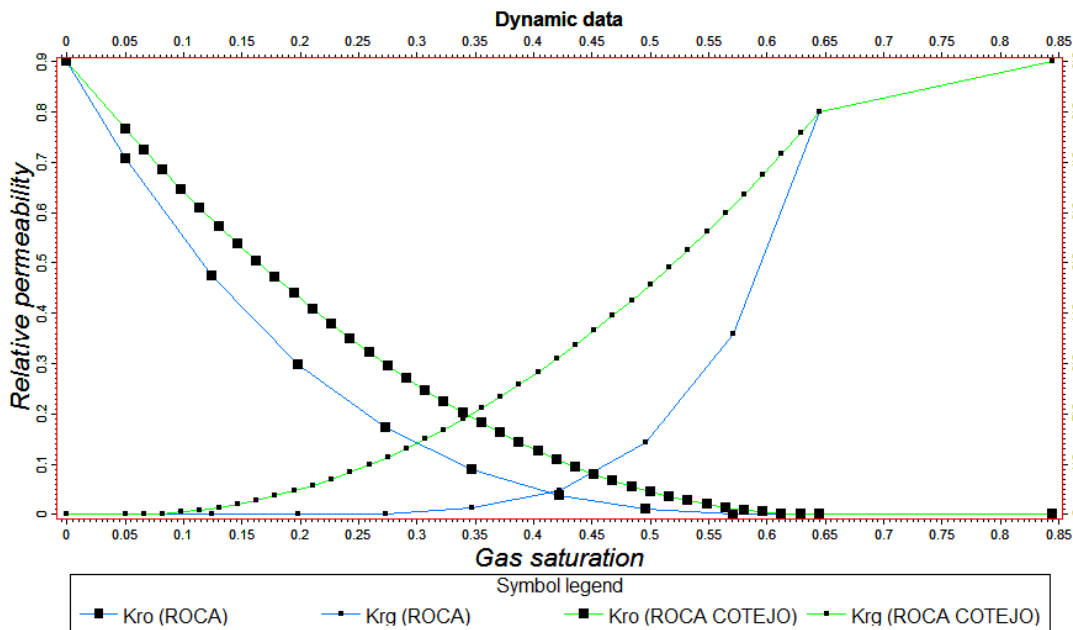


Figura V.17. Curvas de permeabilidad relativa gas petróleo caso base y cotejo.

Se pudo observar un cambio drástico en las curvas, logrando así el objetivo de aumentar el crecimiento de la curva de permeabilidad relativa al gas y reducir la caída de la curva de permeabilidad relativa al petróleo, ambas con respecto a la saturación de gas.

Para efectos del cotejo por presiones, fue evaluado únicamente el comportamiento de presiones para el yacimiento en general, a continuación se muestra en la Figura V.18 los resultados obtenidos tanto del caso base como del caso de cotejo, con la finalidad de establecer comparaciones entre los mismos:

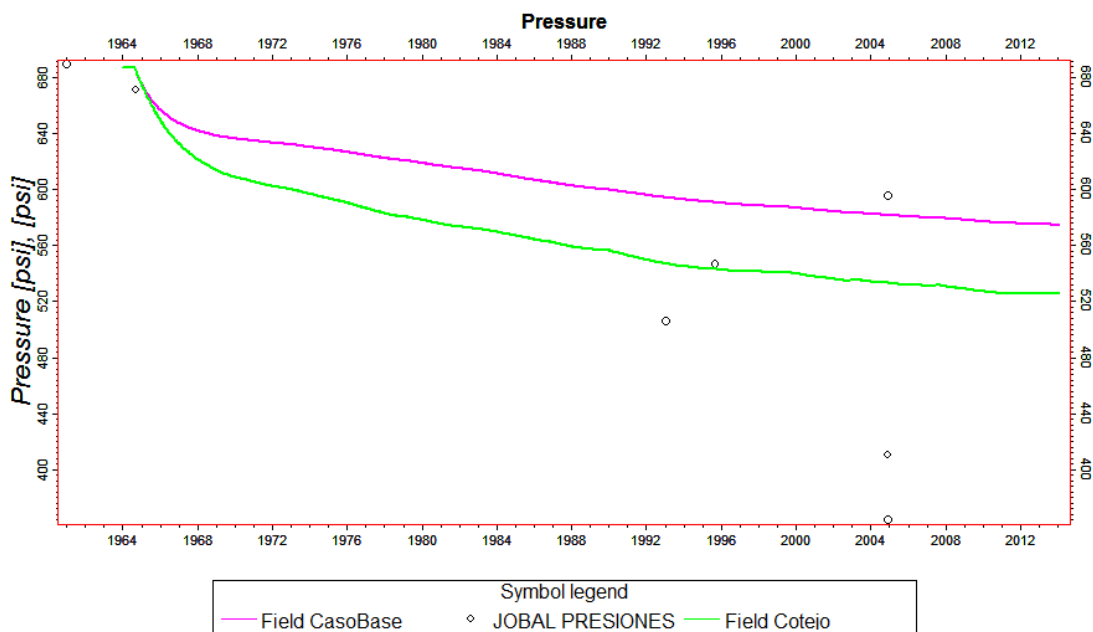


Figura V.18. Gráfica resultados del comportamiento de presión en el tiempo caso base y cotejo para el yacimiento C-16 JO-1.

En líneas generales se consideró el comportamiento de la presión en el tiempo obtenido como resultado del caso de cotejo como representativo del yacimiento, esto debido a que el mismo corresponde al análisis anteriormente realizado de presiones.

Se observó que la tendencia de la curva de caída de presión en el tiempo corresponde a un yacimiento cuyo método primario de producción es el gas en solución, esto

debido a que muestra el comportamiento tipo, cae notablemente a comienzos de producción y luego reduce su pendiente gradualmente.

Con los cambios realizados en las curvas de permeabilidades relativas se logró aumentar significativamente la caída de presión del modelo, esto debido al aumento en la producción de fluidos, tanto de gas como de petróleo.

La producción de gas jugó un papel clave en el cotejo de presiones, ya que como se pudo observar, la caída de presión del caso base es muy suave, y la producción de gas para el mismo es muy baja, mientras que para el caso de cotejo se aumentó la producción de gas notablemente y por consiguiente se logró acentuar la caída de presión, de esta manera se consiguió una buena representación de las condiciones reales del yacimiento.

Según el cotejo de presiones realizado se espera que la presión promedio del yacimiento se encuentre cerca de los 520 lpc actualmente, la caída de presión más acentuada se presenta a inicios de producción, esto se debe a las altas tasas de fluidos reportadas en dicha etapa, luego la caída de presión tiende a suavizarse.

La producción ha mermado debido a la poca presión actual del yacimiento, por lo que la inyección de gas como método de recuperación secundaria se presenta como una buena opción.

5.6.2 COTEJO POR PETRÓLEO

Para efectos del cotejo por petróleo primero fueron evaluados cada uno de los pozos y luego el yacimiento en general, a continuación se muestra los resultados obtenidos del caso base y del cotejo con la finalidad de establecer comparaciones entre los mismos:

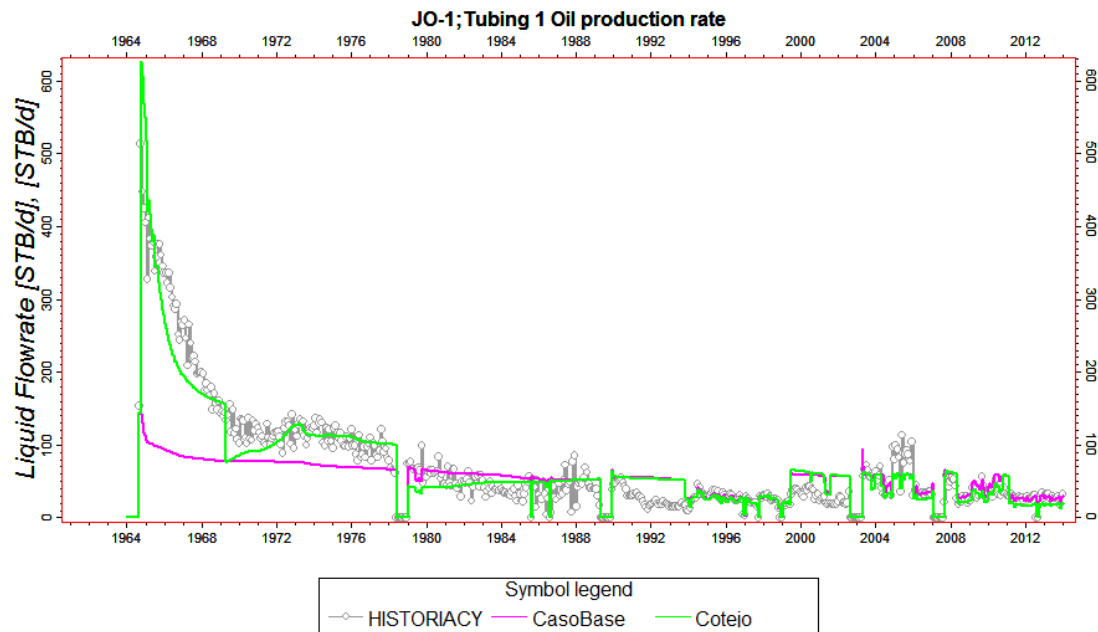


Figura V.19. Gráfica resultados de tasa de petróleo en el tiempo caso base y cotejo para el pozo JO-1.

El cotejo realizado al pozo JO-1 fue acertado, se varió el índice de productividad del pozo solo a comienzos de producción, esto con la finalidad de producir los volúmenes de hidrocarburos reportados oficialmente, en general el comportamiento conseguido de dicho pozo es semejante al comportamiento oficial.

El intervalo de tiempo el cual tuvo que ser cotejado comprende desde el año 1964 hasta 1969, luego se percibe una caída en la producción, esto se debe a que se eliminó el multiplicador del índice de productividad buscando estabilizar el pozo.

Para este periodo al que fue aplicado el multiplicador del índice de productividad se conoce que el pozo se mantenía en producción por flujo natural, debido a que para efectos del proyecto se trabajó como si todos los pozos produjeran por flujo natural obviando el levantamiento artificial entonces fue necesario el aplicar dicho multiplicador.

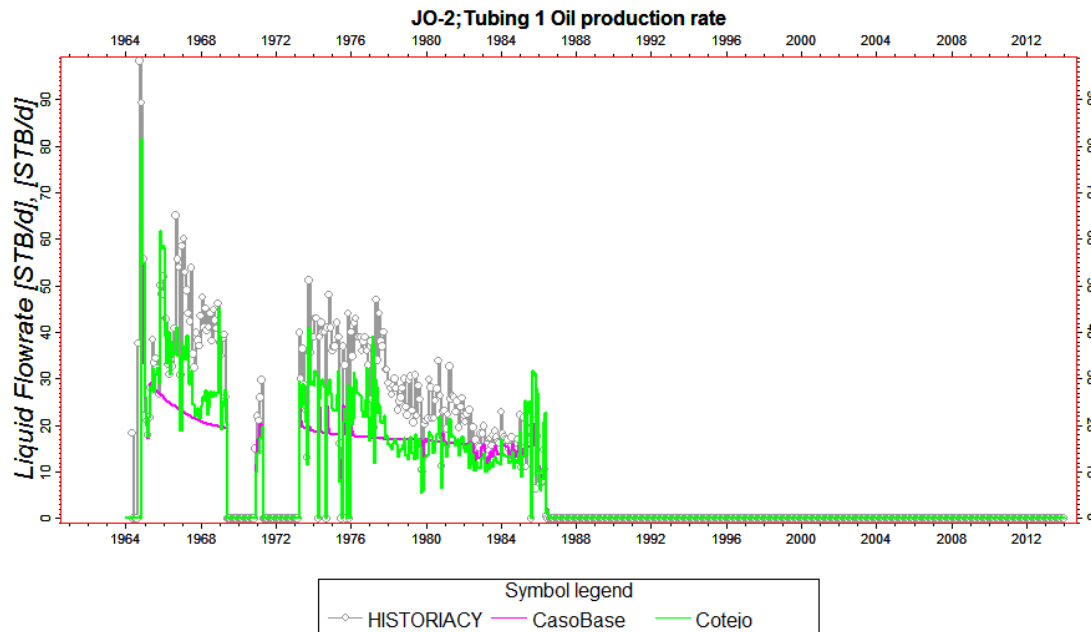


Figura V.20. Gráfica resultados de tasa de petróleo en el tiempo caso base y cotejo para el pozo JO-2.

El pozo JO-2 muestra un comportamiento similar al comportamiento real del yacimiento, por esta razón se considera que el mismo presenta un cotejo aceptable, solo se encuentra un poco por debajo de la producción oficial.

El cotejo de dicho pozo se logró otorgándole un multiplicador al índice de productividad a lo largo de toda su historia, dicho índice de productividad fue sensibilizado hasta conseguir una producción de petróleo acorde con los datos reales del yacimiento.

Se puede observar que el intervalo de tiempo que mejor cotejó fue el correspondiente a los últimos años de producción, donde se muestra un cotejo perfecto.

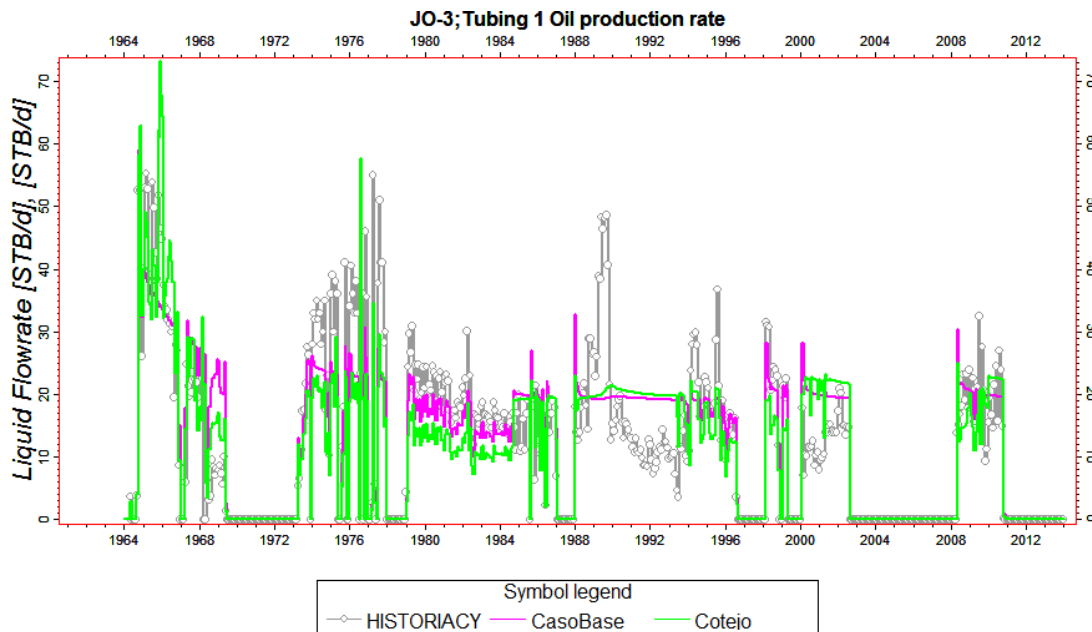


Figura V.21. Gráfica resultados de tasa de petróleo en el tiempo caso base y cotejo para el pozo JO-3.

El pozo JO-3 presentó un comportamiento más representativo para el caso base que para el caso de cotejo, al hacer las variaciones respectivas en cuanto a las permeabilidades relativas se aumentó la producción de gas y disminuyó la producción de crudo, por tal motivo al pozo JO-3 se le asignó un multiplicador de índice de productividad con la finalidad de mantener el comportamiento de la producción.

A pesar de que los resultados del cotejo no fueron tan buenos como los del caso base, los mismos se consideran aceptables, esto ya que representan de buena manera el comportamiento de producción del pozo.

Para el intervalo comprendido entre el año 1988 y el año 1994 el comportamiento del modelo no se adaptó al comportamiento real, de igual manera esto sucedió por solo un pequeño intervalo de tiempo y luego se estabilizó, por lo que esta situación no se consideró un problema relevante.

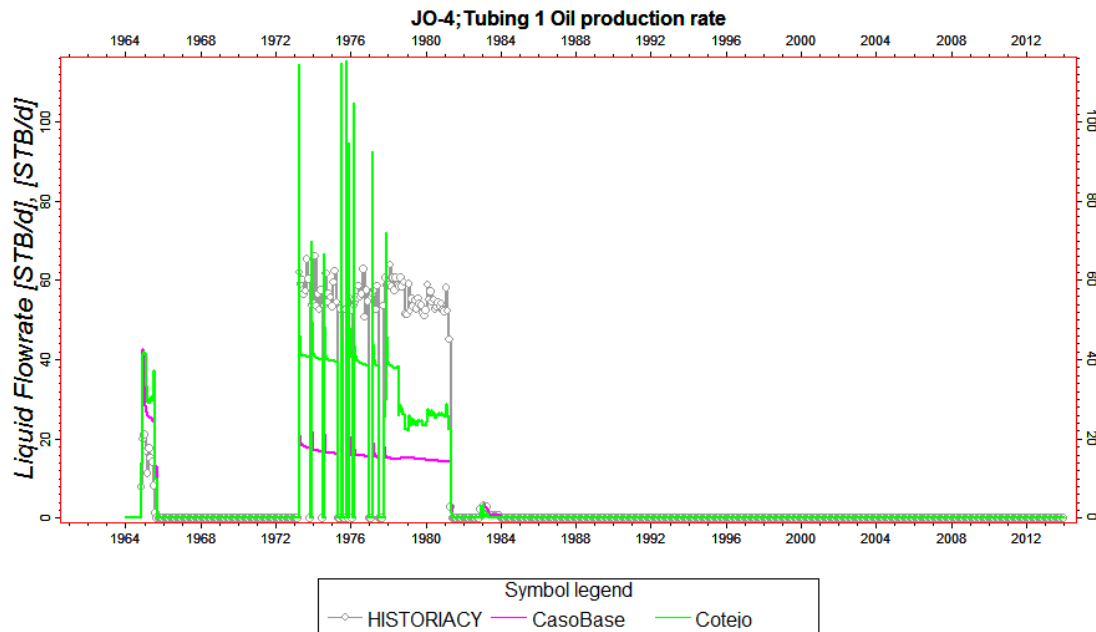


Figura V.22. Gráfica resultados de tasa de petróleo en el tiempo caso base y cotejo para el pozo JO-4.

El pozo JO-4 presentó un comportamiento similar al oficial, a pesar de eso el pozo no logró alcanzar la tasa de petróleo real en la simulación, por esta razón a dicho pozo se le introdujo un multiplicador del índice de productividad bastante alto.

No se le asignó un multiplicador mayor ya que el mismo nunca alcanzaría la producción real del yacimiento, esto se debe a que el controlador del cotejo fue la tasa de líquido y para efectos del pozo la producción oficial reportada de gas es muy baja, esto trayendo como consecuencia que el modelo no alcance la tasa de petróleo reportada oficialmente.

Por la razón descrita anteriormente se pudo considerar que el cotejo de dicho pozo es aceptable.

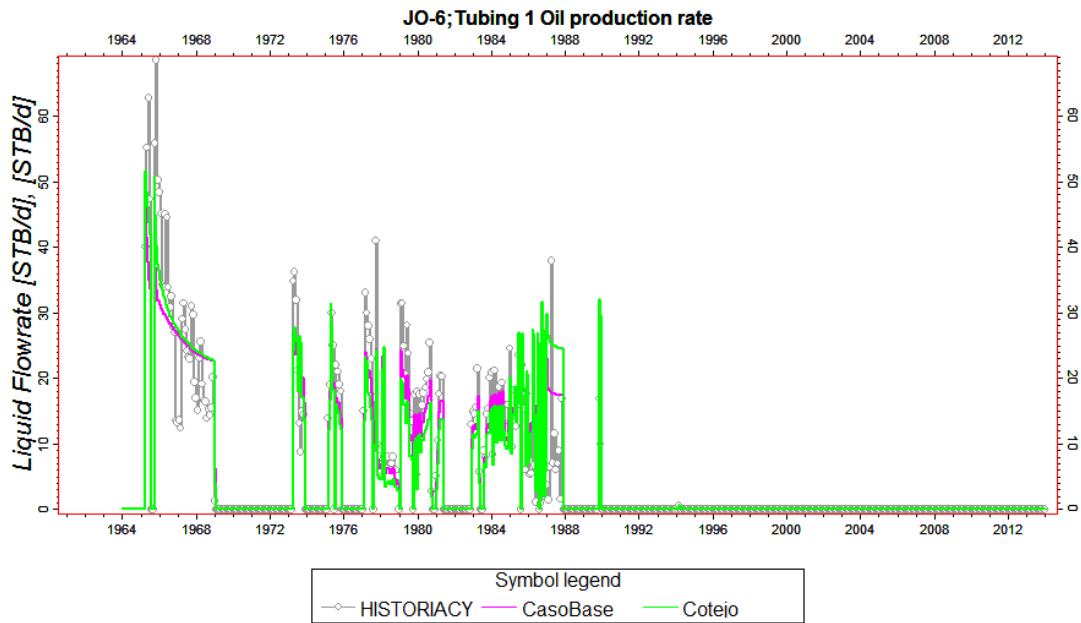


Figura V.23. Gráfica resultados de tasa de petróleo en el tiempo caso base y cotejo para el pozo JO-6.

El pozo JO-6 presenta un mejor cotejo ya que la curva arrojada por la simulación alcanza los valores oficiales a lo largo de todo el período de producción. Por esta razón se considera que el multiplicador del índice de productividad aplicado al pozo simula eficientemente el fracturamiento realizado en el mismo.

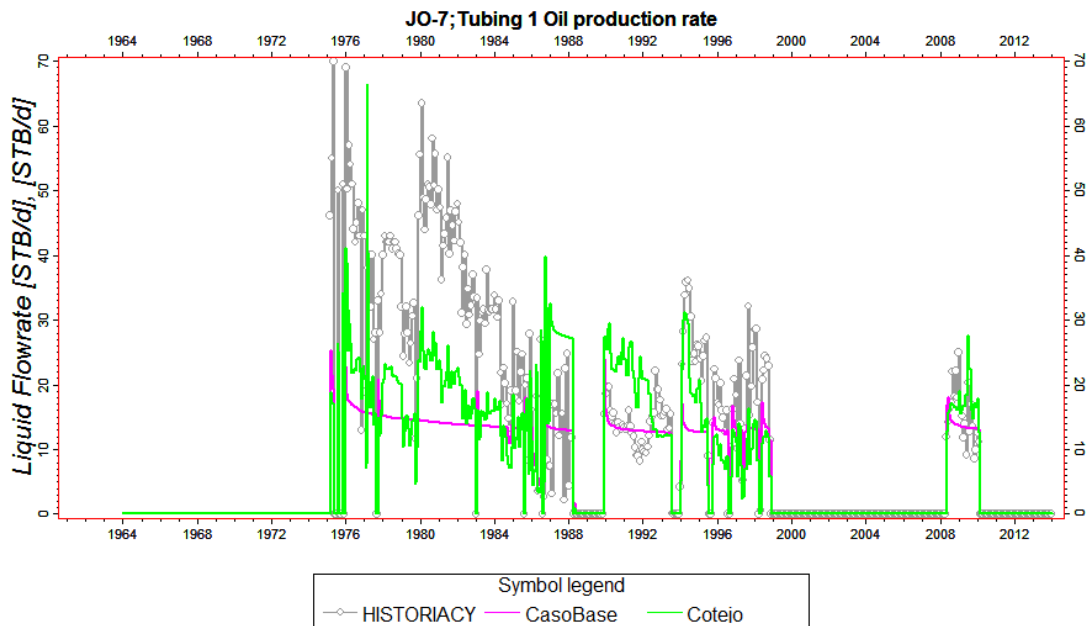


Figura V.24. Gráfica resultados de tasa de petróleo en el tiempo caso base y cotejo para el pozo JO-7.

El pozo JO-7 es el que presenta el peor cotejo. El único intervalo que se logró cotejar fue el que comprende los últimos años de producción, a pesar de eso se logró aumentar un poco la tasa de petróleo, y por lo tanto acercarse en mejor medida al comportamiento real del mismo, sin poder evitar de igual manera la marcada diferencia.

Esta notable diferencia se debe al problema expuesto anteriormente para el pozo JO-4, debido a que el control de la simulación se realizó por medio de la tasa de líquido, al reportar dicho pozo bajas tasas de gas oficialmente a lo largo de toda su historia el modelo no es capaz de alcanzar la tasa real del yacimiento.

El efecto mencionado anteriormente se presenta de las dos formas en el pozo, esto se refiere al intervalo comprendido entre el año 1987 y 1992 donde las tasas arrojadas por el simulador son mayores a las oficiales, esto se debe a que para dicho intervalo de tiempo las tasas de gas oficiales reportadas para el pozo son muy altas, lo que hace que el simulador considere que parte de la producción de gas entro en forma de

líquido al pozo, haciendo que el simulador para alcanzar dicha tasa de líquido haga que el pozo produzca una mayor tasa de petróleo que el esperado.

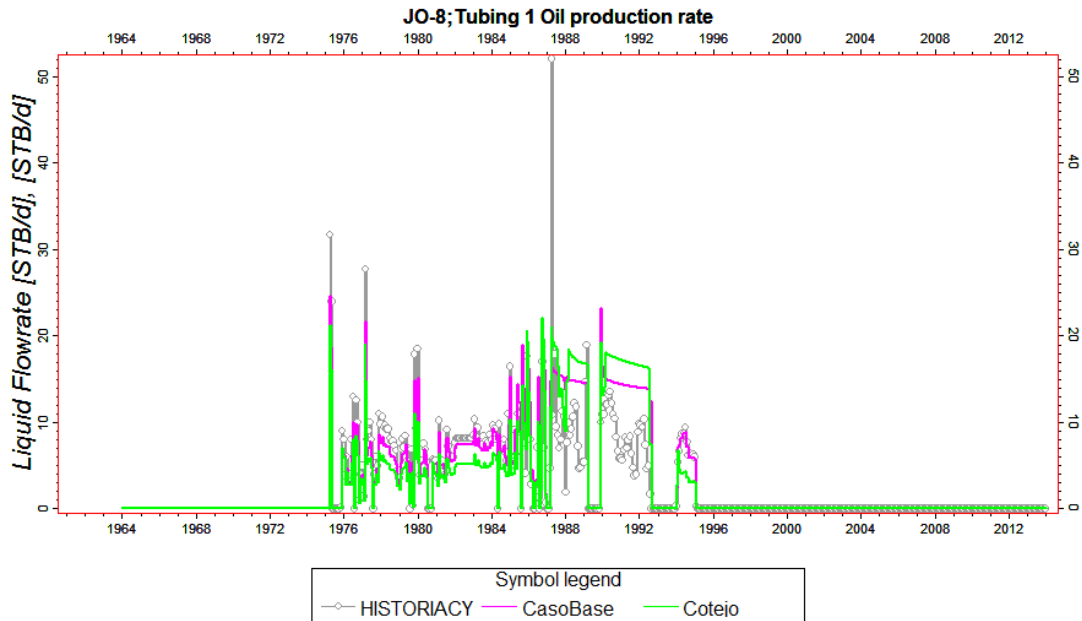


Figura V.25. Gráfica resultados de tasa de petróleo en el tiempo caso base y cotejo para el pozo JO-8.

Para el pozo JO-8 el comportamiento de la producción de petróleo en el tiempo fue cotejado de manera eficiente, a pesar de que representa en mejor manera el comportamiento real del pozo el caso base, la diferencia entre el caso base y el caso de cotejo es muy pequeña por lo que ambos casos se consideran de cotejo aceptable, la disminución de la producción de petróleo se debe al aumento de producción de gas.

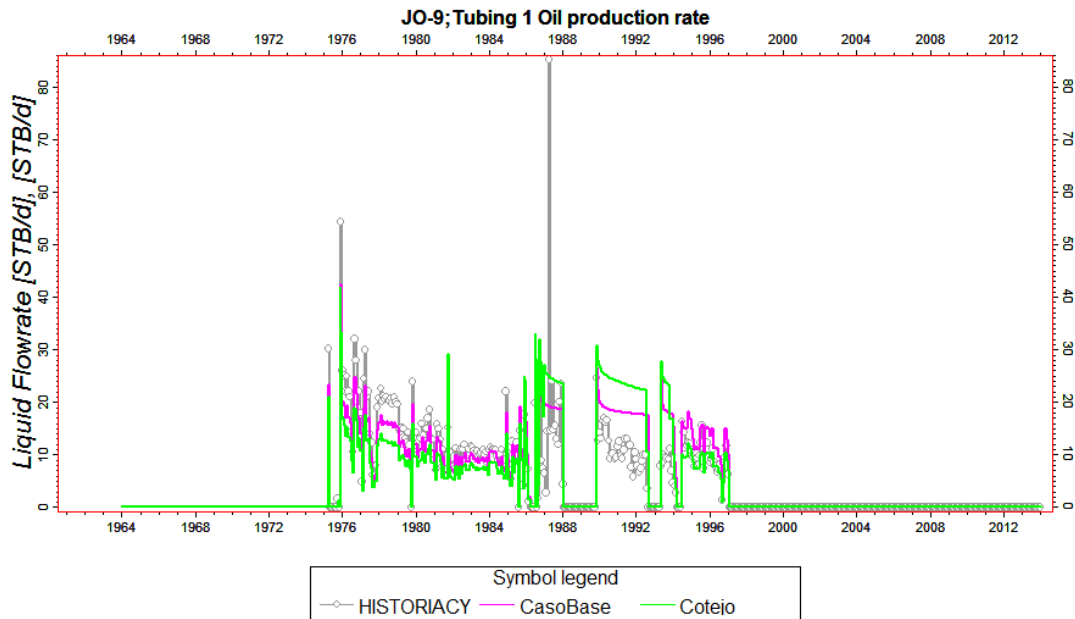


Figura V.26. Gráfica resultados de tasa de petróleo en el tiempo caso base y cotejo para el pozo JO-9.

Este pozo mostró resultados similares al JO-8, el comportamiento de la producción de petróleo en el tiempo fue cotejado de manera eficiente, a pesar de que el caso base mostraba un mejor comportamiento que el caso de cotejo la diferencia es muy pequeña por lo que ambos casos se consideran de cotejo captable, la disminución de la producción de petróleo se debe al aumento de producción de gas.

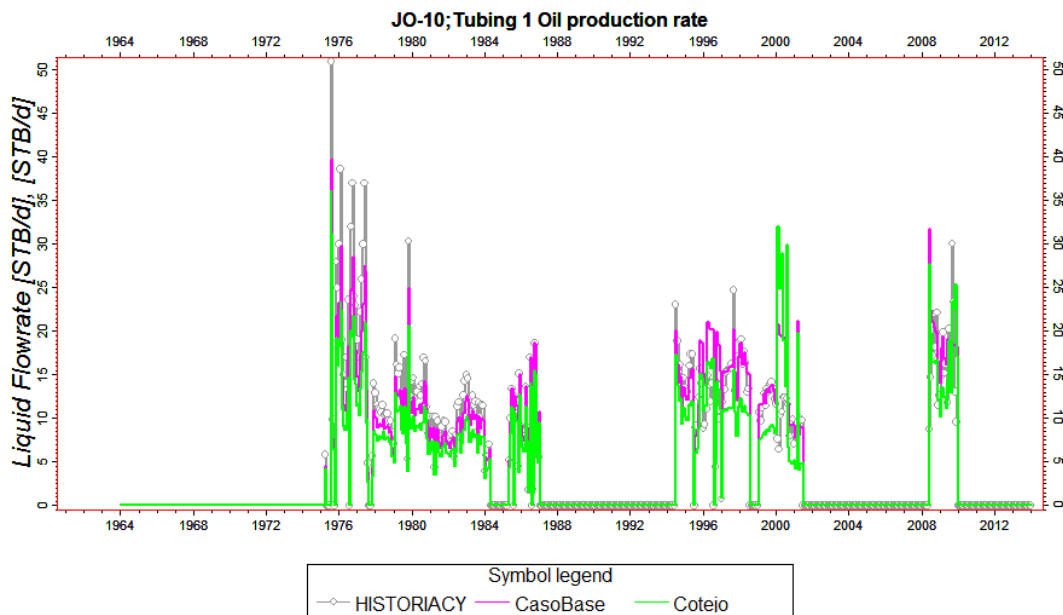


Figura V.27. Gráfica resultados de tasa de petróleo en el tiempo caso base y cotejo para el pozo JO-10.

El comportamiento de la producción de petróleo con respecto al tiempo arrojado por la simulación es similar al comportamiento real, por lo que se concluyó un cotejo aceptable para el pozo.

Solo se percibe problemas en el cotejo para un pequeño intervalo de tiempo que comprende desde el 2000 hasta el 2001, el aumento brusco de la producción de petróleo para ese momento se debe a la situación expuesta anteriormente para el pozo JO-7 ya que para ese momento la producción de gas oficial reportada del pozo alcanza un pico.

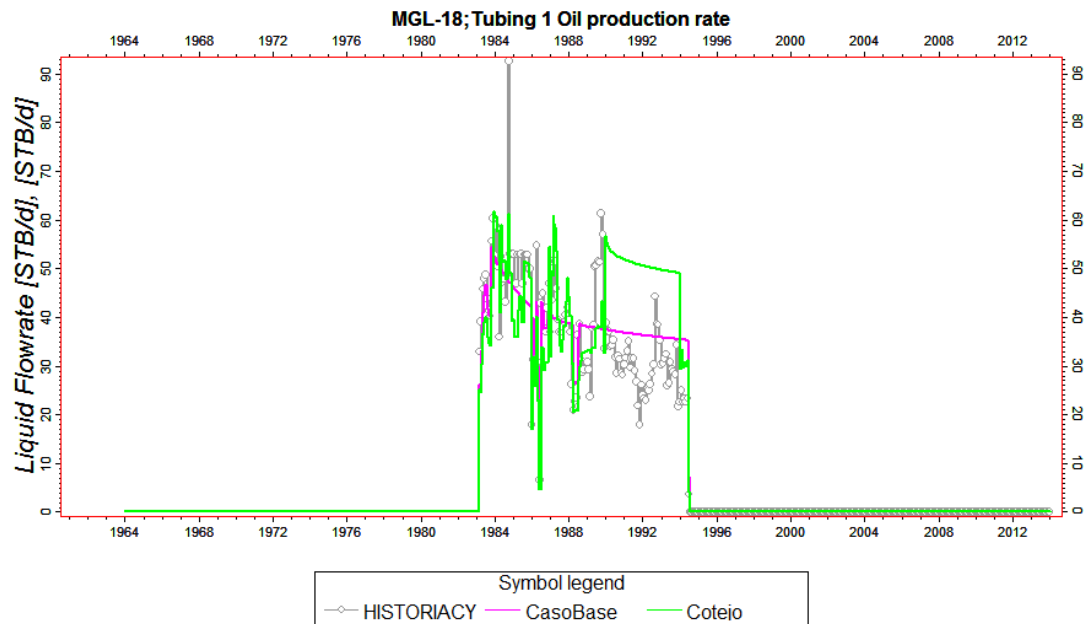


Figura V.28. Gráfica resultados de tasa de petróleo en el tiempo caso base y cotejo para el pozo MGL-18.

Dicho pozo presenta un intervalo de tiempo de cotejo aceptable y otro intervalo donde el comportamiento de la producción arrojada por el simulador no se asemeja a la producción oficial.

Para el presente pozo el caso base cotejó mejor que el caso de cotejo, esto se debe a que en la zona del pozo aumento de forma notable la permeabilidad relativa al petróleo, a pesar de eso se observó que el caso de cotejo se ajusta de mejor manera al comportamiento real para el primer intervalo, mientras que para el intervalo final, el cual comprende desde 1990 hasta 1995 este aumenta su producción de petróleo muy por encima de la esperada.

La alta producción presentada en el intervalo final se debe al factor descrito anteriormente en el pozo JO-7, la producción oficial de gas para ese intervalo de tiempo es muy alta por lo que el yacimiento al no poder producir dicha cantidades de gas aumenta en gran medida la tasa de producción de petróleo.

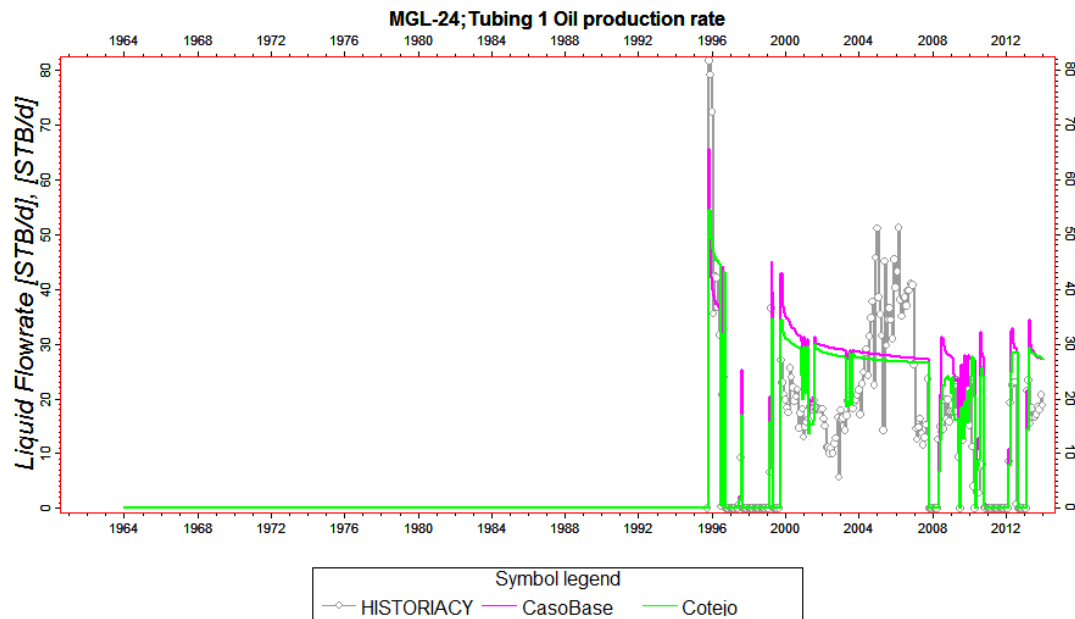


Figura V.29. Gráfica resultados de tasa de petróleo en el tiempo caso base y cotejo para el pozo MGL-24.

Para el pozo MGL-24 se muestra buen cotejo en su etapa inicial y final de producción, para el intervalo intermedio comprendido entre el año 2000 y 2008 no se presenta buen cotejo ya que el comportamiento de producción arrojado por el simulador se presenta estable, mientras que el comportamiento real oscila.

A pesar de que exista dicha incongruencia de producción en el periodo intermedio, a nivel general los volúmenes de petróleo producidos son compensados.

Debido a que el pozo MGL-24 se presenta como uno de los pozos productores en las estrategias a evaluar, se considera de cotejo aceptable ya que el comportamiento actual arrojado por la simulación es similar al real.

A continuación se muestra la Figura V.30 de tasa total para el yacimiento resultado del caso base y del cotejo:

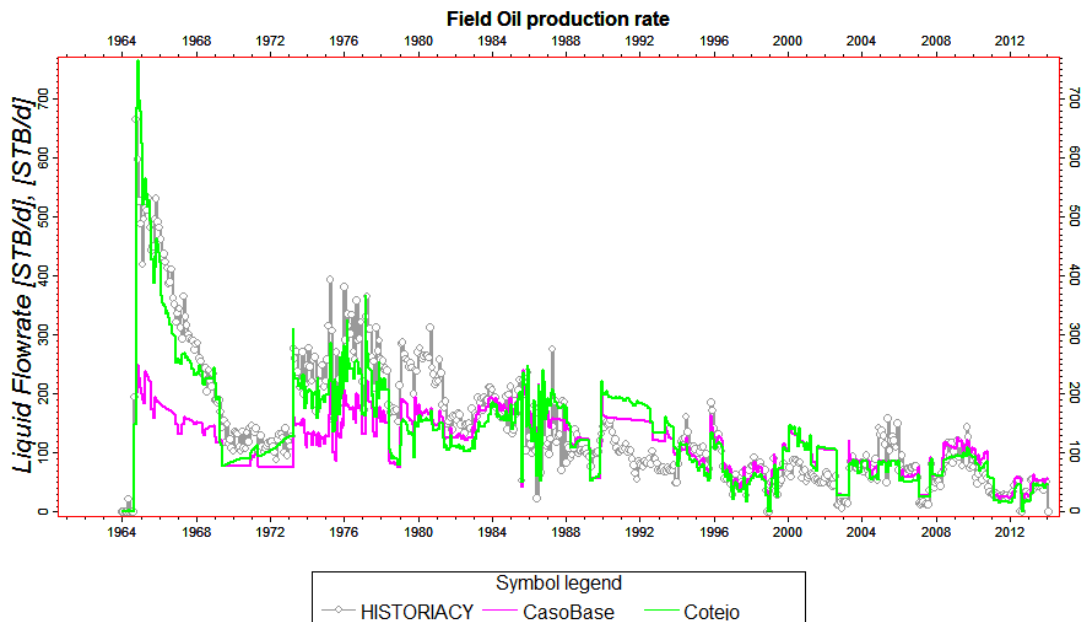


Figura V.30. Gráfica resultados de tasa de petróleo en el tiempo caso base y cotejo para el yacimiento C-16 JO-1.

Los resultados del cotejo en líneas generales son bastante buenos, se logró alcanzar las altas tasas al comienzo de la producción gracias a los cambios hechos en el pozo JO-1 y JO-2 (ver Figura V.19 y 5.20 respectivamente), para el año 1974 también se logró aumentar la tasa de petróleo con los cambios realizados al pozo JO-4 (ver Figura V.22), para el resto del tiempo se obtuvieron resultados bastante parecidos a los originales.

Existen dos periodos de tiempo donde se presentaron inconvenientes al momento del cotejo, se obtuvieron como resultado tasas más altas de las oficiales, para el periodo de 1990 se debe principalmente al pozo MGL-18 (ver Figura V.28), mientras que para el periodo del 2000 se debe al JO-10 y MGL-24 (ver Figura V.27 y 5.29 respectivamente). Este comportamiento no se pudo corregir ya que estas altas tasas se deben a que la producción de gas oficial de dichos pozos para esos periodos de tiempo es exagerada, como se está controlando por tasa de líquido, al presentarse

tasas tan altas de gas el simulador asume que parte del mismo entra como líquido al pozo, por esta razón el simulador al no poder producir esas altas tasas de gas compensa ese déficit aumentando la producción de petróleo. Este mismo problema ocurre al contrario, debido a tasas pequeñas de gas no se le permite a los pozos llegar a la tasa reportada de petróleo, esto se evidencia para el año 1974 y es causado por el pozo JO-7 (ver Figura V.24).

El único pozo el cual se considera que su cotejo no es aceptable es el JO-7, no se logró hacer que dicho pozo alcanzara la tasa oficial, este pozo se encuentra estructura arriba en la zona más drenada y de menores presiones, lo que no le permite producir grandes volúmenes de petróleo, esta incongruencia puede deberse a que el yacimiento es más extenso hacia el Oeste, lo que no parece factible debido a la situación del pozo JO-52, por lo que será atribuido dicho error a lo explicado anteriormente, ya que el mismo se encuentra estructura arriba y la producción oficial de gas es muy baja.

Esto se corroboró generando un caso llamado CP en el que se controló la simulación por tasa de petróleo; el comportamiento del gas fue bastante estable, no se obtuvieron ni picos ni tasas exageradas de gas, por esta razón se constató la situación expuesta anteriormente es un hecho y que este factor no permitió afinar de mejor manera el cotejo. A continuación se muestra el comportamiento de la tasa de gas en el tiempo para el caso CP (Figura V.31):

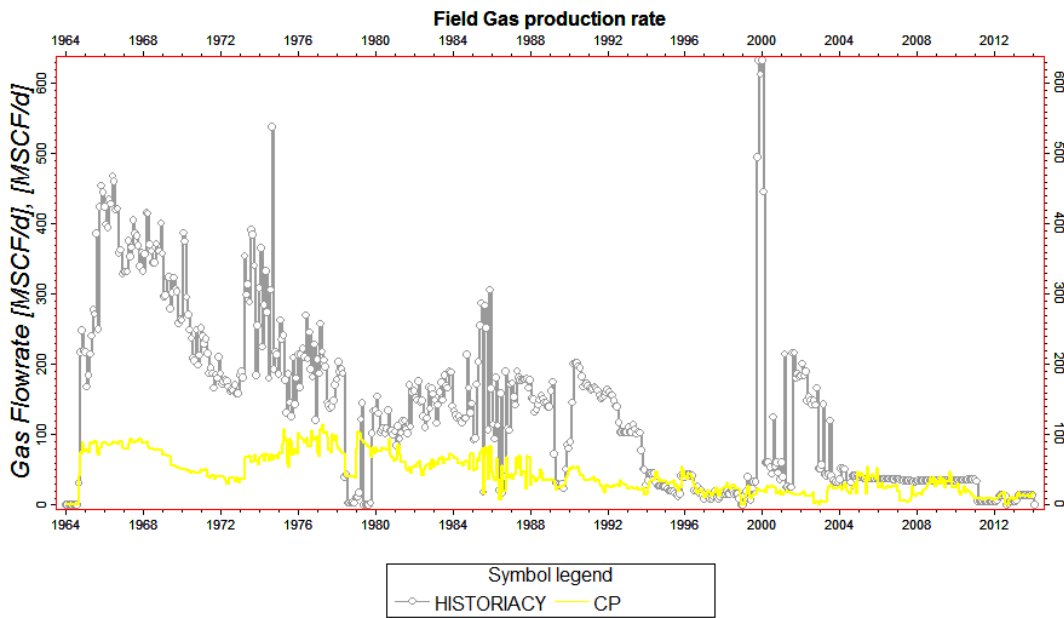


Figura V.31 Comportamiento tasa de gas para el caso de simulación controlado por tasa de petróleo.

5.6.3 COTEJO POR AGUA

Para efectos del cotejo por agua fue evaluado únicamente el comportamiento de la producción de agua para el yacimiento en general, esto con la finalidad de constatar que el mismo representa de buena manera yacimiento real, a continuación se muestra la producción de agua arrojada tanto por el caso base como por el caso de cotejo, esto con la finalidad de establecer comparaciones entre ambos resultados:

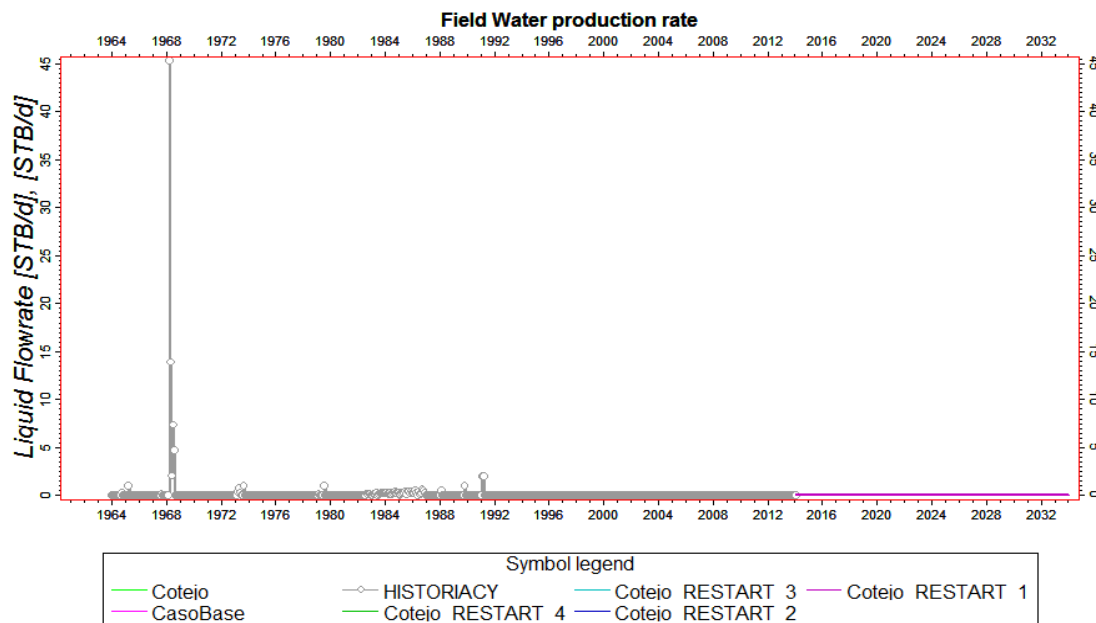


Figura V.32. Gráfica resultados de tasa de agua en el tiempo caso base y cotejo para el yacimiento C-16 JO-1.

Los resultados obtenidos en cuanto al comportamiento de la producción de agua en el tiempo son los esperados.

La simulación reportó una producción insignificante de agua, esto debido a que el yacimiento es volumétrico y posee una saturación agua crítica alta, por lo que se necesitan saturaciones de agua realmente altas para que dicho fluido comience a desplazarse por el yacimiento y por consiguiente a ser producido.

A pesar de que se encuentra oficialmente reportada cierta producción de agua la misma es muy baja, por lo que se puede considerar que el comportamiento de la producción de agua arrojado por la simulación el cual es de cero barriles coteja bastante bien con el resultado real del yacimiento.

5.7 PREDICCIONES

5.7.1 ESTRATEGIA 1

La estrategia 1 corresponde al esquema de explotación actual del yacimiento, con la diferencia de que se puso en producción el pozo MGL-25.

El resultado obtenido de la producción de petróleo para la estrategia 1 se muestra a continuación en la Figura V.33:

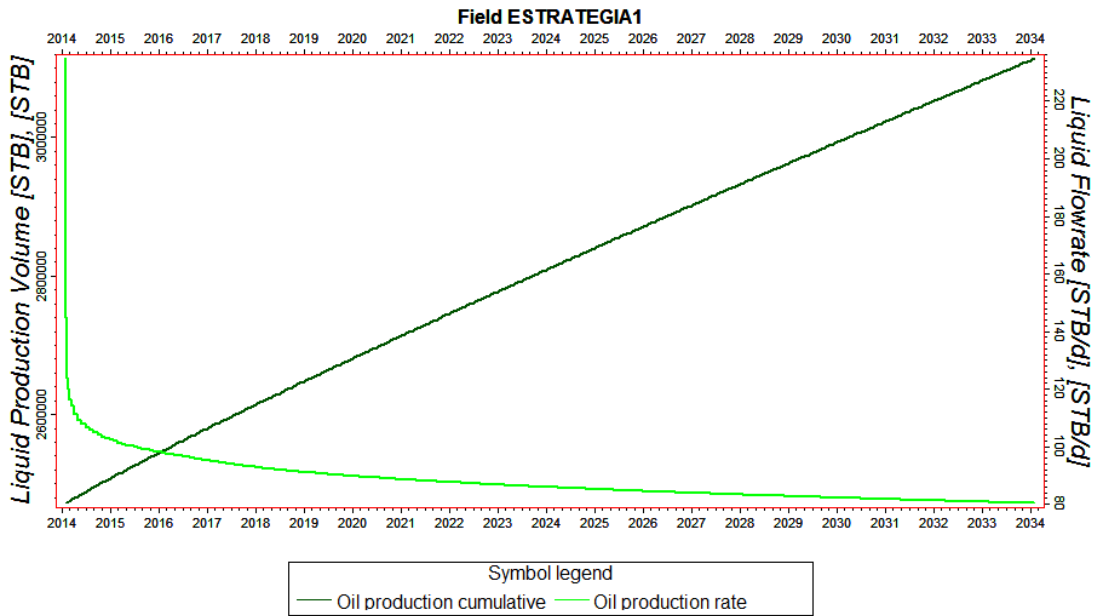


Figura V.33. Gráfica de petróleo acumulado (N_p) y tasa de petróleo (Q_o) del yacimiento en función del tiempo, estrategia 1.

Se pudo observar en la curva correspondiente a la tasa de petróleo un pico a inicios de producción seguido de una caída abrupta, esta alta tasa de petróleo se debe al pozo MGL-25, el cual se encuentra en una zona de altas saturaciones de petróleo ya que el mismo no había sido puesto a producción anteriormente.

Una vez estabilizada, la tasa de producción de petróleo cae de 100 BND a 80 BND (30 BND), es decir un 27% a la largo de los 20 años de predicción. El petróleo total

acumulado con la estrategia 1 para los 20 años de predicción es de 642 MBN, lo que representa un factor de recobro (FR) de tan solo 2,27%.

La caída de presión del yacimiento en el tiempo para la estrategia 1 se muestra a continuación en la Figura V.34:

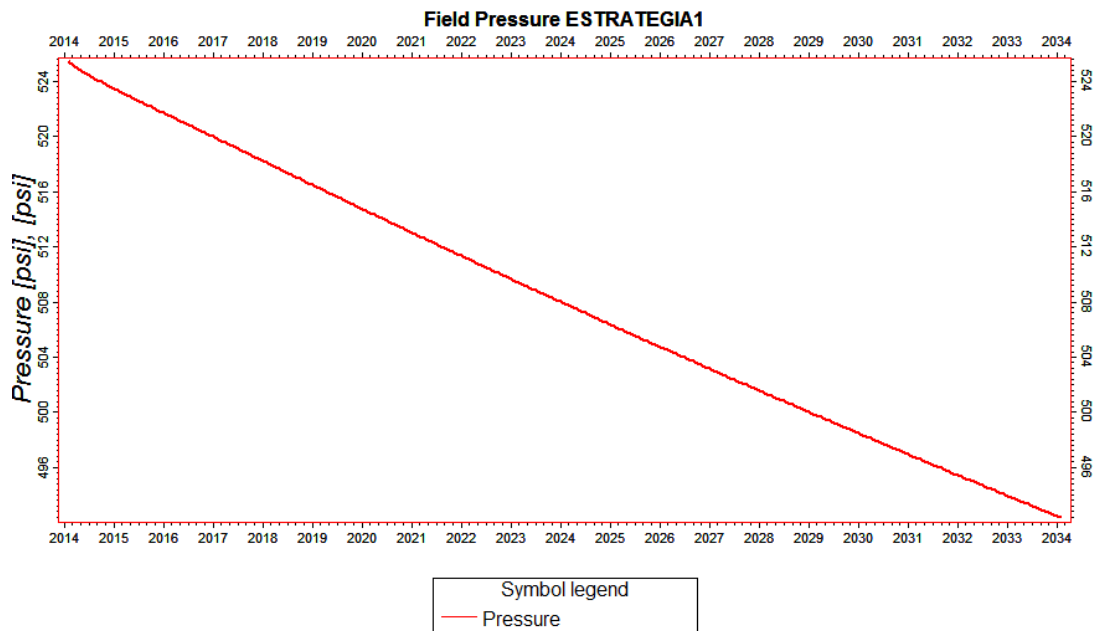


Figura V.34. Gráfica de caída de presión del yacimiento en función del tiempo, estrategia 1.

Se pudo observar que con dicha estrategia la presión cayó de 525 lpc a 492 lpc, lo que significa una caída de presión del 6,28% para el intervalo de tiempo de la predicción. El bajo porcentaje de caída de presión se atribuye a la baja tasa de fluido producido mediante dicha estrategia.

La presión esperada para el año 2034 es de 492 lpc, la que se muestra realmente baja, por lo que la energía del yacimiento no será la suficiente para mantener la tasa en el tiempo, y esta caerá hasta que la producción del mismo deje de ser rentable.

La estrategia 1 fue descartada por la razón descrita anteriormente, además de obtener con la misma un bajo factor de recobro el cual es de tan solo el 2,27%.

5.7.2 ESTRATEGIA 2

La estrategia 2 corresponde al esquema de explotación por inyección externa mediante el pozo JO-10.

El resultado obtenido de la producción de petróleo para la estrategia 2 se muestra a continuación en la Figura V.35:

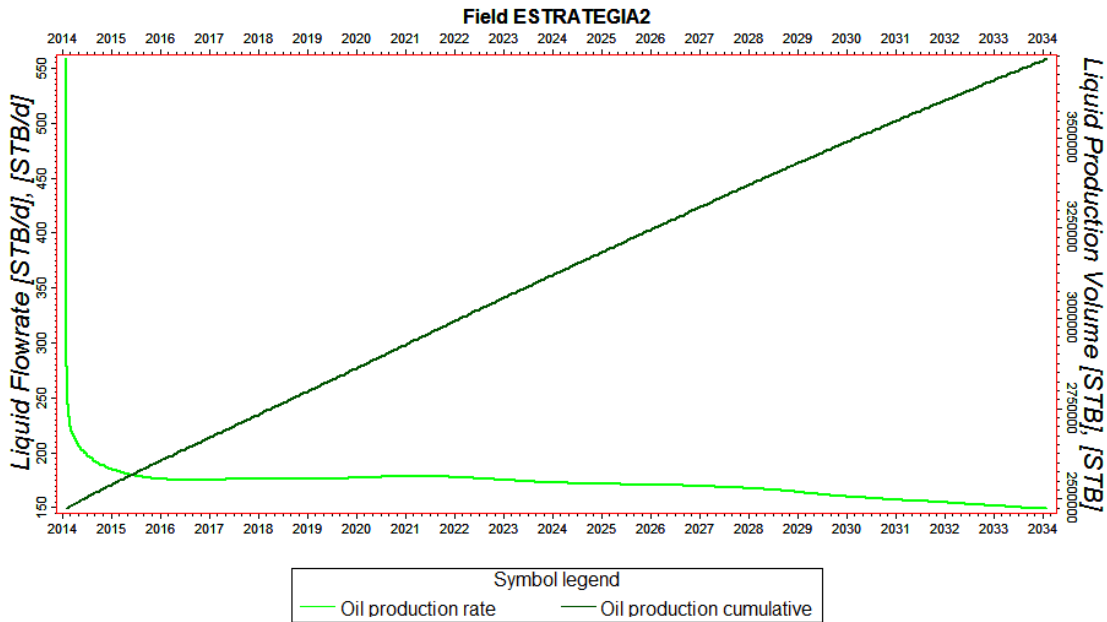


Figura V.35. Gráfica de petróleo acumulado (N_p) y tasa de petróleo (Q_o) del yacimiento en función del tiempo, estrategia 2.

Se pudo observar en la curva correspondiente a la tasa de petróleo un pico a inicios de producción seguido de una caída abrupta, esta alta tasa de petróleo se debe al pozo MGL-25 por la razón expuesta anteriormente en la estrategia 1.

Una vez estabilizada, la tasa de producción de petróleo cae de 200 BND a 150 BND (50 BND), es decir un 25% a la largo de los 20 años de predicción. Ninguno de los pozos productores fue cerrado a lo largo del tiempo de la predicción por exceder el límite de RGP.

El petróleo total acumulado con la estrategia 2 para los 20 años de predicción es de 1.246,82 MBN, lo que representa un factor de recobro (FR) del 4,42% casi el doble del esperado por la estrategia de explotación actual.

La caída de presión del yacimiento en el tiempo para la estrategia 2 se muestra a continuación en la Figura V.36:

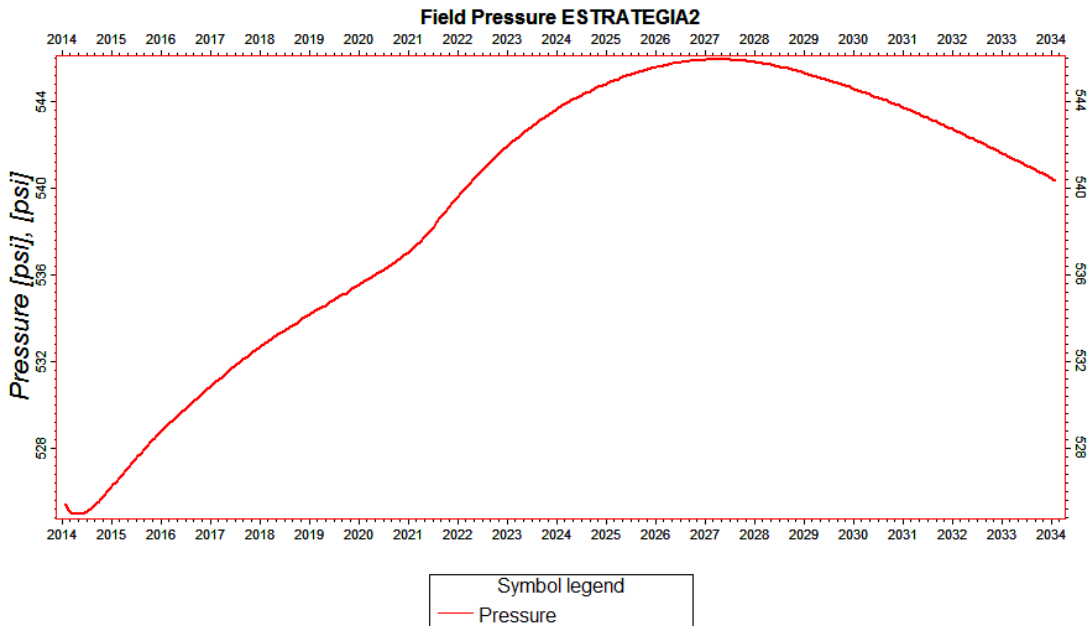


Figura V.36. Gráfica de caída de presión del yacimiento en función del tiempo, estrategia 2.

Se pudo observar que con dicha estrategia la presión aumento de 525 lpc a 540 lpc para finales de la predicción, alcanzando su punto de presión máxima para el año 2007 (546 lpc), este comportamiento de presión, con un intervalo de aumento de presión seguido por una depleción se debe a la producción de gas, antes de 2007 el gas inyectado no había alcanzado a los pozos productores, para dicha fecha el gas alcanza los pozos y empieza a ser producido en mayores cantidades que inyectado, lo que se traduce en una caída de presión.

La caída de presión puede ser contrarrestada reduciendo el límite de RGP, lo que no se considera una acción efectiva debido a que el pozo JO-1 es el que presenta un mayor RGP y a su vez es el segundo en aportar una mayor producción después del MGL-25, por lo que al cerrar dicho pozo la tasa de producción de crudo del yacimiento se reducirá notablemente. Otra forma de contrarrestar la caída de presión es aumentar la tasa de inyección de gas con la finalidad de que el volumen inyectado sea mayor al producido y por consiguiente se logre mantener la presión, esta acción se considera la más adecuada.

La presión esperada para el año 2034 es de 540 lpc, valor que sigue siendo mayor al de inicio de predicción.

5.7.3 ESTRATEGIA 3

La estrategia 3 corresponde al esquema de explotación por inyección externa mediante el pozo JO-7.

El resultado obtenido de la producción de petróleo para la estrategia 3 se muestra a continuación en la Figura V.37:

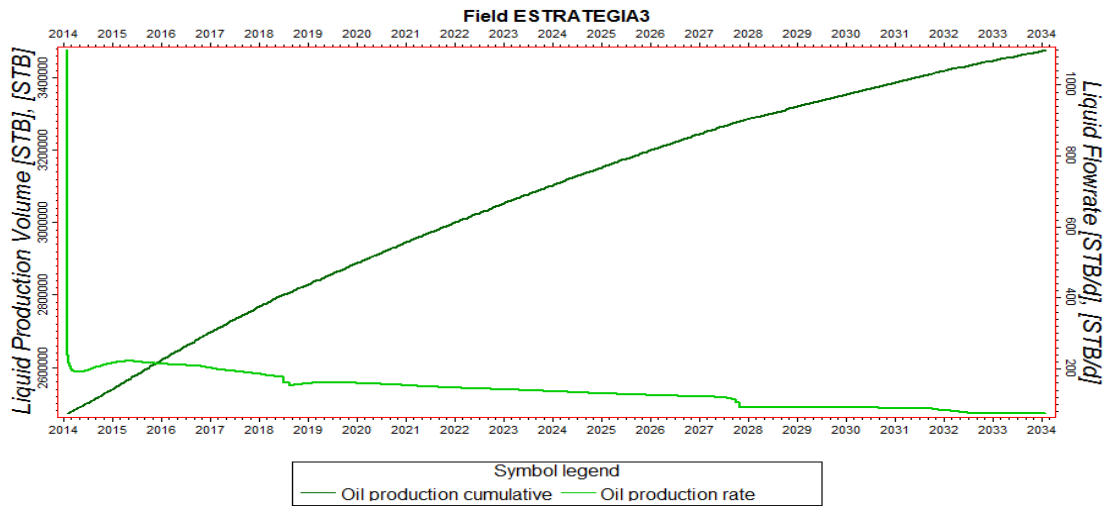


Figura V.37. Gráfica de petróleo acumulado (N_p) y tasa de petróleo (Q_o) del yacimiento en función del tiempo, estrategia 3.

Se pudo observar en la curva correspondiente a la tasa de petróleo un pico a inicios de producción seguido de una caída abrupta, esta alta tasa de petróleo se debe al pozo MGL-25 por la razón expuesta en las estrategias anteriores.

Una vez que estabilizada, la tasa de producción cae de 220 BND a 74 BND (146 BND), es decir un 64% a la largo de los 20 años de predicción, este es el mayor porcentaje de todas las estrategias.

Se pueden observar dos caídas bruscas de producción a lo largo del tiempo de predicción, esto se debe al cierre de pozos por exceder el límite de RGP, el pozo JO-1 se cerró en Junio de 2008 y el pozo JO-2 en Noviembre del 2027, además de estos también se cerró el pozo JO-3 para Octubre de 2032 pero para este momento ya la tasa de producción del mismo era muy baja por lo que el efecto en la producción no es tan notable como el de los otros dos pozos.

El comportamiento de la estrategia 3 fue el esperado, la inyección de gas produjo un efecto inmediato en los pozos productores alcanzando tasas de hasta 220 BND para inicios de predicción, con el inconveniente de la notable disminución de la tasa en el tiempo debido a la temprana invasión del gas en la zona de los pozos productores.

El petróleo total acumulado con la estrategia 3 para los 20 años de predicción es de 1.004,91 MBN, lo que representa un factor de recobro (FR) del 3,5%, mayor que el esperado por la estrategia de explotación actual pero menor al de la estrategia 2 y 4.

La caída de presión del yacimiento en el tiempo para la estrategia 3 se muestra a continuación en la Figura V.38:

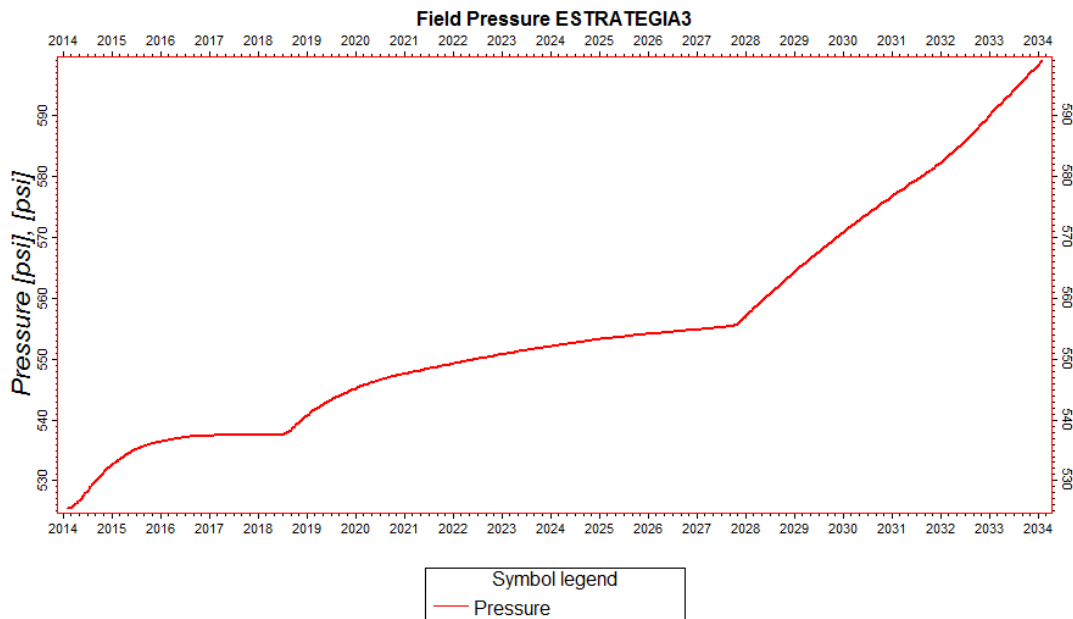


Figura V.38. Gráfica de caída de presión del yacimiento en función del tiempo, estrategia 3.

Se pudo observar que con dicha estrategia se aumentó notablemente la presión de 525 lpc a 600 lpc para finales de la predicción, lo que representa un notable aumento en la energía del yacimiento.

Se puede observar que el volumen de gas inyectado desde inicios de la predicción fue mayor que el producido, por esta razón la presión aumento gradualmente a lo largo de todo el periodo de predicción. En el comportamiento de presión en el tiempo obtenido se pueden diferenciar tres intervalos separados por dos aumentos bruscos de presión, el primero se debe al cierre del JO-1 y el segundo al cierre del JO-2, al cerrar los pozos se reduce el volumen producido, por lo que si se mantiene la inyección, esto trae como consecuencia el aumenta notablemente de la presión.

Se puede observar que para el año 2028 la presión aumenta vertiginosamente y mantiene dicho comportamiento hasta finales de la predicción, esto se debe a que para el momento solo se encuentran produciendo tres pozos.

Se pudo observar que a pesar de no obtener malos resultados con dicha estrategia, la misma no es rentable ya que se saturó de gas la zona donde se encuentra la mayor densidad de pozos, si se desea producir el resto del petróleo almacenado en el yacimiento solo se cuenta con el pozo MGL-24 y MGL-25, por lo que a pesar de las altas presiones alcanzadas se dificulta la elaboración de estrategias para lograrlo, puesto a que dichos pozos se encuentran alejados de la zona de inyección y tardará muchos años en que la honda de presión llegue hasta los mismos, mientras tanto estos seguirán produciendo abajas tasas. Por las razones mencionadas esta estrategia fue descartada.

5.7.4 ESTRATEGIA 4

La estrategia 4 corresponde al esquema de explotación por inyección interna mediante el pozo JO-9.

El resultado obtenido de la producción de petróleo para la estrategia 4 se muestra a continuación en la Figura V.39:

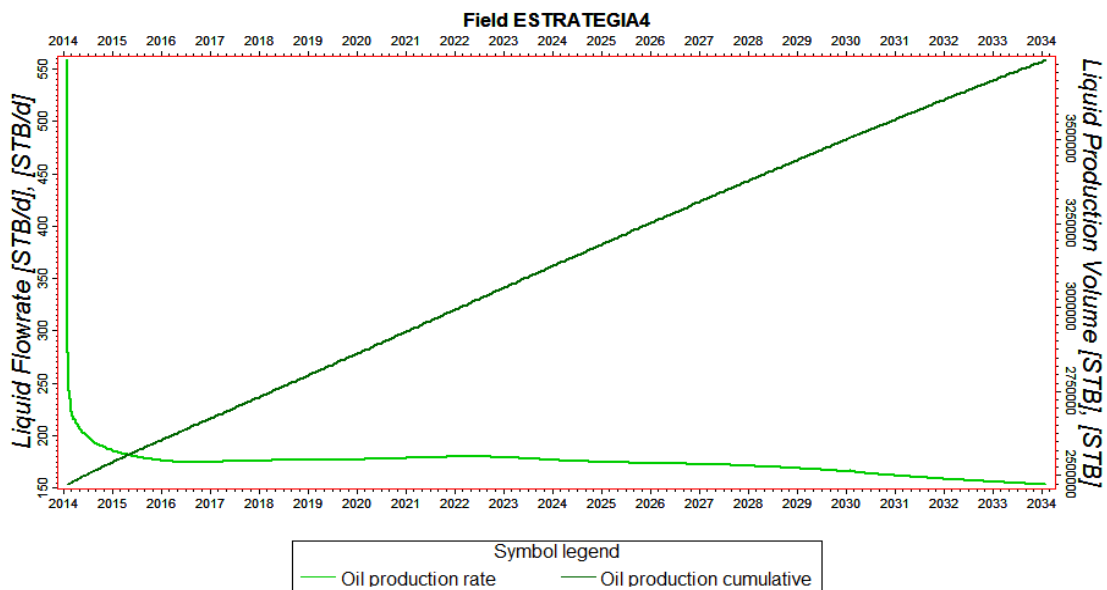


Figura V.39. Gráfica de petróleo acumulado (N_p) y tasa de petróleo (Q_o) del yacimiento en función del tiempo, estrategia 4.

Se pudo observar en la curva correspondiente a la tasa de petróleo un pico a inicios de producción seguido de una caída abrupta, esta alta tasa de petróleo se debe al pozo MGL-25 por la razón expuesta en las estrategias anteriores.

Una vez estabilizada, la tasa de producción de petróleo cae de 200 BND a 150 BND (50 BND), es decir un 25% a la largo de los 20 años de predicción. Ninguno de los pozos productores fue cerrado a lo largo del tiempo de predicción por exceder el límite de RGP.

El petróleo total acumulado con la estrategia 4 para los 20 años de predicción es de 1.264,22 MBN, lo que representa un factor de recobro (FR) del 4,48%, este es el mayor factor recobro obtenido mediante estrategias reales (inyección por un solo pozo), lo que demuestra que el esquema de inyección interna puede aplicarse al yacimiento obteniendo resultados más que aceptables.

Con la estrategia 4 se logró producir el volumen de hidrocarburos almacenados en la parte norte del yacimiento que no había podido ser producido mediante ningún otro esquema de explotación.

La caída de presión del yacimiento en el tiempo para la estrategia 4 se muestra a continuación en la Figura V.40:

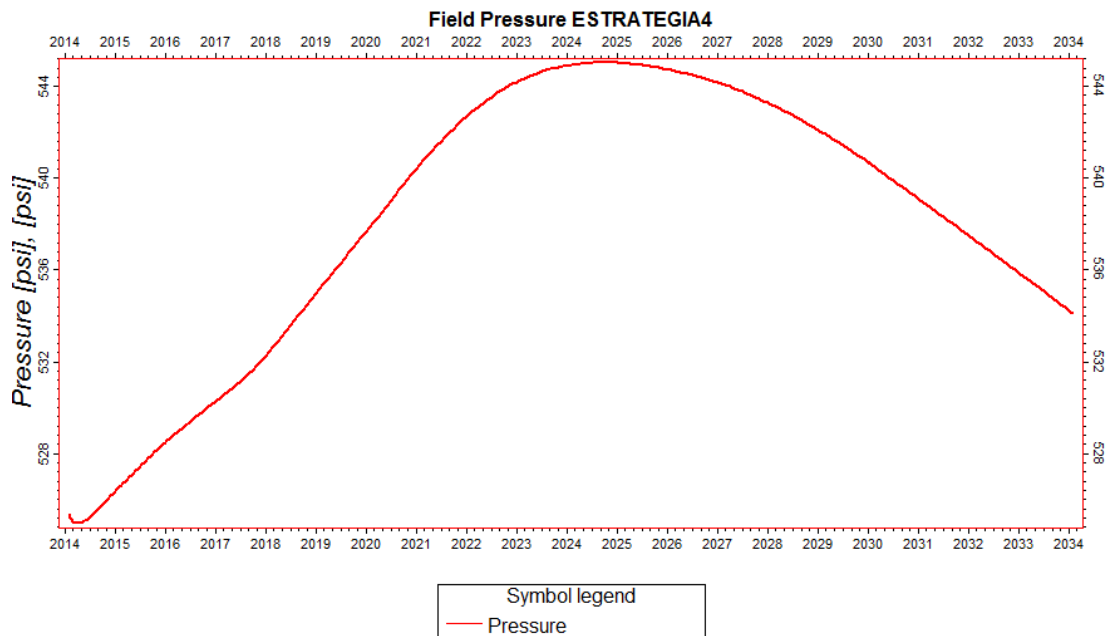


Figura V.40. Gráfica de caída de presión del yacimiento en función del tiempo, estrategia 4.

Se pudo observar que con dicha estrategia la presión aumento de 525 lpc a 534 lpc para finales de la predicción, alcanzando su punto de presión máxima para el año 2025 (545 lpc), con un intervalo de aumento de presión seguido por una depleción, este comportamiento se debe al balance entre gas producido y gas inyectado al igual que en la estrategia 2.

Para contrarrestar la caída de presión se presentan las mismas opciones que para la estrategia 2, o se reduce el valor límite del RGP máximo o se inyecta un mayor volumen de gas.

La presión esperada para el año 2034 es de 534 lpc, valor que sigue siendo mayor al de inicio de predicción.

5.7.5 ESTRATEGIA 5

La estrategia 5 corresponde al esquema de explotación ideal, en el cual se realizó la inyección por medio de los pozos JO-9 y JO-10.

El resultado obtenido de la producción de petróleo para la estrategia 5 se muestra a continuación en la Figura V.41:

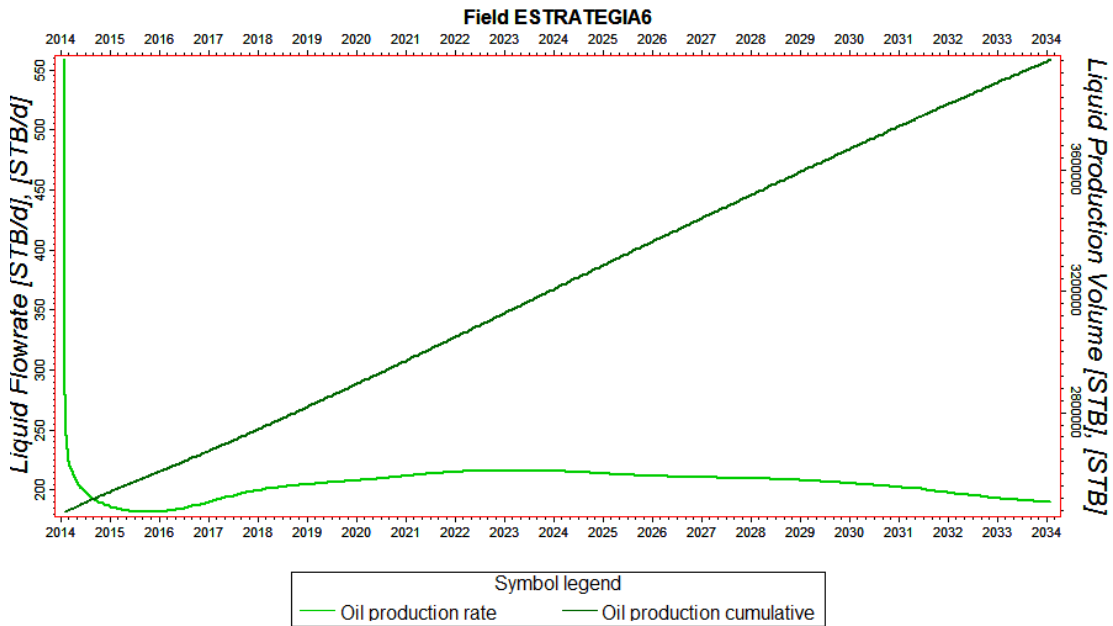


Figura V.41. Gráfica de petróleo acumulado (N_p) y tasa de petróleo (Q_o) del yacimiento en función del tiempo, estrategia 5.

Se pudo observar en la curva correspondiente a la tasa de petróleo un pico a inicios de producción seguido de una caída abrupta, esta alta tasa de petróleo se debe al pozo MGL-25 por la razón expuesta en las estrategias anteriores.

Una vez estabilizada, la tasa de producción de petróleo es de 180 BND, luego ésta empieza a aumentar hasta alcanzar un máximo de 216 BND para el año 2023, luego esta empieza a caer hasta 190 BND para finales de la predicción (año 2034). Se puede notar que esta es la única estrategia para la cual se mantiene la tasa siempre por encima de 180 BND y para la cual la tasa a final de producción es aún mayor que la

obtenida a comienzos de la misma, esto obviando el pico del inicio. Ninguno de los pozos productores fue cerrado a lo largo del tiempo de la predicción por exceder el límite de RGP.

El petróleo total acumulado con la estrategia 5 para los 20 años de predicción es de 1.488,86 MBN, lo que representa un factor de recobro (FR) del 5,28%, como era de esperarse dicha estrategia es la que presenta los mejores resultados, y no solo a lo largo del tiempo de predicción, ya que debido a que para el año 2034 aún se presenta una tasa alta de petróleo, la misma se mantendrá unos años más.

Debido a los resultados obtenidos se procedió a incrementar el tiempo de duración de dicha estrategia en diez años, con la finalidad de observar si se mantiene la tasa, lo que arrojó como resultado que para el año 2044 se espera una tasa de 160 BND y un petróleo acumulado de 5.095,89 BN lo que representa un FR del 9,30%, por lo que dicha inyección seguirá siendo rentable después de finalizado el tiempo de la predicción.

Con la estrategia 5 se logró obtener el volumen de petróleo almacenado tanto en la parte norte como en la parte oeste, exprimiendo de esta manera la mayor área del yacimiento, por esta razón muestra un FR mayor a la estrategia 2 y 4.

La caída de presión del yacimiento en el tiempo para la estrategia 5 se muestra a continuación en la Figura V.42:

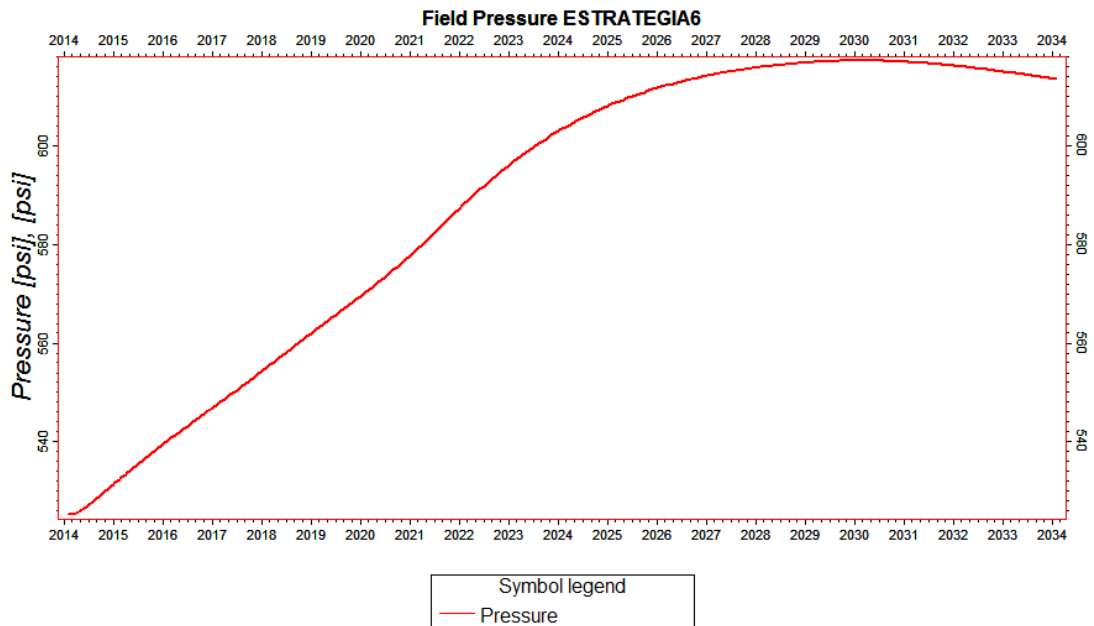


Figura V.42. Gráfica de caída de presión del yacimiento en función del tiempo, estrategia 5.

Se pudo observar que con dicha estrategia la presión aumento de 525 lpc a 614 lpc para finales de la predicción, alcanzando su punto de presión máxima para el año 2030 (617 lpc), se distingue un intervalo de aumento de presión seguido por uno de depleción, este comportamiento se debe al balance entre gas producido y gas inyectado al igual que en la estrategia 2.

Se puede observar que con la estrategia 5 se logra alcanzar la mayor presión, de hasta 617 lpc lo cual esta solo a 24 lpc de la presión de burbuja (641 lpc), esta es una de las razones por las que en la presente estrategia se producen mayores volúmenes de petróleo, el factor volumétrico del petróleo a lo largo de la predicción es mucho mayor comparado con las estrategias anteriores.

La presión esperada para el año 2034 es de 614 lpc, valor que sigue siendo mayor al de inicio de predicción y el cual le brinda energía al yacimiento para seguir produciendo así sea detenida la inyección.

5.8 SELECCIÓN DE LA MEJOR ESTRATEGIA DE EXPLOTACIÓN

Para seleccionar cuál de las estrategias de explotación es la más rentable o adecuada se deben comparar los resultados obtenidos de las mismas, estos son cantidad de gas inyectado, cantidad de petróleo producido y presión final. A continuación se muestra en la Tabla V.27 los resultados obtenidos de las diferentes estrategias.

Tabla V.27. Tabla resultados obtenidos estrategias de explotación.

Nº ESTRATEGIA	ESTRATEGIA 1	ESTRATEGIA 2	ESTRATEGIA 3	ESTRATEGIA 4	ESTRATEGIA 5
ACUM. GAS INYECTADO (MMPCN)	0	894,14	1.494,16	786,05	1.566,95
ACUM. PETRÓLEO PRODUCIDO (MBN)	642	1.246,82	1.004,91	1.264,22	1.488,86
PRESION FINAL (LPC)	492	540	600	534	614

La estrategia 5 no es factible ya que actualmente no se poseen las facilidades para implementarla, por esta razón la elección queda entre las otras 4 estrategias.

La estrategia 1 produce los menores volúmenes de petróleo, por esta razón queda automáticamente descartada.

La estrategia 3 a pesar de que obtiene la mayor presión al final de la predicción, usa el doble del volumen de gas inyectado y produce hasta un 20% menos petróleo que las otras 2 estrategias, por esta razón la estrategia 3 es descartada.

A pesar de la similitud en los resultados obtenidos, la estrategia 4 produce más petróleo, inyecta menos gas y se espera prácticamente la misma presión a finales de la predicción que para la estrategia 2, por esta razón se muestra como la más rentable estrategia de explotación a ser implementada en los próximos 20 años al yacimiento C-16 JO-1.

CONCLUSIONES

- I. El yacimiento C-16 JO-1 solo cuenta con información de registros eléctricos, pruebas de producción, sumario de producción y pruebas de presiones, debido a que no existe ni análisis PVT ni muestra de núcleo, y la producción oficial de gas no es confiable.
- II. Las porosidades del yacimiento C-16 JO-1 varían entre 16 y 24 %, debido al limitado conocimiento geológico y la inexistencia de análisis de núcleo, no se logró determinar la correcta distribución de las permeabilidades.
- III. El yacimiento C-16 JO-1 posee un POES de 28 MMBN, es volumétrico y se encuentra subsaturado a condiciones iniciales.
- IV. Mediante el cotejo histórico se obtuvo un comportamiento de producción y presión similar al real, logrando que el modelo de simulación sea representativo del yacimiento.
- V. Con los resultados obtenidos de las diferentes estrategias se corroboró que la inyección de gas como método de recuperación secundaria es efectiva para el yacimiento C-16 JO-1.
- VI. La estrategia cuatro se presenta como la más adecuada a implementarse en el yacimiento, ya que la misma logra un mayor factor de recobro con menores tasas de inyección de gas, además de contarse actualmente con todo lo necesario para ejecutarla.

RECOMENDACIONES

- I.** Realizar toma de muestra de núcleo en el yacimiento con la finalidad de determinar propiedades como porosidad, permeabilidad absoluta, permeabilidades relativas y presiones capilares.
- II.** Realizar toma de muestra de fluido del yacimiento con la finalidad de determinar las propiedades de mismo, es importante obtener una buena caracterización del fluido cuando el método de producción es gas en solución.
- III.** Realizar una toma de nivel estático en algunos de los pozos que se encuentran cerrados desde hace ya un tiempo con la finalidad de conocer cuál es la presión actual del yacimiento.
- IV.** Usar una placa orificio para cuantificar la tasa de gas producida ya que al no contar con datos reales se presentan problemas tanto en el balance de materiales como en el cotejo.
- V.** Realizar un estudio acerca del yacimiento C-46 MGK-4 para determinar si el mismo es capaz de proporcionar el gas necesario para los 20 años de predicción.
- VI.** Evaluar un escenario donde se construya un pozo en la zona sur del yacimiento ya que la misma presenta las saturaciones de petróleo más altas y no existe pozo capaz de producirlas.
- VII.** Realizar una evaluación económica para determinar la rentabilidad de cada una de las estrategias y así poder seleccionar con mejor criterio la más adecuada.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- I. Acosta D., Elías R. (2006) Modelo petrofísicos de yacimientos con alta saturación irreducible de agua de la formación oficina, Edo Zulia, Trabajo especial de grado. Universidad del Zulia, Maracaibo.
- II. Alfonzo C., Mariafernanda y Caicedo C., Diana A. (2007) Simulación numérica del yacimiento U2M, L (SOC-5) del campo Socororo este, Edo Anzoátegui, Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- III. Donaldson, Erle C. y Chilingarian, George V. (1985). Enhanced oil recovery, I fundamentals and analyses. Elsevier science publishers B. V.
- IV. De Ferrer. Magdalena P. (2001). Inyección de agua y gas en yacimiento petrolíferos. Ediciones Astro data, S.A.
- V. Teikoku Oil and Gas Venezuela. (2007). Gas injection study for Jobal oil field Geological ad Engineering study of C16 sand. Valle de la Pascua. Petroguárico S.A.

BIBLIOGRAFÍA

- I.** De Ferrer, Magdalena P. (2001). Inyección de agua y gas en yacimiento petrolíferos. Ediciones Astro data, S.A.
- II.** Donaldson, Erle C. y Chilingarian, George V. (1985). Enhanced oil recovery, I fundamentals and analyses. Elsevier science publishers B. V. Crapies, B. y Hawkins, M. (1968). Ingeniería Aplicada a Yacimientos Petrolíferos. Editorial Tecnos S.A.
- III.** Latil, Marcel. (1980). Enhanced Oil Recovery. Ediciones Technip 27, Rue Ginoux 75737 Paris.
- IV.** SIMUNPET, C.A. (1994). Estudio de simulación Yacimiento JO-1 Arena J-14 Campo Jobal. SIMUNPET, C.A. Ingenieros & Asociados.
- V.** Peaceman, Donald W. (1977). Fundamental of Numerical Reservoir Simulation. Elsevier Scientific Publishing Company. Amsterdam, Holanda.
- VI.** Ahmed, Tarek. (2001). Reservoir Engineering Handbook. Gulf Professional Publishing, Houston, Texas.
- VII.** Acosta D., Elías R. (2006) Modelo petrofísicos de yacimientos con alta saturación irreducible de agua de la formación oficina, Edo Zulia, Trabajo especial de grado. Universidad del Zulia, Maracaibo.
- VIII.** Fayers, John F. (1981). Enhanced oil recovery. Elsevier science publishers B. V.

NOMENCLATURA

A	:	Área transversal al flujo, cm ² .
L	:	Distancia, cm.
M	:	Valor de la pendiente,
H	:	Espesor del yacimiento, pies.
R _w	:	Radio del pozo, pies.
m	:	Coefficiente de cementación, adim.
n	:	Exponente de saturación, adim.
a	:	Exponente de tortuosidad (0.81 areniscas consolidadas), adim.
SP _I	:	Potencial espontáneo zona de interés, mV.
SSP	:	Potencial espontáneo para arena limpia, mV.
GR _I	:	Rayos gamma en la zona a evaluar, API.
GR _{min}	:	Rayos gamma arena limpia, API.
GR _{max}	:	Rayos gamma lutita, API.
I _{sh}	:	Índice de arcillosidad, adim.
V _{sh}	:	Volumen de Arcilla, adim.
∅N _{corr}	:	Porosidad neutrón corregido, fracción.
∅N	:	Porosidad neutrón leído, fracción.
∅N _{sh}	:	Porosidad neutrón lutita, fracción.
∅ρ _{corr}	:	Porosidad densidad corregido, fracción.
R _w	:	Resistividad del agua de formación, ohm-m.
R _t	:	Resistividad de la formación, ohm-m.
R _{sh}	:	Resistividad de las arcillas, ohm-m.
S _{wirr}	:	Saturación de agua irreducible, fracción.
S _g [*]	:	Saturación efectiva de gas, fracción.

S_g	:	Saturación de gas, fracción.
S_{wc}	:	Saturación crítica de agua, fracción.
S_w^*	:	Saturación efectiva de agua, fracción.
S_w	:	Saturación de agua, fracción.
\emptyset_{eff}	:	Valor de porosidad efectiva, fracción.
C_t	:	Compresibilidad total, lpc^{-1}
S	:	Daño a la formación, adim.
k	:	Permeabilidad absoluta, darcys.
k_{rg}	:	Permeabilidad relativa al gas, adim.
K_{rog}	:	Permeabilidad relativa al petróleo en desplazamiento por gas, adim.
k_{rw}	:	Permeabilidad relativa al agua, adim.
k_{row}	:	Permeabilidad relativa al petróleo en desplazamiento por agua, adim.
ρ_m	:	Densidad de la matriz, (gr/cc).
ρ_l	:	Densidad leída, (gr/cc).
ρ_f	:	Densidad del fluido en el pozo, (gr/cc).
ρ_{sh}	:	Densidad lutitas, (gr/cc).
μ_o	:	Viscosidad del petróleo condiciones iniciales, cp.
β_o	:	Factor volumétrico del petróleo, BY/BN.
β_{oi}	:	Factor volumétrico inicial del petróleo, BY/BN.
R_{si}	:	Relación gas-petróleo en solución inicial, PCN/BN.
β_g	:	Factor volumétrico del gas, BY/PCN.
β_w	:	Factor volumétrico del agua, BY/BN.
q	:	Tasa de flujo, cc/seg.
Q_o	:	Tasa de Petróleo promedio del tiempo de producción, BND.
R_s	:	Relación gas-petróleo en solución, PCN/BN.

R_p	:	Relación gas-petróleo producido, PCN/BN.
N_p	:	Petróleo acumulado, BN.
W_p	:	Agua acumulada, BN.
G_p	:	Gas acumulado, MMPCN.
GI	:	Acumulado de gas inyectado, MMPCN.
N	:	POES, BN.
G	:	GOES, MMPCN.
F	:	Volumen extraído, BY.
E_o	:	Expansión de petróleo, BY/BN.
$P_{WS_{1h}}$:	Presión de fondo estática a 1 hora del cierre, lpc.
P_{wf}	:	Presión de fondo fluyente antes del cierre del pozo, lpc.
ΔP	:	Diferencial de presión, atm.
T_p	:	Tiempo de producción antes de la prueba, Horas.
Δt	:	Tiempo transcurrido desde el momento del cierre, Horas.

GLOSARIO

Factor de recobro: es el porcentaje de petróleo original en sitio (POES) o gas original en sitio (GOES) que puede recuperarse.

Factor volumétrico de formación (β): es la relación existente entre un fluido a condiciones del yacimiento y a condiciones iniciales.

Factor volumétrico del gas (β_g): representa el volumen de gas libre, a presión y temperatura del yacimiento, por unidad volumétrica de gas libre, a condiciones normales. Generalmente se expresa en barriles de yacimiento por pie cúbico de gas a condiciones normales.

Factor volumétrico del petróleo (β_o): representa el volumen de petróleo saturado con gas, a la presión y temperatura del yacimiento, por unidad volumétrica de petróleo a condiciones normales. Se expresa generalmente en barriles en el yacimiento por barril a condiciones normales (BY/BN).

Gravedad API: es la densidad o medida de densidad usada para petróleos líquidos. Es expresada en grados, entre más alta sea más liviano será el crudo.

Presión de burbuja: Es la presión de un sistema en el punto de burbujeo.

Punto de burbujeo: es el estado de equilibrio de un sistema compuesto de petróleo, crudo y gas, en el que el petróleo ocupa prácticamente todo el sistema excepto en una cantidad infinitesimal de gas.

Saturación (S): es la fracción del espacio poroso ocupado por fluido.

Saturación de agua connata: es el agua de mar atrapada en el espacio poroso entre los sedimentos durante su deposición y litificación, mucho antes de que el petróleo emigre a la roca del yacimiento.

Saturación crítica: Es la mínima saturación de saturación de petróleo, gas o agua en el yacimiento que puede causar que el fluido sea una fase continua y por consiguiente producible.

Soldabilidad del gas (R_s): Es la cantidad de gas que se encuentra en solución con un petróleo a determinadas condiciones de presión y temperatura. Generalmente se expresa por los pies cúbicos de gas a condiciones normales (PCN) disueltos en un barril de petróleo también a condiciones normales (BN).

ANEXOS

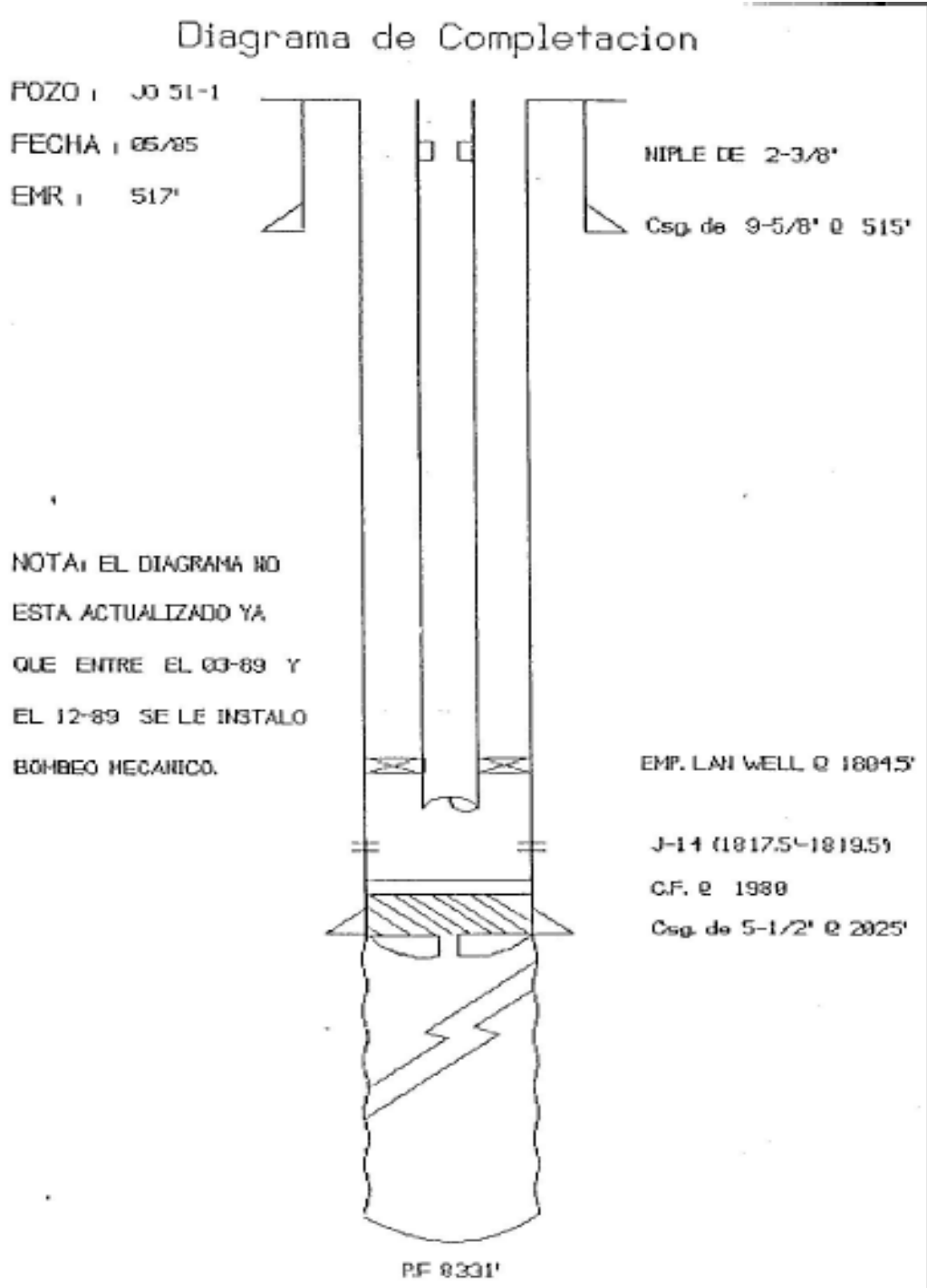


Figura A.1. Diagrama de completación pozo JO-1.

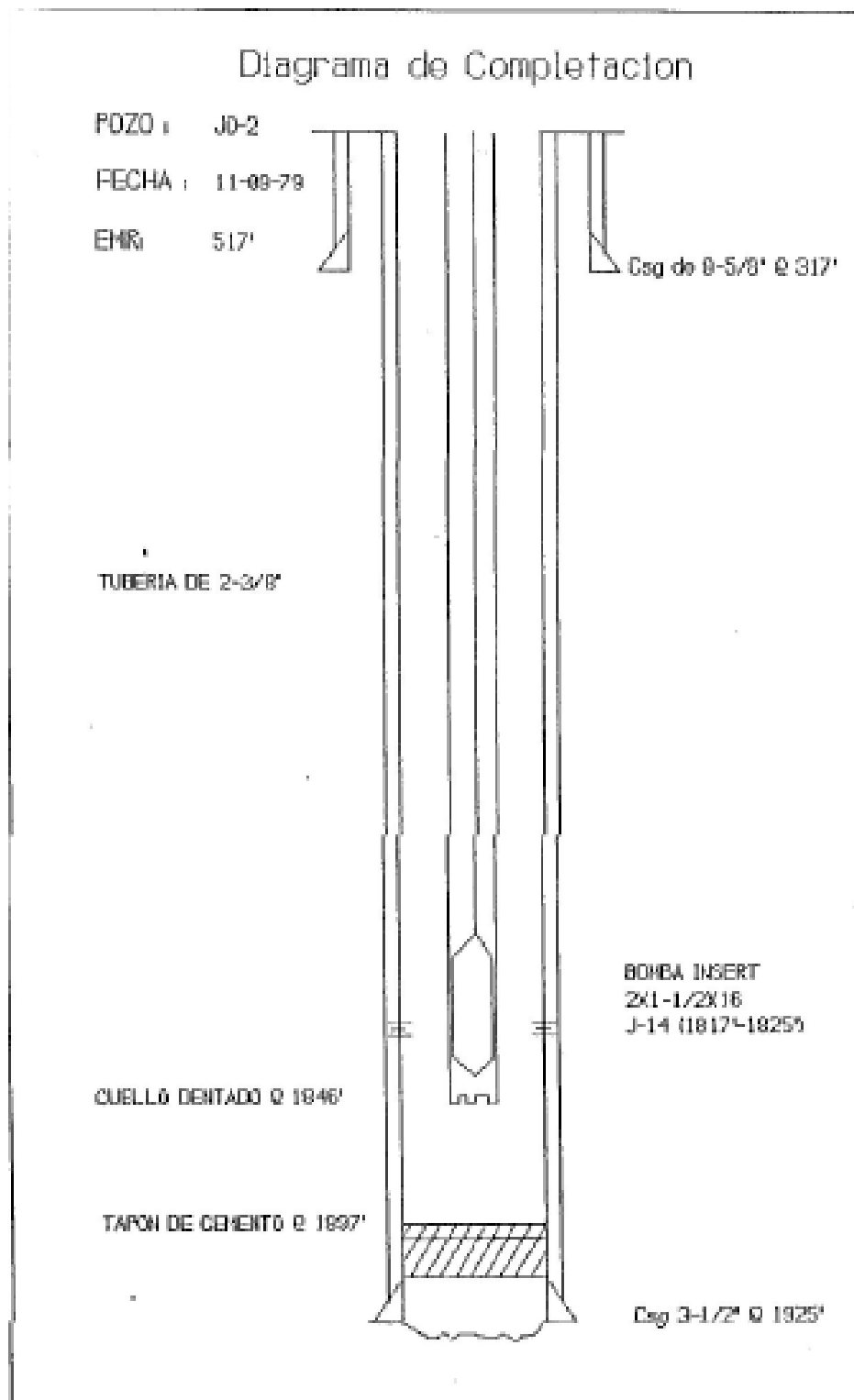


Figura A.2. Diagrama de completación pozo JO-2.

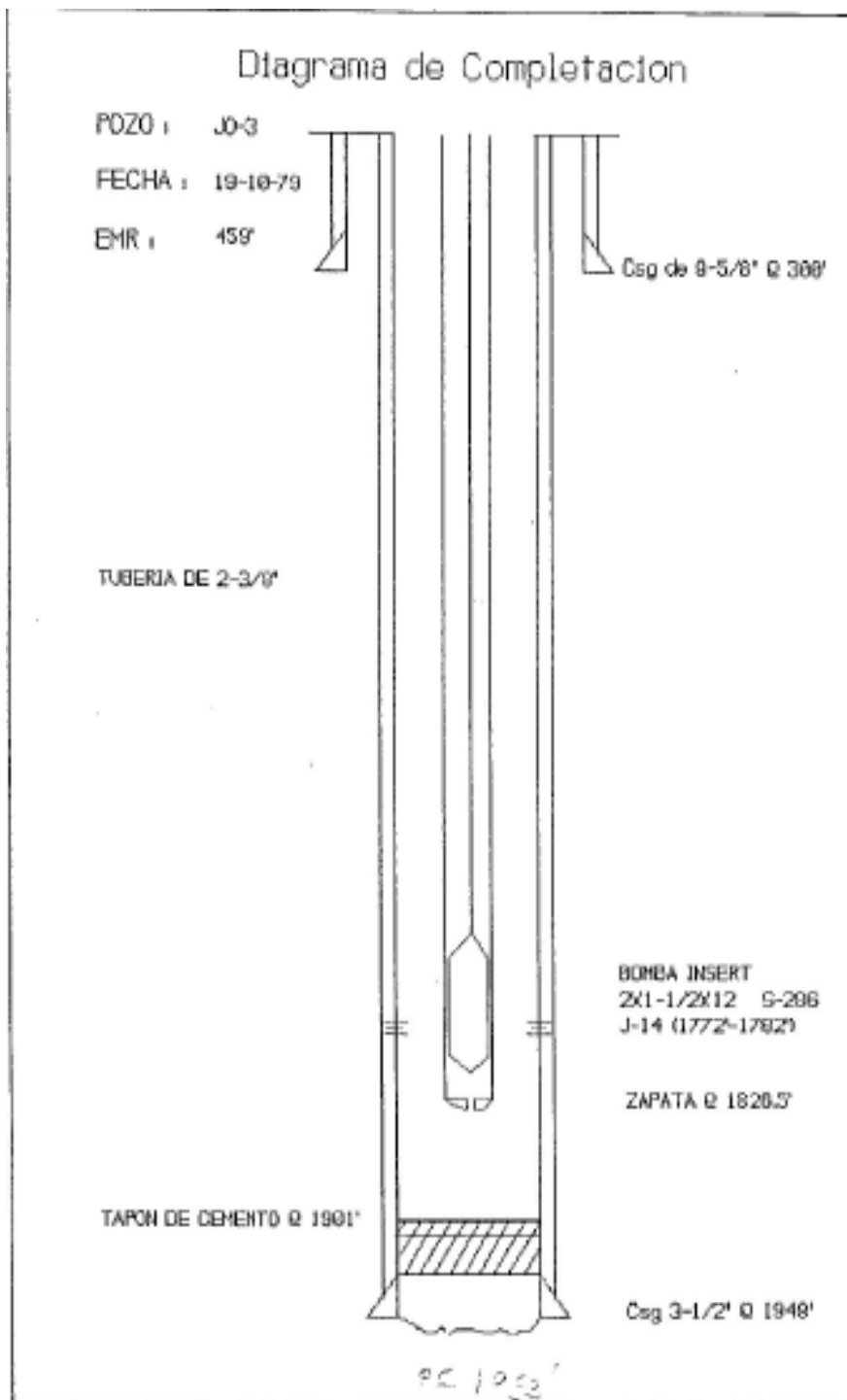


Figura A.3. Diagrama de completación pozo JO-3.

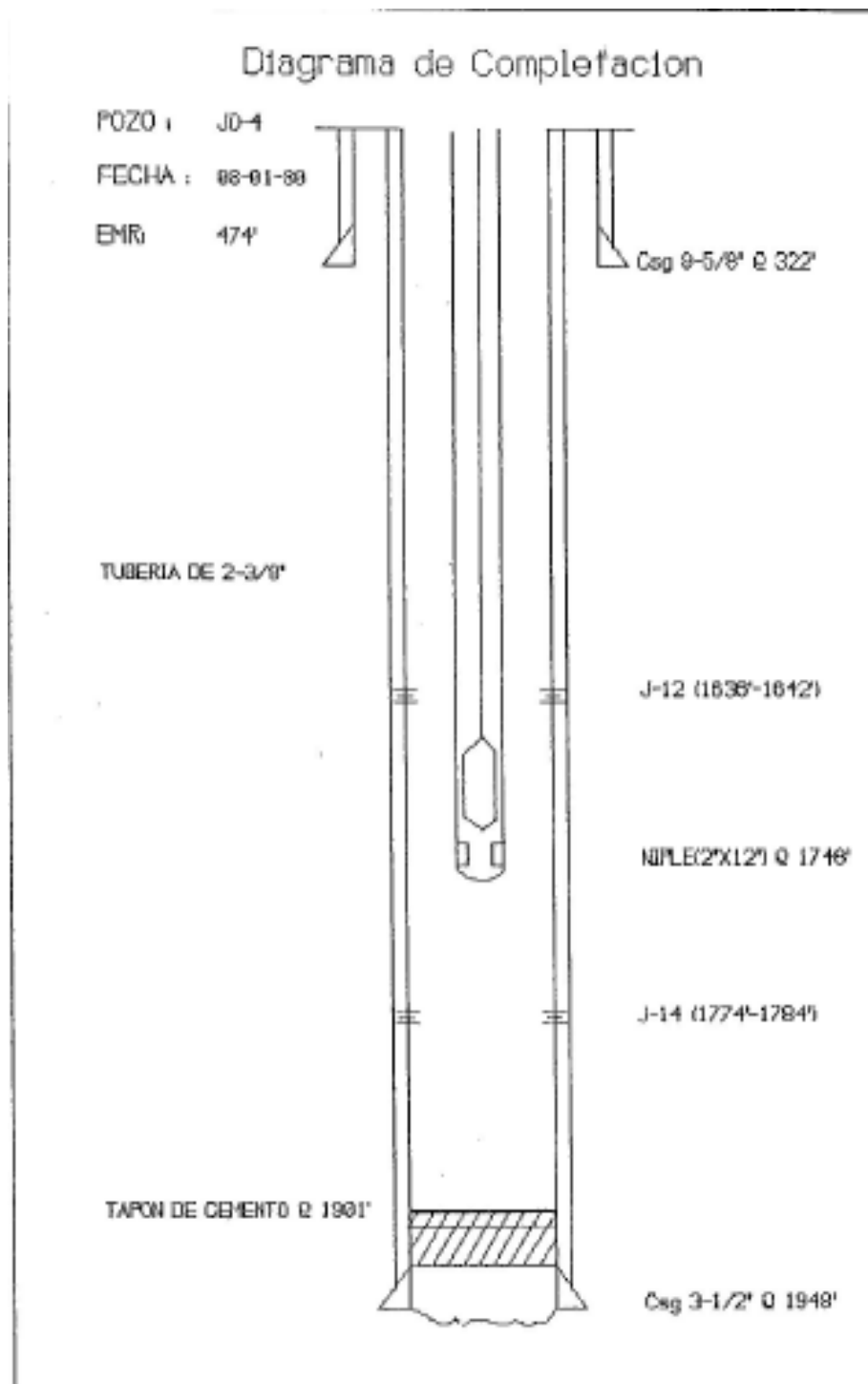


Figura A.4. Diagrama de completación pozo JO-4.

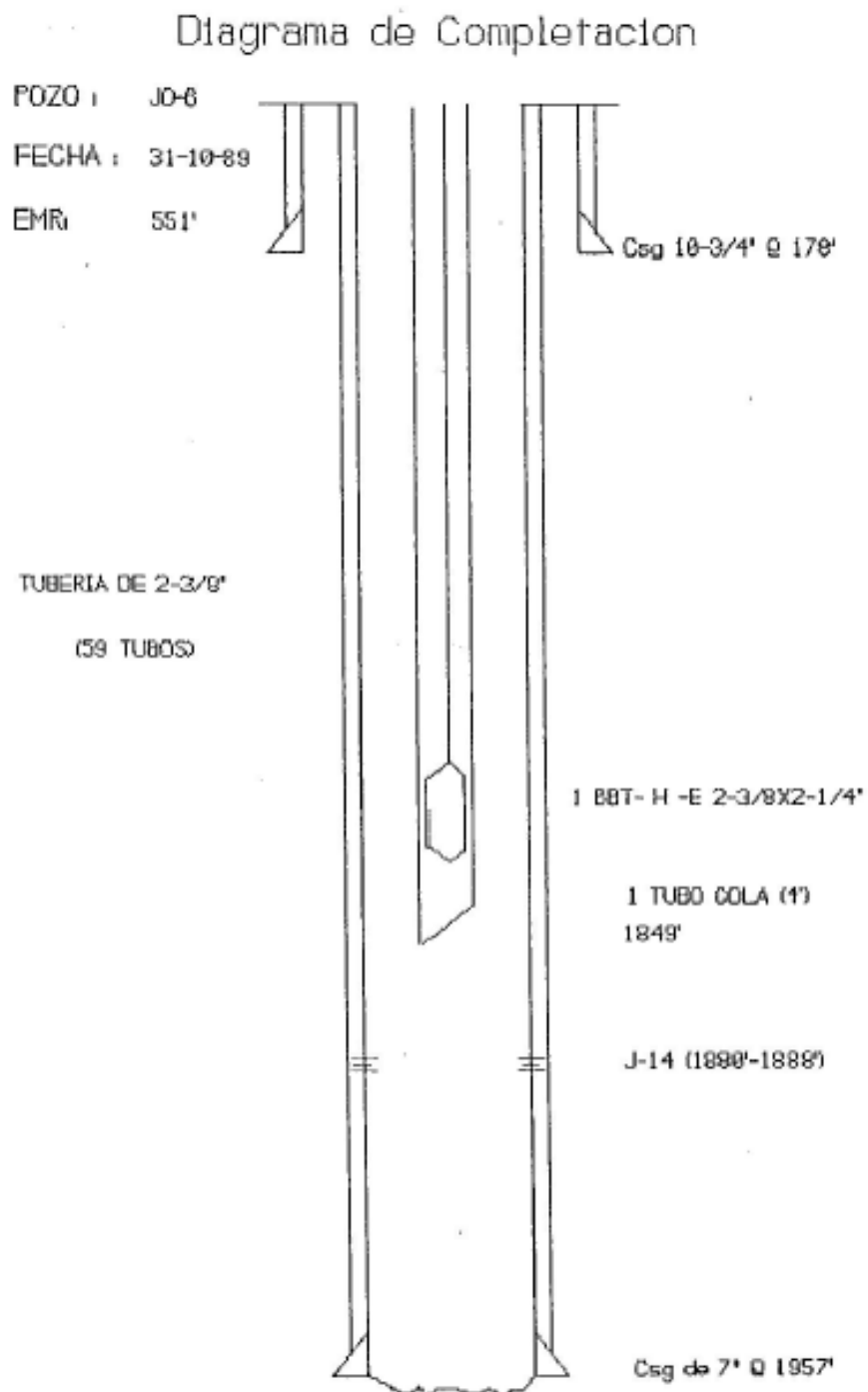


Figura A.5. Diagrama de completación pozo JO-6.

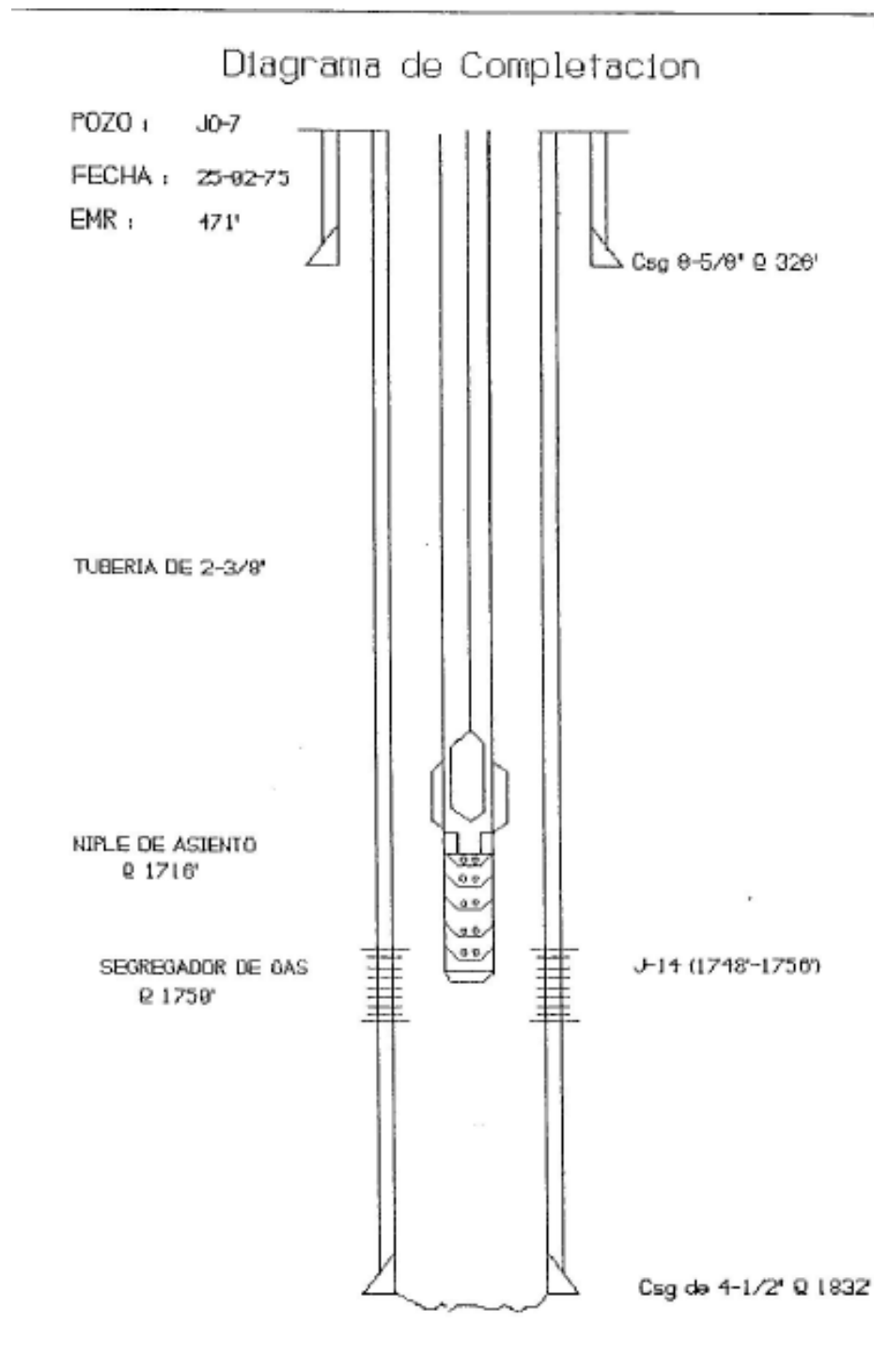


Figura A.6. Diagrama de completación pozo JO-7.

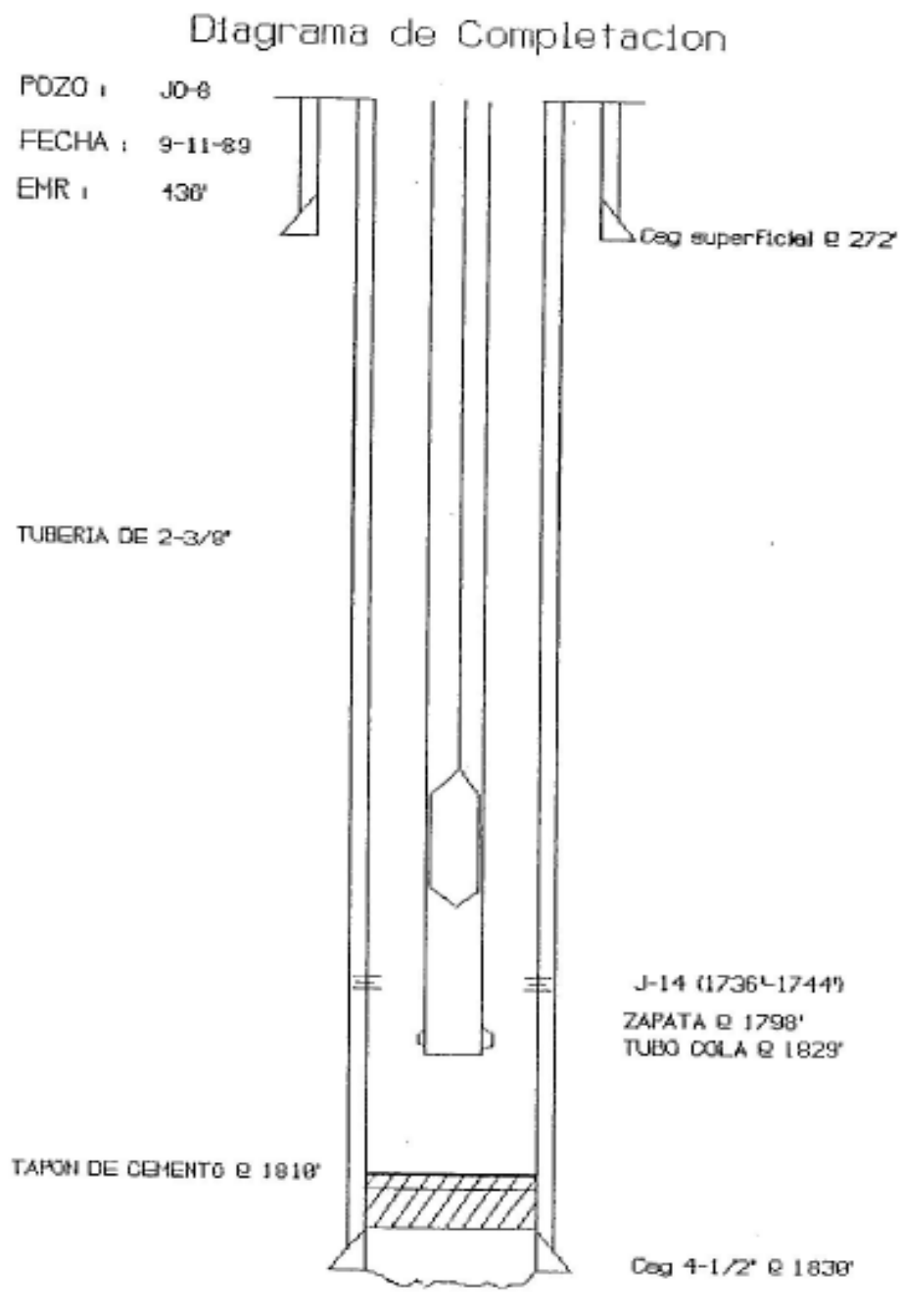


Figura A.7. Diagrama de completación pozo JO-8.

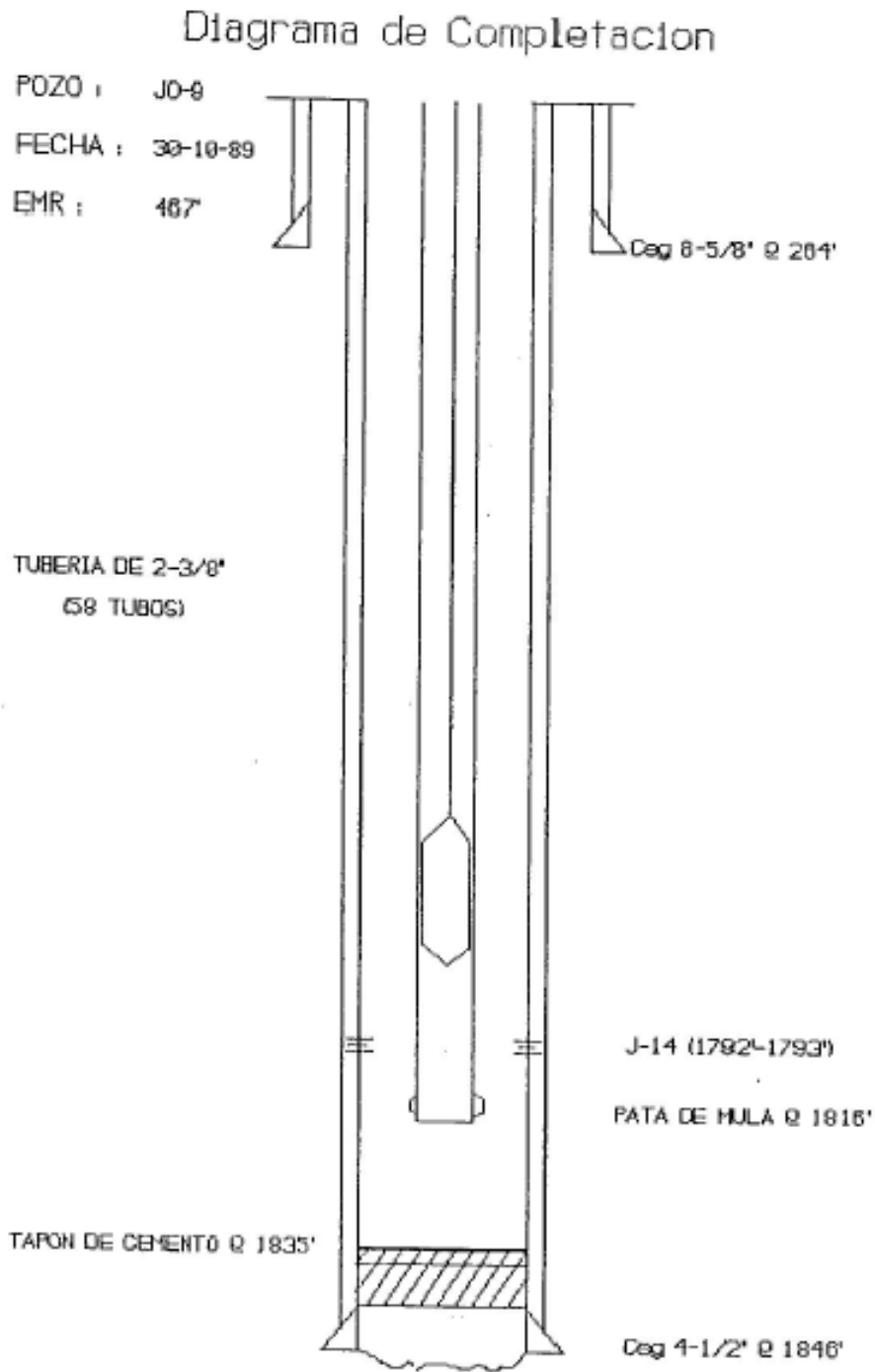


Figura A.8. Diagrama de completación pozo JO-9.

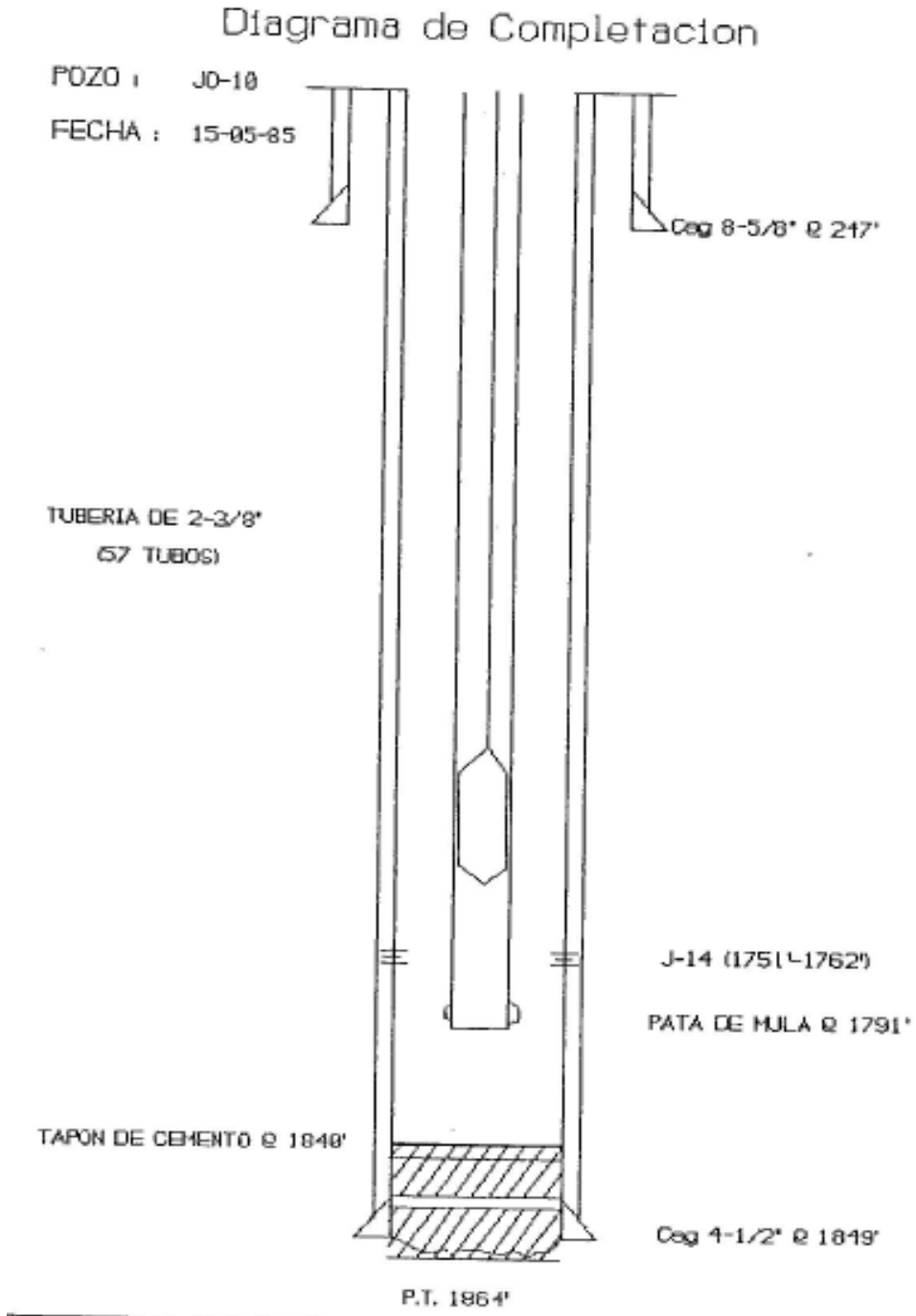


Figura A.9. Diagrama de completaci3n pozo JO-10.

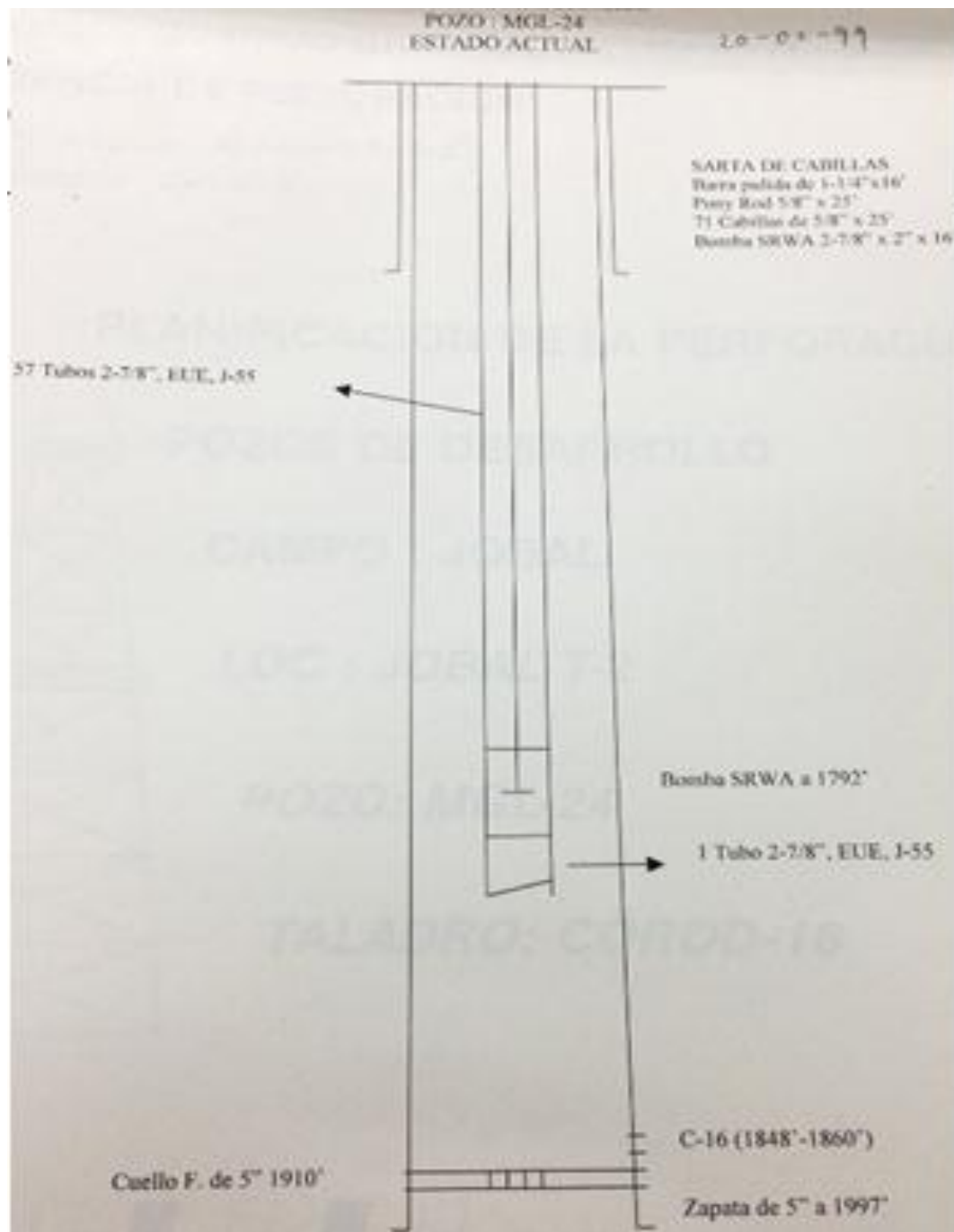


Figura A.10. Diagrama de completación pozo MGL-24.

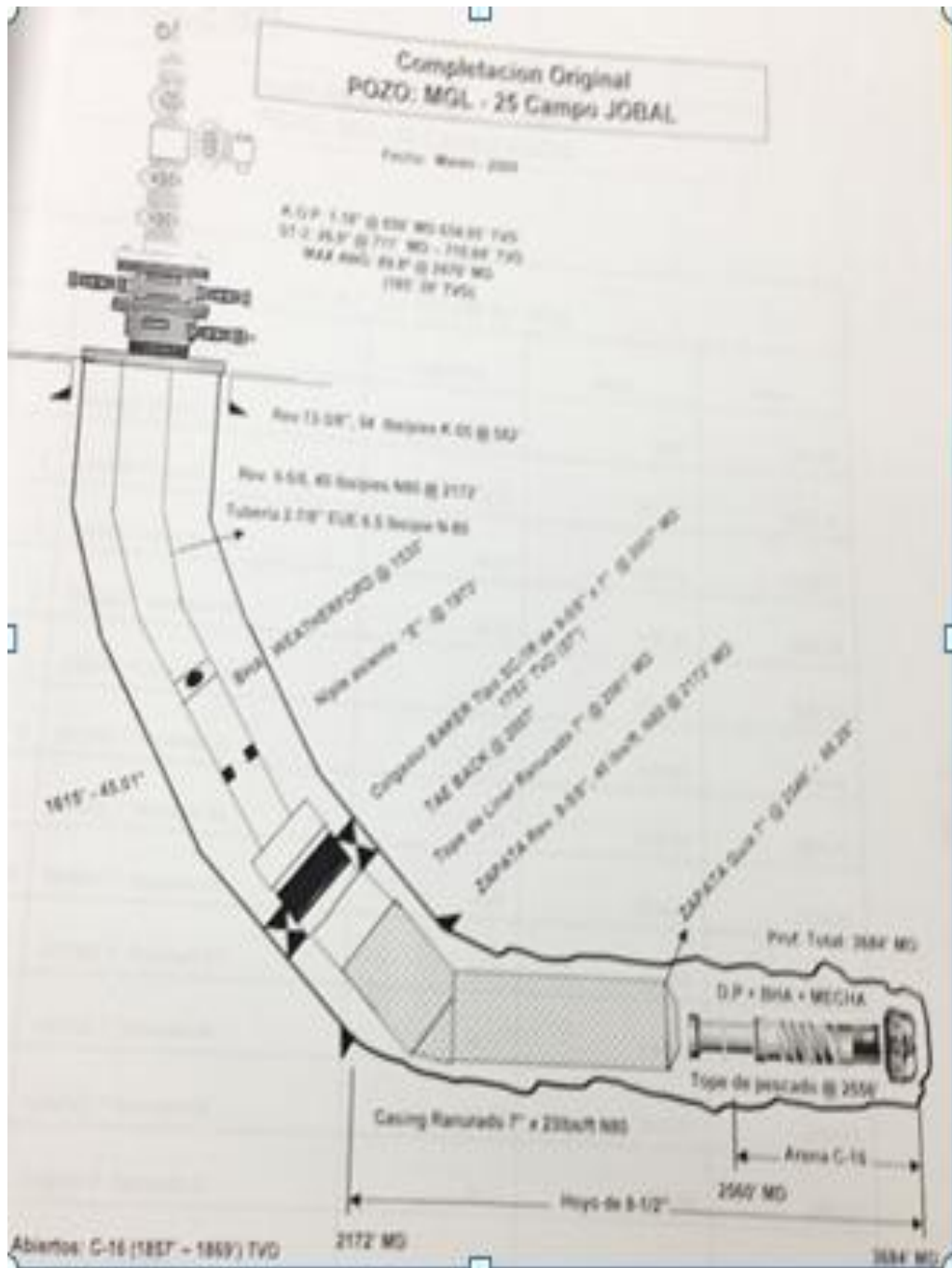


Figura A.11. Diagrama de completación pozo MGL-25.

APENDICE

Resistivity

Schlumberger

Induction Log Borehole Correction

Rcor-4a

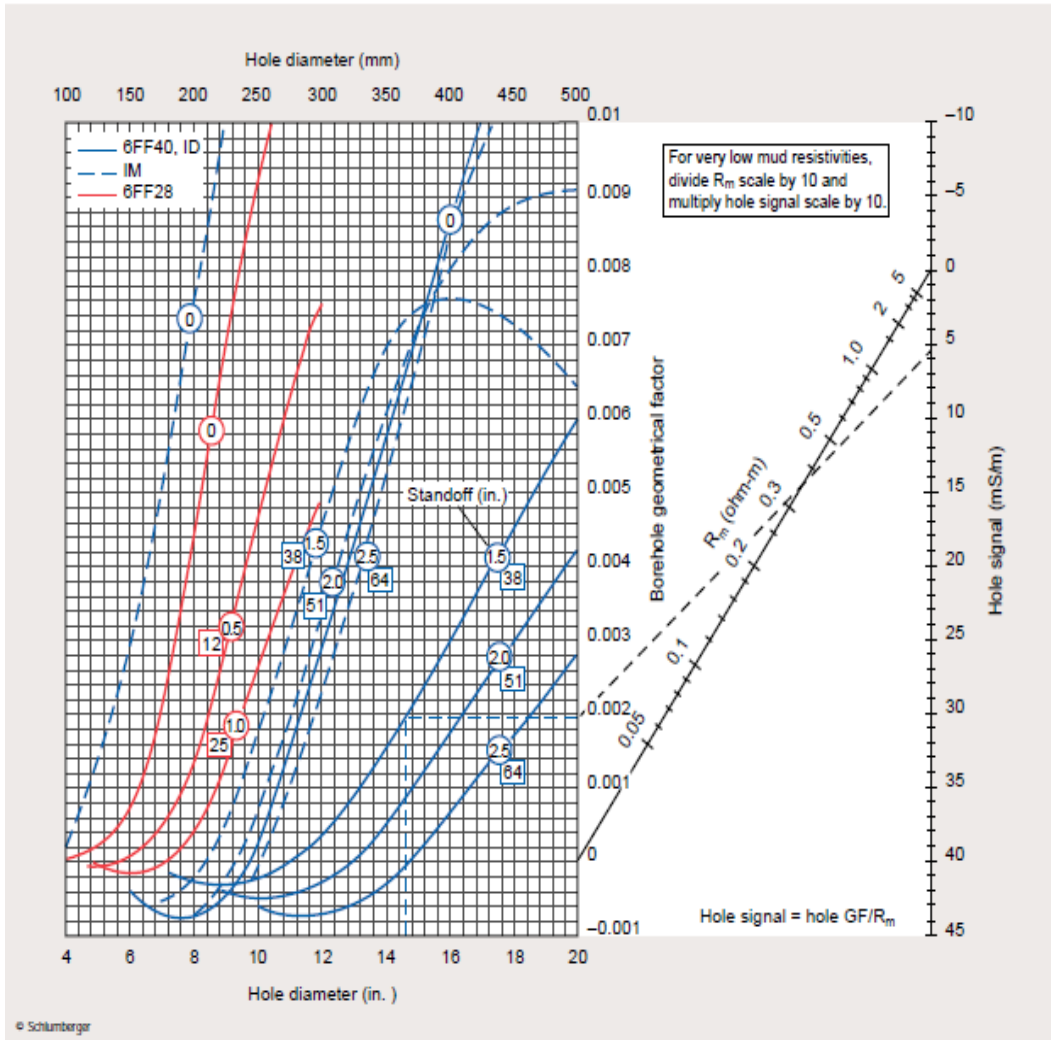


Figura AA.1 Carta de corrección por hoyo, Rcor-4^a.

Resistivity

Schlumberger

Induction Log Bed-Thickness Correction
6FF40 (ID) and 6FF28

Rcof-5

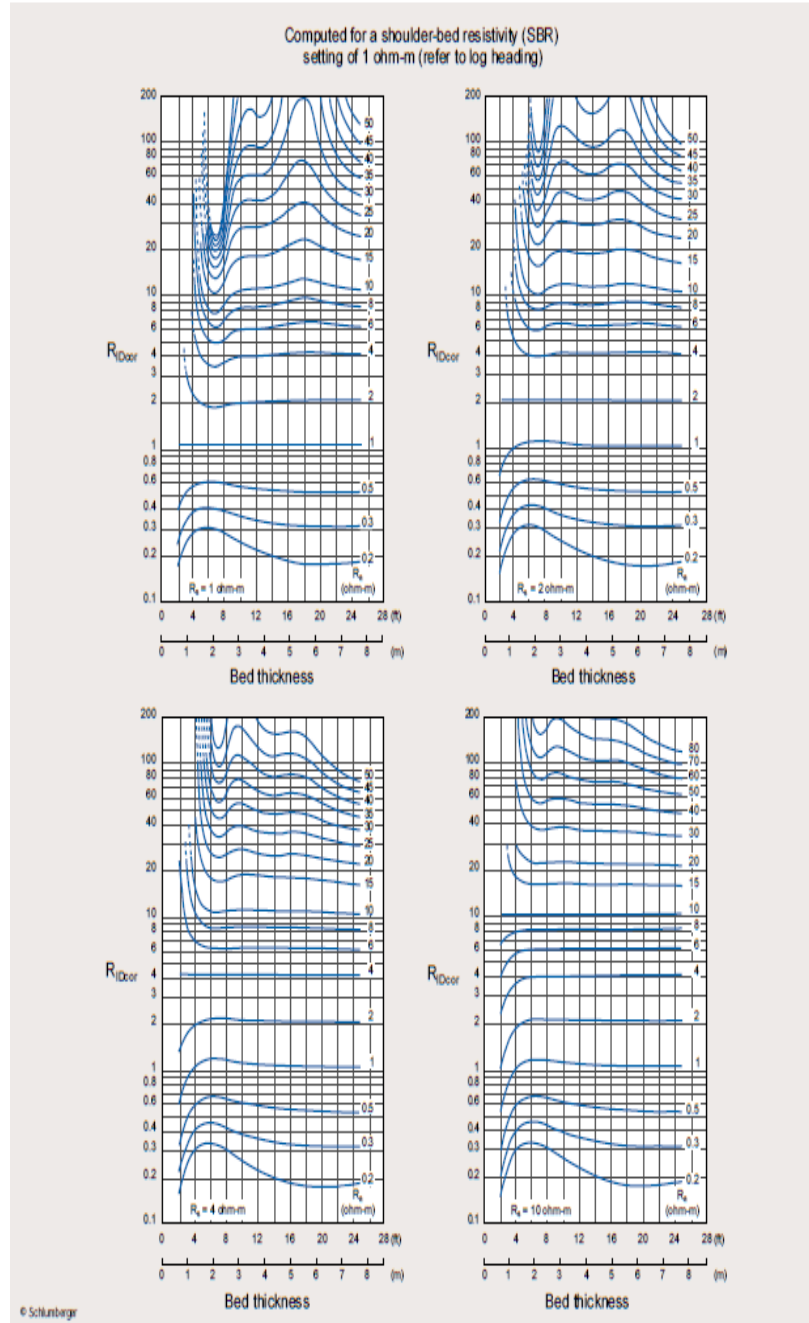


Figura AA.2. Carta de corrección por capa adyacente, Rcor-5.

Resistivity of NaCl Solutions

Gen-9

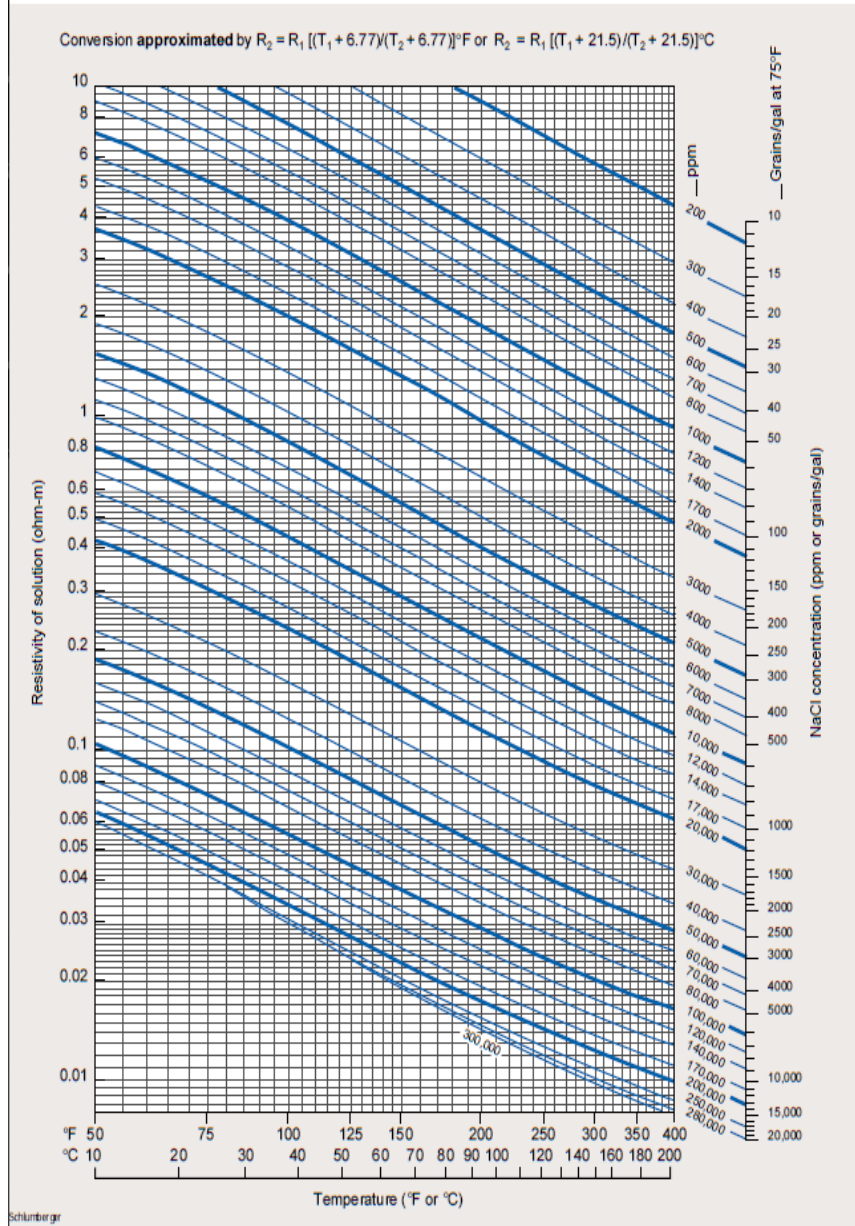


Figura AA.3. Carta de corrección de resistividad por temperatura.

R_w versus R_{w_{eq}} and Formation Temperature

SP-2
(English)

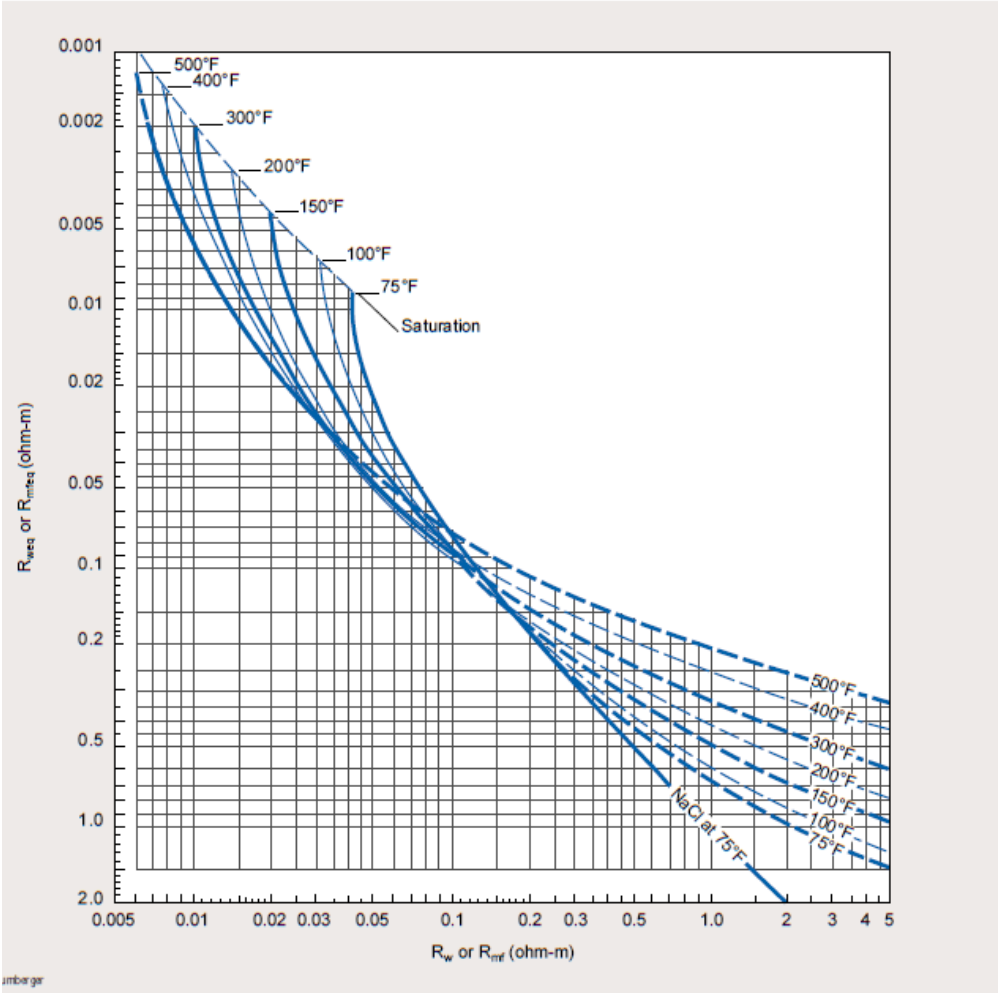


Figura AA.4. Carta de conversión resistividad de agua equivalente.

DB-2 CAMPO: JOBAL YACIMIENTO: C-16 JO 1 CODIGO DE YACIMIENTO: 4DEA6000001P TIPO DE RESERVAS: PROBADAS FECHA DE SOMETIMIENTO: 14/06/1988 CARTA DE SOMETIMIENTO:		PETROGUARICO, S.A.					
		JURISDICCION: BARCELONA		TIPO DE CAMBIO: REVISION REVISION			
		RESERVAS PROBADAS DE PETROLEO Y GAS ASOCIADO					
DATOS BASICOS		DESCUBRIMIENTO	EXTENSION	REVISION		YAC. A OFICIALIZAR	UNIDADES
				Oficial	Cambio		
1	GRAVEDAD API			39,6		39,6	
2	GRAVEDAD ESPECIFICA DEL PETROLEO	yo		0,827		0,827	
3	GRAVEDAD ESPECIFICA DEL GAS	yg		0,700		0,700	
4	POROSIDAD	Ø		18,0		18,0	%
5	SATURACION INICIAL DE PETROLEO	Soi		75,0		75,0	%
6	SATURACION INICIAL DE GAS	Sgi					%
7	FACTOR DE MERMA DEL PETROLEO	1/Boi		0,500		0,500	BN/BY
8	FACTOR VOLUMETRICO DEL PETROLEO AL ABAND.	Boa		1,0312		1,0312	BY/BN
9	FACTOR VOLUMETRICO INICIAL DEL GAS	βgi					PCV/PCN
10	AREA ZONA DE PETROLEO	Ao		4.824		4.824	acres
11	VOLUMEN ORIGINAL ZONA DE PETROLEO	Vo		33.706		33.706	acres-pies
12	AREA ZONA DE GAS	Ag					acres
13	VOLUMEN ZONA DE GAS	Vg					acres-pies
14	RELACION GAS DISUELTO PETROLEO INICIAL	Rsi		500		500	PCN/BN
15	RELACION GAS DISUELTO PETROLEO AL ABANDONO	Rsa		30		30	PCN/BN
16	PRESION INICIAL	Pi		700		700	lppc
17	PROFUNDIDAD DEL PLANO DE REFERENCIA			1.200		1.200	pbnm
18	PRESION DE BURBUJEO	Pb		700		700	lppc
19	PRESION DE ABANDONO	Pa		140		140	lppc
20	PETROLEO POR UNIDAD DE VOLUMEN	$7,758 \cdot \theta \cdot S_{oi} \cdot (1/\beta_{oi})$		524		524	BN/acres-pies
21	GAS POR UNIDAD DE VOLUMEN	$43,560 \cdot \theta \cdot S_{gi} \cdot (1/\beta_{gi})$					MPCN/acres-pies
22	VISCOSIDAD DEL PETROLEO (@ CY)	μo		1,000		1,000	cP
23	VISCOSIDAD DEL GAS (@ CN)	μg		0,100		0,100	cP
24	TEMPERATURA DEL YACIMIENTO	Ty		124		124	°F
25	PERMEABILIDAD ABSOLUTA	K		100,0		100,0	mD
26	MECANISMO DE PRODUCCION			GS		GS	

Tabla AA.1. Hoja de datos básicos del yacimiento C-16 JO-1, Sistema de reservas.