

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**OPTIMIZACIÓN DE LA ESTRATEGIA DE
PRODUCCIÓN PARA LAS ARENAS R, T Y U DEL ÁREA
MATA**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela, para optar al Título
De Ingeniero de Petróleo
Por las Brs Graterol N. Jenny C.
Rincones G. Mazaruny D.

Caracas, Mayo 2004

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**OPTIMIZACIÓN DE LA ESTRATEGIA DE
PRODUCCIÓN PARA LAS ARENAS R, T Y U DEL ÁREA
MATA**

TUTOR ACADÉMICO: Ing. Edgar Parra P.

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. José Sisco

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela, para optar al Título
De Ingeniero de Petróleo
Por las Brs Graterol N. Jenny C.
Rincones G. Mazaruny D.

Caracas, Mayo 2004

ÍNDICE GENERAL

Contenido	Pág.
Dedicatoria Jenny.....	i
Dedicatoria Mazaruny.....	Ii
Agradecimientos Jenny.....	Iii
Agradecimientos Mazaruny.....	V
Resumen.....	Vii
Introducción.....	1
 CAPITULO I: MARCO TEÓRICO	
1. Elementos que modelan un yacimiento.....	3
1.1 Elementos estructurales.....	4
1.1.1 Pliegues.....	4
1.1.1 Fallas.....	4
1.2 Elementos estratigráficos.....	5
1.3 Elementos sedimentológicos.....	5
1.4 Propiedades físicas del medio poroso.....	6
1.4.1 Porosidad.....	6
1.4.1.1 Porosidad Primaria (Íntergranular).....	8
1.4.1.2 Porosidad Secundaria (Inducida o Vugular).....	8
1.4.1.3 Factores que afectan la porosidad.....	9
1.4.1.4 Medidas de porosidad.....	10
1.4.1.5 Valores promedio de porosidad.....	11
1.4.2 Permeabilidad.....	13
1.4.2.1 Permeabilidad a través del medio poroso.....	13

Contenido	Pág.
1.4.2.2 Tipos de permeabilidad.....	14
1.4.2.3 Factores que afectan la permeabilidad.....	15
1.4.2.4 Medidas de permeabilidad.....	15
1.4.3 Presión Capilar.....	16
1.4.3.1 Aplicación de la curva de presión capilar.....	21
1.4.3.2 Conversión de datos de laboratorio al yacimiento.....	22
1.4.3.3 Estimación de garganta poral.....	22
1.4.4 Curvas de permeabilidad relativa.....	24
1.4.4.1 Determinación de las Curvas de Permeabilidad Relativa.....	26
1.4.4.2 Permeabilidad Relativa Agua-Petróleo.....	29
1.4.4.2.1 Factores que Influyen en la Permeabilidad Relativa Agua – Petróleo.....	30
1.4.5 Propiedades Eléctricas de las Rocas.....	31
1.4.6 Factor de formación.....	31
1.4.7 Relación entre Porosidad y Factor de Formación.....	32
1.4.8 Distribución de los Fluidos en Rocas Porosas.....	34
1.4.9 Índice de resistividad.....	35
1.4.10 Parámetros petrofísicos.....	35
1.4.11 Cálculo de arcillosidad de formaciones.....	38
1.4.12 Heterogeneidad del yacimiento.....	42
1.4.13 Geoestadística.....	43
1.5 Presión del yacimiento.....	45

Contenido	Pág.
1.6 Temperatura del yacimiento.....	46
1.7 Caracterización de las aguas de formación.....	46
1.8 Caracterización del fluido del yacimiento.....	48
1.8.1 Fluidos del yacimiento.....	48
1.8.2 Clasificación del petróleo de acuerdo a la gravedad API.....	49
1.8.3 Propiedades del fluido.....	50
1.8.4 Métodos para estimar las propiedades del fluido.....	55
1.8.4.1 Análisis de laboratorio.....	56
1.8.4.2 Correlaciones empíricas.....	58
1.9 Cálculo de reservas.....	59
1.9.1 Tipos de reservas.....	60
1.9.2 Métodos para el cálculo de reservas.....	60
1.9.2.1 Método volumétrico.....	60
1.9.2.2 Curvas de declinación de producción.....	61
1.9.2.3 Balance de materiales y simulación.....	64
1.10 Análisis de curvas de declinación inversa.....	66
2. Procesos de recuperación.....	68
2.1 Métodos de levantamiento artificial.....	70
2.1.1 Bombeo electrosumergible.....	71
2.1.1.1 Componentes del Sistema Electrosumergible.....	73
2.1.2 Bombeo mecánico.....	76
2.1.2.1 Componentes del bombeo mecánico.....	78
2.1.3 Levantamiento artificial por gas.....	80

Contenido	Pág.
2.1.3.1 Componentes del Sistema de Levantamiento Artificial por gas.....	81
2.1.4 Bombeo de cavidad progresiva.....	83
2.1.4.1 Componentes del Sistema de Cavidades Progresivas.....	84
2.1.5 Bombeo Hidráulico.....	87
2.15.1 Componentes del Sistema Hidráulico.....	88
2.2 Análisis Nodal.....	91
2.2.1 Evaluación económica.....	94
CAPITULO II: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	
1. Localización del área.....	96
2. Descripción de las arenas R,T y U.....	97
3. Objetivo General.....	99
3.1 Objetivos específicos.....	99
CAPITULO III: METODOLOGÍA	
1. Definición de litología.....	100
2. Determinación de la permeabilidad.....	100
3. Distribución de las arcillas.....	101
4. Cálculo de los parámetros petrofísicos.....	101
4.1 Cálculo de la presión de sobrecarga.....	101

Contenido	Pág
4.2 Cálculo de Resistividad del agua de formación.....	101
5.5 Factor de Formación (FF) e Índice de Resistividad (IR).....	102
4.4 Exponente de Saturación (n)	103
4.5 Exponente de cementación (m).....	103
4.6 Densidad de Matriz (ρ_{ma}).....	104
4.7 Parámetros para el cálculo de la porosidad.....	104
5 Cálculo de los delimitadores de porosidad, permeabilidad, saturación de agua y volumen de arcilla	106
5.1 Porosidad y permeabilidad.....	106
5.2 Volumen de arcilla.....	107
5.3 Saturación de agua.....	108
5.4 Curvas de Presión Capilar.....	108
5.5 Parámetros interpretados a partir de datos de presión capilar.....	110
5.6 Curvas de permeabilidad relativa.....	111
6. Heterogeneidad del reservorio.....	112
7. Validación de datos petrofísicos.....	112
8. Determinación de efecto segregacional no congénito y barrera de permeabilidad de la arena U12.....	113
8.1 Determinación de barrera de Permeabilidad.....	116
9. Estudio Geoestadístico.....	117
10. Temperatura del yacimiento.....	117

Contenido	Pág.
11. Presión del yacimiento.....	118
12. Relación gas- petróleo @ Pb.....	119
13. Gravedad Especifica del Gas.....	120
14. Gravedad API.....	120
15. Factor Volumétrico y Compresibilidad del Petróleo.....	120
16. Viscosidad del Petróleo.....	121
17. Estimación de Reservas.....	123
18. Selección técnica del método de levantamiento.....	125
19. Selección económica del método de levantamiento.....	128
20. Arenas R y T.....	130
 CAPITULO IV: DISCUSIÓN DE RESULTADOS	
1. Análisis petrofísico de las arenas u1 y u2 de la formación merecure zonas Zorro y Mata 3 - Área Mata -.....	131
1.1 Relación entre litología y parámetros petrofísicos.....	131
1.2 Cálculo de parámetros petrofísicos.....	138
1.3 Cálculo de los delimitadores de porosidad, permeabilidad y saturación de agua.....	152
1.4 Curvas de presión capilar: análisis y promedios.....	154
1.5 Curvas de permeabilidad relativa: Análisis y promedios.....	158
1.6 Heterogeneidad del reservorio.....	162
2 Determinación del contacto agua- petróleo actual. Efecto segregacional no congénito.....	168
3 Geoestadística.....	176

Contenido	Pág
4 Propiedades del fluido.....	180
5 Cálculo Teórico de Reserva.....	185
6 Propuesta de Explotación Arena U12.....	187
7 Análisis Económico.....	199
8 Arenas R y T.....	204
CONCLUSIONES	205
RECOMENDACIONES	207
REFERENCIAS	208
ANEXOS	211

Índice de Figuras

Fig.	Contenido	Pág.
1	Esquema de Ambientes sedimentarios.....	6
2	Tipos de Empaque.....	9
3	Curva de Presión Capilar.....	18
4	Diferentes condiciones de humectabilidad para dos fases Ay B, y un sólido.....	19
5	Representación de las fuerzas interfaciales que actúan en el contacto de dos fases A y B.....	20
6	Curva de permeabilidad relativa.....	25
7	Distribución de Gauss (Campana de Gauss).....	43
8	Diagrama de Stiff.....	47
9	Comportamiento de la relación gas petróleo en solución contra la presión.....	51
10	Comportamiento del Factor volumétrico del petróleo contra la presión del yacimiento.....	52
11	Comportamiento de la viscosidad del petróleo contra la presión del yacimiento.....	53
12	Procesos de Recuperación.....	66
13	Sistema electrosumergible.....	73
14	Curva típica BES.....	76
15	Sistema de bombeo mecánico.....	78
16	Sistema de levantamiento artificial por gas.....	82
17	Sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas.....	85
18	Configuración de superficie del Sistema Abierto de Bombeo Hidráulico.....	88
19	Diagrama de Velocidad y Presión en la bomba de chorro.....	91
20	Sistema de Producción de un Pozo.....	92
21	Mapa de la localización del Área Mata.....	96

Fig.	Contenido	Pág.
22	Localización de las zonas del Proyecto.....	97
23	Mallado de las zonas Zorro y Mata 3.....	114
24	Relación agua- petróleo y Pozos activos, contra tiempo de producción.....	115
25	Vista Este-Oeste del Yacimiento A-1.....	116
26	Grafico de Profundidad contra Temperatura.....	117
27	Perfil Litológico.....	130
28	Gráfico de Porosidad vs Permeabilidad Horizontal.....	131
29	Vista de los granos rodeados con bitumen 1.....	132
30	Vista de los granos rodeados con bitumen 2.....	132
31	Gráfico de Permeabilidad contra Porosidad.....	133
32	Gráfico de Permeabilidad contra Porosidad por el método de Winland	
35	134
33	Presencia de Caolinita en los poros.....	134
34	Presencia de caolinita en los poros.....	135
35	Presencia de Illita en los poros.....	135
36	Puentes Intergranulares.....	137
37	Gráfico de Porosidad contra Profundidad.....	138
38	Análisis Físico- Químico del agua de formación.....	141
39	Gráfico del índice de resistividad contra saturación de agua.....	142
40	Gráfico del factor de formación contra la porosidad a condiciones normales...	143
41	Gráfico de Pickett.....	144
42	Histograma de Porosidad Arena U1.....	145
43	Histograma de Porosidad Arena U2.....	145

Fig.	Contenido	Pág.
44	Gráfico de Porosidad contra Presión de sobrecarga.....	147
45	Gráfico para estimar la densidad de matriz.....	148
46	Histograma de Permeabilidad Arena U1.....	149
47	Histograma de Permeabilidad Arena U2.....	150
48	Gráfico de Permeabilidad Vertical contra Permeabilidad Horizontal.....	151
49	Valores de Corte de KH contra K.....	152
50	Valores de Corte de PhiH contra K.....	152
51	Valores de Corte de PhiH contra Phi.....	153
52	Gráfico de Sumatoria de volumen de arcilla contra el porcentaje contenido de arcilla.....	154
53	Curvas de Presión Capilar para la arena U12.....	155
54	Gráfico de Diámetros Porales.....	157
55	Curvas de permeabilidades relativas de la arena U12.....	158
56	Curvas de permeabilidad relativa normalizada.....	159
57	Curva para obtener las saturaciones de agua y petróleo residual de la arena U12.....	160
58	Curva para obtener las permeabilidades relativas a los puntos extremos.....	160
59	Curva de Permeabilidades Relativas del yacimiento A-1.....	161
60	Curva de flujo fraccional.....	162
61	Coeficiente de Heterogeneidad arena U1.....	163
62	Coeficiente de Heterogeneidad arena U2.....	163
63	Producción acumulada de petróleo contra el espesor.....	165
64	Producción acumulada de Petróleo contra HPhi.....	165
65	Producción Acumulada de Petróleo contra HPhiSo.....	166

Fig.	Contenido	Pág.
66	Relación agua- petróleo contra tiempo de producción.....	169
67	Relación agua- petróleo y Pozos activos, contra tiempo de producción.....	169
68	línea de perfiles principal al mismo nivel estructural.....	171
69	Historia de Presión del Yacimiento A-1.....	172
70	Producción Acumulada de Petróleo de los pozos del yacimiento A-1.....	173
71	Producción Acumulada de agua de los pozos del yacimiento A-1.....	173
72	Vista Este -Oeste del yacimiento A-1.....	174
73	Mapa 3D del Yacimiento A-1.....	175
74	Variograma.....	177
75	Gráfico de resultados de simulaciones estocásticas.....	178
76	Mapa de probabilidades.....	179
77	Variación de la gravedad API contra la profundidad.....	182
78	Declinación del pozo B-21 con bombeo hidráulico.....	200
79	Declinación de producción del pozo B-5 por levantamiento por gas.....	200
80	Declinación de producción del pozo A-22 con el método de bombeo electrosumergible	201
81	Declinación de producción del pozo A-22 con el método de levantamiento por gas.....	201
82	Declinación de producción del pozo A-40 con el método de bombeo hidráulico.....	202

Índice de Tablas

Tabla	Contenido	Pág.
1	Ecuaciones empíricas de Pitman.....	23
2	Relación entre el Tipo de Rocas y el exponente de cementación.....	36
3	Tipos de crudo de acuerdo a la Clasificación de la API.....	49
4	Características de los métodos de levantamiento artificial.....	71
5	Correlaciones empleadas para estimar la viscosidad del petróleo.....	122
6	Valores de la Matriz de la evaluación.....	126
7	Propuestas de Explotación.....	129
8	Datos de Porosidad y permeabilidad de la Formación Merecure.....	139
9	Valores empleados para el cálculo de la presión de sobrecarga.....	140
10	Resultados de la Estadística Descriptiva de las arenas U1 y U2.....	146
11	Resultados estadísticos de la permeabilidad de la arenas U1 y U2.....	150
12	Resultados del estudio petrofísico.....	164
13	Resultados petrofísicos extrapolados a la arena U2.....	167
14	Comparación de las variables de la roca del yacimiento.....	168
15	Resultado de la presión inicial por pozo al datum.....	180
16	Resultado de los estimados empíricos del factor volumétrico y compresibilidad.....	183
17	Viscosidad del crudo muerto y a presión de burbuja por pozo calculada con la correlación Meneven- Total.....	184
18	Cálculo de volumen de la zona de petróleo extrapesado.....	186
19	Cálculo de volumen de la zona de petróleo pesado.....	186
20	Petróleo original en sitio.....	187

Tabla	Contenido	Pág.
21	Lista de pozos seleccionados para simulación.....	188
22	Resultados favorables por matriz de la evaluación técnica.....	189
23	Resultados de la Simulación de Levantamiento Artificial por gas para el pozo A-14.....	192
24	Resultados de la Simulación de Levantamiento Artificial por gas para el pozo A-22.....	192
25	Resultados de la Simulación de Levantamiento Artificial por gas para el pozo A-23.....	192
26	Resultados de la Simulación de Levantamiento Artificial por gas para el pozo A-33.....	192
27	Resultados de la Simulación de Levantamiento Artificial por gas para el pozo A-3A.....	193
28	Resultados de la Simulación de Levantamiento Artificial por gas para el pozo B-21.....	193
29	Resultados de la Simulación de Levantamiento Artificial por gas para el pozo B-5.....	193
30	Resultados de la Simulación de Bombeo hidráulico para el pozo A-35.....	195
31	Resultados de la Simulación de Bombeo Electrosumergible pozo A-3A.....	195
32	Resultados de la Simulación de Bombeo Electrosumergible pozo A-22.....	196
33	Resultados de la Simulación de Bombeo Electrosumergible pozo A-33.....	196
34	Resultados de la Simulación de Bombeo Electrosumergible pozo A-39.....	196
35	Pozos para la producción de crudo de la arena U12.....	201
36	Resultados económicos.....	202

Especialmente para todos aquellos seres que nos acompañan invisiblemente y que colocan a las personas indicadas en los momentos y lugares perfectos.

A mi mami Gladys Niño, porque me enseñó a ser mejor cada día, por ser mamá y papá, pero en definitiva por traerme al mundo, te amo.

A mi papi, Rafael Graterol, que aunque no ha compartido mis triunfos me dio la mejor de las infancias, te extraño.

A mis viejos, nana y tito, por enseñarme que las pequeñas cosas de las que esta lleno el mundo son las más satisfactorias, los quiero mucho.

A mis abuelos Miguel y Adda, que me acompañan desde el cielo.

A mis hermanos Rafa y Sabri, no dejen de luchar por sus sueños, disfruten de todo el abanico de oportunidades que el universo nos brinda para buscar nuestro camino, los adoro.

A mi tío pepe, por ser mi ejemplo a seguir. A mi chiquita Joselyn que siempre esta llena de sonrisas y al ser que llego a mi casa para colmarnos de risas y unir a nuestra familia, mi bello Chester.

A ti, que estas leyendo el resultado de un trabajo en equipo, ten presente que el pasado es historia, el futuro es un misterio, y este momento es un regalo que es capaz de forjar nuestro destino.....

Jenny Graterol

Le dedico esta faceta de mi vida a Dios por permitirme venir a este mundo a aprender y a mejorar cada día.

A mis padres Guaimerú y Manuel por haberme dado la vida, y emprender la titanica y valiente labor de guiar mi vida por el sendero del conocimiento y el bien.

A mis hermanos Guru y Nolito por ser mis padres, compañeros y amigos eternos.

Que Dios los bendiga, los Amo a todos.

Principalmente le agradezco a Dios por brindarme la oportunidad de estar aquí y ahora, por poner a la gente adecuada en el momento y en el lugar perfecto, porque me acompaña en cada éxito y me levanta en cada fracaso.

A mis padres, por darme un hogar, por enseñarme a creer, por entenderme, pero en definitiva por darme la oportunidad de nacer. A mis Viejos mi Nana y mi Tito gracias por motivarme para seguir adelante y sobretodo por enseñarme a disfrutar la vida. Los amo.

Sabri y Rafa, mis hermanos y mis panas al mismo tiempo, gracias por soportarse mis rabias y mi locura. A mi Tío pepe gracias por ser como un amigo y por las veces que me ayudaste, eres el mejor modelo que pude seguir.

Gilbert, gracias por ser mi papá, mi amigo, por brindarme tu apoyo y tu amor incondicional, no tienes idea de lo importante que eres para mí.

A mi Alma Mater, la Ilustre Universidad Central de Venezuela, por darme la oportunidad de salir de las sombras y por tener a los mejores profesores en tus aulas y pasillos, ya que no solo aprendí conceptos técnicos; sino también amistad, tolerancia, respeto, solidaridad y unión, por eso me siento orgullosa de ser ucevista.

A mi tutor académico Ing. Edgar Parra, por su confianza y colaboración incondicional, este trabajo no hubiese sido hoy una realidad de no ser por Ud. Gracias por la oportunidad, fue una gran experiencia!!!. De igual manera le agradezco a mi tutor industrial Ing. José Sisco, por apoyarme, por sus ideas, pero sobretodo por las lecciones en el ámbito profesional.

A los profesores de la escuela de petróleo y la escuela básica, especialmente al Ing. Norberto Bueno por ser más que mi profesor, por la confianza., y por apoyarme para llegar a donde estoy ahora, estas líneas no son suficientes para agradecerle; al Ing. Leopoldo Farias, quien me dio la oportunidad de ser un pequeño eslabón de la cadena de enseñanza de mi escuela; A Xiomara Marques por ser mi amiga. A mis alumnos porque fueron mis grandes maestros.

Gracias a todos los que hicieron que mi estadía en la facultad fuera especial: Maritza, Sugey, Lolo, Chino, Lenin, Doris, Marino, Jorge. A mis amigos Deisy mi patita loca; Hazel mi pequeña, sigue adelante falta poco; Yaya y Vito lo mejor de ciencias; Kenny, por ser la excepción de los petroleros; Tico, por compartir tu mundo de histeria, por cierto: sé lo que hiciste un miércoles de producción; Luis Figuera, por dedicarme parte de su tiempo; Fernando Ruiz, el único hombre que amo sencillamente por su amistad incondicional; Eduardo por estar cuando lo necesito y por ser mi mejor amigo; Manuel Rincones, el caos en persona; Debah gracias por regresar; Rony eres el éxito y las risas, gracias por existir; Elliot Ibarra, me enseñaste que las cosas más sencillas causan mayor impacto, sabes tenías razón; Martin y Julian gracias por ayudar y por la rumbas, Douglas, Angel, Luis Castillo, Doani, La Jaiba, José Daniel, Javier, Yeky, Pinky, Rebe, Jazmin, José Alberto Rodríguez, Mildre, Juvenal, Bruno, Andrés, y todos aquellos que han llegado a mi vida, en buenos y malos momentos, por de ellos aprendí las cosas que me han hecho ser mejor.

A la familias Rincones- García y Salas- Pacheco, porque me dieron un lugar especial y me trataron como una hija más.

A todos los colaboradores de este proyecto, especialmente: Juan Telis, Adrian Sanchez, Winston Fererira, Ronelba Blanco, José Benito, Gino Arraiz, Carlos López, Omar Colmenares, Raúl Ysaccis, Enrique Peralta, A los chicos del camión de Newsca, José Brito, Gustavo Nieves, Benjamín Bonfanti, Eleana Alvarado, Nelly Molina, Carlos Azalgara, Eduardo Pinto, y en definitiva, a todas las personas que laboran en Petrobras Energía Venezuela, por la colaboración prestada.

Finalmente le agradezco a la mejor compañera de tesis que se pueda tener, Nunyta, sabes: le doy gracias a Dios por ponerte en mi camino, ya que no solo fuiste mi compañera de tesis, sino has sido mi amiga, mi confidente, mi hermana, mi socia, gracias por darme toda la confianza del mundo, por estar allí cuando te he necesitado, por ignorarme cuando estoy histérica, por seguir mis locuras, y entender que el silencio también es una forma de comunicación. Después de tantas aventuras, terminamos el primero de nuestros proyectos, ahora el mundo espera por nosotras, recuerda que cada día que pasa es un día que nos acerca a nuestro Gran Proyecto, no lo olvides. Te Quiero Mucho.

Agradezco en primer lugar a Dios, por ser la fuente de toda la energía del universo y estar allí en los momentos buenos y momentos malos.

Agradezco a la Universidad Central de Venezuela por haberme permitido crecer y ser profesional en su seno, me siento orgullosa de ser ucevista.

A mis padres por ser ejemplo vivo de superación, fortaleza y empeño, por inculcar en mi las herramientas necesarias para llevar una vida honesta y digna, por enseñarme que en la vida... la familia es prioridad.

A mis hermanitos: Guru por ser ejemplo, amiga, confidente, por terminar de criarme, y por ser siempre mi hermana mayor, a Nolito por ser mi mejor amigo mi confidente y mi compañero para lo que salga, a los dos por hacer de mi lo que soy por ser parte del lugar donde busco refugio, amor, comprensión y calor... ese lugar esta dondequiera que los viejos y ustedes estén, mi hogar.

A Migdalia por estar allí en las buenas y en las malas, por acompañarme en cada aventura nueva y por los muchos sacrificios que has hecho por mi, sin tu apoyo no hubiese sido igual.

A mi Tio Gregorio Rincones por ser ejemplo digno, Tomas Camacho por su frase “ lo que no se inicia no se termina”.

A mi Tutor Académico Edgar Parra por la confianza y la fe depositada en nosotras, por ayudarnos a encontrar siempre una solución y por su gran esfuerzo para enseñarnos con paciencia todo el cúmulo de conocimiento que tiene para dar.

A los profesores Luis Norberto Bueno, por tener Fé en mi en todo momento y por ser guía y tutor en la carrera universitaria y de la vida; Ovidio Suárez, por ser el mejor Jefe que he tenido, por dejarme ser yo y por apoyarme siempre; Xiomara Marquez por estar allí y convertirse en una buena amiga; Ricardo Álvarez, por enseñarme que lo peor que al alguien le puede pasar es que se muera, y a todos los profesores de la Universidad Central de Venezuela que dieron lo mejor de si para mi.

Al Ing. Jose Sisco por su dedicación, motivación, apoyo, animo y muy por encima de todo por todas las lecciones profesionales y personales que me dió.

A Ronelba Blanco y Winston Fereira por darme la oportunidad de estar allí, por convertirse en amigos y compañeros y por las magníficas lecciones que me dieron... Roni que Éxito!!!; José Benito, por contribuir en forma incondicional con este trabajo y por todas las enseñanzas de vida; Andrés Porco, Jazmin Gómez, Rebeca, Eduardo Pinto, Carlos Azalgara, Carlos López, Gino Arraiz, José Alberto Rodríguez, Bruno Pino, Nelly Molina, Eliana Alvarado, Enrique Peralta, y a todos aquellos que laboran en Petrobrás Energía Venezuela, que hicieron lo mejor para que esto fuese posible.

Al los integrantes del camión 5 de Newsca: Negro Felipe, Henry y Luis. Muchachos gracias por la paciencia.

A Eduardo, gracias por estar allí siempre y soportarme sin exigir nada a cambio, a Nandito por ser mi versión masculina, a Luis Figuera, te la deberé siempre; Elliot Ibarra, “si lo entiendo yo lo entiende todo el mundo”, Danielita, Tico, Deisy, Adriana, Eduardito, Kenny, Angel, Fernando, Julian, Martin, Deb, Hazel, yayis, Gyuri, Memito, David Palacios, Silvestre, Lenin, Lolito, Chino. Maritza, Sugey, Marino, Jorge, Juvenal, Rosalba, Mildred, familia Niño, por hacerme sentir en casa.

A ti negrita por ser mi mejor compañera de tesis de la vida, por ser mi amiga y por entenderme, pero por sobretodo por sopórtame, por saber hablar y callar, black and white, yin yan, en fin la combinación ganadora como siempre...

Graterol N. Jenny C.

Rincones G. Mazaruny D.

OPTIMIZACIÓN DE LA ESTRATEGIA DE PRODUCCIÓN PARA LAS ARENAS R, T Y U DEL ÁREA MATA

Tutor Académico: Prof. Edgar Parra. Tutor Industrial: Ing. José Sisco. Tesis. Caracas, Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2004, p.

Palabras Clave: Petróleo Pesado, petróleo extrapesado, plan de explotación, arena U12.

Resumen

Las reservas de mayor dimensión en el Área Mata esta constituida por la arena U12, sin embargo, la misma contiene hidrocarburo que varía desde 21°API hasta 9°API en las zonas Zorro y Mata 3. Esta arena se caracteriza por poseer baja saturación de agua residual (8%), lo que permite su ubicación de una manera directa en los registros de pozos. Adicionalmente la permeabilidad de la misma no sobrepasa los 500mD, otra característica resaltante es el alto valor de la saturación de petróleo residual (35%), estas propiedades en definitiva afectan la extracción de este petróleo.

En esta arena se presenta un fenómeno segregacional, poco común, que caracteriza la arena. Se dice que el mismo es poco común, pues en el yacimiento se encuentran divididos el petróleo pesado del extrapesado, debido a la presencia de una columna de agua procedente del acuífero localizado en las arenas U inferiores. Adicionalmente existe en el tope de la estructura una capa de gas original del yacimiento.

El histórico de producción, indica que las reservas drenadas hasta el momento provienen del sector superior de la arena, sin embargo, tres pozos han producido del crudo extrapesado lo cual permite obtener un comportamiento aproximado de la declinación de la producción del fluido. Las zonas que contienen este hidrocarburo, poseen características petrofísicas bien diferenciadas, que afectan la producción del mismo, por esta razón la mayor producción acumulada se encuentra en la zona Zorro que posee las mejores propiedades de roca.

La producción de estas reservas debe efectuarse por separado, ya que los crudos contenidos en el yacimiento tienen propiedades de fluido diferentes, especialmente la viscosidad.

Los estudios técnicos demostraron que el bombeo electrosumergible es el método adecuado para la producción de crudo pesado de la zona de zorro, mientras que el levantamiento artificial por gas se recomienda para la extracción de este crudo en la zona Mata 3.

En definitiva, la producción de crudo extrapesado para la arena de estudio, es el bombeo hidráulico tipo chorro, ya que no posee partes móviles que puedan afectarse por la producción de crudo viscoso, además permite disminuir la viscosidad del fluido debido a la mezcla con el fluido motriz que acciona el sistema, también permite monitorear la presión del yacimiento.

En el Área existen otras arenas (TU y R0) que contienen crudo de las mismas características, sin embargo, las dimensiones y ausencia de información de estas arenas, no permitió establecer un plan estratégico de explotación.

INTRODUCCIÓN

Los petróleos pesados son considerados una fuente alternativa de energía debido a que estos constituyen una de las mayores acumulaciones de combustibles fósiles no explotados sobre la tierra.

Venezuela, ha tenido una trayectoria extensa en la producción de petróleo pesado y extrapesado, iniciándose esta en el siglo diecinueve con la explotación del lago de asfalto de Guanoco, por la concesión obtenida por la empresa *Petrolia Corporation*, aunque, la explotación de este tipo de crudo había sido marginada históricamente en el mercado petrolero Venezolano.

Este comportamiento se debió a la alta complejidad de los planes de explotación y la poca demanda de este tipo de crudo en el ámbito petrolero mundial, sin embargo, la tendencia actual indica que la producción de los crudos medianos y livianos, esta mermando y dicha producción será remplazada por los crudos pesados y extrapesados.

Por esta razón, se planteó optimizar el sistema de producción de crudo pesado de las arenas R, T y U del Área Mata, a través de la determinación de las zonas específicas donde se ha probado este tipo de petróleo en las arenas propuestas, acompañado con la verificación de las características geológicas de éstas zonas productoras, a través de los datos disponibles.

Permitiendo de esta forma, un estudio integrado de yacimiento, con el fin de estimar las reservas de los mismos, y de esta manera, evaluar la factibilidad técnica-económica del uso de los diferentes métodos de levantamiento existentes para producción de las arenas estudio del área, ya que cuando se propone una explotación eficiente, ésta debe obedecer a parámetros técnicos económicos que vayan acorde a cada situación particular de producción, además de asegurar continuidad de la ejecución del plan en el transcurso del tiempo.

Es por ello que un plan de drenaje eficiente de las reservas de crudo pesado y extrapesado en campos maduros; es decir, con un gran historial de producción, se

hace cada vez más necesario en el plan de negocios de cualquier compañía que desee producir reservas con las que históricamente no se contaba para la generación directa de ganancias.

1 Elementos que Modelan un Yacimiento

Un yacimiento de hidrocarburos se define, como una unidad geológica porosa y permeable de la corteza terrestre, de volumen limitado y atrapado, que contiene hidrocarburos en cantidades comercialmente explotables¹.

Según la anterior definición el yacimiento está formado por dos partes a saber: roca y fluido. Por ello es necesario que se cumpla con las siguientes condiciones:

- ❖ Existencia de la unidad porosa: la roca que lo constituye, denominada roca yacimiento, debe contener espacios vacíos que permitan acumular fluidos.
- ❖ Existencia de la unidad permeable: los espacios porosos que conforman la roca yacimiento, forman canales continuos al estar interconectados, permitiendo así el movimiento de fluidos.
- ❖ Existencia de la unidad atrapada: la acumulación de fluidos en la roca yacimiento es posible si está limitada en la periferia por zonas impermeables.
- ❖ Comercialmente Explotables: el volumen almacenado en la roca, debe ser tal que justifique la inversión y la movilidad de los fluidos allí contenidos, debe ser alta para garantizar la recuperación de dicha inversión en el menor tiempo posible.

Las tres primeras condiciones expuestas anteriormente, deben existir simultáneamente; pues son, en líneas generales las que en definitiva constituyen un yacimiento; pues la comercialización dependerá de las necesidades del mercado y de la disponibilidad de tecnología para su explotación.

Para establecer la estrategia de explotación de un yacimiento, es necesario conocer la estructura física del mismo y de los fluidos que éste contiene, a fin de elaborar un modelo que permita cuantificar reservas y predecir producciones. A

continuación, se detallan los principales elementos que permiten modelar un yacimiento.

1.1 Elementos estructurales

El objetivo claro de una definición de los elementos estructurales que forman un yacimiento es esbozar un modelo estructural que funcione como soporte a la definición estática del mismo ², entre estos elementos se tienen:

1.1.1 Pliegues

Se habla de pliegues cuando los estratos o capas se doblan sin llegar a fracturarse, por la acción de los esfuerzos compresionales de la corteza terrestre. Según su geometría, los pliegues pueden clasificarse en:

- ❖ Anticlinal: pliegue convexo hacia arriba; también se define como un pliegue en el cual los estratos más antiguos se encuentran hacia el centro de las curvaturas.
- ❖ Sinclinal: pliegue cóncavo hacia arriba, al igual que el caso anterior se puede definir como un pliegue en el cual las rocas más jóvenes se encuentran hacia el centro de la curvatura.
- ❖ Monoclinal: se reconoce como una franja de buzamiento pronunciado dentro de un área de buzamientos suaves.

1.1.2 Fallas

Son fracturas a lo largo de las cuales se ha efectuado un movimiento de los estratos o ha habido un desplazamiento de los bloques fracturados. Por lo tanto, se consideran como superficies planares factibles a ser representadas en trazas en un mapa estructural.

La función principal de las fallas en los yacimientos, es servir de barrera a la migración de los hidrocarburos, cuando por movimiento relativo de los estratos, un

cuerpo saturado (de hidrocarburo) se desplaza a lo largo de la fractura y se detiene frente un estrato impermeable³

1.2 Elementos estratigráficos

El estudio estratigráfico de un yacimiento, persigue mostrar la arquitectura del mismo y la incidencia de ésta, en la deposición de sedimentos que dieron origen al sistema actual.

La estratigrafía, como parte de la Geología, estudia aquellos estratos constituidos de cuerpos rocosos, reconociendo en ellos formas, composiciones litológicas, propiedades geofísicas y geoquímicas, sucesiones originarias, Relaciones de edad, distribución y contenido fosilífero. Todas estas características sirven para reconocer y reconstruir secuencialmente eventos geológicos tales como: el avance o retiro del mar, plegamientos o las extinciones ocurridas a determinados organismos en el transcurso del tiempo geológico, y así caracterizar y reconocer eventos a nivel areal para correlacionar características que permitan una mejor definición del modelo del yacimiento⁴.

1.3 Elementos Sedimentológicos

El análisis detallado de los sedimentos que conforman un yacimiento persigue establecer la geometría, orientación, distribución y calidad física de los depósitos, los términos más importantes de resaltar son:

- ❖ **Ambientes sedimentarios:** se define como el conjunto de las condiciones físicas, químicas, biológicas y geográficas bajo las cuales se acumula un sedimento. Este conjunto de factores determina en gran parte las propiedades de los sedimentos y el tipo de depositación². Según Twenhofel los ambientes sedimentarios se clasifican en:

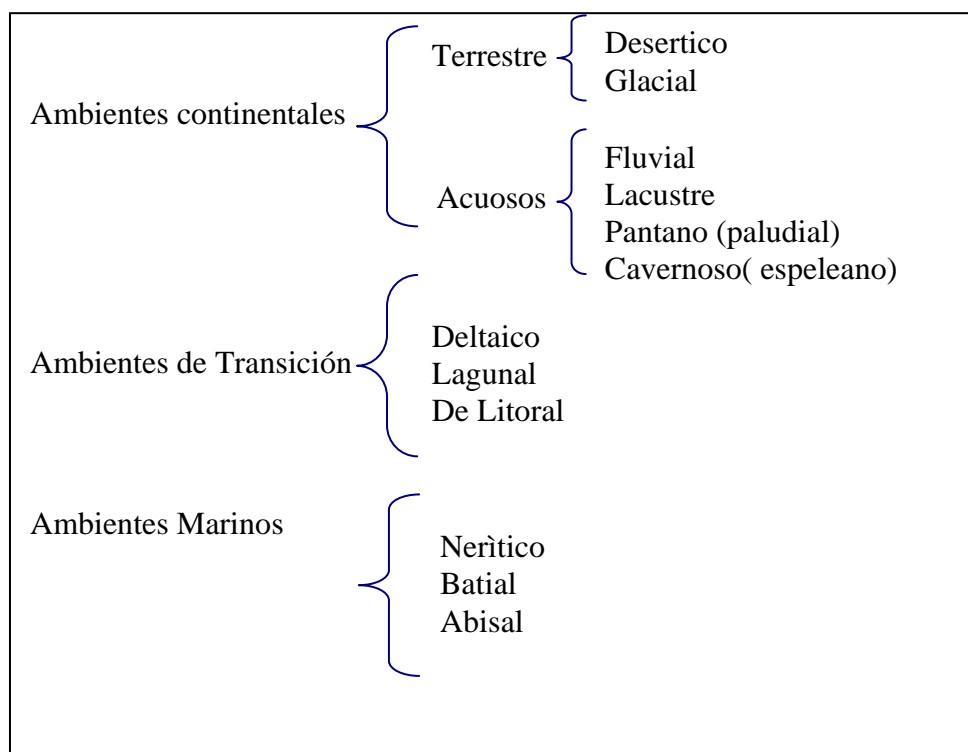


Figura 1 Esquema de Ambientes sedimentarios

- ❖ **Facies Sedimentarias:** se define como el aspecto a rasgo característico del sedimento dentro de estratos de idéntica edad. Los sedimentos pueden tener una fuente común y por consiguiente, pertenecer a la misma provincia, pero pueden definir determinados rasgos en lugares distintos.

1.4 Propiedades Físicas del Medio Poroso

1.4.1 Porosidad (Φ)

Representa el volumen de poros por cada unidad volumétrica de formación; es la fracción del volumen total de una muestra que es ocupada por poros. La porosidad es una propiedad estática que puede medirse en ausencia de flujo y es función en gran medida de la variación local de poros o distribución del tamaño de grano y en menor función del promedio de los poros en sí mismo⁵

La porosidad de formaciones puede ser muy variada. Es válido destacar que carbonatos densos (calizas, dolomitas) y evaporitas (sal, anhidrita, yeso, etc.) pueden mostrar prácticamente porosidades cero (0); en tanto que con arenas consolidadas pueden tener porosidades del 10% al 25%; arenas no consolidadas pueden tener 25% ó más. Las arcillas ó lutitas pueden contener por encima del 40% de porosidad llena de agua, pero los poros individuales son usualmente tan pequeños que las rocas son impermeables al fluido de fluidos⁵. La porosidad puede calcularse a través de la siguiente ecuación:

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} * 100 \quad (1)$$

Donde:

ϕ = Porosidad, %

V_p = Volumen poroso, bbl

V_t = Volumen total, bbl

Se entiende por volumen poroso, al volumen total menos el volumen de granos o sólidos contenidos en la roca.

Se reconocen dos tipos de porosidad:

- ❖ Porosidad absoluta o total, en esta estimación se considera el volumen total de poros, estén o no interconectados.
- ❖ Porosidad efectiva, en la cual sólo se consideran los poros interconectados para el cálculo del volumen poroso.

Geológicamente, la porosidad puede clasificarse de acuerdo al origen y tiempo de deposición de los sedimentos¹ como:

1.4.1.1 Porosidad Primaria (Íntergranular)

Es la porosidad que se generó al mismo tiempo que los sedimentos fueron depositados. Los poros formados de esta manera son intersticios formados por granos individuales de sedimentos.

Las rocas sedimentarias que presentan este tipo de porosidad son las arenas, areniscas y calizas, formando empaques de tipo cúbico u ortorrómbico.

1.4.1.2 Porosidad Secundaria (Inducida o Vugular)

Es la porosidad que se forma en un proceso geológico o geoquímico posterior a la deposición de los sedimentos este tipo de porosidad puede clasificarse a su vez en:

- ❖ **Porosidad de Fracturas:** es la generada en rocas sometidas a esfuerzos tectónicos.
- ❖ **Porosidad por Dolomitización:** originada por el proceso, mediante el cual las rocas calizas se transforman en dolomitas, las cuales son más porosas.
- ❖ **Porosidad por Disolución:** generada por disolución de aguas cargadas de ácido que pueden pasar a través de la roca, generando así estructuras que puedan almacenar hidrocarburos.

1.4.1.3 Factores que afectan la porosidad

Entre los factores que afectan la porosidad se pueden destacar:

❖ Tipo de Empaque

En un sistema idealizado que supone granos perfectamente esféricos y de igual diámetro, se presentan cuatro tipos definidos de empaques pero con diferentes valores de porosidad (ver Fig. 2).

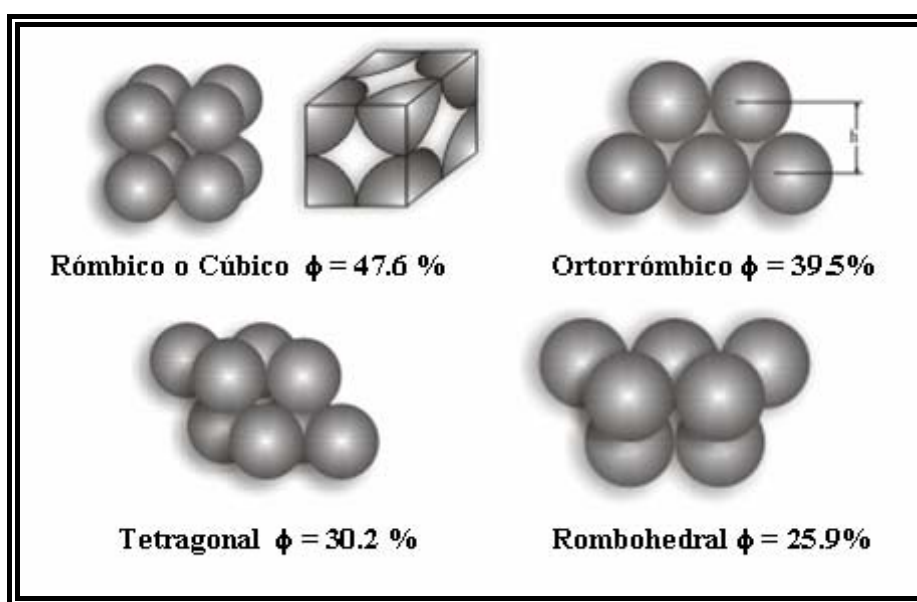


Figura 2 Tipos de empaques

❖ Material Cementante

Son algunos tipos de sustancias que hacen el papel de “cemento” y que permiten la unión de los granos entre si, dándole consolidación a la roca. Este agente ligante puede ser transportado en solución cuando los sedimentos estaban ya depositados. Otras veces es producto de la disolución de los mismos sedimentos, o bien puede ocurrir que este material sea incluido mecánicamente entre los poros de la roca.

Los materiales cementantes más comunes son el sílice, el carbonato de calcio y la arcilla. De las características de este material cementante dependerá la firmeza y compactación de la roca sedimentaria, su contenido en mayor o menor grado le dará solidez a dicha roca e incrementará o disminuirá la porosidad.⁵

❖ **Presión de las Capas Suprayacentes**

El peso de las capas ubicadas encima y alrededor de cualquier punto de un yacimiento origina fuerzas que actúan sobre este punto, la cual se denomina “presión de sobrecarga neta” y que produce cambios en dicha roca. El efecto combinado del material cementante y de la presión de sobrecarga proporciona firmeza y compactación a las rocas en diferentes grados, que permite su identificación como: roca no consolidada, roca poco consolidada, roca consolidada.

❖ **Presencia de partículas finas de arcilla (Arcillosidad)**

En general en los yacimientos hay la presencia de arcilla dentro del cuerpo de la roca, lo cual reduce su porosidad, y que permite clasificar las arenas en limpias y sucias, según la cantidad de ésta.

1.4.1.4 Medidas de Porosidad

La porosidad puede medirse haciendo uso de perfiles eléctricos y midiéndola directamente en núcleos extraídos de los pozos.

El primer tipo de medida se realiza mediante registros eléctricos de porosidad, tales como: el neutrónico, sónico y densidad de formación. En el otro tipo de medida se calcula, se mide la porosidad sobre núcleos en el laboratorio empleando diferentes métodos, a saber: porosímetro de Ruska, método de la Retorta, porosímetro de Boyle⁷.

Las medidas de laboratorio permiten obtener la porosidad, midiendo el volumen de los poros y midiendo el volumen de los granos.

Actualmente los métodos comúnmente usados son: el Método de la Retorta y el Porosímetro de Boyle.

1.4.1.5 Valores Promedios de Porosidad

Es lógico suponer que las medidas de porosidad realizadas en los yacimientos serán ligeramente diferentes unas a otras, porque son tomadas en diferentes puntos del medio poroso y usando diferentes técnicas (análisis de núcleos, registros eléctricos).

Para realizar algunos cálculos de ingeniería, es necesario asignar un valor de porosidad a todo el yacimiento que represente el promedio de todos los valores disponibles de porosidad. Existen diferentes formas para calcular dichos promedios, entre ellos están los siguientes:

❖ Promedio Aritmético

Cuyo cálculo depende únicamente del número de datos disponibles de porosidad.

Donde:

$$\phi = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i}{n} \quad (2)$$

Φ : porosidad promedio, fracción.

Φ_i : porosidad, fracción.

n: número de datos disponibles, adim.

❖ Promedios Ponderados

❖ Promedios Ponderados por Espesor (h)

Aplicados en caso de tener diferentes valores de porosidad en diferentes capas de arena de espesores conocidos, o bien para varios valores de porosidad tomadas en diferentes pozos del yacimiento, cuyo espesor de arena neta petrolífera es conocido.

Donde:

$$\phi_p = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i}{\sum_{i=1}^n h_i} \quad (3)$$

Φ_p : porosidad promedio, fracción.

Φ_i : porosidad del espesor evaluado, fracción.

h_i : espesor de la arena en el pozo, pies.

n : número de pozos, adim.

❖ Promedios Ponderados por Área (A)

En cuyos promedios se toma en cuenta el área de drenaje de cada pozo del yacimiento.

Donde:

$$\phi_p = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i A_i}{\sum_{i=1}^n A_i} \quad (4)$$

Φ_p : porosidad promedio, fracción.

Φ_i : porosidad del área evaluado, fracción.

A_i : área de drenaje, pies².

n : número de pozos, adim.

❖ Promedios Ponderados por Volumen (V)

Arroja un valor de porosidad de mayor confiabilidad, ya que toman en cuenta el volumen de las capas que conforman el yacimiento.

Donde:

$$\phi_p = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i A_i h_i}{\sum_{i=1}^n A_i h_i} \quad (5)$$

Φ_p : porosidad promedio, fracción.

Φ_i : porosidad del volumen evaluado, fracción.

A_i : área de drenaje, pies².

h_i : espesor de la arena evaluada, pies.

n : número de pozos, adim.

❖ Promedio Estadístico

Se basa en la distribución estadística de los diferentes valores de porosidad en el yacimiento. La porosidad puede determinarse de gráficos de frecuencia acumulada (Fa) o bien calculando la media (\bar{x}). Los datos del área de drenaje, espesores y volúmenes de roca son calculados fácilmente. Con los datos aportados por los registros de pozos y las diferentes Correlaciones geológicas, se construyen mapas estructurales y mapas isópacos y planimetrando dichos mapas, es posible determinar las variables necesarias

para el cálculo de los promedios ponderados, y finalmente estimar el volumen de hidrocarburos contenidos en el yacimiento⁵

1.4.2 PERMEABILIDAD (K)

La permeabilidad es una medida inherente a la roca y se define como la medida de la facilidad con que una roca permite que los fluidos se muevan dentro del volumen poroso interconectado⁷. En una determinada muestra de roca y con cualquier líquido homogéneo, la permeabilidad será una constante siempre y cuando el líquido no interactue con la roca en si.

Una roca debe tener fracturas, capilares o poros interconectados para ser permeable. Así, existe cierta relación entre la porosidad y la permeabilidad. Por lo general una permeabilidad mayor se acompaña de una porosidad mayor; sin embargo, esto no es por ningún concepto una regla absoluta.

La permeabilidad se expresa mediante una unidad denominada Darcy, en honor al Francés Henry Darcy, quien fue el primero en estudiar el paso del fluido (agua) a través de un medio poroso (filtro de arena). La permeabilidad puede ser expresada en unidades de área, tal como lo muestra la siguiente conversión:

$$\diamond 1 \text{ Darcy} = 9,876 \cdot 10^{-7} \text{ cm}^2$$



1.4.2.1 Permeabilidad a través de un Medio Poroso

Se dice que dicho medio tiene una permeabilidad de un Darcy, un fluido de una sola fase con una viscosidad de un centipoise, y que llena completamente el espacio poroso intergranular, fluye a través de éste bajo condiciones de flujo viscoso a una tasa de un centímetro cúbico por segundo, por un área transversal de un centímetro cuadrado, por centímetro de longitud; y bajo un diferencial de presión de una atmósfera.

$$V = \frac{q}{A} = -\frac{k}{\mu} * \frac{dP}{dL} \quad (6)$$

Donde:

- V: velocidad aparente de flujo, cc/seg
 q: Tasa de flujo, cc/seg
 A: área perpendicular al flujo, cm²
 k: permeabilidad, Darcy
 μ: viscosidad, cps
 dP/dL: gradiente de presión en la dirección del flujo, atm/cm

1.4.2.2 Tipos de permeabilidad

- ❖ **Permeabilidad absoluta (k)** : representa la habilidad del medio poroso para permitir el paso de fluido a través de él, cuando éste lo satura cien por ciento
- ❖ **Permeabilidad efectiva (K_o, K_w, K_g)** : se define como la habilidad de un medio poroso para permitir el paso de un fluido a través de él, cuando éste lo satura parcialmente.
- ❖ **Permeabilidad relativa (K_{ro}, K_{rw}, K_{rg})** : es la relación de la permeabilidad efectiva de un fluido a la permeabilidad absoluta de la roca . Las siguientes ecuaciones permiten el cálculo de las permeabilidades relativas para cada una de las fases presentes en el yacimiento.

Donde:

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K} \quad (7)$$

$$K_{rw} = \frac{K_w}{K} \quad (8)$$

$$K_{rg} = \frac{K_g}{K} \quad (9)$$

- K_o: Permeabilidad Efectiva al petróleo, mD.
 K_w: Permeabilidad Efectiva al agua, mD.
 K_g: Permeabilidad Efectiva al gas, mD.
 K: Permeabilidad Absoluta, mD.

1.4.2.3 Factores que afectan la permeabilidad

- ❖ Tipo de empaque.
- ❖ Material cementante.
- ❖ Presión de sobrecarga.
- ❖ Tamaño y distribución de los granos.
- ❖ Arcillosidad.
- ❖ Efecto de deslizamiento de las moléculas (Efecto Klinkenberg). (en el laboratorio para gases).
- ❖ Líquidos reactivos (agua). (en el laboratorio)

1.4.2.4 Medidas de Permeabilidad

Permeabilidad puede obtenerse de las siguientes maneras: medidas en sitio, haciendo uso de las pruebas de restauración de presiones, declinación de presiones, medidas en el laboratorio

Para la medida de la permeabilidad se utiliza la ecuación de Darcy como se presenta a continuación:

Donde:

h: espesor de arena, pies

q: Tasa de flujo, bbl/d

P_e : presión estática del yacimiento, lpc

P_w : presión de fondo de pozo, lpc

K: permeabilidad, Darcy

μ : viscosidad, cps

r_e : radio del yacimiento, pies

r_w : radio del pozo, pies

$$q = \frac{2\pi kh(P_e - P_w)}{\mu L n \left[\frac{r_e}{r_w} \right]} \quad (10)$$

Es conveniente mencionar las condiciones bajo las cuales es válida la ecuación de Darcy:

- a. Para flujo monofásico.
- b. Flujo laminar (Número de Reynolds menor o igual a la unidad).

1.4.3 Presión Capilar

Se define presión capilar como la diferencia de presión en el lugar donde coexisten dos fluidos inmiscibles. En el yacimiento, se considera como las fuerzas retentivas que impiden el vaciamiento total del mismo.

Las fuerzas capilares se originan por la acción molecular de dos o más fluidos inmiscibles que coexisten en un mismo medio.⁶

En los yacimientos de gas y petróleo, son producto del efecto combinado de las tensiones superficiales y de las tensiones interfaciales de los líquidos, del tamaño y forma de los poros y de las propiedades de humectabilidad de la roca yacimiento.

Las tensiones superficiales e interfaciales de los fluidos resultan de las propiedades moleculares que se dan en la superficie o en la interfase. Se entiende por Tensión superficial a la tendencia de contraerse que posee la superficie líquida expuesta a los gases, mientras la tensión interfacial es una tendencia similar existente cuando dos líquidos inmiscibles se hallan en contacto; este efecto puede apreciarse por el menisco o arco que se forma entre los dos líquidos.

La tensión interfacial, es la resultante de las fuerzas de interacción sobre las moléculas que se encuentra en: el interior del líquido, en las proximidades de la superficie y en la superficie del mismo.

Así, si A y B son dos puntos, justo por encima y debajo de la interfase, la diferencia de presión $P_A - P_B$, es la presión capilar. Dicha diferencia puede evaluarse de consideraciones hidrostáticas:

$$P_A = P_p - P_o hg \quad (11)$$

$$P_B = P_p - P_w hg \quad (12)$$

Luego:

$$P_A - P_B = (\rho_w - \rho_o) gh = P_c \quad (13)$$

Es decir, que la presión capilar puede calcularse también por la formula:

$$P_c = \frac{h}{144} (\rho_w - \rho_o) \quad (14)$$

Donde:

h : distancia entre el contacto agua petróleo y el nivel de agua libre, pies

ρ_w : densidad del agua, lbs/pie³

ρ_o : densidad del petróleo, lbs/pie³

144 = factor de conversión

Los datos de presión capilar proveen información muy útil sobre el radio de la garganta de poro efectivo, permeabilidades relativas; y al ser convertidos a condiciones de superficie, también proveen un estimado de la elevación de la columna de hidrocarburos necesaria para producir una saturación de agua determinada en un tipo de roca determinado. Pruebas de presión capilar por inyección de mercurio, pruebas en sistemas agua-petróleo y aire-salmuera son corridas en diferentes combinaciones para determinar los parámetros antes mencionados.⁵

La magnitud de la saturación de agua en cualquier altura en el yacimiento es función de:

❖ Tamaño de los granos y densidades de fluidos

El efecto de este factor, define el nivel de agua libre, la saturación de de agua residual y la saturación de agua para cada profundidad, en la figura 3b se aprecia una curva de presión capilar contra saturación de agua, este comportamiento se debe a la diferencias de tamaño de las gargantas de los poros (figura 3c), y a la los fluidos presentes (figura 3a).

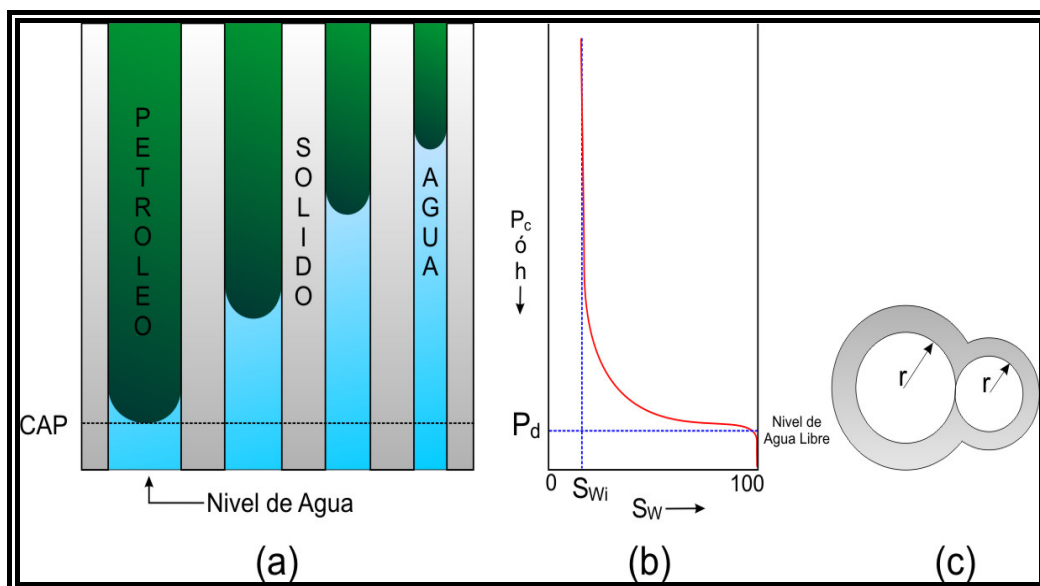


Figura 3 Curva de Presión Capilar

Si todos los capilares fuesen del mismo tamaño y con radio igual, la curva de presión capilar sería horizontal, ya que el agua alcanzaría la misma altura de todos los tubos y por lo tanto dicha presión capilar sería constante.

La variación de la relación presión capilar vs. Saturación de agua, obviamente depende de la naturaleza de los fluidos y sólidos envueltos, ya que se conoce que el ángulo de contacto y la tensión interfacial es particular para cada sistema roca-fluidos considerado.

❖ Humectabilidad de la roca

Es la tendencia de un fluido a adherirse a una superficie sólida, en presencia de otro fluido inmisible, tratando de ocupar la mayor área de contacto posible con dicho sólido.

Esta tensión de adhesión ocurre en el yacimiento porque existe más de un fluido saturando el espacio poroso. Se denomina fluido humectante al que presenta mayor tensión de adhesión con la roca del yacimiento. En la figura 4 se muestra esquemáticamente los posibles casos de humectabilidad, en un yacimiento de petróleo los fluidos humectantes pueden ser agua y petróleo.

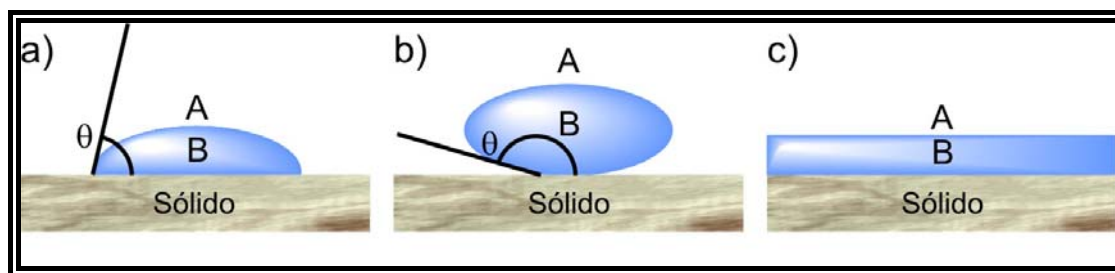


Figura 4 Diferentes condiciones de humectabilidad para dos fases A y B, y un sólido

Se observa lo siguiente: a) Humectabilidad parcial de B sobre el sólido S, b) Humectabilidad parcial de A sobre S, y c) Humectabilidad completa de B sobre S.

El ángulo de contacto (θ), representa el ángulo formado por el plano de la interfase de dos fluidos inmiscibles con el plano de la superficie del sólido, medido a través del fluido más denso desde el punto de contacto. Una forma de conocer el valor del ángulo de contacto θ es mediante la ecuación de Young – Dupre⁸

$$\sigma_{AS} - \sigma_{BS} = \sigma_{AB} \cos \theta \quad (15)$$

Donde el cos representa el coseno del ángulo de contacto, σ_{AB} representa la energía de superficie entre las fases i y j como se observa en la figura 5. Vale destacar, que esta ecuación es válida en el caso que el sólido no presente irregularidades químicas

(diferentes composiciones) o físicas (porosidades) cerca del punto de contacto de las tres fases. De lo contrario, la ecuación sólo será valedera en áreas específicas del sólido. Los vectores σ_{xs} representan las energías de superficie entre las fases i y j .

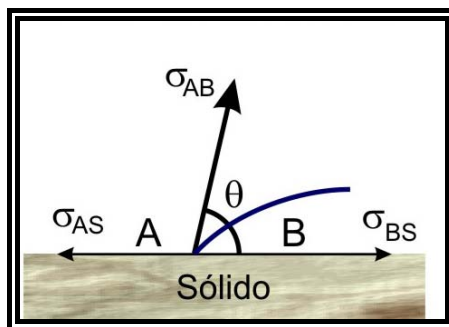


Figura 5 Representación de las fuerzas interfaciales que actúan en el contacto de dos fases A y B

Para un sistema de agua-petróleo, los ángulos de contacto menores de 50° (medidos a través de la fase acuosa por ser más densa), indican condiciones de mojado por agua, mientras que ángulos mayores de 130° indican mojado por petróleo. Un ángulo de contacto de 50° a 130° indica que la superficie de la roca tiene igual preferencia por agua que por petróleo, es decir, humectabilidad intermedia.

Hasta hace poco se creía que la mayoría de los yacimientos eran mojados por agua, pero recientemente, trabajos sobre determinaciones de humectabilidad sugieren que algunos pueden presentar humectabilidad intermedio y concluyen que la mayoría, definitivamente, poseen condiciones diferentes a las de mojado por agua. Debido a que este parámetro determina la distribución de los fluidos en el espacio poroso, la humectabilidad juega un papel determinante en la planificación de la explotación de un yacimiento.

En términos generales, se tiene:

$\theta < 90^\circ$, el fluido moja al sólido y se llama fluido mojante.

$\theta > 90^\circ$, el fluido se denomina fluido no-mojante.

Explícitamente se observa que una tensión de adhesión de cero indica que los fluidos tienen igual afinidad por la superficie. Cabe destacar entonces que, la humectabilidad tiene sólo un significado relativo.

Teóricamente, debe ocurrir humectabilidad o no-humectabilidad completa cuando el ángulo de contacto es 0° o 180° respectivamente. Sin embargo, un ángulo de cero es obtenido sólo en pocos casos (agua sobre vidrio), mientras que un ángulo de 180° es casi nunca alcanzado (mercurio sobre acero $\theta = 154^\circ$).

1.4.3.1 Aplicación de las Curvas de Presión Capilar

Del resultado gráfico de estas curvas, vale la pena destacar los siguientes parámetros que pueden ser medidos⁹:

1. Porosidad efectiva (mediciones).
2. Saturación irreducible de agua (aproximadamente, sin embargo, valores más precisos en sitio se obtienen de perfiles de resistividad).
3. Variación de la saturación de agua encima del contacto Agua-Petróleo.
4. Indicaciones de permeabilidad relativa de fases mojante y no mojante.
5. Posible “mojabilidad y ángulo de contacto” si una roca es naturalmente mojada por petróleo o mojada por agua.

1.4.3.2 Conversión de datos de laboratorio al yacimiento

Para usar las curvas de presión obtenidas en el laboratorio, es necesario convertirlas a condiciones de yacimiento. Esta conversión puede hacerse según la siguiente expresión:

$$P_{cY} = P_{cL} \cdot \frac{\sigma_Y}{\sigma_L} \cdot \left[\frac{\left(\frac{\phi}{K} \right)_Y}{\left(\frac{\phi}{K} \right)_L} \right]^{1/2}$$

Donde:

P_c = presión capilar, lpc.

(16)

K = permeabilidad, mD.

ϕ = porosidad, adim

σ = tensión interfacial, dinas/cm

Los subíndices Y y L, indican condiciones de yacimiento y laboratorio respectivamente.

1.4.3.3 Estimación del Radio de Garganta Poral

El tamaño de los poros puede ser estimado a partir de datos de porosidad y permeabilidad obtenidos de análisis convencionales de núcleos -a condiciones ambientales-. Winland desarrolló una relación empírica (utilizando análisis de regresión lineal múltiple) entre porosidad, permeabilidad al aire y apertura del poro correspondiente a una saturación de mercurio de 35 % (R35). La ecuación que se presenta a continuación atribuida a Winland fue utilizada por Kolodgie en 1980¹⁰:

$$\text{Log}(R35) = 0.732 + 0.588\text{Log}(K_{\text{aire}}) - 0.864 \text{Log}(\Phi) \quad (17)$$

Donde R35 es el radio de apertura del poro (micrones) correspondiente a una saturación de mercurio de 35 %, K_{aire} es la permeabilidad al aire no corregida (mD), y Φ es la porosidad en porcentaje.

El radio de garganta poral R35 se define como el tamaño de la garganta del poro obtenido a partir de la curva de presión capilar donde el fluido no humectante se encuentra saturando el 35 % de la porosidad; y es una función del tamaño de la apertura y el escogimiento de las gargantas de los poros, además de lo anterior, es una buena medida de las gargantas de poros conectadas más grandes que existen en una roca con porosidad intergranular.

Posteriormente el concepto de Winland fue modificado por Pittman en 1992, quien aplicó un método similar a un conjunto de datos de doscientas dos (202) muestras de arenisca con un rango de edades del Ordovícico al Terciario. Pittman⁶ estableció catorce Correlaciones empíricas para radios de apertura de poro correspondientes a saturaciones de mercurio de 10 a 75 %. La tabla anexa muestra las ecuaciones desarrolladas a partir de sus investigaciones.

Tabla 1 Ecuaciones Empíricas de Pitman

$\text{Log}(R10) = 0.459 + 0.500\text{Log}(K_{aire}) - 0.385 \text{ Log } (\Phi)$
$\text{Log}(R15) = 0.333 + 0.509\text{Log}(K_{aire}) - 0.344 \text{ Log } (\Phi)$
$\text{Log}(R20) = 0.218 + 0.519\text{Log}(K_{aire}) - 0.303 \text{ Log } (\Phi)$
$\text{Log}(R25) = 0.204 + 0.531\text{Log}(K_{aire}) - 0.350 \text{ Log } (\Phi)$
$\text{Log}(R30) = 0.215 + 0.547\text{Log}(K_{aire}) - 0.420 \text{ Log } (\Phi)$
$\text{Log}(R35) = 0.255 + 0.565\text{Log}(K_{aire}) - 0.523 \text{ Log } (\Phi)$
$\text{Log}(R40) = 0.360 + 0.582\text{Log}(K_{aire}) - 0.680 \text{ Log } (\Phi)$
$\text{Log}(R45) = 0.609 + 0.608\text{Log}(K_{aire}) - 0.974 \text{ Log } (\Phi)$
$\text{Log}(R50) = 0.778 + 0.626 \text{ Log}(K_{aire}) - 1.205 \text{ Log } (\Phi)$
$\text{Log}(R55) = 0.948 + 0.632\text{Log}(K_{aire}) - 1.426 \text{ Log } (\Phi)$
$\text{Log}(R60) = 1.096 + 0.648\text{Log}(K_{aire}) - 1.666 \text{ Log } (\Phi)$
$\text{Log}(R65) = 1.372 + 0.643\text{Log}(K_{aire}) - 1.979 \text{ Log } (\Phi)$
$\text{Log}(R70) = 1.664 + 0.627\text{Log}(K_{aire}) - 2.314 \text{ Log } (\Phi)$
$\text{Log}(R75) = 1.880 + 0.609\text{Log}(K_{aire}) - 2.626 \text{ Log } (\Phi)$

En Venezuela, este método ha sido empleado para el cálculo de diámetros de gargantas de poros en arenas que poseen edades que se encuentran el rango establecido, en los campos: La Concepción, Leona y Acema.

1.4.4 Curvas de Permeabilidad Relativa

Las curvas características de permeabilidad relativa son una medida directa de la capacidad de un sistema poroso para conducir un fluido en la presencia de uno o varios fluidos. Estas propiedades de flujo son el efecto combinado de la geometría de los poros, la humectabilidad, la distribución de los fluidos y la historia de la saturación.

Considérese un medio poroso saturado con dos fluidos, a uno de ellos se le denomina humectante y al otro no humectante. Si el sistema está saturado con gas y petróleo, la fase mojante será el petróleo, en cambio, en el caso de que existan petróleo y agua en el medio poroso, por lo general, se le considera al agua como fase mojante, aunque se conocen muchos casos de humectabilidad preferencial al petróleo o intermedia.

Establecida la humectabilidad para un determinado medio poroso, las permeabilidades relativas son función únicamente de la saturación de uno de los fluidos, referido por lo general a la fase humectante. Luego, se determina la permeabilidad relativa mediante la medida de los parámetros básicos y la aplicación de la ecuación de Darcy a cada una de las fases a las saturaciones de la fase humectante. Los resultados se presentan gráficamente, obteniéndose curvas similares a las señaladas en la figura 6. Las cuales se denominan Curvas de permeabilidades relativas a las fases humectante y no humectante.

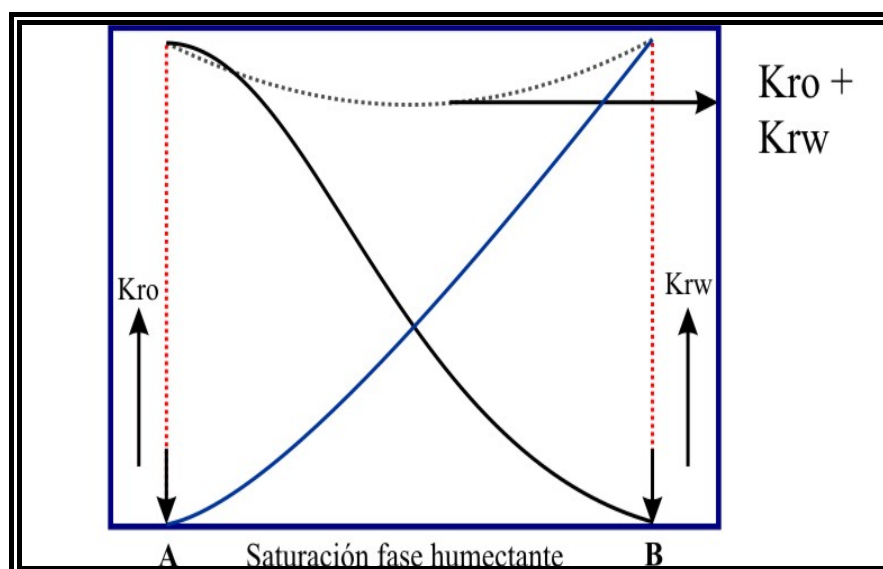


Figura 6 Curva de Permeabilidad Relativa

Las curvas de permeabilidad relativa presentan una serie de características, las cuales son independientes del fluido que constituya la fase humectante⁹, y son las siguientes:

1. La permeabilidad relativa a la fase humectante se caracteriza por una declinación rápida en su valor para pequeñas reducciones de saturación a elevadas saturaciones de dicha fase.
2. La Saturación a la cual, la fase humectante comienza a fluir o ser móvil, se denomina saturación irreducible o crítica o de equilibrio (punto A en la figura 6). Este valor generalmente oscila entre 5 y 30% cuando la fase humectante es agua.
3. La saturación a la cual la fase no humectante comienza a fluir o ser móvil se llama saturación crítica o de equilibrio o residual, de la fase no humectante (punto B de la figura) y depende de la mayor o menor humectabilidad.
4. La permeabilidad relativa de la fase no humectante es igual a uno para saturaciones de dicha fase menores a 100 %. Ello indica que parte del espacio poroso disponible, aunque interconectado, contribuye poco a la capacidad conductiva de los fluidos.
5. El efecto que produce una variación de saturación, es disponer más poros o canales al flujo de la fase cuya saturación aumenta y lo contrario para la otra fase. De esta

característica se supone que el flujo en el medio poroso es flujo por canales, es decir, que cada fase, humectante o no humectante, se desplaza por su propia red de canales selectos, pero todos ellos tienen el mismo fluido mojante.

6. “La curva suma de las permeabilidades relativas a ambas fases es menor o igual que la unidad y dicha curva representa la interacción mutua entre las fases”. Este hecho indica que cuando existen dos fases en un medio poroso, cierta porción del mismo no contribuye a la capacidad conductiva de los fluidos presentes, al menos a ciertas saturaciones.
7. El punto de intersección de las dos curvas de permeabilidades relativas ocurre a cualquier valor de saturación. La ubicación de dicho punto indica cualitativamente los siguientes aspectos:
 - ❖ Si la saturación de agua determinada por registros eléctricos es igual o mayor que la saturación correspondiente a dicho punto, la tasa de crudo del pozo será baja y con alta declinación, aumentando rápidamente el porcentaje de agua.
 - ❖ Cuando se utilizan curvas de permeabilidades relativas para predecir el comportamiento del yacimiento, bien sea en un proceso de inyección de gas y/o agua o por agotamiento natural, es muy conveniente trabajar con la razón de permeabilidades relativas.

1.4.4.1 Determinación de las Curvas de Permeabilidad Relativa

Partiendo de que la totalidad de los yacimientos petrolíferos es heterogénea, tanto en la geometría del sistema como en la humectabilidad preferencial, se tiene que es muy difícil establecer curvas de permeabilidades relativas que sean representativas para todo el yacimiento.

Por otra parte se tiene que la determinación experimental de estas curvas en el laboratorio presenta muchas dificultades, entre las cuales la reproducción de la humectabilidad del sistema roca-fluido del yacimiento es en sí la mayor preocupación.

Los estudios del área refieren la existencia de métodos de laboratorio y el uso de ecuaciones teóricas-empíricas que se pueden usar a falta de datos de laboratorio confiables.

Las curvas de permeabilidades relativas se pueden obtener mediante las:

❖ Pruebas de Laboratorio

El proceso de desplazamiento para medir datos de permeabilidades relativas consiste en iniciar la prueba con la muestra saturada 100 % con la fase humectante y en lugar de inyectar una mezcla de fluidos se inyecta sólo la fase no humectante. En algunos casos este proceso se modifica inyectando agua en un sistema saturado con agua y petróleo o gas en un sistema saturado con petróleo y gas.

Midiendo los volúmenes producidos en función del tiempo y aplicando la teoría del desplazamiento de Buckley Leverett se calcula la permeabilidad de la fase mojante y de la no mojante y así la información suficiente para determinar las curvas de permeabilidades relativas.

❖ A partir de datos de Campo

Consiste en determinar con la información de producción la razón gas-petróleo instantánea (cociente entre las tasas de gas y petróleo en la superficie) y luego calcular la razón de permeabilidad del gas entre permeabilidad del petróleo. El método no permite estimar individualmente los valores de permeabilidad al gas y permeabilidad al petróleo por separado.

❖ Por ecuaciones o Correlaciones Teóricas-Empíricas

Debido a la complejidad experimental así como el alto costo, las mediciones de las permeabilidades relativas y de la presión capilar son frecuentemente evitables. En tales casos los efectos de la presión capilar son despreciables en los cálculos de ingeniería. Pero los valores de permeabilidad relativa son estimados de ecuaciones o Correlaciones empíricas. La totalidad de tales Correlaciones requieren el conocimiento de uno o más de los puntos extremos en las curvas de permeabilidades relativas como son la saturación irreducible de agua (S_w), la saturación residual de petróleo (S_{or}) y la saturación crítica de gas (S_{gc}). Es de notar que la saturación residual de petróleo en un sistema agua-petróleo (dos fases) es significativamente diferente que en un sistema gas-petróleo.

Entre las Correlaciones o ecuaciones empíricas más utilizadas para estimar estos valores de permeabilidades relativas, esta la correlación de Corey que se emplea para arenas consolidadas como las consideradas en este estudio es la siguiente:

a.- Drenaje:

$$K_{rw} = (1 - S)^4 \quad (11) \quad (18)$$

$$K_{ro} = (2 - S) \cdot S^3 \quad (19)$$

$$\text{Siendo } S = S_o / (1 - S_{wi}) \quad (20)$$

b.- Imbibición:

$$K_{rw} = S^4 \quad (21)$$

$$K_{ro} = (1 - 2S)^{1.5} / [2 - (1 - 2S)^{0.5}] \quad (22)$$

$$S = (S_w - S_{wi}) / (1 - S_{wi}) \quad (23)$$

Donde:

S_w : Saturación de agua, fracción.

S_{wi} : saturación de agua inicial, fracción.

S_o : saturación de petróleo, fracción.

K_{rw} : permeabilidad relativa al agua, adim.

K_{ro} : permeabilidad relativa el petróleo, adim

1.4.4.2 Permeabilidad Relativa Agua-Petróleo

Buckley y Leverett derivaron una expresión de la *Ley de Darcy*, la cual relaciona el flujo fraccional con la relación de la permeabilidad relativa. El flujo fraccional de petróleo, agua o gas puede ser determinado de las pruebas de laboratorio⁷.

La ecuación para flujo fraccional puede ser derivada de la ecuación de Darcy.

Ley de Darcy:

$$q = \frac{2\pi kh(P_e - P_w)}{\mu L n \left[\frac{r_e}{r_w} \right]} \quad (24)$$

Donde:

h: espesor de arena, pies

Q: tasa de flujo, bbl/d

P_e: presión estática del yacimiento, lpc

P_w: presión de fondo de pozo, lpc

k: permeabilidad, D.

μ: viscosidad, cP.

r_e: radio del yacimiento, pies

r_w: radio del pozo, pies

Flujo fraccional de Petróleo (f_o):

$$f_o = \frac{q_o}{q_o + q_w} \quad (25)$$

Sustituyendo una ecuación en la otra, se tiene:

$$f_o = \frac{1}{1 + \frac{K_w * \mu_o}{K_o \mu_w}} \quad (26)$$

Donde:

q_o: tasa de petróleo, bnpd.

q_w: tasa de agua, bnpd.

f_o: flujo fraccional de petróleo, adim.

K_w: permeabilidad efectiva al agua, mD.

K_o: permeabilidad efectiva al petróleo, mD.

μ_o: viscosidad del petróleo, cP.

μ_w: viscosidad del agua, cP.

1.4.4.2.1 Factores que Influyen en la Permeabilidad Relativa Agua - Petróleo

Las características de un yacimiento están afectadas por la litología de las rocas que lo componen. La permeabilidad relativa agua petróleo es función de:

❖ Geometría de los Poros del Yacimiento

Según algunos investigadores la geometría de los poros influye en la permeabilidad relativa agua petróleo. Esto se debe a que existen ciertas propiedades que afectan la geometría de los poros y a su vez la permeabilidad relativa agua petróleo, las cuales son:

- ❖ Tamaño de los granos.
- ❖ Forma de los granos.
- ❖ Grado de escogimiento de los granos.
- ❖ Arreglo de los granos.
- ❖ Arcilla intergranular.

Estos parámetros están relacionados y afectan las propiedades del yacimiento tales como: permeabilidad, porosidad, saturación de agua irreducible. En general, exámenes microscópicos han demostrado en investigaciones previas que rocas con grandes poros interconectados y correspondientes a pequeñas áreas superficiales presentan una gran diferencia entre la saturación inicial de agua y la saturación residual de petróleo; y que rocas con pequeños poros interconectados presentan un rango de saturación pequeño.

Ahora bien, las curvas de permeabilidad relativa agua petróleo son muy similares para litologías similares, así existen diferencias entre sus permeabilidades al aire, por lo tanto, es de estimarse que diferentes tipos de roca con la misma

permeabilidad al aire, tendrán diferentes características en la curva de permeabilidad relativa agua petróleo.

❖ **Humectabilidad de la Roca**⁹

La humectabilidad es una propiedad importante debido a que esta afecta el comportamiento capilar y de desplazamiento de las rocas yacimiento, y se define como la habilidad de la fase de un fluido para adherirse preferencialmente a una superficie sólida en presencia de una segunda fase inmiscible. Así, en el caso de yacimientos la superficie sólida es la roca y los fluidos son: agua, petróleo y gas.

Para rocas fuertemente humectables al agua, la curva de permeabilidad relativa al agua a la saturación residual de petróleo tendrá un valor menor que 0.1. Es de hacer notar que con sólo la curva de permeabilidad relativa agua petróleo no se puede inferir lo anteriormente explicado, ya que la presencia de arcillas hidratables o taponamiento debido a la presencia de partículas finas pueden presentar este mismo efecto.

❖ **Saturación Irreducible de Agua**

Su influencia es tan marcada pues es el punto de partida o punto de origen de la curva de permeabilidad relativa agua petróleo. Este valor también está estrechamente relacionado a la humectabilidad de la roca.

1.4.5 Propiedades Eléctricas de las Rocas

Para definir las propiedades eléctricas de las rocas, en primer lugar se deben definir ciertos términos frecuentemente usados y sus abreviaciones, estos son:

1. Resistividad del agua de formación, es llamada (R_w) y se expresa en ohm-metro.
2. Resistividad de la roca saturada 100% de con un fluido es llamada (R_o) y se expresa en ohm-metro.

3. Resistividad verdadera de la formación (R_t) y se expresa en ohm-metro/metro.

Archie en 1941, propuso un conjunto de Relaciones, en las cuales Relacionaba la resistividad, la porosidad y la saturación de agua de los yacimientos de hidrocarburo. Archie introdujo el concepto de “ factor de formación”, por medio del cual Relaciona la resistividad de una arena saturada de agua R_o , con la resistividad del agua R_w .

1.4.6 Factor de Formación (F)¹¹

Se puede definir como la relación entre la resistividad de una roca 100 % saturada de un fluido entre la resistividad del agua.

$$F = \frac{R_o}{R_w} \quad (27)$$

Donde:

F: factor de formación. Adim.

R_o : resistividad de la arena saturada con agua, Ohm*m.

R_w : resistividad del agua, Ohm*m.

Esta relación es muy importante, ya que conocido el factor de formación y la resistividad del agua, se puede conocer la resistividad de la formación saturada totalmente de agua de formación, R_o .

Dicha resistividad es una propiedad intrínseca del agua de formación y es una función de su salinidad y la temperatura.

1.4.7 Relación entre Porosidad y Factor de Formación

Para efectos de una cabal comprensión, si se toma como base una muestra de roca de longitud L y sección transversal A , de volumen unitaria, se tendrá que la sección conductiva de la roca será proporcional a la porosidad ϕ , y el valor numérico del área porosa será igual a ϕ . Siendo L la longitud de la muestra de roca, la longitud real de conducción a través de los poros será mucho mayor que L (se le denomina L_e), puesto que el movimiento de los iones de la solución saturante va a estar gobernando por la forma de los canales porosos¹¹.

Si se hace pasar una corriente eléctrica a través del espécimen saturado, la resistencia (r) puede expresarse así:

Considerando el sistema Completo:

$$r = R_o \frac{L}{A} \quad (28)$$

Considerando únicamente el área conductora:

$$r = R_w \frac{L_e}{\phi} \quad (29)$$

Al igualar estas dos Relaciones se tiene:

$$\frac{R_o}{R_w} = \frac{L_e}{L} \frac{1}{\phi} = F \quad (30)$$

Donde:

R_o : resistividad de la arena saturada con agua, Ohm*m.

R_w : resistividad del agua, Ohm*m.

L: longitud de la muestra, pies

L_e : longitud de la conducción, pies

R: resistencia, Ohm.

Φ : porosidad fracción.

F: factor de formación, adim.

De lo anterior pueden deducirse dos hechos fundamentales, los cuales son:

1. La resistividad de la solución no influye en F y por lo tanto es independiente de ella. Es decir, una misma roca saturada con soluciones de diferentes resistividades debe mostrar siempre el mismo valor de factor de formación F.
2. F depende de ϕ y de una constante de proporcionalidad L_e/L , controlada por la forma de los canales porosos. Es decir, La relación L_e/L , se conoce con el nombre de Tortuosidad. El valor de la tortuosidad es muy complicado de obtener y por esta razón no es muy utilizado. Existen Relaciones experimentales entre porosidad y factor de formación que son ampliamente usadas en la industria, en la cual la más conocida es la de Archie.

La Relación de Archie se expresa como:

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad (31)$$

Donde “a” es una constante que depende de la litología del núcleo, “m” factor de cementación que depende del grado de consolidación de la roca.

El valor de m varía desde 1.3 para arenas muy sueltas, hasta 2.22 para calizas, dolomitas y arenas muy consolidadas. Es importante señalar que la ecuación de Archie, es una correlación empírica que no ha sido demostrada.

1.4.8 Distribución de los Fluidos en Rocas Porosas

La distribución de los fluidos puede representarse mediante saturaciones, que no son más que los porcentajes del espacio poroso que ocupan los diferentes fluidos. El volumen de agua expresado como fracción o como porcentaje, corresponde a la saturación de agua y se representa como S_w .

El valor de la saturación de agua puede ser obtenido a partir de la siguiente ecuación:

$$S_w = \left[\frac{R_o}{R_t} \right]^{\frac{1}{n}} \quad (32)$$

Donde:

n: = Exponente de saturación, que depende de la humectabilidad de la roca. Para rocas preferentemente mojadas por agua $n = 2$ y para rocas mojadas por petróleo n siempre es mayor que 2 y en algunos casos puede pasar de 10, Adim.

R_o : resistividad de la roca saturada 100 % de agua. Ohm*m

R_t : resistividad de la formación, Ohm*m

1.4.9 Índice de Resistividad

Se define como Índice de Resistividad, I a la relación entre la resistividad de la formación, R_t y su resistividad cuando está saturada con agua de formación, R_o .

Donde:

I : índice de resistividad, adim.

R_t : resistividad de la formación Ohm*m

R_o : resistividad de la formación saturada con agua, Ohm*m.

$$I = \frac{R_t}{R_o} \quad (33)$$

A partir de las ecuaciones anteriores se obtiene:

Donde:

S_w : saturación de agua, fracción

I : índice de resistividad, adim.

N : exponente de saturación, adim

R_w : resistividad del agua, Ohm*m

R_t : resistividad de la formación saturada con agua, Ohm*m.

$$S_w = I^{-1/n} = \left[\frac{FR_w}{R_t} \right]^{1/n} \quad (34)$$

1.4.10 Parámetros Petrofísicos

❖ Exponente de Cementación “m” y Coeficiente de Tortuosidad “a”

Como el factor de formación viene en función de porosidad, se grafica en papel logarítmico F vs. ϕ y la pendiente de la línea recta será el exponente de Cementación “m” y “a” será el intercepto a la porosidad fraccional. Para valores de porosidades menores de 10 % se recomienda esta prueba a presión de sobrecarga, las cuales pueden indicar diferencias insignificantes en las Relaciones de Factor de formación- porosidad, pero la constante de cementación “m” es mayor bajo condiciones de sobrecarga, y aunque la porosidad cambia ligeramente, la reducción en el espacio poroso origina diferencias notables en la resistividad; siendo la máxima presión aplicable igual a la mitad de la profundidad⁵.

El factor de cementación “m”, varía con la porosidad, distribución de los granos y su tamaño, la intercomunicación de los poros y la litología. Este factor es muy

importante obtenerlo con la mayor precisión posible, debido a su relación directa con la saturación de agua. En areniscas normales este valor está alrededor de 2, para calizas o formaciones carbonatadas o con baja porosidad, la Compañía Shell propone la siguiente relación:

Donde:

$$m = 1.87 + \frac{0.019}{\phi} \quad (35)$$

m: factor de cementación, adim
 ϕ : porosidad, fracción.

Para formaciones fracturadas m varía entre 1.3 y 1.4, en formaciones compactas hasta 2.22. A continuación se presentan valores de m para diferentes tipos de roca.

Tabla 2 Relación entre el Tipo de Rocas y el exponente de cementación

Tipo de Roca	Valores de m
No Cementadas	1.3
Ligeramente cementadas	1.4-1.5
Escasamente cementadas	1.6-1.7
Moderadamente Cementadas	1.8-1.9
Altamente Cementadas	2-2.22

Por otra parte, “a” es una relación que se determina empíricamente; este valor permite compensar las variaciones de compactación, estructura de poros, tamaño y distribución en la relación entre F y phi (intercepto cuando la porosidad es igual a uno). El valor numérico para la constante a esta generalmente entre 0.6 y 1⁵.

❖ Exponente de Saturación (n)⁶

La literatura indica que la fórmula empleada para el cálculo de Índice de resistividad y el exponente de saturación “n” de cada muestra es:

$$IR = \frac{R_t}{R_o} = \frac{1}{S_w^n} \quad (36)$$

Donde:

IR : Índice de resistividad, adim.

Rt : Resistividad verdadera a una dada saturación de agua, Ohm*m.

Ro : Resistividad de la muestra 100% saturada con salmuera, Ohm*m.

Sw : Saturación de agua, fracción

n : Exponente de saturación, adim.

La resistividad de las muestras, a diferentes saturaciones se obtiene, cuando se realiza la prueba de presión capilar por el método del plato poroso, con este valor de la resistividad verdadera de la formación Rt y como se conoce el valor de la resistividad de la muestra 100 % saturada de agua de formación Ro, se calcula el índice de resistividad a diferentes saturaciones de agua obtenidas.

Ahora bien, como el valor de índice de resistividad es función de la saturación de agua, se gráfica en papel logarítmico IR vs. Sw y la pendiente de la línea recta será el exponente de saturación “n” y el intercepto de la gráfica es igual a 1.0 y esto ocurre cuando Rt = Ro.

El parámetro n, llamado exponente de saturación varía levemente según la roca-yacimiento que se trate. Se ha dicho que el factor fundamental en el control de su magnitud es la humectabilidad de la roca, en las rocas mojadas completamente por petróleo n puede alcanzar valores mayores de 2 (3.4 o aún mayores, pudiendo en algunos casos pasar de 10); pero este tipo de rocas es muy raro.

En general, la mayoría de las rocas son mojadas por agua, aunque la mayor parte del fluido poral sea petróleo, las paredes de los poros está cubierta por una película de agua con gotas de petróleo suspendidas en el medio, pero puede ocurrir, a veces, una condición de humectabilidad dalmática, cuando el petróleo toma contacto ocasionalmente con la matriz de la roca. En rocas mojadas por agua, n toma valores de 2, siendo esta la condición más común de las formaciones venezolanas.

1.4.11 Cálculo de la Arcillosidad de Formaciones

El volumen de arcilla puede estimarse a partir de registros tales como:

- ❖ **Rayos Gamma:** este tipo de registro es el más utilizado, es afectado por la presencia de minerales radiactivos.

$$Ish_{GR} = \frac{GR_l - GR_{arena}}{GR_{sh} - GR_{arena}} \quad (37)$$

Donde:

GR_l = Gamma Ray leído en la zona a evaluar, API.

GR_{arena} = Gamma Ray en la arena más limpia en el mismo intervalo geológico, API

GR_{sh} = Gamma Ray en las arcillas, API,

- ❖ **Potencial Espontáneo:** poco utilizado, pues es muy afectado por la invasión de lodo en base aceite.

$$Ish_{SP} = 1 - \left(\frac{PSP}{SSP} \right) \quad (38)$$

Donde:

SSP = Potencial espontáneo estático, mV.

PSP = Potencial espontáneo pseudo-estático, mV.

El valor del SSP puede determinarse directamente a partir de la curva del SP. Para una mejor comprensión de lo anterior referido vemos que en un horizonte dado hay capas gruesas, limpias, con agua; se traza una línea que pase por el máximo SP (negativo) enfrente a las capas gruesas permeables; y se traza otra línea base de lutitas a través del SP enfrente a las capas de lutitas. La diferencia en milivoltios entre estas dos líneas es el SSP.

El SP pseudo-estático (PSP) es el valor registrado como la máxima deflexión del SP en una arena arcillosa. La arcilla reduce el valor del SP. El PSP en zonas de agua se determina mediante:

$$PSP = -K \log \left(\frac{R_{xo}}{R_t} \right) \quad (39)$$

Donde:

$K = 61 + 0.133T_f$ (T_f = temperatura de fondo °F).

R_{xo} = Resistividad en la zona lavada, Ohm*m.

R_t = Resistividad de la formación, Ohm*m.

Otra forma de determinar el índice de arcillosidad mediante el registro SP, es utilizando la siguiente ecuación:

$$Ish_{SP} = \frac{SP_l - SP_{arena}}{SP_{sh} - SP_{arena}} \quad (40)$$

Donde:

SP_l = Potencial espontáneo leído en la zona a evaluar, mV

SP_{arena} = Potencial espontáneo en la arena más limpia en el mismo intervalo geológico, mV

SP_{sh} = Potencial espontáneo en las arcillas, mV

Ish_{SP} : índice de arcillosidad calculado a partir de registro de potencial espontáneo, adim.

❖ **Resistividad:** no aplica en crudos pesados y arenas de baja porosidad.

$$Ish_R = \sqrt{\frac{R_{sh}}{R_t}} \quad (41)$$

Donde:

R_{sh} = Resistividad de la arcilla, Ohm*m.

R_t = Resistividad en la zona virgen, Ohm*m.

Ish_R : índice de arcillosidad calculado a partir de registro de resistividad, adim.

- ❖ **Densidad-Neutrón:** la combinación densidad-neutrón es un buen indicador de arcilla, salvo en el caso de arenas gasíferas, debido al hidrógeno asociado a la arcilla, en una arena no gasífera el neutrón siempre leerá una porosidad mayor que la del densidad.

$$Ish_{DN} = \frac{\Phi N - \Phi D}{\Phi N_{sh} - \Phi D_{sh}} \quad (42)$$

Donde:

ΦN = porosidad neutrón en la arena arcillosa, adim.

ΦD = porosidad densidad en la arena arcillosa, adim.

ΦN_{sh} = porosidad neutrón en una lutita cercana, adim.

ΦD_{sh} = porosidad densidad en una lutita cercana, adim.

Ish_{DN} : índice de arcillosidad calculado a partir de registro densidad- sónico, adim.

- ❖ **Neutrón-Sónico:**

$$Ish_{NS} = \frac{\Phi N - \Phi S}{\Phi N_{sh} - \Phi S_{sh}} \quad (43)$$

Donde:

ΦS = porosidad sónica en la arena arcillosa, adim.

ΦN = porosidad neutrón en la arena arcillosa, adim.

ΦS_{sh} = porosidad sónica en una lutita cercana, adim.

ΦN_{sh} = porosidad neutrón en una lutita cercana, adim.

Ish_{NS} : índice de arcillosidad calculado a partir de registro neutrón- sónico, adim.

- ❖ **Densidad-Sónico:**

$$Ish_{DS} = \frac{\Phi D - \Phi S}{\Phi D_{sh} - \Phi S_{sh}} \quad (44)$$

Donde:

ΦS = porosidad sónica en la arena arcillosa, adim.

ΦD = porosidad densidad en la arena arcillosa, adim.

ΦS_{sh} = porosidad sónica en una lutita cercana, adim.

ΦD_{sh} = porosidad densidad en una lutita cercana, adim.

Ish_{DN} : índice de arcillosidad calculado a partir de registro densidad- sónico, adim.

❖ Modelo para el Cálculo del Volumen de Arcilla⁶

Dado que para la determinación del volumen de arcilla, son necesarios los modelos establecidos para el cálculo respectivo, a continuación se detallan:

- ❖ **Modelo Lineal:** el volumen de arcilla calculado a partir de registros recibe el nombre de Volumen de Arcilla Lineal y está definido por:

$$V_{sh} = I_{sh} \quad (45)$$

Donde

I_{sh} = Índice de Arcillosidad, calculado a partir de registros.

V_{sh} = Volumen de arcilla Lineal.

- ❖ **Modelo Clavier.:** El volumen de arcilla a partir de Clavier está definido por:

$$V_{sh} = 1.7 - \left[3.38 - (I_{sh} + 0.7)^2 \right]^{1/2} \quad (46)$$

Donde:

I_{sh} = Índice de Arcillosidad, calculado a partir de registros, adim.

V_{sh} = Volumen de arcilla por Clavier, adim.

- ❖ **Modelo Steiber:** está definido por las siguientes ecuaciones.

$$V_{sh} = \frac{I_{sh}}{2 - I_{sh}} \quad (47)$$

$$V_{sh} = \frac{I_{sh}}{3 - 2 \times I_{sh}} \quad (48)$$

$$V_{sh} = \frac{I_{sh}}{4 - 3 \times I_{sh}} \quad (49)$$

Donde:

I_{sh} = Índice de Arcillosidad, calculado a partir de registros, adim.

V_{sh} = Volumen de arcilla por Steiber, adim.

- ❖ **Modelo Larionov:** según la edad de las formaciones, se emplean las siguientes ecuaciones.

$$V_{sh}(\text{rocas} - \text{viejas}) = \frac{2^{2 \times I_{sh}} - 1}{3} \quad (50)$$

$$V_{sh}(\text{rocas} - \text{terciarias}) = \frac{2^{3.7 \times I_{sh}} - 1}{2^{3.7} - 1} \quad (51)$$

Donde:

I_{sh} = Índice de Arcillosidad, calculado a partir de registros

V_{sh} = Volumen de arcilla por Larionov.

En términos generales para establecer el modelo a utilizar, se compara la porosidad 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, este cotejo se logra a través de la creación de una curva de contenido de arcilla con datos de perfiles y la comparación de la misma con cada uno de los modelos anteriormente seleccionados.

1.4.12 Heterogeneidad del Yacimiento

La heterogeneidad en el yacimiento se define como la diversidad de elementos característicos que presentan las rocas. En si se consideran como las variable de las características físicas de las rocas que atentan contra la continuidad del paso de flujo en el yacimiento, según Salt y Galloway. La heterogeneidad varía según su tamaño, considerando varias escalas a nivel de pozo, entre pozos y a nivel de campo.

1.4.13 Geoestadística⁵

En vista de las variaciones areales de los yacimientos, la geoestadística integra conceptos estadísticos y probabilísticos para predecir con un nivel de certeza mayor los puntos en los cuales no se posee información. La geoestadística busca la imparcialidad, es decir, valor estimado igual al valor real y la mínima varianza o baja dispersión.

Este tipo de estudio es aplicable a variables como la porosidad, la permeabilidad y capacidad de almacenamiento, permitiendo predecir de esta manera, una nube de valores creados a nivel teórico, no muy disímiles a los obtenidos con los resultados reales

❖ Distribución de probabilidad (pdf)

La función de distribución de probabilidad (o densidad) o pdf, es la forma más común de presentar la distribución de una variable aleatoria. En el gráfico se presenta una distribución normal donde $f(x)$ representa la frecuencia de ocurrencia del valor x .

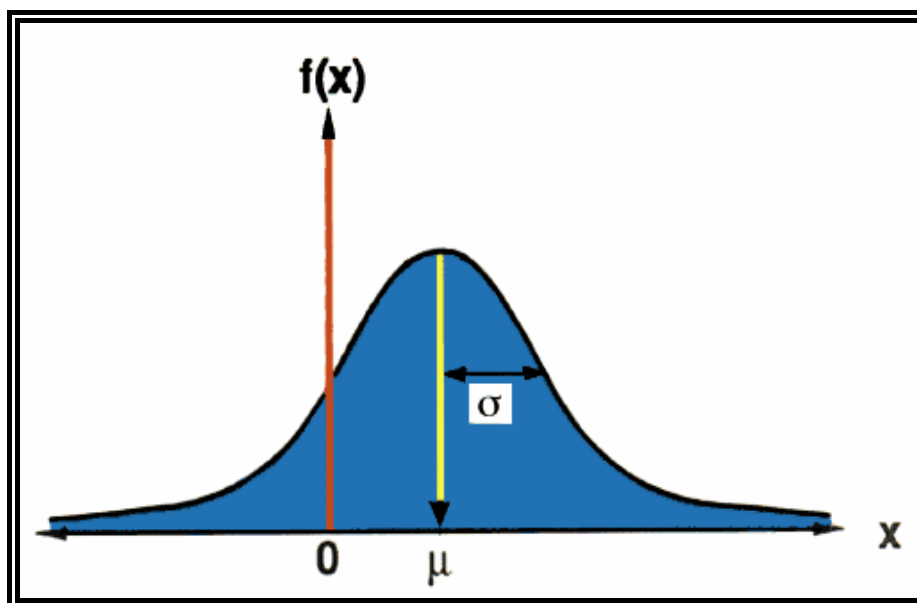


Figura 7 Distribución de Gauss (Campana de Gauss)

Las cantidades μ y σ son la Media y la Desviación Standard de la distribución. Esta es una distribución de 2 parámetros ya que puede ser completamente explicada sólo con ellos. Esta distribución es también conocida como Distribución de Gauss.

❖ Semivariograma

Un semivariograma intenta cuantificar como la variabilidad de una la propiedad cambia con la distancia, es la herramienta de mayor importancia en la geoestadística, pues forma la base del Kriging, el cual es en si mismo la base de la estimación geoestadística.

La propiedad más singular de esta herramienta, es que es una medida combinada de heterogeneidad y auto correlación. Sin embargo, ninguna de estas cantidades por si solas son suficientes para caracterizar el flujo. Además, los semivariogramas en diferentes direcciones pueden ser usados para demostrar anisotropía y esta puede ser Geométrica o Zonal.

❖ Simulación Estocástica

Es un método útil para manipular datos que no están distribuidos normalmente o pueden ser multimodales. Los métodos de estimación lineal, tal como Kriging, tienden a suavizar las curvas en el proceso de generación de puntos estimados, particularmente cuando el efecto “nugget” es grande. En realidad, se puede describir el método de Kriging como una técnica de suavizado. Esta propiedad de Kriging hace que sea óptima, en el sentido de mínimos cuadrados, para estimar tendencias amplias y también hace de esta estimación lineal un excelente método para previsiones económicas. Sin embargo, esta técnica tiene poco éxito si se desea ver las heterogeneidades locales.

Además, cuando los datos no están normalmente distribuidos, los métodos de estimación lineal crean un número de altos aislados, si la continuidad espacial de esos altos valores es baja, o tienden a producir grandes áreas de estimaciones optimistas, cuando esos altos valores caen en zonas pobremente muestreadas

1.5 Presión del Yacimiento^{1,12}

La presión del yacimiento o también llamada presión de poro, representa la presión a la cual esta sometidos los fluidos dentro de los poros de la formación, antes y durante la producción de los fluidos.

Se considera que una o más arenas representan un yacimiento cuando la presión referida al Datum o profundidad dada de referencia, es la misma para cualquier punto de la o las arenas.

Para efectuar seguimientos de esta variable, es necesario corregir los valores medidos, al plano de referencia. Generalmente el datum representa la profundidad promedio del yacimiento.

La presión permite estimar si el yacimiento se encuentra subsaturado o saturado, pues la presión de burbuja establece la diferencia entre estos dos escenarios. Se define como presión de burbuja, aquella presión a la cual se libera la primera burbuja del gas contenido en solución.

Si la presión del yacimiento es mayor a la presión de burbuja no existe gas libre en el yacimiento, en consecuencia el yacimiento se encuentra subsaturado, mientras para presiones menores a ésta, las dos fases, líquidas y gaseosa, existen en equilibrio en el yacimiento y se dice que este se encuentra saturado.

La presión entonces, muestra el estado de la energía del yacimiento, y es el factor que indica cuando es necesario suministrar energía adicional, con el fin de extender la vida del mismo.

Esta variable puede medirse a través de pruebas de presión y pruebas de gradiente estático.

1.6 Temperatura del Yacimiento

La temperatura del yacimiento, junto a la presión establecen las condiciones del fluido en el mismo.

Este dato debe ser conocido para: efectuar correcciones en registros, consideraciones de factibilidad técnica en la instalación de equipos de levantamiento y correcciones de pruebas de laboratorio.

Las mediciones de esta variable en diferentes arenas de la formación, permite establecer el gradiente de temperatura, el cual es una función que permite estimar esta variable en cualquier punto del pozo.

Estas mediciones pueden efectuarse a través de pruebas de producción, o sensores de fondo.

1.7 Caracterización de las Aguas de formación⁵

La caracterización de las aguas de formación consiste en definir las propiedades particulares de las mismas, las cuales son distintivas para cada arena o unidad hidráulica, siendo posible emplear esta técnica en la resolución de problemas en el área de geología, producción y/o petrofísica.

Debido a la importancia que tiene la caracterización de las aguas de formación, varios autores han desarrollado diversos métodos orientados a definir características y propiedades de las mismas y a facilitar el análisis de los resultados obtenidos. En tal sentido, han surgido diversos métodos gráficos, destinados a representar la composición del agua debido a que los estudios comparativos utilizando valores numéricos de los constituyentes es un proceso extremadamente tedioso.

Entre estas técnicas se encuentra el *Método de Diagramas de Stiff*, el cual se destaca debido a su sencillez y ha sido ampliamente utilizado en muchas áreas de investigación hidrogeoquímica.

Se emplea para representar los resultados de los análisis físico - químicos de las aguas de formación puras, es decir, muestras que provienen de una misma arena o unidad hidráulica. Este sistema, está basado en la relación que existe entre la composición química de las aguas de formación y su representación con una figura característica en forma de estrella tal como se muestra en la figura 8, lo cual permite identificar en forma visual el tipo de agua de formación en los distintos niveles estratigráficos.

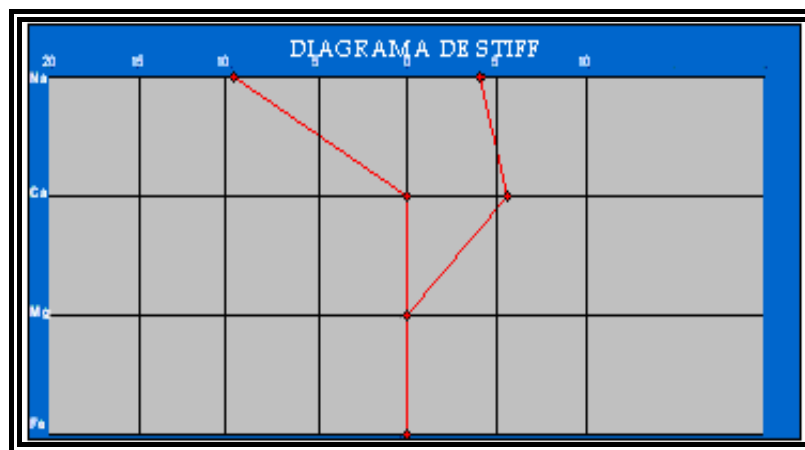


Figura 8 Gráfico de agua de formación a través del método de Stiff

El procedimiento consiste en graficar en forma cartesiana o logarítmica, las concentraciones en unidades de miliequivalentes/litros de los iones positivos (cationes) y de los iones negativos (aniones), los cuales son determinados por análisis físico - químicos realizados al agua de producción de un pozo. Estos se grafican en cada eje y se unen mediante rectas, de esta manera, se obtiene la grafica característica del agua de formación evaluada

La técnica de Diagramas Stiff es útil principalmente, para identificar fuentes de producción de agua, detectar comunicación vertical que generan la existencia de unidades hidráulicas conformadas por dos (2) o más arenas, delimitar arealmente yacimientos, monitorear avances de frentes de agua, entre otras cosas.

1.8 Caracterización del Fluido del Yacimiento

La caracterización de los fluidos presentes en el yacimiento constituye otro de los aspectos importantes en la elaboración del modelo del mismo, pues permite describir el tipo de fluido presente y el comportamiento de las propiedades del mismo, factores importantes al momento de definir las reservas y la estrategia de explotación a ejecutar.

1.8.1 Fluidos del Yacimiento

Los principales hidrocarburos presentes en el yacimiento son: parafinas, naftenos y aromáticos, los cuales se encuentran en diferentes proporciones y distintos grados de complejidad de arreglos moleculares, los cuales, dependiendo de las condiciones de presión y temperatura, se encuentran en estado gaseoso o líquido. También se encuentran asociados agua y sales, en diferentes cantidades y concentraciones¹³

Esta primera diferencia permite clasificar a los yacimientos en dos grandes grupos, el primero de ellos se denomina yacimientos de gas natural, el cual se caracteriza por ser una mezcla de componentes hidrocarburos y no hidrocarburos que se encuentra en estado gaseoso a condiciones normales de presión y temperatura, el componente que se encuentra en mayor proporción es el metano, del 70 al 98 por ciento de la mezcla. En esta clasificación entran los yacimientos de gas seco, de gas húmedos y los condensados.

El otro grupo se denomina yacimientos de petróleo, El petróleo crudo es una mezcla de hidrocarburos e impurezas, las cuales van desde sólidos hasta compuestos orgánicos. Químicamente está constituido por átomos de carbono, que representa del 82 al 87 por ciento del peso; hidrógeno del 12 al 15 por ciento; y otros elementos como azufre, nitrógeno, oxígeno y metales. Todos los elementos varían en proporciones, lo cual influye de manera significativa en la apariencia (color), olor y movilidad, siendo esta última una de las propiedades de mayor importancia para los procesos de explotación.

Los yacimientos de petróleo pueden ser clasificados como: volátiles o de alta merma; negro o de baja merma; y bitúmenes semisólidos y sólidos¹.

1.8.2 Clasificación del petróleo de acuerdo a la Gravedad API¹⁴

El Instituto Americano de Petróleo, fijó una clasificación de los crudos como función de la gravedad específica de los mismos, empleando la siguiente ecuación:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{GE} + 131.5 \quad (52)$$

Donde :

GE= gravedad específica del fluido a 60 °F.

A medida que aumenta la gravedad API, el crudo se considera más liviano, pues aumenta el contenido de componentes volátiles, es decir, las fracciones de moléculas de uno a cinco carbonos.

La clasificación de la API es aceptada internacionalmente, de allí que se considere un estándar a nivel mundial. En la tabla siguiente se aprecia la clasificación de los crudos y los respectivos rangos de variación de los mismos.

Tabla 3 Tipos de crudo de acuerdo a la Clasificación de la API

TIPO DE CRUDO	GRAVEDAD API
Condensado Natural	>39
Liviano	31.1- 39
Mediano	22.3- 31.1
Pesados	10-22.3
Extrapesados	< 10

1.8.3 Propiedades del Fluido^{1, 12, 14, 15,}

El comportamiento de las moléculas de hidrocarburos depende de tres factores importantes, estos son: la presión la cual es un reflejo de las moléculas presentes y de su movimiento; la temperatura que representa la energía cinética de éstas; y por último las fuerzas de atracción y repulsión molecular. Variaciones en estas variables, generan cambios significativos en las propiedades del fluido. A continuación se presentan las principales propiedades que describen a los fluidos del yacimiento:

❖ Factor Volumétrico del Gas (β_g)

Es un factor adimensional, que representa el volumen de gas a condiciones de temperatura y presión del yacimiento, requerido para producir una unidad volumétrica de gas a condiciones normales de superficie (14,7 lpc y 60 °F). Esta variable toma valores pequeños, ya que el volumen del gas en superficie es significativamente mayor, que el ocupado por este en el yacimiento, debido a efectos de expansibilidad.

❖ Gravedad Específica del gas (γ_g)

Esta variable que permite conocer de manera indirecta el peso molecular del gas presente en el yacimiento, lo cual permite estimar cual es el componente que se encuentra en mayor proporción en la mezcla, este factor se emplea para el diseño de las facilidades de superficie, especialmente los compresores; adicionalmente es necesario conocer su valor para los estudios de compatibilidad de fluidos.

❖ Relación Gas- Petróleo en solución (Rs)

La solubilidad del gas natural en el crudo o relación gas- petróleo en solución, representa el volumen de gas a condiciones de yacimiento, que se disuelve en una unidad volumétrica de petróleo a condiciones de superficie.

Usualmente esta variable tiene un comportamiento particular cuando se grafica contra la presión, tal como muestra la figura 9, para presiones mayores o iguales a la presión de burbuja, el comportamiento de Rs es directamente proporcional a la presión. Este valor representa el máximo que puede tomar esta variable, pues la cantidad de gas que permanece disuelto en el petróleo a medida que disminuye la presión es menor.

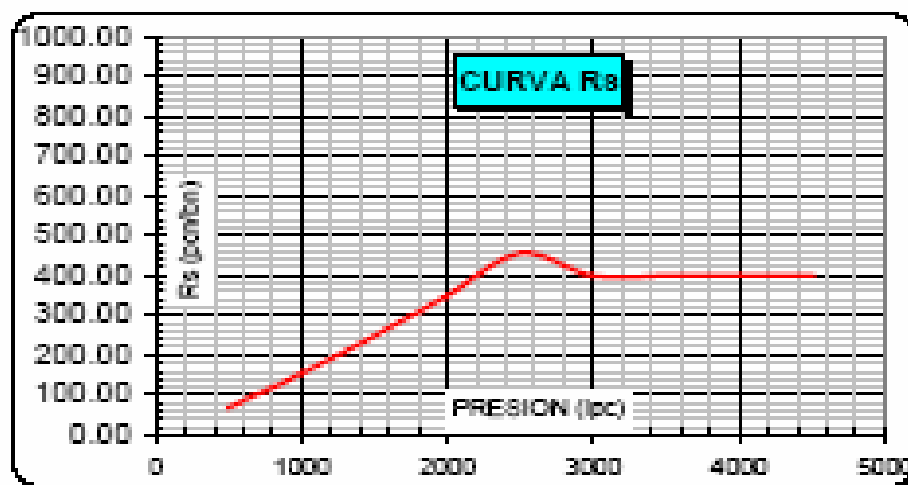


Figura 9 Comportamiento de la relación gas petróleo en solución contra la presión

La relación gas- petróleo aumenta cuando se incrementa algunas de las siguientes variables: presión, gravedad del crudo o gravedad API, caso contrario ocurre cuando la temperatura aumenta.

❖ Factor Volumétrico del Petróleo (β_o)

Esta propiedad representa la relación volumétrica del sistema yacimiento-superficie, es decir, el volumen en barriles del petróleo saturado a condiciones de presión y temperatura de yacimiento ocupado por un barril en condiciones de presión y temperatura normales (Presión = 14,7 lpc ; Temperatura = 60°F).

El comportamiento de esta variable con respecto a la presión se aprecia en la siguiente figura, donde el máximo valor se alcanza a presión de burbuja, ya que es a esta presión a la cual ocurre la máxima expansión por disminución presión, para valores de presión inferiores a la presión de saturación, ocurre liberación de gas y en consecuencia disminución del volumen de petróleo, lo cual se traduce en la disminución del factor volumétrico.

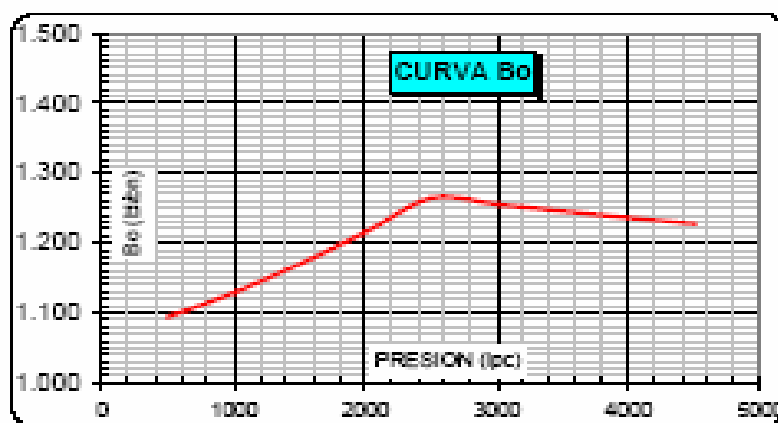


Figura 10 Comportamiento del Factor volumétrico del petróleo contra la presión del yacimiento

El valor de esta variable reportado a la presión inicial del yacimiento se emplea para estimar el petróleo original en sitio (POES).

❖ Viscosidad del Petróleo (μ)

El término de viscosidad está asociado a la resistencia a fluir ofrecida por un fluido, originada por la deformación de las moléculas como consecuencia de la aplicación de una fuerza tangencial.

En vista que la temperatura influye en la energía cinética de las moléculas que constituyen al fluido, se establece una relación directa entre ambas propiedades. Los estudios que relacionan la dependencia entre estas variables, han establecido que la viscosidad es función inversa de la temperatura. Sin embargo, el comportamiento con la presión es aun hoy tema de estudio

En el yacimiento, la viscosidad del petróleo varía con la presión, de acuerdo al comportamiento que se aprecia en la figura 11, estos cambios que se producen están relacionados por las variaciones conjuntas de presión y gas en solución del crudo.

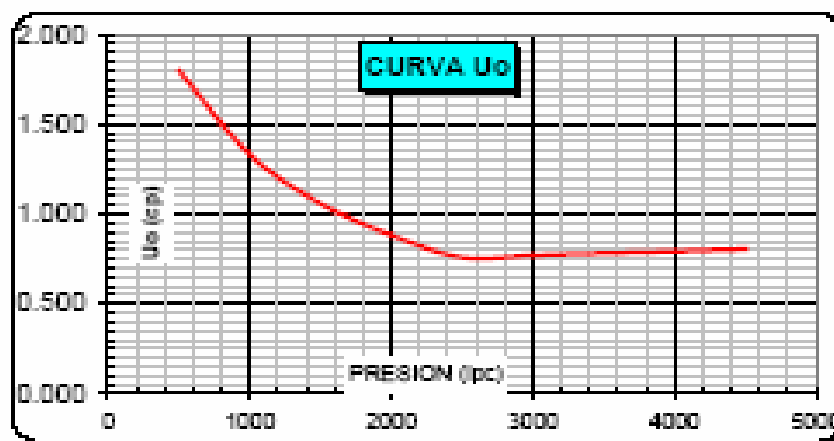


Figura 11 Comportamiento de la viscosidad del petróleo contra la presión del yacimiento

El máximo valor que puede tomar la viscosidad a condiciones de yacimiento, se denomina, viscosidad de crudo muerto, la cual se caracteriza por reportar la viscosidad del petróleo sin gas en solución.

Los proyectos de desplazamiento por inyección de fluidos, requieren conocer este valor para establecer la razón de movilidad, y de esta manera determinar si es posible la ejecución de éstos.

En condiciones de producción la variable que mayor impacto causa en el comportamiento de la viscosidad, es la temperatura, pues afecta la movilidad del fluido. De allí la necesidad de establecer como se comporta esta variable en función de la temperatura.

En la industria generalmente se mide la viscosidad cinemática, la cual se refiere al tiempo requerido para que una cantidad fija de crudo atraviese un tubo capilar bajo la fuerza de gravedad¹⁷. La unidad de viscosidad cinemática es el Stoke o el centistoke (1/100 del Stoke), también puede definirse como el cociente de la viscosidad absoluta en centipoises divididos por la gravedad específica de un líquido, ambos a la misma temperatura.

También es común encontrar mediciones de viscosidad del tipo Saybolt Furol, la cual mide el tiempo en segundos requeridos por 60 ml de fluido en recorrer un tubo capilar de un viscosímetro Saybolt Furol a una temperatura específica entre 70°F y 210°F. Este método es el apropiado para aceites de alta viscosidad tales como los de engranajes y combustibles pesados. El método ASTM - D 88 describe el equipo y el procedimiento. Mientras la viscosidad SUS (Segundos Universales Saybolt), es el tiempo en segundos que le toma a 60 mililitros de aceite en atravesar un orificio estándar a una temperatura dada. (NORMA D88-56 De ASTM.).

Todas estas viscosidades pueden ser relacionadas por métodos gráficos, correlaciones empíricas o tablas de conversión.

El diseño de los sistemas de bombeo desde el pozo hacia la refinería, así como las líneas de transporte y las facilidades de procesamiento dependen de esta propiedad, de allí su importancia

❖ Punto de Fluidéz

Representa junto a la viscosidad, uno de los parámetros que se encuentra relacionado con la movilidad del fluido desde el yacimiento hasta superficie, por esta razón debe ser tomado en cuenta en el momento de diseñar los sistemas de producción del crudo.

Esta variable es la mínima temperatura a la cual el petróleo comienza a fluir. Es importante señalar que los problemas de movilidad son atribuidos principalmente a la pérdida de los componentes parafínicos del crudo¹⁸, fenómeno que se produce en valores inferiores a ésta.

1.8.4 Métodos para estimar las propiedades de fluido

Para estimar las propiedades de los fluidos existen dos posibilidades, la primera es el análisis de laboratorio, donde la toma de muestra es el elemento determinante para obtener la mejor aproximación de los valores de las propiedades de estudio, pues este proceso debe seguir ciertos procedimientos que garanticen la validez y confiabilidad de la misma.

Por esta razón la toma de muestra debe efectuarse en pozos que presenten producciones altas, estables y sin producción de agua. Para ejecutar estas operaciones se recomienda que el yacimiento se encuentre en los primeros días de explotación o que la presión del mismo este por encima del punto de burbuja, a fin de garantizar la representatividad de la muestra.

El número de muestras depende de las dimensiones del yacimiento, pues para yacimientos de dimensiones pequeñas una sola muestra es suficiente, mientras que los yacimientos heterogéneos de gran tamaño se requieren muestras de diferentes pozos.

El otro procedimiento para estimar estas propiedades, es a través, de Correlaciones empíricas, las cuales presentan funciones matemáticas que son capaces de generar el valor de las variables para casos determinados, es decir, que solo pueden aplicarse en ciertos rangos de condiciones dadas, ya que bajo estas fueron diseñadas a partir de datos de laboratorio de otros yacimientos. Por esta razón es importante conocer los rangos de gravedad API, relación gas petróleo y presión, bajo los cuales pueden aplicarse.

1.8.4.1 Análisis de Laboratorio

El comportamiento de producción de los fluidos del yacimiento es función directa de la presión, el volumen y la temperatura, de allí la importancia de establecer la influencia de estas variables sobre el comportamiento de las propiedades que lo describen.

Las variaciones de las características de los fluidos del yacimiento se determinan a partir de un estudio Presión, Volumen y Temperatura comúnmente conocido como análisis o estudio PVT, el cual consiste en un conjunto de ensayos de laboratorio que se le realiza a una muestra de fluido, la cual puede ser tomada del yacimiento, es decir, frente a las perforaciones o del tanque en superficie.

Un análisis típico PVT, incluye las siguientes pruebas:

- ❖ **Composición de la muestra de fluido del yacimiento:** esta prueba permite establecer las proporciones de los componentes que constituyen una muestra del fluido del yacimiento. Para el estudio de los componentes de los gases se emplea el análisis cromatográfico, para los líquidos puede estimarse la composición a través de las pruebas de destilación, espectrometría de masa y destilación simulada por cromatografía.
- ❖ **Expansión o Composición constante:** es una prueba de liberación instantánea, en la cual la muestra se somete a un proceso de expansión a composición y temperatura constante (temperatura del yacimiento). La prueba se realiza en una celda de acero, que puede resistir presiones mayores a 10000 lpc, ésta variable se controla introduciendo o retirando de la celda, mercurio, a través de un pistón accionado hidráulicamente. La presión se aumenta a un valor superior a la presión del yacimiento, luego se disminuye por etapas y en cada una se mide la cantidad de los fluidos presentes en la celda. Esta prueba permite estimar la presión de burbujeo, el volumen relativo en función de la presión, la compresibilidad del petróleo subsaturado y la función “Y”, ésta última permite verificar la presión de saturación además de establecer si el sistema en evaluación está constituido principalmente por

hidrocarburos, o por altas concentraciones de componentes no hidrocarburos tales como dióxido de carbono, agua, azufre.

- ❖ **Liberación diferencial isotérmica:** esta prueba permite simular el comportamiento de los fluidos en el yacimiento durante el agotamiento de presión, el estudio que se efectúa mediante la expansión a composición variable, se realiza disminuyendo la presión por etapas, partiendo desde la presión de burbujeo. El gas que se libera durante cada etapa de expansión, es desplazado de la celda a presión constante y expandido a través de un separador hasta la presión atmosférica, conocidos los volúmenes de gas a la presión de la etapa de estudio y la presión atmosférica, se calcula el factor de compresibilidad del gas (Z). Adicionalmente se puede calcular la gravedad específica y la composición del gas del separador. El líquido remanente en la celda se expande nuevamente y se repite el proceso hasta que la presión alcanza la presión atmosférica. De esta prueba se obtienen las siguientes propiedades relación gas petróleo en solución, factor volumétrico del petróleo, densidad del petróleo, factor volumétrico total, factor volumétrico del gas, gravedad API del petróleo residual, además de la compresibilidad y gravedad específica del gas.
- ❖ **Separación instantánea o Prueba de Separadores:** permite estimar la presión óptima de separación, es decir, aquella que produce menor liberación de gas, crudo con mayor gravedad API y menor factor volumétrico de petróleo. La prueba consiste en liberación instantánea, donde la muestra del crudo saturado a la presión de burbujeo es pasada a través de un separador, lo cual permite conocer el efecto de las condiciones de separación sobre las propiedades del crudo (R_s y B_o). De esta prueba se obtiene la composición del gas separado, la gravedad API del petróleo de tanque, la relación gas- petróleo en solución a presión de burbuja y el factor volumétrico del petróleo, también a presión de burbuja.
- ❖ **Variación de viscosidad de los fluidos con presión:** la viscosidad del petróleo con gas en solución se determina usando el viscosímetro de bola o uno rotacional, que permiten medir esta propiedad a cualquier valor de presión y temperatura. Las variaciones de presión se hacen siguiendo el proceso de liberación diferencial.

Previo a emplear los resultados de estas pruebas en los estudios de yacimientos, se elaboran un conjunto de pruebas de consistencia, estas son las siguientes:

- ❖ Chequeo de temperatura de la prueba.
- ❖ Chequeo de condiciones de recombinación.
- ❖ Prueba de Densidad.
- ❖ Prueba de linealidad de la función “Y”.
- ❖ Prueba de Balance de Materiales.
- ❖ Prueba de Desigualdad.

1.8.4.2 Correlaciones Empíricas

Para aquellos yacimientos que no disponen de un análisis PVT, las Correlaciones permiten estimar la presión de burbuja, la relación gas- petróleo en solución, factor volumétrico del petróleo, viscosidades, compresibilidad, etc.

Estas pueden obtenerse en función de otros parámetros de fácil medición y/ o estimación.

Las Correlaciones de Standing, desarrolladas con 105 pruebas PVT de crudos de California y publicadas en la década 1940, son las más conocidas, pues a partir de estas, se han introducido modificaciones y nuevos estudios para caracterizar otros tipos de petróleos en otras regiones.

En Venezuela, especialmente para el oriente del país, se desarrollaron en 1983 las Correlaciones Meneven- Total, las cuales son modificaciones realizadas a las Correlaciones de Standing y de Vásquez - Beggs, a partir de 336 análisis PVT.

Para calcular la viscosidad de crudos pesados y extrapesados, se han desarrollado un conjunto de Correlaciones que dependen de la temperatura, la presión y la viscosidad de crudo muerto. Entre estas destacan: Vazquez y Beggs; Kartoatmodjo; Labedi y Meneven- Total

1.9 Cálculo de Reservas^{1,19}

Una vez conocida la arquitectura del yacimiento y las propiedades del fluido en éste almacenado, es posible determinar el volumen de hidrocarburo almacenado en el mismo, este concepto es conocido como Petróleo Original en Sitio (POES).

Las reservas representan la cantidad de ese volumen que puede ser recuperado, a partir de ésta se puede estimar el factor de recobro, que representa la fracción que puede ser extraíble del POES.

Cuando el yacimiento es nuevo, el factor de recobro puede estimarse a través de Correlaciones empíricas, tal como la desarrollada por la API. Cuando se cuenta con datos de producción del yacimiento puede estimarse a partir de los análisis de curva de producción, balance de materiales y simulación. Una vez establecido este factor es posible determinar las reservas, a través de la siguiente fórmula

$$Reservas = Fr * POES \quad (53)$$

Donde :

Reservas, bbl

POES, bbl

Fr= factor de recobro, fracción

1.9.1 Tipos de Reservas

En vista que las reservas representan los activos de las empresas, estas son revisan cada vez que se tiene información del yacimiento, con el fin de tener una mejor aproximación de la cantidad de recursos que pueden ser extraídos. Estas pueden dividirse de acuerdo al grado de incertidumbre, tal como se muestra a continuación:

- ❖ **Probadas:** aquel volumen que puede ser extraíble según la información geológica y de ingeniería, que ha sido constatado por pruebas de producción.
- ❖ **Probables:** aquel volumen que puede ser extraíble según la información geológica, pero que no han sido constatadas por pruebas de producción.
- ❖ **Posibles:** aquel volumen contenido en áreas donde existe la posibilidad de acumulación de hidrocarburos, también se incluyen las reservas que se han probado su existencia pero que no son económicamente extraíbles.

1.9.2 Métodos para el cálculo de reservas

Las reservas pueden estimarse, de acuerdo a la cantidad de información que se posea del yacimiento, mediante los siguientes métodos:

1.9.2.1 Método Volumétrico

A partir de éste método se puede estimar el POES, mediante el cálculo del volumen de roca, la porosidad, la saturación de agua connata y el factor volumétrico, éste último para saber el volumen en condiciones de superficie.

Estos factores pueden obtenerse a través de métodos determinísticos o probabilísticos. El primero de éstos emplea el valor promedio para los datos que permiten calcular el POES empleando la siguiente ecuación

$$N = \frac{7758 * V_r * \Phi * (1 - S_{wc})}{\beta_{oi}} \quad (54)$$

Donde :

N: POES, BN

V_r: volumen de roca, acre-pie

S_{wc}: saturación de agua connata, adim.

Φ: porosidad, adim.

β_{oi}: factor volumétrico inicial, BY/BN

El volumen de roca se calcula mediante métodos gráficos a partir de los mapas isopacos y estructurales del yacimiento; la porosidad promedio se calcula a partir del promedio ponderado o aritmético, de igual manera la saturación de agua, dependiendo de los datos con los que se cuente.

El procedimiento probabilístico, los parámetros de la ecuación 54, se presentan en distribuciones de probabilidad, el POES se calcula n veces con estos valores. Luego se grafica la frecuencia acumulada versus los n POES obtenidos, y el POES del yacimiento corresponde al valor promedio, es decir, el valor correspondiente a la frecuencia acumulada del 50%.

1.9.2.2 Curvas de Declinación de Producción²⁰

La declinación o disminución de la capacidad de producción, ocurre cuando la las condiciones de presión; propiedades de fluidos, especialmente la movilidad; o las condiciones mecánicas del pozo, se alteran provocando deficiencia en su productividad.

Arnold y Anderson, definen la caída de producción como una fracción, expresada en porcentaje mensual denominado declinación.

Este es un método dinámico de estimación de reservas, ya que se analizan las curvas de producción de petróleo por pozo o por yacimiento.

El procedimiento consiste en graficar las tasas de producción versus tiempo, se establece una tendencia que represente el comportamiento de la historia de producción, la cual se extrapola para predecir las reservas recuperables.

La suposición básica de éste método es: “todos los factores que han afectado al yacimiento en el pasado, lo seguirán afectando en el futuro”. Las curvas de declinación son afectadas por los siguientes factores:

- ❖ Períodos desiguales de tiempo en las medidas.
- ❖ Precipitación de asfaltenos y parafinas.
- ❖ Conificación de agua y/o gas.
- ❖ Arenamiento, hidratación de arcillas.
- ❖ Cambios en la estrategia de explotación.
- ❖ Cambio en la productividad de los pozos.
- ❖ Completación de nuevos pozos.
- ❖ Interrupción de los programas de producción.
- ❖ Veracidad de información disponible.
- ❖ Prorrato.

Las tendencias que pueden seguir las curvas de declinación son las siguientes:

❖ Declinación Exponencial

Una curva de producción tiene tendencia exponencial, cuando la variación de la tasa de producción con el tiempo ($\frac{\partial q}{\partial t}$), expresada como una fracción de ella misma es una constante, tal como se muestra la ecuación.

$$D = -\frac{\frac{\partial q}{\partial t}}{q} \quad (55)$$

Donde

D: declinación, 1/Días.

q: tasa de petróleo, BND.

A partir de ésta se obtiene la ecuación que permite realizar predicciones de tasa a cualquier tiempo

$$q = q_i * e^{-D*(t-t_i)} \quad (56)$$

Donde

q: tasa de producción estimada, BND

q_i: tasa de petróleo a t_i, BND.

D: declinación, 1/Días

t: tiempo del pronóstico, Días.

t_i: tiempo de inicio de producción, Días

Este tipo de declinación ocurre, generalmente, cuando el yacimiento se encuentra por encima del punto de burbujeo y produce por la expansión del petróleo.

❖ Declinación Hiperbólica

Es aquella donde la variación del inverso de la constante de declinación con el tiempo es una constante, tal como se aprecia en la ecuación 57.

Donde

$$a = \frac{1}{D} = -\frac{q}{\partial q / \partial t} \quad (57)$$

D: declinación, 1/D.
q: tasa de petróleo, BND.

La ecuación para elaborar predicciones con este método, es la siguiente:

Donde

$$q = q_i * (D_i * b * t + 1)^{-1/b} \quad (58)$$

q: tasa de producción estimada, BND
q_i: tasa de petróleo a t_i, BND.
D: declinación, 1/Días
t: tiempo del pronóstico, Días.
t_i: tiempo de inicio de producción, Días
b: $\partial a / \partial t$, adim

Ocurre generalmente en los casos donde el empuje predominante es la gravedad.

❖ Declinación Armónica

Es un caso particular de la declinación hiperbólica, en la cual b tiene el valor de uno (1). Este tipo de declinación pocas veces aparece en casos reales, sin embargo, puede mencionarse la producción de petróleo de alta viscosidad por empuje de acuífero, como consecuencia de la relación desfavorable de viscosidades.

1.9.2.3 Balance de Materiales y Simulación

El balance de materiales se fundamenta en el principio de conservación de la energía, estableciendo como volumen de control el yacimiento.

El volumen de control permanece constante, y puede determinarse cada vez que se produce una reducción de la presión del yacimiento, como consecuencia de la

producción de los fluidos contenidos en el mismo, ya que el volumen de los fluidos contenidos en el yacimiento más el volumen producido de los mismos, es igual al volumen que se encontraba en el yacimiento en condiciones iniciales.

Los cálculos de los volúmenes de fluidos deben realizarse a las mismas condiciones de presión y temperatura, para que tenga validez. Esta técnica permite estimar producciones, cuantificar reservas y calcular factores de recobro.

La simulación es una herramienta basada en el principio de balance de materiales, que elabora un cálculo refinado de las reservas del yacimiento, pues divide al yacimiento en pequeñas porciones denominadas celdas, a las cuales les asignan las propiedades de volumen, roca y fluido; de esta manera se puede estimar el movimiento de fluidos, las reservas, las presiones, etc.

Las principales razones para emplear el simulador son las siguientes:

1. **Económicas:** es la mejor forma de complementar un manejo del yacimiento, un modelo de yacimiento realístico, pues es una de las herramientas que permite elaborar planes para desarrollo de campos, pre-existentes o nuevos, estimaciones de equipos operacionales (apoyo a la explotación, tales como compresores, etc.), reducción de costos operacionales, además brinda información sobre efectos que tendrán los cambios de estrategias de producción, y la posterior extracción de reservas.
2. **Toma de Decisiones:** la simulación representa una excelente herramienta para predecir las consecuencias de las decisiones tomadas con respecto a los planes de explotaciones, a través del análisis de las predicciones de presiones, saturaciones de fluidos y el comportamiento individual de pozos.
3. **Monitoreo del comportamiento del yacimiento:** cuando el flujo en el yacimiento es relativamente complejo, se dificulta la gerencia del yacimiento a través de métodos convencionales, pero el simulador incluye información geológica, geofísica y sísmica hace más factible reproducir el comportamiento real del yacimiento y predecir los cambios aplicados al mismo.

1.10 Análisis de Curvas de declinación Inversa²¹

La curva de declinación inversa, se obtiene al graficar el recíproco de la tasa bruta del pozo ($1/q$) versus el logaritmo del tiempo de producción acumulado. Esta curva puede emplearse para determinar la permeabilidad del yacimiento y efecto superficial, si la historia de presión es conocida.

Esta técnica emplea las ecuaciones que se ajustan a la solución de flujo radial, que convierte la historia de producción de un pozo al equivalente de una prueba de abatimiento de presión.

Las ventajas que ofrece este método, en comparación con las curvas tipo de Horner y Greengarten, es un mejor estimado de las propiedades antes expuestas, porque la historia de producción incluye los siguientes estados de flujo: pre- radial, radial y pseudoestacionario.

La metodología creada por Rietman²¹ propone, que la permeabilidad y el efecto superficial, puede estimarse al calcular la pendiente y la intersección con el eje de las ordenadas respectivamente, de la recta que se forma en la grafica del recíproco de la tasa contra el logaritmo del tiempo, como consecuencia del flujo radial.

El proceso de predicción es iterativo, pues con las propiedades estimadas se calcula la tasa, y se reproduce la curva del recíproco contra el logaritmo del tiempo nuevamente, luego se superpone con la curva original.

Si la desviación es alta, se traza una nueva recta para calcular permeabilidad y efecto superficial, se inicia el ciclo nuevamente. La iteración se detiene cuando la desviación entre la curva real y la estimada es menor o igual al quince por ciento.

Es importante señalar, que este método al igual que otros que emplean curvas de declinación, requieren de una historia producción significativa para evaluar estas propiedades.

2 Procesos de Recuperación¹

Una vez calculadas las reservas, estas pueden producirse a través de diversos procesos, convencionales o mejorados, los cuales involucran diferentes mecanismos que permiten la producción de los fluidos.

Los métodos primarios emplean la energía del yacimiento, mientras los secundarios aumentan la energía del yacimiento mediante la inyección de fluidos para aumento o mantenimiento de presiones.

Los métodos terciarios permiten crear modificaciones en las propiedades del fluido, a fin de favorecer la razón de movilidad.

La mayoría de los yacimientos producen en flujo natural, en los primeros meses de producción, la instalación de un método de levantamiento dependerá del comportamiento de la producción.

En algunos casos, puede comenzarse un proceso de recuperación terciaria, sin la necesidad del desarrollo previo de recuperación secundaria. Adicionalmente, la aplicación de recuperación secundaria, no termina con aplicación de mecanismos mejorados de producción. A continuación se muestra un esquema general de estos métodos.

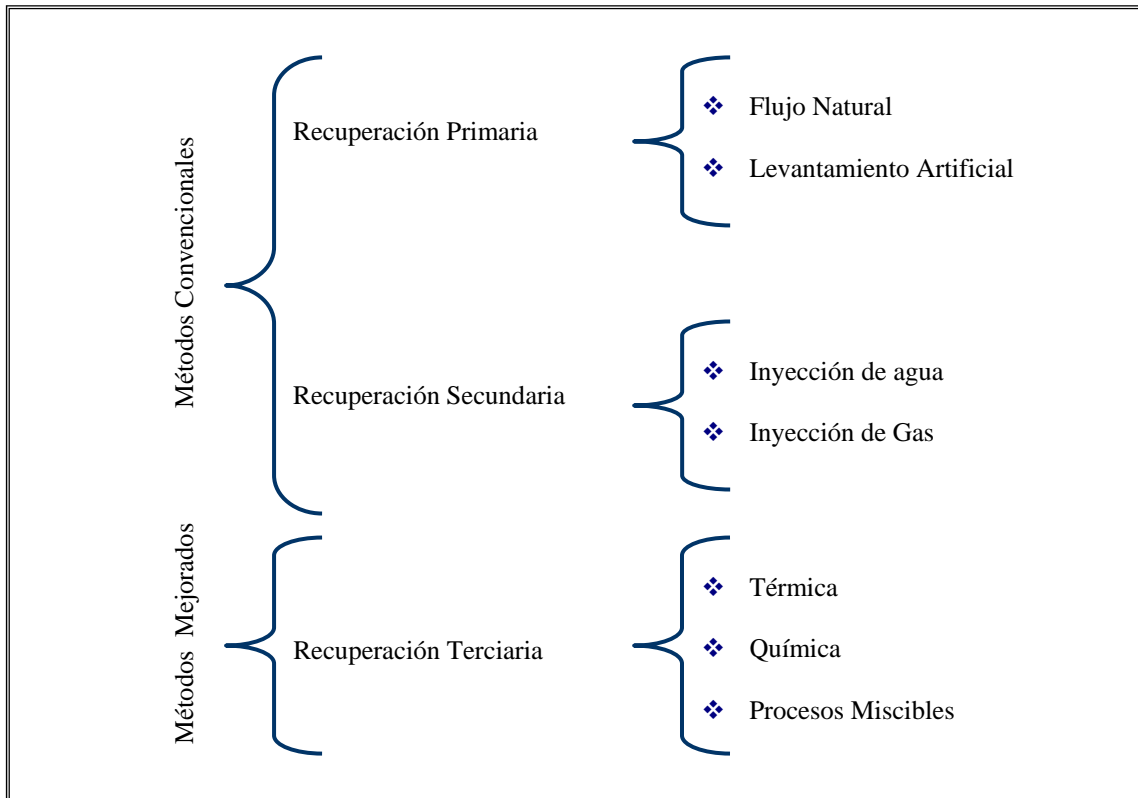


Figura 12 Procesos de Recuperación

Para establecer el método de recuperación, es necesario conocer los mecanismos naturales de producción del yacimiento que favorecen al proceso de extracción. Estos son:

- ❖ Empuje por Expansión de la roca y fluidos.
- ❖ Empuje por gas en solución.
- ❖ Empuje por capa de gas.
- ❖ Empuje hidráulico.
- ❖ Empuje por gravedad.

2.1 Métodos de Levantamiento Artificial

Los métodos de levantamiento artificial se emplean para mantener o iniciar la producción de aquellos yacimientos que no son capaces de producir por mecanismo natural, ya que el objetivo principal que se logra con éstos es reducir la presión de fondo fluyente, con el fin de aumentar el diferencial de presión entre el yacimiento y el pozo, pues la ecuación de Darcy, establece que la tasa de producción es directamente proporcional a este diferencial de presión, en consecuencia al aumentarlo también se incrementa la tasa de producción. En definitiva los fluidos de la formación pueden desplazarse desde el yacimiento hasta la superficie a una tasa económicamente aceptable.

Desde la época egipcia, se han extraído fluidos de los yacimientos mediante la aplicación de algunos métodos de levantamiento, que aunque precarios cubrían las necesidades existentes para entonces. El primer sistema de levantamiento artificial comercial empleado para la extracción de petróleo, del cual se tiene conocimiento, fue desarrollado por el Coronel Drake en Octubre de 1859, el cual estaba constituido por una bomba, que fue localizada a diez pies de superficie, y permitió levantar una mezcla de crudo y agua²². Desde entonces han pasado más de 140 años y aun hoy, las bombas siguen siendo el método de levantamiento más popular de producir mezclas de agua/petróleo y agua/petróleo/gas, ya que las estadísticas indican que más del 80% de los pozos que producen por mecanismos artificiales a nivel mundial emplean en sus configuraciones bombas.

Existen diferentes métodos de levantamiento artificial, su selección depende principalmente de las características del sistema yacimiento- pozo – instalaciones de superficie, pues en conjunto determinan si es posible o no la aplicación de un determinado mecanismo de levantamiento. Además de los resultados arrojados por el análisis económico de los costos generados por capital, operación y servicio de estos sistemas.

La tabla anexa muestra las características principales de los métodos de levantamiento

Tabla 4 Características de los métodos de levantamiento artificial

Característica	Mecánico	Bomba de Cuidad Progresiva	Levantamiento por gas	Hidráulico Pistón	Bombeo Hidráulico Jet	Bombeo Electrosumergible
Profundidad de operación	500- 11000	2000- 4000	5000- 8000		10000	1000- 10000
Tasa de Producción	20- 1500		200- 10000	500	1000	200- 20000
Temperatura de operación	100-250	75- 110	100- 250	100- 250	100- 250	100- 275
Manejo de gas			Excelente	No se recomienda	No se recomienda	Emplear separador
Manejo de Sólidos		Excelente	Bueno	No se recomienda	Bueno	No se recomienda
Gravedad API	>8	<35	>15	>8	>8	>10
Energía	Gas o Eléctrica	Gas o Eléctrica	Compresor	Eléctrica	Eléctrica	Motor eléctrico

La optimización de los sistemas de producción ha contribuido en la búsqueda de tecnología que permita mejorar los sistemas de levantamiento, a fin de dar cumplimiento a las necesidades de un mercado cada vez más exigente. Adicionalmente han aparecido los sistemas híbridos, que permiten combinar las ventajas de los métodos artificiales, logrando mejoras en la extracción de fluidos del yacimiento, tal como jet-lift, el cual combina el levantamiento artificial por gas y el bombeo hidráulico jet. A continuación se describen los principales métodos de levantamiento.

2.1.1 Bombeo Electrosumergible

El sistema de bombeo electrosumergible (BES) es una configuración de bombas eléctricas de múltiples etapas, suspendidas en la tubería de producción, que permiten la extracción de los fluidos del yacimiento.

El funcionamiento del conjunto se logra mediante el principio de transformación de energía, pues la energía eléctrica suministrada al motor de fondo, acciona la bomba y de esta manera se genera la energía potencial que se transmite a los

fluidos provenientes de las perforaciones, la cual permite que éstos se trasladen hasta superficie.

La versatilidad del mismo permite diversas aplicaciones adicionales al bombeo de fluidos desde el fondo del pozo hasta superficie; con solo cambiar la configuración se puede: incrementar presiones para producción, inyección de fluidos, inyección interzonal, entre otras.

Se recomienda BES en pozos con altas tasas de producción (200- 60000 bbl/d), alto índice de productividad, alta relación agua- petróleo, pues puede extenderse la vida activa del pozo, y baja relación gas- líquido; aunque esta última condición no representa una limitante, ya que para pozos con altos valores de relación gas- liquido puede emplearse un separador en la configuración del diseño. No presenta problemas con pozos desviados y costa afuera, yacimientos profundos y crudos viscosos. Sin embargo, este sistema no puede aplicarse en pozos con completaciones múltiples ni en profundos con bajas tasas de producción.

2.1.1.1 Componentes del Sistema Electrosumergible

En una instalación convencional (ver Fig. 13), el equipo de bombeo se coloca por encima de las perforaciones, obligando al fluido del pozo a pasar por el motor y de esta manera se logra el enfriamiento del mismo. Cuando la bomba se asienta por debajo de las perforaciones el efecto del enfriamiento se elimina, razón por la cual se instala una campana, con el fin de desviar el fluido del pozo hasta el motor.

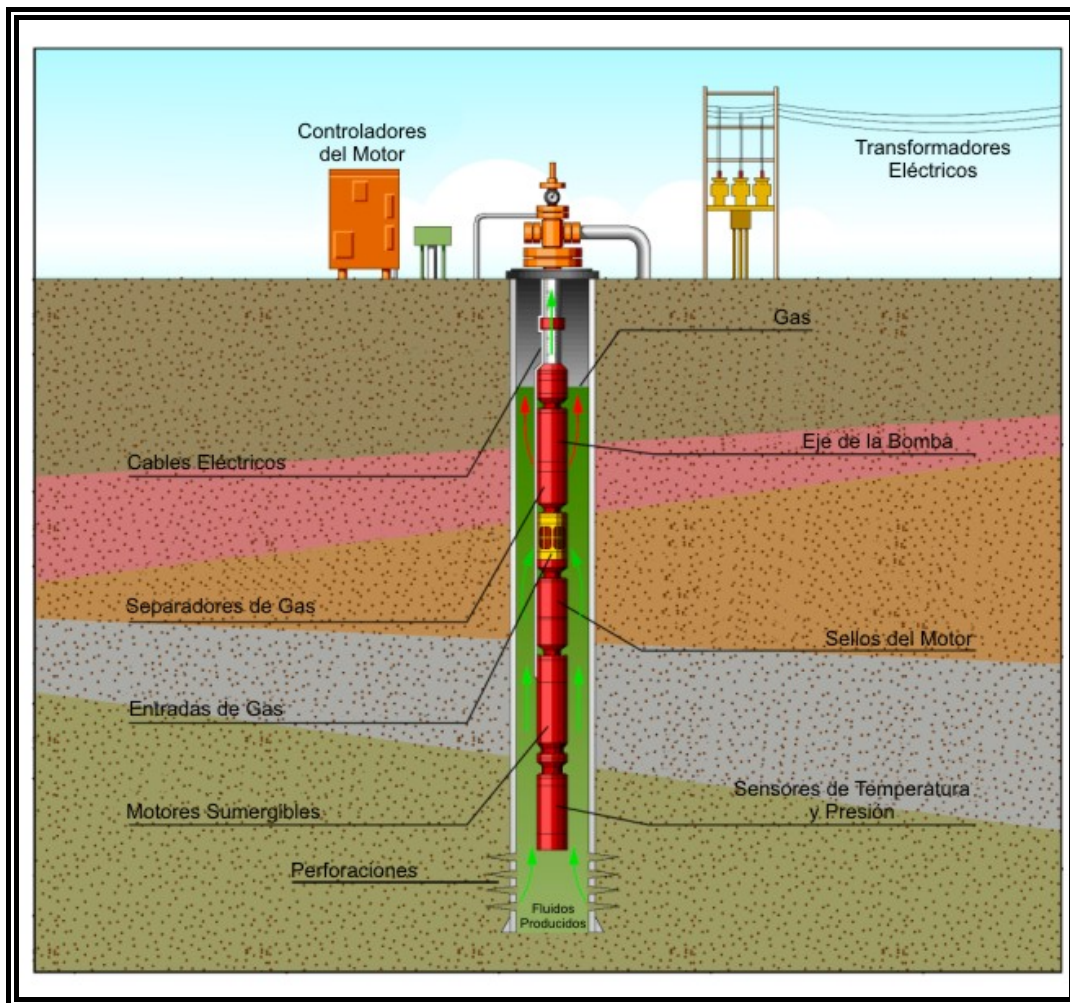


Figura 13 Sistema electrosomergible

❖ Componentes de Superficie ²⁵

- ❖ **Transformadores:** permite como bien lo indica su nombre cambiar el voltaje primario de la línea eléctrica, al voltaje requerido por el motor.
- ❖ **Panel de control:** controlar las diferencias de cargas sobre la instalación, es decir, suministra las frecuencias y voltajes necesarios para el funcionamiento óptimo del motor. Además permite arrancar el sistema sin daños al motor, detener el sistema de bombeo cuando existe sobrecarga o baja carga.
- ❖ **Variador de frecuencia:** es un controlador del motor que permite operar el sistema en diferentes rangos de frecuencia, lo cual permite ajustar la velocidad de la bomba.

- ❖ **Caja de empalme:** su función es ventear a la atmósfera, cualquier fuga de gas procedente del cable eléctrico, evitando de esta forma que ésta llegue al panel de control ocasionando una explosión. Se recomienda localizarla a quince pies desde el cabezal del pozo, y elevarse de 2 a 3 pies por encima del suelo, debido a que se instala en las cercanías del pozo su diseño debe cumplir ciertas especificaciones de seguridad.
- ❖ **Cabezal del pozo²⁴:** se encarga de sostener el peso total del equipo de fondo y permite el paso del cable del motor, funcionando como elemento sellante entre la tubería y éste.

- ❖ **Componentes de Subsuelo²⁴**
 - ❖ **Cable Eléctrico:** se emplea el tipo de cable trifásico, el cual esta constituido por un conductor y un aislante, a través de éste se suministra la energía eléctrica requerida por el motor. Para la selección del cable es necesario considerar la temperatura de fondo, pues esta variable afecta las propiedades físicas de los materiales que lo constituyen, además de disminuir su eficiencia, es importante señalar que el límite de temperatura no debe exceder los 350 °F . Se debe tomar en cuenta los requerimientos del motor y el espacio entre revestidor y tubería; de este último factor dependerá el diámetro del cable y en consecuencia el tipo.
 - ❖ **Motor:** se encarga de suministrar la potencia para poner en movimiento la bomba centrífuga. Los modelos empleados son del tipo inducidos, dos polos y trifásicos, los cuales operan en un promedio de 3500 revoluciones por minuto (RPM) a 60 Hertz y 2900 RPM a 50 Hertz. La energía requerida por unidad de tiempo que debe ser suministrada a este dispositivo depende del número de etapas de las bombas y el tipo de fluido a producir.
 - ❖ **Sección Sellante:** se encuentra ubicado entre la bomba y el motor. Su función principal es brindarle protección al motor, ya que evita que los fluidos provenientes de las perforaciones entren en contacto con el mismo. debido a que actúa como un

ecualizador de presiones gracias a las cámaras que lo constituyen, éstas pueden ser de bolsa o laberínticas.

- ❖ **Separador de gas:** se coloca entre el protector y la bomba, cuando el existe un alto volumen de gas libre. Como bien lo indica su nombre separa el gas del liquido de la succión de la bomba, y lo conduce fuera de ésta, convirtiéndose de esta manera en la entrada de la bomba. Existen dos tipos, dependiendo del concepto de separación, estos son: centrífugos o por reducción de presión.

- ❖ **Bomba Centrifuga Multietapas:** son del tipo centrífugo de múltiples etapas. Cada etapa esta constituida por un impulsor y un difusor. El primero se encarga de suministrar energía cinética al aumentar la velocidad del fluido mientras lo desplaza tangencialmente hasta la periferia del mismo, luego el difusor transforma esta velocidad en presión, para enviar el fluido hasta el próximo impulsor. El número de etapas dependerá de la presión que deberá suministrar el sistema para levantar la columna de fluido desde el fondo del pozo hasta superficie, ya que cada una de las bombas provee una determinada altura de levantamiento de líquido y la suma de esta debe ser igual a la presión a suplir por el sistema. Las bombas están diseñadas para trabajar con agua, cada una de ellas viene acompañada por una curva de diseño, que indica en el encabezado cuantas etapas tiene la bomba y las revoluciones a las cuales trabaja, contiene tres curvas: eficiencia de la bomba, levantamiento de fluido y los caballos de fuerza, todas dependientes de la capacidad o tasa del pozo. También muestra el rango al cual debe operarse la bomba, tal como se aprecia en color gris en la figura 14.

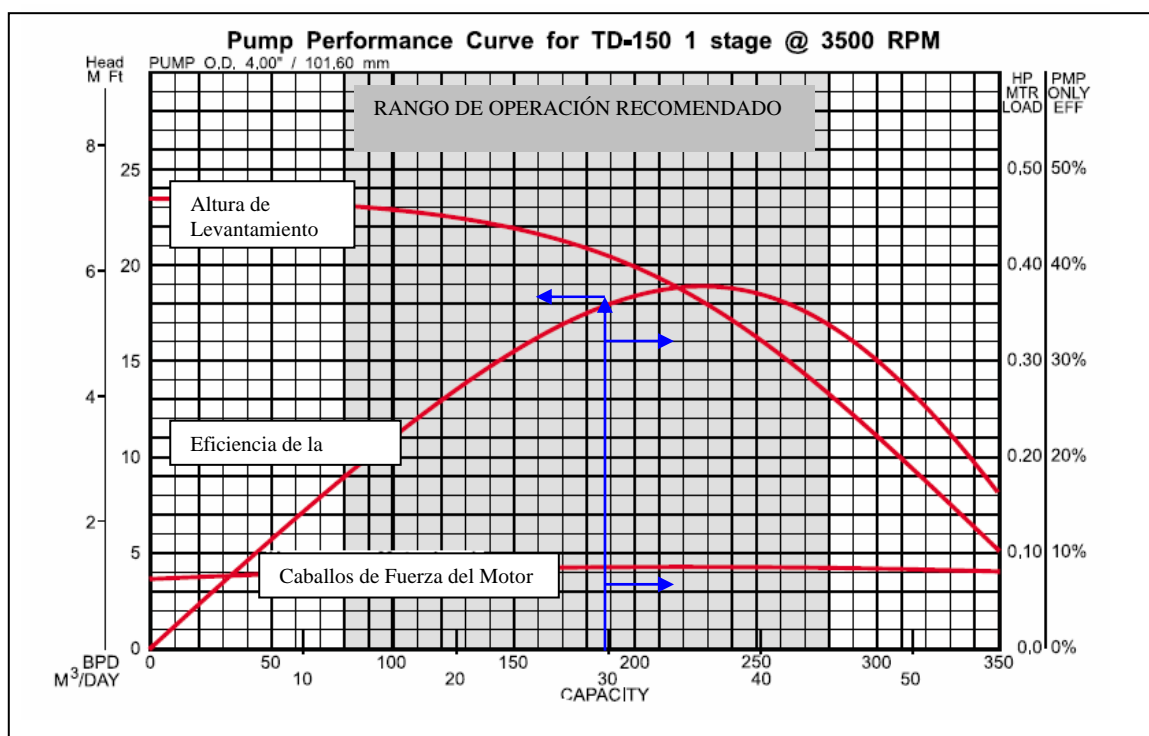


Figura 14 Curva Típica de una BES

- ❖ **Válvulas:** en el sistema se colocan dos válvulas, la primera es la válvula de contrapresión, localizada en la parte superior de la última bomba, su función es evitar que se regrese fluido desde la tubería hacia la bomba en períodos de cierre de pozo. La otra válvula empleada es la de purga, que permite vaciar la tubería en operaciones de remoción del sistema de bombeo.

2.1.2 Bombeo Mecánico²⁶

El principio general de funcionamiento de bombeo mecánico, es muy conocido, fundamentalmente consiste en la combinación simple de un cilindro y un pistón o émbolo, que posee una válvula de succión y una de descarga para desplazar fluidos desde el pozo hasta la tubería, y de allí a la superficie.

El sistema de subsuelo, se acciona desde las unidades de superficie, las cuales transmiten la energía hasta el fondo del pozo, pues proporcionan el movimiento

reciprocante apropiado con el propósito de accionar la sarta de cabillas y consecuentemente a la bomba de subsuelo.

El levantamiento esta dividido en cuatro etapas, la primera se inicia cuando la válvula viajera está cerrada, soporta todo el peso del fluido en la tubería de producción, es allí cuando la válvula fija está comenzando a abrirse para dejar entrar el fluido del pozo a la bomba. Esta situación ocurre inmediatamente al comienzo de la carrera o recorrido ascendente del pistón.

Seguidamente, el pistón se mueve hacia arriba levantando la carga total de la columna de fluido. La válvula viajera permanece cerrada mientras que la válvula fija permanece abierta. En estas condiciones la presión debida al nivel de fluido en el revestidor, actúa directamente sobre la parte inferior del pistón.

Cuando el pistón se encuentra en el extremo superior del recorrido, la carga se transfiere de la bomba a la tubería de producción; en ese momento la válvula viajera comienza a abrirse y la válvula fija a cerrarse.

Finalmente el pistón, comienza su recorrido descendente moviéndose a través del fluido contenido en el cilindro de la bomba. La válvula viajera permanece abierta y la fija cerrada. Una vez concluida esta etapa, el ciclo se repite sucesivamente.

Este sistema es recomendado para la extracción de crudos viscosos, en pozos poco profundos, de baja productividad. Para su diseño es necesario conocer las configuraciones de pozos para seleccionar la bomba, la viscosidad del fluido para estimar las pérdidas por fricción, la profundidad de las perforaciones con el fin de estimar la profundidad de asentamiento y temperatura.

2.1.2.1 Componentes del Bombeo Mecánico

El método consiste en una unidad de bombeo de superficie que es abastecida con energía suministrada a través de un motor eléctrico o de combustión interna, una sarta de cabillas y una bomba de subsuelo de desplazamiento positivo. La unidad de superficie le trasmite energía a la bomba de subsuelo a través de la sarta de cabillas, es decir, que el movimiento rotativo de la unidad de superficie se convierte en movimiento reciprocante en el subsuelo. La figura anexa muestra el sistema de bombeo mecánico convencional.

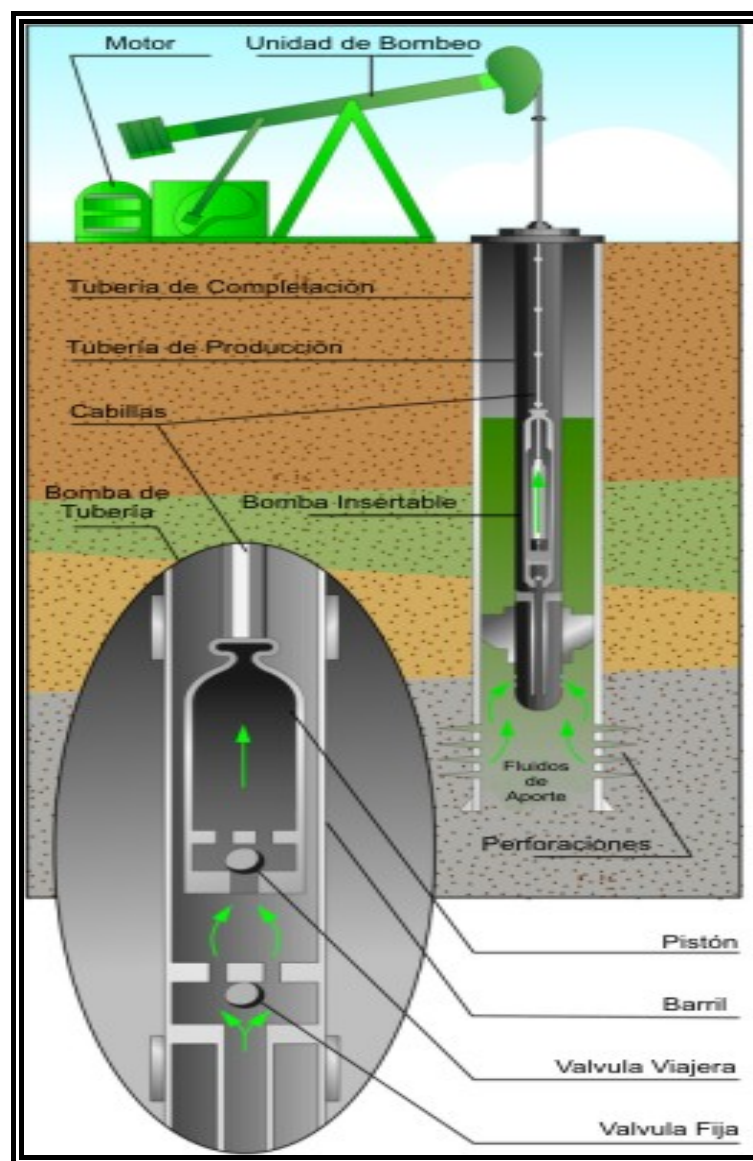


Figura 15 Sistema de Bombeo Mecánico

❖ Componentes de Superficie

- ❖ **Unidad de balancín:** la velocidad del balancín depende de las revoluciones por minuto de la máquina motriz, así como también de la longitud de la carrera y del contrapeso que actúa frente a las cargas de las cabillas y fluido del pozo. En la unidad de balancín se encuentra el embrague, el cual inicia o detiene el movimiento, además de un freno que detiene la unidad de inmediato en la posición deseada. Las unidades pueden ser descritas de acuerdo a la localización o al contrapeso, de allí se distinguen el balancín tipo contrapeso, el balancín balanceado por aire y el bombeo convencional
- ❖ **Unidad hidráulica:** usan aire comprimido como fuerza de contrapeso, se caracterizan por: no poseer caja reductora y otros mecanismos, por lo tanto, lucen más sencillos que las unidades de balancín; no se aplica el efecto de torque, por esta razón, el parámetro fundamental para la selección de estas unidades lo representa la carga máxima que puede soportar la barra pulida; y la longitud de la carrera en las unidades hidráulicas de superficie es generalmente mayor que las obtenidas con las unidades de balancín, en consecuencia, se logra la misma producción con menor velocidad de bombeo.
- ❖ **Motores eléctricos y de combustión interna:** suministran la fuerza requerida en la operación de la unidad de superficie de un sistema de bombeo mecánico. Son instalados en rieles deslizadores que permiten mantener la rigidez adecuada de las correas, para evitar desgastes en los cojinetes. Los criterios de selección del motor dependen, fundamentalmente, de las características de los equipos de bombeo seleccionados, las propiedades de los fluidos del pozo y las características del pozo.

❖ Componentes de Subsuelo

- ❖ **Bombas de subsuelo:** es una bomba pistón de desplazamiento positivo, que funciona por diferencias de presión, mediante bolas y asientos, para permitir la entrada y salida de fluidos en ciclos periódicos sincronizados. Sus principales elementos son: el cilindro o barril donde se admite y desplaza el fluido; el émbolo o pistón, equipado con una válvula de contrapresión o válvula viajera que controla la entrada

de fluidos de la bomba al interior del pistón; y la válvula fija, , controla la entrada de fluidos desde el pozo al interior de la bomba, generalmente consiste en un válvula de contrapresión de tipo sello-bola. Las bombas se clasifican en tres tipos: tubería, la bomba insertable o de cabilla, y las bombas de revestidor,

- ❖ **Cabillas de succión:** las principales funciones de la sarta de cabilla de succión en un sistema de bombeo mecánico son las siguientes: Transferir energía, soportar cargas y accionar la bomba, en vista que sirven de conexión entre la bomba de subsuelo y la unidad de bombeo instalada en la superficie. *La barra pulida* es la primera cabilla del sistema, y opera con una empaadura de goma llamada *prensa-estopa*, la cual se instala en el cabezal del pozo. Existen diversas clases de cabillas de succión de las cuales las más conocidas y utilizadas son: las convencionales (API), las continuas y as de fibra de vidrio.

2.1.3 Levantamiento Artificial por Gas²³

El levantamiento artificial por gas es una técnica que consiste en levantar los fluidos desde el fondo del pozo, mediante la inyección de gas, este proceso puede realizarse de dos maneras, la primera conocida como levantamiento artificial por gas de flujo continuo, consiste como lo indica su nombre, en la inyección continua del gas al pozo a una tasa relativamente lenta. El segundo método lleva el nombre de levantamiento artificial por gas de flujo intermitente, en el cual el gas se inyecta al pozo en ciclos a tasas muy elevadas.

El levantamiento por gas continuo es el método de levantamiento artificial que presenta mayor similitud al proceso de flujo natural. La inyección del fluido al pozo se efectúa a través de una válvula de levantamiento artificial por gas.

El proceso de levantamiento por flujo continuo, se logra gracias a la reducción del peso de la columna de fluido, lograda por la inyección del fluido. A medida que el gas se desplaza hacia la superficie, se va expandiendo por la disminución de la presión. El gas y el petróleo pueden fluir por separado al alcanzar la superficie.

En el proceso de inyección intermitente, el gas y el petróleo forman tapones de flujo, ya que el gas entra al pozo a alta velocidad, cuando se alcanza la presión de operación de la válvula, desplazando la cantidad de fluido que se encuentra en la tubería.

El levantamiento artificial por gas intermitente se recomienda para pozos de bajo caudal, es decir, aquellos pozos que produzcan menos de 100 barriles diarios.

La inyección puede efectuarse por el anular, configuración abierta, o por la tubería de producción, configuración cerrada o semi - cerrada, la selección dependerá de la configuración del pozo y de la productividad del mismo.

Es considerado como el sistema de levantamiento con menor costo de operación e instalación. La producción de arena del pozo no afecta a los equipos de levantamiento artificial por gas en el subsuelo. Se recomienda para pozos con relación gas-petróleo relativamente altas.

La principal limitación del sistema es la disponibilidad gas natural, ya sea gas disuelto en los líquidos producidos, o gas de alguna fuente externa.

2.1.3.1 Componentes del Sistema de Levantamiento Artificial por gas

Los componentes para ambos sistemas son los mismos, sin embargo, el diseño, la operación y espaciamiento de las válvulas hace la diferencia entre estos dos tipos de levantamiento artificial por gas. La figura anexa muestra el sistema de levantamiento de gas convencional.

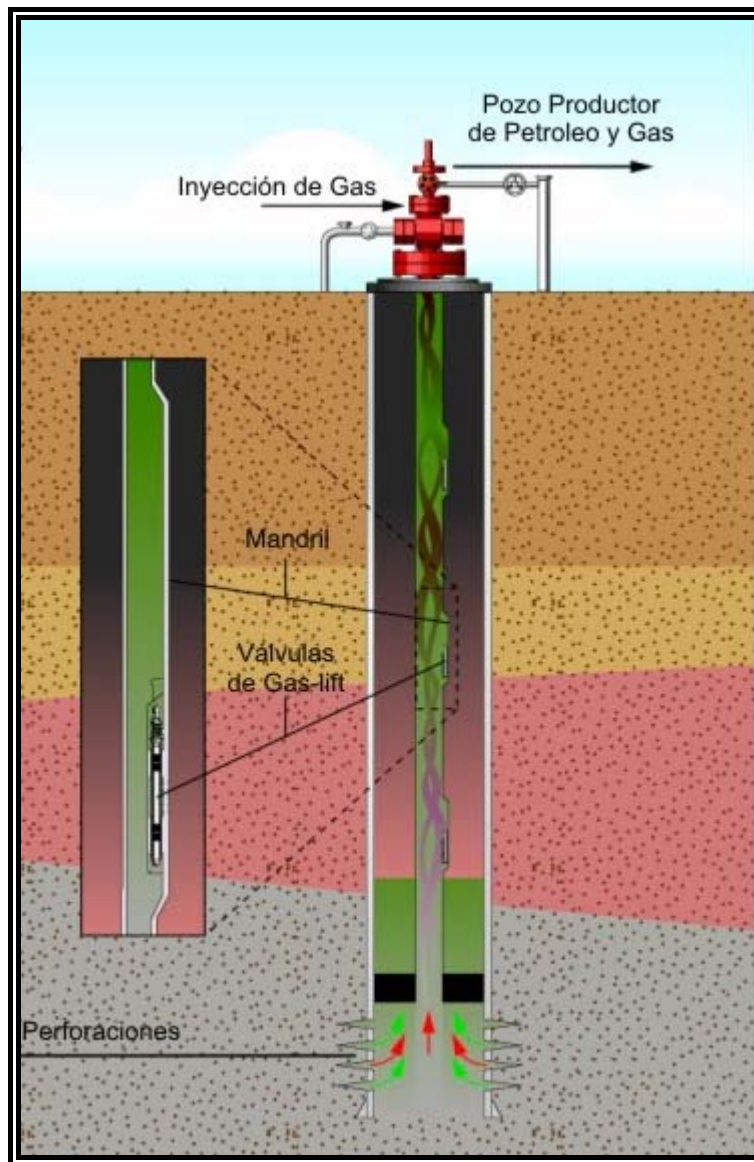


Figura 16 Sistema de levantamiento artificial por gas

❖ **Componentes de Superficie**²⁷

- ❖ **Compresor:** se encarga de comprimir el gas natural y enviarlo hasta los pozos.
- ❖ **Líneas de inyección:** transportan el gas comprimido desde la estación de compresión hasta los cabezales de cada pozo.

❖ Componentes de Subsuelo²⁷

- ❖ **Válvula de levantamiento artificial por gas:** se emplean para los dos tipos de procesos de inyección. Permite el paso de gas desde el anular hacia la tubería de producción, se accionan por la aplicación de presión sobre ella. Esta constituida por: la nariz, que permite el paso del gas desde el anular hasta la tubería de producción, a través del cuerpo de la válvula ; y la traba o candado que permite la colocación y extracción de la misma.
- ❖ **Mandril:** es una sección de la tubería de producción que permite colocar la válvula a la profundidad deseada. Pueden ser del tipo convencional, en el cual la válvula se enrosca externamente, o de bolsillo, el cual posee un receptáculo donde se coloca la válvula.

2.1.4 Bombeo de Cavidad Progresiva²⁸

La bomba de cavidad progresiva está constituida principalmente por un engranaje formado por dos elementos helicoidales: el rotor y el estator, inserto uno dentro del otro, con ejes longitudinales paralelos, donde el componente exterior posee un paso más que el componente interior. Al hacer girar el elemento rotor en el elemento exterior, los volúmenes se desplazan sin deformación siguiendo un movimiento helicoidal a lo largo del elemento exterior. Las hélices deben girar más de una vuelta, permitiendo de esta manera que la bomba descargue con baja presión lo que crea una expansión de un fluido, sin que sea necesario el uso de válvulas de retención.

Se han desarrollado dos tipos de geometrías para bombas de cavidades progresivas, la de lóbulo simple y la multi lóbulo, siguiendo el principio de Moineau, basado en el ajuste geométrico entre la única parte móvil (rotor), la cual gira excéntricamente en el elemento estacionario (estator). En la geometría simple, el rotor presenta una sección transversal circular, mientras en la multi lobular la sección transversal es elíptica.

El bombeo tipo tornillo se caracteriza por manejar crudos de alta y baja gravedad API. Sin embargo, no se recomienda para pozos profundos, pues la profundidad recomendada de asentamiento no debe pasar los 4000 pies. Adicionalmente, es necesario considerar la temperatura, los componentes aromáticos del crudo, la relación gas- petróleo y la viscosidad del fluido, para seleccionar el elastómero.

2.1.4.1 Componentes del Sistema de Cavidades Progresivas

El sistema de bombeo por cavidades progresivas esta constituido por una bomba rotativa de desplazamiento positivo, cuyos componentes principales son un rotor y un estator. En ella el crudo es desplazado en forma continua hasta la superficie por medio del rotor que gira dentro del estator, formando cavidades progresivas ascendentes, esta bomba está constituida esencialmente por un espiral engranaje, compuesto de dos elementos helicoidales insertos el uno al interior del otro y con ejes longitudinales paralelos pero no confundidos. El elemento exterior (estator) tiene un paso o diente más que el interior (rotor). El número de pasos de dos elementos puede ser de cualquier valor bajo la condición que difiera una unidad. El elemento interior está diseñado de tal manera, que cada uno de los pasos o dientes esté permanentemente en contacto con el elemento exterior. La figura 17 muestra un esquema general del sistema.

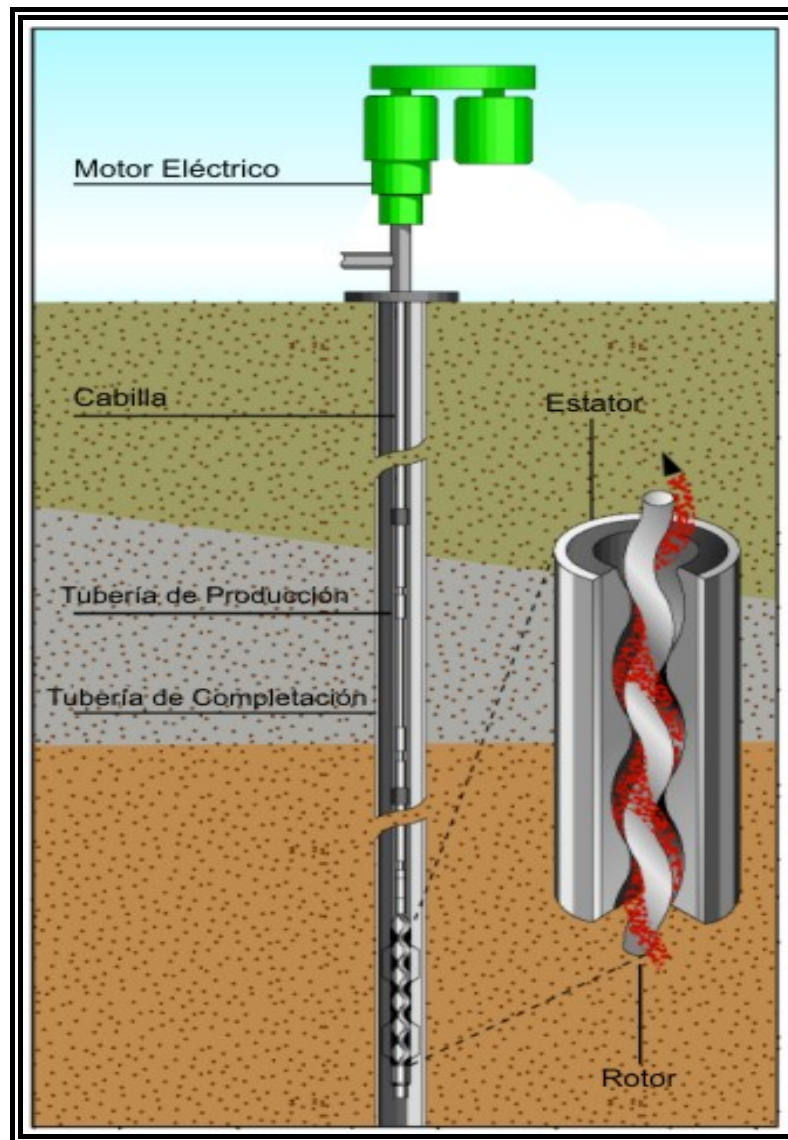


Figura 17 Sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas

❖ **Componentes de superficie**

- ❖ **Cabezal de rotación:** su principal función es soportar el peso de la sarta de cabillas y del fluido que se eleva desde el fondo, al mismo tiempo que las hace rotar, este movimiento es posible debido a la caja de velocidades que tiene acoplada.
- ❖ **Motor:** se encarga de accionar el cabezal giratorio, este puede ser eléctrico, de combustión interna o hidráulico.

- ❖ **Barra Pulida:** es un tubo sólido de acero inoxidable, que se conecta a la sarta de cabillas en la parte inferior, mientras en la parte superior se conecta con el cabezal giratorio mediante la instalación de una grapa.
- ❖ **Prensa Estopa:** se encarga de sellar el espacio entre la barra pulida y la tubería de producción, con el fin de evitar la comunicación. El diámetro interno de este elemento depende del diámetro de la barra pulida.
- ❖ **Componentes de subsuelo**
 - ❖ **Sarta de Cabillas:** se encargan de transmitir la potencia desde superficie hasta la bomba, pues le transmiten el movimiento rotatorio al rotor. Estas cabillas están sometidas a una carga axial constante y un par torsor, que genera el movimiento.
 - ❖ **Estator:** es una hélice doble interna, elaborada de un elastómero sintético el cual está adherido a un tubo de acero. En el estator se encuentra una barra horizontal en la parte inferior del tubo que sirve para sostener el rotor y a la vez es el punto de partida para el espaciado del mismo. El diseño o selección del mismo debe ser tal que resista las condiciones de temperatura del pozo y los fluidos que se producen del yacimiento.
 - ❖ **Rotor:** suspendido y rotado por las cabillas, es la única pieza que se mueve en la bomba. Consiste en una hélice externa con un área de sección transversal redondeada, tornada a precisión, hecha de acero al cromo para que sea resistente a la abrasión. Tiene como función principal bombear el fluido girando de modo excéntrico dentro del estator.
 - ❖ **Ancla o separador de gas:** permite la separación del gas del petróleo, a partir del principio de diferencia de densidades.

2.1.5 Bombeo Hidráulico

El sistema de levantamiento hidráulico se caracteriza por la versatilidad de condiciones de operaciones que ofrece, ya que con éste se puede: manejar diversos volúmenes de producción, trabajar eficientemente en pozos profundos y/o desviados, no presenta restricciones para la producción de petróleo con baja gravedad API, entre otros.

Existen dos versiones de este sistema, las cuales son: el hidráulico de chorro y el hidráulico de pistón, estas diferencias se deben al tipo de bomba de fondo que se emplee en la configuración.

El sistema es resistente a la corrosión y a los fluidos abrasivos, adicionalmente el sistema se adapta fácilmente a completaciones donde el diámetro del revestidor representa una limitante. El sistema de bombeo puede ser colocado en el pozo a través de un trabajo de guaya fina, sin la necesidad del taladro. Su éxito ha sido probado para la extracción de crudo pesado, pozos en costa afuera

Emplea agua como fluido de potencia, pueden manejar diferentes caudales, en el caso de la configuración de chorro, se puede lograr producir, con diferentes configuraciones de tobera- difusor, desde 50 Bbl/D a más de 10000 Bbl/D, claro esta que el rango de producción dependerá de las facilidades de suministro del fluido de potencia, y de la productividad del pozo.

La bomba de fondo puede cavitarse bajo ciertas condiciones, no se recomienda para pozos con alta producción de sólidos y gas.

Si el fluido de potencia es crudo, deberá de disponerse de altos volúmenes del éste.

2.1.5.1 Componentes del Sistema Hidráulico

El sistema hidráulico esta constituido en líneas generales, por una bomba de superficie, un fluido de potencia o motriz que se encarga de iniciar el movimiento y permite el transporte del fluido del yacimiento al mezclarse con éste.

En el fondo del pozo puede estar asentada una bomba tipo pistón o una bomba de chorro.

Existen dos configuraciones para el proceso de producción, el sistema abierto que se caracteriza por mezclar el fluido de potencia y el del yacimiento la figura anexa muestra el sistema abierto en superficie.

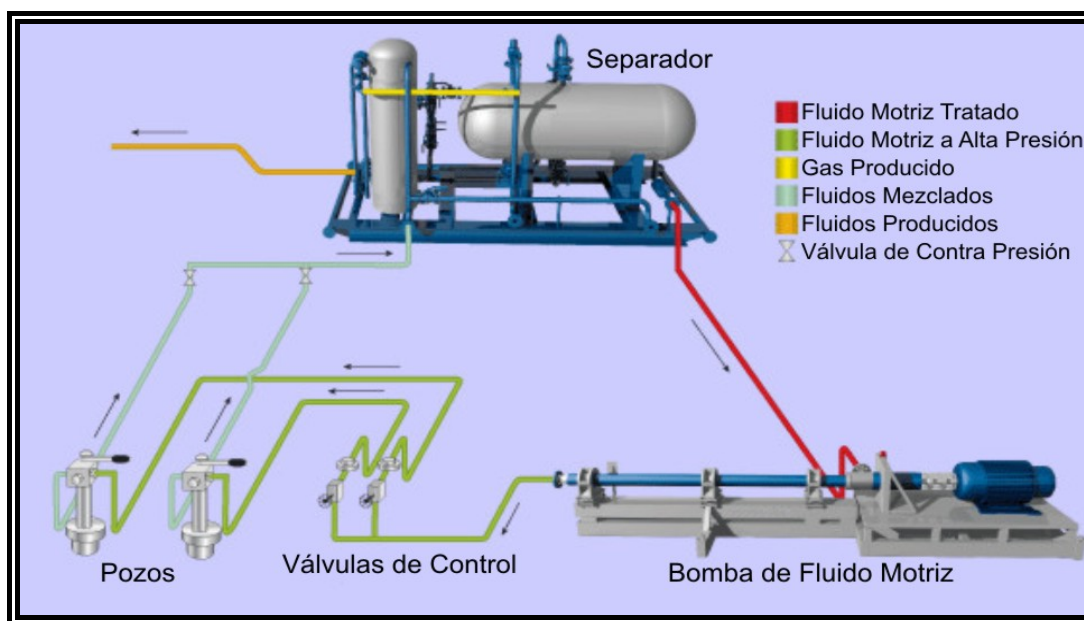


Figura 18 Configuración de superficie del Sistema Abierto de Bombeo Hidráulico

El sistema cerrado, que solo puede emplearse para la configuración de bomba tipo pistón, los fluidos no se mezclan, ya que el fluido motriz solo se emplea para accionar la bomba de fondo.

❖ Componentes de Superficie

- ❖ **Bomba de Superficie:** se encarga de accionar el sistema al iniciar el bombeo del fluido de potencia.
- ❖ **Controladores de Fluido:** existe una gran variedad de válvulas para regular y/o distribuir el fluido motriz en los cabezales de los pozos. La válvula de control del cabezal es uno de estos dispositivos, cuya función es permitir diferentes modalidades de operación del sistema, ya que de acuerdo a la posición en la que se coloque permite asentar la bomba e iniciar las operaciones de bombeo, o circular el fluido motriz en tal sentido que permita remover la bomba. Otro de los componentes que pueden emplearse es un controlador de presión el cual se encarga, tal como lo indica su nombre, de mantener la presión de descarga de la bomba. La válvula se acciona cuando se registra un aumento de presión, se emplea para la configuración de bomba de chorro. El sistema hidráulico- recíprocante, usualmente emplea una válvula de control de flujo, con el fin de mantener constante las revoluciones de la bomba de fondo.
- ❖ **Múltiple de Inyección:** se emplea cuando existe un conjunto de pozos que están conectados a una estación central de bombeo, con la finalidad de direccionar los flujos desde la estación hasta cada uno de los pozos.
- ❖ **Sistema de Fluido de Potencia:** se encarga de poner en movimiento el sistema al accionar el dispositivo de fondo, como el funcionamiento del sistema de levantamiento depende de la calidad del fluido de potencia, este se acondiciona de tal manera que éste no contenga gas, sólidos o materiales corrosivos, ya que éstos afectan de manera directa el funcionamiento de los componentes de subsuelo. Las consideraciones que deben tomarse en cuenta para escoger entre agua y petróleo como fluido de potencia son las siguientes:
 1. El mantenimiento de las bombas de superficie es menor si se emplea petróleo liviano como fluido de potencia, ya que disminuye las vibraciones que deterioran el equipo.

2. Las pruebas de pozos son simples si el fluido de potencia es agua, pues el petróleo que se mide es el procedente de la zona productora.
3. En sistemas de altas pérdidas de presión, se recomienda emplear agua como fluido de potencia en los sistemas de chorro pues aumenta la eficiencia.

❖ Componentes de Subsuelo

- ❖ **Bomba de Chorro:** el chorro o bomba esta constituido por dos partes la primera es una tobera la cual se conecta a un difusor. Este sistema se acciona a través de la energía suministrada por el movimiento del fluido de potencia o fluido motor, ya que una vez en el fondo éste pasa a través de la tobera o boquilla donde la energía potencial del fluido se transforma en energía cinética, a la salida de la tobera el fluido motor adquiere la máxima velocidad y la mínima presión del sistema, lo cual permite crear el diferencial de presión necesaria para que el fluido de las perforaciones se traslade hasta la garganta del dispositivo, la cual se encuentra por encima del difusor y es un espacio abierto que permite la mezcla de éstos. Una vez en el difusor la energía del fluido es transformada nuevamente, esta vez de energía cinética a energía potencial, ya que a la salida del mismo la velocidad del fluido disminuye nuevamente, claro esta a un valor mayor a la velocidad de entrada en la tobera, mientras que la presión aumenta pero a un valor menor al reportado a la entrada de la tobera, ya que en el sistema existen pérdidas por fricción. Sin embargo, esta presión es suficiente para fluir desde el fondo del pozo hasta superficie. La figura 90 muestra el comportamiento de estas variables. Aunque la bomba no es una sección de tubería esta funciona de acuerdo al *Efecto Venturi*, la figura anexa muestra un diagrama de las velocidades y presiones del sistema.

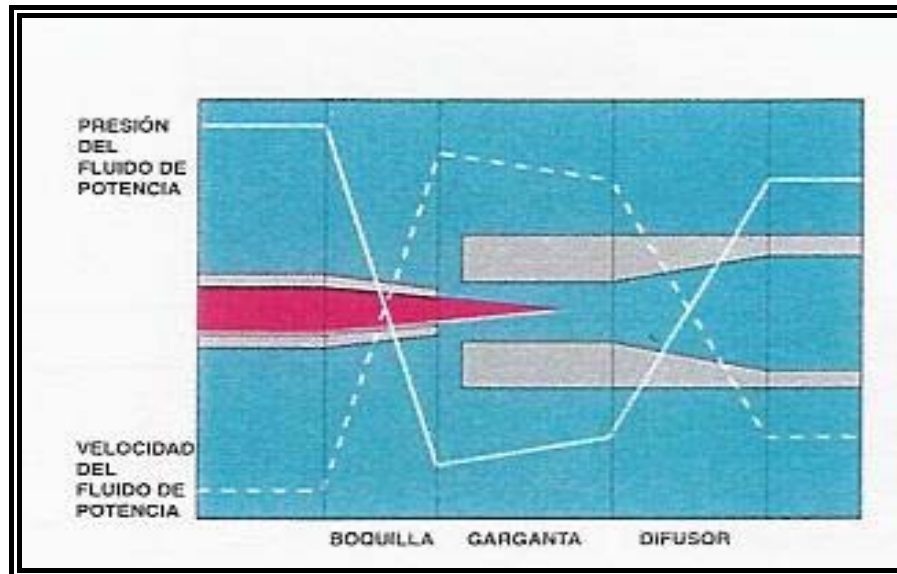


Figura 19 Diagrama de Velocidad y Presión en la bomba de chorro

- ❖ **Bomba Tipo pistón:** es una bomba de desplazamiento positivo, que se acciona por el fluido motriz, ésta es responsable de la succión y transporte del fluido del yacimiento.

2.2 ANÁLISIS NODAL

El análisis nodal se define como el procedimiento iterativo empleado para mejorar el sistema de producción, ya que combina los tres sistemas presentes en la producción de un pozo: flujo a través del medio poroso, flujo a través de la tubería de producción y flujo a través de la tubería horizontal o línea de flujo (ver figura 20), con la finalidad de estimar las tasas de flujo para ciertas condiciones dadas.

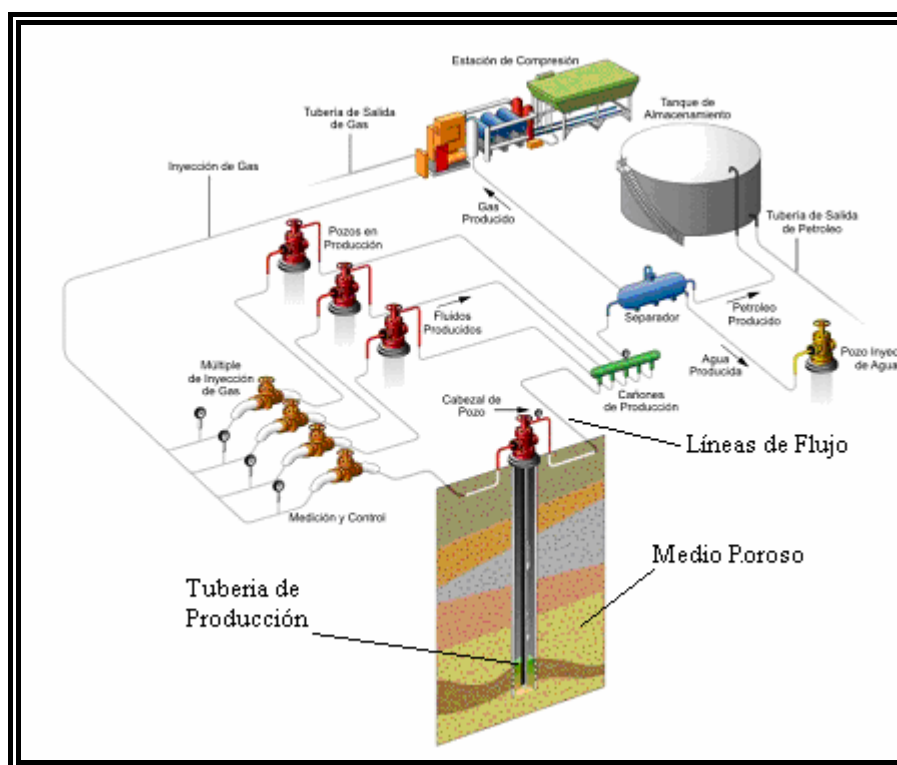


Figura 20 Sistema de Producción de un Pozo

Este proceso puede aplicarse, debido a que en el recorrido del fluido desde el yacimiento hasta la superficie, ocurren caídas de presión originadas principalmente por la fricción y por la diferencia de presiones necesaria para que se inicie el flujo.

Se denomina análisis nodal, debido a que el sistema se secciona en porciones definidas denominadas nodos, existen dos tipos el funcional y el solución. Se dice que un nodo es funcional, cuando en él existe una presión diferencial, tal que, puede ser representada mediante alguna función, matemática o física. Un nodo es clasificado como nodo - solución, al punto en el cual existe una única presión, bajo las cuales puede lograrse la producción, generalmente estos nodos son el separador, el cabezal del pozo y el yacimiento, siendo este último el más empleado.

El comportamiento de las tasas de producción, es afectado principalmente por los siguientes factores: la presión, la relación gas- petróleo, el fluido producido y la tasa de agua. Las expresiones matemáticas que permite estimar condiciones de presión o tasa

en cada nodo, solo son la representación de este comportamiento de tasa para ciertas condiciones establecidas por el investigador que las genera como resultado de sus observaciones.

Uno de las metodologías para estimar este comportamiento, es la del índice de productividad, la cual presupone que las variaciones futuras en la tasa de producción guardarán la misma proporción con respecto a la reducción de presión que la que se observó durante la prueba del pozo. Esta suposición no es siempre correcta, especialmente en los yacimientos con empuje por gas disuelto que producen por debajo del punto de burbuja.

La curva de afluencia (IPR), representa el comportamiento de la producción del yacimiento, cuando se produce un diferencial presión, causado por la variación de la presión de fondo. El pionero en las curvas de afluencia fue Vogel, quien estudió el comportamiento de la tasa en yacimientos con empuje por gas en solución, que se encuentran por debajo del punto de burbuja.

Otra curva de importancia, es la curva de afluencia o curva de demanda del pozo (TPR), la cual esta afectada por: los regimenes de flujo del fluido en tubería bien sea horizontal o vertical, la rugosidad en la tubería, la presión del cabezal, etc. Esta se obtiene al evaluar las expresiones matemáticas en los diferentes nodos del sistema.

Estas curvas en conjunto muestran si el sistema gneral de producción, esta trabajando en equilibrio, es decir, en condiciones adecuadas. Cuando se construyen estas gráficas es importante que se empleen las mismas tasas y condiciones del fluido, porque en caso contrario se estaría arrojando errores significativos que afectan la toma de decisiones de operaciones.

El método de análisis nodal puede emplearse para evaluar posibles daños de pozos, diseñar sistemas de levantamiento, mejorar procesos de inyección de gas en el yacimiento, estimar resultados de estimulaciones. En definitiva es una útil herramienta que permite evaluar técnicamente a un pozo, de allí que sea la base de los simuladores.

Una vez generada una propuesta técnica, es necesario evaluarla para establecer si es viable económicamente, es decir, si los indicadores económicos muestran la viabilidad de inversión de un proyecto de mejoras en las estrategias de producción.

2.2.1 Evaluación económica²⁹

Desde el punto de vista de la evaluación económica, el análisis de un proyecto de inversión puede dividirse en cuatro etapas básicas:

- ❖ **Estimación de los flujos de fondos:** el valor creado por un proyecto de inversión es determinado por la generación de flujos de fondos netos después de impuestos (también conocidos como *Free Cash Flows* o *FCF*). Los flujos de fondos considerados deben ser únicamente aquellos que presentan variaciones comparando la situación con, y sin el proyecto. Se ignoran en el análisis todos aquellos flujos de fondos que no sufren alteración por la puesta en marcha del proyecto.
- ❖ **Selección del horizonte de evaluación:** dependerá de la vida útil del proyecto de inversión, es decir el período durante el cual se generan los flujos de fondos atribuibles a la inversión.
- ❖ **Valuación del proyecto:** la tasa de costo de oportunidad del capital de la empresa (k) es la tasa de descuento utilizada para actualizar los flujos de fondos generados por el proyecto durante su vida útil. Esta tasa indica el rendimiento que la empresa puede esperar para inversiones alternativas de riesgo similar. Esta tasa no es aconsejable para evaluar proyectos con riesgo diferente al riesgo promedio de la firma. En estos casos deben calcularse tasas de costo de oportunidad propias para cada proyecto.
- ❖ **Análisis de Riesgo:** Los FCF constituyen valores esperados, dado que surgen de proyecciones realizadas con anticipación a la implementación del proyecto. Lo anterior implica que los valores utilizados no son absolutamente precisos, sino que existe una probabilidad de ocurrencia asociada a cada flujo. La situación anterior puede caracterizarse como un contexto de riesgo.

Alternativamente el valor creado por el proyecto, puede expresarse como una tasa de rentabilidad, de interpretación más intuitiva en el ambiente de los negocios. Esta tasa se denomina *Tasa Interna de Retorno* (TIR), y expresa la tasa de descuento que hace cero el valor actual de los FCF proyectados (VAN). Siempre que la tasa TIR sea superior al costo de capital de la empresa (k), el proyecto de inversión debe ser aceptado.

Ambos criterios son valiosas guías para determinar la creación del valor del proyecto, y generalmente arrojan resultados equivalentes (el VAN en valores monetarios, y la TIR como tasa de rentabilidad). Sin embargo, el criterio de valuación VAN presenta algunas características que lo hacen más recomendable que la TIR, particularmente en aquellos casos donde ambas medidas arrojan resultados opuestos. La principal ventaja del criterio VAN es el supuesto de reinversión de los flujos de fondos a la tasa de costo de capital de la empresa (k), mientras que el criterio TIR impone el supuesto más restrictivo de reinversión a la misma tasa TIR.

1 Localización del Área de Mata

El Área Mata se encuentra ubicada en el oriente venezolano a unos 100 kilómetros al norte de la población de El Tigre. Se desarrolla casi en su totalidad en el Estado Anzoátegui, quedando una porción nororiental en el Estado Monagas, tal como se aprecia en la figura.

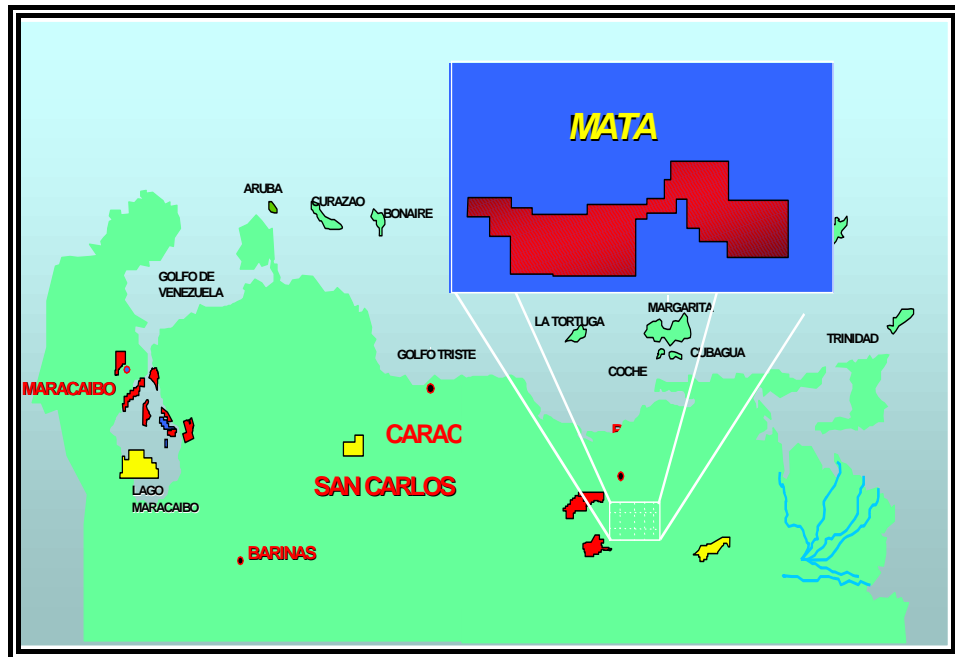


Figura 21 Mapa de la localización del Área Mata

Ésta divide en un total de 10 zonas definidas: Zorro, Araibel, Mata 1, Mata 3, Mata 7, Mata 14, Mata 16, Mata 19, Mata 20 y Mata 24., tal como se muestra en la figura 22, las zonas donde se desarrolló el estudio son Zorro y Mata 3.

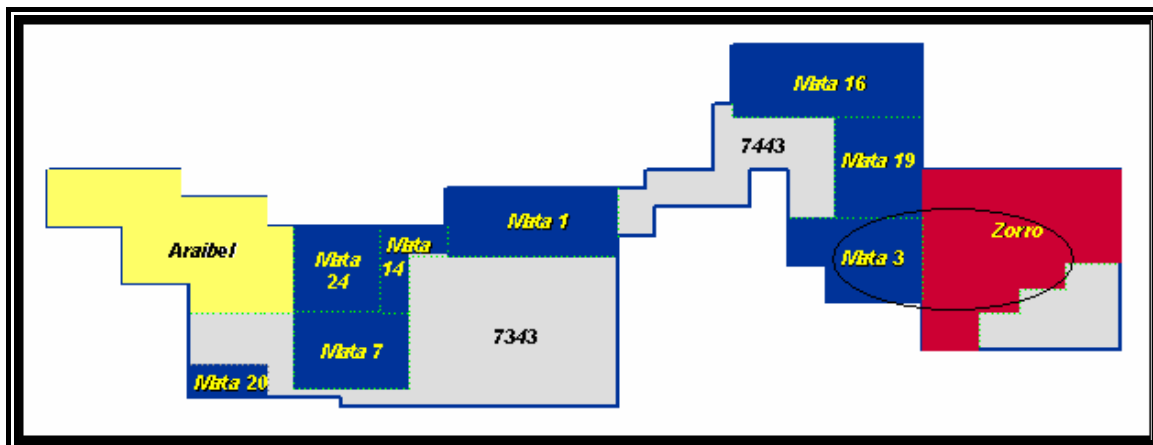


Figura 22 Localización de las zonas del Proyecto

Las operaciones en el Área se iniciaron el 17 de Febrero de 1998, bajo la modalidad de los contratos de la Tercera Ronda de Convenios Operativos. Uno de los aspectos más resaltantes del contrato de operación es el mínimo de gravedad API exigido, el cual tiene un valor de 22 grados, en la zona oriental de zorro, estación donde llegan las producciones de las áreas de estudio.

2 Descripción de la Arenas R, T y U

La sección productora está constituida por las formaciones Oficina y Merecure. La profundidad promedio de los yacimientos es 11500 pies y la formación está constituida por areniscas de ambiente litoral a marino somero. La geometría de estos depósitos es variada, desde gruesos paquetes de gran continuidad areal, Relacionados con depósitos de facies de canales y barras de desembocadura, a cuerpos lenticulares de menor desarrollo, vinculados a barras litorales y depósitos de inundación.

En el sector Oriental de Mata (Zorro), se definen 4 zonas productivas: la zona Superior (D - J), Unidad L-M, Unidad O-P-R y Unidad S-T-U; las gravedades API varían entre 13 y 40 grados. El principal mecanismo de drenaje es por expansión de gas disuelto. La roca yacimiento es arenisca, el entrapamiento común de las zona es estructural- estratigráfico.

El modelo estructural del Área está caracterizado por sistemas de fallas normales de orientación predominante Este -Oeste y Noreste–Suroeste, la estructura posee un buzamiento suave, conformando homoclinales con ángulos de 3 a 5 grados.

Las arenas U (U1- U7), son Canales distributarios con bases marcadamente erosivas, canales distributarios con influencia tidal, barras de mareas, abanicos de rotura, abanicos de rotura distales, depósitos interdistributarios, pantanos, paleosuelos y depósitos transgresivos. La permeabilidad de las facies de canales distributarios se encuentra en un rango de 200 mD a 10000 mD y la de las facies de abanicos de rotura, poseen valores entre 4 y 100 mD. En términos generales, se observa una clara correlación entre facies y propiedades petrofísicas de la roca. La columna de hidrocarburos en las arenas U tiene una altura total del orden de 460 pies, de los cuales 260 pies corresponden a petróleo mediano (22° API) y 200 pies a petróleo pesado (entre 7 y 13° API).

Las arenas R, son depósitos no canalizados, interpretados como depósitos de mar alto (barras de marea) y probables sistemas de barras litorales, en función de sus Relaciones estratigráficas y la geometría de los cuerpos arenosos. Estas barras se encuentran orientadas según la dirección este–oeste y noroeste–sudeste y consisten en cuerpos arenosos aislados entre lutitas marinas. Un aspecto a tener en cuenta es la continuidad que presentan las mismas, presentan homogeneidad en las características petrofísicas (permeabilidad, porosidad, arcillosidad, etc.). Geográficamente, se concentran en el sector Oriental en la parte norte del área, el principal mecanismo de entrapamiento es estratigráfico y está dado por el acuñaamiento de los cuerpos arenosos hacia la parte alta de la estructura. Estos yacimientos también se caracterizan por historias de producción con escasa agua y tasas de declinación abruptas.

Las arenas TL, TM y TU, forman parte de Oficina VIII, y representan en términos de sistemas depositacionales, unidades de transición entre los sistemas con marcada influencia continental (sistemas aluviales-deltaicos con alguna influencia de mareas) que caracterizan la formación Merecure y los sistemas estuarinos y marinos someros de la formación Oficina. Representan eventos de alta frecuencia de variaciones del nivel del mar, desarrollados en sistemas de mar transgresivo y mar alto. Las gravedades API de las arenas R0 y T, varían desde 10 a 20 °API, es importante señalar

que las arenas TM y TL han probado agua, que existe petróleo mediano en otras arenas del paquete de arenas R.

Las reservas más importantes de las zonas de estudio, las constituyen las contenidas en las arenas U, pues las arenas R y T, tienen menor magnitud en comparación con ésta. Por esta razón surge la necesidad de estudiar diferentes escenarios para determinar el método de levantamiento que permita drenar las reservas de una manera económicamente rentable, considerando las imposiciones de contrato previamente establecidas conociendo que la fecha de culminación del mismo es el 17 de Febrero de 2018.

3 Objetivo General

Optimizar el sistema de producción de crudo pesado de las arenas R, T y U del Área de Mata.

3.1 Objetivos Específicos

- ❖ Determinar el número de pozos prospectos para el plan de explotación de las arenas R, T y U del Área Mata.
- ❖ Definir el método de producción óptimo de los pozos seleccionados.

1 Definición de la litología

La litología de las zonas Zorro y Mata 3 se define a partir de estudios geológicos anteriores del área, además de correlacionar el comportamiento predicho por las consideraciones geológicas con los parámetros obtenidos del núcleo del pozo A-35, pozo con el cual se realizaron la mayoría de las interpretaciones de propiedades de roca y el posterior escalamiento núcleo-perfil.

2 Determinación de la Permeabilidad

Ya que la permeabilidad es una propiedad que no es posible determinarla directamente de registros, para la estimación de la misma es necesario recurrir a la aplicación de herramientas gráficas que permitan relacionar esta propiedad medida en el núcleo con otras propiedades fácilmente calculables de registros. Para ello se procedió a realizar gráficos que relacionen, porosidad, radio de garganta de poro, saturación de agua, relación K/ϕ , por cada tipo de roca determinada y se aplicaron aquellas relaciones cuyo coeficiente de regresión fue mayor o igual a 0.8 y su ajuste haya sido el más adecuado entre los datos de núcleo y los calculados a partir de esta técnica, sin embargo, cabe destacar que estos datos de permeabilidad son datos puntuales que han sido obtenidos por núcleos que han pasado por diferentes procesos.

Es importante señalar que a pesar de que se lograron correlaciones entre permeabilidad y porosidad se está tratando de correlacionar una propiedad estática como lo es la porosidad con una dinámica que en este caso es la permeabilidad.

En ocasiones, para reservorios clásticos, la correlación K-Phi es bastante buena y puede ser una indicación del efecto que ejerce el ambiente de depositación en el tamaño de grano y su distribución y sobre el tamaño poral y su distribución.

Sin embargo, existe un método creado por las autoras de este trabajo de investigación *permcalmj*®, que también permite un cálculo aproximado de permeabilidad porosidad a través de un software basado en el método del IDC propuesto por Rietman en el año de 1995, este programa se basa en el análisis de los datos de

producción de pozos y su relación con el tiempo de producción para calcular datos de permeabilidad y efecto superficial.

3 Distribución de las arcillas

La forma en la cual están distribuidas las arcillas en una formación, bien sea laminar o dispersa, se determinó a través del análisis de microscopía electrónica de los núcleos con el que se contaba y esta se comparó directamente con los datos sedimentológicos del área, a fin de confirmar las características de deposición predichas por el modelo geológico.

4 Cálculo de parámetros petrofísicos

4.1 Cálculo de la presión de sobrecarga (σ_{ob})

La presión de sobrecarga, es aquella carga geostática que ejerce la columna de sedimentos sobre un punto determinado. Para el cálculo de la misma, en primer lugar se obtuvo la expresión con la cual varía la porosidad con respecto a la profundidad, es decir, la variación de la porosidad por efecto de compactación, esto no es más que una correlación que describe el efecto que ejerce la columna de sedimentos sobre la porosidad medida en el núcleo, una vez caracterizada y por medio del análisis matemático, se logra obtener una ecuación de carga geostática que depende directamente de la profundidad y la porosidad, pudiendo así obtener la presión que ejercen los sedimentos en cualquier punto dado de la columna.

4.2 Cálculo de Resistividad del agua de formación

El agua de formación, algunas veces llamada agua connata ó agua intersticial, es el agua no contaminada por el lodo de formación. La resistividad de esta agua de formación es un parámetro importante que es requerido para el cálculo de saturaciones (agua y/o hidrocarburo). De las diferentes fuentes de información para la resistividad de agua de formación; a saber:

- ❖ Muestras de agua producida de un horizonte del yacimiento.
- ❖ Calculo de R_w a partir de SP.

Se utilizó, para este parámetro el determinado a partir del Análisis Físico-Químico del agua, donde se calcula la resistividad del agua de formación de manera directa a partir de la concentración equivalente de cloruro de sodio (NaCl).

Con base en el conocimiento que el agua de formación es capaz de conducir electricidad, debido a que contiene sales ionizadas en solución (iones monovalentes e iones polivalentes); que un ión monovalente solo puede llevar una carga eléctrica y que por ello la capacidad de un electrolito (agua de formación) para conducir electricidad, depende del número de iones por unidad de volumen (concentración) y de la velocidad del ión (movilidad). Por ello, la concentración y movilización de los iones que contenga, es responsable por la mayor o menor resistividad que manifieste. En el agua de formación puede existir casi cualquier tipo de sal susceptible a ionizarse, si embargo los más comunes son los iones monovalentes de sodio Na^+ , potasio K^+ , cloruro Cl^- , bicarbonato HCO_3^- y los polivalentes calcio Ca^{++} , magnesio Mg^{++} , carbonato CO_3^{--} y sulfato SO_4^{--} . Aunque se pueden encontrar otros como Bromo, Bario, Hierro, estroncio, Acidos orgánicos, etc.

El valor de la resistividad del agua de formación es muy importante en la determinación de la saturación de agua, ya que varía significativamente de una zona a otra, sobre todo para cada cuenca. Dicha variación está Relacionada con la salinidad y las características geológicas del área que se evalúa.

4.3 Factor de Formación (FF) e Índice de Resistividad (IR)

Tanto para el Factor de formación como el Índice de Resistividad; se verificó si existían en los núcleos análisis convencionales y especiales en el pozo A-35, entre los análisis se encuentran: las pruebas de factor de formación (F), índice de resistividad

(IR), densidad de grano (ρ_g) a diferentes profundidades; se estableció el exponente de cementación (m) y el exponente de saturación (n), la densidad de la matriz (ρ_{ma}).

4.4 Exponente de Saturación (n)

Para el cálculo de exponente de saturación se representó gráficamente en papel de escala logarítmica el índice de resistividad (IR) vs la Saturación de agua (S_w) para las diferentes muestras con las cuales se trabajó y se calculó la pendiente de la recta de mejor tendencia.

4.5 Exponente de cementación (m)

Esta determinado por el tipo y grado de cementación que mantiene los granos de roca juntos y puede variar numéricamente entre 1.3 y 3. Los valores obtenidos históricamente en el área de Mata varían entre el rango de 1.8 y 2.

Al cerciorarse y validarse los resultados arrojados por los análisis convencionales y especiales se procedió a representar gráficamente en escala logarítmica el factor de formación (F) vs Phi para las distintas muestras tomadas de cada núcleo.

Si los puntos representados en la gráfica definen una tendencia lineal, la regresión permite obtener el índice de tortuosidad (a) como el intercepto en la ordenada, mientras que la pendiente de la recta define el exponente de cementacion (m). La expresión matemática que rige el proceso es la siguiente:

$$F = \frac{R_o}{R_w} = a\phi^{-m} \quad (59)$$

Donde:

F : Índice de resistividad, adim.

R_w : Resistividad del agua de formación, Ohm*m

R_o : Resistividad de la muestra 100% saturada con salmuera, Ohm*m

a : Constante. Adim

m :Exponente de cementacion. Adim.

Este procedimiento arroja valores calculados a superficie, por lo tanto se hace imperativo la obtención del exponente de cementación a condiciones de yacimiento y es de esta manera el grafico de pickett plot se hace presente.

Graficando valores de porosidad calculada contra resistividad de registros se busca la recta que cubra el mayor numero de puntos disponibles, de la pendiente de la recta se obtiene el valor de m , el pivote de la recta lo hace el valor de R_w a condiciones de yacimiento.

4.6 Densidad de Matriz (ρ_{ma})

Para determinar la densidad aparente de la matriz predominante, se graficó la densidad de núcleo versus la densidad de grano, extrapolando al punto donde la porosidad se hace cero (0) se obtiene el valor de densidad de matriz que mejor se ajusta a la muestra que se tiene para el núcleo del pozo A-35.

4.7 Parámetros para el cálculo de la porosidad

Para una mayor certeza de los datos arrojados por los registros de pozos, debe realizarse un escalamiento núcleo perfil que consiste en validar y calibrar los datos petrofísicos resultantes del análisis de perfiles con los correspondientes obtenidos en el laboratorio mediante análisis de núcleo y técnicas estadísticas.

Se empleó la porosidad obtenida del núcleo del pozo A-35, a diferentes condiciones de presión para validar la porosidad interpretada a través de los perfiles. Se realizaron análisis estadísticos, con la finalidad de hacer el estimado más representativo de los datos de núcleos

Los parámetros de matriz del perfil densidad fueron calculados utilizando una técnica que le permite a la densidad de matriz variar junto con la porosidad, minimizando de esta manera los errores estadísticos de la medición causados por la variación en la densidad de grano. Esta técnica utiliza las mediciones de densidades de

grano y porosidades (a condiciones de confinamiento) para calcular una densidad total de roca:

$$RHO_{core@NOBP} = (\varnothing_{core@NOBP} * RHO_f) + (1 - \varnothing_{core@NOBP}) * \delta_{grano} \quad (60)$$

Donde :

RHO_{core} : Densidad de roca, g/cc.

\varnothing_{cor} : Porosidad de núcleo, fracción.

RHO_f : Densidad del filtrado , g/cc.

δ_{grano} : Densidad de grano, g/cc.

Es necesario señalar la influencia de la presión de confinamiento sobre la porosidad, la misma fue calculada a través del análisis estadístico de las muestras, a partir de la cual se generó el coeficiente de variación de la porosidad a condiciones normales de presión y temperatura con respecto a la porosidad del yacimiento.

En vista que los registros disponibles de los pozos en estudio solo poseen registros resistivos y radioactivos, y solo dos (02) pozos (A-35 y A-39) posee un perfilaje completo de porosidad, densidad, radioactivos, saturación y resistividad, se plantea la solución de obtener curvas sintéticas de densidad de formación y luego de éstas, las de saturación de agua.

Se usan los valores correspondientes de contenido de arcilla para el espesor de arena completo, y se grafican con los valores del registro densidad del perfil y se obtiene una correlación que recrea un valor de densidad aparente de formación que es exclusivamente dependiente del contenido de arcilla de la formación, y además refleja el comportamiento real del yacimiento.

Una vez obtenida esta correlación, se asume que no hay variaciones areales significativas de depositación y se crea una base de datos de registros de densidad y saturación de agua sintéticos, basados en los datos disponibles de los registros de pozos antiguos.

5 Cálculo de los delimitadores de porosidad, permeabilidad, saturación de agua y volumen de arcilla

5.1 Porosidad y permeabilidad

Los valores de los delimitadores de porosidad y permeabilidad son necesarios para estimar el correcto espesor permeable en el cálculo del petróleo original en sitio.

El promedio de porosidades debe resolverse por medio de la siguiente fórmula aritmética:

$$AVG_ \phi = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i * h_i}{\sum_{i=1}^n h_i} \quad (61)$$

Donde :

$AVG_ \phi$: porosidad aritmética, fracción.

ϕ_i : Porosidad de núcleo, fracción.

h_i : Espesor promedio por capa, pies.

Para el caso de las permeabilidades el promedio utilizado fue también el aritmético:

$$AVG_ k = \frac{\sum_{i=1}^n k_i * h_i}{\sum_{i=1}^n h_i} \quad (62)$$

Donde :

$AVG_ k$: Permeabilidad Promedio, mD.

K_i : Permeabilidad de núcleo promedio, mD.

h_i : Espesor promedio por capa, pies.

El cálculo de los delimitadores se determinó mediante la utilización de la siguiente técnica:

- ❖ Se presentaron los valores de porosidad (ϕ_i) y permeabilidad (K_i) de núcleos.

- ❖ Se agruparon en rangos de porosidad creciente.
- ❖ Se calculó para cada rango los promedios de porosidad, permeabilidad, capacidad de almacenamiento (ϕ^*h) y capacidad de flujo (K^*h).
- ❖ Se calculó las acumuladas ϕ^*h y K^*h para cada grupo en orden creciente de porosidad hasta que $\Sigma\phi^*h$ y ΣK^*h lleguen al 100%.
- ❖ Se calculó el porcentaje acumulativo de $\Sigma\phi^*h$ y ΣK^*h para cada grupo.
- ❖ Se graficó $\% \Sigma K^*h$ vs K en escala semilogarítmica para determinar el cut-off de K a K^*h aproximadamente cero.
- ❖ Se graficó $\% \Sigma\phi^*h$ vs K en escala semilogarítmica para determinar el corte de $\% \Sigma\phi^*h$ al valor del corte de K .
- ❖ Se graficó $\% \Sigma\phi^*h$ vs. ϕ en escala lineal para determinar el valor de corte de ϕ al corte de $\% \Sigma\phi^*h$.

5.2 Volumen de arcilla

La arcilla es uno de los componentes más importantes de las rocas en el análisis de registros. Aparte de los efectos de porosidad y la permeabilidad, esta importancia surge por sus propiedades eléctricas que tienen una gran influencia en la determinación de las saturaciones de los fluidos.

Los datos para el cálculo de los valores de corte del volumen de arcilla fueron obtenidos de la interpretación de pozos, luego se graficó V_{cl} versus ΣV_{cl} . El primer cambio de pendiente de la primera derivada marcó el valor requerido.

5.3 Saturación de agua

Definida como el porcentaje de los poros que contiene agua, la determinación de la misma es de vital importancia para el cálculo de la saturación de fluidos presentes en el yacimiento, como es un valor que varia dependiendo del lugar del yacimiento donde se determine, se busca ponderar el valor de la misma, de forma de tener la mejor representación del valor a nivel areal.

El valor delimitador para la saturación de agua fue obtenido de la curva de flujo fraccional sintética, generada por los datos de permeabilidades relativas promedios del yacimiento.

5.4 Curvas de Presión Capilar

La caracterización del tipo de roca se llevó a cabo tomando en cuenta principalmente las pruebas de presión capilar (por inyección de mercurio) de los análisis especiales, los gráficos de permeabilidad – porosidad de los análisis convencionales de núcleo entre otros métodos que permitieron la determinación de los posibles tipos de rocas o petrofacies presentes en el yacimiento.

Se utilizó la siguiente expresión, para establecer el tamaño de la distribución de apertura de poro:

$$P_c = \frac{2\gamma \cos \theta}{R} \quad (63)$$

Donde:

P_c : Presión Capilar, Dina/cm²

γ : Gravedad específica, Adim.

θ : Ángulo de contacto. Radianes

R : Radio del capilar, cm.

Los datos de Presión Capilar de laboratorio (aire-salmuera) fueron llevados a condiciones de reservorio mediante las siguientes expresiones:

$$Pc_{Aire/Salmuera} * (\sigma \cos \vartheta)_{res} = Pc_{res} * (\sigma \cos \vartheta)_{Aire/Salmuera} \quad (64)$$

$$Pc_{res} = \frac{Pc_{Aire/Salmuera} * 35}{72} = Pc_{Aire/Salmuera} * 0,486 \quad (65)$$

Donde:

Pc_{res} : Presión Capilar Reservorio, Dina/cm².

Aire-Salmuera : Interfase aire-salmuera.

σ : Tensión interfacial, Dina/cm.

ϑ : Ángulo de contacto, radianes.

Para el cálculo de la presión capilar Pc_{res} , para cada nivel de donde proviene el núcleo se obtiene de la ecuación:

$$Pc_{res} = h(\rho_w - \rho_o) \quad (66)$$

La altura, h , por encima del contacto agua-petróleo, ($Pc=0$), se obtiene despejando de la ecuación (66):

$$h = \frac{Pc_{res}}{(\rho_w - \rho_o)} \quad (67)$$

Para el caso de un gradiente de petróleo derivado de la ecuación:

$$\rho_o = \delta_o * 0,433 \quad (68)$$

y de agua que viene dada por la ecuación:

$$\rho_w = \delta_w * 0,433 \quad (69)$$

Donde:

ρ_o : gradiente de petróleo, lpc/ft.

ρ_w : gradiente de agua, lpc/ft.

δ_o : gravedad específica del petróleo, Adim.

δ_w : gravedad del agua, Adim.

De la ecuación resultante, a fin de evaluar prospectos, disponiendo del dato de Presión capilar en el tope de una acumulación de petróleo cualquiera, entonces, se puede estimar la profundidad del contacto agua/petróleo.

5.5 Parámetros interpretados a partir de datos de presión capilar

Varios son los parámetros que fueron extraídos de las curvas de Presión Capilar para una posterior evaluación, como por ejemplo los radios de las gargantas porales.

Para ello se partió de las siguientes expresiones:

$$r[cm] = \frac{2 * (\sigma \cos \vartheta)[dyn/cm]}{Pc[dyn/cm^2]} \quad (70)$$

La función distribución es definida por:

$$D(ri) = \frac{dV}{dr} = \frac{dV}{dPc} \frac{dPc}{dr} \quad (71)$$

Donde: dV es el volumen total de los poros

$$\frac{dPc}{dr} = 2\sigma \cos \vartheta * \frac{1}{r^2} \quad (72)$$

Sustituyendo esta expresión en la ecuación anterior se tiene:

$$D(ri) = \frac{2\sigma \cos \vartheta}{r^2} * \frac{dSw}{dPc} \quad (73)$$

Esta función distribución (D(ri)) fue evaluada gráficamente tomando las pendientes de las curvas de presión capilar en cada punto, y mediante el calculo del radio poral usando la expresión anterior en los puntos donde fueron evaluadas las pendientes, para luego calcular su distribución.

5.6 Curvas de permeabilidad relativa

Los datos fueron analizados, normalizados y graficados para su comparación y correlación. Como en el caso de las presiones capilares, las formas de las curvas fueron correlacionadas con la litología de las muestras individuales.

Los datos provenientes de los ensayos de permeabilidad relativa (agua-petróleo) fueron normalizados usando las siguientes ecuaciones:

$$Sw^* = \frac{Sw - Swi}{1 - Sor - Swi} \quad (74)$$

$$krw^* = \frac{krw}{krw @ Sor} \quad (75)$$

$$kro^* = \frac{kro}{kro @ Swi} \quad (76)$$

Donde:

Sw :Saturación de Agua, fracción.

Swi :Saturación de agua inicial, fracción.

Kro@Swi :Permeabilidad relativa al petróleo en la saturación de agua inicial, fracción.

Krw@Sor :Permeabilidad relativa al agua en la saturación de petróleo residual, fracción.

Luego se construyeron las curvas de puntos extremos en el sistema agua-petróleo, se calculó el promedio de las curvas representativas del yacimiento, se analizó la correlación Swi (Sor) vs. $(k/\phi)^{0.5}$, y el gráfico krw y kro vs $(k/\phi)^{0.5}$. De la primera se extrajeron los valores de Swi y Sor, mientras que de la segunda krw @ Sor y kro@Swi.

Estos valores son necesarios, para la desnormalización de la curva, y la posterior obtención de la curva tipo de permeabilidades relativas del yacimiento.

La curva de flujo fraccional promedio fue calculada a través del uso de la curva tipo de permeabilidades relativas, y con esta curva, se obtuvo tal como se mencionó con anterioridad el valor de corte de la saturación de agua.

$$f_w = \frac{Q_w}{Q_w + Q_o} = \frac{\frac{kr_w}{\mu_w}}{\frac{kr_w}{\mu_w} + \frac{k_{ro}}{\mu_o}} \quad (77)$$

Donde:

- f_w : Corte de agua, Adim.
- Q_w : Tasa de agua, BND
- Q_o : Tasa de petróleo, BND
- K_{ro} : Permeabilidad relativa al petróleo, Adim.
- K_{rw} : Permeabilidad relativa al agua, Adim.
- μ_w : Viscosidad del agua, cP.
- μ_o : Viscosidad del petróleo, cP.

6 Heterogeneidad del reservorio

Es una medida común de medir la variación de la Permeabilidad, fue calculado de una serie de datos de k/Φ arreglados en forma decreciente. Los valores en la fórmula fueron tomados de la recta de mejor ajuste en un gráfico log-probabilístico.

7 Validación de datos petrofísicos

Debido a que los diferentes estudios realizados, están basados en parámetros estáticos del yacimiento, se validaron las propiedades de roca obtenidas con los datos fiables de producción.

El tiempo de producción empleado para la validación se tomo de los pozos que se tenían disponibles, cabe destacar, que a pesar que el inicio de la producción de cada uno es diferente, el tiempo de producción desde su arranque hasta la primera parada es el mismo, esto con el fin de tratar de caracterizar de manera más real la capacidad de almacenamiento de cada uno de los pozos estudiados.

Se usaron como parámetros de variación el espesor promedio de la arena, la capacidad de flujo y el valor resultante de la multiplicación del espesor de la arena y la porosidad, todos estos contrastados con la producción acumulada de los pozos en estudio.

8 Determinación de efecto segregacional no congénito y barrera de permeabilidad de la arena U1-2

Debido a que el marcador petróleo pesado-agua-petróleo extrapesado, determina claramente escenarios diferentes, la caracterización de dicha secuencia se realizo de manera exhaustiva.

En primer lugar se realizo un mallado, tal como se muestra en la figura 23, seleccionando la mayor cantidad de pozos con perfiles de buena calidad procurando cubrir una extensión areal considerable, que arroje una idea del comportamiento del yacimiento en el sentido Norte-Sur y Este-Oeste.

Con esto, se persiguió determinar hasta que punto se extendía el fenómeno del efecto segregacional característico de esta arena, así como las variaciones de espesor de la arena U1-2 con respecto a las diferentes direcciones geográficas. Además de obtener de manera aproximada una visión tridimensional del yacimiento y la distribución de fluidos del mismo.

Cabe destacar, que los registros disponibles, en su gran mayoría eran antiguos, es decir, entre los años de 1950 y 1960, lo cual afirma directamente que la visión que se tiene del yacimiento es de esa época, y no sirve para determinar la

situación actual del yacimiento a nivel de fluidos, pero si a nivel de conformación geológica de las arenas.

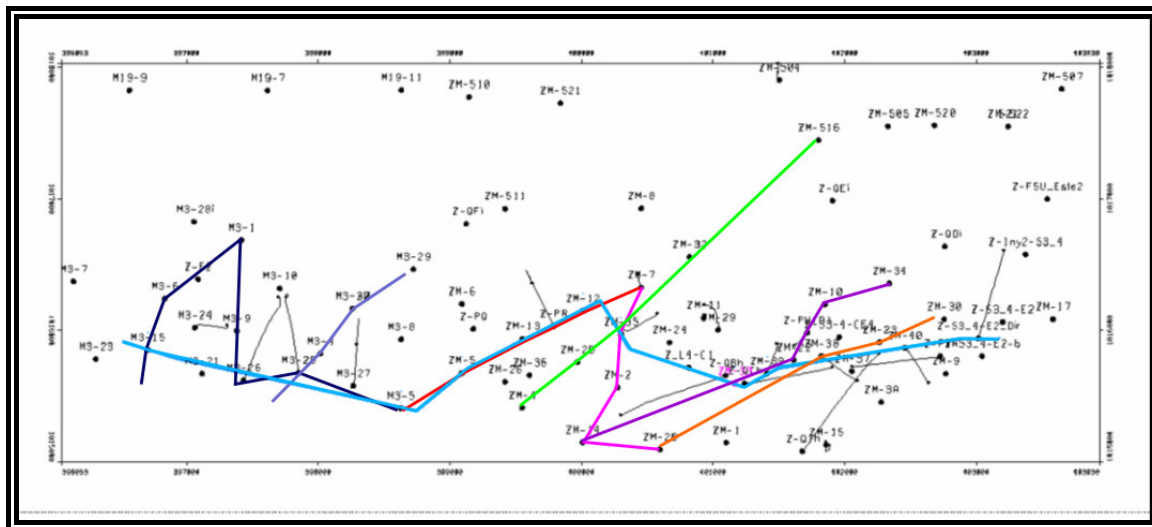


Figura 23 Mallado de las zonas Zorro y Mata 3

Una vez situado cronológicamente cada uno de los registros, se analizó una línea de pozos que estuviesen al mismo nivel estructural, en sentido Este-Oeste esto con la finalidad de apreciar variaciones laterales tanto como del bloque de arenas U1-2, como de los diferentes contactos entre los fluidos contenidos en el yacimiento.

Los resultados de esta línea se compararon con los registros anteriores al año 1983, debido a que fue en este año donde se registró por primera vez en perfiles, un pozo (A-33), con las características particulares de la segregación de fluidos.

En vista de que ya existía una fecha referencial, se realizó un seguimiento exhaustivo del comportamiento de la producción del campo desde sus inicios de explotación hasta la actualidad, para ello se elaboraron historias de pozo con los datos de los software de manejos de datos de pozos, a fin de conocer el comportamiento de las actividades de perforación, intervención de pozos y pruebas de de producción. En estas historias de pozos, se centro la atención en la producción del yacimiento A-1 de la arena U1-2, evaluando desde problemas mecánicos de los pozos abiertos en producción con la arena anteriormente mencionada hasta cada uno de los cierres de los diferentes intervalos cañoneados, con las causas específicas.

Se realizo un estudio a nivel macro del yacimiento de donde se obtuvo los valores de producción de agua y petróleo empleando un software de datos de producción, valores que se sometieron a un análisis exhaustivo con la cantidad de pozos activos por fecha en el yacimiento, con la finalidad de obtener una relación entre el agua que entra al yacimiento y la variación de presión de éste, tal como lo muestra la figura 24.

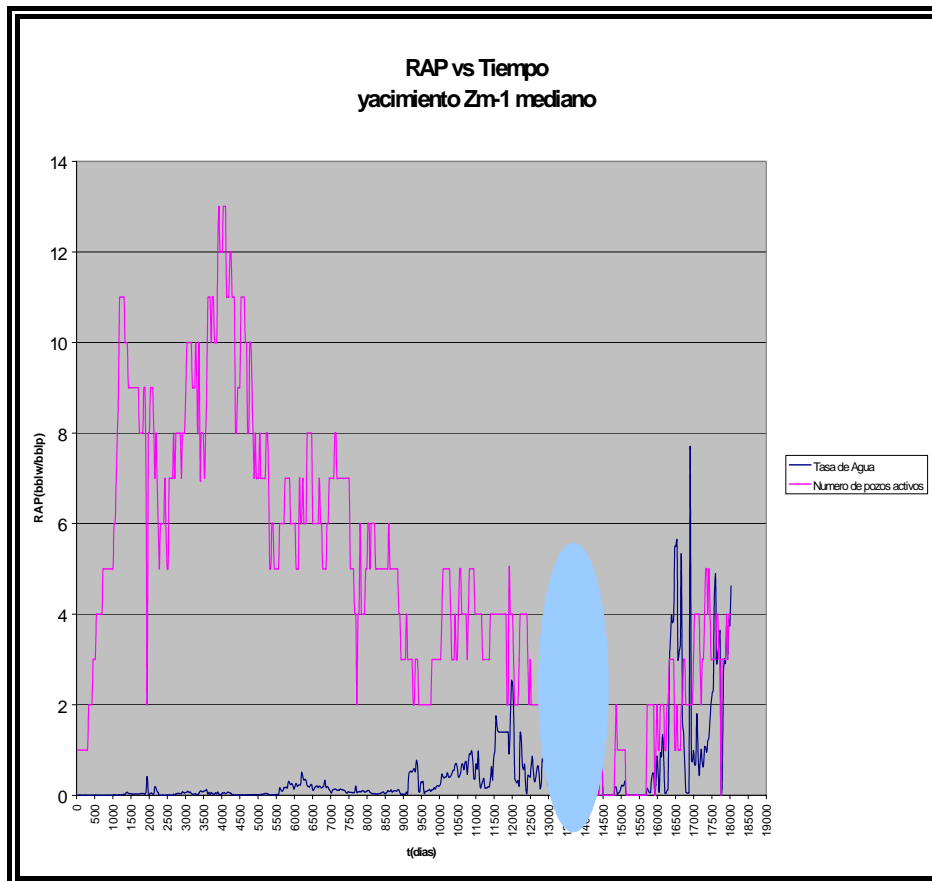


Figura 24 Relación agua- petróleo y Pozos activos, contra tiempo de producción

Permitiendo esto, una ubicación cronológica y estructural de la capa de agua que se encuentra entre dos capas de petróleo de diferente densidad

8.1 Determinación de barrera de Permeabilidad

De la línea de pozos en sentido Este-Oeste, se demarcó la zona de transición entre las sectores que presentaban similitudes locales, pero no a nivel de toda el área, de esta manera se delimitaron claramente dos secciones marcadamente diferenciadas.

El indicador principal de la diferenciación de cada una de las zonas, es la diferencia del contacto agua petróleo, y este marcador se rastrea en la línea mencionada con anterioridad, esta se observa claramente en la figura 25.

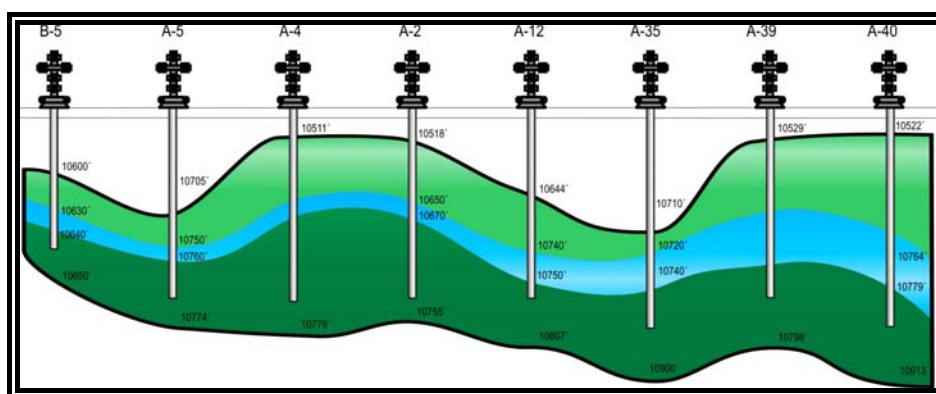


Figura 25 Vista Este-Oeste del Yacimiento A-1

Se usaron líneas mas discretas de manera de refinar la escala de observación para caracterizar puntualmente cada uno de los sectores, aunado a esto se efectuó un seguimiento de la producción del yacimiento, donde la variación de los comportamientos producción a nivel de cada una de las regiones en estudio, fue comparada, para determinar si las capacidades de aporte eran correspondientes según la premisa principal, que fue la uniformidad areal del yacimiento.

9 Estudio Geoestadístico

Debido a que las muestras presentaron una distribución log normal, el primer paso fue el transformar las mismas a una distribución normal; para ello se le aplicó el logaritmo y se construyó el histograma de distribución.

Para estudiar la posible variación areal de la propiedad o anisotropía espacial, se construyeron los semivariogramas direccionales de la propiedad en las 4 direcciones, con el fin de determinar la tendencia de depositación.

Como resultado de las simulaciones basadas en el modelo anterior se graficaron los resultados obtenidos en un mapa de probabilidades, siendo este el resultado final del análisis geoestadístico.

10 Temperatura del Yacimiento

La temperatura del yacimiento se determinó a partir de la correlación desarrollada para las arenas del Área Mata, la cual se generó a partir de 1050 mediciones de temperatura, efectuadas con los termómetros de las pruebas de presión.

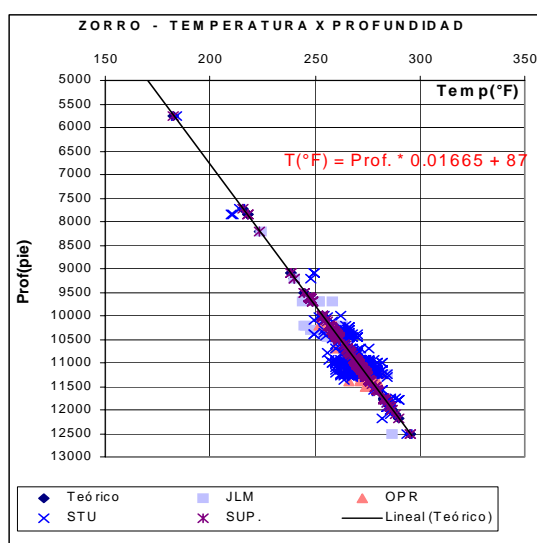


Figura 26 Grafico de Profundidad contra Temperatura

La gráfica anterior, muestra los datos a partir de los cuales se obtuvo la siguiente expresión:

$$T = 87 + 0.01665 * \text{Prof} \quad (78)$$

Donde:

T: temperatura, °F

Prof: Profundidad, pies

La temperatura promedio del yacimiento se calculó, a partir del promedio aritmético del valor obtenido al evaluar la expresión anterior, a la mitad de las perforaciones de la arena por pozo.

11 Presión del Yacimiento^{12,30,31,32}

En vista que la presión indica de manera directa el movimiento de los fluidos en el yacimiento, se estimaron dos valores de presiones importantes para establecer la condición actual del yacimiento, y las propiedades del fluido contenido en el mismo.

Las presiones estimadas a través de correlaciones fueron: la presión inicial y la presión de burbuja del yacimiento. Estas se reportaron al Datum, el cual se encuentra en una profundidad de 10450 pbnm.

Para el cálculo de la presión inicial, se empleó la correlación Meneven- Total, el procedimiento seguido fue el mismo que se estableció previamente para estimar la temperatura. La expresión empleada es la siguiente

$$P_i = \text{Prof} * 0,43 + 71,117 \quad (79)$$

Donde:

P_i: Presión inicial, lpc.

Prof: Profundidad, pies.

Se emplearon tres Correlaciones para estimar el valor de la presión de burbujeo, para establecer cual de ellas era la adecuada para representar los cálculos del yacimiento, se reprodujo la presión del yacimiento de un campo vecino cuya gravedad API era de 15 °API, en vista que no existían datos confiables de la variable de estudio

en la base de datos. Aquella ecuación con la menor desviación, sería la empleada para estimar el valor de esta variable para el yacimiento de estudio. A continuación las ecuaciones 80, 81 y 82, muestran las ecuaciones empleadas.

❖ Ecuación Total- Meneven

$$Pb = 12,847 * \left[\frac{Rsb}{\gamma_g} \right]^{0,9636} * 10^{0,00093*T - 0,03417*API} \quad (80)$$

❖ Ecuación de Standing Modificada

$$Pb = 15.7286 \left[\left(\frac{Rs}{\gamma_g} \right)^{0.7885} \frac{10^{0.0020 \cdot T}}{10^{0.0142 \cdot API}} \right] \quad (81)$$

❖ Ecuación de Standing

$$Pb = 18,2 * \left[\left(\frac{Rsb}{\gamma_g} \right)^{0,83} * 10^{(0,00091*T - 0,0125*API)} \right] \quad (82)$$

Donde

Pb: Presión de burbujeo, lpc

Rsb: relación gas- petróleo en solución al Pb, PCN/BBL

γ_g : gravedad específica del gas, adim.

T: temperatura del yacimiento, °F.

API: gravedad API del crudo, adim

12 Relación gas- petróleo @ Pb

El valor de esta variable se supuso a partir de los datos de producción de la arena U12 y de la U3, se tomó el valor más bajo por considerarse un petróleo pesado, como bien lo indica la teoría estos crudos no presentan altos valores de esta variable. Especialmente en el caso de petróleos extrapesados, no excede 100 PCN/BNP.

❖ Rsb crudo pesado: 275 PCN/BNP.

❖ Rsb crudo extra-pesado: 50 PCN/BNP.

13 Gravedad Especifica del Gas

La gravedad especifica del gas asociado al petróleo pesado de la arena U12, se aproximó al valor de la gravedad específica del gas metano en vista que no se contaba con la cromatografía del mismo.

Este valor fue empleado debido a la experiencia operacional de producción de este tipo de crudos en el oriente de Venezuela, ya que el metano constituye alrededor de 90% de la composición del gas en solución.

$$\gamma_{METANO} \approx \frac{PM_{METANO}}{PM_{AIRE}} \quad (83)$$

$$\gamma_{METANO} \approx \frac{16lb/lbmol}{29lb/lbmol} \approx 0.55172414$$

$$\gamma_{gas_asociado} \approx 0.6$$

Donde:

PM_{METANO}: peso molecular del metano=16 lb/lbmol

PM_{AIRE}: peso molecular del aire= 29 lb/lbmol

14 Gravedad API

A partir de las pruebas de producción que reportan el valor de la gravedad API, se determinó el comportamiento de la degradación de fluido, para ello se incluyeron los datos en el mapa de la estructura acompañando cada pozo, finalmente se graficó la profundidad del intervalo productor contra la gravedad API.

15 Factor Volumétrico y Compresibilidad del Petróleo

Para el cálculo del factor volumétrico del petróleo a presión inicial y de bubujeo, así como la compresibilidad del petróleo a la presión de saturación, se emplearon las Correlaciones de Standing y Vazquez- Beggs, respectivamente.

16 Viscosidad del Petróleo

Para el momento del estudio, se contaba con una prueba de viscosidad de crudo muerto de la zona superior del yacimiento, que mostraba las variaciones de esta propiedad con la temperatura, se elaboró el gráfico y se estimó el valor de la viscosidad de crudo a temperatura del yacimiento.

Se emplearon diversas ecuaciones para estimar el valor sintético de esta variable, y se escogió aquella que reportó la menor desviación entre el dato experimental y el calculado.

Una vez establecido el método para estimar la viscosidad de crudo muerto, se probaron las Correlaciones para estimar la viscosidad a presión de burbuja, para reproducir un análisis de viscosidad contra presión de un yacimiento del campo vecino, de igual manera se seleccionó la ecuación con menor factor de desviación. El mismo procedimiento se empleó para obtener correlación de la viscosidad a presión inicial.

Tabla 5 Correlaciones empleadas para estimar la viscosidad del petróleo

Propiedad	Correlación Disponible
Viscosidad de Crudo Muerto (μdo)	<ul style="list-style-type: none"> - Beal. - Beggs- Robinson. - Benninson. - Egbogah- Jacks. - Kartoatmodjo. - Labeli. - Petrosky- Farsha - Total
Viscosidad de Crudo a Presión de Burbujeo (μob)	<ul style="list-style-type: none"> - Beggs- Robinson. - Chew- Conally. - Egbogah- Jacks. - Kartoatmodjo. - Labeli. - Petrosky- Farsha. - Total
Viscosidad de crudo	<ul style="list-style-type: none"> - Beal. - Kartoatmodjo. - Labeli. - Petrosky- Farsha. - Total. - Vazquez- Beggs

Las Correlaciones que se listan en la tabla anterior, se caracterizan por estimar el valor de esta propiedad en un rango de variación de API, que va desde 20 hasta 9 °API.

En el caso de la zona inferior de la arena, no se emplearon Correlaciones empíricas, ya que la viscosidad de crudo muerto se estimó mayor a 10000cP, a partir de la prueba de laboratorio del fluido del pozo A-35.

17 Estimación de Reservas

Una vez introducida las modificaciones en las propiedades del yacimiento, se consideró el cálculo del petróleo original en sitio, ya que según los datos oficiales el yacimiento solo contenía crudo de calidad mediano- pesado, es decir, una gravedad API entre 24 y 20 grados.

El POES se estimó mediante el método volumétrico, para ello fue necesario estimar el valor del volumen del yacimiento, el cual se estimó empleando los mapas isópacos y estructurales actualizados.

Se cálculo el promedio del espesor en los intervalos de las curvas isópacos, seguidamente y se estimó el área correspondiente en el sector estructural del estudio, empleando el programa *AutoCad*.

Estimadas estas variables en las unidades correspondientes, pies para el espesor y acres para el área, se calculó el volumen por sectores y finalmente la suma de estos representó el volumen total.

Se diferenciaron dos zonas para el cálculo del volumen, la primera que contiene crudo pesado desde el tope de la estructura hasta la base del contacto agua petróleo actual, y la segunda desde la base del contacto hasta la base de la estructura, en definitiva se obtuvieron dos POES, uno para cada tipo de crudo. En vista de que la arena representa un solo yacimiento, ya que las presiones iniciales reportadas al datum son las mismas, es importante señalar que existe un sector de la arena que se encuentra aislado debido a la existencia de una falla secundaria en la estructura, el cual no pertenece al yacimiento debido a que las presiones medidas indican que la misma tiene un valor aproximado de 2800 lpc. Este sector no se consideró para la evaluación del POES, por lo tanto el valor volumétrico de las reservas se consideró como la suma de los POES parciales por sector de arena.

La determinación del factor de recobro primario, se realizó empleando dos metodologías. En la primera el yacimiento se considera nuevo y se empleó la siguiente correlación, patrocinada por Mobil Oil en 1975, la cual contó con 300 análisis de yacimientos, de los cuales 75 pertenecían al Oriente de Venezuela. Esta correlación puede emplearse para yacimientos con rangos de gravedad API desde 25 hasta 10 grados API.

$$FR = 0.0296 * \phi^{0.6939} * S_{oi}^{1.5698} * API^{-0.0761} * RGP^{0.2868} * P_i^{-0.9123} * P_a^{0.5293} * K^{0.046} \quad (84)$$

Donde:

- FR: factor de recobro, fracción.
- API: gravedad API del crudo, adim.
- Pa: presión de abandono, lpc.
- Pi: presión inicial, lpc.
- Soi: saturación de petróleo movil inicial, %.
- RGP: relación gas-petroleo inicial, PCN/BNP.
- Φ : porosidad, fracción

El otro método para evaluar las reservas, fue a través del cálculo de la producción estimada a partir de las curvas de declinación, cuyo comportamiento dependió del método de levantamiento seleccionado.

De igual manera se estimó un factor de recobro para cada sector en vista que existen diferencias de transmisibilidad, como consecuencia de las variaciones de espesor de arena y viscosidad de los fluidos, ya que la permeabilidad es la misma para toda la arenisca.

18 Selección técnica del método de levantamiento

Se evaluaron las consideraciones teóricas que son comunes en cada método de levantamiento, a fin de estimar cual de ellos debería de diseñarse para pasar a la fase de evaluación económica de la propuesta. Con el fin de determinar el método de levantamiento adecuado, se desarrolló una matriz que evalúa los siguientes aspectos:

- ❖ Viscosidad del crudo a producir.
- ❖ Configuración mecánica del pozo.
- ❖ Tasas de producción esperadas.
- ❖ Producción de agua.
- ❖ Temperatura de fondo del yacimiento.
- ❖ Profundidad del yacimiento.
- ❖ Relación gas- petróleo.
- ❖ Contenido de sólidos.

Estos aspectos se agruparon en cuatro (04) categorías: análisis de fluidos, ya que son factores que dependen exclusivamente del tipo de fluido producido, aporte del yacimiento, este grupo toma en cuenta las características de producción u oferta del yacimiento, condiciones del yacimiento, aquí se agrupan los parámetros físicos que determinan las profundidades de asentamiento y las correspondientes temperaturas, y por último las condiciones mecánicas, es decir, la completación del pozo y la forma en la que esta influye en el posterior acondicionamiento del pozo para al instalación de facilidades de producción. Se desarrollaron matrices para los siguientes escenarios:

- ❖ Producción de crudo pesado en la zona de Zorro.
- ❖ Producción de crudo pesado en la zona Mata 3.
- ❖ Producción de crudo extrapesado en las zonas de estudio.

El máximo valor de la matriz de la evaluación corresponde a una puntuación de 40, ya que se asignaron 8 categorías diferentes con puntuaciones que oscilaban entre uno y cinco, la tabla siguiente muestra la jeraquización de estos valores.

Tabla 6 Valores de la Matriz de la evaluación

Valor	Aporte
1	No recomendable
2	Poco recomendable
3	Recomendable
4	Favorable
5	Muy favorable

Se consideraron recomendables aquellos métodos cuya puntuación representó más del 70% de la puntuación máxima.

Seleccionados los métodos a diseñar, se procedió a escoger los pozos para las simulaciones técnicas, el criterio para llevar a cabo este proceso estuvo directamente relacionado con la cantidad de datos disponibles, es decir, se seleccionaron aquellos pozos que tenían diagrama de pozos, prueba de producción y prueba de fluido.

La curva de afluencia de los pozos, se derivó empleando la ecuación de Vogel, en vista, que el yacimiento se encuentra por encima del punto de burbujeo, además la

ecuación sólo requiere de una prueba de producción para estimar el comportamiento de la tasa contra la presión de fondo.

El diseño de levantamiento artificial por gas, se llevó a cabo empleando el simulador de análisis nodal. El procedimiento seguido, en líneas generales, se explica a continuación:

- ❖ Se cargaron en el sistema los datos de cada pozo, en el formato adecuado que para que el programa pueda emplearlos, éstos fueron: curva de afluencia, diagrama mecánico del pozo, registro de desviación (en el caso de los pozos inclinados).
- ❖ Se determinaron las Correlaciones para el flujo en la tubería vertical.
- ❖ Se efectuó la evaluación de producción por levantamiento artificial por gas.

Los diseños para los métodos de bombeo electrosumergible y bombeo hidráulico, se elaboraron empleando los software diseñados por las compañías de servicios para estos fines.

Una vez obtenidos los diseños de los pozos se efectuó una nueva selección de, con el fin de abarcar los dos sectores de crudos en las dos zonas de estudio.

Con las tasas de producción estimada por la propuesta técnica de cada método evaluado, se procedió a construir la curva de declinación para cada uno de los pozos empleando una herramienta computacional, la cual posee un registro de la producción de los pozos.

Para los pozos que no tenían producción, especialmente para aquellos propuestos para producir crudo extrapesado, se emplearon las curvas de declinación de aquellos pozos que probaron crudos con gravedades API similares o que tenían perforaciones en los mismos niveles estructurales.

19 Selección económica del método de levantamiento

Para efectuar el análisis económico del proyecto se planteó un horizonte económico de 11 años, iniciando el proyecto a partir de la puesta en producción de los pozos piloto.

La declinación de la producción de los pozos propuesta, se efectuó considerando como fecha inicial de producción el primero de agosto del presente año, mientras la fecha de finalización del proyecto se estableció el primero de Enero del año 2016.

Se propuso un período de prueba de seis meses para la producción simultánea de ambos crudos, con la introducción de 4 pozos pilotos, dos para la extracción de crudo extrapesado y dos para la de pesado, claro está en las dos zonas de estudio (Zorro y Mata 3). Los escenarios de producción planteados se presentan en la tabla siguiente.

Tabla 7 Propuestas de Explotación

Caso	Número de Pozos	Crudo	Método propuesto por zona
1	13	Pesado (P) Extrapesado (EP)	Zorro: Bombeo Electrosumergible (P) Bombeo Hidráulico (EP) Mata 3: Levantamiento Artificial por Gas (P) Bombeo Hidráulico (EP)
2	13	P EP	Zorro: Levantamiento Artificial por Gas (P) Bombeo Hidráulico (EP) Mata 3: Levantamiento Artificial por Gas (P) Bombeo Hidráulico (EP)
3	7	P	Zorro: Bombeo Electrosumergible (P) Mata 3: Levantamiento Artificial por Gas (P)
4	7	P	Zorro: Levantamiento Artificial por Gas (P) Mata 3: Levantamiento Artificial por Gas (P)
5	6	EP	Zorro*: Bombeo Hidráulico Mata 3: Bombeo Hidráulico * Pozo piloto con Bombeo Electrosumergible
6	6	EP	Zorro*: Bombeo Hidráulico Mata 3: Bombeo Hidráulico * Pozo piloto con Levantamiento Artificial por Gas.

Es necesario señalar que los casos propuestos anteriormente, se establecieron a partir de los resultados obtenidos con la matriz de evaluación técnica.

Los costos del proyecto se estimaron considerando: la experiencia en intervenciones de otros pozos del área, la aplicación previa de métodos de levantamiento en los pozos con crudo pesado en las zonas de estudio y la necesidad de establecer una base de datos con la mayor cantidad de información del yacimiento (análisis de crudo, gravedad API, viscosidad, presiones).

Los costos también incluyen el tratamiento químico, debido a la experiencia de mejora de producción obtenida en el pozo A-3 de la zona Zorro.

Otros aspectos considerados para la evaluación económica fueron los siguientes: costos por el mantenimiento de las operaciones, pago de impuestos, pago de regalías y el precio del crudo (9\$).

Se emplearon como indicadores económicos el valor presente neto y la tasa interna de retorno (TIR >12%).

20 Arenas R y T

Se revisaron las carpetas de pozos a fin de determinar los fluidos probados en estos intervalos productores. Adicionalmente, se revisaron los datos de reservas y las historias de producción de ambas arenas.

1 Análisis petrofísico de las arenas u1 y u2 de la formación Merecure zonas Zorro y Mata 3 - Área Mata -

1.1 Relación entre litología y parámetros petrofísicos

❖ Litología

La sedimentación de la Formación Merecure ocurrió en un ambiente variable de lagunas y aguas salobres a francamente marinas. El ambiente es típico de clásticos basales transgresivos depositados por corrientes fluviales entrelazadas y, en posición más distal, por condiciones deltaicas. Las areniscas se orientan preferencialmente en sentido aproximadamente norte-sur, y constituyen más del 50% de la formación, éstas se caracterizan por ser de color gris claro a oscuro, masivas, mal estratificadas y lenticulares, duras, de grano fino a grueso, incluso conglomeráticas, con estratificación cruzada y una variabilidad importante de porosidad y permeabilidad.

La arenisca U 1-2 representan principalmente las facies de canales distributarios, tal como muestra en la figura 27.

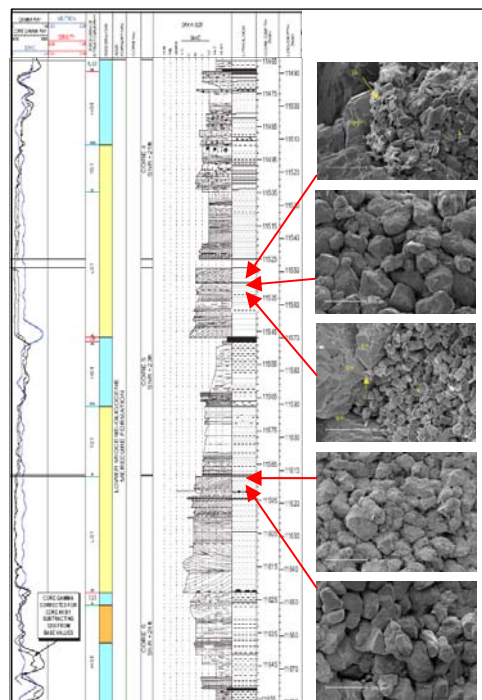


Figura 27 Perfil litológico

Estas areniscas estuvieron sujetas a compactación mecánica y posterior cementación (crecimientos secundarios de cuarzo), lo cual ha reducido la porosidad original, la grafica anexa aunque estudios sobre núcleos reporta la presencia de muy buenas porosidades primarias sobre todo en las facies de los canales distributarios.

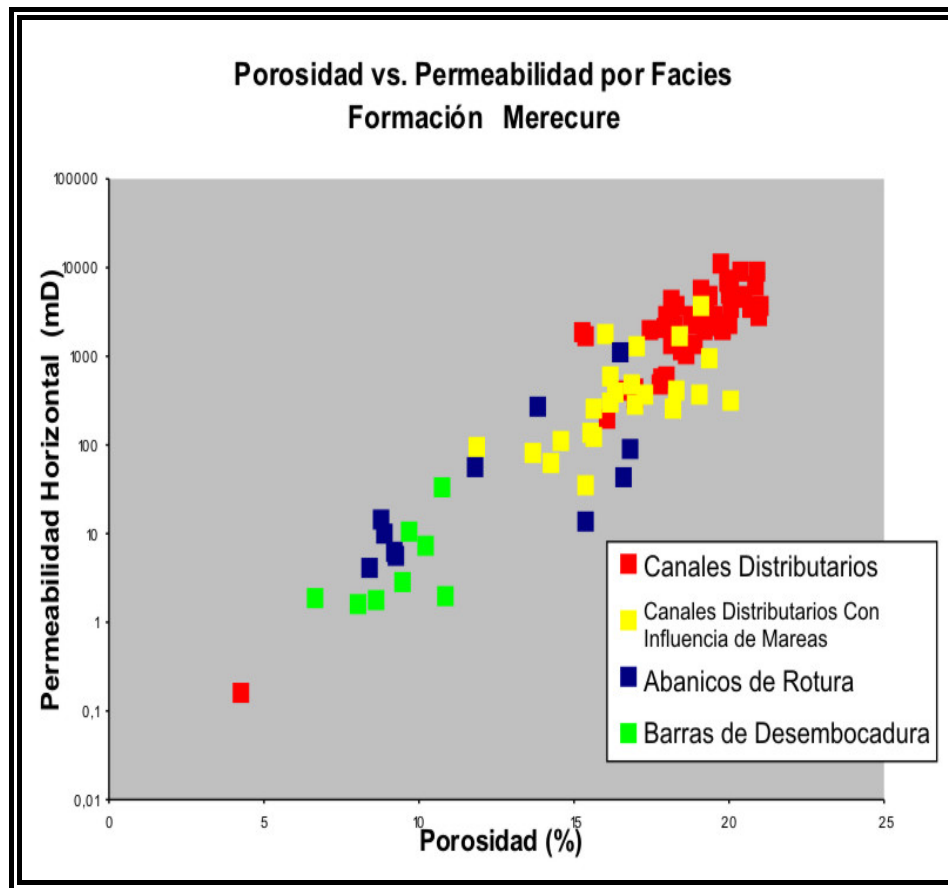


Figura 28 Gráfico de Porosidad vs Permeabilidad Horizontal

Las areniscas U1 y U2 abarcan un amplio espectro granulométrico y de selección a lo largo de la columna estudiada, (Fig. 27). Presentando variaciones en la selección, de regular a buena, mientras la granulometría varía predominantemente de muy gruesa a mediana. En esta misma figura se observa como los valores se agrupan en las facies de canales distributarios y canales distributarios mostrando claramente los dos (02) ambientes de sedimentación.

Estas rocas poseen bitumen que rellena los poros de las mismas, además del cemento predominantemente silíceo y material arcilloso, tal como se aprecia en las figuras 29 y 30. Este bitumen se presenta en la facies de canales distributarios, en la parte inferior de la columna.

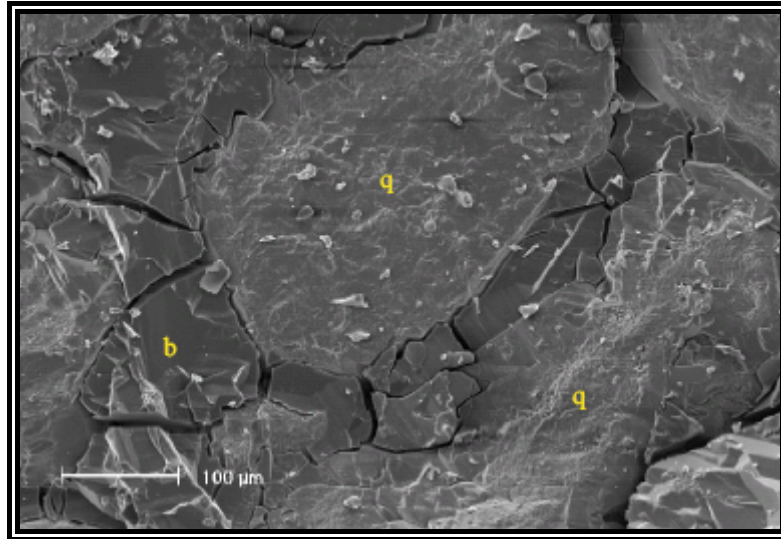


Figura 29 Vista de los granos rodeados con bitumen 1

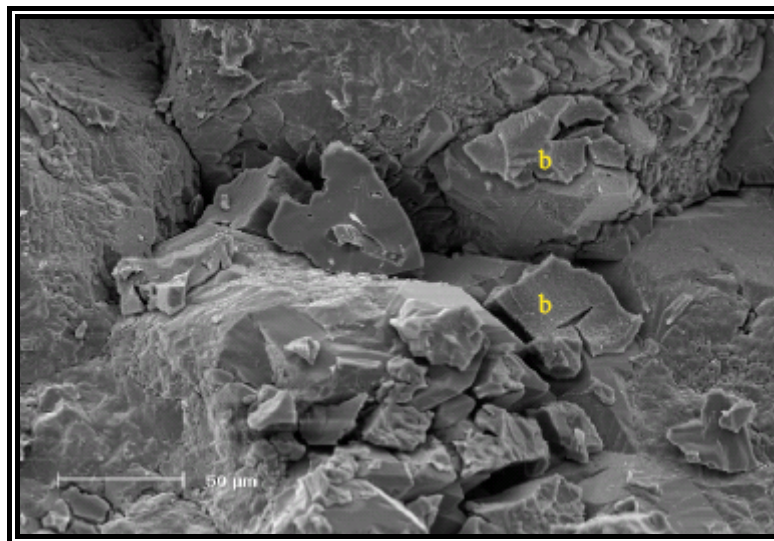


Figura 30 Vista de los granos rodeados con bitumen 2

Para obtener las ecuaciones que Relacionan las variables de porosidad y permeabilidad, se graficaron estos parámetros por encima de sus valores de corte hasta lograr un buen ajuste para areniscas (Fig. 31). Las expresiones obtenidas son las siguientes:

$$\text{Areniscas U2} \quad k_{gas} = 12.643 * e^{0.2571*\phi} \quad (85)$$

$$\text{Areniscas U1} \quad k_{gas} = 9.3659 * e^{0.258*\phi} \quad (86)$$

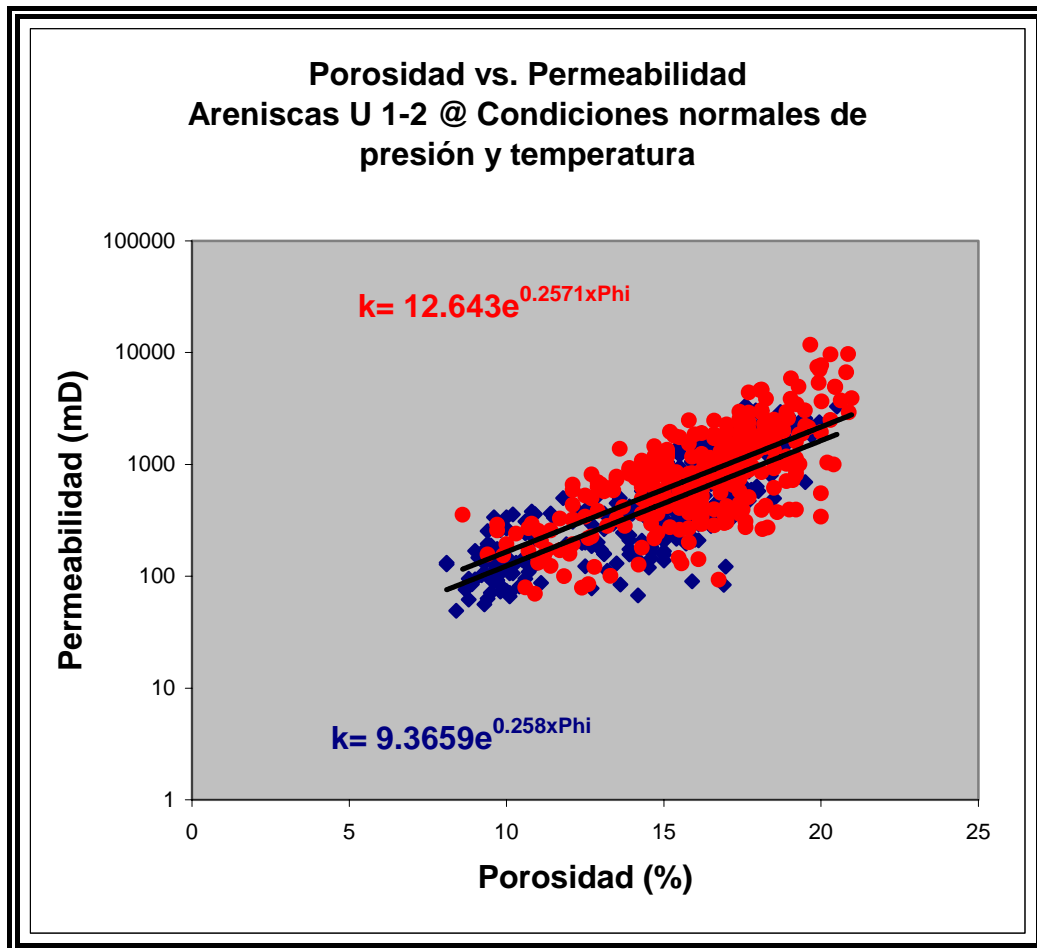


Figura 31 Gráfico de Permeabilidad contra Porosidad

Otro método empleado para correlacionar los valores de porosidad y permeabilidad con radios de gargantas porales, fue el gráfico de Winland-35, éste plantea la ecuación 87, que reordenada (ecuación 88), permite calcular la permeabilidad para un radio de garganta poral dado, sobre un rango de porosidades.

$$\text{Log}R_{35} = a + b * \log k_{aire} - c * \log \phi_{nucleo} \quad (87)$$

$$\text{Log}k_{\text{aire}} = \frac{[\log R_{35} - a + c * \log \phi_{\text{nucleo}}]}{b} \quad (88)$$

Donde:

a=0.732

b=0.588

c=0.864

R= Radio de garganta poral

K= permeabilidad

De esta manera valores de Porosidad vs Permeabilidad se llevaron sobre un gráfico que muestra las líneas de igual valor de radio poral, Tal como se muestra en la figura 32, las muestras que caen por debajo de 0.5 micrones fueron desechadas como espesor permeable. Donde se aprecia que las arenas U12 poseen megaporos y macroporos, los cuales son excelentes para el almacenamiento de hidrocarburo.

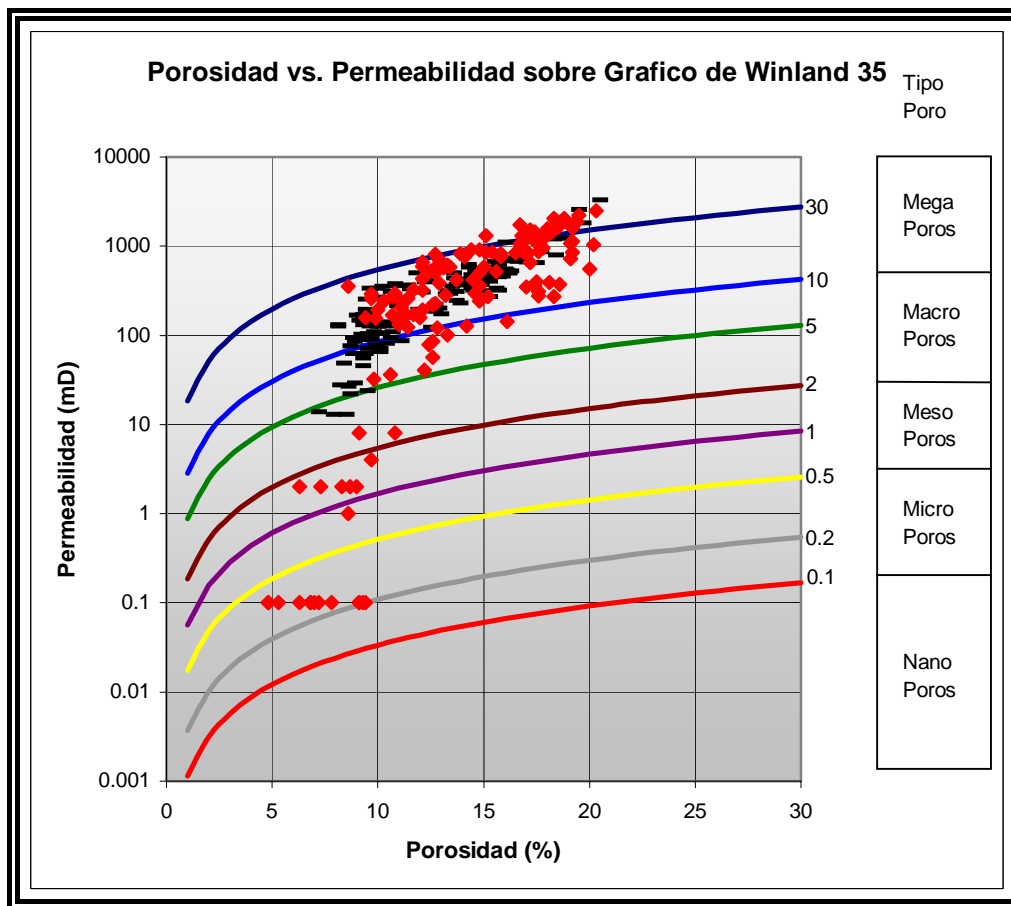


Figura 32 Gráfico de Permeabilidad contra Porosidad por el método de Winland 35

❖ Distribución de las arcillas

En vista de que uno de los marcadores típicos para la selección de la arena fue el contenido de arcilla, además de que la caracterización de las mismas es influyente para un estudio detallado de roca, fueron posibles de identificar a través de microscopia electrónica y se pueden agrupar en:

- ❖ **Arcillas laminadas:** se presentan intercaladas entre las areniscas, en forma de laminaciones. La porosidad efectiva y la permeabilidad de estas arcillas son esencialmente nulas, por lo tanto, pueden actuar como barreras para los fluidos.
- ❖ **Arcillas dispersas:** se observaron en estas areniscas principalmente caolinita, (figuras 33 y 34), e interestratificado ilita-esmectita, (Fig.35).

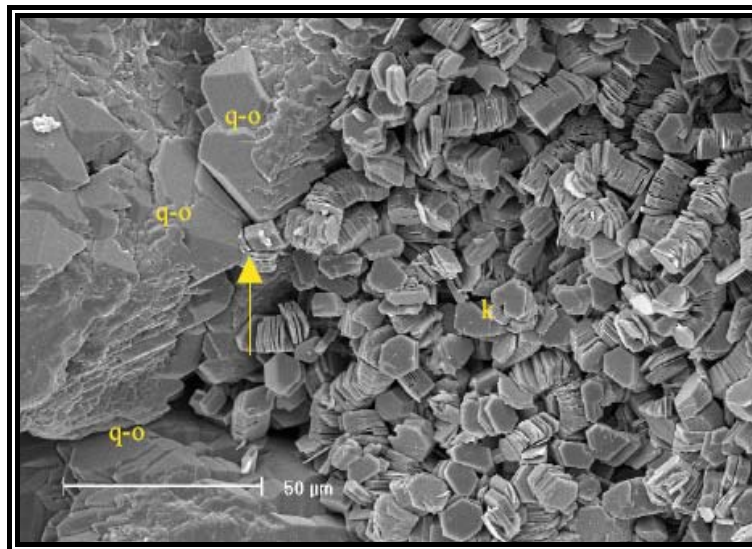


Figura 33 Presencia de Caolinita en los poros

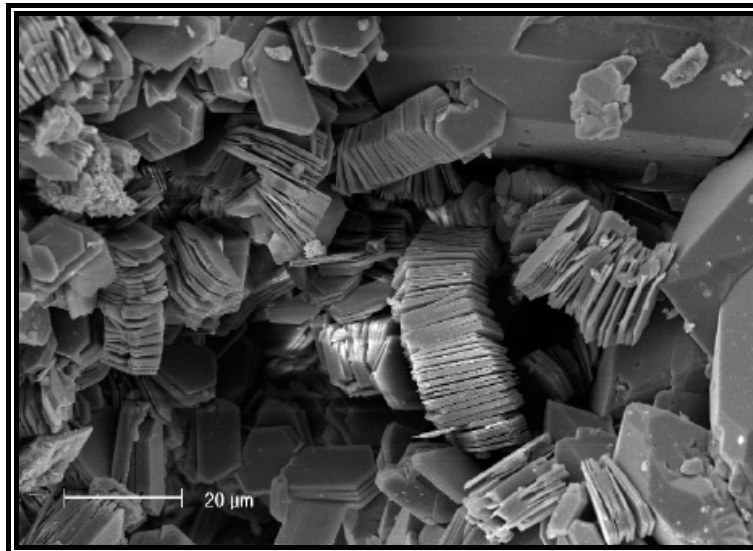


Figura 34 Presencia de caolinita en los poros

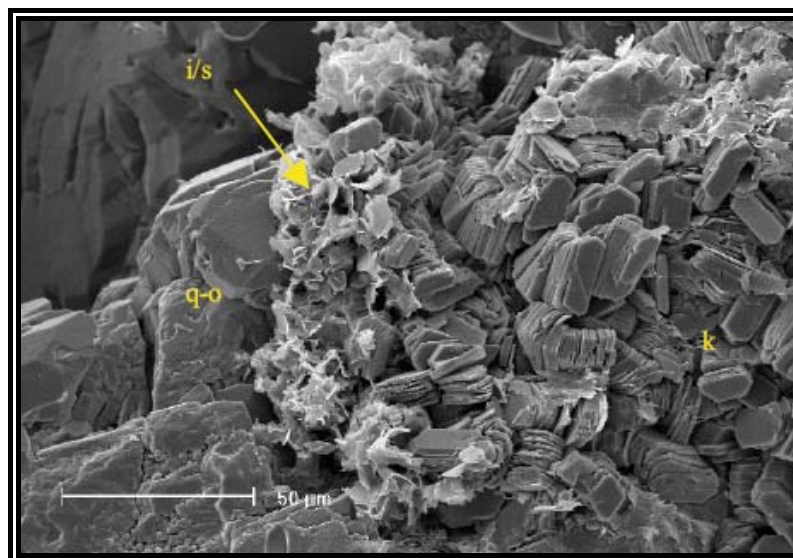


Figura 35 Presencia de Illita en los poros

En este tipo de texturas, las arcillas se presentan diseminadas en el espacio poral de las rocas, produciendo daños significativos en las propiedades de la misma, ya que pequeñas cantidades de arcillas pueden obturar los poros y reducir la porosidad efectiva y, particularmente, la permeabilidad. Los valores máximos tolerables son de alrededor de 10% en volumen.

Este tipo de comportamiento, concuerda con la teoría de que estas arcillas se desarrollaron en el poro luego de la compactación del sedimento y como consecuencia de la reacción química entre los fluidos y los minerales presentes, feldespatos y/o fragmentos líticos.

Estos minerales han sido caracterizados en partículas discretas que conforman texturas de "relleno de poros", como se aprecia en las figuras anteriores, "recubrimiento de granos" y "desarrollo de puentes dentro del poro" (Fig. 36). En la textura relleno de poros la caolinita construye cuerpos aislados dentro del mismo. En la textura de puentes atribuida a las illitas e interestratificado se llega a obturar el poro por la formación de una masa de hilos que se entrecruzan. Este tipo de texturas son las que mayor daño producen llegando a disminuir la permeabilidad hasta en dos órdenes de magnitud.

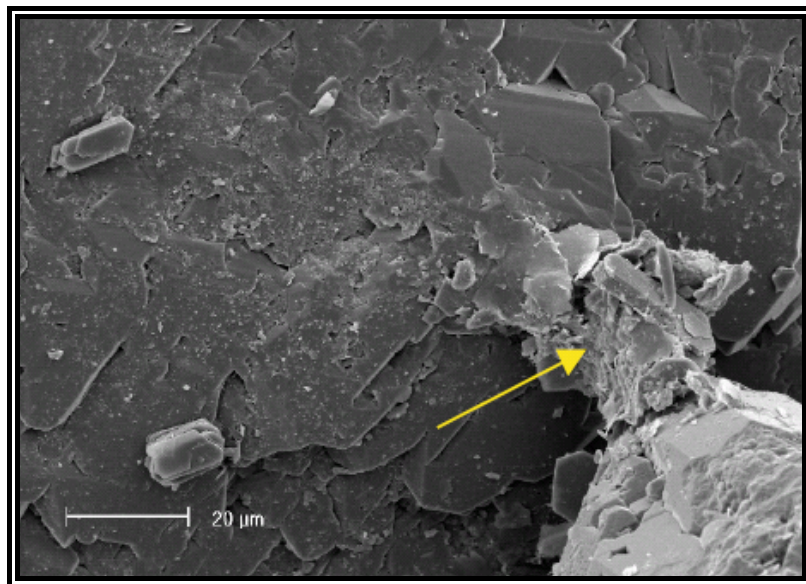


Figura 36 Puentes Intergranulares

1.2 CÁLCULO DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS

❖ Presión de Sobrecarga (σ_{ob})

La carga geostática de los sedimentos, está dada por la siguiente expresión:

$$\sigma_{ob} = \int_0^D \rho b * g * dD \quad (89)$$

Donde:

- g :Constante gravitacional (psi/ft)/(g/cc)
 D :Profundidad, pies.
 ρb :Densidad aparente de la formación, g/cc.

Se empleó una relación exponencial para expresar la variación de la porosidad con la profundidad, obtenida de la mejor tendencia de la curva que se aprecia a continuación, la ecuación que representa esta variación es:

$$\phi = \phi_0 * e^{-K*D} \quad (90)$$

Donde

- ϕ_0 : Porosidad en superficie
 K : Constante de declinación de porosidad

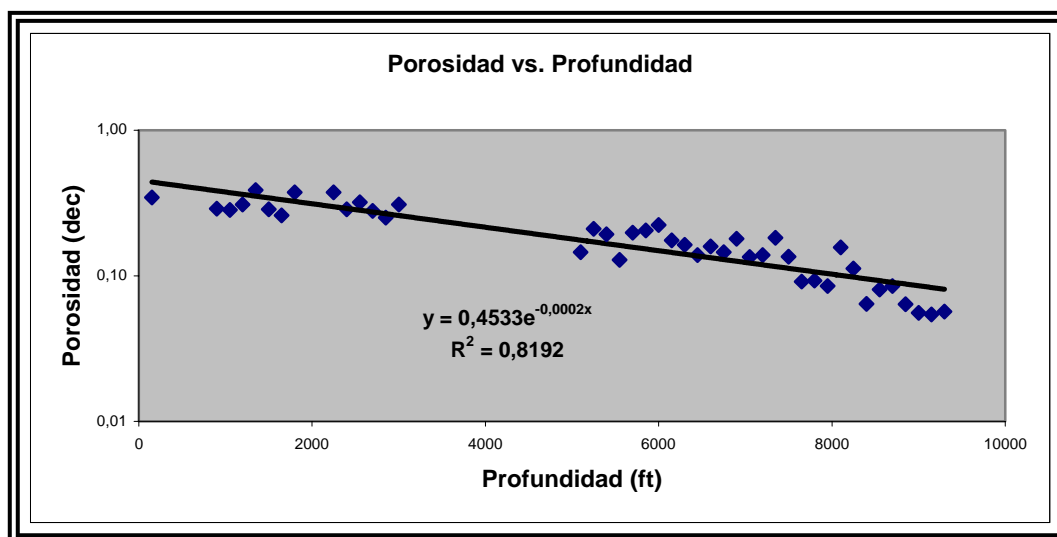


Figura 37 Gráfico de Porosidad contra Profundidad

Las constantes ϕ_0 y K se determinaron gráficamente, a partir de los datos de la formación merecure, y se presentan en la tabla que se muestra a continuación.

Tabla 8 Datos de Porosidad y permeabilidad de la Formación Merecure

Φ_0 (%)	45
K (mD)	0,2

La presión de sobrecarga resultante del peso de los sedimentos puede ser calculada a cualquier profundidad a partir de la sustitución de la ecuación 90 en la ecuación 89, de la cual se tiene

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (91)$$

Donde:

ϕ :Porosidad, fracción.

ρ_{ma} :Densidad de la matriz, g/cc.

ρ_b :Densidad aparente de la formación, g/cc.

ρ_f :Densidad del filtrado del lodo, g/cc.

$$\sigma_{ob} = g \int_0^D [\rho_{ma} (1 - \phi) + \rho_f * \phi] dD \quad (92)$$

Integrando esta ecuación y reordenando, entre los límites cero (0) que es el nivel del terreno y D que representa la profundidad en pies de estudio, se obtiene:

$$\sigma_{ob} = \rho_{ma} * g * D - \frac{(\rho_{ma} - \rho_f) * g * \phi_0}{K} (1 - e^{-K*D}) \quad (93)$$

Para el caso específico del estudio, con los siguientes valores:

Tabla9 Valores empleados para el cálculo de la presión de sobrecarga

ρ_{ma} (g/cc)	2.67
ρ_f (g/cc)	1.025
g (psi/ft)/(g/cc)	.433
D (pies)	10.000

Se obtuvo una presión de sobrecarga de 10176 lpc., razón por la cual el gradiente geostático arroja un valor de 1 lpc/ft.

❖ Cálculo de la Resistividad del Agua de Formación

Los análisis químicos de los pozos del área muestran, que el agua de formación para las unidades U1 y U2, contiene una cantidad total de sólidos disueltos que se ubica, de acuerdo a la figura 38, en 16.818 ppm (equivalentes NaCl). Bajo estas concentraciones, las medidas de la resistividad del agua de formación, R_w , a la temperatura de 240° F, es de 0.11 ohmm²/m, tal como se aprecia en la figura.

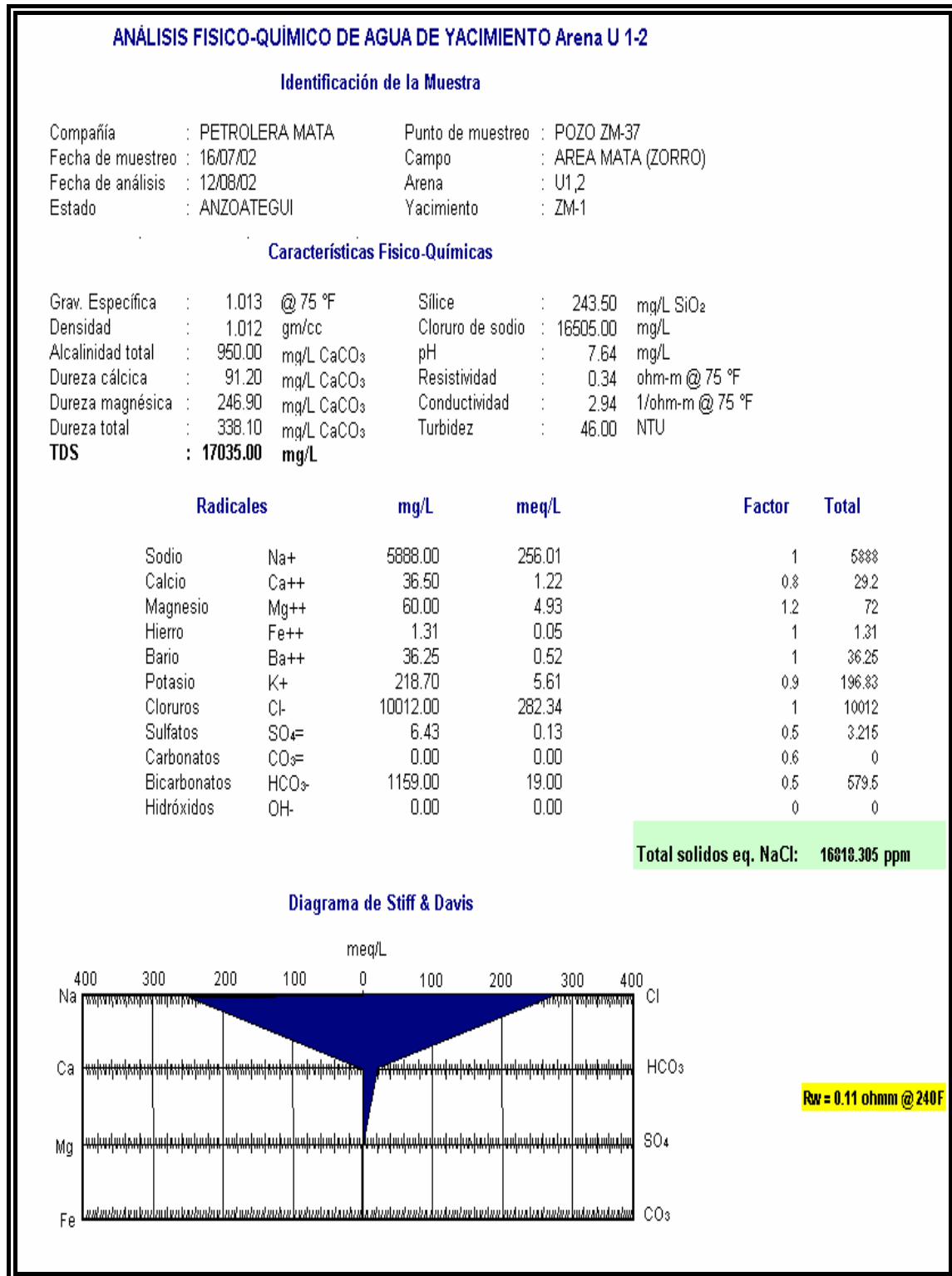


Figura 38 Análisis Físico- Químico del agua de formación

❖ Cálculo del Exponente de Saturación (n)

Para el cálculo del exponente de saturación, n , se graficaron los índices de resistividad, a condiciones normales de presión y temperatura (CNPT), obtenidos en laboratorio versus la saturación de agua del núcleo.

Para el caso de estudio se definió una recta que corta al eje de las abscisas en el valor de $S_w=100\%$, tal como muestra la siguiente figura, para un índice de resistividad igual a la unidad; de esta manera la pendiente de la misma representa el valor de n .

El valor obtenido en condiciones normales es: $n=1.89$

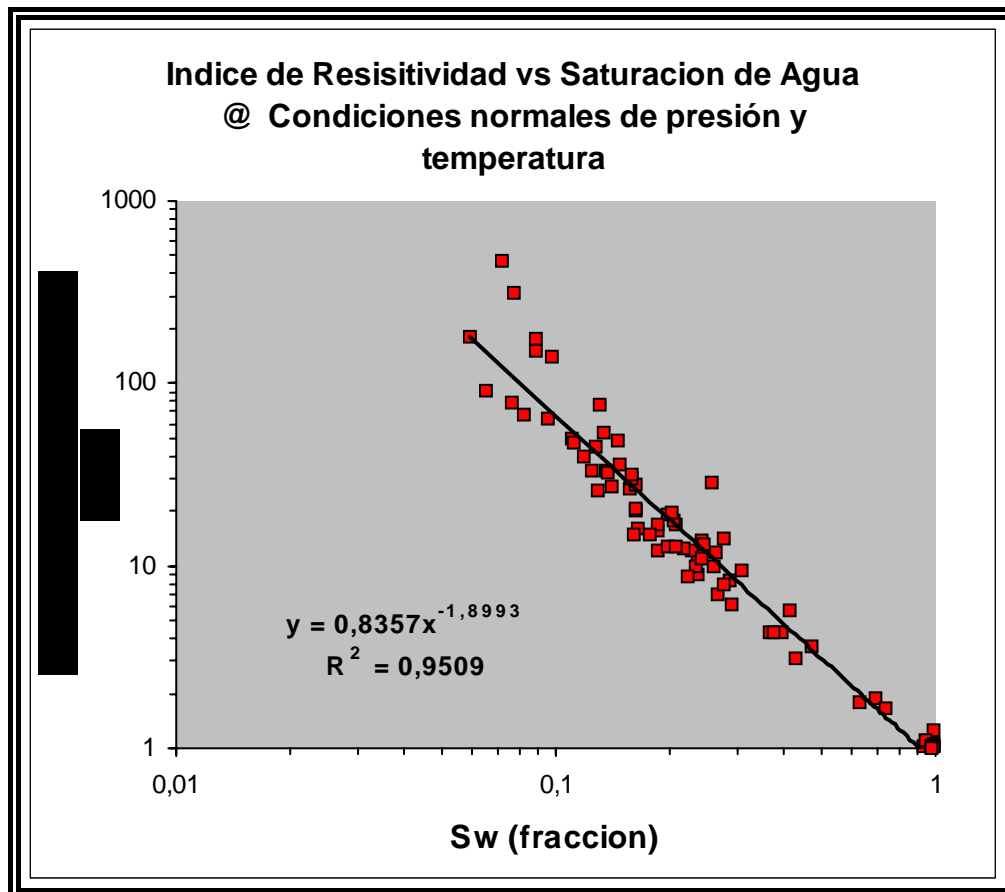


Figura 39 Gráfico del Índice de Resistividad contra Saturación de Agua

❖ Cálculo del Exponente de Cementación (m)

Se graficaron los valores de Factor de Formación @ CNPT versus la porosidad, obteniéndose una recta (ver grafico), que pasa por $\phi=100\%$ y $F=1$, y cuya pendiente es el parámetro m.

El valor general obtenido es: $m = 1.74$.

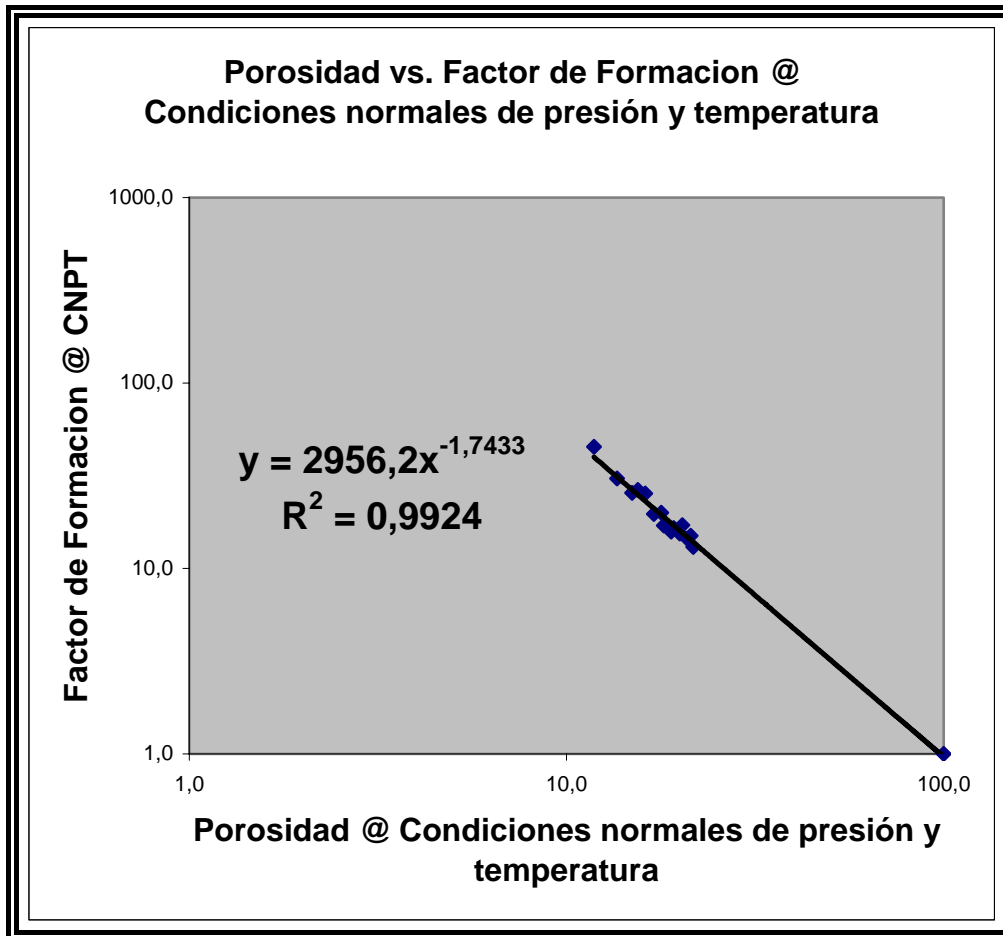


Figura 40 Gráfico de Factor de Formación contra Porosidad a Condiciones Normales

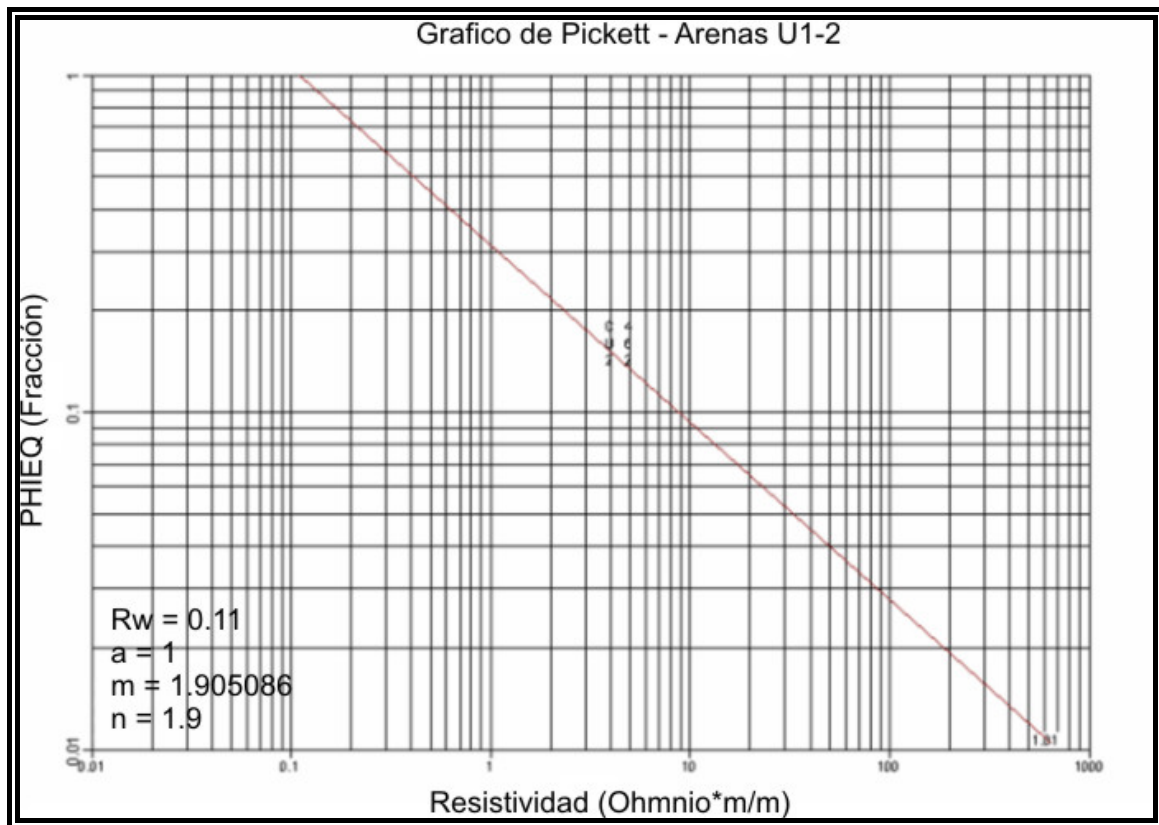


Figura 41 Gráfico de Pickett

La figura 41 muestra el gráfico de Pickett donde se obtiene un $m = 1.9$ a condiciones de reservorio.

❖ Parámetros para el cálculo de la Porosidad

Se empleó la porosidad obtenida del núcleo del pozo A-35, a diferentes condiciones de presión para validar la porosidad interpretada a través de los perfiles.

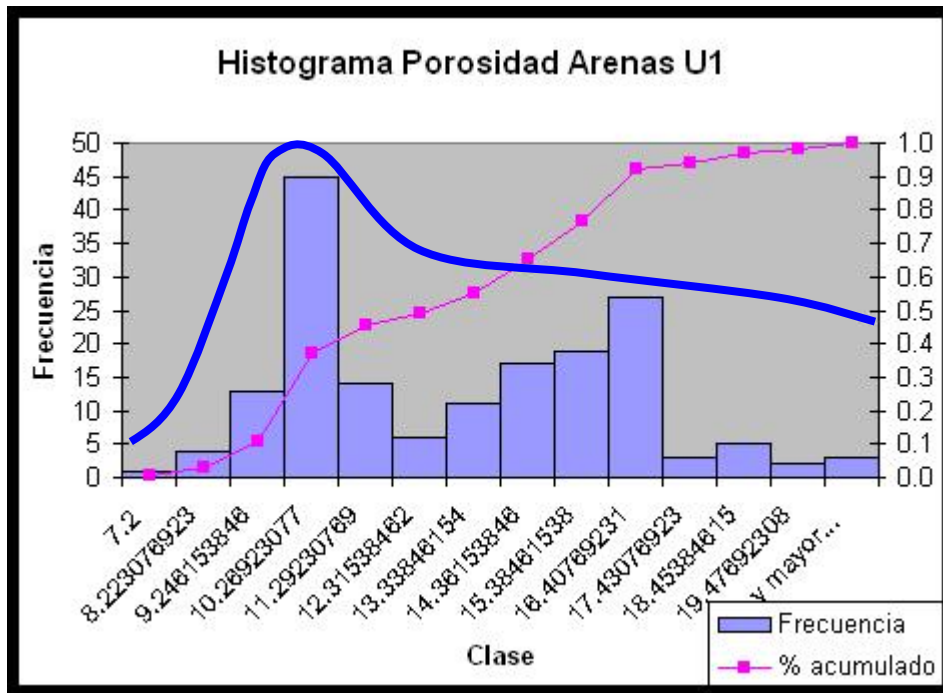


Figura 42 Histograma de Porosidad Arena U1

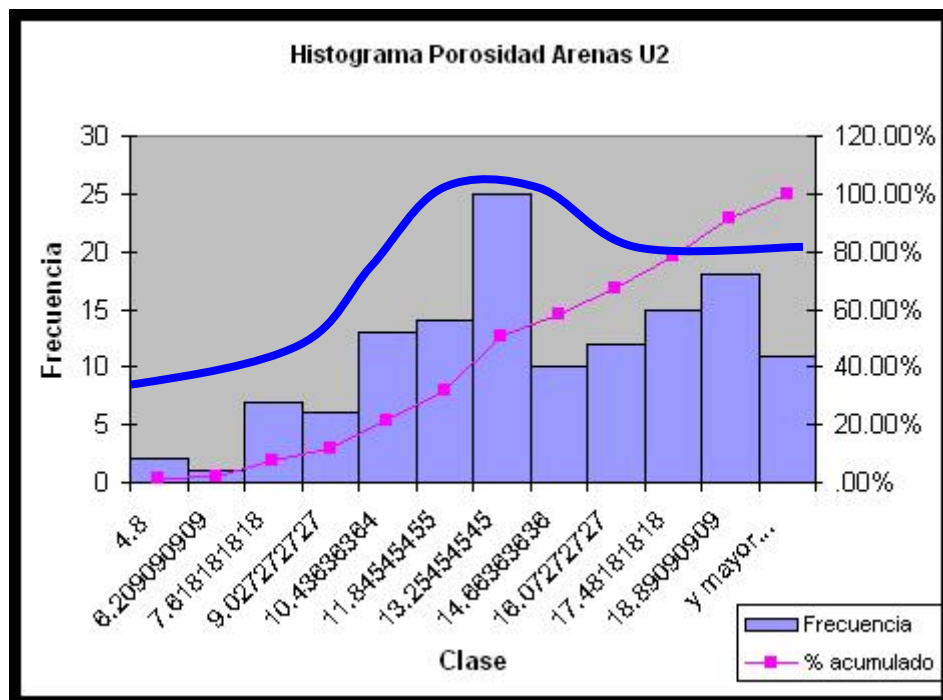


Figura 43 Histograma de Porosidad Arena U2

Las figuras 42 y 43 muestran los histogramas de porosidad de las areniscas U1 y U2 respectivamente. En los mismos se observa una distribución bimodal de este parámetro, producto de no haber discriminado aquellos valores por debajo del valor de corte. Mientras la estadística descriptiva se muestra en la tabla siguiente.

Tabla 10 Resultados de la Estadística Descriptiva de las arenas U1 y U2

Variable	Arena U1	Arena U2
Media	12,58	13,62
Error típico	0,24	0,23
Mediana	12,5	13,2
Moda	15,7	12,1
Desviación Estándar	3,07	3,87
Varianza de la muestra	9,4	14,94
Curtosis	0,97	-0,82
Coefficiente de asimetría	0,34	-0,21
Rango	13,3	15,5
Mínimo	7,2	4,8
Máximo	20,5	20,3
Suma	2138,3	1824,9
Cuenta	170	134

Los parámetros de matriz del perfil densidad fueron calculados utilizando una técnica que le permite a la densidad de matriz variar junto con la porosidad, minimizando de esta manera los errores estadísticos de la medición, causados por la variación en la densidad de grano. Esta técnica utiliza las mediciones de densidades de grano y porosidades (a condiciones de confinamiento) para calcular una densidad total de roca, esto se obtiene reordenando la ecuación 94:

$$\rho_{core@NOBP} = (\phi_{core@NOBP} * \rho_f) + (1 - \phi_{core@NOBP}) * \rho_{ma} \quad (94)$$

Donde:

$\phi_{core@NOBP}$:Porosidad a la presión de sobrecarga, fracción.

ρ_{ma} :Densidad de la matriz, g/cc.

$\rho_{core@NOBP}$:Densidad aparente de la formación, g/cc.

ρ_f :Densidad del filtrado del lodo, g/cc.

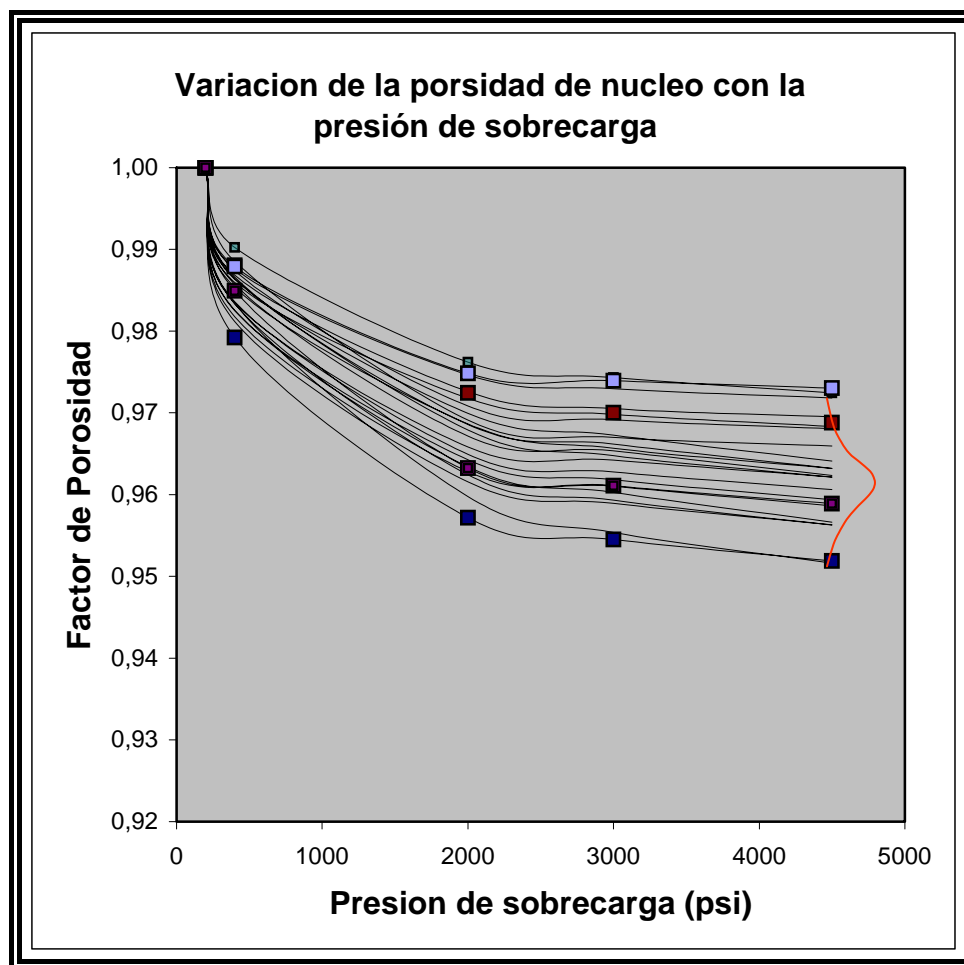


Figura 44 Gráfico de Porosidad contra Presión de sobrecarga

Es necesario señalar la influencia de la presión de confinamiento sobre la porosidad, la misma fue calculada a través del análisis estadístico de las muestras, tal como se aprecia en la figura 44, a partir de la cual se generó el coeficiente de variación

de la porosidad a condiciones normales de presión y temperatura con respecto a la porosidad del yacimiento.

$$\phi_{NOP} = 0.96 * \phi_{CNPT} \quad (95)$$

Donde:

ϕ_{NOBP} : Porosidad a la presión de sobrecarga, fracción.

ϕ_{CNPT} : Porosidad a condiciones normales de presión y temperatura, fracción.

La densidad aparente de matriz se obtuvo a partir del grafico densidad total de la roca versus la porosidad de núcleos que se muestra a continuación, de la intersección entre la recta de mejor ajuste con el eje de ordenadas indicando **dicho valor de densidad de matriz aparente**, el cual es: 2,66 g/cc.

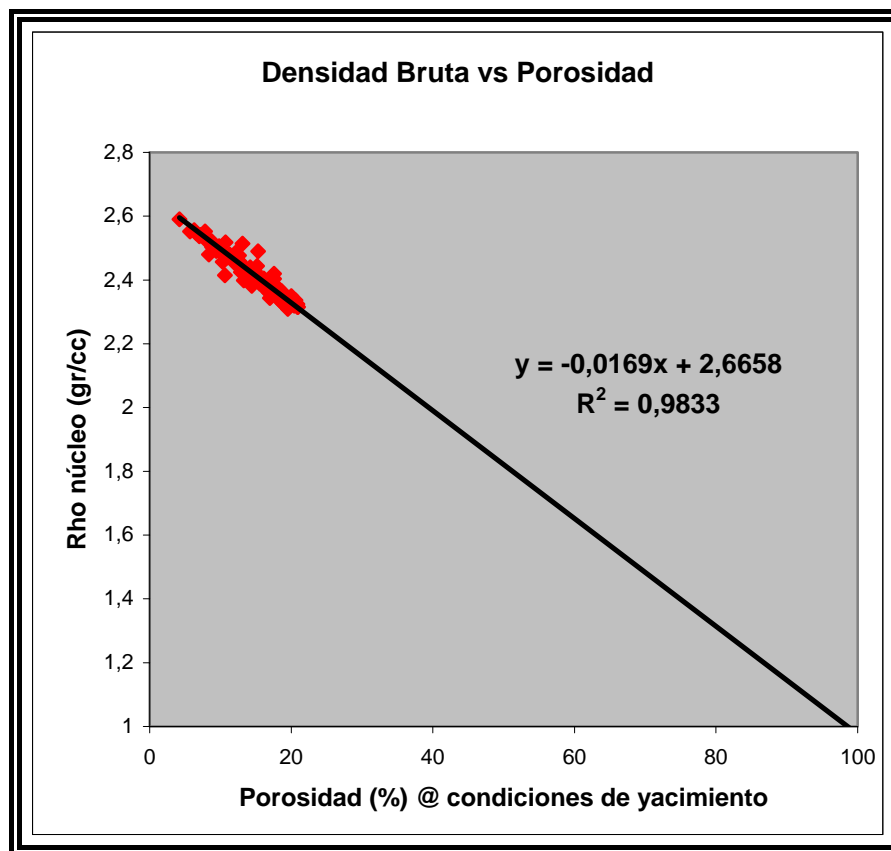


Figura 45 Gráfico para estimar la densidad de matriz

Otro método empleado fue el gráfico Densidad de perfil vs Porosidad núcleo, del cual se extrapolo el siguiente valor de **densidad de matriz: 2,66 g/cc.**

❖ **Permeabilidad**

En las figuras 46 y 47, se muestran los histogramas de permeabilidad de las areniscas U1 y U2. En los mismos se observa una distribución lognormal de este parámetro (línea azul de los gráficos).

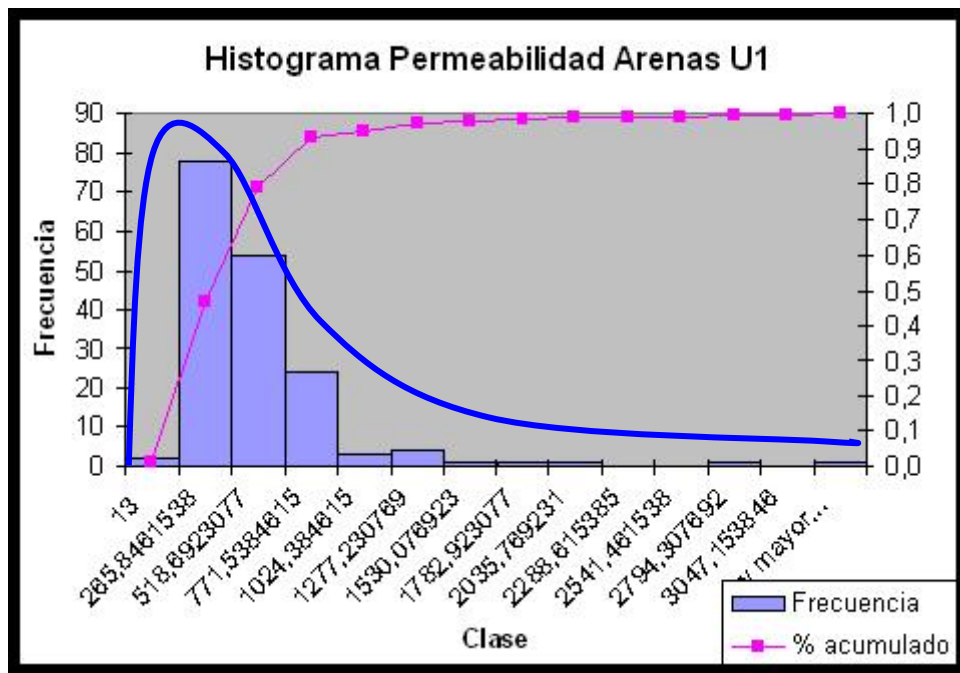


Figura 46 Histograma de Permeabilidad Arena U1

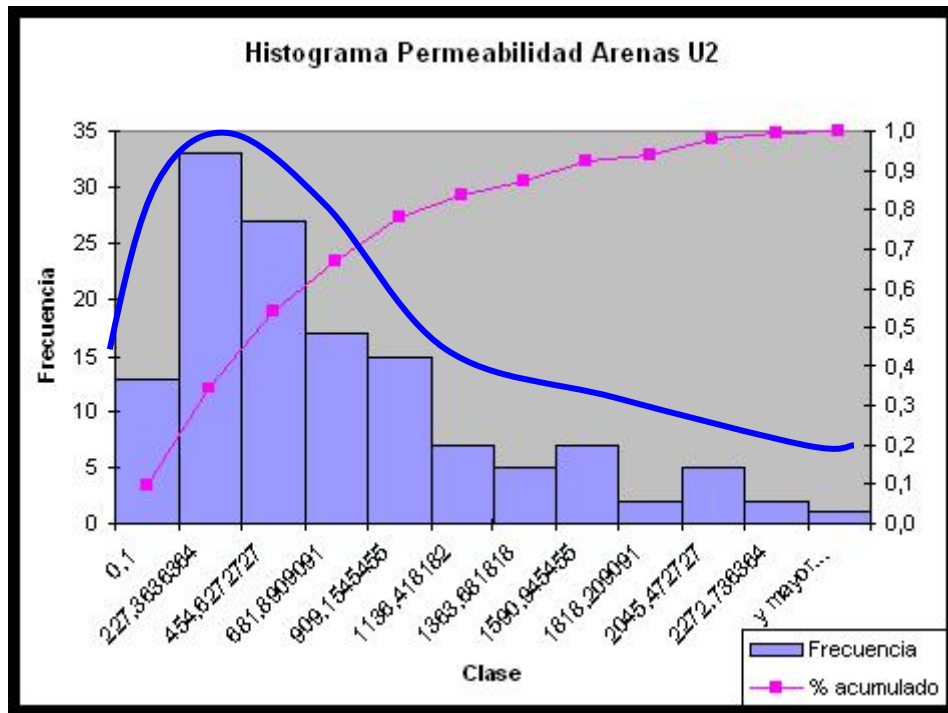


Figura 47 Histograma de Permeabilidad Arena U2

Tabla 11 Resultados estadísticos de la permeabilidad de la arenas U1 y U2

Variable	Arena U1	Arena U2
Media	372.05	582.88
Error típico	31.59	50.22
Mediana	309	379
Moda	127	0.1
Desviación Estándar	411.83	581.35
Varianza de la muestra	169606.66	337967.77
Curtosis	20.04	0.75
Coficiente de asimetría	3.75	1.19
Rango	3287	2499.9
Mínimo	13	0.1
Máximo	3300	2500
Suma	63248	78106.3
Cuenta	170	134

La tabla anterior presenta los resultados de la estadística descriptiva calculados para estimar esta variable.

La relación entre Permeabilidad vertical y horizontal para estas areniscas esta dada por la siguiente expresión.

$$k_v = 0.6674 * k_h \quad (96)$$

La cual se obtuvo al graficar los valores obtenidos a través de las diferentes mediciones de cada uno de éstos parámetros a condiciones normales de presión y temperatura, tal como muestra la figura 48.

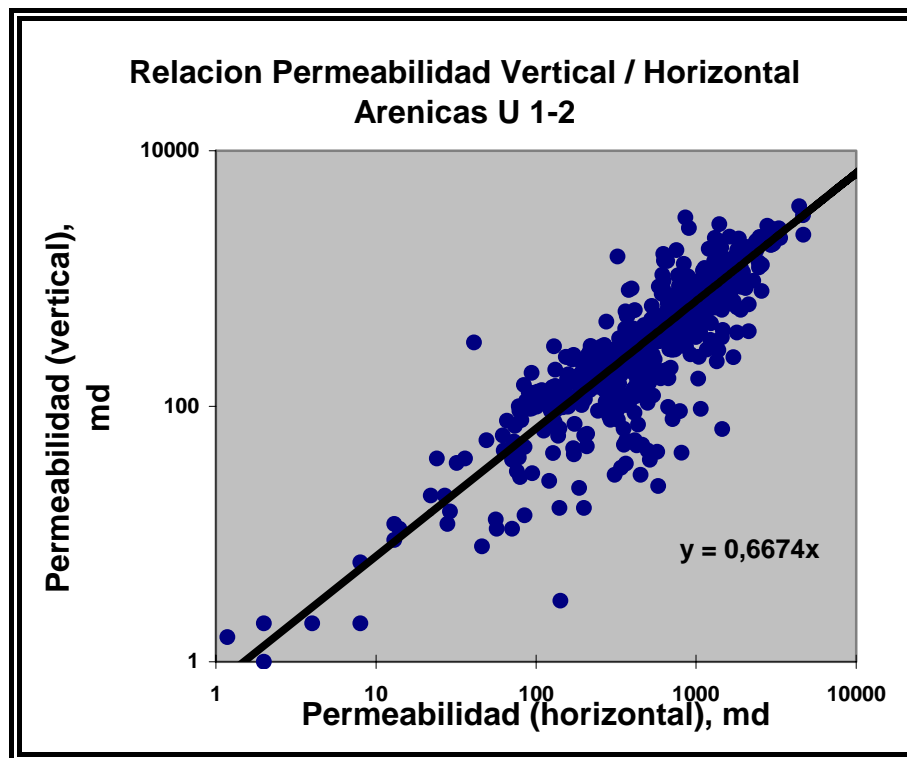


Figura 48 Gráfico de Permeabilidad Vertical contra Permeabilidad Horizontal

1.3 Cálculo de los delimitadores de porosidad, permeabilidad y saturación de agua

Para la interpretación de registros, y posterior evaluación de formaciones, se deben calcular valores de corte, (figuras 49 y 50), tanto de contenido de arcilla, porosidad, permeabilidad y saturación de agua, es decir, valores límites, en los cuales, las medidas interpretadas de los registros que sean inferiores a esos valores, son automáticamente descartados del campo de estudio.

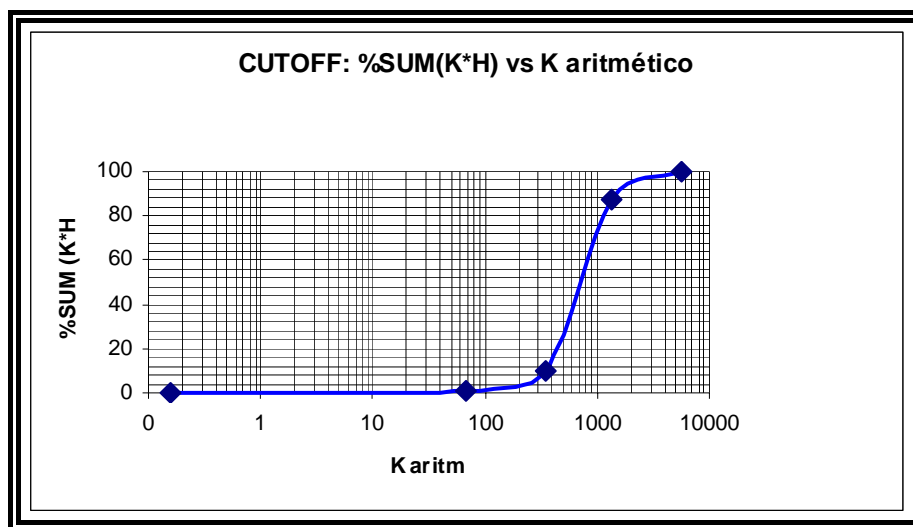


Figura 49 Valores de Corte de KH contra K

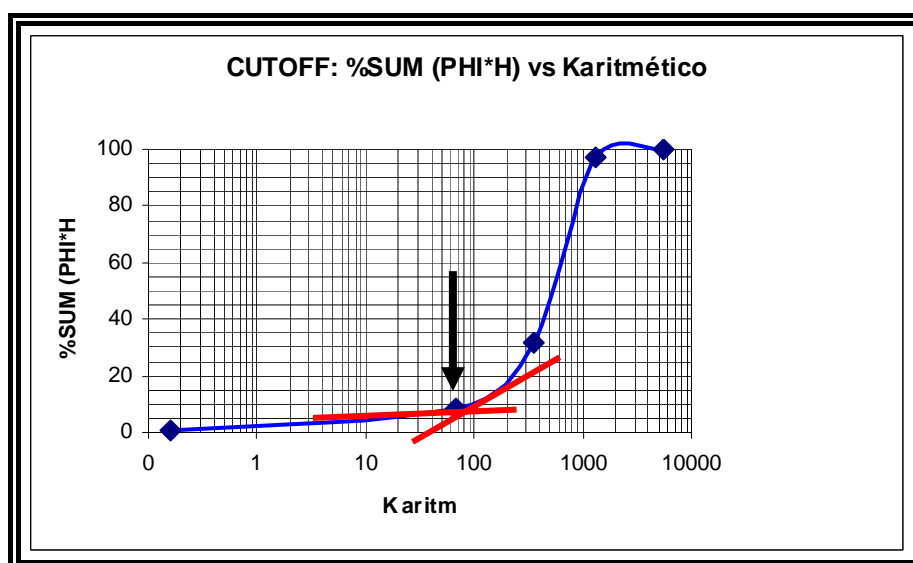


Figura 50 Valores de Corte de PhiH contra K

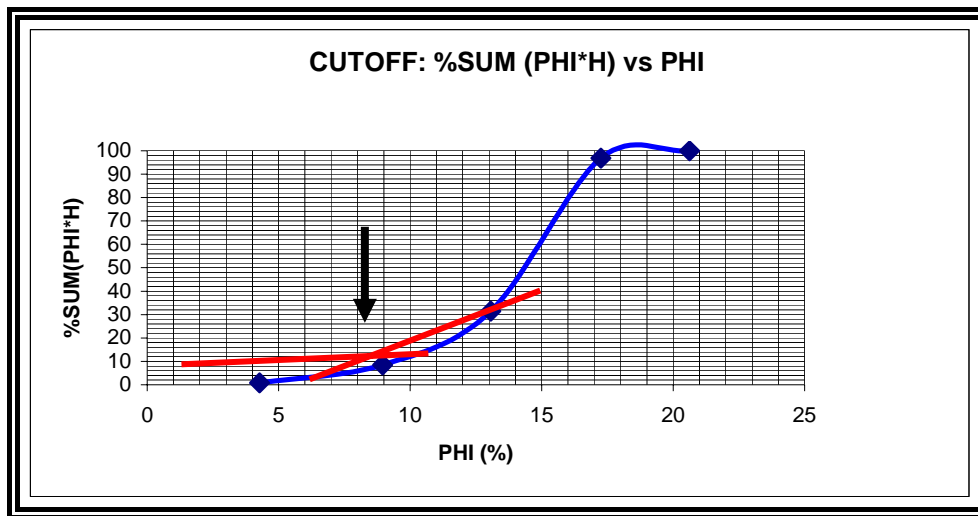


Figura 51 Valores de Corte de PhiH contra Phi

En la figura 51 se observa un valor de corte de la porosidad de 8% es decir se descarta como espesor importante, todos aquellos espesores que posean un valor menor a este, se asume como lutita, al igual que el valor de permeabilidad que se observa e la figura 50, que arroja aproximadamente 67 mD.

Los datos para el cálculo de los valores de corte del volumen de arcilla, fueron obtenidos de la interpretación de pozos, luego se graficó Contenido de arcilla versus sumatoria del contenido de arcilla.

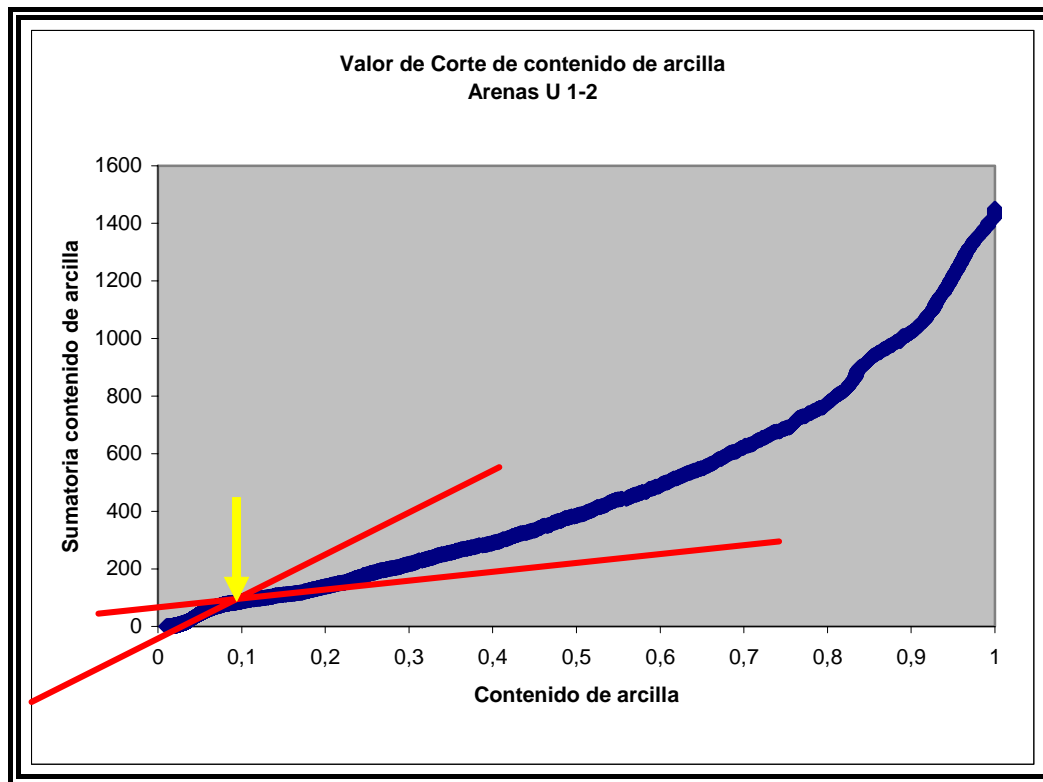


Figura 52 Gráfico de Sumatoria de volumen de arcilla contra el porcentaje contenido de arcilla

El valor requerido viene dado, por el primer cambio de pendiente de la primera derivada, para estas areniscas es de un 9%, tal como se aprecia en la figura anterior. El valor del corte de S_w se determinó de la curva de flujo fraccional, cut off $S_w = 55\%$.

1.4 Curvas de presión capilar: análisis y promedios

En rocas con poco cemento, el promedio del tamaño poral se correlaciona con la granulometría, la selección y el escogimiento de los granos. El tamaño y distribución poral, estimados a partir de las curvas de presión capilar y mediciones directas en cortes delgados, muestran que las rocas con tamaño de grano fino poseen tamaños porales finos y bien distribuidos, lo contrario sucede en rocas de grano grueso.

Las curvas comparativas de presión capilar, que se muestran a continuación, que simulan el fenómeno de drenaje, lo cual confirma que las rocas de mejores características petrofísicas, son aquellas areniscas con poros de tamaño uniforme.

Esta información concuerda con los altos valores de porosidad y permeabilidad medidos. Sin embargo, es importante acotar que a pesar de la dispersión que se observa en las curvas, las mismas indican valores muy bajos de saturación de agua irreductible.

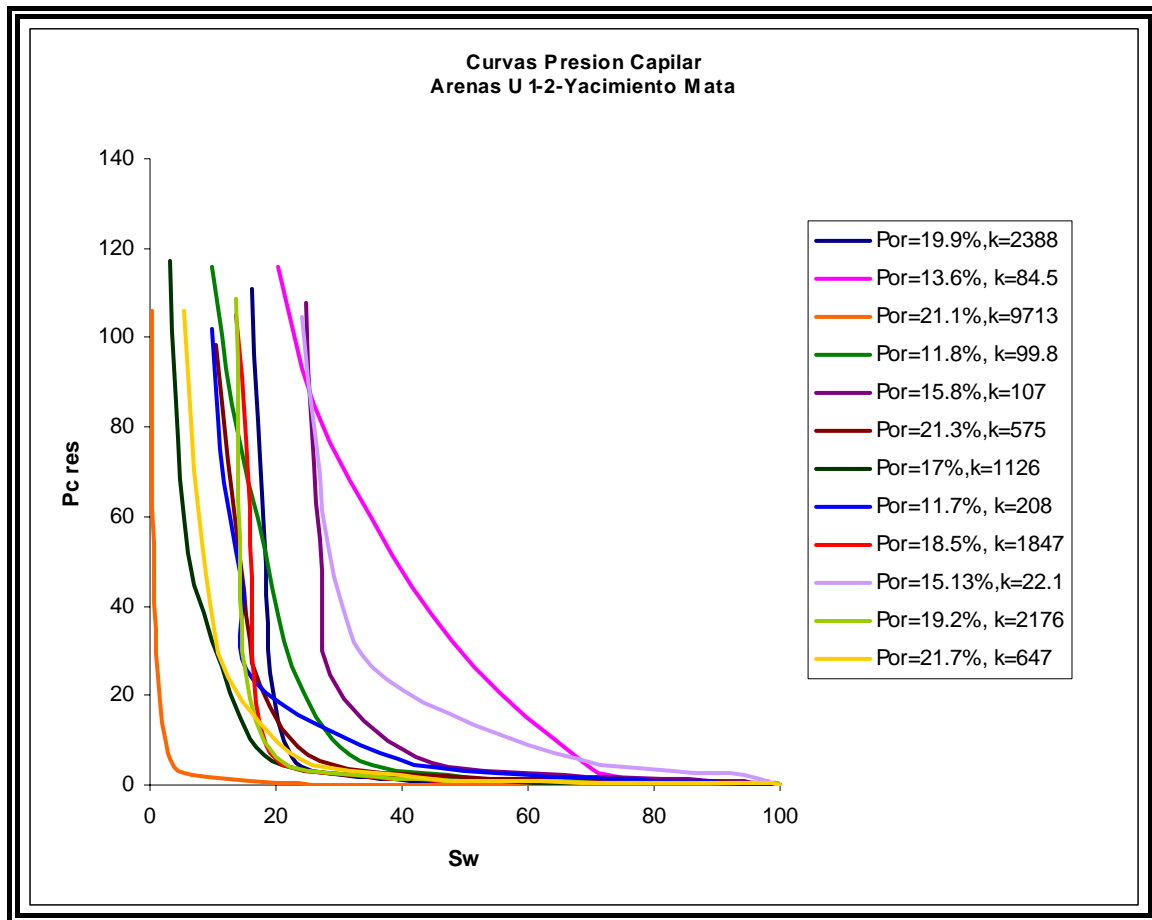


Figura 53 Curvas de Presión Capilar para la arena U12

Los datos de Presión Capilar de laboratorio (aire-salmuera) fueron llevados a condiciones de reservorio mediante las siguientes expresiones:

$$Pc_{Aire / Salmuera} * (\sigma \cos \theta)_{res} = P_{cres} * (\sigma \cos \theta)_{Aire / Salmuera} \quad (97)$$

$$P_{C_{res}} = \frac{P_{C_{Aire/Salmuera}} * 35}{72} = P_{C_{Aire/Salmuera}} * 0,486 \quad (98)$$

Donde:

$P_{C_{res}}$: Presión Capilar del Yacimiento, psi.

Aire-Brine : Interfase aire-salmuera.

σ : Tensión interfacial, dinas/cm²

ϑ : Ángulo de contacto, radianes.

La altura (h), por encima del contacto agua-petróleo, ($P_c=0$), se obtiene de la ecuación:

$$h = \frac{P_{C_{res}}}{(\rho_w - \rho_o)} \quad (99)$$

Para el caso de un gradiente de petróleo derivado de la ecuación:

$$\rho_o = \delta_o * 0,433 = 0,9 * 0,433 = 0,3897 \text{ [lpc/ft]} \quad (100)$$

y de agua que viene dada por la ecuación:

$$\rho_w = 1,005 \text{ g / cm}^3 * 0,433 = 0,43516 \text{ [lpc/ft]} \quad (101)$$

resulta:

$$h \text{ [ft]} = P_{C_{res}} \text{ [lpc]} * 21,99 \quad (102)$$

❖ Distribución del tamaño Poral

Los diámetros porales de estas areniscas, pueden centrarse en el rango 10 y 50 micrones, tal como se pueden observar en la figura 54, existen dos rangos claramente diferenciados que demuestran las dos facies mencionadas con anterioridad que predominan en las arenas U1-2.

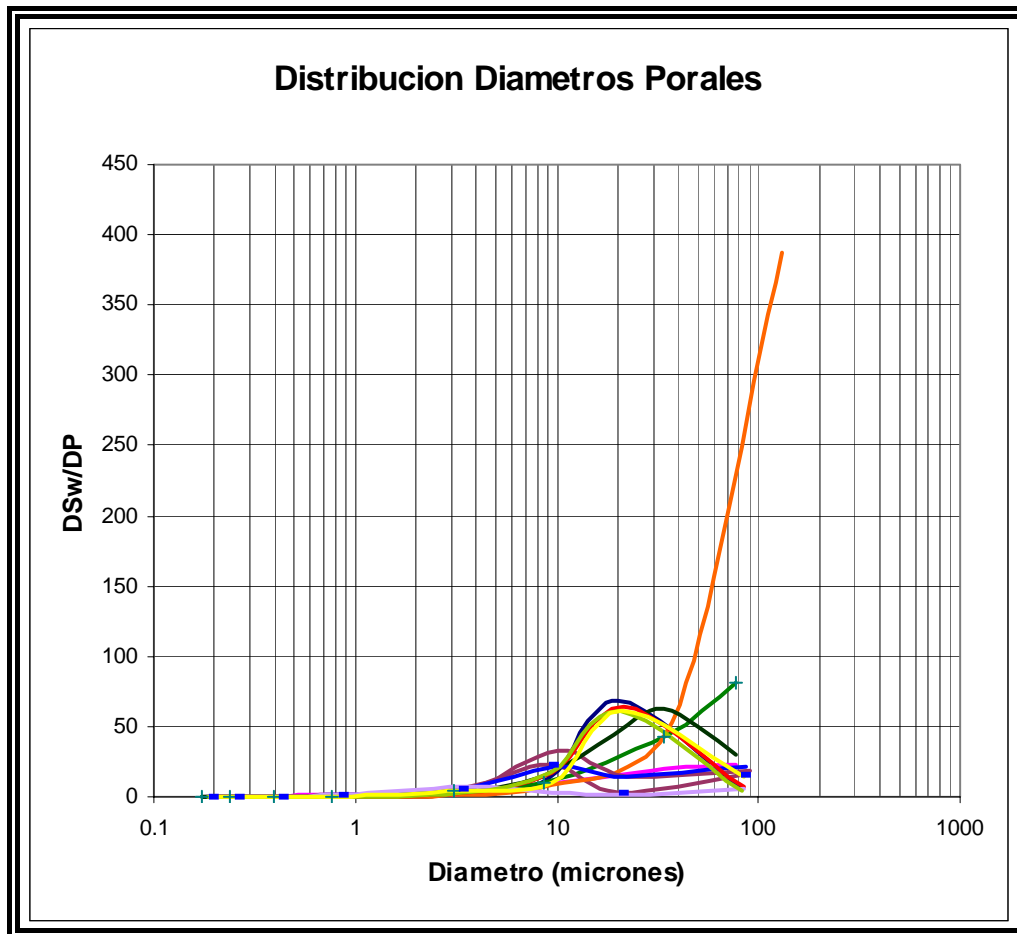


Figura 54 Gráfico de Diámetros Porales

1.5 Curvas de permeabilidad relativa: Análisis y promedios

Los datos fueron analizados, normalizados y graficados para su comparación y correlación. Como en el caso de las presiones capilares, las formas de las curvas fueron correlacionadas con la litología de las muestras individuales.

En la figura 55 presenta la compilación de las curvas de permeabilidad relativa para el sistema agua-petróleo. Las respectivas normalizadas se muestran en la figura 56, también en línea entrecortada tal como se aprecia, se dibujó la curva promedio o de mejor ajuste a la familia de curvas graficadas.

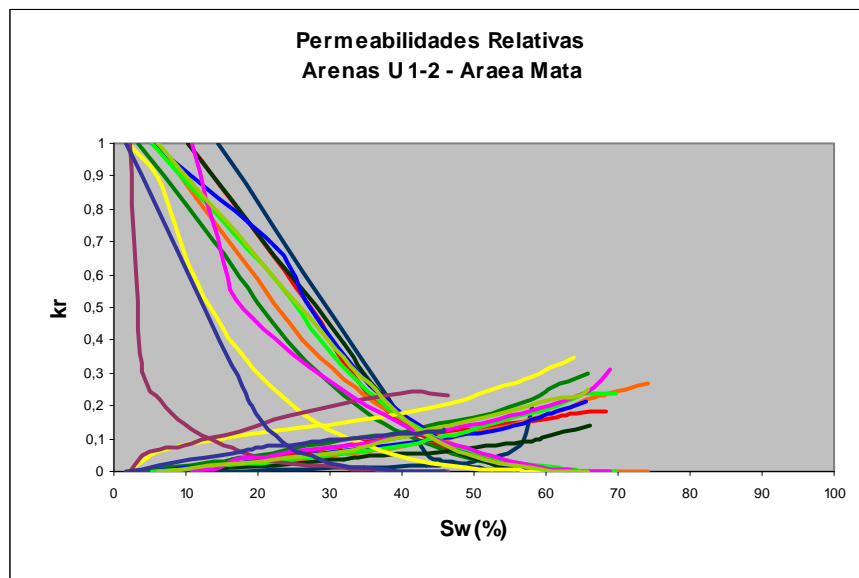


Figura 55 Curvas de permeabilidades relativas de la arena U12

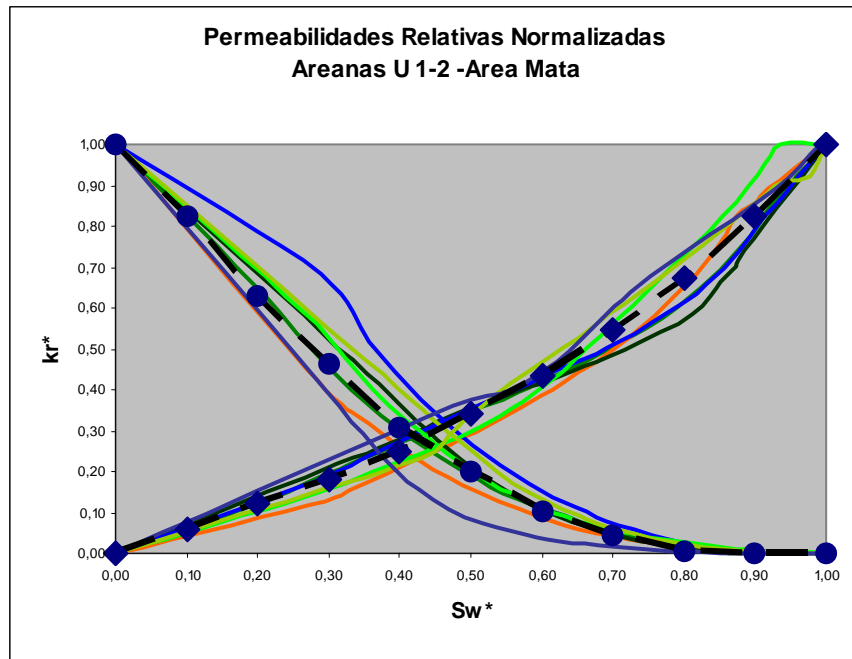


Figura 56 Curvas de permeabilidad relativa normalizada

Para obtener nuevamente la curva de saturaciones de agua versus permeabilidades relativas, basadas en la curva que se muestra en la figura 56, se desarrollan los siguientes gráficos (57 y 58), para obtener los valores de los parámetros apropiados. Del primero se extrajeron los valores de S_{wi} y S_{or} y del segundo k_{rw} y k_{ro} , a la saturación residual de petróleo y saturación inicial de agua.

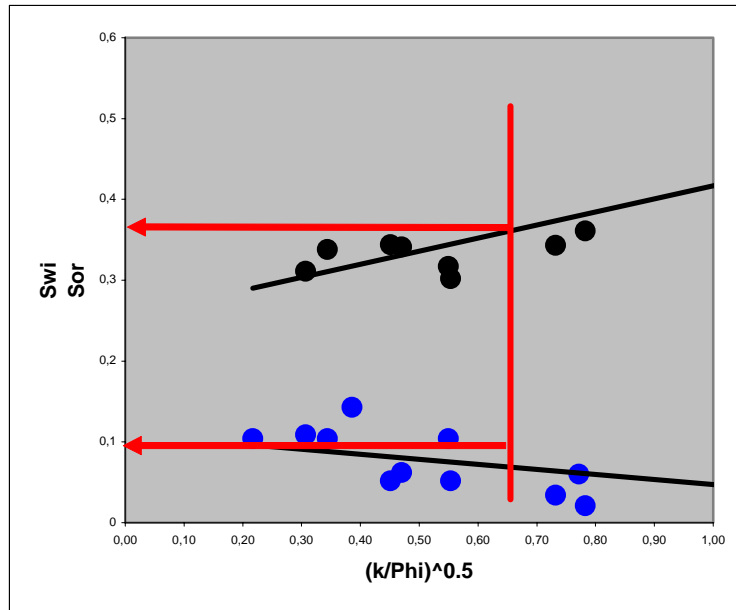


Figura 57 Curva para obtener las saturaciones de agua y petróleo residual de la arena U12

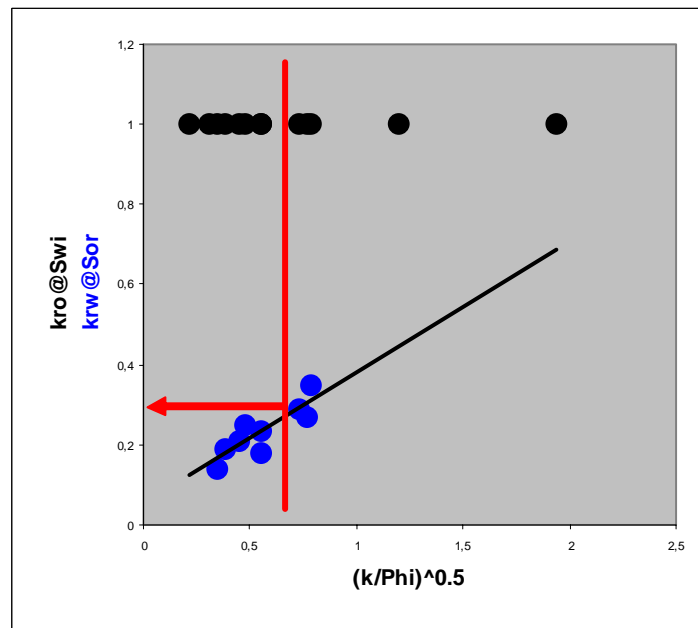


Figura 58 Curva para obtener las permeabilidades relativas a los puntos extremos

Con los valores promedio de kro y krw , la saturación de agua leídos sobre la curva promedio obtenida previamente y con los datos obtenidos de los gráficos anteriores; se obtuvo la curva desnormalizada de permeabilidades relativas promedio del reservorio, tal como se muestra en la figura 59.

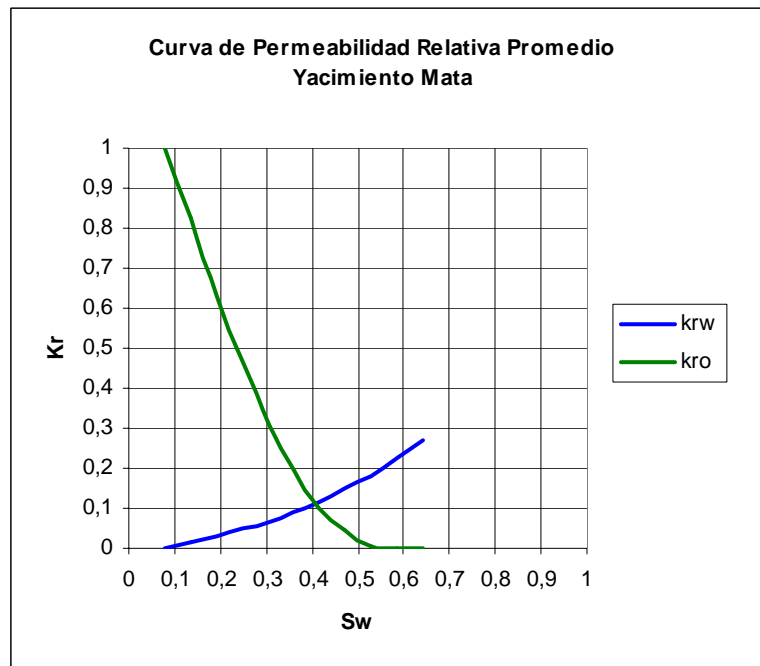


Figura 59 Curva de Permeabilidades Relativas del yacimiento A-1

A partir de estos datos se construyó la curva de flujo fraccional (f_w vs S_w), con los siguientes valores de viscosidad de agua y petróleo obtenidos de pruebas de fluidos:

$$\mu_w = 0,3 \text{ cp}$$

$$\mu_o = 6 \text{ cp}$$

Donde:

$$\mu_w = \text{viscosidad del agua, cP.}$$

$$\mu_o = \text{viscosidad del petróleo, cP.}$$

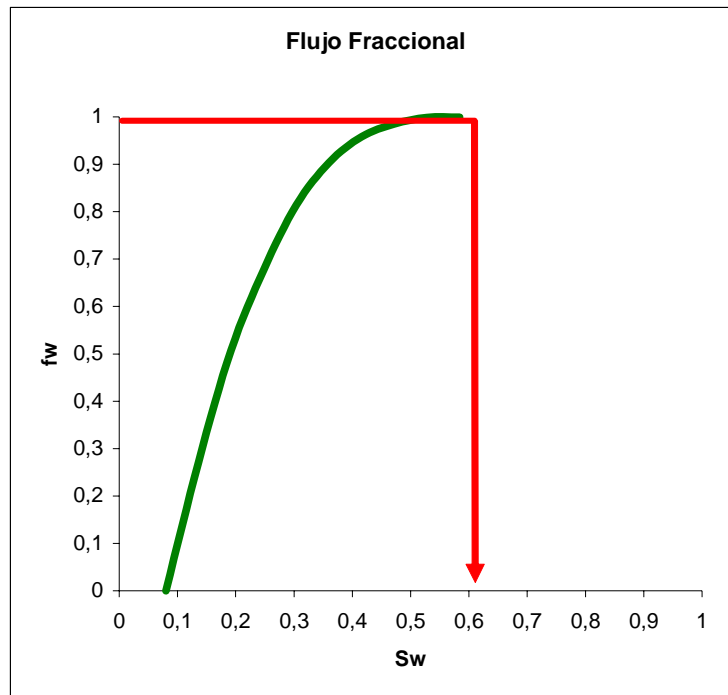


Figura 60 Curva de Flujo Fraccional

La curva demuestra nuevamente, las saturaciones de agua marcadamente bajas, tal como se ha dicho con anterioridad en valores aproximados del 8%, y una saturación irreducible de petróleo aproximada de 40%

1.6 Heterogeneidad del reservorio

A fin de dar una idea del grado de heterogeneidad, se calculó el Coeficiente de Dykstra-Parsons, el cual debe variar entre 0 y 1, el mismo arrojó un valor de 0,62 para las arenas U1 y 0,67 para las arenas U2 tal como se aprecia en las figuras 61 y 62, lo que caracteriza a la heterogeneidad del reservorio, como no muy importante.

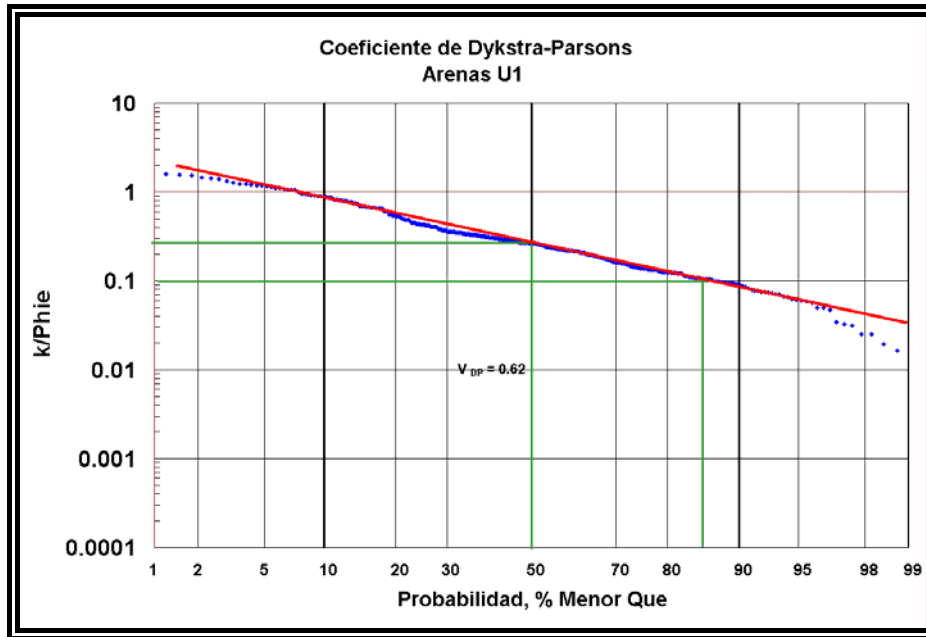


Figura 61 Coeficiente de Heterogeneidad arena U1

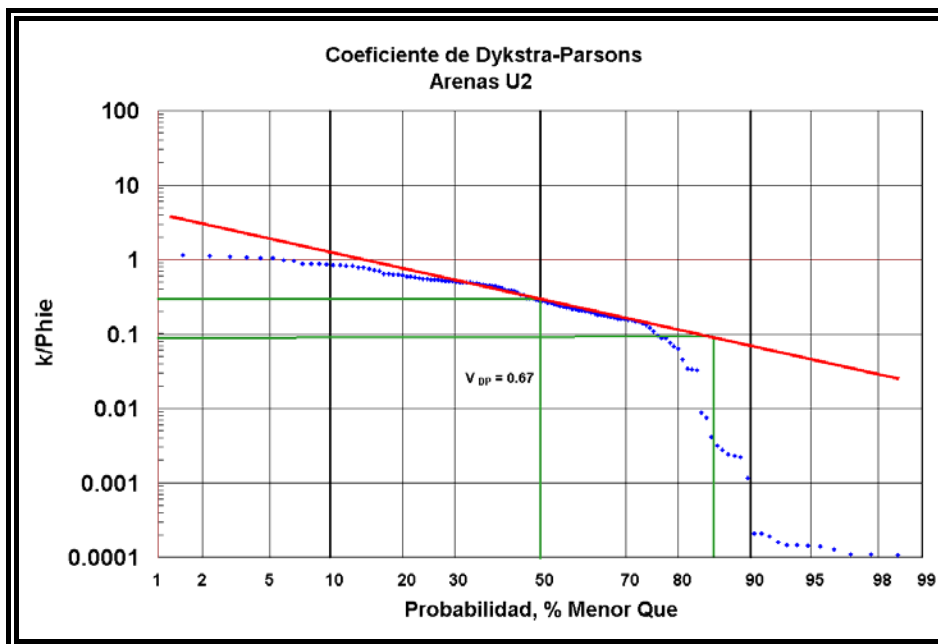


Figura 62 Coeficiente de Heterogeneidad arena U2

Los parámetros previamente determinados permitieron calcular algunas de las propiedades con los resultados petrofísicos, para la zona de petróleo pesado de la arena U1-2, para esto se construyó una tabla esquemática, basada únicamente en datos obtenidos de los perfiles de pozos, estos parámetros son:

Pozo: el nombre del pozo en estudio.

Zona: el tipo de petróleo que ha producido y/o probado.

Tope: Tope de la arena en pies.

Base: Base de la arena en pies .

H Total: Espesor total de la arena en pies.

H Neto: Fracción del espesor total de la arena que aporta al flujo en pies.

Neto/Total: La fracción resultante de la división del espesor neto, entre el espesor total, adimensional.

Phi: porosidad promedio estimada, fracción

Sw: Saturación de agua, calculada a través de los registros de densidad, fracción.

Phi_h: Producto de la porosidad por el espesor neto, pies.

HPhiSo: Capacidad de almacenamiento, obtenida por el producto entre espesor neto total, saturación de petróleo y porosidad promedio, pies.

N_p a 4 meses: producción acumulada, BNP.

Tabla 12 Resultados del estudio petrofísico

Pozo	Zona	Tope	Base	H Total	H Neto	Neto/to tal	Phi	Sw	Phi _h	hPhiSo	N _p 4 meses
A-27	Pesado	11154	11230	77	8,5	0,1	0,17	0,07	1,44	1,33	
A-12	Pesado	11414	11504	91	35,5	0,9	0,17	0,05	6,19	5,87	
A-4	Pesado	11249	11338	90	24,0	0,27	0,16	0,05	3,88	3,69	11540
A-5	Pesado	11435	11493	59	29,5	0,50	0,14	0,15	3,99	3,40	8266
A-2	Pesado	11263	11395	133	39,0	0,29	0,17	0,05	6,64	6,28	
A-14	Pesado	11179	11302	123	74,3	0,60	0,16	0,06	12,05	11,37	34688
A 35	Pesado	11490	11518	28	6,5	0,23	0,11	0,13	0,73	0,63	
A-39	Pesado	11273	11455	182	42,	0,23	0,16	0,19	6,93	5,61	16544

Algunas de estas propiedades (h, hPhi y hPhiSo) se correlacionaron con la producción acumulada de petróleo a 4 meses, tal como se muestra los gráficos 63, 64 y 65.

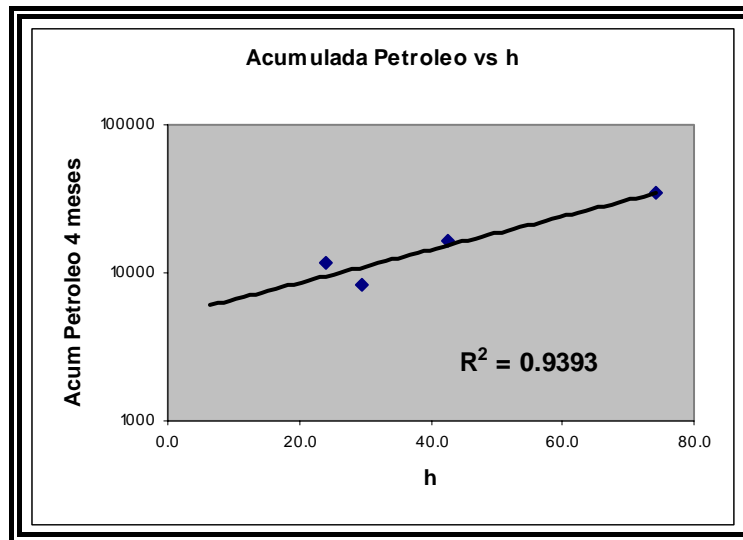


Figura 63 Producción acumulada de petróleo contra el espesor

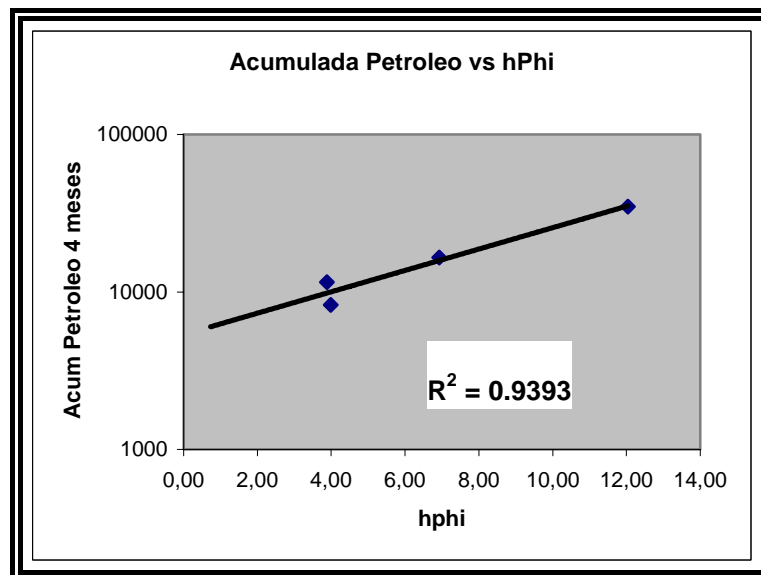


Figura 64 Producción acumulada de Petróleo contra HPhi

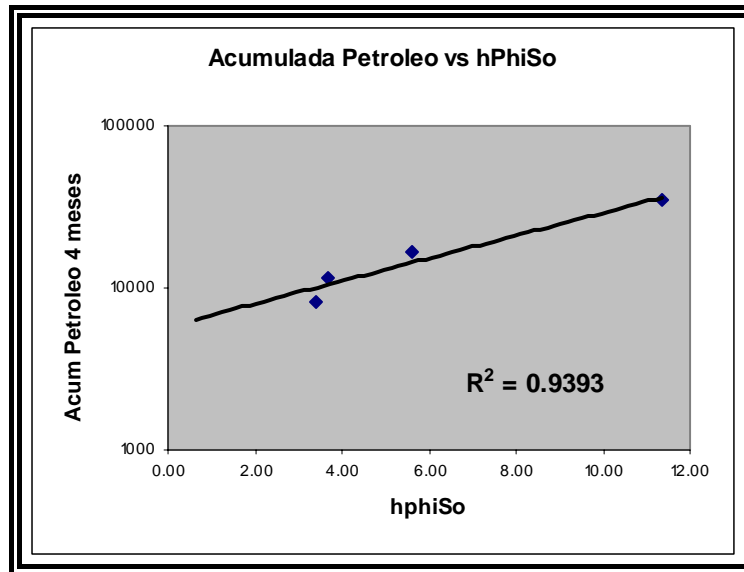


Figura 65 Producción Acumulada de Petróleo contra HPhiSo

La correlación verifica la validez de los parámetros petrofísicos empleados, esto se afirma, ya que cuando se compara con los valores de producción, lo que se trata es de obtener la capacidad de almacenamiento que dio origen a esta producción, y cuando la correlación entre los parámetros petrofísicos calculados, correlacionan con un factor de desviación de 0.93, se afirma que los parámetros tomados como teóricos, cotejan con los que se tienen a nivel experimental, es decir, los obtenidos por la producción del yacimiento, cabe señalar que esta producción pertenece a la parte superior de la arena U1-2 que ha producido petróleo con aproximadamente 20 °API. En vista de estos resultados, se extendieron estos parámetros de cálculo a la parte inferior de la arenas U1-2, la cual ha probado petróleo extrapesado, aun cuando no se han obtenido producción de petróleo de la misma. La siguiente tabla muestra las propiedades calculadas.

Tabla 13 Resultados petrofísicos extrapolados a la arena U2

Pozo	Zona	Tope	Base	H total	H neto	Hneto/Htotal	Phi	Sw	Phi _h	HPhiSo
A-14	Extra-Pesado	11327	11419	92,3	18,3	0,20	0,163	0,059	2,968	2,794
A-27	Extra-Pesado	11265	11327	62,5	2,5	0,04	0,176	0,154	0,440	0,372
A-12	Extra-Pesado	11520	11577	57,5	39,5	0,69	0,173	0,066	6,828	6,381
A-4	Extra-Pesado	11348	11519	171,5	4,0	0,02	0,154	0,213	0,614	0,484
A-5	Extra-Pesado	11467	11504	37,5	11,0	0,29	0,122	0,213	1,339	1,054
A-2	Extra-Pesado	11415	11500	85,5	15,5	0,18	0,169	0,060	2,627	2,469
A-35	Extra-Pesado	11525	11662	137,3	99,8	0,73	0,133	0,085	13,234	12,111
A-39	Extra-Pesado	11394	11542	148,3	83,3	0,56	0,169	0,131	14,038	12,201

En definitiva el estudio petrofísico, permitió originar las curvas de presión capilar y permeabilidades relativas al agua y petróleo, con las cuales no se contaba al inicio del estudio. De igual manera se estimó el valor de la permeabilidad absoluta y se calculó el valor de la porosidad. La tabla 14 muestra los valores de las variables estimado.

Tabla 14 Comparación de las variables de la roca del yacimiento

Propiedad	Base de datos empresa	Resultados del estudio petrofísico
K	No reportado	500 mD
Φ	19%	18%
Swc	15%	8%
Sor	10%	35%
Soi	85%	92%

La saturación de agua connata representó un marcador para identificar la arena, tal como se expuso anteriormente, sin embargo, se aprecia que se consideraba con un valor mayor en la base de datos de la empresa.

2 Determinación del contacto agua- petróleo actual. Efecto segregacional no congénito

En vista de las discrepancias observadas en el nivel de agua estimado en los diferentes pozos de las zonas de Zorro y Mata 3, se documentó a través de múltiples secciones estratigráficas y el análisis detallado de los registros de pozos disponibles para las zonas, una variación significativa del nivel de agua para ambas.

Tal como se aprecia en las figuras 66 Y 67, un incremento de la producción de agua a partir del año 1980, y producción acumulada de 58 MMBBL de petróleo; se verificó que dicho incremento no correspondía a una campaña de perforación, graficando la tasa de agua producida con el tiempo, de la misma manera que se contrasto el número de pozos activos con el tiempo.

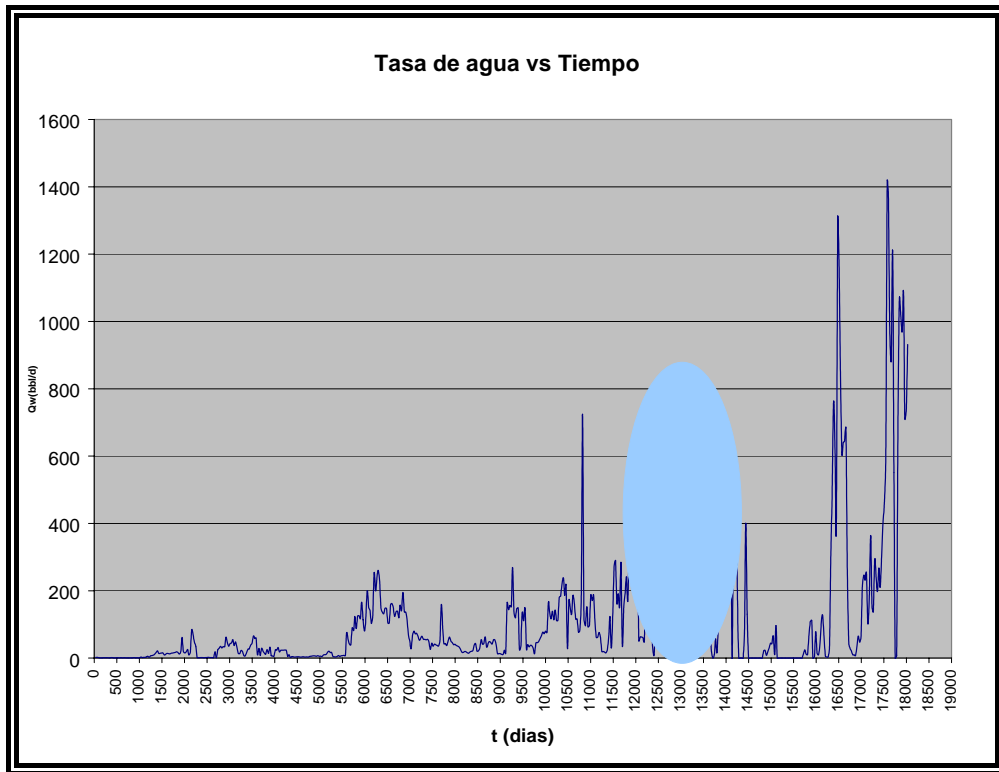


Figura 66 Relación agua- petróleo contra tiempo de producción

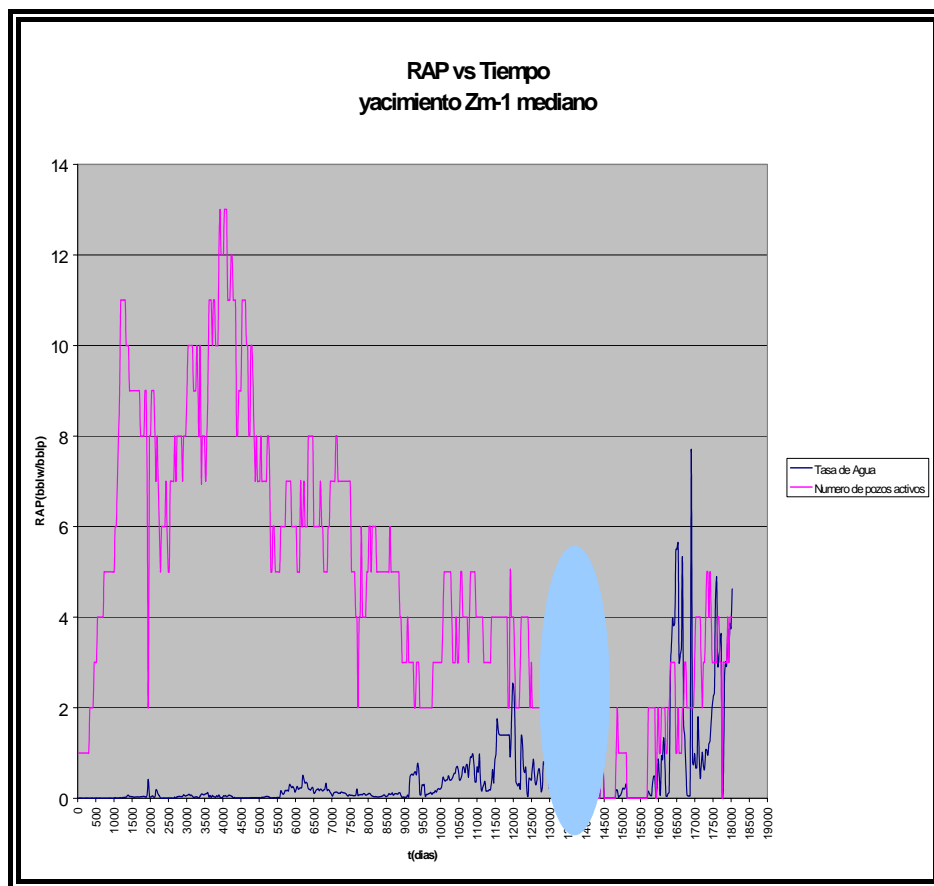


Figura 67 Relación agua- petróleo y Pozos activos, contra tiempo de producción

De esta forma se verificó que hay un incremento de la producción de agua de los pozos en curso, ya que no se reportó un acuífero presente en el yacimiento a condiciones originales. Sin embargo, si se aprecia la presencia del acuífero en las arenas U inferiores, a partir de las interpretaciones de registros. En contraste con toda esta información, el análisis exhaustivo de una sección estratigráfica y el posterior procesamiento de los registros tomados del pozo A-33 (perforado en el año 1983) verifican, la presencia de agua en la arena U1-2, el detalle a recalcar es la segregación atípica que presentan los fluidos contenidos, ya que se tal como se muestra en la figura 68, se observa una columna de petróleo-agua-petróleo, sin ser este comportamiento el predicho por la teoría.

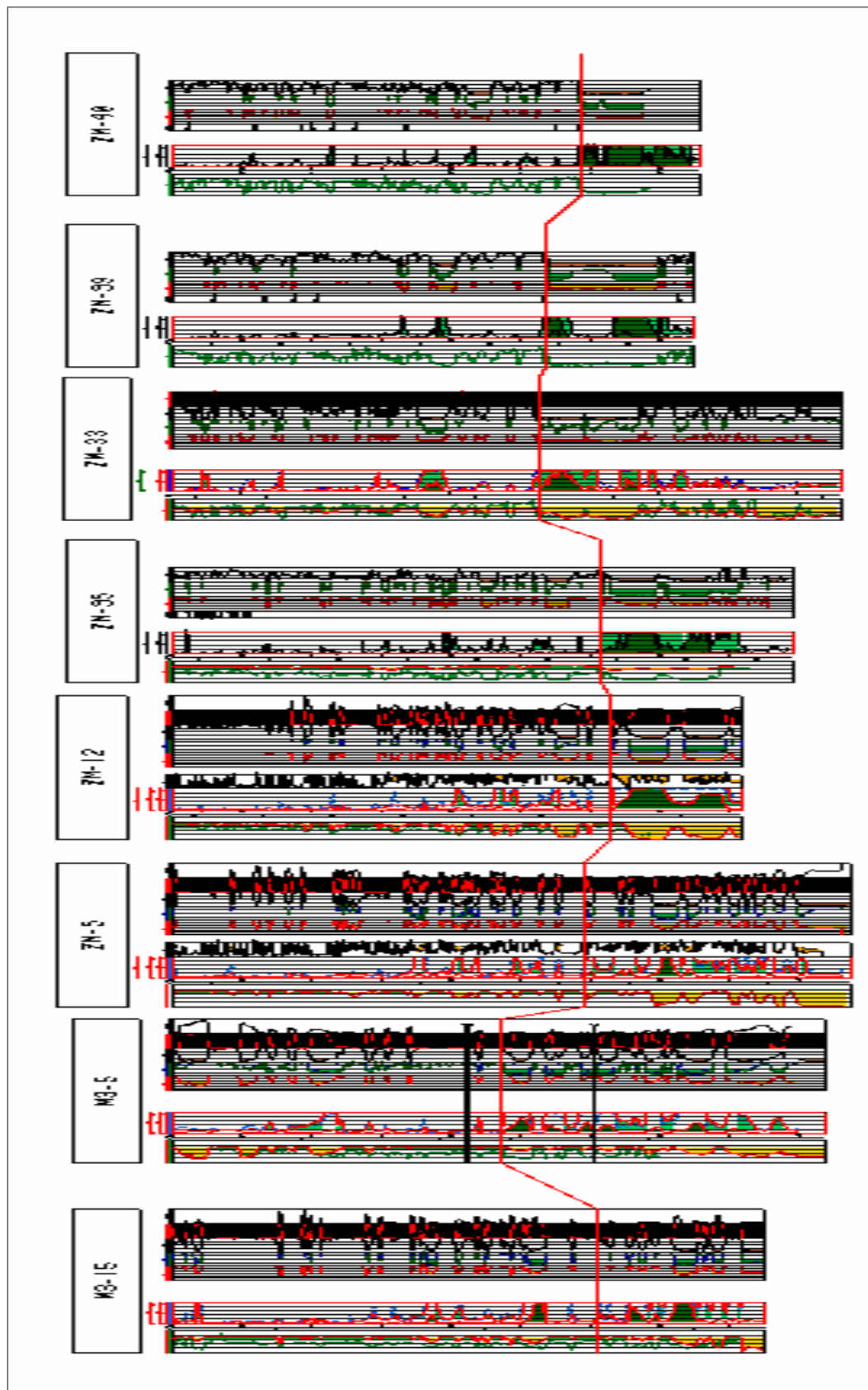


Figura 68 línea de perfiles principal al mismo nivel estructural

A partir del 2001, cuando se inicia la campaña de perforación agresiva que da como resultado la perforación de los pozos A-35 hasta A-40, se nota claramente en los registros de cada uno el comportamiento asociado al pozo A-33, con lo que se ratifica el comportamiento segregacional explicado anteriormente. Esto se explica a través de una intrusión de agua, provocada por un descenso de la presión debido a producción del yacimiento, esto se puede observar en las figuras 69, 70 y 71, donde se aprecia que la mayor producción de agua, se observa como lógicamente cabría suponer en los pozos en los que se registra mayor producción de petróleo, y por ende mayor caída de presión, tal es el caso del pozo A-39 donde se ve el mayor espesor de la capa de agua y este es un pozo vecino de los pozos A-33 y A-22 que tal como se aclaró anteriormente son los pozos donde se observa mayor producción acumulada de petróleo, sin embargo, este yacimiento para el momento de la intrusión estaba siendo drenado en la arena U1-2 con petróleo de 20 °API y no de crudo extrapesado.

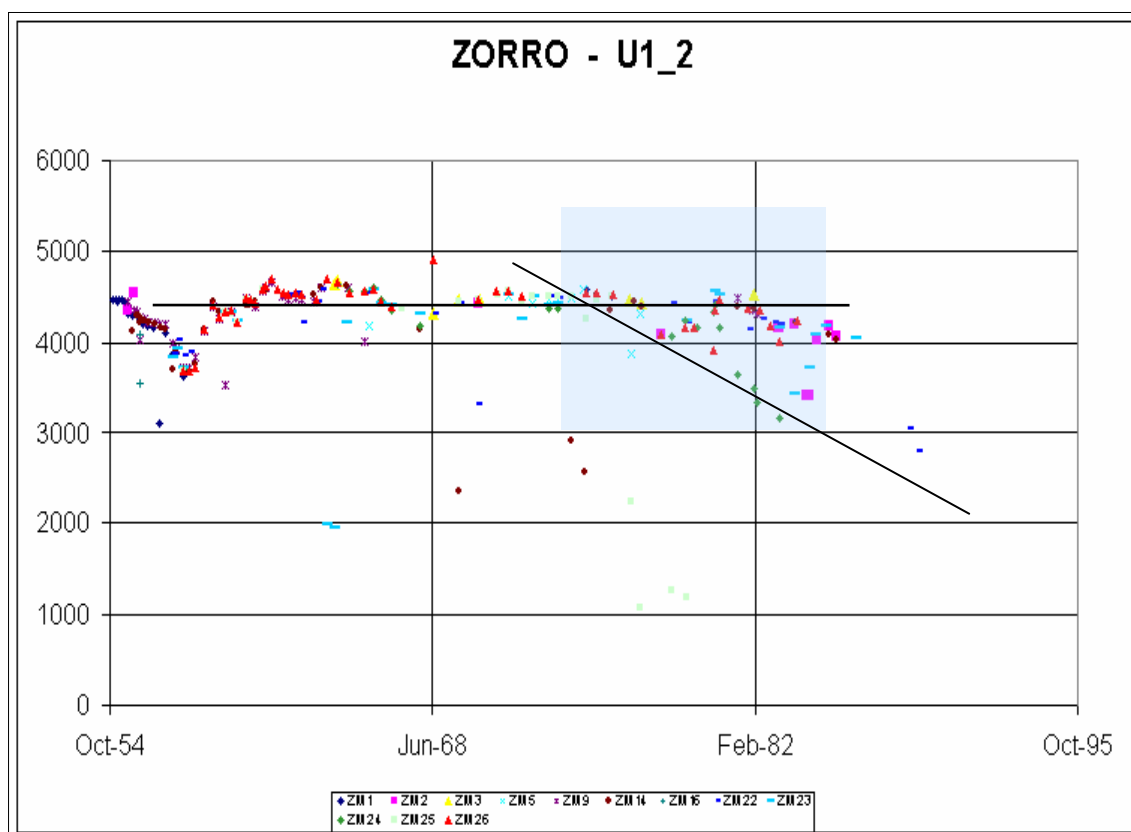


Figura 69 Historia de Presión del Yacimiento A-1

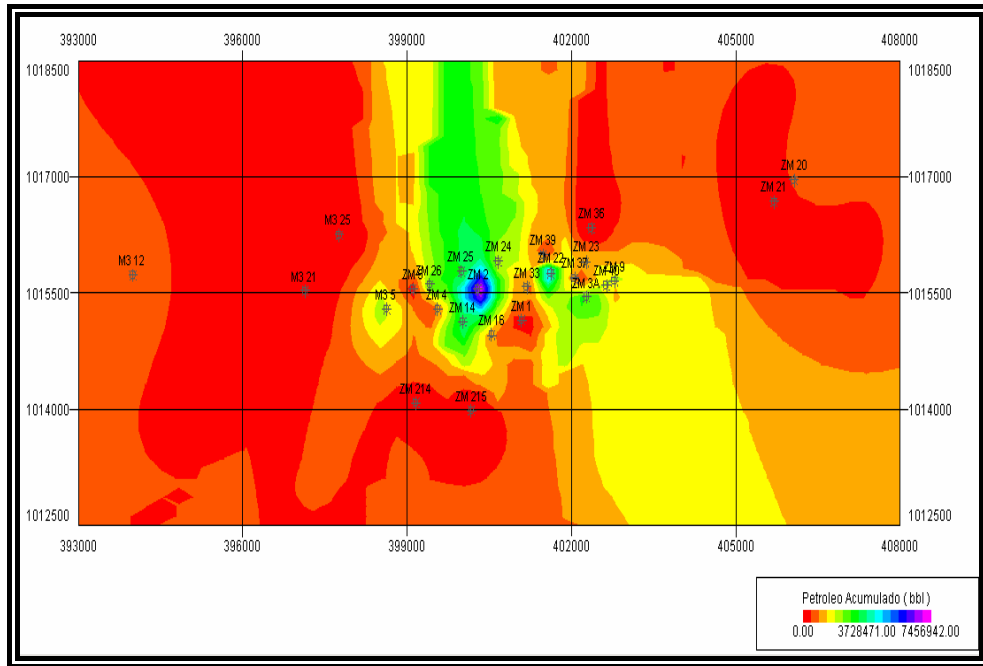


Figura 70 Producción Acumulada de Petróleo de los pozos del yacimiento A-1

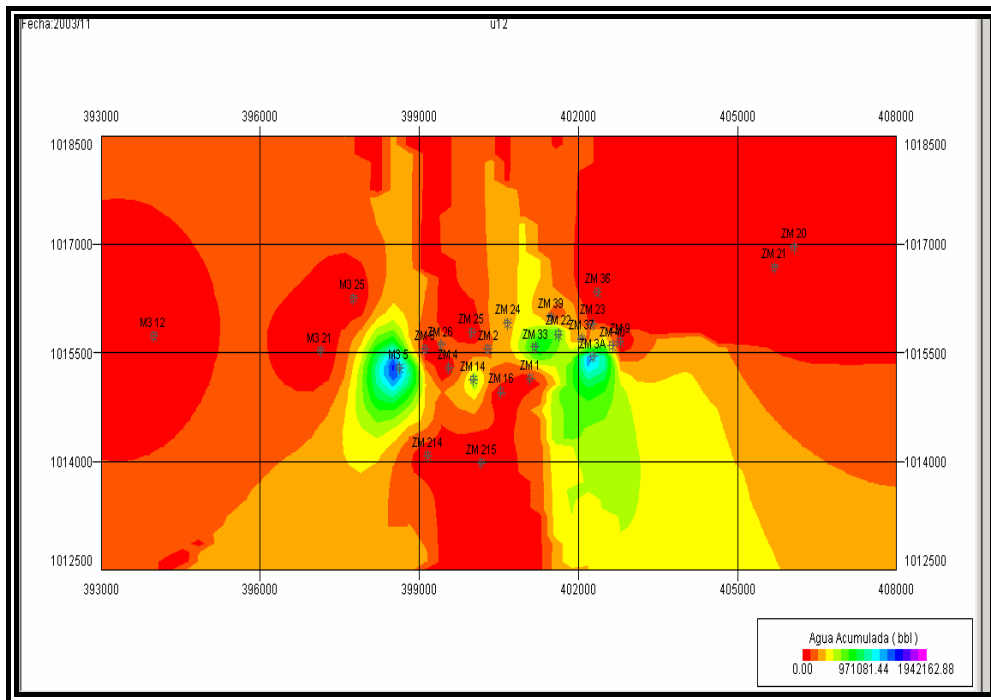


Figura 71 Producción Acumulada de Agua de los pozos del yacimiento A-1

A este efecto se le ha llamado efecto segregacional atípico, es decir, que no proviene del entrapamiento original del crudo, sino de la explotación del yacimiento, cabe destacar que es un caso atípico, puesto que este tipo de comportamiento se observa en escalas de tiempo geológico y no en escalas tan pequeñas de tiempo.

Tal como se muestra en la figura 72, la intrusión de agua no presenta un espesor constante, ni sigue una única línea estructural, sin embargo, se ha podido observar comportamientos uniformes en los pozos de la zona Zorro y los pozos de la zona Mata-3, pero esta uniformidad se mantiene solo en cada una de las áreas respectivas, pero no entre si, esto es, topes, bases y espesores de agua similares en cada zona, pero no similares entre sí, es importante señalar que aunque ambas zonas representan un mismo yacimiento, presentan características petrofísicas diferentes, lo cual se traduce directamente es transmisibilidades distintas y en consecuencia aportes de producción diferentes, es por ello que se diferencian ambas zonas.

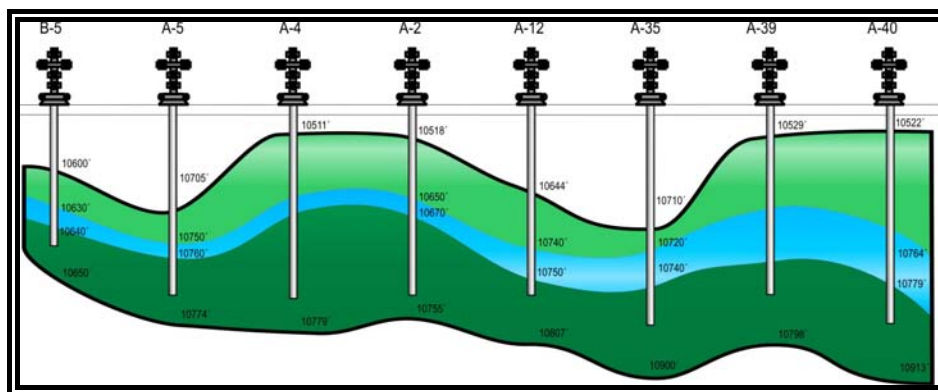


Figura 72 Vista Este -Oeste del yacimiento A-1

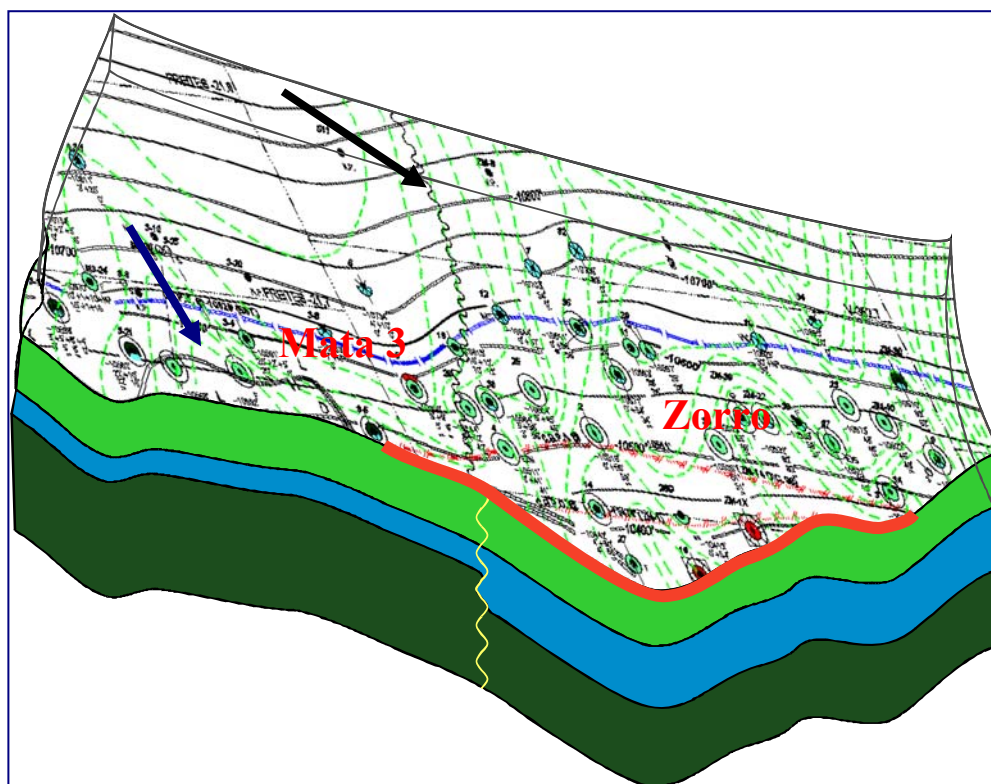


Figura 73 Mapa 3D del Yacimiento A-1

Lo anterior comprueba la existencia de una barrera de permeabilidad entre las zonas de Zorro y Mata 3, claramente señalada en la figura 73, que diferencia y separa ambas zonas, la misma no se ha hecho oficial, es de control interno para visualizar que la trampa tiene características petrofísicas diferentes para la zona Zorro y Mata 3, hacia la zona Zorro la deposición esta constituida por un espeso canal mientras que para la zona Mata 3 se constituye de parasecuencias de barras, se puede decir que es un solo yacimiento ya que al depositarse el canal erosionó el sistema de depositación de barras predominantes hacia Mata 3 comunicando hidráulicamente estos dos sistemas sedimentarios. Sin embargo, esto no evita asumir el tope del contacto agua petróleo actual, con el valor -10670 pies bajo el nivel del mar, basandose ese resultado en la línea más representativa del contacto observado.

Adicionalmente la figura muestra la falla secundaria (indicador azul de la figura 73), que abarca algunos pozos de las zona de Mata 3, éstos registran presiones inferiores al resto del yacimiento, por debajo de la presión de burbuja estimada, lo cual indica que estos pozos están aislados del mismo, por esta razón es necesario hacer

revisiones al modelo geológico a fin de establecer el área que cubre la falla, además de efectuar un seguimiento de presiones, ya que en definitiva es esta la variable que determinará si la zona de falla forma parte del yacimiento A-1.

3 Geoestadística

Los valores de hPhiSo o capacidad de almacenamiento, de cada pozo fueron obtenidos de las interpretaciones de perfiles. El análisis fue llevado a cabo en todos los pozos de las áreas Zorro y Mata 3, sin discriminación del estado del yacimiento, de manera que aún existe un riesgo asociado por caída de presión o posición estructural.

Debido a que las muestras presentan una distribución log normal, el primer paso fue el transformar las mismas a una distribución normal; para ello se le aplicó el logaritmo y se construyó el histograma de distribución.

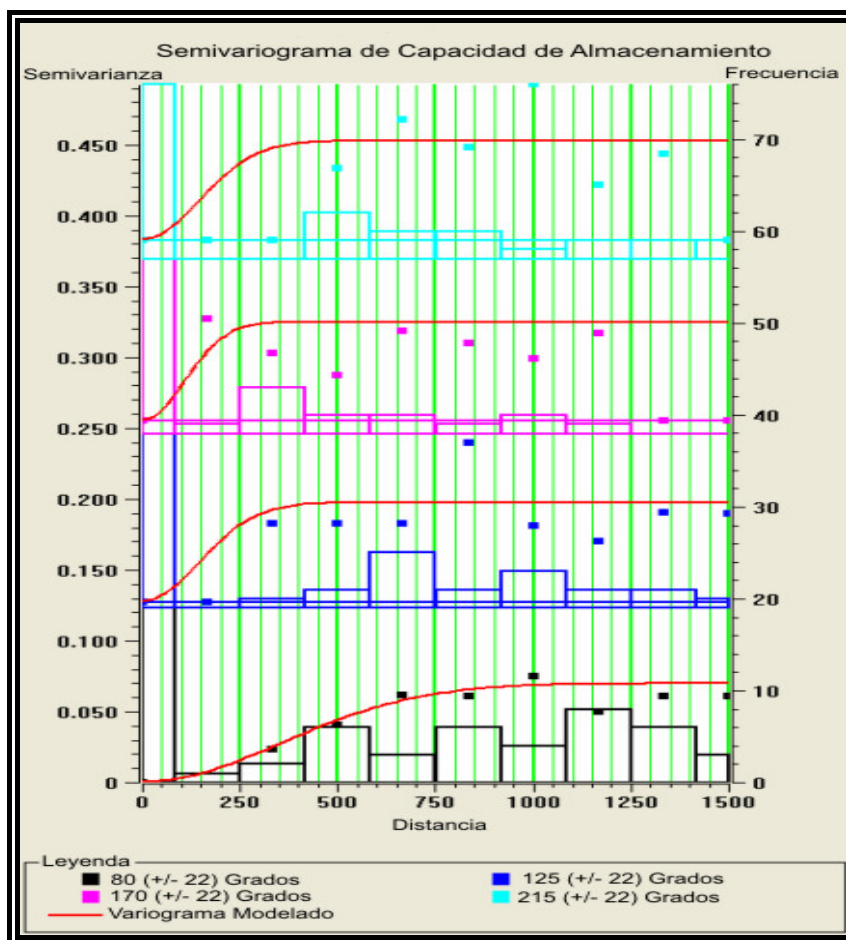


Figura 74 Variograma

Para estudiar la posible variación areal de la propiedad o anisotropía espacial, se construyeron los semivariogramas direccionales de la propiedad en las 4 direcciones, tal como muestra la figura 74, el resultado fue la determinación de un modelo con una tendencia casi E-O. Esta tendencia correlaciona perfectamente con el eje de deposición de estratos inferido por estudios geológicos.

Empleando este modelo de semivariograma, se procedió a realizar 100 simulaciones estocásticas, las que luego promediadas para obtener el mapa final promedio de la distribución de los valores de la Capacidad de Flujo, que se muestra en la figura 75, se aprecia claramente lo afirmado con anterioridad y además se verifica, las diferencias en capacidades de flujo discutidas previamente entre el zona Zorro y zona Mata-3, lo cual concuerda con la barrera de permeabilidad estimada por datos petrofísicos y de producción.

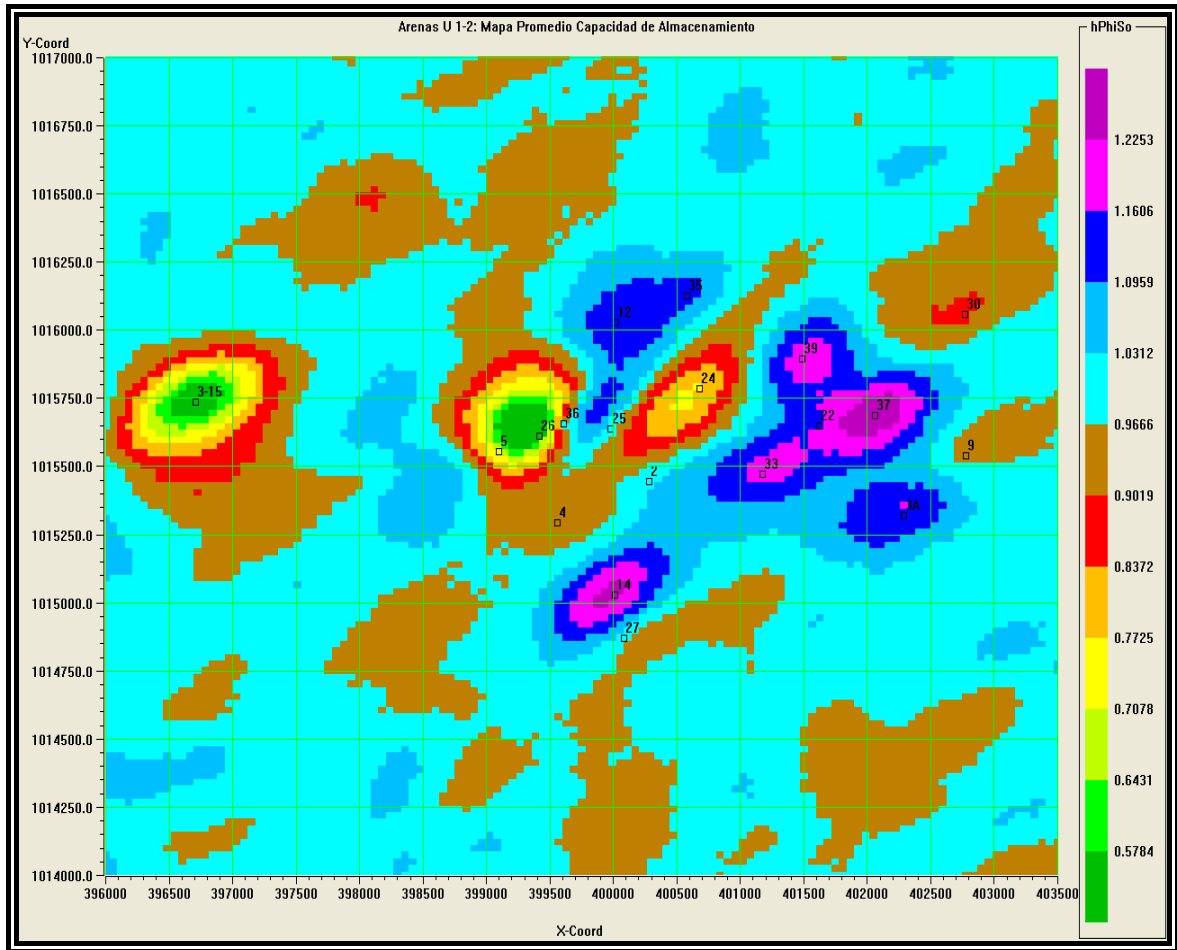


Figura 75 Gráfico de resultados de simulaciones estocásticas

También se presenta el mapa de probabilidad para hPhiSo usando un valor de corte de 10 ft, (ó 1 en su logaritmo), tal como se aprecia en la figura siguiente, donde se verifica una vez mas las diferencias marcadas de zona a zona.

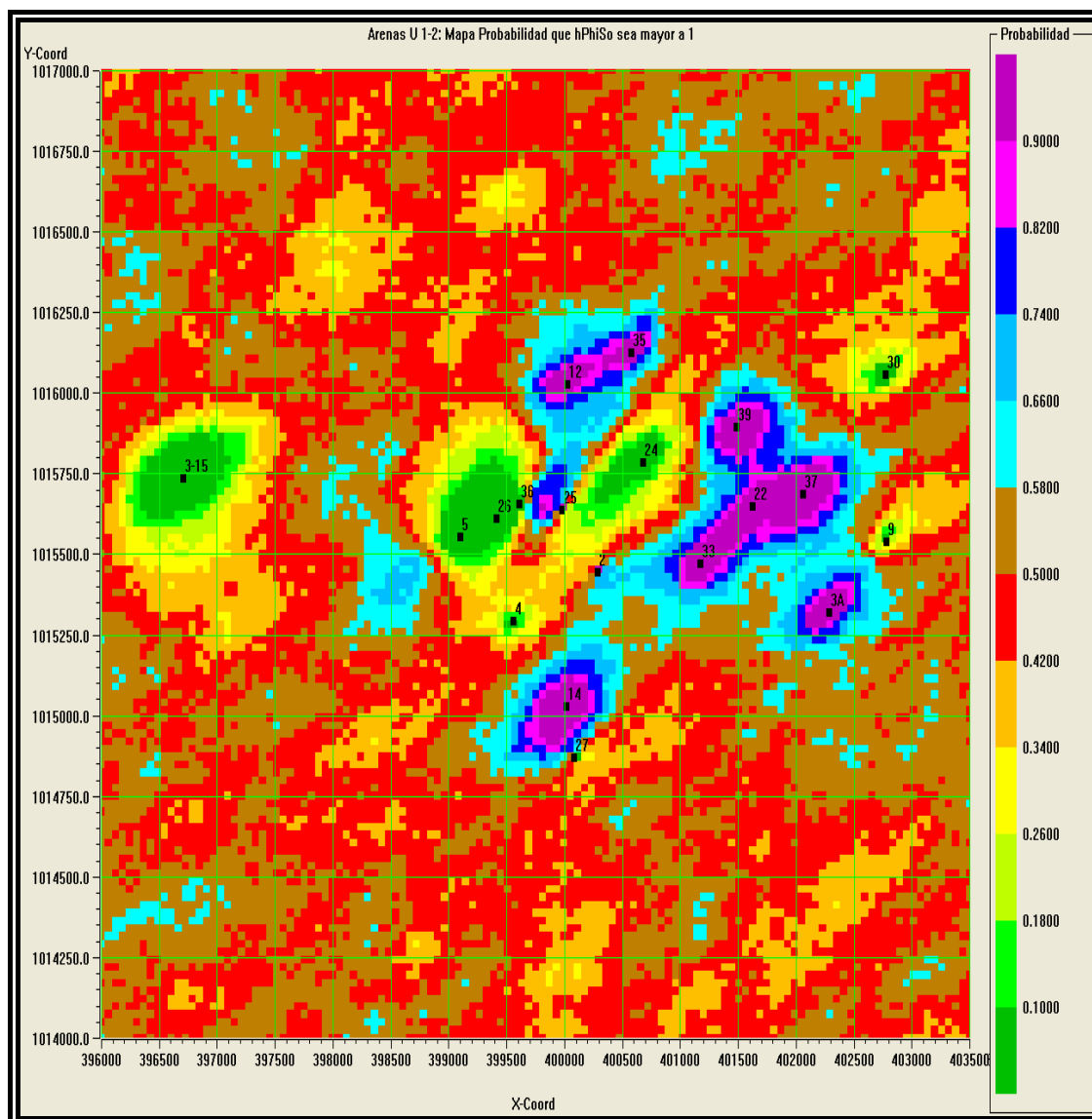


Figura 76 Mapa de Probabilidades

Este estudio geoestadístico, reafirma el hecho de que se tienen dos facies sedimentarias muy bien diferenciadas, y que estos sistemas de depositación, arrojan características muy definidas a nivel de parámetros de roca tanto a la zona de Zorro como Mata 3, este estudio probabilístico, demuestra claramente como la calidad de la arena varia de zona a zona y además de introducir un nuevo parámetro de discusión como es el eje depositacional, o la dirección preferencial de depositación de las arenas, que surge como justificación al modelo geológico de las arenas U1-2.

4 Propiedades del Fluido

El yacimiento A-1, cuenta con 3 análisis de fluidos elaborados en los años 1954 y 1955, es decir, desde el inicio de la producción del pozo descubridor del mismo, A-1. Sin embargo, existen diferencias entre los valores de las variables analizadas, lo cual permite dudar de la validez de los resultados planteados, adicionalmente se reporta que uno de éstos, el de fecha 1954, tiene resultados erróneos porque la muestra tomada del yacimiento fue considerada como no representativa. Por estas razones, se elaboró un análisis PVT sintético a partir de las Correlaciones empíricas.

La presión inicial del yacimiento se estimó con la correlación de Total, ya que ésta fue desarrollada para crudos venezolanos con valores de API menores a 10 °API.

La tabla anexa muestra el valor por pozo y el promedio aritmético de la presión del yacimiento corregida al datum.

Tabla 15 Resultados de la Estimación de Presión inicial por pozo al datum

POZO	PRESIÓN (lpc)
A-2	4594
A-3A	4578
A-4	4591
A-5	4674
A-9	4595
A-12	4648
A-14	4561
A-24	4617
A-27	4558
A-30	4633
A-33	4597
A-35	4633
A-40	4596
B-25	4613
B-26	4614
Promedio	4606

Los análisis PVT del yacimiento, tiene un rango de presión que varía desde 4600 hasta 4500 lpc, lo cual demuestra que la correlación esta en el rango de los valores estimados en el laboratorio.

La siguiente variable que define el conjunto de propiedades del yacimiento es la temperatura, la cual se cálculo a partir de la correlación determinada por la empresa para las arenas de la zona Zorro, es importante señalar que la misma ecuación se aplicó para la zona vecina Mata 3.

La temperatura obtenida a partir del promedio aritmético, de los pozos listados previamente, es de 275 °F, la cual compara con el reportado en los análisis de fluido de 274°F.

Se tomaron dos valores de relación gas petróleo, debido a la existencia de los dos fluidos, el primero de ellos, 275 PCN/BNP, por análisis del inicio de producción de los pozos productores de crudo pesado. Mientras, que para el crudo extrapesado se establece un valor igual a 50 PCN/BNP, por la experiencia de producción en campos vecinos.

La presión de burbujeo calculada es de 3100 lpc, valor que es menor a la presión inicial del yacimiento, lo cual descarta la teoría que el yacimiento se encontraba inicialmente en el punto de burbujeo, y que la presencia del gas libre en el mismo es producto del diferencial de presión causado por la producción.

La presión actual del yacimiento, según pruebas de presiones recientes, es de aproximadamente de 4100lpc, al comparar este valor con el estimado, se aprecia claramente que el yacimiento esta subsaturado.

La correlación empleada para el cálculo de esta variable fue la correlación de Total, pues la desviación obtenida con las Correlaciones Standing y Standing modificada, presentaron un valor mayor al treinta y cinco por ciento, mientras que la correlación Meneven- Total presentó una desviación del diez por ciento para el cálculo de la presión de burbujeo de un yacimiento del campo vecino, Leona, el cual contenía

un crudo con gravedad API igual a catorce y una relación gas petróleo de 175 PCN/BND. Razón por la cual se empleó para el cálculo de esta variable.

Para determinar las variaciones de API en el yacimiento, se analizaron los datos de prueba de producción de los diferentes pozos de las zonas, se agregó al mapa estructural cada uno de los datos de esta variable, lo cual permitió estimar la variación de ésta con la profundidad, tal como se muestra en la gráfica siguiente.

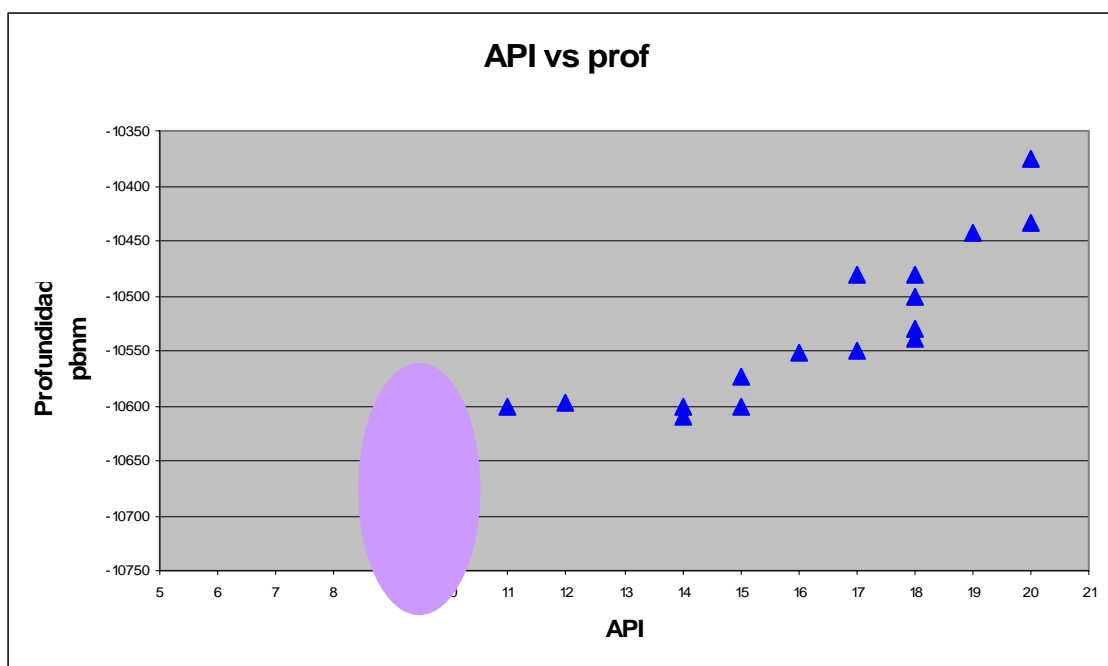


Figura 77 Variación de la Gravedad API contra la profundidad

La figura anterior muestra que la gravedad API decrece con la profundidad, esto confirma que existe una degradación del tope a la base de la estructura siguiendo el comportamiento de las curvas estructurales, lo cual explica, que la mayoría de los pozos están perforados en el tope de la estructura y hayan producido o sigan produciendo de este crudo. Esta propiedad varía desde 21°API hasta 9°API, aunque en la base de datos se reportan pozos con gravedad API de 41, además de presentarse variaciones de gravedad API de hasta 4 grados en un mismo pozo en menos de dos años.

El factor volumétrico de petróleo a presión inicial se muestran en la Tabla anexa para cada uno de los crudos a condiciones iniciales, de igual manera se reporta el valor de la compresibilidad de éstos, los cuales se calcularon con las Correlaciones mencionadas.

Tabla 16 Resultados de los estimados empíricos del Factor volumétrico y compresibilidad

Propiedad	Crudo Pesado	Crudo Extrapesado
Factor volumetrico inicial (BN/BY)	1,17	1,2
Compresibilidad (10^{-5}lpc^{-1})	1,8	1,34

Aunque exista cierta similitud en los resultados, es importante resaltar que para el cálculo de petróleo original en sitio, puede causar diferencias significativas.

Además de los dos tipos de crudo, tal como se mencionó en las secciones previas, existe agua que los separa y una capa de gas.

La procedencia de la capa de gas tenía diferentes teorías, la primera de ellas indicaba que el gas era producto del proceso de inyección para mantenimiento de presión del yacimiento, sin embargo, la presión de la arena U12 no ha caído por debajo de 4000lpc, que representa la máxima presión de entrega de los compresores de la zona. La teoría de la presión inicial igual a la presión de burbuja, tal como se explicó, no representa una posibilidad viable. Estos supuestos quedan descartados, por esta razón se establece que el gas libre del yacimiento es una capa de gas original del mismo, lo cual explica el aumento de la relación gas- petróleo a los pocos meses de iniciar la producción del crudo pesado en los pozos.

Debido a la baja calidad de la definición de los perfiles de pozos para establecer el contacto gas- petróleo original, el cálculo del área del yacimiento no contempla la existencia del mismo, por esta razón se recomienda la revisión del modelo estático.

Las viscosidades se obtuvieron a partir de la correlación Meneven- Total, por presentar la menor desviación en los casos de estudio, en comparación con las otras Correlaciones empleadas. Permitiendo establecer los siguientes rangos a condiciones de

yacimiento para el crudo pesado sin gas en solución o crudo muerto, entre 6 y 16 cP, la viscosidad por encima del punto de burbuja varía entre 1 y 5 cP. Tal como se aprecia en la siguiente tabla obtenida por pozo.

Tabla 17 Viscosidades de crudo muerto y a punto de burbujeo por pozo calculadas con la correlación Meneven- Total

POZO	Udo (cp)	Uob (cp)
A-2	7,183	2,026
A-3A	7,960	2,178
A-4	13,863	3,218
A-5	15,463	3,475
A-9	7,179	2,025
A-12	15,847	3,535
A-14	6,645	1,918
A-24	14,878	3,382
A-27	6,051	1,796
A-30	10,155	2,585
A-33	9,489	2,465
B-25	7,111	2,012
B-26	7,798	2,147

Extrapolando los resultados obtenidos a condiciones de superficie, a partir del comportamiento exponencial de la variable en las pruebas de laboratorio del fluido del pozo A-3A, el rango varía entre 2000 y 3000 cP. Estos valores sintéticos representan una buena aproximación a los valores reales, pues los datos que se tienen de esta propiedad es similar al establecido, aunque existen pruebas en la base de datos de la empresa, que reportan viscosidades de 40 cP a condiciones de superficie, por esta razón se recomienda efectuar un estudio de laboratorio, a partir de pruebas de pozo con el fin de determinar un rango fiable, pues esta variable afecta de manera directa el diseño de los sistema de levantamiento.

Aunque se han desarrollado ecuaciones para predecir el comportamiento de la viscosidad de crudos extrapesados, éstas no logran predecir el comportamiento de esta propiedad, sin embargo, se estableció que la viscosidad del crudo muerto a temperatura de superficie es mayor o igual a 10.000cP, pues así lo establece el reporte del análisis

efectuado en el año 2000 a una muestra de fluido procedente del pozo A- 35, ya que no se logró efectuar el perfil de viscosidad contra temperatura, pues la muestra no pudo ser evaluada debido a que el torque que generaba excedía el rango del viscosímetro disponible.

Este mismo análisis reporta que el contenido de asfaltenos del crudo extrapesado representó el 28% en peso de la muestra, mientras que el contenido de parafinas alcanza el 14% en peso de la muestra. Estos elementos deben considerarse como posibles agentes causantes de obstrucciones en tubería pues la historia de producción de algunos pozos reporta este tipo de problemas, además para en la estrategia de explotación de estas reservas debe estudiarse detenidamente los asfaltenos, para estimar la presión de precipitación, ya que origina daños en el yacimiento.

El punto de fluidez de este crudo se estimó en un valor mayor a los 200 °F, según el análisis de laboratorio antes mencionado, lo cual representa un punto importante a considerar para la producción de este tipo de petróleos, pues si el crudo alcanza una temperatura inferior al valor antes expuesto no fluirá ocasionando problemas en el sistema de producción.

5 Cálculo Teórico de Reservas

El volumen del yacimiento se calculó por el método volumétrico, promediando el espesor de las líneas isópacas y el área entre ellas, de esta manera se calculó el volumen por sección de espesores y finalmente se obtuvo el volumen las tablas anexas muestran el cálculo de para cada sector del yacimiento.

Tabla 18 Cálculo del Volumen de la zona petróleo extrapesado

ESPEJOR (Pies)	ESP. PROM. (Pies)	AREA (Has.)	AREA (Acres)	VOLUMEN (Acre/pies)
0-5	2,50	39,28	97,05	242,63
5-10	7,50	71,85	177,55	
10-20	15,00	113,86	281,36	4.220,38
20-20	20,00	163,70	404,51	8.090,22
20-30	25,00	522,49	1	32.277,41
30-30	30,00	60,00	148,26	4.447,89
	35,00		2	74.228,98
	45,00		1.426,76	64.204,18
	55,00	1.036,70	2.561,74	140.895,56
60-60	60,00	123,82	305,97	18.357,92
60-70	65,00	209,06	516,60	33.578,85
70-80	75,00	231,68	572,49	42.936,96
Volumen Total				424.812,60

Tabla 19 Cálculo del Volumen de la zona de petróleo pesado

ESPEJOR (Pies)	ESP. PROM. (Pies)	AREA (Has.)	AREA (Acres)	VOLUMEN (Acre/pies)
0-5	2,50	39,28	97,05	242,63
5-10	7,50	71,85	177,55	
10-20	10,00	113,86	281,36	2.813,59
20-20	20,00	163,70	404,51	8.090,22
20-30	25,00	522,49	1.291,10	32.277,41
30-30	30,00	60,00	148,26	4.447,89
30-40	35,50	858,27	2	75.289,40
40-50	45,00	577,39	1.426,76	64.204,18
50-60	55,00	1	2.561,74	140.895,56
60-60	60,00	123,82	305,97	18.357,92
60-70	65,00	209,06	516,60	33.578,85
70-80	75,00	231,68	572,49	42.936,96
Volumen Total				424.466,22

El petróleo original en sitio se cálculo por el método volumétrico. Los datos de porosidad y saturación de agua, empleados fueron: 18% y 8% respectivamente, estimados por el estudio petrofísico. El factor volumétrico inicial a partir de Correlaciones, ver valores tabla 15.

Tabla 20 Petróleo Original en sitio

Arena	Calculado
U12 sup	304
U12 inf	322
U12	626

El factor de recobro teórico, se estimó para una presión de abandono del yacimiento de 1500lpc, este valor aunque es bajo en comparación a la presión de burbujeo del yacimiento fue establecido por las políticas de la empresa, además se estipuló que se produciría el 50% de la saturación móvil. Se estimó un factor de recobro de 5% para la zona de extrapesado y 25% por ciento para la zona de crudo pesado.

6 Propuesta de Explotación Arena U12

Se decidió la producción por separado de los petróleos pesado y extrapesado de la arena U12, ya que existían los siguientes factores limitantes:

1. Variaciones significativas de la razón de movilidad para ambos crudos y la existencia de agua que los separa. Lo cual se traduce en declinaciones de producción distinta, de difícil monitoreo.
2. La configuración mecánica del más del ochenta por ciento de los pozos tiene revestidor de 5,5 pulgadas, lo cual no permite la instalación de sistemas para manejar altos caudales de flujo.

3. Existencia del Efecto Segregacional, que permite la segregación natural de los fluidos.
4. Dificil predicción de la gravedad API del crudo producido, al no conocerse con exactitud el caudal por sectores no puede ser estimado fácilmente.

Los pozos seleccionados para las evaluaciones de levantamiento artificial con los diferentes métodos propuestos, fueron aquellos que poseían pruebas de producción, análisis de viscosidad, gravedad API y diagrama mecánico, con el fin de simular datos reales con sus respectivos pozos. La siguiente tabla muestra la lista de los pozos.

Tabla 21 Lista de Pozos seleccionados para simulación

Pozo
A-3
A-14
A-22
A-23
A-33
A-35
A-36
A-39
A-40
B-5
B-21
B-25

Los métodos considerados para la explotación de ambos sectores de U12, fueron los siguientes:

1. Bombeo mecánico.
2. Bombeo de cavidad progresiva.
3. Levantamiento artificial por gas.
4. Bombeo electrosumergible.
5. Levantamiento hidráulico, tipo jet

6. Levantamiento hidráulico, tipo pistón.

Tabla 22 Resultados favorables por la matriz de evaluación técnica

Caso	Método de levantamiento	Puntaje
Pesado zorro	Levantamiento artificial por gas	32
	Bombeo electrosumergible	34
Pesado Mata 3	Levantamiento artificial por gas	33
Extrapesado zonas Zorro y Mata 3	Hidráulico tipo chorro	35

La tabla anterior muestra los métodos seleccionados por el análisis de la matriz de evaluación, los resultados se muestran como anexos, a continuación se exponen algunas de las justificaciones técnicas por la cual se descartaron algunos métodos de levantamiento artificial:

❖ **Bombeo por Cavidades Progresivas**

1. La temperatura promedio del yacimiento (275 °F), requiere que el sistema cuente con un elastómero elaborado con materiales altamente resistentes, sin embargo, se recomienda que éste sea remplazado a los dos meses de su instalación, ya que bajo estas condiciones pierde sus propiedades rápidamente, lo cual se traduce directamente en intervenciones a pozo continuas para el cambio de este elemento. Pues estadísticas en pozos someros indican que este elemento se cambie con una frecuencia aproximada de tres o cuatro meses. Por estas razones se descarta para la producción de ambos crudos.
2. La viscosidad del crudo extrapesado, aumenta el toque de los dispositivos de bombeo, lo cual se traduce en desgaste de las piezas del sistema.

❖ **Bombeo Mecánico**

1. El tamaño de los revestimientos de los pozos de la zona, afecta directamente las dimensiones de la bomba, cuyos análisis técnicos indicaron que la mayor tasa que podría manejar el sistema no alcanzaría los 200 bnd, lo cual se traduce en la imposibilidad de manejar altas tasas de producción, por esta razón no se recomienda para la producción de crudo pesado.
2. La viscosidad del crudo extrapesado, impide que la columna del fluido alcance un nivel adecuado para su levantamiento.
3. La profundidad del asentamiento de la bomba, 10000 pies, aumenta la fatiga de las cabillas, lo cual aumenta la probabilidad de falla del sistema.

❖ **Bombeo Hidráulico tipo pistón**

1. Debido a la configuración mecánica de los pozos, el tamaño de la bomba de fondo limita la producción de grandes volúmenes. Por esta razón no se consideró para la explotación del crudo pesado.
2. La configuración de sistema cerrado del sistema tipo pistón, no permite la mezcla de fluidos en el pozo, lo cual limita la producción de crudo extrapesado, ya que sería necesario inyectar un diluyente para disminuir la viscosidad a fin que el crudo fluya, generando aumento en los costos.
3. Adicionalmente, se consideró la experiencia de este método en Venezuela, la cual muestra que el número de fallas del sistema es considerablemente alto, generalmente asociado a desperfectos en la bomba de fondo.

❖ Bombeo Hidráulico tipo chorro

1. La producción de crudos con Relaciones gas- petróleo mayores a 250 PCN/BNP, disminuye la eficiencia del sistema, ocasionando deterioros en el sistema de boquillas que constituye la bomba, debido al gas que se produce en la zona superior de la arena U12, se descartó este método.
2. Adicionalmente por la imposibilidad de manejar grandes volúmenes con el sistema de boquillas que puede instalarse en los pozos, no se consideró este sistema de levantamiento para la producción de crudo pesado

❖ Bombeo Electrosumergible

1. Las bajas tasas esperadas para la producción de crudo extrapesado, influyó de manera significativa para no considerar este método de levantamiento, ya que se requieren de altos caudales para garantizar la refrigeración del sistema y justificar la inversión, pues este sistema de levantamiento representa uno de los más costosos.
2. La baja productividad de los pozos de la zona Mata 3, no justifica la instalación de 1 sistema electrosumergible, ya que históricamente las tasas brutas alcanzan 1000 BND, y luego presentan una marcada disminución.

❖ Levantamiento Artificial por gas

1. La localización de las válvulas en la mayoría de los pozos es 10500 pies, lo cual imposibilita la producción de crudo extrapesado, ya que la columna de fluido no alcanza la localización de las válvulas debido a las limitaciones de fluidez del crudo causadas por los altos valores de viscosidad.

De la lista de pozos propuesta para simulación, solo los que se presentan a continuación arrojaron resultados que pueden emplearse para extrapolarse para los pozos del área que posean condiciones de producción y configuración de pozo similares.

Las tablas que se presentan a continuación muestran los datos más resaltantes del diseño de levantamiento artificial por gas.

Tabla 23 Resultados de la Simulación de Levantamiento Artificial por gas para el pozo A-14

Variable	Valor
Presión de Operación (lpc)	765
Tasa de Petróleo (BND)	62
Tasa de Inyección de Gas (MMPCND)	0,74

Tabla 24 Resultados de la Simulación de Levantamiento Artificial por gas para el pozo A-22

Variable	Valor
Presión de Operación (lpc)	3321
Tasa de Petróleo (BND)	333
Tasa de Inyección de Gas (MMPCND)	0,97

Tabla 25 Resultados de la Simulación de Levantamiento Artificial por gas para el pozo A-23

Variable	Valor
Presión de Operación (lpc)	1345
Tasa de Petróleo (BND)	9,5
Tasa de Inyección de Gas (MMPCND)	0,66

Tabla 26 Resultados de la Simulación de Levantamiento Artificial por gas para el pozo A-33

Variable	Valor
Presión de Operación (lpc)	3109
Tasa de Petróleo (BND)	122
Tasa de Inyección de Gas (MMPCND)	0,82

Tabla 27 Resultados de la Simulación de Levantamiento Artificial por gas para el pozo A-3A

Variable	Valor
Presión de Operación (lpc)	1853
Tasa de Petróleo (BND)	560
Tasa de Inyección de Gas (MMPCND)	0,73

Tabla 28 Resultados de la Simulación de Levantamiento Artificial por gas para el pozo B-21

Variable	Valor
Presión de Operación (lpc)	1173
Tasa de Petróleo (BND)	171
Tasa de Inyección de Gas (MMPCND)	0,74

Tabla 29 Resultados de la Simulación de Levantamiento Artificial por gas para el pozo B-5

Variable	Valor
Presión de Operación (lpc)	904
Tasa de Petróleo (BND)	114
Tasa de Inyección de Gas (MMPCND)	0,96

Los pozos tipo B, presentan tasas de producción similares, por esta razón se selecciona este método para la producción de éste tipo.

La ubicación del pozo A-14, en la zona de gas del yacimiento, lo descarta como pozo productor de petróleo.

De igual manera se descarta la producción del pozo A-23, por reportar una tasa menor a la económica aceptable que se estableció igual a 10 barriles por día.

El pozo A-35 fue previamente evaluado con el método de levantamiento hidráulico tipo chorro en el año 2000, los resultados obtenidos descartaron para la fecha la posibilidad de aplicación de este método, sin embargo, se revisaron los aspectos técnicos bajo los cuales se evaluó el método y se determinó que las condiciones bajo las cuales se efectuó no eran las adecuadas por las siguientes razones:

- ❖ La ubicación de la bomba o jet se encontraba a una profundidad de 10500 pies TVD aproximadamente, mientras las perforaciones de la arena se encuentran a 11600 pies TVD, lo cual se traduce en una diferencia de longitud que dificulta la fluidez de este crudo, además las pérdidas de presión originadas por la fricción. La localización recomendada es al final de la tubería de producción debido a la alta viscosidad del crudo.
- ❖ Las maniobras para la colocación del dispositivo solo requiere de la intervención de taladro para ensamblar el equipo, sin embargo, debido a que no existía disponibilidad de éste para el momento de la evaluación, el pozo no pudo ser adaptado y se requirió de la intervención del equipo de tubería continua para las maniobras de asentamiento y remoción de la bomba, las cuales pueden ser colocadas con el mismo fluido motriz y removidas con esta misma forma, solo con invertir el sentido del flujo.
- ❖ La evaluación económica del método de levantamiento, incluyó el alquiler de la bomba de superficie para la inyección de un solo pozo, cuando éste puede emplearse para la inyección de múltiples pozos, además es un activo con el que cuenta la compañía.

En definitiva los errores cometidos reflejan deficiencia en la planificación y destreza en el manejo de equipo, y aunque la evaluación técnica- económica efectuada en el año 2000, descartó el método, éste demostró eficiencia técnica y permitió evaluar el potencial del pozo; además de efectuar algunas pruebas del fluido extrapesado, las cuales son las únicas que se tienen de éste crudo.

Por estas razones, y el resultado muy favorable de la matriz de evaluación técnica, se consideró como el método adecuado para la explotación del crudo extrapesado de la arena, considerando para el diseño: ubicación de la bomba al final de la tubería de producción en el dispositivo adecuado, el índice de productividad y la viscosidad aproximada de superficie del fluido (10000cP).

Tabla 30 Resultados de la Simulación de Bombeo hidráulico para el pozo A-35

Variable	Valor
Fluido Motriz	Agua
Presión de inyección fluido motriz (lpc)	3354
Presión de entrada de la bomba (lpc)	3062
Tipo de Bomba	3A- Jet
Tasa de Petróleo (BND)	178
Tasa de Inyección de fluido motriz (BND)	365

La tabla anterior muestra que para los pozos de crudo extrapesado se puede conseguir una tasa de 178 barriles por día, por otra parte la ventaja de emplear agua como fluido de potencia evita la compra de crudo mediano para el bombeo, ya que no existe disponibilidad de este crudo para estas operaciones.

En vista que este pozo es el único de crudo extrapesado que posee evaluación, se estableció que todos los pozos de este proyecto que involucraran producción de este crudo comenzarían la producción con la misma tasa inicial, para efectos de la evaluación económica efectuada, sin embargo, se recomienda revisar el diseño a partir de los resultados obtenidos con los pozos pilotos.

El diseño por bombeo electrosumergible descartó los pozos con tasas de producción bruta inferiores a los 1500 barriles por día.

Tabla 31 Resultados de la Simulación de Bombeo Electrosumergible pozo A-3A

Variable	Valor
Número de bombas	3
Etapas	190
Barriles de petróleo (BND) @ 60Hz	692
Nivel dinámico (pies) @ 60 Hz	1146
Potencia (HP) @ 60 Hz	220

Tabla 32 Resultados de la Simulación de Bombeo Electrosumergible pozo A-22

Variable	Valor
Número de bombas	2
Etapas	135
Barriles de petróleo (BND) @ 60Hz	631
Nivel dinámico (pies) @ 60 Hz	6989
Potencia (HP) @ 60 Hz	181

Tabla 33 Resultados de la Simulación de Bombeo Electrosumergible pozo A-33

Variable	Valor
Número de bombas	3
Etapas	300
Barriles de petróleo (BND) @ 60Hz	333
Nivel dinámico (pies) @ 60 Hz	5822
Potencia (HP) @ 60 Hz	200

Tabla 34 Resultados de la Simulación de Bombeo Electrosumergible pozo A-39

Variable	Valor
Número de bombas	2
Etapas	200
Barriles de petróleo (BND) @ 60Hz	1040
Nivel dinámico (pies) @ 60 Hz	4950
Potencia (HP) @ 60 Hz	352

Las tablas 31 a la 34, muestran los resultados del diseño electrosumergible referenciados a la frecuencia de 60 Hertz, los pozos que presentan atractivo para la explotación con el método son el A-22 y A-3, éste último se encuentra en producción por levantamiento artificial por gas actualmente.

Es importante señalar que los datos con los cuales se elaboraron los diseños fueron obtenidos de la base de datos de la empresa. Los diseños se encuentran en la sección de anexos.

En la base de las simulaciones obtenidas se propuso una estrategia de explotación de la arena U12 que contempla la puesta en producción de 12 pozos, de los cuales seis producirán petróleo pesado y el resto crudo extrapesado, éstos abarcan las dos zonas de estudio, en la configuración lineal, ya que los pozos están localizados en la misma posición estructural, para el crudo pesado sigue la curva estructural de 10500 pbnm, mientras para el crudo extrapesado se alinea con la curva de 10600 pbnm. Es importante señalar, que los pozos están distribuidos en mayor proporción en la zona de Zorro debido a la mejor transmisibilidad que presenta ésta.

Tabla 35 Pozos para la producción de crudo de la arena U12

POZO	INTERVALO	API esperado
A-02	11290-11300	15
A-04	11240-11250	18
A-22	11250-11260	13
A-33	11275-11285	16
A-35	11500-11520	9
A-36	11460-11470	9
A-37	11285-11295	16
A-40	11500-11515	9
B-04	11390-11410	9
B-05	11250-11260	18
B-15	11350-11360	9
B-21	11350-11375	9

La tabla anterior muestra los intervalos propuestos para cañoneo de los pozos seleccionados y la gravedad API estimada para la explotación de los mismos. Tal como se aprecia se incluyen los pozos simulados A-22, A.33, A-35, B-5 y B-21.

Los pozos restantes se consideraron que presentarían comportamiento similar al pozo vecino simulado.

Adicionalmente, se continúa la producción del pozo A-3, el cual ha mantenido la producción de crudo pesado, luego de la aplicación del tratamiento químico que comprendió las siguientes etapas: remoción de depósitos orgánicos, remoción de depósitos inorgánicos e inhibición de incrustaciones orgánicas. Este tratamiento disminuyó la intervención en el pozo, por disminución de la producción como consecuencia de incrustaciones de sólidos en la roca yacimiento. La historia de producción de éste pozo permitió evaluar las propiedades de permeabilidad y efecto superficial con el programa de permeabilidad desarrollado, Los resultados obtenidos fueron:

$$K= 520 \text{ mD.}$$

$$S= - 1,5$$

El resultado obtenido con el programa establece una permeabilidad similar a la estimada por el estudio petrofísico, mientras el valor del efecto superficial confirma la estimulación efectuada al pozo.

La estrategia de explotación propuesta se dividió en dos etapas, la primera con una duración de seis meses, denominada plan piloto; contempla la puesta en producción de 4 pozos dos en cada zona de estudio con el fin de mediciones confiables de las propiedades de los fluidos, especialmente gravedad API y viscosidad, ya que la base de datos con la que se cuenta actualmente, presenta variaciones de gravedades API y viscosidad, que no permite establecer un rango apropiado de los valores de estas variables. Además con este plan se pretende evaluar las propiedades del crudo extrapesado, pues no existe un estudio completo por razones técnicas, tal como se expuso anteriormente, verificar la efectividad del tratamiento químico empleado en el pozo A-3A, efectuar el seguimiento del comportamiento de producción de crudo extrapesado y finalmente evaluar la factibilidad económica a largo plazo del proyecto de explotación.

La segunda fase o desarrollo del proyecto se inicia luego de evaluar los resultados obtenidos, y finaliza a los diez años de iniciado el proyecto. Contempla la activación de los pozos seleccionados de acuerdo al análisis técnico- económico que se recomendó efectuar al finalizar la fase uno.

Los pozos piloto por zona son los siguientes: A-35 y B-25 para la producción de crudo extrapesado empleando levantamiento hidráulico tipo chorro, mientras para la producción de crudo pesado A-22 y B-5 en las zonas Zorro y Mata 3 respectivamente.

Se consideró el método de levantamiento por gas para la zona de Mata 3, debido a los resultados de la matriz de evaluación técnica, mientras para la zona de Zorro la selección del bombeo electrosumergible surgió como consecuencia del análisis económico, que se presenta a continuación.

7 Análisis Económico

Para estimar los indicadores económicos TIR y VPN, fue necesario estimar los costos de inversión, éstos consideraron:

- ❖ Intervención con taladro.
- ❖ Costo de los métodos de levantamiento.
- ❖ Costo de las pruebas de fluido (viscosidad, análisis S.A.R.A., gravedad API y presión (dinámica y estática).
- ❖ Tratamiento químico.

Las producciones de los pozos se efectuaron a partir de las tasas estimadas con los métodos de levantamiento y el análisis de la curva de declinación por pozo. A continuación se presentan las curvas de declinación para los pozos piloto, es importante señalar que para los pozos productores de crudo extrapesado se asignaron los comportamiento de producción por zona, para la zona A el pozo seleccionado fue el pozo A-40 y en la zona B el pozo B-21, ya que estos fueron productores de este crudo según historia de pozo.

La curva de color azul oscuro representa la curva de declinación obtenida a partir de la historia de producción, mientras la curva roja representa el pronostico de producción que mantiene el comportamiento de producción y cuyas tasas iniciales, son las pronosticadas con el diseño de cada método de levantamiento.

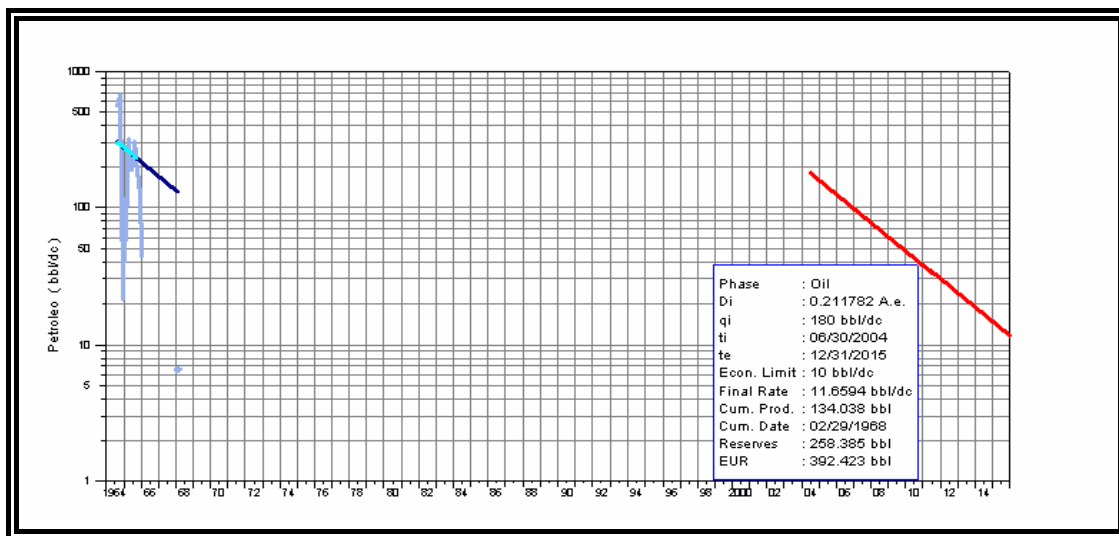


Figura 78 Declinación de producción del pozo B-21 con bombeo hidráulico.

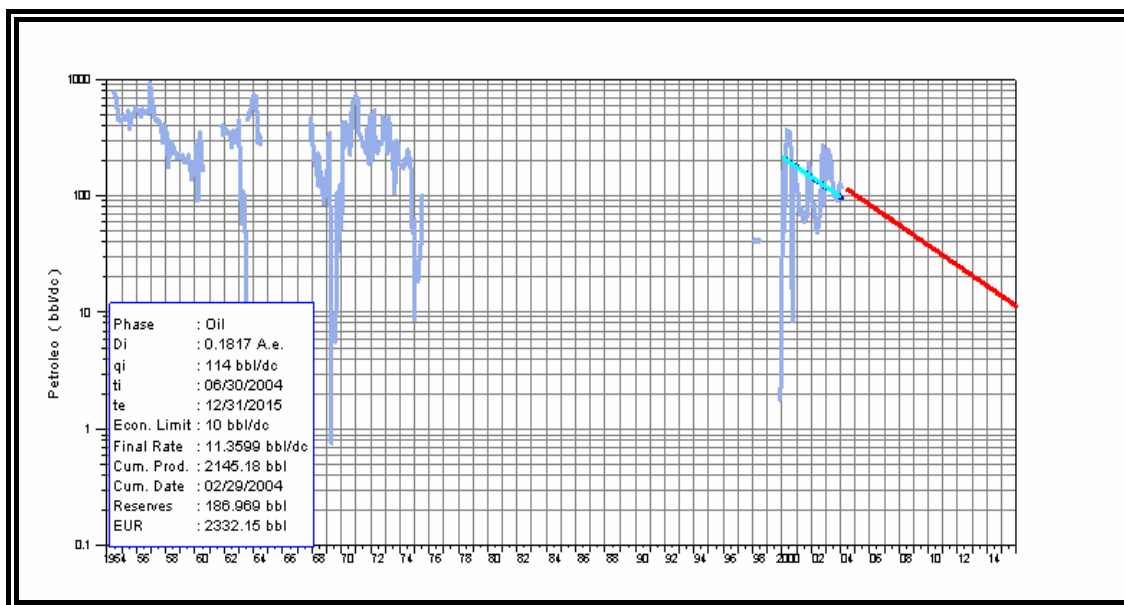


Figura 79 Declinación de Producción del pozo B-5 con levantamiento por gas.

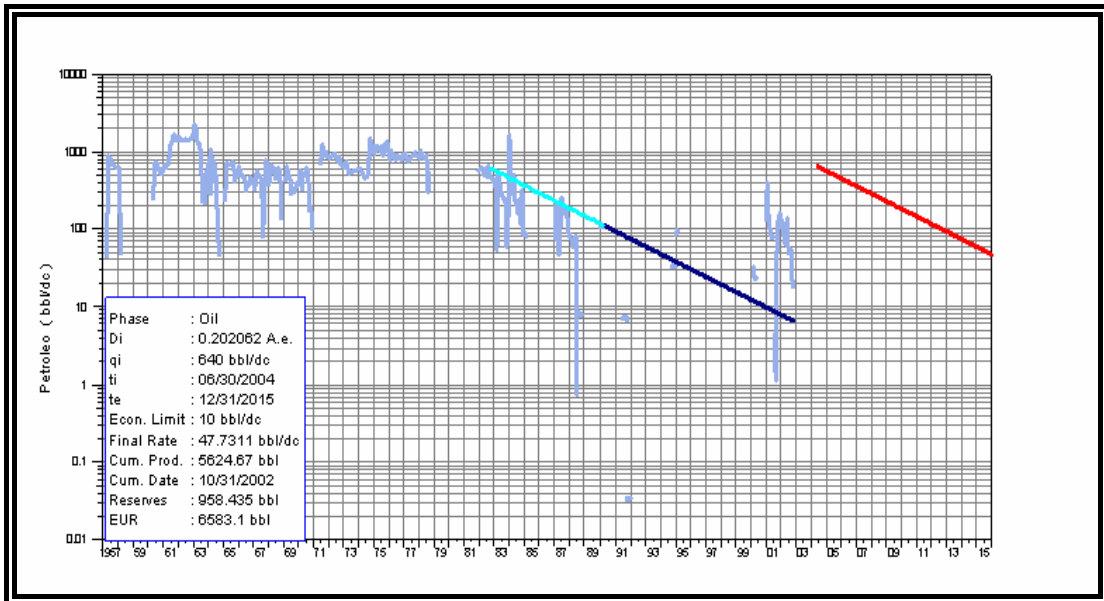


Figura 80 Declinación de Producción del pozo A-22 con el método de bombeo electrosumergible.

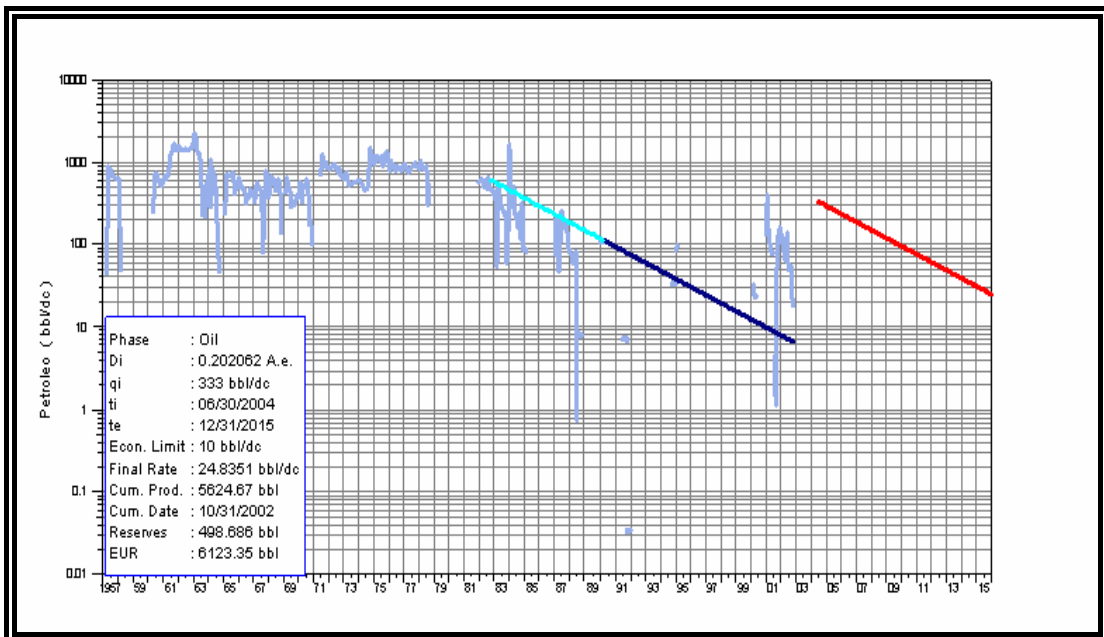


Figura 81 Declinación de Producción del pozo A-22 con el método de levantamiento por gas.

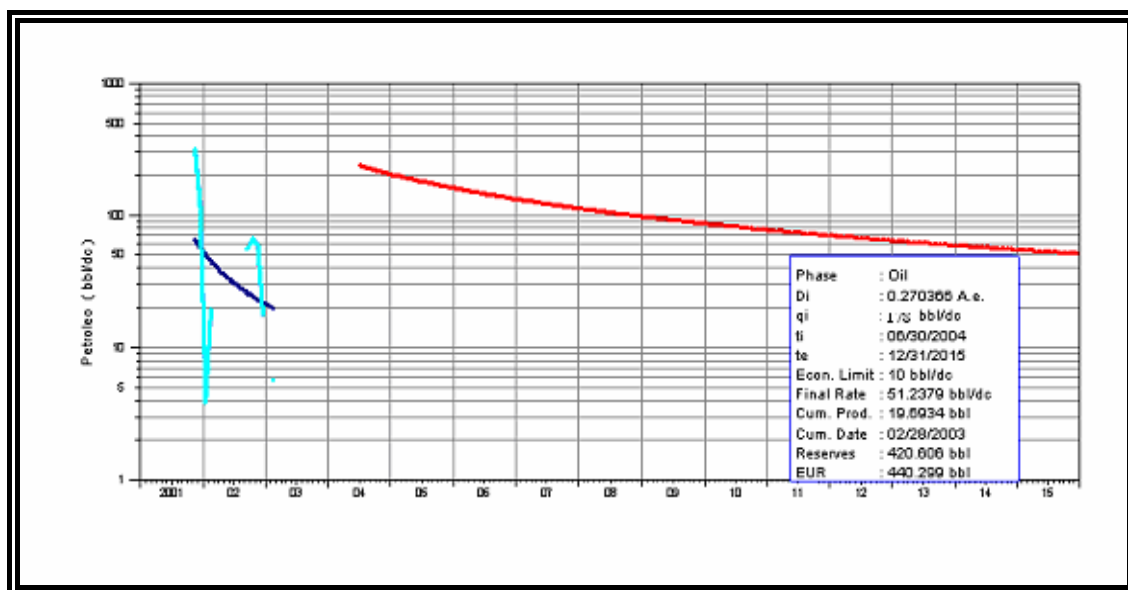


Figura 82 Declinación de Producción del pozo A-40 con el método de bombeo hidráulico

La declinación de las curvas de los pozos del proyecto, presenta dos comportamientos exponencial e hiperbólico.

Para la evaluación del proyecto se consideraron 6 escenarios, tal como se expuso en el capítulo anterior, los cuales incluyeron la producción de los cuatro pozos piloto para el cálculo del petróleo acumulado.

Las producciones acumuladas, los costos y los indicadores económicos se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 36 Resultados económicos

Caso	Costos (MMS)	Np (MMBbl)	TIR (%)	VPN (MMS)
1	58,76	6,38	22,5	3815,5
2	53,60	4,61	13,3	441,7
3	49,06	4,87	19,8	2228,2
4	45,46	3,05	6,4	-1497,3
5	42,57	2,46	1,4	-2464,2
6	42,09	2,23	-0,42	-3117,7

Tal como se estableció en el capítulo anterior, el valor para aprobar el proyecto considerando el indicador TIR, es que este reporte un valor mayor a 12%, lo cual automáticamente descarta los casos de producción de solo crudo extrapesado (5 y 6), además de la producción de crudo pesado por levantamiento artificial por gas (4).

El caso 2, que representa la producción en conjunto de los dos crudos empleando levantamiento artificial con gas se descarta, porque el valor presente neto es más bajo en comparación con los casos 1 y 3.

Se determinó que la producción de la zona A debe efectuarse por bombeo electrosumergible, sin embargo, la producción en conjunto de los dos crudos se descartó a pesar que presentó los mejores indicadores económicos, ya que desmejora la mezcla del crudo de entrega, disminuyendo la gravedad API de la misma, lo cual se traduce en posibles penalizaciones por incumplimiento de contrato.

Sin embargo, se recomienda evaluar la negociación de un nuevo valor de gravedad API en contrato y estudiar la optimización del sistema de mezclado.

Con los datos obtenidos se estimó el factor de recobro de los dos sectores de la arena U12.

Zona Pesado = 20%

Zona Extrapeso= 4%

El valor del recobro calculado teórico y el estimado con la propuesta de producción, son similares, lo que indica que la correlación empleada brinda un buen aproximado.

8 Arenas R y T

Para las arenas R0 y TU, no se contó con datos suficientes para llevar a cabo una buena simulación y un estudio de propiedades como el desarrollado para la arena U12, solo el pozo B-25 posee información Relacionada con la arena TU, sin embargo, no se tienen resultados que permitan determinar cual método emplear, aunque en el pozo JM8-9 del campo vecino probó satisfactoriamente el método de bombeo mecánico durante dos meses, cuando la producción cayó abruptamente de 200 a 50 BND, lo cual ratifica que éste método de levantamiento no puede emplearse para la extracción de crudo pesado en yacimientos profundos.

Por estas razones se recomienda un plan agresivo de toma de muestras de fluido y presiones (estática y fluyente) de éstas arenas, con el fin de estimar las reservas y seleccionar el método de extracción adecuado, que de acuerdo a los resultados obtenidos en la arena U12 puede emplearse el método de levantamiento hidráulico tipo chorro.

Conclusiones

1. Con la información disponible en la actualidad, no es posible establecer un plan de explotación para las arenas R y T de las zonas Zorro y Mata 3.
2. La saturación de agua residual (8%) de la arena U1-2, representa un marcador que la distingue de las otras arenas presentes en la columna estratigráfica y que hace posible su ubicación.
3. La intrusión de agua en el yacimiento A-1 se inicia de manera significativa en la década de 1980.
4. Las arenas U1-2 presentan un efecto segregacional, ocasionado por efectos de variaciones de presión por producción, lo cual crea una segregación gravitacional atípica y localizada.
5. Existe una barrera de permeabilidad, entre las zonas Zorro y Mata 3 pero mantienen comunicación hidráulica, manteniéndolas como un mismo yacimiento.
6. La intrusión del agua en el yacimiento A-1, separa drásticamente el crudo pesado del extrapesado, obligando la creación de estrategias diferentes de explotación a cada crudo.
7. El yacimiento A-1 se encuentra subsaturado, pues la presión actual es superior a la presión de burbujeo.
8. La gravedad API del crudo almacenado en la arena U12, presenta una degradación de calidad, del tope a la base de la estructura, pues varía desde 21 hasta 9 °API.
9. El método de levantamiento adecuado para la producción del crudo extrapesado en condiciones de pozos profundos, baja productividad y alta viscosidad, es el bombeo hidráulico.

10. La producción de crudo pesado de la arena U12 en la zona Mata 3. debe realizarse por levantamiento artificial por gas.

11. La explotación de crudo pesado de la arena U12 en la zona Zorro, debe efectuarse por bombeo electrosumergible.

12. Bajo las condiciones de contrato actual, gravedad API de entrega de 22 °, no es económicamente rentable la producción de las reservas de crudo extrapesado, aunque técnicamente es posible.

13. La declinación de la producción de los pozos muestra dos comportamientos exponencial e hiperbólico.

14. El programa desarrollado estima la permeabilidad y el efecto superficial, de manera sencilla sin necesidad de una prueba de producción, lo cual representa una herramienta para estimar estas variables en los pozos que presentan una historia de producción importante.

Recomendaciones

1. Poner en práctica el plan de explotación propuesto para la arena U12.
2. Obtener información de las arenas R0 y TU, con el fin de elaborar el mismo esquema de estudio que se siguió para la arena U12.
3. Evaluar los resultados del proyecto piloto a los seis meses de iniciar su implantación.
4. Estimar el contacto gas- petróleo a fin de estimar volumen inicial de gas libre del yacimiento.
5. Calcular el volumen de petróleo original en vista que el mismo no contempló la presencia del gas libre por las dificultades técnicas expuestas.
6. Optimizar el sistema de mezclado, con la finalidad de obtener la mejor calidad de mezcla de crudo, con el mayor aporte de crudo extrapesado.
7. Producir las reservas de crudo extrapesado con el método de levantamiento hidráulico tipo chorro.
8. Emplear el programa **permcalmj®**, con el fin de estimar la permeabilidad y efecto superficial en pozos con períodos de producción mayores a dos años.

REFERENCIAS

1. Manucci, J. Ingeniería de Yacimientos. Esp oil internacional training group. 2003.
2. Alfonso, M. Curso de Geología Básica. Venezuela: Instituto de investigaciones petroleras, fundación laboratorio de servicios técnicos petroleros, 1984.
3. Hernandez, O. / Meneven S.A. (1990). “Curso de geología de yacimientos para ingenieros de petróleo”. Gerencia de Exploración y producción.
4. North, F. (1985) Petroleum Geology. USA: Unwin Hyman.
5. Lake, L. (1998) Reservoir Characterization: from the Laboratory to the Field. USA: Society of petroleum engineers.
6. Schlumberger. “Principios/Aplicaciones de la Interpretación de Registros”. Caracas: Schlumberger Educational Services.
7. Smith, C.; Tracy G.; Lance, R. (1992) Applied Reservoir Engineering. USA: OGCI publications.
8. Craig Jr., F. (1993) The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. USA: Society of Petroleum Engineers of AIME.
9. Paris de F, M. (2000). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Venezuela: Ediciones Astro-Data.
10. Gunter, G. W., Finneran, J. M., Hartmann, D. J., Miller, j. D. (1997) Early determination of reservoir flow units using an integrated petrophysical method . Society of petroleum engineers, spe 38679, San Antonio, USA.

11. Walter, L. y Diaz, N. (2003) Caracterización Petrofísica a través del análisis núcleo perfil de los pozos CLD-072 y CLD-080. Yacimiento C-5, Bloque VIII. Trabajo especial de grado. Venezuela: Universidad del Zulia.
12. PDVSA- CIED. (1997) Caracterización Física de los Yacimientos.
13. Meneven. (1990).Manual de Caracterización de Crudos.
14. www.cartapetrolera.com (2004).
15. Dake, L.P. (1994) Developments in Petroleum Science 36, The Practice of Reservoir Engineering. Scotland: Elsevier.
16. Craft, b.c & hawkins, mf. (1977) Ingeniería Aplicada a los Yacimientos Petrolíferos. Madrid: Editorial tecnos.
17. Potter, Merle C.(1998). Mecánica de Fluidos. Segunda Edición. Mexico: Edit. Prentice Hall.
18. www.propertiesofwelloilproducts (2003).
19. PDVSA- CIED. (1997) Caracterización Energática de los Yacimientos.
20. Baker, R.; Anderson, T.; Sandhu, K.(2003) Using Decline Curves to Forecast Waterflooded Reservoirs: Fundamentals and Field Cases. Canadian Inetrnational petroleum conference, paper 2003-181. Calgary, Canada.
21. Rietman, N. (1997) Determining permeability, Skin Effect and Drainage Area from the Inverted Decline Curve (IDC). Society of petroleum engineers, spe 29464, Oklahoma City, USA.
22. Journal Petroleum Techology. (1999). Vol 51. N°5.

23. Faustinelli, J. (2003) Levantamiento Artificial por Gas –Gas Lift- para ingenieros. ESP Oil international training group.
24. Ramirez, M. y Maggiolo, R. (2001) Consideraciones Técnicas para el bombeo electrosumergible. ESP Oil international training group.
25. Wood Group. (2001). Basic ESP Sizing.
26. Society of petroleum engineers. (1992). Petroleum engineering handbook.
27. PDVSA- CIED. (1997). Levantamiento Artificial por gas para Ingenieros.
28. Maldonado,F y Monasterios, B (2003) Implantación de Banco de Prueba para Bombas de Cavidades Progresivas (PCP). Trabajo Especial de Grado. Venezuela: Universidad Central.
29. www.ideared.org (2004)
30. De Ghetto, G et all (1995) Pressure-Volume-Temperature Correlations for Heavy and Extra Heavy Oils Society of petroleum engineers, spe 30316, Calgary, Canada.
31. Banzer, C. (1992) Propiedades Físicas de Fluidos de Yacimientos Petroliferos (Correlaciones P.V.T.). Universidad del Zulia
32. Benninson, T (1998). Prediction of Heavy Oil Viscosity. AEA technology.

ANEXOS

Anexo 1 Guía del software para estimar permeabilidad y efecto superficial

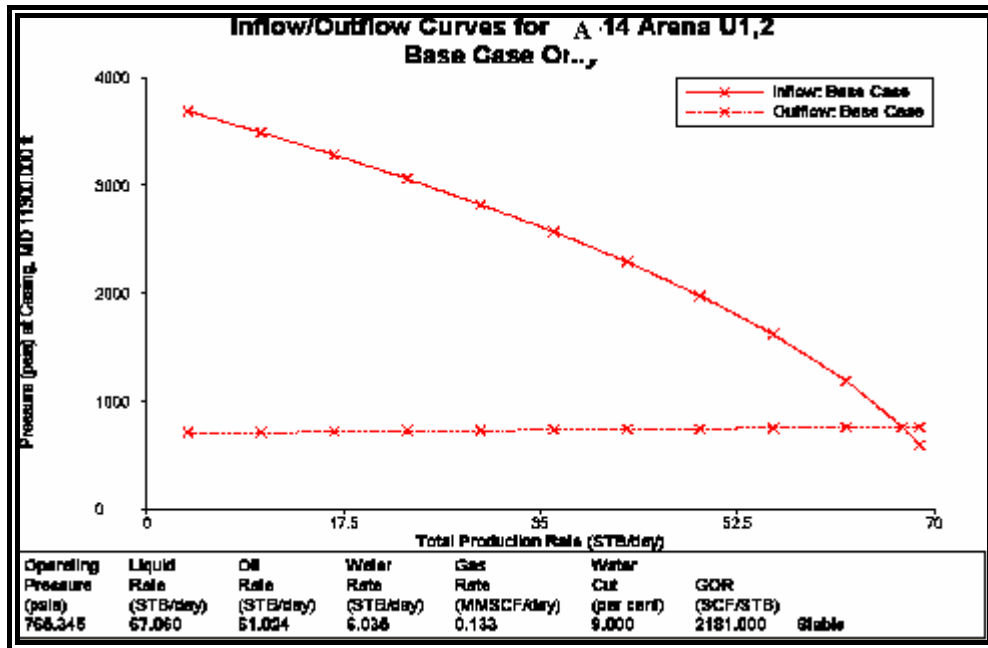
Guía Usuario permcalcjmj®,

1. Los datos de entrada del programa son los siguientes:
 - ❖ Producción bruta en barriles por día.
 - ❖ Fechas correspondientes a la producción reportada en día/mes/año.
2. Los datos de producción deben estar en un formato de tabla de extensión *.XLS*. (ej: pozo.xls)
3. Los datos deben introducirse en dos columnas, la primera de ella con el tiempo y la segunda con la producción.
4. La fecha de producción debe ir en orden creciente de las celdas en el archivo.
5. Al iniciar el programa, el usuario deberá indicar el nombre del archivo donde se encuentra la de producción, sin la extensión del mismo.
6. Al ejecutarse, el programa mostrará la gráfica del inverso de producción contra el tiempo acumulado de producción e indicará los valores de las siguientes variables: permeabilidad y efecto superficial.

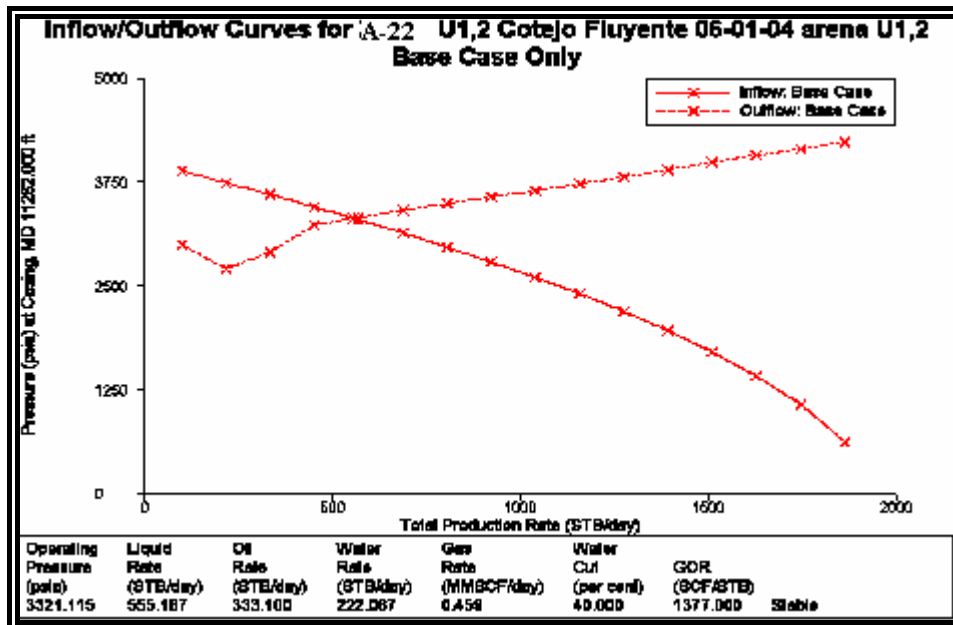
Anexo 2 Propuesta técnica para los pozos de crudo extrapesado de bombeo hidráulico

Schlumberger Artificial Lift		HydroLift																	
Well ID	Petrobras	Date	15/Mar/04																
<p style="text-align: center;">Well</p> Vertical Depth 11424 ft Tubing Length 11424 ft		<p style="text-align: center;">Pumping Conditions</p> Pump 3 A Jet Production Target 178 bpd Water Cut 10 % Gas/Oil Ratio 70 SCF/B Pump Intake Pressure 3062 psi Maximum PFP* Pressure 4000 psi Flow Line Back Pressure 100 psi Power Fluid Water																	
<p style="text-align: center;">Power Tubing</p> Nominal 2.875 in I.D. 2.441 in O.D. 2.875 in																			
<p style="text-align: center;">Return String</p> Nominal 7 in I.D. 6.276 in Parallel No																			
<p style="text-align: center;">Design Results</p> PFP* Pressure 3334 psi Power Fluid Flow Rate 365 bpd Hydraulic Horsepower 23 hhp Production Flow Rate 178 bpd Hyd. Pump Intake Pressure 3062 psi Maximum Production Rate 331 bpd		<p style="text-align: center;">Gravity</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Specific</th> <th>Gradient</th> <th>API</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Produced Oil</td> <td>1.007</td> <td>.437</td> <td>9</td> </tr> <tr> <td>Produced Water</td> <td>1.03</td> <td>.446</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Power Fluid</td> <td>1.03</td> <td>.446</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>			Specific	Gradient	API	Produced Oil	1.007	.437	9	Produced Water	1.03	.446		Power Fluid	1.03	.446	
	Specific	Gradient	API																
Produced Oil	1.007	.437	9																
Produced Water	1.03	.446																	
Power Fluid	1.03	.446																	
		<p style="text-align: center;">Pump Intake / PFP* Calc Method</p> Calculated PFP* Pressure From Pump Intake Pressure																	
		<p style="text-align: center;">Pump Discharge Pressure Calc Method</p> Calculated Pump Discharge Pressure With Gas																	
* PFP = Power Fluid Pump																			

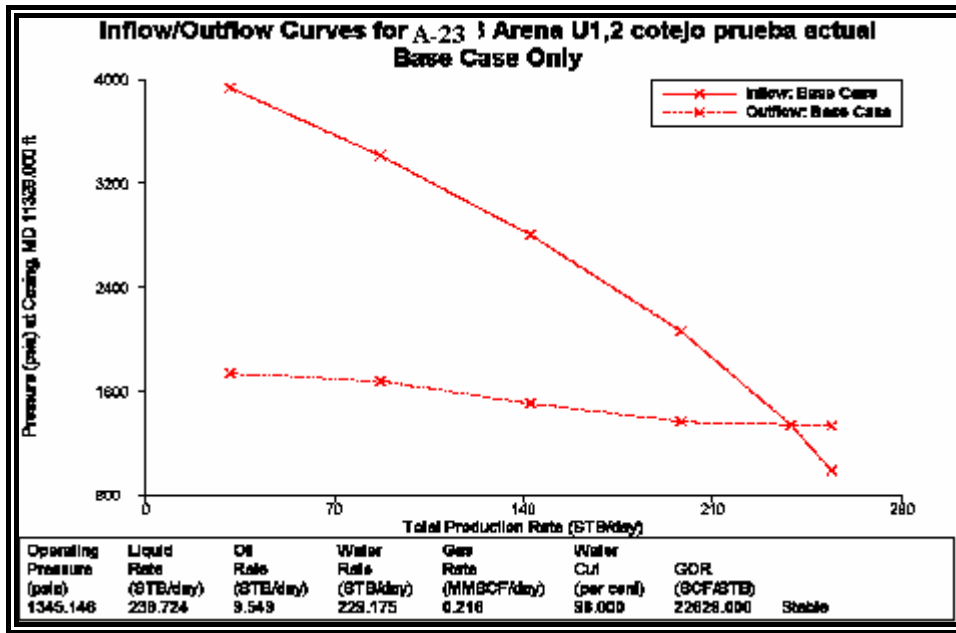
Anexo 3 Diseño de levantamiento artificial por gas pozo A-14



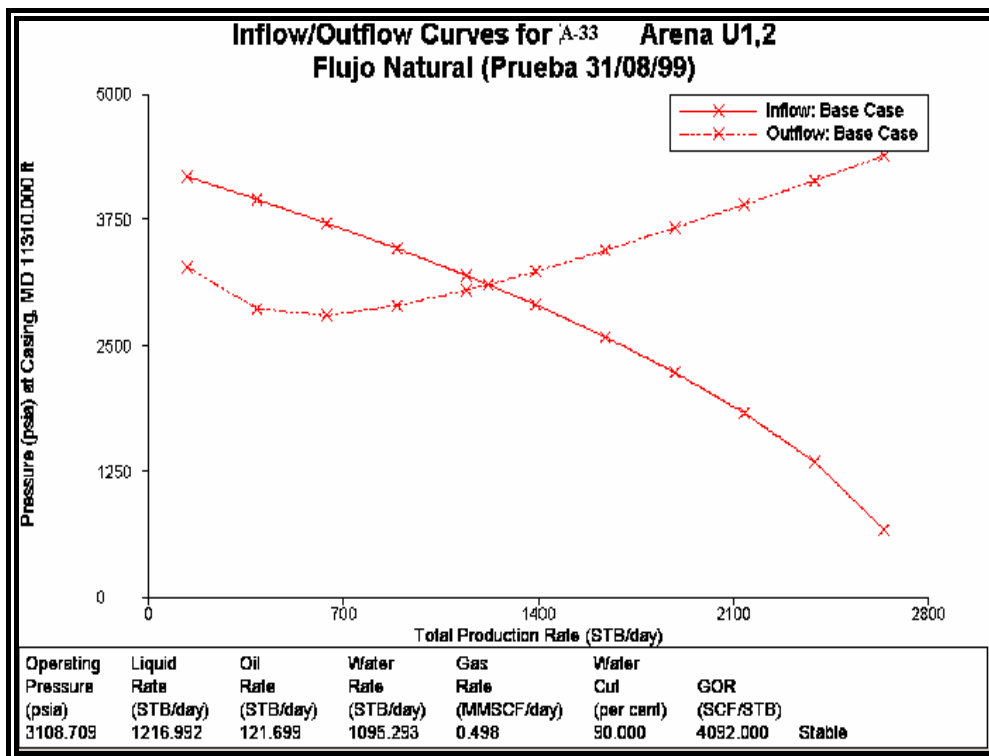
Anexo 4 Diseño de levantamiento artificial por gas pozo A-22



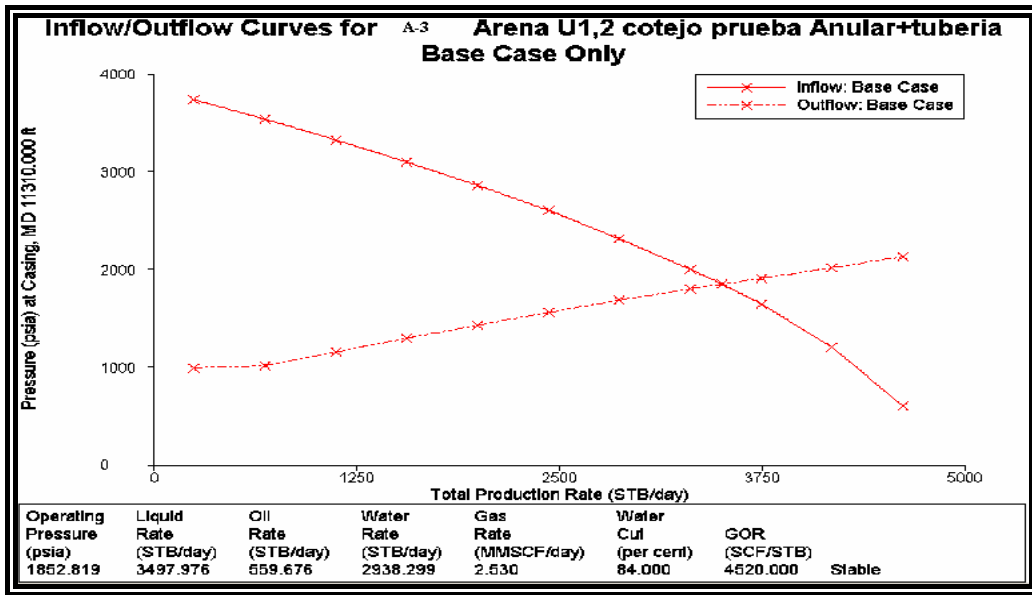
Anexo 5 Diseño de levantamiento artificial por gas pozo A-23



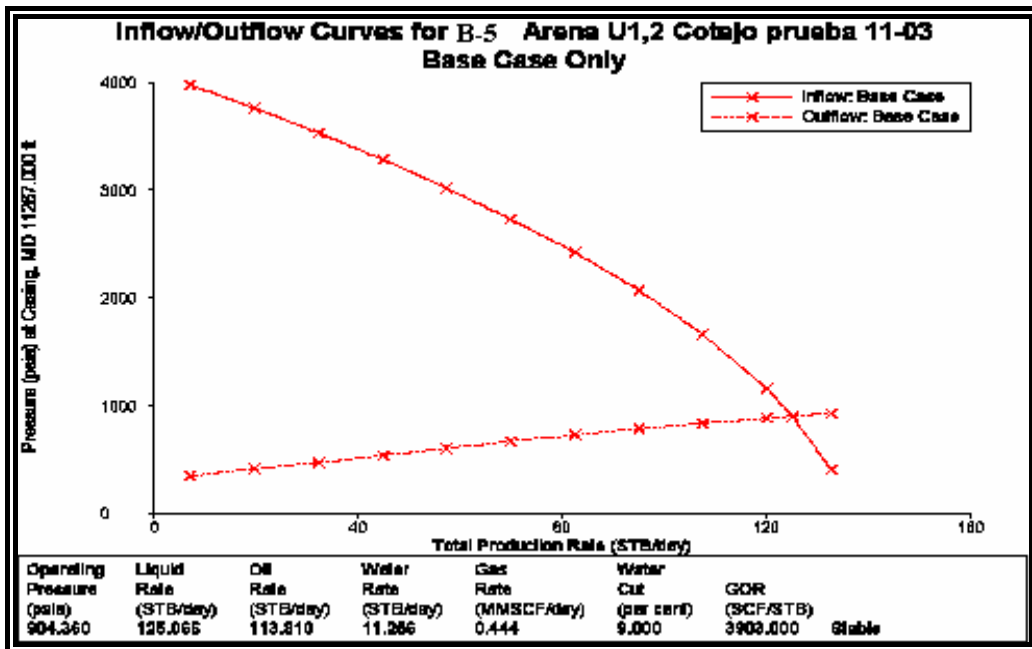
Anexo 6 Diseño de levantamiento artificial por gas pozo A-33



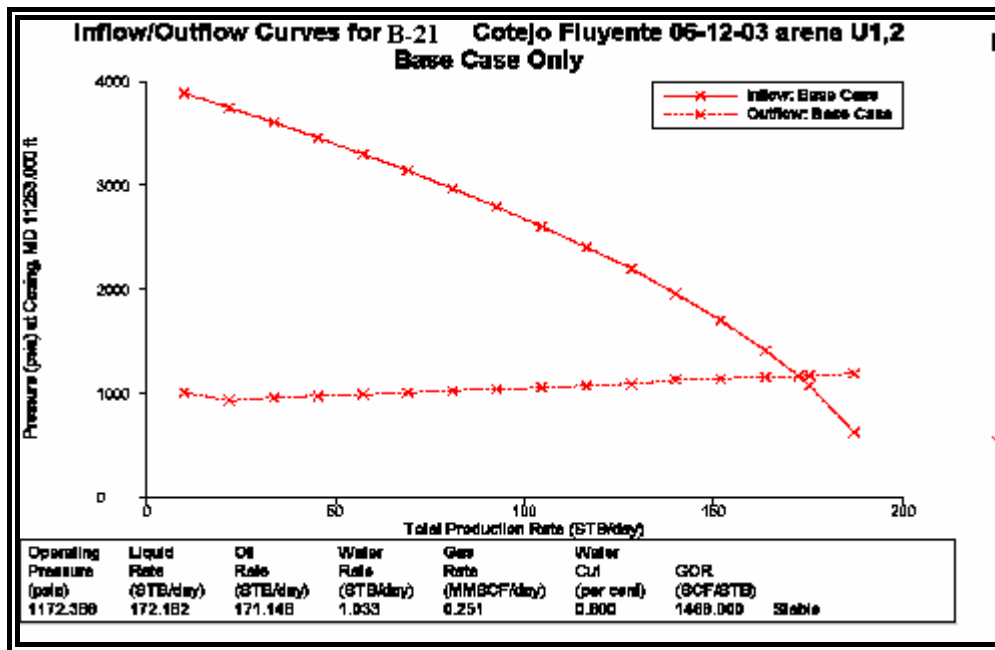
Anexo 7 Diseño de levantamiento artificial por gas pozo A-3



Anexo 8 Diseño de levantamiento artificial por gas pozo B-5



Anexo 9 Diseño de levantamiento artificial por gas pozo B-21



Anexo 10 Lista 1 costos operaciones por pozo

POZO	EQUIPO	REPARACION	CAÑONEO	(BES/JET)	(GAS/JET)	TALADRO
A-02	212000	6400152	600000	1800000	240000	480000
A-3A	47508	677312	0	1800000	240000	160000
A-04	97636	293912	600000	1800000	240000	480000
A-22	379616	2257312	600000	1800000	240000	480000
A-33	276472	1513888	600000	1800000	240000	480000
A-35	215816	1207264	1200000	240000	1200000	480000
A-36	351136	2177736	600000	240000	1200000	480000
A-37	200756	1465836	600000	1800000	240000	480000
A-40	0	1800000	900000	240000	1200000	480000
B-04	258548	656588	1200000	240000	1200000	480000
B-05	296064	2675268	600000	1800000	240000	480000
B-15	617188	1249720	600000	240000	1200000	480000
B-21	676560	1291600	1200000	240000	1200000	480000

Anexo 11 Lista 2 costos operaciones por pozo

POZO	% AYS	SARA	ESTIMULACIÓN	Análisis físico - químico del agua	API	VISCOSIDAD
A-02	80	1520	200000	480	60	4400
A-3A	80	1520	200000	480	60	4400
A-04	80	1520	200000	480	60	4400
A-22	80	1520	200000	480	60	4400
A-33	80	1520	200000	480	60	4400
A-35	80	1520	120000	480	60	4400
A-36	80	1520	120000	480	60	4400
A-37	80	1520	200000	480	60	4400
A-40	80	1520	120000	480	60	4400
B-04	80	1520	120000	480	60	4400
B-05	80	1520	200000	480	60	4400
B-15	80	1520	120000	480	60	4400
B-21	80	1520	120000	480	60	4400

Anexo 12 Resultados de las simulaciones realizadas con bombeo electrosumergible

PARA EL POZO A-3 DE LA ARENA U1,2

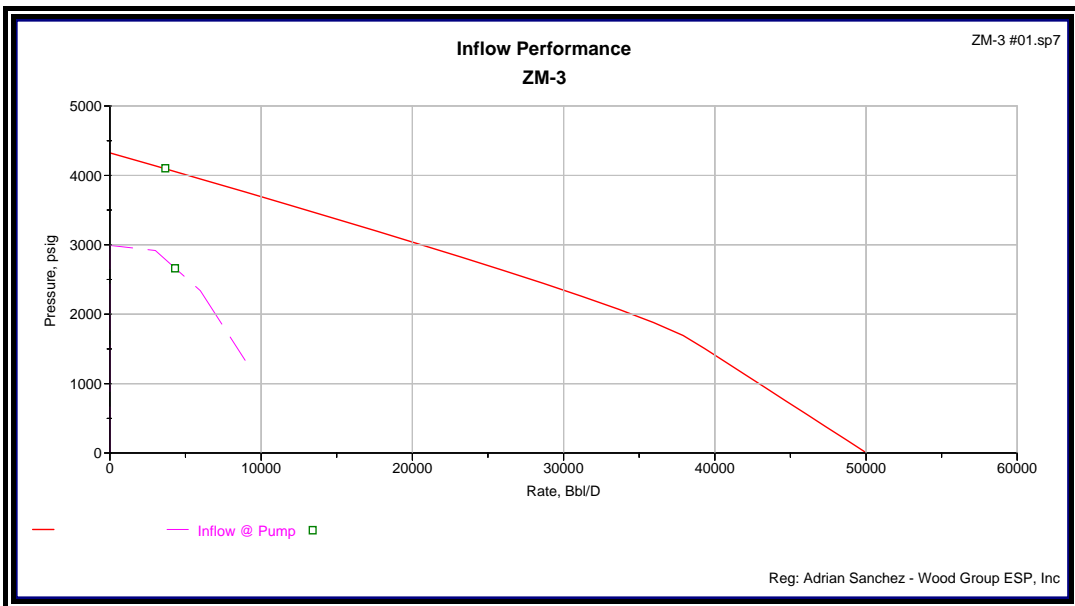
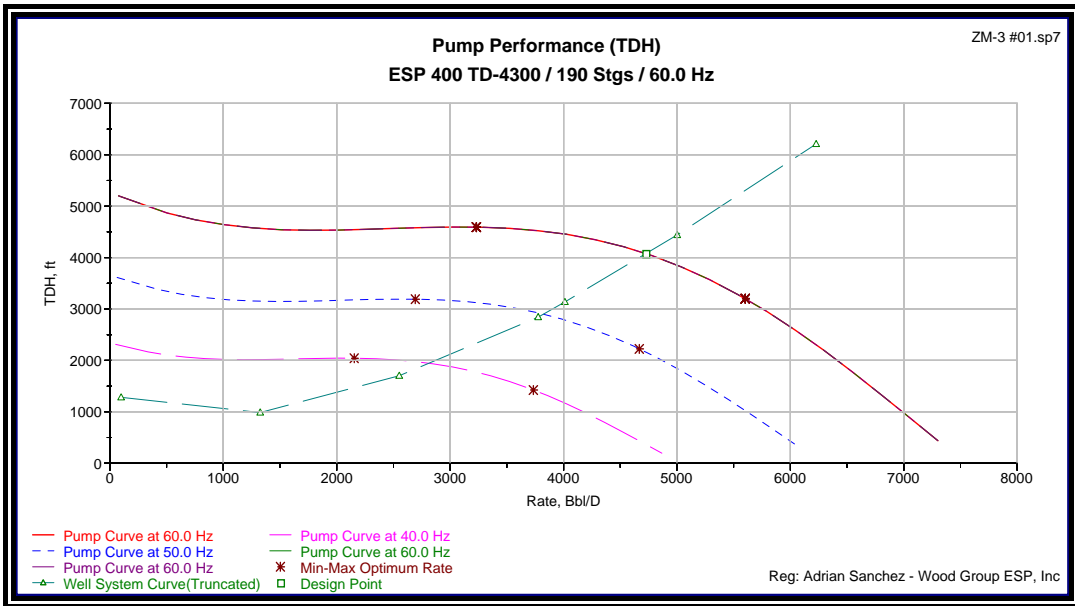
A continuación una tabla con los valores que se obtuvieron con la simulación del pozo, con los datos recibidos de ustedes, a diferentes frecuencias:

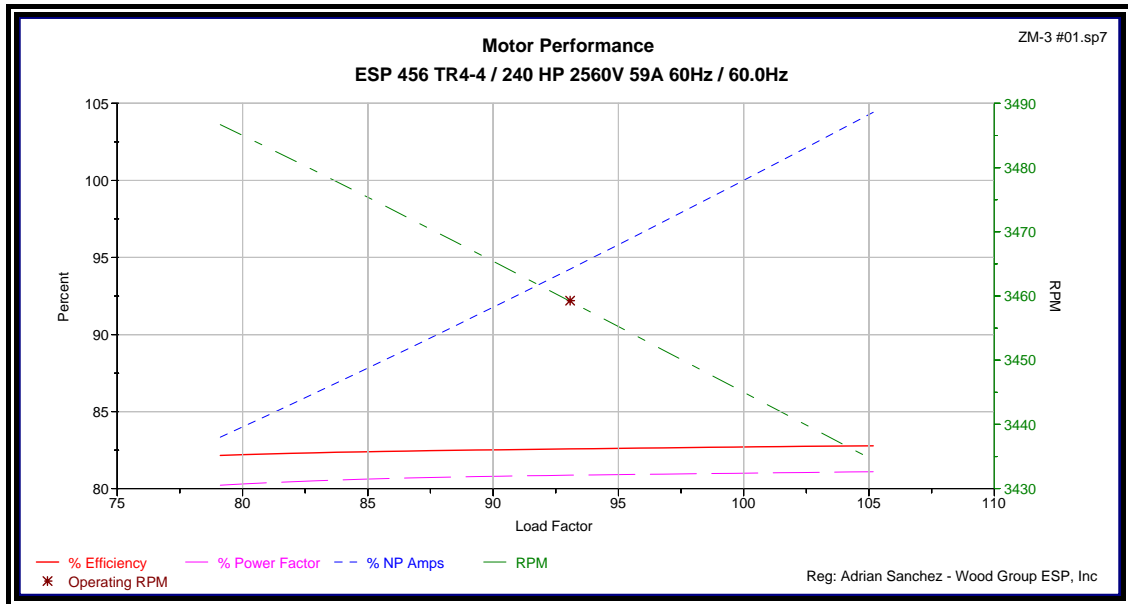
	FRECUENCIAS				
	40	45	50	55	60
Barriles Brutos, [BPD]	2576	3031	3493	3900	4327
Barriles Netos, [BPD]	412	484	559	624	692
Nivel Dinámico, [pies]	459	502	737	938	1146
Sumergencia, [pies]	1988	2453	2943	2748	4077
Presión de Succión, [psi]	2927	2911	2824	3499	2671
Potencia Requerida a 60 Hz, [HP]	101	131	160	190	220
Consumo, [KVA]	121	153	191	238	295
Vel Fluido en el motor, [pie/sg]	9.81	11.52	13.22	14.69	16,20

El equipo seleccionado es el siguiente:

- Tres bombas TD-43000 una de 68, 63 y 59 etapas respectivamente , para un total de 190 etapas. Las bombas deben ser del tipo flotante y AR (Resistente a la Abrasión). Deben ser con eje de alta resistencia, con el fin de poder resistir la carga inclusive hasta la frecuencia de 60 Hz. Adicionalmente, sugerimos el uso de bombas AR, con el fin de poder ser más resistente al desgaste producido por posibles sólidos que vinieran con el fluido del pozo, debido al incremento en la producción.
- Doble Separador de Gas TR4-RS. La cantidad de gas libre a la entrada de la bomba si se usa intake sería de 38,8 % @ 60 Hz, mientras que usando los dos separadores, se reduce el gas libre a tan solo 4,5 %.
- Se propone usar dos cuerpos de sellos TR4-AR, para un total de cuatro cámaras. El sello superior estaría constituido por cámaras del tipo laberinto en serie. Y el otro sello, el inferior, sería del tipo de doble bolsa.
- Se propone usar dos motores de 120 HP cada uno, compuesto por un UT y dos CT, para un total de 240 HP. Los motores serían del tipo TR4-92-HTI, de alta temperatura, ya que la temperatura de fondo está por el orden de los 274.9 °F, y con la simulación arrojó que el embobinado del motor estaría por el orden de los 290 °F. Por esta razón debemos utilizar motores de alta temperatura. El voltaje de cada motor sería de 1295 Voltios y 59 amperios.
- El cable de potencia propuesto sería #4.
- La profundidad de asentamiento sería de 8000 pies, se usaría tubería de 2-7/8", debido a la limitante del pozo, por ser de 5-1/2" de 17 #/ft.
- El equipo de superficie podría ser un VSD de 325 KVA y transformadores de 350 KVA. Esto dependería de cual sería la máxima frecuencia que se desea alcanzar con el equipo BES. Si no se quiere llegar a 60 o más frecuencia, este equipo estaría bien para manejar el equipo de fondo.
- Se instalaría tubo capilar de acero inoxidable de 3/8" de OD, desde superficie hasta la succión de la bomba. Esto con el fin de poder inyectar química inhibidora de incrustaciones, para proteger a la bomba y al interior de la tubería.
- Debido al reducido diámetro del pozo, 5-1/2", no es posible instalar herramienta Y-tool.

Básicamente, estos son las características principales del equipo recomendado para el pozo A-3. A continuación se copian los siguientes reportes obtenidos del programa:





PARA EL POZO A-33 DE LA ARENA U1,2

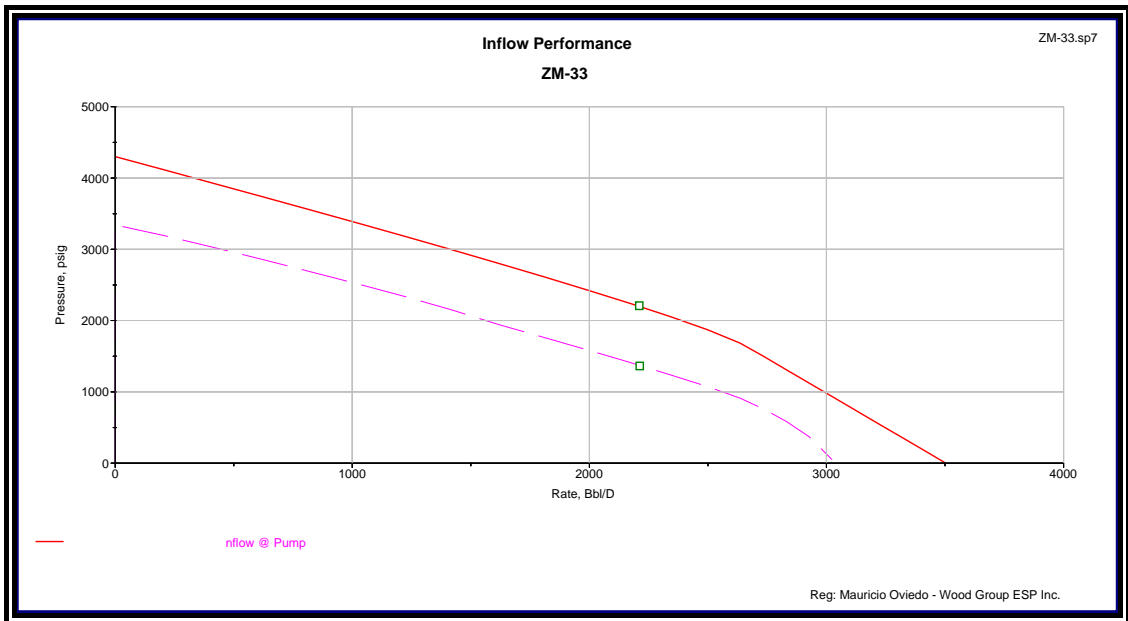
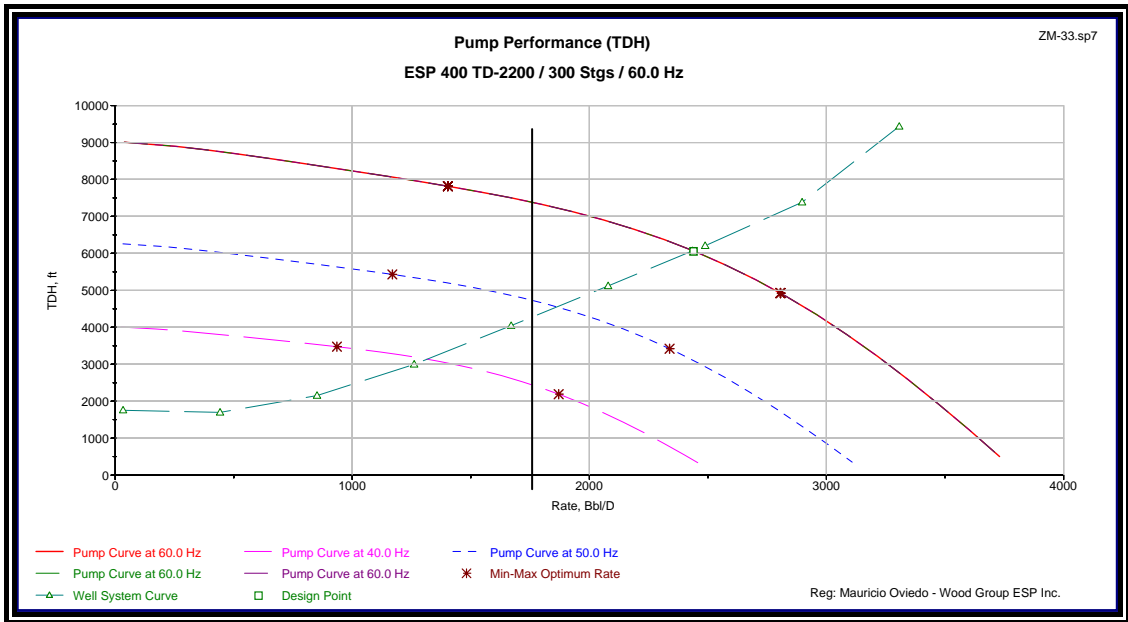
A continuación una tabla con los valores que se obtuvieron con la simulación del pozo, con los datos recibidos de ustedes, a diferentes frecuencias:

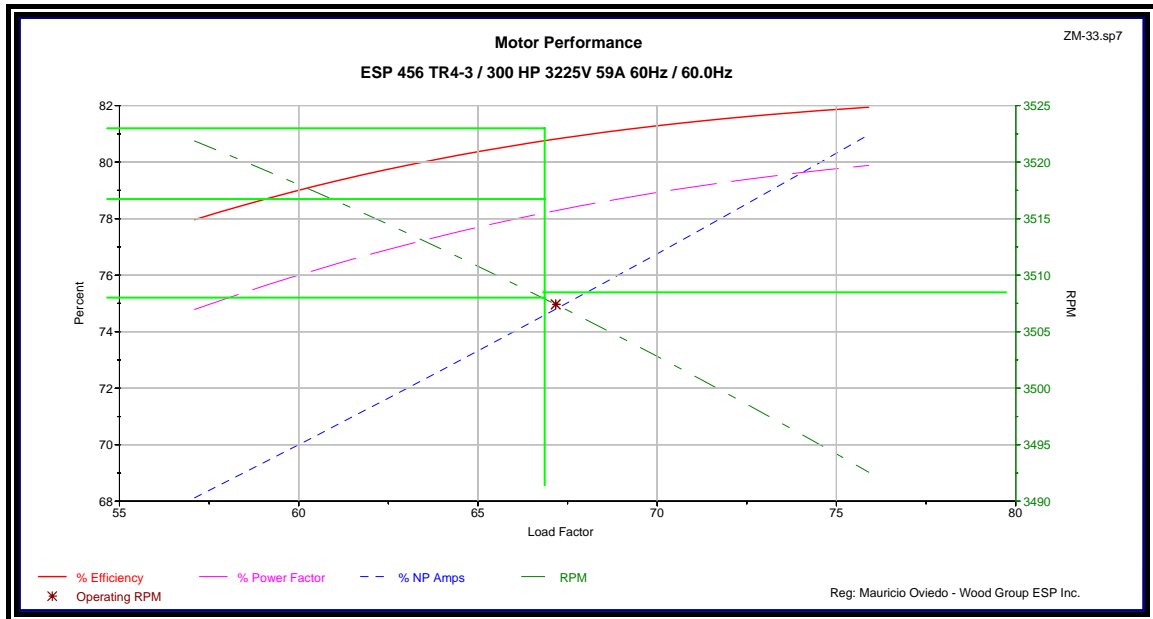
	FRECUENCIAS				
	40	45	50	55	60
Barriles Brutos, [BPD]	1201	1447	1693	1947	2208
Barriles Netos, [BPD]	183	220	256	294	333
Nivel Dinámico, [pies]	3338	3940	4569	5178	5822
Sumergencia, [pies]	5730	5139	4506	3890	3233
Presión de Succión, [psi]	2355	2121	1872	1631	1374
Potencia Requerida a 60 Hz, [HP]	84	108	136	166	200
Consumo, [KVA]	126	156	191	232	281
Vel Fluido en el motor, [pie/sg]	4.61	5.55	6.49	7.44	8.41

El equipo seleccionado es el siguiente:

- Tres bombas TD-2200 de 100 etapas cada una, para un total de 300 etapas. Las bombas deben ser del tipo flotante y AR (Resistente a la Abrasión). Dos de ellas, deben ser con eje de alta resistencia, con el fin de poder resistir la carga inclusive hasta la frecuencia de 60 Hz. Adicionalmente, sugerimos el uso de bombas AR, con el fin de poder ser más resistente al desgaste producido por posibles sólidos que vinieran con el fluido del pozo, debido al incremento en la producción.
- Doble Separador de Gas TR4-RS. La cantidad de gas libre a la entrada de la bomba si se usa intake sería de 32.2% @ 60 Hz, mientras que usando los dos separadores, se reduce el gas libre a tan solo 6.6%.
- Se propone usar dos cuerpos de sellos TR4-AR, para un total de cuatro cámaras. El sello superior estaría constituido por cámaras del tipo laberinto en serie. Y el otro sello, el inferior, sería del tipo de doble bolsa.
- Se propone usar tres motores de 100 HP cada uno, compuesto por un UT y dos CT, para un total de 300 HP. Los motores serían del tipo TR4-92-HTI, de alta temperatura, ya que la temperatura de fondo está por el orden de los 270°F, y con la simulación arrojó que el embobinado del motor estaría por el orden de los 290 °F. Por esta razón debemos utilizar motores de alta temperatura. El voltaje de cada motor sería de 1075 Voltios y 59 amperios.
- El cable de potencia propuesto sería #4.
- La profundidad de asentamiento sería de 9000 pies, se usaría tubería de 2-7/8", debido a la limitante del pozo, por ser de 5-1/2" de 17 #/ft.
- El equipo de superficie podría ser un VSD de 325 KVA y transformadores de 350 KVA. Esto dependería de cual sería la máxima frecuencia que se desea alcanzar con el equipo BES. Si no se quiere llegar a 60 o más frecuencia, este equipo estaría bien para manejar el equipo de fondo.
- Se instalaría tubo capilar de acero inoxidable de 3/8" de OD, desde superficie hasta la succión de la bomba. Esto con el fin de poder inyectar química inhibidora de incrustaciones, para proteger a la bomba y al interior de la tubería.
- Debido al reducido diámetro del pozo, 5-1/2", no es posible instalar herramienta Y-tool, como se propuso en los pozos A-39 (9-5/8") y A-22 (7").

Básicamente, estos son las características principales del equipo recomendado para el pozo A-33. A continuación se copian los siguientes reportes obtenidos del programa :





PARA EL POZO A-39 DE LA ARENA U1,2

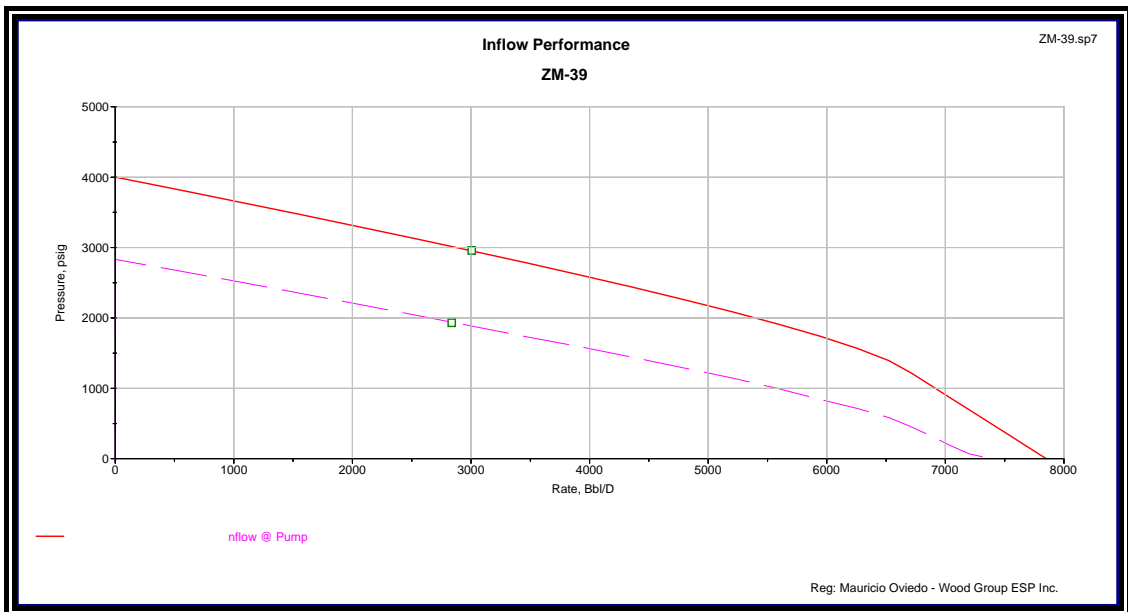
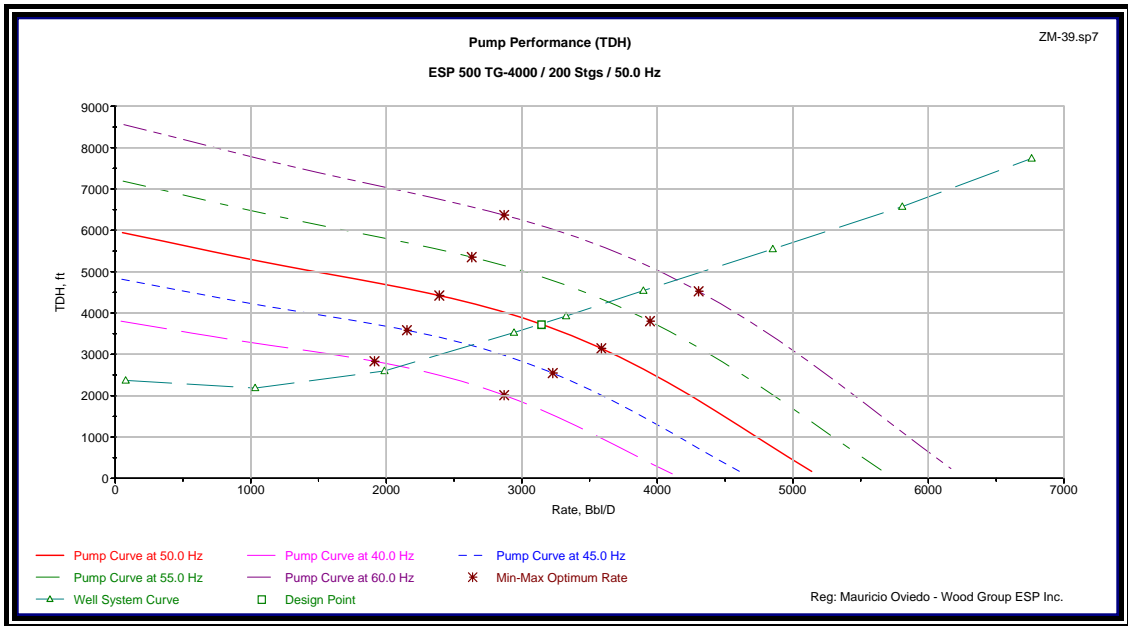
A continuación una tabla con los valores que se obtuvieron con la simulación del pozo, con los datos recibidos de ustedes, a diferentes frecuencias:

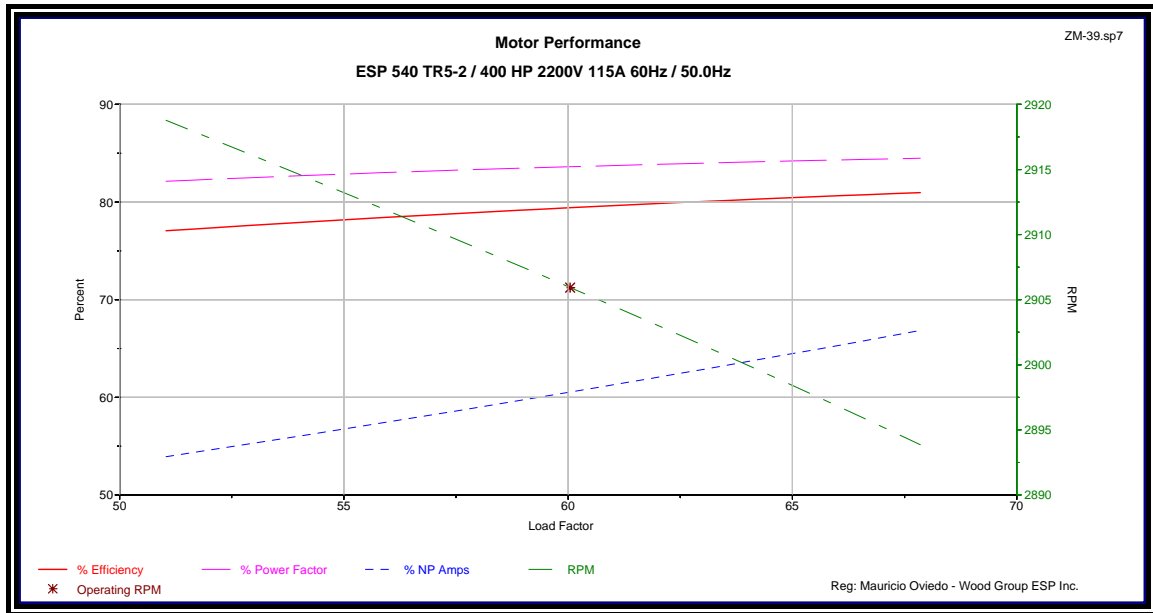
	FRECUENCIAS				
	40	45	50	55	60
Barriles Brutos, [BPD]	1926	2369	2852	3308	3781
Barriles Netos, [BPD]	540	662	794	916	1040
Nivel Dinámico, [pies]	3500	3855	4200	4600	4950
Sumergencia, [pies]	5000	4645	4300	3900	3550
Presión de Succión, [psi]	2234	2090	1950	1784	1647
Potencia Requerida a 60 Hz, [HP]	152	195	243	295	352
Consumo, [KVA]	146	190	246	318	411
Vel Fluido con camisa,[pie/sg]	2.02	2.50	2.97	3.43	3.90
Vel Fluido sin camisa,[pie/sg]	0.48	0.60	0.71	0.82	0.93

El equipo seleccionado es el siguiente:

- Dos bombas TG-4000 de 100 etapas cada una, para un total de 200 etapas. Las etapas deben ser del tipo compresora y además ser AR (abrasión resistant) debido al contenido de sólidos que pueda traer consigo el fluido producido.
- Doble Separador de Gas TR5-AR con base y cabeza de acero inoxidable. La cantidad de gas libre a la entrada de la bomba si se usa intake sería de 15.4% @ 60 Hz, mientras que usando los dos separadores, se reduce a tan solo 3.5%.
- Se propone usar dos cuerpos de sellos, para un total de seis cámaras. Los sellos serían ser del tipo "Supersello", que tiene tres cámaras cada cuerpo. Las cámaras están constituidas por una de laberinto y las otras son de bolsa en paralelo, con material de la bolsa de AFLAS. Con base y cabeza de Acero inoxidable. Recubiertos con Monel para resistencia a la corrosión.
- Se propone usar dos motores de 200 HP cada uno, compuesto por un UT y otro CT, para un total de 400 HP. Los motores serían del tipo TR%-92-HTI, de alta temperatura, ya que la temperatura de fondo está por el orden de los 270°F, y con la simulación arrojó que el embobinado del motor estaría por el orden de los 310 °F. Por esta razón debemos utilizar motores de alta temperatura. El voltaje de cada motor sería de 1415 Voltios y 89 amperios.
- El cable de potencia propuesto sería #1 con capilar de 3/8" incorporado, para la inyección de químico, para evitar la formación de carbonatos, ya que según la data recibida, el fluido tenía tendencia a la formación de escala. Se debe confirmar si también hay presencia de agentes corrosivos, para pensar en un químico combinado para atacar los problemas de depositación de carbonatos y de corrosión.
- La profundidad de asentamiento sería de 8500 pies. Se debe confirmar si el pozo es vertical y/o dirigido, ya que no se dispone del survey de desviación. Esto con el fin de analizar el máximo dogleg por el cual pasaría el equipo y posibles angulos fuertes que podrían haber en la profundidad de asentamiento seleccionada.
- El equipo de superficie podría ser un VSD de 435KVA y transformadores de 400 ó 500 KVA. Esto dependería de cual sería la máxima frecuencia que se desea alcanzar con el equipo BES. Si no se quiere llegar a 60 o más frecuencia, este equipo estaría bien para manejar el equipo de fondo.
- Se recomienda el uso de una camisa de refrigeración de 7", para mejorar la refrigeración del motor. Si no se usa camisa, en todos los casos la velocidad es inferior a 1 pie/sg, lo cual estaría por debajo de lo recomendado, inclusive @ 60 Hz. Usando la camisa, este parámetro mejora considerablemente. Esto se puede apreciar en la tabla anterior.

Básicamente, estos son las características principales del equipo recomendado para el pozo A-39. A continuación se copian los siguientes reportes obtenidos del programa:





PARA EL POZO A-22 DE LA ARENA U1,2

A continuación una tabla con los valores que se obtuvieron con la simulación del pozo, con los datos recibidos de ustedes, a diferentes frecuencias:

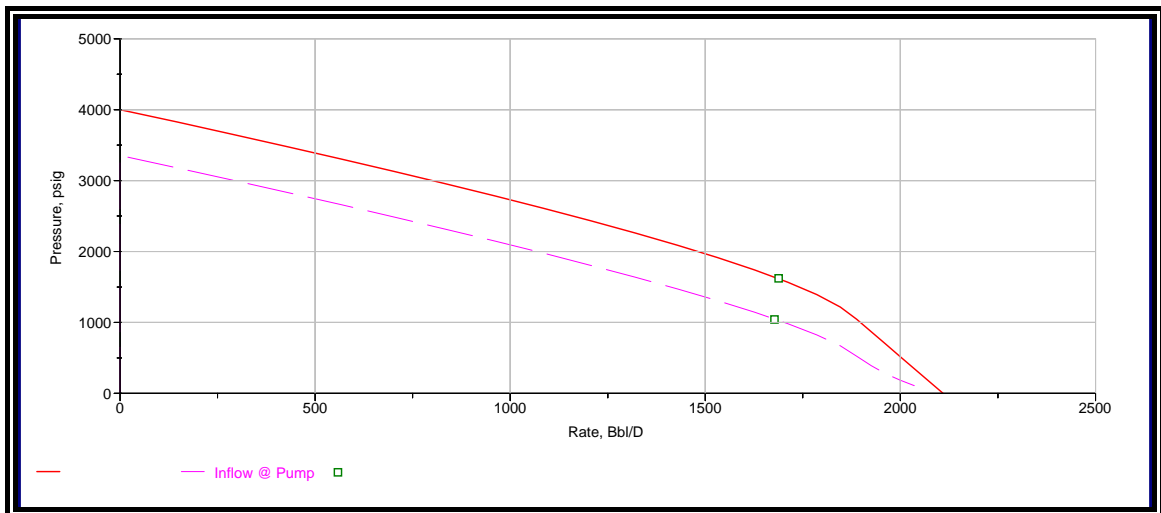
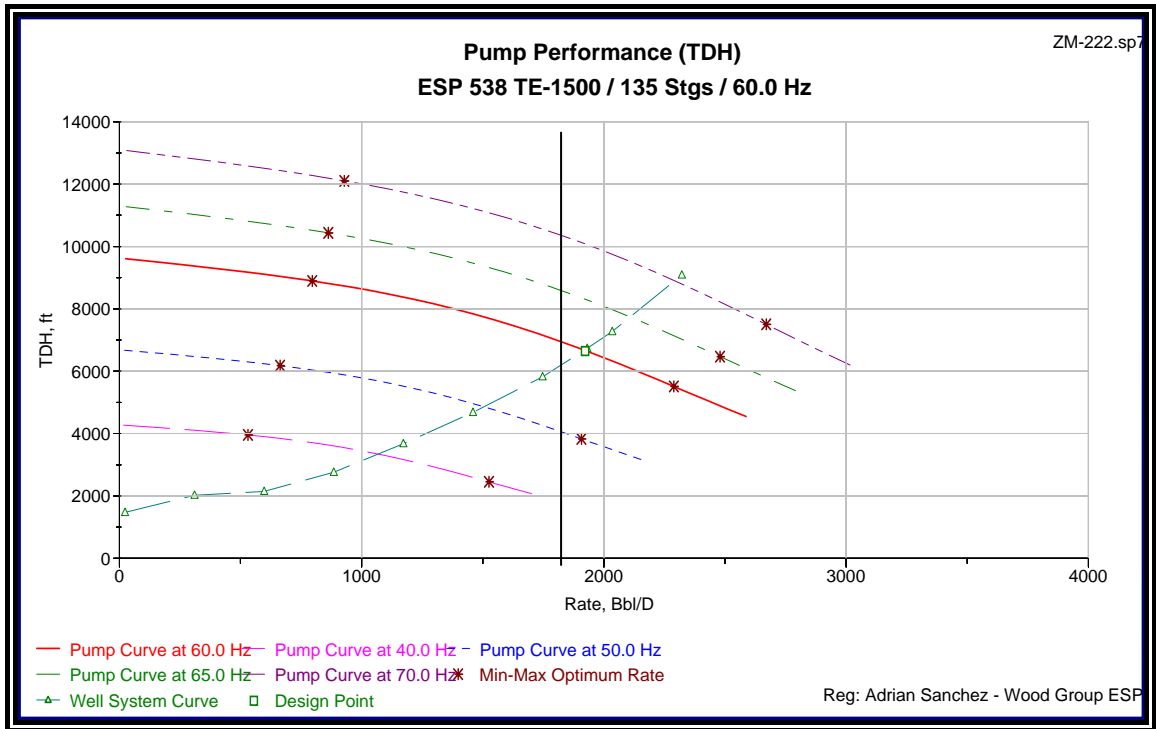
	FRECUENCIAS				
	40	45	50	55	60
Barriles Brutos, [BPD]	937	1129	1325	1507	1686
Barriles Netos, [BPD]	356	429	503	573	641
Nivel Dinámico, [pies]	3971	4671	5419	6172	6989
Sumergencia, [pies]	3382	4113	4870	5721	6670
Presión de Succión, [psi]	2168	1907	1642	1351	1051
Potencia Requerida a 60 Hz, [HP]	86	106	126	157	181
Consumo, [KVA]	79	100,6	129	163	208
Vel Fluido en el motor, [pie/sg]	1.24	1.49	1,73	1.97	2.20

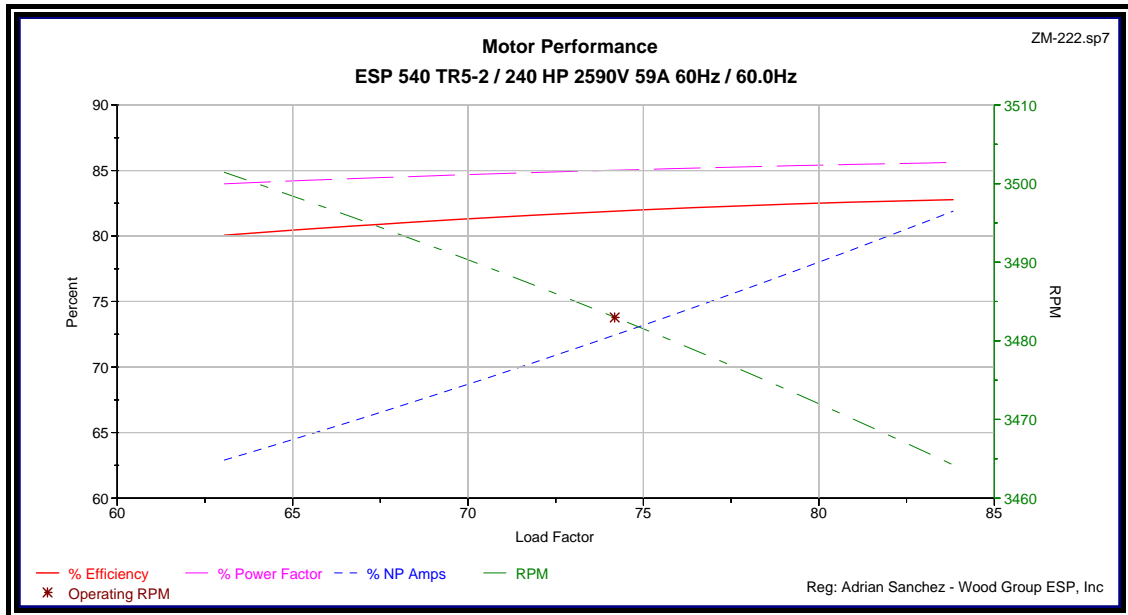
El equipo seleccionado es el siguiente:

- Dos bombas Te-1500 1 de 75 etapas y una de 65 etapas, para un total de 135 etapas. Las bombas deben ser del tipo flotante y AR (Resistente a la Abrasión). deben ser con eje de alta resistencia, con el fin de poder resistir la carga inclusive hasta la frecuencia de 60 Hz. Adicionalmente, sugerimos el uso de bombas AR, con el fin de poder ser más resistente al desgaste producido por posibles sólidos que vinieran con el fluido del pozo, debido al incremento en la producción.
- Doble Separador de Gas TR5-RS. La cantidad de gas libre a la entrada de la bomba si se usa intake sería de 57.9% @ 60 Hz, mientras que usando los dos separadores, se reduce el gas libre a tan solo 9.4%.
- Se propone usar dos cuerpos de sellos TR5-AR, para un total de cuatro cámaras. El sello superior estaría constituido por cámaras del tipo laberinto en serie. Y el otro sello, el inferior, sería del tipo de doble bolsa.
- Se propone usar 2 motores de 120 HP cada uno, compuesto por un UT y dos CT, para un total de 240 HP. Los motores serían del tipo TR5-92-HTI, de alta temperatura, ya que la temperatura de fondo está por el orden de los 282°F, y con la simulación arrojó que el embobinado del motor estaría por el orden de los 290 °F. Por esta razón debemos utilizar motores de alta temperatura. El voltaje de cada motor sería de 1295 Voltios y 59 amperios.
- El cable de potencia propuesto sería #1.
- La profundidad de asentamiento sería de 9500 pies.

- El equipo de superficie podría ser un VSD de 275 o 390 KVA y transformadores de 400 KVA. Esto dependería de cual sería la máxima frecuencia que se desea alcanzar con el equipo BES. Si no se quiere llegar a 60 o más frecuencia, este equipo estaría bien para manejar el equipo de fondo.
- Se instalaría tubo capilar de acero inoxidable de 3/8" de OD, desde superficie hasta la succión de la bomba. Esto con el fin de poder inyectar química inhibidora de incrustaciones, para proteger a la bomba y al interior de la tubería.
- Debido al reducido diámetro del pozo, 5-1/2", no es posible instalar herramienta Y-tool, como se propuso en los pozos A-39 (9-5/8") y A-22 (7").

Básicamente, estos son las características principales del equipo recomendado para el pozo A-22. A continuación se copian los siguientes reportes obtenidos del programa :





PARA EL POZO A-36 DE LA ARENA U1,2

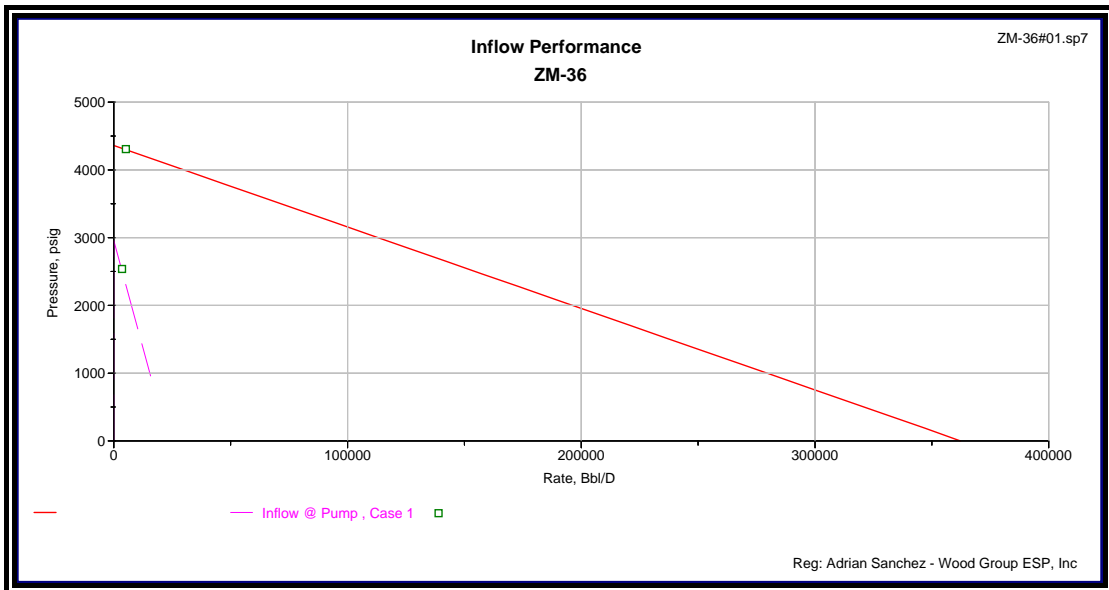
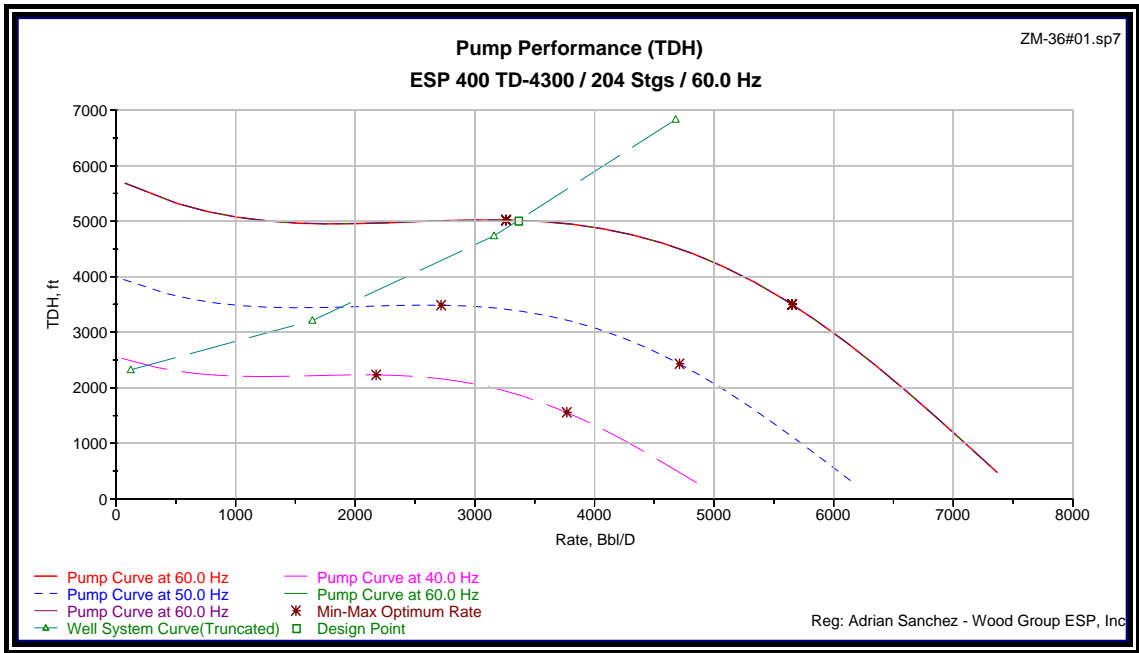
A continuación una tabla con los valores que se obtuvieron con la simulación del pozo, con los datos recibidos de ustedes, a diferentes frecuencias:

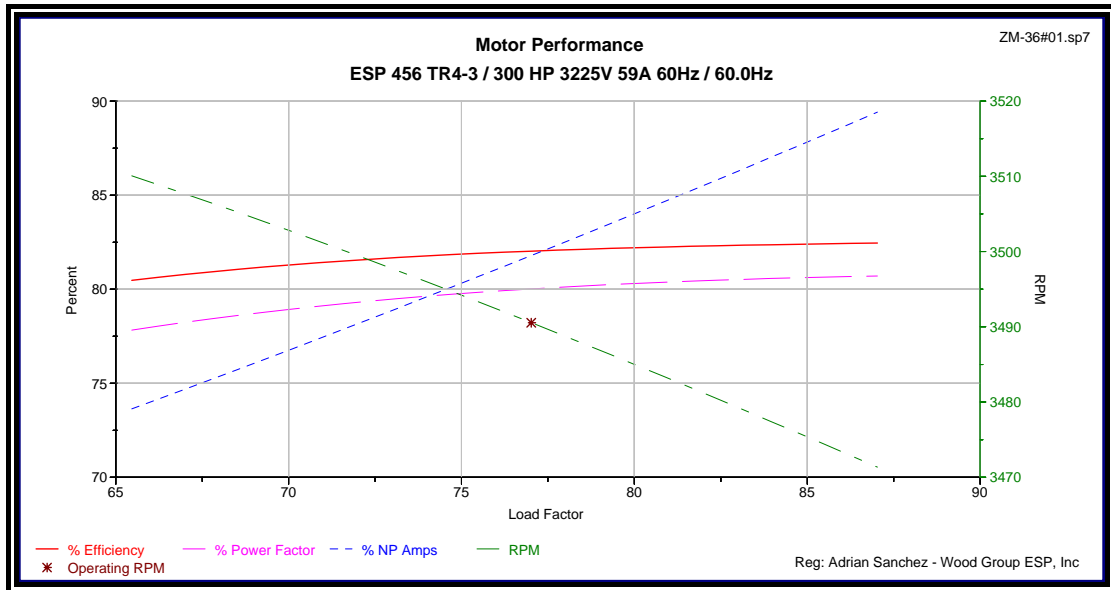
	FRECUENCIAS				
	40	45	50	55	60
Barriles Brutos, [BPD]	316	1098	1834	2569	3258
Barriles Netos, [BPD]	3.16	10.98	18.34	25.69	32.58
Nivel Dinámico, [pies]	4217	4418	4719	4947	5155
Sumergencia, [pies]	2403	2847	3513	4258	5013
Presión de Succión, [psi]	2918	2838	2718	2628	2545
Potencia Requerida a 60 Hz, [HP]	71	89	180	222	265
Consumo, [KVA]	116	149	190	243	307
Vel Fluido en el motor, [pie/sg]	1.42	4.43	7.12	9.83	12.30

El equipo seleccionado es el siguiente:

- Tres bombas TD-43000 de 68 etapas cada una, para un total de 204 etapas. Las bombas deben ser del tipo flotante y AR (Resistente a la Abrasión). Deben ser con eje de alta resistencia, con el fin de poder resistir la carga inclusive hasta la frecuencia de 60 Hz. Adicionalmente, sugerimos el uso de bombas AR, con el fin de poder ser más resistente al desgaste producido por posibles sólidos que vinieran con el fluido del pozo, debido al incremento en la producción.
- Doble Separador de Gas TR4-RS. La cantidad de gas libre a la entrada de la bomba si se usa intake sería de 75 % @ 60 Hz, mientras que usando los dos separadores, se reduce el gas libre a tan solo 10 %.
- Se propone usar dos cuerpos de sellos TR4-AR, para un total de cuatro cámaras. El sello superior estaría constituido por cámaras del tipo laberinto en serie. Y el otro sello, el inferior, sería del tipo de doble bolsa.
- Se propone usar tres motores de 100 HP cada uno, compuesto por un UT y dos CT, para un total de 300 HP. Los motores serían del tipo TR4-92-HTI, de alta temperatura, ya que la temperatura de fondo está por el orden de los 276°F, y con la simulación arrojó que el embobinado del motor estaría por el orden de los 290 °F. Por esta razón debemos utilizar motores de alta temperatura. El voltaje de cada motor sería de 1075 Voltios y 59 amperios.
- El cable de potencia propuesto sería #4.
- La profundidad de asentamiento sería de 8000 pies, se usaría tubería de 2-7/8", debido a la limitante del pozo, por ser de 5-1/2" de 17 #/ft.
- El equipo de superficie podría ser un VSD de 325 KVA y transformadores de 350 KVA. Esto dependería de cual sería la máxima frecuencia que se desea alcanzar con el equipo BES. Si no se quiere llegar a 60 o más frecuencia, este equipo estaría bien para manejar el equipo de fondo.
- Se instalaría tubo capilar de acero inoxidable de 3/8" de OD, desde superficie hasta la succión de la bomba. Esto con el fin de poder inyectar química inhibidora de incrustaciones, para proteger a la bomba y al interior de la tubería.
- Debido al reducido diámetro del pozo, 5-1/2", no es posible instalar herramienta Y-tool.

Básicamente, estos son las características principales del equipo recomendado para el pozo A-36. A continuación se copian los siguientes reportes obtenidos del programa SubPUMP :





Anexo 13 Resultados de las matrices de evaluación técnica

Caso: Producción pesado zorro, Bombeo mecánico		Análisis de Fluido	Aporte del Yacimiento	Condiciones físicas del yacimiento	Condiciones mecánicas del pozo
Análisis de Fluido	Viscosidad	4			
	Relación Gas petróleo	3			
Aporte del Yacimiento	Tasa de agua		2		
	Tasa de petróleo		2		
	Porcentaje de agua y sedimentos		5		
Condiciones físicas del yacimiento	Temperatura en el fondo del pozo			5	
	Profundidad de las perforaciones			1	
Condiciones mecánicas del pozo	Diámetro de tubería				1
Puntaje total		23			

Caso: Producción pesado zorro, Bombeo electrosumergible		Análisis de Fluido	Aporte del Yacimiento	Condiciones físicas del yacimiento	Condiciones mecánicas del pozo
Análisis de Fluido	Viscosidad	5			
	Relación Gas petróleo	4			
Aporte del Yacimiento	Tasa de agua		5		
	Tasa de petróleo		5		
	Porcentaje de agua y sedimentos		4		
Condiciones físicas del yacimiento	Temperatura en el fondo del pozo			3	
	Profundidad de las perforaciones			4	
Condiciones mecánicas del pozo	Diámetro de tubería				4
Puntaje total		34			

Caso: Producción pesado zorro, Bombeo de cavidades progresivas		Análisis de Fluido	Aporte del Yacimiento	Condiciones físicas del yacimiento	Condiciones mecánicas del pozo
Análisis de Fluido	Viscosidad	3			
	Relación Gas petróleo	2			
Aporte del Yacimiento	Tasa de agua		3		
	Tasa de petróleo		4		
	Porcentaje de agua y sedimentos		4		
Condiciones físicas del yacimiento	Temperatura en el fondo del pozo			1	
	Profundidad de las perforaciones			1	
Condiciones mecánicas del pozo	Diámetro de tubería				2
Puntaje total		20			

Caso: Producción pesado zorro, Bombeo hidráulico, tipo chorro		Análisis de Fluido	Aporte del Yacimiento	Condiciones físicas del yacimiento	Condiciones mecánicas del pozo
Análisis de Fluido	Viscosidad	5			
	Relación Gas petróleo	3			
Aporte del Yacimiento	Tasa de agua		3		
	Tasa de petróleo		3		
	Porcentaje de agua y sedimentos		3		
Condiciones físicas del yacimiento	Temperatura en el fondo del pozo			5	
	Profundidad de las perforaciones			5	
Condiciones mecánicas del pozo	Diámetro de tubería				2
Puntaje total		29			

Caso: Producción pesado zorro, Bombeo hidráulico tipo pistón		Análisis de Fluido	Aporte del Yacimiento	Condiciones físicas del yacimiento	Condiciones mecánicas del pozo
Análisis de Fluido	Viscosidad	5			
	Relación Gas petróleo	3			
Aporte del Yacimiento	Tasa de agua		3		
	Tasa de petróleo		3		
	Porcentaje de agua y sedimentos		4		
Condiciones físicas del yacimiento	Temperatura en el fondo del pozo			3	
	Profundidad de las perforaciones			5	
Condiciones mecánicas del pozo	Diámetro de tubería				1
Puntaje total		27			

Caso: Producción pesado zorro, Levantamiento artificial por gas		Análisis de Fluido	Aporte del Yacimiento	Condiciones físicas del yacimiento	Condiciones mecánicas del pozo
Análisis de Fluido	Viscosidad	3			
	Relación Gas petróleo	4			
Aporte del Yacimiento	Tasa de agua		5		
	Tasa de petróleo		5		
	Porcentaje de agua y sedimentos		4		
Condiciones físicas del yacimiento	Temperatura en el fondo del pozo			3	
	Profundidad de las perforaciones			4	
Condiciones mecánicas del pozo	Diámetro de tubería				4
Puntaje total		32			

Caso: Producción pesado Mata 3, Bombeo mecánico		Análisis de Fluido	Aporte del Yacimiento	Condiciones físicas del yacimiento	Condiciones mecánicas del pozo
Análisis de Fluido	Viscosidad	4			
	Relación Gas petróleo	3			
Aporte del Yacimiento	Tasa de agua		2		
	Tasa de petróleo		2		
	Porcentaje de agua y sedimentos		4		
Condiciones físicas del yacimiento	Temperatura en el fondo del pozo			5	
	Profundidad de las perforaciones			1	
Condiciones mecánicas del pozo	Diámetro de tubería				1
Puntaje total		22			

Caso: Producción pesado Mata 3, Bombeo electrosumergible		Análisis de Fluido	Aporte del Yacimiento	Condiciones físicas del yacimiento	Condiciones mecánicas del pozo
Análisis de Fluido	Viscosidad	4			
	Relación Gas petróleo	3			
Aporte del Yacimiento	Tasa de agua		1		
	Tasa de petróleo		1		
	Porcentaje de agua y sedimentos		2		
Condiciones físicas del yacimiento	Temperatura en el fondo del pozo			3	
	Profundidad de las perforaciones			3	
Condiciones mecánicas del pozo	Diámetro de tubería				3
Puntaje total		20			

Caso: Producción pesado Mata 3, Bombeo de cavidades progresivas		Análisis de Fluido	Aporte del Yacimiento	Condiciones físicas del yacimiento	Condiciones mecánicas del pozo
Análisis de Fluido	Viscosidad	3			
	Relación Gas petróleo	2			
Aporte del Yacimiento	Tasa de agua		3		
	Tasa de petróleo		3		
	Porcentaje de agua y sedimentos		4		
Condiciones físicas del yacimiento	Temperatura en el fondo del pozo			1	
	Profundidad de las perforaciones			1	
Condiciones mecánicas del pozo	Diámetro de tubería				2
Puntaje total		19			

Caso: Producción pesado Mata 3, Bombeo hidráulico, tipo chorro		Análisis de Fluido	Aporte del Yacimiento	Condiciones físicas del yacimiento	Condiciones mecánicas del pozo
Análisis de Fluido	Viscosidad	5			
	Relación Gas petróleo	3			
Aporte del Yacimiento	Tasa de agua		3		
	Tasa de petróleo		3		
	Porcentaje de agua y sedimentos		3		
Condiciones físicas del yacimiento	Temperatura en el fondo del pozo			5	
	Profundidad de las perforaciones			5	
Condiciones mecánicas del pozo	Diámetro de tubería				2
Puntaje total		29			

Caso: Producción pesado Mata 3, Bombeo tipo pistón		Análisis de Fluido	Aporte del Yacimiento	Condiciones físicas del yacimiento	Condiciones mecánicas del pozo
Análisis de Fluido	Viscosidad	5			
	Relación Gas petróleo	3			
Aporte del Yacimiento	Tasa de agua		3		
	Tasa de petróleo		3		
	Porcentaje de agua y sedimentos		4		
Condiciones físicas del yacimiento	Temperatura en el fondo del pozo			3	
	Profundidad de las perforaciones			5	
Condiciones mecánicas del pozo	Diámetro de tubería				1
Puntaje total		27			

Caso: Producción pesado Mata 3, Levantamiento artificial por gas		Análisis de Fluido	Aporte del Yacimiento	Condiciones físicas del yacimiento	Condiciones mecánicas del pozo
Análisis de Fluido	Viscosidad	4			
	Relación Gas petróleo	4			
Aporte del Yacimiento	Tasa de agua		5		
	Tasa de petróleo		5		
	Porcentaje de agua y sedimentos		4		
Condiciones físicas del yacimiento	Temperatura en el fondo del pozo			4	
	Profundidad de las perforaciones			3	
Condiciones mecánicas del pozo	Diámetro de tubería				4
Puntaje total		33			

Caso: Producción extrapesado zorro y Mata 3, Bombeo mecánico		Análisis de Fluido	Aporte del Yacimiento	Condiciones físicas del yacimiento	Condiciones mecánicas del pozo
Análisis de Fluido	Viscosidad	2			
	Relación Gas petróleo	3			
Aporte del Yacimiento	Tasa de agua		3		
	Tasa de petróleo		4		
	Porcentaje de agua y sedimentos		3		
Condiciones físicas del yacimiento	Temperatura en el fondo del pozo			1	
	Profundidad de las perforaciones			1	
Condiciones mecánicas del pozo	Diámetro de tubería				1
Puntaje total		18			

Caso: Producción extrapesado zorro y Mata 3, Bombeo electrosumergible		Análisis de Fluido	Aporte del Yacimiento	Condiciones físicas del yacimiento	Condiciones mecánicas del pozo
Análisis de Fluido	Viscosidad	2			
	Relación Gas petróleo	3			
Aporte del Yacimiento	Tasa de agua		3		
	Tasa de petróleo		3		
	Porcentaje de agua y sedimentos		3		
Condiciones físicas del yacimiento	Temperatura en el fondo del pozo			1	
	Profundidad de las perforaciones			1	
Condiciones mecánicas del pozo	Diámetro de tubería				1
Puntaje total		17			

Caso: Producción extrapesado zorro y Mata 3, Bombeo de cavidades progresivas		Análisis de Fluido	Aporte del Yacimiento	Condiciones físicas del yacimiento	Condiciones mecánicas del pozo
Análisis de Fluido	Viscosidad	2			
	Relación Gas petróleo	2			
Aporte del Yacimiento	Tasa de agua		3		
	Tasa de petróleo		3		
	Porcentaje de agua y sedimentos		3		
Condiciones físicas del yacimiento	Temperatura en el fondo del pozo			1	
	Profundidad de las perforaciones			1	
Condiciones mecánicas del pozo	Diámetro de tubería				1
Puntaje total		16			

Caso: Producción extrapesado zorro y Mata 3, Bombeo hidráulico, tipo chorro		Análisis de Fluido	Aporte del Yacimiento	Condiciones físicas del yacimiento	Condiciones mecánicas del pozo
Análisis de Fluido	Viscosidad	5			
	Relación Gas petróleo	4			
Aporte del Yacimiento	Tasa de agua		4		
	Tasa de petróleo		5		
	Porcentaje de agua y sedimentos		4		
Condiciones físicas del yacimiento	Temperatura en el fondo del pozo			5	
	Profundidad de las perforaciones			5	
Condiciones mecánicas del pozo	Diámetro de tubería				3
Puntaje total		35			

Caso: Producción extrapesado zorro y Mata 3, Bombeo tipo pistón		Análisis de Fluido	Aporte del Yacimiento	Condiciones físicas del yacimiento	Condiciones mecánicas del pozo
Análisis de Fluido	Viscosidad	4			
	Relación Gas petróleo	3			
Aporte del Yacimiento	Tasa de agua		3		
	Tasa de petróleo		3		
	Porcentaje de agua y sedimentos		3		
Condiciones físicas del yacimiento	Temperatura en el fondo del pozo			2	
	Profundidad de las perforaciones			2	
Condiciones mecánicas del pozo	Diámetro de tubería				1
Puntaje total		22			

Caso: Producción extrapesado zorro y Mata 3, Levantamiento artificial por gas		Análisis de Fluido	Aporte del Yacimiento	Condiciones físicas del yacimiento	Condiciones mecánicas del pozo
Análisis de Fluido	Viscosidad	1			
	Relación Gas petróleo	4			
Aporte del Yacimiento	Tasa de agua		3		
	Tasa de petróleo		3		
	Porcentaje de agua y sedimentos		4		
Condiciones físicas del yacimiento	Temperatura en el fondo del pozo			3	
	Profundidad de las perforaciones			3	
Condiciones mecánicas del pozo	Diámetro de tubería				4
Puntaje total		25			