

**EVALUACIÓN DE LAS TÉCNICAS DE CONTROL DE ARENA UTILIZADAS EN LOS
POZOS DEL CAMPO CAÑO LIMÓN Y CAMPOS ALEDAÑOS**

MANFREDO ANTONIO KLÉBER SALGADO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2007

**EVALUACIÓN DE LAS TÉCNICAS DE CONTROL DE ARENA UTILIZADAS EN LOS
POZOS DEL CAMPO CAÑO LIMÓN Y CAMPOS ALEDAÑOS**

MANFREDO ANTONIO KLÉBER SALGADO

Trabajo de Grado como requisito parcial para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Directores

Ing. MAURICIO SÁNCHEZ BERNAL

Occidental de Colombia, Inc

Msc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE G

Escuela de Ingeniería de petróleos - UIS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2007

DEDICATORIA

A mi mamá Ketty por ser apoyo incondicional en todas las etapas de mi vida y contribuir de manera indispensable en la culminación de este objetivo.

A mi hermana Ketty y mi sobrino José Esteban, por ser parte de las alegrías de mi vida.

A toda mi familia por creer en mis capacidades y brindarme su apoyo.

A mi novia María Cecilia, por su espera, entrega, paciencia y entendimiento en los momentos más difíciles de mi carrera.

A mi Dios todo poderoso por darme las fuerzas necesarias, iluminarme el camino y por permitirme tomar las decisiones más importantes y favorables para mi vida personal y profesional.

Manfredo Kléber Salgado

AGRADECIMIENTOS

A Occidental de Colombia, Inc por permitir dar el primer paso en mi carrera profesional, enseñarme y brindarme todas las herramientas necesarias que contribuyeron con el desarrollo de este trabajo y con el desarrollo integral como ingeniero de petróleos.

A la Universidad Industrial de Santander por brindarme todo el conocimiento necesario para poder enfrentar los retos de la industria.

A los Ingenieros Mauricio Sánchez y Fernando Calvete, por dirigir este trabajo con sabios consejos, aportes técnicos, por sus enseñanzas, paciencia y por brindarme ante todo su amistad.

A los ingenieros Ricardo Restrepo, Rodolfo Rivera y Omar Patiño, por su apoyo incondicional, por creer en mis capacidades y por hacer de la experiencia obtenida dentro de Occidental de Colombia, Inc, lo más amena y provechosa posible.

Al Ingeniero Juan Carlos Trujillo, por brindarme su apoyo, creer en mis capacidades y por permitir el desarrollo y culminación de este trabajo.

En general a todo el equipo de Operaciones Bogotá y al personal de Occidental de Colombia Inc, por ser tan amenos y amistosos.

TABLA CONTENIDO

	Página
LISTA DE FIGURAS	
LISTA DE TABLAS	
RESUMEN	
INTRODUCCIÓN	28
1. GENERALIDADES	30
1.1. ANTECEDENTES HISTÓRICOS	30
1.2. ÁREAS CRAVO NORTE Y CHIPIRÓN	33
2. CAMPO PASTORA	41
2.1. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA	41
2.2. GEOLOGÍA	41
2.3. ESTRATIGRAFÍA	41
2.4. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	44
2.5. ZONAS PETROLIFERAS	44
3. CAMPO CAÑO LIMÓN	46
3.1. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA	46
3.2. GEOLOGÍA	46
3.3. UBICACIÓN GEOLÓGICA	46
3.4. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	47
3.4.1. Estructura Caño Limón La Yuca	47
3.4.2. Estructura Matanegra	48
3.4.3. Precretáceo	48
3.4.4. Cretáceo	48
3.4.5. Terciario	49
3.5. GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO	53
3.5.1. Roca Generadora	53
3.5.2. Roca Almacenadora	53
3.5.3. Roca Sello	53
3.5.4. Tipo de Trampa	53

3.6. CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO	53
3.6.1. Porosidad	54
3.6.2. Permeabilidad	54
3.6.3. Saturación de los Fluidos	54
3.6.4. Propiedades de los Fluidos	55
4. CAMPO MATANEGRA OESTE	57
4.1. GEOLOGÍA	57
4.2. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	57
4.3. ESTRATIGRAFÍA	58
4.4. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	60
4.5. ZONAS PETROLÍFERAS	60
5. CAMPO LA YUCA ESTE A	61
5.1. UBICACIÓN	61
5.2. GEOLOGÍA	61
5.3. ZONAS PETROLÍFERAS	61
6. BLOQUE ESTRUCTURAL MATANEGRA X	63
6.1. GEOLOGÍA	63
6.2. ZONAS PETROLÍFERAS	63
7. GENERALIDADES DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	66
7.1. BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	66
7.1.1. Equipo de Fondo	66
7.1.2. Equipo de superficie	68
7.2. BOMBEO MECÁNICO	69
7.2.1. Equipo de Superficie	70
7.2.2. Equipo de Fondo	70
8. CAUSAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA	71
8.1. MATERIAL CEMENTANTE	71
8.2. ÁREA DE FLUJO	72
8.3. TASAS DE FLUJO	72
8.4. REDUCCIÓN DE LA FUERZA DE SOBRECARGA	73
8.5. AUMENTO EN EL CORTE DE AGUA	73

8.6. ALTERACIONES EN EL MATERIAL CEMENTANTE	73
8.7 CAUSAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA EN EL CAMPO CAÑO LIMÓN	74
9. CONSECUENCIAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA	77
9.1. TAPONAMIENTO DE TUBERÍAS	77
9.2 DAÑOS EN EL REVESTIMIENTO	78
9.3. ABRASIÓN DEL EQUIPO DE SUBSUELO Y EQUIPO DE SUPERFICIE	78
9.4. REACONDICIONAMIENTO DE LOS POZOS	78
9.5. EFECTO DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA SOBRE LA FORMACIÓN	79
10. ASPECTOS GEOMECÁNICOS RELACIONADOS CON LA PRODUCCIÓN DE ARENA	80
10.1. COHESIÓN	83
10.2. ANGULO DE FRICCIÓN INTERNA	83
10.3. PRESIÓN DE PORO	83
10.3.1. Presión de poro normal o hidrostática	83
10.3.2. Presión anormal de la formación	86
10.3.3. Presión subnormal de la formación	86
11. PROPIEDADES MECÁNICA DE LAS ROCAS	87
11.1 PARÁMETROS ELÁSTICOS	87
11.1.1 Elasticidad lineal y elasticidad no lineal	87
11.2. ESFUERZO (STRESS)	89
11.3. DEFORMACIÓN (STRAIN)	92
11.4. RESISTENCIA DE LA ROCA (STRENGTH)	93
11.5. MÓDULOS ELÁSTICOS	94
11.5.1. Modulo de Young	94
11.5.2. Modulo de Poisson	95
11.5.3. Modulo de Bulk	95
11.5.4. Modulo de Rigidez	95
11.5.5. Determinación de los módulos Elásticos	95
11.6. ESFUERZOS IN SITU	97
11.6.5. Régimen Extensional o de Falla Normal (NF)	97
11.6.6. Régimen Inverso o compresivo (RF)	97

11.6.7. Régimen de Rumbo o Strike -Slip (SS)	99
11.7. ESFUERZOS PRINCIPALES	100
11.7.1. Esfuerzo Efectivo	100
11.8. CRITERIOS DE FALLA	101
11.8.1. Criterio de Falla de Mohr – Coulomb	101
12. MODELO MECÁNICO DE SUBSUELO (MEM)	105
12.1 COMPONENTES DE UN MODELO MECÁNICO DEL SUBSUELO	105
12.2. CONSTRUCCIÓN DEL MEM DE CRAVO NORTE	108
12.2.1. Ubicación Y Escenario Estructural	108
12.2.2. Escenario Geológico	110
12.2.3. Análisis Petrofísico Y Estadístico	111
12.2.4. Modelo Esquema	112
12.2.5. Estratigrafía Mecánica	112
12.2.6. Cambio en las propiedades de la formación lateralmente y con la Profundidad	112
12.2.7. Correlación para el tiempo de transito compresional y de cizalla	114
12.2.8. Modelado Mecánico	117
12.2.8.1. Esfuerzo Vertical	117
12.2.8.2. Presión de Poro	118
12.2.8.3. Modelo de Resistencia de la Roca (UCS)	120
12.2.9. Propiedades Elásticas De Las Rocas	128
12.2.10. Determinación De Los Esfuerzos Horizontales	133
13. DESCRIPCIÓN DE LAS TÉCNICAS DE CONTROL DE ARENA UTILIZADAS EN EL CAMPO CAÑO LIMÓN Y EN CAMPOS ALEDAÑOS	139
13.1. MALLAS EXPANDIBLES (EXPANDABLE SAND SCREENS)	139
13.1.1. Partes de una Malla Expandible (ESS)	140
13.1.2. Componentes del Sistema	143
13.2. MALLAS PREEMPACADAS (PRE-PACKED SCREENS)	149
13.2.1. Tipos de Mallas Preempacadas	149
13.2.2. Resistencia y capacidad de flujo de las mallas preempacadas	151
13.3. EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA	155

13.3.1.	Empaquetamiento con Grava Convencional (Low Rate Water Packs)	156
13.3.2.	Empaquetamiento con Grava a Altas Tasas (High Rate Water Packs)	159
13.3.3.	Empaquetamiento de Fracturas con Grava (Frac Pack)	162
13.3.4.	Diseño de un Empaquetamiento con Grava	167
13.3.4.1.	Muestreo significativo	167
13.3.4.2.	Análisis Granulométrico (Sieve Analysis)	168
13.3.4.3.	Coeficiente de Uniformidad (Cu)	168
13.3.4.4.	Selección del Tamaño Crítico de Grava	168
13.3.4.5.	Relación Grava – Arena	174
13.3.4.6.	Tamaño de la malla o aperturas de las ranuras	177
13.3.4.7.	Espesor del Empaquetamiento	178
13.3.4.8.	Especificaciones de la grava	179
13.3.4.9.	Preparación del pozo para el empaquetamiento	180
13.3.4.10.	Pre-empaquetamiento con grava	181
13.3.4.11.	Métodos para el Empaquetamiento de la Grava	181
13.3.4.12.	Fluidos para el Empaquetamiento de la Grava	184
13.4.	Control de Arena Dual (Dual Sand Control)	191
14.	IDENTIFICACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS POZOS QUE TIENEN INSTALADOS SISTEMAS DE CONTROL DE ARENA EN LOS POZOS EL CAMPO CAÑO LIMÓN Y CAMPOS ALEDAÑOS	196
14.1.	POZOS CON MALLAS EXPANDIBLES (EXPANDABLE SAND SCREENS)	197
14.1.1.	Pozo Caño Yarumal B (CY-B)	200
14.1.2.	Pozo Matanegra A (MN-A)	200
14.1.3.	Pozo Caño Yarumal A (CY-A)	201
14.1.4.	Pozo Caño Limón A (CL-A)	207
14.1.5.	Pozo La Yuca F (LY-F)	209
14.1.6.	Pozo La Yuca J (LY-J)	210
14.1.7.	Pozo Caño Yarumal D (CY-D)	212
14.1.8.	Pozo La Yuca O (LY-O)	214
14.1.9.	Pozo Caño Limón D (CL-D)	216

14.2. POZOS CON EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA CONVENCIONAL	
(LRWP)	218
14.2.1. Pozo La Yuca T (LY-T)	221
14.2.2. Pozo La Yuca B (LY-B)	223
14.2.3. Pozo La Yuca G (LY-G)	226
14.2.4. Pozo Matanegra A5 (MN-A5)	228
14.2.5. Pozo La Yuca E (LY-E)	230
14.2.6. Pozo La Yuca H (LY-H)	232
14.2.7. Pozo La Yuca C (LY-C)	234
14.2.8. Pozo Caño Limón B (CL-B)	235
14.2.9. Pozo La Yuca F (LY-F)	238
14.3. POZOS CON EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA A ALTAS TASAS	
(HRWP)	244
14.3.1. Pozo La Yuca N (LY-N)	244
14.3.2. Pozo La Yuca S (LY-S)	246
14.3.3. Pozo Matanegra B (MN-B)	247
14.3.4. Pozo La Yuca L (LY-L)	250
14.3.5. Pozo Caño Yarumal E (CY-E)	252
14.3.6. Pozo Caño Yarumal C (CY-C)	255
14.3.7. Pozo La Yuca K (LY-K)	257
14.3.8. Pozo La Yuca P (LY-P)	259
14.3.9. Pozo Matanegra OX (MN-OX)	261
14.3.10. Pozo Matanegra A4 (MN-A4)	264
14.3.11. Pozo La Yuca D (LY-D)	266
14.3.12. Pozo Caño Limón C (CL-C)	268
14.3.13. Pozo La Yuca R (LY-R)	270
14.3.14. Pozo Caño Limón E (CL-E)	271
14.3.15. Pozo La Yuca Q (LY-Q)	274
14.3.16. Pozo La Yuca A (LY-A)	276
14.4. POZOS CON EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA TIPO FRAC PACK	278
14.4.1. Pozo Pastora X (PT-X)	280

14.4.2. Pozo La Yuca M (LY-M)	282
14.5 POZOS CON MALLAS PREEMPACADAS	283
14.5.1. Pozo La Yuca I (LY-I)	285
CONCLUSIONES	291
RECOMENDACIONES	295
BIBLIOGRAFÍA	297

LISTA DE FIGURAS

	Página
Figura 1.1. Áreas pertenecientes al contrato de asociación Cravo Norte y Chipirón	35
Figura 1.2. Columna estratigráfica General	36
Figura 1.3. Columna Estratigráfica Detallada	37
Figura 1.4. Localización de los campos Caño Limón, Pastora, La Yuca Este, y Matanegra Oeste	38
Figura 1.5. Límites del sector Cravo Norte entre la población de Arauquita y el caserío de La Yuca	39
Figura 1.6. Ubicación de los campos del área de Cravo norte y Chipirón	40
Figura 2.1. Ubicación del Campo pastora	45
Figura 3.1. Ubicación del Campo Caño Limón	51
Figura 4.1. Ubicación del Campo Matanegra Oeste	58
Figura 5.1. Ubicación del Campo La Yuca Este A	62
Figura 6.1. Ubicación del Campo Matanegra X	65
Figura 7.1. Instalación típica de un sistema de bombeo Electrosumergible	67
Figura 7.2. Unidad de bombeo mecánico VSH2	69
Figura 10.1. Mecanismos de falla a partir de la envolvente de falla Mohr-Coulomb	81
Figura 10.2. Escogencia del sistema de control de arena a partir de la determinación del mecanismo de falla	81
Figura 10.3. Diagrama de flujo para el procesamiento de las variables Geomecánicas y Construcción del Modelo Mecánico de Subsuelo (MEM)	82
Figura 10.4. Clasificación de la Presión de Poro	85
Figura 11.1. Gráfica Esfuerzo vs. Deformación para un material elástico Lineal	88
Figura 11.2. Gráfica Esfuerzo vs. Deformación para un material perfectamente Elástico	89
Figura 11.3. Definición de Esfuerzo	90
Figura 11.4. Descomposición de Esfuerzos	90

Figura 11.5. Tipos de Esfuerzo	92
Figura 11.6. Deformación Longitudinal	93
Figura 11.7. Deformación de Corte	93
Figura 11.8. Relación entre Esfuerzo y deformación	94
Figura 11.9. Determinación del modulo de Young	96
Figura 11.10. Determinación del modulo de Poisson	96
Figura 11.11. Determinación de los módulos de Young, Poisson y Volumétrico	96
Figura 11.12. Esfuerzos in situ	98
Figura 11.13. Régimen de falla normal	98
Figura 11.14. Régimen de falla inversa	98
Figura 11.15. Régimen de Rumbo o Strike Slip	99
Figura 11.16. Variación de los esfuerzos desde la cara del pozo	100
Figura 11.17. Criterio de Falla de Morh – Coulomb	102
Figura 11.18. Envolvente de falla del criterio de Mohr Coulomb	102
Figura 11.19. Criterio de Mohr – Coulomb en el plano $\sigma_1 - \sigma_3$	104
Figura 12.1. Concepto del modelo mecánico del subsuelo	105
Figura 12.2. Estado de los esfuerzos	107
Figura 12.3. Ubicación del área de estudio	109
Figura 12.4. Columna estratigráfica de los pozos pertenecientes al Campo Caño Limón	111
Figura 12.5. Comparación de los registros Gamma Ray VCLAY para las formaciones de carbonera superior	113
Figura 12.6. Correlaciones entre la onda de Cizalla y la onda Compresional para las unidades de arena de la formación Carbonera Superior	114
Figura 12.7. Correlaciones entre la onda de Cizalla y la onda Compresional para las unidades de arena de la formación Carbonera Inferior	115
Figura 12.8. Correlaciones entre la onda de Cizalla y la onda Compresional para las unidades de arena de la formación Cretáceo	115
Figura 12.9. Movimientos de las ondas de Cizalla y Compresional emitidas por el registro sísmico Bipolar	116

Figura 12.10. Esfuerzo vertical (Overburden) para los pozos MN-40, CL-33 y CL-28	118
Figura 12.11. Perfil de presión de poro para el pozo CL-33	119
Figura 12.12. Perfil de presión de poro para el pozo MN-40	119
Figura 12.13. Naturaleza Bimodal de las rocas	121
Figura 12.14. Curvas de esfuerzo- Deformación y tiempos de transito sínicos en el laboratorio para las arenas de Carbonera Superior	122
Figura 12.15. Curvas de esfuerzo- Deformación y tiempos de transito sínicos en el laboratorio para las arenas de Carbonera Inferior	122
Figura 12.16. Curvas de esfuerzo- Deformación y tiempos de transito sínicos en el laboratorio para las arenas del Cretáceo	122
Figura 12.17. Pruebas de Compresión para las arenas de Carbonera Superior	123
Figura 12.18. Pruebas de Compresión para las arenas de Carbonera Inferior	123
Figura 12.19. Pruebas de Compresión para las arenas del Cretáceo	123
Figura 12.20. Correlación de UCS-Porosidad para Carbonera Superior	124
Figura 12.21. Variación del UCS con la profundidad para Carbonera Superior	125
Figura 12.22. Correlación de UCS-Porosidad para Carbonera Inferior y Cretáceo	125
Figura 12.23. Variación del UCS con la profundidad para Carbonera Inferior y Cretáceo	126
Figura 12.24. Variación del ángulo de fricción con la profundidad para carbonera Superior	126
Figura 12.25. Variación del ángulo de fricción con la profundidad para carbonera Inferior	127
Figura 12.26. Variación del ángulo de fricción con la profundidad para Cretáceo	127
Figura 12.27. Perfil del Modulo de Young para Carbonera Superior	130
Figura 12.28. Perfil de la relación de Poisson para Carbonera Superior	130
Figura 12.29. Perfil del Modulo de Young para formaciones del Cretáceo	131
Figura 12.30. Perfil de la relación de Poisson para formaciones del Cretáceo	131
Figura 12.31. Perfil del Modulo de Young para Carbonera Inferior	132
Figura 12.32. Perfil del Modulo de Poisson para Carbonera Inferior	132
Figura 12.33. Resultados de la prueba de Leak Off (Minifrac) en el pozo CL-33	133

Figura 12.34. Calibración de los esfuerzos horizontales mínimo y máximo obtenidos del modelo Bi-Axial poroelástico en el pozo CL-33	135
Figura 12.35. Mapa mundial de esfuerzos	136
Figura 12.36. Dirección del esfuerzo mínimo utilizando los datos del registro caliper en el pozo LY-N	136
Figura 12.37. Registro UPI para identificación de Breakouts	137
Figura 12.38. a) Dirección de los breakouts en el pozo CL-X. b) Dirección de los breakouts en el pozo MN-Y	137
Figura 12.39. Orientación de los esfuerzos máximos en el área del campo Caño Limón	138
Figura 13.1. Imágenes de mallas expandibles típicas	141
Figura 13.2. Liner ranurado base y medio filtrante de una malla expandible	141
Figura 13.3. Representación Esquemática de una malla expandible y sus componentes antes y después de la expansión	141
Figura 13.4. a) Vista Frontal de una ESS, b) Corte frontal de una ESS c) Corte en vista superior de una ESS	142
Figura 13.5. Vista superior de para comparación entre mallas convencionales y ESS a) Malla Convencional en hueco no revestido b) ESS en hueco no revestido	142
Figura 13.6. Junta de la Malla Expandible	143
Figura 13.7. Conector Superior Expandible	143
Figura 13.8. Conector Inferior Expandible	143
Figura 13.9. SCCV	144
Figura 13.10. Herramienta de Expansión Axial (ACE)	144
Figura 13.11. Herramienta ajustable de expansión (CRES)	144
Figura 13.12 Mandril de Expansión	145
Figura 13.13 Cono de Expansión	145
Figura 13.14 Empaque Arrowdrill	145
Figura 13.15. Hydraulic Setting Tool	146
Figura 13.16. Estado Mecánico típico de un pozo con Mallas Expandibles	147
Figura 13.17. Descripción de los componentes de fondo de un sistema de control de arena con mallas expandibles utilizados en los pozos del campo Caño Limón	148

Figura 13.18. Malla Thin-Pack	150
Figura 13.19. Malla Thin Pack	150
Figura 13.20. Malla Ultra Pack	150
Figura 13.21. Malla Enhanced Low Profile	151
Figura 13.22. Malla Dual Prepack	151
Figura 13.23. Estado Mecánico típico de un pozo con Malla Pre-empacada	153
Figura 13.24. Descripción de los componentes de fondo de un sistema de control de arena con mallas preempacadas utilizados en los pozos del campo Caño Limón	154
Figura 13.25. Evolución de la técnica de empaquetamiento con Grava	156
Figura 13.26. Representación esquemática de un empaquetamiento con grava Convencional	157
Figura 13.27. Estado Mecánico típico de un pozo con Empaquetamiento con Grava	158
Figura 13.28. Representación esquemática de un HRWP con $P < P_{fractura}$	160
Figura 13.29. Representación esquemática de un HRWP con $P > P_{fractura}$	160
Figura 13.30. Estado Mecánico típico de un pozo con Empaquetamiento con Grava tipo HRWP	161
Figura 13.31. Descripción detallada del estado final del pozo en un Frac Pack	163
Figura 13.32. Representación esquemática de un Frac Pack	163
Figura 13.33. Estado Mecánico típico de un pozo con Empaquetamiento con Grava tipo Frac Pack	166
Figura 13.34. Pozos del área de Cravo Norte con muestras de corazones	169
Figura 13.35. Esquema de las curvas Granulométricas	170
Figura 13.36. Curvas Granulométricas de la formación Cretáceo en la unidad K1	170
Figura 13.37. Curvas Granulométricas de la formación Cretáceo en la unidad K2A1	171
Figura 13.38. Curvas Granulométricas de la formación Carbonera Inferior en la unidad M1	171

Figura 13.39. Curvas Granulométricas de la formación Carbonera Inferior en la unidad M2	173
Figura 13.40. Curvas Granulométricas de la formación Carbonera Inferior en la unidad M3	172
Figura 13.41. Curvas Granulométricas de la formación Carbonera Inferior en la unidad M4	173
Figura 13.42. Curvas Granulométricas de la formación Carbonera Superior en la unidad C5	173
Figura 13.43. Experimentaciones de Saucier para determinar el tamaño de grava Óptimo	175
Figura 13.44. Permeabilidad de un empaquetamiento con grava según Saucier	175
Figura 13.45. Efecto de la Razón Grava/Arena	175
Figura 13.46. Técnica de Lavado hacia abajo (Wash Down)	183
Figura 13.47. Técnica de Circulación en reversa	183
Figura 13.48. Técnica de flujos cruzados	184
Figura 13.49. Colocación de grava en Lb/ft de acuerdo al tipo de fluido utilizado y a la desviación del pozo	185
Figura 13.50. Descripción de los componentes de fondo de un sistema de control de arena con empaquetamiento con grava realizado por Baker Hughes en los pozos del campo Caño Limón	188
Figura 13.51. Descripción de los componentes de fondo de un sistema de control de arena con empaquetamiento con grava realizado por Halliburton en los pozos del campo Caño Limón.	189
Figura 13.52. Descripción de los componentes de fondo de un sistema de control de arena con empaquetamiento con grava realizado por Schlumberger en los pozos del campo Caño Limón	190
Figura 13.53. Descripción de los componentes de fondo de un sistema de control de arena dual con empaquetamiento con grava realizado por Schlumberger en los pozos del campo Caño Limón	192
Figura 13.54. Etapas de Empaquetamiento con grava en un Control de arena Dual	193

Figura 13.55. Empaquetamiento convencional con grava en dos zonas	195
Figura 14.1. Métodos de Control de arena aplicados en los pozos del campo Caño Limón y en campos Aledaños	197
Figura 14.2. Forma del pozo CY-B	201
Figura 14.3. Comportamiento de la producción antes y después del control de arena para el pozo CY-B	201
Figura 14.4. Determinación del tamaño de malla y coeficiente de Uniformidad para el pozo CY-B	203
Figura 14.5. Correlación o Cross Section entre el pozo CY-B y LY-17	204
Figura 14.6. Curvas de Declinación antes y después del Control de Arena para el pozo MN-A	206
Figura 14.7. Curvas de Declinación antes y después del Control de Arena para el pozo CY-A	207
Figura 14.8. Comportamiento de la producción antes y después del Control de Arena para el pozo CL-A	208
Figura 14.9. Forma del pozo LY-F	209
Figura 14.10. Determinación del tamaño de malla y coeficiente de Uniformidad para el pozo LY-F	210
Figura 14.11. Comportamiento de la producción antes y después del Control de Arena para el pozo LY-J	211
Figura 14.12. Comportamiento de la producción antes y después del Control de Arena para el pozo CY-D	213
Figura 14.13. Determinación del tamaño de malla y coeficiente de Uniformidad para el pozo LY-O	214
Figura 14.14. Comportamiento del pozo LY-O antes y después del Control de Arena	216
Figura 14.15. Curvas de Declinación antes y después del Control de Arena para el pozo CL-D	217
Figura 14.16. Forma del pozo LY-T	222
Figura 14.17. Comportamiento de la producción del pozo LY-T	223
Figura 14.18. Forma del pozo LY-B	224

Figura 14.19. Comportamiento de la producción del pozo LY-B	225
Figura 14.20. Comportamiento de la producción del pozo LY-G	227
Figura 14.21. Comportamiento del pozo LY-G	227
Figura 14.22. Comportamiento de la producción del pozo MN-A5	229
Figura 14.23. Comportamiento de la producción del pozo LY-E	231
Figura 14.24. Comportamiento del pozo LY-E	231
Figura 14.25. Forma del pozo LY-H	232
Figura 14.26. Comportamiento de la producción del pozo LY-H	234
Figura 14.27. Comportamiento de la producción del pozo CL-B	237
Figura 14.28. Comportamiento del pozo CL-B	237
Figura 14.29. Comportamiento del pozo LY-F	239
Figura 14.30. Curvas de de declinación antes y después del control de arena del pozo LY-N	245
Figura 14.31. Comportamiento del pozo LY-N	245
Figura 14.32. Comportamiento del pozo LY-S	247
Figura 14.33. Forma del pozo MN-B	248
Figura 14.34. Curvas de de declinación antes y después del control de arena del pozo MN-B	249
Figura 14.35. Comportamiento del pozo MN-B	249
Figura 14.36. Curvas de de declinación antes y después del control de arena del pozo LY-L	251
Figura 14.37. Comportamiento del pozo LY-L	252
Figura 14.38. Forma del pozo CY-E	253
Figura 14.39. Curvas de de declinación antes y después del control de arena del pozo CY-E	254
Figura 14.40. Comportamiento del pozo CY-E	254
Figura 14.41. Forma del pozo CY-C	255
Figura 14.42. Curvas de de declinación antes y después del control de arena del pozo CY-C	256
Figura 14.43. Comportamiento del pozo CY-C	257

Figura 14.44. Curvas de de declinación antes y después del control de arena del pozo LY-K	258
Figura 14.45. Comportamiento del pozo LY-K	259
Figura 14.46. Curvas de de declinación antes y después del control de arena del pozo LY-P	260
Figura 14.47. Comportamiento del pozo LY-P	261
Figura 14.48. Forma del pozo MN-OX	262
Figura 14.49. Curvas de de declinación antes y después del control de arena del pozo MN-OX	263
Figura 14.50. Comportamiento del pozo MN-OX	263
Figura 14.51. Forma del pozo MN-A4	265
Figura 14.52. Comportamiento del pozo MN-A4	265
Figura 14.53. Curvas de de declinación antes y después del control de arena del pozo LY-D	267
Figura 14.54. Comportamiento del pozo LY-D	267
Figura 14.55. Forma del pozo CL-C	269
Figura 14.56. Curvas de de declinación antes y después del control de arena del pozo CL-C	269
Figura 14.57. Comportamiento del pozo CL-C	270
Figura 14.58. Forma del pozo CL-E	272
Figura 14.59. Curvas de de declinación antes y después del control de arena del pozo CL-E	273
Figura 14.60. Comportamiento del pozo CL-E	273
Figura 14.61. Forma del pozo LY-Q	275
Figura 14.62. Curvas de de declinación antes y después del control de arena del pozo LY-Q	275
Figura 14.63. Comportamiento del pozo LY-Q	276
Figura 14.64. Comportamiento del pozo LY-A	278
Figura 14.65. Forma del pozo PT-X	280
Figura 14.66. Comportamiento del pozo LY-M	283
Figura 14.67. Forma del pozo LY-I	286

LISTA DE TABLAS

	Página
Tabla 1.1. Descripción de los campos y bloques estructurales sometidos al estudio	32
Tabla 2.1. Propiedades Petrofísicas del Campo Pastora	45
Tabla 3.1. Subdivisión estratigráfica de las zonas productoras	52
Tabla 3.2. Porosidades y saturaciones promedio para el campo Caño Limón	55
Tabla 3.3. Propiedades promedio de las formaciones y fluidos en Caño Limón	56
Tabla 4.1. Propiedades Petrofísicas del campo Matanegra Oeste	60
Tabla 6.1. Saturaciones de Aceite y porosidades del Campo Matanegra X en la formación Cretáceo K1 inferior	64
Tabla 6.2. Saturaciones de Aceite y porosidades del Campo Matanegra X en la formación Cretáceo K2A	64
Tabla 6.3. Saturaciones de Aceite y porosidades del Campo Matanegra X en la formación Carbonera Inferior	64
Tabla 10.1. Valores Típicos de Esfuerzo Efectivo, Cohesión y ángulo de fricción interna para diversas formaciones en general	84
Tabla 10.2. Valores Típicos de Cohesión y ángulo de fricción interna para diversas condiciones de formación	84
Tabla 11.1. Equivalencia entre los módulos elásticos de un sólido isotrópico	97
Tabla 11.2. Valores típicos del modulo de Young y Poisson para diferentes rocas	97
Tabla 12.1. Resumen de las presiones de poro obtenidas para los pozos del campo caño limón	120
Tabla 12.2. Resultado de las mediciones en laboratorio de los módulos elásticos	121
Tabla 12.3. Resultado de las Pruebas Compresionales	124
Tabla 12.4. Resultados del tiempo de transito de onda medido en el laboratorio	124
Tabla 12.5. Propiedades elásticas dinámicas	129
Tabla 12.6. Valores representativos de laboratorio de los módulos elásticos	129
Tabla 12.7. Módulos elásticos dinámicos y estáticos	129

Tabla 12.8. Esfuerzos mínimos y máximos en el pozo CL-33	134
Tabla 13.1. Propiedades Mecánicas de la mallas Expandibles	142
Tabla 13.2. Ventajas y desventajas de las mallas expandibles	146
Tabla 13.3. Dimensiones de los poros del material preempacado Baker Bond	152
Tabla 13.4. Ventajas y desventajas de las mallas preempacadas	152
Tabla 13.5. Ventajas, desventajas y consideraciones de aplicación y diseño de un empaquetamiento con grava convencional	157
Tabla 13.6. Ventajas, desventajas y consideraciones de aplicación y diseño de un empaquetamiento con HRWP	159
Tabla 13.7. Guía para aplicación de HRWP y Frac Pack	164
Tabla 13.8. Ventajas, desventajas y consideraciones de aplicación de un empaquetamiento con Frac Pack	165
Tabla 13.9. Resumen de las propiedades más importantes de los sistemas de empaquetamiento con grava	165
Tabla 13.10. Clasificación de uniformidad de una arena según el Coeficiente de uniformidad	174
Tabla 13.11. Criterios para la selección del tamaño crítico de grava	176
Tabla 13.12. Tamaños de grava estándar	177
Tabla 13.13. Tamaños de grava comerciales	178
Tabla 13.14. Espesores recomendados del empaquetamiento con grava	179
Tabla 13.15. Permeabilidades de tamaños de grava comerciales	179
Tabla 13.16. Especificaciones de la grava según el API	180
Tabla 13.17. Ventajas y Desventajas de los empaquetamientos con grava a través de fluidos de alta y baja densidad	183
Tabla 13.18. Ventajas y Desventajas Generales de los empaquetamientos con grava	187
Tabla 14.1. Intervenciones realizadas a los pozos con Sistemas de Mallas Expandibles	198
Tabla 14.2. Parámetros de Yacimiento de los pozos con Sistemas de Mallas Expandibles	199

Tabla 14.3. Variables operativas de los pozos con Sistemas de Mallas Expandibles	199
Tabla 14.4. Velocidades de flujo en los pozos con Sistemas de Mallas Expandibles	200
Tabla 14.5. Parámetros de Diseño y cargas en motor y bomba en los pozos con Sistemas de Mallas Expandibles	200
Tabla 14.6. Velocidades de flujo en los pozos con Empaquetamiento con grava convencional	218
Tabla 14.7. Parámetros de Diseño y cargas en motor y bomba en los pozos con Empaquetamiento con grava convencional	218
Tabla 14.8. Intervenciones realizadas a los pozos con Empaquetamiento con grava Convencional	219
Tabla 14.9. Parámetros de Yacimiento de los pozos con Empaquetamiento con grava Convencional	220
Tabla 14.10. Variables operativas de los pozos con Empaquetamiento con grava Convencional	220
Tabla 14.11. Intervenciones realizadas a los pozos con Empaquetamiento con grava a Altas Tasas	240
Tabla 14.12. Parámetros de Yacimiento de los pozos con Empaquetamiento con grava a Altas Tasas	241
Tabla 14.13. Variables operativas de los pozos con Empaquetamiento con grava a Altas Tasas	242
Tabla 14.14. Velocidades de flujo en los pozos con Empaquetamiento con grava a Altas Tasas	243
Tabla 14.15. Parámetros de Diseño y cargas en motor y bomba en los pozos con Empaquetamiento con grava a Altas Tasas	243
Tabla 14.16. Intervenciones realizadas a los pozos con Frac Pack	279
Tabla 14.17. Parámetros de Yacimiento de los pozos con Frac Pack	279
Tabla 14.18. Variables operativas de los pozos con Frac Pack	279
Tabla 14.19. Velocidades de flujo en los pozos con Frac Pack	280

Tabla 14.20. Parámetros de Diseño y cargas en motor y bomba en los pozos con Frac Pack	280
Tabla 14.21. Intervenciones realizadas a los pozos con mallas preempacadas	284
Tabla 14.22. Parámetros de Yacimiento de los pozos con mallas preempacadas	284
Tabla 14.23. Variables operativas de los pozos con mallas preempacadas	284
Tabla 14.24. Velocidades de flujo en los pozos con mallas preempacadas	285
Tabla 14.25. Parámetros de Diseño y cargas en motor y bomba en los pozos con mallas preempacadas	285
Tabla 14.26. Resultados de los sistemas de control de arena con mallas Expandibles	287
Tabla 14.27. Resultados de los sistemas de control de arena con Empaquetamiento con Grava Convencional	288
Tabla 14.28. Resultados de los sistemas de control de arena con Empaquetamiento con Grava a Altas Tasas	289
Tabla 14.29. Resultados de los sistemas de control de arena con Frac Pack	290
Tabla 14.30. Resultados de los sistemas de control de arena con Mallas Preempacadas	290

TÍTULO: EVALUACIÓN DE LAS TÉCNICAS DE CONTROL DE ARENA UTILIZADAS EN LOS POZOS DEL CAMPO CAÑO LIMÓN Y CAMPOS ALEDAÑOS *

AUTOR: MANFREDO ANTONIO KLÉBER SALGADO **

PALABRAS CLAVES: Grava, Cerámico, Mallas Expandibles, Mallas preempacadas, Empaquetamiento a altas tasas (HRWP), empaquetamiento de fracturas (Frac Pack), Índice de Productividad, Granulometría, Caño Limón, Pastora, Matanegra Oeste, La Yuca Este, Control de arena, Caída de Presión

RESUMEN

En el campo Caño Limón y en campos aledaños como Pastora, La Yuca Este, y Matanegra Oeste, debido a la alta producción de arena y al tratar de poner a producir los pozos lo más cerca posible a su potencial, se ha tenido que implementar 37 sistemas de control de arena en un lapso de tiempo de 9 años. En el transcurso de tiempo se han aplicado 5 Técnicas diferentes: Mallas Expandibles, Empaquetamiento con Grava Convencional, Mallas Preempacadas, Empaquetamiento con grava a altas tasas (HRWP) y Empaquetamiento de Fracturas. Debido a la inevitable producción de arena y a la variedad de técnicas implementadas, se hace necesario realizar un estudio, para evaluar su desempeño desde el punto de vista operativo y de yacimientos, con el fin de recomendar la técnica más favorable para las condiciones que se presentan en el campo.

Para realizar la evaluación, se compararon variables de yacimientos como índice de productividad (IP), producción de aceite, Caída de presión, producción de arena y Curvas de Declinación, promediadas dos meses antes y después de la implementación del trabajo. Se tuvieron en cuenta aspectos como el tamaño óptimo de grava de acuerdo a los resultados de los estudios de granulometría.

De los análisis realizados se encontró que la técnica de control de arena con mayor grado de éxito es el empaquetamiento con grava HRWP y se determinó que la reducción en el PI en pozos que tienen esta técnica es de 70% en promedio. Las mayores reducciones en el PI, se presentaron en pozos a los cuales se les bombeo grava sin tener en cuenta el tamaño óptimo sugerido por las curvas granulométricas. Por el contrario la reducción del PI en pozos donde la grava coincide o se encuentra muy cerca al tamaño óptimo es de tan solo el 57%.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Ing. Mauricio Sánchez B, Msc. Fernando Calvete G

TITLE: EVALUATION OF THE SAND CONTROL TECHNIQUES USED IN THE WELLS OF THE CANO LIMON FIELD AND NEARBY FIELDS *

AUTHOR: MANFREDO ANTONIO KLÉBER SALGADO **

KEYWORDS: Gravel, Ceramic, Expandable Screens, Pre-Packed Screens, High Rate Water Packs, Frac Packs, Productivity Index, Sieve Analysis, Cano Limon, Pastora, West Matanegra, East Yuca, Sand Control, Draw Down

ABSTRACT

In the Cano Limon field and nearby fields like Pastora, East Yuca and West Matanegra, due to the high sand production and when trying to put to produce the wells the more fence possible to their potential, it has been had to implement 37 sand Control systems in a lapse of time of 9 years. In the course of this time five techniques have been applied: Expandable Sand Screens, Conventional Gravel Pack, Pre-Packed Screens, High Rate Water Packs (HRWP) and Frac Packs. Due to the unavoidable sand production and to the variety of implemented techniques, it becomes necessary to carry out a study, to evaluate their performance from the operative point of view and the reservoir variables, with the purpose of recommending the most favorable technique for the conditions that are presented in the field.

To carry out the evaluation, reservoir variables like Productivity index (PI), oil production, Draw Down, sand production and Decline Curves, were compared averaged two months before and after to the implementation of the work. The techniques were evaluated having in bill aspects like the good size of gravel according to the results of the sieve analysis.

Of the analyses carried out to the wells it was found that the sand control technique with more grade of success, is the HRWP and it was also determined that the reduction in the PI in the wells that have implemented it, is on the average of 70%. The biggest reductions in the PI, they were presented in wells to which is pumped gravel without keeping in mind the good size suggested by the sieve analysis curves. In contrast the reduction of the PI in the wells where the gravel it coincides or it is very near to the good size it is of so alone 57%.

* Project of Degree

** Physical – Chemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Eng. Mauricio Sanchez B, Msc. Fernando Calvete G

INTRODUCCIÓN

Las fallas producidas por la producción de arena durante la explotación de hidrocarburos, pueden provocar múltiples problemas serios como la erosión de las facilidades de producción, colapso de la tubería de revestimiento, disminución del tiempo de operación del sistema de levantamiento artificial, constantes intervenciones para realizar limpiezas de arena y en el peor de los casos la pérdida de pozos. Además de esto, las grandes acumulaciones de arena pueden obstruir cualquier parte de la línea de flujo durante la producción de hidrocarburos, reduciéndola hasta tal punto que se hace necesario gastar significativas cantidades de dinero en operaciones de limpieza, reparación y mantenimiento.

En el campo Caño Limón y en algunos campos aledaños a éste operados por Occidental de Colombia Inc, la producción de arena es inminente, debido a la baja consolidación de las arenas, las altas permeabilidades y porosidades, las grandes cantidades de producción de agua, las altas tasas de flujo de producción de los pozos y debido a la reducción de la presión de yacimiento con la producción, lo que ocasiona el aumento de la presión de sobrecarga sobre las arena productoras y la posterior falla mecánica de las mismas.

Debido a estas razones, se deben tener condiciones al momento de producir los pozos, con el fin de evitar arenamiento en el fondo del mismo, ya que si esto ocurre, los gastos para el reacondicionamiento del pozo y la producción diferida por causa de la limpieza de la arena no se hacen esperar. Estas limitantes de producción, son responsables de que el pozo no pueda ser producido a su máximo potencial, lo que no permite el rápido drenaje de las reservas.

Por los constantes problemas de arenamiento y debido a las limitantes de producción ofrecidas por los yacimientos debido a su poca consolidación, en el Campo Caño Limón y en campos Aledaños como Pastora, Matanegra Oeste y La Yuca Este, se ha tenido que implementar técnicas de control de arena en el fondo del pozo. Hasta el momento

se han implementado cinco técnicas de control de arena, con el fin de encontrar una que cumpla con los requerimientos de controlar la producción de arena y además que minimice el daño inducido debido a la restricción al flujo ofrecida por los componentes de fondo.

Es por esta razón que se hace necesario realizar un estudio de las técnicas de control de arena aplicadas, para evaluar su desempeño desde el punto de vista operativo y de yacimientos (Control de arenamiento y Producción de aceite), con el fin de recomendar la técnica más favorable para las condiciones que se presentan en el campo.

1. GENERALIDADES

1.1. ANTECEDENTES HISTÓRICOS ¹

A finales de la década de los 70's, Occidental International Exploration and Production Corporation se vincula a Colombia iniciando estudios y exploraciones de posibles áreas prospectivas en la región del Magdalena Medio. A comienzos de la década de los 80, Occidental dirige sus operaciones al hoy departamento de Arauca, localizado en la parte nororiental del país, zona limítrofe con Venezuela.

Antes de entrar Occidental al área, 61 pozos exploratorios fueron perforados con resultados despreciables (dos yacimientos con reservas totales de 20 MMB de crudo liviano y un yacimiento de 90 MMB de crudo de 13.6 API, ninguno de ellos fue comercial).

En julio de 1980 se inicia la primera fase exploratoria con la firma de contratos de Asociación con ECOPETROL, sobre los bloques exploratorios Cravo Norte, Cinaruco, Rondón, Orocué y Guarrojo de un millón de hectáreas cada uno. Esta primera fase permitió resolver dudas sobre la estratigrafía de la cuenca, la presencia de rocas sellantes y la migración distante de hidrocarburos.

Una vez que los bloques fueron contratados el reto exploratorio inmediato era de enormes proporciones ya que se debían evaluar cinco millones de hectáreas de llanura casi inexplorada en tan solo 12 meses. Occidental estaba contractualmente obligada a la devolución de un 50% de las áreas seleccionadas al final del primer año de exploración. Cuadrillas de sísmica y equipos de perforación trabajaron durante este periodo para producir 2800 Km de datos sísmicos, 19 pozos estratigráficos y 2 pozos exploratorios. Esta campaña fue positiva por cuanto se da respuesta a algunas de las incógnitas sobre la estratigrafía de la cuenca, la presencia de rocas sellantes y la

¹ Caño Limón "Historia de un gigante" Publicación Occidental de Colombia.

migración de hidrocarburos. Sin embargo el riesgo geológico se mantenía alto y Occidental comienza la búsqueda de un socio que consolidara el proyecto.

El segundo año de exploración de Julio de 1981 a julio de 1982, fue igualmente activo. Cientos de kilómetros de sísmica fueron disparados y se perforaron 10 pozos exploratorios en las áreas retenidas. Cuatro de estos pozos encontraron cantidades pequeñas en trampas estructurales y estratigráficas del borde somero de la cuenca (San Joaquín, el Miedo). Estos descubrimientos aunque no tuvieron un valor comercial habrían de abrir el camino hacia el descubrimiento de Caño Limón porque probaron que las áreas retenidas por Occidental tenían todos los ingredientes geológicos necesarios para dar cabida a un yacimiento de petróleo.

Las restricciones en los presupuestos de exploración que afectaron a la industria en los años 1982-1983 dictaron que occidental continuara la búsqueda de un socio aún a vísperas de iniciar la perforación del pozo Caño Limón 1. Sin embargo estos esfuerzos fracasaron.

El 20 de Abril de 1983 se inició la perforación del pozo Caño Limón – 01 de carácter direccional, el 18 de junio el pozo alcanza su profundidad total de 10,176 pies, finalmente el 13 de julio del mismo año se realizaron pruebas de producción que confirman la productividad del yacimiento. Se produjo crudo de dos zonas de Carbonera Inferior a una tasa promedio de 10,690 BFPD (31° API promedio). Las primeras pruebas mostraron que no se tenía noción exacta de la riqueza contenida en Caño Limón. Una muestra de ello es que las reservas inicialmente estimadas fueron 60 millones de barriles en noviembre de 1983, de los cuales ECOPETROL reconoció comercialidad con base en 36 millones, incrementándose a mil millones de barriles a septiembre de 1985. Inicialmente se consideró que el campo Caño Limón constituía una sola estructura; un pliegue de arrastre relacionado al movimiento de la falla de Caño Limón. Sin embargo con un control sísmico adicional se pudo establecer la presencia de estructuras prospectivas aledañas que podían o no estar conectadas al pliegue de Caño Limón. Las perforaciones de los pozos La Yuca 1 y Matanegra 1 sobre estas

estructuras después del descubrimiento de petróleo en el pliegue de Caño Limón, demostraron que el campo comprende tres cierres estructurales ahora identificados como las áreas productivas de Caño Limón, La Yuca y Matanegra.

Este descubrimiento fue para Occidental la culminación de un intenso esfuerzo exploratorio de tres años que involucro 4000 Km. de sísmica, 20 pruebas estratigráficas y 12 pozos exploratorios. La producción de petróleo inició el 7 de diciembre de 1985.

Shell se convirtió en socio de la Asociación Cravo Norte en 1985, con lo cual la participación quedo conformada en un 50% para ECOPETROL, 25% para OXY y el 25% restante para Shell. En el último semestre de 1998 Shell vendió sus acciones a OXY, quedando conformado el contrato de asociación Cravo Norte por ECOPETROL y Occidental de Colombia. Inc., cada uno con un 50% de participación.

En los últimos años, se han explorado muchos más kilómetros de áreas cercanas a las comprendidas por el contrato de asociación Cravo norte, con el objetivo de añadir nuevas reservas. Ejemplo de estas actividades son los campos Pastora, Matanegra oeste, La yuca este pertenecientes al contrato de asociación Chipirón y otros campos como Caricare pertenecientes al contrato de asociación Rondón.

Tabla 1.1. Descripción de los campos y bloques estructurales sometidos al estudio. Occidental de Colombia, Inc.

Campo	Bloque Estructural	Contrato de Asociación
Caño Limón	Caño Limón	Cravo Norte
	La Yuca	Cravo Norte
	Matanegra	Cravo Norte
	Matanegra X	Cravo Norte
Matanegra Oeste	Matanegra Oeste	Chipirón
La Yuca Este	La Yuca Este A	Chipirón
Pastora	Pastora	Chipirón

1.2. AREAS CRAVO NORTE Y CHIPIRÓN

En términos generales, en el área de Chipirón y Cravo Norte se han identificado ocho formaciones sedimentarias, basadas en ciclos deposicionales limitados por discordancias (Figuras 1.2 y 1.3).

La formación más antigua corresponde al Cretáceo K3, de edad Albiana-Cenomaniana y reposa inconformemente sobre unidades pre-Cretácicas. Esta unidad fue depositada al comienzo del ciclo transgresivo del Cretáceo Medio a Tardío en un ambiente de llanura costanera alta a baja. Posteriormente se sedimentó la Formación Cretácea K2, de edad Turoniana a Campaniana en un ambiente marino somero a deltaico. La Formación Cretácea K1 fue depositada en un ambiente marino somero a salobre, bajo condiciones regresivas durante el Campaniano a Maastrichtiano. La Formación Carbonera Inferior, de edad Oligoceno Inferior, corresponde a un depósito fluvio-deltaico de alta energía representativo de un ambiente de llanura costera. La Formación Carbonera Superior de edad Oligoceno Medio a Mioceno Inferior, representa una depositación continua en un ambiente marino marginal y fluvial que fue transgredido por los sedimentos marinos Miocenos de la Formación Leon. Esta última sección se encuentra cubierta por capas continentales de la Formación Guayabo de edad Mioceno Medio a Reciente.

El canal C5 de la formación Carbonera Superior es el único que contiene petróleo en su interior y está compuesto principalmente por canales fluviales y depósitos asociados. En general los complejos de canales tienen una geometría meandriforme con una orientación predominante norte-sur. Algunos canales menores tienen una orientación oeste-este, o sureste, noroeste. Los depósitos asociados incluyen depósitos de desborde, "crevasse splay" y depósitos marginales. En el intervalo C5 es predominantemente el contenido de arcilla con un porcentaje de arenas menor del 10% en toda la sección. Tanto los registros como la interpretación sísmica indican que los diferentes canales están entre 100 a 300 m de ancho en sección transversal y de 10 hasta casi 100 pies en espesor. Los canales más espesos corresponden a múltiples canales

amalgamados, conformando complejos de Canales. El carácter del GR de estos canales puede ser granodecreciente, granocreciente o "blocky".

Regionalmente el límite inferior del C5 es la inconformidad regional del Carbonera Inferior. El canal C5 ha sido dividido en 4 intervalos estratigráficos que de base a tope son: C5d, C5c, C5b, C5a, Intervalos definidos con base en la posición estratigráfica de los canales. Estos intervalos están separados entre sí por shales.

En cuanto al llenado de los canales del C5, en términos generales, se considera que los hidrocarburos generados en depocentros localizados al occidente de los bloques Chipirón y Cravo Norte, migraron inicialmente en forma lateral a lo largo de estratos preferenciales y posteriormente verticalmente utilizando las fallas transcurrentes y normales hasta llenar las secciones estratigráficas más superiores.

De manera general podemos describir el área en donde se encuentran los campos, haciendo una diferenciación de las fallas principales que delimitan los bloques estructurales que los componen, las fallas Matanegra, La Yuca, Caño Limón y Arauca.

La Falla Normal Matanegra se desprende de la Falla Caño Limón al sur del río Arauca y se extiende en una dirección suroeste, por aproximadamente ocho kilómetros. El máximo desplazamiento vertical es de 61 metros (200 pies). La Falla Inversa La Yuca se extiende sub – paralelamente a la de Caño Limón por aproximadamente 35 kilómetros. Tiene un desplazamiento vertical de hasta 274 metros (900 pies). La Falla Caño Limón secciona el Campo de noreste a suroeste. La Falla Arauca tiene una dirección este – oeste a lo largo de un segmento del río Arauca uniendo las fallas Matanegra y La Yuca en el extremo norte del Campo. Esta falla normal tiene el bloque caído hacia el norte.

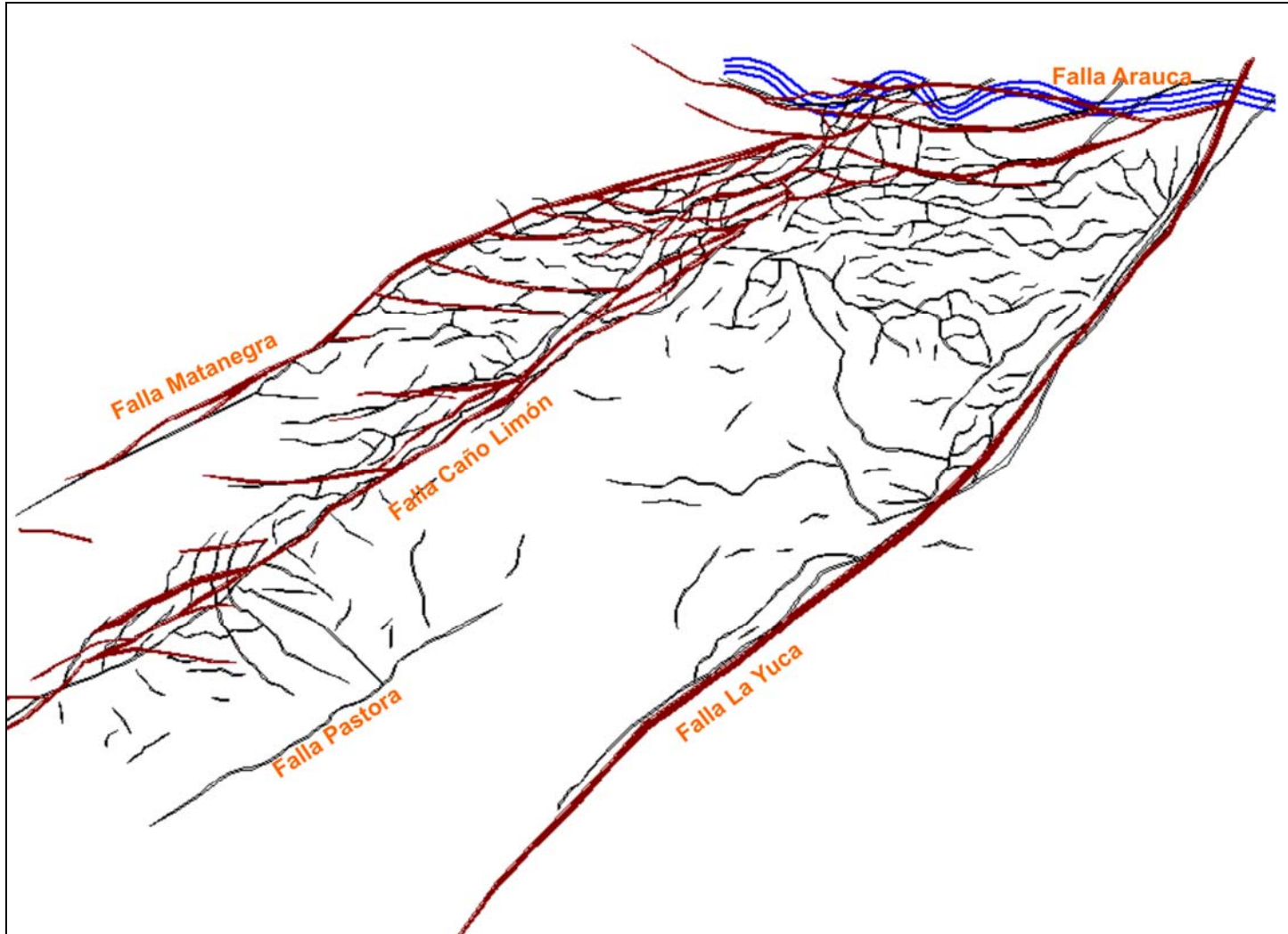


Figura 1.1. Áreas pertenecientes al contrato de asociación Cravo Norte y Chipirón. Modificado DSS (Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc.)

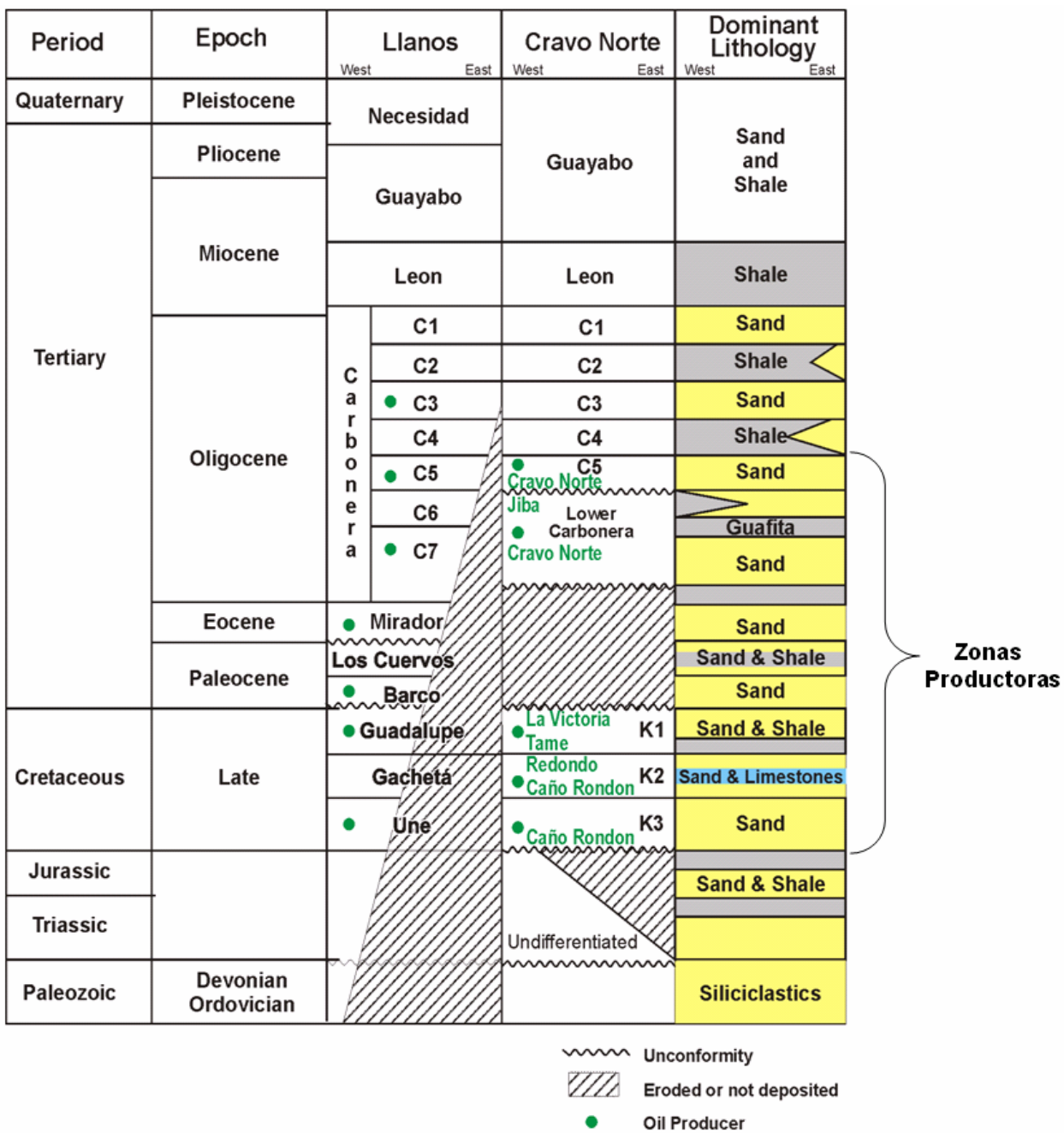


Figura 1.2. Columna estratigráfica General. Departamento de Geología Occidental de Colombia, Inc

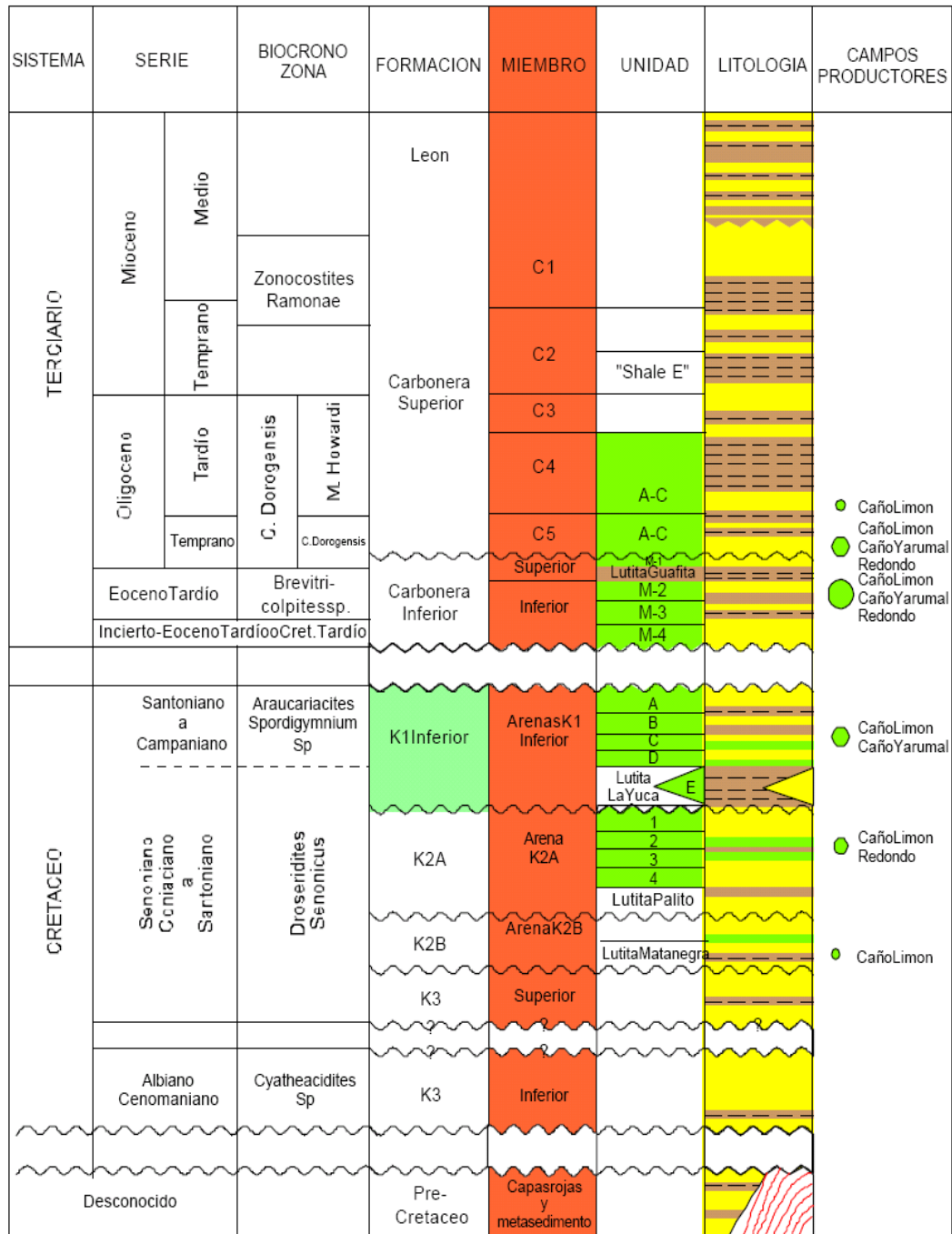


Figura 1.3. Columna Estratigráfica Detallada. Departamento de Geología Occidental de Colombia, Inc.

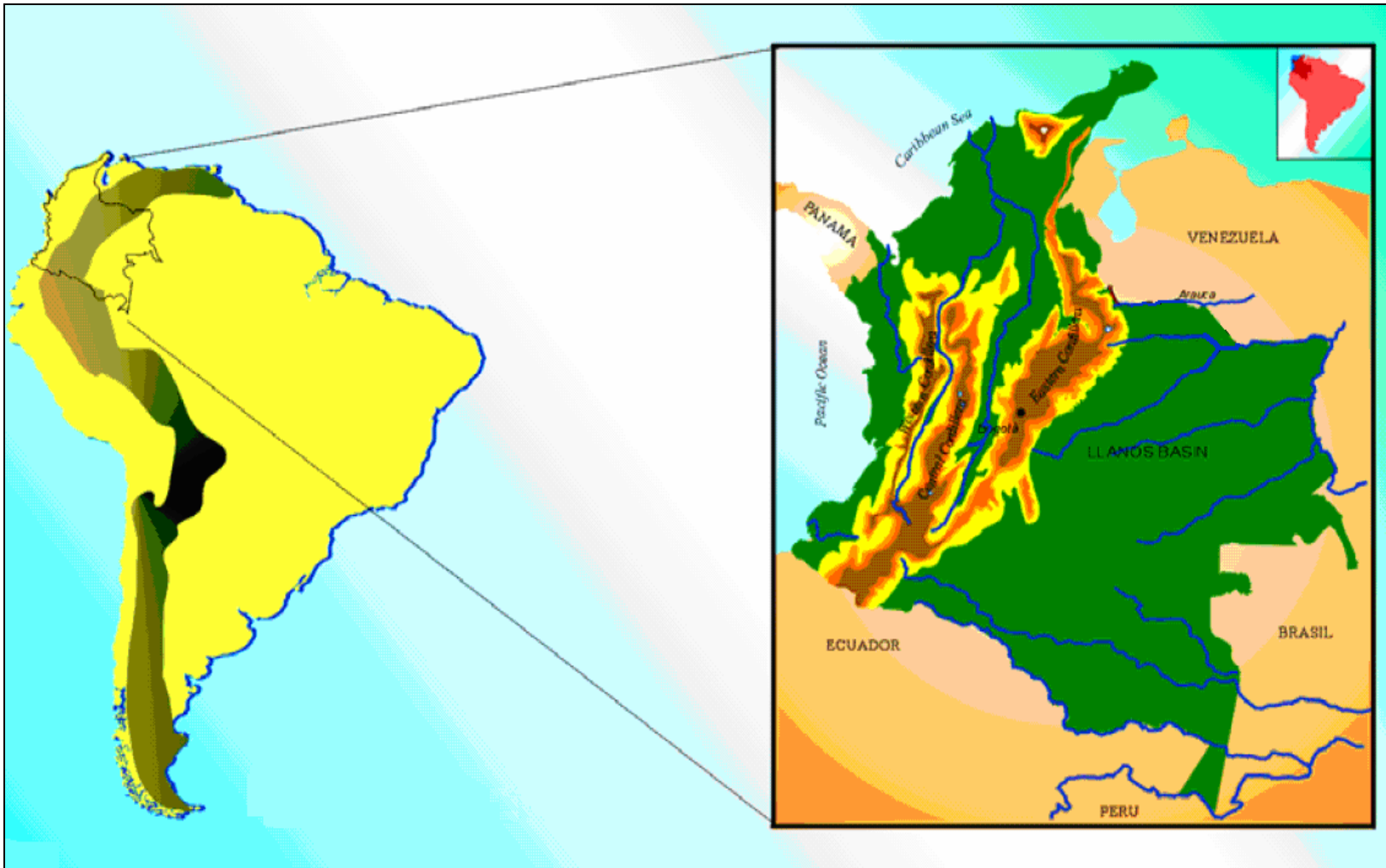


Figura 1.4. Localización de los campos Caño Limón, Pastora, La yuca Este, y Matanegra Oeste. Occidental de Colombia, Inc.



Figura 1.5. Límites del sector Cravo Norte entre la población de Arauca y el caserío de La Yuca. 50 kilómetros al Oeste de la ciudad de Arauca y limitado al norte por el río Arauca, límite con Venezuela. Geográficamente el sector Cravo Norte está limitado al norte y al oeste por el río Arauca, al sur con el río Casanare y al oeste con la Cordillera Oriental. Occidental de Colombia, Inc.

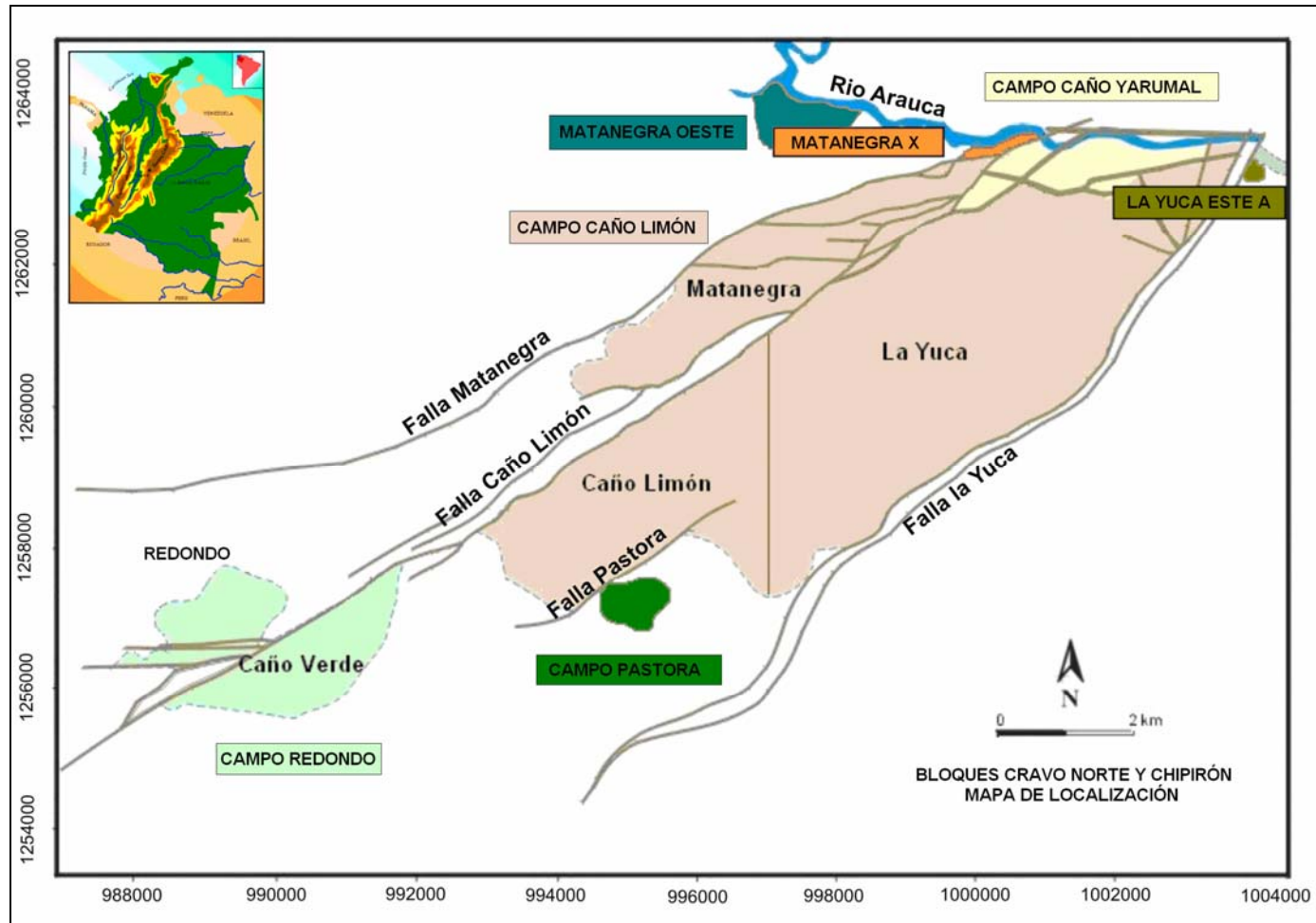


Figura 1.6. Ubicación de los campos del área de Cravo norte y Chipirón. Occidental de Colombia, Inc.

2. CAMPO PASTORA

2.1. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA ²

El Campo Pastora está localizado en el Contrato de Asociación Chipirón al sur del Campo Caño Limón. Es una trampa estratigráfica que corresponde a un canal del C5 de la formación Carbonera Superior, estratigráficamente definida como C5a.

En el campo pastora se encuentra el pozo exploratorio Pastora X perforado en el año 2004 y propuesto para probar una trampa estratigráfica en un canal de Carbonera Superior. El pozo está localizado aproximadamente a 1 Km. al sur este del pozo de desarrollo CL-18 (perforado por Occidental en Abril de 1996). La interpretación de los registros eléctricos por parte de Occidental mostró una zona petrolífera en el intervalo 8,335'- 8,350', correspondiente a un canal del C5 (Canal C5a). El segundo canal encontrado en el intervalo 8,450'-8,500', también corresponde a un canal del C5 (Carbonera Superior) y encontró agua en el Canal C5c.

2.2. GEOLOGÍA

En el campo pastora encontramos la formación Carbonera Superior (Oligoceno temprano a Mioceno medio) y esta formación en la Cuenca de los Llanos, está dividida de tope a base en 5 unidades (C1-C5). Estas unidades son continuas a través de la Cuenca y están compuestas por canales fluviales discontinuos. Carbonera Superior tiene un espesor promedio de 1,500' en el área de Caño Limón. El intervalo inferior de C5, el cual es el único intervalo productivo con arenas petrolíferas en el área de Cravo Norte y Chipirón, tiene un espesor promedio entre 100'-150'.

2.3. ESTRATIGRAFÍA

Los análisis litológicos aquí presentados, se basan principalmente en los resultados de las descripciones litológicas de las muestras de zanja al microscopio, los cuales se

² Solicitud de área de Comercialidad Campo Pastora. Contrato de Asociación Chipirón. Occidental de Colombia, Inc 2005.

hicieron cada 50' desde 6500' hasta 8,278' y cada 10' desde 8,278' (tope de C5 por muestras) hasta la profundidad final.

- **Formación León:** Se compone principalmente de intercalaciones de Arcillas y pequeños bancos de Arena. Las Arcillas son varicoloreadas primordialmente de color pardo a pardo rojizo, pardo amarillento, gris a gris claro (localmente moteado de rojo y amarillo, rojo ladrillo, ocasionalmente violeta, en bloque, blanda a moderadamente firme, limo arenosa, no calcárea. La Arena es de color gris claro, translúcido, hialino, amarillo claro, de grano muy fino a medio, ocasionalmente grano grueso, subangular a subredondeado, pobre selección, cuarzosa, localmente con trazas de fragmentos Uticos oscuros.
- **Carbonera Superior C1:** Esta sección consta de Arenas intercaladas con pequeños niveles de Lutitas y Arcillolitas, en la parte superior y basal, presenta algunos niveles de Carbón
- **Carbonera Superior C2:** Compuesta principalmente por Lutitas con delgadas intercalaciones de Arcillolitas y en menor proporción Arenas. Es frecuente la presencia de Carbón en todo el intervalo. Las Arenas son de color gris claro, translúcido, hialino, ocasionalmente amarillo claro, grano medio a muy grueso, ocasionalmente fino a muy fino, subangular a subredondeado, pobre selección, compuesta en un 100% de Cuarzo.
- **Carbonera Superior C3:** Consiste de una secuencia de Arenas y Arcillolitas con pequeñas intercalaciones de Lutitas. La Arena es de color gris clara, translúcido, hialino, de grano muy fino a medio, localmente medio grueso, subangular a subredondeado, pobre selección, cuarzosa.
- **Carbonera Superior C4:** Compuesto principalmente por Arenas Y Arcillolitas con algunas intercalaciones menores de Lutitas. Las Arcillolitas son predominantemente de color gris claro, blanco, crema, en menor proporción



pardo rojizo, rojo ladrillo localmente moteado de gris claro, púrpura, pardo amarillento, en bloque, masiva, blanda a moderadamente firme, ligeramente limosa.

- **Carbonera Superior C5:** Compuesta por una alternada de Arenas y Arcillolitas con intercalaciones menores de Lutitas y unos pequeños lentes de Carbón en la parte basal. La Arenas son de color gris clara, translúcido, hialino, grano muy fino a fino, ocasionalmente medio, subangular a subredondeado, regular selección. Compuesta en un 100% de Cuarzo. Las Arcillolitas son predominantemente de color gris claro, blanco, crema, menor pardo rojizo, rojo ladrillo localmente moteado de gris claro, pardo amarillento, blanda a moderadamente firme, en bloque, masiva, soluble.
- **Carbonera Inferior:** En términos generales se puede dividir en dos niveles arenosos, los cuales están separados por un nivel de Lutitas muy característico por su marcada composición carbonosa.
- **Carbonera Inferior M1:** Este primer nivel presenta muy pobres manifestaciones de aceite, no presenta fluorescencia natural, pero si trazas de corte moderado a lento de color verde amarillento. Las arenas son de color gris claro, translúcido, hialino, de grano fino a muy fino, ocasionalmente grano medio, subangular a subredondeado, pobre selección, compuesta en un 100% de Cuarzo.
- **Guafita:** Compuesta exclusivamente por Lutitas las cuales se han tomado como nivel guía y son de color pardo a gris pardo, moderadamente firme, localmente laminar, limosa, de aspecto terroso, con diminutas inclusiones de material carbonoso.
- **Carbonera Inferior M2A:** Conformado por una secuencia de Arenas con intercalaciones menores de Lutitas y no presenta manifestaciones visibles de aceite. Las Arenas son de color gris claro, translúcido, hialino, de grano medio a grueso, menor muy grueso, subangular a subredondeado, pobre selección,



compuesta en un 100% de Cuarzo. Las Lutitas son de color gris verdosa, moderadamente blanda, laminar, subfísil, localmente astillosa, localmente parda a parda oscura, laminar, limosa, de aspecto terroso, con diminutas inclusiones de material carbonoso.

2.4. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

Pastora X está localizado sobre el flanco sureste del anticlinal de Caño Limón. Este anticlinal que tiene una dirección noreste-suroeste, con cierre estructural en 3 direcciones. Está limitado al nor-oeste por la falla regional de Caño Limón, la cual corresponde a una falla dextral de rumbo. La parte sureste del Anticlinal está limitada por la falla de Pastora, la cual se interpreta tiene componente compresional. Debido a que las secciones de Carbonera Superior e Inferior son más delgadas en la cresta de este rasgo estructural, se interpreta que el anticlinal fue un alto durante la depositación de estas unidades. Movimientos posteriores a lo largo de la Falla de Caño Limón, han reactivado el anticlinal a su estado actual.

2.5. ZONAS PETROLIFERAS

La interpretación petrofísica mostró una zona petrolífera en el intervalo : 8335'- 8350', correspondiente un canal del C5 (C5a, Carbonera Superior).

No se identificaron zonas petrolíferas adicionales en las sección estratigráfica del Carbonera Inferior. Los cálculos volumétricos para el canal perforado con el pozo exploratorio Pastora - X corresponden al canal C5a.

Tabla 2.1. Propiedades Petrofísicas del Campo Pastora. Occidental de Colombia Inc

Unidad	Volumen de Roca (Acre - Ft)	Saturación de Aceite	Porosidad	Bo
C5A	147	0,66	0.21	1.05
C5A	208	0,66	0.21	1.05
C5A	4	0,66	0.21	1.05

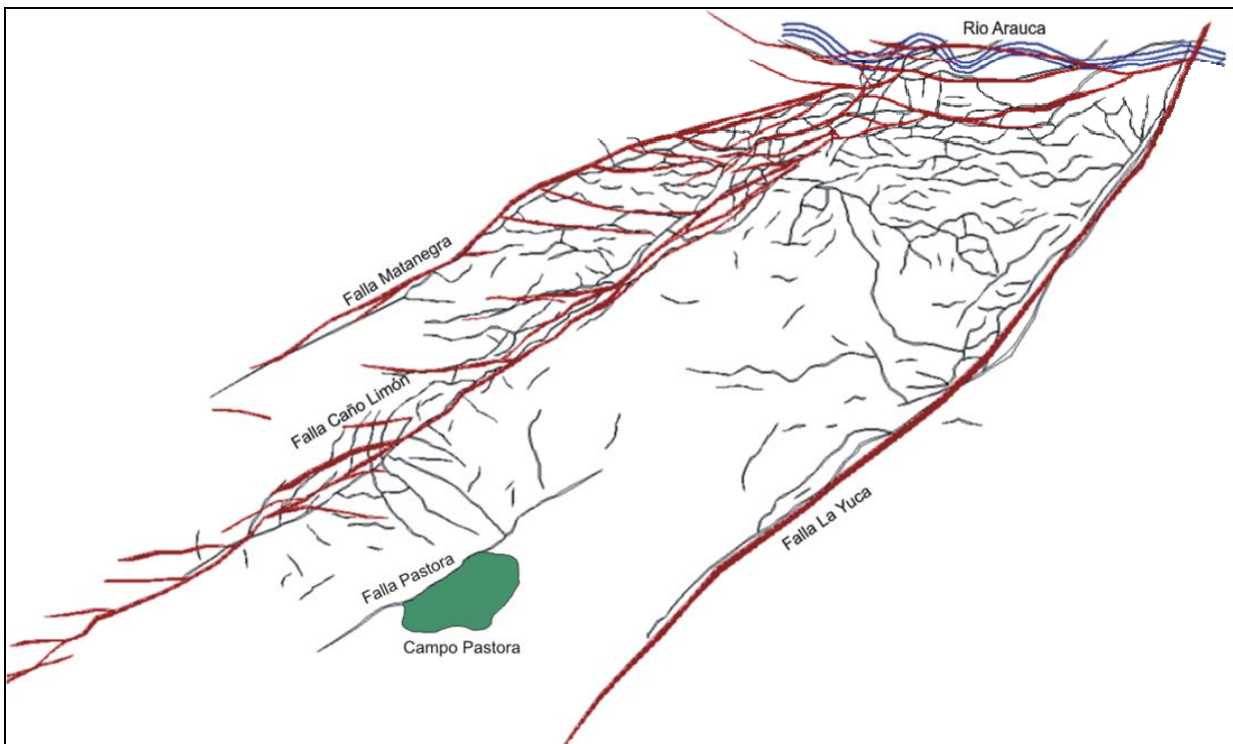


Figura 2.1. Ubicación del Campo pastora. Modificado de DSS (Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc.)

3. CAMPO CAÑO LIMÓN

3.1. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA ^{3 4}

El Campo Caño Limón está ubicado dentro del área del contrato de Asociación Cravo Norte, la cual abarca un área de 260.000 hectáreas localizada en el extremo Norte de la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia, en el Departamento de Arauca, 50Km al sur occidente de su capital y entre la población de Arauquita y el caserío La Yuca. Geográficamente el sector Cravo Norte esta limitado al norte y al oeste por el río Arauca, al sur con el río Casanare y al oeste con la Cordillera. Dicha área esta localizada en el extremo norte de la cuenca de los Llanos Orientales.

3.2. GEOLOGÍA ⁵

Los yacimientos comprenden rocas del Cretáceo al Oligoceno, son arenas deltáicas pobremente consolidadas, con una profundidad promedio de 7600 pies (2315 metros) El mecanismo de producción es un fuerte y activo empuje hidráulico natural.

3.3. UBICACIÓN GEOLÓGICA

El campo está situado sobre el arco de Arauca en el flanco Norte de la Cuenca de los Llanos Orientales. Al norte del arco de Arauca se encuentran las cuencas de Barinas y Apure (Venezuela). Al este de los llanos se encuentra el escudo granítico de Guyana y al oeste la cordillera de los Andes.

La región norte de los Llanos es un flanco monoclinal de cuenca que desciende en dirección oeste con buzamientos muy leves. La formación estructural general consiste principalmente en fallamiento de tipo normal con dirección noreste- suroeste cuyo origen parece ser paleozoico con reactivaciones subsiguientes que involucran hasta sedimentos Terciarios. Adicionalmente el área de Caño Limón esta afectada por un

³ GABELA, Víctor H, Asociación ECOPEPETROL-Occidental Campo Caño Limón. Llanos Orientales de Colombia. II Simposio Exploración de Cuencas Subandinas. Bogotá Agosto de 1985.

⁴ RIVERO RT y DOMINGUEZ JG Caño Limón Field Colombia: The latest giant oil reservoir in South America

⁵ CLEVELAND, M.N y MOLINA, J Deltaic Reservoir of the Caño Limón Field, Colombia, South America. Casebook in East Science, 1990.

fallamiento significativo de tipo transcurrente orientado en dirección noreste-suroeste. El origen de este fallamiento no ha sido aun determinado pero se estima que puede estar relacionado con el desarrollo estructural del Arco de Arauca, que es un alto de basamento que separa el sector norte de la cuenca de los Llanos, de las cuencas de Barinas y Apure de Venezuela. La cuenca de los Llanos se caracteriza también por una historia tectónica estable lo que ha favorecido una sedimentación cíclica relativamente constante.

3.4. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

El Campo comprende tres cierres estructurales, cada uno de ellos asociado a un área productiva, denominados Caño Limón, Matanegra y La Yuca. Estas estructuras parecen haber sido formadas por el movimiento lateral de la Falla Caño Limón, que secciona el Campo de noreste a suroeste y por el desplazamiento asociado a las fallas convergentes de Matanegra y La Yuca. Adicionalmente el Campo Caño Limón está relacionado con la Falla de Arauca que es de corta extensión y corre paralela al río Arauca en la parte norte del Campo. Las fallas Matanegra, Arauca y La Yuca circundan el campo definiendo sus límites noroeste, norte y sureste respectivamente.

Las Fallas Caño Limón, Matanegra y la Yuca dividen el Campo en dos bloques productores de petróleo. El bloque más grande está limitado por las fallas de Caño Limón y la Yuca y se denomina bloque Caño Limón – La Yuca; el bloque adicional denominado Matanegra está limitado por las fallas de Caño Limón y Matanegra, estas tres fallas son consideradas sellantes. Sin embargo el bloque Cravo Norte está compuesto por tres campos a saber: Campo Caño Yarumal, Campo Caño Limón y Campo Redondo.

3.4.1. Estructura Caño Limón – La Yuca. Esta compuesta por pliegues anticlinales con cabeceo sudoeste unidos entre sí por una área sinclinal. Estos pliegues son estructuras de buzamientos leves.

El cierre estructural de estos pliegues es de 91 metros (300 pies) en Caño Limón y 180 metros (590 pies) en La Yuca.

3.4.2. Estructura Matanegra. El bloque norte está limitado por las fallas Matanegra y caño limón en el área más alta del campo con un cierre vertical total de 91 metros (300 pies). Esta área contiene el mayor número de zonas productivas. La estructura Matanegra es un yacimiento separado de la estructura de Caño limón – La Yuca y tiene por lo tanto un contacto agua – aceite diferente.

La discordancia basal Paleozoico-Cretáceo marca la ausencia de sedimentos del Paleozoico Superior y del Triásico. La discordancia principal media marca la ausencia de la formación Barco-Cuervos que está presente en la parte profunda de la cuenca al occidente. En cuanto a los estratos productores, comprenden cuatro formaciones sedimentarias, la Formación Carbonera inferior/Mirador de edad Eoceno, es la que presenta relevancia en cuanto a producción se refiere. Contiene el 80% del petróleo total in situ del Campo. Las otras formaciones productoras son el K1, K2A (denominadas de esta manera de acuerdo a la nomenclatura de la Compañía) de edad cretácea tardía (cenoniano) y la formación Carbonera Superior de edad Oligoceno. Estos estratos se subdividen después de acuerdo a las características litológicas y petrofísicas identificables.

3.4.3. Precretáceo. En general esta sección comprende areniscas y lutitas arenosas, de posible edad paleozoica. En Colombia y en especial en el campo Caño Limón la secuencia estratigráfica con interés petrolífero se analiza a partir del Cretáceo Superior y es denominada cobertura productiva.

3.4.4. Cretáceo. Esta sección está compuesta principalmente por areniscas finas, con alto contenido de cuarzo acompañada con intercalaciones de arcillolitas. Su espesor es superior a 150 metros.

El Cretáceo se ha dividido en el Campo Caño Limón en cuatro unidades operacionales limitadas por discordancias, estas son la base del K3, K2A, K2B y K1.

- Cretácico K3. Este miembro posee buenas características petrofísicas: Podría corresponder a la sección Albiana Cenomaniana de las cuencas septentrionales de Venezuela. La división del Cretácico en los miembros K3, K2 y K1 son de carácter práctico, por tal razón no se relacionan con otras unidades del Cretácico en regiones cercanas.
- Cretácico K2. Posee dos unidades arenosas regresivas en medio de arcilla, identificados por K2A y K2B. El reservorio K2A en general es homogéneo y presenta buena continuidad lateral. El espesor aproximado de esta unidad es de 82 metros (270 pies). El cretácico K2 fue depositado en un ambiente marino y por contenido palinológico se le atribuye una edad Cenoniana.
- Cretáceo K1. Está constituida por intercalaciones de arena, en su mayoría macizas, calcáreas y lutitas. Presentan permeabilidades más bajas que otras arenas productivas. Su correlación en el área del campo se considera buena. La base de esta unidad es tomada por un límite discordante debido a interpretaciones de registros eléctricos, análisis ambientales y datos bioestratigráficos.

3.4.5. Terciario. En el Campo Caño Limón esta sección se encuentra conformada por cuatro formaciones a saber: Carbonera Inferior, Carbonera Superior, León y Guayabo; compuestas generalmente por areniscas arcillosas, areniscas arcosillas, cuarcíticas, por arcillolitas y algunas intercalaciones de lutitas. Su espesor promedio aproximado es de 7600 pies.

- **Formación Carbonera Inferior.** Estas arenas son deltáicas de amplia distribución y están presentes en todos los pozos perforados hasta hoy. Se han dividido en seis unidades correlacionadas con el objeto de optimizar su explotación. Las arenas de Carbonera Inferior/Mirador presentan excelentes características petrofísicas, son

productivas en todas las estructuras de Caño Limón, su espesor promedio es de aproximadamente 260 pies. Esta conformada por areniscas, las cuales constituyen los dos tercios de la formación, presentan granos de cuarzo de tamaño medio a conglomerático con buena selección, alternando con niveles de lutitas y arcillolitas. Intercalaciones de arcillas y lutitas, dividen la formación en cuatro miembros, de acuerdo a la nomenclatura de la compañía de la base al tope los miembros M4, M3, M2, M1 con el fin de optimizar la explotación a su vez los miembros anteriores se han subdividido. En general, las areniscas son consideradas de buena calidad, presentan altas permeabilidades.

- **Formación Carbonera superior.** Esta formación está conformada por areniscas de grano grueso a medio y de regular a buena selección, son reconocidas como areniscas deltáicas de canal. Está compuesta por cinco miembros, estos son de la base al tope: C5, C4, C3, C2 y C1 y hasta el momento las únicas productivas en el campo han sido C5 y C4, las cuales tienen un espesor promedio de 248 pies en el área de Caño Limón y la Yuca y de 214 pies en la estructura de Matanegra.

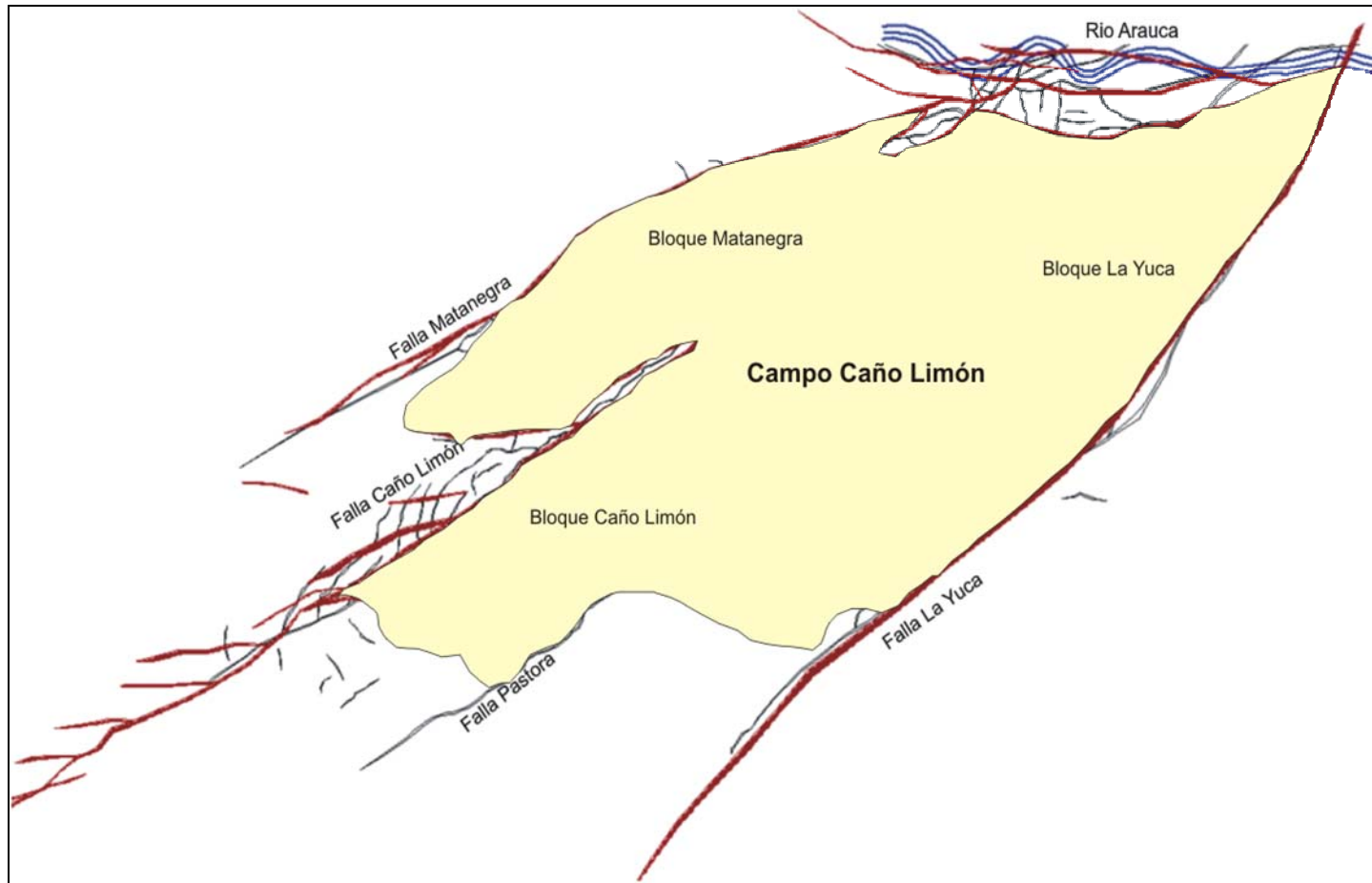


Figura 3.1. Ubicación del Campo Caño Limón. Modificado de DSS (Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc.)

Tabla 3.1. Subdivisión estratigráfica de las zonas productoras. Occidental de Colombia. Inc.

EDAD	FORMACIÓN	MIEMBRO	BLOQUES	ESPESOR	
				mt	ft
Oligoceno Temprano a Mioceno Medio	Carbonera Superior	C4	CL-LY	9	30
		C5	CL-LY-MN	10	30
Cretáceo Superior a Eoceno Tardío	Carbonera Inferior (Mirador)	M1A	CL-LY-MN	80	260
		M1B	CL-LY-MN		
		M1C1	CL-LY-MN		
		M1C2	CL-LY-MN		
		M2A	CL-LY-MN		
		M2B	CL-LY-MN		
		M3A	CL-LY-MN		
		M3B	CL-LY-MN		
		M3C	CL-LY-MN		
		M4A	CL-LY-MN		
M4B	CL-LY-MN				
Cretácico	Cretáceo	K1A	MN	76	250
		K1B	MN-LY		
		K1C	MN-LY		
		K1D	MN-LY		
		K1E	MN-LY	76	250
		K2A1	MN		
		K2A2	MN		
		K2A3	MN		
K2A4	MN				

Las abreviaciones CL, LY, MN significan Caño Limón, La Yuca y Matanegra respectivamente. A, B, C, D, E: Arenas pertenecientes al miembro K1. 1, 2, 3, 4: Arenas pertenecientes al miembro K2A. K1 y K2A son dos miembros del Cretáceo superior

- **Formación León.** Es una formación no productora ya que se encuentra conformada casi en su totalidad por lutitas. Localmente se encuentra una serie de areniscas de unos 60 pies de espesor en la mitad de la formación. León presenta un espesor de 460 pies y aumenta hacia el sur-occidente. La edad de ésta formación es Mioceno Medio.
- **Formación Guayabo.** Esta formación reposa discordantemente sobre la Formación León. Esta compuesta principalmente de arcillolitas abigarradas, lutitas pardas y grises con intercalaciones de areniscas arcillosas con partes conglomeráticas. Su espesor promedio es de 5400 pies en el campo. Hasta el momento no se han encontrado hidrocarburos en esta formación, la edad corresponde al Mioceno. La figura 3 muestra la columna estratigráfica del campo.

3.5. GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO ¹⁸

3.5.1. Roca Generadora. Análisis geoquímicos realizados en muestras de aceites del Campo Caño Limón indican que estos provienen principalmente de sedimentos marinos ricos en materia orgánica, a diferencia de los crudos producidos por otros campos ubicados en áreas cercanas en la misma cuenca.

La fuente de generación de los aceites producidos en el área de Caño Limón aún no ha sido definida, se cree que esta fuente podía ubicarse en sedimentos profundos hacia el oeste de la cuenca (Piedemonte Llanero) o en las cuencas vecinas de Venezuela.

3.5.2. Roca Almacenadora. Las unidades K1 y K2 del cretáceo y Carbonera inferior/Mirador y superior del terciario son en general las rocas almacenadoras en el Campo.

3.5.3. Roca Sello. El sello del Campo esta conformado por las arcillas de la formación Carbonera Superior y por las diferentes fallas del mismo.

3.5.4. Tipo de Trampa. El entrapamiento de aceite esta controlado en general por las fallas, sin embargo, algunas acumulaciones de hidrocarburos son de carácter sedimentario. En conclusión, las acumulaciones de aceite en el área de Caño Limón son de tipo estructural, definiéndose algunos entrapamientos sedimentarios siempre controlados por las fallas.

3.6. CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO

La evaluación de las propiedades petrofísicas de las áreas Matanegra, La Yuca y Caño Limón se ha llevado a cabo con un minucioso análisis de un completo set de perfiles eléctricos tomados a los diferentes pozos de estas áreas. Adicionalmente, en los corazones disponibles se han realizado pruebas de rutina para obtener porosidad y

¹⁸ GABELA, Víctor H, Asociación ECOPELROL-Occidental Campo Caño Limón. Llanos Orientales de Colombia. II Simposio Exploración de Cuencas Subandinas. Bogotá Agosto de 1985.

permeabilidad de las arenas, así como análisis especiales para determinar las propiedades dinámicas del yacimiento.

3.6.1. Porosidad. Los valores de porosidad de las áreas productivas del Campo Caño Limón son altos observándose los mayores valores en la Formación Carbonera Inferior, los cuales oscilan entre 23% y 26% en todo el campo. Las arenas C5 de la Formación Carbonera y el miembro cretáceo K2 siguen a Carbonera Inferior en los valores de la porosidad.

La tabla 2, resume las porosidades promedio, ponderando por espesor para cada uno de los yacimientos del campo; estos valores han sido determinados a partir de la correlación establecida entre las porosidades medidas en los núcleos y las calculadas de los registros eléctricos.

3.6.2. Permeabilidad. Los valores de permeabilidad se han determinado con base en análisis de presiones obtenidos en pruebas de formación, de producción y análisis de corazones. Las permeabilidades mas altas corresponden a las arenas de la Formación Carbonera Inferior, las cuales tienen un valor promedio de cinco darcys. Para las arenas K1 los valores promedio de permeabilidad son de un darcy, y las arenas del K2 presentan valores promedio de dos darcys.

3.6.3. Saturación de los Fluidos. Los análisis de las muestras indican que las formaciones petrolíferas se encuentran a una presión superior a la presión de burbuja y por consiguiente sólo fluidos líquidos, petróleo y agua, pueden estar contenidos en ellas.

Las saturaciones de agua y petróleo se determinan con base en la evaluación de registros eléctricos y en la utilización de programas que incorporan parámetros de porosidad y arcillosidad de los reservorios.

Una saturación residual de petróleo (S_{or}) promedio del 18% ha sido determinada para la Formación Carbonera Inferior/Mirador con base en permeabilidades relativas para el sistema de drenaje. En la tabla 2 se relaciona los valores de saturación de petróleo

promedio para cada formación, estos han sido ponderados por porosidad y espesor neto productivo.

Tabla 3.2. Porosidades y saturaciones promedio para el campo Caño Limón. Occidental de Colombia. Inc.

BLOQUE	FORMACION	POROSIDAD%	SATURACIÓN DE ACEITE %
CAÑO LIMON	Carbonera Superior	20.6	67
	Carbonera Inferior/Mirador	23.8	76.9
LA YUCA	Carbonera Superior	21.3	74.9
	Carbonera Inferior/Mirador	23.8	76.9
	K1	19.9	37.3
MATANEGRA	Carbonera Superior	25.1	50
	Carbonera Inferior/Mirador	26.8	70.4
	K1	19.9	37.3
	K2	24.6	73.2

3.6.4. Propiedades de los Fluidos. Análisis PVT muestran que los fluidos se encuentran a una presión superior a la presión de saturación (50 lpc), lo que indica la presencia solo de fases líquidas en la producción. Por ésta razón el yacimiento de Caño Limón es subsaturado y no se presentará gas libre en el yacimiento. El gas en solución medido en el laboratorio (Rs) es inferior a 15 PCN/BN. El bajo contenido de gas contribuye a la baja compresibilidad del petróleo por lo cual se espera un mínimo aporte de energía al yacimiento por expansión del petróleo.

La viscosidad del petróleo a condiciones iniciales del yacimiento (3200 lpc, 200° F) ha sido obtenida en el laboratorio determinándose un rango de valores de 2.4 a 6.9 cp. En cuanto a la gravedad API, se determinó que varía entre 26.9 y 32.4° API a condiciones de superficie. La tabla 3 muestra las propiedades promedio de las rocas y los fluidos de Caño Limón.

Tabla 3.3. Propiedades promedio de las formaciones y fluidos en Caño Limón¹⁹. Occidental de Colombia, Inc.

PROPIEDADES PROMEDIAS DE LOS YACIMIENTOS			
Características de las Formaciones		Características de los Fluidos	
Profundidad promedio	7600 pies	Gravedad API del petróleo	29 °API
Área	8900 acres	Presión de burbuja	50 PSI
Espesor neto con petróleo	150 pies		
Presión inicial (7100' BNM)	3213 PSI	Gas en solución	8 PCS/BF
Temperatura (7100' BNM)	207 °F		
Permeabilidad	5000 mD	FVF a 207 °F y 3200 PSI	1.05 BN/BF
Porosidad	25%	Viscosidad del petróleo a 207 °F y 3200 PSI	4 cp
Saturación de agua	25%		

¹⁹ AHUMADA, R y BERNAL, M. Plan Integral para manejo y control de los yacimientos en Cravo Norte. Sexto Congreso Colombiano del Petróleo, memorias, tomo II.

4. CAMPO MATANEGRA OESTE

4.1. GEOLOGÍA ²⁰

Matanegra Oeste-1 está localizado en la región nor-occidental del Contrato de Asociación Chipirón y estructuralmente se encuentra localizado al norte del sistema de fallas con desplazamiento lateral de Matanegra. La estructura de Matanegra Oeste-1, corresponde a una estructura completamente independiente del Campo Matanegra y Matanetra-X, generada por una falla normal inclinada hacia el norte y asociada al sistema de fallas de Matanegra.

La interpretación de los registros eléctricos por parte de Occidental mostró una zona petrolífera en el intervalo 7867'- 7875', correspondiente a la sección M3B de la formación carbonera Inferior. Una zona petrolífera menor y adicional de 2.5' se interpretó en el intervalo 7,780'- 7,782.5' de la sección M2A de la formación Carbonera inferior. Basados en la interpretación petrofísica, geológica y del programa sísmico 3D se ha calculado un petróleo original in situ de 0.408 MMBO (Probado) para el intervalo M3B de la formación Carbonera inferior.

4.2. GEOLOGIA ESTRUCTURAL

En el campo Matanegra Oeste se encuentra el Pozo Manategra Oeste X (MN-OX) localizado al norte del sistema de fallas de desplazamiento lateral de La Yuca, Caño Limón y Matanegra. La Falla de Caño Limón, con una dirección nor-oriental/suroccidente, un desplazamiento lateral derecho y un desplazamiento vertical de 0 – 150 metros, divide los campos de Matanegra y Cano Limón-La Yuca-Cano Yarumal. En forma sub-paralela a la Falla de Cano Limón, se encuentran las Fallas de Matanegra y La Yuca. Estas Fallas corresponden igualmente a sistemas de fallas de desplazamiento lateral, con componentes normal e inverso, constituyendo rasgos sellantes para los campos anteriormente mencionados. El carácter sellante de estas fallas ha sido

²⁰ Solicitud de área de Comercialidad Campo Matanegra Oeste. Contrato de Asociación Chipirón. Occidental de Colombia, Inc 2004.

comprobado en el área de Cravo Norte, a partir de los contactos agua-aceite diferentes en cada bloque estructural y resultados de pruebas de interferencia.

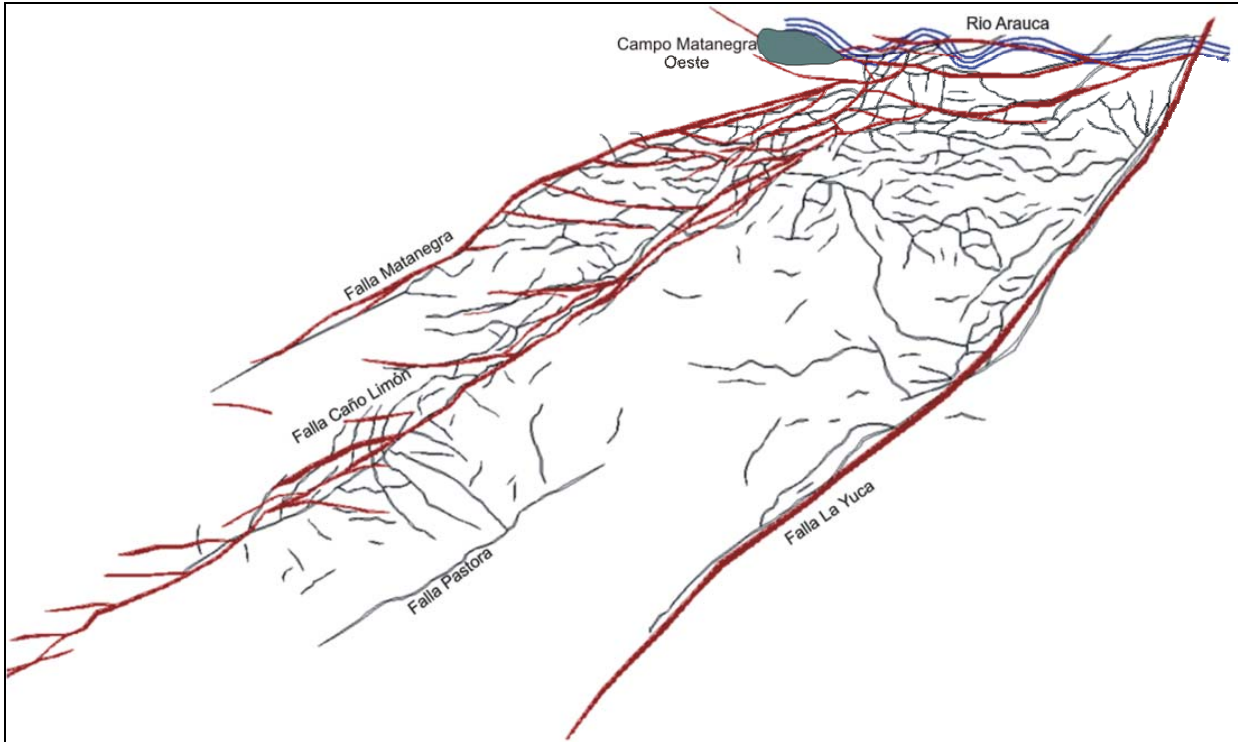


Figura 4.1. Ubicación del Campo Matanegra Oeste. Modificado de DSS (Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc.)

4.3. ESTRATIGRAFIA

La información utilizada para la descripción de las formaciones encontradas en el Campo Matanegra se tomó del análisis de los corazones obtenidos durante la perforación del pozo exploratorio Matanegra Oeste - X. Los análisis litológicos aquí presentados, se basan principalmente en los resultados de las descripciones litológicas de las muestras de zanja al microscopio, los cuales se hicieron cada 50' desde 5200' hasta 7,200' y cada 10' desde 7,200' hasta la profundidad final.

- **Formación León:** La secuencia se compone de intercalaciones de arcillas principalmente, con pequeños niveles de arena y escasa aparición de limolitas y lutitas.

- **Carbonera Superior C1:** Está compuesta principalmente por bancos de arenas separadas por delgadas intercalaciones arcillosas y menor contenido de lutitas.
- **Carbonera Superior C2:** Aproximadamente 200' de espesor, compuesta principalmente por niveles de lutitas y arcillas pequeños niveles de carbón con menores intercalaciones arenas.
- **Carbonera Superior C3:** Está compuesta principalmente por niveles de arenas separadas por delgadas intercalaciones arcillosas y menor contenido de lutitas y carbón hacia el tope.
- **Carbonera Superior C4:** Está compuesta principalmente por niveles de arcillas y lutitas algo de carbón con menores intercalaciones arenas hacia la base.
- **Carbonera Superior C5:** Está compuesta principalmente por niveles de arenas separadas por delgadas intercalaciones arcillosas y menor contenido de lutitas y carbón hacia el tope.
- **Carbonera Inferior:** Está compuesta principalmente por niveles de arenas y areniscas separadas por delgadas intercalaciones lutitas y menor contenido de arcilla hacia el tope.
- **Formación Cretáceo K1:** Esta secuencia se compone de gruesos bancos de arenas, areniscas y calizas intercaladas con lutitas que se encuentran en paquetes de 10 pies a 20 pies.
- **Formación Cretáceo K2:** Se compone de dos niveles, la parte superior son mayormente arenas y calizas con intercalaciones de lutitas y en la parte inferior se incrementa el contenido de arenas y lutita y disminuye la caliza.

- **Formación Cretáceo K3:** Se compone de arenas en un 90%, con muy poca caliza y con intercalaciones de lutitas y trazas de carbón, en la parte inferior se incrementa el contenido de calizas.

4.4. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

Matanegra Oeste-X probó una trampa de tipo estructural, correspondiente a un cierre estructural en tres direcciones, limitada hacia el norte por una falla normal, asociada al sistema de fallas de Matanegra. Es muy importante destacar, que aunque el prospecto fue identificado a partir de la sísmica 3D de Caño Limón, la porción “up-dip” del cierre estructural estaba localizada justo al norte y fuera del cubrimiento sísmico.

4.5. ZONAS PETROLIFERAS

A pesar de que se reportaron muestras de hidrocarburos desde pobres a muy pobres, durante la perforación de la sección principal correspondiente a las formaciones Carbonera Inferior al Cretáceo K3, la interpretación petrofísica solo mostró dos zonas petrolíferas: La primera, en el intervalo 7,867'- 7,875', correspondiente a las arenas del M3B de la formación Carbonera Inferior y la segunda en el intervalo 7,780'- 7,782.5' de la sección M2 de la formación Carbonera Inferior. No se identificaron zonas petrolíferas adicionales en las secciones Cretáceas K1, K2 o K3.

Tabla 4.1. Propiedades Petrofísicas del campo Matanegra Oeste. Occidental de Colombia, Inc

Unidad	Área(Acres)	Espesor Neto (Ft)	Saturación de Aceite	Porosidad	Bo
M3B	36,5	8	0,61	0,31	1,05

5. CAMPO LA YUCA ESTE A

5.1. UBICACIÓN ²¹

El campo La Yuca Este se encuentra localizado al este de la falla la Yuca a 397 metros aproximadamente del pozo LY-77, a 453 metros del pozo LY-79 y a 529 metros del pozo LY-80, pozos de desarrollo perforados desde la misma locación de La Yuca EX (Pozo direccional perforado en el campo La Yuca Este A). El pozo La Yuca Este X fue diseñado como un pozo exploratorio para probar el bloque caído de la Falla La Yuca.

5.2. GEOLOGÍA

En el pozo La Yuca- EX se encontraron 29 pies de arenas petrolíferas en el miembro C5 de la Formación Carbonera Superior, sección C5B. La Formación Carbonera Inferior resultó con alta saturación de agua, probablemente barrida por la producción de los pozos del Campo Guafita, los cuales se encuentran en producción desde hace unos 10 años.

El desplazamiento vertical de la Falla La Yuca es variable, siendo mayor hacia el suroeste y menor hacia el noreste, en donde se intercepta con la Falla de Caño Limón en el Campo Guafita en Venezuela. Los 500 pies de salto estimados al nivel Carbonera Inferior fueron confirmados por el pozo LY - EX. Al tope de la Formación K1 Inferior, la falla muestra un salto de 825 pies, lo cual indica que esta falla es de crecimiento y estuvo muy activa durante la depositación de la formación Carbonera Inferior.

5.3. ZONAS PETROLÍFERAS

Basado en el modelo geológico elaborado para el miembro C5 de la Formación Carbonera Superior, y en las propiedades petrofísicas encontradas en las arenas C5B por el pozo LY- EX, se ha estimado un volumen de Petróleo Original In-Situ preliminar

²¹ Solicitud de área de Comercialidad Campo La Yuca Este. Occidental de Colombia 1997.

de 5.9 MM. Si se considera sólo el espesor de la arena abierta a producción (los nueve pies del tope), el volumen sería de 2.74 MM de barriles de Petróleo Original In-Situ. El volumen de Petróleo Original In-Situ calculado para las arenas del miembro M1 de la Formación Carbonera Inferior es de 22.6 MMBP para un área de 231 acres, con 90 pies de arena, porosidad de 21%, una saturación de petróleo promedia de 70% y un contacto agua-petróleo localizado a -7292 pies. Estas últimas arenas han sido posiblemente drenadas por los pozos GF 7-14-17-21 y 55, perforados en el Campo Guafita, localizado al noreste. Estos pozos están localizados en posiciones estructurales más altas que el pozo LY-EX.

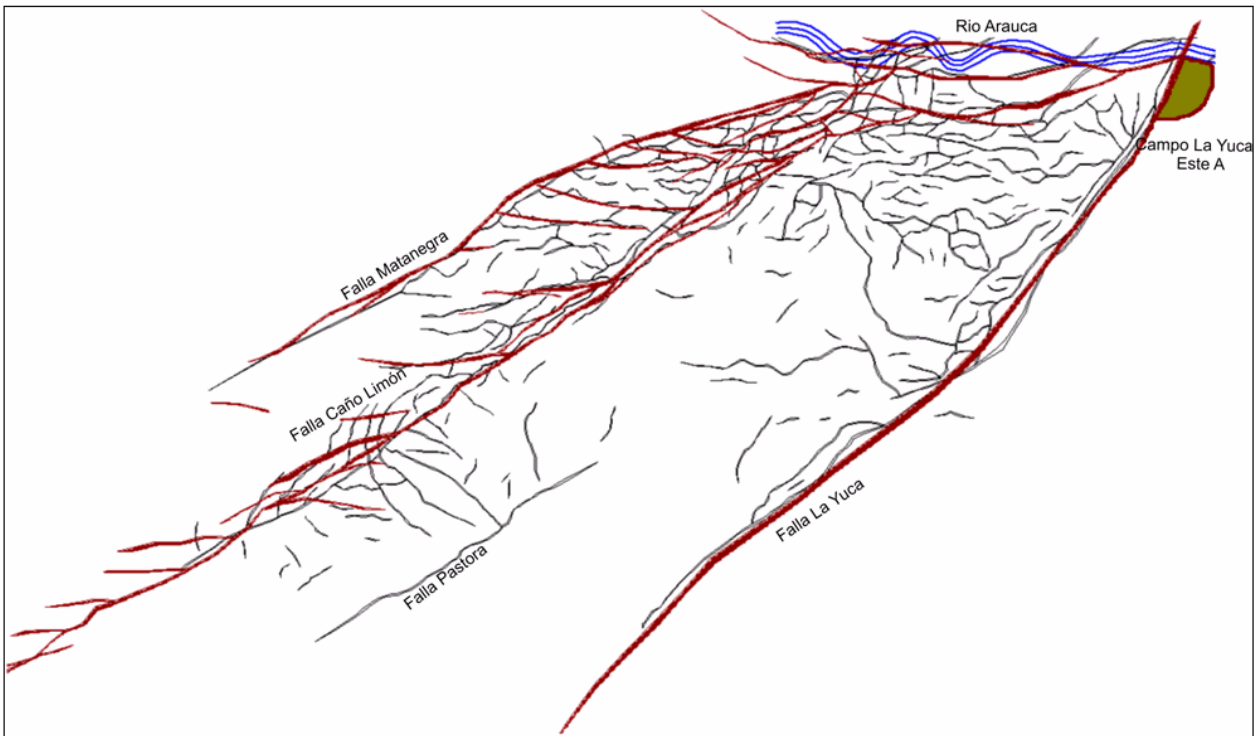


Figura 5.1. Ubicación del Campo La Yuca Este A. Modificado de DSS (Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc.)

6. BLOQUE ESTRUCTURAL MATANEGRA X

El Bloque estructural Matanegra X, es una extensión de la comercialidad del bloque estructural Matanegra del Campo Caño Limón perteneciente al contrato de asociación Cravo Norte. El bloque se encuentra ubicado al oeste de la falla caño limón y en él se perforó inicialmente el pozo exploratorio Matanegra X-01, diseñado como un pozo direccional perforado para probar el bloque más septentrional del bloque Matanegra X.

6.1. GEOLOGÍA ²²

El pozo Matanegra-X1 fue diseñado para comenzar en el Campo Caño Yarumal, atravesar la Falla de Caño Limón y perforar las Formaciones Carbonera Superior C4 y C5, Carbonera Inferior y los yacimientos subyacentes en el área de Matanegra X. Sin embargo, el pozo Matanegra-X1 perforó las Formaciones Guayabo, León y Carbonera Superior C1 a C4 en el Campo Caño Yarumal, el bloque caído de la Falla de Caño Limón. Encontró la Falla Caño Limón a 7,704' profundidad medida (PM), 7,412' profundidad vertical verdadera (PVV) y en el bloque levantado del área Matanegra-X, perforó las formaciones K1 Inferior y K2A.

La Formación Carbonera Inferior no se encontró debido al efecto de la Falla Caño Limón. La Formación K1 Inferior tiene 54 pies y la Formación K2A presentó 12 pies de arenas netas petrolíferas. La presión medida en el momento de completamiento fue de 2,981 libras por pulgada cuadrada absoluta (lpca) al datum de 6,700 pies.

El trazo inicial de la Falla de Caño Limón se cambió con la información obtenida con el pozo MN-X1 y se ha colocado 135 metros más al noroeste de la traza inicial. El área Matanegra-X tiene una extensión de 42 acres.

Basado en las nuevas interpretaciones del trazo de la Falla de Caño Limón y en el espesor de arenas petrolíferas encontradas se calculó 2.1×10^6 barriles de petróleo

²² Solicitud de área de Comercialidad Campo Matanegra X. Extensión del Contrato de Asociación Cravo Norte Occidental de Colombia 1997.

(BP) original in-situ para la formación K1 Inferior y 0.4×10^6 BP para la Formación K2A. Para la Formación Carbonera Inferior se calculó un volumen probable de petróleo original in-situ de 4.2×10^6 BP utilizando los espesores promedios y los resultados petrofísicos de los pozos Matanegra 7 y 15.

6.2. ZONAS PETROLÍFERAS

Tabla 6.1. Saturaciones de Aceite y porosidades del Campo Matanegra X en la formación Cretáceo K1 inferior. Occidental de Colombia, Inc.

Unidad	Espesor (Ft)	Porosidad	Saturación de Aceite
K1A	20	0,162	0,567
K1B	24	0,213	0,764
K1C	1	0,151	0,507
K1D	9	0,153	0,663

Tabla 6.2. Saturaciones de Aceite y porosidades del Campo Matanegra X en la formación Cretáceo K2A. Occidental de Colombia, Inc.

Unidad	Espesor (Ft)	Porosidad	Saturación de Aceite
K2A	12	0,157	0,597

Tabla 6.3. Saturaciones de Aceite y porosidades del Campo Matanegra X en la formación Carbonera Inferior. Occidental de Colombia, Inc.

Unidad	Espesor (Ft)	Porosidad	Saturación de Aceite
M2A	5	32.5	66.9
M2B	25	25	91
M2C	20	24	87.4
M3A	12	25.6	89.9

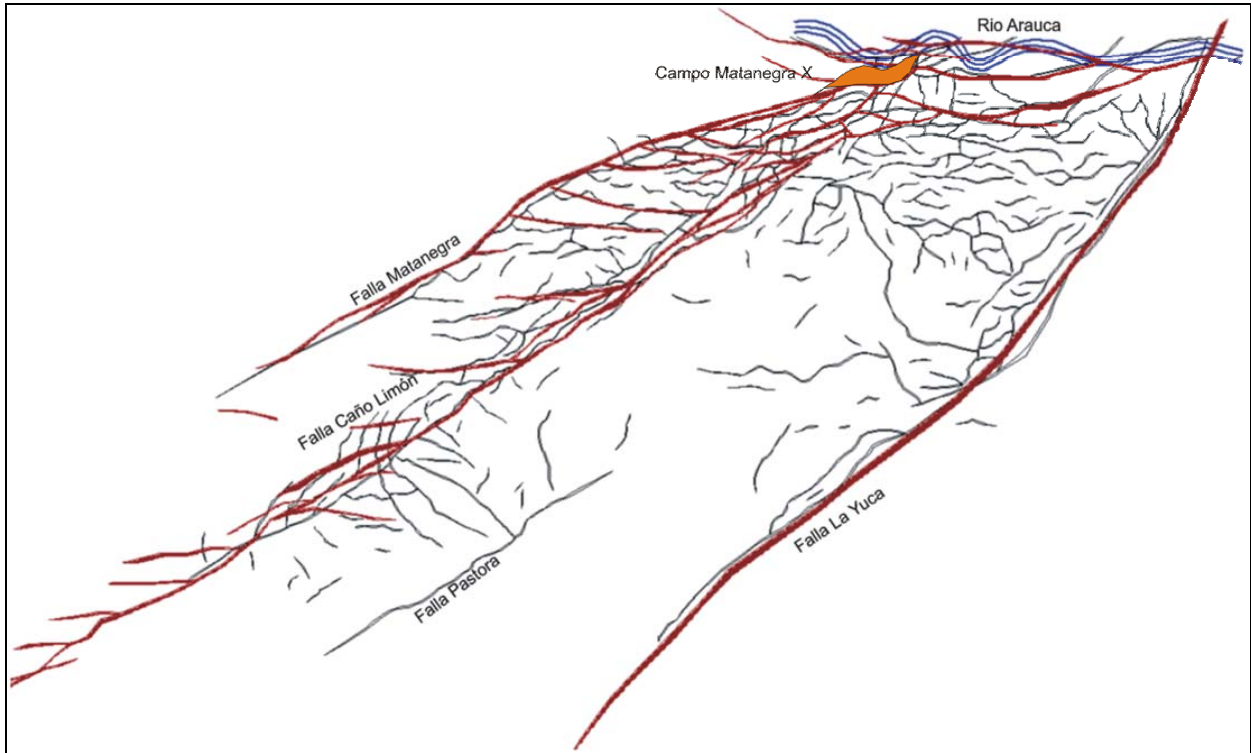


Figura 6.1. Ubicación del Campo Matanegra X. Modificado de DSS (Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc.)

7. GENERALIDADES DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

En los campos sometidos al estudio, ninguno de los pozos fluye de forma natural, por tanto desde 1986 se emplea el Bombeo Electrosumergible como el sistema de levantamiento artificial para producir los pozos, debido al alto caudal que se maneja gracias al aporte del empuje hidrostático activo que se tiene. En la actualidad el 98% de los pozos maneja el Bombeo Electrosumergible, ESP (*Electrical Sumersible Pump*) suministras por *Baker Hughes Centrilift y Schlumberger Reda*, el resto tiene instalado Bombeo Mecánico con unidades hidráulicas denominadas VSH2 y otros con unidades mecánicas denominadas Rotaflex, suministradas por *Weatherford Colombia*.

7.1. BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

El sistema ESP, es considerado como un sistema muy eficiente dados los resultados obtenidos en el campo desde hace ya casi 20 años, y a pesar del problema de arena que se presenta en algunos pozos, ya que están diseñados con una metalurgia cuya dureza ofrece alta resistividad a la abrasión (AR). Este sistema de levantamiento versátil se caracteriza por el manejo de altos caudales de fluido, una de las principales cualidades de los pozos del campo; una rápida recuperación de la inversión inicial de los equipos y un rápido mantenimiento. Se compone básicamente por dos equipos uno en superficie y uno en fondo:

7.1.1. Equipo de Fondo

Está conformado en su orden de instalación desde fondo por: Motor, Sello, Bomba y Cable de Potencia. El motor es el encargado de suministrar la potencia que requiere la bomba para girar, es un motor de inducción trifásico de dos polos, tipo jaula de ardilla que usa el principio de inducción magnética; contiene aceite dieléctrico en su interior que se usa para refrigerar y lubricar sus componentes. Están diseñados para resistir temperaturas superiores a 250 °C, y cuando se utiliza aceite dieléctrico *Centrilift* tipo CL-6 pueden resistir temperaturas hasta de 350°F por encima de éstas se utilizan chaquetas de refrigeración para el equipo, que son juntas de 26 pies de *casing* de 7". El

motor está compuesto por un estator y varios rotores, el estator es la parte exterior que rodea a los rotores sin hacer contacto con ellos que genera un campo magnético al excitar por medio de una corriente alterna su parte interna formada por Electro imanes. A su vez los rotores son unas barras de cobre en forma de jaula donde se induce una corriente que finalmente genera el movimiento, están acoplados en el interior del estator por medio de un eje, separados entre sí por cojinetes.

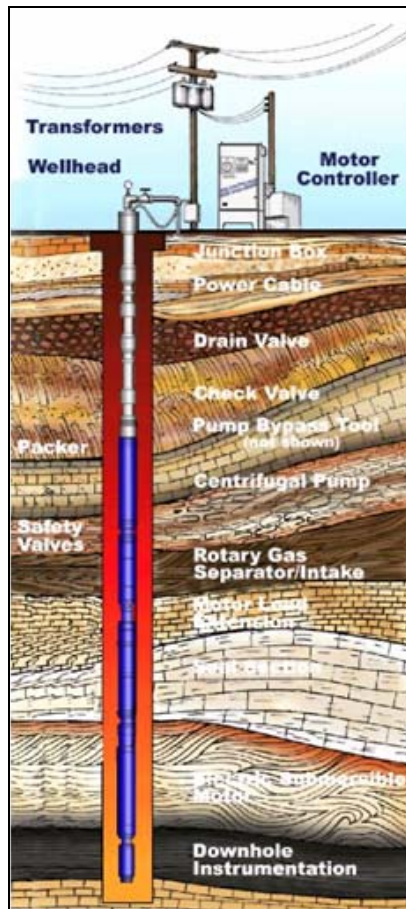


Figura 7.1. Instalación típica de un sistema de bombeo Electrosumergible. Baker Hughes

El sello conecta el eje del motor con el de la bomba o el separador de gas si existe, su función principal es contener el volumen de aceite dieléctrico adicional del motor que se genera debido a la expansión térmica por el aumento de temperatura del aceite que a su vez se debe a un incremento de la carga de trabajo del motor. Existen sellos de bolsa elástica, mecánicos, de Cámaras laberínticas y de Cámaras de empuje. Las bombas utilizadas en el sistema de bombeo electrosumergible son bombas centrífugas

multietapas, donde una etapa consiste en un conjunto de difusor más impulsor; el funcionamiento de éste consiste en que a medida que el impulsor gira, el fluido que entra en él es expulsado hacia afuera por la acción de una fuerza centrífuga, gracias a la forma de los alabes del impulsor, el fluido es levantado de esta forma hacia el difusor, que a su vez lo encamina al impulsor de la siguiente etapa.

Finalmente el cable de Potencia, es un conductor de tres fases, que se encarga de transportar la corriente eléctrica desde el equipo de superficie hasta el motor en fondo. El cable usado en Caño Limón tiene una resistencia de aislamiento de 5 Kv, con armadura de acero galvanizado y una chaqueta protectora, para evitar que sea afectado por las condiciones del pozo.

7.1.2. Equipo de superficie

Este sistema lo componen los Transformadores Reductores SDT (*Step Down transformer*), y Elevadores SUT (*Step Upper Transformer*), la Caja de venteo y los Controladores del motor, en Caño Limón existen arrancadores directos (*Switchboard*), arrancadores suaves (*Soft Starter*) y Variadores VSC, (*Variable Speed Controller*).

En el campo el equipo de superficie funciona de la siguiente manera: la energía que proviene de las líneas de distribución eléctrica de 13.8 KV (kilo voltios) o 34.5 KV, es reducida mediante el SDT a 480 V que es la tensión requerida por los tableros de control. Los variadores de frecuencia VSC, permiten que el motor trabaje a diferentes velocidades, variando la frecuencia de la corriente alterna AC, variando el voltaje con la frecuencia, manteniendo la relación Voltios/Hertz constante; debido a que el voltaje requerido por el motor es superior al de salida del VSC, se emplea el SUT para elevar dicho voltaje entre 1000 y 3600 V que es la tensión que requiere el motor de fondo para poder operar.

7.2. BOMBEO MECÁNICO

El sistema de Bombeo Mecánico VSH2 (Variable Speed Hydraulic 2) es un sistema de levantamiento artificial que ha utilizado ampliamente en Canadá con muy buenos resultados y se esta implementando por primera vez en Colombia en el campo Caño Limón, desde diciembre del 2005, en pozos donde la declinación en la presión y la reducciones en su caudal son bastante notorias, lo cual limitan el uso del sistema de Bombeo Electrosumergible.

Este nuevo sistema de levantamiento artificial tiene como ventajas el manejar una mezcla de tecnología neumática (nitrógeno) con tecnología hidráulica, por medio de tres piezas móviles (Acumulador de presión, Cilindro hidráulico y Bomba Hidráulica). Capacidad para manejar mayores cargas en la barra que las unidades convencionales, rápidos cambios de Strokes por minuto (SPM), flexibilidad en su aplicación, reducción en consumo de energía, fácil preparación de la instalación y mantenimiento y funcionamiento con bajos niveles de fluido llegando hasta un flap de cero.

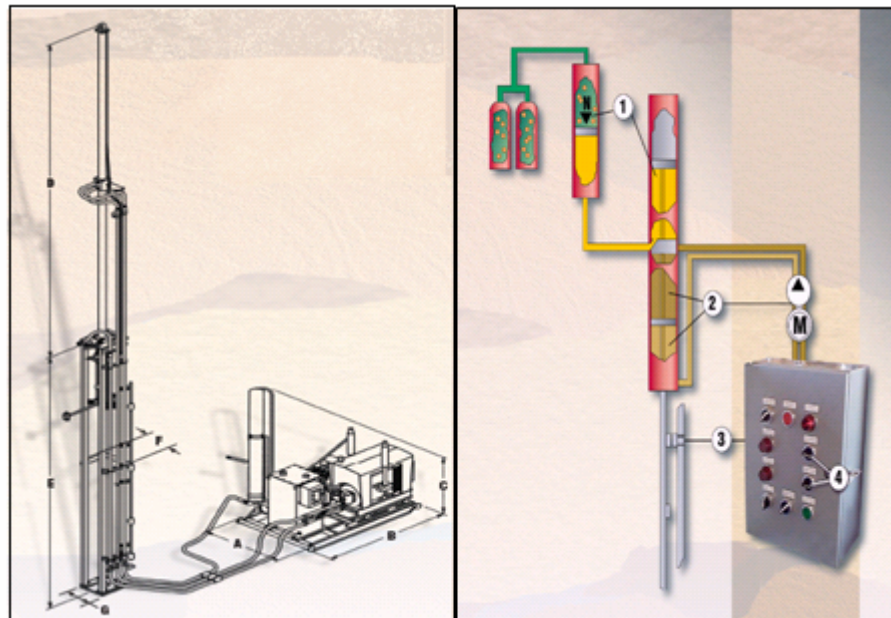


Figura 7.2. Unidad de bombeo mecánico VSH2. Weatherford de Colombia

7.2.1. Equipo de Superficie

El principio de funcionamiento de la unidad VSH2, esta asociado con el empuje ascendente - descendente, generado por pistones hidráulicos. A diferencia de las unidades tradicionales que poseen varios elementos pesados y de difícil control.

El sistema de superficie de una unidad VSH2 tiene:

- Un sistema de Nitrógeno con alta presión.
- Un cilindro hidráulico (#1) cargado por la parte superior con nitrógeno. Su función es la de hacer de contrapesa, cuando la sarta de varillas vaya en carrera ascendente. Se llama Acumulador de presión.
- Bomba hidráulica que inyecta por debajo del pistón #1 fluido hidráulico, solamente al momento del arranque y tiene como función servir de amortiguador de la sarta en la carrera descendente.
- Segundo pistón (#2) el cual es accionado directamente por la bomba hidráulica y suministra las fuerzas ascendentes y descendentes

7.2.2. Equipo de Fondo

El equipo de fondo del Sistema de Bombeo Mecánico VSH2 al igual que los Sistemas de Bombeo Mecánico tradicionales esta compuesto por: La sarta de varillas compuesta por las varillas de succión que proporciona el acople mecánico entre la bomba de subsuelo y el equipo de superficie, la bomba de subsuelo y el sistema de anclaje que permite mantener la tubería de producción en tensión. Posee los siguientes elementos:

- Sarta de varillas
- Bomba de subsuelo
- Sistema de anclaje

8. CAUSAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

Existen esfuerzos que tienden a mover los granos de arena y arrastrarlos junto con el fluido a través de la formación. Estos esfuerzos son causados por diferenciales de presión, por fricción del fluido y por el peso de la formación. Paralelamente, existen esfuerzos que contrarestan los anteriores manteniendo los granos en su sitio: cementación entre ellos, fricción intergranular, fuerza de gravedad y fuerzas capilares. La resultante de la interacción de esfuerzos tendrá como efecto que la formación sea estable o que se produzca arena.

Algunas de las razones por las que se produce arena a lo largo de la vida productiva de un yacimiento se listan a continuación.

8.1. MATERIAL CEMENTANTE

El grado de cementación de una arenisca depende del ambiente de depositación de la misma. Existen areniscas con alto contenido de minerales como el cuarzo y provistas de cemento mineral como sílice o carbonatos, que presentan un buen grado de consolidación debido a la presencia del cemento y los minerales. La gran mayoría de arenas depositadas en ambientes marinos se caracterizan por la presencia de minerales calcáreos y silíceos que cementan y consolidan los granos de la matriz. Sin embargo, canalizaciones de areniscas, arenas depositadas por erosión de otras o provenientes de ambientes como deltas de ríos, frecuentemente son no consolidadas o parcialmente consolidadas con arcillas blandas o cieno. Son en estas últimas en donde la producción de arena es inevitable. Debido a su bajo contenido de cemento, los granos que conforman la roca no se encuentran lo suficientemente unidos como para no desprenderse durante las operaciones de perforación y completamiento o ya sea durante la vida productiva del yacimiento.

8.2. ÁREA DE FLUJO

Una formación de área considerablemente pequeña, expuesta al flujo de fluidos provenientes del yacimiento, sufre grandes esfuerzos ocasionados por la velocidad a la que entra el fluido al pozo.

$$\frac{Q}{A} = v \quad (2.1)$$

Como es de saber la relación que existe entre el área de flujo y la velocidad del flujo es inversamente proporcional, lo que indica que a menor área de flujo, existirá una mayor velocidad de flujo y se tendrán mayores posibilidades de desprendimiento de granos de la formación, lo que se traduce posteriormente en problemas de producción de arena.

El área de flujo se puede incrementar de varias maneras:

- Incrementando la densidad de disparos
- Aumentando el diámetro de las cargas
- Aumentando el intervalo cañoneado
- Fracturando la formación

8.3. TASAS DE FLUJO

Cuando un pozo se pone en producción, los fluidos se mueven a través del medio poroso interactuando íntimamente con los granos de la formación y arrastra a su paso los granos de esta que no se encuentran firmemente sujetos, es decir los que se encuentran parcialmente cementados. La producción de fluidos genera un diferencial de presión que se traduce como un esfuerzo en tensión aplicado al medio poroso. Cuando este esfuerzo llega a alcanzar valores tales que se supere la resistencia a la tensión de la roca, se origina el flujo de arena hacia el pozo.

8.4. REDUCCIÓN DE LA FUERZA DE SOBRECARGA

La reducción de la fuerza de sobrecarga, se refiere a la reducción de la presión de Poro o presión de la formación. A medida que el yacimiento produzca fluidos a lo largo de su vida productiva, la presión va disminuyendo aumentando así la sobrecarga en los granos que conforman la roca, disminuyendo la resistencia de la formación; la compactación resultante puede destruir la cementación existente entre granos.

8.5. AUMENTO EN EL CORTE DE AGUA

Las formaciones son más sensibles a la producción de agua, debido a que el agua que humecta la roca tiende a irse con el agua que es producida, reduciendo las fuerzas de tensión superficial y por lo tanto la cohesión intergranular. Además, el agua disuelve más fácilmente el material cementante y reduce la estabilidad de los arcos de arena que rodean las perforaciones.

8.6. ALTERACIONES EN EL MATERIAL CEMENTANTE

Estas alteraciones son el resultado de operaciones de perforación, completamiento y producción.

La perforación de un pozo se debe realizar de acuerdo a los lineamientos descritos por un estudio previo de geomecánica, con el fin de perforar el pozo en las mejores condiciones mecánicas y darle la estabilidad suficiente como para no originar un flujo prematuro de arena. En operaciones de completamiento se debe tener en cuenta el espesor del área de flujo, el cual debe ser lo más extenso que se pueda para evitar la migración de arena a causa de las altas velocidades de flujo. Algunos parámetros de optimización de la operación de completamiento son:

- *Densidad del disparo y diámetro de las perforaciones:* El área de flujo se incrementa con una mayor densidad de disparos y/o con disparos de mayor diámetro. Es por ello, que actualmente existe la tendencia a incrementar el

número de disparos por pie en las formaciones y a perforar la arena en todo su espesor.

- *Disparos Orientados:* Esta es una novedosa tecnología que se vienen implementando y consiste en realizar las perforaciones en la dirección en la que se encuentra el mayor esfuerzo al que está sometido la formación, evitando así una mayor producción de arena.

8.7 CAUSAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA EN EL CAMPO CAÑO LIMÓN²³¹

De acuerdo a estudios anteriores sobre la producción de arena en el campo, se ha llegado a las conclusiones expuestas a continuación:

Las formaciones en general presentan un bajo nivel de consolidación. Este factor combinado con el bajo gradiente de presión de las formaciones de interés, permite la producción de arena a partir de caídas de presión y tasas de flujo relativamente bajas.

Debido al bajo grado de consolidación, se puede esperar que en la mayoría de pozos nuevos, y pozos en los cuales se han realizado operaciones de reacondicionamiento y cambios de equipo de subsuelo, se presente una producción de arena, antes de que el pozo alcance condiciones estables (Formación de un arco estable alrededor de las perforaciones).

El sector del campo que presenta una mayor tendencia a la producción de arena es Caño Yarumal, debido en parte a que está conformado por un área fallada, mientras los sectores Caño Limón y Matanegra presentan la menor tendencia.

También se ha podido concluir que no hay un factor predominante en la producción de arena para los pozos del campo Caño Limón. Debido a la heterogeneidad

¹¹ Reevaluación de los factores que afectan la producción de arena en el campo Caño Limón. Sandra Neira Sánchez. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander 1998.

observada en las formaciones, no es recomendable estimar factores y condiciones promedio para cuantificar los problemas de producción de arena.

La mayoría de pozos se encuentran abiertos a producción en diferentes intervalos, razón por la cual, es complicado determinar cuanta arena produce cada intervalo, y que estratos presentan mayor tendencia a la producción de arena. Por este motivo son necesarios los estudios geológicos y los registros y pruebas de producción. De acuerdo a la geología se ha determinado que las arenas productoras pertenecientes a la formación Carbonera Superior presentan un menor grado de consolidación, debido al ambiente de depositación, el cual ha sido identificado como ambiente deltaico de canal. Esta formación es la más reciente.

La velocidad del fluido en la cara del pozo es un factor muy importante, ya que aumenta la fricción entre el fluido y los granos que conforman la matriz de la roca. Otro factor es el corte de agua, debido al efecto que produce sobre el esfuerzo de cementación de la formación.

También es conocido el efecto del régimen de flujo sobre la matriz de la formación. Un régimen turbulento generado por altas velocidades y cortes de agua, favorece la producción de arena debido a la alta fricción entre el fluido de yacimiento y las paredes del medio poroso.

Otro factor que favorece la producción de arena en el campo es la presencia de fallas en la cercanía de algunos pozos. Estas fallas aumentan el diferencial de presión requerido para producir a determinado caudal en los pozos, generando esfuerzos que promueven la producción de arena. Así mismo, en los pozos cercanos entre sí se presenta un efecto similar, debido a la reducción del área de drenaje de cada uno de los pozos, lo cual aumenta la caída de presión requerida para obtener cierto caudal.

Las altas permeabilidades (1-5 Darcys) observadas en los diferentes intervalos productores del campo, ayudan a contrarrestar en parte el efecto de la caída de presión sobre la producción de arena. Estos valores altos de permeabilidad también permiten reducir el efecto del daño de la formación, que es generado durante las operaciones de

perforación, completamiento y reacondicionamiento, y que favorecen la producción de arena.

Otro aspecto en consideración es el completamiento de los pozos. En Caño Limón, el completamiento es selectivo, de tal forma, que un pozo a lo largo de su historia va a producir a partir de diferentes formaciones, razón por la cual, la producción de arena va a variar. Este es un factor determinante a la hora de definir la estrategia para enfrentar la producción de arena.

Un aumento en el corte de agua, incrementa la producción de arena, debido a que el agua erosiona los materiales cementantes, reduce las fuerzas capilares y aumenta la capacidad productora del pozo, y por lo tanto incrementa la velocidad de flujo.

La presión inicial del yacimiento fue de 3,213 psi. Esta presión no se ha reducido en forma notable en la mayoría de las arenas, gracias al empuje hidráulico activo. La presión del yacimiento está relacionada con las propiedades mecánicas de la roca. A medida que declina la presión de un yacimiento, se reduce el esfuerzo de cementación, debido a la compactación por carga estratigráfica que genera un mayor esfuerzo sobre la matriz de la roca.

La producción de arena depende del daño de la formación, ya que este genera un incremento en la caída de presión en la cara del pozo, colapsando las arenas adyacentes a las perforaciones. Sin embargo, las altas permeabilidades observadas en el campo, ayudan a contrarrestar este factor.

Se pueden resumir los factores que afectan la producción de arena en el Campo, en la siguiente lista:

- Propiedades mecánicas de las formaciones.
- Corte de agua.
- Velocidad y régimen de flujo.
- Cercanía de fallas, otros pozos y del contacto agua - petróleo.

- Diferencial de presión en la cara del pozo.
- Daño en la formación.
- Agotamiento de la presión.

9. CONSECUENCIAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

Las fallas producidas por la producción de arena durante la explotación de hidrocarburos, pueden provocar múltiples problemas serios como la erosión de las facilidades de producción, colapso de la tubería de revestimiento y en el peor de los casos la pérdida de pozos. Las grandes acumulaciones de arena pueden obstruir cualquier parte de la línea de flujo durante la producción de hidrocarburos, reduciéndola hasta tal punto que se hace necesario gastar significativas cantidades de dinero en operaciones de limpieza, reparación y mantenimiento.

9.1. TAPONAMIENTO DE TUBERÍAS

Cuando el pozo produce la suficiente cantidad de arena, de tal manera que se presente relleno o puenteo en el revestimiento, o en la tubería de producción, se disminuye la productividad e incluso se puede llegar a matar el pozo, atascándose el equipo de subsuelo que en él se encuentre. El puente de arena debe ser removido para restaurar la producción, generalmente por achicamiento (balling) o lavado con sartas de tubería concéntrica de diámetro pequeño. En líneas de flujo se practican operaciones de raspado (marraneo), para retirar la arena acumulada. Para prevenir la formación de puentes de arena se utilizan diferentes métodos como el incremento de la velocidad de flujo, utilizando tuberías de diámetro pequeño o la reinyección de una parte de la producción para mantener una velocidad de ascenso. En general, la formación de puentes de arena trae como consecuencia el aumento en los costos de producción por operaciones de limpieza e incremento de la producción diferida.

9.2 DAÑOS EN EL REVESTIMIENTO

La producción severa de arena causa con frecuencia colapso del revestimiento y el daño puede ser tan drástico que ocasiona la pérdida del pozo. En general la falla del revestimiento en o cerca del intervalo cañoneado, se piensa es el resultado de la acción de cargas axiales inducidas en el revestimiento a medida que la compactación de la roca tiene lugar. Generalmente estos esfuerzos se combinan con la producción de arena, la cual ha removido las fuerzas restringentes laterales, permitiendo que la deflexión ocurra.

9.3. ABRASIÓN DEL EQUIPO DE SUBSUELO Y EQUIPO DE SUPERFICIE

La producción de arena ejerce una acción constante de abrasión sobre los componentes de las facilidades, provocando un desgaste en el equipo de subsuelo (revestimiento, liner, bomba, empaques, tubing, etc.) por la acción abrasiva de la arena que se estará produciendo con los fluidos del pozo. La erosión extensiva combinada con las cargas axiales inducidas en el revestimiento se piensa es la causa de la falla del revestimiento o del liner. La erosión depende de factores tales como distribución de las fases de fluido (presencia de burbujas de gas, baches de líquido, etc.), características y concentraciones de sólidos, velocidad de flujo a la cual es arrastrada la arena, corrosividad de los fluidos producidos y la resistencia a la corrosión del material atacado, El equipo de superficie también está sujeto a daños causados por la acción erosiva de la arena, particularmente en o cerca a las zonas donde hay restricciones o cambios en la dirección del flujo (codos, choques, tees, etc.).

9.4. REACONDICIONAMIENTO DE LOS POZOS

Cuando un pozo produce una cantidad considerable de arena, es de esperar que esta se acumule en el fondo del mismo con el paso del tiempo, hasta llegar a tal punto de formar tapones de arena en el fondo y se requiere realizar continuos servicios de limpieza (Wellservices). Como consecuencia de esto se requiere la disponibilidad de

taladros de Wellservices para realizar el reacondicionamiento, lo que no resulta económicamente viable.

9.5. EFECTO DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA SOBRE LA FORMACIÓN ¹²⁴

Existen varias creencias muy discutidas acerca del daño ocasionado a la formación por la producción de arena, las cuales son:

- Formación de cavernas o cavidades en la formación alrededor del pozo
- La sobrecarga geológica hace que se llene cualquier espacio dejado en la formación por la producción de arena; puede ocurrir hundimientos o derrumbes hacia el pozo pero la formación puede compactarse nuevamente.

En la literatura existen estudios que contienen pruebas realizadas por varias compañías, sobre muestras de formaciones con diferentes grados de consolidación, que demuestran que la tendencia en la formación por causa de la producción de arena, es la creación de cavidades o cavernas alrededor del pozo.

¹² Análisis del Control de Arena. Zuly Calderón Carillo y Oswaldo Tarazona Ortega. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander 1988.

10. ASPECTOS GEOMECÁNICOS RELACIONADOS CON LA PRODUCCIÓN DE ARENA

La naturaleza de la producción de arena se fundamenta en los aspectos Geomecánicos de los pozos, los cuales son sometidos a esfuerzos desde el momento de la perforación hasta el paulatino agotamiento del yacimiento. Además, los principales factores que controlan los aspectos mecánicos asociados con la producción de arena de un pozo son la resistencia de la Roca, el esfuerzo efectivo ejercido sobre la formación, una combinación de los esfuerzos terrestres principales que actúan sobre la roca, menos la presión de Poro y los esfuerzos introducidos por la perforación, el completamiento y la producción.

La resistencia de la roca puede determinarse mediante pruebas uniaxiales y triaxiales de laboratorio y además puede representarse gráficamente mediante una curva o envolvente de falla (Ver figura 10.1). Los esfuerzos normales y los esfuerzos de corte se determinan utilizando el círculo de Mohr. Para establecer las condiciones en las que se produce una falla se utiliza el criterio de falla de Mohr – Coulomb, con el fin de relacionar los esfuerzos principales, la presión de Poro, la cohesión y en ángulo de fricción interna de la roca.

La resistencia de una roca bajo condiciones de fondo de pozo depende de diversos factores:

- El ángulo de fricción interna
- Los esfuerzos principales máximos y mínimos
- La Cohesión
- La presión de Poro

La determinación de las variables mecánicas de las rocas es importante, debido a que a partir de estas se puede saber el mecanismo de falla del campo y se puede realizar un estudio acerca de la viabilidad de aplicación de las diferentes técnicas de control de arena a partir de la construcción de un modelo mecánico de subsuelo (MEM).

Con el estudio de geomecánica implementado en caño limón se buscaba realizar un análisis de estabilidad de las formaciones, conocer el Draw Down crítico antes de

arenamiento del pozo, realizar pruebas de laboratorio para encontrar valores de UCS y poder formar correlaciones para la determinación del mismo de acuerdo al bloque estructural del campo y evaluar las diferentes opciones de control de arena.

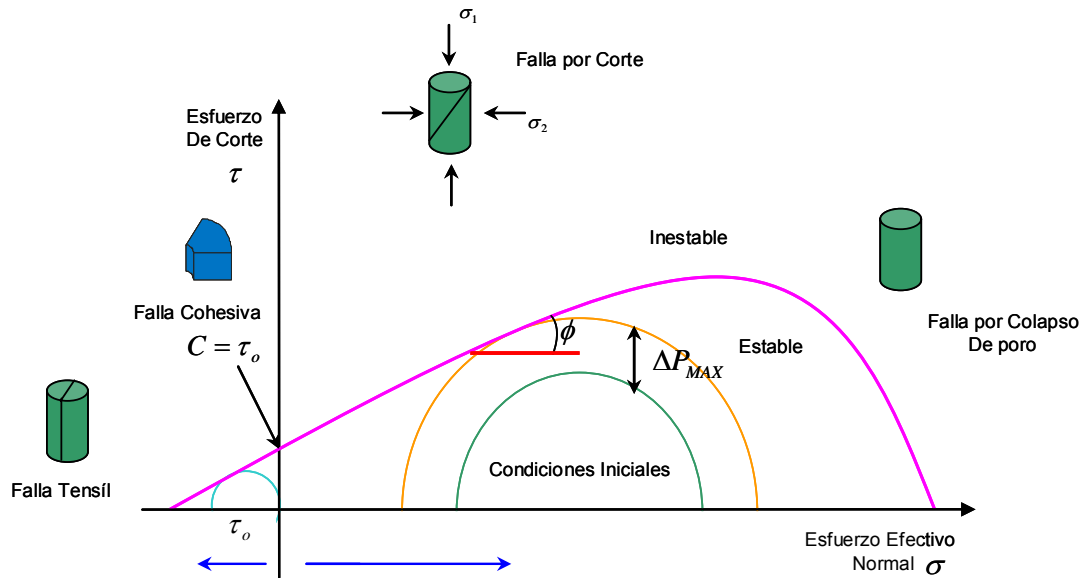


Figura 10.1. Mecanismos de falla a partir de la envolvente de falla Mohr-Coulomb. Michael Economides, "Petroleum Well Construction". Duncan Oklahoma United States 1997.

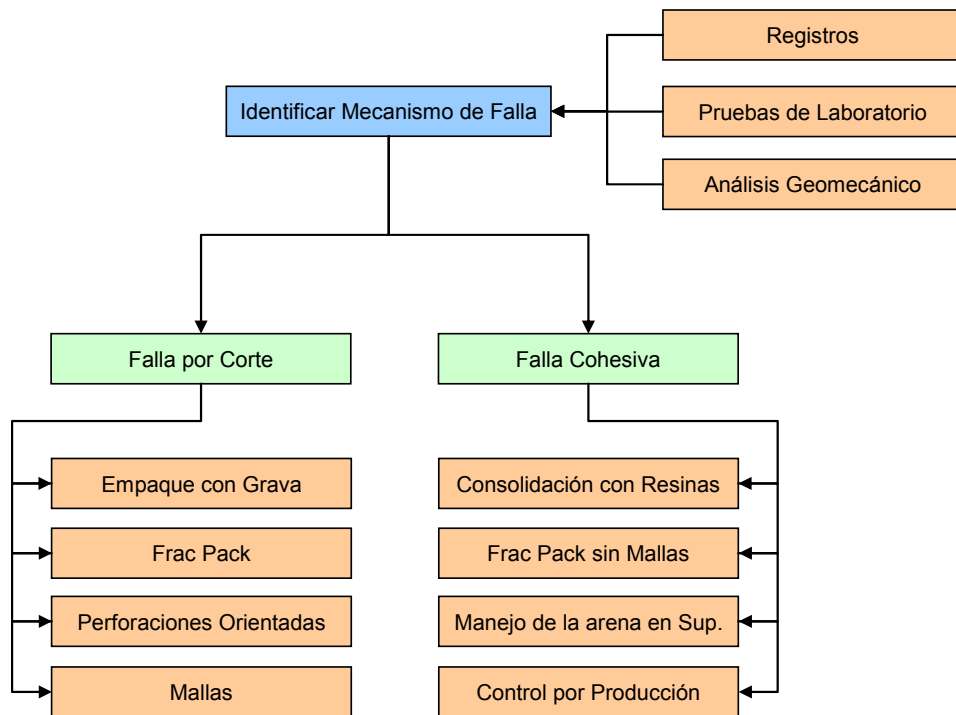


Figura 10.2. Escogencia del sistema de control de arena a partir de la determinación del mecanismo de falla. Modificado de "Caño Limón Field Mechanical Earth Model. Geomechanics Evaluation for Sand Management Solutions". Occidental de Colombia 2003.

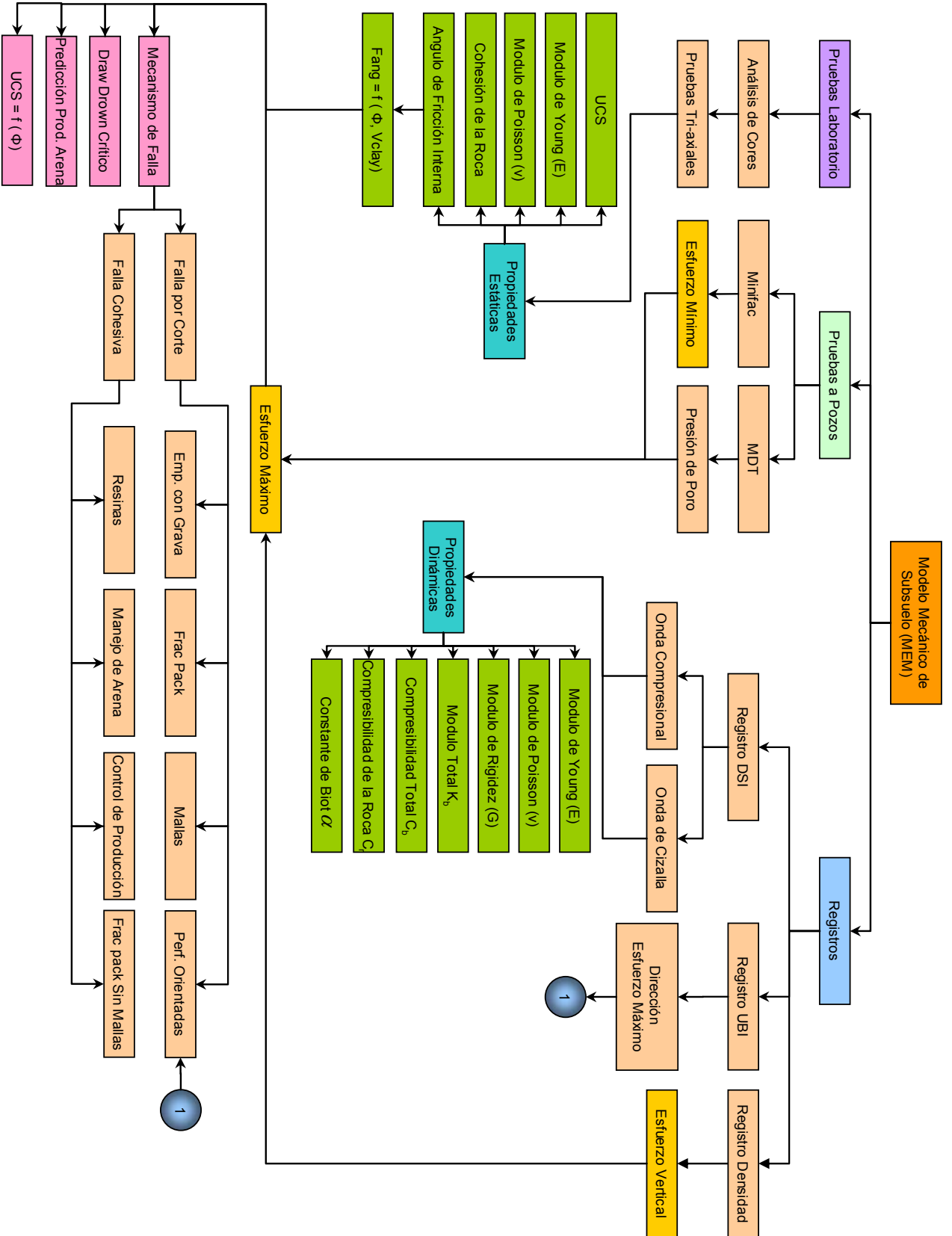


Figura 10.3. Diagrama de flujo para el procesamiento de las variables Geomecánicas y Construcción del Modelo Mecánico de Subsuelo (MEM)

10.1. COHESIÓN

El grado de cementación de una roca afecta en gran proporción la cohesión de una roca. Conociendo de antemano que el cemento en las rocas se forma por precipitación de aguas cargadas de agentes químicos, y por cristalización de minerales debidos a altas presiones, podemos saber que este componente de las rocas es responsable en gran parte del grado de consolidación y resistencia de las mismas.

Las rocas sedimentarias consolidadas bien cementadas, tienden a ser más resistentes, mientras que las rocas no consolidadas pobremente cementadas tienden a ser más débiles.

10.2. ANGULO DE FRICCIÓN INTERNA

El ángulo de Fricción interna, resulta por una parte de la fricción mecánica directa entre granos y por la interacción íntima entre ellos. Los valores del ángulo de fricción se encuentran asociados a las magnitudes más altas del índice de plasticidad, lo que muestra la influencia en ello de la composición mineralógica.

El ángulo de fricción interna es afectado por la fracción volumétrica de partículas duras, habitualmente granos de cuarzo y feldespato presentes en la roca.

10.3. PRESIÓN DE PORO

La Presión de Poro es aquella fuerza que ejercen los fluidos contenidos en los espacios porosos de las rocas, que son ocupados por fluidos como agua salada o dulce. Esta presión puede ser normal o anormal y de ella dependerá la actividad hidrostática que ejercerá en la columna de fluido del activo, en su formación

10.3.1. Presión de poro normal o hidrostática

Puede ser definida como la presión contenida en los poros de la roca producida por la columna hidrostática del agua que va desde la superficie hasta la profundidad considerada (Figura 10.1). Al depositarse capa tras capa, el peso de los sedimentos de la capa infrayacente compactada de manera normal, soporta el peso de las capas superiores. Cuando esta compactación ocurre, el agua asociada a los sedimentos empuja hacia fuera y encuentra caminos que la regresan a la superficie o al fondo del

mar. La sola presión de ese fluido tiene su propio peso: presión hidrostática, estática o hidrostática²⁵. El agua connata que compone una columna de agua dulce producida en ambientes de depositación continental, pesa aproximadamente 8,33 Lb/gal, ejerce una presión de 0,433 psi/ft (0,052*8,33) y tiene una gravedad específica de 1.0 y se cataloga como agua fresca. Si el agua de la columna está afectada por la concentración de sólidos disueltos, producida en ambientes de depositación marina, por ejemplo, en una concentración de 80000 ppm de NaCl, el peso será aproximadamente 8,94 Lb/gal, ejercería una presión 0,485 psi/ft (0,052*8,94) y tendría una gravedad específica de 1.073 (8.94/8.33).

Tabla 10.1. Valores Típicos de Esfuerzo Efectivo, Cohesión y ángulo de fricción interna para diversas formaciones en general

Tipo de Roca	Esfuerzo Efectivo (Kg /cm ²)		Cohesión (Kg /cm ²)		Angulo de Fricción (Grados)	
	Rango de Variación	Valor Medio	Rango de Variación	Valor Medio	Rango de Variación	Valor Medio
Granito	700-2,800	1,750	98-405	250	51-58	55
Caliza	210-2,100	1,050-1,400	35-350	175-232	37-58	50
Arenisca	210-2,100	560-1,400	42-420	112-290	48-50	48

Tabla 10.2. Valores Típicos de Cohesión y ángulo de fricción interna para diversas condiciones de formación.

Tipo de Roca	Angulo de Fricción Interna Φ		Cohesión		
	Material	Grados	Material	Kg / m ²	Lb / ft ²
Arcilla	Arcilla Seca	30	Arcilla muy Rígida	17,600	3,600
	Arcilla Húmeda y Desecada	40			
	Arcilla Rígida	10-20	Shale Arcilloso Duro	14,600	3,000
	Arcilla Blanda	5-7	Arcilla Rígida	9,800	2,000
	Gouge de Arcilla(Productos Resultantes de La Falla)	10-20	Arcilla Firme	4,900	1,000
	Calcita Esquilada	20-27	Arcilla Blanda	2,400	500
	Shale de Falla	14-22			
Masa de Roca	Granito	30-50	Roca dura (Granito, Porfias)	9,800-30,000	2,000-6,400
	Porfias	30-40			
	Arenisca	30-45			
	Caliza	30-50	Arenisca o Caliza	4,900-14,600	1,000-3,000
	Cuarcita	30-45			
	Shale	27-45	Shale	2,400-9,800	500-2,000

²⁵ Moutchet and Mitchel 1989

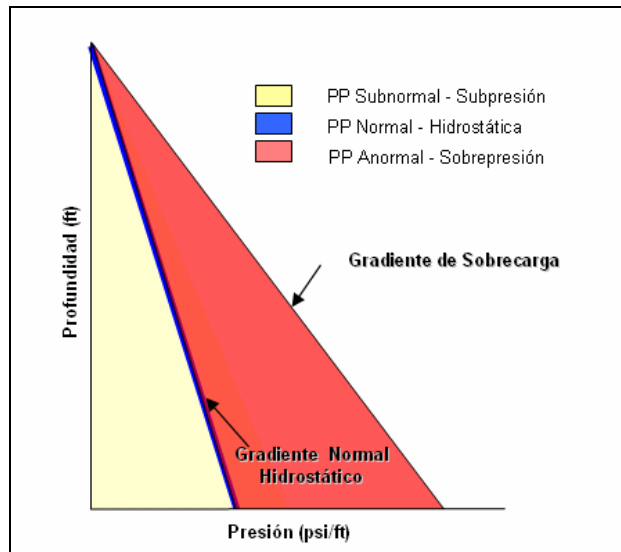


Figura 10.4. Clasificación de la Presión de Poro. Tomado de Mouchet & Mitchel (1989).

La presión puede ser clasificada como anormal y/o subnormal. Por esta razón la presión de formación puede ser calculada usando la ecuación 10.1:

$$p = 0.052 \rho D + p_o \quad (10.1)$$

Donde:

D = Profundidad

ρ = Densidad

p_o = Presión normal hidrostática.

El valor de la constante hidrostática 0,052 resulta de considerar el volumen de 7,48 de un fluido de 1 lb por galón de densidad (Lb/gal), ejerciendo presión sobre la base de un cubo de 12 pulgadas cuadradas, así (ecuación 10.2):

$$K = \frac{1 \text{ ppg} * 7.48 \text{ g} / \text{ft}^2}{144 \text{ in}^2} = 0.052 \quad (10.2)$$

Este número resulta también de dividir $0.433 \frac{\text{psi}}{\text{ft}}$ (presión ejercida por una columna de agua) entre 8,33 Lb/gal (densidad del fluido). Luego una columna de fluido de cualquier densidad ejerce una presión de $0.052 \frac{\text{psi}}{\text{ft} * \text{ppg}}$. Además, $0.433 \frac{\text{psi}}{\text{ft}}$ equivale a $1 \frac{\text{g}}{\text{cm}^3}$.

Si se tiene un pozo de 9300 pies de profundidad y un fluido de perforación de 11.5 ppg, se tiene una presión hidrostática de:

$$Ph = 9300 \text{ ft} * 0.052 \frac{\text{psi}}{\text{ft} * \text{ppg}} * 11.5 \text{ ppg} = 5561.4 \text{ psi}$$

Del estudio de la presión de formación de una cuenca se llega a conocer zonas de presiones anormales altas o subnormales. Entre las áreas subnormales pueden existir algunos gradientes de presión tan bajos como por ejemplo 0.348 psi/ft en el overburden, ya que en el reservorio pueden ser incluso más bajos que el anterior y es debido al depletamiento de la formación causado por la producción del pozo.

10.3.2. Presión anormal de la formación

La *presión positiva anómala* (presión anormal, geopresión o sobrepresión), en donde la presión es supremamente mayor a la presión hidrostática y está limitada por la presión de sobrecarga (Figura 10.1).

Las presiones anormales de poro se encuentran localizadas en la mayor parte de las cuencas sedimentarias del mundo. Sus orígenes aún están en proceso de investigación, pero se han identificado en estas cuencas una serie de mecanismos geológicos que tienden a causar esta anomalía.

10.3.3. Presión subnormal de la formación

La *presión negativa anómala* (o presión subnormal), en la cual la presión se encuentra por debajo de la presión hidrostática (Figura 10.1). Es poco usual encontrar formaciones con presiones subnormales, pero existe una causa muy común de este fenómeno y es cuando el reservorio aflora en superficie a una altitud más baja que la elevación a la cual es penetrado durante la perforación. Esto explicaría porque tales presiones subnormales son tan frecuentemente encontradas en áreas montañosas. Así mismo, la posición de la tabla de agua en relación a la superficie terrestre es una causa de presión normal, especialmente en áreas áridas.

11. PROPIEDADES MECÁNICA DE LAS ROCAS

Las rocas presentan respuestas a las cargas impuestas sobre ellas, de tal forma que la roca puede tener resistencia en tensión, compresión y cizalladura. Estas respuestas tienen importantes implicaciones en el diseño de la perforación de un pozo petrolero así como su manejo en la etapa de producción. Según Fjaer ¹⁴ los parámetros mecánicos de una formación pueden ser divididos en tres principales grupos.

- Parámetros elásticos
- Parámetros de resistencia (dependientes del nivel de esfuerzos)
- Esfuerzos in-situ: técnicamente los esfuerzos in-situ no son propiedades mecánicas de las rocas de las formaciones del subsuelo pero influyen tanto en los parámetros elásticos como en los parámetros de resistencia.

11.1 PARÁMETROS ELÁSTICOS ¹⁵

Muchos materiales tienen la habilidad para resistir y recuperarse de las deformaciones producidas por fuerzas externas. Esta propiedad es llamada elasticidad y es el principio inicial bajo el cual se estudia las propiedades mecánicas de las rocas. Muchas veces la teoría elástica para materiales sólidos no es capaz de describir completamente el comportamiento de las rocas haciendo necesario incluir el concepto de poro-elasticidad.

11.1.1 Elasticidad lineal y elasticidad no lineal: Una roca al ser sometida a un campo de esfuerzos experimenta cambios en su estructura. Esos cambios han sido estudiados cuidadosamente con el fin de conocer cual es la reacción o comportamiento de la muestra a diferentes valores de esfuerzos viéndose reflejados en teorías como la elasticidad lineal y no lineal.

¹⁴ FJAER E., and RASMUS R. Petroleum Related Rock Mechanics, 1996

¹⁵ Determinación de la Resistencia Compresiva no consolidada (UCS) de la roca a partir de parámetros de perforación, una aplicación en el piedemonte Colombiano. David Carrillo García. Tesis de Grado Universidad Industrial de Santander 2006.

➤ **Teoría de la Elasticidad Lineal:** Es el tipo de respuesta mas simple de un material, donde existe una relación lineal entre las fuerzas externas y las deformaciones correspondientes. Este comportamiento se da generalmente cuando los cambios en las fuerzas son pequeños. Esta teoría fue introducida por Robert Hooke, quien en 1676 estableció que la fuerza aplicada a cualquier cuerpo elástico es proporcional a la deformación, es decir:

$$\sigma = E\varepsilon \quad (11.1)$$

Donde, σ es el esfuerzo aplicado, E es el módulo de Young y ε es la deformación producida.

Para un material elástico lineal siempre se tendrá una relación constante entre el esfuerzo aplicado y la deformación resultante, sin tener en cuenta la magnitud del esfuerzo y la deformación, por lo tanto la relación esfuerzo - deformación para cualquier material será una línea recta.

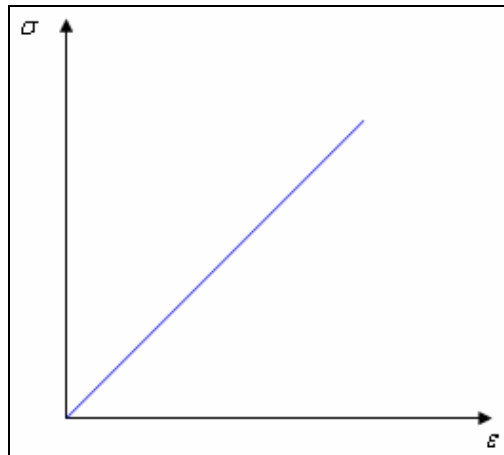


Figura 11.1. Gráfica Esfuerzo vs. Deformación para un material elástico Lineal. Modificado de Fjaer 1996

➤ **Teoría de elasticidad no lineal:** Si el material no obedece a una línea recta en la relación esfuerzo – deformación su comportamiento será de una manera no lineal. Para un material elástico no lineal, la relación esfuerzo – deformación puede ser escrita como:

$$\sigma = E_1 \varepsilon + E_2 \varepsilon + E_3 \varepsilon + \dots \quad (11.2)$$

Otras formas más complejas de la expresión, resulta escribiéndola con los módulos secante (Inclinación de la curva) y tangente (Inclinación de la recta)

$$\varepsilon_{\text{sec}}(\varepsilon) = \frac{1}{\varepsilon} \int_0^{\varepsilon} E_{\text{tan}}(\varepsilon') d\varepsilon' \quad (11.3)$$

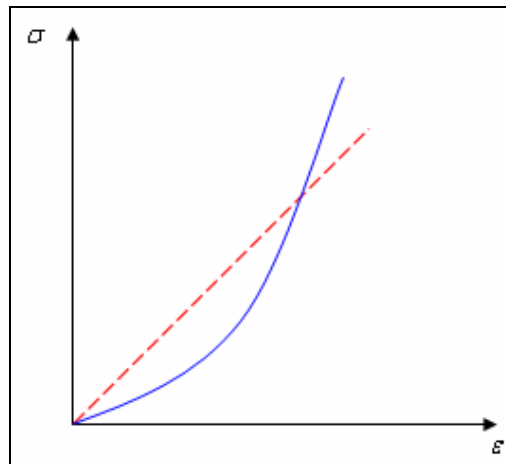


Figura 11.2. Gráfica Esfuerzo vs. Deformación para un material perfectamente elástico. Modificado de Fjaer 1996

11.2. ESFUERZO (STRESS)

Puede definirse como una fuerza que actúa sobre una superficie. Por convención, los esfuerzos compresivos son tomados positivos debido a que las fuerzas que prevalecen en la naturaleza son usualmente compresivas.

Los esfuerzos ejercidos sobre las superficies a, b y c de la figura 11.3 son respectivamente:

$$\sigma_a = \frac{F}{A_a} \quad (11.4)$$

$$\sigma_b = \frac{F}{A_b} \quad (11.5)$$

El esfuerzo sobre la superficie c tiene un componente adicional debido a que la fuerza aplicada no es normal al área. De esta manera hay que descomponer mecánicamente la fuerza aplicada en una fuerza Normal F_N y en otra paralela F_P (Figura 11.4).

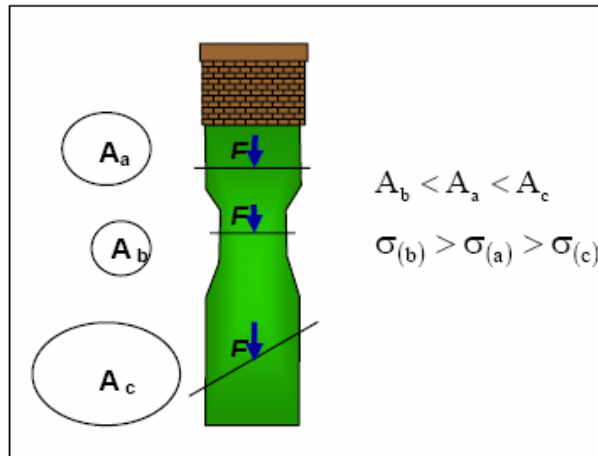


Figura 11.3. Definición de Esfuerzo ¹⁶

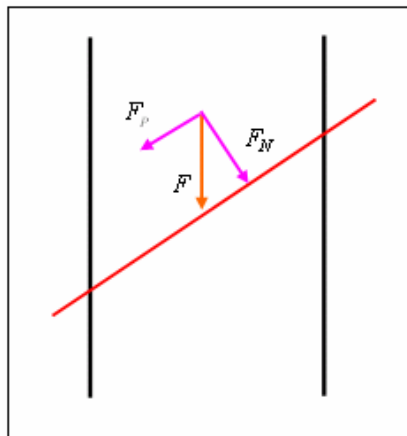


Figura 11.4. Descomposición de Esfuerzos. Modificado Fjaer 1996.

Realizando la respectiva descomposición las ecuaciones para los esfuerzos quedan de la siguiente manera:

$$\sigma_N = \frac{F_N}{A_c} \quad (11.6)$$

¹⁶ Determinación De La Orientación Y Magnitud Del Esfuerzo Máximo Horizontal A Partir Del Modelamiento De Breakouts En La Zona Del Piedemonte Llanero Colombiano. María Angélica García. Tesis de Grado Universidad Industrial de Santander 2006.

$$\tau_s = \frac{F_p}{A_c} \quad (11.7)$$

Donde σ_N es el esfuerzo Normal y τ_s es el esfuerzo de corte.

Por lo tanto, hay dos tipos de esfuerzos que pueden actuar a través de una superficie donde la magnitud de cada uno depende de la orientación de la superficie. Los esfuerzos normales son perpendiculares a la superficie sobre la cual actúan y tienden a cambiar el volumen del material; mientras que los esfuerzos de corte o de cizalla actúan paralelos a la superficie y tienden a deformar el material pero sin cambiar su volumen.¹⁷

Dentro de la mecánica de rocas existen tres tipos de esfuerzos:¹⁸

- **Esfuerzos compresivos:** Se presentan cuando las fuerzas externas están dirigidas una contra la otra en el mismo plano. Como resultado de su acción el material tiende a reducir su volumen.
- **Esfuerzos de corte:** Ocurren cuando las fuerzas externas están paralelas y en direcciones opuestas, pero en diferentes planos. Su aplicación tiende a desplazar algunas partes del material con respecto a otras.
- **Esfuerzos de tensión:** Las fuerzas externas son paralelas y en dirección opuesta a lo largo del mismo plano. Al aplicarse en el material tiende formarse grietas o fracturas en este último.

¹⁷ Determinación De La Orientación Y Magnitud Del Esfuerzo Máximo Horizontal A Partir Del Modelamiento De Breakouts En La Zona Del Piedemonte Llanero Colombiano. Maria Angélica García. Tesis de Grado Universidad Industrial de Santander 2006.

¹⁸ J. G. OSORIO, Curso De Geomecánica De Yacimientos. Cáp. 1-12. 2003.

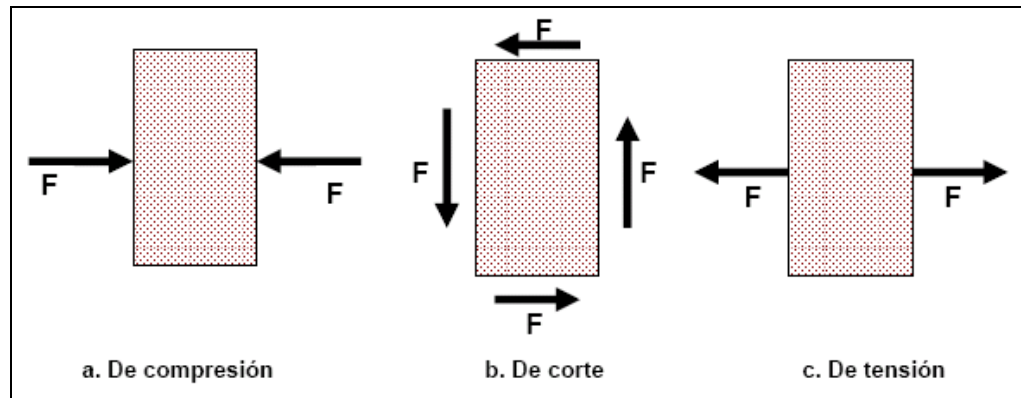


Figura 11.5. Tipos de Esfuerzo ¹⁹

11.3. DEFORMACIÓN (STRAIN)

La deformación es definida como la compresión o extensión de un material que resulta de la aplicación de esfuerzos o de fuerzas externas.²⁰

Cuando un cuerpo está sujeto a un campo de esfuerzos, este se deformará, la posición relativa de sus partículas será alterada. Si la posición relativa de las partículas de un cuerpo son cambiadas de manera que sus posiciones inicial y final no sean alteradas por rotación o traslación (movimiento de un sólido rígido), el cuerpo será deformado. Se consideran dos tipos de deformaciones en un material:

➤ **Deformación longitudinal (elongación):** La deformación longitudinal de una línea es definida como:

$$\text{Elongación}(\varepsilon) = \frac{\Delta \text{Longitud}}{\text{Longitud Original}} = \frac{(l_i - l_f)}{l_i} \quad (11.8)$$

➤ **Deformación de corte (Cambio angular).** La deformación angular que resulta del cambio angular es definida como se sigue:

$$\gamma = \frac{1}{2} \tan(\psi) \quad (11.9)$$

¹⁹ Análisis De La Geomecánica Aplicada A La Estabilidad De Pozos De Los Campos Cusiana Y Cupiagua Mediante Analogías Con Yacimientos Sensibles A Esfuerzos. Eduard Pabón y Yussed Méndez. Tesis de Grado Universidad Industrial de Santander 2004.

²⁰ J. G. OSORIO, Curso De Geomecánica De Yacimientos. Cáp. 1-12. 2003.

Debido a que por convención la deformación compresiva es positiva, el desplazamiento es definido como positivo cuando este resulta de fuerzas compresivas (La deformación de corte es positiva cuando el ángulo ψ aumenta). Por el contrario, la deformación de corte es negativa cuando es el resultado de una fuerza de tensión (La deformación de corte es negativa cuando el ángulo ψ disminuye).²¹

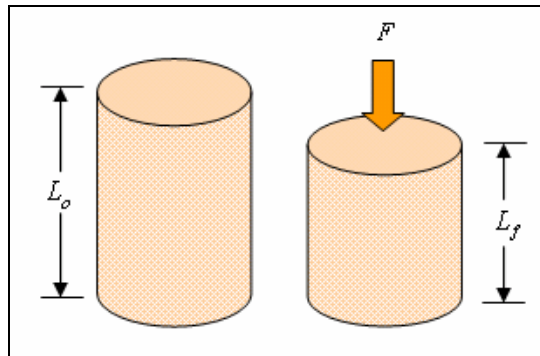


Figura 11.6. Deformación Longitudinal. Modificado de CABRERA J. R. y DE GENNARO S. Aplicaciones Prácticas de la Geomecánica en la Industria Petrolera y Gasífera, ICP, Diciembre 2003.

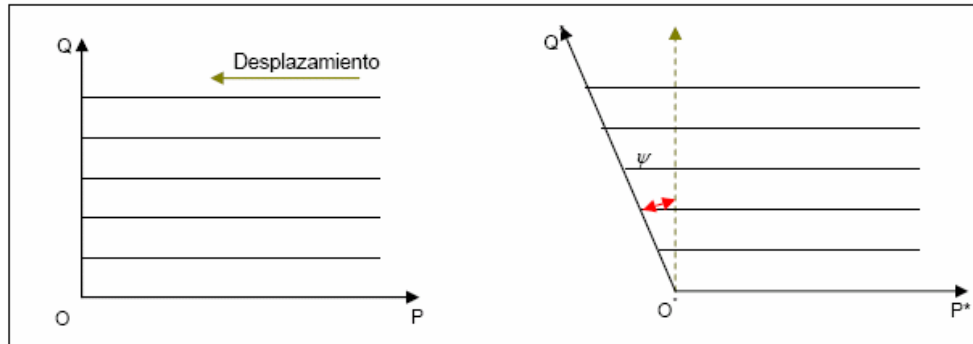


Figura 11.7. Deformación de Corte.¹⁹

11.4. RESISTENCIA DE LA ROCA (STRENGTH)

La resistencia es la habilidad de la roca para resistir los esfuerzos y esta dominada por la mineralogía de la roca y el carácter de las partículas en contacto. La resistencia de la roca refleja su historia geológica. Comúnmente la resistencia de la roca se mide en laboratorio mediante pruebas de compresión uniaxial y triaxial y pruebas de carga puntual.

²¹ ROEGIERS. Rocks Mechanics for Engineers and geologist, University Oklahoma. Capítulo1.

11.5. MODULOS ELÁSTICOS

La mayoría de las rocas tienen un comportamiento no lineal cuando están sujetas a grandes esfuerzos, pero su comportamiento puede ser descrito normalmente por relaciones lineales para cambios en los esfuerzos suficientemente pequeños.

11.5.1. Modulo de Young: Es una medida de la propiedad que tiene la roca para resistir la deformación. El principio básico es que si a un cuerpo se le aplica un esfuerzo, y después de un tiempo este se retira, el cuerpo retorna a su cuerpo y tamaño original. Matemáticamente el modulo de Young esta dado por:

$$E = \frac{\sigma_x}{\epsilon_x} \quad (11.10)$$

σ_x = Esfuerzo

ϵ_x = Deformación

Cuando $\epsilon_x < 0.5\%$ se cumple la ley de Hooke (Existe una relación lineal entre el esfuerzo y la deformación unitaria) ²³

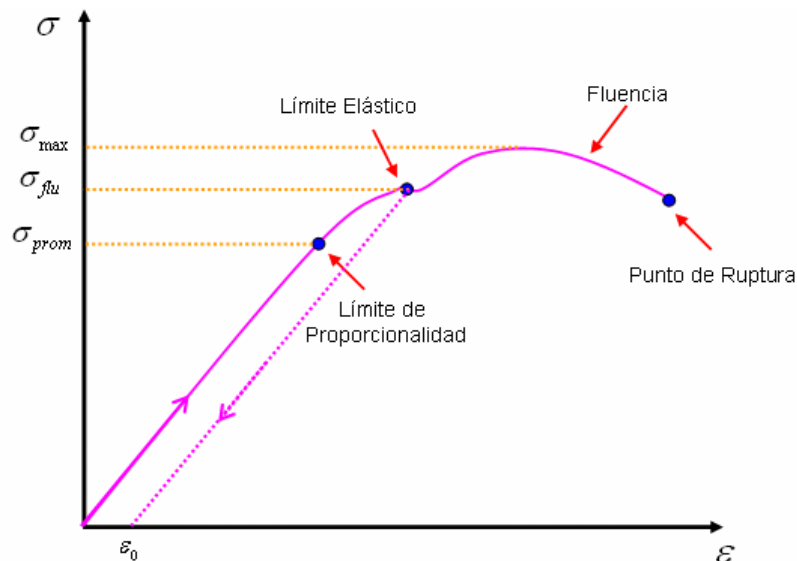


Figura 11.8. Relación entre Esfuerzo y deformación. Modificado de P. Nuñez, G. Lohr, T. Werhun 2005.

²³ Módulo de Young - P. Nuñez, G. Lohr, T. Werhun – Física I- UNSAM- Noviembre- 2005

11.5.2. Modulo de Poisson: Es la capacidad que tiene un material de expandirse lateralmente bajo esfuerzos efectivos. Si $\nu = 0$ quiere decir que no hay expansión en el material, mientras un máximo valor de Poisson oscila en 0.5 (expansión completa). Valores típicos de ν para rocas de yacimiento está entre $0.15 \leq \nu \leq 0.25$. Matemáticamente se define como:

$$\nu = - \frac{\varepsilon_{Radial}}{\varepsilon_{axial}} \quad (11.11)$$

11.5.3. Modulo de Bulk: Es la relación entre el cambio de la presión hidrostática (esfuerzo) y la deformación volumétrica correspondiente. El modulo de Bulk es el reciproco de la compresibilidad de la matriz de la roca. Matemáticamente esta dado por:

$$K = \frac{\Delta P}{\Delta V / V_o} = \frac{d\sigma}{d\varepsilon_v} \quad (11.12)$$

$$K = \frac{1}{C_r} \quad (11.13)$$

11.5.4. Modulo de Rigidez: Representa la medida de la resistencia de un cuerpo a cambiar de forma. El modulo de rigidez matemáticamente esta dado por:

$$G = \frac{\tau}{\gamma} \quad (11.14)$$

τ = Esfuerzo de Corte

γ = Deformación de corte

11.5.5. Determinación de los módulos Elásticos: El modulo de Young (E) se puede determinar calculando la pendiente de la línea recta de la gráfica de Esfuerzo (τ)-Deformación (ε) como se muestra en la figura 11.9.

Para determinar la relación de Poisson, se dividen las deformaciones radiales con las deformaciones axiales y se construye una grafica Deformación Radial (ε_{Radial})-Deformación Axial (ε_{axial}), como se muestra en la figura 11.10.

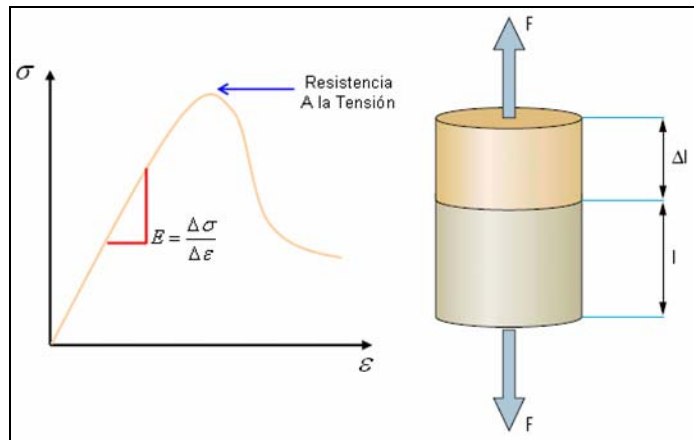


Figura 11.9. Determinación del modulo de Young. Modificado de Schlumberger Oilfield Review. Soluciones de largo plazo para el aislamiento zonal. Publicación invierno 2002/2003.

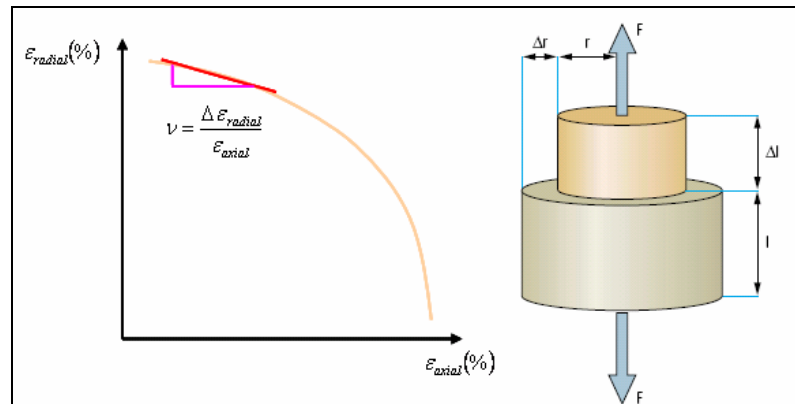


Figura 11.10. Determinación del modulo de Poisson. Modificado de Schlumberger Oilfield Review. Soluciones de largo plazo para el aislamiento zonal. Publicación invierno 2002/2003.

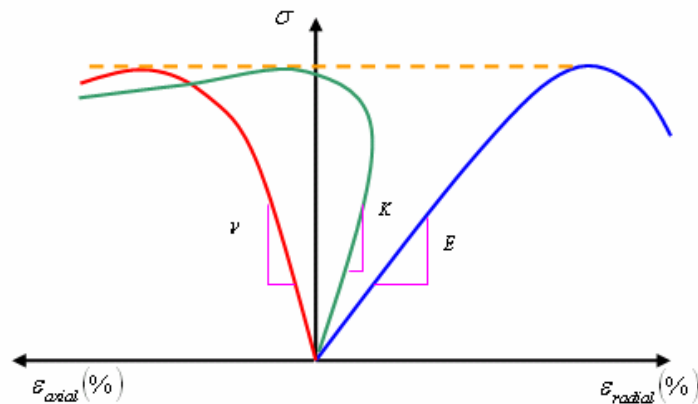


Figura 11.11. Determinación de los módulos de Young, Poisson y Volumétrico.

Tabla 11.1. Equivalencia entre los módulos elásticos de un sólido isotrópico. Modificado de OSORIO J. G. Curso de Geomecánica de Yacimientos. Capítulo. 1-12. 2003

Módulo	E, ν	G, ν	K, ν	E, G	E, K	G, K
E	-	$2G(1+\nu)$	$3K(1-2\nu)$	-	-	$\frac{9GK}{G+3K}$
G	$\frac{E}{2(1+\nu)}$	-	$K\frac{3(1-2\nu)}{2(1+\nu)}$	-	$\frac{3KE}{9K-E}$	-
K	$\frac{E}{3(1-2\nu)}$	$G\frac{2(1+\nu)}{3(1-2\nu)}$	-	$\frac{GE}{3(3G-E)}$	-	-
ν	-	-	-	$\frac{E}{2G} - 1$	$\frac{1}{2} - \frac{E}{6K}$	$\frac{3K-2G}{2(3K+G)}$

Tabla 11.2. Valores típicos del modulo de Young y Poisson para diferentes rocas. ²⁴

Roca	Modulo de Young (PSI)*10 ⁶	Modulo de Poisson ⁺
Andesita	4,3 - 5,7	0,23 - 0,32
Arenisca	0,4 - 8,7	0,1 - 0,4 (0,24 - 0,31)
Caliza	2,1 - 12,8	0,2 - 0,33 (0,25 - 0,30)
Granito	2,4 - 11,0	0,1 - 0,4 (0,18 - 0,24)
Lutita	0,4 - 3,1	0,25 - 0,29

+ Valores máximos y mínimos, en paréntesis el rango más utilizado

11.6. ESFUERZOS IN SITU

Las formaciones de roca en el subsuelo se encuentran bajo la acción de esfuerzos compresivos y/o de tensión. Estos esfuerzos se denominan esfuerzos *in situ* y generalmente pueden ser descompuestos en tres componentes llamados esfuerzo vertical, horizontal máximo y horizontal mínimo σ_v, σ_H y σ_h respectivamente.

Dependiendo de las magnitudes relativas de estos tres esfuerzos se han determinado varios regímenes de esfuerzos:

- Régimen extensional o de falla normal (NF)
- Régimen inverso o Compresivo (RF)
- Régimen de Rumbo o Strike -Slip (SS)

²⁴ Algunas consideraciones sobre el módulo de poisson. Carlos Catalán Oliva. San Salvador 2006.

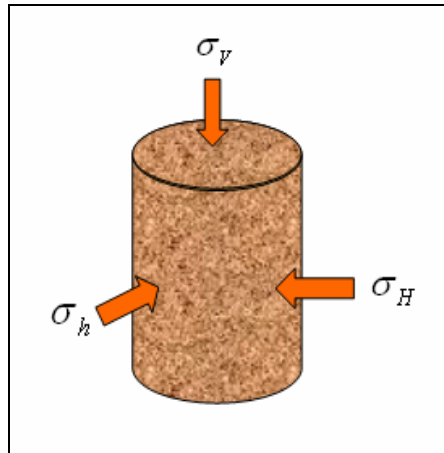


Figura 11.12. Esfuerzos in situ

11.6.5. Régimen Extensional o de Falla Normal (NF): Este régimen se caracteriza por que las magnitudes de los esfuerzos *in situ* presentan la siguiente configuración $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$, este régimen es el más conocido y encontrado por lo general en las cuencas denominadas pasivas.

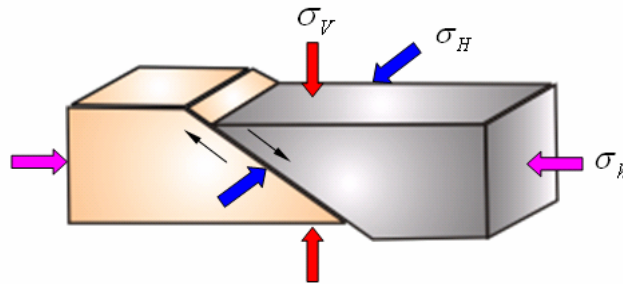


Figura 11.13. Régimen de falla normal. $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$.

11.6.6. Régimen Inverso o compresivo (RF): Este se presenta cuando las magnitudes de los esfuerzos presentan la configuración $\sigma_H > \sigma_h > \sigma_v$.

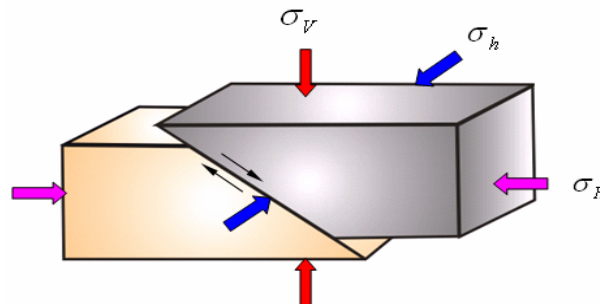


Figura 11.14. Régimen de falla inversa. $\sigma_H > \sigma_h > \sigma_v$.

11.6.7 Régimen de Rumbo o Strike-Slip (SS): Presenta una configuración de esfuerzos dada por $\sigma_H > \sigma_V > \sigma_h$.

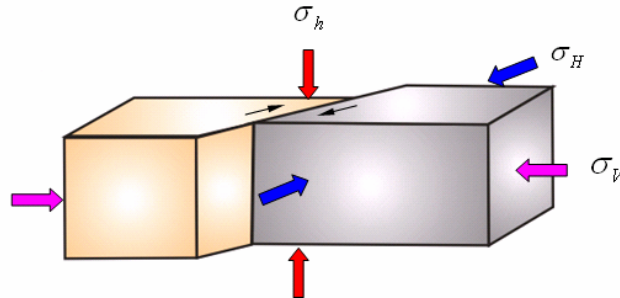


Figura 11.15. Régimen de Rumbo o Strike Slip. $\sigma_H > \sigma_V > \sigma_h$.

Los esfuerzos in situ son el estado de equilibrio que tienen las rocas antes de perforar el pozo. Cuando un pozo es perforado se introduce una perturbación a este estado de equilibrio y un nuevo grupo de esfuerzos es generado; este nuevo grupo de esfuerzos son llamados esfuerzos en la cara de pozo “*wellbore Stresses*” los cuales actúan sobre la formación y en la interfase lodo formación (Rock Mechanics Self Learning Package, Sugar Land Learning Center).

Los esfuerzos en la cara del pozo pueden ser descritos de la siguiente manera:

$$\sigma_r = P_w \quad (11.15)$$

$$\sigma_t = (\sigma_H + \sigma_h) - 2(\sigma_H - \sigma_h)\cos(2\theta) - P_w \quad (11.16)$$

$$\sigma_a = \sigma_V - 2(\sigma_H - \sigma_h)\nu \cos(2\theta) \quad (11.17)$$

σ_r = Esfuerzo Radial y es igual al peso del lodo.

σ_t = Esfuerzo tangencial.

σ_a = Esfuerzo axial.

θ = Angulo entre el esfuerzo tangencial (σ_t) y la dirección del esfuerzo máximo horizontal (σ_H).

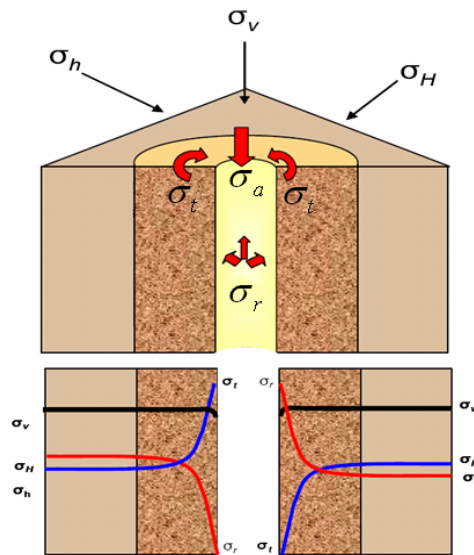


Figura 11.16. Variación de los esfuerzos desde la cara del pozo. Modificado de Sugar Land learned Center. Rock Mechanics Self Learning Package, Schlumberger.

11.7. ESFUERZOS PRINCIPALES

Para una orientación del sistema de coordenadas el tensor de esfuerzos, presenta una condición particular; sus componentes de corte desaparecen, es decir; se hacen iguales a cero. Este sistema coordinado se conoce como sistemas de ejes principales y las componentes de esfuerzos normales se denominan esfuerzos principales, expresados generalmente por $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$ ó S1, S2, S3.

$$\sigma = \begin{pmatrix} \sigma_{11} & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_{22} & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_{33} \end{pmatrix} \quad (11.19)$$

11.7.1. Esfuerzo Efectivo: Consiste en una relación que liga la presión de poro con el esfuerzo aplicado a una formación, como se muestra en la ecuación 11.19:

$$\sigma' = \sigma - \alpha P \quad (11.19)$$

σ = Esfuerzo Aplicado

α = Coeficiente de Biot

P = Presión de Poro

α Varía en un rango de 0 a 1 y describe la eficiencia que presenta la presión del fluido al contrarrestar el esfuerzo aplicado. Si $\alpha = 1$ esto significa que el fluido en el poro tiene

una eficiencia máxima en contrarrestar el esfuerzo total del overburden y además implica que el esfuerzo efectivo de la roca es bajo, una pesimista condición para la falla de la roca. Si $\alpha < 1$ esto significa que la presión del fluido en el poro es menos eficiente en contrarrestar el esfuerzo total del overburden y el esfuerzo efectivo de la roca es mayor o casi igual. El rango normal en los yacimientos del coeficiente de Biot se encuentra entre 0.19 a 0.85.

11.8. CRITERIOS DE FALLA ²⁵

El estado de esfuerzos alrededor de los pozos puede ser determinado de la suma del tensor de esfuerzos in situ antes de la perforación, el tensor de esfuerzos inducido por la perforación y los esfuerzos límites que actúan sobre la pared del pozo. Si el estado de esfuerzos excede la resistencia de la roca, ya sea en tensión o en compresión, entonces la falla puede ocurrir. Uno de los criterios más utilizados es el criterio de falla de Mohr – Coulomb, el cual relaciona propiedades de la roca como la cohesión y el ángulo de fricción.

11.8.1. Criterio de Falla de Mohr – Coulomb ²⁶: El criterio de Coulomb o Hipótesis de Mohr es una línea recta en el plano $\tau - \sigma$, cuyo intercepto es S_0 y la pendiente es la tangente de ϕ . La línea o envoltura divide el plano $\tau - \sigma$ en dos regiones una estable por debajo de ésta y una región de falla por encima de ella misma. El círculo de Mohr, permite representar el estado de esfuerzos principales en el mismo plano ($\tau - \sigma$) donde se gráfica la envolvente del criterio de Mohr-Coulomb. El criterio de Mohr-Coulomb no tiene en cuenta el esfuerzo principal intermedio debido que la falla ocurrirá en el momento en que el círculo toque la envolvente; y como se aprecia en la Figura 11.16 cualquier cambio del esfuerzo principal intermedio (σ_2) no modifica el círculo externo (más grande); en otras palabras bajo la hipótesis de Mohr-Coulomb sólo los esfuerzos principales máximo y mínimo (σ_1 y σ_3 respectivamente) intervendrán en el momento de

²⁵ Análisis De La Geomecánica Aplicada A La Estabilidad De Pozos De Los Campos Cusiana Y Cupiagua Mediante Analogías Con Yacimientos Sensibles A Esfuerzos. Eduard Pabón y Yussed Méndez. Tesis de Grado Universidad Industrial de Santander 2004.

²⁶ Determinación De La Orientación Y Magnitud Del Esfuerzo Máximo Horizontal A Partir Del Modelamiento De Breakouts En La Zona Del Piedemonte Llanero Colombiano. Maria Angélica García. Tesis de Grado Universidad Industrial de Santander 2006.

la falla (debido a que un cambio en σ_1 o en σ_3 cambiará el círculo externo acercándolo luego a la envolvente).

La envolvente está descrita por la relación:

$$\tau = S_o + \sigma \tan(\phi) \quad (11.20)$$

S_o = Cohesión, τ = Esfuerzo de Corte, ϕ = Angulo de fricción, σ = Esfuerzo efectivo

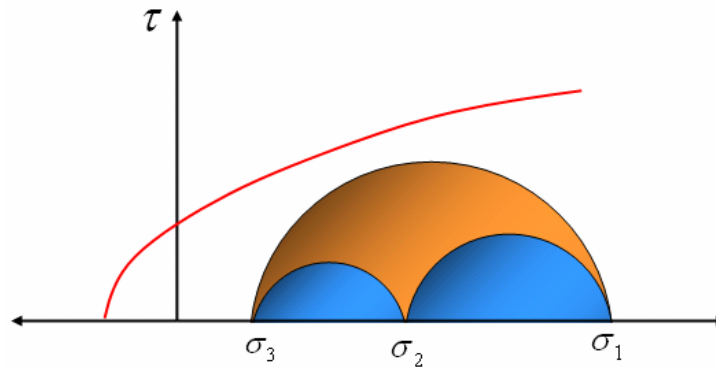


Figura 11.17. Criterio de Falla de Mohr – Coulomb ²⁷

En el momento que ocurre la falla, se interceptan la envolvente y el círculo como se muestra en la figura 11.17.

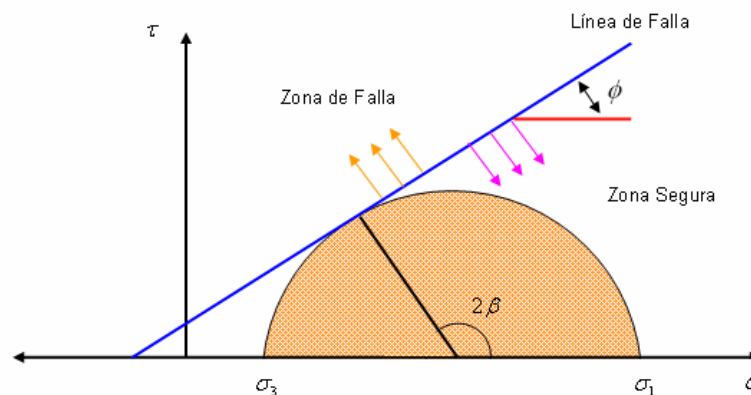


Figura 11.18. Envolvente de falla del criterio de Mohr Coulomb. Modificado de Mora 2005.

En el punto de la intersección del círculo de mohr con la envolvente de falla se igualan el esfuerzo de corte (ecuación 11.21) y esfuerzo normal (ecuación 11.22) con el criterio de coulomb (ecuación 11.20).

²⁷ Mora Guerrero I., Villadiego Atencio D., Desarrollo de una herramienta para analizar la inestabilidad de pozo, mediante el uso de las teorías elástica y poroelástica: aplicación al piedemonte colombiano. Trabajo de Grado, 2005.

$$|\tau| = \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\text{sen}(2\beta) \quad (11.21)$$

$$\sigma = \frac{1}{2}(\sigma_1 + \sigma_3) + \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\cos(2\beta) \quad (11.22)$$

Igualando las expresiones 11.20, 11.21 y 11.23:

$$\frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\text{sen}(2\beta) = S_o + \tan(\phi) \left[\frac{1}{2}(\sigma_1 + \sigma_3) + \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\cos(2\beta) \right]$$

Por trigonometría, el ángulo de falla (β), se puede expresar de la siguiente manera:

$$\beta = \frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2} \quad (11.23)$$

Reemplazando se tiene:

$$\frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\cos(\phi) = S_o + \frac{1}{2}\tan(\phi)(\sigma_1 + \sigma_3) - \frac{1}{2}\tan(\phi)\text{sen}(\phi)(\sigma_1 - \sigma_3)$$

Reorganizando se llega a la expresión:

$$\sigma_1 = 2S_o \left(\frac{\cos(\phi)}{1 - \text{sen}(\phi)} \right) + \sigma_3 \left(\frac{1 + \text{sen}(\phi)}{1 - \text{sen}(\phi)} \right) \quad (11.24)$$

Esta ecuación representa una línea recta cuando se grafica en un eje coordenado $\sigma_1 - \sigma_3$ y la pendiente se puede relacionar con el ángulo de fricción, sabiendo que:

$$m = \tan(\alpha) = \left(\frac{1 + \text{sen}(\phi)}{1 - \text{sen}(\phi)} \right)$$

Por relaciones trigonométricas se puede llegar a despejar el ángulo de fricción quedando de la siguiente manera:

$$\text{sen}(\phi) = \frac{\tan(\alpha) - 1}{\tan(\alpha) + 1} \quad (11.25)$$

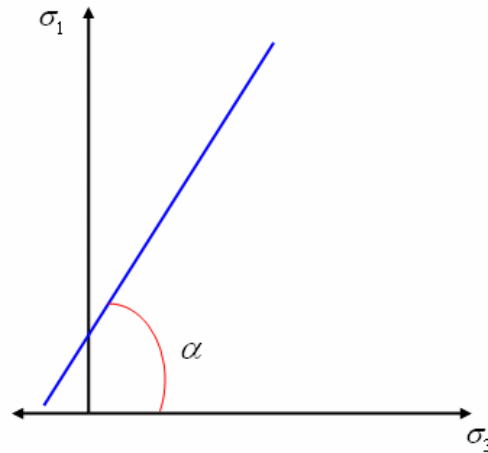


Figura 11.19. Criterio de Mohr – Coulomb en el plano $\sigma_1 - \sigma_3$. Modificado de García 2006.

Si se hace $\sigma_3 = 0$ en la ecuación 11.24, se obtiene el Unconfined Compressive Stress (UCS)²⁸, lo que se interpreta como el esfuerzo compresivo uniaxial más grande que puede ser aplicado a un material si que este falle.

$$UCS = 2S_o \frac{\cos(\phi)}{1 - \sin(\phi)} \quad (11.26)$$

Las expresiones 11.24 y 11.26 se pueden reescribir en términos del ángulo de falla la cohesión y los esfuerzos máximo y mínimo:

$$\sigma_1 = 2S_o \tan(\beta) + \sigma_3 \tan^2(\beta) \quad (11.27)$$

$$UCS = 2S_o \tan(\beta) \quad (11.28)$$

El criterio queda expresado finalmente de la siguiente manera:

$$\sigma_1 \geq UCS + \sigma_3 \tan^2(\beta) \quad (11.29)$$

²⁸ Valido solo cuando el mecanismo de falla es de corte

12. MODELO MECÁNICO DE SUBSUELO (MEM)

Un MEM es una compilación lógica de información relevante acerca de los esfuerzos a que está sometido el subsuelo y las propiedades mecánicas de las rocas que conforman un área determinada, un medio para actualizar esa información rápidamente y un plan de utilización de la información para las operaciones de perforación y el manejo de yacimientos. Un MEM puede utilizar datos de entrada de los modelos geofísicos, geológicos y de ingeniería de yacimientos pero no es simplemente un modelo puesto en una cuadrícula con atributos asignados a cada una de sus celdas. El aspecto adicional crítico de un MEM es que provee una vista unificada de las propiedades mecánicas de las rocas para un área determinada

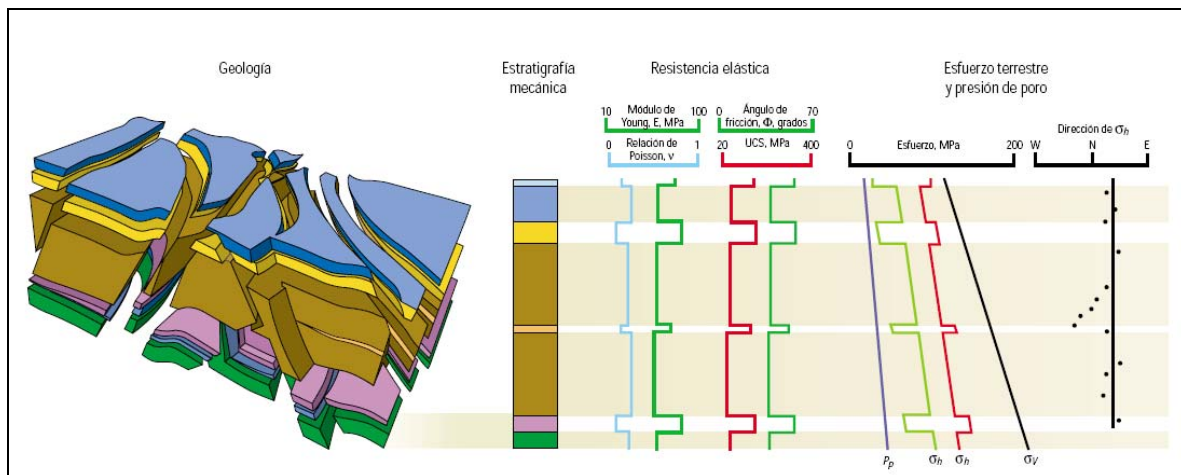


Figura 12.1. Concepto del modelo mecánico del subsuelo ²⁹. Tomado de “Observación del Cambio de las Rocas: Modelado Mecánico de Subsuelo”. Schlumberger 2003

Un MEM comprende datos petrofísicos y geomecánicos referentes al estado de un yacimiento, su sobrecarga, y las capas límites adyacentes y, adicionalmente, provee un conocimiento unificado de esos datos.

Existen tres tipos de información clave:

²⁹ El primer paso en la construcción de un MEM consiste en comprender la geología local y regional (*izquierda*). La estratigrafía mecánica detallada provee información sobre los tipos de facies y los mecanismos de deformación local (*centro*). De este estudio detallado se obtienen perfiles de parámetros elásticos y de resistencia de la roca, incluyendo la resistencia a la compresión no confinada UCS, por sus siglas en inglés (*derecha*). Estos parámetros se utilizan para predecir la presión de poro, P_p , los esfuerzos horizontales mínimo y máximo, σ_h y σ_H , y el esfuerzo vertical, σ_v . La determinación de la dirección del esfuerzo horizontal también es importante para las operaciones de perforación y terminación.

- mecanismos de falla
- Estado de los esfuerzos
- Propiedades mecánicas de las rocas.

12.1 COMPONENTES DE UN MODELO MECÁNICO DEL SUBSUELO

El primer paso en la construcción de un MEM consiste en organizar la información disponible a través de una auditoria de datos. Un equipo recolecta información relacionada no sólo con un yacimiento sino también con las formaciones que se encuentran por encima, por debajo, y al lado del mismo.

Toda la información relevante se combina en un encuadre coherente, el MEM, que permite la predicción de las propiedades geomecánicas, tales como esfuerzos, presión de poro y resistencia de la roca. Algunos componentes de los esfuerzos de una formación pueden medirse directamente y otros pueden derivarse de cantidades conocidas, pero algunos deben estimarse en base a correlaciones. Las pruebas de núcleos determinan la resistencia a la compresión no confinada (UCS, por sus siglas en inglés) y algunos otros parámetros tales como el ángulo de fricción y la relación de Poisson (ν). El esfuerzo vertical, σ_v , suele obtenerse mediante la integración de la densidad a través de los estratos de sobrecarga. En algunos casos, no se adquieren registros de formaciones someras, por lo que a veces se utiliza una extrapolación exponencial de esfuerzos verticales para modelar la región de la que no se adquieren registros. La presión de poro, P_p y el esfuerzo horizontal mínimo, σ_h pueden determinarse a partir de pruebas de integridad de la formación (FITs, por sus siglas en inglés) y de operaciones de minifracturamiento hidráulico, tales como los obtenidos mediante el Probador Modular de la Dinámica de la Formación MDT en una configuración de prueba de esfuerzos con empacador dual. Las mediciones de estos parámetros en puntos específicos calibran las correlaciones de registros a través de todas las formaciones.

Los modelos de esfuerzos, tales como el modelo de Mohr-Coulomb, suelen utilizarse para relacionar σ_h con P_p , σ_v y con el ángulo de fricción interna (ϕ). También se pueden utilizar otras correlaciones, pero requieren parámetros de entrada adicionales que a menudo son difíciles de obtener

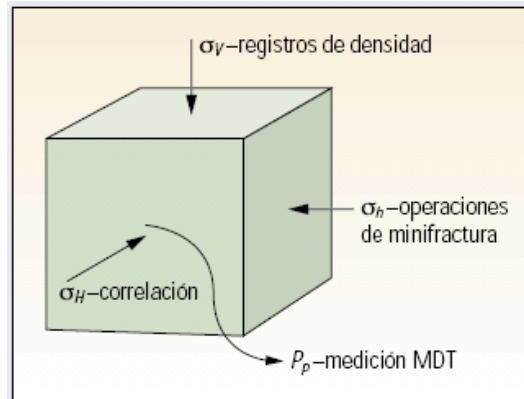


Figura 12.2. Estado de los esfuerzos ³⁰. Tomado de “Observación del Cambio de las Rocas: Modelado Mecánico de Subsuelo”. Schlumberger 2003

El esfuerzo horizontal máximo, σ_H no puede determinarse en forma directa, por lo que hay que evaluar pistas para determinar la mejor correlación dentro de un modelo de esfuerzo escogido. La información correspondiente a las restricciones impuestas sobre σ_H incluye la presencia o ausencia de ovalizaciones por ruptura de la pared del pozo, mediciones de operaciones de minifracturamiento hidráulico, resistencia de la roca y bases de datos locales o regionales. La dirección de σ_H es importante para la determinación de la estabilidad del pozo y para la orientación de las fracturas hidráulicas. Los datos sísmicos proveen información sobre la dirección de los esfuerzos regionales al indicar fallas y rasgos compresivos y por tracción relacionados con esos esfuerzos. Sin embargo, la proximidad con respecto a dichas fallas y rasgos principales—como la Cordillera de los Andes—puede alterar tanto la magnitud como la dirección de los esfuerzos locales, Las fallas y fracturas naturales pueden interpretarse

³⁰ Normalmente el esfuerzo vertical, σ_v se obtiene al integrar un registro de densidad desde la superficie hasta la profundidad en cuestión. El esfuerzo horizontal mínimo, σ_h se puede obtener a partir de las operaciones de minifracturamiento hidráulico y la presión de poro, P_p , a partir de una medición MDT. El esfuerzo horizontal máximo, σ_H debe obtenerse a partir de correlaciones con registros geofísicos.

a partir de los datos de la herramienta de generación de *Imágenes Ultrasónicas de la Pared del Pozo UBI*. Mediante el registro de datos en el modo dipolar cruzado, una herramienta de generación de *Imágenes Sónica Dipolar DSI* indica la dirección de σ_H . Las ondas de corte que viajan a través de una formación se dividen en ondas rápidas que se mueven a lo largo de la dirección del σ_H más rígido y ondas más lentas a lo largo de la dirección del σ_h más flexible.

El módulo de Young puede determinarse en base a las velocidades de ondas compresionales y de corte registradas por los registros acústicos. Sin embargo, existe una diferencia entre este módulo de Young dinámico y el módulo de Young estático en una prueba realizada sobre material de núcleos. Para utilizar esta información a fin de obtener la resistencia de la roca, usualmente en forma de UCS, se utilizan dos correlaciones. Primero está la conversión de módulo dinámico a módulo estático, después la transformación de módulo estático a UCS.

Un MEM puede actualizarse utilizando información recién adquirida, incluyendo datos de registros geofísicos y datos de mediciones adquiridos durante la perforación (LWD y MWD, por sus siglas en inglés respectivamente)

12.2. CONSTRUCCIÓN DEL MEM DE CRAVO NORTE

A continuación se presenta un breve resumen de la construcción del modelo mecánico de subsuelo del área de Cravo Norte y se muestran algunos resultados encontrados, así como las variables más importantes y las conclusiones del estudio.

12.2.1. Ubicación Y Escenario Estructural

El Campo Caño Limón está ubicado dentro del área del contrato de Asociación Cravo Norte, la cual abarca un área de 260.000 hectáreas localizada en el extremo Norte de la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia, en el Departamento de Arauca, 50Km al sur occidente de su capital y entre la población de Arauquita y el caserío La Yuca. Geográficamente el sector Cravo Norte esta limitado al norte y al oeste por el río Arauca, al sur con el río Casanare y al oeste con la Cordillera. Dicha área esta localizada en el extremo norte de la cuenca de los Llanos Orientales.

De manera general podemos describir el área en donde se encuentran los campos, haciendo una diferenciación de las fallas principales que delimitan los bloques estructurales que los componen, las fallas Matanegra, La Yuca, Caño Limón y Arauca. La Falla Normal Matanegra se desprende de la Falla Caño Limón al sur del río Arauca y se extiende en una dirección suroeste, por aproximadamente ocho kilómetros. El máximo desplazamiento vertical es de 61 metros (200 pies). La Falla Inversa La Yuca se extiende sub – paralelamente a la de Caño Limón por aproximadamente 35 kilómetros. Tiene un desplazamiento vertical de hasta 274 metros (900 pies). La Falla Caño Limón secciona el Campo de noreste a suroeste. La Falla Arauca tiene una dirección este – oeste a lo largo de un segmento del río Arauca uniendo las fallas Matanegra y La Yuca en el extremo norte del Campo. Esta falla normal tiene el bloque caído hacia el norte.

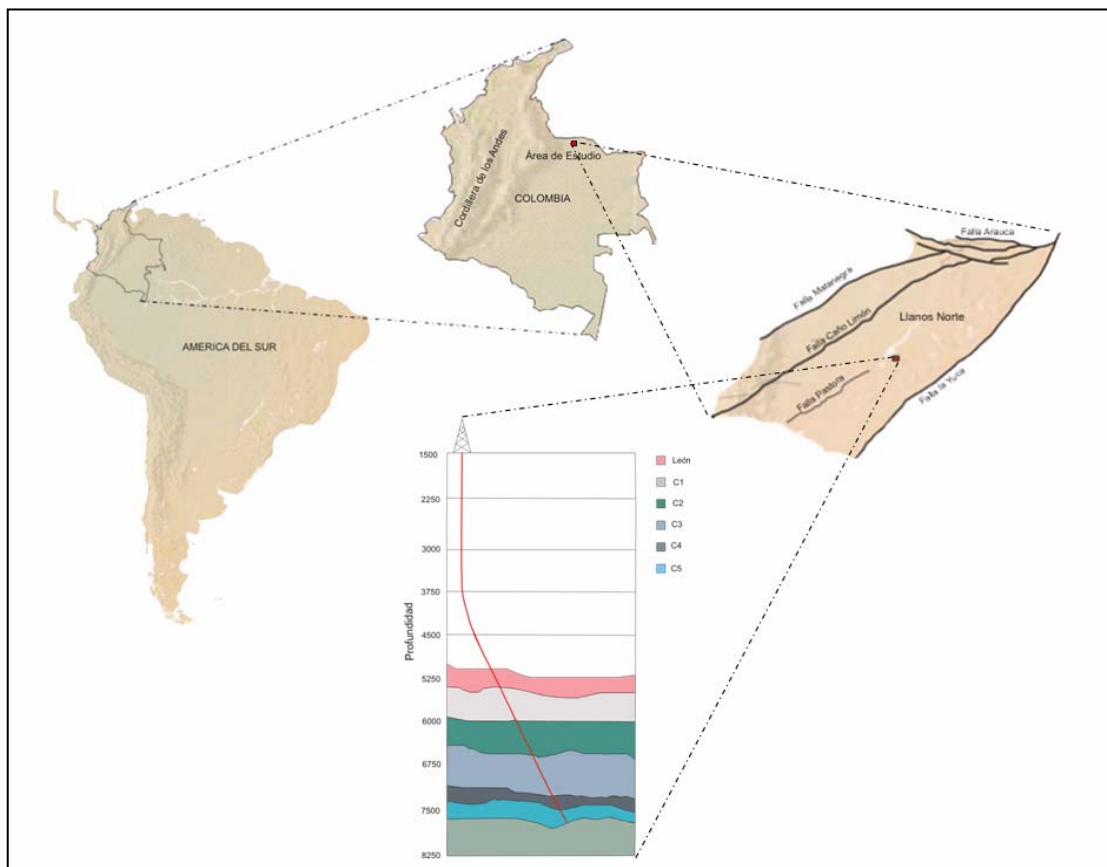


Figura 12.3. Ubicación del área de estudio

12.2.2. Escenario Geológico

Se realiza la descripción de la columna estratigráfica del las áreas del campo, haciendo énfasis en las unidades productoras de aceite.

Cretáceo: La columna estratigráfica muestra 3 unidades principales en la formación Cretáceo (K1, K2 y K3). Las unidades principalmente productoras de esta formación son K1 y K2A. La unidad K2A consiste en ondas dominadas por arenas deltaicas, es una arenisca de grano fino con 10% de glauconita y algunas cavernas contienen Kaolinita. La unidad K1A es un Shale marino incrustado en ondas dominadas por arenas deltaicas. La unidad K1 es una arenisca con granos que van de fino a muy fino con menor proporción de glauconita y kaolinita.

Carbonera Inferior: Es una formación que se encuentra encima de la formación Cretáceo, en cuanto a las edades de las formaciones. El contacto estructural está definido por una inconformidad de edad incierta (Cretaceo Superior o Eoceno Tardío). Las zonas principales de la formación Carbonera Inferior son denotadas con la letra M. El ambiente de depositación son ríos en donde predominan ambientes deltaicos.

Carbonera Superior: Una inconformidad perteneciente a la edad del oligoceno temprano, es el límite estructural entre las formaciones Carbonera Inferior y Carbonera Superior. El ambiente de depositación de Carbonera Superior es continental, va de la parte inferior a la superior una llanura deltaica arcillosa. La unidad más importante en esta formación es el canal C5, que consiste en una formación con intercalaciones de arenisca y arcilla.

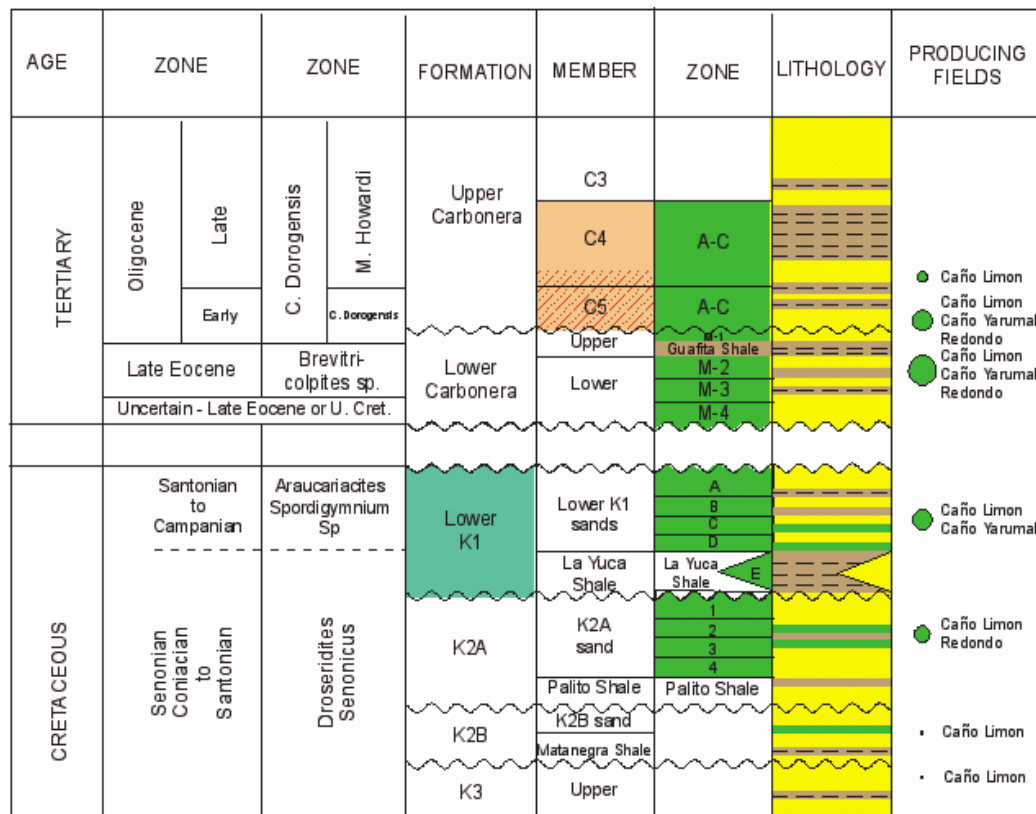


Figura 12.4. Columna estratigráfica de los pozos pertenecientes al Campo Caño Limón. Occidental de Colombia

12.2.3. Análisis Petrofísico Y Estadístico

Dado que existe una variabilidad en el espesor y en las profundidades en las formaciones de caño limón, la construcción de un MEM para este campo requiere la capacidad de estimar las secciones faltantes y ajustar variaciones o cambios en la geología. El objetivo de esta parte es lograr desarrollar una aproximación estadística, la cual será utilizada para identificar la tendencia de los datos petrofísicos y geomecánicos presentes en cada formación. Primero se define un modelo esquema para el contexto estructural, entonces la estratigrafía mecánica es definida por las propiedades petrofísicas. Se toman datos disponibles de varios pozos y se comparan para determinar las propiedades de cada formación en las áreas de interés. Para desarrollar este punto se tomaron varios pozos representativos que contaban con un paquete completo de datos como CL-28, CL-33 y MN-40. Los datos de estos pozos fueron sometidos a un análisis para construir correlaciones entre las propiedades.

12.2.4. Modelo Esquema

El modelo esquema incluye la ubicación de los topes de las formaciones junto con otros eventos geológicos claves como fallas e inconformidades. Además se incluyeron todos los eventos de perforación, problemas de arenamiento, debido a que los estados de los esfuerzos deben estar ubicados en una configuración geológica correcta, para asegurar la consistencia del MEM.

12.2.5. Estratigrafía Mecánica

La estratigrafía mecánica es utilizada para diferenciar las rocas grano soportadas de las arcillo soportadas. Para determinar la estratigrafía mecánica, un modelo petrofísico fue desarrollado para identificar la matriz de la roca, la arcilla y los fluidos desde la superficie al yacimiento. Para llevar a cabo el análisis petrofísico se realizan los siguientes pasos:

- Revisar los registros eléctricos acústicos y crear el tiempo de transito compresional (DTCO, Compressional Transit Time) y el tiempo de transito de falla (DTSM, Shear Transit Time)
- Centrar la interpretación en las formaciones productoras(C5, Carbonera inferior y las unidades K1 y K2 del Cretáceo)
- Realizar descripciones sobre las secuencias estratigráficas completas, haciendo énfasis en las unidades de arena y shale.

El objetivo final de la construcción de un modelo estratigráfico, es la determinación de las propiedades mecánicas de las rocas, a partir de la interpretación de registros eléctricos.

12.2.6. Cambio en las propiedades de la formación lateralmente y con la profundidad.

Se puede notar anticipadamente una heterogeneidad en las propiedades de las formaciones analizando los registros eléctricos como Gamma Ray y VCL (Contenido de arcilla). El cambio en las propiedades del yacimiento se puede observar claramente con el análisis de los registros eléctricos antes mencionados, tanto en profundidad como

lateralmente. Un ejemplo de esta heterogeneidad puede verse en los segmentos de registros que se muestran a continuación.

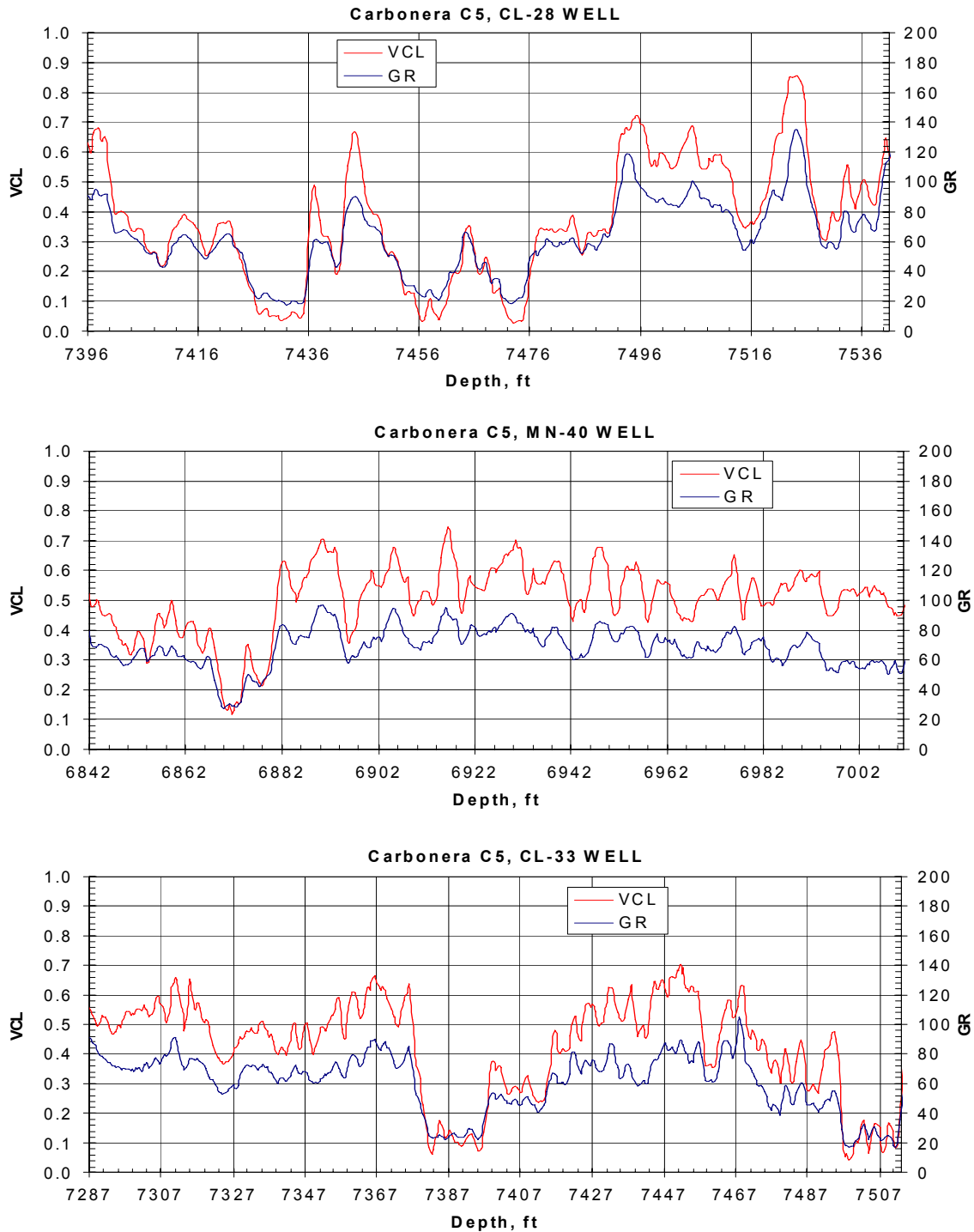


Figura 12.5. Comparación de los registros Gamma Ray VCLAY para las formaciones de carbonera superior. Tomado de “Caño Limón Field Mechanical Earth Model. Geomechanics Evaluation for Sand Management Solutions”. Occidental de Colombia 2003.

12.2.7. Correlación para el tiempo de transito compresional y de cizalla

Las propiedades elásticas de las formaciones son necesarias para la construcción del modelo mecánico de subsuelo (MEM). A partir de la medición del tiempo de transito de la onda S (Cizalla) y la onda P (Compresional), se pueden determinar las propiedades mecánicas de las rocas. Debido a que este tipo de registros solo se corre en algunos pozos, se hace necesario determinar una correlación que nos permita determinar estas medidas en otros pozos de manera aproximada. El tiempo de transito de la onda Compresional puede ser medido a partir de las ondas convencionales emitidas por los registros sínicos. Esta misma condición no se cumple con el tiempo de transito de las ondas de cizalla, cuya precisión en la medición depende del grado de consolidación que presente la formación, si esta operación se realiza con registros sínicos convencionales. Una buena medición del tiempo de transito de la onda de cizalla se obtiene con un registro sínico dipolar (DSI, Dipolar Sonic Shear Imager).

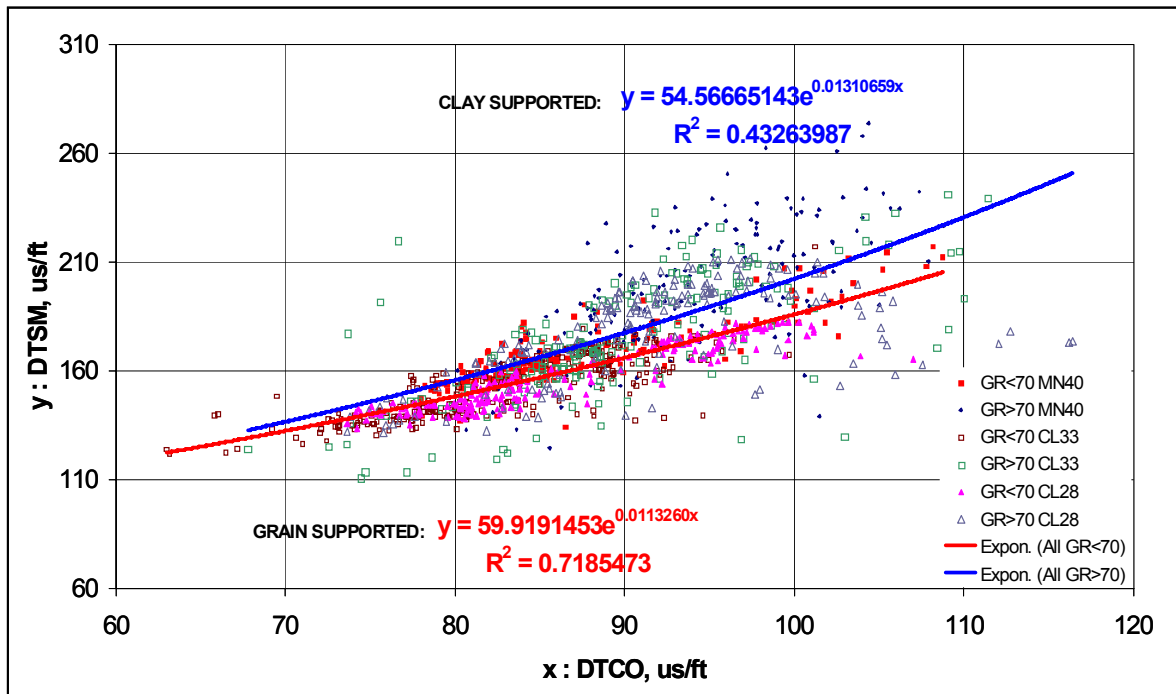


Figura 12.6. Correlaciones entre la onda de Cizalla y la onda Compresional para las unidades de arena de la formación Carbonera Superior. Tomado de “Caño Limón Field Mechanical Earth Model. Geomechanics Evaluation for Sand Management Solutions”. Occidental de Colombia 2003.

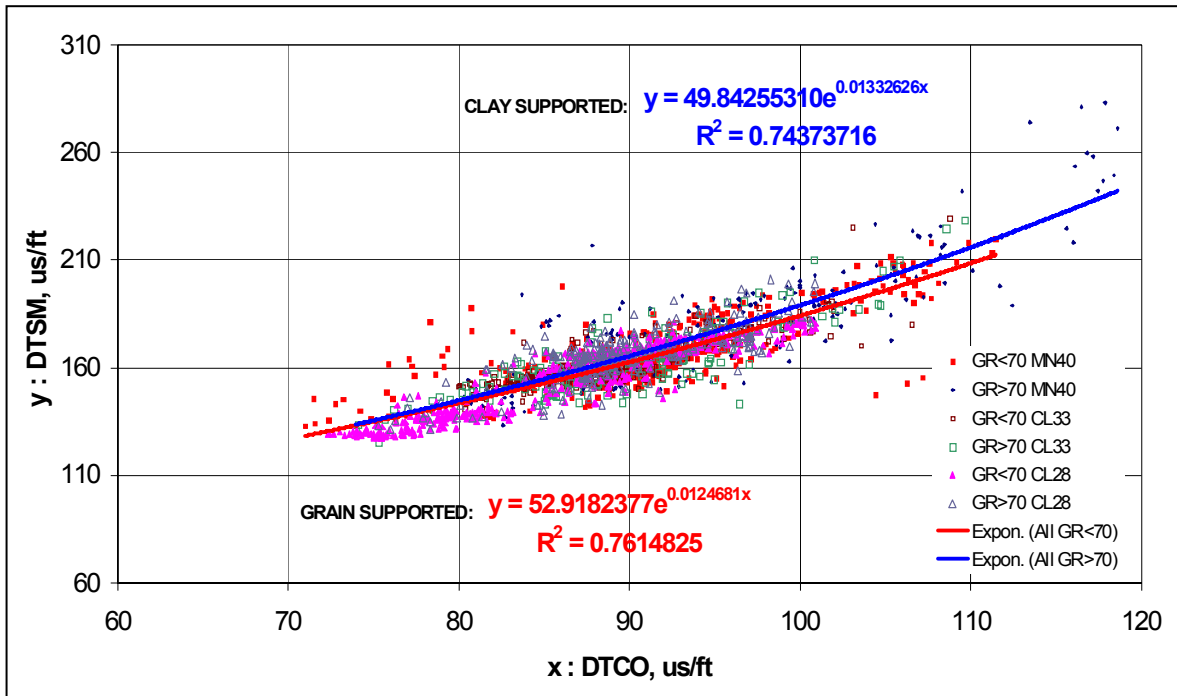


Figura 12.7. Correlaciones entre la onda de Cizalla y la onda Compresional para las unidades de arena de la formación Carbonera Inferior. Tomado de “Caño Limón Field Mechanical Earth Model. Geomechanics Evaluation for Sand Management Solutions”. Occidental de Colombia 2003.

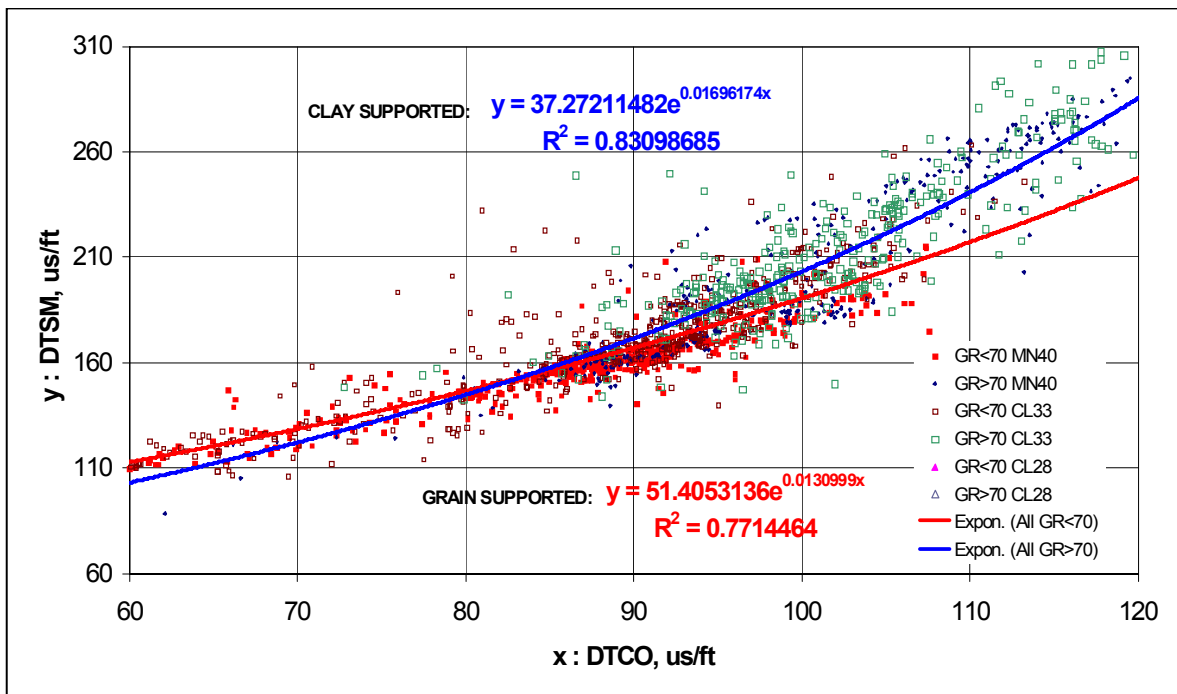


Figura 12.8. Correlaciones entre la onda de Cizalla y la onda Compresional para las unidades de arena de la formación Cretáceo. Tomado de “Caño Limón Field Mechanical Earth Model. Geomechanics Evaluation for Sand Management Solutions”. Occidental de Colombia 2003.

El registro sónico dipolar (DSI) llamado así en la compañía Schlumberger, es un registro sónico que sirve para determinar las propiedades mecánicas a partir de las ondas compresional y de cizalla. La herramienta DSI combina la tecnología basada en dipolos con los últimos desarrollos de la herramienta monopolar en un sistema, suministrando el mejor desarrollo disponible actualmente para obtener tiempos de transito de la onda compresional, de cizalla y Stoneley. La tecnología dipolar permite hacer mediciones de la onda de cizalla en formaciones consolidadas e inconsolidadas.

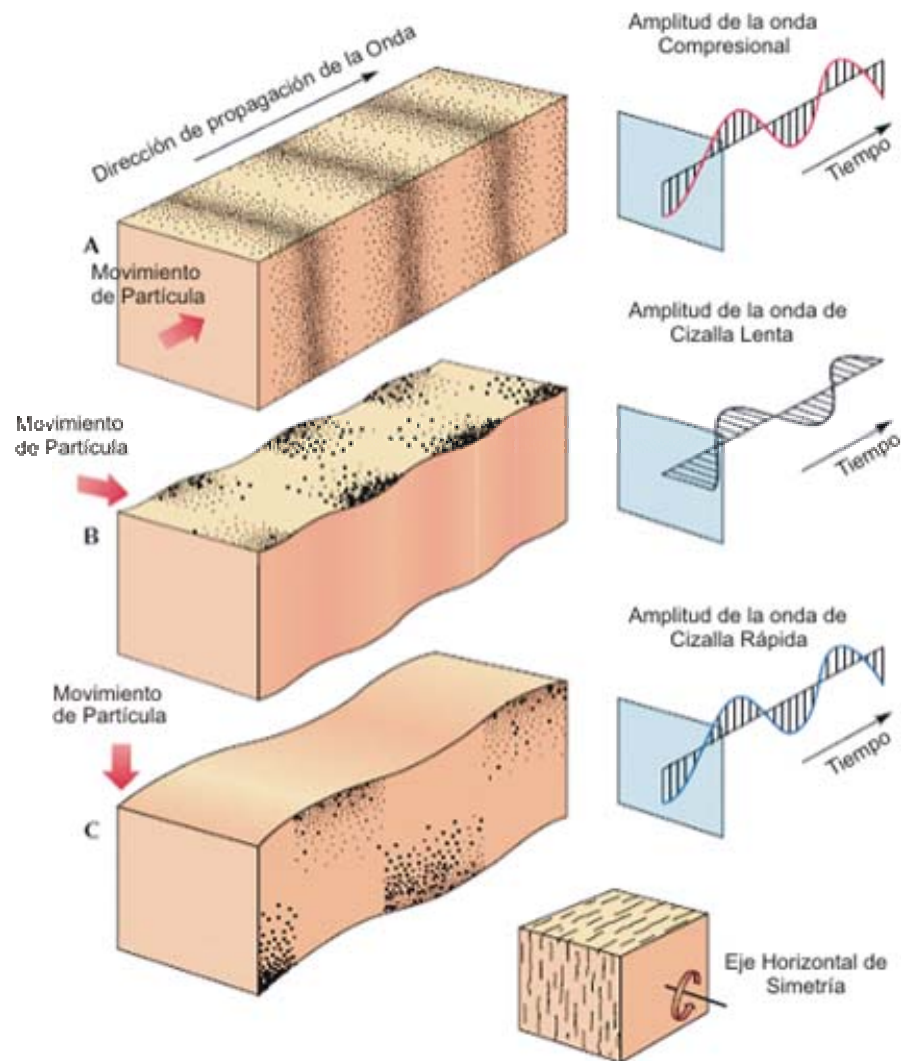


Figura 12.9. Movimientos de las ondas de Cizalla y Compresional emitidas por el registro sónico Dipolar. Modificado de Armstrong, Phil. "The Promise of Elastic Anisotropy". Houston Texas 2003

12.2.8. Modelado Mecánico

En el modelo mecánico se completa el MEM ya que el campo de esfuerzos y las propiedades mecánicas de la roca son caracterizados; en el modelo mecánico se calculan la magnitud y dirección de los esfuerzos, la presión de poro, las propiedades elásticas y la resistencia de la roca³¹.

12.2.8.1. Esfuerzo Vertical

Uno de los esfuerzos principales es el de la carga litostática que ejerce la columna de roca sobre el área de un elemento a una profundidad dada. Se estima que el eje de la carga se encuentra en el plano vertical, y su magnitud se calcula al integrar la densidad en función de la profundidad. Los valores de densidad requeridos para dicho cálculo se obtuvieron a partir del registro de densidad en hueco abierto, aunque también se pueden obtener a partir de medidas directas de densidad en corazones o ripios de perforación.

$$\sigma_z = \int_0^z \rho(z).g.dz \quad (12.1)$$

Se determinaron los esfuerzos verticales para los pozos CL-28, CL-33 y para MN-40 (Pozos con los que se cuenta el registro sísmico dipolar) y los resultados de las integraciones se muestran en la figura 12.10. De la integración del registro de densidad se obtuvo que los valores del esfuerzo vertical para las formaciones productoras de aceite de estos pozos varía entre 0.97-0.98 psi/ft

³¹ RESTREPO, J. D., I.P. SCHLUMBERGER SALAZAR, H.A., I.P., SCHLUMBERGER OSORIO, J.G., Ph.D., UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA FRYDMAN, M., Ph.D., SCHLUMBERGER. MEM y sus aplicaciones al planeamiento de perforación de pozos.

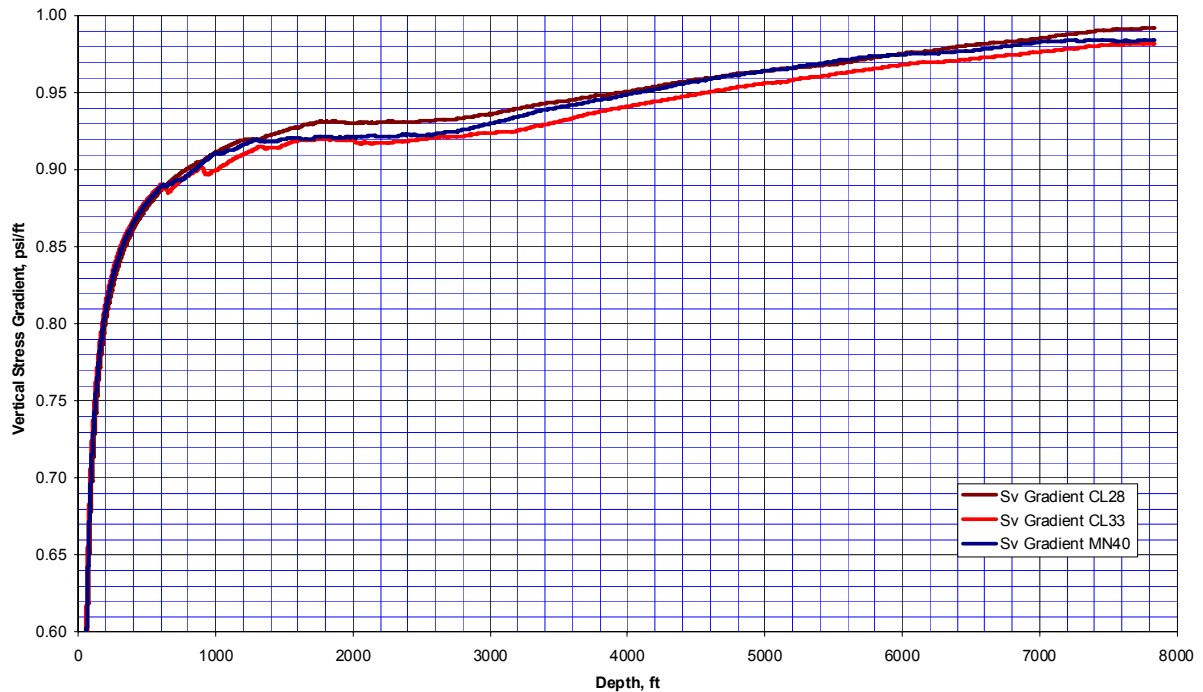


Figura 12.10. Esfuerzo vertical (Overburden) para los pozos MN-40, CL-33 y CL-28. Tomado de “Caño Limón Field Mechanical Earth Model. Geomechanics Evaluation for Sand Management Solutions”. Occidental de Colombia 2003.

12.2.8.2. Presión de Poro

La presión de poro puede ser determinada empleando varias técnicas directas o indirectas. Las mediciones de la presión de poro para la construcción del modelo mecánico de subsuelo, se realizó mediante pruebas MDT (Modular Dynamic Formation Test). Se construyó un perfil de presión de poro para los pozos CL-33, MN-40 y CL-28 utilizando un gradiente de agua de 0.42 psi/ft. Los resultados de las mediciones de estos pozos se resumen en las figuras 12.11, 12.12 y en la tabla 12.1 se muestran valores de presión de poro para otros pozos pertenecientes al campo caño limón que ya contaban con esta información.

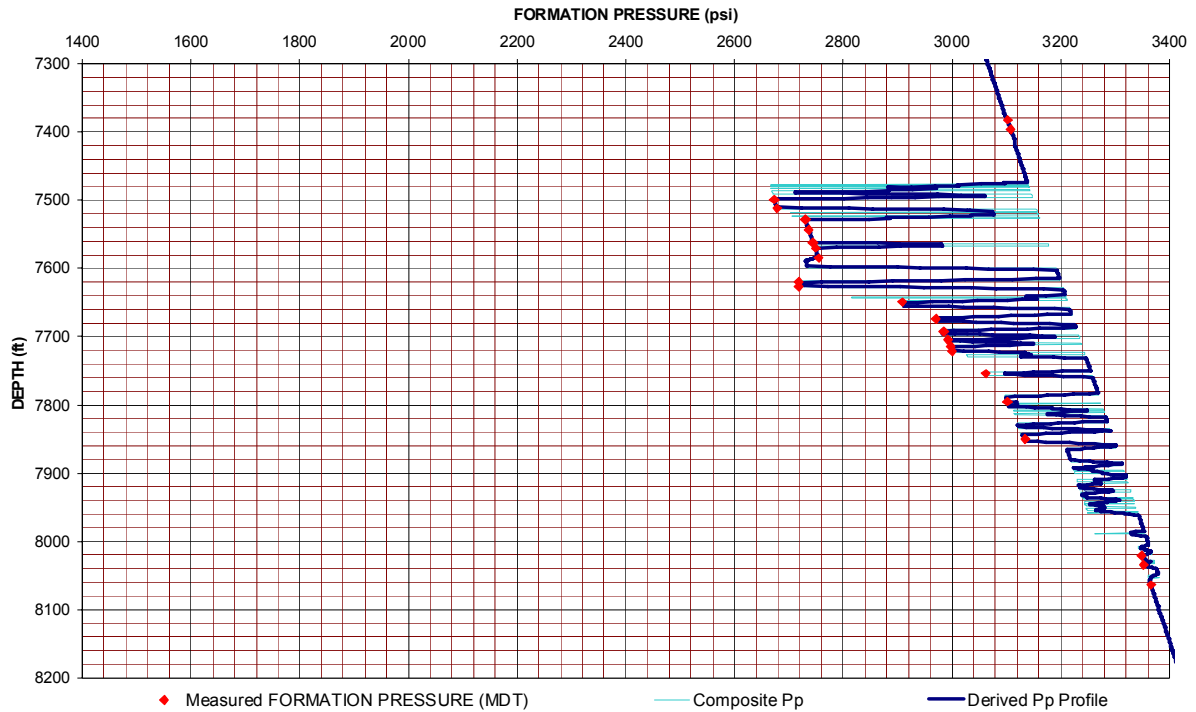


Figura 12.11. Perfil de presión de poro para el pozo CL-33. Tomado de “Caño Limón Field Mechanical Earth Model. Geomechanics Evaluation for Sand Management Solutions”. Occidental de Colombia 2003.

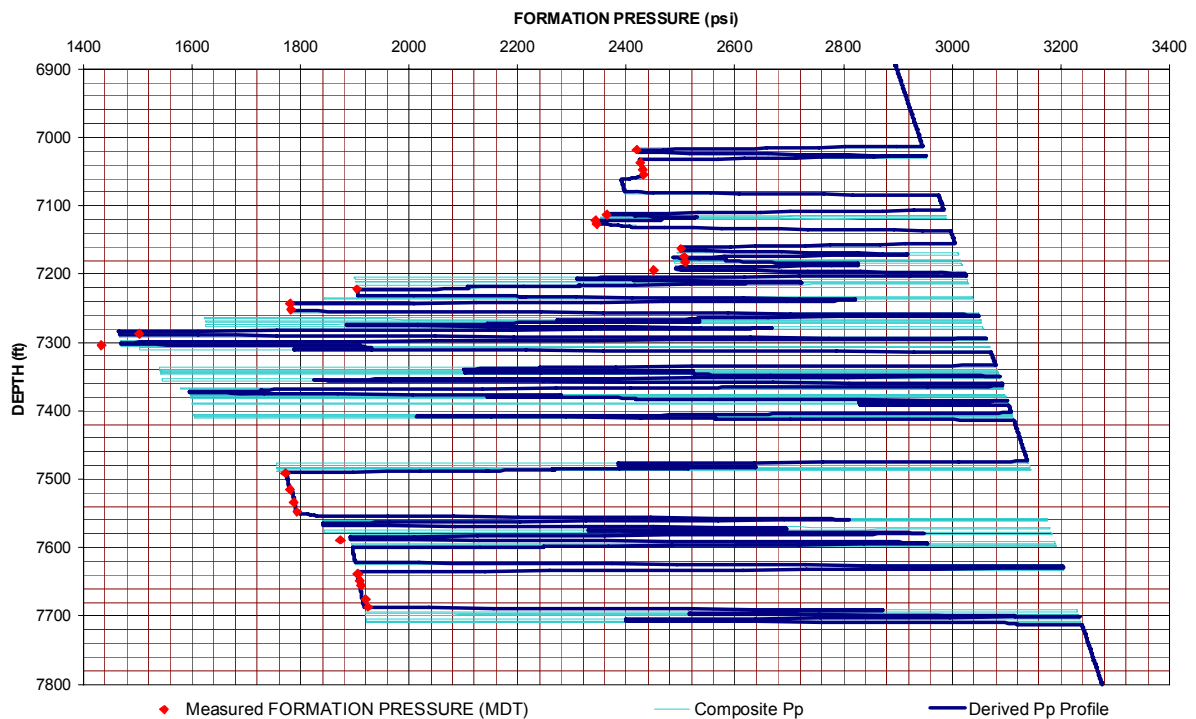


Figura 12.12. Perfil de presión de poro para el pozo MN-40. Tomado de “Caño Limón Field Mechanical Earth Model. Geomechanics Evaluation for Sand Management Solutions”. Occidental de Colombia 2003.

Tabla 12.1. Resumen de las presiones de poro obtenidas para los pozos del campo caño limón. Tomado de “Caño Limón Field Mechanical Earth Model. Geomechanics Evaluation for Sand Management Solutions”. Occidental de Colombia 2003.

Formación	Unidades	Tope ft	Fondo ft	Presion Datum	Wc %	Presión Yacimiento	Grad Presión
Carbonera Superior	C5	7276	7319	1600	89	1489	0.204
Cretáceo	K1B1, K1B2	7508	7549	1680	90	1661.4	0.221
Carbonera Inferior	M3A, M3B	7510	7523	1960	83	1934.6	0.257
Cretáceo	K1B1, K1B2	7556	7600	1360	96	1358.4	0.179
Cretáceo	K1B1, K1B2	7564	7600	1500	91	1500.8	0.198
Carbonera Superior	C5	7612	7618	2100	90	2111.6	0.277
Carbonera Inferior	M1A,M1B, M1C1,M1C2	7309	7386	2182.8		2091.8	0.285
Carbonera Inferior	M1A,M1B,	7637	7704	2797.6		2831	0.369

12.2.8.3. Modelo de Resistencia de la Roca (UCS)

También conocida como resistencia a la compresión uniaxial se define como la carga máxima (máximo esfuerzo) soportada por la roca en un estado de compresión uniaxial. El UCS puede ser calculado a través de pruebas de laboratorio, y se puede tener en función de la resistencia cizallante o cohesión de la roca y el ángulo de fricción interna, utilizando un criterio de falla como el de Mohr-Coulomb. El UCS es de gran importancia a la hora de la determinación de falla de la roca ya sea durante la perforación o la producción. Como es necesario tener un valor continuo de la UCS a través de todo el esquema tridimensional, se hace necesario utilizar datos que se encuentren en forma continua para su cálculo. Las pruebas de laboratorio son estimativos puntuales y solo pueden usarse como un método de calibración para los cálculos continuos realizados. Análisis de laboratorio realizados a muestras de corazones, muestran que la resistencia de la roca es Bimodal ³² entre las facies grano-soportadas (GR<70) y las facies arcillo-soportadas (GR>70).

Para la determinación del UCS se realizaron pruebas de laboratorios a muestras de corazones, con el fin de generar medidas puntuales y generar correlaciones para extrapolarlo a otras áreas del campo. Además de esto, se realizaron pruebas para determinar el ángulo de fricción interna de las rocas y la cohesión a través del círculo de Mohr y se determinaron los módulos elásticos a partir de las curvas esfuerzo deformación de las muestras disponibles. El ángulo de fricción interna fue determinado de la construcción del círculo de Mohr a partir de los datos obtenidos en las pruebas

³² RESTREPO, J. D., I.P. SCHLUMBERGER SALAZAR, H.A., I.P., SCHLUMBERGER OSORIO, J.G., Ph.D., UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA FRYDMAN, M., Ph.D., SCHLUMBERGER. MEM y sus aplicaciones al planeamiento de perforación de pozos.

triaxiales realizadas a las muestras de corazones. Schlumberger utilizó una correlación de su propiedad basada en porosidad y contenido de arcilla para construir un perfil continuo con el ángulo de fricción interna, el cual fue calibrado posteriormente con los datos reales obtenidos de las pruebas de laboratorio.

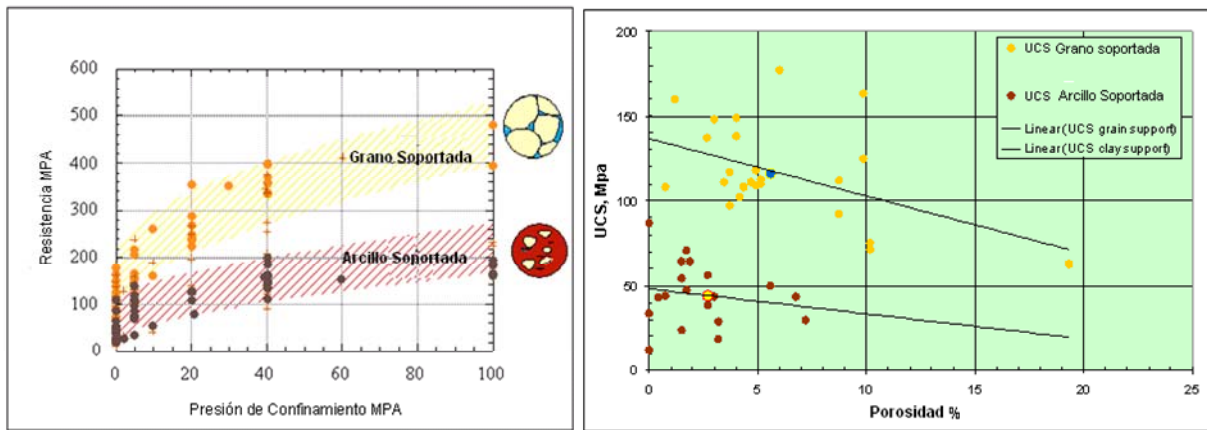


Figura 12.13. Naturaleza Bimodal de las rocas. Tomado de “Caño Limón Field Mechanical Earth Model. Geomechanics Evaluation for Sand Management Solutions”. Occidental de Colombia 2003.

Tabla 12.2. Resultado de las mediciones en laboratorio de los módulos elásticos. Tomado de “Caño Limón Field Mechanical Earth Model. Geomechanics Evaluation for Sand Management Solutions”. Occidental de Colombia 2003.

Muestra	Profundidad ft	Densidad (g/cm ³)	Presión de Confinamiento Psi	Presión de poro	Confinamiento Efectivo psi	Esfuerzo de Cedencia Psi	Esfuerzo Máximo Psi	Modulo de Young (x10 ⁶ psi)	Relación de Poisson	Modulo de Bulk (x10 ⁶ psi)
S-319	7752.09	1.96315	0	0	0	2039.7	3557.4	0.4202	0.2551	0.286
S-323	7754.04	1.89722	3280	2280	1000	8434.9	8915.4	0.9439	0.1946	0.5152
S-322	7754.08	1.93095	4780	2281	2499	14640.2	14640.2	1.5162	0.1683	0.7618
S-324	7755.42	1.86065	8679	2254	6425	21545.1	22763.1	1.5739	0.1639	0.7805
S248	7033.33	1.8015	0	0	0	363.5	667	0.0485	0.2898	0.0385
S251	7032.08	1.8044	2710	700	2010	6381.2	7010.5	0.4458	0.1237	0.1975
S255	7035.66	1.8456	5190	700	4490	11609.6	12010.3	0.8149	0.1114	0.3495
S242	7029.09	1.8791	6690	700	5990	15375.7	16129.2	1.131	0.1203	0.4965
S187	7360.83	1.9883	50	10	40	154.1	302.8	0.0024	0.3437	0.0026
S188	7361.33	1.9405	3322	2338	984	2586.2	2831.9	0.1031	0.2178	0.0609
S190	7361.66	1.9793	5293	2338	2955	5504.5	5504.5	0.1498	0.1378	0.0689
S183	7405.83	1.9523	8763	2338	6425	7679.3	7679.3	0.2299	0.0465	0.0845
S313	8165.75	N/A	0	0	0	168	226.4	0.0244	0.135	0.0111
S315	8169.5	1.949	4132	3147	985	3918.2	5172.2	0.1669	0.0188	0.0578
S311	8164.25	1.8694	6190	3181	3009	8843.9	9311.6	0.5589	0.0571	0.2103
S309	8161.16	1.8826	9579	3154	6425	21330.7	22007.3	0.8461	0.0511	0.3141
S192	7448.42	1.8953	50	0	50	118.9	199.6	0.0038	0.2253	0.0023
S194	7448.83	1.94	2952	2461	491	874.7	1007.4	0.0428	0.4421	0.1233
S210	7472.83	2.0664	3488	2491	997	3797.6	4283.8	0.4743	0.0932	0.1943
S196	7449.58	1.806	3946	2461	1485	3499.5	3499.5	0.1131	0.0744	0.0443
S205	7667.25	1.9655	0	0	0	5028	5028	1.3574	0.1194	0.5945
S171	7671.75	2.0019	2441	1941	500	5114.7	6707.4	1.3816	0.1713	0.7006
S202	7667	1.9958	2937	1942	995	9614.7	10017.5	2.2796	0.0894	0.9253
S161	7708.5	2.0562	3401	1919	1482	6851.4	6944.9	0.4837	0.0994	0.2012
S55	7563.08	1.9848	0	0	0	479.9	1100.6	0.1195	0.218	0.0707
S64	7565.75	2.0468	2212	1720	492	1985	2793.4	0.1885	0.1528	0.0905
S61	7564.08	2.1	2740	1740	1000	3315.5	4342.1	0.2138	0.1114	0.0917
S68	7564.58	1.9964	4191	1720	2471	3764.3	5943.4	0.3336	0.1587	0.1629

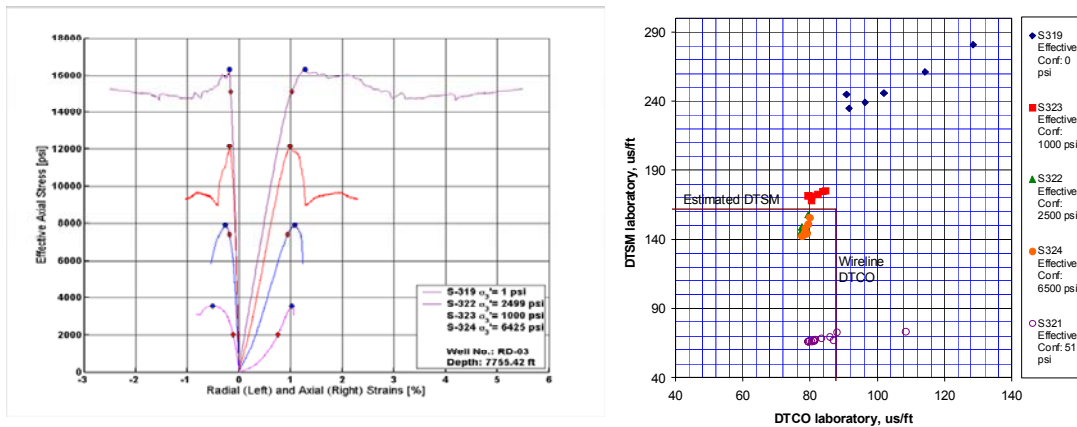


Figura 12.14. Curvas de esfuerzo- Deformación y tiempos de transito sónicos en el laboratorio para las arenas de Carbonera Superior. Tomado de “Caño Limón Field Mechanical Earth Model. Geomechanics Evaluation for Sand Management Solutions”. Occidental de Colombia 2003.

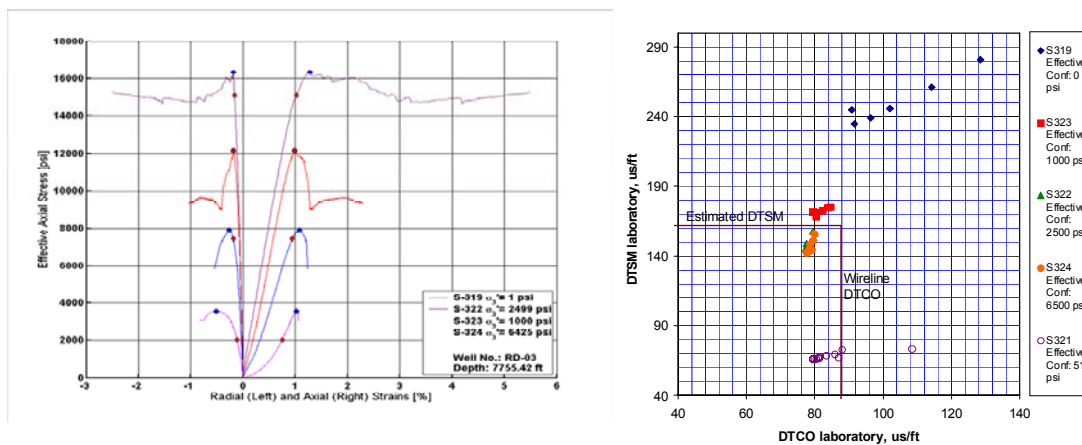


Figura 12.15. Curvas de esfuerzo- Deformación y tiempos de transito sónicos en el laboratorio para las arenas de Carbonera Inferior. Tomado de “Caño Limón Field Mechanical Earth Model. Geomechanics Evaluation for Sand Management Solutions”. Occidental de Colombia 2003.

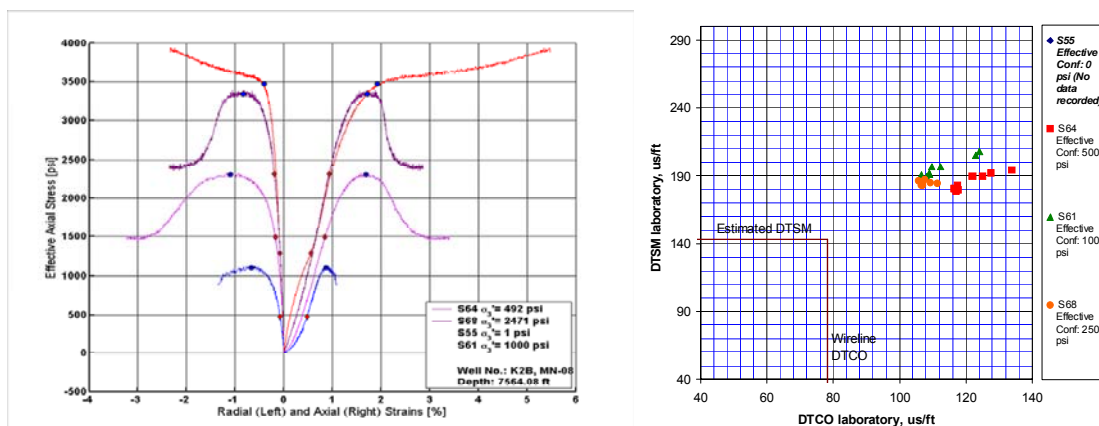


Figura 12.16. Curvas de esfuerzo- Deformación y tiempos de transito sónicos en el laboratorio para las arenas del Cretáceo. Tomado de “Caño Limón Field Mechanical Earth Model. Geomechanics Evaluation for Sand Management Solutions”. Occidental de Colombia 2003.

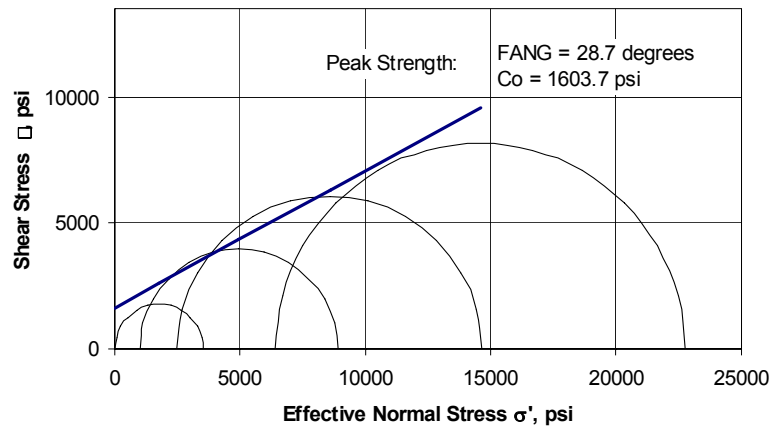


Figura 12.17. Pruebas de Compresión para las arenas de Carbonera Superior. Tomado de “Caño Limón Field Mechanical Earth Model. Geomechanics Evaluation for Sand Management Solutions”. Occidental de Colombia 2003.

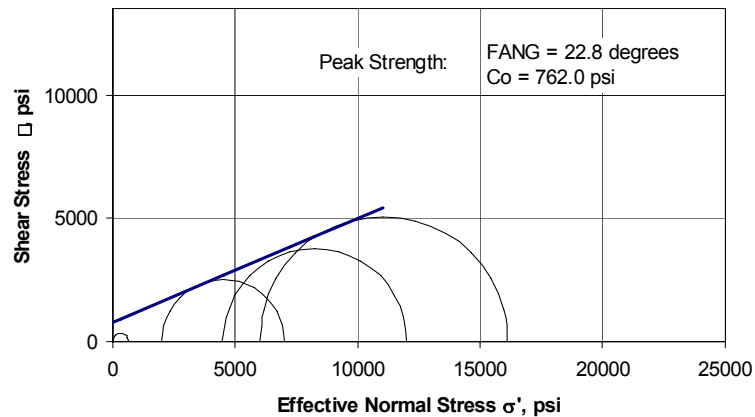


Figura 12.18. Pruebas de Compresión para las arenas de Carbonera Inferior. Tomado de “Caño Limón Field Mechanical Earth Model. Geomechanics Evaluation for Sand Management Solutions”. Occidental de Colombia 2003.

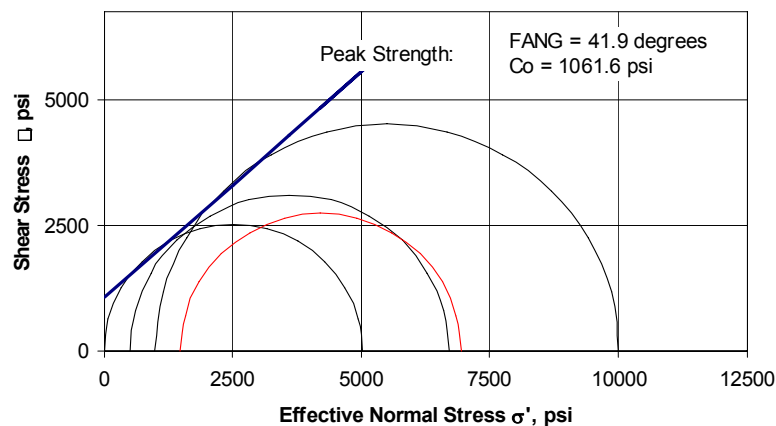


Figura 12.19. Pruebas de Compresión para las arenas del Cretáceo. Tomado de “Caño Limón Field Mechanical Earth Model. Geomechanics Evaluation for Sand Management Solutions”. Occidental de Colombia 2003.

Tabla 12.3. Resultado de las Pruebas Compresionales. Tomado de “Caño Limón Field Mechanical Earth Model. Geomechanics Evaluation for Sand Management Solutions”. Occidental de Colombia 2003.

Formación	Unidad	Cohesion Co, psi	UCS, psi	Angulo de Fricción Interna (Grados)
Carbonera Superior	C5	1603.7	5410.2	28.68
Carbonera Inferior	M1A2	762	2292.8	22.78
Carbonera Inferior	M2B	643.1	1497.6	8.69
Carbonera Inferior	M3A	334.6	1189.5	31.3
Carbonera Inferior	M4A	27.9	84.6	23.2
Cretáceo	K1C2	1061.6	4753.4	41.9
Cretáceo	K2B	314.9	1133.8	31.9

Tabla 12.4. Resultados del tiempo de transito de onda medido en el laboratorio. Tomado de “Caño Limón Field Mechanical Earth Model. Geomechanics Evaluation for Sand Management Solutions”. Occidental de Colombia 2003.

Formación	Unidad	Profundidad MD	Densidad Prom., RHOB, g/cm ³	Promedio VCL, v/v	Promedio PHIT, v/v	Promedio PHIE, v/v	Promedio DTCO, μs/ft	Promedio Estimated DTSM, μs/ft
Carbonera Superior	C5	7753.91	2.21	0.069	0.263	0.256	87.763	161.905
Carbonera Inferior	M1A2	7032.54	2.211	0.055	0.273	0.267	93.05	168.834
Carbonera Inferior	M2B	7361.27	2.369	0.239	0.171	0.148		
Carbonera Inferior	M3A	8165.17	2.254	0.095	0.222	0.212	84.879	152.575
Carbonera Inferior	M4A	7448.94	2.175	0.36	0.259	0.224		
Cretáceo	K1C2	7668.67	2.32	0.236	0.192	0.168		
Cretáceo	K2B	7564.37	2.359	0.294	0.163	0.133	78.172	143.532

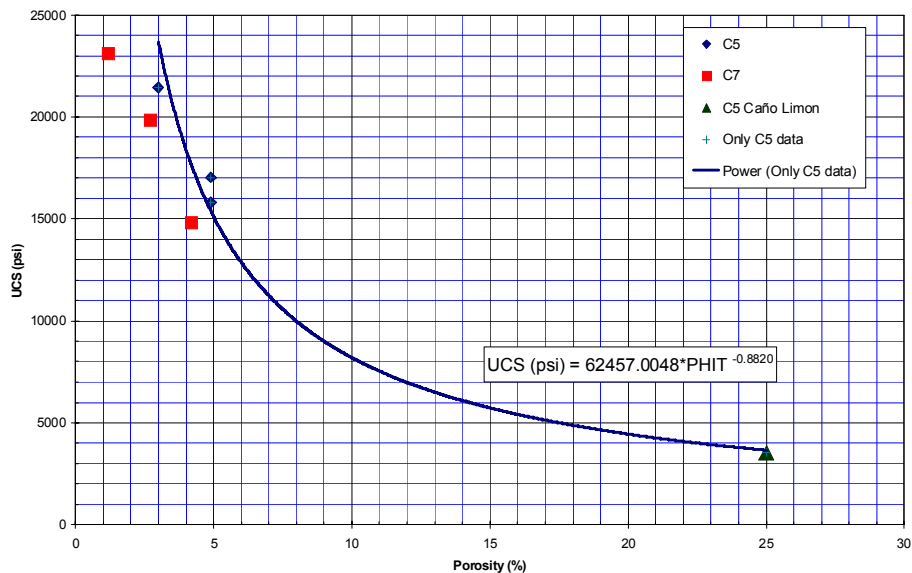


Figura 12.20. Correlación de UCS-Porosidad para Carbonera Superior. Tomado de “Caño Limón Field Mechanical Earth Model. Geomechanics Evaluation for Sand Management Solutions”. Occidental de Colombia 2003.

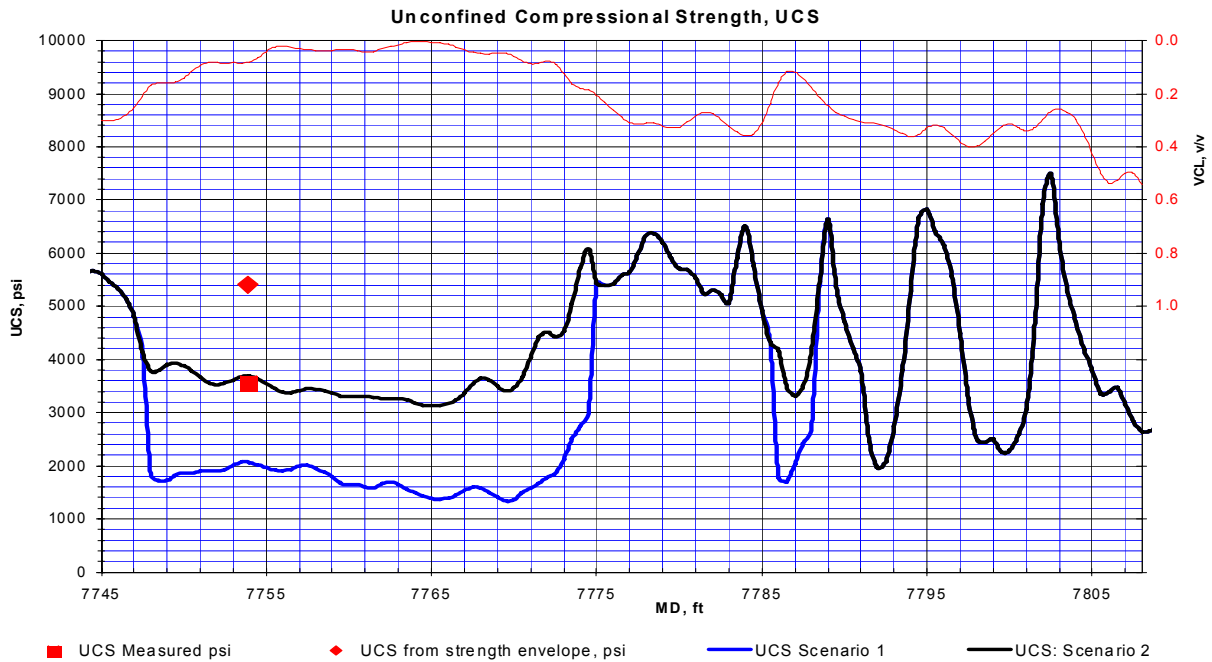


Figura 12.21. Variación del UCS con la profundidad para Carbonera Superior. Tomado de “Caño Limón Field Mechanical Earth Model. Geomechanics Evaluation for Sand Management Solutions”. Occidental de Colombia 2003.

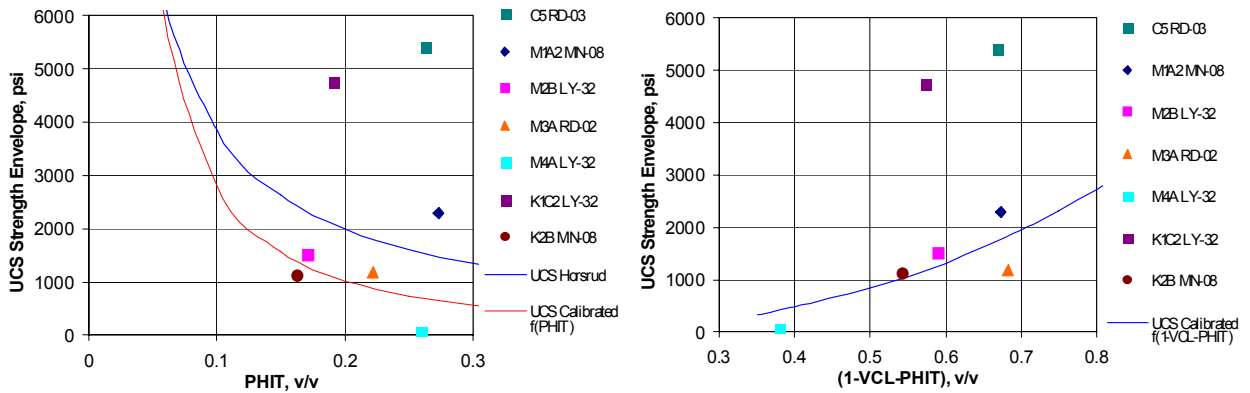


Figura 12.22. Correlación de UCS-Porosidad para Carbonera Inferior y Cretáceo. Tomado de “Caño Limón Field Mechanical Earth Model. Geomechanics Evaluation for Sand Management Solutions”. Occidental de Colombia 2003.

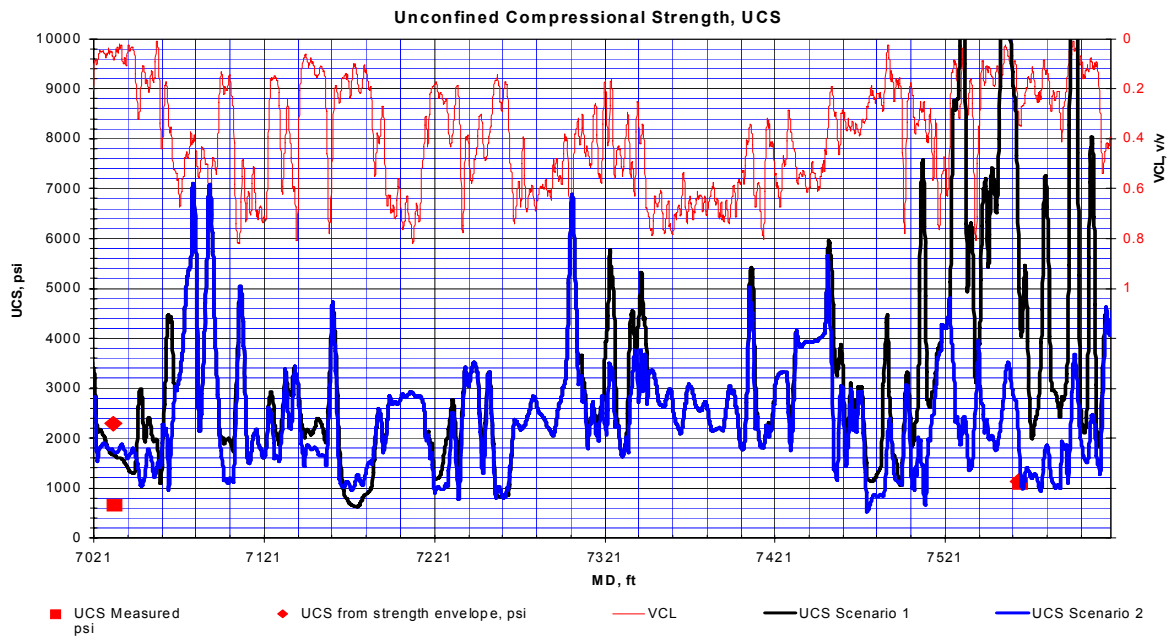


Figura 12.23. Variación del UCS con la profundidad para Carbonera Inferior y Cretáceo. Tomado de “Caño Limón Field Mechanical Earth Model. Geomechanics Evaluation for Sand Management Solutions”. Occidental de Colombia 2003.

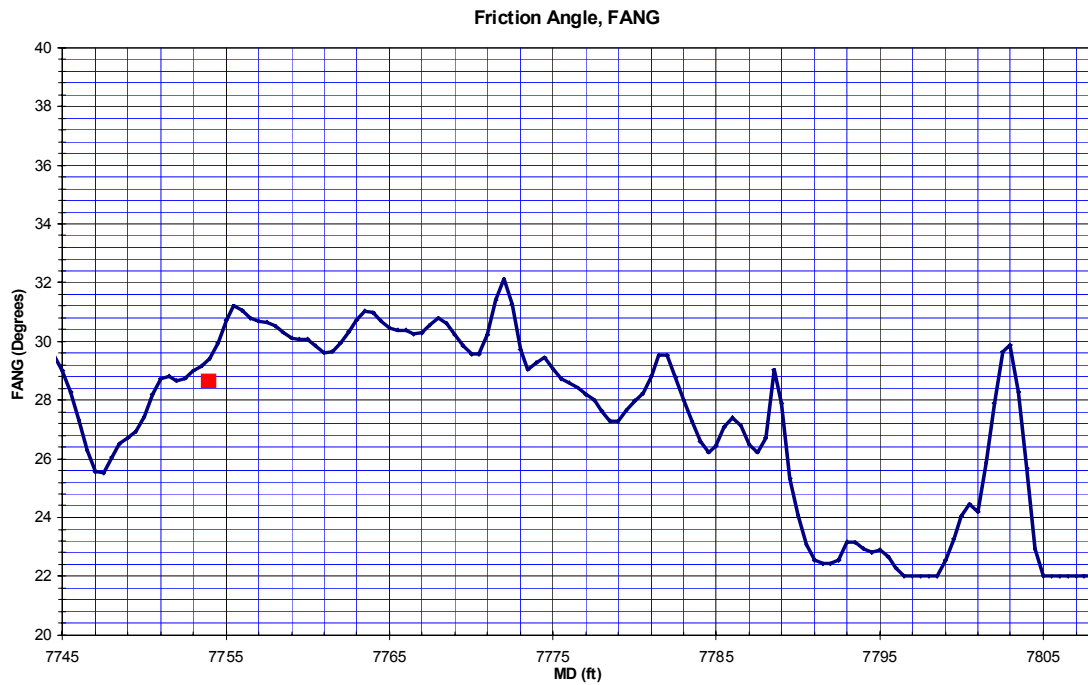


Figura 12.24. Variación del ángulo de fricción con la profundidad para carbonera Superior. Tomado de “Caño Limón Field Mechanical Earth Model. Geomechanics Evaluation for Sand Management Solutions”. Occidental de Colombia 2003.

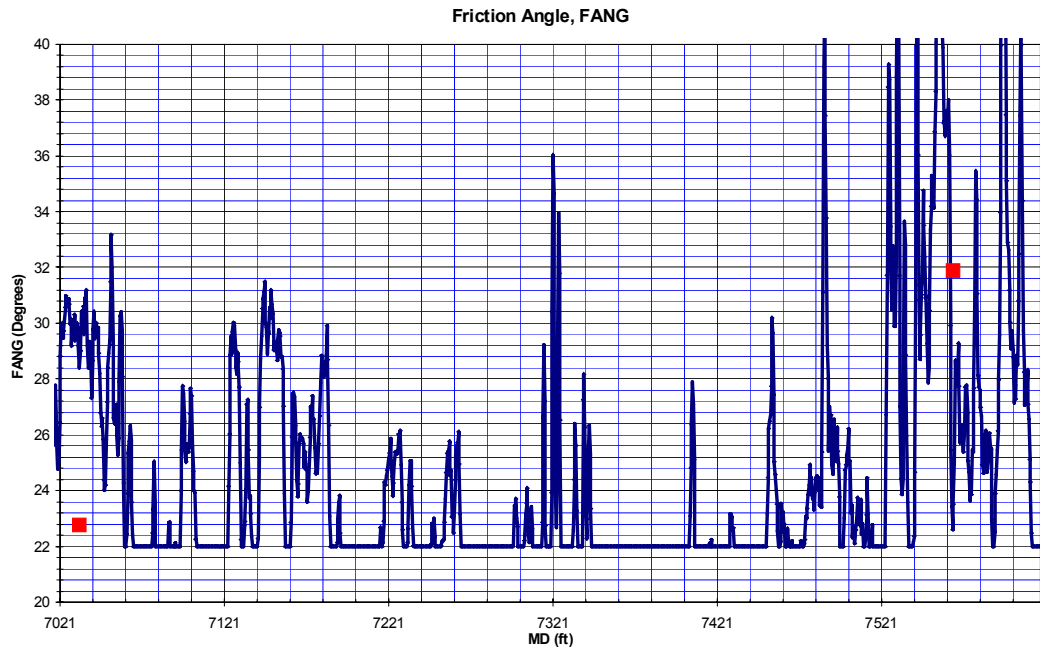


Figura 12.25. Variación del ángulo de fricción con la profundidad para carbonera Inferior. Tomado de “Caño Limón Field Mechanical Earth Model. Geomechanics Evaluation for Sand Management Solutions”. Occidental de Colombia 2003.

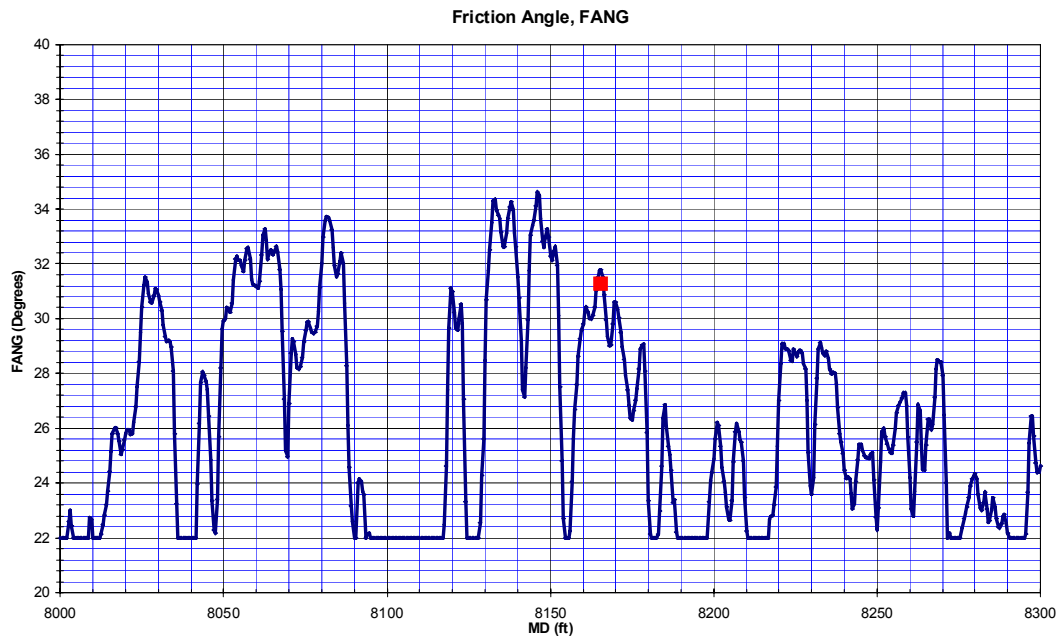


Figura 12.26. Variación del ángulo de fricción con la profundidad para Cretáceo. Tomado de “Caño Limón Field Mechanical Earth Model. Geomechanics Evaluation for Sand Management Solutions”. Occidental de Colombia 2003

12.2.9. Propiedades Elásticas De Las Rocas

El comportamiento esfuerzo-deformación en un material elástico, homogéneo e isotrópico puede caracterizarse por medio de dos parámetros del módulo elástico; generalmente son utilizados el módulo de Young (es una medida de la resistencia de la roca a un cambio en los esfuerzo normal, ley de Hooke) y la relación de Poisson (es una medida de la deformación lateral relativa a la deformación longitudinal). Las propiedades elásticas en condiciones dinámicas (pequeñas deformaciones y grandes velocidades) pueden ser calculadas si se tienen los registros sínicos de ondas compresivas y de ondas de corte. Luego pueden aplicarse correlaciones para evaluar las propiedades elásticas en condiciones estáticas (grandes deformaciones y pequeñas velocidades), siendo estas las que se emplean para las aplicaciones del MEM ya que son las que representan las condiciones a las que la roca falla. Las propiedades elásticas dinámicas son derivadas de las mediciones de velocidades de ondas elásticas en el material. El análisis de registros sínicos y formas de onda proporcionan la manera para obtener medidas continuas de velocidades compresivas y de cizalladura³³ estos datos, en conjunto con la densidad total permiten el cálculo de las propiedades elásticas dinámicas “in-situ” de la roca. La Tabla 12.5 muestra las propiedades elásticas en términos de los tiempos de tránsito y la densidad total.

Las propiedades elásticas fueron calculadas a partir de mediciones en laboratorio (medidas estáticas) y a partir de las velocidades de ondas del registro sínico dipolar (DSI, medidas dinámicas). La medidas del módulo de young estática y dinámica fueron correlacionadas para realizar la respectiva conversión. Las medidas de la relación de Poisson estática y dinámica presentaron variaciones considerables y fue necesario emplear los datos para realizar una correlación muy aproximada para las arenas del campo caño limón. La correlación se muestra en la siguiente ecuación:

$$\frac{V_{Dinamico}}{V_{Estático}} = -1.9692(PHIE) + 1 \quad (12.2)$$

³³ RESTREPO, J. D., I.P. SCHLUMBERGER SALAZAR, H.A., I.P., SCHLUMBERGER OSORIO, J.G., Ph.D., UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA FRYDMAN, M., Ph.D., SCHLUMBERGER. MEM y sus aplicaciones al planeamiento de perforación de pozos.

Tabla 12.5. Propiedades elásticas dinámicas. Modificado de Log Interpretations Principales/applications. Schlumberger 1989, Chapter 13.

ν	relación de Poisson	$\frac{\text{Deformacion lateral}}{\text{Deformacion longitudinal}}$	$\frac{0.5(DTS/DTC)^2 - 1}{(DTS/DTC)^2 - 1}$
G	Módulo de rigidez	$\frac{\text{Esfuerzo cizallante aplicado}}{\text{Deformacion de cizalladura}}$	$\frac{\rho_b}{DTS^2} \times a$
E	Módulo de Young	$\frac{\text{Esfuerzo normal aplicado}}{\text{Deformacion normal}}$	$2G(1+\nu)$
K_b	Módulo total	$\frac{\text{Esfuerzo hidrostático}}{\text{Deformacion volumetrica}}$	$\rho \left(\frac{1}{DTC^2} - \frac{4}{3DTS^2} \right) \times a$
C_b	Compresibilidad total (con porosidad)	$\frac{\text{Deformacion volumetrica}}{\text{Esfuerzo hidrostático}}$	$\frac{1}{K_b}$
C_r	Compresibilidad de la roca (sin porosidad)	$\frac{\text{Cambio en volumen de matriz}}{\text{Esfuerzo hidrostático}}$	$\rho \left(\frac{1}{DTCMA^2} - \frac{4}{3DTSMA^2} \right) \times a$
α	Constante de Biot	Proporcionalidad de la presión de poro	$1 - \frac{C_r}{C_b}$
ρ : Densidad total, g/cc; DT : Tiempo de tránsito, us/ft; a : 1.3474×10^{10}			

Tabla 12.6. Valores representativos de laboratorio de los módulos elásticos. Tomado de “Caño Limón Field Mechanical Earth Model. Geomechanics Evaluation for Sand Management Solutions”. Occidental de Colombia 2003

Formación	Unidad	Relación de Poisson			Modulo de Young MPSI		
		Min.	Max.	Seleccionado	Min.	Max.	Seleccionado
Carbonera Superior	C5	0.164	0.255	0.166	0.42	1.574	1.545
Carbonera Inferior	M1A2	0.111	0.29	0.116	0.049	1.131	0.973
Carbonera Inferior	M2B	0.138	0.344	0.138	0.002	0.15	0.15
Carbonera Inferior	M3A	0.019	0.135	0.057	0.024	0.846	0.703
Carbonera Inferior	M4A	0.074	0.442	0.074	0.004	0.113	0.113
Cretáceo	K1C2	0.089	0.171	0.089	1.357	2.28	2.28
Cretáceo	K2B	0.111	0.218	0.111	0.12	0.334	0.214

Tabla 12.7. Módulos elásticos dinámicos y estáticos. Tomado de “Caño Limón Field Mechanical Earth Model. Geomechanics Evaluation for Sand Management Solutions”. Occidental de Colombia 2003

Formación	Unidad	Profundidad ft	Relación de Poisson		Modulo de Young MPSI	
			Laboratorio Estático	MEM (Dinamico)	Laboratorio (Estático)	MEM (Estático)
Carbonera Superior	C5	7753.91	0.166	0.292	1.545	1.168
Carbonera Inferior	M1A2	7032.54	0.116	0.289	0.973	1.002
Carbonera Inferior	M2B	7361.27	0.138		0.15	
Carbonera Inferior	M3A	8165.17	0.057	0.276	0.703	1.658
Carbonera Inferior	M4A	7448.94	0.074		0.113	
Cretáceo	K1C2	7668.67	0.089		2.28	
Cretáceo	K2B	7564.37	0.111	0.289	0.214	2.771

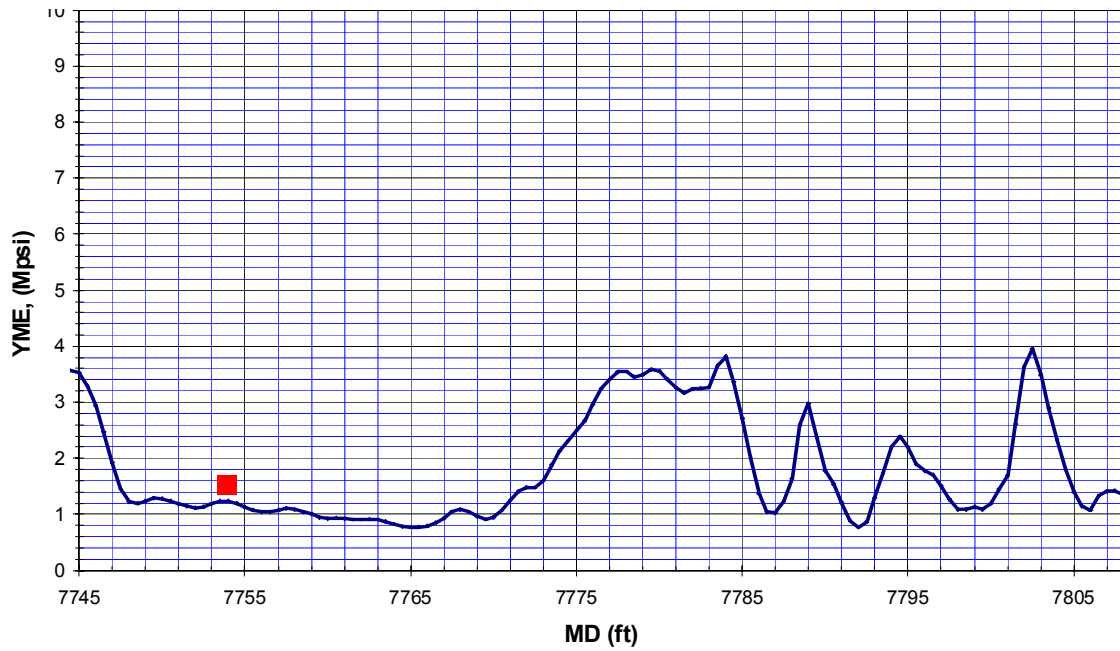


Figura 12.27. Perfil del Modulo de Young para Carbonera Superior. Tomado de “Caño Limón Field Mechanical Earth Model. Geomechanics Evaluation for Sand Management Solutions”. Occidental de Colombia 2003

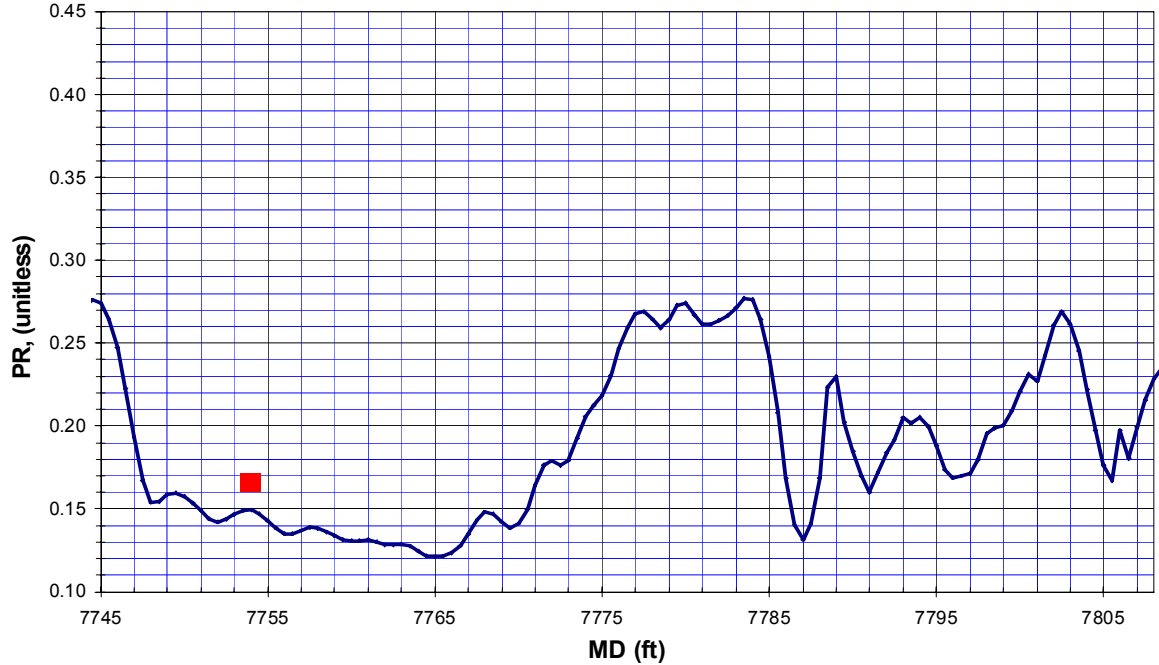


Figura 12.28. Perfil de la relación de Poisson para Carbonera Superior. Tomado de “Caño Limón Field Mechanical Earth Model. Geomechanics Evaluation for Sand Management Solutions”. Occidental de Colombia 2003

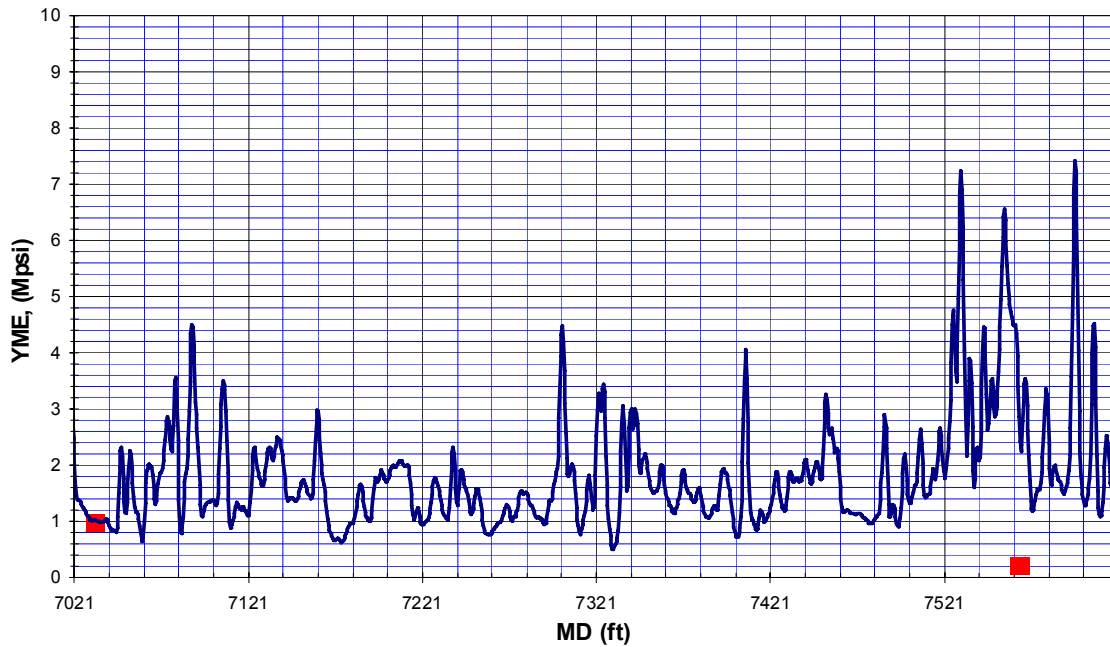


Figura 12.29. Perfil del Modulo de Young para formaciones del Cretáceo. Tomado de “Caño Limón Field Mechanical Earth Model. Geomechanics Evaluation for Sand Management Solutions”. Occidental de Colombia 2003

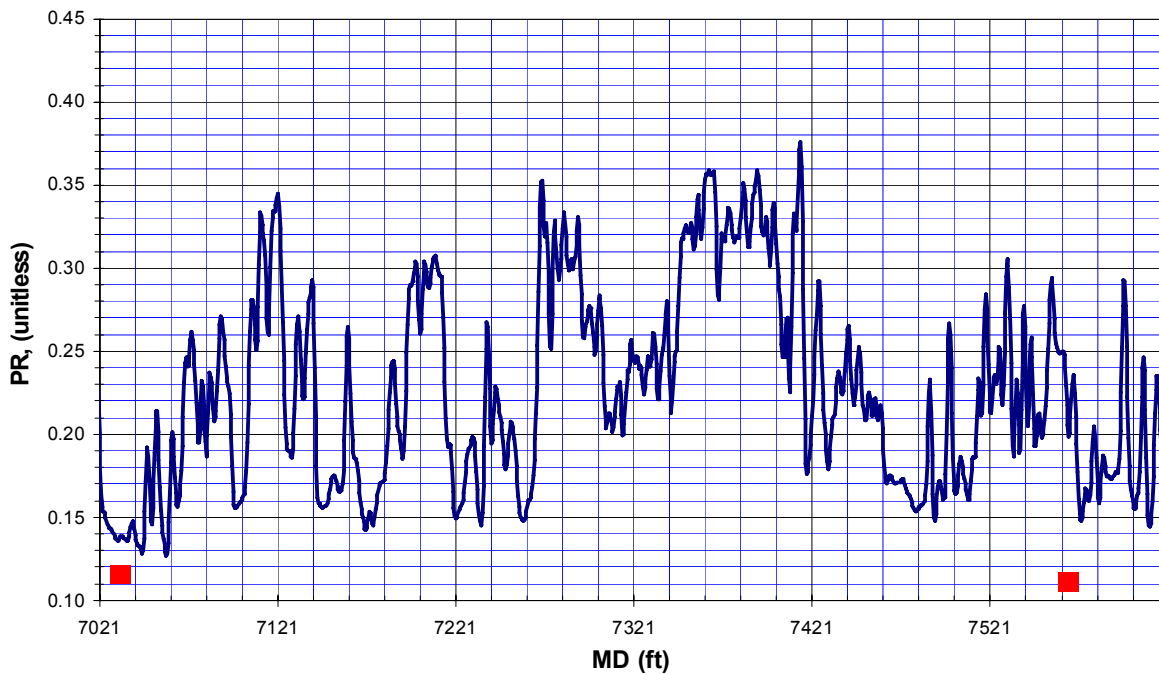


Figura 12.30. Perfil de la relación de Poisson para formaciones del Cretáceo. Tomado de “Caño Limón Field Mechanical Earth Model. Geomechanics Evaluation for Sand Management Solutions”. Occidental de Colombia 2003

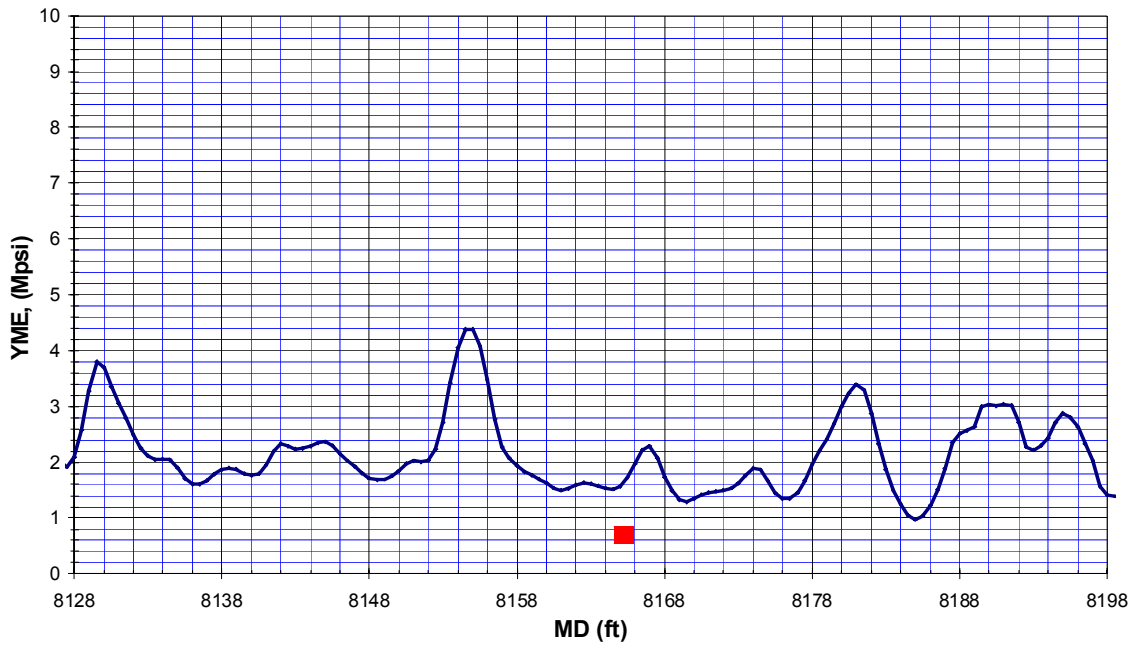


Figura 12.31. Perfil del Modulo de Young para Carbonera Inferior. Tomado de “Caño Limón Field Mechanical Earth Model. Geomechanics Evaluation for Sand Management Solutions”. Occidental de Colombia 2003

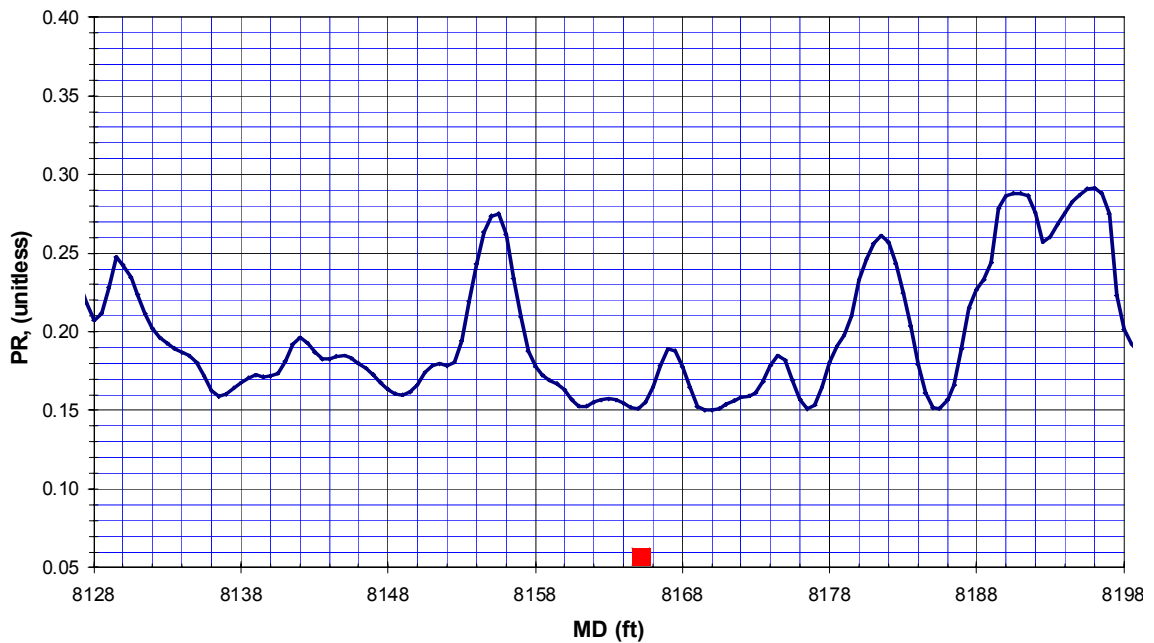


Figura 12.32. Perfil del Modulo de Poisson para Carbonera Inferior. Tomado de “Caño Limón Field Mechanical Earth Model. Geomechanics Evaluation for Sand Management Solutions”. Occidental de Colombia 2003

12.2.10. Determinación De Los Esfuerzos Horizontales

La determinación del esfuerzo mínimo, se realizó mediante pruebas de Leak Off extendida (ELOT) realizada en el pozo Caño Limón 33, en donde se realizó una prueba en tres diferentes intervalos simultáneamente, en donde se pudieron realizar mediciones de esfuerzos, con el fin de obtener mayor información. En la figura 12.31 se puede observar el resultados de las pruebas de Minifrac realizadas por Halliburton en el pozo CL-33. Como se puede observar en la figura 12.31, se realizaron pruebas Leak Off extendidas a tres intervalos (Primer intervalo de 1 a 6, Segundo intervalo de 8 a 13 y tercer intervalo de 15 a 20).

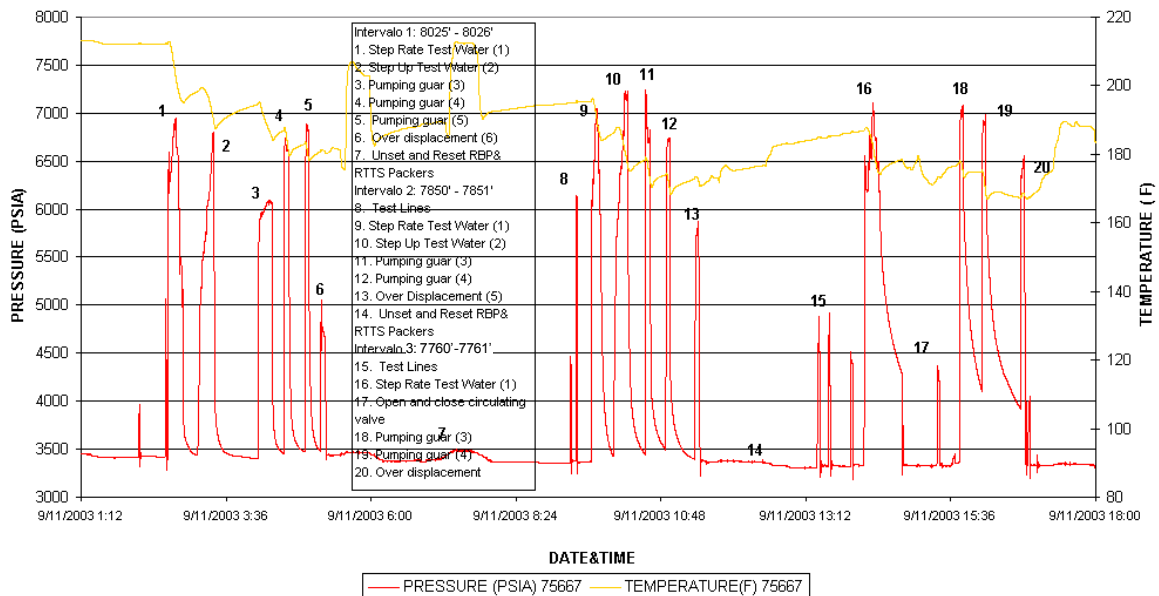


Figura 12.33. Resultados de la prueba de Leak Off (Minifrac) en el pozo CL-33. Tomado de “Caño Limón Field Mechanical Earth Model. Geomechanics Evaluation for Sand Management Solutions”. Occidental de Colombia 2003

Para determinar un perfil de esfuerzos máximos y mínimos se utilizó o un modelo poro-elástico de deformación biaxial para resolver simultáneamente la magnitud de los esfuerzos horizontales máximo y mínimo en el MEM. Para la calibración del modelo se utilizaron los datos provenientes de una prueba de rompimiento extendido (ELOT, Realizada en el pozo CL-33). El modelo define³⁴ a los esfuerzos “in-situ” de la roca

³⁴ RESTREPO, J. D., I.P. SCHLUMBERGER SALAZAR, H.A., I.P., SCHLUMBERGER OSORIO, J.G., Ph.D., UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA FRYDMAN, M., Ph.D., SCHLUMBERGER. MEM y sus aplicaciones al planeamiento de perforación de pozos.

como una compleja interacción entre las propiedades de la roca, la presión de poro, los esfuerzos tectónicos y la carga vertical. Los cambios en la presión de poro, la temperatura y las deformaciones pueden generar variaciones en las magnitudes de los esfuerzos horizontales; las Ecuaciones 12.3 y 12.4 (Warpinski, 1989) muestran la relación de los incrementos en los esfuerzos efectivos horizontales con estas variaciones.

$$d\sigma_h^e = \frac{\nu}{1-\nu} d\sigma_v - \frac{\nu}{1-\nu} dp + \frac{E\alpha}{1-\nu} dT + \frac{E}{1-\nu^2} d\varepsilon_h + \frac{\nu E}{1-\nu^2} d\varepsilon_H \quad (12.3)$$

$$d\sigma_H^e = \frac{\nu}{1-\nu} d\sigma_v - \frac{\nu}{1-\nu} dp + \frac{E\alpha}{1-\nu} dT + \frac{E}{1-\nu^2} d\varepsilon_{Hh} + \frac{\nu E}{1-\nu^2} d\varepsilon_h \quad (12.4)$$

Donde:

- E - Modulo de Young Estático
- ν - Relación de Poisson estática
- α - Coeficiente de Biot
- T - Temperatura
- σ_v - Esfuerzo Vertical (Overburden)
- p - Presión de Poro
- σ_h^e - Esfuerzo horizontal mínimo efectivo
- σ_H^e - Esfuerzo horizontal máximo efectivo
- ε_h^e - Deformación en la dirección del esfuerzo mínimo horizontal
- ε_H^e - Deformación en la dirección del esfuerzo máximo horizontal

Los resultados obtenidos se resumen en la tabla 12.8 y en la figura 12.31.

Tabla 12.8. Esfuerzos mínimos y máximos en el pozo CL-33

Intervalo	Presión de Poro (Psi)	Rango Sh (psi)	Rango Sh (Psi/ft)	Rango SH (psi)	Rango SH (Psi/ft)
8,025' - 8026'	3,350	4,750 - 5,500	0.59 - 0.68	5,053 - 7,703	0.62 - 0.91
7,850' - 7,851'	3,135	5,700 - 5,800	0.73 - 0.74	7,385 - 7,685	0.94 - 0.98
7,760' - 7,761'	3,260	5,900 - 6,000	0.76 - 0.77	7440	0.96

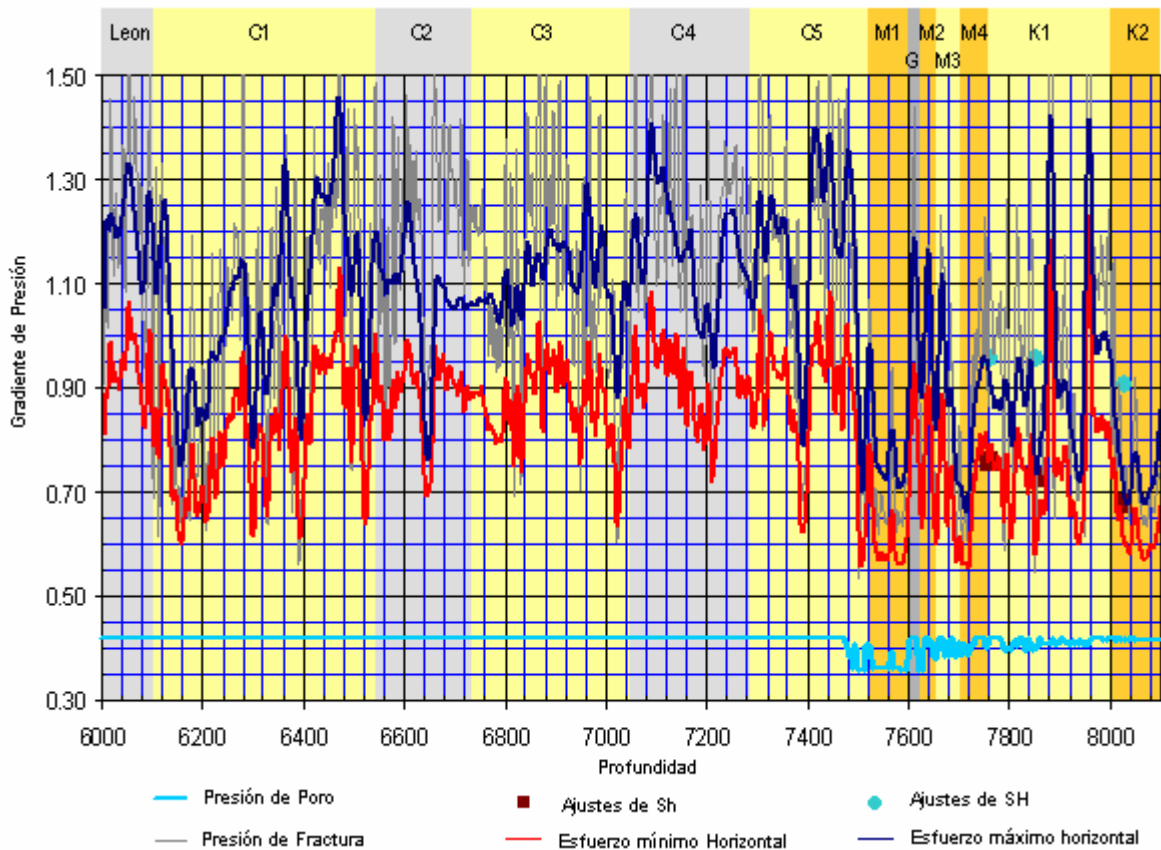


Figura 12.34. Calibración de los esfuerzos horizontales mínimo y máximo obtenidos del modelo Bi-Axial poroelástico en el pozo CL-33. Modificado de “Caño Limón Field Mechanical Earth Model. Geomechanics Evaluation for Sand Management Solutions”. Occidental de Colombia 2003

Las direcciones de los esfuerzos fueron obtenidas a partir de la interpretación del registro ultrasónico UBI (Ultrasonic Borehole Imagen) en contraste con un registro caliper. Los esfuerzos regionales se pueden observar en la figura 16.33 en donde se puede observar que el esfuerzo horizontal máximo presenta una dirección predominante en la dirección Este – Oeste. La dirección de los esfuerzos locales se determinó utilizando las medidas de un caliper de 6 brazos corrido en el pozo LY-X. La dirección del esfuerzo mínimo para LY-N es $N 40^\circ E \pm 10^\circ$ y la dirección del esfuerzo máximo horizontal es $N 50^\circ W \pm 10^\circ$ (Ver figura 12.34). La verificación de la dirección de los esfuerzos se realizó mediante la interpretación un registro UBI identificando la presencia de breakouts alrededor del pozo como se puede observar en las figuras 12.35 y 12.36. Finalmente se pudo determinar que la dirección de los esfuerzos son $129.2^\circ / 309.2^\circ$ para SH y $39.2^\circ / 219.2^\circ$ para Sh (ver figura 12.37)

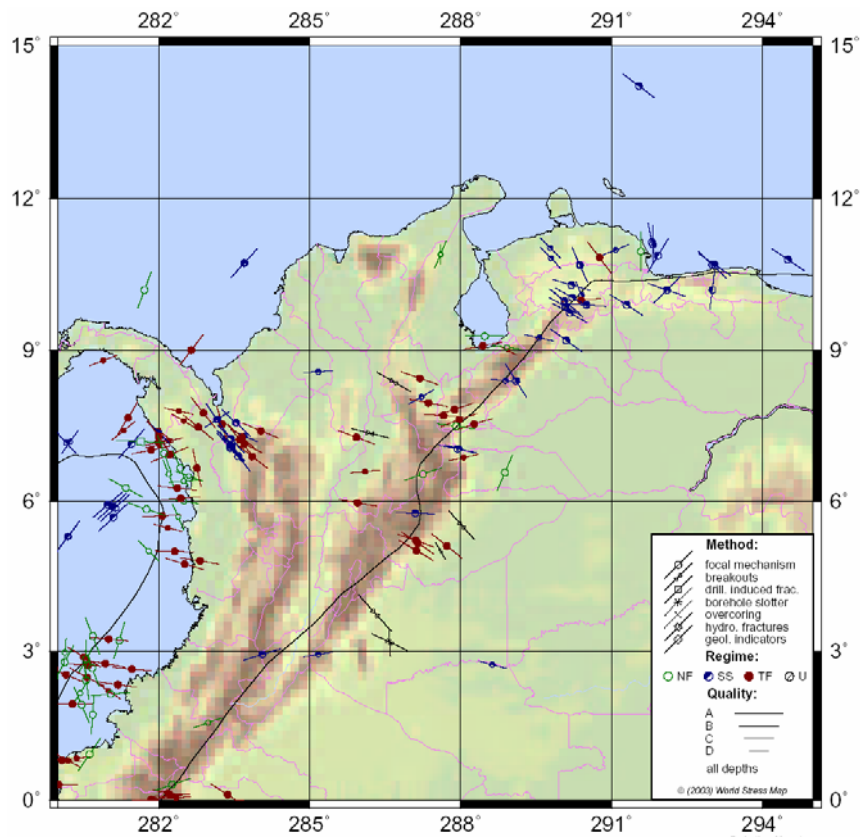


Figura 12.35. Mapa mundial de esfuerzos. Modificado de http://www-wsm.physik.unikarlsruhe.de/pub/poster/World_Stress_Map_Release_2005

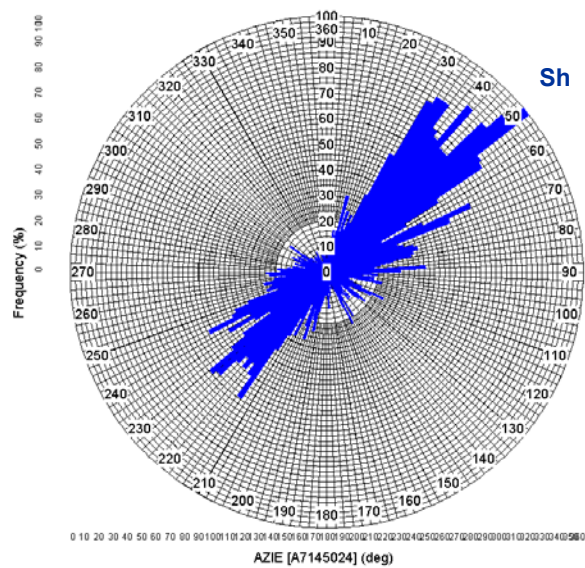


Figura 12.36. Dirección del esfuerzo mínimo utilizando los datos del registro caliper en el pozo LY-N. Modificado de "Caño Limón Field Mechanical Earth Model. Geomechanics Evaluation for Sand Management Solutions". Occidental de Colombia 2003

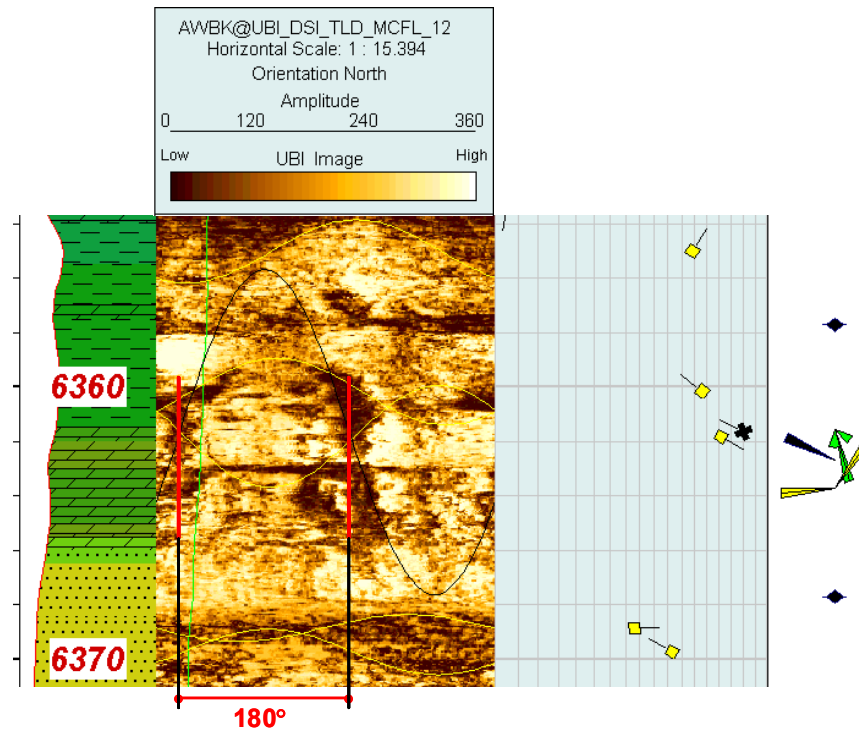


Figura 12.37. Registro UBI para identificación de Breakouts. Modificado de “Caño Limón Field Mechanical Earth Model. Geomechanics Evaluation for Sand Management Solutions”. Occidental de Colombia 2003

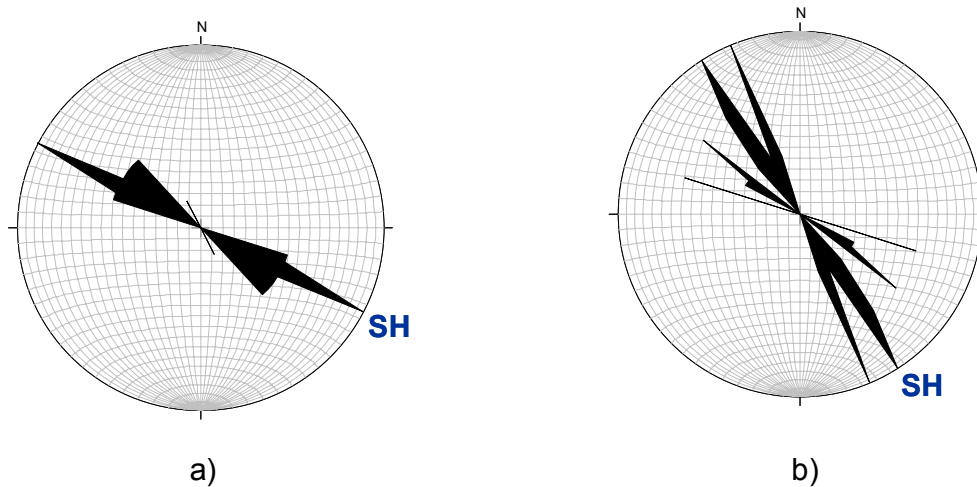


Figura 12.38. a) Dirección de los breakouts en el pozo CL-X. b) Dirección de los breakouts en el pozo MN-Y. Modificado de “Caño Limón Field Mechanical Earth Model. Geomechanics Evaluation for Sand Management Solutions”. Occidental de Colombia 2003

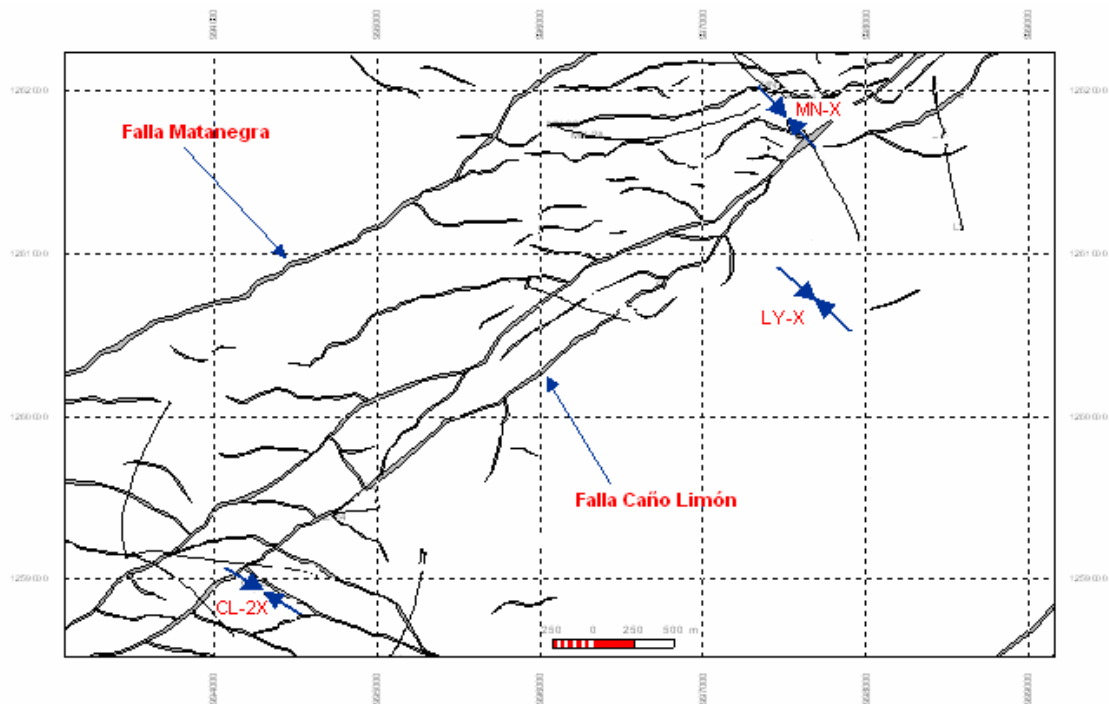


Figura 12.39. Orientación de los esfuerzos máximos en el área del campo Caño Limón. Occidental de Colombia, Inc

En resumen, se determinó que el mecanismo de falla del campo Caño Limón es falla por corte en las zonas de interés o zonas productoras y que la relación de los esfuerzos vertical, horizontal máximo y horizontal mínimo es $Sh < Sv < SH$ (Régimen de falla de rumbo) para las secciones de shales, mientras que para las zonas productoras repletadas, en especial carbonera inferior y cretáceo la relación de esfuerzos es $Sh < SH < Sv$ (Régimen de falla Normal).

13. DESCRIPCIÓN DE LAS TÉCNICAS DE CONTROL DE ARENA UTILIZADAS EN EL CAMPO CAÑO LIMÓN Y EN CAMPOS ALEDAÑOS

En el campo Caño Limón y en campos aledaños como Pastora, La Yuca Este, y Matanegra Oeste, debido a la alta producción de arena y al tratar de poner a producir los pozos lo más cerca posible a su potencial, se ha tenido que implementar 37 sistemas de control de arena en 36 pozos diferentes en un lapso de tiempo comprendido entre el 20 de Octubre de 1997 hasta el 22 de Enero de 2007. En el transcurso de este lapso de tiempo se han aplicado 5 Técnicas diferentes de control de arena, dentro de las que se encuentran: 1) Expandable Sand Screens ESS (Mallas Expandibles), 2) Gravel Pack (Empaquetamiento con Grava), 3) Prepacked Screens (Mallas Preempacadas), 4) High Rate Water Pack y 5) Frac Pack.

13.1. MALLAS EXPANDIBLES (EXPANDABLE SAND SCREENS)

Es una técnica de control de arena utilizada convencionalmente en pozos completados a hueco abierto, debido a la flexibilidad y el gran ajuste que ofrecen las mallas expandibles con la forma irregular del pozo. Es una de las técnicas más sencillas de instalar en el fondo del pozo, debido a que solo consta de una malla fabricada en un material metálico muy flexible, el cual es expandido posteriormente dentro del hueco por medio de unos conos de expansión, para tratar de ajustar la malla a la forma del pozo y asegurar que la arena que se produzca sea retenida por la malla y no sea llevada a superficie por el fluido o sea depositada en el fondo del pozo.

También son instaladas en pozos con hueco revestido por medio de un empaque en el fondo y uno en el tope de la malla y con la expansión se busca ajustar la tolerancia que debe existir entre el diámetro externo de la malla y el diámetro interno del revestimiento.

Una Malla Expandible (ESS), consiste en múltiples hojas rectangulares de metal que se superponen y entrelazan con filtros conectados a un tubo base extensible y revestido dentro de una cubierta protectora metálica. Puede ser ampliado por un cono de expansión sólido, seguido de un instrumento de expansión dúctil. Durante la expansión, el tubo base y las ranuras de la cubierta protectora se abren para exponer al tejido de

filtros metálicos a un área de flujo, los cuales se acomodan durante la expansión deslizándose lejos el uno del otro, mientras se mantiene una superposición apretada en cualquier momento. La abertura eficaz del filtro permanece constante y natural por el proceso de expansión.

13.1.1. Partes de una Malla Expandible (ESS)

Una malla expandible consta de tres capas, fabricadas en materiales de alta resistencia a la abrasión y muy flexibles con el fin de ajustarse de la mejor manera posible a la forma del hueco y ofrecer larga durabilidad. Los tres componentes principales de una malla expandible son:

- **Base de Liner Ranurado:** Es de forma tubular y está fabricado en acero. Presenta ranuras espaciadas equidistantes entre sí y es fabricado con el fin de soportar condiciones de altas presiones en medios abrasivos.
- **Capa de Filtración o Medio Filtrante:** Está ubicado entre el liner ranurado y la cubierta protectora exterior. Esta sección de la malla se encarga de filtrar las partículas de arena provenientes de la formación de acuerdo al tamaño de los orificios para la que fue fabricada. Este filtro es construido con un tejido o envoltura de alambre. Presenta un tejido doble de capas de alambre lo cual hace de esta envoltura un componente fuerte y de alta durabilidad. En esta parte de la malla, el fluido que se filtra es obligado a seguir un camino tortuoso de forma sinusoidal, lo cual garantiza que la malla no sufrirá un taponamiento prematuro. Estos filtros se fabrican a partir de una aleación de níquel (825) ofreciendo además compatibilidad con medio corrosivos. Los tamaños de apertura nominal de esta capa filtrante se encuentran en rango desde 150 Micrones hasta 270 micrones, cuya escogencia depende del diámetro de partícula que presente la formación de la que produzca el pozo en particular.
- **Cubierta de Protección Exterior:** Es una lámina perforada expandible la cual esta ubicada alrededor del medio filtrante y lo protege durante la instalación de la malla en el fondo del pozo.

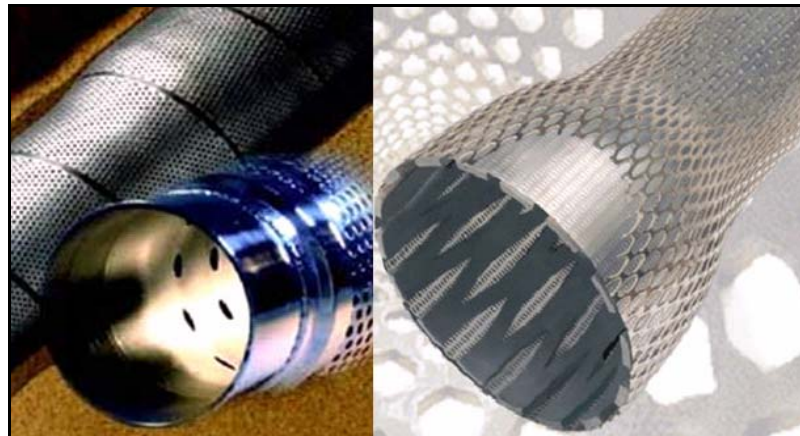


Figura 13.1. Imágenes de mallas expandibles típicas. Modificado de “Brochure Weatherford Completion Systems 2000” y “Brochure Baker Hughes EXPress Expandable screen system2002”

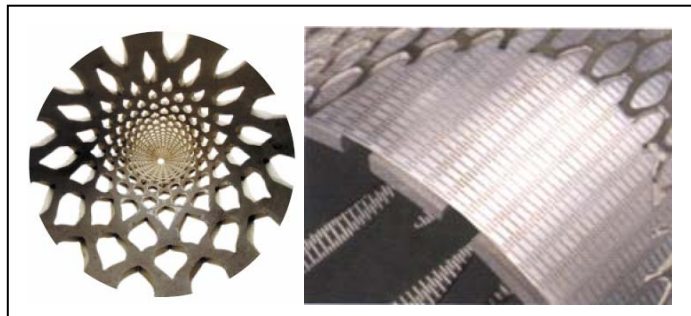


Figura 13.2. Liner ranurado base y medio filtrante de una malla expandible. Tomado de “Expandable Sand Screen”. Modificado de “Brochure Weatherford Completion Systems 2000”.

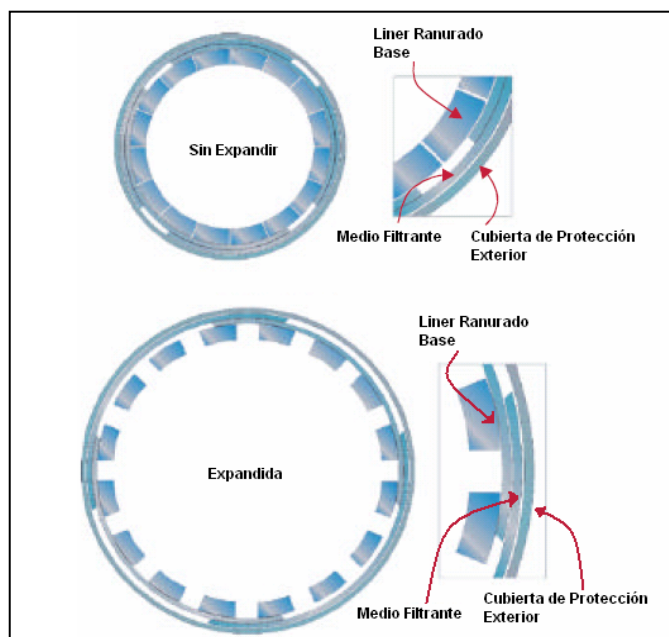


Figura 13.3. Representación Esquemática de una malla expandible y sus componentes antes y después de la expansión. Modificado de “Expandable Sand Screens”.^o Weatherford Completion Systems 2002.

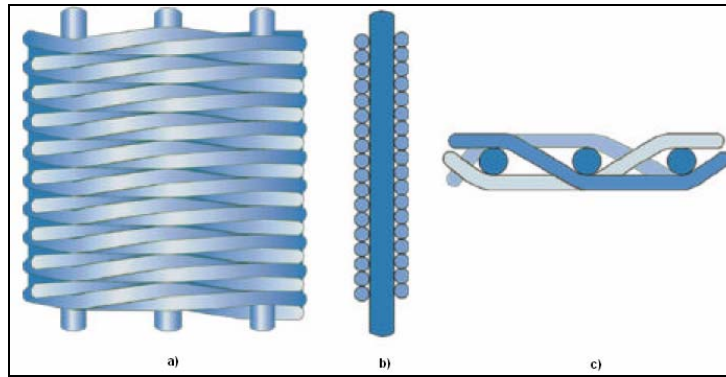


Figura 13.4. a) Vista Frontal de una ESS, b) Corte frontal de una ESS c) Corte en vista superior de una ESS. Modificado de "Expandable Sand Screens". Weatherford Completion Systems 2002.

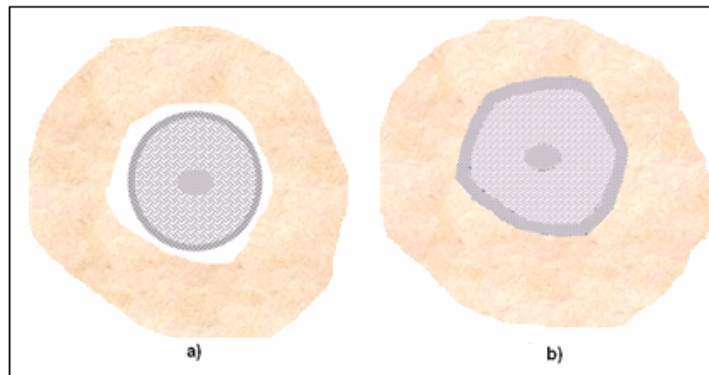


Figura 13.5. Vista superior de para comparación entre mallas convencionales y ESS a) Malla Convencional en hueco no revestido b) ESS en hueco no revestido

Tabla 13.1. Propiedades Mecánicas de la mallas Expandibles.

ESS Nominal OD	2 7/8"		3 1/2"		4"		4 1/2"		5 1/2"	
	3 7/8"	4 1/2"	4 3/4"	5 1/4"	5 7/8"	6 1/4"	6"	7 1/4"	8 3/8"	9 1/8"
4 1/2" Casing	SI		SI		NO		NO		NO	
7" Casing	NO		SI		SI		SI		NO	
9 5/8" Casing	NO		NO		NO		SI		SI	
Resistencia Tensil (Lbf)			100,000		100,000		125,000		175,000	
Falla en tensión (Lbf)			134,000		140,000		188,000		230,000	
Falla en Compresión (Lbf)			63,000		66,000		107,000		122,000	
Resistencia al Colapso (PSI)					2,240		2,240		2,240	
Fuerza de Expansión (Lbf)	30,000		20,000		20,000		25,000		35,000	
Peso por pie (Lb/ft)	11		11		13.5		15		18	

13.1.2. Componentes del Sistema

- **Junta de la Malla Expandible:** Consiste de un tubo de acero ranurado, alrededor del cual se superponen y van sujetas las capas del medio filtrante. Una capa final compuesta de un recubrimiento de acero ranurado es formada alrededor de la parte exterior, manteniendo firme el medio filtrante y protegiéndolo de daños que puedan ocurrirle durante la instalación.

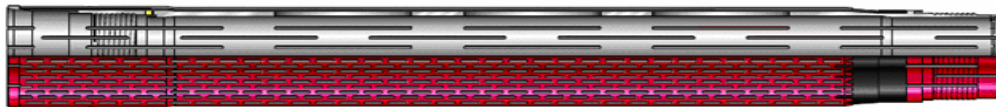


Figura 13.6. Junta de la Malla Expandible. Tomado de “Expandable Sand Screens”. Weatherford Completion Systems 2002.

- **Conector Superior Expandible (ETC, Expandable Top Connector):** Es una pequeña parte pre-formada de la malla expandible, la cual conecta el ensamblaje de la malla con el cono de expansión. Funciona como un crossover y la función principal es proporcionar el área inicial de la expansión

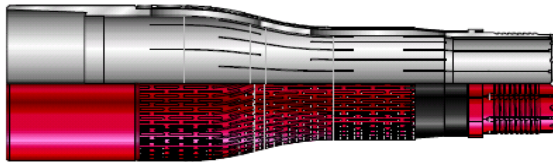


Figura 13.7. Conector Superior Expandible. Tomado de “Expandable Sand Screens”. Weatherford Completion Systems 2002.

- **Conector Inferior Expandible (EBC, Expandable Bottom Connector):** Es una corta sección del ensamblaje de la malla expandible, la cual proporciona el área final de la expansión. Mide aproximadamente 10 pies de longitud y su sección inferior no es ranurada.

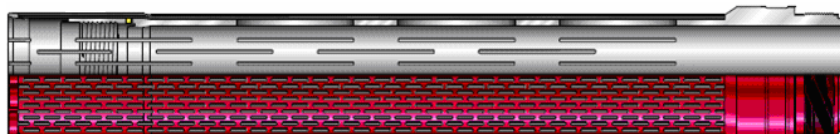


Figura 13.8. Conector Inferior Expandible. Tomado de “Expandable Sand Screens”. Weatherford Completion Systems 2002.

- **Válvula de Circulación de Control de Arena (SCCV, Sand Control Circulating Valve):** Es un zapato flotante metálico de doble acción, la cual puede correr hacia el fondo de cualquier liner instalado en un ensamblaje de control de arena. Está diseñada con una gran área de flujo a través de la cual se puede controlar la presión abriendo o cerrando el paso del flujo de fluidos circulado convencionalmente y ésta es utilizada en conjunto con un Wash Pipe ya que a través del ensamblaje de la válvula se produce un retroceso de presión mínimo.

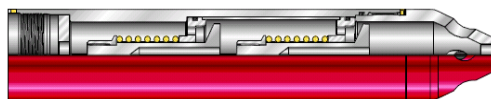


Figura 13.9. SCCV. Tomado de “Expandable Sand Screens”. Weatherford Completion Systems 2002.

- **Herramienta Ajustable de Expansión:** Esta herramienta es utilizada para expandir el ensamblaje de la malla en un solo viaje. Consiste principalmente de dos secciones: La primera es un cilindro fijo saliente el cual inicia el proceso de expansión y la segunda parte son unos cilindros acomodables axiales, los cuales finalizan el proceso de expansión. Existen dos tipos de herramientas ajustables de expansión: 1) ACE (Adjustable Compliant Expansion Tool, Figura 13.10) y 2) CRES (Compliant Rotary Expansion System Tool, Figura 13.11)

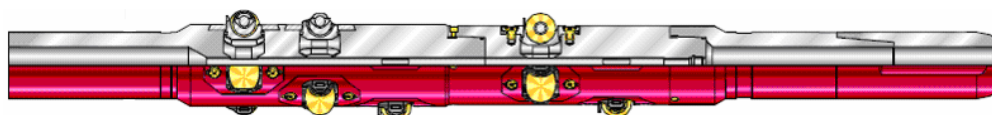


Figura 13.10. Herramienta de Expansión Axial (ACE). Tomado de “Expandable Sand Screens”. Weatherford Completion Systems 2002.



Figura 13.11. Herramienta ajustable de expansión (CRES). Tomado de “Expandable Systems”. Weatherford W Magazine October 2000.

- **Mandril de Expansión:** Como su nombre lo indica, es una herramienta que se utiliza para expandir el ensamblaje de la malla expandible en conjunto con la

herramienta de expansión axial y con los conos de expansión. El Madrid permite la transferencia de la fuerza de expansión a través de la sarta de expansión y además empuja el cono de expansión para llevar a cabo la operación.



Figura 13.12 Mandril de Expansión. Tomado de "Expandable Sand Screens". Weatherford Completion Systems 2002.

- **Cono de Expansión:** Este elemento es utilizado en conjunto con el mandril de expansión y está diseñado para expandir las mallas y otros elementos expandibles. El cono es preinstalado dentro del conector superior expandible en el tope de la sarta de expansión y es llevado por el interior del ensamblaje expandible utilizando el peso aplicado sobre el mandril de expansión.

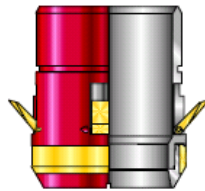


Figura 13.13 Cono de Expansión. Tomado de "Expandable Sand Screens". Weatherford Completion Systems 2002.

- **Empaque:** Este empaque tiene dos funciones: La primera es la de sujetar la malla expandible con el revestimiento de producción, la segunda es dar sello entre el anular formado entre el diámetro externo de la malla y el diámetro interno del casing y obligar el paso de fluidos por el filtro de la malla expandible.



Figura 13.14 Empaque Arrowdrill. Tomado de Arrow Oil Tools Catalog.

- **Setting Tool:** Esta herramienta es utilizada para sentar los empaques que ajustan la pup joint que va unida a la malla expandible a través de un crossover, con el revestimiento. Es una herramienta que se acciona hidráulicamente o por rotación y tensión y el proceso de asentamiento del empaque lo realiza por

diferencias de presión y tensión en la sarta de trabajo. Con la setting Tool se realiza el posicionamiento del ensamblaje de la malla expandible en los intervalos productores y la deja lista y en posición para realizar el proceso de expansión.

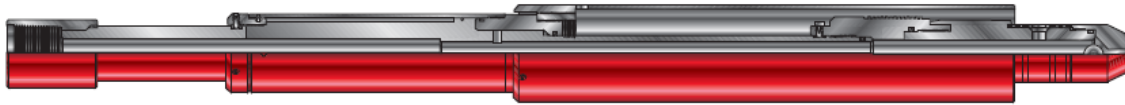


Figura 13.15. Hydraulic Setting Tool. Tomado de “Model AH Hydraulic Setting Tool”. Tomado de www.weatherford.rio.com.br

Tabla 13.2. Ventajas y desventajas de las mallas expandibles.

Ventajas	Desventajas
Es uno de los métodos más económicos debido a que tiene muy pocos componentes y la inversión se puede recobrar en menor tiempo.	Aplica para pozos con bajas velocidades de flujo ($v_s < 0.27$ ft/s)
Se puede ajustar a la forma irregular que se tenga en el pozo	No es recomendable para controlar la producción de arena en pozos con hueco revestido
Fácil Instalación, por lo que representa mínimos riesgos operacionales	Reducción en la productividad del pozo, debido al taponamiento con finos y la acumulación de arena junto con arcilla y lutitas en el anular entre la malla y el revestimiento, por esto son recomendadas cuando se tienen revestimientos de diámetro relativamente grande.
No se necesita de algún componente adicional como filtro (como la grava), tampoco de fluidos que generen daño a la formación.	Las aberturas o ranuras son erosionadas antes de la formación del puente de arena alrededor de la malla o liner. Por esto se recomienda iniciar la producción a bajas tasas, facilitando la formación de los puentes de arena.
Poca reducción de índice de productividad debido a la baja restricción al flujo ofrecida	No se recomienda para pozos que produzcan a altas tasas
Ofrece estabilización y soporte a formaciones débiles en pozos completados a hueco abierto.	Si las perforaciones se llenan con arena, la malla estará protegida, pero la producción se reducirá.
Debido al proceso de expansión de la malla se puede dejar mucho más diámetro interno disponible en el revestimiento.	Se dificulta definir la condición bajo la cual ocurrirá la erosión, dependiendo del tamaño, la velocidad y la cantidad de arena golpeando la malla. Las mallas generalmente se erosionan al rededor de las perforaciones

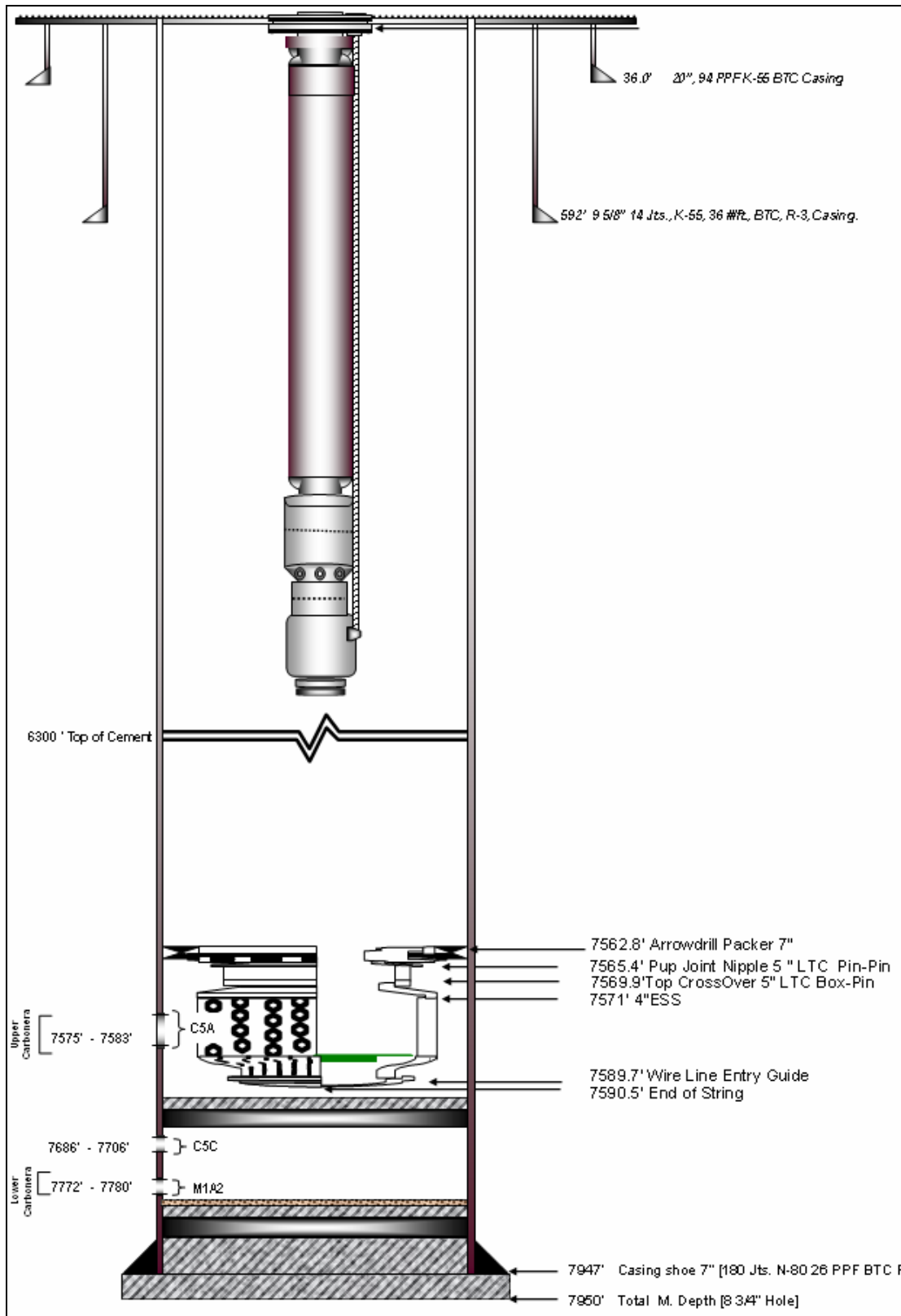


Figura 13.16. Estado Mecánico típico de un pozo con Mallas Expandibles. Fuente: Occidental de Colombia, Inc

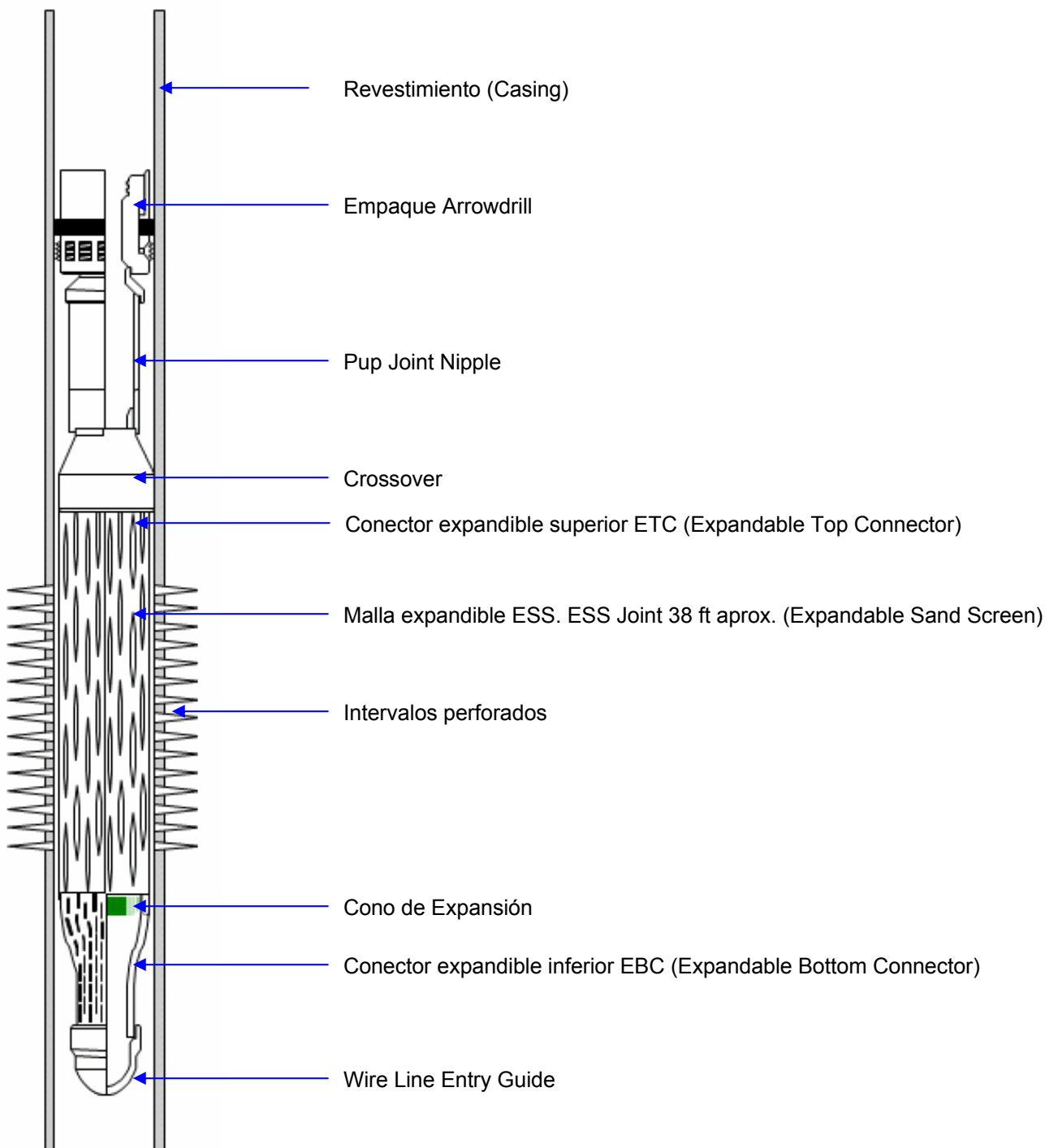


Figura 13.17. Descripción de los componentes de fondo de un sistema de control de arena con mallas expandibles utilizados en los pozos del campo Caño Limón.

13.2. MALLAS PREEMPACADAS (PRE-PACKED SCREENS)

Estas mallas comenzaron a ser utilizadas para aplicaciones de control de arena en pozos horizontales debido a que la configuración del pozo dificulta o impide la realización de un empaquetamiento convencional con grava. Se empezaron a desarrollar a partir de una modificación de las mallas enrejadas con alambre (Wire Wrapped Screens), además representan un empaquetamiento con grava modulado. Se construyen combinando grava revestida con resina y mallas enrejadas fabricadas en alambre. Esta técnica consiste en llenar el anular formado por dos mallas concéntricas con grava revestida mezclada con resina. En estas mallas, el empaque de grava es preparado y consolidado a condiciones de superficie. Las mallas ya preempaquetadas son instaladas posteriormente en el pozo.

El espesor de la capa puede ser variado para encontrar necesidades especiales. Las mallas con los perfiles más bajos, son las que tienen empaquetado el anular entre la chaqueta y el Liner base, el cual tiene una malla enrejada de alambre delgada, la cual lo recubre para impedir que la grava fluya por los agujeros del liner.

13.2.1. Tipos de Mallas Preempaquetadas

- **Malla Thin Pack:** Es utilizada en completamientos estrechos como pozos altamente desviados o pozos horizontales. Posee un anular delgado con un empaque uniforme, el cual puede ser de arenas sueltas o consolidadas con resina. Los alambres de la chaqueta externa poseen una superficie más dura, con el fin de reducir los daños durante la instalación. También es posible fabricarlas con una camisa externa para mayor resistencia al daño.



Figura 13.18. Malla Thin-Pack. Tomado de <http://www.euroslot-screens.com>



Figura 13.19. Malla Thin Pack. Tomado de <http://johnsonfiltrationindia.com>

- **Malla Ultra Pack:** Puede ser utilizada en completamientos en hueco abierto o recubierto. Posee una camisa externa que reduce el daño durante la instalación. Puede ser instalada por medio de coil tubing o wireline, reduciendo los costos de la operación. Posee en sus extremos encajes en forma de cono con el fin de facilitar el ajuste de las herramientas de instalación. Es utilizada principalmente para trabajos de reacondicionamiento o cuando existen altas probabilidades de daño durante la instalación.



Figura 13.20. Malla Ultra Pack. Tomado de <http://johnsonfiltrationindia.com>

- **Mallas Low profile:** Consiste en una malla totalmente soldada con un preempaque delgado que es ubicado entre la malla externa y una micro malla sobre un tubo base. La grava del anular puede ser suelta y consolidada con resina. Gran área de flujo y baja relación OD/ID.



Figura 13.21. Malla Enhanced Low Profile. Tomado de Halliburton Sand Control 2005

- **Malla Perforated Prepack:** Cuenta con una malla interna de alambre enrollado y una camisa externa perforada. Diseñada especialmente para configuraciones de hueco abierto y formaciones inconsolidadas.
- **Malla Dual Prepack:** En esta malla, la grava recubierta con resina es ubicada entre dos mallas de alambre enrollado. Esta malla es bastante utilizada en pozos horizontales de gran longitud (hueco abierto). Su área de flujo es mayor.



Figura 13.22. Malla Dual Prepack. Tomado de Halliburton Sand Control 2005

13.2.2. Resistencia y capacidad de flujo de las mallas preempacadas

El funcionamiento de las mallas preempacadas se puede evaluar en términos de las resistencias tensiles y de colapso. Las mismas recomendaciones que pueden surgir para las mallas convencionales, surgen para las mallas preempacadas. Para diseños un

poco conservadores, la resistencia tensil debe ser menor del 65 % de la resistencia del liner ranurado base o de la junta que se deja para realizar las conexiones. Las capacidades de flujo de la mallas preempacada son ligeramente menores que aquellos valores medidos en las mallas convencionales hechas de un enmallado de alambre y por consiguiente el área de inlfujo de estas mallas es de 3% a 4% menor que las mallas enmalladas con alambre (Wire-Wrapped Screens). Sin embargo el material preempacado, es significativamente más propenso al taponamiento que en enmallado con alambre debido a que la variabilidad de los poros formados por el material preempacado se encuentra en un rango desde 40 a 200 micrones dependiendo del tamaño de grano del material preempacado.

Tabla 13.3. Dimensiones de los poros del material preempacado BakerBond. Tomado de “Sand Control Training”, Oil and Gas Consultants Internacional, Inc. (OGCI). Tulsa-Oklahoma

Tipo de Propante	Tamaño de Grano (US Mesh)	Garganta de poro abierta (micrones)	Tamaño de poro (micrones)
BAKERBOND	16/30	50-200	50-500
Resin Coated IP	20/40	40-120	50-400
BAKERBOND	12/20	40-200	50-700
BAKERBOND	20/40	40-90	50-400
BAKERBOND	40/60	30-60	20-200

Tabla 13.4. Ventajas y desventajas de las mallas preempacadas.

Ventajas	Desventajas
Eficientes para en control de la producción de arena.	Producen alta reducción del índice de productividad del pozo debido a la gran restricción al flujo ofrecida.
La efectividad del empaque con grava se puede garantizar, ya que este se realiza en superficie.	Tienden a taponarse fácilmente con sólidos finos y arcillas que son arrastrados por los fluidos de formación
Tienen alta funcionalidad en pozos horizontales y altamente desviados.	Es recomendable utilizarla solo en formaciones que presenten bajo porcentaje de finos y arcilla.

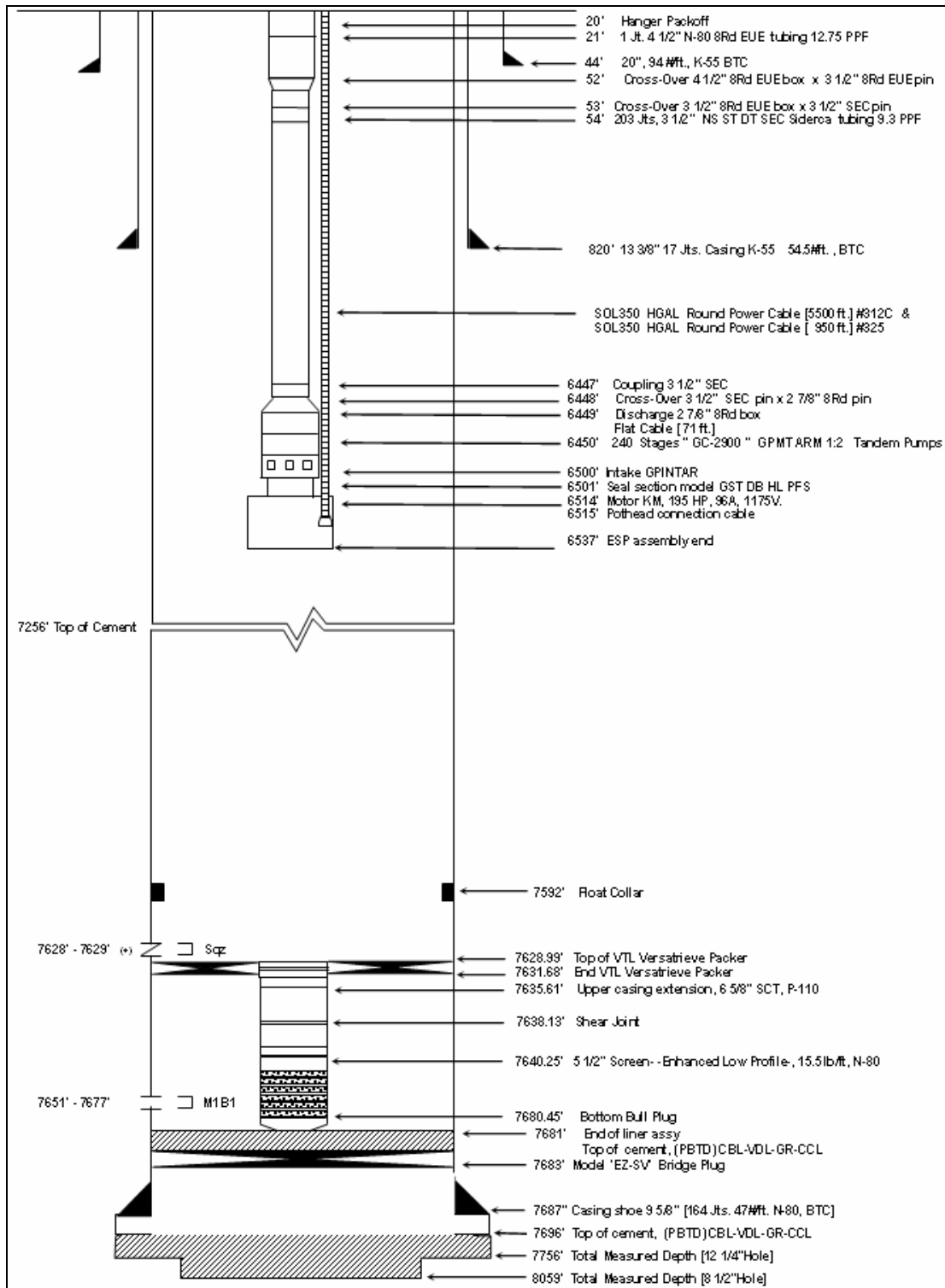


Figura 13.23. Estado Mecánico típico de un pozo con Malla Pre-empacada. Fuente: Occidental de Colombia, Inc

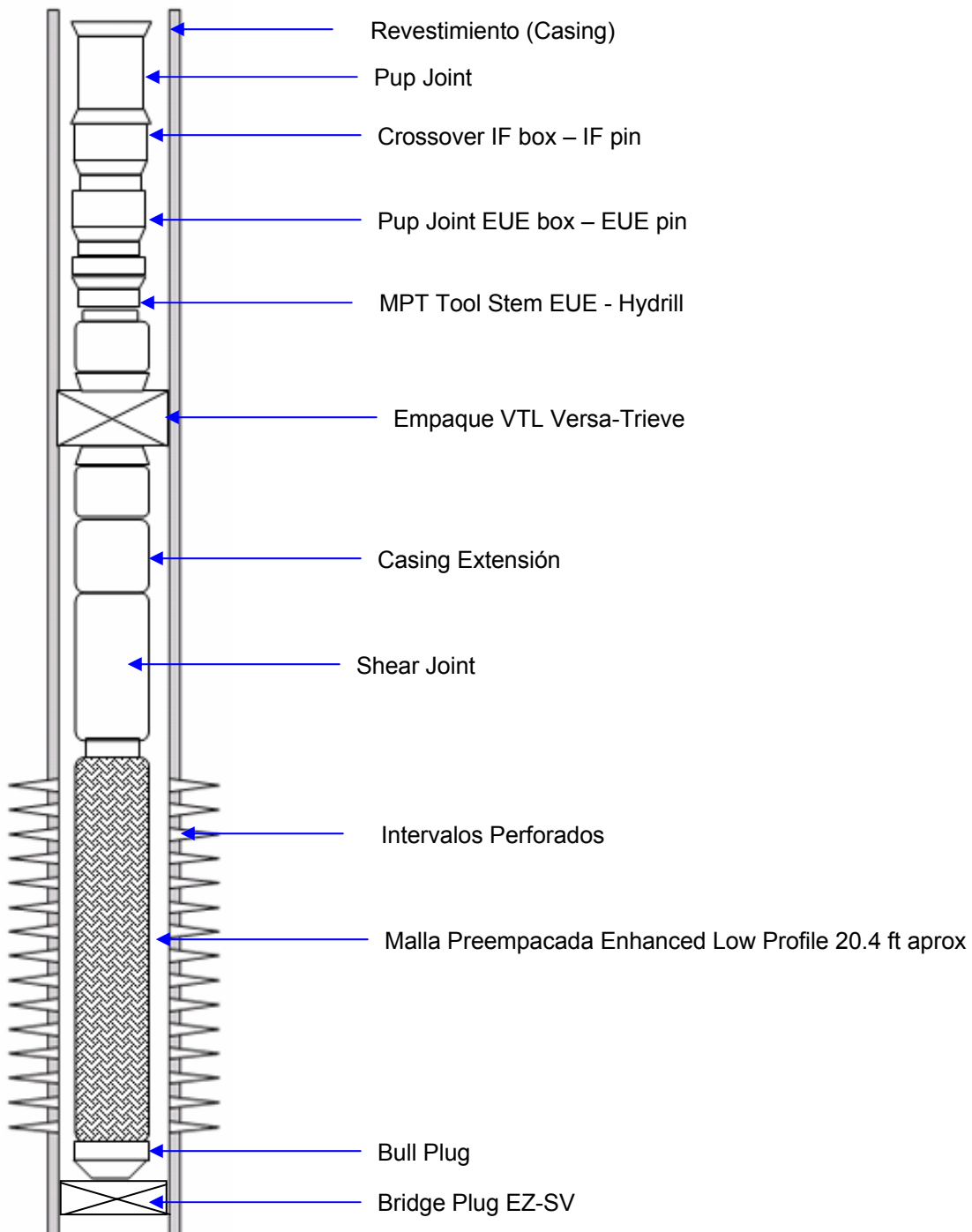


Figura 13.24. Descripción de los componentes de fondo de un sistema de control de arena con mallas preempacadas utilizados en los pozos del campo Caño Limón.

13.3. EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA

Este método tuvo sus inicios en los años 30' en Wilmington, California y en Venezuela, y fue desarrollado para prevenir la producción de arena, sin reducir las tasas de producción en pozos de aceite y gas.

Es el método para control de arena que presenta una mayor eficiencia, además de contar con la mayor aceptación en la industria petrolera. Consiste en la colocación de arena de muy buena calidad entre la cara de la formación y una malla o un “liner” ranurado. Esta arena posee unas características y un tamaño previamente seleccionados, de acuerdo a las características de la arena de formación que se va a retener.

Inicialmente los empaquetamientos con grava fueron aplicados para controlar la producción de arena con salmueras como fluido de transporte, sin embargo la calidad de la grava utilizada, las pobres o inexistentes prácticas de filtración y el uso de recipientes de mezcla de grava y salmuera altamente ineficientes, fueron las mayores contribuciones para causar daños a las formaciones de los pozos en donde se decidían instalar. Hacia el año de 1970, se comenzó a utilizar viscosificantes base agua como fluido de transporte. El más utilizado fue el fluido HEC (Hidroxy-Etíl-Celulosa), ya que este fluido era un excelente medio de transporte y además era muy fácil de mezclar con la grava. Pero posteriormente hacia el año de 1990 se comprobó que los residuos químicos dejados por el HEC, causaba una reducción en la productividad de los pozos, por esta razón se empezaron a utilizar nuevamente las salmueras como medio de transporte, pero mejorando las prácticas de filtración y mezclado de la grava con el fluido de transporte.

La evolución de los empaquetamientos con grava siguió en adelante, hasta lograr empaquetar pozos horizontales en 1992, cuyo adelanto redujo el campo de aplicación de las mallas preempacadas. Posteriormente se desarrolla en 1993 una técnica combinada de estimulación y control de arenamiento llamada Frac-Pack, la cual

consiste en bombear la mezcla de grava con el fluido de transporte excediendo el gradiente de fractura, con el fin de crear grietas en la formación que posteriormente serán empaquetadas por la misma grava, la cual funciona de manera similar a los propalantes o apuntadores en operaciones de fracturamiento hidráulico. Finalmente se encuentra el empaquetamiento con grava realizado a altas tasas de bombeo o High Rate Water Packs, en el cual se alcanzan presiones muy cercanas o mayores a las presiones de fractura, generando en la formación pequeñas grietas empaquetadas con la grava bombeada.



Figura 13.25. Evolución de la técnica de empaquetamiento con Grava

13.3.1. Empaquetamiento con Grava Convencional (Low Rate Water Packs)

Es el tipo de empaquetamiento con grava más conocido en la industria del petróleo, pero su aplicación en el Campo Caño Limón y en campos como Matanegra Oeste y el bloque estructural Matanegra X, dejó de ser aplicada al observar los resultados obtenidos con los High Rate Water Packs. Sin embargo en Nueve pozos pertenecientes a estos campos y bloques estructurales, el empaquetamiento con grava fue aplicado en algunos casos con éxito por las compañías Baker Hughes y Halliburton, en un lapso de tiempo comprendido entre Octubre de 1997 y Marzo de 2002.

Se puede distinguir fácilmente del los HRWP debido a que las tasas de bombeo generan una presión menor a la presión de fractura de la formación y generalmente se encuentra en un rango de 4-6 BPM o menores. La concentración de la mezcla entre la

grava y el fluido de transporte generalmente se encuentra en un rango de 0.5 a 2 Lb/gal.

Tabla 13.5. Ventajas, desventajas y consideraciones de aplicación y diseño de un empaquetamiento con grava convencional

Ventajas	Desventajas	Cuando se debe aplicar	Consideraciones de Diseño
Empaquetamiento anular compacto	Poca grava en las perforaciones y detrás del casing	Si las perforaciones se encuentran muy cerca de zonas de Agua o Gas en donde no se pueden realizar fracturas.	Se recomienda no poner más de 25-50 Lb/ft de grava en las perforaciones
Menor daño erosional debido a las bajas ratas	No se sobrepasa o empaqueta la zona dañada de las perforaciones.	La formación es altamente permeable con mínimos daños ocasionados por la perforación y el completamiento	Para intervalos mayores a 30 ft, el trabajo de bombeo se debe realizar en posición de circulación
Bajos costos ocasionados debido a los bajos requerimientos de potencia en la bomba.	Alta caída de presión generada debido a empaquetamiento irregular en las perforaciones		La presión de screenout generalmente debe ser menor a 2500 psi.

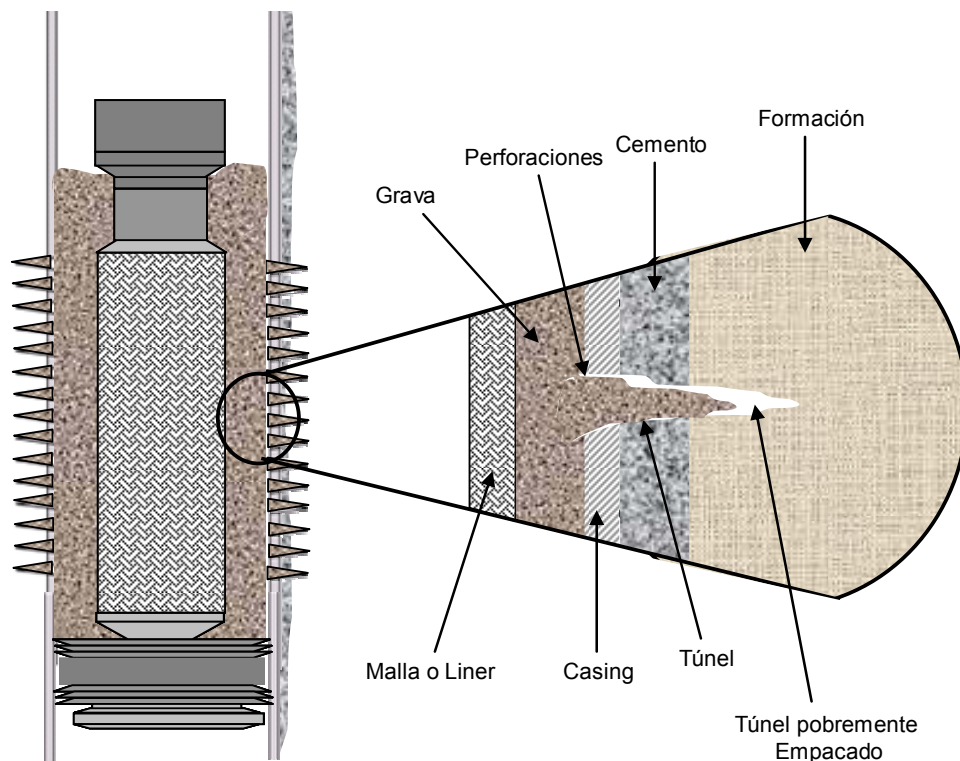


Figura 13.26. Representación esquemática de un empaquetamiento con grava convencional

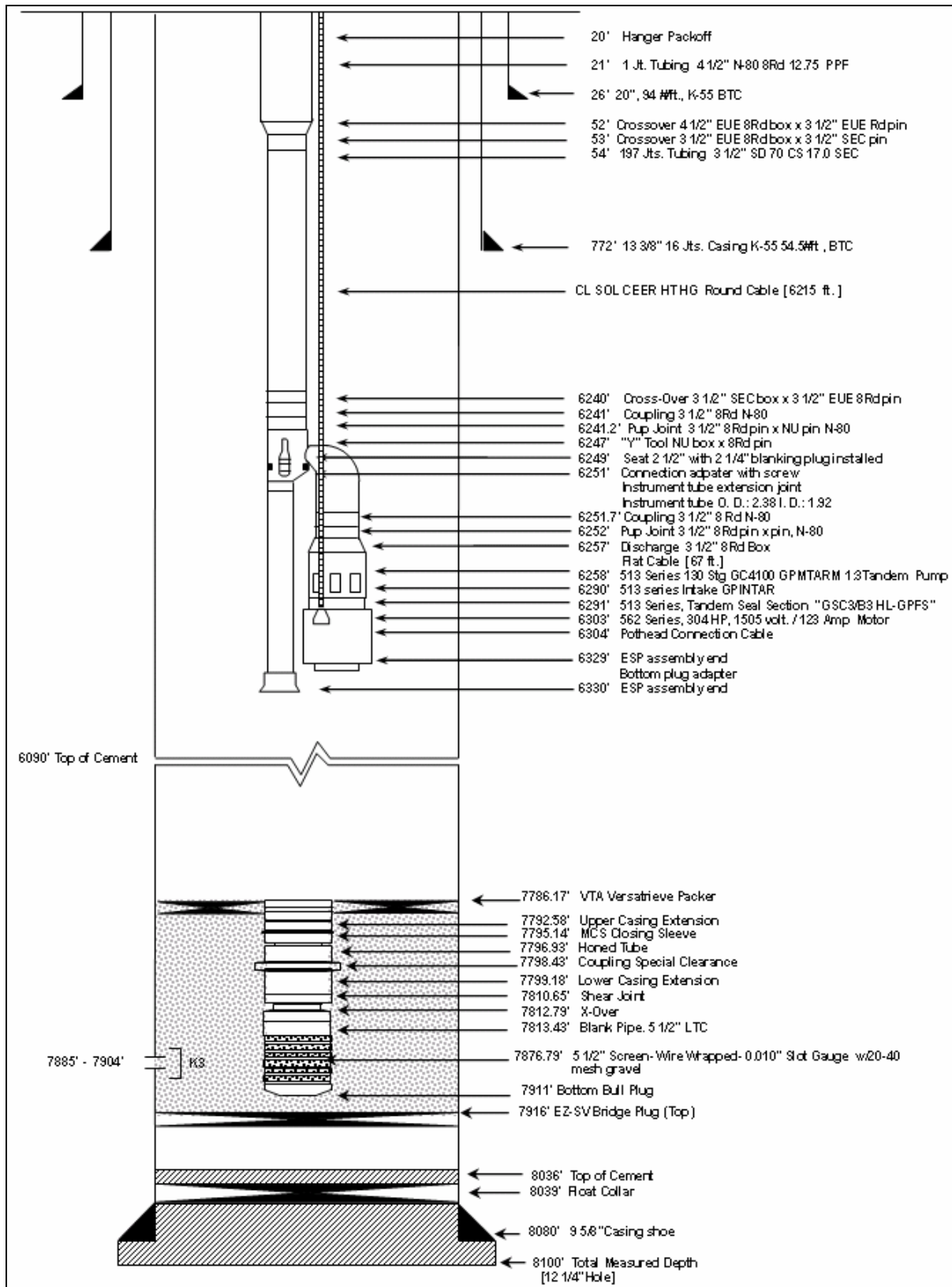


Figura 13.27. Estado Mecánico típico de un pozo con Empaquetamiento con Grava. Fuente: Occidental de Colombia, Inc

13.3.2. Empaquetamiento con Grava a Altas Tasas (High Rate Water Packs)

Esta técnica de empaquetamientos ha tenido gran aceptación en la industria petrolera y es la de mayor aplicación en el Campo Caño Limón, Matanegra Oeste y en el bloque estructural Matanegra X. Hasta el momento 16 pozos cuentan con este sistema de control de arena con muy buenos resultados instalados por las compañías Baker Hughes y Schlumberger.

El objetivo principal de un HRWP es establecer un camino de alta conductividad desde la cara de la formación pasando a través del empaquetamiento del túnel de las perforaciones, hasta el empaquetamiento del anular formado entre el diámetro interno del revestimiento y el diámetro externo de la malla. Las ratas de bombeo de un HRWP se encuentran típicamente en un rango de 8 – 15 BPM. La concentración de la grava con el fluido de transporte normalmente aplica en rangos de 0.5 – 2 Lb/gal y el diseño del trabajo admite una colocación de grava en las perforaciones de 75 – 200 Lbs/ft. La presión de fractura de la formación puede o no ser excedida, dependiendo del diseño y de las consideraciones de formación que se presenten y las fracturas generadas se encuentran en un rango de 5 – 15 ft

Tabla 13.6. Ventajas, desventajas y consideraciones de aplicación y diseño de un empaquetamiento con HRWP.

Ventajas	Desventajas	Cuando se debe aplicar	Consideraciones de Diseño
Empaquetamiento anular compacto	Se incrementa el volumen de fluidos a utilizar	Si las perforaciones se encuentran lejos de zonas de Agua o Gas y la formación de pequeñas fracturas se puede tolerar	Se recomienda un volumen de grava en las perforaciones no mayor a 100 – 150 Lb/ft
Se pueden empaquetar las perforaciones con muchas más grava.	Los costos son muchos más altos por los altos requerimientos de potencia.	Radio de zona dañada poco profundo (Menor a 1 ft)	Para intervalos mayores a 30 ft, el trabajo de bombeo se debe realizar en posición de circulación
Se crean caminos de alta conductividad por la zona dañada de las perforaciones.		Pozos altamente desviados (ángulos > 60°)	Presión de screenout menores a 2500 psi
		Intervalos perforados mayores a 30 ft	

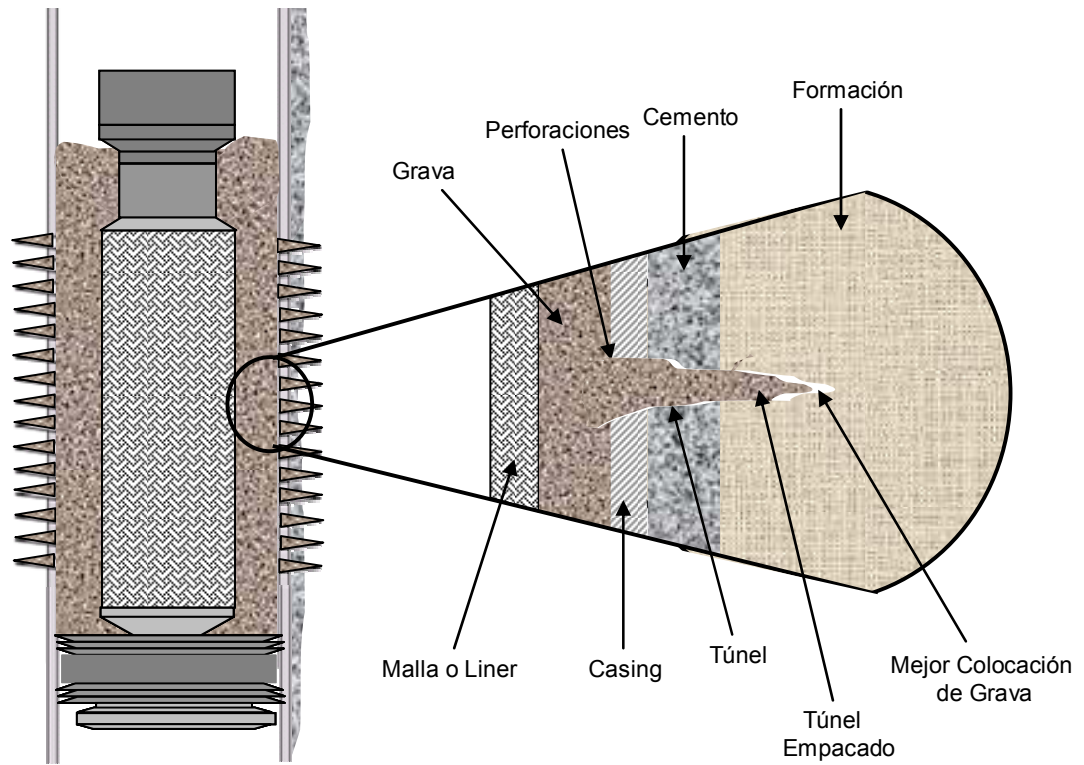


Figura 13.28. Representación esquemática de un HRWP con $P < P_{fractura}$

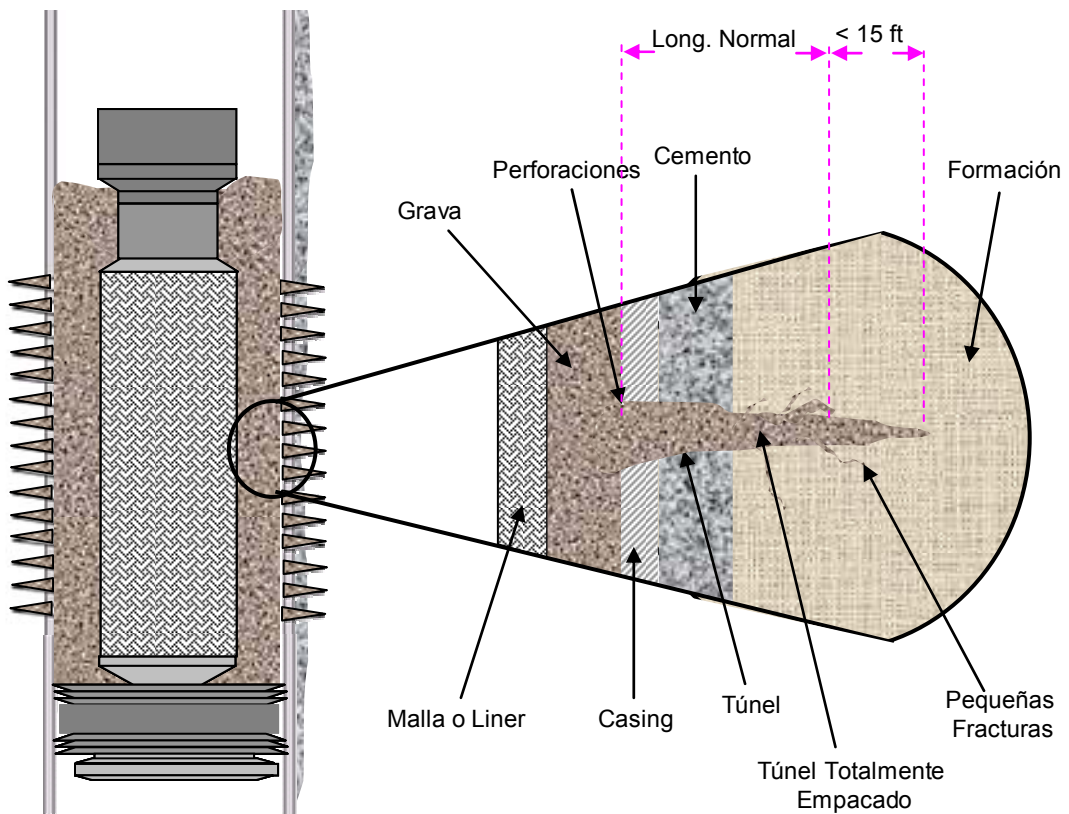


Figura 13.29. Representación esquemática de un HRWP con $P > P_{fractura}$

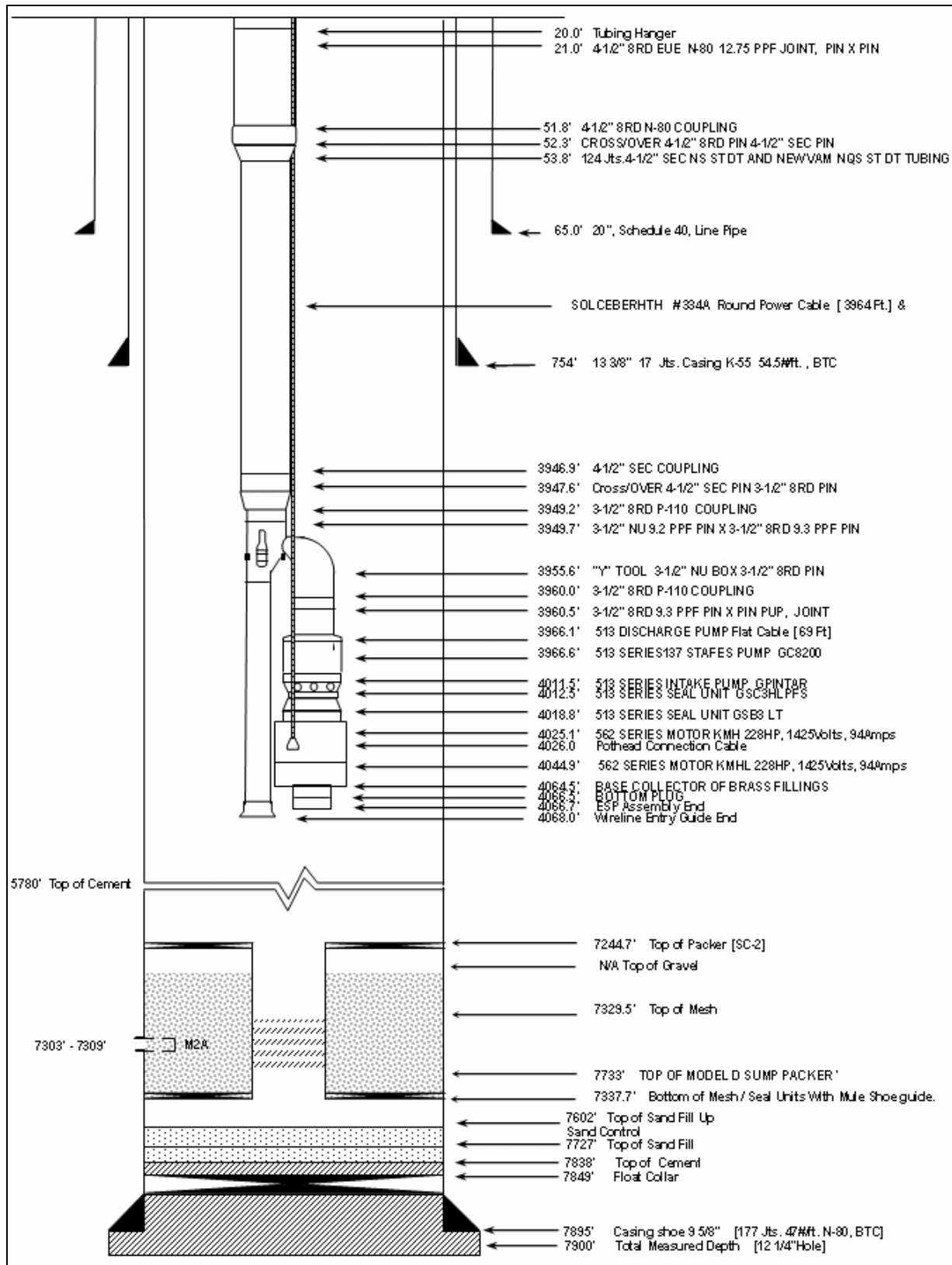


Figura 13.30 Estado Mecánico típico de un pozo con Empaquetamiento con Grava tipo HRWP.
 Fuente: Occidental de Colombia, Inc

13.3.3. Empaquetamiento de Fracturas con Grava (Frac Pack)

El fracturamiento en yacimientos de alta permeabilidad para controlar la producción de arena es una técnica de completamiento ampliamente aceptada. Consiste en una combinación de estimulación por fracturamiento seguida de empaque de grava. Más de una década de éxitos prueba que esta técnica mejora significativamente la productividad del pozo en comparación con el empaque de grava convencional.

Shell utilizó el término Frac Pack a principios de 1960 para describir aquellos completamientos de pozos realizados en Alemania que eran hidráulicamente fracturados previo al empaque de grava. En la actualidad, la expresión fracturamiento y empaque (Frac Packing) se refiere a tratamientos de fracturamiento en los que se induce un arenamiento para controlar el largo de la fractura. Estos tratamientos crean fracturas cortas y anchas y empaican grava detrás de los filtros; todo en una sola operación

Con esta técnica se puede evitar el colapso de la formación y el influjo de arena como resultado de un empaque de grava incompleto alrededor de los filtros de grava, y los túneles dejados por los disparos que quedan sin empacar que también restringen la producción. La técnica de fracturamiento y empaque reduce las caídas de presión causadas por el daño de formación y las restricciones impuestas por los componentes de la terminación, las cuales se hallan comúnmente representadas por el factor de daño. A diferencia del empaque de grava, el factor de daño asociado con la técnica combinada disminuye a medida que los pozos producen y los fluidos de tratamiento se recuperan y, en consecuencia, la productividad tiende a mejorar con el tiempo.

Hasta el momento, esta técnica solo ha sido aplicada en dos pozos en el Campo Caño Limón y en el campo Pastora. El desempeño de estos trabajos se ha evaluado en función de los pronósticos que se tenían de producción sin empaquetamiento y la producción actual, debido a que se instalaron en operaciones de completamiento inicial, por la alta porosidad y los bajos valores de UCS que presentaron las arenas productoras de estos pozos.

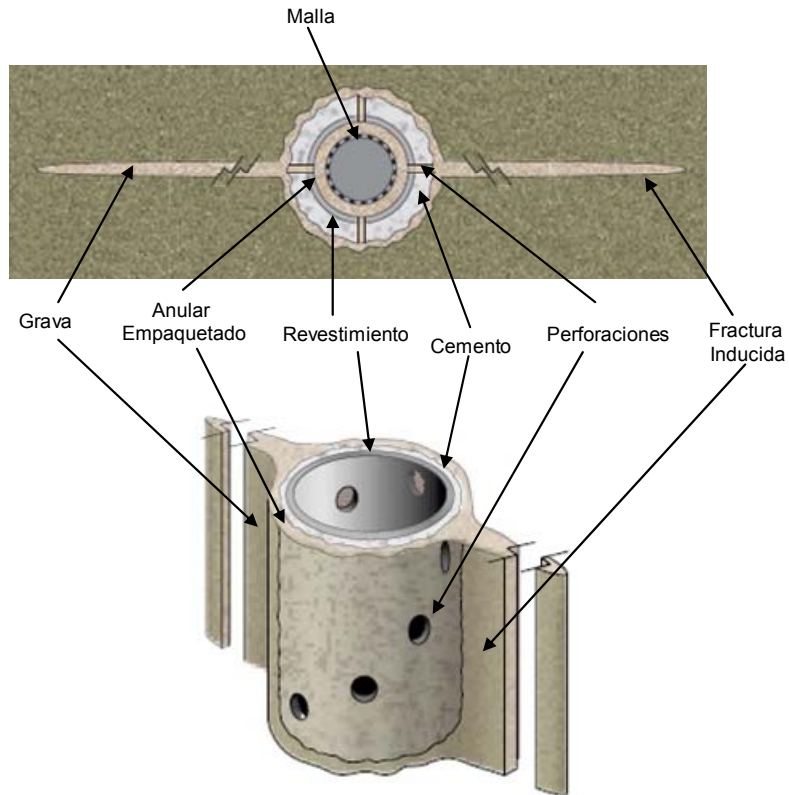


Figura 13.31 Descripción detallada del estado final del pozo en un Frac Pack. Modificado de “Método combinado de Estimulación y control de la producción de arena. Schlumberger 2002”.

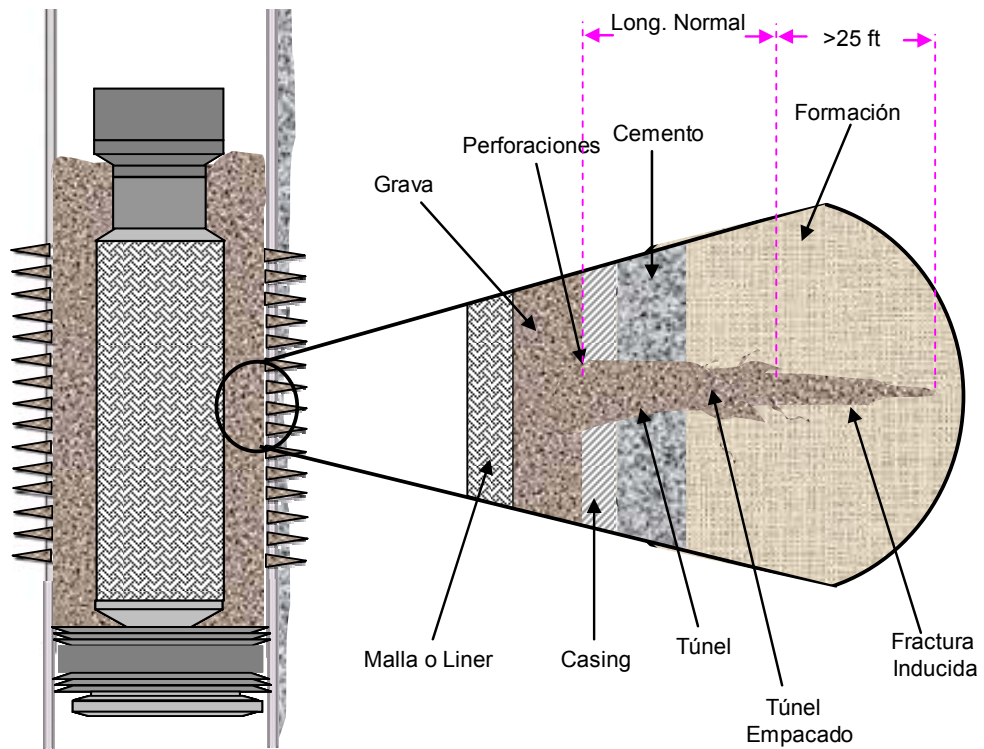


Figura 13.32 Representación esquemática de un Frac Pack.

Con este procedimiento se crea una fractura de al menos 25 ft utilizando un fluido viscoso. Se utilizan altas tasas de bombeo, generalmente entre 15 a 20 BPM. La cantidad total de grava bombeada en general excede los 900 lbs/ft. El objetivo del Frac Pack es extender la fractura más allá de la zona de daño del pozo y posteriormente empaquetar y para lograr esto con mayor efectividad es recomendable utilizar un fluido no-viscoso, para asegurar que la grava no sea colocada en la parte más profunda de la fractura y descuidar la cara del pozo.

Tabla 13.7. Guía para aplicación de HRWP y Frac Pack

Parámetros	Condiciones del pozo	HRWP	Frac - Pack
Conductividad del yacimiento	Permeabilidad promedio < 50		x
Restricción de fracturamiento	Kh del intervalo > 40000 md-ft y skin inicial > 25		x
	Kh del intervalo > 40000 md-ft y skin inicial entre 10 y 25	x	x
	Kh del intervalo > 15000 md-ft y skin inicial < 5	No necesita fractura	No necesita fractura
	Kh > 40000 md-ft y alta viscosidad del crudo (< 20 API)	x	x
	Múltiples intervalos, Kh para cada uno < 15000 md-ft. Cualquier skin inicial	x	
	Kh para cada intervalo entre 15000 y 40000 md-ft con skin > 5	x	x
Crecimiento de la fractura	Intercalaciones arena/arcilla y espesor del intervalo < 50 ft	x	x
	Intercalaciones arena/arcilla y espesor del intervalo > 50 ft		x
	Intervalo de cualquier espesor	x	
	Contacto agua - aceite < a 10 ft de la arena	No fracturar	No fracturar
	Contacto agua - aceite > a 10 ft de la arena	x	
	Barrera de arcilla entre arena productora y agua < 20 ft de espesor.	x	
	Barrera de arcilla entre arena productora y agua > 20 ft de espesor	x	x
Restricciones operacionales	Severamente presionado (presión de poro > 15 Lb/gal)		x
	Poca presión (presión de poro < 6 Lb/gal) y zona dañada	x	x
	Poca presión y bajo skin inicial		x
	Temperatura de fondo > 250 F	x	
	Desviación de pozo > 60 grados y espesor del intervalo > 50 ft	x	
	Pobre calidad del cemento	No fracturar	No fracturar

Tabla 13.8. Ventajas, desventajas y consideraciones de aplicación de un empaquetamiento con Frac Pack.

Ventajas	Desventajas	Cuando se debe aplicar
Se puede evitar el colapso de la formación y el influjo de arena como resultado de un empaque de grava incompleto alrededor de los filtros de grava	Se incrementa el volumen de fluidos a utilizar	Si las perforaciones se encuentran lejos de zonas de Agua o Gas y la formación de grandes fracturas se puede tolerar
Reduce las caídas de presión causadas por el daño de formación y las restricciones impuestas por los componentes del completamiento	Los costos son muchos más altos por los altos requerimientos de potencia.	Radio de zona dañada profundo (Mayor a 15 ft)
El factor de daño asociado con la técnica combinada disminuye a medida que los pozos producen y los fluidos de tratamiento se recuperan y, en consecuencia, la productividad tiende a mejorar con el tiempo.	Se requiere un volumen de grava y fluido de transporte mucho más alto	Yacimientos con arenas poco consolidadas y con porosidades bastante altas (20% > ϕ > 30%)
La colocación de grava en los perforados es completa		Intervalos perforados mayores a 30 ft

Tabla 13.9. Resumen de las propiedades más importantes de los sistemas de empaquetamiento con grava

Propiedades	Low Rate Water Pack	High Rate Water Pack	Frac Pack
Tasa de Bombeo (BPM)	4 - 6	8 - 15	15 - 20
Concentración (Lb/gal)	0.5 - 2	0.5 - 2	4 - 8
Lb/ft en Perforaciones	25 - 50	75 - 200	900
Longitud de Fractura (ft)	-	5 - 15	> 25
Exceso Gradiente Fractura	No	Depende del Diseño	Si

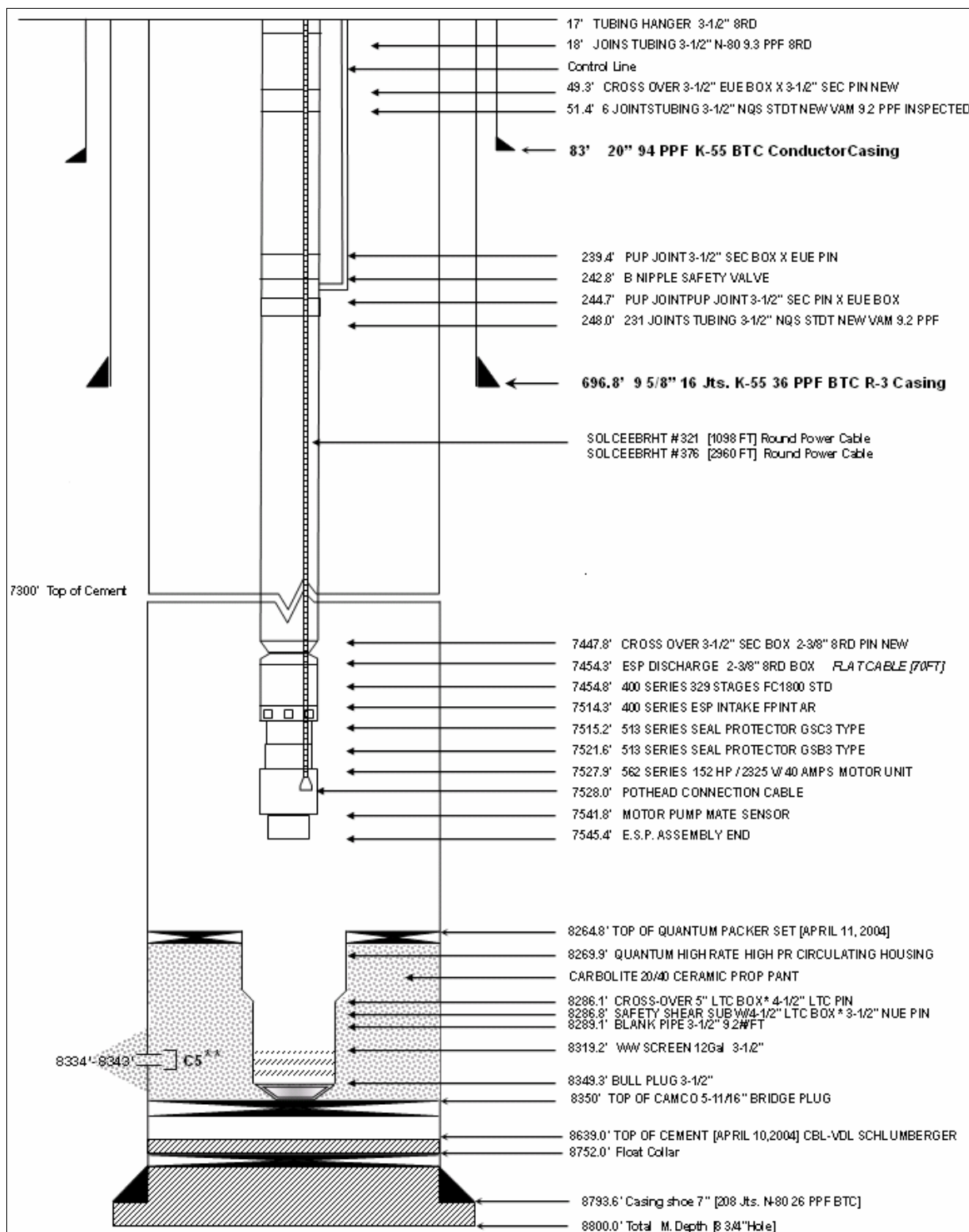


Figura 13.33. Estado Mecánico típico de un pozo con Empaquetamiento con Grava tipo Frac Pack.
Fuente: Occidental de Colombia, Inc

13.3.4. Diseño de un Empaquetamiento con Grava

Para realizar un buen diseño de control de arena, se debe tener en cuenta que lo que se desea retener con los empaquetamientos, son los granos de arena de la formación y no los materiales finos asociadas a la formación que no hacen parte de su estructura y que se encuentran distribuidas a lo largo de todo el yacimiento. Estos finos salen a superficie simultáneamente a la producción de fluidos y evitar su flujo a superficie significa un taponamiento del espacio poroso de la formación.

El procedimiento general para el diseño del empaquetamiento con grava comprende los siguientes pasos:

- Muestreo significativo de las arenas de la formación
- Realizar un análisis de distribución de tamaño de grano con la arena proveniente de la formación (Granulometría)
- Calcular el coeficiente de Uniformidad (Cu)
- Seleccionar el tamaño de grano crítico de la grava
- Establecer el tamaño óptimo de la grava
- Determinar el tamaño de las aberturas en la malla o “liner” con el fin de retener la grava.
- Definir el espesor óptimo de empaque, es decir el espesor del anular entre la cara de la formación y la malla o “liner”
- Especificaciones de la grava

13.3.4.1. Muestreo significativo

El primer requisito indispensable para lograr un buen diseño es contar con una muestra representativa de la arena de la formación. Existen diversas maneras de obtener muestras de arena de la formación:

- **Muestras de arena tomadas en equipo de superficie (tanques, separadores, trampas, líneas, etc.):** no son representativas de la arena de formación, ya que muestran tan solo la fracción de la arena que pudo

ser arrastrada por el fluido y no tienen en cuenta los granos que debido a su tamaño mayor, no pudieron ser arrastrados y se acumularon en el fondo del pozo.

- **Muestras provenientes de fondo:** Son las que se pueden tomar con herramientas como Sand Bailers y constituyen tan solo la fracción gruesa, y tampoco representan una muestra fiel de la arena de formación.
- **Núcleos (Cores) y Muestras de Pared (Sidewall Cores):** Una muestra ideal es un núcleo de formación y una muestra aceptable puede ser un corazón de pared. Es recomendable contar con varios núcleos de una misma formación.

13.3.4.2. Análisis Granulométrico (Sieve Analysis)

El análisis de distribución de tamaño de grano consiste en pasar una muestra previamente lavada, secada y pesada, a través de una serie de tamices con el fin de determinar la curva de análisis de tamiz. En esta curva se grafica el porcentaje retenido acumulado contra el tamaño de grano. La pendiente de la curva representa el grado de uniformidad de la arena de formación. Una arena muy uniforme presenta una pendiente como la que presenta la curva A en la figura 13.31, mientras arenas no uniformes exhiben curvas que tienden a ser horizontales como las curvas D y C de la figura 13.31.

Las curvas granulométricas de las arenas que hacen parte del campo Caño Limón, del Campo Pastora y del Campo Matanegra Norte, fueron realizadas por el Instituto Colombiano del Petróleo a partir de muestras de corazones y muestras de pared. Se generaron curvas para todas las formaciones productoras hacia Abril de 2001, cuando muchos pozos comenzaron a producir arena en grandes volúmenes y se hizo necesario realizar de manera más cuidadosa el diseño de los empaquetamientos.

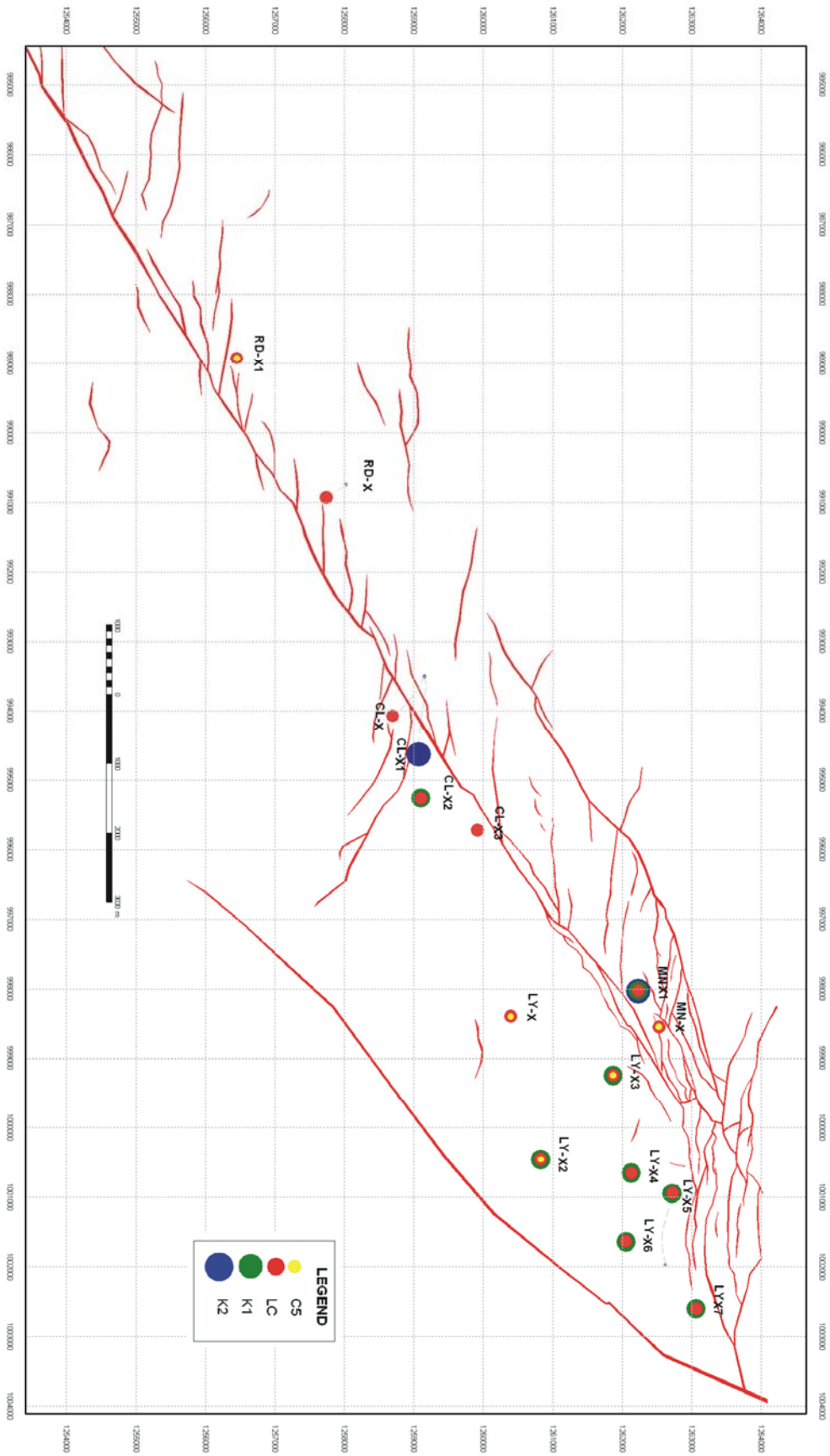


Figura 13.34. Pozos del área de Cravo Norte con muestras de corazones. Modificado de GeoGraphix Geoatlas Occidental de Colombia Inc

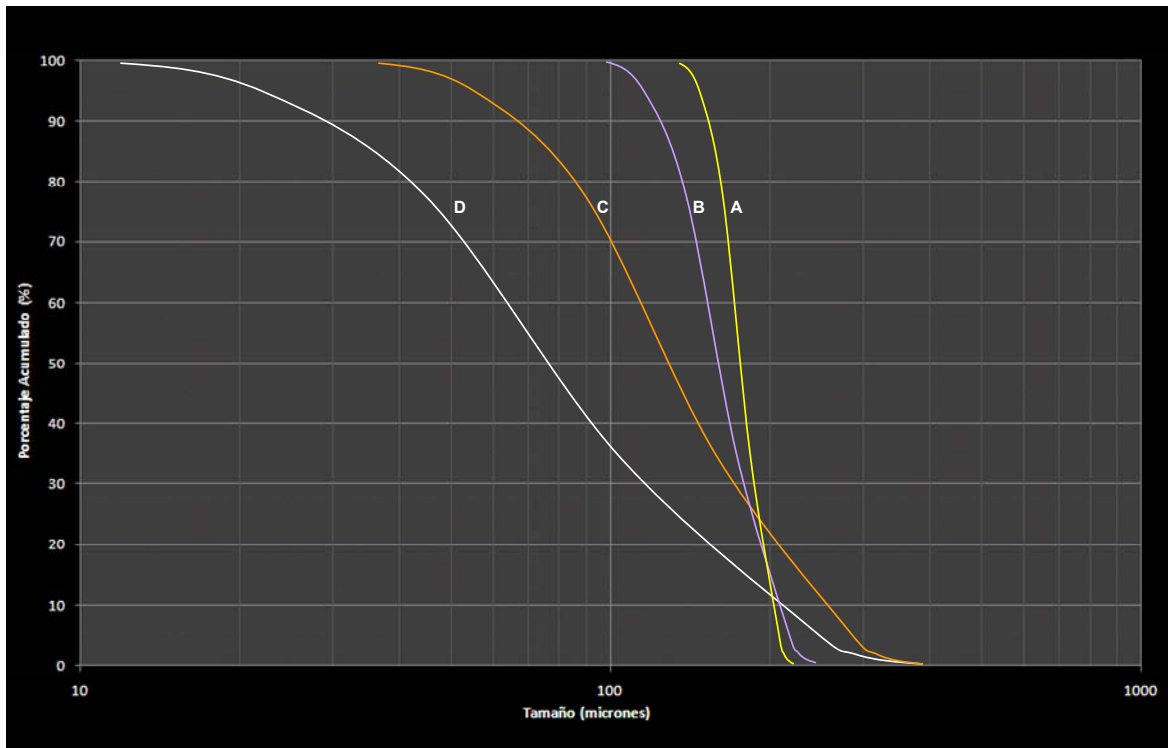


Figura 13.35. Esquema de las curvas Granulométricas.

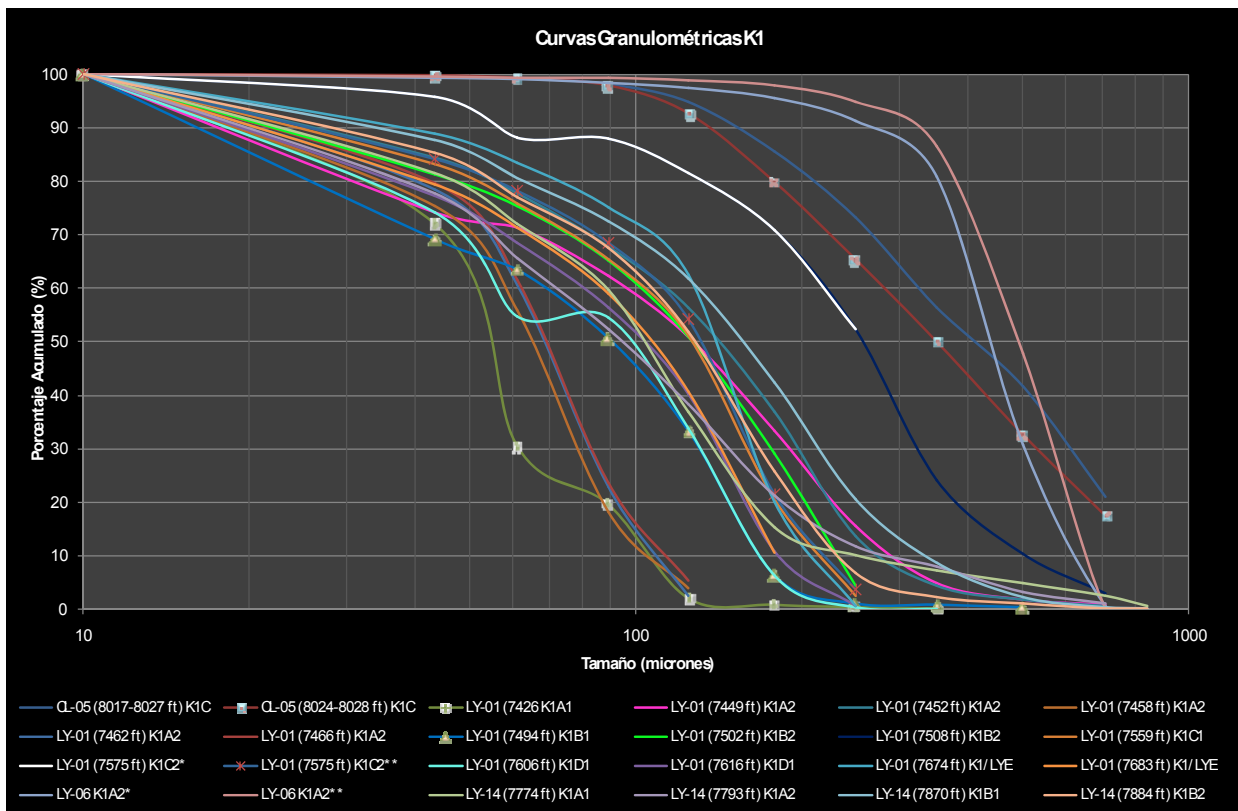


Figura 13.36. Curvas Granulométricas de la formación Cretáceo en la unidad K1. Occidental de Colombia Inc.

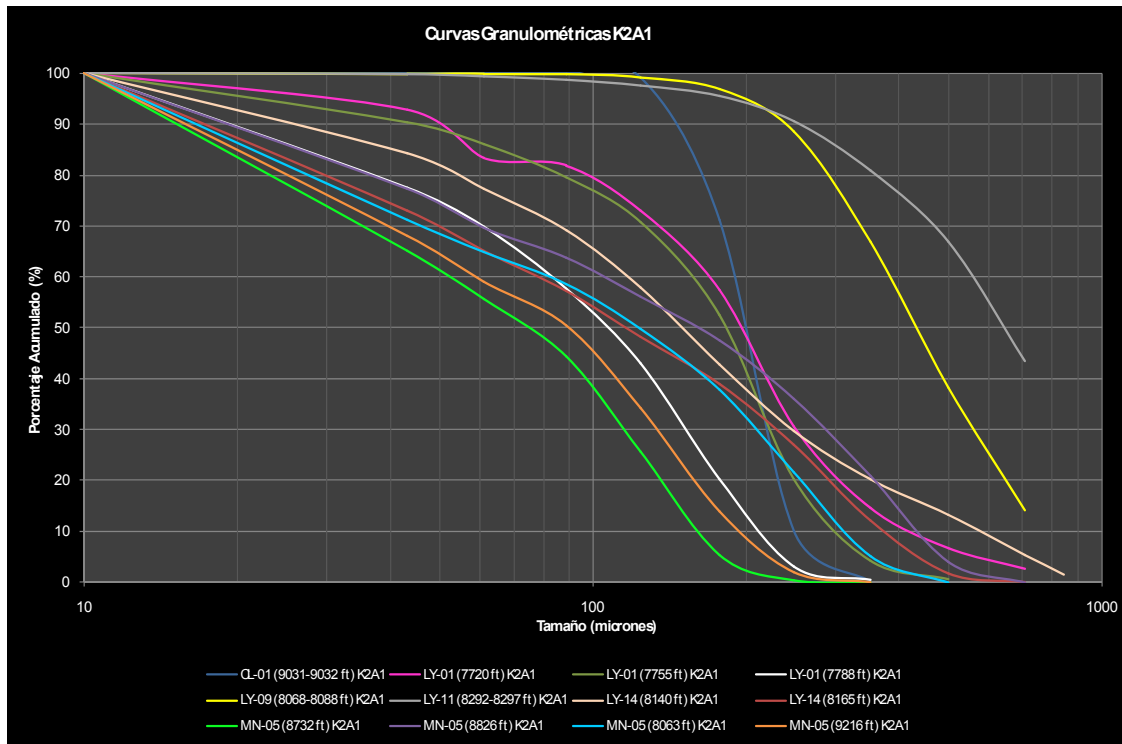


Figura 13.37. Curvas Granulométricas de la formación Cretáceo en la unidad K2A1. Occidental de Colombia Inc.

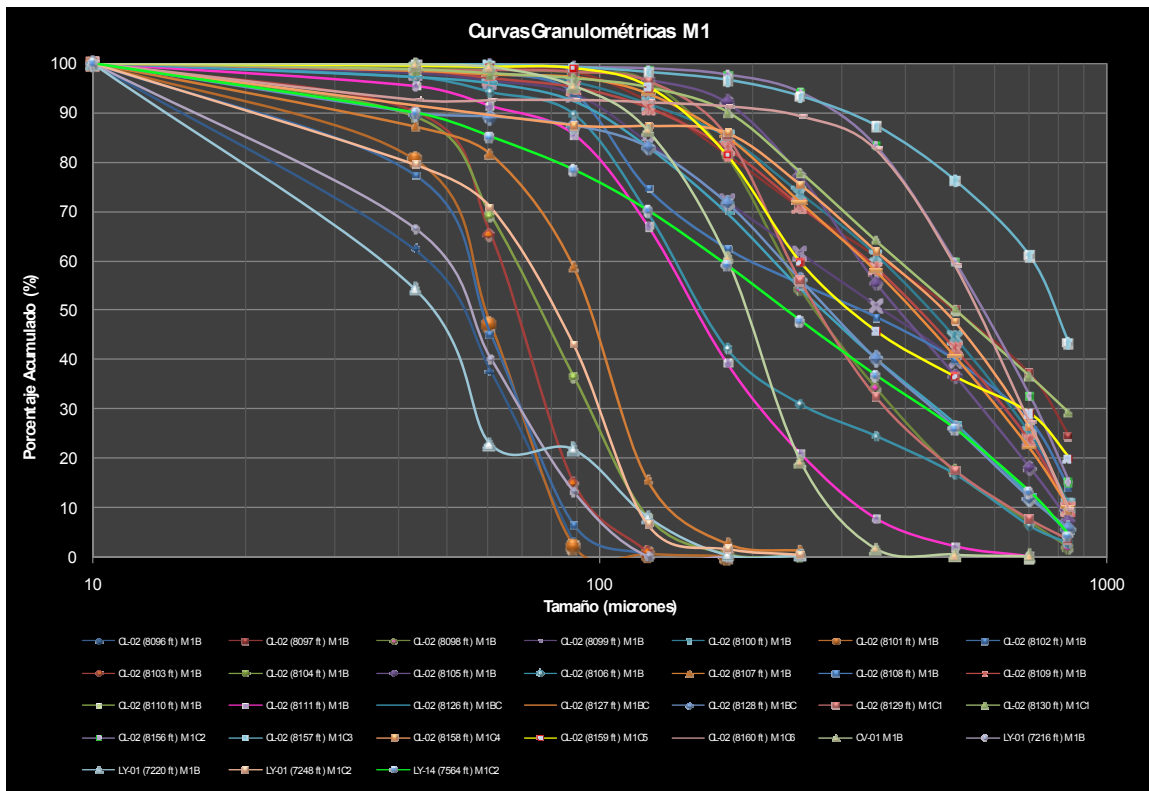


Figura 13.38. Curvas Granulométricas de la formación Carbonera Inferior en la unidad M1. Occidental de Colombia Inc.

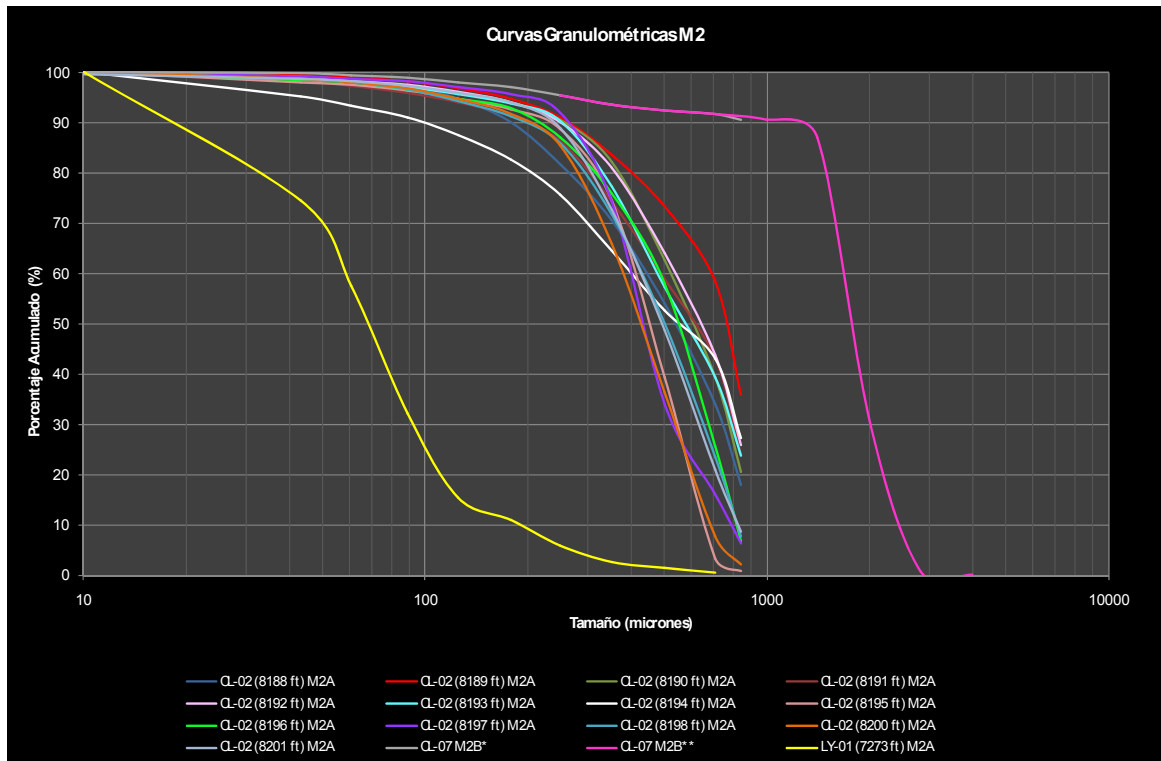


Figura 13.39. Curvas Granulométricas de la formación Carbonera Inferior en la unidad M2. Occidental de Colombia Inc.

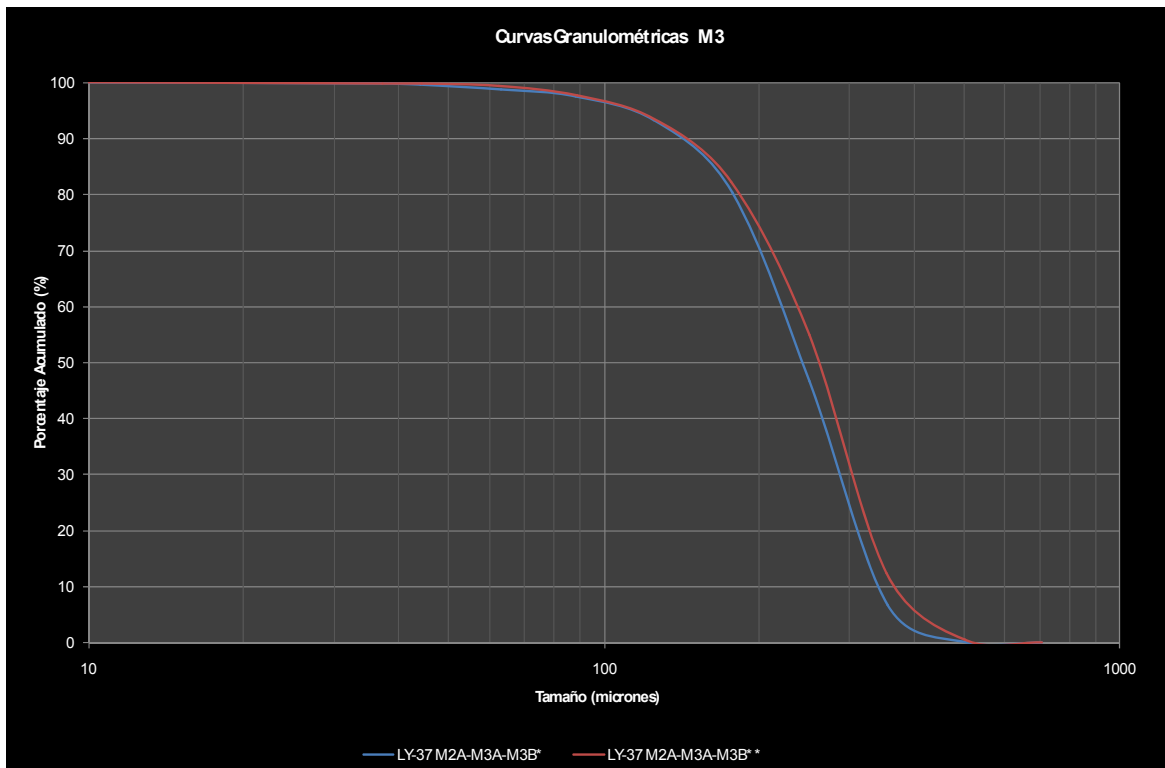


Figura 13.40. Curvas Granulométricas de la formación Carbonera Inferior en la unidad M3. Occidental de Colombia Inc.

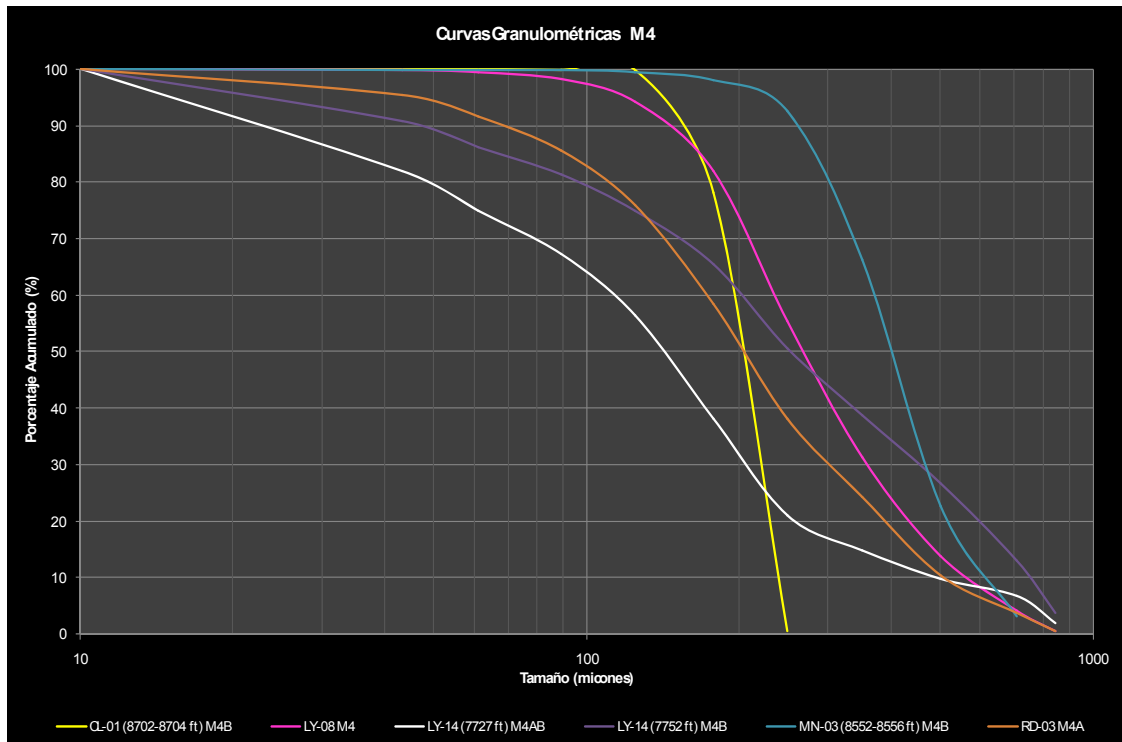


Figura 13.41. Curvas Granulométricas de la formación Carbonera Inferior en la unidad M4. Occidental de Colombia Inc.

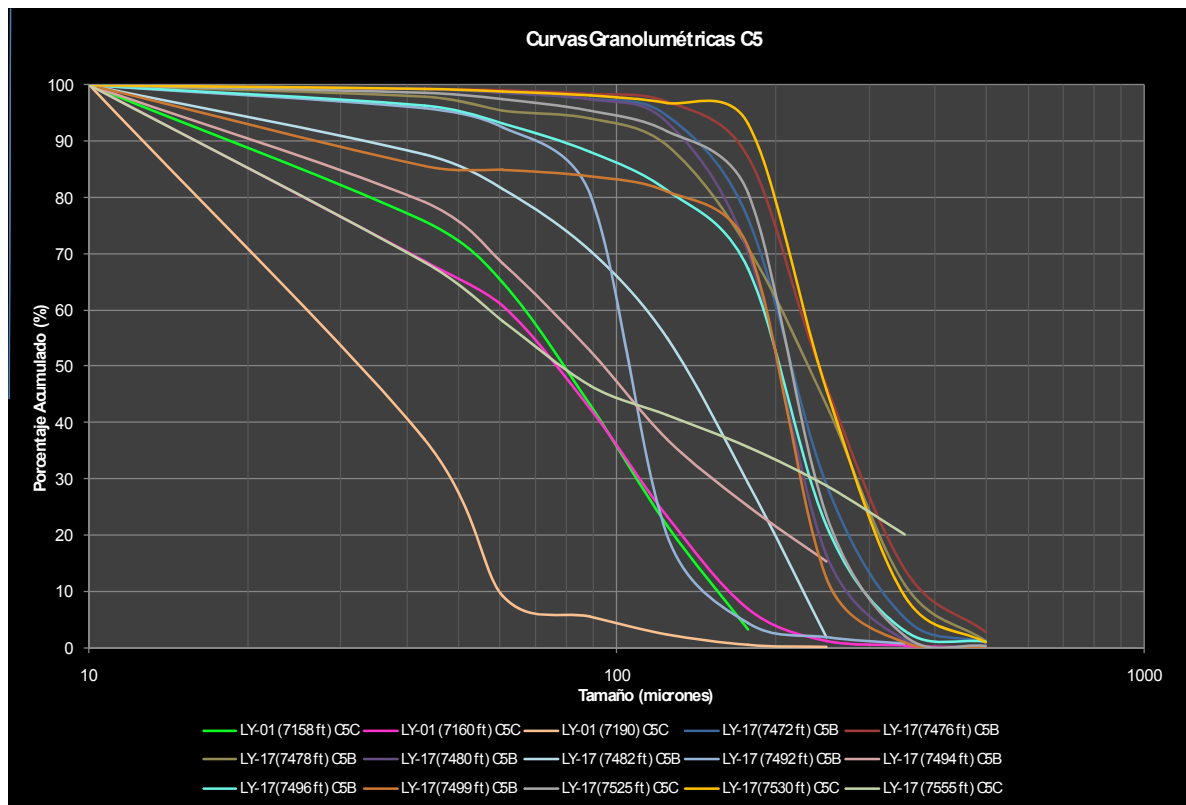


Figura 13.42. Curvas Granulométricas de la formación Carbonera Superior en la unidad C5. Occidental de Colombia Inc.

13.3.4.3. Coeficiente de Uniformidad (Cu)

Una forma de evaluar la uniformidad de una arena es por medio del coeficiente de uniformidad “Cu” que es definido como D_{40}/D_{90} , donde D_{40} y D_{90} son respectivamente los tamaños de grano en la curva, donde se han acumulado el 40% y el 90% en peso de la muestra.

$$Cu = \frac{D_{40}}{D_{90}} \quad (13.1)$$

Tabla 13.10. Clasificación de uniformidad de una arena según el Coeficiente de uniformidad

Coeficiente de Uniformidad	
$Cu < 3$	Arena Uniforme
$3 < Cu < 5$	Arena Poco Uniforme
$Cu > 5$	Arena no Uniforme

13.3.4.4. Selección del Tamaño Crítico de Grava

A partir de la curva de análisis de tamiz se selecciona el tamaño crítico de arena de formación, el cual representa uno de los parámetros claves en el diseño del empaquetamiento con grava. La eficiencia del empaquetamiento depende en gran parte de la correcta selección del tamaño crítico (Ver tabla 13.11).

13.3.4.5. Relación Grava – Arena

Se define como la relación entre el tamaño medio de la grava y el tamaño promedio del grano de arena de la formación en puntos percentiles iguales. Estudios realizados por Saucier, en donde realizó varias mediciones de la restricción al flujo ofrecida por varias configuraciones de empaquetamiento con grava y muestras de corazón de formación (ver figura 13.36), conllevaron a la construcción de las graficas mostradas en las figuras 13.37 y 13.38.

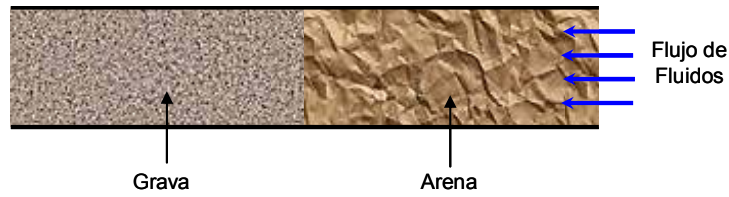


Figura 13.43. Experimentaciones de Saucier para determinar el tamaño de grava óptimo

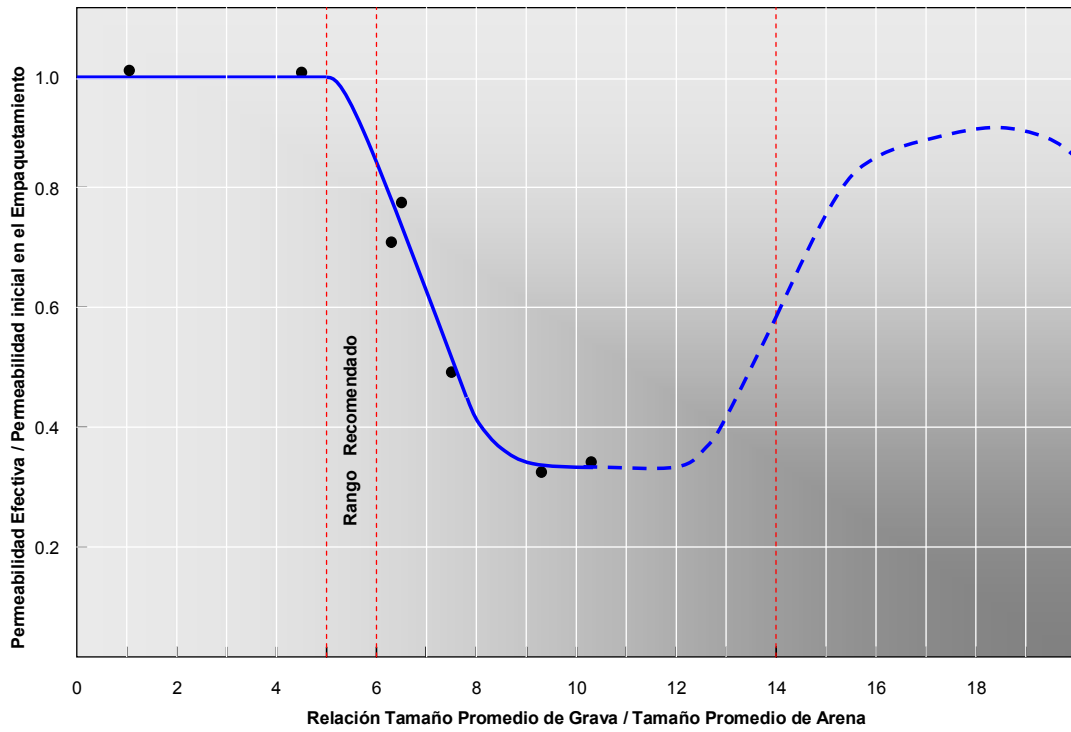


Figura 13.44. Permeabilidad de un empaquetamiento con grava según Saucier.

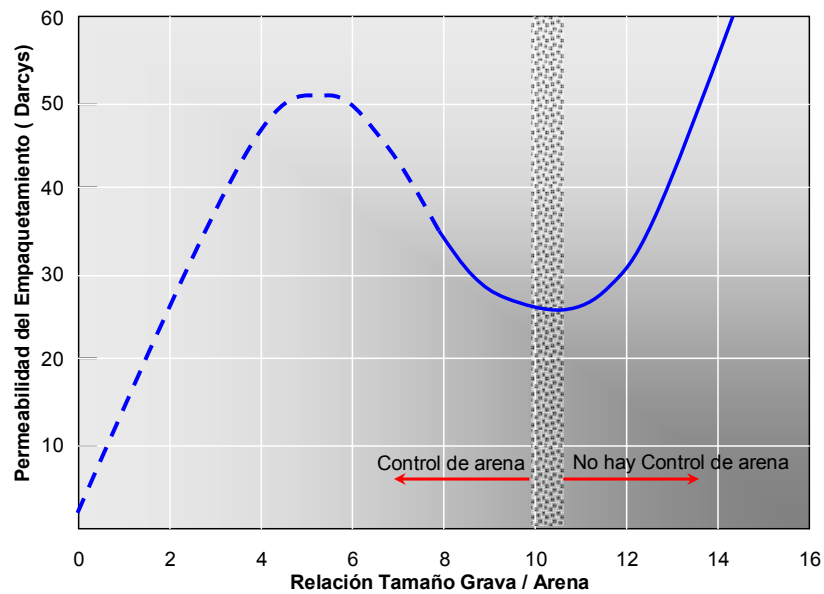


Figura 13.45. Efecto de la Razón Grava/Arena. Modificado de "Gravel Pack Desing". Jim Rike 1985

Tabla 13.11. Criterios para la selección del tamaño crítico de grava.

Criterio	Cu	Relación
Coberly y Wagner	$Cu < 3$	$DG = 10 * D_{10}$
	$3 < Cu < 5$	$DG = 6 * D_{10}$
	$Cu > 5$	$DG = 6 * D_{40}$
Exxon	$Cu < 5$	$DG = 6 * D_{13}$
	$5 < Cu < 10$	$DG = 6 * D_{40}$
	$Cu > 10$	$DG = 6 * D_{70}$
Stein	Cualquiera	$DG = 4 * D_{15}$
BJ Services	$Cu \leq 3$	$DG = 5 * D_{50}$
	$Cu > 3$	$DG = 10 * D_{50}$
		$DG = 4 * D_{50}$
Gumpertz	Cualquiera	$DG = 8 * D_{50}$
Hill	Cualquiera	$DG = 11 * D_{10}$
Karpoff	Cualquiera	$DG = 8 * D_{10}$
		$DG = 5 * D_{50}$
Schwartz	$Cu > 5$	$DG = 10 * D_{50}$
Baker Sand Control	Rango óptimo	$DG = 6 * D_{40}$
		$DG = 4 * D_{50}$
Saucier	Rango óptimo	$DG = 8 * D_{50}$
		$DG = 5 * D_{50}$
		$DG = 6 * D_{50}$

Si la relación grava arena es muy alta, la arena de la formación invade el empaquetamiento y por lo tanto reduce la permeabilidad de la zona empaquetada³⁵. El punto máximo establecido por Saucier para la relación grava/arena es seis (6); con este valor no se daña la permeabilidad del empaquetamiento y se tienen un buen control de arena en el pozo (ver figura 13.37). Si la relación grava/arena es pequeña, el empaquetamiento será fácilmente taponado por los finos de la formación o por los sólidos contenidos en los fluidos de reacondicionamiento, afectando la permeabilidad del empaquetamiento (ver Figura 13.38). En la figura 13.38 su muestra que el rango teórico óptimo que debe tener la relación grava/arena según Saucier, se encuentra en un rango entre 5 y 6; este rango proporciona un buen control de arena y una buena productividad del pozo, porque asegura que el empaquetamiento mantendrá su permeabilidad al no taponarse con los finos. Cuando la relación grava/arena es mayor de 15 la permeabilidad del empaquetamiento con grava es buena pero el control de la

³⁵ Análisis del Control de Arena. Zuly Calderón Carillo y Oswaldo Tarazona Ortega. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander 1988.

producción de arena es malo, puesto que la arena de formación se puede mover fácilmente a través del empaque.

Tabla 13.12. Tamaños de grava estándar. Modificado de “Sand Control Training”, Oil and Gas Consultants International, Inc. (OGCI). Tulsa-Oklahoma

Mesh Size	Sieve Opening (in)	Sieve Opening (mm)	Sieve Opening (micrones)	Mesh Size	Sieve Opening (in)	Sieve Opening (mm)	Sieve Opening (micrones)
2.5	0.315	8.00	8,001	35	0.0197	0.50	500
3	0.265	6.73	6,731	40	0.0165	0.42	419
3.5	0.223	5.66	5,664	45	0.0138	0.35	351
4	0.187	4.76	4,750	50	0.0117	0.30	297
5	0.157	4.00	3,988	60	0.0098	0.25	249
6	0.132	3.36	3,353	70	0.0083	0.21	211
7	0.111	2.83	2,819	80	0.007	0.18	178
8	0.0937	2.38	2,380	100	0.0059	0.15	150
10	0.0787	2.00	1,999	120	0.0049	0.12	124
12	0.0661	1.68	1,679	140	0.0041	0.10	104
14	0.0555	1.41	1,410	170	0.0035	0.09	89
16	0.0469	1.19	1,191	200	0.0029	0.07	74
18	0.0394	1.00	1,001	230	0.0024	0.06	61
20	0.0331	0.84	841	270	0.0021	0.05	53
25	0.028	0.71	711	325	0.0017	0.04	43
30	0.0232	0.59	589	400	0.0015	0.04	38

13.3.4.6. Tamaño de la malla o aperturas de las ranuras.

Una vez establecido el tamaño de la grava se procede a determinar la apertura de la malla o el tamaño de la ranura. Estos deben ser lo suficientemente pequeños para evitar el paso de la grava de menor tamaño durante el empaquetamiento y durante la producción. Para el tamaño de las ranuras existen tablas (tabla 13.13) en donde se pueden encontrar los valores comercialmente disponibles que se ajustan al tamaño de grava o utilizada o también puede ser determinado por la ecuación 13.2.

Tabla 13.13. Tamaños de grava comerciales. Modificado de “Sand Control Training”, Oil and Gas Consultants International, Inc. (OGCI). Tulsa-Oklahoma

US Mesh	Tamaño de Grava		Tamaño de Ranura (Pulgadas)
	Pulgadas	Tamaño Promedio	
6 / 8	0.132 - 0.094	0.100	0.080
8 / 10	0.094 - 0.066	0.0800	0.050
8 / 12	0.094 - 0.066	0.0800	0.050
12 / 20	0.066 - 0.033	0.0495	0.020
20 / 40	0.033 - 0.017	0.0250	0.012
40 / 60	0.017 - 0.009	0.0134	0.008
50 / 70	0.012 - 0.0083	0.0102	0.008

El tamaño de la ranura del Liner o de la malla, puede ser determinado mediante la ecuación 13.2.

$$Ar = 2 \left(D_2 + \frac{D_1 - D_2}{2} \right) \quad (13.2)$$

Donde:

Ar = Espesor de las ranuras

D_1 = Diámetro en pulgadas del grano de grava más grande utilizado

D_2 = Diámetro en pulgadas del grano de grava más pequeño utilizado

13.3.4.7. Espesor del Empaquetamiento

El espesor del empaquetamiento dentro del revestimiento debe cumplir algunos requisitos con el fin de asegurar una buena capacidad para la retención de la arena. De acuerdo a estudios de laboratorio, el empaquetamiento debe tener un espesor mínimo de cuatro o cinco veces el diámetro del grano de grava para garantizar un puenteo estable y efectivo. Sin embargo, estos resultados se obtuvieron suponiendo un arreglo de grava permanente y efectivo, y en la práctica esto no es observado, por lo tanto, se ha definido en forma práctica un espesor mínimo de una pulgada radial.

El control sobre la producción de arena aumenta con el espesor del empaquetamiento, sin embargo existe la limitante del diámetro interno de la malla o tubería ranurada que se desee utilizar.

Tabla 13.14. Espesores recomendados del empaquetamiento con grava³⁶

Revestimiento		Liner o Malla	Esesor del Empaquetamiento (in)
OD (in)	Peso	Tamaño (in)	
4	9.5	1	1.7
4 - ½	11.6	1 - ¼	1.3
5	18.0	1 - ½	1.3
5 - ½	17.0	2 - 3/8	1.2
6 - 5/8	24.0	3 - ½	1.2
7	29.0	4	1.1
9 - 5/8	47.0	5 - ½	1.6

13.3.4.8. Especificaciones de la grava

La grava debe ser de buena calidad con el fin de evitar una reducción en la permeabilidad, por esto, debe cumplir las siguientes condiciones recomendadas por el API (ver tabla 13.16).

Tabla 13.15 Permeabilidades de tamaños de grava comerciales. Modificado de "Sand Control Training", Oil and Gas Consultants International, Inc. (OGCI). Tulsa-Oklahoma

U.S. Mesh	Permeabilidad	Permeabilidad	Permeabilidad
	(Darcy) ³⁷	(Darcy) ³⁸	(Darcy) ³⁹
6/10	2703	-	-
8/12	1969	-	-
10/20	652	500	-
12/20	-	-	668
16/30	-	250	415
20/40	171	119	225
40/60	69	40	69
50/70	-	-	45

³⁶ Análisis del Control de Arena. Zuly Calderón Carillo y Oswaldo Tarazona Ortega. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander 1988.

³⁷ Sparlin, D.D., "Sand and Gravel - A Study of Their Permeabilities", SPE Paper 4772, SPE Symposium on Formation Damage Control, New Orleans, Louisiana, February 7-8, 1974

³⁸ Gurley, D.G., Copeland, C.T., Hendrick, J.O. Jr., "Design, Plan, and Execution of Gravel-Pack Operations for Maximum Productivity", SPE Paper 5709, Journal of Petroleum Technology (October 1977), 1259-1266

³⁹ Cocalles, B., "Optimizing Materials for Better Gravel Packs", World Oil (December 1992), 73-77

Tabla 13.16 Especificaciones de la grava según el API. Modificado de “Sand Control Training”, Oil and Gas Consultants International, Inc. (OGCI). Tulsa-Oklahoma

Propiedad	Especificaciones
Distribución de Grano	La distribución del tamaño de grano de la grava no debe superar el 2% por fuera de los límites inferior o superior del rango comercial escogido, es decir, por lo menos, un 96% de la grava debe estar dentro del rango especificado.
Esfericidad y Redondez	La Esfericidad y Redondez de los granos deben ser lo mayor posible, es decir, deben ser casi esféricos y las caras no deben presentar en lo posible rugosidades, ángulos ni aristas. La esfericidad debe ser superior a 0.75 y la redondez superior a 0.6, con el fin de reducir la tendencia de los granos al fraccionamiento durante su transporte, generando finos que pueden taponar el empaque.
Solubilidad en Acido	Solubilidad en Ácido Clorhídrico (al 15%) inferior al 1%. Las pruebas de solubilidad en ácido se realizan con el fin de evitar que el empaque falle después de un tratamiento con ácido, debido al material disuelto, al tiempo que se comprueba que la composición de la grava sea en su mayoría cuarzo. Solubilidad inferior al 2 – 3% en “mud acid” (12% de Ácido Clorhídrico y 3% de Ácido Sulfhídrico). Es útil para determinar la resistencia y la cantidad de impurezas presentes en la grava, las cuales representan el grado de debilidad, así como la tendencia de la grava a fraccionarse durante el transporte y a disolverse en vapor o en agua, lo cual es un factor importante en proyectos de inyección de agua y vapor.
Resistencia a la trituración	El API recomienda tamizar la muestra n dos mallas. Inicialmente se coloca en una celda en donde recibe un presión de 2000 PSI durante 2 minutos, luego la muestra se vuelve a tamizar durante 10 minutos. El material tamizado luego de aplicar presión se pesa y se reporta como porcentaje de resistencia de la grava a la trituración.
Policristalinos	La grava debe tener bajo contenido de granos policristalinos
Contenido de Cuarzo	Una composición superior al 95% en cuarzo. Es de gran importancia, debido a que de ello depende la resistencia de la grava. Un análisis de rayos X podría ayudarnos a evaluar el contenido de cuarzo y la cantidad y tipo de impurezas.
Contenido de Finos	Este debe ser menor al 2% en peso

13.3.4.9. Preparación del pozo para el empaquetamiento

Previo a la operación de empaquetamiento, se debe preparar el pozo con el fin de asegurar que los resultados de la operación alcancen los objetivos trazados. Esta preparación previa incluye:

- Calibración y prueba del revestimiento.

- Limpieza de la arena y los materiales presentes en el revestimiento, la sarta de trabajo y las líneas de flujo, los cuales restringen el flujo a través del empaque de grava.
- Fluidos de completamiento libres de sólidos, para evitar la reducción de la productividad a través del empaque por la presencia de sólidos diferentes a la grava.
- Limpieza del cañoneo.
- Acidificación y estimulación a zonas nuevas, si es necesario.
- Verificar especificaciones de la grava y las herramientas a utilizar.
- Emplear técnicas óptimas de colocación de la grava.

13.3.4.10. Pre-empaquetamiento con grava ⁴⁰

Antes de efectuar un empaquetamiento con grava en hueco revestido, es necesario hacer un pre-empaquetamiento del pozo, el cual consiste en llenar con grava los túneles de las perforaciones. Antes de realizar esta operación es necesario limpiar el fondo del pozo y lavar las perforaciones. La grava es bombeada con un fluido transportador cuya mezcla debe tener la característica de perder fluido durante la colocación de la grava para lograr el contacto grava-grava. El propósito de empacar las perforaciones es evitar que los granos de la formación y los finos lo invadan y puedan disminuir la productividad del pozo.

13.3.4.11. Métodos para el Empaquetamiento de la Grava

Durante el proceso de empaquetamiento es importante contar con grava de reserva con el fin de reponer aquella que se pierde hacia la formación y aquella que se compacta. Si la parte superior de la malla queda sin grava, se presentará una migración y producción de arena a través de esta zona, lo cual indicaría el fracaso de la operación.

Por esta razón se utiliza un tubo indicador, el cual se ubica arriba de la malla. Un aumento en la presión de bombeo nos señalará el momento en el cual la grava cubre el tubo indicador y parte de la sección de tubería ciega.

⁴⁰ Análisis del Control de Arena. Zuly Calderón Carillo y Oswaldo Tarazona Ortega. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander 1988.

Cuando el empaquetamiento se va a realizar con un fluido convencional (baja viscosidad), se debe realizar un pre-empaquetamiento, el cual tiene como objetivo filtrar los finos de la formación fuera de los túneles de cañoneo, impidiendo una reducción en la productividad del pozo. El pre-empaquetamiento consiste en llenar de grava los túneles de cañoneo y las cavidades creadas por el lavado, surgencias o producción inicial de arena.

Dentro de las técnicas de empaquetamiento más utilizadas se pueden listar:

- **Técnica de lavado hacia abajo (“wash-down”):** El procedimiento consiste en depositar la grava dentro del revestimiento hasta una altura determinada sobre las perforaciones. Se baja el tubing junto con la malla o liner ranurado, una zapata de circulación y la tubería de lavado hasta el tope de la grava, y se comienza a circular a través del fondo de la malla. Se circula lavando hasta llegar al fondo. Se para la circulación, permitiendo que la grava se asiente por gravedad alrededor de la malla o liner ranurado. Se libera la sarta de trabajo de la malla o liner mediante un substituto y se sube unos pies. Se inicia la circulación en reversa para limpiar el interior de la malla. Todo el proceso se realiza en dos viajes de tubería de producción.

- **Técnica de Circulación en Reversa:** La malla o liner ranurado es colocado en el intervalo de interés a ser empaquetado. La grava es bombeada por el anular entre el tubing y el revestimiento. La grava se deposita en el anular alrededor de la malla y el fluido que la transporta pasa a través de los orificios o ranuras, y regresa a superficie por medio de una tubería ciega ubicada arriba de la malla. Se debe bombear hasta que la grava cubra la malla indicadora (tell tale screen). Este método generalmente reduce la permeabilidad del empaquetamiento, debido a que favorece la mezcla de la grava con la costra de lodo (cake).

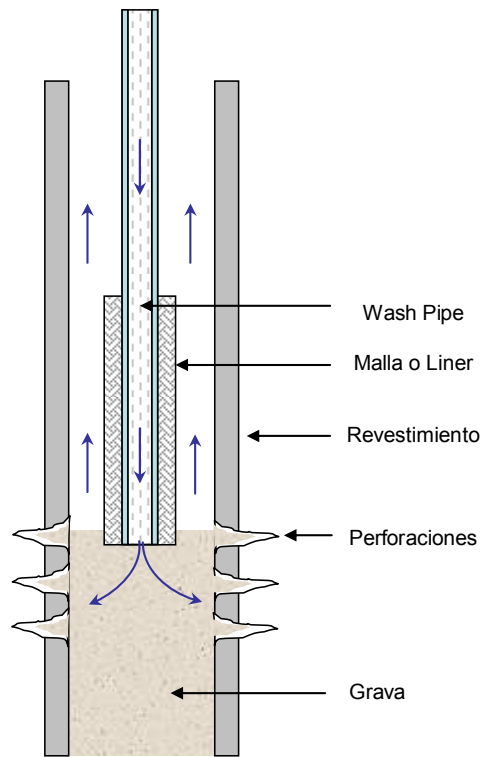


Figura 13.46. Técnica de Lavado hacia abajo (Wash Down). Modificado de Suman George O. JR "Sand Control Handbook part 5" World Oil, Texas 1975.

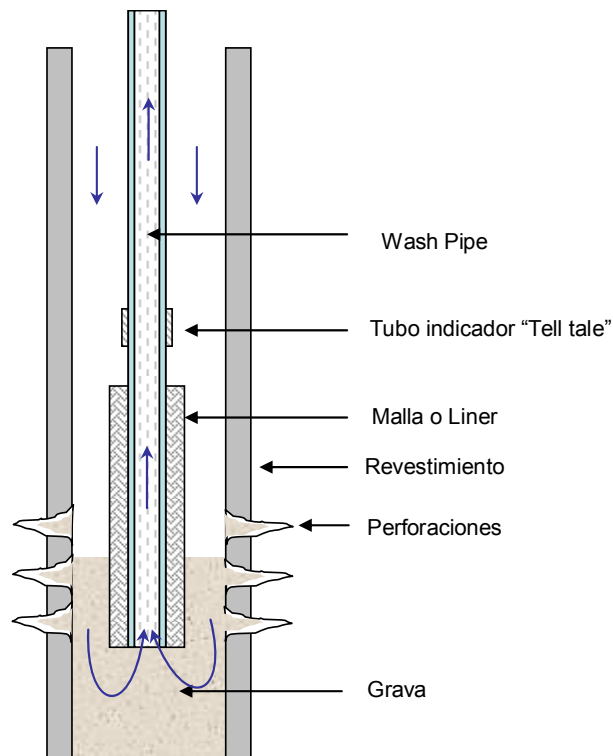


Figura 13.47. Técnica de Circulación en reversa. Modificado de Suman George O. JR "Sand Control Handbook part 5" World Oil, Texas 1975.

- **Técnica de Flujos Cruzados:** Esta técnica se desarrollo para evitar la contaminación de la grava durante su transporte. La grava es bombeada por la tubería hasta una herramienta desviadora de flujo (Crucero o Crossover) que se ubica arriba de la malla o “liner” ranurado. En esta herramienta, el flujo es desviado hacia el anular entre la malla o “liner” y el revestimiento. La grava queda empaquetada en el anular y el fluido que la transporta pasa a través de los orificios de la malla (o ranuras del liner) y regresa por la tubería de lavado (“wash pipe”) hasta la herramienta desviadora de flujo, en la cual el fluido pasa al anular y retorna a superficie. Para esta técnica se utilizan fluidos de alta densidad.

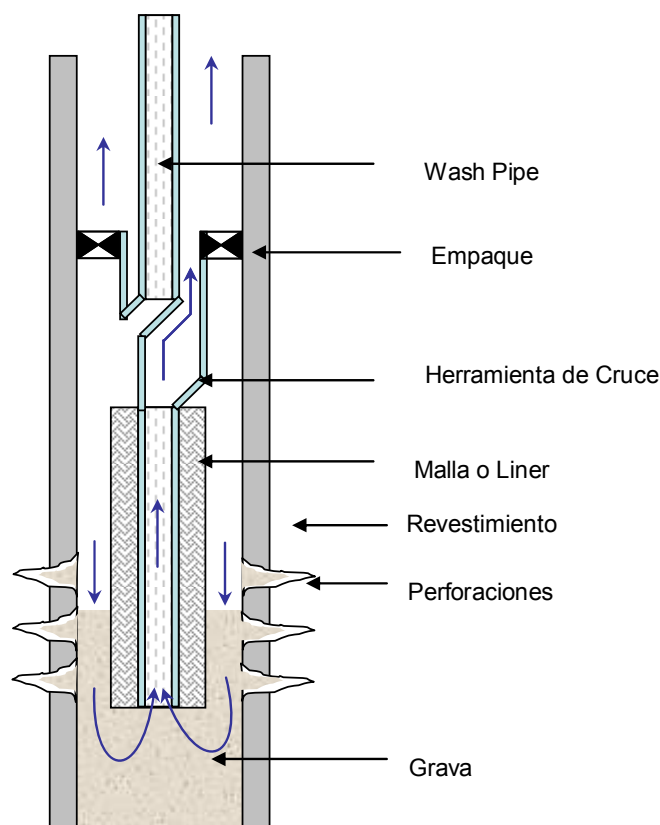


Figura 13.48. Técnica de flujos cruzados. Modificado de Suman George O. JR “Sand Control Handbook part 5” World Oil, Texas 1975.

13.3.4.12. Fluidos para el Empaquetamiento de la Grava

Existen básicamente dos clases de fluidos disponibles para este tipo de empaquetamiento: Fluidos no viscosos (salmuera) y fluidos viscosos (gel). Cuando se usa un fluido viscoso, sus fuerzas viscosas son mayores que las fuerzas gravitacionales

de la grava, esto causa que el empaque se realice desde dentro de la perforación hacia afuera, a medida que esto ocurre el fluido viscoso va penetrando la formación, lo que restringe la capacidad de empaquetar el túnel en el área adyacente al cemento y al revestimiento.

Se pueden utilizar fluidos base aceite o base agua. Los fluidos base agua superan a los base aceite por ser más flexibles, fáciles de controlar, además de poseer mayor compatibilidad con la formación. Los fluidos utilizados para realizar el empaquetamiento deben contener la mínima cantidad posible de sólidos, además de ser compatibles con la formación y sus fluidos. La densidad del fluido puede ser controlada por medio de iones solubles y la viscosidad por medio de polímeros naturales o sintéticos. Entre los iones encontramos el Cloruro de Calcio, Cloruro de Sodio, Bromuro de Calcio, Bromuro de Sodio, Bromuro de Zinc, Nitrato de Calcio y Nitrato de Sodio. Entre los polímeros encontramos los Biopolímeros, Hidroxyetilcelulosa (HEC), Carboxyetilcelulosa (CMC), Goma guar y Almidones.

Los fluidos pueden ser de alta viscosidad (de 300 a 700 cps) o de baja viscosidad o convencionales (menor a 40 cps).

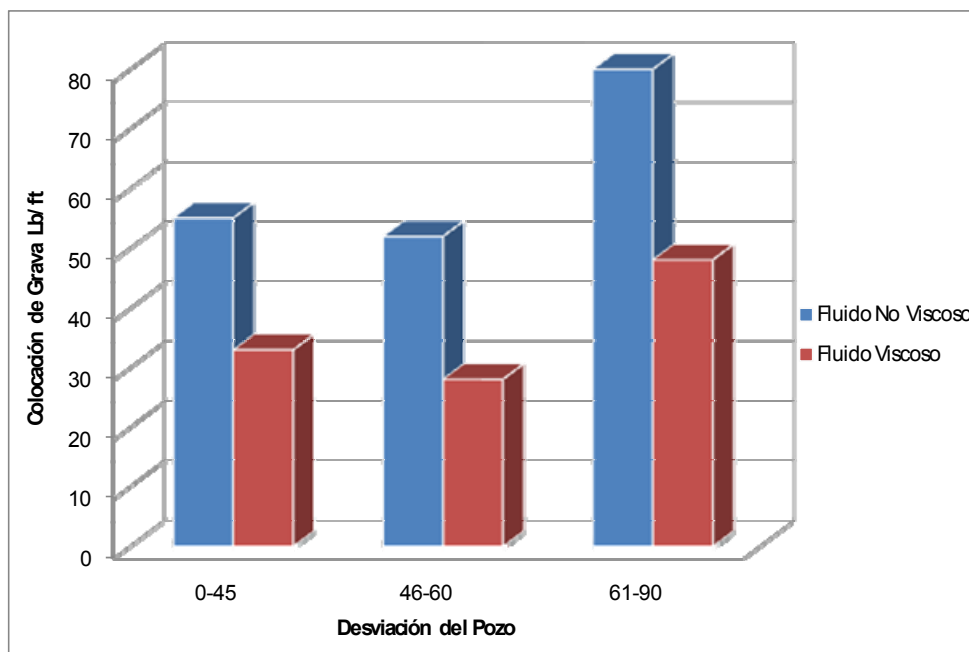


Figura 13.49. Colocación de grava en Lb/ft de acuerdo al tipo de fluido utilizado y a la desviación del pozo

Tabla 13.17. Ventajas y Desventajas de los empaquetamientos con grava a través de fluidos de alta y baja densidad

	Ventajas	Desventajas
Fluido de Baja Densidad ⁴¹	No requiere fluidos especiales, los cuales son costosos.	En intervalos grandes se requiere bastante tiempo para la colocación de la grava.
	Menor fracturamiento de la grava durante su transporte, gracias al uso del inyector	El tubo ranurado o malla puede sufrir erosión, cuando se utiliza agua como fluido transportador.
	Crean fracturas que se ajustan al tamaño de la zona de daño	Requiere pre-empaquetamiento
	No dejan residuos de polímeros en la formación, que puedan reducir su permeabilidad	Requiere tasas altas de bombeo que pueden incrementar el daño en la formación así como el fraccionamiento de la grava durante su transporte ⁴² .
	Fácil mezclado y filtrado	
Fluidos de Alta Densidad (Slurry Packs) ⁴³	Reducción de la tasa de bombeo, disminuyendo el daño que sufre la grava durante su transporte	Una vez terminado el empaquetamiento no hay indicación del nivel de la grava alrededor de la malla.
	Se disminuye la velocidad con la cual la grava golpea la formación desprendiendo finos y contaminando la grava.	Se requieren fluidos especiales y costosos
	No se requiere el pre-empaquetamiento	La mezcla puede deshidratarse debido al asentamiento lento de la grava
	Permite desplazar la arena de formación, evitando la contaminación de la grava, lo cual traería como consecuencia, una disminución en la productividad	Si la mezcla es demasiado viscosa, no se puede garantizar el contacto grava-grava y por lo tanto la creación de canales de alta conductividad.
	El fluido con grava puede ser inyectado a través de las perforaciones con el fin de llenar los espacios o cavidades detrás del revestimiento.	Daño a la formación debido a la pérdida de fluido. Relacionado con el paso de fluido de alta viscosidad a la formación.
	Reducción del volumen de fluido necesario para transportar la grava, lo cual conduce a una menor pérdida de fluido hacia la formación y por lo tanto, un menor daño de la formación	Reducción de la permeabilidad de la grava así como el área total disponible para flujo.
	Permite una mayor concentración de grava, alcanzando densidades hasta de 15 lb/gal	

⁴¹ La grava es transportada a bajas concentraciones con un fluido de baja viscosidad. El fluido puede ser una salmuera filtrada, la cual es mezclado con la grava por medio de un inyector.

⁴² Dicho daño consiste en el fraccionamiento de los granos, creando granos de menor tamaño que pueden producir reducciones en la permeabilidad del empaque y por lo tanto generar una caída en la productividad del pozo.

⁴³ Originalmente se utilizaban fluidos viscosos base aceite, pero actualmente se ha desarrollado fluidos base agua (Gel).

Tabla 13.18. Ventajas y Desventajas Generales de los empaquetamientos con grava

Ventajas	Desventajas
Se considera como el más eficiente para el control de arena para tipos específicos de arena, cuando el diseño y la operación han sido realizados en forma adecuada	En algunos casos ha producido pérdidas de productividad que van de grados medios a severos.
Los materiales utilizados en un empaquetamiento con grava son sencillos y no tóxicos.	Puede llegar a ser muy costosa en el caso de pozos direccionales, completamientos múltiples, grandes profundidades y presiones anormales.
Es una técnica conocida y tiene gran difusión en la industria	En pozos con presiones anormales surge la necesidad de emplear fluidos costosos para controlar los fluidos de formación sin taponar el empaquetamiento de grava.
Es un técnica económica en pozos verticales de profundidad somera, completamiento sencillo y con presiones normales	El empaquetamiento de las zonas superiores en completamiento múltiples requiere procedimientos más complejos y demorados, y por lo tanto más costosos.
Se pueden empaquetar las perforaciones con muchas más grava en el caso del HRWP y Frac Pack	El diseño del empaquetamiento y de la operación son especialmente críticos en completamiento con hueco revestido, donde la obstrucción de las perforaciones es frecuente, debido a la contaminación de la grava con arena de formación
En el caso del Frac Pack, se puede estimular la formación y sobrepasar la zona de daño.	Por otro lado, estos taponamientos impiden una distribución uniforme de la grava generando otros inconvenientes como el confinamiento de estos materiales una vez empacado el pozo, eliminando la posibilidad de limpiar las perforaciones.
En el caso del HRWP y Frac Pack, se puede evitar el colapso de la formación y el influjo de arena como resultado de un empaque de grava incompleto alrededor de los filtros de grava	La grava debe quedar bien empacada en todo el anular y en los túneles de las perforaciones, con el fin de obtener un buen control sobre la arena de formación. Una mala distribución de la grava genera zonas de debilidad por donde puede migrar la arena.
En el caso del HRWP y Frac Pack, se crean caminos de alta conductividad por la zona dañada de las perforaciones.	Generalmente, las mallas están diseñadas para retener la grava y no la arena de formación, con el fin de evitar una reducción en la conductividad, al reducir el área de flujo.
En el caso del HRWP y Frac Pack, se reducen las caídas de presión causadas por el daño de formación y las restricciones impuestas por los componentes del completamiento	El método de completamiento con grava no es aplicable en diversos casos, como en arenas con un alto porcentaje de granos finos.
	En el caso del Frac Pack, no se puede aplicar en formaciones con contactos de agua aceite o aceite gas cercanos, en donde no se toleran las generaciones de fracturas

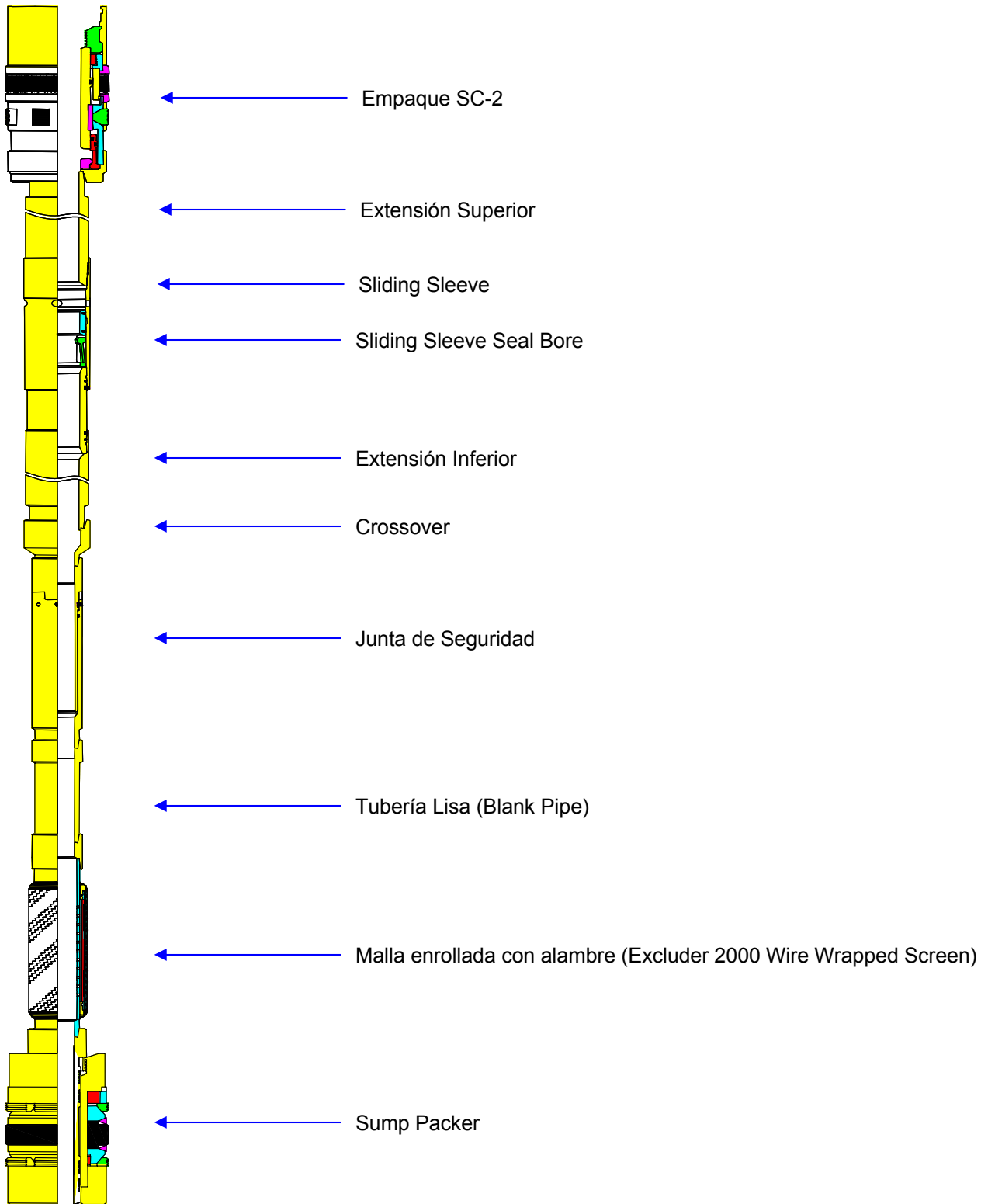


Figura 13.50. Descripción de los componentes de fondo de un sistema de control de arena con empaquetamiento con grava realizado por Baker Hughes en los pozos del campo Caño Limón.

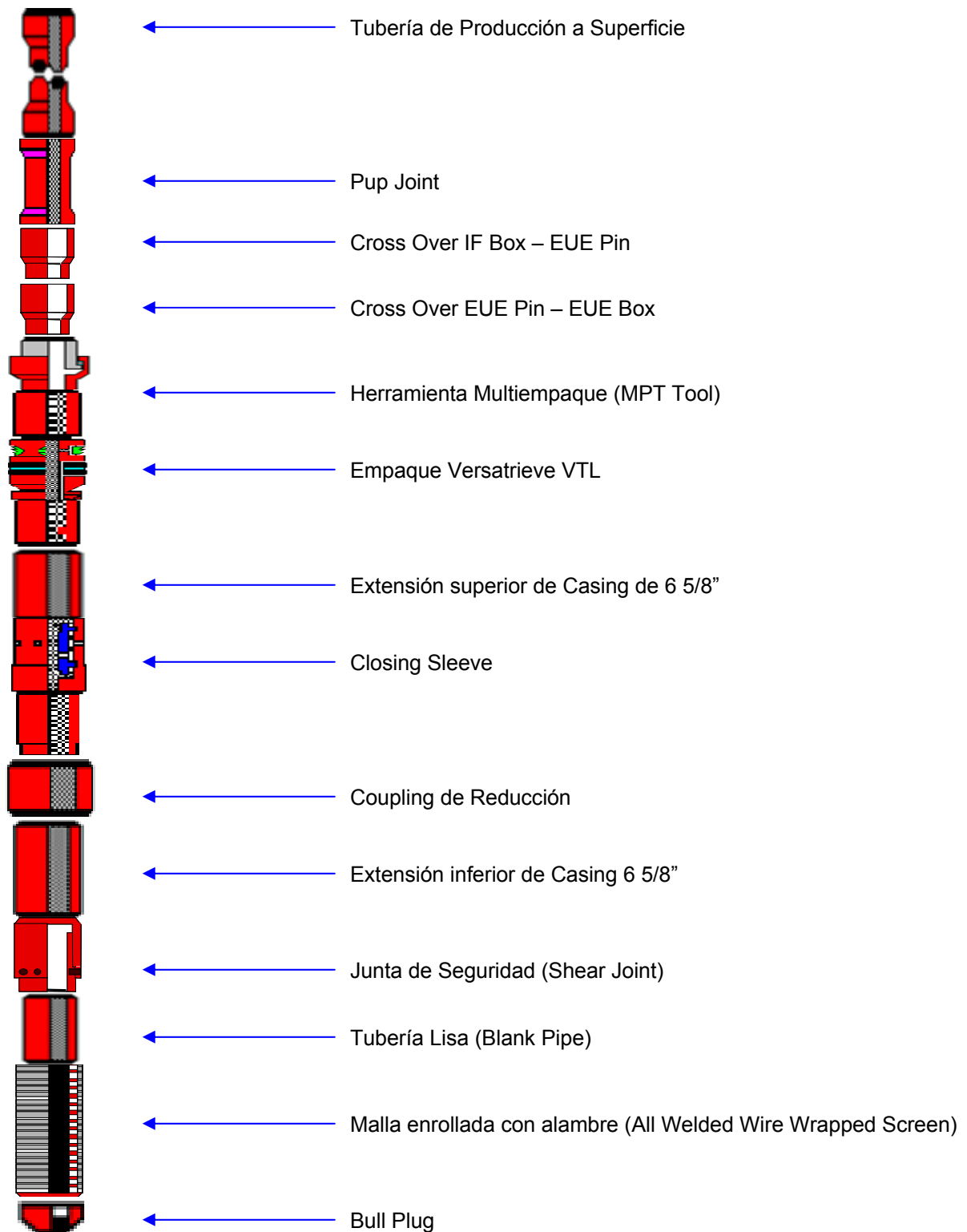


Figura 13.51. Descripción de los componentes de fondo de un sistema de control de arena con empacetaamiento con grava realizado por Halliburton en los pozos del campo Caño Limón.

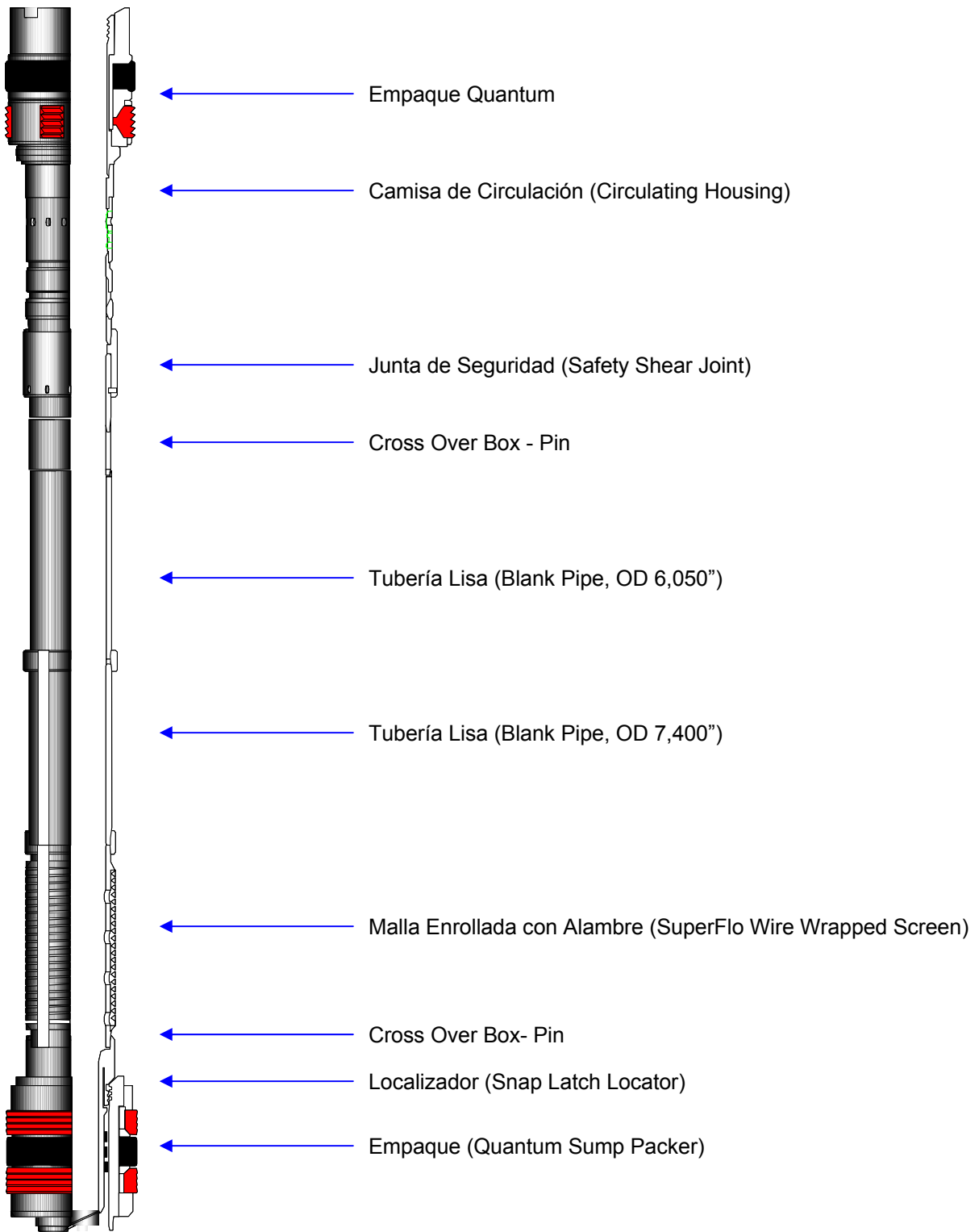


Figura 13.52. Descripción de los componentes de fondo de un sistema de control de arena con empaquetamiento con grava realizado por Schlumberger en los pozos del campo Caño Limón.

13.4. Control de Arena Dual (Dual Sand Control)

El sistema de completamiento con control de arena dual o “Dual Sand Control” es un sistema implementado para mantener dos zonas en producción, en las cuales se presenta producción de arena de forma considerable. Este tipo de Sand Control tiene en cuenta las propiedades petrofísicas de cada una de las zonas por separado, con el fin de pronosticar hacia un futuro el aislamiento de una de ellas, basados en el comportamiento de la producción.

Básicamente los componentes de fondo del sistema de empaquetamiento son los mismos que en los completamientos convencionales, con la diferencia que se instala un empaque sello entre los intervalos, el cual impide el paso de fluidos de la sección superior a la inferior y viceversa y además impide que se combine la grava seleccionada para cada tipo de arena.

Se debe distinguir un dual sand control de un empaquetamiento convencional de dos zonas en un mismo trabajo, aunque estos trabajos tengan el mismo objetivo en común. Como ya se había mencionado, el objetivo final de ambos trabajos es empaquetar con grava la zona de la cual el pozo esté produciendo y además empaquetar una zona potencial que será puesta en producción en un futuro, de la cual se cree que presente un alto perfil de producción de arena y se empaqueta simultáneamente para no incurrir posteriormente en gastos de movilización de los equipos de empaquetamiento, una vez se decida poner a producir la dicha zona de potencial.

La diferencia radica en que en un empaquetamiento con grava convencional, instalado en dos zonas diferentes los componentes de fondo no forman un solo conjunto y están separados entre sí. Cuando se desea producir solo una zona se separan por medio de un empaque tapón (Bridge Plug), el cual es el encargado de aislar las zonas. En un empaquetamiento dual, los componentes de fondo forman un solo conjunto y hacen parte de la misma sarta de empaquetamiento y se instala cuando la separación entre las zonas que se desean empaquetar es muy pequeña o muy estrecha. Las zonas son separadas entre sí por un empaque especial o empaque multizona (MZ Packer) el cual permite empaquetar el anular y los perforados de la zona que se requiera como se muestra en la figura 13.49.

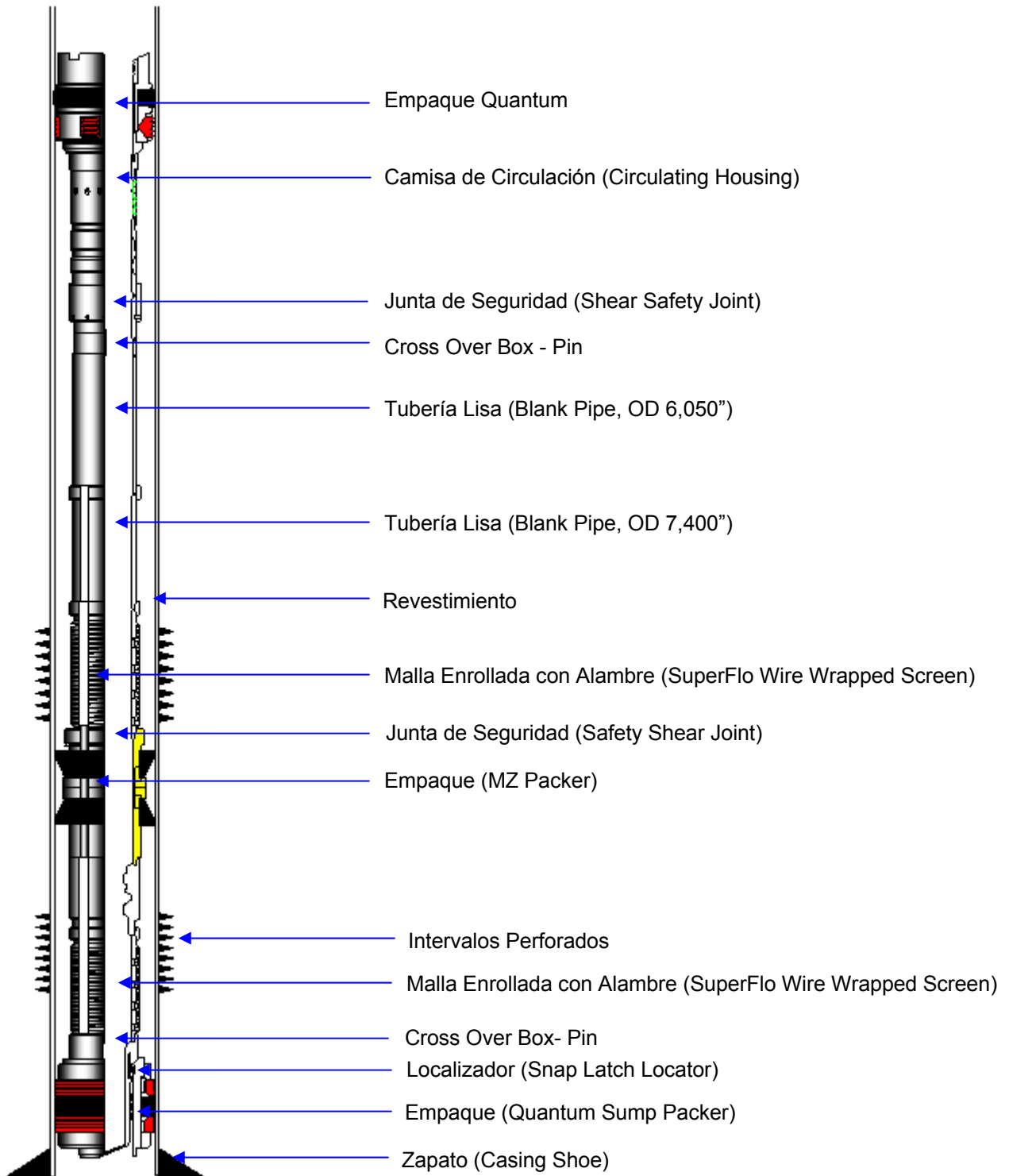


Figura 13.53. Descripción de los componentes de fondo de un sistema de control de arena dual con empaquetamiento con grava realizado por Schlumberger en los pozos del campo Caño Limón.

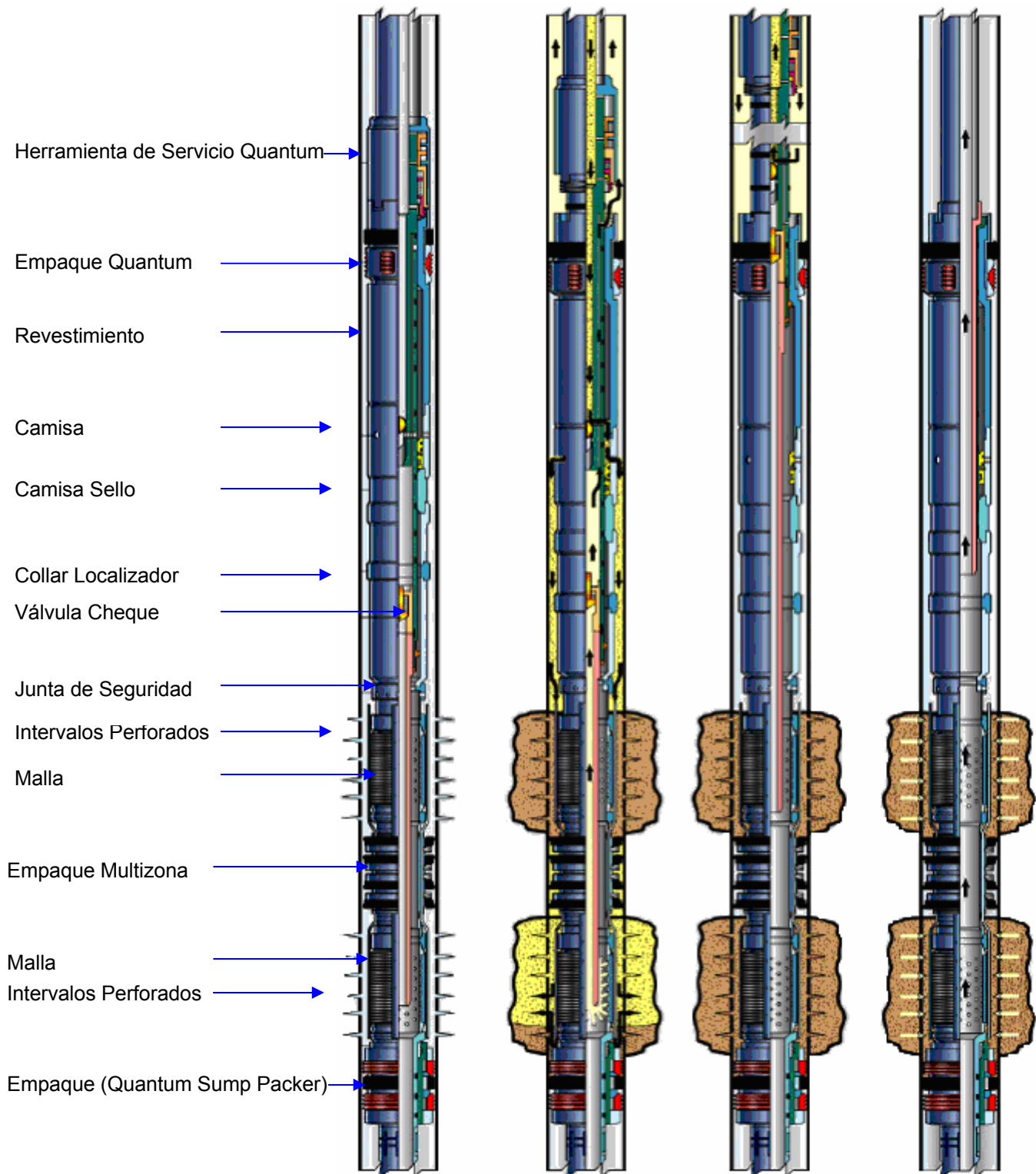


Figura 13.54. Etapas de Empaquetamiento con grava en un Control de arena Dual. Modificado de Alternate Path Multizone Completions, Schlumberger 2004

Otras de las razones por las cuales se aplica en empaquetamiento con grava dual son:

- Se pueden empaquetar dos zonas del pozo en un solo viaje, lo que se traduce en menos tiempo de operación
- Se aumenta la cantidad de libras de grava por pie de formación
- Se mejora el empaquetamiento del anular, haciéndolo más compacto
- Se puede elegir la zona de producción que se desee mantener abierta al flujo
- Es ideal para el empaquetamiento de intervalos en pozos altamente desviados

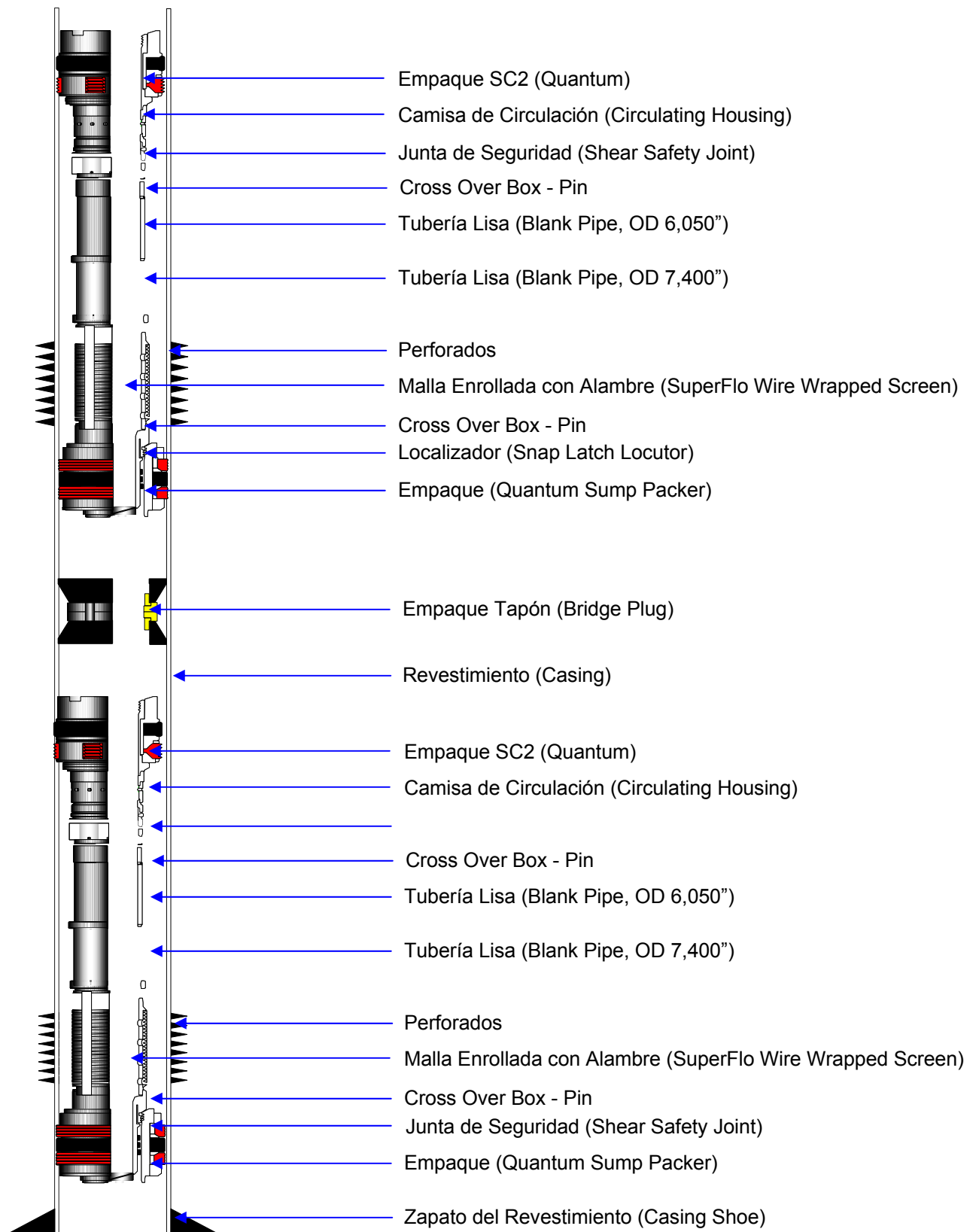


Figura 13.55. Empaquetamiento convencional con grava en dos zonas.

14. IDENTIFICACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS POZOS QUE TIENEN INSTALADOS SISTEMAS DE CONTROL DE ARENA EN LOS POZOS EL CAMPO CAÑO LIMÓN Y CAMPOS ALEDAÑOS

Como se había mencionado en capítulo 15, En el campo Caño Limón y en campos aledaños como Pastora, La Yuca Este, y Matanegra Oeste, debido a la alta producción de arena y al tratar de poner a producir los pozos lo más cerca posible a su potencial, se ha tenido que implementar 37 sistemas de control de arena en 36 pozos diferentes en un lapso de tiempo comprendido entre el 20 de Octubre de 1997 hasta el 22 de Enero de 2007. En el transcurso de este lapso de tiempo se han aplicado 5 Técnicas diferentes de control de arena, dentro de las que se encuentran: 1) Expandable Sand Screens ESS (Mallas Expandibles), 2) Gravel Pack (Empaquetamiento con Grava LRWP), 3) Prepacked Screens (Mallas Preempacadas), 4) High Rate Water Pack y 5) Frac Pack. Los trabajos han sido clasificados en fases de acuerdo a la fecha de implementación del mismo y esta a su vez está relacionada con el número de la campaña de realización. Fase I (Octubre 20 de 1997 hasta Diciembre 21 2000), Fase IA (Febrero 18 2001 hasta Marzo 11 2002), Fase II (Diciembre 4 2003 hasta Enero 14 2004), Fase IIA (Abril 8 2004 hasta Mayo 15 2004) y Fase III (Junio 5 2004 hasta Enero 1 2007).

La identificación de estos pozos, se realizó con base en los resultados obtenidos mediante el modulo de búsqueda *Data Analyzer* de las bases de datos *DIMS (Drilling Information Management System)* y *Open Wells*. Además de la identificación de los pozos, se pudieron obtener las variables operacionales, características y tiempos de duración de las operaciones. Las variables dinámicas de yacimiento dentro de las que se listan Producción de fluidos, producción de aceite, arena, Índice de productividad, Caídas de presión de producción (Draw Down), cortes de agua y declinaciones, fueron obtenidas a partir del software *DSS (Dynamic Surveillance System)*. Los registros eléctricos, surveys o registros de desviación, correlaciones o Cross Sections y el esquema de la forma de los pozos, se obtuvieron del software *GeoGraphix Discovery (Módulos Prizm, XSection y Well Base)*.

En este capítulo se realiza un análisis de cada uno de los pozos que tienen un sistema de control de arena instalado, organizados de acuerdo al método utilizado, comparando variables estáticas u operacionales, variables de diseño y variables dinámicas o de yacimiento.

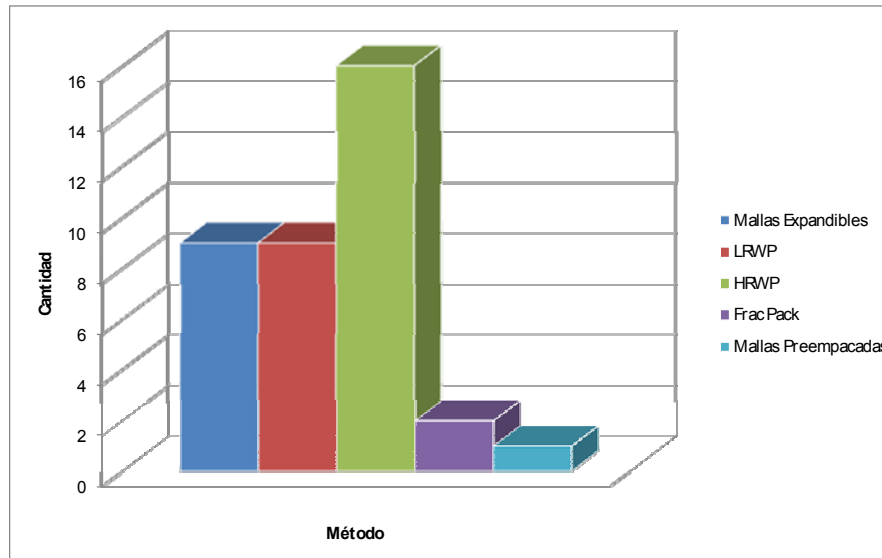


Figura 14.1. Métodos de Control de arena aplicados en los pozos del campo Caño Limón y en campos Aledaños.

14.1. POZOS CON MALLAS EXPANDIBLES (EXPANDABLE SAND SCREENS)

Hasta el momento, se han instalado 9 sistemas de control de arena utilizando mallas expandibles, con resultados no muy favorables. Se debe aclarar que todas la mallas expandibles instaladas, se realizaron en pozos con hueco revestido de diámetros externos que varían entre 9 5/8” y 7” pulgadas, con elementos de fondo suministrados por *Petroline* (2 pozos) y *Weatherford Colombia Limited* (7 Pozos).

El número de intervenciones realizadas a estos pozos se listan en la tabla 14.1, las variables de yacimiento en la tabla 14.2, las variables operativas se listan en la tabla 14.3, en la tabla 14.4 las velocidades de flujo y en la tabla 14.5 se muestran los parámetros de diseño de los sistemas ESP. Se debe resaltar que todas las variables de yacimiento fueron promediadas en un lapso de tiempo de dos (2) meses antes y después de la realización del trabajo y que además algunos índices de productividad fueron estimados de pozos cercanos, debido a que no se realizaron pruebas de MRT o PLT antes y después de la realización de los trabajos.

Tabla 14.1. Intervenciones realizadas a los pozos con Sistemas de Mallas Expandibles

POZO	ARENA	INSTALACION	Antes del Trabajo				Despues del Trabajo					
			Fecha Pulling	Run life	Prop/GR	Motivo	Razon de Pulling	Fecha Pulling	Run life	Prop/GR	Motivo	Razon de Pulling
CY-B	CSA	30-Sep-1999	06-Jan-97	3	AR	POZO ARENADO	OTROS	24-Dec-01	314	STD	DAÑO EN EL POTHREAD	DHF
			06-Jun-97	141	ARZ	BOMBA PEGADA	DHF	06-Apr-04	494	STD	DAÑO EN EL POTHREAD	DHF
			21-Sep-97	66	AR	POZO ARENADO	OTROS	28-Dec-06	263	VSHZ	VALVULA	
			12-Jan-99	56	STD	BAJA EFICIENCIA	DHF					
			19-Feb-89	242	STD	FALLA ESTATOR	DHF	29-Sep-02	398	ARM	EROSIONADO	DHF
MN-A	K2A	21-Dec-2000	16-Sep-90	484	STD	DAÑO EN EL EMPALME DEL CABLE PLANO	DHF	23-Jun-05	945	ARM	CAMARAS	DHF
			22-Sep-90	3	STD	EJE ROTO	DHF	02-Nov-06	478	AR	ETAPAS	DHF
			14-Jul-81	246	STD	CAMARAS	DHF	19-Apr-07	155	ARZ	EJE ROTO	DHF
			27-Jul-91	10	STD	PESCA	OTROS					
			11-Feb-93	501	STD	DAÑO ELÉCTRICO EN CABLE PLANO	DHF					
			02-Apr-94	355	STD	FALLA DE LA BALINERA DEL ROTOR	DHF					
			12-Sep-96	807	STD	BAJA EFICIENCIA	OTROS					
			12-Feb-99	763	STD	EJE ROTO	DHF					
			22-Dec-00	576	AR	BAJA EFICIENCIA	OTROS					
			19-Feb-00	1434	STD	DAÑO EN EL EMPALME DEL CABLE PLANO	DHEF	06-May-00	56	STD	POZO ARENADO	OTROS
CY-A	CSB	18-Feb-2000					20-Aug-03	888	AR	EROSIONADO	DHF	
							28-Jun-06	1014	AR	NO FALLA	OTROS	
			16-Jun-00	148	ARZ	ALTO CORTE DE AGUA	OTROS	05-Mar-02	85	STD	AVANCE DEL FLUIDO DEL POZO	DHF
CL-A	CSB	5-Mar-2001	27-Jul-00	7	AR	NO FALLA	OTROS	12-Apr-02	2	STD	CONDICIONES DE POZO	OTROS
			10-Oct-00	17	ARM	POZO ARENADO	OTROS	11-Nov-03	201	ARM	NO FALLA	OTROS
			12-Mar-01	17	STD	NO ARRANCO	OTROS	21-Jul-04	69	PCP		DHF
			30-Jul-01	24	AR	POZO ARENADO	OTROS	22-Dec-01	18	11.5:1	ESP-QP BOMBA	OTROS
LY-F	K2A1	1-Aug-2001					30-Oct-02	174	AR	FALLA MECÁNICA DE SELLO	DHF	
							15-Jul-04	577	ARM	MOTOR SOBRECALENTADO Y ATERORIZADO	DHF	
LY-J	CSA	28-Aug-2001					24-Apr-03	345	ARM	CONDICIONES DE POZO	OTROS	
							08-Nov-04	342	9.0:1	ESP-QP BOMBA	DHF	
CY-D	CSB	1-Sep-2001	11-Sep-01	803	AR	POZO ARENADO	OTROS	20-May-05	29	9.0:1	ESP-QP BOMBA	DHF
			17-Oct-03	1	AR	REDISEÑO	OTROS	15-Oct-05	1385	STD	CAMARAS	DHF
			13-Jan-04	74	AR	BAUO PI	OTROS	26-Nov-05	19	AR	FALLA ESTATOR	DHF
LY-O	M3B	8-Mar-2005	21-Mar-04	48	AR	YACIMIENTO PARAMETROS SOBREDIMENSIONADOS	OTROS					
			27-Nov-04	22	9.0:1	POZO ARENADO	OTROS					
			24-Aug-03	3	AR	ALTO CORTE DE AGUA	OTROS	06-Oct-05	177	AR	MOTOR SOBRECALENTADO Y ATERORIZADO	DHF
CL-D	CS	13-Mar-2005	01-Oct-03	35	STD	ALTO CORTE DE AGUA	OTROS					
			04-Mar-04	5	11.5:1	ESP-QP BOMBA	DHF					
			01-Dec-04	10	11.5:1	ESP-QP BOMBA	OTROS					

El color rojo indica las fallas de los equipos de fondo por causa de la arena

Tabla 14.2. Parámetros de Yacimiento de los pozos con Sistemas de Mallas Expandibles

POZO	MOTIVO	ARENA	MÉTODO	TAMANO MALLA (micrones)	FECHA DE INSTALACION	ANTES										DESPUES										ACTUAMENTE (JAN 2007)				FASE					
						Sand ppm	BOPD	BRPD	WC	BPI	PI	DD	DD	DD	DD	DD	DD	DD	DD	DD	DD	DD	DD	DD	DD										
CY-B	Avenamiento	C5A	5 1/2" ESS Expandible Sand Screen	270	30-Sep-1989	0	27	48.15	388.5	87.9	11	39.65	10.05	0	5	89.05	320.5	72.0	8	21.51	14.901	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	1
MNA-A	Potencial	K2A	5 1/2" ESS Expandible Sand Screen	150	21-Dec-2000	5	160	461.5	1804	74.4	5	14.05	128.37	0	8	820	2894.5	71.7	5	13.37	216.49	5	20	177	5475	96.8	9.3	39.54	138.48	N/A	N/A	N/A	1		
CY-A	Potencial	C9B	5 1/2" ESS Expandible Sand Screen	270	18-Feb-2000	60	150	986	1118.5	16.0	8.8	10.39	107.7	8	60	1461.5	1170	14.0	8.8	10.17	115.08	5	80	314	1619	80.6	8.8	27.71	58.424	N/A	N/A	N/A	1		
CLA-A	Potencial	C9B	4" ESS Expandible Sand Screen	175	5-Mar-2001	8	20	264	328	19.0	2.3	2.80	117.01	2	10	199	288.5	12.6	2.3	2.619	102.53	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	1A	
LY-F	Avenamiento	K2A1	5 1/2" ESS Expandible Sand Screen	150	1-Aug-2001	2	20	2958.5	4187.5	30.80	7.3	10.24	409.04	10	70	1063	4384.5	75.35	5	14.3	306.63	0	5	30	2981	99.00	5.00	22.14	134.66	N/A	N/A	N/A	1A		
LY-J	I.C	C9A	4" ESS Expandible Sand Screen	175	28-Aug-2001	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0	5	739	782	1.17	4	4.049	193.13	0	8	46.4	52.7	12	4	4.525	11.645	N/A	N/A	N/A	1A		
CY-D	Avenamiento	C9B	5 1/2" ESS Expandible Sand Screen	150	1-Sep-2001	5	143	2335	1697.5	98.60	10.28	45.09	37.645	5	120	728	1523.5	62.20	10.26	19.662	77.631	10	30	115	1487	92.30	10.28	40.13	37.056	N/A	N/A	N/A	1A		
LY-O	Avenamiento	M3B	5 1/2" ESS Expandible Sand Screen	150	8-Mar-2005	2	10	262.5	436	39.15	2.8	4.39	99.243	0	0	396.5	689.5	42.50	1.06	1.748	395.02	0	5	168	693	75.70	2.90	8.059	85.994	N/A	N/A	N/A	3		
CL-D	Potencial	C5	4" ESS Expandible Sand Screen	150	13-Mar-2005	0	40	288	410	30.10	3.5	4.86	84.278	0	6	203.5	358.5	43.05	3.5	5.81	61.701	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	3	

El color Azul indica que el Índice de productividad fue estimado de pozos cercanos
El color rojo indica que el PI proviene de una unidad de arena diferente

Tabla 14.3. Variables operativas de los pozos con Sistemas de Mallas Expandibles

Pozo	Unidad	Casing OD	Intervalo		Pies		Info Pozo		Equipo de Fondo			Expansión		Canyon		Tipo de Carga	SPF	Condiciones de Balance	DD (PSI)	Compañía	Limpieza de Arena		
			Topo	Fondo	Int Tot	Typo	Max Angle	Nominal	Long (ft)	Tamaño Malla (micrones)	Lb	Teórico	Min	Max	Desde						Hasta	Tot	
CY-B	CSA	9.58"	7.486	7.497	11	19	Desv	15.0	5 1/2"	37	270	50,000	35,000	4 1/2" TCP	-	5	Balpbalance	250	Petrolina	-	-	-	
MNA-A	K2A	9.58"	7.502	7.510	8	18	Vert	-	5 1/2"	39	150	40,000	35,000	-	-	-	-	-	Wheatthorford	7.429	7.447	18	
CY-A	CSB	9.58"	7.291	7.309	18	18	Vert	-	5 1/2"	36.86	270	50,000	35,000	-	-	-	-	-	Petrolina	7.260	7.330	70	
CLA-A	CSB	7"	7.606	7.610	4	7	Vert	-	4"	30	175	25,000	20,000	-	-	-	-	-	Wheatthorford	7.571	7.634	63	
LY-F	K2A1	9.58"	7.613	7.616	3	10	Desv	23.7	5 1/2"	29.64	150	30,000	35,000	-	-	-	-	-	Wheatthorford	7.459	7.900	441	
LY-J	CSA	7"	7.184	7.198	12	12	Vert	-	4"	19	175	25,000	20,000	4 1/2" TCP	-	12	Balpbalance	200	Wheatthorford	-	-	-	
CY-D	CSB	9.58"	7.207	7.214	7	9	Vert	-	5 1/2"	30	175	40,000	35,000	4 1/2" TCP	-	12	Balpbalance	100	Wheatthorford	-	-	-	
LY-O	M3B	9.58"	7.563	7.571	8	8	Vert	-	5 1/2"	29.07	150	40,000	35,000	7" TCP	-	12	Balance	-	Wheatthorford	7.429	7.771	342	
CL-D	C5	7"	7.575	7.583	8	8	Vert	-	4"	18.93	150	40,000	20,000	4.58" TCP	-	12	Balance	-	Wheatthorford	7.550	7.667	117	

Las cargas referenciadas son con las que se reacondicionaron los intervalos durante el trabajo de control de arena

Tabla 14.4. Velocidades de flujo en los pozos con Sistemas de Mallas Expandibles

Pozo	Tipo de Carga	Cañon	SPF	Penetración (in)	Diametro (in)	Area (ft^2)	perforados	Caudal (BFPD)	Caudal (ft^3/s)	Vel (ft/s)	Prop Cargas
CY-B	51B HJII RDX	4 1/2"	5	32	0.47	0.114	19	320.5	0.021	0.182	Alta Penetración
MN-A	34B HJII RDX	4 1/2"	12	17.9	0.39	0.179	18	2894.5	0.188	1.050	Penetración Normal
CY-A	34B HJII RDX	4 1/2"	12	17.9	0.39	0.179	18	1170	0.076	0.424	Penetración Normal
CL-A	34B HJII RDX	4 1/2"	12	17.9	0.39	0.070	7	268.5	0.017	0.250	Penetración Normal
LY-F	34B HJII RDX	4 1/2"	12	17.9	0.39	0.100	10	4384.5	0.285	2.862	Penetración Normal
LY-J	34B HJII RDX	4 1/2"	12	17.9	0.39	0.119	12	782	0.051	0.425	Penetración Normal
CY-D	34B HJII RDX	4 1/2"	12	17.9	0.39	0.090	9	1523.5	0.099	1.105	Penetración Normal
LY-O	Powerflow 7018 RDX	7"	12	7.4	1.15	0.692	8	689.5	0.045	0.065	Big Hole
CL-D	Powerflow 4621 RDX	4 5/8"	12	5.9	0.83	0.361	8	358.5	0.023	0.065	Big Hole

Los pozos de color rojo, no se recañearon durante el trabajo de control de arena

Los pozos en azul, son los que presentan velocidades de flujo demasiado altas y la malla se puede erosionar fácilmente.

Tabla 14.5. Parámetros de Diseño y cargas en motor y bomba en los pozos con Sistemas de Mallas Expandibles

POZO	FECHA DE INSTALACION	RATA DE FLUJO			INDICE DE PRODUCTIVIDAD				BOMBA Prom Hertz	MOTOR Prom % Carga Motor
		Despues-Antes	Tasa Diseño	Despues-Diseño	Antes	Despues	IP Diseño	IP Diseño 15 Meses		
CY-B	30-Sep-99	-78	500	-180	39.65	21.51	4.0	6.0	53.7	59.47
MN-A	21-Dec-00	1,091	4,200	-1,306	14.05	13.37	28.0	31.0	52.2	70.68
CY-A	18-Feb-00	52	2,500	-1,330	10.39	10.17	7.0	9.0	50.8	69.46
CL-A	5-Mar-01	-60	300	-32	2.80	2.62	2.3	4.2	58.6	45.56
LY-F	1-Aug-01	197	1,900	2,485	10.24	14.30	14.0	26.0	42.3	51.59
			4,000	385						
LY-J	28-Aug-01	-	850	-68	N/A	4.05	6.2	9.9	61.1	51.65
CY-D	1-Sep-01	-174	1,000	524	45.09	19.62	4.8	29.0	61.9	80.59
LY-O	8-Mar-05	254	450	240	4.39	1.75	1.1	1.8	46.8	70.89
CL-D	13-Mar-05	-52	250	109	4.86	5.81	3.5	4.5	59.0	99.13
			300	59						

El color Azul indica que el Índice de productividad fue estimado de pozos cercanos

14.1.1. Pozo Caño Yarumal B (CY-B)

CY-B es un pozo desviado de desarrollo con un ángulo máximo de desviación de 15° (Ver figura 14.2) el cual presentaba producciones de arena que variaban entre las 0-27 ppm en superficie. El pozo tiene instalado un revestimiento de producción de 9 5/8" de diámetro externo, y presentaba una producción de fluidos promedio de 398.5 BFPD con un corte de agua de 87.9 %. El pozo se encontraba produciendo de las arenas C5A,

M1C y M2A. El 30 de Septiembre de 1999, se aislaron las unidades de carbonera inferior y se instalaron mallas expandibles a los intervalos de Carbonera superior.

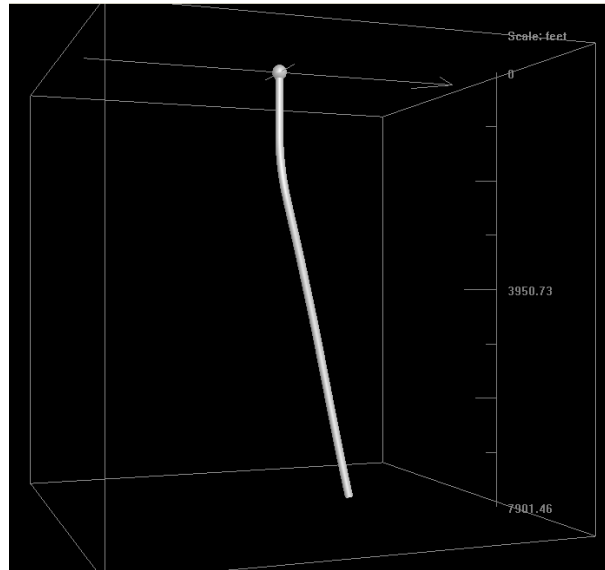


Figura 14.2. Forma del pozo CY-B. GeoGraphix Dyscovery – Well Base, Occidental de Colombia, Inc

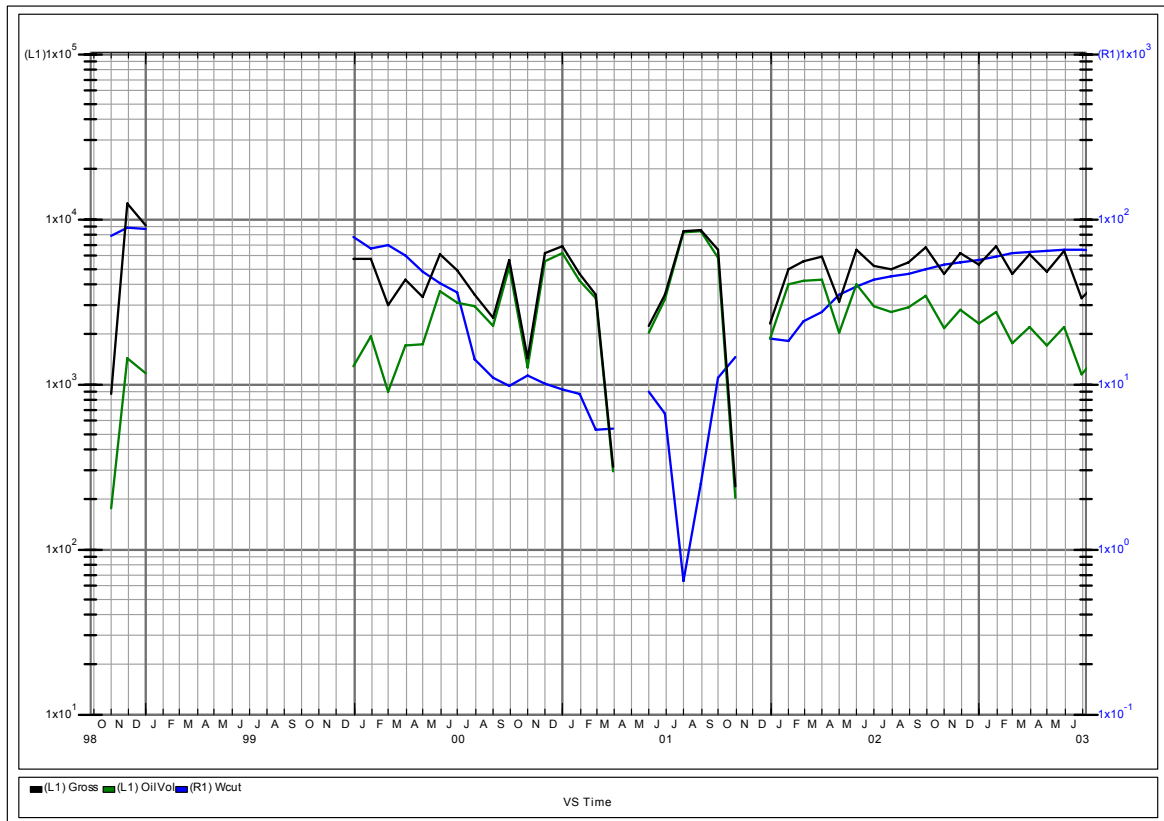


Figura 14.3. Comportamiento de la producción antes y después del control de arena para el pozo CY-B. Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc

Teniendo las variables petrofísicas y los parámetros resultantes de las operaciones como el ángulo de desviación y el diámetro del revestimiento, se puede calcular la velocidad de asentamiento de las partículas de arena que produce CY-B y la tasa de flujo crítica para que el pozo no se arene. Por medio de la correlación de Moore se puede determinar que estas velocidades son $V_s = 14.691$ ft/min para un caudal mínimo de 3,207 BFPD, por lo que se puede concluir que la arena producida se depositó en el fondo del pozo. Lo anterior se confirma observando que el pozo presentó cuatro (4) reemplazos de equipo electrosumergible antes de la instalación de las mallas, en donde se tuvieron dos arenamientos de los perforados, una falla a causa de bomba pegada y una pérdida de eficiencia del equipo ESP a causa de la abrasión severa de las etapas de la bomba. El tamaño de los orificios de la malla instalada fue 270 micrones, sin embargo, posterior a la instalación el pozo siguió presentando una leve producción de arena en un rango que variaba entre 0-5 ppm en superficie. El tamaño de malla, de acuerdo a los fabricantes de Mallas expandibles debe ser lo más aproximado posible al tamaño de partícula. Según la experiencia de campo, las arenas presentan un diámetro de partícula aproximadamente igual al D20 de las curvas granulométricas. CY-B está completado en la unidades de C5 a una profundidad de 7,486'-7,497' en el primer intervalo. Las Curvas granulométricas disponibles para esta formación no presentan análisis para pozos pertenecientes al área de Caño Yarumal, por lo que se tomará una curva perteneciente al pozo LY-17 en cual presenta un análisis granulométrico en carbonera superior y a una profundidad aproximada a la del pozo CY-B. La figura 14.5 muestra una correlación entre los pozos CY-B y LY-17, en la cual se puede observar la distancia existente entre los pozos y la correspondencia estructural de las arenas productoras, desde Carbonera Superior hasta el tope de Carbonera Inferior. En esta figura se puede notar que el pozo LY-17 está estructuralmente más debajo que CY-B, pero se tiene una curva granulométrica a una profundidad de 7,482', lo que significa que es una curva representativa de C5 y además tendría en teoría una carga litostática aproximadamente igual al CY-B.

De la figura 14.4 se obtiene que el tamaño de partícula a esta profundidad es aproximadamente 200 micrones (D20), por lo que el tamaño de malla óptimo debe ser

el tamaño siguiente menor comercialmente disponible, es decir, 175 micrones. El coeficiente de uniformidad para esta arena se determinad e la siguiente manera:

$D_{90} = 34.15$ y $D_{40} = 164.6$ de donde se tiene:

$$Cu = \frac{D_{40}}{D_{90}} = \frac{164.6}{34.15} = 4.81$$

Lo que significa que la arena es poco uniforme.

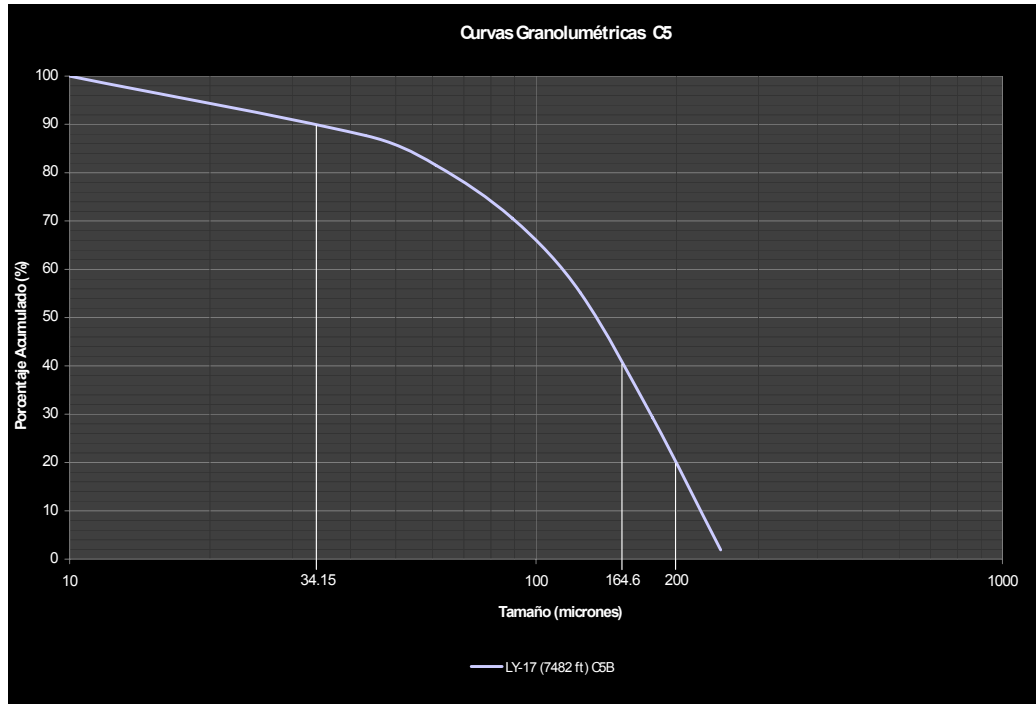


Figura 14.4. Determinación del tamaño de malla y coeficiente de Uniformidad para el pozo CY-B

La velocidad de flujo con la que se produjo después de la instalación del sistema es 0.18 ft/s, considerable para no considerar un desgaste prematuro en la malla a causa de la erosión inducida por el choque de las partículas contra la misma, a la altura de los perforados. El índice de productividad presentó una caída del 46%, lo que se puede explicar considerando la restricción al flujo ofrecida por la malla y por el aislamiento de las unidades de Carbonera Inferior. Otra de las variables importantes a considerar, es la declinación del pozo. En la figura 14.3 se puede observar que la producción de aceite en el pozo se incrementó posterior a la realización del trabajo, por lo que finalmente se puede concluir que el trabajo tuvo éxito en la producción de aceite.

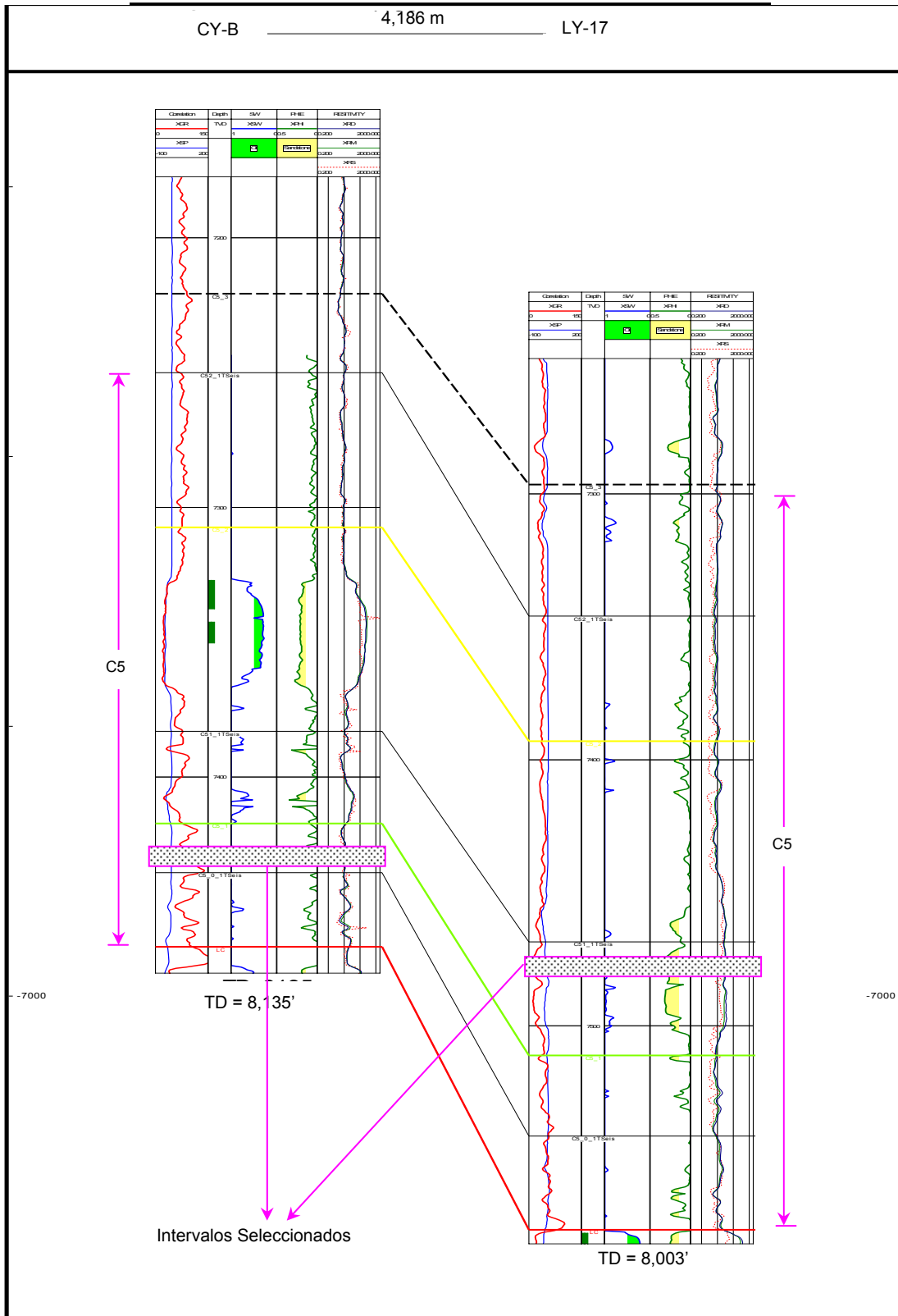


Figura 14.5. Correlación o Cross Section entre el pozo CY-B y LY-17. GeoGraphix XSection. Occidental de Colombia, Inc

14.1.2. Pozo Matanegra A (MN-A)

MN-A es un pozo vertical de desarrollo, el cual presentaba una producción de arena en superficie que variaba entre 5-160 ppm. La producción de fluidos es aportada de la unidad K2A de la formación Cretáceo, la cual antes del trabajo mantenía una producción de 1,804 BFPD con un corte de agua de 74.4 %. Está completado con un revestimiento de 9 5/8" y el tamaño de partícula de la unidad K2A de acuerdo a las curvas granulométricas es 150 micrones (D20 de acuerdo a la experiencia de campo). Con esto se puede determinar que el caudal crítico para evitar arenamiento era 1,383 BFPD. A pesar de estos resultados el pozo presentó dos intervenciones por pérdidas leves de eficiencia de la bomba y se estimaba que con el aumento del corte de agua, la producción de arena se agudizara. El 21 de Diciembre de 2000, se instaló el sistema de control de arena, utilizando una malla de 150 micrones, siguiendo el patrón sugerido por las curvas granulométricas. Posterior a la instalación de las mallas expandibles, se presentaron leves indicios de producción de arena, lo que se puede explicar observando que la tasa de producción y el Draw Down aumentaron en un 50% y por consiguiente se incrementó en proporciones similares la velocidad de flujo hasta alcanzar un valor de 1.049 ft/sg, velocidad suficiente para erodar una malla a la altura de los perforados. Esto se puede ratificar observando que posterior a la instalación del control de arena, el equipo electrosumergible presentó abrasión interna a causa de la producción de arena. La caída del IP en un 5%, no es de resaltar ya que estos fueron estimados de pozos cercanos y no a partir de MRT o PLT.

Con respecto a la declinación del pozo (Figura 14.6), la implementación del sistema de control de arena permitió incrementar la tasa de fluido desde 1,804 BFPD a 2,895 BFPD lo que significa un incremento de la tasa en un 60% y un incremento en el Draw Down desde 128 PSI a 216 PSI, lo que evidentemente permite un drenaje mucho más rápido del pozo.

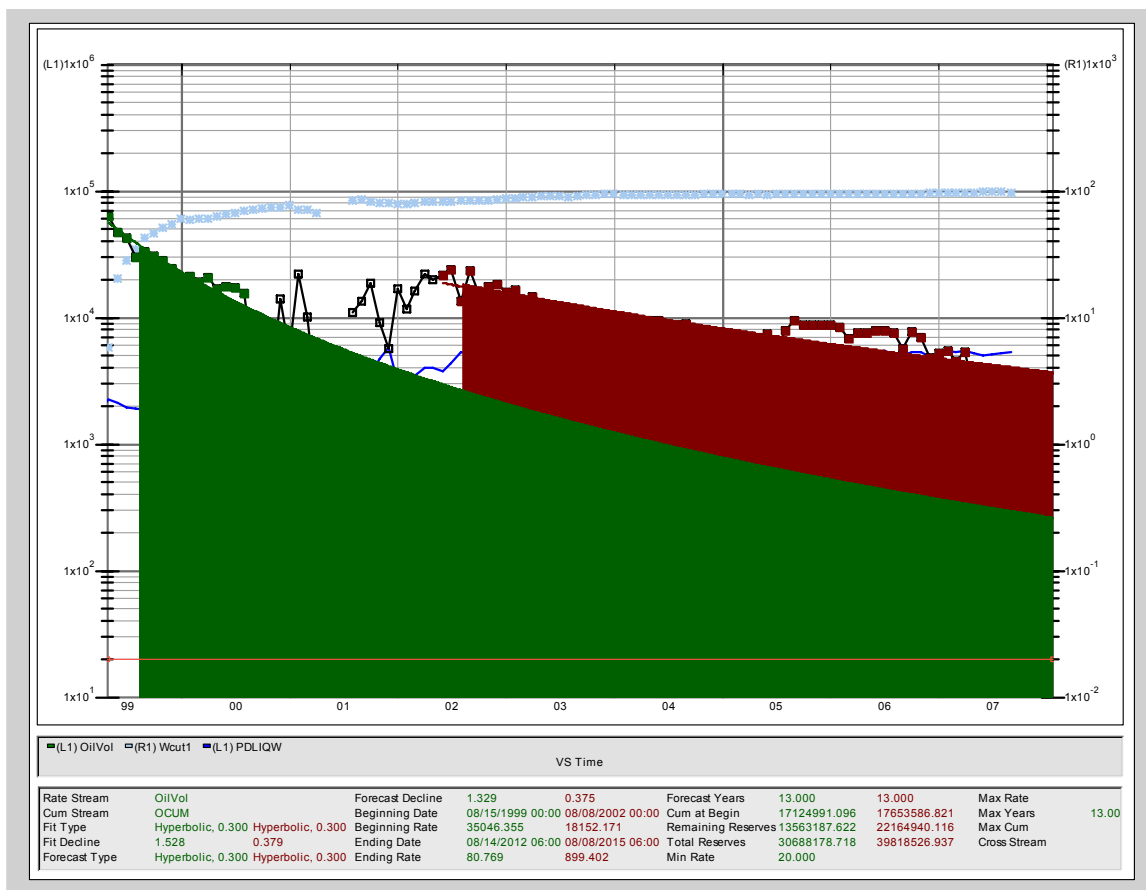


Figura 14.6. Curvas de Declinación antes y después del Control de Arena para el pozo MN-A. Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc

14.1.3. Pozo Caño Yarumal A (CY-A)

CY-A es un pozo vertical de desarrollo, el cual presentaba una producción de arena en superficie que variaba entre 60-150 ppm. La producción de fluidos es aportada de la unidad C5B de la formación Carbonera Superior, la cual antes del trabajo mantenía una producción de 1,119 BFPD con un corte de agua de 16%. Está completado con un revestimiento de 9 5/8" y el tamaño de partícula de la unidad C5B de acuerdo a las curvas granulométricas es 260 micrones. Con esto se puede determinar que el caudal crítico para evitar arenamiento era 1,870 BFPD. El 18 de Febrero de 2000, se instaló el sistema de control de arena, utilizando una malla de 270 micrones. Posterior a la instalación de las mallas expandibles, se presentó producción de arena severa, lo que se puede explicar partiendo de que el tamaño de la malla óptimo para las arenas de las unidades de la formación Carbonera superior es 175 micrones. Adicional a esto, posterior a la instalación se realizaron dos intervenciones por arenamiento de

perforados y por erosión interna de las etapas de la bomba. El comportamiento de la declinación del pozo se puede observar en la figura 14.7, en la que se analiza que la ganancia en la producción de aceite tiene un incremento de 986 BOPD a 1462 BOPD lo que significa un aumento del 48%, con un leve incremento del Draw Down de 107 PSI a 115 PSI.

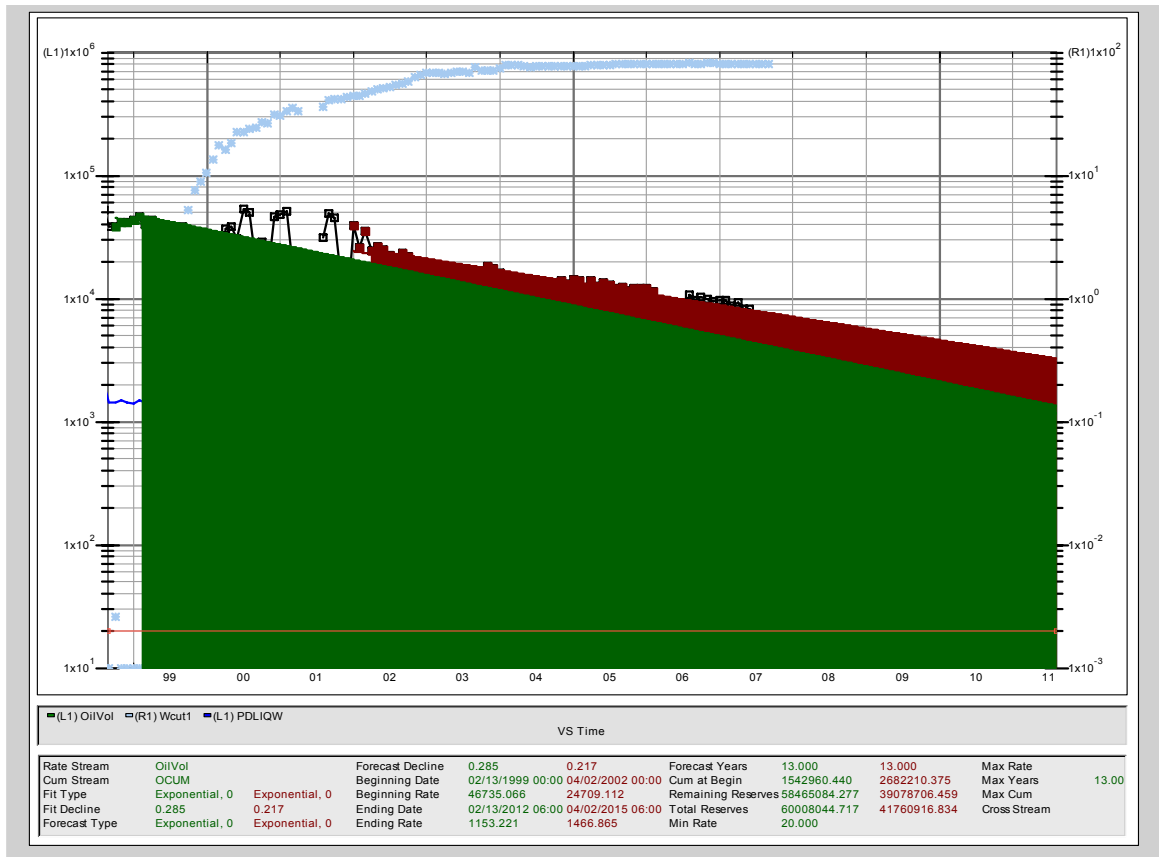


Figura 14.7. Curvas de Declinación antes y después del Control de Arena para el pozo CY-A. Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc

14.1.4. Pozo Caño Limón A (CL-A)

CL-A es un pozo vertical de desarrollo, cuya producción de fluidos antes de la instalación del control de arena era de 328 BFPD con un corte de agua de 19%. La producción de arena en superficie oscilaba en un rango entre 8-20 ppm. El aporte de estas variables antes del trabajo era proveniente de la unidad C5B de la formación Carbonera Superior. Está completado con un revestimiento de 7" y el tamaño de partícula de la unidad C5B de acuerdo a las curvas granulométricas es 260 micrones (D20 de acuerdo a la experiencia de campo). El caudal crítico para evitar arenamiento era 1,894 BFPD. Debido a estas condiciones el pozo presentó una intervención por

causas de arenamiento el 10 de Octubre de 2000. El 05 de Marzo de 2001, se instaló el sistema de control de arena, utilizando una malla de 175 micrones, siguiendo el patrón sugerido por las curvas granulométricas. Posterior a la instalación de las mallas expandibles, se presentaron muy leves indicios de producción de arena (0-10 ppm), lo que afirma que las condiciones de diseño para los pozos productores de arena las unidades Carbonera Superior, requieren la instalación de mallas de 175 micrones y además la importancia de realizar la instalación de las mallas por debajo de una velocidad de flujo menor a 0.3 ft/s (Velocidad de CY-B = 0.250 ft/s), condiciones presentadas en este pozo. Al contrario de los que siempre se quiere con un trabajo de control de arena, la tasa de producción de aceite cayó un 25% produciendo antes del trabajo 264 BOPD y después del mismo 199 BOPD. Esta caída se debe a las reducciones del Draw Down y del índice de Productividad debido a la restricción ofrecida por los componentes de fondo.

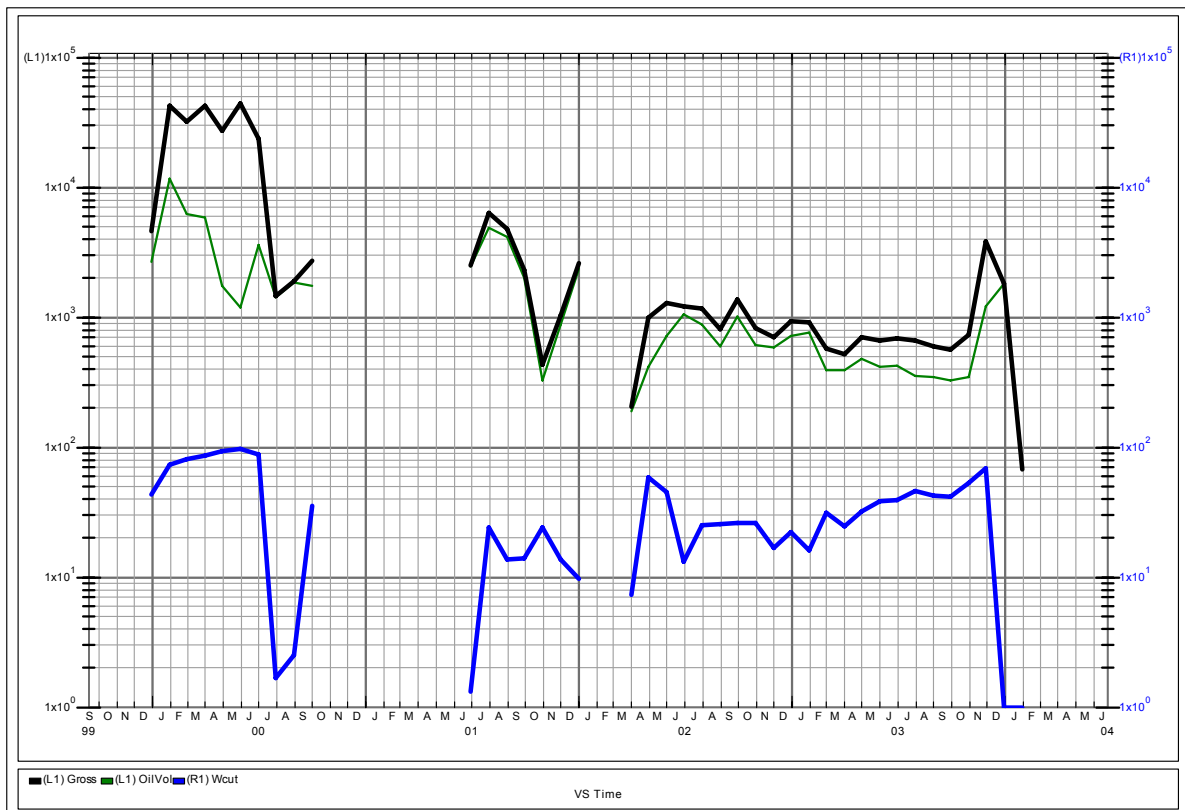


Figura 14.8. Comportamiento de la producción antes y después del Control de Arena para el pozo CL-A. Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc

14.1.5. Pozo La Yuca F (LY-F)

LY-F es un pozo direccional de desarrollo completado con revestimiento de 9 5/8", el cual presenta un ángulo máximo de desviación de 23.7 grados (Ver figura 14.9) y el aporte de fluidos del pozo proviene de las arenas K2A1 de la formación Cretáceo. La producción antes de la instalación del control de arena era de 4,188 BFPD con un corte de agua de 30.80%. Presentaba producciones de arena en superficie que variaban en un rango entre 2-20 ppm. Con estos valores se determina que rata de producción crítica de arena era 1,413 BFPD. A pesar de los valores teóricamente calculados, el pozo se arenó en julio de 2001 debido a la alta caída de presión aplicada (410 psi) y a la desviación del pozo, ya que se formaron puentes de arena a una profundidad de 7,459'. El 30 de Julio de 2001 se instaló un sistema de control de arena con mallas expandibles de 150 micrones pero este pozo era de alto potencial con tasas que superaron los 4,000 BFPD y los intervalos estaban cañoneados con cargas de penetración normal, las cuales presentan poca apertura al flujo, lo que se traduce en una alta velocidad de flujo (2.86 ft/s) y la inminente erosión de las mallas. Posterior a la instalación del sistema, la producción de arena incrementó notablemente alcanzando valores en superficie entre 10-70 ppm ocasionando un arenamiento del pozo. Como era de esperarse, el pozo se arenó el 22 de diciembre de 2001, por lo que se decidió instalar un sistema de control de arena diferente.

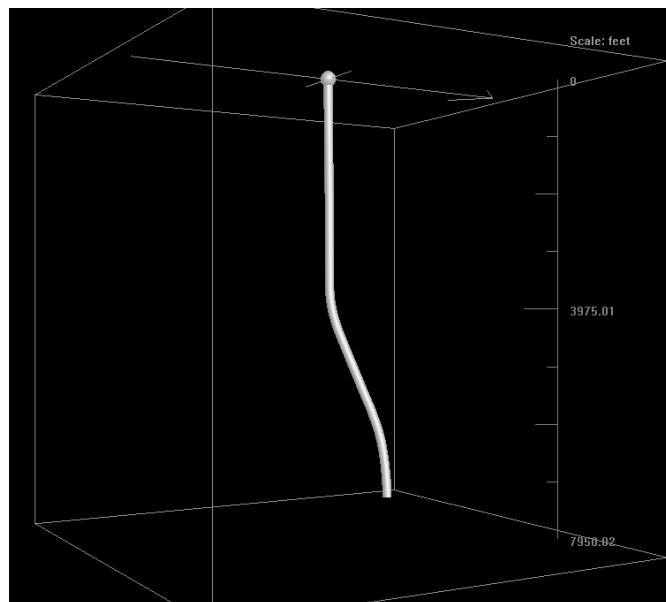


Figura 14.9. Forma del pozo LY-F. GeoGraphix Discovery – Well Base, Occidental de Colombia, Inc

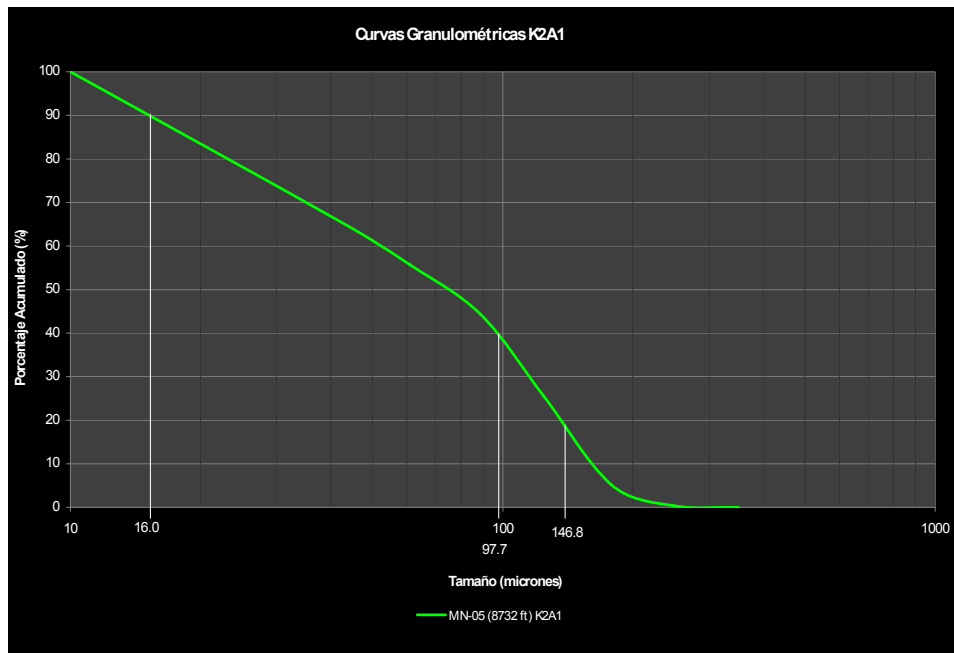


Figura 14.10. Determinación del tamaño de malla y coeficiente de Uniformidad para el pozo LY-F
 De la figura 14.11 se obtiene que el tamaño de partícula a esta profundidad es aproximadamente 147 micrones (D20), por lo que el tamaño de malla óptimo recomendado debe ser 150 micrones. El coeficiente de uniformidad para esta arena se determina de la siguiente manera:

$D_{90} = 14.093$ y $D_{40} = 97.777$ de donde se tiene:

$$Cu = \frac{D_{40}}{D_{90}} = \frac{97.777}{16.093} = 6.075$$

Lo que significa que es una arena no uniforme.

En este pozo una vez más se puede concluir que a pesar de que se tuvo una buena escogencia del tamaño de la malla, la velocidad de flujo del fluido juega un papel muy importante al momento de decidir instalar un sistema de control de arena con mallas expandibles.

14.1.6. Pozo La Yuca J (LY-J)

LY-J es un pozo vertical de desarrollo, al cual se le instaló control de arena desde su completamiento inicial y se planeó completarlo en el intervalo C5A(7,184'-7,196') de la formación carbonera Superior. La razón por la cual este pozo fue completado con control de arena en el completamiento inicial, radica en el hecho de que la gran mayoría

de los pozos completados para la época en esta formación, presentaban altas trazas de producción de arena y se pensó que por los altos valores de porosidad (Valores entre 19% y 25.9%, en promedio 22.71%) y los bajos valores de UCS (Unconfined Compressive Stress, 386 PSI en promedio), el pozo tendría una alta producción de arena una vez fuera completado.

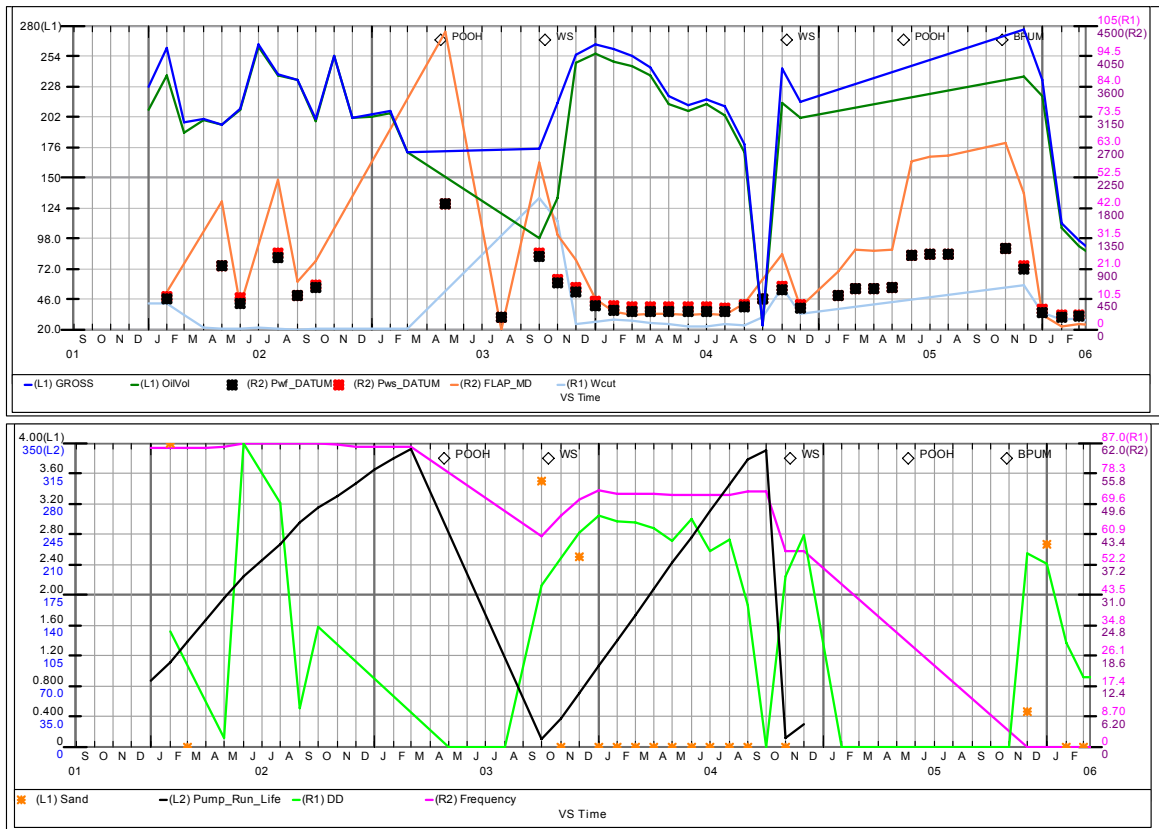


Figura 14.11. Comportamiento de la producción antes y después del Control de Arena para el pozo LY-J. Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc

Las condiciones de diseño del pozo asumían una producción de fluidos de 850 BFPD con un índice de productividad de 6.2 BFPD/PSI y un corte de agua estimado de 0%. Con estos datos y teniendo que 260 micrones es el tamaño de partícula promedio para las unidades de la formación Carbonera Superior (C5), se puede estimar el caudal crítico para evitar arenamiento del pozo. Según los resultados arrojados por la correlación de Moore, la velocidad de asentamiento de las partículas con estas condiciones en un revestimiento de 7" es 8.849 ft/s para una producción de fluidos crítica de 935 BFPD. Esta variable explica otra de las razones por las cuales se pensaba que el arenamiento del pozo y la inmediata intervención para la realización de

un servicio era inminente. El pozo fue completado el 28 de agosto de 2001 y se instaló un sistema de control de arena con mallas expandibles con tamaño de orificio de 175 micrones, el cual es el tamaño óptimo determinado para este tipo de formación. El sistema expandible fue utilizado debido a que la tasas con la que se realizaron los diseños era baja y garantizaba una velocidad de flujo considerable para no causar erosión a las mallas ya que se cañonearon los intervalos con cargas de penetración normal 34B Hyperjet II RDX, las cuales ofrecen un diámetro de 0.39 pulgadas, cañoneando a 12 tiros por pie, para un área de flujo total de 0.1195 ft² y un velocidad de flujo de 0.454 ft/s.

14.1.7. Pozo Caño Yarumal D (CY-D)

CY-D es un pozo vertical de desarrollo perforado a una profundidad total de 7,897 FT-MD en septiembre de 1998. Fue completado el día 03 de Octubre de 1998 con cañones de 4 ½" TCP a 12 tiros por pie, cargas tipo 34B Hyperjet II RDX en los intervalos K1B (7,556'-7,564', 7,590'-7,604'), de la formación Cretáceo, permitiendo un bajo balance (Underbalance) de 250 PSI a favor de la formación. Se le instaló un equipo Electrosumergible 120 GC-2900 AR, 304 HP, con el que alcanzó una producción de 1,599 BFPD y un corte de agua de 85.37%. El 10 de septiembre de 2001 el pozo se arenó con un tiempo de operación 803 días, fecha en la que había alcanzado un corte de agua de 98.6% y además las reservas remanentes de esta unidad en el área, serían drenadas desde el pozo CY-33. Debido a estas razones se decidió realizar un trabajo de Workover en el cual se aislaran los intervalos del Cretáceo, mediante un empaque tapón (Bridge Plug) y se completaran los intervalos C5B(7,207'-7,214' y 7,214'-7,216') de la formación carbonera inferior. El pozo producía desde las arenas del cretáceo a una tasa de 1,698 BFPD con corte de agua de 98.6% de lo que se puede deducir que el caudal crítico para evitar el arenamiento en las formaciones del cretáceo partiendo de las condiciones que se tenían era de 2,122 BFPD, lo que confirma un arenamiento en fondo además de la alta producción de arena en superficie que oscilaba en un rango entre 5-143 ppm. El 01 de Septiembre de 2001 se instaló el sistema de control de arena con mallas expandibles de 175 micrones a las unidades del C5. A pesar de haber escogido el tamaño de malla apropiado para estas formaciones, la producción de arena

posterior a la instalación de las mismas se mantuvo en valores de 5-120 ppm en superficie. Esto se puede se puede explicar calculando la velocidad de flujo a través de la malla la cual alcanzó valores de 1.105 ft/s, suficiente para erosionar la malla a la altura de los perforados. Sin embargo, después de la instalación de las mallas el pozo no se volvió a arenar en fondo, ya que la producción después del trabajo fue de 1,524 BFPD con un corte de agua de 52.20% y con estas condiciones el caudal crítico para evitar arenamiento en fondo es de 1,149 BFPD en un revestimiento de 9 5/8” de diámetro externo.

El comportamiento de la producción del pozo se muestra en la figura 14.11, en donde se nota claramente que debido al aumento del Draw Down, la tasa de producción tuvo un incremento y pasó de 1,698 BFPD con un corte de agua 98.6% a producir 1,524 BFPD con un corte de agua de 52.50% (Cambio de unidad de Producción K1B a C5B). La tasa de aceite se incrementó de 23.5 BOPD a 728 BOPD. La comparación entre las curvas de declinación antes y después del trabajo así como la comparación de cualquiera de las variables, no es significativa, ya que antes y después del trabajo el pozo producía de unidades de arenas pertenecientes a formaciones distintas.

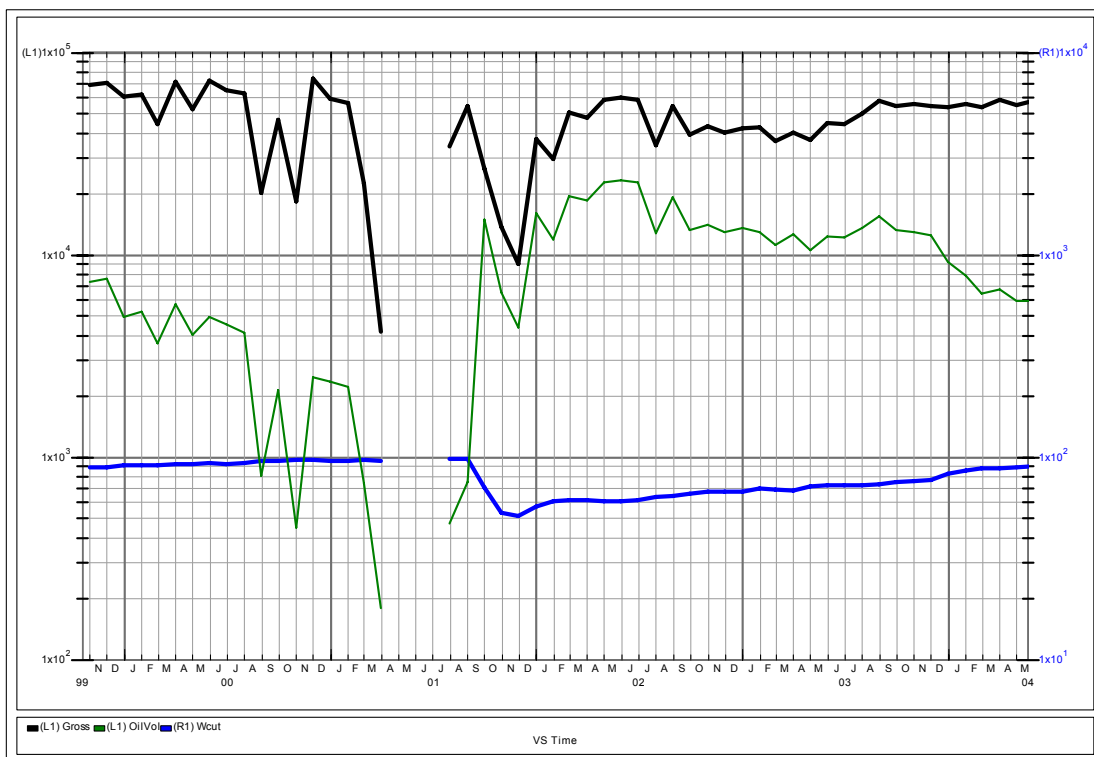


Figura 14.12. Comportamiento de la producción antes y después del Control de Arena para el pozo CY-D. Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc

14.1.8. Pozo La Yuca O (LY-O)

LY-O es un pozo vertical de desarrollo productor de las arenas M3B de la formación carbonera inferior. Fue completado el 06 de Octubre de 2003 y se abrieron a producción los intervalos M3B(7,563'-7,571') con cañones 4 ½" TCP cargas tipo 34B Hyperjet II RDX permitiendo un bajo balance de 200 PSI. Se corrió un revestimiento de producción de 9 5/8" de 47 Lb/ft y se instaló sistema Electrosumergible como levantamiento artificial Bomba 107 GC-6100 AR, 456 HP, bomba que tuvo un tiempo de operación de tan solo 2 días por baja afluencia del pozo. Entre el 13 y el 17 de enero de 2004, se acidificó la formación utilizando Fe Acid al 7.5% (base ácido clorhídrico) con el fin de estimular la formación, sin embargo la bomba FC-1800 AR instalada falló eléctricamente a los 50 días de operación. El pozo mantenía una producción de arena en superficie que oscilaba entre 2-10 ppm, una producción de fluidos de 436 BFPD y un corte de agua de 39.15%.

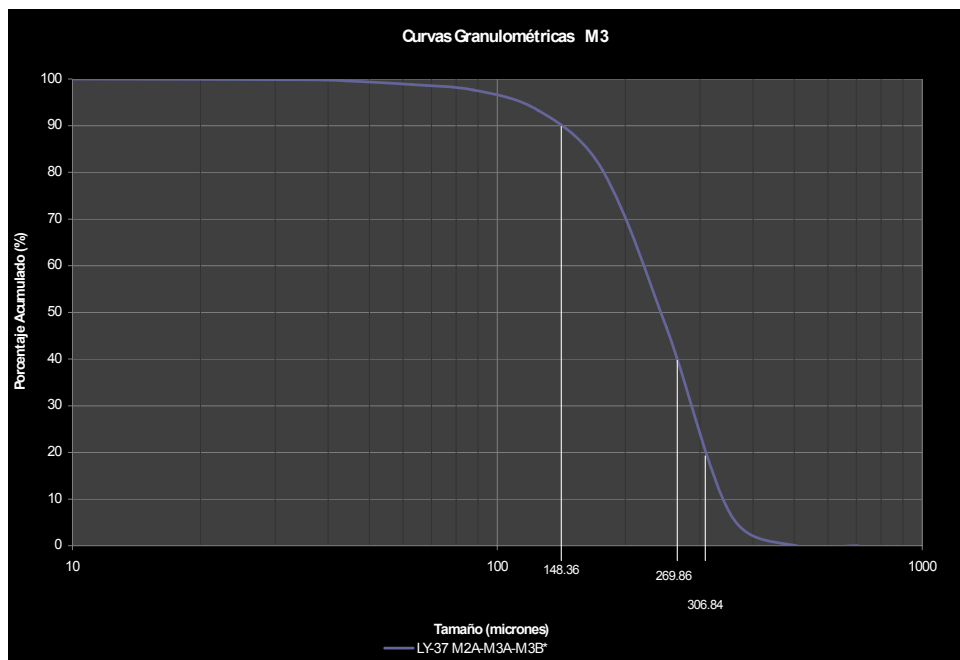


Figura 14.13. Determinación del tamaño de malla y coeficiente de Uniformidad para el pozo LY-O
De la figura 14.12 se obtiene que el tamaño de partícula a esta profundidad es aproximadamente 306.84 micrones (D20), por lo que el tamaño de malla óptimo recomendado debe ser 270 micrones (Tamaño comercial). El coeficiente de uniformidad para esta arena se determina de la siguiente manera:

$D_{90} = 148.36$ y $D_{40} = 269.86$ de donde se tiene:

$$Cu = \frac{D_{40}}{D_{90}} = \frac{269.86}{148.36} = 1.8189$$

Lo que significa que es una arena es uniforme.

De la gráfica 14.12. Podemos determinar que el tamaño de partícula promedio para las arenas de M3 es aproximadamente 300 micrones (D20 de la curva Granulométrica). Con los datos de producción, revestimiento y tamaño de partícula, podemos determinar mediante la correlación de Moore que la velocidad de asentamiento de los granos de arena de M3 es 11.439 ft/s, para un caudal crítico de producción de 2,412 BFPD, razón por la cual el pozo el pozo se arenó.

El 08 de Marzo de 2005 se realizó un trabajo de workover en el cual se cambió el sistema de levantamiento artificial, pasando de *ESP (Electrosumersible Pump)* a *ESPCP (Electrosumersible Progressive Cavity Pump)* e instalando mallas expandibles de 150 micrones como sistema de control de arena. A pesar de que el tamaño óptimo de la malla es 270 micrones, se instaló una malla de 150 micrones, debido a que se disponía de dos mallas expandibles adquiridas con anterioridad. Los intervalos productores fueron re-cañoneados con cargas Powerflow 7018 RDX, las cuales son cargas denominadas “Big Hole” por el diámetro de 1.15 pulgadas de los perforados. Con estas cargas se incremento el área de flujo, ocasionando simultáneamente una reducción en la velocidad de flujo a 0.044 ft/s, esencial para una malla expandible.

Con la instalación del sistema de control de arena se pudo incrementar la tasa de producción un 58% pasando de 436 BFPD a 689.5 BFPD, lo que se explica en el incremento al Draw Down que se pudo realizar gracias a la instalación de las mallas, incrementándolo de 99.24 PSI a 395 PSI. Como es de esperar, se presentó una reducción del índice de productividad de 39.7%, lo que se explica por la restricción al flujo ofrecida por la instalación de las mallas. El comportamiento del pozo antes y después de la instalación del sistema, se muestra en la figura 14.13, en donde se puede observar que el trabajo fue exitoso ya que se pasó a producir de 262.5 BOPD a 396.5 BOPD, lo que significa un incremento en la producción de aceite de 51%.

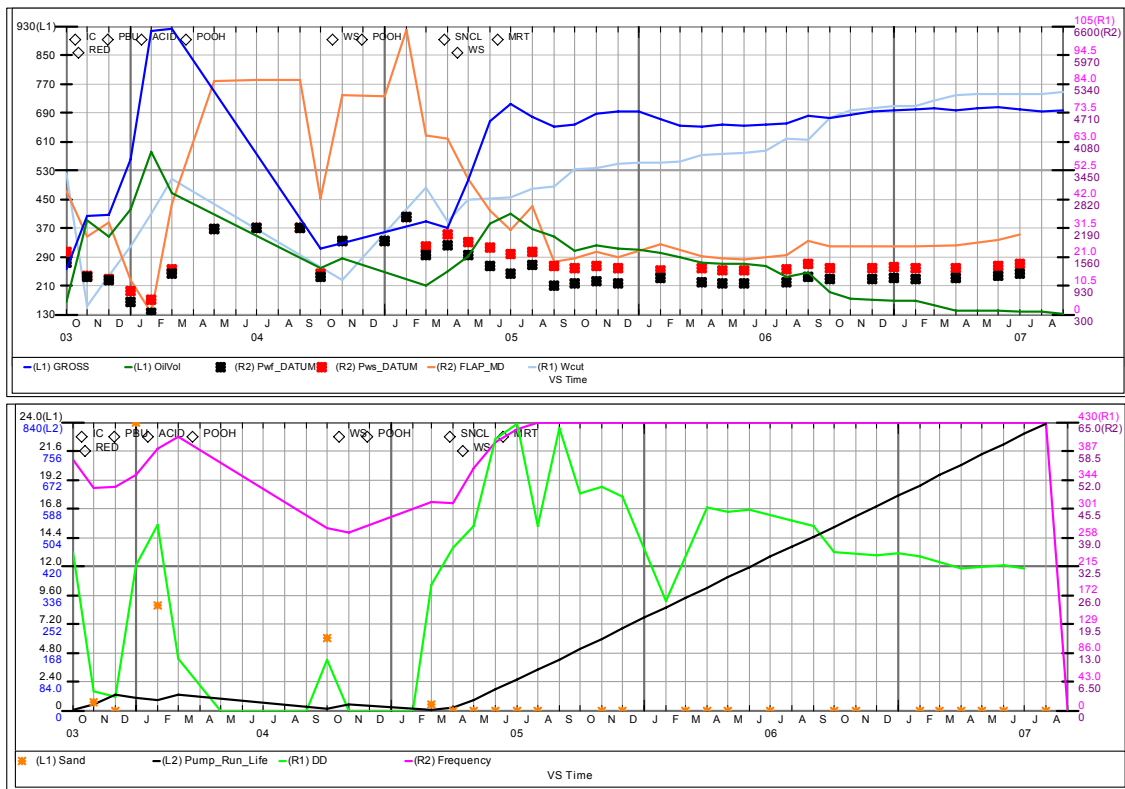


Figura 14.14. Comportamiento del pozo LY-O antes y después del Control de Arena. Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc

14.1.9. Pozo Caño Limón D (CL-D)

CL-D es un pozo vertical de desarrollo completado en un principio en la arena C5C abriendo a producción el intervalo (7,686'-7,706'), sin embargo la producción fue muy baja y por tanto se decidió recompletar en la arena M1A2(7,772'-7,780') de la formación Carbonera Inferior. Como consecuencia de la alta producción de agua, mediante un tapón puente sentado a 7,680' se aislaron los dos intervalos anteriormente abiertos y se perforó el intervalo C5A(7,575'-7,583') de donde se encuentra produciendo actualmente el pozo. Antes de la instalación del control de arena producía 410 BFPD con un corte de agua de 30.10% y mostraba una producción de arena que oscilaba entre 0-40 ppm en superficie. El caudal crítico para evitar arenamiento de este pozo completado con revestimiento de 7" y con tamaño de partícula promedio de 260 micrones es 1,937 BFPD por lo que el pozo se arenó en fondo hasta alcanzar un tope de 7,559'. El 13 de marzo de 2005 se instalaron mallas expandibles de 150 micrones para controlar la producción de arena y evitar un posterior arenamiento del pozo. Antes de instalar las

mallas los intervalos perforados fueron re-cañoneados con cargas tipo Powerflow 4621 RDX, las cuales son cargas denominadas “Big Hole” por el diámetro de 0.83 pulgadas de los perforados. Con estas cargas se incremento el área de flujo, ocasionando simultáneamente una reducción en la velocidad de flujo a 0.064 ft/s, esencial para una malla expandible.

A pesar de que la producción de arena en superficie fue controlada, la producción de fluidos se redujo un 12.6% debido a que el Draw Down que se le pudo aplicar fue menor que el inicial (antes = 84.28 PSI, Después = 61.7 PSI).

Las curvas de declinación antes y después de la instalación del sistema, se muestra en la figura 14.14, en donde se puede observar que la declinación del pozo cayó levemente en comparación con la estimada antes de instalar el sistema de control de arena, reduciéndose la tasa de producción de aceite de 288 BOPD a 203 BOPD, lo que significa una reducción de 29.3%.

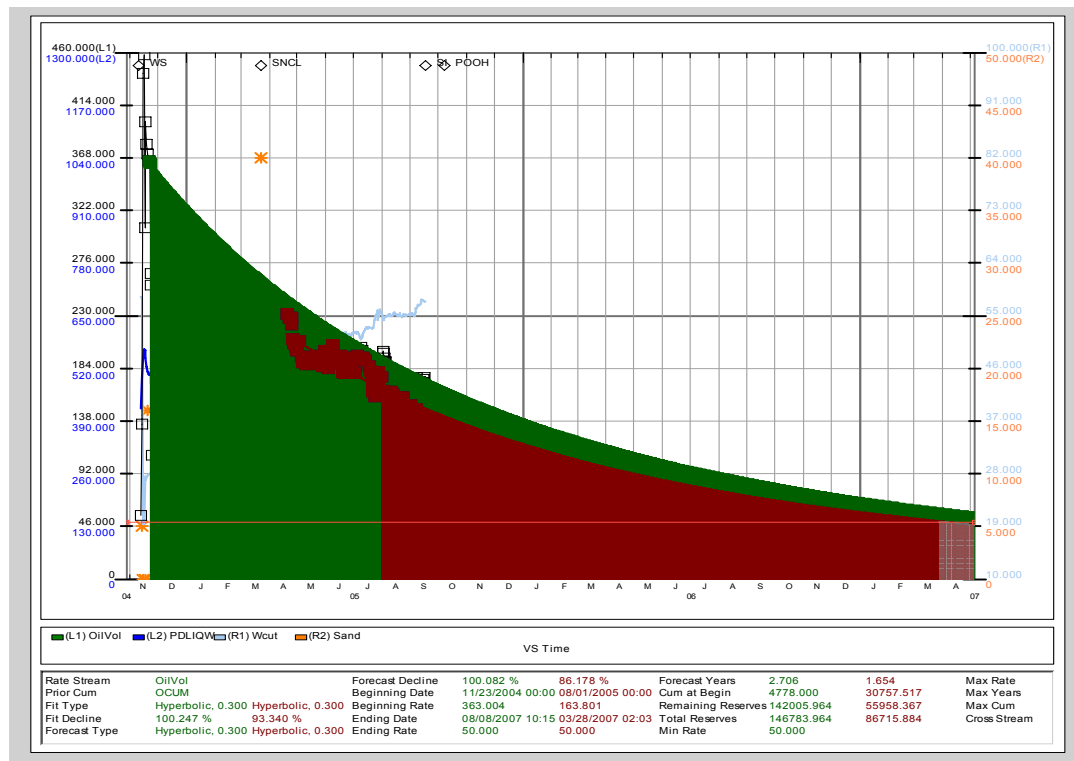


Figura 14.15. Curvas de Declinación antes y después del Control de Arena para el pozo CL-D. Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc

14.2. POZOS CON EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA CONVENCIONAL (LRWP)

Hasta el momento, se han instalado 9 sistemas de control de arena utilizando empaquetamiento con grava a bajas tasas. Estos trabajos se implementaron durante las fases I y IA, es decir entre Octubre 20 1997 hasta Marzo 11 2002. La gran diferencia entre los trabajos de la Fase I y la Fase IA, es que los diseños de la fase IA en adelante se realizaron con base en los resultados de los análisis granulométricos de las muestras de corazones y las muestras de pared.

El número de intervenciones realizadas a estos pozos se listan en la tabla 14.8, las variables de yacimiento en la tabla 14.9, las variables operativas se listan en la tabla 14.10, en la tabla 14.6 las velocidades de flujo y en la tabla 14.7 se muestran los parámetros de diseño de los sistemas de levantamiento artificial.

Tabla 14.6. Velocidades de flujo en los pozos con Empaquetamiento con grava convencional

Pozo	Tipo de Carga **	Cañon	SPF	Penetración (in)	Diametro (in)	Area (ft^2)	Perf	Caudal (BFPD)	Caudal (ft^3/s)	Vel (ft/s)	Prop Cargas
LY-T	51B HJII RDX	4 1/2"	5	32	0.47	0.0482	8	1313	0.085	1.771	Alta Penetración
LY-B	51B HJII RDX	4 1/2"	5	32	0.47	0.1687	28	562	0.037	0.217	Alta Penetración
LY-G	34 B HJII RDX	4 1/2"	12	17.9	0.39	0.0796	8	1196	0.078	0.976	Penetración Normal
MN-A5	34 B HJII RDX	4 1/2"	12	17.9	0.39	0.1891	19	359.5	0.023	0.124	Penetración Normal
LY-E	34 B HJII RDX	4 1/2"	12	17.9	0.39	0.1095	11	991	0.064	0.588	Penetración Normal
LY-H	34 B HJII RDX	4 1/2"	12	17.9	0.39	0.0896	9	694.5	0.045	0.504	Penetración Normal
LY-C	34 B HJII RDX	4 1/2"	12	17.9	0.39	0.2489	25	N/A	N/A	N/A	Penetración Normal
CL-B	34 B HJII RDX	4 1/2"	12	17.9	0.39	0.1394	14	1798.5	0.117	0.839	Penetración Normal
LY-F	34 B HJII RDX	4 1/2"	12	17.9	0.39	0.0995	10	3732	0.243	2.436	Penetración Normal

Los pozos de color rojo, no se recañearon durante el trabajo de control de arena

Tabla 14.7. Parámetros de Diseño y cargas en motor y bomba en los pozos con Empaquetamiento con grava convencional

POZO	FECHA DE INSTALACION	RATA DE FLUJO			INDICE DE PRODUCTIVIDAD				BOMBA	MOTOR
		Despues-Antes	Tasa Diseño	Despues-Diseño	Antes	Despues	IP Diseño	IP Diseño 15 Meses		
LY-T	20-Oct-97	-466	1,500	-187	21.1	11.6	24.0	30.0	57.8	66.20
LY-B	11-Mar-99	141	1,500	-938	8.1	16.0	9.0	16.0	55.9	65.23
LY-G	9-Aug-01	-	800	-304	N/A	5.8	14.0	17.0	54.6	68.90
MN-A5	23-Aug-01	-	1,845	-1,486	N/A	10.7	5.3	7.4	48.7	68.59
LY-E	18-Feb-01	52	900	91	5.9	1.5	5.6	9.4	65.1	90.38
LY-H	18-Sep-01	-	960	-266	N/A	1.4	4.8	8.9	58.9	65.89
LY-C	14-Dec-01	N/A	1,000	N/A	8.0	N/A	6.0	10.0	59.9	57.75
CL-B	23-Dec-01	304	2,000	-202	15.9	17.6	10.0	26.0	63.8	75.24
LY-F	11-Mar-02	130	4,000	-268	21.1	16.9	23.0	26.0	63.9	78.88

El color Azul indica que el Índice de productividad fue estimado de pozos cercanos

14.2.1. Pozo La Yuca T (LY-T)

LY-T es un pozo desviado, propuesto para explorar la porción sureste de la falla La Yuca y poder adicionar reservas a las formaciones Carbonera Inferior y algunas unidades inferiores del Cretáceo (K2 y K3). Este pozo pertenece al contrato de asociación Chipirón y fue el primer pozo operado por Occidental de Colombia, Inc al cual se le instaló un sistema de control de arena. Se completó entre el 03 y el 14 de Junio de 1997 abriendo con Cañones de 4 ½" TCP a 12 tiros por pie con cargas 34B HJII RDX el intervalo del carbonera superior C5B(7,888'-7,896'). Comenzó su producción con un equipo electrosumergible (Bomba 93 DN-450,30 HP y camisa de 7" para enfriamiento del motor), aportando 550 BFPD y 48% corte de agua; Por evaluación del nivel dinámico de fluido se estimó un mayor índice de productividad y en Julio 07 de 1997 se instaló un nuevo equipo electrosumergible de mayor capacidad (Bomba 96 GC1200 y motor de 83 HP). Con la instalación de este nuevo equipo de levantamiento artificial, el pozo presentó producciones de 1,179 BFPD con un corte de agua de 70.8 y producción de arena en superficie de 0 ppm. Se apagó el 04 de agosto de 1997 por problemas con el oleoducto y cuando se intentó arrancar se encontró la bomba atascada por arena. El pozo está completado con un revestimiento de 9 5/8" y presenta un ángulo de desviación máximo de 26.7 grados (Ver figura 14.16). Partiendo de las variables mencionadas, se calcula que la tasa mínima para evitar arenamiento en fondo es 2,781 BFPD. El 20 de Octubre de 1997 se instaló un empaquetamiento con grava utilizando un Gel Lineal W-300 de Baker Hughes, el cual permitiría transportar 15 Lb/gal de grava, lo que economiza el tiempo de operación y disminuye el volumen de fluido de transporte. El Gel W-300, no causa daño a la formación y se degrada al cabo de 1.5 horas. Además se utilizó una grava de tamaño 20/40, con una malla Bakerweld de 0.012 pulgadas en el tamaño de la ranura.

La malla instalada presenta un diámetro externo de 5.970" y el revestimiento es de 9 5/8" de diámetro externo de 47 lb/ft y presenta un diámetro interno de 8.681" por lo tanto el espesor del empaquetamiento es 2.711 pulgadas, cumpliendo con los requerimientos mínimos de espaciamiento del empaquetamiento. Durante las operaciones de empaquetamiento se presentaron varios problemas operacionales relacionados con la herramienta utilizada para sentar los empaques y bombear la grava. Estos problemas

se presentaron debido a que la herramienta utilizada “Over the Top” es inapropiada para pozos desviados y que además alcancen profundidades mayores a 5000 ft. La herramienta no tiene un mecanismo para hacer “pack-off”, por lo tanto, no hay garantía de sello hermético de los cauchos contra el revestimiento durante el trabajo de empaquetamiento. Si el sello no es hermético, existe la posibilidad de que la grava pase al anular y atasque la herramienta. Esto se comprobó con el estado en que se recuperaron los cauchos de la herramienta. Además se presentaron problemas con la cantidad de grava que se necesitaba para realizar el empaquetamiento, debido a que realizaron cálculos para utilizar 90 sacos de grava 20/40 y el trabajo debió ser suspendido, por falta de la misma. Finalmente se utilizaron 174 sacos de grava (17,400 Lb) de los cuales fueron reversados 105 sacos (10,471 Lb aprox.), lo que significa un exceso de la grava y una de las razones de atascamiento de la herramienta de empaquetamiento.

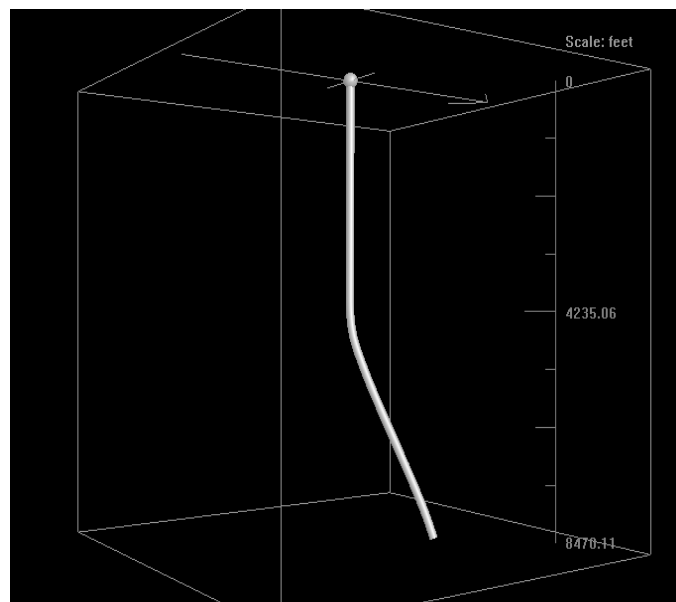


Figura 14.16. Forma del pozo LY-T. GeoGraphix Dyscovery–Well Base. Occidental de Colombia, Inc

Posterior a la instalación del empaque con grava la producción de arena se mantuvo en superficie con valores de 0 ppm. Como era de esperar el índice de productividad se redujo un 55%, pero la caída de presión (Draw Down) se pudo incrementar de 84.45 PSI a 112.29 PSI. El comportamiento de la producción del pozo se muestra en la figura 14.17, en donde se puede observar que la tasa de producción de aceite incremento de 519 BOPD a 669 BOPD.

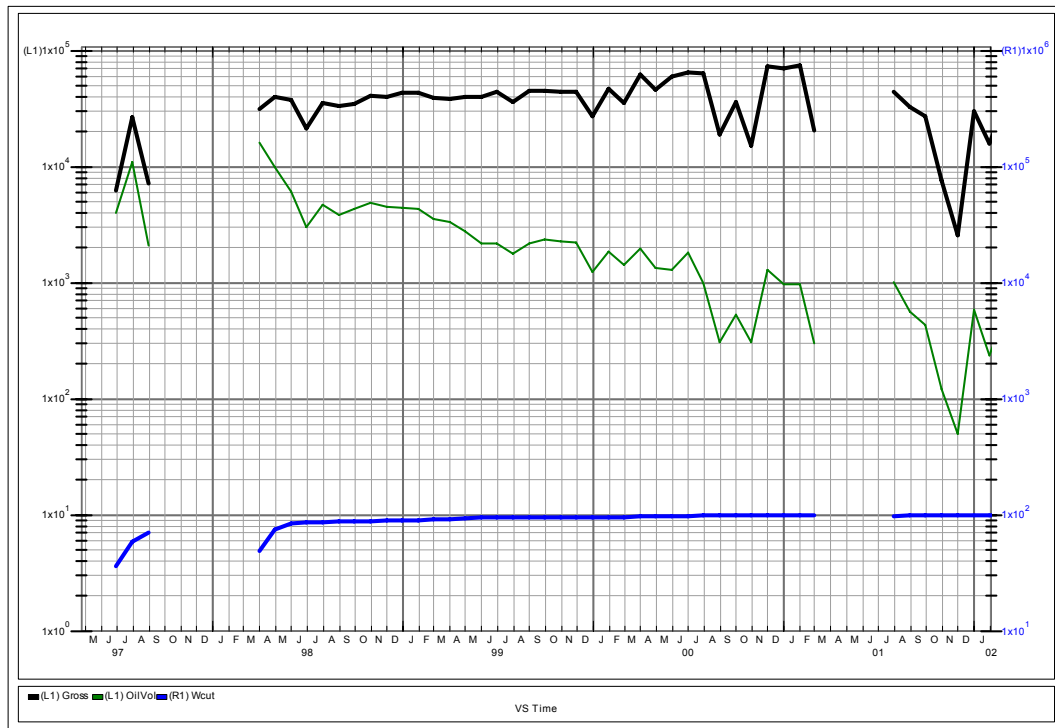


Figura 14.17. Comportamiento de la producción del pozo LY-T. Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc

14.2.2. Pozo La Yuca B (LY-B)

LY-B es un pozo desviado perteneciente al bloque estructural la yuca perforado en el año de 1984 a una profundidad de 9,134 FT-MD. Presenta un ángulo de desviación máximo de 32.5 grados (Ver figura 14.18) y se completó con revestimiento de producción de 9 5/8". El pozo inició su producción por flujo natural con 18,000 BFPD y cero corte de agua; Posteriormente en Octubre de 1987 se completó por primera vez con bombeo eléctrosumergible y su producción se reinició con 60% de corte de agua, el cual se fue incrementando hasta alcanzar 90% en Septiembre de 1990.

En Enero 25 de 1996 se abrieron a producción los intervalos C4A(8,004'-8,016'), C5A(8,048'-8,060') y C5C(8,149'-8,153') de la formación carbonera superior. Inicialmente se le instaló bomba eléctrosumergible (111 GN-2100 ARZ) para producirlo a una tasa estimada entre 1800 – 2000 BFPD con 10% de corte de agua. El pozo estuvo produciendo en promedio a una tasa de 1500 BFPD durante 155 días sin obtener manifestación apreciable de arena en superficie. En Octubre de 1996 la producción se redujo a cero debido a arenamiento total del pozo. Se le efectuó limpieza

de arena hasta fondo y se dejó el pozo cerrado hasta Octubre de 1997 por evaluación de otro sistema de levantamiento artificial. En Octubre 19 de 1997 se retornó a producción en un sistema de bombeo hidráulico en reversa, con bomba tipo Jet y unidad de potencia de superficie. Entre Octubre de 1997 y Junio de 1998, el pozo acumuló una producción neta de 71,056 bls y 144.6 días de operación, sin embargo, durante este periodo se le realizaron dos servicios al pozo que implicaron limpieza de arena. Durante la última instalación el pozo estuvo produciendo en promedio 700 BFPD hasta que la tasa cayó a menos de 300 BFPD, se intentó por tres veces recuperar la bomba de subsuelo sin éxito. Antes de la instalación del control de arena el pozo se encontraba produciendo 0 ppm de arena en superficie, con una tasa de 421 BFPD y un corte de agua de 44.4%, por lo que se calcula que la tasa mínima requerida para evitar arenamiento en fondo era de 2,488 BFPD.

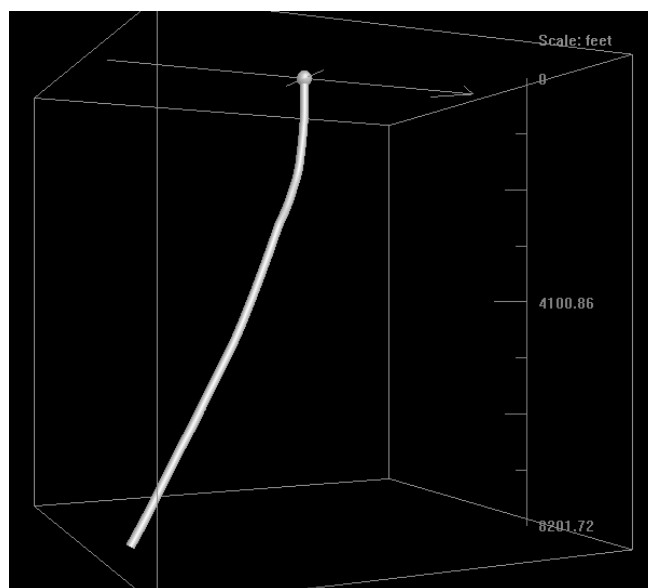


Figura 14.18. Forma del pozo LY-B. GeoGraphix Dyscovery–Well Base. Occidental de Colombia, Inc

El 11 de marzo de 1999 se decide instalar un sistema de control de arena mediante un empaquetamiento con grava convencional, debido a los constantes arenamientos presentados en el pozo. Se instaló un empaquetamiento con grava 20/40, mallas Bakerweld de 0.012 pulgadas de apertura de la ranura y se utilizó gel Baker W-300 como fluido de transporte, permitiendo colocar 32.1 libras de grava por pie de formación. La malla instalada presenta un diámetro externo de 5.970” y el revestimiento

es de 9 5/8” de diámetro externo de 47 lb/ft y presenta un diámetro interno de 8.681” por lo tanto el espesor del empaquetamiento es 2.711 pulgadas, cumpliendo con los requerimientos mínimos de espaciamiento del empaquetamiento. La grava fue bombeada a una tasa entre 2-3.2 BPM, una concentración de 1 Lb/gal y se lograron colocar aproximadamente 32.1 Lb de grava por pie de formación. Posterior a la instalación del control de arena la producción de arena en superficie se mantuvo en 0 ppm y al pozo no se le realizaron más intervenciones a causa de arenamientos en fondo o por fallas en el equipo de levantamiento artificial por causa de la misma razón. Aunque la producción de aceite del pozo se redujo en un 13% pasando de 234 BOPD a 203 BOPD, el éxito real de este trabajo, fue poder ponerlo a producir evitando realizar constantes intervenciones para realizar limpiezas de arenas y evitando el prematuro desgaste de los equipos electrosumergibles.

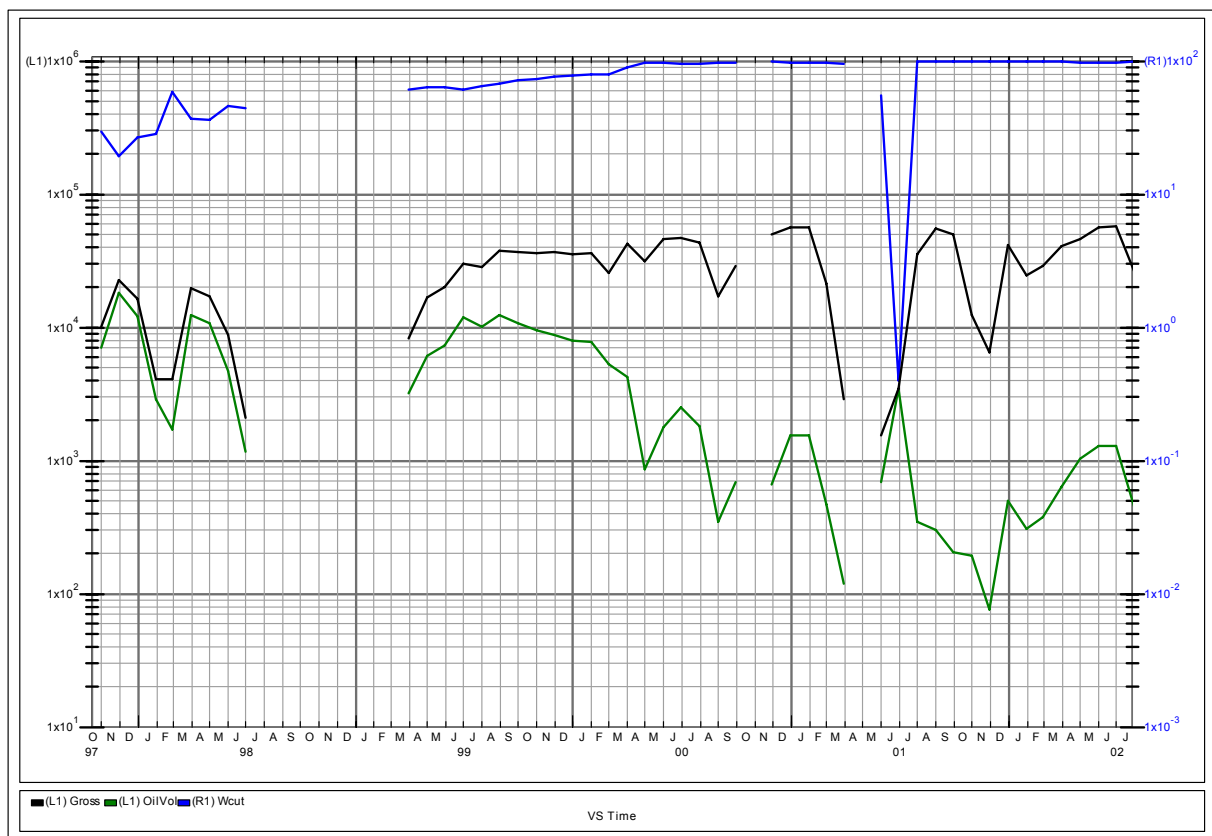


Figura 14.19. Comportamiento de la producción del pozo LY-B. Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc

14.2.3. Pozo La Yuca G (LY-G)

LY-G es un pozo vertical de desarrollo, al cual se le instaló control de arena desde su completamiento inicial y se planeó completarlo en el intervalo K1D1(7,704'-7,712') de las arenas pertenecientes al Cretáceo. La razón por la cual este pozo fue completado con control de arena en el completamiento inicial, se debe a que por los datos de porosidad obtenidos del registro sísmico (promedio 21.76%) y los valores de UCS (Unconfined Compressive Stress, 450 PSI en promedio), el pozo tendría una alta producción de arena una vez fuera completado y puesto en producción a una tasa de 4000 BFPD y un Índice de productividad de 10 BFPD/PSI (Lo que se traduce en un Draw Down de 400 PSI), con corte de agua de 60%, para obtener finalmente una producción de 1600 BOPD. El pozo fue completado el 09 de agosto de 2001 y se instaló un empaquetamiento con grava como sistema de control de arena utilizando grava 20/40, mallas All Welded Wire Wrapped Screen de 0.010 pulgadas de apertura de la ranura y se utilizó agua como fluido de transporte, permitiendo colocar 37.5 libras de grava por pie de formación. La grava fue bombeada a una tasa de 2 BPM y una concentración de 0.5 Lb/gal. Posterior a la instalación del control de arena la producción de arena en superficie se mantuvo entre 0 ppm y 2 ppm y al pozo no se le realizaron intervenciones a causa de arenamientos en fondo o por fallas en el equipo de levantamiento artificial por causa de la misma razón. La producción del pozo fue de 1196 BFPD, con corte de agua de 24.3% y una producción de aceite de 917.5 BOPD, aplicándole un Draw Down de 205.2 PSI. A lo largo de la vida del pozo, la tasa de producción fue disminuyendo rápidamente, hasta llegar a 100 BFPD en Enero de 2002, caudal que se ha mantenido constante hasta Noviembre de 2002, fecha en que se cerró el pozo debido a falla en el equipo electrosumergible. El corte de agua fue aumentado paulatinamente, hasta alcanzar en Marzo de 2002, el valor de 70%. Debido a la muy baja productividad del pozo, se realizó un trabajo de reacondicionamiento para retornar el pozo a producción desde una nueva unidad de arena, aislando la formación K1D1 que podría ser drenada en otro pozo cercano.

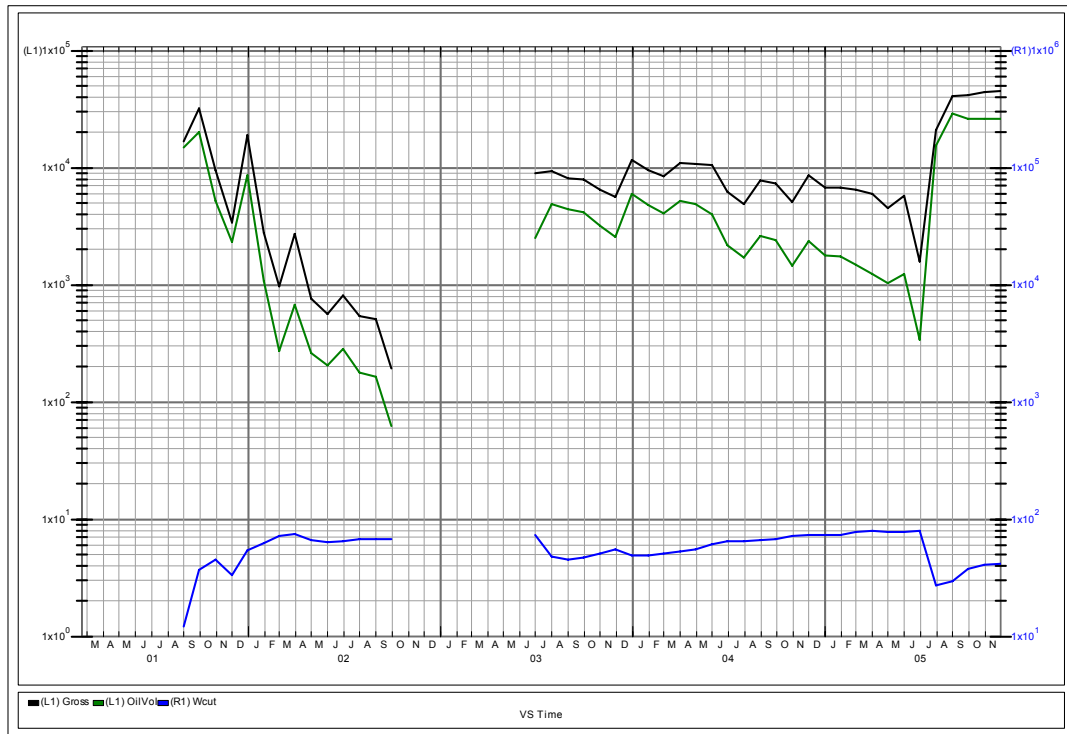


Figura 14.20. Comportamiento de la producción del pozo LY-G. Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc

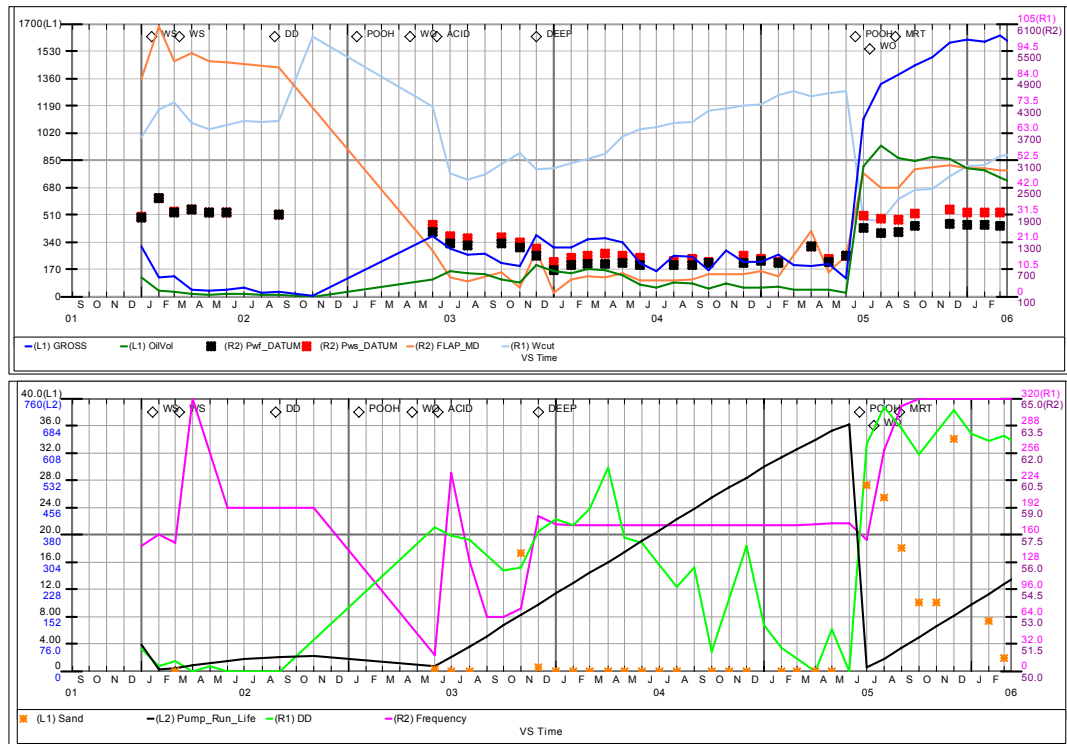


Figura 14.21. Comportamiento del pozo LY-G. Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc

14.2.4. Pozo Matanegra A5 (MN-A5)

MN-A5 es un pozo desviado de desarrollo, al cual se le instaló control de arena desde su completamiento inicial y se planeó completarlo en el intervalo K3A(7,885'-7,904') de las arenas pertenecientes al Cretáceo. La razón por la cual este pozo fue completado con control de arena en el completamiento inicial, se debe a que por los datos de porosidad obtenidos del registro sísmico (promedio 20%) y los valores de UCS (Unconfined Compressive Stress, 419 PSI en promedio), el pozo tendría una alta producción de arena una vez fuera completado y puesto en producción a una tasa de 1900 BFPD y un Índice de productividad de 5.3 BFPD/PSI (Lo que se traduce en un Draw Down de 360 PSI), con corte de agua de 78%, para obtener finalmente una producción de 400 BOPD, además otras de las razones por las cuales se le instaló el control de arena, se debe a la historia de producción de arena de esta misma unidad en el pozo MN-A2 (Un pozo desviado de desarrollo cuya distancia en fondo a MN-A5 son solo 53.2 metros). En MN-A2 se realizaron intentos para correr un registro de producción que reconfirmara la invasión de agua por la unidad de arena K3A en enero 19 y febrero 03 de 1998, encontrándose el pozo con puentes de arena producida a las profundidades de 6,294' y 7,767' pies respectivamente. En razón de lo anterior, no fue posible correr el registro. Las anteriores profundidades indicaban arenamiento total de los intervalos productores, sin embargo el pozo continuó produciendo. En abril 07 de 1998 se hizo un tercer intento de correr un registro de producción sin éxito, igualmente el pozo se encontró puentado con arena a la profundidad de 7,816 pies.

El pozo fue completado el 23 de agosto de 2001 y se instaló un empaquetamiento con grava como sistema de control de arena utilizando grava 20/40, mallas All Welded Wire Wrapped Screen de 0.010 pulgadas de apertura de la ranura y se utilizó agua como fluido de transporte, permitiendo colocar 85.5 libras de grava por pie de formación. La grava fue bombeada a una tasa entre 2 y 3 BPM y una concentración entre 1.5 y 2 Lb/gal. Posterior a la instalación del control de arena la producción de arena en superficie se mantuvo entre 0 ppm y 10 ppm y al pozo se le realizó una intervención el 28 de Enero de 2002 por causa de arenamiento en fondo. La producción del pozo fue de 359.5 BFPD, con corte de agua de 91% y una producción de aceite de 35.1 BOPD, aplicándole un Draw Down de 33.63 PSI. Basados en la baja productividad que el pozo,

había presentado lo que hacía que no resultara rentable producirlo, además del hecho de que la bomba se encontraba atascada por la arena y con el propósito de mejorar la capacidad de producción de petróleo del pozo, se recomendó aislar el intervalo K3A y perforar los intervalos nuevos en las arenas del K2A3 y K2A4, con el fin de producir estas reservas lo mas pronto posible para evitar perdidas de producción por migración de este petróleo hacia el norte de la estructura.

El comportamiento de la producción del pozo después del completamiento en las unidades empaquetadas con grava, se muestra en la figura 14.22, en donde se puede observar la caída drástica de producción del pozo durante los primeros 4 meses.

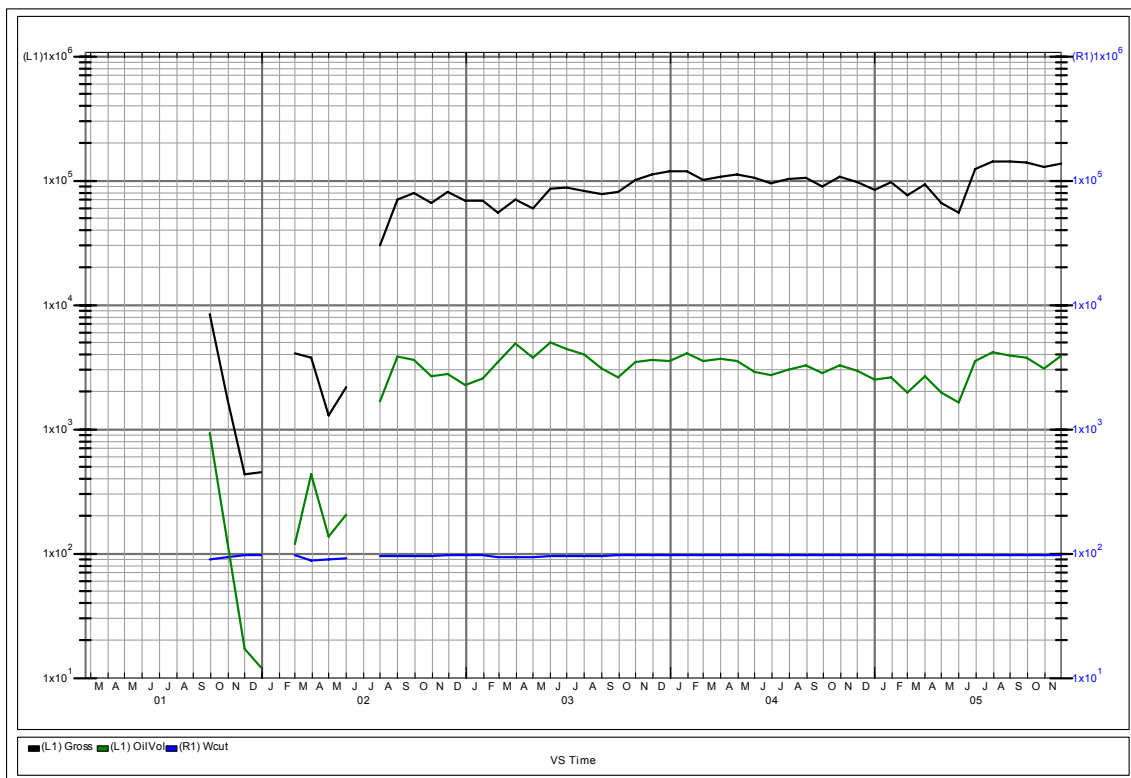


Figura 14.22. Comportamiento de la producción del pozo MN-A5. Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc

14.2.5. Pozo La Yuca E (LY-E)

LY-E es un pozo de desarrollo que se perforó verticalmente a una profundidad total de 7,750 pies del 30 de Mayo al 10 de Junio de 2000. Se completó en Junio 22 del 2000 abriendo con Cañones de 4 ½" TCP, Cargas 34B HJII RDX a 12 tiros por pie, los intervalos de la formación Carbonera Superior C4C(7,017'-7,028') para 11 pies netos.

Desde el inicio de la producción, el pozo produjo a una tasa promedio de 991 BFPD, con un nivel de producción de arena en superficie variando entre 0 ppm y 180 ppm. Durante la sacada del equipo electrosumergible en febrero 19 de 2001 se encontró la bomba pegada por arena y una acumulación de arena en fondo de 20 pies.

El 18 de febrero de 2001 se decide instalar un sistema de control de arena mediante un empaquetamiento con grava convencional. Se instaló un empaquetamiento con grava 20/40, mallas All Welded Wire Wrapped Screen de 0.010 pulgadas de apertura de la ranura y se utilizó agua como fluido de transporte, permitiendo colocar 50.6 libras de grava por pie de formación. La malla instalada presenta un diámetro externo de 6" y el revestimiento es de 9 5/8" de diámetro externo de 47 lb/ft y presenta un diámetro interno de 8.681" por lo tanto el espesor del empaquetamiento es 2.681 pulgadas, cumpliendo con los requerimientos mínimos de espaciado del empaquetamiento. La grava fue bombeada a una tasa entre 2-5 BPM, una concentración de 0.95 Lb/gal. Posterior a la instalación del control de arena la producción de arena en superficie se mantuvo en 0 ppm y al pozo no se le realizaron más intervenciones a causa de arenamientos en fondo o por fallas en el equipo de levantamiento artificial por causa de la misma razón. Aunque no se observaron incrementos en la producción de aceite del pozo y el índice de productividad presentó una reducción de 75%, el éxito real de este trabajo, fue poder ponerlo a producir evitando realizar constantes intervenciones para realizar limpiezas de arenas y evitando el prematuro desgaste de los equipos electrosumergibles.

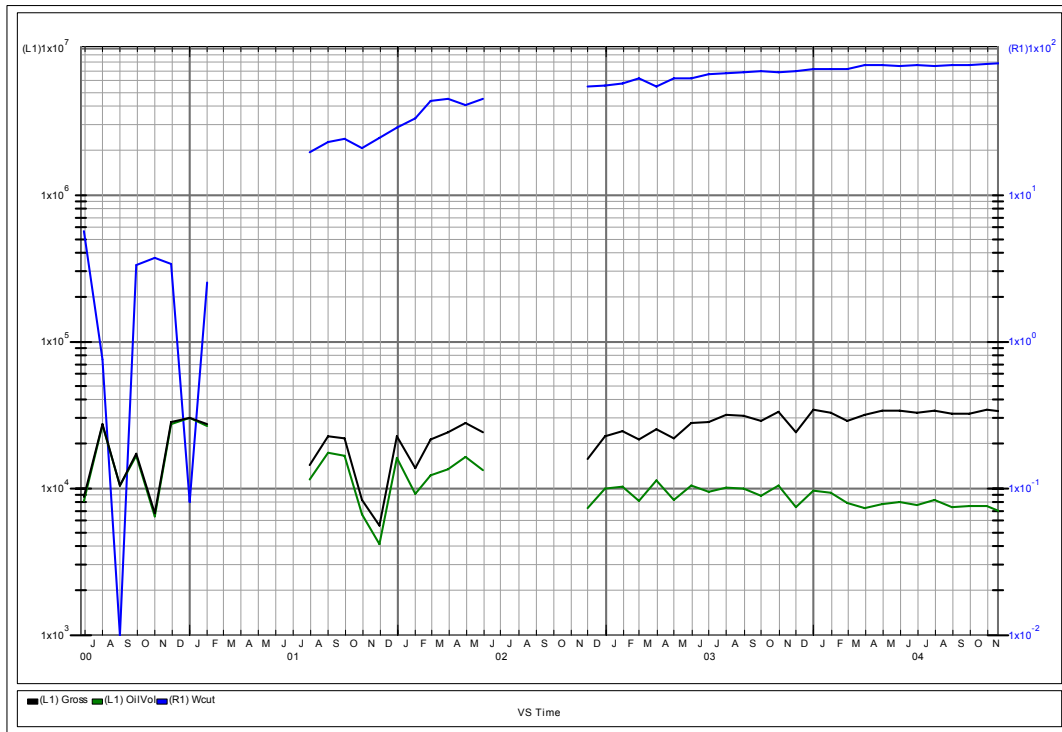


Figura 14.23. Comportamiento de la producción del pozo LY-E. Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc

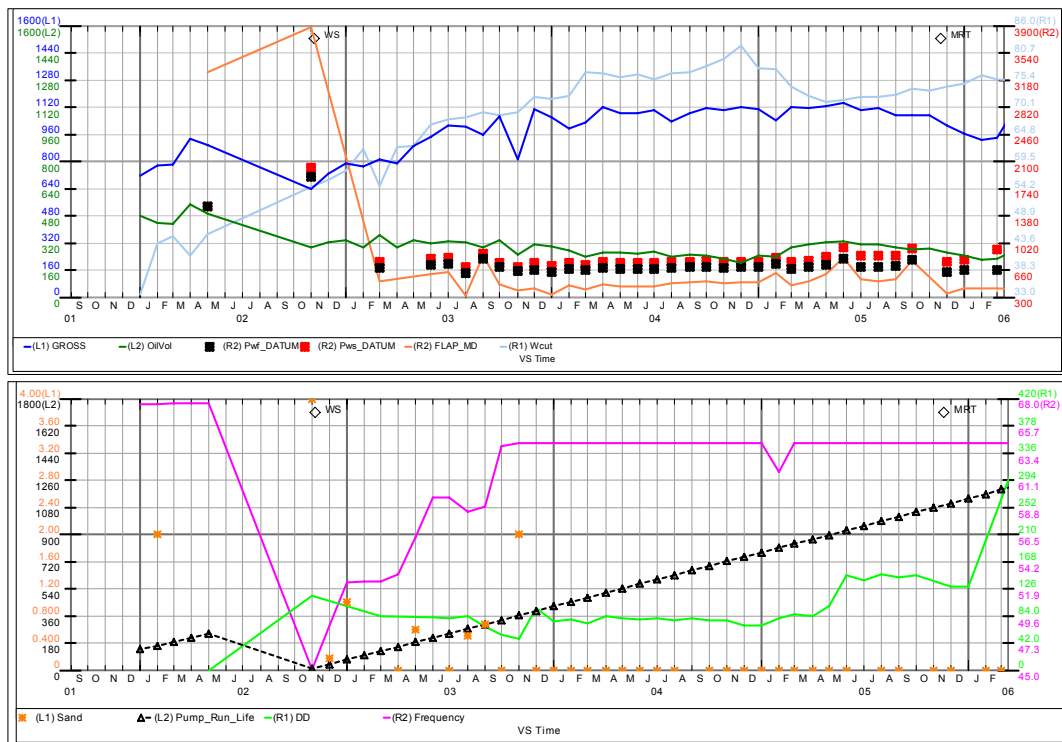


Figura 14.24. Comportamiento del pozo LY-E. Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc

14.2.6. Pozo La Yuca H (LY-H)

LY-H es un pozo desviado de desarrollo que presenta un ángulo máximo de desviación de 21.04 grados (Ver figura 14.25), al cual se le instaló control de arena desde su completamiento inicial y se planeó completarlo en el intervalo C5B(7,351'-7,360') de las arenas pertenecientes a Carbonera Superior. La razón por la cual este pozo fue completado con control de arena en el completamiento inicial, se debe a que por los datos de porosidad obtenidos del registro sónico (promedio 28%) y los valores de UCS (Unconfined Compressive Stress, 315 PSI en promedio), el pozo tendría una alta producción de arena una vez fuera completado y puesto en producción a una tasa de 1000 BFPD y un Índice de productividad de 4.8 BFPD/PSI (Lo que se traduce en un Draw Down de 210 PSI), con corte de agua de 0%, para obtener finalmente una producción de 1000 BOPD, además otras de las razones por las cuales se le instaló el control de arena, se debe a la historia de producción de arena de esta misma unidad en el área de Cravo Norte.

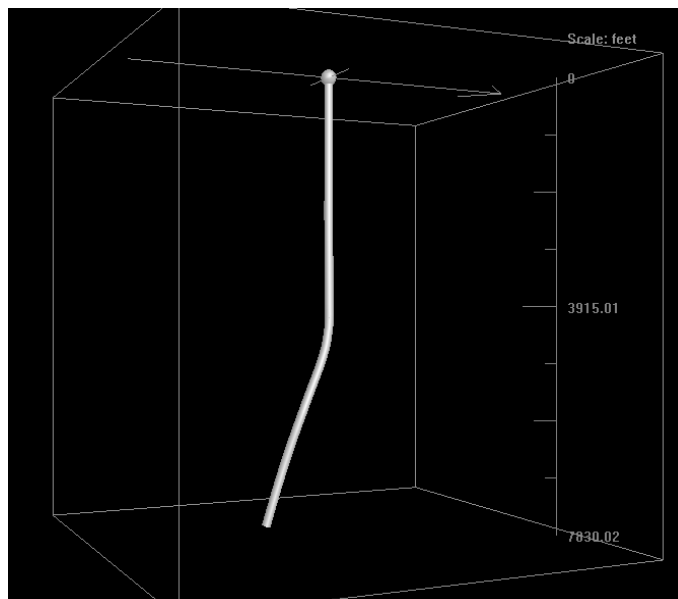


Figura 14.25. Forma del pozo LY-H. GeoGraphix Discovery–Well Base. Occidental de Colombia, Inc

El pozo fue completado el 18 de agosto de 2001 y se instaló un empaquetamiento con grava como sistema de control de arena utilizando grava 20/40, mallas All Welded Wire Wrapped Screen de 0.010 pulgadas de apertura de la ranura y se utilizó agua como fluido de transporte, permitiendo colocar 55.6 libras de grava por pie de formación. La

grava fue bombeada a una tasa entre 3 y 5 BPM y una concentración entre 0.5 Lb/gal. Posterior a la instalación del control de arena la producción de arena en superficie se mantuvo en 0 ppm al pozo no se le realizaron intervenciones por causa de arenamiento en fondo. La producción del pozo fue de 694.5 BFPD, con corte de agua de 9.83% y una producción de aceite de 624.5 BOPD, aplicándole un Draw Down de 842.9 PSI.

Al cabo de 6 meses de producción, la tasa disminuyó rápidamente, y se debió colocar el pozo en producción cíclica (By Pass), puesto que el pozo se quedaba rápidamente sin nivel. La producción promedio del pozo, operando cíclicamente, fue de unos 100 BFPD. El corte de agua, inicialmente fue del 100%, pero este decreció muy rápidamente, hasta alcanzar valores de 0, y así se mantuvo hasta Noviembre de 2002, fecha en que se paro el pozo, debido a que se presento una falla en el equipo electrosumergible.

Debido al bajo índice de productividad, así como el pobre soporte de presión que hace bajo el caudal del pozo y que se pierda rápidamente el nivel de fluido; se planeó instalar un equipo de Bomba de Cavidades Progresivas (PCP), con el propósito de reemplazar el sistema de Levantamiento Artificial de Bomba Electrosumergible (ESP) y evaluar el sistema (PCP) en pozos de bajo potencial; mejorando la recuperación de reservas y evitando la producción cíclica. En Mayo 07 del mismo año se instaló la primera bomba PCP y se dejó el pozo en producción. En Junio 8 de 2003 se movilizó y armo el equipo de workover para retirar el equipo PCP debido a falla mecánica. En el proceso se dejó un estator de PCP como pescado dentro del pozo. Se programó reingreso del equipo y el día 24 del mismo mes se procedió a retirar el pescado con éxito. Debido al bajo soporte de presión que presentó la arena de Carbonera Superior aún con la instalación del ESPCP, se llegó a la conclusión de que la producción no podía ser manejada por equipos ESP o ESPCP. Teniendo en cuenta lo anterior, se decidió instalar un equipo de bombeo mecánico con varillas (VSH2), que es bastante flexible para manejar bajas tasas (0-200 BFPD) y no esta limitado por condiciones de refrigeración para el equipo de fondo (ESP) o desgaste por gran cantidad de partes móviles (ESP/PCP).

En la figura 14.26, se muestra en comportamiento de la producción del pozo después de la instalación del sistema de control de arena.

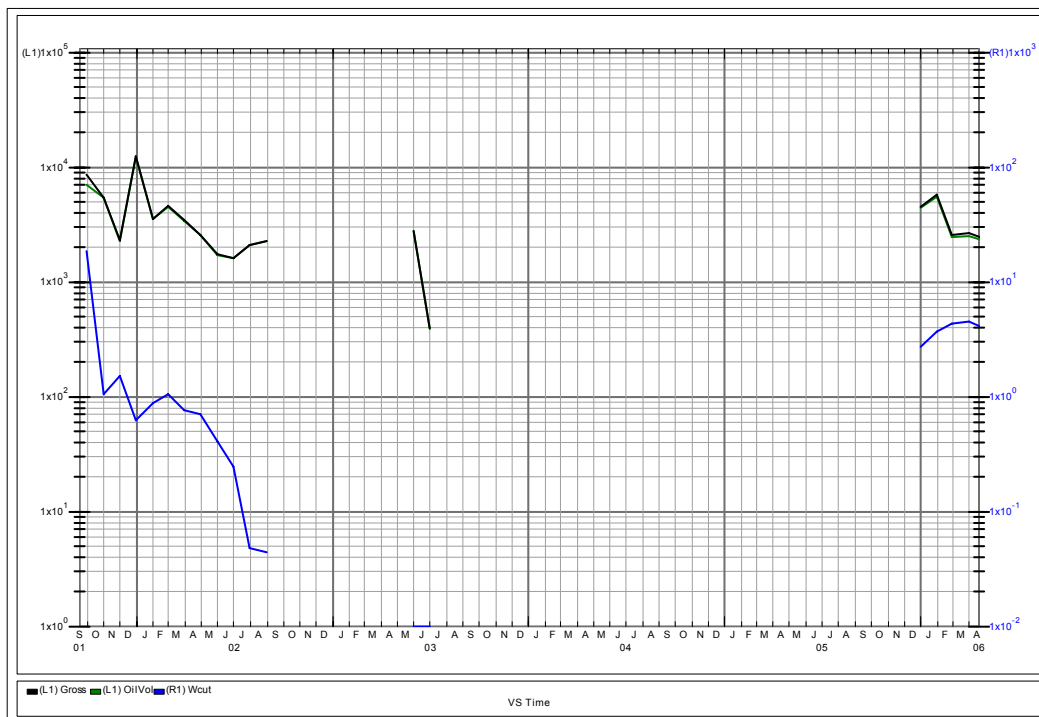


Figura 14.26. Comportamiento de la producción del pozo LY-H. Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc

14.2.7. Pozo La Yuca C (LY-C)

LY-C se perforó direccionalmente a una profundidad total de 7,860 pies y alcanzando un ángulo máximo de 18.1 grados, desde el 25 de Octubre al 7 de Noviembre de 1997. Se completó el 13 de noviembre de 1997 abriendo con Cañones de 4 ½" TCP, Cargas 34B HJII RDX a 12 tiros por pie los intervalos de carbonera inferior M1A(7,202'-7,210'), M1B(7,222'-7,230', 7,235'-7,240') y M1C(7,247'-7,252', 7,257'-7,262'). En Septiembre 15 de 1999, se aislaron los intervalos M1A(7,202'-7,210'), M1B(7,222'-7,230', 7,235'-7,240') y M1C(7,247'-7,252', 7,257'-7,262') por alta producción de arena. Estos intervalos se aislaron mediante un tapón puente y se abrió a producción los intervalos C5A(7,072'-7,080', 7,082'-7,085'). Desde el inicio de la producción del C5, el pozo ha producido a una tasa promedio de 750 BFPD, con una producción de arena de 0-80 ppm. Durante la intervención en febrero 24 del 2001, se encontró la Bomba pegada por arena y una acumulación de arena en fondo, cubriendo el intervalo inferior del C5A. En Noviembre 8 de 2001, se aisló mediante una cementación forzada los intervalos M1A(7,202'-7,210'), M1B(7,222'-7,230', 7,235'-7,240') y M1C(7,247'-7,252', 7,257'-

7,262'). El 27 de Diciembre de 2001, y con el fin de prevenir y controlar la producción severa de arena en este pozo, se realizó un empaquetamiento con grava en los intervalos C5A(7,072'-7,080', 7,082'-7,085'). Sin embargo, como este pozo tenía potencial en las arenas de la formación K1B2, las cuales según la interpretación de los registros eléctricos mostraban una alta tendencia a producir arena, se perforó y se empaquetó con grava el intervalo del K1B2(7,484'-7,498') durante el mismo trabajo. Este intervalo quedó aislado temporalmente mediante un tapón de cemento que va en la sarta de empaquetamiento superior y así se dejó disponible a producción para un futuro, una vez el C5A se hubiera depletado. Al pozo se le instaló un sistema de control de arena igual en las unidades de las dos formaciones. Tanto en Carbonera Superior como en Cretáceo se instalaron mallas All Welded Wire Wrapped Screen y grava 20/40 y además se utilizó agua como fluido de transporte, bombeando la mezcla entre 2.1–5 BPM para C5 y 2.1 BPM para las unidades de cretáceo.

Después de este trabajo realizado en Diciembre de 2001, el pozo se retorno a producción con el equipo electro sumergible instalado, produciendo solamente por 6 días. En Enero 9 del 2002, se intentó realizar un servicio al pozo para determinar la causa de la falla del equipo electrosumergible. Se intentó sacar la sarta de producción sin éxito. Se realizaron 3 intentos de pescas durante los años 2002 y 2003, todos sin éxito alguno y debido a los costos generados durante los trabajos de pesca, se tomó la decisión de abandonar el pozo.

14.2.8. Pozo Caño Limón B (CL-B)

CL-B es un pozo desviado de desarrollo el cual se perforó verticalmente a una profundidad total de 8,420 pies del 24 de Julio al 03 de Agosto de 2000. Se completó en Junio 22 del 2000 abriendo con Cañones de 4 ½" TCP, Cargas 34B HJII RDX a 12 tiros por pie, los intervalos de la formación Carbonera Superior C4C(7,645'-7,653'). El pozo tenía una tasa promedio de 1495 BFPD con corte de agua de 5.53% y una producción de arena en superficie que variaba entre 0-10 ppm. El pozo se arenó el 23 de Diciembre de 2001, con 187 días de operación, encontrando el tope de arena a 7,633', es decir se taponó completamente el intervalo productor. Se le instaló un control de arena el día 23 de Diciembre de 20001, mediante un empaquetamiento convencional

con grava 20/40, mallas All Welded Wire Wrapped Screen de 0.010 pulgadas de apertura de la ranura y se utilizó agua como fluido de transporte. Debido al potencial de los intervalos C5B(7,772'-7,775' y 7,781'-7,784'), se recomendó por razones operativas y por reducción de costos futuros, cañonear y empaquetar con grava estos intervalos durante el mismo trabajo. Estos intervalos quedarían aislados temporalmente mediante un tapón ciego sentado en la sarta de empaquetamiento superior y así se dejarían disponibles a producción para un futuro, una vez el C4C abierto se haya depletado. Las razones por las cuales se decidió completar el nuevo intervalo con control de arena se debe a los altos valores de porosidad interpretada a partir del registro sónico (28% en promedio) y además la historia de producción de arena de las unidades pertenecientes a Carbonera Superior en el área de Cravo Norte. Se bombeó la mezcla de grava con agua a una tasa que varió entre 2-5 BPM para ambas unidades y se lograron colocar 39.3 Lb de grava por pie de formación para la unidad C5B y 48.4 Lb de grava por pie de formación para la unidad C4C. Las mallas instaladas presentan un diámetro externo de 4" y el revestimiento es de 7" de diámetro externo de 29 lb/ft y presenta un diámetro interno de 6.184" por lo tanto el espesor del empaquetamiento es 2.184 pulgadas, cumpliendo con los requerimientos mínimos de espaciamiento del empaquetamiento. Posterior a la instalación del control de arena la producción de arena en superficie se mantuvo entre 0 ppm y 5 ppm y al pozo no se le realizaron más intervenciones a causa de arenamientos en fondo o por fallas en el equipo de levantamiento artificial por causa de la misma razón. La producción del pozo pasó de 1495 BFPD a 1799 BFPD lo que significa un incremento de 20.3 % y la tasa de aceite pasó de 1412 BOPD a 1520 BOPD lo que significa un aumento de 7.6%. Esto se puede explicar debido a que con la instalación del control de arena el Draw Down se pudo incrementar de 94 PSI a 102 PSI. El comportamiento de la producción del pozo después del trabajo se puede observar en la figura 26.27. Un aspecto importante a resaltar, es que los intervalos inferiores del C5B, aún no se han puesto en producción y serían una buena opción potencial de completamiento para este pozo una vez unidad C4C se deplete completamente.

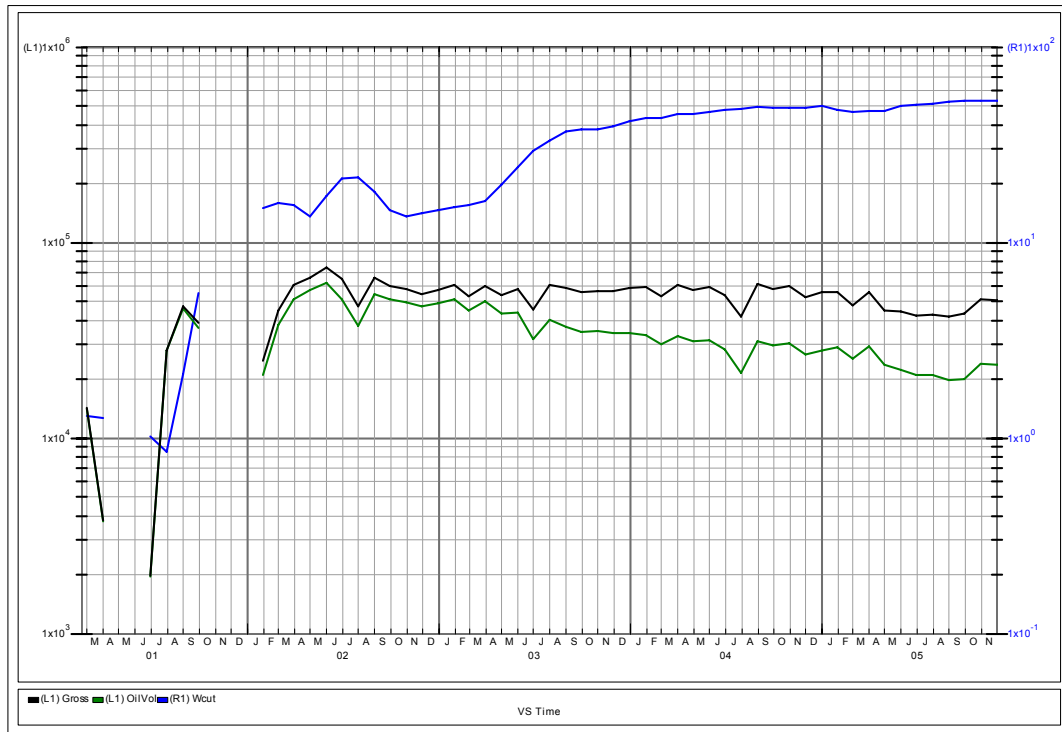


Figura 14.27. Comportamiento de la producción del pozo CL-B. Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc

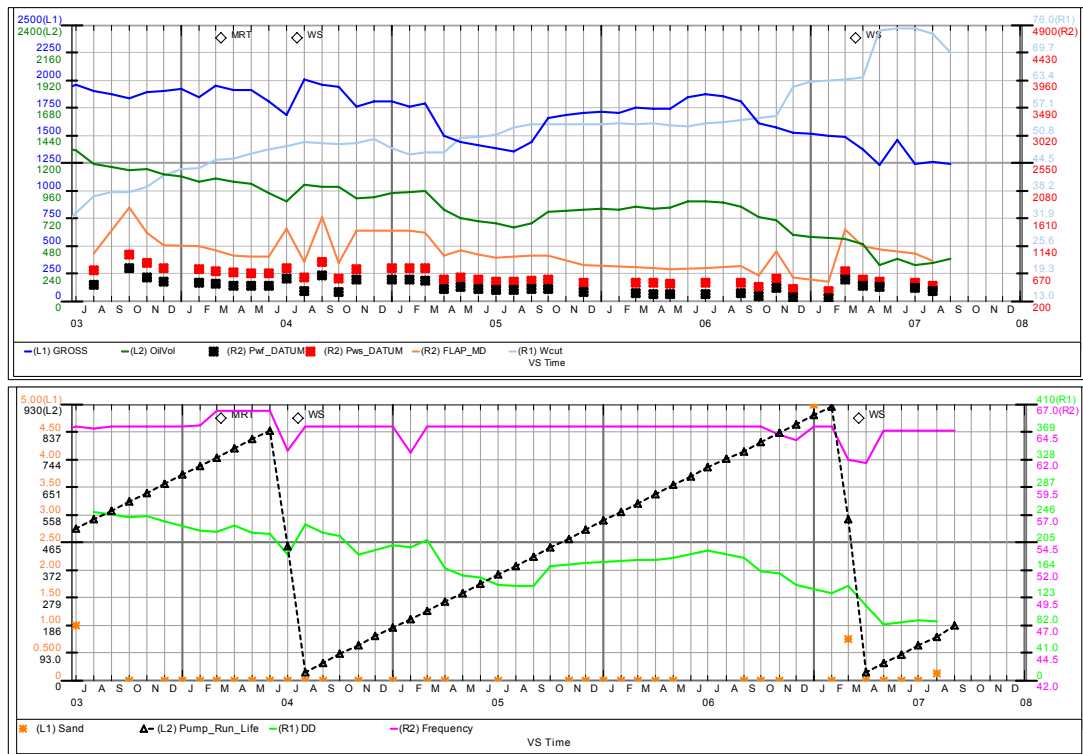


Figura 14.28. Comportamiento del pozo CL-B. Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc

14.2.9. Pozo La Yuca F (LY-F)

LY-F es un pozo direccional de desarrollo completado con revestimiento de 9 5/8", el cual presenta un ángulo máximo de desviación de 23.7 grados y el aporte de fluidos del pozo proviene de las arenas K2A1 de la formación Cretáceo. El 30 de Julio de 2001 se instaló un sistema de control de arena con mallas expandibles de 150 micrones pero este pozo era de alto potencial con tasas que superaron los 4,000 BFPD y los intervalos estaban cañoneados con cargas de penetración normal, las cuales presentan poca apertura al flujo, lo que se traduce en una alta velocidad de flujo (2.86 ft/s) y la inminente erosión de las mallas. El 11 de marzo de 2002 se realizó un trabajo de workover el cual consistía en el sistema de mallas expandibles instalado el 01 de agosto de 2001 e instalar un sistema de control de arena con la técnica de empaquetamiento con grava. Las mallas fueron pescadas sin problemas y efectivamente se pudo comprobar que el arenamiento del pozo se debió a la severa erosión presentada en las mallas a causa de las altas velocidades de flujo que presentó el pozo después de la instalación de la misma. Se instalaron mallas All Welded Wire Wrapped Screen de 0.010 pulgadas en el diámetro de las ranuras, grava 20/40 como medio filtrante y además se utilizó agua como fluido de transporte, bombeando la mezcla a una tasa de 5 BPM, logrando con esto ubicar aproximadamente 299.2 Lb de grava por pie de formación. Posterior al trabajo la producción de arena en superficie pasó de 120 ppm a 50 ppm durante los dos primeros meses y disminuyendo paulatinamente hasta alcanzar valores entre 0 y 10 ppm. A pesar de que la producción de fluido se incrementó un 3.6% debido a que el Draw Down se pudo pasar de 170 PSI a 220 PSI, la tasa de aceite disminuyó un 35% debido a que el corte de agua después del trabajo se incrementó desde 75.9% a 84.5%. El comportamiento del pozo después de la instalación del control de arena se puede observar en la figura 14.29.

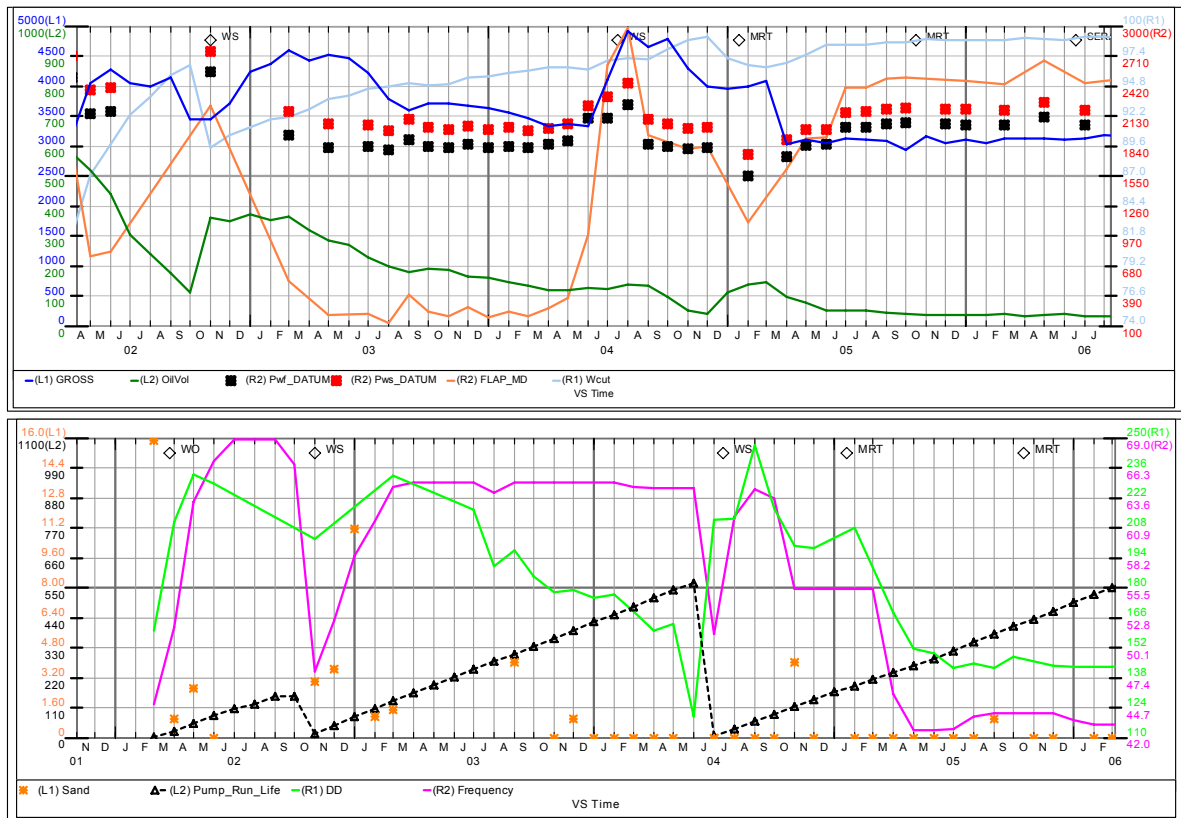


Figura 14.29. Comportamiento del pozo LY-F. Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc

14.3. POZOS CON EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA A ALTAS TASAS (HRWP)

Hasta el momento, se han instalado 16 sistemas de control de arena utilizando empaquetamiento con grava a altas tasas. Estos trabajos se implementaron durante las fases II y IIA y III, es decir entre Diciembre 04 2003 hasta Enero 01 de 2007. Para la realización de estos trabajos, se contaba con información generada a partir de los estudios de granulometría y además con los resultados del estudio geomecánico.

El número de intervenciones realizadas a estos pozos se listan en la tabla 14.11, las variables de yacimiento en la tabla 14.12, las variables operativas se listan en la tabla 14.13, en la tabla 14.14 las velocidades de flujo y en la tabla 14.15 se muestran los parámetros de diseño de los sistemas de levantamiento artificial.

Tabla 14.11. Intervenciones realizadas a los pozos con Empaquetamiento con grava a Altas Tasas

POZO	ARENA	INSTALACION	Antes del Trabajo				Despues del Trabajo					
			Fecha Pulling	Run life	Prop/GR	Motivo	Razon de Pulling	Fecha Pulling	Run life	Prop/GR	Motivo	Razon de Pulling
LY-N	M2A	20-Oct-2004	20-Oct-04	393	AR	CONTROL DE ARENA	OTROS	14-Oct-05	325	STD	CONDICIONES DE POZO	DHEF
	K1A2	13-Dec-2004	12-Dec-04	127	AR	CONTROL DE ARENA	OTROS	13-Aug-06	268	STD	CABLE	DHEF
	M3C		27-Feb-02	405	ARM	POZO ARENADO						
MN-B	M3C		11-Jan-04	93	AR	POZO ARENADO						
	M4A	19-Dec-2004	03-Oct-04	168	AR	MOTOR SOBRECALENTADO Y ATERRIZADO	DHEF					
	M4A		25-Nov-04	27	AR	POZO ARENADO						
	M4A		20-Dec-04	3	ARZ	POZO ARENADO						
LY-L	M3AS	4-Dec-2003	18-Aug-03	394	AR	CONDICIONES DE POZO	BAJO PI	24-Jun-05	179	STD	CONDICIONES DE POZO	BAJO PI
	M3B		10-Dec-03	97	AR	ALTO CORTE DE AGUA	WORKOVER	23-Nov-05	490	STD	MOTOR SOBRECALENTADO Y ATERRIZADO	DHEF
	K1A2		08-Oct-03	637	AR	EROSIONADO	DHEF	01-Jul-04	160	STD	FALLA MECANICA DE SELLO	DHMF
CY-E	K1A2	14-Dec-2003	14-Dec-03	64	AR	POZO ARENADO	OTROS	17-Dec-04	148	STD	FALLA MECANICA DE SELLO	DHMF
	K1B1		16-May-98	179	AR	INVASION POR FLUIDOS DEL POZO	DHMF	12-Nov-05	309	STD	MOTOR SOBRECALENTADO Y ATERRIZADO	DHEF
CY-C	K1A2	24-Dec-2003	13-Nov-98	146	AR	FALLA ESTATOR	DHMF	09-Mar-05	395	STD	MOTOR SOBRECALENTADO Y ATERRIZADO	DHEF
	K1B1		14-Jan-99	54	AR	TUBERIA DE PRODUCCION	DHMF	30-Sep-05	175	STD	FALLA BALINERA DEL ROTOR	DHEF
			08-Oct-99	261	AR	FALLA BALINERA DE ROTOR	DHMF	21-Oct-06	360	STD	MOTOR ATERRIZADO	DHEF
			07-Apr-02	621	AR	EROSIONADO	DHMF					
			14-Dec-02	209	AR	OPERACION ERRONEA	DHMF					
			12-Apr-03	106	AR	FALLA BALINERA DEL ROTOR	DHMF					
LY-K	M2A	14-Jan-2004	25-Dec-03	215	AR	NO FALLA	OTROS					
	M2A		06-Jan-03	188	AR	OPERACION ERRONEA	OTROS					
	K1A2	8-Jan-2004	14-Jan-04	351	AR	CONTROL DE ARENA	OTROS	06-Jan-05	337	STD	MOTOR ATERRIZADO	DHEF
MN-OX	M3B	12-Apr-2004	08-Jan-04	65	AR	SNAP RING	OTROS					
	M3B		17-Sep-03	42	ARZ	POZO ARENADO	OTROS					
MNA-A4	M3B/M3C		30-Dec-01	671	AR	BAJA EFICIENCIA	REDESIGN	03-Nov-04	142	STD	FALLA MECANICA DE SELLO	BAJA PRODUCCION ROTOR
	M4A-M4B	15-May-2004	19-May-04	806	AR	ARENAMIENTO	WORKOVER	30-Nov-05	318	STD	BALINERA # 5	FRICCION ESTATOR
LY-D	C5B	5-Jun-2004	10-Mar-02	674	STD	FALLA ELECTRICA DEL CABLE	DHEF	23-Oct-06	301	STD	EJE DE INTAKE	DHEF
	M1A1	31-Aug-2004	29-Oct-03	667	ARM	PROBLEMA ENSAMBLAJE DE ETAPAS ARM	DHMF					
	K1C1	10-Aug-2004	05-Jun-04	216	ARM	CONTROL DE ARENA	OTROS					
	K1C2		28-Jul-04	835	AR	POZO ARENADO	WORKOVER					
			01-Sep-04	1	AR	ARENAMIENTO	WORKOVER					
LY-Q	M3C	27-Oct-2004	11-Aug-04	293	AR	ARENAMIENTO	WORKOVER	01-Jan-07	770	AR	DANO MATERIAL VITON	DHEF
	C5B	12-Oct-2006	24-Feb-04	12	AR	POZO ARENADO	OTROS	12-Oct-06	676	STD	SOBRETENSION EN BANDING	DHEF
			27-Oct-04	234	AR	ALTO CORTE DE AGUA	WORKOVER					
			27-Aug-04	267	AR	NO FALLA	REDESIGNO					
			25-Nov-05	439	AR	DANO EN EL EMPALME DEL CABLE PLANO						
			25-Jan-06	57	AR	BAJA EFICIENCIA	ARENADO					
			02-Mar-06	22	AR	CONDICIONES DE POZO	ARENADO					
			31-May-06	70	AR	POZO ARENADO	ARENADO					
			13-Oct-06	1	AR	POZO ARENADO	ARENADO					
			22-Jul-91	552	STD	BAJA EFICIENCIA	ARENADO					
LY-A	M1B	22-Jan-2007	07-Jul-93	625	STD	ELECTRICAL FLAT CABLE DAMAGE	DHEF					
			09-Aug-94	298	STD	PENETRADOR DEL HANGER	DHEF					
			07-Nov-95	414	STD	FALLA CONECTOR DEL MOTOR Y - TERMINAL	DHEF					
			28-Oct-96	315	STD	EQUIPO DE SUPERFICIE	DHEF					
			26-Feb-97	115	AR	EROSIONADO	DHMF					
			22-Mar-02	1373	AR	PROBLEMA ENSAMBLAJE DE ETAPAS ARM	DHMF					
			01-Dec-02	170	ARM	NO FALLA	DHEF					
		15-Mar-05	740	AR	MOTOR ATERRIZADO	DHEF						
		28-Aug-06	279	ARM	BAJA EFICIENCIA	OTROS						
		15-Oct-06	1	AR	ARENADO	OTROS						
		23-Jan-07	2	AR	ARENADO	OTROS						

El color rojo indica las fallas de los equipos de fondo por causa de la arena

Tabla 14.12. Parámetros de Yacimiento de los pozos con Empaquetamiento con grava a Altas Tasas

POZO	MOTIVO	ARENA	GRAVA	INSTALACION	ANTES												DESPUES												ACTUAL (JAN 2007)						FASE
					Sand ppm		BOPD		BFPD		WC		BPI		PI		DD		Sand		BOPD		BFPD		WC		BPI		PI		DD				
					Min	Max																													
LY-N	Potencial	M2A	Econoprop 20/40	20-Oct-2004	0	5	247.5	2101.0	92.1	7.3	28.4	73.9	0	2	486.0	5241.5	90.7	0.6	2.4	2226.6	0	2	68.4	1624.0	95.8	0.6	2.5	648.6	3						
LY-S	Potencial	K1A2	Econoprop 20/40	13-Dec-2004	10	80	527.0	1104.0	52.3	8.2	15.7	70.1	0	0	376.0	953.5	60.6	0.2	0.4	2168.6	0	0	280.0	988.0	71.7	0.2	0.5	1845.8	3						
MN-B	Avenamiento	M3C M4A M3AS	Econoprop 20/40	19-Dec-2004	0	150	897.5	2623.5	65.2	2.1	5.0	529.7	0	0	1385.0	3501.0	61.0	2.1	4.6	759.7	0	6	523.0	4107.0	67.3	2.1	7.4	553.9	3						
LY-L	Potencial	M3B	Capolle 16/20	4-Dec-2003	0	5	983.0	6215.0	84.2	5.4	18.1	348.9	0	0	1072.0	6832.0	84.3	2.2	7.4	921.0	0	3	220.0	3746.0	94.1	2.2	8.9	421.1	2						
CY-E	Avenamiento	K1A2	Capolle 20/40	14-Dec-2003	0	15	701.5	9486.0	91.8	9.9	38.2	222.1	0	0	635.0	9424.0	93.3	5.1	20.3	464.2	0	3	321.0	5889.0	94.5	4.0	16.1	364.7	2						
CY-C	Potencial	K1B1 K1A2 K1B1	Capolle 20/40	24-Dec-2003	0	120	253.0	5894.0	95.8	10.0	41.7	141.4	0	0	786.0	8951.5	91.5	4.5	17.3	516.7	0	0	387.0	10760.0	96.4	4.2	17.7	607.1	2						
LY-K	Potencial	M2A	Capolle 20/40	14-Jan-2004	5	12	171.0	3112.5	94.5	12.0	49.0	63.5	0	0	546.0	6727.5	91.9	2.5	9.7	693.8	0	2	111.0	4045.0	97.3	2.5	10.7	377.1	2						
LY-P	Potencial	K1A2	Capolle 20/40	8-Jan-2004	10	247.0	242.0	1432.0	83.1	4.3	14.2	101.0	0	0	575.5	1820.5	68.4	2.1	5.4	339.1	0	0	153.0	2290.0	93.2	1.8	7.1	321.7	2						
MN-0X	Avenamiento	M3B	Econoprop 20/40	12-Apr-2004	0	120	246.5	1171.5	79.2	12.0	36.8	31.8	0	0	289.0	2156.0	86.1	4.6	16.0	134.4	0	2	40.5	2017.0	98.0	4.6	20.0	100.9	2A						
MN-A4	Avenamiento	M3B-M3C M4A-M4B	Econoprop 20/40	15-May-2004	4	8	357.0	3565.0	90.0	5.1	19.2	186.2	0	0	366.0	3630.0	89.9	0.6	2.2	1674.6	0	5	92.7	2530.0	96.3	0.6	2.4	1056.6	2A						
LY-D	Potencial	C5B	Econoprop 20/40	5-Jun-2004	2	5	576.5	2728.5	78.9	22.9	89.9	39.0	0	0	710.0	3877.0	81.8	3.4	10.9	354.5	0	1	509.0	4429.0	88.5	3.4	12.4	357.4	3						
QL-C	Avenamiento	M1A1 K1C1	Econoprop 20/40	31-Aug-2004	0	60	391.0	5723.0	93.2	31.2	124.0	46.2	0	0	404.5	6343.0	93.5	10.0	40.0	158.6	0	0	147.0	8035.0	98.2	10.0	43.6	184.2	3						
LY-R	Avenamiento	K1C2	Capolle 20/20	10-Aug-2004	1	120	1286.5	6052.0	78.6	17.7	53.7	112.8	7	45	514.0	3167.5	83.7	24.0	80.1	39.6	0	600	147.0	9895.0	98.5	24.0	105.3	93.9	3						
QL-E	Avenamiento	M3C	Econoprop 20/40	27-Oct-2004	6	70	576.0	7621.0	92.4	20.0	78.4	97.2	0	2	1288.5	9657.5	96.5	3.9	13.7	718.9	0	2	309.0	12542.0	97.5	3.9	16.8	746.7	3						
LY-Q	Avenamiento	C5B	Capolle 20/40	12-Oct-2006	0	100	594.5	963.5	38.4	3.1	4.8	200.3	0	0	652.0	1033.0	36.9	1.2	1.8	566.5	0	3	598.0	1008.0	40.6	1.2	1.9	524.4	3						
LY-A	Avenamiento	M1B	Capolle 20/40	22-Jan-2007	150	10000	104.0	1400.0	91.6	1.9	7.5	186.9	0	0	235.5	1223.5	79.2	1.2	3.6	338.7	0	5	235.5	1223.5	78.2	1.2	3.6	338.4	3						

El color Azul indica que el Índice de productividad fue estimado a partir de pozos cercanos
El color Rojo indica que la producción proviene de una unidad de arena diferente a la inicial

Tabla 14.13. Variables operativas de los pozos con Empaquetamiento con grava a Altas Tasas

Pozo	Unidad	Casing	Intervalo	Pies	Wellbore	Screen	Hardware	Fluido	BPM	Concent	Lb	Libras	Lb en	Lb Rev	Lb / pie	P Sand	Cañon	Tipo de Carga	SPF	Condiciones de	DD	Compañia	Limpieza de Arena			
		Topo	Fondo	Int. Top	Tip	Max Angle	Type	Utilizado		(Lb/Gal)	Tonelas	Anular	Perf	de perf	Out (F/s)				Balanceo	(F/s)		Desde	Hasta	Tot		
LV-N	M2A	9.56"	7.698	7.706	8	8	Vert	Excluder 2000	31.81	1.0	4.567	1.703	1.762	1.682	222.75	3000	T-TCP	Powerflow 7018 RDX	12	Balanceado	-	Baker	-	-		
	M2B	9.56"	7.622	7.620	18	18	Vert	Excluder 2000	31.80	1.0	4.600	1.000	1.500	2.100	83.33	5980	T-TCP	Powerflow 7018 RDX	12	Balanceado	-	Baker	7.597	7.690	93	
	M2C	9.56"	7.673	7.688	15	29	Desv	Wire Wrapped	20.09	1.0	5.158	2.000	1.224	1.934	35	3200	T-TCP	Powerflow 7018 RDX	12	Balanceado	-	Schlumberger	6.865	6.899	432	
	M2A	9.56"	7.711	7.725	14		Vert	Wire Wrapped	30.12	1.0	4.287	1.823	6.670	4.287	606.36	5500	T-TCP	64C Ultra Pack RDX	12	Balanceado	-	Schlumberger	7.539	7.639	300	
LV-L	M3A	9.56"	7.510	7.513	3	11	Vert	Wire Wrapped	30.00	0.5-2.0	12.780	1.823	6.670	4.287	606.36	5500	T-TCP	64C Ultra Pack RDX	12	Balanceado	-	Schlumberger	7.300	7.600	300	
	M3B	9.56"	7.554	7.570	6	16	Desv	Wire Wrapped	30.00	0.5	9.100	3.246	2.131	3.551	17	5650	T-TCP	64C Ultra Pack RDX	12	Balanceado	-	Schlumberger	7.697	7.632	69	
CV-C	K1B1	9.56"	7.590	7.600	10	16	Desv	Wire Wrapped	29.95	1.0	11.250	3.225	2.573	2.830	257.30	5100	T-TCP	64C Ultra Pack RDX	12	Balanceado	-	Schlumberger	7.662	7.686	73	
	K1B2	9.56"	7.594	7.600	16	16	Desv	Wire Wrapped	30.00	1.0	11.250	3.225	2.830	910	217.69	5100	T-TCP	64C Ultra Pack RDX	12	Balanceado	-	Schlumberger	7.713	7.786	73	
LV-K	M2A	9.56"	7.533	7.539	6	16	Vert	Excluder 2000	31.90	0.6	8.930	1.650	4.284	-	1316.07	3200	T-TCP	64C Ultra Pack RDX	12	Balanceado	-	Baker	-	-		
	M2B	9.56"	7.533	7.539	12	12	Vert	Excluder 2000	31.90	2.0	14.810	2.100	10.650	304.17	5194	6100	T-TCP	64C Ultra Pack RDX	12	Balanceado	-	Schlumberger	7.523	7.709	186	
NM-OX	M3B	7"	7.864	7.876	12	12	Desv	Wire Wrapped	30.10	1.0	4.257	620	1.163	2.474	96.92	6100	10"	Powerflow 4821 RDX	12	Balanceado	-	Schlumberger	5.486	7.959	2.473	
	M3B		7.379	7.384	5																					
	M3B		7.388	7.393	4																					
	M3C		7.404	7.408	2																					
NM-A4	M3C	9.56"	7.413	7.415	2																					
	M3C	9.56"	7.413	7.422	3			Wire Wrapped																		
	M3A		7.446	7.452	6																					
	M3A		7.456	7.460	4																					
LV-D	M3B	9.56"	7.466	7.469	2	15			60.62																	
	M3B		7.490	7.493	3																					
CL-C	M3B	9.56"	7.380	7.390	10	10	Vert	Excluder 2000	15.82	1.0	9.000	900	7.244	1.256	724.40	5600	T	Powerflow 7018 RDX	18	Balpbalance	100	Baker	-	-		
	M3A1	9.56"	8.108	8.118	10	10	Desv	Excluder 2000	32.00	1.0	5.937	966	2.929	2.442	292.90	2500	T	Powerflow 7018 RDX	18	Balpbalance	100	Baker	8.113	8.427	314	
LV-R	K1C1	9.56"	7.630	7.636	6																					
	K1C2	9.56"	7.666	7.672	6			Excluder 2000	34.50	2	6200	-	-	-	-	-		64C Ultra Pack RDX	12	Balanceado	-	Baker	7.811	7.839	27	
CL-E	M3C	9.56"	7.695	7.703	8	8	Desv	Excluder 2000	15.84	1.0	22.300	628	16.530	5.142	2066.25	3000	T	Powerflow 7018 RDX	12	Balanceado	-	Baker	7.690	7.786	98	
	M3B	7"	7.782	7.792	10	15	Desv	Wire Wrapped	60.00	2.0	9.600	1.724	1.476	6.400	98.39	5390	4 1/2"	HCS-3375-01	12	Balanceado	-	Schlumberger	7.790	7.894	78	
LV-A	M3B	9.56"	7.822	7.827	5	7	Vert	Wire Wrapped	20.00	2.0	6.400	3.778	2.122	500	303.14	3000	T	HCS-3375-01	18	Balanceado	-	Schlumberger	7.878	7.882	122	
	M3B	9.56"	7.214	7.221	7	7	Vert	Wire Wrapped	20.00	2.0	6.400	3.778	2.122	500	303.14	3000	T	HCS-3375-01	18	Balanceado	-	Schlumberger	7.148	7.271	122	

Las cargas referenciadas son con las que se reconfiguraron los intervalos abiertos a producción.

Tabla 14.14. Velocidades de flujo en los pozos con Empaquetamiento con grava a Altas Tasas

Pozo	Tipo de Carga	Cañon	SPF	Penetración (in)	Diametro (in)	Area (ft^2)	perforados	Caudal (BFPD)	Caudal (ft^3/s)	Vel (ft/s)	Prop Cargas
LY-N	Powerflow 7018 RDX	7" TCP	12	7.4	1.15	0.692	8	5241.5	0.341	0.492	Big Hole
LY-S	Powerflow 7018 RDX	7" TCP	12	7.4	1.15	1.558	18	953.5	0.062	0.040	Big Hole
MN-B	Powerflow 7018 RDX	7" TCP	12	7.4	1.15	2.510	29	3501	0.228	0.091	Big Hole
LY-L	64C Ultra Pack RDX	7" TCP	12	9.3	1.07	0.824	11	6832	0.444	0.539	Big Hole
CY-E	64C Ultra Pack RDX	7" TCP	12	9.3	1.07	1.199	16	9424	0.612	0.511	Big Hole
CY-C	64C Ultra Pack RDX	7" TCP	12	9.3	1.07	2.173	29	8951.5	0.582	0.268	Big Hole
LY-K	64C Ultra Pack RDX	7" TCP	12	9.3	1.07	0.450	6	6727.5	0.437	0.972	Big Hole
LY-P	64C Ultra Pack RDX	7" TCP	12	9.3	1.07	0.899	12	1820.5	0.118	0.132	Big Hole
MN-OX	Powerflow 4621 RDX	4 5/8" TCP	12	5.9	0.83	0.541	12	2156	0.140	0.259	Big Hole
MN-A4	Powerflow 7018 RDX	7" TCP	18	7.4	1.15	2.077	16	3630	0.236	0.114	Big Hole
LY-D	Powerflow 7018 RDX	7" TCP	18	7.4	1.15	1.298	10	3877	0.252	0.194	Big Hole
CL-C	Powerflow 7018 RDX	7" TCP	18	7.4	1.15	1.298	10	6343	0.412	0.317	Big Hole
LY-R	64C Ultra Pack RDX	7" TCP	12	5.9	0.83	0.541	12	3167.5	0.206	0.380	Big Hole
CL-E	Powerflow 7018 RDX	7" TCP	12	7.4	1.15	0.692	8	9837.5	0.639	0.923	Big Hole
LY-Q	HCS-3375-301	4 1/2" TCP	12	7.04	0.71	0.495	15	1033	0.067	0.136	Big Hole
LY-A	HCS-3375-301	7" TCP	18	7.04	0.71	0.346	7	1223.5	0.080	0.230	Big Hole

Tabla 14.15. Parámetros de Diseño y cargas en motor y bomba en los pozos con Empaquetamiento con grava a Altas Tasas

POZO	FECHA DE INSTALACION	RATA DE FLUJO			INDICE DE PRODUCTIVIDAD				BOMBA Prom Hertz	MOTOR Prom % Carga Motor
		Despues-Antes	Tasa Diseño	Despues-Diseño	Antes	Despues	IP Diseño	IP Diseño 15 Meses		
LY-N	20-Oct-04	3,141	8,000	-2,759	28.4	2.4	28.0	30.0	59.1	84.58
LY-S	13-Dec-04	-151	2,630	-1,677	15.7	0.4	2.9	4.9	50.3	74.39
MN-B	19-Dec-04	0	4,420	-4,420	5.0	4.6	6.3	8.9	55.1	86.47
LY-L	4-Dec-03	0	11,000	-11,000	18.1	7.4	33.0	34.0	64.2	94.49
CY-E	14-Dec-03	0	14,350	-14,350	38.2	20.3	37.5	40.7	57.9	88.93
CY-C	24-Dec-03	3,058	14,900	-5,949	41.7	17.3	41.6	44.0	59.8	88.83
LY-K	14-Jan-04	3,615	8,500	-1,773	49.0	9.7	23.0	24.7	57.9	76.83
LY-P	8-Jan-04	389	4,750	-2,930	14.2	5.4	9.3	8.7	60.6	91.49
MN-OX	12-Apr-04	985	2,000	156	36.8	16.0	4.6	4.8	64.1	91.28
MN-A4	15-May-04	65	6,500	-2,870	19.2	2.2	16.9	17.2	58.6	80.22
LY-D	5-Jun-04	1,149	4,200	-323	69.9	10.9	34.0	39.0	62.7	95.13
CL-C	28-Jul-04	620	12,300	-5,957	124.0	40.0	61.0	65.2	58.8	98.66
LY-R	10-Aug-04	-2,885	9,000	-5,833	53.7	80.1	30.0	35.0	60.4	94.23
CL-E	27-Oct-04	2,217	11,590	-1,753	78.4	13.7	38.6	40.5	57.3	74.02
LY-Q	12-Oct-06	70	1,200	-167	4.8	1.8	1.9	3.1	54.9	68.85
LY-A	22-Jan-07	-177	1,200	24	7.5	3.6	4.4	4.8	64.2	94.49

El color Azul indica que el Índice de productividad fue estimado de pozos cercanos
 El color rojo indica que PI es de una unidad de arena diferente

14.3.1. Pozo La Yuca N (LY-N)

LY-N es un pozo vertical de desarrollo completado en la unidad M2A(7,698'7,706') de la formación carbonera Inferior. El 20 de Octubre de 2004 se instaló un sistema de control de arena con utilizando empaquetamiento con grava a altas tasas o HRWP. Antes de la realización de este trabajo, el pozo mantenía una producción promedio de fluidos de 2101 BFPD con un corte de agua de 92.1 y una producción de arena promedio en superficie que oscilaba entre 0 y 5 ppm. La razón por la cual se le instaló el sistema de control de arena se debe a que el día 13 de Junio de 2004, se le realizó una prueba multitasa (MRT) y se calculó que el índice de productividad era 28.4 BFPD/PSI, por lo que el pozo tendría mucho más potencial para aplicarle un Draw Down más alto y poder recuperar de manera mas acelerada las reservas de este pozo, pero sin embargo según el modelo geomecánico de subsuelo (MEM) desarrollado el pozo produciría arena una vez se le aplicara una diferencia de presión muy marcada. Se le instalaron mallas Excluder 2000 de Baker Hughes y se le bombeó cerámico Econoprop 20/40 como medio filtrante utilizando agua como fluido de transporte y bombeando la mezcla a una tasa de 10 BPM, lo que permitió colocar aproximadamente 222.75 LB de grava por pie de formación. Posterior al trabajo la producción de arena en superficie se mantuvo en un rango entre 0 y 2 ppm y la producción de fluidos se incrementó hasta alcanzar un valor promedio de 5241 BFPD con un corte de agua de 90.7%. Como es de esperar el índice de productividad se disminuyó drásticamente desde 28.4 BFPD/PSI hasta alcanzar un valor de 2.4 BFPD/PSI. A pesar de la reducción del índice de productividad del pozo, la caída de presión se pudo incrementar de 73.9 PSI a 2226.6 PSI y además la tasa de producción de aceite se incrementó hasta alcanzar valores de 486 BOPD. El aceite incremental de este trabajo se puede observar en las curvas de declinación mostradas en la figura 14.30 y el comportamiento de las principales variables del pozo se puede observar en la figura 14.31.

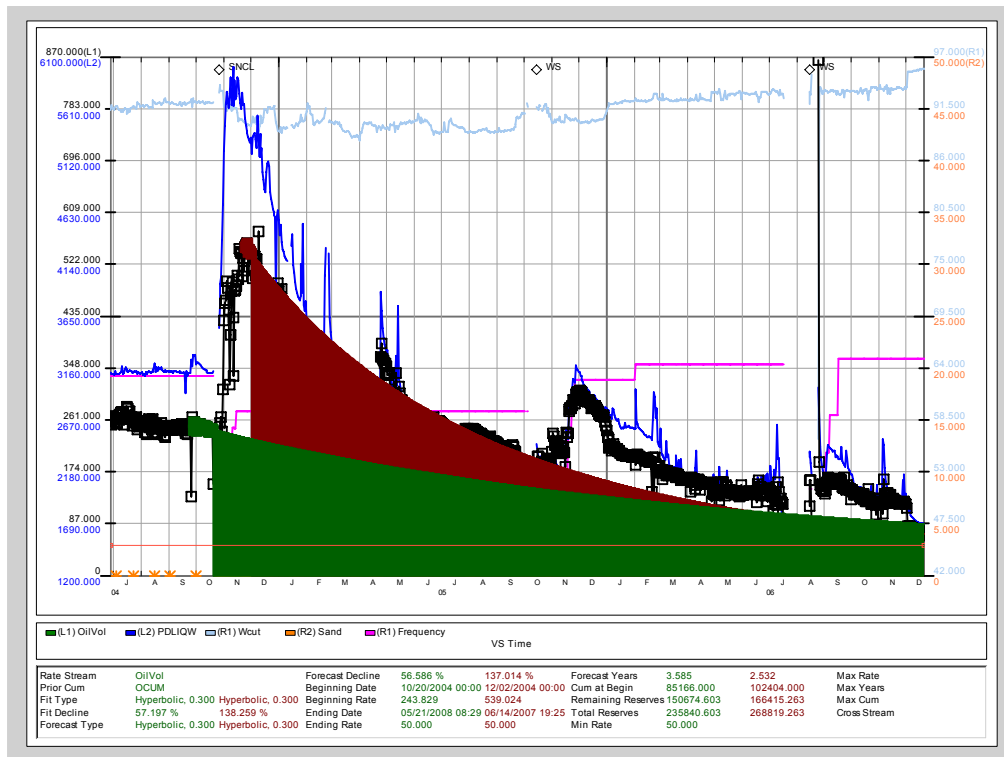


Figura 14.30. Curvas de de declinación antes y después del control de arena del pozo LY-N. Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc

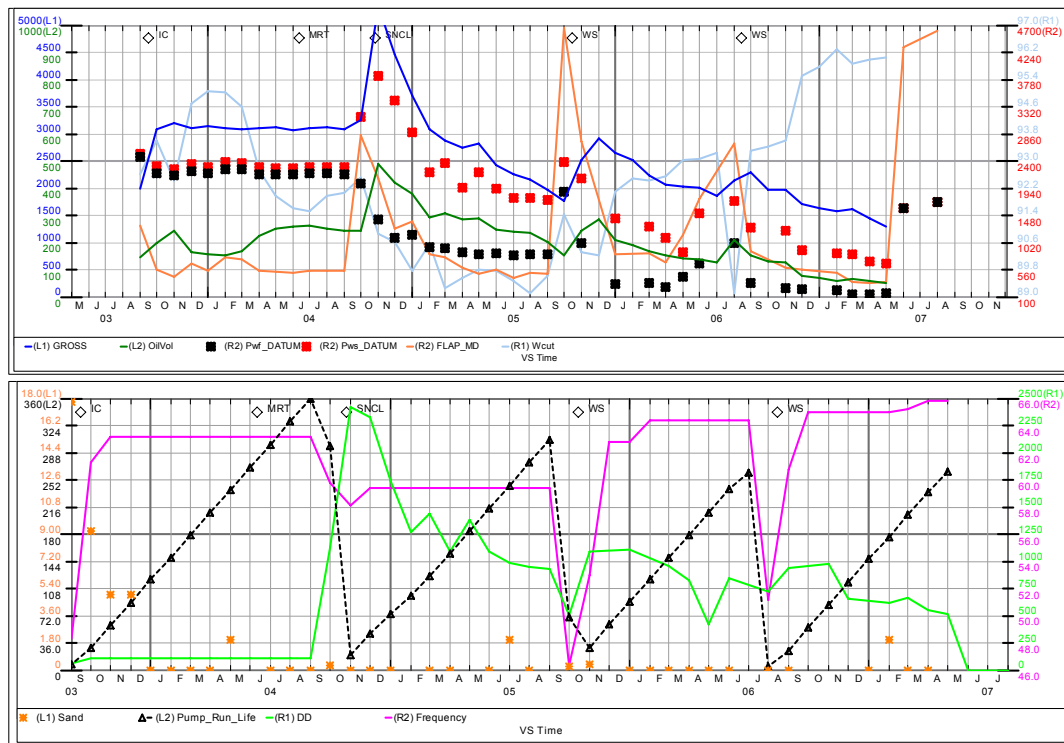


Figura 14.31. Comportamiento del pozo LY-N. Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc

14.3.2. Pozo La Yuca S (LY-S)

LY-S es un pozo vertical de desarrollo completado en la unidad K1A2(7,602'-7,620') de la formación Cretáceo. El 13 de Diciembre de 2004 se instaló un sistema de control de arena con utilizando empaquetamiento con grava a altas tasas o HRWP. Antes de la realización de este trabajo, el pozo mantenía una producción promedio de fluidos de 1104 BFPD con un corte de agua de 52.3% y una producción de arena promedio en superficie que oscilaba entre 10 y 80 ppm. La razón por la cual se le instaló el sistema de control de arena se debe a que el pozo presentaba altos valores de arena en superficie y debido a que los valores de caudal crítico antes de que el pozo se arenara en fondo, considerando que el pozo tiene instalado un revestimiento de producción de 9 5/8" es 1120 BFPD, se pensó que el arenamiento en fondo en fondo del pozo era inevitable y se debería aprovechar en el hecho de tener todas las herramientas y equipos de empaquetamiento en la locación debido a la implementación de empaquetamiento con grava en pozos cercanos y así no incurrir en costos posteriores por movilización de los mismos. Se le instalaron mallas Excluder 2000 de Baker Hughes y se le bombeó cerámico Econoprop 20/40 como medio filtrante utilizando agua como fluido de transporte y bombeando la mezcla a una tasa de 8 BPM, lo que permitió colocar aproximadamente 83.3 LB de grava por pie de formación. Posterior al trabajo la producción de arena en superficie se mantuvo 0 ppm y la producción de fluidos se disminuyó hasta alcanzar un valor promedio de 953.5 BFPD con un corte de agua de 60.6%. Como es de esperar el índice de productividad se disminuyó drásticamente desde 15.7 BFPD/PSI hasta alcanzar un valor de 0.4 BFPD/PSI debido a la restricción al flujo ofrecida por los componentes de fondo del sistema, lo que explica la caída de la tasa de producción a pesar de que el Draw Down se pudo incrementar de 70.1 PSI a 2168 PSI. La tasa de producción de aceite del pozo se redujo simultáneamente desde 527 BOPD hasta 376 BOPD, por lo que se puede concluir que la implementación del control de arena en este pozo no fue exitosa, ya que por mejorar el perfil de producción y evitar arenamientos futuros no certeros, la producción del pozo disminuyó drásticamente.

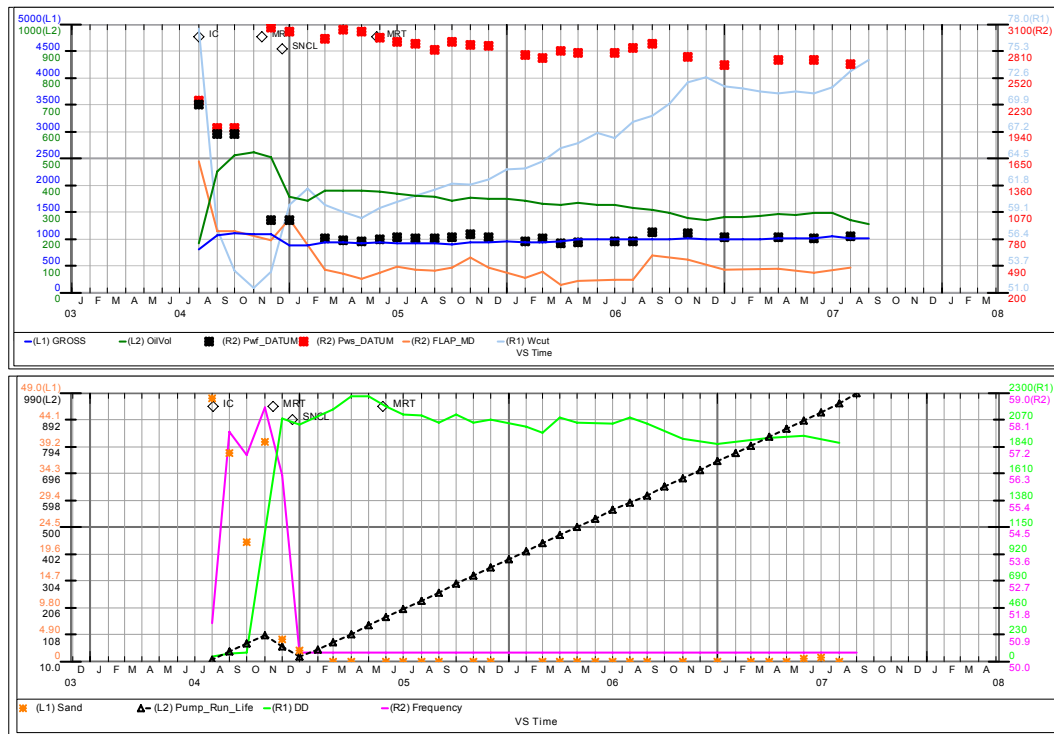


Figura 14.32. Comportamiento del pozo LY-S. Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc

14.3.3. Pozo Matanegra B (MN-B)

MN-B es un pozo desviado de desarrollo que se perforó direccionalmente hasta una profundidad total de 8560 pies (MD) entre el 28 de Septiembre y el 12 de Octubre de 2001 el cual presenta un ángulo máximo de desviación 39.33 grados (ver figura 14.33). Actualmente el pozo está completado en los intervalos M3C(7,673'-7,688') y M4A(7,711'-7,725') de la formación Carbonera inferior. A lo largo de la vida productiva del pozo se habían realizado 4 intervenciones a los equipos electrosumergibles instalados, los cuales presentaban tiempos de vida (Run Life) que no superaron los 100 días. El 20 de diciembre de 2004 el pozo presentaba una producción de fluidos de 2623.5 BFPD con un corte de agua de 65.2%, una producción de aceite de 897.5 BOPD y un promedio de arena en superficie que oscilaba entre 0 y 150 ppm. Partiendo de las variables de producción y utilizando la correlación de Moore, el caudal crítico para evitar arenamiento en fondo es 3626 BFPD, razón por la cual el pozo venía presentando arenamientos repetitivos. Debido a los constantes arenamientos del pozo y aprovechando la presencia de todos los equipos necesarios para realizar un

empaquetamiento en la locación, se decidió instalar el día 19 de Diciembre de 2004 un empaquetamiento con grava dual a altas tasas (HRWP), utilizando mallas Superflo Wire Wrapped Screen de Schlumberger y se le bombeó cerámico Econoprop 20/40 como medio filtrante utilizando agua como fluido de transporte y bombeando la mezcla a una tasa de 13 BPM, lo que permitió colocar aproximadamente 35 LB de grava por pie de formación en el intervalo superior y 49 LB de grava por pie de formación en el intervalo inferior. Posterior al trabajo la producción de arena en superficie se mantuvo en 0 ppm y la producción de fluidos se incrementó hasta alcanzar un valor promedio de 3500 BFPD con un corte de agua de 61%. La caída de presión o Draw Down se pudo incrementar de 529.7 PSI a 759.7 PSI y simultáneamente la producción de aceite se incrementó desde 897.5 BOPD hasta 1365 BOPD, por lo que se puede concluir que la implementación del control de arena en este pozo fue exitosa, ya que se pudo realizar un control del arenamiento del pozo, evitando así el desgaste prematuro de los equipos electrosumergibles y las constantes intervenciones por el arenamiento de los perforados y además se pudo producir a una tasa mucho más alta lo que significa un drenaje de las reservas en menos tiempo (Ver figura 14.34).

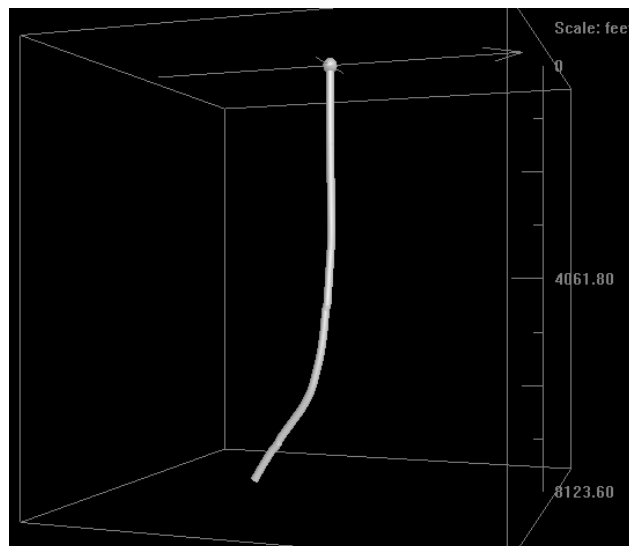


Figura 14.33. Forma del pozo MN-B. GeoGraphix Discovery–Well Base. Occidental de Colombia, Inc

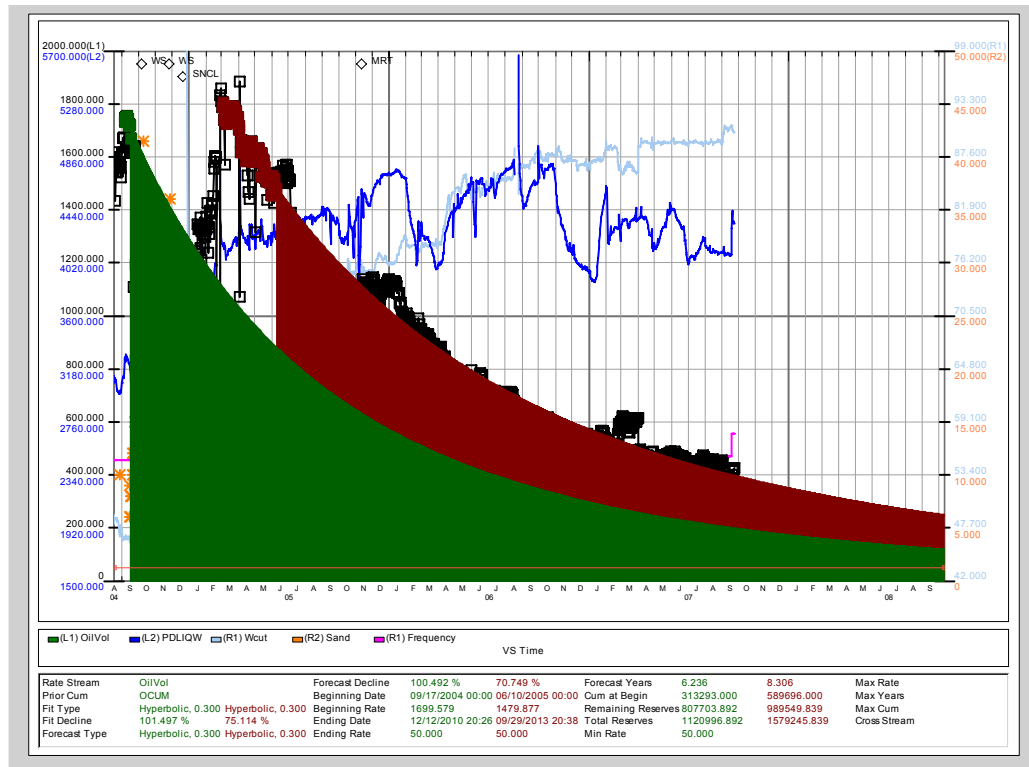


Figura 14.34. Curvas de de declinación antes y después del control de arena del pozo MN-B. Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc

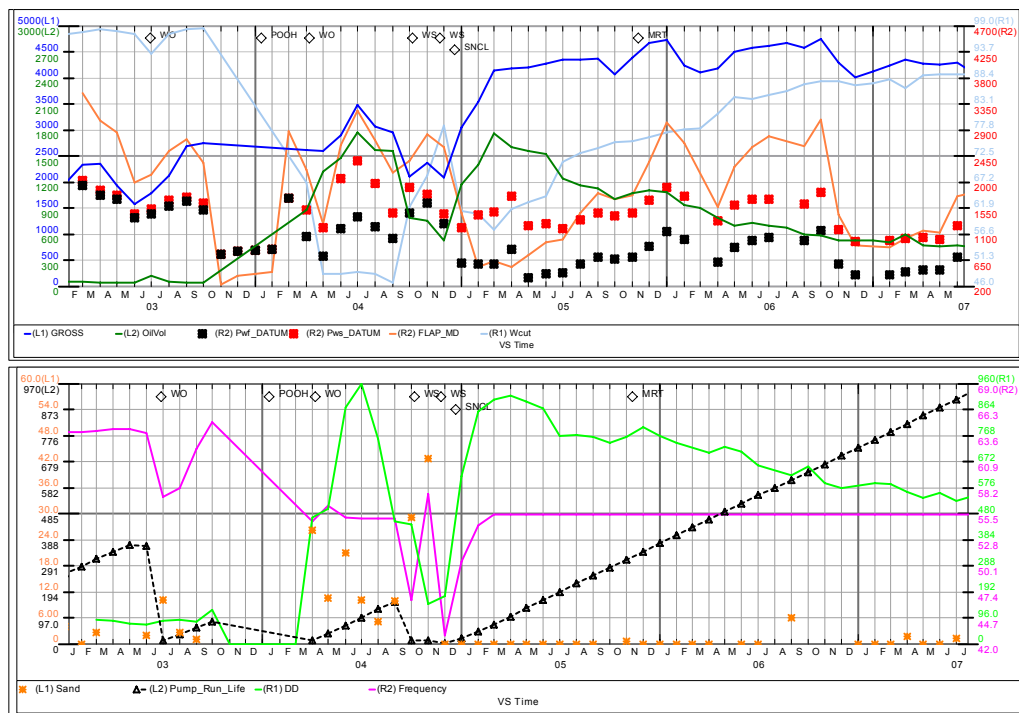


Figura 14.35. Comportamiento del pozo MN-B. Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc

14.3.4. Pozo La Yuca L (LY-L)

LY-L se perforo verticalmente hasta la profundidad de 8050 pies, como un pozo de desarrollo para producir reservas de las arenas M1 y M3 de la Formación Carbonera Inferior. Como resultado de los estudios realizados al modelo Geomecánico de Caño Limón, en el que se confirma la alta tendencia a producir arena de todas las formaciones productoras, se observó que el incremento de la caída de presión, causado al tratar de incrementar la productividad de este pozo, puede generar problemas críticos como desestabilización de las zonas abiertas a producción en la cara externa del mismo. Desde el inicio de producción en junio de 2002 y hasta el 24 de octubre de 2003 el pozo ha aportado 137 pies de arena, mostrando concentraciones que oscilaron entre 40 y 90 ppm y que fueron decreciendo posteriormente. De la misma manera, la primera bomba instalada en este pozo, resistente a la abrasión y que trabajó durante 394 días, mostró en el desensamble falla en los componentes del sello causada por vibración de la bomba y desgaste en las etapas, el eje y los difusores de fondo de la misma. De acuerdo con la interpretación preliminar del PLT corrido en Octubre 24, 2003 existía un daño de formación cercano a 11. El 04 de Diciembre de 2003 se decidió realizar un trabajo de workover, el cual consistía en re-cañonear los intervalos productores con cargas de alta penetración 64C Ultrapack RDX para reducir el daño existente en la formación y posterior a esta operación, empaquetar los intervalos con cerámico Econoprop 20/40. Se le instalaron mallas Superflo Wire Wrapped Screen de Schlumberger y se le bombeó cerámico Carbolita 16/20 como medio filtrante utilizando gel lineal como fluido de transporte y bombeando la mezcla a una tasa de 20 BPM, lo que permitió colocar aproximadamente 606.36 LB de grava por pie de formación. Posterior al trabajo la producción de arena en superficie se mantuvo 0 ppm y la producción de fluidos se incrementó hasta alcanzar un valor promedio de 6832 BFPD con un corte de agua de 84.3%. Como es de esperar el índice de productividad se disminuyó drásticamente desde 18.1 BFPD/PSI hasta alcanzar un valor de 7.4 BFPD/PSI lo que se traduce en una reducción del 60%, debido a la restricción al flujo ofrecida por los componentes de fondo del sistema. La caída de presión o Draw Down se pudo incrementar de 344 PSI a 921 PSI lo que explica la ganancia en la tasa de producción de fluidos. La producción de aceite del pozo se incrementó simultáneamente

desde 983 BOPD hasta 1072 BOPD, por lo que se puede concluir que la implementación del control de arena en este pozo fue exitosa, ya que se pudo mejorar el perfil de producción y evitar arenamientos futuros. Las curvas de declinación del pozo antes y después de la realización del trabajo se pueden observar en la figura 14.36, en donde se ratifica el éxito de la aplicación de control de arena en este pozo. El comportamiento de las variables más importantes de yacimiento, se muestra en la figura 14.37.

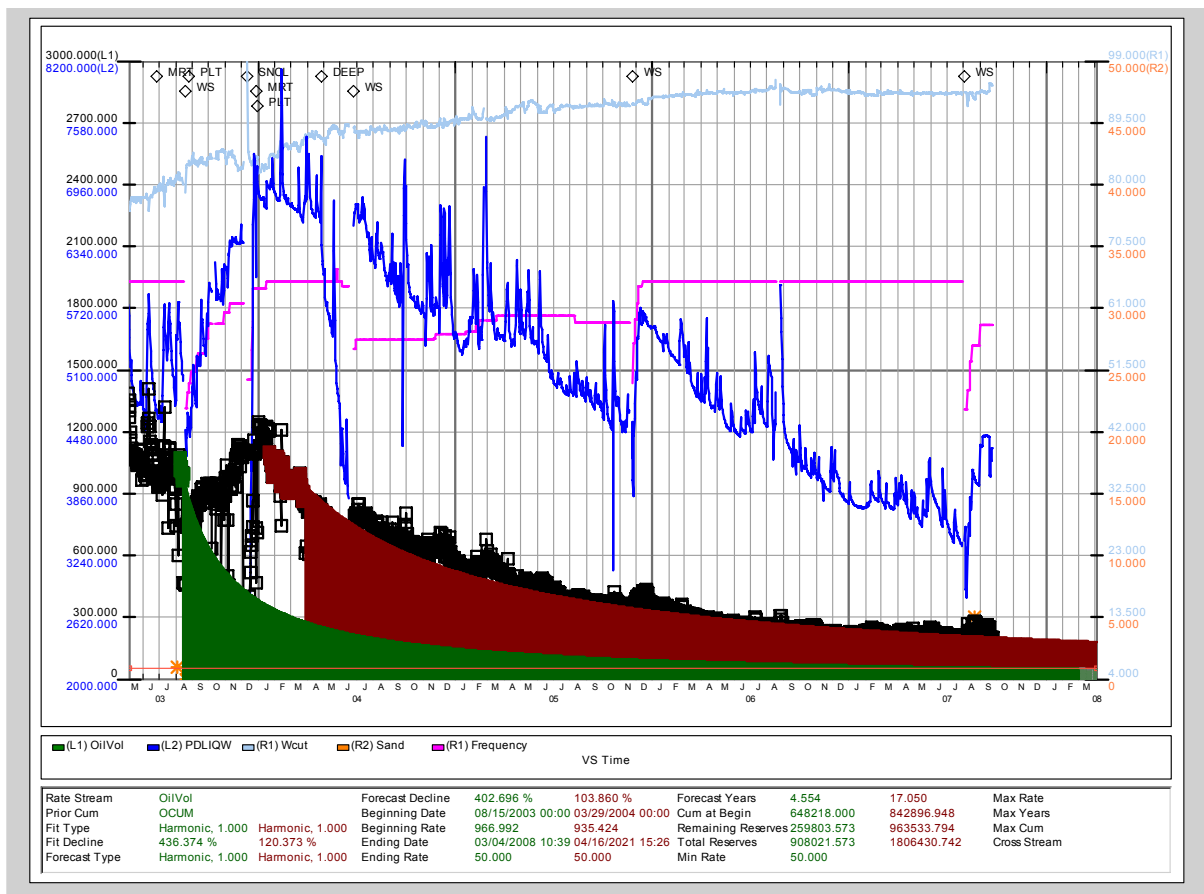


Figura 14.36. Curvas de de declinación antes y después del control de arena del pozo LY-L. Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc

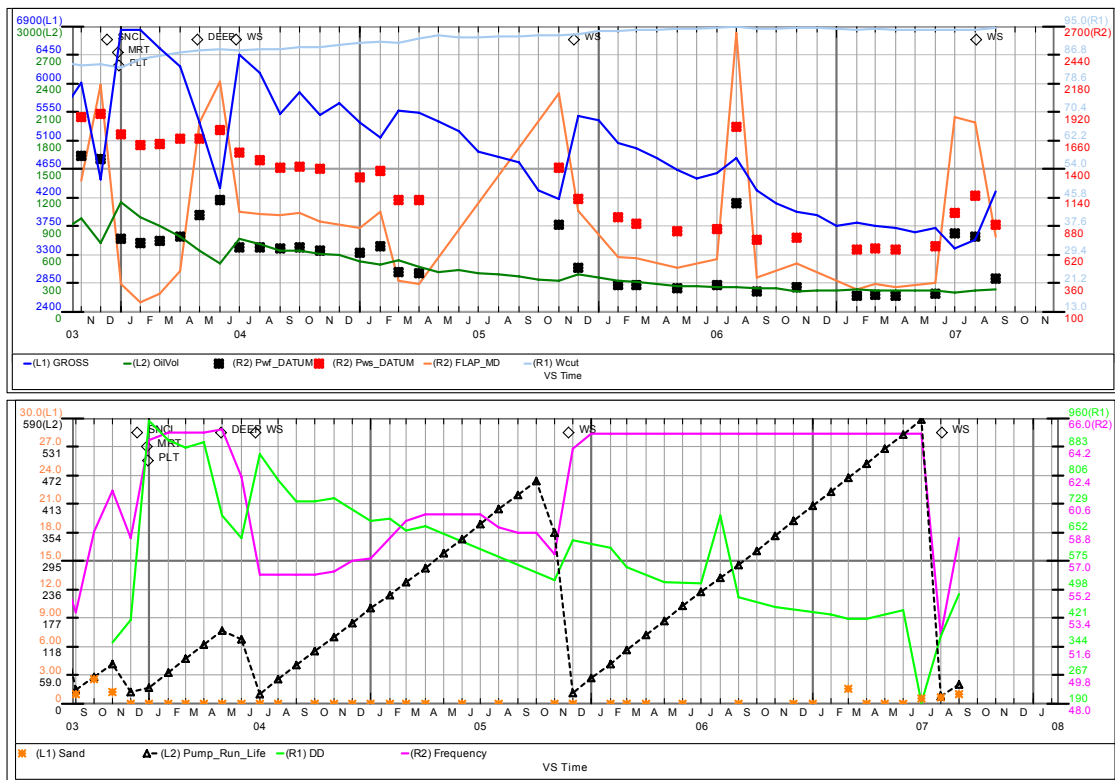


Figura 14.37. Comportamiento del pozo LY-L. Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc

14.3.5. Pozo Caño Yarumal E (CY-E)

CY-E se perforó direccionalmente hasta la profundidad de 7797 pies, como un pozo de desarrollo para producir reservas de las arenas de la formación Carbonera superior, Carbonera inferior y Cretaceo K1 inferior, localizadas entre los pozos Caño Yarumal 11 y Caño Yarumal 14, alcanzando un ángulo máximo de desviación de 13.08 grados (ver figura 14.38). Debido a que las dos últimas intervenciones realizadas al pozo por causas de la alta producción de arena, además basados en la historia de producción del pozo, teniendo en cuenta los resultados de los estudios realizados al modelo Geomecánico de Caño Limón y teniendo en cuenta los resultados del PLT tomado el día 09 de octubre de 2003 el cual mostró que los intervalos inferiores estaban totalmente cubiertos por arena, se decidió instalar un sistema de control de arena. Antes de la realización del trabajo el pozo mantenía una producción promedio de fluidos de 8,486 BFPD con un corte de agua de 91.8%, una producción de aceite de 701.8 BOPD y un promedio de arena en superficie que oscilaba entre 0 y 15 ppm.

Partiendo de las variables de producción, el caudal crítico para evitar arenamiento en fondo es inferior al caudal de producción del pozo, pero sin embargo la arena formó puentes a una profundidad de 7,587 pies, razón por la cual se arenaron los intervalos inferiores. El día 14 de Diciembre de 2003 se realizó un empaquetamiento con grava dual a altas tasas (HRWP), utilizando mallas Superflo Wire Wrapped Screen de Schlumberger y se le bombeó cerámico Carbolita 20/40 como medio filtrante utilizando agua como fluido de transporte y bombeando la mezcla a una tasa de 15 BPM en el intervalo inferior y a 10 BPM en el intervalo superior, lo que permitió colocar aproximadamente 257 LB de grava por pie de formación en el intervalo inferior y 355.17 LB de grava por pie de formación en el intervalo superior. Posterior al trabajo la producción de arena en superficie se mantuvo en 0 ppm y la producción de fluidos se incrementó hasta alcanzar un valor promedio de 9424 BFPD con un corte de agua de 93.3%. La caída de presión o Draw Down se pudo incrementar de 222.1 PSI a 464.2 PSI y simultáneamente la producción de aceite se disminuyó desde 701 BOPD hasta 635 BOPD lo que se significa una caída de tan solo el 9%, por lo que se puede concluir que la implementación del control de arena en este pozo fue exitoso, ya que se pudo realizar un control del arenamiento del pozo, evitando así el desgaste prematuro de los equipos electrosumergibles y las constantes intervenciones por el arenamiento de los perforados.

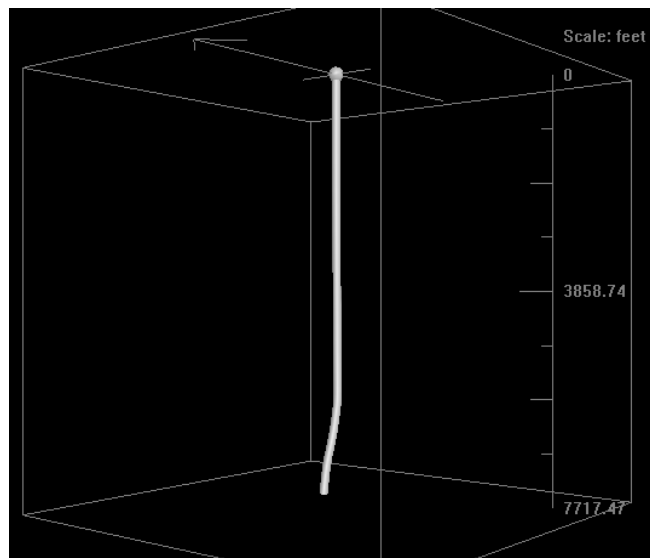


Figura 14.38. Forma del pozo CY-E. GeoGraphix Discovery–Well Base. Occidental de Colombia, Inc

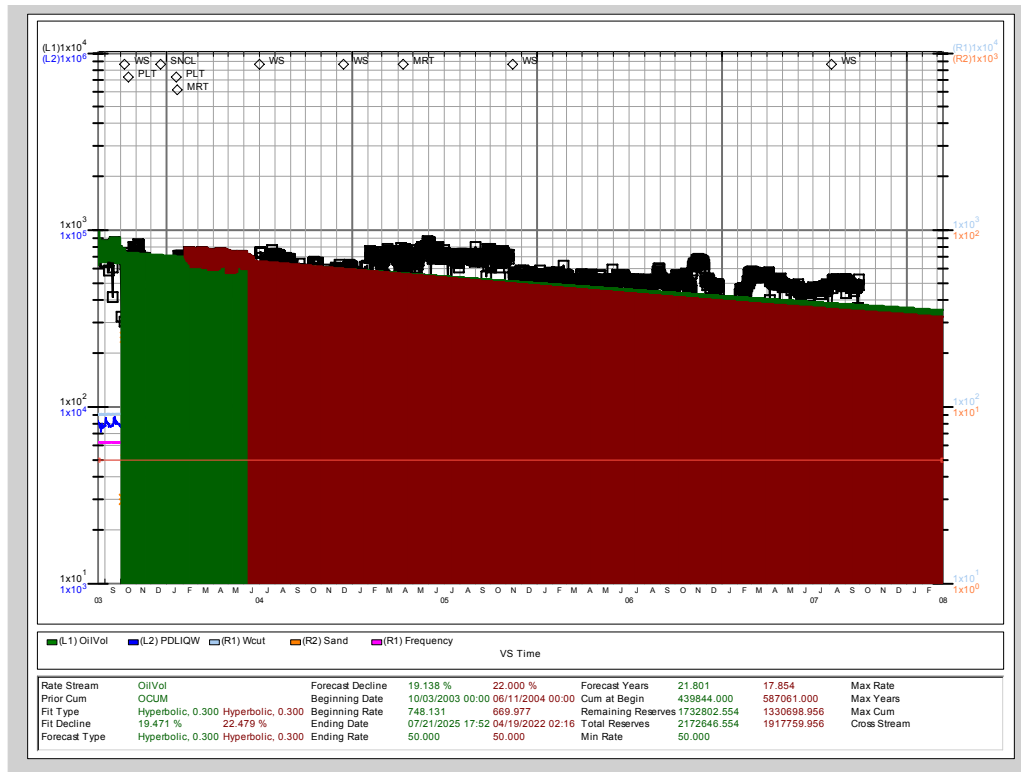


Figura 14.39. Curvas de de declinación antes y después del control de arena del pozo CY-E. Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc

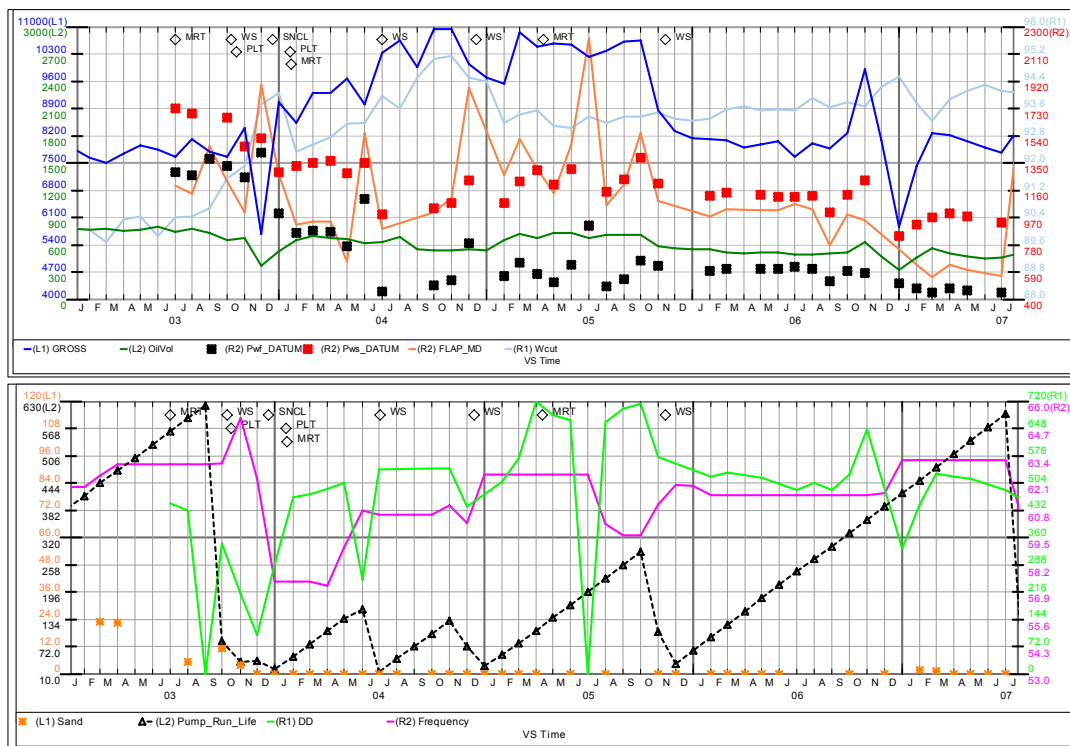


Figura 14.40. Comportamiento del pozo CY-E. Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc

14.3.6. Pozo Caño Yarumal C (CY-C)

CY-C se perforó direccionalmente hasta la profundidad de 7890 pies, como un pozo de desarrollo para producir reservas de las arenas de la Formación Carbonera Inferior, alcanzando un ángulo máximo de desviación de 20.70 grados (ver figura 14.41). Teniendo en cuenta los resultados de los estudios realizados al modelo Geomecánico de Caño Limón, a la alta producción de arena la cual oscilaba en valores de 0 a 120 ppm en superficie y debido al alto potencial del pozo que no era posible obtenerlo por limitaciones en el Draw Down, se decidió instalar un sistema de control de arena. Antes de la realización del trabajo el pozo mantenía una producción promedio de fluidos de 5,984 BFPD con un corte de agua de 98.8% y una producción de aceite de 253. El día 14 de Diciembre de 2003 se realizó un empaquetamiento con grava dual a altas tasas (HRWP), utilizando mallas Superflo Wire Wrapped Screen de Schlumberger y se le bombeó cerámico Carbolita 20/40 como medio filtrante utilizando agua como fluido de transporte y bombeando la mezcla a una tasa de 12 BPM, lo que permitió colocar aproximadamente 267.75 LB de grava por pie de formación en el intervalo inferior y 217.69 LB de grava por pie de formación en el intervalo superior. Posterior al trabajo la producción de arena en superficie se mantuvo en 0 ppm y la producción de fluidos se incrementó hasta alcanzar un valor promedio de 8951.5 BFPD con un corte de agua de 91.5%.

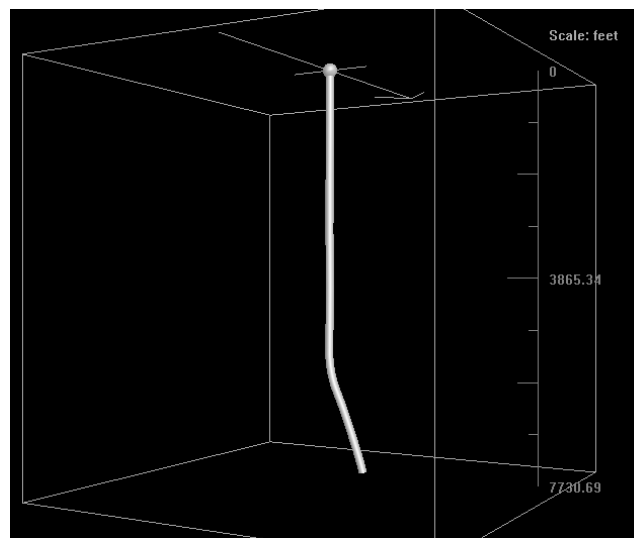


Figura 14.41. Forma del pozo CY-C. GeoGraphix Discovery-Well Base. Occidental de Colombia, Inc

Como es de esperar el índice de productividad del pozo paso de 41.7 BFPD/PSI a 17.3 BFPD/PSI, lo que significa una reducción del 58%, pero a pesar de esta reducción la caída de presión o Draw Down se pudo incrementar de 141.4 PSI a 514.7 PSI y simultáneamente la producción de aceite se incrementó desde 253 BOPD hasta 766 BOPD, por lo que se puede concluir que la implementación del control de arena en este pozo fue exitoso, ya que se pudo incrementar la caída de presión del pozo, llevarlo a producir más cerca de su potencial y drenar las reservas del pozo mucho más rápido (Ver curvas de declinación antes y después del trabajo, mostradas en la figura 14.41).

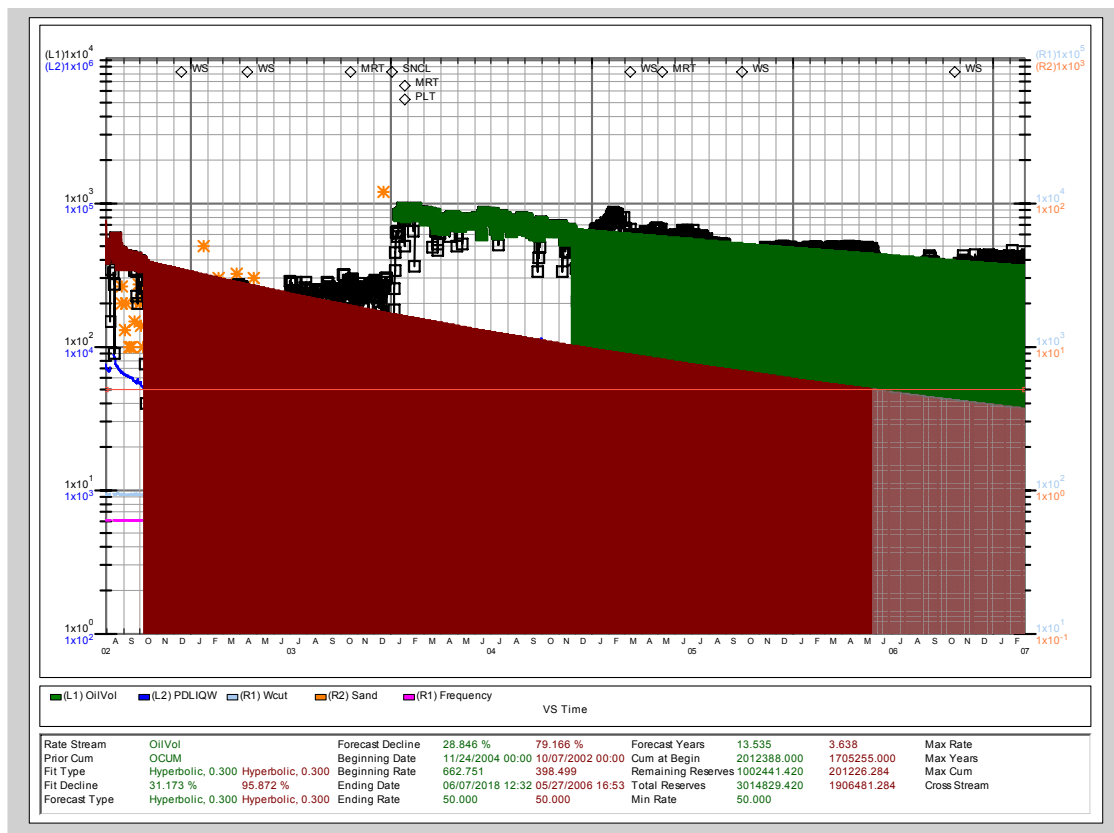


Figura 14.42. Curvas de de declinación antes y después del control de arena del pozo CY-C. Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc

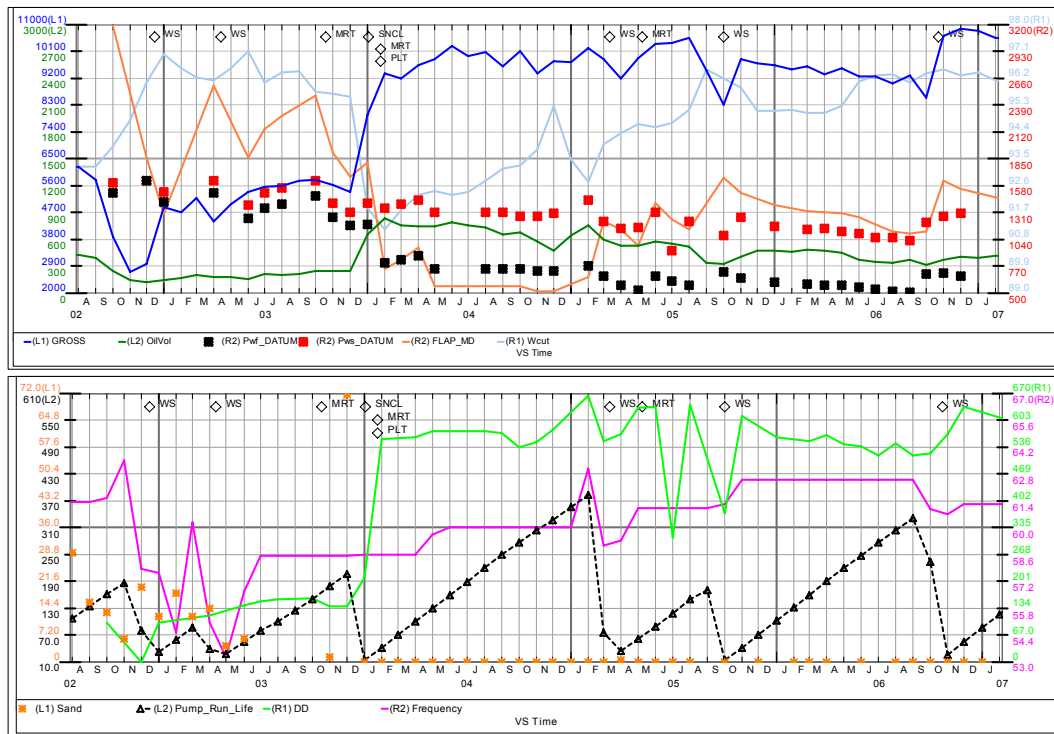


Figura 14.43. Comportamiento del pozo CY-C. Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc

14.3.7. Pozo La Yuca K (LY-K)

LY-K se perforó verticalmente hasta la profundidad de 7900 pies, como un pozo de desarrollo, para producir reservas de las arenas de la Formación Carbonera Superior, Carbonera Inferior y K1 inferior. Como resultado de los estudios realizados al modelo Geomecánico de Caño Limón, en el que se confirma la alta tendencia a producir arena de todas las formaciones productoras, se observó que el incremento de la caída de presión, causado al tratar de incrementar la productividad de este pozo, puede generar problemas críticos como desestabilización de las zonas abiertas a producción en la cara externa del mismo, se recomendó completar el pozo con un sistema de control de arena.

Antes de la realización del trabajo el pozo mantenía una producción promedio de fluidos de 3112.5 BFPD con un corte de agua de 94.5%, una producción de aceite de 171 y se registraban valores de arena en superficie entre 5 y 12 ppm. El día 14 de Enero de 2004 se realizó un empaquetamiento con grava a altas tasas (HRWP), utilizando mallas Excluder 2000 Screen de Baker y se le bombeó cerámico Carbolita

20/40 como medio filtrante utilizando agua como fluido de transporte y bombeando la mezcla a una tasa de 15 BPM, lo que permitió colocar aproximadamente 1314.7 LB de grava por pie de formación. Posterior al trabajo la producción de arena en superficie se mantuvo en 0 ppm y la producción de fluidos se incrementó hasta alcanzar un valor promedio de 6727.5 BFPD con un corte de agua de 91.9%.

Como es de esperar el índice de productividad del pozo paso de 49 BFPD/PSI a 9.7 BFPD/PSI, lo que significa una reducción del 80%, pero a pesar de esta reducción la caída de presión o Draw Down se pudo incrementar de 63.5 PSI a 693.8 PSI y simultáneamente la producción de aceite se incrementó desde 171 BOPD hasta 548 BOPD, por lo que se puede concluir que la implementación del control de arena en este pozo fue exitoso, ya que se pudo incrementar la caída de presión del pozo, llevarlo a producir más cerca de su potencial y drenar las reservas del pozo mucho más rápido (Ver curvas de declinación antes y después del trabajo, mostradas en la figura 14.44).

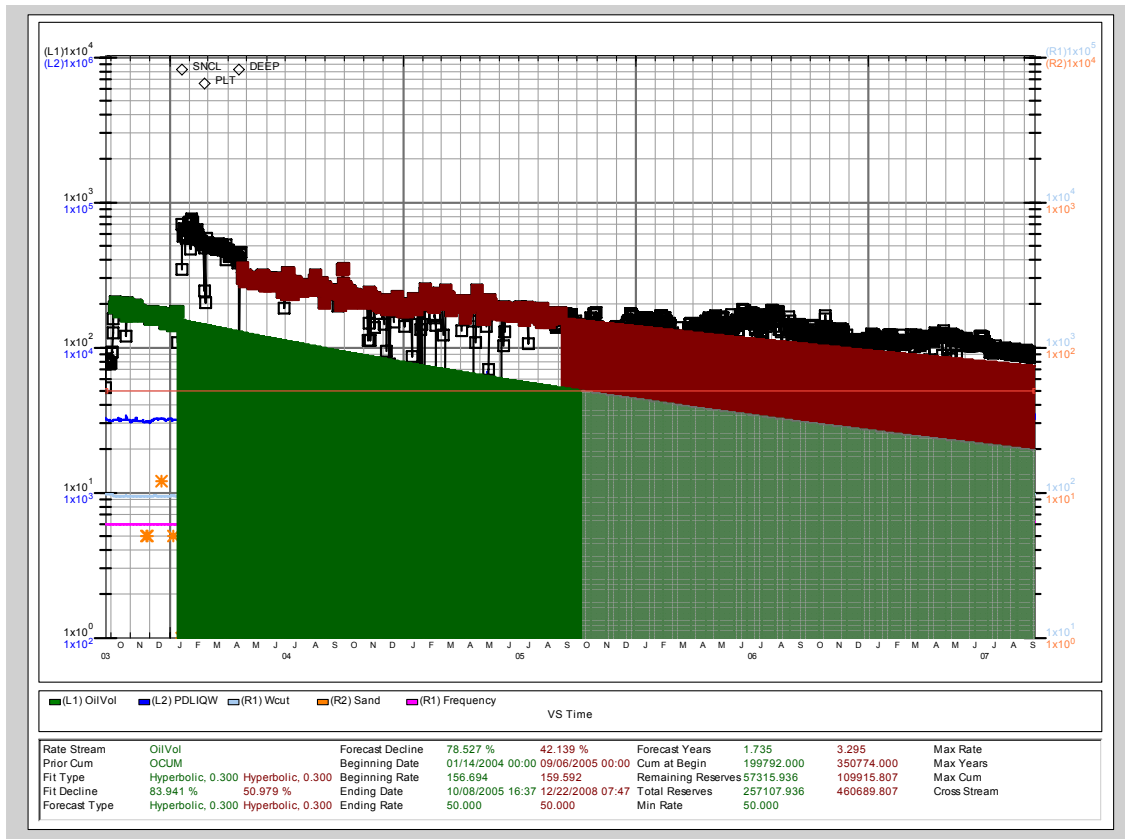


Figura 14.44. Curvas de de declinación antes y después del control de arena del pozo LY-K. Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc

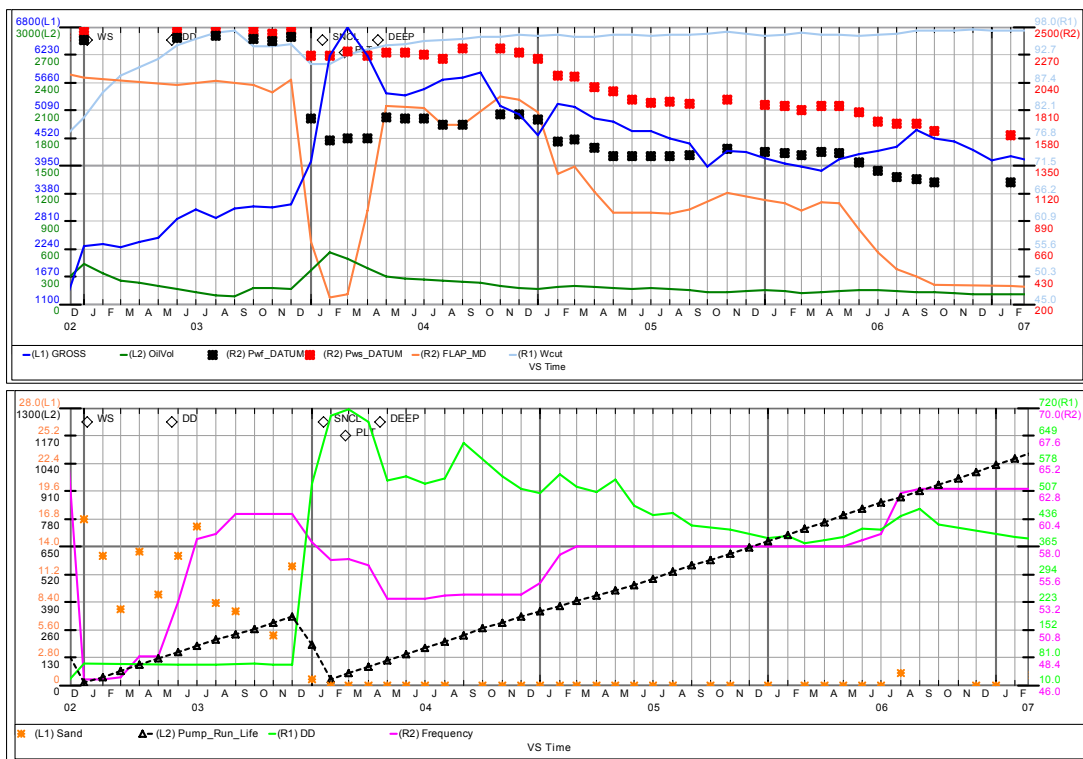


Figura 14.45. Comportamiento del pozo LY-K. Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc

14.3.8. Pozo La Yuca P (LY-P)

LY-P se perforó verticalmente hasta la profundidad de 7,810 pies, como un pozo de desarrollo para producir reservas de la arena M2A de la formación Carbonera Inferior. Como resultado de los estudios realizados al modelo Geomecánico de Caño Limón, en el que se confirma la alta tendencia a producir arena de todas las formaciones productoras, se observó que el incremento de la caída de presión, causado al tratar de incrementar la productividad de este pozo, puede generar problemas críticos como desestabilización de las zonas abiertas a producción en la cara externa del mismo, se recomendó completar el pozo con un sistema de control de arena.

Antes de la realización del trabajo el pozo mantenía una producción promedio de fluidos de 1432 BFPD con un corte de agua de 83.1%, una producción de aceite de 242 y se registraban valores de arena en superficie entre 10 y 2470 ppm. El día 08 de Enero de 2004 se realizó un empaquetamiento con grava a altas tasas (HRWP), utilizando mallas Excluder 2000 Screen de Baker y se le bombeó cerámico Carbolita 20/40 como medio filtrante utilizando agua como fluido de transporte y bombeando la

mezcla a una tasa de 15 BPM, lo que permitió colocar aproximadamente 904.17 LB de grava por pie de formación. Posterior al trabajo la producción de arena en superficie se mantuvo en 0 ppm y la producción de fluidos se incrementó hasta alcanzar un valor promedio de 1820.5 BFPD con un corte de agua de 68.4%.

Como es de esperar el índice de productividad del pozo paso de 14.2 BFPD/PSI a 5.4 BFPD/PSI, lo que significa una reducción del 62%, pero a pesar de esta reducción la caída de presión o Draw Down se pudo incrementar de 101 PSI a 340 PSI y simultáneamente la producción de aceite se incrementó desde 242 BOPD hasta 575 BOPD, por lo que se puede concluir que la implementación del control de arena en este pozo fue exitoso, ya que se pudo incrementar la caída de presión del pozo, llevarlo a producir más cerca de su potencial y drenar las reservas del pozo mucho más rápido (Ver curvas de declinación antes y después del trabajo, mostradas en la figura 14.48).

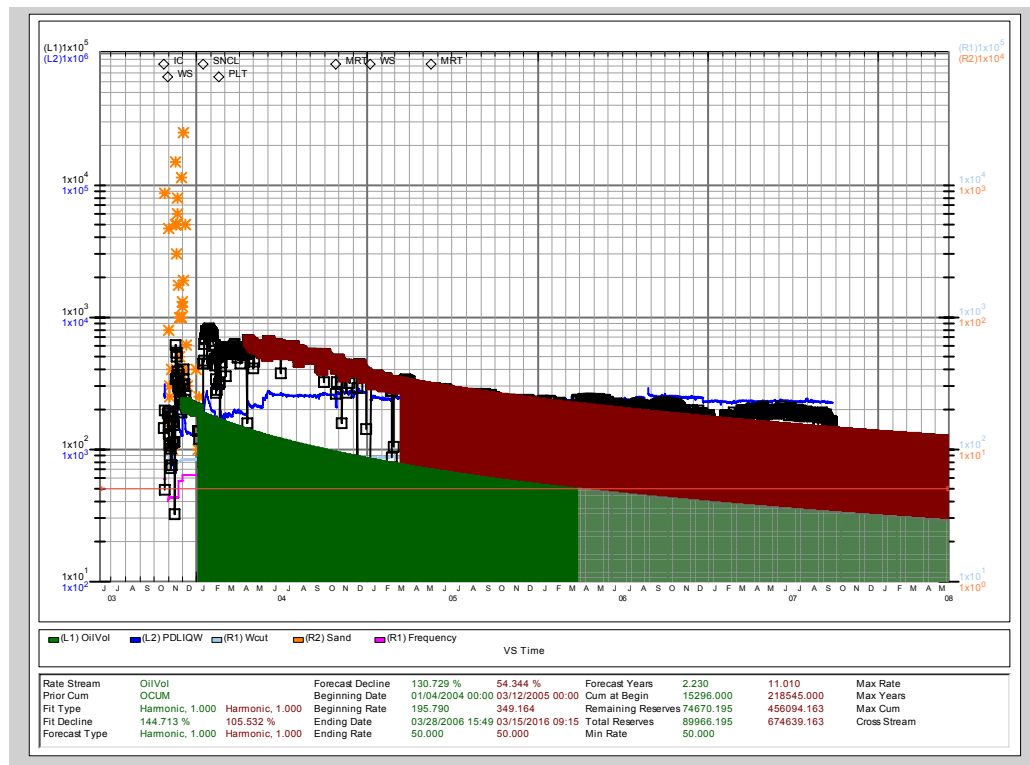


Figura 14.46. Curvas de de declinación antes y después del control de arena del pozo LY-P. Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc

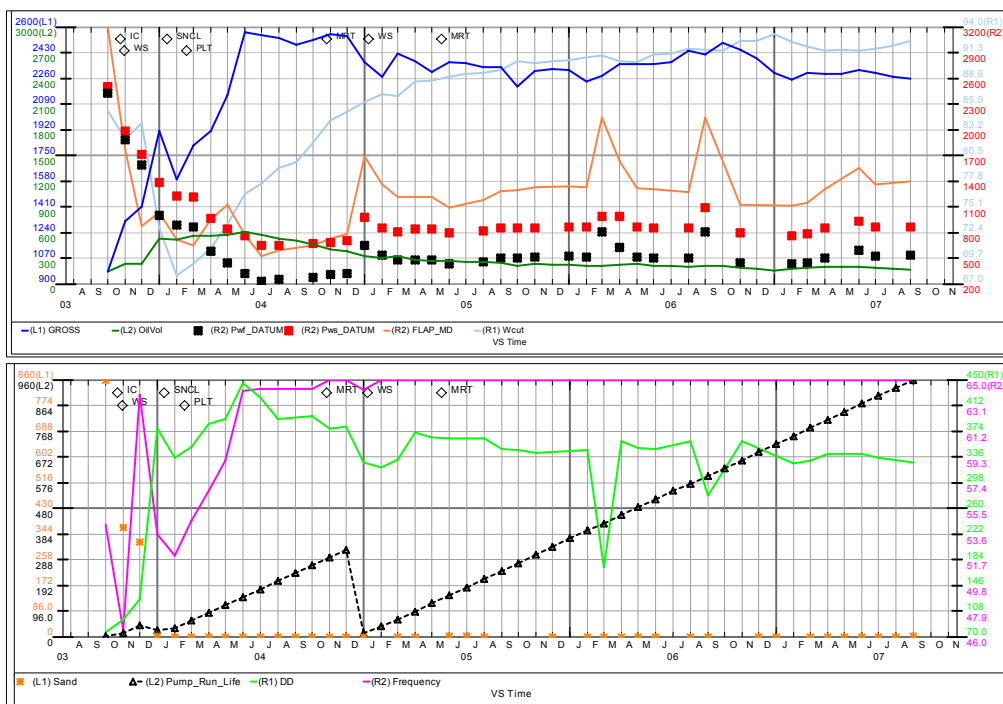


Figura 14.47. Comportamiento del pozo LY-P. Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc

14.3.9. Pozo Matanegra OX (MN-OX)

MN-OX se perforó direccionalmente como un pozo de desarrollo perteneciente al contrato de asociación Chipirón, para producir reservas de las arenas M3B de la Formación Carbonera Inferior, alcanzando un ángulo máximo de desviación de 25.25 grados (ver figura 14.48). Teniendo en cuenta los dos arenamientos presentados en las dos instalaciones realizadas con tiempos de operación de 42 y 28 días a causa de arenamiento de los perforados y pérdida de eficiencia por abrasión del equipo electrosumergible y además debido a que el pozo no se encuentra localizado dentro del área de Cravo Norte y las tarifas de movilización de los equipos para realizar intervenciones se convertían cada vez en unos gastos elevados o significaba dejar el pozo parado a la espera de una campaña de intervenciones en pozos cercanos para justificar los costos de las movilizaciones, se decidió instalar un sistema de control de arena el cual permitiera producir el pozo y se pudiera incrementar el Draw Down con el objetivo de drenar más rápido las reservas poniendo el pozo a producir lo más cerca posible al potencial. Antes de la realización del trabajo el pozo mantenía una producción promedio de fluidos de 1,171.5 BFPD con un corte de agua de 79.2% y una

producción de aceite de 246.5 BOPD. El día 12 de Abril de 2004 se realizó un empaquetamiento con grava a altas tasas (HRWP), utilizando mallas Superflo Wire Wrapped Screen de Schlumberger y se le bombeó cerámico Econoprop 20/40 como medio filtrante utilizando agua como fluido de transporte y bombeando la mezcla a una tasa de 15 BPM, lo que permitió colocar aproximadamente 96.92 LB de grava por pie de formación. Posterior al trabajo la producción de arena en superficie se mantuvo en 0 ppm y la producción de fluidos se incrementó hasta alcanzar un valor promedio de 2156 BFPD con un corte de agua de 86.1%.

Como es de esperar el índice de productividad del pozo paso de 36.8 BFPD/PSI a 16 BFPD/PSI, lo que significa una reducción del 56%, pero a pesar de esta reducción la caída de presión o Draw Down se pudo incrementar de 32 PSI a 134 PSI y simultáneamente la producción de aceite se incrementó desde 246 BOPD hasta 289 BOPD, por lo que se puede concluir que la implementación del control de arena en este pozo fue exitoso, ya que se pudo producir el pozo evitando arenamiento y constantes intervenciones.

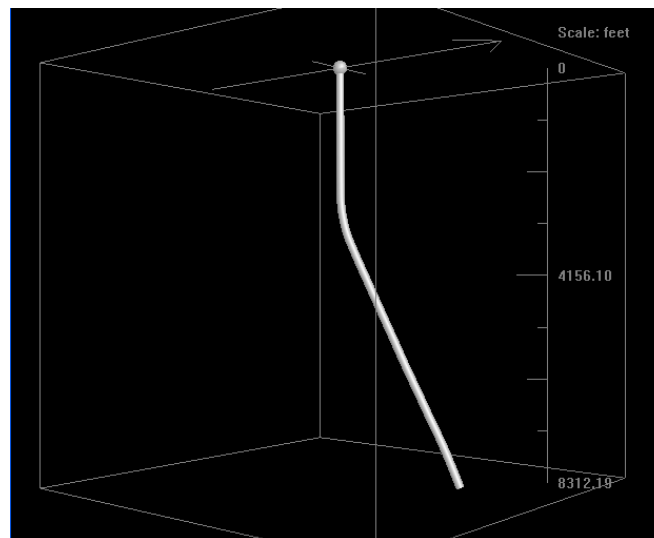


Figura 14.48. Forma del pozo MN-OX. GeoGraphix Discovery–Well Base. Occidental de Colombia, Inc

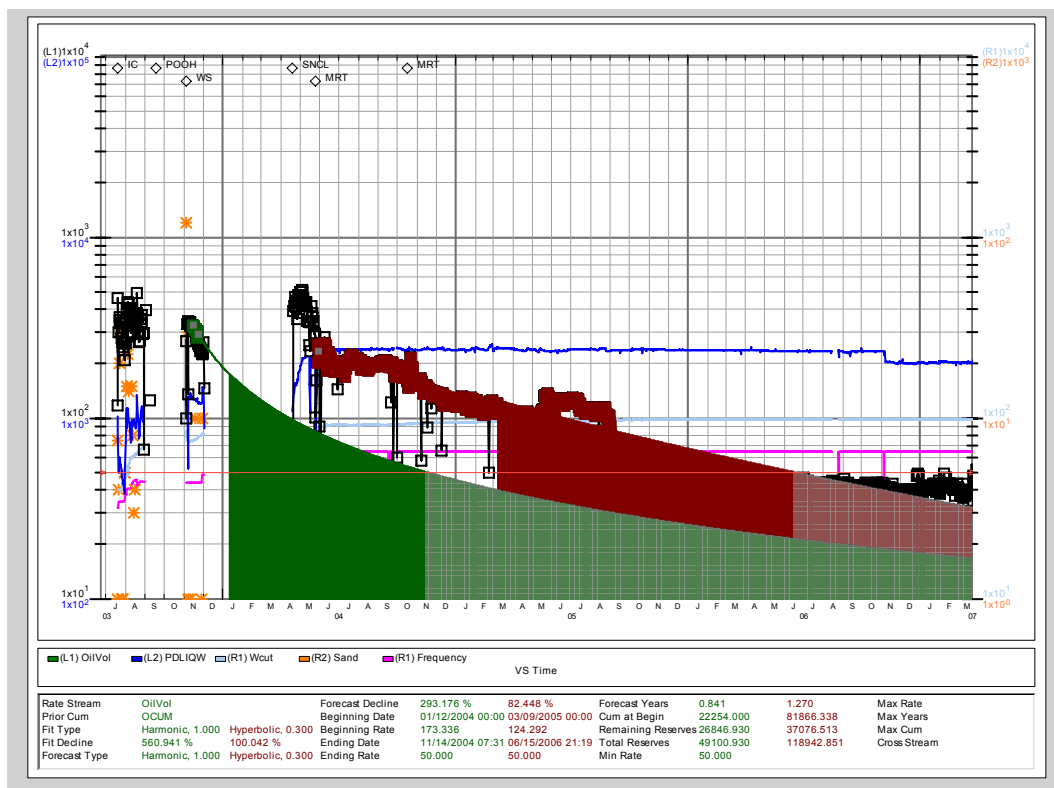


Figura 14.49. Curvas de de declinación antes y después del control de arena del pozo MN-OX. Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc

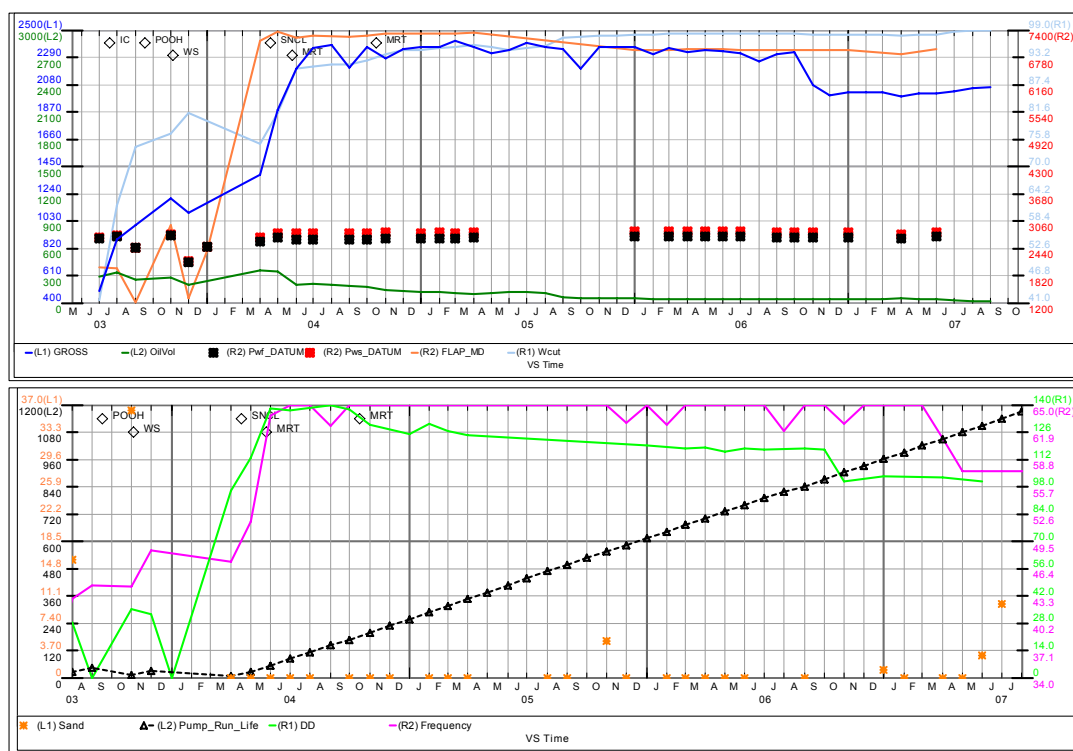


Figura 14.50. Comportamiento del pozo MN-OX. Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc

14.3.10. Pozo Matanegra A4 (MN-A4)

MN-A4 se perforó direccionalmente hasta la profundidad de 8,068 pies, como un pozo de desarrollo para producir reservas de las arenas K1B y K1C de la Formación Cretáceo, alcanzando un ángulo máximo de desviación de 23.40 grados (ver figura 14.51). Teniendo en cuenta las dos intervenciones realizadas en el pozo por causa de la producción de arena y debido a que los costos de movilización de los equipos para realizar intervenciones se convertían cada vez en unos gastos elevados o significaba dejar el pozo parado a la espera de una campaña de intervenciones en pozos cercanos para justificar los costos de las movilizaciones, se decidió instalar un sistema de control de arena el cual permitiera producir el pozo y se pudiera incrementar el Draw Down con el objetivo de drenar más rápido las reservas poniendo el pozo a producir lo más cerca posible al potencial. El día 15 de Mayo de 2004 se realizó un empaquetamiento con grava dual a altas tasas (HRWP), utilizando mallas Superflo Wire Wrapped Screen de Schlumberger y se le bombeó cerámico Econoprop 20/40 como medio filtrante utilizando Gel Lineal como fluido de transporte y bombeando la mezcla a una tasa de 18 BPM, lo que permitió colocar aproximadamente 105.68 LB de grava por pie de formación. Posterior al trabajo la producción de arena en superficie se mantuvo en 0 ppm y la producción de fluidos se incrementó hasta alcanzar un valor promedio de 3630 BFPD con un corte de agua de 89.9%.

Como es de esperar el índice de productividad del pozo paso de 19.2 BFPD/PSI a 2.2 BFPD/PSI, lo que significa una reducción del 89%, pero a pesar de esta reducción la caída de presión o Draw Down se pudo incrementar de 186 PSI a 1674 PSI y la producción de aceite se mantuvo sin impacto en un valor promedio de 366 BOPD, por lo que se puede concluir que la implementación del control de arena en este pozo fue exitoso, ya que se pudo producir el pozo evitando arenamiento y constantes intervenciones.

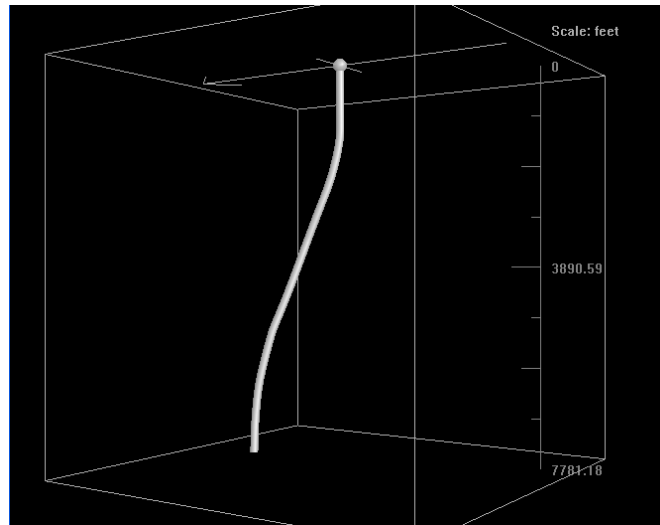


Figura 14.51. Forma del pozo MN-A4. GeoGraphix Dyscovery-Well Base. Occidental de Colombia, Inc

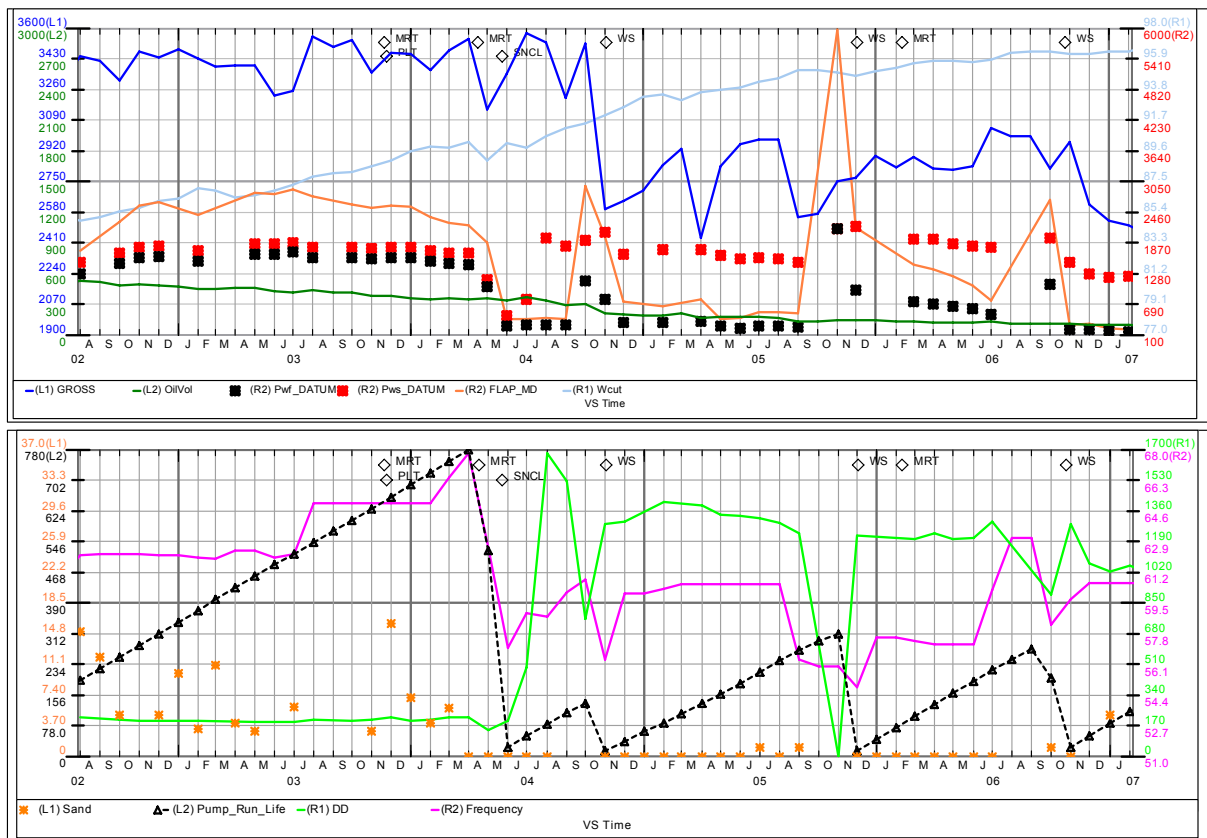


Figura 14.52. Comportamiento del pozo MN-A4. Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc

14.3.11. Pozo La Yuca D (LY-D)

LY-D se perforó verticalmente hasta la profundidad de 7,795 pies, como un pozo de desarrollo para producir reservas de la arena C5B de la formación Carbonera Inferior. Antes de la realización del trabajo el pozo mantenía una producción promedio de fluidos de 1432 BFPD con un corte de agua de 83.1%, una producción de aceite de 242 y se registraban valores de arena en superficie entre 10 y 2470 ppm. El 08 de junio de 2002 se tomó un MRT para calcular el índice de productividad del pozo, determinando un valor de 68.7 BFPD/PSI, por que se determinó que el pozo tenía un alto potencial de producción, pero basados en los bajos valores de UCS de la formación, los altos valores de porosidad, la historia de producción de arena de estas unidades en esta área del campo y lo resultados del estudio geomecánico en cual se encontró que el mecanismo de falla de las rocas del campo es falla por corte y la producción de arena se incrementaría con la declinación de la presión. El día 05 de Junio de 2004 se realizó un empaquetamiento con grava a altas tasas (HRWP), utilizando mallas Excluder 2000 Screen de Baker y se le bombeó cerámico Econoprop 20/40 como medio filtrante utilizando agua como fluido de transporte y bombeando la mezcla a una tasa de 16 BPM, lo que permitió colocar aproximadamente 724.40 LB de grava por pie de formación. Posterior al trabajo la producción de arena en superficie se mantuvo en 0 ppm y la producción de fluidos se incrementó hasta alcanzar un valor promedio de 3877 BFPD con un corte de agua de 81.8%.

Como es de esperar el índice de productividad del pozo paso de 69.9 BFPD/PSI a 10.9 BFPD/PSI, lo que significa una reducción del 84%, pero a pesar de esta reducción la caída de presión o Draw Down se pudo incrementar de 39 PSI a 354.5 PSI y simultáneamente la producción de aceite se incrementó desde 576 BOPD hasta 710 BOPD, por lo que se puede concluir que la implementación del control de arena en este pozo fue exitoso, ya que se pudo incrementar la caída de presión del pozo, llevarlo a producir más cerca de su potencial y drenar las reservas del pozo mucho más rápido (Ver curvas de declinación antes y después del trabajo, mostradas en la figura 14.53).

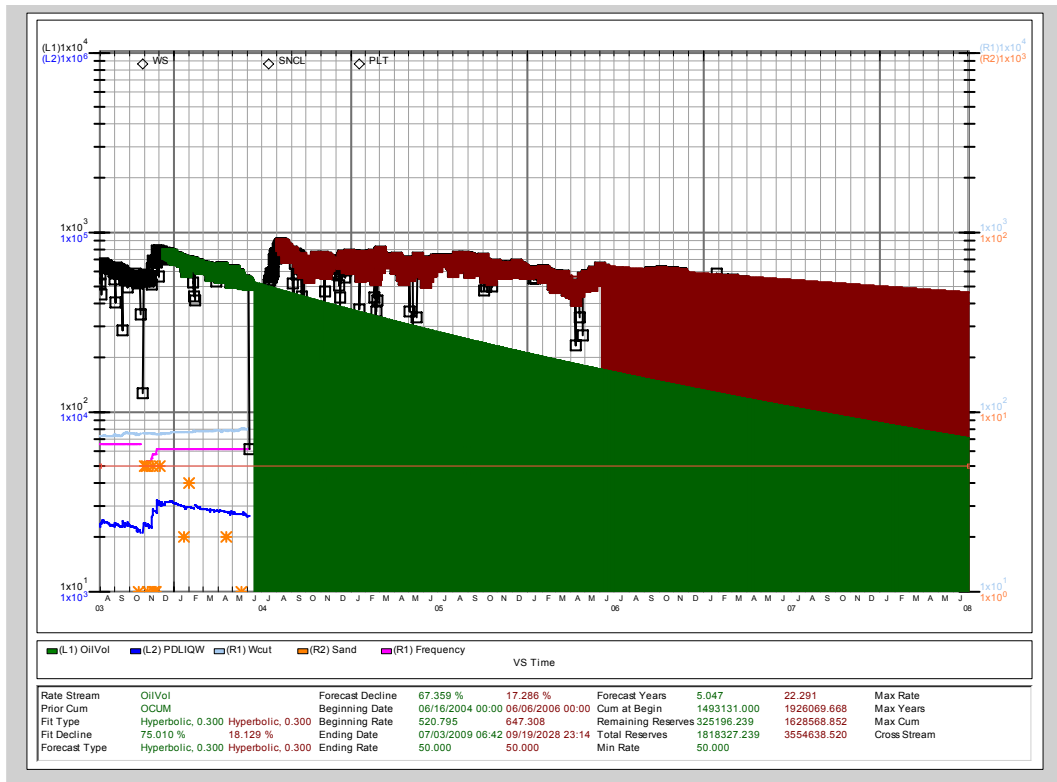


Figura 14.53. Curvas de de declinación antes y después del control de arena del pozo LY-D. Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc

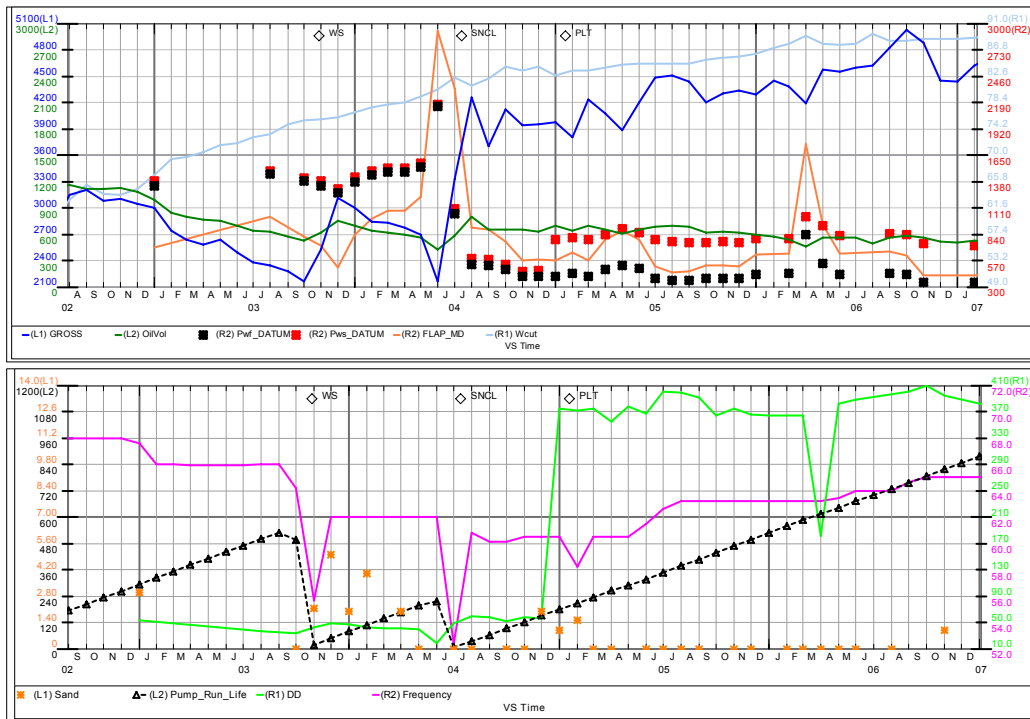


Figura 14.54. Comportamiento del pozo LY-D. Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc

14.3.12. Pozo Caño Limón C (CL-C)

CL-C se perforó direccionalmente como un pozo de desarrollo para producir reservas de las arenas M1A de la Formación Carbonera Inferior, alcanzando un ángulo máximo de desviación de 33.70 grados (ver figura 14.55). Teniendo en cuenta las dos intervenciones realizadas en el pozo por causa de la producción de arena, en las cuales se tuvo una instalación con un tiempo de operación de solo 1 día y además teniendo en cuenta que todos los equipos de bombeo, herramientas y componentes de fondo para realizar un control de arena por medio de un empaque con grava se encontraban disponibles en la locación del campo Caño Limón, se decidió instalar un sistema de control de arena el cual permitiera producir el pozo y se pudiera incrementar el Draw Down con el objetivo de drenar más rápido las reservas poniendo el pozo a producir lo más cerca posible al potencial. El día 31 de Agosto de 2004 se realizó un empaquetamiento con grava a altas tasas (HRWP), utilizando mallas Excluder 2000 de Baker y se le bombeó cerámico Econoprop 20/40 como medio filtrante utilizando agua como fluido de transporte y bombeando la mezcla a una tasa de 8 BPM, lo que permitió colocar aproximadamente 293 LB de grava por pie de formación. Posterior al trabajo la producción de arena en superficie se mantuvo en 0 ppm y la producción de fluidos se incrementó hasta alcanzar un valor promedio de 6343 BFPD con un corte de agua de 93.5%.

Como es de esperar el índice de productividad del pozo paso de 124 BFPD/PSI a 40 BFPD/PSI, lo que significa una reducción del 68%, pero a pesar de esta reducción la caída de presión o Draw Down se pudo incrementar de 46 PSI a 160 PSI y la producción de aceite se mantuvo sin impacto en un valor promedio de 404 BOPD (Ver curvas de declinación en la figura 14.56), por lo que se puede concluir que la implementación del control de arena en este pozo fue exitoso, ya que se pudo producir el pozo evitando arenamiento y constantes intervenciones.

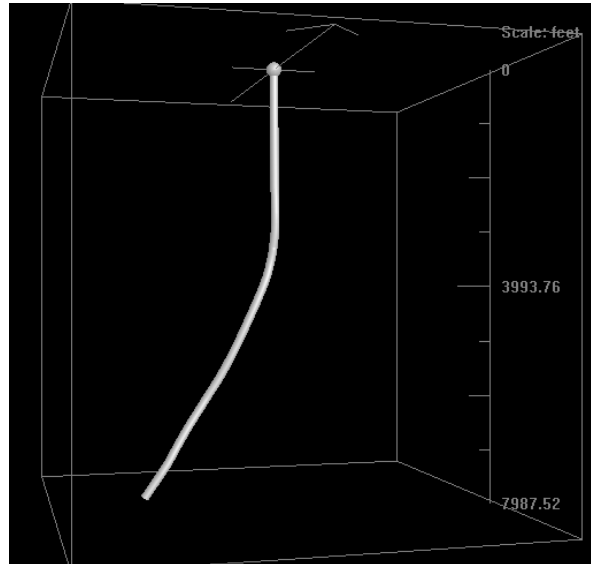


Figura 14.55. Forma del pozo CL-C. GeoGraphix Dyscovery–Well Base. Occidental de Colombia, Inc

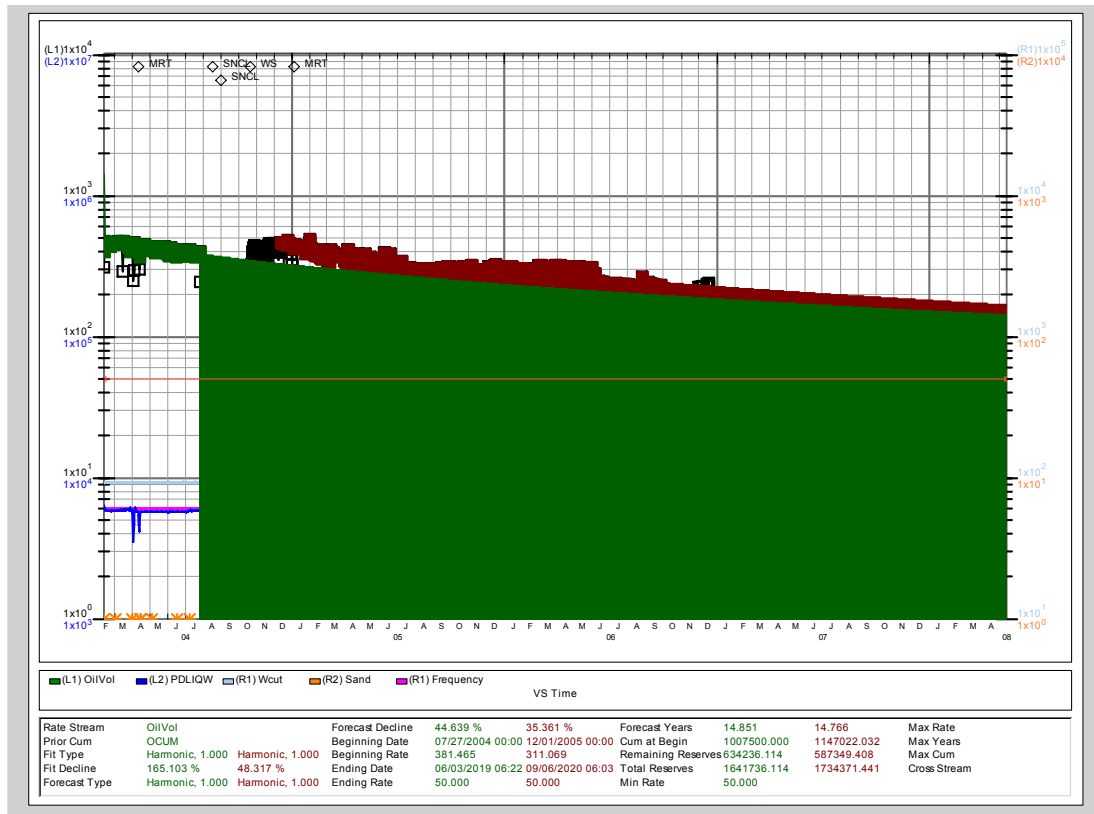


Figura 14.56. Curvas de de declinación antes y después del control de arena del pozo CL-C. Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc

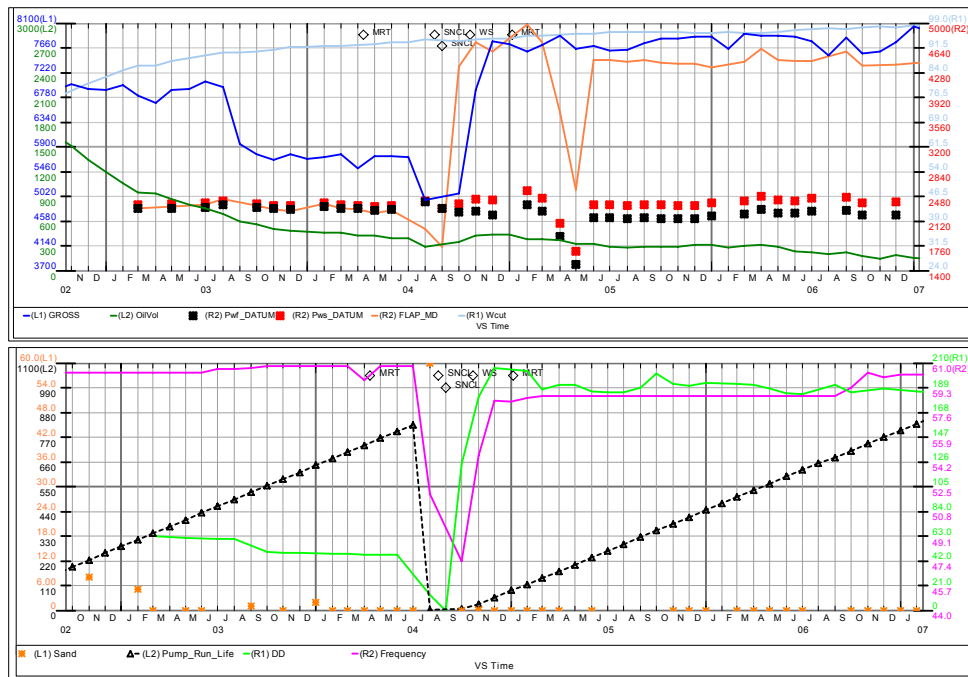


Figura 14.57. Comportamiento del pozo CL-C. Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc

14.3.13. Pozo La Yuca R (LY-R)

LY-D se perforó verticalmente hasta la profundidad de 7,900 pies, como un pozo de desarrollo para producir reservas de las arenas de las formaciones Carbonera Inferior y Cretáceo y se propuso como un gemelo del pozo LY-J. Antes de la realización del trabajo el pozo el pozo mantenía una producción promedio de fluidos de 6052 BFPD con un corte de agua de 78.6%, una producción de aceite de 1296 y se registraban valores de arena en superficie entre 1 y 120 ppm. Debido al arenamiento del pozo presentado el 11 de agosto de 2004, teniendo en cuenta el gran potencial de producción del pozo y además teniendo en cuenta que todos los equipos de bombeo, herramientas y componentes de fondo para realizar un control de arena por medio de un empaque con grava se encontraban disponibles en la locación del campo Caño Limón, se decidió instalar un sistema de control de arena el cual permitiera producir el pozo y se pudiera incrementar el Draw Down con el objetivo de drenar más rápido las reservas poniendo el pozo a producir lo más cerca posible al potencial. El día 05 de Junio de 2004 se intentó realizar un empaquetamiento con grava dual a altas tasas (HRWP), utilizando mallas Excluder 2000 Screen de Baker y se le bombeó cerámico

Carbolita 20/40 como medio filtrante utilizando agua como fluido de transporte y bombeando la mezcla a una tasa de 3 BPM en el intervalo inferior, lo que permitió colocar aproximadamente 78.33 LB de grava por pie de formación, para el intervalo inferior se bombeó la mezcla de Carbolita con agua a una tasa entre 10 y 14 BPM sin alcanzar la presión de “Screen Out” (Presión a la cual la grava ha llenado el anular con el cerámico) y la herramienta se atascó. Realizando intentos por recuperarla, esta se rompió. Luego de programar operaciones de pesca con diferentes herramientas, se recuperó parte del pescado y se decidió abandonar estos intervalos y cañonear la unidad M3C de la formación Carbonera Inferior.

Se puede concluir que la implementación del control de arena en este pozo no fue exitosa, ya que por intentar seguir produciendo el pozo y evitar constantes arenamientos, se tuvo que abandonar la zona productora debido a problemas operativos durante la instalación del sistema de control de arena.

14.3.14. Pozo Caño Limón E (CL-E)

CL-E se perforó direccionalmente como un pozo de desarrollo para producir reservas de las arenas M3C de la Formación Carbonera Inferior, alcanzando un ángulo máximo de desviación de 17.63 grados (ver figura 14.58). Teniendo en cuenta los constantes arenamientos del pozo y la alta producción de arena en superficie la cual fue causante de un arenamiento en solo 12 días de producción y debido a la transición del proyecto de control de arena en el campo caño limón, el cual ya estaba en las fases II y III, se decidió instalar un sistema de control de arena el cual permitiera producir el pozo y se pudiera incrementar el Draw Down con el objetivo de drenar más rápido las reservas poniendo el pozo a producir lo más cerca posible al potencial. El día 27 de Octubre de 2004 se realizó un empaquetamiento con grava a altas tasas (HRWP), utilizando mallas Excluder 2000 de Baker y se le bombeó cerámico Econoprop 20/40 como medio filtrante utilizando agua como fluido de transporte y bombeando la mezcla a una tasa de 8 BPM, lo que permitió colocar aproximadamente 2066 LB de grava por pie de formación. Posterior al trabajo la producción de arena en superficie se mantuvo en valores que oscilaron entre 0 y 2 ppm y la producción de fluidos se incrementó hasta alcanzar un valor promedio de 9837 BFPD con un corte de agua de 86.5%.

Como es de esperar el índice de productividad del pozo paso de 78.4 BFPD/PSI a 13.7 BFPD/PSI, lo que significa una reducción del 83%, pero a pesar de esta reducción la caída de presión o Draw Down se pudo incrementar de 97 PSI a 718 PSI y la producción de aceite se incrementó desde 576 BOPD a 1300 BOPD (Ver curvas de declinación en la figura 14.58), por lo que se puede concluir que la implementación del control de arena en este pozo fue exitosa, ya que se pudo producir el pozo evitando arenamiento y constantes intervenciones y además se pudo obtener una tasa de producción de aceite más alta permitiendo drenar las reservas de este pozo mucho más rápido. El comportamiento de las principales variables de yacimiento del pozo CL-E se pueden observar antes y después del control de arena en la figura 14.60.

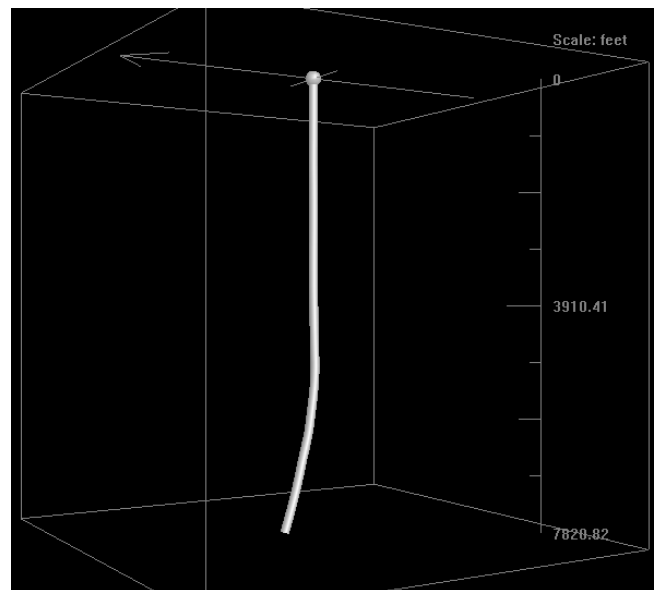


Figura 14.58. Forma del pozo CL-E. GeoGraphix Dyscovery–Well Base. Occidental de Colombia, Inc

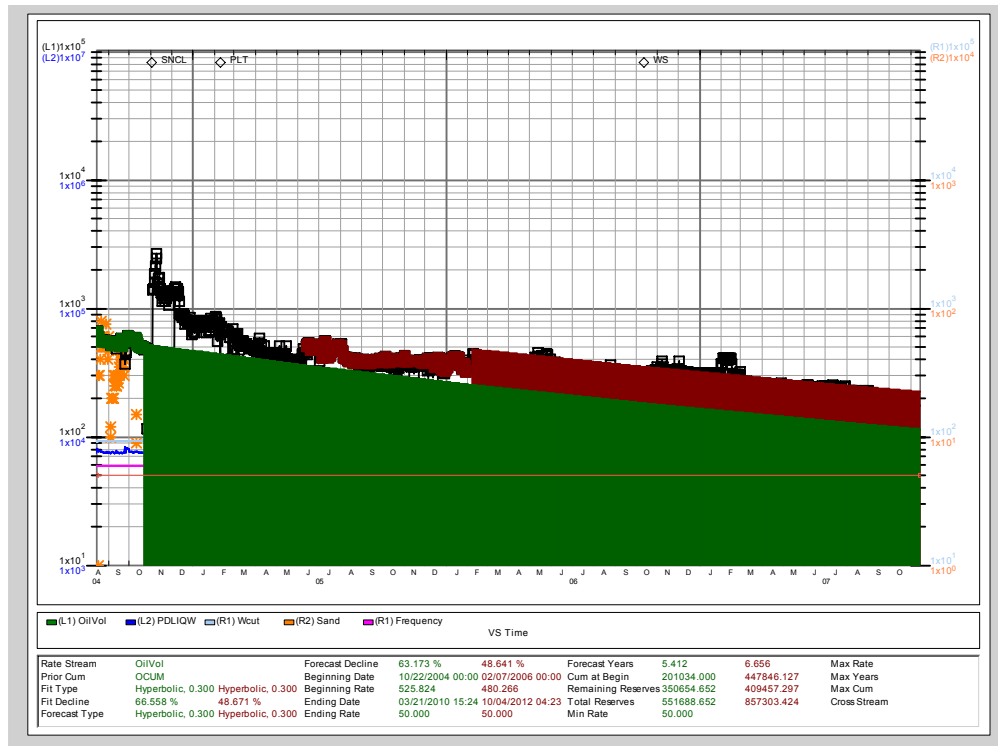


Figura 14.59. Curvas de de declinación antes y después del control de arena del pozo CL-E. Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc

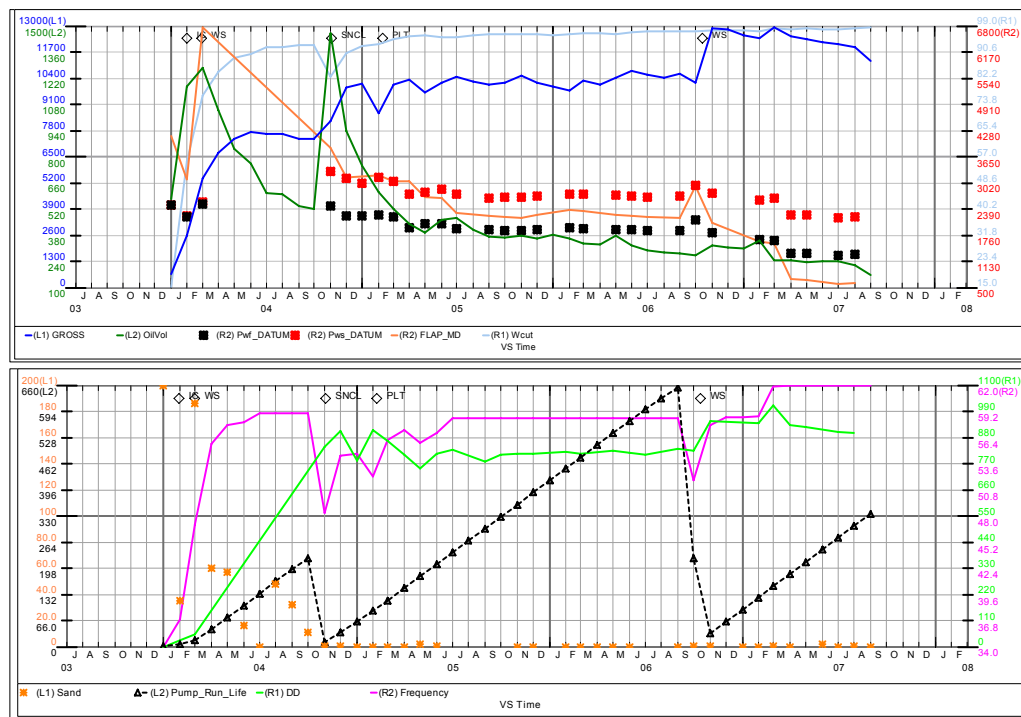


Figura 14.60. Comportamiento del pozo CL-E. Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc

14.3.15. Pozo La Yuca Q (LY-Q)

LY-Q se propuso originalmente como un pozo inyector vertical para mejorar la eficiencia de barrido de en las arenas Carbonera Superior C5b1 canal y C5b2 canal de los pozos LY-89 y LY-111 respectivamente, sin embargo durante la perforación al correr los registros se no se encontraron los canales de objeto de inyección, por esta razón se decidió realizar un “Side Track” dirigido a LY-11 en el que se encontraron los canales. Se perforó direccionalmente entre Octubre 08 y Noviembre 7 del 2003 con el equipo Pride 25 alcanzando una profundidad total de 8137 ft-MD y un ángulo de desviación máximo de 27.94 grados (Ver figura 14.60). Con los resultados de los registros a hueco abierto se determino un gran potencial para los canales de Carbonera Superior, por lo que se decidió cambiar su estatus a productor. Se completó entre Noviembre 19 y 24 de 2003 abriendo con Cañones de 4 ½” TCP cargas tipo 34 HJII RDX, a 12 tiros por pie los intervalos de Carbonera Superior C5B (7,782’-7,792’ y 7,822’-7,827’). Debido a los constantes arenamientos presentados por el pozo (4 arenamientos durante el año 2006 con tiempos de operación de 57 días ,22 días, 70 días y 1 día), se decidió instalar un sistema de control de arena con el fin de poder producir el pozo y evitar incurrir en más gastos por causa de las limpiezas de arena e instalación de nuevos equipos electrosumergibles. El día 12 de octubre de 2006, se realizó un empaquetamiento con grava a altas tasas (HRWP), utilizando mallas Superflo Wire Wrapped Screen de Schlumberger y se le bombeó cerámico Carbolita 20/40 como medio filtrante utilizando Gel Lineal como fluido de transporte y bombeando la mezcla a una tasa de 8 BPM, lo que permitió colocar aproximadamente 98.39 LB de grava por pie de formación. Posterior al trabajo la producción de arena en superficie se mantuvo en 0 ppm y la producción de fluidos se incrementó hasta alcanzar un valor promedio de 1033 BFPD con un corte de agua de 36.9%.

Como es de esperar el índice de productividad del pozo paso de 4.8 BFPD/PSI a 1.8 BFPD/PSI, lo que significa una reducción del 62%, pero a pesar de esta reducción la caída de presión o Draw Down se pudo incrementar de 200 PSI a 566 PSI y la producción de aceite se incrementó desde 594.5 BOPD a 652 BOPD, por lo que se puede concluir que la implementación del control de arena en este pozo fue exitosa, ya que se pudo producir el pozo evitando arenamiento y constantes intervenciones y

además se pudo obtener una tasa de producción de aceite más alta permitiendo drenar las reservas de este pozo mucho más rápido. El comportamiento de las principales variables de yacimiento del pozo CL-E se pueden observar antes y después del control de arena en la figura 14.63.

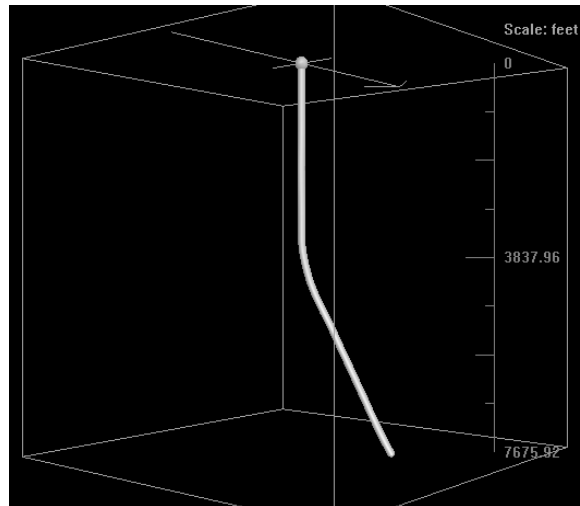


Figura 14.61. Forma del pozo LY-Q. GeoGraphix Discovery–Well Base. Occidental de Colombia, Inc

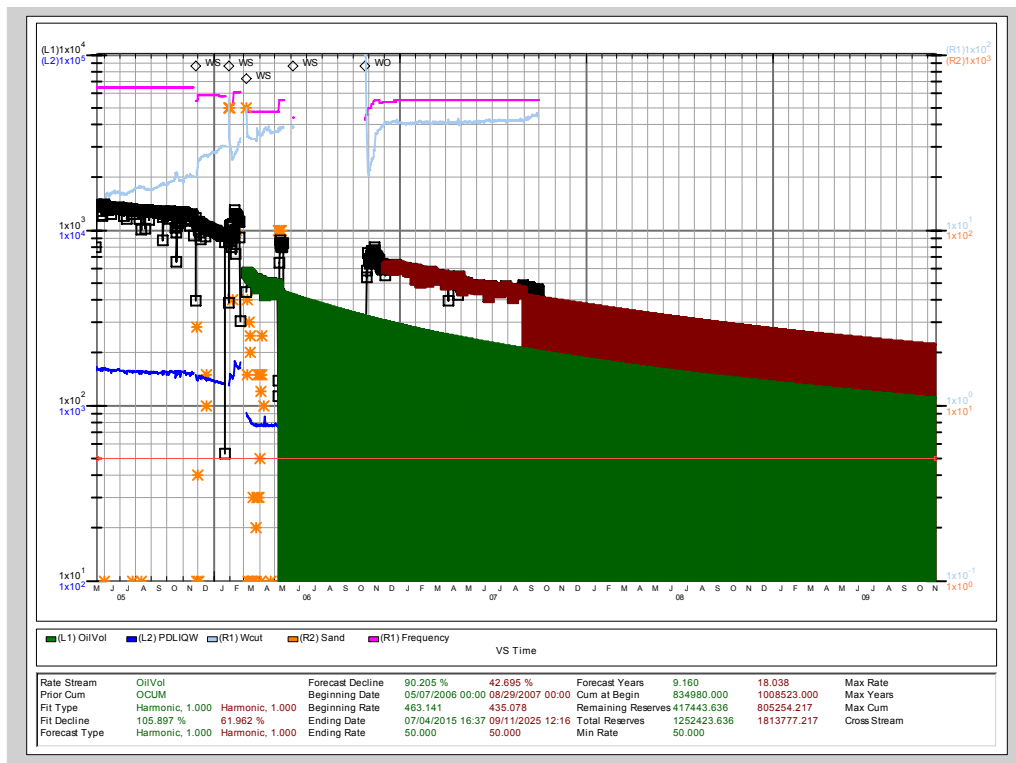


Figura 14.62. Curvas de de declinación antes y después del control de arena del pozo LY-Q. Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc

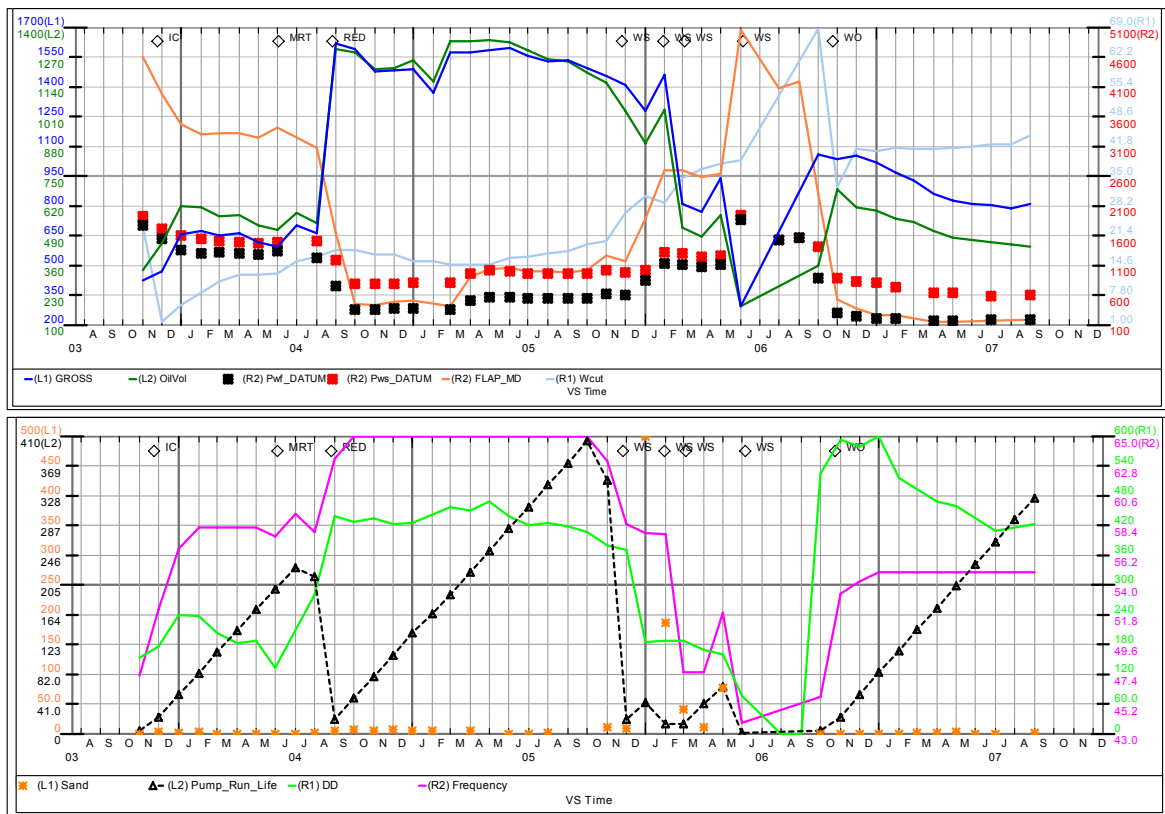


Figura 14.63. Comportamiento del pozo LY-Q. Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc

14.3.16. Pozo La Yuca A (LY-A)

LY-A fue perforado verticalmente a una profundidad de 8,392' entre Junio 09 y Julio 01 de 1984. En Agosto de 1984, se cañonearon los intervalos del M2A (7,280'-7,294'), M2B (7,297'-7,308'), M3A (7,308'-7,320', 7,324'-7,337'), M3B (7,337'-7,340'), M4A/4B (7,375'-7,410') de la formación Carbonera Inferior y del Cretáceo las arenas K1A (7,447'-7,470'), K1B (7,479'-7,496', 7,500'-7,513', 7,524'-7,536'), K1C (7,554'-7,560', 7,573'-7,583'), K1D (7,598'-7,601', 7,605'-7,607', 7,614'-7,618', 7,633'-7,634') para su completamiento inicial y se puso el pozo en producción. El pozo comenzó produciendo bajo flujo natural y con una sarta doble. En 1986 se aislaron las arenas del Cretáceo sentando un tapón a 7,430'. Se continuó produciendo de las arenas del Carbonera Inferior bajo flujo natural con sarta sencilla hasta 1989, cuando se instaló la primera bomba electrosumergible. En Octubre de 1996, los intervalos del M3A (7,324'-7,337'), M3B (7,337'-7,340'), M4A/4B (7,375'-7,410') fueron aislados mediante un tapón puente sentado a 7,322'. En Agosto de 2006 se realizó un trabajo de workover en el que se

recomendó aislar el M2B (7,297'-7,308'), M3A, M3AS (7,308'-7,320') y realizar un aislamiento parcial del M2A (7,280'-7,294') a partir de 7285'. Debido a la baja afluencia del pozo después del workover anteriormente mencionado se intervino nuevamente como workover en Octubre aislando el M2A (7,280'-7,283') y cañoneando la unidad M1B (7,214'-7,221') unidad en la cual esta abierto a producción actualmente. Debido a los constantes arenamientos presentados por el pozo (2 arenamientos con tiempos de operación de 2 días y 1 día), se decidió instalar un sistema de control de arena con el fin de poder producir el pozo y evitar incurrir en más gastos por causa de las limpiezas de arena e instalación de nuevos equipos electrosumergibles. El día 22 de Enero de 2007, se realizó un empaquetamiento con grava a altas tasas (HRWP), utilizando mallas Superflo Wire Wrapped Screen de Schlumberger y se le bombeó cerámico Carbolita 20/40 como medio filtrante utilizando Gel Lineal como fluido de transporte y bombeando la mezcla a una tasa de 8 BPM, lo que permitió colocar aproximadamente 303.14 LB de grava por pie de formación. Posterior al trabajo la producción de arena en superficie se mantuvo en 0 ppm y la producción de fluidos se incrementó hasta alcanzar un valor promedio de 1223.5 BFPD con un corte de agua de 78.2%. Como es de esperar el índice de productividad del pozo paso de 7.5 BFPD/PSI a 3.6 BFPD/PSI, lo que significa una reducción del 52% (el valor de índice de productividad posterior a la realización del trabajo no fue verificado con una prueba MRT o con un registro de producción PLT), pero a pesar de esta reducción la caída de presión o Draw Down se pudo incrementar de 187 PSI a 339 PSI y la producción de aceite se incrementó desde 104 BOPD a 235 BOPD, por lo que se puede concluir que la implementación del control de arena en este pozo fue exitosa, ya que se pudo producir el pozo evitando arenamiento y constantes intervenciones y además se pudo obtener una tasa de producción de aceite más alta permitiendo drenar las reservas de este pozo mucho más rápido.

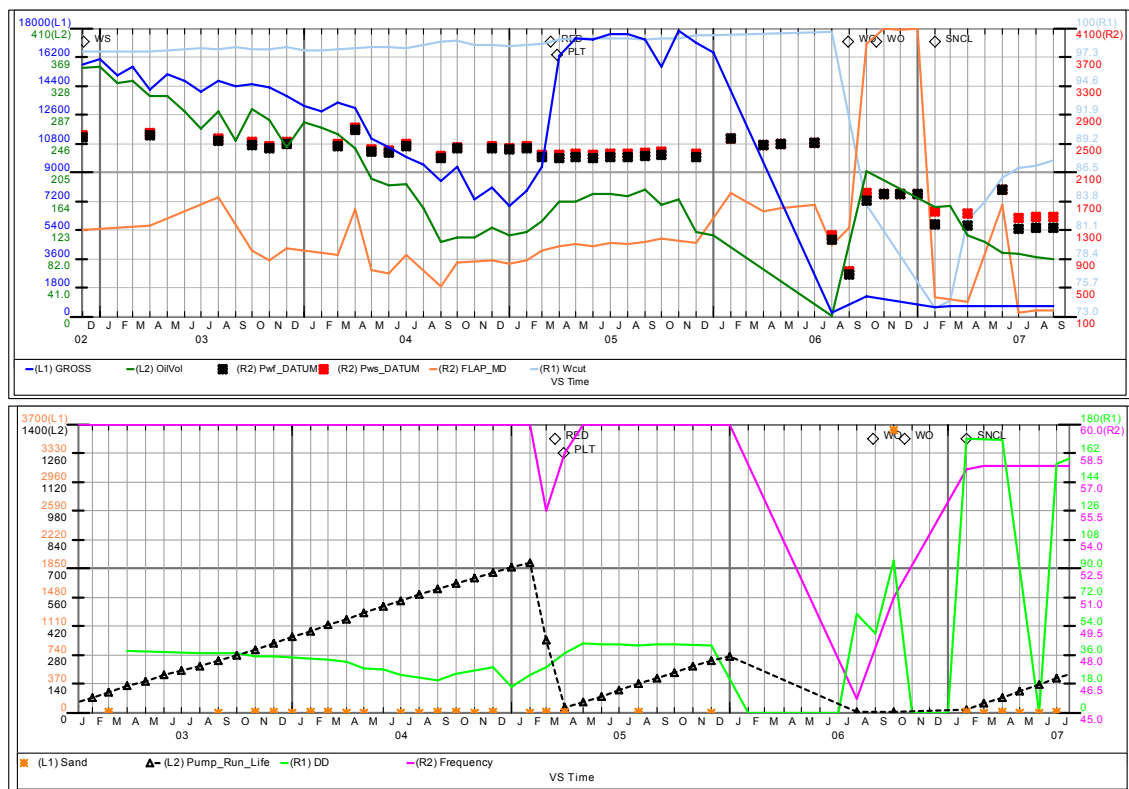


Figura 14.64. Comportamiento del pozo LY-A. Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc

14.4. POZOS CON EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA TIPO FRAC PACK

Hasta el momento, se han instalado 2 sistemas de control de arena utilizando empaquetamiento con grava con estimulación o frac pack. Estos trabajos se implementaron durante las fases II y IIA, es decir entre Diciembre 04 2003 hasta Abril 8 de 2004. Para la realización de estos trabajos, se contaba con información generada a partir de los estudios de granulometría y además con los resultados del estudio geomecánico.

Algo importante a resaltar en estos trabajos es que sus aplicaciones se implementaron a los pozos desde su completamiento inicial. El número de intervenciones realizadas a estos pozos se listan en la tabla 14.16, las variables de yacimiento en la tabla 14.17, las variables operativas se listan en la tabla 14.18, en la tabla 14.19 las velocidades de flujo y en la tabla 14.20 se muestran los parámetros de diseño de los sistemas de levantamiento artificial.

Tabla 14.16. Intervenciones realizadas a los pozos con Frac Pack

POZO	ARENA	INSTALACION	Antes del Trabajo				Despues del Trabajo				
			Fecha Pulling	Run life	Prop/GR	Motivo	Razon de Pulling	Fecha Pulling	Run life	Prop/GR	Motivo
PT-X	C5	8-Apr-2004					15-Sep-04	4	STD	POZO ARENADO	OTROS
							20-Sep-04	0	11.5:1	ESP-CP BOMBA	OTROS
LY-M	K1A2	31-Dec-2003					03-Ago-06	387	11.5:1		DHF
							04-Oct-05	602	STD	CAMARAS	DHMF

El color rojo indica las fallas de los equipos de fondo por causa de la arena

Tabla 14.17. Parámetros de Yacimiento de los pozos con Frac Pack

POZO	MOTIVO	ARENA	GRAVA	INSTALACION	ANTES						DESPUES						ACTUAL (JAN 2007)						FASE					
					Sand ppm Min	Sand ppm Max	BOPD	BFPD	WC	BPI	PI	DD	Sand Min	Sand Max	BOPD	BFPD	WC	BPI	PI	DD	Sand Min	Sand Max		BOPD	BFPD	WC	BPI	PI
PT-X	IC	C5	Econoprop 20/40	8-Apr-2004	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0	0	32.2	283.5	87.75	11	39.54	6.6942	0	3	136	1925	92.9	11	43.5	44.248	2A
LY-M	IC	K1A2	Sinertile 20/40	31-Dec-2003	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0	0	746	1381.5	46.1	0.89	1.547	893.16	0	4	49.1	883	94.4	0.89	3.619	243.98	2

El color rojo indica que la producción de fluidos proviene de la misma arena sin empaquetamiento con grava

Tabla 14.18. Variables operativas de los pozos con Frac Pack

Pozo	Unidad	Casing OD	Intervalo		Pis	Wellbore	Max Ancho	Screen Nominal	Type	Hardware		Fluido Utilizado	BPM (LB/Gal)	Concent (LB/Gal)	Lb Totales	Libras Anular	Lb en Perf	Lb Rev	Lb /pie en perf	P Sand Out (Psi)	Cation	Tipo de Carga	SPF	Condiciones de Balance	DD (Psi)	Compañia	Limpieza de Arena	
			Topo	Fondo						Int	Tot																Tipo	Lang (ft)
PT-X	C5	7"	8.334	8.343	9'	9'	3.81"	3.12"	Wire/Wedges	30.07'	Econoprop 20/40	12	5.0	16.010	620	14.343	1.047	189.867	4500	4.568	TC ²	Powerflow421 FDX	21	Superbalance	1.210	Schlumberger	-	-
LY-M	K1A2	9.98"	7.452	7.462	10'	10'	Var	5.1/2"	Encoder 2000	31.35'	Sinertile 20/40	10	6.0	21.180	950	3.000	45.230	300	3200	7.70P	94C Ultra Frac RDX	12	Balanceado	-	Baker	-	-	

Tabla 14.19. Velocidades de flujo en los pozos con Frac Pack

Pozo	Tipo de Carga	Cañon	SPF	Penetración (in)	Diametro (in)	Area (ft^2)	perforados	Caudal (BFPD)	Caudal (ft^3/s)	Vel (ft/s)	Prop Cargas
PT-X	Powerflow 4621 RDX	4 5/8" TCP	21	5.9	0.83	0.710	9	263.5	0.017	0.024	Big Hole
LY-M	64C Ultra Pack RDX	7" TCP	12	9.3	1.07	0.749	10	1381.5	0.090	0.120	Big Hole

Tabla 14.20. Parámetros de Diseño y cargas en motor y bomba en los pozos con Frac Pack

POZO	FECHA DE INSTALACION	RATA DE FLUJO			INDICE DE PRODUCTIVIDAD				BOMBA	MOTOR
		Despues-Antes	Tasa Diseño	Despues-Diseño	Antes	Despues	IP Diseño	IP Diseño 15 Meses	Prom Hertz	Prom % Carga Motor
PT-X	8-Apr-04	N/A	1,600	-1,337	N/A	40	2.6	5.0	N/A	N/A
LY-M	31-Dec-03	N/A	1,450	-69	N/A	1.5	3.6	3.6	63.8	86.94

El color rojo indica que el PI es de la unidad de arena sin empaquetamiento con grava

14.4.1. Pozo Pastora X (PT-X)

El pozo Pastora X fue propuesto como un pozo direccional exploratorio tipo A-3, para probar la presencia de hidrocarburos en una trampa estratigráfica de las arenas de la formación Carbonera Superior. Está localizado aproximadamente a un kilómetro hacia el sureste del pozo de desarrollo CL-18, donde se probó satisfactoriamente el intervalo estratigráfico objetivo de Pastora X.

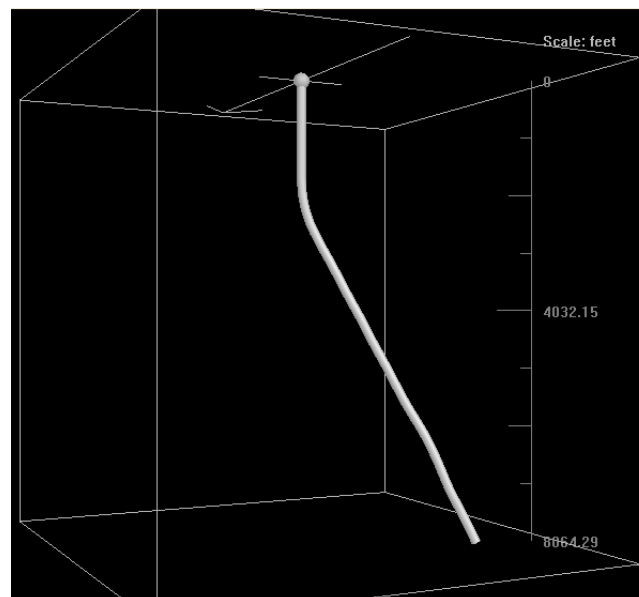


Figura 14.65. Forma del pozo PT-X. GeoGraphix Discovery–Well Base. Occidental de Colombia, Inc

El pozo se completó entre el 7 de Abril de 2004 y el 15 de Abril de 2004, abriendo a producción en intervalo C5(8,334'-8,343') de la formación carbonera superior, con cañones 4 5/8" Powerflow a 21 SPF, con cargas tipo 4621 RDX. Se instaló un equipo ESP (Bomba 329 FC-1800 STD, motor de 152 HP). Debido a la alta porosidad interpretada (>32%) y a los bajos valores de Esfuerzo no Confinado (UCS por sus siglas en ingles, promedio de 300 PSI), se decidió incluir un trabajo de Control de Arena desde la fase del completamiento inicial. Con el fin de garantizar el soporte de la formación poco consolidada presente en pastora y al tratar de reducir al máximo el daño que se le pudiera inducir a la formación, se decidió realizar un empaquetamiento con grava tipo Frac Pack. Se realizó un empaquetamiento con grava tipo Frac Pack, utilizando mallas Superflo Wire Wrapped Screen de Schlumberger y se le bombeó cerámico Econoprop 20/40 como medio filtrante utilizando Gel X-Linked como fluido de transporte y bombeando la mezcla a una tasa de 12 BPM, lo que permitió colocar aproximadamente 1593 LB de grava por pie de formación. Durante el trabajo de Empaquetamiento se lograron bombear 14,343 libras a la formación y se estimaron 620 libras al anular Malla y el Revestimiento. Después de instalar la bomba ESP, se arrancó el pozo pero la producción fue mínima hasta que falló el ESP. Entre Junio 28 y 30 de 2004 se retiró la instalación ESP y se encontró la bomba atascada con arena muy fina y el pozo arenado hasta una profundidad aproximada de 150 ft por encima del empaque superior del empaquetamiento. Posteriormente, entre Septiembre 16 y 22 de 2004 se limpió el fondo de pozo, recuperando aproximadamente 38 pies cúbicos de arena y grava; se intentó instalar una ESPCP pero al llegar a fondo las lecturas eléctricas mostraron cero aislamiento, por tanto la instalación ESPCP se retiró.

Debido al problema de arenamiento del pozo a pesar de haber sido completado con un Empaquetamiento con Grava, y a que no había sido posible producir el pozo y comprobar su capacidad de producción así como el nivel de reservas existente en el canal encontrado, se pescó el ensamblaje de empaquetamiento con grava instalado, encontrando en la malla un orificio de 2.5" por 1" a 3.8 ft del fondo y completamente llena de Econoprop. Observando los parámetros presentados en la tabla 14.17, se puede notar claramente que debido a las condiciones en que se diseñaron los disparos para perforar las unidades (Cargas Big Hole Tipo Powerflow 4621), ofrecían el área de

flujo suficiente como para pensar que el orificio presentado en la malla es causa de la alta velocidad de flujo. Se puede decir entonces los problemas con las mallas ocurrieron durante su asentamiento en el fondo del pozo. Teniendo en cuenta estos acontecimientos se puede concluir que la instalación del control de arena en este pozo no fue exitosa desde el punto de vista operativo, ya que el pozo presentó una falla por causa de arenamiento en tan solo 4 días de operación a causa del orificio en la malla que permitió el flujo de arena y cerámico y el empaquetamiento debió ser retirado para producir los intervalos de arena sin empaquetamiento alguno.

14.4.2. Pozo La Yuca M (LY-M)

LY-M es un pozo vertical de desarrollo, al cual se le instaló control de arena desde su completamiento inicial y se planeó completarlo en el intervalo K1A2(7,452'-7,462') de las arenas pertenecientes al Cretáceo. La razón por la cual este pozo fue completado con control de arena en el completamiento inicial, se debe a que por los datos de porosidad obtenidos del registro sónico (promedio 30%) y los valores de UCS (Unconfined Compressive Stress, 328 PSI en promedio) y de acuerdo con las consideraciones de yacimientos, el pozo tendría una alta producción de arena una vez fuera completado y puesto en producción a una tasa de 1450 BFPD y un Índice de productividad de 1.9 BFPD/PSI (Lo que se traduce en un Draw Down de 534 PSI), con corte de agua de 30%, para obtener finalmente una producción de 1015 BOPD y de acuerdo a los resultados obtenidos del estudio geomecánico, la declinación de la presión traería como consecuencia una producción de arena mucho más pronunciada teniendo que intervenir el pozo no mucho tiempo después de haberse completado. El pozo fue completado el 31 de Diciembre de 2003 y se instaló un empaquetamiento con grava como sistema de control de arena utilizando cerámico Sinterlite 20/40, mallas Excluder 2000 de Baker y se utilizó Gel X-Linked como fluido de transporte, permitiendo colocar 500 libras de grava por pie de formación. La grava fue bombeada a una tasa de 10 BPM y una concentración de 6.0 Lb/gal. Posterior a la instalación del control de arena la producción de arena en superficie se mantuvo en 0 ppm y al pozo no se le realizaron intervenciones a causa de arenamientos en fondo o por fallas en el equipo de levantamiento artificial por causa de la misma razón. La producción del pozo fue de

1382 BFPD, con corte de agua de 46.1% y una producción de aceite de 746 BOPD, aplicándole un Draw Down de 893.2 PSI. Sin embargo, el pozo ha presentado una rápida declinación y aún realizando incremento de frecuencia en el equipo electrosumergible con el fin de reestablecer la tasa de producción (Ver figura 14.66), la tasa de producción sigue disminuyendo, por lo que se cree que este empaquetamiento se encuentra obstruido por materiales finos de la formación.

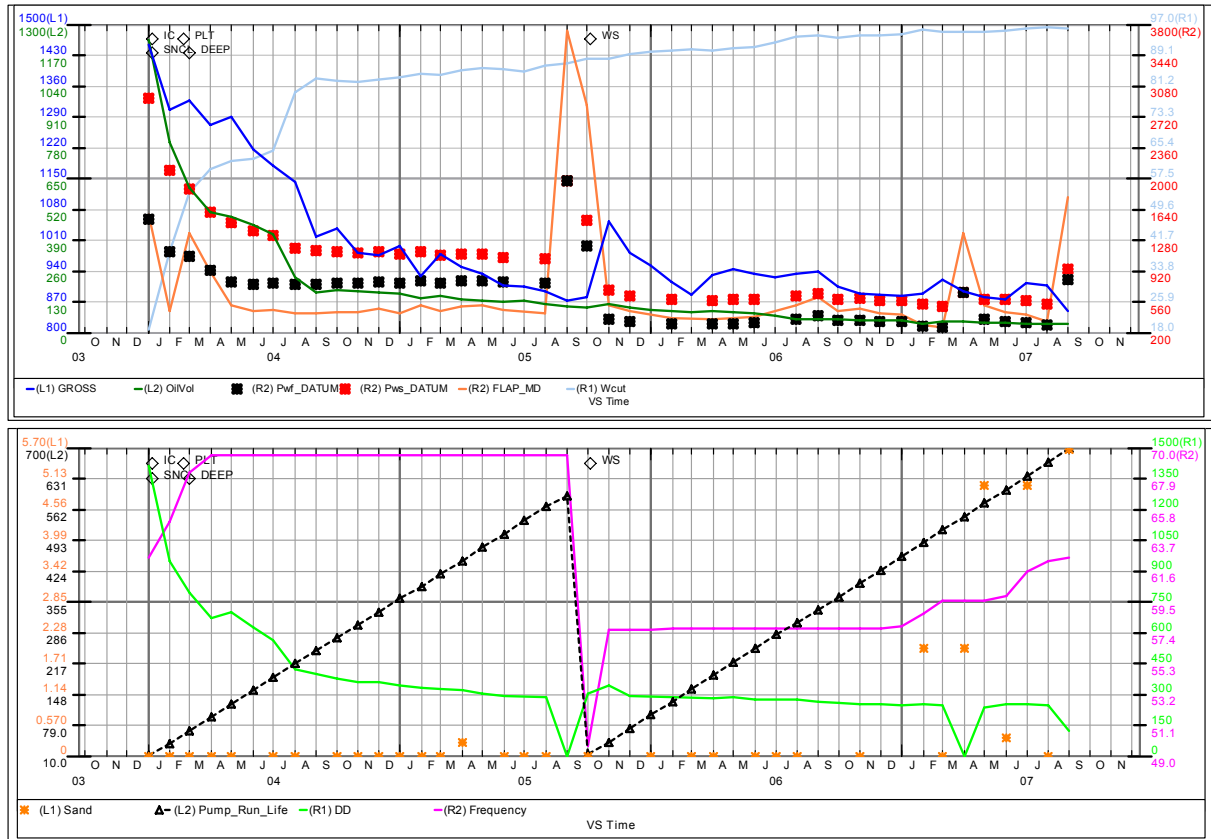


Figura 14.66. Comportamiento del pozo LY-M Dynamic Surveillance System, Occidental de Colombia, Inc

14.5 POZOS CON MALLAS PREEMPACADAS

Hasta el momento sólo se ha instalado una malla preempacada en el campo Caño Limón, debido a que la principal aplicación de esta técnica es en pozo horizontales en donde la realización de empaquetamiento con grava es mucho más complicada que en pozos verticales o desviados.

Tabla 14.21. Intervenciones realizadas a los pozos con mallas preempacadas

POZO	ARENA	INSTALACION	Antes del Trabajo				Despues del Trabajo					
			Fecha Pulling	Run life	Prop/GR	Motivo	Razon de Pulling	Fecha Pulling	Run life	Prop/GR	Motivo	Razon de Pulling
LY-1	M1B1	3-Jan-2002	03-Ene-02	36	AR	POZO ARENADO	OTROS	09-May-03	102	ARM	BAJO PI	OTROS
								30-May-03	10	Top Drive	ROTOR PARTIDO	DHF
								19-Dic-03	88	Top Drive	INTAKE TAPONADO POR ARENA	DHF
								07-Jul-04	164	Top Drive	BAJA AFLUENCIA	DHF
								25-May-05	282	Top Drive	BAJA AFLUENCIA	DHF

El color rojo indica las fallas de los equipos de fondo por causa de la arena

Tabla 14.22. Parámetros de Yacimiento de los pozos con mallas preempacadas

POZO	MOTIVO	ARENA	METODO	INSTALACION	ANTES										DESPUES										ACTUAL (JAN 2007)										FASE
					Sand ppm	BOPD	BFPD	WC	BPI	PI	DD	Min	Max	BOPD	BFPD	WC	BPI	PI	DD	Min	Max	BOPD	BFPD	WC	BPI	PI	DD								
LY-1	Avenamiento	M1B1	5 1/2" PrefPack Screen con grava 20/40	3-Jan-2002	0	1	1983.5	2028	2.165	12	12.27	165.2	0	10	738.5	794.5	7.535	12	12.97	61.2741	0	3	67.3	81.6	17.5	12	14.39	5.66944	1A						

El color Azul indica que el Índice de productividad fue estimado a partir de pozos cercanos

Tabla 14.23. Variables operativas de los pozos con mallas preempacadas

Pozo	Unidad	Casing OD	Intervalo		Pies		Well Info		Screen		Hardware		Cañon	Tipo de Carga	SPF	Condiciones de Balance	DD (PSI)	Compatia	Limpieza de Arena					
			Tope	Fondo	Int	Tot	Tipo	Max Angle	Nominal	Type	Long (ft)	Grava							Desde	Hasta	Tot			
LY-1	M1B1	9 5/8"	7.651	7.677	26	26	Horiz	88.62	5 1/2"	Enhanced Low Profile	40-16	Grava 20/40	-	-	-	-	-	Halliburton	4.943	5.759	7.324	7.324	7.681	2.738

Tabla 14.24. Velocidades de flujo en los pozos con mallas preempacadas

Pozo	Tipo de Carga	Cañon	SPF	Penetración (in)	Diametro (in)	Area (ft^2)	perforados	Caudal (BFPD)	Caudal (ft^3/s)	Vel (ft/s)	Prop Cargas
LY-I	34 B Hyperjet II RDX	4 1/2" TCP	12	17.9	0.39	0.259	26	794.5	0.052	0.199	Penetración Normal

Tabla 14.25. Parámetros de Diseño y cargas en motor y bomba en los pozos con mallas preempacadas

POZO	FECHA DE INSTALACION	RATA DE FLUJO			INDICE DE PRODUCTIVIDAD				BOMBA	MOTOR
		Despues-Antes	Tasa Diseño	Despues-Diseño	Antes	Despues	IP Diseño	IP Diseño 15 Meses	Prom Hertz	Prom % Carga Motor
LY-I	3-Jan-02	-1,234	1,500	-706	12	13	12.0	22.0	45.2	74.78

El color Azul indica que el Índice de productividad fue estimado a partir de pozos cercanos

14.5.1. Pozo La Yuca I (LY-I)

LY-I es el único pozo que se planeó como un pozo horizontal, pero se perforó direccional hasta una profundidad total de 8,059 pies MD, alcanzando un ángulo de desviación máximo de 88.62 grados (ver figura 14.67). La perforación de este pozo se llevo a cabo desde el 06 de agosto de 2001 hasta el 08 de septiembre del 2001. Se completó el 10 de octubre de 2001, abriendo con Cañones de 4 ½" TCP, Cargas 34B HJII RDX a 12 tiros por pie, el intervalo M1B1(7,651'-7,677') de la formación Carbonera Inferior. El pozo se completó con bombeo eléctrosumergible y comenzó su producción con una tasa de 2300 BFPD y un corte de agua del 4%, parámetros que se mantuvieron estables, hasta que se observo una baja afluencia del pozo, razón por la cual se apagó. Se planeó profundizar la bomba a 6000 pies, pero no fue posible bajar a más de 4,971 pies, por lo cual se decidió retirar el ensamblaje ESP. Posteriormente, se toco fondo con cable a 4,948 pies, confirmando el taponamiento con arena del pozo. Debido al arenamiento del pozo por causa del alto grado de desviación y debido a la complejidad de realizar un empaquetamiento con grava, se decidió colocar una malla preempacada con grava 20/40 el día 03 Enero de 2002.

La producción del pozo disminuyó después de la limpieza practicada, y en ese momento se debió colocar bajo producción cíclica, con una producción promedio de unos 100 BFPD, y con un corte de agua de 0%. Debido al bajo índice de productividad, así como el pobre soporte de presión que hacía bajo el caudal del pozo y era el

causante de que el pozo perdiera rápidamente el nivel de fluido; se instaló un equipo de Bomba de Cavidades Progresivas (PCP) con el propósito de reemplazar el sistema de Levantamiento Artificial de Bomba Electrosumergible (ESP) con el fin de mejorar la recuperación de reservas y evitar la producción cíclica. Partiendo de los anteriores acontecimientos se puede concluir que la instalación de este tipo de mallas en el pozo ocasionó una gran restricción al flujo en la cara del pozo ocasionando la pérdida de nivel de fluido del pozo, llegando a tal punto de someter al mismo a un cambio de sistema de levantamiento artificial para así evitar la producción por medio de By-Pass o producción Cíclica. Se realizó la instalación de una bomba de cavidades progresivas PCP de Weatherford (Geremia 48-40-1200, Top Drive), la cual presentó una falla debido a que se partió el rotor a la altura del acople con la primera varilla de 1", con tan solo 10 día de operación. Luego de la intervención, esta misma bomba se arenó hasta el intake el día 12 de Septiembre de 2003. Debido a los constantes problemas con las bombas PCP, además analizando que el pozo se encuentra completado en una arena muy delgada y presenta bajo índice de productividad y bajo soporte del acuífero ocasionando una caída de presión y por ende bajo caudal en el pozo, se decidió instalar un sistema de bombeo mecánico hidráulico tipo VSH2, el día 30 de septiembre de 2006, equipo con el que actualmente se encuentra produciendo.

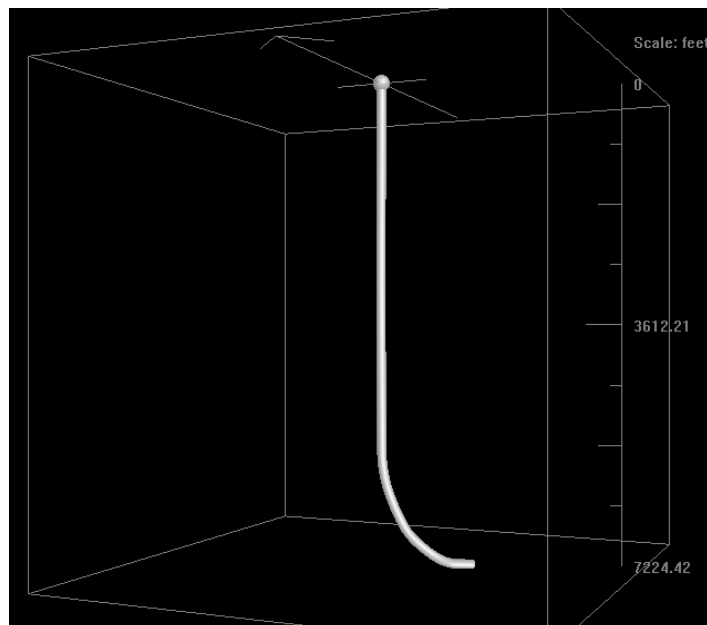


Figura 14.67. Forma del pozo LY-I. GeoGraphix Dyscovery–Well Base. Occidental de Colombia, Inc

Tabla 14.26. Resultados de los sistemas de control de arena con mallas expandibles

Pozo	Motivo	Control Arena Sup	Control Arena Fondo	Aumento Draw Down	Reducción PI	Tamaño Utilizado	Tamaño óptimo	Velocidad de Filujo	Aumento Aceite	Declinación Antes/Después	Resultado Control de Arena	Comentarios	Problemas Operacionales
CY-B	Avenamiento	SI	SI	Sin Impacto	46.8%	270	175	Apropiada	SI	Exitosa	Exitoso	Se pudo producir el pozo e incrementar la tasa de producción de aceite evitando constantes intervenciones	No
MN-A	Potencial	SI	No	Exitoso	N/A	150	150	Inapropiada	SI	Exitosa	Fallo	Por tratar de llevar el pozo a su potencial se pudo incrementar la tasa de producción de aceite, pero los equipos de fondo presentaron fallas por causa de la arena posterior a la instalación de las mallas	No
CY-A	Potencial	No	No	Sin Impacto	N/A	270	175	Aceptable	SI	Exitosa	Fallo	Por tratar de llevar el pozo a su potencial se pudo incrementar la tasa de producción de aceite, pero los equipos de fondo presentaron fallas por causa de la arena posterior a la instalación de las mallas	Problemas con la Setting Tool. Al tratar de sentar fondo de los empaques a 7291. Se hicieron varios intentos por resquebrajar la sarta y finalmente se pudo sacar con la mala ESS
CL-A	Potencial	SI	SI	Fallo	N/A	175	175	Apropiada	No	Fallo	Fallo	Por tratar de llevar el pozo a su potencial se disminuyó la tasa de producción de aceite, aunque los equipos de fondo no presentaron fallas por causa de la arena posterior a la instalación de las mallas	No
LY-F	Avenamiento	No	No	Fallo	N/A	150	150	Inapropiada	No	N/A	Fallo	A pesar de que el tamaño de las mallas era el apropiado, la escogencia de mallas expandibles para este pozo no fue la adecuada por las altas velocidades de flujo presentadas.	No
LY-J	LC	SI	SI	N/A	N/A	175	175	Aceptable	N/A	N/A	Exitoso	El pozo produjo inicialmente a lo largo de un año continuo sin intervenciones con una tasa promedio de 200 BOPD hasta que fue necesario instalar ESPCP debido a la baja eficiencia. En resumen el pozo no ha tenido problemas de arenamiento a lo largo de su vida productiva	No
CY-D	Avenamiento	No	SI	Exitoso	56.5%	175	175	Inapropiada	SI	N/A	Exitoso	A pesar de que el tamaño de las mallas era el apropiado, la escogencia de mallas expandibles para este pozo no fue la adecuada por las altas velocidades de flujo presentadas. Además no se puede comparar el antes y el después, debido a que la producción proviene de unidades de arena diferentes. Exitoso desde el punto de vista de producción de aceite y que no ha presentado arenamientos en entorno	Problemas con la Setting Tool. Al tratar de sentar fondo de los empaques a 7192.4. Se hicieron varios intentos por liberar con éxito. Posteriormente se pudo liberar con 148000 LB.
LY-O	Avenamiento	SI	SI	Exitoso	60.3%	150	270	Apropiada	SI	N/A	Exitoso	Se pudo producir el pozo e incrementar la tasa de producción de aceite evitando constantes intervenciones	No
CL-D	Potencial	SI	SI	Fallo	N/A	150	150	Apropiada	No	Fallo	Fallo	Por tratar de llevar el pozo a su potencial se disminuyó la tasa de producción de aceite, aunque los equipos de fondo no presentaron fallas por causa de la arena posterior a la instalación de las mallas	No

El color azul indica que el PI fue estimado de pozos cercanos

El color morado indica que no se puede comparar PI antes y después por ser un trabajo desde el Completamiento inicial

El color Rojo indica que el PI proviene de una unidad de arena diferente

Tabla 14.27. Resultados de los sistemas de control de arena con Empaquetamiento con Grava Convencional

Pozo	Motivo	Control Arena Sup	Control Arena Fondo	Aumento Draw Down	Reduccion PI	Tamaño Utilizado	Tamaño Optimo	Tamaño Ramura	Selección Aprobada	Espesor Empaquet	Aumento Acetate	Deficiencia Antedispues	Resultado Control de Arena	Comentarios	Problemas Operacionales
LYT	Avenamiento	SI	SI	SI	45%	20/40	12/20	Apropiado	5.5 D50	Apropiado	SI	N/A	Exitoso	Se pudo producir el pozo e incrementar la tasa de producción de aceite evitando constantes intervenciones	Problemas con la herramienta Over the Top, se intentó utilizar para el pozo pero no se pudo utilizar por problemas de empuje superior. Herramienta atascada por exceso de grava
LY8	Avenamiento	SI	SI	No	N/A	20/40	12/20	Apropiado	5.5 D50	Apropiado	Sin Impacto	N/A	Exitoso	Se pudo producir el pozo e incrementar la tasa de producción de aceite evitando constantes intervenciones	No
LYG	IC	SI	SI	N/A	N/A	20/40	20/40	Apropiado	5.5 D50	Apropiado	N/A	N/A	Falso	Debido a la muy baja productividad del pozo, se realizó un trabajo de reacomodamiento para retomar el pozo a producción desde una nueva unidad de arena, aislando la formación K1D1 que podía ser drenada en otro pozo cercano.	No
MN4S	IC	No	No	N/A	N/A	20/40	20/40	Apropiado	5.5 D50	Apropiado	N/A	N/A	Falso	Basados en la baja productividad que el pozo, había presentado lo que hacía que no resultara rentable producirlo, además del hecho de que la bomba se encontraba atascada por la arena y con el propósito de mejorar la capacidad de producción de petróleo del pozo, se recomiendo aslar el intervalo K34 y perforar los intervalos K243 y K244 con el fin de incrementar la productividad del pozo. Se realizó el trabajo de producción por irrigación de este período talca el norte de la estructura.	No
LYE	Avenamiento	SI	SI	SI	75%	20/40	12/20	Apropiado	5.5 D50	Apropiado	Sin Impacto	N/A	Exitoso	Se pudo poner a producir evitando realizar constantes intervenciones para realizar limpiezas de arenas y evitando el punturo de gas de los equipos electrosumergibles	No
LYH	IC	SI	SI	N/A	N/A	20/40	12/20	Apropiado	5.5 D50	Apropiado	N/A	N/A	Falso	Al cabo de 6 meses de producción, la tasa disminuyó rápidamente, y se debió colocar el pozo en producción crítica (By Pass), puesto que el pozo se quedaba rápidamente sin nivel. Debido al bajo índice de productividad, así como el pobre soporte de presión que hace bajo el caudal del pozo y que se pierda rápidamente el nivel de agua, se decidió instalar un equipo de Bombas de Caudales Variables (BCV) para aumentar la producción del pozo. Se presentó la alarma de Carbono Superior alto con la instalación de ESP/CP, se llegó a la conclusión de que la producción no podía ser manejada por equipos ESP o ESP/CP. Teniendo en cuenta lo anterior, se decidió instalar un equipo de bombeo mecánico con varillas (V/S/H2)	No
LYC	Avenamiento	N/A	N/A	N/A	N/A	20/40	12/20	Apropiado	5.5 D50	Apropiado	N/A	N/A	Falso	Después de este trabajo realizado en Diciembre de 2011, el pozo se volvió a producción con el equipo electro sumergible instalado, produciendo solamente por 6 días. En Enero 9 del 2012 se intentó realizar un servicio al pozo para determinar la causa de la falla del equipo electrosumergible. Se intentó sacar la sarta de producción sin éxito. Se realizaron 3 intentos de pescas durante los años 2002 y 2003, todos sin éxito alguno y debido a los costos generados durante los trabajos de pesca, se tomó la decisión de abandonar el pozo.	No
CLB	Avenamiento	SI	SI	SI	N/A	20/40	12/20	Apropiado	5.5 D50	Apropiado	SI	Exitosa	Exitoso	Se pudo poner a producir evitando realizar constantes intervenciones para realizar limpiezas de arena. Un aspecto importante a resaltar, es que los intervalos inferiores del CLB, aún no se han puesto en producción y serían una buena opción potencial de complementario para este pozo una vez unidad C4C se deplete completamente.	No
LYF	Avenamiento	SI	SI	SI	20%	20/40	20/40	Apropiado	5.5 D50	Apropiado	No	N/A	Exitoso	Se pudo poner a producir evitando realizar constantes intervenciones para realizar limpiezas de arena y evitando el punturo de gas de los equipos electrosumergibles reemplazando de manera exitosa las mallas ESS instaladas anteriormente	No

El color azul indica que el PI fue estimado de pozos cercanos
 El color morado indica que no se puede comparar PI antes y después por ser un trabajo desde el Completamiento inicial
 El color Rojo indica que el PI proviene de una unidad de arena diferente
 El Color Naranja indica que el pozo fue abandonado

Tabla 14.28. Resultados de los sistemas de control de arena con Empaquetamiento con Grava a Altas Tasas

Pozo	Medio	Control Arena Sup	Control Arena Fondo	Aumento Draw Down	Reducción PI	Tamaño Utilizado	Tamaño óptimo	Supero Grad Fractura	Selección Aprobada	Espesor Empaquet	Aumento Acetate	Declinación Antes/Después	Resultado Control de Arena	Comentarios	Problemas Operacionales
LY-N	Potencial	SI	SI	SI	92%	20/40	8/12	No	5.5 D50	Apropiado	SI	Eficiosa	Efioso	Se pudo llevar el pozo a producir una tasa de aceite mucho mayor permitiendo drenar las reservas del pozo en menos tiempo y evitando intervenciones por caída de arenamiento	No
LY-S	Potencial	SI	SI	SI	97%	20/40	20/40	No	5.5 D50	Apropiado	No	Fallo	Fallo	La implementación del control de arena en este pozo no fue exitosa ya que se pudo producir una tasa de aceite mucho menor permitiendo drenar las reservas del pozo de manera ineficiente.	No
MNB	Arenamiento	SI	SI	SI	7%	20/40	12/20	No	5.5 D50	Aceptable	SI	Eficiosa	Efioso	La implementación del control de arena en este pozo fue exitosa, ya que se pudo realizar un control del arenamiento del pozo, evitando intervenciones y las constantes intervenciones por el arenamiento de los perforados y además se pudo producir a una tasa mucho más alta lo que significa un drenaje de las reservas en menos tiempo.	No
LY-L	Potencial	SI	SI	SI	59%	16/20	12/20	SI	5.5 D50	Aceptable	SI	Eficiosa	Efioso	La implementación del control de arena en este pozo fue exitosa ya que se pudo mejorar el perfil de producción y evitar arenamientos futuros.	No
CY-E	Arenamiento	SI	SI	SI	47%	20/40	20/40	SI	5.5 D50	Aceptable	SI	Sin Impacto	Efioso	La implementación del control de arena en este pozo fue exitosa, ya que se pudo controlar el arenamiento del pozo, evitando intervenciones y las constantes intervenciones por el arenamiento de los perforados.	No
CY-C	Potencial	SI	SI	SI	58%	20/40	20/40	SI	5.5 D50	Aceptable	SI	Eficiosa	Efioso	La implementación del control de arena en este pozo fue exitosa, ya que se pudo incrementar la caída de presión del pozo, evitando a producir más cerca de su potencial y drenar las reservas del pozo mucho más rápido.	No
LY-K	Potencial	SI	SI	SI	80%	20/40	8/12	No	5.5 D50	Apropiado	SI	Eficiosa	Efioso	La implementación del control de arena en este pozo fue exitosa, ya que se pudo incrementar la caída de presión del pozo, evitando a producir más cerca de su potencial y drenar las reservas del pozo mucho más rápido.	No
LY-P	Potencial	SI	SI	SI	62%	20/40	20/40	SI	5.5 D50	Apropiado	SI	Eficiosa	Efioso	La implementación del control de arena en este pozo fue exitosa, ya que se pudo incrementar la caída de presión del pozo, evitando a producir más cerca de su potencial y drenar las reservas del pozo mucho más rápido.	No
MN-DX	Arenamiento	SI	SI	SI	56%	20/40	12/20	SI	5.5 D50	Apropiado	SI	Eficiosa	Efioso	La implementación del control de arena en este pozo fue exitosa, ya que se pudo producir el pozo evitando arenamiento y constantes intervenciones.	No
MN-K4	Arenamiento	SI	SI	SI	89%	20/40	12/20	SI	5.5 D50	Aceptable	SI	Sin Impacto	Efioso	La implementación del control de arena en este pozo fue exitosa, ya que se pudo producir el pozo evitando arenamiento y constantes intervenciones.	No
LY-D	Potencial	SI	SI	SI	84%	20/40	12/20	SI	5.5 D50	Apropiado	SI	Eficiosa	Efioso	La implementación del control de arena en este pozo fue exitosa, ya que se pudo incrementar la caída de presión del pozo, evitando a producir más cerca de su potencial y drenar las reservas del pozo mucho más rápido.	No
CL-C	Arenamiento	SI	SI	SI	68%	20/40	12/20	SI	5.5 D50	Apropiado	SI	Sin Impacto	Efioso	La implementación del control de arena en este pozo fue exitosa, ya que se pudo producir el pozo evitando arenamiento y constantes intervenciones.	No
LY-R	Arenamiento	N/A	N/A	N/A	N/A	20/40	20/40	N/A	5.5 D50	Apropiado	N/A	N/A	Fallo	Se puede concluir que la implementación del control de arena en este pozo no fue exitosa ya que por razones según productores de este pozo, problemas operativos durante la instalación del sistema de control de arena.	No
CL-E	Arenamiento	SI	SI	SI	83%	20/40	12/20	No	5.5 D50	Apropiado	SI	Eficiosa	Efioso	La implementación del control de arena en este pozo fue exitosa, ya que se pudo producir el pozo evitando arenamiento y constantes intervenciones y además se pudo obtener una tasa de aceite mucho más alta permitiendo drenar las reservas de este pozo mucho más rápido.	No
LY-Q	Arenamiento	SI	SI	SI	62%	20/40	12/20	No	5.5 D50	Apropiado	SI	Eficiosa	Efioso	La implementación del control de arena en este pozo fue exitosa, ya que se pudo producir el pozo evitando arenamiento y constantes intervenciones y además se pudo obtener una tasa de aceite mucho más alta permitiendo drenar las reservas de este pozo mucho más rápido.	No
LY-A	Arenamiento	SI	SI	SI	52%	20/40	20/40	No	5.5 D50	Aceptable	SI	Eficiosa	Efioso	La implementación del control de arena en este pozo fue exitosa, ya que se pudo producir el pozo evitando arenamiento y constantes intervenciones y además se pudo obtener una tasa de aceite mucho más alta permitiendo drenar las reservas de este pozo mucho más rápido.	No

El color azul indica que el PI fue estimado de pozos cercanos
El color Rojo indica que el PI proviene de una unidad de arena diferente

Tabla 14.29. Resultados de los sistemas de control de arena con Frac Pack

Pozo	Motivo	Control Arena Sup	Control Arena Fondo	Aumento Draw Down	Reduccion PI	Tamaño Utilizado	Tamaño óptimo	Selección Apropriada	Espesor Empaquet	Aumento Acetle	Declinación Antes/Despues	Resultado Control de Arena	Comentarios	Problemas Operacionales
PT-X	IC	N/A	N/A	N/A	N/A	20/40	12/20	5.5 D50	Apropiada	N/A	N/A	Fallo	La instalación del control de arena en este pozo no fue exitosa desde el punto de vista operativo, ya que el pozo presentó una falla por causa de arenamiento en tan solo 4 días de operación a causa del orificio en la malla que permitió el flujo de arena y cerámico y el empaquetamiento debió ser retirado para producir los intervalos de arena sin empaquetamiento alguno	No
LY-M	IC	SI	SI	N/A	N/A	20/40	20/40	5.5 D50	Aceptable	N/A	N/A	Exitoso	Se constata exitoso teniendo en cuenta que el pozo produjo una tasa de 746 BOCPD durante los dos primeros meses y a pesar de su rápida declinación produjo durante los años 2004 y 2005 tasas por encima de 100 BOCPD. Lo que significa que el pozo retorno la inversión del control de arena.	No

El color morado indica que no se puede comparar PI antes y después por ser un trabajo desde el Completamiento inicial

Tabla 14.30. Resultados de los sistemas de control de arena con Mallas Preempacadas

Pozo	Motivo	Control Arena Sup	Control Arena Fondo	Aumento Draw Down	Reduccion PI	Tamaño Utilizado	Tamaño óptimo	Selección Apropriada	Espesor Empaquet	Aumento Acetle	Declinación Antes/Despues	Resultado Control de Arena	Comentarios	Problemas Operacionales
LY-I	Arenamiento	No	No	No	N/A	20/40	12/20	5.5 D50		No	Fallo	Fallo	La producción del pozo disminuyó drásticamente después de la instalación de la malla y se debió cerrar bajo producción cíclica con una producción promedio de unos 100 BFPD. Debido al bajo índice de productividad, así como el pobre soporte de presión y el bajo nivel de eficiencia de los equipos de separación y empaquetamiento (RCPD) con el cual se hicieron múltiples pruebas por arenamiento y también por bajo soporte de presión bajo nivel del pozo, razones por las cuales finalmente se le instaló un sistema de bombeo mecánico tipo VSHZ	No

El color azul indica que el PI fue estimado de pozos cercanos

CONCLUSIONES

- La técnica de control de arena con mayor grado de éxito en los pozos del campo Caño Limón y campos aledaños en cuanto al control de arenamiento del pozo, es el empaquetamiento con grava a altas tasas de bombeo o High Rate Water Packs, la cual presenta un porcentaje de efectividad del 88%, seguida por la técnica de empaquetamiento con grava convencional con un 56% y las mallas expandibles con un 44%.
- El porcentaje global de éxito y fracaso en la implementación de técnicas de control de arena en el Campo Caño Limón y Campos aledaños es de 65% y 35% respectivamente, encontrando que el 11% de los fracasos se debió a las aplicaciones realizadas a pozos desde su completamiento inicial, el 14% pertenece a pozos a los cuales se les intentó mejorar el perfil de producción y el otro 11% de los fracasos se debió a problemas operacionales durante la instalación y a las condiciones de diseño de los sistemas.
- Del 65% de los pozos con grado de éxito en la implementación del control de arena, en el 41% de los casos se pudo evitar el arenamiento, las constantes intervenciones y adicional a esto se pudo incrementar la tasa de producción de aceite y en el otro 24%, solo se pudo controlar la producción de arena y mantener estable la producción de aceite.
- A pesar que la reducción en el índice de productividad en los pozos a los que se les instaló sistemas de mallas expandibles es tan solo el 53% en promedio, la velocidad de flujo es una de las principales limitantes que presenta el método, encontrando que en pozos con velocidades de flujo mayores a 1 ft/s, las mallas son erodadas a la altura de los perforados, por lo que se puede concluir que este sistema no aplica para pozos de alto potencial de producción.

- La reducción promedio en el índice de productividad en los pozos que se instaló empaquetamiento con grava a altas tasas es de 70%, lo cual siempre es de esperar ya que con la instalación de los componentes de fondo del sistema y con el bombeo de grava o cerámico en el anular y en las perforaciones, se le adiciona una restricción al flujo y un daño por completamiento a las formaciones empaquetadas.

- Al 99% de los pozos que se les instaló empaquetamiento con grava convencional y a altas tasas, se le bombeó grava o Cerámico 20/40 como medio filtrante sin importar las condiciones óptimas de diseño sugeridas por las curvas granulométricas, lo que se traduce en una reducción en el índice de productividad promedio entre las dos técnicas, alrededor del 82% debido al taponamiento del empaquetamiento por los finos.

- En pozos como LY-L, CY-E, CY-C, LY-P y LY-A, en donde el cerámico utilizado como medio filtrante coincide o está muy cerca del tamaño óptimo, la reducción en el índice de productividad es de tan solo el 57%.

- Dependiendo de la cantidad de grava que se logre bombear a las perforaciones, el pozo presentará una mayor o menor caída en el índice de productividad, encontrando que la tendencia general es que a mayor cantidad de grava en perforados menor es la reducción en el índice de productividad, debido a que la grava forma puentes o caminos de alto flujo evitando la formación de espacios de transición entre arena y grava los cuales aumentan la restricción al flujo.

- Se realizaron cinco (5) trabajos duales de control de arena en los pozos MN-B, CY-E, CY-C, MN-A4 y LY-R, bajo la técnica de empaquetamiento a altas tasas (HRWP), de los cuales 4 fueron exitosos logrando controlar la producción de arena, evitando el arenamiento en fondo y logrando incrementar la tasa de producción de aceite. Solo el trabajo en el pozo LY-R no fue exitoso, debido a que realizando el empaquetamiento en el intervalo superior no se alcanzó la

presión de “Screen Out” atascándose la herramienta y tomando como decisión final el abandono de los intervalos.

- En general las arenas de las formaciones carbonera inferior, Carbonera Superior y Cretáceo, presentes en los pozos del campo Caño Limón y Campos aledaños presentan coeficientes de uniformidad que varían en un rango entre 2 y 6. Las unidades C5 de carbonera superior, M2, M3 y M4 de Carbonera inferior son arenas uniformes con coeficientes menores e iguales a 3 y las unidades M1 de Carbonera Inferior, las unidades K1 y K2 del Cretáceo, son intervalos no uniformes con coeficientes mayores a 5.
- Los principales problemas operacionales en los sistemas HRWP se presentaron al momento de retirar la herramienta de empaquetamiento debido a atascamientos de la misma por causa de presencia de cerámico dentro de la herramienta y en los alrededores de la misma.
- Uno de los problemas operacionales frecuentes en los sistemas de mallas expandibles se presentó durante el asentamiento de los empaques arrowdrill (Empaque superior de sostén y sello anular) con la herramienta Setting Tool.
- En el 100% de los pozos a los que se les instaló empaquetamiento con grava tipo HRWP, se recañearon los intervalos a empaquetar con cargas tipo “Big Hole”, las cuales permiten contar con un área de flujo mayor, sacrificando penetración y garantizando mayor área en los perforados para la colocación de más cerámico o grava.
- El uso de materiales cerámicos como medios filtrantes (Carbolita, Sinterlita y Econoprop) en las operaciones de empaquetamiento, garantiza que los granos lleguen a la formación con el tamaño adecuado y no sufran desgastes o fragmentación durante las operaciones de bombeo, asegurando simultáneamente la efectividad del empaquetamiento.

- El mecanismo de falla del campo es falla por corte, por lo que la aplicación de técnicas sin componentes de fondo o “Screen Less” como la consolidación de las arenas por medio de resinas, es muy riesgosa para aplicar, debido a que por los grandes esfuerzos a los que están sometidos las rocas y la baja resistencia de las mismas muy probablemente la consolidación no cause efecto alguno.

- Debido a los bajos valores de resistencia de la roca (UCS) y a la poca consolidación de las arenas que conforman los yacimientos del campo Caño Limón y campos Aledaños, la aplicación de la técnica de perforaciones orientadas no genera mayor impacto en el control de la producción de arena ya que debido a simulaciones realizadas a partir de los resultados del modelado mecánico de Subsuelo (MEM) mostraron que la orientación de las perforaciones en las arenas de Carbonera Superior y Cretáceo presentaría producción de arena a una diferencia de presión o draw down mayor a 1 PSI y en las arenas de Carbonera Inferior se presentaría producción de arena a caídas de presión menores de 400 PSI

RECOMENDACIONES

- Utilizar la técnica HRWP (High Rate Water Pack) en los pozos del Campo Caño Limón y campos aledaños, como sistema de control de arena en la ejecución de futuros trabajos, debido al grado de éxito obtenido en anteriores instalaciones con la implementación de esta técnica.
- No realizar trabajos de control de arena a pozos con el objetivo de incrementar el perfil de producción, por el contrario implementarlo en pozos que presenten arenamientos constantes y que realmente no se dejen producir.
- Tomar registros de producción PLT o realizar pruebas multitasa MRT antes y después de la realización de un control de arena, para poder observar la reducción real del índice de productividad.
- Evaluar la posibilidad de utilizar cargas “Big Hole” de última tecnología en pozos con revestimiento de 9 5/8” de diámetro externo, como las cargas Power Jet Omega de Schlumberger disparadas con cañones de 7”, las cuales tienen la capacidad de realizar disparos profundos sin sacrificar el área de flujo, garantizando el empaquetamiento de los perforados con cerámico y además garantizan el sobrepaso a través de la zona de daño por la gran penetración del disparo.
- Debido a la gran tendencia de producción de agua en los pozos del campo Caño Limón y campos aledaños por la presencia de un acuífero activo, no es recomendable realizar las operaciones de empaquetamiento superando el gradiente de fractura, ya que se pueden generar grietas que comuniquen la formación con el acuífero. Por esta misma razón no es recomendable realizar empaquetamientos tipo Frac Pack

- No es recomendable instalar un sistema de control de arena en pozos desde su completamiento inicial, debido a que no se cuenta con la información suficiente y además los resultados encontrados con este estudio muestran que de los seis (6) trabajos realizados solo dos (2) tuvieron éxito y los cuatro (4) restantes no fueron exitosos debido a problemas operacionales y al bajo índice de productividad con el que quedaron los pozos posterior al trabajo.

- Tomar más registros sísmicos dipolares (DSI) en el campo Caño Limón en pozos ubicados estratégicamente, con el fin de cubrir el área de estudio y poder realizar mejores ajustes a las correlaciones de los tiempos de tránsito de las ondas de cizalla y compresionales o generar correlaciones de estas por cada bloque estructural del campo para poder estimar de mejor manera las propiedades mecánicas y los módulos elásticos de las rocas.

- Realizar más pruebas minifrac o Pruebas de Leak Off extendidas, con el fin de garantizar un mejor ajuste de los esfuerzos calculados con el modelo Bi-Axial Poroelástico.

BIBLIOGRAFÍA

1. Acock Andrew, Joe Alexander, Katsuhei Yoshioka, Masaaki Numasawa, López-de-Cárdenas Jorge, Islamabad Nishi, Twynam Allan, Wilson Allan, Roy Alistair. Métodos prácticos de manejo de la producción de arena. Rosharon, Texas Masatoshi, Japan Petroleum Exploration Company, Ltd. (JAPEX), BP Aberdeen, Escocia BP Sunbury. Oilfield Review Verano 2004
2. Ahumada, R Y Bernal, M. Plan Integral para manejo y control de los yacimientos en Cravo Norte. Sexto Congreso Colombiano del Petróleo, memorias, tomo II.
3. Anwar Husen, Brown Tim, Nikolay Roger, Mariden Rob, Al-Khobar Velarde, Spooner Dave, Stone Terry, Stouffer Tim. Observación del cambio de las rocas: modelado mecánico del subsuelo Marathon Oklahoma City, Pluspetrol Lima, Perú, Arabia Saudita Lee Ramsey Sugar Land, BP Aberdeen, Escocia. Oilfield Review Otoño 2003.
4. Armstrong, Phil. The Promise of Elastic Anisotropy. Houston Texas 2003.
5. Augustine, J, Ratterman, E. Advanced Completion Technology Creates a New Reality for Common Oilfield Myths, SPE, and SPE - Baker Oil Tools.
6. Babs Oyenehin, M, Macleod, Chris, Oluyemi Gbenga. Intelligent Sand Management SPE, The Robert Gordon University and Vetco-Gray Limited
7. Baker Hughes. Brochure Baker EXPress Expandable screen system 2002.
8. Calderón Carillo Zuly y Tarazona Oswaldo. Análisis del Control de Arena. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander 1988.

9. Carrillo, David. Determinación de la Resistencia Compresiva no consolidada (UCS) de la roca a partir de parámetros de perforación, una aplicación en el piedemonte Colombiano. Tesis de Grado Universidad Industrial de Santander 2006.
10. Carlson Jon, King Gerge, Waters Frank, Price, Colin. Sand Control Why and How? Chevron Services Co. – Amoco Production Co. – BP Exploration Inc.
11. Catalán, Carlos. Algunas consideraciones sobre el módulo de poisson. San Salvador 2006.
12. C.F. Williams, B.M. Richard, and D. Horner, Baker Oil Tools. A New Sizing Criterion for Conformable and Nonconformable Sand Screens Based on Uniform Pore Structures
13. Cleveland, M.N Y Molina, J Deltaic Reservoir of the Caño Limón Field, Colombia, South America. Casebook in East Science, 1990.
14. Caño Limón “Historia de un gigante” Publicación Occidental de Colombia.
15. Cocales, B., "Optimizing Materials for Better Gravel Packs", World Oil (December 1992), 73-77
16. Eaton, B.A.: “The equation for geopressure prediction from well logs”, paper SPE 5544 prepared for the 50th Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas, Texas, September 28 - October 1, 1975.
17. Economides, Michael. Petroleum Well Construction. Duncan Oklahoma United States 1997.
18. Fjaer, E, Rasmus, R. Petroleum Related Rock Mechanics, 1996

19. Fydman, M. and Fontura, S.A.B. Applications of a Coupled Chemical-Hydro-Mechanical Model to Wellbore Stability in Shales”. Paper IBP-262 00 prepared for presentation at the Rio Oil & Gas Conference held in Rio de Janeiro, Brazil, 16-19 October, 2000
20. Frydman, M. and Fontura, S.A.B.; “Modeling Aspects of Wellbore Stability in Shales”, This paper was prepared for presentation at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Buenos Aires, Argentina, 25–28 March 2001.
21. Gabela, Víctor H, Asociación ECOPETROL-Occidental Campo Caño Limón. Llanos Orientales de Colombia. II Simposio Exploración de Cuencas Subandinas. Bogotá Agosto de 1985.
22. García, Maria. Determinación de la Orientación y Magnitud del Esfuerzo Máximo Horizontal a Partir del Modelamiento de Breakouts en la Zona del Piedemonte Llanero Colombiano. Tesis de Grado Universidad Industrial de Santander 2006.
23. Gurley, D.G., Copeland, C.T., Hendrick, J.O. Jr., "Design, Plan, and Execution of Gravel-Pack Operations for Maximum Productivity", SPE Paper 5709, Journal of Petroleum Technology (October 1977), 1259-1266
24. Horsrud, P. Estimating Mechanical Properties of Shale From Empirical Correlations”. Paper SPE 56017. SPE Drilling and Completion, June 2001.
25. Mora, Guerrero I, Villadiego Atencio D, Desarrollo de una herramienta para analizar la inestabilidad de pozo, mediante el uso de las teorías elástica y poroelástica: aplicación al piedemonte colombiano. Trabajo de Grado, 2005.

26. Neira Sánchez, Sandra. Reevaluación de los factores que afectan la producción de arena en el campo Caño Limón. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander 1998
27. Occidental de Colombia, Inc. Caño Limón Field Mechanical Earth Model. Geomechanics Evaluation for Sand Management Solutions. Bogotá - Colombia 2003.
28. OSORIO, J G. Curso de Geomecánica de Yacimientos. Cáp. 1-12. Colombia 2003.
29. Pabón, Eduard, Méndez, Yussed. Análisis De La Geomecánica Aplicada a la Estabilidad de Pozos de los Campos Cusiana y Cupiagua Mediante Analogías con Yacimientos Sensibles a Esfuerzos. Tesis de Grado Universidad Industrial de Santander 2004.
30. Prats, M. Effect of Burial History on the Subsurface Horizontal Stresses of Formations Having Different Material Properties”, SPEJ, 658-62, 1981.
31. P. Nuñez, G. Lohr, T. Werhun. Módulo de Young - Física I. UNSAM. Noviembre-2005.
32. Restrepo, J. D, Salazar, H.A, Osorio, J.G, Frydman, M. MEM y sus aplicaciones al planeamiento de perforación de pozos. Schlumberger y Universidad Nacional de Colombia.
33. Rivero, R, Dominguez, J. Caño Limón Field Colombia: The latest giant oil reservoir in South America.
34. ROEGIERS. Rocks Mechanics for Engineers and geologist, University Oklahoma. Chapter 1.

35. Selfridge F, Munday M, Kvernfold O y Gordon B. Safety Improving Production through Improved Sand Management. SPE 83979. Septiembre 2003.
36. Schlumberger. Screenless Sand Control Completions “New Dimensions in Sand Management”. 2002
37. Solicitud de área de Comercialidad Campo Pastora. Contrato de Asociación Chipirón. Occidental de Colombia, Inc 2005.
38. Solicitud de área de Comercialidad Campo Matanegra Oeste. Contrato de Asociación Chipirón. Occidental de Colombia, Inc 2004.
39. Solicitud de área de Comercialidad Campo La Yuca Este. Occidental de Colombia 1997.
40. Solicitud de área de Comercialidad Campo Matanegra X. Extensión del Contrato de Asociación Cravo Norte Occidental de Colombia 1997.
41. Software Dynamic Surveillance System (DSS), Landmark Graphics Corporation v. 2003.10.0.1.1006, Licensed By Occidental de Colombia, Inc
42. Software Open Wells. Landmark Graphics Corporation v. 2003.14, Licensed By Occidental de Colombia, Inc
43. Software DIMS (Drilling Information Management System). Landmark Graphics Corporation v. 2003.0, Licensed By Occidental de Colombia, Inc
44. Software GeoGraphix Dyscovery (Modulus Well Base, Xsection and Prizm). Landmark Graphics Corporation R2004.1 v.8.7, Licensed By Occidental de Colombia, Inc

45. Sparlin, D.D., "Sand and Gravel - A Study of Their Permeabilities", SPE Paper 4772, SPE Symposium on Formation Damage Control, New Orleans, Louisiana, February 7- 8, 1974.
46. Syed Ali, Norman David, Wagner David, Ayoub Joseph, Troncoso Juan. Método Combinado de estimulación y Control de la Producción de Arena. Chevron Texaco Houston - Saudi ARAMCO - Repsol YPF Madrid - España Shelby White Ocean Energy Lafayette, Luisiana, EUA. Oilfield Review, Otoño 2002.
47. Warpinski, N.R. "Elastic and Viscoelastic Calculations of Stresses in Sedimentary Basins", SPE paper 15243 prepared for presentation at the Unconventional Gas Technology Symposium of the Society of Petroleum Engineers held in Louisville, KY, May 18-21, 1986.
48. Weatherford. Brochure Weatherford Completion Systems 2000.
49. Weatherford. Expandable Systems. Weatherford Magazine October 2000.
50. Willson, S.M., LAST, N.C., Zoback, M.D. and Moos, D. Drilling in South America: A Wellbore Stability Approach for Complex Geologic Conditions", paper SPE 53940 presented at the 1999 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Caracas, Venezuela, 21–23 April 1999.