

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE EMPAQUE MULTIZONA
PARA POZOS DE GAS SECO EN ARENAS NO
CONSOLIDADAS DEL CAMPO DRAGÓN, DEL PROYECTO
MARISCAL SUCRE (PMS), AL NORESTE DE LA PENÍNSULA
DE PARIA, EDO. SUCRE, VENEZUELA**

Presentado ante la Ilustre

Universidad Central de Venezuela

Por la Br. Ferrigni Carvajal, Zandy R.

Para optar al Título de

Ingeniera de Petróleo

CARACAS, OCTUBRE 2012

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE EMPAQUE MULTIZONA PARA POZOS DE GAS SECO EN ARENAS NO CONSOLIDADAS DEL CAMPO DRAGÓN, DEL PROYECTO MARISCAL SUCRE (PMS), AL NORESTE DE LA PENÍNSULA DE PARIA, EDO. SUCRE, VENEZUELA

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Pedro Martorano

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Bogdan Soruco

Presentado ante la Ilustre

Universidad Central de Venezuela

Por la Br. Ferrigni Carvajal, Zandy R.

Para optar al Título de

Ingeniera de Petróleo

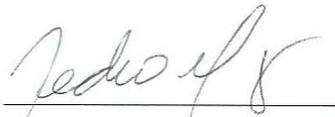
CARACAS, OCTUBRE 2012

Caracas, Noviembre de 2012

Los abajo firmantes, miembros del jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller Ferrigni Carvajal, Zandy R. titulado:

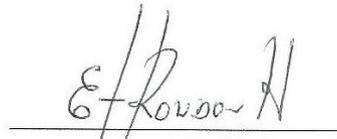
**“EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE EMPAQUE MULTIZONA PARA
POZOS DE GAS SECO EN ARENAS NO CONSOLIDADAS DEL
CAMPO DRAGÓN, DEL PROYECTO MARISCAL SUCRE (PMS), AL
NORESTE DE LA PENÍNSULA DE PARIA, EDO. SUCRE,
VENEZUELA”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.



Prof. Pedro Díaz

Jurado



Prof. Enrique Rondón

Jurado



Prof. Pedro Martorano

Tutor Académico

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Central de Venezuela, la casa que vence la sombra, por ser mi segundo hogar durante cinco años, por ser todo lo que esperaba y más, por formarme como profesional inculcándome valores morales y ética, por darme amistad, amor, conocimiento y este profundo orgullo de ser parte de la mejor casa de estudio de Venezuela.

A mi tutor académico, profesor Pedro Martorano, por apoyarme y ayudarme en mi trabajo, excelente profesor y persona, en la escuela necesitamos más profesores como usted.

A mi tutor industrial, Ing. Bogdan Soruco por ayudarme tanto en la realización de este trabajo, por aportarme la información, el conocimiento y el apoyo que necesite para completarlo.

A mi mamá, por estar siempre allí, por apoyarme en todo lo que he querido hacer y por creer que soy capaz de eso y más, por ser mi trampolín en todo lo que he querido hacer y por su amor incondicional. Gracias mami! A mi papá por ser mi papá y creer en mí. Y a Tatty por darme alegría siempre.

A Andrés, por ser mi gran apoyo en estos cinco años, por conocerme como nadie y aun así amarme incondicionalmente, por recordarme siempre que soy capaz de hacer todo lo que me proponga, por seguir y apoyar mis sueños, por hacerme querer ser mejor cada día. Somos un gran equipo, te amo inmenso!

A mi tío Otto por apoyarme y estar pendiente de lo que hemos necesitado mi mamá y yo y ayudarnos en todo lo que ha podido. A mi tío Chu por darme tanto cariño y sonrisas; mi tía Isbelia, sé que estas siempre con nosotros y que estas muy orgullosa; y a mi tía Fanny y Lesbia por estar allí. Mis primitas por siempre apoyarme y ayudarme en lo que he necesitado y a mis primos también.

AGRADECIMIENTOS

A mis compañeros y amigos que estuvieron conmigo a lo largo de toda mi carrera y hacerla mas divertida a Fabiana, Natasha, Alexis, Andrés M., Thais, Dayre, Liseth, Jonathan y todos los demás, gracias chicos!

A los trabajadores y compañeros de Schlumberger Completions Maturín por ayudarme, enseñarme y colaborarme en todo lo que necesité a lo largo de las pasantías; gracias, en especial a Natassa, Wolfan, Farid por haber hecho mi camino mas llevadero.

Ferrigni Carvajal, Zandy R.

**EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE EMPAQUE MULTIZONA
PARA POZOS DE GAS SECO EN ARENAS NO
CONSOLIDADAS DEL CAMPO DRAGÓN, DEL PROYECTO
MARISCAL SUCRE (PMS), AL NORESTE DE LA PENÍNSULA
DE PARIA, EDO. SUCRE, VENEZUELA**

Tutor Académico: Prof. Pedro Martorano. Tutor Industrial: Ing. Bogdan Soruco. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2012, 168 páginas.

Palabras Claves: Empaque con Grava, Multizona, Evaluación, Completación de pozos, Pozo DR-8 del Proyecto Mariscal Sucre, Campo Dragón (Edo. Sucre)

RESUMEN

Con la próxima completación de los pozos del Proyecto Mariscal Sucre (PMS), específicamente del campo Dragón, y futura puesta a producción de estos con altas tasas de Gas Seco es necesaria la evaluación de la mejor terminación de estos pozos tomando en cuenta las condiciones de los yacimientos a producir. En los pozos del campo Dragón se producirán de una a tres arenas; las cuales, son someras y por lo tanto, son no consolidadas trayendo consigo problemas de producción de arena, esta acarrea problemas con equipos de superficie, tubulares, entre otros por su alta acción erosiva, lo que se ve reflejado en grandes pérdidas de dinero, por lo cual se requiere que esta se quede en el yacimiento. Existen varios métodos de control de arena en los que se encuentra uno de los más usados mundialmente que es el Empaque con Grava el cual involucra un filtro a la arena compacto colocado frente a la formación y en los túneles perforados y el uso de rejilla para evitar que todo se vaya a superficie. La forma convencional de realizar un trabajo de empaque con grava en múltiples zonas es primero situar el equipo de completación en la arena más profunda, realizar el empaque, desasentarse y subir a colocar el empaque en la arena superior. Para ahorrar costos por tiempo, se realizan los trabajos de empaque en múltiples zonas en una sola corrida colocando el equipo sobre la arena menos profunda y empacando todas las zonas al mismo tiempo, este sistema puede traer consigo problemas de puentes en las arenas superiores por la temprana deshidratación de la lechada debido a las diferentes condiciones de los yacimientos. Es por esto, que para los pozos del campo Dragón, específicamente el DR-8 (de dos zonas y primero a completar), la empresa de servicio Schlumberger, la cual está encargada del trabajo, propone la aplicación del Sistema de Empaque Multizona, el cual realiza la completación de múltiples zonas en una sola corrida y garantiza el empaque de todas las zonas a ser completas. Este TEG se realizó con la finalidad de evaluar la viabilidad de aplicar este sistema en el pozo DR-8 del Proyecto Mariscal Sucre.

II.1.1.2.1. Ventajas Principales de una Completación a Hoyo Revestido y Cañoneado.....	10
II.1.1.2.2. Desventajas Principales de una Completación a Hoyo Revestido y Cañoneado.	10
II.1.2. Tipos de Completación de Pozos de acuerdo al uso de Tubería de Producción.....	11
II.1.2.1. Completación Convencional.....	11
II.1.2.2. Completación Sin Tubería (Tubingless).....	12
II.1.3. Fluidos Básicos de Completación de Pozos	14
II.1.4. Herramientas Básicas de Subsuelo para la Completación de Pozos.....	14
II.1.4.1. Empacaduras	14
II.1.4.1.1. Empacaduras Recuperables Mecánicas..	15
II.1.4.1.2. Empacaduras Recuperables Hidráulicas/Hidrostáticas.....	16
II.1.4.1.3. Empacaduras Permanentes con Área Interna Pulida	17
II.1.4.1.4. Empacaduras Recuperables con Área Interna Pulida.....	19
II.1.4.1.4.1. MZ Alternate Path Multizone Packer	19
II.1.4.2. Herramientas Básicas de Soporte en Subsuelo	20
II.2. CONCEPTOS BÁSICOS DE TÉCNICAS DE CAÑONEO	23
II.2.1. Tipo de Cañones	23
II.2.1.1. Cañones Recuperables	24
II.2.1.1.1. Cañones Recuperables tipo Ported.....	25
II.2.1.1.2. Cañones Recuperables tipo Scalloped ...	25

II.2.1.1. Cañones Desechables	25
II.2.2. Técnicas de Cañoneo	26
II.2.2.1. Cañoneo a través del Revestidor	27
II.2.2.2. Cañoneo a través de la Tubería	27
II.2.2.3. Cañoneo con Tubería (TCP)	28
II.3. CONTROL DE ARENA	28
II.3.1. Métodos de Control de Arena	28
II.3.1.1 Restricción de la Producción.....	28
II.3.1.2. Consolidación Química En Sitio.....	29
II.3.1.3. Mecánicos	29
II.3.1.4. Combinados	30
II.4. CONCEPTOS BÁSICOS DE DISEÑO DE EMPAQUE CON GRAVA	31
II.4.1. Análisis de la formación	31
II.4.1.1. Análisis Granulométrico	32
II.4.1.2. Laser o Contador de Partículas	35
II.4.2. Selección de los Fluidos de Tratamiento	35
II.4.2.1. Presencia de Arcillas y Composición Química.....	36
II.4.2.2. Compatibilidad entre Fluido de Formación y Fluido de Estimulación	36
II.4.2.3. Limpieza de Tubería previo a la Operación de Empaque con Grava.....	37
II.4.2.4. Compatibilidad entre Fluido de Formación y Fluido de Acarreo.....	38
II.4.3. Métodos de Selección del Tamaño de la Grava.....	38
II.4.3.1. Método de Saucier	39
II.4.3.2. Método de Schwartz.....	40

II.4.3.3. Criterio de Tiffin	42
II.4.4. Selección de la Rejilla.....	44
II.4.4.1. Abertura de la Malla de la Rejilla	44
II.4.4.2. Tipos de Rejillas.....	45
II.4.4.2.1. Rejillas de Alambre Enrollado (Wire Wrap)	45
II.4.4.2.2. Rejilla Premium	46
II.4.4.2.3. ALLFRAC Alternate Path Screens	47
II.4.4.3. Diámetro de Rejilla	48
II.4.4.4. Longitud de Rejilla.....	49
II.4.5. Diseño de la Colocación y Concentración de Grava	49
II.4.5.1. Cálculos Básicos para determinar Cantidad de Grava y Fluido de Acarreo en Pozos Revestidos.....	50
II.4.6. Tubería Lavadora	51
II.5. TIPOS DE COMPLETACIÓN CON EMPAQUE DE GRAVA EN MÚLTIPLES ZONAS.....	52
II.5.1. Completación Convencional para Múltiples Zonas.....	52
II.5.2. Sistema de Empaque Multizona en una Sola Corrida.....	53
II.6. SOFTWARES PARA LA SIMULACIÓN DE UN TRABAJO DE EMPAQUE CON GRAVA	54
II.6.1. Sand Advisor.....	54
II.6.2. TDAS	55
II.6.3. SandCADE.....	56
II.6.4. WellBuilder.....	57
CAPÍTULO III. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	58
III.1. GENERALIDADES.....	59
III.2. ESTRATIGRAFÍA.....	63
III.2.1. Formación Cumaná	66

III.2.1.1. Descripción Litológica.....	66
III.2.1.2. Extensión Geográfica.....	66
III.2.1.3. Edad de la Formación	66
III.2.1.4. Paleoambientes	67
III.2.1. Formación Cubagua.....	67
III.2.1.1. Descripción Litológica.....	67
III.2.1.2. Extensión Geográfica.....	67
III.2.1.3. Edad de la Formación	68
III.2.1.4. Paleoambientes	68
CAPÍTULO IV. MARCO METODOLÓGICO.....	69
IV.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN	69
IV.2.METODOLOGÍA	70
IV.2.1.Revisión Bibliográfica.....	70
IV.3. ETAPA DE ANÁLISIS GRANULOMÉTRICOS	71
IV.3.1. Capacitación en la Herramienta Computacional “Sand Advisor”	71
IV.3.2. Desarrollo de la Herramienta	72
IV.3.2.1. Caso 1: Profundidad 7666’	72
IV.3.2.2. Caso 2: Profundidad 7700’	73
IV.3.2.3. Caso 3: Profundidad 7732’	74
IV.3.2.4. Caso 4: Profundidad 7756’	75
IV.3.2.5. Caso 5: Profundidad 7880’	75
IV.3.2.6. Caso 6: Profundidad 7913’	76
IV.3.2.7. Caso 7: Profundidad 7920’	76
IV.3.2.8. Caso 8: Profundidad 7951’	77
IV.3.2.9. Caso 9: Profundidad 8032’	77

IV.3.2.10. Caso 10: Profundidad 8580’	78
IV.3.2.11. Caso 11: Profundidad 8710’	78
IV.4. ETAPA DE SIMULACIÓN DE MOVIMIENTO DE TUBERÍA ..	79
IV.4.1. Capacitación en la Herramienta Computacional “TDAS” ..	79
IV.4.2. Desarrollo de la Herramienta	79
IV.5. ETAPA DE SIMULACIÓN DE LA COLOCACIÓN DEL EMPAQUE CON GRAVA	86
IV.5.1. Capacitación en la Herramienta Computacional “SandCADE”	86
IV.5.2. Desarrollo de la Herramienta	86
IV.6. REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LA COMPLETACIÓN INFERIOR	99
IV.6.1. Capacitación en la Herramienta Computacional “WellBuilder”	99
IV.6.2. Desarrollo de la Herramienta	100
CAPÍTULO V. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	106
V.1. RESULTADOS DE LOS ANÁLISIS GRANULOMÉTRICOS DEL POZO EXPLORATORIO DEL CAMPO DRAGÓN	106
V.1.1. Análisis Granulométrico a la profundidad de 7666 pies ..	107
V.1.2. Análisis Granulométrico a la profundidad de 7700 pies ...	109
V.1.3. Análisis Granulométrico a la profundidad de 7732 pies ..	110
V.1.4. Análisis Granulométrico a la profundidad de 7756 pies ..	112
V.1.5. Análisis Granulométrico a la profundidad de 7880 pies ..	113
V.1.6. Análisis Granulométrico a la profundidad de 7913 pies ..	114
V.1.7. Análisis Granulométrico a la profundidad de 7920 pies ..	115
V.1.8. Análisis Granulométrico a la profundidad de 7951 pies ..	116
V.1.9. Análisis Granulométrico a la profundidad de 8032 pies ..	117

V.1.10. Análisis Granulométrico a la profundidad de 8580 pies	118
V.1.11. Análisis Granulométrico a la profundidad de 8710 pies	119
V.2. RESULTADOS DEL ANÁLISIS DEL MOVIMIENTO DE TUBERÍA EN EL POZO A COMPLETAR	120
V.2.1. Resultado de los movimientos de Tubería por caso	126
V.2.1.1. Caso I: Lechada con Grava siendo Bombeada ..	126
V.2.1.2. Caso II: Lechada con Grava en Presión De Cierre (Screen Out).....	127
V.2.1.3. Caso III: Fluido de Desplazamiento siendo Bombeado.....	128
V.2.1.4. Caso IV: Fluido de Desplazamiento en Presión De Cierre (Screen Out).....	128
V.2.2. Fuerza Aplicada para evitar el Movimiento de Tubería	129
V.3. EVALUACION DEL EMPAQUE CONVENCIONAL Y DEL SISTEMA MULTIZONA	133
V.3.1. Empaque Convencional de Dos Zonas	134
V.3.1.1. Esquema del Pozo y Concentración de la Grava	134
V.3.1.2. Resumen de la Distribución de Grava	135
V.3.2. Sistema de Empaque Multizona	137
V.3.2.1. Esquema del Pozo y Concentración de la Grava	138
V.3.2.2. Resumen de la Distribución de Grava	138
V.4. REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LA COMPLETACIÓN	140
 CONCLUSIONES	143
RECOMENDACIONES	144
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	145
BIBLIOGRAFÍA	147

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla IV.1. Información requerida por el programa para hacer el análisis a la profundidad de 7666'	72
Tabla IV.2. Información requerida por el programa para hacer el análisis a la profundidad de 7700'	74
Tabla IV.3. Información requerida por el programa para hacer el análisis a la profundidad de 7732'	74
Tabla IV.4. Información requerida por el programa para hacer el análisis a la profundidad de 7756'	75
Tabla IV.5. Información requerida por el programa para hacer el análisis a la profundidad de 7880'	75
Tabla IV.6. Información requerida por el programa para hacer el análisis a la profundidad de 7913'	76
Tabla IV.7. Información requerida por el programa para hacer el análisis a la profundidad de 7920'	76
Tabla IV.8. Información requerida por el programa para hacer el análisis a la profundidad de 7951'	77
Tabla IV.9 Información requerida por el programa para hacer el análisis a la profundidad de 8032'	77
Tabla IV.10. Información requerida por el programa para hacer el análisis a la profundidad de 8580'	78
Tabla IV.11. Información requerida por el programa para hacer el análisis a la profundidad de 8710'	78
Tabla IV.12. Datos de Inclinación y Azimut tomados a distintas profundidades..	81
Tabla IV.13. Información de Tubulares	82
Tabla IV.14. TVD y Presiones del pozo.	83

Tabla IV.15. TVD y Temperaturas del pozo	83
Tabla IV.16. Información de las perforaciones	90
Tabla IV.17. Información de las arenas	91
Tabla IV.18. Información de los equipos de la Completación Inferior	100
Tabla V.1. Tamaño de grava para la profundidad de 7666'	108
Tabla V.2. Tamaño de grava para la profundidad de 7700'	110
Tabla V.3. Tamaño de grava para la profundidad de 7732'	111
Tabla V.4. Tamaño de grava para la profundidad de 7756'	112
Tabla V.5. Tamaño de grava para la profundidad de 7880'	113
Tabla V.6. Tamaño de grava para la profundidad de 7913'	114
Tabla V.7. Tamaño de grava para la profundidad de 7920'	115
Tabla V.8. Tamaño de grava para la profundidad de 7951'	116
Tabla V.9. Tamaño de grava para la profundidad de 8032'	117
Tabla V.10. Tamaño de grava para la profundidad de 8580'	118
Tabla V.11. Tamaño de grava para la profundidad de 8710'	119
Tabla V.12. Desglose Porcentaje de Eficiencia del Empaque con Grava Convencional.....	137
Tabla V.13. Desglose Porcentaje de Eficiencia del Empaque con Grava del Sistema Multizona	140

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura II.1. Ejemplo de Completación a Hoyo Desnudo	8
Figura II.2. Ejemplo de Completación a Hoyo Revestido y Cañoneado	10
Figura II.3. Ejemplo de Completación Convencional Simple con LAG	11
Figura II.4. Ejemplo de Completación Convencional Múltiple con Sarta Dual	12
Figura II.5. Ejemplo de Completación Sin Tubería Simple	13
Figura II.6. Ejemplo de Completación Sin Tubería con tres sartas	13
Figura II.7. Partes Básicas de una Empacadura	15
Figura II.8. Empacadura Recuperable Mecánica	16
Figura II.9. Empacadura Recuperable Hidráulica	17
Figura II.10. Empacadura Permanente	18
Figura II.11. Empacadura MZ	20
Figura II.12. Niple de Asiento y Junta de Seguridad	22
Figura II.13. Niple de Flujo y Junta de Impacto	22
Figura II.14. Válvula de Seguridad, Mandril y Camisa Deslizante	22
Figura II.15. Representación del cañoneo inmediatamente después de su creación ..	23
Figura II.16. Cañones Recuperables Tipo Ported y Scalloped	24
Figura II.17. Cañón Desechable	26
Figura II.18. Métodos de Cañoneo	27
Figura II.19. Forro Ranurado	30
Figura II.20. Tabla de Tamices “US Mesh Series” y sus respectivas aperturas	33
Figura II.21. Gráfica de Porcentaje en Peso Acumulado vs Apertura de Tamiz	34
Figura II.22. Gráfica del efecto de las relaciones de D50p/ D50f en la Permeabilidad	40
Figura II.23. Diferencia entre ranuras paralelas y ranuras en forma de cuña.	44

Figura II.24. Abertura de la rejilla recomendado dependiendo del tamaño de la grava	45
Figura II.25. Rejilla de Alambre Enrollado	46
Figura II.26. Rejilla de Alambre Enrollado Pre-empacada.....	46
Figura II.27. Rejilla Premium	47
Figura II.28. Rejilla ALLFRAC Alternate Path	48
Figura II.29. Completación de un Empaque Convencional de Dos Zonas	53
Figura II.30. Sistema de Empaque Multizona.....	54
Figura II.31. Ventana inicial del programa Sand Advisor	55
Figura II.32. Ventana inicial del programa TDAS	56
Figura II.33. Ventana inicial del programa SandCADE	57
Figura II.34. Ventana inicial del programa WellBuilder	57
Figura III.1. República Bolivariana de Venezuela en el Mundo.....	58
Figura III.2. Estado Sucre en el mapa de Venezuela	58
Figura III.3. Campaña exploratoria en Occidente del país.....	59
Figura III.4. Campaña exploratoria en Oriente del país	59
Figura III.5. Distribución de los Recursos en la Plataforma Continental	60
Figura III.6. Distribución de los Recursos en Costa Afuera	60
Figura III.7. Mapa de ubicación de la Cuenca Carúpano	61
Figura III.8. Ubicación Geográfica de los campos del PMS	62
Figura III.9. Ubicación del campo Dragón.	62
Figura III.10. Pozos del campo Dragón	63
Figura III.11. Correlaciones de la Cuenca Carúpano	64
Figura III.12. Configuración de los revestidores del pozo DR-8.....	65
Figura III.13. Tabla con Topes de Arenas y sus Profundidades	65
Figura IV.1. Flujograma de la metodología seguida para la realización del TEG	70

Figura IV.2. Información introducida en el programa para hacer el análisis a la profundidad de 7666'	73
Figura IV.3. Información requerida por el programa para hacer la simulación de los casos críticos	79
Figura IV.4. Información referente al pozo	80
Figura IV.5. Presiones del pozo	83
Figura IV.6. Temperaturas del pozo	84
Figura IV.7. Información de las arenas a producir	84
Figura IV.8. Información de la completación	85
Figura IV.9. Datos introducidos correctamente, se procede a cargar los casos	85
Figura IV.10. Selección de casos críticos	86
Figura IV.11. Información general del pozo	87
Figura IV.12. <i>Survey</i> del pozo	88
Figura IV.13. Información de la Completación del pozo	89
Figura IV.14. Información de tubulares del pozo.	90
Figura IV.15. Información de tubulares del pozo	91
Figura IV.16. Información de las zonas	92
Figura IV.17. Información del fluido a producir	92
Figura IV.18. Información de los fluidos utilizados en la realización del Empaque	93
Figura IV.19. Grava utilizada en la realización del Empaque	93
Figura IV.20. Herramientas de la sarta de trabajo	94
Figura IV.21. Esquema de la sarta de trabajo	95
Figura IV.22. Fluidos a ser bombeados para empacar el pozo	96
Figura IV.23. Fluidos a ser bombeados para empacar el pozo	97
Figura IV.24. Herramientas de la sarta de trabajo	98
Figura IV.25. Esquema de la sarta de trabajo	99
Figura IV.26. Información general del pozo	101
Figura IV.27. Información que debe ser introducida.	101
Figura IV.28. Información de la trayectoria del pozo	102

Figura IV.29. Información de los tubulares del pozo.....	103
Figura IV.30. Información de las arenas y fluido a producir en el pozo.....	103
Figura IV.31. Temperaturas del pozo	104
Figura IV.32. Presiones del pozo	104
Figura IV.33. Lista de equipos	105
Figura V.1. Pantalla de resultados del análisis granulométrico a la profundidad 7666’	107
Figura V.2. Gráfica de Distribución de Tamaño de Partícula en la profundidad 7666’	108
Figura V.3. Gráfica de Distribución de Tamaño de Partícula en la profundidad 7700’	110
Figura V.4. Gráfica de Distribución de Tamaño de Partícula en la profundidad 7732’	111
Figura V.5. Gráfica de Distribución de Tamaño de Partícula en la profundidad 7756’	112
Figura V.6. Gráfica de Distribución de Tamaño de Partícula en la profundidad 7880’	113
Figura V.7. Gráfica de Distribución de Tamaño de Partícula en la profundidad 7913’	114
Figura V.8. Gráfica de Distribución de Tamaño de Partícula en la profundidad 7920’	115
Figura V.9. Gráfica de Distribución de Tamaño de Partícula en la profundidad 7951’	116
Figura V.10. Gráfica de Distribución de Tamaño de Partícula en la profundidad 8032’	117
Figura V.11. Gráfica de Distribución de Tamaño de Partícula en la profundidad 8580’	118

Figura V.12. Gráfica de Distribución de Tamaño de Partícula en la profundidad 8710’	119
Figura V.13. Vista en planta de la desviación del hoyo	121
Figura V.14. Trayectoria del Pozo	121
Figura V.15. Gradiente de Fractura	122
Figura V.16. Gradiente de Temperatura	123
Figura V.17. Pantalla de resumen de resultados de la herramienta “TDAS”	123
Figura V.18. Representación gráfica del hoyo con la tubería	124
Figura V.19. Representación gráfica del hoyo con la tubería con desviación	125
Figura V.20. Representación en tres dimensiones del hoyo	125
Figura V.21. Fuerzas Actuales y el Movimiento de la Tubería. Caso I	126
Figura V.22. Fuerzas Actuales y el Movimiento de la Tubería. Caso II	128
Figura V.23. Fuerzas Actuales y el Movimiento de la Tubería. Caso III	128
Figura V.24. Fuerzas Actuales y el Movimiento de la Tubería. Caso IV	129
Figura V.25. Pantalla con información del movimiento de tubería permitido	130
Figura V.26. Pantalla con información de aplicación de 35000 libras de fuerza	131
Figura V.27. Resultado del Caso I y II aplicando 35000 libras de fuerza	132
Figura V.28. Resultado del Caso III y IV aplicando 35000 libras de fuerza	133
Figura V.29. Esquema del Pozo y Concentración de Grava del Empaque Convencional.....	135
Figura V.30. Eficiencia del Empaque con Grava Convencional	136
Figura V.31. Esquema del Pozo y Concentración de Grava del Sistema Multizona	138
Figura V.32. Eficiencia del Empaque con Grava del Sistema Multizona	139
Figura V.33. Equipos de la Completación Final	141
Figura V.34. Completación ubicada en el Hoyo.	142

INTRODUCCIÓN

Venezuela se ha convertido, gracias a la Faja Petrolífera del Orinoco, en el país con mayores reservas de hidrocarburo pesado y extra presado del mundo, lo que ha hecho que las más grandes compañías operadoras y de servicio del mundo estén interesados en el desarrollo de los proyectos de explotación que convertirán a este país en una potencia petrolera. Debido a la caída de la producción de crudo convencional, estos proyectos no solo están enfocados en la producción de hidrocarburo líquido, sino también en el desarrollo de importantes proyectos gasíferos que están enfocados en cubrir las necesidades de la sociedad venezolana y quizás en un futuro poder exportar a otros países.

Existe un proyecto llamado Mariscal Sucre (PMS), el cual comprende 4 campos costa afuera (Dragón, Patao, Mejillones, Rio Caribe) que se encuentran al Noreste de la Península de Paria, Edo. Sucre, Venezuela, donde la empresa Shell a finales de los años 90`s perforó pozos exploratorios para conocer las propiedades de estos yacimientos de Gas de arenas no consolidadas.

Este Trabajo Especial de Grado (TEG) estará enfocado en la terminación de pozos en el Campo Dragón, de dos (2) zonas productoras, Gas Seco y arenas no consolidadas como se mencionó anteriormente, en el cual PDVSA Costa Afuera espera, para finales de 2012, en su primera etapa, estar produciendo trescientos (300) MMPCND distribuidos en 4 pozos con una producción aproximada de setenta y cinco (75) MMPCND.

La empresa de servicio SCHLUMBERGER, contratada por PDVSA Costa Afuera para hacer la terminación de los pozos del Campo Dragón, propone un sistema novedoso, con empaque con grava, que permite completar dos (2) a tres (3) zonas productoras y aislar cualquiera de ellas de ser necesario en un futuro. Esta

terminación espera ser mucho más eficiente que una terminación convencional, ya que permite un mayor caudal de producción de Gas Seco.

En este TEG se evaluará la posibilidad de aplicar una completación con empaque con grava multizona en una sola corrida, se utilizarán simuladores del comportamiento de tubería para esta completación, también para diseñar una posible completación final y para evaluar el empaque con grava posible a realizar.

Al final de este trabajo se espera poder conocer si el empaque multizona con grava en una sola corrida es una opción viable, más que eso, la mejor opción para la completación de los pozos multizonas del campo Dragón.

CAPÍTULO I PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

I.1. EL PROBLEMA

La producción de arena en los pozos petroleros siempre ha representado un problema para las compañías operadoras, la arena erosiona los equipos acortándole la vida útil y aumentando los costos, la producción de arena también trae consigo la subsidencia del suelo y la necesidad del manejo en superficie de esta arena. En Venezuela la arena producida se trata para ser desechada, no hay instalaciones en superficie capaces de convertirla en arena útil para la construcción y otros usos, por lo cual se aplican métodos de completación de pozos que ayuden a mantener esta arena no consolidada en subsuelo. Uno de los métodos de control de arena utilizados mundialmente es el empaque con grava.

Venezuela posee grandes proyectos para la producción de hidrocarburos como lo son la Faja Petrolífera del Orinoco y el Proyecto Mariscal Sucre (en el cual se hará enfoque en este Trabajo Especial de Grado), donde se tiene estos problemas de producción de arena, por lo cual PDVSA se ve en la obligación de contratar compañías de servicio que propongan un método de completación de pozos que incluyan el control de arena y que sea realmente efectivo y a largo plazo en la producción de los pozos.

SCHLUMBERGER posee el contrato para completar los primeros pozos que se han perforado en el campo Dragón, los cuales son pozos de gas seco con producción de arena asociada, con 2 (dos) y hasta 3 (tres) intervalos productores, lo que dificulta su completación.

I.2. OBJETIVOS

I.2.1. Objetivo General

Evaluar el Sistema de Empaque Multizona para pozos de Gas Seco en arenas no consolidadas del Campo Dragón, del Proyecto Mariscal Sucre (PMS), al Noreste de la Península de Paria, Edo. Sucre, Venezuela.

I.2.2. Objetivos Específicos

1. Recopilar la información relacionada al Proyecto Mariscal Sucre, específicamente del Campo Dragón.
2. Recopilar y analizar la información de los análisis granulométricos de las zonas productoras del Campo Dragón.
3. Recopilar y analizar la información de las técnicas de selección de rejillas y tamaño de grava posible para este tipo de yacimientos.
4. Recopilar y analizar la información de las técnicas de empaque convencional.
5. Evaluar el Sistema de Empaque Multizona propuesto para el Campo Dragón mediante la simulación del empaque con grava.

I.3. ALCANCE, JUSTIFICACIÓN Y LIMITACIONES

I.3.1. Alcance

Diseñar y evaluar la técnica de empaque con grava en múltiples zonas en pozos de gas. La técnica propuesta permite realizar la operación de empaque en múltiples zonas en una sola corrida. Para diseñar esta técnica se requiere examinar los datos del pozo, evaluar los análisis granulométricos, realizar la corrida con los simuladores de empaque con grava y verificar el movimiento de tubería durante la operación de empaque. De esta forma se podrá evaluar la técnica de empaque propuesto para el Campo Dragón.

I.3.2. Justificación

La perforación y terminación de un pozo productor de hidrocarburos, bien sea líquido o gaseoso, puede costar millones de dólares, por lo cual para cualquier empresa operadora es de suma importancia construir pozos al menor costo pero con la mayor vida útil posible, por esta razón empresas de servicio se ven en la necesidad de innovar para cumplir con las necesidades del cliente creando sistemas de calidad que puedan aumentar esta vida útil y lograr la producción esperada y más.

El Campo Dragón requiere de producir las zonas productoras de Gas al mismo tiempo para obtener y maximizar la producción del campo, estas zonas son de arenas no consolidadas y productoras de Gas Seco con un alto potencial de caudal de producción.

Los pozos del campo tienen dos (2) a tres (3) zonas productoras las cuales requieren de realizar un diseño apropiado de empaque de grava en las múltiples zonas. Las zonas productoras tienen altas permeabilidades, por lo cual están expuestas a pérdida de fluido durante una operación de empaque con grava lo que puede generar un empaque incompleto.

Al mismo tiempo se busca tener un mecanismo de aislamiento futuro entre las zonas productoras con el sistema de empaque instalado. Para ello, se cuenta con un sistema de empaque con grava que va a proveer un control de arena sobre las zonas productoras.

Este sistema permite realizar el empaque con grava en dos (2) o tres (3) zonas de una forma eficiente y en una sola carrera, como también tendrá la capacidad de aislar las zonas durante la vida productiva del pozo.

I.3.3. Limitaciones

La principal limitación se concentra en los análisis granulométricos realizados, ya que están basados en pozos vecinos los cuales solo proveen una referencia para el diseño propuesto del sistema de empaque con grava para este campo.

CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO

La perforación de un pozo petrolero se hace con la finalidad de conectar la superficie con el yacimiento y así poder producir los fluidos que allí se encuentran, en un pozo ideal solo los hidrocarburos contenidos en el yacimiento llegarían a superficie pero en la realidad estos hidrocarburos viene acompañados de fluidos y sólidos no deseados, es por esto que en superficie tenemos que tener instalaciones que permitan la separación para transportar solo el producto deseado y sin dañar las tuberías utilizadas para el transporte de gas o crudo. La arena es uno de estos sólidos no deseados la cual tiene varias desventajas asociadas, la producción de arena es causada por la poca consolidación de esta en el yacimiento, esto trae consigo la erosión de los equipos de subsuelo y superficie provocando desgaste prematuro de estos, también el manejo en superficie de la arena producida es un problema, ya que en Venezuela no se le da uso como en países como Canadá donde tratan la arena producida y la usan para construcción de vías, entre otras cosas, por lo cual es mejor y más rentable mantener esta arena en yacimiento. Existen diferentes formas de evitar la producción de arena como lo es la colocación de colgadores ranurados, rejillas o empacar con grava el yacimiento y así controlar este problema desde el fondo del pozo.

II.1. COMPLETACIÓN DE POZOS ^[1,2,3,4]

Después de que un pozo ha sido perforado y los revestidores correspondientes cementados se debe completar de manera adecuada antes de ponerlo a producir. A través del tiempo se han desarrollado tecnologías, técnicas y equipos para lograr este fin. La selección de técnicas y equipos ha ser utilizados en un pozo particular debe tomar en cuenta factores específicos del yacimiento, o yacimientos a ser producidos, y realizar un estudio de la producción.

La Completación de un pozo comprende el diseño, la selección e instalación de tubería, herramientas y equipos localizados en el pozo con el propósito de transportar, bombear o controlar la producción o inyección de fluidos.

Las operaciones de completación de un pozo tienen como objetivo fundamental proveer el máximo rendimiento para la vida útil del pozo. Al seleccionar un tipo de completación debe tomarse en cuenta que esto afecta no solo la vida productiva inicial del pozo sino también futuros trabajos de rehabilitación.

II.1.1. Tipos Básicos de Completación de Pozos

Dependiendo del uso de un revestidor de producción o la ausencia de este los pozos pueden ser clasificados en dos tipos:

II.1.1.1. Hoyo Desnudo

Las completaciones a hoyo desnudo son aquellas donde el último revestidor cementado se encuentra por encima de la o las arenas a producir dejando las paredes del hoyo abiertas. En la figura II.1 se puede observar este tipo de completación.

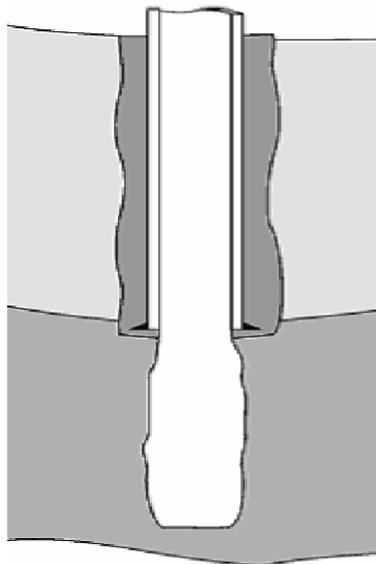


Figura II.1. Ejemplo de Completación a Hoyo Desnudo
Fuente: SLB Completion Primer

II.1.1.1.1. Ventajas Principales de una Completación a Hoyo Desnudo:

- Generan la máxima productividad posible del pozo ya que todo el diámetro del hoyo esta disponible para el flujo.
- La densidad del lodo y reología pueden ser usados para minimizar el daño a la formación.
- Se eliminan los gastos de cañoneo, a menos que haya un daño severo a la formación.
- No genera inconveniente la profundización del hoyo o la inclusión de un colgador o forro ranurado.

II.1.1.1.2. Desventajas Principales de una Completación a Hoyo Desnudo:

- Posibles solo en yacimientos lo suficientemente duros para prevenir derrumbamientos lo cual implicaría la limpieza periódica del hoyo para evitar taponamiento.
- No se puede controlar el flujo de fluido al hoyo lo que complica el control efectivo de la producción excesiva de agua o gas.
- El intervalo productor no puede ser producido ni estimulado selectivamente, tampoco ser aislado.

II.1.1.2. Hoyo Revestido y Cañoneado

Completación donde la arena prospectiva es aislada cementando un tubo, puede ser un revestidor de producción o un colgador, a continuación se desea comunicar el yacimiento con el pozo y esto se logra cañoneando el intervalo que se deseado poner a producir. En la figura II.2 se observa una completación de este tipo.

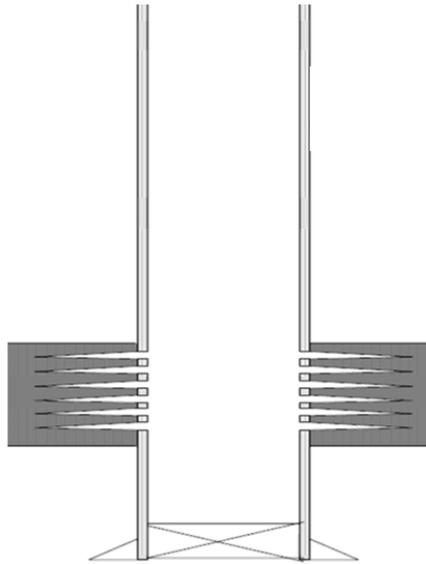


Figura II.2. Ejemplo de Completación a Hoyo Revestido y Cañoneado
Fuente: Clases de Pozos II. Prof. MATORANO, Pedro

II.1.1.2.1. Ventajas Principales de una Completación a Hoyo Revestido y Cañoneado:

- Mediante el cañoneo selectivo se puede estimular y producir las formaciones controlando efectivamente la producción de agua y gas.
- El revestimiento impide el flujo de arena, adaptando técnicas de control de arena, y evita derrumbamientos en el hoyo.
- Se pueden realizar completaciones tanto sencillas como múltiples.

II.1.1.2.2. Desventajas Principales de una Completación a Hoyo Revestido y Cañoneado:

- Hay mayores riesgos de dañar la arena de interés.
- La interpretación de los registros es crítica.
- En zonas con gran espesor los costos de cañoneo pueden ser elevados.

II.1.2. Tipos de Completación de Pozos de acuerdo al uso de Tubería de Producción.

Subsecuente a la selección del tipo básico de completación viene la decisión del uso de una tubería de producción en la cual se tiene dos configuraciones fundamentales de pozo

II.1.2.1. Completación Convencional

Se destaca por el uso de tubería de producción, utilizando empacadura o sin ella, debido a que el revestidor de producción tiene un diámetro externo mayor a 4-1/2" y tiene como objetivos principales proteger el revestidor contra el estallido debido a las altas presiones y de fluidos corrosivos proporcionando una sarta reemplazable en caso de daño debido a que el revestidor no es reemplazable. Las completaciones convencionales pueden ser de dos tipos:

- Completación Convencional Simple: Para producir una sola arena. Son usadas para flujo a través de la tubería de producción, para flujo a través de la tubería de producción y el revestidor, para instalación de bombeo mecánico o levantamiento artificial por gas (LAG), con dos sarts paralelas para inyección y producción, completación alterna, sarta concéntrica para controlar el pozo, entre otros. Figura II.3

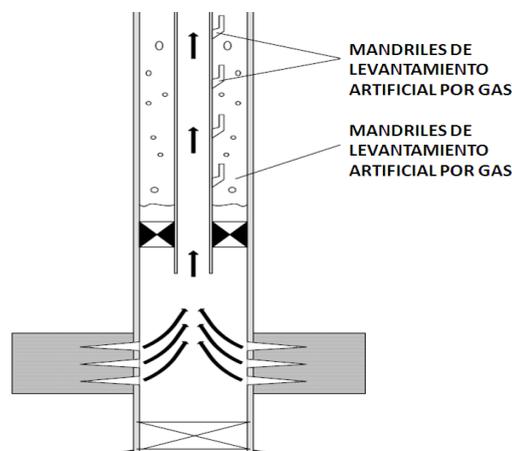


Figura II.3. Ejemplo de Completación Convencional Simple con LAG
Fuente: Clases de Pozos II. Prof. MATORANO, Pedro

- **Completación Convencional Múltiple:** Para la producción de múltiples zonas de interés, esto hace que el pozo tenga una mayor tasa de producción. Figura II.4 ejemplo de una completación convencional dual.

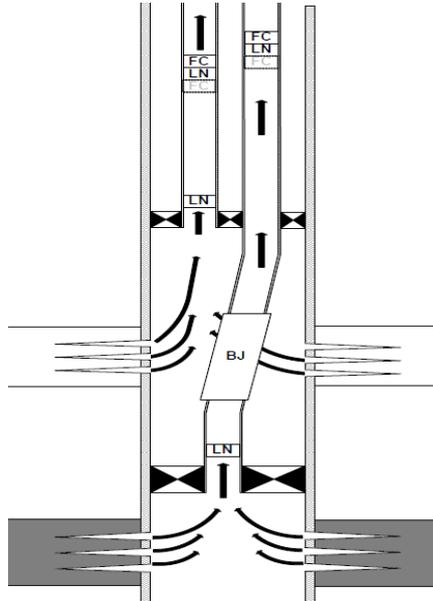


Figura II.4. Ejemplo de Completación Convencional Múltiple con Sarta Dual
Fuente: Clases de Pozos II. Prof. MATORANO, Pedro

II.1.2.2. Completación Sin Tubería (*Tubingless*)

En este tipo de completación la tubería de producción es cementada como un revestidor de producción. En estos pozos el cañoneo se realiza de forma normal y se produce por esta tubería hasta superficie lo que elimina el uso de empacaduras, adecuados para pozos de baja producción por sus bajos costos. Como en la completación convencional, estos pueden ser de dos tipos:

- **Completación Sin Tubería Simple:** Usa una sola sarta de producción que se encuentra cementada y cañoneada en una sola arena. La figura II.5 muestra un claro ejemplo.

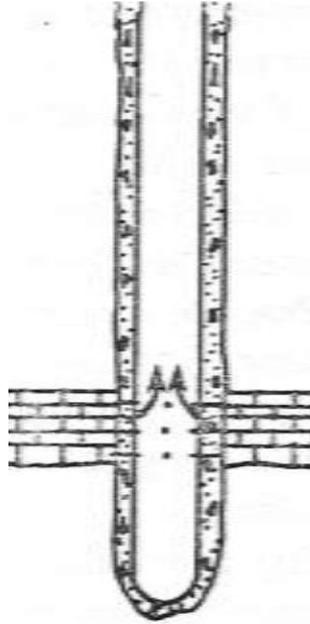


Figura II.5. Ejemplo de Completación Sin Tubería Simple
Fuente: Clases de Pozos II. Prof. MATORANO, Pedro

- Completación Sin Tubería Múltiple: Pueden ser dos o tres sartas para producir simultáneamente dos o tres arenas. Se cementan las sartas y se cañonea una arena de interés por tubería. La figura II.6 muestra una Completación Sin Tubería con tres sartas.

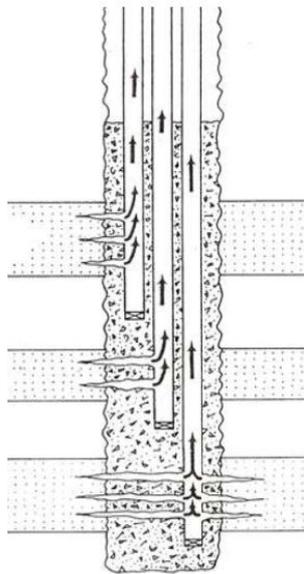


Figura II.6. Ejemplo de Completación Sin Tubería con tres sartas
Fuente: Clases de Pozos II. Prof. MATORANO, Pedro

II.1.3. Fluidos Básicos de Completación de Pozos

El fluido de completación es aquel que es utilizado para realizar todas las actividades de completación como bajar la tubería de producción con la empacadura, cañonear, matar el pozo, entre otros. A menudo este fluido es dejado en el espacio anular como fluido de empaque para inhibir la corrosión prolongando así la vida útil de las herramientas, para también crear una columna hidrostática que permita controlar presiones en caso de fuga o liberación de la empacadura pero su objetivo fundamental es evitar el daño de la formación en contacto. Los tres tipos básicos de fluidos de completación son:

- Fluido de Perforación a base de agua.
- Fluido de Perforación a base de aceite.
- Salmueras.

Las Salmueras son el fluido de completación altamente utilizado para la completación y empaque de los pozos porque tiene bajos costos, es libre de sólidos, son estables, no son dañinos a la formación y se encuentran disponibles a gran escala.

II.1.4. Herramientas Básicas de Subsuelo para la Completación de Pozos ^[3,4,5]

Los componentes y partes de una completación son seleccionados tomando en cuenta los aspectos y requerimientos operacionales del campo, pozo y yacimiento para poder lograr eficiencia, seguridad y una producción económica. En este punto los componentes serán categorizados en dos grupos tomando en cuenta la importancia de estos.

II.1.4.1. Empacaduras

Son generalmente consideradas la herramienta más importante del pozo. Es un equipo de subsuelo que tiene las siguientes funciones:

- Proveer un sello entre el espacio anular y la tubería de producción, proveer una barrera duradera compatible tanto con los fluidos y gases del yacimiento como con los del revestidor. Esta es la función principal.
- Proteger el revestidor de altas presiones de colapso y fluidos altamente corrosivos o abrasivos.
- Aislar zonas de interés para poder ser producidas simultáneamente.
- Permitir la adaptación del levantamiento artificial por gas.

La figura II.7 señala las partes básicas de una empacadura.

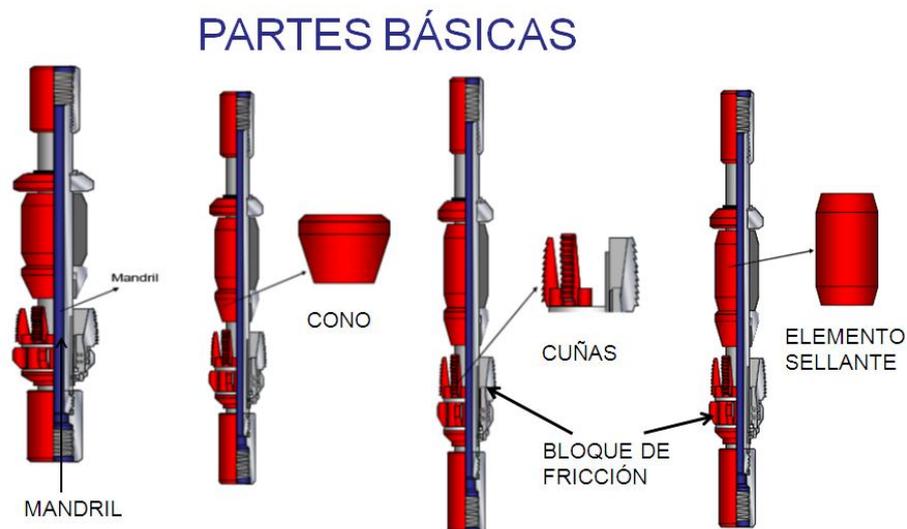


Figura II.7. Partes Básicas de una Empacadura
Fuente: Clases de Pozos II. Prof. MATORANO, Pedro

Las empacaduras pueden ser clasificadas dependiendo de su forma de asentamiento y propiedades particulares.

II.1.4.1.1. Empacaduras Recuperables Mecánicas

Son llamadas Empacaduras Recuperables Mecánicas porque su método de asentamiento y des-asentamiento es por medio de manipulación mecánica de la tubería, esto quiere decir que se hace rotando la tubería y aplicando

tensión/compresión en la empacadura. Este tipo de empacaduras pueden ser aplicadas en las siguientes condiciones:

- En profundidades de bajas a medianas.
- Para presiones moderadas o bajas.
- En pozos verticales o con desviaciones moderadas.

La figura II.8 muestra un modelo de empacadura mecánica.



Figura II.8. Empacadura Recuperable Mecánica
Fuente: SLB Completion Primer

II.1.4.1.2. Empacaduras Recuperables Hidráulicas/Hidroestáticas

No necesitan manipulación mecánica para ser asentadas o recuperadas. Al momento de que la empacadura es situada a la profundidad deseada lo primero que debe hacerse es colgar la tubería y bloquear por debajo la tubería temporalmente para poder inducir presión por la tubería, luego de que los pines se hayan roto las cunas salen y se enganchan en el revestidor y el material sellante comprimido. Para poder recuperar esta tipo de empacadura generalmente se levanta la tubería, también puede hacerse rotando la tubería. Este tipo de empacaduras pueden ser aplicadas en las siguientes condiciones:

- Pozos de mediana a altas profundidades.
- De presiones bajas a moderadas.
- Completación con múltiples empacaduras.
- Completación con dos tuberías.

Un ejemplo de Empacaduras Recuperables Hidráulicas puede observarse en la figura II.9.



Figura II.9. Empacadura Recuperable Hidráulica
Fuente: <http://www.slb.com/>

II.1.4.1.3. Empacaduras Permanentes con Área Interna Pulida

Empacaduras que una vez asentadas no pueden ser recuperadas, si se necesita ser retirada debe ser destrozada con una mecha de perforación, aunque esto es una desventaja tiene ciertos aspectos que le dan ventaja sobre las recuperables:

- Tienen mayor área de agarre de las cunas en el diámetro interno del revestidor.

- Más fáciles y económicas de fabricar para ambientes hostiles y condiciones de trabajo severas.
- Permite el uso de tuberías de mayor diámetro.
- Permiten la realización con seguridad de trabajos de rehabilitación.
- Pueden ser asentadas con tubería o guaya eléctrica lo que elimina el uso complicado de igualación para su asentamiento.
- Son adecuadas para pozos de altas presiones y profundidades.
- Pozos desviados y/o con pata de perro.
- Completaciones múltiples.
- En operaciones de empaque con grava.

Estas empaaduras (figura II.10) no están hechas para ser conectadas directamente a la tubería como las recuperables por esto tienen un área pulida interna que permite el alojamiento de unidades de sello que se corren con la tubería.



Figura II.10. Empaadura Permanente

Fuente: <http://www.slb.com/>

II.1.4.1.4. Empacaduras Recuperables con Área Interna Pulida

El comportamiento de esta empacadura la describe como una Empacadura Permanente Recuperable. Son empacaduras recuperables que tienen un área pulida interna como las permanentes. Por ser diseñadas para ser recuperables soportan presiones diferenciales menores que las permanentes y son más costosas pero tienen los mismos métodos de asentamiento que las permanentes. Son utilizadas tanto en completaciones normales como en empaques con grava.

En esta sección será explicada un tipo de Empacadura Recuperable con Área Interna Pulida que es usada en los Sistemas de Empaque con Grava Multizona.

II.1.4.1.4.1. *MZ Alternate Path Multizone Packer*

La traducción sería algo como Empacadura Multizona de Trayectoria Alternativa, MZ es de multizona. La empacadura MZ es un tipo de Empacaduras Recuperables con Área Interna Pulida, desarrollada por la empresa de servicio Schlumberger, que posee tubos de desvío llamados “*Shunt Tubes*” que pasan a través de esta. La MZ es usada para tratamientos de empaque con grava de múltiples zonas, esta permite que cada zona sea empacada separadamente en un solo viaje y con una sola operación de bombeo resultando en reducción de costos y tiempo de taladro.

En una explicación más sencilla, la MZ es asentada entre dos zonas de interés que desean ser empacadas. Al momento de ser bombeada la grava de empaque, la arena superior empieza a empacarse mientras una parte de este fluido de acarreo se va introduciendo por los tubos desviadores, pasando a través de la MZ, llevando parte de la grava a la arena inferior para realizar el empaque simultáneo de esta. Esta empacadura es utilizada con una rejilla especial que posee tubos desviadores, esta será explicada en la sección de rejillas.

Aplicaciones de la empacadura MZ:

- Completaciones a hoyo revestido y múltiples zonas.
- En tratamientos de empaque con grava.
- Aislamiento de intervalo.
- Control de invasión de agua.

En la figura II.11 se puede ver la apariencia de una empaadura MZ.



Figura II.11. Empaadura MZ
Fuente: <http://www.slb.com/>

II.1.4.2. Herramientas Básicas de Soporte en Subsuelo

A la tubería de producción se le puede anexar un gran variedad de accesorios de flujo están diseñados para incrementar la variabilidad de la completación. Ciertos accesorios son corridos con la tubería mientras otros son instalados y recuperados por guaya fina. Algunas de estas herramientas son nombradas a continuación:

- Niple de Asiento: Piezas cortas de tubería que tienen un perfil maquinado en el cual se asienta cualquier herramienta de control de producción como válvulas de seguridad, estranguladores, medidores de presión y temperatura, entre otros. (Figura II.12.a)
- Niples de Flujo: Son secciones de tubería que permiten controlar la turbulencia de los fluidos y evitar así la erosión interna de la tubería de producción. Son colocados inmediatamente antes y después de algunos componentes de la tubería como niples de asientos para protegerlos de daños por erosión. (Figura II.13.c)
- Mandriles: Su función es alojar gran cantidad de accesorios de control de flujo, válvulas de inyección de químicos, válvulas de control y monitoreo, válvulas de inyección de gas, entre otros. (Figura II.14.f)
- Camisas Deslizantes: Se introducen al pozo como parte integral de la tubería de producción con la finalidad de comunicar y permitir la circulación entre el espacio anular y la tubería. También permiten la producción selectiva de las arenas cerrando o abriendo las camisas con herramientas bajadas con guaya fina. (Figura II.14.g)
- Juntas de Seguridad: Son instaladas generalmente por encima de la empacadura con el fin de si la empacadura se atasca la junta se separa en dos permitiendo la recuperación de la tubería y como son más resistente permiten el uso del martillo para recuperar la empacadura. (Figura II.12.b)
- Juntas de Impacto: Son juntas de tubería con paredes más gruesas y elaboradas de material más resistente que son puestas frente a las perforaciones para soportar la acción abrasiva de los fluidos al entrar al pozo. (Figura II.13.d)
- Válvulas de Seguridad: Su función principal es evitar el flujo descontrolado de gas o petróleo de un pozo esto permite proteger las instalaciones de superficie en caso de haya una arremetida. Se instalan en la tubería de producción. (Figura II.14.e)



Figura II.12. Niple de Asiento y Junta de Seguridad
Fuente: SLB Completion Primer

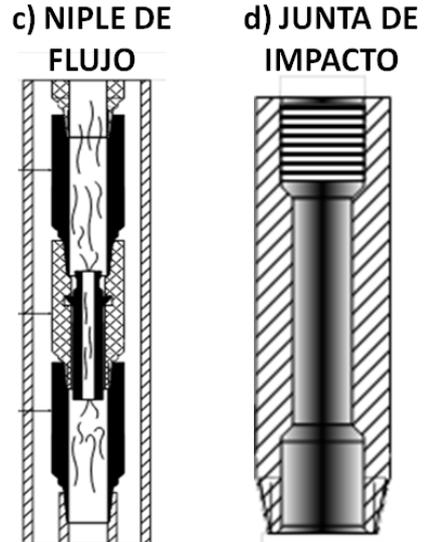


Figura II.13. Niple de Flujo y Junta de Impacto
Fuente: Clases de Pozos II.
Prof. MATORANO, Pedro

e) VALVULA DE SEGURIDAD

f) MANDRIL

g) CAMISA DESLIZANTE

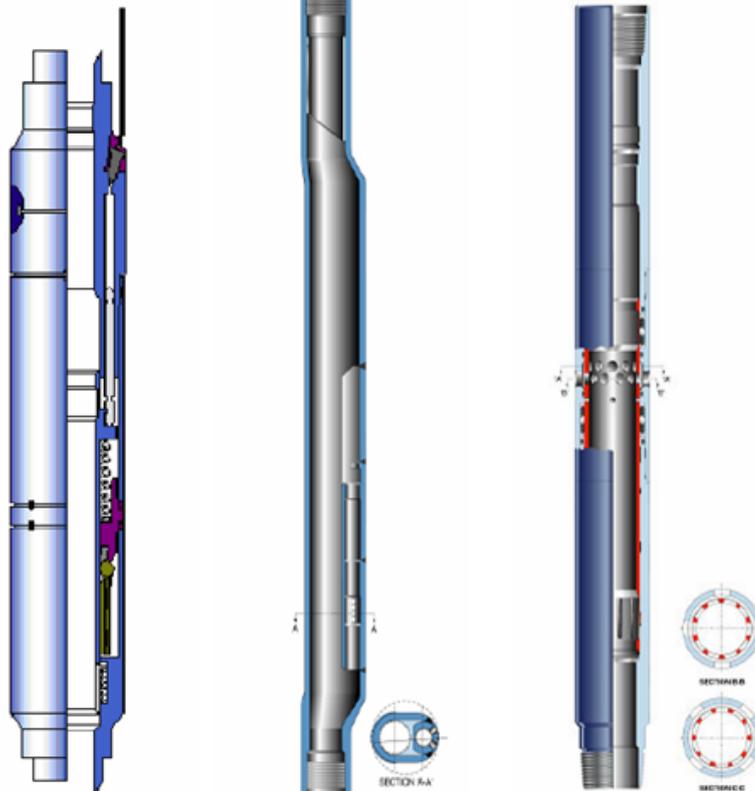


Figura II.14. Válvula de Seguridad, Mandril y Camisa Deslizante
Fuente: SLB Completion Primer

II.2. CONCEPTOS BÁSICOS DE TÉCNICAS DE CAÑONEO ^[1,2,3,6]

Después de que un pozo ha sido perforado y el revestidor de producción cementado la única forma de comunicar la arena de interés con el pozo es creando agujeros y canales mediante disparos, esto es conocido como cañoneo. Para realizar el cañoneo de un pozo es esencial una planificación cuidadosa y conocimiento de las técnicas para escoger el cañón que mejor se adapte a las necesidades del pozo. Al realizarse un trabajo de cañoneo las perforaciones deben penetrar mas allá del cemento en la arena contenida con el fluido deseado. Figura II.15 muestra la apertura realizada por un trabajo de cañoneo.

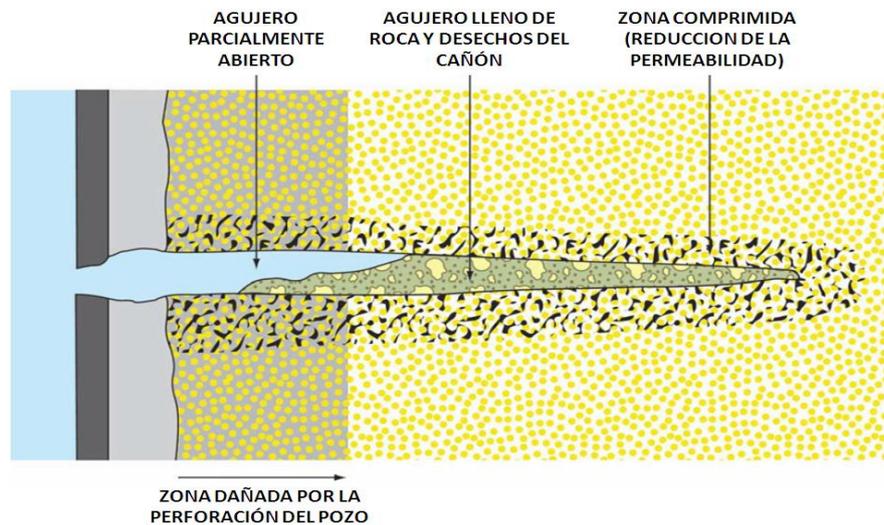


Figura II.15. Representación del cañoneo inmediatamente después de su creación
Fuente: Well Completion Design. BELLARBY, Jonathan

II.2.1. Tipo de Cañones

Los cañones disponibles comercialmente pueden ser clasificados como cañones de balas o de cañones de cargas moldeadas (JET). Los cañones de bala son raramente utilizados actualmente. Los cañones de cargas moldeadas están disponibles en dos tipos básicos: Recuperables y Desechables.

II.2.1.1. Cañones Recuperables

Estos cañones consisten en un tubo de acero dentro del cual las cargas explosivas moldeadas están selladas y protegidas de la presión hidrostática del fluido, la carga está en un ambiente de aire a la presión atmosférica, cuando la carga se dispara, la fuerza explosiva expande ligeramente las paredes del tubo transportador, pero el cañón y los restos son recuperados. Hay de dos tipos: *Ported* y *Scalloped* (Figura II.16).

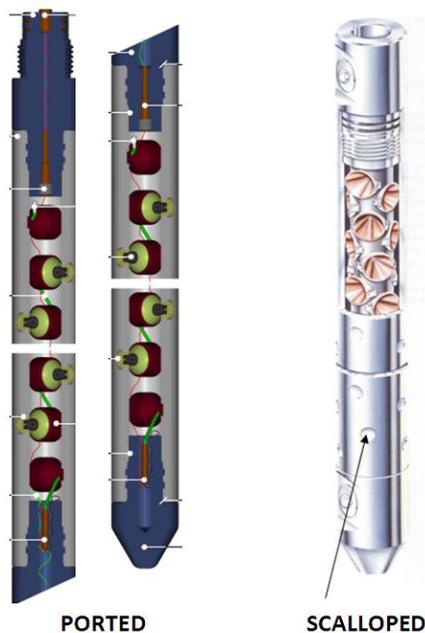


Figura II.16. Cañones Recuperables Tipo *Ported* y *Scalloped*
Fuente: <http://www.etasa.com/>

Características de los cañones recuperables:

- Alta Confiabilidad: Mínimo índice de disparos fallidos por tener el cable detonador y la carga protegidos dentro del tubo transportador.
- Mecánicamente fuertes y resistentes: Adaptables a tratamientos severos y con mayor peso para llegar con mayor facilidad a la profundidad de cañoneo.
- Resistente a altas presiones y altas temperaturas: Cañones resistentes hasta temperaturas de 470°F y presiones de hasta 25000 lpc.

- No dejan desperdicios en el pozo y no producen deformaciones en el revestidor.
- Alta eficiencia de las cargas: Huecos mas grades y alta penetración.

II.2.1.1.1. Cañones Recuperables tipo *Ported*

Pertenece a los cañones de transportadores huecos (*hollow carrier guns*), estos cañones son de pared relativamente gruesa, poseen conductos tubulares cerrados que son usados para transportar el tren de explosivos para protegerlos del medio ambiente del pozo. Los cañones tipo *ported* son más económicos ya que pueden ser reutilizado aproximadamente 100 veces. Son más propensos a fallar por intrusión del fluido cuando se bajan al pozo puesto que la carga hace sello directamente con el transportador, por esto son utilizados en pozos con presiones y temperaturas moderadas (máximo 20000lpc y 325°F). Son generalmente bajados con guaya a través del revestidor y disparados desde el fondo utilizando un detonador eléctrico que se desactiva en presencia de fluido evitando que se disparen y atasquen en el revestidor.

II.2.1.1.2. Cañones Recuperables tipo *Scalloped*

También pertenecen a los cañones de transportadores huecos (*hollow carrier guns*). Son utilizados en pozos con condiciones más demandantes y en todos los casos en cañoneo tipo TCP. Son generalmente desechables. Rango máximo de trabajo 30000lpc y 500°F. Se pueden bajar tanto con guaya como con tubería. Son más seguros por lo tanto las cargas son disparadas generalmente desde el tope. Protegen al revestidor de daño potencial y retienen una cantidad significativa de desperdicios de carga y cañón después de la detonación.

II.2.1.2. Cañones Desechables

Son los cañones tipo Cápsula, los cuales consisten en cargas que están encerradas o encapsuladas con una tapa protectora, estas se fijan al transportador que es un

conjunto de alambres o una cinta flexible. Son bajados con guaya a través de la tubería y no se recuperan por esto dejan mucho desperdicio en el pozo al detonar lo cual puede provocar taponamiento de los túneles cañoneados y problemas para asentar la empacadura. Como no son bajados dentro de un transportador de acero las cargas pueden ser mayores y aun pasar por los tubulares lo cual maximiza la penetración. La mayor desventaja de estos cañones es que el detonador y la cuerda de detonación están expuestos a los efectos del fluido del pozo (figura II.17).



CAÑÓN TIPO CAPSULA

Figura II.17. Cañón Desechable
 Fuente: <http://www.etasa.com/>

II.2.2. Técnicas de Cañoneo

Para realizar la operación de cañoneo es necesario decidir el método como se va a llevar dicha operación. Hay tres técnicas principales para realizar el cañoneo de un pozo que serán explicadas a continuación y son ilustradas en la figura II.18.

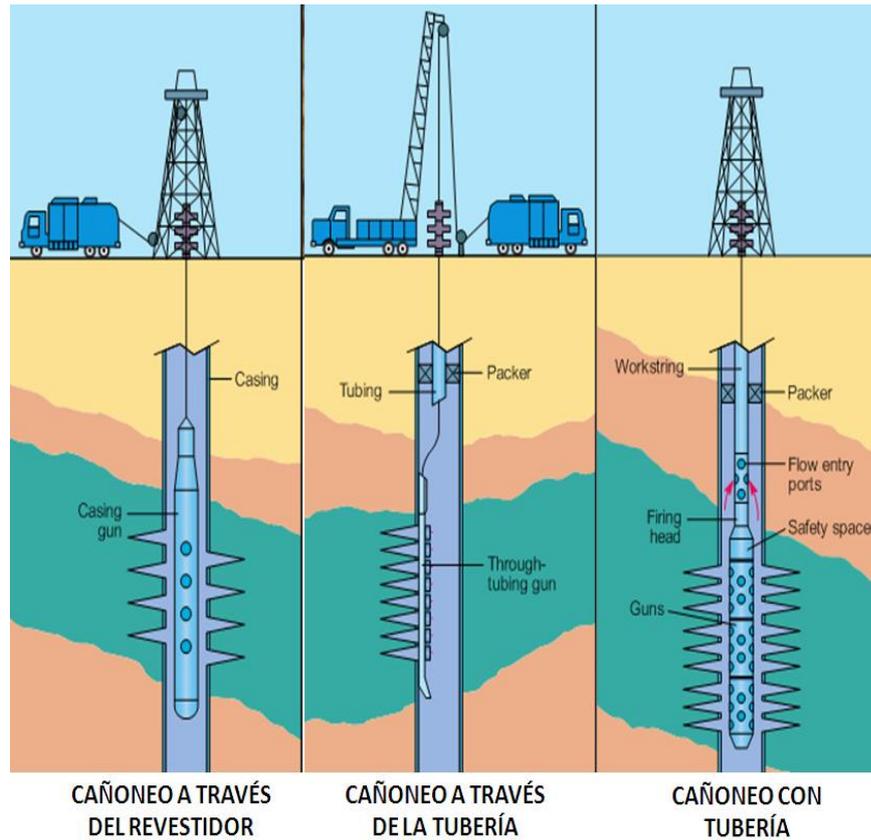


Figura II.18. Métodos de Cañoneo
 Fuente: Clases de Pozos II. Prof. MATORANO, Pedro

II.2.2.1. Cañoneo a través del Revestidor

Los cañones son bajados con guaya eléctrica y generalmente se colocan en soportes recuperables. Son utilizados en pozos donde existen zonas dañadas por fluidos de perforación o por deposición de escamas debido a que tienen una alta capacidad de penetración. Son los más eficientes en operaciones de fracturamiento. Generan menor daño al revestidor.

II.2.2.2. Cañoneo a través de la Tubería

Los cañones son bajados con guaya eléctrica a través del tubería por lo que no necesitan el uso de taladro lo cual minimiza significativamente los costos. Puede cañonearse bajo balance permitir el flujo del pozo.

II.2.2.3. Cañoneo con Tubería (TCP)

El cañoneo con tubería fue desarrollado para minimizar el daño causado a formaciones sensibles durante la completación. Esto es realizado corriendo los cañones dentro del hoyo con la tubería y no con guaya fina. Las perforaciones pueden entonces ser aisladas de toda la columna hidrostática del pozo asentando una empacadura que esta encima del cañón. La presión hidrostática de la tubería puede entonces ser controlada desplazando parte de la columna de fluido con nitrógeno gaseoso, o sólo parcialmente llenando la sarta cuando se corre en el hoyo.

II.3. CONTROL DE ARENA [1,2,3,6,8,9,10,11,12]

Aproximadamente el 30% de los yacimientos de areniscas del mundo son los suficientemente débiles para generar producción de arena. La producción de arena trae consigo problemas costosos como daño a los equipos de superficie, daños a los tubulares y taponamiento, lo que se refleja en incremento de los costos y pérdida en la producción; y riesgos de accidentes por danos irreparables en las válvulas de seguridad. Es por esto que es de suma importancia tener en cuenta al momento de realizar la completación de un pozo si va a existir producción de arena y que método va a ser aplicado para su mitigación.

II.3.1. Métodos de Control de Arena

Existen cuatro métodos principales disponibles actualmente para reducir la producción de arena en un pozo.

II.3.1.1. Restricción de la Producción

En los yacimientos de areniscas los esfuerzos como consecuencia de la caída de presión afectan los minerales que mantienen unidos los granos de arena haciendo que estos se separen y se vayan al pozo.

Este método tiene como función básica la disminución de la producción de los fluidos del yacimiento, para producir a una menor velocidad y lograr que los minerales que mantienen unidos a los granos no sean afectados. Esto resulta mejor para pozos horizontales porque se tiene un gran intervalo de formación y se puede producir un flujo de volúmenes equivalentes pero a una menor velocidad y así de esta manera controlar la producción; en pozos verticales puede ser antieconómico.

II.3.1.2. Consolidación Química En Sitio

Involucra la inyección de químicos (Resinas) en formaciones naturalmente no consolidadas lo cual provee un enlace grano a grano pero se requiere de una gran adherencia para que su aplicación sea exitosa. El objetivo es cementar los granos en su punto de contacto manteniendo la máxima permeabilidad. Para realizar una consolidación química debe tenerse en cuenta los siguientes criterios:

- La zona no debe tener una longitud mayor a 25 pies para que así la resina y químicos endurecedores se puedan dirigir de forma precisa al área deseada.
- La temperatura de la zona no debe exceder los 280°F para que los químicos puedan ubicarse apropiadamente.
- La permeabilidad de la zona debe ser mayor o igual a 100 mD con una presencia de arcillas y feldespatos menor al 15%.
- La formación debe contener menos de 5% de material calcáreo.
- La zona debe estar revestida, correctamente cementada y cañoneada.

II.3.1.3. Mecánicos

Son los más comunes para el control de arena. Siempre incluyen algún tipo de mecanismo que se instala en el fondo del pozo lo que causa el acumulo de la arena y sirve como filtro para poder producir los fluidos. Hay dos técnicas mecánicas principales que por lo general son usadas en conjunto:

- Empaque con Grava: Es una técnica de puenteo que involucra la colocación de un filtro de arena compacto frente a la formación y en los túneles de las perforaciones
- Rejillas o Forros Ranurados: Es un equipo filtrante que es colocado para retener la arena y así evitar que esta se produzca con los fluidos de formación. Los Forros Ranurados son fabricados con tubulares usados en pozo abriendo una serie de ranuras longitudinales a través de la pared del tubo y se utilizan en la completación para evitar la producción de la arena de empaque. Las Rejillas consisten en un espiral de alambre alrededor de una estructura de soporte formando un tubo, es posible controlar que tan apretada este la espiral para regular el tamaño de las aberturas entre las vueltas. El área de flujo de las rejillas es hasta 12 veces mayor que la de los forros ranurados. Estas serán explicadas un poco mas detallado en la sección II.4.4.2. “Tipos de Rejillas”

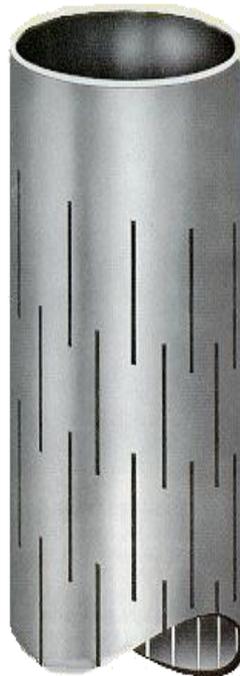


Figura II.19. Forro Ranurado
Fuente: Clases de Pozos II. Prof. MARTORANO, Pedro

En la figura II.19 se observa como luce un forro ranurado.

II.3.1.4. Combinados

Estos métodos involucran el uso de consolidación química y técnicas mecánicas de control de arena. Generalmente grava con resina es colocada mecánicamente con el objetivo de lograr una resistencia compresiva adecuada de la formación, finalmente la arena se convierte en resina consolidada lo que elimina el uso de rejillas. Este tratamiento es realizado de forma similar a los tratamientos de empaque con grava.

II.4. CONCEPTOS BÁSICOS DE DISEÑO DE EMPAQUE CON GRAVA [1,2,3,6,9]

El objetivo principal de la ejecución de un trabajo de empaque es restringir la producción de arena que proviene de la formación sin reducir excesivamente la productividad para esto lo mas importante es un buen diseño del empaque con grava que se va a realizar y hacerlo de la mejor manera. Durante el proceso de diseño se deben tomar en cuenta la selección de la arena de empaque, la formación que va a ser empacada, los fluidos de tratamiento que van a ser utilizados, el dispositivo de rejilla y la técnica de colocación.

II.4.1. Análisis de la formación

El primer paso en el trabajo de diseño es analizar la formación. Esto incluye determinar la compatibilidad de la formación con varios ácidos y fluidos de empaque con grava así como seleccionar el tamaño correcto de grava a usar. La atención en la obtención y selección de las muestras más representativas es esencial.

El procedimiento básico que debe seguirse para escoger la grava es:

1. Tomar muestra de la arena de formación: Puede ser recolectando muestras de la arena producida o tomas de núcleo en fondo.

2. Análisis de la arena de formación: Para determinar el tamaño de grava y la compatibilidad con los fluidos a ser empleados. Existen dos técnicas utilizadas para determinar el tamaño de las partículas:

II.4.1.1. Análisis Granulométrico

Determina la distribución del tamaño a través de separación mecánica de las partículas. Requiere de 20 a 30 gr de muestra. Puede medir tamaño de partículas solo por debajo de 40 μm . Subestimación de las partículas no esféricas. Relativamente fácil de realizar y con bajos costos iniciales de instrumentación. La mayoría de los trabajos en la literatura son basados en Análisis Granulométricos.

Es conocido también como el Análisis con Tamices. Para todos los análisis comparativos la industria ha adoptado las series “US MESH” que consisten en una serie de doce tamices y un plato recolector al final por donde se pasa la muestra limpia y seca. En esta serie cada tamiz tiene el doble del área transversal que el tamiz de abajo. La figura II.20 muestra la tabla del número de tamices estándar y su respectivo tamaño.

Número de Tamiz (US Mesh Series)	Apertura del Tamiz (pulgadas)	Apertura del Tamiz (milímetros)
2,5	0,315	8,000
3	0,265	6,730
3,5	0,223	5,660
4	0,187	4,760
5	0,157	4,000
6	0,132	3,360
7	0,111	2,830
8	0,0937	2,380
10	0,0787	2,000
12	0,0661	1,680
14	0,0555	1,410
16	0,0469	1,190
18	0,0394	1,000
20	0,0331	0,840
25	0,0280	0,710
30	0,0232	0,589
35	0,0197	0,500
40	0,0165	0,420
45	0,0138	0,351
50	0,0117	0,297
60	0,0098	0,250
70	0,0083	0,210
80	0,0070	0,177
100	0,0059	0,149
120	0,0049	0,124
140	0,0041	0,104
170	0,0035	0,088
200	0,0029	0,074
230	0,0024	0,062
270	0,0021	0,053
325	0,0017	0,044
400	0,0015	0,037

Figura II.20. Tabla de Tamices “US Mesh Series” y sus respectivas aperturas.
Fuente: TEG “MANUAL DE TERMINACIÓN Y REHABILITACIÓN DE POZOS DE LA ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO DE LA UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA”. Br. PAZ, Daniel y Br. GUERRA, Juan

El análisis se lleva a cabo de acuerdo al procedimiento C135-84 de la ASTM (*American Society for Testing and Materials*), el cual requiere que la porción de la muestra retenida en cada tamiz sea pesada y que un porcentaje en peso sea calculado. Después se grafica el porcentaje en peso acumulado versus la apertura del tamiz, el análisis refleja los tamaños de los granos y su distribución comparativa como un porcentaje del peso.

La figura II.21 muestra como el valor D_{50f} (percentil 50 del tamaño de grano de formación) es determinado gráficamente el cual representa el tamaño medio del grano de formación, este valor es aceptado universalmente para calcular el tamaño de la grava de empaque aunque otros valores percentiles son usados, generalmente para arenas no uniformes, dependiendo del método utilizado.

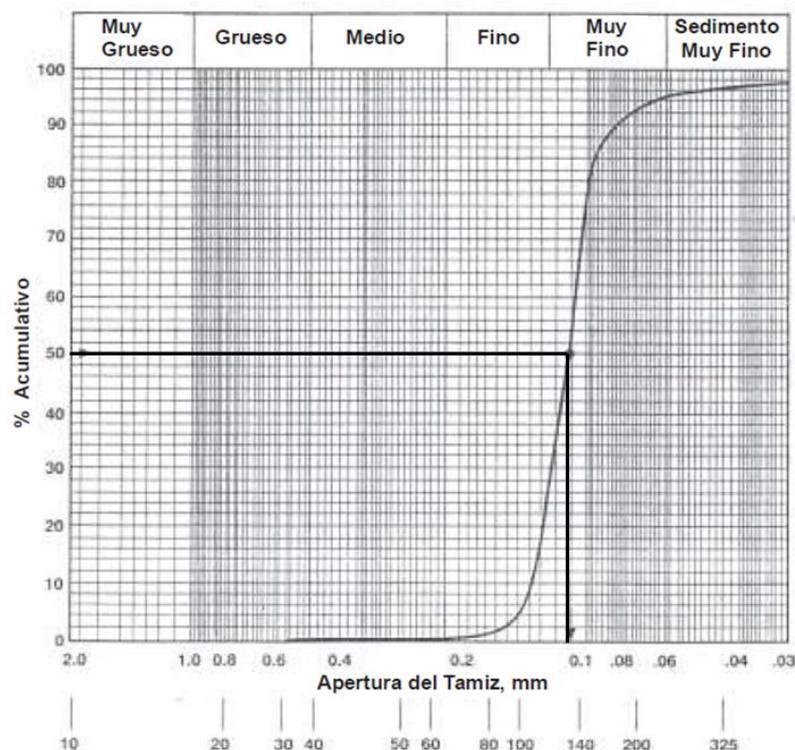


Figura II.21. Gráfica de Porcentaje en Peso Acumulado vs Apertura de Tamiz
 Fuente: TEG “MANUAL DE TERMINACIÓN Y REHABILITACIÓN DE POZOS DE LA ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO DE LA UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA”. Br. PAZ, Daniel y Br. GUERRA, Juan

II.4.1.2. Laser o Contador de Partículas

Determina la distribución del tamaño a través de medición del grado de dispersión del laser. Requiere menos de 1 gr de muestra. Puede medir tamaño de partícula entre 0.5 μm y 2000 μm . Puede hacer sobrestimación de las partículas no esféricas. Tiene altos costos iniciales de instrumentación.

3. Selección de la Grava: Después de realizar el análisis granulométrico de la arena de formación se prosigue a escoger el tamaño de la arena de empaque mediante la aplicación de los “Métodos de Selección del Tamaño de Grava” los cuales serán explicados en la sección II.4.3.
4. Selección de la Rejilla: Siguiendo a la escogencia de la grava de empaque se debe escoger la rejilla que será utilizada para el trabajo de empaque. Esta debe ser 100% efectiva para mantener la arena del empaque en su lugar. Por esto al momento de decidir la rejilla que va a ser utilizada debe tenerse en cuenta ciertos aspectos, esto será presentado de una forma un poco mas amplia en la sección II.4.4. “Selección de la Rejilla”.

II.4.2. Selección de los Fluidos de Tratamiento

En los inicios de la aplicación del empaque con grava, las características migratorias y de hinchamiento que exhibe la arcilla cuando está expuesta al agua, dictaron el uso de materiales base aceite como fluido de acarreo en el empaque con grava. Con el avance de la tecnología de control de arcilla, el agua puede ser tratada para ser compatible con las arcillas. La hidratación de la arcilla puede ser prevenida usando salmueras sintéticas, como cloruro de calcio o cloruro de amonio, o añadiendo estabilizadores químicos de arcillas, a un sistema acuoso.

II.4.2.1. Presencia de Arcillas y Composición Química

Todas las formaciones arenosas poseen partículas de arcilla, estas pueden causar taponamiento en los poros de la formación por cualquier actividad en la que fluidos acuosos entren en la formación, los efectos de estos fluidos en la formación dependerán de los siguientes factores:

- Estructura química de las arcillas.
- Diferencia entre los fluidos de la formación y los fluidos inyectados.
- El arreglo de la arcilla dentro de la matriz porosa.
- La forma en la que se encuentran cementadas las arcillas en la matriz.
- La cantidad de arcilla presente.

La estructura de las arcillas se basa en múltiples capas de cristales. Todos los minerales de las arcillas poseen cargas negativas permanentes, debido a esto, ocurre la sustitución de los iones de silicón y aluminio por iones de hierro (Fe), cromo (Cr), zinc (Zn) y litio (Li) los cuales son lo suficientemente pequeños. Las arcillas poseen una gran superficie de contacto debido a al tamaño de las partículas de arcilla y su forma única, por lo que si se comparan con los cuarzos las arcillas poseen una mayor superficie de contacto.

II.4.2.2. Compatibilidad entre Fluido de Formación y Fluido de Estimulación

Un diseño apropiado de tratamiento ácido precedente al empaque con grava puede ser especialmente beneficiario en el control del hinchamiento y movimiento de las arcillas y finos. Un diseño apropiado de un sistema ácido disolverá gran parte de los depósitos de arcillas y estabilizará las arcillas remanentes cercanas al hoyo contactadas por el ácido tratado. Realizando este trabajo antes de correr el ensamble de empaque con grava, es posible una máxima flexibilidad operacional, permitiendo el uso de divergentes particulares o dispositivos mecánicos para garantizar la cobertura de toda la zona tratada. La acidificación en este tiempo también sirve para incrementar la tasa de pérdida de fluido dentro de la formación

durante el subsecuente tratamiento de empaque con grava. Esto generalmente resulta en una mayor eficiencia calificada (mayor porcentaje de empaque con grava colocada y empacada alrededor del revestidor del empaque con grava, particularmente en pozos desviados). Todo esto, combinado al gran incremento de la vida productividad del pozo después del tratamiento.

La excesiva acidificación en algunas formaciones débilmente consolidadas puede remover mucho del material cementante que une los granos de arenas. Frecuentemente, el material de consolidación en estas formaciones es la arcilla. Bajo estas circunstancias, fluyendo el pozo a tasas anormalmente altas durante la limpieza y después de la acidificación, puede resultar en la producción de grandes cantidades de finos de formación, lo cual puede perjudicar el éxito del empaque con grava. Para prevenir que esto ocurra, los pozos deben ser puestos a fluir solo bajo condiciones controladas de baja a normal caída de presión después de un trabajo de acidificación o que el empaque haya sido hecho.

II.4.2.3. Limpieza de Tubería previo a la Operación de Empaque con Grava

La grasa colocada en las conexiones de la sarta de trabajo, es extremadamente dañina y no degradable por lo tanto, no debe ser permitido que entre a la formación durante un trabajo de reparación de pozo. Por esta razón, un tratamiento para limpiar la sarta de trabajo debe ser realizado para luego, bombear algún fluido a través de la sarta de trabajo hasta dentro de la formación. Este tratamiento de limpieza debe incorporar solventes orgánicos para sacar cualquier exceso de grasa de la sarta de trabajo el cual pudiese estar acumulado dentro de la sarta de trabajo. A pesar de las precauciones estándares de la industria como usar una brocha para pintura para aplicar la grasa en la sarta de trabajo solo escasamente al final del pin y a lo largo del diámetro interno de la sarta de trabajo, algún material potencialmente dañino puede y frecuentemente permanece en la tubería cuando esta es corrida dentro del hoyo. Sí la tubería no ha sido limpiada recientemente, el tratamiento debe incluir algún ácido para remover la corrosión interna. El ácido debe ser bombeado a través de la sarta de trabajo hasta 5 Barriles

antes de llegar a la herramienta de empaque de grava y luego revesar el ácido gastado bombeando desde el espacio anular a la sarta de trabajo.

II.4.2.4. Compatibilidad entre Fluido de Formación y Fluido de Acarreo

El fluido ideal de acarreo es aquel que no cause daño a la formación a través de la reducción en la permeabilidad. Normalmente los fluidos de acarreo se pueden hacer compatibles con la formación incluyendo en éstos, entre 2%-3% de Cloruro de Potasio ó Cloruro de Amonio. El estabilizador de arcillas también puede ser agregado al fluido, para formaciones arcillosas. El fluido de acarreo debe tener suficiente viscosidad para llevar suspendida la grava durante la colocación de la misma.

II.4.3. Métodos de Selección del Tamaño de la Grava

La selección del tamaño de grava ha cambiado a lo largo de los años, para hacer esta selección existen distintos métodos, actualmente el método más utilizado es el método de Saucier el cual considera que el tamaño de grava debe ser seis veces más grandes que el tamaño medio de los granos de la arena de formación.

La determinación del tamaño de grava debe ser realizada tomando en cuenta las mejores muestras tomadas y analizadas de la misma forma. El método de Saucier dará las primeras consideraciones para la selección del tamaño de grava, a menos que exista una regla local que la provea dichos resultados, de la tabla 4 se presenta un pequeño resumen de algunos métodos utilizados para la selección del tamaño de grava.

Los principales métodos utilizados para hacer la selección del tamaño de grava son los siguientes:

II.4.3.1. Método de Saucier

Saucier desarrollo el método de selección de grava mayormente utilizado en la actualidad y parte del principio básico que el control óptimo de la arena se logra cuando el tamaño medio de la arena de empaque (D_{50p}) es entre cinco a seis veces mayor que el tamaño medio de los granos de la arena de formación (D_{50f}), esto hace que el método sea aplicable solo para arenas uniformes aunque años de experiencia en campo han demostrado que una relación D_{50p}/ D_{50f} entre cinco y seis ayuda a compensar posibles errores de muestreo.

Sí la relación D_{50p}/ D_{50f} es mayor a seis se corre el riesgo de sobre-diseñar el tamaño lo que permitiría la entrada de arena de formación al empaque, quedándose atascada, provocando una perdida en la productividad.

Sí la relación D_{50p}/ D_{50f} es mucho mayor se sobre-diseña el empaque, la arena pasara libremente por el empaque y será producida.

Sí la relación D_{50p}/ D_{50f} es menor a seis se sub-diseñará el empaque restringiendo totalmente el paso de la arena y comprometiendo la productividad del yacimiento.

La figura II.22 muestra el efecto de las relaciones de D_{50p}/ D_{50f} en la permeabilidad.

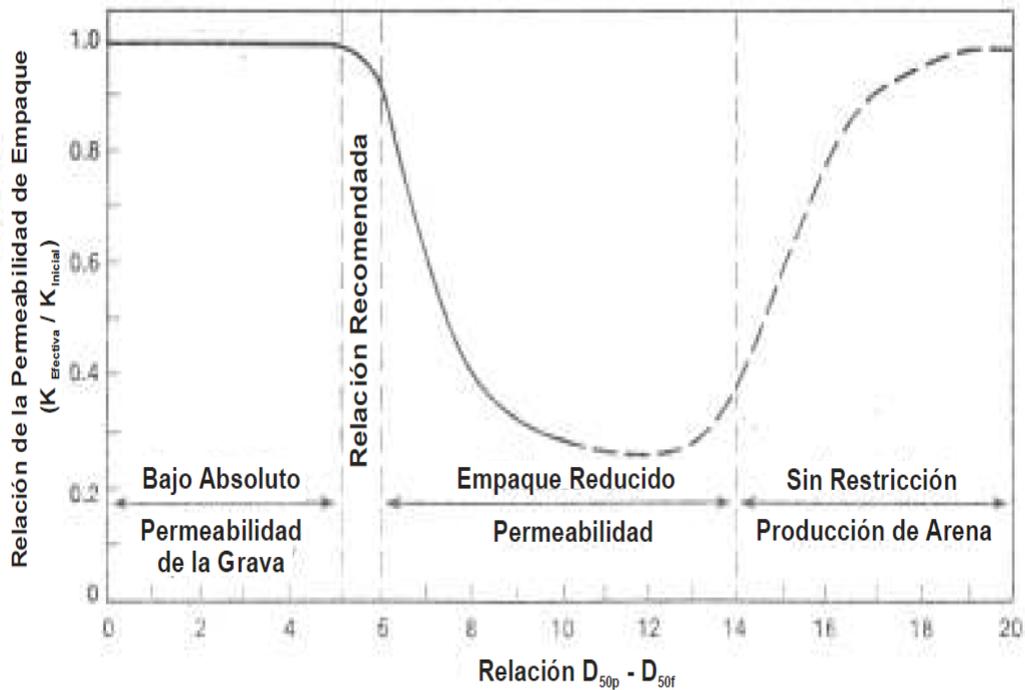


Figura II.22. Gráfica del efecto de las relaciones de D_{50p} / D_{50f} en la Permeabilidad
 Fuente: TEG “MANUAL DE TERMINACIÓN Y REHABILITACIÓN DE POZOS DE LA ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO DE LA UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA”. Br. PAZ, Daniel y Br. GUERRA, Juan

II.4.3.2. Método de Schwartz

Este método considera la Uniformidad de los granos de la arena de formación para determinar el tamaño de grava a utilizar, también considera el criterio de ordenamiento de los granos en el impacto del porcentaje de finos en la muestra (granos menores a 40 micrones).

Schwartz define el Coeficiente de Uniformidad (C_μ) de la arena de formación como la relación del percentil cuarenta entre el percentil noventa (D_{40f} / D_{90f}) y el Coeficiente de Ordenamiento (C_o) como la relación del percentil diez entre el percentil noventa y cinco (D_{10f} / D_{95f}). El criterio de selección del tamaño de grava es el siguiente:

- Si $C_\mu < 3 \Rightarrow$ Arena Uniforme.

Entonces el tamaño de la grava es seis veces el percentil diez de la arena de formación ($D_{10g} = 6 D_{10f}$).

- Si $5 < C_{\mu} < 10 \Rightarrow$ Arena No Uniforme.

Entonces el tamaño de la grava es seis veces el percentil cuarenta de la arena de formación ($D_{40g}=6 D_{40f}$).

- Si $C_{\mu} > 10$ ó $C_o > 10$ ó $D_{50f} > 75$ micrones \Rightarrow Arena Extremadamente No Uniforme.

Entonces el tamaño de la grava es seis veces el percentil setenta de la arena de formación ($D_{70g}=6 D_{70f}$).

Otros métodos de selección de tamaño de grava que han sido desarrollados a lo largo del tiempo serán descritos brevemente a continuación.

- Método de Hill: Recomienda el uso de un diámetro de grava menor que un factor de ocho veces el percentil diez de la arena de formación (D_{10f}).
- Método de Coberly: El tamaño de grava debe ser menor que un diámetro comprendido entre diez y trece veces el percentil diez de la arena de formación (D_{10f}). Además recomienda aplicar para arenas uniformes ya que si se utiliza en arenas no uniformes los finos invaden la grava y restringen la permeabilidad.
- Método de Gumpertz: Sugiere utilizar una grava once veces el diez percentil de la arena de formación (D_{10f}).
- Método de Karpoff: Sugiere utilizar una grava de un tamaño cinco a diez veces mayor que el cincuenta percentil de la arena de formación (D_{50f}).
- Método de Stein: Sugiere el uso de un diámetro menor a cuatro veces el quince percentil (D_{15f}) de la arena de formación.

II.4.3.3. Criterio de Tiffin

Este criterio se basa en el tamaño de los granos de la arena de formación. Enfatiza en las formaciones que contienen grandes cantidades de finos, donde estos puedan contribuir a daños en la formación muy altos y reducir la capacidad de producción con métodos de control tradicionales. Los diseños de completación actuales de empaques con grava generalmente hacen un buen trabajo al prevenir la invasión de arena de formación con yacimientos que tienen un patrón de distribución “normal”.

Para arenas con distribuciones que apuntan hacia más finas y/o donde predominan grandes cantidades de finos, los daños de las completaciones tradicionales de empaque con grava y de rejilla llegan a ser grandes y ocasionar averías graves. Aunque se establece que la completación de empaque con grava es un buen mecanismo, la cantidad de deterioro vista después de empacar es a menudo severa. La causa de esto toma muchas formas, pero cada vez más, el tamaño y la presencia de finos de formación se reconoce como uno de los mayores contribuyentes a este daño. La hipótesis básica que Tiffin presenta y defiende es que algunas formaciones tienen el tamaño “correcto” de finos y en cantidades suficientes para sellar el empaque con grava, causando severas restricciones en el flujo. Los principales finos sospechosos son los granos de formación (clasificados como finos de arcillas) cuyos diámetros son inferiores al diámetro de la malla #325 ($<0,0017$ pulg).

Esto criterio sugiere que se debería trabajar siguiendo ciertas condiciones cuando todos los valores están bajo estos principios, el riesgo de daño se reduce donde la arena de formación está bien descrita por medio de las muestras examinadas. Estos principios de relación y comparación son:

- Sí $C_o < 10$, $C_\mu < 3$ y Porcentaje de Finos $< 2\%$:

Valores de clasificación muy bajos con poco contenido de finos. Esta zona es candidata para completación de rejilla sin empaque (si el intervalo está revestido y cañoneado la formación necesita tener una permeabilidad (K) > 1 darcy, con la posibilidad de usar rejilla pre-empacada).

- Sí $C_o < 10$, $C_\mu < 5$ y Porcentaje de Finos $< 5\%$:

Esta zona puede controlarse mejor por medio de rejillas con nuevas tecnologías, con mallas metálicas entretejidas (es necesario que la permeabilidad de la formación (K) > 1 darcy para completación a hoyo revestido).

- Sí $C_o < 20$, $C_\mu < 5$ y Porcentaje de Finos $< 5\%$:

Rangos promedios. Este intervalo puede ser controlado con grava de tamaño grande ($7D_{50f}$ ó $8D_{50f}$), colocada en empaque con agua a alta tasa, particularmente si el tamaño de los granos es consistente en toda la zona de interés.

- Sí $C_o < 20$, $C_\mu < 5$ y Porcentaje de Finos $< 10\%$:

Rangos promedios también con muchos finos se puede usar una combinación de grava de diámetros grandes y una rejilla que deje pasar los finos.

- Sí $C_o > 20$, $C_\mu > 5$ y Porcentaje de Finos $> 10\%$:

Las proporciones más altas, particularmente aquellas acompañadas con grandes cantidades de finos señalan una necesidad crítica de ampliar el hoyo a través de fracturamiento, tecnología de ampliación de pozos horizontales o multilaterales, o grandes volúmenes de pre-empacados para minimizar daños severos de la permeabilidad en la interface grava/arena debido al flujo. La grava sintética puede

ofrecer ventajas sobre la grava natural en la optimización de las tasas de producción y minimizar la invasión de arena.

II.4.4. Selección de la Rejilla

Las rejillas son usadas a lo largo del mundo para evitar la producción de arena, pueden ser utilizadas con un empaque con grava o solas (*standalone*), para escogerse la rejilla que va a ser utilizada en un pozo con producción de arena es importante tener en cuenta las condiciones del yacimiento, y si se va a colocar con un empaque con grava debe conocerse el tamaño de la grava para poder ajustar el tamaño de la abertura de la malla.

II.4.4.1. Abertura de la Malla de la Rejilla

La configuración de la ranura abierta en la malla es de gran importancia. Si las aberturas son paralelas el taponamiento ocurrirá cuando los granos pequeños de la arena formen especies de puentes en las aberturas, es por esto que se recomienda la utilización de ranuras en forma de cuña, como se muestra en la Figura II.23.

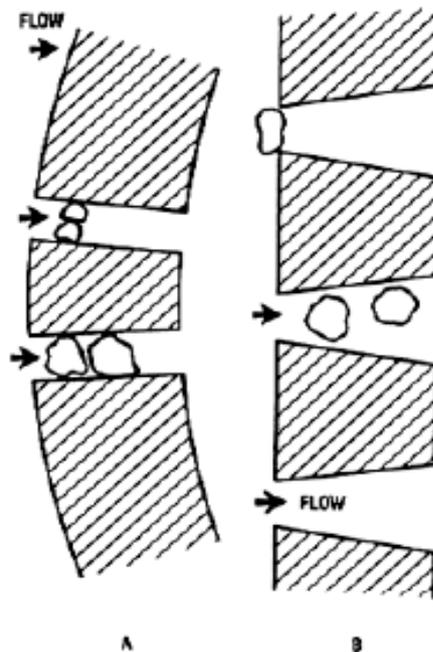


Figura II.23. Diferencia entre ranuras paralelas y ranuras en forma de cuña.
Fuente: Sand Control Engineering Manual, SCHLUMBERGER

Es importante destacar que en caso de la utilización de empaques con grava las ranuras deben ser suficientemente pequeñas para que la grava no pase a través de estas. Una regla aceptable para el cálculo de la abertura de la rejilla es que el espaciamiento entre el alambre debe ser aproximadamente un medio (1/2) a dos tercios (2/3) del grano más pequeño de la grava. La figura II.24 muestra la abertura recomendada para ciertos tamaños de grava.

<u>Tamaño de grava (Malla US)</u>	<u>Rango de tamaños(pulgadas)</u>	<u>Separación en el alabrado(pulgadas)</u>
8/12	0,094-0,066	0,050
12/20	0,066-0,033	0,020
20/40	0,033-0,017	0,012
40/60	0,017-0,0098	0,006
50/70	0,012-0,0083	0,006

Figura II.24. Abertura de la rejilla recomendado dependiendo del tamaño de la grava
Fuente: Clases de Pozos II. Prof. MARTORANO, Pedro

II.4.4.2. Tipos de Rejillas

A continuación serán explicadas los tres tipos de rejillas utilizados comúnmente en la actualidad:

II.4.4.2.1. Rejillas de Alambre Enrollado (*Wire Wrap*)

Estas rejillas consisten en una espiral de alambre de acero inoxidable alrededor de una estructura de soporte formando un tubo. Es posible controlar que tan apretada está la espiral para así regular el tamaño de las aberturas entre las vueltas. Usa, como muchas rejillas, alambre de forma triangular lo cual reduce el taponamiento al permitir el paso de las partículas que se mueven a través del calibre de la rejilla exterior. Figura II.25.



Figura II.25. Rejilla de Alambre Enrollado.

Fuente: Sand Control Engineering Manual, SCHLUMBERGER

- Rejillas Pre-empacadas: Es un tipo de rejilla de alambre enrollado. Estas rejillas utilizan arena de empaque revestida con resina, como parte propia de la rejilla. Estas son incluidas como mecanismo de mayor seguridad en el caso de que falle el empaque. Ideales para pozos horizontales propensos a la producción de arena. Mejor control de finos que la rejilla de alambre enrollado, menos susceptibilidad al taponamiento y a la erosión. Figura II.26.

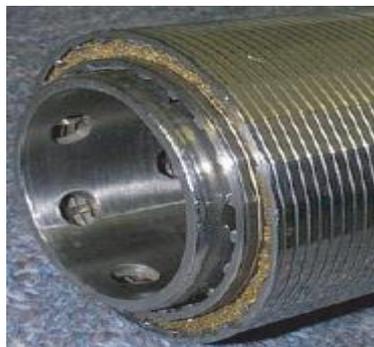


Figura II.26. Rejilla de Alambre Enrollado Pre-empacada.

Fuente: Sand Control Engineering Manual, SCHLUMBERGER

II.4.4.2.2. Rejillas Premium

Las rejillas Premium se caracterizan por tener varias capas de mallas de alambre en su superficie que forman un filtro sobre un tubo perforado. Las dos capas más internas son para proporcionarle mayor resistencia mecánica, la segunda capa más externa es la que realmente funciona como filtro y la última capa, la más externa,

es una capa protectora necesaria para la protección de la malla. La ventaja principal de estas rejillas es que por su cantidad de capas provee un mayor rendimiento de la filtración de arenas poco uniformes, además tienen mayor área de drenaje lo que resulta en una mayor resistencia a la erosión. Son fabricadas con un material más resistente por lo cual son utilizadas en condiciones severas y en yacimientos de gas (figura II.27).

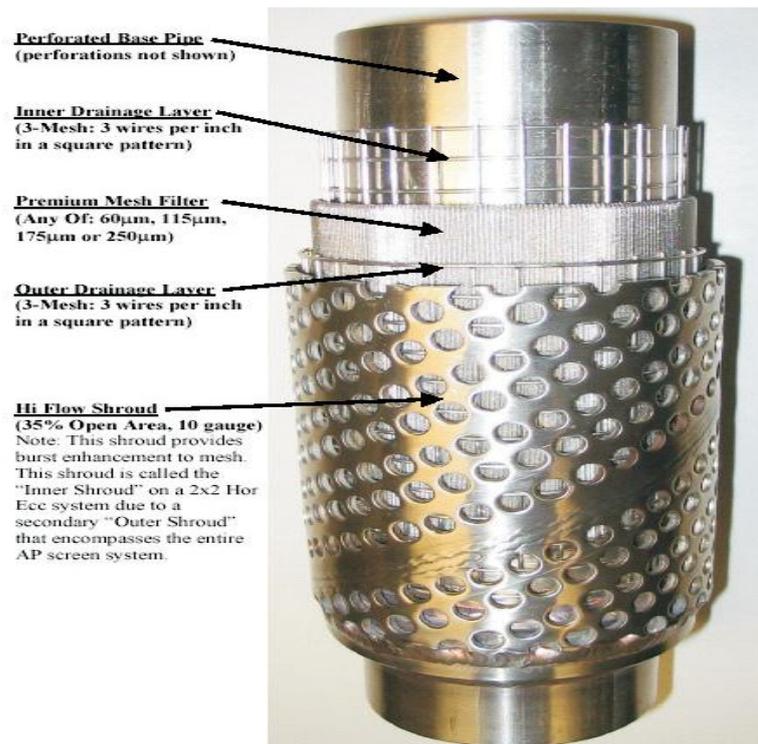


Figura II.27. Rejilla Premium.

Fuente: Sand Control Engineering Manual, SCHLUMBERGER

II.4.4.2.3. ALLFRAC Alternate Path Screens

En su traducción en español, Rejillas de Trayectoria Alterna, son rejillas *Premium* utilizadas en la realización de trabajos de empaque con grava cuando se tiene la presencia de dos o más arenas a completar. Estas rejillas poseen unos tubos desviadores (*shunt tubes*) al costado con orificios de salida (*nozzles*) cada 6 pies aproximadamente que permiten la entrada de la lechada por la parte superior y a medida que baja el fluido ir empackando la zona a través de los orificios de salida. Este tipo de rejilla (figura II.28) es utilizado simultáneamente con una empackadura MZ.

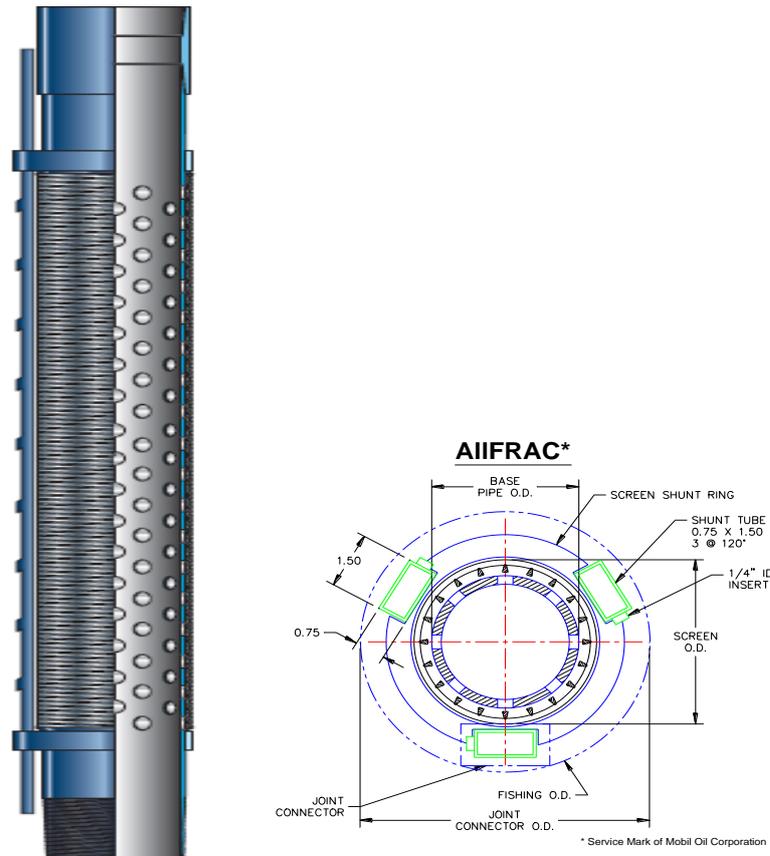


Figura II.28. Rejilla ALLFRAC Alternate Path
 Fuente: Sand Control Engineering Manual, SCHLUMBERGER

II.4.4.3. Diámetro de Rejilla

Existen seis factores principales que deben ser tomados en cuenta para determinar el tamaño adecuado de la rejilla a utilizar, estos son:

- Área Interna.
- Espesor del empaque.
- Posicionamiento de la grava.
- Habilidad de sacar la rejilla fuera del hoyo.
- Diámetro interno para la toma de registros.
- Diámetro interno para la limpieza en determinados ensamblajes de la tubería.

Las rejillas de alambre enrollados, las cuales se utilizarán en un tamaño de revestidor dado, poseen una amplia área de entrada para acomodar el flujo dentro de las aberturas. El área interna en los forros ranurados es bastante más crítica.

II.4.4.4. Longitud de Rejilla

La longitud de la rejilla debe ser suficiente para que se extienda entre 5 a 10 pies por debajo de los cañoneados y un mínimo de 5 a 10 pies por encima. Esto asegura la cobertura con grava completa del intervalo cañoneado. Ocasionalmente es necesario hacer 2 completaciones en zonas que están muy cercas entre sí, manteniendo el uso de la longitud recomendada de tubería lisa por encima del intervalo cañoneado. En este caso, es normal correr una rejilla adicional por encima de los intervalos cañoneados. Este procedimiento permite grava de reserva para ser depositada antes de la presión de cierre ó *screenout*.

La rejilla es generalmente fabricada en longitudes de 30 pies con aproximadamente 24-26 pies de rejilla, pero es posible tener longitudes hechas por encargo. Las rejillas deben ser fabricadas con un mínimo de tubo liso en los extremos para fines de manipulación y ajuste con las llaves. En estos espacios, la grava no puede ser deshidratada.

II.4.5. Diseño de la Colocación y Concentración de Grava

La concentración del fluido de acarreo y de grava es dependiente de los fluidos usados y de las técnicas de colocación. Operacionalmente, los equipos de superficie de mezcla y de bombeo pueden manejar bajas concentraciones y altas concentraciones. La opinión de las compañías de servicio en cuanto a concentración de grava ha sido previamente influenciada por el rendimiento del equipo de bombeo y sus limitaciones. El manejo en superficie debe ser satisfactorio para alcanzar las metas de colocación de la grava en el hoyo. Presiones de bombeo en superficie son controladas y limitadas por el diámetro interno de la sarta de trabajo y la viscosidad efectiva de la lechada. El diámetro

interno de la sarta de trabajo no puede ser cambiado, pero reduciendo la viscosidad del fluido de acarreo y la concentración de grava es un método efectivo para reducir la presión de bombeo en superficie, así permitiendo que la tasa de bombeo sea incrementada.

Cuando se realizan trabajos de alta concentración de grava, debe haber la viscosidad adecuada para el transporte de la grava a través de los túneles de cañoneo. Sin embargo, un empaque efectivo de los cañoneados también requiere que la lechada sea deshidratada dentro de la formación alrededor de los cañoneados. Usando una baja concentración de grava incrementa el volumen del fluido el cual debe ser acomodado en la formación. Al reducir la viscosidad se reduce la capacidad de acarreo y se incrementa la tasa de pérdida de fluido hacia la formación, debe haber un compromiso para lograr ambos objetivos.

II.4.5.1. Cálculos Básicos para determinar Cantidad de Grava y Fluido de Acarreo en Pozos Revestidos

Los cálculos para determinar la cantidad de grava y lechada serán descritos básicamente, es importante tener en cuenta que la extensión de la rejilla debe tener mínimo cinco pies por encima y debajo de las perforaciones para asegurar su empaque y que si el intervalo de perforaciones es menor a cien pies la tubería lisa debe ser de la misma longitud de la rejilla.

El procedimiento básico es el siguiente:

1. Se determina el volumen anular entre el revestidor y la rejilla.
2. Se determina el volumen anular entre el revestidor y la tubería lisa.
3. Se calcula la cantidad de grava requerida para llenar las perforaciones, multiplicando el volumen neto de las perforaciones por un factor de volumen de empaque de perforaciones esperado (entre 0,25 – 0,5 pies cúbicos por pie) y se suma con los dos volúmenes anteriores, se multiplica por el factor de densidad de la grava que es 100 libras por pie cúbico, para conocer la Grava Total Requerida (GTR) en libras.

4. Para conocer el volumen de fluido de acarreo requerido para la lechada se divide la GTR entre la concentración de grava (ppa) por cuarenta y dos para llevarlo a barriles.
5. La concentración de grava por el volumen absoluto de grava (en galón por libra, depende de la grava escogida) más uno, se multiplica por el volumen de fluido de acarreo calculado anteriormente para determinar el volumen de la lechada.
6. Y por último, para conocer la densidad de la lechada, la suma de la densidad del fluido de acarreo y la concentración de grava se divide entre uno más la multiplicación del volumen absoluto de grava por la concentración de esta.

II.4.6. Tubería Lavadora

La tubería lavadora tiene 3 objetivos:

- Minimizar que el fluido de acarreo tome el camino entre el diámetro externo de la tubería lavadora y el diámetro interno de la rejilla, para evitar que se formen posibles puentes
- Forzar al fluido de acarreo que se deshidrate hacia la formación
- Permitir el retorno del fluido de acarreo hacia la superficie

Los cálculos de espaciamiento de la tubería lavadora son realizados para asegurar que el final de la parte inferior de la tubería lavadora permanezca en la posición correcta durante el empaque con grava.

La punta de la tubería lavadora debe estar lo más cerca posible de la base de la ultima rejilla (1-3 pies por encima) ya sea durante la posición de Forzamiento (SQ) ó Circulación (C1)

El diámetro externo de la tubería lavadora debe ser idealmente 80% (relación 0.8) en tamaño del diámetro interno de la rejilla. Es práctico el uso de un tamaño mayor de tubería lavadora.

II.5. TIPOS DE COMPLETACIÓN CON EMPAQUE DE GRAVA EN MÚLTIPLES ZONAS

Para la realización de un trabajo de empaque con grava en múltiples zonas lo comúnmente usado es una completación por etapas, lo que quiere decir que se asienta una empacadura por encima de la arena más profunda y se empaca primero esta, después se desasienta la empacadura y se coloca por encima de la arena superior para siguientemente empacar esta arena y si hay una tercera arena se realiza el mismo procedimiento, ó se realiza una Completación Convencional para Múltiples Zonas. Actualmente, se está innovando en la completación de empaque con grava para múltiples zonas en una sola corrida, ahorrando tiempos y por consiguiente costos, y evitando los problemas de una completación convencional.

II.5.1. Completación Convencional para Múltiples Zonas

La configuración para este tipo de completación (figura II.29) es básicamente con una empacadura de sumidero, rejilla a lo largo de los intervalos cañoneados, tubería lisa en los intervalos no cañoneados, tubería lavadora en la parte interior de la rejilla, una herramienta de cruce que hace la comunicación entre la parte interna de la tubería con el anular para pasar la lechada y realizar el empaque del anular y las perforaciones y una empacadura por encima.

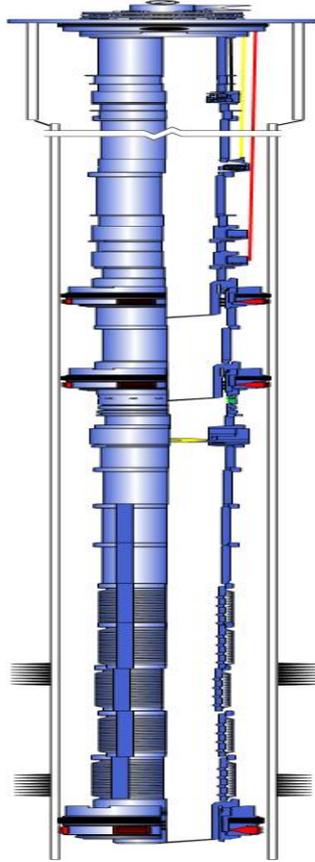


Figura II.29. Completación de un Empaque Convencional de Dos Zonas
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

II.5.2. Sistema de Empaque Multizona en una Sola Corrida

Con la intención de mejorar el trabajo de empaque en pozos con múltiples arenas y reducir los tiempos de trabajo se crea este Sistema de Empaque Multizona, en el cual su configuración permite el empaque de varias arenas en una sola corrida. Esta configuración (figura II.30) comprende una empaadura de sumidero, rejilla *premium* con tubos desviadores frente a los intervalos cañoneados conectadas a una empaadura con tubos desviadores entre las arenas, tubería lisa en los intervalos no cañoneados, tubería lavadora en la parte interior de la rejilla, herramienta de desvío para conectar la lechada desde la parte interna de la tubería con el anular y por encima una empaadura para situar la completación.

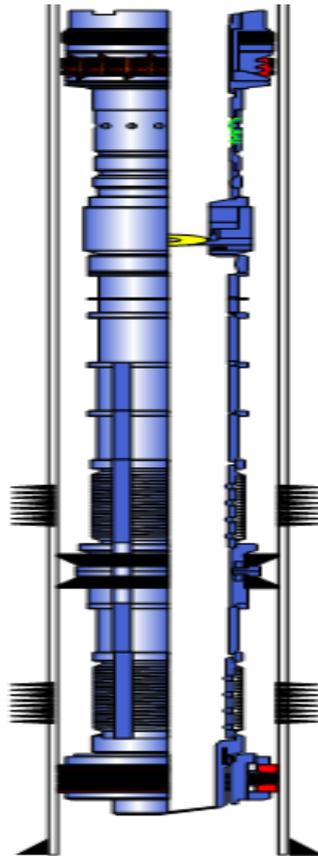


Figura II.30. Sistema de Empaque Multizona
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

II.6. SOFTWARES PARA LA SIMULACIÓN DE UN TRABAJO DE EMPAQUE CON GRAVA

Para efectuar un trabajo de empaque con grava deben realizarse simulaciones del comportamiento del trabajo con la finalidad de evitar complicaciones al momento de la completación y aumentar la eficiencia del trabajo. A continuación se conocerán los programas necesarios para la realización de un empaque con grava.

II.6.1. *Sand Advisor*

Para poder conocer el tipo de grava a ser utilizada en un pozo en específico debe realizarse un análisis granulométrico de varias profundidades y escoger el tamaño que mejor se adapte a la arena del yacimiento y así evitar su producción. La herramienta computacional “*Sand Advisor*”, desarrollada por la empresa Schlumberger, realiza el análisis granulométrico y arroja el tamaño de grava

óptimo para los valores introducidos y el tamaño de abertura de rejilla recomendado para este tamaño de grava. En la figura II.31 se puede observar la ventana de inicio de la herramienta.



Figura II.31. Ventana inicial del programa Sand Advisor
Fuente: Sand Advisor

II.6.2. TDAS

Otra herramienta computacional es “TDAS” (*Tubular Design and Analysis System*, es decir, Sistema para el Diseño y Análisis de Tubulares), la cual es desarrollada con la finalidad de conocer el movimiento y comportamiento de la tubería en las situaciones más críticas del hoyo, esta herramienta toma en cuenta las fuerzas que pueden afectar y provocar el alargamiento o acortamiento de la tubería como lo son la temperatura, el efecto de abombamiento, la flotabilidad, fuerza aplicada, entre otras. La figura II.32 muestra la ventana inicial del programa.

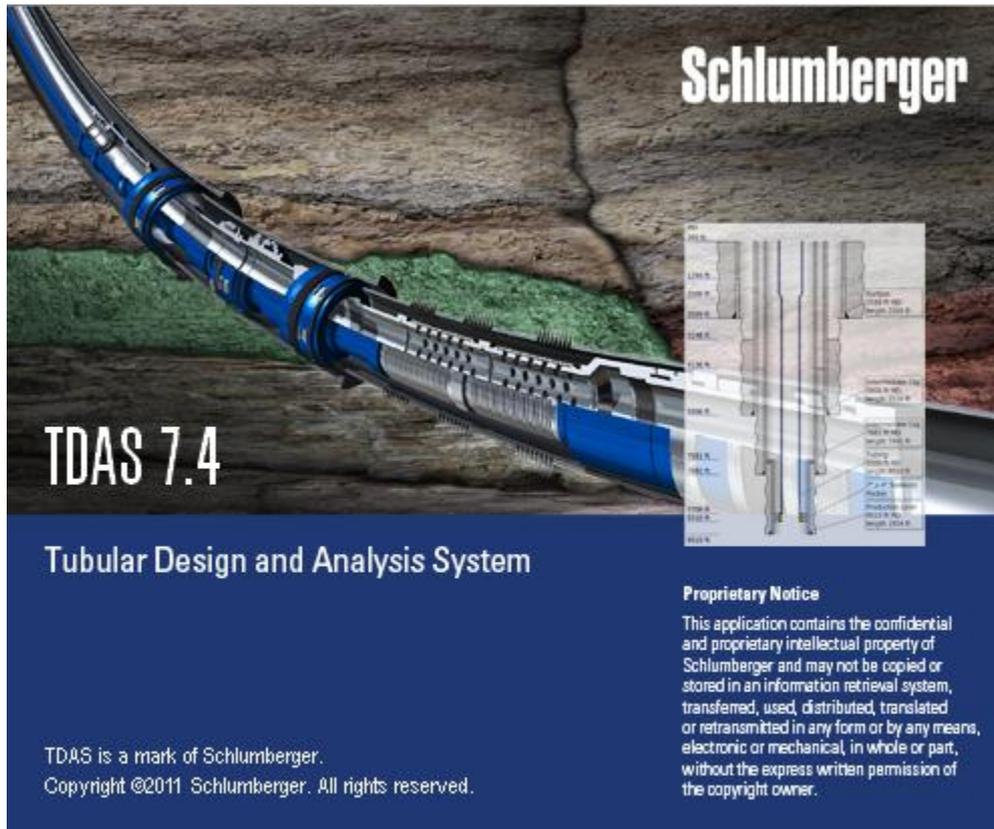


Figura II.32. Ventana inicial del programa TDAS
Fuente: TDAS 7.4, Schlumberger

II.6.3. SandCADE

“*Sand Management Services Design and Evaluation Software*” es un programa que permite la simulación del trabajo de empaque con grava tomando en cuenta la información detallada de las arenas, grava a utilizar, fluido, la configuración del pozo para conocer la efectividad de empacamiento de los túneles perforados y del espacio anular. La ventana inicial de la herramienta puede verse en la figura II.33.



Figura II.33. Ventana inicial del programa SandCADE
Fuente: SandCADE, Schlumberger

II.6.4. WellBuilder

La herramienta computacional WellBuilder (*Completion System Design*, es decir, Diseño del Sistema de Completación) fue desarrollada por Schlumberger con la finalidad de realizar el diseño de la completación que será introducida a un pozo, esto para conocer la ubicación exacta de las herramientas de subsuelo y poder observar esquemáticamente la completación final en el pozo. La ventana inicial del programa se puede observar en la figura II.34.



Figura II.34. Ventana inicial del programa WellBuilder
Fuente: WellBuilder 4.0, Schlumberge

CAPÍTULO III

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

La República Bolivariana de Venezuela (figura III.1) está situada en el extremo norte de América del Sur, tiene una superficie aproximada de 912.050 kilómetros cuadrados. Limita por el norte con la cuenca del Mar Caribe. Al este, limita con el océano Atlántico, y con Guyana y Brasil a través de terrenos geológicos muy semejantes, pertenecientes al Escudo de Guayana. Hacia el sur las características geológicas del Escudo de Guayana continúan hacia Brasil. Hacia el oeste, Venezuela está separada de Colombia por una frontera que sigue aproximadamente a la Sierra de Perijá.

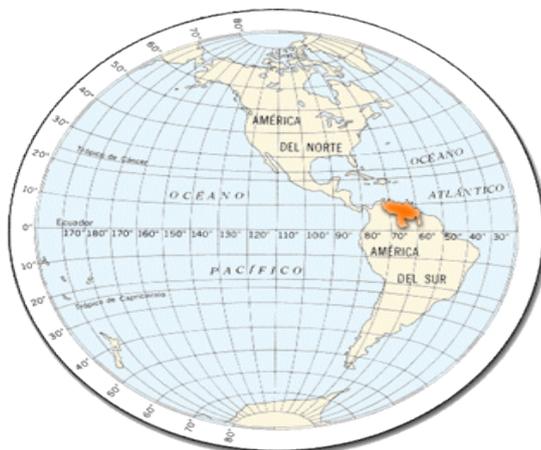


Figura III.1. República Bolivariana de Venezuela en el Mundo.

Fuente: <http://www.pdv.com>

En el estado Sucre (figura III.2), el cual se encuentra al noreste de Venezuela, específicamente en las costas de la ciudad de Güiria se encuentra una de las reservas de gas más importantes del país.



Figura III.2. Estado Sucre en el mapa de Venezuela

Fuente: <http://es.wikipedia.org>

III.1. GENERALIDADES

Debido a sus reservas de gas asociado y no asociado, Venezuela se encuentra en la séptima posición en el mundo. Venezuela cuenta con 740.000 Km² de plataforma marina. En los años 70 inició la campaña exploratoria costa afuera con el fin de realizar nuevos descubrimientos en el ámbito petrolero. La figura III.3 muestra como fue la campaña exploratoria en la zona occidental del país mientras que la figura III.4 muestra como fue en el oriente.



Figura III.3. Campaña exploratoria en Occidente del país.
Fuente: PDVSA Costa Afuera

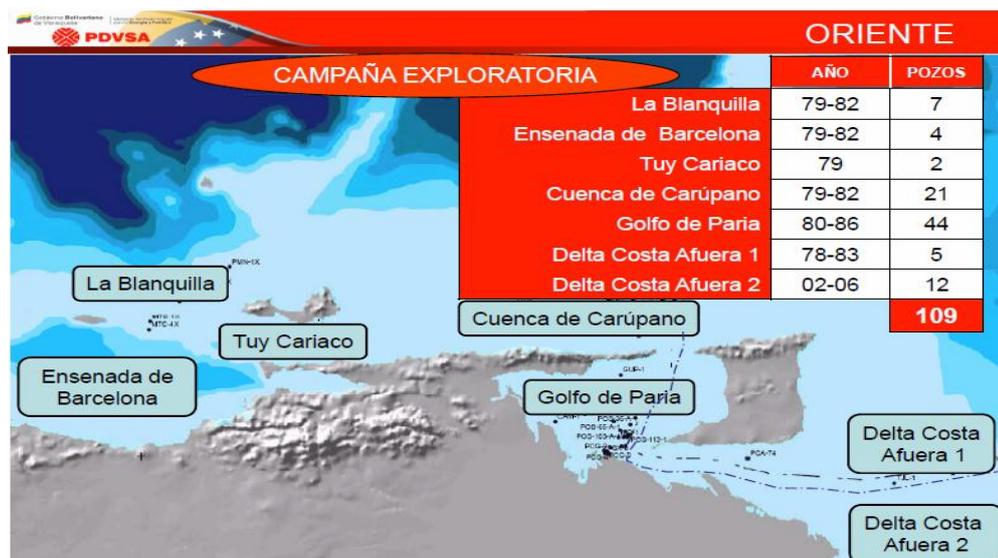


Figura III.4. Campaña exploratoria en Oriente del país.
Fuente: PDVSA Costa Afuera

Después de completada la fase de exploración, se cuantificaron los recursos de Gas No Asociado existente en toda la región occidental y en la oriental de Venezuela. En la figura III.5 se puede ver la distribución de los recursos existente en La Plataforma Continental mientras que los recursos Costa Afuera (profundidades mayores a 1000 metros) en la figura III.6. En la plataforma continental se estiman alrededor de 73.000 MMMPCN y en costa afuera unos 74.000M MMPCN llegando a un total de 147.000 MMMPCN de gas no asociado.

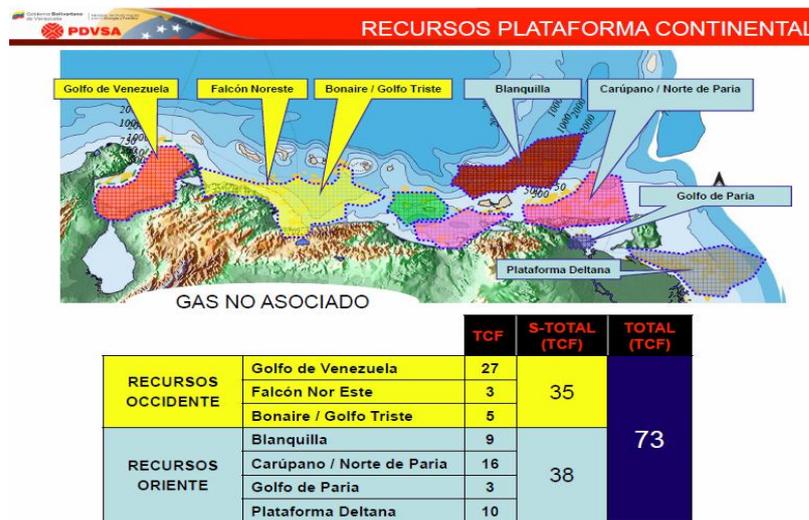


Figura III.5. Distribución de los Recursos en la Plataforma Continental.
Fuente: PDVSA Costa Afuera

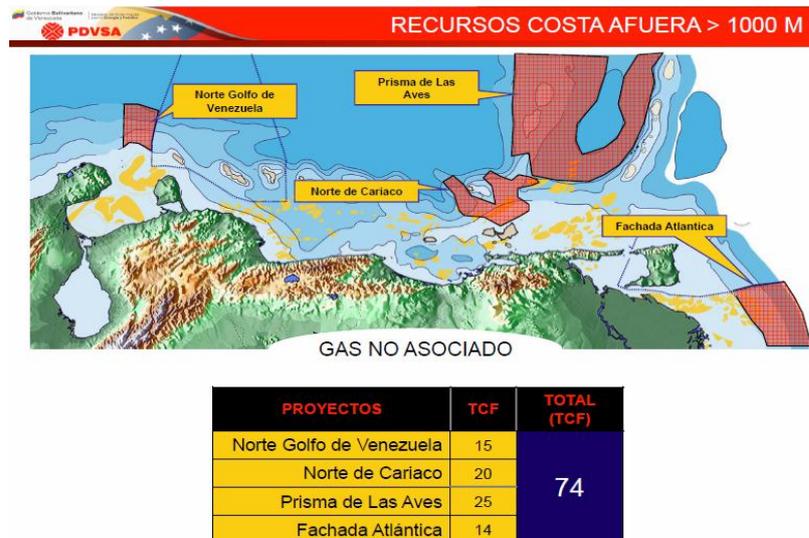


Figura III.6. Distribución de los Recursos en Costa Afuera.
Fuente: PDVSA Costa Afuera

El Proyecto Mariscal Sucre (PMS), antiguamente llamado Proyecto Cristóbal Colón (figura III.7), comprende la explotación y desarrollo de cuatro campos que se encuentran ubicados al norte de la Península de Paria en la plataforma continental, específicamente en la cuenca de Carúpano.

A finales de los años 70 la empresa LAGOVEN emprendió la exploración exhaustiva de la plataforma continental venezolana, la cual concluyó en el año 1983 cubriendo el Golfo de Venezuela, Golfo de La Vela, Golfo Triste, este y oeste de Margarita y la región Deltana perforando 20 pozos en la cuenca de Carúpano. Esta exploración logró el descubrimiento de yacimientos de gas como son Mejillones, Mejillones Sur, Patao, Patao Sur, Los Testigos, Dragón y uno de condensado llamado Rio Caribe.



Figura III.7. Mapa de ubicación de la Cuenca Carúpano.
Fuente: Léxico Estratigráfico de Venezuela

Los campos del PMS comprenden el campo Mejillones, campo Patao, campo Dragón de gas no asociado, y el campo Rio Caribe de condensado. La ubicación geográfica de dichos campos se observa en la figura III.8.

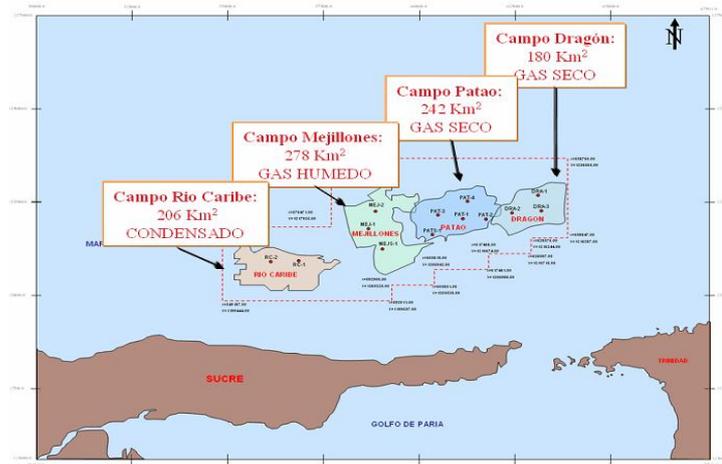


Figura III.8. Ubicación Geográfica de los campos del PMS.
Fuente: PDVSA Costa Afuera

El Campo Dragón, estudiado para fines del Trabajo Especial de Grado (TEG), se encuentra limitado con el campo Patao en Venezuela y en Trinidad con los campos Hibiscus y Chaconia (figura III.9).

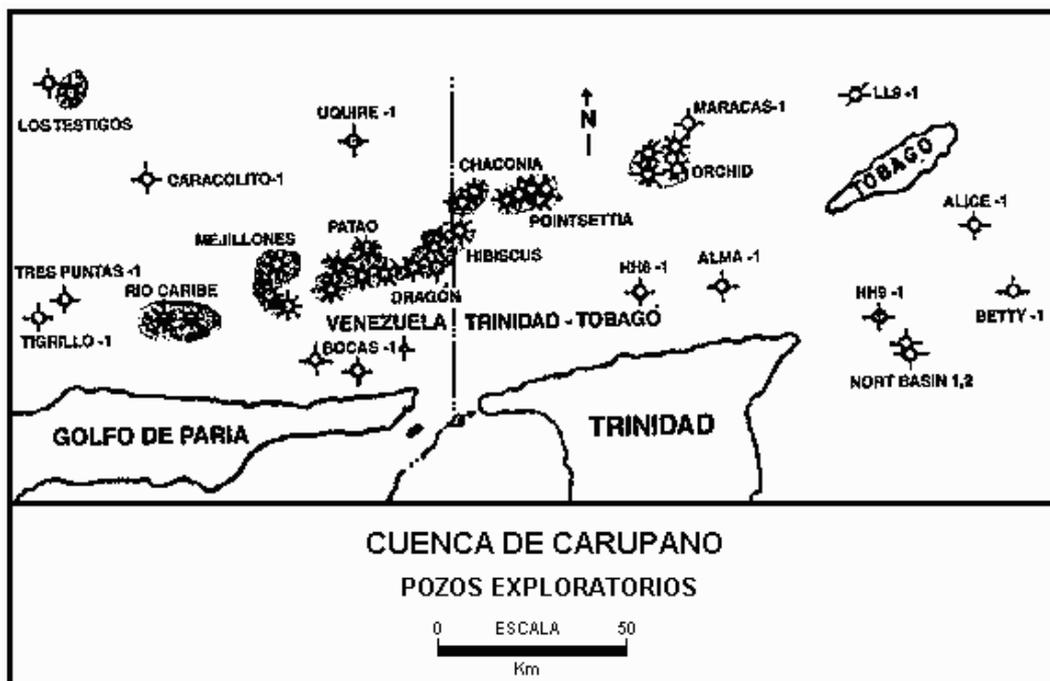


Figura III.9. Ubicación del campo Dragón.
Fuente: Léxico Estratigráfico de Venezuela

III.2. ESTRATIGRAFÍA

Los depósitos del campo Dragón son de edad Mioceno-Plioceno, estos han sido perforados por tres pozos: DR-1, DR-2, DR-3 con el propósito de establecer la variabilidad de los parámetros de yacimiento del campo; y tres pozos más: DR-4A, DR-5A, DR-6 para capturar información y drenar las reservas de los yacimientos. La completación de los pozos de desarrollo del campo Dragón pertenecen a la compañía de servicio Schlumberger. La localización de estos pozos: DR-5, DR-8, DR-9, DR-11, se puede visualizar en la figura III.10.

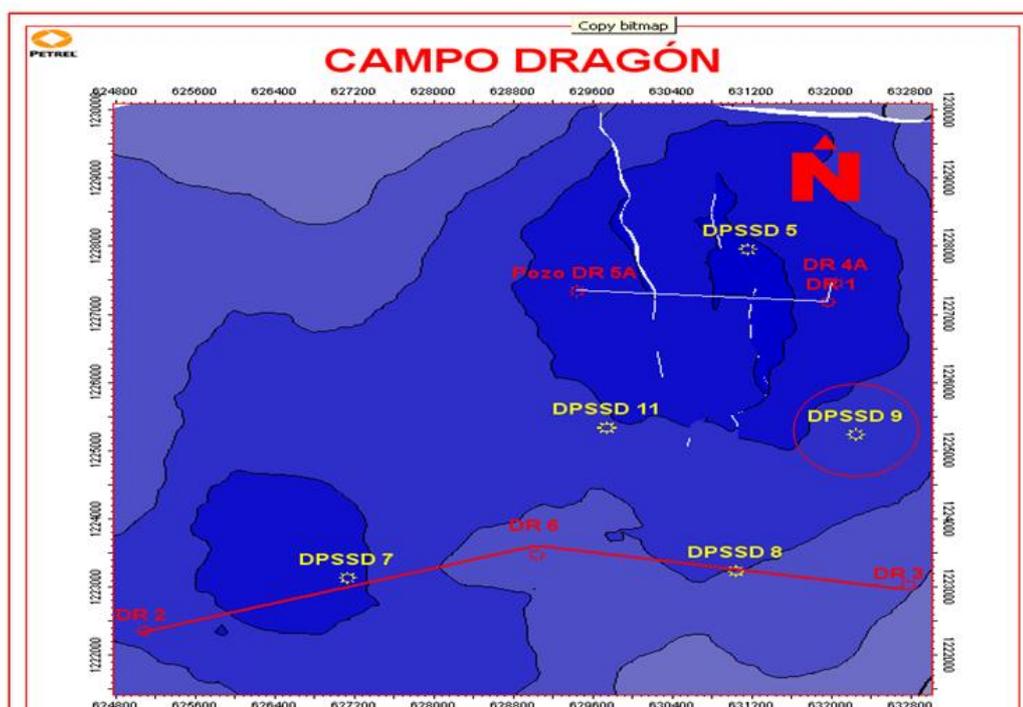


Figura III.10. Pozos del campo Dragón.

Fuente: PDVSA Costa Afuera

El primer pozo a ser completado es el DR-8, motivo de esta investigación. Para este pozo de desarrollo se tiene una producción estimada de 80 MMPCND.

En la figura III.11 se encuentra la columna estratigráfica de la cuenca Carúpano y su correlación estratigráfica con otras cuencas.

CUENCA DE CARUPANO CORRELACION ESTRATIGRAFICA				
REGION EDAD	ORIENTE	TRINIDAD	N. TRINIDAD	CARUPANO
PLEISTOCENO	MESA PARIA	CEDROS ERIN	CEDROS TAMPARO	CUMANA
PLIOCENO	LAS PIEDRAS LA PICA	MORNE L'ENFER	SPRINGDALE	CUBAGUA
MIOCENO	SUPERIOR	FOREST CRUSE	MANZANILLA	TRES PUNTAS
	MEDIO	LENGUA	TAMANA	
	INFERIOR		BRASSO	
OLIGOCENO	AREO	CIPERO	NARIVA	CARACOLITO
	LOS JABILLOS		CIPERO INF.	
EOCENO	SUPERIOR	SAN FERNANDO	[Hatched pattern]	COMPLEJO LOS TESTIGOS
	MEDIO	CARATAS		TIGRILLO
	INFERIOR	NAVET		
PALEOCENO	VIDONO	LIZARD SPRING		
CRETACEO	SUPERIOR	SAN JUAN SAN ANTONIO	GUAYAGUAYARE NAPARIMA HILL	COMPLEJO MEJILLONES
	INFERIOR	TIGRE CANOA	GAUTIER CUCHE	COMPLEJO BOCAS

Figura III.11. Correlaciones de la Cuenca Carúpano.
Fuente: Léxico Estratigráfico de Venezuela

En la figura III.12, se muestra la configuración de los revestidores del pozo y las arenas que fueron perforadas. En la figura III.13 se observa una tabla con los topes de las arenas y su respectiva profundidad.

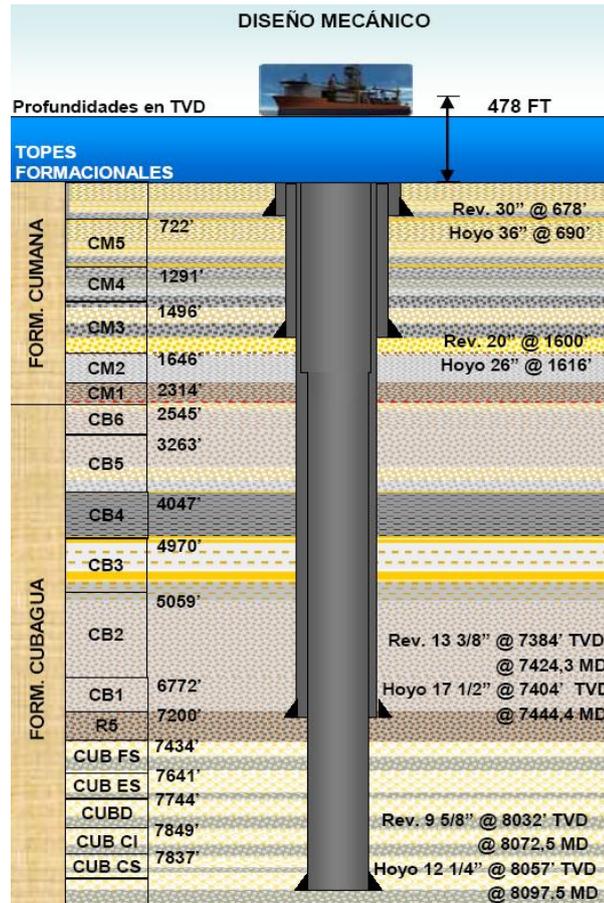


Figura III.12. Configuración de los revestidores del pozo DR-8
Fuente: PDVSA Costa Afuera

	TOPES FORMACIONALES	TVD (FT)
Formación Cúmana	CM5	722
	CM4	1291
	CM3	1496
	CM2	1646
	CM1	2314
Formación Cubagua	CB6	2545
	CB5	3263
	CB4	4047
	CB3	4970
	CB2	5092
	CB1	6772
	R5	7200
	CUB FS	7434
	CUB ES	7641
	CUB EI	7744
	CUB D	7849
	CUB CI	7837

Figura III.13. Tabla con Topes de Arenas y sus Profundidades.
Fuente: PDVSA Costa Afuera

Las dos formaciones a ser perforadas son la formación Cumaná y la formación Cubagua. Las zonas de interés son la arena CUB-F y la CUB-E, donde se encuentra el gas seco que va a ser producido.

III.2.1. Formación Cumaná

Esta formación está situada costa afuera al norte de la península de Paria, el tope de la formación se encuentra a 722 pies y la base a 2.673 pies. El espesor máximo de la formación es de 2.248 pies.

III.2.1.1. Descripción Litológica

Los sedimentos se encuentran constituidos en su mayoría por moluscos, restos de corales, calizas fragmentadas, areniscas calcáreas intercaladas con arcillas, de granos finos a muy finos.

III.2.1.2. Extensión Geográfica

Esta unidad aflora en la península de Araya, la isla de Cubagua y en la isla La Tortuga. En la península de Araya la unidad sedimentaria se conoce actualmente como Formación Barrigón mientras que en la isla de La Tortuga se denomina como Formación Cerro Gato. Esta unidad suprayace la Formación Cubagua en contacto aparentemente concordante.

III.2.1.3. Edad de la Formación

Esta formación pertenece al mismo ciclo sedimentario de la línea de costa y plataforma somera que desarrolló las formaciones Playa Grande, Mara y Abisinia en el litoral Central, así como las formaciones Cerro Gato y Barrigón, por lo tanto se le asigna una edad Pleistoceno Temprano hasta la parte media del Pleistoceno Medio (periodo Cuaternario).

III.2.1.4. Paleoambientes

Esta unidad se sedimentó en aguas someras, tranquilas, tropicales, de plataforma ancha, con poca inclinación, con arrecifes en unos casos protegidos por bancos de moluscos y corales, y en otros casos ambientes de detrás de arrecifes y otros lugares protegidos cercanos a la costa.

III.2.2. Formación Cubagua

Se encuentra costa afuera al norte de la península de Paria. El tope de la formación se encuentra a 2.542 pies y la base a 8.883 pies, con un espesor máximo conocido de 6.775 pies.

III.2.1.1. Descripción Litológica

La parte superior de esta unidad está constituida litológicamente por un banco de moluscos, calizas arrecifales, areniscas cuarzosas, de grano fino, de esfericidad media, interestratificadas con lutitas y laminares con glauconita, arcillas y limolitas y como material accesorio hay cuarzo, lignito y pirita. Hacia la parte inferior de la formación cambia a sedimentos de aguas más profundas con una litología consistente de lutitas, también se presentan algunos intervalos arenosos.

III.2.1.2. Extensión Geográfica

Se extiende hasta la isla de Cubagua, parte oeste de la península de Araya y la isla de Margarita. La unidad infrayace a la formación Cumaná en contacto aparente concordante, y suprayace a la formación Tres Puntas en contacto aparente concordante en algunos pozos.

III.2.1.3. Edad de la Formación

La formación tiene una edad comprendida entre el Mioceno Tardío y el Plioceno Tardío (periodo Cuaternario). Se correlaciona la parte superior con las formaciones Guatire, Tuy, Cumaca y Aramina de Venezuela norcentral y la parte inferior con las formaciones Las Pailas y Carenero.

III.2.1.4. Paleoambientes

La parte superior de la formación se sedimentó en aguas tropicales someras de mar abierto y de detrás de arrecifes y bancos de moluscos. El ambiente de sedimentación es nerítico interior a medio de plataforma abierta y el cual va pasando transicionalmente hasta batial.

CAPÍTULO IV

MARCO METODOLÓGICO

La metodología que se empleó para realizar el trabajo lleva consigo el establecimiento de una serie de etapas para poder llevar un orden claro y específico que permitirá alcanzar los objetivos planteados a través de la ejecución sistemática de los procedimientos y programas utilizados.

IV.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN

En el artículo realizado por Fidias G. Arias (1999) titulado “EL PROYECTO DE INVESTIGACION: Guía para su elaboración” se menciona que los trabajos tienen un nivel de investigación y que este se refiere al grado de profundidad que posee su objetivo e indica cuando es una investigación de tipo Exploratoria, Descriptiva y Explicativa.

En el desarrollo de la investigación se recolectaron datos reales de campo basados en trabajos efectuados anteriormente, los cuales son de aproximadamente dos décadas lo que hace esta información limitada pero que será suficiente para obtener los resultados necesarios al momento de hacer la evaluación, esto hace que la investigación sea de tipo Exploratoria, también el hecho de que es uno de los primeros acercamientos al problema visto que aún no se ha hecho la primera completación en el campo a estudio con estas especificaciones.

Esta investigación también es de tipo Explicativa ya que se realizarán una serie de procedimientos y se aplicarán programas computacionales para llegar al *por qué* se decide aplicar un método por encima de otro, el establecimiento de la relación causa-efecto, y llegar a los resultados deseados.

IV.2. METODOLOGÍA

La figura IV.1 muestra cómo se llevaron a cabo, de manera cronológica, las actividades y el procedimiento que se siguió para alcanzar los objetivos de este Trabajo Especial de Grado.

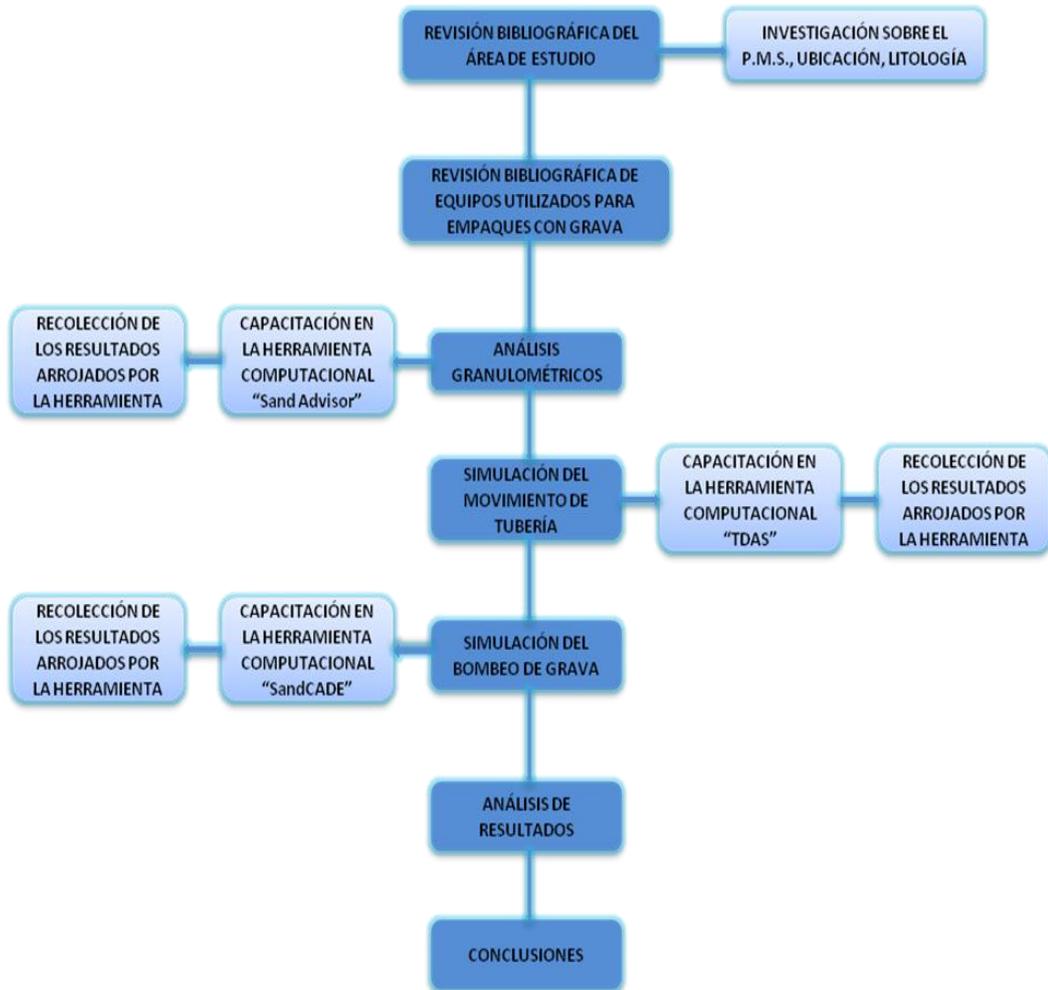


Figura IV.1. Flujograma de la metodología seguida para la realización del TEG

IV.2.1. Revisión Bibliográfica

La estrategia abordada incluye, primero la obtención de toda la información referente a lo que, la empresa encargada de la completación de los pozos del campo Dragón, quiere aplicar. Al conocer lo que se quiere aplicar, se recogió toda la información aportada por la empresa relativa a los manuales de los

equipos que poseen para realizar la operación, la información que poseen del proyecto, del área a estudio y los datos reales de campo. Se investigó adicionalmente en Trabajos Especiales de Grado realizados anteriormente que tienen relación con este, libros con información de las completaciones, tipos, equipos utilizados, libros mayormente enfocados en lo que es empaque con grava de un pozo, manuales de la empresa, documentos en línea, artículos técnicos de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo, para poder extraer la información necesaria para este trabajo.

Se revisó información de los pozos perforados en ese campo con la intención de encontrar similitudes con el pozo a estudio, se examinó información de los pozos exploratorios, se tomaron los datos de granulometría y poder así realizar los análisis concernientes. Además se revisaron los documentos de *post-mortem* tanto del pozo a estudio como de los pozos del área para obtener la información relacionada a las presiones, temperaturas, fluidos, gradientes, tubulares, y cualquier otra información necesaria para la aplicación de las herramientas computacionales.

IV.3. ETAPA DE ANÁLISIS GRANULOMÉTRICOS

IV.3.1. Capacitación en la Herramienta Computacional “*Sand Advisor*”

En esta etapa se revisó el manual de la herramienta computacional además de contar con el apoyo y adiestramiento por parte del personal de la empresa, el cual consistió en demostraciones y explicaciones necesarias para manejar las funciones básicas, saber cuáles son los datos que hay que proporcionarle al programa, como introducirlos para poder así realizar los cálculos de análisis granulométricos y más importante aún como hacer el análisis de los informes finales que arroja la herramienta.

IV.3.2. Uso de la Herramienta

Para poder hacer uso de la herramienta primero se tuvo que recopilar la información del pozo exploratorio referente a los estudios de laboratorio realizados de las muestras de pared a varias profundidades y crear unas tablas con los valores que pide el programa y después importarlo a esta para que la herramienta pueda dar los resultados buscados.

Las tablas creadas para cada profundidad se mostraran en casos para su fácil entendimiento y serán expuestas a continuación. La información que necesita el programa es la abertura en micrones del tamiz utilizado, el porcentaje de peso acumulado y a que muestra pertenecen los datos.

IV.3.2.1. Caso 1: Profundidad 7666'

En la tabla IV.1 se muestran los datos necesarios para hacer el análisis granulométrico y así conocer el tamaño de grava que se debe aplicar a esta profundidad. En este único caso se mostrará el número de tamiz correspondiente al tamaño de su abertura en micrones, solo para referencia.

Tabla IV.1. Información requerida por el programa para hacer el análisis a la profundidad de 7666'
Fuente: PDVSA Costa Afuera

Profundidad 7666'			
Tamiz No	Muestra	Micrones	%Peso Acumulado
18	1	1001	18.80
35	1	500	31.76
60	1	249	52.29
80	1	178	63.10
120	1	124	72.84
140	1	104	74.81
230	1	64	82.12
270	1	53	84.62
325	1	43	100.00

Esta información puede ser introducida en la herramienta computacional manualmente (dato por dato) o con un copia y pega de una hoja de cálculo. En la figura IV.2 se muestra la interfaz de la herramienta al momento de cargarlos los datos.

Size Unit Microns [View PSDs-Type2](#)

		Sample No	Sieve Size	Cumulative Wt % retained
<input type="checkbox"/>	<input type="button" value="Add row"/>	1	1001	18.80
<input type="checkbox"/>	<input type="button" value="Add row"/>	1	500	31.76
<input type="checkbox"/>	<input type="button" value="Add row"/>	1	249	52.29
<input type="checkbox"/>	<input type="button" value="Add row"/>	1	178	63.10
<input type="checkbox"/>	<input type="button" value="Add row"/>	1	124	72.84
<input type="checkbox"/>	<input type="button" value="Add row"/>	1	104	74.81
<input type="checkbox"/>	<input type="button" value="Add row"/>	1	64	82.12
<input type="checkbox"/>	<input type="button" value="Add row"/>	1	53	100
<input type="checkbox"/>	<input type="button" value="Add row"/>	1	43	100

Figura IV.2. Información introducida en el programa para hacer el análisis a la profundidad de 7666’

Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

Después de introducidos los datos en el programa se presiona el botón “Run” para correr. Se genera el reporte que contiene los parámetros buscados: Los valores D10, D40, D50, D90, D95 en micrones, Coeficiente de Uniformidad, Porcentaje de Partículas Finas, Tamaño de Grava y Rejilla Recomendada. Este procedimiento se repite para cada profundidad.

IV.3.2.2. Caso 2: Profundidad 7700’

En la tabla IV.2 se muestran los datos necesarios para hacer el análisis granulométrico y así conocer el tamaño de grava que se debe aplicar a esta profundidad.

Tabla IV.2. Información requerida por el programa para hacer el análisis a la profundidad de 7700'
Fuente: PDVSA Costa Afuera

Profundidad 7700'		
Muestra	Micrones	%Peso Acumulado
2	1001	0.25
2	500	2.93
2	249	9.00
2	178	12.05
2	124	15.69
2	104	18.45
2	64	54.82
2	53	68.33
2	43	100.00

IV.3.2.3. Caso 3: Profundidad 7732'

En la tabla IV.3 se muestran los datos necesarios para hacer el análisis granulométrico y así conocer el tamaño de grava que se debe aplicar a esta profundidad.

Tabla IV.3. Información requerida por el programa para hacer el análisis a la profundidad de 7732'
Fuente: PDVSA Costa Afuera

Profundidad 7732'		
Muestra	Micrones	%Peso Acumulado
3	1001	0.04
3	500	2.04
3	249	16.45
3	178	21.69
3	124	26.80
3	104	28.81
3	64	57.96
3	53	62.85
3	43	100.00

IV.3.2.4. Caso 4: Profundidad 7756'

En la tabla IV.4 se muestran los datos necesarios para hacer el análisis granulométrico y así conocer el tamaño de grava que se debe aplicar a esta profundidad.

Tabla IV.4. Información requerida por el programa para hacer el análisis a la profundidad de 7756'
Fuente: PDVSA Costa Afuera

Profundidad 7756'		
Muestra	Micrones	%Peso Acumulado
4	1001	0.00
4	500	0.02
4	249	5.39
4	178	8.19
4	124	11.69
4	104	13.83
4	64	60.03
4	53	71.43
4	43	100.00

IV.3.2.5. Caso 5: Profundidad 7880'

En la tabla IV.5 se muestran los datos necesarios para hacer el análisis granulométrico y así conocer el tamaño de grava que se debe aplicar a esta profundidad.

Tabla IV.5. Información requerida por el programa para hacer el análisis a la profundidad de 7880'
Fuente: PDVSA Costa Afuera

Profundidad 7880'		
Muestra	Micrones	%Peso Acumulado
5	1001	0.32
5	500	7.25
5	249	22.92
5	178	30.18
5	124	37.25
5	104	40.34
5	64	63.48
5	53	75.36
5	43	100.00

IV.3.2.6. Caso 6: Profundidad 7913'

En la tabla IV.6 se muestran los datos necesarios para hacer el análisis granulométrico y así conocer el tamaño de grava que se debe aplicar a esta profundidad.

Tabla IV.6. Información requerida por el programa para hacer el análisis a la profundidad de 7913'
Fuente: PDVSA Costa Afuera

Profundidad 7913'		
Muestra	Micrones	%Peso Acumulado
6	1001	0.00
6	500	4.90
6	249	16.25
6	178	21.05
6	124	25.27
6	104	26.99
6	64	54.20
6	53	69.05
6	43	100.00

IV.3.2.7. Caso 7: Profundidad 7920'

En la tabla IV.7 se muestran los datos necesarios para hacer el análisis granulométrico y así conocer el tamaño de grava que se debe aplicar a esta profundidad.

Tabla IV.7. Información requerida por el programa para hacer el análisis a la profundidad de 7920'
Fuente: PDVSA Costa Afuera

Profundidad 7920'		
Muestra	Micrones	%Peso Acumulado
7	1001	0.15
7	500	3.00
7	249	15.78
7	178	20.84
7	124	28.28
7	104	30.46
7	64	51.00
7	53	67.09
7	43	100.00

IV.3.2.8. Caso 8: Profundidad 7951'

En la tabla IV.8 se muestran los datos necesarios para hacer el análisis granulométrico y así conocer el tamaño de grava que se debe aplicar a esta profundidad.

Tabla IV.8. Información requerida por el programa para hacer el análisis a la profundidad de 7951'
Fuente: PDVSA Costa Afuera

Profundidad 7951'		
Muestra	Micrones	%Peso Acumulado
8	1001	0.00
8	500	0.09
8	249	6.00
8	178	8.79
8	124	11.64
8	104	12.56
8	64	38.32
8	53	64.15
8	43	100.00

IV.3.2.9. Caso 9: Profundidad 8032'

En la tabla IV.9 se muestran los datos necesarios para hacer el análisis granulométrico y así conocer el tamaño de grava que se debe aplicar a esta profundidad.

Tabla IV.9. Información requerida por el programa para hacer el análisis a la profundidad de 8032'
Fuente: PDVSA Costa Afuera

Profundidad 8032'		
Muestra	Micrones	%Peso Acumulado
9	1001	0.00
9	500	0.07
9	249	3.52
9	178	5.44
9	124	8.08
9	104	10.36
9	64	68.29
9	53	63.53
9	43	100.00

IV.3.2.10. Caso 10: Profundidad 8580'

En la tabla IV.10 se muestran los datos necesarios para hacer el análisis granulométrico y así conocer el tamaño de grava que se debe aplicar a esta profundidad.

Tabla IV.10. Información requerida por el programa para hacer el análisis a profundidad de 8580'
Fuente: PDVSA Costa Afuera

Profundidad 8580'		
Muestra	Micrones	%Peso Acumulado
10	1001	0.16
10	500	6.82
10	249	13.60
10	178	17.48
10	124	30.94
10	104	62.27
10	64	71.18
10	53	75.42
10	43	100.00

IV.3.2.11. Caso 11: Profundidad 8710'

En la tabla IV.11 se muestran los datos necesarios para hacer el análisis granulométrico y así conocer el tamaño de grava que se debe aplicar a esta profundidad.

Tabla IV.11. Información requerida por el programa para hacer el análisis a profundidad de 8710'
Fuente: PDVSA Costa Afuera

Profundidad 8710'		
Muestra	Micrones	%Peso Acumulado
11	1001	0.00
11	500	0.89
11	249	15.98
11	178	22.29
11	124	27.28
11	104	31.75
11	64	71.90
11	53	76.89
11	43	100.00

Después de importar esta información al programa y hacer la corrida se obtienen los valores buscados para escoger el tamaño de grava necesario para cada profundidad. Al tener el reporte final de cada profundidad se decide cual es el tamaño de grava que se va a utilizar al momento de la realización del empaque con grava del pozo en estudio por correlación de área.

IV.4. ETAPA DE SIMULACIÓN DE MOVIMIENTO DE TUBERÍA

IV.4.1. Capacitación en la Herramienta Computacional “TDAS”

El adiestramiento fue impartido por personal del segmento de *Completions* de la base de Schlumberger Maturín. Este adiestramiento consistió en explicaciones breves de la herramienta necesarias para la simulación del movimiento y comportamiento de la tubería en el pozo en los momentos críticos de la realización del empaque con grava.

IV.4.2. Uso de la Herramienta

Próximo a la recopilación de los datos de yacimiento y pozo comienza la creación de los casos críticos. Paso a paso como lo va señalando la herramienta se van introduciendo los datos mínimos necesarios. En la figura IV.3 se muestran los puntos que deben ser introducidos.



Figura IV.3. Información requerida por el programa para hacer la simulación de los casos críticos.
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

Se selecciona el primer punto, “*Well Reference*”, y se llena la información referente al pozo:

- Nombre del Proyecto: Completación Inferior DR-8
- Preparado por: ZANDY R. FERRIGNI C.
- Fecha de creación: 09 de Agosto de 2012
- Nombre del Cliente: PDVSA Costa Afuera
- Nombre del Campo: Dragón
- Nombre del Pozo: DR-8
- País y Estado: Venezuela, Edo. Sucre
- Tipo de Pozo: Desarrollo
- Tipo de Completación: Productor
- Litología: Roca No Consolidada
- Normas del Diseño del Revestimiento: Schlumberger
- Normas del Diseño de la Completación: Schlumberger-Completions

En la figura IV.4 se puede observar como es la ventana de “*Well Reference*”.

Tubular Design and Analysis	
General Information and Contact Details	
Project Name	Completacion Inferior DR-8
Prepared By	ZANDY R. FERRIGNI C.
Date	09 August 2012
Client Name	PDVSA Costa Afuera
Field & Lease	Dragon
Well Name	DR-8
Unique Well Identifier	
Country & State	Venezuela, Edo Sucre
Client Engineer	
Contact Address	
E-Mail	
Phone	
Fax	
Well Type	Development
Completion Type	Producer
Lithology	Soft Rock
Casing Design Rules	Schlumberger-IPM
Completion Design Rules	Schlumberger-Completions
Additional Comments / Purpose of Design	

Figura IV.4. Información referente al pozo.
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

El siguiente paso es introducir los datos de “*Well Trajectory*”, datos de trayectoria de pozo, si el pozo se encuentra costa afuera elevación de la plataforma con respecto al nivel del mar, altura desde el lecho marino y *survey*, el cual es expuesto en la tabla IV.12.

- Profundidad del Agua: 478 ft.
- Elevación de la mesa Rotaria 34 ft.
- *Survey*:

Tabla IV.12. Datos de Inclinación y Azimut tomados a distintas profundidades
Fuente: PDVSA Costa Afuera

	MD ft.	INCLINACIÓN deg	AZIMUTH deg
1	0	N/A	N/A
2	498.6	0.69	346.39
3	557.2	1.26	49.51
4	646.3	0.44	55.76
5	670.2	0.18	23.23
6	784.2	0.16	36.56
7	880.3	0.33	80.31
8	982	0.74	62.86
9	1076.2	0.68	89.14
10	1166.7	0.66	86.06
11	1266.8	0.6	104.43
12	1368.8	0.68	103.73
13	1468.5	0.69	113.03
14	1700	0.48	114.37
15	2800	8	90
16	2900	8	90
17	3400	8	80
18	3900	8	80
19	4400	8	80
20	4900	8	80
21	5400	8	80
22	5900	8	80
23	6400	6	80
24	6900	4	80
25	7331	2	80
26	7957	1	80
27	8097.5	1	80

Estos datos son importados a la hoja de cálculo del programa y esta arroja, por defecto, los valores de “TVD”, Profundidad Vertical Verdadera, y la Severidad Máxima de Pata de Perro. Con estos datos se generan dos gráficas: El Plan de Perforación del Pozo en vista de planta y La Trayectoria del Pozo.

Posteriormente se introducen los datos de los tubulares, la información de tubulares es expuesta en la tabla IV.13:

Tabla IV.13. Información de Tubulares
Fuente: PDVSA Costa Afuera

TIPO DE TUBERIA	OD (pulg)	MD TOPE (pies)	MD FONDO (pies)	TOPE DEL CEMENTO (pies)	PESO DEL LODO (lpg)	TIPO DE LODO	NOMBRE
Revestidor Conductor	30	512	678	512	9	Agua de Mar	Revestidor Conductor 30" 309.72 lb/ft, X52, MIJ
Revestidor de Superficie	20	512	1600	512	9	Agua de Mar	Revestidor de Superficie 20" 129.33 lb/ft, X56, MIJ
Revestidor Intermedio	13.38	512	7384	512	11.3	Lodo Base Agua	Revestidor Intermedio 13-3/8" 68.00 lb/ft, N80, MTC
Revestidor de Producción	10.75	512	1558	512	12.2	Lodo Base Agua	Revestidor de Producción 10-3/4" 51.00 lb/ft, N80, BTC
	9.625	1558	8032		12.2	Lodo Base Agua	Revestidor de Producción 9-5/8" 47.00 lb/ft, P110, BTC
Tubería de Producción	5.5	512	8032		9.2	Salmuera	Tubería de Producción 5-1/2" 29.70 lb/ft, P110, MTC

Para efectos del programa solo se necesitan los datos del último revestidor cementado, por ser el que se encuentra en contacto directo, y de la tubería de producción.

Se pasa a “Pore Pressure” y se introducen los siguientes datos de Profundidad Vertical Verdadera y de Presión a cada profundidad de la tabla IV.14:

Tabla IV.14. TVD y Presiones del pozo.
Fuente: PDVSA Costa Afuera

TVD (pies)	PRESIÓN (lpc)
512.0	211.0
7509.6	4036.7
7647.0	4112.0
8057.0	4336.0

Estos datos generan, por defecto, el Peso Equivalente al Lodo (EMW) a cada profundidad (figura IV.5). También se genera el gráfico de Gradiente de Fractura de la formación.

	TVD	Pressure	EMW
	ft	psia	ppg
1	512	211	7.94
2	7509.59	4037	10.35
3	7647.04	4115	10.36
4	8056.96	4336	10.36

Figura IV.5. Presiones del pozo.
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

En el punto de “Static Temperature” al introducir los datos de Profundidad y Temperatura, de la tabla IV.15, se genera el gráfico de Temperatura estática y los valores de Gradiente de Temperatura por cada profundidad (figura IV.6).

Tabla IV.15. TVD y Temperaturas del pozo.
Fuente: PDVSA Costa Afuera

TVD (pies)	TEMPERATURA (*F)
512.0	60.0
7509.6	146.3
7647.0	148.0
8057.0	153.1

	TVD	Temperature	Gradient
	ft	°F	°F/100ft
1	512	60.2	N/A
2	7509.59	146.3	1.23
3	7647.04	148.0	1.23
4	8056.96	153.1	1.25
5			

Figura IV.6. Temperaturas del pozo.
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

Se prosigue a introducir los datos de los yacimientos que van a ser producidos, el fluido que aportan y la tasa esperada. La figura IV.7 ilustra la interfaz de “Reservoir Zones”.

Reservoir Zones

Surface Data

Fluid Base: Gas

Ambient Temperature: 65.34 °F

Calculated Variable: Flowing Bottom Hole Pressure

Flowing Tubing Head Pressure: 1000.00 psia

Total Flow Rate: 90.00 MMSCF/d

	Name	MD Top	MD Bottom	Color	Flowing Through
		ft	ft		
1	CLUB-F	7532.00	7568.00		Tubing
2	CLUB-E	7645.00	7730.00		Tubing
3					

Figura IV.7. Información de las arenas a producir.
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

Por último el programa necesita la información de la completación. Como se está estudiando el movimiento de la tubería, por ser lo más crítico, en la completación solo se pone la última empacadura que se mete al hoyo y se pone tubería hasta superficie, esto se hace seleccionando “Auto Fill Pipe”. Aquí se genera la imagen de la completación. En la figura IV.8 se muestra la interfaz donde se incluye la

información de la completación como lo son los valores de diámetro externo, longitud y profundidad localizada la empacadura y tubería de producción.

	Type	MD Top	MD Bottom	Make-Up Length	OD / Seal	Name
1		ft		ft	in	
2	T	512.00	7360.00	6848.00	5-1/2	Tubería de Produccion 5-1/2" 29.70
3	P	7360.00	7365.61	5.61	6	Empacadura de Sumidero
4						

Figura IV.8. Información de la completación.
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

Después de introducidos los datos mínimos requeridos para la simulación del movimiento de tubería y están todos los signos de correcto en verde, como se observa la figura IV.9, lo cual indica que la información tiene concordancia, se procede a cargar los casos presionando el botón “*Load Cases*”:



Figura IV.9. Datos introducidos correctamente, se procede a cargar los casos.
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

Para generar los casos críticos se debe seleccionar el tipo de trabajo de completación que se va a realizar, como se muestra en la figura IV.10. Como el trabajo es de control de arena se selecciona la opción “*Sand Control*” entre las opciones de la pestaña y se marcan todos los casos críticos de los cuales se desea

tener información. A continuación se presiona el botón “*Create*” para generar todos los reportes del movimiento de tubería para cada caso.

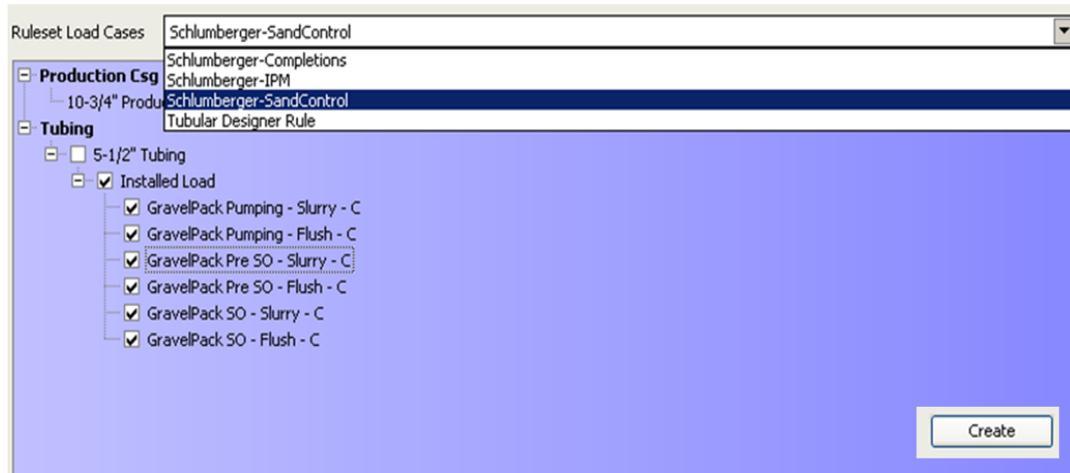


Figura IV.10. Selección de casos críticos.
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

IV.5. ETAPA DE SIMULACIÓN DE LA COLOCACIÓN DEL EMPAQUE CON GRAVA

IV.5.1. Capacitación en la Herramienta Computacional “*SandCADE*”

Se contó con el apoyo de personal especializado para la capacitación básica del programa *SandCADE*. Explicaciones sencillas fueron implantadas para poder efectuar la simulación del empaque con grava que se espera realizar en los pozos de múltiples arenas del campo Dragón, también se realiza la simulación de un empaque con grava de un pozo con dos arenas de manera convencional y así finalmente evaluar y comparar el comportamiento de los dos casos.

IV.5.2. Uso de la Herramienta

Al pasar la interfaz de introducción se selecciona el botón “*Administration*” para empezar a llenar los datos básicos del pozo y de la compañía a la cual se le va a hacer el trabajo como se puede notar en la figura IV.11.

Figura IV.11. Información general del pozo.
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

Siguiente a esto se selecciona la pestaña “Well” y dentro de esta la de “Hole Survey” para cargar los datos de desviación del pozo como se muestra en la figura IV.12, los cuales fueron importados desde una hoja de cálculo que contenía los siguientes datos:

- Profundidad Medida (MD) en pies.
- Ángulo de desviación.
- Azimut.

Los cuales, por defecto, generan los valores de Profundidad Vertical Verdadera, Tasa de Construcción de Ángulo, Tasa de Construcción de Azimut y Severidad de Pata de Perro. Seleccionando para la Relación de Cálculo de MD/TVD la de Mínima Curvatura por ser aplicable para todos los pozos.

Hole Survey | Well Completion | Tubular | Perforation

MD/TVD calculation relationship

Min. Curvature (Applicable to all wells)

Classic CFW (deviation < 90 only)

Externally Defined (No TVD calculations)

Import...

Recalc TVD

	MD	Deviation Angle	Azimuth Angle	TVD	Deviation Build Rate	Azimuth Build Rate	Dogleg Severity
	ft	deg	deg	ft	deg/100ft	deg/100ft	deg/100ft
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2	498.6	0.7	346.4	498.6	0.1	-2.7	0.1
3	557.2	1.3	49.5	557.2	1.0	107.7	1.9
4	646.3	0.4	55.8	646.3	-0.9	7.0	0.9
5	670.2	0.2	23.2	670.2	-1.1	-136.1	1.3
6	784.2	0.2	36.6	784.2	-0.0	11.7	0.0
7	880.3	0.3	80.3	880.3	0.2	45.5	0.3
8	982.0	0.7	62.9	982.0	0.4	-17.2	0.4
9	1076.2	0.7	89.1	1076.2	-0.1	27.9	0.3
10	1166.7	0.7	86.1	1166.7	-0.0	-3.4	0.0
11	1266.8	0.6	104.4	1266.7	-0.1	18.4	0.2
12	1368.8	0.7	103.7	1368.7	0.1	-0.7	0.1
13	1468.5	0.7	113.0	1468.4	0.0	9.3	0.1
14	1700.0	0.5	114.4	1699.9	-0.1	0.6	0.1
15	2800.0	8.0	90.0	2796.1	0.7	-2.2	0.7
16	2900.0	8.0	90.0	2895.2	0.0	0.0	0.0
17	3400.0	8.0	80.0	3390.3	0.0	-2.0	0.3
18	3900.0	8.0	80.0	3885.5	0.0	0.0	0.0
19	4400.0	8.0	80.0	4380.6	0.0	0.0	0.0
20	4900.0	8.0	80.0	4875.7	0.0	0.0	0.0

Figura IV.12. Survey del pozo.
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

Seguido a esto se selecciona la siguiente pestaña “*Well Completion*”, para la cual es necesario llenar los campos observados en la figura IV.13. La información que se debe poseer es la siguiente:

- Profundidad Total Medida en pies.
- Tamaño del Hoyo en pulgadas.
- A través de que se va a bombear el tratamiento.
- Tipo de Completación.
- Tipo de Pozo.

- Altura de la Mesa Rotaria.
- Profundidad del Lecho Marino
- Temperatura Estática en el Fondo del Hoyo.
- Temperatura de Superficie.

Field	Value
Total Measured Depth	8097.5 ft
Hole Size	12.25 in
Treatment Pumped Through	TUBING
Completion Type	<input checked="" type="radio"/> Cased/Perforated <input type="radio"/> Open Hole
Well Type	<input type="radio"/> Land <input checked="" type="radio"/> Offshore
Sea Level Depth	34.0 ft
Sea Bed Depth	444.0 ft
Bottom Hole Static Temperature	148 degF
Surface Temperature	60 degF

Figura IV.13. Información de la Completación del pozo.
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

Próximo a esto, en la pestaña “*Tubular*”, se introducen la información de la tubería de trabajo que va a ser utilizada al momento del empaque con grava y del revestidor de producción en una pantalla como la mostrada en la figura IV.14. Al introducir los datos de Peso y Grado de la Tubería se generan, por defecto, los valores de Presión de Colapso y Presión de Estallido.

Tubing/Drill Pipe:							
	MD ft	OD in	ID in	Weight lb/ft	Grade	Collapse Pressure psi	Burst Pressure psi
1	7359.0	5.500	4.778	21.9	S135	12710	15510
2							
3							
4							

Casing:							
	MD ft	OD in	ID in	Weight lb/ft	Grade	Collapse Pressure psi	Burst Pressure psi
1	1558.0	10.750	9.850	51.0	N80	3220	5860
2	8097.5	9.625	8.681	47.0	P110	5310	9440
3							
4							

Figura IV.14. Información de tubulares del pozo.
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

En la última pestaña de la sección “Well” tenemos “Perforation” la cual se encuentra referida a toda la información de los intervalos cañoneados. La información que debe introducirse es la mostrada en la tabla IV.16:

Tabla IV.16. Información de las perforaciones
Fuente: PDVSA Costa Afuera

Zona	Densidad de Disparo disp./pie	Diámetro de Entrada (pulg)	Espesor del Cemento (pulg)	Longitud de Túnel (pulg)
7532-7568	12	0.72	2	8
7645-7730	12	0.72	2	8

Con estos datos se generan, por defecto y como se ve en la figura IV.15, los valores de:

- Tope de las arenas (TVD)
- Fondo de las arenas (TVD)
- Total de disparos

Hole Survey		Well Completion		Tubular		Perforation			
	Top MD ft	Bottom MD ft	Top TVD ft	Bottom TVD ft	Shot Density shot/ft	Total Number	Entrance Diameter in	Csg Cem Length in	Tunnel Length in
1	7532.0	7568.0	7491.6	7527.6	12.00	432	0.72	2.00	8.00
2	7645.0	7730.0	7604.6	7689.5	12.00	1020	0.72	2.00	8.00
3									
4									

Figura IV.15. Información de tubulares del pozo.
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

Al finalizar la sección de “Well” se selecciona ahora la pestaña de “Zone”, esta sección está relacionada a la información de las arenas que van a ser producidas.

IV.5.2.1. Simulación del Sistema de Empaque con Grava Convencional

Se crean tres intervalos, las dos arenas a ser producidas (CUB-F y CUB-E) y una lutita que funciona como sello entre estas arenas que llamaremos “SHALE”, los datos que debemos adicionar a los que ya se encuentran introducidos en la herramienta son los que se localizan en la tabla IV.17.

Tabla IV.17. Información de las arenas
Fuente: PDVSA Costa Afuera

Zona	Permeabilidad (mD)	Porosidad (%)	Presión (lpc)
CUB-F	1000	29	4036.7
SHALE	1	10	4080
CUB-E	1000	29	4111.9

Al incluir estos datos, por defecto y como se puede observar en la figura IV.16, se generan los siguientes valores de:

- Gradiente de Fractura.
- Esfuerzo En Sitio.
- Porosidad
- Compresibilidad Total

	Name	Rock Type	Top MD ft	Top TVD ft	Reservoir Pressure psi	Permeability md	Fracture Gradient psi/ft	In-Situ Stress psi	Porosity %	Total Compressibility 1/psi
1	CUB-F	Clean Sandstone	7530.0	7489.6	4037	1000	0.720	5407	29.0	2.05E-4
2	SHALE	Clean Sandstone	7570.0	7529.6	4080	1	1.000	7566	10.0	1.76E-4
3	CUB-E	Clean Sandstone	7643.0	7602.6	4112	500	0.703	5505	29.0	1.74E-4
4										

Figura IV.16. Información de las zonas.
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

A continuación se selecciona la pestaña de “*Res Fld*”, está es la sección donde se elige el fluido que va a ser producido en el pozo. Al ser seleccionado la opción GAS se generan los valores observados en la figura IV.17.

Figura IV.17. Información del fluido a producir.
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

Se continua presionando el botón “*Fluid*” para seleccionar de una base de datos “*Database*”, como se puede notar en la figura IV.18, los fluidos que serán utilizados para el desplazamiento y acarreo de la grava.

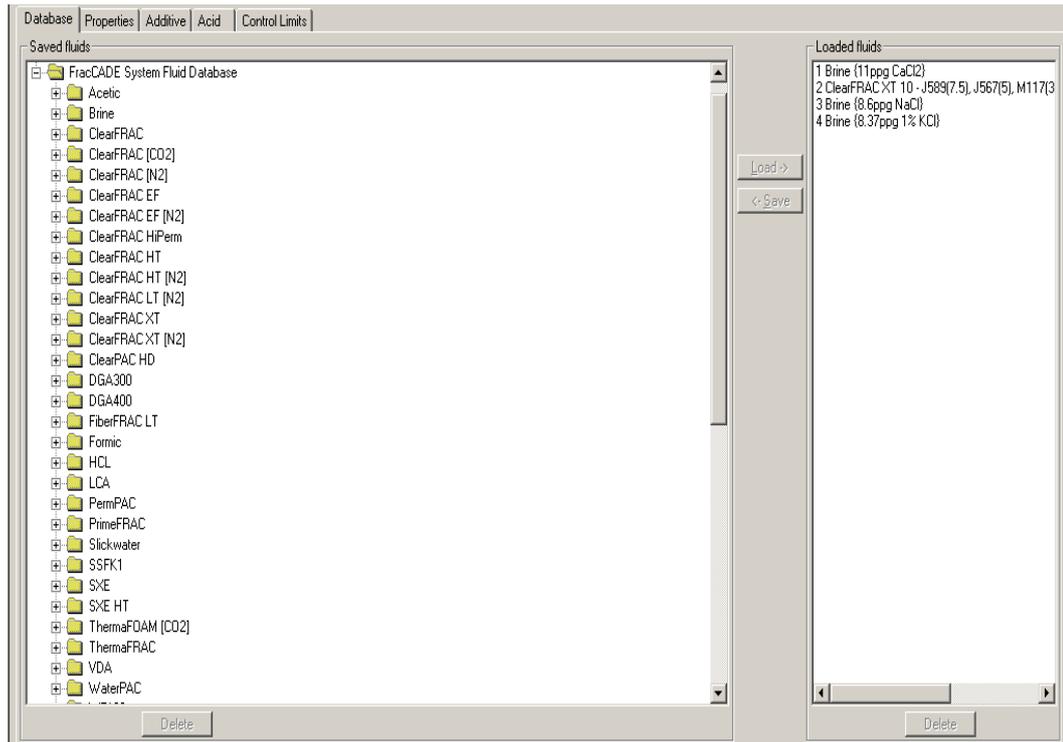


Figura IV.18. Información de los fluidos utilizados en la realización del Empaque.
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

Siguiente a esta selección pasamos a la pestaña de “Prop” para elegir el rango de tamaño y tipo de grava que fue escogido para empacar este pozo como es notable en la figura IV.19.

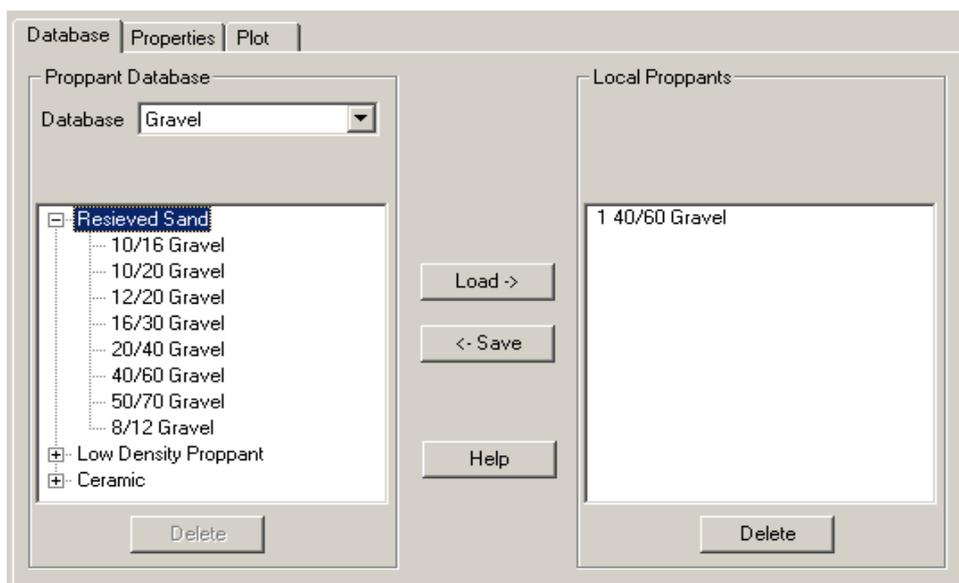


Figura IV.19. Grava utilizada en la realización del Empaque.
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

Consecutivo a cargar la grava ha utilizar viene la selección del tamaño de rejilla, las herramientas de la sarta (tubería de producción, empacadura, tubería lisa, rejilla) y su ubicación en el hoyo y la tubería lavadora como se observa en la figura IV.20 en el botón “*Tool Str*”. Al completar esta información se genera un esquema de la completación.

The screenshot shows a software interface with the following sections:

- Input Data / Schematic:**
 - Screen/Washpipe:
 - Screen Slot Size: 5 gauge
 - Screen Wire Size: 90 gauge
 - MD to Sump Packer/ Bridge Plug: 7738.0 ft
 - Wash Pipe Gauge 1 Location MD: 7546.0 ft
 - Wash Pipe Gauge 2 Location MD: 7648.0 ft
 - Wash Pipe Gauge 3 Location MD: 7720.0 ft
 - Crossover:
 - Type of Crossover Tool: 9-5/8 in
 - Down Flow Ports: 3 (Dia. 1.560 in)
 - Up Flow Ports: 12 (Dia. 0.550 in)
 - Port Length: 15.5000 in
- Gravel Placement Tool String:**

	Component	Bottom MD ft	OD in	ID in	Weight lb/ft	Young's Modulus psi
1	Tubing	7359.0	5.500	4.778	21.9	3.00E+07
2	Packer	7384.0	8.330	6.000	47.0	3.00E+07
3	Blank Pipe	7516.0	5.500	4.892	17.0	3.00E+07
4	Screen	7738.0	6.270	4.892	25.0	3.00E+07
5						
6						
- Wash Pipes and Accessories:**

	Component	Bottom MD ft	OD in	ID in	Weight lb/ft	Young's Modulus psi	No of Ports	Port Diameter in	Activation DP psi
1	Wash Pipe	7735.0	3.500	2.992	9.2	1.00E+07			
2									
3									
4									
5									
6									

Figura IV.20. Herramientas de la sarta de trabajo.
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

El esquema usado para la simulación de un Empaque Convencional es el que se puede observar en la figura IV.21.

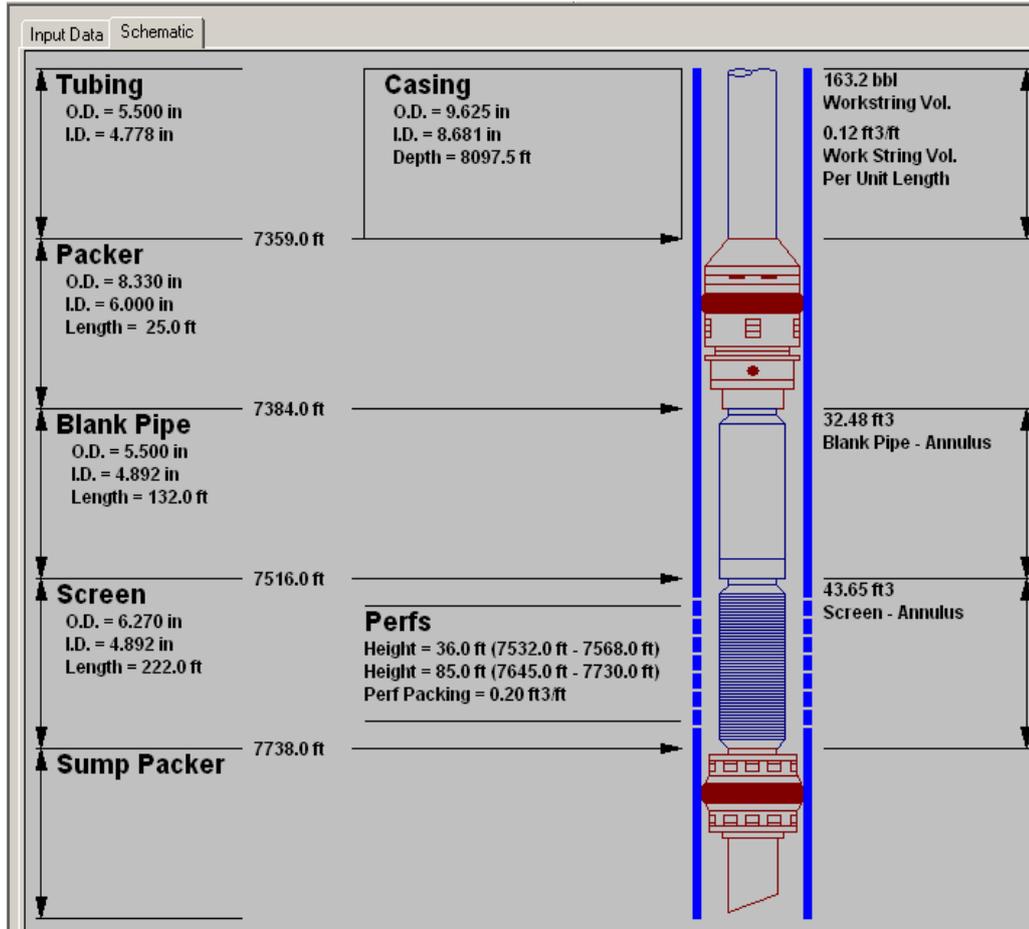


Figura IV.21. Esquema de la sarta de trabajo.
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

En este punto se llenaron todas las pestañas necesarias para poder realizar la simulación, ahora se presiona el botón “SandCADE” que se encuentra en el menú superior de la interfaz del programa para seleccionar la opción “Gravel Placement”, al hacer esto aparecen otras pestañas al lado derecho de la de “Tool Str”. Se presiona el botón de “Schedule”, se seleccionan los fluidos a ser bombeados, la tasa, el volumen de fluido y la presión límite, generando así la grava requerida, la bombeada y la lechada bombeada (figura IV.22).

	Stage Name	Pump Rate bbl/min	Fluid #	Fluid Name	Fluid Vol. gal	Tool Pos	Prop #	Prop Name	Prop Conc. PPA	Slurry Vol. bbl	Press. Limit psi
1	Preflujo	5.0	1	Brine (11)	420	CIRC	0	None	0.0	10.0	5000
2	Slurry	5.0	1	Brine (11)	14375	CIRC	1	40/60 Gra	0.5	350.0	5000
3	Desplazamie	5.0	1	Brine (11)	7140	CIRC	0	None	0.0	170.0	5000
4											
5											
6											
7											
8											
9											
10											
11											
12											
13											

Volume to Mark Depth	163.2 bbl	Total Proppant Required	67.8 ft ³	<input type="checkbox"/> Match Return Rates
Total Slurry Volume Pumped	530.0 bbl	Total Proppant Pumped	66.8 ft ³	

Figura IV.22. Fluidos a ser bombeados para empaque el pozo.
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

Después de llenado este campo es cuando se presiona “Execute” para correr la simulación. Generando los resultados.

IV.5.2.2. Simulación del Sistema de Empaque con Grava Multizona

Para crear el segundo caso se mantiene la información siguiente, esto porque la evaluación de los dos casos estudiados es referida al mismo pozo:

- Información general del pozo.
- Survey del pozo.
- Información de la Completación del pozo.
- Información de tubulares del pozo.
- Información de tubulares del pozo.
- Información de las zonas.
- Información del fluido a producir.
- Información de los fluidos utilizados en la realización del Empaque.
- Grava utilizada en la realización del Empaque.

Ahora, lo que cambia para un Sistema de Empaque con Grava Multizona son dos aspectos, uno es que se realizan tres pre-flujos antes de bombear la lechada para asegurar la limpieza del área a empaclar (figura IV.23).

	Stage Name	Pump Rate bbl/min	Fluid #	Fluid Name	Fluid Vol. gal	Tool Pos	Prop #	Prop Name	Prop Conc. PPA	Slurry Vol. bbl	Press. Limit psi
1	Preflujo #1	5.0	3	Brine (8.6	420	CIRC	0	None	0.0	10.0	5000
2	Preflujo #2	5.0	4	Brine (8.3	420	CIRC	0	None	0.0	10.0	5000
3	Preflujo #3	5.0	2	ClearFRA	630	CIRC	0	None	0.0	15.0	5000
4	Slurry	5.0	2	ClearFRA	1849	CIRC	1	40/60 Gra	4.0	52.0	5000
5	Sobreflujo	5.0	2	ClearFRA	630	CIRC	0	None	0.0	15.0	5000
6	DEsplazamie	5.0	1	Brine (11	7140	CIRC	0	None	0.0	170.0	5000
7											
8											
9											
10											
11											
12											
13											

Volume to Mark Depth	<input type="text" value="163.2 bbl"/>	Total Proppant Required	<input type="text" value="67.8 ft3"/>	<input type="checkbox"/> Match Return Rates
Total Slurry Volume Pumped	<input type="text" value="272.0 bbl"/>	Total Proppant Pumped	<input type="text" value="68.8 ft3"/>	

Figura IV.23. Fluidos a ser bombeados para empaclar el pozo.
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

El otro, y mas importante, aspecto que cambia es que la configuración del pozo tiene una empaadura que aísla las dos zonas a producir pero que a la vez las conecta por tubos desviadores que pasan a través de esta y que permite que mientras se esta empaquando la arena superior la lechada pase a través de los tubos desviadores y empaque la arena inferior. La figura IV.24 muestra las herramientas que se utilizan en este sistema.

Input Data | Schematic

Screen/Washpipe

Screen Slot Size: 5 gauge

Screen Wire Size: 90 gauge

MD to Sump Packer/ Bridge Plug: 7730.0 ft

Wash Pipe Gauge 1 Location MD: 7546.0 ft

Wash Pipe Gauge 2 Location MD: 7648.0 ft

Wash Pipe Gauge 3 Location MD: 7720.0 ft

Crossover

Type of Crossover Tool: 9-5/8 in

Down Flow Ports: 3 Dia. 1.560 in

Up Flow Ports: 12 Dia. 0.550 in

Port Length: 15.5000 in

Gravel Placement Tool String

	Component	Bottom MD ft	OD in	ID in	Weight lb/ft	Young's Modulus psi
1	Tubing	7359.0	5.500	4.778	21.9	3.00E+07
2	Packer	7384.0	8.330	6.000	47.0	3.00E+07
3	Blank Pipe	7516.0	5.500	4.892	17.0	3.00E+07
4	Screen	7568.0	6.270	4.892	25.0	3.00E+07
5	Packer	7645.0	8.330	6.000	47.0	3.00E+07
6	Screen	7730.0	6.270	4.892	25.0	3.00E+07

Lookup...

Wash Pipes and Accessories

	Component	Bottom MD ft	OD in	ID in	Weight lb/ft	Young's Modulus psi	No of Ports	Port Diameter in	Activation DP psi
1	Wash Pipe	7565.0	3.500	3.000	9.2	1.00E+07			
2									
3									
4									
5									
6									

Figura IV.24. Herramientas de la sarta de trabajo.
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R

Ahora en la figura IV.25 se muestra de forma esquemática la nueva configuración del pozo.

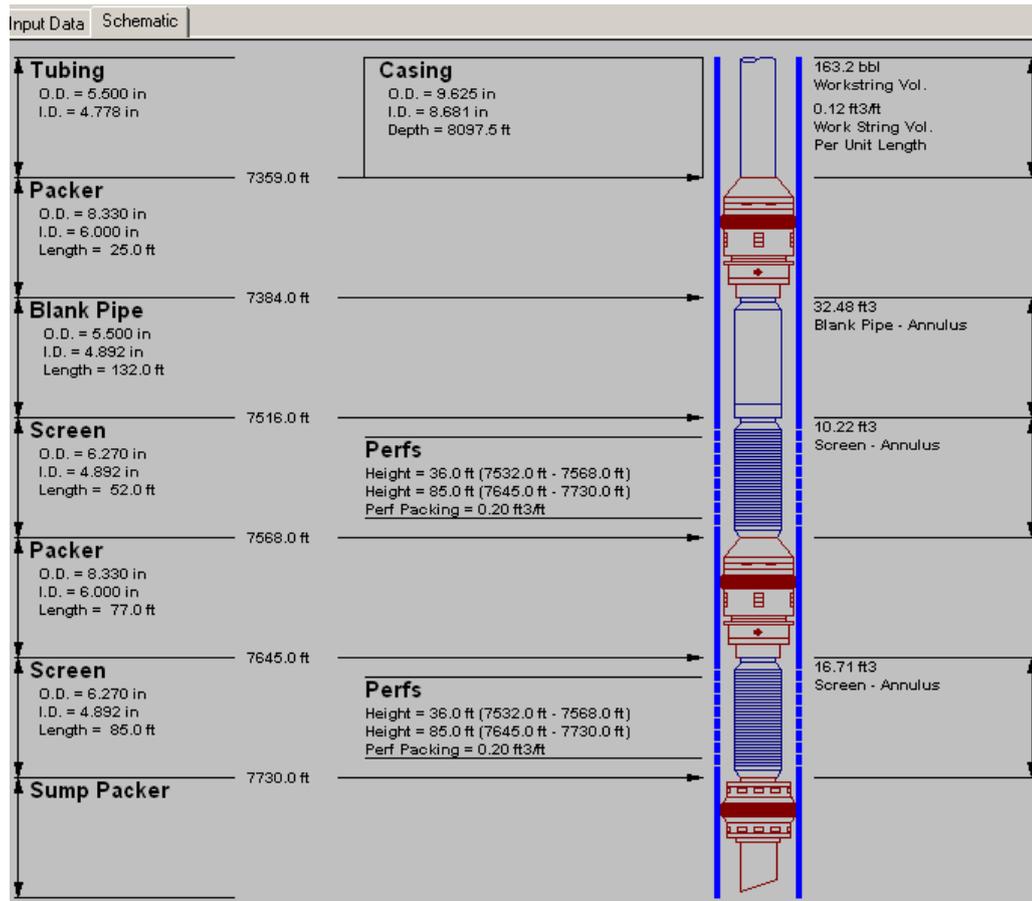


Figura IV.25. Esquema de la sarta de trabajo.
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R

Después de llenado este campo es cuando se presiona “Execute” para correr la simulación. Generando los resultados.

IV.6. REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LA COMPLETACIÓN INFERIOR

IV.6.1. Capacitación en la Herramienta Computacional “WellBuilder”

Para poder realizar la representación gráfica de la completación inferior del pozo fue necesario un entrenamiento básico del funcionamiento del programa “WellBuilder”, esto se logró con el apoyo de compañeros del segmento “Completions” desarrollando varios ejemplos para ganar practica en la elaboración de un diseño de completación, adicional a esto videos didactas de cómo utilizar el programa fueron de gran utilidad.

IV.6.2. Uso de la Herramienta

Inicialmente se necesita la información de los equipos de la completación inferior que van a ser instalados en el pozo. Esta información debe incluir la longitud, el diámetro externo y el diámetro interno de cada equipo. En la tabla IV.18 se encuentran estos valores:

Tabla IV.18. Información de los equipos de la Completación Inferior.
Fuente: SLB Completions

EQUIPO	LONGITUD	OD	ID
Empacadura QUANTUM 9-5/8"x6"	5.61	8.33	6
Extensión del Empaque con Grava	19.53	8.02	6
Conector de Desvío	2.76	8.003	4.879
Conector	2.06	6.046	4.863
Válvula de Aislamiento	17.68	8	4.859
Conector	2.06	6.046	4.858
Tubo liso	38.45	6.05	4.857
Tubo liso	61.8	8.29	4.857
Rejilla	30.6	8.2	4.783
Rejilla	30.6	8.2	4.783
Conector	2.06	6.046	4.783
Empacadura APS MZ 9-5/8"x6"	6.22	8.2	4
Conector	2.06	6.046	4.86
Rejilla	122.4	8.2	4.783
Rejilla	30.6	8.2	4.783
Conector	2.06	6.046	4.783
Localizador 6"	2.04	6.987	4.783
Unidad de Sello 6"	1.5	5.949	4.745
Pata de Mula Autolineante	4.2	5.954	4.775
Empacadura de Sumidero 9-5/8"x6"	5.61	8.33	5.999
Bottom Sub	0.84	8.33	5.999

Al tener esta información se entra al programa y en la página de inicio se presiona el botón “*Create*” para crea el caso. Esto lleva a la interfaz principal de la herramienta donde lo primero que hay que llenar es la información general del pozo como se ve en la figura IV.26.

Well Reference	
General Information and Contact Details License Valid For 91 Days	
General	
Project Name	Completacion Inferior DR-8
Project Version	
Date	01 August 2012
Study Version	
Prepared By	ZANDY R. FERRIGNI C
Well Details	
Well Name	DR-8
Well Type	Development
Completion Type	Producer
Completion Description	
Field & Lease	Dragon
Country & State	Venezuela, Edo Sucre
Unique Well Identifier	
Rig Name	Petrosaudi Discoverer
Customer Details	
Client Name	PDVSA Costa Afuera
Client Engineer	
Location	
Client Logo	...
Schlumberger Details	
Completion	Empaque con grava de 2 zonas productoras
Sales	
Operation	
Location	Maturin
Additional Comments / Purpose of Design	

Figura IV.26. Información general del pozo.
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

En la figura IV.27 refleja los puntos que deben ser llenados para realizar el diseño de la completación.



Figura IV.27. Información que debe ser introducida.
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

El siguiente punto llamado “*Well Trajectory*” es en el cual se introduce la información de la trayectoria del pozo, la elevación de la mesa rotaria y si el pozo es costa afuera la profundidad del agua como se puede observar en la figura IV.28.

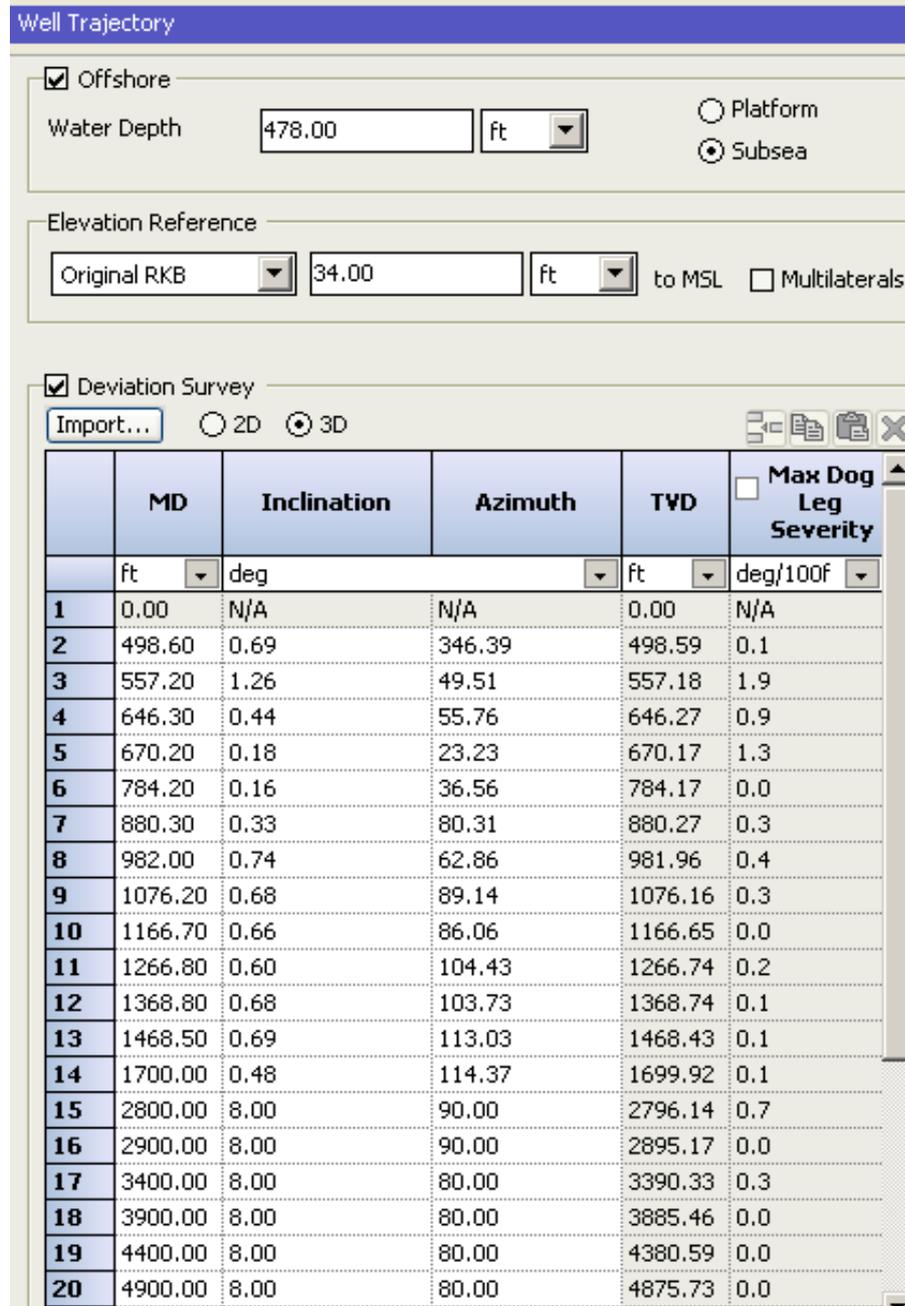


Figura IV.28. Información de la trayectoria del pozo.
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

Al introducir la información de la desviación del pozo se genera la gráfica de trayectoria de pozo.

Próximo a esto en “*Tubulars/WellBore*”, como se puede ver en la figura IV.29, se necesita introducir la data referente a los revestidores y la tubería de producción utilizada en el pozo.

Tubulars / WellBore							
String Type	OD	MD Top	MD Bottom	Top of Cement	Mud Weight	Mud Type	Name
	in	ft			ppg		
1 Conductor	30	512.00	678.00	512.00	9.00	Seawater	Revestidor Conductor 30" 309.72 lb/ft, X52, MIJ
2 Surface	20	512.00	1600.00	512.00	9.00	Seawater	Revestidor de Superficie 20" 129.33 lb/ft, X56, MIJ
3 Intermediate Csg	13-3/8	512.00	7384.00	512.00	11.30	Water based mud	Revestidor Intermedio 13-3/8" 68.00 lb/ft, N80, MTC
4 Production Csg	10-3/4	512.00	1558.00	512.00	12.20	Water based mud	Revestidor de Produccion 10-3/4" 51.00 lb/ft, N80, BTC
5	9-5/8	1558.0	8032.00		12.20	Water based mud	Revestidor de Produccion 9-5/8" 47.00 lb/ft, P110, BTC
6 Tubing	5-1/2	512.00	8032.00		9.20	Brine	Tuberia de Produccion 5-1/2" 29.70 lb/ft, P110, MTC

Figura IV.29. Información de los tubulares del pozo.
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

Punto siguiente “Reservoir”, relacionado a la información de las arenas que se van a producir (figura IV.30), temperatura (figura IV.31) y presión (figura IV.32) generando así la gráfica de temperatura estática y la de presión de yacimiento.

Surface Data					
Fluid Base	Gas				
Ambient Temperature	60.00	°F			
Calculated Variable	Flowing Tubing Head Pressure				
Flowing Tubing Head Pressure	500.00	psia			
Total Flow Rate	90.00	MMSCF/d			

Reservoir Zones					
	Name	MD Top	MD Bottom	Color	Flowing Through
		ft	ft		
1	CUB-F	7532.00	7568.00		@ Tubing
2	CUB-E	7645.00	7730.00		@ Tubing
3					

Figura IV.30. Información de las arenas y fluido a producir en el pozo.
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

	TVD	Temperature	Gradient
	ft	°F	°F/100ft
1	512.00	60.00	N/A
2	7509.59	146.35	1.23
3	7647.04	148.04	1.23
4	8056.96	153.10	1.23
5			

Figura IV.31. Temperaturas del pozo.
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

	TVD	Pressure	EMW
	ft	psig	ppg
1	512.00	211.00	8.49
2	7509.59	4036.74	10.39
3	7647.04	4111.89	10.39
4	8056.96	4336.00	10.39
5			

Figura IV.32. Presiones del pozo.
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

El último paso para realizar el diseño es introducir la información de los equipos. Dentro de la sección de “*Completion Design*” se selecciona la pestaña de “*List Mode*” para comenzar, se crean dos corridas debido a que la empacadura de sumidero es asentada en una corrida y el resto de los equipos en otra y se introducen los datos como se observa en la figura IV.33.

Completion Design

List Mode Graphical Mode

Consolidated Completacion Inferior - Running String Empacadura de Sumidero - Running String

Auto Fill Pipe

	Type	MD Top	MD Bottom	Make-Up Length	OD	ID	Name	Shape Name
		ft	ft	ft	in	in		
1	Tubing							
2	Completacion Inferior							
3	P	7358.41	7364.02	5.61	8.33	6	Empacadura QUANTUM 9-5/8"x6"	QUANTUM Packer
4	A	7364.02	7383.55	19.53	8.02	6	Extension del Empaque con Grava	Gravel Pack Extension
5	A	7383.55	7386.31	2.76	8.003	4.879	Conector	Torque Through Quick Connect
6	A	7386.31	7388.37	2.06	6.046	4.863	Conector	Connection XO
7	A	7388.37	7406.05	17.68	8	4.859	Valvula de Aislamiento	Insert Valve
8	A	7406.05	7408.11	2.06	6.046	4.858	Conector	Connection XO
9	A	7408.11	7446.56	38.45	6.05	4.857	Tubo liso	Blank Pipe c/w Centralizer
10	A	7446.56	7508.36	61.80	8.29	4.857	Tubo liso	Blank Pipe c/w Centralizer
11	A	7508.36	7538.96	30.60	8.2	4.783	Rejilla	APS Premium Mesh
12	A	7538.96	7569.56	30.60	8.2	4.783	Rejilla	APS Premium Mesh
13	A	7569.56	7571.62	2.06	6.046	4.783	Conector	Connection XO
14	P	7571.62	7577.84	6.22	8.2	4	Empacadura APS MZ 9-5/8"x6"	APS MZ Packer
15	A	7577.84	7579.90	2.06	6.046	4.86	Conector	Connection XO
16	A	7579.90	7702.30	122.40	8.2	4.783	Rejilla	APS Premium Mesh
17	A	7702.30	7732.90	30.60	8.2	4.783	Rejilla	APS Premium Mesh
18	A	7732.90	7734.96	2.06	6.046	4.783	Conector	Connection XO
19	A	7734.96	7737.00	2.04	6.987	4.782	Localizador 6"	Snap Latch Seal Locator
20	A	7737.00	7738.50	1.50	5.949	4.745	Unidad de Sello 6"	Seal Unit
21	A	7738.50	7742.70	4.20	5.954	4.775	Pata de Mula Autolineante	Self Aligning Guide Shoe
22	Empacadura de Sumidero							
23	P	7735.00	7740.61	5.61	8.33	5.999	Empacadura de Sumidero 9-5/8"x6"	QUANTUM Packer
24	A	7740.61	7741.45	0.84	8.33	5.999	Bottom Sub	Coupling
25								

Figura IV.33. Lista de equipos.
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

Después de introducir toda la información se selecciona la pestaña “*Graphical Mode*” y ya se puede visualizar el Diseño de la Completación Inferior del pozo. También se puede generar la animación de la completación.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE RESULTADOS

En el Capítulo V se mostraran los resultados alcanzados durante la elaboración del Trabajo Especial de Grado, cada resultado será sometido a un proceso de análisis que permitirá concluir lo que se ha venido desarrollando para realizar la evaluación de un Sistema de Empaque Multizona en una sola corrida. El análisis y discusión de resultados estará estructurado de manera de cumplir con los objetivos establecidos, en los cuales destacan el uso de la herramienta computacional “*Sand Advisor*” para realizar el análisis granulométrico que nos llevara a la selección de un tamaño de grava determinado. Adicional a este, el uso del programa “*SandCADE*” es realmente importante ya que nos permitirá evaluar el comportamiento de un Método Convencional de Empaque y el Sistema de Empaque multizona para posteriormente proponer el uso del más adecuado para la completación de un pozo multizona del campo Dragón.

V.1. RESULTADOS DE LOS ANÁLISIS GRANULOMÉTRICOS DEL POZO EXPLORATORIO DEL CAMPO DRAGÓN

Después de correr la herramienta se genera una pantalla (figura V.1) que muestra los resultados del análisis granulométrico referente a los valores de porcentaje de peso acumulado por tamiz, también muestra el comportamiento gráfico de la distribución del tamaño de grava.

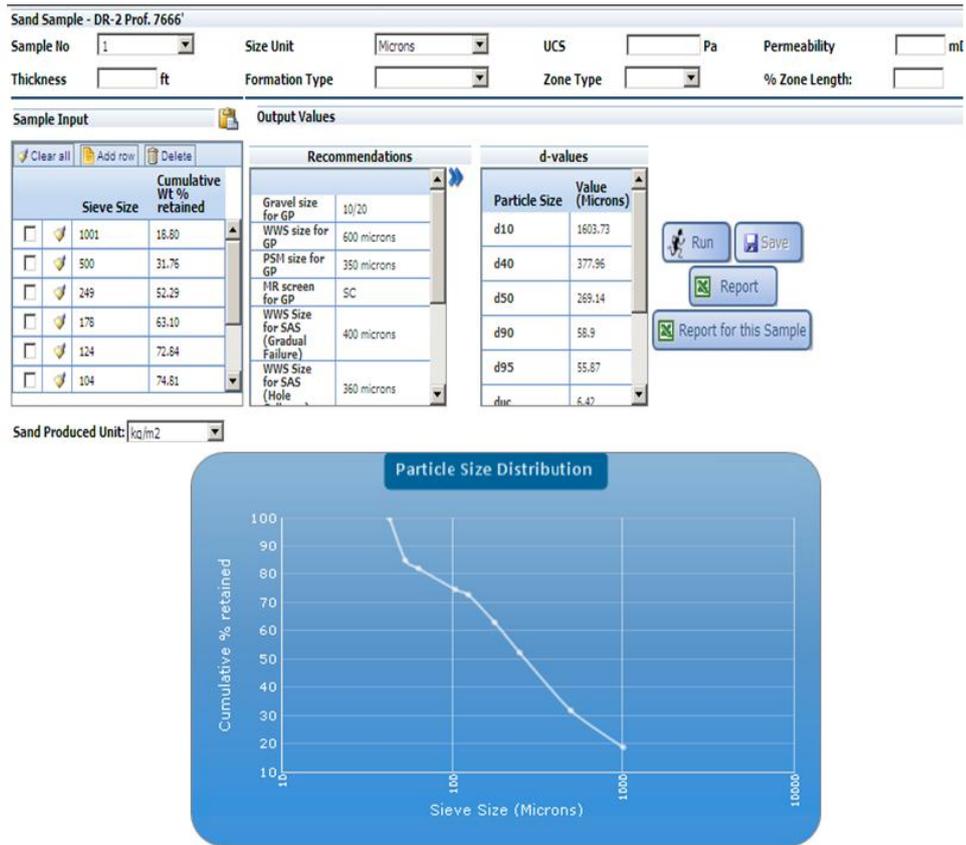


Figura V.1. Pantalla de resultados del análisis granulométrico a la profundidad 7666’
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

V.1.1. Análisis Granulométrico a la profundidad de 7666 pies

Como se puede ver en la figura V.1, al momento de generar los resultados, en la parte derecha de la pantalla que aparece se encuentran dos botones que dicen “Report” y “Report for this Sample”, cualquiera de estos dos generan un reporte completo en una hoja de calculo que puede ser guardada y revisada sin necesitar ya el acceso al programa. En la tabla V.1 se muestra los valores arrojados por la herramienta y el tamaño de grava recomendado para la profundidad de 7666 pies. También, debido al tamaño de grava seleccionado, recomienda la abertura ideal de la rejilla.

Tabla V.1. Tamaño de grava para la profundidad de 7666'
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

Muestra No	1
D10	1603.73
D40	377.96
D50	269.14
D90	49.26
D95	46.02
Coefficiente de Uniformidad (C_u)	7.67
Coefficiente de Clasificación u Ordenamiento (C_o)	34.85
% de partículas por debajo de US mesh 325 (Partículas Finas)	3.34
Tamaño de abertura de la Rejilla Premium para la Grava	350 microns
Tamaño de Grava para el Empaque	10/20

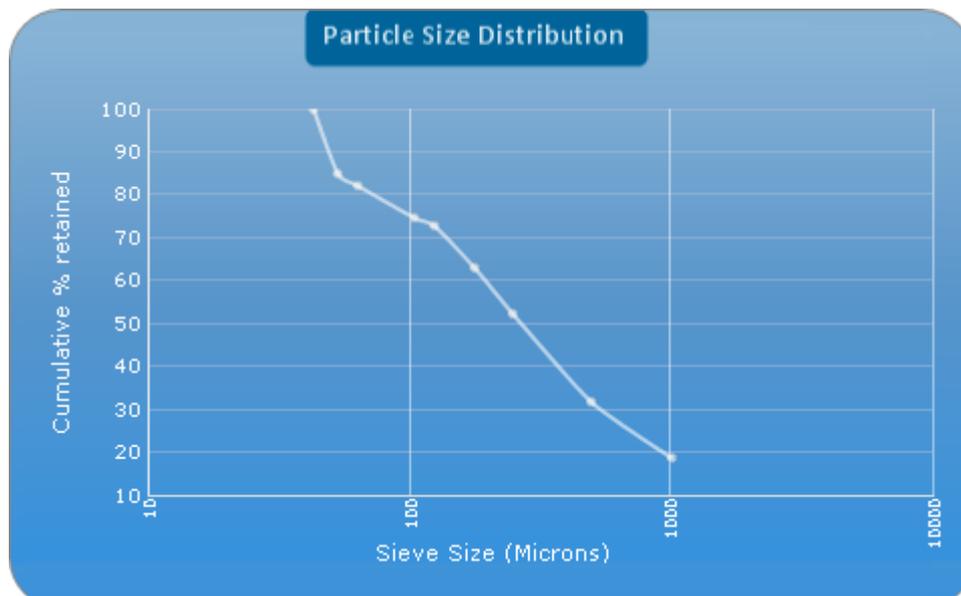


Figura V.2. Gráfica de Distribución de Tamaño de Partícula en la profundidad 7666'
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

En la figura V.2 se encuentra la gráfica de Distribución de Tamaño de Partícula generada por el programa, esta gráfica semilogarítmica muestra el tamaño de la arena en micrones versus el porcentaje de peso acumulado siendo de aquí de donde se obtienen los valores de D10, D40, D50, D90, D95 necesarios para el cálculo de los coeficientes de Uniformidad y Ordenamiento, y por supuesto, del tamaño de grava.

El criterio de Tiffin para los valores de Coeficiente de Uniformidad y Coeficiente de Ordenamiento, arrojados por el programa, recomienda un empaque con grava para minimizar los daños severos de la permeabilidad, también recomienda grava sintética debido a que ofrece optimización de las tasas de producción y minimiza la invasión de arena. Para calcular el tamaño de grava la herramienta utiliza el método de Saucier que explica que el tamaño ideal de grava es de cinco a seis veces el tamaño del porcentil cincuenta de la arena de formación, tomando en cuenta lo dicho por Saucier el tamaño de grava tendría que ser más pequeña que el valor mínimo de tamaño medio de arena ($5D_{50f}$) y más grande que el valor máximo ($6D_{50f}$):

$$D_{50p} = 5D_{50f} = 5 \times 269.14 = 1345.7 \text{ micrones.}$$

$$D_{50p} = 6D_{50f} = 6 \times 269.14 = 1614.84 \text{ micrones.}$$

Comparando los valores con la tabla de la figura II.20 se tiene que el tamaño de grava más pequeño que debe ser utilizado es 16 y el mayor 12, como los tamaños estandar que tiene la herramnia en la base de datos, debido a los tamaños vendidos comercialmente, no posee el tamaño 12/16 elige el tamaño comercial que cumpla con los requerimientos de tamaño de grava, en este caso 10/20.

V.1.2. Análisis Granulométrico a la profundidad de 7700 pies

En la tabla V.2 se muestra el resultado arrojado por la herramienta para la profundidad de 7700 pies. Para esta zona el tamaño ideal de grava es 40/60 y según el criterio de Tiffin para estos valores de Coeficiente de Uniformidad y Coeficiente de Ordenamiento se recomienda una completación con empaque y rejilla. En la figura V.3 se puede observar el comportamiento de la gráfica de distribución del tamaño de partícula para esta profundidad.

Tabla V.2. Tamaño de grava para la profundidad de 7700'
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

Muestra No	2
D10	223.05
D40	78
D50	68.25
D90	45.93
D95	44.44
Coefficiente de Uniformidad (C_u)	1.7
Coefficiente de Clasificación u Ordenamiento (C_o)	5.02
% de partículas por debajo de US mesh 325 (Partículas Finas)	6.89
Tamaño de abertura de la Rejilla Premium para la Grava	175 microns
Tamaño de Grava para el Empaque	40/60

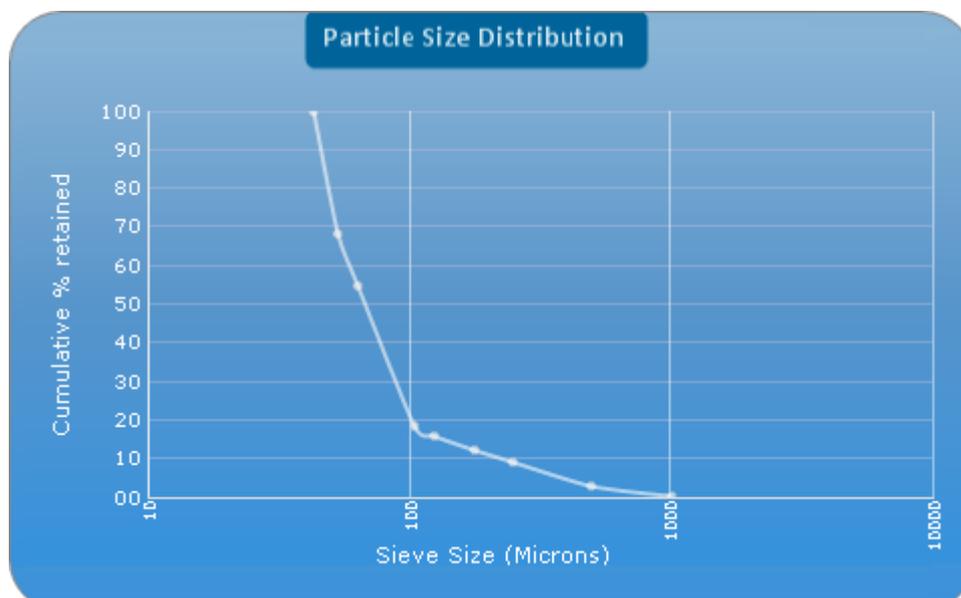


Figura V.3. Gráfica de Distribución de Tamaño de Partícula en la profundidad 7700’
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

V.1.3. Análisis Granulométrico a la profundidad de 7732 pies

En la tabla V.3 se muestra el resultado arrojado por la herramienta para la profundidad de 7700 pies. Para esta zona el tamaño ideal de grava es 40/60 y según el criterio de Tiffin para estos valores de Coeficiente de Uniformidad y Coeficiente de Ordenamiento se recomienda una completación con empaque y rejilla. En la figura V.4 se puede observar el comportamiento de la gráfica de distribución del tamaño de partícula para esta profundidad.

Tabla V.3. Tamaño de grava para la profundidad de 7732’
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

Muestra No	3
D10	340.19
D40	86.32
D50	73.07
D90	45.49
D95	44.23
Coefficiente de Uniformidad (C_u)	1.9
Coefficiente de Clasificación u Ordenamiento (C_o)	7.69
% de partículas por debajo de US mesh 325 (Partículas Finas)	8.08
Tamaño de abertura de la Rejilla Premium para la Grava	175 microns
Tamaño de Grava para el Empaque	40/60

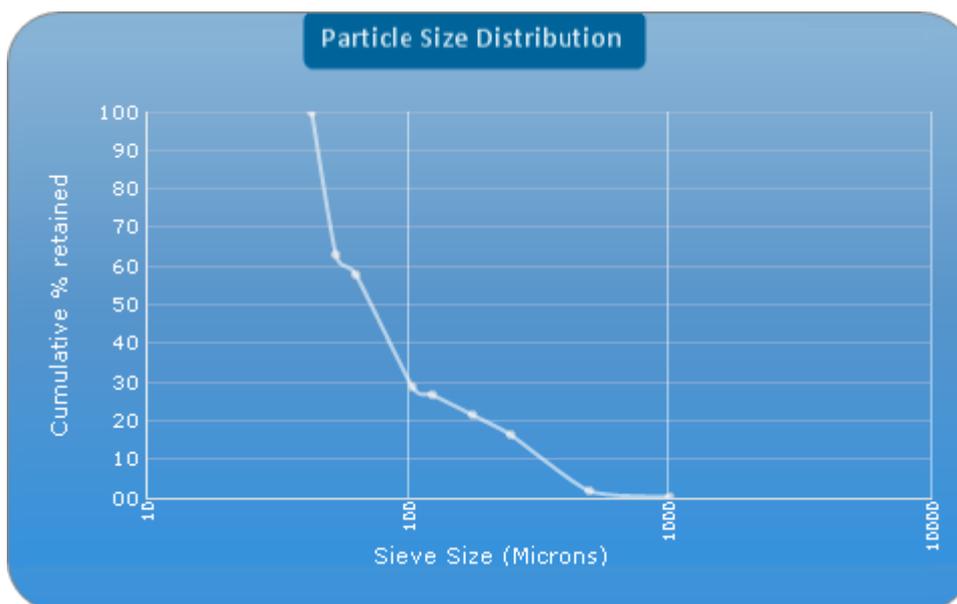


Figura V.4. Gráfica de Distribución de Tamaño de Partícula en la profundidad 7732’
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

V.1.4. Análisis Granulométrico a la profundidad de 7756 pies

En la tabla V.4 se muestra el resultado arrojado por la herramienta para la profundidad de 7700 pies. Para esta zona el tamaño ideal de grava es 40/60 y según el criterio de Tiffin para estos valores de Coeficiente de Uniformidad y Coeficiente de Ordenamiento se recomienda una completación con empaque y rejilla. En la figura V.5 se puede observar el comportamiento de la gráfica de distribución del tamaño de partícula para esta profundidad.

Tabla V.4. Tamaño de grava para la profundidad de 7756’
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

Muestra No	4
D10	147.65
D40	78.99
D50	71.11
D90	46.26
D95	44.6
Coeficiente de Uniformidad (C_u)	1.71
Coeficiente de Clasificación u Ordenamiento (C_o)	3.31
% de partículas por debajo de US mesh 325 (Partículas Finas)	6.21
Tamaño de abertura de la Rejilla Premium para la Grava	175 microns
Tamaño de Grava para el Empaque	40/60

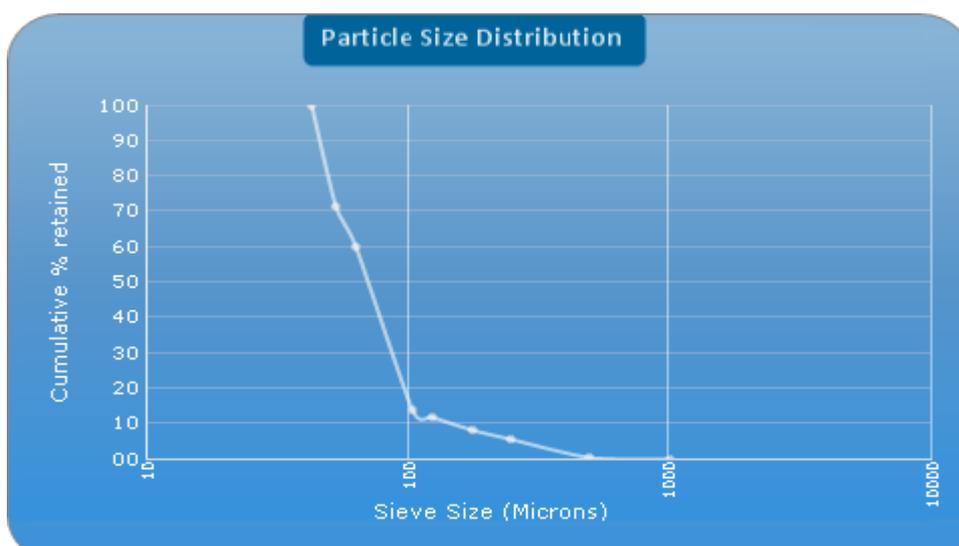


Figura V.5. Gráfica de Distribución de Tamaño de Partícula en la profundidad 7756’
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

V.1.5. Análisis Granulométrico a la profundidad de 7880 pies

En la tabla V.5 se muestra el resultado arrojado por la herramienta para la profundidad de 7700 pies. Para esta zona el tamaño ideal de grava es 30/50 y según el criterio de Tiffin para estos valores de Coeficiente de Uniformidad y Coeficiente de Ordenamiento se recomienda una completación con empaque y rejilla. En la figura V.6 se puede observar el comportamiento de la gráfica de distribución del tamaño de partícula para esta profundidad.

Tabla V.5. Tamaño de grava para la profundidad de 7880’
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

Muestra No	5
D10	442.42
D40	106.03
D50	84.92
D90	46.81
D95	44.86
Coeficiente de Uniformidad (C_u)	2.27
Coeficiente de Clasificación u Ordenamiento (C_o)	9.86
% de partículas por debajo de US mesh 325 (Partículas Finas)	5.36
Tamaño de abertura de la Rejilla Premium para la Grava	200 microns
Tamaño de Grava para el Empaque	30/50

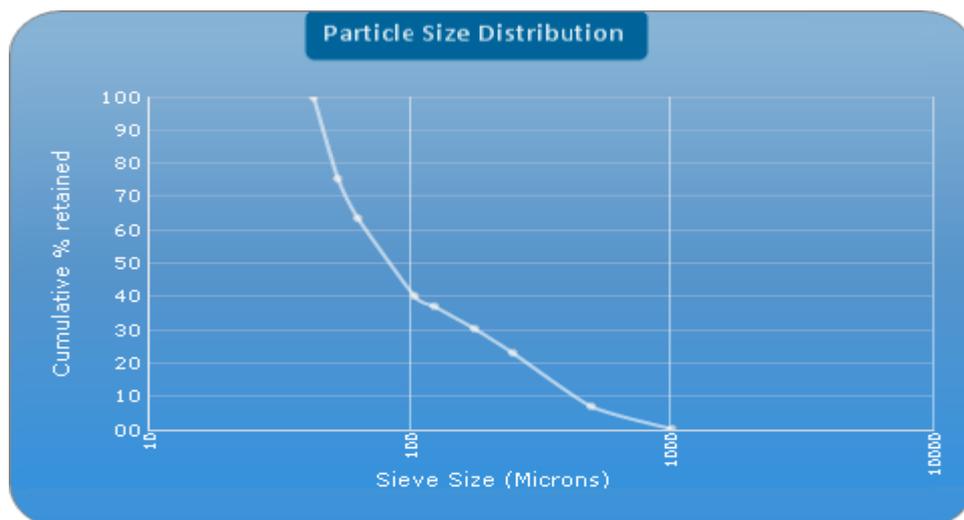


Figura V.6. Gráfica de Distribución de Tamaño de Partícula en la profundidad 7880’
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

V.1.6. Análisis Granulométrico a la profundidad de 7913 pies

En la tabla V.6 se muestra el resultado arrojado por la herramienta para la profundidad de 7700 pies. Para esta zona el tamaño ideal de grava es 30/50 y según el criterio de Tiffin para estos valores de Coeficiente de Uniformidad y Coeficiente de Ordenamiento se recomienda una completación con empaque y rejilla. En la figura V.7 se puede observar el comportamiento de la gráfica de distribución del tamaño de partícula para esta profundidad.

Tabla V.6. Tamaño de grava para la profundidad de 7913’
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

Muestra No	6
D10	365.53
D40	95.19
D50	88.93
D90	67.75
D95	65.48
Coeficiente de Uniformidad (C_u)	1.41
Coeficiente de Clasificación u Ordenamiento (C_o)	5.58
% de partículas por debajo de US mesh 325 (Partículas Finas)	0.21
Tamaño de abertura de la Rejilla Premium para la Grava	200 microns
Tamaño de Grava para el Empaque	30/50

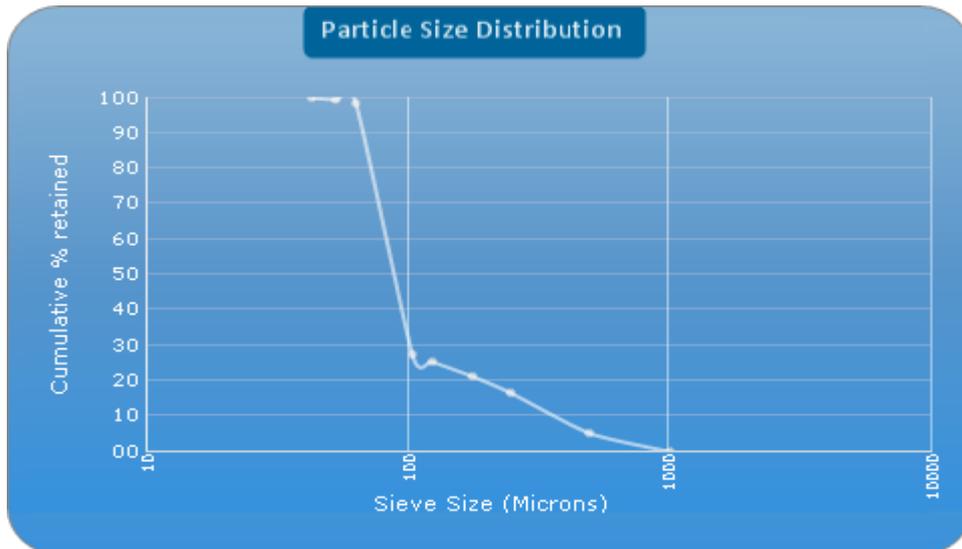


Figura V.7. Gráfica de Distribución de Tamaño de Partícula en la profundidad 7913’
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

V.1.7. Análisis Granulométrico a la profundidad de 7920 pies

En la tabla V.7 se muestra el resultado arrojado por la herramienta para la profundidad de 7700 pies. Para esta zona el tamaño ideal de grava es 40/60 y según el criterio de Tiffin para estos valores de Coeficiente de Uniformidad y Coeficiente de Ordenamiento se recomienda una completación con empaque y rejilla. En la figura V.8 se puede observar el comportamiento de la gráfica de distribución del tamaño de partícula para esta profundidad.

Tabla V.7. Tamaño de grava para la profundidad de 7920’
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

Muestra No	7
D10	341.3
D40	83
D50	65.53
D90	45.82
D95	44.39
Coeficiente de Uniformidad (C_u)	1.81
Coeficiente de Clasificación u Ordenamiento (C_o)	7.69
% de partículas por debajo de US mesh 325 (Partículas Finas)	7.16
Tamaño de abertura de la Rejilla Premium para la Grava	175 microns
Tamaño de Grava para el Empaque	40/60

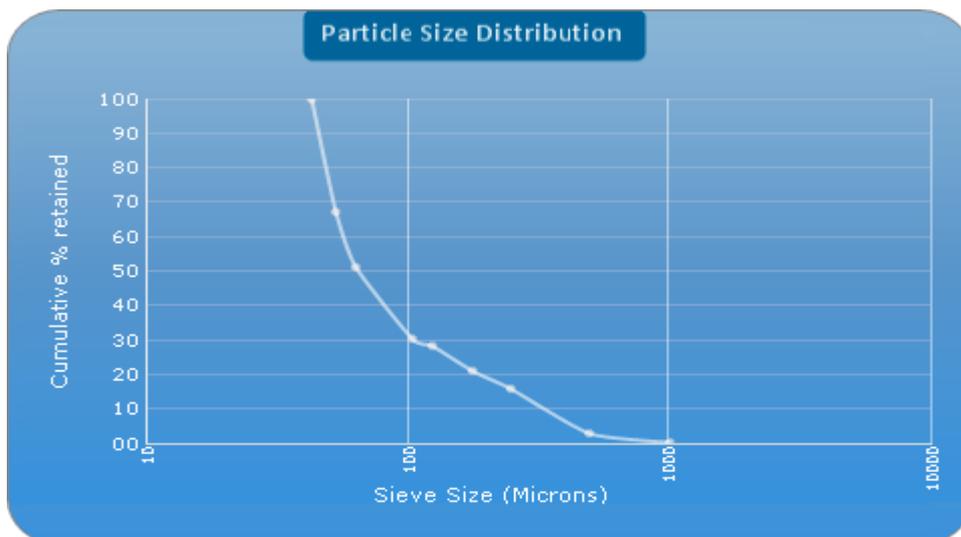


Figura V.8. Gráfica de Distribución de Tamaño de Partícula en la profundidad 7920’
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

V.1.8. Análisis Granulométrico a la profundidad de 7951 pies

En la tabla V.8 se muestra el resultado arrojado por la herramienta para la profundidad de 7700 pies. Para esta zona el tamaño ideal de grava es 40/60 y según el criterio de Tiffin para estos valores de Coeficiente de Uniformidad y Coeficiente de Ordenamiento se recomienda una completación con empaque y rejilla. En la figura V.9 se puede observar el comportamiento de la gráfica de distribución del tamaño de partícula para esta profundidad.

Tabla V.8. Tamaño de grava para la profundidad de 7951’
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

Muestra No	8
D10	152.67
D40	63.22
D50	58.77
D90	45.58
D95	44.27
Coeficiente de Uniformidad (C_u)	1.39
Coeficiente de Clasificación u Ordenamiento (C_o)	3.45
% de partículas por debajo de US mesh 325 (Partículas Finas)	7.79
Tamaño de abertura de la Rejilla Premium para la Grava	175 microns
Tamaño de Grava para el Empaque	40/60

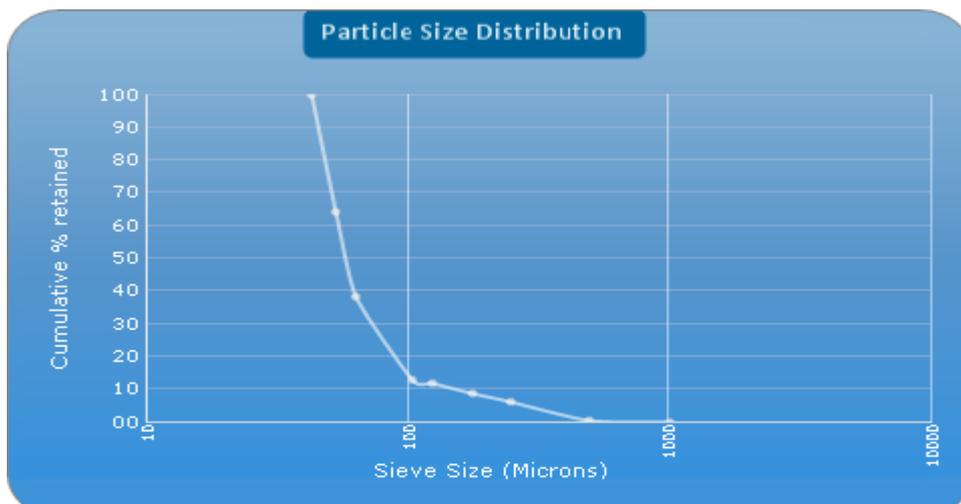


Figura V.9. Gráfica de Distribución de Tamaño de Partícula en la profundidad 7951’
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

V.1.9. Análisis Granulométrico a la profundidad de 8032 pies

En la tabla V.9 se muestra el resultado arrojado por la herramienta para la profundidad de 7700 pies. Para esta zona el tamaño ideal de grava es 30/50 y según el criterio de Tiffin para estos valores de Coeficiente de Uniformidad y Coeficiente de Ordenamiento se recomienda una completación con empaque y rejilla. En la figura V.10 se puede observar el comportamiento de la grafica de distribución del tamaño de partícula para esta profundidad.

Tabla V.9. Tamaño de grava para la profundidad de 8032’
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

Muestra No	9
D10	106.93
D40	81.12
D50	74.6
D90	46.53
D95	44.73
Coeficiente de Uniformidad (C_u)	1.74
Coeficiente de Clasificación u Ordenamiento (C_o)	2.39
% de partículas por debajo de US mesh 325 (Partículas Finas)	5.76
Tamaño de abertura de la Rejilla Premium para la Grava	200 microns
Tamaño de Grava para el Empaque	30/50

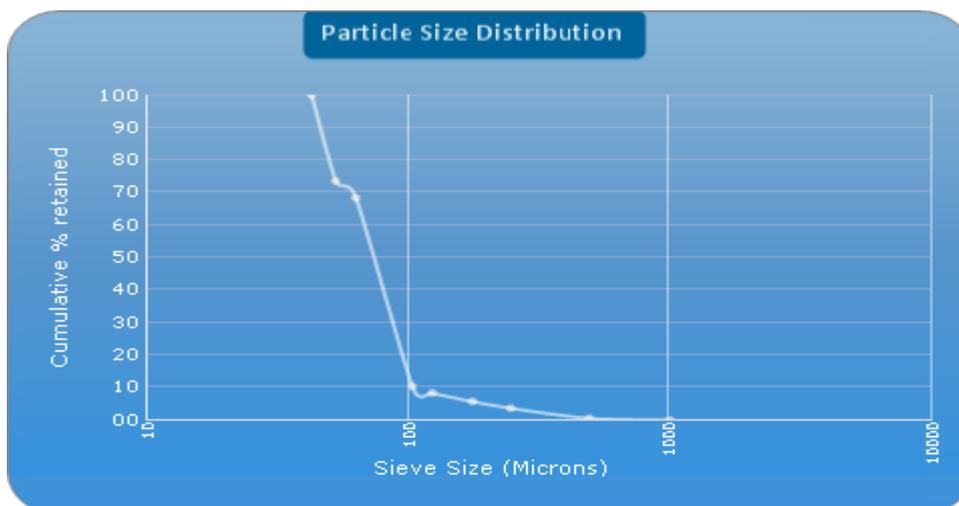


Figura V.10. Gráfica de Distribución de Tamaño de Partícula en la profundidad 8032’
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

V.1.10. Análisis Granulométrico a la profundidad de 8580 pies

En la tabla V.10 se muestra el resultado arrojado por la herramienta para la profundidad de 7700 pies. Para esta zona el tamaño ideal de grava es 20/40 y según el criterio de Tiffin para estos valores de Coeficiente de Uniformidad y Coeficiente de Ordenamiento se recomienda una completación con empaque y rejilla. En la figura V.11 se puede observar el comportamiento de la gráfica de distribución del tamaño de partícula para esta profundidad.

Tabla V.10. Tamaño de grava para la profundidad de 8580’
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

Muestra No	10
D10	360.55
D40	117.85
D50	111.42
D90	48.78
D95	45.8
Coeficiente de Uniformidad (C_u)	2.42
Coeficiente de Clasificación u Ordenamiento (C_o)	7.87
% de partículas por debajo de US mesh 325 (Partículas Finas)	3.6
Tamaño de abertura de la Rejilla Premium para la Grava	300 microns
Tamaño de Grava para el Empaque	20/40

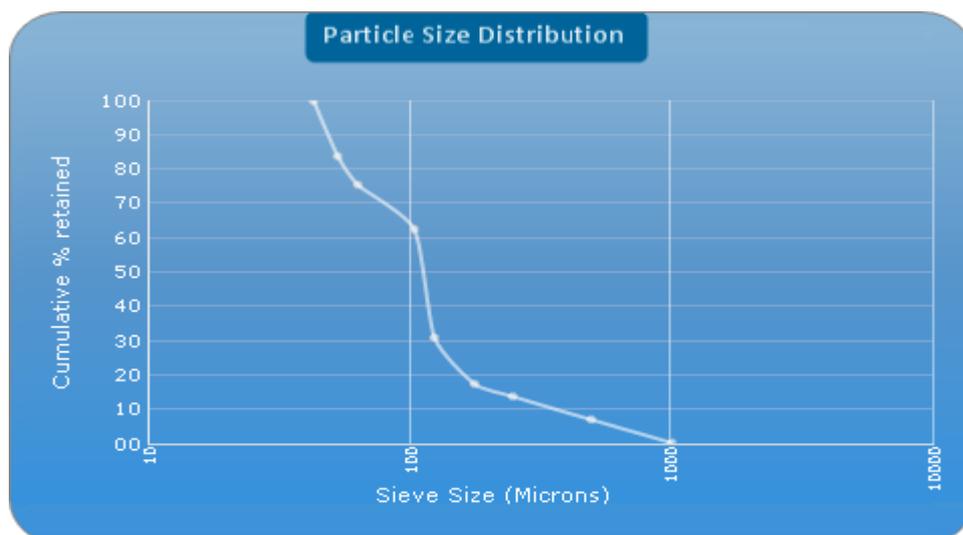


Figura V.11. Gráfica de Distribución de Tamaño de Partícula en la profundidad 8580’
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

V.1.11. Análisis Granulométrico a la profundidad de 8710 pies

En la tabla V.11 se muestra el resultado arrojado por la herramienta para la profundidad de 7700 pies. Para esta zona el tamaño ideal de grava es 30/50 y según el criterio de Tiffin para estos valores de Coeficiente de Uniformidad y Coeficiente de Ordenamiento se recomienda una completación con empaque y rejilla. En la figura V.12 se puede observar el comportamiento de la gráfica de distribución del tamaño de partícula para esta profundidad.

Tabla V.11. Tamaño de grava para la profundidad de 8710’
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

Muestra No	11
D10	328.23
D40	94.13
D50	83.4
D90	47.07
D95	44.99
Coeficiente de Uniformidad (C_u)	2
Coeficiente de Clasificación u Ordenamiento (C_o)	7.3
% de partículas por debajo de US mesh 325 (Partículas Finas)	5.02
Tamaño de abertura de la Rejilla Premium para la Grava	200 microns
Tamaño de Grava para el Empaque	30/50

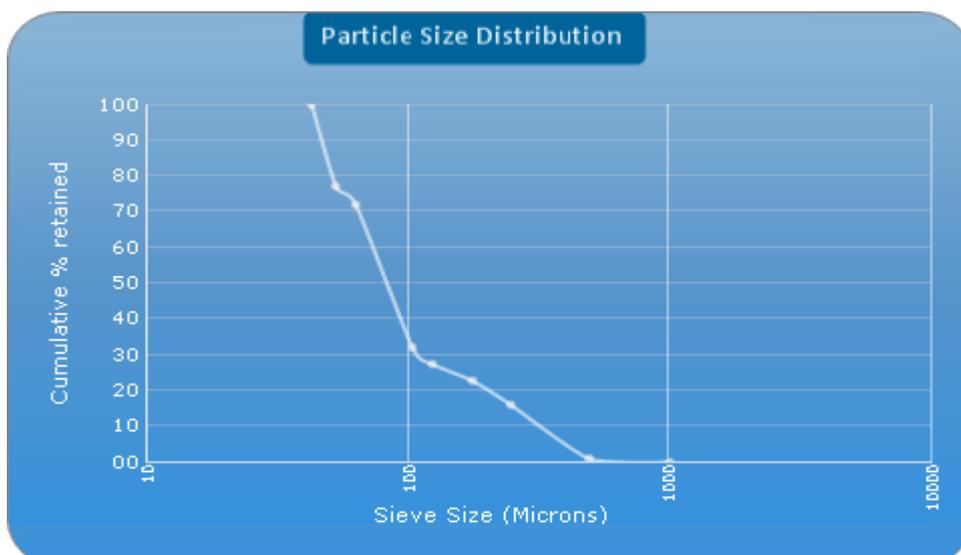


Figura V.12. Gráfica de Distribución de Tamaño de Partícula en la profundidad 8710’
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

Después de analizada la información del tamaño y forma de la arena en once profundidades se puede decidir que tamaño de grava es la ideal para realizar un trabajo de empaque con grava y la abertura de rejilla a usar.

El tamaño de grava más pequeño mostrado por la herramienta es 40/60 y fue escogido en cinco ocasiones lo que demuestra que se está en presencia de un pozo que produce granos de arena de 5 a 6 veces más pequeños que los granos de esta grava, con una abertura ideal para la rejilla Premium de 175 micrones.

Para asegurar un buen empaque y minimizar al máximo la producción de arena se escoge el tamaño de grava más pequeño. La función de la grava es no permitir el paso de los granos hacia el pozo así que por esta razón el tamaño más pequeño es el factor decisivo para la selección.

V.2. RESULTADOS DEL ANÁLISIS DEL MOVIMIENTO DE TUBERÍA EN EL POZO A COMPLETAR

Antes de generar los resultados la herramienta computacional emitió gráficas que fueron creadas gracias a la información del pozo y yacimiento que fueron introducidas, esto con la finalidad de ver los comportamientos en el hoyo. Una de estas gráficas está en la figura V.13, dicha gráfica muestra el comportamiento del hoyo en vista de planta, esto se genera por los datos de azimut introducidos, lo que indica que el hoyo tiene una dirección noreste.

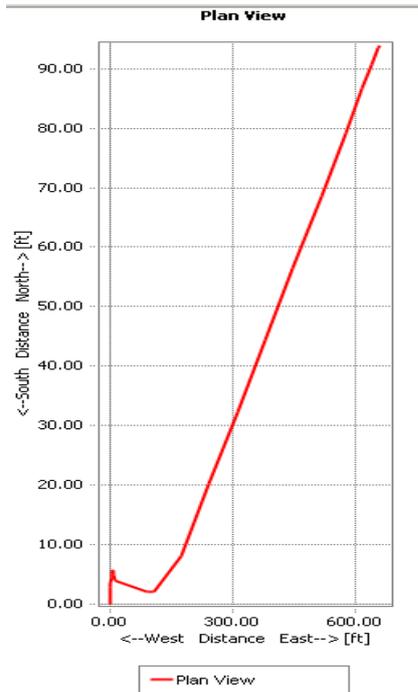


Figura V.13. Vista en planta de la desviación del hoyo
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

La figura V.14 muestra la trayectoria del hoyo en una vista de dos dimensiones, esta gráfica se crea con los datos de desviación del pozo introducidos inicialmente en el programa, este es un pozo tipo “S” debido a que termina en cero grados, también se considera vertical ya que no excede un ángulo de desviación de nueve grados.

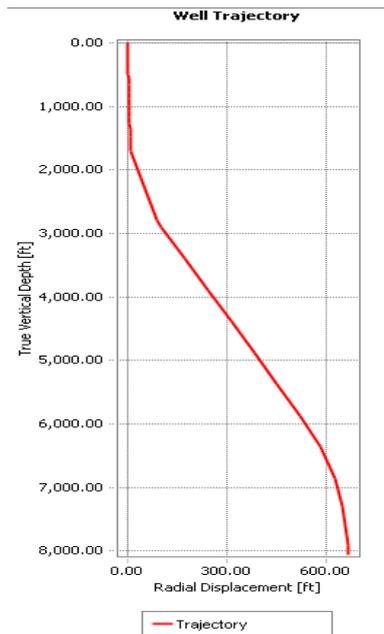


Figura V.14. Trayectoria del Pozo
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

Otra gráfica generada es la de gradiente de presiones. En la figura V.15 la línea punteada azul representa la Presión de Poro, la verde el Peso del Lodo y la roja la Presión de Fractura. Esta gráfica demuestra que el peso del lodo utilizado es ideal, esto porque es menor que el peso equivalente al lodo del gradiente de fractura, evitando así el fracturamiento de la arena, y es mayor que el peso equivalente al lodo de la presión de poro controlando los fluidos del yacimiento y evitando alguna arremetida.

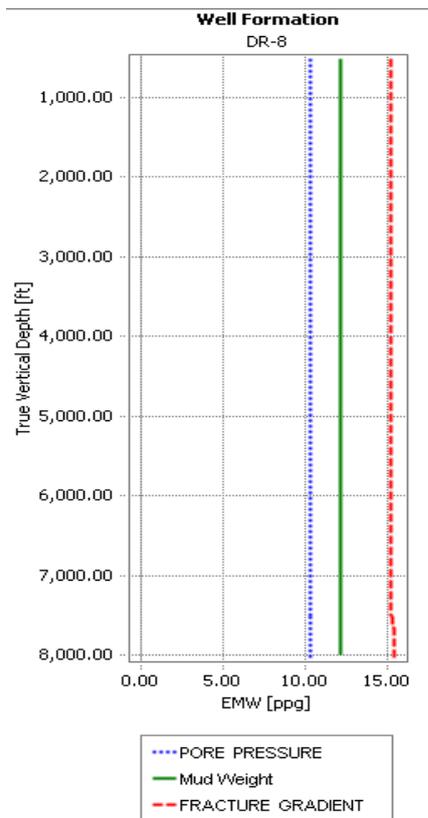


Figura V.15. Gradiente de Fractura
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

En la figura V.16 se puede ver que el comportamiento del Gradiente de Temperatura es lineal y se mantiene lo que demuestra que no se perforó ninguna zona con gradiente anormal de temperatura.

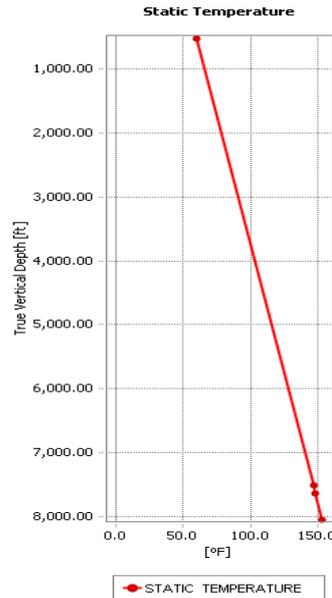


Figura V.16. Gradiente de Temperatura
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

Después de seleccionar los casos a ser evaluados y correr la simulación del movimiento de la tubería aparece una ventana que refleja un resumen de los resultados, mostrados en tablas de valores como se observa en la figura V.17.

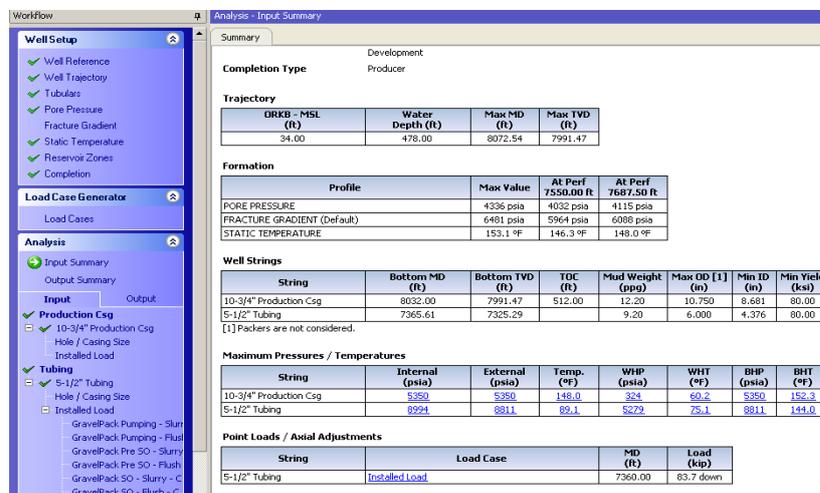


Figura V.17. Pantalla de resumen de resultados de la herramienta “TDAS”
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

En la figura V.17 también es notable que en el menú que se ve a la izquierda debajo de “Analysis” se generan los resumen de entrada y salida de datos, “Input” y “Output” respectivamente. Los signos verdes de “correcto” quieren decir que la información introducida generó valores que no se salieron de lo normal por lo

tanto no se encontraron problemas. Como se esperaba no hay problemas con el revestidor, este por estar cementado no se ve afectado.

Lo siguiente a realizar es seleccionar la pestaña de “*Input*” y asegurarse de que la presión de superficie al momento de bombear la lechada y el fluido de desplazamiento sea 300 lpc, y que la presión de cierre o “*Screen Out*” sea 1500 lpc, siguiente a esto se selecciona la pestaña “*Output*” para ver los resultados.

En los resultados se muestran los valores mínimos de diseño para cada caso, como se distribuyen las cargas, el comportamiento de todos los efectos detalladamente, pero lo que en realidad es importante analizar es el movimiento que tiene la tubería para los momentos críticos.

La figura V.18 muestra esquemáticamente que no se encontró ningún problema al momento de realizar la simulación del movimiento de tubería, también muestra la información de tubulares y profundidades.

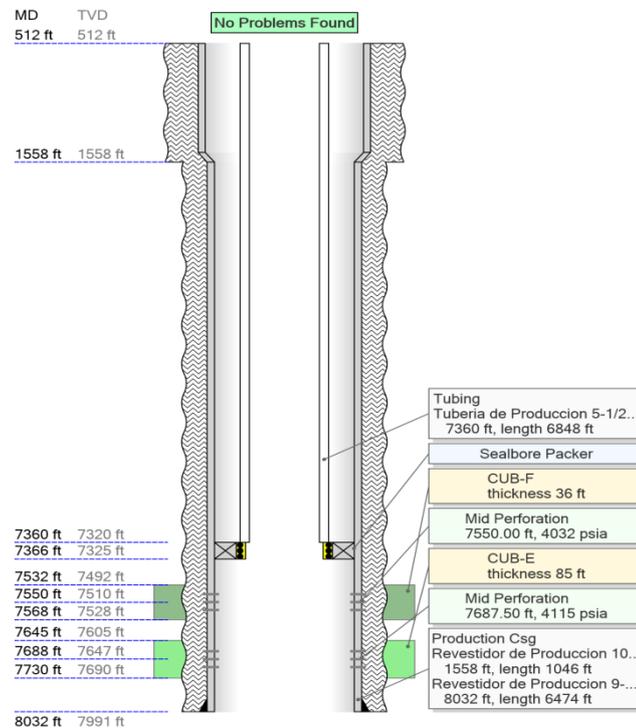


Figura V.18. Representación gráfica del hoyo con la tubería
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

En la figura V.19 igualmente se observa que no se encontraron problemas pero tomando en cuenta la desviación del hoyo.

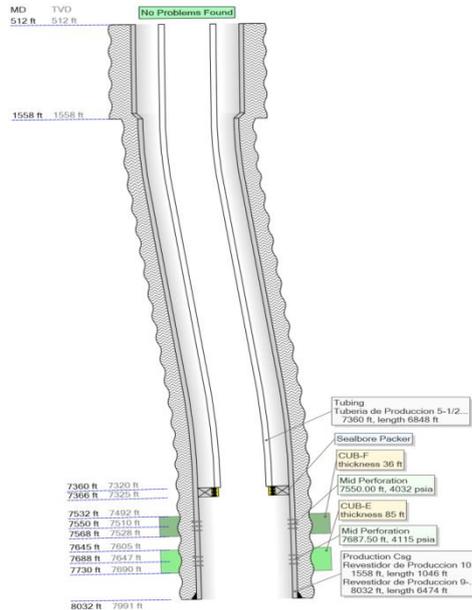


Figura V.19. Representación gráfica del hoyo con la tubería con desviación
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

La figura V.20 muestra una vision en tres dimensiones generada por la herramienta computacional.

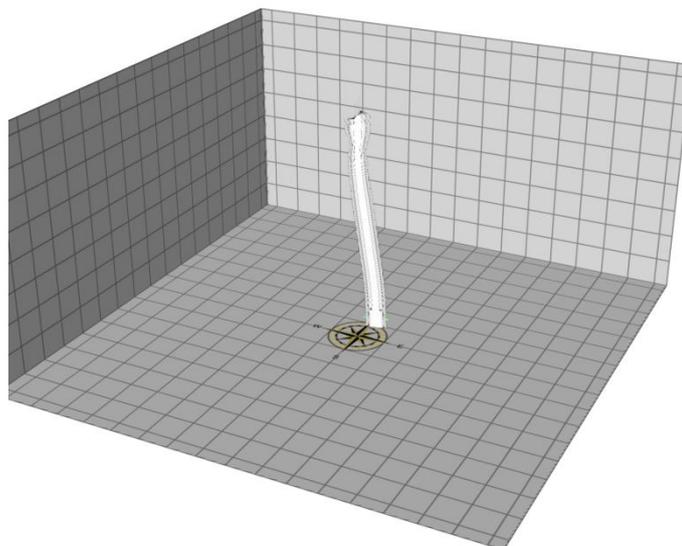


Figura V.20. Representación en tres dimensiones del hoyo
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

V.2.1. Resultado de los movimientos de Tubería por caso

V.2.1.1. Caso I: Lechada con Grava siendo Bombeada

El primer caso que evalúa el programa es cuando la tubería de trabajo se encuentra totalmente llena de lechada. Esto es el peor de los casos ya que sabiendo que el volumen interno de la tubería es aproximadamente 145 barriles y que el volumen de lechada es 70 barriles, que la tubería este completamente llena de lechada no va a suceder.

Fuerzas Recibidas por la Empacadura / Movimientos

MD Top (ft)	Packer	Pickup (+) / Slackoff (-)	Packer to Casing	Tubing to Packer (Above / Below)	Seal Movement
7360.00	Sealbore Packer	0.0 kip	3.5 kip down	0.0 kip / 0.0 kip	11.66 in up

Longitud de las Cargas

MD (ft)	TVD (ft)	Pressure Area* (in)	Buckling* (in)	Balloon* (in)	Temp.* (in)	Friction* (in)	Point Load* (in)	Restore Length (in)	Length Change (in)	Movement Interval (in)
7360.00	7319.69	-0.26	0.00	-0.31	-11.49	0.41	0.00	0.00	-11.66	11.66 in up

Figura V.21. Fuerzas Actuantes y el Movimiento de la Tubería. Caso I
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

En la figura V.21 se muestran las fuerzas que son recibidas por la empacadura y el movimiento de la tubería en la primera tabla de la imagen. En la segunda tabla se muestra el desglose de las fuerzas que son evaluadas por el programa y que generan el movimiento de tubería. A continuación se mostrará una pequeña leyenda de lo mostrado en la imagen para su mejor entendimiento.

- *Pickup(+)* / *Slackoff(-)* : Tensión (+) / Compresión (-)
- *Packer to Casing* : Fuerza que le Genera la Empacadura al Revestidor
- *Tubing to Packer (Above / Below)* : Fuerza Generada por la Tubería a la Empacadura (Por arriba / Por debajo)
- *Seal Movement*: Movimiento de los Sellos.
- *Pressure Area* : Flotabilidad
- *Buckling* : Efecto de Pandeo

- *Balloon* : Efecto de Abombamiento
- *Temp.*: Efecto de la Temperatura
- *Friction* : Efecto de la Fricción
- *Point Load* : Punto de Carga
- *Length Change (- / +)* : Cambio de la longitud (Hacia arriba / Hacia abajo)
- *Movement Intervalo (Up / Down)* : Intervalo de Movimiento (Hacia arriba / Hacia abajo)

El programa evalúa como cada efecto actúa y generar elongación o acortamiento de la tubería, después hace la sumatoria de estos efectos dando como resultado el movimiento de la tubería hacia arriba o hacia abajo.

En este caso el factor determinante es la Temperatura, los demás efectos no causan gran cambio, la sumatoria final demuestra que la tubería se mueve 11.66 pulgadas hacia arriba, es decir que los sellos no se mueven ni un pie. Esto no genera un inconveniente en la evaluación, sin embargo lo ideal es que no haya movimiento de tubería, para esto debe aplicarse una fuerza en superficie que contrarreste este movimiento.

V.2.1.2. Caso II: Lechada con Grava en Presión De Cierre (*Screen Out*)

En este caso se toma la situación de lo que sucedería si se alcanza la presión de cierre antes de que el empaque de grava se encuentre ubicado en el lugar deseado. En la figura V.22 se percibe que el movimiento de tubería es menor cuando se encuentra totalmente realizado el empaque con grava que cuando la grava se encuentra siendo bombeada. El efecto de la temperatura se mantiene relativamente constante mientras que lo que realmente hace el cambio es la flotabilidad contrarrestando la subida de la tubería 7.08 pulgadas pero hay una presencia un poco notable del efecto de abombamiento en 3.94 pulgadas ayudando a acortarla logrando un movimiento final de 8.35 pulgadas hacia arriba.

Fuerzas Recibidas por la Empacadura / Movimientos

MD Top (ft)	Packer	Pickup (+) / Slackoff (-)	Packer to Casing	Tubing to Packer (Above / Below)	Seal Movement
7360.00	Sealbore Packer	0.0 kip	9.5 kip down	0.0 kip / 0.0 kip	8.35 in up

Longitud de las Cargas

MD (ft)	TVD (ft)	Pressure Area* (in)	Buckling* (in)	Balloon* (in)	Temp.* (in)	Friction* (in)	Point Load* (in)	Restore Length (in)	Length Change (in)	Movement Interval (in)
7360.00	7319.69	7.08	0.00	-3.94	-11.49	0.00	0.00	0.00	-8.35	8.35 in up

Figura V.22. Fuerzas Actuantes y el Movimiento de la Tubería. Caso II
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

V.2.1.3. Caso III: Fluido de Desplazamiento siendo Bombeado

Ahora evaluaremos el caso cuando la tubería esta completamente llena del fluido espaciador y la grava esta siendo ubicada en su lugar de empaque. La figura V.23 muestra un comportamiento en los efectos similar al caso I cuando se encuentra toda la tubería llena de lechada. El efecto de temperatura sigue siendo el mas relevante con un acortamiento de tubería de casi 11 pulgadas, los otros efectos no llegan ni a una pulgada de desplazamiento lo que genera un movimiento total de 11.26 pulgadas hacia arriba de tubería.

Fuerzas Recibidas por la Empacadura / Movimientos

MD Top (ft)	Packer	Pickup (+) / Slackoff (-)	Packer to Casing	Tubing to Packer (Above / Below)	Seal Movement
7360.00	Sealbore Packer	0.0 kip	9.9 kip down	0.0 kip / 0.0 kip	11.26 in up

Longitud de las Cargas

MD (ft)	TVD (ft)	Pressure Area* (in)	Buckling* (in)	Balloon* (in)	Temp.* (in)	Friction* (in)	Point Load* (in)	Restore Length (in)	Length Change (in)	Movement Interval (in)
7360.00	7319.69	-0.82	0.00	-0.13	-10.72	0.41	0.00	0.00	-11.26	11.26 in up

Figura V.23. Fuerzas Actuantes y el Movimiento de la Tubería. Caso III
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

V.2.1.4. Caso IV: Fluido de Desplazamiento en Presión De Cierre (*Screen Out*)

En este momento es cuando la grava ha sido totalmente ubicada y empacada, se llega a la presión de cierre cuando la grava ha sido totalmente deshidratada y al fluido de desplazamiento le cuesta pasar a través de ella aumentando la presión en

superficie. Como sucede en el Caso II cuando la lechada alcanza la presión de cierre hay un aumento significativo en los valores de flotabilidad y abombamiento, estos efectos aparecen por el aumento de presión que se tiene en el hoyo, el efecto de temperatura sigue siendo el más alto y acompañado con el abombamiento tratan de acortar la tubería pero el alto valor de la flotabilidad, la cual ayuda a la elongación de la tubería, contrarresta el acortamiento a solo 8.06 pulgadas hacia arriba, como se ve en la figura V.24.

Fuerzas Recibidas por la Empacadura / Movimientos

MD Top (ft)	Packer	Pickup (+) / Slackoff (-)	Packer to Casing	Tubing to Packer (Above / Below)	Seal Movement
7360.00	Sealbore Packer	0.0 kip	0.7 kip down	0.0 kip / 0.0 kip	8.06 in up

Longitud de las Cargas

MD	TVD	Pressure Area*	Buckling*	Balloon*	Temp.*	Friction*	Point Load*	Restore Length	Length Change	Movement Interval
(ft)	(ft)	(in)	(in)	(in)	(in)	(in)	(in)	(in)	(in)	(in)
7360.00	7319.69	7.63	0.00	-4.97	-10.72	0.00	0.00	0.00	-8.06	8.06 in up

Figura V.24. Fuerzas Actuantes y el Movimiento de la Tubería. Caso IV
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

V.2.2. Fuerza Aplicada para evitar el Movimiento de Tubería

Con el análisis anterior se tiene presente que el movimiento de tubería existe en el momento de realizar el empaque con grava, para este tipo de trabajo de empaque un movimiento de tubería de menos de un pies no es problema pero se debe garantizar que no haya movimiento debido a que si el movimiento es mayor la herramienta de servicio puede no ubicarse donde debe, haciendo que los agujeros que conectan la lechada o fluido de desplazamiento desde la tubería de trabajo con el área anular a empacar se tapen, y puede correrse el riesgo de que el fluido pueda no salir de la tubería dañando por completo el trabajo de empaque. También se pudo observa que el movimiento de la tubería en todos los casos críticos fue hacia arriba lo que demuestra que se necesita una fuerza hacia abajo en superficie para evitar este acortamiento.

La herramienta computacional ayuda a descubrir cual es la fuerza necesaria para lograr que la tubería no tenga movimiento hacia arriba. Se debe apaciguar el acortamiento mayor, es decir, las 11.66 pulgadas del “Caso I: Lechada con Grava siendo Bombeada”. Esto se logra tanteando con valores de fuerza en superficie hasta llegar al valor que logre que no haya un movimiento de tubería sin tener que aplicar demasiada fuerza, solo la necesario para que el movimiento sea aproximadamente cero pulgadas.

Al chequearse los valores de entrada en la pestaña “Input”, en la ventana de “Analysis – Installed Load” pestaña “Load”, se muestra una pequeña ventana donde se observa el valor de tensión o compresión que se le quiere dar a la tubería y cuanto se permite de movimiento hacia arriba y abajo.

En la figura V.25 se puede ver esta ventana y notar que el valor aplicado de fuerza en tubería fue cero para los cuatro casos anteriores y se permitía el movimiento hacia arriba y abajo, poniendo un valor de 9999 pulgadas de movimiento permitido, entonces fue como sin fuerza aplicada la tubería tuvo libre movimiento hacia arriba.

The screenshot shows a software interface with a sidebar on the left containing 'Well Setup', 'Load Case Generator', and 'Analysis' sections. The main window is titled 'Analysis - Installed Load' and has tabs for 'Load', 'Internal Pressure', 'External Pressure', and 'Temperature'. Under the 'Load' tab, there are dropdown menus for 'Internal Pressure', 'External Pressure', and 'Temperature'. Below these is a 'Comment' field and a 'Cements / Intervals' table.

	MD Bottom	Cemented	Pickup(+) / Slackoff(-)	Pipe Movement Allowed	
				Up	Down
	ft		kip	in	
1	7360.00	<input type="checkbox"/>	0.0	9999.00	9999.00
2	7365.61	<input type="checkbox"/>	0.0	9999.00	9999.00
3					

Figura V.25. Pantalla con información del movimiento de tubería permitido
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

Después de conocer el valor más alto de movimiento, y sabiendo que este fue hacia arriba, se comienza a tantear aplicando fuerzas a compresión (-) de la tubería y se chequea en “*Output*” como cambian los resultados de movimiento de tubería. En la figura V.26 se observa cuando se aplica un valor de compresión de 35000 libras de fuerza.

Cements / Intervals						
	MD Bottom	Cemented	Pickup(+) / Slackoff(-)	Pipe Movement Allowed		
				Up	Down	
	ft		kip	in		
1	7360.00	<input type="checkbox"/>	-35.0	9999.00	0.00	
2	7365.61	<input type="checkbox"/>	0.0	9999.00	9999.00	
3						

Figura V.26. Pantalla con información de aplicación de 35000 libras de fuerza
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

Al pasar a la ventana de resultados se observa el cambio en el movimiento de la tubería. La figura V.27 muestra los dos casos referidos a cuando se esta bombeando la lechada. Como se observó anteriormente, el caso más crítico era cuando se tenía la lechada en la tubería (Caso I), después de aplicados 35000 libras de fuerza el movimiento de tubería bajó a solo 0,61 pulgadas debido a que la fuerza, como se ve en dicha imagen en el valor de punto de carga “*Point Load*”, se convierte en 11 pulgadas de elongación modificando el movimiento final a aproximadamente media pulgada. Recordando el Caso II, había un acortamiento total de aproximadamente 8 pulgadas, así que esta fuerza apaciguara por completo el acortamiento.

Caso I.

Fuerzas Recibidas por la Empacadura / Movimientos

MD Top (ft)	Packer	Pickup (+) / Slackoff (-)	Packer to Casing	Tubing to Packer (Above / Below)	Seal Movement
7360.00	Sealbore Packer	-35.0 kip	3.5 kip down	0.0 kip / 0.0 kip	0.61 in up

Longitud de las Cargas

MD (ft)	TVD (ft)	Pressure Area* (in)	Buckling* (in)	Balloon* (in)	Temp.* (in)	Friction* (in)	Point Load* (in)	Restore Length (in)	Length Change (in)	Movement Interval (in)
7360.00	7319.69	-0.26	0.06	-0.31	-11.49	0.41	11.00	0.00	-0.61	0.61 in up

Caso II.

Fuerzas Recibidas por la Empacadura / Movimientos

MD Top (ft)	Packer	Pickup (+) / Slackoff (-)	Packer to Casing	Tubing to Packer (Above / Below)	Seal Movement
7360.00	Sealbore Packer	-35.0 kip	18.1 kip down	8.6 kip down / 0.0 kip	0.00 in

Longitud de las Cargas

MD (ft)	TVD (ft)	Pressure Area* (in)	Buckling* (in)	Balloon* (in)	Temp.* (in)	Friction* (in)	Point Load* (in)	Restore Length (in)	Length Change (in)	Movement Interval (in)
7360.00	7319.69	7.08	0.06	-3.94	-11.49	0.00	11.00	-2.70	0.00	0.00 in (Hit Stop)

Figura V.27. Resultado del Caso I y II aplicando 35000 libras de fuerza

Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

Para los casos donde se evalúa el fluido de desplazamiento se tiene que cuando el fluido se tiene dentro de la tubería (Caso III) el acortamiento de la tubería total resulta en solo 0.21 pulgadas, lo cual era de esperarse debido a que el movimiento de tubería en este caso fue un poco menor que en el Caso I. Para el caso IV el comportamiento es similar, se apacigua completamente el acortamiento (figura V.28).

Caso III.

Fuerzas Recibidas por la Empacadura / Movimientos

MD Top (ft)	Packer	Pickup (+) / Slackoff (-)	Packer to Casing	Tubing to Packer (Above / Below)	Seal Movement
7360.00	Sealbore Packer	-35.0 kip	9.9 kip down	0.0 kip / 0.0 kip	0.21 in up

Longitud de las Cargas

MD (ft)	TVD (ft)	Pressure Area* (in)	Buckling* (in)	Balloon* (in)	Temp.* (in)	Friction* (in)	Point Load* (in)	Restore Length (in)	Length Change (in)	Movement Interval (in)
7360.00	7319.69	-0.82	0.06	-0.13	-10.72	0.41	11.00	0.00	-0.21	0.21 in up

Caso IV.

Fuerzas Recibidas por la Empacadura / Movimientos

MD Top (ft)	Packer	Pickup (+) / Slackoff (-)	Packer to Casing	Tubing to Packer (Above / Below)	Seal Movement
7360.00	Sealbore Packer	-35.0 kip	10.2 kip down	9.5 kip down / 0.0 kip	0.00 in

Longitud de las Cargas

MD (ft)	TVD (ft)	Pressure Area* (in)	Buckling* (in)	Balloon* (in)	Temp.* (in)	Friction* (in)	Point Load* (in)	Restore Length (in)	Length Change (in)	Movement Interval (in)
7360.00	7319.69	7.63	0.05	-4.97	-10.72	0.00	11.00	-2.99	0.00	0.00 in (Hit Stop)

Figura V.28. Resultado del Caso III y IV aplicando 35000 libras de fuerza
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

Finalmente se puede decir que para este tipo de completación con empaque con grava no habrá inconveniente mientras se tome en cuenta los resultados arrojados por la herramienta. El valor necesario de fuerza para que el movimiento de tubería sea mínimo en cualquiera de los casos críticos mientras se realiza el trabajo de empaque con grava es de 35000 libras de fuerza.

V.3. EVALUACIÓN DEL EMPAQUE CONVENCIONAL Y DEL SISTEMA MULTIZONA

En el capítulo anterior pudo observarse como funcionaba detalladamente la herramienta computacional “*SandCADE*” en la simulación de la realización del trabajo de empaque con grava para una completación convencional de dos zonas y el sistema multizona. Aquí se verán los resultados de esta simulación y podrá ser determinado que sistema tiene el mejor comportamiento a la hora de realizar un trabajo de empaque de dos zonas o más al mismo tiempo.

V.3.1. Empaque Convencional de Dos Zonas

La herramienta computacional al presionar el botón ejecutar realiza la simulación del empaque con grava dependiendo de caso que haya sido introducido en el sistema. La figura V.29 muestra la pantalla resultado que arroja el programa cuando se corre con la información de un Empaque Convencional. La imagen del recuadro de la izquierda muestra esquemáticamente donde se encuentran los topes de los cañoneos de las arenas con sus respectivas permeabilidades y factor daño, y el recuadro de la derecha se muestra como la herramienta simula el comportamiento del trabajo del empaque con grava, teniendo una escala de cero (nada empacado) hasta cien (totalmente empacado), de blanco a rojo respectivamente, y la profundidad del empaque.

A continuación se explicará punto por punto la información resultante y más importante al momento de la evaluación que mostró la herramienta.

V.3.1.1. Esquema del Pozo y Concentración de la Grava

La concentración de grava debe ser evaluada en conjunto con el esquema del pozo ya que la única función de este es mostrar los intervalos perforados para poder comparar y notar donde se encuentra localizada la grava con respecto a ellos.

La figura V.29 muestra un comportamiento anormal del trabajo de empaque, la simulación demuestra que el empaque solo se realiza en el primer intervalo cañoneado, creando un puente, dejando libre el segundo y más grande intervalo. Lo que sucede es que la arena superior tiene una permeabilidad y presión menor a la inferior lo que influye totalmente a la toma de fluido hacia la arena, esto hace que el fluido de acarreo se deshidrate antes de lo debido empacando solo la arena superior.

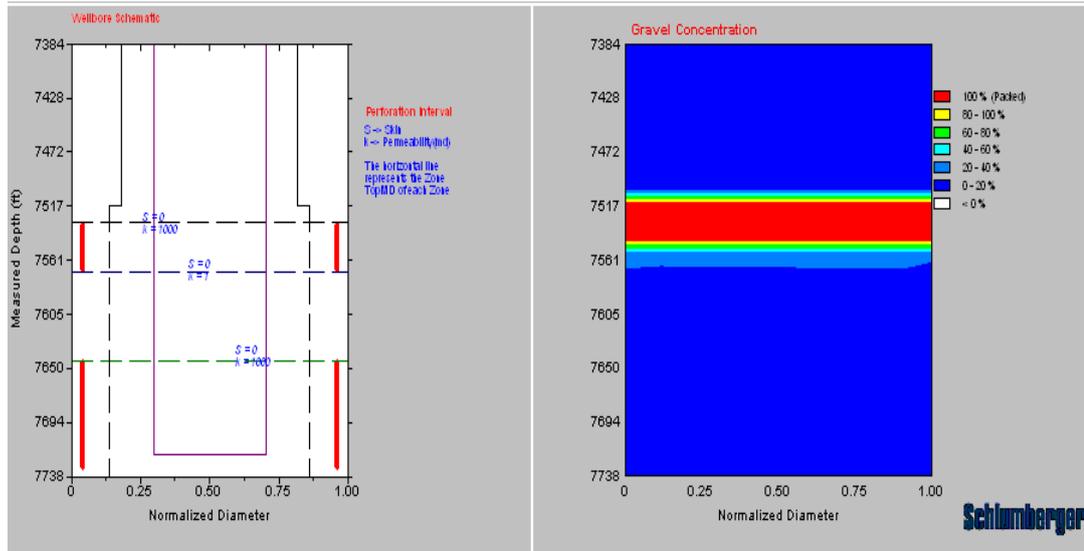


Figura V.29. Esquema del Pozo y Concentración de Grava del Empaque Convencional
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

Este trabajo de empaque significaría un gran problema para la producción de este pozo ya que en la arena inferior habrá producción arena sin control provocando taponamientos, problemas por erosión en los tubulares, daños en los equipos de superficie lo que se traduciría como altas pérdidas de dinero, y no solo esto, también podrían haber daños en las válvulas de seguridad lo que pondría en riesgo la integridad de las personas.

V.3.1.2. Resumen de la Distribución de Grava

En el resumen que genera el programa se muestra gráficamente la eficiencia del empaque con grava, como se discutió anteriormente la grava se encuentra localizada solo en el intervalo superior, aunque bien empacada hasta la profundidad de los túneles de los cañoneos (figura V.30). También se puede observar una eficiencia final de empaque de 28%, esto se debe a que no se pudo realizar el trabajo completo de empaque.

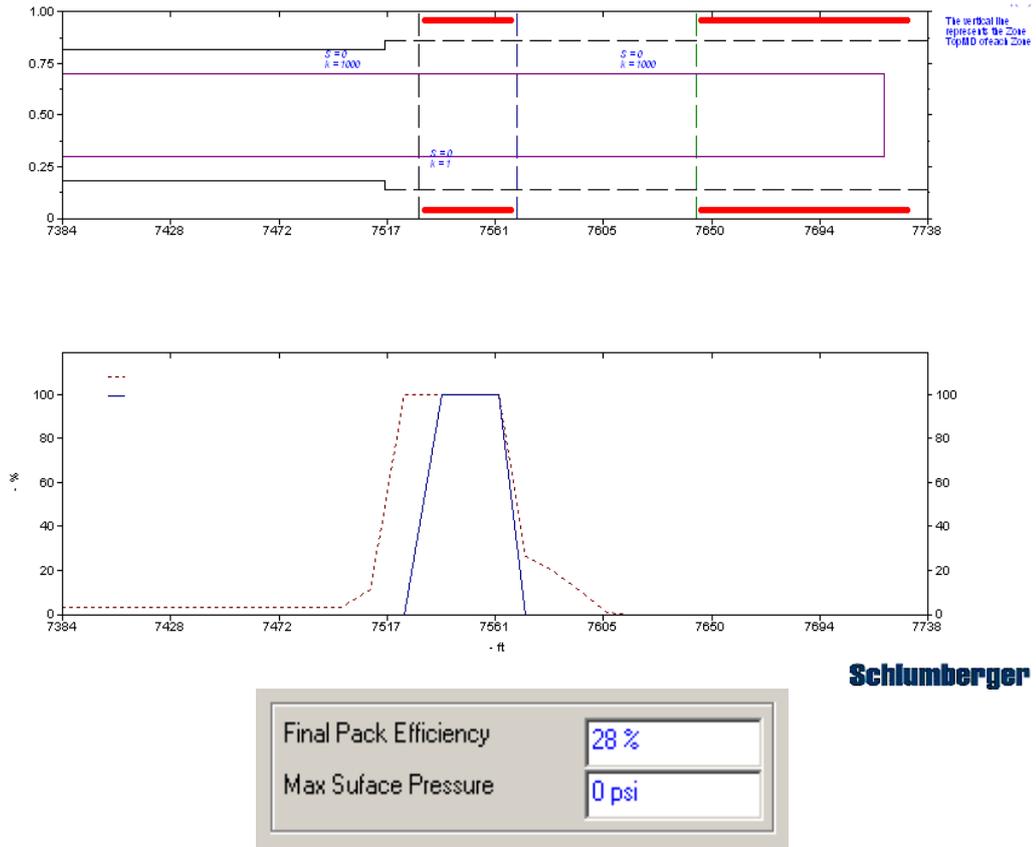


Figura V.30. Eficiencia del Empaque con Grava Convencional
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

En la tabla V.12 se muestra desglosado el porcentaje de eficiencia por cada profundidad, el desglose señala la eficiencia del empaque en el anular, la eficiencia en las perforaciones y la eficiencia total.

Como ya se sabia, las perforaciones de la primera arena fueron empacadas 100% igual que el anular, debido al alto tome de fluido de esta se deshidrató rápidamente la grava y no permitió que bajara al otro intervalo llegando esta a solo unos pies por debajo de la arena superior.

Tabla V.12. Desglose Porcentaje de Eficiencia del Empaque con Grava Convencional
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

Profundidad (pies)	% de Eficiencia del Anular Empacado	% de Eficiencia de las Perforaciones Empacadas	% de Eficiencia Combinada
7524	100	No Perforado	100
7539	100	100	100
7552	100	100	100
7562	100	100	100
7574	26	No Perforado	26
7584	20	No Perforado	20
7596	11	No Perforado	11
7607	1	No Perforado	1
7618	0	No Perforado	0
7629	0	No Perforado	0
7640	0	No Perforado	0
7647	0	0	0
7654	0	0	0
7666	0	0	0
7678	0	0	0
7690	0	0	0
7702	0	0	0
7714	0	0	0
7725	0	0	0
7733	0	No Perforado	0
7737	0	No Perforado	0
7738	0	No Perforado	0

V.3.2. Sistema de Empaque Multizona

Como se explicó en el Capítulo II, este sistema busca la completación con empaque con grava de varias zonas a la vez, evitando la formación de puentes y sin realizar varios viajes. Como se sabe, la simulación de este sistema se hizo para el mismo pozo, es decir que se mantiene los mismos datos, la información que cambia es la configuración del pozo y los fluidos usados.

V.3.2.1. Esquema del Pozo y Concentración de la Grava

En la figura V.31 se presenta el resultado del simulador para este sistema, el cual realiza el empaque de toda la zona sin la formación de puentes en ninguna profundidad. Esto demuestra que este sistema asegura el empaque de la zona completa cuando se tienen dos intervalos diferentes cañoneados con permeabilidades y presiones diferentes, lo cual sucede gracias al esquema de completación de este sistema el cual, como se explicó en el Capítulo II, se compone por una empaadura que aísla las dos zonas pero a la vez permite el paso del fluido de acarreo de un intervalo a otro y distribuyéndolo en las zonas inferiores de manera uniforme con las rejillas que le dan continuación a los tubos de conexión.

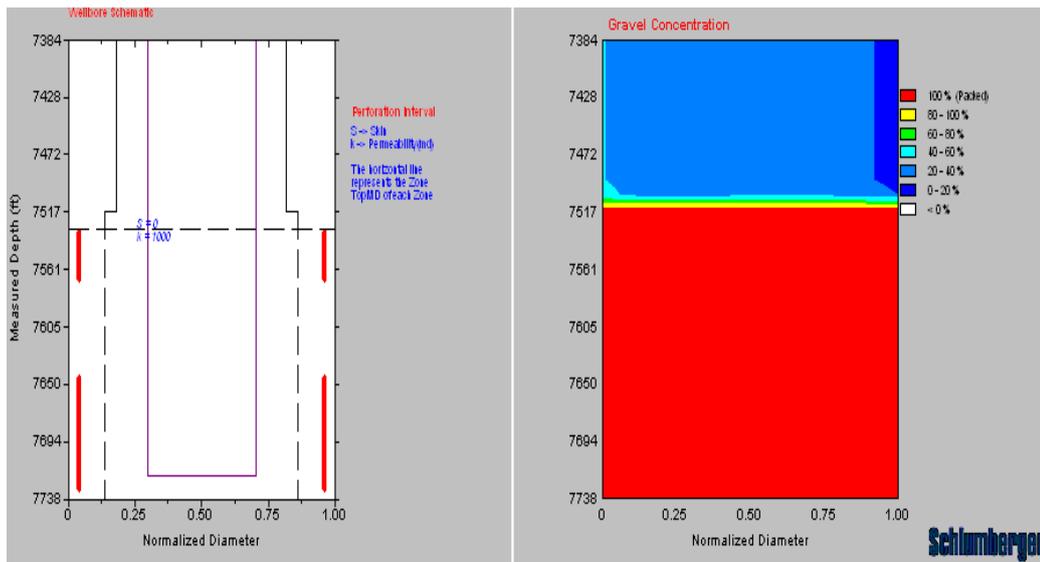


Figura V.31. Esquema del Pozo y Concentración de Grava del Sistema Multizona
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

V.3.2.2. Resumen de la Distribución de Grava

En la figura V.32 se puede ver la distribución de la grava en las perforaciones, logrando empacarlas pero no completamente los túneles. Con este sistema se logra una eficiencia final de empaque de 81%, lo que muestra un cambio radical con respecto al empaque convencional.

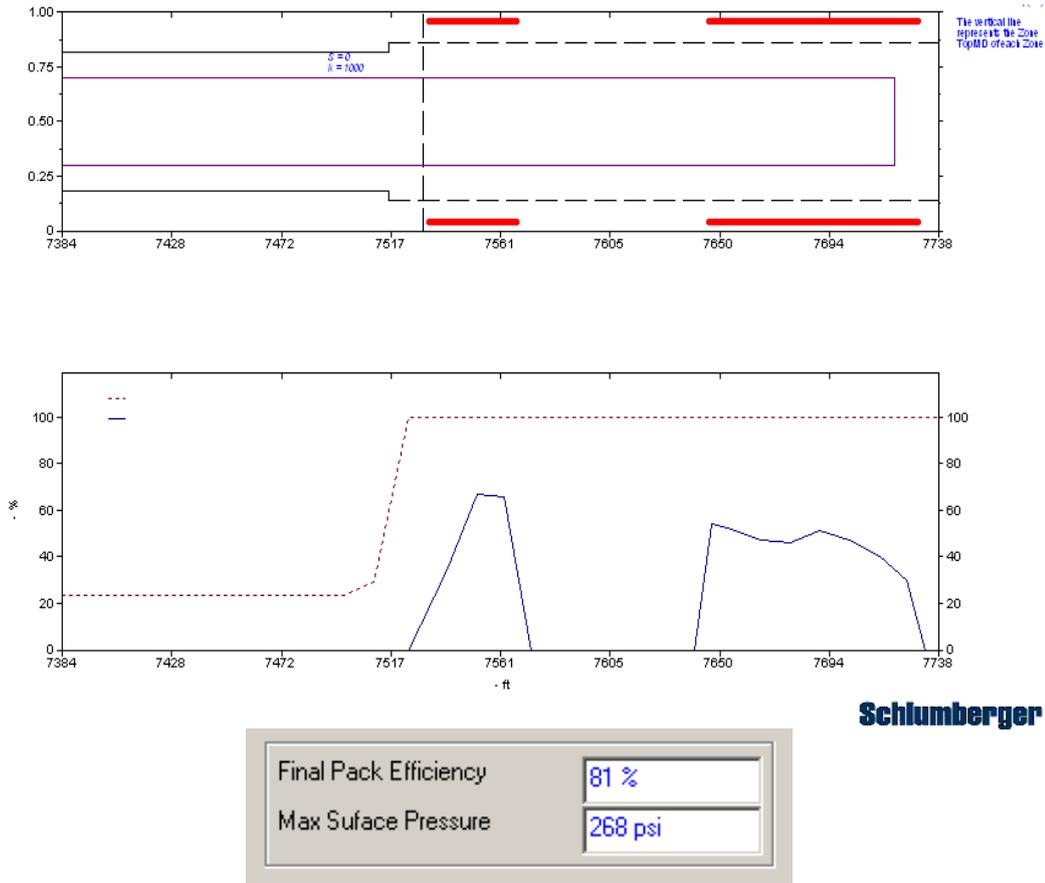


Figura V.32. Eficiencia del Empaque con Grava del Sistema Multizona
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

En la tabla V.13 se puede ver con detalle los porcentajes de eficiencia del empaque, lográndose un rotundo 100% de empaque en el anular. Esto, en su mayoría, ayuda a evitar la producción de la grava del empaque, aunque se tengan porcentajes bajos de eficiencia, de hasta un 30%, en el empaque de los túneles perforados. En combinación el porcentaje del empaque en el anular con el de las perforaciones se obtiene una eficiencia mínima de 64% y una máxima de 83% logrando empacar las dos arenas en una sola corrida.

Tabla V.13. Desglose Porcentaje de Eficiencia del Empaque con Grava del Sistema Multizona
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

Profundidad (pies)	% de Eficiencia del Anular Empacado	% de Eficiencia de las Perforaciones Empacadas	% de Eficiencia Combinada
7524	100	No Perforado	100
7539	100	34	66
7552	100	67	83
7562	100	65	82
7574	100	No Perforado	100
7584	100	No Perforado	100
7596	100	No Perforado	100
7607	100	No Perforado	100
7618	100	No Perforado	100
7629	100	No Perforado	100
7640	100	No Perforado	100
7647	100	54	77
7654	100	52	75
7666	100	47	73
7678	100	46	73
7690	100	51	75
7702	100	47	73
7714	100	40	70
7725	100	30	64
7733	100	No Perforado	100
7737	100	No Perforado	100
7738	100	No Perforado	100

V.4. REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LA COMPLETACIÓN

Al verificar que toda la información introducida en la herramienta es la correcta y el programa no muestra algún error se procede a visualizar el diseño de la completación final del pozo.

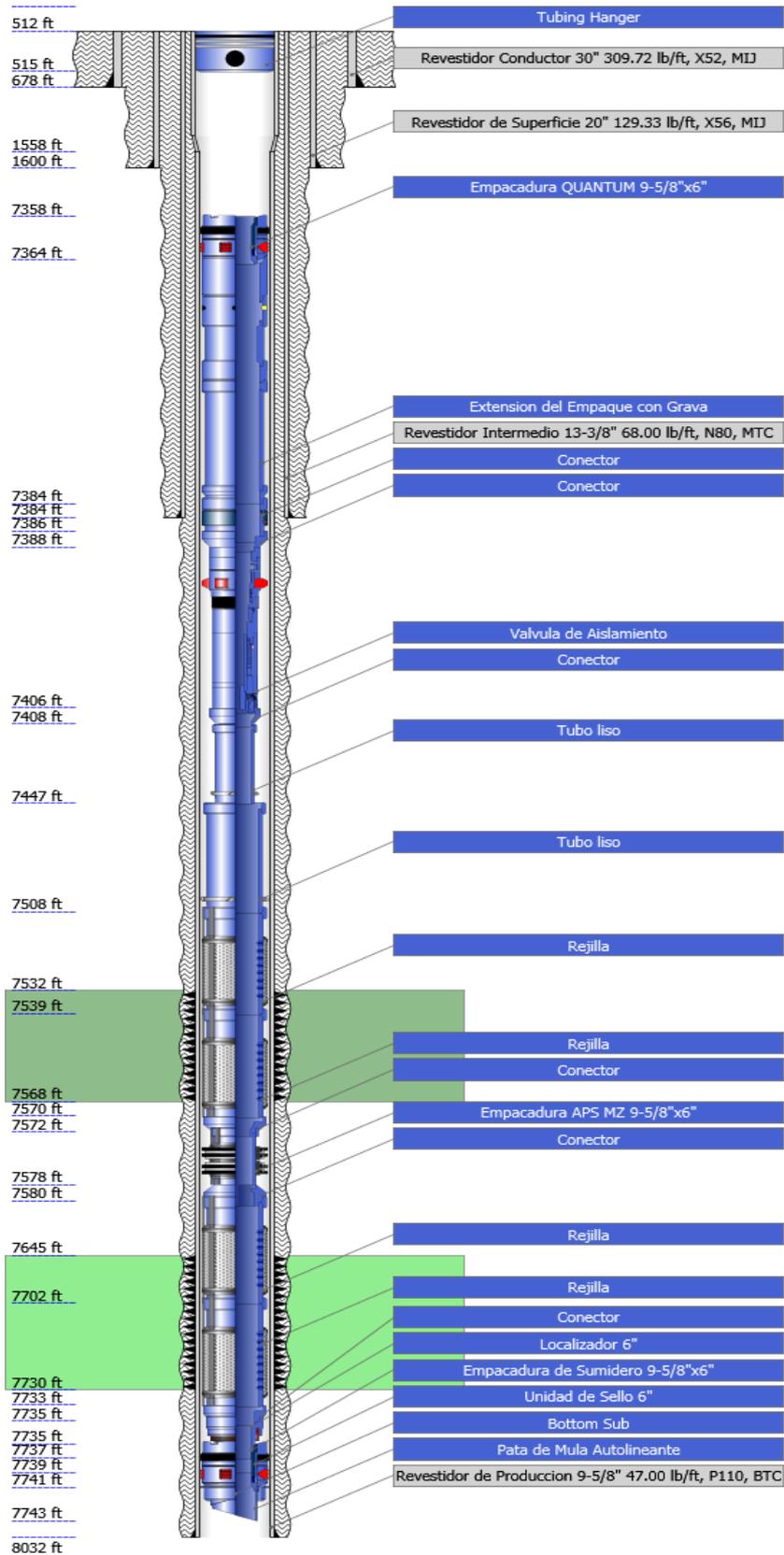


Figura V.33. Equipos de la Completación Final
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

En la figura V.33 se puede visualizar la completación final del pozo y cada equipo que será introducido y su ubicación de acuerdo a las profundidades. Dicha imagen está a escala para poder observar claramente los equipos. En la figura V.34 se muestra como quedará la completación en el hoyo tomando en cuenta la escala para entender como en realidad es.

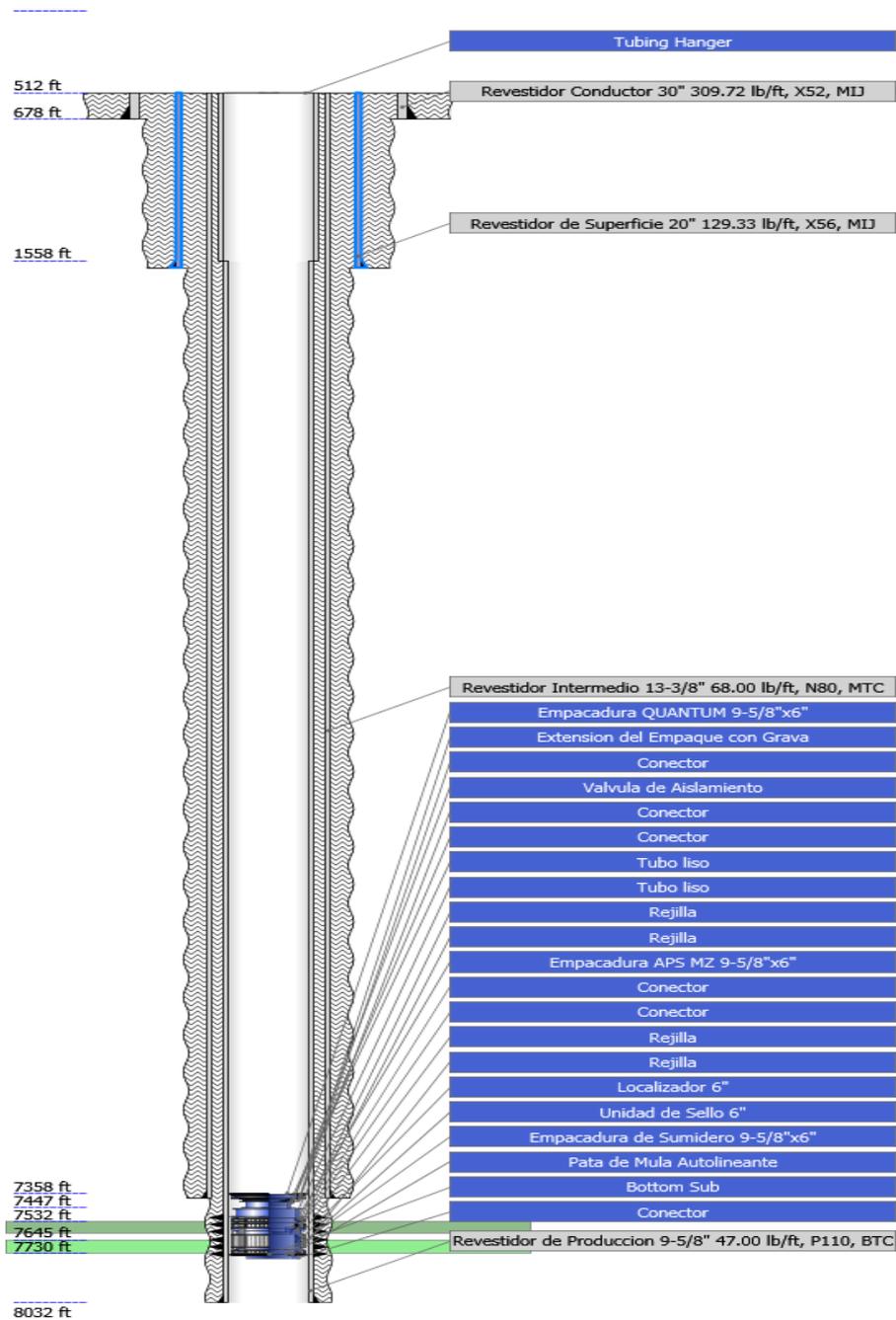


Figura V.34. Completación ubicada en el Hoyo.
Fuente: FERRIGNI C. Zandy R.

CONCLUSIONES

1. Se determinó, con un porcentaje de eficiencia total de empaque del 81%, la factibilidad técnica de aplicar el Sistema de Empaque con Grava Multizona en las dos zonas objetivo del pozo DR-8 del campo Dragón del Proyecto Mariscal Sucre.
2. Se analizó información en sitios web y PDVSA Costa Afuera referente al PMS logrando obtener los datos que serían utilizados para el desarrollo del trabajo.
3. Se analizó la información referente a la granulometría del pozo exploratorio DR-2 del campo Dragón y se analizó con el *software Sand Advisor*.
4. Se recopiló la información arrojada por la herramienta *Sand Advisor* de las once zonas analizadas con respecto al tamaño de grava y rejilla a utilizar. Igualmente, se analizaron los tamaños de grava y se seleccionó un tamaño de grava 40/60 y una abertura de rejilla de 175 micrones para las dos zonas objetivo.
5. Se recopiló información en la web de SLB y en libros referente a las técnicas para la realización de trabajos de empaque con grava convencionales para dos zonas. Adicionalmente, se analizó con el simulador de trabajos de empaque *SandCADE* y se determinó que un trabajo convencional genera una deshidratación temprana de la lechada, creando un puente que no permite terminar el trabajo de empaque en la arena inferior.
6. Mediante el *software SandCADE* se evaluó un Sistema de Empaque con Grava Multizona para dos zonas, determinando que la conexión de los tubos desviadores, a través de la empacadura, entre las dos zonas y a lo largo de éstas, ayudan a realizar un trabajo completo de empaque.

RECOMENDACIONES

1. Aplicar en campo los resultados de este TEG y evaluar los valores reales para determinar la eficiencia de los sistemas de simulación utilizados.
2. Mantener un monitoreo del pozo a futuro para asegurar la efectividad del Sistema de Empaque Multizona y descartar una futura producción de arena debido a un trabajo incompleto.
3. Realizar esta evaluación en un pozo donde la arena objetivo sea de gran espesor (mayor a 100 pies) para conocer si es necesario el uso de un Sistema de Empaque Multizona o si un Sistema Convencional de una sola corrida puede ser usado.
4. Realizar tomas de núcleo en el campo para actualizar los análisis granulométricos y efectuar las simulaciones de empaque con grava con datos recientes.
5. La Escuela de Ingeniería de Petróleo debe procurar realizar convenios con la empresa Schlumberger para contar con las licencias de las herramientas computacionales (*Sand Advisor*, *SandCADE*, *WellBuilder* y *TDAS*) para que los estudiantes puedan realizar simulaciones de empaque con grava.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Economides, M., (1994). **“PETROLEUM PRODUCTION SYSTEM”**.
- [2] Bellarby, J., (2009). **“WELL COMPLETION DESIGN”**.
- [3] Martorano P., **“Clases: POZOS II”**.
- [4] Schlumberger, (2001). **“COMPLETIONS PRIMER”**.
- [5] Schlumberger, (2011). **“PACKERS AND COMPLETION ACCESSORIES STANDARD OPERATING PROCEDURE”**.
- [6] Paz D., Guerra J., (2006). **“MANUAL DE TERMINACIÓN Y REHABILITACIÓN DE POZOS DE LA ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO DE LA UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA”**. Trabajo Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- [7] Simancas F., (2005). **“MANUAL TEÓRICO-PRÁCTICO DE INGENIERÍA DE COMPLETACIÓN Y REHABILITACIÓN DE POZOS ESCUELA DE PETRÓLEO DE LA U.C.V”**. Trabajo Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- [8] Córdova Y., García M., (2010). **“ESTADO DEL ARTE DE LA TECNOLOGÍA DE CONTROL DE PRODUCCIÓN DE ARENA EN YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS”**. Trabajo Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- [9] Schlumberger, (1992). **“SAND CONTROL ENGINEERING MANUAL”**.
- [10] Schlumberger. **“SAND CONTROL DESIGN METHODOLOGY”**.

- [11] Schlumberger, (2008). **“SAND CONTROL SCREENS”**.
- [12] Tiffin, D. L., (1998). **“NEW CRITERIA FOR GRAVEL AND SCREEN SELECTION FOR SAND CONTROL”** (SPE 39437).

BIBLIOGRAFÍA

- Saravia M. **“ORIENTACIÓN METODOLÓGICA PARA LA ELABORACIÓN DE PROYECTOS E INFORMES DE INVESTIGACIÓN”**.
- Arias F., (1999). **“EL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN”**.
- Economides, M., (1994). **“PETROLEUM PRODUCTION SYSTEM”**.
- Bellarby, J., (2009). **“WELL COMPLETION DESIGN”**.
- Martorano P., **“Clases: POZOS II”**.
- Córdova Y., García M., (2010). **“ESTADO DEL ARTE DE LA TECNOLOGÍA DE CONTROL DE PRODUCCIÓN DE ARENA EN YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS”**. Trabajo Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Paz D., Guerra J., (2006). **“MANUAL DE TERMINACIÓN Y REHABILITACIÓN DE POZOS DE LA ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO DE LA UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA”**. Trabajo Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Simancas F., (2005). **“MANUAL TEÓRICO-PRÁCTICO DE INGENIERÍA DE COMPLETACIÓN Y REHABILITACIÓN DE POZOS ESCUELA DE PETRÓLEO DE LA U.C.V”**. Trabajo Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- PDVSA Servicio de Completación y Pruebas de Pozos Costa Afuera. **“ESPECIFICACIONES TÉCNICAS. SERVICIO DE COMPLETACIÓN Y PRUEBAS DE POZOS COSTA AFUERA”**.

- PDVSA Servicios Costa Afuera, Base Carúpano. (2010). **“POZO DR 08. CAMPO DRAGÓN, POZO DE DESARROLLO. REPORTE FINAL”**.
- Tiffin, D. L., (1998). **“NEW CRITERIA FOR GRAVEL AND SCREEN SELECTION FOR SAND CONTROL”** (SPE 39437).
- Schlumberger. **“SAND CONTROL FIELD DATA HANDBOOK”**.
- Schlumberger, (2011). **“PACKERS AND COMPLETION ACCESSORIES STANDARD OPERATING PROCEDURE”**.
- Schlumberger, (2008). **“SAND CONTROL SCREENS”**.
- Schlumberger, (2001). **“COMPLETIONS PRIMER”**.
- Schlumberger. **“SAND CONTROL DESIGN METHODOLOGY”**.
- Schlumberger, (2011). **“SAND ADVISOR 2.0 ONLINE HELP”**.
- Schlumberger, (1992). **“SAND CONTROL ENGINEERING MANUAL”**.
- Schlumberger, (2009). **“EXECUTIVE SUMMARY:- CURRENT STATUS OF MARISCAL SUCRE COMPLETIONS PROJECT”**.
- Schlumberger, (2010). **“COMPLETIONS/SAND MANAGEMENT SERVICES PRESSURE OPERATIONS MANUAL”**.
- <http://www.slb.com/>
- <http://www.etasa.com/>
- <http://www.pdv.com/>