

**IMPLEMENTACIÓN DE UNA METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN
TÉCNICO - ECONÓMICA DE ALTERNATIVAS DE EXCLUSIÓN Y/O
GERENCIAMIENTO DE ARENA. APLICACIÓN CAMPO COLOMBIANO**

DIANA PAOLA MARTIN SANDOVAL

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIA FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2011

**IMPLEMENTACIÓN DE UNA METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN
TÉCNICO - ECONÓMICA DE ALTERNATIVAS DE EXCLUSIÓN Y/O
GERENCIAMIENTO DE ARENA. APLICACIÓN CAMPO COLOMBIANO**

DIANA PAOLA MARTIN SANDOVAL

Trabajo de Grado para optar por el título de Ingeniero de Petróleos

Director

JORGE ANDRES SACHICA

Docente UIS

Codirector

MANUEL GUILLERMO JAIMEZ PLATA

Ingeniero de Proyectos ICP

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIA FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2011

DEDICATORIA

Esta tesis se la dedico primero a DIOS por permitirme llegar a esta etapa
maravillosa de mi vida.

A ti Papi y Mami por estar siempre a mi lado apoyándome en todos mis pasos, por
el amor y cariño, los amo mucho

A mis abuelitos, Nonita Isabel, Jorge y Zoilo gracias por estar pendiente de mí y
por el amor que me dan. Y a ti Nonita Beatriz que debes estar orgullosa desde el
cielo, te llevo siempre en mi corazón.

A mis tíos y a mis tías, en especial a mi Tía Gloria y Clara por su constante apoyo
y por creer en mí.

A ti mi amor por el amor, cariño y apoyo durante este tiempo

AGRADECIMIENTOS

A ti papito y a ti mamita, por los consejos, por enseñarme el camino a seguir.

A ti tía clara por el apoyo espiritual y moral durante este proceso

A ti tía Gloria y Campos por estar a mi lado y compartir mis momentos de triunfo

A ti nonita Isabel y nonito Jorge por sus buenos deseos y el cariño.

A Manuel Jaimes Plata, precursor de este proyecto, un guía, un apoyo gracias por la confianza.

A Michael puentes, por el trabajo en conjunto, por el apoyo, paciencia y por ayudarme a sacar este proyecto adelante. Sin ti esto no hubiera sido posible.

A Gustavo Ariza, un amigo, un apoyo y un líder, gracias mi Gus por tus consejos.

A Yair Quintero, por tu paciencia y dedicación. Por enseñarme a querer mi profesión.

A mis amigos, por estar a mi lado.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	17
1. GENERALIDADES DEL ARENAMIENTO	19
1.1 DAÑOS GENERADOS POR LA PRODUCCIÓN DE ARENA	23
1.2 MÉTODOS DE GERENCIAMIENTO Y/O EXCLUSIÓN DE ARENA	27
1.3 ENFOQUE EN PREDICCIÓN PARA LA SELECCIÓN Y EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS PARA MANEJAR LA ARENA.	29
1.4 ENFOQUE EN EXCLUSIÓN PARA LA SELECCIÓN Y EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS PARA MANEJAR LA ARENA.	31
1.4.1 Métodos Mecánicos	31
1.4.2 Métodos Químicos.	54
1.5 ENFOQUE EN PRODUCCIÓN PARA LA SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS.	55
1.6 IMPORTANCIA DEL ANÁLISIS Y SELECCIÓN DE LAS TÉCNICAS DE CONTROL DE ARENA	60
2. HISTORIA DEL CAMPO DE APLICACIÓN	61
2.1 GENERALIDADES DEL ÁREA LISAMA	61
2.2 GEOLOGÍA REGIONAL	63
2.3 ESTRATIGRAFÍA	64
2.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	67
3. METODOLOGÍA SAND EXCLUSION AND MANAGEMENT (SEM)	70
3.1 SELECCIÓN DE POZOS Y CUANTIFICACIÓN DE COSTOS ASOCIADOS AL ARENAMIENTO	72

3.1.1 Frecuencia De Eventos	73
3.1.2 Costos Asociados Al Arenamiento	74
3.1.3 Potencial De Pozo.	76
3.2 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE INTERVALOS, ANÁLISIS CAUSA RAÍZ DEL ARENAMIENTO	77
3.2.1 Diagramas De Diagnóstico.	78
3.2.1.1 Construcción del Diagrama de Diagnostico	79
3.2.2 Correlación de Registros con Propiedades Mecánicas de la Roca.	84
3.2.3 Caracterización de Intervalos Areneros	88
3.3 SELECCIÓN DE ALTERNATIVA DE GERENCIAMIENTO Y/ O EXCLUSIÓN	97
3.4 ANÁLISIS NODAL	101
3.4.1 ADQUISICIÓN DE DATOS DE ENTRADA.	102
3.4.2 Modelamiento En Wellflo.	106
3.5.EVALUACIÓN TÉCNICO – ECONÓMICA.	110
3.5.1. Flujo d Caja.	111
3.5.1.1 Ingresos	111
3.5.1.2 Egresos	112
3.5.2 Indicadores de Rentabilidad	113
4. LEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA SEM	119
4.1 LENGUAJE DE DESARROLLO PARA HERRAMIENTA	121
4.2 ANÁLISIS DE REQUISITOS	123
4.3 ESPECIFICACIÓN DISEÑO	124
4.3.1 Interfaz Gráfica	124
4.3.1.1 Ventana Creación De Pozo A Evaluar	125
4.3.1.2 Ventana De Formaciones	125
4.3.1.3 Ventana De Eventos	126
4.3.1.4 Ventana Producción	127
4.3.1.5 Ventana De Niveles De Fluido	128

4.3.1.6 Ventana De Granulometría	129
4.3.1.7 Ventana De Diagrama De Diagnostico	129
4.3.1.8 Ventana De Evaluación Económica	130
4.3.1.9 Ventana De Registros (Cross Plot)	131
4.3.1.10 Ventana De Ubicación Geográfica De Pozos Evaluados	133
4.3.2 Base de Datos	134
4.3.3 Procesamiento de Datos	135
4.4 VALIDACIÓN	136
4.4.1 Implementación Paso A Paso Pozo 1	137
4.4.2 Implementación Pozo 2	149
4.4.3 Implementación Pozo 3	152
4.4.4 Implementación Pozo 4	154
4.4.5 Implementación Pozo 5	157
5. CONCLUSIONES	159
6. RECOMENDACIONES	162
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	164
ANEXOS.....	166

LISTA DE TABLA

	Pág.
Tabla 1. Criterios de dimensionamiento de la grava	40
Tabla.2 Diámetros Recomendados de Rejillas para el Interior del Revestidor	43
Tabla 3 Eventos y costos asociados al arenamiento	76
Tabla 4 Eventos asociados al arenamiento	80
Tabla 5 Datos exportados del TWM	82
Tabla 6 Edwin. “Sand Control Training Course”, Universidad Industrial de Santander, 2008	85
Tabla 7 Criterio de Saucier para determinación de tamaños de grava.Tomado de RODRIGUEZ, Edwin. Curso de Sand Control, manejo y tratamiento de arenas.	95
Tabla 8 Rangos de criterios granulométricos, asociados con las tecnologías de exclusión de arena recomendadas.	95
Tabla 9 Skin adicionales generados con la implementación de alternativas de exclusión de arena	101
Tabla 10 Matriz de datos de distribución de producción	106
Tabla 11 Pwf sugerida de trabajo	109
Tabla 12 Costos estimados de implementación tecnologías de control de arena.	113

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1 Daños a lo largo del pozo	25
Figura 2 Métodos de Gerenciamiento y/o Exclusión de arena	27
Figura 3. Diagrama de diagnostico	30
Figura 4 Esquema de un Empaque con Grava en Hoyo Revestido..	33
Figura 5 Proceso de circulación de la grava por la técnica de squeeze..	35
Figura 6 Completamiento a Hoyo Abierto Ampliado.	36
Figura 7 Diferenciales de presión debido a los diferentes tipos de empaque..	37
Figura 8 Rejilla o “Liner” Ranurado.	41
Figura 9 Tipos de rejillas pre-empacadas.	45
Figura 10 Fase Óptima.	49
Figura 11 Orientación de los disparos en la dirección correcta.	50
Figura12 Frac Pack.	52
Figura 13 Screen Less.	53
Figura 14 Consolidación de la formación.	55
Figura 15 Esquema de componentes de una bomba de cavidades progresivas	59
Figura 16 Mapa de Localización Área Lisama.	62
Figura 17 Columna Estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena y tipos de roca asociados al sistema petrolífero.	67
Figura 18 Localización campo Lisama. .	69
Figura 19 Metodología de gerenciamiento y/o exclusión de la arena.	71
Figura 20 Pasos para desarrollo de la metodología de gerenciamiento y/o exclusión de arena	72
Figura 21 Diagrama de parámetros para la selección de pozos areneros Campo Lisama	77

Figura 22 Ventana de condiciones de pozo (punto medio de perforación).	82
Figura 23 Diagramas de Diagnostico	83
Figura 24 Correlacion de registros Vrs UCS T	86
Figura 25 Identificación de valores representativos de registros para identificación de zonas sensibles.	87
Figura 26 identificación de zonas sensibles al arenamiento a partir de correlación de registro y propiedades geomecánicas	88
Figura 27 Protocolo de caracterización muestras seleccionadas.	90
Figura 28 Composición Roca Total Campos colombianos.	92
Figura 29 Distribucion de acuerdo a clase de tamaño pozo Campo Lisama .	97
Figura 30 Diagrama de flujo para selección de alternativa de exclusión	99
Figura 31 Parametros de selección para aplicación de PCP (bomba de cavidades progresivas). r	100
Figura 32 Registros Petrofísicos, identificación de intervalos productores de arena.	103
Figura 33 datos por intervalo.	108
Figura 34 curva IPR para condiciones actuales.	108
Figura 35 IPR de la alternativa de exclusión	110
Figura 36 Valor presente neto de las alternativas elegidas	118
Figura 37 Diagrama de procesos de ECO-SEMT	123
Figura 38 Interfaz grafica ECO-SEMT	124
Figura 39 Ventana de ingreso de datos del pozo a evaluar	125
Figura 40 Ventana de Ingreso de Formaciones	126
Figura 41 Ventana de Eventos de pozo	127
Figura 42 Ventana de producción	127
Figura 43 Ventana de Niveles de fluido	128
Figura 44 Ventana de granulometría	129
Figura 45 Ventana de Diagrama de Diagnostico	130
Figura 46 Ventana de evaluación económica	131
Figura 47 Ventana de Registros (Cross Plot)	132

Figura 48 Ventana de selección de puntos sensibles	132
Figura 49 Ventana de puntos sensibles Vs profundidad	133
Figura 50 Ventana de ubicación geográfica	134
Figura 51 Creación de Pozo 1	137
Figura 52 Formaciones Pozo 1	138
Figura 54 Data de producción Pozo 1	139
Figura 55 Diagrama de Diagnostico Pozo 1	140
Figura 56 Costos del periodo crítico de arenamiento ECO-SEMT y Costos Evaluados por el Grupo de gerencimiento de arena ECOPETROL- ICP Pozo 1	142
Figura 57 Ventana de cálculo de punto medio de perforación	143
Figura 58 Ventana de Selección de datos del TWM Pozo 1	143
Figura 59 Ventana de cálculos de Niveles de fluido y PWF Pozo 1	144
Figura 60 Granulometría, Percentiles y Tecnología de exclusión para el Pozo 1	145
Figura 61 Ventana de Modelamiento de producción de Pozo 1	146
Figura 62 Ventana de evaluación económica de Pozo 1	147
Figura 63 Grafico de VPN y Validación de datos Pozo 1	148
Figura 64 Diagrama de Diagnostico Pozo 2	150
Figura 65 Grafico de VPN y Validación de datos Pozo 2	151
Figura 66 Diagrama de Diagnostico Pozo 3	153
Figura 68 Diagrama de Diagnostico Pozo 4	155
Figura 69 Grafico de VPN y Validación de datos Pozo 4	156
Figura 70 Diagrama de Diagnostico Pozo 5	157
Figura 71 Grafico de VPN y Validación de datos Pozo 5	158

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Cross Plot DT Vrs UCS Pozo 2	166
Anexo B. Cross Plot RHOB Vrs UCS Pozo 2	167
Anexo C. Cross Plot RHOB , DT Vrs UCS	168
Anexo D. Track Formacion Colorado RHOB Vrs Profundidad y DT Vrs Profundidad	169
Anexo E. Track Formacion Colorado RHOB Vrs Profundidad y DT Vrs Profundidad	170
Anexo F. Track Formacion Mugrosa B RHOB Vrs Profundidad y DT Vrs Profundidad	171

RESUMEN

TITULO: IMPLEMENTACIÓN DE UNA METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN TÉCNICO - ECONÓMICA DE ALTERNATIVAS DE EXCLUSIÓN Y/O GERENCIAMIENTO DE ARENA. APLICACIÓN CAMPO COLOMBIANO.*

AUTORES: DIANA PAOLA MARTIN SANDOVAL **

PALABRAS CLAVES: ARENAMIENTO, METODOLOGIA, GERENCIAMIENTO, EXCLUSION, HERRAMIENTA SOFTWARE, IMPLEMENTACION.

DESCRIPCIÓN

La producción de arena inicia cuando las fuerzas de arrastre y gradientes de presión son mayores que la resistencia mecánica de la formación, provocando inestabilidad a causa del desprendimiento del material de la formación por el movimiento de los fluidos, lo cual puede llegar a niveles catastróficos de arena.

Los desafíos de la industria técnicamente han llevado a encontrar alternativas técnicas para enfrentar el problema de arenamiento, no obstante no hay una visualización global del impacto que esta puede tener. Por esta razón y por las pérdidas económicas generadas en la toma de decisión sin tener una perspectiva económica ECOPETROL desarrolló la metodología de gerenciamiento y/o exclusión de arena, donde esta no solo tiene en cuenta los parámetros técnicos óptimos de aplicación de una alternativa de control de arena lo cual es desarrollado en la mayor parte de la industria esta metodología tiene el agregado de utilizar la ingeniería económica para llegar a un set de alternativas óptimas técnico-económicas.

Viendo el potencial de esta metodología se realizó la implementación de la misma en una herramienta software teniendo como objetivos, generar estándares de la data utilizada en la aplicación, desarrollar un flujo de trabajo óptimo para disminuir los tiempos de evaluación por pozo y crear un entorno gráfico amigable. Todo esto con expectativas de desarrollar un producto tecnológico óptimo y validado para la industria y expandir su uso.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingeniería Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director, Jorge Andrés Sachica. Codirector Manuel Guillermo Jaimez Plata

ABSTRACT

TITULO: IMPLEMENTACIÓN DE UNA METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN TÉCNICO - ECONÓMICA DE ALTERNATIVAS DE EXCLUSIÓN Y/O GERENCIAMIENTO DE ARENA. APLICACIÓN CAMPO COLOMBIANO.*

AUTORES: DIANA PAOLA MARTIN SANDOVAL**

PALABRAS CLAVES: SANDING, METODOLOGY, MANANGMENT, EXCLUSION, SOFTWARE TOOL, IMPLEMENTATION.

DESCRIPTION

Sand production begins when the drag forces and pressure gradients are greater than the strength of the formation. When this happens, instability occurs because of detachment of material from the formation by the movement of fluids and increasing during the productive life of the well to reach catastrophic levels of sand.

The challenges of the industry technically have led to finding alternative techniques to confront the problem of sand, however there is no global visualization of the impact this may have. For this reason and because of the economic losses generated in the decision without having an economic perspective ECOPETROL developed a methodology to management and/or exclusion of sand, where it is not only takes into account the technical parameters optimal implementation of an alternative for the control of sand which is developed in the greater part of the industry this methodology has the added to use the economic engineering to reach a set of optimal alternatives technical-economic

Seeing the potential of this methodology was performed the implementation of the same in a software tool taking as objectives, generate standards of the data used in the implementation, develop a flow of optimum working to reduce the times of assessment by pit and create an environment friendly graphic. All of this with expectations to develop an optimal technological product and validated for the industry and expand its use.

* Degree Work

** Faculty of Physical and Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director, Jorge Andres Sachica. Codirector Manuel Guillermo Jaimez Plata

INTRODUCCIÓN

La producción de arena constituye un problema serio en muchos campos de petróleo y gas de todo el mundo. Puede afectar drásticamente los regímenes de producción, incrementar las fallas del equipo de subsuelo y superficie (la arena puede obstruir y ser abrasiva), colapsar el casing, generar inestabilidad de pozos, aumentar el riesgo de fallas catastróficas y crear intervenciones más continuas con equipo de varilleo y workover, aumentando considerablemente los volúmenes de aceite no producido e incrementando los costos de levantamiento hasta el punto de hacer improductivos los pozos, y en el caso más extremo se puede hasta perder el mismo.

De acuerdo a Nouri et al. (2004) el problema de control de arena está presente en más del 70% de los pozos productores de hidrocarburo y representa para la industria una inversión de más de 3.0 billones de \$US al año.

En control de arena no todo se ha dicho, aunque la mayoría de los operadores escojan la opción de implementar tecnologías para excluir la arena, y usualmente reduzcan los beneficios para disminuir un riesgo no cuantificado; pero esta situación está cambiando, teniendo en cuenta que en la actualidad los yacimientos con propensión a la producción de arena, contienen un porcentaje creciente de las reservas de hidrocarburos del mundo. Muchos de los pozos que explotan estos recursos están produciendo más allá de los límites de su vida útil originalmente estimada, lo que puede traducirse en formaciones debilitadas. En consecuencia, los operadores buscan cada vez con mayor interés, métodos económicamente efectivos para reparar los sistemas defectuosos o agregar nuevos sistemas de control de producción de arena, donde previamente no existían.

El gerenciamiento de arena busca tomar la mejor decisión técnica y económica, para lo cual requiere experiencia, gran calidad de información y respuestas cuantitativas basadas sobre análisis de riesgos, que buscan dar una solución más integral al problema y que pueden ir desde producir la arena utilizando integridad de materiales, monitoreó en tiempo real de la producción de arena, control del draw down, diseños especiales de equipo de subsuelo-superficie y sistemas de levantamiento artificial, etc. Hasta el punto de excluirla utilizando las tecnologías existentes en el mercado o simplemente mediante el manejo del draw down crítico que se obtiene a través de los modelos predictivos de producción de arena

Teniendo en cuenta lo anterior, para la evaluación y selección de alternativas de Exclusión y Gerenciamiento de arena, el Instituto Colombiano del Petróleo, ICP, desarrollo una metodología, cuya implementación es el objeto de esta tesis. Esta metodología es una herramienta de toma de decisiones que incluye la selección de pozos de acuerdo con ciertos criterios establecidos, identificación y caracterización de los intervalos areneros, selección de alternativas de Gerenciamiento y Exclusión de arena, cuantificación de costos asociados a intervenciones por problemas de arenamiento, modelamiento de producción, evaluación técnico económica de las alternativas seleccionadas, implementación en campo y evaluación post del trabajo ejecutado.

1. GENERALIDADES DEL ARENAMIENTO

El problema de arenamiento es generado con el desprendimiento de los granos de la formación. Este desprendimiento puede ser en forma de granos individuales de arena que se producen continuamente o pedazos enteros de la formación, Este fenómeno no ocurre súbitamente por esto a continuación se citaran algunas situaciones del porque ocurre.

- Una de las primeras causas es tener formaciones poco consolidadas ya que el inicio de la producción de arena se puede desencadenar durante el primer flujo de fluidos de la formación debido al arrastre del fluido o la turbulencia del gas sobre la estructura de la formación. Aquí la resistencia al arenamiento viene dada por el grado de estabilidad de las estructuras puente de arena (el puente de arena o arco de arena es una capa hemisférica de intercomunicación de granos de arena, como una puerta arqueada ver Figura 1.1) que permanecen estables a una tasa de flujo y a un drawdown constante, previniendo el movimiento de arena; de no ser así cambios en la tasa de producción o cierres del pozo pueden resultar en el colapso del arco, causando producción de arena y la formación de nuevos arcos una vez se estabiliza la producción de arena.¹

¹ E. Fajaer, R.M. Holt, P. Horsrud, A.M. Raaen & R. Risnes. Petroleum Related Rock Mechanics. 2ed. Hungary Elsevier B.V, 2008 341p.

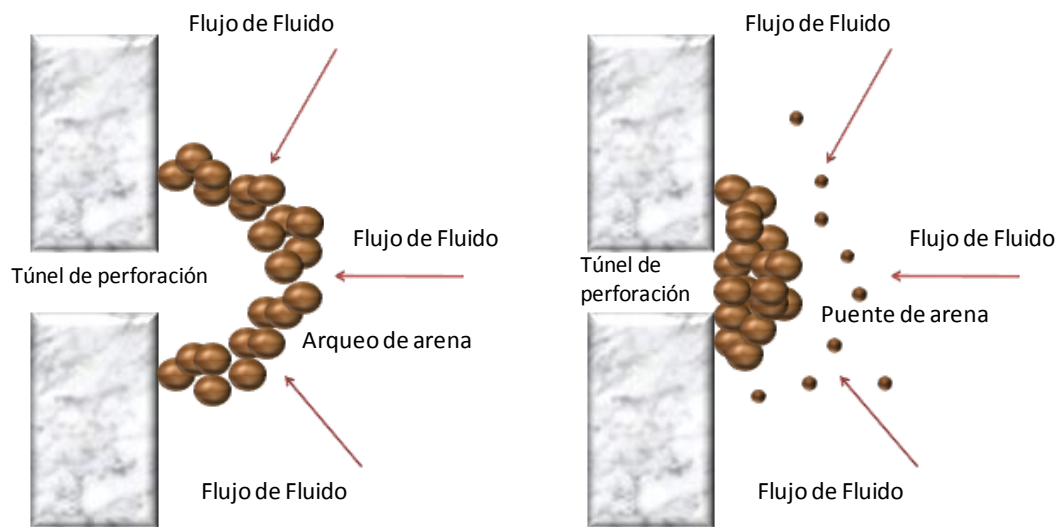


Figura **¡Error! No hay texto con el estilo especificado en el documento.** 1 Estabilidad de las estructuras de puente de arena y de arco de arena, controlan el arenamiento en formaciones de arenas poco consolidadas
Fuente: Vásquez H. Andrés R., Introducción a la geomecánica petrolera, Capítulo 19, 8 pag. V.V.A, Consultores, C.A, Caracas, Venezuela, 2001. Modificada por Autor

- Como segunda causa de arenamiento se tiene la terminación inapropiada de pozos durante las operaciones de completamiento, estimulación, etc., en las cuales se presentan la invasión de fluidos a la formación, que debilitan la cementación y disgregan el material cementante de la roca, causando el desprendimiento de granos más fácilmente en la cara de la formación.
- La tercera causa del arenamiento se origina cuando esfuerzos de arrastre y gradientes de presión sobrepasan la resistencia mecánica de la formación. Cuando estos esfuerzos son mayores que la resistencia de la roca, ocurre una inestabilidad causando desprendimiento del material de la formación. Estas fuerzas de arrastre están influenciadas por altas tasas de flujo (yacimientos gasíferos), viscosidad del fluido (crudos pesados) y la diferencia de permeabilidades relativas (alto corte de agua). Este desprendimiento puede ser en forma de granos individuales que se producen continuamente o pedazos enteros

de formación, este fenómeno se debe identificar a tiempo ya que una vez que llega a tasas críticas no hay manera de detener la producción de la arena.

Para entender el cambio de estado de esfuerzos también se puede observar dándole un enfoque geomecánico al problema de arenamiento. La disciplina de la geomecánica es usada para entender el arenamiento debido a que este fenómeno depende de la relación de los esfuerzos desestabilizadores y la resistencia mecánica de la formación. La predicción del comportamiento de la producción de arena comienza con el desarrollo de un modelo geomecánico, el cual incluye la configuración de esfuerzos, presión de poro, propiedades mecánicas de la roca así como los modelos geológicos y geofísicos que definen fallas y pliegues.²

- La cuarta causa es el aumento de los esfuerzos sobre la formación por compactación, a medida que la presión del yacimiento disminuye, ocasionando fuerzas de cizallamiento a escala de grano.

- La quinta causa es la Invasión de agua disminuye el material cementante, aumenta las fuerzas de arrastre y origina una reducción de la resistencia de la formación, de las fuerzas capilares que ayudan a mantener unidos los granos de arena y de la permeabilidad al aceite.³

Dos posibilidades pueden explicar este comportamiento:

- La primera, para una formación de arenas humectadas por agua, la cohesividad grano a grano es proporcionada por la tensión interfacial del agua connata, al inicio de la producción de agua, el agua connata tiende a irse con el

² Vásquez H. Andrés R., Introducción a la geomecánica petrolera, Capítulo 19, 1-12 pág. V.V.A, Consultores, C.A, Caracas, Venezuela, 2001.

³ HERNANDEZ, Ruby L. GOYENECHÉ, Jessica. Predicción de la producción de Arena En El Campo Maduro Del Valle Medio Del Magdalena “Llanito”, A Partir De Las Propiedades Petrofísicas Y Geomecánicas De Las Formaciones Productoras. Bucaramanga, 2009. 179 p. Trabajo de Grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad.

agua que se está produciendo y esto da como resultado una reducción de las fuerzas de tensión interfacial y por consiguiente una reducción de la cohesividad grano a grano. La producción de agua se muestra como el límite de la estabilidad del arco de arena alrededor de la perforación, resultando en la iniciación de la producción de arena.

- Un segundo mecanismo por el cual el agua afecta la producción de arena está relacionado a los efectos de permeabilidad relativa. Como el corte de agua incrementa, la permeabilidad relativa del aceite disminuye. Dando como resultado un incremento en el diferencial de presión (drawdown) requerido para producir aceite a la misma tasa, que desencadena la inestabilidad del arco de arena alrededor de la perforación y seguidamente la producción de arena. En rocas débiles y no consolidadas, la resistencia de la roca generalmente disminuye al aumentar la saturación de agua, registrándose la mayor reducción de la resistencia aún luego de producirse aumentos leves de la saturación de agua a partir de un estado seco. El cambio leve de la salinidad del fluido y tensión interfacial puede acusar la migración de arenas en el fluido productor.

- También se origina proceso de arenamiento cuando hay fatiga en la formación ocasionada por la presencia de cargas cíclicas inducidas por cambios bruscos en el Draw down.

- Otra de las posibles causas del arenamiento es tener zonas cañoneadas alineadas en las zonas de mayor concentración de esfuerzos, aun nivel tal que sobrepasan la resistencia de la formación. Y tener concentración de esfuerzos por una caída de presión en la vecindad del pozo (daño de formación), que al ser

mayores que la resistencia mecánica de la formación, originan entonces un colapso de la misma.⁴

1.1 DAÑOS GENERADOS POR LA PRODUCCIÓN DE ARENA

En el momento que se inicia la producción de arena en el pozo inician con ello los problemas operacionales en donde se tendrán múltiples daños en equipamiento. A continuación se relacionan algunos de estos problemas:

- ***En pozo***

Los daños generados por la arena en pozo ocurren cuando la velocidad de los fluidos de producción no es lo suficientemente grande para transportar la arena hasta superficie, la arena puede depositarse en el fondo del casing, acumulándose allí hasta llegar eventualmente a cubrir un intervalo productor con arena y afectar el índice de productividad del pozo, lo cual puede ser confundido como un daño de formación. Adicionalmente cuando la producción de arena ocurre, los granos intentan reorganizarse y la arena es acumulada continuamente detrás del casing, generando pérdida de permeabilidad alrededor del hueco con respecto a la que existía originalmente, ocasionando pérdidas de flujo de fluidos (principalmente en formaciones de arena con alto contenido de arcilla y/o amplios rangos de tamaño de grano).

Uno de los equipos más afectados por la producción de arena son las bombas de subsuelo junto a sus componentes por taponamiento y erosión de las mismas. Cuando se presentan estos casos, se requiere de operaciones remediales para

⁴ J. Zhang and W.B. Standifird, Knowledge Systems Optimized. Perforation tunnel geometry, density and oritation to sand control production. Copyright 2007.

limpiar el pozo y restaurar la producción. Lo cual conlleva a tener unos tiempos no productivos en los pozos.

Si la producción de arena es en grandes cantidades se generara un colapso en la tubería esto se presenta en las dos situaciones siguientes:

- Cuando el tubo presenta una compresión axial producto de la compactación que da como resultado la deformación llevando a un posible colapso.
- Ocurre cuando hay una cavidad que circunda el casing, debido a la producción de arena o un trabajo de pobre cementación.

- ***En superficie***

Los daños generados en superficie se darán cuando la cantidad de arena producida es alta, esta causara varios problemas dentro de ellos erosión y rotura de facilidades de superficie, depositación en el fondo de separadores, tratadores, tanques o las líneas de producción en superficie y taponarlas, si el separador es parcialmente llenado con arena, la capacidad de este para almacenar aceite, gas y agua se reduce contribuyendo a la disminución de su capacidad y eficiencia. Si un gran volumen de la arena alcanza a taponar estas áreas, será necesario limpiar para permitir una eficiente producción del pozo. Para restaurar la producción, el pozo deberá ser cerrado, el equipo de superficie abierto, y la arena removida manualmente. Es importante tener presente el costo de la limpieza y el costo diferido de la producción que el problema de producción de arena acarrea. En la siguiente Figura 1. se observan todos los daños en todo el ciclo de producción ocasionados por el problema de arenamiento, en estos daños es que la industria pierde dinero todos los días.

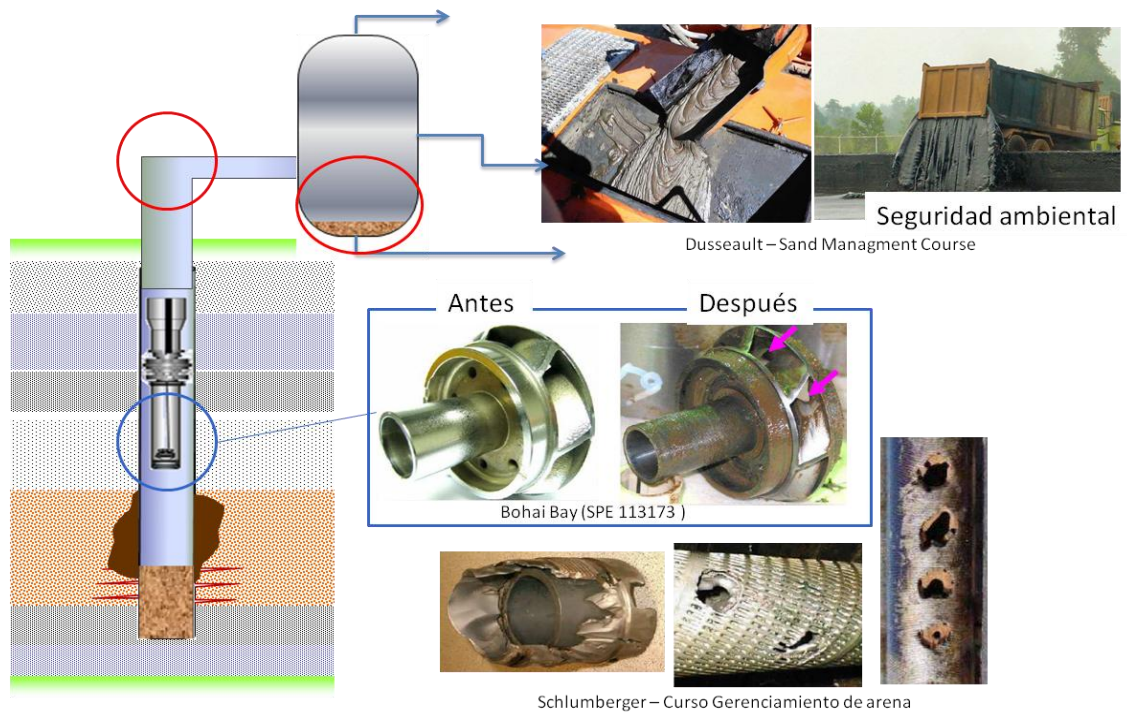


Figura ¡Error! No hay texto con el estilo especificado en el documento. **Daños a lo largo del pozo Fuente: Presentacion Grupo de estabilidad de pozo, Ariza Gustavo y Ariza Cristian , 2010**

Por la problemática anteriormente vista la industria ha venido desarrollando herramientas y tecnologías que optimicen y mitiguen la producción de arena sin afectar la productividad del pozo. Donde a través del tiempo en el desarrollo y mejoramiento de las tecnologías enfocadas en el control de arena en la actualidad existen diferentes metodologías orientadas al control de arena en los diferentes campos del mundo, donde la principal función es que permita la predicción, prevención, monitoreo y remediación, manejando la arena para lograr tasas óptimas de producción, observando comportamientos y técnicas particularmente dirigidas a un campo con características específicas y tendencias de utilización de algunas de las diferentes alternativas a nivel mundial, a continuación se citaran las tecnologías y herramientas de punta propuestas por las compañías que trabajan en esta área.

- Chevron apalancó las terminaciones sin filtros para incrementar en forma sustancial el retorno de su inversión en una serie de seis pozos de un campo

maduro del Golfo de México. En cada uno de los pozos, las técnicas incluyeron la optimización de la fase y el tamaño de los disparos, la consolidación de la región vecina al pozo, el fracturamiento TSO y el manejo de los finos para explotar las reservas que se encuentran detrás de la tubería.

La remediación activa para controlar la producción de arena está recibiendo cada vez más atención en la industria. Los incrementos significativos de los precios del crudo y el gas, combinados con el acceso reducido a los grandes nuevos descubrimientos, han traído consigo tanto un sentido de urgencia como de valor potencial de las reservas remanentes que se encuentran en los campos en proceso de envejecimiento. Con los deseos de evitar los riesgos y los altos costos asociados con la incorporación de reservas a través de tecnologías difíciles y costosas, situadas en áreas de aguas profundas y en otros ambientes remotos, los operadores consideran particularmente atractiva la remediación de los activos existentes.

- El interés en el manejo de la producción de arena ha sido incentivado adicionalmente por los informes de los grandes operadores, que indican que las reservas de sus yacimientos con propensión a la producción de arena se han incrementado significativamente. Por ejemplo, hace apenas unos años, aproximadamente un tercio de la producción de BP provenía de yacimientos con propensión a la producción de arena. No obstante, para fines de esta década, se prevé que esas formaciones darán cuenta de casi la mitad de toda la producción de BP. La compañía considera esta situación suficientemente importante como para haber establecido recientemente un área de liderazgo tecnológico (TLA), denominada “**Más allá del control de la producción de arena**” para organizar globalmente el manejo de la producción de arena de sus activos.

La mejor manera de tratar el problema de la producción de arena es realizar los diseños iniciales desde una perspectiva holística, que abarque el diseño de las operaciones de producción no sólo para las fases de perforación y terminación de

los pozos, sino también durante la producción y diseño de las instalaciones, mencionando que la capacidad de predecir cuando la arena se producirá. También se podrían crear oportunidades para desarrollar herramientas con una mayor tolerancia para manejar con éxito esta producción de arena.

1.2 MÉTODOS DE GERENCIAMIENTO Y/O EXCLUSIÓN DE ARENA

A través del tiempo se han desarrollado y madurado diferentes tecnologías y metodologías de exclusión y/o Gerenciamiento de arena. En la Figura 2 se muestra un esquema de los métodos de gerenciamiento y exclusión de arena que se pueden aplicar y evaluar, los cuáles pueden ser abordados desde 5 etapas o enfoques diferentes que se describen a continuación.



Figura 2 Métodos de Gerenciamiento y/o Exclusión de arena Fuente: Mauel G. Jaimez et al, Metodología de gerenciamiento y/o exclusion de arena, Grupo gerenciamiento de arena, ECOPETROL-ICP 2010.

- ***Predicción***

A través de una evaluación geomecánica por métodos analíticos es posible predecir el draw down crítico de producción de arena y la trayectoria más favorable durante la perforación para reducir el riesgo de arenamiento durante la etapa de producción de un pozo.

La predicción también está apoyada en métodos empíricos que se basan en la toma de datos de campo para llegar a un análisis de eventos de la vida del pozo y saber cuándo, cómo y porque se dio el arenamiento.⁵

- ***Prevención***

Diseño de perforación y completamiento orientado a la disminución de la producción de arena implementando manejo del Draw-Down, cañoneo orientado y selectivo.

- ***Monitoreo***

Se puede realizar de la siguiente forma:

- a. seguimiento histórico de la producción y los eventos presentados en un pozo para revisar el compartimiento de la producción de arena.
- b. Instalación en fondo o superficie de sistemas o tecnologías en tiempo real que miden la producción de arena.

- ***Producción***

Determinar los sistemas de levantamiento artificial, accesorios, materiales más adecuados para manejar la problemática de arena desde el punto de vista técnico y económico.

⁵ Jon Carlson, Derrel Guley and George King, Sand control why and how, Oilfield Review, October 1992

- **Exclusión**

Implementar técnicas que eviten la producción de arena esto es manejado con tecnologías de fondo tales como mallas, empaquetamiento con grava, frac pack, High rate water pack, screen less y tratamiento químico.

El gerenciamiento acertado conlleva a un mejoramiento de la productividad, y para esto se requiere una evaluación integrada según los requerimientos y particularidades de cada pozo, previniendo o retrasando la producción de arena a través de la vida de un pozo en el campo.

El desarrollo de esta tesis se enfocara en la aplicación de la metodología SEM (Sand Exclusion And Management) para la selección y evaluación de alternativas de exclusión y gerenciamiento de arena en las etapas de predicción, producción y prevención, la cual se implementara a pozos productores de un campo colombiano con problemas de arrendamiento desde el punto de vista técnico y económico

1.3 ENFOQUE EN PREDICCIÓN PARA LA SELECCIÓN Y EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS PARA MANEJAR LA ARENA.

La predicción de la producción de arena es importante pues permite establecer las zonas sensibles y el umbral o draw down critico, lo cual permite establecer una alternativa de gerenciamiento enfocada a la prevención de la producción de arena. La determinación de las zonas sensibles a la producción de arena se puede realizar por dos métodos:

- **Método Empírico:** este es el método que será utilizado para la el desarrollo de la metodología e implementación de la misma, está basado en una serie de datos tomados en campo dentro de los cuales están el análisis de eventos

asociados a la producción de arena, curvas de producción durante el tiempo de vida del pozo, niveles de fluido para evaluar el potencial de este. Todos estos datos plasmados en un Diagrama de diagnostico el cual permitirá saber cuándo, cómo y porque se da el arenamiento en las formaciones de estudio del pozo en análisis. El diagrama de diagnostico que se implementara fue desarrollado por Martínez, Alexander ICP-Ecopetrol, 2006. Modificado por Jaimes Plata, Manuel Guillermo et al, 2009. Figura 3

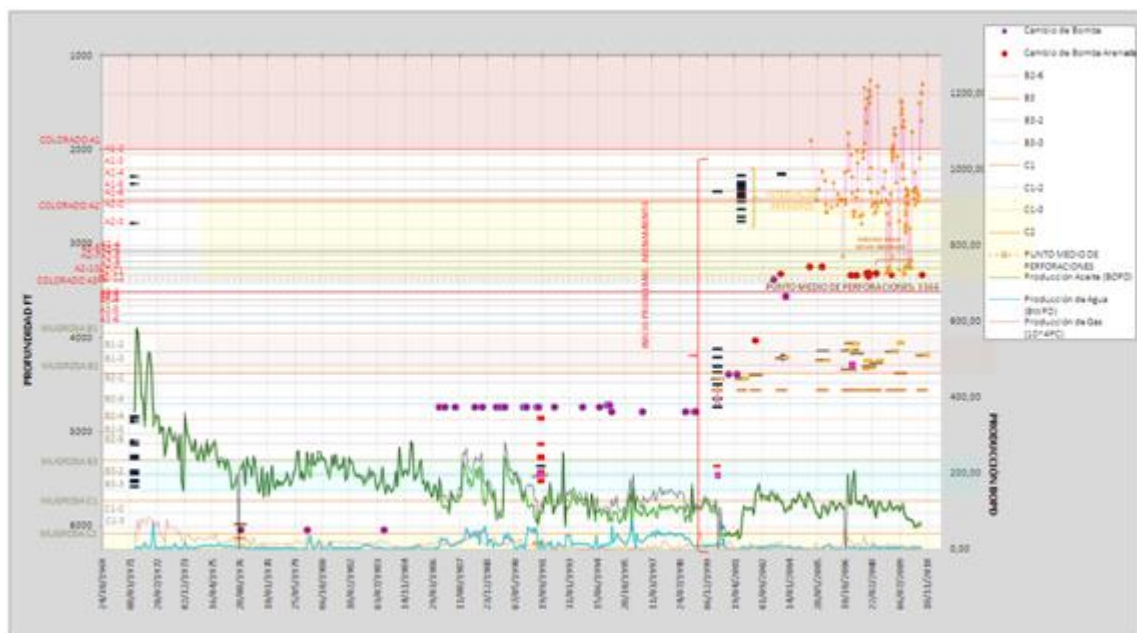


Figura 3. Diagrama de diagnostico Fuente: Manuel G. Jaimes et al. Metodología de Gerenciamiento y/o Exclusión de arena, Grupo gerenciamiento de arena, ECOPETROL-ICP, 2009.

- Método Analítico:** Está basado en la propiedades mecánicas de la roca con las cuales a partir de la geomecánica aplicada al área de arenamiento permite elaborar un modelo predictivo. Este modelo permite calcular el Draw Down crítico al cual se produciría arena. Para esto se necesita el modelamiento de las propiedades mecánicas de la roca y correlacionarlas con registros de pozo para llegar a establecer las zonas sensibles a la producción de arena. Teóricamente los modelos de predicción de arena pueden ser validados a partir de las observaciones de laboratorio, además de ser usados como una herramienta de

predicción de la producción de arena en un análisis posterior para la simulación numérica del campo. Este método no será implementado en la herramienta software.

1.4 ENFOQUE EN EXCLUSIÓN PARA LA SELECCIÓN Y EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS PARA MANEJAR LA ARENA.

La aplicación de tecnologías de exclusión es una de las alternativas de enfrentar el problema de arenamiento. La selección del método de control de arena depende de las condiciones en sitio, las practicas operativas y principalmente las consideraciones económicas. Los métodos de control de arena los podemos clasificar en dos grupos: Métodos mecánicos y métodos químicos.

1.4.1 Métodos Mecánicos

Los métodos mecánicos excluyen la producción de arena de formación mediante el uso de rejillas o tuberías ranuradas y empaquetamientos con grava. Ellos se basan en la formación de puente o filtro, de manera que los granos de mayor diámetro son puenteados en las ranuras de tuberías ranuradas o rejillas y en los empaquetamientos con grava y estos a su vez sirven de puente a los granos más pequeños de la formación. El tamaño de la grava a usarse y el tamaño de las ranuras de las rejillas o tuberías ranuradas deben ser seleccionados cuidadosamente para asegurarse que la formación va a estar bien puenteada. A continuación se explica algunos métodos mecánicos que estarán el set de recomendaciones arrojado por la herramienta:

Empaquetamiento con Grava

Esta técnica es una de las de mayor uso en la actualidad. Su aplicación se ha generalizado en todos los campos petrolíferos con problemas de producción de arena. Según el tipo de terminación al cual esté asociado, el empaque con grava se puede clasificar en interno y hueco abierto.

En ambos casos, la operación consiste en colocar grava a manera de filtro entre dos paredes cilíndricas, con el propósito de acondicionar adecuadamente el espacio anular entre el tubo ranurado y el revestimiento o entre el tubo ranurado y las paredes del pozo. El objetivo es que la grava soporte las paredes de la formación, evitando desmoronamiento de material, y al mismo tiempo sea capaz de impedir que entre al pozo el material desintegrado de las formaciones no consolidadas.

Empaque con Grava Interno

Este método de control de arena utiliza una combinación de rejilla y grava para establecer un proceso de filtración en el fondo del pozo. La rejilla es colocada a lo largo de las perforaciones y un empaque de grava con una distribución adecuada de arena es colocado alrededor de la rejilla y en las perforaciones. Después de esto, la arena del empaque de grava en las perforaciones y en el anular de la rejilla-revestimiento filtra la arena y/o finos de la formación mientras que la rejilla filtra la arena del empaque con grava. La Figura 4 muestra un completamiento típico a hoyo revestido con empaque con grava.

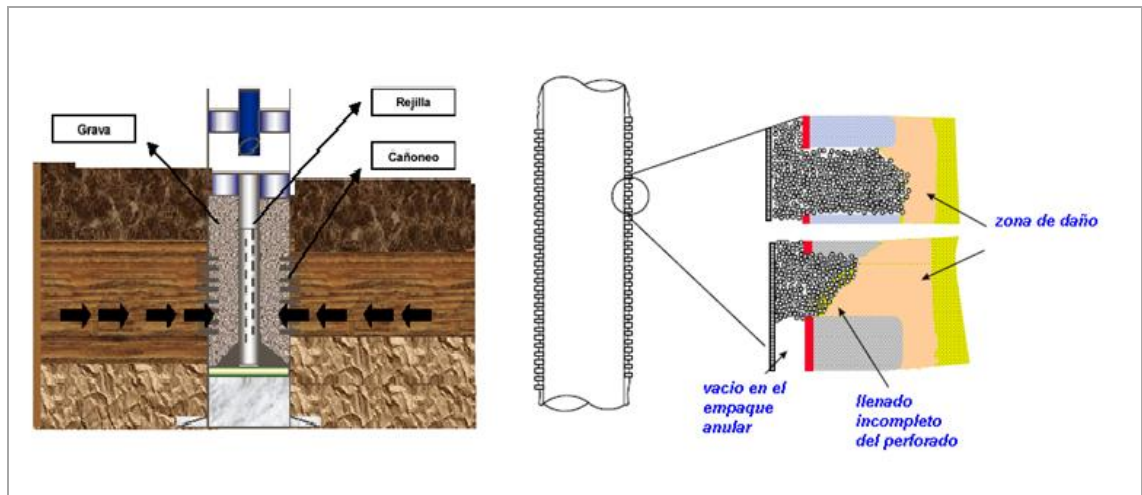


Figura 4 Esquema de un Empaque con Grava en Hoyo Revestido. Fuente: Completación de Pozos, Eduardo A. Aguirre & Yoel A. Vivas. <http://es.scribd.com/doc/47827360/completacion-pozos>.

Una variedad de técnicas son usadas para colocar la rejilla frente a las perforaciones y controlar la colocación de la grava. La elección de la técnica más adecuada dependerá de las características particulares del pozo tales como profundidad, espesor del intervalo, presión de la Formación, etc. Los numerosos sistemas de fluidos y herramientas están disponibles para mejorar la producción final del pozo empacado con grava. Las diferentes técnicas más conocidas se listan a continuación:

a) Sistemas convencionales – Empacados con agua.

- Circulación en reverso.
- Circulación Crossover.
- Técnica de Washdown.

b) Sistemas de empaque por lechada de cemento.

- Técnica de Squeeze.
- Técnica de un viaje.
- Técnica de Washdown.

Desafortunadamente, la eficiencia de un completamiento con empaque con grava, independientemente de la técnica que se utilice, genera daño al pozo en muchos casos. El daño cercano a la boca del pozo como un resultado de un completamiento con empaque con grava podría atribuirse a varios mecanismos o más probablemente, es el resultado acumulativo de una variedad de ellos. Estos podrían incluir el taponamiento del empaque y la pérdida del fluido durante la completamiento. El taponamiento del empaque ocurre principalmente por la migración de finos desde la formación, que invaden el empaque con grava cuando el pozo es colocado en producción. Asimismo, la pérdida de fluido durante el empaque con grava es un problema serio, sobre todo en zonas de alta permeabilidad. Esta pérdida de fluido puede producir una variedad de mecanismos de daños tales como:

- Problemas de depositación de escama por la interacción del agua de la formación con los fluidos perdidos durante la fase de completamiento.
- Daño debido a la alta viscosidad de los fluidos perdidos.
- Daño debido a la presencia de partículas sólidas como carbonato de calcio o sal usados como aditivos para controlar pérdidas de fluidos, bombeados antes del empaque con grava, que pueden crear problemas de taponamiento del medio poroso por sólidos. Esto también crea otros problemas como potencial puenteo en el empaque.

En la Figura 5 se muestra el proceso de circulación de la grava por la técnica de squeeze.

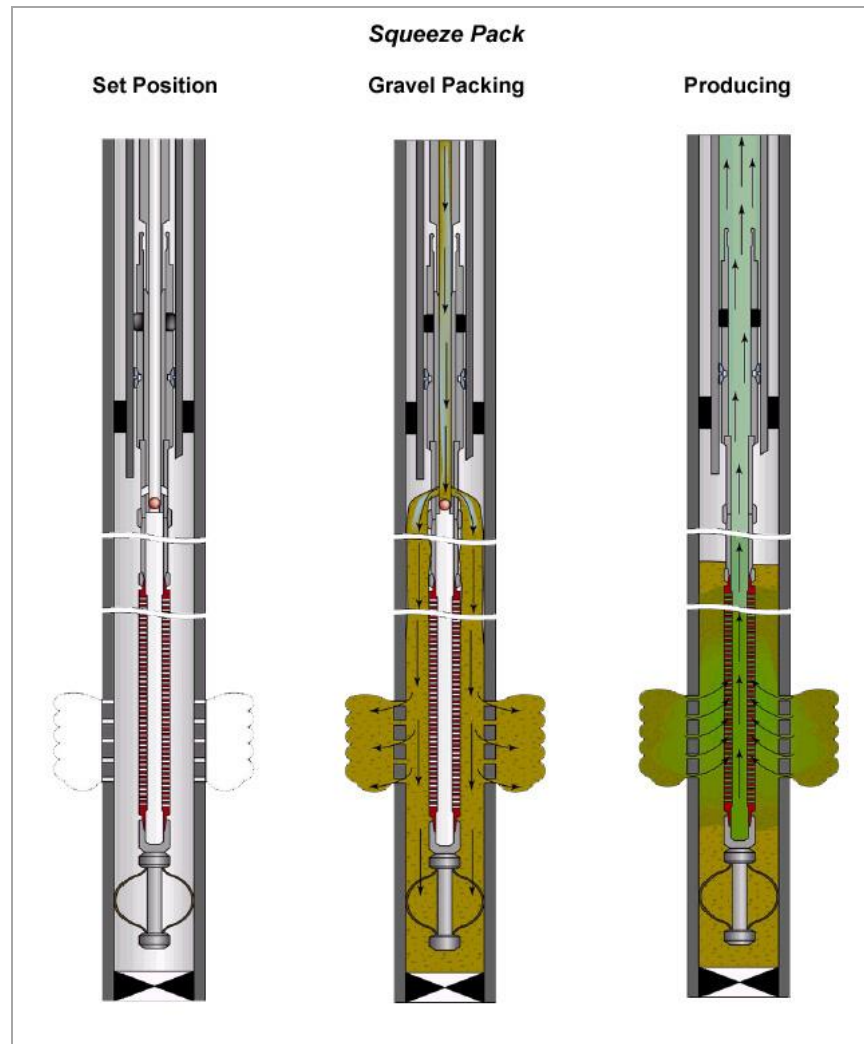


Figura 5 Proceso de circulación de la grava por la técnica de squeeze. Fuente:Curso por THRU-TUBING SYSTEMS, INC,2009.

Empaque con Grava en Huevo Abierto.

El empaque con grava en “Hoyo Abierto Ampliado” implica perforar por debajo de la zapata o cortar el revestimiento de producción a la profundidad de interés, reparar la sección del hoyo abierto, ampliándolo al diámetro requerido, para luego colocar una rejilla frente al intervalo ampliado, y posteriormente circular la grava al espacio entre la rejilla o “liner” ranurado y el hoyo ampliado, de tal forma que la rejilla o “liner” ranurado funcione como dispositivo de retención de la grava y el empaque con grava como filtro de la arena de la Formación. La operación

descrita, permite aumentar las dimensiones del hoyo. La razón fundamental que justifica esta operación en un hoyo abierto es la de remover el daño presente en la zona más cercana al pozo. El hoyo de mayor diámetro también aumenta ligeramente la productividad del pozo, pero esta mejora no es muy significativa en la mayoría de los casos. La ampliación del hoyo se puede llevar a cabo simplemente para lograr una mayor holgura entre la rejilla y el hoyo abierto. En cualquier caso, deberá realizarse con un fluido que no cause daño a la formación. Los lodos de perforación tradicionales sólo deberían ser utilizados como última alternativa y se deberán planificar tratamientos para la remoción del daño antes de empaquetar con grava o poner el pozo a producir. La Figura 6 muestra un esquema genérico de una completamiento a Hoyo Abierto Ampliado.

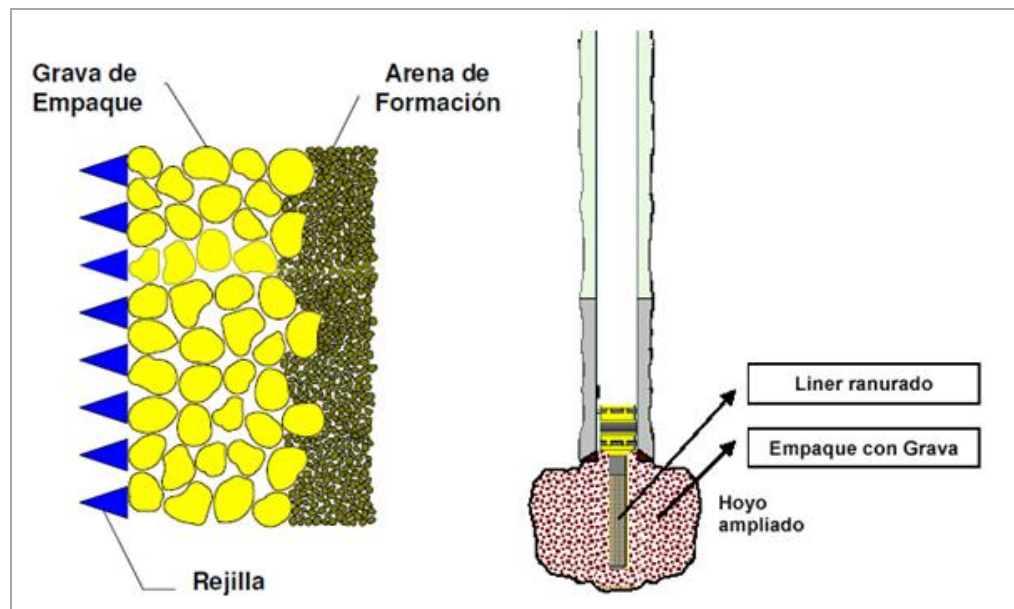


Figura 6 Completamiento a Hoyo Abierto Ampliado. Fuente: Completamiento de Pozos, Eduardo A. Aguirre & Yoel A. Vivas. <http://es.scribd.com/doc/47827360/completacion-pozos>.

Los problemas de la ampliación de hoyo tienen que ver más con problemas operacionales que con aspectos referentes al tiempo de realización, costos o productividad. Los empaques con grava en Hoyo Abierto Ampliado permiten evitar todas las dificultades y preocupaciones asociadas con el empaque de las

perforaciones en Hoyos Revestidos y reducen las operaciones de colocación de grava a una tarea relativamente simple, de empacar el espacio anular entre el “liner” y el hoyo ampliado. Debido a que estos empaques no tienen túneles de perforación, los fluidos de perforación pueden converger hacia y a través del empaque con grava radialmente (360°), eliminando la fuerte caída de presión relacionada con el flujo lineal a través de los túneles de perforación. La menor caída de presión que ocurre a través del empaque en un Hoyo Abierto Ampliado garantiza prácticamente una mayor productividad, en comparación con el empaque en Hoyo Revestido para la misma Formación y/o condiciones.

La Figura 7 muestra las caídas de presión teóricas de los Empaques con Grava en Hoyo Revestido y Hoyo Abierto Ampliado, suponiendo los siguientes casos: completamente empacado (Pre-empacado), parcialmente empacado (Sin pre-empaque), perforaciones que se llenan con arena de formación y hoyo abierto ampliado con empaque con grava. La Figura 7 indica que los empaques con grava en hoyos abiertos ampliados no originan prácticamente ninguna caída de presión adicional, y los fluidos de formación convergen en el pozo, mejorando la productividad en comparación con los casos de pozos revestidos con empaque.

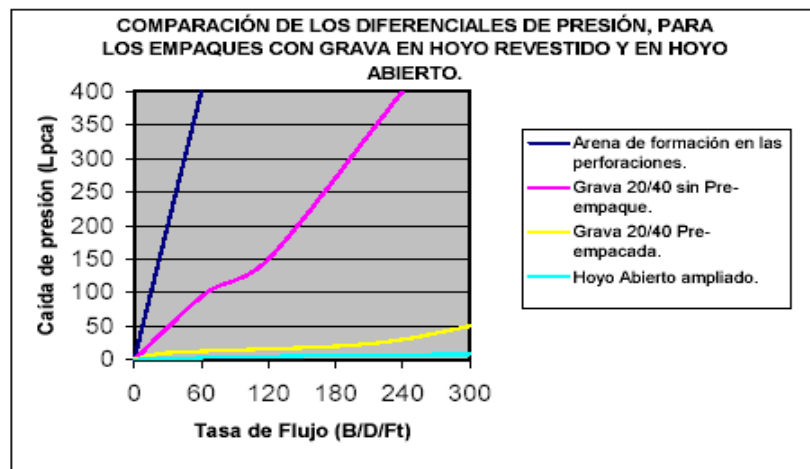


Figura 7 Diferenciales de presión debido a los diferentes tipos de empaque. Fuente: Informe en Completamiento de Pozos, Eduardo A. Aguirre & Yoel A. Vivas. <http://es.scribd.com/doc/47827360/completacion-pozos>.

Selección del Tamaño de Grava

El éxito de un empaque con grava depende, en gran parte, de la selección correcta del tamaño de la grava y de su colocación apropiada alrededor del forro ranurado o rejilla. Si el tamaño de la grava a emplearse no es seleccionado apropiadamente la arena migrara al empaquetamiento de grava, por lo cual se restringirá la permeabilidad efectiva y esto restringirá la producción. El empaque con grava debe cubrir completamente los alrededores de la tubería ranurada o rejilla, ya que si quedan cavidades, esta permitirá la migración y producción de arena a la formación. Otro aspecto importante es que el empaque debe ser colocado sin causar ningún daño a su permeabilidad, asegurando así una mayor productividad.

La selección del tamaño de la grava se hace mediante el análisis granulométrico de la arena de la formación. El tamaño de la grava debe ser seleccionado a través de un método que suministre exactitud. El método utilizado por la industria petrolera es el de Tyler Standard Screen Scale. El tamaño de las partículas que componen la arena se determina por medio de tamices, los cuales se colocan uno sobre otro en escala de mayor a menor. Los tamices o mallas están numerados de acuerdo a la cantidad de ranuras por pulgada cuadrada, en unidades Tyler Mesh. La muestra se debe lavar y secar con anterioridad, para eliminar todos los residuos de hidrocarburos y otras impurezas presentes en ellas. Posteriormente, se pasa a través de los tamices y se pesa la cantidad de arena retenida en cada tamiz. Los datos obtenidos se grafican según el porcentaje de peso obtenido acumulado en función del diámetro de las mallas o tamiz, o en función del tamaño de grano. Esta grafica representa la distribución acumulativa del tamaño de los granos de arena de la formación. La inclinación de las curvas es una medida de la uniformidad de la arena, es decir mientras más inclinada sea la curva, mas uniforme será la arena estudiada. La posición de la curva en el grafico indica el rango del tamaño de grano, es decir las curvas más hacia la derecha indican granos más pequeños.

Relación grava – arena

La relación grava-arena se define como la relación que existe entre el tamaño del grano de grava y el tamaño del grano de la arena de la formación. Este parámetro es de vital importancia para la selección del rango de grava a utilizarse en un empaque. Las relaciones de grava-arena recomendadas por los primeros investigadores son las siguientes:

- Coberly y Wagner. Estos investigadores llegaron a la conclusión que el tamaño de grava necesaria para retener una arena debía ser 10 veces mayor que el 10 Percentil de los granos de arena de estudio.

- Método de Saucier. Define la relación grava-arena de 50 Percentil y la arena de 50 percentil. Sus trabajos de investigación fueron enfocados hacia el efecto de la relación grava-arena en la permeabilidad del empaque. Los estudios experimentales llevaron a la aplicación del parámetro D, llamado la relación del diámetro, el cual se define como: $D=(D_p 50/ D_f 50)$ donde:

D_p50 = Es el tamaño promedio de la grava (punto 50-Percentil).

D_f50 = Es el tamaño promedio de la arena de formación (punto 50-percentil)

La relación de diámetro D, fue correlacionado empíricamente con la permeabilidad del empaque y se encontró que la relación de 5 a 6 es el valor óptimo para controlar efectivamente la invasión de arena, mientras se retiene la máxima permeabilidad. En la Tabla 1 Se muestran los criterios de dimensionamiento de la grava de diferentes autores.

CRITERIOS DE DIMENSIONAMIENTO DE LA GRAVA	
Criterios Históricos:	
• Coberly y Wagner	D10 ≤ 10 (d10)
• Stein	D85 ≤ 4 (d15)
• Schwartz	D10 = 6 (d10) for $C_u < 5$
	D40 = 6 (d40) for $5 < C_u < 10$
	D70 = 6 (d70) for $C_u > 10$
• Saucier	D50 = 4 - 6 (d50)

“D” Mayúscula indica grava
“d” Minúscula indica arena de formación

Tabla ¡Error! No hay texto con el estilo especificado en el documento.. **Criterios de dimensionamiento de la grava Fuente: Mauricio Fernandez, Taller en Tecnologías de control de arena- rejillas,2009.**

Rejillas o “Liners” Ranurados.

Las rejillas o "liners" ranurados sin empaques con grava, constituyen la manera más sencilla de controlar la producción de arena en pozos horizontales dependiendo lógicamente del grado de consolidación de la arena a producir. Este mecanismo debe emplearse, sólo si se tiene una arena bien distribuida y limpia, con un tamaño de grano grande, porque de lo contrario la rejilla o forro terminará taponándose. Las rejillas y "liners" actúan como filtros de superficie entre la formación y el pozo, puesto que el material de la formación se puentea a la entrada del "liner". Las rejillas y los "liners" ranurados previenen la producción de arena basados en el ancho de las ranuras o aperturas para el flujo, denominado también calibre, creando así un filtro que permite la producción de petróleo.

Existen varios criterios para diseñar las aberturas del "liner" ranurado, en algunos casos, se dimensionan de manera que su tamaño duplique el diámetro del grano de arena de formación en el percentil cincuenta de la arena (D50), en otros casos, se diseñan para que su tamaño triplique el percentil diez más pequeño de la arena (D10). Estos criterios de dimensionamiento se derivan de varios estudios, en los cuales se determinó que un grano de arena de formación forma un puente en la abertura de una ranura cuyo tamaño sea dos o tres veces el diámetro del grano,

siempre y cuando dos partículas traten de entrar en la ranura al mismo tiempo. Evidentemente, la formación de estos puentes requiere que haya una concentración suficiente de arena de Formación que trate de penetrar la rejilla o "liner" al mismo tiempo. Evidentemente, la formación de estos puentes requiere que haya una concentración suficiente de arena de Formación que trate de penetrar la rejilla o "liner" al mismo tiempo. En otras palabras funcionan como filtros de superficie, puesto que el material de la formación se puentea en su superficie. Las rejillas y "liners" ranurados previenen la producción de arena basados en el ancho de las ranuras. La Figura 8, presenta un "liner" ranurado típico.

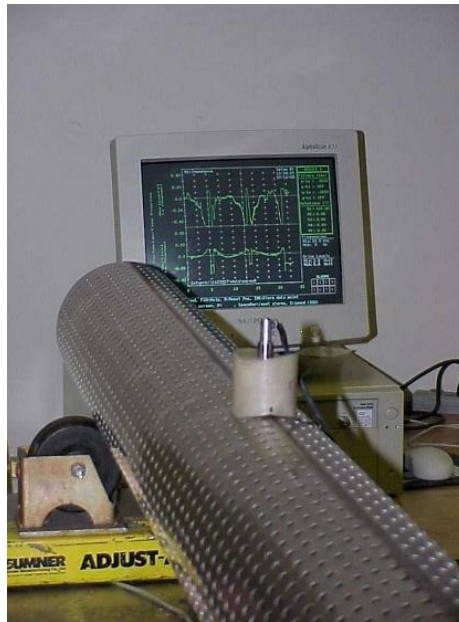


Figura 8 Rejilla o "Liner" Ranurado. Fuente: Mauricio Fernandez, Taller en Tecnologías de control de arena- rejillas,2009.

Una de las limitaciones más rápidamente identificables de las rejillas solas o "liner" ranurado como una técnica de control de arena, es la corrosión de las ranuras antes de que ocurra el puenteo. Si los puentes que se han formado no son estables, pueden romperse cuando cambie la tasa de producción o cuando se cierre el pozo. Ahora bien, debido a que los puentes pueden romperse, es posible

que la arena de la formación se reorganice, lo cual, con el tiempo, tiende a ocasionar la obstrucción de la rejilla o “liner”. Por tanto, cuando se utilice esta técnica para controlar arena de formación, el diámetro de la rejilla o “liner” debe ser lo más grande posible, con el fin de minimizar la magnitud de la reorganización de los granos que pueda ocurrir. Para que una rejilla o “liner” ranurado sean eficaces, deberán utilizarse exclusivamente en formaciones de permeabilidad relativamente elevada, que contengan poca o ninguna arcilla y cuyos granos de arena sean grandes y estén bien distribuidos. Si la formación presenta suficiente arcilla, los puentes de arena que se forman en la rejilla o en el “liner” podrían obstruirse. Si el rango de tamaño de las partículas de arena es amplio y/o diverso, es posible que la rejilla o “liner” ranurado se obstruya con granos de arena.

Los pozos de petróleo y/o gas con arenas bastantes sucias y con tamaños de granos pequeños, son normalmente formaciones no-uniformes. Esto no permitirá un apropiado puenteo de la arena de la formación sobre la rejilla o “liner”. En la mayoría de los casos algún puenteo ocurrirá pero con una reducción de la producción debido a la invasión de las partículas más pequeñas en las aberturas de las rejillas de alambre enrollado. Esto en efecto limita el uso de rejilla sola o “liner” como una técnica para controlar la arena de la formación. Otro factor sería el tipo de formación (friable, parcialmente consolidada ó no consolidada). Las Formaciones friables posiblemente nunca colapsaran alrededor de la rejilla o “liner”, pero producirán cantidades pequeñas de arena durante la producción del fluido. Las arenas parcialmente consolidadas y las arenas no consolidadas se derrumbarán y llenaran las perforaciones y el espacio entre el revestimiento y la rejilla con la subsecuente reducción de la permeabilidad en las perforaciones y en el espacio del revestimiento/rejilla. La productividad inicial de los completamientos con rejillas solas es generalmente buena, pero la declinación de producción subsecuente es típica. Las rejillas suelen no ser muy exitosas en muchos pozos consecuencia del taponamiento de las ranuras de la rejilla y posterior declinación de la producción.

La selección entre rejilla y “liner” ranurado se basa fundamentalmente en factores económicos. El “liner” ranurado es menos costoso, pero presenta limitaciones de anchura de las ranuras y, por lo general, tiene menos área de flujo disponible. Por su parte, las rejillas pueden tener aberturas mucho más grandes y un área de flujo mayor, pero resultan más costosas.

A continuación la **Tabla .2** presenta los diámetros máximos y óptimos de rejillas para los distintos tamaños de revestimiento.

TAMAÑO DEL REVESTIDOR. DIAMETRO EXTERNO (Pulg)	DIAMETRO MAXIMO DE REJILLA. DIAMETRO EXTERNO TUBERIA (Pulg)	DIAMETRO OPTIMO DE REJILLA. DIAMETRO EXTERNO DE TUBERIA(Pulg)
4	1	1
4½	1¼	1¼
5	1½	1½
5½	2¾	2¾
6¾	3½	2¾
7	3½	2¾
7¾	4	2¾
8¾	5	2¾
9¾	5½	2¾

Tabla.1 Diámetros Recomendados de Rejillas para el Interior del Revestidor Fuente: Completación de Pozos, Eduardo A. Aguirre & Yoel A. Vivas. <http://es.scribd.com/doc/47827360/completacion-pozos>.

Rejillas Pre-empacadas.

Las rejillas pre-empacadas son un filtro de dos-etapas con las envolturas externas e internas de la rejilla que entrapan el medio filtrante. El medio filtrante (típicamente grava) no deja pasar los granos de la Formación más pequeños, esta arena actúa como agente puenteante cuando se produce arena de formación mientras que la envoltura exterior de la rejilla filtra los granos de la formación más grandes, las rejillas pre-empacadas se aplican en zonas donde la utilización del empaque con grava es difícil (zonas largas, pozos muy desviados, pozos horizontales y formaciones heterogéneas). Figura 9

La utilización de las rejillas pre-empacadas implica tener presente dos posibles problemas:

a) Taponamiento: si la rejilla no se encuentra protegida es muy probable que la misma se tapone con finos de la Formación durante el proceso de formación del puente arena.

b) Daños de la grava pre-empacada: si el pozo es demasiado inclinado, o las rejillas se colocan en pozos horizontales de radio corto se generan fracturas en la grava consolidada que generarán un bajo desempeño de la misma.

Las pautas a seguir para utilizar rejillas pre-empacadas son prácticamente las mismas que rigen el empleo de rejillas solas o “liners” ranurados, formaciones altamente permeables de granos de arena grandes y bien distribuidos, con poco o ningún contenido de arcillas u otros finos. Debe considerarse la aplicabilidad de las rejillas pre-empacadas en pozos de radio corto, en los cuales, la grava recubierta de resina y consolidada podría agrietarse mientras se empuja a través de los grandes ángulos de inclinación del pozo. Este agrietamiento podría afectar la capacidad de filtración de arena que posee la rejilla, lo cual resulta particularmente cierto en el caso de la rejilla pre-empacada simple, donde el agrietamiento de la grava recubierta de resina y consolidada puede hacer que la grava se salga de la camisa perforada, exponiendo directamente la rejilla interior a la producción de arena de formación.

Existen diferentes diseños de rejillas pre-empacadas, los más comunes incluyen rejillas pre-empacadas de rejilla doble, rejillas pre-empacadas de rejilla sencilla y slim-pak.

a) La rejilla doble: consiste en una rejilla estándar y una camisa adicional sobre la primera camisa. El espacio anular entre las dos camisas se rellena con

grava revestida con resina. Todo el ensamblaje de la rejilla se coloca en un horno y se calienta para permitir que la grava revestida se consolide.

b) La rejilla pre-empacada sencilla: posee, en primer lugar, una rejilla estándar. En este caso, se instala un tubo perforado especial sobre la camisa. Este tubo está envuelto en un papel especial para sellar los orificios de salida, y la región anular entre la camisa y el tubo perforado se llena con grava revestida con resina. El ensamblaje se cura en un horno y se saca el papel que está alrededor del tubo exterior.

c) La rejilla Slim-Pak: es similar a la rejilla estándar, con dos excepciones importantes. En primer lugar, alrededor de la parte exterior de la base de tubería perforada se enrolla una rejilla de malla muy fina y se asegura antes de instalar la camisa. En segundo lugar, el espacio entre la camisa y la rejilla de malla fina se llena con arena de empaque revestida con resina. Después se lleva la rejilla a un horno, para curar la grava revestida y obtener una capa fina de grava consolidada entre la camisa de la rejilla y la tubería base.

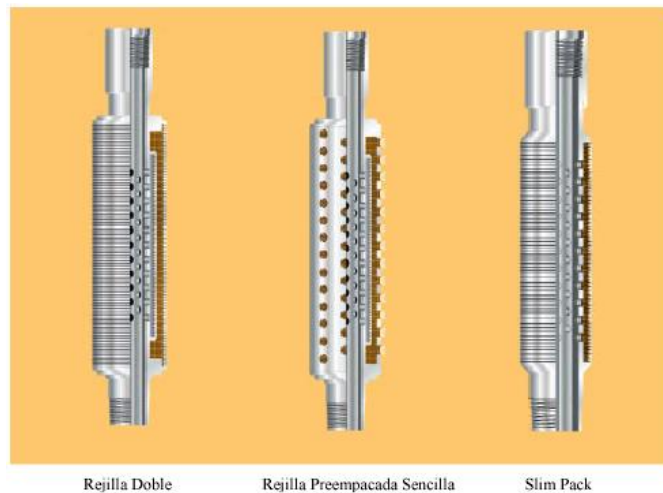


Figura 9 Tipos de rejillas pre-empacadas. Fuente: Completación de Pozos, Eduardo A. Aguirre & Yoel A. Vivas. <http://es.scribd.com/doc/47827360/completacion-pozos>.

Completamientos sin Filtros

En el pasado, los operadores recurrían al empaque de grava o al fracturamiento y empaque para este tipo de formaciones. Estos dos métodos se basan en las características de puenteo de las partículas y en los mecanismos de filtrado de los filtros de exclusión de arena utilizados en agujero descubierto o dentro de la tubería de revestimiento con empaques de grava anulares, así como también en las fracturas hidráulicas apuntaladas resultantes de los tratamientos de fracturamiento y empaque. Las terminaciones de pozos sin filtros utilizan técnicas distintas a las empleadas para los empaques “internos” convencionales diseñadas a con el fin de evitar fallas en los túneles de los disparos (perforaciones, cañoneos, punzados) con la consiguiente producción de sólidos de formación. Los métodos de terminación de pozos sin filtros mantienen la productividad del pozo y el influjo libre de arena, mediante la combinación de una o más de las siguientes seis tecnologías probadas en los campos petroleros:

- Fase, orientación y tamaño óptimo de los disparos
- Fracturas hidráulicas anchas con el control del crecimiento longitudinal de la fractura (arenamiento inducido), (TSO, por sus siglas en inglés) a través de todos los disparos
- Control del contraflujo de apuntalante
- Consolidación química o estabilización de la formación
- Cementación de intervalos permeables indeseados, previamente empacados
- Tratamientos selectivos con tubería flexible

Si se planifican e implementan con cuidado, estas técnicas ayudan a controlar la producción de arena, a reducir el costo y el riesgo global, a mejorar la productividad del pozo y a incrementar la recuperación de hidrocarburos.

Intervenciones sin Equipos Convencionales

Las terminaciones de pozos sin mallas evitan las limitaciones y restricciones de productividad causadas por los empaques de grava internos y los filtros. Las terminaciones de pozos sin mallas no restringen el tamaño del pozo frente a los intervalos productivos. El mantenimiento del diámetro completo del pozo ofrece mayor flexibilidad para las posteriores operaciones de adquisición de registros y recolección de datos, reparaciones de remediación y nuevas terminaciones, vigilancia rutinaria del yacimiento y manejo de la producción, así como el control del influjo de agua o gas.

Las terminaciones de pozos sin filtros ofrecen control primario de la producción de arena en pozos nuevos o en tramos de drenaje laterales, especialmente para diámetros de tuberías de revestimiento y configuraciones de pozos que impiden la instalación de filtros mecánicos de exclusión de arena. Por otra parte, se utilizan para la terminación de zonas pasadas por alto en pozos existentes. Los pozos terminados sin filtros ni empaques de grava que comienzan a producir arena pueden repararse utilizando técnicas de terminación de pozos sin filtros.

Las técnicas de terminación de pozos sin filtros no requieren equipos convencionales de perforación o reparación de pozos. Estos métodos pueden aplicarse utilizando tubería flexible, lo que reduce aún más los costos de terminación e intervenciones de remediación. Esto hace que los métodos de terminación de pozos sin filtros resulten particularmente atractivos y efectivos en materia de costos para la terminación inicial de zonas pasadas por alto. Estos métodos también son aplicables para la reparación de pozos cuyos empaques de grava están taponados o sus filtros se encuentran erosionados.

Operaciones de Disparos y Fracturamiento

Para los pozos nuevos y las zonas pasadas por alto en los pozos existentes, las terminaciones de pozos sin filtros comienzan con operaciones de disparos

optimizadas. El primer paso aborda la fase y orientación de los disparos, la longitud del intervalo disparado, así como el tamaño y número de agujeros, o densidad de disparos.

Para los tratamientos de fracturamiento hidráulico y de control de la producción de arenas exitosas, las estrategias de disparo deberían diseñarse de modo que los disparos se sitúen en o cerca del plano preferencial de fracturamiento (PFP), o dirección del esfuerzo local máximo. Luego de la operación de disparo, se llevan a cabo tratamientos de fracturamiento hidráulico TSO para ensanchar las fracturas dinámicas y crear anchos apuntalados mayores, que generen un anillo de apuntalante, o un “empaquete externo”.

Estos tratamientos de fracturamiento especializados atraviesan el daño cerca del pozo y estimulan la productividad del pozo conectando las capas o laminaciones de la formación individuales y estableciendo un trayecto de flujo duradero, estable y conductivo desde el yacimiento hasta el pozo. Los métodos de terminación de pozos sin filtros son exitosos sólo cuando las fracturas TSO bien desarrolladas con empaques de apuntalantes estables cubren todos los disparos y evitan el ingreso de arena en el pozo. Las operaciones de disparos no tratadas que no se encuentren óptimamente alineadas y conectan directamente la formación al pozo dejan trayectorias potenciales para la producción de arena.

Si se desconocen las direcciones de los esfuerzos, una fase de 0° maximiza el número de disparos que se comunican con la fractura hidráulica. Si, por el contrario, se conocen las direcciones de los esfuerzos, las pistolas (cañones) con cargas cuya fase está comprendida entre 0° y 180° y los disparos orientados en el PFP, mitigan la falla del túnel de disparo y el influjo de arena; ambos con o sin tratamientos de consolidación. Los disparos orientados o con fases óptimas también reducen las restricciones del flujo cerca del pozo, o la tortuosidad. La tortuosidad incrementa la presión de iniciación de la fractura y las caídas de

presión que se producen a través de los intervalos de terminación durante la inyección de los fluidos de fracturamiento y de apuntalantes. En la Figura 10 se muestra la fase óptima de cañoneo según la orientación de esfuerzos.⁶

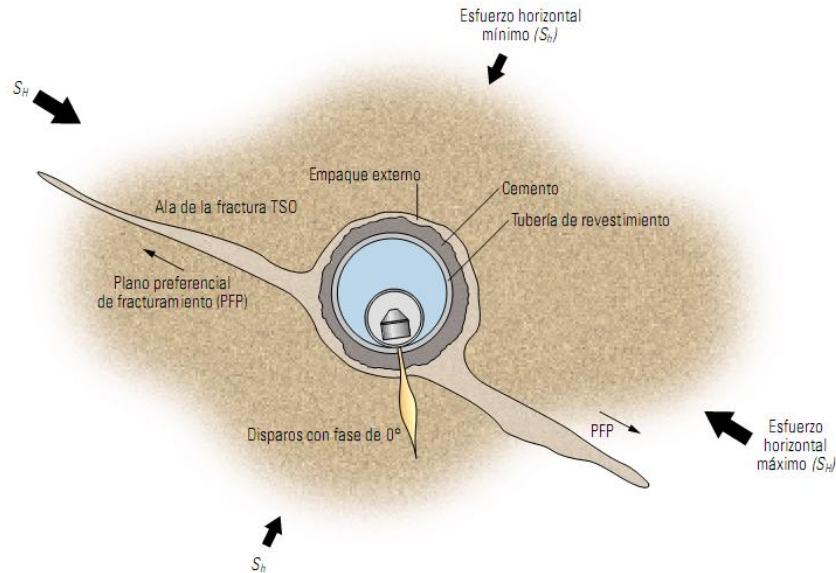


Figura 10 Fase Óptima. Fuente: Optimizing Frac Packs ,Oilfield Review Autumn 2004

La orientación de los disparos en la dirección correcta requiere el conocimiento de la magnitud y dirección de los esfuerzos locales de la formación, además de la capacidad técnica para orientar las pistolas de disparo en forma económica. Las herramientas especiales tales como los calibradores orientados de cuatro brazos, la herramienta de generación de Imagen Sónica Dipolar DSI y el generador de Imágenes Micro eléctricas de Cobertura Total FMI, en combinación con el conocimiento local y mapas de esfuerzos regionales, ayudan a los ingenieros a determinar las magnitudes y direcciones de los esfuerzos. Figura 11

⁶ Bala Gadiyar, Craig Meese, Hugo Morales, Optimizing Frac Pack, Oilfield review Schulumberger, USA, Autumn 2004.

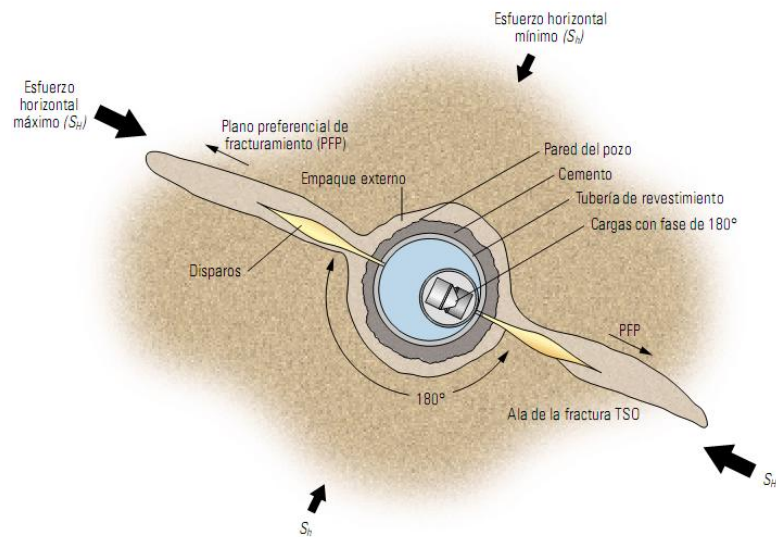


Figura 11 Orientación de los disparos en la dirección correcta. Fuente: Optimizing Frac Packs, Oilfield Review verano, Autumn 2004

En el pasado, sólo las herramientas de fondo de pozo, motorizadas operadas a cable o las pistolas bajadas con la tubería de producción (TCP), rotadas desde la superficie podían orientar activamente los disparos. Recientemente, sin embargo hay herramientas de Disparos Orientados Operada a Cable para orientar las pistolas en pozos casi verticales y con alto ángulo inclinaciones que varían entre 0.3° y 60° y de disparos orientados con pistolas bajadas con la tubería de producción para pozos casi horizontales.

Debido al estado emergente de las técnicas de terminación de pozos sin filtros, los disparos en los pozos verticales deberían restringirse a un intervalo máximo de 6 a 12 m [20 a 40 pies]; al menos hasta que la experiencia indique que este intervalo puede extenderse sin riesgo alguno. Para los pozos de alto ángulo y con inclinaciones mayores a 10° , en los que pueden iniciarse varias fracturas, los intervalos disparados deben ser menores a 1.8 m [6 pies]. El control del largo de los intervalos disparados mejora el emplazamiento del fluido, y aumenta la probabilidad de que las fracturas TSO cubran los disparos y formen un efectivo empaque externo alrededor del pozo.

Los intervalos más cortos también mejoran el empaque de apuntalante, mediante la provisión de una alta presión neta cerca del pozo. Los ingenieros de terminación de pozos seleccionan el tipo de carga y la densidad de disparos en base a las caídas de presión requeridas durante el tratamiento de fracturamiento y durante la producción del pozo. El diámetro de los disparos debe ser lo suficientemente grande para evitar el bloqueo del apuntalante y los arenamientos prematuros; pero lo suficientemente pequeño como para que después del cierre de la fractura dinámica, el ancho de la fractura apuntalada en el pozo cubra completamente los agujeros de entrada en las paredes de la tubería de revestimiento, bloqueando de esta manera el influjo de arena. La limitación del número de disparos minimiza los disparos que quedan sin tratar. El fracturamiento hidráulico reduce la caída de presión a través de los intervalos de terminación, lo cual minimiza las fallas de los túneles de los disparos y la producción de arena. El empaque externo y la extensa superficie de los empaques de apuntalante, creados durante el fracturamiento TSO también previenen la entrada de arena al pozo. La mayoría de las estimulaciones sin filtros incluyen medidas adicionales para estabilizar el empaque de apuntalante.

Frac Pack

Es el diseño de control de arenas más confiable (con respecto a la producción a altas tasas y largo término) que existe actualmente en la industria. Combina una fractura altamente conductiva con un empaquetamiento con grava para proporcionar tanto estimulación como control de arena en la formación. El tratamiento abarca el bombeo de grava (apuntalante o propante) dentro de las perforaciones a tasas que superen la presión del yacimiento, la intención es crear un bypass en cualquier zona dañada remanente de las actividades de perforación y completamiento. Un esquema de esta tecnología se muestra en la Figura 12.

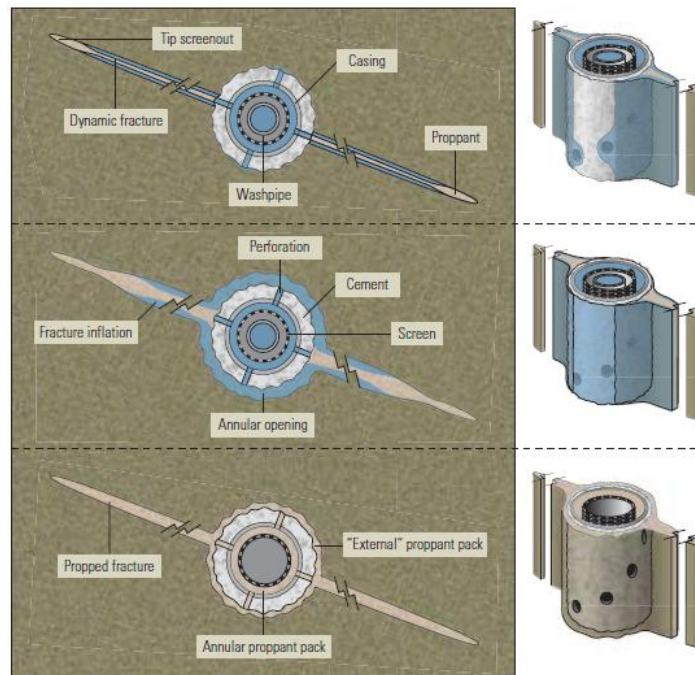


Figura12 Frac Pack. Fuente: Oilfield Review Schlumberger. USA, 2004.

Incorpora un tratamiento de fracturamiento hidráulico TSO (Tip Screen Out), el cual maximiza el ancho y la permeabilidad de la fractura logrando una mayor conductividad.⁷

Se consideran candidatos para un tratamiento de frac-pack, aquellas formaciones que presenten:

- Daño cercano a la cara del pozo.
- Yacimientos con alta o baja permeabilidad y formaciones con problemas de migración de finos y arenamiento (cualquier tipo de yacimiento).
- Capas productivas no conectadas al yacimiento.
- Secuencias laminares de arena y arcilla.
- Pobre productividad esperada después de la instalación de un gravel pack.
- Campos con demanda producción altas.

⁷ Bala Gadiyar, Hugo Morales et al. Optimizing Frac Packs. Oilfield Review Schlumberger. USA, 2004. 18-22p.

Screen Less

Este diseño tiene la misma configuración e implementación que el Frac Pack. Combina una fractura altamente conductiva con un empaquetamiento con grava para proporcionar tanto estimulación como control de arena en la formación con la única diferencia es que el screen less no posee malla lo cual es una ventaja ya que no habrá taponamiento de los orificios por la arena producida. Figura 13

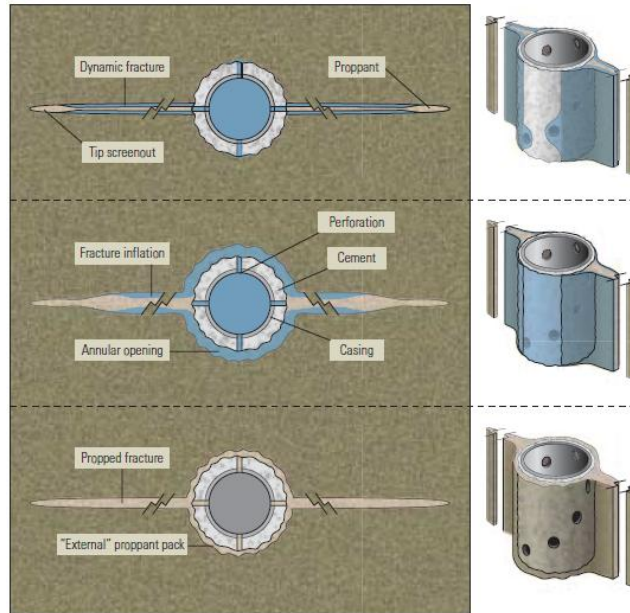


Figura 13 Screen Less. Fuente: Oilfield Review Schlumberger. USA, 2004.

Water Packs

Este sistema emplea una salmuera no viscosa como fluido de transporte, se requiere de la acción de una mezcladora que actúe continuamente. Se ha vuelto más popular en los últimos años surgiendo como alternativa a las convencionales lechadas gelificadas las cuales emplean polímeros que pueden dañar potencialmente la formación. Suelen formar empaques firmes en el anular, una desventaja es el potencial de un alto leakoff pudiendo generar deficiencias prematuras en el empaque.

High-rate water packs

Fueron desarrollados para mejorar el emplazamiento de la grava dentro de las perforaciones y obtener mayores eficiencias en el completamiento que los water packs, los cuales son bombeados a menores tasas.

El HRWP debe ser considerado cuando un tratamiento de extensión pack o frac pack no es posible.

1.4.2 Métodos Químicos.

Los métodos químicos se basan en la Inyección de químicos para contralar arena ya sea por consolidación o aglomeración de las partículas de arena. Un tratamiento químico exitoso es aquel que no restringe la productividad del pozo y adiciona a la formación suficiente resistencia como para soportar las fuerzas tendentes a destruirla.

Uno de los tratamientos químicos es la consolidación de arena la cual se realiza a través de la inyección de resina, la cual cubre los granos de arena y propicia su unión. Luego de ser inyectada la resina, se deja cierto tiempo de manera que se seque y así, cementará los granos de arena uno a uno proporcionando una especie de red de granos compactos Al secarse o curarse la resina se encogerá dando como resultado la permeabilidad necesaria para mantener la producción Figura 14. Esta técnica se aplica preferiblemente en aquellos intervalos o zonas donde se debe aprovechar al máximo el diámetro del hueco, para así obtener una mayor productividad. Sin embargo, puede suceder lo contrario, es decir, menor productividad por reducción de la permeabilidad de la arena de formación. Dentro de las opciones dadas por la evaluación técnica de los pozos en la metodología no se tuvieron en cuenta los tratamientos químicos.

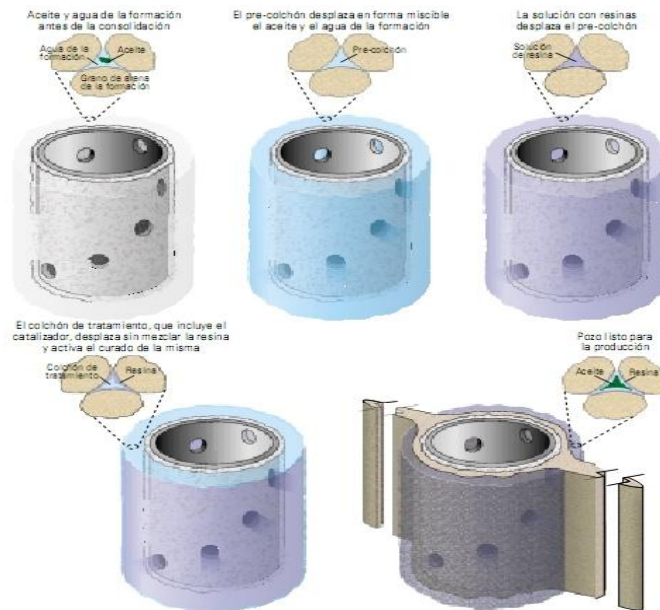


Figura 14 Consolidación de la formación. Fuente: Oilfield Review verano 2003

1.5 ENFOQUE EN PRODUCCIÓN PARA LA SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS.

Dentro de las alternativas que se observan en la Figura 5 la arena puede ser producida esto se puede realizar cambiando el sistema de levantamiento por una bomba de cavidades progresivas para que esta lleva la arena a superficie, esto se puede realizar siempre y cuando se tenga establecido la disposición de la arena y los costos que esto acarrea.

Introducción al sistema PCP

A fines de los años `20, Rene Moineau desarrolló el concepto para una serie de bombas helicoidales. Una de ellas tomó el nombre con el cual hoy es conocido, *Progressing Cavity Pump (PCP)*.

La bomba PCP está constituida por dos piezas longitudinales en forma de hélice, una que gira en contacto permanente dentro de la otra que está fija, formando un engranaje helicoidal:

- El **rotor metálico**, es la pieza interna conformada por una sola hélice
- El **estator**, la parte externa está constituida por una camisa de acero revestida internamente por un elastómero(goma),moldeado en forma de hélice enfrentadas entre sí, cuyos pasos son el doble del paso de la hélice del rotor.

En 1979, algunos operadores de Canadá, de yacimientos con petróleos viscosos y alto contenido de arena, comenzaron a experimentar con bombas de cavidades progresivas. Muy pronto, las fábricas comenzaron con importantes avances en términos de capacidad, presión de trabajo y tipos de elastómeros.

Algunos de los avances logrados y que en la actualidad juegan un papel importante, han extendido su rango de aplicación que incluyen:

- Producción de petróleos pesados y bitúmenes(< 18°API) con cortes de arena hasta un 50 %
- Producción de crudos medios(18-30 ° API) con limitaciones en él % de SH2
- Petróleos livianos(>30° API) con limitaciones en aromáticos
- Producción de pozos con altos % de agua y altas producciones brutas, asociadas a proyectos avanzados de recuperación secundaria(por inyección de agua)

En los últimos años las PCP han experimentado un incremento gradual como un método de extracción artificial común. Sin embargo las bombas de cavidades progresivas están recién en su infancia si las comparamos con los otros métodos

de extracción artificial como las bombas electro-sumergibles o el bombeo mecánico.⁸

Generalidades

Los sistemas PCP tienen algunas características únicas que los hacen ventajosos con respecto a otros métodos de levantamiento artificial, una de sus cualidades más importantes es su alta eficiencia total.

Típicamente se obtienen eficiencias entre 50 y 60%. Otras ventajas adicionales de los sistemas PCP son:

- Habilidad para producir fluidos altamente viscosos;
- Habilidad para producir con altas concentraciones de arena;
- Habilidad para tolerar altos porcentajes de gas libre (no se bloquea)
- Ausencia de válvulas o partes recíprocas evitando bloqueo o desgaste de las partes móviles;
- Muy buena resistencia a la abrasión;
- Bajos costos de inversión inicial;
- Bajos costos de energía;
- Demanda constante de energía (no hay fluctuaciones en el consumo)
- Simple instalación y operación;
- Bajo mantenimiento;
- Equipos de superficie de pequeñas dimensiones y bajo nivel de ruido

Los sistemas PCP también tienen algunas desventajas en comparación con los otros métodos. La más significativa de estas limitaciones se refiere a las capacidades de desplazamiento y levantamiento de la bomba, así como la compatibilidad de los elastómeros con ciertos fluidos producidos, especialmente

⁸ Hirschfeldt Marcelo. Manual de Bombeo de cavidades Progresivas, Oilproduction.net, 2008 3-4p.

con el contenido de componentes aromáticos. A continuación se presentan varias de las desventajas de los sistemas PCP:

- Capacidad de desplazamiento real de hasta 2000 Bls/día o 320 m³/día (máximo de 4000 Bls/día o 640 m³/día);
- Capacidad de elevación real de hasta 6000 pies o 1850 metros (máximo de 1050 pies o 3500 metros)
- Resistencia a la temperatura de hasta 280 °F o 138 °C (máxima de 350 °F o 178 °C);
- Alta sensibilidad a los fluidos producidos (los elastómeros pueden hincharse o deteriorarse con el contacto de ciertos fluidos por periodos prolongados de tiempo);
- Opera con bajas capacidades volumétricas cuando se producen cantidades de gas libre considerables (evitando una buena lubricación)
- Tendencia del estator a daño considerable cuando la bomba trabaja en seco por periodos de tiempo relativamente cortos;
- Desgaste por contacto entre las varillas de bombeo y la tubería de producción puede tornarse un problema grave en pozos direccionales y horizontales;
- La mayoría de los sistemas requieren la remoción de la tubería de producción para sustituir la bomba
- Los sistemas están propensos a altas vibraciones en el caso de operar a altas velocidades requiriendo el uso de anclas de tubería y estabilizadores o centralizadores de varillas de bombeo
- Poca experiencia en el diseño, instalación y operación del sistema.

Sin embargo, estas limitaciones están siendo superadas cada día con el desarrollo de nuevos productos y el mejoramiento de los materiales y diseño de los equipos. En su aplicación correcta, los sistemas con bombas de cavidad progresiva proveen el más económico método de levantamiento artificial si se configura y

opera apropiadamente. En la siguiente Figura 15 se muestran los elementos que componen una bomba de cavidades progresivas.

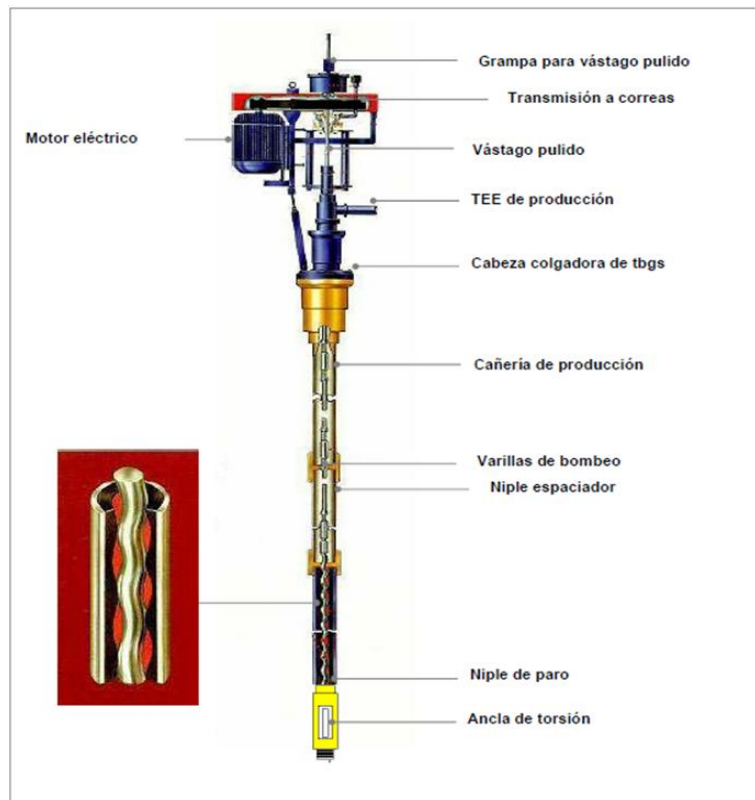


Figura 15 Esquema de componentes de una bomba de cavidades progresivas Fuente: . Manual de Bombeo de cavidades Progresivas, Oilproduction.net, 2008

Dentro de las ventajas del sistema PCP se encuentran la habilidad del manejo de sólidos proveniente de la formación (finos, arenas), esta ventaja ha marcado una gran diferencia cuando se compara el desempeño del sistema de levantamiento por bombas reciprocantes con el implementado con bombas de cavidades progresivas. En los campo de aplicación se encuentra el caso de algunos pozos donde se muestra la reducción significativa de intervenciones.

1.6 IMPORTANCIA DEL ANÁLISIS Y SELECCIÓN DE LAS TÉCNICAS DE CONTROL DE ARENA

Las técnicas de remediación con fines de control de la producción de arena se centran en hallar el método óptimo para la reparación de pozos que han fallado debido a la producción inesperada de arena o por la falla de un dispositivo original de control de producción de arena. El énfasis “**óptimo**” refleja el hecho de que el sistema debe ser seleccionado no sólo por su capacidad para mantener la arena fuera del pozo sino también su capacidad para maximizar la seguridad de producción a lo largo de toda la vida productiva del pozo. Por esto es importante determinar las consideraciones técnicas de control características de cada uno de los equipos.

Los procedimientos inadecuados o incorrectos ejecutados pueden traducirse en filtros dañados o en empaques de grava y tratamientos de fracturamiento y empaque ejecutados en forma ineficaz, lo que ocasiona la falla del sistema durante las primeras etapas o incluso durante el inicio de la producción. La incompatibilidad entre procesos y materiales utilizados, sumada al escaso conocimiento del yacimiento, puede conducir a problemas de corrosión, erosión y otras fallas mecánicas. Tarde o temprano, cuando se exija que el desempeño de los filtros o los empaques sobrepase las condiciones de duración o servicio para las que fueron diseñados originalmente, los sistemas fallarán.

Por esto en el desarrollo de la metodología se realizara un análisis completo de la granulometría de las formaciones de los pozos en estudio, se realiza un análisis de beneficios, riesgos, longitud del intervalo, estados mecánicos, facilidad de ejecución (priorización) y se realiza un cuadro de decisión dependiendo de las necesidades particulares y disponibilidad de equipos para cada caso en particular.

2. HISTORIA DEL CAMPO DE APLICACIÓN

El campo de aplicación fue escogido a partir de la historia de los continuos problemas operacionales relacionados al arenamiento a continuación se muestra una breve historia del campo.

2.1 GENERALIDADES DEL ÁREA LISAMA

El área de Lisama está localizada en el margen oriental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, al sur-oeste de la cuenca de Provincia y al Norte del campo de La Cira e Infantas de ECOPETROL S.A.

Lisama es un anticlinal situado al Noreste de la antigua Concesión De Mares, a 45 Km. de Barrancabermeja, limitado hacia el este por la Falla de La Salina y hacia el Oeste por la Falla de Peña de Oro (Figura 16).

La acumulación de hidrocarburos en el campo está relacionada con una trampa combinada de tipo estructural-estratigráfico. El potencial de hidrocarburos proviene del Terciario, principalmente de las formaciones Mugrosa y Colorado.

El bloque de producción Lisama está compuesto por cuatro áreas operativas denominadas: Lisama, Tesoro, Nutria y Peroles.

El mecanismo de producción generalmente es gas en solución excepto en la parte Noreste del Campo Lisama, en donde se combinan mecanismos como capa de gas, drenaje gravitacional, gas en solución y algún efecto de empuje por agua.

El Campo Tesoro se presenta como una prolongación hacia el sur de la zona productora del Campo Lisama, cerca a las localizaciones de los pozos Lisama-119, Lisama-106 y Lisama-147. La información sísmica y las correlaciones estratigráficas muestran la presencia de una silla estructural que separa el norte del Campo Tesoro hacia el sur del Campo Lisama. Estructuras asociadas a la falla inversa de Peña de Oro. A la vez que la estructura de Lisama se conecta con la de Tesoro, una relación similar se presenta entre los Campos Tesoro y Nutria.

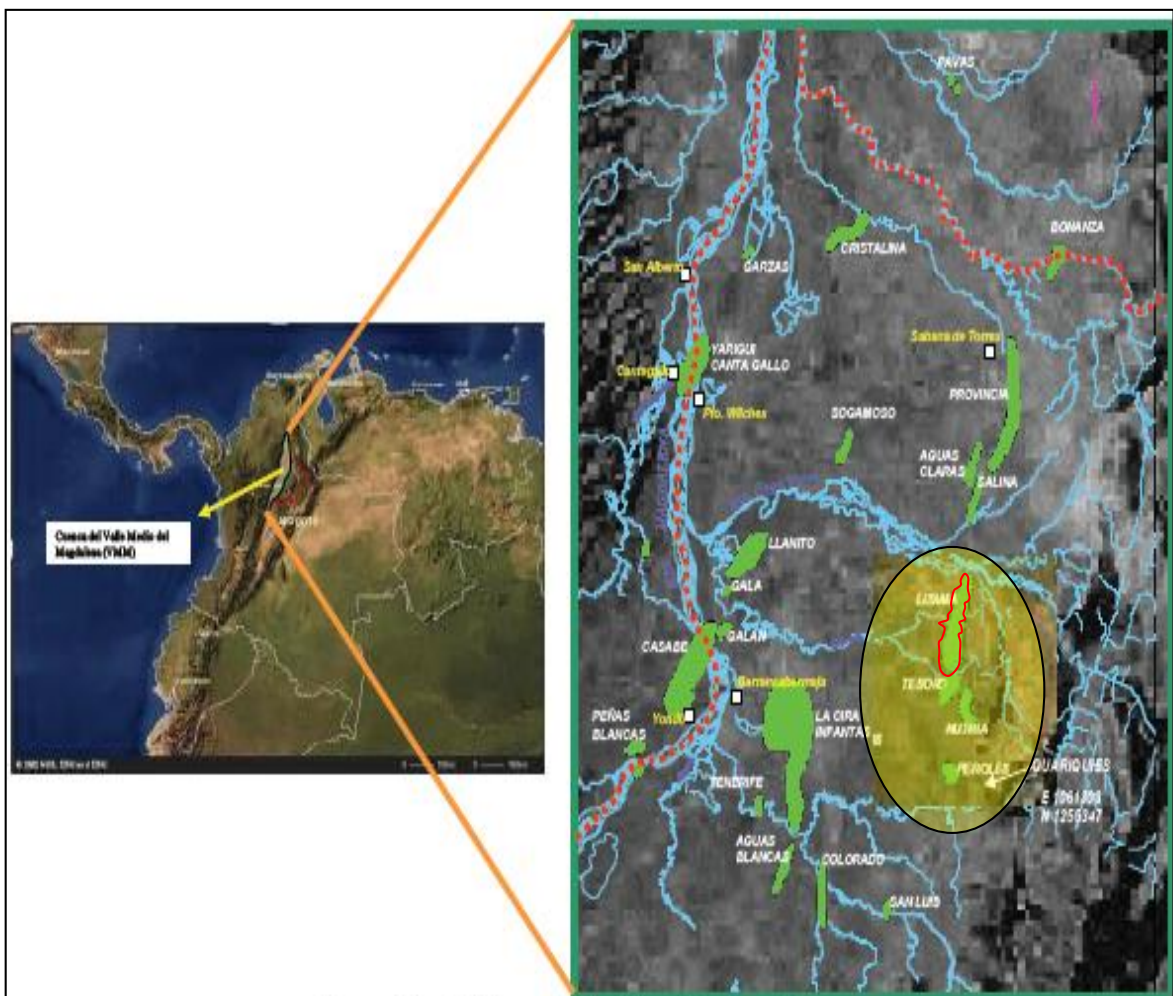


Figura 16 Mapa de Localización Área Lisama. Fuente: Informe técnico de proyectos 2007, ECOPEPETROL - ICP.

El Campo Nutria es una estructura monoclinas con buzamientos de sus capas hacia el oeste y su límite oriental lo forma la Falla de La Salina. Una silla estructural lo separa del Campo Tesoro a la altura de los pozos Tesoro-3, Tesoro-36, Nutria-5 y Nutria-6. De acuerdo con las correlaciones entre pozos, hacia la parte norte se insinúa un ligero cabeceo anticlinal no muy prolongado.

2.2 GEOLOGÍA REGIONAL

Dentro del estilo estructural la cuenca del Valle Medio del Magdalena se comporta como una depresión tectónica de carácter asimétrico, presentando al occidente un borde pasivo con predominio de geometrías monoclinas, truncaciones de las secuencias cretácicas y además flexuras y fallas. Hacia el borde o margen oriental predomina el incremento de la deformación comportándose como un margen compresional.

Dentro de las estructuras predominantes en la zona existen las siguientes tendencias:

Anticlinales – Sinclinales asimétricos, también abanicos imbricados y fallas ciegas
Mega falla de rumbo Sinestral

Fallas normales con los bloques orientales hundidos.

Fallas transcurrentes satélites como resultado de fallas de basamento reactivadas.

La cuenca del valle medio del Magdalena, donde se encuentra la zona de estudio se ve afectada por varios eventos o estadios que hacen parte de la evolución tectónica regional.

2.3 ESTRATIGRAFÍA

La sección estratigráfica de edad Terciario del sector del Área Lisama comprende rocas que abarcan desde la Formación Lisama del Paleoceno hasta la Formación Real del Mioceno superior al Plioceno: aunque las formaciones de interés son la formación Mugrosa y Colorado.

Al terminar el Maastrichtiano se marca el final de las condiciones marinas dominantes en el Cretáceo, para dar comienzo a condiciones transicionales, en que se depositan los sedimentos de la Formación Lisama de carácter fluvio - deltáico.

En el subsuelo la Formación Lisama consta de una sección de areniscas arcillosas pardo rojizas y verdosas, finas y micáceas, compactas, que alternan con shale gris oscuro a marrón pardo rojizo. La parte media superior consta de arcillolitas limosas de tonos claros, pardo rojizas, pardo amarillo, violácea y gris claro con intercalaciones de areniscas arcillosas, gris y marrón, fina, micáceas, y compacta. Su espesor es muy variable, especialmente en sentido E-W, notándose un incremento gradual hacia el sinclinal de Nuevo Mundo, donde parece haber tenido su máximo desarrollo con un espesor de 3500 pies aproximadamente. La edad de la Formación Lisama ha sido determinada Paleoceno.

Eoceno – Mioceno Temprano

Existen tres horizontes fósiles que han sido reconocidos en la secuencia estratigráfica Terciaria del Valle Medio del Río Magdalena: el horizonte fósil Los Corros al tope de la Formación Esmeraldas en el Eoceno superior, horizonte fósil de la Formación Mugrosa en el Mioceno medio al tope de la Formación Mugrosa y el horizonte fósil La Cira Shale al tope de la Formación Colorado en el Mioceno.

Estos marcadores pueden ser reconocidos en gran parte de la cuenca, no siempre como un marcador fósil sino también como unidades lodosas que fueron depositadas durante períodos de alta acomodación.

Formación La Paz (Eoceno medio). Representa la primera depositación enteramente continental en la cuenca. La Formación La Paz presenta un espesor aproximado de 262 pies en el pozo Lisama-4 y de 417 pies en el pozo Santa Elena-1. Su contacto inferior con la Formación Lisama es discordante, mientras que el contacto superior es concordante con la Formación Esmeraldas. En cuanto a la edad de la Formación La Paz, se ha reportado flora del Eoceno medio a superior.

Formación Esmeraldas (Eoceno medio-superior). Su espesor varía de 1500 a 2100 pies y consiste de intervalos espesos de arcillolita gris o lodolitas gris oscuras que engloban cuerpos lenticulares aislados de areniscas de poca continuidad lateral y cuyos espesores varían de 2 a 40 pies en las areniscas mas espesas. El ambiente de depositación se interpreta como planicie de inundación dominada por ríos meandriformes con desarrollo de barras de canal. Su contacto inferior es concordante con la Formación La Paz y está dado por el cambio litológico que ocurre al pasar a la Formación La Paz, cuya secuencia es principalmente arenosa. Su contacto superior es discordante y esta demarcado por el cambio al terminar la secuencia arenosa de la zona C de la Formación Mugrosa y un paquete arcilloso masivo donde se presenta localmente el horizonte fosilífero los Corros.

Formación Mugrosa (Oligoceno). Constituye el principal nivel almacenador en el Campo Lisama. En la nomenclatura de ECOPETROL, se considera a la Formación Mugrosa subdividida en Zona B y Zona C para efectos operacionales. Presenta una sección inferior denominada Zona C (MZC). La sección superior corresponde a Zona B (MZB). El tope de la Formación Mugrosa está dado por el

horizonte fosilífero de Mugrosa, la formación se considera de edad Oligoceno inferior a medio.

Formación Colorado (Mioceno inferior a medio). El contacto inferior está dado por los fósiles de Mugrosa y en ausencia de estos, está dado por un marcador eléctrico obtenido a partir de una alta lectura del registro de conductividad. La Formación Colorado ha sido datada como Oligoceno superior con base en la asociación de moluscos presentes en el nivel arcilloso superior. El ambiente de sedimentación es continental de tipo fluvial, que constituye los sedimentos molásicos del antepaís del Valle Medio del Río Magdalena.

Grupo Real (Mioceno – Plioceno). Comprende las formaciones Real inferior, Real medio y Real superior que separan las tectonosecuencias 4 a 6 respectivamente. La Formación Real Inferior suprayace discordantemente a la Formación Colorado y los contactos entre las Formaciones Real medio y Real superior son inconformidades.

En la Figura 17 se muestra la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena y tipos de roca asociados al sistema petrolífero.

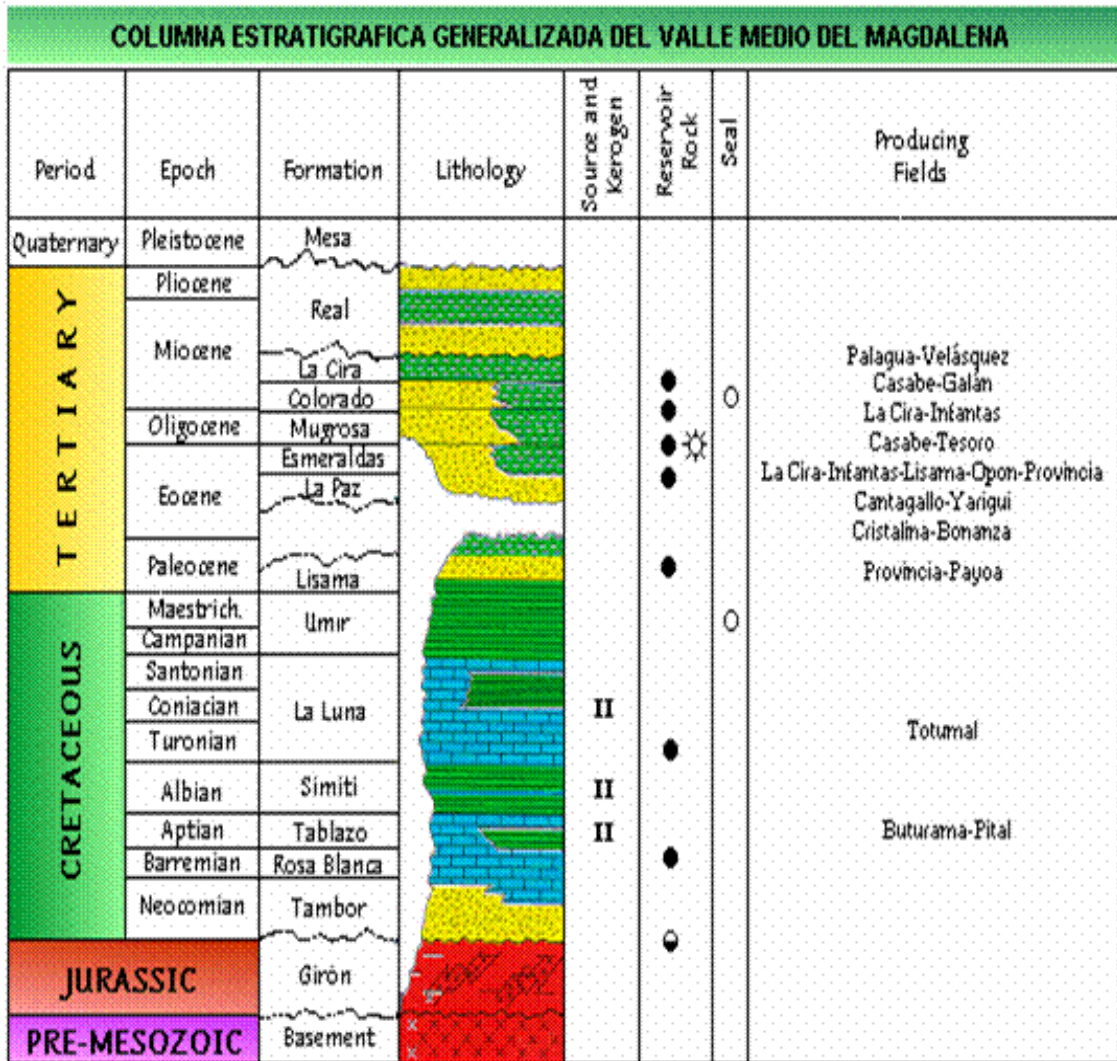


Figura 17 Columna Estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena y tipos de roca asociados al sistema petrolífero. Fuente: ECOPELROL.

2.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

La Compañía TROCO inició la explotación del Campo Lisama en 1935, bajo la concesión Putana, con la perforación del pozo Lisama-1 a una profundidad de 4729 pies atravesando las formaciones Real y Colorado, obteniéndose una producción inicial de 151 BAPD de 18.8° API y una tasa de declinación del orden

del 39% en el primer año. En 1936 se perforó Lisama-2 con 10 BAPD y en 1938 el pozo Lisama-3, el cual fue abandonado por continuos arenamientos y problemas en su revestimiento. Desde 1938 a 1958 hubo un periodo de inactividad.

En 1963 ECOPETROL adelantó un programa de exploración sísmica en el área de la Putana. El análisis de esta información justificó la perforación del pozo Lisama-5 en 1964, el cual alcanzó una profundidad de 8281 pies (Formación Esmeralda), con una producción inicial de 1185 BAPD de aceite de 30.9° API, de las zonas B y C de la Formación Mugrosa.

La producción y explotación formal del Campo empezó en el año 1967 con 2487 BOPD, observando una rápida declinación del 39% en el primer año, posteriormente en el año de 1968 se realizó la instalación de bombeo mecánico y se descubrió el Campo Nutria con la perforación del Pozo Nutria-2, después de un receso de tres años en 1971 se perforan los pozos Lisama-19 y Lisama-20, a partir del año 1975 cuando Colombia se tornaba de exportador a importador neto de petróleo (déficit petrolero) empezó el desarrollo del área, en 1977 se descubrió el Campo Peroles con la perforación del pozo Peroles 1 y en 1979 el Campo Tesoro con la perforación del pozo Tesoro-1, en 1988 se terminó la perforación intensiva en el área, con el pozo Lisama-148, en los años 2005 y 2006 se reactivó la perforación en el sector norte y occidental del Campo Lisama.

En Octubre de 1982 el área alcanzó la máxima tasa de petróleo, produciendo 9229 BOPD con 87 pozos productores activos. La relación gas aceite, GOR, alcanzó valores máximos cercanos a 4150 pc/bbl en el año de 1994, presentando un valor promedio de 1930 pc/bbl y el BSW estuvo en valores entre el 10% y 27%, con un valor promedio del 10%.

El Área Lisama está constituida por cuatro áreas operativas: Campo Lisama, Campo Tesoro, Campo Nutria, Campo Peroles. Para el estudio actual luego de

hacer una revisión histórica del comportamiento de estos bloques e identificar sus principales problemas, se encontró que el Campo Lisama, era el que mayores problemas operativos presentaba por producción de arena (Figura 18). De esta forma se focalizo este sector como el área principal de estudio, adicional a esto se tuvo en cuenta las estrategias de desarrolló establecidas para estas áreas especialmente enfocadas a la inyección de agua, y la relación directa de esta con los crecimientos de los problemas de arena.

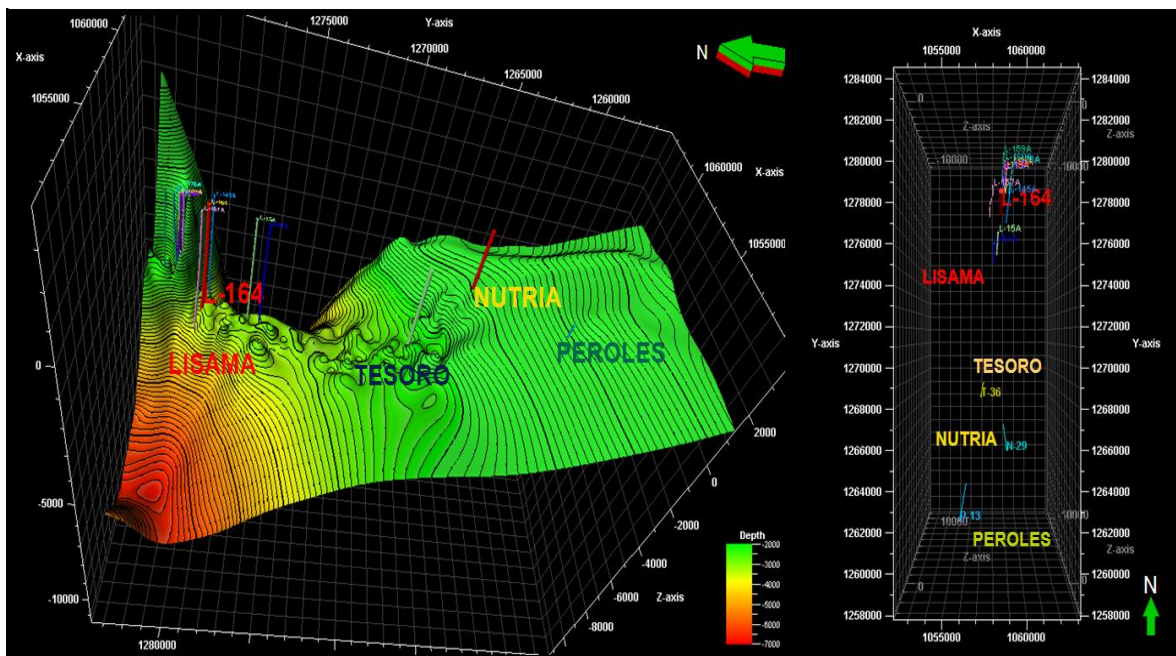


Figura 18 Localización campo Lisama. Fuente: ECOPETROL, PETREL, 2009 .

Para el estudio inicial solo se incluyeron los pozos activos, ya que son los que permitirán ajustar la metodología para luego hacerla extensiva a los demás pozos que se tengan identificados como areneros y que actualmente se encuentre inactivos por problemas de producción de arena.

3. METODOLOGÍA SAND EXCLUSION AND MANAGEMENT (SEM)

Dentro del marco de desarrollo de la metodología de gerenciamiento y/o exclusión de arena se identificaron los principales criterios de evaluación del problema de producción de arena, basados en las experiencias locales y la forma en que es abordado el problema a nivel mundial.

En base a estos criterios se estructuró un esquema general (Figura 19), el cual permite una evaluación detallada del problema pozo a pozo, desde diferentes enfoques técnico-económicos que permitirán identificar los pozos con mayores problemas dentro de un área específica, la causa raíz del problema, identificación de intervalos areneros, caracterización de las zonas de interés y finalmente basados en un análisis técnico-económico la selección de la alternativa de gerenciamiento y/o exclusión más adecuada para mitigar el problema del pozo evaluado. Todo enmarcado en un análisis detallado de la información recopilada, lo cual permitirá una reducción de incertidumbre durante todo el proceso y encontrando la propuesta final que sea lo más acertada posible.⁹

⁹Jaimes G. Manuel et al, Incremento de Productividad Mediante Aplicación de Tecnologías de Exclusión y/o Gerenciamiento de la Arena – Campo Colombiano, Grupo de gerenciamiento de arena, ECOPEL-ICP, 2010.

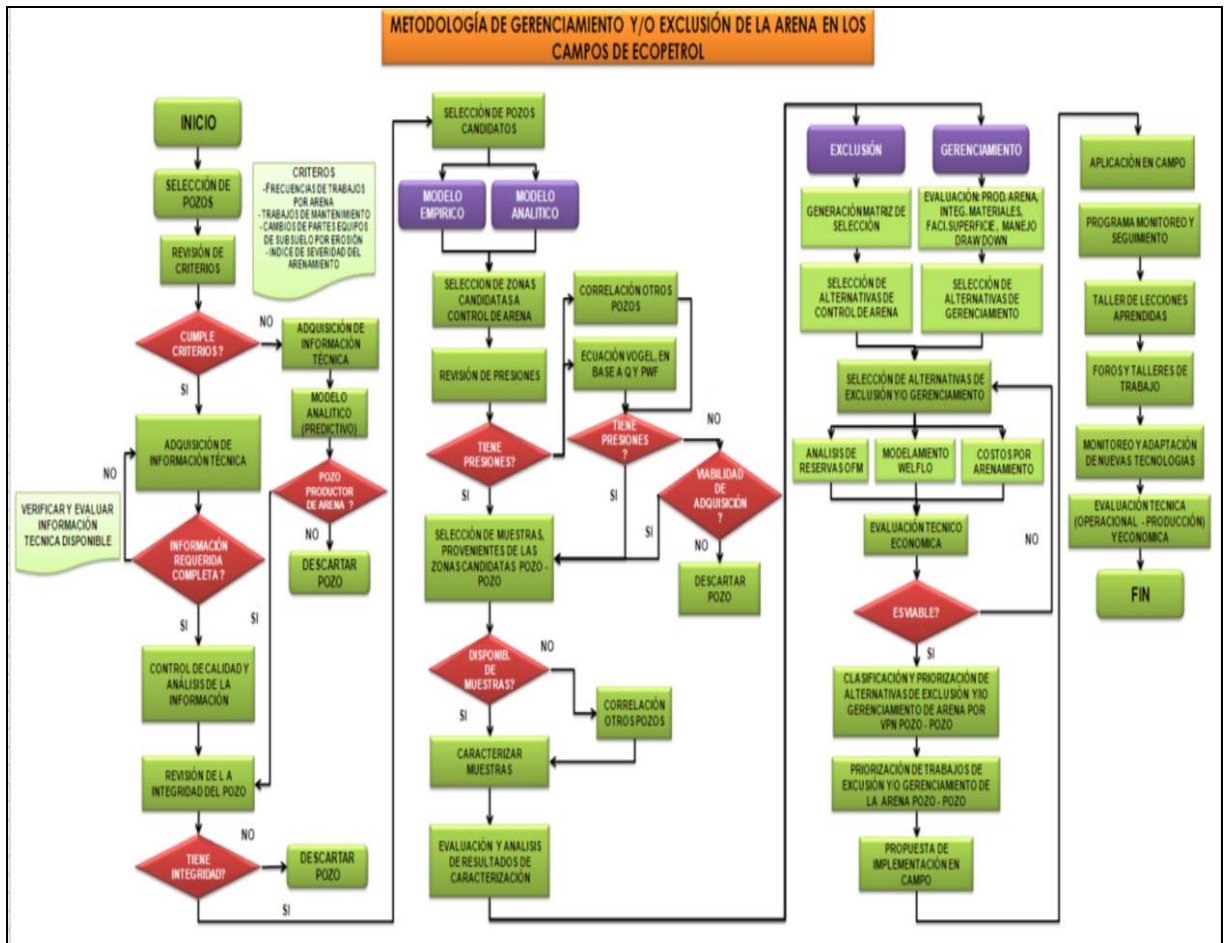


Figura 19 Metodología de gerenciamiento y/o exclusión de la arena. Fuente: Jaimes G. Manuel et al, Incremento de Productividad Mediante Aplicación de Tecnologías de Exclusión y/o Gerenciamiento de la Arena – Campo Colombiano, Grupo de gerenciamiento de arena, ECOPETROL-ICP, 2010.

La metodología puede ser resumida en 7 pasos como se muestra a continuación en la Figura 20, estos pasos se van a desarrollar a lo largo de esta tesis para dar entender de una mejor manera la metodología a implementar,



Figura 20 Pasos para desarrollo de la metodología de gerenciamiento y/o exclusión de arena Fuente: Jaimes G. Manuel et al, Incremento de Productividad Mediante Aplicación de Tecnologías de Exclusión y/o Gerenciamiento de la Arena – Campo Colombiano, Grupo de gerenciamiento de arena, ECOPEPETROL-ICP, 2010.

3.1 SELECCIÓN DE POZOS Y CUANTIFICACIÓN DE COSTOS ASOCIADOS AL ARENAMIENTO

En primera instancia se busca identificar mediante criterios empíricos las áreas más propensas al arenamiento dentro de un campo o área específica con el fin de focalizar el problema y buscar centrarse en los pozos con mayores problemas de arenamiento, esto a su vez permite correlacionar parámetros específicos e identificar posibles causantes de la producción de arena.

Para la selección de los pozos con mayor problema de arenamiento del campo Colombiano se tuvieron en cuenta algunos criterios operacionales que se relacionan directamente con el problema de producción de arena en el campo, los

costos asociados al problema de arenamiento y el potencial del pozo, los cuales permiten a simple vista observar cierto grado de severidad en cada uno de ellos. A continuación se relacionan cada uno de estos criterios.

3.1.1 Frecuencia De Eventos

Para seleccionar un pozo con problemas de arenamiento se requiere revisar su historia operacional, donde el ingeniero debe buscar los criterios operacionales relacionados con la problemática de arenamiento los cuales son cambios de bomba arenada y limpiezas de arena.

Cuando el pozo presenta una problemática aguda de arenamiento estos eventos operacionales se presentan con una frecuencia tal que si no se realiza algún manejo de la arena el pozo llega a ser poco productivo para la empresa.

Para llegar a implementar una alternativa de gerenciamiento y/o exclusión de arena se requiere analizar los años en donde se observa la mayor frecuencia de estos eventos (cambio de bomba arenada y limpiezas de arena) en el pozo, este periodo de años es llamado periodo de arenamiento, los eventos asociados al arenamiento tienen asociado un costo, donde se concluye que hay una relación directamente proporcional entre frecuencia de eventos por año y costos asociados al arenamiento por año, los cuales serán explicados más adelante.

El fin de mirar la frecuencia con que ocurren estos eventos asociados al arena es saber si el pozo con su productividad puede pagar la alternativa de gerenciamiento y/o exclusión, esto es corroborado en la evaluación económica cuando el valor presente neto de las alternativas a aplicar es mayor que el valor presente a las condiciones actuales del pozo en evaluación.

Para el Campo de implementación, el Campo Lisama se estableció que para los pozos en los cuales se vaya a aplicar la metodología de gerenciamiento y/o exclusión de arena se observe que la frecuencia con la que ocurren estos eventos asociados al arenamiento sean mayor a 2 ya que con la experiencia en este campo se ha podido observar que con frecuencias menores a este valor es mejor dejar el pozo en las condiciones que se ha estado manejando.¹⁰

3.1.2 Costos Asociados Al Arenamiento

Como se dijo anteriormente los costos asociados al arenamiento son relacionados directamente con los eventos operacionales de cambio de bomba arenada y limpieza de arena, Por esto, cuando se realiza la revisión de la historia operacional del pozo se toman las fechas de duración de los trabajos que se realizan para remediar los problemas generados por la arena.

Estas intervenciones se ven reflejadas en los tiempos no productivos los cuales aumentan cuando la frecuencia de estos eventos asociados a la arena aumentan, estos costos son elevados a medida que la severidad del problema aumenta y más aun cuando el pozo tiene alta productividad por esta razón es que las empresas recurren a las diferentes alternativas de exclusión o gerenciamiento.

Para llegar a evaluar el aporte de estas alternativas en la disminución de los tiempos no productivos se debe cuantificar los costos de los periodo inactivos del pozo, el costo del equipo de Work-Over y las herramientas los cuales están asociados a los problemas operacionales debidos al arenamiento.

Para el campo Lisama estableció que pozos con costos mayores a 150.000 US\$/Año son pozos areneros. Ya que con la experiencia en este campo cuando

¹⁰ Jaimes G. Manuel et al, Incremento de Productividad Mediante Aplicación de Tecnologías de Exclusión y/o Gerenciamiento de la Arena – Campo Colombiano, Grupo de gerenciamiento de arena, ECOPETROL-ICP, 2010.

los valores son más bajos a este no es necesario aplicar alguna alternativa de gerenciamiento y /o exclusión de arena, porque la evaluación económica sale a favor de la condiciones actuales, esto se observa con el índice económico de valor presente neto el cual es menor para las posibles alternativas aplicar, comparado con el valor presente neto de las condiciones actuales del pozo. ¹¹

A continuación se observan las ecuaciones para el cálculo de los costos totales asociados a la producción de arena. En la Tabla 3 se muestra un ejemplo de estos cálculos

$$C_{total} = C_{equipo} + C_{diferida} + C_{herramientas} \quad (1)$$

$$C_{equipo} = D_{equipo} * Valor_{equipo} / dia \quad (2)$$

$$D_{equipo} = F_{fin} - F_{inc} \quad (3)$$

$$C_{diferida} = Precio_{Bbl} * D_{diferida} * Promedio_{aceite} \quad (4)$$

$$D_{diferida} = F_{produccion} - F_{falla} \quad (5)$$

$$Promedio_{aceite} = NP_{año} * D_{activos} \quad (6)$$

Donde,

C_{total} , Costos totales asociados al arenamiento US\$

C_{equipo} , Costos asociados al equipo de Work-Over US\$

$C_{diferida}$, Costos de tiempos no productivos US\$

F_{falla} , Fecha de de inicio de la falla por arena

F_{fin} , Fecha de finalización de intervención de equipo WO

F_{inc} , Fecha de inicio de intervención de equipo WO

$F_{produccion}$, Fecha de inicio de producción

¹¹ Jaimes G. Manuel et al, Incremento de Productividad Mediante Aplicación de Tecnologías de Exclusión y/o Gerenciamiento de la Arena – Campo Colombiano, Grupo de gerenciamiento de arena, ECOPETROL-ICP, 2010.

Diferida , Días de tiempos no productivos

Fec. Falla	FEC. INIC.	FEC. FIN.	FEC. EN PRODUCCIÓN	UBICACIÓN DE LA FALLA	DIAS EQUIPO	COSTO POR EQUIPO/DIA	PROD. PROMEDIO	DIAS DIFERIDA	DIFERIDA (BLS)	COSTO EQUIPO	COSTO DIFERIDA	COSTOS HERRAMIENTAS	TOTAL
10/08/2003	10/08/2003	14/08/2003	15/08/2003	BOMBA ARENADA - P	5	\$ 3 900	140	5	700	\$ 19 500	\$ 14 490	\$ 8 000	\$ 41 990
24/01/2005	24/01/2005	24/01/2005	25/01/2005	LIMPIEZA	1	\$ 3 900	126	1	126	\$ 3 900	\$ 2 612	\$ 8 000	\$ 14 512
23/08/2005	23/08/2005	25/08/2005	26/08/2005	BOMBA ARENADA - P	3	\$ 3 900	126	3	378	\$ 11 700	\$ 7 836	\$ 8 000	\$ 27 536

Tabla ¡Error! No hay texto con el estilo especificado en el documento. **Eventos y costos asociados al arenamiento Fuente: Jaimes G. Manuel et al, Incremento de Productividad Mediante Aplicación de Tecnologías de Exclusión y/o Gerenciamiento de la Arena – Campo Colombiano, Grupo de gerenciamiento de arena, ECOPETROL-ICP, 2010.**

3.1.3 Potencial De Pozo.

El potencial de pozo es el máximo caudal de producción (AOF) a condiciones máximas Draw - Down, este parámetro AOF se puede observar en la curvas de índice de productividad y las condiciones actuales de pozo (Pwf y Q) donde se llega a concluir si el pozo esta o no en sus límites de extracción. Este parámetro se estableció ya que hay pozos que no presentan altos costos asociados al arenamiento, pero si presentan un alto potencial de producción en otras palabras el pozo puede llegar a producir muchos más barriles a unas condiciones de presión de fondo más bajas que las actuales donde se podría llegar a sobrepasar la resistencia mecánica de la roca y se produzca el problema de arenamiento.

Se estableció que por medio de los 3 parámetros explicados anteriormente, frecuencia de eventos operacionales mayor a $2 \frac{\text{Eventos}}{\text{Año}}$, costos asociados al arenamiento mayores a $150.000 \frac{\text{US\$}}{\text{Año}}$ y un buen potencial del pozo, con estos valores se realizaría la selección de pozos areneros para el campo Lisama como se muestra en la Figura 21.

Para la implementación de la metodología de gerenciamiento y /o exclusión de arena en la herramienta software se le dio al usuario la opción si quiere evaluar el pozo con sus criterios, la herramienta no estará amarrada a los valores del campo de implementación, ya que lo que se quiere es generalizar la implementación de la metodología en diferentes campos con comportamientos diferentes al campo de implementación.

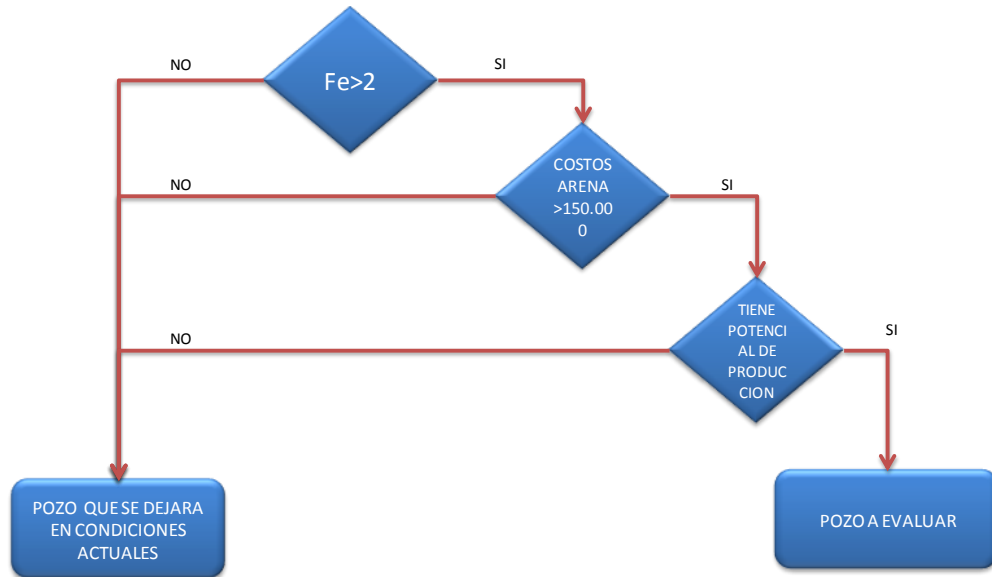


Figura 21 Diagrama de parámetros para la selección de pozos areneros Campo Lisama Fuente: Jaimes G. Manuel et al, Incremento de Productividad Mediante Aplicación de Tecnologías de Exclusión y/o Gerenciamiento de la Arena – Campo Colombiano, Grupo de gerenciamiento de arena, ECOPETROL-ICP, 2010.

3.2 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE INTERVALOS, ANÁLISIS CAUSA RAÍZ DEL ARENAMIENTO

Para identificar cuando, donde y porque inicia el arenamiento, se debe realizar un diagrama de diagnostico (método empírico) y un modelo predictivo que para este caso es la correlación de registros con propiedades mecánicas de la roca (método analítico).

El diagrama de diagnóstico permite realizar un rápido análisis, de un gran volumen de información, de todos los eventos ocurridos durante la historia de perforación y producción de un pozo, tales como: historia de completamientos, abandono de zonas, formaciones productoras, historia de producción de aceite, agua, gas, fluido total y arena, historia de niveles de fluidos, fondos y trabajos de mantenimiento asociados a problemas de arenamiento, etc. A continuación se mostrará cómo se realiza la construcción del Diagrama de Diagnóstico.

3.2.1 Diagramas De Diagnóstico.

Debido a que no se tienen antecedentes de estudio que aborden el problema de arenamiento en el Campo Lisama y no se cuenta con mediciones directas de tasas o volúmenes de arena, se desarrolló un Diagrama Diagnóstico, el cual permite relacionar eventos operacionales asociados a la producción de arena con el comportamiento de producción y el de niveles de fluido, estableciendo de forma circunstancial el inicio de los problemas de producción de arena, las zonas productoras de arena y las variables que influyen la producción de arena en estos intervalos. Lo cual se puede corroborar a partir de la correlación de registro con las propiedades mecánicas de la roca como será observado más adelante.

Considerando la información disponible, los eventos seleccionados para identificar la producción de arena fueron los eventos de limpieza de arena, los cambios de bomba de subsuelo y la medición de arena acumulada en fondo. La información se reporta de acuerdo a la profundidad y fecha donde ocurrió el evento. También se consideraron las variables operacionales posiblemente involucradas con el fenómeno de arenamiento del pozo, tales como: historias de producción de fluidos (crudo y agua), formaciones productoras, zonas cañoneadas, los trabajos de

cementación (squeeze) y el aislamiento de zonas en este caso taponamiento de la sección inferior del pozo. ¹²

3.2.1.1 Construcción del Diagrama de Diagnostico

Para llegar a una conclusión a partir del diagrama de diagnostico hay que tener todas las variables anteriormente descritas las cuales se van a describir a continuación y como se realiza su recopilación.

- **Eventos:** estos son el punto de partida en el análisis ya que a partir la frecuencia de estos dan una idea al ingeniero de la severidad del problema en un periodo de la vida del pozo "periodo de arenamiento" y bajo qué condiciones de producción estaba el pozo para que este presentara la producción de arena.

Los eventos asociados al arenamiento y sus respectivas fechas fueron recopilados en el paso de selección de pozos y costos asociados arenamiento, pero también se requieren de otros eventos que no están directamente relacionados con el arenamiento pero si permiten saber en qué condiciones de producción y estado mecánico ha estado el pozo a lo largo de su vida productiva estos se muestran en la siguiente Tabla 4.

¹² Jaimes G. Manuel et al, Incremento de Productividad Mediante Aplicación de Tecnologías de Exclusión y/o Gerenciamiento de la Arena – Campo Colombiano, Grupo de gerenciamiento de arena, ECOPETROL-ICP, 2010.

Evento	Tope (ft)	Base (ft)	Fecha de evento	Fecha de inicio Work-over	Fecha finalizacion Work-over	Fecha de inicio produccion
limpieza						
cambio de bomba arenada						
cambio de bomba						
cementacion						
fondo						
colapso						
tapon						
screen less						
fracturamiento						

Tabla 4 Eventos asociados al arenamiento Fuente: Jaimes G. Manuel et al, Incremento de Productividad Mediante Aplicación de Tecnologías de Exclusión y/o Gerenciamiento de la Arena – Campo Colombiano, Grupo de gerenciamiento de arena, ECOPETROL-ICP, 2010.

- Historia de producción :** Es importante tener la curvas de producción de los diferentes fluidos del pozo (agua, gas y aceite) ya que la producción de arena es el producto del incremento en la producción de fluidos como es explicado por diferentes autores entre ellos Dr. Howard L. McKinzie en su libro Sand Control, debido a que la producción de fluidos en el yacimiento crea un diferencial de presión y fuerzas de arrastre, que combinadas pueden exceder la resistencia compresiva de la formación. En formaciones débilmente consolidadas, la producción de arena casi siempre es acompañada de arena.

El cambio de fase, particularmente la incursión de agua también se ha asociado con la migración de arena. Se han ofrecido numerosas explicaciones acerca de la relación exacta que existe entre la incursión de agua y la ruptura de formación, donde básicamente se obtiene que la producción de agua altere el equilibrio de las tensiones superficiales que mantienen unidos los granos ocasionando desprendimiento y posterior arrastre.

Este comportamiento puede ser observado en el diagrama de diagnostico ya que cuando aumenta la curva de agua los problemas operacionales asociados al arenamiento aumentan. Como se observa en la Figura 3.5. Los datos de

producción son encontrados en la base de datos de OFM desde la perforación del pozo hasta las condiciones actuales.

- **Niveles de fluido**

La curva de niveles de fluido ayuda a inferir cualitativamente la exigencia respecto a producción en otras palabras si la Pwf es alta, moderada o baja. Esta curva representa la columna de fluidos a punto medio de perforación la cual se obtiene a partir de datos exportados del TWM (Tabla 3.3). A continuación se muestra el paso a paso para obtener estas curvas de niveles.

- **Calculó del punto medio de perforación:** se calcula a partir de las formaciones abiertas, este puede cambiar si realizan trabajos de la siguiente índole:

Cañoneo de nuevos intervalos, recañoneo, cementación de intervalos abiertos e implementación de retenedores para aislar intervalos abiertos. A continuación se muestra la ecuación para realizar este cálculo.

$$Pmp = \frac{Max_{base} + Min_{tope}}{2} \quad (7)$$

Donde,

Pmp, Punto medio de perforación.

Max_{base}, Máximo de la base de los intervalos abiertos.

Min_{tope}, Mínimo del tope de los intervalos abiertos.

Cuando el punto medio este calculado para cada cambio del estado mecánico, se prosigue a revisar el punto medio en el programa TWM para que este coincida con el que se calculo anteriormente para cada toma de registro sonolog. Figura 22

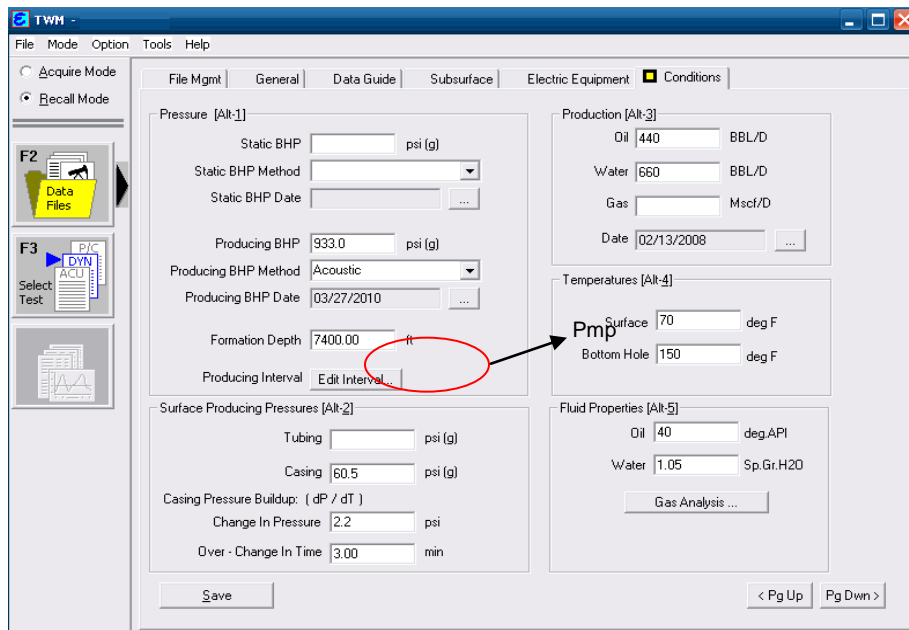


Figura 22 Ventana de condiciones de pozo (punto medio de perforación). Fuente: TWM (Total Well Management), Tomado de base de datos de ECOPEtrol-ICP, Piedecuesta, 2010.

- **Generación de exportable:** hay que tener en cuenta para generar este exportable tenga los siguientes parámetros:

Fecha: Date, Presión del casing: Casing pressure (psi), Diferencial de presión: Change in Pressure (psi), Líquido libre de gas: Equivalent gas free liquid tvd (ft), Profundidad de la bomba: Pump intake depth (ft). Como se muestra en la Tabla 5.

Well	Date	Change in pressure	Casing Pressure (psi (g))	EQUIVALENT GAS FREE LIQUID TVD	PUMP INTAKE DEPTH (ft)
LISAMA	29/11/2005	0.1	0.1	2917	4500
LISAMA	21/02/2006	0.1	0	2861	4500
LISAMA	28/02/2006	0.1	0	3649	4500
LISAMA	17/03/2006	0.05	0	2947	4500
LISAMA	24/05/2006	0.01	0.1	3259	4741
LISAMA	26/05/2006	0.1	0.1	2728	4788
LISAMA	30/05/2006	0.1	0.1	3419	4788
LISAMA	07/06/2006	0.1	0.3	3389	4750

Tabla 5 Datos exportados del TWM Fuente: TWM (Total Well Management), Tomado de base de datos de ECOPEtrol-ICP, Piedecuesta, 2010.

Calculo de nivel de fluido: Este valor hace referencia al nivel de fluido sobre la bomba referenciado a punto medio de perforación y se calcula de la siguiente forma.

$$N_f = h_{bomba} - L_{free} \quad (8)$$

Donde,

N_f , Nivel de fluido (ft)

h_{bomba} , Profundidad de la bomba (ft)

L_{free} , Liquido libre de gas (ft)

Los niveles de fluido son graficados en el diagrama de diagnostico como se muestra en la Figura 23

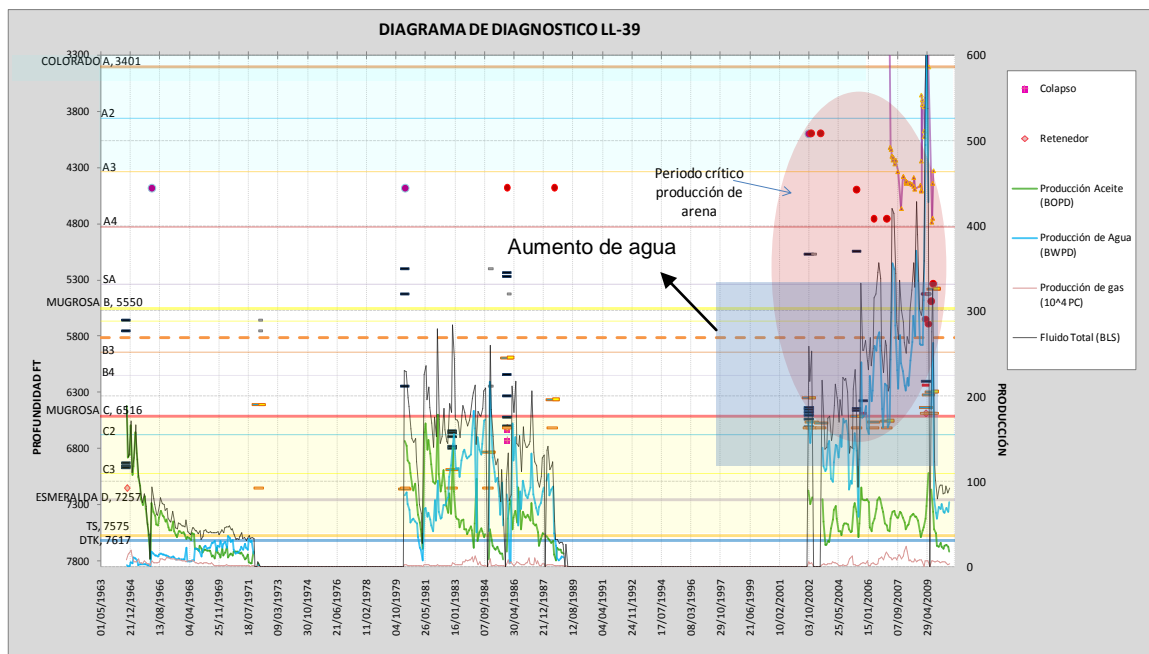


Figura 23 Diagramas de Diagnostico Fuente: Jaimes G. Manuel et al, Incremento de Productividad Mediante Aplicación de Tecnologías de Exclusión y/o Gerenciamiento de la Arena – Campo Colombiano, Grupo de gerenciamiento de arena, ECOPETROL-ICP, 2010.

Como parte del estudio y observando la importancia de las presiones dentro de los procesos de control de arena e identificación de la causa raíz del arenamiento, Los datos de los registros sonolog registrados en el programa de TWM los cuales se toman con periodicidad en los pozos permiten calcular las Pwf a partir de los niveles de fluido.¹³ Como se muestra en la siguiente ecuación.

$$P_{wf} = 0.052\rho * [(P_{mp} - h_{bomba}) + L_{fres}] + CHP \quad (9)$$

$$\rho = \rho_o * \left(1 - \frac{b_{sw}}{100}\right) + \left(\rho_{H2O} * \frac{b_{sw}}{100}\right) \quad (10)$$

Donde,

P_{wf} , Presion de fondo fluyente (psi)

ρ , densidad de la mezcla

CHP , Presión del Casing

ρ_o , Densidad de aceite

ρ_{H2O} , Densidad del agua

3.2.2 Correlación de Registros con Propiedades Mecánicas de la Roca.

Realizada la identificación de los pozos productores de arena mediante el análisis de los trabajos relacionados a la producción de arena, es posible identificar zonas sensibles a partir de los eventos operacionales y propiedades geomecánicas de las formaciones de interés actualmente abiertas y/o en producción de fluidos.

Los registros utilizados para el análisis son:

- RHOB: registro que muestra densidad pie a pie. A partir de la respuesta de la roca a este registro es posible identificar los intervalos sensibles asumiendo que

¹³ Jaimes G. Manuel et al, Incremento de Productividad Mediante Aplicación de Tecnologías de Exclusión y/o Gerenciamiento de la Arena – Campo Colombiano, Grupo de gerenciamiento de arena, ECOPELROL-ICP, 2010.

en la medida que la densidad disminuye implica que el medio es más poroso y por ende su resistencia mecánica es menor.

- PHIE: registro de porosidad. A partir de la respuesta de la roca a este registro es posible identificar los intervalos sensibles asumiendo que en la medida que la porosidad aumenta implica que el medio es más poroso y por ende su resistencia mecánica es menor.
- DT: registro sísmico de la onda compresional. Al igual que los anteriores registros la respuesta de la roca permite identificar los intervalos sensibles ya que a medida que el tiempo de tránsito de la onda aumente en realizar el recorrido por la formación implica que esta es más porosa, y por lo tanto, su resistencia mecánica es menor.

La propiedad geomecánica utilizada es:

- UCS: Es la máxima carga que puede soportar una muestra de roca que no esté sometida a confinamiento. En la Tabla 6 se muestra los valores de resistencia mecánica de la roca de acuerdo a la literatura.¹⁴

Tipo de Roca	UCS (PSI)	Características
Inconsolidadas	< 100	No existe túnel de perforación Arena fracturada en la zona debilitada
Poco Consolidadas	< 500	No existe túnel de perforación. Daño en perforación (Zona dilatada)
Friables	< 1500	Existe Túnel de perforación Probabilidad de falla en túnel de perforación
Consolidadas	> 2500	Existe Túnel de perforación Probabilidad de falla en túnel de perforación (Esfuerzos extremos)

Tabla 6 Edwin. “Sand Control Training Course”, Universidad Industrial de Santander, 2008

¹⁴ Quintero Peña Yair A., Incremento de productividad mediante aplicación de tecnologías de Exclusión y/o Gerenciamiento de arena Campo Colombiano, ECOPETROL-ICP, Piedecuesta, 2010

A continuación se muestra como se realiza la correlación de registros con la propiedad mecánica de la roca UCS (resistencia mecánica de la roca a la compresión no confinada).

- Primero se grafican los dos registros Vs. UCS, como se muestra en la Figura 24.

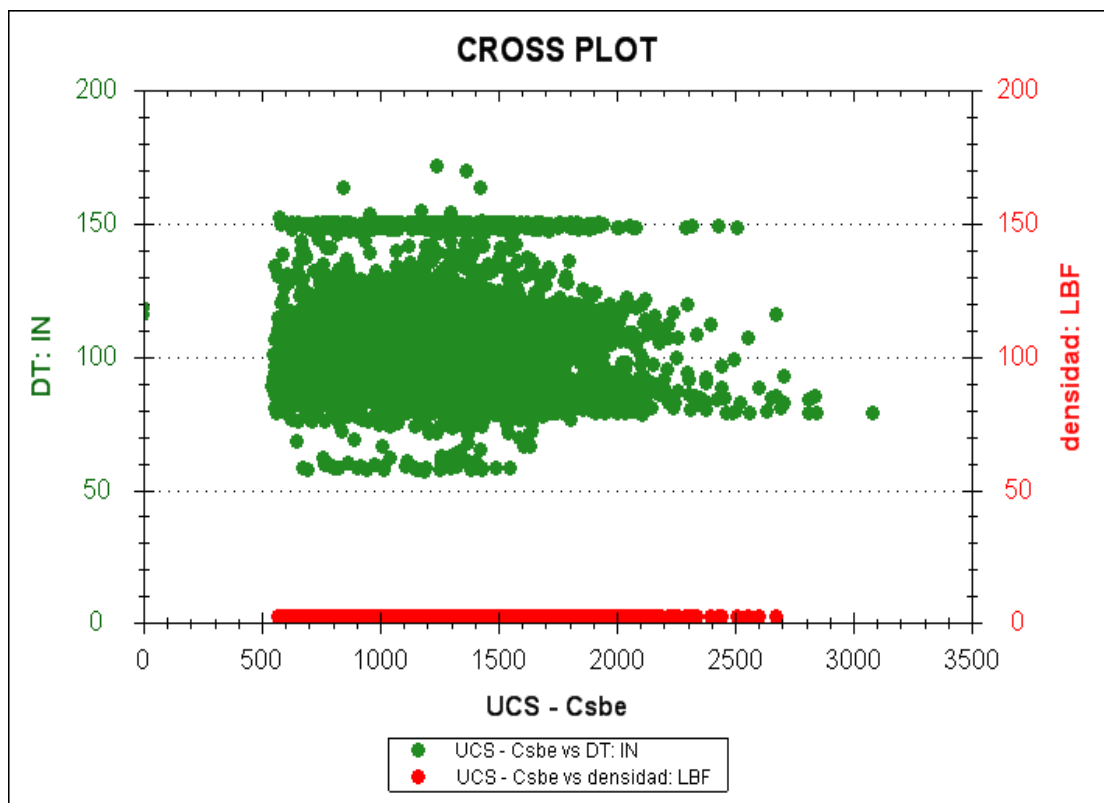


Figura 24 Correlacion de registros Vrs UCS Fuente: Quintero Peña Yair A., Incremento de productividad mediante aplicación de tecnologías de Exclusión y/o Gerenciamiento de arena Campo Colombiano, ECOPELROL-ICP, Piedecuesta, 2010. Modificado por Autor Desarrollado en Software ECO-SEMT

- Se identifican los valores representativos para cada registro y la propiedad mecánica que permitan identificar los intervalos sensibles al arenamiento, como se muestra en la Figura 25.

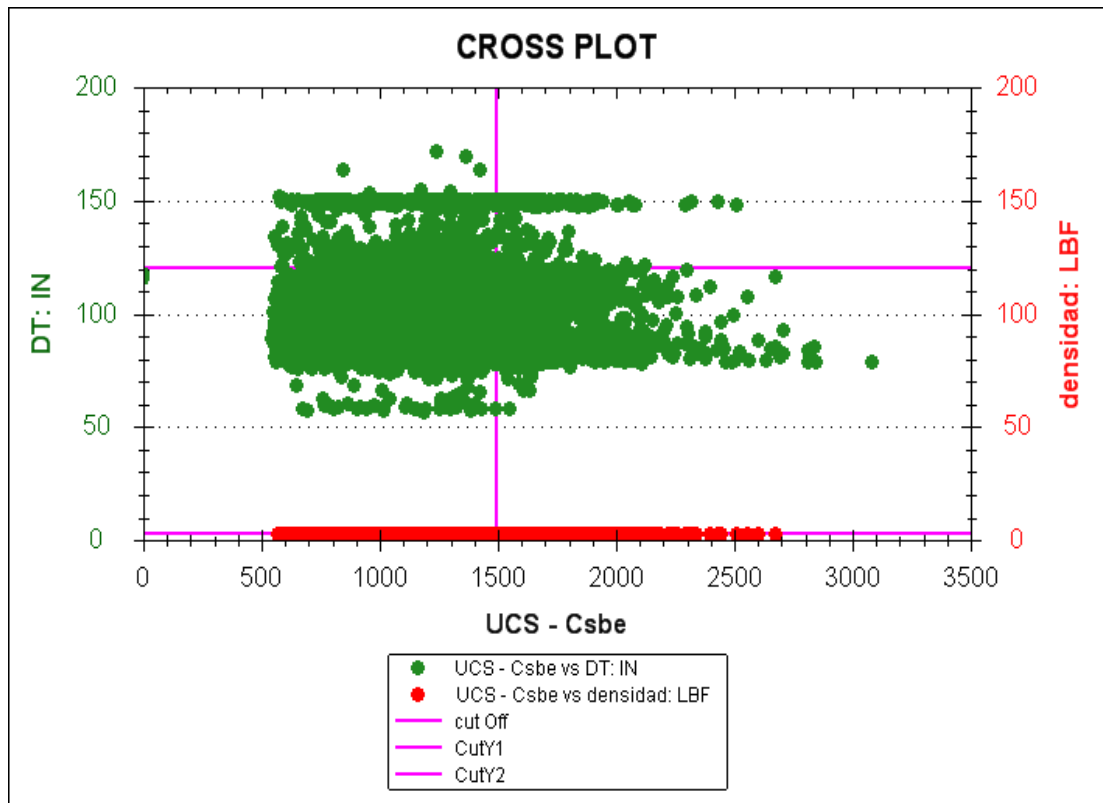


Figura 25 Identificación de valores representativos de registros para identificación de zonas sensibles. Fuente: Quintero Peña Yair A., Incremento de productividad mediante aplicación de tecnologías de Exclusión y/o Gerenciamiento de arena Campo Colombiano, ECOPETROL-ICP, Piedecuesta, 2010. Modificado por Autor Desarrollado en Software ECO-SEMT

- Cuando se tienen los valores representativos, se realiza una selección de los datos que cumplan con el criterio de selección.

Por ejemplo en la Figura 25 se tomo un valor representativo de 2.3 para la densidad, 120 para el tiempo de transito de la onda y 1500 para resistencia mecánica de la roca. Por lo tanto se seleccionan los datos que tengan un densidad menor a 2.3 g/cm^3 , un tiempo de transito mayor a $120 \text{ } \mu\text{s}/\text{ft}$ y una resistencia mecánica menor a 1500 psi.

Quando se tienen los datos sensibles al arenamiento estos se grafican contra la profundidad, y la formación más problemática será la que presente la mayor densidad de datos. Como se observa en la Figura 26.

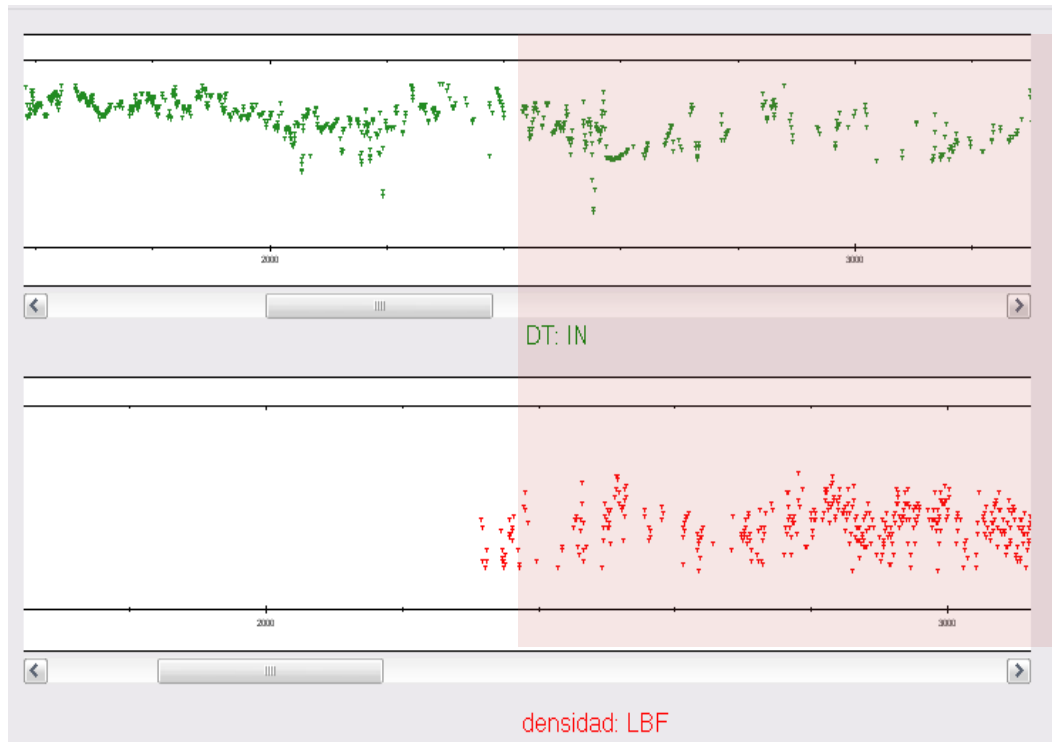


Figura 26 identificación de zonas sensibles al arenamiento a partir de correlación de registro y propiedades geomecánicas Fuente: Quintero Peña Yair A., Incremento de productividad mediante aplicación de tecnologías de Exclusión y/o Gerenciamiento de arena Campo Colombiano, ECOPETROL-ICP, Piedecuesta, 2010. Modificado por Autor Desarrollado en Software ECO-SEMT

3.2.3 Caracterización de Intervalos Areneros

La caracterización de la formación corresponde a la primera etapa para el desarrollo de un proyecto de Exclusión (sand control) y/o de gerenciamiento de arena (sand management) en esta etapa se busca determinar todas las propiedades que afectan el proceso de la producción de arena de la formación en estudio, así como la obtención de resultados favorables en la implementación de los métodos para el tratamiento del arenamiento. Estas son las propiedades petrofísicas básicas y especiales, la granulometría y mineralogía.

La información anterior, junto con el análisis de los estados mecánicos del pozo, el tipo de mecanismo de levantamiento artificial, la verificación de la presencia de agua interestratificada, gas y condiciones de presión de temperatura en la formación se compila para generar una matriz de datos, que ayudará en la toma de decisiones sobre método de control de la producción de arena a utilizar.¹⁵

La procedencia de las muestras de rocas utilizadas para los análisis de laboratorio, puede afectar la validez o no de los resultados de laboratorio obtenidos, por lo que se recomienda utilizar muestras de corazones para tener información con el menor grado de incertidumbre. En algunos casos se utilizan muestras de ripios de perforación o muestras obtenidas en trabajos de mantenimiento de equipo de subsuelo y/o superficie que no son muy representativas de la zona de interés. Otra alternativa cuando no se dispone de corazones, es obtener muestras de afloramientos, que solo son representativas en cuanto a granulometría, ya que la mineralogía se ve afectada por el fenómeno de meteorización química. Una adecuada caracterización permite establecer el modelo de interpretación para el área de estudio. En la Figura 27 se observa el protocolo de caracterización donde la prueba más importante para el desarrollo de la metodología es Granulometría.¹⁶

¹⁵Ariza Gustavo, Ariza Cristian, Evaluación de la efectividad de aplicación de resinas químicas como método de control de producción de arena en formaciones poco consolidadas en el campo llanito, Trabajo de grado, Universidad Industrial de Santander, 2010, pag.35.

¹⁶Jaimes Manuel G. et al, Incremento de Productividad Mediante Aplicación de Tecnologías de Exclusión y/o Gerenciamiento de la Arena – Campo Colombiano, Grupo de gerenciamiento de arena, ECOPETROL-ICP, 2010.



Figura 27 Protocolo de caracterización muestras seleccionadas. Fuente Jaimes Manuel G. et al, Incremento de Productividad Mediante Aplicación de Tecnologías de Exclusión y/o Gerenciamiento de la Arena – Campo Colombiano, Grupo de gerenciamiento de arena, ECOPETROL-ICP, 2010.

- ***Análisis Mineralógico DRX.***

La difracción de Rayos X es la técnica analítica más precisa para identificación de minerales y/o compuestos cristalinos pues se basa en la dispersión de rayos X generada por la red cristalina en direcciones y ángulos específicos para cada sistema cristalino. Ésta técnica permite conocer la composición en términos de fases cristalinas sin incluir material amorfo, tomando como 100% el total de las fases detectadas.

El análisis Bulk se llevó a cabo sobre la muestra pulverizada manualmente en mortero de ágata, sin ningún tratamiento químico, y con montaje desorientado o de distribución de partículas al azar de acuerdo con el PTE 153.010 del manual de procedimientos técnicos del laboratorio de DRX.

La identificación de las fases cristalinas consiste en la comparación del difractograma o perfil de difracción de la muestra con el difractogramas de

materiales de referencia o materiales puros reportados en las Bases de Datos cristalográficas, el difractograma de una sustancia pura es como su huella digital y permite la identificación inequívoca de la estructura cristalina que posee el compuesto. Este análisis se basa en el Método de Hanawalt, en el que cada compuesto se identifica por los tres picos de difracción más intensos.

El cálculo de la concentración relativa de los compuestos identificados depende de diferentes fenómenos tales como el grado de cristalinidad de la muestra, la absorción y fluorescencia de rayos X que pueden tener los compuestos presentes y la probabilidad de dispersión coherente que tienen los distintos sistemas cristalinos. Éste análisis se hace con base en el área de los picos y empleando las constantes reportadas en la Base de Datos Cristalográfica. Esta metodología calcula la fracción en peso de cada componente con una incertidumbre de alrededor del 2% en fases bien cristalizadas que se encuentren en un porcentaje superior al 5%. ¹⁷En la siguiente Figura 28 se muestran los resultados para un pozo del campo Lisama.

¹⁷Ariza Gustavo, Ariza Cristian, Evaluación de la efectividad de aplicación de resinas químicas como método de control de producción de arena en formaciones poco consolidadas en el campo llanito, Trabajo de grado, Universidad Industrial de Santander, 2010, pag.35.

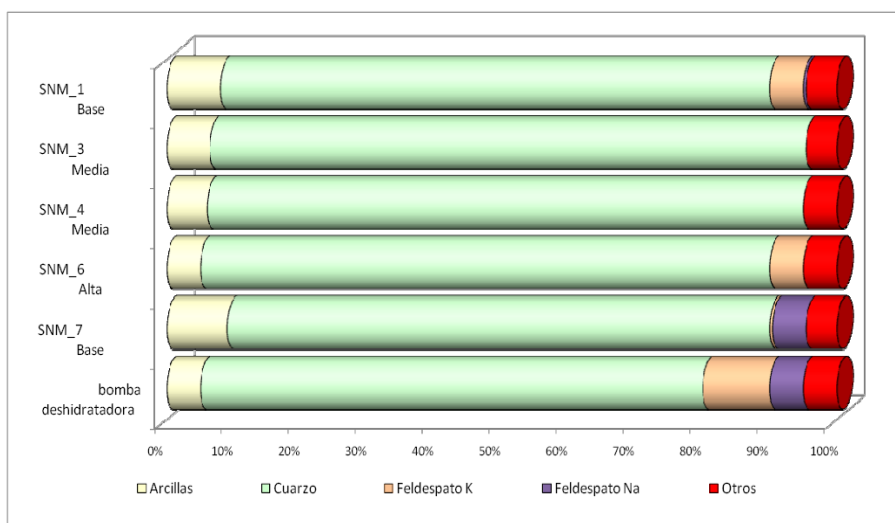


Figura 28 Composición Roca Total Campos colombianos. Fuente: Informe Instituto Colombiano del Petroleo (ICP) Análisis Granulométrico y DRX, Campo Colombiano,Piedecuesta, 2009.

- **Análisis SEM**

Para cada muestra se adquieren imágenes y análisis de composición elemental a baja ampliación y series de imágenes a mayores ampliaciones, con el fin de tener información sobre el tipo de roca, su microtextura y la morfología y distribución de algunos de algunos minerales que pueden identificarse por su aspecto y composición elemental. La descripción se basa inicialmente en la textura, el tamaño de grano promedio, la composición mineralógica y en conceptos generales de rocas sedimentarias. Se consideran también cuando son aplicables los conceptos de arcilla laminar, arcilla estructural y arcilla dispersa que pueden apoyar la interpretación del comportamiento petrofísico.

Como arcilla laminar se tipifican láminas de arcilla de origen detrítico localizadas entre los granos de arena, que han sufrido tensión mecánica durante la compactación. Las arcillas laminares pueden afectar la porosidad dependiendo de su ubicación en el espacio poral, cuando recubren los granos su efecto es menor que cuando se encuentran relleno los poros o en los intersticios de los granos.

Como arcilla estructural consideramos granos formados por agregados de partículas de arcilla que toman el lugar de granos del armazón de la roca y no afectan de manera considerable la porosidad.

Como Arcilla dispersa se describe la arcilla ubicada en el espacio poral que puede actuar como cemento o como matriz. La influencia de las arcillas dispersas depende del tipo de mineral arcilloso. Estas arcillas adquieren tres tipos de distribución, descritas como: 1. “pore filling”: relleno de poros, 2. “pore lining”: capa que recubre las paredes de los granos, 3: “pore bridging”: haciendo puentes en el espacio poral. De este grupo haría parte lo que se describe petrográficamente como cemento arcilloso, que es de tipo autigénico y ocasionalmente la matriz arcillosa, que tiene un carácter más detrítico, pero que según su distribución, se incluye en este grupo.¹⁸

- **Análisis Granulométricos.**

Dentro de los estudios en general enfocados al control y/o exclusión de la arena en los diferentes campos del mundo el principal análisis a realizar y tal vez el que en marca el éxito de todos los trabajos enfocados a mitigar o eliminar la producción de arena, es el análisis Granulométrico, el cual se debe realizar mediante un método que suministre suficiente exactitud.

Es importante la realización del análisis granulométrico de muestras de la formación, ya que este brinda información importante para la selección del tipo de técnica de control a emplear (Tiffin *et al*¹⁹), con base en este se establecen los criterios de uniformidad selección y porcentajes de arcillas, los cuales son un primer indicativo de la viabilidad que tendrá la aplicación de una técnica de control.

¹⁸ INFORME ICP-UST-0154-08-94

¹⁹ TIFFIN, D.L. et al. New Criteria for Gravel and Screen Selection for Sand Control. SPE 39437-MS.

Los primeros dos valores se calculan por medio de los llamados percentiles, designados con la letra D. El valor D40 indica la apertura de la malla por encima de la cual el 40% de la muestra analizada es retenida en el análisis sieve y el D90 indica el tamaño de la malla por encima del cual es retenido el 90%. El coeficiente de uniformidad C_u se define como la relación D40/D90 y el coeficiente de sorting como D10/D95. Dos formaciones pueden tener el mismo coeficiente de uniformidad ó coeficiente de sorting, pero muy diferentes valores de tamaño en D50 (criterio de sausier). La medida del sorting, es una relación de las partículas grandes a finas, entre mayor sea esta relación será más probable que los granos de arena formen puentes y se disminuya la permeabilidad.

Las formaciones con bajos valores de sorting deben ser completadas de manera diferente a las formaciones con altos valores, en las cuales los finos taponarán las mallas ó las matrices secundarias sobre estas. Para valores de sorting de 1 a 3 se pueden considerar completamientos con mallas solas, particularmente si la permeabilidad de la arena de formación es lo suficientemente alta (1 a 2 darcys) para prevenir la creación de caídas de presión significativas.

- ***Criterio de SAUCIER***

Se emplea para el empaquetamiento con grava y establece que el control óptimo de arena es alcanzado cuando el tamaño de grano medio de la grava (D50) no es mayor que seis veces el tamaño de grano medio (d_{50}) de la formación. Tabla 7

RANGO DE VALORES D50/d50	EFFECTIVIDAD
< 5	Hay buen control de arena pero con flujo restringido debido a la permeabilidad
(5-7)	Hay buen control de arenas y permeabilidad máxima
(7-9)	Hay buen control de arena pero con flujo restringido debido a la invasión de arena en la grava
>9	No hay control de arenas

Tabla 7 Criterio de Saucier para determinación de tamaños de grava. Tomado de RODRIGUEZ, Edwin. Curso de Sand Control, manejo y tratamiento de arenas.

- **Criterios de TIFFIN**

En la Tabla 8, se definen las condiciones o rangos de valores de sorting, tamaño de grano y arcillas con las técnicas respectivas, cuya complejidad y costo aumentará en la medida que se tienen arenas con menor clasificación y altos contenidos de arcillas.

CRITERIOS GRANULOMÉTRICOS			
D10/D95	D40/D90	Sub 325 Mesh	RECOMENDACIÓN
<10	<3	<2%	Bare Screen, Wire-Wrap , prepacket screens
<10	<5	<5%	Woven Mesh Screen, Premium mesh screen
<20	<5	<5%	HRWP, open hole gravel pack
<20	<5	<10	HRWP, Grava y malla
>20	>5	>10%	Frack pack, Screen Less

Tabla 8 Rangos de criterios granulométricos, asociados con las tecnologías de exclusión de arena recomendadas. Fuente: Tiffin D. L. ,King G. E. ,Larese R. E. et all. New Criteria for Gravel and Screen Selection for Sand Control. SPE 39437,1998.6p

- **Procedimiento**

La metodología utilizada para el Análisis Granulométrico en el Laboratorio de Difracción de Rayos-X del Instituto Colombiano del Petróleo consta de 3 pasos que se describen a continuación.

- **Sistema Lumosed: tamaño de partícula menor de 53 μm**

Para establecer la distribución de tamaño de partícula, se sigue el procedimiento PTE 153.006 para la fracción menor de 53 micras, del manual de procedimientos del laboratorio de DRX. Inicialmente mediante tamizaje húmedo cada una de las muestras se separan en dos rangos: mayor y menor de 53 micras (Malla 270). La fracción inferior o fina (pasa tamiz 270) se analiza mediante rutina Lumosed del mismo software, que calcula las curvas de distribución de tamaño de grano por sedimentación en un medio acuoso aplicando la ecuación de Stokes. Se utilizó agua desmineralizada como medio de suspensión, y se asumió la densidad promedio de las muestras en 2600 Kg/m³. El equipo utilizado corresponde a un Fotosedimentador Marca Restch tipo Lumosed que se encuentra diseñado para utilizar la extinción de la luz (Atenuación de la luz a causa de la absorción y dispersión), además de la velocidad de sedimentación para medir la concentración de materia sólida.

- **Sistema de Tamices: tamaño de partícula menor de 53 μm**

Para establecer la distribución de tamaño de partícula, se sigue el procedimiento PTE 153.005 para la fracción mayor de 53 micras, del manual de procedimientos del laboratorio de DRX. La fracción mayor de 53 micras se pasa por un set de tamices: que van desde 2000 μm (10 Mesh) hasta 53 μm (270 Mesh) y se calculan las curvas de distribución de tamaño de partícula con ayuda de la rutina Sieving del software Graitest.

Sistema Lumosed: Inicialmente para establecer la distribución de tamaño de partícula de la fracción menor de 53 micras, se utiliza el tamizaje húmedo cada una de las muestras se separan en dos rangos: mayor y menor de 53 micras (Malla 270). La fracción inferior o fina (pasa tamiz 270) se analiza mediante rutina Lumosed del mismo software, que calcula las curvas de distribución de tamaño de grano por sedimentación en un medio acuoso aplicando la ecuación de Stokes.

Se utilizó agua desmineralizada como medio de suspensión, y se asumió la densidad promedio de las muestras en 2600 Kg/m³.

El equipo utilizado corresponde a un Fotosedimentador Marca Restch tipo Lumosed que se encuentra diseñado para utilizar la extinción de la luz (Atenuación de la luz a causa de la absorción y dispersión), además de la velocidad de sedimentación para medir la concentración de materia sólida. En la Figura 29 se muestra la distribución de la clase de tamaño de grano.

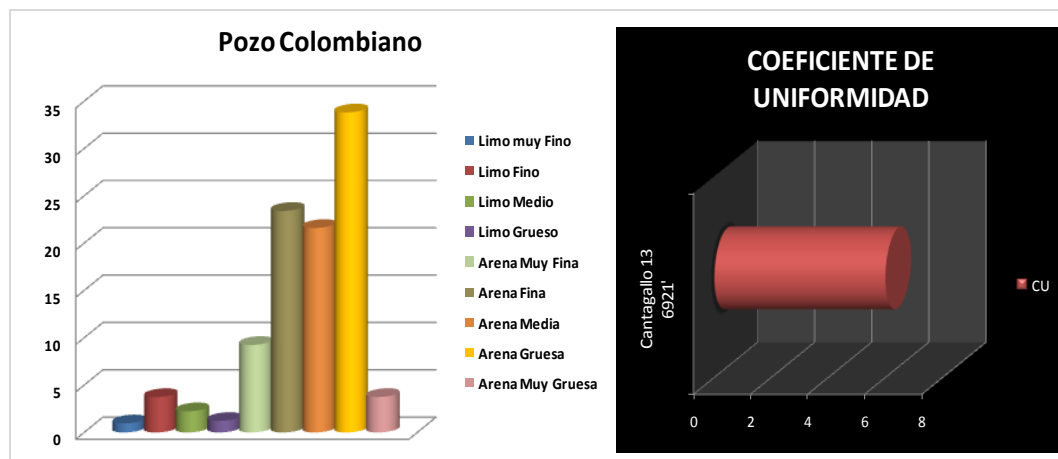


Figura 29 Distribucion de acuerdo a clase de tamaño pozo Campo Lisama . Fuente: Informe ICP Análisis Granulométrico y DRX, Campo Colombiano, 2009.

3.3 SELECCIÓN DE ALTERNATIVA DE GERENCIAMIENTO Y/ O EXCLUSIÓN

Cuando se tiene los anteriores pasos, se puede elegir cual alternativa de Gerenciamiento y/o Exclusión se puede aplicar a un pozo con sus condiciones específicas. Hay que tener en cuenta que es mejor técnicamente primero implementar una alternativa de gerenciamiento ya que esta no altera las condiciones de yacimiento, además puede ser removida en el momento que esta no llegase a funcionar, por eso es que en control de arena no todo se ha dicho, aunque la mayoría de los operadores escojan la opción de implementar

tecnologías para excluir la arena, y usualmente reduzcan los beneficios para disminuir un riesgo no cuantificado; pero esta situación está cambiando, teniendo en cuenta que en la actualidad los yacimientos con propensión a la producción de arena, contienen un porcentaje creciente de las reservas de hidrocarburos del mundo. Muchos de los pozos que explotan estos recursos están produciendo mas allá de los límites de su vida útil originalmente estimada, lo que puede traducirse en formaciones debilitadas. En consecuencia, los operadores buscan cada vez con mayor interés, métodos económicamente efectivos para reparar los sistemas defectuosos o agregar nuevos sistemas de control de producción de arena, donde previamente no existían, que pueden ir desde producir la arena utilizando integridad de materiales, monitoreo en tiempo real de la producción de arena, control del draw down, diseños especiales de equipo de subsuelo-superficie y sistemas de levantamiento artificial, etc.

Para seleccionar la mejor alternativa de Exclusión de arena, dentro de la metodología se analizan los relación de percentiles establecidas por Tiffin et al²⁰ parámetros que se encuentran en la Tabla 8. Dentro de la herramienta Software esto se hará automáticamente a través de un árbol de decisiones que se muestra en la Figura 30 donde se observa plasmado las relaciones de los percentiles. La herramienta va a corroborar que dos de las tres relaciones de percentiles establecidas por Tiffin sean cumplidas y así seleccionar la alternativa que corresponda.

²⁰ TIFFIN, D.L. et al. New Criteria for Gravel and Screen Selection for Sand Control. SPE 39437-MS.

de equipos de intervención, adicionalmente ha mejorado la producción neta de petróleo.²¹

Para implementar esta alternativa de gerenciamiento hay que tener en cuenta sus restricciones por esto se construyo un árbol de decisiones donde la herramienta verificara estos datos y le indicara al usuario si el cambio de sistema de levantamiento a PCP es posible. Los pozos deben cumplir con los siguientes parámetros mostrados en la Figura 31

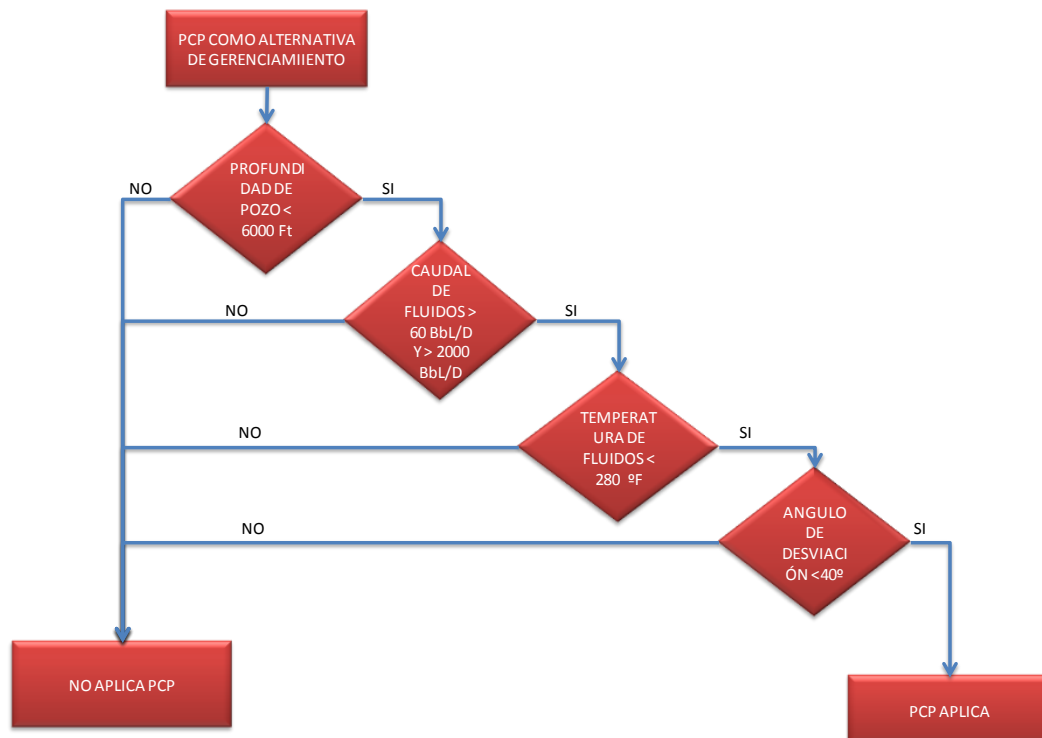


Figura 31 Parametros de selección para aplicación de PCP (bomba de cavidades progresivas). Fuente : Autor

²¹ Doval Dorado Jorge Mario, Coordinador PCP WEATHERFORD Colombia, Informe Desempeño del sistema PCP Weatherford en la superintendencia de mares, 2009.

3.4 ANÁLISIS NODAL

Cuando se ha seleccionado la alternativa, se requiere realizar el modelamiento del análisis nodal el cual permiten evaluar el comportamiento de producción para cada una de las alternativas de Exclusión y/o Gerenciamiento de arena seleccionadas (Screen Less, Frac Pack, Gravel Pack, mallas, PCP, etc.), con base en parámetros de yacimiento y producción. Para realizar el modelamiento de producción se hace necesario asignar un Skin a cada una de las alternativas, teniendo en cuenta que pueden o no causar una restricción adicional al flujo.²² Como punto de partida para el análisis nodal, se utilizan los Skin de la Tabla 9. Conocer la productividad que podría generar aplicar una alternativa de Exclusión y/o Gerenciamiento de arena es uno de los parámetros importantes que será crucial para el análisis económico.

	SKIN					
	+5 a +10	+2 a +5	0 a -2	0 a +2	+3 a +5	+2 a +5
<i>Beneficios/Riesgos</i>	<i>GP</i>	<i>HRWP</i>	<i>FracPack</i>	<i>Expac</i>	<i>SAS</i>	<i>Consolidación QMK</i>
Sobrepasar daño	Red	Yel	Ver	Ver	Red	Red
Acelerar producción	Red	Yel	Ver	Ver	Yel	Yel
Conectar capas de poco espesor	Red	Red	Ver	Ver	Ver	Red
Estimular zonas de baja permeabilidad	Red	Red	Ver	Ver	Red	Red
Reducir taponamiento por finos	Red	Yel	Ver	Ver	Yel	Ver
Reducir potencial de incrustaciones	Red	Yel	Ver	Ver	Yel	Yel
Riesgo de conectar capas con alta saturación de agua	Ver	Yel	Red	Yel	Ver	Ver
Aplicación en pozos de alto ángulo > 60°	Ver	Ver	Red	Red	Ver	Ver
Dificultad para trabajos selectivos	Yel	Yel	Red	Red	Yel	Ver

MALA **REGULAR** **BUENA**

Tabla 9 Skin adicionales generados con la implementación de alternativas de exclusión de arena
Fuente: Tiner, Robert L., Ely, John W., Ely & Associates ,Frac Packs - State of the Art, SPE 36456, Octubre 1996.

²² Tiner, Robert L., Ely, Jhon W., Ely & Associates, Frac Packs – State of the Art, SPE 36456, Octubre 1996.

Con los diagramas de diagnóstico, el análisis de los estados actuales del pozo y la matriz de información, se organizó y obtuvo las variables de entrada del software,

3.4.1 Adquisición De Datos De Entrada.

Para desarrollar el modelamiento de producción hay que tener datos requeridos de yacimiento y producción por formación, para esto se desarrolló una matriz de datos de distribución de producción en función de los intervalos abiertos.²³

Datos requeridos en la matriz:

- *Permeabilidad absoluta y relativa por formación.*

La permeabilidad absoluta se obtiene de la data de petrofísica, la cual se encuentra en la base de datos de PRIZ-M (Figura 32) o de datos de laboratorio

²³ Jaimes Manuel G. et al, Incremento de Productividad Mediante Aplicación de Tecnologías de Exclusión y/o Gerenciamiento de la Arena – Campo Colombiano, Grupo de gerenciamiento de arena, ECOPETROL-ICP, 2010.

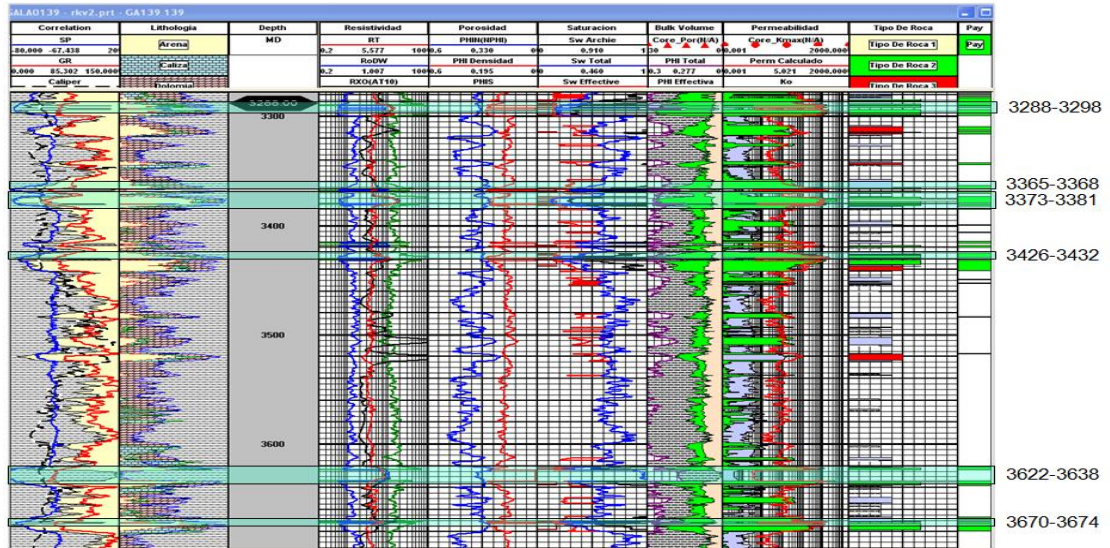


Figura 32 Registros Petrofísicos, identificación de intervalos productores de arena. Fuente: Autor

Al tener el valor de permeabilidad absoluta se van a las curvas de permeabilidad relativa y se halla la permeabilidad efectiva.

$$K_{ef} = K_{abs} * K_{re} \quad (11)$$

Donde,

K_{ef} , Permeabilidad efectiva (md)

K_{abs} , Permeabilidad absoluta (md)

K_{re} , Permeabilidad relativa (md)

- Promedio de producción de Fluidos para el año de análisis.

$$Q_{año} = \sum_{i=1}^n Q_f \quad (12)$$

$$Dia_{Activo} = Dia_{Calend.} - Dia_{Inactivo} \quad (13)$$

$$P_{fluidos} = \frac{Q_{año}}{Dia_{Activo}} \quad (14)$$

Donde,

$Q_{año}$, Caudal de fluidos en el año de análisis (BFD)

n , días faltantes para finalización de año calendario (Día)

Dia_{Activo} , días de producción del pozo

$Dia_{Calend.}$ Días totales para la finalización de año calendario

$Dia_{Inactivo}$, Días de no producción

$P_{fluidos}$, Promedio de fluidos al año

- Temperatura del yacimiento y API

Estos dos parámetros se obtienen de los análisis PVT realizados en laboratorio.

- Presión del yacimiento para el año de análisis.

Esta puede ser obtenida de las pruebas de MDT, pruebas de Build up y niveles estáticos.

- Presión de fondo para el año de análisis.

Se realiza un promedio aritmético de las presiones de fondo del año de análisis, las presiones que se van a promediar fueron calculadas en el paso de construcción de Diagrama de Diagnostico.

- Intervalos abiertos para el año de análisis y Punto medio de perforación para el año de análisis.

Esta data de intervalos abiertos y punto medio de perforación fue obtenida y calculada en el paso de de construcción del Diagrama de Diagnostico en la parte de eventos.

- BSW promedio para el año de análisis.

Se obtiene de un promedio aritmético de la data de historia de producción

- GOR promedio para el año de análisis.

La relación gas aceite se obtiene de la data de producción.

Teniendo toda la data anteriormente descrita se construye la matriz de datos de distribución de producción, calculando los siguientes parámetros:

$$P_{mp_{interv}} = \frac{Min_{tops,i} + Max_{base,i}}{2} \quad (15)$$

$$E_B = Min_{topes,i} - Max_{base,i} \quad (16)$$

$$E_N = \sum_{i=1}^n B_{cañoneo} - T_{cañoneo} \quad (17)$$

$$\Delta T = T_{yac}/Pmp \quad (18)$$

$$\Delta Pwf = Pwf/Pmp \quad (19)$$

$$\Delta Pycto = Pycto/Pmp \quad (20)$$

$$T_{intervalo} = \Delta T * Pmp_{interv} \quad (21)$$

$$Pwf_{intervalo} = \Delta Pwf * Pmp_{interv} \quad (22)$$

$$Pycto_{intervalo} = \Delta Pycto * Pmp_{interv} \quad (23)$$

$$Kh_{interv} = K_{interv} * E_N \quad (24)$$

$$Kh_{total} = \sum Kh_{interv} \quad (25)$$

$$\%Prod_{interv} = (Kh/Kh_{total}) * 100 \quad (26)$$

$$Prod_{interv} = (P_{fluidos} * \%Prod_{interv})/100 \quad (27)$$

Donde,

Pmp_{interv} , Punto medio de perforación del intervalo (ft)

$Min_{topes,i}$, minimo intervalo abierto a tope del intervalo (ft)

$Max_{base,i}$ Maximo intervalo abierto de la base del intervalo (ft)

E_B , Espesor Bruto (ft)

E_N , Espesor neto (ft)

$B_{cañoneo}$, Base del cañoneo (ft)

$T_{cañoneo}$, tope cañoneo (ft)

ΔT , Gradiente de temperatura (°F/ft)

T_{yac} , Temperatura de yacimiento (°F)

ΔPwf , Gradiente de presión de fondo fluyente (psi/ft)

$\Delta Pycto$, Gradiente de presión de yacimiento (psi/ft)

Kh , Transmisibilidad (md*ft)

$K_{intervalo}$, permeabilidad efectiva por intervalos (md)

$\%Prod_{intervalo}$, Porcentaje de aporte del intervalo (%)

$Prod_{intervalo}$, Producción del intervalo (BFD)

En la siguiente Tabla 10 se muestra un ejemplo de la matriz de datos de la distribución de producción.

POZO	INTERVALOS	PMP	CAÑONEOS		ESPESOR Bruto	ESPESOR Neto	PERMEABILIDAD INTERVALO (mD)	TEMPERATURA	Pwf	Ps	PROD (BFPD)	Kh INTERVALO	%PROD INTERVALO	PROD INTERVALO	K efectiva INTERVALO
			Tope (ft)	Base (ft)											
Lisama	MUGROSA B	5485	5378.0	5385.0	214.0	27	178	128	543	2173	405	4806	29.3	118.9	124.6
			5392.0	5400.0											
			5506.0	5512.0											
			5586.0	5592.0											
	MUGROSA C	5985	5736.0	5746.0	449	65	178	140	593	2371	405	11570	71	286	89
			5750.0	5760.0											
			5785.0	5790.0											
			5837.0	5846.0											
			5851.0	5860.0											
			5876.0	5884.0											
			6216.0	6222.0											
			6226.0	6234.0											
	PMP		5806			92					405	16376	100		
	GOR	1073	BSW	96.0%	API										

Tabla 10 Matriz de datos de distribución de producción Fuente: Jaimes Manuel G. et al, Incremento de Productividad Mediante Aplicación de Tecnologías de Exclusión y/o Gerenciamiento de la Arena – Campo Colombiano, Grupo de gerenciamiento de arena, ECOPETROL-ICP, 2010.

3.4.2 Modelamiento En Wellflo.

En todos los trabajos enfocados al control y/o gerenciamiento de la arena, una de las principales incógnitas con las que se cuenta es la determinación de la efectividad de cada técnica aplicada y el impacto que esta va a tener directamente sobre la producción del pozo. Es por eso que al establecer una metodología de gerenciamiento de la arena es necesario generar un modelo que permita reducir esta incertidumbre y de diferentes formas establecer el comportamiento en el tiempo de las diferentes técnicas utilizadas, independientemente que estas sean aplicadas a la predicción, control o mitigación de los problemas de arenamiento.

Debido a esta necesidad dentro del proyecto se decidió realizar un análisis de producción a todos los pozos con problemas de arenamiento, con el fin de pronosticar el desempeño y realizar el diagnóstico de cada pozo y optimización del mismo desde instalaciones existentes, permitiendo determinar el estado actual del pozo, y las condiciones operativas apropiadas.

Con la matriz de datos de distribución de producción se tiene el Input para el modelamiento de un pozo, pero antes realizar el modelamiento de producción se tienen que ajustar las propiedades PVT a las ecuaciones incluidas dentro del software que se vaya a utilizar. A continuación se muestra el paso a paso para realizar el modelamiento en el Software Wellflo.

- Como primer paso se ingresa el GOR, API y BSW en el modulo de Fluid Parameters a cada uno de los intervalos.
- Se inicia con el modelamiento de las condiciones actuales del pozo, se realiza modelamiento multicapas cuando hay más de un intervalo productor, (“es recomendado solo trabajar con máximo 3 intervalos”). Se ingresa la información por intervalo en el modulo de Test Point Data como se muestra en la Figura 33 En este paso se obtiene el AOF y IP (índice productividad) por intervalo.

Inflow Performance: Oil (Test Data Points) - Layer 1

Layer Parameters		IPR Model	
Layer pressure:	1800.000 psia	Current IPR Model:	
Layer temperature:	140.000 degrees F	Straight Line	
Relative Injectivity:	0 per cent		
Mid-perf depth (MD):	4889.00 ft		
Test point data (total liquid)			
Test Pressure 1:	800.00 psia	OK	
Test Flow Rate 1:	25.000 STB/day	Cancel	
Test Pressure 2:	0 psia	Calculate	
Test Flow Rate 2:	0 STB/day	Relative Perm...	
<input type="checkbox"/> Include non-Darcy effects		Choose IPR...	
Calculated values (total liquid)			
Productivity index (J):	0.0250 STB/day/psi		
Non-Darcy flow coeff. (F):	0 psi/(lbs/day) ²		
Abs. open flow (AOF):	44.6 STB/day		

Figura 33 datos por intervalo Fuente: Software Wellflo System – Modelamiento de Producción. Instituto Colombiano del Petróleo ICP. Piedecuesta, 2010.

- Para el siguiente paso se grafica la curva IPR que esta puede ser mediante la Ecuación de Vogel cuando la presión de yacimiento está por debajo de la presión de burbuja y por línea recta cuando está por encima. Como se muestra en la Figura 34

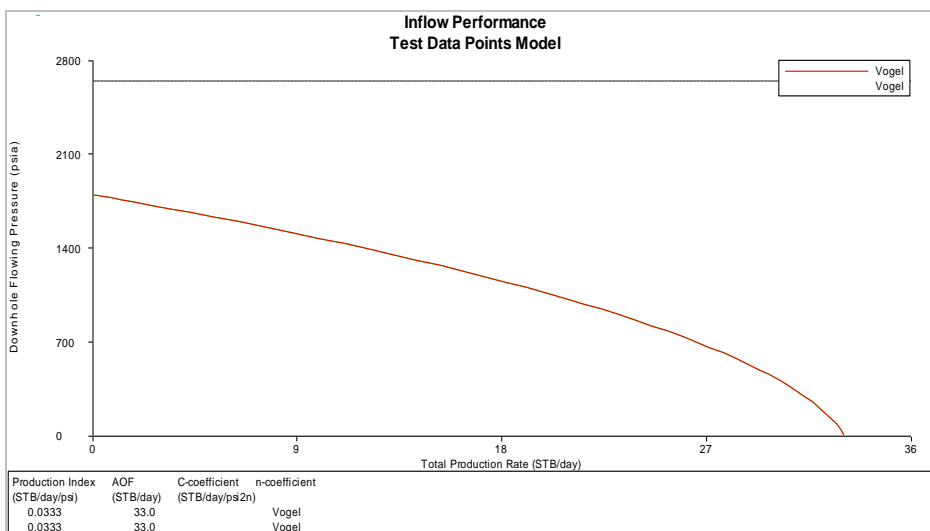


Figura 34 curva IPR para condiciones actuales Fuente: Software Wellflo System – Modelamiento de Producción. Instituto Colombiano del Petróleo ICP. Piedecuesta, 2010.

- El paso a seguir es evaluar a que Skin está el pozo en las condiciones actuales, esto se hace a través del modulo Layer Parametres, donde se ingresa la permeabilidad efectiva y el espesor neto.

El programa nos indica el AOF a skin cero y el usuario tiene que comprar el AOF obtenido en la curva IPR e ir modificando el Skin hasta que estos dos valores sean iguales.

- Para modelar las alternativas de exclusión se la asocia el skin de la Tabla 9 en el modulo de layer parametres, se grafica la curva de IPR y se procede a leer la producción de fluidos que se obtiene aplicando la alternativa de exclusión seleccionada. Para leer el caudal de fluidos se necesita calcular la siguiente presión de fondo fluyendo indicada por la experiencia de campo adquirida en la implementación de estos trabajos²⁴ (Tabla 11), para entrar a las curvas de IPR. Como se muestra en la Figura 35.

ALTERNATIVA DE GERENCIAMIENTO Y/O EXCLUSION	Pwf SUGERIDA
PCP	$P_{wf} = P_{ycto} - (P_{ycto} * 80\%)$
SCREEN LESS	$P_{wf} = P_{ycto} - (P_{ycto} * 60\%)$
FRAC PACK , GRAVA Y MALLA	$P_{wf} = P_{ycto} - (P_{ycto} * 75\%)$
HRWP,WOVEN MESH SCREEN Y PEMIUM MESH	$P_{wf} = P_{ycto} - (P_{ycto} * 60\%)$
BARE SCREEN , WIRE WRAP, PREPACKET SCREEN	$P_{wf} = P_{ycto} - (P_{ycto} * 75\%)$

Tabla 11 Pwf sugerida de trabajo Fuente: Jaimes Manuel G. et al, Incremento de Productividad Mediante Aplicación de Tecnologías de Exclusión y/o Gerenciamiento de la Arena – Campo Colombiano, Grupo de gerenciamiento de arena, ECOPETROL-ICP, 2010.

²⁴ Jaimes Manuel G. et al, Incremento de Productividad Mediante Aplicación de Tecnologías de Exclusión y/o Gerenciamiento de la Arena – Campo Colombiano, Grupo de gerenciamiento de arena, ECOPETROL-ICP, 2010.

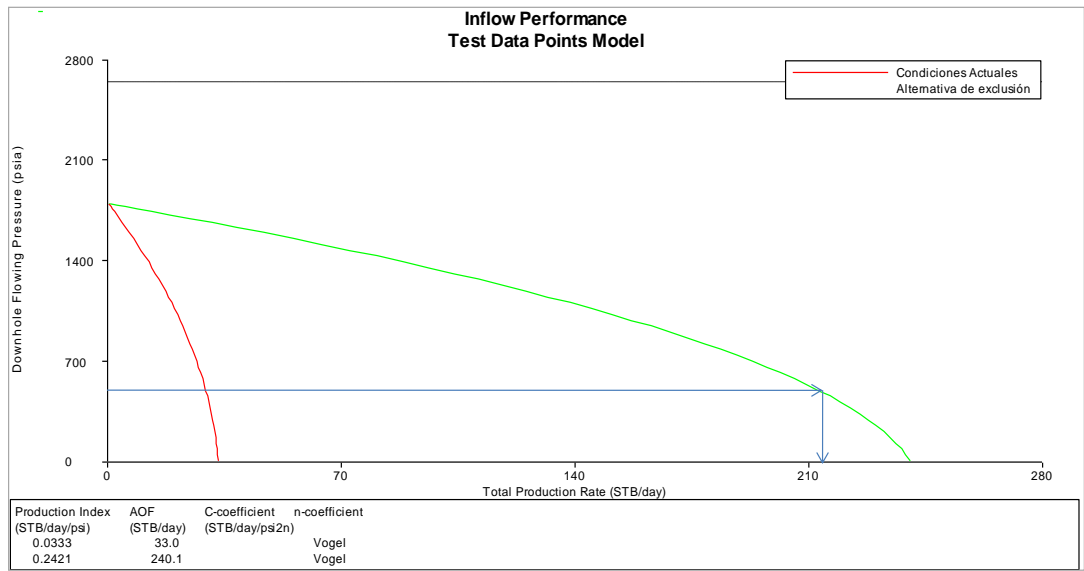


Figura 35 IPR de la alternativa de exclusión Fuente: Software Wellflo System – Modelamiento de Producción. Instituto Colombiano del Petróleo ICP. Piedecuesta, 2010.

- Para la alternativa de gerenciamiento se asume el skin de las condiciones actuales, se calcula la presión de fondo fluyente con los valores de la Tabla 3.9 para la PCP y se entra con este valor se realiza el corte con curva de IPR de las condiciones actuales y se halla el caudal de fluidos.
- Cuando se tiene más de un intervalo productor se utiliza la opción de graficar la curva composicional del IPR (Display composite IPR) y sobre esta se realiza el mismo procedimiento anteriormente descrito.

3.5.EVALUACIÓN TÉCNICO – ECONÓMICA.

La mejor solución técnica puede no ser la mejor solución económica, por lo cual se debe buscar un balance entre las dos soluciones para maximizar la productividad. Para lograr lo anterior se debe realizar un análisis económico, teniendo en cuenta todo el flujo de caja (inversiones iniciales en tecnología, costos de mantenimiento, ingresos por producción, etc.) que se tendrá durante la

implementación de cada una de las alternativas de exclusión y/o gerenciamiento de la arena. Adicional a esta evaluación técnico-económica para priorizar las alternativas, se debe tener en cuenta el riesgo de la implementación de cada una de ellas.

El primer paso es determinar los ingresos generados del incremento de producción, reducción de fallas operacionales y reducción de días de inactividad del pozo, teniendo en cuenta el valor neto de la producción, es decir, descontando el porcentaje correspondiente a regalías. El segundo paso es determinar los egresos por conceptos de inversión, dependiendo de los costos asociados a cada tecnología, de los costos de operación y según el comportamiento de cada una de las tecnologías evaluadas, posibles reducciones de producción. Finalmente, utilizar los diferentes criterios de evaluación económica para determinar la rentabilidad del proyecto y la tecnología más adecuada técnico-económica para controlar la producción de arena en el pozo. A continuación se mostrara el balance económico realizado

3.5.1. Flujo d Caja.

El flujo de caja de un proyecto se compone de dos elementos básicos:

3.5.1.1 Ingresos

Son aquellos flujos percibidos por la venta o alquiler de los productos o prestación de servicios del proyecto y se registran en el año en que se esperan recibir, independientemente del momento en que se causan. Estos ingresos deben incluir tanto los ingresos operacionales, es decir, por la venta del producto como también los ingresos financieros. Se obtienen de la venta de la producción de petróleo de cada pozo, de acuerdo a un precio de referencia.

- ***Precio de Referencia***

El precio de venta del petróleo para el Campo de aplicación está ligado al precio internacional WTI (West Texas Intermediate) en US\$/Bbl. se tomo el precio de venta del crudo WTI en 45 US\$/BO.

3.5.1.2 Egresos

En los egresos se incluyen las inversiones iniciales, los costos de operación e impuestos.

- ***Inversiones Iniciales***

Son desembolsos correspondientes a la adquisición de activos fijos, como compra de terrenos, maquinaria, equipos y obras de instalación de apoyo entre otras. Estos costos se concentran generalmente en los primeros períodos del proyecto y se pueden clasificar en:

- ***Intangibles***

Un intangible es aquel activo que se genera como resultado de la incorporación de información, conocimientos, experiencias y habilidades a las diferentes actividades productivas de una empresa.

- ***Tangibles***

El término inversión en Bienes Tangibles designa la acción de convertir éstos en activos de inversión con garantías de la más alta rentabilidad, de una constante revalorización. Estos bienes son los que están relacionados a las alternativas de implementación y otros.

Las inversiones correspondientes al presente proyecto están principalmente asociadas al costo de implementación de las tecnologías los cuales se observan en la Tabla 12.

COSTOS ESTIMADOS IMPLEMENTACION TECNOLOGIA U\$				
TECNOLOGIA	Equipo, servicios, personal de bombeo, materiales y estimado movilización	Herramientas,malla, personal y estimado movilización	Total	DIAS TRABAJO
PCP	160.000,00	0,00	160.000,00	16
Frac Pack	160.000,00	90.000,00	250.000,00	15
Screen Less	181.000,00	0,00	181.000,00	
Gravel Pack	60.000,00	90.000,00	150.000,00	
HRWP	134.000,00	90.000,00	224.000,00	
ExPack	151000	90.000,00	241.000,00	

Tabla 12 Costos estimados de implementación tecnologías de control de arena. Fuente: Informe Incremento de Productividad Mediante Aplicación de Tecnologías de Exclusión y/o Gerenciamiento de la Arena, Manuel Jaimes et al, Ecopetrol-ICP, 2009.

- **Costos de operación:** Son los desembolsos ocasionados por insumos y otros rubros necesarios para el ciclo productivo del proyecto a lo largo de su funcionamiento. Incluyen costos de producción fijos y variables.
- **Costos Fijos:** Costos que no dependen del volumen de producción y se ejecutan a lo largo de la vida del proyecto.
- **Costos Variables:** Costos que dependen de la producción del Campo
- **Lifting Cost:** Costo generado por producir un barril de petróleo en el Campo de aplicación está en el rango de 7 US\$/BO.
- **Regalías:** Contraprestación económica que se causa a favor del Estado por la explotación de un recurso no renovable. El Campo aplicación paga el 20% de regalías de acuerdo a lo establecido por la ley teniendo en cuenta la producción diaria promedio mensual del campo.
- **Impuestos** Al ser una actividad generadora de renta y por ende encontrarse gravada, se tomó el impuesto de renta, el cual actualmente corresponde al 33% de las utilidades después de impuestos.

3.5.2 Indicadores de Rentabilidad

Para encontrar cual es mejor indicador de rentabilidad para la evaluación económica de cada tecnología se realizó un estudio diferentes indicadores los

cuales son criterios de selección para medir la bondad económica de un proyecto de inversión.

Valor Presente Neto (VPN)

El valor presente neto de un proyecto a una tasa de interés (i), es la ganancia extraordinaria que genera el proyecto dada en valores monetarios actuales, es decir, el VPN refleja el valor de la inversión y el retorno de la misma en términos actuales al tener en cuenta tasas de interés que afectan el proyecto durante su tiempo de ejecución; muestra en dólares actuales todos los ingresos y egresos, presentes y futuros, que constituyen el proyecto.

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{vt}{(1+k)^t} - I_0 \quad (28)$$

Tasa de Interés de Oportunidad (TIO)

Es la tasa de interés mínima a la que una empresa está dispuesta a invertir o a poner a producir su dinero. Esta tasa sirve de comparación para elegir entre varios proyectos el más rentable. La tasa de interés de oportunidad corporativa dispuesta por la Empresa Colombiana de Petróleos Ecopetrol S.A., es de 15% y fue utilizada para calcular el VPN del proyecto.

Tasa Interna de Retorno (TIR)

Es un índice que representa el equilibrio entre el valor presente de los ingresos con el valor presente de los egresos, o la tasa que rinden los dineros que al final de cualquier período, aún continúan invertidos en el proyecto, o la tasa que rinden los dineros no recuperados en el proyecto en cualquier periodo. No puede ser usada en todos los casos, por ejemplo, si no se tienen valores negativos en el flujo de caja no existe TIR. Es un criterio independiente y ajeno al riesgo. Esta tasa se define en base a la utilidad neta generada en cada año.

Relación Beneficio-Costo (B/C).

Es un índice que representa el valor de la ganancia por cada dólar invertido en el proyecto. Un proyecto es rentable si la relación beneficio-costo es mayor que 1. Se calcula:

$$R^{B/C} = \frac{VP_{\text{ingresos}}(i)}{VP_{\text{egresos}}(i)} \quad (29)$$

La evaluación económica de las diferentes tecnologías se realizó a 3 años, tiempo donde teóricamente se garantiza el funcionamiento de cualquiera de las tecnologías evaluadas sin necesidad de algún tratamiento adicional.

Se llegó a la conclusión de que el mejor indicador de rentabilidad es el valor presente neto ya que este mide el monto en dólares del aumento de la productividad del pozo al aplicar una alternativa de gerenciamiento y/o exclusión de arena (VPN positivo). La TIR y R B/C solo miden el aumento relativo del valor con respecto a la inversión que se hace, por lo tanto, si se realiza una inversión de poco monto y otra de mucho monto pueden tener igual TIR e igual R B/C sin que esto signifique que ambas sean igualmente deseables, creando ruido en la decisión a tomar.

Finalizando, al tener la mejor decisión técnica que fue explicada durante el desarrollo de este capítulo, se tiene que determinar cuál de todas las alternativas es la mejor económicamente. Por esto a continuación se explica el procedimiento que se debe llevar a cabo para la evaluación económica.

- Para empezar con la evaluación económica se tienen que tener unos datos de entrada de los pasos anteriores los cuales son:

1. Caudal de aceite de las alternativas elegidas y el de las condiciones actuales.

2. Los costos asociados a la implementación de las alternativas elegidas y los costos asociados al arenamiento por año de las condiciones de arenamiento (Equipo WO y Herramientas).
3. Días de trabajo para llevar a cabo la implementación de la alternativa elegida y los días de mantenimiento al año.
4. Días promedio activos al año.
5. Precio del crudo
6. Regalías, impuestos, incremento anual del equipo de Work Over, lifting cost, depreciaciones, amortizaciones y tasa de oportunidad.
7. Tasa de declinación mensual de producción.

Para el cálculo del VPN se tiene que realizar el flujo de caja calculada de la siguiente forma:

1. Ingresos por la producción :

$$Ingresos_{Bbl} = Q_o * Precio_{Bbl} * Dp_{Activo} \quad (30)$$

$$Q_o = Q_{oi} - (Q_{oi} * (D_{men} * 12)) \quad (31)$$

Donde,

$Ingresos_{Bbl}$, ingresos por barriles producidos (US \$)

Q_o , caudal de aceite diario, donde el primer año de evaluación $D_{men} = 0$

D_{men} , declinación mensual

Dp_{Activo} , día promedio activo del pozo.

2. Opex :

$$Opex = Q_o * Listing_{Cost} \quad (32)$$

3. Regalías

$$Regalias = Regalias_{\%} * Ingresos_{Bbl} \quad (33)$$

Donde,

Regalias, Dinero entregado al estado (US \$)

*Regalias*_%, porcentaje impuesto por el estado (%)

4. Deducciones fiscales

- Amortizaciones:

Se realiza únicamente al equipo de Work Over ya que esté es propiedad de ECOPETROL.

$$Amortizacion = \sum_{i=0}^n (C_{WO} * I_{anual} * Amortizacion_{\%}) \quad (34)$$

Donde,

C_{WO}, costo del equipo de work over (US \$)

I_{anual}, incremento anual del equipo y herramientas donde en el primer año es igual a cero (%)

*Amortizacion*_%, porcentaje de amortización del bien (%)

- Depreciaciones:

Se realizan a las herramientas y la alternativa implementada.

$$Depresiaciones = \sum_{i=0}^n (C_{alt.} + C_{Hta} * I_a) * Dpresiacion_{\%} \quad (35)$$

Donde,

C_{alt.}, Costos de la implementación de la alternativa

C_{Hta}, Costo de las herramientas

- Impuestos

$$Taxes = (Ingresos_{Bbl} - (Opex + Regalias + Amortizaciones + Depresiaciones)) \quad (36)$$

- Capex

$$Capex = \{C_{alt.} + [(C_{Hta} + C_{WO}) * I_a]\} \quad (37)$$

- Flujo de caja

$$Fcaja_{libre} = Ingresos_{Bbl} - Opex - Regalias - Taxes - Capex \quad (38)$$

- Calculo del VPN

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{Fcaja_{libre}}{(1+TIO)^t} - I_0 \quad (39)$$

Cuando se calculan cada uno de los VPN se elige la alternativa con el mayor valor presente neto ya que esta es la que me ofrece mayor utilidad, sin embargo hay que observar que si la alternativa de gerenciamiento es una buena opción a pesar que no tenga el mayor VPN será mejor optar por esa opción ya que no cambia las propiedades del yacimiento y esta se puede retirar en el momento que no funcione. Figura 36

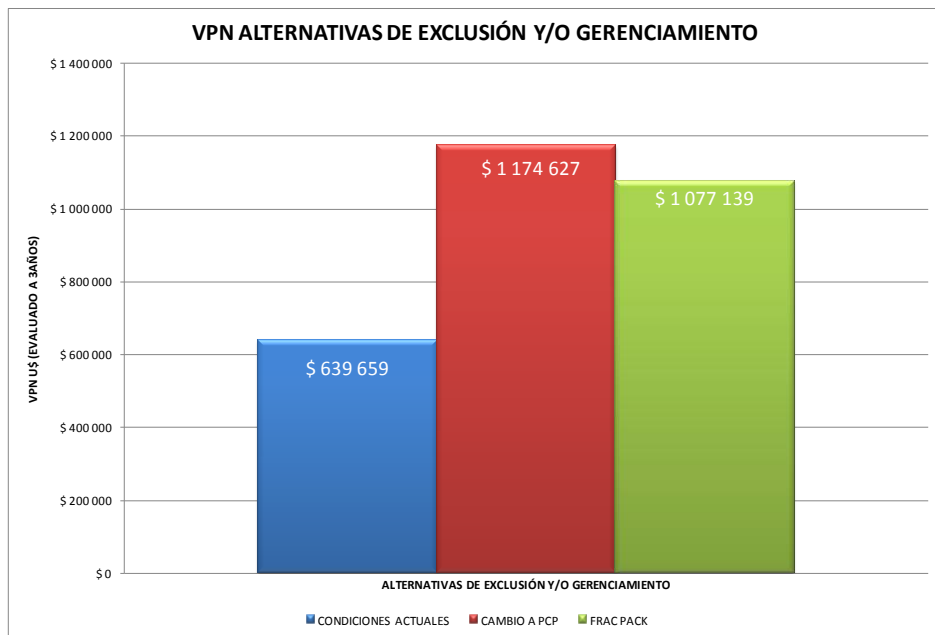


Figura 36 Valor presente neto de las alternativas elegidas Fuente: Jaimes Manuel G. et al, Incremento de Productividad Mediante Aplicación de Tecnologías de Exclusión y/o Gerenciamiento de la Arena – Campo Colombiano, Grupo de gerenciamiento de arena, ECOPETROL-ICP, 2010.

4. LEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA SEM

Como se ha visto a lo largo de los capítulos la industria ha enfocado sus esfuerzos en minimizar la producción de arena y como producto de ello fue desarrollada la metodología de gerenciamiento y/o exclusión de arena de ECOPETROL donde el enfoque principal de esta es tomar la mejor opción de control de arena tanto técnica como económicamente viable. A lo largo de la implementación de la metodología se han visto muy buenos resultados y se quiere lograr que se extienda la aplicación de la misma. Por esto se busca optimizarla y en un futuro generar un producto tecnológico lo cual es el objetivo principal de este proyecto de grado.

La optimización de la metodología de gerenciamiento y/o exclusión de arena se llevará a cabo a través del desarrollo de una herramienta software la cual optimizará el tiempo de evaluación de una alternativa técnico-económica, durante el desarrollo de la misma llevará a la creación de estándares de la data requerida.

Al desarrollar esta herramienta software también se tendrá un entorno gráfico agradable para el usuario donde la interacción usuario-herramienta será amigable.

Observando un poco el estado del arte del desarrollo de herramientas software el éxito de los proyectos de desarrollo de aplicaciones o sistemas se debe a que sirven como enlace entre quien tiene la idea y el desarrollador. El UML (Lenguaje Unificado de Modelado) es una herramienta que cumple con esta función, ya que le ayuda a capturar la idea de un sistema para comunicarla posteriormente a quien esté involucrado en su proceso de desarrollo; esto se lleva a cabo a mediante un

conjunto de símbolos y diagramas. Cada diagrama tiene fines distintos dentro del proceso de desarrollo.

La comunicación de la idea es de suma importancia. Antes del advenimiento del UML, el desarrollo de sistema era, con frecuencia, una propuesta al azar. Los analistas de sistemas intentaban evaluar los requerimientos de sus clientes, generar un análisis de requerimientos en algún tipo de notación que ellos mismos comprenderían (aunque el cliente no lo comprendiera), dar tal análisis a uno o varios programadores y esperar que el producto final cumpliera con lo que el cliente deseaba.

Dado que el desarrollo de sistemas es una actividad humana, hay muchas posibilidades de cometer errores en cualquier etapa del proceso, por ejemplo, el analista pudo haber malentendido al cliente, es decir, probablemente produjo un documento que el cliente no pudo comprender. Tal vez ese documento tampoco fue comprendido por los programadores, por ende, pudieron generar un programa difícil de utilizar y no generar una solución al problema original del cliente.

Los programadores no realizaban análisis muy profundos sobre el problema por resolver. Con frecuencia comenzaba a escribir el programa desde el principio, y el código necesario se escribía conforme se requería. Aunque anteriormente esto agregaba un aura de aventura y atrevimiento al proceso, en la actualidad es inapropiado en los negocios de alto riesgo.

Hoy en día, es necesario contar con un plan bien analizado. Un cliente tiene que comprender que es lo que hará un equipo de desarrolladores; además tiene que ser capaz de señalar cambios si no se han captado claramente sus necesidades. A su vez, el desarrollo es un esfuerzo orientado a equipos, por lo que cada uno de los miembros tiene que saber qué lugar toma su trabajo en la solución final.

La clave está en organizar el proceso de diseño de tal forma que los analistas, clientes, desarrolladores y otras personas involucradas en el desarrollo del sistema lo comprendan y convengan con él. El UML proporciona tal organización y es aplicada para el desarrollo de la herramienta.²⁵

A continuación se hablara de cómo fue este paso a paso descrito por UML para el desarrollo de la herramienta ECO-SEMT.

4.1 LENGUAJE DE DESARROLLO PARA HERRAMIENTA

Se realizó un estudio de los lenguajes para desarrollo de aplicaciones de escritorio más conocidos, analizando sus ventajas y desventajas para así detectar cual se acomoda más a las necesidades de esta investigación, concluyendo que el **C# o C Sharp** es el lenguaje de programación que más se ajusta a las necesidades, ya que permite usar estrategias de programación actuales y muy eficientes. Además contiene múltiples utilidades para el ahorro de memoria y procesos que optimizan los algoritmos de lectura escritura y modificación de archivos. Por otro lado también permite la creación de GUI's que se ajusten a los gustos del usuario al cual va dirigida la aplicación sin perder eficiencia en la ejecución de los procesos y un mejor manejo gráfico para implementación de entornos en los cuales se necesite la graficación o exposición de algún resultado. Cabe también resaltar que es un entorno de desarrollo diseñado por la empresa Microsoft, quienes implementaron este entorno de desarrollo, teniendo en cuenta las mejores ventajas de lenguajes como C++, Java, Visual Basic y Delphi. A continuación se pueden observar las ventajas que ofrece este lenguaje.

²⁵ Joseph schmuller. Aprendiendo UML en 24 horas. 1 ed. México. Pearson Educación Latinoamericana, 1997. 25-27p.

- **Modernidad:**

Al ser C#, un lenguaje de última generación, incorpora elementos que se ha demostrado a lo largo del tiempo que son muy útiles para el programador, como tipos decimales o booleanos, un tipo básico o string, así como una instrucción que permita recorrer colecciones con facilidad (foreach). Estos elementos

- **Orientado a objetos**

C# como lenguaje de última generación, y de propósito general es orientado a objetos. No permite la inclusión de funciones, ni variables globales que no estén incluidos en una definición de tipos, por lo que la orientación a objetos es más pura y clara que en otros lenguajes como C++. Además, C# soporta todas las características del paradigma de la programación orientada a objetos, como son la encapsulación, la herencia y el polimorfismo.

- **Recolección de basura**

Este lenguaje tiene a su disposición el recolector de basura del CLR. Esto implica que no es necesario incluir instrucciones de destrucción de objetos en el lenguaje.

- **Seguridad de tipos**

C# incluye mecanismos de control de acceso a tipos de datos, lo que garantiza que no se produzcan errores difíciles de detectar como un acceso a memoria de ningún objeto.

- **Instrucciones seguras**

Para evitar errores comunes, como se producían programando en otros lenguajes, en C# se han impuesto una serie de restricciones en el uso de instrucciones de control más comunes.

- **Unificación de tipos**

En C# todos los tipos derivan de una superclase común llamada System.Object, por lo que automáticamente heredarán todos los miembros definidos en esta clase, es decir, son objetos.

4.2 ANÁLISIS DE REQUISITOS

Dentro del análisis de requisitos se estudio el paso a paso de la metodología, para llegar a entender los requerimientos de la misma y el flujo de trabajo que tiene un ingeniero al aplicarla. Para esto se realizo un diagrama donde se encuentra los datos de entrada y lo que la herramienta debe generar y el proceso que debe seguir el usuario. Figura 37

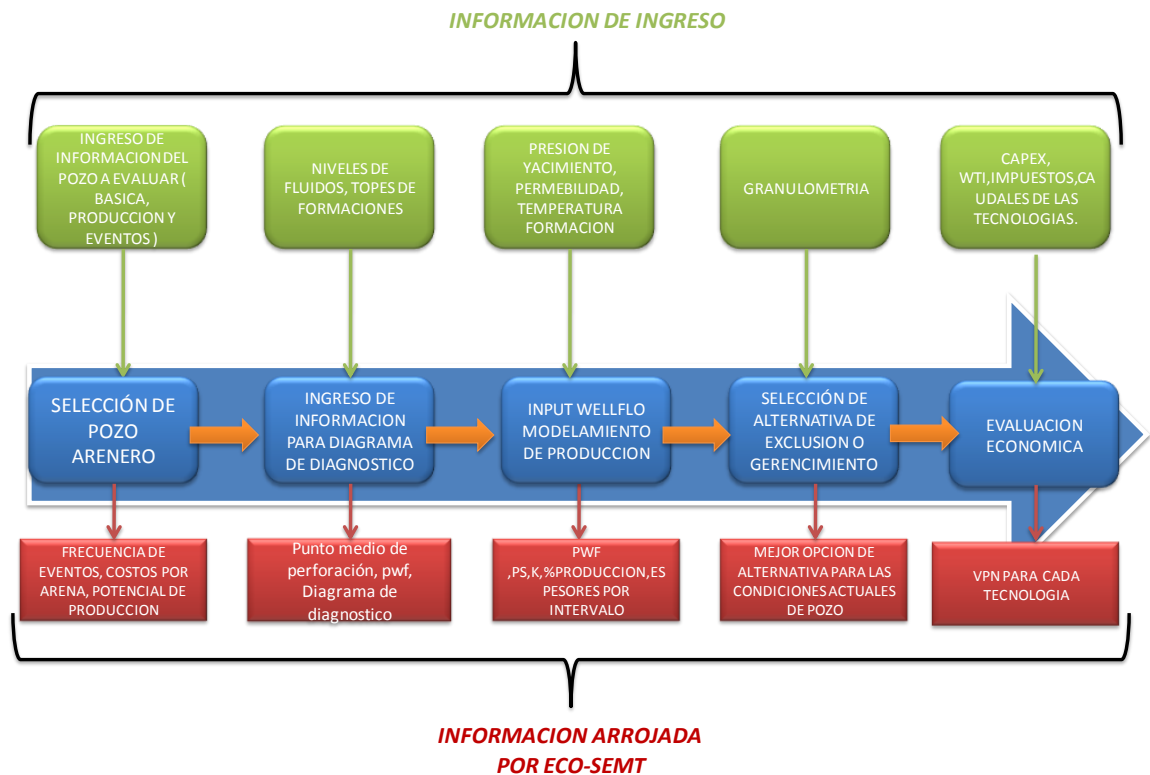


Figura 37 Diagrama de procesos de ECO-SEMT Fuente: Autor

4.3 ESPECIFICACIÓN DISEÑO

Dentro de esta parte del desarrollo de la tesis se observó la forma de optimizar el manejo de EXCEL desarrollando un ambiente gráfico amigable, una base de datos para el manejo de la información y un flujo de trabajo óptimo para la ejecución de la metodología. A continuación se mostrará como se realizó el diseño.

4.3.1 Interfaz Gráfica

Teniendo las variables identificadas, el problema que necesita solucionar el software entendido y éste relacionado a los requerimientos del usuario de esta herramienta. El paso siguiente es desarrollar lo que será el entorno gráfico de la herramienta software, con los estándares requeridos por UML. A partir de del diseño se desarrollaría la base de datos que requerirá la herramienta, y así determinar alcances y ventajas que puede dar esta herramienta, en comparación con las actividades utilizadas actualmente para el desarrollo de la metodología “SEM”. Figura 38

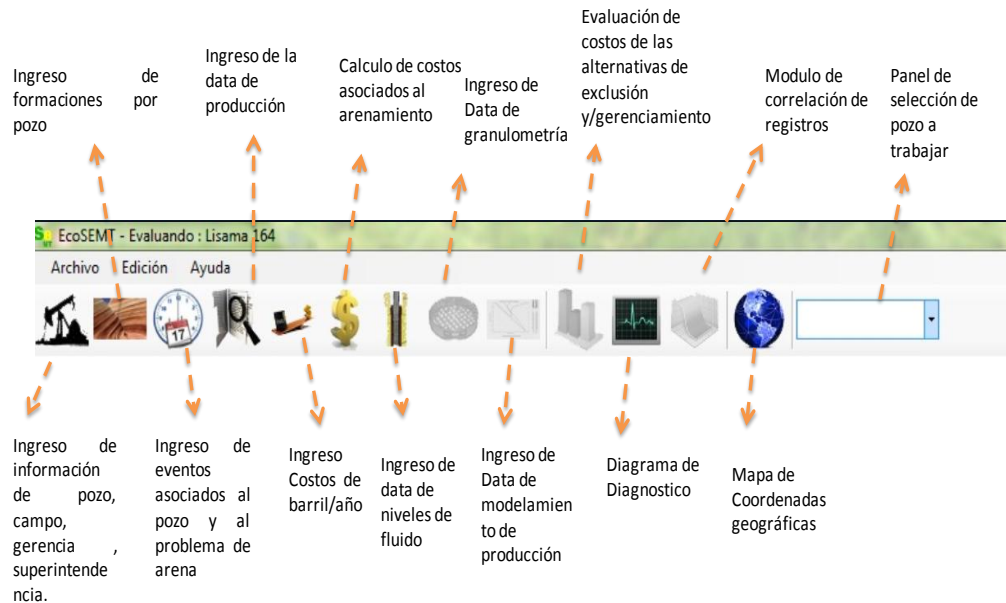


Figura 38 Interfaz grafica ECO-SEMT Fuente: Autor



4.3.1.1 Ventana Creación De Pozo A Evaluar

Para crear un pozo dentro de la herramienta ECO-SEMT se creó una ventana (Figura 39) donde se pudieran ingresar los datos de Gerencia, Superintendencia, Campo, Pozo y las coordenadas del mismo para la ubicación geográfica dentro del mapa de coordenadas X,Y el cual sirve para identificar las zonas más problemáticas dentro del campo.

The screenshot shows a software window titled "Nuevo Pozo (nuevopozo)". It contains the following fields and controls:

- Gerencia:** "Nombre de la Gerencia" (text input), dropdown menu, and "Agregar Nueva" button.
- Superintendencia:** "Nombre de la Superintendencia" (text input), dropdown menu, and "Agregar Nueva" button.
- Campo:** "Nombre del Campo" (text input), dropdown menu, and "Agregar Nueva" button.
- Pozo:** "Nombre del Pozo" (text input), and a sub-section "Ubicación" containing "Coordenada X" and "Coordenada Y" (text inputs). A "Guardar" button is positioned to the right of the "Ubicación" section.

Figura 39 Ventana de ingreso de datos del pozo a evaluar Fuente: Autor



4.3.1.2 Ventana De Formaciones

Para el ingreso se creó una ventana (Figura 40) que facilitara su ingreso para que estas puedan ser graficadas en el Diagrama de Diagnostico. En la ventana se ingresa el nombre de la formación, su respectiva base y tope.

Figura 40 Ventana de Ingreso de Formaciones Fuente: Autor



4.3.1.3 Ventana De Eventos

Una de las datas importantes dentro del análisis de selección de pozos areneros es tener los eventos operacionales del pozo relacionados con la problemática. Para esto en la herramienta ECO-SEMT se creó una ventana (Figura 41) que facilite el ingreso de los eventos. Para eventos que son necesarios para la evaluación del pozo pero no son producto del arenamiento se debe ingresar el tope y la base del respectivo evento, para los eventos relacionados con el arenamiento se debe ingresar tope, base, fecha de falla , fecha de inicio de trabajo de Work-Over, fecha de finalización de trabajo Work-Over, Fecha de inicio de producción, costo de equipo por día, costo de herramienta y la profundidad de la bomba ya que esta puede cambiar en alguno de estos trabajo. Todos estos eventos serán vistos en el diagrama de diagnostico.

eventospozo

El pozo que se está evaluando es: **Pozo 1**

Ingresar Nuevo Evento

Consultar Eventos Registrados

Introducir Datos

Fecha Falla: Jueves . 31 de Marzo de 2011

Fecha Inicio: Jueves . 31 de Marzo de 2011

Fecha Finalización: Jueves . 31 de Marzo de 2011

Fecha Producción: Jueves . 31 de Marzo de 2011

Tope: [] [ft] [MD]

Base: [] [ft] [MD]

Costo

Equipo de Workover: [] \$US/día

Herramienta: [] \$US

Tope Bomba: [] [ft] [MD]

Base Bomba: [] [ft] [MD]

Guardar

Figura 41 Ventana de Eventos de pozo Fuente: Autor

4.3.1.4 Ventana Producción



Para el ingreso de producción se creó una ventana (Figura 42) de importación de archivos Excel (.xls), en la ventana el usuario organiza las columnas según el orden que estén en el archivo a importar, teniendo como fija fecha que corresponde a la primera columna.

Produccion para : Pozo 1

FECHA DD/MM/AAAA

PROD. ACEITE

PROD. AGUA

PROD. GAS

BRUTA

BSW

Importar Archivo Excel

Guardar en BD

El pozo que se está evaluando es: **Pozo 1**

Figura 42 Ventana de producción Fuente: Autor



4.3.1.5 Ventana De Niveles De Fluido

Dentro de esta ventana (Figura 43) el usuario tendrá que importar el archivo de las pruebas Sonolog, ingresar API y Densidad del agua los cuales servirán para el cálculo de los niveles de fluido y presión de fondo fluyente.

La herramienta arrojará los diferentes puntos medios de perforación durante la vida del pozo esto con el fin del que el usuario los verifique y haga las respectivas correcciones.

En la ventana de cálculos el usuario escogerá los parámetros obligatorios y necesarios, los cuales serán utilizados en la herramienta para calcular Densidad del aceite, Densidad de la mezcla, Nivel de fluido sobre la bomba y Presión de fondo fluyente a punto medio de perforación.

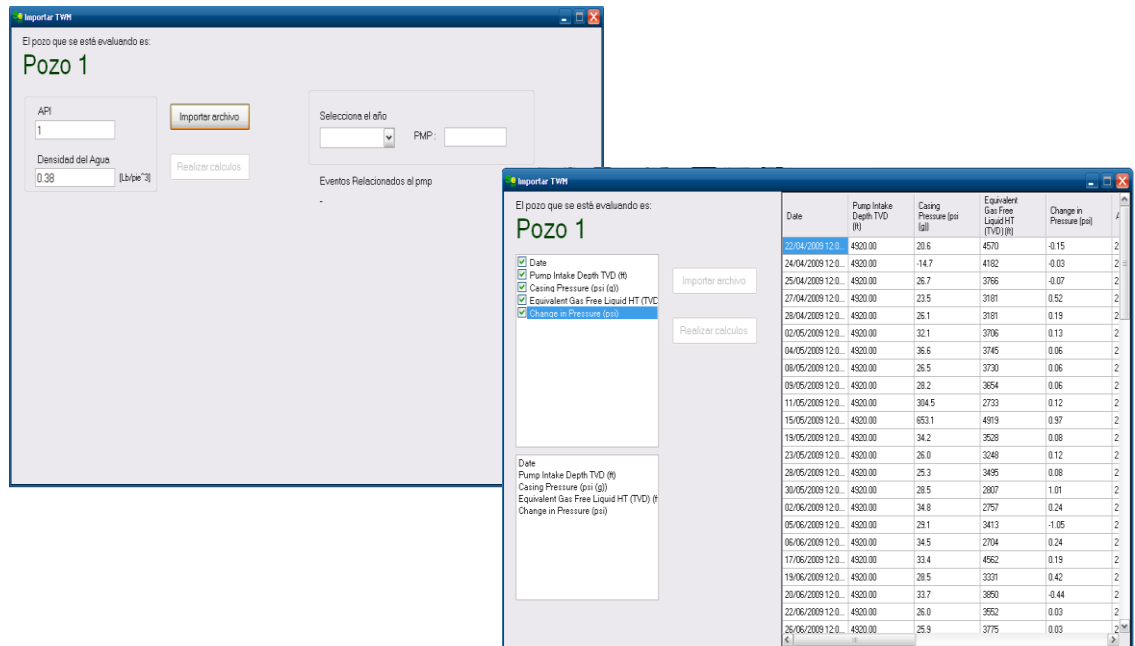


Figura 43 Ventana de Niveles de fluido Fuente : Autor

4.3.1.6 Ventana De Granulometría



El ingreso de granulometría se realizará a partir del tamaño de grano, en donde se tendrán como datos de entrada la malla (Mesh), diámetro de la partícula (μm) y la fracción en peso (%), obtenida a partir de informes de granulometría. La herramienta se encargara de encontrar los percentiles de la fase pasante, los cuales son los parámetros de decisión de las alternativas de exclusión. Figura 44



Figura 44 Ventana de granulometría Fuente: Autor

4.3.1.7 Ventana De Diagrama De Diagnostico



En la ventana de diagrama de diagnóstico (Figura 45) el usuario observará los eventos operacionales del pozo y aquellos relacionados con la problemática del arenamiento, también observara la producción de fluidos y niveles sobre la bomba durante la vida del pozo. Dentro de esta ventana el usuario deberá realizar la operación de escoger el periodo crítico de arena para su evaluación.

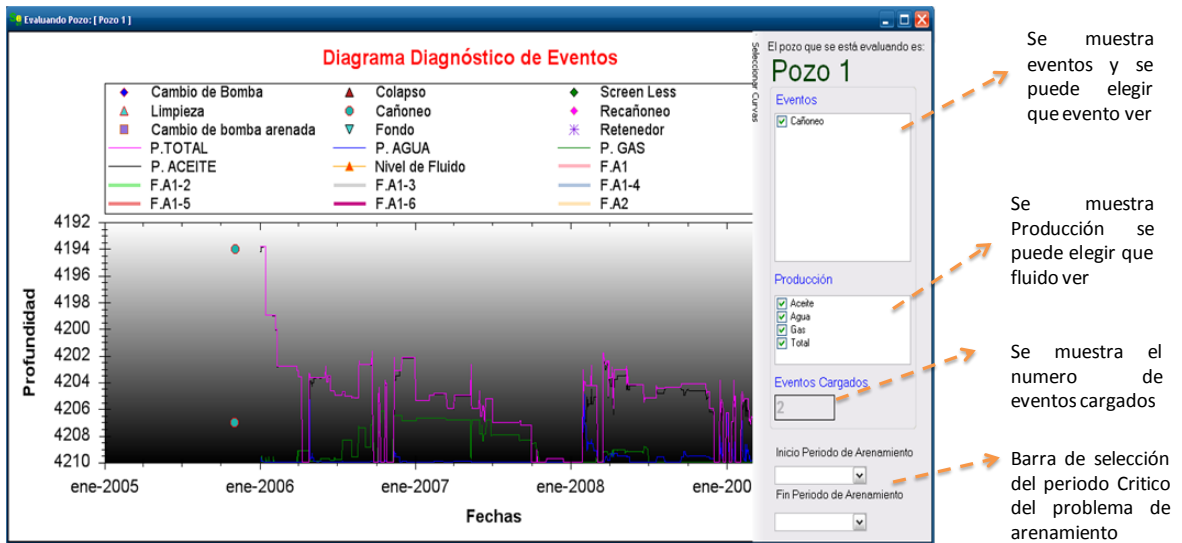


Figura 45 Ventana de Diagrama de Diagnostico

4.3.1.8 Ventana De Evaluación Económica



Dentro de esta ventana se encuentran cuatro módulos, 3 de ingreso de información y uno de graficación, en el primer modulo llamado costos/tecnología se ingresan los datos de los costos de implementación de la alternativas elegidas, en el segundo modulo (“resumen Wellflo”) se ingresa el caudal hallado en las curvas IPR para cada alternativa seleccionada y el skin respectivo, en el tercero modulo se ingresan las variables económicas tales como impuestos, tasa declinación etc. Y en el ultimo modulo se ingresan los datos de amortización, depreciación y tasa de oportunidad para después realizar el grafico de VPN. Figura 46.

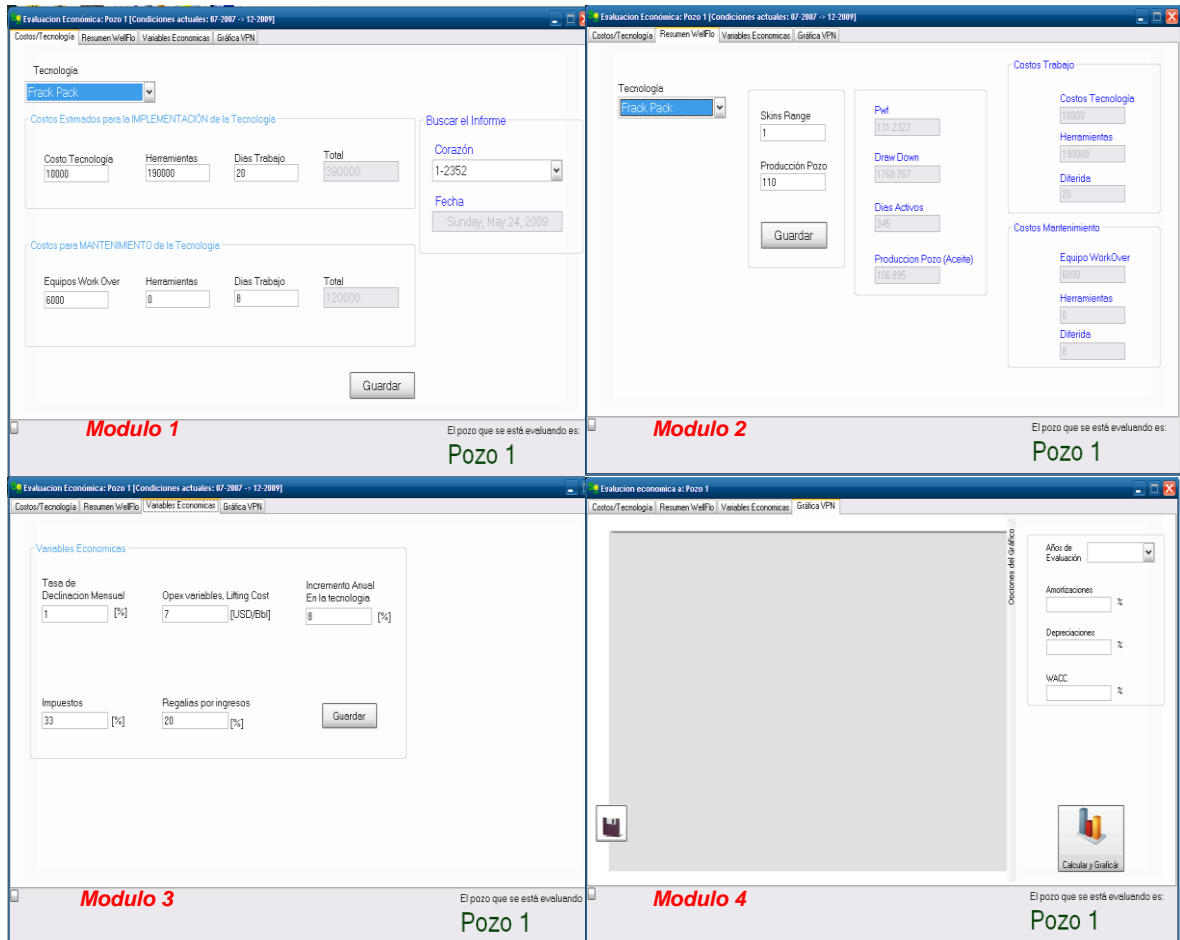
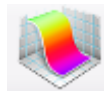


Figura 46 Ventana de evaluación económica Fuente: Autor

4.3.1.9 Ventana De Registros (Cross Plot)



Esta ventana Figura 47 fue creada para que el usuario pueda graficar cualquier curva que requiriera para el análisis del pozo, dentro de esta también se podrán realizar la correlación de registros para identificar las zonas sensibles al arenamiento, para esto el usuario tendrá que importar los archivos .las donde se encuentra el set de registros y en .cvs el archivo de la correlación geomecánica.

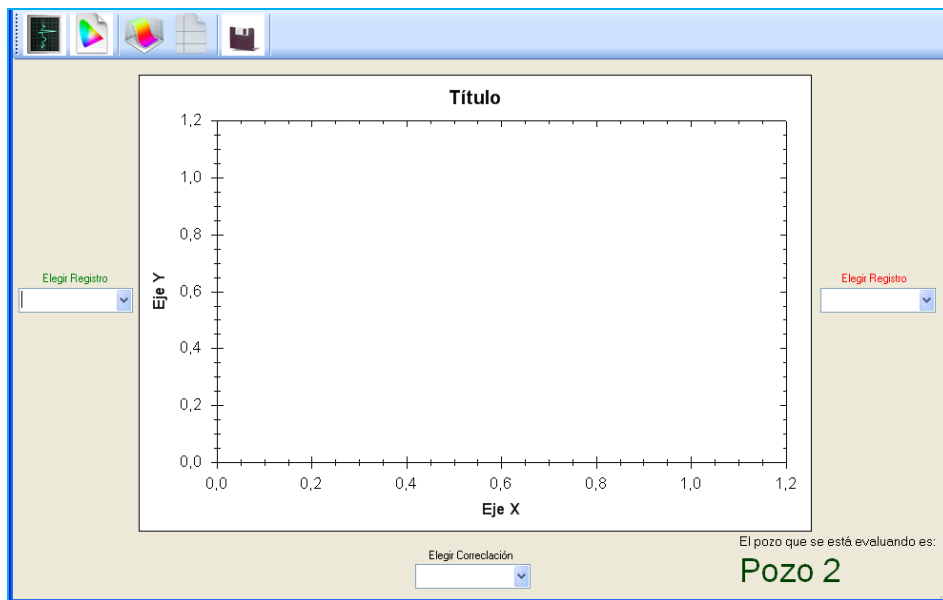


Figura 47 Ventana de Registros (Cross Plot) Fuente : Autor

Al graficar el Software le pedirá al usuario los valores representativos explicados en el capítulo 3. Figura 48

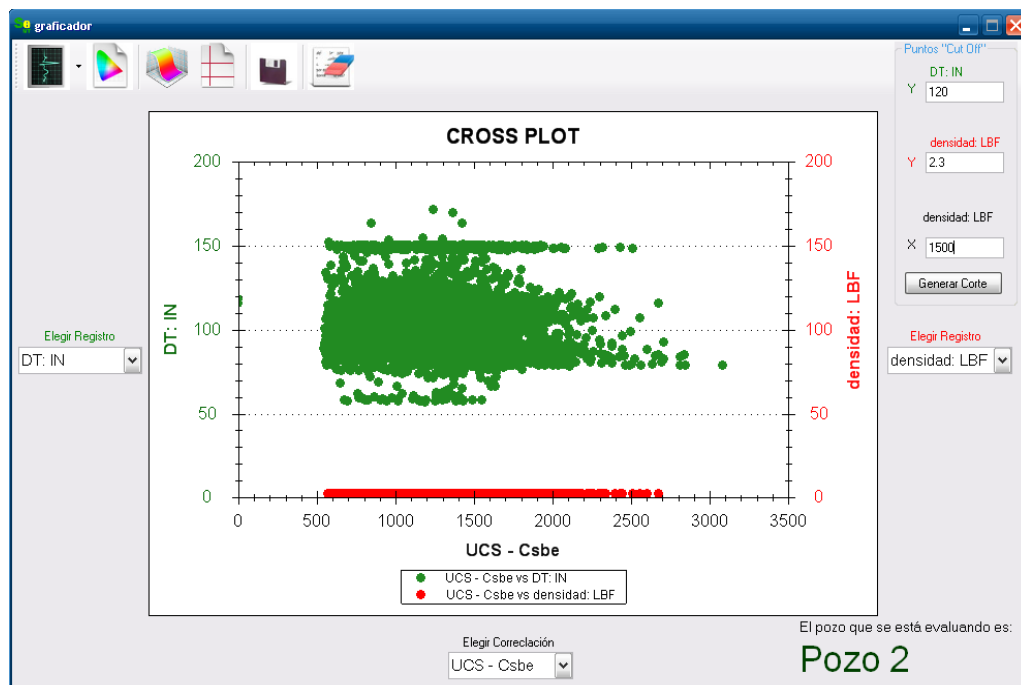


Figura 48 Ventana de selección de puntos sensibles Fuente: Autor

Después de encontrar los puntos sensibles se genera una grafica de los puntos sensibles al arenamiento Vs. La profundidad como se muestra en la Figura 49

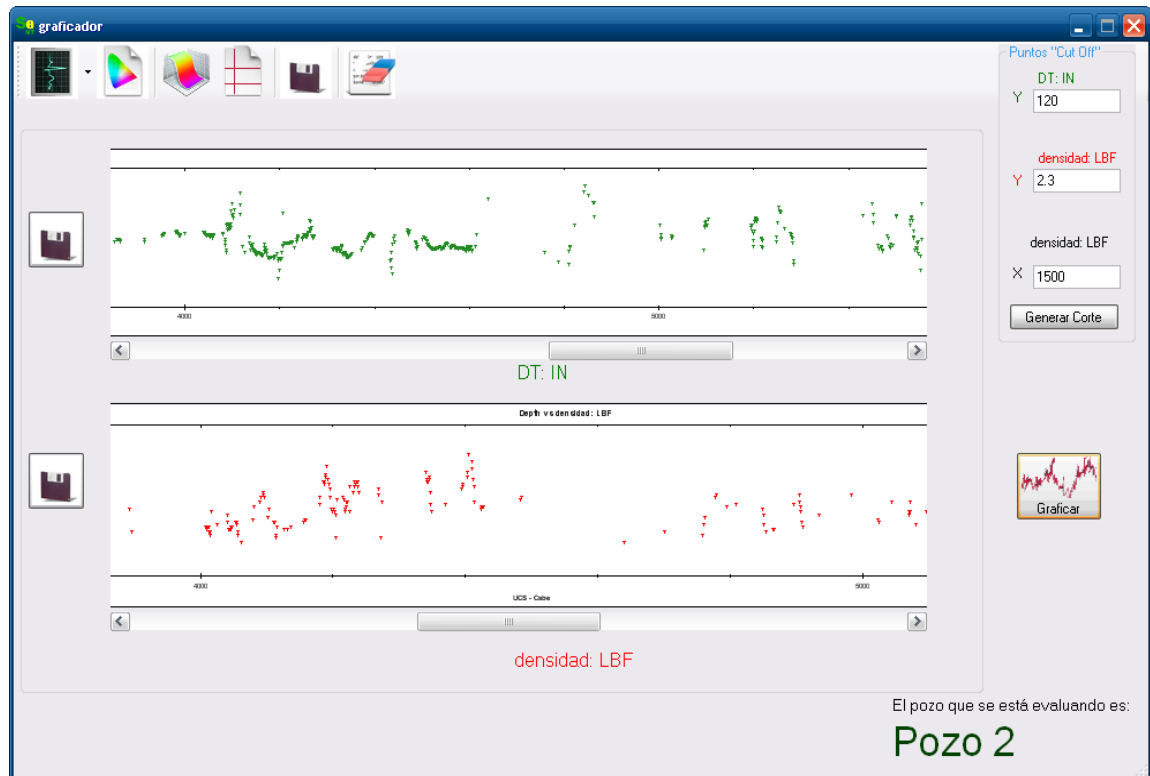


Figura 49 Ventana de puntos sensibles Vs profundidad Fuente: Autor

4.3.1.10 Ventana De Ubicación Geográfica De Pozos Evaluados



Esta ventana Figura 50 mostrará al usuario los pozos evaluados y la clasificación de estos en pozos arenero y no areneros, lo cual ayudara a identificar la zona del campo donde se presentan mayores problemas de arenamiento.

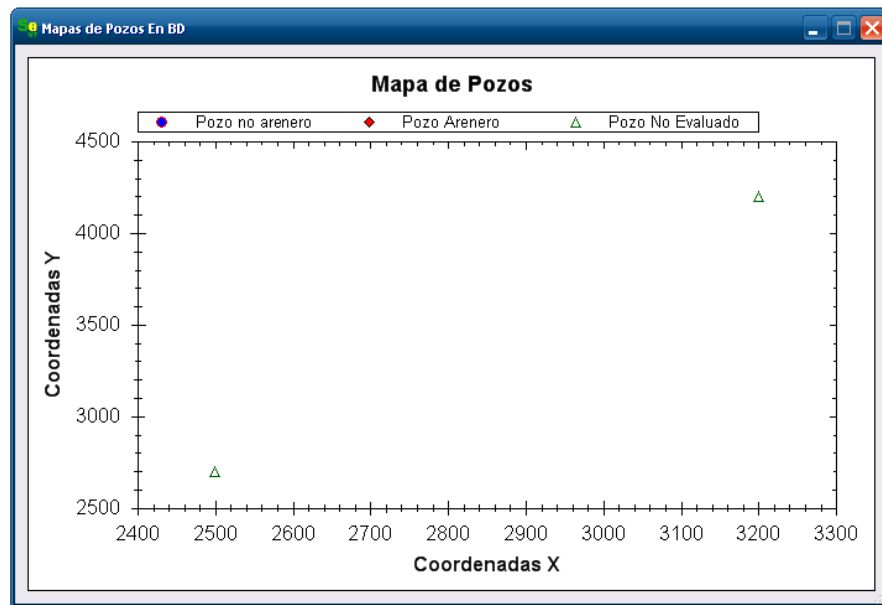


Figura 50 Ventana de ubicación geográfica Fuente: Autor

4.3.2 Base de Datos

Una base de datos es un conjunto de datos que están organizados para un uso determinado y el conjunto de los programas que permiten gestionar estos datos es lo que se denomina Sistema Gestor de Bases de Datos. Esta ayudará al usuario a almacenar información cargada importante y los resultados de operaciones realizadas en la herramienta. Para la creación de la base de datos, es necesario un previo análisis del problema como ya ha sido descrito. A partir del diseño de la herramienta, se establece los parámetros que serán almacenados en la base de datos, y también se establecen los datos que serán almacenados en archivos planos, debido a su longitud de datos o complejidad del mismo, y los datos que solo serán calculados y no requerirán de ser almacenados en memoria no volátil. Se crea la base de datos con las pautas nombradas, y a partir de su desarrollo se tiene en cuenta la integridad de esta, la cual es tomada en cuenta durante y después de su desarrollo. La base de datos de la herramienta ECO-SEMT se desarrollo en la aplicación de Microsoft Access donde a continuación se hará una breve descripción.

- **Microsoft Access**

Posiblemente, la aplicación más compleja de la suite Office, sea Access, una base de datos visual. Como todas las modernas bases de datos que trabajan en el entorno Windows. Es un software utilizado para el desarrollo de sistemas de Base de Datos, basado en el argumento de las bases de datos relacionales. Permite crear ficheros de bases de datos relacionales que pueden ser fácilmente gestionadas por una interfaz gráfica sencilla. Además, estas bases de datos pueden ser consultadas por otros programas. Este programa permite manipular los datos en forma de tablas (formadas por filas y columnas), crear relaciones entre tablas, consultas, formularios para introducir datos e informes para presentar la información. La Base de datos sirve para almacenar la información en el Disco duro (memoria no volátil) de forma que se puede acceder a ella aún cuando el computador se apague y se vuelva a en este proyecto se crearon tablas en Access de Office, y para el manejo de los datos se utiliza la programación manejada desde el compilador C# esos datos se manejan con lenguaje SQL para la creación, búsqueda, edición y eliminación de los datos. También se utilizaron "archivos planos" que es un documento de texto que almacena los datos, cuando la cantidad de datos es mucha, y eso evita la saturación de las tablas creadas en Access.

En el paso siguiente, se desarrollaría la codificación del software en el compilador elegido, y seguido a esto es realizar las pruebas pertinentes a esta nueva herramienta software.

4.3.3 Procesamiento de Datos

El procesamiento se realiza a partir de una secuencia de pasos que permiten ir realizando revisiones y ajustes. La secuencia se considera como un modelo

espiral de desarrollo que se realimenta, permitiendo correcciones y anexos en cada paso.

1. Extracción y clasificación de procesos.
2. Comprobación y documentación de procesos.
3. Creación de prototipos individuales por proceso.
4. Validación de resultados en los prototipos.
5. Ajustes y correcciones en prototipos de cada proceso.
6. Estructuración secuencia o flujo de procesos.
7. Creación sistema central de procesos.
8. Empalme de procesos al sistema central.
9. Pruebas de funcionamiento y validación de los resultados de procesos luego de empalme al sistema central.
10. Ajustes y correcciones de procesos en el sistema central.

Al finalizar el procesamiento se retoma la secuencia de pasos, excluyendo el paso de creación del sistema central (7), para el tratamiento de nuevos procesos, siguiendo el esquema de desarrollo planteado en UML.

4.4 VALIDACIÓN

Dentro de la validación se implementaran 5 pozos del campo colombiano, estos serán corridos en la herramienta ECO-SEMT, los datos obtenidos de las corridas de estos pozos serán verificados con las evaluaciones realizadas anteriormente por el grupo de gerenciamiento de arena (Ecopetrol-ICP 2009-2010). A continuación se muestra la data requerida y el flujo de de trabajo para la corrida del Pozo 1, para los demás pozos se mostrará los resultados validados.

4.4.1 Implementación Paso A Paso Pozo 1

Para un desempeño óptimo de la herramienta se debe tener la información requerida y confiable para la evaluación de la metodología de gerenciamiento y/o exclusión de arena. A continuación se mostrara el paso a paso de implementación del Pozo 1 dentro de la herramienta ECO-SEMT.

Paso 1: Para realizar la corrida se creó la gerencia del Magdalena Medio, superintendencia de Mares y el campo Lisama hasta llegar a la creación del Pozo 1 con sus respectivas coordenadas. Figura 51

The screenshot shows a software window titled "Nuevo Pozo (nuevopozo)". It contains several sections for data entry:

- Gerencia:** "Nombre de la Gerencia" dropdown menu set to "Magdalena medio" and an "Agregar Nueva" button.
- Superintendencia:** "Nombre de la Superintendencia" dropdown menu set to "Mares" and an "Agregar Nueva" button.
- Campo:** "Nombre del Campo" dropdown menu set to "Lisama" and an "Agregar Nueva" button.
- Pozo:** "Nombre del Pozo" text input field containing "Pozo 1".
- Ubicación:** A sub-section containing "Coordenada X" (1058733.71) and "Coordenada Y" (1280795.88) text input fields, and a "Guardar" button.

Figura 51 Creación de Pozo 1 Fuente: Autor

Paso 2: se agregaron las formaciones correspondientes al Pozo 1, esto con el fin de identificarlas en el diagrama de diagnostico donde el usuario pueda ubicar los cañoneos con la respectiva formación, se agregó la permeabilidad a cada una de las formaciones pertenecientes al Pozo 1. Figura 52

FORMACIÓN	TOPE	BASE	k
Colorado	2056	3803	-
Mugrosa B	3803	5565	54,2
Mugrosa C	5565	5882	-

Figura 52 Formaciones Pozo 1 Fuente: Autor

Paso 3: se agregaron los eventos operacionales del Pozo 1, los cuales se podrán observar en el diagrama de diagnostico. En la Figura 53 se muestra la ventana de ingreso y en la Tabla 13 se muestra la información ingresada.

Figura 53 Eventos operacionales Pozo 1 Fuente: Autor

GERENCIA		COLOMBIA													
SUPERINTENDENCIA		COLOMBIA													
CAMPO		COLOMBIANO													
POZO		P_1													
EVENTOS DE POZO Y ASOCIADOS AL PROBLEMA DE ARENA															
Cambio de Bomba Arenada		Cañoneo			Recañoneo			Fondo			Limpieza			Retenedor	
Fecha	Tope	Fecha	Tope	Base	Fecha	Tope	Base	Fecha	Tope	Base	Fecha	Tope	Base	Fecha	Tope
31-Jul-06	4716	03-Nov-05	4194	4202	27-Ene-08	4194	4202	14-Dic-05	5613	5733	30-Oct-06	5300	5680	14-Dic-05	5689
26-Oct-06	4716	03-Nov-05	4207	4234	27-Ene-08	4207	4234	19-Oct-06	5300	5680	01/10/2007	5380	5561	27-Ene-08	5345
01-Oct-07	4794	03-Nov-05	4241	4256	27-Ene-08	4241	4256	30-Oct-06	5300	5680	03/12/2008	5165	5370		
02-Mar-08	4664	03-Nov-05	4262	4270	27-Ene-08	4262	4270	04-Oct-07	5380	5680	07/01/2009	5278	5338		
03-Dic-08	4589	03-Nov-05	4279	4290	27-Ene-08	4279	4290	04-Dic-08	5172	5680	28/05/2009	5043	5345		
23-Dic-08	4589	03-Nov-05	4297	4317	27-Ene-08	4297	4317	23-Dic-08	5337	5680	15/07/2009	5208	5345		
07-Ene-09	4589	03-Nov-05	4320	4336	27-Ene-08	4320	4336	11-Ene-09	5278	5345	31/08/2009	5139	5335		
30-Ene-09	4589	10-Oct-07	4670	4698	27-Ene-08	4710	4734	28-May-09	5022	5345					
28-May-09	4589	03-Nov-05	4710	4734	27-Ene-08	4762	4782	01-Jun-09	5043	5345					
		03-Nov-05	4762	4782				23-Jun-09	5209	5345					
		10-Oct-07	5398	5411				15/07/2009	5208	5345					
		10-Oct-07	5420	5430				31-Ago-09	5139	5335					
		03-Nov-05	5712	5730											

Tabla 13 Eventos de pozo y asociados a la arena Pozo 1 Fuente: Base de datos Open Wells

Paso 4: En este paso se agrego información de producción Caudal de aceite, Caudal de agua, Caudal de gas, Producción total de fluidos y BSW. La herramienta da la opción al usuario de importar esta data en el orden que esta venga en el archivo de importación. Figura 54

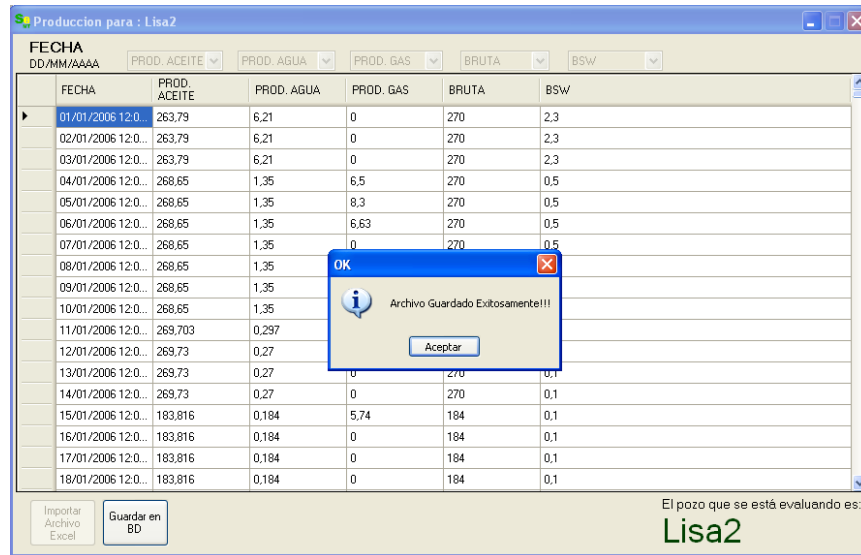


Figura 54 Data de producción Pozo 1 Fuente: Autor

Paso 5: cuando se tiene todos los pasos anteriores ya se puede observar el Diagrama de Diagnostico en donde está plasmada toda la información de la vida del pozo y lo más importante todos los eventos asociados al arenamiento. En esta ventana se escogió el periodo de arenamiento a partir de la frecuencia de eventos, este parámetro es preliminar ya que no siempre que haya una buena frecuencia de eventos asociados al arenamiento quiere decir que el pozo requiera de intervención de control de arena ya que el VPN actual de pozo es positivo y comprado con las otras tecnologías es mejor dejar el pozo en condiciones actuales. En la Figura 55 se muestra el Diagrama de Diagnostico del Pozo 1

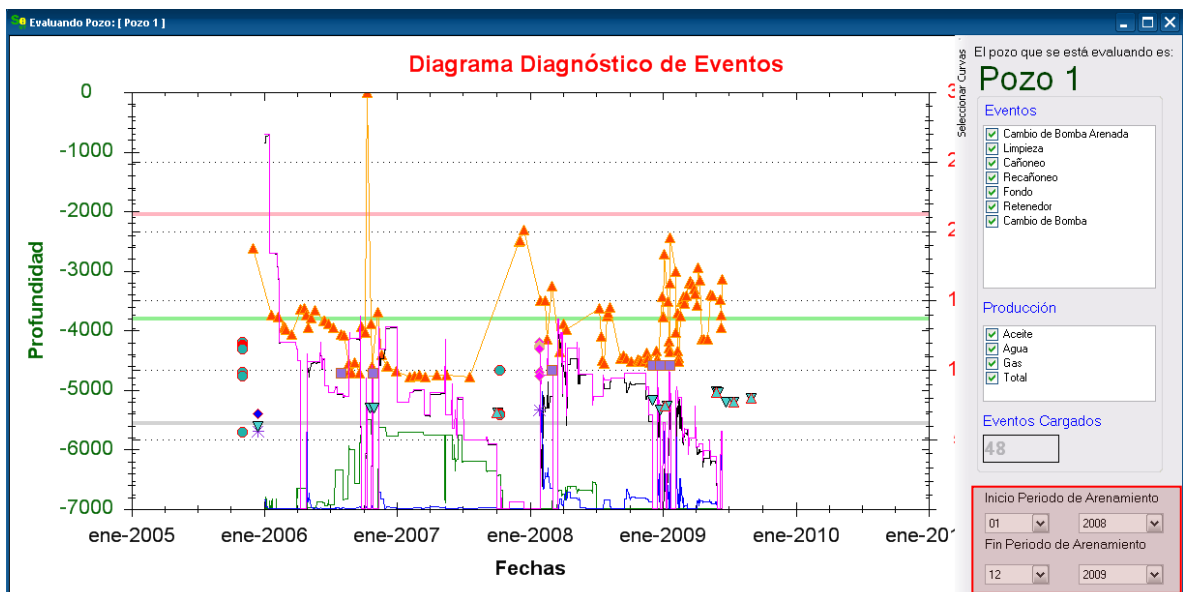


Figura 55 Diagrama de Diagnostico Pozo 1 Fuente: Autor

Análisis de Diagrama De Diagnostico Pozo-1

El pozo fue perforado en septiembre de 2005, iniciando producción en Octubre del mismo año, el pozo comenzó a producir hidrocarburos, con un caudal inicial promedio de 160 BFPD, y un BSW de 1%. El pozo inicialmente fue cañoneado en la Formación Mugrosa B y C. Adicional a estos completamientos en el 2007 se cañoneo el intervalo de 4670- 4698 perteneciente a Mugrosa B, que luego fue aislada por un incremento en el corte de agua.

Desde el inicio de la producción se evidencio algunos eventos asociados a la producción de arena sin mayor severidad, posteriormente en el año 2008 se observo que estos problemas se agudizaron debido a un incremento en el Drawdown, y adicional a esto un incremento en el corte de agua, permitiendo un incremento en los fluidos producidos y generando una tasa de arrastre más alta a través de los granos de arena movilizand así las partículas finas de la formación. A diferencia de los demás pozos de este sector del área Lisama, el pozo 1, solamente esta completado en la formación Mugrosa zona B2, y la cual fue identificada como la aportante de arena, específicamente los dos intervalos superiores comprendidos entre (4194-4336) y (4670-4734), identificados en base a los resultados obtenidos de una prueba mecánica realizada en el pozo en el año 2009.

El fenómeno de producción de arena en ese pozo se puede asociar a diferentes razones entre ellas que esta zona de Mugrosa , se encuentra cerca a la formación Colorado y la cual se ha evidenciado que es la principal aportante de arena en el sector, asociándose muchas características entre las dos formaciones. Por otro lado se evidencian un incremento en la caída de presión frente a la formación, con el fin de mantener la producción, lo que puede haber ocasionado una ruptura de la formación y una aceleración en la producción de arena. Para la evaluación del Pozo 1 se eligió el periodo de arenamiento desde enero de 2008 hasta diciembre de 2009.

Paso 6: Al elegir el periodo de arenamiento en el paso anterior, la herramienta calcula el numero de eventos y los costos totales del periodo evaluado, para la elección del pozo arenero se parte de los parámetros de selección para el campo Lisama los cuales fueron explicados en el capítulo 3. En la Figura 56 se muestran los costos y eventos asociados al Pozo 1 en el periodo de 2008-2009 calculados por el software y por el grupo de gerenciamiento de ECOPETROL-ICP, por lo tanto, teniendo en cuenta que los costos superan los US\$150.000 dólares/año, se

considero evaluarlo como arenoso, ya que la implementación de cualquier tecnología de exclusión y/o gerenciamiento de arena generara un VPN superior a las condiciones actuales, además tiene potencial de producción. El cut-off de 150.000 es relativo para cada campo en particular porque depende del potencial de reservas y producción de los mismos.

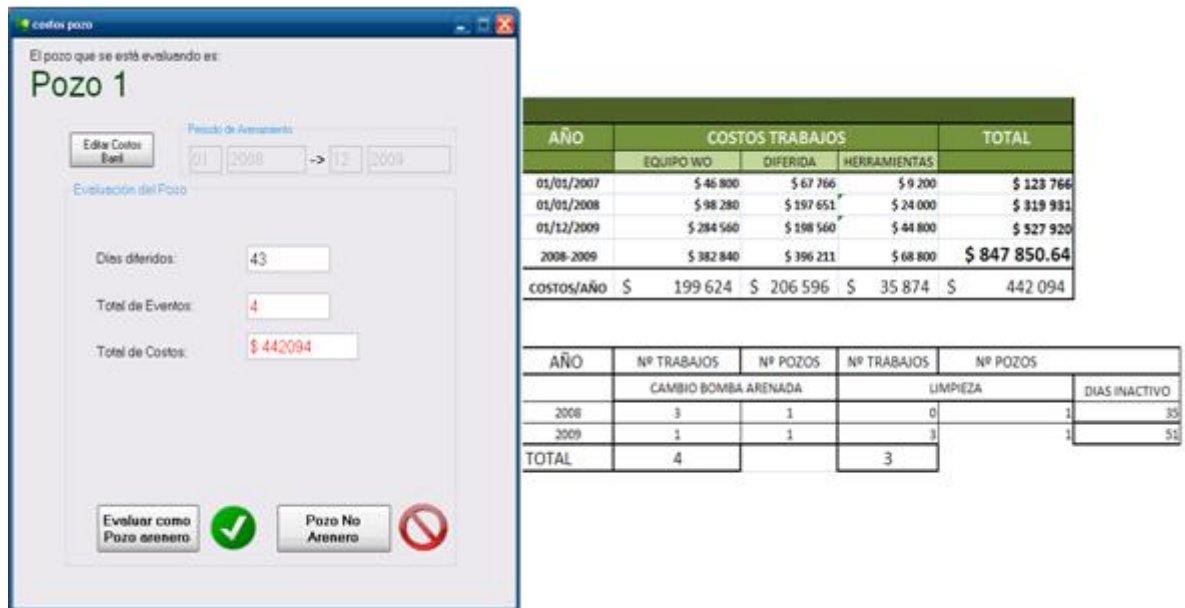


Figura 56 Costos del periodo crítico de arenamiento ECO-SEMT y Costos Evaluados por el Grupo de gerenciamiento de arena ECOPELROL- ICP Pozo 1 Fuente: Autor

Paso 7: en este paso se agrego la información requerida para obtener los niveles de fluidos a punto medio de perforación y calcular la presión de fondo fluyente. En la primera ventana de este modulo Figura 57, se ingreso la información de API del crudo y densidad del agua de producción.

Dentro de esta ventana se muestra al usuario cual es el punto medio de perforación por año para que este lo tenga en cuenta al realizar la exportación de la data del programa TWM

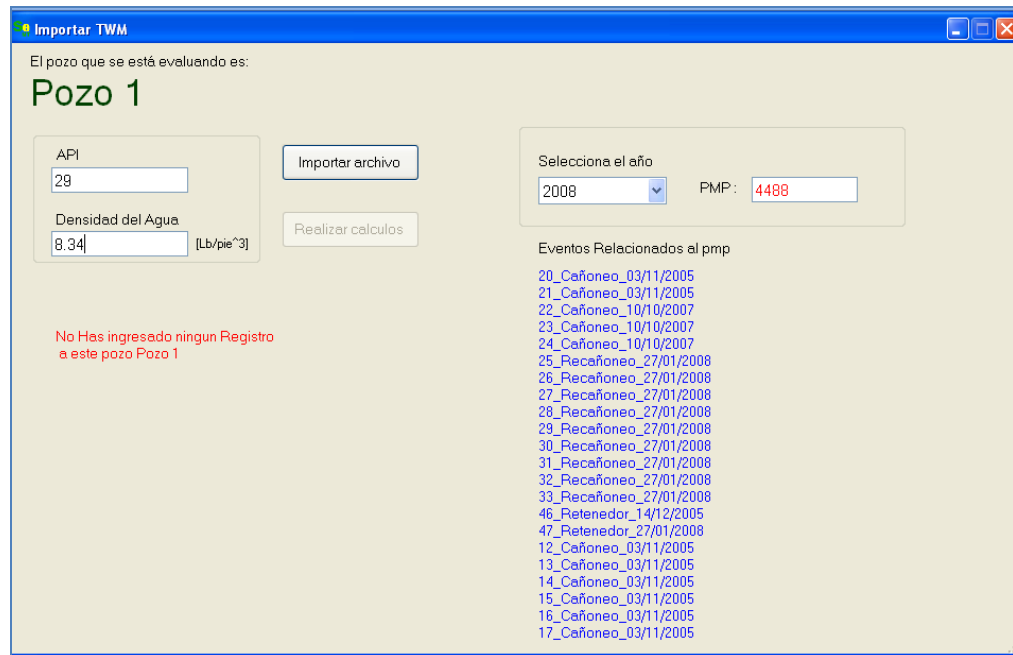


Figura 57 Ventana de cálculo de punto medio de perforación Fuente: Autor

Para pasar a la siguiente ventana se importa el archivo de TWM, donde el usuario tiene la opción de escoger los datos que quiere observar Figura 58.

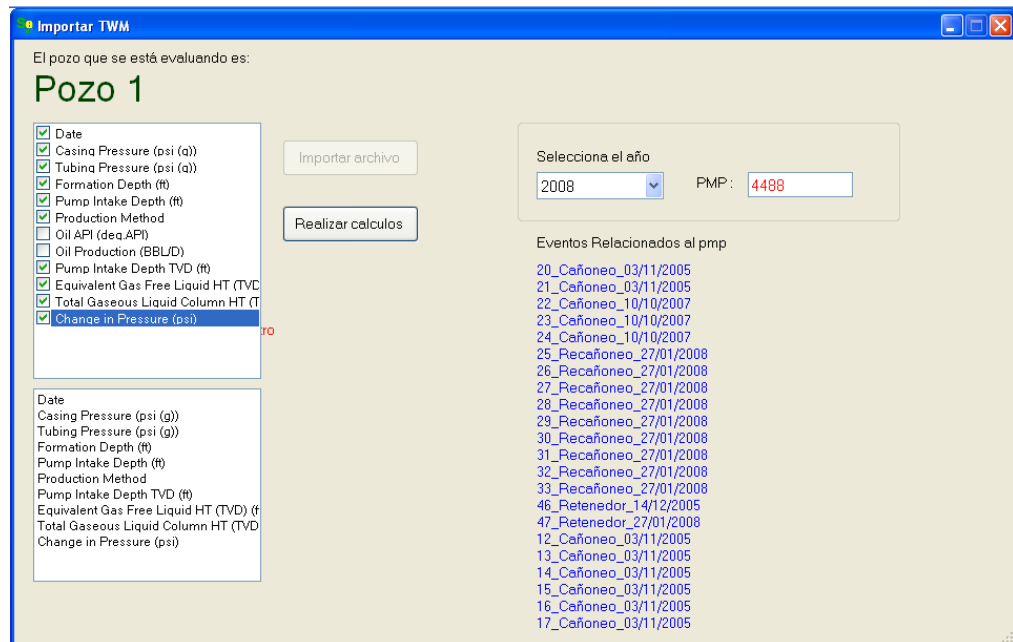


Figura 58 Ventana de Selección de datos del TWM Pozo 1 Fuente: Autor

En la siguiente ventana se observa el cálculo de niveles de fluido y Presión de fondo fluyente estos dos parámetros son calculados a punto medio de perforación del año respectivo. También se observa la validación del cálculo de estos datos. Figura 59.

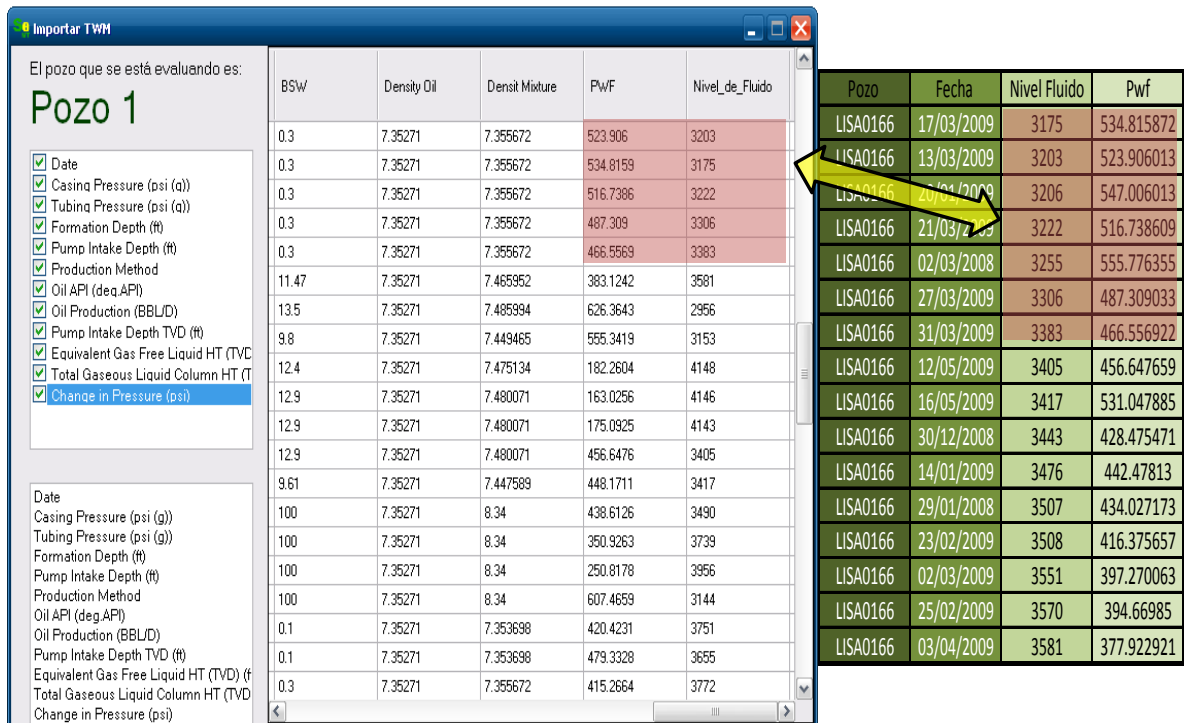


Figura 59 Ventana de cálculos de Niveles de fluido y PwF Pozo 1 Fuente: Autor

Paso 8: En este paso se ingresó la información de granulometría dada por el laboratorio del ICP donde se muestran los datos del porcentaje en peso de la fase que se queda en la malla, la herramienta calcula los porcentajes de la fase pasante para así calcular la relación entre los percentiles de acuerdo a los cuales se escogió la mejor opción de exclusión que para el Pozo 1 es Frac-Pack o Screen Less como se observa en la Figura 60

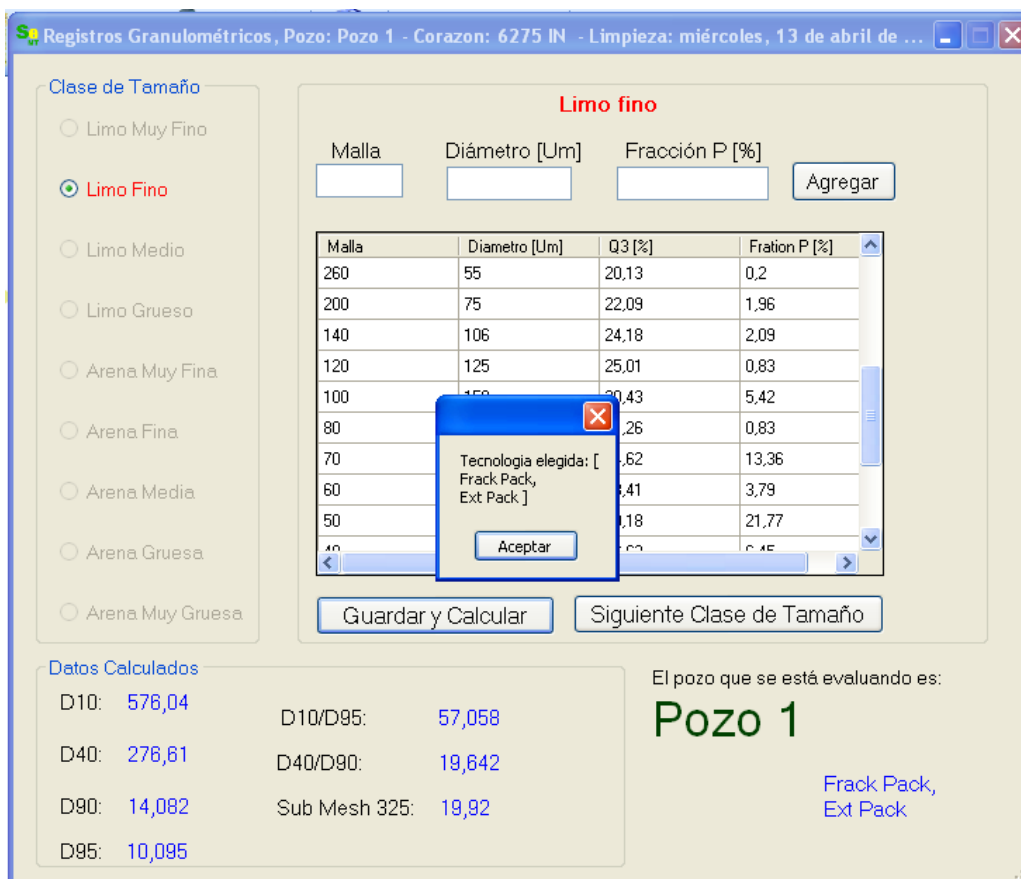


Figura 60 Granulometría, Percentiles y Tecnología de exclusión para el Pozo 1 Fuente: Autor

Paso 9: En esta ventana se ingreso la presión y temperatura de yacimiento por año. En este modulo se muestran los datos necesarios de ingreso para el modelamiento de producción en Wellflo. Esta ventana mostrara el escenario de distribución de producción que el usuario necesite. Figura 61

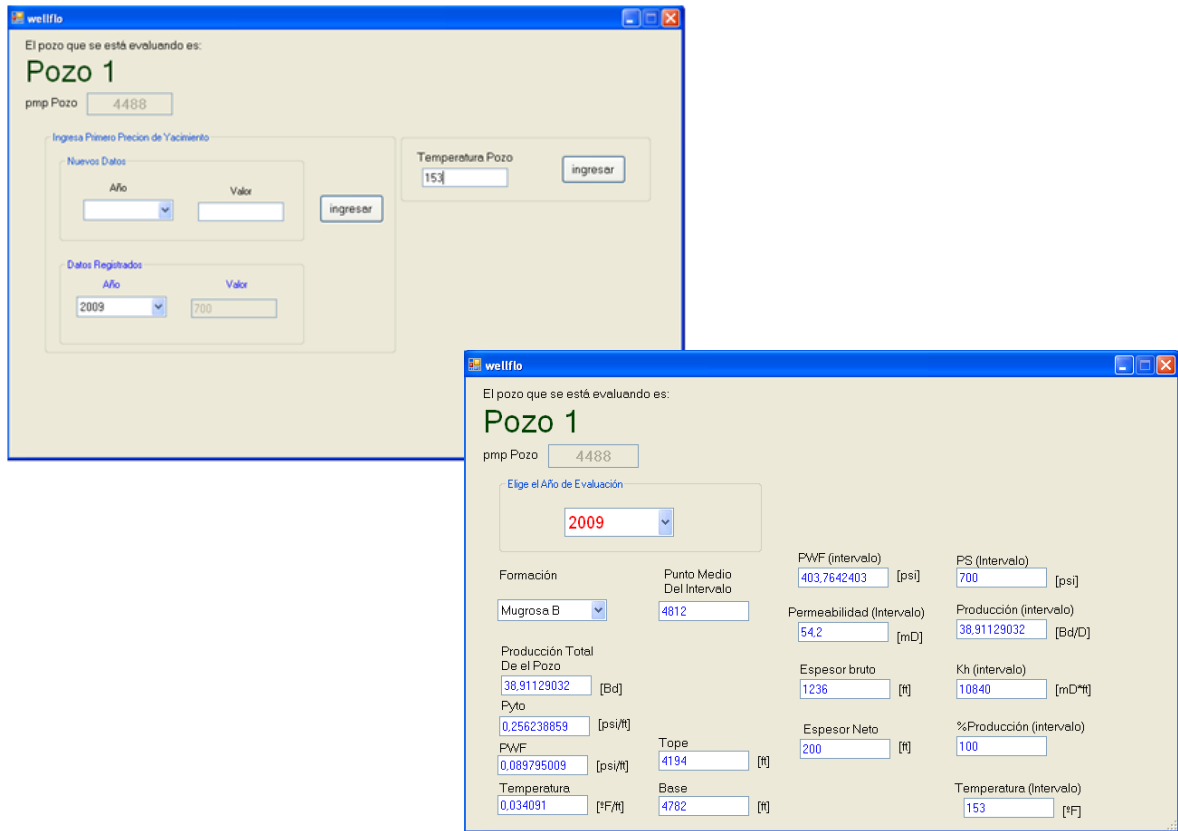


Figura 61 Ventana de Modelamiento de producción de Pozo 1 Fuente: Autor

Paso 10: Para este paso se agregaron los costos de la tecnologías a aplicar elegidas anteriormente, para el Pozo 1 se ingresara el costos de implementación, costos de mantenimiento y días de trabajo de Screen Less y PCP. Por parte de los porcentajes jurídicos se ingresara incremento anual de la tecnología, tasa de impuestos, regalías porcentaje de amortización y depreciación, por último la tasa de declinación de producción. Con todos estos datos la herramienta calculara el Valor Presente Neto por tecnología junto con el de condiciones actuales para que el usuario pueda elegir la mejor opción a implementar. Llegando a una optima decisión tanto técnica como económica. Figura 62

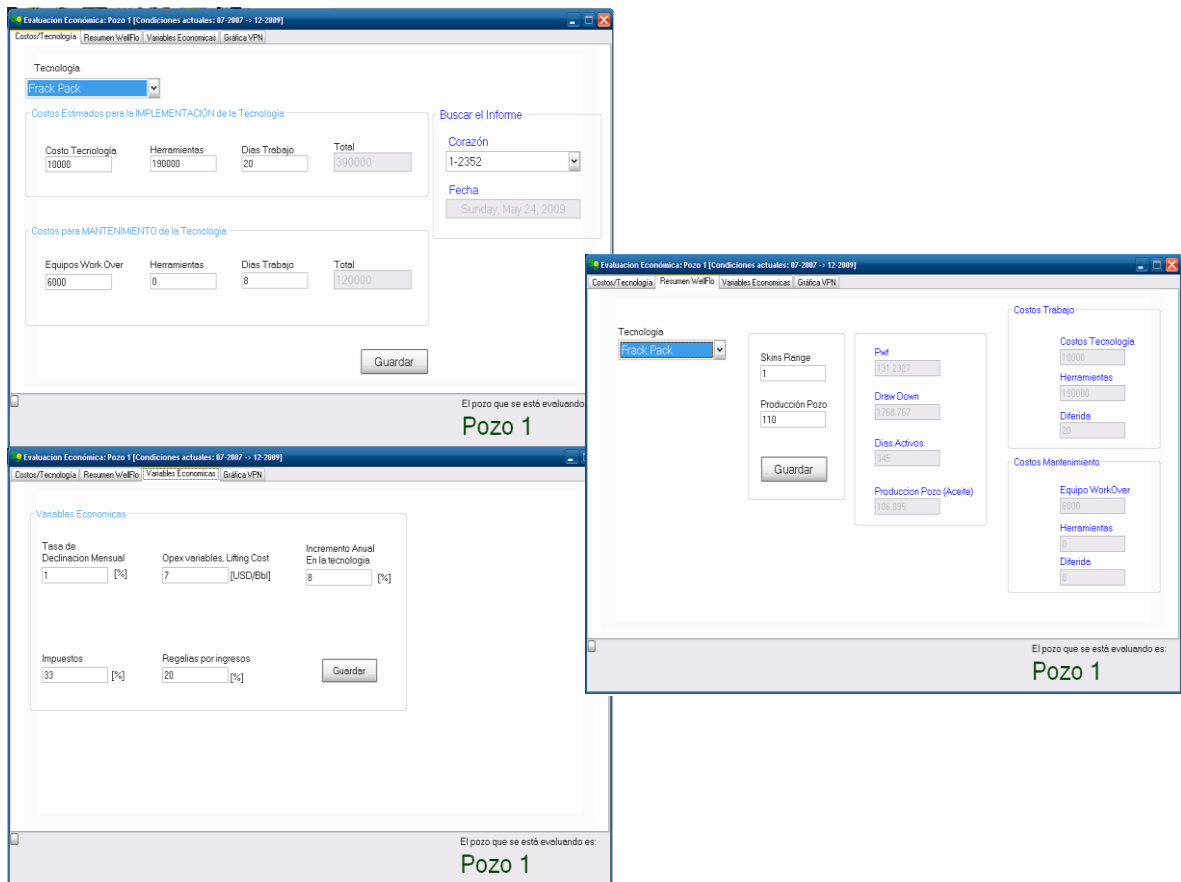


Figura 62 Ventana de evaluación económica de Pozo 1 Fuente: Autor

Para el Pozo 1 arrojó por granulometría que la mejor alternativa de exclusión era Screen Less o Frack Pack , para el modelamiento se incluyó solo Screen Less , como se puede observar en la Figura 63, la herramienta arroja los mismos resultados obtenidos en el desarrollo de la metodología por el ICP. Los resultados de la evaluación económica de las alternativas presentadas para el Pozo 1 se muestran a continuación, donde se obtuvo que la mejor alternativa tecnológica de control de la producción de arena según los indicadores de rentabilidad es Frac Pack en los intervalos con la problemática de arena Mugrosa B.

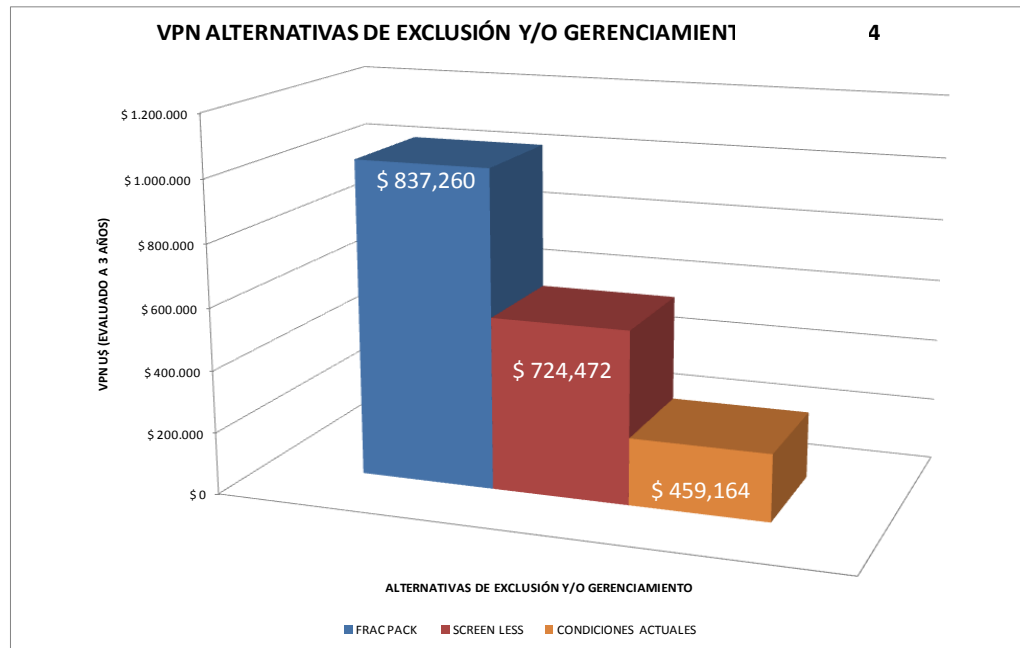
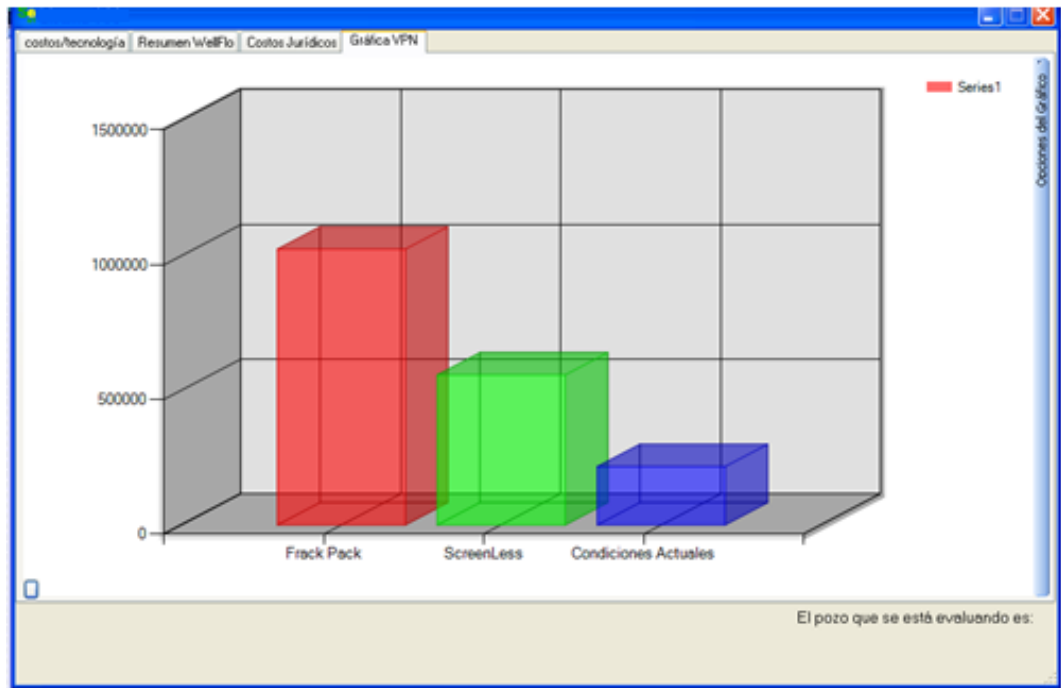


Figura 63 Grafico de VPN y Validación de datos Pozo 1 Fuente. Autor

El paso 11 no se pudo realizar en el Pozo 1 ya que no se cuenta con el set de registros para dicha evaluación. Este paso se encuentra en la implementación del Pozo 2.

4.4.2 Implementación Pozo 2

El pozo fue perforado en Marzo de 1971 y entro en producción el 01 de junio del mismo año, el pozo comenzó a producir hidrocarburos, con un caudal inicial de 585 BFPD, con un BSW de 1%. El pozo inicialmente fue perforado en los intervalos de 4824 ft -5580 ft, pertenecientes a la formación Mugrosa B. Durante sus siguientes años el pozo tuvo una declinación leve de producción, manteniendo un caudal promedio de 222 BFPD, En el año de 1991 el pozo fue recañoneado debido a su constante disminución de producción, durante este periodo el pozo alcanzo un caudal estable de 131 BFPD con un BSW de 10%. Durante estos periodos de producción el pozo no registro eventos asociados a problemas de producción de arena.

En el año 2000 se aislaron los intervalos completados inicialmente, por el depletamiento de la zona, y aun incremento en el corte de agua En consecuencia fueron completados los intervalos de 4094'-4735', pertenecientes a la formación Mugrosa B, en el periodo posterior a esta fecha se comenzó a evidenciar algunos problemas asociados a la producción de arena pero sin mayor severidad. En el 2001, con el fin de aumentar producción, fue completada la formación Colorado, perteneciente a las profundidades de 2240'-2760', evento que trajo como consecuencia inmediata la agudización de los problemas asociados a la producción de arena, mostrando claramente la formación Colorado A, como la principal aportante de arena en el pozo. Figura 64

Desde la fecha de completamiento de la formación Colorado (Año 2001), el pozo ha tenido recurrentes problemas de producción de arena y precipitación de

orgánicos, lo que ha repercutido directamente en su productividad, a su vez incrementado los costos de producción por el número de intervenciones asociadas a la producción de arena.

A la fecha se encontraron un total de 9 trabajos asociados a la producción de arena en los últimos 3 años, con un promedio de tres intervenciones por año, entre cambios de bombas y Limpiezas de arena.

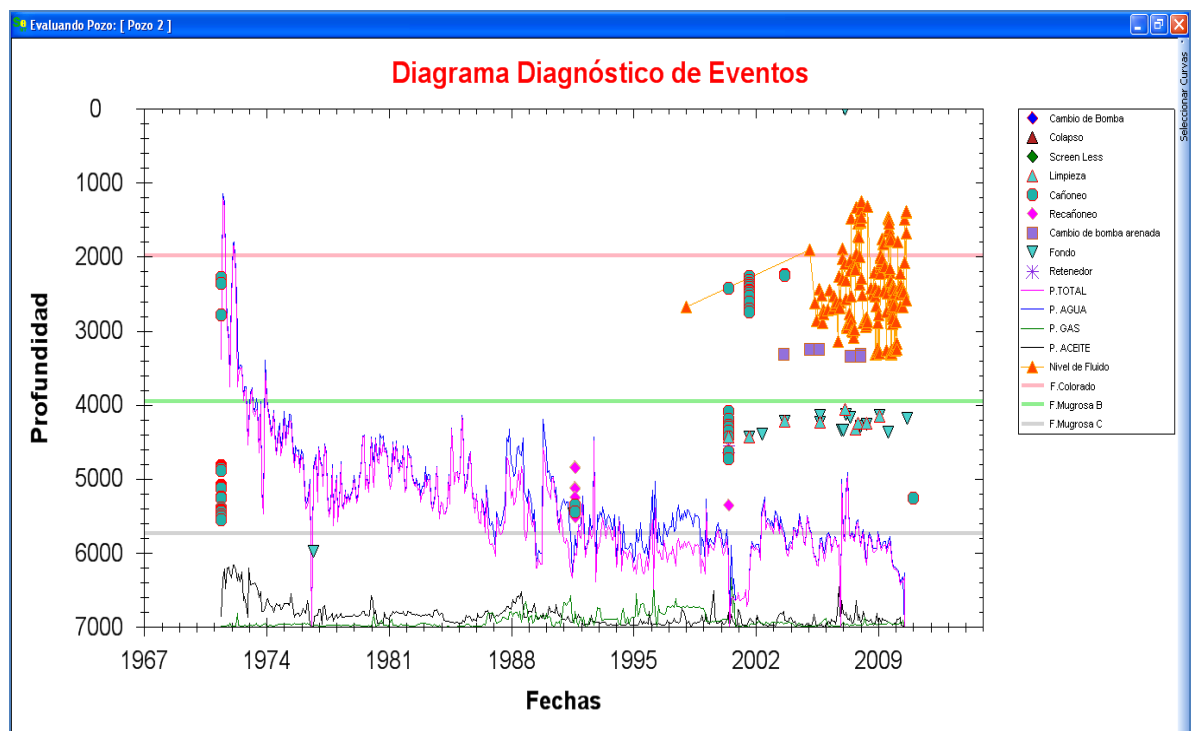


Figura 64 Diagrama de Diagnostico Pozo 2 Fuente: Autor

El Pozo 2 arrojó por granulometría que la mejor alternativa de exclusión era Screen Less o Frack Pack, para el modelamiento se incluyó solo Frac Pack y la alternativa de gerenciamiento de cambiar de sistema de levantamiento a bomba PCP, como se puede observar en la Figura 65, la herramienta arroja los mismos resultados obtenidos en el desarrollo de la metodología por el ICP. Los resultados de la evaluación económica de las alternativas presentadas para el Pozo 2 se muestran a continuación, donde se obtuvo que la mejor alternativa tecnológica de

control de la producción de arena según los indicadores de rentabilidad es cambiar el sistema de levantamiento a PCP ya que esta solución no altera las propiedades del yacimiento y puede ser removida si no da buenos resultados.

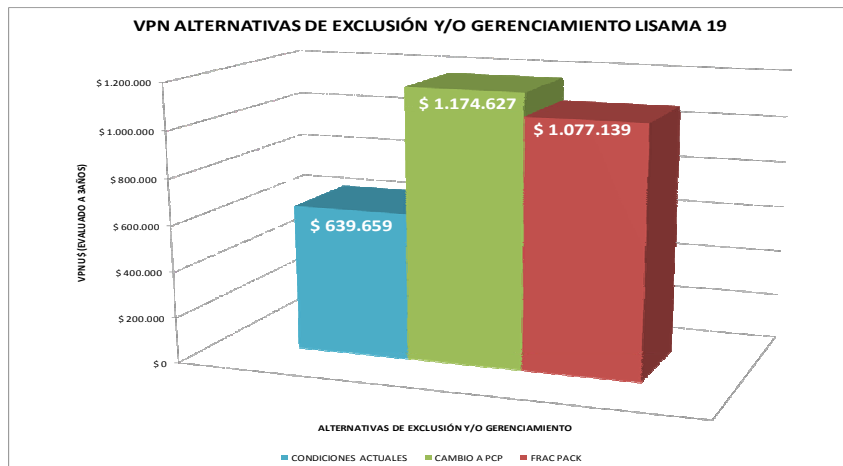
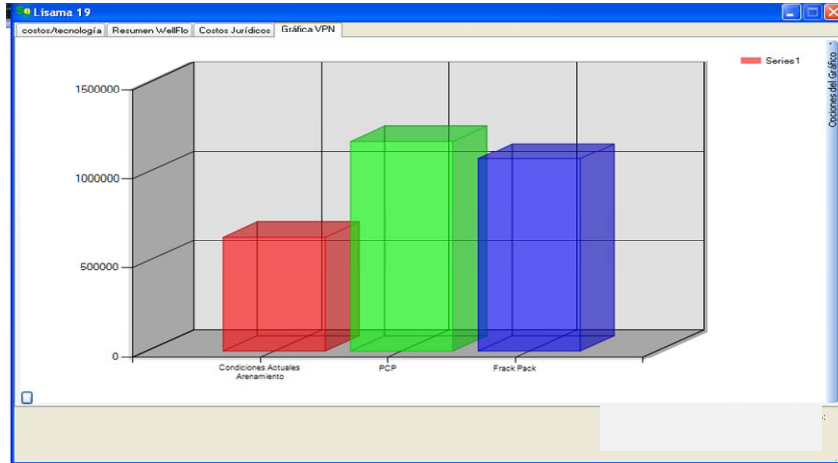


Figura 65 Grafico de VPN y Validación de datos Pozo 2 Fuente. Autor

Paso 11: Este pozo cuenta con la información requerida de registros para evaluar las zonas sensibles a la producción de arena, este tiene como fin encontrar la zona a la cual se le va implementar la tecnología de exclusión. En este paso se debe cargar registros que me relacionen físicamente la problemática al arenamiento, es decir incluir registros como porosidad total (RHOB) con el cual se puede inferir que a mayor prioridad menor estabilidad de la roca, tiempo de

transito de la onda compresional (DT) el cual se puede inferir que a mayor tiempo de transito, mayor porosidad, por lo tanto, menor estabilidad. Estos registros deben estar correlacionados con alguna propiedad mecánica de la roca que para el caso del Pozo 2 se tomo como dato de entrada el UCS, el cual me indica la resistencia máxima a la compresión antes de que esta falle. El usuario debe introducir los valores representativos para cada registro y propiedad mecánica, para que la herramienta realice este filtro y me excluya todos los demás puntos que no cumplen con estos valores representativos. Después de esto la herramienta arroja un Trac de ambos registros Vs. la profundidad con la densidad de puntos ya filtrada. Este proceso se observa en las Figuras en el anexo 1. Para el Pozo 2 se identifico que la zona sensible al arenamiento es Colorado.

4.4.3 Implementación Pozo 3

El pozo fue perforado y puesto en producción en Enero de 1978 y comenzó a producir hidrocarburos, con un caudal inicial de 385 BOPD, con un BSW de 0,23%. El pozo inicialmente fue perforado en las formaciones Colorado y Mugrosa B. En mayo del mismo año se aislaron los intervalos completados inicialmente de la formación de mugrosa (7142'-7152', 7163'-7178'), por el incremento en el corte de agua. En el mismo trabajo se recañoneo el intervalo (5856'- 5868') pero el pozo siguió con la problemática de la alta producción de agua por lo tanto en Mayo de 1984 se coloco un retenedor en la profundidad de 5856' aislando los intervalos de Colorado y completando nuevos intervalos a la profundidad 5115- 5116, 5137-5138. Y en agosto de 1984 se cañonearon los intervalos pertenecientes a formación Colorado (5154- 5160, 5167- 5172). Figura 66

En el mes de noviembre de 1978 el pozo alcanzó la máxima tasa de producción, aportando 395 BOPD con un BSW del 0,23%. El promedio de producción del pozo hasta agosto de 2010 ha sido de 15 BOPD con un BSW del 0,5%. Durante la vida

productiva del Pozo 3 ha mostrado baja productividad por lo tanto con el fin de aumentar producción el pozo empezó a evidenciar problemas de arena en el 2004 llegando a una frecuencia de estos más alta en los años de 2007-2009.

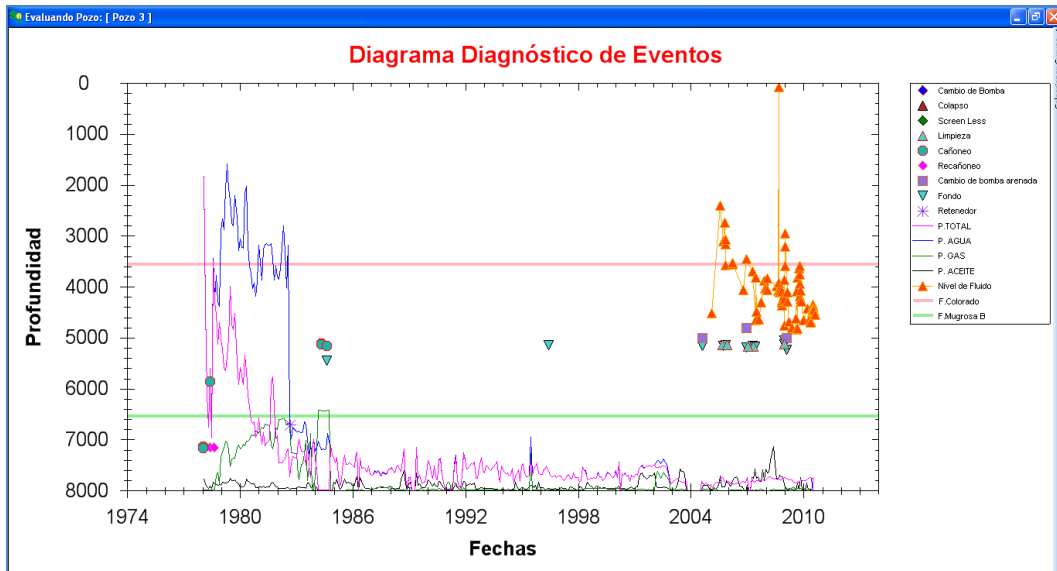


Figura 66 Diagrama de Diagnostico Pozo 3 Fuente. Autor

El Pozo 3 arrojó por granulometría que la mejor alternativa de exclusión era Screen Less o Frack Pack, para el modelamiento se incluyó solo Screen Less y la alternativa de gerenciamiento de cambiar de sistema de levantamiento a bomba PCP, como se puede observar en la Figura 67 la herramienta arroja los mismos resultados obtenidos en el desarrollo de la metodología por el ICP. Los resultados de la evaluación económica de las alternativas presentadas para el Pozo 3 se muestran a continuación, donde se obtuvo que la mejor alternativa tecnológica de control de la producción de arena según los indicadores de rentabilidad es cambiar el sistema de levantamiento a PCP.

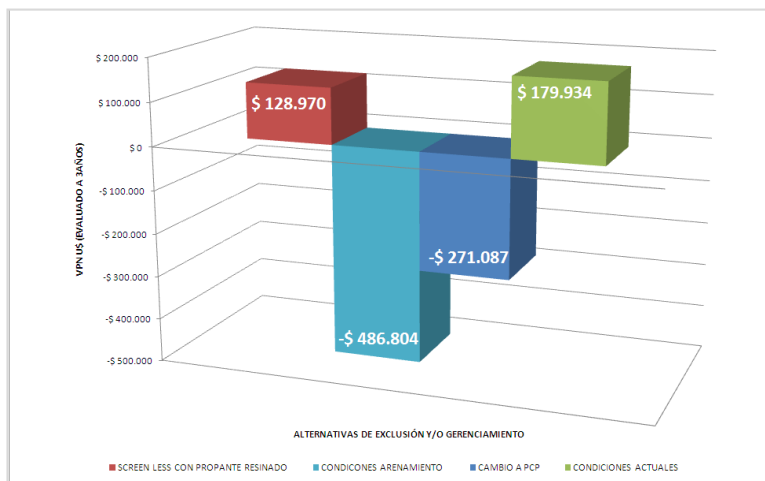
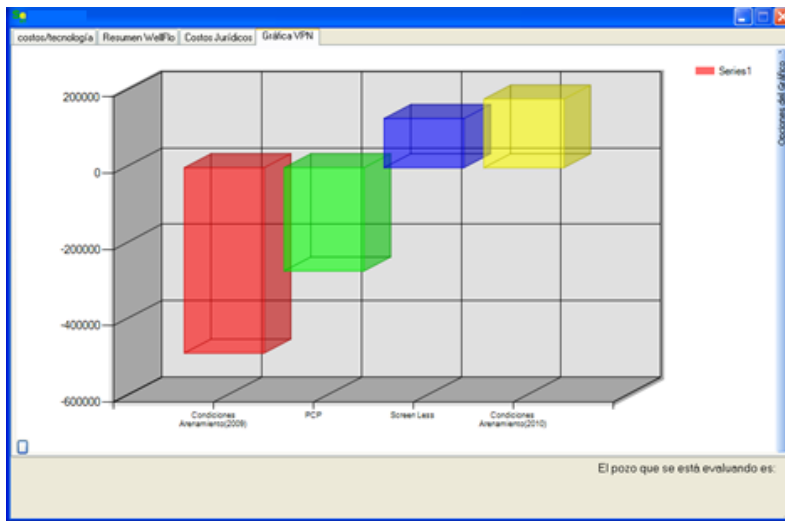


Figura 67 Grafico de VPN y Validación de datos Pozo 3 Fuente. Autor

4.4.4 Implementación Pozo 4

El pozo fue perforado en Diciembre de 2005 y completado el 21 de enero del 2006, el pozo comenzó a producir hidrocarburos, con un caudal inicial de 196 BWPD, con un BSW de 100%. El pozo inicialmente solo produjo agua y fue cañoneado en los intervalos de 6108 ft - 7992 ft, pertenecientes a la formación Mugrosa B y C. Durante los primeros meses el pozo solo produjo agua por lo que fue necesario aislar los intervalos inferiores de la formación mugrosa C, y

posteriormente en septiembre del mismo año aislar todos los intervalos inicialmente perforados, con un retenedor a 5200ft, para finalmente ser cañoneado en la formación Colorado en octubre del 2006 en los intervalos de 4885'-4916'.

La producción de los últimos intervalos completados fue en promedio de 118 BFPD, y un BSW de 1%. Con la perforación de este intervalo también se comenzaron a evidenciar los problemas de arena en el pozo, mostrando como la formación productora de arenara a Colorado A.

La Figura 68 se muestra el diagrama de diagnostico del Pozo 4, donde se puede evidenciar claramente el inicio del problema de producción de arena del pozo, y la formación que aporta la arena.

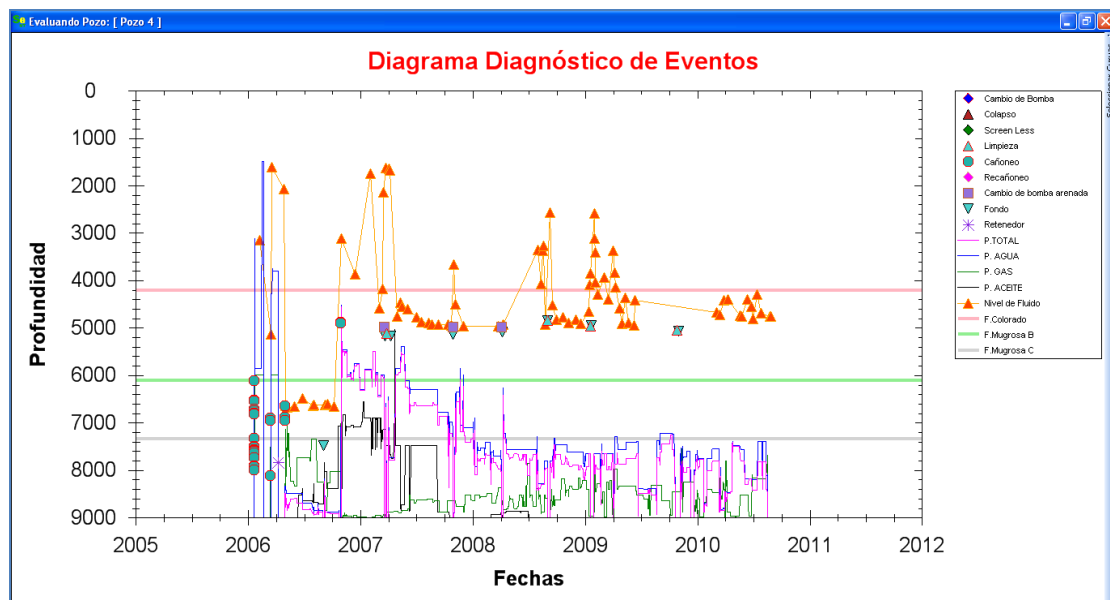


Figura 68 Diagrama de Diagnostico Pozo 4 Fuente. Autor

El Pozo 4 arrojo por granulometría que la mejor alternativa de exclusión era Screen Less o Frack Pack, para el modelamiento se incluyo solo Screen Less y la alternativa de gerenciamiento de cambiar de sistema de levantamiento a bomba PCP, como se puede observar en la Figura 69 la herramienta arroja los mismos

resultados obtenidos en el desarrollo de la metodología por el ICP. Los resultados de la evaluación económica de las alternativas presentadas para el Pozo 4 se muestran a continuación, donde se obtuvo que la mejor alternativa tecnológica de control de la producción de arena según los indicadores de rentabilidad es cambiar el sistema de levantamiento a PCP ya que esta solución no altera las propiedades del yacimiento y puede ser removida si no da buenos resultados.

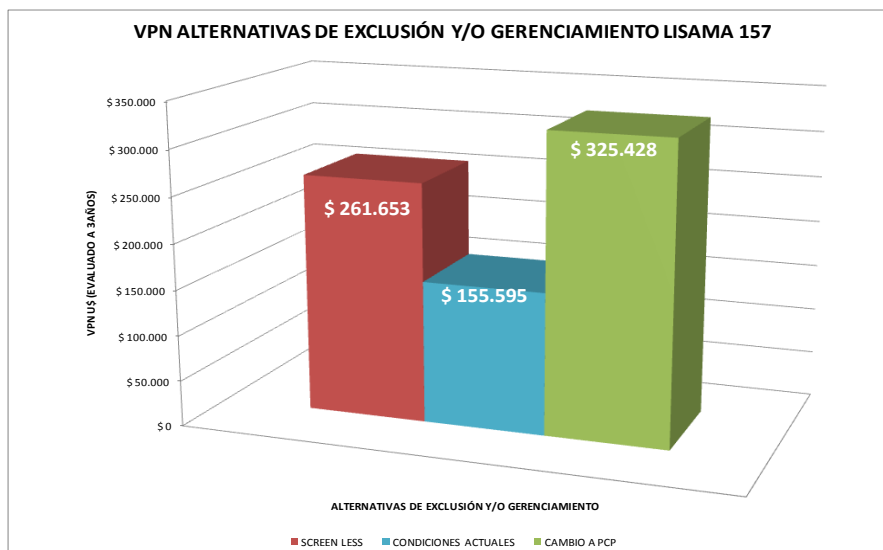
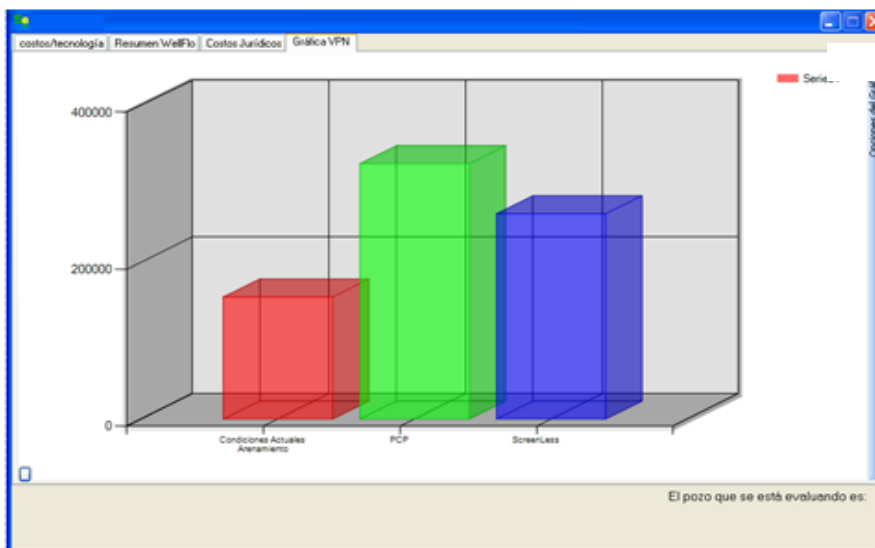


Figura 69 Grafico de VPN y Validación de datos Pozo 4 Fuente. Autor

4.4.5 Implementación Pozo 5

El pozo fue perforado y puesto en producción en Enero de 2009 y comenzó a producir hidrocarburos, con un caudal inicial de 86 BOPD, con un BSW de 2%. El pozo fue perforado en la Formación Mugrosa en los intervalos 4140 a 5162. En el mes de diciembre de 2009 fue cañoneado en los intervalos 2522-2864, donde el pozo alcanzó la máxima tasa de producción, aportando 164 BOPD con un BSW de 0,28%. La Figura 70 se muestra el diagrama de diagnostico del Pozo 5, donde se puede evidenciar claramente el inicio del problema de producción de arena del pozo, y que los intervalos superiores de Colorado son los que aportan la arena.

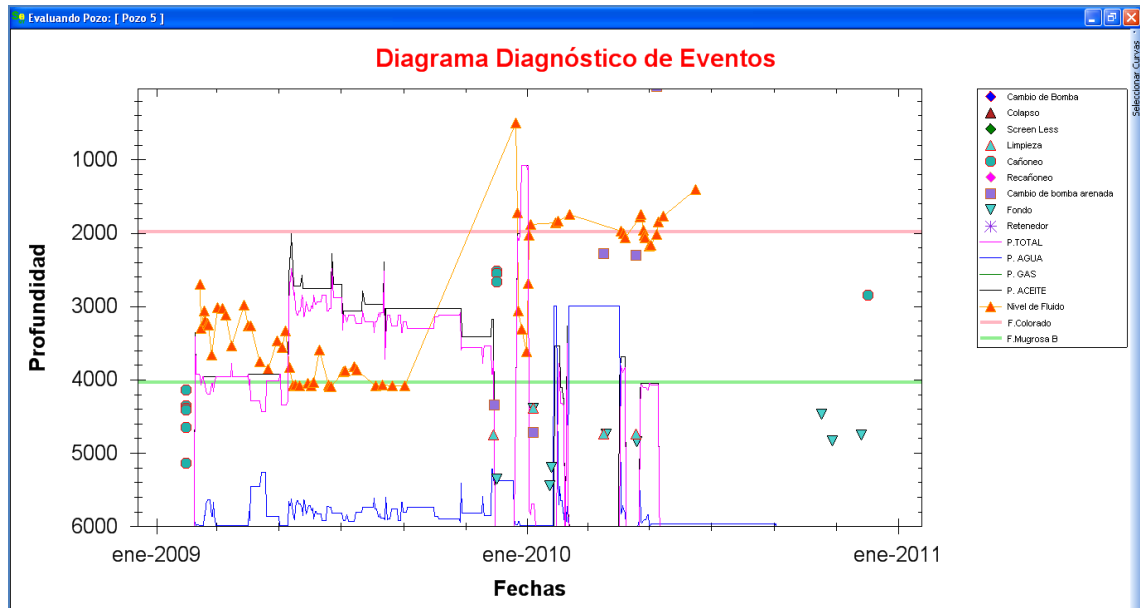


Figura 70 Diagrama de Diagnostico Pozo 5 Fuente. Autor

El Pozo 5 arrojó por granulometría que la mejor alternativa de exclusión era Screen Less o Frack Pack, para el modelamiento se incluyó solo Screen Less y la alternativa de gerenciamiento de cambiar de sistema de levantamiento a bomba PCP, como se puede observar en la Figura 71 la herramienta arroja los mismos resultados obtenidos en el desarrollo de la metodología por el ICP. Los resultados de la evaluación económica de las alternativas presentadas para el Pozo 5 se

muestran a continuación, donde se obtuvo que la mejor alternativa tecnológica de control de la producción de arena según los indicadores de rentabilidad es cambiar colocar Screen Less en el intervalo productor de arena pero el sistema de levantamiento a PCP es una mejor solución ya que no altera las propiedades del yacimiento y puede ser removida si no da buenos resultados.

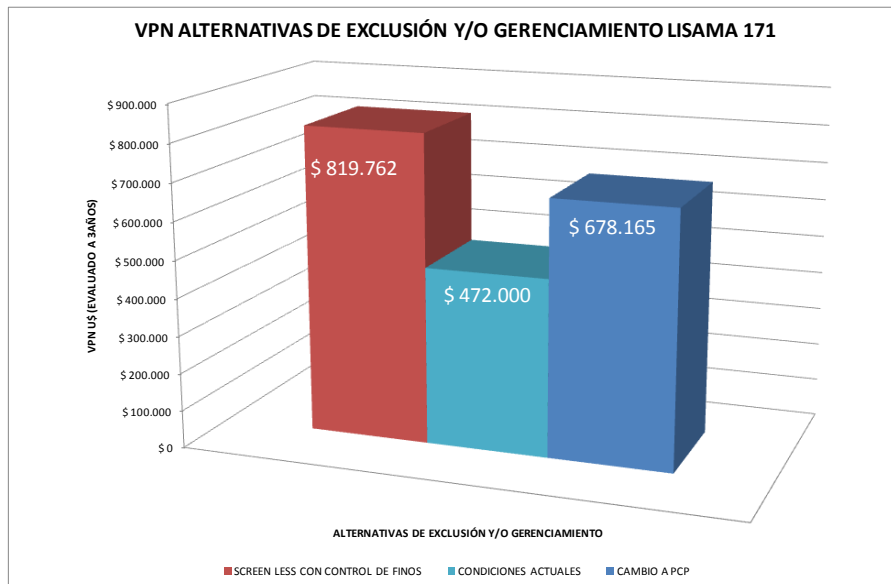
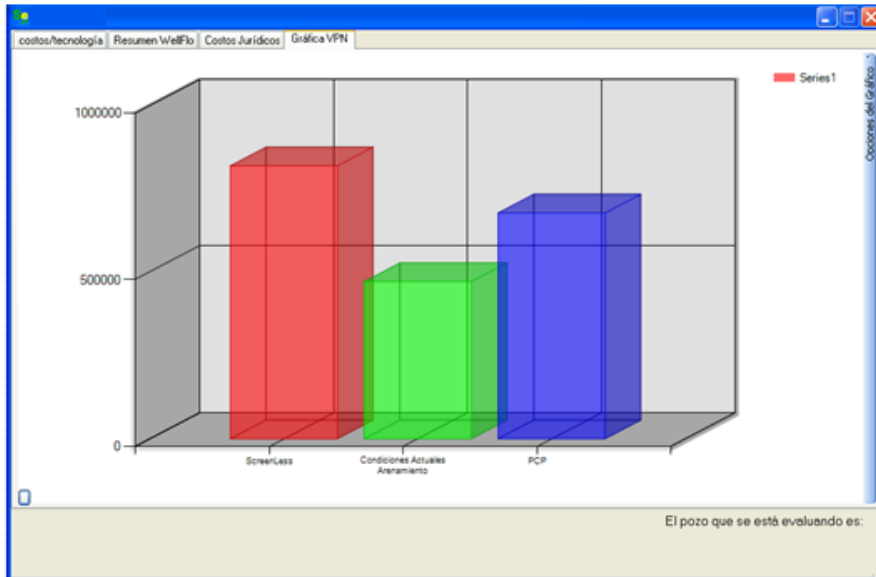


Figura 71 Grafico de VPN y Validación de datos Pozo 5 Fuente. Autor

5. CONCLUSIONES

- La metodología de Gerenciamiento y/o Exclusión de arena arroja un set de alternativas para mitigar el problema de arenamiento, teniendo en cuenta los parámetros técnicos y económicos del pozo.
- En el desarrollo de la metodología se llegó a la conclusión de que el mejor indicador de rentabilidad es el valor presente neto ya que este mide el monto dólares el aumento de la productividad del pozo al aplicar una alternativa de gerenciamiento y/o exclusión de arena (VPN positivo). La TIR y R B/C solo miden el aumento relativo del valor con respecto a la inversión que se hace, por lo tanto, si se realiza una inversión de poco monto y otra de mucho monto pueden tener igual TIR e igual R B/C sin que esto signifique que ambas sean igualmente deseables, creando ruido en la decisión a tomar.
- Al realizar la revisión bibliográfica se concluyó que no existe ninguna metodología que analice las condiciones técnicas y económicas cuando se requiere implementar una alternativa de Gerenciamiento y /o exclusión de arena.
- A partir de la implementación de la metodología en un herramienta Software se redujo principalmente el tiempo de evaluación por pozo hasta en un 50%
- A través del desarrollo de la herramienta Software se estandarizaron parámetros tales como eventos asociados al arenamiento y data requerida para la evaluación.

- Seguir un modelo de desarrollo de software (UML) optimizó el tiempo de implementación de la metodología.
- El estudio a fondo de la metodología y de su paso a paso, llevo a la identificación de las necesidades requeridas por usuario lo cual conlleva al cumplimiento de todos los objetivos planteados en este trabajo de grado.
- La herramienta ayuda al usuario a la selección de una alternativa de gerenciamiento y/o exclusión de arena a partir de parámetros tanto técnicos como económicos, llevando al ingeniero a una optima selección de alternativas al problema de arenamiento.
- Teniendo en cuenta que todos los yacimientos se comportan de manera diferente, se busco que el usuario tuviera la autonomía de estandarizar los criterios de selección de acuerdo a las condiciones del campo que se esté analizando.
- El diagrama de diagnostico o modelo empírico permite realizar un análisis del comportamiento de producción (aceite, gas, agua), niveles de fluido y eventos ocurridos durante la vida productiva del pozo para entender cuándo, dónde y porque inicia el problema de arenamiento. Este análisis debe ser comprado con las zonas identificadas a partir de registros con el fin de equiparar los resultados obtenidos por ambas metodologías.
- Basados en los análisis técnico económico realizados en la herramienta ECO-SEMT se ha encontrado que las tecnologías más adecuadas para el control de la producción de arena de los pozos evaluados, son las técnicas de control y gerenciamiento de arena que implican fracturamiento hidráulico y cambio de sistema de levantamiento, debido a la alta heterogeneidad de las formaciones productoras de arena y a la mala selección de los granos.

- Existe una diversa gama de alternativas particulares al problema de arenamiento de cada pozo, que están influenciadas por la granulometría, caudales, presiones, diseño del completamiento e integridad, que requieren un análisis individual para cada pozo.
- El análisis de causa raíz de arenamiento realizado en el Pozo 2, utilizando Diagrama de Diagnostico y correlación de registros Vs propiedad geomecánica arrojó como resultado que ambas formaciones productoras son sensibles a arenamiento (Colorado y Mugrosa B). A los demás pozos no se le pudieron determinar zonas sensibles al arenamiento a través del análisis de registros, ya que no tiene la información requerida completa para dicho fin.
- El buen diseño de entorno grafica realizado , permitirá la interacción amigable usuario-herramienta.

6. RECOMENDACIONES

- Refinar las graficas para que su manejo sea más amigable.
- Cambiar el formato de carga de datos para el modulo de correlación de registros con el fin de reducir los tiempos de análisis.
- Independizar los ejes de la grafica de correlación de registros ya que la información que se carga no siempre está en la misma escala y dificulta su análisis.
- Cambiar el formato de ingreso de datos de granulometría ya que es dispendioso.
- Desarrollar el modulo para el modelamiento predictivo de arena, para estimar el Draw Down critico al que se empieza a producir la arena.
- Desarrollar los módulos de prevención los cuales hacen referencia a perforación y completamiento.
- Incluir otras alternativas de exclusión y gerenciamiento para que la selección abarque la mayor cantidad de opciones posibles.
- Incluir la jerarquización de pozos para que el usuario pueda saber cuál de los pozos evaluados de un campo es el más problemático.
- Generar graficas de granulometría.

- Reevaluar aquellos parámetros económicos influyentes en el cálculo del flujo de caja que pueden estar generando ruido en la toma de decisiones.

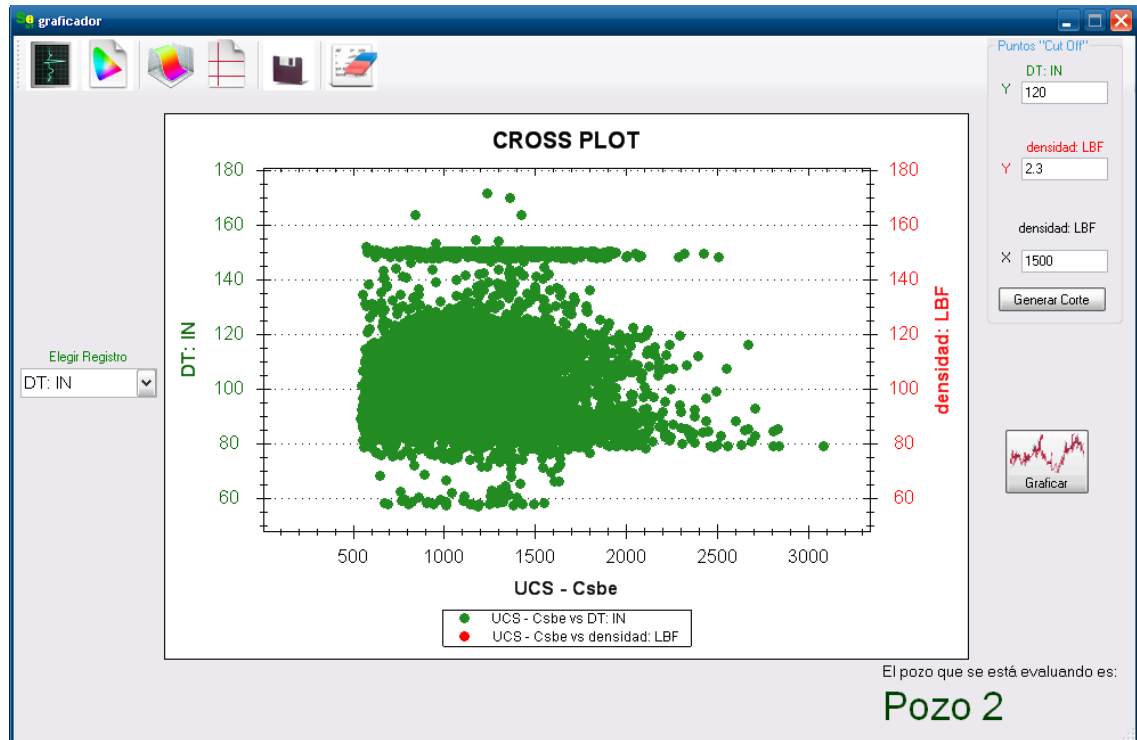
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. BEHRMANN, y A. H. Noordermeer. "Perforating Requirements for Sand Prevention". SPE 58788, 2000.
2. FJAER, Erling *et al.* Petroleum Related Rock Mechanics. Second Edition. Hungary: Elsevier. 2008. 343 p.
3. HERNANDEZ, Ruby L. GOYENECHÉ, Jessica. Predicción de la producción de Arena En El Campo Maduro Del Valle Medio Del Magdalena "Llanito", A Partir De Las Propiedades Petrofísicas Y Geomecánicas De Las Formaciones Productoras. Bucaramanga, 2009. 179 p. Trabajo de Grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad.
4. VASQUEZ H, Andrés R, Introducción a la Geomecánica Petrolera, capítulo 19; V.V.A. Consultores, C.A.; Caracas, Venezuela; 2001.
5. ZOBACK M.D *et al.*, Determination of Stress Orientation And Magnitude In Deep Wells; Stanford University; USA; 2003.
6. TIFFIN, D. L.; KING, G. E et al; New Criteria for Gravel and Screen Selection for Sand Control.SPE 39437; 1998.
7. LÓPEZ, Cesar; QUINTERO, Yair. Desarrollo De Una Herramienta Software Mediante El Uso De Diferencias Finitas Para Analizar La Inestabilidad De Pozos. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander, 2007.
8. Tiffin D. L., King G. E., Larese R. E. et al. New Criteria for Gravel and Screen Selection for Sand Control. SPE 39437,1998.6p.

9. Tiner, Robert L., Ely, John W., Ely & Associates ,Frac Packs - State of the Art, Octubre 1996. SPE 36456.
10. Joseph schmuller. Aprendiendo UML en 24 horas. 1 ed. México. Pearson Educación Latinoamericana, 1997. 25-27p.
11. ____ Manual de Bombeo de cavidades Progresivas, Oilproduction.net, 2008.
12. Bala Gadiyar, Hugo Morales et al. Optimizing Frac Packs. Oilfield Review Schlumberger. USA, 2004. 18-22p.
13. Manuel G. Jaimes et al. Metodología de gerenciamiento y/o exclusión de arena, ICP-ECOPETROL, 2009.
14. ____ Software TWM - Producción. Instituto Colombiano del Petróleo ICP. Piedecuesta, 2010.
15. ____ Software Wellflo System – Modelamiento de Producción. Instituto Colombiano del Petróleo ICP. Piedecuesta, 2010.
16. ____ Software PrizM – Registros. Instituto Colombiano del Petróleo ICP. Piedecuesta, 2010.
17. ____ Software Open Wells – Base de Datos. Instituto Colombiano del Petróleo ICP. Piedecuesta, 2010.
18. ____ Software OFM – Base de Datos Producción. Instituto Colombiano del Petróleo ICP. Piedecuesta, 2010.
19. ____ Software Microsoft Access – Creación Base de Datos. Instituto Colombiano del Petróleo ICP. Piedecuesta, 2010.

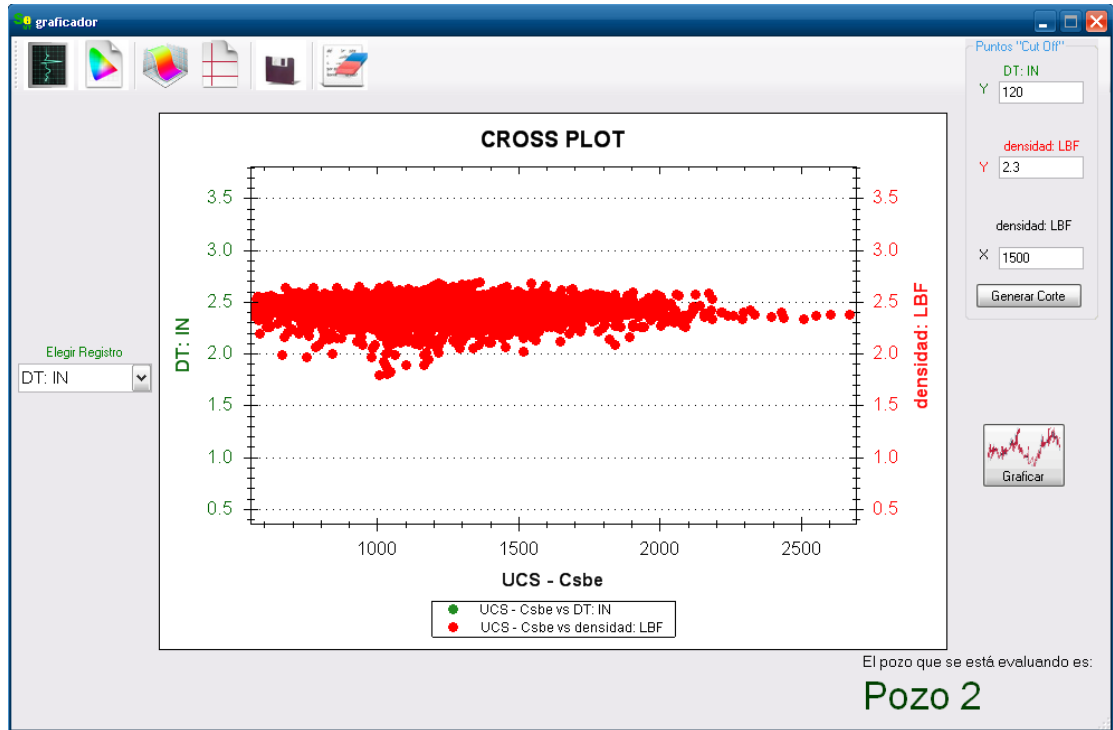
ANEXOS

Anexo A. Cross Plot DT Vrs UCS Pozo 2



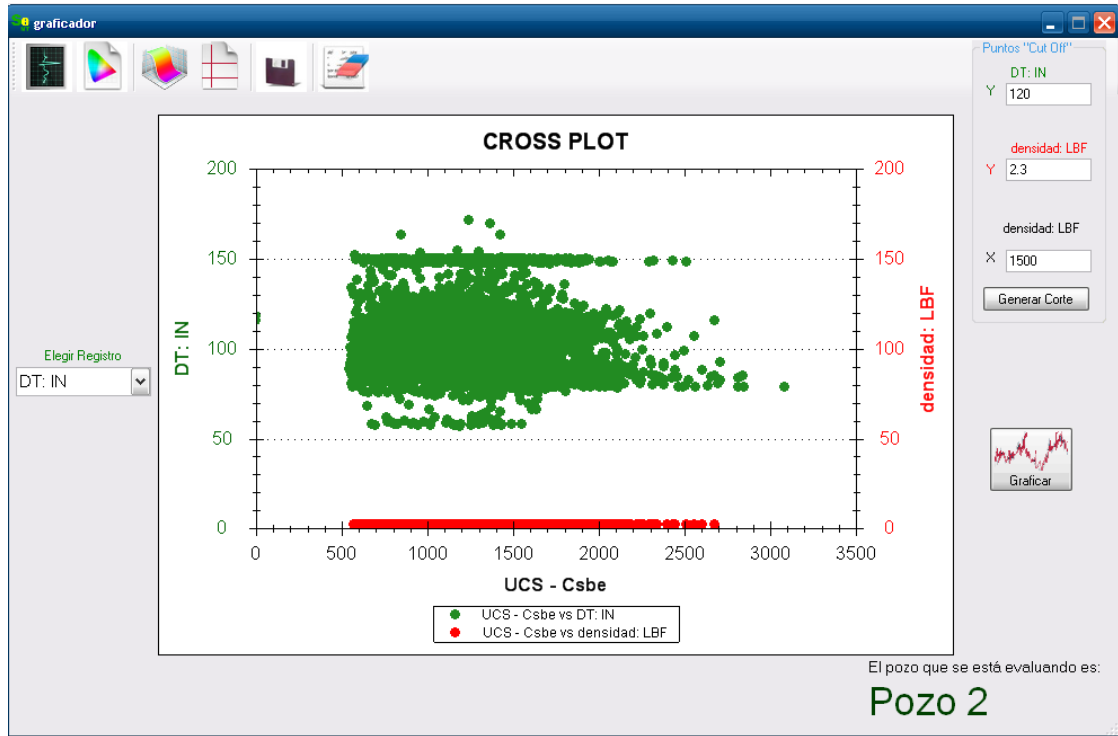
Fuente: Autor

Anexo B. Cross Plot RHOB Vrs UCS Pozo 2



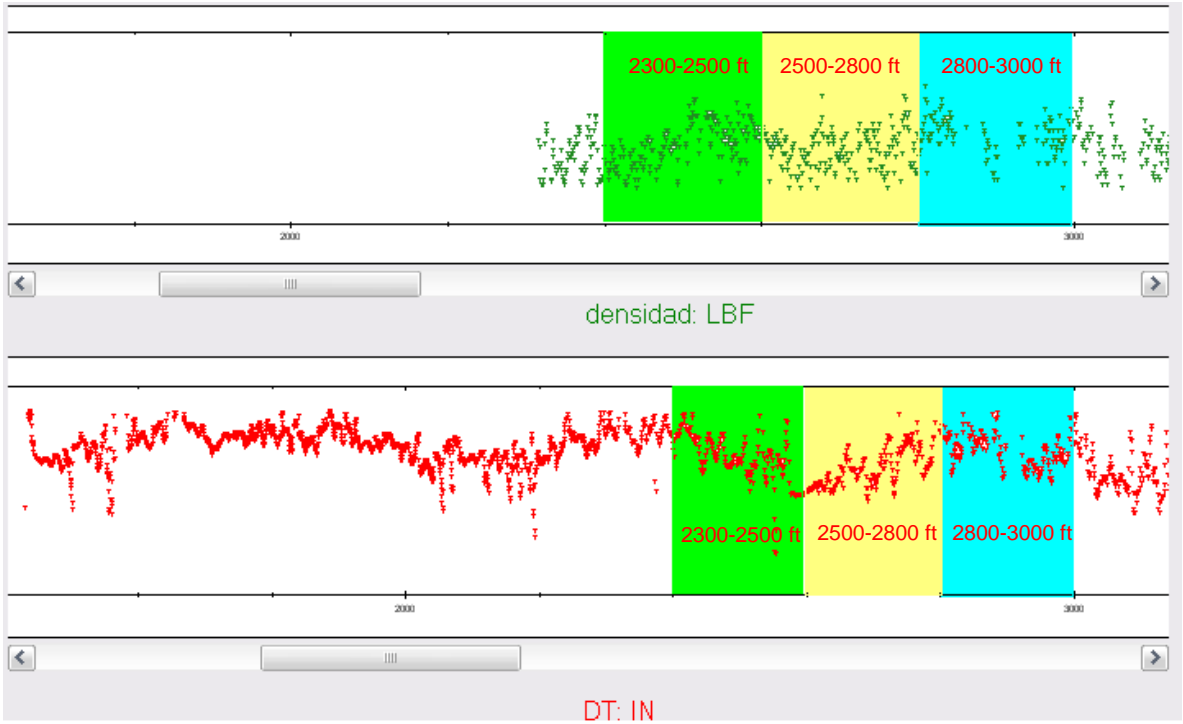
Fuente: Autores

Anexo C. Cross Plot RHOB , DT Vrs UCS



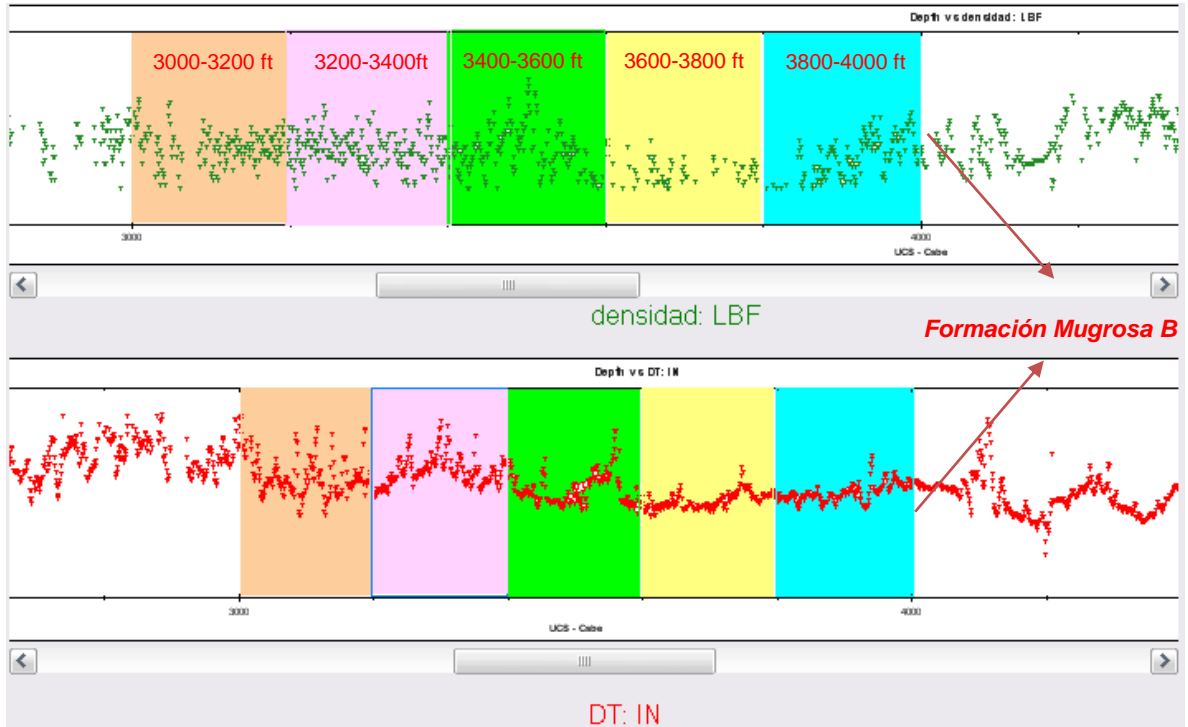
Fuente: Autores

Anexo D. Track Formacion Colorado RHOB Vrs Profundidad y DT Vrs Profundidad



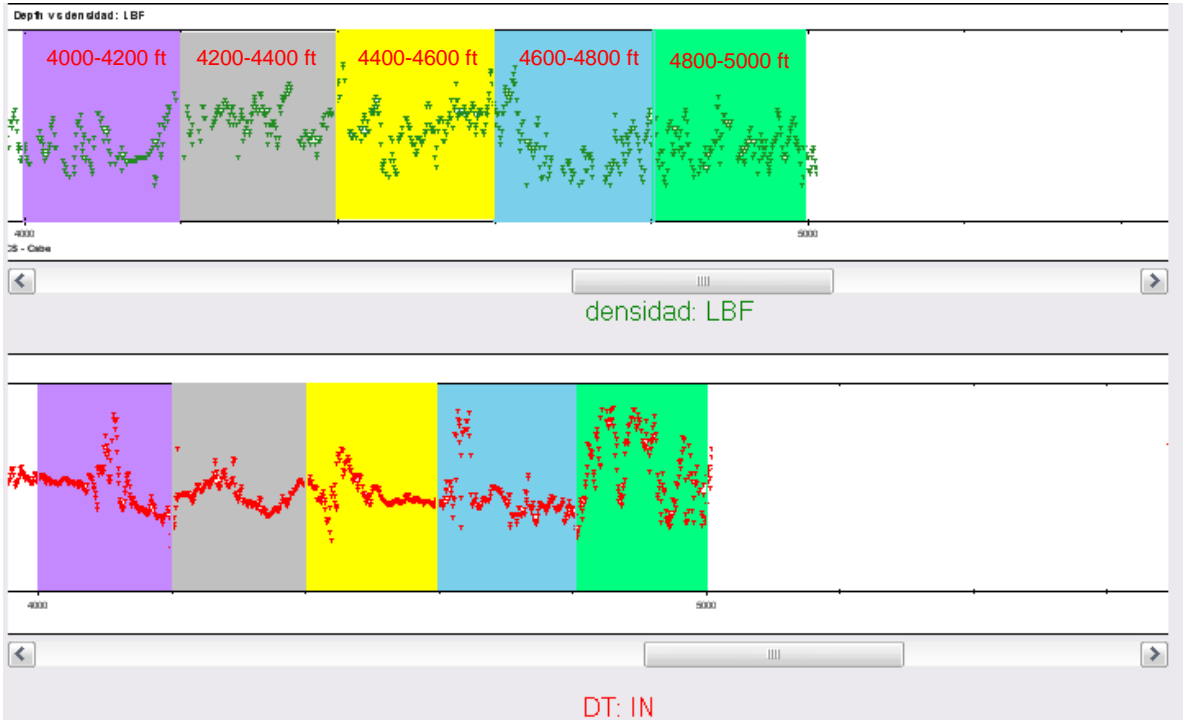
Fuente: Autor

Anexo E. Track Formacion Colorado RHOB Vrs Profundidad y DT Vrs Profundidad



Fuente: Autor

Anexo F. Track Formacion Mugrosa B RHOB Vrs Profundidad y DT Vrs Profundidad



Fuente: Autor