

**DIAGNOSTICO TÉCNICO Y ECONÓMICO DE LAS TECNOLOGÍAS USADAS
EN EL MANEJO DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA QUE PERMITAN
DISMINUIR LA FRECUENCIA DE FALLA Y LA PERDIDA DE PRODUCCIÓN EN
EL CAMPO BONANZA DE LA SOM DE GRMM DE ECOPETROL S.A**

**GUSTAVO CARLOS MOLINA MEDINA
CARLOS AUGUSTO OSORIO ROSADO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCION DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2013

**DIAGNOSTICO TÉCNICO Y ECONÓMICO DE LAS TECNOLOGÍAS USADAS
EN EL MANEJO DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA QUE PERMITAN
DISMINUIR LA FRECUENCIA DE FALLA Y LA PERDIDA DE PRODUCCIÓN EN
EL CAMPO BONANZA DE LA SOM DE GRMM DE ECOPETROL S.A**

**GUSTAVO CARLOS MOLINA MEDINA
CARLOS AUGUSTO OSORIO ROSADO**

**Plan de desarrollo de la monografía de grado para optar el título de
especialista en producción de hidrocarburos**

Director

**ING. LEONARDO FRANCO SANDOVAL
Especialista en Producción de Hidrocarburos
Departamento de Ingeniería y Confiabilidad
ECOPETROL S.A. GRMM – SOM**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCION DE HIDORCARBUROS
BUCARAMANGA**

2013

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	17
1. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	21
1.1. INTRODUCCIÓN A PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	21
1.2. PRINCIPIOS BÁSICOS	21
1.2.1. Densidad	21
1.2.2. La densidad relativa (Gravedad Específica).	22
1.2.3. Viscosidad.	24
1.2.4. Clasificación de fluidos.	25
2. ROCAS SEDIMENTARIAS	28
2.1. INTRODUCCIÓN	28
2.2. PROPIEDADES DE LAS ROCAS SEDIMENTARIAS	29
2.2.1. Tipo de partículas.	29
2.2.2. Porosidad y Permeabilidad.	29
2.2.3. Densidad	30
2.2.4. Resistencia	30
2.2.5. Selección.	30
2.2.6. Textura.	31
2.2.7. Tamaño de las partículas	31
2.2.8. Forma de las partículas rocas sedimentarias	33
2.3. TIPOS DE SEDIMENTO Y ROCAS FORMADAS	34
2.3.1. Rocas Clásticas.	35
3. GENERALIDADES DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA	38
3.1. INTRODUCCIÓN	38
3.2. ORIGEN DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA.	38
3.2.1. Arcos de arena.	39
3.3. PRODUCCIÓN DE FINOS	40

3.4. FACTORES QUE AFECTAN LA PRODUCCIÓN DE ARENA	41
3.5. CAUSAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA	42
3.5.1. Flujo de fluidos.	43
3.5.2. Factores geográficos y geológicos.	43
3.5.3. Perforación en zonas tectónicamente activas	44
3.5.4. Grado de consolidación	44
3.5.5. Reducción de la presión de poro	44
3.5.6. Tasa de producción	45
3.5.7. Viscosidad del fluido del yacimiento.	45
3.5.8. Aumento de la producción de agua.	45
3.5.9. Cambios bruscos en el Draw Down	46
3.5.10. Zonas cañoneadas	46
3.5.11. Concentración de esfuerzos	46
3.6. EFECTOS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA	46
3.6.1. Acumulación en los equipos de superficie.	47
3.6.2. Erosión del equipo de fondo y de superficie	47
3.6.3. Acumulación en el fondo.	48
3.6.4. Colapso de la formación	49
4. MÉTODOS DE GERENCIAMIENTO DE LA ARENA DE FORMACIÓN.	50
4.1. MECANISMOS QUE PERMITEN DETERMINAR LA NECESIDAD DE APLICAR GERENCIAMIENTO DE LA ARENA.	50
4.2. TÉCNICAS DE GERENCIAMIENTO DE LA ARENA DE FORMACIÓN.	51
4.2.1. Predicción.	52
4.2.2. Prevención.	53
4.2.3. Monitoreo.	53
4.2.4. Producción	53
4.2.5. Exclusión	53
4.2.6. El método de gerenciamiento seleccionado depende de los siguientes factores	54

4.3. EXCLUSIÓN DE LA ARENA.	54
4.3.1. Métodos Mecánicos	54
4.3.1.1. Forro Ranurado o rejilla sin empaque con grava:	54
4.3.1.2. Empaque con grava externo (hoyo desnudo)	55
4.3.1.3. Empaque con grava interno (hoyo revestido)	55
4.3.1.4. Empaque con grava a través de la tubería de producción.	55
4.3.1.5. Rejillas Pre-empacadas.	56
4.3.2. Métodos Químicos	56
4.3.2.1. Consolidación Plástica:	57
4.3.2.2. Consolidación con alta energía de resina	57
4.3.3. Combinados (químicos y mecánicos)	58
4.3.3.1. Empaquetamiento con fractura (Frac Pack Screen Less)	58
4.4. PRODUCCIÓN DE LA ARENA	59
4.4.1. Control de la tasa de flujo	59
4.4.2. Desarenadores de fluidos de producción de campos petroleros.	62
5. DESARENADORES.	63
5.1. INTRODUCCIÓN	63
5.2. Desarenadores Macro-Filtrantes.	66
5.3. DESARENADORES HORIZONTALES POR GRAVEDAD.	67
5.4. DESARENADORES LAMELARES.	69
5.5. DESARENADORES ELUTRIADORES.	70
5.6. DESARENADORES CICLÓNICOS.	72
5.7. DESARENADORES POR MICROFILTRACIÓN.	78
5.8. PLACAS DE DEFLECTORAS O BAFLES EN LA SEPARACIÓN DE LA ARENA DEL CRUDO.	80
6. ESTABLECIMIENTO DE GRADOS DE EFICIENCIA DEL PROCESO DE SEDIMENTACIÓN DE UN EQUIPO DESARENADOR	81
6.1. LA EFICIENCIA DE CADA EQUIPO DE SEPARACIÓN DEPENDE DE DIVERSOS FACTORES	81

6.2. VELOCIDAD DE SEDIMENTACIÓN DE UN SÓLIDO	82
6.3. CORRELACIONES PARA LA DETERMINACIÓN DE LA VELOCIDAD DE SEDIMENTACIÓN DE SÓLIDOS	82
6.3.1. Ley de Stokes	82
6.3.2. Correlación de Chen	84
6.4. FACTORES QUE CONDICIONAN LA VELOCIDAD DE SEDIMENTACIÓN EN UN DESARENADOR.	85
6.4.1. Mojabilidad y Viscosidad.	85
6.4.2. Caudal de producción.	86
6.4.3. Corte de agua en el crudo (BSW).	86
6.4.4. Temperatura y Presión.	87
6.4.5. Parámetros de selección de un equipo desarenador.	87
7. APLICACIÓN CAMPO BONANZA	89
7.1. LOCALIZACIÓN	89
7.2. HISTORIA DE PRODUCCIÓN.	90
7.3. GEOLOGÍA REGIONAL	92
7.4. ESTRATIGRAFÍA	92
7.4.1. Secuencia cretácica	93
7.4.2. Secuencia terciarias.	94
7.5. IDENTIFICACIÓN Y CAUSAS DE ARENAMIENTO EN CAMPO BONANZA	96
7.6. SELECCIÓN DE POZOS	97
7.6.1. Pozo Bonanza 39	98
8. GERENCIAMIENTO DE LA ARENA APICADA AL CAMPO BONANZA	104
8.1. EXCLUSIÓN A PARTIR DE CONSOLIDACIÓN QUÍMICA (SAND AID).	104
8.2. MANEJO DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA A TRAVÉS DE DESARENADORES.	105
8.2.1. Solicitud de préstamo de equipo desarenador (Desarenador A)	106
8.2.2. Propuesta realizada por la Primera Empresa. (Desarenador B)	107
8.2.3. Propuesta realizada por la Segunda Empresa. (Desarenador C)	108

8.2.4. Construcción del equipo desarenado. (Desarenador D)	109
8.3. APLICACIÓN DE LA DINÁMICA FLUIDOS COMPUTACIONAL AL DESARENADOR PRESTADO Y EL DISEÑO PARA EL POZO BONANZA 39.	115
8.3.1. Desarenador A	115
8.3.2. Modelo físico y matemático para los desarenadores.	116
8.3.2.1. Descripción física de los modelos	116
8.3.2.1.1 Desarenador A	116
8.3.2.1.2 Desarenador D	118
8.3.2.2. Especificación de las propiedades de las fases	118
8.3.2.3. Descripción del modelo matemático aplicado por el software	119
8.3.2.4. Modelo Matemático para Flujo Cercano a la Pared.	121
8.3.2.5. Esquema de Advección:	122
8.3.2.6. Modelado matemático de transporte de partículas	123
8.3.2.7. Transferencia de Cantidad de Movimiento	125
8.3.2.8. Turbulencia en el seguimiento de partículas	127
8.3.2.9. Criterio de convergencia (Residuales).	129
8.3.3. Desarrollo del Modelo	130
8.3.3.1. Descripción del modelo utilizado	130
8.3.3.2. Dominio de Cálculo	130
8.3.3.3. Condiciones de Frontera.	131
8.3.3.4. Especificación de las opciones del solucionador	132
8.3.3.5. Discretización del modelo	133
8.3.4. Resultados y análisis de la simulación	134
8.3.4.1. Criterio de Convergencia.	134
8.3.4.2. Estudio de la remoción	136
8.4. EVALUACIÓN TECNICO-ECONÓMICA DE LAS DISTINTAS PROPUESTAS PARA LA INSTALACIÓN DE UN EQUIPO DESARENADOR EN EL POZO BON 39.	145

9. CONCLUSIONES	153
10. RECOMENDACIONES	155
BIBLIOGRAFÍA	157

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Clasificación del crudo según su gravedad API	24
Tabla 2. Escala de Wentwort para clasificar rocas clásticas por textura.	33
Tabla 3. Escala de Atterberg utilizada para clasificación del grado de la arena.	36
Tabla 4. Clasificación de las rocas sedimentarias siliclásticas basada en sus propiedades físicas.	37
Tabla 5. Condiciones óptimas de separación de la arena en función de las variables de operación en equipos Desarenadores.	88
Tabla 6. Potencial de Producción Pozo 39.	98
Tabla 7. Propiedades de yacimiento pozo BON 39.	98
Tabla 8. Velocidad de sedimentación de las partículas de arena.	102
Tabla 9. Porcentaje de arena.	102
Tabla 10. Viscosidad y Densidad	103
Tabla 11. Costos en pesos colombianos del equipo desarenador bajo la modalidad de arrendamiento (Desarenador B).	107
Tabla 12. Costos en dólares del equipo desarenador C.	109
Tabla 13. Condiciones óptimas de separación de la arena en función de las variables de operación en equipos Desarenadores.	110
Tabla 14. Condiciones de operación pozos bonanza 39 y 19.	110
Tabla 15. Costos en pesos del equipo desarenador a diseñar.	113
Tabla 16. Porcentaje de Remoción de la arena en el Desarenador A.	136
Tabla 17. Porcentaje de Remoción de la arena en el Desarenador D.	137
Tabla 18. Velocidad de sedimentación de las partículas de arena.	138
Tabla 19. Eficiencias de las estrategias presentadas.	147
Tabla 20. Costos anuales en pesos derivados de la producción de arena.	147
Tabla 21. Criterios para determinar la mejor estrategia en la producción de arena.	151

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Esfuerzo en función de gradiente de velocidad para diferentes sustancias.	27
Figura 2. Esquema de sedimentos pobremente sorteados y bien sorteados.	31
Figura 3. Efecto de tamaño y redondez de sedimentos. Fuente: Sedimentología aplicada al control de arena. José Ramón Pérez, Schlumberger Completions. Bucaramanga, 30 de abril de 2009.	32
Figura 4. Forma de rocas sedimentarias a partir de la esfericidad y redondez presente.	34
Figura 5. Movimiento de los granos de arena causados por esfuerzos desestabilizadores.	39
Figura 6. Arco de arena, controla el arenamiento en formaciones de arenas poco consolidadas	40
Figura 7. Daños a lo largo del pozo	48
Figura 8. Sand Control Halliburton (2005).	49
Figura 9. Métodos de Gerenciamiento y/o Exclusión de arena	52
Figura 10. Métodos Mecánicos de control arena.	56
Figura 11. Método Screen Less.	59
Figura 12. Correlaciones para la Determinación de la Velocidad de Sedimentación del Sólido.	60
Figura 13. Opción típica utilizada en la remoción de sólidos.	64
Figura 14. Desarenador macrofiltrante.	66
Figura 15. Desarenador por Gravedad.	68
Figura 16. Desarenador Lamelar.	69
Figura 17. Elutriador Multietapa.	71
Figura 18. Tipos de Desarenadores y geometría – De izquierda a derecha, Estilo Contenedor (Vessel) y el Estilo de Revestimiento (Liner).	72
Figura 19. Funcionamiento del Desarenador Ciclónico.	74
Figura 20. Curva granulométrica.	75

Figura 21. Dimensiones desarenador Ciclónico.	77
Figura 22. Microfiltración.	79
Figura 23. Diversas configuraciones de las placas deflectoras.	80
Figura 24. Corto circuito por variación de la temperatura.	87
Figura 25. Mapa de Localización Campo Bonanza.	89
Figura 26. Columna Estratigráfica del Área Bonanza.	93
Figura 27. Estado Mecánico Pozo BONANZA 39	100
Figura 28. Distribución de la arena en superficie del pozo Bonanza 39.	101
Figura 29. Desarenador prestado por la SOR al campo Bonanza.	106
Figura 30. Desarenador B.	107
Figura 31. Modelos de Desarenadores candidatos a construir para el pozo Bon 39.	112
Figura 32. Modelo final del equipo desarenador escogido para el pozo Bon 39.	114
Figura 33. Vista de la geometría final (volumen de control.	117
Figura 34. Dimensiones del desarenador A.	117
Figura 35 Modelo y Dimensiones del desarenador D.	118
Figura 36. Grafica de Convergencia para el Desarenador D.	135
Figura 37. Grafica de Convergencia para el Desarenador A.	135
Figura 38. Perfiles de velocidad de la arena en el Desarenador A.	139
Figura 39. Perfiles de velocidad de la arena en el Desarenador D.	139
Figura 40. Comparación de las velocidades de sedimentación con la velocidad promedio en el Desarenador A.	140
Figura 41. Comparación de las velocidades de sedimentación con la velocidad promedio en el Desarenador D.	141
Figura 42. Porcentaje de arena removida y eficiencia del Desarenador A.	142
Figura 43. Porcentaje de arena removida y eficiencia del Desarenador D.	143
Figura 44. Distribución de las corrientes y turbulencias del fluido en el Desarenador A.	144
Figura 45. Distribución de las corrientes y turbulencias del fluido en el Desarenador D.	145

Figura 46. Eficiencia otorgada por el Desarenador C.	146
Figura 47. VPN para las alternativas de instalación de los Desarenadores.	149
Figura 48. Fuljo de Caja para las alternativas de instalación de los Desarenadores.	150
Figura 49. Modelo final del equipo desarenador escogido para el pozo Bon 39.	152

RESUMEN

TITULO: DIAGNOSTICO TÉCNICO Y ECONÓMICO DE LAS TECNOLOGÍAS USADAS EN EL MANEJO DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA QUE PERMITAN DISMINUIR LA FRECUENCIA DE FALLA Y LA PERDIDA DE PRODUCCIÓN EN EL CAMPO BONANZA DE LA SOM DE GRMM DE ECOPETROL S.A¹

AUTOR: MOLINA MEDINA GUSTAVO CARLOS
OSORIO ROSADO CARLOS AUGUSTO².

PALABRAS CLAVES: Dinámica de Fluidos Computacional, Desarenador, Arena, Viscosidad, Velocidad de sedimentación, Valor Presente Neto, Índice de falla.

El campo Bonanza ha venido presentando problemas por la producción de arena en los últimos pozos perforados ya que al momento de ser perforados tuvieron una desviación en el mismo sentido del buzamiento del yacimiento en zonas tectónicamente activas que permitieron el desprendimiento de arena en las formaciones y que esta ascienda con el fluido extraído lo cual ha derivado en incremento de frecuencias de fallas en los pozos, lo cual ha ocasionado un aumentado de costos debido a intervenciones y cambios en equipos de completamiento y superficie.

Para la solución del problema se ha establecido un modelo de gerenciamiento de arena producida, la cual se ha implementado para mantener la integridad de la arena en el pozo a través de inyección de estabilizadores en la formación que han tenido un efecto con buenos resultados, pero necesitan ser complementados en superficie en cabeza de pozo, por lo cual se toma la decisión de realizar un manejo de producción de la arena en superficie a través de la implementación de equipos desarenadores en cabeza de pozo que permitan la exclusión de la arena en superficie, por lo cual se han llamado el interés de dos empresas que desean suministrar equipos desarenadores. Además de las propuestas de las empresas, se toma la decisión de diseñar un equipo desarenador propio de la empresa Ecopetrol S.A.

A través de esta monografía se realizó un análisis técnico del desarenador diseñado por medio de la Dinámica de Fluidos Computacional (CFD), que permitió dar un concepto aceptable al desarenador diseñado. Los desarenadores propuestos de las empresas interesadas y el diseñado se realizaron una evaluación técnica y económica que permitió definir que el desarenador diseñado a pesar de no contar con la eficiencia más alta, si es económicamente viable, lo cual se sugiere su construcción.

Monografía.

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Especialización en Producción de Hidrocarburos. Director del Proyecto: Ingeniero Leonardo Franco Sandoval. Especialista en Producción de Hidrocarburos.

SUMMARY

TITLE: TECHNOLOGIES USED IN THE MANAGEMENT OF SAND PRODUCTION TECHNICAL AND ECONOMIC DIAGNOSTIC IN ORDER TO DECREASE THE FAILURE FREQUENCY AND THE PRODUCTION LOSS FROM THE ECOPETROL S.A. AT CAMPO BONANZA DE LA SOM DE GRMM

AUTHOR: MOLINA MEDINA GUSTAVO CARLOS
OSORIO ROSADO CARLOS AUGUSTO

KEY WORDS: Computational Fluid Dynamics, Sand Trap Sand Viscosity, sedimentation rate, net current value, fault index.

The Bonanza field has been presenting problems by sand production in recent wells drilled since when being drilled had a deviation in the same direction of the dip of the deposit in tectonically active areas which produce loose sand in the formations and that this rise with the extracted fluid which has resulted in increased frequencies of failures in the wells which have led to an increase in costs due to interventions and changes in completion and surface equipment.

To solve this problem a model of management of produced sand has been established, in order to maintain the integrity of the sand into the well has been implemented injection of stabilizersthat have an effect with good results, but must be complemented in surface wellhead, whereby the decision of performing production management on the sand surface through computer deployment wellhead sand traps allowing sand exclusion from the surface, therefore the interest of two companies wishing to supply sand trap equipments is on the way. In addition to corporate proposals, make the decision to design a special sand trapper equipment for Ecopetrol SA company that can be economical and have acceptable efficiency regarding the exclusion of the sand at the wellhead.

Through this work was conducted a technical analysis of sand trap designed using Computational Fluid Dynamics (CFD), which give us an acceptable concept of the sand trap design. With the proposed sand trappers of the interested companies and the designed sand trap, an economical and and technical evaluation was performed, which defined the sand trap designed despite not having the highest efficiency, is economically feasible, thus its construction is suggested.

Monograph

Physicochemical Engineering Faculty, School of Petroleum Engineering. Specialization in Production of Hydrocarbons. Directed Engineer Leonardo Franco Sandoval. Hydrocarbon Production Specialist.

INTRODUCCIÓN

El petróleo es un líquido oleoso bituminoso de origen natural, inflamable, cuyo color varía de incoloro a negro, y consiste en una mezcla completa de hidrocarburos con pequeñas cantidades de otros compuestos, el petróleo es el resultado de un complejo proceso químico-físico en el interior de la tierra, en el que, debido a la presión y las altas temperaturas, se produce la descomposición de enormes cantidades de materia orgánica que se convierten en aceite y gas. Esa materia orgánica está compuesta fundamentalmente por el fitoplancton y el zooplancton marinos, al igual que por restos vegetales y animales, todo lo cual se depositó, en el pasado, en el fondo de los grandes lagos y en el lecho de los mares.

Junto a esa materia orgánica y sobre ella se depositaron sucesivas capas de lodo, arena, arcilla y otros sedimentos, que fueron transportadas por los ríos, el viento y las mareas. Estos depósitos se compactaron conformando lo que geológicamente se conoce como “formaciones sedimentarias” o estratos de rocas sedimentarias.

El petróleo proveniente del yacimiento siempre se encuentra acompañado de gas, agua y sedimentos, el primero puede encontrarse de manera libre o en solución en el crudo, el segundo libre o formando emulsiones y el tercero en grandes cantidades o en pequeñas cantidades que dan características de coloide al petróleo.

La concentración de estas sustancias en el crudo determinan el diseño de la perforación y completamiento del pozo además del diseño de las facilidades del campo al cual pertenece el pozo, por tal motivo es esencial obtener toda la información posible sobre la estratigrafía del campo con el fin de evitar daños en el yacimiento en el momento de ser explotado, ya que cualquier daño ocurrido

permite el aumento de las concentraciones de gas por disminución drástica de la presión, altas concentraciones de agua debido a la presencia de agua subterránea y el incremento de sedimento ocasionados por arenas no consolidadas del yacimiento.

Las altas concentraciones de gas y agua en el crudo son fácilmente manejables y no existen inconvenientes que afecten significativamente los sistemas de completamiento y las facilidades del campo, lo que no sucede con la producción de sedimentos o arena, ya que la producción de arena causa diversos problemas que van desde la acumulación de sólidos dentro de la tubería de revestimiento o en el equipo de superficie hasta la provocación de fallas en el equipo de completamiento y facilidades del campo muy graves. Estos problemas a menudo se agravan, poniendo en peligro las futuras intervenciones de los pozos y la capacidad de los mismos en el largo plazo. Debido a que la arena erosiona los componentes de terminación, los sistemas de levantamiento artificial, las cabezas de pozos, o los tubulares e instalaciones de superficie, pueden producirse pérdidas, demoras en la producción y obtenerse bajos factores de recuperación, o hasta perderse el control del pozo. Ante una falla catastrófica, se puede perder el acceso a las reservas si los costos de perforación de un pozo de re-entrada o de un pozo nuevo resultan prohibitivos.

En el campo Bonanza se han venido presentando en los últimos años altos cortes de arenas en los últimos pozos perforados, aproximadamente un 5% de arena, ya que al momento de ser perforados tuvieron una desviación en el mismo sentido del buzamiento del yacimiento en zonas tectónicamente activas, formación geológica reciente con presencia de fracturas naturales que permitieron el incremento en las frecuencias de fallas en la mayoría de los pozos, pasando de un índice de frecuencia de falla de 0,33 fallas / año para el año 2008 a un índice de frecuencia de falla de 1.50 fallas / año para el 2011; el cual según la superintendencia lo considera como crítico ya que se han aumentado los costos

debido a intervenciones y cambios en los equipos de completamiento y superficie; teniendo en cuenta que en el campo Bonanza se tiene planeado implementar el proyecto de inyección de agua como recuperación secundaria, lo que incrementaría los problemas de arenamiento por los volúmenes de agua inyectada, debido a el agua aumenta el desprendimiento de las partículas de arena del yacimiento.

Para la solución de este problema en los pozos de bonanza se ha establecido un modelo de gerenciamiento de la arena producida, en la cual se ha implementado para mantener la integridad de la arena en el pozo a través de la inyección de estabilizadores de la formación como el Sand Aid, que necesitan ser complementados en superficie, por lo cual se toma la decisión de realizar un manejo de la arena en superficie, donde se han invitado a diferentes compañías especializadas en la implementación de equipos de desarenado, pero con el inconveniente de que los equipos de desarenado ofrecidos no cumplen con las especificaciones del campo como la bajas tasas de crudo y bajos cortes de agua por lo cual se requiere generar otras alternativas de manejo de arena en superficie, porque de seguir los altos porcentajes de arena en el crudo provocarían el cierre definitivo de los pozos debido a que estos se vuelven inviable económicamente por el aumento de la frecuencia de falla en los equipos de superficie (tuberías en superficie, equipos de separación gas-agua-petróleo y las baterías de almacenamiento, pertenecientes a la red de recolección de crudo, etc.).

Lo anteriormente mencionado permite afirmar que es necesaria la creación de una estrategia a través del diseño de equipos con la utilización de software especializado que separe un alto porcentaje de la arena, permitiendo dar una solución particularizada a cada pozo del campo de manera económica y confiable que junto con equipos disponibles en el mercado que son colocados en los manifolds o en la estación debido a que son fabricados para caudales mayores a

los que se dan en cada pozo pero a medida que cada línea de los pozos se unen a una sola línea donde convergen como en el manifold obteniéndose un caudal mayor que permite que el equipo separe el resto de arena de menor diámetro.

A partir de la implementación de los equipos para el manejo de la producción de arena que pueden ser desarenadores estáticos o dinámicos que son propuestos por empresas proveedoras, existentes en campo o diseñados, con los cuales se determinará los grados de eficiencia de desarenado para un campo de petróleo en Colombia.

1. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

1.1. INTRODUCCIÓN A PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Antes de exponer las técnicas utilizadas para el manejo y exclusión de arena, es necesario examinar algunos compendios básicos y propiedades de los fluidos.

La mayoría de los fluidos provenientes de yacimientos petrolíferos son mezclas más o menos simples como en el caso de gases, pero a medida que las fases aumentan se vuelven más complejas desde una fase bifásica gas-liquido o trifásica gas - liquido (aceite) - liquido (agua) hasta la más compleja que consiste en gas - liquido (aceite) - liquido (agua) - solido.

1.2. PRINCIPIOS BÁSICOS

A continuación se hace una breve descripción de las propiedades de los fluidos básicas para entender los procesos de manejo y exclusión de arena en el crudo.

1.2.1. Densidad. La densidad se utiliza ampliamente para caracterizar las sustancias; se define como la cantidad de masa en una unidad de volumen de la sustancia:

$$\text{Densidad } (\rho) = \frac{\text{masa petróleo}}{\text{volumen}} \quad (1)$$

Las densidades de sólidos y líquidos se expresan comúnmente en unidades de gramos por centímetro cúbico (g/cm³) o gramos por mililitro (g/mL). Dado que casi

todas las sustancias cambian de volumen al calentarse o enfriarse, la densidad depende de la temperatura.

Al informar densidades, se debe especificar la temperatura. Por lo regular se supone que la temperatura es 25°C, la temperatura ambiente normal, si no se indica la temperatura.

La densidad puede ser expresada en dos escalas.

- La densidad relativa (Gravedad Específica)
- Gravedad API (American Petroleum Institute), dada en grados, que nos proporciona una idea de la calidad del crudo. La densidad del petróleo a condiciones estándar (stock tank oil) es evaluado por la gravedad API.

1.2.2. La densidad relativa (Gravedad Específica). La densidad, (ρ), denota la relación correspondiente de peso específico y de fluidez de los crudos con respecto al agua. La densidad media de los crudos está alrededor de 0,8 g/ml y su valor puede oscilar entre 0,7 y 1 g/ml; de manera general, la densidad del crudo varía con la profundidad de los yacimientos: es tanto menor cuanto más profunda sea la acumulación o viceversa.

$$\text{G.E.} = \frac{\rho_{\text{Petróleo}}}{\rho_{\text{agua}}} \frac{\text{lb}/\text{pie}^3}{\text{lb}/\text{pie}^3} \quad (2)$$

$$\text{G.E.} = \frac{\rho}{62,4} \frac{\text{lb}/\text{pie}^3}{\text{b}/\text{pie}^3} \quad (3)$$

$$\text{G.E. } 60^\circ\text{F} = \frac{141.5}{^\circ\text{API} + 131.5} \quad (4)$$

Dónde:

G.E.= Gravedad específica de un líquido (agua = 1).

ρ = Densidad del fluido en lb/pie³.

°API = Gravedad API del petróleo líquido.

La gravedad específica de un gas es la relación de la densidad de un gas a la densidad del aire a condiciones estándar de presión y temperatura (60 °F y 14.7 psia). Esta puede ser relacionada con el peso molecular por la siguiente ecuación:

$$S = \frac{MW}{29} \quad (5)$$

$$\rho_g = 2.70 \frac{SP}{TZ} \quad (6)$$

$$\rho_g = 0,093 \frac{(MW)P}{TZ} \quad (7)$$

Dónde:

S= Gravedad específica de un gas (aire = 1)

ρ_g = Densidad del gas en lb/pie³.

ρ , la densidad del aire a condiciones estándar a 60 °F y 14.7 psia es de 0,0764 lb/pie³

MW = Peso molecular

P= Presión, psia.

T= Temperatura, °R

Z= Factor compresibilidad del gas.

La industria del petróleo también usa otro término de gravedad específica denominado gravedad API, es una medida de densidad que describe que tan pesado o liviano es el petróleo comparado con el agua. La gravedad API es también usada para comparar densidades de fracciones extraídas del petróleo.

$$°API = \frac{141.5}{G.E. \text{ a } 60°F} - 131.5 \quad (8)$$

De acuerdo a dicha gravedad API se puede hacer la siguiente clasificación:

Tabla 1. Clasificación del crudo según su gravedad API

°API	CLASIFICACIÓN
MAYORES 31,1°	Crudo liviano
Entre 22,3° y 31,1°	Crudo mediano
Entre 10° y 22,3°	Crudo pesado
Menores a 10°	Crudo extrapesado

Fuente: Autores

1.2.3. Viscosidad. Esta propiedad indica la resistencia a fluir que tiene un fluido. Es ampliamente usada en las ecuaciones de flujo y en el dimensionamiento de equipos. Es una propiedad dinámica que puede medirse solo cuando el fluido está en movimiento.

Las siguientes correlaciones proporcionan valores confiables para la mayoría de los cálculos. La unidad de viscosidad en la industria del petróleo es el centipoise, donde:

$$1 \text{ centipoise (cp)} = 0,01 \text{ dinas/cm}^2$$

$$1 \text{ centipoise (cp)} = 0,000672 \text{ lbm/pie-seg}$$

Hay dos expresiones para la viscosidad, la viscosidad absoluta o dinámica y la viscosidad cinemática, las cuales se relacionan en la siguiente ecuación:

$$\gamma = \frac{\mu}{\rho} \quad (9)$$

Dónde:

μ = Viscosidad absoluta, centipoise

γ = Viscosidad cinemática, centistokes

ρ = Densidad, gr/cm³

1 centistokes = 0,01 cm²/s = 1.0X10⁻⁶ m²/seg.

La viscosidad varía con la temperatura. La viscosidad de los líquidos desciende con el aumento de la temperatura, mientras que, inicialmente la viscosidad del gas desciende con el aumento de la temperatura y luego se incrementa con un aumento adicional de temperatura.

1.2.4. Clasificación de fluidos. Hay fluidos para los que la relación entre el esfuerzo de cizalla y el gradiente de velocidad no es tan simple como la que hemos dado en la ecuación 9. Podemos dividir a los fluidos en dos grandes grupos. Un primer grupo serían los fluidos en los que el esfuerzo es proporcional al gradiente de velocidades, son los llamados fluidos newtonianos que cumplen la ecuación 9. El segundo grupo son los que el esfuerzo ya no es proporcional al gradiente de velocidades y se denominan fluidos no-newtonianos.

Para los fluidos no-newtonianos el esfuerzo de corte se puede describir a partir de la siguiente ecuación.

$$\zeta_x = \eta \frac{dv_x}{dx} \quad (10)$$

Para los fluidos no-newtonianos tenemos que definir la viscosidad aparente como el cociente entre el esfuerzo y el gradiente de velocidades.

$$\eta_{a(\mu)} = \frac{\zeta_x}{dv_x/dx} \quad (11)$$

¿Qué fluidos se comportan como newtonianos? Todos los gases tienen este comportamiento. También lo tienen aquellos líquidos que tienen una fórmula química simple (agua, petróleo, etc...) así como las disoluciones diluidas de moléculas simples en agua o disolventes orgánicos (disoluciones de sales inorgánicas, disoluciones de azúcar en agua o disolventes orgánicos).

¿Qué fluidos se comportan como no-newtonianos? En general tienen un comportamiento no-newtoniano aquellos fluidos que son mezclas complejas, por ejemplo disoluciones de polímeros o geles. La mayor parte de fluidos no

newtonianos tienen componentes de diferentes tamaños. La pasta de dientes, por ejemplo consiste en partículas sólidas en suspensión en una disolución acuosa de diferentes polímeros.

Analíticamente la dependencia del esfuerzo en función del gradiente de velocidades adopta la forma,

$$\zeta_x = A + B \left(\frac{dv_x}{dx} \right)^n \quad (12)$$

A: tensión o esfuerzo de fluencia

B: viscosidad plástica

n: índice de comportamiento de flujo

ζ_x : Esfuerzo de Corte

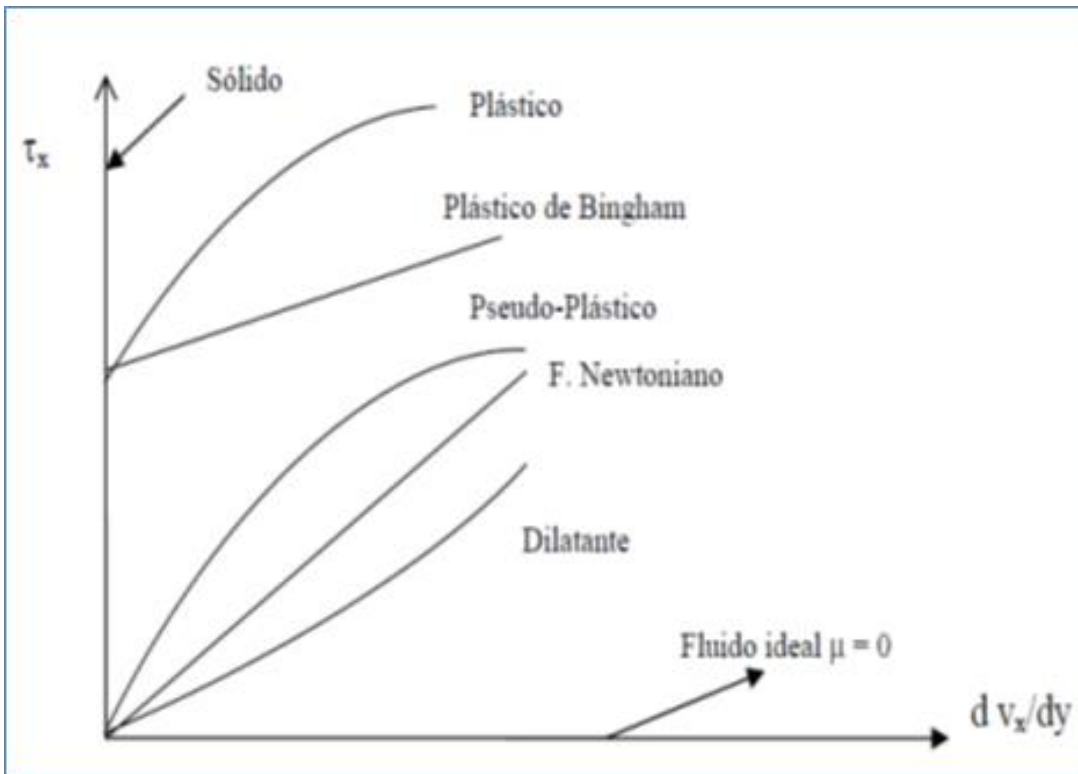
$\frac{dv_x}{dx}$: Variación de la velocidad respecto a la distancia

De acuerdo a la expresión anterior podemos hacer la siguiente clasificación de fluidos viscosos:

- Fluidos newtonianos $A=0$, $n = 1$. Satisfacen como ya hemos dicho la ley de Newton de la viscosidad, siendo $\mu = \text{cte}$. (ejemplos: aire, agua).
- Fluidos no-newtonianos. No satisfacen la ley de Newton de la viscosidad.
 - Plásticos: $A \neq 0$. El esfuerzo debe alcanzar un cierto valor para que fluyan. (ejemplo: pasta de dientes)
 - Plástico de Bingham: caso particular de plástico para el que $n = 1$. (ejemplo: pinturas).
 - Pseudo-plásticos $A=0$, $n < 1$. La viscosidad aparente disminuye al aumentar el esfuerzo. Tienen este comportamiento las disoluciones de macromoléculas y suspensiones diluidas o moderadamente concentradas (barro, leche, sangre). La viscosidad decrece porque las macromoléculas y las partículas en suspensión se alinean con el esfuerzo.

- Dilatantes $A=0$, $n>1$. La viscosidad aparente aumenta al aumentar el esfuerzo. Por lo general, tienen este comportamiento las suspensiones concentradas (disoluciones concentradas de almidón y arena mojada).

Figura 1. Esfuerzo en función de gradiente de velocidad para diferentes sustancias.



Fuente: Autores

En este tipo de material el líquido actúa como lubricando el paso de una partícula sólida sobre otra. Sin embargo, cuando el esfuerzo aumenta se pierde la propiedad lubricante y la viscosidad aumenta.

2. ROCAS SEDIMENTARIAS

2.1. INTRODUCCIÓN

Las rocas sedimentarias, denominadas por algunos autores como Secundarias se originan mediante la acumulación mecánica de minerales y fragmentos de roca por la actividad de compuestos químicos que precipitan a partir de las soluciones en las cuales se encuentran disueltos. La característica más importante de las rocas sedimentarias es que se disponen en estratos o capas unas encima de las otras formando “paquetes” o secuencias que se diferencian entre sí, por lo que se les designa con el nombre de rocas estratificadas. Las rocas sedimentarias se producen a partir de procesos de acumulación y precipitación de partículas y compuestos químicos que originan un sedimento, el cual se puede establecer en grandes cantidades de diferentes ambientes de deposición.

Posteriormente esos materiales son litificados por procesos de enterramiento y compactación, a baja temperatura y baja presión, resultando finalmente una roca sedimentaria.

Los sedimentos forman una capa superficial relativamente delgada de la corteza de la Tierra que cubre las rocas ígneas o metamórficas que las subyacen. Se ha estimado que las rocas sedimentarias constituyen un poco más del 5% de las rocas de la corteza; dentro de este porcentaje las proporciones de los tres principales tipos sedimentarios son las lutitas y arcillas 4%; areniscas 0,75% y calizas 0,25%.

2.2. PROPIEDADES DE LAS ROCAS SEDIMENTARIAS

Los procesos de formación y transporte le generan características al sedimento que luego se reflejan en la roca. Es así como el tipo de partícula, selección, textura, redondez de las partículas y las estructuras sedimentarias preservadas corresponden a propiedades que son el resultado de la historia y condición de generación del sedimento.

2.2.1. Tipo de partículas. Las rocas sedimentarias están formadas por agrupaciones de partículas denominadas sedimento. El sedimento es cualquier material sólido, en suspensión o disuelto en el agua, de origen orgánico como inorgánico e incluye: fragmentos de roca, fragmentos de minerales, minerales arcillosos, detritos de plantas, restos orgánicos marinos, material de arrecifes, residuos, lodo, sedimento piroclástico de erupciones volcánicas y sales disueltas en el agua.

2.2.2. Porosidad y Permeabilidad. Estas propiedades dan información del volumen de hidrocarburos que se puede encontrar en un yacimiento. Adicionalmente, la presencia de poros en una roca implica la disminución de su resistencia y el aumento en la tendencia a la deformación. Las areniscas y rocas carbonatadas presentan un gran rango de porosidades y otras propiedades mecánicas. Las rocas ígneas que han sido debilitadas por fenómenos climáticos presentan porosidades más altas y resistencias más bajas que aquellas que no han sufrido dichos procesos.

La porosidad \emptyset es definida como el porcentaje de espacios vacíos en una roca, es decir, la ecuación presenta esta definición:

$$\emptyset = \frac{\text{volumen de vacíos}}{\text{volumen total}} \times 100 \quad (13)$$

La relación de espacios vacíos a la materia sólida, es conocida como relación de vacíos, **e** y se expresa a través de la:

$$e = \frac{\text{volumen de vacíos}}{\text{volumen de sólidos}} \times 100 \quad (14)$$

La relación entre estas dos cantidades está dada por la ecuación

$$\phi = \frac{e}{(1+e)} \quad \text{y} \quad e = \frac{\phi}{(1-\phi)} \quad (15)$$

De acuerdo a lo anterior se puede inferir el hecho que las arcillas a pesar de tener poros mucho más pequeños que las arenas, puedan presentar mayor porosidad.

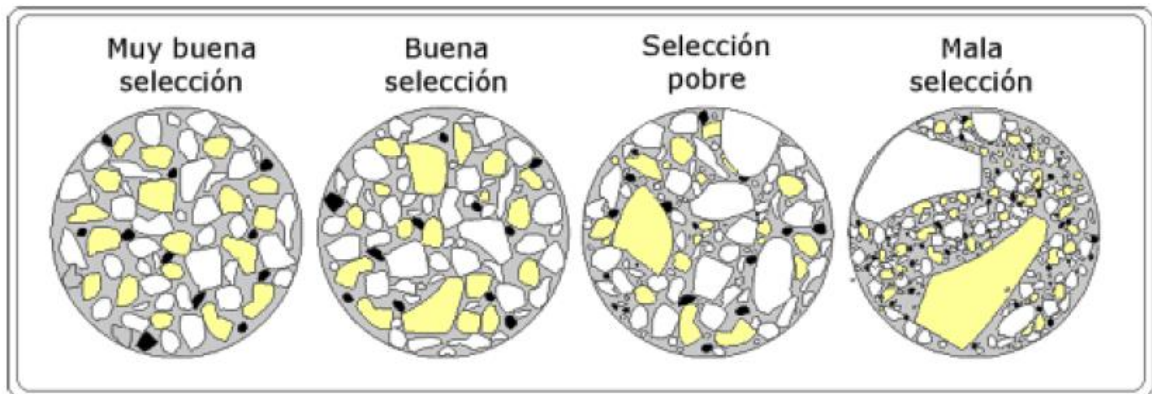
2.2.3. Densidad. Esta propiedad da alguna información sobre la consistencia de los granos. La densidad se define como la relación entre la masa y el volumen. De ahí que sea necesario diferenciar entre densidad de grano seco, saturado y neto. Entre mayor cantidad de rocas contengan densidades de grano similares, los valores de porosidad y densidad neta serán altamente correlacionables; por otro lado, una baja densidad de la roca usualmente implica una porosidad alta.

2.2.4. Resistencia. Esta propiedad refleja la presencia de compactación en la roca. De igual manera, la resistencia a la roca es influenciada por su mineralogía; por el contacto entre partículas, así como por varias propiedades de la roca.

2.2.5. Selección. Al depositar sedimentos una corriente selecciona las partículas por tamaños o por densidad separándolos y acumulándolos en sitios diferentes, ese proceso se llama selección o clasificación. Una roca es bien seleccionada cuando la mayor parte de sus partículas tienen el mismo tamaño, y mal

seleccionada cuando existen muchos tamaños de granos juntos; en la figura se observan sedimentos bien sorteados y pobremente sorteados.

Figura 2. Esquema de sedimentos pobremente sorteados y bien sorteados.



Fuente: Fundación Valero C.E.S, University of Wales. Rocas sedimentarias. 2003.

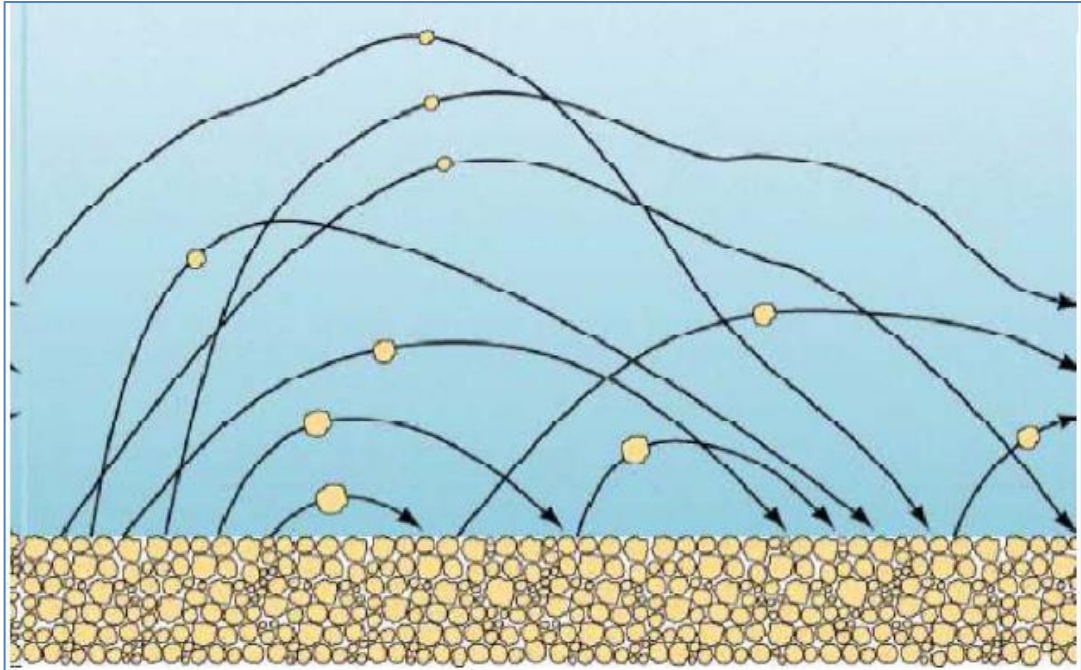
Por otro lado, cuando la roca no presenta selección seguramente se presentará más de una fracción de tamaño que se distribuye en la roca formando una matriz (el material más fino) y granos o clastos (el material más grueso); esta relación puede dar información sobre el lugar y el ambiente donde fue formada.

2.2.6. Textura. La textura de una roca sedimentaria revela la forma de depositación del sedimento, la diagénesis durante el sepultamiento y el subsecuente intemperismo cuando es levantada y expuesta a la superficie terrestre.

2.2.7. Tamaño de las partículas. Otra propiedad heredada del sedimento se refiere al tamaño de las partículas que constituyen la roca, el cual depende de la distancia de transporte: a mayor distancia menor tamaño de partículas, a menor distancia mayor el tamaño. En la figura 3 se muestra la forma como la distancia incide en el tamaño de las partículas. Los tamaños de partículas sedimentaria varían desde unos pocos micrones hasta guijarros de varios centímetros de

diámetro; y generalmente se agrupan en tres poblaciones de tamaño: las gravas (partículas mayores a 2mm), arenas (entre 1/16 y 2mm) y lodos (<1/16 mm).

Figura 3. Efecto de tamaño y redondez de sedimentos. Fuente: Sedimentología aplicada al control de arena. José Ramón Pérez, Schlumberger Completions. Bucaramanga, 30 de abril de 2009.



Fuente: Fundación Valero C.E.S, University of Wales. Rocas sedimentarias. 2003

La grafica anterior nos muestra que a mayor distancia de transporte de las rocas menor va a ser su tamaño y su redondez va a ser mayor.

Dependiendo de las fracciones que predominan en una roca se generarán los conglomerados, areniscas o lodolitas si las fracciones son gruesas, finas o muy finas, respectivamente. Para determinar el tamaño de grano se utiliza una escala de tamaño denominada escala de Wentworth, la cual tiene en cuenta parámetros como el diámetro de partícula en mm, nombre de la población y fracciones de sedimento no consolidado y el correspondiente de la roca clástica generada después de la litificación. Esta escala se muestra en la tabla 2:

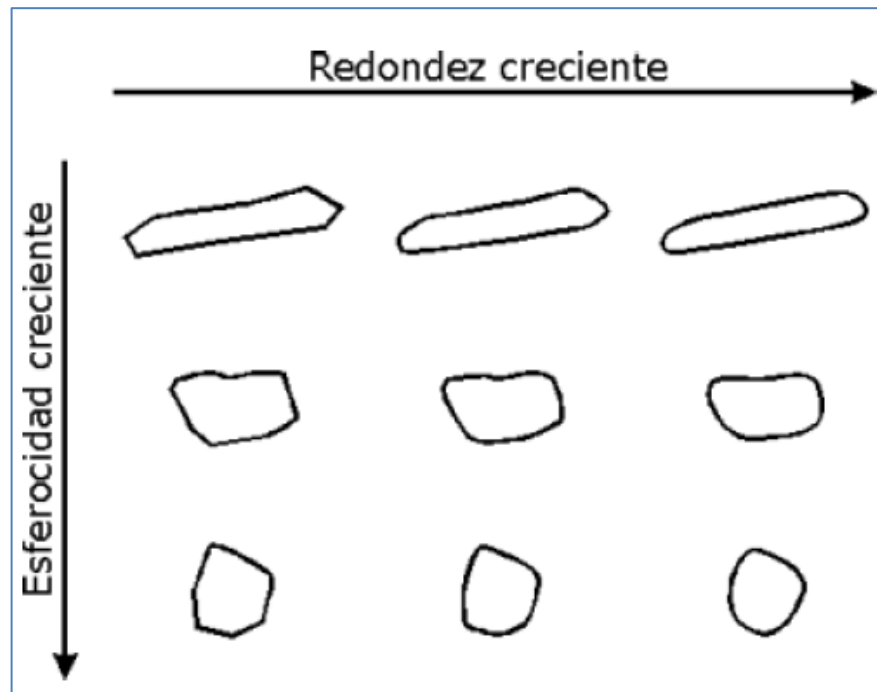
Tabla 2. Escala de Wentwort para clasificar rocas clásticas por textura.

Diámetro Part. Mm	Nombre fracción	Nombre Población	Nombre de la roca Generadora
64	Guijarros	GRAVAS	CONGLOMERADO
4	Guijas		
2	Granulos		
	Arena Muy Gruesa		
1	Arena Gruesa	ARENAS	ARENISCAS
	Arena Media		
0,5	Arena Fina		
	Arena Muy Fina		
0,25	Limo		
0,125	Arcilla		LIMOLITAS
0,0625		LODOS	ACILLOLITAS
0,0039			

Fuente: Manual de Laboratorio: Geología Física 2005. Universidad Industrial de Santander. p.63.

2.2.8. Forma de las partículas rocas sedimentarias: La forma de las partículas de una roca sedimentaria se puede describir en relación con su esfericidad y su redondez. La esfericidad mide qué tan cerca la forma del grano está a la de una esfera. De acuerdo a lo anterior, se puede presentar una esfericidad alta o baja. Entre tanto, la redondez se refiere al grado de angulosidad o curvatura de las esquinas o bordes de un grano o partículas de las rocas sedimentarias y representa el grado de desgaste sufrido durante el transporte. El incremento en la redondez es producto del desgaste por rozamiento entre partículas a medida que ocurre su transporte.

Figura 4. Forma de rocas sedimentarias a partir de la esfericidad y redondez presente.



Fuente: <http://profesores.sanvalero.net/~w0548/sedimentarias.html>,2003.

2.3. TIPOS DE SEDIMENTO Y ROCAS FORMADAS

De acuerdo al tipo de sedimento y a los procesos por los que son formadas, comúnmente se han distinguido tres familias principales de rocas sedimentarias:

Rocas sedimentarias Clásticas o detríticas.

Rocas sedimentarias Químicas.

Rocas sedimentarias Organogénicas.

No obstante, estos grupos no están precisamente definidos, ya que pasan Imperceptiblemente de un grupo a otro, debido a que los factores que han contribuido a la formación de una roca en particular, pueden ser múltiples. Por lo

tanto, se encuentran dificultades para incluir algunas rocas en cualquiera de los tres grupos en mención, resultando orígenes combinados. Para efectos de esta investigación se hará enfoque en las Rocas Clásticas.

- **Facies:** En cualquier momento dado pueden formarse variados tipos de depósitos en diferentes ambientes, tales como los depósitos marinos, continentales y lacustres. La caracterización de una formación en particular suministra información acerca de los materiales que la componen, sus texturas, fósiles contenidos y otros caracteres. Todos estos rasgos juntos distinguen una roca y son conocidos como sus facies y de ellos se obtienen deducciones acerca del ambiente en que fue formada la roca.
- **Ambientes de depositación:** La composición y texturas de las rocas sedimentarias están controladas por los procesos que han operado durante su formación; y estos procesos, a su vez, son gobernados por el ambiente bajo el cual tiene lugar la sedimentación. Se han identificado 3 ambientes principales; como lo son el continental, el de plataforma marina y el de mar abierto profundo.

2.3.1. Rocas Clásticas. En las rocas clásticas, (clastos = partículas), el sedimento, está compuesto de fragmentos que han sido generados a partir de rocas preexistentes (material parental) y han sido transportados mecánicamente rodando, saltando o en suspensión, ya sea por agua, hielo, viento o por fuerza de gravedad. Con base en el porcentaje de partículas de grava, lodo, arena o arcillas, las rocas clásticas pueden clasificarse según la predominación de uno de esos tamaños. De acuerdo a lo anterior, se observa que en las areniscas predomina el tamaño de partícula tipo arena, el cual es más pequeño que el tamaño de partícula tipo grava (el constituyente de los conglomerados); además pueden ser arrastradas a distancias considerables desde su lugar de origen ya sea por el

viento o por el agua, y depositadas en lugares en que estas corrientes pierden velocidad.

El componente principal de las areniscas son los granos de cuarzo, por su resistencia a la alteración química y su dureza, los que terminan por presentar buena redondez si se acumulan lejos de su lugar de origen (mayor tiempo de transporte). Las areniscas se depositan hoy en día a lo largo de ríos de poca velocidad, en deltas, en playas, en áreas de dunas y en el fondo del mar de áreas cercanas a la desembocadura de ríos. De manera similar, Atterberg propuso una escala de división de arenas de acuerdo al tamaño de partícula la cual es utilizada para la descripción del tamaño de grano de este tipo de rocas sedimentarias y se presenta en la tabla 3.

Tabla 3. Escala de Atterberg utilizada para clasificación del grado de la arena.

Atterberg	
Tamaño	Grado
2 mm	Grano Grueso
0,6 mm	Grano Medio
0,2 mm	Grano Fino
0,06 mm	

Fuente: BLYTH, F.G.H. Geología para ingenieros. México: Compañía Editorial Continental, 1998. p.174.

En la tabla 4 se muestra una clasificación de las rocas sedimentarias siliclásticas.

Tabla 4. Clasificación de las rocas sedimentarias siliclásticas basada en sus propiedades físicas.

Composición	Tamaño de grano	Otras propiedades	Nombre de la roca			
Principalmente: Cuarzo Feldespatos Fragmentos de roca Minerales Arcilla Oxidos de hierro	Gravas (gránulos, guijos, guijarros) >2mm	Granos subredondeados a redondeados	CONGLOMERADO			
		Granos Angulares	BRECHA SEDIMENTARIA			
	Arenas 1/16 a 2 mm	Compuestos de granos de cuarzo principalmente	CUARZOARENITA		ARENITAS	
		Compuesta de granos de feldespato principalmente	ARCOSA			
		Compuesta de fragmentos de roca principalmente	LITARENITA			
		Mezclada con mucha matriz de lodo	GRAWACA			
	Lodos Limos 1/256 – 1/16 mm Arcillas <1/256 mm	Limos 1/256 – 1/16 mm	No físil y compacta	LIMOLITA		LODOLITAS
			Físil, se deshoja fácilmente	LUTITA FISIL O SHALE		
		Arcillas <1/256 mm	No físil y compacta	ARCILLOLITA		
			Físil, se deshoja fácilmente	ARCILLOLITA FISIL O SHALE		

Fuente: Manual de Laboratorio: Geología Física 2005. (Tomado de Busch R. y Tasa D., 1993). Universidad Industrial de Santander. p.66

3. GENERALIDADES DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

3.1. INTRODUCCIÓN

La producción de arena ocurre cuando parte del material perteneciente a la formación viaja del yacimiento al pozo y a la superficie, junto con los fluidos producidos. Este material comúnmente denominado arena, se define como todo partícula con un rango de tamaño entre 2 y 0.0625 mm de diámetro.

3.2. ORIGEN DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA.

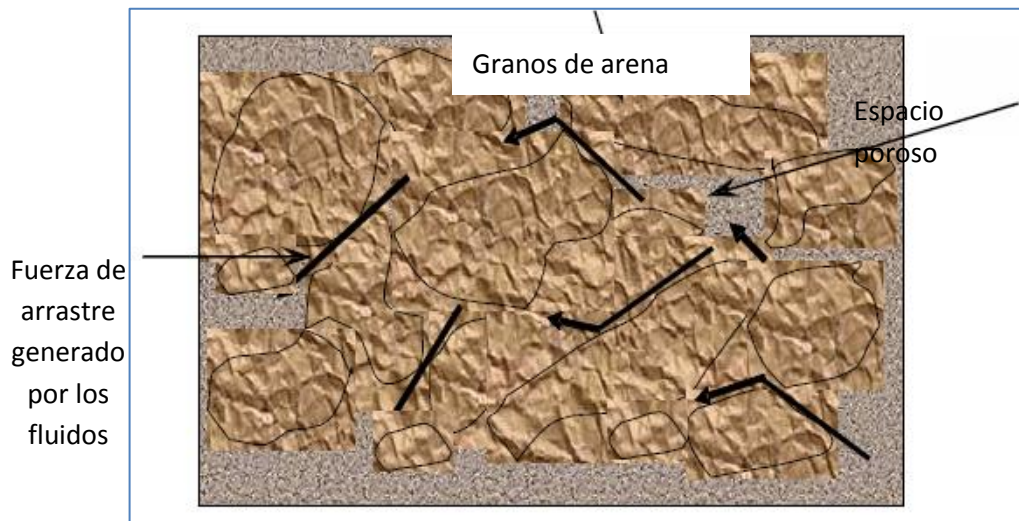
Las condiciones que pueden originar la producción de arena y el estado en que probablemente se encuentra la formación detrás de la tubería de revestimiento, la producción de dicha arena, se determina en base a varios factores. Estos factores deben describir tanto la naturaleza del material de la formación que se produce, como las fuerzas que ocasionan la falla en la estructura de la misma, siendo ellos principalmente los siguientes:

- Cantidad y tipo de cemento que mantiene la cohesión entre los granos.
- Fuerzas de fricción existentes entre los granos.
- Presión del fluido en los poros de la roca.
- Fuerzas de presión capilar.

El fenómeno de arenamiento tiene su origen cuando los esfuerzos desestabilizadores (esfuerzos de arrastre y gradientes de presión) son mayores que la resistencia mecánica de la formación, tal como se observa en la Figura 5. Cuando esto ocurre se origina una inestabilidad, que causa el desprendimiento del material de la formación. Este desprendimiento puede ser en forma de granos

individuales de arena, que se producen continuamente, o pedazos enteros de la formación.

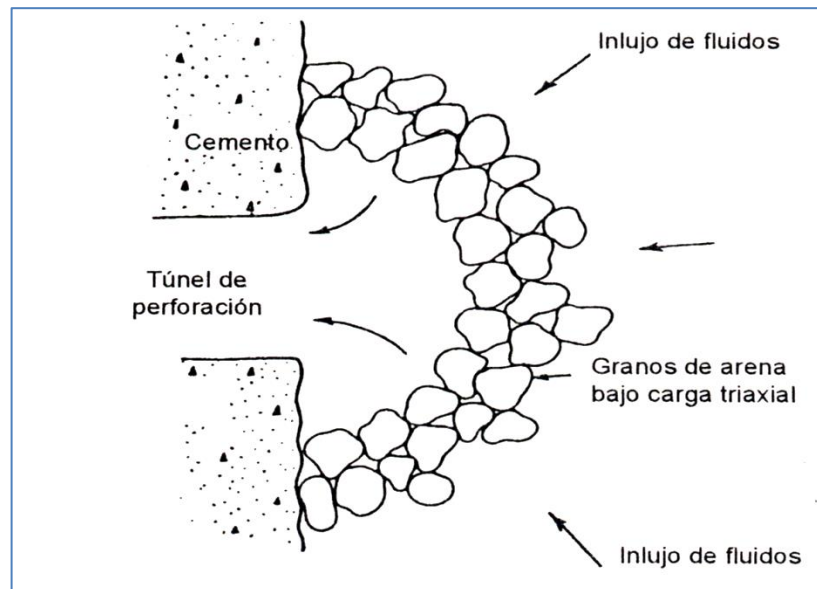
Figura 5. Movimiento de los granos de arena causados por esfuerzos desestabilizadores.



Fuente: factibilidad de uso del diseño de empaque con grava para el control de arenas en los pozos del campo posa, golfo de Paria; Salcedo. Z. Jesús R; Puerto La Cruz Venezuela 2011

3.2.1. Arcos de arena. Después que se inicia la producción de arena, en ocasiones se forma un arco (Figura 6) en la zona que rodea los cañones, el cual debe poseer resistencia suficiente como para sustentar y soportar las cargas generadas por el efecto de los esfuerzos verticales. En determinadas condiciones, puede tolerarse la producción de una cantidad limitada de arena, permitiéndose el desarrollo de un arco de arena, tras lo cual cesaría la producción de arena de formación, debido a que se crearía filtro natural en la cara de las perforaciones que evitaría el paso de los granos a través de él.

Figura 6. Arco de arena, controla 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.

3.3. PRODUCCIÓN DE FINOS

Ocasionalmente el fenómeno de migración de finos es confundido con el fenómeno de arenamiento. Con la palabra finos se definen aquellas partículas que pasan a través del tamiz #200, que son partículas con tamaño menor a 0.074 mm (74micras).

Los finos están compuestos por limos, partículas con tamaños entre 0.074-0.002 mm, y por arcillas, partículas con tamaños menores de 0.002 mm.

El problema de arenamiento es radicalmente distinto al problema de migración de finos, desde el punto de vista del mecanismo que causa el desprendimiento de las

partículas, aunque ambos están relacionados con el transporte de partículas desde la formación hacia el pozo.

El desprendimiento de partículas en el arenamiento es causado por una interacción entre los fluidos y sólidos de la formación, debido a las fuerzas de arrastre y gradientes de presión que actúan sobre el esqueleto del mineral.

La migración de finos es causada, principalmente, por una interacción química entre los fluidos y sólidos de la formación, como consecuencia de cambios químicos que ocurren en los fluidos originando el desprendimiento de partículas de arcillas; caso distinto es el de los limos, los cuales no se separan de la formación, debido a que los mismos no reaccionan con los fluidos y sólidos de la formación. Las partículas de arcilla migran y pueden causar taponamiento de los poros, aumentando considerablemente el daño a la formación. Muchas veces la migración de finos y el arenamiento están relacionados, ya que al movilizarse las partículas de finos se pueden crear espacios lo suficientemente grandes, como para que se muevan partículas de arena.

3.4. FACTORES QUE AFECTAN LA PRODUCCIÓN DE ARENA

Los esfuerzos desestabilizadores y la resistencia mecánica de la formación pueden ser afectados sustancialmente por las operaciones tradicionales de pozos, tales como perforación, completación, producción y estimulación. Por lo tanto, para poder analizar el fenómeno de arenamiento en toda su amplitud, se debe analizar todas aquellas operaciones que puedan incidir sobre los esfuerzos desestabilizadores y la resistencia mecánica de la formación. En tal sentido, dichas operaciones pueden disminuir sustancialmente la resistencia mecánica de la formación, y/o aumentar las velocidades de los fluidos, generando esfuerzos de arrastre excesivos.

A las actividades de pozos que pueden causar arenamiento ya mencionadas se le suman las siguientes: cementaciones, cañoneos, cambios en las tasas de bombeo (arranque y parada de pozos) y estimulaciones, y cambios en la ratas de producción (aumento de estranguladores), alta producción de gas.

3.5. CAUSAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

Para considerar el control de arena, o el control de sólidos de la formación, se debe diferenciar entre la presión de carga de los sólidos y las partículas finas, éstas normalmente no son consideradas parte de la estructura mecánica de la formación. Si los finos se mueven libremente a través de los canales de la arena gruesa, ellos no taponaran el canal. Así, el “control de arena” realmente se refiere al control de la sobrecarga de las partículas. La tasa de arena que sea superior de 0.1% (volumétrico) normalmente puede ser considerada excesiva, pero dependiendo de las circunstancias, el límite práctico podría ser mucho más bajo o superior.

El material solido que se produce en un pozo consta tanto de finos de formación, como de sólidos que soportan la carga. Generalmente, la producción de finos no puede evitarse, es preferible que los finos se desplacen libremente, a través de la formación o de un empaque con grava instalado.

El factor crítico para evaluar el riesgo de producción de arena de un pozo en particular, consiste en definir si la producción de partículas que soportan la carga puede mantenerse por debajo de un nivel aceptable a las tasas de flujo y condiciones de producción que, de acuerdo a lo previsto, harán que la producción del pozo sea rentable.

La lista que se presenta a continuación resume muchos de los factores que inciden en la tendencia de un pozo a producir arena, los cuales se pueden clasificar en dos categorías: efectos del flujo de fluidos y efectos de la resistencia de la roca:

- Flujo de fluidos.
- Factores geográficos y geológicos.
- Perforación en zonas tectónicamente activas.
- Grado de consolidación.
- Reducción de la presión de poro.
- Tasa de producción.
- Viscosidad del fluido del yacimiento.
- Aumento de la producción de agua.
- Cambios bruscos de Draw Down.
- Zonas de Cañoneo.

3.5.1. Flujo de fluidos. Las tensiones que en su mayoría tienden a causar la producción de arena usualmente son las que derivan del flujo del fluido, que es proporcional a la caída de presión entre el pozo y el yacimiento. El arrastre relaciona la fuerza impartida por el flujo de fluido a la velocidad y a la viscosidad del fluido. Si la arena es mojada por agua o petróleo se puede afectar su tendencia a ser producida. Las uniones intergranular proporcionan restricciones entre los mayores esfuerzos y las tensiones. Por esta razón, la tasa de un pozo y el grado de consolidación natural en la formación influyen en el arenamiento.

3.5.2. Factores geográficos y geológicos. La producción de arena ha sido experimentada en casi todas las áreas del mundo dónde la tasa de petróleo o de gas proviene de los yacimientos de areniscas; por lo tanto, el problema es mundial. La producción de arena es muy común en los yacimientos de la Edad

Terciaria, debido a que estos yacimientos son geológicamente jóvenes y normalmente se localizan a profundidades relativamente bajas, no han logrado compactarse y tienen cementación intergranular muy pobre.

3.5.3. Perforación en zonas tectónicamente activas. Los pozos perforados se hicieron de manera vertical con pequeñas desviaciones, en los últimos pozos perforados se ha observado alta producción de arena ya que al momento de ser perforados tuvieron una desviación en mismo sentido del buzamiento del yacimiento en zonas tectónicamente activas, formación geológica reciente con presencia de fracturas naturales; a través de trayectorias complicadas, donde se realiza una selección no adecuada de las condiciones de perforación tales como trayectoria de pozo (inclinación y azimut), ángulo de ataque, y/o densidad del lodo que permitieron el aumento de esfuerzos desestabilizadores mayores que la resistencia mecánica de la formación.

3.5.4. Grado de consolidación. La capacidad de mantener túneles de perforación abiertos depende estrechamente del nivel de cohesión existente entre los granos de arena. La cementación de la arenisca suele constituir un proceso geológico secundario y, por lo general, los sedimentos más antiguos tienden a estar más consolidados que los más recientes. Esto significa que la producción de arena constituye normalmente un problema cuando se origina informaciones sedimentarias Terciarias que son superficiales y geológicamente más jóvenes.

3.5.5. Reducción de la presión de poro. La presión del yacimiento sustenta parte del peso de la roca suprayacente, a medida que se agota la presión del yacimiento a lo largo de la vida productiva de un pozo, se pierde parte del soporte que poseía la roca suprayacente. La disminución de la presión del yacimiento genera una cantidad creciente de esfuerzo en la arena de formación. En un momento determinado, los granos de arena de formación podrían separarse de la matriz o triturarse, lo cual generaría finos que se producen conjuntamente con los finos del

pozo. La compactación de la roca yacimiento por reducción de la presión de poro puede ocasionar el fenómeno de subsidencia de la superficie.

3.5.6. Tasa de producción. La producción de fluidos de yacimiento genera un diferencial de presión y fuerza de arrastre friccional que pueden combinarse para vencer la resistencia a la compresión de la formación. Esto significa que existe una tasa de flujo crítica para la mayoría de los pozos por debajo de la cual el diferencial de presión y las fuerzas de arrastre friccional no son lo suficiente grandes como para exceder la resistencia a la compresión de la formación y ocasionar la producción de arena. La tasa de flujo crítica de un pozo podría determinarse aumentando lentamente la tasa de producción hasta que se detecte producción de arena.

3.5.7. Viscosidad del fluido del yacimiento. La fuerza de arrastre friccional que se ejerce sobre los granos de arena de la formación es creada por el flujo de fluido del yacimiento. Dicha fuerza es directamente proporcional a la velocidad del flujo de fluido y la viscosidad del fluido de yacimiento que está produciendo. La fuerza de arrastre friccional sobre los granos de arena de la formación es mayor en el caso de fluidos de yacimientos de elevada viscosidad, en comparación con los de viscosidad baja. La influencia del arrastre por viscosidad induce la producción de arena en yacimientos de crudo pesado, donde se encuentran crudos altamente viscosos de poca gravedad incluso a velocidades de flujo bajas.

3.5.8. Aumento de la producción de agua. La producción de arena podría incrementarse o iniciarse cuando comience a producirse agua o aumente el corte de agua debido, posiblemente, a dos razones. En primer lugar, en el caso de una formación de arenisca mojada en agua, parte de la cohesión existente entre los granos se deriva de la tensión superficial del agua de formación que rodea a cada grano. Al inicio de la producción del agua, el agua de formación tiende a mezclarse con el agua connata, lo que disminuye las fuerzas de tensión superficial

y, por ende, la cohesión intergranular. Se ha demostrado que la producción de agua restringe severamente la estabilidad del arco de arena que rodea una perforación, lo que a su vez da inicio a la producción de arena. El segundo mecanismo mediante el cual la producción de agua afecta la producción de arena está asociado a los efectos de la permeabilidad relativa. A medida que aumenta el corte de agua, disminuye la permeabilidad relativa al crudo, por lo cual se requiere un diferencial de presión mayor para producir crudo a la misma velocidad. Todo aumento del diferencial de presión en la zona cercana a la cara de la arena de formación genera una fuerza de cizallamiento mayor en los granos de arena de la formación. También en este caso, el aumento de los esfuerzos puede desestabilizar el arco de arena alrededor de cada perforación y, por ende, iniciar el proceso de producción de arena.

3.5.9. Cambios bruscos en el Draw Down. Originan proceso de arenamiento por la producción de cargas cíclicas que llevan a la fatiga de la formación.

3.5.10. Zonas cañoneadas. Lineadas en las zonas de mayor concentración de esfuerzos que sobrepasa la resistencia de la formación.

3.5.11. 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.

3.6. EFECTOS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

Los efectos de la producción de arena son casi siempre perjudiciales para la productividad a corto y/o a largo plazo del pozo. Si bien algunos pozos experimentan una producción de arena dentro de límites “manejables”, estos pozos constituyen la excepción y no la regla. En la mayoría de los casos, tratar de

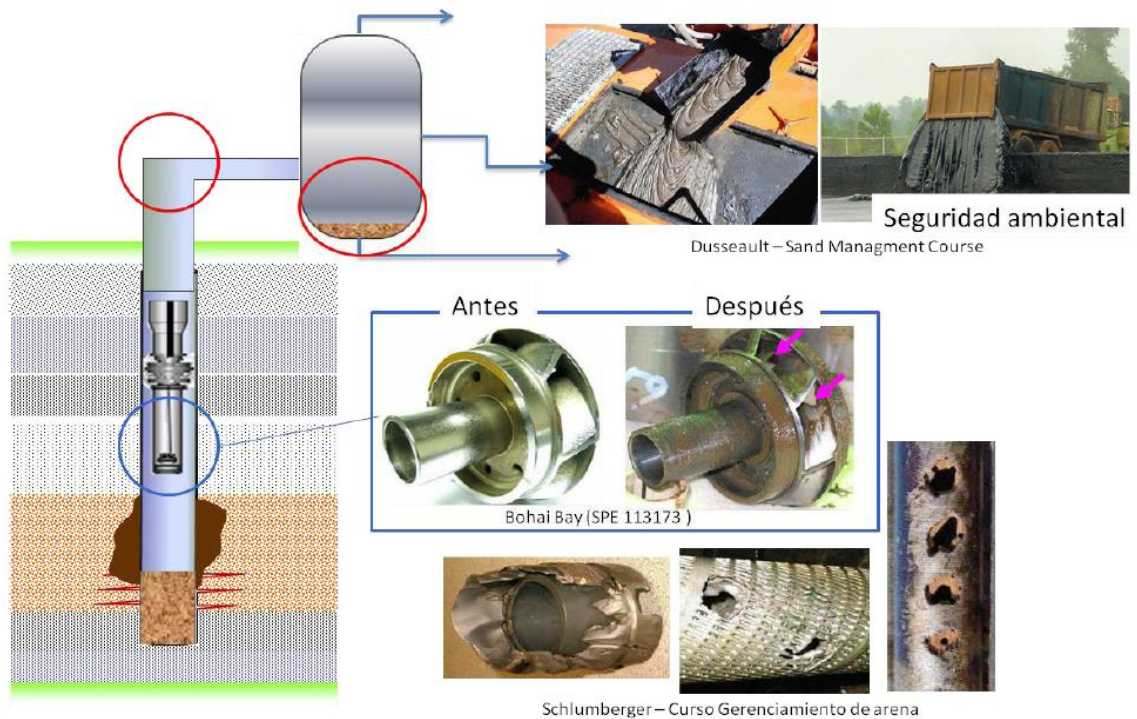
manejar los efectos de una producción severa de arena a lo largo de la vida del pozo no representa una opción operativa económicamente.

Algunos efectos son:

3.6.1. Acumulación en los equipos de superficie. Cuando la velocidad de producción es lo suficientemente rápida para transportar arena hacia arriba por la tubería de producción o por el uso de sistemas PCP o Gas Lift, esta arena se queda atrapada en el separador, la caldera o la tubería de producción. Si el volumen de arena que permanece atrapada en alguna de estas áreas es suficientemente grande, será necesario efectuar una limpieza para que el pozo pueda producir eficazmente. Con el fin de restablecer la producción, habrá que cerrar el pozo, abrir el equipo de superficie y extraer manualmente la arena. En este caso, no solo deberán considerarse los costos de limpieza, sino también aquellos que genera el diferimiento de la producción.

3.6.2. Erosión del equipo de fondo y de superficie. En pozos altamente productivos, los fluidos que circulan a gran velocidad y transportan arena pueden erosionar excesivamente tanto el equipo de fondo como el equipo de superficie, lo que implica la necesidad de efectuar trabajos frecuentes de mantenimiento para reemplazar los equipos dañados. La Figura 7, muestra una fotografía de los daños ocasionados por la erosión en equipos de superficie y subsuelo.

Figura 7. Daños a lo largo del pozo



Fuente: Presentación Grupo de estabilidad de pozo, Ariza Gustavo y Ariza Cristian, 2010.

3.6.3. Acumulación en el fondo. Cuando la velocidad de producción no es suficientemente elevada como para arrastrar arena hasta la superficie, esta queda bloqueada en la tubería de producción o cae y empieza a llenar en interior de la tubería de revestimiento. Tarde o temprano, el intervalo productor podría quedar totalmente cubierto de arena. Cualquiera sea el caso, la tasa de producción disminuirá hasta que el pozo este totalmente arenado y la producción se detenga. En situaciones como ésta, se requiere adoptar medidas correctivas para limpiar el pozo y restablecer la producción. Ver figura 8.

Figura 8. Sand Control Halliburton (2005).



Fuente: Autores

3.6.4. Colapso de la formación. Los fluidos producidos podrían arrastrar consigo grandes volúmenes de arena hacia el pozo. Si la velocidad de producción de arena es suficientemente elevada y el proceso se extiende por un lapso largo de tiempo, se desarrollará un vacío detrás de la tubería de revestimiento, el cual continuara ampliándose grande, La lutita suprayacente o la arena de formación que se encuentra por encima de dicho vacío podría colapsar hacia él, debido a la falta de material que proporcione soporte. Cuando se produce este colapso, los granos de arena se reordenan hasta crear un nivel de permeabilidad inferior al que originalmente existía. Esto resulta especialmente cierto en el caso de una arena de formación que posea un contenido elevado de arcilla o una amplia variedad de tamaños de grano. En una arena de formación que tenga una distribución reducida de tamaños de grano y/o muy poco contenido de arcilla, el reordenamiento de los granos modificara la permeabilidad de una forma que podría resultar menos evidente. Cuando colapsa la lutita suprayacente, es probable que se pierda totalmente la productividad. El colapso de la formación reviste particular relevancia el material de la misma llena total o parcialmente los túneles de perforación. Incluso una cantidad pequeña de material de formación que llene los túneles de perforación incrementara significativamente la caída de presión a través de la formación cerca del pozo.

4. MÉTODOS DE GERENCIAMIENTO DE LA ARENA DE FORMACIÓN.

4.1. MECANISMOS QUE PERMITEN DETERMINAR LA NECESIDAD DE APLICAR GERENCIAMIENTO DE LA ARENA.

La dificultad que implica determinar si un pozo requiere o no de un mecanismo de gerenciamiento de arena se incrementa cuando el mismo se perfora en un área donde existe poca o ninguna experiencia de producción y donde los diversos factores de yacimiento son ligeramente distintos de los que se manifestaron en regiones explotadas con anterioridad. Incluso cuando las propiedades del yacimiento y la formación son prácticamente idénticas a otras explotaciones, las condiciones operativas y los riesgos podrían exigir la utilización de estrategias distintas.

El procedimiento general que sigue la mayoría de los operadores que deben determinar si el gerenciamiento de la arena es necesario o no, consiste en definir la dureza de la roca de formación. Dado que la resistencia a la compresión de la roca se expresa en las mismas unidades que el diferencial de caída de presión o drawdown del yacimiento, los dos parámetros pueden compararse, para así establecer límites de drawdown para cada pozo.

La porosidad de una formación puede utilizarse como orientación para determinar la necesidad de aplicar el gerenciamiento de la arena. Si la porosidad de la formación es superior al 30%, las posibilidades de que se requiera el gerenciamiento de la arena son mayores, mientras que, si por el contrario, la porosidad es inferior al 20%, las probabilidades de que se necesite dicho control son menores. El intervalo de porosidad comprendido entre el 20-30 % es el que suele plantear incertidumbre. Intuitivamente, se asocia la porosidad al grado de

cementación existente en una formación, por lo que las razones que justifican la utilización de esta técnica son comprensibles.

El diferencial de caída de presión asociado con la producción puede ser un indicador del potencial de producción de arena de formación. No puede haber producción de arena con bajos diferenciales de presión alrededor del pozo, mientras que con altos diferenciales de presión se puede causar la producción de material de formación a niveles inaceptables.

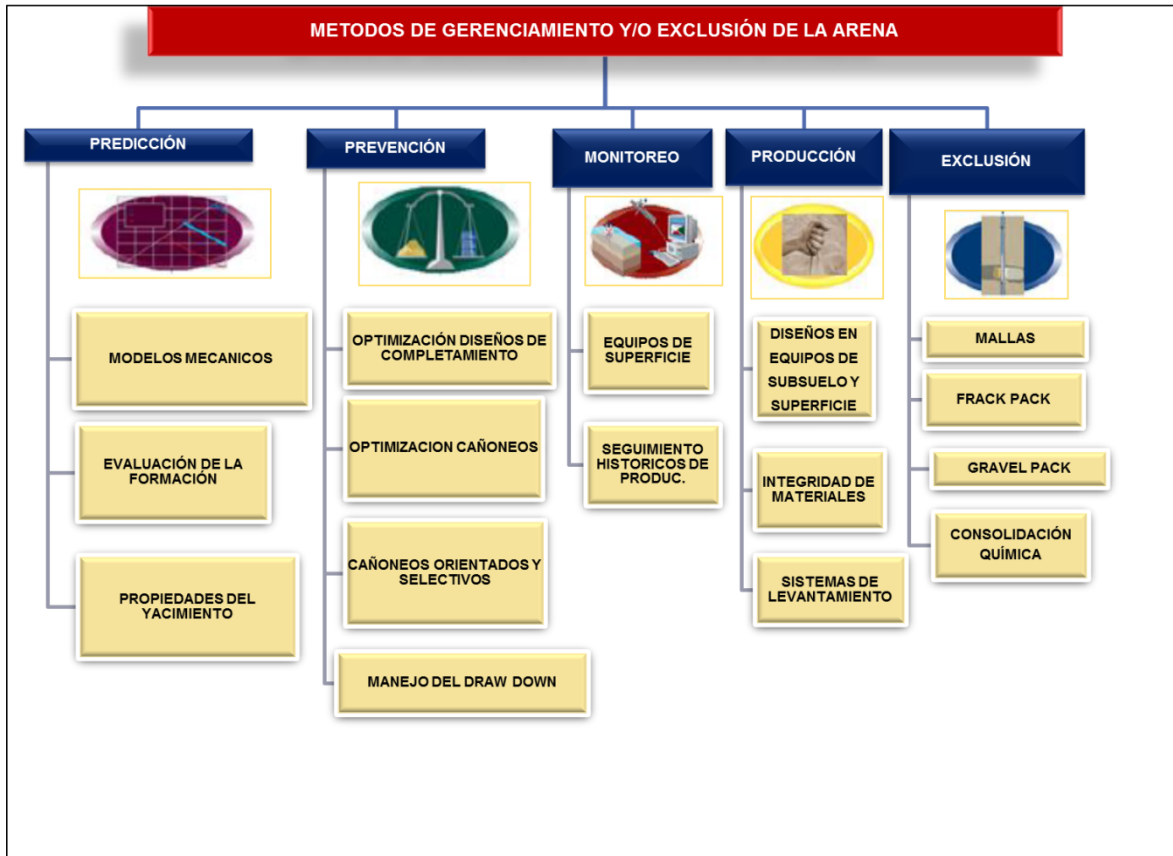
La cantidad del diferencial de caída de presión esta normalmente asociada con la permeabilidad de la formación y con la viscosidad de los fluidos producidos. Los fluidos de baja viscosidad como el gas experimentan diferenciales de caída de presión bajos, contrario al diferencial de presión que estaría asociado con un fluido de 1000 Cps, producido en el mismo intervalo. Por lo tanto, una producción de arena alta esta usualmente asociada con fluidos viscosos.

En el desarrollo de las actividades de explotación de hidrocarburos a escala mundial, a medida que los yacimientos se han agotado, se ha experimentado un incremento en los problemas asociados con la productividad de los pozos.

4.2. TÉCNICAS DE GERENCIAMIENTO DE LA ARENA DE FORMACIÓN.

A través del tiempo se han desarrollado y madurado diferentes tecnologías y metodologías de exclusión y/o Gerenciamiento de arena. En la Figura 9 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 9. Métodos de Gerenciamiento y/o Exclusión de arena



Fuente: Mauel G. Jaimez et al, Metodología de gerenciamiento y/o exclusión de arena, Grupo gerenciamiento de arena, ECOPELROL ICP 2010.

4.2.1. 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.

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

4.2.3. Monitoreo. Se puede realizar de la siguiente forma:

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

4.2.4. 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.

- Manejo de la arena producida.
 - ✓ Control de la tasa de flujo.
 - ✓ Desarenadores

4.2.5. Exclusión. Implementar técnicas que eviten la producción de arena esto es manejado con tecnologías de fondo tales como:

- Exclusión de la arena producida
 - ✓ Mecánicos.
 - ✓ Químicos.
 - ✓ Combinados (químicos y mecánicos).

4.2.6. El método de gerenciamiento seleccionado depende de los siguientes factores:

- **Económico:** Considerar el costo inicial del tratamiento y este efecto sobre la producción.
- **Antecedentes históricos:** Análisis de la vida productiva del yacimiento y del pozo
- **Aplicabilidad:** Grado de dificultad en la aplicación del tratamiento.
- **Duración del servicio:** Estimación de producción libre de arena y de tasa de frecuencia para la repetición del tratamiento

4.3. EXCLUSIÓN DE LA ARENA.

4.3.1. Métodos Mecánicos

4.3.1.1. Forro Ranurado o rejilla sin empaque con grava:

- Ofrecen una vida productiva corta.
- Su taponamiento es muy factible.
- En hoyo abierto, en formaciones no consolidadas se puede producir colapsamiento al producir el pozo.
- No es recomendable el uso de forro y rejilla sin empaque, ya que el 10 % de la arena producida es menor que las aperturas de la mayoría de las rejillas comerciales.

4.3.1.2. Empaque con grava externo (hoyo desnudo)

- A hoyo desnudo la productividad es mayor que en hoyo revestido, debido a una mayor área de flujo alrededor de la rejilla.
- Los pozos a hoyo desnudo producen por periodos mayores en comparación con hoyo revestido (especialmente en pozos con altas tasas y/o alta viscosidad).
- En pozos con hoyo ampliado se puede colocar una mayor capa de grava, incrementando el área de flujo en la vecindad del pozo.
- Recomendado en formaciones no/semiconsolidadas.

4.3.1.3. Empaque con grava interno (hoyo revestido)

- Existe un ahorro del tiempo de taladro.
- Permite completación en varias zonas.
- No requiere de un programa especial de perforación.
 - ✓ Posibilidad de utilizar cuatro variables de este Método:
 - ✓ Empaque con grava convencional.
 - ✓ STIMPAC
 - ✓ Empaque con alta tasa de agua
 - ✓ PERFPAC

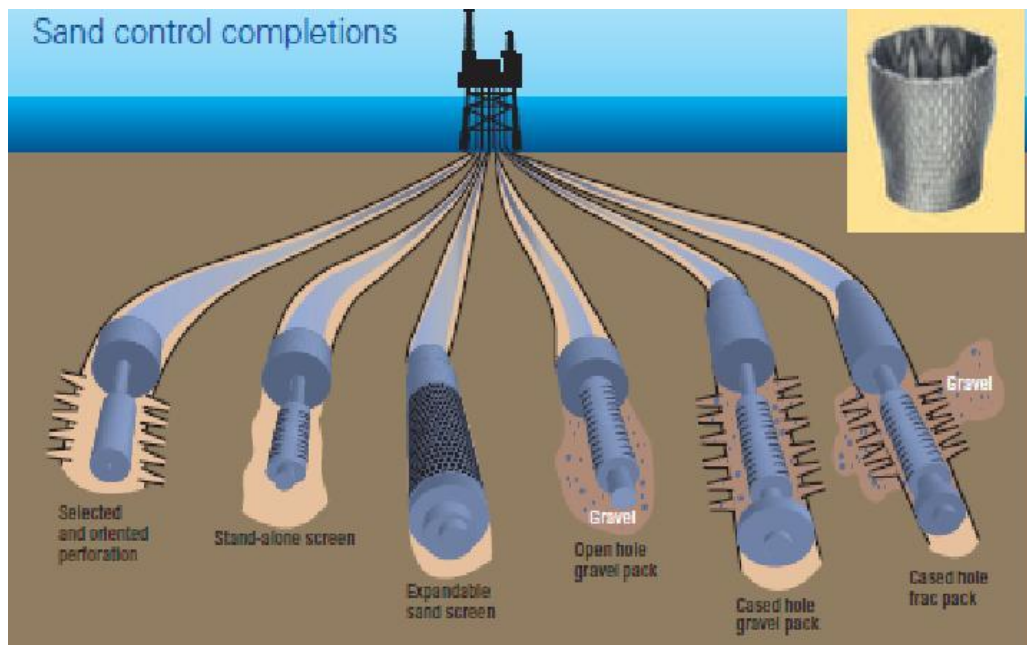
4.3.1.4. Empaque con grava a través de la tubería de producción.

- Permite instalar el control de arena en un pozo productor sin tener que sacar la completación.
- Es necesario conocer las dimensiones del tubing y del casing, así como las restricciones mínimas dentro del pozo.
- Recomendable en pozos de baja producción donde los costos asociados al taladro sobrepasan el límite económico.

4.3.1.5. Rejillas Pre-empacadas.

- Se utiliza grava o arena revestida de resina, como parte de la propia rejilla.
- Son diseñadas para su uso en aplicaciones de empaque con grava, como un mecanismo de mayor seguridad en el caso que falle el empaque.
- Las aplicaciones de la rejilla pre-empacada incluyen cualquier situación donde se espera encontrar dificultades en el empaque con grava (Zonas largas, pozos muy desviados, formaciones estratificadas heterogéneas y en pozos horizontales largos). Ver figura 10.

Figura 10. Métodos Mecánicos de control arena.



Fuente: Sand control V.S. Solids control equipments GN (2011)

4.3.2. Métodos Químicos. Consiste en utilizar químicos y resinas inyectadas en formaciones poco consolidadas para restituir el material cementante de la matriz.

4.3.2.1. Consolidación Plástica: Se bombea la resina dentro de la formación para recubrir los granos y endurecerlos, incrementando la fuerza cohesiva de la formación cercana al hoyo. (Forma artificialmente una arena consolidada).

Consideraciones de uso:

- Buena cementación primaria.
- Densidad de cañoneo de 4tpp mínimo.
- Contar con sistemas limpios.
- Realizar un preflujo de etapas múltiples. (Limpiar y abrir las perforaciones para disolver o estabilizar las arcillas)

Ventajas:

- Aumenta la resistencia de la formación.
- Permite que el pozo quede completamente abierto.
- Es apropiada para aplicaciones a través de tuberías (tubing).

Desventajas:

- Disminuye la permeabilidad de la formación.
- Dificultad para colocar los químicos y la resina en la formación.
- No es eficientes en formaciones con cavernas.
- Tienden a ser muy costosos.
- No funcionan a largo plazo en grandes intervalos.

4.3.2.2. Consolidación con alta energía de resina: Detiene la producción de arena al inyectar grava recubierta con resinas precurada en una formación, hasta formar una rejilla dejando la grava recubierta con resina en las perforaciones y en el hoyo.

Pasos a realizar para la consolidación:

- Fracturación de gas propulsor.
- Cañoneo con sobrebalance.
- Flujo con sobrebalance.

Ventajas:

- No requiere implemento de filtrado como rejilla.
- La resina puede alcanzar una gran resistencia a los esfuerzos compresivos con alta permeabilidad.
- Puede emplearse en formaciones con cavernas o microfracturas.

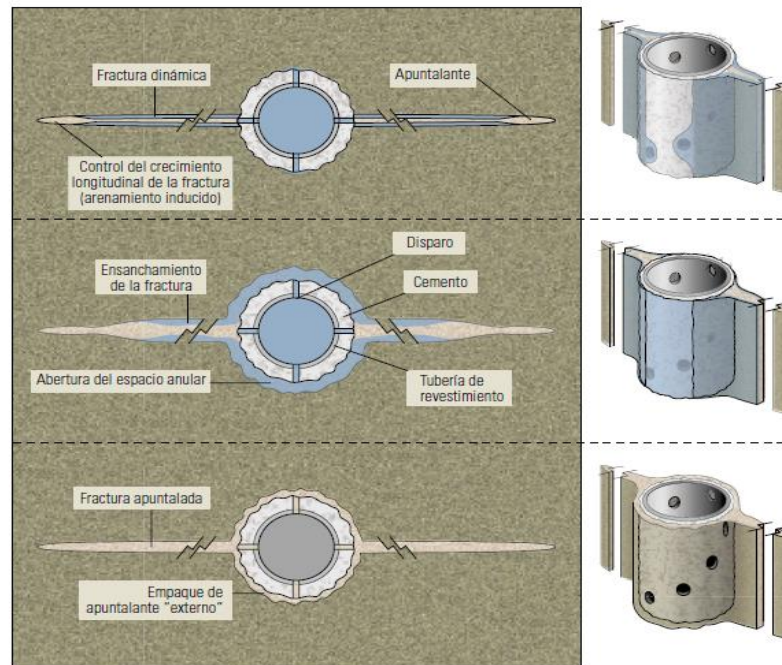
Desventajas:

- No es recomendable para intervalos mayores de 20'.
- Son sensibles a futuros tratamientos de acidificación.
- Requiere taladro.
- No es recomendable en pozos de inyección de vapor y con elevadas temperaturas de formación.

4.3.3. Combinados (químicos y mecánicos)

4.3.3.1. Empaquetamiento con fractura (Frac Pack Screen Less): Es el sistema 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 y control de arena en la formación. El tratamiento abarca el bombeo de grava (también conocida como apuntalante o proponte) 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 11.

Figura 11. Método Screen Less.



Fuente: ACOCK, Andrew et al. Métodos de Producción de Arena sin Cedazos. En: OilField Review. Schlumberger, verano 2003, p. 44

4.4. PRODUCCIÓN DE LA ARENA

4.4.1. Control de la tasa de flujo. La velocidad crítica de flujo es la tasa máxima de flujo por encima de la cual los fluidos producidos adquieren el potencial para transportar la arena hasta superficie o por debajo de la cual la arena se deposita en el fondo del pozo. (Zeidler, 1974) propuso que la velocidad de flujo promedio debe ser por lo menos el doble de la velocidad de sedimentación de las partículas para lograr una buena limpieza del hoyo:

Figura 12. Correlaciones para la Determinación de la Velocidad de Sedimentación del Sólido.



Factores importantes

Densidad de la partícula
 Volumen de la partícula
 Forma de la partícula

Fuente: Autores

Para calcular la velocidad de sedimentación del sólido se selecciona la correlación de Chien (1994):

$$V = 86,4 \sqrt{d_s \left(\frac{\rho_s - \rho_f}{\rho_f} \right)} \quad (16)$$

d_s = Diámetro de la partícula [in]

ρ_s = Densidad del sólido [lb/gal] ó [gr/cm³]

ρ_f = Densidad del fluido [lb/gal] ó [gr/cm³]

V = Velocidad de desplazamiento de la partícula [ft/min]

*Solo aplica para números de Reynolds menores a 100.

Teniendo en cuenta que la densidad del fluido varía con el corte del agua, ésta se puede calcular a partir de la siguiente expresión:

$$\rho_{\text{fluido}} = (\rho_w * CW) + (1-CW) * \rho_{\text{oil}} \quad (17)$$

La correlación anterior es muy útil y practica cuando se tienen pocos datos acerca del pozo y el tipo de fluido; pero cuando se quiere un estimativo más exacto y se dispone de más datos, se recomienda usar la correlación de Moore, ya que está a diferencia de la de Chien incorpora un parámetro muy importante del fluido como lo es la viscosidad.

Otro parámetro importante e influyente en el fenómeno de depositación de arena es conocer la velocidad de transporte o arrastre de los fluidos; ya que para asegurar el transporte de la arena (arrastre) es necesario que se cumpla:

$$V_{\text{transporte}} > V_{\text{asentamiento}}$$

$$V_{\text{transporte}} = \frac{CQ}{D_t^2 - D_r^2} \quad (18)$$

C = Constante (0,0119x10⁻³)

Q = Tasa de producción (Bls/día)

D_t= Diám. interno de la tub. de producción (pulg)

D_r= Diám. externo de la sarta de varillas (pulg)

V_{transporte} = Vel. de transporte del fluido (ft/seg)

$$V_{\text{asentamiento}} = \frac{CD_P(\rho_s - \rho_f)}{\mu} \quad (19)$$

C = Constante (18,48)

μ = Viscosidad del fluido (Cp)

D_t= Diámetro de la partícula de arena (pulg)

ρ_s = Densidad de la arena (lbs/ft³)

ρ_f = Densidad del fluido (lbs/ft³)

$V_{\text{asentamiento}}$ = Velocidad de asentamiento de las partículas de arena (ft/seg)

4.4.2. Desarenadores de fluidos de producción de campos petroleros.

Cuando los métodos de exclusión de arena anteriormente mencionados son inviables ya sea económicamente, no se posee el equipo ni las tecnológicas disponible y que además muchos de los pozos no se le pudieron determinar las propiedades mecánicas para los intervalos abiertos, porque los pozos no cuentan con el registro de tiempo de tránsito (DT), la correlación con los otros registros presenta gran incertidumbre y además la exclusión no exime la totalidad de la producción de arena, lo ideal es que se realice una separación de sólidos en suspensión de los fluidos, por lo cual se hace necesario realizar con éxito el manejo y extracción de la arena y demás partículas abrasivas del crudo de producción. Por lo tanto se tiene la oportunidad de elegir una opción mucho más ventajosa.

Existen varias opciones disponibles en lo que se refiere a la desarenadores de fluido. Se pueden enumerar las alternativas más adecuadas:

- Desarenadores Macrofiltrantes
- Desarenadores horizontales por gravedad.
- Desarenadores Lamelares.
- Desarenadores Elutriadores.
- Desarenadores Ciclónicos.
- Desarenadores Micro-filtrantes.

5. DESARENADORES.

5.1. INTRODUCCIÓN

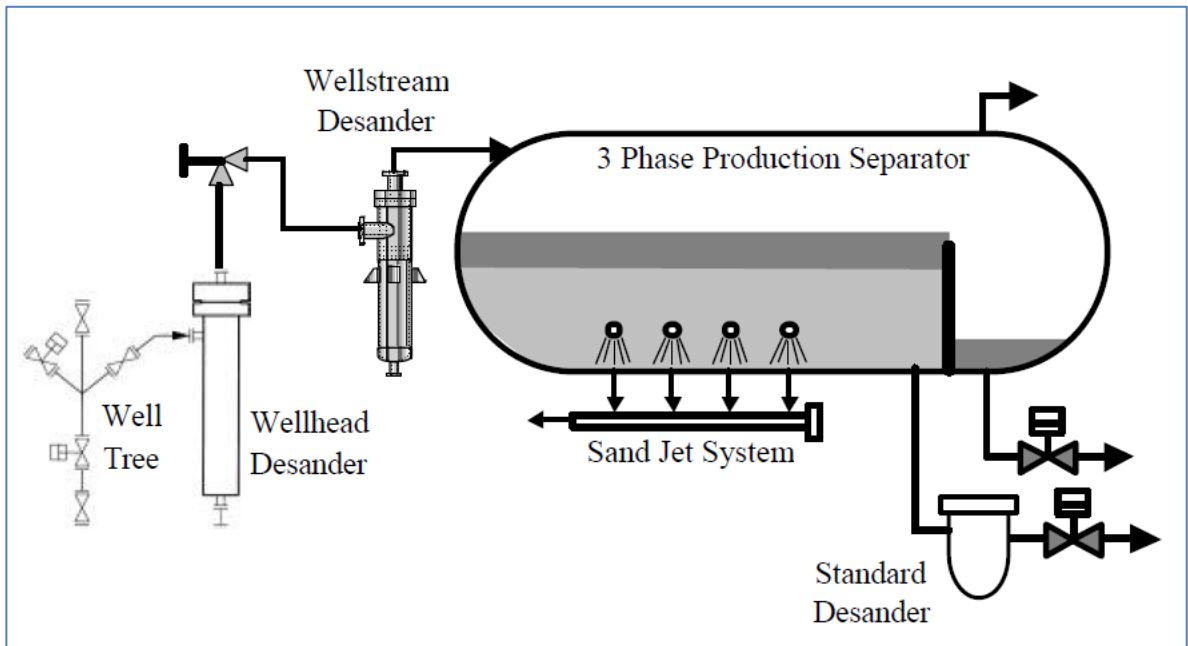
Todos los pozos de petróleo y gas producen sólidos en mayor o menor concentración en los fluidos de producción. Estos sólidos se originan ya sea desde el yacimiento, tal como arena, arcilla, o limo, o pueden ser subproductos de la corrosión de los equipos de fondo de pozo. Los sólidos producidos son normalmente más pequeños que 250 micras de diámetro y se encuentran en cantidades variables, con un intervalo de concentración típico de 5 a 250 PPM.

La producción de arena en los pozos de petróleo y gas, es una dificultad común para las instalaciones de procesamiento, y a menudo es causada por los depósitos no consolidados, las altas tasas de producción de agua, o la falta de empaques de grava y otras medidas de control de arena. Efectos perjudiciales de la producción de arena son los daños mecánicos (erosión) estrangulamientos, líneas de flujo, válvulas de control, bombas y otras zonas con reducción de velocidad de flujo, tiempo de residencia (en el caso de los separadores) o bloqueo parcial de tuberías, y los altos costos de descarga ambientales.

La principal solución para el control de arena hasta la fecha, han sido disminuir las tasas de producción de fluidos para reducir la tasa de arena, al trabajar sobre el pozos para reparar o instalar el empaque de grava o enrejado, aumentando el mantenimiento del equipo llevándolo a reducir la disponibilidad de crudo. La necesidad de una solución alternativa que mejora la restricción de la producción de arena fue reconocida por las operadoras, mediante la introducción de desarenadores a mediados de 1990. Este dispositivo permite eliminar los sólidos de la línea de crudo.

La selección de la ubicación adecuada para la remoción de sólidos es toda una cuestión económica. Los cuatro principales lugares para la eliminación de sólidos se muestran en la Figura 13.

Figura 13. Opción típica utilizada en la remoción de sólidos.



Fuente: Rawlins C.H. Design and Installation of a Sand Separation and Handling System for a Gulf of Mexico Oil Production Facility SPE, Kvaerner Process Systems, S.E. Staten. Society of Petroleum Engineers Inc. 2000.

Los sólidos removidos aguas arriba de la válvula de choque protegen los equipos en el proceso, mientras que la eliminación después de la estrangulación protegerá a los procesos de separación, pero no a la válvula de choque.

Los sólidos pueden ser eliminados a través del separador, pero la separación en los separadores (2 o 3 fases) hace que el dispositivo de separación para sólidos sea muy grande, sin embargo la acumulación de sólidos disminuye el tiempo de residencia.

Un sistema de chorro de agua a presión puede ser empleado para eliminar los sólidos recogidos en el recipiente, pero la separación no es completa debido a que muchos sólidos serán transportados con el crudo.

Una ventaja de la eliminación de los sólidos temprana en el esquema del proceso es la entrada de crudo libre de arena al separador y evita que las líneas de producción sean bloqueadas parcialmente por acumulación de arena o creación de tapones compactos de sedimentos que requerirán un retrolavado con agua alta presión (flushin) de la línea, lo que incrementa los costos de mantenimiento y las diferidas de producción, en el presente trabajo se busca es la instalación de un desarenador en la línea a unos metros de la cabeza del pozo con el fin evitar los problemas antes mencionados.

Tras la puesta en marcha en cabeza del pozo de los desarenadores, uno de las principales preocupaciones para el operador se refiere a la manipulación de sólidos.

Esta preocupación puede ser mínima cuando a la arena durante la retención en los recipientes de proceso, es sometida a modificadores interfaciales químicos y procesos que permiten que los sólidos se conviertan en arena húmeda, creando así una capa de agua en la partícula de la arena.

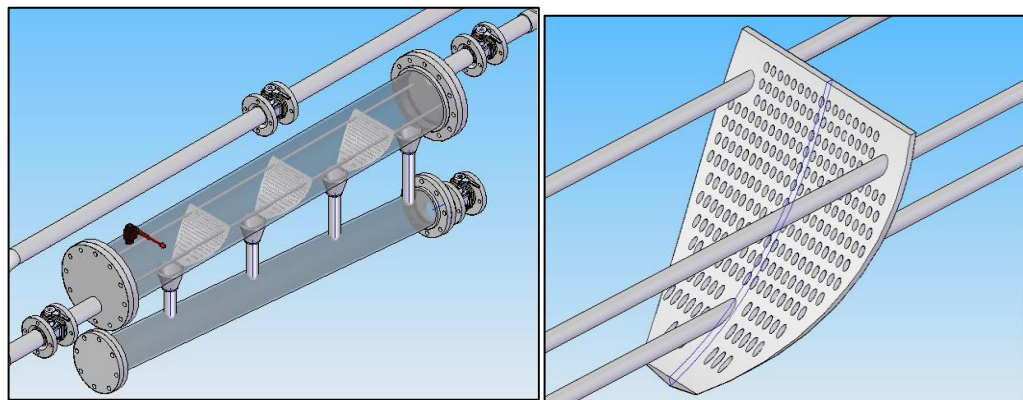
En segundo lugar en la operación de un desarenador se debe asegurar que el recipiente de disposición final (acumulador) se llene previamente con agua limpia después de cada ciclo de purga. Por lo tanto la arena separada se deja reposar en un ambiente de agua limpia para la debida separación del crudo de la arena húmeda, sino se quiere una extracción con químicos de crudo de la arena recolectada, esta puede ser usada para proyectos pilotos donde se pueda implementar como base asfáltica para pavimentación.

5.2. Desarenadores Macro-Filtrantes.

Mediante la macrofiltración se busca remover, del crudo producido, los sólidos más voluminosos, ya sean flotantes o suspendidos. En la macrofiltración se utilizan distintos tamices que pueden separar partículas como finas o gruesas.

El desarenador macrofiltrante puede ser utilizado antes de una microfiltración o de un desarenador ciclónico de revestimiento.

Figura 14. Desarenador macrofiltrante.



Fuente: ECOPELROL S.A.

El desarenador macrofiltrante consta de una variedad de rejillas verticales o inclinadas espaciadas a intervalos regulares, unidas mediante barras de acero situadas en forma perpendicular al canal a través del cual fluye el crudo. Las rejillas pueden poseer aberturas entre 2 y 50 mm. Para las limpiezas de las rejillas se puede realizar un retro lavado que permita remover los sólidos retenidos.

Estos tipos de desarenadores en realidad son una especie de separación previa, además uno de los problemas más comunes es el taponamiento de los orificios por compactación de finos que son difíciles de remover en un retrolavado, y solo

tienen eficiencias considerables cuando los sólidos son inmersos en el agua y con crudos débilmente viscosos.

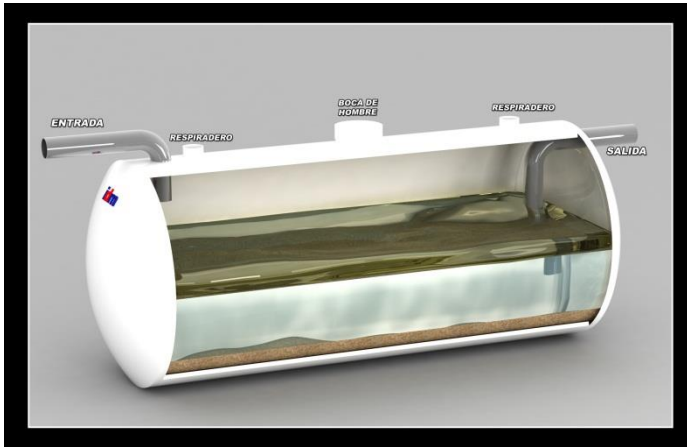
Por la cual la utilización de estos desarenadores no es muy recomendada para la separación de sólidos en corriente de crudo.

5.3. DESARENADORES HORIZONTALES POR GRAVEDAD.

Los desarenadores horizontales cumplen la misma función que los separadores bifásicos o trifásicos que existen en una planta de tratamiento o almacenamiento de crudo, con la única adicción de que el principal objetivo es lograr una máxima separación de sólidos del crudo.

Cuando los fluidos entran al separador el líquido es generalmente altamente turbulento, por esta razón se ubican deflectores que son generalmente parte del diseño del separador para volver a distribuir el líquido sobre toda el área de la sección transversal de la vasija, esto conduce a la reducción de las velocidades del líquido permitiendo que aumente separación de los sólidos y una distribución uniforme del líquido; durante el tiempo de producción los sólidos comenzaran a acumularse en el recipiente.

Figura 15. Desarenador por Gravedad.



Fuente: Pérez F. Luis E. Teoría de la sedimentación. Cátedra de hidráulica aplicada a la Ingeniería Sanitaria. Instituto de Ingeniería Sanitaria y Ambiental. Argentina 2005

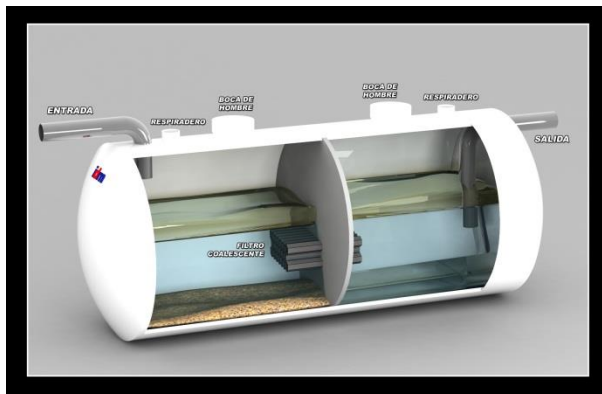
El contenido considerable de un BSW en el flujo de producción podría afectar de manera positiva o negativa la sedimentación de los sólidos, dependiendo en que fluido estará inmerso los sólidos, cuando el crudo entra al separador el agua tendera a ubicarse en la parte inferior del separador disminuyendo el área de sedimentación del solido en el crudo esto indicaría que si es sólido es inmerso en agua la columna de agua en el separador facilitara la separación del solido pero por otro lado si es inmerso en crudo la cantidad de agua disminuye el área de sedimentación y el sólido quedara atrapado en la interface agua-aceite con el riesgo de que este se convierta en un estabilizador de emulsiones.

Estos desarenadores necesitan un espacio considerable donde se instalen, además el tamaño depende de la viscosidad del crudo entre más viscoso será mayor su tamaño y con ello su costo, por otro lado la movilización dentro de un campo donde las condiciones de terrenos sean difíciles dificultan su instalación.

5.4. DESARENADORES LAMELARES.

Es un desarenador tipo separador horizontal por gravedad pero que entre sus internos posee láminas paralelas que pueden ser corrugadas o lisas y además pueden tener cierto grado de inclinación, que permita una sedimentación de los sólidos mucho más rápido y eficiente.

Figura 16. Desarenador Lamelar.



Fuente: Luis E. Pérez Farrás. Teoría de la sedimentación. Cátedra de hidráulica aplicada a la Ingeniería Sanitaria. Instituto de Ingeniería Sanitaria y Ambiental. Argentina 2005

Estos desarenadores con el tiempo serán víctimas de la acumulación dentro de los paquetes de las placas. Cuando esto sucede, obviamente, el rendimiento se verá afectado, pero lo más importante es que provoca un periodo de tiempo de inactividad ya que las cajas de las placa probablemente tendrán que ser retiradas

del recipiente para eliminar los sólidos sedimentados entre las placas, otra desventaja es que cuando el crudo es muy viscoso tiende a taponar los conductos dentro de las placas.

5.5. DESARENADORES ELUTRIADORES.

La Elutriación es un proceso de separación de partículas por medio de una corriente ascendente de flujo. Dicha separación se realiza en una serie de recipientes tubulares o cónicos de tamaño creciente, por lo que el régimen de flujo decrece en forma sucesiva. En general, se da por sentado que aplica la ley de Stokes, pero este proceso requiere flujo laminar con respecto tanto a la partícula como al recipiente, condiciones que no siempre se encuentran en la práctica.

Aun así se pueden llevar a cabo separaciones cuando las condiciones son turbulentas o de transición, pero debe tenerse en cuenta que se está midiendo un diámetro nominal diferente.

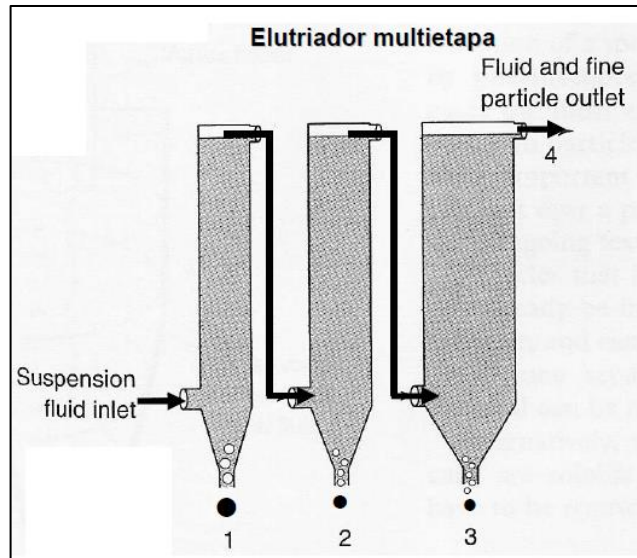
Un inconveniente en la Elutriación es el perfil de velocidad que existe transversalmente a la corriente del fluido, debido a la resistencia de rozamiento con las paredes del recipiente.

En realidad, las partículas son arrastradas hacia la región de corriente más rápida por diferencias de presión sobre su superficie, y en consecuencia son eventualmente captadas por la velocidad máxima del fluido. Es en efecto probable que otro factor significativo que contribuye a la falta de precisión en algunos Elutriadores sea la ocurrencia de circulación en la columna.

Las partículas con una velocidad terminal menor que la velocidad del fluido serán transportadas, mientras que aquellas que tengan una velocidad mayor que la

velocidad del fluido son sedimentadas. Con el fin de mejorar la sedimentación de los sólidos se pueden usar Elutriadores en serie que pueden ser del mismo diámetro o van aumentando el diámetro con el fin de lograr una velocidad menor en y separar las partículas de menor tamaño.

Figura 17. Elutriador Multietapa.



Fuente: Fuente: Palacio, Luis. Caracterización de propiedades fluidodinámicas de lechos fluidizados en frío con mezclas de carbón-biomasas usadas en procesos de co-gasificación. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Mecánico. Universidad Pontificia Bolivariana. Medellín, 2005

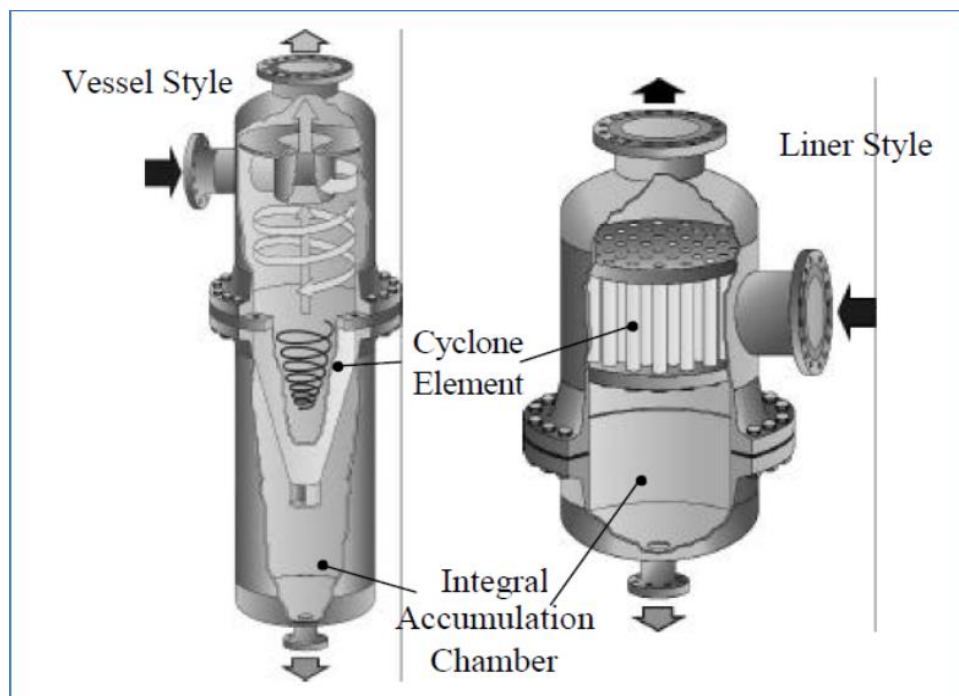
Los Elutriadores tienen ventajas y restricciones como desarenadores de crudo, las ventajas es que permiten una reducción de espacio debido que son verticales y que la velocidad del crudo es muy baja y con un régimen laminar que permite la sedimentación de la arena, es fuerte candidato para crudos con bajo BSW y viscosos, pero existen razones que lo restringen debido a que si el crudo posee un BSW muy alto limita la sedimentación de la arena debido a que hay una separación la fase acuosa que ocupara mayor espacio en el elutriador por lo cual el descenso de la arena se verá afectado, además es necesario que la arena sea

mojada por el crudo, con el fin de que en un tratamiento posterior el agua sea separada y no produzca la formación de emulsiones a la entrada al elutriador, si es mojada por el agua podría utilizarse otro equipo de separación donde no se formen columnas de separación de fases.

5.6. DESARENADORES CICLÓNICOS.

Desarenador Ciclón sólido-líquido, se han utilizado durante décadas en diversas aplicaciones industriales que van desde la clasificación de sólidos minerales. En la industria del petróleo y gas, los ciclones sólido-líquido se utilizan en las operaciones de perforación, mientras recientemente se ha encontrado que esta tecnología puede tener un uso significativo en las operaciones de producción de petróleo y gas.

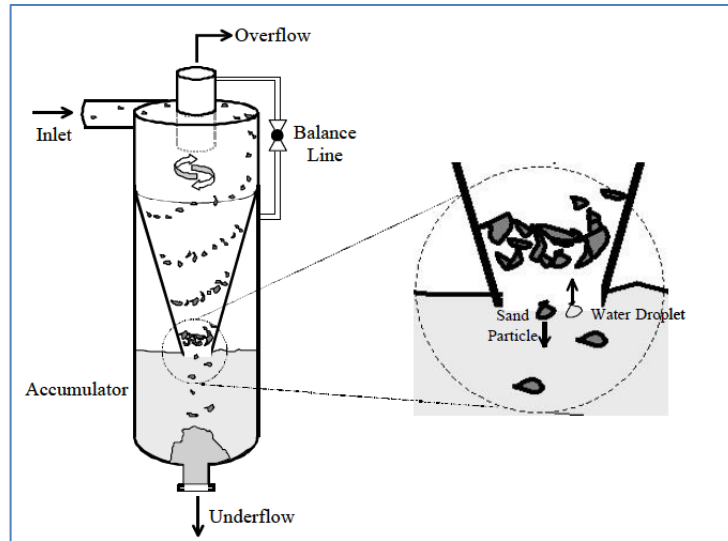
Figura 18. Tipos de Desarenadores y geometría – De izquierda a derecha, Estilo Contenedor (Vessel) y el Estilo de Revestimiento (Liner).



Fuente: Rawlins C.H. Design and Installation of a Sand Separation and Handling System for a Gulf of Mexico Oil Production Facility SPE, Kvaerner Process Systems, S.E. Staten, Chevron USA Production Company, and I.I. Wang, Kvaerner Process Systems. Society of Petroleum Engineers Inc. 2000.

Los Desarenadores ciclónicos están disponibles en diferentes tamaños y estilos. El estilo contenedor y el estilo de revestimiento se muestran en la Figura 19, estas unidades varían en el rango de tamaño y construcción, y la selección de cada uno depende de la capacidad, el tamaño de la separación, y los requisitos de limpieza. Los tipo contenedor pueden tener desde 2 pulgadas de diámetro nominal (50 mm). Los ciclones tipo Liner poseen tamaños desde se encuentran desde 0,5 pulgadas de diámetro nominal (10 mm), y consta de un recipiente a presión con varios “revestimientos” contenidas dentro. Las unidades de estilo contenedor son aplicables cuando se tienen grandes caudales y se requiere un tamaño de separación de partículas entre 25 y 200 micras, mientras que el estilo de revestimiento se utiliza en la mayoría de aplicaciones con cualquier tipo de flujo y requerimientos con un tamaño de separación fina entre 10 y 50 micras.

Figura 19. Funcionamiento del Desarenador Ciclónico.



Fuente: Rawlins C.H. Design and Installation of a Sand Separation and Handling System for a Gulf of Mexico Oil Production Facility SPE, Kvaerner Process Systems, S.E. Staten, Chevron USA Production Company, and I.I. Wang, Kvaerner Process Systems. Society of Petroleum Engineers Inc. 2000.

Los Sólidos se separan del líquido por acción centrifuga al igual como con un hidrociclón estándar, sin embargo no existe una descarga continuamente desde el ápice ver figura 19. Los sólidos que salen del ápice se recogen en una sección cerrada de acumulación para la descarga por lotes. La velocidad de descarga es directamente proporcional a la tasa de recuperación de sólidos y el tamaño del recipiente de acumulación. La descarga por lotes, de los desarenadores se debe limitar a los casos donde los sólidos son 1% de volumen o menos. Cuando la concentración de los sólidos es significativamente mayor que esta cantidad sería más adecuado utilizar un desarenador con flujo continuo.

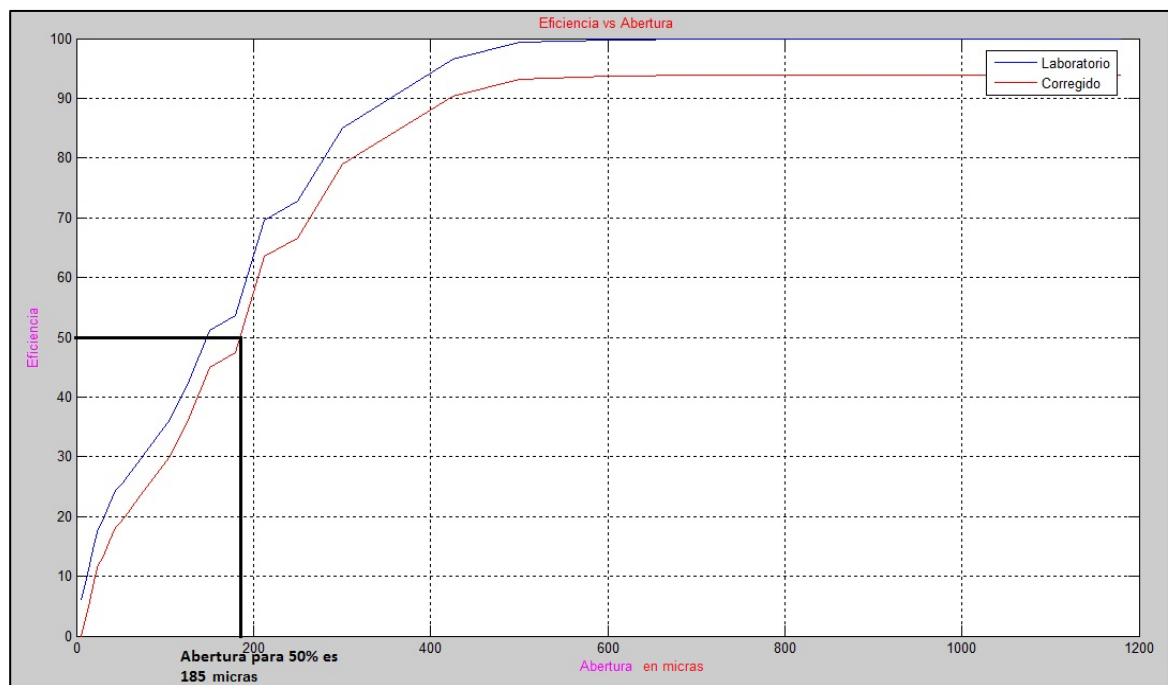
En el desarenador todos los líquidos que entran en la unidad, se descargan de rebosadero, como no ocurre ninguna división líquido. Debido a que el flujo inferior está cerrado, la presión se controla desde la entrada de desbordamiento. La limitación de esta corriente controla la caída de presión, y en efecto el

desarenador actúa como un orificio en la línea, independientemente de la presión de funcionamiento.

Como todos los dispositivos ciclónicos, los desarenadores ofrecen el más alto rendimiento a relación de tamaño en comparación con equipo de separación convencional, tal como un desarenador por gravedad o macro-filtrante. Su peso y tamaño es generalmente 25% de equipamiento estándar, y el coste de capital es también mucho menor, los desarenadores requieren poca, o ninguna, interacción con el operador para la operación, y debido al hecho de que no tienen partes en movimiento su mantenimiento es mínimo.

El diseño de un desarenador tipo ciclón es dependiente de su granulometría, con la cual se realiza una curva granulométrica donde el eje “y” me indica el porcentaje de retención de las partículas y el eje “x” el diámetro de las partículas sólidas.

Figura 20. Curva granulométrica.



Fuente: Autores

Se debe calcular una eficiencia corregida ya que ningún análisis granulométrico en la realidad a nivel industrial no puede tener una eficiencia del 100%.

C.H. Rawlins et al, demostraron que cuando el porcentaje de retención es del 50%, tal como se observa en la gráfica, las partículas retenidas por el equipo van a ser todas aquellas cuyos diámetros sean igual o mayor a 185 micras, correspondiente a una eficiencia del 50% o que llamamos D_{p50} que es un dato fundamental donde a partir de las ecuaciones de C.H. Rawlins et al, se podrá realizar los cálculos necesarios para dimensionar un desarenador ciclónico.

El rango de aplicación de estas ecuaciones son para pozos con una producción de 10.000 a 20.000 BPD y viscosidades entre el 50 y 120 cp.

D_{p50} (teórico): D_{p50} (corregido):

$$D_{p50}(\text{aplicado}) = D_{p50}(\text{base}) \times C1 \times C2 \times C3 \times C4 \quad (20)$$

$$C1 = ((53-V)/53)^{-1.43} \quad V = \% \text{ Sólidos} \quad (21)$$

$$C2 = 1.95P^{-0.28} \quad (22)$$

P = Presión (Kpa)

$$C3 = \left(\frac{1.65}{\rho_{\text{arena}} - \rho_{\text{crudo}}} \right)^{-0.5} \quad (23)$$

ρ = Densidad (gr/cm^3)

$$C4 = \mu_{\text{crudo}}^{(0.5)} \quad (24)$$

μ = Viscosidad en centipoise

D = Diámetro del Desarenador Ciclónico:

$$D_{p50}(\text{base}) = 2.84 \times D^{0.66} \text{ (micras)} \quad (25)$$

$$\text{Diámetro Orificio de Alimento} = D/6 \text{ (cm)} \quad (26)$$

$$\text{Diámetro Orificio de Descarga} = D/7 \text{ (cm)} \quad (27)$$

$$\text{Diámetro Orificio de Alimento} = D/6 \text{ (cm)} \quad (28)$$

$$\text{Diámetro Orificio de Rebose} = D/8 \text{ (cm)} \quad (29)$$

$$\text{Altura total del Desarenador Ciclónico} = D + 3D/2 \text{ (cm)} \quad (30)$$

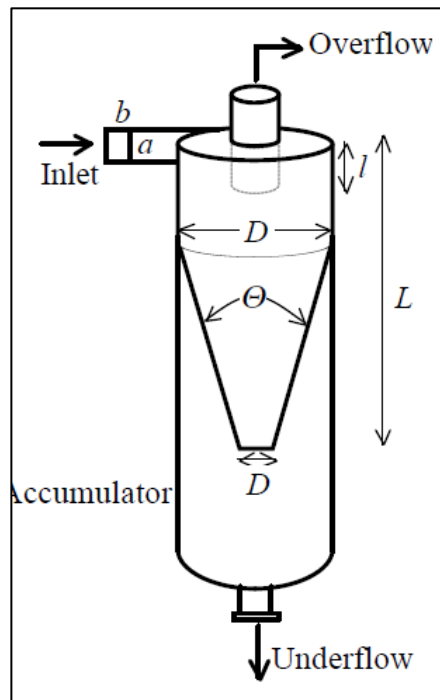
El caudal de diseño del desarenador es calculado en función de la presión y orificio de entrada, diámetro del vórtice del desarenador.

$$Q = 0.009253 * D_f^{0.86} * D_v^{0.73} * P^{0.42} \quad (31)$$

Fuente: C.H. Rawlins, SPE, Kvaerner Process Systems, S.E. Staten, Chevron USA Production Company, and I.I. Wang, Kvaerner Process Systems.

Design and Installation of a Sand Separation and Handling System for a Gulf of Mexico Oil Production Facility.

Figura 21. Dimensiones desarenador Ciclónico.



Fuente: Rawlins C.H. Design and Installation of a Sand Separation and Handling System for a Gulf of Mexico Oil Production Facility SPE, Kvaerner Process Systems, S.E. Staten, Chevron USA Production Company, and I.I. Wang, Kvaerner Process Systems. Society of Petroleum Engineers Inc. 2000.

D_f = Diámetro de la entrada de alimento

D_v = Diámetro del vórtice

P = presión de entrada

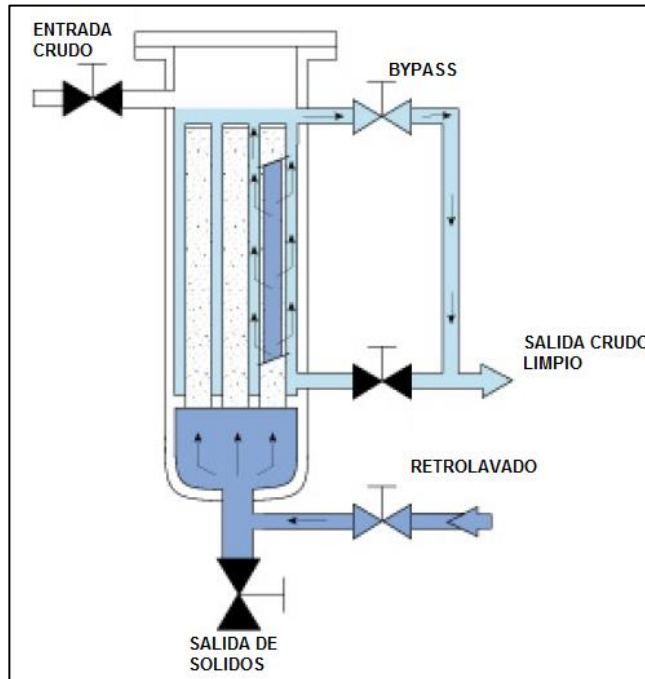
Los desarenadores ciclónicos poseen varias desventajas con respecto a otros desarenadores debido a que el caudal de entrada tiene que ser constante para que el desarenador pueda mantener su eficiencia, necesitan caudales entre los 1000 y 10.000 barriles por día con el fin de obtener la suficiente energía para la separación de sólidos, entre mayor porcentaje de retención se requiera mayor será su volumen y son susceptibles a cambios súbitos de presión y cambios en la viscosidad del fluido.

5.7. DESARENADORES POR MICROFILTRACIÓN.

El proceso de filtración para la separación de la arena es comenzada en subsuelo con la instalación de empaques de gravas o filtros que disminuyen la migración de finos hacia el tubing, Anteriormente se había mencionado el uso de filtros para la separación de la arena del crudo a través de la macrofiltración con mallas de acero de aperturas muy grandes que solo servían como preparación para un proceso de separación posterior, como podría ser la microfiltración. La filtros al igual que los empaques de grava o filtros en subsuelo poseen los mismos problemas después de cierto tiempo ya no son eficientes debido al taponamiento o saturación de arena que restringen el flujo de crudo, la microfiltración permite separar partículas de 500 a 5 micras de diámetro, pero necesitan la separación de partículas de mayor diámetro en un proceso anterior, otro inconveniente con la microfiltración es que los fluidos tienen que ser débilmente viscosos y de cadenas moleculares muy pequeñas, estas propiedades no son de un crudo proveniente de un pozo de producción ya que la mayoría son altamente viscosos y poseen

cadenas muy grandes, además de sólidos afines al crudo como parafinas entre otros.

Figura 22. Microfiltración.



Fuente: Fuente: BOLL & KIRCH Filterbau GmbH. <http://www.bollfilter.de> 2006.

Si se intenta realizar una separación de la arena por medio de la microfiltración al pasar unos segundos el filtro va a estar saturado y no por la arena sino por el mismo crudo.

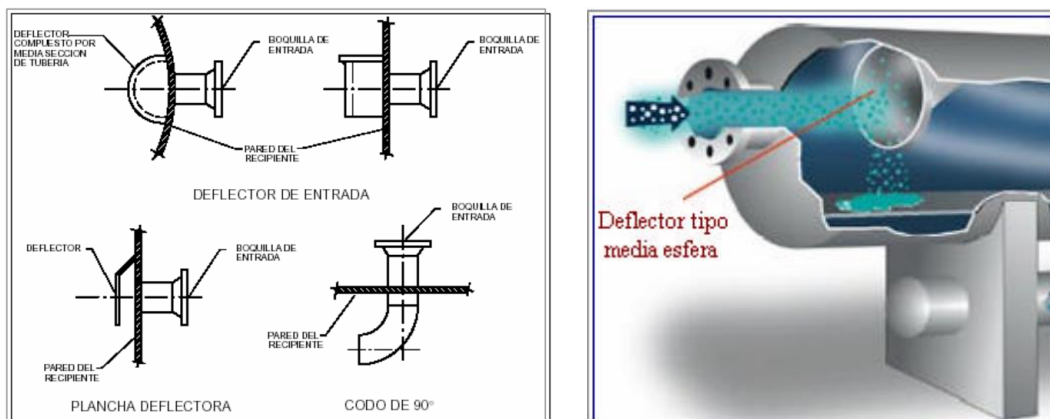
Este método sería eficiente en aquellos crudos con altos cortes de agua siempre y cuando la arena sea mojada por el agua y con grados API mayores de 30, de lo contrario no se recomienda utilizar esta tecnología.

5.8. PLACAS DE DEFLECTORAS O BAFLES EN LA SEPARACIÓN DE LA ARENA DEL CRUDO.

Todos los equipos de desarenado pueden o no necesitar la incorporación de placas deflectoras o bafles con el fin de provocar un cambio de momentum del fluido disminuyendo su velocidad y el régimen de turbulencia, logrando una distribución uniforme de flujo en el equipo.

Estos bafles pueden ser los mismos que poseen los separadores bifásicos y trifásicos (crudo-gas-agua) con algunas pequeñas modificaciones.

Figura 23. Diversas configuraciones de las placas deflectoras.



Fuente: PDVSA (1995a).; http://www.peerlessmfg.com/pdf/care_13vane_sep.pdf

Otra ventaja es que las partículas de arena logran una mejor separación debido a que en el instante en que el fluido cambia de momentum las partículas de arena continúan con la trayectoria del fluido logrando así la separación del fluido para después sedimentarse en los desarenadores.

6. ESTABLECIMIENTO DE GRADOS DE EFICIENCIA DEL PROCESO DE SEDIMENTACIÓN DE UN EQUIPO DESARENADOR

En el capítulo 5 se observaron los diferentes tipos de desarenadores que pueden ser utilizado en el manejo de la producción de arena, su utilización o no, dependerá de las condiciones de operación en la que se encuentre el pozo al cual se le desea instalar el desarenador, estas condiciones o variables de operación afectan de manera directa la sedimentación de la arena en estos desarenadores. Utilizar un solo un equipo para poder separar la totalidad de la arena del crudo no es suficiente, sino que se necesitan diferentes equipos que necesitan ir en línea para obtener una separación de la arena aceptable.

Cada equipo ubicado en esta línea de separación podrá separar cierta cantidad de la arena total en el crudo por lo cual podemos decir que de cada equipo obtendremos un grado o porcentaje de separación que será diferente en cada pozo de producción.

6.1. LA EFICIENCIA DE CADA EQUIPO DE SEPARACIÓN DEPENDE DE DIVERSOS FACTORES

La tipología de la arena, tendencia de la mojabilidad de la arena, las condiciones de operación (caudal de crudo, presión, temperatura, BSW, mojabilidad, etc.) y las propiedades fisicoquímicas del crudo, que afectan de manera directa o indirecta la velocidad de sedimentación de los sólidos la cual es variable de diseño que va a determinar si el equipo es o no el apropiado.

Para la línea de desarenado se utilizan distintos equipos como son:

- Desarenadores Macro-filtrantes.

- Desarenadores Horizontales por gravedad.
- Desarenadores Lamelares.
- Desarenadores Elutriadores.
- Desarenadores Ciclónicos.
- Desarenadores Micro-filtrantes.

6.2. VELOCIDAD DE SEDIMENTACIÓN DE UN SÓLIDO

La velocidad de sedimentación de las partículas de arena se convierte en la variable fundamental de los procesos de separación de la arena del crudo.

Una partícula sólida debido a su diferencia de densidad, tiende a depositarse en los fluidos de producción a una tasa constante conocida como la velocidad de sedimentación de la partícula. La velocidad de sedimentación de cualquier partícula depende de la densidad, volumen y forma de la misma. Por otra parte, la densidad y las propiedades de flujo del fluido también influyen en la tasa a la cual la partícula caerá a través del fluido.

6.3. CORRELACIONES PARA LA DETERMINACIÓN DE LA VELOCIDAD DE SEDIMENTACIÓN DE SÓLIDOS

6.3.1. Ley de Stokes. La ley de Stokes se refiere a la fuerza de fricción experimentada por sólidos esféricos moviéndose a través de un fluido viscoso.

Una partícula sólida tiende a arrastrarse junto con los fluidos producidos a una tasa mínima conocida como la velocidad de sedimentación, cuando el efecto de la gravedad y la fuerza de boyanza igualan la fuerza de fricción, debido a la

diferencia de densidades (sólido y fluido), viscosidad del fluido y diámetro o radio de partícula.

La ley de Stokes aplica a números de Reynolds menores de 0,1, es decir partículas experimentando flujo de arrastramiento “creeping flow”. El número de Reynolds se halla con la ecuación (32) y la velocidad con la ecuación 33, para estas dos relaciones se trabajan las mismas unidades.

$$N_R = \frac{15,47 \rho_f d_s V}{\mu} \quad (32)$$

La ecuación 33 define la velocidad de sedimentación de la partícula.

$$V = \frac{8280 * (\rho_s - \rho_f) * d_s^2}{\mu} \quad (33)$$

Donde

ρ_s : Densidad del sólido [lb/gal]

ρ_f : Densidad del fluido [lb/gal]

d_s : Diámetro de la partícula [in]

μ : Viscosidad del fluido [cP]

V: Velocidad de sedimentación de la partícula (ft/min)

La velocidad de sedimentación de la partícula también se puede hallar con la ecuación 34 que está definida para radio de partícula, gravedad y otro tipo de unidades.

$$V = \frac{2 * g * (\rho_s - \rho_f) * r_s^2}{9\mu} \quad (34)$$

Donde

ρ_s : Densidad del sólido [g/cm³]

ρ_f : Densidad del fluido [g/cm³]

r_s : Radio de la partícula [cm]

μ : Viscosidad del fluido [cP]

V: Velocidad de sedimentación de la partícula (ft/min]

6.3.2. Correlación de Chen. La correlación propuesta por Sze-Foo Chen fue desarrollada usando el modelo plástico de Bingham, el cual es aplicable al comportamiento de muchos fluidos de la vida real como plásticos, emulsiones, lodos de perforación y sólidos en suspensión en líquidos o agua.

La ecuación 35 fue propuesta por Chen para determinar la velocidad de sedimentación de la partícula.

$$V = 0,45 * \left(\frac{\mu}{\rho_f d_s} \right) * \left[\sqrt{\frac{36800 d_s}{\left(\frac{\mu}{\rho_f d_s} \right)^2} * \frac{\rho_s - \rho_f}{\rho_f} + 1} - 1 \right] \quad (35)$$

El uso de esta ecuación es recomendado solamente si $\frac{\mu}{\rho_f d_s} > 10$. Cuando no se cumpla con dicha condición, Chien propuso el uso de la ecuación 36.

$$V = 86,4 \sqrt{d_s \left(\frac{\rho_s - \rho_f}{\rho_f} \right)} \quad (36)$$

Donde

ρ_s : Densidad del sólido [lb/gal]

ρ_f : Densidad del fluido [lb/gal]

d_s : Diámetro de la partícula [in]

μ : Viscosidad del fluido [cP]

V: Velocidad de sedimentación de la partícula (ft/min]

6.4. FACTORES QUE CONDICIONAN LA VELOCIDAD DE SEDIMENTACIÓN EN UN DESARENADOR.

6.4.1. Mojabilidad y Viscosidad. La mojabilidad se define como la tendencia de un fluido a esparcirse o adherirse a una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles.

La información sobre mojabilidad es fundamental para el entendimiento de problemas de flujo multifásico empezando por migración de crudos desde las rocas del reservorio hasta los mecanismos de producción primaria y mejorar los procesos de recuperación de crudo. Para el proceso de desarenado se tiene en cuenta la mojabilidad de inmersión, cubre la situación en la cual un sustrato sólido (s), previamente en contacto con un fluido (f1), es completamente inmerso en otro fluido (f2), desplazando completamente toda la interface.

La mojabilidad de la arena es el primer factor que debe tenerse en cuenta a la hora de diseñar un proceso para poder separar la arena del crudo de producción, debido a que si la arena es mojada por agua o el aceite la partícula va a estar suspendida en la fase acuosa u oleica, y las viscosidades de los fluidos van a afectar la velocidad de sedimentación de las partículas de arena debido que al aumentar la viscosidad del fluido, se traduce en una disminución de la velocidad de sedimentación de las partículas.

Si observamos las ecuaciones de Chen y Stokes

$$V = 0,45 * \left(\frac{\mu}{\rho_f d_s} \right) * \left[\sqrt{\frac{36800 d_s}{\left(\frac{\mu}{\rho_f d_s} \right)^2 * \frac{\rho_s - \rho_f}{\rho_f} + 1} - 1} \right] \quad V = \frac{8280 * (\rho_s - \rho_f) * d_s^2}{\mu} \quad (37)$$

La velocidad de sedimentación de las partículas de arena va a ser menor cuando son mojadas por el crudo, por lo cual se necesitara que la velocidad de flujo en el

equipo desarenador sea mucho menor que cuando estas son mojadas por el agua.

Los casos de mojabilidad de la arena por parte del crudo se dan en aquellos pozos con un BSW muy bajo o crudos altamente viscosos debido a que las partículas de arena son incapaces de migrar hacia la fase acuosa, por tal motivo no todos los equipos de desarenado existentes servirán para extraer la arena del crudo.

6.4.2. Caudal de producción. El caudal de producción afecta de manera positiva o negativa la separación de los sólidos del crudo, la velocidad de flujo del crudo está relacionada con el caudal de producción, de tal manera que para caudales altos se tendrán velocidades altas y a caudales bajos, velocidades bajas.

El comportamiento de las velocidades de flujo determinaran la separación de los sólidos del crudo, para muchos casos donde la velocidad del flujo sea muy alta, provocara turbulencias que no permitirá la sedimentación de los sólidos, además el sólido será arrastrado por la corriente de crudo.

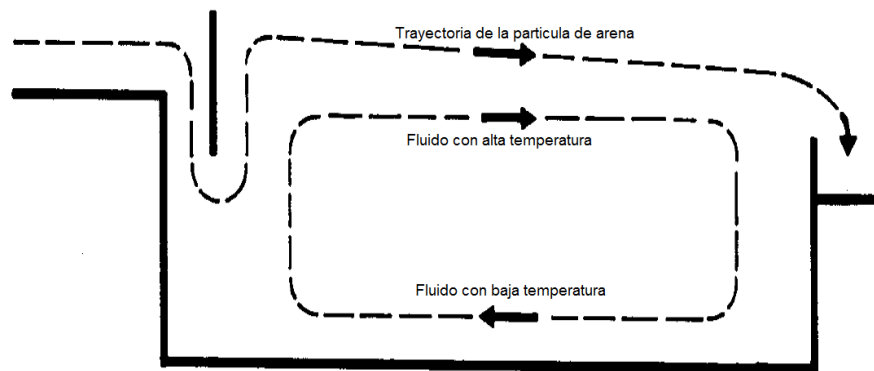
En otros casos donde la velocidad de flujo se usa como principal herramienta para la sedimentación de solidos (centrifugadores, ciclones) es necesario que el caudal sea alto para que exista una separación eficiente de los sólidos.

6.4.3. Corte de agua en el crudo. El corte de agua al igual que el caudal tiene dos efectos contrarios sobre la separación de solidos del crudo, la forma en que afecte positiva o negativamente estará regida por la mojabilidad de la arena en el flujo, cuando la arena es mojada por el agua, el tener un BSW alto facilita la separación de solidos del crudo ya que aumenta la mojabilidad de la arena por el agua y además evita que exista un cambio mojabilidad al aceite; pero si la arena es mojada por el aceite la presencia de altos cortes de agua solo dificultaran la separación de solidos debido a que en los equipos de separación existirá un área

muerta de separación que es ocupada por la separación del agua del crudo, y aquellos equipos donde sea necesario utilizar la turbulencia como medio de separación se formaran emulsiones que complicaran el proceso.

6.4.4. Temperatura y Presión. El efecto de la temperatura en el proceso de separación solo es eficiente en aquellos equipos que sean totalmente aislados térmicamente debido a que la variación de la temperatura puede crear cortos circuitos en las áreas de sedimentación.

Figura 24. Corto circuito por variación de la temperatura.



Fuente: Pérez A. Tratamiento de Aguas. Universidad Nacional-Facultad de Minas.

Mantener una caída de presión relativamente baja permitirá que no existan cambios bruscos en la corriente de crudo debido a que no habrá liberación de gas que puedan ocasionar turbulencias, afectar la velocidad de flujo por deslizamiento del gas o poner en riesgo la integridad del equipo.

6.4.5. Parámetros de selección de un equipo desarenador. Teniendo en cuenta la parametrización de variable se puede realizar una tabla donde se muestre como se afectan los distintos tipos de desarenadores mostrados con respecto a estas variables de sedimentación.

Tabla 5. Condiciones óptimas de separación de la arena en función de las variables de operación en equipos Desarenadores.

CONDICIONES OPTIMAS DE SEPARACION DE LA ARENA EN FUNCION DE LAS VARIABLES DE OPERACIÓN EN EQUIPOS DESARENADORES							
EQUIPOS DESARENADORES	VARIABLES DE OPERACIÓN						
	VISCOSIDAD	MOJABILIDAD ARENA		CORTE AGUA	CAUDAL	TEMPERATURA	API
AGUA		CRUDO					
MACRO-FILTRANTES	BAJA	SI	NO	ALTO	ALTO	ALTA	>25
HORIZONTALES GRAVEDAD	BAJA/ALTA PERO MAYOR VOLUMEN	SI	NO	ALTO SI ES MOJADA EN AGUA	NO AFECTA	CONSTANTE	>25
LAMELARES	MUY BAJA	SI	NO	ALTO	NO AFECTA	ALTA	>25
ELUTRIADORES	NO AFECTA	NO	SI	MEDIO	NO AFECTA	CONSTANTE	NO AFECTA
CICLÓNICOS	BAJA	SI	SI PERO ALTO CAUDAL	NO AFECTA	ALTO	CONSTANTE	<25 PERO ALTO CAUDAL
MICRO-FILTRANTES	MUY BAJA	SI	NO	ALTA	NO AFECTA	ALTA	>25

Fuente: Autores.

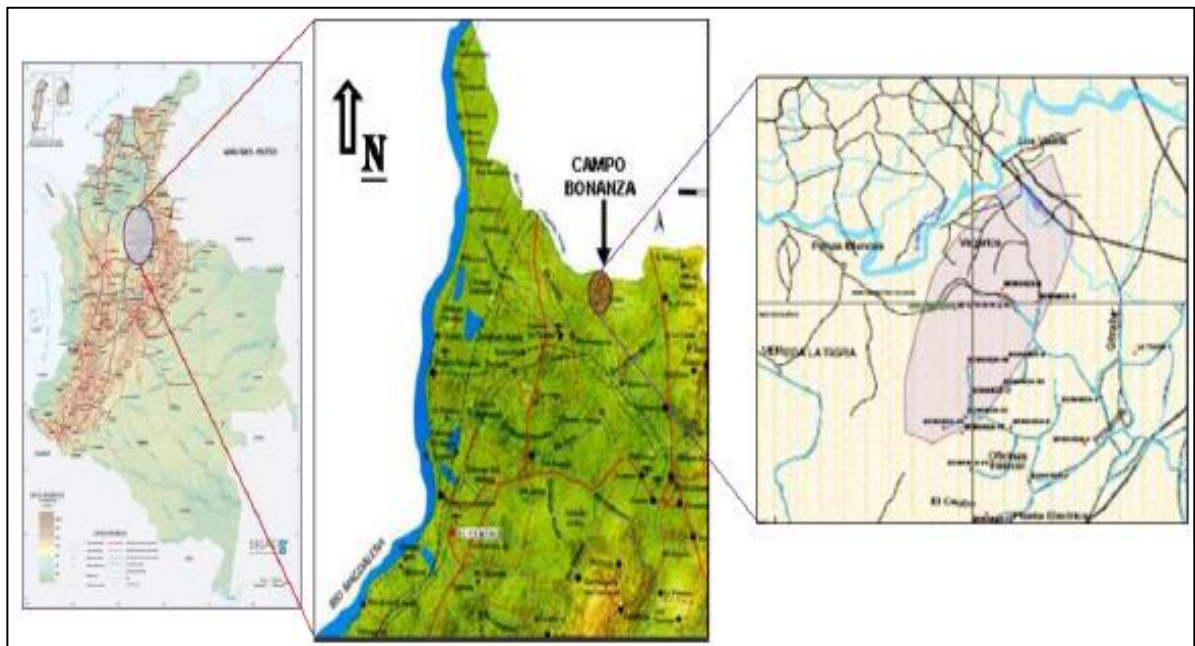
Teniendo en cuenta la información suministrada por la tabla anterior se puede tomar la decisión de diseñar e instalar un equipo desarenador con respecto a las condiciones del pozo productor, a través de este método se realizó el diseño para el pozo Bonanza 39 como se podrá ver en capítulos posteriores.

7. APLICACIÓN CAMPO BONANZA

7.1. LOCALIZACIÓN

El Campo Bonanza está localizado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, en el Departamento de Santander, municipio de Rionegro, aproximadamente 320 Km. al NW de la Capital Bogotá y 40 Km. de la Población de Barrancabermeja. (Figura 25)

Figura 25. Mapa de Localización Campo Bonanza.



Fuente: Informe Plan de Desarrollo Campo Bonanza, mayo 2011, ECOPETROL.

7.2. HISTORIA DE PRODUCCIÓN.

El inició explotación del campo Bonanza seda en el año de 1955 cuando la compañía Internacional Petroleum Ltda. (Intercol) firmó el contrato de Concesión 605, localizado dentro del anticlinal asimétrico de Bonanza³.

El primer pozo que se perforó fue Bonanza 1, el 9 de Septiembre de 1963, con una profundidad de 7.550 pies MD en las areniscas basales del Eoceno. El pozo se probó en Enero 6 de 1964 en las areniscas de la formación Mugrosa, aportando 550 BOPD de 22º API con una relación Gas-Aceite de 175 PCN/BN.

Posteriormente el pozo Bonanza 2 fue perforado hasta una profundidad de 9.073 pies MD alcanzando el Cretáceo y pasando nuevamente a las formaciones Terciarias antes de su profundidad final en el flanco Sur-este de la estructura; encontrando areniscas de las formaciones Lisama y Esmeraldas en agua y resultando productor de la Formación Mugrosa. El periodo de explotación para la Concesión 605 se inició el 2 de Noviembre de 1962. El campo inició explotación comercial en Enero de 1964. Posteriormente, Intercol compró la totalidad de las acciones a Sinclair Colombia Oil y a la British Petroleum Co. y se hizo cargo de toda la operación a partir del primero de Enero de 1971, continuando con la explotación del campo hasta su reversión. Finalmente, el área de Concesión 605 revirtió a la Nación el 10 de Noviembre de 1992; tomando la administración de los mismos la Empresa Colombiana de Petróleos, hoy ECOPETROL S.A. A partir de la reversión, ECOPETROL S.A. adelantaron campañas de reacondicionamiento de pozos que permitieron mantener la producción del Campo en un promedio de 500 BOPD. Entre 2006 y 2007 se perforaron 8 pozos (Bonanza 24 al 31), que sumado a otros trabajos de reacondicionamiento han permitido llevar los niveles de producción a los actualmente observados (1100 - 1200 BOPD año 2010). Sin

³ Ecopetrol s.a. Superintendencia de Yacimientos Gerencia Regional Magdalena Medio; Actualización preliminar plan de desarrollo Campo Bonanza, Bogotá mayo de 2011.

embargo, en la campaña de perforación adelantada se han observado bajos potenciales (promedio 100 BOPD) y bajas presiones (300 – 500 Psi) en los yacimientos productores, lo que evidencia la pérdida de energía, y señala la necesidad de implementar un proceso de recuperación secundaria que permita incrementar de manera significativa el factor de recobro y los niveles de productividad del Campo Bonanza.

En el campo se han perforado hasta la fecha 39 pozos, todos productores, de los cuales 6 se han abandonado por problemas mecánicos y/o bajo potencial de producción (Bonanza 4, 6, 7, 9, 13 y 14). Los 25 restantes permanecen activos o en proceso de completamiento. Durante el año 2011 se perforaron los 8 últimos incluyendo 7 productores (Bonanza-32, 33, 35, 36, 37, 38 y 39) y 1 inyector (Bonanza-9R).

Después que se da el inicio de la explotación comercial en 1952, el Campo Bonanza consiguió su producción máxima de 3413 BOPD, en Mayo de 1971. A Julio de 2011, la producción promedio del campo es de 1954 BOPD, con 60 BWPD correspondiente a un corte de agua de 2.8%, y 1.385 MMPCD de gas, con un GOR de 709 SCF/BOPD.

El modelo estructural actual del campo está basado en la interpretación de líneas sísmicas 2D pertenecientes a los programas Provincia -77, Playón Provincia -97 y La Tigra -80. Se realiza sísmica 3D entre el año 2008 y 2009 para definir y calibrar un nuevo modelo estático.

El Campo Bonanza tiene como Mecanismo primario de producción el Gas en Solución, para los yacimientos de las Formación Mugrosa y Formación Esmeraldas. No se ha evidenciado la presencia de un acuífero de alta actividad en los flancos de la estructura, ni un efecto significativo de segregación gravitacional, ni presencia de una capa de gas significativa.

La presión inicial del Campo que se tiene identificada es de 1200 Psi para la Formación Mugrosa y 1500 Psi para la Formación Esmeraldas. Tiene una presión promedio de 300 Psi para la Formación Mugrosa y 500 Psi para la Formación Esmeraldas, tomada en los años 2006-2007.

7.3. GEOLOGÍA REGIONAL⁴

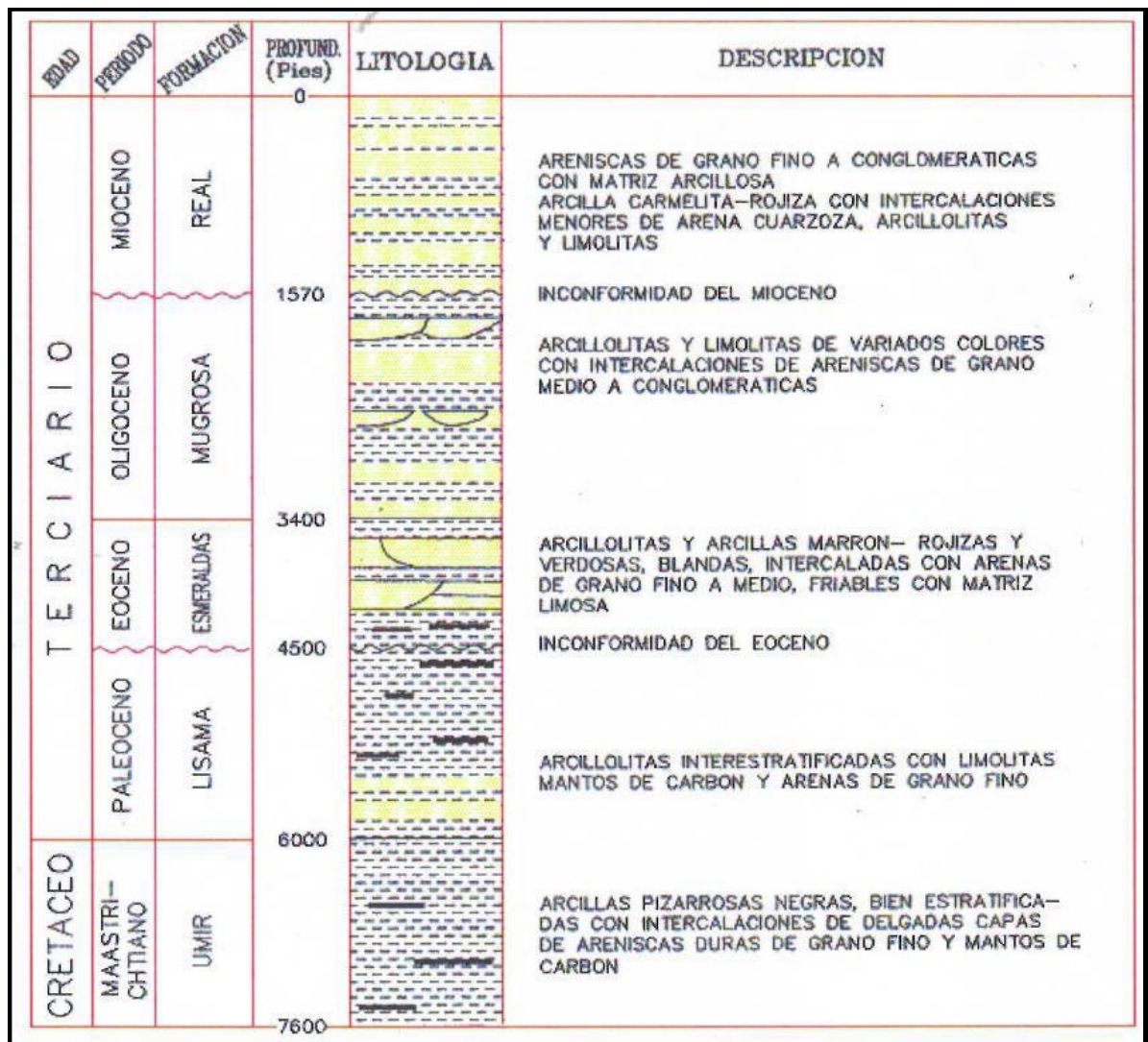
El Campo Bonanza está ubicado en la margen oriental de la cuenca del valle medio del Magdalena y hace parte del tren de producción dirección SW-NE de la cuenca. Tiene una estructura anticlinal, con orientación N-S, asociado a una falla de carácter inverso convergencia al oeste.

7.4. ESTRATIGRAFÍA

La secuencia sedimentaria del Campo, corresponde a sedimentos del Terciario. Incluyen las formaciones Lisama (Paleoceno), Esmeraldas – La Paz (Eoceno), Mugrosa (Oligoceno) y Real (Mioceno). (Figura 28)

⁴ Manuel Guillermo Jaimes Plata, Yair Andres Quintero Peña; Informe Incremento de Productividad Mediante Aplicación de Tecnologías de exclusión y/o Gerenciamiento de la Arena–Campo Bonanza Gerencia Regional Magdalena. Piedecuesta - Santander, Septiembre de 2012. Ecopetrol S.A.

Figura 26. Columna Estratigráfica del Área Bonanza.



Fuente: Actualización Preliminar Plan de Desarrollo Campo Bonanza. Bogotá mayo de 2011. ECOPELROL.

7.4.1. Secuencia cretácica

Formación Umir: La parte inferior está compuesta por arcillas oscuras, gris azulosas a negras con láminas delgadas carbonáceas. La unidad inferior se caracteriza por la presencia de delgadas láminas ferruginosas, lentes y pequeñas concreciones de hierro. La parte superior está constituida por delgadas capas de

shales oscuros, intercalados con delgadas capas de carbón y arenas de grano muy fino a limo.

7.4.2. Secuencia terciarias. La depositación de sedimentos se da en un ambiente transicional y continental de aguas frescas. Estas unidades consisten en sedimentos clásticos de grano fino a grueso, alternando con arcillas, limos y delgados mantos de carbón. Los sedimentos fueron transportados dentro del valle, principalmente por corrientes fluviales de variado régimen energético. Los materiales gruesos fueron depositados como deltas o abanicos alrededor de la desembocadura de los ríos y los materiales medios a finos a lo largo de los espacios entre la desembocadura de los ríos. Asociados a estos deltas se forman una serie de lagos y pantanos donde se generaron depósitos clásticos de baja energía y de aguas frescas. Esto puede ayudar a explicar los cambios abruptos en el tamaño de grano y litología que caracterizan los depósitos terciarios en este sector. Comprende la Formación Lisama, los Grupos Chorro (Formaciones La Paz y Esmeraldas), Chuspas (Formaciones Mugrosa, Colorado) del Terciario inferior y el Grupo Real (Terciario superior).

Formación Lisama (Paleoceno): Presenta un ambiente transicional, de un medio marino somero a uno continental. Constituida principalmente de shales y arcillas de varios colores (rojas, marrones, azules y moteadas), con intercalaciones de capas de arena de grano fino, de colores gris claro, gris verdoso y marrón, con estratificación cruzada y secuencias grano creciente. Presenta delgados mantos de carbón. El contacto entre estos cuerpos de arenas y las arcillas es erosional. Los cuerpos arenosos de esta unidad se encuentran asociados a ríos meandriformes de un ambiente de depósito dominado por canales en una superficie deltaica.

Formación La Paz (Eoceno): Esta formación no está presente en el sector del campo de Bonanza, ya que se acuñó y desapareció al Sur - Oriente del área del Campo.

Formación Esmeraldas (Eoceno): Comprende la parte superior del Grupo Chorro; su litología es principalmente arcillolitas de colores gris, gris oscuro, localmente rojas y marrón moteadas, con intercalaciones de capas de arenas de grano fino, de color gris claro a gris verdoso y micáceas; existen delgadas capas de carbón localmente presentes dentro de la columna estratigráfica (unidad 1 sector de Bonanza). Las arenas de la Formación Esmeraldas poseen un menor contenido de feldespatos que las de la Formación La Paz, pero es característico un mayor contenido de mica moscovita.

Formación Mugrosa (Oligoceno): contiene arcillolitas de colores grises y púrpura, intercaladas con delgadas capas de arena de grano fino a medio y con menores intercalaciones de shales rojizos moteados. Las capas de arena son más evidentes a la base de la unidad. El contacto superior con la Formación Real es discordante, evidenciado por la desaparición de la Formación Colorado en el campo Bonanza.

Formación Real (Mioceno): Consiste de conglomerados con chert interestratificados con capas de arenas conglomeráticas con estratificación cruzada y capas de shales grises, azules y moteados. La disminución de las intercalaciones de arenas y la presencia de gruesas capas de carbón interestratificados en sectores al norte de la cuenca indican una disminución de energía del medio de transporte. El contacto con la infrayacente Unidad Mugrosa es erosivo y con una discordancia angular, generada por el levantamiento de la cordillera Oriental durante el Mioceno. Presenta un ambiente de sedimentación continental de tipo fluvial de corrientes entrelazadas y abanicos aluviales.

7.5. IDENTIFICACIÓN Y CAUSAS DE ARENAMIENTO EN CAMPO BONANZA

Para el año 2011, la producción del campo declinó a 1403 bopd, por lo cual se decide cambiar los sistemas de levantamiento artificial de gas lift por un sistema de levantamiento por cavidades progresivas (PCP) que permitiría mejorar la producción, resultado mostrado sobre el comportamiento de la curva del Índice de productividad del campo lo cual permitirá extender el límite económico del campo, además de que estos sistemas de levantamientos manejan de manera eficiente los sólidos presentados en los pozos y a las altas tasas de agua que se obtendrán cuando se inicie el proceso de inyección de agua. Los pozos convertidos de gas lift a sistema PCP en los años 2007 a 2009 no han presentado problemas relevantes relacionados con arena debido a que cuando fueron perforados se hicieron de manera vertical con pequeñas desviaciones, en los últimos pozos perforados se ha observado alta producción de arena ya que al momento de ser perforados tuvieron una desviación en mismo sentido del buzamiento del yacimiento en zonas tectónicamente activas, formación geológica reciente con presencia de fracturas naturales; a través de trayectorias complicadas, donde se realiza una selección no adecuada de las condiciones de perforación tales como trayectoria de pozo (inclinación y azimut), ángulo de ataque, y/o densidad del lodo que permitieron el aumento de esfuerzos desestabilizadores mayores que la resistencia mecánica de la formación, ocasionando la alta producción de arena que ha causado los problemas de taponamiento en las tuberías, acumulación de arena en separadores y tanques, lo cual ha aumentado la frecuencia de mantenimiento de los equipos de subsuelo y superficie, asociado a un incremento del riesgo de incidentes en los separadores y daño en los sistemas de bombeo, debido a la erosión en estos y en las válvulas. Lo anterior genera incrementos en los costos operativos que al final se traduce en un incremento en el indicador del costo del barril y una disminución del tiempo límite económico del campo.

7.6. SELECCIÓN DE POZOS

Se establecen ciertos criterios para la selección y priorización de pozos, para aplicación de la metodología de producción de arena, como frecuencias de trabajos de mantenimiento asociados a problemas de arenamiento, índice de severidad del arenamiento dado en pies de arena por unidad de tiempo y presión, costos asociados a problemas de arenamiento (incluye intervenciones de equipos de mantenimiento, herramientas, reposición de materiales de equipo de subsuelo y superficie, producción diferida, etc.) para dejar el pozo en producción, calidad y cantidad de información, viabilidad técnica de trabajos de producción de arena, etc.⁵.

En el campo se viene presentando grandes problemas de arenamiento en la producción de hidrocarburos, donde ha venido afectando a los equipos en superficie principalmente algunos pozos del campo. Entre los pozos con mayores problemas tenemos el 19, 24, 37, 38 y 39.

Para este trabajo se escoge el pozo Bonanza 39 debido a que es uno de los pozos más críticos, al cual se le han realizado el mayor número de intervenciones en superficie y además permitirá evaluar la combinación de los métodos de gerenciamiento de la arena como es la exclusión y el manejo de la producción de arena como métodos óptimos que nos permitan tener un efectivo control de la arena en el campo.

Además se decide aplicar este trabajo a un solo pozo ya que permite disminuir la complejidad de diseñar un equipo desarenador para cada pozo, que se puede realizar pero por límites de tiempo y recursos no es posible ya que acarrearía a que fuese inviable la realización de esta monografía.

⁵ Ecopetrol s.a. Superintendencia de Yacimientos Gerencia Regional Magdalena Medio; Actualización preliminar plan de desarrollo Campo Bonanza, Bogotá mayo de 2011.

7.6.1. Pozo Bonanza 39. Fue perforado y puesto en producción en Mayo de 2011 y comenzó a producir hidrocarburos con un caudal promedio de 149 BOPD y un BSW del 3%.

Después de la implementación de la bomba PCP, se han realizado dos trabajos de limpieza, por encontrarse taponado de arena 549 pies y 636 pies, respectivamente.

Tabla 6. Potencial de Producción Pozo 39.

POZO	BONANZA					
	ESTACIÓN	SIST. LEVANT	Producción total BFPD	BSW	Producción neta BFPD	GAS KPCD
BON 39	BONANZA	PCP	120	25	90	1

Fuente: ECOPETROL S.A.

En Julio de 2011, el pozo alcanzó la máxima tasa de producción, aportando en promedio 154 BOPD con un BSW del 0.8%. La producción promedio de aceite a Septiembre de 2011 es de 113 BOPD con un BSW del 10%.

Propiedades de Yacimiento

De acuerdo a la Tabla 7 se observa las propiedades de las dos formaciones presentes del pozo 37.

Tabla 7. Propiedades de yacimiento pozo BON 39.

YACIMIENTO									
FORMACION	PRESION ORIGINAL (PSIA)	PRESION ACTUAL	RANGO DE PERMEABILIDAD	Pb	Bo	Rs	VISC.	API	TEMP °F
MUGROSA	1.200	300	110	1500	1,087	137	30-40	20-22	100
ESMERALDAS	1400	500	110	1600	1,089	131	30-40	20-22	109

Fuente: ECOPETROL S.A.

Estado Mecánico: El pozo fue desviado con ángulo máximo de desviación de 21.39°.

Cañoneado en las formaciones Mugrosa y Esmeraldas en los intervalos: 2502-2512, 2739-2757, 2819-2842, 3228-3255, 3256-3286 y 4081-4100, dejando el pozo en producción con bomba PCP.

Casing superficial: 9 5/8"

Profundidad del casing superficial: 481´

Profundidad del pozo 4310´MD – 4181,6 TVD

Casing: 7"

Profundidad Casing: 4297´

Profundidad de la sarta: 3709,73´

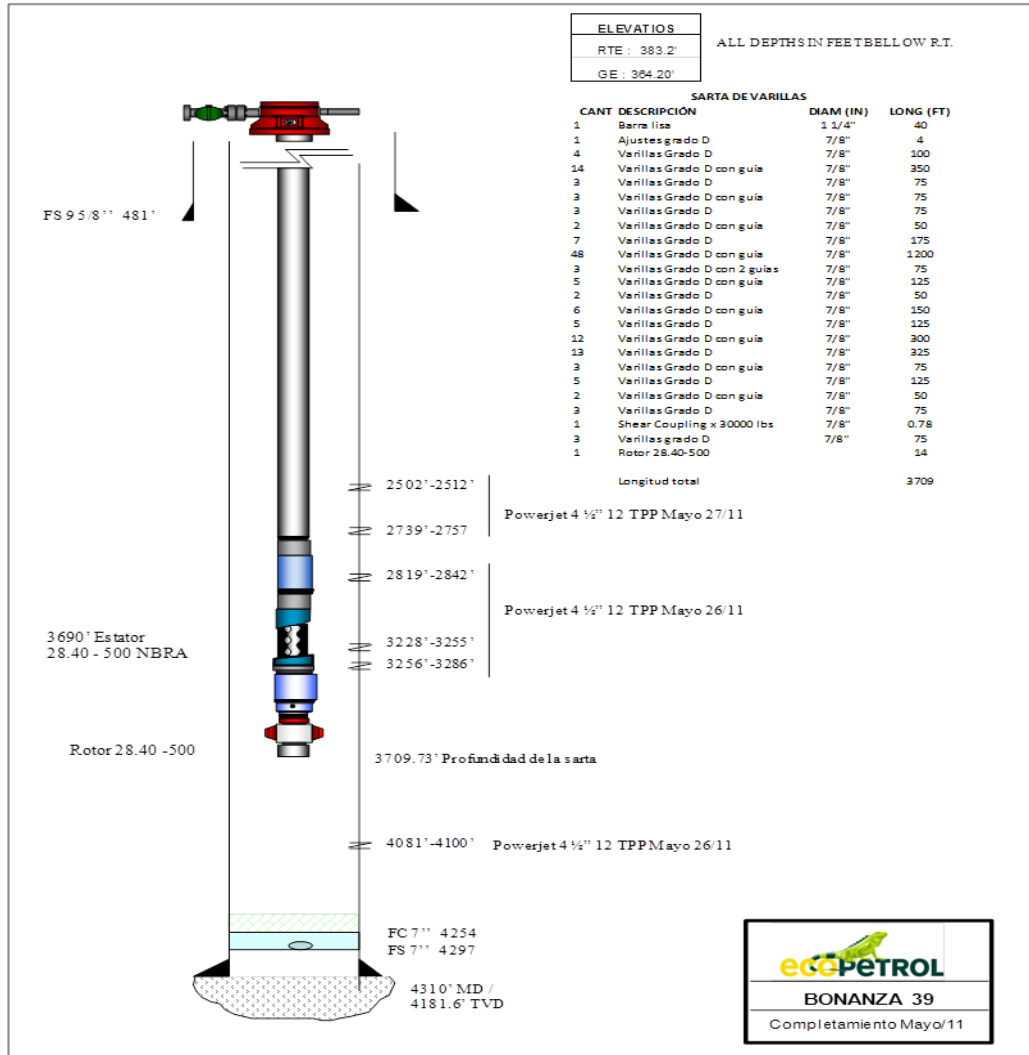
Profundidad del collar del flotador: 4254´

Espesor: 0,408

Densidad del cañoneo: Casing gun 4 1/2 12 tpp

En la Figura 27 se puede ver el estado mecánico para este pozo.

Figura 27. Estado Mecánico Pozo BONANZA 39



Fuente: Informe Incremento de Productividad Mediante Aplicación de Tecnologías de exclusión y/o Gerenciamiento De la Arena–Campo Bonanza Gerencia Regional Magdalena. Septiembre de 2012

Propiedades de la arena producida por el pozo Bonanza 39

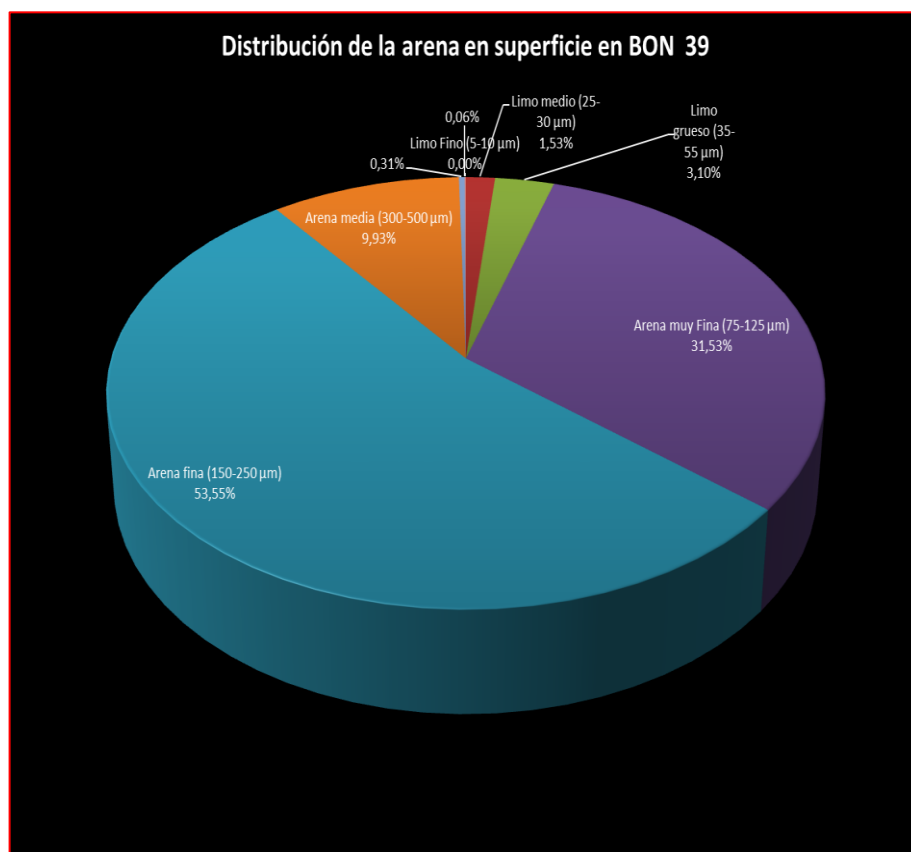
La arena producida por el pozo bonanza 39 es una arena que presenta afinidad hacia el crudo por lo cual ha dificultado su separación a través de un desarenador de placas tipo impacto.

Esta arena se encuentra acoplada al crudo por lo cual existe un interacción de las partículas con la fase el crudo y viceversa, permitiéndole al crudo afectar el movimiento de las partículas y estas en contraparte al crudo que las porta.

Granulometría.

La Figura 28 muestra la distribución de las arenas en superficie, determinando los porcentajes de acuerdo al tamaño del grano. La grafica nos da una referencia de la cantidad de arena que llega a la superficie, donde el mayor porcentaje es de arena fina con un 53,55%, seguido de la arena muy fina con un 31,53%, arena media con un 9,93% con menores porcentaje tenemos el limo grueso con un 3,10%, limo medio con un 1,53%, limo muy fino 0,31% y limo fino 0,05%.

Figura 28. Distribución de la arena en superficie del pozo Bonanza 39.



Fuente Weatherford reservoir stimulation & coiled tubing.

Distribución de tamaño y velocidades de sedimentación de la arena

Tabla 8. Velocidad de sedimentación de las partículas de arena.

SOLIDO	PORCENTAJE TOTAL	Vel de sedimentación (m/s)
Limo Fino (5-10 μm)	14,0	1,7E-4 hasta 6,81E-4
Limo medio (25-30 μm)	4,6	8,52E-4 hasta 1,02E-3
Limo grueso (35-55 μm)	8,3	1,19E-3 hasta 1,87E-3
Arena muy Fina (75-125 μm)	18,1	2,55E-3 hasta 4,26E-3
Arena fina (150-250 μm)	35,5	5,11E-3 hasta 8,52E-3
Arena media (300-500 μm)	19,6	1,02E-2 hasta 1,7E-2

Fuente: Autores.

Porcentaje de arena.

En la tabla 9 observaremos los porcentajes de sólidos que se determinaron en cada uno de los crudos provenientes de los pozos bonanza 19, 37, 38 y 39 que se determinaron a partir de pruebas de laboratorios realizadas a muestras tomadas en cabeza de pozo.

Tabla 9. Porcentaje de arena.

POZOS	PORCENTAJES DE ARENA
19	3,51
37	0
38	0,05
39	1,49

Fuente: Laboratorio de la Superintendencia de Operaciones de Mares ECOPETROL S.A.

Propiedades del crudo del pozo Bonanza 39

Viscosidades y Densidades.

En la tabla 10 encontramos los resultados de viscosidades y densidades a diferentes temperaturas de cada uno de los pozos de acuerdo a una fecha de Analisis y de toma del Campo.

Tabla 10. Viscosidades y Densidades.

FECHA DE TOMA	IDENTIFICACION DE LA MUESTRA	API 60 °F	TEM. DE PRUEBA	VISCOSIDAD DINAMICA cp	VISCOSIDAD CINEMATICA mm ² /s	DENSIDAD g/cm ³ (rho)
28/10/2012	BONANZA 37	17	40	314,26	335,47	0,9127
	BONANZA 37	17	80	42,781	49,871	0,8578
	BONANZA 38	18,9	40	146,06	157,82	0,9255
	BONANZA 38	18,9	80	25,633	28,447	0,9011
	BONANZA 39	17,9	40	207,96	223,22	0,9316
	BONANZA 39	17,9	80	34,555	38,107	0,9068

RESULTADOS DE VISCOSIDAD ASTM D7042 - LABORATORIO DE PETROLEOS

Fuente: Laboratorio de la Superintendencia de Operaciones de Mares ECOPETROL S.A.

8. GERENCIAMIENTO DE LA ARENA APICADA AL CAMPO BONANZA

Para mitigar los problemas ocasionados por la arena tanto en subsuelo como en superficie al campo se le ha establecido un modelo de gerenciamiento de la arena producida, en la cual se ha implementado para mantener la integridad operativa de los pozos.

Los métodos de gerenciamiento utilizados en los pozos del campo son:

- Exclusión a partir de consolidación química (Sand Aid).
- Manejo de la producción de la arena a través de Desarenadores.

8.1. EXCLUSIÓN A PARTIR DE CONSOLIDACIÓN QUÍMICA (SAND AID).

En el trabajo realizado por Jaimes M. et al; se recomendó aplicar el tratamiento químico Sand Aid a los intervalos de la formación del pozo bonanza 39, el cual fue aplicado en el transcurrir del año 2012, que aun continua en evaluación.⁶

Consecuentemente por los resultados obtenidos a partir de la consolidación química de los intervalos areneros, se determina que la inyección del Sand Aid necesita ser complementado en superficie, por lo cual se toma la decisión de realizar un manejo de la producción de arena en superficie sin interferir la tasa de producción de crudo, por lo cual se toma la decisión de instalar un equipo desarenador en el pozo.

⁶ Incremento de productividad mediante aplicación de tecnologías de exclusión y/o gerenciamiento de la arena –Campo Bonanza. Gerencia Regional Magdalena Medio-Ecopetrol S.A.

8.2. MANEJO DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA A TRAVÉS DE DESARENADORES.

Con el fin de poder solucionar las dificultades presentadas en superficie se decide que es necesario la instalación de un equipo desarenador por lo cual se consulta a diferentes compañías especializadas en la implementación de equipos de desarenado, con el fin de encontrar una solución; pero la mayoría de empresas consultadas no continuaron en el proceso debido a que los equipos que proveen presentan limitaciones debido a que los estos no cumplen con las especificaciones del campo como la bajas tasas de crudo y bajos cortes de agua, por lo cual no daban total garantía de que el desarenador ofrecido se desempeñaría eficientemente, solo dos empresas prosiguieron en la presentación de propuestas de equipos, también se le solicitó a la Superintendencia de Operaciones del Río-Casabe de que permitiera el préstamo de un equipo desarenador que ha estado funcionando en sus campos que ha mostrado una aparente solución al manejo de la arena para esta Superintendencia, con el fin de buscar una solución sin la necesidad de desembolsar ninguna suma de dinero.

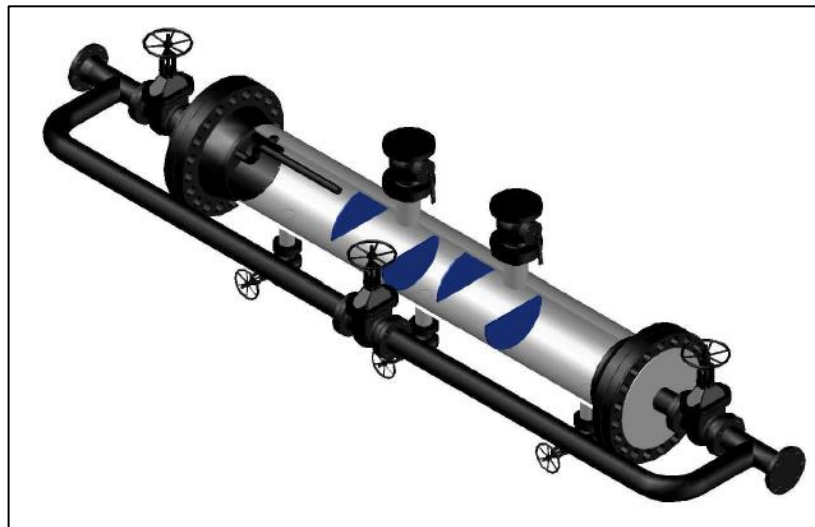
Todas estas decisiones fueron tomadas con anterioridad a la implementación de la monografía, por lo cual se desconocía la parametrización de variables que permitiera escoger el desarenador adecuado, por lo cual los equipos que se cotizaron y el equipo que se solicitud en virtud de préstamo como veremos adelante no se acomodaron a las características del pozo Bonanza 39.

Después de tener los equipos cotizados por las dos empresas participantes (Desarenadores B y C), además de la operación existente del desarenador prestado (desarenador A), se toma la decisión de tener una opción alterna basada en los desarenadores descritos en los capítulos 5 y 6, a los cuales se les realiza una parametrización de las variables que nos permita determinar la eficiencia de los desarenadores en función de las condiciones de operación de los pozos del campo Bonanza, como se puede observar en la siguiente tabla 5.

Con estas propuestas de compra, préstamo y construcción de un equipo desarenador se realizó un análisis técnico económico con el fin de encontrar la solución que pueda además de separar la arena del crudo, ser económicamente viable.

8.2.1. Solicitud de préstamo de equipo desarenador (Desarenador A). Debido a las grandes cantidades de arena producidas por el pozo y al constante mantenimiento de las líneas al pozo Bonanza 39 se le decide instalar un equipo desarenador que permitiera extraer la mayor cantidad de arena posible del crudo, este modelo fue prestado al campo por la Súper Intendencia de Operaciones del Río-Casabe Ecopetrol (SOR-ECP) donde cumplía las mismas funciones pero para un pozo con características totalmente diferentes.

Figura 29. Desarenador A.



Fuente: SOR-ECOPETROL

A partir de la instalación del desarenador en el pozo Bonanza 39, se inició su respectiva evaluación a través de tomas de muestras aguas abajo del desarenador y el comportamiento de las líneas respecto a la arena.

8.2.2. Propuesta realizada por la Primera Empresa (Desarenador B). La primera empresa propuso el suministro y puesta en marcha de un desarenador tipo piloto bajo la modalidad de arrendamiento, el equipo consistía en un desarenador tipo ciclón, la garantía sobre los resultados del equipo no estaba garantizada, a continuación se muestran costo de la propuesta en pesos colombianos y el alcance para la puesta en marcha del equipo.

Tabla 11. Costos en pesos colombianos del equipo desarenador bajo la modalidad de arrendamiento (Desarenador B).

ITEM	CANT.	DESCRIPCIÓN	PESOS COLOMBIANOS
1	1	Desarenador piloto, bajo modalidad de arrendamiento, incluye actividades indicadas en el punto 1.3	377.777.000
		I.V.A. (16%)	60.444.320

Total Oferta -> 438.221.320

Fuente: ECOPETROL S.A.

Figura 30. Desarenador B.



Fuente: ECOPETROL S.A.

El alcance de la siguiente propuesta se resume en:

- Suministro del equipo desarenador.
- Instalación entre las válvulas de bloqueo de 3"-150# que deben disponer Ecopetrol en cada pozo, estas válvulas deben ubicarse preferiblemente aguas abajo de cualquier válvula accesorio relacionado con la operación del pozo, con la finalidad de no interferir en el mismo, ECOPETROL indicará 3 pozos distintos del Campo, que se ajusten a las condiciones de operación, el servicio de prueba será por 5 días hábiles consecutivos.
- Suministro e instalación de las tuberías de entrada, salida y purga requeridas para la operación del piloto.
- Asistencia técnica al arranque y puesta en marcha del piloto.- Retiro y disposición de las arenas extraídas del crudo de producción.
- Informe de resultados y recomendaciones.

8.2.3. Propuesta realizada por la Segunda Empresa (Desarenador C). La segunda empresa que propuso la instalación de desarenadores por gravedad que para permite una eficiencia del 98 % de la separación de la arena para el pozo Bonanza 39 en particular.

Dependiendo del espacio disponible, la filosofía del tipo de operación del sistema y requerimientos de seguridad, esta empresa planteó 4 tipos de equipos.

- Contenedor convencional: (60" x 20 ft)
- Contenedor vertical: (10 ft x 10 ft)
- Equipo multitubular horizontal: 2 x (24" x 16 ft)
- Equipo multitubular inclinados: 10 x (6" x 12 ft)

De todos los equipos seleccionados solo, el equipo que cumplió con los requisitos de espacio y rendimiento se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 12. Costos en dólares del equipo desarenador C.

EQUIPO SELECCIONADO	COSTO TOTAL COMPRA DE EQUIPO
Equipo multitubular horizontal: 2 x (24" x 16 ft)	US\$ 400.000 Para un solo pozo.

Fuente: ECOPETROL S.A.

El precio del desarenador incluye costos de instalación.

8.2.4. Construcción del equipo desarenador (Desarenador D). En el campo bonanza teniendo en cuenta que el pozo seleccionado es el Bonanza 39, por ser el más crítico y con el fin de evaluar los métodos de gerenciamiento de la arena y en vista que los equipos previstos por las empresas eran costosos y el desarenador prestado no mostraba soluciones concretas se decide diseñar un equipo basado en la escogencia de uno o varios desarenadores propuestos en el capítulo 6 y que se muestran en la tabla 13.

Tabla 13. Condiciones óptimas de separación de la arena en función de las variables de operación en equipos Desarenadores.

CONDICIONES OPTIMAS DE SEPARACION DE LA ARENA EN FUNCION DE LAS VARIABLES DE OPERACIÓN EN EQUIPOS DESARENADORES							
EQUIPOS DESARENADORES	VARIABLES DE OPERACIÓN						
	VISCOSIDAD	MOJABILIDAD ARENA		CORTE AGUA	CAUDAL	TEMPERATURA	API
AGUA		CRUDO					
MACRO-FILTRANTES	BAJA	SI	NO	ALTO	ALTO	ALTA	>25
HORIZONTALES GRAVEDAD	BAJA/ALTA PERO MAYOR VOLUMEN	SI	NO	ALTO SI ES MOJADA EN AGUA	NO AFECTA	CONSTANTE	>25
LAMELARES	MUY BAJA	SI	NO	ALTO	NO AFECTA	ALTA	>25
ELUTRIADORES	NO AFECTA	NO	SI	MEDIO	NO AFECTA	CONSTANTE	NO AFECTA
CICLÓNICOS	BAJA	SI	SI PERO ALTO CAUDAL	NO AFECTA	ALTO	CONSTANTE	<25 PERO ALTO CAUDAL
MICRO-FILTRANTES	MUY BAJA	SI	NO	ALTA	NO AFECTA	ALTA	>25

Fuente: Autores.

Las condiciones de operación del pozo Bonanza 39 se puede observar en la siguiente tabla, con estas condiciones podemos hacer un análisis para escoger el desarenador apropiado para este pozo.

Tabla 14. Condiciones de operación pozos bonanza 39 y 19.

POZOS	TEMPERATURA °F	VISCOSIDAD Cp	DENSIDAD	AFINIDAD ARENA	CAUDAL	%BSW	API	PORCENTAJES DE ARENA
19	106	49,13	0,9127	AGUA	83	2	25	3,51
39	106	207,3	0,9316	CRUDO	100	30	17,9	1,49

Fuente: Autores

En el pozo bonanza 39 tenemos una viscosidad de 207,3cp, un BSW de 30% y que la afinidad de la arena encontrada en este pozo es en el aceite, con estas tres condiciones de operación al contrastarla con la tabla 5 podemos determinar que los desarenadores más apropiados para este pozo son los Elutriadores y los horizontales con uso de la gravedad, se descartan los ciclónicos, macro y micro filtrantes y los desarenadores Lamelares. Ya que no son viables para las condiciones actuales del pozo.

En cambio si se realiza el mismo análisis para el pozo bonanza 19 donde las condiciones son totalmente diferentes a las del pozo bonanza 39 los desarenadores que se pueden instalar en este pozo serían:

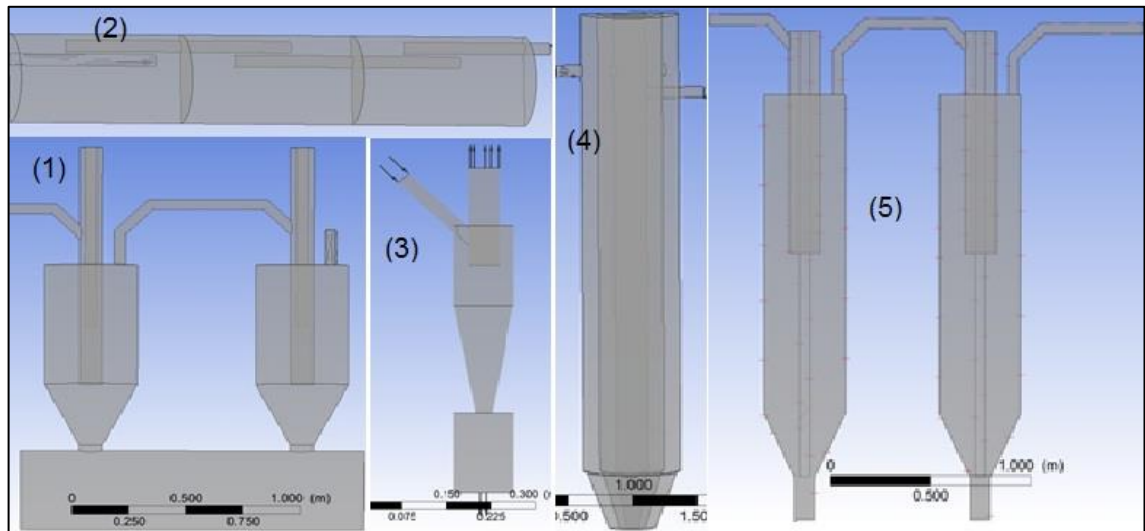
- Desarenadores Macro-filtrantes (pre-separación)
- Desarenadores horizontales por gravedad.
- Desarenadores Lamelares.
- Desarenadores Elutriadores.
- Desarenadores Ciclónicos. (Siempre y cuando el caudal sea constante)

Teniendo en cuenta los desarenadores que se pueden instalar en pozo bonanza 39 se decide realizar simulaciones a través de la dinámica de fluidos computacional (CFD), para poder constatar que estos son los equipos que cumplen una función óptima en este pozo.

La idea principal al escoger los desarenadores óptimos para el pozo es realizar una propuesta para la fabricación de un desarenador de bajo costo y que sea propia de la superintendencia y que permita ser piloto para el desarrollo de equipos desarenadores marca Ecopetrol que puedan además de ser usados por la empresa ser vendidos a las demás empresas operadoras de campos petrolíferos en Colombia, estos desarenadores podían fabricarse con elementos encontrados

en las bodegas de la empresa y aquellos que permitan su reutilización con el fin de disminuir los costos de operación de los campos.

Figura 31. Modelos de Desarenadores candidatos a construir para el pozo Bon 39.



Fuente: Autores.

En total se tuvieron en cuenta 5 modelos de los cuales 2 eran equipos de separación por gravedad , uno ciclónico y dos tipos Elutriadores, a los 5 equipos se les realizó un análisis técnico a través de la herramienta CFD, para definir cuál era el modelo definitivo a diseñar y construir, encontrándose que el único que cumplía y demostraba el mejor desempeño para el pozo Bonanza 39 exclusivamente a través del modelamiento por CFD era el número 5 (Desarenador Elutriador Doble Modificado o **DSN FMEC 85**), además este equipo tiene la particularidad que puede fabricarse con material como tuberías y accesorios reutilizables ubicados en la Superintendencia de Operaciones Mares.

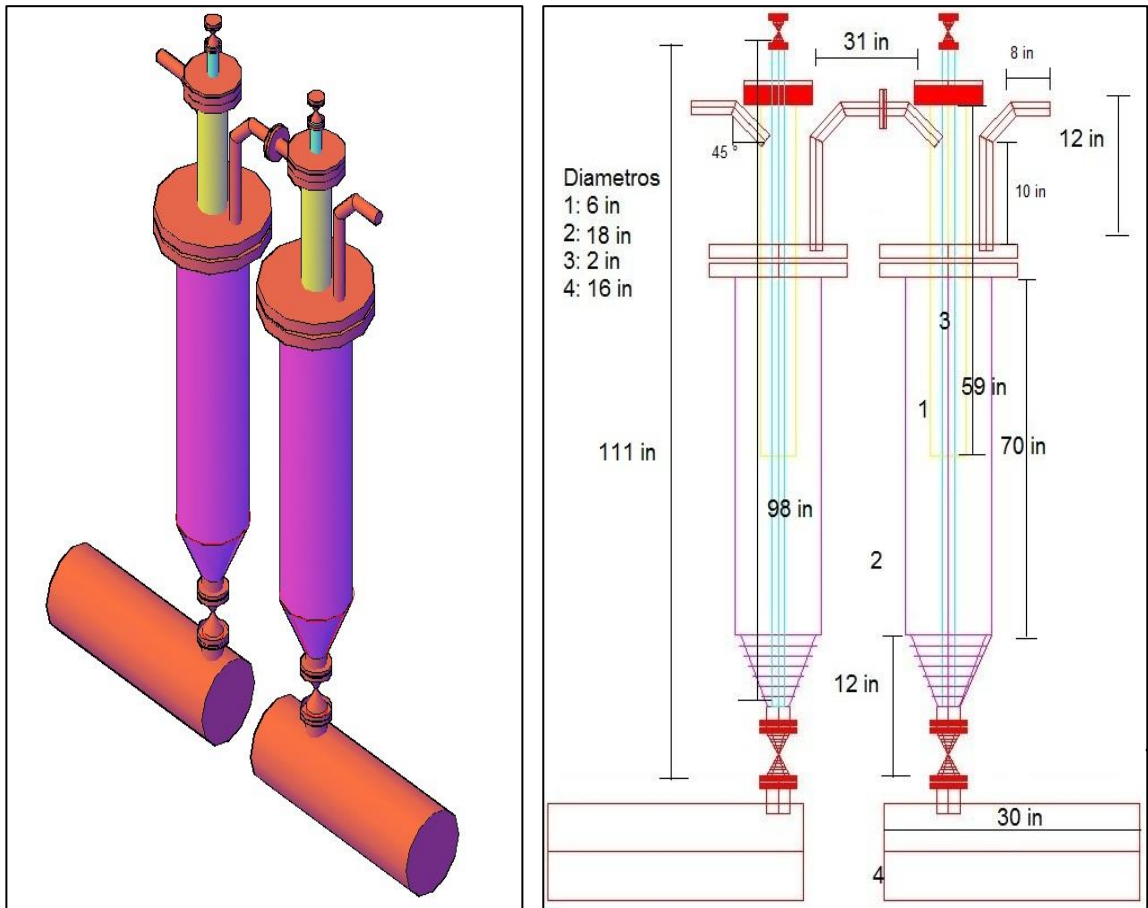
Tabla 15. Costos en pesos del equipo Desarenador C.

COSTOS FABRICACIÓN DESARENADOR FMEC	
ITEM	COSTOS
ACCESORIOS (válvulas, Manómetros, etc.)	\$ 70.000.000
TUBERÍAS	\$ 40.000.000
CONSTRUCCIÓN	\$ 20.000.000
PRUEBAS	\$ 20.000.000
PATÍN	\$ 10.000.000
IMPREVISTOS	\$ 30.000.000
TOTAL	\$ 190.000.000

Fuente: ECOPETROL S.A.

Los costos anteriores de la construcción del desarenador fueron descritos para escenarios negativos, pero en realidad los costos serian el 35% menos del costo descrito en la tabla anterior.

Figura 32. Modelo final del equipo desarenador escogido para el pozo Bon 39.



Fuente: Autores.

Los resultados y configuraciones del modelamiento por CFD para la elección de este equipo desarenador a construir se mostraran en el siguiente capítulo donde se describe el modelo físico y matemático usado en el simulador CFD.

8.3. APLICACIÓN DE LA DINÁMICA FLUIDOS COMPUTACIONAL AL DESARENADOR A Y EL DESARENADOR D PARA EL POZO BONANZA 39.

El desarenador escogido para este pozo es un desarenador tipo elutriador debido a las condiciones a la que opera el pozo, con el fin de confirmar esta decisión se decide evaluar el desarenador a las condiciones de operación del pozo, además de las interrogantes del porque el desarenador que ya estaba instalado en este pozo no era eficiente se decide realizar también a través de la herramienta CFD una evaluación que permita determinar porqué este desarenador no es eficiente.

8.3.1. Desarenador A. Este desarenador operó durante un largo periodo de tiempo con el fin de comprobar su eficacia en la separación de la arena en el pozo bonanza 39, donde las líneas que van desde el pozo a la estación continuaron obstruyéndose por la acumulación de arena y en la estación se observaba la presencia de altos cortes de arena en los equipos de separación y almacenamiento, lo que se pudo concluir al ver que estos inconvenientes provocados por la arena es que el desarenador no estaba cumpliendo con su función pese a que en el momento de hacerle retrolavado a las líneas y cuando se accionaban las válvulas de desagüe del desarenador, en este se podía observar cierta cantidad de arena.

Al observar detenidamente estos sucesos nacían varias interrogantes con respecto a la eficacia del desarenador, ¿Si en el desarenador se encontraban cantidades considerables de arena por que las líneas se obstruían y existía acumulación de arena en los equipos de la estación bonanza? ¿Qué estaba pasando?, estas interrogantes fueron un dolor de cabeza constante para el campo.

Con el presente trabajo de monografía se decide responder a estas interrogantes, que al principio fue una tarea muy difícil ya que representar lo que sucedía dentro

del desarenador correspondía un gran reto y ningún software que tradicionalmente se usaban podrían plasmar esta situación, por lo cual se decide buscar un software que permitiese modelar de una manera casi real el funcionamiento del desarenador a las condiciones del pozo bonanza 39, la solución llegó gracias a la Dinámica de Fluidos Computacional (CFD) que nos permite representar el comportamiento del crudo y la arena dentro del desarenador resolviendo las ecuaciones del flujo de fluidos (en una forma especial) sobre una región de interés, con condiciones especificadas (conocidas) en los límites de esa región.

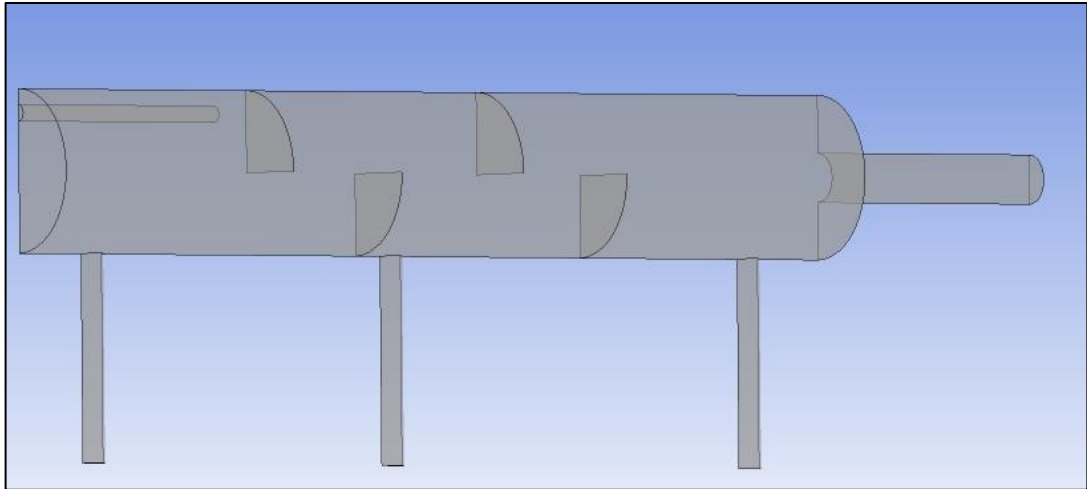
El software CFD que se utiliza permite el modelamiento dinámico de fluidos, este software se encuentra con licencia a nombre de la Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL S.A.) por lo cual se hizo uso de esta herramienta para el desarrollo de esta monografía.

8.3.2. Modelo físico y matemático para los desarenadores. El modelamiento físico y matemático de los de los desarenadores son los mismos con el fin de que los resultados no tuviesen ninguna discrepancia con respecto a la retención de la arena en los desarenadores.

8.3.2.1. Descripción física de los modelos

8.3.2.1.1. Desarenador A: El primer dispositivo es un desarenador de tipo placa impacto el cual es un recipiente cilíndrico colocado horizontalmente cuya configuración interna está comprendida por cuatro placas deflectoras, las cuales tienen como función principal, reducir la cantidad de movimiento que trae el flujo que entra al dispositivo, permitiendo así la separación de las partículas de arena. En las figuras 33 y 34 se muestra el volumen de control desde diversas vistas. Para la elaboración del modelo físico se tomaron en consideración las características del modelo real, ubicado en el pozo bonanza 39.

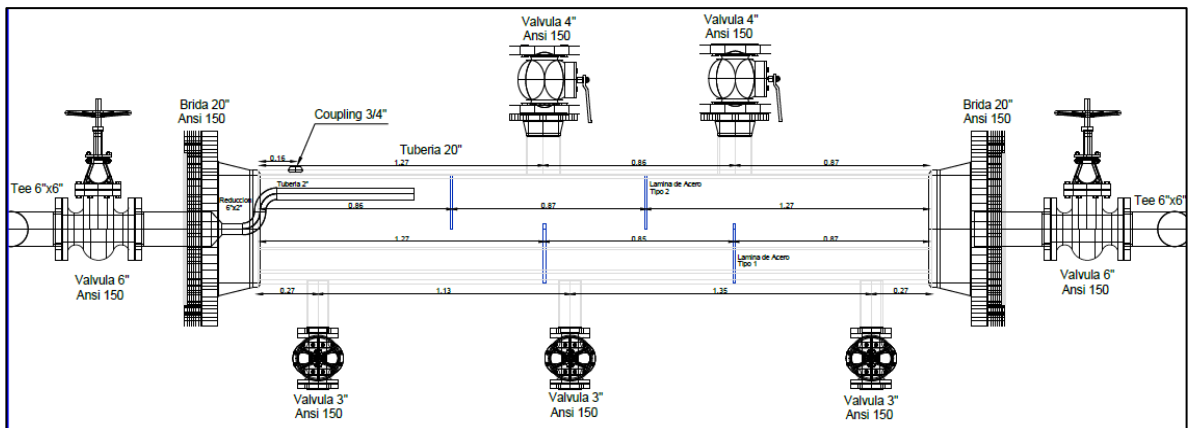
Figura 33. Vista de la geometría final (volumen de control).



Fuente: Autores.

La geometría (Figura 34) muestra al desarenador de tipo placa impacto con diámetro de 20'' (0.508 m) una longitud de 119'' (3.02 m), con cuatro placas deflectoras formada por media circunferencia de 10'' (0.254 m) de radio, ubicadas en las parte superior a una distancia de 0.86 y 1.73 metros de la entrada, y en la parte inferior las placas deflectoras se ubican a 1.27 y 2.12 metros de la entrada de una tubería de 2'' (0.0508 m) de diámetro con una longitud de 0.78 metros y la tubería de salida es de 6'' (0.174 m) de diámetro.

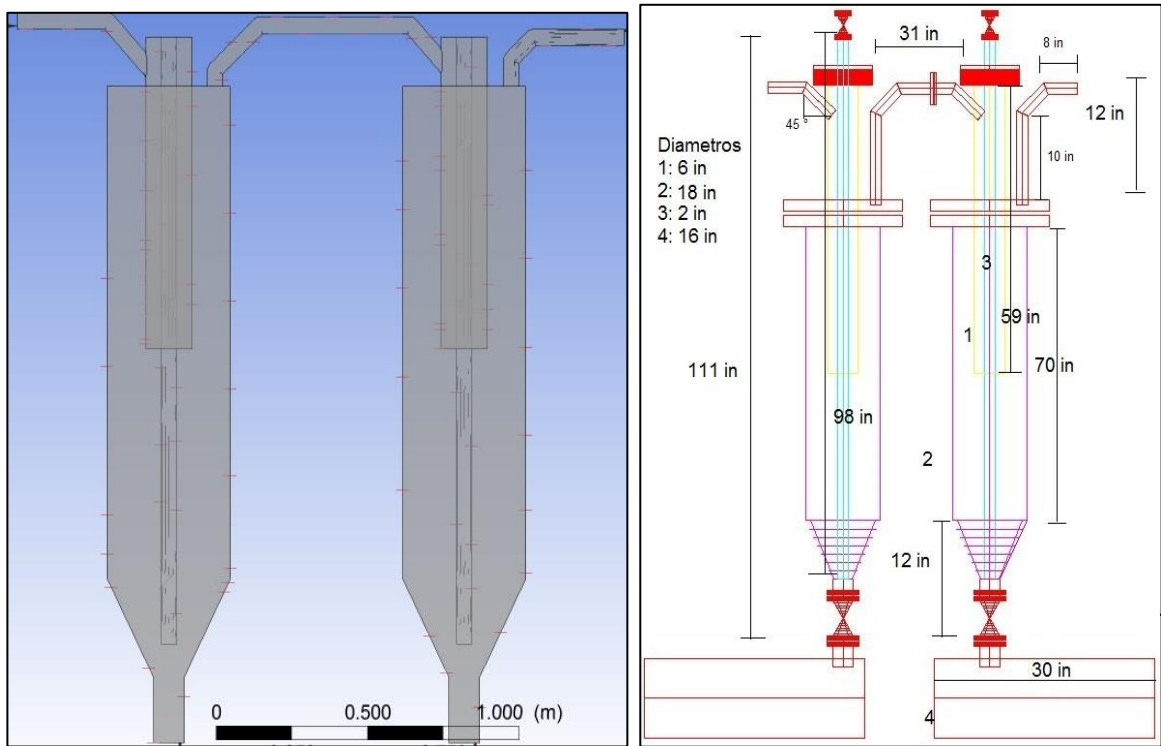
Figura 34. Dimensiones del desarenador A.



Fuente: Autores

8.3.2.1.2. Desarenador D: Este modelo fue escogido en base a los desarenadores Elutriadores que demostraron ser los más adecuados para las características de operación del pozo Bonanza 39.

Figura 35 Modelo y Dimensiones del Desarenador D.



Fuente: Autores

8.3.2.2. Especificación de las propiedades de las fases: Las propiedades que posean las fases en estudio son de vital importancia en las previas de la simulación. En esta monografía se tomaron en consideración tres fases predominantes, una líquida continua (Crudo), una fase líquida dispersa (agua) y una fase sólida dispersa (Partículas de arena).

La selección del tamaño de partículas de arena se basó en la data que manejaba el pozo. Los distintos tamaños de las partículas fueron arbitrarios y uniformemente distribuidos en base al rango obtenido desde el pozo.

8.3.2.3. Descripción del modelo matemático aplicado por el software: El modelado del comportamiento de los sistemas fluidodinámicos en general, se rige bajo tres ecuaciones fundamentales de conservación, como lo son las de continuidad, momentum y energía. Sin embargo, el sistema en estudio puede ser simplificado por darse en un entorno tridimensional, manejando un flujo incompresible como fase continua, que posee propiedades constantes. Además se toma como consideración fundamental un estado estacionario (lo que permite que se eliminen términos transitorios) y que el flujo es isotérmico. En base a esto, las ecuaciones adaptadas al sistema en estudio se plasman de la siguiente manera:

-Ecuación de continuidad

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla * (\rho U) = 0 \quad (38)$$

Donde ρ es la densidad del fluido y U su velocidad

-Ecuación de Conservación Momento

$$\frac{\partial \rho U}{\partial t} + \nabla * (\rho U \otimes U) - \nabla * (\mu_{eff} \nabla U) = \nabla p' + \nabla * (\mu_{eff} \nabla U)^T + B + S_M \quad (39)$$

Donde B es la suma de fuerzas de cuerpo, μ_{eff} es la viscosidad efectiva para la turbulencia, S_M es el término que involucra el acople de las partículas al fluido y la presión es modificada dada por:

$$P' = P + \frac{2}{3} \rho k \quad (40)$$

La viscosidad efectiva μ_{eff} para la turbulencia se obtiene de la expresión:

$$\mu_{eff} = \mu + \mu_t \quad (41)$$

Donde μ_t es la viscosidad de turbulencia. El modelo k- ϵ de turbulencia asume que la viscosidad de turbulencia está vinculada la energía cinética turbulenta y la disipación por la relación:

$$\mu_{eff} = C_\mu \rho \frac{k^2}{\epsilon} \quad (42)$$

Donde C_μ es una constante. La k es la energía cinética turbulenta y es definida como la varianza de las fluctuaciones en la velocidad. Esto tiene las dimensiones comúnmente en m^2/s^2 ϵ es la disipación de remolino de turbulencia (la tasa en la cual las fluctuaciones de la velocidad se disipan), así como las dimensiones de k por unidad de tiempo (L^2/t^3) (m^2/s^3) .

Los valores de k y ϵ vienen directamente de las ecuaciones diferenciales de transporte para la energía cinética turbulenta la y la tasa de disipación de turbulencia

$$\frac{\partial(\rho k)}{\partial t} + \nabla * (\rho U k) = \nabla * \left[\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \right) \nabla k \right] + P_k - \rho \epsilon \quad (43)$$

$$\frac{\partial(\rho \epsilon)}{\partial t} + \nabla * (\rho U \epsilon) = \nabla * \left[\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\epsilon} \right) \nabla \epsilon \right] + \frac{\epsilon}{k} (C_{\epsilon 1} \rho k - C_{\epsilon 2} \rho \epsilon) \quad (44)$$

Donde $C_{\epsilon 1}$, $C_{\epsilon 2}$, σ_k y σ_ϵ son constantes.

P_k es la producción de turbulencia debido a fuerzas de flotabilidad y viscosas, que son modeladas usando:

$$P_k = \mu_t \nabla U * (\nabla U + \nabla U^T) - \frac{2}{3} \nabla * U (3 \mu_t \nabla * U + P_{kb}) \quad (45)$$

Para el flujo de incompresible, $\nabla * U$ es pequeño y el segundo término sobre el lado derecho de la ecuación anterior no contribuye considerablemente a la producción.

Para el flujo compresible, es sólo grande en regiones con la alta divergencia de la velocidad, como en choques.

8.3.2.4. Modelo Matemático para Flujo Cercano a la Pared. La aproximación de la función de pared utilizada es una extensión del método de Launder y Spalding. En la región de la ley logarítmica, la velocidad tangencial cercana a la pared es relacionada al esfuerzo cortante en la pared, τ_w , mediante una relación logarítmica.

En la aproximación de la función de pared, la región de la sub-capa afectada por la viscosidad es resuelta por el empleo de formulaciones empíricas para proporcionar condiciones de frontera cercanas a la pared para las ecuaciones de flujo promedio y transporte turbulento.

Estas formulaciones conectan a las condiciones de pared con las variables dependientes en el nodo de la malla cercano a la pared, el cual se supone está localizado en la región completamente turbulenta de la capa límite.

La relación logarítmica para la velocidad cercana a la pared está dada por:

$$u^+ = \frac{U_t}{U_\tau} = \frac{1}{\kappa} \ln(y^+) + C \quad (46)$$

Dónde:

$$y^+ = \frac{\rho \Delta y u_\tau}{\mu} \quad (47)$$

$$u_\tau = \left(\frac{\tau_w}{\rho} \right)^{1/2} \quad (48)$$

u^+ es la velocidad cercana a la pared, u_τ es la velocidad de fricción, U_t es conocida como la velocidad tangente a la pared a una distancia Δy desde la pared, y^+ es la distancia adimensional desde la pared, τ_w es el esfuerzo cortante en la pared, κ es

la constante de Von Karman y C es la constante de la capa logarítmica dependiente de la rugosidad de la pared.

La ecuación 3.10 tiene el problema de volverse singular en puntos de separación donde la velocidad cercana a la pared, U_t , se aproxima a cero. En la región logarítmica, una escala de velocidad alternativa, u^* , puede ser utilizada en lugar de u :

$$u^* = C_\mu^{1/4} k^{1/2} \quad (49)$$

Esta escala tiene la útil propiedad de que no tiende a cero si U_t tiende a cero (En flujo turbulento k nunca tiende a ser completamente cero). Basado en esta definición, se puede obtener la siguiente ecuación explícita de u_τ :

$$u_\tau = \frac{U_t}{\frac{1}{k} \log(y^*) + C} \quad (50)$$

El valor absoluto del esfuerzo cortante en la pared es obtiene entonces de la expresión siguiente:

$$\tau_\omega = \rho u^* u_\tau \quad (51)$$

Dónde:

$$y^* = \frac{\rho u^* \Delta y}{\mu} \quad (52)$$

y u^* se resuelve de la ecuación 3.12.

8.3.2.5. Esquema de Advección: Para la discretización completa del término de advección, la variable $ip\phi$ se debe relacionar con los valores nodales de ϕ . Los esquemas de advección implementados por el software comercial son de la forma:

$$\phi_{ip} = \phi_{up} + \beta \nabla \phi * \Delta \gamma \quad (53)$$

Donde ϕ_{up} es el valor en el nodo aguas arriba, y γ es el valor desde el nodo aguas arriba al ip . Al usar una combinación específica, $\nabla \phi$ es el promedio de los gradientes nodales adyacentes y cuando se usa un esquema de alta resolución $\nabla \phi$ es el gradiente nodal del nodo aguas arriba. La opción particular de β es la que da lugar a los diferentes esquemas.

El esquema de advección a emplear en este trabajo será el *Esquema en Diferencia Aguas Arriba de Primer Orden (UDS)*, para el cual el término β es igual a cero. Muchos esquemas diferentes desarrollados por el software se basan en aproximaciones en series de expansión (tales como la serie de Taylor) para funciones continuas. Mientras más términos de expansión son usados en el esquema diferencial, más exacta será la aproximación (pero a costa de una carga computacional mayor).

El UDS es bastante robusto (numéricamente estable) y se ha probado que no introduce sobrestimaciones y subestimaciones no físicas.

8.3.2.6. Modelado matemático de transporte de partículas: Dentro del modelo de transporte de partículas, el flujo total de la fase de las partículas se modela por el seguimiento de un número pequeño de partículas, a través del fluido de la fase continua. Para este estudio, las partículas son sólidas y el modelo multifásico utilizado para seguir su comportamiento es el “Lagrangiano”. Este modelo dentro del software implica la integración de la trayectoria de las partículas a través del dominio discretizado. Las partículas individuales se siguen desde su punto de inyección hasta que escapan del dominio. Cada partícula se inyecta, alternadamente, para obtener un promedio de todas las trayectorias de las partículas y para generar términos fuente de las ecuaciones fluidas de masa y cantidad de movimiento. Debido a que cada partícula es seguida desde su punto

de inyección hasta su destino final, el procedimiento es aplicable a análisis de flujo en estado estable.

Las partículas se calculan usando el esquema de integración hacia delante de Euler de la velocidad de la partícula a través del paso del tiempo, δt .

$$x_i^n = x_i^0 + v_{pi}^0 \delta * t \quad (54)$$

Donde los índices “o” y “n” se refieren a viejos y nuevos valores respectivamente y V_{pi} es la velocidad de la partícula. En la integración hacia adelante, la velocidad de la partícula es calculada al iniciarse el paso del tiempo. Al finalizar el paso del tiempo, la nueva velocidad de la partícula es calculada usando la solución analítica.

$$v_p = v_f + (v_p^0 - v_f) \exp\left(-\frac{\delta t}{\tau}\right) + \tau F_{all} \left(1 - \exp\left(-\frac{\delta t}{\tau}\right)\right) \quad (55)$$

Las propiedades del fluido se toman a partir del inicio del paso del tiempo. Para la cantidad de movimiento de la partícula, Φ^0 correspondería a la velocidad de la partícula al inicio del paso del tiempo.

En el cálculo de todas las fuerzas muchas variables fluidas, tales como densidad, viscosidad y velocidad son necesarias en la posición de la partícula. Estas variables se obtienen siempre con suficiente precisión calculando el elemento en el que la partícula está viajando, calculando la posición computacional dentro del elemento y usando las funciones de forma del algoritmo de discretización para interpolar la posición de las partículas.

Según la ecuación 72 el fluido afecta el movimiento de la partícula con el arrastre viscoso y una diferencia entre la velocidad de la partícula y el fluido. Inversamente

si el fluido influencia las trayectorias de las partículas, pero estas no afectan el fluido, entonces la interacción se llama “Acoplado Unidireccional” (One Way Coupling). La predicción del flujo de dos fases en este tipo de acoplamiento es relativamente directa. El campo de flujo del fluido puede ser calculado independientemente de la trayectoria de las partículas. Este acoplamiento es una aproximación aceptable en flujos con una baja carga de la fase dispersa, donde las partículas tienen poca influencia sobre el flujo que los porta.

8.3.2.7. Transferencia de Cantidad de Movimiento: Considerando una partícula discretizada que viaje en un medio fluido continuo. Las fuerzas que actúan en la partícula que afectan su aceleración son debidas a la diferencia en velocidad entre la partícula y el fluido y debido al desplazamiento del fluido por la partícula.

La ecuación de movimiento para la partícula fue derivada por Basset, Boussinesq y Oseen para un marco de referencia en rotación:

$$m_p \frac{dv_p}{dt} = \frac{1}{8} \pi \rho_f d^2 C_D |v_f - v_p| (v_f - v_p) + \frac{\pi d^3 \rho_f}{6} + \frac{\pi d^3 \rho_f}{12} \left(\frac{dv_f}{dt} + \frac{dv_p}{dt} \right) + F_b + \frac{3}{2} d^2 \sqrt{\pi \rho_f \mu} \int_{t_0}^t \left(\frac{dv_f}{dt'} + \frac{dv_p}{dt'} \right) (t - t')^{-0.5} dt' - \frac{\pi d^3}{6} (\rho_p - \rho_f) \omega * (\omega * R) - \frac{\pi d^3 \rho_p}{3} \omega * v_p + F_U \quad (56)$$

Donde, m_p es la masa de la partícula, d es el diámetro de la partícula, v es la velocidad, ρ es la densidad, μ es la viscosidad dinámica del fluido, C_D es el coeficiente de arrastre, F_b es la fuerza de flotabilidad debido a la gravedad, ω es la velocidad rotacional y R es un vector dirigido desde el eje de rotación, y F_U es cualquier fuerza definida. t_0 se utiliza para denotar el tiempo de salida, el subíndice f se refiere al fluido y el subíndice p se refiere a la partícula.

- El término en el lado izquierdo es una adición de todas las fuerzas que actúan en la partícula expresadas en los términos de la aceleración de la partícula.
- -El término I es la fuerza de arrastre que actúa en la partícula.
- -El término II es la fuerza aplicada en la partícula debido al gradiente de la presión en el fluido rodeando la partícula, causada por la aceleración del fluido. Es solamente significativa cuando la densidad del fluido es comparable o mayor que la densidad de la partícula.
- -El término III es la fuerza de aceleración virtual de la masa del fluido en volumen ocupado por la partícula. Este término es importante cuando la masa del fluido desplazado excede la masa de la partícula.
- -El término IV es la fuerza de flotabilidad debido a la gravedad, que para una partícula esférica viene dada por:

$$F_b = \frac{1}{6} \pi d^3 (\rho_p - \rho_f) g \quad (57)$$

Donde, g es la gravedad.

- El término V es la fuerza de Basset que cuenta para la desviación en el patrón de flujo en estado estable. Este término no se modela en el software, pero usualmente es despreciado.
- -El término VI es la fuerza centrípeta y el término VII son las fuerzas de Coriolis, ambos términos solo se presentan en marcos de referencia rotatorios.
- -El término VIII cualquier fuerza definida adicional.

De esta forma, la ecuación del movimiento tiene términos de aceleración de la partícula en ambos lados de la ecuación y requiere una solución mediante un método iterativo. La ecuación 70 se cambia para poner todas las aceleraciones de la partícula en el lado izquierdo. Se separa el término de masa virtual (término III)

en sus dos componentes con el término de aceleración del fluido, que es combinado con el término de gradiente de presión.

En flujos donde la densidad de la partícula es mucho mayor que la densidad del fluido, la ecuación 70 se reduce a:

$$\frac{\pi d^3}{6} \frac{dv_p}{dt} = \frac{1}{8} \pi \rho_f d^2 C_D |v_f - v_p| (v_f - v_p) + F_b - \frac{\pi d^3}{6} (\rho_p - \rho_f) \omega * (\omega - R) - \frac{\pi d^3 \rho_p}{3} \omega * v_p \quad (58)$$

Donde la inercia de la partícula se relaciona con la diferencia instantánea en velocidad entre la partícula y el fluido, y las fuerzas rotatorias y externas. La ecuación 72 representa el modelo de transporte de la partícula puesto en ejecución.

El término C_D de la ecuación se calcula a través del modelo de arrastre de partícula de Schiller-Neuman.

$$C_D = \frac{24}{Re} (1 + 0.15 Re^{0.687}) \quad (59)$$

El software modifica esto para asegurar la correcta limitación de comportamiento del régimen de arrastre tomado.

$$C_D = \max\left(\frac{24}{Re} (1 + 0.15 Re^{0.687}), 0.44\right) \quad (60)$$

8.3.2.8. Turbulencia en el seguimiento de partículas: El cálculo del término de velocidad instantánea del fluido, V_f en la ecuación 72 depende del régimen del flujo y el tipo de partícula (promedio o con dispersión turbulenta). En los flujos laminares o en los flujos donde el seguimiento promedio de la partícula es

calculado, V_f es igual a la velocidad media del fluido fV , rodeando la partícula. La trayectoria de una partícula es única para una partícula inyectada en una localización dada en el flujo.

En el seguimiento turbulento, la velocidad instantánea del fluido se descompone en componentes promedios fV y fluctuantes y fV' . Ahora dos partículas idénticas inyectadas en un solo punto a diferentes tiempos pueden tener trayectorias separadas debido a la naturaleza aleatoria de la velocidad instantánea del fluido, ya que esta componente fluctuante de la velocidad del fluido causa la dispersión de partículas en un flujo turbulento.

El modelo de dispersión turbulenta de partículas, asume que una partícula está siempre dentro de un solo remolino turbulento. Cada remolino tiene una velocidad fluctuante característica, tiempo de desenvolvimiento $\tau fV'_e$ y longitud l_e . Cuando una partícula entra al remolino, la velocidad fluctuante de ese remolino se agrega a la velocidad promedio local del fluido, para obtener la velocidad instantánea usa anteriormente. La velocidad turbulenta del fluido, es asumida para prevalecer mientras el tiempo de la interacción de partícula-fluido es menor que el tiempo de desenvolvimiento del remolino y el desplazamiento de la partícula relativo al remolino es menor que la longitud del remolino. Si cualquiera de estas condiciones es excedida, la partícula se asume entrando a un nuevo remolino con nuevas características.

La velocidad de remolino, la longitud y el tiempo de desenvolvimiento turbulentos, se calculan con base a las propiedades locales de turbulencia del flujo:

$$v'_f = \Gamma(2k/3)^{0.5} \quad (61)$$

$$l_e = \frac{C_\mu^{3/4} k^{3/2}}{\varepsilon} \quad (62)$$

$$\tau_e = \iota_e / (2k/3)^{1/2} \quad (63)$$

Donde, K y ε son la energía cinética turbulenta local y la disipación respectivamente y C_μ es una constante de la turbulencia. El factor $C_\mu^{3/4}$ fue elegido para relacionar la escala característica de la longitud y la longitud de disipación de remolinos. La variable Γ es el número de la distribución normal al azar, el cual considera la aleatoriedad de la turbulencia sobre un valor medio. Debido a esta aleatoriedad, cada componente de la velocidad fluctuante (u' , v' y w') puede tener un valor en cada remolino.

8.3.2.9. Criterio de convergencia (Residuales). El software comercial de fluido dinámica computacional, calcula residuos normalizados para calificar la convergencia de los problemas simulados. El solucionador emplea el residuo normalizado para detener una ejecución cuando se ha alcanzado un nivel de residual específico. La tasa de convergencia por la ecuación (69) en la cual R_n es el residual de la iteración y R_{n-1} es el residual de la iteración anterior.

$$Rate = \frac{R_n}{R_{n-1}} \quad (64)$$

El software permite seleccionar el criterio para detener la ejecución entre dos normas disponibles para el cálculo de los residuos.

La norma “Raíz del Promedio de los Cuadrados” (Root Mean Square, *RMS* por sus siglas en inglés), la cual eleva al cuadrado el residual normalizado en cada volumen de control del dominio, luego suma esos cuadrados, los promedia y finalmente saca la raíz cuadrada a este valor:

$$RMS = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (r)^2} \quad (65)$$

Donde n es el número de volúmenes de control en el dominio y r es el residual cada uno de esos volúmenes.

La segunda norma conocida como MAX establece que el valor del residual es igual al valor absoluto del máximo residuo en todo el dominio:

$$MAX = \max|r| \quad (66)$$

En este trabajo se considera como criterio de convergencia la norma RMS con un nivel de convergencia o límite de residual de 1×10^{-4} , el cual es considerado como un nivel bueno y recomendado por el software.

8.3.3. Desarrollo del Modelo

8.3.3.1. Descripción del modelo utilizado: Inicialmente es importante delimitar las condiciones en la cual se hará el estudio, las propiedades, y las metodologías computacionales que permitan describir el fenómeno de la manera más apropiada. Para esto se definen 2 pasos primordiales:

- Crear del dominio de cálculo
- Definir las condiciones de borde.

8.3.3.2. Dominio de Cálculo: En esta etapa se delimita el dominio a estudiar. Se definen además las características de las fases y alguno modelos fluidodinámicos que van a permitir el modelado del proceso. Primero deben crearse las fases ya que en este caso son especificadas por el usuario. Las características y propiedades fueron obtenidas por medio de análisis de laboratorio a 40°C:

Para el “Crudo” que es la fase continua:

- Masa molar: 127,77 Kg/Kmol
- Densidad: 931,6 Kg/m³
- Viscosidad Dinámica: 207,9 cp.

Para la “Arena” que es la fase solida dispersa:

- Masa molar: 60 g/mol
- Densidad: 2650 Kg/m³

Para el “Agua” que es la fase liquida dispersa:

- Masa molar: 18 Kg/Kmol
- Densidad: 992,2 Kg/m³
- Viscosidad Dinámica: 0,653 cp.

Para trabajar la fase solida dispersa, se activa la opción de “Particle Tracking” por medio del cual se activa la opción para utilizar el modelo Lagrangiano. Aquí se debe considerar el efecto de la gravedad por lo tanto se debe trabajar considerando el “Bouyancy” o Flotabilidad dándole el valor a la gravedad en el sentido correspondiente. La presión de referencia se establece en 1 Atm. Además para efecto de la flotabilidad, se debe dar una densidad de referencia. En estos casos el software recomienda tomar el valor de densidad más bajo entre las sustancias que se utilizan. Para este estudio se utiliza 762,897 Kg/m³ la cual es la densidad del crudo.

El acoplamiento se hará según sea el caso en “Fully Coupled” o “One Way Coupling”. El modelo de turbulencia es el k-ε y el efecto de fuerza de arrastre se realiza en base al modelo de Schiller-Neumann.

8.3.3.3. Condiciones de Frontera. En este estudio se manejarán 3 tipos de condiciones de frontera que fueron: Entrada, Salida y Pared. En la figura se indica

la ubicación de las regiones donde se especifican las condiciones de frontera. A continuación se describen las características de cada una de las fronteras.

- **Entrada:** En este nivel se toman en consideración datos y propiedades a la entrada del equipo de control de sólidos. La presión fijada fue de 100 psi y es característica del pozo Bon 39. Los diámetros de partícula fueron se basaron en los resultados de granulometría hechas en laboratorio y su flujo másico en la entrada se debe al porcentaje de arena en el crudo fue de alrededor de 1,5%, lo que se obtiene un flujo másico de $3E-3$ Kg/s.
- **Salida:** En esta frontera se especificó el flujo másico aproximado para la corriente de fluido en el desarenador que es alrededor de 0.2 Kg/s
- **Pared:** Esta región abarca todas las superficies de la geometría a excepción de las mencionadas entrada y salida. Se consideró que el fluido está rodeado por una pared lisa y en una condición de no deslizamiento.

8.3.3.4. Especificación de las opciones del solucionador. Aquí se definen los intervalos de iteraciones, número máximo de iteraciones, método y criterio de convergencia entre otros aspectos necesarios para el montaje de la simulación. Las opciones manejadas se editaron en el “Control de Solucionador” (Solver Control) y se muestran a continuación:

- **Esquema de Advección:** se implementó el de diferencias en Upwind de primer orden.
- **Control de la Escala de tiempo:** se utilizó el Autotimescale para ayudar a la convergencia.
- **Límite Residual:** se fijó en 0,0001 para las corridas en Fully Coupled.

- **Control de la partícula:** en muchas ocasiones, las partículas pueden tener diferentes trayectorias y pueden tomar diversos tiempos para hacer el recorrido por el dominio, por lo que se recomienda ampliar los valores de distancia y tiempo máximo de recorrido de las partículas. En este caso se utilizaron valores de Distancia máxima de 20 m y tiempo máximo 1000 s.

8.3.3.5. Discretización del modelo. Luego de la creación del modelo físico, se procede a realizar el mallado o discretización de la geometría. Esto consiste en dividir la geometría en pequeños volúmenes de control finitos. La unión de todos estos volúmenes de control es lo que se denomina malla o red computacional. Las ecuaciones fundamentales son aplicadas a cada uno de dichos elementos y la resolución del problema se da por medio de un proceso iterativo en el cual interactúan todas las ecuaciones de todos los elementos entre sí.

La calidad de la malla se puede estimar en función a la cantidad de elementos, es decir, a mayor cantidad de estos, se tiene una mayor y mejor distribución de puntos de control a lo largo de la geometría. Con mayor cantidad de elementos el estudio se hace más preciso, debido a que brinda mayor sensibilidad al momento de detectar cambios y esto permite que el comportamiento de los fenómenos y la evolución de las propiedades sean más cercanos a la realidad.

Para el estudio de los desarenadores, el software computacional permitió la discretización total de la geometría, utilizando una serie de opciones especializadas que ofrece.

Para los dos modelos se utilizaron las mismas características de la malla:

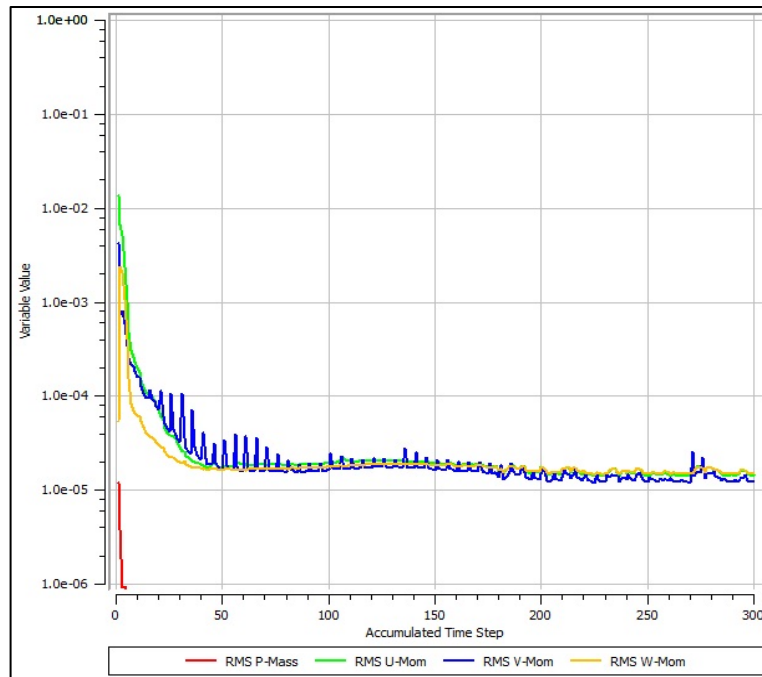
- Espaciamento: 0,005 metros
- Número de elementos : 1.000.000

8.3.4. Resultados y análisis de la simulación. A continuación se mostraran los resultados obtenidos de las simulaciones de los dos desarenado y los porcentajes de arena que son removidos de la corriente de fluido por parte de los dos desarenadores.

8.3.4.1. Criterio de Convergencia. La convergencia se definió con base a “La Raíz de los residuales Cuadrados” (RMS), se consideró el valor recomendado por el software de 0,0001. Sin embargo, para las corridas de alto requerimiento computacional (fracción volumétrica de 0,05) se acordó un valor de convergencia de 0,0001

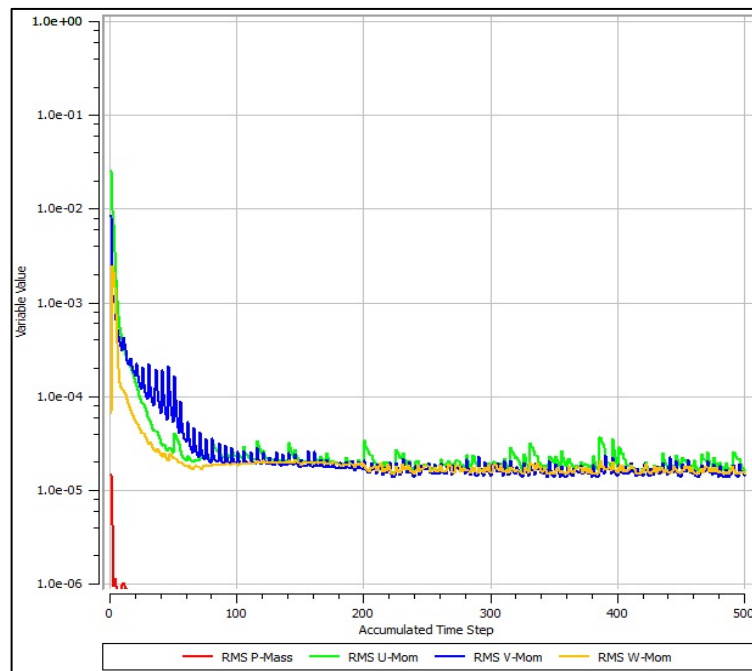
Las gráficas de convergencia para las corridas mostraron un comportamiento suave, como se muestra a continuación en la figura 43 y 44, este comportamiento representados en las gráficas demuestran que las variaciones en los valores de las variables presentadas en las simulaciones es cero y los residuales son valores que están en el orden de 10^{-4} , esto indica que los resultados han convergido y que el error entre los datos de entrada ingresados en la simulación y los datos de entrada obtenidos en la simulación son del orden de 10^{-4} , por lo cual son resultados que se asemejan a la realidad del comportamiento de los fluidos y de las partículas de arena.

Figura 36. Grafica de Convergencia para el Desarenador D.



Fuente: Autores

Figura 37. Grafica de Convergencia para el Desarenador A.



Fuente: Autores

8.3.4.2. Estudio de la remoción Para estudiar la remoción se trabajó con partículas y se hicieron simulaciones Fully Coupled. El criterio para el cálculo de la remoción se basó en la ecuación 81 que se muestra a continuación.

$$\%Rem = (DFME-DFMS)*100/DFME \quad (67)$$

Donde, DFME es la densidad de flujo másico a la entrada y es constante ya que al fijar del flujo volumétrico esto no varía. DFMS es la densidad de flujo másico de salida. Ambos valores se obtienen cuantitativamente por medio de la función “Calculadora de Propiedades” que ofrece el Software utilizado.

en las siguientes tablas podemos observar los porcentajes de remoción de la arena para los dos desarenadores en cuestión.

Tabla 16. Porcentaje de Remoción de la arena en el Desarenador A.

MODELO ACTUAL		
DFME	DFMS	EFICIENCIA
Densidad de flujo másico		14,51%
8,888	7,598	

Fuente: Autores.

Podemos observar que el porcentaje de remoción es aproximadamente 15% que indica que de los 0.26 Kg de arena que entran al desarenador en un día de operación, solo son removidos 0.039 Kg lo cual demuestra por qué las líneas siguen obstruyéndose y existe acumulación de arena en la estación.

Tabla 17. Porcentaje de Remoción de la arena en el Desarenador D.

MODELO DISEÑADO		
DFME	DFMS	EFICIENCIA
Densidad de flujo másico (Kg/m ² *s)		73,70%
3,4046	0,8954	

Fuente: Autores.

En esta tabla se observa que la remoción de la arena es del 73,79% en el desarenador diseñado lo cual indica que la masa de arena removida será de 0.19 Kg en un día de operación lo cual permitirá considerablemente la disminución de los gastos ocasionados por la arena así como el índice de falla de los equipos de superficie.

A través de la densidad de flujo másico se puede determinar el porcentaje de remoción, pero no es posible indicar cuales son los diámetros de las partículas que son removidas ya que la eficiencia que posee un desarenador depende del comportamiento de las partículas y este comportamiento es relacionado con el diámetro de esta misma y además el efecto en las líneas de producción, también dependen del diámetro de la partícula de arena, ya que se ha demostrado que las causantes de las obstrucciones en las líneas de flujo se debe a la compactación de partículas que se encuentran en un rango de diámetro de 17 a 125 μm , por lo cual se hace necesario de indicar los diámetros de las partículas de arena removidas y también explicar las razones por que un desarenador es eficaz o no en la remoción, la solución a esta problemática es a través de la comparación de las velocidades de sedimentación de las partículas de arena respecto a las velocidades presentadas en el desarenador a través del software, las velocidades de sedimentación depende de los diámetros de las partículas y esta velocidad se determinó a través de la ecuación de Chen esta velocidad de sedimentación me indica la velocidad la velocidad máxima que puede poseer una partícula para sedimentarse, es decir, si la velocidad de una partícula en un fluido es mayor que

esta la partícula de arena no se sedimentara pero si la velocidad de esta partícula en el fluido es menor o igual la partícula podrá sedimentarse.

$$V = 0,45 * \left(\frac{\mu}{\rho_f d_s} \right) * \left[\sqrt{\frac{36800 d_s \rho_s - \rho_f}{\left(\frac{\mu}{\rho_f d_s} \right)^2 * \rho_f} + 1} - 1 \right] \quad (\text{Ecuación 35. Ecuación de Chen})$$

Las velocidades de sedimentación de las partículas de arena que se presentan en el pozo Bonanza 39 se muestran en la siguiente tabla.

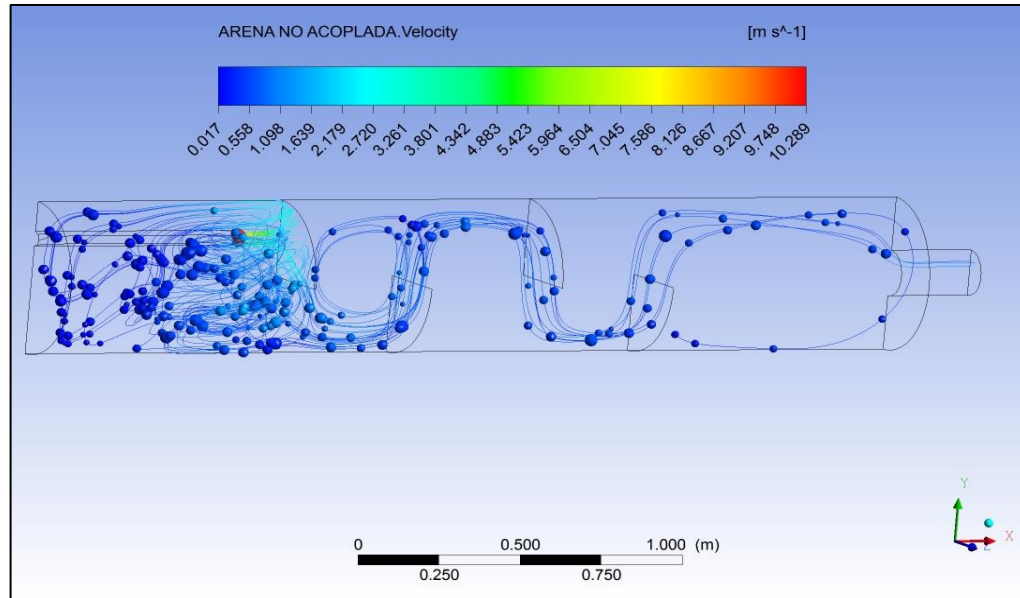
Tabla 18. Velocidad de sedimentación de las partículas de arena.

SOLIDO	PORCENTAJE TOTAL	Vel de sedimentación (m/s)
Limo Fino (5-10 µm)	14,0	1,7E-4 hasta 6,81E-4
Limo medio (25-30 µm)	4,6	8,52E-4 hasta 1,02E-3
Limo grueso (35-55 µm)	8,3	1,19E-3 hasta 1,87E-3
Arena muy Fina (75-125 µm)	18,1	2,55E-3 hasta 4,26E-3
Arena fina (150-250 µm)	35,5	5,11E-3 hasta 8,52E-3
Arena media (300-500 µm)	19,6	1,02E-2 hasta 1,7E-2

Fuente: Autores.

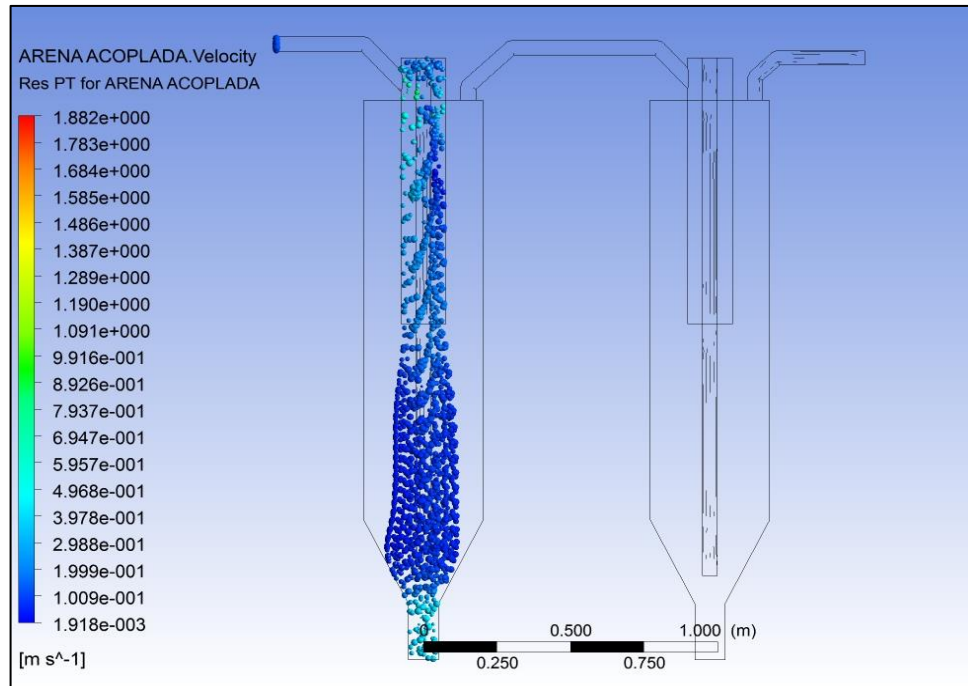
A continuación se puede observar en las siguientes graficas los perfiles de velocidad de las partículas de arena en el desarenador que está instalado actualmente y el en desarenador diseñado para el pozo Bonanza 39, con lo cual se puede indicar que partículas de arena se van a sedimentar en los desarenadores y cuáles van a fluir con el fluido y a partir de esta conclusión se obtienen las eficiencias de los desarenadores.

Figura 38. Perfiles de velocidad de la arena en el Desarenador A.



Fuente: Autores

Figura 39. Perfiles de velocidad de la arena en el Desarenador D.

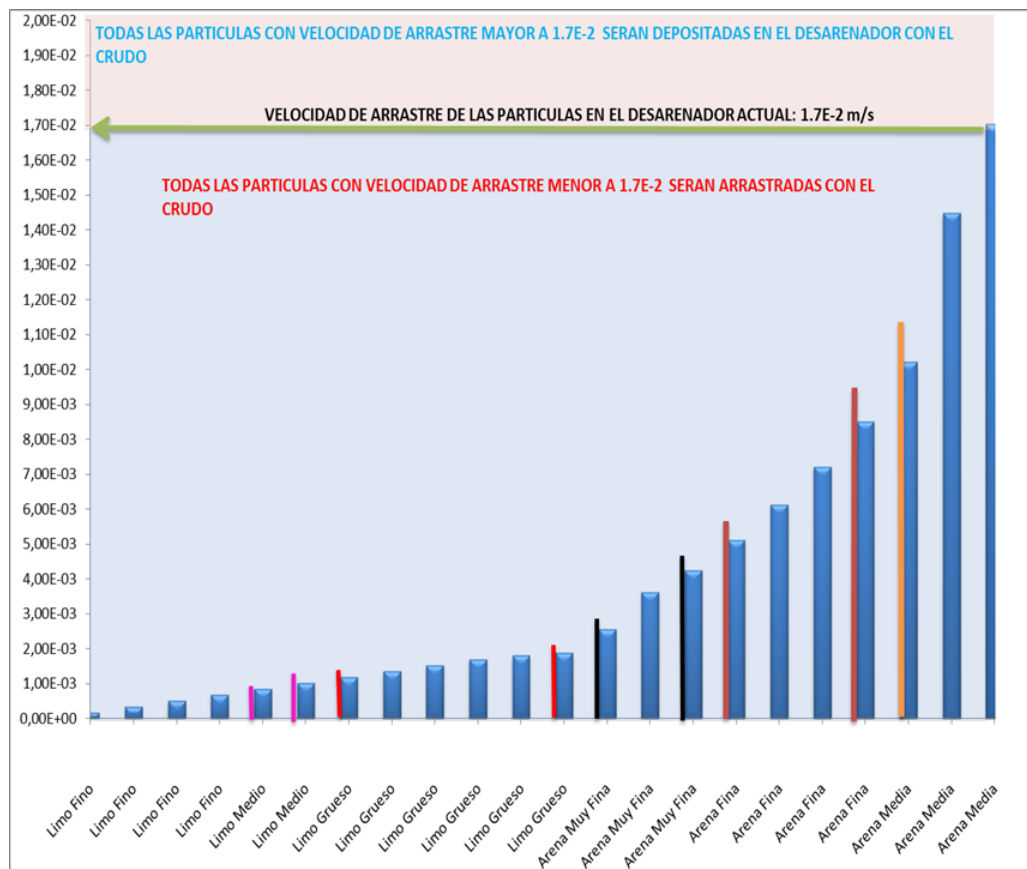


Fuente: Autores

Al observar la velocidad a la cual las partículas de arena en desarenador actual (Figura 40) que es aproximadamente 0.017 m/s y al comparar con las velocidades de sedimentación de las partículas como observamos en la siguiente gráfica.

Podemos percibir que la velocidad de las partículas de arena es mayor que la velocidad de sedimentación para el mayor porcentaje de partículas, solo una pequeña cantidad de partículas de arena con diámetro alrededor de las 300 y 500 μm se van a sedimentar las cuales corresponden a un porcentaje de aproximadamente el 14% del total de la arena que se encuentra en el desarenador.

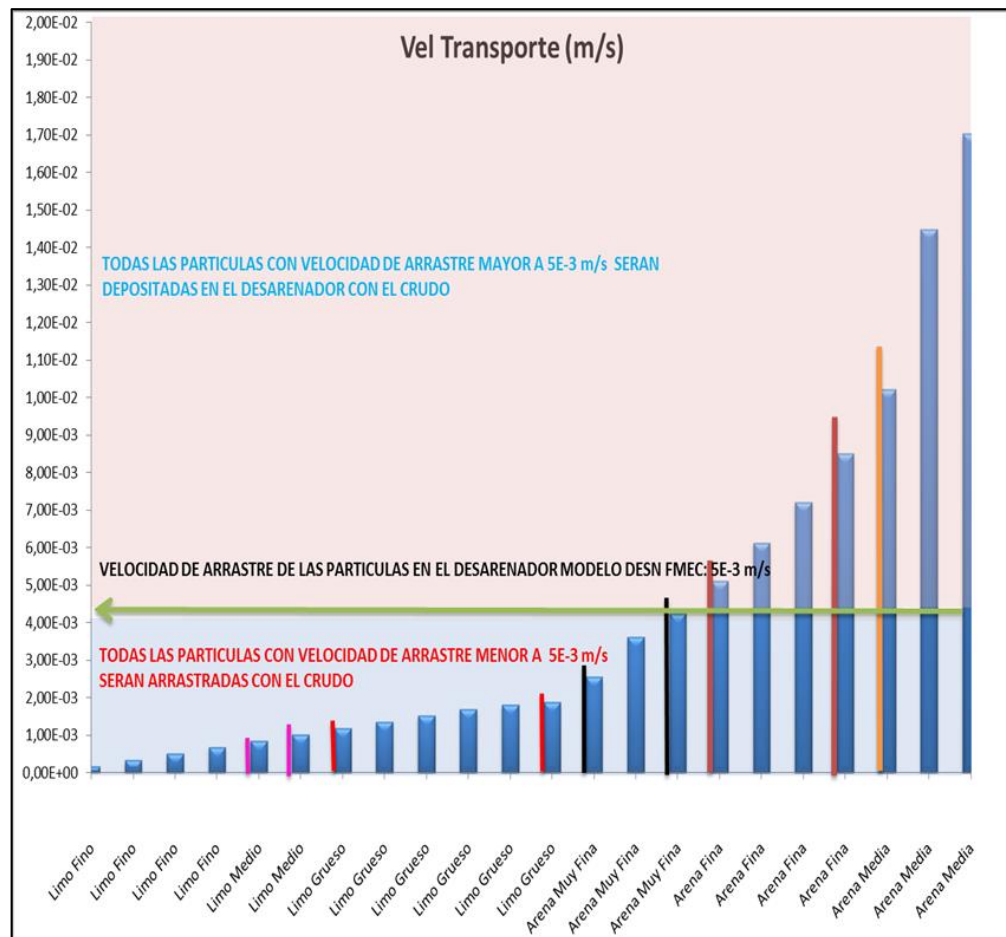
Figura 40. Comparación de las velocidades de sedimentación con la velocidad promedio en el Desarenador A.



Fuente: Autores

Al realizar la misma comparación realizada para el desarenador actual en el desarenador diseñado se puede observar velocidad de las partículas de arena es aproximadamente 0.00493 m/s y al comparar con las velocidades de sedimentación de las partículas como observamos en la siguiente gráfica.

Figura 41. Comparación de las velocidades de sedimentación con la velocidad promedio en el Desarenador D.

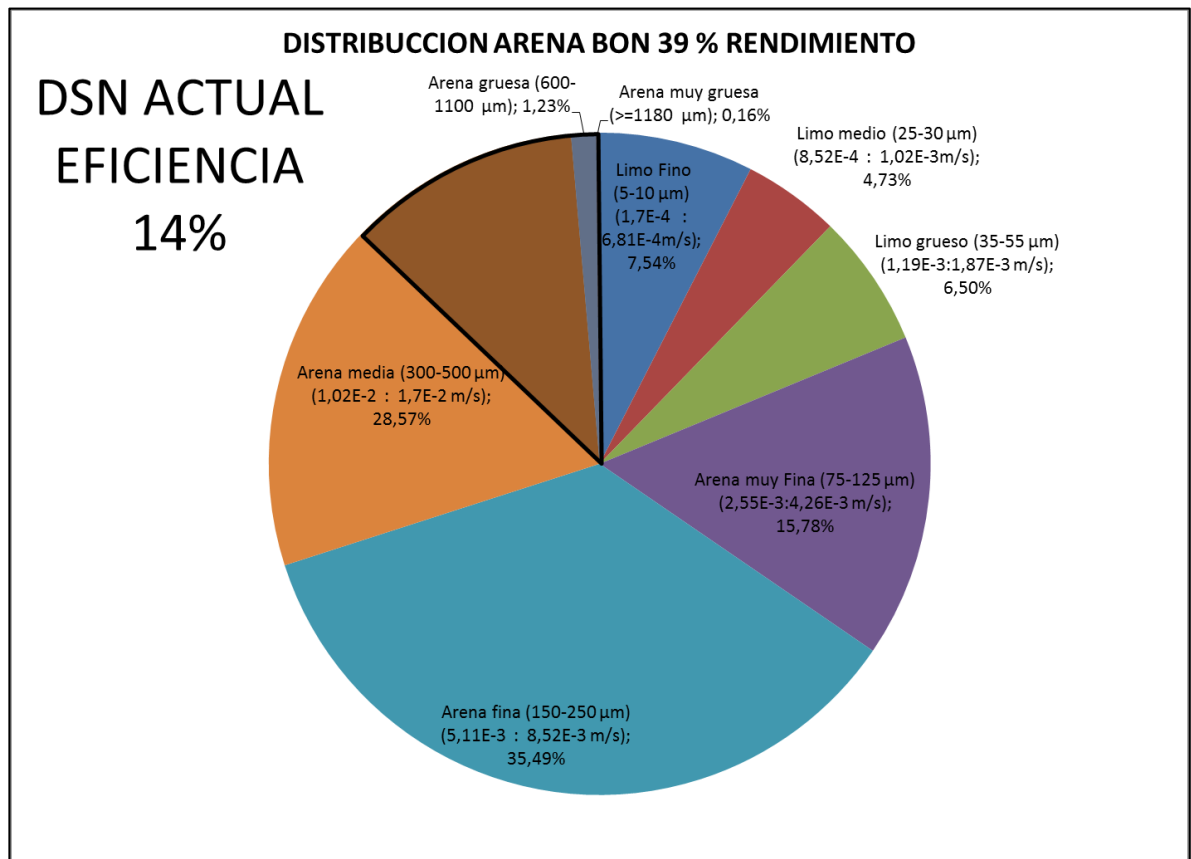


Fuente: Autores

Podemos distinguir que la velocidad de las partículas de arena permite que haya una sedimentación de las partículas que posean una velocidad de sedimentación mayor, estas serán una fracción mucho mayor a la de las partículas que logran sedimentarse en el desarenador actual, esta fracción me indica que el 75% del

total de las partículas del fluido en el desarenador diseñado se van a sedimentar al igual que en el desarenador actual también tienen un acercamiento con el porcentaje descrito con la densidad másica de flujo, lo cual me indica que el software posee una buena predicción respecto a lo que sucederá en el desarenador y da confianza para poder construir un prototipo de prueba donde la eficiencia sea aproximada a la descrita en la simulación.

Figura 42. Porcentaje de arena removida y eficiencia del Desarenador A.

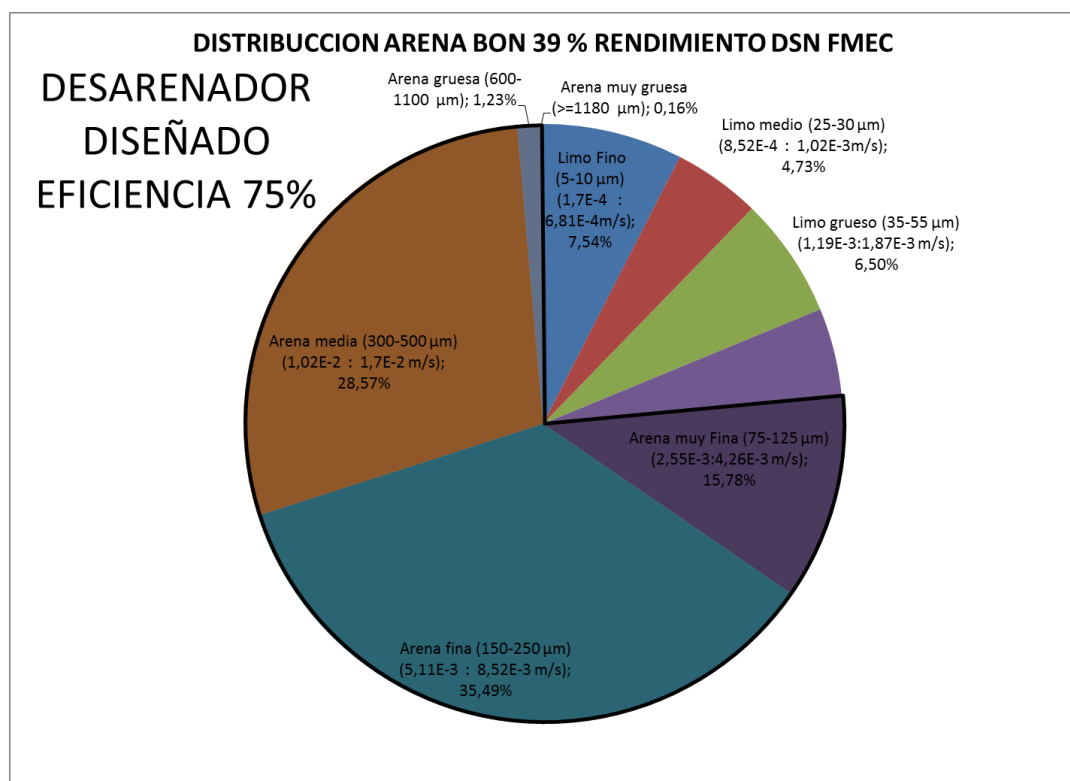


Fuente: Autores

En esta grafica observamos que la eficiencia del desarenador es del 14% y además podemos determinar el diámetro de partícula que es retenida algo que no podíamos conocer a través de las densidades de flujo másico.

Este resultado obtenido por el software utilizado fue corroborado en las condiciones reales ya que la arena que se encontraba en el desarenador era del orden de las 500 μm , y las partículas de un diámetro menor se encontraban formato tapones de arena en las líneas de flujo cada vez que se realizaba el flushin o el reemplazo de las líneas.

Figura 43. Porcentaje de arena removida y eficiencia del Desarenador D.

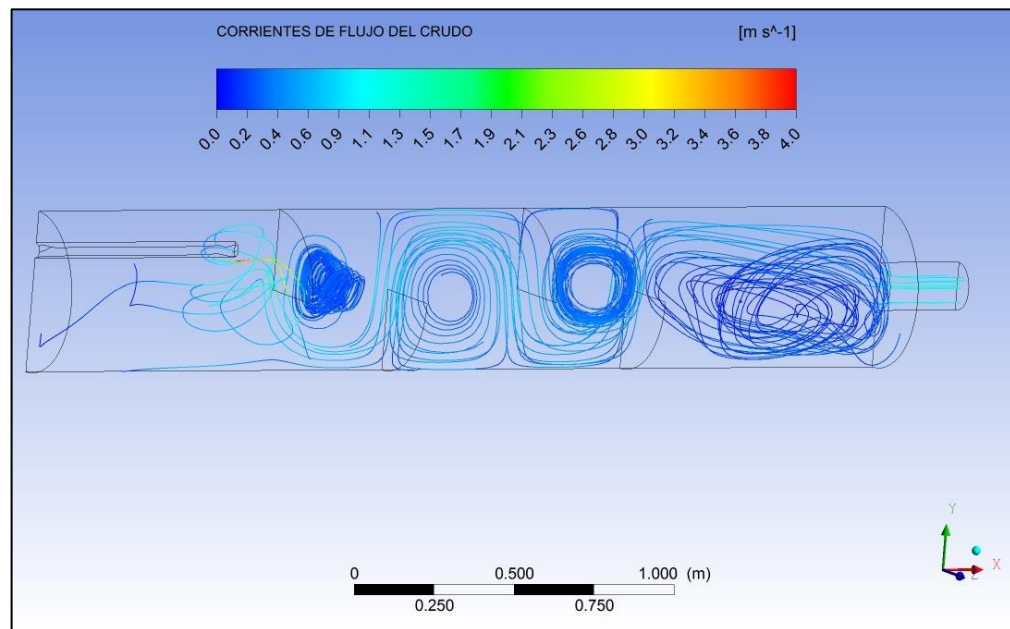


Fuente: Autores

Lo que resta indicar es él porque de la baja eficiencia en este desarenador, el desarenador actual no funciona como debería debido a que como la arena es acoplada al crudo necesita mayor área de sedimentación y velocidades de flujo menores, además de que las turbulencias en los equipos sea mínima para que estas no arrastren a las partículas de arenas que se hayan sedimentado , estas turbulencias se pueden observar en la figura 44, las corrientes del fluido que se

forman en la zona de los baffles y en el centro del desarenador pero en cambio en las zonas de entrada y salida donde se encuentra el primer y el último desagüe las corrientes son menores y en estas zonas es donde se han encontrado en condiciones reales la acumulación del 14% de las partículas de arena que entran al desarenador.

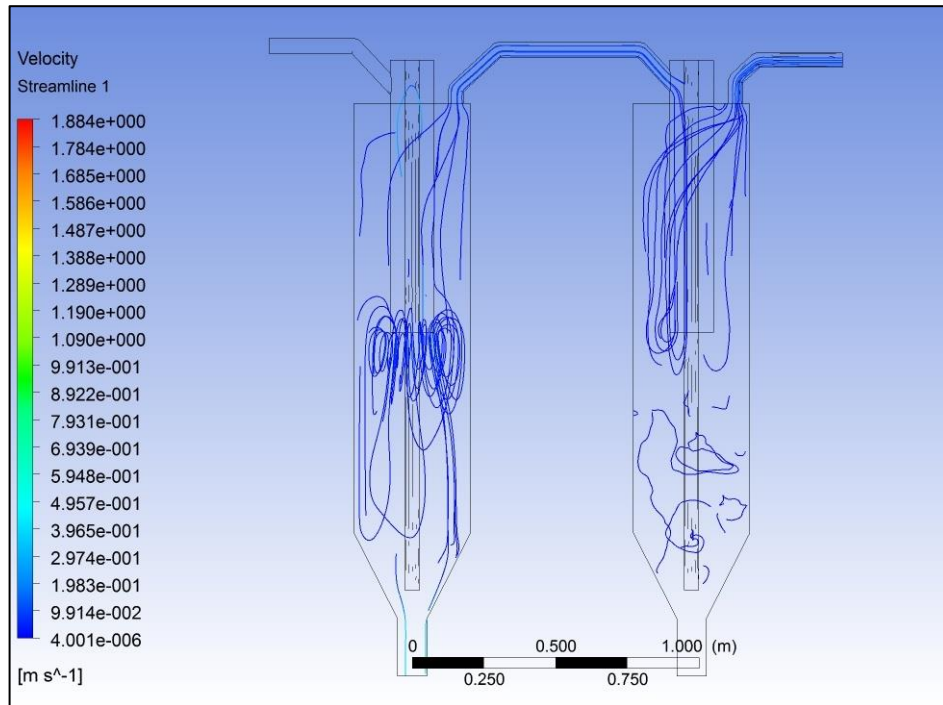
Figura 44. Distribución de las corrientes y turbulencias del fluido en el Desarenador A.



Fuente: Autores

En cambio la distribución de las corrientes es totalmente diferente en el desarenador diseñado como se observa en la figura 45.

Figura 45. Distribución de las corrientes y turbulencias del fluido en el Desarenador D.



Fuente: Autores

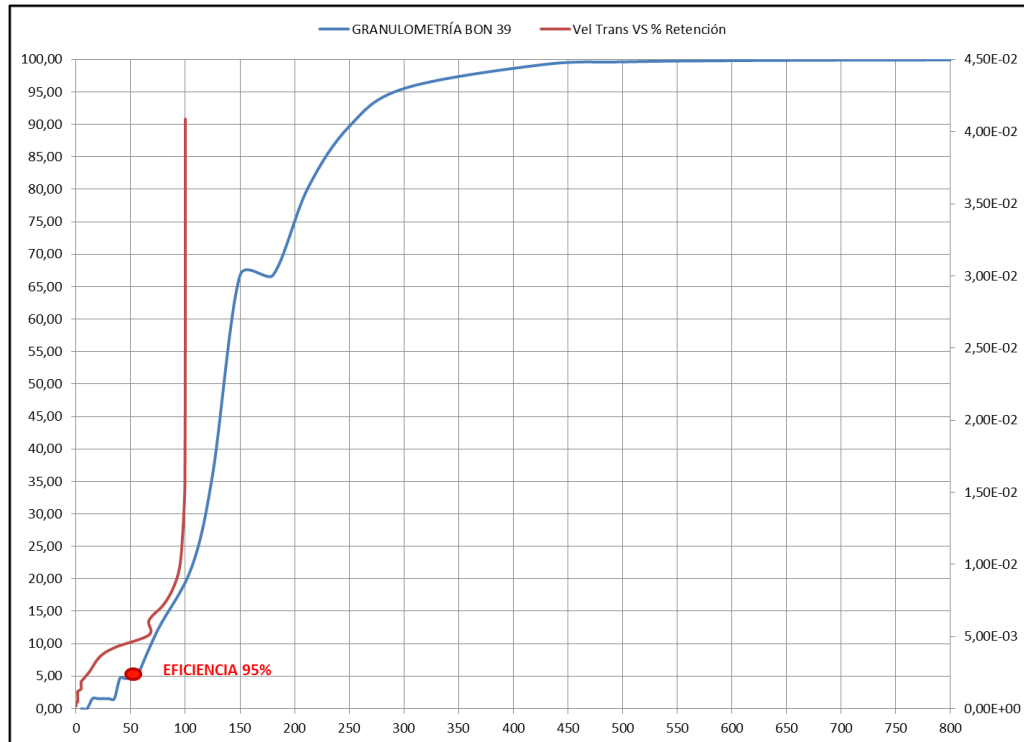
En este caso se puede distinguir que en la zona de sedimentación las corrientes del fluido son casi nulas y no existen turbulencias muy altas que remuevan las partículas ya sedimentadas permitiendo así, que más partículas sean removidas, además otra ventaja es que la zona de sedimentación es mayor lo que permite mayor cantidad de arena sedimentada.

8.4. EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE LAS DISTINTAS PROPUESTAS PARA LA INSTALACIÓN DE UN EQUIPO DESARENADOR EN EL POZO BON 39.

Recordando las distintas estrategias presentadas para el manejo de la arena para el Bonanza 39, tenemos el desarenador actual que ya se describió y analizó a través del software CFD, al igual que el desarenador diseñado donde se encontró

las eficiencias para estos equipos son aproximadamente 14% y 75% respectivamente.

Figura 46. Eficiencia otorgada por el Desarenador C.



Fuente: ECOPETROL S.A.

En cuanto al desarenador propuesto por la Empresa 1 (Desarenador B) que consiste en un Desarenador Ciclónico el cual en la tabla de parametrización de variable quedó demostrado que este tipo de desarenador no cumple con las especificaciones del fluido del pozo bonanza 39, lo cual su eficiencia es nula y solo con este hecho no se recomienda la instalación de este equipo.

Lo que sucede con la Empresa 2 (Desarenador C) es totalmente diferente ya que el desarenador propuesto por esta empresa posee una eficiencia alrededor del 95% (ver figura 46) lo cual lo convierte en el candidato óptimo para el manejo de la arena en el pozo, esto se confirmara o no al realizar la evaluación económica

de las estrategias ya que casi siempre la mejor propuesta técnica no es la mejor opción económica ya que las tecnologías muy eficientes son demasiado costosas por lo cual lo que se busca es un balance entre eficiencia y costos.

Tabla 19. Eficiencias de las estrategias presentadas.

EFICIENCIAS DE LAS ESTRATEGIAS PROPUESTAS PARA EL MANEJO DE LA ARENA	
ESTRATEGIA	EFICIENCIA
DESARENADOR A	14%
DESARENADOR B	NO CUMPLE
DESARENADOR C	95%
DESARENADOR D	75%

Fuente: ECOPETROL S.A.

Al realizar la evaluación económica de las propuestas se efectuó primero la construcción de la tabla de los costos producidos por la arena para el pozo Bonanza 39, con el fin de realizar la evaluación económica para el pozo Bonanza 39, particularizando los datos para un solo pozo.

Tabla 20. Costos anuales en pesos derivados de la producción de arena.

ESTRUCTURA DE COSTOS DERIVADOS POR LA ARENA EN SUPERFICIE (ANUAL-PESOS) POR POZO	
LIMPIEZA DE LINEAS (FLUSHIN)	\$ 57.600.000
REPOSICIÓN DE LINEAS (POZO-MANIFOLD)	\$ 100.000.000
REPOSICIÓN DE LINEAS COLECTORAS (MANIFOLD-ESTACIÓN) FRACCION POZO	\$ 16.000.000
LIMPIEZA SEPARADOR FRACCION POZO	\$ 5.200.000
LIMPIEZA TANQUE ALMACENAMIENTO FRACCION POZO	\$ 10.400.000
DIFERIDA POR PARADAS FRACCION POZO	\$ 17.280.000
DIFERIDA INCERTIDUMBRE MEDICIÓN FRACCION POZO	\$ 262.800.000
TOTAL	\$ 469.280.000

Fuente: ECOPETROL S.A.

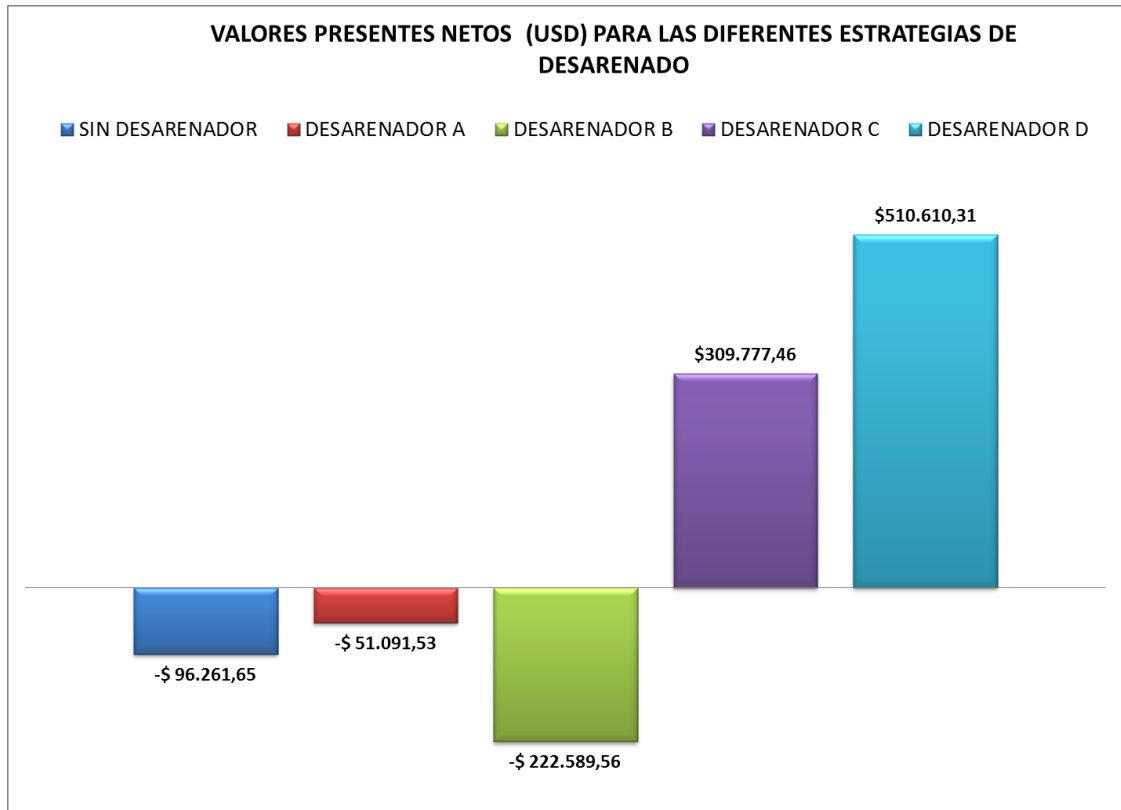
La mejor solución técnica puede no ser la mejor solución económica, por lo cual se debe buscar un balance entre las soluciones para maximizar la separación de

la arena en el crudo. Para lograr lo anterior se debe realizar un análisis económico, teniendo en cuenta el flujo de caja y valor presente neto (inversiones iniciales en tecnología, costos de mantenimiento, ingresos por producción, etc.) que se tendrán durante la implementación de cada una de las estrategias de instalación de los desarenadores.

Adicional a esta evaluación económica para priorizar las alternativas, se debe tener en cuenta el riesgo de la implementación de cada una de ellas, cuando se indica riesgo se habla de los riesgos ambientales, operativos, económicos y el no cumplimiento del porcentaje pactado en la remoción de la arena a condiciones normales de operación.

A continuación podemos observar en la figura 47 los distintos valores de los VPN (Valor Presente Neto) que se obtienen para las alternativas de instalación de los desarenadores.

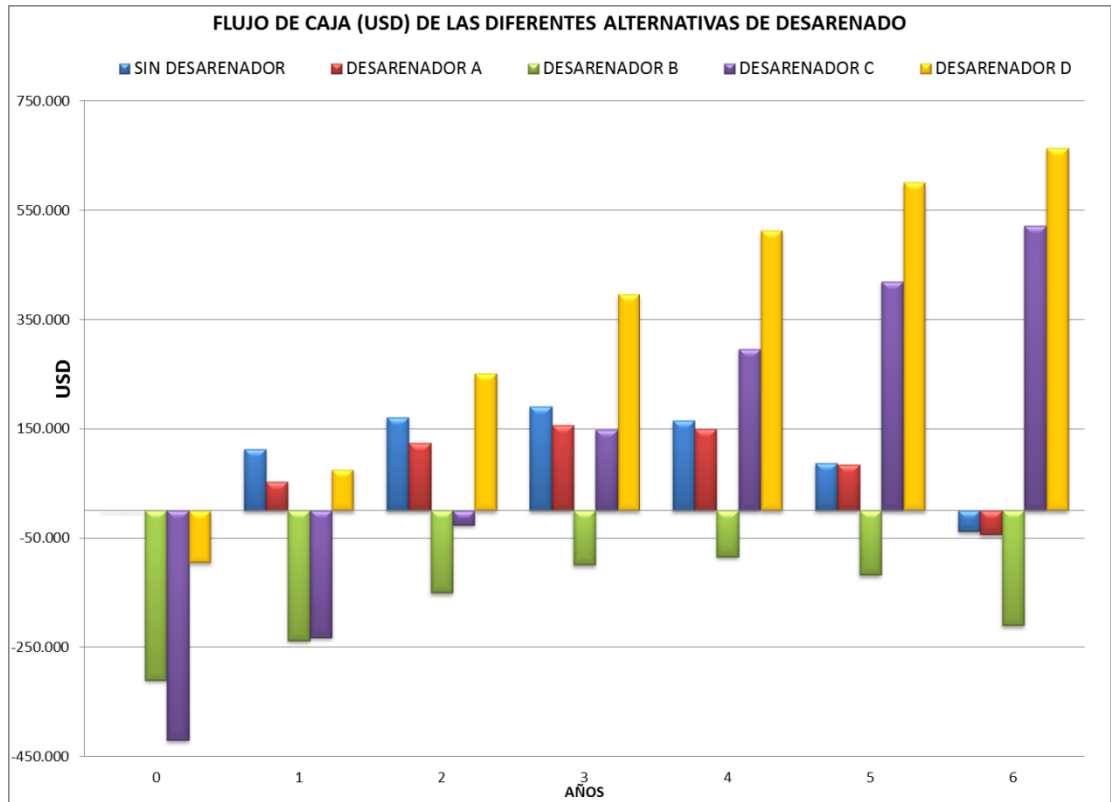
Figura 47. VPN para las alternativas de instalación de los Desarenadores.



Fuente: Autores.

Podemos observar en la figura anterior que el pozo es inviable si no se soluciona el problema de la arena en superficie ya que deja perdidas y se hace un negocio no rentable, con respecto a las tecnologías de desarenado en primer lugar evaluaremos el VPN que se obtiene con el desarenador A, este valor del VPN a pesar de ser menor al VPN sin desarenador sigue siendo negativo esto se debe a que los costos producidos por la arena no son disminuidos debido a que la eficiencia de este desarenador es muy baja (14%) y la frecuencia de falla sigue sin disminuir por lo cual el pozo con este desarenador es y seguirá siendo inviable en el transcurrir del tiempo como lo muestra la figura de los flujos de caja (Ver figura 48).

Figura 48. Flujo de Caja para las alternativas de instalación de los Desarenadores.



Fuente: Autores.

En el escenario de la Empresa 1 (Desarenador B) se observa que el VPN es el más negativo debido a que se realiza una inversión inicial considerable y los resultados no son lo que se deseaba ya que si se instala este desarenador de la Empresa 1 la eficiencia va a ser nula lo que lleva a que los costos por la arena sigan iguales.

En el escenario de la Empresa 2 (Desarenador C) el VPN es positivo pero si compara con la inversión inicial efectúa que fue de \$400.000 dólares y su VPN es de \$309.777,46 dólares lo que lleva a un balance negativo de -\$90.222,54 lo que indica que la productividad del pozo nunca llega a subsanar el gasto ocasionado por la compra de este desarenador, aunque su eficiencia se la más alta (95%), este desarenador es inviable económicamente.

Ahora para el escenario del Desarenador Diseñado (Desarenador D) el VPN es positivo y es mucho mayor que la inversión inicial realizada lo que resulta en ganancia casi 4 veces mayor que la inversión y el flujo de caja nunca llega a ser negativo sino que aumenta en el transcurrir del tiempo de producción del pozo y aunque su eficiencia sea menor que la eficiencia de la Empresa 2 (Desarenador C), esta eficiencia (75%) es aceptable teniendo en cuenta que la inversión no es muy grande y que puede disminuir a medida que los materiales utilizados en su construcción se encuentren en los almacenes o en los patios de los campos de la Superintendencia de Operación Mares.

En la siguiente tabla podemos observar un resumen de los análisis tanto técnico económico que se han realizado a las estrategias que se proponen en esta monografía respecto al manejo de la arena en el pozo Bonanza 39.

Tabla 21. Criterios para determinar la mejor estrategia en la producción de arena.

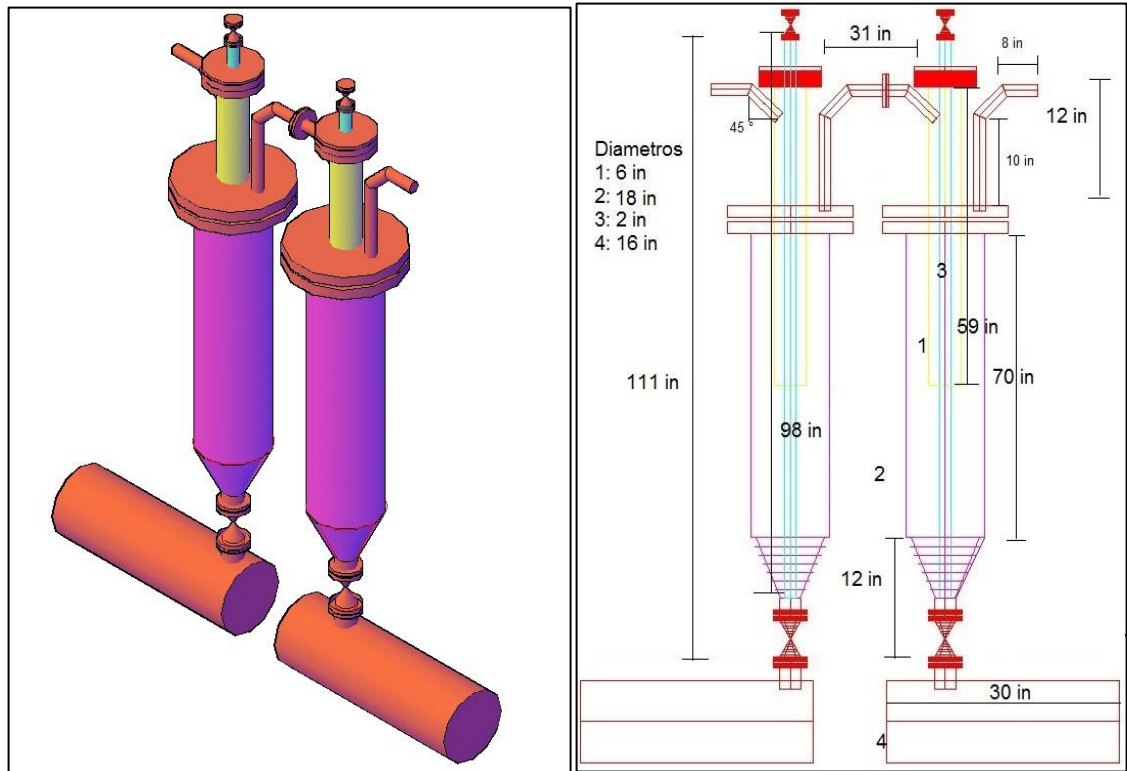
CRITERIOS QUE PERMITEN LA ESCOGENCIA DE LAS ESTRATEGIAS PORPUESTAS PARA EL MANEJO DE LA ARENA			
ESTRATEGIA	INVERSIÓN INICIAL (USD)	TÉCNICO (EFICIENCIA)	ECONÓMICO (VPN USD)
DESARENADOR A	\$ 0	14%	-\$ 51.093
DESARENADOR B	\$ 300.000	NO CUMPLE	-\$ 222.590
DESARENADOR C	\$ 400.000	95%	\$ 309.777
DESARENADOR D	\$ 95.000	75%	\$ 510.610

Fuente: Autores

El color rojo indica que es lo más óptimo, por lo cual podemos decir que el desarenador diseñado (Desarenador D) es la estrategia que cumple con los dos criterios tanto técnico como económico por lo cual se recomienda la construcción

de un piloto de prueba para el pozo Bonanza 39, con las especificaciones técnicas descritas.

Figura 49. Modelo final del equipo Desarenador D para el pozo Bon 39.



Fuente: Autores.

Este equipo desarenador se encuentra actualmente en fase de construcción como prototipo de prueba con el fin de consolidar los resultados obtenidos en la simulación CFD.

9. CONCLUSIONES

- La utilización de la simulación dinámica de fluidos CFD permite representar de manera aproximada el comportamiento de los fluidos a medida que fluyen en un equipo, por lo cual la convierten en una herramienta óptima para el diseño de diferentes equipos relacionados con el transporte de fluidos.
- Se comprobó que a través de la simulación dinámica de fluidos que se pueden obtener comportamientos de los fluidos y sedimentos en los equipos similares a los comportamientos reales que se llevan a cabo en estos equipos, a partir de la evidencia mostrada al momento de realizar el retrolavado en el desarenador en el pozo bonanza 39.
- El desarenador tipo elutriador es el Desarenador que cumple con todas las exigencias relacionadas con la separación de la arena del crudo EN EL POZO Bonanza 39, debido a que su eficiencia obtenida fue alrededor del 75%, su inversión inicial es relativamente baja en comparación con los demás desarenadores aplicados a este pozo y que su VPN es 5 veces mayor que su inversión inicial.
- Se demostró que el desarenador prestado (Desarenador A) no es el equipo óptimo para el pozo bonanza 39, ya que su eficiencia es muy baja y no evita el taponamiento de las líneas de flujo que van desde el pozo hasta la estación.
- Es necesario conocer las características fisicoquímicas (densidad, viscosidad, peso molecular, etc.) del fluido que se extrae de un pozo petrolero, así como las condiciones de operación del pozo (Mojabilidad de la arena, caudal, presión, BSW, etc.) para poder diseñar y construir el desarenador óptimo para operar el pozo en cuestión.

- El diseño de equipos desarenadores le permite grandes ahorros con respecto a costos operativos por disminución de fallas provocadas por la presencia de arena en el crudo en superficie tanto en líneas de flujo, válvulas y los equipos que se encuentran en las estaciones.
- Comprar una tecnología sin la experiencia del proveedor en el tema puede llevar a que se instalen equipos ineficientes, que no cumplen con las especificaciones requeridas del pozo donde va a ser instalado, debido a que no son diseños particularizados si no generalizados para cualquier pozo de producción de hidrocarburos.
- Los equipos ofrecidos por empresas con experiencia en desarenado son muy eficientes pero son muy costosos en relación a la instalación en un solo pozo, debido a que son diseños exclusivos y que estas empresas ofrecen eficiencias muy altas que son proporcionalmente exponenciales a los costos de los desarenadores.
- Las empresas pueden desarrollar equipos eficientes y a menor costo a través de la parametrización de variables de sedimentación y la simulación dinámica de fluidos y patentarlos para respectiva venta.
- Los costos de diseño y fabricación de los Desarenadores en comparación con la compra o alquiler de equipos son menores en una relación de ahorro del 70% o más.

10. RECOMENDACIONES

- Es necesario realizar distintas simulaciones para diferentes condiciones de operación de pozo de petróleos con el fin de tener una gama más amplia de equipos desarenadores que puedan ser útil en la industria del petróleo.
- Las alternativas de los desarenadores para el manejo de la producción de arena en superficie se priorizan desde el punto de vista económico (VPN), sin embargo se debe tener en cuenta el riesgo de cada una de ellas y que algunos no son modificables, para adaptarse a nuevas condiciones. De operación de los pozos.
- Realizar un seguimiento adecuado a las condiciones de operación (caudal, medidas de producción de agua, aceite, gas, BSW, densidad del fluido, viscosidad del fluido) con el fin de asegurar una evaluación adecuada de las alternativas favorables a implementar.
- Realizar las simulaciones a diferentes temperaturas para poder realizar criterios de sensibilidad a diferentes temperaturas que permitan dar un dictamen sobre las eficiencias de los equipos desarenadores.
- Escoger diferentes pozos con características diferentes al propuesto en este trabajo, a los cuales se les aplique los criterios de escogencia de las estrategias de manejo de la arena a través de equipos desarenadores descritos en esta monografía.
- Diseñar equipos desarenadores con partes que no limiten el volumen del desarenador, en otras palabras con partes nuevas con el fin de determinar la conveniencia económica con estas partes y poder construir equipos desarenadores con zonas de sedimentación mayores y sin mucha turbulencia.

- Probar con diseños nuevos diferentes a los propuestos en esta monografía para el pozo Bonanza 39 teniendo en cuenta las recomendaciones y apuntes de este trabajo.

BIBLIOGRAFÍA

- ANSYS Inc, “ANSYS FLUENT, Computational Fluids Dynamics -Release 10.0:- Intro- CFD Concepts”, (2005).
- ALI, Syed et al. Método combinado de estimulación y control de la producción de arena. (Versión en español). OilField Review, p.32, SCHLUMBERGER. Otoño 2002.
- ARMENTOR, Ricky J. & R.WISE, Michael et al. Recuperación del control de la producción de arena. (Versión en español). OilField Review, p.4, SCHLUMBERGER. 2006.
- BARRUETA J. “Estudio del comportamiento del flujo crudo-arena en dispositivos de control de sólidos de tipo placa impacto”. Trabajo de Grado Universidad del Oriente, Departamento de Mecánica, Puerto La Cruz, Venezuela (2010).
- BLYTH, F.G.H. Geología para ingenieros. México: Compañía Editorial Continental, 1998.
- GÓMEZ, L. “Diseño Conceptual para Prueba Piloto Separador Arena en Cabezal de Pozo Estación de Flujo Amaná”. Informe Ejecutivo Preliminar, Punta de Mata, Venezuela (2005).
- GÓMEZ V., “Análisis Nodal”, Instituto de Investigaciones Petroleras, INPELUZ, Maracaibo, Venezuela. (1990).

- MANUAL DE LABORATORIO: Geología Física. Universidad Industrial de Santander. 2005.
- MARTÍN S. DIANA P.; Implementación de una metodología para la evaluación técnico - económica de alternativas de exclusión y/o gerenciamiento de arena. aplicación campo colombiano. Tesis de Grado Universidad Industrial de Santander, Colombia 2011.
- MAUEL G. JAIMEZ et al, Metodología de gerenciamiento y/o exclusión de arena, Grupo gerenciamiento de arena, ECOPETROL ICP 2010.
- PALACIO, Luis. Caracterización de propiedades fluidodinámicas de lechos fluidizados en frío con mezclas de carbón-biomásas usadas en procesos de co-gasificación. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Mecánico. Universidad Pontificia Bolivariana. Medellín, 2005.
- PÉREZ F. Luis E. Teoría de la sedimentación. Cátedra de hidráulica aplicada a la Ingeniería Sanitaria. Instituto de Ingeniería Sanitaria y Ambiental. Argentina 2005.
- RAMÓN P. José- Sedimentología aplicada al control de arena. Schlumberger Completions. 2009.
- RAWLINS C.H. Design and Installation of a Sand Separation and Handling System for a Gulf of Mexico Oil Production Facility SPE, Kvaerner Process Systems, S.E. Staten, Chevron USA Production Company, and I.I. Wang, Kvaerner Process Systems. Society of Petroleum Engineers Inc. 2000.
- VÁSQUEZ H. Andrés R., Introducción a la geomecánica petrolera, V.V.A, Consultores, C.A, Caracas, Venezuela, 2001.

- WHITE, F. Fluids Mechanics, Quinta Edición. Editorial McGraw-Hill, Estados Unidos, (2002).