

**PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA EN EL CAMPO MADURO
DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA 'LLANITO', A PARTIR DE LAS
PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y GEOMECÁNICAS DE LAS
FORMACIONES PRODUCTORAS.**

JESSICA MARCELA GOYENECHÉ RODRIGUEZ

RUBY LORENA HERNÁNDEZ PICO

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

2009

**PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA EN EL CAMPO MADURO
DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA 'LLANITO', A PARTIR DE LAS
PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y GEOMECÁNICAS DE LAS
FORMACIONES PRODUCTORAS.**

JESSICA MARCELA GOYENECHÉ RODRIGUEZ

RUBY LORENA HERNÁNDEZ PICO

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

Director

JORGE ANDRÉS SACHICA

Docente UIS

Codirector

ALEXANDER MARTÍNEZ RAMÍREZ

Ingeniero de Proyectos ICP

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

2009

DEDICATORIA

Dedico este proyecto a:

A DIOS, por permitirme llegar a este momento tan especial de mi vida, siempre has sido y serás mi luz en el camino.

A ti Papito, te debo todo en la vida, todas tus enseñanzas me han llevado a alcanzar este triunfo. Este trabajo es para ti!

A ti Mamita, no hay palabras que puedan describir lo maravillosa que eres, "TE AMO"

A mi niño Cami, hermanito eres el motor de mi vida.

A ti Tati, porque siempre he contado contigo, por el apoyo y la amistad.

A Fabi, por todo el amor, cariño y apoyo durante todo este tiempo.

Jessica Marcela Goyeneche Rodríguez

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por ser mi guía, mi compañía, por su infinita bondad y amor.

A mis padres, Libardo y Myriam por el amor, los consejos, la motivación constante y el apoyo incondicional que siempre me han brindado.

A mis hermanitos Camilo y Tatiana, porque siempre he contado con ustedes, por su amor infinito. Los quiero mucho!

A fabi, por el apoyo incondicional, la compañía y todos esos momentos lindos.

A mi familia: abuelita Anita, Tíos, Tías y primitos por su confianza y amor.

A la Universidad Industrial de Santander y en especial a la Escuela de Ingeniería de Petróleos que me dieron la oportunidad de formar parte de ellas.

Al Instituto Colombiano del Petróleo y al grupo de investigación de Estabilidad de Pozo por darme la oportunidad de trabajar en este proyecto y crecer profesionalmente.

A los Ingenieros Alexander Martínez y Jorge Andrés Sachica por las enseñanzas y recomendaciones en la realización de este proyecto.

A Ruby por la amistad y la finalización de este proyecto.

A mis amigos: Sofi, Marta, Carito, Lili, Ricardo y Ele gracias por su amistad incondicional.

DEDICATORIA

Esta tesis es el cierre de una etapa maravillosa de mi vida y el comienzo de muchas otras, ofrezco este trabajo a seres amorosos, incansables y pujantes por los cuales me he puesto en pie y he podido alcanzar mis metas, a mi familia los cinco más grandes tesoros.

Ruby Lorena Hernández Pico

AGRADECIMIENTOS

Gracias a Dios por su inmensa bondad y amor al permitirme encontrar personas que han hecho posible el desarrollo y culminación de este proyecto, a quienes doy también mi más sincero sentimiento de gratitud.

A mis padres, Maritza Pico y Nazario Hernández, quienes me han brindado su amor, así como la formación moral, espiritual y académica, pilares fundamentales para la realización de mis metas.

A Clodomiro Torres Malaver (tío), por los buenos consejos en especial por aquel que me hizo llegar a lo que hoy como profesional soy.

A Mildred Silva, Diana Becerra, Elkin O. Mantilla, Alejandro Cabezas, Gustavo Ariza y Cristian Ariza, amigos en todo el sentido de la palabra, por brindarme la fortaleza necesaria en el transcurso de la vida universitaria.

A Alexander Martínez Ramírez, precursor de este proyecto, guía, amigo y ejemplo de profesionalismo y pasión en la búsqueda de conocimiento.

A Jessica Marcela Goyeneche R., por el trabajo en conjunto para el desarrollo y culminación de este proyecto, así como por su amistad.

Al Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), por acoger y ser parte activa en la investigación.

Finalmente, a la Universidad Industrial De Santander (UIS) que durante estos años me ha formado en el ámbito profesional.

TABLA DE CONTENIDO

	PAG
INTRODUCCION	
1. GENERALIDADES DEL ARENAMIENTO	3
1.1 DEFINICION	3
1.2 COMPORTAMIENTO DEL FENOMENO DE ARENAMIENTO EN LAS FORMACIONES	4
1.2.1 Rocas consolidadas	4
1.2.2 Rocas no consolidadas	5
1.3 ASPECTOS GEOMECANICOS EN LA PRODUCCION DE ARENA	9
1.3.1 Estado de esfuerzos	10
1.3.1.1 Magnitudes de esfuerzos a profundidad	13
1.3.1.2 Medición de los esfuerzos in situ	16
1.3.1.3 Clases de esfuerzos en la cara del pozo	18
1.3.2 Presión de poro	21
1.3.2.1 influencia de la presión de poro y el esfuerzo efectivo	21
1.3.3 Propiedades mecánicas relevantes en la producción de arena	24
1.3.3.1 Resistencia a la compresión no confinada UCS	24
1.3.3.2 Módulos elásticos	27
1.4 CAUSAS DE LA PRODUCCION DE ARENA	29
1.4.1 Causas naturales	30
1.4.2 Causas inducidas	34

1.5 EFECTOS DE LA PRODUCCION DE ARENA	37
1.5.1 En superficie	37
1.5.2 En Pozo	38
1.5.3 A nivel de producción	39
2. MANEJO Y CONTROL DE LA PRODUCCION DE ARENA	40
2.1 METODOS DE PREDICCION	40
2.1.1 Método empírico – Observaciones de campo de la producción de arena	40
2.1.2 Método analítico – Pruebas de laboratorio de la producción de arena	43
2.1.3 Método numérico	52
2.2 METODOS DE CONTROL	52
2.2.1 Métodos mecánicos	52
2.2.1.1 Empaquetamiento con grava	53
2.2.1.2 “Screens”	53
2.2.1.2.1 “Liners” ranurados	54
2.2.1.2.2 Mallas enrolladas con alambre	56
2.2.2 Métodos químicos	57
2.2.2.1 Consolidación química	57
3. GENERALIDADES DEL CAMPO LLANITO	59
3.1 RESEÑA HISTORICA	61

3.2 GEOLOGIA GENERAL	62
3.2.1 Modelo estructural – área Llanito	62
3.2.2 Estratigrafía – área de Llanito	63
3.2.3 Zonas productoras	64
3.3 PROPIEDADES PETROFISICAS DE CAMPO LLANITO	65
3.3.1 Propiedades y características de la roca	66
3.3.2 Permeabilidad	69
3.3.3 Saturación de agua	69
3.3.4 Resistividad de la formación	69
3.3.5 Propiedades de los fluidos	70
3.4 GEOMECANICA DEL CAMPO LLANITO	77
4. PREDICCIÓN DEL FENÓMENO DE ARENAMIENTO EN EL CAMPO LLANITO	80
4.1 IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA DE ARENAMIENTO EN EL CAMPO LLANITO	80
4.1.1 Proyecciones y necesidades	81
4.1.2 Identificación de los costos ocasionados por la producción de arena	82
4.1.3 Identificación de los sistemas control manejo de arena implementada en el campo Llanito	86
4.1.4 Identificación de los pozos productores y no productores de arena en el campo Llanito	87
4.1.4.1 Gráfico de eventos	88

4.1.4.2	Pozos seleccionados	93
4.1.4.3	Gráfico historial de producción	97
4.2	IDENTIFICACION DE LA (S) CAUSA (S)–RAIZ DE LA PRODUCCION DE ARENA	99
4.2.1	METODO EMPIRICO	99
4.2.1.1	Análisis comparativo pozos areneros y no areneros – efecto de los fluidos producidos sobre el historial de eventos	100
4.2.1.2	Caracterización petrofísica y mineralógica de las formaciones productoras (registro de pozo)	111
4.2.1.3	Parámetros geomecánicos (métodos indirectos: registros de pozo)	125
4.2.2	METODO ANALITICO	131
4.2.2.1	Procedimiento para la realización de las pruebas de compresión no confinada UCS en el Laboratorio de Mecánica de Rocas	132
4.2.2.2	Resultados obtenidos y análisis de las pruebas en el Laboratorio de Mecánica de Rocas	137
4.2.2.3	Descripción del modelo para la predicción de tasa de arena	143
5.	METODOLOGIA DE PREDICION DE LA PRODUCCION DE ARENA	150
6.	CONCLUSIONES	158
7.	RECOMENDACIONES	161
8.	REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	163
ANEXO 1		168

LISTA DE FIGURAS

PAG

Figura 1. La estabilidad en las cavidades cañoneadas controla el arenamiento en formaciones de rocas consolidadas. 4

Figura 2. Puente de Arena, la estabilidad de las cavidades está controlada por el estado de esfuerzos (drawdown y tasa de flujo) y la resistencia de la roca. 6

Figura 3 Etapa 1, formación de un puente pequeño a condiciones de flujo constante. 7

Figura 4 Etapa 2, el incremento de la tasa de flujo incrementa el tamaño del puente. 8

Figura 5 Etapa 3, se alcanza una rata de flujo crítica que no permite la formación del puente de arena. 9

Figura 6. Acción de los esfuerzos in-situ en el suelo. 11

Figura 7. Esquema representativo de los esfuerzos en los tres tipos de régimen. 14

Figura 8. Variación de la magnitud del esfuerzo con la profundidad en los regimenes normal, de rumbo y de falla inversa para condiciones de presión hidrostática (a-c) y de sobre presión (d-f). La diferencia entre los esfuerzos principales incrementa con la profundidad pero disminuye a medida que hay sobrepresión debido a la disminución de la resistencia friccional con presión de poro alta.	15
Figura 9, Variación de los esfuerzos desde la cara del pozo.	19
Figura 10. Carga compartida de la presión de poro.	22
Figura 11. Correlación entre drawdown critico y tiempos de transito de la onda compresional para definir condiciones de arenamiento.	42
Figura 12. (a) Geometría y carga de colapso de una muestra cilíndrica. (b) esquema del sistema de prueba de Thick Wall Cilynder TWC.	44
Figura13. Aumento de la presión de colapso en TWC en arenas Castlegate con diferentes radios OD/ID.	45
Figura 14. Relación factor TWC y relación de diámetros en arenas Castlegate con diferentes radios OD/ID.	46
Figura 15. Esfuerzos Tangenciales en la cara del pozo.	49
Figura 16. Esquemático de un empaquetamiento con grava.	54

Figura 17. Configuraciones Liner Ranurado.	55
Figura 18. Localización Geográfica del campo Llanito.	60
Figura 19. División por bloques para el campo Llanito.	60
Figura 20. Columna generalizada del Valle Medio y Superior del Magdalena	63
Figura 21. Mapa de espesores netos, Zona C – Formación Mugrosa.	72
Figura 22. Mapa de porosidades, Zona C – Formación Mugrosa.	72
Figura 23. Mapa de saturación inicial de aceite, Zona C – Formación Mugrosa	73
Figura 24. Mapa de producción acumulada de aceite, Zona C – Formación Mugrosa.	75
Figura 25. Ultimo recobro estimado, Zona C – Formación Mugrosa.	76
Figura 26. Mapa de reservas estimadas de aceite, Zona C – Formación Mugrosa.	77
Figura 27. Dirección regional de esfuerzo horizontal máximo, SH, en el Valle Medio del Magdalena de acuerdo con el mapa mundial de esfuerzos.	79

Figura 28. Campos de Colombia con problemas de arenamiento.	80
Figura 29. Diagrama porcentual de eventos operacionales relacionados con la producción de arena para el campo en el año 2008.	84
Figura 30. Nomenclatura Formaciones Campo Llanito	91
Figura 31. Nomenclatura parámetros de selección pozos productores y no productores de arena.	92
Figura 32 Grafico de eventos pozo UIS 41.	92
Figura 33. Parámetros de selección para pozos areneros.	94
Figura 34. Pozos seleccionados, los pozos en color rojo son los pozos productores de arena y los pozos en color verde son los pozos libre de arena	97
Figura 35. Grafico de producción (comportamiento de la producción total y corte de agua en el pozo UIS 75).	99
Figura 36. Gráfico de eventos e historial de fluidos producidos para el pozo UIS 41.	101
Figura 37. Gráfico de eventos e historial de fluidos producidos para el pozo UIS 20.	103

Figura 38. Gráfico de eventos e historial de fluidos producidos para el pozo UIS 81.	105
Figura 39. Gráfico de eventos e historial de fluidos producidos para el pozo UIS 113.	106
Figura 40. Comportamiento caudal total versus corte de agua en los pozos productores de arena y en los pozos libres de arena.	108
Figura 41. Efecto de las tasas de producción y corte de agua sobre la producción de arena.	111
Figura 42. Registro sísmico - pozo UIS 18.	115
Figura 43. Tiempo de tránsito en los pozos productores de arena y libres de arena.	119
Figura 44. Tipos de roca presente en el pozo UIS 90. y muestra de secciones delgadas donde se identifican los tipos de roca presentes en el campo Llanito.	120
Figura 45. Tipos de roca presente en el pozo UIS 90, 91, 113 y 104.	121
Figura 46. Micrografía 1. Aspecto general Roca tipo arenisca, con presencia de arcilla como matriz y como granos en posición estructural, porosidad intergranular en algunos puntos bien conectada.	123

Figura 47. (a) Muestra de roca seca, se identifican con claridad los materiales como las cuarcitas allí presentes. Formación Mugrosa, Campo Llanito. Imagen de aumento (200 veces). Microscopio Hirox. ICP, Enero de 2009. (b) Muestra de roca impregnada de aceite. Mugrosa, Campo Llanito. Imagen de aumento (200 veces). Microscopio Hirox. ICP, Enero de 2009.	124
Figura 48. Resistencia compresiva uniaxial no confinada – pozos productores de arena (curva roja) , pozos libres de arena (curva verde).	130
Figura 48. Muestra de corazón UIS 18 a 5804pies.	131
Figura 50. (a) Núcleos de pozo UIS 18 y UIS 117, Profundidades: 6648-6713 ft. (b) Núcleos de pozo UIS 18, Profundidades: 6660,5-6670 ft. (c) Núcleos de pozo UIS 117, Profundidad: 6712 ft.	133
Figura 51. Montaje para la extracción de muestras (plugs) para el campo en estudio. Plantas Piloto ICP, 2009.	134
Figura 52. Muestra (plugs) UIS 18 6647,5 ft. Campo Llanito.	135
Figura 53. Montaje prueba UCS UIS 18.	136
Figura 54. Fotografías de la prueba UCS, muestras 1 y 2.	138
Figura 55. Fotografías de la prueba UCS, muestra 3 y 4	139

Figura 56. Grafico de UCS calculados por las diferentes ecuaciones, así como los datos obtenidos a partir de las pruebas de Resistencia Mecánica para el pozo UIS 18. 142

Figura 57. Ejemplo de orientación en el cañoneo – ubicación de esfuerzos.

145

Figura 58. Curva IPR. Ecuación Lineal y de Vogel para el pozo UIS 117. 149

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Relaciones empíricas de UCS y otras propiedades físicas en arenas	26
Tabla 2. Clasificación de arenas perforadas.	31
Tabla 3. Propiedades y características de la roca - Campo Llanito.	67
Tabla 4. Propiedades de la Roca. Campo- Llanito. Tabla 3. Propiedades y características de la roca - Campo Llanito.	68
Tabla 5. Promedios de Resistividad de Agua por formación.	70
Tabla 6. Descripción de propiedades de yacimiento y fluidos del campo Llanito.	71
Tabla 7. Costos de equipos y producción diferida por intervenciones de mantenimiento para el cambio de la bomba de subsuelo.	85
Tabla 8. Costo generado por actividades de limpieza de fondo de pozo, donde solo se considera el valor de uso de los equipos de workover.	85

Tabla 9. Costo generado por actividades de limpieza de fondo de pozo, donde solo se considera el valor de uso de los equipos de workover.	86
Tabla 10. Pozos productores de arena seleccionados.	95
Tabla 11. Pozos no areneros seleccionados	96
Tabla 12 Historial de producción pozos productores de arena en etapas de la vida productiva de los pozos.	110
Tabla 13 Historial de producción pozos libres de arena	110
Tabla 14 Pozos seleccionados - Caracterización petrofísica y mineralógica de las formaciones productoras	112
Tabla 15. Curvas de registros disponibles y originales para los pozos de estudio del campo Llanito. Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo. 2009.	114
Tabla 16. Curvas modeladas de pozos dentro del estudio para el campo Llanito.	116
Tabla 17 Caracterización propiedades petrofísicas de la formación Mugrosa para los pozos productores de arena.	117
Tabla 18 Caracterización propiedades petrofísicas de la formación Mugrosa para los pozos libres de arena.	118

Tabla 19. Relación resistencia a la compresión no confinada (UCS) – tipo de roca.	126
Tabla 20. Relación tipo de roca – relación de Poisson	126
Tabla 21 Relación tipo de roca – modulo de Young	126
Tabla 22. Comportamiento parámetros geomecánico en los pozos seleccionados como areneros, información obtenida a partir de registros de pozo	127
Tabla 23. Comportamiento parámetros geomecánico en los pozos seleccionados como libres de arena. Información obtenida a partir de registros de pozo	128
Tabla 24. Caracterización de las muestras, UIS 18 a 6647,11.	137
Tabla 25. Factores de corrección para los valores de UCS obtenidos a partir de registros y ajuste con los valores obtenidos de pruebas de laboratorio.	141
Tabla 26. Caída de Presión y presión de fondo fluyente críticos.	148

TITULO: PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA EN EL CAMPO MADURO DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA “LLANITO”, A PARTIR DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y GEOMECÁNICAS DE LAS FORMACIONES PRODUCTORAS.

AUTORES: JESSICA MARCELA GOYENECHÉ RODRIGUEZ **

RUBY LORENA HERNÁNDEZ PICO**

PALABRAS CLAVES: ARENAMIENTO, GEOMECÁNICA, PETROFÍSICA, VALLE MEDIO DEL MAGDALENA, LLANITO.

RESUMEN

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

Alrededor de un 70% del petróleo producido a nivel mundial proviene de campos petroleros maduros, por lo tanto es necesaria la implementación de nuevos proyectos para mejorar la explotación del potencial de producción, mediante diferentes métodos de recobro y/o perforación de nuevos pozos. La producción de arena presente en algunos campos maduros genera impacto económico y operacional significativo por lo tanto la necesidad de predecir la producción de arena y así evaluar el requerimiento de implementar un método de manejo / control con base en los factores influyentes en el arenamiento.

ECOPETROL tiene alrededor de 100 campos en operación directa y participa en asociación o concesión en 150 más. En este estudio fue seleccionado el campo maduro del Valle Medio del Magdalena “Llanito” con el propósito de definir, desarrollar y/o implementar una técnica de predicción de la producción de arena a partir de las propiedades petrofísicas y geomecánicas de las formaciones productoras.

Para el desarrollo de este estudio se involucraron conceptos básicos para el entendimiento del fenómeno, factores influyentes, problemas causados por este, metodologías y tecnologías aplicadas en el manejo / control de arena en el mundo. Se emplean parámetros operacionales (revisión de histórico de eventos de cada pozo seleccionado) junto a las propiedades de yacimiento y el estudio geomecánico (comportamiento mecánico) de las formaciones productoras, con el fin de identificar las posibles causas/ mecanismos que generan la producción de arena en el campo Llanito.

*Trabajo de grado

**Facultad de Ingeniería Físico – Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Jorge Andrés Sachica.

TITLE: SAND PRODUCTION PREDICTION IN THE MATURE FIELD OF VALLE MEDIO DEL MAGDALENA “LLANITO”, FROM PETROPHYSICAL AND GEOMECHANICAL PROPERTIES OF THE PRODUCING FORMATIONS.

AUTORES: JESSICA MARCELA GOYENECHÉ RODRIGUEZ **

RUBY LORENA HERNÁNDEZ PICO**

PALABRAS CLAVES: SANDING, GEOMECHANICS, PETROPHYSICAL, VALLE MEDIO DEL MAGDALENA, LLANITO.

ABSTRACT

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

About 70 % of the oil produced worldwide at present comes from mature oil fields, for this reason it is necessary to implement new projects to improve the exploitation of the potential of production by different methods of recovery and / or drilling new wells. The sand production present in some of these fields cause an economic and operational significant impact hence the need to predict the sand production and this way to evaluate the requirement of implementing a method of sand management and sand control, taking into account factors which affect sanding.

ECOPETROL has about 100 fields in direct operation and takes part in association or grant in 150 more. For this study was selected the mature field of Valle del Magdalena Medio "Llanito" for the purpose of define, develop and / or implement a technique for prediction of sand production from petrophysical and geomechanical properties of the producing formations.

For the development of this study were involved the basic concepts for understanding the phenomenon, influential and problems caused by these, methodologies and technologies applied in the management and control of sand in fields of the world. Operational parameters are also used (review of historical events of each well) from selected wells along with the properties of reservoir, fluids produced and geomechanical study (mechanical behavior) of the formation identified as contributing to sand, to identify possible causes or mechanism that generate the sand production in Llanito field.

*Work of degree

**Faculty of Physic – Chemical Engineerings, Petroleum Engineering School, Jorge Andrés Sachica.

INTRODUCCION

En un gran número de campos de producción de hidrocarburos, uno de los problemas más frecuentes es la producción de arena, principalmente en yacimientos con formaciones no consolidadas, donde por factores como la resistencia de la formación, el estado mecánico, y la producción de agua, los granos son fácilmente desprendidos, y movidos por la interacción física entre fluidos y sólidos de la formación, por el arrastre y gradientes de presión. Operaciones comunes en los pozos pueden afectar substancialmente la resistencia de la formación como la etapa de perforación, completamiento, producción y estimulación, entre otros.

El movimiento de los fluidos con la arena puede influenciar negativamente los pozos a lo largo de su vida productiva, generando disminución de la producción, daños por erosión en los equipos de superficie y de subsuelo e incremento en los costos. A pesar que el fenómeno tiende a estabilizarse con el tiempo y algunos niveles de arena son manejables a través de filtros, nuevos sistemas de levantamiento o trabajos de limpieza periódicas deben ser implementados generando altos costos que pueden afectar la eficiencia de explotación de un yacimiento y por ende la viabilidad del mismo. Así, la producción de arena es un problema de pozo el cual debe ser continuamente analizado y evaluado antes y después del inicio de la producción para poder definir la estrategia de prevención y control respectivamente, que ofrezca los mejores resultados tanto para los pozos que ya se encuentran con este problema como para los nuevos.

La geomecánica juega un papel importante en el entendimiento del fenómeno de arenamiento debido a que este depende de la relación entre la resistencia

mecánica de la formación y los esfuerzos desestabilizadores. Los esfuerzos en las paredes del pozo ó de las perforaciones pueden ser mayores que la resistencia mecánica de las formaciones productoras generando su fallamiento prematuro, o en casos más críticos cuando la resistencia de la formación es tan baja que solo los esfuerzos de arrastre generados por los fluidos son suficientes para desprender los granos de arena de dichas formaciones.

Con esta investigación se busca identificar los factores que ocasionan la producción de arena en el campo Llanito, en donde se han aplicado métodos de “mitigación” (cambios en los equipos) que han generado pérdidas económicas por los altos costos de las intervenciones o por perdidas de producción, con la identificación de las causas establecer cuáles son los mejores métodos de prevención y control que deben ser implementados y con esta experiencia extrapolar los resultados a otros campos de ECOPETROL en formaciones similares (tipo fluvial). En este documento se presenta el desarrollo y resultados de la investigación partiendo de las bases fundamentales del problema de arenamiento en campos petroleros; centrándose en el origen/causas, efectos que conllevan a la necesidad de encontrar un tratamiento adecuado económicamente viable que mitigué el problema.

1 Generalidades del arenamiento

1.1 Definición

El arenamiento se origina cuando los esfuerzos de arrastre y gradientes de presión sobrepasan la resistencia mecánica de la formación. Cuando hay movimiento de los fluidos desde el yacimiento hasta la cara del pozo, ocurre un desprendimiento del material de la formación (transporte de partículas de la formación) el cual puede presentarse en forma de granos o pedazos. Dicho desprendimiento puede ir en aumento a lo largo de la vida productiva de los pozos hasta llegar a cantidades catastróficas.

Es importante aclarar que la producción de arena es diferente a la producción de finos y la diferencia radica en que esta última se relaciona con cualquier partícula pasando a través del tamiz # 200, es decir partículas con un tamaño menor a 0,074 mm (Lambe and Whitman, 1969). Además, el mecanismo de producción es diferente; la producción de finos se debe principalmente a la interacción química entre fluidos y sólidos de la formación por cambios químicos en los fluidos que causan el desprendimiento de las partículas de arcilla (Mitchell, 1976) y la producción de arena, como la interacción física entre fluidos y sólidos de la formación debido a las fuerzas de arrastre y gradientes de presión sobre la estructura del mineral.

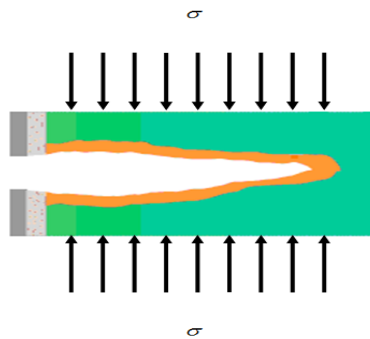
1.2 Comportamiento del fenómeno de arenamiento en las formaciones

El comportamiento del fenómeno de arenamiento está relacionado de acuerdo al tipo de formación presente, descritas a continuación:

1.2.1 Rocas consolidadas

El arenamiento en rocas consolidadas puede ser atribuido a eventos ocurridos durante la vida productiva del pozo, como cambios en la tasa de producción, inicio de la producción de agua y cambios en la relación gas/liquido, bajas presiones de yacimiento y subsidencia entre otros; todos estos eventos relacionados con la resistencia al arenamiento que está determinada por el grado de estabilidad de las cavidades cañoneadas. Así que, si estas cavidades son estables durante la vida del pozo, no existirá desprendimiento de partículas que son las causantes del arenamiento.

Figura 1. La estabilidad en las cavidades cañoneadas controla el arenamiento en formaciones de rocas consolidadas.



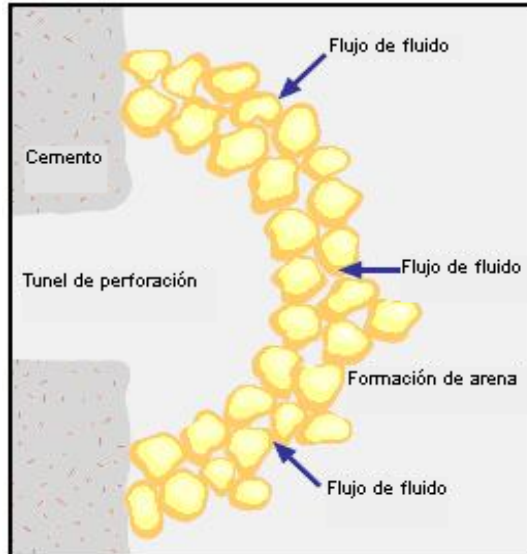
Fuente: Modificado de CARLSON, Jon y GURLEY, Derrel. "Sand Control; 'Why and How?'. Oilfield Review, October 1992.

La arena producida para formaciones consolidadas proviene de las cavidades cañoneadas, que crecen a medida que la producción de arena continua; de modo que si hay un incremento significativo de la producción de arena se irán formando cavidades en la formación detrás del revestidor, finalmente puede causar el colapso del mismo, debido a la pérdida del soporte lateral.

1.2.2 Rocas no consolidadas

En formaciones no consolidadas la producción de arena se puede desencadenar durante el primer flujo de fluidos de la formación debido al arrastre del fluido o la turbulencia del gas sobre la estructura de la formación. Aquí la resistencia al arenamiento viene dada por el grado de estabilidad de las estructuras puente de arena (el puente de arena o arco de arena es una capa hemisférica de intercomunicación de granos de arena, como una puerta arqueada ver figura 2) que permanecen estables a una tasa de flujo y a un drawdown constante, previniendo el movimiento de arena; de no ser así cambios en la tasa de producción o cierres del pozo pueden resultar en el colapso del arco, causando producción de arena y la formación de nuevos arcos una vez se estabiliza la producción de arena.

Figura 2. Puente de Arena, la estabilidad de las cavidades está controlada por el estado de esfuerzos (drawdown y tasa de flujo) y la resistencia de la roca.

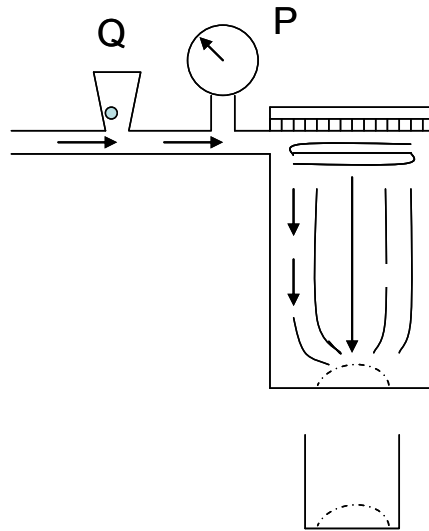


Fuente: Modificado de CARLSON, Jon y GURLEY, Derrel. "Sand Control; 'Why and How?'. Oilfield Review, October 1992.

En la figuras 3-5 se muestra las características principales del comportamiento de cavidades cañoneadas en tres etapas.

Etapas 1

Figura 3. Etapa 1, formación de un puente pequeño a condiciones de flujo constante.

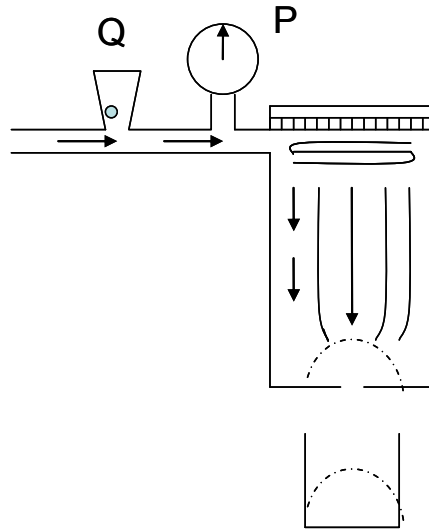


Fuente: Modificado de VÁSQUEZ H, Andrés R. Introducción A La Geomecánica Petrolera. Quinta Edición. Caracas Venezuela. Centro Profesional Santa Paula, 2001.

La cavidad cañoneada crece y se estabiliza para una tasa de flujo Q a una presión P luego de expulsar un poco de arena de la cavidad.

Etapa 2

Figura 4. Etapa 2, el incremento de la tasa de flujo incrementa el tamaño del puente.

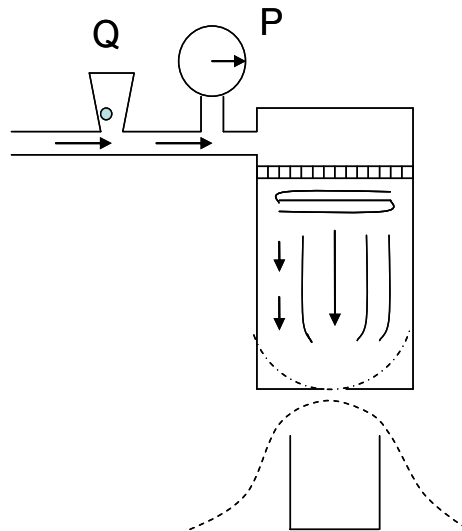


Fuente: Modificado VÁSQUEZ H, Andrés R. Introducción A La Geomecánica Petrolera. Quinta Edición. Caracas Venezuela. Centro Profesional Santa Paula, 2001.

Si se aumenta la tasa de flujo y el diferencial de presión, se nota que la cavidad expulsa mas arena y crece en tamaño hasta estabilizarse a una nueva tasa de flujo y presión.

Etapa 3

Figura 5. Etapa 3, se alcanza una rata de flujo crítica que no permite la formación del puente de arena.



Fuente: Modificado VÁSQUEZ H, Andrés R. Introducción A La Geomecánica Petrolera. Quinta Edición. Caracas Venezuela. Centro Profesional Santa Paula, 2001.

El cambio de flujo causó un crecimiento de la cavidad producto de la producción de arena de la misma. Esta tasa de flujo y presión puede seguir aumentándose creando más expulsión de arena, crecimiento de la cavidad y su eventual estabilidad. Este proceso de crecimiento de cavidad y su eventual estabilización puede seguir hasta que se llega a un valor crítico de flujo y presión, donde ya no puede existir estabilidad de la cavidad. En estos momentos se dice que la tasa crítica de arenamiento del pozo ha sido excedida y el mismo continuará produciendo arena sin parar.

1.3 Aspectos geomecánicos en la producción de arena

El uso de la geomecánica en la producción de arena se debe a que el fenómeno del arenamiento depende de la relación que existe entre la resistencia mecánica de la formación y los esfuerzos desestabilizadores por tal razón estudiar la geomecánica y relacionarla con otras disciplinas conlleva a

entender la causa del arenamiento; si es un problema inducido por el hombre en actividades operacionales que afectan la resistencia de la formación aumentando los esfuerzos de arrastre o si es un problema creado por la naturaleza, cuando se tiene una formación con características susceptibles al fenómeno.

La predicción del comportamiento de la producción de arena comienza con el desarrollo de un modelo geomecánico del subsuelo, para entender la geomecánica del campo, incluyendo información de los esfuerzos tanto verticales como horizontales, presión de poro, resistencia de la roca, y datos geológicos que definen fallas y pliegues. El modelo geomecánico es necesario debido a que los modelos de predicción de producción de arena son enfocados en fallas de la roca del yacimiento así como en la migración de granos de arena desagregados que se generan en la terminación de pozos.

Las propiedades mecánicas relevantes en la producción de arena son: la Resistencia a la compresión no confinada (UCS), el Módulo de Young y la Relación de Poisson. Además de las propiedades nombradas anteriormente es muy importante conocer el estado de esfuerzos en el pozo, ya que un cambio en estos va a afectar la estabilidad de las arenas y a su vez estos están directamente relacionados con las propiedades mecánicas que intervienen en el fenómeno de arenamiento.

1.3.1 Estado de esfuerzos

Esfuerzo esta definido como la fuerza de unidad de superficie que se aplica o que soporta sobre un plano cualquiera de un cuerpo, el esfuerzo es un tensor que describe la densidad de las fuerzas actuando sobre la superficie pasando a través de dado punto¹. En el caso de las formaciones o rocas del subsuelo, son

los esfuerzos o tensiones naturales a los que se encuentra sometido el macizo rocoso los cuales se originan por el peso de la litología superior a cada capa, tensiones gravitacionales, esfuerzos tectónicos debido a deformaciones de la corteza terrestre, factores como la erosión y efectos de la topografía, entre otros.

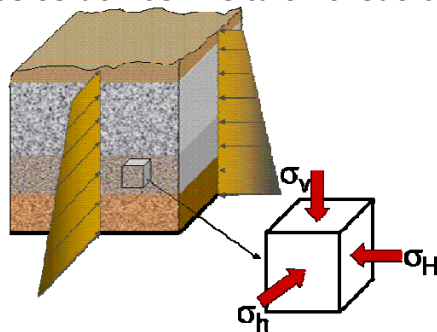
Estas formaciones están sometidas a esfuerzos de compresión; los cuales se denominan esfuerzos in-situ y están relacionados al estado existente en la formación previa a la perforación, esfuerzos que son dependientes de la profundidad, presión de poro, litología y procesos geológicos que hayan sucedido en diferentes escalas de tiempo y espacio.

Los esfuerzos in-situ pueden ser descompuestos en tres componentes:

- ✿ Esfuerzo vertical, S_v , el cual corresponde al peso del “overburden”
- ✿ Esfuerzo horizontal máximo, S_H
- ✿ Esfuerzo horizontal mínimo, S_h

La figura 6, muestra la representación esquemática de los esfuerzos in-situ.

Figura 6. Acción de los esfuerzos in-situ en el suelo.



Fuente: López, Cesar; Quintero, Yair. Desarrollo de una herramienta software mediante el uso de diferencias finitas para analizar la inestabilidad de pozos, Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander, 2007.

A partir de las magnitudes relativas de los tres esfuerzos se han determinado varios regimenes de esfuerzos, de manera original propuesto por E. M. Anderson (1951), de acuerdo al esquema de clasificación mostrado en la figura 7, los esfuerzos principales pueden ser mayores o menores que el esfuerzo vertical, dependiendo de la configuración geológica.

- 1- Régimen Extensional o de Falla Normal: las magnitudes de los esfuerzos in-situ presentan la siguiente configuración

$$S_V > S_H > S_h. \quad (1)$$

- 2- Régimen Inverso o Compresivo: las magnitudes de los esfuerzos están distribuidas así:

$$S_H > S_h > S_V. \quad (2)$$

- 3- Régimen de Rumbo o Strike-Slip: la configuración de esfuerzos esta dada por:

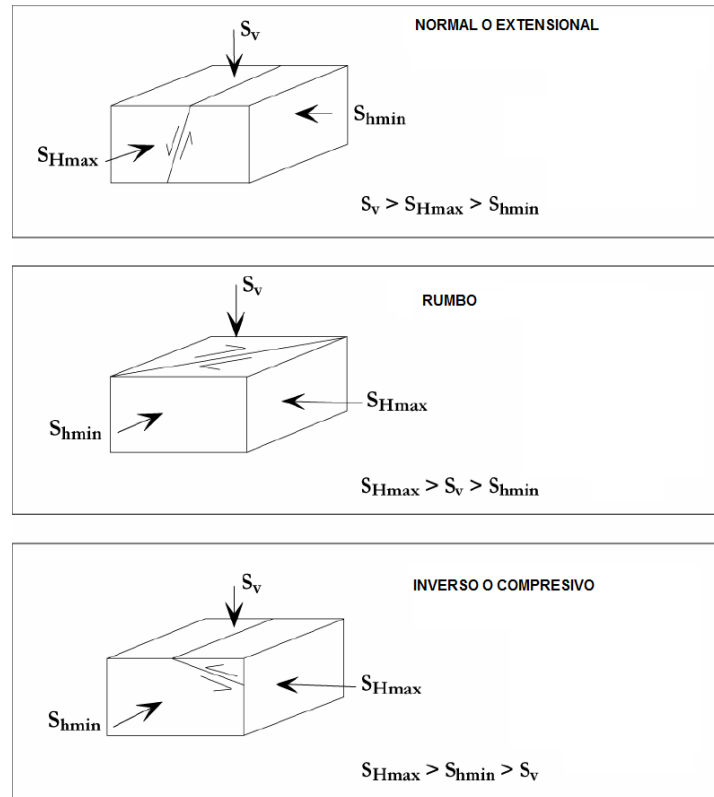
$$S_H > S_V > S_h. \quad (3)$$

1.3.1.1 Magnitudes de esfuerzos a profundidad

Para considerar los rangos de las magnitudes de esfuerzos a determinada profundidad en diferentes ambientes en la figura (anterior), es necesario considerarlos en el contexto de esfuerzos verticales y presión de poro, P_p . en la figura 8, se muestra la magnitud del esfuerzo para los regimenes normal, de rumbo e inverso, cuando la presión de poro es la presión hidrostática (figuras a-c) y cuando la presión de poro se aproxima a la presión litostática o “overburden” (figuras d-f). A cada profundidad el rango de posibles valores de S_h y S_H son establecidos por la teoría de Anderson.

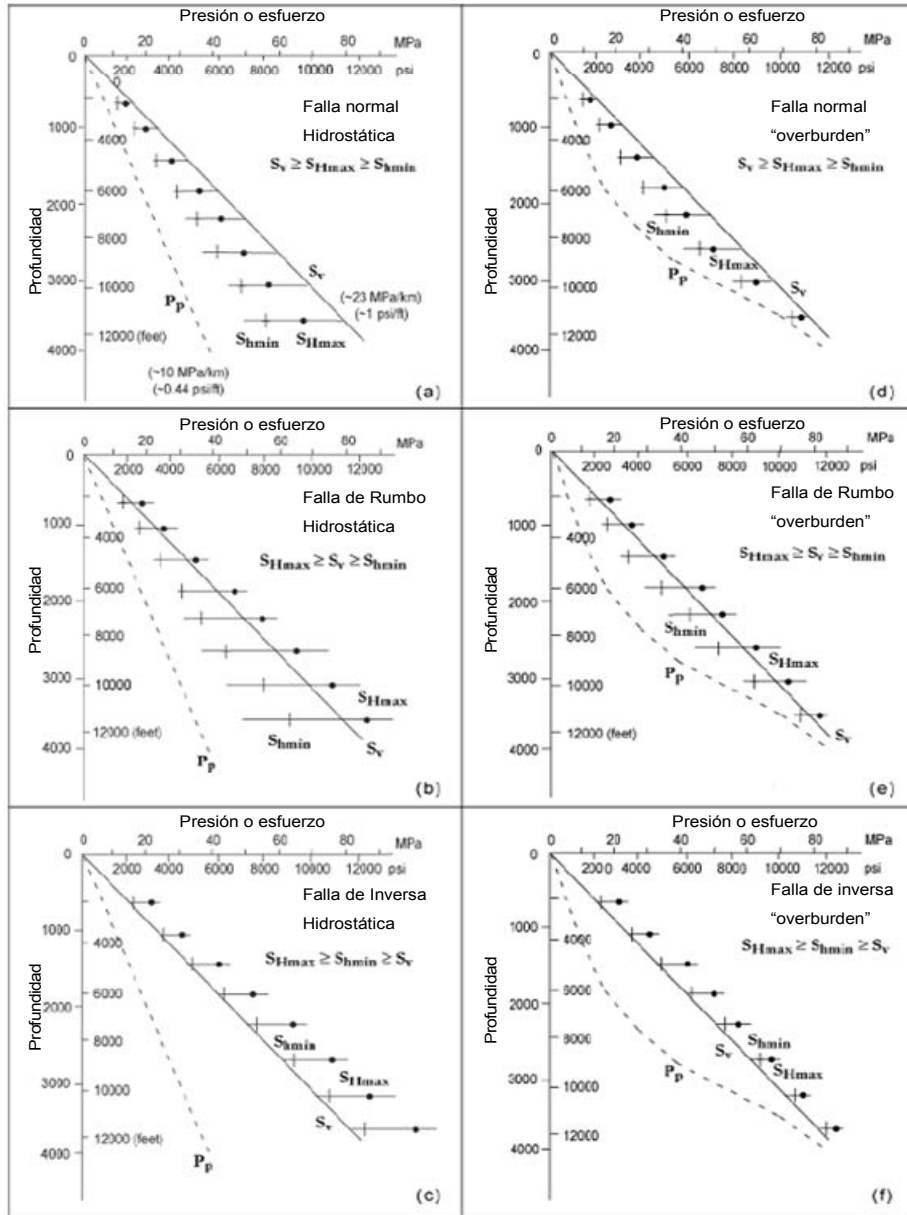
De acuerdo con la figura 8, en un régimen normal o extensional si la presión de poro es cercana a la presión hidrostática y el menor esfuerzo principal por debajo del esfuerzo vertical, el máximo esfuerzo horizontal S_H será mayor o igual al S_h y menor o igual al esfuerzo vertical. Para las mismas condiciones de presión de poro, si el S_h incrementa rápidamente con respecto al esfuerzo vertical (Figura 8-b), un mayor estado de esfuerzo compresional de rumbo se presentara y el S_H podrá exceder el esfuerzo vertical, lo que se podría definir como un régimen de rumbo. Si el esfuerzo principal menor es igual al “overburden”, el régimen de falla inversa está indicando que los esfuerzos horizontales (máximo y mínimo) son más grandes que el esfuerzo vertical (figura 8-c). En la figura Fig 8-ac, la diferencia entre los esfuerzos principales puede ser tan grandes e ir incrementando rápidamente con la profundidad cuando la presión de poro esta cercana a la presión hidrostática.

Figura 7. Esquema representativo de los esfuerzos en los tres tipos de régimen.



Fuente: ZOBACK, Mark D. Reservoir Geomechanics: Earth Stress and Rock Geomechanics Applied to Exploration, Production and Wellbore Stability. Stanford University. Ambridge Press, 2006.

Figura 8. Variación de la magnitud del esfuerzo con la profundidad en los regimenes normal, de rumbo y de falla inversa para condiciones de presión hidrostática (a-c) y de sobre presión (d-f). La diferencia entre los esfuerzos principales incrementa con la profundidad pero disminuye a medida que hay sobrepresión debido a la disminución de la resistencia friccional con presión de poro alta.



Fuente. ZOBACK, Mark D. Reservoir Geomechanics: Earth Stress and Rock Geomechanics Applied to Exploration, Production and Wellbore Stability. Stanford University. Ambridge Press, 2006.

Cuando son formaciones altamente sobrepresionadas como se muestra en las figuras 8d y 8f hay pequeñas diferencias a lo largo de los tres esfuerzos

principales. En el régimen de rumbo y el régimen normal domina el esfuerzo horizontal mínimo, el cual incrementa a medida que la presión de poro incrementa, debido a la baja resistencia de la roca. En los regimenes inversos y de rumbo, el máximo valor del esfuerzo máximo horizontal es ampliamente reducido por la presión de poro. Entonces cuando la presión de poro se aproxima al esfuerzo vertical, los esfuerzos horizontales estarán cercanos al esfuerzo vertical, sin importar si el ambiente esta dentro de una falla de régimen normal, inverso o de rumbo.

1.3.1.2 Medición de los esfuerzos in situ

En los últimos 25 años, las mediciones de esfuerzo han sido realizadas en diferentes áreas del mundo utilizando una variedad de técnicas, una de maneras utilizadas en la caracterización de los esfuerzos es la siguiente:

En las formaciones uno de los esfuerzos principales a determinar es el esfuerzo vertical S_v . Este esfuerzo se debe al efecto gravitacional ó peso de las capas ubicadas por encima del sitio de interés “overburden”. El peso de cada una de las capas es determinado mediante la corrida de un registro de densidad y la determinación del esfuerzo vertical es la sumatoria del peso de cada una de las capas.

En cuanto a la determinación del esfuerzo mínimo horizontal, este puede ser estimado a partir de pruebas Leak-Off y Leak-Off extendida (técnicas de fracturamiento hidráulico); al ser iniciada la fractura hidráulica, las mediciones de presión registran la presión de cierre de fractura, relacionada con el esfuerzo principal mínimo que actúa en sentido perpendicular a la fractura. La prueba que se realiza habitualmente es la prueba Leak-Off, la cual no arroja un valor confiable de la magnitud del esfuerzo mínimo ya que en un solo ciclo de

bombeo es difícil medir con precisión el cambio de la pendiente luego de cerrarse el bombeo, por esta razón se repiten varios ciclos de despresurización con el fin de dar un valor más confiable de la magnitud del esfuerzo mínimo, entonces al repetir estos ciclos la prueba LOT es llamada ELOT (extended Leak Off Test).

La dirección del esfuerzo máximo horizontal se puede establecer a partir de fracturas inducidas durante la perforación (técnica sugerida por “Haimson y Fairhurst, 1970”), ya que cuando un pozo es perforado, los esfuerzos que estaban soportados por el material que ha sido extraído son transferidos a la región cercana a la cara del pozo. Dichas fracturas son originadas en la pared hueco, paralelas al esfuerzo horizontal máximo compresivo, por tal razón se puede verificar que el esfuerzo vertical es el esfuerzo principal máximo y que el esfuerzo máximo horizontal esta perpendicular a este.

La presión de poro P_p es medida directamente o estimada de registros geofísicos o datos sísmicos.

Con estos parámetros definidos, faltaría por definir el esfuerzo horizontal máximo con el fin de estimar completamente el tensor de esfuerzo y poder realizar el modelo geomecánico de la zona. Teniendo las observaciones de las fallas en el pozo (“breakouts” y fracturas inducidas) se puede obtener estimaciones más precisas de S_H , las cuales son obtenidas a partir del registro UBI (ultrasonic borehole imagen), por medio de este registro se busca encontrar la presencia de breakouts, en los cuales la dirección del breakout indica la dirección del mínimo esfuerzo horizontal y por ende la dirección del máximo esfuerzo horizontal estará a 90° de este, (pozos verticales).

Con lo anterior, los esfuerzos in-situ se pueden definir como un estado de equilibrio (las rocas se encuentran en equilibrio), dicho estado esta presente antes de perforar el pozo, después de hacerlo; se introduce una perturbación

(al sacar la roca) y se genera un nuevo grupo de esfuerzos llamados “wellbore Stresses”- esfuerzos en la cara del pozo, que están actuando en la interfase lodo-formación y sobre la formación.

1.3.1.3 Clases de esfuerzos en la cara del pozo

- Esfuerzo radial (igual al peso del lodo):

$$S_r = P_w \quad (4)$$

-Esfuerzo tangencial o esfuerzo circunferencial:

$$S_t = (S_h + S_H) - 2(S_H - S_h) \cos 2\theta - P_w \quad (5)$$

- Esfuerzo axial:

$$S_a = (S_v) - 2(S_H - S_h) \cos 2\theta \quad (6)$$

Donde

S_r = esfuerzo radial.

S_t = esfuerzo tangencial o circunferencial.

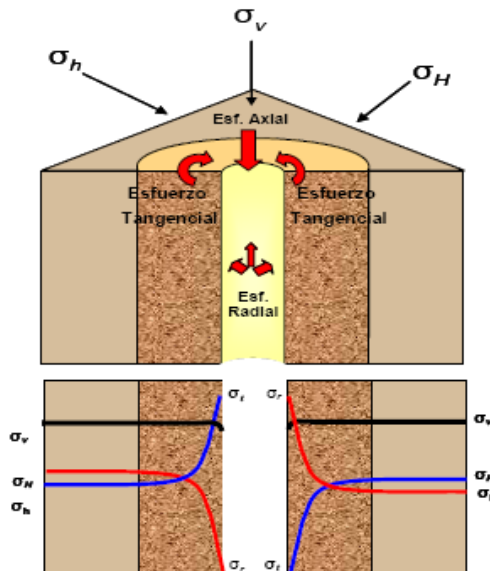
S_a =esfuerzo axial.

θ = ángulo entre el esfuerzo tangencial y la dirección del esfuerzo máximo horizontal S_H .

P_w = peso del lodo

La figura 9, representa la variación de los esfuerzos sobre la cara del pozo, donde se puede observar que los esfuerzos en la cara del pozo disminuyen a medida que se van alejando de la misma (de donde se genero la perturbación) y luego convirtiéndose en esfuerzos in-situ, si la magnitud de los esfuerzos generados en la pared del pozo sobrepasan la resistencia de la roca y la perturbación generada no es totalmente equilibrada con el peso del lodo, se generan fallas de compresión o tensión en las paredes del pozo, que se refleja en el desprendimiento de pedazos de la formación llamados "cavings", que de presentar volúmenes muy altos trae consigo pegas en la tubería, problemas de inestabilidad de pozo o problemas durante la etapa de perforación; sin embargo la identificación de este tipo de fallas puede contribuir a la determinación del estado de esfuerzos.

Figura 9. Variación de los esfuerzos desde la cara del pozo.



Fuente: SUGAR LAND LEARNED CENTER. Rock Mechanics Self Learning Package, Schlumberger.

Se tienen 6 modos de falla (en fallas de cizalla) dependiendo cual sea el esfuerzo máximo y mínimo.

1- Knockout Somero ($S_a > S_t > S_r$):

La orientación de la falla será siempre en la dirección del mínimo esfuerzo horizontal.

2- Breakout Ancho ($S_t > S_a > S_r$):

El breakout es generalmente amplio por que cubre un gran arco, de 30° a 90° . La orientación del breakout ancho será siempre en la dirección del **mínimo esfuerzo horizontal**.

3- Falla En Echelon Con Alto Ángulo ($S_a > S_r > S_t$):

La falla forma fracturas de alto ángulo que cubren un cuarto de la pared de la circunferencia además esta se origina en la orientación del máximo esfuerzo horizontal y se extiende a través de altos ángulos (60°).

4- Breakouts Angostos ($S_r > S_a > S_t$).

5- Knockout profundo ($S_r > S_t > S_a$).

6- Fallas En Echelon Con Bajo Ángulo ($S_t > S_r > S_a$).

Los anteriores (1, 2, 3) son los más comunes.

La presión de poro y los esfuerzos están directamente relacionados, por lo tanto se hará una introducción de los aspectos más relevantes de este concepto.

1.3.2 Presión de poro

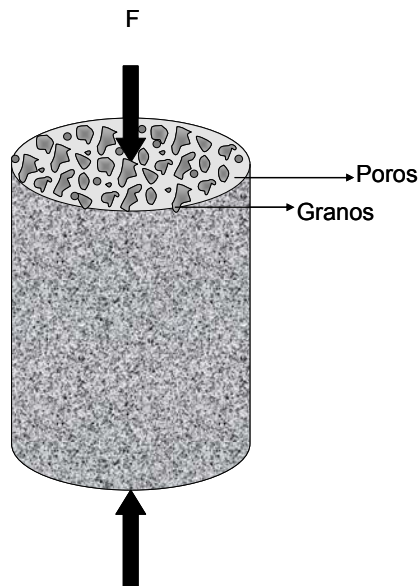
La presión de poro esta definida como un escalar actuando dentro del espacio poroso interconectado a determinada profundidad. El valor de la presión de poro es usualmente descrito con relación a la presión hidrostática, la presión asociada con la columna de agua desde la superficie hasta la profundidad de interés. La presión de poro hidrostática incrementa con la profundidad a una tasa de 10 MPa / Km o 0,44 psi/pie. Conceptualmente, el limite superior de la presion de poro es el esfuerzo vertical S_v o “overburden” y algunas veces es conveniente expresar la presión de poro en términos de λ_p , donde $\lambda_p = \frac{P_p}{S_v}$ es la relación del esfuerzo vertical con la presión de poro. (Zoback. Mark).

La presión de poro es de gran importancia en la geomecánica del yacimiento, ya que esta tiene gran influencia sobre propiedades del yacimiento y la resistencia de la roca, presiones de poro altas en un yacimiento pueden favorecer la productividad del campo; al tener zonas de sobrepresionadas representan alto riesgo durante la etapa de perforación dando lugar a tener consideraciones importantes sobre la densidad del lodo a utilizar en la perforación. De igual manera tienen influencia sobre la máxima altura de la columna de hidrocarburos en algunos yacimientos así como escapes potenciales en las fallas que limitan el yacimiento.

1.3.2.1 Influencia de la presión de poro y el esfuerzo efectivo

Los fluidos que están presentes en el yacimiento soportan parte del esfuerzo total al cual esta sometido y una porción de esfuerzo total es soportado por la matriz de la roca, denominada la componente del esfuerzo efectivo, como se muestra la figura 10. Por lo tanto el esfuerzo total será igual a la suma de la presión de poro y del esfuerzo efectivo soportado por los granos.

Figura 10. Carga compartida de la presión de poro.



Fuente: AUTORES

El esfuerzo efectivo cambia a través de la vida productiva del yacimiento y el comportamiento mecánico de la roca modifica la respuesta del fluido. Donde se tiene que:

- Un incremento de la presión de poro induce la dilatación de la roca.

- La compresión de la roca produce un incremento en la presión de poro si se mantiene que el fluido permanezca en el medio poroso.

Terzagui introdujo el concepto de esfuerzo efectivo para consolidación en una dimensión con la relación (7) la cual relaciona la presión de poro p y el esfuerzo total aplicado σ , para la determinación del esfuerzo efectivo:

$$\sigma' = \sigma - p \quad (7)$$

Para tener en cuenta el proceso de deformación / difusión que se presenta en materiales elásticos, Biot propuso una teoría en la cual este acoplamiento se relaciona con el hecho que un cambio en la presión de poro es acompañado por un cambio en el volumen poroso lo que afecta el mecanismo de respuesta de la roca; esta deformación significativa incluye compactación y pérdida de la permeabilidad (principalmente en formaciones inconsolidadas y débiles). Así la relación entre el esfuerzo total, efectivo, la presión de poro y el coeficiente introducido por Biot; esta dada por (8).

$$\sigma' = \sigma - \alpha p \quad (8)$$

Este coeficiente describe la eficiencia de la presión del fluido para contrarrestar el esfuerzo total aplicado, valor que depende de la geometría de poro, propiedades físicas del medio y de la carga aplicada.

La presión de poro se puede determinar por medio de sísmica, geología regional, registros como el sónico, gamma ray y densidad), parámetros de perforación y por medio de relaciones propuestas por diferentes autores como la ecuación de Eaton la cual esta descrita por:

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[\frac{S}{D} - \left(\frac{P}{D} \right)_n \right] * f^\alpha \quad (9)$$

Donde:

$\frac{P}{D}$ Es el gradiente de presión de poro de la formación, medido en PSI/pie.

$\frac{S}{D}$ Es el gradiente de presión de sobrecarga o presión litostática, medido en PSI/pie.

$\left(\frac{P}{D} \right)_n$ Es el gradiente normal de presión de poro, medido en PSI/pie.

f^α Es un parámetro de ajuste.

1.3.3 Propiedades mecánicas relevantes en la producción de arena

1.3.3.1 Resistencia a la compresión no confinada (UCS)

La resistencia compresiva uniaxial es el máximo esfuerzo soportado por la muestra de roca antes de llegar a la falla, utilizada para determinar la probabilidad de falla en la cara del pozo durante las operaciones de perforación y la probabilidad de producción de arena durante la etapa de producción como consecuencia de las caída de presión (drawdown pressure).

Conocer el UCS o resistencia compresiva uniaxial es muy importante cuando se refiere al manejo de diferentes parámetros geomecánicos, además de utilizarse para evaluar el potencial de arenamiento.

En el laboratorio básico el UCS es típicamente estimado a través de pruebas triaxiales en muestras cilíndricas que se obtienen de las profundidades de interés, sin embargo al presentarse problemas de inestabilidad es muy difícil poder obtener muestras aptas para la realización de la prueba en el laboratorio. Por tal razón se han propuesto una serie de correlaciones empíricas de diferentes autores para relacionar la resistencia con parámetros medibles como los registros de pozo, que comparados con los costos asociados a la extracción de muestras son más económicos.

Otra forma para determinar la resistencia compresiva uniaxial es por medio de correlaciones que han sido establecidas por diferentes autores de acuerdo a las características de los campos en que estas se aplicaron, figura 10.

La base para estas relaciones es el hecho de que los mismos factores que afectan los esfuerzos de la roca también afectan otras propiedades físicas como la velocidad, modulo elástico y porosidad.

Tabla 1. Relaciones empíricas de UCS y otras propiedades físicas en arenas.

Eq. No.	UCS, MPa	Región donde fue desarrollada	Comentarios generales	Referencia
1	$0.035 V_p - 31.5$	Thuringia, Germany	-	[Freyburg, 1972]
2	$1200 \exp(-0.036\Delta t)$	Bowen Basin, Australia	Grano fino, para arenas consolidadas e inconsolidadas con amplios rangos de porosidad	[McNally, 1987]
3	$1.4138 \times 10^7 \Delta t^3$	Gulf Coast	Formaciones débiles y arena inconsolidadas	Unpublished
4	$3.3 \times 10^{-20} \rho^2 V_p^4 [(1+v)/(1-v)]^2 (1-2v) [1 + 0.78 V_{clay}]$	Gulf Coast	Aplicable para arenas con UCS > 30 MPa.	[Fjaer et al., 1992]
5	$1.745 \times 10^{-9} \rho V_p^2 - 21$	Cook Inlet, Alaska	Arenas de granos grueso o conglomerados.	[Moos et al., 1999]
6	$42.1 \exp(1.9 \times 10^{-11} \rho V_p^2)$	Australia	Arenas consolidadas de acuerdo a $0.05 < \phi < 0.12$ y UCS > 80 MPa	Unpublished
7	$3.87 \exp(1.14 \times 10^{-10} \rho V_p^2)$	Gulf of Mexico		Unpublished
8	$46.2 \exp(0.000027E)$	-		Unpublished
9	$A (1-B\phi)^2$	Sedimentary basins worldwide	Arenas limpias consolidadas con $\phi < 0.30$	[Vernik et al., 1993]
10	$277 \exp(-10\phi)$	-	Arenas con $2 < UCS < 360$ MPa and $0.002 < \phi < 0.33$	Unpublished

Unidades: V_p (m/s), Δt (μ s/ft), ρ (kg/m³), V_{clay} (fracción), E (MPa), ϕ (fracción)

Fuente ZOBACK, Mark D. Reservoir Geomechanics: Earth Stress and Rock Geomechanics Applied to Exploration, Production and Wellbore Stability. Stanford University. Ambridge Press, 2006.

1.3.3.2 Módulos elásticos

Los módulos elásticos son constantes que relacionan la magnitud de deformación del cuerpo como respuesta al esfuerzo aplicado, estos son de gran importancia ya que proporcionan información concerniente a la resistencia de las rocas. Son de tipo cuantitativo, por lo que permiten predecir el comportamiento mecánico de los macizos rocosos y son directamente aplicables a cálculos en ingeniería.

- **Módulo de Rigidez (G):**

Módulo que se refiere a la resistencia de un cuerpo ante un esfuerzo de cizalla. En un esfuerzo de cizalla las fuerzas se aplican en dirección tangencial a las caras sobre las que actúan. El sólido reacciona inclinándose y la deformación correspondiente se denomina de deslizamiento. A partir de las velocidades sísmicas este modulo se obtiene de la siguiente manera:

$$G = \rho V_s^2 \quad (10)$$

Donde:

ρ , densidad de la formación.

G , modulo de Rigidez.

V_s , velocidad de la onda S.

Fuente: MALLAVIABARRENA, Mario y MARTÍN, Juan P. "EL ROL DE LA GEOMECANICA EN LA PERFORACION", Baker Atlas.

- **Relación de Poisson (μ):**

Este módulo se refiere a la variación del diámetro de un cuerpo con respecto a la elongación del mismo, como respuesta a un esfuerzo perpendicular al diámetro del objeto. Es la relación entre la deformación transversal y la longitudinal. A partir de las velocidades de las ondas sísmicas, μ se obtiene así:

$$\mu = \frac{\left(\frac{V_P}{V_S}\right)^2 - 2}{2\left(\frac{V_P}{V_S}\right)^2 - 2} \quad (11)$$

Donde:

μ , relación de Poisson.

V_P , velocidad de la onda P.

V_S , velocidad de la onda S.

- **Módulo de Young (E):**

Es una medida de la rigidez del material y está definido como la relación de esfuerzo a deformación bajo un estado de carga uniaxial.

El módulo de elasticidad o módulo de Young es un parámetro que caracteriza el comportamiento de un material elástico, según la dirección en la que se

aplica una fuerza. Para un material elástico lineal e isotrópico, el módulo de Young tiene el mismo valor para tensión que para una compresión, siendo una constante independiente del esfuerzo siempre que no exceda de un valor máximo denominado límite elástico y es siempre mayor que cero.⁵

En materiales que presentan un comportamiento elástico cuando son sometidos a esfuerzo, el modulo de Young puede ser calculado como:

$$E = 2G(1 + \mu) \quad (12)$$

Donde:

E , modulo de Young.

G , modulo de Rigidez.

μ , relación de Poisson.

1.4 Causas de la producción de arena

Una de las primeras preguntas que surge en un estudio de arenamiento, es si el problema es causado por una característica mecánica especial que tiene la formación (resistencia de la roca) dada por factores como el material cementante y las características de los granos en el yacimiento, por la existencia de esfuerzos terrestres o es inducido por técnicas y/o esfuerzos causados por operaciones como la perforación o la producción que inducen el

fallamiento de la roca y por consiguiente el fenómeno de la producción de arena.

1.4.1 Causas naturales

Consolidación

Es la capacidad para mantener en buen estado el hueco perforado y está relacionada directamente con la capacidad individual de los granos a mantenerse unidos. Los sedimentos más viejos tienden a ser más consolidados que los más jóvenes, por lo tanto la producción de arena normalmente es un problema que se produce de formaciones poco profundas, formaciones con sedimentos más jóvenes del periodo terciario. En las formaciones terciarias jóvenes a menudo el material que conforma la matriz es pequeño (material de cementación) uniendo los granos de arena, en la mayoría de casos a este tipo de formaciones se les denomina formaciones “pobremente consolidadas o inconsolidadas”.¹⁷

Una característica mecánica relacionada con el grado de consolidación es la resistencia compresiva uniaxial. La cual para formaciones de arena pobremente consolidadas es menor a 1000 lb/pulg². En la tabla 2 se señala la clasificación de las formaciones de acuerdo a su resistencia mecánica, junto con algunas características presentes cuando son cañoneadas.

Tabla 2. Clasificación de arenas perforadas.

	Tipo de Roca	UCS Psi	Características de la Formación
Pobremente consolidadas	Inconsolidadas	<100	No existe túnel de perforación. Arena fracturada en zona dilatada.
	Poco consolidadas	<500	No existe túnel de perforación. Daño en perforación (Zona Dilatada).
	Friables	>500	Existe túnel de perforación. Probabilidad de falla en túnel de perforación.
	Consolidadas	>2500	Existe túnel de perforación. Probabilidad de falla en túnel de perforación (Esfuerzos extremos).

Fuente Modificada de RODRIGUEZ, Edwin. "Sand Control Training Course", Universidad Industrial de Santander, 2008.

✿ Cementación de la formación

En las areniscas, los granos se mantienen unidos por varias clases de material cementante, principalmente carbonatos, sílice, calcita y arcilla; por lo tanto un tratamiento ácido (ej: limpieza) ocasionaría la disolución del material cementante y la producción de arena.

✿ Presión de poro

Cuando declina la presión de los fluidos en el espacio poroso, aumentan las fuerzas de sobrecarga sobre la estructura sólida de la roca y la compactación resultante puede destruir la cementación de los granos de arena. Aquí es donde la presión juega el papel más importante en cuanto al soporte del peso de las capas de la roca, debido a que la presión cae a lo largo de la vida

productiva del pozo, algo de ese soporte se remueve. Esta reducción de la presión del yacimiento crea un incremento de la cantidad de esfuerzo en la formación, hasta el punto que los granos de la formación pueden llegar a romperse perdiendo la matriz y/o aplastándose, causando producción de finos con los fluidos de producción. La compactación de las rocas del yacimiento debido a la reducción en la presión de poro puede resultar en subsidencia.³

Características de la arena de formación

Las rocas clásticas que conforman algunos estratos petrofísicos constan, de la parte estructural sólida y del volumen de espacio poroso. Estas rocas son agregados de partículas y fragmentos de minerales o de rocas más antiguas. Las características varían de acuerdo a los factores que intervinieron en la depositación, tales como: la distancia de arrastre, la naturaleza del material original, el clima, el medio de transporte y las condiciones bioquímicas de la cuenca de sedimentación.

Permeabilidad

La heterogeneidad en la permeabilidad en un yacimiento puede llevar tener velocidades de producción de fluidos extremadamente altas que sobrepasan la velocidad crítica y derrumban la formación, principalmente en formaciones poco cementadas. El incremento de la saturación de agua, reduce la permeabilidad al aceite.

Fuerzas de confinamiento

Es la fuerza creada por el peso de los estratos superiores y que es soportada por la estructura sólida de la roca y por los fluidos que esta contiene. Las formaciones están sometidas a cargas en las tres dimensiones direccionales; en el plano vertical se tendrá la carga debida al peso de los estratos superiores

y en el plano horizontal existirán las cargas debidas a la reacciones de los estratos adyacentes y en el plano concéntrico.

A medida que los fluidos de la roca salgan de los poros durante el proceso de de producción y depletamiento, el esfuerzo soportado por el esqueleto mineral sólido será mayor. En formaciones poco consolidadas y/o friables la habilidad del material para resistir carga es menor, siendo más propensa a fallar, el esqueleto mineral es más débil y se rompe con mayor facilidad generando granos sueltos que serán influenciados por las fuerzas de arrastre de los fluidos.

Compresibilidad

La compresibilidad de un yacimiento depende de la carga a la que esta sometida el grano, el tamaño y la forma como están colocados los granos dentro de la roca. En yacimientos de baja compresibilidad al presentarse un desequilibrio, este se compactara. En las arenas, los granos pueden llegar a reacomodarse generando mayor estabilidad cuando las fuerzas de confinamiento son altas. Las fuerzas friccionales y la unión intergranular ayudan en resistencia al movimiento de grano.

Tipos de fluidos producidos y sus fases

Cuando la producción de aceite está asociada con la producción de agua, esta última puede alterar el material cementante de la formación, provocando disminución del mismo y es el resultado de altas tasas de producción de los fluidos.

Viscosidad del fluido del yacimiento

Las fuerzas de arrastre ejercidas sobre los granos de arena de la formación son creadas por el flujo de fluido del yacimiento. Las fuerzas de arrastre están directamente relacionadas a la velocidad del flujo del fluido y la viscosidad del fluido del yacimiento que está siendo producido. Alta viscosidad del fluido del yacimiento genera mayores fuerzas de arrastre a los granos de la formación, por esto un yacimiento de crudo pesado puede verse afectado por la producción de arena.

1.4.2 Causas Inducidas

Los esfuerzos desestabilizadores y la resistencia mecánica de la formación pueden ser afectados substancialmente por actividades en los pozos como la perforación, completamiento, producción y estimulación, las cuales pueden causar problemas de arenamiento, a continuación estas causas se presentaran en detalle.

Actividades de perforación

Esta operación causa daños a la resistencia mecánica de la formación, a su vez los fluidos de perforación también pueden ocasionar daños debido al peso del lodo, que puede manejar pesos demasiados altos que causan rompimiento mecánico de la formación (fractura hidráulica no planificada) y problemas de invasión de lodo que causan daño de formación en las inmediaciones del pozo ("skin damage") reduciendo la permeabilidad. Aunque la perforación siempre va a causar algún daño a la formación, se deben optimizar las operaciones para minimizar dichos daños.⁷

Actividades de cementación

La etapa de cementación puede fomentar la producción de arena, ya que si se dejan canales entre la formación y el revestidor se generan allí derrumbes.

Adicionalmente, si el cemento no hace buen contacto con la formación, los esfuerzos efectivos serán muy bajos. De acuerdo a la Ley de Mohr-Coulomb los esfuerzos efectivos bajos producen resistencias al corte también bajas, por lo que una mala cementación crearía zonas de baja resistencia alrededor del pozo, como es explicado por VELAZQUEZ R, Andrés. Introducción a la Geomecánica Petrolera. Quinta Edición, Mayo 2001.

La etapa de cementación puede ser crítica para la producción de arena, la buena adherencia entre la pared de pozo y el cemento, evita las deformaciones del casing, si por el contrario entre el casing y el cemento quedan espacios vacíos, la presión de confinamiento generada en estos lugares mayor esfuerzo sobre la formación, esto puede generar cavernas que inducen la inestabilidad lateral en el casing provocando deformación y/o rotura del mismo (como consecuencia la pérdida parcial o definitiva del pozo).

✿ **Actividades de cañoneo**

Las perforaciones deben ser planificadas y ejecutadas bajo ciertos parámetros de diseño tales como diámetro, longitud o penetración, densidad, ángulo de fase y presiones de desbalance, que deberán ser especificados en función de las propiedades mecánicas de la formación con el fin de tener cavidades estables a largo plazo.

✿ **Tasas de Producción y su efecto en la caída de presión (Drawdown)**

Para un pozo productor en condiciones de flujo constante, el aumento en la tasa de producción causa una disminución en la presión de fondo fluyente, P_{wf} . Debido a que la presión de yacimiento P_r , se mantiene constante, la disminución en la presión de fondo fluyente influenciada también por el daño a la formación "Skin Damage", se traduce en un aumento del diferencial de presión drawdown ΔP , que a su vez causa un cambio en los esfuerzos efectivos aumentando las fuerzas de corte. Cuando las fuerzas de corte

inducidas por el drawdown llegan a ser mucho mayores que la resistencia mecánica al corte de la formación (drawdown crítico), ocasionan falla del material geológico, desprendiéndose granos y/o pedazos de la formación los cuales pueden ser arrastrados y/o transportados por los fluidos de producción que han adquirido el potencial para arrastrar los granos no cementados, o los débilmente cementados, esta tasa se denomina Velocidad crítica de flujo.

El aumento de la tasa de producción indiscriminadamente puede generar graves problemas de arenamiento. Dicho problema se agrava en aquellos pozos que soportan variaciones bruscas de tasas en cortos períodos de tiempo, debido a las aperturas y cierres (por cambios no justificados de reductores o equipo de superficie), estos pozos generalmente tienden a convertirse en pozos productores de arena.

Una técnica utilizada para minimizar la producción de arena es chocar la tasa de flujo a la tasa de flujo crítica por debajo de la cual la producción de arena no ocurre o tiene un nivel aceptable. En la mayoría de casos esta tasa está muy por debajo de la tasa de producción aceptable económicamente para el pozo.

Si se mantiene el drawdown por debajo del drawdown crítico, se puede evitar el desprendimiento de material geológico y el problema del arenamiento.

Incremento en la producción de agua

La producción de arena puede iniciar o incrementar al aumentar la producción de agua. Dos posibilidades pueden explicar este comportamiento son: la primera, para una formación de arenas humectadas por agua, la cohesividad grano a grano es proporcionada por la tensión interfacial del agua connata, al inicio de la producción de agua, el agua connata tiende a irse con el agua que

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

Un segundo mecanismo por el cual el agua afecta la producción de arena está relacionado a los efectos de permeabilidad relativa. Como el corte de agua incrementa, la permeabilidad relativa del aceite disminuye. Dando como resultado un incremento en el diferencial de presión (drawdown) requerido para producir aceite a la misma tasa, que desencadena la inestabilidad del arco de arena alrededor de la perforación y seguidamente la producción de arena.

En rocas débiles y no consolidadas, la resistencia de la roca generalmente disminuye al aumentar la saturación de agua, registrándose la mayor reducción de la resistencia aún luego de producirse aumentos leves de la saturación de agua a partir de un estado seco. El cambio leve de la salinidad del fluido y tensión interfacial puede acusar la migración de arenas en el fluido productor.

1.5 Efectos de la producción de arena

Además del aumento de costos y disminución de volúmenes de producción de los campos, efectos como los mencionados a continuación son comunes cuando la producción de arena es evidente.

1.5.1 En superficie

Daños por taponamiento de la tubería de producción por puentes de arena, erosión y rotura de facilidades de superficie, la erosión se da cuando las velocidades de flujo a la cual es arrastrada la arena producida son muy altas. Si la cantidad de arena producida es alta, esta se depositara en el fondo de separadores, tratadores, tanques o las líneas de producción en superficie y taponarlas, si el separador es parcialmente llenado con arena, la capacidad de este para almacenar aceite, gas y agua se reduce contribuyendo a la disminución de su capacidad y eficiencia. Si un gran volumen de la arena alcanza a taponar estas áreas, será necesario limpiar para permitir una eficiente producción del pozo. Para restaurar la producción, el pozo deberá ser cerrado, el equipo de superficie abierto, y la arena removida manualmente. Es importante tener presente el costo de la limpieza y el costo diferido de la producción que el problema de producción de arena acarrea.

1.5.2 En pozo

Si la velocidad de producción no es lo suficientemente grande para transportar la arena hasta superficie, la arena puede caer dentro del casing, acumulándose allí hasta llegar eventualmente cubrir un intervalo productor con arena.

La falla del casing, es otro posible efecto de la producción de arena, siendo la falla el resultado del derrumbe de las formaciones débiles (que generan un espacio entre la formación y el casing), y de la compactación de los estratos que se presume es el resultado de producción de fluidos en formaciones inconsolidadas o débilmente consolidadas y a su vez función del agotamiento. Por esto se clasifica la ocurrencia de fallas de casing en dos categorías y/o razones, así:

- Ocurre cuando la formación esta en el contacto con el casing pero con modulo reducido resultando cerca la producción de sólidos.

- Ocurre cuando hay una cavidad que circunda el casing, debido a la producción de arena o un trabajo de pobre cementación.

En estos tipos de situación el tubo presentaría una compresión axial producto de la compactación que da como resultado la deformación.

En cuanto a equipos de levantamiento, para bombeo mecánico uno de los equipos más afectados por la producción de arena son las bombas de subsuelo junto a sus componentes por taponamiento y erosión de las mismas. Cuando se presentan estos casos, se requiere de operaciones remediales para limpiar el pozo y restaurar la producción.

1.5.3 A nivel de producción

Cuando la producción de arena ocurre, los granos de arena intentan reorganizarse, la arena es acumulada continuamente detrás del casing generando pérdida de permeabilidad alrededor del hueco con respecto a la que existía originalmente ocasionando pérdidas de flujo de fluidos. Este comportamiento se refleja principalmente en formaciones de arena con alto contenido de arcilla y/o amplios rangos de tamaño de grano. Además, el fenómeno acarrea costos por producción diferida como se menciona anteriormente ya que la mayoría de trabajos relacionados requieren parada de pozo.

2 Manejo y Control de la Producción de Arena

2.1 Métodos de predicción

Cuando se desarrollan los yacimientos de aceite y gas, una predicción de la producción de arena es requerida para la evaluación de la necesidad del control de arena y la mejor selección económica de la técnica de control a utilizar. Investigaciones sobre la predicción de la producción de arena se han prolongado durante los últimos años arrojando trabajos favorables para la mitigación del fenómeno. Dichos trabajos son consistentes en técnicas de predicción de arena basadas en observaciones de campo (métodos empíricos) relacionadas con la producción de arena, experimentos en el laboratorio (métodos analíticos) o modelamientos teóricos de la producción de arena (métodos numéricos).¹

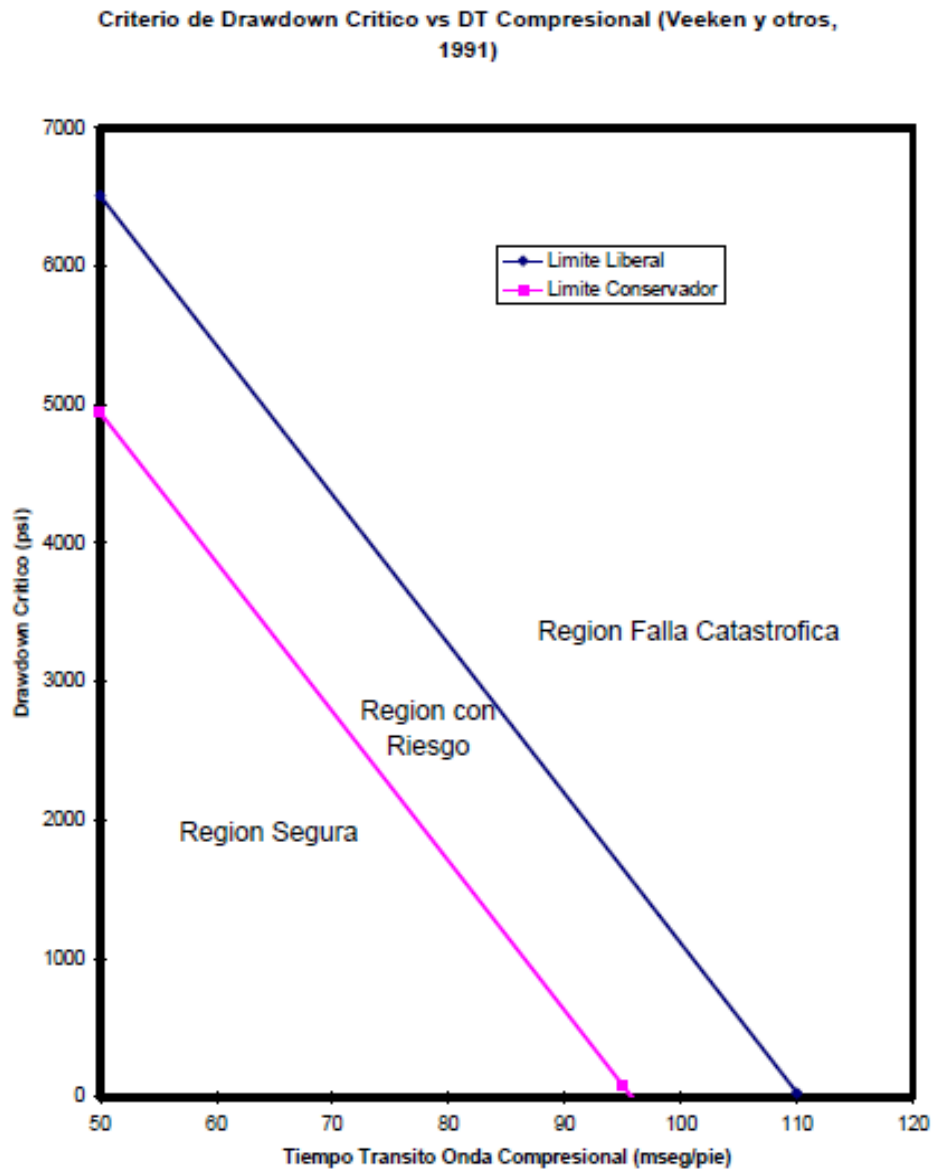
2.1.1 Método empírico - Observaciones de campo de la producción de arena.

Las técnicas de predicción de la producción de arena basada en la experiencia de campo son desarrolladas a partir de la correlación entre los datos de producción y los parámetros operacionales, que incluyen la profundidad, tiempo de tránsito (registros de pozo), tasa de producción, presión de drawdown, índice de productividad, corte de agua y gas. Así, como elementos que relacionan la vida y/o estado del pozo o del yacimiento con los eventos que se generan o contribuyen a la producción de arena. A partir de las observaciones de campo y correlación de parámetros operacionales que pueden inducir la producción de arena es posible identificar condiciones de producción libre o no de arena.

Uno de los métodos recomendados es el de usar el tiempo de tránsito de la onda de corte compresional del registro sísmico cuando no existe ninguna información adicional disponible. Correlacionado la profundidad, la presión del yacimiento así como el diferencial de presión, la correlación entre el drawdown y el tiempo de tránsito es graficada para pozos con y sin producción de arena en el campo. La relación que existe entre drawdown crítico ΔP_c y el tiempo de tránsito de la onda compresional Δt_c (elaborada por SHELL en pozos alrededor del mundo) tiene su base en que es de esperar que un valor menor de Δt_c implica un valor mayor de “drawdown” debido a que la formación es más rígida y más resistente. La interpretación de esta técnica se da a partir de la figura 11, en cual se definen tres zonas; la zona inferior que crea un límite conservador, allí cualquier combinación entre los parámetros utilizados no produce fallas; la zona superior que crea un límite liberal por encima de este cualquier combinación de “drawdown” y tiempo de tránsito produce fallas y la zona intermedia donde existe la incertidumbre si la cualquier combinación puede causar arenamiento.

Características importantes para la generación posterior de modelos analíticos es establecida de una interpretación empírica de observaciones de eventos operacionales de campo relacionados a la producción de arena y pruebas de laboratorio. Esto permite que experimentos de arenamiento en el laboratorio sean hechos de corazonces del yacimiento para derivar relaciones específicas de campo.

Figura 11. Correlación entre drawdown crítico y tiempos de transito de la onda compresional para definir condiciones de arenamiento.



Fuente. C.A.M. Veeken, D.R. Davies, C.J. Kenter, y A.P. Kooijman, Shell Research. "SAND PRODUCTION PREDICTION REVIEW: DEVELOPING AN INTEGRATED APPROACH". SPE 22792, 1991

2.1.2 Método Analítico - Pruebas de laboratorio de la producción de arena.

Teóricamente los modelos de predicción de arena pueden ser validados a partir de las observaciones de laboratorio, además de ser usados como una herramienta de predicción de la producción de arena en un análisis posterior para la simulación numérica del campo.

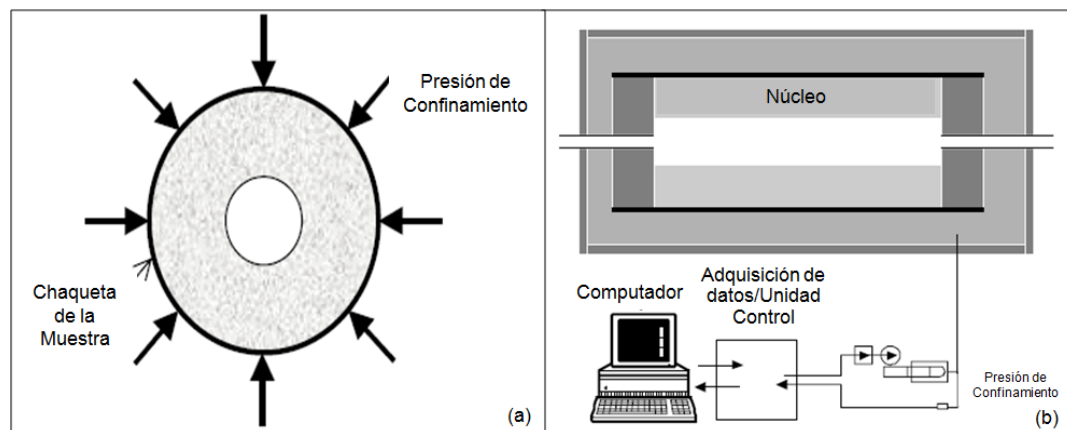
Experimentos de laboratorio son realizados con el fin de visualizar y simular el comportamiento de los mecanismos de la producción de arena y la influencia de varios parámetros de operación en un ambiente controlado. Experimentos han sido realizados para arenas in-consolidadas y areniscas friables consolidadas, destacando que en cuanto al material no consolidado la producción de arena es controlada por las tasas de flujo que crean una cavidad que se ensancha gradualmente con incrementos en la tasa de fluidos, hasta que colapsa cuando se tiene la tasa de flujo crítica. La tasa de flujo esta alrededor de 5 a 10 bpd y es relativamente independiente de la mezcla de arena, tamaño de la cavidad, límite de esfuerzos y presión de poro. En contraste, la producción de arena y el ensanchamiento de las arenas friables-consolidadas está dirigida en un alto grado por los esfuerzos máximos.¹

En laboratorio se han relacionado las propiedades de la roca y la tendencia al arenamiento de la arena en formaciones mediante el ensayo de cilindro de pared gruesa "TWC" (Thick Wall Cylinder), para determinar las condiciones de presión y flujo necesarias para causar colapso de las formaciones cañoneadas.

La presión de colapso de la prueba Thick Walled Cylinder (TWC) es usada como la medida de resistencia fundamental para huecos y perforaciones. En

las figura 12 (a) se describe la geometría y carga aplicada en la muestra así como el esquema del sistema de la prueba, figura 12 (b) respectivamente.

Figura 12. (a) Geometría y carga de colapso de una muestra cilíndrica. (b) esquema del sistema de prueba de Thick Wall Cylinder TWC.

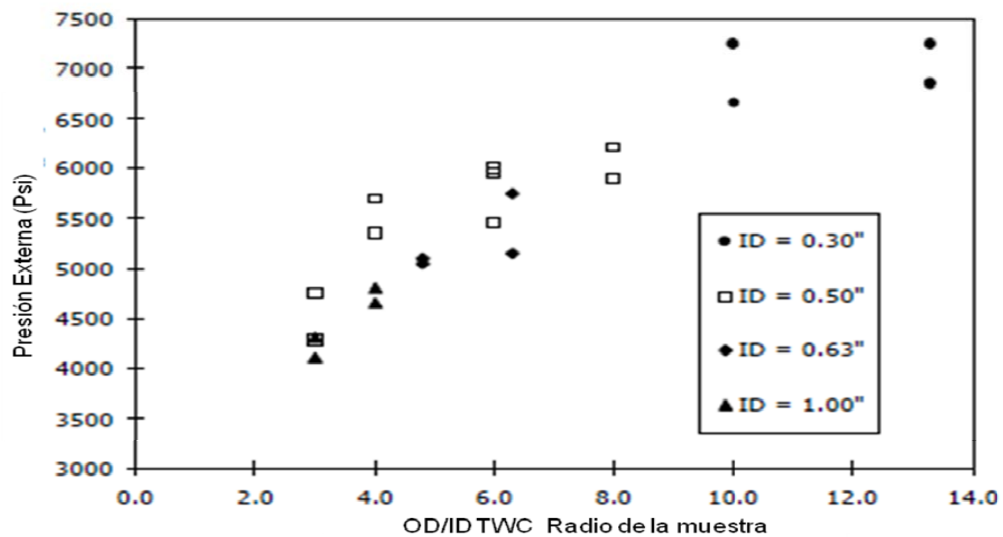


Fuente. Anónimo.

Se hace necesaria una relación entre la resistencia efectiva en situ de la formación, U , y el esfuerzo TWC ya que la prueba TWC no responde directamente la presión de colapso en las perforaciones. La prueba TWC estándar es desarrollada en muestras donde la relación de radios en el cilindro $OD/ID = 3$. En condiciones en situ, el esfuerzo efectivo puede estar representado por un esfuerzo TWC donde OD/ID tiende a infinito. Es usado un escalamiento de ID, ya que los túneles de perforación pueden fácilmente exceder 0.5 pies de diámetro cuando las cargas de penetración son utilizadas en arenas de bajo esfuerzo. Relaciones de escala para tener en cuenta esos efectos han sido publicadas por van den Hoek y colegas. Los cuales encontraron que para la arena Castlegate, con una relación OD/ID infinita, el

máximo factor de efecto de tamaño varía entre 3.0 y 3.8, dependiendo de la cantidad el grado de consolidación después de la falla. Investigaciones similares sobre la resistencia de colapso de un número de arenas teniendo variedades de relaciones OD/ID y diferentes valores de ID, son mostrados en la figura 13.

Figura 13. Aumento de la presión de colapso en TWC en arenas Castlegate con diferentes radios OD/ID.



Fuente. S.M. Willson, Z.A.Moschovidis, J.R. Cameron y I.D. Plamer. "NEW MODEL FOR PREDICTING THE RATE OF SAND PRODUCTION", SPE 78168, 2002.

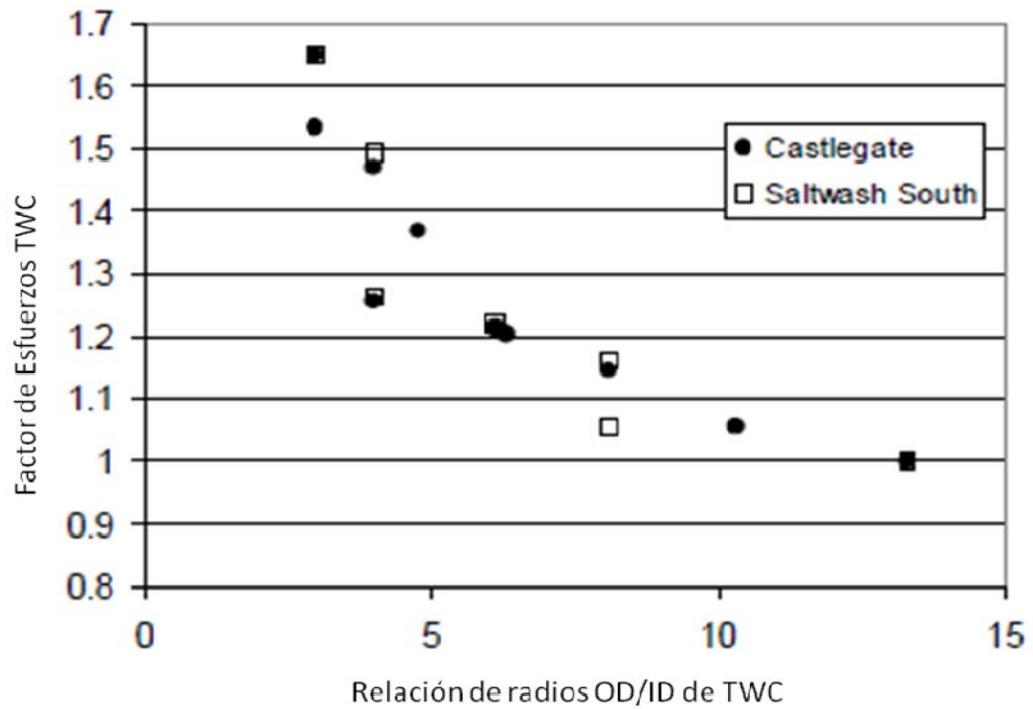
La tendencia de los resultados por la variación de las relaciones OD/ID es presentada en la Figura 14, donde se comparan resistencias relativas de experimentos corridos en muestras grandes con relaciones (OD/ID = 14), relaciones pequeñas y estándar. En general, estos resultados de laboratorio concuerdan con los resultados analíticos de van den Hoek. En las pruebas se observa que en relación a la presión de colapso de las muestras estándares,

TWC_{sp} , la resistencia equivalente de formación (U) de una muestra con relación OD/ID infinita puede ser equivalente a:

$$U = 2 \times 1.55 \times TWC_{sp} = 3.10 \times TWC_{sp} \quad (13)$$

Se debe tener en cuenta que en la ecuación 12, que el factor 2 es introducido para calcular el esfuerzo efectivo de la formación en virtud de las suposiciones del modelo elástico lineal inherente en la derivación de las presiones críticas de fondo fluyendo.

Figura 14. Relación factor TWC y relación de diámetros en arenas Castlegate con diferentes radios OD/ID.



Fuente. S.M. Willson, Z.A.Moschovidis, J.R. Cameron y I.D. Plamer. ‘NEW MODEL FOR PREDICTING THE RATE OF SAND PRODUCTION’, SPE 78168, 2002.

Concepto de factor de carga

Teniendo definidas las expresiones apropiadas para predecir el inicio del fenómeno de arenamiento, es conveniente adimensionalizar el estado de esfuerzo actuando en las perforaciones o el hueco por consideración del concepto de un “Factor de Carga”, LF definido como:

$$LF = (S_{t2} - P_w) / U \quad (14)$$

Donde S_{t2} es el máximo esfuerzo total tangencial actuando en la formación o en la perforación. Note que para $LF < 1$ la formación no está fallando, mientras para $LF > 1$ la formación está fallando y hay producción de arena. Para ser consistente con el campo, se puede demostrar que debe LF también será igual a:

$$LF = \frac{3S_1 - S_2 - 2P_w - A(P_o - P_w)}{3.10 * TWC} \quad (15)$$

La relación de resistencia del yacimiento con pruebas de laboratorio y factores como los mencionados anteriormente contribuyen a la generación de modelos predictivos para calculo de condiciones operacionales de producción de arena.

Descripción del modelo para la predicción de tasa de arena.

1. Impacto del efecto de la concentración de esfuerzos.

Es importante que la predicción de la tasa de producción de arena sea coherente con base en modelos aplicados anteriormente. Esto asegura la continuidad en la aproximación entre la predicción del inicio del fenómeno y la severidad con que esta ocurre.

La siguiente formulación ha sido usada para cálculos cuando comienza la producción de arena. La estimación de la presión de fondo fluyente resultante en la producción de arena CBHFP, se basa en el criterio de resistencia aparente, junto con suposiciones de comportamiento elástico-lineal, aplicados a un elemento de la formación cercano a la cara del pozo.

Dado el campo de esfuerzos en un plano perpendicular al eje del hueco, S_1 y S_2 y ($S_1 > S_2$), los esfuerzos tangenciales sobre la superficie del hueco (figura 14). Están dados por:

$$S_{t1} = 3S_2 - S_1 - p_w(1 - A) - Ap_0 \quad (16)$$

Igualmente

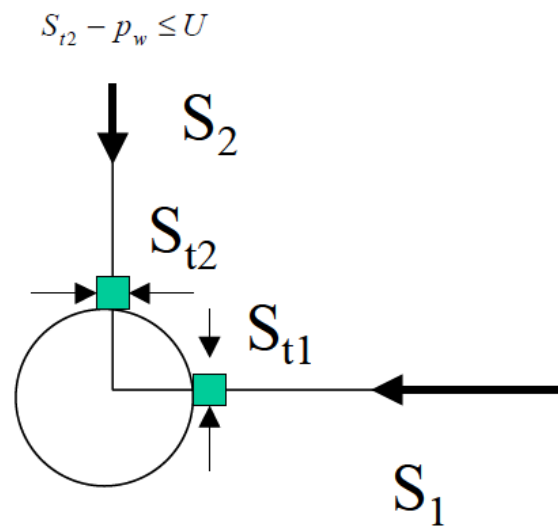
$$S_{t2} = 3S_1 - S_2 - p_w(1 - A) - Ap_0 \quad (17)$$

Se asume que la presión de la cara del pozo es comunicada en la formación, (durante la producción de un intervalo permeable), p_w es la presión de la cara

del pozo y P_o es la presión del yacimiento y A es la constante poroelastica dada como sigue:

$$A = \frac{(1-2\nu)\alpha}{(1-\nu)} \quad (18)$$

Figura 15. Esfuerzos Tangenciales en la cara del pozo.



Fuente: S.M. Willson. New Model For Predicting The Rate Of Sand Production. SPE 78168, 2002.

Y la constante de Biot dada por:

$$\alpha = 1 - Cr/Cb \quad (19)$$

Donde

V ; es la relación de Poisson

C_r ; compresibilidad de la roca

C_b ; compresibilidad del grano.

Para evitar la producción de arena el esfuerzo tangencial mayor ($S_{t2}-p_w$) tendrá que ser menor que la resistencia efectiva de la formación, U .

$$S_{t2} - p_w \leq U \quad (20)$$

Resolviendo la desigualdad para p_w e introduciendo la notación CBHFP se tiene;

$$p_w \geq CBHFP = \frac{3S_1 - S_2 - U}{(2 - A)} - p_0 \frac{A}{(2 - A)} \quad (21)$$

La presión crítica de drawdown (CDP) es definida como la caída de la presión del yacimiento para causar la falla en el yacimiento (producción de arena). Usando la definición, la presión en el fondo del pozo es:

$$p_w = p_0 - CDP \quad (22)$$

Reemplazando la relación anterior en la ecuación 22, se tiene que la presión del yacimiento, p_0 y CDP está dada por las ecuación 22(b).

$$p_0 = \frac{1}{2} [3S_1 - S_2 - U + CDP(2 - A)] \quad (22a)$$

$$CDP = \frac{1}{2 - A} [2p_0 - (3S_1 - S_2 - U)] \quad (22b)$$

La presión crítica del yacimiento CRP, está definida como la presión del yacimiento que no tolerara cualquier drawdown, esta dada por la ecuación 22a para CDP=0: $CRP = (3S_1 - S_2 - U)/2$.

Se debe observar que S1 y S2 dependen linealmente de la presión del yacimiento Po, sin embargo la ecuación 21 no debería ser usada con valores constantes S1 y S2 para casos donde se consideran efecto de depleción en la presión de yacimiento.

El perfil de resistencia de la roca es típicamente derivada primero usando predicciones estándar de esfuerzos compresivo no confinado, UCS, y después usando relaciones derivadas de laboratorio entre medidas de UCS y esfuerzos TWC. Perfiles de esfuerzos horizontales in situ pueden ser derivados conociendo la presión de overburden, presión de poro, relación de Poisson de la formación y algunas contribuciones de esfuerzos tectónicos (Ej: evaluarse de pruebas leak off, pruebas minifrac, pruebas step-rate, o de datos de inyección de agua). De lo anterior, la tasa de arenamiento puede ser evaluada para algunas condiciones de drawdown y depleción.

Cuando no se cuenta con estas pruebas, se han desarrollado otro tipo de correlaciones que involucran el “drawdown critico” y la resistencia UCS, así por ejemplo:

$$\Delta P_c = UCS/2 \quad (23)$$

2.1.3 Método numérico

Las herramientas de predicción teórica requieren una formulación matemática de los mecanismos de falla. Los mecanismos actualmente fiables para la producción de arena son las fallas compresivas, falla tensil y la falla erosional.

La falla compresiva se refiere a esfuerzos tangenciales (compresivos) cerca a la cavidad de la pared, que excede la resistencia al corte de la roca (areniscas consolidadas)

La falla tensil con mayor importancia en arenas inconsolidadas, se basan en un “drawdown” máximo que puede soportar la formación para que no exista falla tensional del material.

La falla erosional ocurre cuando las fuerzas de arrastre exceden la cohesión que existe entre los granos de arena ocasionando el desprendimiento de los mismos.

2.2 Métodos de control

2.2.1 Métodos mecánicos

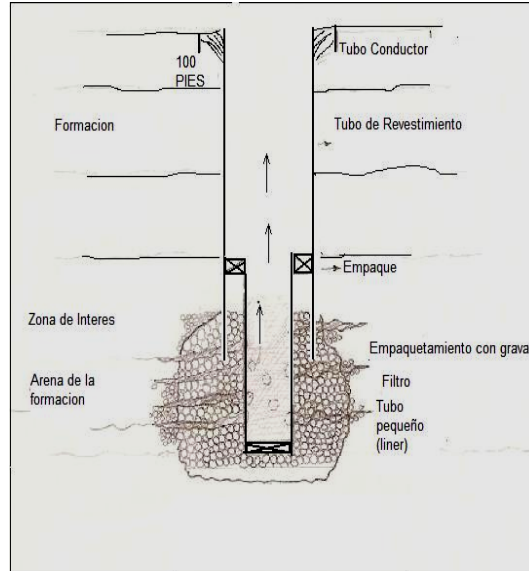
2.2.1.1 Empaquetamiento con grava

El empaquetamiento con grava actúa como un filtro para prevenir la producción de arena. Este método consiste en depositar grava de características específicas entre el tubo ranurado o la malla y la cara de la formación permitiendo la formación de un puente sobre el tubo ranurado y la arena de la formación, con el fin de controlar el paso de partículas de grandes tamaños que hayan sido transportadas por el fluido hacia la cara del pozo, sin disminuir la producción, razón por lo cual es necesario determinar un buen diseño de empaquetamiento. Para determinar cual es el tamaño del empaquetamiento con grava requerido, muestras de la formación deberán ser evaluadas para determinar el diámetro y la distribución de los granos. Con esta información la arena del empaquetamiento puede ser seleccionada por medio de diferentes técnicas. En cuanto a la calidad de la arena el "American Petroleum Institute, API" ha puesto ciertas especificaciones para un empaquetamiento con grava de acuerdo a sus prácticas recomendadas, (RP 58), la figura 16, muestra el esquemático de un empaquetamiento con grava.

2.2.1.2 'Screens'

Al completar un pozo en una zona que presenta formaciones inconsolidadas, comúnmente produce material de la formación resultado de las fuerzas de arrastre al fluir los fluidos del yacimiento hacia la cara del pozo. Una de las soluciones ha sido controlar la arena como una parte integral del completamiento, lo que proporciona conservación de la integridad del pozo y una producción aceptable con tenicas y equipos especialmente diseñados para tal fin, como lo son las mallas las cuales evitan el arrastre de la arena con el fluido.

Figura 16. Esquemático de un empaquetamiento con grava.



Fuente Autores.

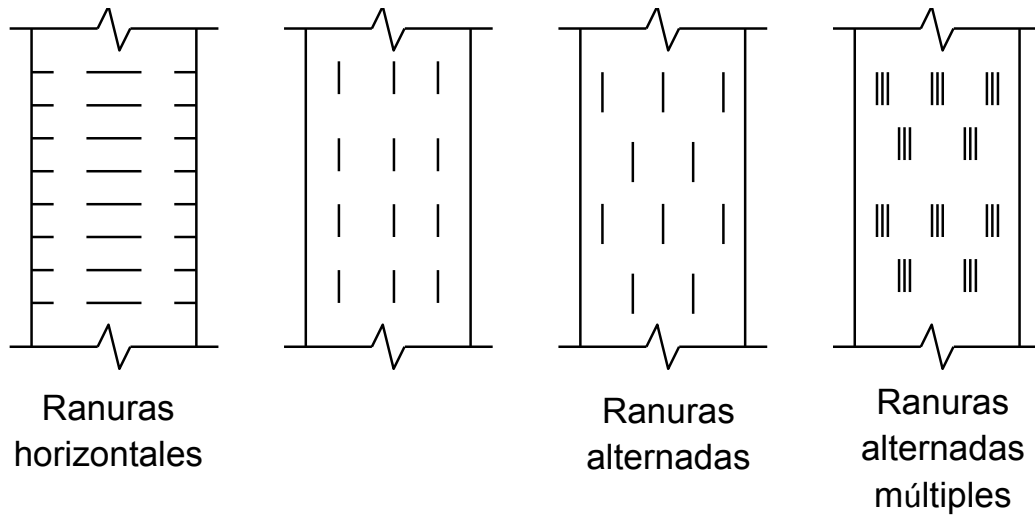
2.2.1.2.1 'Liners' ranurados

Los liners ranurados consisten de una sección de "tubing" con una serie de ranuras cortadas en las paredes del tubo en una orientación axial. Liners ranurados son en su mayoría usados en pozos de baja tasa de producción, principalmente en pozos con grandes intervalos de completamiento donde el costo para el control de arena puede ser significativo.

Los "liners" ranurados tienen diferentes configuraciones que se muestran en la figura 17, en cuanto a costo esta técnica es menos costosa que otras, pero al manejar una área de flujo reducida experimentan mayores caídas de presión durante la producción, entonces es recomendado usar esta técnica cuando se

tiene una productividad baja y la economía del pozo no tiene el soporte para usar un método mas costoso.

Figura 17. Configuraciones Liner Ranurado.



Fuente McKinzie, Howard L. "Sand Control". PetroSkills, LLC. Bogotá, 2007

El arreglo de liner escalonado es generalmente el más utilizado porque utiliza una porción más grande de la resistencia original de la tubería. El arreglo escalonado ofrece una mayor distribución uniforme de ranuras sobre el área superficial del tubo. Dicho arreglo es ranurado con un numero de columnas alrededor del tubo, usualmente con un espaciamiento de 6 pulgadas de longitud.

Esta técnica es usada en completamientos donde se ha implementado empaquetamiento con grava para prevenir la producción de arena a través de este sistema o se utiliza solo cuando la formación presenta tamaño de grano

grande y uniforme. El espesor de las ranuras también es conocido como “gauge o gage”.

Una de las ventajas de los “liners” ranurados con otras técnicas como las mallas enrolladas con alambre es que son menos costosos, pero con menos efectividad y la desventaja es que los liner ranurados tienen un área de flujo mas limitada, lo que crea una tendencia al taponamiento y el mínimo tamaño de ranura disponible es de aproximadamente de 0,012” comparado al de las mallas que es de 0,006”, por el lado de control de partículas muy pequeñas es aceptable pero con estos tamaños se debe considerar un problema adicional y es que son mas propensos al rompimiento (aumentando los costos y el tiempo del proceso de elaboración).

2.2.1.2.2 Mallas enrolladas con alambre

Las mallas enrolladas con alambre están compuestas de un tubo como base, con orificios alrededor de la circunferencia y un recubrimiento con alambre alrededor de la base del tubo. La función de la malla es excluir las partículas de arena de la formación por medio del puenteo que se forma en las ranuras. Este sistema tiene una mayor área de flujo por pie que los “liners” ranurados.

Este método de control es recomendado cuando se tiene un sistema de partículas de arena de tamaño homogéneo, donde el espaciamiento de las ranuras pueda garantizar un buen puenteo de la formación; así como para bajas tasas de flujo por pie ya que evita la tendencia al taponamiento. Las mallas enrolladas con alambre han sido usadas desde hace 30 años alrededor del mundo en diferentes campos. Usualmente la fabricación consiste en acero de grado 316 L (alambre) y la base de acero N-80, sin embargo el material puede ser especificado de acuerdo a la aplicación específica.

Finalmente las capacidades de flujo de las mallas enrolladas con alambre son más altas que las de los “liners” ranurados ya que tienen mayores áreas de flujo.

2.2.2 Métodos químicos

2.2.2.1 Consolidación química

Existen diferentes técnicas para el control de la producción de arena una de estas es la consolidación química por medio de la utilización de resinas. Esta técnica consiste en inyectar resinas plásticas dentro de los granos de la formación con el fin de aumentar la resistencia de la formación, actuando como material cementante, tratando de mantener los granos juntos aumentando sus puntos de contacto. Así habrá una mayor resistencia para soportar las fuerzas de arrastre ocasionado por el flujo de fluidos. Experiencias de campo sugieren que el método se debe aplicar a formaciones que tengan baja producción de arena y buena permeabilidad vertical con el fin de no afectar de manera drástica el sistema. Esta técnica fue ampliamente utilizada entre los años 1950 – 1970 en el Golfo de México.

Tipos de sistemas de consolidación química por medio de resinas

- **Sistema “Phase Separation”,**

Este sistema contiene entre 15% y 20% de resina activa en una solución inerte. Aquí la resina es atraída a los granos de arena dejando la parte inerte que no se solidificara para llenar los espacios porosos. Se debe tener exactitud al colocar las resinas en las cavidades perforadas ya que un sobredesplazamiento da como resultado arena inconsolidada en cercanías a la cara del pozo.

El sistema de “Phase Separation” puede resultar inefectivo en formaciones que contengan más del 10% de arcilla, ya que estas pueden atraer con más facilidad la resina por tener una mayor área superficial que las arenas.

- **Sistema “Overflush”**

Este sistema contiene una alta cantidad de resina activa. Inicialmente los espacios porosos se llenan completamente de resina luego un fluido es utilizado para sobre desplazar el exceso de resina fuera del área del hueco, con el fin de restablecer la permeabilidad. Solo una cantidad de resina residual se concentrara en los puntos de contacto de la arena.

3 Generalidades del campo Llanito

Esta sección es una recopilación de información y/o análisis y estudios hechos por el personal del Instituto Colombiano del Petróleo ICP y ECOPETROL con el fin de proporcionar conocimiento general del campo extrayendo información de características y propiedades de las formaciones de interés así como de los fluidos producidos. Información necesaria para el posterior análisis del problema que será planteado en capítulos posteriores.

Ubicación del campo

El campo Llanito se encuentra ubicado en el departamento de Santander, en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (CVMM), Limita al Norte con el Río Sogamoso, al Sur con Barrancabermeja, ver figura 18. El área Llanito abarca una extensión aproximada de 70 Km², con formaciones del periodo terciario Colorado, Mugrosa y Esmeralda.

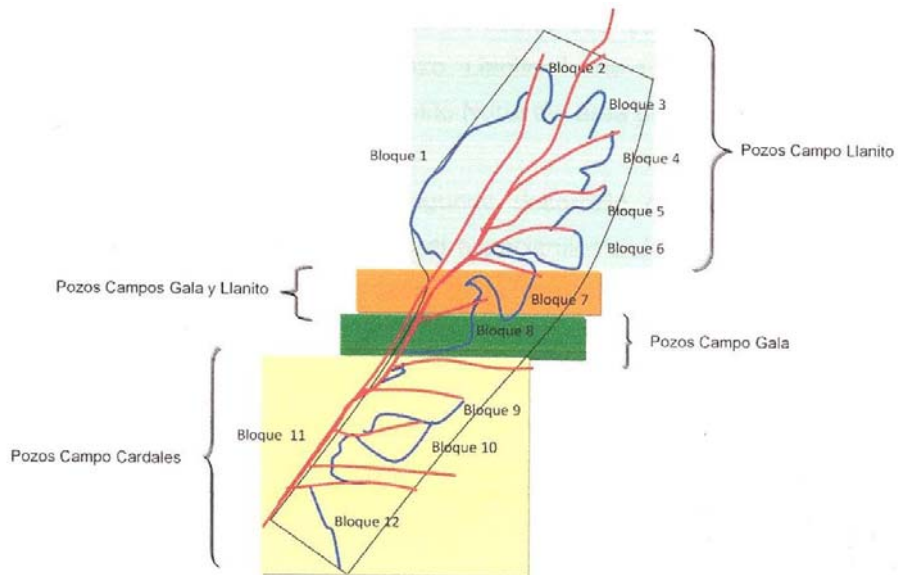
El campo esta dividido en 7 bloques como se muestra en la figura 19.

Figura 18. Localización Geográfica del campo Llanito.



Fuente modificado: Diagnostico y control del arenamiento en los pozos de los campos Lisama y Llanito. ICP, Septiembre 2007.

Figura 19. División por bloques para el campo Llanito.



Fuente: Estudio Integrado de Yacimientos octubre 2003.

3.1 Reseña histórica

Llanito fue descubierto como área productora de hidrocarburos en los años 60, fue el primer campo de petróleo descubierto por la Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL, el aceite original reportado fue de 314 Mbbl. Hasta junio de 2008 fue reportada una producción diaria para el campo de aceite 3186 BOPD y de gas 2801 MPCD, según lo reportado por el Grupo Técnico Valle Medio del Magdalena. Departamento de Yacimientos y Producción, en el informe “PROGNOSIS - CAMPAÑA DE PERFORACION LLANITO- GALA-CARDALES”. Ecopetrol SA. Superintendencia de Mares. Vigencia: 2007.

Las actividades de exploración iniciaron el 19 de febrero de 1955 cuando se perforo el pozo UIS 1, en los años siguientes (1958-1960) se perforaron 6 pozos mas, los cuales sembraron incertidumbres sobre la viabilidad del proyecto debido a su producción por lo que se pensó en abandonar el campo. En diciembre de 1960 se terminó el pozo UIS 9, con una producción inicial de 580 BOPD en flujo natural, considerándose el descubridor del campo, seguido a este (1961) se reactivo el Pozo UIS 2 el cual aportó una producción de 400 BOPD. En octubre de 1964 se tenía un total de 44 pozos perforados de los cuales 2 fueron secos y 3 gasíferos, a lo que se le conoció como parte del primer desarrollo.

El segundo desarrollo inicio con trabajos de reacondicionamiento de pozos antiguos, además de perforar 17 pozos con el fin de mejorar y acelerar el recobro de las reservas del campo. En 1981 se perforo 8 pozos (UIS 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78 y 79) y en 1982, se perforaron 9 pozos mas (UIS 80, 81, 83, 84, 85, 86, 87, 90, 93), en los años siguientes vinieron nuevas campañas de perforación (1983- 1984, se perforaron 6 pozos). A finales de 19 85 concluyó la segunda etapa de perforación. En el año 2004 se dio inicio al tercer desarrollo del área, donde se incluyó la perforación de 5 pozos, además de información

adicional como la toma de registros, muestro de fluidos para análisis PVT, entre otros.

El comportamiento que han tenido los yacimientos en el campo, ha sido una caída en la presión en los primeros 5 años de producción, seguido por un periodo de estabilización.

3.2 Geología general

De acuerdo a los rangos estructurales y vínculos geomorfológicos, Llanito está conformado por la estructura del anticlinal Casabe – Galán, ya que presentan desarrollo depositacional de la misma edad y las paleo corrientes que transportaban los detritos eran las mismas.

La roca almacenadora de hidrocarburos pertenece a las formaciones de edad Terciaria y está controlada por factores estratigráficos combinados con aspectos estructurales. Los horizontes productores se encuentran localizados básicamente en areniscas de la formación mugrosa (zonas B y C) y del grupo Chorro (Zona D).

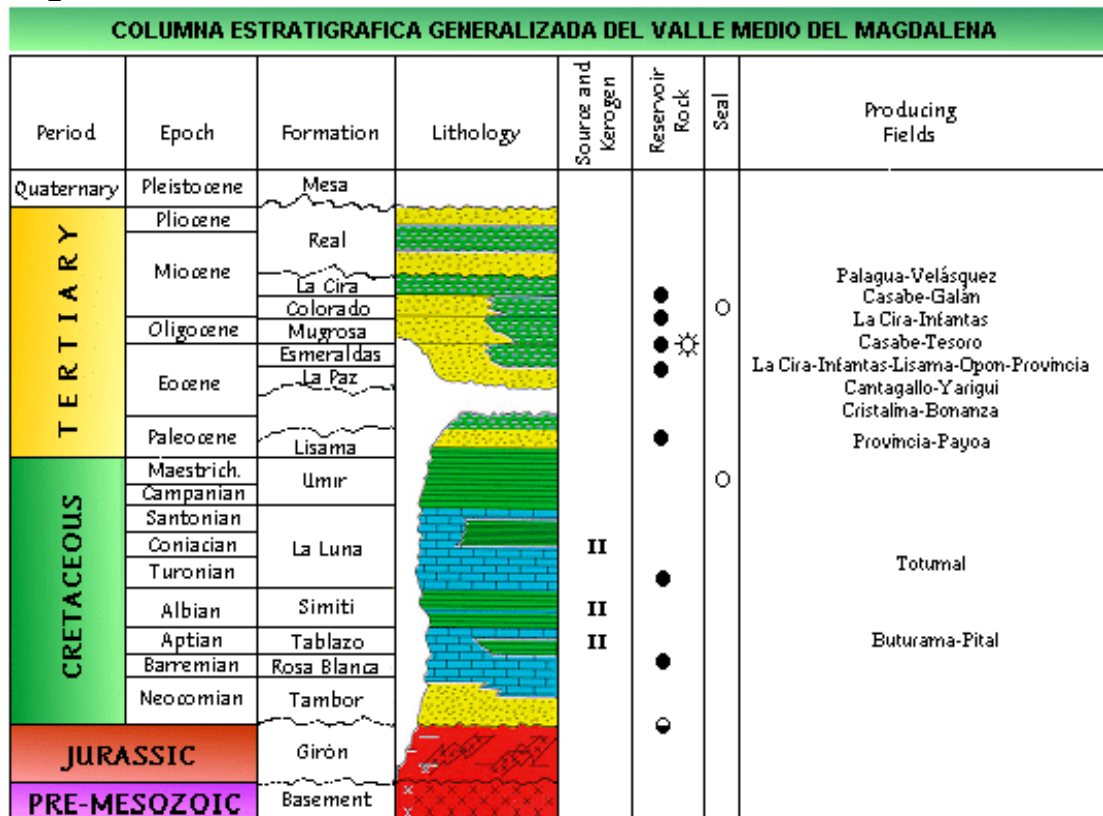
3.2.1 Modelo estructural-Área Llanito

El Campo Llanito consta de un componente extensivo correspondiente a la denominada falla Casabe que provoca un fallamiento normal principal (NE-EW llamado Falla Llanito) del cual se desprenden una serie de fallas normales (E-W) de menor magnitud asociado al “Trend” de fallas de rumbo del Rio Sogamoso.

3.2.2 Estratigrafía–Área de Llanito

La secuencia estratigráfica presenta sedimentos que pertenecen a las edades geológicas, mostradas en la figura 20.

Figura 20. Columna generalizada del Valle Medio y Superior del Magdalena.



Fuente: ECOPEL. Estudio Integrado De Geología Y Petrofísica Areniscas De Mugrosa Campo Lisama–Llanito. Instituto Colombiano del Petróleo, Piedecuesta, 2008.

- **Periodo Cretáceo**

Formado por las formaciones La Luna y la formación Umir.

- **Periodo Terciario**

Formado por las formaciones dentro de esta edad, las cuales son:

- Formación Real
- Formación Colorado (zona A)
- Formación Mugrosa (Fósiles de Mugrosa, Zona B, Zona C)
- Formación Esmeraldas – La Paz (Zona D)

Los depósitos son predominantemente de río trezado, constituidas por arenas y conglomerados lenticulares, areniscas cuarzosas con intercalaciones arcillosas.

3.2.3 Zonas Productoras

Las zonas aportantes a la producción de crudo pertenecen a la Formación Mugrosa (Zonas B y C) principalmente, como segundo objetivo la Formación Colorado (Zona A), la Formación Esmeralda – La Paz (Zona D) y un intervalo del Toro Shale; formaciones descritas a continuación:

- **Formación Colorado – Zona A**, compuesta en su mayor parte por secuencias arenosas de grano medio a fino con intercalaciones limo – arcillosas que se encuentran por debajo de la Cira Shale hasta Fósiles de Mugrosa. Su espesor promedio es de 2500 pies.

- **Formación Mugrosa**, constituida por la parte basal del grupo Chuspas, una de las unidades de distribución más amplia y constante del Valle Medio del Magdalena que puede subdividirse litológicamente en dos horizontes: el inferior Zona C (arenoso) y el superior Zona B (areno arcilloso). El tope de la formación lo marca un paquete de lutita de aproximadamente 200 pies de espesor, con abundantes fósiles conocidos como los Fósiles de Mugrosa.
- **Formación Mugrosa – Zona B**, presenta una secuencia limo – arcillosa con intercalaciones de arenisca de grano fino. Su espesor promedio es de aproximadamente 1400 pies.
- **Formación Mugrosa–Zona C** conformada por la zona inferior de la formación Mugrosa y representa aproximadamente la tercera parte de esta, compuesta por arenisca con delgadas intercalaciones de arcillosita. Su espesor promedio es de aproximadamente 550 pies.
- **Formación Esmeralda–Zona D**, conformada por la parte superior del grupo Chorro, con presencia de arcillositas lutíticas intercaladas por bancos de areniscas. Su espesor aproximado de 500 pies.

3.3 Propiedades Petrofísicas de Campo Llanito

Para el estudio de un yacimiento es fundamental conocer las variables petrofísicas que lo gobiernan, ya que por medio de estas se pueden estimar los volúmenes de hidrocarburos presentes, además de caracterizar las rocas que lo conforman y la utilidad que ofrecen en diferentes procesos de recuperación y control de hidrocarburos.

Para el campo Llanito no se cuenta con muestras e información suficiente de corazones que permitan caracterizar el yacimiento, bien sea por la dificultad en obtenerlos debido a la características del yacimiento por depositación de tipo fluvial o porque las muestras que se tienen son sensibles al someterlas a la preparación para pruebas de laboratorio; por lo tanto la evaluación se realizó a partir de registros de pozo.

3.3.1 Propiedades y características de la roca

El armazón de las arenas está compuesto principalmente por cuarzos monocristalinos, feldespatos potásico, líticos, y presencia del mineral de mica y líticos arcillosos que reducen la porosidad al ocupar los poros y gargantas. Presentan cemento arcilloso conformado por diferentes tipos de minerales arcillosos (montmorillonita, caolinita e illita), así como calcáreo principalmente calcita. Reportado de esta forma por: Prognosis – Campaña de Perforación Llanito – Gala – Cardales. Vigencia 2007.

Se debe tener en cuenta que el campo Llanito presenta una formación altamente arcillosa, con alta salinidad (28000 ppm de Cl⁻) lo que afecta la respuesta en la toma de registros e imposibilita el establecimiento del valor de porosidad y de resistividad, que permite identificar el carácter petrolífero o acuífero de una zona además el alto grado de fallamiento incrementa esta dificultad.

La zona presenta 7 tipos de roca los cuales presentan las siguientes características, mostradas en la tabla 3:

Tabla 3. Propiedades y características de la roca - Campo Llanito.

Tipo	Porosidad	K	Redondez	Tamaño de grano	Características generales	Litología	Cementación
1	21.30 (%)	Alta	Sub-angulares	Grueso 0.6 mm	Parches de areniscas de grano muy fino y más compacta con areniscas de grano grueso. Potencial de yacimiento, con la capacidad de almacenar fluidos y producir fluidos a muy altas tasas si se dan las características favorables de saturación de fluidos y presión. Selección moderada.	Areniscas, arenitas líticas y arenitas líticas feldespáticas de fragmentos de cuarcita, así como cantidades mucho más pequeñas de cuarzo policristalino, pedernal, feldespatos (domina el feldespato de potasio) y fragmentos de roca metamórficos y sedimentarios de lutita.	Pobrementemente cementadas por cantidades pequeñas de arcilla de caolinita que rellena los poros.
2	21.74 (%)	Alta	Sub-redondeado	Medio 0.28 a 0.34 mm	Parches de arenisca muy finos. La compactación ha resultado en solamente pérdida menor de porosidad y permeabilidad. Selección moderada.	Arenitas líticas y arenitas líticas y feldespáticas	Cantidades pequeñas de cemento de arcilla-caolinita.
3	19.02 (%)	<50md	Sub-angulares.	Fino 0.18 a 0.23	Compactación por enterramiento.	Areniscas limpias, carecen de lutita detrítica laminada o dispersa.	Localmente más grande respecto a la cementación de calcita y arcilla.
4	13.98 (%)	6-20 d	Sub-redondeado	De grueso a medio	Extensa compactación. Pueden contribuir a almacenamiento de fluidos y producción	Arenitas líticas y arenitas líticas y feldespáticas contienen lutita detrítica laminada y dispersa. Cantidad más grande de lutita detrítica.	Cementadas por anhídrita.
5	14.65	Baja		Grano Medio. 0.26	Selección moderadamente buena. No tienen la capacidad de contribuir a almacenamiento o producción.		
6	9.93 (%)	Baja	Angular a subangular		No tienen calidad de yacimiento. Estas rocas son sellos semipermeables y barreras.	Areniscas muy lutíticas, limolitas lutíticas y lutitas limosas. Matriz de lutita detrítica.	
7	8.49 (%)	Baja			No tienen potencial para almacenamiento o producción y representan roca sellada.	Lutitas y lutitas limosas.	

Fuente modificada de VESSEL. Tipos de Roca Petrofísica Formación Mugrosa, Piedecuesta - ICP, 2007

Tabla 4. Propiedades de la Roca Para el Campo- Llanito.

Tipo de roca	Porosidad promedio (%)	Porosidad máxima (%)	Porosidad Mínima (%)	Análisis de potencial de arenas (%)
1	21.30	25.30	15.51	Difícil predicción
2	21.74	27.99	15.69	Difícil predicción
3	19.02	31.43	8.63	Poco Probable
4	13.98	25.78	3.30	Poco probable
5	14.65	17.89	9.36	Poco probable
6	9.93	21.38	2.66	Poco probable
7	8.49	12.75	4.95	Poco probable

Fuente modificada de VESSEL. Tipos de Roca Petrofísica Formación Mugrosa, Piedecuesta - ICP, 2007.

De acuerdo con la tabla 4 el potencial de arenas más probable corresponde a las rocas de tipo 1 y 2, seguidas de las rocas tipo 3 y 4, con valores de porosidad más altos comparados con los otros tipos de roca. Según la clasificación realizada por el autor Dr. Howard L. McKinzie en su libro SAND CONTROL el cual presenta potenciales de arena de acuerdo a la porosidad de la siguiente manera:

- ✓ $\Phi > 30\%$; producción de arena probable.
- ✓ $\Phi < 20\%$; producción de arena es poco probable .
- ✓ $20\% > \Phi < 30\%$ potencial de arenamiento de difícil predicción.

3.3.2 Permeabilidad

Es de gran importancia conocer la permeabilidad de la roca para poder predecir la capacidad de la roca para permitir el flujo de fluidos a través de la red de poros intercomunicados. El valor de permeabilidad se puede obtener a partir de pruebas de presión o por medio del análisis de corazones.

3.3.3 Saturación de agua

La saturación de agua en el área Llanito fue calculada a partir del promedio de las saturaciones de agua inicial obtenida de la curva de permeabilidad relativa de corazones de las zonas Mugrosa B y C en el pozo UIS 31, de la saturación de agua obtenida de registros de pozo para las mismas zonas y de la saturación de agua estimada de las curvas de presión capilar.

3.3.4 Resistividad del Agua de Formación

En el estudio realizado por el Instituto Colombiano del Petróleo ICP, se generaron valores de R_w todos a una misma temperatura (83° F), para el campo Llanito-Gala-Galan - San Silvestre campos seleccionados dentro del estudio de petrofísica.

De esta información se determinaron promedios para cada zona y se determinaron las ppm de NaCl para cada una. Estos valores se encuentran en la tabla 5.

Tabla 5. . Promedios de Resistividad de Agua por formación.

Características	Zona A	Zona B	Zona B2	Zona C	Zona D
Prom – Rw @ 83 OF	0.206	0.141	0.146	0.129	0.129
Ppm NaCl	22	43	43	43	50

Fuente: Modelamiento para la Optimizar el Factor de Recobro en Campos de Petróleo Maduros de las Cuenca cas del Valle Medio del Magdalena y Catatumbo. Informe Técnico de Proyectos. ICP, Diciembre 2006.

3.3.5 Propiedades de Fluidos

El mecanismo de producción es gas en solución y empuje parcial de agua, caracterizado por un crudo que varía entre los 17° y 21° API, en cuanto a las variables petrofísicas la porosidad oscila entre 15% y 21% y la permeabilidad en un rango de 150 – 250 mD. En la tabla 6 se encuentran las propiedades petrofísicas y de fluidos básicas con sus respectivos valores para el campo Llanito.

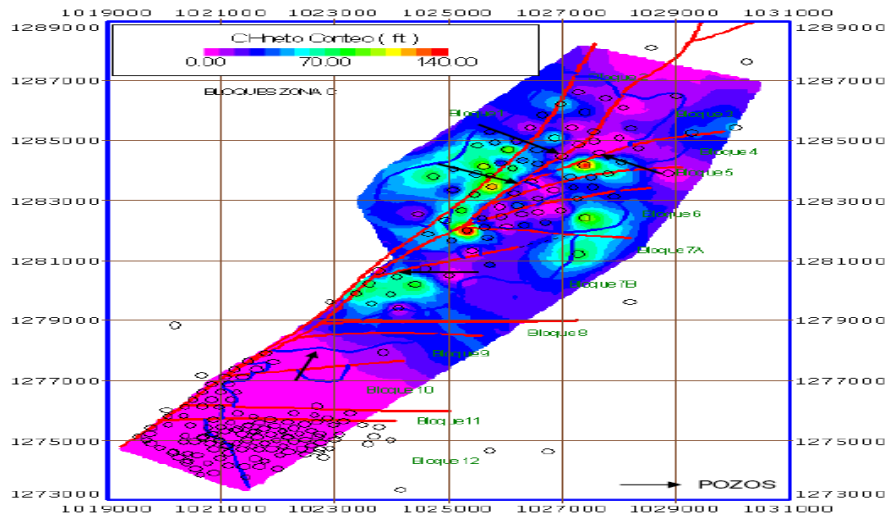
Dentro del análisis de ingeniería realizado al campo Llanito por parte de Ecopetrol, además de la porosidad también se ha calculado el espesor neto y la saturación de aceite, propiedades importantes para el cálculo de reservas, directamente para la formación de interés Mugrosa. Con cada una de estas propiedades se generaron mapas con el fin de reconocer posibles objetivos.

Tabla 6. Descripción de propiedades de yacimiento y fluidos del campo Llanito.

Zona Productora	Zona A	Zona B	Zona C	Zona D
Espesor Petrolífero (Pies)	26	50	40	18
Porosidad Promedio (%)	21	17	18	15
Permeabilidad (md)	250	150	180	160
Saturación de Agua (%)	25	40	40	47
Salinidad de Agua Formación (ppm)	18000	23500	29900	32000
Presión de Yacimiento (PSI)	1880	2400	2800	3200
Presión de actual (PSI)	1600	900 a 1500	1100	900
Temperatura de Yacimiento (°F)		135	140	140
Gravedad API	18.4-gas	21	23	24
GOR (Inicial)	150	200	200	370
B&W (Inicial) (%)	0	0-3	0-3	0-3

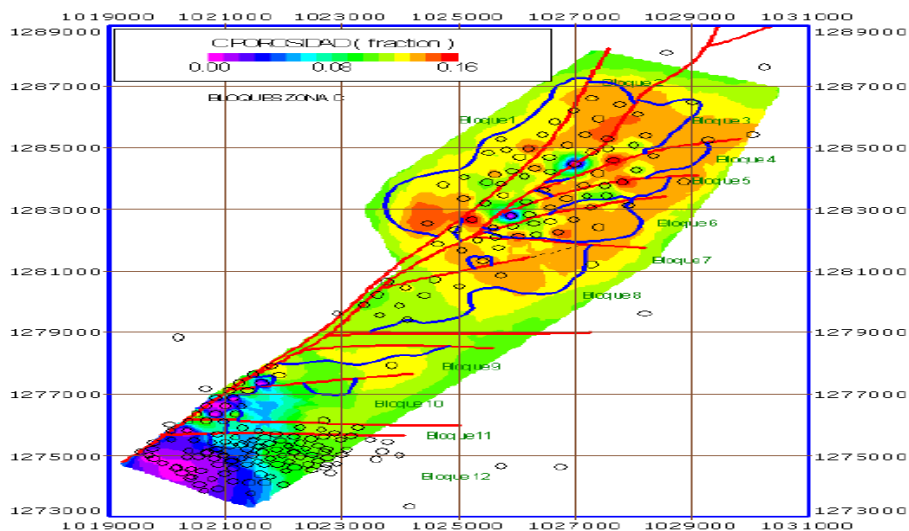
Fuente: Modelamiento Para Optimizar El Factor De Recobro En Campos De Petróleo Maduros De Las Cuencas Del Valle Medio Del Magdalena Y Catatumbo, ICP, 2007.

Figura 21. Mapa de espesores netos, Zona C – Formación Mugrosa.



Fuente. Grupo Técnico Valle Medio del Magdalena. Departamento de Yacimientos y Producción, "PROGNOSIS - CAMPAÑA DE PERFORACION LLANITO- GALA- CARDALES". Ecopetrol SA. Superintendencia de Mares. Vigencia: 2007.

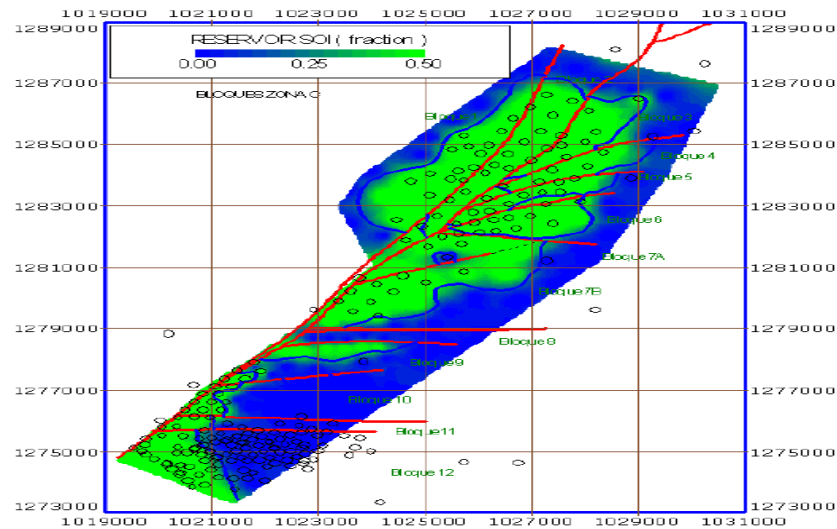
Figura 22. Mapa de porosidades, Zona C – Formación Mugrosa.



Fuente. Grupo Técnico Valle Medio del Magdalena. Departamento de Yacimientos y Producción, "PROGNOSIS - CAMPAÑA DE PERFORACION LLANITO- GALA- CARDALES". Ecopetrol SA. Superintendencia de Mares. Vigencia: 2007.

**LLANITO- GALA- CARDALES'. Ecopetrol SA. Superintendencia de Mares.
Vigencia: 2007.**

**Figura 23. Mapa de saturación inicial de aceite, Zona C – Formación
Mugrosa.**

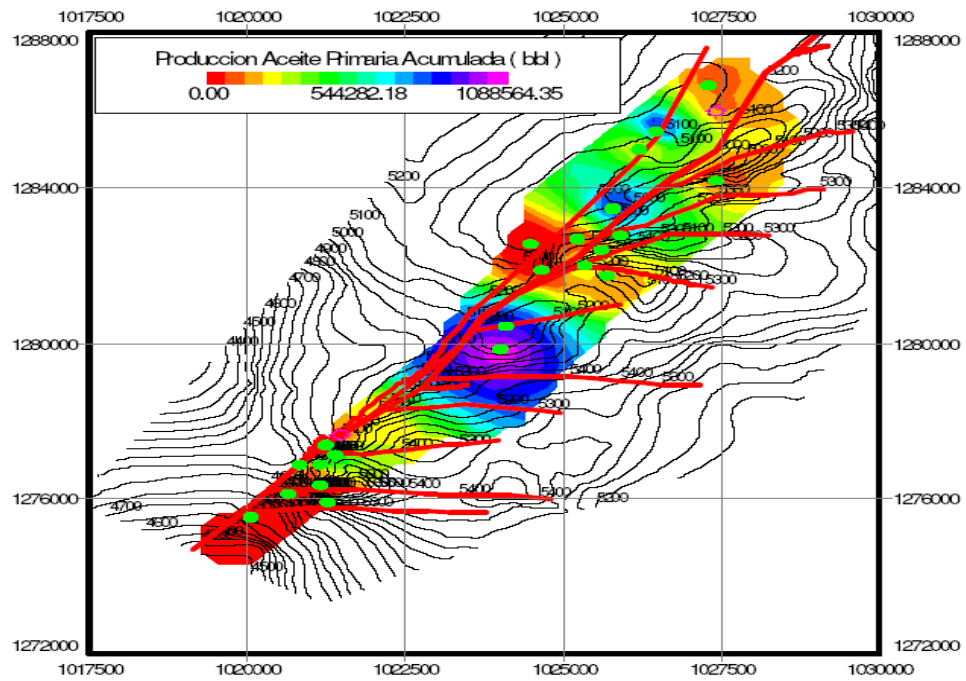


**Fuente. Grupo Técnico Valle Medio del Magdalena. Departamento de
Yacimientos y Producción, ‘PROGNOSIS - CAMPAÑA DE PERFORACION
LLANITO- GALA- CARDALES’. Ecopetrol SA. Superintendencia de Mares.
Vigencia: 2007.**

La información suministrada fue correlacionada y fue utilizada para la generación de nuevos mapas en los cuales se estimó la producción acumulada de aceite, recobro estimado y reservas estimadas de aceite para la zona en el área Llanito – Gala – Cardales, los resultados fueron los siguientes:

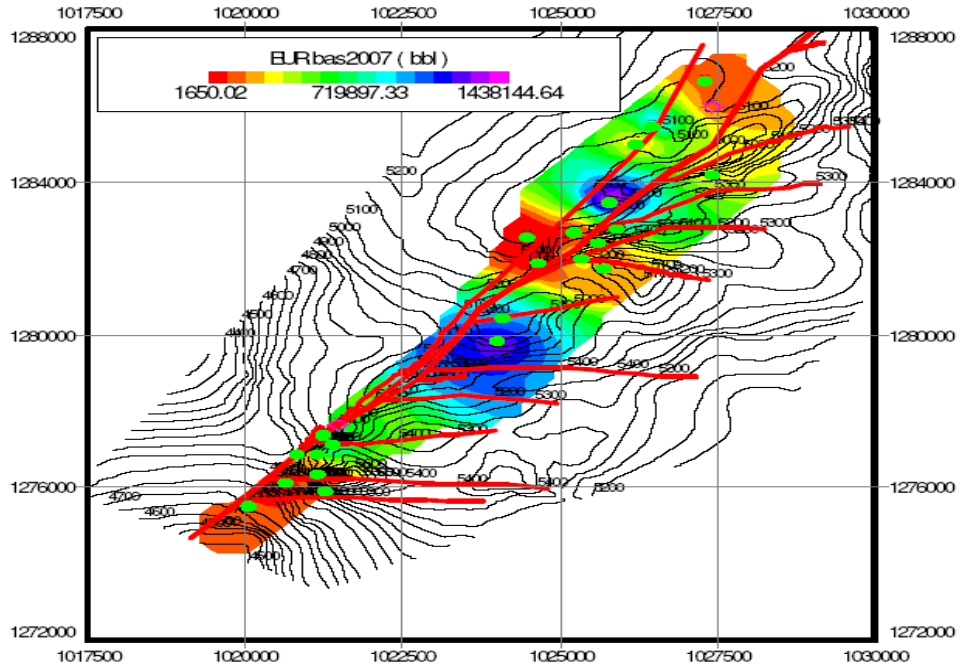
- Para el campo Llanito, la producción acumulada de aceite está por el orden de 544282.18 bbl, sin embargo, para esta misma zona (Zona C – Formación Mugrosa), en el campo Gala se alcanzaron los máximos niveles de producción acumulada.
- En cuanto al recobro de aceite estimado, más de la mitad del área correspondiente al campo está por encima del promedio del área Llanito – Gala – Cardales. Cabe destacar que estos parámetros fueron calculados para 2007 y están sujetos a reevaluación. Por último, la reserva estimada de aceite en la Formación Mugrosa del campo Llanito escasamente se acerca al promedio 276411.32 bbl. Sin embargo, se espera que ésta prospectividad cambie a futuro.

Figura 24. Mapa de producción acumulada de aceite, Zona C – Formación Mugrosa.



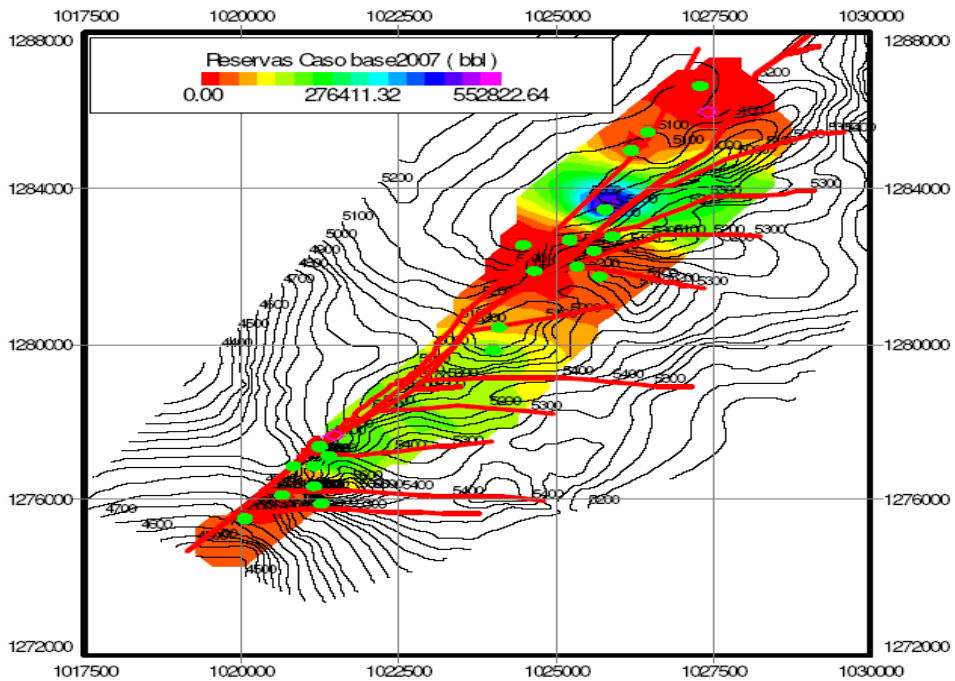
FUENTE. Grupo Técnico Valle Medio del Magdalena. Departamento de Yacimientos y Producción, "PROGNOSIS - CAMPAÑA DE PERFORACION LLANITO- GALA- CARDALES". Ecopetrol SA. Superintendencia de Mares. Vigencia: 2007.

Figura 25. Ultimo recobro estimado, Zona C – Formación Mugrosa.



FUENTE: Grupo Técnico Valle Medio del Magdalena. Departamento de Yacimientos y Producción, 'PROGNOSIS - CAMPAÑA DE PERFORACION LLANITO- GALA- CARDALES'. Ecopetrol SA. Superintendencia de Mares. Vigencia: 2007.

Figura 26. Mapa de reservas estimadas de aceite, Zona C – Formación Mugrosa.



FUENTE: Grupo Técnico Valle Medio del Magdalena. Departamento de Yacimientos y Producción, ‘PROGNOSIS - CAMPAÑA DE PERFORACION LLANITO- GALA- CARDALES’. Ecopetrol SA. Superintendencia de Mares. Vigencia: 2007.

3.4 Geomecánica del campo Llanito

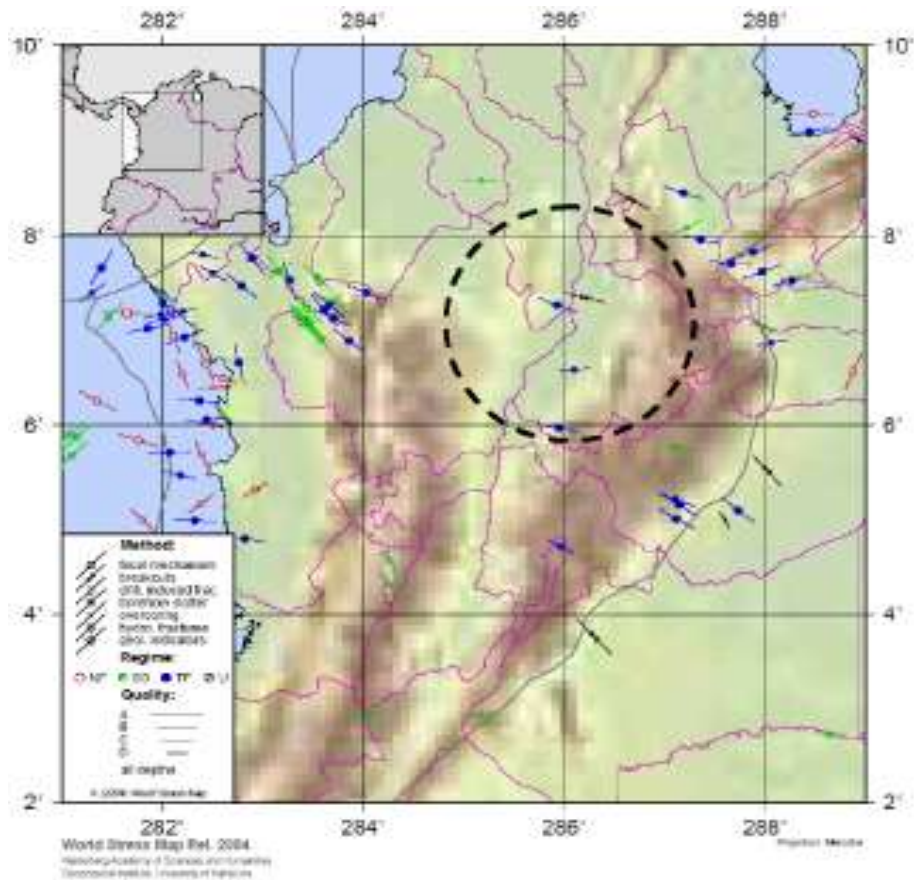
En cuanto a la geomecánica del campo, la dirección regional de esfuerzos horizontales observada en el mapa mundial de esfuerzos (Reinecker et al, 2004) muestra una tendencia predominante para el esfuerzo vertical, S_v , en la dirección E-W, ver Figura 20. El círculo negro dibujado sobre el mapa indica que hay pocos indicadores de esfuerzos regionales en el área del Valle Medio encerrada por el círculo. Sin embargo, es mejor utilizar un procedimiento más

localizado que tenga en cuenta las posibles variaciones del tensor de esfuerzos en el campo.

Existen diferentes métodos para identificar la dirección de esfuerzos a partir de registros de wireline, incluyendo la orientación de las fallas generadas por la concentración de esfuerzos cortantes en las paredes del pozo (breakouts), la orientación de las fracturas naturales y las fracturas hidráulicas, la anisotropía de las ondas de corte entre otros.

Hasta el momento el Instituto Colombiano del Petróleo esta en el proceso de la elaboración del modelo geomecánico para el campo contando con información geomecánica exclusivamente para los pozos UIS 100, UIS 116 y UIS 117.

Figura 27. Dirección regional de esfuerzo horizontal máximo, SH, en el Valle Medio del Magdalena de acuerdo con el mapa mundial de esfuerzos.



Fuente: Zoback, Mark D. Reservoir Geomechanics: Earth Stress and Rock Geomechanics Applied to Exploration, Production and Wellbore Stability. Stanford University, 2006.

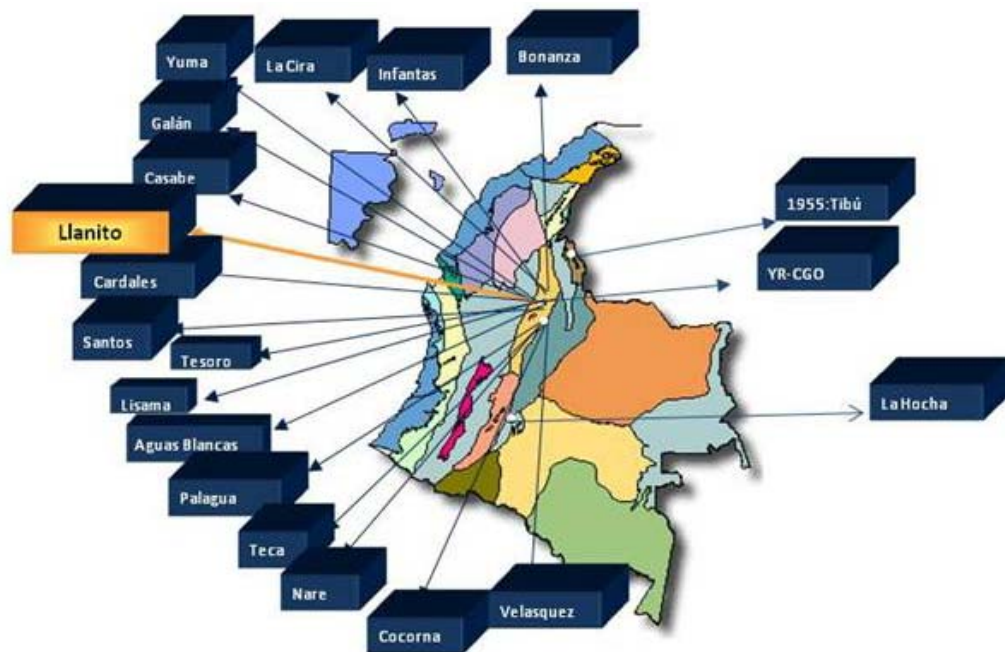
4 Predicción del fenómeno de arenamiento en el Campo Llanito

4.1 Identificación del problema de arenamiento en el campo Llanito.

Desde el punto de vista científico, la producción de arena es uno de los problemas más complejos en los cuales se ha enfocado la industria del petróleo en los últimos años, actualmente algunos campos de Colombia (especialmente campos maduros) presentan el fenómeno de arenamiento como se muestra en la figura 28.

A través de la investigación se definió la metodología para abordar el problema y poder predecir la arena tal y como se muestra en el anexo 1, la cual fue validada para el campo con el análisis que se presenta a lo largo de este capítulo.

Figura 28. Campos de Colombia con problemas de arenamiento.



Fuente: ECOPETROL. Control Y Manejo De Arena. Instituto Colombiano del Petróleo. Piedecuesta, 2009.

El campo Llanito presenta el fenómeno de arenamiento en algunos sus pozos, lo que afecta la vida útil de los equipos de subsuelo, daños en el revestimiento, taponamiento de formaciones productoras, de las líneas de flujo y facilidades de superficie.

4.1.1 Proyecciones y necesidades

Actualmente el Instituto Colombiano del Petróleo esta desarrollando el Plan Integral de Campos Maduros, proyectos que están enfocados a identificar los métodos de recobro que permitan incrementar el factor de recobro de petróleo en campos maduros del Valle Medio del Magdalena, siendo el campo Llanito uno de los campos seleccionados.

Dependiendo del método de recobro que se identifique para incrementar el factor de recobro del campo Llanito, se considera importante involucrar el fenómeno de arenamiento con el fin de predecir cómo se puede incrementar este problema y establecer los mejores métodos de control y prevención que deben ser implementados. El alcance de esta investigación es conocer en detalle cuales son los factores que contribuyen a la producción de arena en los pozos del campo Llanito; se plantea hacer una revisión de las variables petrofísicas, mineralógicas y geomecánicas posiblemente involucradas mediante una comparación entre pozos productores de arena con pozos no productores de arena.

4.1.2 Identificación de los costos ocasionados por la producción de arena.

La producción de arena es un problema económico, por tanto esta sección tiene como finalidad mostrar los costos generados por el fenómeno en el campo Llanito, teniendo en cuenta los eventos operacionales relacionados con la producción de arena y el efecto de estos tanto en costo de equipos como en pérdidas de producción.

Este problema ha estado presente desde etapas iniciales del desarrollo del campo y se ha convivido hasta el momento con este fenómeno sin haber hecho previamente un gerenciamiento o análisis de diferentes alternativas de prevención. Hasta el momento, se han presentado una gran cantidad de eventos operacionales relacionados con la producción de arena que elevan los costos de producción del campo de manera significativa.

Es necesario evaluar alguna metodología o estrategia que contrarreste y/o prevenga sus efectos, como es la disminución y/o manejo de las tasa de flujo analizando la viabilidad económica para el proyecto, o por el contrario continuar conviviendo con el fenómeno y todo lo que ello implica. Es aquí donde el gerenciamiento de la arena juega un papel importante y se plantean alternativas como:

1. La convivencia con el fenómeno, que implica la realización periódica de acciones de mantenimiento en fondo de pozo, tales como limpiezas y cambios de bomba de subsuelo.
2. Búsqueda de alternativas que prevengan la producción de arena, tales como los métodos predictivos, técnicas de empaquetamientos con grava y la consolidación química, entre otros.

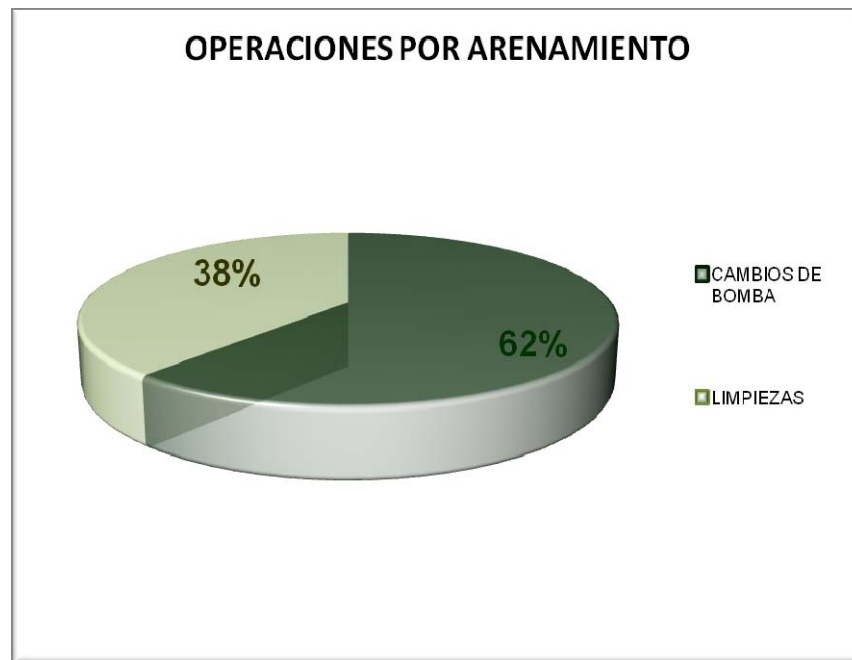
Para determinar la alternativa a seguir es necesario realizar una sensibilidad económica de los costos que están siendo generados y los que se podrían reducir o incrementar con la escogencia de cualquiera de estas alternativas. Los eventos operacionales son seleccionados teniendo en cuenta el comportamiento del fenómeno; como la producción de arena es el resultado principalmente de esfuerzos de arrastre (fluidos) mayores que la resistencia mecánica de la formación, la arena puede tener dos comportamientos:

1. Los esfuerzos de arrastre y/o la velocidad de los fluido producidos son suficientes para arrastrar consigo los granos de arena que entran a los equipos o sistemas de levantamiento (bombas para el caso del campo) generando daños totales o parciales en el mismo, haciendo necesario eventos operacionales para reemplazarlos y restablecer la producción.
2. Los esfuerzos de arrastre y/o la velocidad de los fluidos producidos no son suficientes para arrastrar todas las partículas de arena y estas se acumulan en el fondo de pozo hasta taponar zonas de interés, haciendo necesario eventos operacionales como las limpiezas para restablecer la producción.

De acuerdo a lo anterior se filtraron los costos por estos eventos encontrando:

1. La producción de arena genera intervenciones de mantenimiento las cuales como se muestra en la figura 29 son por cambios de bomba en un 62% (8 intervenciones) y limpiezas con un 38% (5 intervenciones), porcentaje que influye directamente en los costos como se explicar mas adelante.

Figura 29. Diagrama porcentual de eventos operacionales relacionados con la producción de arena para el campo en el año 2008.



Fuente: Autores

2. Con base en los eventos mencionados anteriormente, en la tabla 7 se muestra en detalle los costos ocasionados por intervenciones de mantenimiento para el cambio de la bomba de subsuelo en el campo Llanito, donde se detalla que la duración en la locación de los equipos fue de 75 días y el respectivo costo de US M \$ 424, la pérdida de producción o producción diferida por las intervenciones fue de 7940 BPD con un costo asociado de US MM \$ 521; para un total de US M \$ 945 en cuanto a fallas en la bomba de subsuelo para el campo durante el año 2008.

Tabla 7. Costos de equipos y producción diferida por intervenciones de mantenimiento para el cambio de la bomba de subsuelo.

Ubicación de la falla	Días equipo	Costo equipo US M \$	Potencial hasta la fecha BPD	Días diferida BPD	Producción diferida BPD	Costo diferida, US M \$
BOMBA DE SUBSUELO	8	\$ 37	102	14	1428	\$ 94
BOMBA DE SUBSUELO	2	\$ 9	102	3	306	\$ 20
BOMBA DE SUBSUELO	1	\$ 5	76	1	76	\$ 5
BOMBA DE SUBSUELO	21	\$ 98	68	24	1632	\$ 107
BOMBA DE SUBSUELO	21	\$ 98	68	24	1632	\$ 107
BOMBA DE SUBSUELO	6	\$ 66	28	22	616	\$ 40
BOMBA DE SUBSUELO	4	\$ 27	205	6	1230	\$ 81
BOMBA DE SUBSUELO	12	\$ 82	60	17	1020	\$ 67
SUBTOTAL	75	\$ 424	709	111	7940	\$ 521
TOTAL						\$ 945

Fuente: Histórico de Fallas Llanito y Lisama, ICP. 2009.

Tabla 8. Costo generado por actividades de limpieza de fondo de pozo, donde solo se considera el valor de uso de los equipos de workover.

EQUIPO	OPERACION	DIAS DE EQUIPO	COSTO POR EQUIPO US M \$
W.O	LIMPIEZA DE ARENA	9	\$ 62
W.O	LIMPIEZA DE ARENA	6	\$ 41
W.O	LIMPIEZA DE ARENA	5	\$ 34
W.O	LIMPIEZA DE ARENA	4	\$ 44
W.O	LIMPIEZA DE ARENA	10	\$ 47
TOTAL		34	\$ 228

Fuente-modificado: Trabajos de Subsuelo 2006-2008 campos del Valle Medio del Magdalena, ICP. 2009.

3. En la tabla 8 se muestran los costos ocasionados por limpiezas de arena de acuerdo al tipo de equipo utilizado, sin tener en cuenta la perdida por producción diferida ya que no se cuenta con un estimativo de esta perdida, costo que es de US M \$ 228 por el uso de equipos de workover.

En resumen los costos reportados para el año 2008 son de USMM\$ 1.2 (como se muestra en la tabla 9) entre perdidas de producción y costo por equipos (sin tener en cuenta la producción diferida por limpiezas de arena). Cifra considerable ya que solo implica operaciones relacionadas con la producción de arena.

Tabla 9. Costo generado por actividades de limpieza de fondo de pozo, donde solo se considera el valor de uso de los equipos de workover.

Ubicación de la falla	Costo Total US M M\$
BOMBA DE SUBSUELO	\$ 0,9
LIMPIEZA DE ARENA	\$ 0,2
TOTAL	\$ 1,2

Fuente-modificado: Trabajos de Subsuelo 2006-2008 campos del Valle Medio del Magdalena, ICP. 2009.

4.1.3 Identificación de los sistemas de control manejo de arena implementada en el campo Llanito.

En el campo Llanito, a pesar de los altos costos operacionales y las perdidas en producción generados por la producción de arena, no se han implementado medidas adecuadas para el mejoramiento a esta problemática, por el contrario lo que se ha hecho desde los inicios de

la producción de los pozos es manejar la producción de arena por medio de métodos a corto plazo, es decir técnicas de mitigación del problema para convivir con el y no con la implementación de técnicas de control basadas en la exclusión de arena a largo plazo.

4.1.4 Identificación de pozos productores y no productores de arena en el campo de Llanito.

Una parte esencial de la predicción de la producción de arena es la clasificación de mediciones de producción de la misma, con base en observaciones de campo que permitan realizar una mejor comparación e interpretación de eventos relacionados con la producción de arena. Apreciación hecha en diferentes estudios enfocados en el problema de arenamiento y específicamente mencionada en el artículo SPE 22792 “Sand Production Review: Developing an Integrated Approach” elaborado por C.A.M Veeken et.

De acuerdo con lo anterior para la identificación de los pozos areneros y no areneros que fueron seleccionados en este estudio se tuvo en cuenta observaciones realizadas en el historial de eventos, en particular eventos repetitivos en los pozos a lo largo de la vida productiva de los pozos, tales como cambios de bomba, cambios de fondo, y trabajos de workover, que se interpretan como indicadores de la producción de arena.

Tomando como punto de referencia el historial de eventos, se generaron gráficos donde se representaron estos sucesos (relacionados con la producción de arena) y de acuerdo a la intensidad con la que se presenten estas intervenciones clasificar el

pozo como productor de arena o libre de arena. En los gráficos de eventos además de involucrar el historial de eventos (evento con la fecha de ocurrencia), se tuvo en cuenta la formación a la cual se le realizó la intervención en el pozo, todo esto para tener mayor sensibilidad con el problema, facilidad de interpretación y la toma de decisiones para la corrección y la solución a este. Adicionalmente se realizó el gráfico de historial de fluidos con el fin de identificar si las tasas de producción de fluido principalmente de corte de agua influyen en el fenómeno de arenamiento en el campo Llanito.

4.1.4.1 Gráfico de eventos

Etapa1. Recolección y organización de la información

En esta etapa se compiló la información existente del campo referente al histórico de eventos (desde la etapa inicial de producción del pozo hasta la fecha en que se tuvo acceso de la información), esta información es adquirida de las bases de datos en el Instituto Colombiano del Petróleo - ICP, como DIMS y “files” de cada pozo.

Teniendo en cuenta que el objetivo principal de la realización de los gráficos es visualizar los eventos relacionados con la producción de arena durante la vida productiva del pozo y las variables operacionales relacionadas con esta problemática. Considerando la información disponible y debido a la no existencia de mediciones directas de la cantidad de arena producida por cada pozo, los eventos seleccionados para identificar la producción de arena del

pozo fueron los eventos de limpieza de arena en el fondo de pozo, los cambios de bomba de subsuelo y la medición de la arena acumulada en fondo de pozo medición que solo se puede realizar cuando se interviene el pozo. La información recopilada para cada pozo fue organizada de acuerdo a la profundidad y fecha donde ocurrió el evento.

También se consideraron las variables operacionales posiblemente involucradas con el fenómeno de arenamiento del pozo, tales como: historia de producción de fluidos (crudo y agua), formaciones productoras, zonas cañoneadas, los trabajos de cementación (squeeze) y el aislamiento de zonas en este caso taponamiento de la sección inferior del pozo.

Etapas 2. Construcción de los Gráficos de Eventos.

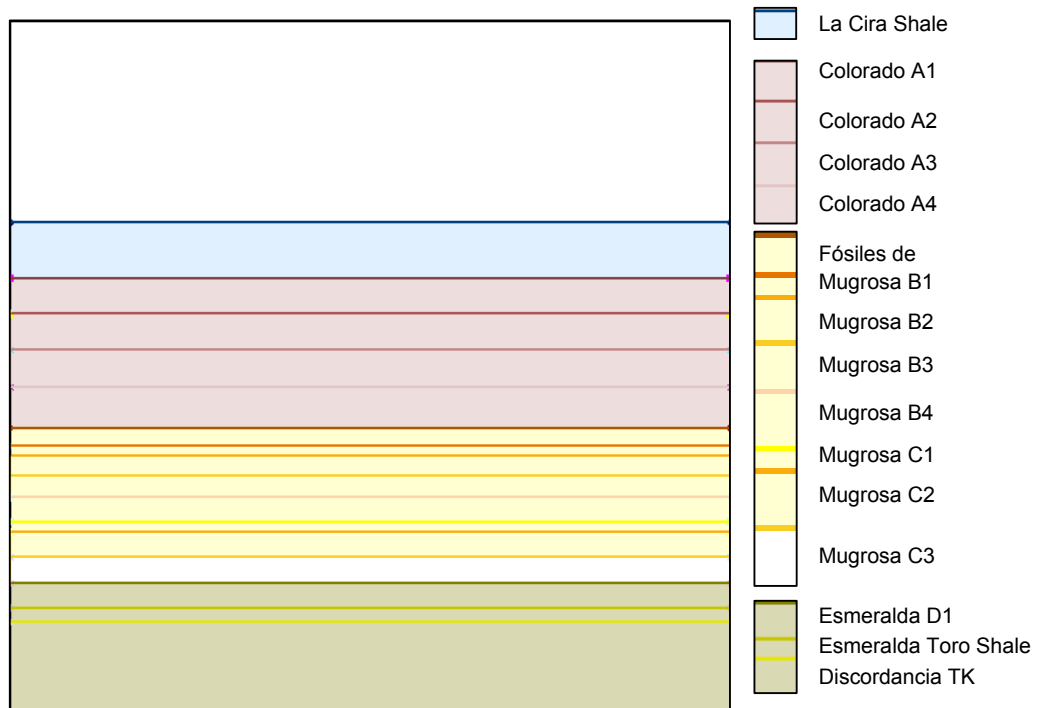
Los gráficos de eventos fueron construidos con los siguientes parámetros:

- El eje horizontal (eje x) es la escala de tiempo y el eje vertical (eje y) la profundidad del pozo.
- El fondo de cada gráfico corresponde a las formaciones atravesadas por el pozo La Cira Shale, Colorado, Mugrosa y Esmeralda con sus respectivas subzonas de acuerdo a la información de los topes de cada formación (información que fue suministrada por el departamento de geología del

Instituto Colombiano del Petróleo). La nomenclatura asignada a cada formación se muestra en la figura 30.

La figura 32 muestra el gráfico de eventos realizado para el pozo UIS 41, resaltando que por medio del gráfico se puede tener la sensibilidad de la formación en la cual se realizan los eventos operacionales, la intensidad y la repetibilidad de los mismos.

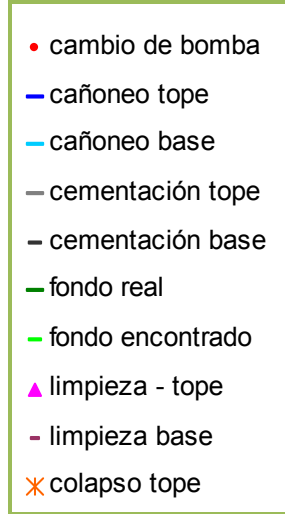
Figura 30. Nomenclatura Formaciones Campo Llanito.



Fuente: Autores.

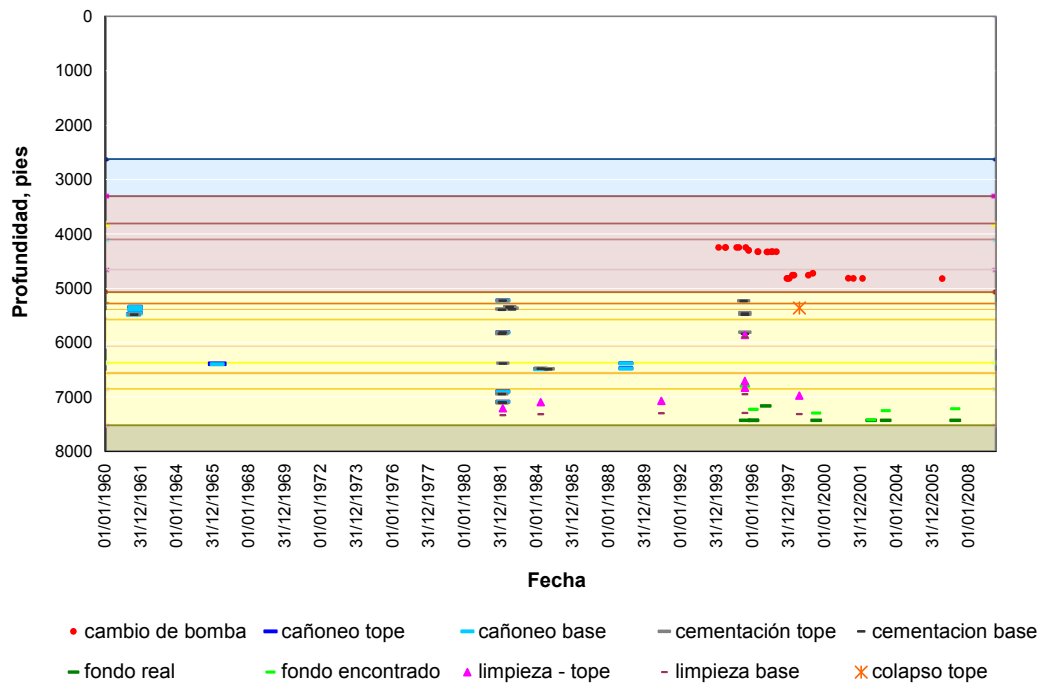
Con la definición de los parámetros anteriores, se graficó los eventos operacionales relacionados con la producción de arena en función del tiempo y profundidad a la cual fueron reportados. Estos eventos son Squeezes, cambios de bomba, cambios de fondo, limpiezas, cañoneos, cementaciones. La nomenclatura utilizada dentro de los gráficos de eventos es la siguiente:

Figura 31. Nomenclatura parámetros de selección pozos productores y no productores de arena.



Fuente: Autores.

Figura 32. Grafico de eventos pozo UIS 41.

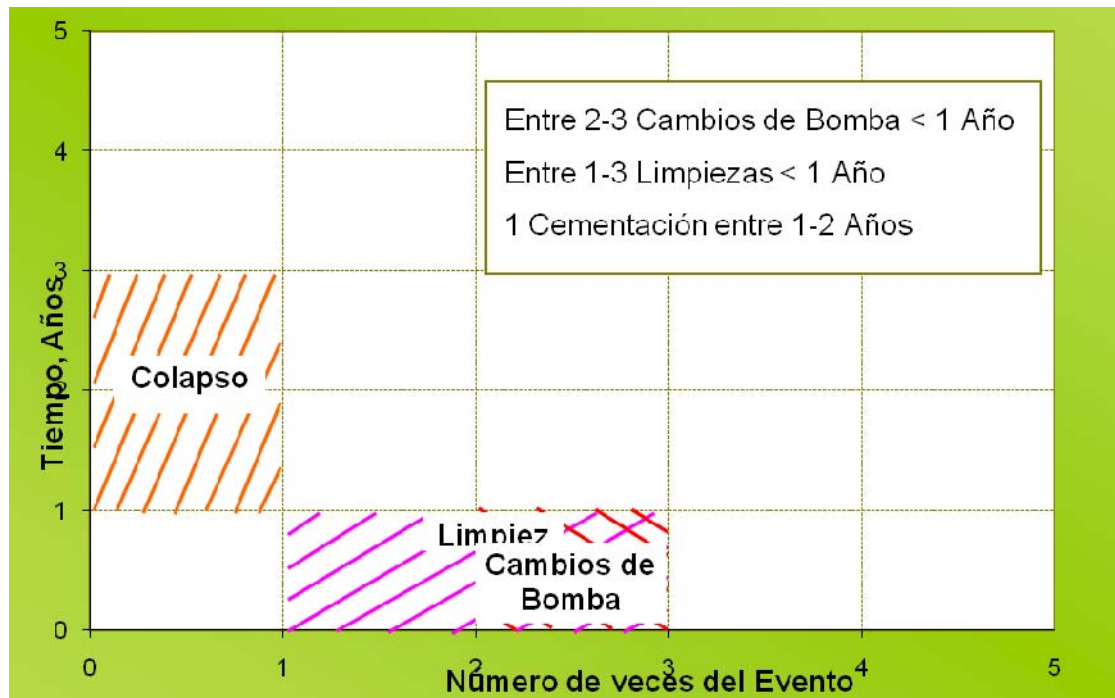


Fuente: Autores.

4.1.4.2 Pozos seleccionados

El primer paso en la selección de los pozos evaluados en este trabajo fue la revisión de un total de 69 pozos, de los cuales se revisó el historial de eventos y se clasificaron como pozos productores de arena aquellos que presentaron intervenciones frecuentes de eventos relacionados con la producción de arena, de lo contrario se clasificó como libres de arena a aquellos que no presentaron esta características, parámetros de selección que se indica en la figura 33. El siguiente paso fue la realización del gráfico de eventos en cada pozo con el fin de entender el fenómeno en estos.

Figura 33. Parámetros de selección para pozos areneros.



Fuente: Autores.

Finalmente se seleccionaron 14 pozos como productores de arena (los más críticos) y 8 pozos como libres de arena, selección que fue verificada con el ingeniero de campo de acuerdo a las observaciones del comportamiento que han tenido estos pozos. El listado de los pozos se muestra en la tabla 10 y 11 y la figura 34 muestra la ubicación de estos en el campo.

Es importante tener en cuenta que algunos de los pozos seleccionados, actualmente son pozos inactivos, pero este hecho no afecta el estudio ya que lo que se busca es mirar el comportamiento a lo largo de su vida productiva para encontrar los mecanismos que inducen la producción de arena.

Tabla 10. Pozos productores de arena seleccionados.

Pozos Areneros	Estado
UIS 18	Activo
UIS 20	Activo
UIS 23	Activo
UIS 26	Activo
UIS 39	Activo
UIS 41	Activo
UIS 73	Inactivo
UIS 75	Activo
UIS 80	Activo
UIS 84	Inactivo
UIS 97	Activo
UIS 99	Activo
UIS 102	Activo
UIS 104	Activo

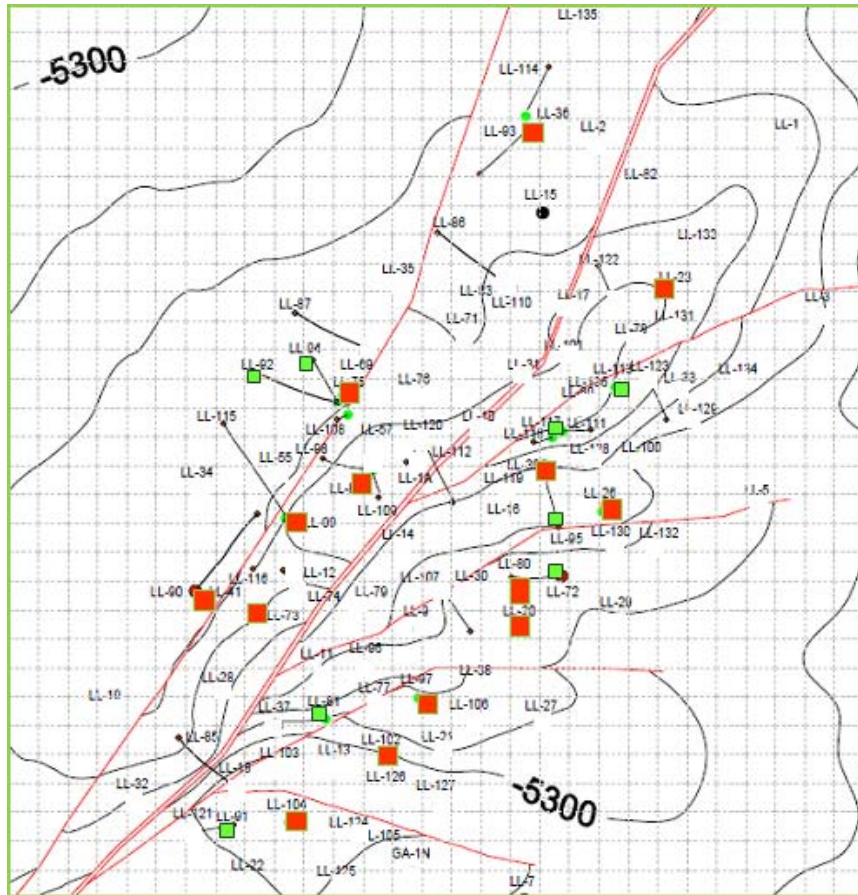
Fuente: Autores.

Tabla 11. Pozos no areneros seleccionados.

Pozos No Areneros	Estado
UIS 72	Inactivo
UIS 81	Activo
UIS 90	Activo
UIS 92	Inactivo
UIS 94	Activo
UIS 95	Inactivo
UIS 113	Activo
UIS 117	Activo

Fuente: Autores.

Figura 34. Pozos seleccionados, pozos en color rojo son pozos productores de arena y pozos en color verde son los pozos libre de arena.



Fuente modificada de Departamento de Geología. Campo Llanito. Piedecuesta–ICP, 2009.

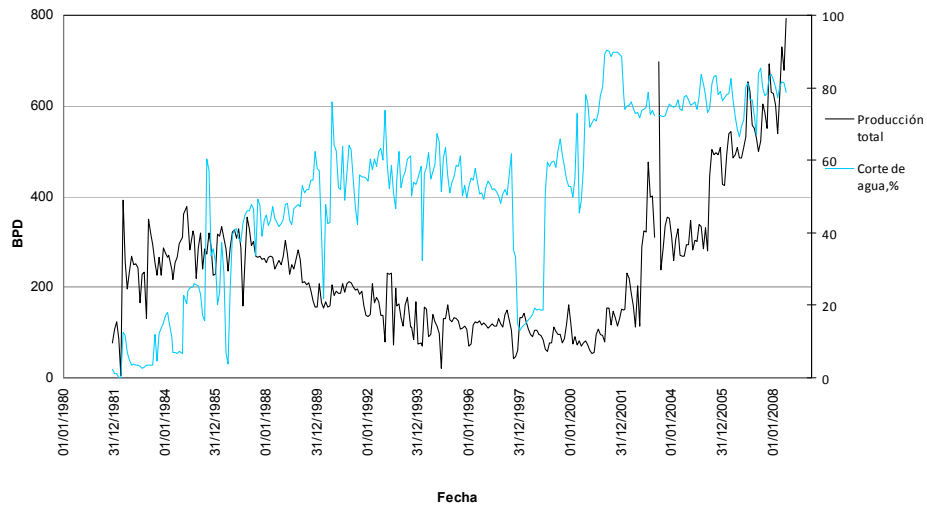
4.1.4.3 Grafico historial de producción

La producción de arena puede ser producto del incremento en la producción de fluidos como es explicado por diferentes autores entre

ellos el Dr. Howard L. McKinzie en su libro Sand Control, debido a que la producción de fluidos en el yacimiento crea un diferencial de presión y fuerzas de arrastre, que combinadas pueden exceder la resistencia compresiva de la formación. En arenas no consolidadas, la producción de agua altera el equilibrio de las tensiones superficiales que mantienen unidos los granos de arena ocasionando el desprendimiento y posterior arrastre de la arena cuando la producción de agua empieza a ser producida o el corte de agua incrementa.

Con base en estos criterios fue realizado un grafico el cual involucra la historia de producción total y el corte de agua para cada uno de los pozos seleccionados como se muestra en la figura 35, que describe el comportamiento de la producción de fluidos en el pozo a lo largo de la vida productiva del mismo. En el eje horizontal (eje x) la escala de tiempo, eje vertical principal producción total y eje vertical secundario el corte de agua.

Figura 35. Grafico de producción (comportamiento de la producción total y corte de agua en el pozo UIS 75.



Fuente: Autores.

4.2 Identificación de la (s) causa (s) - raíz de la producción de arena

La identificación de la (s) causa (s) - raíz de la producción de arena se realiza con el objetivo de identificar las posibles causas o mecanismos que producen el arenamiento en este campo. Esto fue realizado a partir del análisis comparativo entre los pozos areneros y no areneros (seleccionados anteriormente) por medio de un método empírico y un método analítico.

4.2.1 Método empírico

El método empírico consiste en relacionar los siguientes parámetros:

- Eventos operacionales con los fluidos producidos.
- Caracterización petrofísica y mineralógica de las formaciones productoras (registros de pozo).
- Parámetros geomecánicos, principalmente relacionados con la resistencia mecánica de la roca a la compresión no confinada calculada a partir de registros sísmico. (métodos indirectos: registros de pozo).

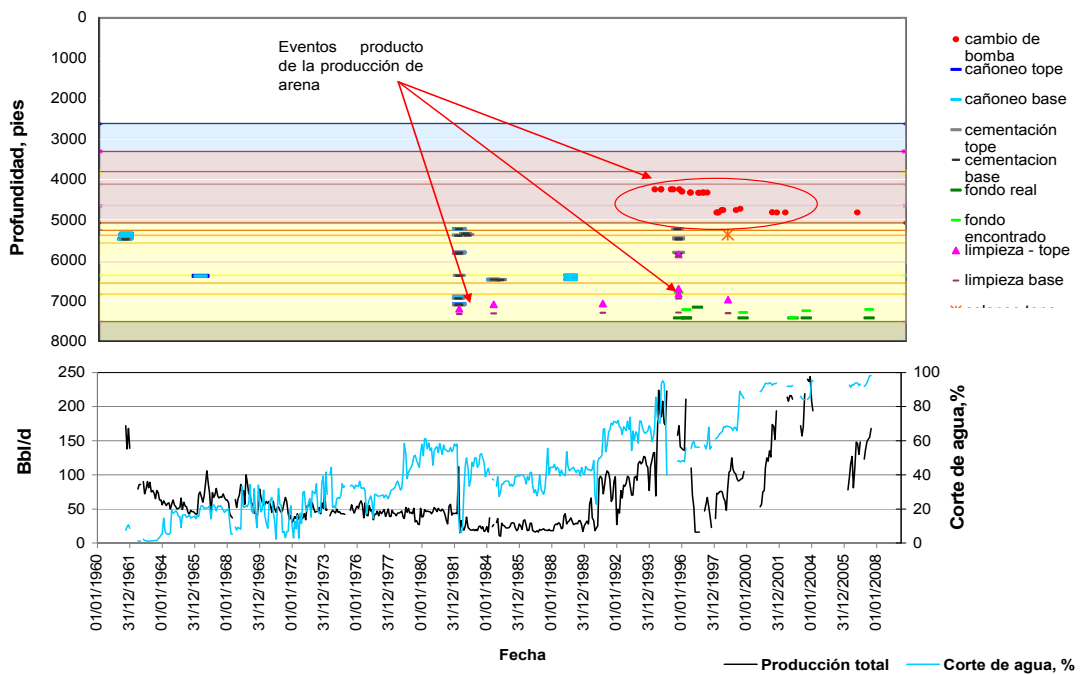
4.2.1.1 Análisis comparativo pozos areneros y no areneros – efecto de los fluidos producidos sobre el historial de eventos.

Debido a que no se tienen antecedentes de estudios que aborden el problema de arenamiento en el campo Llanito y no se cuenta con mediciones directas de tasas o volúmenes de arena, el análisis comparativo se realiza con base en eventos operacionales relacionados con la producción de arena y la influencia que tiene las condiciones de producción de fluidos sobre el fenómeno que se refleja en eventos operacionales (mencionados anteriormente). Característica observada a partir de gráficos compuestos (gráficos de eventos y gráficos de historial de producción).

A continuación se hará la descripción del comportamiento de los pozos productores de arena con los pozos libres de arena acuerdo a los gráficos compuestos por el histórico de eventos y de fluidos producidos. Las figuras 36 - 39 muestran los gráficos compuestos utilizados como herramienta en el análisis comparativo entre pozos

productores de arena y libres de arena para 4 pozos como ejemplo del proceso análisis y los pozos restantes en el anexo 1.

Figura 36. Gráfico de eventos e historial de fluidos producidos para el pozo UIS 41.



Fuente: Autores.

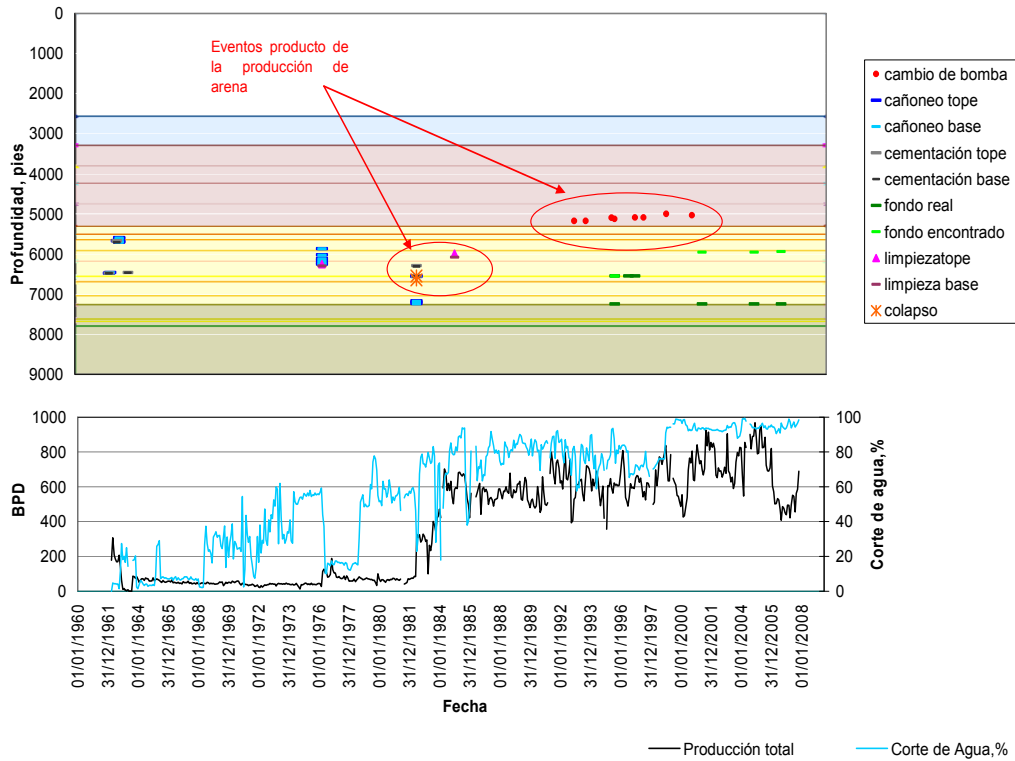
El análisis realizado al pozo arenoso UIS 41 (figura 36) de acuerdo a la correlación existente entre la producción de fluidos y eventos operacionales relacionados con la producción de arena, arroja las siguientes observaciones:

- A partir del gráfico de eventos es posible apreciar diferentes zonas durante la vida productiva del pozo

(donde cada una presenta ciertas condiciones de producción) que son: una zona antes de encontrar eventos operacionales relacionados con la producción de arena, otra donde se da el inicio a eventos por la producción de arena, y por último donde se intensifican los eventos.

- Para el pozo UIS 41 se identifico un intervalo de tiempo de 10 años donde no se reportan eventos relacionados a la producción de arena. las condiciones de producción en ese intervalo de tiempo eran de aproximadamente 60 BPD y 30% de corte de agua promedio respectivamente.
- Después de esto el pozo presentó cementaciones y limpiezas frecuentes (2 en un intervalo de tiempo menor a un año), encontrándose en las siguientes condiciones de producción, caudal total de 50 BPD y 40 % de corte de agua. Lo cual confirma la presencia del fenómeno en el pozo UIS 41.
- Tiempo después (6 años aproximadamente) el pozo permanece sin eventos de producción de arena con un caudal total 30 BPD de y corte de agua 40 % pero al incrementar su producción total el pozo vuelve a tener serios problemas de producción de arena lo cual es reflejado en el historio de eventos (cambios de bomba 25 en menos de 1 año, en ese periodo la producción total de 100 BPD y corte de agua de 60 %.

Figura 37. Gráfico de eventos e historial de fluidos producidos para el pozo UIS 20.



Fuente: Autores.

El análisis realizado al pozo arenoso UIS 20 (figura 37) de acuerdo a la correlación existente entre la producción de fluidos y eventos operacionales relacionados con la producción de arena, arroja las siguientes observaciones:

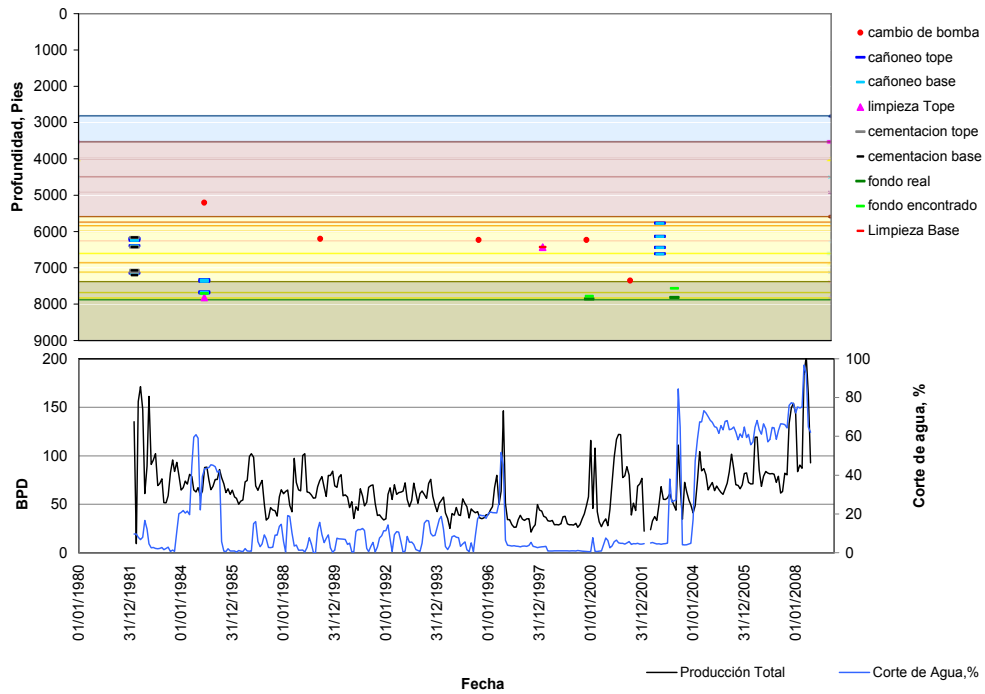
- El pozo presenta en su etapa inicial con un comportamiento sin intervenciones, con tasas de

producción total de 70 BPD y corte de agua de 35%, aproximadamente (20 años libre de producción de arena). luego se presenta incremento de la tasa de producción a 330 BPD y un corte de agua del 80% que genera problema en el pozo haciendo necesario ciertos eventos como limpiezas y cementaciones, señal de inicio de la producción de arena. Se aprecia en la ultima zona que fluctuaciones fuertes del corte de agua contribuyen a la producción arena, lo que conlleva a un estado crítico en el pozo reflejado en la frecuencia de eventos operacionales realizados bajo una producción total de 600 BDP con un corte de agua de 80%, de acuerdo a lo analizado la producción de agua es el valor determinante para la producción de arena.

- Desde la apertura de producción en el pozo UIS 20 hasta el punto donde aparece la producción de agua critica y se realizan eventos relacionados con el fenómeno, el tiempo libre de arena es de 16 años aproximadamente.

Como se observa en la figura 38 el pozo UIS 81 fue seleccionado por no presentar eventos repetitivos relacionados con la producción de arena, adicionalmente en el historial de fluidos producidos se puede observar que la relación de corte de agua en el pozo es muy baja alrededor del 20%, un factor que como se ha explicado a lo largo de este trabajo es influyente en la producción de arena.

Figura 38. Gráfico de eventos e historial de fluidos producidos para el pozo UIS 81.

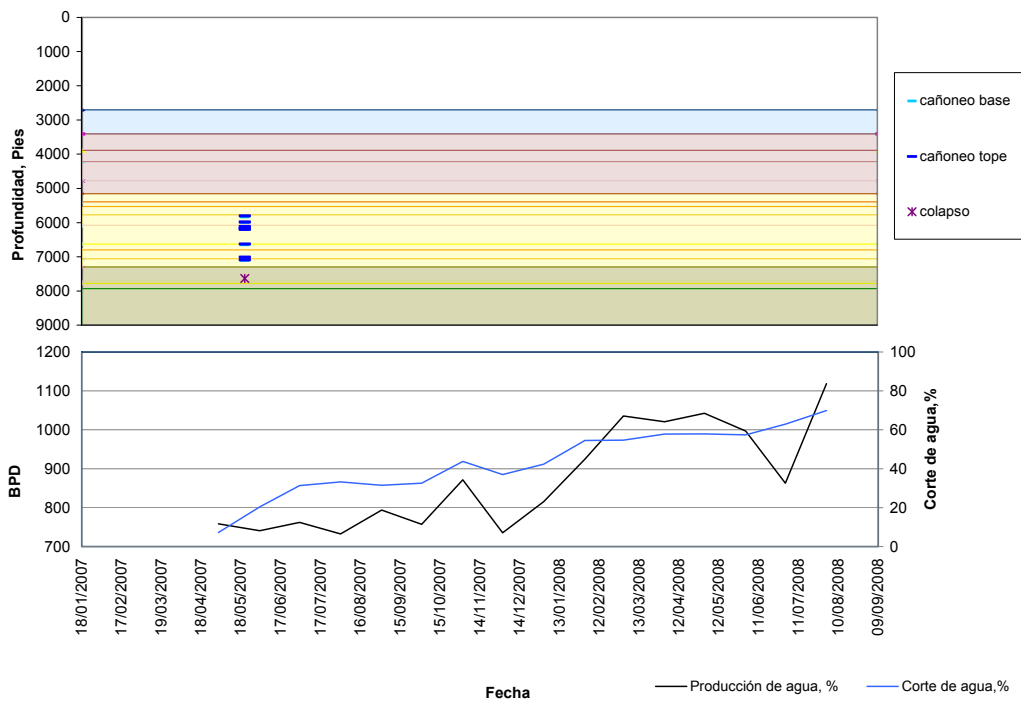


Fuente: Autores.

En la figura 39 se muestra el gráfico compuesto para el pozo UIS 113, en este se observa que no se presentan eventos relacionados con la producción de arena y respecto al historial de eventos la relación entre la producción de crudo es superior al corte de agua.

Los pozos restantes que fueron seleccionados en este estudio, se analizaron con los mismos criterios con los que se evaluaron los pozos descritos anteriormente y se muestran en el anexo 1.

Figura 39. Gráfico de eventos e historial de fluidos producidos para el pozo UIS 113.

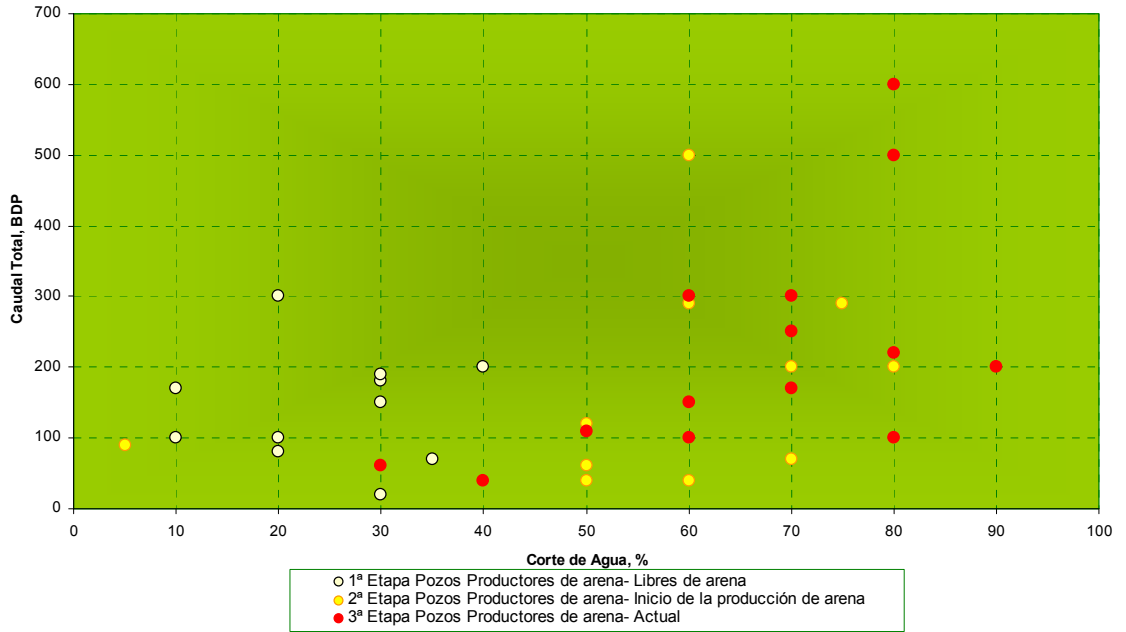


Fuente: Autores.

Después de observar el comportamiento para el grupo de pozos productores de arena y para los pozos libres de arena se hizo el análisis comparativo entre los dos grupos; los resultados se observan en la figura 40.

En figura 40 los puntos de color blanco son los puntos que representan las condiciones de producción (caudal total y corte de agua) a las cuales se encontraban los pozos seleccionados como productores de arena cuando todavía no se había presentado el fenómeno en estos pozos, los puntos de color naranja representan las condiciones de producción cuando aparecieron los primeros eventos producto de la producción de arena, los puntos rojos representan las condiciones de producción cuando se intensifica el problema de arenamiento y los puntos de color verde representan las condiciones de producción de los pozos libres de arena a lo largo de su vida productiva.

Figura 40. Comportamiento caudal total versus corte de agua en los pozos productores de arena y en los pozos libres de arena.



Fuente: Autores.

De acuerdo a los resultados obtenidos para los pozos productores de arena se observa que en la primera etapa cuando no presentaban problemas de arena (puntos blancos) la producción total estaba entre 30 BPD - 300 BPD y un corte de agua menor al 40 %, esta condición comparada con la de los pozos libres de arena es común ya en la mayoría de estos pozos los cortes de agua están por debajo de 40%.

Adicionalmente se analizo para los pozos productores de arena (puntos rojos) las condiciones de producción en los puntos en los que se presentaron intervenciones debido a la producción de arena. Los resultados se muestran en la figura 41, se aprecia una zona bajo ciertas condiciones de producción donde caen la mayoría de pozos areneros estas son de cortes de agua entre 45% y 100% y tasas de producción totales entre 30 BPD y 600 BPD respectivamente y los no areneros ubicados otra zona que presentan cortes de agua en el rango de 20% a 50% con tasas de producción totales entre 60 BPD y 200 BPD en promedio a lo largo de su vida productiva. Por medio de este grafico es posible ubicar los pozos del campo para determinar en que riesgo se encuentran de producción de arena.

En la segunda y tercera etapa de los pozos productores de arena el comportamiento es similar, eso se puede interpretar que después que se desencadena el fenómeno, es difícil controlar el corte de agua.

En la tabla 12 y 13 se resume estos resultados.

Tabla 12. Historial de producción pozos productores de arena en etapas de la vida productiva de los pozos.

Pozos productores de arena		
Etapa	Producción total BPD	Corte de agua %
1	30 - 300	<40
2	60 - 500	50 - 80
3	40 - 600	30 - 90

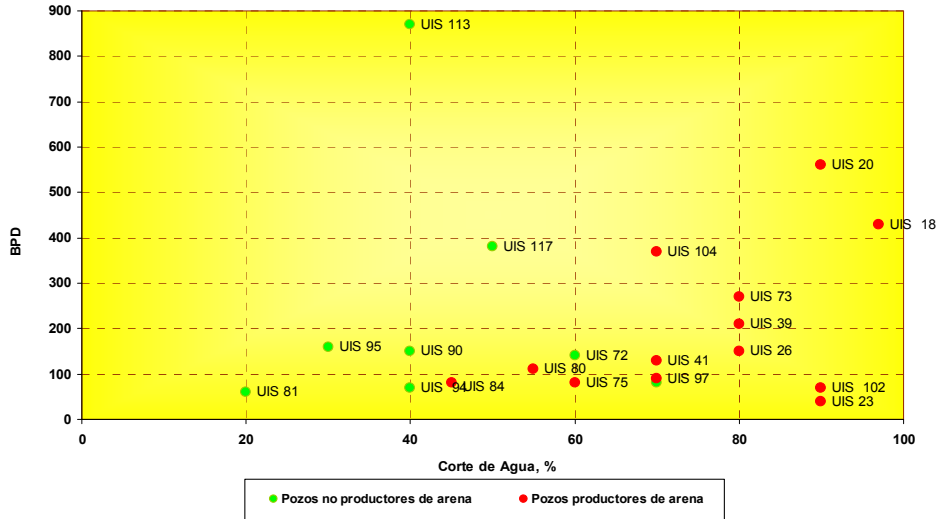
Fuente: Autores.

Tabla 13. Historial de producción pozos libres de arena.

Pozos libres de arena	
Producción total BPD	Corte de agua %
60 - 870	<60

Fuente: Autores.

Figura 41. Efecto de las tasas de producción y corte de agua sobre la producción de arena.



Fuente: Autores.

En conclusión con estos resultados se aprecia que independiente de la producción total, el elemento que induce la producción de arena es el corte de agua.

4.2.1.2 Caracterización petrofísica y mineralógica de las formaciones productoras (registros de pozo).

La caracterización petrofísica y mineralógica de las formaciones productoras fue realizada a partir de la información obtenida de registros de pozo disponibles para el campo. Los registros de pozo han sido utilizados a lo largo de la historia en estudios de arenamiento para realizar predicciones de la necesidad de control de arena en los pozos. Para este estudio fue utilizado el registro sónico ya que a partir del tiempo que registra (el tiempo requerido por las

ondas del sonido para viajar a través de la formación) es posible determinar factores como la porosidad (relacionada con el grado de cementación presente en las formaciones), densidad, contenido de arcilla (la cual puede contribuir a incrementar la cementación de los granos) y tipo de roca, información que puede ser utilizada como guía para determinar si una formación producirá o no arena.

Por ejemplo tiempos de tránsito cortos (ΔT) son un indicativo de baja porosidad es decir rocas duras o densas, mientras que tiempos de tránsito largos están asociados a formaciones débiles, de baja densidad y de alta porosidad.

Para el análisis se seleccionaron 8 pozos (mostrados en la tabla 14) entre areneros y no areneros, los cuales están localizados en diferentes bloques del campo, esto con el objetivo de hacer un barrido general.

Tabla 14. Pozos seleccionados - Caracterización petrofísica y mineralógica de las formaciones productoras.

Pozos	Tipo	Bloque
UIS 18	Arenero	6
UIS 20	Arenero	5
UIS 23	Arenero	3
UIS 104	Arenero	7
UIS 91	Libre de arena	7
UIS 117	Libre de arena	4
UIS 72	Libre de arena	5
UIS 113	Libre de arena	3

Fuente: Autores.

Se revisó el estado de los registros para cada pozo encontrando que los pozos resaltados en verde en la tabla 15 son los que tienen registro sísmico original (ver tabla 15 - resumen estado de los registros para cada pozo y figura 42 - registro sísmico para el pozo UIS 18), los pozos restantes presentan otro tipo de registros como Potencial espontáneo (SP), Resistivo (RT), Densidad, Caliper, (la calidad de los registros fue verificada a partir de las condiciones de hueco en el que fue corrido el registro Caliper ya que este no presenta variaciones significativas de diámetro), a partir de estos se modelaron los parámetros que no se tenían de acuerdo a la correlación de datos existentes a diferentes profundidades. La tabla 16 resume los pozos que fueron modelados y bajo qué condiciones.

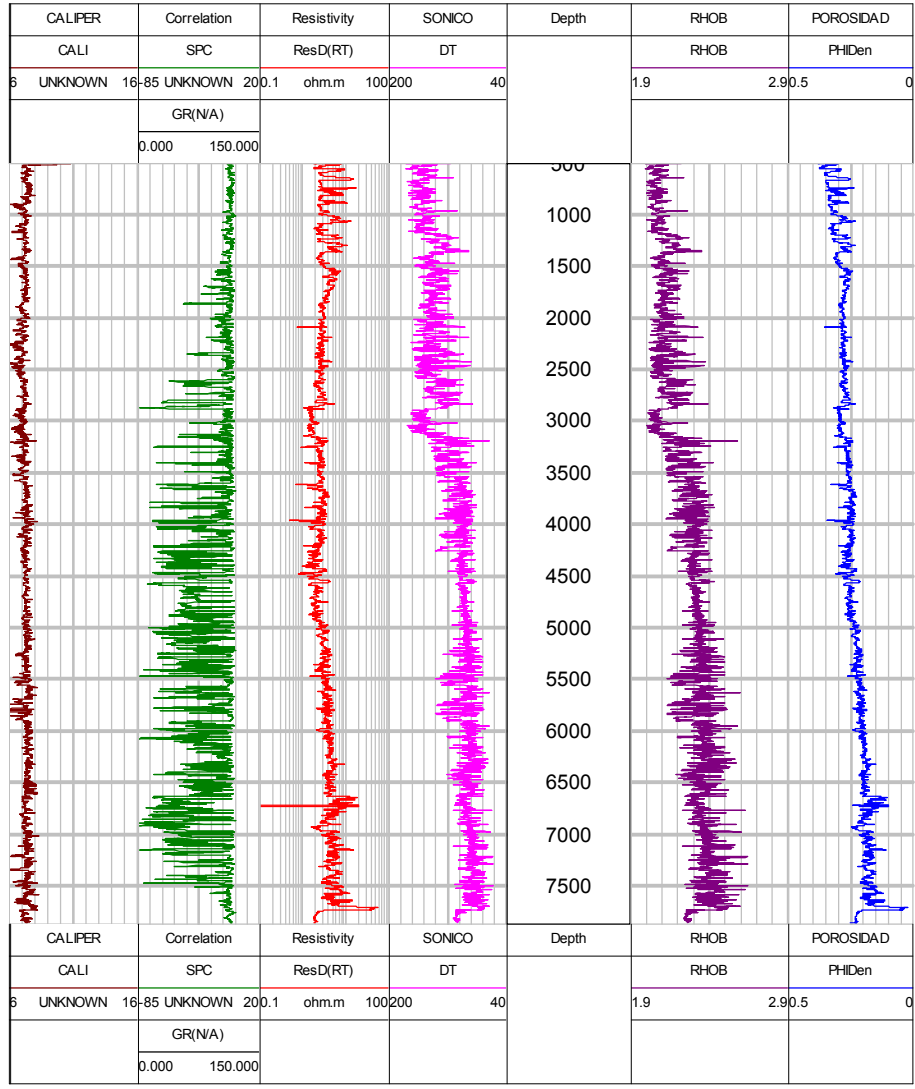
Tabla 15. Curvas de registros disponibles y originales para los pozos de estudio del campo Llanito. Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo, 2009.

REGISTROS ORIGINALES Y MODELADOS LLANITO							
CURVA	SP_c	RT	Densidad original	Sónico original	Caliper	VSHL	Inclinación
UIS 18	500-7500'	500-7500'	3000-7500	500-7500'	500-7500'	500-7500'	V
UIS 20	500-7750´	500-7750`	ND	500-7750'	500-7750`	500-7750	V
UIS 23	500-7000´	500-7000´	ND	2500-7000'	2500-7000	500-7000´	V
UIS104	1000-7950`	1000-7950`	4900-7950'	ND	4850-7950`	1000-7950`	V
UIS 91	1000-7500´	1000-7500´	1000-7500´	1000-7500'	1000-7500´	1000-7500´	V
UIS117	1000-7950`	1000-7950'	900-8000`	ND	1000-8000`	1000-7950`	D
UIS 90	1500-7500	1500-7500	3000-7500	ND	3000-7500	3000-7500	D
UIS113							D

Fuente: Autores.

Figura 42. Registro sónico - pozo UIS 18.

Well LL-18
 Well ID LLAN0018
 Field UNKNOWN
 County UNKNOWN
 State/Province UNKNOWN
 Country UNKNOWN



Fuente: Base de datos ICP, 2009.

Tabla 16. Curvas modeladas de pozos dentro del estudio para el campo Llanito.

Curva	Densidad modelado con DT (profundidad, pies)	Sónico modelado con RT (profundidad, pies)	Sónico modelado con RHOB (profundidad, pies)
UIS 18	500-3000	NA	NA
UIS 20	500-7750`	NA	NA
UIS 23	500-7000`	500-2500	NA
UIS 104	1000-4900	1000-4900	4900-7950
UIS 91	NA	NA	1000-7500
UIS 117	NA	NA	900-8000
UIS 90	1500-3000	1500-3000	3000-7500
UIS 113	NA	1700-7900	NA

Fuente: Autores.

Donde:

ND; No Disponible

NA; No Aplica

V, Vertical

D, Desviado

El modelamiento de estos registros fue realizado a partir de las ecuaciones que se mencionan a continuación.

- Ecuación de Gardner (sónico a partir de densidad original)

$$DT RHOB = \left(\frac{25}{RHOB} \right)^4 / 140 \quad (24)$$

Donde:

RHOB, registro Rhob

DT RHOB, Dt a partir de densidad

- Ecuación de Faust

$$DTRES = \left[1000 / \left(2 * (profundidad * RESD)^{(1/6)} \right) \right] \quad (25)$$

Donde:

ResD, registro resistivo profundo

Con la información seleccionada de cada pozo, la caracterización petrofísica y mineralógica se realizó a nivel general en cada una de las zonas de la formación Mugrosa (formación productora), revisando los valores obtenidos en estas de: tiempo de transito Δt , contenido de arcilla Vsh, densidad y porosidad.

Los resultados obtenidos se muestran en la tabla 17 para los pozos areneros y en la tabla 18 para los pozos no areneros.

Tabla 17. Caracterización propiedades petrofísicas de la formación Mugrosa para los pozos productores de arena.

FORMACION	DT <i>μs / pie</i>	Vsh fracción	RHOB gr/cc	PHI fracción
Fósiles de Mugrosa	93,56	0,74	2,36	0,19
Mugrosa B1	95,96	0,85	2,34	0,20
Mugrosa B2	90,42	0,69	2,36	0,19
Mugrosa B3	87,83	0,76	2,38	0,18
Mugrosa B4	89,77	0,70	2,37	0,19
Mugrosa C1	90,77	0,37	2,35	0,18
Mugrosa C2	89,25	0,43	2,38	0,18
Mugrosa C3	82,93	0,80	2,43	0,16

Fuente: Autores.

Tabla 18. Caracterización propiedades petrofísicas de la formación Mugrosa para los pozos libres de arena.

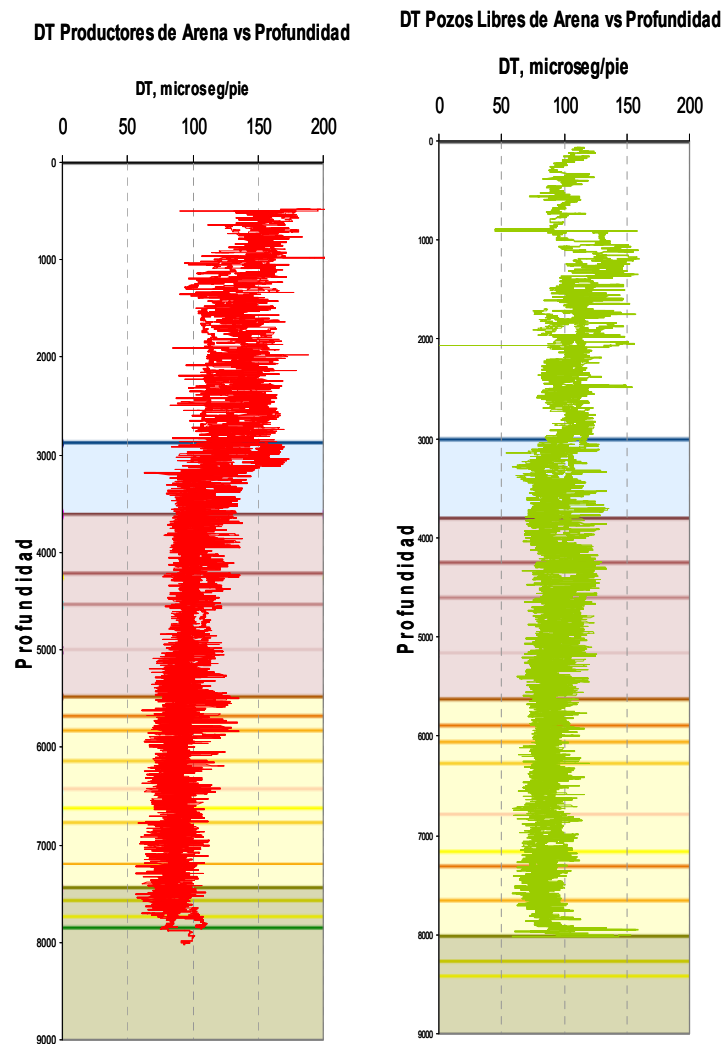
FORMACION	DT <i>μs / pie</i>	Vsh fracción	RHOB gr/cc	PHI fracción
Fósiles de Mugrosa	89,70	0,69	2,37	0,22
Mugrosa B1	88,23	0,77	2,37	0,21
Mugrosa B2	88,62	0,64	2,37	0,20
Mugrosa B3	86,06	0,70	2,39	0,20
Mugrosa B4	85,28	0,68	2,41	0,19
Mugrosa C1	87,45	0,37	2,38	0,20
Mugrosa C2	89,01	0,41	2,38	0,20
Mugrosa C3	81,65	0,69	2,45	0,18

Fuente: Autores.

Esta caracterización fue obtenida a partir de la revisión de los parámetros mencionados anteriormente para los pozos areneros y no areneros, con el fin de observar comportamientos entre ellos (semejanzas y/o diferencias).

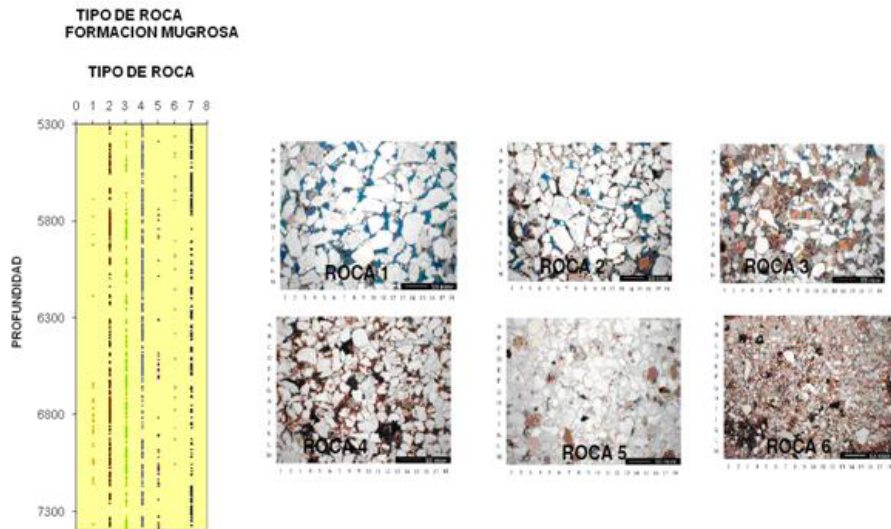
Al observar las tablas 17 y 18 se puede apreciar que las propiedades medidas no presentan diferencias abruptas entre pozos areneros y no areneros, sin embargo en la grafica 43 se puede observar diferencias un poco mas marcadas del comportamiento entre el parámetro tiempo de transito contra la profundidad en los pozos areneros (color rojo) y pozos no areneros (color verde). El tiempo de transito de la onda compresional en los pozos areneros se presenta valores entre 80 y 90 $\mu s / pie$ predominando los valores mas cercanos a 90 $\mu s / pie$ y para los no areneros tiempos que alcanzan un tiempo superior a 90 $\mu s / pie$, por lo tanto en los pozos areneros la formación presenta menor consolidación que en los pozos no areneros.

Figura 43. Tiempo de transito en los pozos productores de arena y libres de arena.



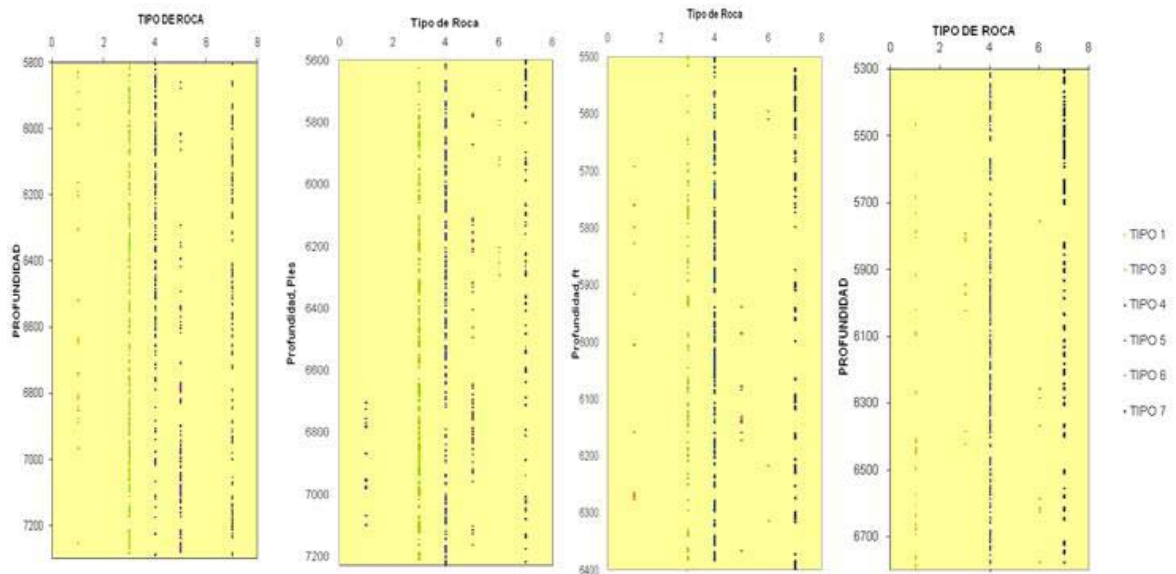
Fuente: Autores.

Figura 44. Tipos de roca presente en el pozo UIS 90 y muestra de secciones delgadas donde se identifican los tipos de roca presentes en el campo Llanito .



Fuentes: ECOPETROL. Estudio Integrado De Geología Y Petrofísica Areniscas De Mugrosa Campo Lisama– Llanito. Instituto Colombiano del Petróleo ICP. Piedecuesta, 2008.

Figura 45. Tipos de roca presente en el pozo UIS 90, 91, 113 y 104 (de izquierda a derecha).



Fuente: Autores.

De acuerdo a esto se puede apreciar que estas formaciones son sensibles a presentar ciertas variaciones dentro de la misma zona, comportamiento que puede ser atribuido a la heterogeneidad existente.

Al hacer una revisión de los registros del tipo de roca presente en algunos de los pozos seleccionados (UIS 90, UIS 91, UIS 104, UIS 113 y UIS 117) para la formación de interés formación Mugrosa, se puede observar de acuerdo a las figuras 44 y 45, la presencia distribuida de los diferentes tipos de roca (ver figura 44 imágenes tipos de roca), en todos los pozos libres de arena hay presencia de roca tipo 3 la cual se caracteriza por ser de grano fino, con volumen de cementación superior a las rocas de tipo 1 y 2, menos porosas (12 % y 23%) y permeables que las de rocas de tipo 2.

La tipo de roca 4 presente en todos los pozos con registro, con más cantidad de lutitas, clasificadas como arenitas líticas y feldespáticas lo cual reduce su porosidad por el relleno de poros con este material.

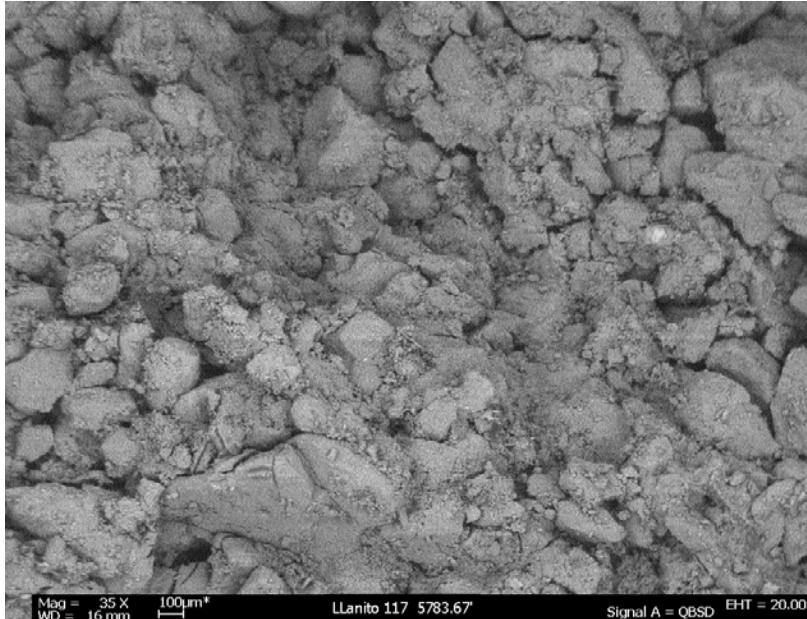
El tipo de roca 5 y 6 de baja proporción en los pozos, estas son rocas de baja porosidad y permeabilidad que no contribuyen al almacenamiento o producción de fluidos por lo contrario son sellos semipermeables y barrera de con una baja calidad.

El tipo de roca 1 presente principalmente en el pozo UIS 104 y UIS 91 y en los demás en menor proporción son areniscas de grano grueso y selección moderada. Debido a la naturaleza de alta compartimentalización de los depósitos de canal, ocurren numerosos contactos de petróleo / agua, tienen alto volumen de almacenamiento y son las rocas más permeables en las secciones de yacimiento de Mugrosa. Estas rocas tienen potencial de yacimiento, con la capacidad de almacenar fluidos y producir fluidos a muy altas tasas si se dan las características favorables de saturación de fluidos y presión. De baja cementación y compactación, presentando intercalaciones de arcillas entre ellas.

Por lo tanto la recomendación es revisar específicamente la zona que se tenga como objetivo para tener mayor detalle sobre la misma.

En cuanto al volumen de arcilla presente en la formación mugrosa este es muy variado sin embargo en ambos casos (pozos areneros y no areneros), se presentan intercalaciones de arcilla en todo el intervalo y alto contenido de arenas y corroborado con la figura 46 donde se observa una muestra analizada por el Instituto Colombiano del Petróleo ICP.

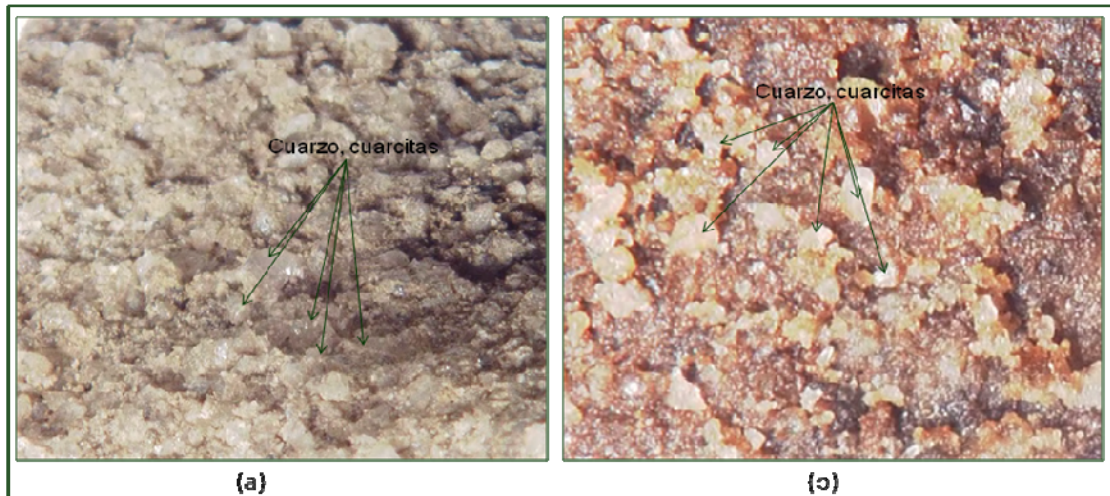
Figura 46. Micrografía. Aspecto general Roca tipo arenisca, con presencia de arcilla como matriz y como granos en posición estructural, porosidad intergranular en algunos puntos bien conectada.



Fuente: Distribución del tamaño de garganta de poros y presión capilar por inyección de mercurio en muestras del pozo UIS 117 formación Mugrosa B, laboratorio exploración y producción ICP.

En cuanto a la densidad de la formación se puede apreciar valores de 2.3 gr/cc a 2.5 gr/cc lo cual indica presencia de materiales como arenas, arenitas y cuarcitas, apreciable en las observaciones hechas a una muestra de la formación mediante microscopios de alta resolución, ver figura 47. Al ser una formación compuesta en su mayoría por arenas esta tiene mayor potencial de presentar el fenómeno de arenamiento.

Figura 47. (a) Muestra de roca seca, se identifican con claridad los materiales como las cuarcitas allí presentes. Formación Mugrosa, Campo Llanito. Imagen de aumento (200 veces). Microscopio Hirox. ICP, Enero de 2009. (b) Muestra de roca impregnada de aceite. Mugrosa, Campo Llanito. Imagen de aumento (200 veces). Microscopio Hirox. ICP, Enero de 2009.



Fuente. Autores.

La porosidad la roca de la formación mugrosa se caracteriza por presentar valores entre 18% y 20%, propiedad que acompañada por la poca cementación entre los granos contribuye de manera importante en el fenómeno de producción de arena. Teniendo en cuenta el exponente de cementación es de $m= 2,13$ para la zona B y $m 2,09$. para la zona C ($m=2.09$ es el valor típico de arenas mejor cementadas y justificado dado que las arenas C presentan un mayor grado de compactación que las arenas B) con base en Escobar, C. I .et al “ANALISIS PETROLOGICO MUESTRA CAMPO LLANITO CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA”, ICP Piedecuesta – Octubre 1998.

Finalmente, de acuerdo a las propiedades revisadas la formación Mugrosa es una formación poco consolidada con un bajo grado de cementación en las zonas de interés, con presencia de arenas, por lo tanto tiene alta probabilidad a arenarse.

4.2.1.3 Parámetros geomecánicos (métodos indirectos: registros de pozo).

La capacidad para mantener los túneles de las perforaciones abiertas esta directamente relacionada a la fuerza individual con la que se mantenga junto cada uno de los granos de arena en la formación. Las formaciones sedimentarias del periodo terciario son propensas a presentar el fenómeno de arenamiento por tener baja cementacion, el grado de cementacion esta relacionado con la resistencia a la compresión no confinada (UCS) la cual puede ser determinada a partir de datos leídos en los registros de pozo. De igual forma propiedades de la roca como el Modulo de Young y el Modulo de Poisson pueden ser tenidas en cuenta para la predicción de la producción de arena.

Teniendo en cuenta que las formaciones en el campo Llanito pertenecen a la edad terciaria, con los pozos seleccionados en la caracterización petrofísica utilizando la información original y modelada a partir de registros de pozo en la sección anterior se realizó el análisis de parámetros como UCS, módulos elásticos (modulo de Young y Poisson), con el fin de conocer cual es la influencia de estos sobre el problema actual en el campo.

En la tabla 19, 20 y 21 se muestra los rangos de variación de las propiedades mecánicas nombradas anteriormente, con base en estudios realizados y publicados en la literatura.

Tabla 19. Relación resistencia a la compresión no confinada (UCS) – tipo de roca.

Tipo de Roca	UCS
Rocas inconsolidadas	UCS < 100 PSI
Rocas poco consolidadas	100 PSI < UCS < 500 PSI
Rocas Friables	500 PSI < UCS < 2500 PSI
Rocas Consolidadas	UCS > 2500 PSI

Fuente modificada de RODRIGUEZ, Edwin. "Sand Control Training Course", Universidad Industrial de Santander, 2008.

Tabla 20. Relación tipo de roca – relación de Poisson.

Tipo de Roca	Modulo de Poisson
Rocas consolidadas	$0,25 < \nu < 0,30$
Rocas inconsolidadas	$0,30 \geq \nu \geq 0,45$

Fuente Tixer MP, and Loveisses G.M 'Estimation of formation Strength from the Mechanical Properties Log'. Las Vegas Nevada. SPE 4532, 1973.

Tabla 21. Relación tipo de roca – modulo de Young.

Litología	Young PSI
Arena Limpia	2,00 E6
Arena Arcillosa	1,60 E6
Silstone	3,00 E6

Fuente Taller Experiencias en "Sand Control" Campos Magdalena Medio.

A partir de los resultados obtenidos de la evaluación petrofísica y mineralógica teniendo en cuenta que las propiedades pueden variar dentro de la misma zona, la revisión de las propiedades mecánicas se hizo teniendo en cuenta información de resistencia a la compresión no confinada UCS y módulos elásticos en los intervalos perforados de cada pozo seleccionado. La tabla 22 y tabla 23 muestran los rangos obtenidos para los pozos seleccionados areneros y los no areneros respectivamente.

Tabla 22. Comportamiento parámetros geomecánico en los pozos seleccionados como areneros, información obtenida a partir de registros de pozo.

Pozo	Arena	Espesor	UCS	Poisson	Young
UIS 18	B3	55	4246	0,30	1,75E+06
	B4	19	2762	0,33	1,28E+06
	C1	8	1669	0,30	1,58E+06
UIS 20	B1	18	2500	0,32	1,37E+06
	B2	5	2072	0,30	1,34E+06
	B3	42	3541	0,30	1,83E+06
	B4	21	3440	0,31	1,70E+06
	C3	14	4799	0,26	2,48E+06
	D1	10	7198	0,28	2,47E+06
UIS 23	B2	34	3891	0,30	1,73E+06
	B3	100	4002	0,29	1,87E+06
UIS 104	FM	18	3101	0,33	1,38E+06
	B1	28	2673	0,33	1,17E+06
	B2	8	2508	0,32	1,12E+06
	B3	42	3674	0,31	1,30E+06
	B4	8	2806	0,29	1,19E+06
	C1	14	3932	0,25	1,89E+06

Fuente: Autores.

Tabla 23. Comportamiento parámetros geomecánico en los pozos seleccionados como libres de arena. Información obtenida a partir de registros de pozo.

Pozo	Arena	Espesor	UCS	Poisson	Young
UIS 91	B3	26	3718	0,29	1,42E+06
	B4	10	4025	0,28	1,57E+06
	C1	22	4343	0,26	1,77E+06
	C2	6	3226	0,27	1,40E+06
	C3	12	4002	0,29	2,00E+06
UIS 117	B4	12	2239	0,32	1,14E+06
	C1	16	1854	0,29	1,23E+06
	C2	10	1557	0,29	1,14E+06
	C3	30	4282	0,29	2,27E+06
	D1	10	6798	0,27	3,01E+06
	TSH	10	1691	0,36	3,25E+05
	TK	10	3431	0,36	3,38E+05
UIS 90	C1	30	4302	0,30	1,94E+06
UIS 113	B2	32	2666	0,26	1,48E+06
	B3	42	2975	0,27	1,62E+06
	C1	20	2443	0,26	1,34E+06
	C2	72	5836	0,23	3,28E+06

Fuente: Autores.

Se puede observar de acuerdo a los resultados obtenidos de la Relación de Poisson utilizando parámetros medidos a partir de registros de pozo para su calculo, que el valor para la mayoría de los intervalos productores en los pozos areneros que se encuentran ubicados en Mugrosa Zona B es superior o es igual a 0,30, valor que de acuerdo a la literatura y mostrados en la tabla 19 describe el comportamiento de una formación inconsolidada y los intervalos pertenecientes a Mugrosa zona C y Esmeralda presentan valores por debajo de 0,30 valores que describen formaciones mas fuertes. Es importante resalta que la mayoría de estos pozos producen de la formación Mugrosa zona B. Para

los pozos no areneros los cuales producen en gran parte de la formación Mugrosa zona C y D presentan valores de modulo de Poisson por debajo de 0,30, cambios de geometría bajos que presentan los materiales consolidados cuando son sometidos a un esfuerzo.

Por lo tanto al hacer la comparación de pozos productores de arena y pozos libres de arena se puede considerar que la formación Mugrosa Zona B de la cual producen la mayoría de los pozos areneros presenta propiedades que contribuyen al desarrollo de la producción de arena en mayor proporción que la formación Mugrosa Zona de C donde se encuentran en producción la mayor parte de los pozos libres de arena.

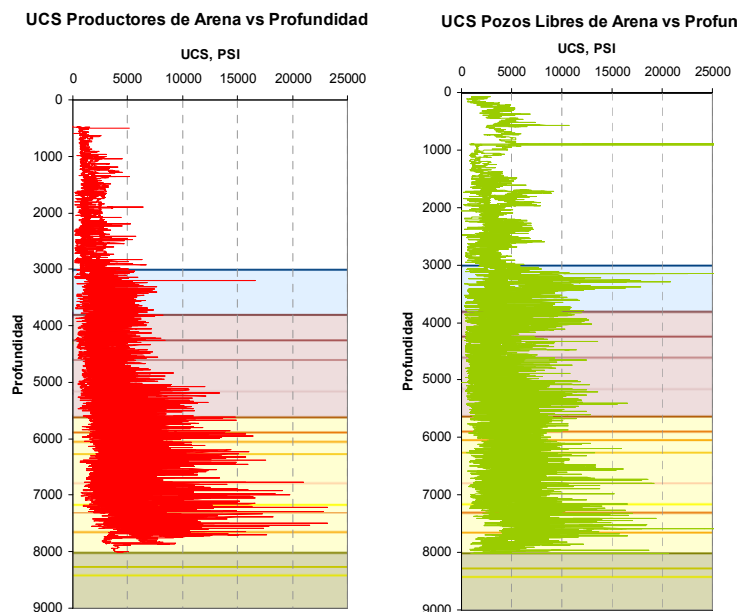
En el análisis litológico realizado a los pozos del estudio se encuentra que de los valores obtenidos de módulo de Young describen para estas formaciones la presencia de materiales de tipo areno arcilloso y material de arenas limpias, predominando el material areno arcilloso. Resaltando mayor proporción de material de arenas limpias en los pozos libres de arena, este material contribuye a un comportamiento menos vulnerable al fenómeno.

Identificada la zona propensa a arenarse es posible realizar el análisis de selección de estrategias de producción para producir primero por las zonas que no presentan problemas de arenamiento o implementar desde el inicio un método de control/manejo de las condiciones de producción en las formaciones problema.

Un material que presenta menor resistencia a soportar esfuerzo puede cambiar la forma geométrica mas fácilmente que cuando tiene una resistencia mayor, comportamiento que se describe por medio de la correspondencia entre UCS y modulo de Poisson.

De acuerdo al análisis hecho anteriormente para las formaciones de interés los parámetros se ajustan a formaciones inconsolidadas, sin embargo este hecho no se refleja en el comportamiento que describe la resistencia compresiva uniaxial (como se muestra en la figura 48 el comportamiento de UCS para los pozos productores y no productores de arena) en gran parte de las formaciones analizadas (la cual fue obtenida a partir de información de registros) e interpretada de acuerdo a los rangos establecidos en estudios a nivel mundial (mostrados en la tabla 19) y como se muestra en la figura 49 el comportamiento es opuesto al que se observa en muestras de corazones del campo.

Figura 48. Resistencia compresiva uniaxial no confinada – pozos productores de arena (curva roja) , pozos libres de arena (curva verde).



Fuente. Autores

Debido a esto se realizaron pruebas en el laboratorio de resistencia a la compresión no confinada UCS, para las muestras disponibles del campo con el fin de ajustar este parámetro el cual será utilizado para cálculos posteriores.

Figura 49. Muestra de corazón UIS 18 a 5804pies.



Fuente.: Autores. Litoteca Nacional ANH-ICP. Piedecuesta, 2009.

4.2.2 Método analítico

La importancia del modelo analítico en el análisis geomecánico es que se basa en mediciones de laboratorio que requieren la utilización de corazones del yacimiento, de ensayos especializados de laboratorio que permiten derivar relaciones específicas para el campo en análisis.

Los resultados de parámetros calculados a partir de tiempos de tránsito (mediciones dinámicas) difieren ampliamente sobre los resultados obtenidos por ensayos triaxiales (mediciones cuasi estáticas o estáticas) , por tal motivo para tener la sensibilidad de esta diferencia y para realizar correlaciones entre el comportamiento de manera indirecta (registros de pozo) y el comportamiento

obtenido de manera directa (laboratorio) para el respectivo análisis geomecánico se realizaron pruebas en el Laboratorio de Mecánica de Rocas del Instituto Colombiano del Petróleo ICP de UCS para el pozo UIS 18.

Luego de haber correlacionado los datos obtenidos a partir de registros de pozo y los datos de laboratorio, se calcula la presión crítica o “Drawdown”, que va a arrojar un estimativo de la caída de la presión del yacimiento para causar una falla en el mismo y la tasa crítica.

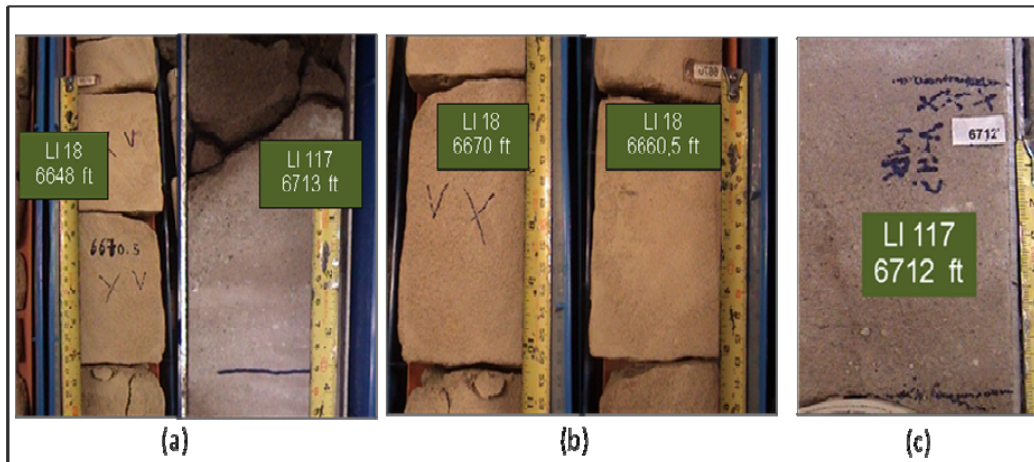
4.2.2.1 Procedimiento para la realización de las pruebas de compresión no confinada UCS en el Laboratorio de Mecánica de Rocas

Para el estudio fueron seleccionados dos pozos, el pozo UIS 18 y el pozo UIS 117 pero para este último no fue posible extraer la muestra debido a la poca o nula consolidación que presenta el corazón. Es importante anotar que la prueba fue planeada únicamente para estos pozos debido a que no se cuenta con muestras de corazón en la litoteca para otros pozos que seleccionados dentro del estudio.

1. Preparación de la muestra–Corte.

Obtener núcleos geológicos de las zonas de interés, ubicar puntos (profundidad) en el corazón o corazones disponibles donde se desea realizar las pruebas. Para el campo se decidió tomar puntos en las zonas productoras por ser arenas. Ver figuras (50a, 50b y 50c).

Figura 50. (a) Núcleos de pozo UIS 18 y UIS 117, Profundidades: 6648-6713 ft. (b) Núcleos de pozo UIS 18, Profundidades: 6660,5-6670 ft. (c) Núcleos de pozo UIS 117, Profundidad: 6712 ft.



Fuente. Litoteca Nacional. ANH-ICP. Piedecuesta, 2009.

Por la naturaleza de estas formaciones (formaciones no consolidadas), los plugs deben ser tomados con técnicas que minimicen la perturbación del mismo. Los métodos tradicionales de toma de muestras fueron desarrollados para arenas consolidadas donde el núcleo recobrado tiene una cierta integridad física (solidez) lo que facilita su obtención y minimiza la perturbación, comportamiento diferente al de las rocas no consolidadas. Minimiza la perturbación, comportamiento diferente al de las rocas no consolidadas, donde el corte para la extracción del plug debe realizarse manualmente. La Figura 51 muestra el equipo de extracción de los plug; donde se busca no ejercer presión adicional a la que ejerce el equipo y a la permitida por el núcleo sin fracturarse. Realizado el corte, las muestras son trasladadas al laboratorio de mecánica de rocas protegidos con una envoltura de plástico y aluminio.

Figura 51. Montaje para la extracción de muestras (plugs) para el campo en Llanito.



Fuente: Autores. Plantas Piloto ICP. Piedecuesta, 2009.

2. Recepción de la muestra.

Siguiendo los procedimientos basados en la norma PTO 151.006, 011, 012, 013, se toma información utilizada como referente para registrar el estado en el que es recibida la muestra en el laboratorio y poder determinar si es apta para la realización de la prueba.

3. Preparación de la muestra – laboratorio.

Siguiendo los procedimientos basados en la norma PTO 151.006, 011, 012, 013, se realizan mediciones de las muestras antes de la manipulación y adecuación. En cuanto a la longitud se mide el diámetro de la muestra y se divide en 8 partes iguales, sobre cada parte se traza una línea, la cual se mide para registrar la longitud inicial de la muestra. Como se indica en la figura 52.

Figura 52. Muestra (plugs) UIS 18 6647,5 ft. Campo Llanito.



Fuente: ECOPETROL. Reporte De Resultados De Pruebas Uniaxiales UCS LLan 18. Instituto Colombiano del Petróleo ICP. Piedecuesta, 2009.

Luego de realizar el pulimento de la muestra para alcanzar la planitud de las caras y las medidas especificadas de la muestra para la realización de la prueba, sobre las líneas trazadas inicialmente se registra la longitud nuevamente, siendo esta la longitud final. Para registrar el diámetro de la muestra se divide la longitud de la muestra en 5 partes iguales y se toma la medida en cada parte. Finalmente, se mide la planitud de las caras en las muestras con el planímetro para verificar la estabilidad de la muestra al colocarla sobre el equipo para la realización de la prueba.

4. Montaje y realización de la prueba de UCS.

Con la muestra lista sujeta a los requerimientos especificados en las normas ASTM D 2938 – 95 (Reapproved 2002) “Standard Test Method for Unconfined Compressive Strength of Intact Rock Core Specimens”, ASTM D 3148 – 02 “Standard Test Method for Elastic Moduli of Intact Rock Core Specimens in Uniaxial Compression”, se realiza el montaje de la muestra de la siguiente forma:

- a) Colocación de la muestra sobre las placas, utilizando grasa entre las placas y la muestra.

- b) Colocación de chaqueta plástica en el contacto de la cara de la placa con la muestra para proporcionar estabilidad en la realización de la muestra, ver figura 53.
- c) Ubicación de la muestra en la zona de ensayo del equipo Rock Mechanics Test System 815 y entrada de datos en el software de operación del equipo, donde se registra el nombre de la muestra, profundidad, promedio de la longitud final (después del pulimento) y promedio del diámetro, velocidades de elevación de la placa en el equipo.
- d) Realización de la prueba de compresión, donde la probeta se somete una carga que va incrementando lentamente hasta que se presenta la falla de la probeta.

Figura 53. Montaje prueba UCS UIS 18.



Fuente: ECOPETROL. Reporte De Resultados De Pruebas Uniaxiales UCS LLan 18. Instituto Colombiano del Petróleo ICP. Piedecuesta, 2009.

La prueba de UCS fue realizada en 4 muestras del pozo UIS 18 a las siguientes profundidades:

- 6647.11 ft
- 6647.15 ft
- 6670.11 ft
- 6670.5 ft

De los cuales los intervalos resaltados en rojo corresponden a puntos dentro de la zona productora de hidrocarburos.

4.2.2.2 Resultados obtenidos y análisis de las pruebas en el laboratorio de Mecánica de Rocas.

Los resultados obtenidos para las muestras fueron los siguientes:

Tabla 24. Caracterización de las muestras, UIS 18 6647'11''.

Muestra	Carga Axial Final (kN)	Resistencia a la compresión no confinada UCS PSI
1	7,8	1106
2	7,3	1037
3	1,5	231
4	1,6	245

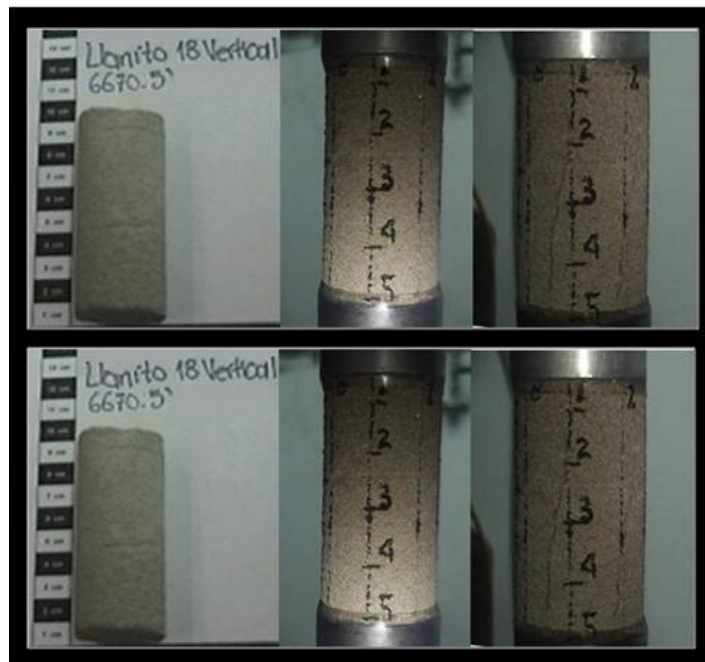
Fuente Modificada de Reporte De Resultados De Pruebas Uniaxiales UCS. Laboratorio Mecánica de Rocas–ICP. Piedecuesta, Marzo 2009.

En la tabla 24 se puede observar que la resistencia a la compresión no confinada UCS se encuentra en el rango de 231 psi hasta 245 psi para las muestras en la formación interés y para las muestras a profundidades mayores las cuales actualmente no presentan intervalos cañoneados se tienen

resultados desde 1037 psi hasta 1106 psi, estos resultados indican que para las dos primeras muestras de acuerdo a la literatura el tipo de roca presente es el de una arena inconsolidada, por lo cual esta zona tiene mayor potencial de problemas de producción de arena, y el tipo de roca presente en las formaciones a mayor profundidad es de una arena friable, (UCS mayores).

En las figuras 54 y 55 se observa la fotografía de las muestras antes y después de la fractura para las muestras 1 – 2 y las muestra 3-4 respectivamente.

Figura 54. Fotografías de la prueba UCS para las muestras 1y 2 a una profundidad de 6670'5'.



Fuente: Fuente: ECOPETROL. Reporte De Resultados De Pruebas Uniaxiales UCS LLan 18. Instituto Colombiano del Petróleo ICP. Piedecuesta, 2009.

Figura 55. Fotografías de la prueba UCS, muestra 3 y4 a profundidad de 6647' 15" y 6647'11" respectivamente.



Fuente: ECOPETROL. Reporte De Resultados De Pruebas Uniaxiales UCS LLan 18. Instituto Colombiano del Petróleo ICP. Piedecuesta, 2009.

Los resultados obtenidos a partir de las pruebas de laboratorio fueron comparados con los resultados obtenidos a partir de registros de pozo como se describe a continuación:

✓ **Comparación UCS - Modelo AGE (SOFTWARE - ICP).**

Calculado a partir de información obtenida a partir de registros como sigue:

- Formaciones arcillosas.

$$UCS = 145.077 * 0,72 * Vp^{3.2} \quad (26)$$

Fuente. Fjaer et al.

- Areniscas limpias

$$UCS = (145.077) * 1.9E - 20 * \rho^2 * Vp^4 * \left[\frac{1 + \nu}{1 - \nu} \right]^2 (1 - 2\nu)(1 + 0.78 * VShale) \quad (27)$$

Fuente: FJÆR, E., Holt, M. R., Horsrud, P., Raaen, I., Risnes, R. ‘Petroleum related rock mechanics’. Elsevier Science Publishers, 1992.

En la tres primeras columnas de la tabla 25 se presenta la comparación de los resultados obtenidos con registros de pozo y los de laboratorio, con esto se aprecia que de acuerdo a lo observado en las muestras, a los eventos producto de la producción de arena, el comportamiento de UCS que mas se ajusta a la descripción real de la formación es el obtenido a partir de las pruebas de laboratorio; sin olvidar que estos núcleos han sido tomados desde la actividad de perforación por lo tanto llevan cierto tiempo expuestos sin preservación donde se han podido presentar algunas alteraciones que repercuten en los resultados. Igualmente los registros de pozo fueron corridos en etapas iniciales de la vida del pozo, la información suministrada por estos puede tener variación respecto a las condiciones en las que se encuentra el pozo actualmente y teniendo en cuenta la clasificación encontrada en la literatura de los tipos de roca presente en las formaciones, los modelos mantienen amplias diferencias con los valores presentados.

Por lo tanto en este estudio se requiere correlacionar los datos de laboratorio y los datos de los modelos con el fin de obtener una descripción más real. Entonces se determino un factor de corrección que incluye todos los resultados de las 4 muestras del laboratorio y aplicar este factor a los resultados del modelo con el fin de llevar la descripción del modelo al comportamiento obtenido en el laboratorio. El factor de corrección es de 0.14 para intervalos volumen de arcilla Vsh menor a 0.20 y de 0.70 para volúmenes de arcilla superiores a 0.20; la tabla 29 muestra los valores corregidos para UCS.

Tabla 25. Factores de corrección para los valores de UCS obtenidos a partir de registros y ajuste con los valores obtenidos de pruebas de laboratorio.

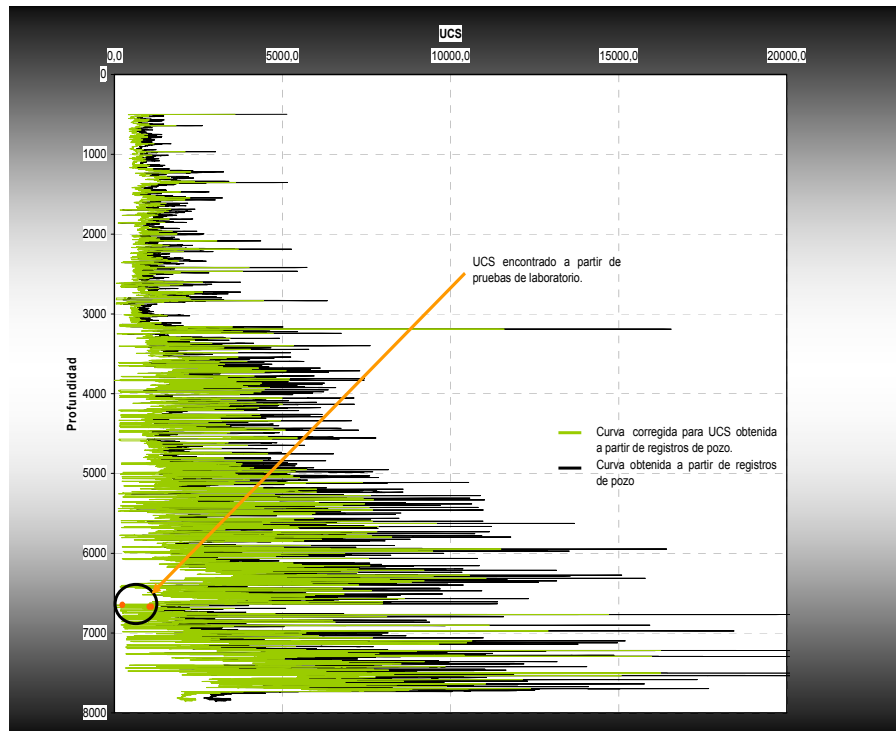
Profundidad	UCS Modelo ICP psi	UCS Laboratorio psi	Vsh	Factor de corrección	UCS CORREGIDO psi
6647.0	1578	245	0,1	0,14	221
6647.5	1757	231	0,1	0,14	246
6670.0	1493	1037	0,2	0,7	1045
6670.5	1561	1106	0,2	0,7	1093

Fuente: Autores.

En la figura 56 se muestra los resultados obtenidos con el factor de corrección, con el modelo original y los resultados de laboratorio; la curva azul es la curva original determinada con el modelo, los puntos naranja representan los resultados obtenidos en el laboratorio, la curva verde representa la curva corregida.

Igualmente para el pozo UIS 117 los datos obtenidos a partir de registro fueron corregidos a los datos de laboratorio, con base en las pruebas realizadas al pozo UIS 116 ya que presentan un comportamiento similar en cuanto a las propiedades.

Figura 56. Grafico de UCS calculados por las diferentes ecuaciones, así como los datos obtenidos a partir de las pruebas de Resistencia Mecánica para el pozo UIS 18.



Fuente: Autores.

Lo que se puede observar es que al realizar la corrección de las mediciones obtenidas a partir de registros de pozo a las obtenidas en pruebas de laboratorio, los nuevos valores se ajustan más al comportamiento real de las formaciones en el campo. Se presentan resistencias en algunos intervalos entre 100 psi y 500 psi lo que caracteriza a una formación inconsolidada y por presentar esta condición tienen una alta probabilidad de presentar problemas de arena, también se encuentran rangos de resistencia compresiva uniaxial UCS de 500 psi a 2500 psi valores que son reportados para formaciones friables, que a pesar de presentar un poco más de resistencia mecánica no dejan de ser formaciones propensas a arenarse.

4.2.2.3 Descripción del modelo para la predicción del “drawdown” crítico.

Para estimar las condiciones bajo las cuales los pozos producen arena, se requiere conocer ciertos parámetros como los esfuerzos alrededor de la cara del pozo, la resistencia a la compresión no confinada de la formación, la presión de yacimiento y los módulos elásticos de Biot y la relación de Poisson, ya que el modelo que se utilizó para de los modelos que relaciona estos parámetros es el presentado en la ecuación 28.

$$CDP = \frac{1}{2-A} [2P_0 - (3S_1 - S_2 - U)] \quad (28)$$

Fuentes: S.M Willson. “New Model For Predicting The Rate Of Sand Production”. SPE 78168, 2002.

El cálculo de estas propiedades fue obtenido así:

- Resistencia Efectiva U: está dada por la siguiente relación:

$$U = sCTWC \quad (29)$$

Fuente: FJÆR, E., Holt, M. R., Horsrud, P., Raaen, I., Risnes, R. “Petroleum related rock mechanics”. Elsevier Science Publishers, 1992.

Donde CTWC es la presión de colapso obtenida a partir de la prueba TWC (Thick Walled Cylinder) y **s** una constante propuesta por Wilson et al. 2002 que tiene en cuenta los efectos de la longitud y el radio de cilindro de pared gruesa utilizado en la prueba TWC, como fue explicado en el capítulo 2.

Como en el caso del campo no se tienen datos de la prueba TWC, para encontrar el valor de U se utiliza la relación de esta con la resistencia compresiva uniaxial no confinada UCS, definida por:

$$U = 2,3497 * UCS - 18.026 \quad (30)$$

Fuente. Documento Interno de CHEVRON.

El parámetro de C_0 o UCS fue obtenido a partir de la información obtenida en los registros de pozo, donde se utilizaron parámetros como la velocidad de la onda P V_p , el modulo de Poisson ν , la densidad ρ y principalmente el volumen de arcilla V_{sh} presente en la formación ya que depende de este utilizar la ecuación 26 o la 27.

- Para formaciones arcillosas.

$$UCS = 145.077 * 0,72 * V_p^{3.2} \quad (31)$$

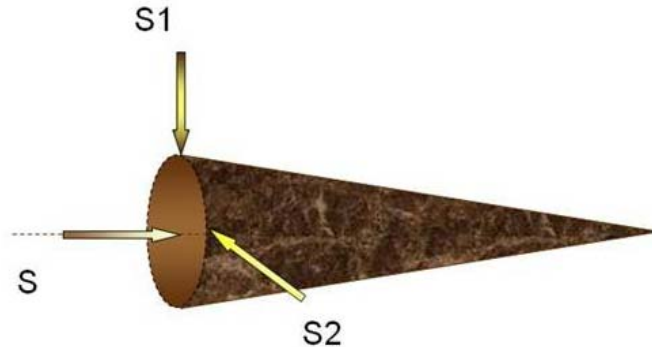
- Areniscas limpias y medianamente sucias y limolitas se tiene:

$$UCS = (145.077) * 1.9E - 20 * \rho^2 * V_p^4 * \left[\frac{1 + \nu}{1 - \nu} \right]^2 (1 - 2\nu)(1 + 0.78 * V_{Shale}) \quad (32)$$

Fuente: FJÆR, E., Holt, M. R., Horsrud, P., Raaen, I., Risnes, R. 'Petroleum related rock mechanics'. Elsevier Science Publishers, 1992.

- Esfuerzos principales S_1 y S_2

Figura 57. Ejemplo de orientación en el cañoneo – ubicación de esfuerzos.



Fuente: Autores.

S_1 y S_2 dependen de la orientación del cañoneo y serán los esfuerzos perpendiculares al eje axial de la cara del pozo o de la perforación, por ejemplo si el eje axial se ubica como se muestra en la figura 57, es decir paralela al esfuerzo horizontal máximo entonces S_1 y S_2 serán el S_v esfuerzo vertical y el esfuerzo horizontal mínimo; de lo contrario si la cavidad es paralela al esfuerzo horizontal mínimo S_1 y S_2 están dados por el esfuerzo vertical y horizontal máximo respectivamente.

- El esfuerzo vertical S_v es calculado a partir de:

$$S_v = (((RHOB * 0,4241 * (TVD - 1)) + ((RHOB * 0,4241) * TVD)) / TVD) / 2 \quad (33)$$

Fuente: ECOPETROL. Software AGE - Ecuaciones. Instituto Colombiano del Petróleo ICP. Piedecuesta, 2003.

Donde:

S_v ; esfuerzo vertical

RHOB; Es la densidad de la roca en kg/m³.

TVD; profundidad

- Esfuerzo horizontal mínimo S_h calculado a partir de:

$$S_h = ((POISSON / (1 - POISSON)) * (S_v * P_{PORO}) + P_{PORO}) * 0,052 \quad (34)$$

Fuente: ECOPETROL. Software AGE - Ecuaciones. Instituto Colombiano del Petróleo ICP. Piedecuesta, 2003.

Donde:

S_v ; esfuerzo vertical

POISSON; relación de Poisson

P_p ; presión de poro

- Esfuerzo horizontal máximo

$$S_H = (3 * S_h + RTR / TVD) - (MWIN * 0,052) - (a1 * P_{PORO} * 0,052) \quad (35)$$

Fuente: ECOPETROL. Software AGE - Ecuaciones. Instituto Colombiano del Petróleo ICP. Piedecuesta, 2003.

Donde:

S_H ; esfuerzo horizontal máximo

S_h ; esfuerzo horizontal mínimo

RTR; Resistencia tensil de la roca

a ; constante poroelastica

P_p ; presión de poro

- Presión inicial del yacimiento, obtenida de estudios de yacimientos en el campo Llanito, ver en la tabla 6 del capítulo 3.

- A, es la constante poro elástica que está dada por:

$$A = \frac{(1-2\nu)\alpha}{(1-\nu)} \quad (36)$$

Donde:

V, relación de Poisson

α , constante de Biot (para formaciones lo suficientemente inconsolidadas tiende a 1).

Definidos los parámetros para el cálculo de presión “Drawdown” o presión crítica, esta fue calculada para el pozo UIS 117 ya que es un pozo nuevo libre de arena, en el cual se puede sugerir manejar la tasa crítica con el fin de evitar problemas de arena.

Los resultados obtenidos de presión crítica “Drawdown” CDP, son presentados en la tabla 26, también se muestran los valores promedio de la presión de poro (Pp), la resistencia mecánica de la formación (UCS) y los esfuerzos vertical, esfuerzos horizontal máximo y mínimo (Sv, SH y Sh respectivamente) para los intervalos cañoneados y la presión de fondo fluyente (Pwf) encontrada a partir del DCP. Determinada la presión de fondo fluyente Pwf es posible encontrar el caudal crítico, es decir, el caudal máximo al cual se puede producir sin que haya producción de arena con ayuda de la curva de índice de productividad IPR para el pozo UIS 117, figura 58.

Tabla 26. Caída de Presión y presión de fondo fluente críticos.

TOPE	BASE	H	Pp	UCS1	UCS 2	A	PR	Sv	Sh	SH	CDP	Pwf
6316	6328	12	0,33	4457	956	0,7	2400	6274	5586	6547	1516	884
6712	6728	16	0,42	4330	606	0,7	2800	6685	6243	6850	1477	1323
6800	6810	10	0,42	4012	562	0,7	2800	6771	6316	6939	764	2036
7350	7370	20	0,41	6592	3318	0,7	2800	7345	6793	7525	1400	1400

Fuente: Autores.

UCS 1: resistencia compresiva uniaxial no confinada medida indirecta (a partir de registros).

UCS 2: resistencia compresiva uniaxial no confinada corregido a partir de pruebas de laboratorio.

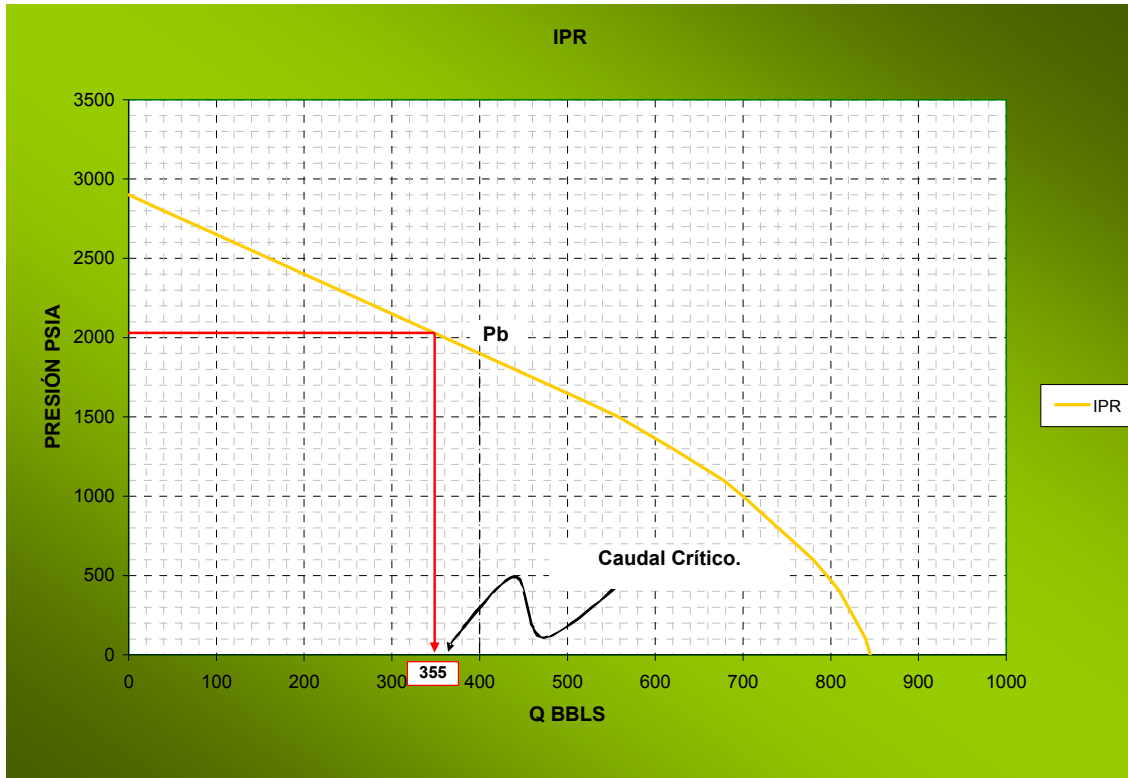
H: Espesor cañoneado.

*Es de tener en cuenta que para el cálculo de la presión crítica o “Drawdown Pressure” se ha tomado la condición de mayor contraste entre esfuerzos para un pozo vertical, en donde los perforados se encuentran en dirección al esfuerzo horizontal máximo por lo cual los esfuerzos actuantes sobre estos serán el esfuerzo vertical ($S_v=S_1$) y el esfuerzo horizontal mínimo ($S_h=S_2$).

La tasa calculada a las condiciones de presión crítica CDP es de 355 BPD, esta tasa ya ha sido superada por el pozo que actualmente cuenta con una producción promedio de 380 BPD (como se puede apreciar en el grafico compuesto del pozo UIS 117 en el anexo 1). Sin embargo, el pozo está libre de producción de arena aún por encima de la presión crítica CDP, razón por la cual se sugiere realizar pruebas de laboratorio (TWC) que conlleven a

encontrar con más exactitud la mejor correlación posible para el cálculo de condiciones de producción libre de arena.

Figura 58. Curva IPR. Ecuación Lineal y de Vogel para el pozo UIS 117.



Fuente Modificada de ECOPETROL, SACHICA. Jorge A. Curva IPR UIS 117, ICP. Piedecuesta, 2009.

5 Metodología para la predicción de la producción de arena

Finalmente se presenta a continuación de manera sintetizada la metodología de predicción de producción de arena desarrollada en este estudio y aplicada al campo Llanito.

1. Identificación del Problema

- A partir de la identificación de:
 - a. Campo
 - b. Costos Ocasionados por la producción de arena, se debe evaluar costos por equipo, trabajo y diferida de cambios de bomba y limpiezas principalmente.
 - c. Identificación de los pozos productores del campo – Método Empírico.
 - Recolectar y organizar la información referente al historial de eventos para los pozos a estudiar, los eventos tenidos en cuenta son: cambios de bomba, limpiezas, cañoneos, cementaciones y cambios de fondo.
 - Realizar el gráfico de eventos, en el eje horizontal la escala de tiempo, en el eje vertical la profundidad a la cual ocurrió el evento y en el fondo del gráfico tope y base de las formaciones atravesadas por el pozo.
 - Seleccionar los pozos productores de arena y no productores de arena utilizando el gráfico de eventos bajo el siguiente criterio de selección:
 - Entre 2 – 3 Cambios de Bomba < 1 año

- Entre 1 - 3 Limpiezas < 1 año
- 1 Cementación entre 1 – 2 años
- 1 Colapso entre 1 – 3 años

2. Identificación de las Causas–Raíz de la producción de arena–Método empírico.

2.1. Eventos operacionales con los fluidos producidos

- a. Recolectar la información referente al historial de producción de fluidos para los pozos seleccionados como productores de arena y no productores de arena.
- b. Realizar el gráfico de historial de producción, en el eje horizontal la escala de tiempo, en el eje vertical principal la producción total y en el eje secundario el corte de agua.
- c. Acoplar el grafico de eventos con el grafico de historial de producción.
- d. Para los pozos productores de arena ubicar dentro del grafico de eventos tres zonas que son:
 - La zona 1 donde no se registran eventos operacionales relacionados con la producción de arena.
 - La zona 2 donde se reportan los primeros eventos operacionales relacionados con la producción de arena.
 - La zona 3 donde se intensifican los eventos operacionales relacionados con la producción de arena.
- e. Determinar el caudal total promedio y el corte de agua promedio para cada una de las tres zonas.

- f. Graficar para los pozos productores arena el valor promedio de caudal total y corte de agua después del inicio de la producción de arena y el promedio de caudal total y corte de agua para los pozos no productores de arena en su vida productiva.

- g. Realizar el análisis comparativo entre los pozos productores de arena y los pozos libres de arena, identificando tendencias de producción total y corte de agua.

- h. Graficar los valores de producción total y corte de agua para los pozos productores de arena en las tres zonas identificadas con anterioridad.

- i. Analizar las condiciones de producción cuando los pozos productores de arena se encontraban sin problemas de la misma, es decir la zona 1.

- j. Determinar si el corte de agua tiene influencia sobre la producción de arena de acuerdo a la tendencia observada en los pozos productores de arena y en los pozos libres de arena, de ser así especificar las condiciones de producción total y corte de agua bajo las cuales se presenta el fenómeno.

2.2. Caracterización petrofísica y mineralógica de las formaciones productoras (registros de pozo).

- a. Recopilar la información existente de estudios petrofísicos (pruebas de laboratorio) para los pozos seleccionados como productores de arena y libres de arena en el numeral 1 en las formaciones de interés, revisando que la información a utilizar sea de calidad.

- b. Si no se cuenta con estudios petrofísicos anteriores y por el contrario se cuenta con núcleos de los pozos en estudio, entonces realizar las pruebas correspondientes (porosidad,

permeabilidad, mineralogía, granulometría, saturación de fluidos, etc.) para la caracterización petrofísica.

c. Si no aplica el paso a y b entonces realizar la caracterización petrofísica a partir de datos de registro de pozo (registro sísmico). Preferiblemente utilizar para la caracterización los pozos que presentan mayor información original disponible.

d. Realizar análisis de:

- Tiempo de transito, tiempos de transito cortos ($DT < 90 \mu\text{s}/\text{ft}$) baja probabilidad de producción de arena; tiempos de transito largos ($DT > 90 \mu\text{s}/\text{ft}$) alta probabilidad de presentar producción de arena.
- Litología, mayor contenido de arcillas menor probabilidad de producción de arena y viceversa. Determinar si la heterogeneidad es un factor presente en la formación que contribuya a la producción de arena y analizar el tipo de arcilla y arenisca presente en las formaciones de interés.
- Porosidad, analizar y/o clasificar el potencial de arena a partir de rangos encontrados en estudios de arenamiento (D_r) que son: $\Phi > 30\%$ probabilidad alta de requerir un control de arena, $20\% < \Phi < 30\%$ incertidumbre alta y $\Phi < 20\%$ probabilidad baja probabilidad de requerir control de arena.

e. Determinar la influencia de las propiedades petrofísicas y mineralógicas de las formaciones productoras.

2.3. Parámetros Geomecánicos (Métodos Indirectos: Registros de Pozo)

a. Calcular el Modulo de Young y clasificar los valores de las formaciones como sigue:

Litología	Young PSI
Arena Limpia	2,00 E6
Arena Arcillosa	1,60 E6
Silstone	3,00 E6

b. Calcular la relación de Poisson y clasificar la formación como sigue:

Tipo de Roca	Modulo de Poisson
Rocas consolidadas	$0,25 < \nu < 30$
Rocas inconsolidadas	$0,30 \geq \nu \geq 0,45$

c. Calcular la resistencia compresiva Uniaxial UCS.

Para formaciones arcillosas.

$$UCS = 145.077 * 0,72 * Vp^{3.2}$$

Para Areniscas limpias y medianamente sucias y limolitas se tiene:

$$UCS = (145.077) * 1.9E - 20 * \rho^2 * Vp^4 * \left[\frac{1+\nu}{1-\nu} \right]^2 (1 - 2\nu)(1 + 0.78 * VShale)$$

d. Clasificar la formación como sigue:

Tipo de Roca	UCS
Rocas inconsolidadas	UCS<100 PSI
Rocas poco consolidadas	100 PSI <UCS<500 PSI
Rocas Friables	500 PSI <UCS<2500 PSI
Rocas Consolidadas	UCS >2500 PSI

e. Revisar los valores de UCS calculados a partir de registros con pruebas de laboratorio y ajustarlos a estos valores.

2.4. Parámetros Geomecánicos (Métodos Directos: Pruebas de laboratorio)–Método Analítico

- Si no existe información de las pruebas de laboratorio se deben realizar las pruebas de resistencia compresiva uniaxial UCS, para las formaciones de interés.
- Determinar la influencia de los parámetros geomecánico en cuanto a la producción de arena.

2.5. Calculo del Drawdown crítico y Caudal crítico a partir de parámetros geomecánicos.

- Calcular la resistencia efectiva de la formación U así:
 $U = sCTWC$, si se cuenta con datos de la prueba TWC Thick Walled Cylinder.
 $U = 2,35 * UCS$, si no se cuenta con datos de la prueba TWC.
- Definir el estado de esfuerzos presentes (magnitud de los esfuerzos) en el yacimiento.

- Esfuerzo vertical S_v es calculado a partir de:

$$S_v = (((RHOB * 0,4241 * (TVD - 1)) + ((RHOB * 0,4241) * TVD)) / TVD) / 2$$

Fuente: ECOPETROL. Software AGE - Ecuaciones. Instituto Colombiano del Petróleo ICP. Piedecuesta, 2003.

Donde:

Sv; esfuerzo vertical

RHOB; Es la densidad de la roca en kg/m3.

TVD; profundidad

- Esfuerzo horizontal mínimo Sh calculado a partir de:

$$S_h = ((POISSON / (1 - POISSON)) * (S_v * P_{PORO}) + P_{PORO}) * 0,052$$

Fuente: ECOPETROL. Software AGE - Ecuaciones. Instituto Colombiano del Petróleo ICP. Piedecuesta, 2003.

Donde:

Sv; esfuerzo vertical

POISSON; relación de Poisson

Pp; presión de poro

- Esfuerzo horizontal máximo

$$S_H = (3 * S_h + RTR / TVD) - (MWIN * 0,052) - (a1 * P_{PORO} * 0,052)$$

Fuente: ECOPETROL. Software AGE - Ecuaciones. Instituto Colombiano del Petróleo ICP. Piedecuesta, 2003.

Donde:

SH; esfuerzo horizontal máximo

Sh; esfuerzo horizontal mínimo

RTR; Resistencia tensil de la roca

a; constante poroelastica

Pp; presión de poro

- c. Identificar la orientación de los esfuerzos (esfuerzo vertical, esfuerzo horizontal máximo y esfuerzo horizontal mínimo) en las cavidades cañoneadas.
- d. Calcular el Drawdown Critico a partir de la siguiente relación:

$$CDP = \frac{1}{2-A} [2P_0 - (3S_1 - S_2 - U)]$$

- e. Calcular la presión de critica de fondo fluyendo PWFc
- f. Calcular el caudal crítico por debajo del cual puede producir el pozo sin producción de arena.
- g. Realizar el procedimiento anterior para los pozos areneros y no areneros.
- h. Verificar si se cumple que los pozos areneros han superado la tasa crítica calculada y si los pozos no areneros no la han superado. De ser así la ecuación para el cálculo de condiciones de producción es aplicable al campo de lo contrario debe ser replanteada.

3. Identificación de alternativas para el manejo

Evaluar parámetros de producción de fluidos, propiedades petrofísicas y geomecánica para la implementación de técnicas de prevención y/o control de acuerdo a las causas identificadas.

6 CONCLUSIONES

1. Se definió la metodología de predicción de producción de arena, aplicando la estrategia de gerenciamiento que involucró la historia de producción y eventos de los pozos, características geológicas, petrofísicas y propiedades geomecánicas del yacimiento en el campo Llanito.
2. La producción de arena en el campo Llanito genera una disminución en el nivel de producción así como un aumento en los costos de mantenimiento (cambios de bomba y limpiezas) alrededor de 1.2 millones de dólares en total por año.
3. El **análisis del grafico de eventos** permitió **identificar** los pozos areneros de los no areneros y las zonas más susceptibles (Ante la ausencia de históricos de producción de arena).
4. Los **pozos areneros** cuentan con una producción importante de la formación **Mugrosa zona B** y los pozos no areneros producen en gran parte de la formación Mugrosa zona C en el campo Llanito.
5. El **análisis integral** del gráfico del grafico de eventos y grafico del historial de producción permitió identificar que el mecanismo clave que inducen el fenómeno de arenamiento en el campo, **es el corte de agua**.
 - a. Se identifica que el inicio y tiempo de producción de arena está asociado al incremento acelerado de la producción de agua.
 - b. Tendencia general, los pozos libres de producción de arena el corte de agua < 40% aprox.
 - c. La producción de arena incrementa a medida que la producción de agua también lo hace.

6. El análisis petrofísico, mineralógico y geomecánico de las formaciones productoras, permitió identificar:

- a. Por su **origen fluvial**, el yacimiento del campo Llanito presenta una **alta heterogeneidad espacial**: porosidad, propiedades mecánicas, vshale, calidad de la roca, etc.
- b. Porosidad de la formación Mugrosa, valores entre 18% y 20%.
- c. Las formaciones productoras **son inconsolidadas y friables**.
- d. Valores de resistencia al compresión bajos **UCS < 2500 Psi**.
- e. Unidad **Mugrosa zona B** presentan mayor contenido de arenas arcillosas poco consolidadas Modulo de Young (1,6 E6), relación de Poisson de 0,30 a 0,40 y exponente de cementación de $m = 2,13$.
- f. Unidad **Mugrosa zona C** presenta una mejor consolidación, menos propensas al arenamiento, arenas más limpias, Modulo de Young de 2,0 E6 y Relación de Poisson **menor** a 0,30 y presentan un mayor grado de compactación que las arenas B con arenas mejor cementadas, exponente de cementación $m = 2,09$.

Estas propiedades contribuyen de manera importante en la disponibilidad de la formación a presentar problemas de arenamiento, especialmente las propiedades de la unidad Mugrosa zona B.

7. De acuerdo al estudio hecho para el tipo de roca se encontró que los diferentes tipos de roca se encontraban presentes en las formaciones de interés, sin embargo en ellas predomina la presencia de rocas tipo I, III y IV que contribuyen a la producción de arena por contar con propiedades petrofísicas como la porosidad y la pobre cementación, favorables al fenómeno.

8. Los pozos areneros cuentan con una producción importante de la formación Mugrosa zona B opuesto a los pozos no areneros los cuales producen en gran parte de la formación Mugrosa zona C y Esmeralda D.

9. En el campo Llanito las principales incertidumbres son la heterogeneidad de las arenas y la variación en propiedades como la porosidad y la calidad de la roca en la misma zona lo cual pudo ser apreciado a partir del análisis de propiedades petrofísicas y geomecánicas.

10. La tasa calculada a las condiciones de presión crítica CDP es de 355 BPD, esta tasa ya ha sido superada por el pozo que actualmente cuenta con una producción promedio de 380 BPD sin embargo, el pozo esta libre de producción de arena aún por encima de la presión crítica CDP. Por lo tanto se concluye que la ecuación debe ser replanteada con ayuda de pruebas TWC generadas para este campo.

11. La predicción de la producción de arena a partir de análisis geomecánicos no tiene aplicación en este campo ya que en esta formación inconsolidada el fenómeno es controlado por incrementos en la tasa de fluidos (aumento en el corte de agua) y no por el alto grado y/o contraste de esfuerzos.

12. Intervenciones como limpiezas es una de las medidas preventivas en el campo Llanito, sin embargo con base en este estudio es posible analizar estrategias de control para el problema de arenamiento.

7 RECOMENDACIONES

1. Se recomienda aplicar la metodología definida en este estudio a campos de la cuenca del Valle Medio del Magdalena que presenten pozos productores de arena.

2. La implementación de un método de control de producción de arena requiere inicialmente de una buena descripción geológica y petrofísica de la formación, con el fin de identificar los mecanismos que intervienen en la producción de arena.

3. El estudio del fenómeno de producción de arena requiere de una gran cantidad de parámetros y medidas que para el campo son difíciles de encontrar, se recomienda:
 - a. Implementar una estrategia de mediciones y controles de calidad detallados, en cuanto a eventos tanto a nivel operacional como de producción de arena (medidas de tope de arena cada vez que se haga una intervención y descripción de la razón de la intervención) que contribuyan a mejorar las condiciones de vida productiva de los pozos y a la consecución de alternativas y/o métodos de control y monitoreo de la arena.

 - b. Tomar un set de registros completo en especial se debe contar con un registro Sónico o Sonic Scanner como mínimo para poder obtener un mejor conocimiento y análisis de las propiedades de las formaciones de interés.

- c. Extracción, conservación y disposición de corazones de las formaciones de interés ya que es necesario implementar métodos directos (pruebas de laboratorio) para calibrar las propiedades de las formaciones encontradas por métodos indirectos (registros) para los pozos a perforar.
-
- 4. Por la heterogeneidad del yacimiento las propiedades presentan fluctuaciones importantes en las zonas de interés por esto se recomienda revisar específicamente la zona que se tenga como objetivo para tener mayor detalle sobre la misma.

 - 5. Se recomienda un estudio detallado de análisis granulométrico, medición de arcillas, estudios de petrofísica especiales.

 - 6. Evaluar el método de incremento de recobro por inyección de agua en el campo ya que la producción de arena se incrementará muy probablemente al aumentar la saturación de agua en la formación.

7. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. BEHRMANN, y A. H. Noordermeer. "Perforating Requirements for Sand Prevention". SPE 58788, 2000.
2. CARLSON, Jon. y GURLEY, Derrel; "Sand Control; "Why and How?" Artículo Oilfield Rivew. October 1992.
3. ECOPETROL. Control Y Manejo De Arena - Superintendencia De Mares, 2005.
4. -----. Escobar, C. I .et al. Análisis Petrológico Muestra Campo Llanito Cuenca Valle Medio Del Magdalena. ICP. Piedecuesta, Octubre 1998.
5. ———. Estudio Integrado De Geología Y Petrofísica Areniscas De Mugrosa Campo Lisama – Llanito. Instituto Colombiano del Petróleo ICP. Piedecuesta, 2008.
6. ----- . ----- . Instituto Colombiano del Petróleo ICP. Piedecuesta, 2007.
7. ----- . Estudio Petrofísico Complementario Campo Gala – Llanito Formación Mugrosa Arenas B Y C, Gerencia Centro Oriente. Instituto Colombiano del Petróleo ICP. Piedecuesta, 1999.

8. ----- . Histórico de Fallas Llanito y Lisama. Instituto Colombiano del Petróleo ICP. Piedecuesta, 2009.
9. ----- . Modelo Geomecánico Para Fracturamiento Hidráulico En El Campo Llanito, Instituto Colombiano del Petróleo ICP Aplicación En El Pozo Llanito 100. Piedecuesta, 2008.
10. ———. Modelamiento Para Optimizar El Factor De Recobro En Campos De Petróleo Maduros De Las Cuencas Del Valle Medio Del Magdalena Y Catatumbo, Informe. Instituto Colombiano del Petróleo ICP. Piedecuesta, 2008.
11. ——— . ———. Instituto Colombiano del Petróleo. Piedecuesta, 2006.
12. ----- . Prognosis - Campaña De Perforacion Llanito- Gala- Cardales. Superintendencia De Mares Gerencia Regional Magdalena Medio Gerencia Técnica De Producción Departamento De Yacimientos Y Producción, 2007.
13. ----- . Reporte De Resultados De Pruebas Uniaxiales UCS LLan 18. Instituto Colombiano del Petróleo ICP. Piedecuesta, 2009.
14. ----- . Trabajos de Subsuelo 2006-2008 campos del Valle Medio del Magdalena. Instituto Colombiano del Petróleo ICP. Piedecuesta, 2009.

- 15.-----, SACHICA. Jorge A. Curva IPR Llanito 117, ICP. Piedecuesta, 2009.
- 16.----- . Software AGE - Ecuaciones. Instituto Colombiano del Petróleo ICP. Piedecuesta, 2003.
- 17.FJÆR, E., Holt, M. R., Horsrud, P., Raaen, I., Risnes, R. “Petroleum Related Rock Mechanics”. Elsevier Science Publishers, 1992.
- 18.LÓPEZ, Cesar; QUINTERO, Yair. Desarrollo De Una Herramienta Software Mediante El Uso De Diferencias Finitas Para Analizar La Inestabilidad De Pozos. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander, 2007.
- 19.MCKINZIE, Howard L. Sand Control. Bogota, 2007.
- 20.PIRSON, Silvan J. Oil Reservoir Engineering. 2a Edición. Toronto, 1958.
- 21.RAMIREZ, Alexander y FRYDMAN, Marcelo. Estudio Geomecánico Campo Casabe – Bloque VI. Alianza Casabe Colombia, 11 Mar-2005.
- 22.RODRIGUEZ, Edwin. “Sand Control Training Course”. Universidad Industrial de Santander, 2008.

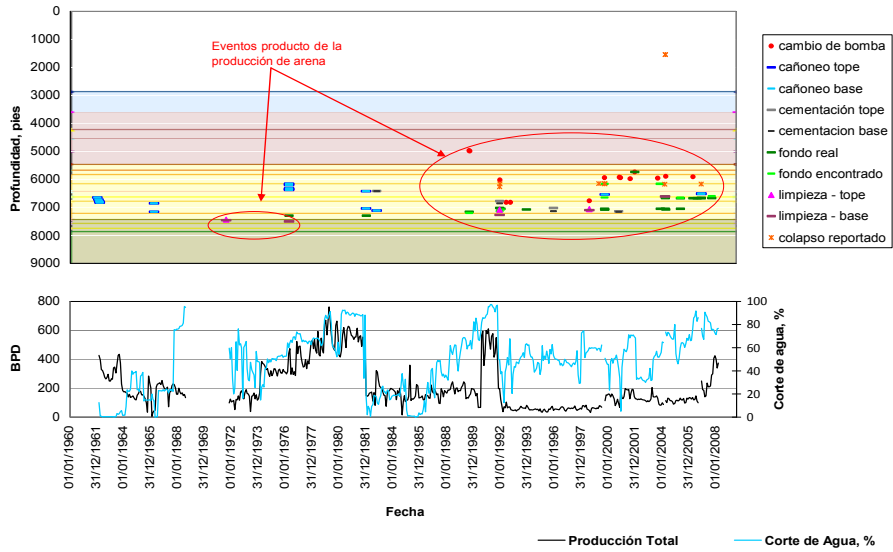
23. S.M. Willson, Z.A. Moschovidis, J.R. Cameron y I.D. Plamer. "New Model For Predicting The Rate Of Sand Production", SPE 78168, 2002.
24. SUAREZ. Roberto, TECK. Terra. "Continuous Scratch Testing on Core Allows Effective Calibration of Log- Derives Mechanical Properties for Use in Sanding Prediction Evaluation". SPE 8157, 2002.
25. SUGAR LAND LEARNED CENTER. Rock Mechanics Self Learning Package. Schlumberger.
26. TAUSCH, G.H. y C.B Corley. Sand Exclusion In Oil And Gas Wells. API Drilling and production Praticce, 1958
27. VÁSQUEZ H, Andrés R. Introducción A La Geomecánica Petrolera. Quinta Edición. Caracas Venezuela. Centro Profesional Santa Paula, 2001.
28. VEEKEN C.A.M. y C.J Davies, "Sand Prediction Review: Developing An Integrated Approach". SPE 22792, 1991.
29. www.googleearth.com

30. ZOBACK, Mark D. Reservoir Geomechanics: Earth Stress and Rock Geomechanics Applied to Exploration, Production and Wellbore Stability. Stanford University. Ambridge Press, 2006.

Anexo 1

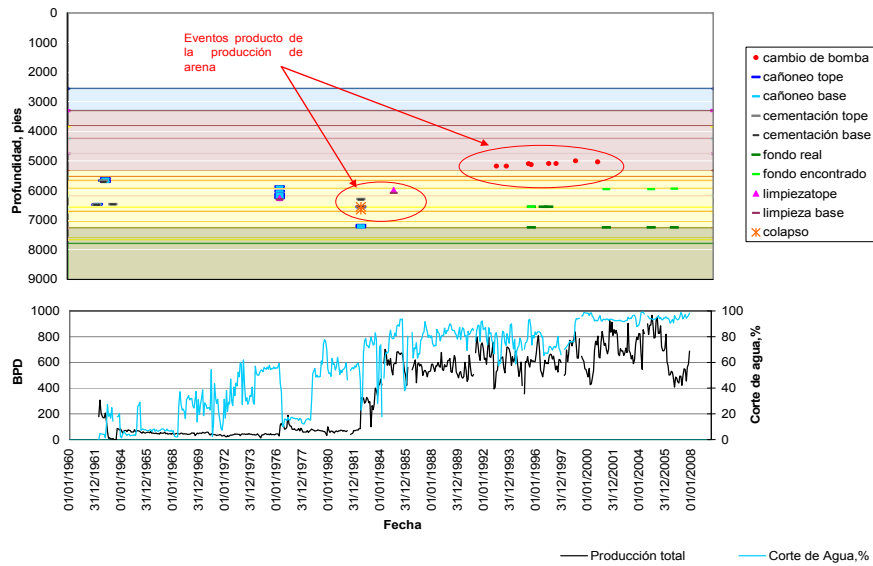
Pozos areneros

Figura 59. Gráfico de Eventos y Gráfico de Producción. Pozo UIS 18



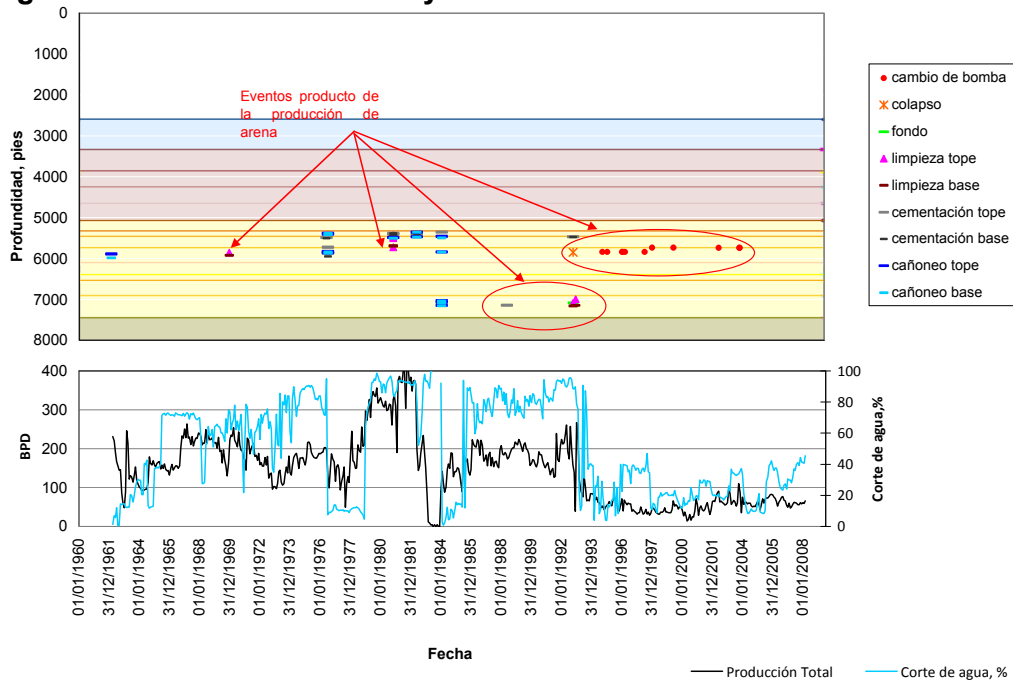
Fuente: Autores

Figura 60. Gráfico de Eventos y Gráfico de Producción. Pozo UIS 20.



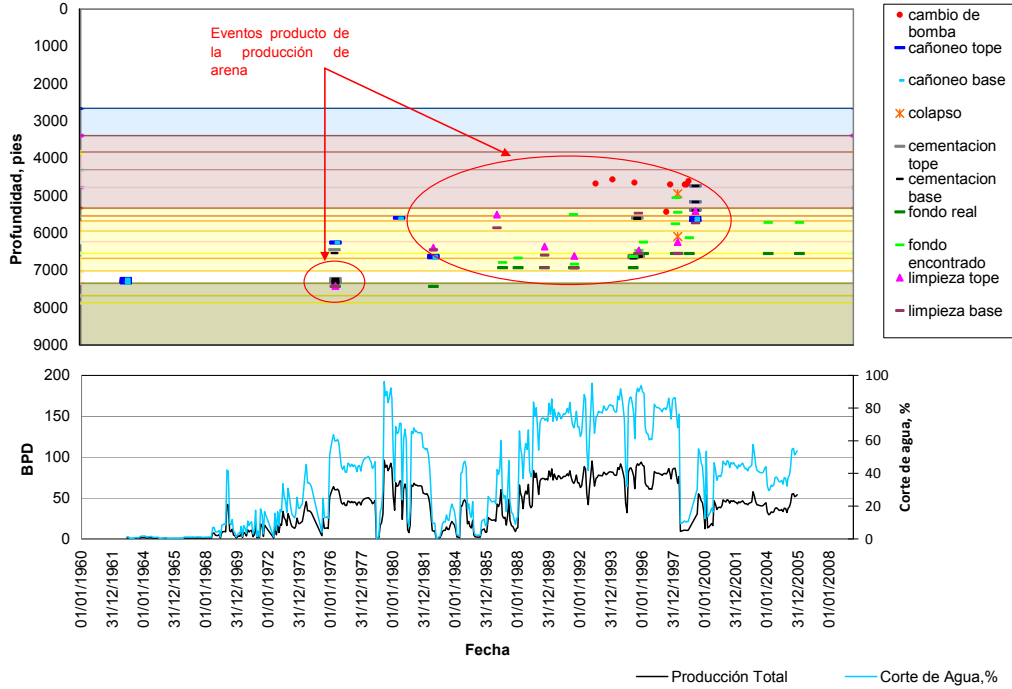
Fuente: Autores

Figura 61. Gráfico de Eventos y Gráfico de Producción. Pozo UIS 23.



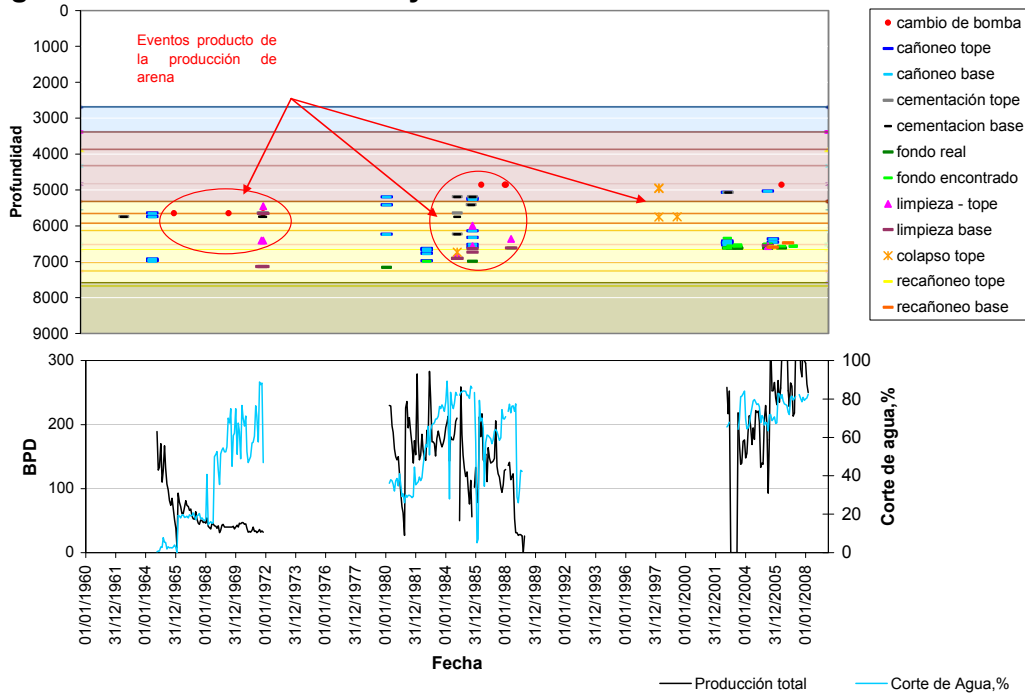
Fuente: Autores

Figura 62. Gráfico de Eventos y Gráfico de Producción. Pozo UIS 26.



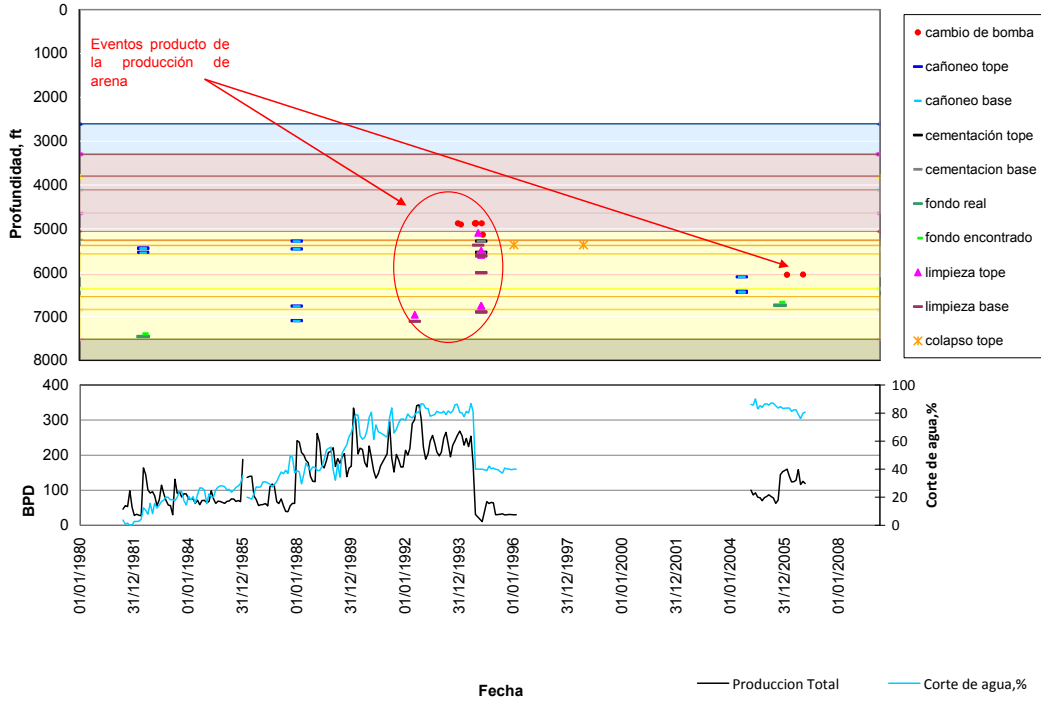
Fuente: Autores

Figura 63. Gráfico de Eventos y Gráfico de Producción. Pozo UIS 39.



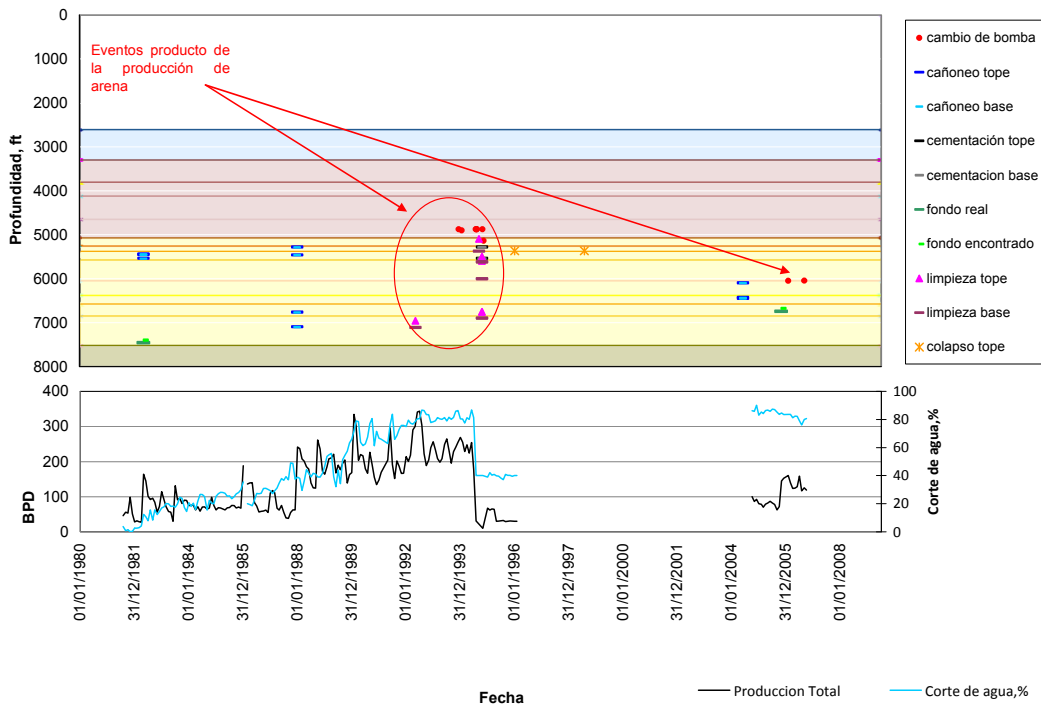
Fuente: Autores

Figura 64. Gráfico de Eventos y Gráfico de Producción. Pozo UIS 41.



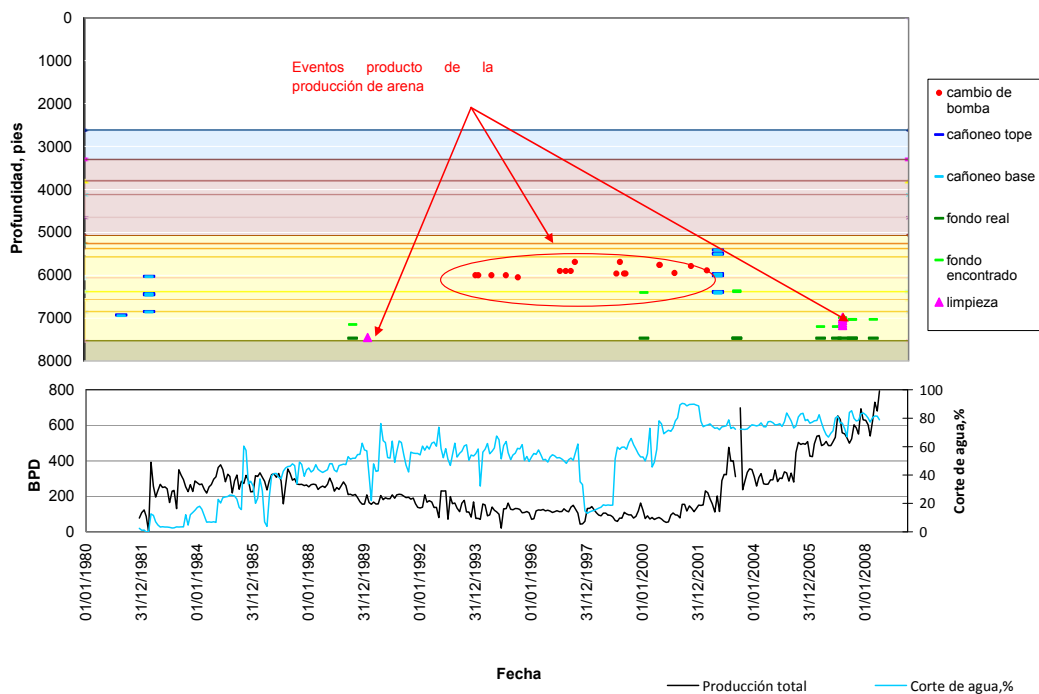
Fuente: Autores

Figura 65. Gráfico de Eventos y Gráfico de Producción. Pozo UIS 73.



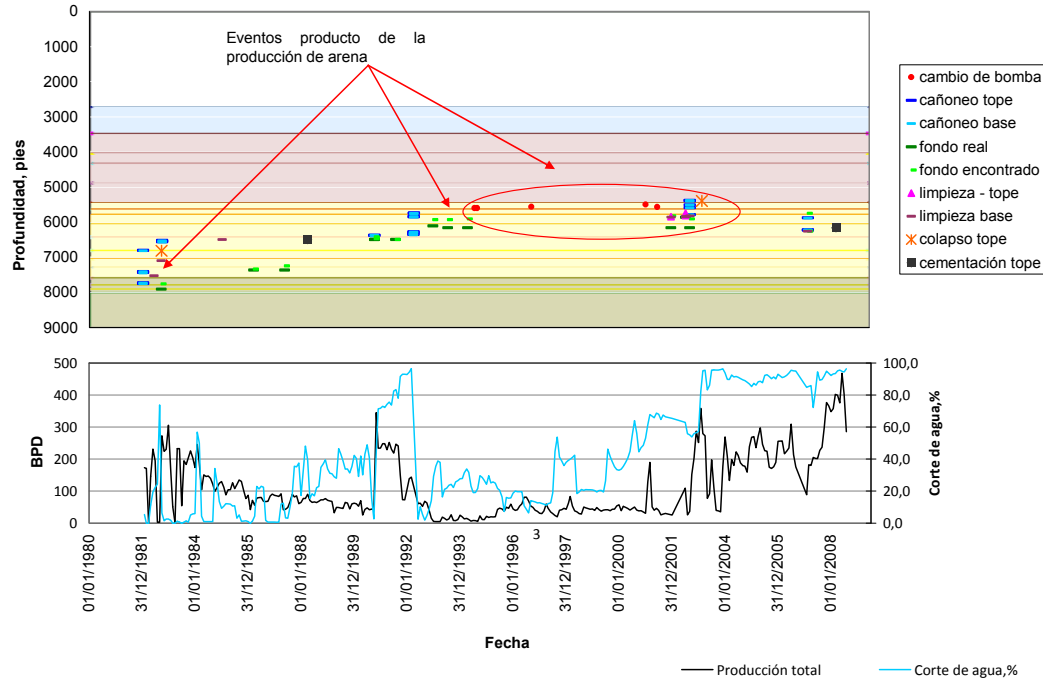
Fuente: Autores

Figura 66. Gráfico de Eventos y Gráfico de Producción. Pozo UIS 75.



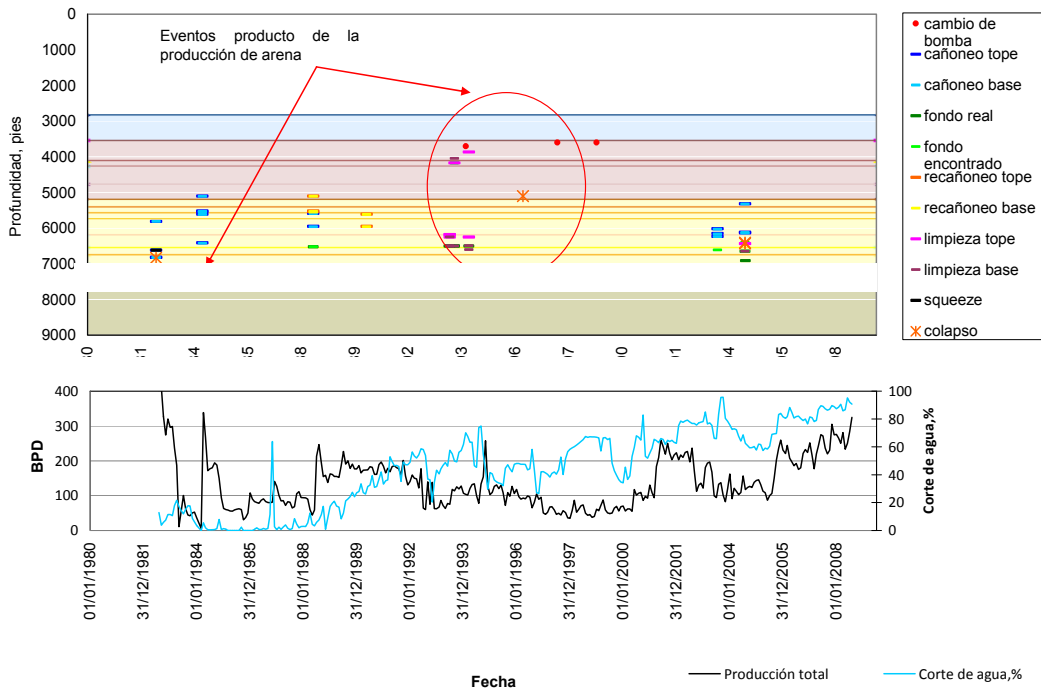
Fuente: Autores

Figura 67. Gráfico de Eventos y Gráfico de Producción. Pozo UIS 80.



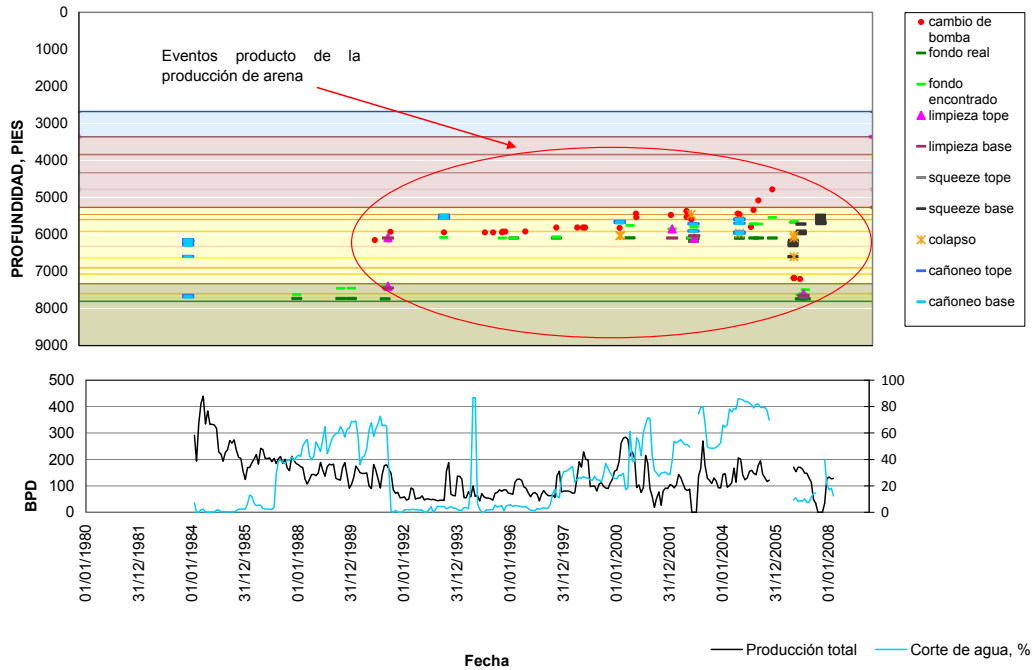
Fuente: Autores

Figura 68. Gráfico de Eventos y Gráfico de Producción. Pozo UIS 84.



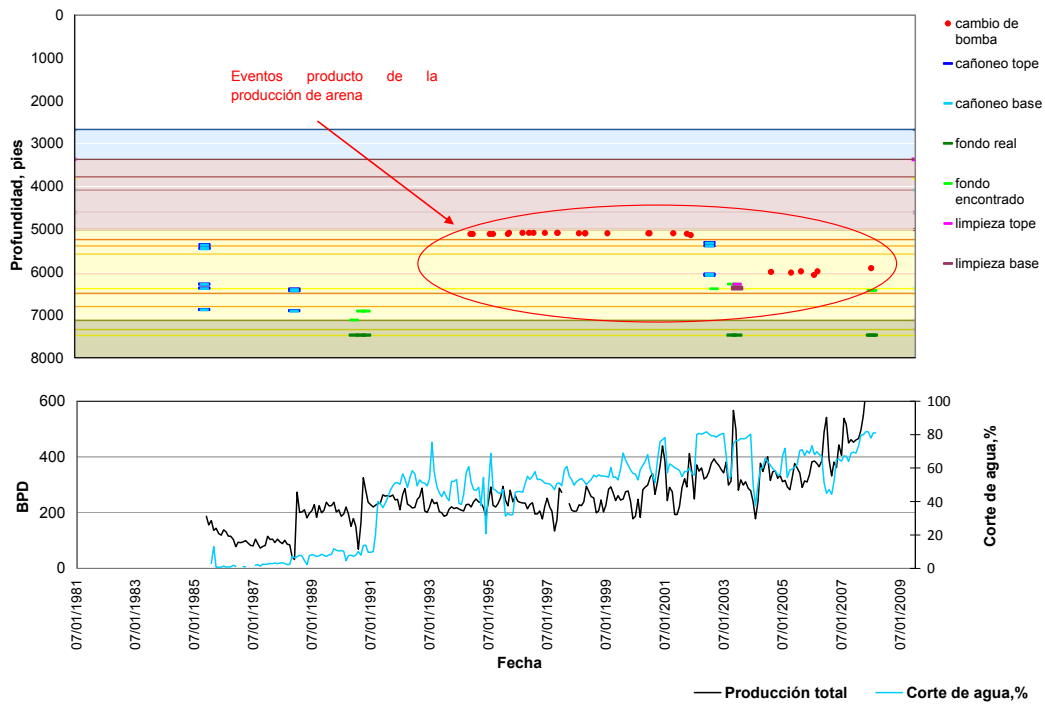
Fuente: Autores

Figura 69. Gráfico de Eventos y Gráfico de Producción. Pozo UIS 97.



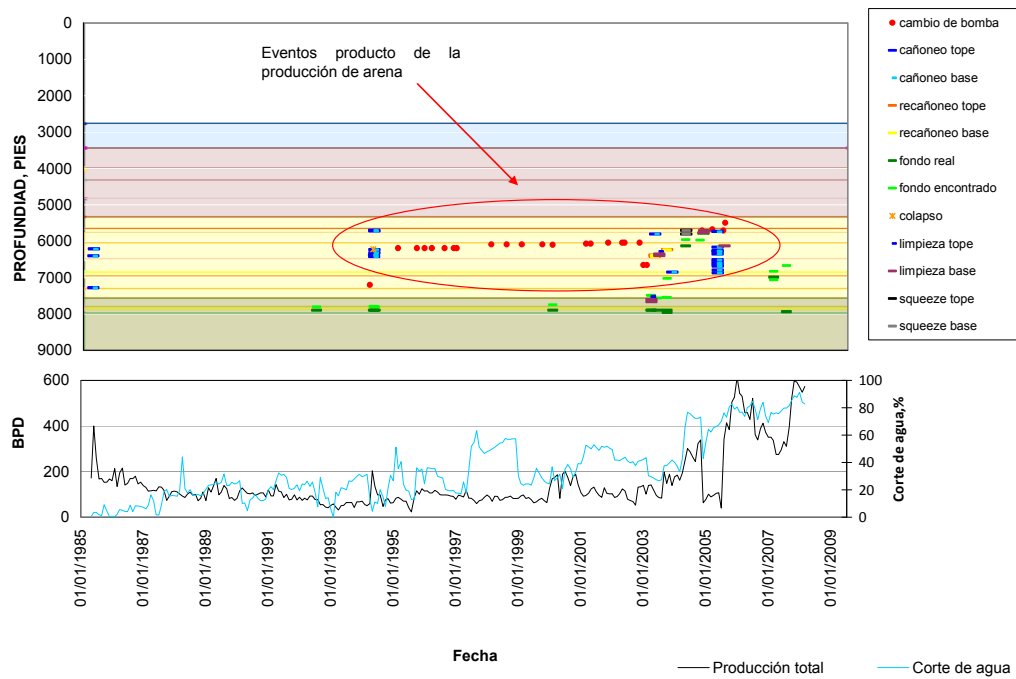
Fuente: Autores

Figura 70. Gráfico de Eventos y Gráfico de Producción. Pozo UIS 99.



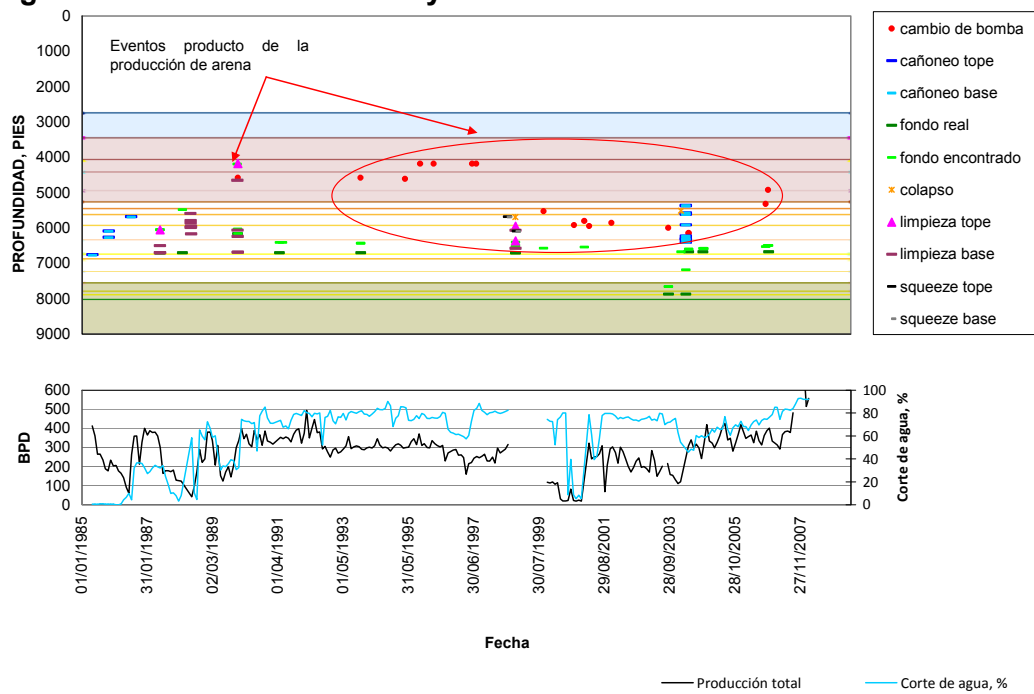
Fuente: Autores

Figura 71. Gráfico de Eventos y Gráfico de Producción. Pozo UIS 102.



Fuente: Autores

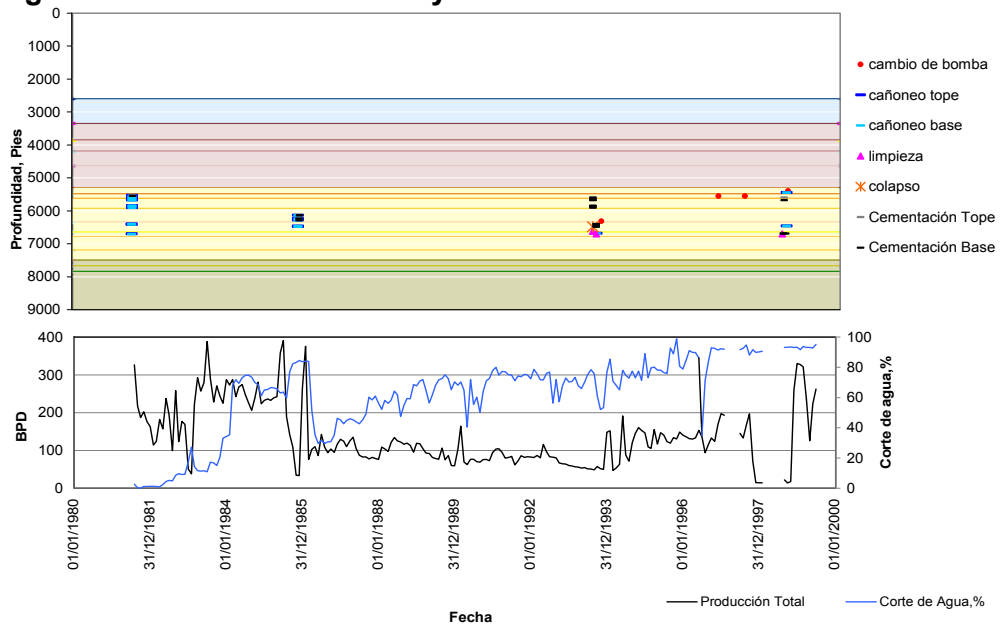
Figura 72. Gráfico de Eventos y Gráfico de Producción. Pozo UIS 104.



Fuente: Autores

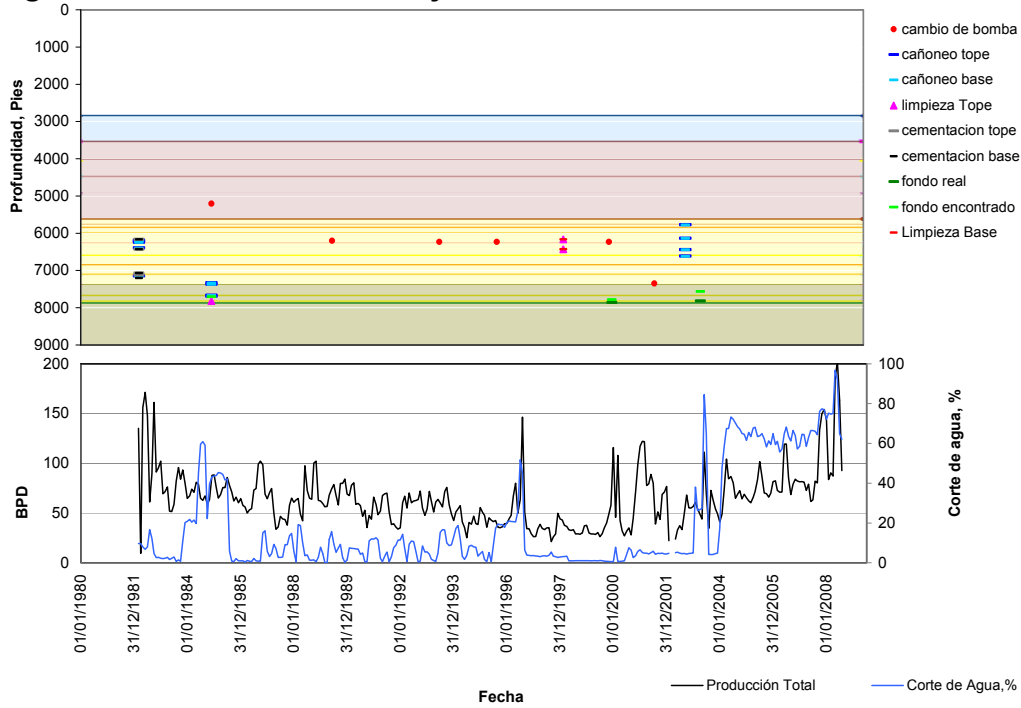
Pozos libres de arena

Figura 73. Gráfico de Eventos y Gráfico de Producción. Pozo UIS 72.



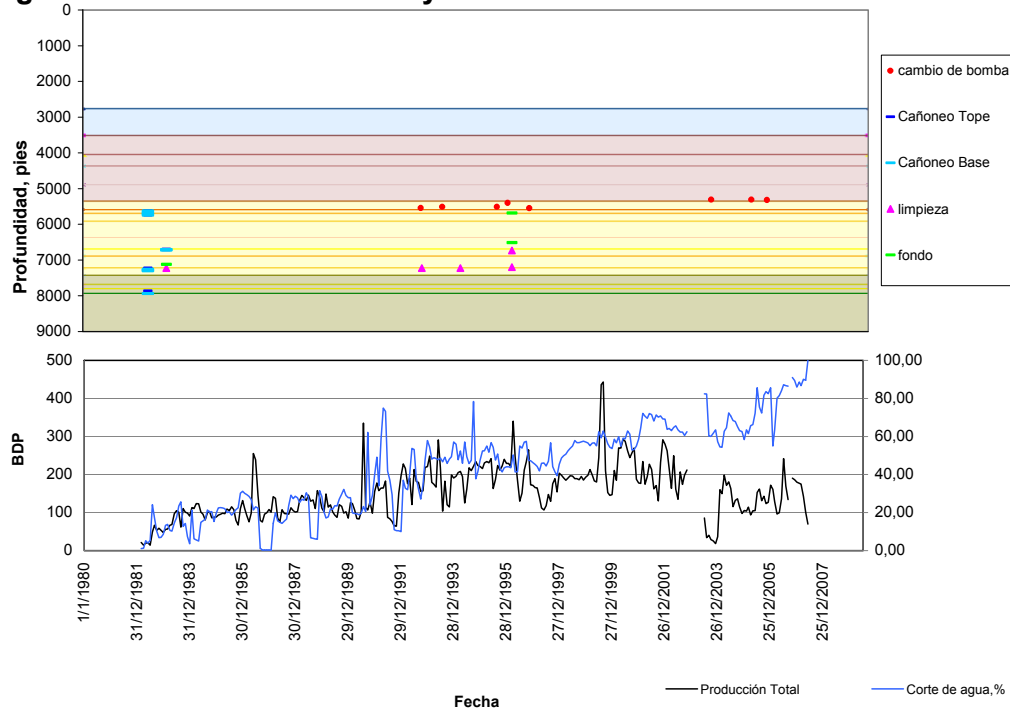
Fuente: Autores

Figura 74. Gráfico de Eventos y Gráfico de Producción. Pozo UIS 81.



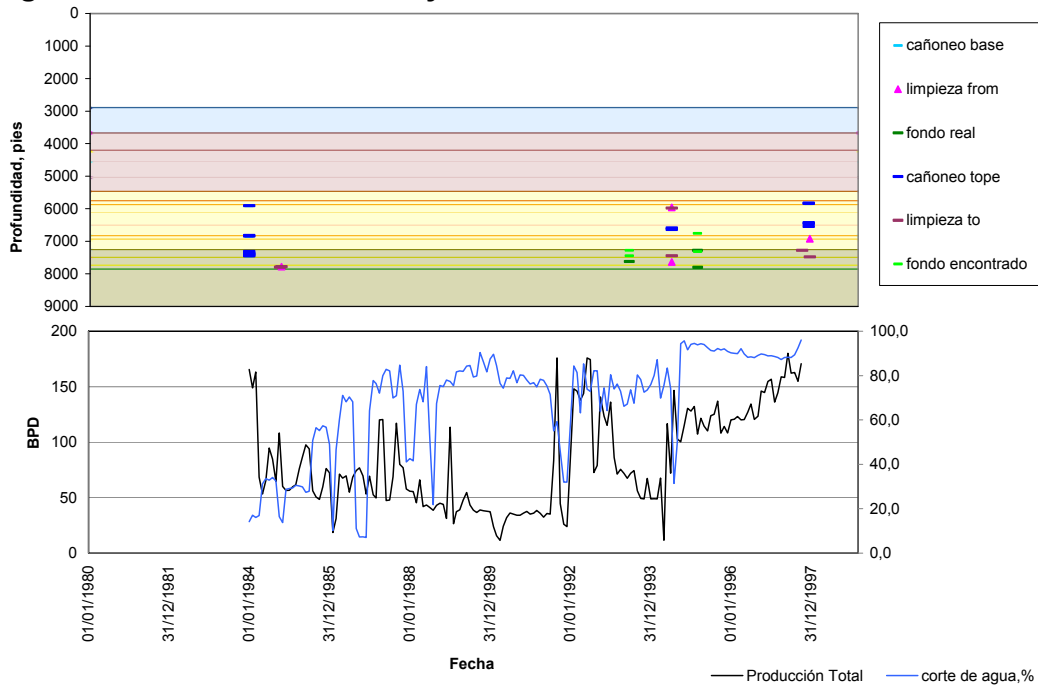
Fuente: Autores

Figura 75. Gráfico de Eventos y Gráfico de Producción. Pozo UIS 90.



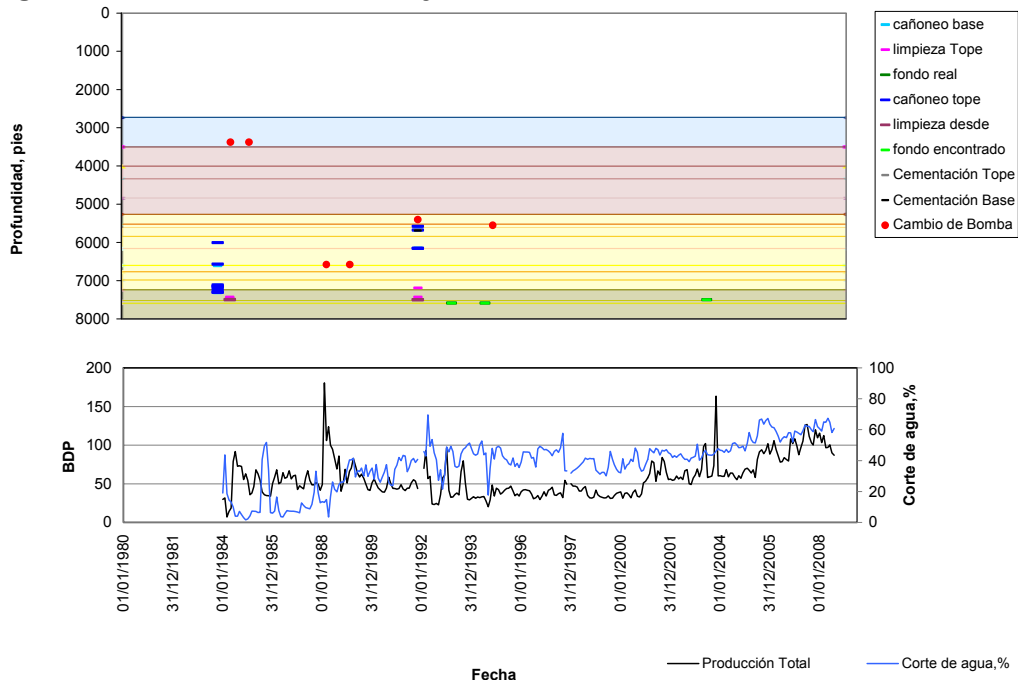
Fuente: Autores

Figura 76. Gráfico de Eventos y Gráfico de Producción. Pozo UIS 92.



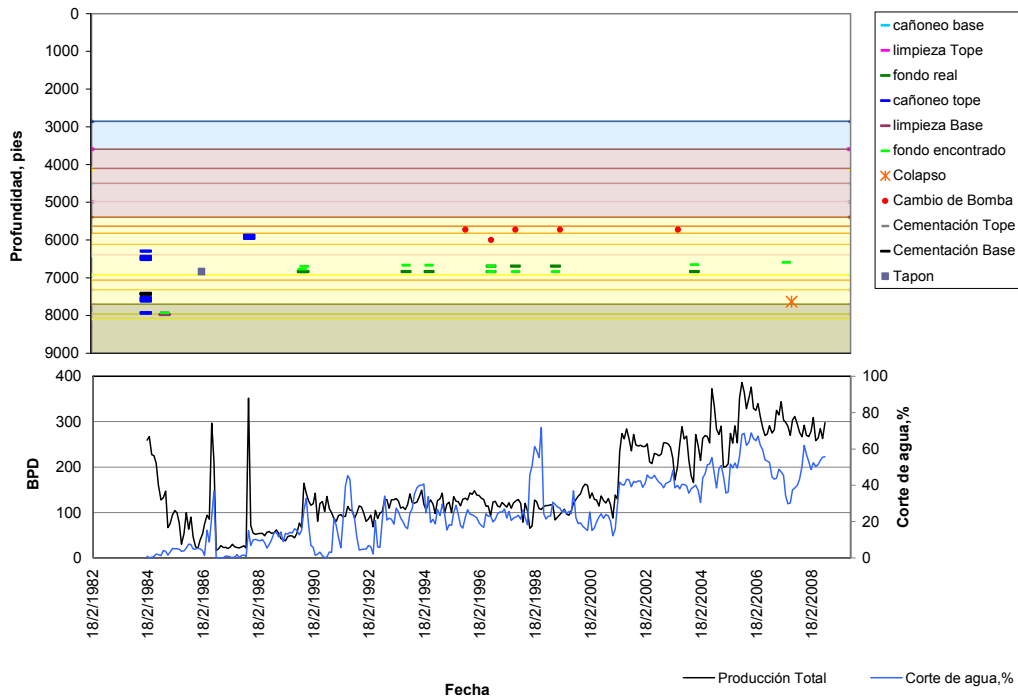
Fuente: Autores

Figura 77. Gráfico de Eventos y Gráfico de Producción. Pozo UIS 94.



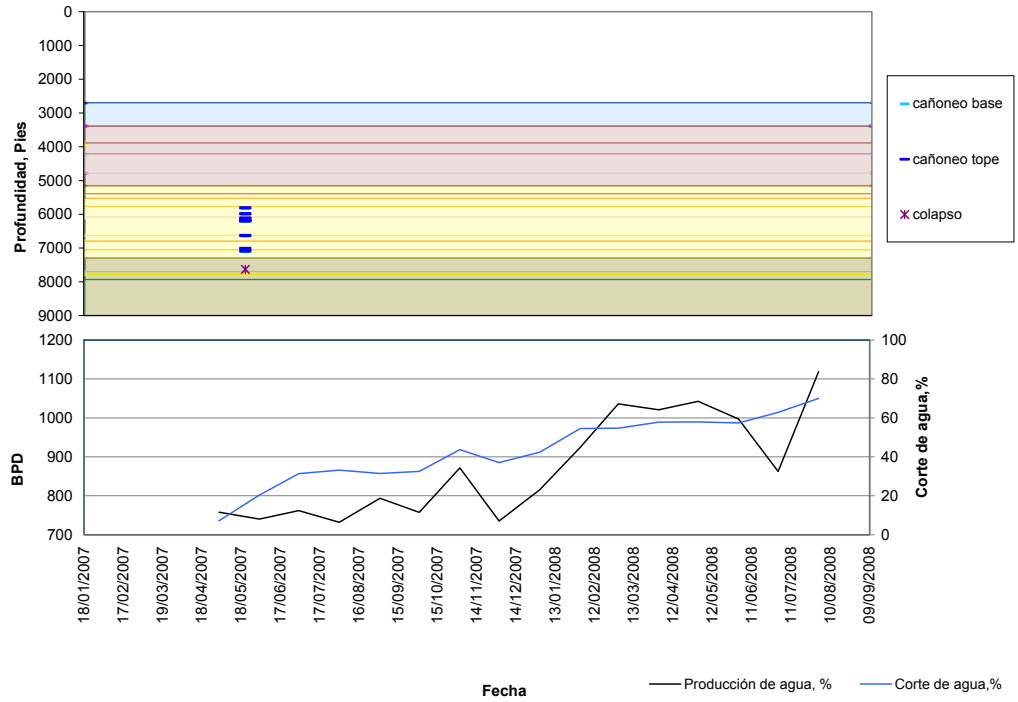
Fuente: Autores

Figura 78. Gráfico de Eventos y Gráfico de Producción. Pozo UIS 95.



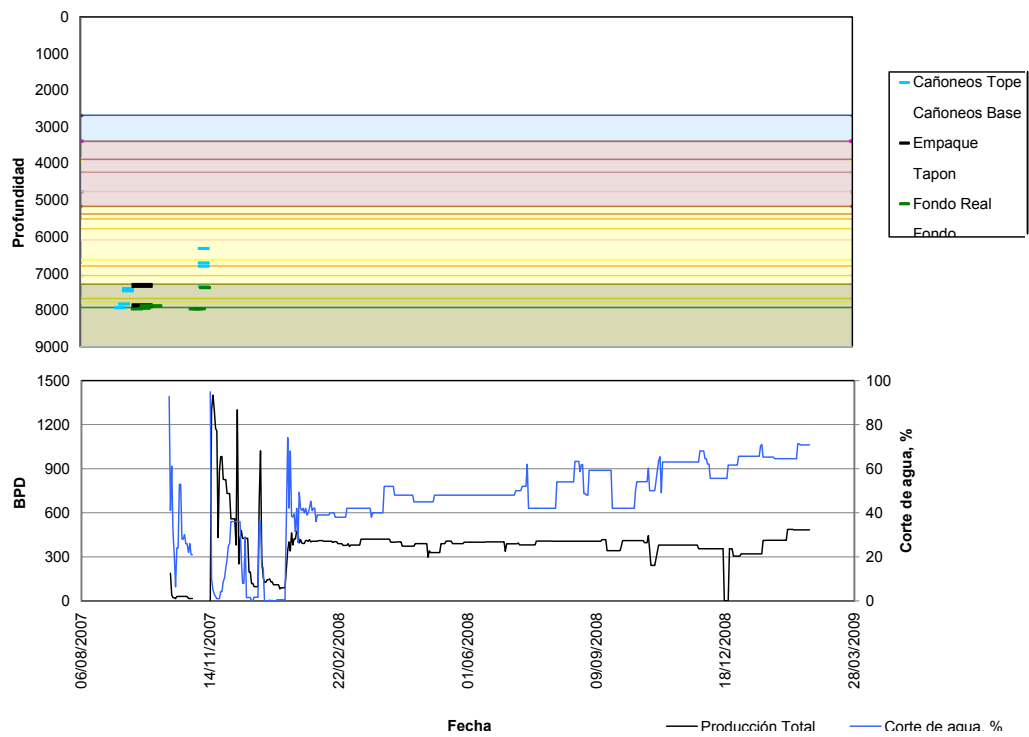
Fuente: Autores

Figura 79. Gráfico de Eventos y Gráfico de Producción. Pozo UIS 113.



Fuente: Autores

Figura 80. Gráfico de Eventos y Gráfico de Producción. Pozo UIS 117.



Fuente: Autores