

METODOLOGÍA QUE PERMITA ESTIMAR LOS FACTORES CRÍTICOS QUE  
PUEDAN INDUCIR LA PRODUCCIÓN DE ARENA POR FUERZAS DE  
ARRASTRE.

SANTIAGO GRAJALES HERRERA  
LAURA JULIANA HOYOS CIFUENTES

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ, D.C.  
AÑO 2018

METODOLOGÍA QUE PERMITA ESTIMAR LOS FACTORES CRÍTICOS QUE  
PUEDAN INDUCIR LA PRODUCCIÓN DE ARENA POR FUERZAS DE  
ARRASTRE.

SANTIAGO GRAJALES HERRERA  
LAURA JULIANA HOYOS CIFUENTES

Proyecto integral de grado para optar al título de  
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director  
FRANKLIN GERARDO YORIS  
Ingeniero Geólogo, MSc, PhD.

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ, D.C.  
AÑO 2018

Nota de aceptación (Dirección de Investigaciones)

---

---

---

---

---

---

---

Firma del Presidente del  
Jurado

---

Firma del Jurado 1

---

Firma del Jurado 2

Bogotá D.C, 2018

## **DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

**Dr. JAIME POSADA DÍAZ**

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

**Dr. LUÍS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA**

Vicerrectora Académica de Postgrados

**Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS**

Secretario General

**Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA**

Decano de Ingenierías y Decano de Carrera

**Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI**

Director de investigaciones

**Ing. ARMANDO FERNÁNDEZ CÁRDENAS**

Director (E) Programa de Ingeniería de Petróleos

**Dr. JOSÉ HUMBERTO CANTILLO SILVA**

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estas corresponden únicamente al autor.

## **AGRADECIMIENTOS**

En primer lugar a Dios porque gracias a Él todo es posible y por poner en mi las cualidades necesarias para llevar a cabo este proyecto. A la Virgen María por acompañarme como madre hermosa en cada una de las oraciones que elevo al cielo.

A mi papá Wilfran por ser el mejor hombre que conozco, por enseñarme que la mejor herencia es la educación. Con su ejemplo me ha mostrado que el mejor padre es aquel que se esmera por hacer de sus hijos amantes de Dios y mejores seres humanos.

A mi mamá Jeannett por tener un corazón tan noble y servicial, por su entrega incondicional, por su ternura y porque su gesto más lindo de amor es hacer de sus preocupaciones por sus hijos oraciones a Dios.

A Moni y Dani, porque por ser las personas más lindas que acompañan mi vida porque como hermanas han sabido ser perfectas amigas, consejeras y cómplices en todo momento.

A mi compañera Laura, por su tolerancia, respeto, comprensión y por poner toda su inteligencia para sacar adelante este proyecto. Por las risas, las charlas, la confianza y todos los momentos compartidos, porque más que una compañera se convirtió en una verdadera amiga para toda la vida.

Al profesor Franklin Yoris por su dedicación y entrega en el desarrollo del presente trabajo, porque me inculcó el valor de la responsabilidad y el gusto por hacer las cosas con perfección, por estar siempre atento ante cualquier duda y por ser la guía fundamental en el trabajo.

A la Universidad de América por brindarme los conocimientos de esta hermosa carrera a través de sus excelentes docentes y por ser el lugar que me brindó los espacios para crecer día a día académica y personalmente.

A familiares, amigos y todas aquellas personas que con diferentes gestos me expresaron su apoyo.

**SANTIAGO GRAJALES HERRERA**

## **AGRADECIMIENTOS**

En primer lugar a Dios porque gracias a Él todo es posible y por poner en mí las capacidades necesarias para llevar a cabo esta carrera. A la Santísima Virgen María por su consagración en mi vida.

A mis padres por su inmenso amor, apoyo, compañía, por creer en mí y por sus constantes oraciones para culminar con éxito no solo este trabajo sino también esta etapa universitaria

A mis abuelos del cielo Laura y Miguel, su legado de amor permanecerá siempre. A mis abuelos Rubiela y Manuel, por sus oraciones y acompañamiento durante toda mi vida.

A Santi, porque me permitió conocer al gran ser humano, amigo y profesional que es. Estoy segura de las grandes cosas que lograrás gracias a tus cualidades, estás hecho de armadura digna de un guerrero de Dios.

Al profesor Franklin Yoris por su dedicación y entrega en el desarrollo del presente trabajo, porque me ratificó el valor de la perfección, por estar siempre atento ante cualquier duda y por ser la guía fundamental en el trabajo. Mi admiración para con usted, porque antes que un gran Doctor, es un gran ser humano.

A la Universidad de América por brindarme los conocimientos de la carrera a través de sus excelentes docentes y por ser el lugar que me brindó los espacios para conocer bellas personas.

A familiares, amigos, a los docentes de mi escuela y colegio, y a todas aquellas personas que me respaldaron y estuvieron siempre dispuestos a ayudarme.

**LAURA JULIANA HOYOS CIFUENTES**

## **DEDICATORIA**

A Dios quien me ama profundamente, porque cada uno de mis éxitos y logros no son más que fruto de las capacidades y cualidades que Él me regala.

A mis padres porque su ejemplo, dedicación, compromiso, y entrega son las muestras de amor que me han hecho sentir a lo largo de mi vida el hijo más privilegiado del mundo. Porque su compañía y el creer en mí, me mueve a soñar en grande y alcanzar todo cuanto me proponga.

**SANTIAGO GRAJALES HERRERA**

## **DEDICATORIA**

Dedico mi vida y este gran logro a Dios y a  
mi madre del cielo:  
“Sou todo teu, Maria, e tudo que é meu é  
teu”.

A mis padres Julio y Yineth, los mejores del mundo, quienes con su gran corazón, e inteligencia forjaron una mujer de Dios, han sido quienes me han llenado de valor para enfrentar el mundo, no tener miedo y sobre todo servir a los demás; ustedes siempre tienen las palabras precisas en el momento exacto en que debo escucharlas.

**LAURA JULIANA HOYOS CIFUENTES**

## CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	26
OBJETIVOS	27
1. GENERALIDADES GEOLÓGICAS DEL ÁREA DE ESTUDIO	28
1.1 LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA	29
1.2 RASGOS ESTRUCTURALES Y CONTEXTO GEOLÓGICO	29
1.3 ESTRATIGRAFÍA	30
1.4 SISTEMA PETROLÍFERO	32
1.4.1 Roca fuente	32
1.4.2 Roca reservorio	33
1.4.3 Roca sello	33
1.4.4 Trampa petrolífera	33
2. GENERALIDADES DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA	34
2.1 DEFINICIÓN	34
2.2 CAUSAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA	34
2.2.1 “Flujo de fluidos”	35
2.2.2 “Factor geológico”	35
2.2.3 Tasa de producción	35
2.2.4 Tiempo	36
2.2.5 Flujo multifásico	36
2.2.6 Efectos termales.	36
2.3 EFECTOS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA	36
2.3.1 Equipos de superficie	36
2.3.2 Daños de tubulares	36
2.3.3 Pérdida de productividad	37
2.4 FACTORES PARA LA ELECCIÓN DE UN MÉTODO DE CONTROL DE ARENA	38
2.4.1 Confiabilidad en herramientas y técnicas	38
2.4.2 Productividad	38
2.4.3 Costo	38
2.4.4 Habilidad para controlar agua o gas	38
2.5 LAS FUERZAS DE ARRASTRE EN LA PRODUCCIÓN DE ARENA	38
2.5.1 Definición de arrastre	39
2.5.2 Tipos de fuerzas de arrastre	39
2.5.3 Factores para reducir las fuerzas de arrastre	40
2.5.4 Factores críticos de las fuerzas de arrastre que influyen en la producción de arena	41
3. VARIABLES RELACIONADAS	42

3.1	VARIABLES Y PARÁMETROS GEOMECÁNICOS	42
3.1.1	Determinación de propiedades	48
3.1.2	Módulos elásticos	51
3.1.3	Poroelasticidad	53
3.2	VARIABLES Y PARÁMETROS DE FLUJO DE FLUIDOS	54
3.2.1	Número de Reynolds modificado	54
3.2.2	Coeficiente de flujo no-Darcy	56
3.2.3	Permeabilidad	57
3.2.4	Densidad	57
3.2.5	Velocidad de flujo	57
3.2.6	Viscosidad	57
4.	MODELOS MATEMÁTICOS	59
4.1	PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN DE ARENA EN POZOS DE GAS: MÉTODOS Y CASOS DE ESTUDIO EN EL GOLFO DE MÉXICO	60
4.1.1	Características	61
4.1.2	Variables	62
4.1.3	Limitantes	62
4.2	NUEVO MODELO PARA PREDECIR LA TASA DE PRODUCCIÓN DE ARENA	63
4.2.1	Características.	63
4.2.2	Variables	66
4.2.3	Limitantes	66
4.3	PREDICCIÓN Y MANEJO DE PRODUCCIÓN DE ARENA: UNA NUEVA ESTRATEGIA	67
4.3.1	Características	67
4.3.2	Variables	70
4.3.3	Limitantes	70
4.4	MODELAMIENTO DE LA TASA DE PRODUCCIÓN DE ARENA	70
4.4.1	Características	71
4.4.2	Variables	72
4.4.3	Limitantes	73
4.5	PREDICCIÓN DE LA CAÍDA DE PRESIÓN CRÍTICA PARA EL INICIO DE PRODUCCIÓN DE ARENA	73
4.5.1	Características	73
4.5.2	Variables	74
4.5.3	Limitantes	74
4.6	PREDICCIÓN DE TASA-PRODUCCIÓN DE ARENA EN YACIMIENTOS DE PETRÓLEO Y AGUA: VALIDACIÓN Y USO PRÁCTICO	74
4.6.1	Características	75
4.6.2	Variables	76
4.6.3	Limitantes	76
4.7	MODELO DE PRODUCCIÓN DE ARENA BASADO EN FUNCIONES EPISÓDICAS	76
4.7.1	Características	79

4.7.2	Variables	79
4.7.3	Limitantes	80
4.8	MODELOS MECÁNICOS PARA PREDECIR LA PRODUCCIÓN DE ARENA: UN CASO DE ESTUDIO EN POZOS EN EL DELTA DEL NIGER.	80
4.8.1	Características	81
4.8.2	Variables	82
4.8.3	Limitantes	82
5.	SELECCIÓN DE LOS MODELOS	83
6.	METODOLOGÍA PROPUESTA	86
6.1	MÓDULO UNO (1) INGRESO DE DATOS	87
6.2	MÓDULO DOS (2) RESULTADOS (LECTURA DE CONDICIONES DE ARENAMIENTO Y ESTIMACIÓN DE FACTORES CRÍTICOS DE PRODUCCIÓN DE ARENA POR FUERZAS DE ARRASTRE)	92
6.3	MÓDULO TRES (3) FECHAS (VALIDACIÓN)	97
6.3.1	Índices de correlación	100
6.4	CONDICIONES DE APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA	102
6.5	DESARROLLO DE UN CASO EJEMPLO MEDIANTE EL USO DE LA HERRAMIENTA CONSTRUIDA EN EXCEL.	102
7.	HERRAMIENTAS GRÁFICAS	115
8.	CONCLUSIONES	123
9.	RECOMENDACIONES	125
	BIBLIOGRAFÍA	126
	ANEXOS	130

## LISTA DE TABLAS

	<b>pág.</b>
<b>Tabla 1.</b> Permeabilidades promedio por intervalo para el pozo en la zona de estudio.	115
<b>Tabla 2.</b> Intervalos de estudio seleccionados con su respectiva permeabilidad.	115
<b>Tabla 3.</b> Datos de velocidad de flujo para cada número de Reynolds modificado ( $Re^*$ ) hallado.	116
<b>Tabla 4.</b> Propiedades in-situ de las rocas para el pozo en la zona de estudio.	117
<b>Tabla 5.</b> Datos geomecánicos de la zona de estudio.	118
<b>Tabla 6.</b> Datos del intervalo 1 de Mugrosa B1.	131
<b>Tabla 7.</b> Datos del intervalo 2 Mugrosa B1.	133
<b>Tabla 8.</b> Datos del intervalo 1 de Mugrosa B2.	135
<b>Tabla 9.</b> Datos del intervalo 2 de Mugrosa B2.	137
<b>Tabla 10.</b> Datos del intervalo de Toro Shale.	139
<b>Tabla 11.</b> Datos del intervalo de Discordancia.	142

## LISTA DE CUADROS

	<b>pág.</b>
<b>Cuadro 1.</b> Métodos de estimación y/o medición de esfuerzos in-situ y presión de poro.	43
<b>Cuadro 2.</b> Clasificación de las rocas según el valor de UCS.	50
<b>Cuadro 3.</b> Síntesis de los principales parámetros que en los modelos matemáticos se determinan, tienen en cuenta o realizan.	60
<b>Cuadro 4.</b> Módulos de la metodología.	86
<b>Cuadro 5.</b> Simbología de la metodología propuesta.	86

## LISTA DE GRÁFICOS

	pág.
<b>Gráfico 1.</b> Comportamiento del Número de Reynolds modificado bajo diferente régimen de flujo.	55
<b>Gráfico 2.</b> Correlación Firoozabadi y Katz.	56
<b>Gráfico 3.</b> Caída de presión predicha vs. Caída de presión real.	61
<b>Gráfico 4.</b> Perfil observado de arena acumulada en la superficie vs. Tiempo, comparada con la predicha por el modelo.	69
<b>Gráfico 5.</b> Perfil observado de acumulación de arena vs. Tiempo, incluyendo predicción del estado estable.	70
<b>Gráfico 6.</b> Acumulación de producción de arena (g) de la cavidad de producción a una caída de presión (Drawdown) constante contra tiempo (s).	72
<b>Gráfico 7.</b> Comparación de las sucesivas mejoras realizadas en la prueba de producción de arena simulada en tiempo (s) contra acumulación de arena (g/m <sup>2</sup> ).	77
<b>Gráfico 8.</b> Coeficiente de flujo no Darcy en función de la permeabilidad.	116
<b>Gráfico 9.</b> Determinación de Reynolds modificado (Re*) a partir de la velocidad de flujo y la permeabilidad.	117
<b>Gráfico 10.</b> TWC vs LF para diferentes pwf's del intervalo 1 de Mugrosa B1.	118
<b>Gráfico 11.</b> TWC vs LF para diferentes pwf's del intervalo 2 de Mugrosa B1.	119
<b>Gráfico 12.</b> TWC vs LF para diferentes pwf's del intervalo 1 de Mugrosa B2.	119
<b>Gráfico 13.</b> TWC vs LF para diferentes pwf's del intervalo 2 de Mugrosa B2.	120
<b>Gráfico 14.</b> TWC vs LF para diferentes pwf's del intervalo de Toro Shale.	120
<b>Gráfico 15.</b> TWC vs LF para diferentes pwf's del intervalo de Discordancia.	121
<b>Gráfico 16.</b> SPR para los casos de estudio en UDEBHULU, Dickson O.	122

## LISTA DE FIGURAS

	<b>pág.</b>
<b>Figura 1.</b> Campos de petróleo del Valle Medio del Magdalena con problemas de arenamiento.	28
<b>Figura 2.</b> Localización Valle Medio del Magdalena.	29
<b>Figura 3.</b> Sistema de fallas del Valle Medio del Magdalena.	30
<b>Figura 4.</b> Columna estratigráfica generalizada de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.	31
<b>Figura 5.</b> Diagrama de Van Krevelen (eje Y: relación Hidrógeno/Carbono; eje X: relación Oxígeno/Carbono).	32
<b>Figura 6.</b> Arco de arena.	37
<b>Figura 7.</b> Relación Producción de arena vs. Tasa de flujo caso en Nigeria	41
<b>Figura 8.</b> Clasificación esquemática de los regímenes de esfuerzos.	44
<b>Figura 9.</b> Falla de tensión.	45
<b>Figura 10.</b> Falla de cizalla.	46
<b>Figura 11.</b> Modelo de falla de Mohr Coulomb de datos de pruebas triaxiales.	47
<b>Figura 12.</b> Geometrías de esfuerzos en muestras de rocas en laboratorio.	49
<b>Figura 13.</b> Representación gráfica de una prueba común de TWC.	51
<b>Figura 14.</b> Representación gráfica de la relación de Poisson.	52
<b>Figura 15.</b> Representación gráfica del módulo de Young (a), módulo de rigidez. (b) y “módulo bulk” (c).	53
<b>Figura 16.</b> Granos sólidos y poros irregulares en un medio poroso.	53
<b>Figura 17.</b> Esfuerzos tangenciales en la pared del pozo.	64
<b>Figura 18.</b> Estrategia para la predicción de arena como una función del tiempo, desde el comienzo hasta el estado estable. Y ~ Prod. Arena; X ~ tiempo)	67
<b>Figura 19.</b> Diagrama de flujo para la elección de los modelos para construcción de la metodología de arenamiento por fuerzas de arrastre.	84
<b>Figura 20.</b> Primer módulo de la metodología (Ingreso de datos).	92
<b>Figura 21.</b> Segundo módulo de la metodología propuesta.	97
<b>Figura 22.</b> Módulo tres (3) Validación de la metodología propuesta.	100
<b>Figura 23.</b> Flujoograma de determinación de índices a, b, c y d.	101

<b>Figura 24.</b> Interfaz de inicio.	103
<b>Figura 25.</b> Ingreso de datos.	104
<b>Figura 26.</b> Sección calcular datos.	104
<b>Figura 27.</b> Ingreso de datos por profundidad parte uno (1)	105
<b>Figura 28.</b> Ingreso de datos por profundidad parte dos (2).	106
<b>Figura 29.</b> Botón calcular promedios.	106
<b>Figura 30.</b> Mensaje de actualización de promedios.	107
<b>Figura 31.</b> Módulo de resultados.	107
<b>Figura 32.</b> Botón fechas.	108
<b>Figura 33.</b> Interfaz de la sección para ingresar datos de producción.	108
<b>Figura 34.</b> Relación de fechas.	109
<b>Figura 35.</b> Ingreso de datos de producción parte uno (1).	109
<b>Figura 36.</b> Ingreso de datos de producción parte dos (2).	110
<b>Figura 37.</b> Espacios dispuestos para ingreso de los índices a, b, c y d.	110
<b>Figura 38.</b> Matrices X y Y.	111
<b>Figura 39.</b> Ingreso a complementos de Excel.	111
<b>Figura 40.</b> Herramientas para análisis.	112
<b>Figura 41.</b> Selección de regresión en Excel.	112
<b>Figura 42.</b> Definición de rangos para regresión.	113
<b>Figura 43.</b> Matriz de resultados para los coeficientes a, b, c y d.	113
<b>Figura 44.</b> Resultado final de la validación (cálculo de porcentaje de error).	114

## LISTA DE ECUACIONES

	pág.
<b>Ecuación 1</b> Fuerza de arrastre (Drag).	39
<b>Ecuación 2.</b> Definición de esfuerzo.	42
<b>Ecuación 3.</b> Ecuación linealizada de la envolvente de falla de Mohr Coulomb.	46
<b>Ecuación 4</b> Módulo de rigidez.	52
<b>Ecuación 5.</b> Exponente en ecuación de densidad del gas (adimensional).	62
<b>Ecuación 6.</b> Valor adimensional en función de la presión en la vecindad del pozo (psi).	62
<b>Ecuación 7.</b> Valor adimensional en función de la presión en la cara de la cavidad (psi).	62
<b>Ecuación 8.</b> Condición para falla por tensión.	62
<b>Ecuación 9.</b> Caída de presión crítica planteada por Willson, et al.	63
<b>Ecuación 10.</b> Constante poroelástica.	63
<b>Ecuación 11.</b> Constante de Biot.	64
<b>Ecuación 12.</b> Factor de Carga como condición de arenamiento.	64
<b>Ecuación 13.</b> Número de Reynolds modificado según Willson, et al.	65
<b>Ecuación 14.</b> Coeficiente de flujo no-Darcy por Firoozabadi and Katz.	65
<b>Ecuación 15.</b> Condición de caída de presión de fondo fluyente crítica para el comienzo del arenamiento.	68
<b>Ecuación 16.</b> Tasa promedio de producción de arena.	71
<b>Ecuación 17.</b> Condición de arenamiento según X, Yi. (Estabilidad del túnel)	74
<b>Ecuación 18.</b> Condición de arenamiento según X, Yi. (Estabilidad de la punta del cañoneo)	74
<b>Ecuación 19.</b> Resistencia del arco.	75
<b>Ecuación 20.</b> Fuerza de arrastre (planteamiento inicial para la producción de arena).	77
<b>Ecuación 21.</b> Producción de arena en un tiempo determinado evaluada para la fuerza de arrastre.	78
<b>Ecuación 22.</b> Evolución de la porosidad (modificación al planteamiento inicial de la producción de arena).	78

<b>Ecuación 23.</b> Producción de arena en un tiempo determinado evaluada para cuando la porosidad ha excedido el límite de corte.	78
<b>Ecuación 24.</b> Ley de Kozeny-Carman (modificación final al planteamiento de la producción de arena).	78
<b>Ecuación 25.</b> Tasa de producción de arena de Willson et. al, modificada (pptb).	81
<b>Ecuación 26.</b> Índice de productividad.	88
<b>Ecuación 27.</b> Eficiencia de flujo.	88
<b>Ecuación 28.</b> Caudal máximo (BOPD)	88
<b>Ecuación 29.</b> Relación entre presión de fondo fluyente y presión estática del yacimiento.	89
<b>Ecuación 30.</b> Coeficiente de flujo no Darcy propuesto por Willson, S.M, et al. (2002).	89
<b>Ecuación 31.</b> Coeficiente de Poisson a partir de los módulos de Young y de Rigidez.	90
<b>Ecuación 32.</b> Esfuerzo efectivo propuesto por Willson, S.M, et al. (2002).	90
<b>Ecuación 33.</b> TWC.	91
<b>Ecuación 34.</b> Módulo Dinámico Compresional.	91
<b>Ecuación 35.</b> Constante poro elástica propuesta por Willson, S.M, et al. (2002).	91
<b>Ecuación 36.</b> Calculo de Reynolds modificado por Willson, et al. (2002).	93
<b>Ecuación 37.</b> Factor de Carga propuesto por Willson, S.M, et al. (2002).	93
<b>Ecuación 38.</b> Viscosidad en términos del número de Reynolds.	94
<b>Ecuación 39.</b> Velocidad promedio de flujo cruzando la superficie lateral del cañoneo o pozo en términos del número de Reynolds.	94
<b>Ecuación 40.</b> Caída de presión crítica propuesta por Willson, S.M, et al. (2002).	95
<b>Ecuación 41.</b> 'Presión de fondo fluyente crítica.	95
<b>Ecuación 42.</b> Caudal crítico para yacimientos subsaturados (Modificado).	96
<b>Ecuación 43.</b> Caudal crítico para yacimientos saturados.	96
<b>Ecuación 44.</b> Relación entre presión de fondo fluyente crítica y presión estática del yacimiento.	96
<b>Ecuación 45.</b> Arena observada.	98
<b>Ecuación 46.</b> Corte de agua.	98
<b>Ecuación 47.</b> Relación gas -líquido	98
<b>Ecuación 48.</b> Tasa de producción de arena predicha, modificada de Willson et. al (pptb).	99

<b>Ecuación 49.</b> Porcentaje de error.	99
<b>Ecuación 50.</b> Ecuación linealizada de la tasa de producción de arena predicha, modificada de Willson <i>et. al.</i>	100
<b>Ecuación 51.</b> Coeficiente de correlación $a$ , despejado del intercepto de la matriz de resultados.	101

## ABREVIATURAS

<b>µs</b>	Microsegundos
<b>ANH.</b>	Agencia Nacional de Hidrocarburos.
<b>Bbl.</b>	Barriles.
<b>BOPD</b>	Barriles de petróleo por día
<b>BPD</b>	Barriles por día
<b>BSFS.</b>	Bituima y La Salina <i>Fault System</i> (sistema de fallas de Bituima y La Salina).
<b>BSMF.</b>	Bucaramanga-Santa Marta <i>Fault System</i> (sistema de falla Bucaramanga-Santa Marta)
<b>cc</b>	Centímetro cúbico
<b>cP</b>	Centipoise
<b>E.S.F.S</b>	Espíritu Santo <i>Fault System</i> (sistema de falla Espíritu Santo)
<b>Fm.</b>	Formación.
<b>ft</b>	Pie
<b>g</b>	Gramos
<b>H</b>	Hidrógeno
<b>In</b>	Pulgada
<b>Lb</b>	Libras
<b>m</b>	mes
<b>Max.</b>	Máximo.
<b>mD</b>	Milidarcies
<b>Min.</b>	Mínimo.
<b>mm</b>	Milímetros.
<b>Mpa</b>	Mega Pascales
<b>O</b>	Oxígeno
<b>pptb</b>	<i>Pounds per thousand barrel of oil</i> (Libras por cada mil barriles de petróleo)

<b>psi</b>	<i>Pounds Per Square Inch</i> (libras por pulgada cuadrada)
<b>s</b>	Segundos
<b>scf</b>	<i>Standard cubic feet</i> (Pies cúbicos estándar)
<b>TWC</b>	<i>Thick-Walled Cylinder</i> (cilindro de pared gruesa)
<b>UCS</b>	<i>Uniaxial Compressive Stress</i> [Resistencia Uniaxial compresiva (psi)]
<b>VMM.</b>	Valle Medio del Magdalena.

## GLOSARIO

**ARENA**<sup>1</sup>: grano detrítico cuyo diámetro oscila entre 0.0625 y 2 mm de acuerdo con la escala de Wentworth.

**ARRASTRE**: arrastre es la fuerza sobre un cuerpo ocasionada por el fluido que opone resistencia en la dirección del movimiento del cuerpo

**CEMENTO**: material que se precipita entre los granos desde los fluidos intersticiales y favorece la cohesión entre los granos de la roca. Son ejemplos de cemento, minerales como la calcita y el cuarzo.

**CONTROL DE ARENA**: aplicación de técnicas para restringir el ingreso de partículas de arena en la corriente de flujo del pozo.

**FINOS**<sup>2</sup>: fragmentos de roca cuyo diámetro es menor a 0.0625 mm de acuerdo con la escala de Wentworth. Los finos pueden incluir diferentes materiales, tales como las arcillas y los limos.

**NÚMERO DE REYNOLDS**<sup>3</sup>: número adimensional que expresa el equilibrio de fuerzas viscosas e intersticiales sobre una pequeña parte de fluido en movimiento.

**PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE** (*Bottom hole pressure*): es la presión usada para determinar la productividad del pozo, capaz de vencer las caídas de presión a través del medio poroso y completamiento, con la misma energía del yacimiento.

**PRODUCCIÓN DE ARENA**: migración de partículas de arena desde el yacimiento hacia las facilidades.

**TAMAÑO DE GRANO**: variable granulométrica utilizada para caracterizar las dimensiones de los granos de las rocas sedimentarias clásticas.

**TASA DE FLUJO CRÍTICA**: en operaciones con control de arena, es la tasa de producción máxima por debajo de la cual la producción de sólidos junto con el fluido producido es uniforme. Es decir, para una tasa de flujo mayor a esta la producción de sólidos aumentará de manera significativa.

---

<sup>1</sup> SCHLUMBERGER OILFIELD GLOSSARY [Consultado en Septiembre 27, 2017]. Disponible en: <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/sand.aspx>>

<sup>2</sup> SCHLUMBERGER OILFIELD GLOSSARY [Consultado en Septiembre 27, 2017]. Disponible en: <[http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/f/fines\\_migration.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/f/fines_migration.aspx)>

<sup>3</sup> ALLABY, Michael. Aoe Dictionary of Geology and Earth Sciences. 4. ed. ed. Oxford: Oxford Univ. Press, 2013. 9780199653065.P 494.

**SOLAPE TRANSGRESIVO**<sup>4</sup>: distribución especial de las reflexiones observadas en los datos sísmicos que de acuerdo con los principios de la estratigrafía secuencial, se produce durante los episodios de transgresión.

**VISCOSIDAD DINÁMICA**<sup>5</sup>: en un “fluido fluyendo”, es una medida de la resistencia del fluido a cambiar su forma.

---

<sup>4</sup> SCHLUMBERGER OILFIELD GLOSSARY [Consultado en Agosto 01, 2017]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms.aspx?LookIn=term%20name&filter=onlap>

<sup>5</sup> ALLABY, Michael. Op cit., p.184.

## **RESUMEN**

Los yacimientos cuyas formaciones de areniscas pertenecen al periodo terciario, son más propensos a presentar eventos de producción de arena durante la producción de hidrocarburos. La cuenca del Valle Medio del Magdalena presenta características que la hacen una zona de amplio potencial de producción de arena.

La producción de arena es uno de los mayores desafíos que enfrenta la industria petrolera debido a los efectos negativos que acarrea este problema, entre ellos la pérdida de productividad de hidrocarburos. Las fuerzas de arrastre en el medio poroso representan un factor influyente, ya que cuando estas son muy grandes favorecen el arrastre de los granos de arena de la formación hacia los pozos productores.

En el presente trabajo se realiza la recopilación y análisis de diferentes modelos matemáticos, para la selección de aquellos que permitieran la construcción de una metodología, que tiene por objeto la estimación de factores críticos en la producción de arena por fuerzas de arrastre. Adicionalmente se integró dicha metodología a una herramienta computacional de fácil manejo.

Finalmente se presentan herramientas gráficas para la lectura de parámetros que influyen en las fuerzas de arrastre, haciendo uso de datos reales en rangos característicos de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

## **PALABRAS CLAVE**

Metodología  
Factores Críticos  
Producción Arena  
Fuerzas Arrastre

## INTRODUCCIÓN

Las fuerzas de arrastre en la producción de arena son un aspecto relevante durante el flujo de fluidos, las cuales están influenciadas principalmente por la velocidad de flujo, factor que a su vez depende de diversos parámetros. Bajo un régimen de flujo turbulento en la cara del pozo, dominado por un alto número de Reynolds en flujo no Darcy, se favorece la limpieza de las cavidades generadas por los cañoneos, de tal manera que es ahí donde la velocidad tiene mayor influencia en las fuerzas de arrastre; por el contrario, cuando el flujo de fluidos en el medio yacimiento-cara del pozo se da en régimen laminar la viscosidad es el factor más dominante.

Por otra parte, la geomecánica es una rama muy amplia que permite determinar la resistencia de la roca y los esfuerzos que actúan sobre esta, en muchas ocasiones las compañías por cuestiones financieras y/o económicas llevan los niveles de producción de hidrocarburos a niveles tan altos que generan grandes caídas de presión en los pozos, conllevando al fallo de la roca y por ende a la producción de arena. Debido a este aumento en la tasa de producción aumenta también la velocidad a la cual se mueve el fluido, por tanto, a mayores valores de esta se da también el aumento de las fuerzas de arrastre del fluido sobre los granos de arena.

Existen diversos modelos planteados relacionados a la producción de arena, pero pocos involucran el efecto de las fuerzas de arrastre. Es importante el entendimiento de dicho fenómeno para la agrupación de aquellos modelos que permitan estimar factores críticos para el control de la producción de arena, ya que pueden ser claves en caso de requerir toma de decisiones.

Con esta investigación se busca identificar los factores críticos que puedan inducir la producción de arena por fuerzas de arrastre, y plantear una metodología que permita la estimación de dichos factores mediante el desarrollo de las ecuaciones de los modelos matemáticos seleccionados.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Proponer una metodología que permita estimar los factores críticos que puedan inducir la producción de arena por fuerzas de arrastre.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

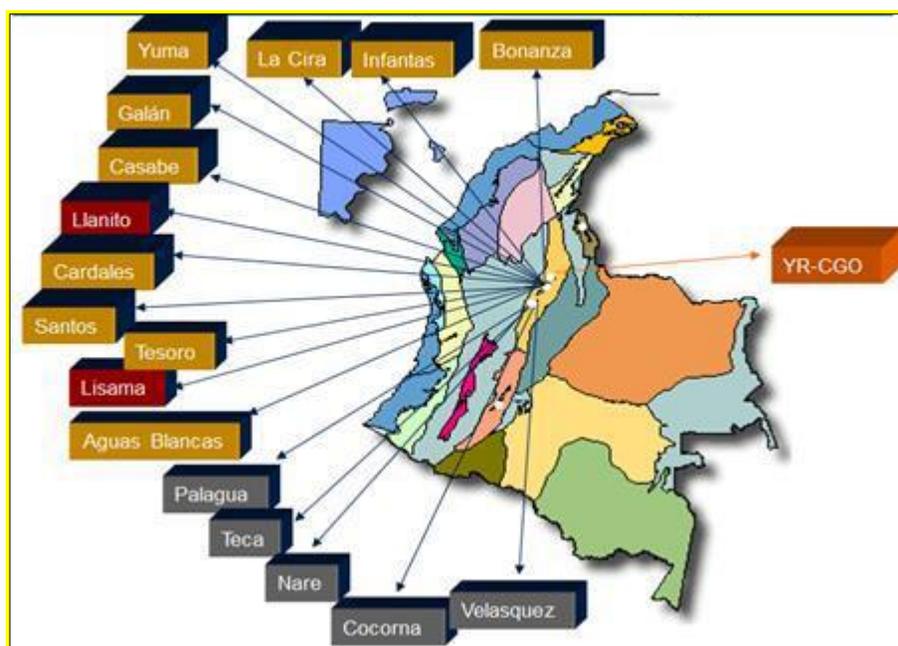
1. Describir las principales características de las formaciones del campo de estudio.
2. Analizar los modelos matemáticos existentes que definen la producción de arena por fuerzas de arrastre.
3. Definir las variables y parámetros relacionados con la producción de arena por fuerzas de arrastre.
4. Construir la metodología con base en los modelos seleccionados para estimar los factores críticos.
5. Integrar la metodología de fuerzas de arrastre a la herramienta computacional (Excel).
6. Proponer herramientas gráficas en el dominio de las funciones relacionadas con modelos de arenamiento seleccionados en formaciones de pobre consolidación.

## 1. GENERALIDADES GEOLÓGICAS DEL ÁREA DE ESTUDIO

Un gran número de campos de la cuenca del Valle Medio del Magdalena producen hidrocarburos con alta tasa de producción de arena como se ilustra en la **Figura 1**. En respuesta a dicho problema, según un diagnóstico de los mecanismos de control de arena en cinco cuencas de Colombia, en el VMM se encuentra el 48,2%<sup>6</sup> del total de los pozos con mecanismos instalados al año 2015.

Durante la recuperación primaria se ha producido arena en muchos de estos campos, pero se ha agudizado aún más en recuperaciones secundarias.<sup>7</sup>

**Figura 1.** Campos de petróleo del Valle Medio del Magdalena con problemas de arenamiento.



**Fuente.** JAIMES, M. G.; QUINTERO, Y. A. and MARTIN, D. P. A Review at the Problem of Sanding in Colombia: Evolution and Cases of Evaluation for Sand Exclusion and Management Alternatives. Society of Petroleum Engineers, 2014. p. 2.

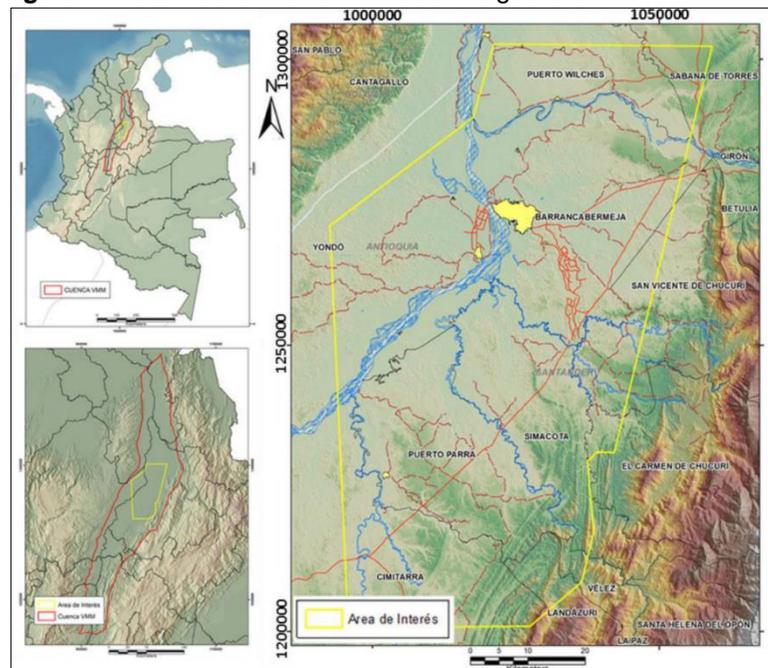
<sup>6</sup> GONZÁLEZ AMADO, Esteban Felipe and RAMÍREZ ÁVILA, Juan David. DISEÑO DE UNA METODOLOGÍA DE SELECCIÓN PRELIMINAR DE SISTEMAS DE CONTROL DE ARENA PARA LOS CAMPOS OPERADOS POR ECOPETROL S.A. EN COLOMBIA. Bogotá D.C: Fundación Universidad de América, 2016. p. 125.

<sup>7</sup> JAIMES, M. G.; QUINTERO, Y. A. and MARTIN, D. P. A Review at the Problem of Sanding in Colombia: Evolution and Cases of Evaluation for Sand Exclusion and Management Alternatives: Society of Petroleum Engineers, 2014.

## 1.1 LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA

Según MALAGÓN, Jonathan<sup>8</sup>, esta cuenca sedimentaria de 32.949 Km<sup>2</sup> de superficie se cataloga como la segunda más importante del país e incluye parte de los departamentos de Boyacá, Cundinamarca, Antioquia, Santander, Norte de Santander, Cesar, Bolívar y Casanare como se ilustra en la **Figura 2**; en ella se produce el 15,2% del crudo total de país, correspondiendo el 64,5% a crudos pesados y 25,5% a crudos medianos.

**Figura 2.** Localización Valle Medio del Magdalena.



**Fuente.** SUÁREZ RUEDA, Carlos Orlando. Arenas basales del Cretáceo inferior, potencial roca hidrocarburífera en la región central de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia. Medellín Colombia.: Universidad Nacional de Colombia, 2016. p. 3.

## 1.2 RASGOS ESTRUCTURALES Y CONTEXTO GEOLÓGICO

Estructuralmente el Valle Medio del Magdalena se desarrolló bajo diversos episodios tectónicos según COOPER, M. A., *et al.*, 1995<sup>9</sup>, en donde se resalta especialmente el levantamiento en la era terciaria de las cordilleras Central y Oriental (edad Paleoceno Tardío-Eoceno Temprano a Mioceno Medio-Plioceno), involucrada tanto con el levantamiento de la Cordillera Central como con el de la

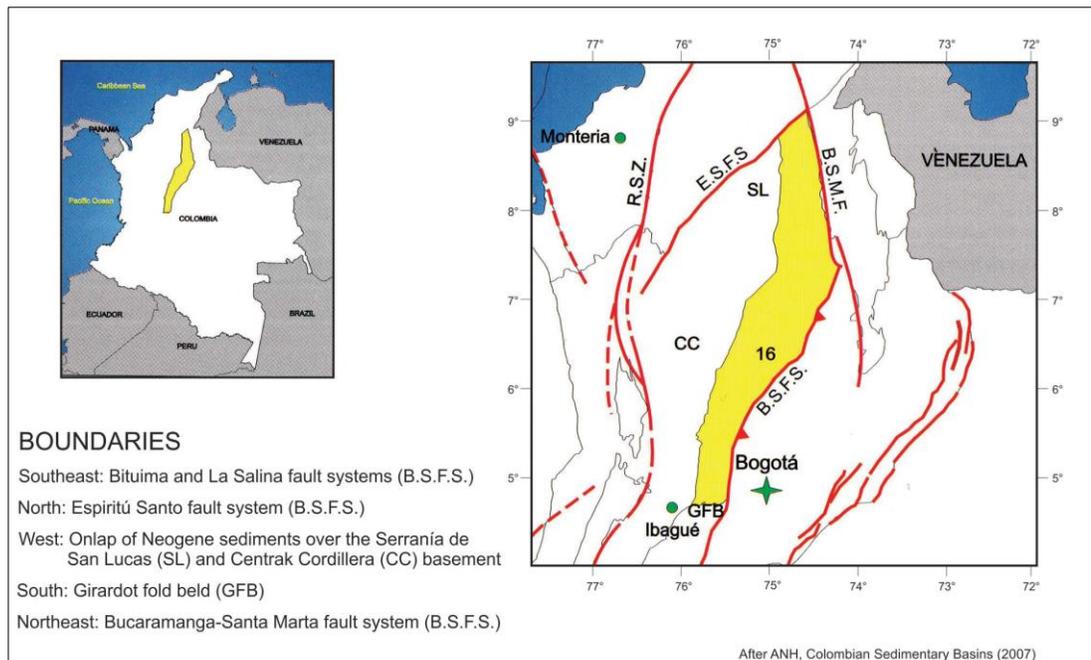
<sup>8</sup> MALAGÓN, Jonathan. La competitividad del sector de hidrocarburos en las diferentes regiones de Colombia. Colombia: Litterär Gestaltning, 2016. p.17.

<sup>9</sup> COOPER, M. A., *et al.* 1995 Basin Development and Tectonic History of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia. En: AAPG BULLETIN. vol. 79, no. 10, p. 1431.

## Cordillera Oriental.

Como se denota en la **Figura 3**, la cuenca está limitada en el sureste por el sistema de fallas Bituima y la Salina, al norte por el sistema de fallas de Espíritu Santo, al oeste por un avance transgresivo de sedimentos del Neógeno sobre la Serranía de San Lucas y las rocas metamórficas de la Cordillera Central y al sur por el rasgo estructural del cinturón plegado de Girardot que marca la falla de Ibagué; al noreste por el sistema de fallas de Bucaramanga-Santa Marta.

**Figura 3.** Sistema de fallas del Valle Medio del Magdalena.

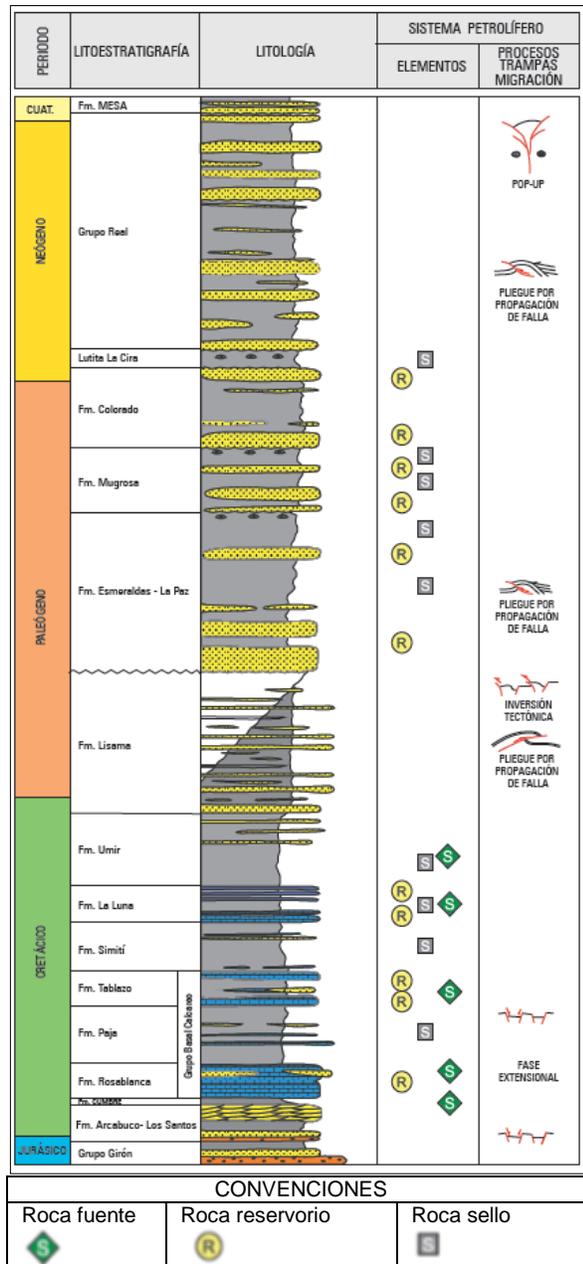


**Fuente.** SARMIENTO, Luis F. Petroleum Geology Of Colombia. : Medellín Colombia: 2011. p.17.

### 1.3 ESTRATIGRAFÍA

En la columna estratigráfica de la **Figura 4**, se muestran los intervalos en los que la depositación de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena puede ser separada, correspondiendo en primera instancia a sedimentitas Jurásicas y Cretácicas basales en el Grupo Girón y la Formación los Santos, de origen transicional a marino. Seguidamente: las formaciones Rosablanca, Paja, Tablazo, Simití, La Luna y Umir; estas sedimentitas cretácicas se depositan con cambios de ambiente marino a pantanoso y en donde la Formación Lisama representa un ambiente deltaico. Por último, bajo un ambiente predominantemente fluvial, se depositan las rocas siliciclásticas del Paleógeno-Neógeno para dar paso a las formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa, Colorado, Grupo Real y la Mesa.

**Figura 4.** Columna estratigráfica generalizada de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.



**Fuente.** Halliburton and ANH. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos: 2012. p. 29.

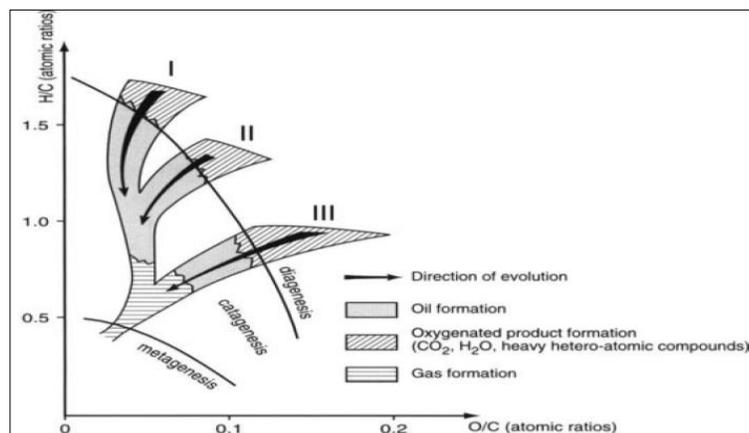
## 1.4 SISTEMA PETROLÍFERO

**1.4.1 Roca fuente.** Los principales niveles de roca fuente de la cuenca del Valle Medio del Magdalena corresponden a las formaciones Tablazo, La Luna y Simití así como la roca fuente secundaria a la Formación Umir<sup>10</sup>.

La Formación la Luna según Suárez (2016) para el intervalo superior de edad Cenomaniano-Turoniano, presenta un valor promedio de Carbono Orgánico Total (TOC) de 3,5%, valor correspondiente a una excelente roca generadora. El kerógeno es tipo II, “típico de ambientes marinos anóxicos, con valores intermedios de relaciones atómicas H/C y H/O”, es decir, que representan más productos aromáticos y nafténicos<sup>11</sup>; con menores cantidades de tipo I y III, adicionalmente tiene 400 HC/g de Índice de Hidrógeno (IH)<sup>12</sup>.

En la **Figura 5** se ilustran las diferentes etapas que sufren los sedimentos, en donde según la posición representa el origen del kerógeno y la evolución térmica. En la diagénesis inicial, los efectos bacterianos pueden generar gas metano biogénico, en posteriores etapas (catagénesis y metagénesis) con el aumento de la profundidad la cual es proporcional a la temperatura, se da la transformación de hidrocarburos líquidos y gaseosos.

**Figura 5.** Diagrama de Van Krevelen (eje Y: relación Hidrógeno/Carbono; eje X: relación Oxígeno/Carbono).



**Fuente.** BIJU-DUVAL, Bernard. Sedimentary Geology Sedimentary Basins, Depositional Environments, Petroleum Formation. Capilano Press Society, 2002. p. 571.

<sup>10</sup> BARRERO, Dario, *et al.* Colombian Sedimentary Basins: Bogotá D.C: 2007. p. 80.

<sup>11</sup> BIJU-DUVAL, Bernard. Sedimentary Geology - Sedimentary Basins, Depositional Environments, Petroleum Formation. Capilano Press Society, 2002. p. 570-571.

<sup>12</sup> SUÁREZ RUEDA, Carlos Orlando. Op. Cit. p. 16.

Por otra parte, el contenido de carbón orgánico total de las formaciones Rosablanca, Paja y Tablazo para el intervalo inferior de edad Barremiano-Albiano Medio tiene un valor promedio de TOC de 2,4%, y un IH de 200 mg HC/g<sup>13</sup>.

**1.4.2 Roca reservorio.** La mayor cantidad de reservas de petróleo existentes en la cuenca corresponde a areniscas del Paleógeno-Neógeno, es decir, pertenecientes al periodo terciario, el cual se asocia a reservorios con problemas de producción de arena<sup>14</sup> de las formaciones La paz, Esmeralda, Mugrosa y Colorado, con datos promedios según la ANH<sup>15</sup> de porosidad de entre 15 al 20% y de permeabilidades variantes desde 20 hasta 600 mD. En el Cretácico Tardío los reservorios principales se encuentran en las formaciones Rosablanca y Tablazo, en la Formación La Luna (calizas fracturadas naturalmente), y con menor cantidad de reservas, en la Formación Los Santos (Cretácico Temprano).

**1.4.3 Roca sello.** La roca sello se encuentra en las formaciones Esmeraldas y Colorado (Paleógeno). En el Cretácico lo conforman las lutitas de las formaciones Simití y Umir.<sup>16</sup>

**1.4.4 Trampa petrolífera.** La exploración ha estado direccionada hacia acumulaciones prospectivas estructurales, asociadas a antiformes y fallas inversas, así como también a fallas normales reactivadas durante la Orogenia Andina. Adicionalmente: pliegues extensos a los que se asocian mayores espesores de reservorio. También hay trampas combinadas de estructura y variaciones laterales de facies litológicas.<sup>17</sup>

---

<sup>13</sup> Ibid., p.16.

<sup>14</sup> PENBERTHY, W. L. and SHAUGHNESSY, C. M. Sand control. Richardson, TX: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, 1992. p. 1. ISBN 1555630413

<sup>15</sup> BARRERO, Dario, *et al.* Op. cit., p. 80.

<sup>16</sup> Ibid., p.80.

<sup>17</sup> SUÁREZ RUEDA, Carlos Orlando. Op. cit., p. 17.

## 2. GENERALIDADES DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

### 2.1 DEFINICIÓN

La producción de arena es uno de los problemas más antiguos y frecuentes en la producción de hidrocarburos a nivel mundial. Se genera debido al movimiento de los fluidos desde el yacimiento hacia los pozos; originando el desprendimiento de los granos de arena de la formación a causa de las fuerzas de arrastre y los gradientes de presión; lo cual conlleva a grandes retos técnicos y económicos para los ingenieros en el área de yacimientos, completamiento y producción de hidrocarburos.

### 2.2 CAUSAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

Según Allen<sup>18</sup> generalmente se asocia el problema de producción de arena a formaciones someras de edad terciaria, aunque también existe la posibilidad de encontrar problemas de arenamiento en formaciones con profundidades mayores a los 12000 ft.

“El volumen y la tasa de producción de arena no son controlados solamente por factores geomecánicos como la resistencia y los esfuerzos de la roca, sino también son influenciados por procesos hidrodinámicos. Disminución en la presión del yacimiento, cambios en la tasa de producción, incremento del corte de agua y cambio en la relación gas-petróleo de un pozo son todos factores que influyen en el volumen y la tasa de producción de arena”<sup>19</sup>.

Penberthy<sup>20</sup> presenta las siguientes causas de producción de arena:

---

<sup>18</sup> ALLEN, Thomas O. and ROBERTS, Alan P. Production operations. Tulsa: Oil & Gas Consultants International, 1982. p.35.

<sup>19</sup> RAY. P., *et al.* Estimating Sand Production Volume in Oil and Gas Reservoir: Amsterdam, Netherlands: 2014. p. 6.

<sup>20</sup> PENBERTHY, W. L. and SHAUGHNESSY, C. M. Op. cit., p. 1-3.

**2.2.1 “Flujo de fluidos”.** El flujo de los fluidos desde el yacimiento hacia el pozo es la causa de mayor peso en la producción de arena, además este factor es proporcional a la caída de presión entre el pozo y el yacimiento. Las fuerzas de arrastre dentro del yacimiento generadas por el flujo de los fluidos están en función de la viscosidad de éstos y la velocidad a la cual fluyen. La cohesión del material es la restricción en contra de estos esfuerzos, es por ello que la tasa de producción del pozo y el grado de consolidación natural presente en la formación son los factores que determinan la producción de arena.

**2.2.2 “Factor geológico”.** La producción de arena es un problema común alrededor del mundo en todos los yacimientos de areniscas con producción de petróleo y/o gas. Este problema se presenta con mayor frecuencia en formaciones de la edad terciaria debido a que son jóvenes y someras y por lo tanto no presentan una buena consolidación, es decir con valor de Resistencia Uniaxial Compresiva (UCS) menor a 100 psi. Mientras que para pozos más profundos es común encontrar una mayor consolidación; pero dependiendo de las tasas de producción que cada pozo presente, las fuerzas de arrastre pueden causar problemas de arenamiento en pozos donde UCS es superior a 1000 psi.

- **Consolidación natural.** Contrario a las fuerzas de los fluidos, se encuentran las fuerzas de restricción las cuales buscan mantener los granos de arena en su lugar; estas surgen del grado de litificación, la fricción intergranular, la fuerza de gravedad y las fuerzas capilares. La presión de poro ayuda a soportar el peso de la sobrecarga, es decir, aliviando un poco los esfuerzos sobre los granos de arena.

Sin embargo, la prueba de esfuerzo compresivo de una formación es la mejor medida para la consolidación natural.

**2.2.3 Tasa de producción.** En yacimientos de rocas clásticas, cuando los fluidos son producidos, los esfuerzos de la formación se ven afectados llevando al movimiento de los granos de arena, estos esfuerzos son causados por diferencias de presión en la formación, fuerzas friccionales del fluido y el peso de la sobrecarga. Cuando la combinación de estos esfuerzos es mayor que las fuerzas que mantienen adheridos los granos en condiciones de yacimiento, la arena puede ser producida.

**2.2.4 Tiempo.** Predecir el comportamiento de la producción de arena no solo se hace complicado por los datos limitados que se tienen sino también por el cambio de muchos factores con el paso del tiempo, como, por ejemplo: el decrecimiento en la presión del yacimiento incrementa la fuerza de sobrecarga en los granos de arena, o la producción de agua puede disolver la cementación natural de la formación y reducir la permeabilidad como resultado de los efectos sobre la permeabilidad efectiva. Entre muchas posibilidades y la mayoría sólo intrínsecas de cada yacimiento en particular y dependientes del tiempo.

**2.2.5 Flujo multifásico.** En muchos casos se muestra el aumento de la producción de arena cuando la producción de petróleo viene acompañada de agua y/o gas.

**2.2.6 Efectos termales.** Los efectos por altas temperaturas asociados a inyección de vapor y procesos de recuperación de petróleo por combustión han mostrado una alta tendencia al incremento en la producción de arena<sup>21</sup>.

### 2.3 EFECTOS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

Los principales efectos de la producción de arena expuestos por Penberthy<sup>22</sup> se dan a nivel de yacimiento y de superficie:

**2.3.1 Equipos de superficie.** La eliminación de arena de los equipos de superficie es un problema común tanto en operaciones *onshore* como en *offshore*, pero puede convertirse en un problema mayor en *offshore* ya que facilidades especiales de tratamiento son requeridas para remover la arena desde el pozo de petróleo antes de disponerla mar-afuera. Los problemas derivados de la producción de arena se convierten en graves cuando esta es arrastrada y llevada a velocidades suficientes para erosionar los equipos de superficie, como válvulas y estranguladores, necesitando remplazos periódicos de éstos.

La peor complicación de la producción de arena es la erosión en los equipos de superficie, hasta el punto de falla de éstos, permitiendo que el gas o petróleo a alta presión escapen, generando esta situación un grave peligro para la seguridad del personal de campo y la contaminación ambiental consiguiente. La erosión de los equipos es mayor cuando el flujo del pozo está en estado turbulento y menor cuando está produciendo en flujo laminar.

**2.3.2 Daños de tubulares.** Las fallas en tuberías pueden venir acompañadas de producción de arena en el intervalo productor, significando la pérdida del pozo.

---

<sup>21</sup> Ibid., p. 3.

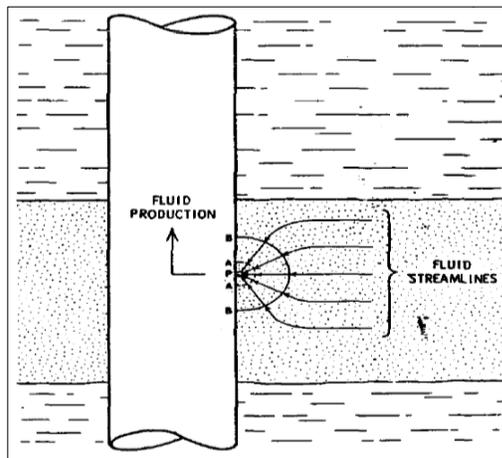
<sup>22</sup> Ibid. p. 3.

En un ejemplo, el pozo Louisiana *offshore*<sup>23</sup> con 7 in en la tubería de producción, se expandió a 8 in en una distancia de 5 ft a 10 ft. La arena producida puede acelerar los procesos de corrosión por exponer el metal a los fluidos, además de causar daños en los equipos de fondo.

**2.3.3 Pérdida de productividad.** Las condiciones de pérdida de productividad por arenamiento ocurren cuando la velocidad del fluido es insuficiente para suspender completamente la arena producida y permitir el flujo completo de esta a través del pozo. En la mezcla de fluidos producidos, la arena “sedimentada” puede entonces llenar la tubería de producción y bloquear el flujo. La cantidad de esta para taponar y parar el flujo depende de las condiciones del pozo. Un simple cálculo del flujo de Darcy indica que sólo unas pocas pulgadas de taponamiento son requeridas para reducir la tasa de flujo sustancialmente. Estos taponamientos de arena deben ser removidos por medio de trabajos de intervención antes que la producción pueda ser restaurada.

Se da pérdida de la productividad cuando se forman “Arcos de arena” en la tubería de producción como se ilustra en la **Figura 6**, en donde la estabilidad del cañoneo es controlada por arcos formados en el canal de flujo que con el control de la caída de presión, estos pueden mantenerse estables en el tiempo<sup>24</sup>.

**Figura 6.** Arco de arena.



**Fuente.** STEIN, Nathan and HILCHIE, D. W. Estimating the Maximum Production Rate Possible from Friable Sandstones Without Using Sand Control: Society of Petroleum Engineers, p. 1159.

<sup>23</sup> ALLEN, Thomas O. and ROBERTS, Alan P. Op. cit., p. 3.

<sup>24</sup> JAIMES, M. G.; QUINTERO, Y. A. and MARTIN, D. P. Op. cit., p. 2.

## 2.4 FACTORES PARA LA ELECCIÓN DE UN MÉTODO DE CONTROL DE ARENA

Bellarby, J.<sup>25</sup> define los siguientes criterios a tener en cuenta para la selección adecuada del mecanismo de control de arena:

**2.4.1 Confiabilidad en herramientas y técnicas.** Este factor es demasiado importante, especialmente en el caso de los pozos submarinos. Se debe realizar un adecuado uso de los datos históricos para asegurar que las herramientas y técnicas a utilizar han presentado buenos resultados en situaciones similares.

**2.4.2 Productividad.** Se requieren realizar perfiles de producción de los pozos bajo condiciones establecidas previamente para verificar que el mecanismo a instalar no afecte sensiblemente la producción del pozo.

**2.4.3 Costo.** Se debe realizar un análisis global de este factor y tener en cuenta los equipos, la instalación de la herramienta y sus costos asociados.

**2.4.4 Habilidad para controlar agua o gas.** Para caracterizar cuantitativamente el beneficio, se hace necesaria la simulación de perfiles de producción que permitan observar el comportamiento de esta producción de agua o gas con la técnica de control de arena a instalar.

## 2.5 LAS FUERZAS DE ARRASTRE EN LA PRODUCCIÓN DE ARENA

Cuando se habla de producción de arena se hace necesario acudir al término de “fuerzas de arrastre” ya que es un factor que va directamente relacionado con la vida productiva de los pozos de hidrocarburos; cuando estas fuerzas se hacen mayores a las fuerzas de compresión de la roca se produce una desestabilización entre los granos y el material cementante venciendo la fricción interna de la formación, todo esto induciendo producción de arena desde el yacimiento hacia los pozos productores.

Según lo expuesto por Allen, T., *et al.*<sup>26</sup>. Las Fuerzas de arrastre se producen con el flujo de los fluidos desde el yacimiento hacia el pozo y se incrementan con altas tasas de flujo y alta viscosidad de los fluidos.

---

<sup>25</sup> BELLARBY, Jonathan. Well completion design. Amsterdam, Netherlands; Boston, Mass.: Elsevier, 2009. p. 226. ISBN 9780444532107; 0444532102.

<sup>26</sup> ALLEN, Thomas O. and ROBERTS, Alan P. Op. cit., p. 35.

**2.5.1 Definición de arrastre.** Arrastre es el componente de la fuerza resultante ejercida por un fluido sobre un cuerpo paralela al movimiento relativo del fluido: según GILES, Ranald V.<sup>27</sup>

Se define arrastre mediante la **Ecuación 1** expuesta en la literatura.<sup>28</sup>

**Ecuación 1** Fuerza de arrastre (Drag).

$$\text{Drag} \left( \frac{\text{masa} * \text{Unidad lineal}}{\text{seg}^2} \right) = C_D (\text{adimensional}) * \rho \left( \frac{\text{masa}}{\text{volumen}} \right) * A (\text{área}) * \frac{V^2 \left( \frac{\text{Unidad lineal}^2}{\text{seg}^2} \right)}{2}$$

**Fuente:** MOTT, Robert. Mecánica de Fluidos; 6ª ed. Pearson, 2006. P. 522.

Donde:

$C_D$  = Coeficiente de arrastre (adimensional)

$\rho$  = La densidad del fluido (Unidades de masa / unidades de volumen).

$A$  = Algunas características del área, usualmente es el área proyectada en un plano perpendicular al movimiento relativo del fluido (unidades de área).

$V$  = Velocidad relativa del fluido con respecto al cuerpo (unidades lineales / tiempo).

**2.5.2 Tipos de fuerzas de arrastre.** Existen tres tipos de fuerzas de arrastre según BERG, Robert R.<sup>29</sup> cada una depende del tipo de flujo alrededor del grano.

- El “arrastre viscoso” que actúa cuando se tiene flujo laminar, es decir, la velocidad de flujo es relativamente baja. La viscosidad del fluido ejerce la fuerza dominante del fluido, es la principal causa del arrastre.
- El “arrastre de superficie” que actúa cuando hay una transición desde flujo laminar a flujo turbulento, es decir la velocidad de flujo es mayor que en flujo laminar y la masa del fluido en movimiento es la principal causa de arrastre.
- El “arrastre de forma” actúa en flujo completamente turbulento, la velocidad de flujo es muy alta y la principal causa del arrastre es energía cinética.

<sup>27</sup> GILES, Ranald V. Fluid Mechanics and Hydraulics. 2. ed. Ed. New York: Schaum Publ, 1962. p. 193.

<sup>28</sup> MOTT, Robert. Mecánica de Fluidos; 6a ed. Pearson, 2006. p. 522.

<sup>29</sup> BERG, Robert R. Reservoir sandstones. Englewood Cliffs, NJ: Prentice-Hall, 1986. 1-468 p. ISBN 9780137743735. p. 52.

**2.5.3 Factores para reducir las fuerzas de arrastre.** Allen, T., *et al.*<sup>30</sup> Plantea una serie de factores a tener en cuenta para la reducción de estas fuerzas de arrastre ya que es una de las maneras más sencillas para controlar la producción de arena:

**2.5.3.1 Aumento del área de flujo.** Para una tasa de producción fija, la tasa de flujo por unidad de área puede ser reducida:

- Proporcionando canales de flujo limpios de la sección productora.
- Incrementando la densidad del cañoneo.
- Mayor longitud del cañoneo (perpendicular a la dirección del pozo).
- Creando un camino conductivo a cierta distancia dentro del yacimiento por medio de una fractura empaquetada. (según las condiciones mismas que se requieren para dicho procedimiento).

Frecuentemente, buenas prácticas de completamiento, uso de fluidos limpios, y cuidadosa selección de cargas de cañoneo, adicionalmente del control sobre el diferencial de presión entre el yacimiento y el pozo, pueden reducir efectivamente un serio problema de arenamiento.

**2.5.3.2 Restricción de la tasa de producción.** Es una cuestión económica importante el manejar tanto las consideraciones del yacimiento como la demanda del mercado para determinar la tasa máxima o crítica de producción por encima de la cual la producción de arena se convierte en "excesiva".

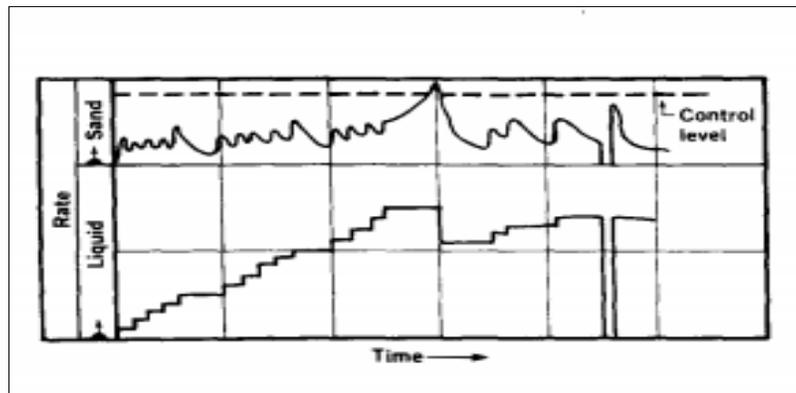
La técnica "Bean-up" en Nigeria mide la concentración de producción de arena versus la tasa de producción y su relación, como lo muestra la **Figura 7**. A medida que la velocidad del fluido se incrementa paso a paso, la concentración de arena salta en cada incremento y luego disminuye hasta la concentración original. El efecto de oleada aparentemente rompe "los arcos de arena" (ver **Figura 6**) inestables los cuales se reforman a una tasa de flujo mayor.

Cuando se alcanza el rango crítico, "los arcos de arena"(ver **Figura 6**) no se reforman ya que la fuerza en la estructura ha sido excedida y la producción de arena continúa a tasas más altas. La tasa de producción debe entonces reducirse considerablemente por debajo del rango crítico para permitir que los "arcos de arena" se reformen; después de lo cual la tasa puede aumentarse hasta un nivel por debajo del crítico.

---

<sup>30</sup> ALLEN, Thomas O. y ROBERTS, Alan P. Op. cit., p. 36-37.

**Figura 7.** Relación Producción de arena vs. Tasa de flujo caso en Nigeria



**Fuente.** ALLEN, Thomas O. and ROBERTS, Alan P. Production operations. Tulsa: Oil & Gas Consultants International, 1982. p. 38.

**2.5.4 Factores críticos de las fuerzas de arrastre que influyen en la producción de arena.** Los factores que influyen para que los fluidos producidos generen un arrastre tal en la formación, que contribuyan a la producción de arena son:

**2.5.4.1 Caudal crítico.** “En operaciones con control de arena, es la tasa de producción máxima por debajo de la cual la producción de sólidos junto con el fluido producido es uniforme. Cuando la tasa de flujo supera este umbral, la producción de arena y finos aumenta significativamente”<sup>31</sup>.

**2.5.4.2 Drawdown crítico.** Diferencial de presión entre el yacimiento y el pozo por encima de la cual la tasa de flujo generada por esta caída de presión estará en un nivel crítico y la producción de sólidos aumentará significativamente.

**2.5.4.3 Viscosidad.** Bajo el régimen de flujo laminar, la viscosidad es la propiedad más influyente en la fuerza de arrastre que ejerce el fluido sobre los granos de arena de la formación.

**2.5.4.4 Velocidad de flujo.** Cuando el flujo de los fluidos desde el yacimiento hacia el pozo se da bajo régimen de flujo turbulento, la velocidad es la variable de mayor influencia para el desprendimiento y transporte de los granos de arena, ya que el arrastre de los granos de arena se da si las fuerzas de arrastre son lo suficientemente grandes como para transportar los granos.<sup>32</sup>

<sup>31</sup> SCHLUMBERGER OILFIELD GLOSSARY [Consultado en Agosto 01, 2017]. Disponible en: <[http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/critical\\_flow\\_rate.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/critical_flow_rate.aspx)>

<sup>32</sup> ARAUJO GUERRERO, Edson Felipe. Modelo de predicción y cuantificación de la producción de

### 3. VARIABLES RELACIONADAS

A continuación, se abordarán parámetros y variables geomecánicas y de relación al flujo de fluidos, los cuales, aunque explícitamente no se refieran al término arrastre, si son influyentes en la producción de arena por fuerzas de arrastre.

#### 3.1 VARIABLES Y PARÁMETROS GEOMECAÑICOS

La **presión de poro** es normalmente equivalente al potencial hidráulico (presión hidrostática) medido con respecto a la superficie de la tierra a una profundidad de interés<sup>33</sup>, esta es influyente en las propiedades del yacimiento ya que por lo general determina el límite inferior de la densidad del fluido de perforación a excepción de problemas en la estabilidad del pozo o de cañoneos bajo balance<sup>34</sup>; adicionalmente es un parámetro determinante en la productividad de hidrocarburos ya que reducciones en la presión de poro se traducen en depletamiento, lo que puede llevar a deformaciones en el yacimiento, pérdida de compactación y permeabilidad, fallas y producción de arena, entre otros. La presión de poro se puede obtener mediante técnicas de estimación o medición como se indica en el **Cuadro 1**.

El esfuerzo es una fuerza que actúa en un área determinada (ver **Ecuación 2**). Existen dos componentes: el esfuerzo normal ( $\sigma$ ) que se aplica perpendicular a la superficie de la roca o de un plano y tiende a cambiar el volumen del material, y el esfuerzo de cizalla o de corte ( $\tau$ ) que actúa a lo largo de la superficie de la roca y tiende a deformar el material, pero sin cambiar su volumen.

**Ecuación 2.** Definición de esfuerzo.

$$\sigma = \frac{\text{Fuerza}}{\text{Área}}$$

**Fuente.** LOOYEH, Reza and AADNOY, Bernt S. Petroleum rock mechanics. 1. ed. Amsterdam: Elsevier, Gulf Professional Pub, 2011. p.4.

En un yacimiento de petróleo, las formaciones están sometidas a diversos esfuerzos (esfuerzos *in-situ*) los cuales varían su magnitud dependiendo de su dirección y de la fuente de donde provienen. Los tres esfuerzos principales corresponden al esfuerzo vertical ( $S_v$ ) correspondiente al peso de los estratos superpuestos y a los fluidos contenidos (*overburden*), los el **esfuerzo horizontal máximo** ( $SH_{max}$ ) y el **esfuerzo horizontal mínimo** ( $SH_{min}$ ) que varían según la tectónica de la zona<sup>35</sup>.

arena en yacimientos de crudo pesado. 2015. p. 26

<sup>33</sup> ZOBACK, Mark D. Reservoir Geomechanics. 1st ed. GB: Cambridge University Press, 2007. p. 28.

<sup>34</sup> BYROM, Ted G. Casing and liners for drilling and completion. Second edition ed. Amsterdam: Elsevier GPP, 2014. p. 362.

<sup>35</sup> HUDSON, John A. and HARRISON, John P. Engineering rock mechanics. Repr. ed. Oxford: Pergamon, 2007. p. 41.

El Cuadro 1 muestra los métodos que comúnmente son usados para la estimación de las magnitudes y orientaciones de los esfuerzos *in-situ*, en el cual no solo se incluyen los esfuerzos vertical que son obtenidos de registros de densidad y horizontales, que tradicionalmente se han supuesto iguales debido a la falta de datos, se obtienen al resolver simultáneamente la ecuación de presión de fractura y las ecuaciones de transformación de esfuerzos<sup>36</sup>.

**Cuadro 1.** Métodos de estimación y/o medición de esfuerzos in-situ y presión de poro.

Measurement Element	Type of Stress	Measurement Technique	Estimation Technique
Stress Magnitude	$\sigma_v$	<ul style="list-style-type: none"> <li>Density Log</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Breakout</li> <li>Mud Weight</li> <li>Observation of Wellbore Failure</li> <li>Leak-off (LOT) Test</li> <li>Formation Integrity Test</li> <li>Lost Circulation</li> <li>Drilling Induced Fracs</li> <li>Fault Direction</li> <li>Natural Frac Direction</li> </ul>
	$\sigma_H$	<ul style="list-style-type: none"> <li>Hydraulic Fracturing</li> </ul>	
Stress Orientation	$\sigma_H$ or $\sigma_h$	<ul style="list-style-type: none"> <li>Cross Dipole</li> <li>Mini-frac</li> <li>Hydraulic Fracture Test</li> <li>Drilling Induced Fracs</li> <li>Breakout</li> </ul>	
Formation Pore Pressure	$P_o$	<ul style="list-style-type: none"> <li>Drillstem Test (DST)</li> <li>Repeat Formation Test</li> <li>Modular Formation Dynamics Test</li> <li>Logging While Drilling (LWD)</li> <li>Measured Direct Tests (MDT)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Density Log</li> <li>Sonic Log</li> <li>Seismic Velocity</li> <li>Mud Weight Used</li> </ul>

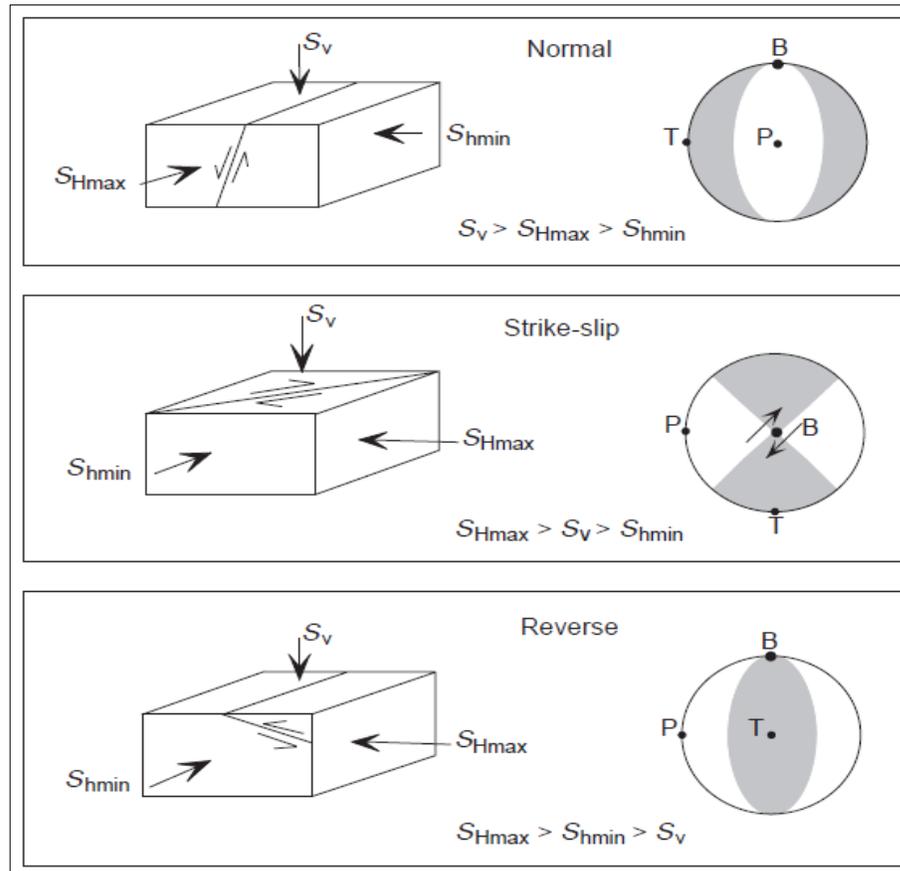
**Fuente.** LOOYEH, Reza and AADNOY, Bernt S. Petroleum rock mechanics. 1. ed. Amsterdam: Elsevier, Gulf Professional Pub, 2011. p.112.

Debido a la anisotropía en los valores de los esfuerzos, dependiendo de la magnitud de cada uno de estos, se asumen tres diferentes regímenes (ver Figura 8)

- Extensional o de falla Normal ( $S_v > S_{hmin} > S_{Hmax}$ )
- Inverso o compresivo (Strike-slip) ( $S_{hmin} > S_v > S_{Hmax}$ )
- Rumbo deslizante ( $S_{Hmax} > S_{hmin} > S_v >$ )

<sup>36</sup> LOOYEH, Reza and AADNOY, Bernt S. Petroleum rock mechanics. 1. ed. Amsterdam: Elsevier, Gulf Professional Pub, 2011. p.110.

**Figura 8.** Clasificación esquemática de los regímenes de esfuerzos.



**Fuente.** ZOBACK, Mark D. Reservoir Geomechanics. 1st ed. GB: Cambridge University Press, 2007. p.9

Cuando la roca está sujeta a esfuerzos suficientemente grandes, se producirá una falla de algún tipo; el fenómeno de falla es importante para la mecánica de rocas relacionadas con el petróleo, ya que es el origen de problemas graves como la inestabilidad del pozo y la producción de arena. Por lo tanto, es útil poder predecir en qué condiciones es probable que falle una roca,<sup>37</sup> entre las fallas más comunes y que activan la producción de área se encuentran la de tensión, cizalla y cohesión<sup>38</sup>.

- **Falla de tensión.** En comparación con la falla por cizalla, la falla por tensión es relativamente poco importante, ya que ese esfuerzo para la mayoría de las rocas es tan solo de unos pocos MPa, de hecho, es una aproximación estándar para varias aplicaciones que la resistencia a la tracción es cero<sup>39</sup>, adicionalmente, la falla por tensión ocurre alrededor del cañoneo en donde los esfuerzos radiales son

<sup>37</sup> FJAER, Erling. Petroleum related rock mechanics. 2. ed. Amsterdam: Elsevier, 2008. 55 p.

<sup>38</sup> ABASS, H. H.; HABBTAR, A. H. and SHEBATALHAMD, A. Sand Control During Drilling, Perforation, Completion and Production. -01-01.p. 1.

<sup>39</sup> FJAER, Erling. Op. cit., p. 59.

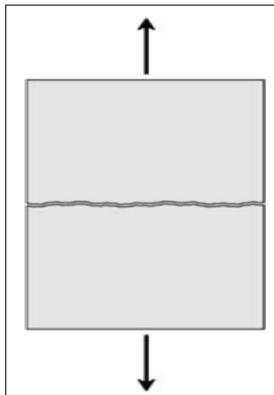
controlados por la presión tanto del pozo como del yacimiento. Un cambio abrupto en la presión puede exceder el esfuerzo de tensión de la formación causando producción de arena y ampliación del túnel de cañoneo.<sup>40</sup>

El fracturamiento hidráulico es una forma de falla por tensión, que sucede cuando la presión del fluido excede el esfuerzo principal mínimo.<sup>41</sup>

La falla por tensión ocurre cuando las fuerzas extensivas a través de algún plano en la muestra exceden un límite crítico, este límite es llamado resistencia a tensión, el cual es muy sensible a la presencia de fisuras en donde la mayor probabilidad de daño adicional de la roca se encuentra en el perímetro de la fisura más grande, por lo tanto, la(s) grieta(s) más grande(s) crecerán cada vez más rápido que la otra y se dividirán rápidamente la muestra.

En la **Figura 9** se ilustra una falla por tensión, en donde los planos de fractura generalmente se originan a partir de fisuras preexistentes, orientadas más o menos normales a la dirección del esfuerzo de tensión.

**Figura 9.** Falla de tensión.



**Fuente.** FJAER, Erling. Petroleum related rock mechanics. 2.ed. Amsterdam: Elsevier, 2008. p. 59.

- **Falla de cizalla.** Cuando el esfuerzo de corte a lo largo de algún plano en la muestra es suficientemente alto ocurre la falla de cizalla. Como se ilustra en la **Figura 10** se formará una zona de falla a lo largo del plano de falla, y los dos lados del plano se moverán uno respecto al otro en un proceso de fricción.<sup>42</sup> El colapso

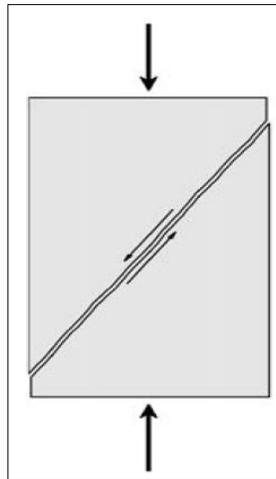
<sup>40</sup> ABASS, H. H.; HABBTAR, A. H. and SHEBATALHAMD, A. Op. cit., p. 2

<sup>41</sup> ZOBACK, Mark D. Op. cit., p.121.

<sup>42</sup> Ibid., p. 59.

del pozo durante la perforación o producción se conoce como falla por cizalla<sup>43</sup>, esta puede causar reducción en el tamaño del hueco debido a la concentración de esfuerzos en la zona cañoneada, en la cual a su vez, se forma una zona plástica.

**Figura 10.** Falla de cizalla.



**Fuente.** FJAER, Erling. Petroleum related rock mechanics. 2.ed. Amsterdam: Elsevier, 2008. p. 59.

Cuando se produce la falla por cizalla, la arena es producida y se empieza a deteriorar la formación en el plano de falla, la cual puede ser predicha por el criterio de falla de Mohr Coulomb, el cual es definido en la **Ecuación 3** y establece que la falla en un plano de la roca se da cuando el esfuerzo de cizalla es mayor que la resistencia a la ruptura de la roca, dicha resistencia se da gracias a la cohesión de los granos que componen la matriz de la roca ya la resistencia friccional que se opone al deslizamiento entre los bloques de la roca a ambos lados del plano.

**Ecuación 3.** Ecuación linealizada de la envolvente de falla de Mohr Coulomb.

$$\tau = S_0 + \sigma_n \mu_i$$

**Fuente.** ZOBACK, Mark D. Reservoir Geomechanics. 1 st ed. GB: Cambridge University Press, 2007. p.89.

<sup>43</sup> LOOYEH, Reza and AADNOY, Bernt S. Op. cit., p.144.

Donde:

$\tau$  = Esfuerzo de cizalla

$S_0$  = Cohesión

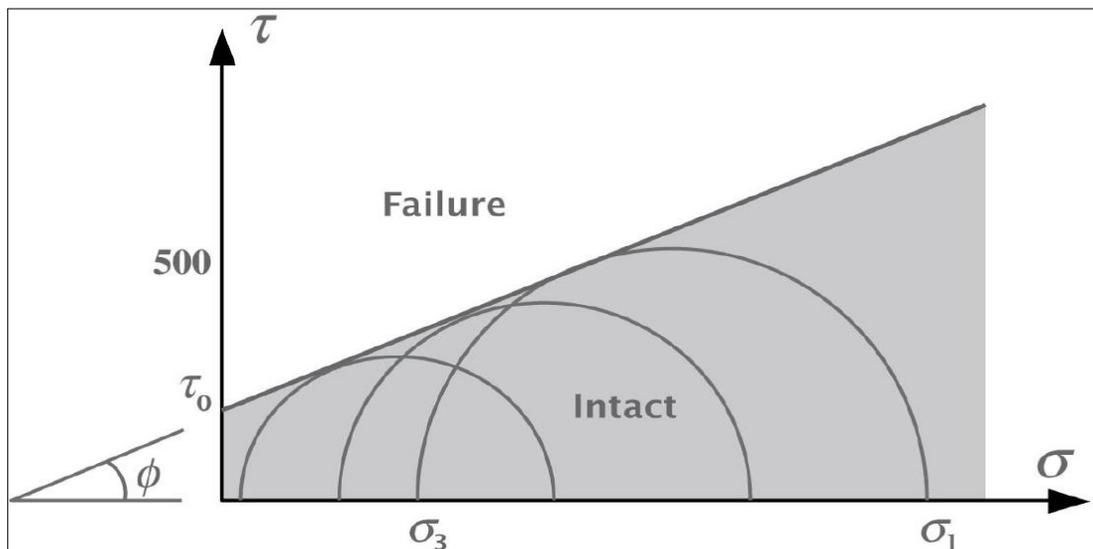
$\sigma_n$  = Esfuerzo normal

$\mu_i$  = Coeficiente de fricción o de rozamiento interno

La envolvente de falla de Mohr Coulomb se obtiene a partir de una serie de pruebas triaxiales bajo distintas presiones de confinamiento efectivas como se observa en la **Figura 11**. En este gráfico se permite comprender el concepto de falla, en donde el eje de las abscisas representa los esfuerzos normales ( $\sigma$ ) aplicados, mientras que el eje de las ordenadas representa los esfuerzos de cizalla ( $\tau$ ) aplicados, la cohesión representada por ( $\tau_0$ ) y el ángulo de fricción ( $\phi$ )

Cada círculo representa una prueba triaxial donde una muestra se somete a un confinamiento lateral y a un esfuerzo axial midiendo la deformación que esta tiene hasta alcanzar la falla. La envolvente finalmente se obtiene con el trazo de una línea tangente a todos los círculos, dividiendo la zona de falla de la segura (en color gris).

**Figura 11.** Modelo de falla de Mohr Coulomb de datos de pruebas triaxiales.



**Fuente:** LOOYEH, Reza and AADNOY, Bernt S. Petroleum rock mechanics. 1. ed. Amsterdam: Elsevier, Gulf Professional Pub, 2011. p. 55.

- **Falla de cohesión.** Las arenas de pobre consolidación fallan por cohesión. El esfuerzo de cohesión es controlado por el factor de la erosión, el cual, en cualquier superficie libre entre la formación y el túnel de cañoneo, superficie del pozo en completamientos en hueco abierto, superficies de fracturas hidráulicas, entre otras.

La cohesión es debida al material cementante y a las fuerzas capilares. La arena

se puede producir cuando la fuerza de arrastre debida a la velocidad del fluido excede la fuerza de cohesión.<sup>44</sup>

**3.1.1 Determinación de propiedades.** La predicción de la producción de arena implica comparaciones de los esfuerzos alrededor de la zona cañoneada o del hueco (en completamientos a hueco abierto) con la resistencia de la roca utilizando debidos criterios. Por la perforación, producción y depletamiento se genera una redistribución de los esfuerzos que puede calcularse numéricamente o analíticamente, por el contrario, la resistencia de la roca se mide en el laboratorio.<sup>45</sup>

En las pruebas que comúnmente se realizan en laboratorio se someten muestras de un mismo tipo de roca a diferentes geometrías de esfuerzos, tal y como se ilustra en la **Figura 12**, en donde corresponde: (a) a tensión uniaxial, (b) a cizalla, (c) a compresión uniaxial, (d) a compresión biaxial, (e) a compresión triaxial, y (f) a compresión poliaxial. Las más comunes se encuentran las de geometría uniaxiales y las triaxiales.<sup>46</sup>

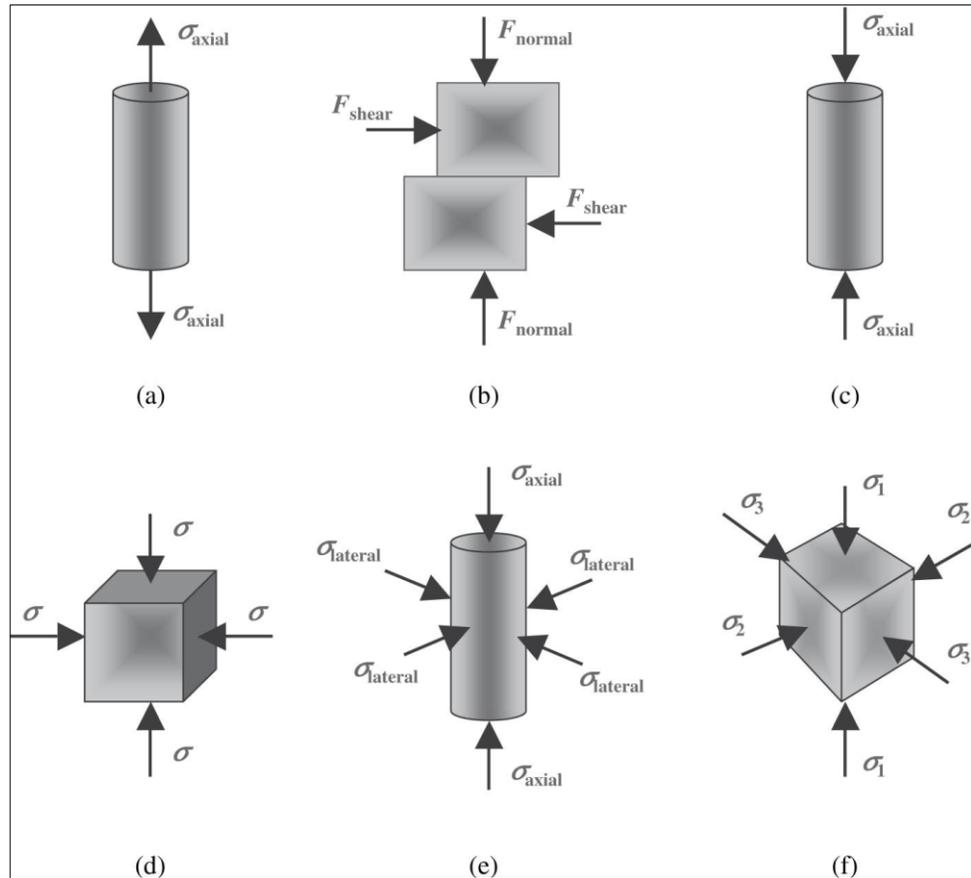
---

<sup>44</sup> Ibid.,. p. 3.

<sup>45</sup> WU, B. and TAN, C. P. Relationship Between Thick-Walled Cylinder and Unconfined Compressive Strength for Application in Sanding Prediction: American Rock Mechanics Association, 2000. p.1.

<sup>46</sup> LOOYEH, Reza and AADNOY, Bernt S. Op. cit., p.141

**Figura 12.** Geometrías de esfuerzos en muestras de rocas en laboratorio.



**Fuente.** LOOYEH, Reza and AADNOY, Bernt S. Petroleum rock mechanics. 1. ed. Amsterdam: Elsevier, Gulf Professional Pub, 2011. p.141.

La prueba de compresión uniaxial (**UCS**) “*Unconfined compressive strength*” (ver **Figura 12** (c)) se lleva a cabo mediante los estándares internacionales de la norma ASTM D 5102-09<sup>47</sup>. Se comprime una muestra axialmente sin tensión radial hasta que falla en un valor llamado al cual se le demonina UCS<sup>48</sup>, en esta prueba el esfuerzo de confinamiento es nulo. Cada roca se puede clasificar según el valor de UCS que tenga como se describe en el ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..

<sup>47</sup> Ibid., p.141.

<sup>48</sup> ZOBACK, Mark D. Op. cit., p.85.

**Cuadro 2.** Clasificación de las rocas según el valor de UCS.

	TIPO DE ROCA	UCS (psi)	CARACTERÍSTICA DE LA FORMACIÓN
<b>Pobrementemente consolidadas</b>	No consolidadas	<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.** GOYENECHÉ RODRIGUEZ, Jessica Marcela and HERNÁNDEZ PICO, Ruby Lorena. 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. Universidad Industrial de Santander, 2009. p. 21.

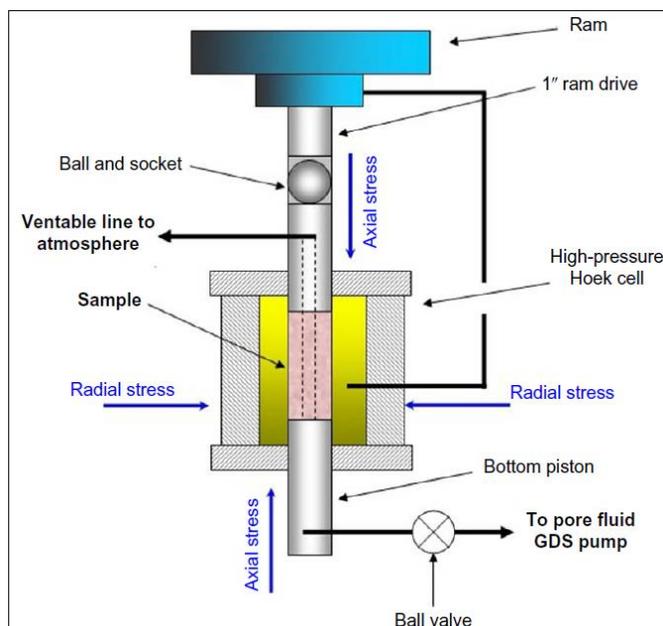
**(TWC).** “*Thick-walled cylinder*” es una prueba de laboratorio que relaciona las propiedades mecánicas de la roca y la producción de arena, este, es comúnmente el método usado para evaluar la estabilidad del arco de cañoneo y predecir el inicio de la producción de arena.<sup>49</sup>, es decir, mide la resistencia de los cañoneos o agujeros de producción de hidrocarburos.

En esta prueba, la muestra de roca es sometida a un incremento simultáneo del esfuerzo radial y axial, la aplicación de los esfuerzos continúa a una tasa constante (tasa de aumento no mayor a 150 psi = 1MPa) hasta el completo colapso de la muestra o hasta llegar a la capacidad de la máquina de prueba<sup>50</sup> como se observa en el esquema de la **Figura 13**.

<sup>49</sup> GEERTSMA, J. Some Rock-Mechanical Aspects of Oil and Gas Well Completions: Society of Petroleum Engineers, 1985. p.1.

<sup>50</sup> MCPHEE, Colin; REED, Jules and ZUBIZARRETA, Izaskun. Core Analysis: A Best Practice Guide. Oxford: Elsevier, 2015. p. 722.

**Figura 13.** Representación gráfica de una prueba común de TWC.



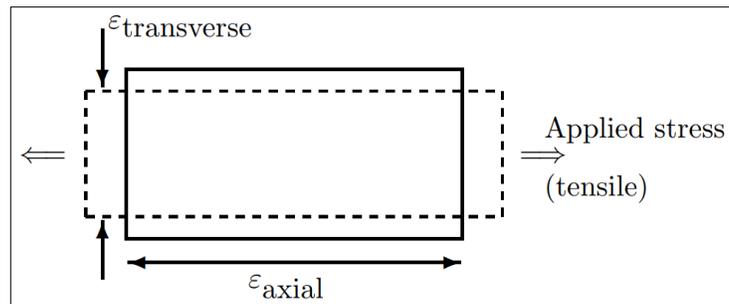
**Fuente.** MCPHEE, Colin; REED, Jules and ZUBIZARRETA, Izaskun. Core Analysis: A Best Practice Guide. Oxford: Elsevier, 2015. p. 720.

**3.1.2 Módulos elásticos.** Se describen los módulos elásticos, los cuales son constantes que proporcionan valores cuantitativos relacionados a la resistencia de las rocas ya que tienen en cuenta la deformación de la roca bajo esfuerzos aplicados.

- **Módulo de Poisson ( $\nu$ ).** El coeficiente de Poisson es definido como la relación entre la deformación transversal y la deformación axial en dirección del esfuerzo de tensión aplicado, como se ilustra en la **Figura 14** este mide la variación en dirección transversal, cuando el cuerpo es elongado en una dirección.<sup>51</sup>

<sup>51</sup> YANG, Xin-She. Mathematical Modelling for Earth Sciences. 1st ed. Edinburgh: Dunedin Academic Press, 2008. p. 238.

**Figura 14.** Representación gráfica de la relación de Poisson.



**Fuente.** YANG, Xin-She. Mathematical Modelling for Earth Sciences. 1st ed. Edinburgh: Dunedin Academic Press, 2008. p. 239.

- **Módulo de Young (E).** Es la rigidez de una roca sometido a una compresión uniaxial no confinada.<sup>52</sup> Cuando se presentan valores altos en el módulo de Young, se infiere que hay poca deformación de la roca (ver **Figura 15 (a)**).
- **Módulo de cizalla o de rigidez (G).** Es la resistencia de una roca a la aplicación de un esfuerzo de cizalla<sup>53</sup>, las fuerzas son aplicadas tangencialmente a las caras sobre las que actúa (ver **Figura 15 (b)**).

Este puede ser calculado mediante la **Ecuación 4**.

**Ecuación 4** Módulo de rigidez.

$$G = \rho V_s^2$$

**Fuente.** YANG, Xin-She. Mathematical Modelling for Earth Sciences. 1st ed. Edinburgh: Dunedin Academic Press, 2008. p. 243.

Donde:

$\rho$  = Densidad de la formación (kg/m<sup>3</sup>).

$G$  = Módulo de Rigidez (GPa).

$V_s$  = Velocidad de la onda S (m/s).

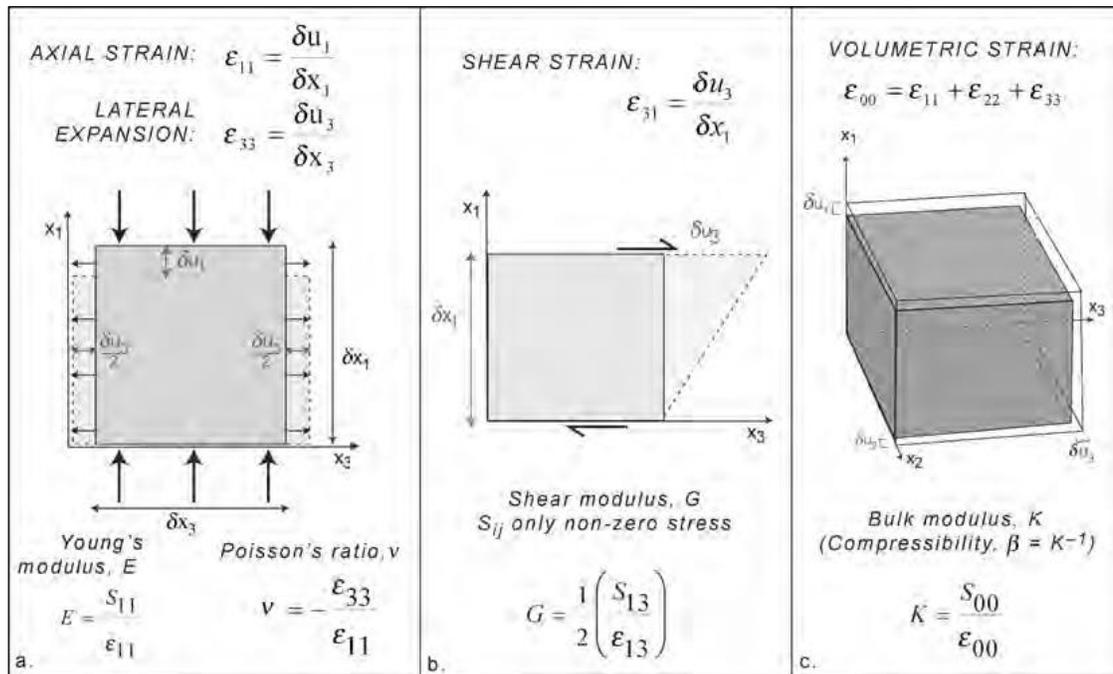
- **Módulo Bulk (K).** Se define como la rigidez de un material bajo compresión hidrostática (ver **Figura 15 (c)**)<sup>54</sup>

<sup>52</sup> ZOBACK, Mark D. Op. cit., p.61.

<sup>53</sup> Ibid., p.61.

<sup>54</sup> Ibid., p.61.

**Figura 15.** Representación gráfica del módulo de Young (a), módulo de rigidez. (b) y “módulo bulk” (c).

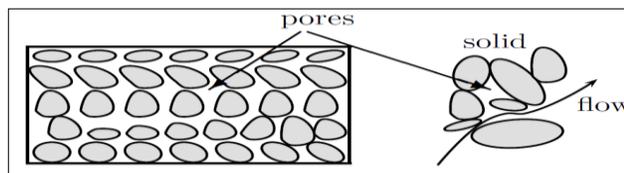


**Fuente.** ZOBACK, Mark D. Reservoir Geomechanics: 1st ed. GB: Cambridge University Press, 2007. p.60.

**3.1.3 Poroelasticidad.** La teoría de la elasticidad describe el comportamiento de la roca en un sólido poroso y elástico saturado con un fluido, cuya teoría en su mayoría es descrita por Biot.

El medio poroso, contiene granos de roca sólidos y poros llenos de líquido como se ilustra en la **Figura 16**. Al someter la roca a esfuerzos, el volumen poroso cambiará (por ende, el contenido líquido cambiará) y la presión de poro también.

**Figura 16.** Granos sólidos y poros irregulares en un medio poroso.



**Fuente.** YANG, Xin-She. Mathematical Modelling for Earth Sciences. 1st ed. Edinburgh: Dunedin Academic Press, 2008. p. 257.

Gracias a la relación de los procesos mencionados y con el fin de entender mejor, se involucra a los procesos poroelásticos el **número de Biot** ( $\alpha$ ), el cual es la

relación del volumen del fluido al cambio en un volumen bulk a una constante presión de poro<sup>55</sup>.

El número de Biot ( $\alpha$ ) varía entre 0 a 1, correspondiendo a rocas casi sólidas como la cuarcita cero (0) y a rocas de pobre consolidación uno (1) <sup>56</sup>

### 3.2 VARIABLES Y PARÁMETROS DE FLUJO DE FLUIDOS

Normalmente se recomienda cañonear bajo balance en donde la presión del pozo es menor a la de poro para limpiar los cañoneos y evitar una reducción mayor de la permeabilidad en la zona cercana al pozo.<sup>57</sup> El enfoque para evaluar los efectos del flujo de fluidos en el modelo de arenamiento se basa en un trabajo realizado para evaluar las tasas de flujo bajo balance requeridas para la limpieza de la cavidad generada por el cañoneo.

Los resultados de dichos estudios indican que el nivel requerido de bajo balance es uno que introducirá efectos “no darcianos” en la vecindad de los cañoneos para la eliminación del daño y los residuos. Dicho parámetro se correlacionó con el número de Reynolds no dimensional.

**3.2.1 Número de Reynolds modificado.** Dentro de los estudios realizados se identificó que a números de Reynolds modificado bajos se tiene una zona de flujo laminar donde las fuerzas viscosas son predominantes y la ley de Darcy es válida. Las fuerzas de arrastre sobre las partículas en un medio poroso son proporcionales a la velocidad en esta región. Debido a la baja velocidad y la dependencia lineal de las fuerzas de arrastre sobre la velocidad, las posibilidades de limpieza son mínimas.

Por el contrario, y como se ilustra en el **Gráfico 1**, a números de Reynolds modificado mayores, los datos se alejan de la línea recta, esta es la zona de transición que significa el paso del régimen laminar en donde las fuerzas viscosas son dominantes, a otro régimen laminar donde las fuerzas de inercia gobiernan el flujo (flujo laminar no lineal). Es durante esta región donde las fuerzas de arrastre sobre partículas en el medio poroso aumentan sustancialmente a medida que se convierten en una función de la velocidad<sup>2</sup>.

Por último, se tiene que a números de Reynolds modificado mayores se da un flujo turbulento puro. El aplanamiento de la curva en el **Gráfico 1** indica que en esta región el término  $\beta\rho V^2$  (o término de inercia) domina totalmente el término viscoso. Las fuerzas de arrastre sobre las partículas en el medio poroso son una función del cuadrado de la velocidad y así el flujo en esta región limpiará el daño alrededor de

---

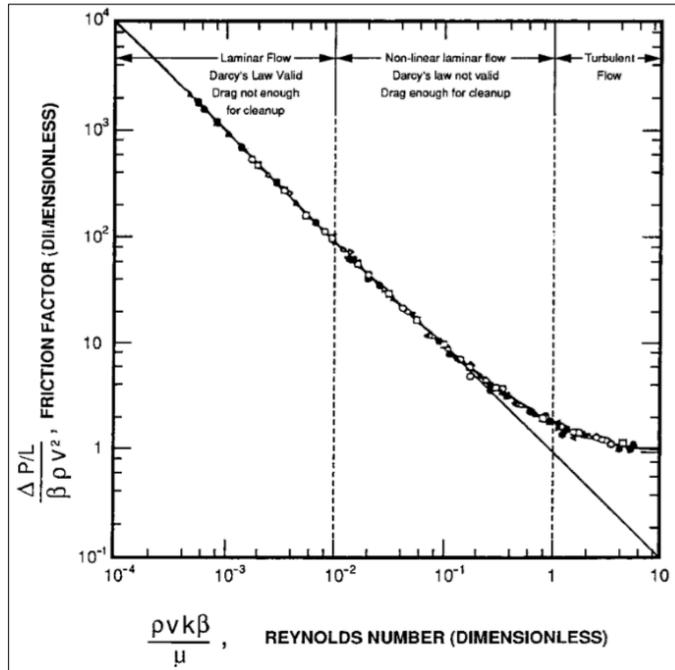
<sup>55</sup> YANG, Xin-She. Op. cit., p. 258.

<sup>56</sup> ZOBACK, Mark D. Op. cit., p.68.

<sup>57</sup> FJAER, Erling. Petroleum related rock mechanics. 2. ed. Amsterdam: Elsevier, 2008. 342-343 p.

los cañoneos. De esta forma, se caracterizó el número Reynolds modificado ( $Re^*$ ), haciendo referencia al flujo no Darcy en la cara del pozo.

**Gráfico 1.** Comportamiento del Número de Reynolds modificado bajo diferente régimen de flujo.



**Fuente.** TARIQ, S. M. New, Generalized Criteria for Determining the Level of Underbalance for Obtaining Clean Perforations. 1990. p. 224

- **Flujo laminar.** Tipo de flujo en el cual el fluido se mueve en capas paralelas, o láminas. Las capas fluyen uniformemente sobre las otras amortiguándose las inestabilidades por la viscosidad. El flujo laminar ocurre cuando el número de Reynolds está por debajo de un valor crítico, correspondiente a una tasa de producción baja. Por encima de este valor, el flujo es turbulento.<sup>58</sup>
- **Flujo turbulento.** El flujo aleatorio de un fluido en el que la velocidad en un cierto punto del fluido varía en forma irregular. Este fenómeno se produce con un número de Reynolds alto, que es un término adimensional relacionado con la viscosidad del fluido y las tasas de flujo.<sup>59</sup>

<sup>58</sup> SCHLUMBERGER OILFIELD GLOSSARY [Consultado en Noviembre 17, 2017]. Disponible en: <[http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/l/lamina\\_r\\_flow.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/l/lamina_r_flow.aspx)>

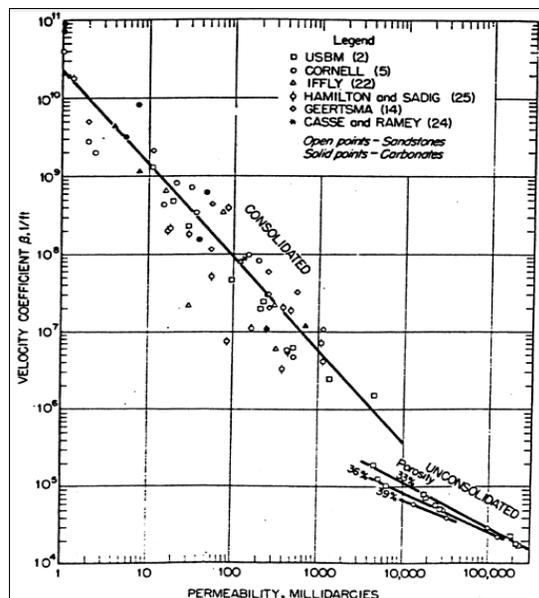
<sup>59</sup> SCHLUMBERGER OILFIELD GLOSSARY [Consultado en Noviembre 17, 2017]. Disponible en: <[http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/t/turbulent\\_flow.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/t/turbulent_flow.aspx)>

**3.2.2 Coeficiente de flujo no-Darcy.** Flujo de fluidos que se aparta de la ley de Darcy. El flujo no darciano se observa típicamente cuando el flujo que converge en el pozo alcanza velocidades que exceden el número de Reynolds para el flujo laminar o flujo de Darcy y da como resultado un flujo turbulento. Como la mayoría del flujo turbulento tiene lugar cerca del pozo en las formaciones en producción, el efecto del flujo no darciano es un factor de daño dependiente del flujo.<sup>60</sup>

Con el flujo no darciano alrededor del cañoneo, las fuerzas de arrastre sobre los finos y la suciedad son suficientes para superar las fuerzas viscosas y gravitacionales y dar como resultado la limpieza de los cañoneos.<sup>61</sup>

El valor del coeficiente de flujo no Darcy, es obtenido normalmente por medio de correlaciones, en el **Gráfico 2** se observa el rango de valores dentro del cual se encuentra dicho parámetro evaluado para diferentes valores de permeabilidad para rocas consolidadas y no consolidadas.

**Gráfico 2.** Correlación Firoozabadi y Katz.



**Fuente.** FIROOZABADI, Abbas and KATZ, Donald. An Analysis of High-Velocity Gas Flow through Porous Media. En: JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY. Feb.vol. 31, no. 2, p. 214.

<sup>60</sup> SCHLUMBERGER OILFIELD GLOSSARY [Consultado en Noviembre 17, 2017]. Disponible en: <[http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/n/non-darcy\\_flow.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/n/non-darcy_flow.aspx)>

<sup>61</sup> TARIQ, S. M. New, Generalized Criteria for Determining the Level of Underbalance for Obtaining Clean Perforations. 1990. p. 215.

**3.2.3 Permeabilidad.** Teniendo en cuenta el concepto de permeabilidad como capacidad del medio poroso para permitir el paso de fluidos a través de él, es de suma importancia esta variable dentro del impacto en el flujo de los fluidos teniendo en cuenta los efectos que dicha variable puede sufrir con la producción de arena.

Adicionalmente, será el parámetro que determinara el valor del coeficiente de flujo no darciano conociendo que dicho valor está en función de la permeabilidad.

La permeabilidad también influye de manera indirecta en los parámetros geomecánicos ya que en etapas donde el pozo empieza a producir agua, la permeabilidad relativa toma un papel importante en la producción de arena, en donde la permeabilidad relativa del petróleo decrece y genera un aumento en la caída de presión necesaria para producir el petróleo; este incremento genera una desestabilización en la resistencia de la formación que conlleva a la producción de arena.

**3.2.4 Densidad.** Generalmente se define como la masa de una unidad de volumen de materia a determinada presión y temperatura.<sup>62</sup>

Esta variable es de gran impacto en el flujo de los fluidos debido a que a partir de ella es posible conocer la gravedad específica y por tanto la gravedad API del crudo que está desplazándose en el medio poroso, teniendo definido el tipo de crudo: ya sea pesado, mediano o liviano, se puede caracterizar la facilidad con que éste puede desplazarse en el medio.

**3.2.5 Velocidad de flujo.** Es uno de los parámetros más importantes dentro del estudio que se realizó para establecer un valor de Reynolds modificado que favoreciera la limpieza del cañoneo, teniendo en cuenta que esta variable será la de mayor influencia en régimen de flujo tanto transicional como turbulento. La velocidad de sedimentación indica la velocidad de flujo necesaria para transportar el grano de arena y el fluido en movimiento; de esta manera, una alta velocidad de sedimentación requiere una velocidad de flujo también alta.<sup>63</sup>

Adicionalmente, está ligada proporcionalmente a las fuerzas de arrastre generadas sobre las partículas en el medio poroso.

**3.2.6 Viscosidad.** Es una característica muy importante que controla el flujo de petróleo a través del medio poroso. Generalmente se define como la resistencia interna que ofrece un fluido para moverse.

---

<sup>62</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de ingeniería de Yacimientos. Maracaibo Venezuela: Astro Data S.A, 1998. p. 137.

<sup>63</sup> FJAER, Erling. Petroleum related rock mechanics. 2. ed. ed. Amsterdam [u.a.]: Elsevier, 2008. 363 p.

Para el caso del petróleo, esta propiedad depende fuertemente de la temperatura del yacimiento, la presión, la gravedad API, y la gravedad-solubilidad del gas.<sup>64</sup>

Como ya se ha venido explicando, es la variable de mayor influencia cuando el régimen de flujo es laminar.

---

<sup>64</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de ingeniería de Yacimientos. Maracaibo Venezuela: Astro Data S.A, 1998. 139 p.

#### 4. MODELOS MATEMÁTICOS

Por medio de la búsqueda de información relacionada con el objeto de estudio del presente trabajo, se hace mención a diferentes modelos matemáticos que definen la producción de arena por fuerzas de arrastre.

Se tuvieron en cuenta modelos predictivos de la caída de presión para el inicio del arenamiento ya que este factor está directamente relacionado con el caudal de flujo del fluido producido desde el yacimiento hacia los pozos.

Adicionalmente, se realizó la búsqueda de artículos relacionados con la velocidad a la cual llega el fluido al pozo o a los cañoneos, con el fin de determinar el valor al que se verán afectadas las fuerzas de arrastre y posterior producción de los granos de arena; pero las investigaciones de velocidad crítica para la producción de arena están encaminadas hacia el flujo de los fluidos dentro de la tubería de producción, haciendo referencia a la velocidad mínima a la cual debe viajar el fluido a superficie para que la arena no se deposite en la tubería en pozos verticales ni en horizontales, teniendo en cuenta que la arena depositada en la tubería restringirá el área de flujo de los fluidos.

Representando lo anterior un problema durante la etapa de producción dentro del completamiento, por ello no se tuvieron en cuenta dichos modelos ya que se separan del objeto de estudio del presente trabajo, el cual se enfoca en las fuerzas de arrastre únicamente en el medio yacimiento-pozo.

Por tanto, la variable velocidad será analizada a partir de los modelos que involucren al número de Reynolds en la cara del pozo.

En el **Cuadro 3** se encuentra la recopilación de los ocho modelos matemáticos tenidos en cuenta para la posterior selección de alguno(s) de ellos. Están representados por cada uno de sus autores y organizados de la misma forma como se van a presentar seguidamente en el desarrollo de este capítulo (del más antiguo al más reciente); adicionalmente, se encuentran seleccionadas las casillas de seis parámetros los cuales los autores en sus modelos determinan, tienen en cuenta o realizan.

**Cuadro 3.** Síntesis de los principales parámetros que en los modelos matemáticos se determinan, tienen en cuenta o realizan.

Autor	Año	Drawdown crítico	Régimen de flujo	Producción de agua	Producción de Gas	Tasa de producción de arena	Validación en campo
Weingarten, J. S. <i>et al.</i>	1995	✓			✓		✓
Willson, S. L. <i>et al.</i>	2002	✓	✓	✓		✓	✓
PALMER, Ian, <i>et al.</i>	2003	✓					✓
Fjaer, E. <i>et al.</i>	2004	✓				✓	
Yi, X. <i>et al.</i>	2004	✓					✓
HOEK, Van Den. <i>et al.</i>	2005			✓	✓	✓	✓
Cerasi, P. R. <i>et al.</i>	2012					✓	
UDEBHULU, Dickson o. <i>et al.</i>	2015		✓	✓	✓	✓	✓

#### 4.1 PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN DE ARENA EN POZOS DE GAS: MÉTODOS Y CASOS DE ESTUDIO EN EL GOLFO DE MÉXICO<sup>65</sup>

WEINGARTEN, *et al.* (1995) presenta en este artículo un método para la predicción del comienzo de la producción de arena, el cual fue aplicado en 13 pozos del Golfo de México en Estados Unidos, con datos de resistencia de la roca obtenidos mediante pruebas a corazones y correlaciones entre registros. Dichos datos fueron ingresados a un programa computacional que permitió determinar zonas potenciales de producción de arena.

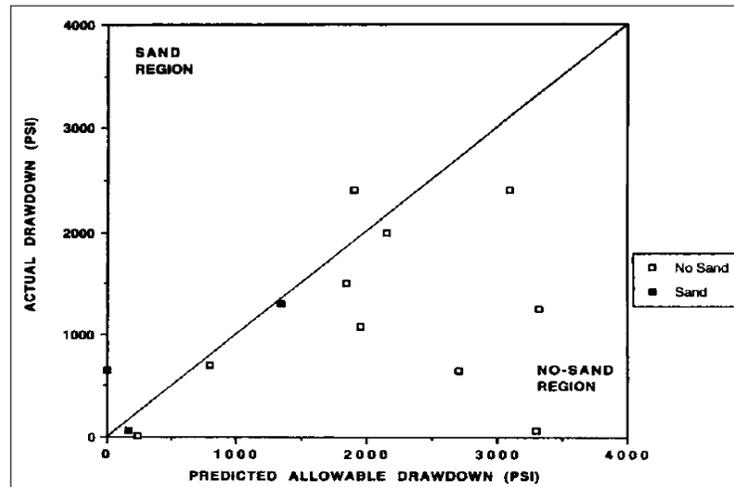
El método presentado en este artículo reconoce dos diferentes mecanismos de producción de arena: el primero hace referencia a que puede ser producida por una excesiva caída de presión del yacimiento, que generará fallamiento alrededor del cañoneo; y el segundo, por *depletion*, el cual causa fallas de cizalla alrededor de todo el yacimiento. El método de predicción de producción de arena resultante de fallas locales alrededor del cañoneo permite que la tasa de producción de arena se dé bajo valores normales siempre que no se exceda un criterio de falla por tensión.

Los datos de producción del campo se compararon con las predicciones teóricas. En el caso de comparación del **Gráfico 3**, se analizó la caída de presión esperada con la medida en campo, arrojando solamente en tres de los 13 pozos: predicciones

<sup>65</sup> WEINGARTEN, J. S. and PERKINS, T. K. Prediction of Sand Production in Gas Wells: Methods and Gulf of Mexico Case Studies: Society of Petroleum Engineers, 1995.

anómalas, con 36% y 96% de caída de presión menor que la predicha y 25% mayor que la predicha.

**Gráfico 3.** Caída de presión predicha vs. Caída de presión real.



**Fuente.** WEINGARTEN, J. S. and PERKINS, T. K. Prediction of Sand Production in Gas Wells: Methods and Gulf of Mexico Case Studies: Society of Petroleum Engineers, 1995. p.599.

**4.1.1 Características.** El método planteado modela la caída de presión en todo el yacimiento y no supone que se da esta caída de presión sólo en la cara de la perforación.

Todos los campos analizados son areniscas y se encuentran ubicados en Texas-Louisiana, con profundidades en un rango de 4500 ft a 15000 ft y una porosidad en un rango entre 20% a 37%. Todos los pozos producían gas en una sola fase con una mínima relación en producción de agua. Se asumió que la resistencia de la roca estaba definida por un criterio de falla de Mohr-Coulomb.

Cuando un fluido fluye dentro de una cavidad, esfuerzos de tensión pueden ser inducidos en la formación circundante si la tasa de flujo es suficientemente grande. Un criterio de diseño conservador para la estabilidad de la cavidad es limitar la caída de presión a aquellos valores que no induzcan fallas de tensión, y de esta manera limitar la producción de arena.

Si se cumple la igualdad de la **Ecuación 8**, entonces se dará la condición de falla por tensión, sin embargo, previo al desarrollo de esta ecuación, se deben desarrollar la **Ecuación 5**, **Ecuación 6** y **Ecuación 7**.

**Ecuación 5.** Exponente en ecuación de densidad del gas (adimensional).

$$m = \log(\rho_2/\rho_1)/\log(P_2/P_1)$$

**Fuente.** WEINGARTEN, J. S. and PERKINS, T. K. Prediction of Sand Production in Gas Wells: Methods and Gulf of Mexico Case Studies: Society of Petroleum Engineers, 1995. p. 597.

**Ecuación 6.** Valor adimensional en función de la presión en la vecindad del pozo (psi).

$$P'_w = [(P_w \tan \alpha)/C_u]^{m+1}$$

**Fuente.** WEINGARTEN, J. S. and PERKINS, T. K. Prediction of Sand Production in Gas Wells: Methods and Gulf of Mexico Case Studies: Society of Petroleum Engineers, 1995. p.597.

**Ecuación 7.** Valor adimensional en función de la presión en la cara de la cavidad (psi).

$$P'_{rc} = [(P_{rc} \tan \alpha)/C_u]^{m+1}$$

**Fuente.** WEINGARTEN, J. S. and PERKINS, T. K. Prediction of Sand Production in Gas Wells: Methods and Gulf of Mexico Case Studies: Society of Petroleum Engineers, 1995. p. 597.

**Ecuación 8.** Condición para falla por tensión.

$$\frac{4 \sin \alpha}{1 - \sin \alpha} - \frac{(P'_w - P'_{rc})}{(m + 1)} P'_{rc}^{-\frac{m}{m+1}} = 0$$

**Fuente.** WEINGARTEN, J. S. and PERKINS, T. K. Prediction of Sand Production in Gas Wells: Methods and Gulf of Mexico Case Studies: Society of Petroleum Engineers, 1995. p. 597.

#### 4.1.2 Variables

$P_1$  = Presión levemente menor que  $P_w$  (psi).

$P_2$  = Presión levemente mayor que  $P_w$  (psi).

$P'_{rc}$  = Presión en la cara de la cavidad (cañoneos) (psi).

$P'_w$  = Presión en la vecindad del pozo (psi).

$\rho_1$  = Densidad del gas a  $P_1$  (lbm/ft<sup>3</sup>).

$\rho_2$  = Densidad del gas a  $P_2$  (lbm/ft<sup>3</sup>).

$C_u$  = Esfuerzo Cohesivo Unitario (psi).

$E$  = Módulo de Young (psi).

$m$  = Exponente en ecuación de densidad del gas (adimensional).

$\alpha$  = Angulo de fricción interna (grados).

#### 4.1.3 Limitantes

- No tiene en cuenta los efectos del agua sobre la cementación de la roca ni el grado de afectación de dicho aspecto en la producción de arena.
- En rocas mojadas el agua (en donde el agua es la fase mojante), la producción de arena se da en una caída de presión mayor a la real, esto puede deberse al efecto de “adhesión” que produce la tensión superficial del agua sobre los granos.
- El modelo predice el inicio de la producción de arena y no está diseñado para aplicar a situaciones donde algún nivel de producción de arena puede ser permitido.

- Para predicciones de producción de arena continua o intermitente se requieren modelos más sofisticados, por tanto, este modelo sólo aplica para predecir en un momento específico.

#### 4.2 NUEVO MODELO PARA PREDECIR LA TASA DE PRODUCCIÓN DE ARENA<sup>66</sup>

En el artículo se describe un nuevo método para la predicción de la producción de arena en flujo estable, se basa en conceptos no dimensionales de Factor de Carga (esfuerzos cerca al pozo) y el número de Reynolds (en función de la permeabilidad, viscosidad, densidad y velocidad de flujo).

**4.2.1 Características.** A continuación, se presentan dos de los factores fundamentales definidos por el autor para la predicción de la producción de arena:

- **Impacto de los efectos de la concentración de los esfuerzos.** Este modelo plantea la **Ecuación 9** para el cálculo de la caída de presión crítica a la cual se dará la producción de arena de manera excesiva. Para el desarrollo de esta, es necesario tener claros los factores que son definidos mediante la **Ecuación 10** y la **Ecuación 11**.

**Ecuación 9.** Caída de presión crítica planteada por Willson, *et al.*

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

**Fuente.** WILLSON, S. M., *et al.* New Model for Predicting the Rate of Sand Production: Society of Petroleum Engineers, 2002. p. 2.

Donde:

$S_1$  = Esfuerzo horizontal máximo (psi).

$S_2$  = Esfuerzo horizontal mínimo (psi).

$A$  = Constante poro-elástica.

$CDP$  = Caída de presión crítica (psi).

$P_o$  = Presión del yacimiento (psi)

$U$  = Esfuerzo efectivo (psi).

**Ecuación 10.** Constante poroelástica.

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

**Fuente.** WILLSON, S. M., *et al.* New Model for Predicting the Rate of Sand Production: Society of Petroleum Engineers, 2002. p. 2.

<sup>66</sup> WILLSON, S. M., *et al.* New Model for Predicting the Rate of Sand Production: Society of Petroleum Engineers, 2002.

**Ecuación 11.** Constante de Biot.

$$\alpha = 1 - C_r/C_b$$

**Fuente.** WILLSON, S. M., et al. New Model for Predicting the Rate of Sand Production: Society of Petroleum Engineers, 2002. p. 2.

Donde:

$C_b$  = Compresibilidad total por confinamiento.

$C_r$  = Compresibilidad del sólido .

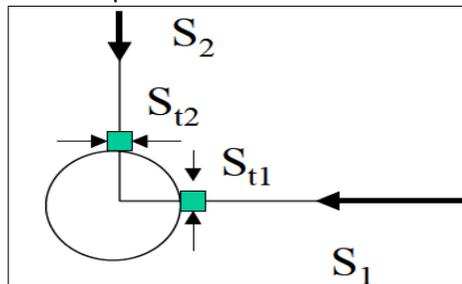
$A$  = Constante poro-elástica.

$\alpha$  = Constante de Biot.

$\nu$  = Relación de Poisson.

La **Figura 17** esquematiza los esfuerzos que actúan en la pared del pozo a partir de los cuales se plantea la ecuación de caída de presión crítica.  $S_1$  y  $S_2$  representan las tensiones totales del campo lejano en un plano perpendicular al eje del agujero, en donde  $S_1 > S_2$ .

**Figura 17.** Esfuerzos tangenciales en la pared del pozo.



**Fuente.** WILLSON, S. M., et al. New Model for Predicting the Rate of Sand Production: Society of Petroleum Engineers, 2002. p. 2.

A partir de la consecución de estos datos geomecánicos el autor plantea una condición de arenamiento de Factor de Carga ( $LF$ ) el cual viene dado por la **Ecuación 12**, y hace referencia al impacto de los esfuerzos actuando en la cavidad de producción. Para  $LF < 1$  la formación no está fallada, mientras que para  $LF > 1$  la formación está fallada y se dará la producción de arena.

**Ecuación 12.** Factor de Carga como condición de arenamiento.

$$LF = \frac{3S_1 - S_2 - 2P_w - A(P_o - P_w)}{3.1 * TWC}$$

**Fuente.** WILLSON, S. M., et al. New Model for Predicting the Rate of Sand Production: Society of Petroleum Engineers, 2002. p. 3.

Donde:

$S_1$  = Esfuerzo horizontal máximo (psi).

$S_2$  = Esfuerzo horizontal mínimo (psi).

$A$  = Constante poro-elástica.

$LF$  = Factor de Carga.

$P_o$  = Presión del yacimiento (psi).

$P_w$  = Presión de fondo fluyente (psi)

$TWC$  = Thick Walled Cylinder (psi). (Ver capítulo 4)

- **Impacto del flujo de los fluidos.** Con el paso del tiempo, las zonas aledañas al pozo y los cañoneos sufren de alteraciones mecánicas las cuales causarán que con el flujo de los fluidos desde el yacimiento al pozo los granos de arena de la formación se desprendan cada vez con mayor facilidad. El flujo turbulento generado en la región adyacente a la cavidad de cañoneo fue correlacionado con el número de Reynolds, definido en la **Ecuación 13**, el cual será llamado Reynolds modificado ( $Re^*$ )

**Ecuación 13.** Número de Reynolds modificado según Willson, et al.

$$Re^* = 1.31735 * 10^{-12} \frac{k\beta\rho V}{\mu}$$

**Fuente.** WILLSON, S. M., et al. New Model for Predicting the Rate of Sand Production: Society of Petroleum Engineers, 2002. p. 4.

Donde:

$Re^*$  = Número de Reynolds modificado.

$k$  = Permeabilidad (mD).

$\beta$  = Coeficiente de flujo no-Darcy ( $ft^{-1}$ ).

$\rho$  = Densidad del petróleo ( $lb/ft^3$ ).

$V$  = Velocidad de flujo cruzando la superficie lateral del pozo (in/s).

$\mu$  = Viscosidad del petróleo (cP).

El coeficiente de flujo no Darcy ( $\beta$ ) es incluido en la fórmula de Reynolds modificado ( $Re^*$ ), ya que aunque es un factor generalmente incluido en pozos de gas; los autores del modelo hacen uso de este para representar en pozos de petróleo flujo turbulento en la cara del pozo, tal que la velocidad proporcione una limpieza óptima en las cavidades generadas por los cañoneos.

**Ecuación 14.** Coeficiente de flujo no-Darcy por Firoozabadi and Katz.

$$\beta = 2.65 * 10^{10} / k^{1.2}$$

**Fuente.** WILLSON, S. M., et al. New Model for Predicting the Rate of Sand Production: Society of Petroleum Engineers, 2002. p. 4.

Donde:

$k$  = Permeabilidad (mD).

$\beta$  = Coeficiente de flujo no-Darcy ( $\text{ft}^{-1}$ ).

Según estudios de laboratorio se encontró que para  $Re^* > 0.1$  se hace severa la producción de arena, mientras que para  $Re^* < 0.1$  la producción de arena hacia el pozo es dominada por el Factor de Carga. Cabe recordar que el valor obtenido del cálculo de dicha variable es adimensional y dicho valor no hace referencia al número de Reynolds para la determinación de régimen de flujo al interior de una tubería, si no que hace referencia a un estudio del régimen de flujo en la cara del pozo.

A partir de este modelo se hace posible determinar factores críticos de producción de arena por fuerzas de arrastre como la caída de presión crítica; y mediante la fórmula del número de Reynolds modificado ( $Re^*$ ), la viscosidad y la velocidad, que influyen en la producción de arena por fuerzas de arrastre.

#### 4.2.2 Variables

$C_b$  = Compresibilidad total por confinamiento.

$C_r$  = Compresibilidad del sólido.

$S_1$  = Esfuerzo horizontal máximo (psi).

$S_2$  = Esfuerzo horizontal mínimo (psi).

$\mu$  = Viscosidad del petróleo (cP).

$B$  = Coeficiente de flujo no-Darcy ( $\text{ft}^{-1}$ ).

$A$  = Constante poro-elástica.

$CDP$  = Caída de presión crítica (psi).

$LF$  = Factor de Carga.

$P_o$  = Presión del yacimiento (psi)

$P_w$  = Presión de fondo fluyente (psi)

$Re^*$  = Número de Reynolds modificado

$TWC$  = Thick Walled Cylinder (psi). (Ver capítulo 4, determinación de propiedades)

$U$  = Esfuerzo efectivo (psi).

$V$  = Velocidad de flujo cruzando la superficie lateral del pozo (in/s).

$k$  = Permeabilidad (mD).

$\alpha$  = Constante de Biot.

$\nu$  = Coeficiente de Poisson.

$\rho$  = Densidad del petróleo ( $\text{lb}/\text{ft}^3$ ).

#### 4.2.3 Limitantes

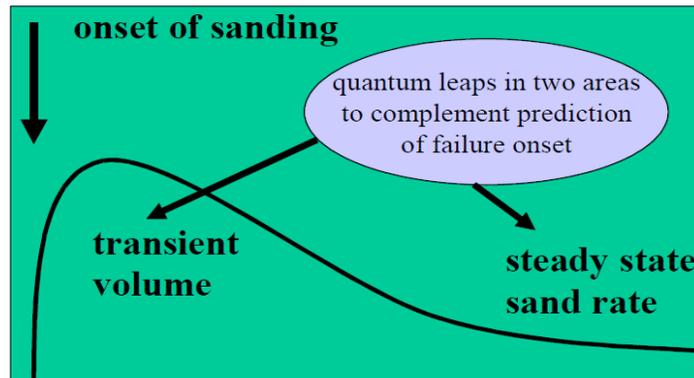
- Se requieren datos geomecánicos que en ocasiones las compañías no cuentan con ellos.
- El modelo no considera el efecto de la tasa de producción de gas en la producción de arena.

### 4.3 PREDICCIÓN Y MANEJO DE PRODUCCIÓN DE ARENA: UNA NUEVA ESTRATEGIA<sup>67</sup>

Este modelo presenta el arenamiento en tres estados, ilustrados en la **Figura 18**:

- El primero teniendo en cuenta que, bajo una cierta caída de presión en un pozo con formación propensa a la producción de arena, el arenamiento se dará en algún punto de la línea del tiempo (inicio).
- El siguiente es una etapa transiente de producción elevada de arena, la cual puede durar desde unas pocas horas o días hasta varios meses (arenamiento transiente).
- Finalmente, la declinación del arenamiento en estado estable con un rango de 1-100 pptb de producción de arena (arenamiento en estado estable).

**Figura 18.** Estrategia para la predicción de arena como una función del tiempo, desde el comienzo hasta el estado estable. Y ~ Prod. Arena; X ~ tiempo)



**Fuente.** PALMER, Ian, *et al.* Predicting and Managing Sand: A New Strategy: Society of Petroleum Engineers, 2003. p. 1.

**4.3.1 Características.** El comienzo del arenamiento es predicho usando los esfuerzos basados en el modelo de falla de cizalla alrededor del cañoneo o en un pozo a hueco abierto. Los datos esenciales para el desarrollo del modelo son la prueba TWC determinada a partir de corazones y el UCS estimado a partir de registros (gamma ray, densidad y sónico dipolar).

A partir de la **Ecuación 15**, los autores plantean el criterio para el comienzo del arenamiento a partir de la presión de fondo fluyente crítica, dicho criterio viene dado por:

<sup>67</sup> PALMER, Ian, *et al.* Predicting and Managing Sand Production: A New Strategy: Society of Petroleum Engineers, 2003.

**Ecuación 15.** Condición de caída de presión de fondo fluente crítica para el comienzo del arenamiento.

$$CBHFP < \frac{3\sigma_1 - \sigma_3 - \sigma_y}{2 - A} - P_r \frac{A}{2 - A}$$

**Fuente.** PALMER, Ian, *et al.* Predicting and Managing Sand Production: A New Strategy: Society of Petroleum Engineers, 2003. p. 2.

Donde:

$P_r$  = Presión promedio actual del yacimiento (psi).

$\sigma_1$  = Esfuerzo principal total mayor (psi).

$\sigma_3$  = Esfuerzo principal total menor (psi).

$\sigma_y$  = Esfuerzo de la formación cercano al pozo (psi).

$A$  = Constante poro-elástica.

$CBHFP$  = Presión de fondo fluente crítica (psi).

La predicción del comienzo del arenamiento se realizó para siete casos, en cinco el arenamiento fue observado, cuatro del total de casos son yacimientos de gas con un rango de UCS de 250 psi a 3053 psi y otros dos de los siete casos pueden ser clasificados como yacimientos de alta presión y alta temperatura (HPHT).

El primer análisis realizado fue determinar la relación entre la CBHFP predicha y la observada. Dos de los casos presentaron relación negativa ya que la CBHFP fue negativa, lo que significa que no se espera arenamiento en estos campos.

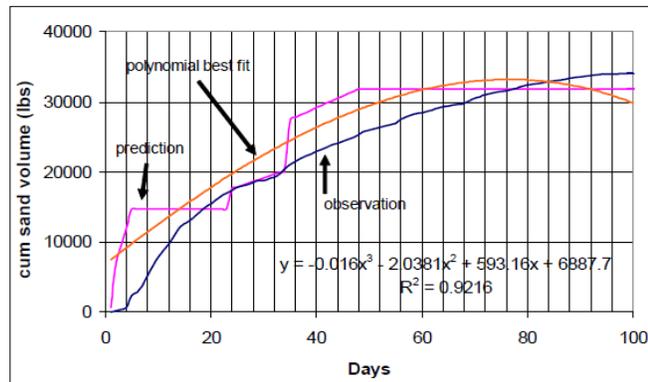
Con los resultados la principal conclusión obtenida es que el modelo es conservador ya que el arenamiento se da a presiones de fondo fluente menores que la predicha, lo cual puede indicar que el arenamiento genera una incertidumbre entre fallas en la determinación de las variables usadas por el método, como también en la posibilidad de que éste no solo depende de las caídas de presión, estrictamente hablando.

El modelo también estudió el efecto del agua sobre la producción de arena, asegurando que cuando la saturación de agua es baja, este fluido ayuda a mantener los granos de arena juntos mediante pequeñas fuerzas de cohesión capilar; por el contrario, cuando la saturación de agua aumenta esta cohesión capilar deja de existir y se produce arena hacia los pozos de manera considerable.

El modelo de arenamiento transiente es un modelo de elemento finito totalmente acoplado. Uno de los elementos esenciales del modelo es el análisis de los elementos finitos de esfuerzos y flujo de fluidos totalmente acoplados. Esto permite la simulación dependiente del tiempo de las condiciones de contorno aplicadas. Con este modelo fue posible determinar volumen de arena mas no la tasa de producción de arena, ya que para la determinación de dicho aspecto se hace necesario tener en cuenta otros efectos como las fuerzas de arrastre, la viscosidad del fluido y el

tipo de fluido, es decir, si es gas o petróleo, entre otros. En el **Gráfico 4** se muestra el comportamiento grafico de la curva predicha de volumen de arena con respecto a la observada.

**Gráfico 4.** Perfil observado de arena acumulada en la superficie vs. Tiempo, comparada con la predicha por el modelo.

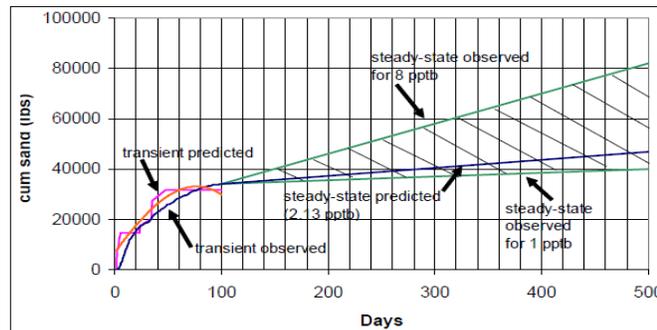


**Fuente.** PALMER, Ian, et al. Predicting and Managing Sand Production: A New Strategy: Society of Petroleum Engineers, 2003. p. 10.

Cabe notar que para la construcción de dicha gráfica y aunque los autores dicen que dicho modelo “aún se encuentra en construcción”, la dependencia del volumen de arena en superficie respecto al tiempo la determinaron a partir de los cambios en la presión del fondo de pozo con respecto al tiempo.

El modelo de arenamiento en estado estable es un modelo empírico que está basado en pruebas extensas de arenamiento de núcleos desarrolladas en laboratorio. Para evaluar la tasa de producción de arena el modelo fue aplicado a las condiciones de producción posteriores al arenamiento transiente. En el **Gráfico 5** se muestran los resultados obtenidos.

**Gráfico 5.** Perfil observado de acumulación de arena vs. Tiempo, incluyendo predicción del estado estable.



**Fuente.** PALMER, Ian, et al. Predicting and Managing Sand Production: A New Strategy: Society of Petroleum Engineers, 2003. p. 10.

#### 4.3.2 Variables

$P_r$  = Presión promedio actual del yacimiento (psi).

$\sigma_1$  = Esfuerzo principal total mayor (psi).

$\sigma_3$  = Esfuerzo principal total menor (psi).

$\sigma_y$  = Esfuerzo de la formación cercano al pozo (psi).

$A$  = Constante poro-elástica.

$CBHFP$  = Presión de fondo fluyente crítica (psi).

#### 4.3.3 Limitantes

- El modelo de caída de presión es bastante conservador respecto a los datos reales, es decir, el valor predicho de presión de fondo fluyente crítica se da mucho antes que el punto real en el cual comienza el arenamiento.
- El modelo planteado para determinar el volumen de arena producida en superficie durante el estado transiente no tiene en cuenta las fuerzas de arrastre ni algunas propiedades importantes del fluido como la viscosidad.

#### 4.4 MODELAMIENTO DE LA TASA DE PRODUCCIÓN DE ARENA<sup>68</sup>

Se presenta un modelo analítico de la tasa de arenamiento y es comparada la predicción tanto con observaciones en laboratorio como con simulaciones numéricas, en donde al aumentar la tasa de flujo, se incrementó la fuerza de arrastre viscosa y la fuerza del gradiente de presión de poro; el modelo puede ser usado para rápidas estimaciones de tasas de arenamiento y determinar la variación de esta según la alteración de parámetros de producción.

La producción de arena según el modelo cuantifica la tasa de producción de arena

<sup>68</sup> FJAER, E., et al. Modeling the Rate Of Sand Production: American Rock Mechanics Association, 2004.

la cual depende de:

- Cuánto es la reducción de la presión del pozo por debajo de la presión crítica de producción de arena.
- Tasa de flujo de fluidos y de su viscosidad. En donde el promedio de producción de arena aumenta con el incremento de la tasa de flujo por encima del límite crítico.
- Cementación de la roca.

El modelo depende de un parámetro que puede obtenerse de experimentos o datos de campo si están disponibles, el cual está relacionado a la erosión de arena.

**4.4.1 Características.** La Ecuación 16 es la principal del modelo, por medio de la cual se puede calcular la tasa de producción de arena.

**Ecuación 16.** Tasa promedio de producción de arena.

$$M_s = \frac{1}{2} \eta R P_s \left( e^{2 \frac{D-D_c}{C_o}} - 1 \right) (Q - S_c q_o)$$

**Fuente.** FJAER, E., *et al.* Modeling the Rate Of Sand Production: American Rock Mechanics Association, 2004. p. 13.

Donde:

$C_o$  = Esfuerzo uniaxial compresivo de la roca.

$D_c$  = Caída de presión estimada donde la producción de arena es iniciada.

$M_s$  = Tasa promedio de producción de arena.

$P_s$  = Presión de poro.

$S_c$  = Área superficial de la cavidad cañoneada.

$q_o$  = Caudal crítico estimado.

$D$  = Caída de presión (*Drawdown*).

$Q$  = Tasa de flujo total

$R$  = Radio de la cavidad cilíndrica del cañoneo.

$\eta$  = Viscosidad del fluido que se mueve en el reservorio.

El modelo es basado en el principio básico del modelo de Papamichos, E. *et al*<sup>69</sup> en donde la erosión de la arena es clave en el proceso. Adicionalmente, se asume que la arena proveniente de la roca pertenece a un proceso de erosión dirigido por el flujo de fluidos en donde la tasa de arenamiento es proporcional a las fuerzas

---

<sup>69</sup> PAPANICHOS, E.; SKJÆRSTEIN, A. and TRONVOLL, J. A Volumetric Sand Production Experiment.: American Rock Mechanics Association, 2000.

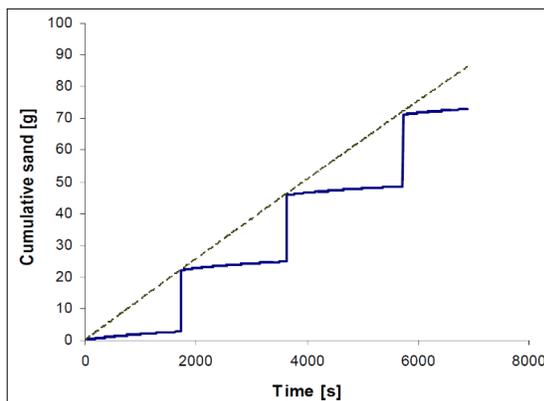
hidrodinámicas que actúan en el grano, a su vez proporcional a la caída de presión.

En el modelo se asumió que la rigidez de la roca permanece constante hasta que la porosidad ha alcanzado un valor crítico. En ese punto, toda la roca que ha estado produciendo arena, colapsa. La arena restante en esa parte se produce en una ráfaga. Las tensiones alrededor de la cara del pozo son entonces redistribuidas, y la situación es similar al estado inicial, a excepción que la cavidad se ha tornado un poco más grande; así, la producción de arena se modela como un proceso cíclico, y por ello la producción de arena puede parecer continua cuando hay largas escalas de tiempo.

El **Gráfico 6** representa la predicción del modelo, en donde la pendiente de la línea discontinua marca el promedio de la tasa de producción máxima de arena, su utilidad estriba en que demarca el aparente “límite máximo” de producción de arena acumulada contra el tiempo. Mientras que la línea azul revela el comportamiento del fenómeno de acumulación de arena contra tiempo.

Cada ascenso de la acumulación de arena representa colapso en la zona productora, del mismo modo, el radio de la cavidad productora aumenta a medida que se está produciendo arena, es por ello que cada periodo toma más tiempo.

**Gráfico 6.** Acumulación de producción de arena (g) de la cavidad de producción a una caída de presión (*Drawdown*) constante contra tiempo (s).



**Fuente.** FJAER, E., et al. Modeling The Rate Of Sand Production: American Rock Mechanics Association, 2004. p. 13.

#### 4.4.2 Variables

$C_o$  = Esfuerzo uniaxial compresivo de la roca.

$D_c$  = Caída de presión estimada donde la producción de arena es iniciada.

$M_s$  = Tasa promedio de producción de arena.

$P_s$  = Presión de poro.

$S_c$  = Área superficial de la cavidad cañoneada.

$q_o$  = Caudal crítico estimado.

$D$  = Caída de presión (*Drawdown*).

$Q$  = Tasa de flujo total

$R$  = Radio de la cavidad cilíndrica del cañoneo.

$\eta$  = Viscosidad del fluido que se mueve en el reservorio.

#### 4.4.3 Limitantes

- El parámetro relacionado a la erosión de la arena debe ser calibrado en pruebas de producción de arena en laboratorio.
- Para aplicaciones prácticas, la presión estática del yacimiento necesita ser determinada por calibración en una prueba de producción de arena.
- El modelo en su forma actual, no es esperado para proporcionar predicciones confiables del desarrollo a largo plazo de la tasa de producción de arena ya que requiere ser comprobada en casos reales.

#### 4.5 PREDICCIÓN DE LA CAÍDA DE PRESIÓN CRÍTICA PARA EL INICIO DE PRODUCCIÓN DE ARENA<sup>70</sup>

Este artículo presenta modelos analíticos de inicio de arenamiento, asumiendo un falla por cizalla o por tensión, induciendo el arenamiento desde pozos a hueco abierto o desde los cañoneos en un pozo revestido. Los modelos planteados no se consideran bajo ningún régimen de flujo.

**4.5.1 Características.** Para utilizar estos modelos, los parámetros mecánicos de rocas necesarios son la constante de Biot, la relación de Poisson, la fuerza de compresión uniaxial (UCS) y las tensiones *in-situ*. Con estos datos, se puede obtener una caída de presión crítica para un pozo para cualquier presión promedio dada del reservorio.

A continuación, se muestra la **Ecuación 17** y la **Ecuación 18** para determinar las condiciones de arenamiento asumiendo la constante de Biot=1.

- La primera condición basada en estabilidad del túnel de pozo/cañoneo:

---

<sup>70</sup> YI, X.; VALKO, P. P. and RUSSELL, J. E. Predicting Critical Drawdown for the Onset of Sand Production: Society of Petroleum Engineers, 2004.

**Ecuación 17.** Condición de arenamiento según X, Yi. (Estabilidad del túnel)

$$\frac{P_{wf}(t)}{C_o} = (1 - \nu) \left[ 2 \frac{\sigma_h(t)}{C_o} - \frac{1 - 2\nu P(t)}{1 - \nu} \frac{P(t)}{C_o} - 1 \right]$$

**Fuente.** YI, X.; VALKO, P. P. and RUSSELL, J. E. Predicting Critical Drawdown for the Onset of Sand Production: Society of Petroleum Engineers, 2004. p. 2.

Donde el arenamiento ocurre cuando el lado izquierdo de la ecuación es menor que el lado derecho de la ecuación.

• La segunda condición basada en estabilidad de la punta del cañoneo:

**Ecuación 18.** Condición de arenamiento según X, Yi. (Estabilidad de la punta del cañoneo)

$$\left( \frac{1}{2} + \frac{\nu}{1 - \nu} \right) \frac{P_{wf}(t)}{C_o} = \frac{3}{2} \frac{\sigma_h(t)}{C_o} - \frac{1 - 2\nu P(t)}{1 - \nu} \frac{P(t)}{C_o} - 1$$

**Fuente.** YI, X.; VALKO, P. P. and RUSSELL, J. E. Predicting Critical Drawdown for the Onset of Sand Production: Society of Petroleum Engineers, 2004. p. 3.

Al igual que el caso anterior el arenamiento ocurrirá cuando el lado izquierdo de la ecuación sea menor que el derecho.

#### 4.5.2 Variables

$P_{wf}$  = Presión de fondo fluyente (psi).

$\Sigma_h$  = Esfuerzo total mínimo horizontal (psi).

$P$  = Presión promedio del yacimiento (psi).

$T$  = Escala de tiempo.

$N$  = Relación de Poisson

$C_o$  = Esfuerzo Uniaxial Compresivo (psi)

#### 4.5.3 Limitantes

- Adquisición necesaria de datos mecánicos de la roca.
- Las caídas de presión críticas predichas para algunos de los pozos tienen una desviación alejada del dato real.

### 4.6 PREDICCIÓN DE TASA-PRODUCCIÓN DE ARENA EN YACIMIENTOS DE PETRÓLEO Y AGUA: VALIDACIÓN Y USO PRÁCTICO<sup>71</sup>

El modelo referente a la producción de arena está fundamentado en aspectos geomecánicos de la roca, caída de presión y corte de agua. Fue desarrollado para predecir los volúmenes de arena y tasas para cualquier yacimiento común de petróleo o gas.

<sup>71</sup> HOEK, Van Den; JACOB, Paul and GEILIKMAN, Mikhail Boris. Prediction of Sand Production Rate in Oil and Gas Reservoirs: Field Validation and Practical Use: Society of Petroleum Engineers, 2005.

La validación del modelo se da comparando las predicciones con observaciones de campos en estado de “agotamiento”, en el uso de este modelo se demuestra que la producción de arena depende de los esfuerzos de la roca, de los esfuerzos *in-situ*, caídas de presión y de la forma como el campo es operado.

**4.6.1 Características.** La arena formada detrás de la zona cañoneada puede ser instantáneamente movilizada por un aumento de la velocidad de flujo por fuerza de arrastre. Suponiendo una forma hemisférica del arco detrás de la agujero de perforación, esta movilización resultará en una la ampliación de la arcada que se puede estimar a partir de la **Ecuación 19**.

**Ecuación 19.** Resistencia del arco.

$$Resistencia\ del\ arco = \frac{\mu Q_{max}}{2\pi k r_a * N_{perf}}$$

**Fuente.** HOEK, Van Den; JACOB, Paul and GEILIKMAN, Mikhail Boris. Prediction of Sand Production Rate in Oil and Gas Reservoirs: Field Validation and Practical Use: Society of Petroleum Engineers, 2005. p. 7.

Donde:

$N_{perf}$  = Número de cavidades en los cañoneos.

$Q_{max}$  = Máxima tasa de flujo durante el flujo transiente excedido.

$r_a$  = Radio del arco agrandado.

$k$  = Permeabilidad de la formación.

$p$  = Presión.

$r$  = Radio del arco inicial.

$\mu$  = Caída de presión.

Las asunciones fundamentales del modelo son las siguientes:

- La post estabilización de falla (PFS) de la cavidad, después de la falla inicial, sirve de refuerzo a la cavidad.
- El transporte de arenisca fallada hacia el pozo se basa en que, en presencia de flujo de fluido, el crecimiento de una zona plástica siempre está asociada con arenamiento distinto de cero. Así, al iniciarse o cerrarse el pozo el límite entre las zonas plásticas y elásticas crecerá hasta un nuevo valor de equilibrio. Como resultado de la viscosidad del fluido de producción y de la roca, el crecimiento de los límites será en un plazo finito. Durante este período, en el crecimiento de los límites de la zona plástica, es producida la arena.
- La arenisca es fallada por reducción en su cohesión y el transporte hacia el pozo de esta arena es favorecida por el agua.

#### 4.6.2 Variables

$N_{perf}$  = Número de cavidades en los cañoneos.

$Q_{max}$  = Máxima tasa de flujo durante el flujo transiente excedido.

$r_a$  = Radio del arco agrandado.

$k$  = Permeabilidad de la formación.

$p$  = Presión.

$r$  = Radio del arco inicial.

$\mu$  = Caída de presión.

#### 4.6.3 Limitantes

- El grado de estabilización de falla (PFS) va directamente relacionado a la cantidad y tamaño de las zonas cañoneadas según este modelo en sus conclusiones, más no a la arena como tal.
- A pesar que se realizan comparaciones con casos reales, no hay datos cuantitativos desde el cual se pueda obtener un porcentaje de error en la aplicación del modelo.

### 4.7 MODELO DE PRODUCCIÓN DE ARENA BASADO EN FUNCIONES EPISÓDICAS<sup>72</sup>

Dado que, en la producción de arena en rocas cementadas, la formación primero falla, se asume en la mayoría de los casos, que esta falla se produce por una combinación de esfuerzos de cizalla y compresivos. Sin embargo, la falla inicial no es suficiente para que la arena pueda ser observada en el pozo ya que los granos de arena pueden aún permanecer en su lugar por fuerzas más débiles que la cohesión original; como las fuerzas capilares o la fricción entre los granos movilizados. Por ello, para que se dé la producción de arena, se debe sobrepasar un umbral en la tasa del flujo de fluidos.

Se desarrolló este modelo a partir de consideraciones físicas sencillas como: que el aumento de la porosidad está relacionado primeramente al flujo en medios porosos y considerando que la fuerza de arrastre del fluido es parcialmente compensada por la fricción entre los granos de arena.

Cuando la velocidad de flujo está por encima del límite crítico, las partículas se transportan con el flujo de fluidos y la porosidad en la zona aumenta por la pérdida de granos de arena, ya que cuando se da el arenamiento, es cuando se vence el coeficiente de fricción estático pasando a uno dinámico, de menor intensidad; cada vez que el universo de granos se estabilice, se produce un nuevo coeficiente de

---

<sup>72</sup> CERASI, P. R. and VARDOULAKIS, I. Sand Production Model Based On Episodic Functions: American Rock Mechanics Association, 2012.

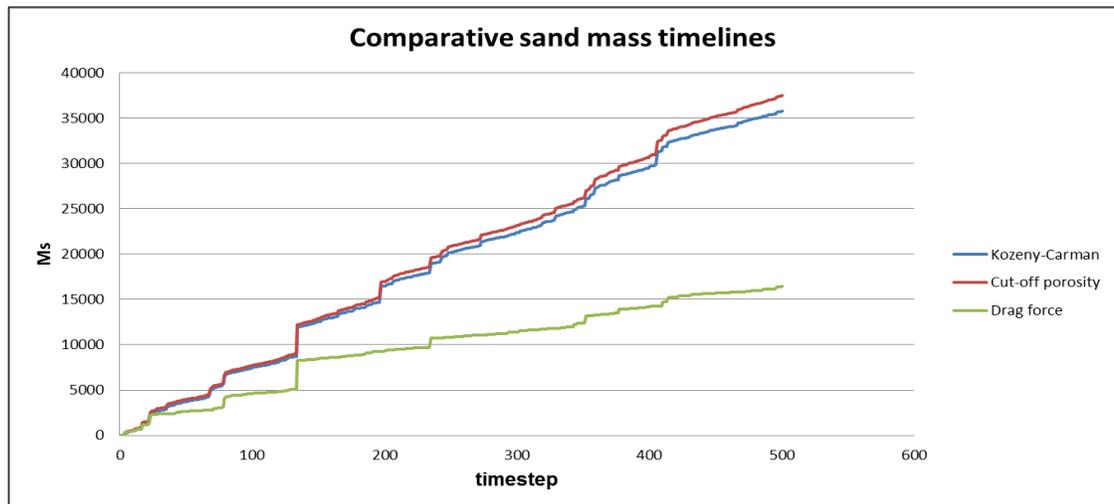
fricción estático, en función de la nueva configuración de granos, la cual deberá ser vencida de nuevo para mover el siguiente flujo de arena. De esta forma, al aumentar la velocidad de flujo, también aumenta la fuerza de arrastre.

En el artículo se muestran diferentes versiones del modelo, en donde a medida que se avanza en el desarrollo del mismo, le son adicionadas mejoras.

En el **Gráfico 7** se ilustran las tres versiones del modelo, la primera es teniendo en cuenta la fuerza de arrastre (**Ecuación 20** y **Ecuación 21**), la segunda con la implementación de la porosidad en el límite de corte, en el cual la estructura de la roca no puede soportar los esfuerzos impuestos y colapsa (**Ecuación 22** y **Ecuación 23**); y finalmente utilizando un enfoque de Kozeny-Carman<sup>73</sup> que relaciona el fluido con el medio poroso (**Ecuación 24**).

Las variaciones ocurren dependiendo de una realización particular de las funciones episódicas, pero en las versiones del modelo, las pendientes en general permanecen relativamente iguales, con el efecto de porosidad en el límite de corte no muy diferente del enfoque de Kozeny-Carman, mientras que el modelo anterior (únicamente teniendo en cuenta la fuerza de arrastre) arroja una pendiente más baja.

**Gráfico 7.** Comparación de las sucesivas mejoras realizadas en la prueba de producción de arena simulada en tiempo (s) contra acumulación de arena (g/m<sup>2</sup>).



**Fuente.** CERASI, P. R. and VARDOULAKIS, I. Sand Production Model Based On Episodic Functions: American Rock Mechanics Association, 2012. p. 5.

**Ecuación 20.** Fuerza de arrastre (planteamiento inicial para la producción de arena).

$$f_{drag,t} = d * q_t$$

**Fuente.** CERASI, P. R. and VARDOULAKIS, I. Sand Production Model Based On Episodic Functions: American Rock Mechanics Association, 2012. p. 3.

<sup>73</sup> BEAR, Jacob. Dynamics of fluids in porous media. New York: American Elsevier, 1972. 1-757 p.

**Ecuación 21.** Producción de arena en un tiempo determinado evaluada para la fuerza de arrastre.

$$M_{sand,t} = 0, \quad \text{si } f_{drag,t} < f_{yield}$$

$$M_{sand,t} = e \left( f_{drag,t} - f_{yield} \right) + \frac{1}{P_t}, \quad \text{si } f_{drag,t} \geq f_{yield}$$

**Fuente.** CERASI, P. R. and VARDOULAKIS, I. Sand Production Model Based On Episodic Functions: American Rock Mechanics Association, 2012. p. 3.

**Ecuación 22.** Evolución de la porosidad (modificación al planteamiento inicial de la producción de arena).

$$q_t = c * \phi_t^{-1}$$

$$f_{drag,t} = d * q_t$$

**Fuente.** CERASI, P. R. and VARDOULAKIS, I. Sand Production Model Based On Episodic Functions: American Rock Mechanics Association, 2012. p. 3.

La **Ecuación 23** describe la producción de arena (como flujo másico), en donde solamente esta tiene un valor diferente de cero, solo si la fuerza de arrastre ejercida en el grano de arena es mayor o igual a la Fuerza de arrastre de “rendimiento” (por encima de la cual se da la producción de arena y, por lo tanto aumenta la porosidad). Adicionalmente, la producción acumulada de arena presenta un valor dependiente de los parámetros de ajuste “E” y “e” y de si la porosidad en un tiempo determinado es mayor o igual a la porosidad de corte (en el cual el cual la estructura de la roca no puede soportar los esfuerzos impuestos y colapsa).

**Ecuación 23.** Producción de arena en un tiempo determinado evaluada para cuando la porosidad ha excedido el límite de corte.

$$M_{sand,t} = 0, \quad \text{si } f_{drag,t} < f_{yield}$$

$$M_{sand,t} = e \left( f_{drag,t} - f_{yield} \right), \quad \text{si } f_{drag,t} \geq f_{yield} \text{ ,y, } \phi_t \geq \phi_{cut-off}$$

$$M_{sand,t} = E \left( f_{drag,t} - f_{yield} \right), \quad \text{si } f_{drag,t} \geq f_{yield} \text{ ,y, } \phi_t > \phi_{cut-off}$$

\* Donde:  $E > e$

**Fuente.** CERASI, P. R. and VARDOULAKIS, I. Sand Production Model Based On Episodic Functions: American Rock Mechanics Association, 2012. p. 4.

**Ecuación 24.** Ley de Kozeny-Carman (modificación final al planteamiento de la producción de arena).

$$q_t = c * \frac{\phi_t^3}{(1 - \phi_t)^2}$$

$$f_{drag,t} = d * q_t$$

**Fuente.** CERASI, P. R. and VARDOULAKIS, I. Sand Production Model Based On Episodic Functions: American Rock Mechanics Association, 2012. p. 5.

Donde:

$M_{sand,t}$  = Arena producida acumulada.

$P_t$  = Número aleatorio (*Random*).

$q_t$  = Velocidad específica del fluido.

$f_{drag,t}$  = Fuerza de arrastre ejercida en el grano de arena.

$f_{yield}$  = Fuerza de arrastre de rendimiento.

$\phi_{cut-off}$  = Porosidad de corte.

$\phi_t$  = Porosidad en un tiempo determinado

$E$  = Parámetro de ajuste.

$c$  = Parámetro de ajuste adicional.

$d$  = Parámetro de ajuste adicional.

$e$  = Parámetro de ajuste.

**4.7.1 Características.** La mayoría de modelos, según se afirma en este artículo, tienen en común que la naturaleza estocástica intrínseca de la producción de arena no se tiene en cuenta directamente, sino que promedia la masa de arena registrada en algún momento. Dicho promedio no se considera perjudicial para propósitos de modelado ya que pequeñas variaciones tendrán un efecto insignificante sobre la cantidad total de arena producida al final de la prueba. Sin embargo, la incertidumbre originada principalmente por la falta de determinación propia de la fricción movilizada entre los granos de arena, puede jugar un papel significativo en el campo, donde se consideran los largos intervalos de producción y los esfuerzos principales que se convierten en un mecanismo estabilizador importante.

Este modelo de producción de arena se desarrolló a partir de series iniciales de números aleatorios, basado en consideraciones físicas elementales del problema como la fricción, los esfuerzos y la tasa de flujo de fluido. En los resultados de la simulación muestran concordancia únicamente cualitativa con experimentos de predicción de arena en laboratorio.

#### 4.7.2 Variables

$M_{sand,t}$  = Arena producida acumulada.

$P_t$  = Número aleatorio.

$q_t$  = Velocidad específica del fluido dentro del yacimiento.

$f_{drag,t}$  = Fuerza de arrastre ejercida en el grano de arena.

$f_{yield}$  = Fuerza de arrastre de rendimiento (por encima de la cual se da la producción de arena y, por lo tanto aumenta la porosidad).

$\phi_{cut-off}$  = Porosidad de corte (en la cual el cual la estructura de la roca no puede soportar los esfuerzos impuestos y colapsa)

$\phi_t$  = Porosidad en un tiempo determinado (porosidad en función del tiempo).

$E$  = Parámetro de ajuste.

$c$  = Parámetro de ajuste adicional.

$d$  = Parámetro de ajuste adicional.

$e$  = Parámetro de ajuste.

#### 4.7.3 Limitantes

- La línea de tiempo no puede reproducirse con una coincidencia cuantitativa aceptable (no hay certeza).
- El modelo no calcula la cantidad de arena a ser producida bajo un nivel de esfuerzo dado.
- No se incluyen parámetros de valores geomecánicos que ayuden a que el modelo se diferencie el patrón relevante de producción de arena asociados a los diferentes esfuerzos.

#### 4.8 MODELOS MECÁNICOS PARA PREDECIR LA PRODUCCIÓN DE ARENA: UN CASO DE ESTUDIO EN POZOS EN EL DELTA DEL NIGER<sup>74</sup>.

La cuenca del Delta del Níger se encuentra entre los deltas de edad terciaria productores de petróleo y gas más prolíficos del mundo. La mayor acumulación de hidrocarburos en las cuencas de Delta del Níger están contenidas en arenas intercaladas y lutitas que se depositan principalmente en ambientes marinos someros, y que se encuentran entre 5.000 ft y 10.000 ft de profundidad; la Formación Akata-Agbada del periodo terciario, es susceptible a presentar problemas de arenamiento.

Entre los rasgos estructurales presentes, están una falla de crecimiento y estructuras anticlinales tipo *rollover* que proporcionan las trampas de hidrocarburos características en el Delta del Níger. La cementación es notablemente pobre y cualquier cohesión presente se debe principalmente al sílice y la calcita. Las areniscas tienen una porosidad promedio general del 30% y La permeabilidad oscila entre 10 mD y 5000 mD. Estos reservorios de areniscas friables y no consolidadas, constituyen desafíos serios para la producción de arena.

Existen una gran variedad de modelos de predicción de arenamiento empíricos, numéricos y analíticos en la literatura, estos modelos requieren muchos parámetros de entrada de datos que rara vez están disponibles en el campo y exigen cálculos extensos (por ejemplo, modelos de elementos finitos). Los modelos existentes no son posibles en los casos en que se necesitan decisiones rápidas de control de la arena, es por ello que se decidió emplear para el estudio en unos pozos del Delta

---

<sup>74</sup> UDEBHULU, Dickson O. and OGBE, David O. Mechanistic Models for Predicting Sand Production: A Case Study of Niger Delta Wells: Society of Petroleum Engineers, 2015.

de Níger, el modelo para predecir la tasa de producción de arena (SPR) desarrollado por WILLSON, *et al*<sup>75</sup> (2002).

**4.8.1 Características.** Se le incorporó la contribución del gas, ya que el modelo en su forma original no lo incluye, afectando los resultados en dado caso que se tengan hidrocarburos gaseosos.

La **Ecuación 25** es la ecuación final para determinar la tasa de producción de arena para un pozo, en ella se incluyeron los índices de correlación, los cuales son únicos para cada pozo, adicionalmente se consideró el Factor de Carga, el número Reynolds modificado ( $Re^*$ ), el corte de agua y la relación gas-líquido ( $G$ ).

**Ecuación 25.** Tasa de producción de arena de Willson et. al, modificada (pptb).

$$SPR = a e^{(bW+cG)} Re^{*d} LF$$

**Fuente.** UDEBHULU, Dickson O. and OGBE, David O. Mechanistic Models for Predicting Sand Production: A Case Study of Niger Delta Wells: Society of Petroleum Engineers, 2015. p.3.

Donde:

SPR = Tasa de producción de arena predicha.

$G$  = Relación gas-líquido.

$LF$  = Factor de Carga.

$Re^*$  = Número de Reynolds modificado.

$W$  = Corte de agua.

$a$  = Índice de correlación.

$b$  = Índice de correlación.

$c$  = Índice de correlación.

Acoplado los criterios de arenamiento estático y los requerimientos dinámicos para la fluidización de la arena producida, se validó comparando sus predicciones con los datos de campo. Los resultados mostraron una desviación máxima aceptable de menos del 6% de la producción de arena predicha respecto a la real en los pozos *onshore* investigados

El modelo propuesto predice mejores resultados especialmente cuando la relación gas-líquido es significativamente alta. Las aplicaciones de este estudio incluyen el manejo del yacimiento, la finalización del completamiento, diseño de perforación,

---

<sup>75</sup> WILLSON, S. M., *et al*. New Model for Predicting the Rate of Sand Production: Society of Petroleum Engineers, 2002

estrategia de monitoreo de arena, diseño de las facilidades de superficie y tuberías, y análisis de planes económicos y de desarrollo de campo.

#### **4.8.2 Variables**

$SPR$  = Tasa de producción de arena predicha.

$G$  = Relación gas-líquido.

$LF$  = Factor de Carga.

$Re^*$  = Número de Reynolds modificado.

$W$  = Corte de agua.

$a$  = Índice de correlación.

$b$  = Índice de correlación.

$c$  = Índice de correlación.

#### **4.8.3 Limitantes**

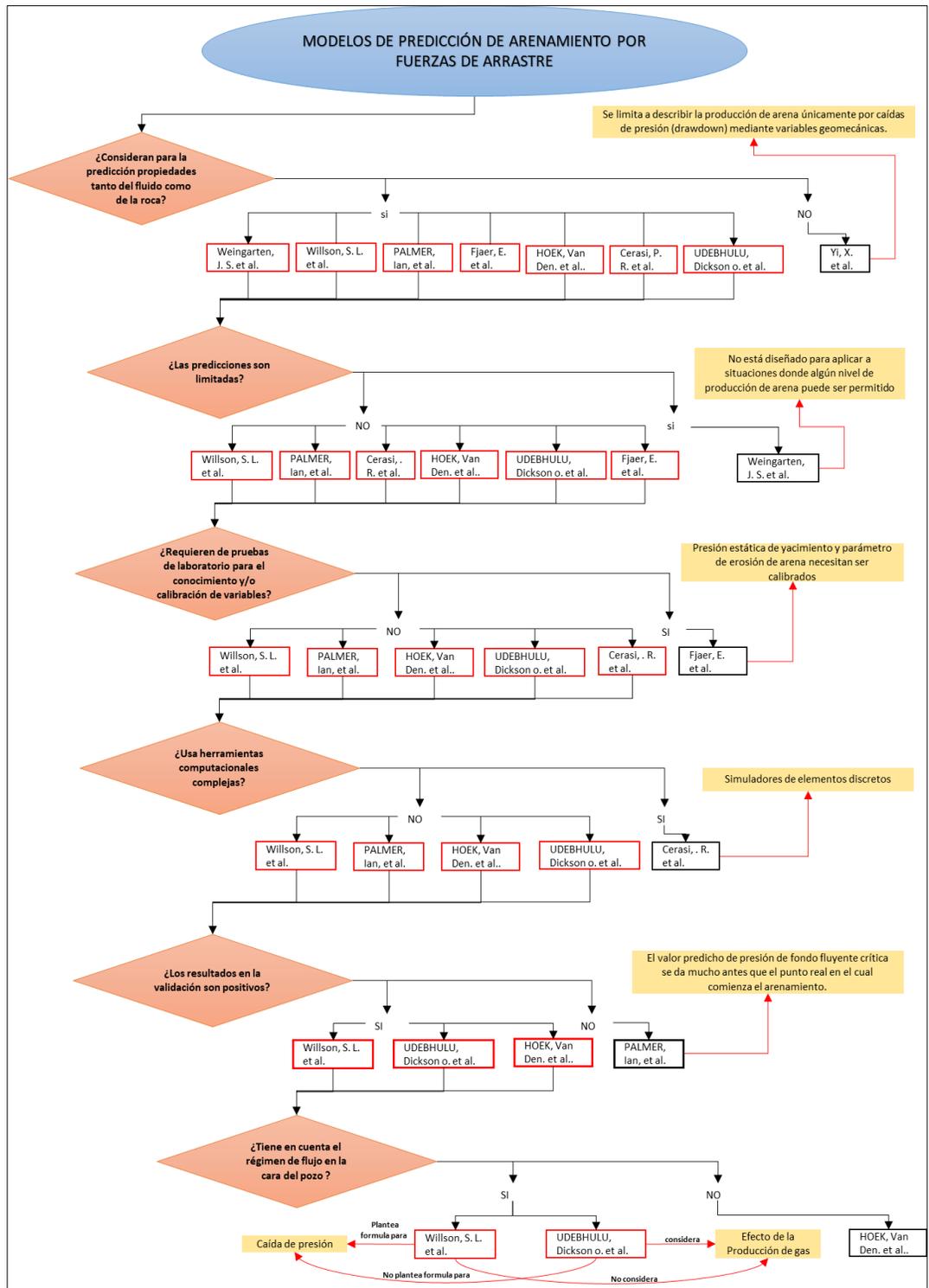
- Se requieren datos de producción y geomecánicos en el campo donde se desee implementar el modelo.
- No determina la caída de presión (drawdown).

## 5. SELECCIÓN DE LOS MODELOS

El diagrama de flujo de la **Figura 19**, explica el procedimiento que se llevó a cabo para selección de los modelos a usar para objeto del presente trabajo. La lectura de este diagrama de flujo se realiza de manera descendente, en donde EN FORMA DE árbol de decisión se explica las premisas principales (En forma de rombo) que debían cumplir los modelos para continuar con la selección. Los modelos que continuaban en selección fueron enmarcados en un rectángulo rojo; por el contrario, aquellos que no continúan son en marcados en negro.

Ejemplo: Posterior al inicio del título principal del diagrama de flujo “*Modelos de predicción de arenamiento por fuerzas de arrastre*” se dirige flecha a “*¿Consideran para la predicción propiedades tanto del fluido como de la roca?*”, los modelos que cumplen con dicha premisa, van dirigidos a la palabra “*sí*”, los cuales corresponden a cinco modelos (enmarcados en rojo), solamente uno no cumple, el cual corresponde al modelo planteado por Yi, X., *et al.* (2004) (enmarcados en negro), del cual deriva una flecha roja que indica la razón limitante, la cual es “*Se limita a describir la producción de arena únicamente por caídas de presión (drawdown) mediante variables geomecánicas*”. La selección continúa por los modelos que si cumplían como lo indica el sentido de las flechas, dirigiéndose al siguiente rombo. Se realiza nuevamente el mismo procedimiento explicado.

**Figura 19.** Diagrama de flujo para la elección de los modelos para construcción de la metodología de arenamiento por fuerzas de arrastre.



La selección de los modelos se realizó con base al alcance de éstos en la producción de arena por fuerzas de arrastre, siendo muy pocos los modelos que consideran este aspecto. Con la información analizada fue posible determinar que la predicción de las tasas de producción de arena no solo depende de las fuerzas asociadas al flujo de los fluidos, sino también de parámetros geomecánicos de la roca, como lo es el régimen de esfuerzos cercano al pozo el cual es influyente en el fallamiento de la formación y en la caída de presión; generando por tanto una consideración importante en la producción de arena, pero no la única.

Posteriormente, se tuvo en cuenta que las variables y parámetros involucrados para el desarrollo de los mismos fuesen de fácil acceso y adquisición, ya que el alcance de este trabajo no abarca prácticas de laboratorio para la consecución de la información, sino que aquellas variables de las cuales no se tenga el valor cuantitativo, puedan ser definidas mediante correlaciones o estudios ya generados previamente.

Uno de los principales factores para la selección fueron las limitaciones de los diferentes modelos, una de estas fue la complejidad para el entendimiento del modelo y desarrollo del mismo, como el uso de herramientas computacionales complejas, ya que cuando se habla del manejo de la producción de arena se requiere de herramientas que permitan a los ingenieros tomar decisiones rápidas y prácticas.

Los modelos de desarrollo empírico fueron descartados porque no representaban datos cuantitativos fidedignos debido a la falta de validación del modelo en algún campo.

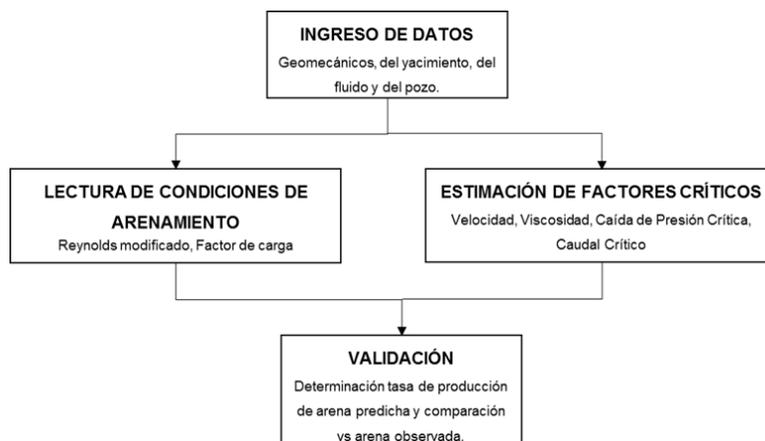
Otra de las limitantes analizadas para la selección fue la inclusión de todos los fluidos que pueden ser producidos en un yacimiento, es decir, muchos de los autores no tuvieron en cuenta el efecto de la producción de agua y/o gas en la producción de arena. Así como también en otros casos los modelos limitaban su estudio a un tipo de crudo en específico.

Por tanto los modelos seleccionados corresponden al “Nuevo modelo para predecir la tasa de producción de arena” planteado por WILLSON, et al. (2002), el cual tiene en cuenta el impacto de los fluidos cruzando la superficie lateral del pozo o cañoneo, el efecto del agua, y la caída de presión y “Modelos mecánicos para predecir la producción de arena: un caso de estudio en pozos en el Delta del Niger” planteado por UDEBHULU & OGBE (2015), el cual es un desarrollo del modelo de WILLSON, et al. (2002) pero teniendo en cuenta la producción de gas. Complementándose por tanto estos dos modelos el uno al otro y para la conclusión de un modelo matemático que represente la producción de arena por fuerzas de arrastre

## 6. METODOLOGÍA PROPUESTA

La metodología a proponer para la estimación de factores críticos que puedan inducir la producción de arena por fuerzas de arrastre se divide en tres módulos (ingreso de datos, lectura de condiciones de arenamiento y estimación de factores críticos de producción de arena por fuerzas de arrastre, y validación) los cuales serán explicados en el presente capítulo.

**Cuadro 4.** Módulos de la metodología.



El Cuadro 5 muestra los símbolos que componen la metodología propuesta, con sus funciones correspondientes.

**Cuadro 5.** Simbología de la metodología propuesta.

SIMBOLOGÍA	
	Ingreso manual
	Decisión
	Cálculo automático por parte de la herramienta
	Ingreso extra (no obligatorio)
	Nota aclaratoria
	Mensaje por parte de la herramienta
	Desplazamiento básico
	Desplazamiento hacia cálculo de importancia intermedia
	Desplazamiento hacia cálculo de importancia alta
	Inicio o fin

## 6.1 MÓDULO UNO (1) INGRESO DE DATOS

Este primer módulo (Ver **Figura 20**) se compone de tres ventanas principales; en la primera llamada “inicio” el usuario debe ingresar:

1. Densidad del petróleo (lb/ft<sup>3</sup>).
2. Viscosidad del petróleo (cP).

La segunda ventana que lleva por nombre “ingreso de datos” corresponde a la información del pozo y del yacimiento estudio, en el cual se deben ingresar datos de encabezado que permitan identificación de la zona en que se está trabajando. Asimismo, dentro de este primer grupo de datos también deben ser ingresados los debidos parámetros que permitan el cálculo del caudal de flujo crítico en el módulo de resultados.

3. Nombre del pozo.
4. Nombre de la formación productora.
5. Profundidad TVD (ft).
6. Profundidad MD (ft).
7. Radio del pozo (ft).
8. “Skin” inicial (adimensional).
9. “Skin” actual (adimensional).
10. Caudal actual (BOPD).
11. Permeabilidad promedio de la zona de interés (mD).
12. Presión estática del yacimiento (psi).
13. Presión de poro (psi).
14. Presión de fondo fluyente (psi).
15. Presión de burbuja (psi).
16. Radio del yacimiento (ft).

Los valores de **radio del yacimiento**, **radio del pozo**, **skin inicial**, **skin actual**, **presión estática del yacimiento**, **presión de burbuja** y **caudal de petróleo actual** del pozo a ingresar los cuales no son de obligatorio ingreso, solamente si se desea tener el valor de caudal crítico el cual será calculado dependiendo de las condiciones de presión del yacimiento, en caso de ser un yacimiento subsaturado ( $P_{wf} > P_b$ ) el método utilizado es el de línea recta mientras que para un yacimiento saturado ( $P_{wf} \leq P_b$ ) se usara la ecuación propuesta por Standing . Teniendo estos datos la herramienta se encargará de calcular exportar automáticamente los valores al módulo “resultados” haciendo uso de las siguientes ecuaciones:

• **Yacimiento subsaturado**

**Ecuación 26.** Índice de productividad.

$$J = \frac{Q_o}{P_s - P_{wf}}$$

**Fuente.** BEGGS, H. D. Production optimization using NODAL analysis. United States: 2003. p. 13.

Donde:

$J$ = Índice de productividad (adimensional).

$P_s$ = Presión estática del yacimiento (psi)

$P_{wf}$ = Presión de fondo fluente (psi).

$Q_o$ = Caudal de petróleo actual (BOPD).

• **Yacimiento saturado**

**Ecuación 27.** Eficiencia de flujo.

$$EF = \frac{\ln \frac{Rr}{Rw}}{\ln \frac{Rr}{Rw} + S}$$

**Fuente.** AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. 3rd ed. US: Gulf Professional Publishing, 2006. p. 494-496.

Donde:

$EF$ = Eficiencia de flujo (adimensional).

$Rr$ = Radio del yacimiento (ft).

$Rw$ = Radio del pozo (ft).

$S$ = (*Skin*) factor de daño.

La eficiencia de flujo (**Ecuación 27**) será determinada tanto para el *skin* inicial como para el *skin* actual. El valor obtenido de la eficiencia de flujo con el *skin* inicial será usado para el cálculo del caudal máximo (**Ecuación 28**) Mientras que el valor de la eficiencia de flujo con el *skin* actual será usado para determinar el caudal correspondiente a la presión de fondo fluente crítica.

**Ecuación 28.** Caudal máximo (BOPD)

$$Q_{max} = \frac{Q_o}{EF(1.8 - 1.8(A^*)) - 0.8(EF)^2(1 - 2(A^*) + (A^*)^2)}$$

**Fuente.** STANDING, M. B. Inflow Performance Relationships for Damaged Wells Producing by Solution-Gas Drive: Society of Petroleum Engineers, 1970. p. 1-2.

**Ecuación 29.** Relación entre presión de fondo fluvente y presión estática del yacimiento.

$$A^* = \frac{P_{wf}}{P_s}$$

**Fuente** STANDING, M. B. Inflow Performance Relationships for Damaged Wells Producing by Solution-Gas Drive: Society of Petroleum Engineers, 1970. p. 1-2.

Donde:

$A^*$ = Relación entre presión de fondo fluvente y presión estática del yacimiento (adimensional).

EF= Eficiencia de flujo inicial (adimensional).

PS= Presión estática del yacimiento (psi).

Pwf= Presión de pozo fluvente del pozo (psi).

Qo= Caudal de petróleo actual (BOPD).

Qmax= Caudal máximo (BOPD).

Posteriormente la herramienta procede a realizar automáticamente el cálculo en el módulo dos (2) del coeficiente de flujo no Darcy, para lo cual emplea la **Ecuación 30**.

**Ecuación 30.** Coeficiente de flujo no Darcy propuesto por Willson, S.M, et al. (2002).

$$\beta = 2.65 * 10^{10} / k^{1.2}$$

**Fuente.** WILLSON, S. M., et al. New Model for Predicting the Rate of Sand Production: Society of Petroleum Engineers, 2002. p. 4.

Donde:

$k$ = Permeabilidad (mD).

$\beta$ =Coeficiente de flujo no Darcy (ft<sup>-1</sup>).

La siguiente información a ingresar hace referencia a los datos requeridos para determinar el número de Reynolds modificado ( $Re^*$ ) como un criterio del impacto de los fluidos en la producción de arena, mediante el estudio del régimen de flujo en la cara del pozo, por ello se debe ingresar:

**17.** Velocidad promedio de flujo atravesando la superficie lateral del pozo o el cañoneo (in/s).

Se debe tener en cuenta que la viscosidad, densidad del fluido y la permeabilidad también son parámetros importantes para este cálculo que ya debieron ser ingresados.

El último grupo de datos a ingresar comprende los parámetros geomecánicos requeridos para la determinación del Factor de Carga. El primer valor a ingresar es: **18.** Coeficiente de Poisson (adimensional).

En caso de no tener dicho valor se debe hacer uso de la ventana “promedios” que

permite calcular dicho valor en función del Módulo de Young y el Módulo de cizalla (**Ecuación 31**), valores que en dicho caso requieren ser conocidos e ingresados.

**Ecuación 31.** Coeficiente de Poisson a partir de los módulos de Young y de Rigidez.

$$\nu = \frac{E}{2 * G} - 1$$

**Fuente.** YANG, Xin-She. *Mathematical Modelling for Earth Sciences*. 1st ed. Edinburgh: Dunedin Academic Press, 2008. p. 240.

Donde:

$\nu$  = Coeficiente de Poisson (adimensional).

$G$  = Módulo de cizalla o Rigidez (psi).

$E$  = Módulo de Young (psi).

Los siguientes valores a ingresar en el grupo de datos geomecánicos son:

**19.** Esfuerzo horizontal máximo (psi).

**20.** Esfuerzo horizontal mínimo (psi).

**21.** TWC “Thick Wall Cylinder” (psi).

A partir del ingreso del valor TWC, se calculará automáticamente en el módulo de resultados el esfuerzo efectivo  $U$ .

WILLSON, *et al.* (2002), Sugieren no hacer uso directo del valor de la UCS obtenido en laboratorio ya que contrario a la prueba TWC, la prueba UCS no representa las condiciones y parámetros en los cuales se da la producción de arena; adicionalmente, la escala tomada de la prueba TWC no representa las condiciones en la formación, donde la relación OD/ID del pozo tiene tendencia al infinito.

Por ello, se usa para el cálculo del esfuerzo efectivo  $U$  la **Ecuación 32**. Fue sugerida después de un estudio experimental ya que se asemeja OD/ID a la misma tendencia que tiene el yacimiento, es decir, al infinito. El valor de TWC a ingresar es el correspondiente a la prueba convencional.

**Ecuación 32.** Esfuerzo efectivo propuesto por Willson, S.M, et al. (2002).

$$U = 3.10 * TWC$$

**Fuente.** WILLSON, S. M., et al. *New Model for Predicting the Rate of Sand Production*: Society of Petroleum Engineers, 2002. p. 3.

Donde:

$U$  = Esfuerzo efectivo (psi).

$TWC$  = Valor prueba “*Thick Walled Cylinder*” Cilindro de pared gruesa (psi).

En el caso de no conocer el valor de dicha prueba se hace necesario poseer e

ingresar valores del registro de densidad Bulk y registro sónico en la tabla de promedios para determinar el valor de TWC (**Ecuación 33**) mediante las correlaciones planteadas por RAHMAN, Khalil., et al. (2008) en la cuales se determina el Módulo Dinámico Compresional cuyo valor viene dado por la **Ecuación 34**.

**Ecuación 33.** TWC.

$$TWC = 10^{-8} * M^{1.77}$$

**Fuente.** RAHMAN, Khalil; KHAKSAR, Abbas and KAYES, Toby. Minimizing Sanding Risk by Optimizing Well and Perforation Trajectory Using an Integrated Geomechanical and Passive Sand-Control Approach: 2008. p. 8.

**Ecuación 34.** Módulo Dinámico Compresional.

$$M = 1.34 * 10^{10} * \frac{\rho_{bc}}{Dtc^2}$$

**Fuente.** RAHMAN, Khalil; KHAKSAR, Abbas and KAYES, Toby. Minimizing Sanding Risk by Optimizing Well and Perforation Trajectory Using an Integrated Geomechanical and Passive Sand-Control Approach: 2008. p. 8.

Donde:

$TWC$  = Valor prueba Thick Walled Cylinder (psi).

$M$  = Módulo Dinámico Compresional (psi).

$\rho_{bc}$  = Densidad Bulk (g/cc).

$Dtc$  = Tiempo de transito sónico ( $\mu$ s/ft).

Automáticamente, la herramienta exportará el valor de la constante poroelástica dada por la **Ecuación 35**, teniendo en cuenta que en dado caso de no poseer el valor de la constante de Biot, se asumirá que se está una formación no consolidada y el valor de dicho parámetro será igual a 1.

**Ecuación 35.** Constante poro elástica propuesta por Willson, S.M, et al. (2002).

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

**Fuente.** WILLSON, S. M., et al. New Model for Predicting the Rate of Sand Production: Society of Petroleum Engineers, 2002. p. 3.

Donde:

$A$ = Constante poro elástica (adimensional).

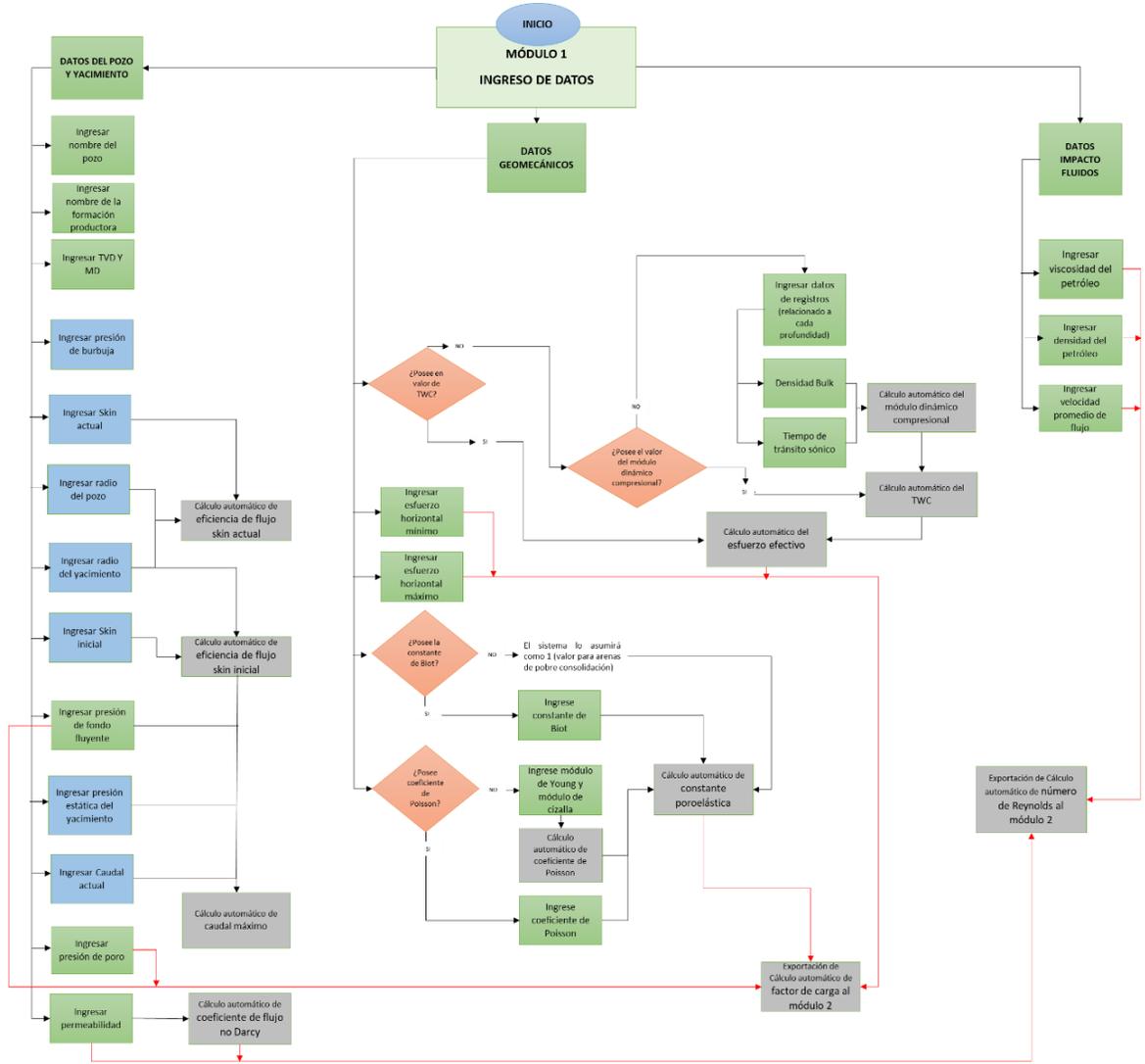
$\nu$ = Coeficiente de Poisson (adimensional).

$\alpha$ = Constante de Biot (adimensional).

Es importante tener en cuenta que las variables **permeabilidad** y **todos los parámetros geomecánicos** a ingresar en la ventana “ingreso de datos” hacen referencia a un valor promedio de la zona de estudio, si no se tienen alguno de los datos promedios, debe construirse la tabla perteneciente a la ventana “promedios”

y hacer uso de los valores promedios que esta arroja.

**Figura 20.** Primer módulo de la metodología (Ingreso de datos).



Los datos de permeabilidad y datos geomecánicos ingresados en el módulo 1 "ingreso de datos" hacen referencia a un valor promedio de la zona de estudio, si no se tiene alguno de estos datos, debe construirse la tabla de promedios y hacer uso de los valores promedio que arroja la tabla.

## 6.2 MÓDULO DOS (2) RESULTADOS (LECTURA DE CONDICIONES DE ARENAMIENTO Y ESTIMACIÓN DE FACTORES CRÍTICOS DE PRODUCCIÓN DE ARENA POR FUERZAS DE ARRASTRE)

Se puede observar en el final de esta sección la **Figura 21**, la cual describe de manera gráfica el módulo dos (2) de la metodología propuesta.

En la parte superior de la ventana "resultados" del módulo dos (2), se observa un

resumen de la información ingresada y de los parámetros calculados a partir de esta información.

En la parte inferior de la ventana “resultados” se visualizan las condiciones de arenamiento propuestas en la presente metodología vienen dadas por las ecuaciones presentadas por WILLSON, *et al.* (2002) en la cuales para la determinación del número de Reynolds modificado ( $Re^*$ ) se hace uso de la **Ecuación 36**, considerando que para valores mayores a 0.1, el flujo de fluidos tiene impacto en la producción de arena; pero si dicho valor es menor a 0.1 la producción de arena estará dominada por el Factor de Carga.

## 22. Número de Reynolds modificado (adimensional).

**Ecuación 36.** Calculo de Reynolds modificado por Willson, *et al.* (2002).

$$Re^* = 1.31735 * 10^{-12} \frac{k\beta\rho V}{\mu}$$

**Fuente.** WILLSON, S. M., *et al.* New Model for Predicting the Rate of Sand Production: Society of Petroleum Engineers, 2002. p. 4.

Donde:

$Re^*$  = Número de Reynolds modificado (adimensional).

$k$  = Permeabilidad (mD).

$\beta$  = Coeficiente de flujo no Darcy ( $ft^{-1}$ ).

$\rho$  = Densidad ( $lb/ft^3$ ).

$V$  = Velocidad de flujo cruzando la superficie lateral del cañoneo o el pozo (in/s).

$\mu$  = Viscosidad (cP).

Posteriormente, se procede a calcular el Factor de Carga, cuando este tiene un valor mayor que uno (1) del Factor de Carga, quiere decir que la formación esta fallada y se dará la producción de arena mientras que para valores menores la formación no está fallada. La determinación de este valor se realiza mediante la **Ecuación 37**.

## 23. Factor de Carga (adimensional).

**Ecuación 37.** Factor de Carga propuesto por Willson, S.M, *et al.* (2002).

$$LF = \frac{3S_1 - S_2 - 2P_{wf} - A(P_o - P_{wf})}{U}$$

**Fuente.** WILLSON, S. M., *et al.* New Model for Predicting the Rate of Sand Production: Society of Petroleum Engineers, 2002. p. 3.

Donde:

$LF$  = Factor de Carga (adimensional).  
 $S_1$  = Esfuerzo horizontal máximo (psi)  
 $S_2$  = Esfuerzo horizontal mínimo (psi)  
 $P_{wf}$  = Presión de fondo fluvente (psi)  
 $P_o$  = Presión del yacimiento (psi)  
 $A$  = Constante poro elástica (adimensional).  
 $U$  = Esfuerzo efectivo (psi)  
 $\nu$  = Coeficiente de Poisson (adimensional).  
 $\alpha$  = Constante de Biot (adimensional).

Teniendo en cuenta las condiciones de arenamiento planteadas, fue posible establecer la manera de estimar los factores críticos que puedan inducir producción de arena por fuerzas de arrastre, la condición del punto de quiebre de 0.1 para el valor de número de Reynolds permitió establecer dos ecuaciones para determinar velocidad de flujo o la viscosidad a partir de la cual el flujo de fluidos tendrá impacto en la producción de arena. La manera de determinar estas ecuaciones fue igualar el valor de Reynolds a 0.1 y despejar los parámetros requeridos en función de los demás de la **Ecuación 36**.

**Ecuación 38.** Viscosidad en términos del número de Reynolds.

$$\mu = 1.31735 * 10^{-12} \frac{k\beta\rho V}{R_e} = 1.31735 * 10^{-12} \frac{k\beta\rho V}{0.1}$$

**Fuente.** WILLSON, S. M., et al. New Model for Predicting the Rate of Sand Production: Society of Petroleum Engineers, 2002. p. 4.

**Ecuación 39.** Velocidad promedio de flujo cruzando la superficie lateral del cañoneo o pozo en términos del número de Reynolds.

$$V = \frac{Re^* * \mu}{1.31735 * 10^{-12} * (k\beta\rho)} = \frac{0.1 * \mu}{1.31735 * 10^{-12} * (k\beta\rho)}$$

**Fuente.** WILLSON, S. M., et al. New Model for Predicting the Rate of Sand Production: Society of Petroleum Engineers, 2002. p. 4.

Donde:

$Re^*$  = Número de Reynolds modificado (adimensional).  
 $k$  = Permeabilidad (mD).  
 $\beta$  = Coeficiente de flujo no Darcy (ft<sup>-1</sup>).  
 $\rho$  = Densidad (lb/ft<sup>3</sup>).  
 $V$  = Velocidad de flujo cruzando la superficie lateral del cañoneo o el pozo (in/s).  
 $\mu$  = Viscosidad (cP).

Con el cálculo de la caída de presión crítica ( $CDP$ ) dada por la **Ecuación 40** planteada por WILLSON, S. M, *et al.* (2002), se permite calcular el valor a partir del cual se

dará la producción de arena.

## 24. Caída de presión crítica

**Ecuación 40.** Caída de presión crítica propuesta por Willson, S.M, et al. (2002).

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

**Fuente.** WILLSON, S. M., et al. New Model for Predicting the Rate of Sand Production: Society of Petroleum Engineers, 2002. p. 3.

A partir de dicha ecuación es posible determinar el valor de la presión de fondo fluyente crítica ( $P_{WC}$ ) mediante la **Ecuación 41**.

## 25. Presión de fondo fluyente crítica.

**Ecuación 41.** Presión de fondo fluyente crítica.

$$P_{wfc} = P_o - CDP$$

**Fuente.** FJAER, Erling. Petroleum related rock mechanics. 2. ed. ed. Amsterdam: Elsevier, 2008. p. 347.

Donde:

$P_o$  = Presión del yacimiento (psi).

$P_{wf}$  = Presión de fondo fluyente (psi).

$P_{wfc}$  = Presión de fondo fluyente crítica (psi).

$S_1$  = Esfuerzo horizontal máximo (psi).

$S_2$  = Esfuerzo horizontal mínimo (psi).

$A$  = Constante poro elástica (adimensional).

$CDP$  = Caída de presión crítica (psi).

$U$  = Esfuerzo efectivo (psi).

Teniendo el valor de presión de fondo fluyente, es posible determinar el valor del caudal crítico conociendo la curva IPR “*Inflow performance relationship*” del pozo de estudio (la cual representa gráficamente la relación entre la presión de fondo fluyente y la tasa de producción de petróleo<sup>76</sup>) y cruzando el valor obtenido de  $P_{WC}$  con dicha curva.

Para la construcción de la presente metodología no se construirá la curva IPR del pozo de estudio, pero si será posible determinar el caudal correspondiente a la presión de fondo fluyente crítica hallada, es decir, el caudal de flujo crítico mediante el método de la línea recta para yacimiento subsaturados o mediante la ecuación de Standing en la cual tiene en cuenta el caudal máximo y la eficiencia de flujo en

<sup>76</sup> Boyun Guo; LIU, Xinghui and TAN, Xuehao. Petroleum Production Engineering. 2nd ed. US: Gulf Professional Publishing, 2017. p. 53.

función del *skin* actual del pozo para yacimientos saturados.

**Ecuación 42.** Caudal crítico para yacimientos subsaturados (Modificado).

$$Q_c = J (P_s - P_{wfc})$$

**Fuente.** BEGGS, H. D. Production optimization using NODAL analysis. United States: 2003. p. 13.

**Ecuación 43.** Caudal crítico para yacimientos saturados.

$$Q_c = Q_{max} * [EF * (1.8 - 1.8(A^*)) - 0.8(EF)^2 * (1 - 2(A^*) + (A^*)^2)]$$

**Fuente.** AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. 3rd ed. US: Gulf Professional Publishing, 2006. p. 494-496.

**Ecuación 44.** Relación entre presión de fondo fluente crítica y presión estática del yacimiento.

$$A^* = \frac{P_{wfc}}{PS}$$

**Fuente.** AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. 3rd ed. US: Gulf Professional Publishing, 2006. p. 494-496.

Donde:

$Q_c$  = Caudal crítico (BPD).

$Q_{max}$  = Caudal máximo (BPD).

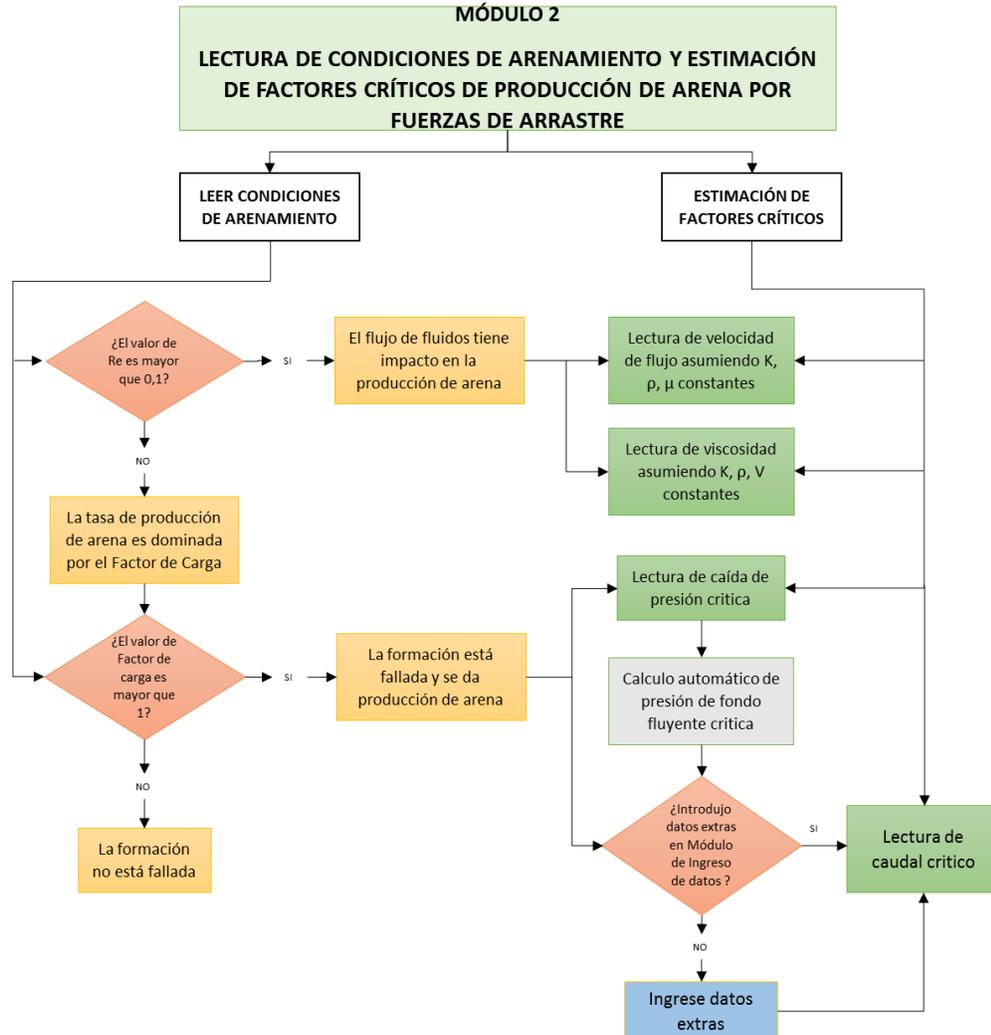
$EF$  = Eficiencia de flujo actual.

$P_{wfc}$  = Presión de fondo fluente crítica (psi).

$PS$  = Presión estática del yacimiento (psi).

$A^*$  = Relación entre presión de fondo fluente crítica y presión estática del yacimiento (adimensional).

**Figura 21.** Segundo módulo de la metodología propuesta.



### 6.3 MÓDULO TRES (3) FECHAS (VALIDACIÓN)

El módulo (Ver **Figura 22**) funciona bajo la importación automática de los datos promedio de las variables necesarias obtenidas en la ventana “resultados”, para el cálculo de la tasa de producción de arena.

Se requiere el ingreso de los siguientes datos de producción relacionados a cada fecha:

26. Fecha (dd/mm/aaaa).
27. Días de duración que se registran en el reporte de producción.
28. Arena producida (pptb).
29. Velocidad de flujo cruzando la superficie lateral del cañoneo o el pozo (in/s)
30. Esfuerzo horizontal máximo (psi).

- 31. Caudal de petróleo (bbl/mes).
- 32. Caudal de agua (bbl/mes).
- 33. Caudal de gas (Mscf/mes).
- 34. Índices de correlación a, b, c y d (adimensionales)

Luego, la herramienta calculará automáticamente:

- 35. Arena observada (lb/mes)
- 36. Corte de agua (fracción).
- 37. Relación gas líquido (scf/bbl)

**Ecuación 45.** Arena observada.

$$AO = CP * \frac{AP}{1000}$$

**Fuente.** UDEBHULU, Dickson O. and OGBE, David O. Mechanistic Models for Predicting Sand Production: A Case Study of Niger Delta Wells: Society of Petroleum Engineers, 2015. p.13.

Donde:

- AO = Arena observada (lb/mes)
- CP= Caudal de petróleo (bbl/mes).
- AP = Arena producida (pptb).

**Ecuación 46.** Corte de agua.

$$W = \frac{CA}{CA + CP}$$

**Fuente.** FJAER, Erling. Petroleum related rock mechanics. 2. ed. ed. Amsterdam: Elsevier, 2008. p. 347.

**Ecuación 47.** Relación gas -líquido

$$G = \frac{CG * 1000}{CA + CP}$$

**Fuente.** FJAER, Erling. Petroleum related rock mechanics. 2. ed. ed. Amsterdam: Elsevier, 2008. p. 347.

Donde:

- W= Corte de agua.
- CA= Caudal de agua (bbl/mes).
- CP= Caudal de petróleo (bbl/mes).
- CG= Caudal de gas (Mscf/mes).

Seguidamente, se procede a calcular automáticamente por medio de la herramienta mediante el uso de la **Ecuación 36.**

- 38. Número de Reynolds modificado (adimensional).

El valor del Factor de Carga será importado del módulo de resultados e ingresado dentro de la **Ecuación 48** .

Para que la herramienta calcule automáticamente mediante la:

**39.** Tasa de producción de arena (ppbt).

**Ecuación 48.** Tasa de producción de arena predicha, modificada de Willson et. al (ppbt).

$$SPR = a e^{(bW+cG)} Re^{*d} LF$$

**Fuente.** UDEBHULU, Dickson O. and OGBE, David O. Mechanistic Models for Predicting Sand Production: A Case Study of Niger Delta Wells: Society of Petroleum Engineers, 2015. p.3.

Donde:

SPR = Tasa de producción de arena predicha (lb/mes)

$G$  = Relación gas-líquido (scf/bbl).

$LF$  = Factor de Carga (adimensional).

$Re^*$  = Número de Reynolds modificado (adimensional).

$W$  = Corte de agua (%).

$a$  = Índice de correlación.

$b$  = Índice de correlación.

$c$  = Índice de correlación.

**Ecuación 49.** Porcentaje de error.

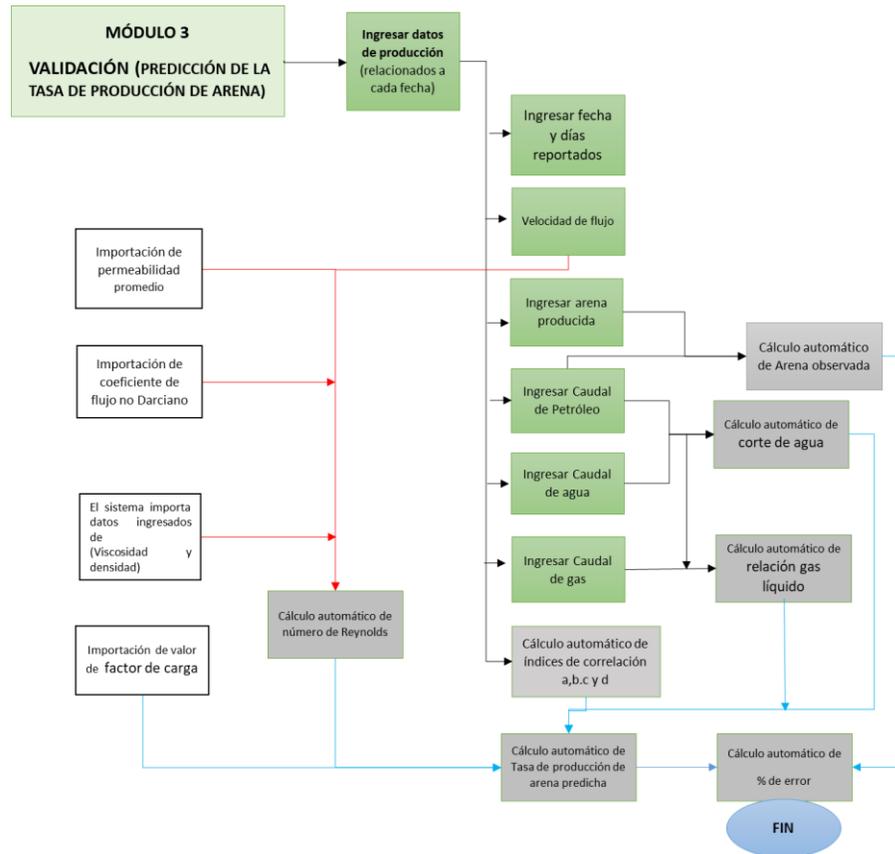
$$\%Error = \left| \frac{AO - SPR}{AO} \right| * 100$$

SPR = Tasa de producción de arena predicha (lb/mes).

$AO$  = Arena observada (lb/mes).

$\%Error$  = Porcentaje de error (%).

**Figura 22.** Módulo tres (3) Validación de la metodología propuesta.



**6.3.1 Índices de correlación.** Para la determinación de los índices a, b, c y d los cuales serán específicos para cada pozo, la herramienta computacional realizará automáticamente el cálculo de estos. A continuación se explica el proceso requerido para dichos cálculos: en primer lugar se debe linealizar la Ecuación 48 como se observa en la Ecuación 50, es necesario también contar con datos de producción de arena de los pozos pertenecientes al área de estudio (Cuenca del Valle Medio del Magdalena).

**Ecuación 50.** Ecuación linealizada de la tasa de producción de arena predicha, modificada de Willson *et. al.*

$$\ln SPR = \ln a + bW + cG + d \ln Re^* + \ln LF$$

**Fuente.** UDEBHULU, Dickson O. and OGBE, David O. Mechanistic Models for Predicting Sand Production: A Case Study of Niger Delta Wells: Society of Petroleum Engineers, 2015. p.6.

Posteriormente, de debe proceder a construir dos (2) matrices, la primera llamada "matriz X" (mx4) que tendrá tantas filas m, como número de fechas se tenga en las cuales se hayan reportado datos de producción. Las columnas son los valores de

las variables que acompañan los índices de la **Ecuación 48**, los cuales corresponden a corte de agua (%) ( $W$ ), relación gas líquido (scf/bbl) ( $G$ ), logaritmo natural de número de Reynolds modificado (adimensional) ( $\ln Re^*$ ) y el coeficiente uno (1) asociado al intercepto que acompaña a ( $\ln a + \ln LF$ )

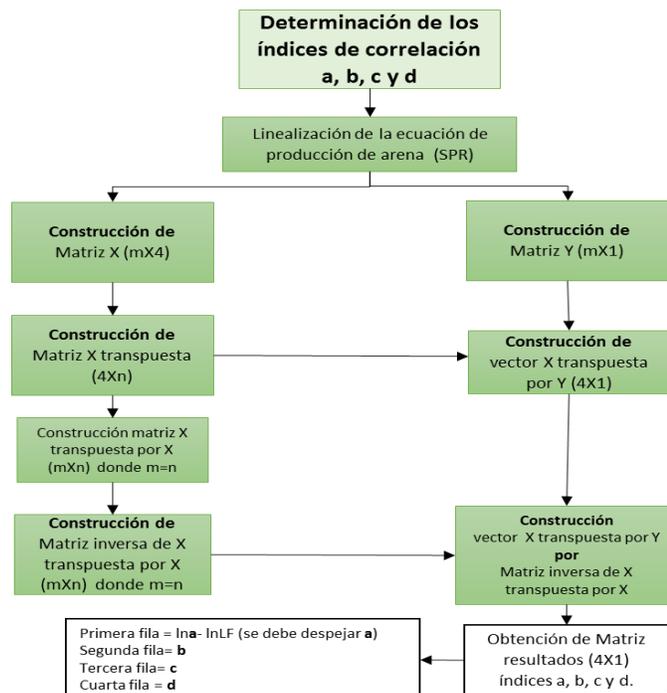
La segunda, llamada “matriz Y” ( $m \times 1$ ) estará compuesta por los datos de salida correspondientes a los valores del logaritmo natural de la arena observada o reportada (lb/m)  $\ln SPR$  determinada a partir de la **Ecuación 45**, por ello será de una columna.

En la **Ecuación 51**, se visualiza el procedimiento a seguir, luego de tener construidas las matrices X y Y. Finalmente, en la obtención de matriz de resultados, se debe despejar del intercepto (primera fila) el valor de **a** como se observa en ya que Factor de Carga (adimensional) (LF) es un valor conocido. El valor de **b**, **c** y **d** corresponden al valor de la segunda, tercera y cuarta fila respectivamente.

**Ecuación 51.** Coeficiente de correlación a, despejado del intercepto de la matriz de resultados.

$$a = e^{(\text{Intercepto} - \ln(LF))}$$

**Figura 23.** Flujograma de determinación de índices a, b, c y d.



## 6.4 CONDICIONES DE APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA

La aplicación de la presente metodología es aplicable en pozos:

- Cuyas formaciones productoras sean areniscas con posible potencial de producción de arena.
- Productores de petróleo (no es excluyente si produce agua y/o gas).
- Que posean el valor de las variables geomecánicas a usar en las ecuaciones desarrolladas en la metodología (esfuerzo horizontal máximo, esfuerzo horizontal mínimo, coeficiente de Poisson, TWC, presión de poro, presión de fondo fluyente y permeabilidad)
- Que cuenten con el valor de la velocidad de flujo cruzando la superficie lateral del cañoneo o del pozo.
- Que posean el valor de los datos del fluido (densidad, viscosidad)
- Que posean la medición de datos de producción preferiblemente mensuales de tasa de producción de arena y tasas de fluidos producidos.
- Si se desea calcular el caudal crítico se debe poseer los valores de *Skin* inicial y actual, radio del pozo, TVD, MD, presión estática del yacimiento y radio del yacimiento.

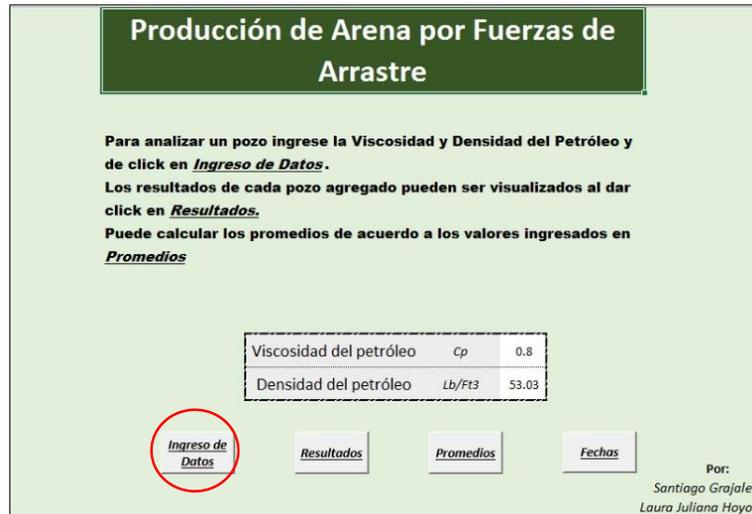
## 6.5 DESARROLLO DE UN CASO EJEMPLO MEDIANTE EL USO DE LA HERRAMIENTA CONSTRUIDA EN *EXCEL*

Se mostrará el funcionamiento de la metodología integrada a *Excel* como una herramienta, en donde se desarrolla un caso ejemplo de características similares al desarrollado por UDEBHULU & OGBE (2015).

Al inicio de la herramienta (Ver **Figura 24**), el usuario debe ingresar los valores de viscosidad y densidad del petróleo (debe tener en cuenta las unidades de los valores a ingresar). Para el caso ejemplo, el crudo corresponde a un crudo liviano de 35° API y 0.8 cP.

Se procede al módulo de ingreso de datos en la interfaz de inicio, en donde se mostrará un formulario se puede observar en la **Figura 24**.

Figura 24. Interfaz de inicio.



Seguidamente, se ingresan los datos con los cuales se cuenta, para este caso, el radio del pozo es de 8.5 in (0.3542 ft). En cuanto a algunos datos del yacimiento y geomecánicos no se contaba con el promedio, por ello se dejaron en blanco algunos espacios para su obtención mediante la construcción de la tabla en la ventana “promedios”.

Es importante aclarar que las variables que tienen un asterisco (\*) en su parte derecha es obligatorio tener el valor, bien sea el promedio para ingresar en este primer módulo, o los valores por profundidad para que al ingresar en “promedios” calcule automáticamente el promedio.

Posteriormente, en la ventana “ingreso de datos” (Ver Figura 25) se da *click* en “calcular datos”, para proceder a la ventana “promedios”.

**Figura 25.** Ingreso de datos.

**Ingresar Pozo**

Datos del Pozo

Nombre\* FUJA 1

Formación productora\* AKATA-AGBADA

MD (ft)\* 7809 TVD (ft)\* 7809 Radio del Pozo (ft) 0.3541

Skin Inicial 4 Skin Actual 0 Qo (BOPD) 485

Datos del Yacimiento

Permeabilidad (mD)\* Presión estática del yacimiento (psi) 3100

Presión de Poro (psi)\* Presión fondo fluyente (psi)\*

Radio de Yacimiento (ft) 3980

Datos Geomecánicos

Coefficiente de Poisson\*

Esfuerzo Horizontal máximo (psi)\*

Esfuerzo Horizontal mínimo (psi)\*

Constante de Biot\* 1

Thick Walled Cylinder (psi)\*

Datos del Fluido

Velocidad de flujo (in/s)\* 0.032

Calcular Datos Cancelar Agregar

Aparece la ventana “calcular datos” (Ver **Figura 26**) en esta se presentan las opciones y se llena según los datos con que se cuentan. En el caso ejemplo, es una formación no consolidada, por ello la constante de Biot es uno (1). Se da agregar para continuar.

**Figura 26.** Sección calcular datos.

**Calcular Datos**

No de intervalos de profundidad 10

Tengo Módulo Poisson

Tengo Thick Walled Cylinder

Tengo Constante de Biot 1

Atrás Agregar

Se despliega una ventana como se visualiza en la (Ver **Figura 27**) y se procede a llenar los datos de: profundidad, módulo de Poisson ( $\nu$ ) (para este caso corresponde a 0.35; valor para una arena no consolidada ( $0.30 \geq \nu \leq 0.45$ )<sup>77</sup>), los esfuerzos horizontales máximo y mínimo, y automáticamente la herramienta calculará la constante poroelástica.

**Figura 27.** Ingreso de datos por profundidad parte uno (1)

		Ingreso de Datos	Resultados	Inicio	Fechas		
Calcular Promedios		DATOS GEOMECÁNICOS					
Profundidad ft	Módulo Poisson	Modulo Young (Mpsi)	Modulo cizalla (Mpsi)	Esfuerzo horizontal máximo (psi/ft)	Esfuerzo horizontal mínimo (psi/ft)	Constante poroelastica (psi)	
Pozo 1	5694	0.35			0.765	0.715	0.461538462
	5782	0.35			0.773	0.723	0.461538462
	5868	0.35			0.792	0.742	0.461538462
	5954	0.35			0.811	0.761	0.461538462
	6040	0.35			0.818	0.768	0.461538462
	6280	0.35			0.822	0.772	0.461538462
	6687	0.35			0.84	0.79	0.461538462
	6931	0.35			0.863	0.813	0.461538462
	7123	0.35			0.891	0.841	0.461538462
	7809	0.35			0.892	0.842	0.461538462

En esa misma ventana, se ingresan valores de TWC, de presión de poro y presión de fondo fluente (Ver **Figura 28**). Los valores que no se encuentran dentro de algún círculo rojo corresponden a valores calculados automáticamente gracias al ingreso de los valores de módulo de Young y módulo de cizalla para el cálculo del coeficiente de Poisson, y del módulo dinámico compresional o de tiempo de tránsito sísmico y densidad Bulk para el cálculo de TWC.

<sup>77</sup> TIXIER, M. P.; LOVELESS, G. W. and ANDERSON, R. A. Estimation of Formation Strength From the Mechanical-Properties Log: Society of Petroleum Engineers, 1975. p. 285.

**Figura 28.** Ingreso de datos por profundidad parte dos (2).

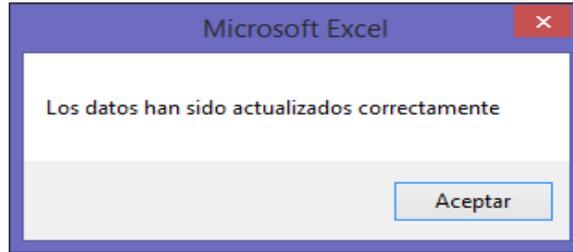
					DATOS DEL YACIMIENTO			
Thick Walled Cylinder (psi)	Modulo dinamico compresional (psi)	Tiempo de transito sonico ( $\mu$ s/ft)	Densidad Bulk (g/cc)	Esfuerzo Efectivo	Permeabilidad mD	Coefficiente de flujo no darciano	Presión de poro (psi/ft)	Presión de fondo Fluyente (psi/ft)
1159				3592.9	500	15292619	0.43	0.4127
1159				3592.9	500	15292619	0.43	0.4064
1159				3592.9	500	15292619	0.43	0.4005
1159				3592.9	500	15292619	0.43	0.3947
1159				3592.9	500	15292619	0.43	0.3891
1159				3592.9	500	15292619	0.43	0.3742
1159				3592.9	500	15292619	0.43	0.3514
1159				3592.9	500	15292619	0.42	0.3391
1159				3592.9	500	15292619	0.42	0.33
1159				3592.9	500	15292619	0.42	0.301

Finalmente se da *click* en calcular promedios como se visualiza en la **Figura 29**, luego debe aparecer un mensaje como el de la **Figura 30** para verificar que se hayan calculado los promedios correctamente y se da *click* en aceptar. La herramienta abre el módulo de resultados automáticamente.

**Figura 29.** Botón calcular promedios.

		Ingreso de Datos	Resultados	Inicio	Fechas		
		Calcular Promedios	DATOS GEOMECÁNICOS				
	Profundidad ft	Módulo Poisson	Modulo Young (Mpsi)	Modulo cizalla (Mpsi)	Esfuerzo horizontal máximo (psi/ft)	Esfuerzo horizontal mínimo (psi/ft)	Constante poroelastica (psi)
Pozo 1	5694	0.35			0.765	0.715	0.461538462
	5782	0.35			0.773	0.723	0.461538462
	5868	0.35			0.792	0.742	0.461538462
	5954	0.35			0.811	0.761	0.461538462
	6040	0.35			0.818	0.768	0.461538462
	6280	0.35			0.822	0.772	0.461538462
	6687	0.35			0.84	0.79	0.461538462
	6931	0.35			0.863	0.813	0.461538462
	7123	0.35			0.891	0.841	0.461538462
7809	0.35			0.892	0.842	0.461538462	

**Figura 30.** Mensaje de actualización de promedios.



Posteriormente, se selecciona el número del pozo ingresado. En esta ventana el usuario toma lectura de los resultados de factores críticos y de la influencia del Factor de Carga y del número de Reynolds en la producción de arena (Ver Figura 31).

**Figura 31.** Módulo de resultados.

DATOS DEL POZO		DATOS DEL YACIMIENTO		DATOS GEOMECÁNICOS	
Nombre	FUA 1	Permeabilidad	500 mD	Coefficiente de poisson	0.35
Formación productora	AKATA-AGBADA	Coefficiente de flujo no darciiano	15292619 ft <sup>2</sup> -1	Esfuerzo horizontal mínimo	5010.678 psi
MD	7809 ft	Presión estática del yacimiento	3100 psi	Esfuerzo horizontal máximo	5331.518 psi
TVD	7809 ft	Presión de poro	2729.552 psi	Constante poro-elastica	0.461538462
Radio del pozo	0.3541 ft	Presión de fondo fluyente	2350.12493 psi	Constante de Biot	1
Skin inicial	4	Radio del yacimiento	3980 ft	Thick Walled Cylinder	1159 psi
Eficiencia de flujo inicial	0.69986223			Esfuerzo Efectivo	3592.9 psi
Skin actual	0				
Pwfi	2575.190762 psi				
Eficiencia de flujo actual	1				
Qo	485 BOPD				
Qmax	1721.080202 BOPD				

ESTIMACIÓN DE FACTORES CRÍTICOS		CONDICIONES DE ARENAMIENTO	
Velocidad (in/s)	0.149766717	Reynolds	0.021366563 La tasa de producción de arena es dominada por el Factor de Carga
Viscosidad (cP)	0.170932504	Factor de carga	1.700160303 La formación esta fallada y se da producción de arena
Caída de presión crítica (psi)	-1255.7168		
Presión de fondo fluyente crítica (psi)	3985.2688		
Caudal crítico (BOPD)	-996.9658094		

Para dirigirse a predecir la cantidad de producción de arena, se da *click* en fechas (Ver Figura 32)

Figura 32. Botón fechas.

Número de Pozo

Ingreso de Datos Inicio Promedios **Fechas**

DATOS DEL POZO		DATOS DEL YACIMIENTO		DATOS GEOMECÁNICOS	
Nombre		Permeabilidad	mD	Coefficiente de poisson	
Formación productora		Coefficiente de flujo no darciano	ft <sup>2</sup> -1	Esfuerzo horizontal mínimo	
MD	ft	Presión estática del yacimiento	psi	Esfuerzo horizontal máximo	
TVD	ft	Presión de poro	psi	Constante poro-elástica	
Radio del pozo	ft	Presión de fondo fluyente	psi	Constante de Biot	
Skin inicial		Radio del yacimiento	ft	Thick Walled Cylinder	
Eficiencia de flujo inicial				Esfuerzo Efectivo	
Skin actual					
Pwfi	psi				
Eficiencia de flujo actual					
Qo	BOPD				
Qmax	BOPD				

ESTIMACIÓN DE FACTORES CRÍTICOS		CONDICIONES DE ARENAMIENTO	
Velocidad (in/s)	0.149766717	Reynolds	0.021366563 La tasa de producción de arena es dominada por el Factor de Carga
Viscosidad (cP)	0.170932504	Factor de carga	1.700160303 La formación esta fallada y se da producción de arena
Caída de presión crítica (psi)	-1255.7168		
Presión de fondo fluyente crítica(psi)	3985.2688		
Caudal crítico(BOPD)	-996.9658094		

Aparece una ventana, en donde se debe dar *click* en relacionar fechas (Ver Figura 33) para elegir el número de filas (se deben tener tantas filas como reportes de producción).

Figura 33. Interfaz de la sección para ingresar datos de producción.

Ingreso de Datos Resultados Promedios Inicio

Datos Del Fluido				Índices de Correlación			
No. Pozo	Viscosidad del Petróleo [cP]	Densidad del petróleo [lb/ft <sup>3</sup> ]	Velocidad de fluido cruzando la superficie lateral del cañoneo o del pozo [in/s]	a	b	c	d
1	0.8	53.03	0.032				

Relacionar Fechas

Fecha	Días	Concentración de arena PPTB (Pounds of sand per thousand barrels)	Caudal de petróleo Bbl/m	Cau
dd/mm/aaaa	dd			

El pozo del caso ejemplo corresponde al pozo uno (1), es por ello que se selecciona ese número, y se tienen siete (7) reportes de producción como se visualiza en la Figura 34, una vez ingresados estos datos se da *click* en asignar.

**Figura 34.** Relación de fechas.

Se procede a ingresar las fechas, los días de duración del reporte, la concentración de arena, el caudal de petróleo, y la velocidad de flujo (Ver **Figura 35**), el caudal de gas y el caudal de agua (Ver **Figura 36**).

Automáticamente se calculará el número de Reynolds modificado, el corte de agua, la relación gas líquido y la arena observada.

**Figura 35.** Ingreso de datos de producción parte uno (1).

	DATOS DE PRODUCCIÓN					
	Fecha	Días	Concentración de arena	Caudal de petróleo	Velocidad de flujo	Re
			PPTB (Pounds of sand per thousand barrels)	Bbl/m	in/s	
Pozo 1	01-nov-07	27	40	13081	0.025	0.016692627
	01-jun-06	30	34	17137	0.033	0.022034268
	01-ene-07	31	33	15323	0.029	0.019363448
	01-dic-06	31	33	14850	0.028	0.018695743
	01-nov-06	30	33	19788	0.038	0.025372794
	01-oct-06	29	33	18150	0.035	0.023369678
	01-sep-06	30	33	18618	0.036	0.024037383

**Figura 36.** Ingreso de datos de producción parte dos (2).

	Caudal de agua	Caudal de gas	Corte de agua	Relación Gas-Líquido	Arena observada
	Bbl/m	Mscf/m	%	scf/Bbl	(lb/m)
27	36322	5919	73.5218509	119.8105378	523.24
68	14032	82393	45.01908948	2643.427765	582.658
48	11686	2899	43.26705913	107.3345922	505.659
43	10520	19075	41.46629878	751.8722901	490.05
94	14790	14550	42.77286136	420.7877841	653.004
78	13607	15624	42.84724628	491.9860188	598.95
83	13327	5813	41.72249703	181.9860998	614.295

Posteriormente, se procede a calcular los índices a, b, c y d desde *Excel* de manera automática, en los espacios dispuestos para tales valores como se visualiza en la

**Figura 37.**

**Figura 37.** Espacios dispuestos para ingreso de los índices a, b, c y d.

PRODUCCIÓN DE ARENA POR FUERZAS DE ARRASTRE (plantilla base) - Excel						
Datos Del Fluido		Índices de Correlación				
Viscosidad del Petróleo [cP]	Densidad del petróleo [lb/ft <sup>3</sup> ]	Velocidad de fluido cruzando la superficie lateral del cañoneo o del pozo [in/s]	a	b	c	d
53.03		0,034				

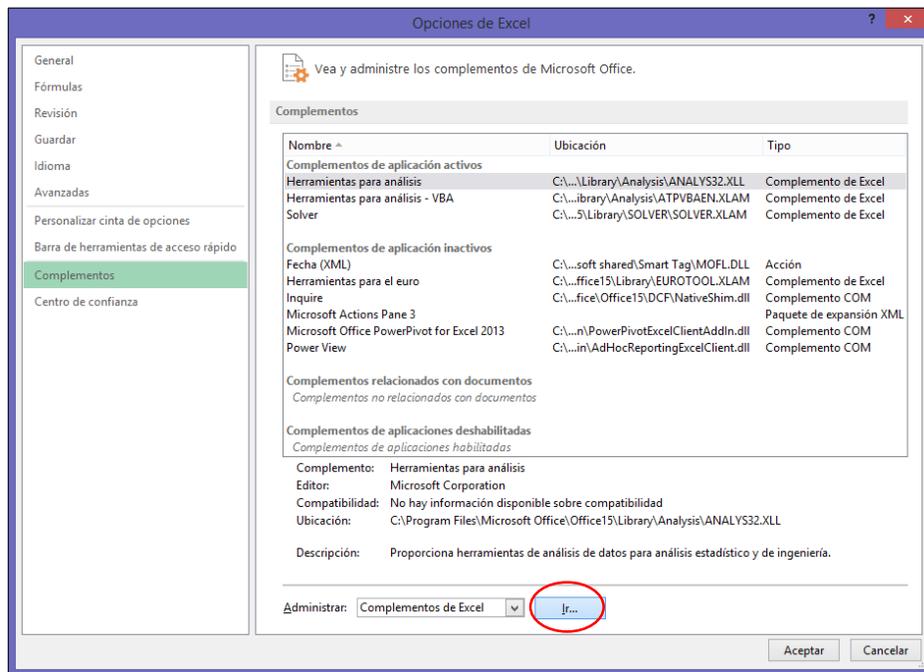
El procedimiento explicado en la sección (5.3) del presente documento se puede realizar por *Excel* de manera más ágil. Se debe en primer lugar construir la matriz X y la Matriz Y como se visualiza en la **Figura 38**.

**Figura 38.** Matrices X y Y.

MATRIZ X			MATRIZ Y		
0.7352	120	-4.09769015	6.26004025		
0.4502	2643	-3.827544	6.36760039		
0.4327	107	-3.93944559	6.22586253		
0.4147	752	-3.97081805	6.19450743		
0.4277	421	-3.68377252	6.48158325		
0.4285	492	-3.77017628	6.39517812		
0.4172	182	-3.74485739	6.42047527		

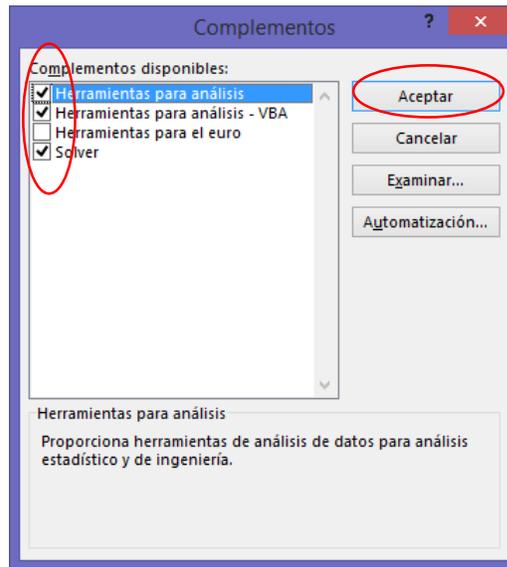
Se ingresa en la parte superior de *Excel* a archivo, opciones y complementos (Ver **Figura 39**). Se da *click* en ir.

**Figura 39.** Ingreso a complementos de *Excel*.



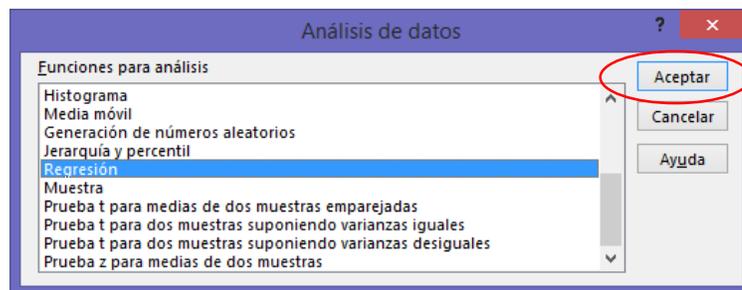
Se procede a verificar que las herramientas para análisis se encuentren activas. (Ver **Figura 40**) y se da *click* en aceptar.

**Figura 40.** Herramientas para análisis.



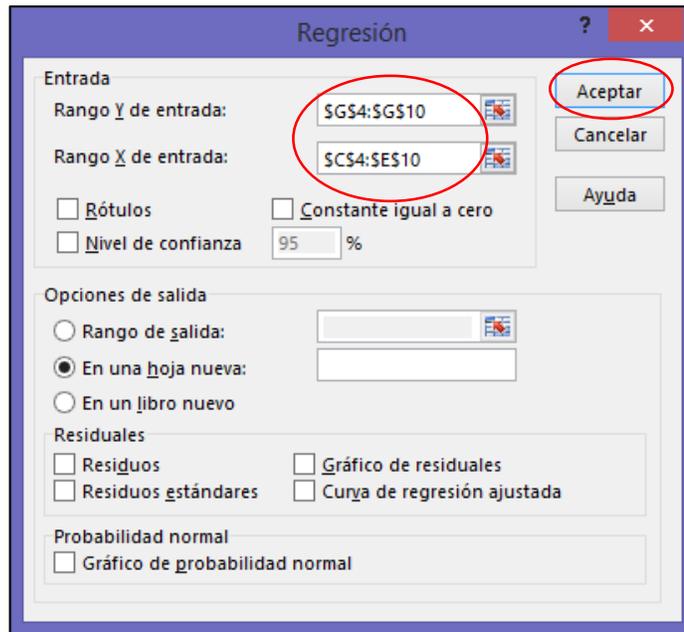
Seleccionar regresión y dar aceptar (Ver Figura 41).

**Figura 41.** Selección de regresión en Excel.



Seleccionar para el rango Y de entrada la matriz Y, y para el rango X de entrada la matriz X, y dar *click* en aceptar (Ver Figura 42).

**Figura 42.** Definición de rangos para regresión.



Automáticamente se mostrarán una serie de datos como se observa en la **Figura 43**.

**Figura 43.** Matriz de resultados para los coeficientes a, b, c y d.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1	Resumen								
2									
3	<b>Estadísticas de la regresión</b>								
4	Coeficiente de	0.9992807							
5	Coeficiente de	0.9985619							
6	R <sup>2</sup> ajustado	0.9971238							
7	Error típico	0.0058235							
8	Observaciones	7							
9									
10	<b>ANÁLISIS DE VARIANZA</b>								
11	<i>Grados de libertad de cuadrado de los cuadrados</i>								
12	Regresión	3	0.0706432	0.0235477	694.36064	9.254E-05			
13	Residuos	3	0.0001017	3.391E-05					
14	Total	6	0.070745						
15									
16		<i>Coeficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior 95%</i>	<i>Inferior 95.0%</i>	<i>Superior 95.0%</i>
17	Intercepción	9.6162693	0.073306	131.17978	9.767E-07	9.3829768	9.8495619	9.3829768	9.8495619
18	Variable X 1	0.5510457	0.0278811	19.764123	0.000283	0.4623155	0.6397758	0.4623155	0.6397758
19	Variable X 2	4.214E-06	2.698E-06	1.5618005	0.2162623	-4.373E-06	1.28E-05	-4.373E-06	1.28E-05
20	Variable X 3	0.9192324	0.0210731	43.621227	2.652E-05	0.8521685	0.9862962	0.8521685	0.9862962
21									

Se procede a despejar el coeficiente **a** como se explica en la **Ecuación 51**, en donde:

$$a = e^{9.6162693 - \ln(1.700160303)} = 8826.79099$$

$$b = 0.5510457$$

$$c = 4.214 * 10^{-6}$$

$$d = 0.9192324$$

Una vez ingresados los índices en la herramienta y los demás datos de producción mencionados, automáticamente se calculará la arena predicha y el porcentaje de error, como se visualiza en la **Figura 44**.

**Figura 44.** Resultado final de la validación (cálculo de porcentaje de error).

PRODUCCIÓN							
Re	Caudal de agua	Caudal de gas	Corte de agua	Relación Gas-Líquido	Arena observada	Arena predicha	Error
	Bbl/m	Mscf/m	%	scf/Bbl	(lb/m)	PPTB (Pounds of sand per thousand barrels)	%
0.016692627	36322	5919	73.5218509	119.8105378	523.24	523.0566465	0.035042
0.022034268	14032	82393	45.01908948	2643.427765	582.658	583.1644011	0.0869122
0.019363448	11686	2899	43.26705913	107.3345922	505.659	507.4265359	0.349551
0.018695743	10520	19075	41.46629878	751.8722901	490.05	487.7914387	0.4608838
0.025372794	14790	14550	42.77286136	420.7877841	653.004	649.6340526	0.5160684
0.023369678	13607	15624	42.84724628	491.9860188	598.95	602.7624717	0.6365259
0.024037383	13327	5813	41.72249703	181.9860998	614.295	613.9506614	0.0560543

## 7. HERRAMIENTAS GRÁFICAS

El ejemplo del funcionamiento de las herramientas gráficas a presentar se realizó con base en un rango de valores manejados tanto para el yacimiento como para el fluido en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, mediante el uso de las ecuaciones planteadas en el modelo de WILLSON, *et al.* (2002).

Según documento de la ANH<sup>78</sup>, la permeabilidad en las formaciones La paz, Esmeralda, Mugrosa y Colorado varía entre los (20-600) mD, para el presente ejemplo se hará uso de las permeabilidades y profundidades de la **Tabla 1** atravesadas por un pozo estudiado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

**Tabla 1.** Permeabilidades promedio por intervalo para el pozo en la zona de estudio.

POZO	UNIDAD	INTERVALOS		
		Tope (ft)	Base(ft)	Kh (mD)
UIS 1	MUGROSA B1	5172	5178	18
		5366	5387	420
	MUGROSA B2	5603	5613	126
		5626	5634	
	TORO SHALE	6926	6944	180
DISCORDANCIA	7034	7052	270	

**Fuente.** RIVERA, Gerson. PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA EN LAS FORMACIONES POCO CONSOLIDADAS DE UN CAMPO DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA. Bucaramanga Santander: Universidad Industrial de Santander, 2011. p. 107.

Teniendo en cuenta las grandes variaciones que puede haber en las propiedades de densidad (15° a 35° API)<sup>79</sup> y viscosidad de crudo en el Valle Medio del Magdalena, se trabajará con un valor para un crudo mediano.

- Viscosidad del petróleo= 0.8 cP
- Densidad= 25° API = 56.42 lb/ft<sup>3</sup>

**Tabla 2.** Intervalos de estudio seleccionados con su respectiva permeabilidad.

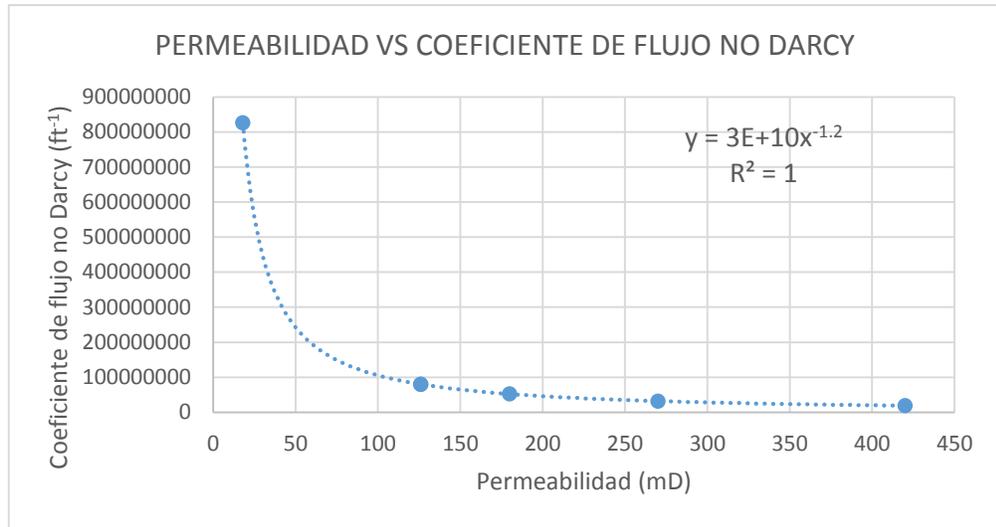
	UNIDAD	INTERVALOS (ft)		PERMEABILIDAD (mD)	COEFICIENTE DE FLUJO NO DARCIANO (ft <sup>-1</sup> )
		Tope	Base		
Re* 1	Mugrosa B1	5172	5178	18	825883648.7
Re* 2		5366	5387	420	18851535.29
Re* 3	Mugrosa B2	5603	5613	126	79946824.8
		5626	5634	126	79946824.8
Re* 4	Toro Shale	6926	6944	180	52109735.39
Re* 5	Discordancia	7034	7052	270	32033866.18

<sup>78</sup> BARRERO, Dario, *et al.* Op., cit. p. 80.

<sup>79</sup> OREJUELA PARRA, Paola Andrea. CARACTERIZACION DE LA GRAVEDAD API EN EL CAMPO LISAMA (CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA) A PARTIR DE LA PIROLISIS ROCK-EVAL VI. Bucaramanga Santander: Universidad Industrial de Santander, 2010. p. 40.

En el **Gráfico 8**, se construyó basados en los datos de la **Tabla 2**, en la cual se halló el coeficiente de flujo no Darcy basado en los valores del pozo estudiado, expuestos en la **Tabla 1**. Se debe entrar por la parte inferior conociendo la permeabilidad promedio del intervalo o zona que este en estudio, cortar la curva y leer el valor de coeficiente de flujo no darciano en la parte izquierda del gráfico.

**Gráfico 8.** Coeficiente de flujo no Darcy en función de la permeabilidad.



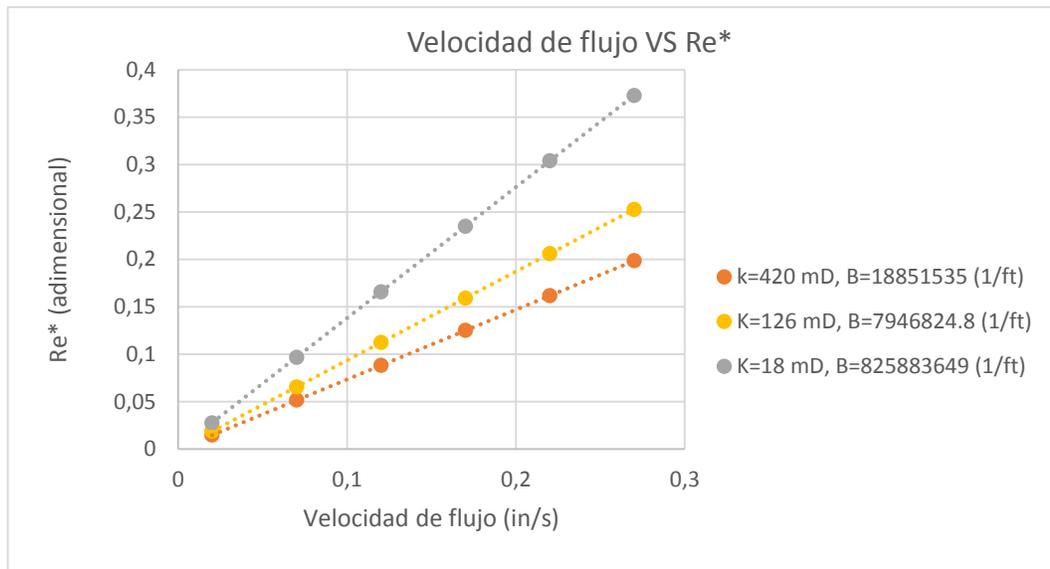
Posteriormente teniendo en cuenta los resultados obtenidos en el **Gráfico 8**, y valores asumidos de viscosidad y densidad, fue construida la **Tabla 2** de datos de velocidad de flujo en un rango de 0.02 a 0.27 in/s Vs Número de Reynolds modificado ( $Re^*$ ).

**Tabla 3.** Datos de velocidad de flujo para cada número de Reynolds modificado ( $Re^*$ ) hallado.

VELOCIDAD DE FLUJO (in/s)	$Re^* 1$	$Re^* 2$	$Re^* 3$	$Re^* 4$	$Re^* 5$
<b>0.02</b>	0.02762226	0.01471173	0.01871715	0.01742847	0.01607093
<b>0.07</b>	0.09667792	0.05149107	0.06551001	0.06099964	0.05624825
<b>0.12</b>	0.16573357	0.08827041	0.11230288	0.10457082	0.09642558
<b>0.17</b>	0.23478923	0.12504975	0.15909574	0.14814199	0.1366029
<b>0.22</b>	0.30384489	0.16182908	0.20588861	0.19171316	0.17678022
<b>0.27</b>	0.37290054	0.19860842	0.25268148	0.23528434	0.21695755

De esta forma, se obtiene el **Gráfico 9**, a partir del cual se puede obtener el Número de Reynolds modificado ( $Re^*$ ) correspondiente a condiciones de viscosidad, densidad y permeabilidad específicas.

**Gráfico 9.** Determinación de Reynolds modificado ( $Re^*$ ) a partir de la velocidad de flujo y la permeabilidad.



Luego se hizo uso de los datos de la **Tabla 4** la cual hace pertenece a un pozo del VMM, para la construcción de la **Tabla 5** que incluye la información de la profundidad de los intervalos, el esfuerzo horizontal máximo ( $S1$ ), esfuerzo horizontal mínimo ( $S2$ ), razón de Poisson, constante poroelástica ( $A$ ), presión de fondo fluyente ( $P_w$ ) y presión de poro ( $P_o$ ) de las formaciones que se están estudiando en el presente caso.

**Tabla 4.** Propiedades in-situ de las rocas para el pozo en la zona de estudio.

TOPE (ft)	BASE (ft)	UCS (psi)	TWC (psi)	COHESIÓN (psi)	PRESIÓN DE PORO INICIAL (psi)	OVERBURDEN (psi)	SH (psi)	Sh (psi)
5343	5364	930	1350	1050	2220	5283	4880	4098
6892	6911	1360	2720	2374	3335	6897	5778	5173
7000	7018	1310	2671	2050	3410	7010	6366	5585

**Fuente.** RIVERA, Gerson. PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA EN LAS FORMACIONES POCO CONSOLIDADAS DE UN CAMPO DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA; Bucaramanga Santander: Universidad Industrial de Santander, 2011. p. 110.

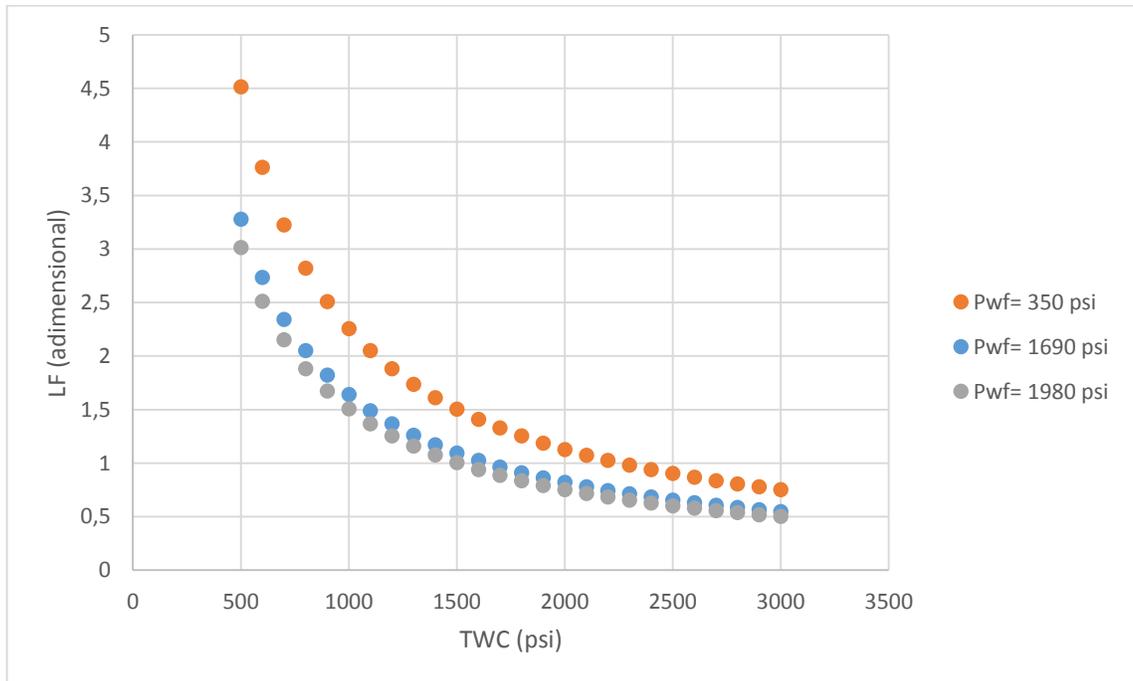
**Tabla 5.** Datos geomecánicos de la zona de estudio.

		INTERVALOS		S1	S2	Razón Poisson	A	Pwf	Po
		(ft)	(ft)	(psi)	(psi)				
LF1	Mugrosa	5172	5178	4142.4	3728.16	0.3	0.571428571	1690	2100
LF2	B1	5366	5387	4417.34	3986.38	0.31	0.550724638	1750	2220
LF3	Mugrosa	5603	5613	4714.92	4265.88	0.32	0.529411765	1843	2554
LF4	B2	5626	5634	4732.56	4281.84	0.32	0.529411765	2180	2710
LF5	TORO SHALE	6926	6944	6110.72	5555.2	0.33	0.507462687	2550	3160
LF6	DISCORDANCIA	7034	7052	6346.8	5782.64	0.35	0.461538462	2670	3225

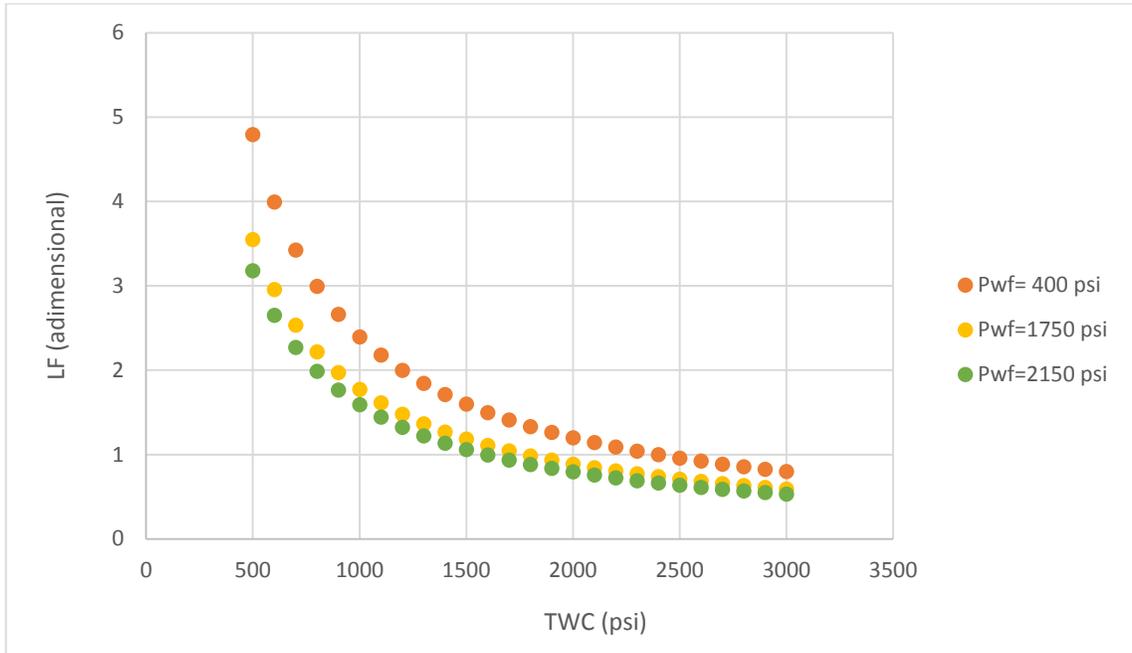
A partir de la **Tabla 5** es posible construir un gráfico de TWC Vs Factor de Carga en un rango de 500 a 3000 psi, teniendo en cuenta curvas de diversos valores de presión de fondo fluente. Se construyó un gráfico para cada uno de los intervalos estudiados.

A partir de la **Tabla 6**, **Tabla 7**, **Tabla 8**, **Tabla 9**, **Tabla 10** y **Tabla 11** en el anexo A, se realizó el **Gráfico 10**, **Gráfico 11**, **Gráfico 12**, **Gráfico 13**, **Gráfico 14** y **Gráfico 15** respectivamente. Correspondiente para cada intervalo estudiado en los cuales se visualizan valores de Factor de Carga (LF) Vs TWC teniendo en cuenta diferentes presiones de fondo fluyentes.

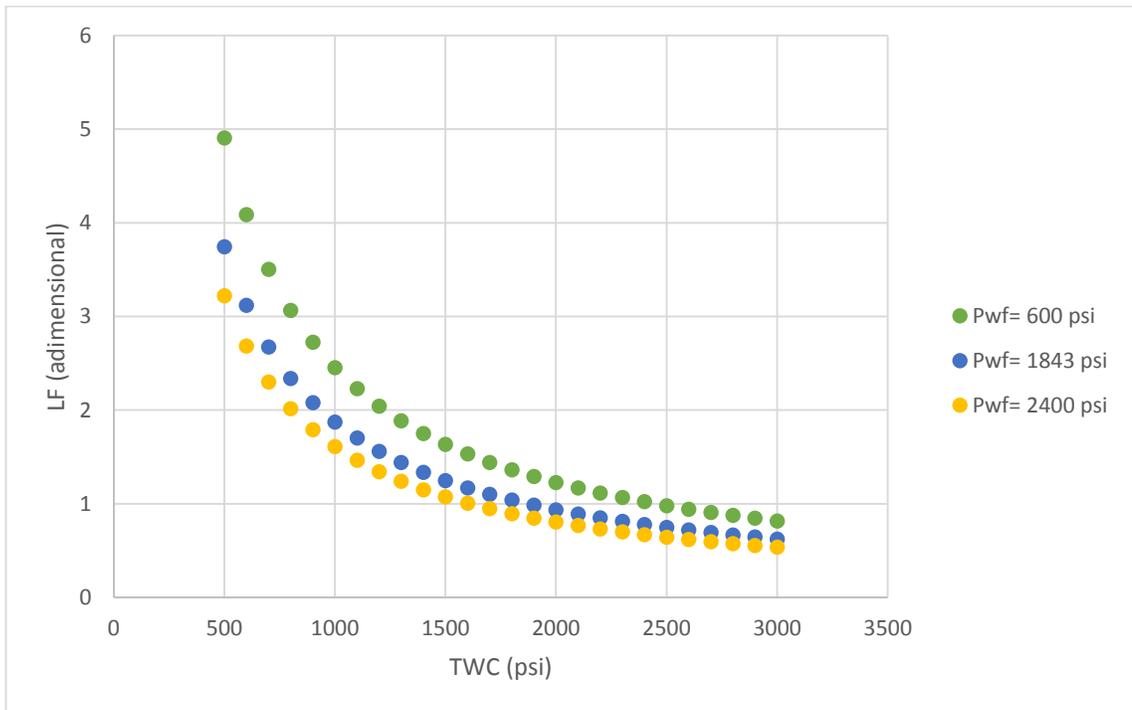
**Gráfico 10.** TWC vs LF para diferentes pwf's del intervalo 1 de Mugrosa B1.



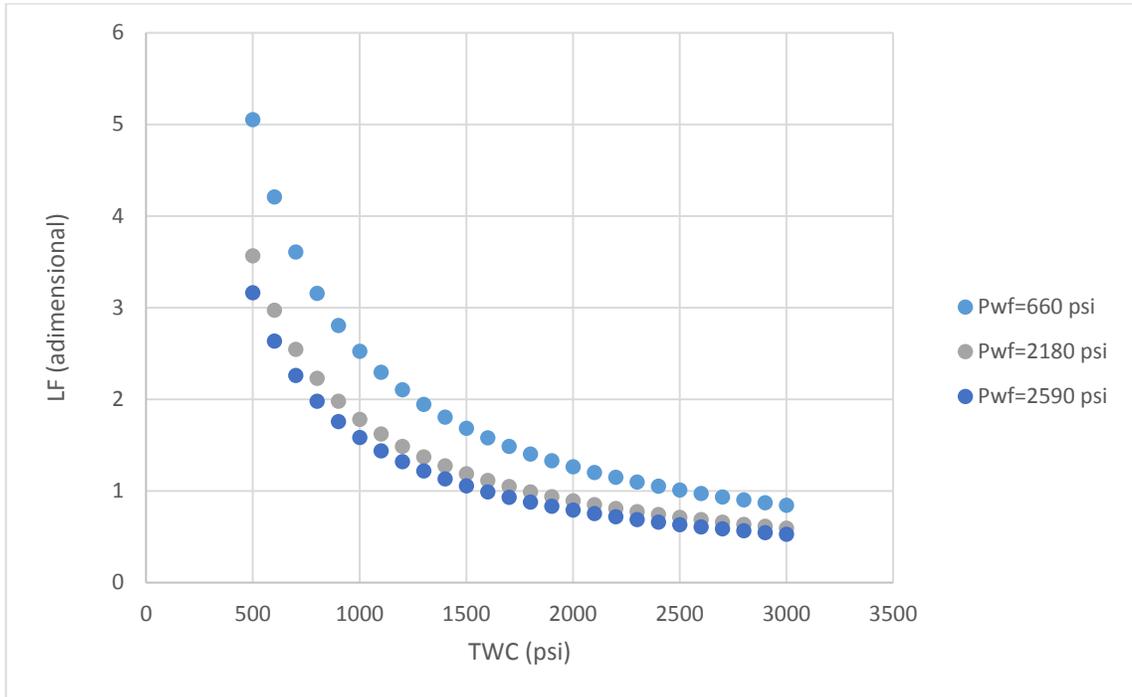
**Gráfico 11.** TWC vs LF para diferentes pwf's del intervalo 2 de Mugrosa B1.



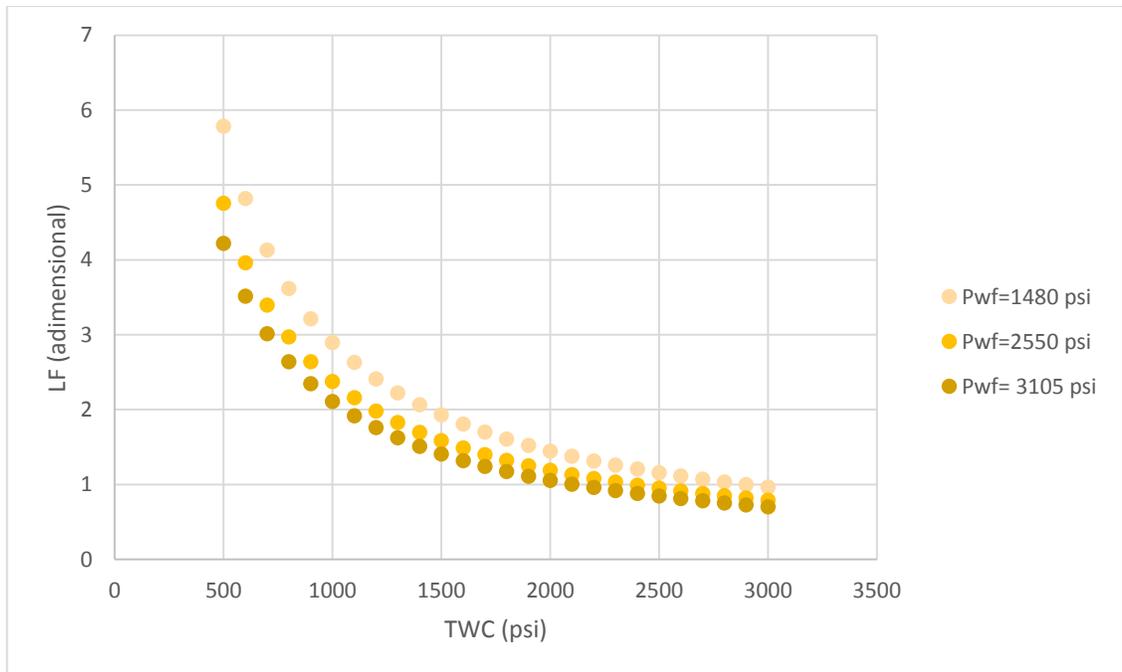
**Gráfico 12.** TWC vs LF para diferentes pwf's del intervalo 1 de Mugrosa B2.



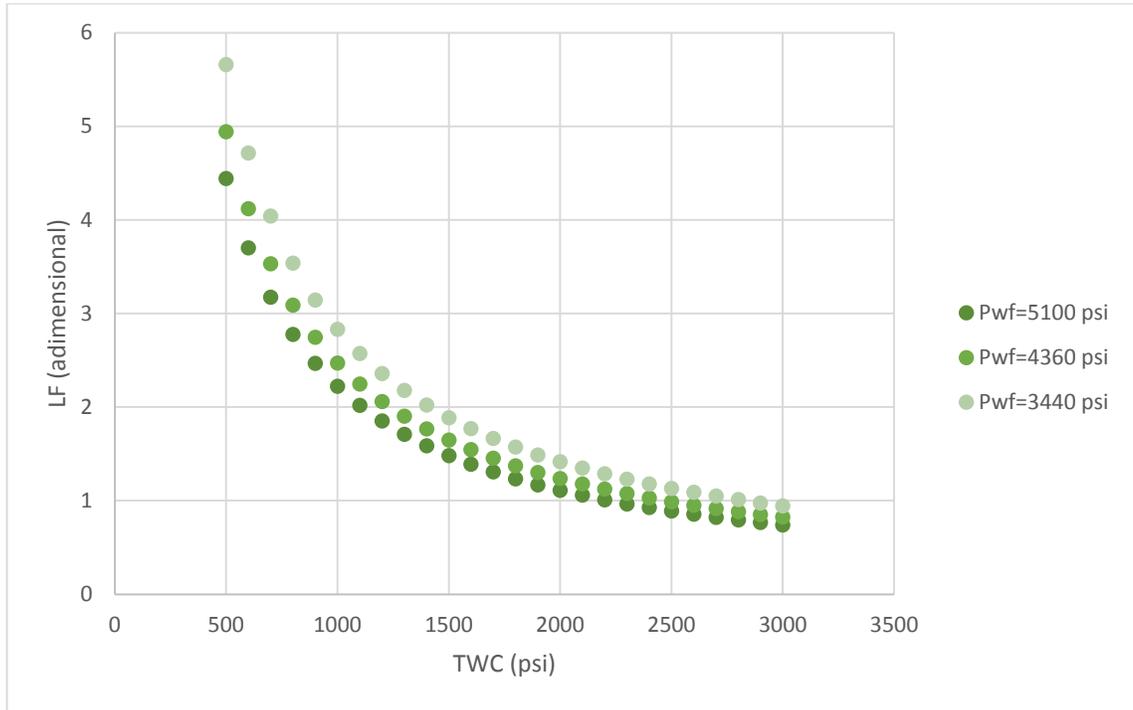
**Gráfico 13.** TWC vs LF para diferentes pwf's del intervalo 2 de Mugrosa B2.



**Gráfico 14.** TWC vs LF para diferentes pwf's del intervalo de Toro Shale.



**Gráfico 15.** TWC vs LF para diferentes pwf's del intervalo de Discordancia.



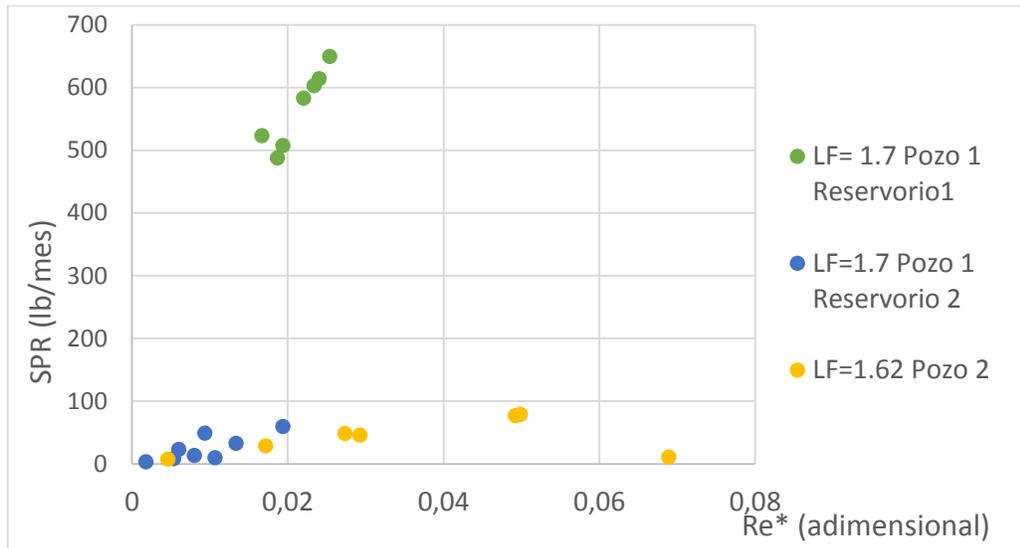
Por último, se estudió la construcción de un gráfico que permitiera determinar la tasa de producción de arena (SPR) en función del número de Reynolds modificado ( $Re^*$ ) mediante diferentes valores de Factor de Carga.

Se graficaron valores de los tres (3) pozos del artículo de UDEBHULU & OGBE<sup>80</sup> en el **Gráfico 16** de SPR vs  $Re^*$ . Los Factores de Carga para los pozos 1, 2 y 3 fueron 1.7, 1.7, y 1.62 respectivamente. Los índices correspondientes determinados en cada siete (7) reportes de producción de cada pozo fueron los siguientes:

Pozo 1: <b>a=</b> 7938.66	<b>b=</b> 0.5657	<b>c=</b> 1.22E-05	<b>d=</b> 0.8957
Pozo 2: <b>a=</b> 196.12	<b>b=</b> 6.8081	<b>c=</b> 3.28E-05	<b>d=</b> 1.2771
Pozo 3: <b>a=</b> 912.78	<b>b=</b> 0.1407	<b>c=</b> 5,27E-05	<b>d=</b> 1.015

<sup>80</sup> UDEBHULU, Dickson O. and OGBE, David O. Mechanistic Models for Predicting Sand Production: A Case Study of Niger Delta Wells: Society of Petroleum Engineers, 2015.

**Gráfico 16.** SPR para los casos de estudio en UDEBHULU, Dickson O.



Los valores graficados no presentan una tendencia uniforme a pesar que el Factor de Carga es único y no variable para cada pozo (es decir no son dependientes de cantidad de datos como sí lo son los coeficientes a, b, c y d)

Debido a que la tasa de producción de arena predicha está en función de los índices de correlación a, b, c y d explicados en la sección (5.3.1), y teniendo en cuenta que estos son únicos para cada pozo; además que muestran un mejor ajuste dependiendo de la cantidad de datos de producción que se tengan. No es conveniente ni próxima la última determinación (SPR) de manera gráfica sin datos de validación, porque los coeficientes varían en función de los valores numéricos y cantidad de datos de producción (Concentración de arena, caudal de petróleo, corte de agua, y relación gas-líquido) por ello, se presenta un número infinito de posibilidad de casos posibles y no es posible marcar una tendencia general para los pozos que permita la predicción de tasa de producción de arena.

## 8. CONCLUSIONES

- Si las fuerzas de arrastre se hacen mayores a las fuerzas de compresión de la roca se produce una desestabilización entre los granos y el material cementante venciendo la fricción interna de la formación, conllevando a la producción de arena del yacimiento a los pozos.
- La velocidad a la cual fluye el fluido y la viscosidad son los factores de mayor relevancia en la producción de arena por fuerzas de arrastre; cuando el fluido se encuentra fluyendo bajo régimen de flujo laminar es más influyente la viscosidad; mientras que bajo un régimen turbulento es la velocidad.
- El caudal crítico está directamente relacionado con la caída de presión (*drawdown*) crítica, es por ello que entre mayor sea el valor de caída de presión crítica, permitirá un mayor flujo, libre de arena. Adicionalmente, este es un factor que ayuda a determinar si es necesario el uso de un mecanismo de control de arena en el fondo del pozo, en caso de que se requiera manejar un caudal mayor al crítico por razones económicas y/o financieras.
- Para que se dé la producción de arena, debe existir una condición especial bien sea por pobre consolidación de la roca, o porque la formación ha sido afectada por otro mecanismo como los esfuerzos alrededor de la cavidad del cañoneo o las fuerzas de arrastre generadas con el flujo de los fluidos.
- El estudio de las fuerzas de arrastre para la producción de arena en el medio yacimiento-cara del pozo, implica la relación tanto de parámetros geomecánicos de la roca como de los relacionados al flujo de fluidos ya que ambas áreas son influyentes en la producción de arena, por ello, para prevenir o controlar la producción de arena es necesario identificar las principales causas de dicho problema.
- A mayor número de datos de producción ingresados, se obtendrá mejor ajuste del modelo, permitiendo porcentajes de error menores entre la tasa de producción de arena predicha y la observada.
- Para el caso ejemplo, en las condiciones de producción de arena el valor de Reynolds modificado ( $Re^*$ ) fue menor a (0.1), lo que se concluye es que: la tasa de producción de arena es dominada por el Factor de Carga, y debido a que el valor del Factor de Carga es mayor a uno (1), la formación está fallada y por lo

tanto, se da la producción de arena.

- Bajo las condiciones trabajadas en el caso ejemplo y según la ecuación de  $Re^*$ , con la velocidad crítica estimada (1.1477 in/s) la velocidad a la cual fluye el fluido es menor y por tanto no tiene influencia en la producción de arena; del mismo modo, la viscosidad asumida de 0.8 cP está por encima de la viscosidad crítica estimada (0.1709 cP), lo cual no representa impacto en la producción de arena.
- Para las herramientas gráficas propuestas, se obtuvieron en todos los intervalos estudiados que para cualquier presión de fondo fluyente, la formación estará fallada en valores de TWC menores a 1500 psi.
- La ecuación usada para la predicción de la tasa de producción de arena en la presente metodología no presenta valores razonables cuando se usa bajo valores supuestos, demostrando que los índices de correlación son únicos, como una huella dactilar de cada pozo analizado.
- No es conveniente ni próxima la determinación de la tasa de producción de arena de manera gráfica sin datos de validación, porque los coeficientes varían en función de los valores numéricos y de la cantidad de datos de producción, por ello se presenta un número infinito de casos posibles y no es posible marcar una tendencia general para los pozos que determine la predicción de la tasa de producción de arena.
- La metodología propuesta es aplicable a pozos de petróleo cuyas formaciones productoras sean areniscas de posible potencial de producción de arena, no es excluyente si hay producción de agua y gas, pero si se debe poseer para su aplicación con el valor de las variables que permitan desarrollarla.

## 9. RECOMENDACIONES

- Se recomienda validar la metodología con datos reales de campo para obtener resultados que permitan verificar la eficiencia y utilidad de los modelos usados.
- Se recomienda usar todos los datos de producción del pozo estudio con que se cuenten y que sean requeridos en la metodología, para obtener índices de correlación (a, b, c y d) más exactos y de esta forma valores más cercanos de la arena predicha frente a la observada.
- Por ser la producción de arena un problema tan común en los pozos productores de hidrocarburos, se recomienda involucrar directamente los valores obtenidos de las pruebas TWC de laboratorio en la metodología propuesta, ya que esta prueba es de suma importancia en cuanto a producción de arena se refiere. Adicionalmente verificar los valores de los esfuerzos *in-situ* en la fuente directa de su adquisición (registros de pozos, pruebas *leakoff*, etc).
- Se debe revisar con valores reales la fórmula de caída de presión crítica planteada, ya que el caso ejemplo arrojó valores negativos debido a que para el estado de esfuerzos planteados se requería una presión de poro mayor.
- Se recomienda incluir a la presente metodología el estudio del área de flujo óptima asociada al cañoneo, que permita producir los fluidos a una velocidad que no sobrepase el punto crítico y evitar mayor arrastre en los granos de arena de la formación.
- Se debe garantizar veracidad en las mediciones de los datos de producción requeridos para así obtener predicciones con porcentajes de error mínimos.
- Se debe tener seguridad en los valores a ingresar en la herramienta computacional, ya que una vez se procede a llenar el siguiente módulo, estos quedan guardados y no se puede retroceder; sino que por el contrario se debe llenar de nuevo.
- Se recomienda ingresar más correlaciones a la herramienta computacional, de tal forma que permita ampliar las opciones para obtener el valor de las variables geomecánicas.

## BIBLIOGRAFÍA

- ABASS, H. H.; HABBTAR, A. H. and SHEBATALHAMD, A. Sand Control During Drilling, Perforation, Completion and Production: Society of Petroleum Engineers, 2003. p. 1-8
- AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. 3rd ed. US: Gulf Professional Publishing, 2006. 1-1360 p. ISBN 0750679727
- ALLABY, Michael. Aoe dictionary of geology and earth sciences. 4. ed. Oxford: Oxford Univ. Press, 2013. ISBN 9780199653065
- ALLEN, Thomas O. and ROBERTS, Alan P. Production operations. Tulsa: Oil & Gas Consultants International, 1982.
- ARAUJO GUERRERO, Edson Felipe. Modelo de predicción y cuantificación de la producción de arena en yacimientos de crudo pesado. 2015. p. 19-163.
- BARRERO, Dario, *et al.* Colombian Sedimentary Basins: Bogotá D.C: 2007. 8-84
- BEAR, Jacob. Dynamics of fluids in porous media. New York: American Elsevier, 1972. 1-757 p.
- BELLARBY, Jonathan. Well completion design. Amsterdam, Netherlands; Boston, Mass: Elsevier, 2009. 1-711 p. ISBN 9780444532107; 0444532102
- BELLO, Oladele Olalekan, *et al.* Hydraulic Analysis of Gas/Oil/Sand Flow in Horizontal Wells: Society of Petroleum Engineers, 2010.
- BERG, Robert R. Reservoir sandstones. Englewood Cliffs, NJ: Prentice-Hall, 1986. 1-468 p. ISBN 9780137743735
- BIJU-DUVAL, Bernard. Sedimentary Geology - Sedimentary Basins, Depositional Environments, Petroleum Formation. Capilano Press Society, 2002. 1-623 p.
- Boyun Guo; LIU, Xinghui and TAN, Xuehao. Petroleum Production Engineering. 2nd ed. US: Gulf Professional Publishing, 2017. 3-727 p.
- BYROM, Ted G. Casing and liners for drilling and completion. Second edition ed. Amsterdam: Elsevier GPP, 2014. 1-405 p. ISBN 9780128006603
- CERASI, P. R. and VARDOULAKIS, I. Sand Production Model Based On Episodic Functions. American Rock Mechanics Association, 2012-01-01.
- COOPER, M. A., *et al.* Basin Development and Tectonic History of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia. En: AAPG BULLETIN. vol. 79, no. 10, p. 1421-1442
- FIROOZABADI, Abbas and KATZ, Donald. An Analysis of Highi-Velocity Gas Flow

Through Porous Media. En: JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY. Feb.vol. 31, no. 2, p. 211-216.

FJAER, E., *et al.* Modeling The Rate Of Sand Production: American Rock Mechanics Association, 2004.

FJAER, Erling. Petroleum related rock mechanics. 2. ed. Amsterdam: Elsevier, 2008. 1-483 p.

GEERTSMA, J. Some Rock-Mechanical Aspects of Oil and Gas Well Completions: Society of Petroleum Engineers, 1985. 848-856 ISBN 0197-7520.

GILES, Randal V. Fluid mechanics and hydraulics. 2. ed. New York: Schaum Publ, 1962. 1-244 p.

GONZÁLEZ AMADO, Esteban Felipe and RAMÍREZ ÁVILA, Juan David. Diseño De Una Metodología De Selección Preliminar De Sistemas De Control De Arena Para Los Campos Operados Por Ecopetrol S.A. En Colombia. Bogotá D.C: Fundación Universidad de América, 2016. p. 25-134.

GOYENECHÉ RODRIGUEZ, Jessica Marcela and HERNÁNDEZ PICO, Ruby Lorena. 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. Universidad Industrial de Santander, 2009. p. 3-168.

Halliburton and ANH. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos: 2012.

HODDER, Robert S. and TOMSIC, Joan L. Dictionary of materials and testing. 2. ed. Warrendale, PA: Soc. of Automotive Engineers, 2000. 38-441 p.

HOEK, Van Den; JACOB, Paul and GEILIKMAN, Mikhail Boris. Prediction of Sand Production Rate in Oil and Gas Reservoirs: Field Validation and Practical Use: Society of Petroleum Engineers, 2005.

HUDSON, John A. and HARRISON, John P. Engineering rock mechanics. Repr. ed. Oxford: Pergamon, 2007. 3-503 p.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Referencias bibliográficas. Contenido, forma y estructura. NTC 5613. Bogotá D.C.: El instituto, 2008. 33p. c.

\_\_\_\_\_. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Bogotá D.C.: El instituto, 2008. 36p. 2008.

\_\_\_\_\_. Referencias documentales para fuentes de información electrónicas. NTC 4490. Bogotá D.C.: El instituto, 1998. 23p.

JAIMES, M. G.; QUINTERO, Y. A. and MARTIN, D. P. A Review at the Problem of Sanding in Colombia: Evolution and Cases of Evaluation for Sand Exclusion and

- Management Alternatives: Society of Petroleum Engineers, 2014. 1-12
- LOOYEH, Reza and AADNOY, Bernt S. Petroleum rock mechanics. 1. ed. Amsterdam: Elsevier, Gulf Professional Pub, 2011. 3-342 p.
- MALAGÓN, Jonathan. La competitividad del sector de hidrocarburos en las diferentes regiones de Colombia. Colombia: Litterär Gestaltning, 2016. 7-70 p.
- MCPHEE, Colin; REED, Jules and ZUBIZARRETA, Izaskun. Core Analysis: A Best Practice Guide. Oxford: Elsevier, 2015. 1-811 p.
- MOTT, Robert. Mecánica de Fluidos; 6a ed. Pearson, 2006. 1-588 p.
- OREJUELA PARRA, Paola Andrea. CARACTERIZACION DE LA GRAVEDAD API EN EL CAMPO LISAMA (CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA) A PARTIR DE LA PIROLISIS RCOK-EVAL VI. Bucaramanga Santander.: Universidad Industrial de Santander, 2010. p. 22-134.
- PALMER, Ian, *et al.* Predicting and Managing Sand Production: A New Strategy. : Society of Petroleum Engineers, 2003.
- PAPAMICHOS, E.; SKJÆRSTEIN, A. and TRONVOLL, J. A Volumetric Sand Production Experiment: American Rock Mechanics Association, 2000.
- PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de ingeniería de Yacimientos. Maracaibo Venezuela: Astro Data S.A, 1998. 1-547 p.
- PENBERTHY, W. L. and SHAUGHNESSY, C. M. Sand control. Richardson, TX: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, 1992. 1-90 p. ISBN 1555630413
- RAHMAN, Khalil; KHAKSAR, Abbas and KAYES, Toby. Minimizing Sanding Risk by Optimizing Well and Perforation Trajectory Using an Integrated Geomechanical and Passive Sand-Control Approach: 2008. 1-16
- RAY, P., *et al.* Estimating Sand Production Volume in Oil and Gas Reservoir: Amsterdam, Netherlands: 2014.
- RIVERA, Gerson. PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA EN LAS FORMACIONES POCO CONSOLIDADAS DE UN CAMPO DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA; Bucaramanga Santander.: Universidad Industrial de Santander, 2011. p. 18-179.
- SARMIENTO, Luis F. Petroleum Geology Of Colombia: Medellín Colombia: 2011. 15-135
- SCHLUMBERGER. SCHLUMBERGER OILFIELD GLOSSARY. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com>
- STANDING, M. B. Inflow Performance Relationships for Damaged Wells Producing

by Solution-Gas Drive: Society of Petroleum Engineers, 1970. p 1-2.

STEIN, Nathan and HILCHIE, D. W. Estimating the Maximum Production Rate Possible from Friable Sandstones Without Using Sand Control: Society of Petroleum Engineers, 1972. 1157-1160 ISBN 0149-2136.

SUÁREZ RUEDA, Carlos Orlando. Arenas basales del Cretáceo inferior, potencial roca hidrocarburífera en la región central de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia. Medellín Colombia: Universidad Nacional de Colombia, 2016. p. 1-136.

TARIQ, S. M. New, Generalized Criteria for Determining the Level of Underbalance for Obtaining Clean Perforations. p. 215-228.

TIXIER, M. P.; LOVELESS, G. W. and ANDERSON, R. A. Estimation of Formation Strength From the Mechanical-Properties Log: Society of Petroleum Engineers, 1975. 283-293 ISBN 0149-2136

UDEBHULU, Dickson O. and OGBE, David O. Mechanistic Models for Predicting Sand Production: A Case Study of Niger Delta Wells: Society of Petroleum Engineers, 2015.

WEINGARTEN, J. S. and PERKINS, T. K. Prediction of Sand Production in Gas Wells: Methods and Gulf of Mexico Case Studies: Society of Petroleum Engineers, 1995. 596-600 ISBN 0149-2136.

WILLSON, S. M., *et al.* New Model for Predicting the Rate of Sand Production. : Society of Petroleum Engineers, 2002.

WU, B. and TAN, C. P. Relationship Between Thick-Walled Cylinder and Unconfined Compressive Strength for Application in Sanding Prediction: American Rock Mechanics Association, 2000. 1-8

YANG, Xin-She. Mathematical Modelling for Earth Sciences. 1st ed. Edinburgh: Dunedin Academic Press, 2008. 1-307 p. ISBN 9781903765920

YI, X; VALKO, P. P. and RUSSELL, J. E. Predicting Critical Drawdown for the Onset of Sand Production: Society of Petroleum Engineers, 2004.

ZOBACK, Mark D. Reservoir Geomechanics. 1st ed. GB: Cambridge University Press, 2007. 3-445 p.

# **ANEXOS**

## ANEXO A.

### TABLAS PARA CONSTRUCCIÓN DE LOS GRÁFICOS EN FUNCIÓN DE TWC Y DIVERSAS PRESIONES DE FONDO FLUYENTES

**Tabla 6.** Datos del intervalo 1 de Mugrosa B1.

MUGROSA B1 (5172-5178)							
S1	S2	Coefficiente de Poisson	Constante poroelástica (A)	Pw	Po	TWC	LF
(psi)	(psi)	-	-	(psi)	(psi)	(psi)	-
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	350	2100	500	4.51550968
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	350	2100	600	3.76292473
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	350	2100	700	3.22536406
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	350	2100	800	2.82219355
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	350	2100	900	2.50861649
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	350	2100	1000	2.25775484
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	350	2100	1100	2.0525044
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	350	2100	1200	1.88146237
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	350	2100	1300	1.73673449
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	350	2100	1400	1.61268203
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	350	2100	1500	1.50516989
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	350	2100	1600	1.41109677
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	350	2100	1700	1.32809108
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	350	2100	1800	1.25430824
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	350	2100	1900	1.18829202
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	350	2100	2000	1.12887742
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	350	2100	2100	1.07512135
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	350	2100	2200	1.0262522
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	350	2100	2300	0.98163254
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	350	2100	2400	0.94073118
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	350	2100	2500	0.90310194
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	350	2100	2600	0.86836725
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	350	2100	2700	0.8362055
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	350	2100	2800	0.80634101
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	350	2100	2900	0.77853615
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	350	2100	3000	0.75258495
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1690	2100	500	3.28048664
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1690	2100	600	2.73373886
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1690	2100	700	2.34320474

4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1690	2100	800	2.05030415
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1690	2100	900	1.82249258
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1690	2100	1000	1.64024332
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1690	2100	1100	1.49113029
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1690	2100	1200	1.36686943
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1690	2100	1300	1.26172563
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1690	2100	1400	1.17160237
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1690	2100	1500	1.09349555
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1690	2100	1600	1.02515207
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1690	2100	1700	0.96484901
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1690	2100	1800	0.91124629
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1690	2100	1900	0.86328596
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1690	2100	2000	0.82012166
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1690	2100	2100	0.78106825
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1690	2100	2200	0.74556514
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1690	2100	2300	0.71314927
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1690	2100	2400	0.68343472
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1690	2100	2500	0.65609733
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1690	2100	2600	0.63086281
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1690	2100	2700	0.60749753
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1690	2100	2800	0.58580118
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1690	2100	2900	0.56560114
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1690	2100	3000	0.54674777
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1980	2100	500	3.01320553
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1980	2100	600	2.51100461
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1980	2100	700	2.15228966
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1980	2100	800	1.88325346
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1980	2100	900	1.67400307
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1980	2100	1000	1.50660276
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1980	2100	1100	1.36963888
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1980	2100	1200	1.2555023
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1980	2100	1300	1.1589252
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1980	2100	1400	1.07614483
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1980	2100	1500	1.00440184
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1980	2100	1600	0.94162673
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1980	2100	1700	0.88623692
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1980	2100	1800	0.83700154
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1980	2100	1900	0.79294882
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1980	2100	2000	0.75330138

4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1980	2100	2100	0.71742989
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1980	2100	2200	0.68481944
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1980	2100	2300	0.65504468
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1980	2100	2400	0.62775115
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1980	2100	2500	0.60264111
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1980	2100	2600	0.5794626
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1980	2100	2700	0.55800102
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1980	2100	2800	0.53807242
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1980	2100	2900	0.51951819
4142.4	3728.16	0.3	0.57142857	1980	2100	3000	0.50220092

**Tabla 7.** Datos del intervalo 2 Mugrosa B1.

<b>MUGROSA B1 (5366-5387)</b>							
<b>S1</b>	<b>S2</b>	<b>Coefficiente de Poisson</b>	<b>Constante poroelástica (A)</b>	<b>Pw</b>	<b>Po</b>	<b>TWC</b>	<b>LF</b>
<b>(psi)</b>	<b>(psi)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(psi)</b>	<b>(psi)</b>	<b>(psi)</b>	<b>-</b>
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	400	2220	500	4.79073548
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	400	2220	600	3.99227957
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	400	2220	700	3.42195392
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	400	2220	800	2.99420968
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	400	2220	900	2.66151971
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	400	2220	1000	2.39536774
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	400	2220	1100	2.17760704
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	400	2220	1200	1.99613978
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	400	2220	1300	1.84259057
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	400	2220	1400	1.71097696
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	400	2220	1500	1.59691183
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	400	2220	1600	1.49710484
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	400	2220	1700	1.40903985
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	400	2220	1800	1.33075986
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	400	2220	1900	1.26071986
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	400	2220	2000	1.19768387
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	400	2220	2100	1.14065131
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	400	2220	2200	1.08880352
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	400	2220	2300	1.04146424
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	400	2220	2400	0.99806989
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	400	2220	2500	0.9581471
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	400	2220	2600	0.92129529
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	400	2220	2700	0.88717324
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	400	2220	2800	0.85548848

4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	400	2220	2900	0.82598888
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	400	2220	3000	0.79845591
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	1750	2220	500	3.54649585
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	1750	2220	600	2.95541321
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	1750	2220	700	2.53321132
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	1750	2220	800	2.21655991
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	1750	2220	900	1.97027547
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	1750	2220	1000	1.77324793
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	1750	2220	1100	1.61204357
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	1750	2220	1200	1.47770661
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	1750	2220	1300	1.36403687
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	1750	2220	1400	1.26660566
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	1750	2220	1500	1.18216528
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	1750	2220	1600	1.10827995
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	1750	2220	1700	1.04308702
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	1750	2220	1800	0.98513774
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	1750	2220	1900	0.93328838
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	1750	2220	2000	0.88662396
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	1750	2220	2100	0.84440377
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	1750	2220	2200	0.80602178
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	1750	2220	2300	0.77097736
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	1750	2220	2400	0.7388533
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	1750	2220	2500	0.70929917
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	1750	2220	2600	0.68201843
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	1750	2220	2700	0.65675849
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	1750	2220	2800	0.63330283
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	1750	2220	2900	0.6114648
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	1750	2220	3000	0.59108264
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	2150	2220	500	3.17783226
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	2150	2220	600	2.64819355
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	2150	2220	700	2.26988018
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	2150	2220	800	1.98614516
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	2150	2220	900	1.76546237
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	2150	2220	1000	1.58891613
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	2150	2220	1100	1.44446921
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	2150	2220	1200	1.32409677
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	2150	2220	1300	1.22224318
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	2150	2220	1400	1.13494009

4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	2150	2220	1500	1.05927742
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	2150	2220	1600	0.99307258
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	2150	2220	1700	0.93465655
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	2150	2220	1800	0.88273118
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	2150	2220	1900	0.83627165
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	2150	2220	2000	0.79445806
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	2150	2220	2100	0.75662673
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	2150	2220	2200	0.7222346
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	2150	2220	2300	0.6908331
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	2150	2220	2400	0.66204839
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	2150	2220	2500	0.63556645
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	2150	2220	2600	0.61112159
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	2150	2220	2700	0.58848746
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	2150	2220	2800	0.56747005
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	2150	2220	2900	0.54790211
4417.34	3986.38	0.3	0.57142857	2150	2220	3000	0.52963871

**Tabla 8.** Datos del intervalo 1 de Mugrosa B2.

<b>MUGROSA B2 (5603-5613)</b>							
<b>S1</b>	<b>S2</b>	<b>Coefficiente de Poisson</b>	<b>Constante poroelástica (A)</b>	<b>Pw</b>	<b>Po</b>	<b>TWC</b>	<b>LF</b>
<b>(psi)</b>	<b>(psi)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(psi)</b>	<b>(psi)</b>	<b>(psi)</b>	<b>-</b>
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	600	2554	500	4.90500907
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	600	2554	600	4.08750756
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	600	2554	700	3.50357791
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	600	2554	800	3.06563067
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	600	2554	900	2.72500504
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	600	2554	1000	2.45250453
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	600	2554	1100	2.22954958
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	600	2554	1200	2.04375378
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	600	2554	1300	1.88654195
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	600	2554	1400	1.75178895
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	600	2554	1500	1.63500302
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	600	2554	1600	1.53281533
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	600	2554	1700	1.44264973
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	600	2554	1800	1.36250252
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	600	2554	1900	1.29079186
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	600	2554	2000	1.22625227
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	600	2554	2100	1.1678593
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	600	2554	2200	1.11477479

4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	600	2554	2300	1.06630632
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	600	2554	2400	1.02187689
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	600	2554	2500	0.98100181
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	600	2554	2600	0.94327097
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	600	2554	2700	0.90833501
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	600	2554	2800	0.87589448
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	600	2554	2900	0.84569122
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	600	2554	3000	0.81750151
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	1843	2554	500	3.74278373
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	1843	2554	600	3.11898644
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	1843	2554	700	2.67341695
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	1843	2554	800	2.33923983
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	1843	2554	900	2.07932429
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	1843	2554	1000	1.87139187
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	1843	2554	1100	1.70126533
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	1843	2554	1200	1.55949322
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	1843	2554	1300	1.4395322
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	1843	2554	1400	1.33670848
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	1843	2554	1500	1.24759458
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	1843	2554	1600	1.16961992
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	1843	2554	1700	1.10081874
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	1843	2554	1800	1.03966215
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	1843	2554	1900	0.98494309
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	1843	2554	2000	0.93569593
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	1843	2554	2100	0.89113898
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	1843	2554	2200	0.85063267
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	1843	2554	2300	0.81364864
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	1843	2554	2400	0.77974661
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	1843	2554	2500	0.74855675
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	1843	2554	2600	0.7197661
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	1843	2554	2700	0.6931081
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	1843	2554	2800	0.66835424
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	1843	2554	2900	0.64530754
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	1843	2554	3000	0.62379729
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	2400	2554	500	3.22197962
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	2400	2554	600	2.68498301
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	2400	2554	700	2.30141401
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	2400	2554	800	2.01373726

4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	2400	2554	900	1.78998868
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	2400	2554	1000	1.61098981
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	2400	2554	1100	1.46453619
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	2400	2554	1200	1.34249151
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	2400	2554	1300	1.23922293
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	2400	2554	1400	1.15070701
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	2400	2554	1500	1.07399321
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	2400	2554	1600	1.00686863
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	2400	2554	1700	0.94764106
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	2400	2554	1800	0.89499434
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	2400	2554	1900	0.84788937
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	2400	2554	2000	0.8054949
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	2400	2554	2100	0.767138
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	2400	2554	2200	0.73226809
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	2400	2554	2300	0.70043035
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	2400	2554	2400	0.67124575
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	2400	2554	2500	0.64439592
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	2400	2554	2600	0.61961146
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	2400	2554	2700	0.59666289
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	2400	2554	2800	0.5753535
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	2400	2554	2900	0.55551373
4714.92	4265.88	0.31	0.55072464	2400	2554	3000	0.5369966

**Tabla 9.** Datos del intervalo 2 de Mugrosa B2.

<b>MUGROSA B2 (5626-5634)</b>							
<b>S1</b>	<b>S2</b>	<b>Coefficiente de Poisson</b>	<b>Constante poroelástica (A)</b>	<b>Pw</b>	<b>Po</b>	<b>TWC</b>	<b>LF</b>
<b>(psi)</b>	<b>(psi)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(psi)</b>	<b>(psi)</b>	<b>(psi)</b>	<b>-</b>
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	660	2710	500	5.04984555
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	660	2710	600	4.20820463
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	660	2710	700	3.60703254
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	660	2710	800	3.15615347
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	660	2710	900	2.80546975
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	660	2710	1000	2.52492278
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	660	2710	1100	2.29538434
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	660	2710	1200	2.10410231
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	660	2710	1300	1.94224829
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	660	2710	1400	1.80351627
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	660	2710	1500	1.68328185
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	660	2710	1600	1.57807674

4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	660	2710	1700	1.48524869
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	660	2710	1800	1.40273488
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	660	2710	1900	1.32890672
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	660	2710	2000	1.26246139
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	660	2710	2100	1.20234418
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	660	2710	2200	1.14769217
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	660	2710	2300	1.09779251
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	660	2710	2400	1.05205116
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	660	2710	2500	1.00996911
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	660	2710	2600	0.97112414
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	660	2710	2700	0.93515658
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	660	2710	2800	0.90175813
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	660	2710	2900	0.87066303
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	660	2710	3000	0.84164093
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2180	2710	500	3.56401955
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2180	2710	600	2.97001629
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2180	2710	700	2.54572825
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2180	2710	800	2.22751222
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2180	2710	900	1.98001086
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2180	2710	1000	1.78200978
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2180	2710	1100	1.62000889
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2180	2710	1200	1.48500815
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2180	2710	1300	1.37077675
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2180	2710	1400	1.27286413
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2180	2710	1500	1.18800652
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2180	2710	1600	1.11375611
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2180	2710	1700	1.04824104
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2180	2710	1800	0.99000543
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2180	2710	1900	0.93789988
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2180	2710	2000	0.89100489
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2180	2710	2100	0.84857608
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2180	2710	2200	0.81000444
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2180	2710	2300	0.77478686
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2180	2710	2400	0.74250407
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2180	2710	2500	0.71280391
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2180	2710	2600	0.68538838
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2180	2710	2700	0.66000362
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2180	2710	2800	0.63643206
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2180	2710	2900	0.61448613

4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2180	2710	3000	0.59400326
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2590	2710	500	3.16323754
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2590	2710	600	2.63603128
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2590	2710	700	2.25945538
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2590	2710	800	1.97702346
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2590	2710	900	1.75735419
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2590	2710	1000	1.58161877
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2590	2710	1100	1.43783524
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2590	2710	1200	1.31801564
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2590	2710	1300	1.21662982
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2590	2710	1400	1.12972769
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2590	2710	1500	1.05441251
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2590	2710	1600	0.98851173
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2590	2710	1700	0.93036398
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2590	2710	1800	0.87867709
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2590	2710	1900	0.83243093
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2590	2710	2000	0.79080938
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2590	2710	2100	0.75315179
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2590	2710	2200	0.71891762
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2590	2710	2300	0.68766033
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2590	2710	2400	0.65900782
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2590	2710	2500	0.63264751
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2590	2710	2600	0.60831491
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2590	2710	2700	0.58578473
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2590	2710	2800	0.56486385
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2590	2710	2900	0.54538578
4845.24	4394.52	0.34	0.48484848	2590	2710	3000	0.52720626

**Tabla 10.** Datos del intervalo de Toro Shale.

TORO SHALE (6926-6944)							
S1	S2	Coefficiente de Poisson	Constante poroelástica (A)	Pw	Po	TWC	LF
(psi)	(psi)	-	-	(psi)	(psi)	(psi)	-
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	1480	3160	500	5.78349851
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	1480	3160	600	4.81958209
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	1480	3160	700	4.13107036
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	1480	3160	800	3.61468657
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	1480	3160	900	3.21305473
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	1480	3160	1000	2.89174925

6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	1480	3160	1100	2.62886296
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	1480	3160	1200	2.40979104
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	1480	3160	1300	2.2244225
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	1480	3160	1400	2.06553518
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	1480	3160	1500	1.92783284
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	1480	3160	1600	1.80734328
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	1480	3160	1700	1.70102897
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	1480	3160	1800	1.60652736
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	1480	3160	1900	1.52197329
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	1480	3160	2000	1.44587463
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	1480	3160	2100	1.37702345
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	1480	3160	2200	1.31443148
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	1480	3160	2300	1.25728228
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	1480	3160	2400	1.20489552
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	1480	3160	2500	1.1566997
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	1480	3160	2600	1.11221125
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	1480	3160	2700	1.07101824
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	1480	3160	2800	1.03276759
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	1480	3160	2900	0.99715492
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	1480	3160	3000	0.96391642
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	2550	3160	500	4.7531663
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	2550	3160	600	3.96097191
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	2550	3160	700	3.39511878
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	2550	3160	800	2.97072894
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	2550	3160	900	2.64064794
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	2550	3160	1000	2.37658315
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	2550	3160	1100	2.16053014
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	2550	3160	1200	1.98048596
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	2550	3160	1300	1.82814088
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	2550	3160	1400	1.69755939
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	2550	3160	1500	1.58438877
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	2550	3160	1600	1.48536447
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	2550	3160	1700	1.39799009
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	2550	3160	1800	1.32032397
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	2550	3160	1900	1.25083324
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	2550	3160	2000	1.18829157
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	2550	3160	2100	1.13170626
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	2550	3160	2200	1.08026507
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	2550	3160	2300	1.03329702

6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	2550	3160	2400	0.99024298
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	2550	3160	2500	0.95063326
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	2550	3160	2600	0.91407044
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	2550	3160	2700	0.88021598
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	2550	3160	2800	0.8487797
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	2550	3160	2900	0.81951143
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	2550	3160	3000	0.79219438
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	3105	3160	500	4.21874165
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	3105	3160	600	3.51561804
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	3105	3160	700	3.01338689
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	3105	3160	800	2.63671353
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	3105	3160	900	2.34374536
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	3105	3160	1000	2.10937082
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	3105	3160	1100	1.91760984
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	3105	3160	1200	1.75780902
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	3105	3160	1300	1.62259294
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	3105	3160	1400	1.50669345
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	3105	3160	1500	1.40624722
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	3105	3160	1600	1.31835676
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	3105	3160	1700	1.24080637
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	3105	3160	1800	1.17187268
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	3105	3160	1900	1.11019517
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	3105	3160	2000	1.05468541
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	3105	3160	2100	1.0044623
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	3105	3160	2200	0.95880492
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	3105	3160	2300	0.91711775
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	3105	3160	2400	0.87890451
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	3105	3160	2500	0.84374833
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	3105	3160	2600	0.81129647
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	3105	3160	2700	0.78124845
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	3105	3160	2800	0.75334672
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	3105	3160	2900	0.72736925
6110.72	5555.2	0.33	0.50746269	3105	3160	3000	0.70312361

**Tabla 11.** Datos del intervalo de Discordancia.

<b>DISCORDANCIA (7034-7052)</b>							
<b>S1</b>	<b>S2</b>	<b>Coefficiente de Poisson</b>	<b>Constante poroelástica (A)</b>	<b>Pw</b>	<b>Po</b>	<b>TWC</b>	<b>LF</b>
<b>(psi)</b>	<b>(psi)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(psi)</b>	<b>(psi)</b>	<b>(psi)</b>	<b>-</b>
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	1950	3225	500	5.65761191
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	1950	3225	600	4.71467659
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	1950	3225	700	4.04115136
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	1950	3225	800	3.53600744
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	1950	3225	900	3.14311773
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	1950	3225	1000	2.82880596
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	1950	3225	1100	2.57164178
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	1950	3225	1200	2.3573383
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	1950	3225	1300	2.17600458
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	1950	3225	1400	2.02057568
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	1950	3225	1500	1.88587064
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	1950	3225	1600	1.76800372
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	1950	3225	1700	1.6640035
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	1950	3225	1800	1.57155886
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	1950	3225	1900	1.48884524
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	1950	3225	2000	1.41440298
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	1950	3225	2100	1.34705045
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	1950	3225	2200	1.28582089
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	1950	3225	2300	1.22991563
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	1950	3225	2400	1.17866915
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	1950	3225	2500	1.13152238
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	1950	3225	2600	1.08800229
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	1950	3225	2700	1.04770591
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	1950	3225	2800	1.01028784
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	1950	3225	2900	0.97545033
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	1950	3225	3000	0.94293532
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	2670	3225	500	4.94297171
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	2670	3225	600	4.11914309
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	2670	3225	700	3.53069408
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	2670	3225	800	3.08935732
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	2670	3225	900	2.7460954
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	2670	3225	1000	2.47148586
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	2670	3225	1100	2.24680532
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	2670	3225	1200	2.05957155

6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	2670	3225	1300	1.90114297
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	2670	3225	1400	1.76534704
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	2670	3225	1500	1.64765724
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	2670	3225	1600	1.54467866
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	2670	3225	1700	1.45381521
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	2670	3225	1800	1.3730477
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	2670	3225	1900	1.30078203
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	2670	3225	2000	1.23574293
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	2670	3225	2100	1.17689803
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	2670	3225	2200	1.12340266
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	2670	3225	2300	1.07455907
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	2670	3225	2400	1.02978577
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	2670	3225	2500	0.98859434
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	2670	3225	2600	0.95057148
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	2670	3225	2700	0.91536513
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	2670	3225	2800	0.88267352
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	2670	3225	2900	0.8522365
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	2670	3225	3000	0.82382862
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	3175	3225	500	4.44173102
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	3175	3225	600	3.70144251
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	3175	3225	700	3.17266501
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	3175	3225	800	2.77608189
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	3175	3225	900	2.46762834
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	3175	3225	1000	2.22086551
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	3175	3225	1100	2.01896864
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	3175	3225	1200	1.85072126
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	3175	3225	1300	1.70835808
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	3175	3225	1400	1.58633251
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	3175	3225	1500	1.48057701
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	3175	3225	1600	1.38804094
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	3175	3225	1700	1.30639148
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	3175	3225	1800	1.23381417
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	3175	3225	1900	1.16887658
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	3175	3225	2000	1.11043275
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	3175	3225	2100	1.057555
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	3175	3225	2200	1.00948432
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	3175	3225	2300	0.9655937
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	3175	3225	2400	0.92536063
6346.8	5782.64	0.35	0.46153846	3175	3225	2500	0.8883462

<b>6346.8</b>	5782.64	0.35	0.46153846	3175	3225	2600	0.85417904
<b>6346.8</b>	5782.64	0.35	0.46153846	3175	3225	2700	0.82254278
<b>6346.8</b>	5782.64	0.35	0.46153846	3175	3225	2800	0.79316625
<b>6346.8</b>	5782.64	0.35	0.46153846	3175	3225	2900	0.76581569
<b>6346.8</b>	5782.64	0.35	0.46153846	3175	3225	3000	0.7402885

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

## AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES

Nosotros Santiago Grajales Herrera y Laura Juliana Hoyos Cifuentes en calidad de titulares de la obra "Metodología que permita estimar los factores críticos que puedan inducir la producción de arena por fuerzas de arrastre", elaborada en el año 2017 , autorizamos al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que nos corresponden y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autores manifestamos conocer que:

- La autorización es de carácter no exclusiva y limitada, esto implica que la licencia tiene una vigencia, que no es perpetua y que el autor puede publicar o difundir su obra en cualquier otro medio, así como llevar a cabo cualquier tipo de acción sobre el documento.
- La autorización tendrá una vigencia de cinco años a partir del momento de la inclusión de la obra en el repositorio, prorrogable indefinidamente por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales del autor y podrá darse por terminada una vez el autor lo manifieste por escrito a la institución, con la salvedad de que la obra es difundida globalmente y cosechada por diferentes buscadores y/o repositorios en Internet, lo que no garantiza que la obra pueda ser retirada de manera inmediata de otros sistemas de información en los que se haya indexado, diferentes al Repositorio Digital Institucional – Lumieres de la Fundación Universidad América.
- La autorización de publicación comprende el formato original de la obra y todos los demás que se requiera, para su publicación en el repositorio. Igualmente, la autorización permite a la institución el cambio de soporte de la obra con fines de preservación (impreso, electrónico, digital, Internet, intranet, o cualquier otro formato conocido o por conocer).
- La autorización es gratuita y se renuncia a recibir cualquier remuneración por los usos de la obra, de acuerdo con la licencia establecida en esta autorización.
- Al firmar esta autorización, se manifiesta que la obra es original y no existe en ella ninguna violación a los derechos de autor de terceros. En caso de que el trabajo haya sido financiado por terceros, el o los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.
- Frente a cualquier reclamación por terceros, el o los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.
- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autores establecemos las siguientes condiciones de uso de nuestra obra de acuerdo con la **licencia Creative Commons** que se señala a continuación:

	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

	<b>Atribución- no comercial- sin derivar:</b> permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.	<input type="checkbox"/>
	<b>Atribución – no comercial:</b> permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.	<input checked="" type="checkbox"/>
	<b>Atribución – no comercial – compartir igual:</b> permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.	<input type="checkbox"/>

Licencias completas: [http://co.creativecommons.org/?page\\_id=13](http://co.creativecommons.org/?page_id=13)

Siempre y cuando se haga alusión de alguna parte o nota del trabajo, se debe tener en cuenta la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y a sus autores.

De igual forma como autores autorizamos la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:

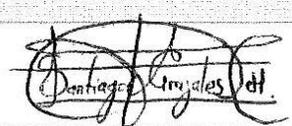
AUTORIZAMOS	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	x	
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación	x	

Información Confidencial: este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente indicaré (indicaremos), en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.	SI	NO
		x

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá D.C., a los 13 días del mes de febrero del año 2018.

#### LOS AUTORES:

##### Autor 1

<b>Nombres</b>	<b>Apellidos</b>
Santiago	Grajales Herrera
<b>Documento de identificación No</b>	<b>Firma</b>
1'014.259.863	

##### Autor 2

<b>Nombres</b>	<b>Apellidos</b>
Laura Juliana	Hoyos Cifuentes
<b>Documento de identificación No</b>	<b>Firma</b>
1'108.121.545	