

**REVISION DE LOS PARAMETROS DEL EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA Y
PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS PARA MEJORAR SU EFICIENCIA EN
LOS POZOS DEL CAMPO JAZMIN**

OSCAR JAVIER VARGAS ORDOÑEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTADER
FACULTAD DE FISICO QUIMICA
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2006

**REVISION DE LOS PARAMETROS DEL EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA Y
PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS PARA MEJORAR SU EFICIENCIA EN
LOS POZOS DEL CAMPO JAZMIN**

OSCAR JAVIER VARGAS ORDOÑEZ

**Práctica Industrial
OMIMEX DE COLOMBIA, LTD**

Directores

Ing. Marco Aurelio Charry

M.Sc. Fernando Calvete

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2006

DEDICATORIA

Esta etapa de mi vida lo dedico especialmente a mi madre quien me ha brindado todo su apoyo de manera incondicional.

A toda mi familia por creer cada día en mí.

A Dios por darme la alegría de vivir junto a mis seres queridos.

AGRADECIMIENTOS

A Marco Aurelio Charry, por brindarme la oportunidad de vivir nuevas experiencias y crecer profesionalmente.

A Mauricio Patarroyo y Alvaro Remolina por sus aportes y confianza puesta en mi.

A Jorge Duitama, Milena Quintero y Mauricio Zambrano por su incondicional ayuda y amistad.

A cada Daza, Jaime Carvajal, “viejo” Migue y cada uno de los integrantes de las cuadrillas.

A los ingenieros de producción de Velásquez por aportar nuevos conocimientos a mi vida.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCION	22
1. GENERALIDADES	23
1.1 OMIMEX DE COLOMBIA, LTD	23
1.2 CAMPO JAZMIN	23
1.3 GEOLOGIA ESTRUCTURAL	24
1.4 ESTRATIGRAFIA	25
1.4.1 Unidades Productoras	28
1.5 GEOLOGIA DEL PETROLEO	28
1.5.1 Generación y Migración	28
1.5.2 Reservorios	29
1.5.3 Sellos	29
1.5.4 Trampas	29

	pág.
1.6 INFORMACION OPERACIONAL	30
1.7 ESTADO MECÁNICO DE LOS POZOS DEL CAMPO JAZMÍN	31
1.8 HOJA DE VIDA DEL CAMPO JAZMIN	33
2. TEORIA SOBRE EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA.	36
2.1 SELECCIÓN DE LOS GRANOS DE ARENA	43
3. EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA	44
3.1 EVALUACION DE LA PRESION ATRAVES DEL SISTEMA	47
3.2 GRADIENTE DE FRACTURA	57
4. EVALUACION DE LOS PARAMETROS INVOLUCRADOS EN EL EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA	60
4.1 PARÁMETROS DEL EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA	60
4.1.1 Fluido de empaquetamiento	60
4.1.2 Tamaño de la grava	60

	pág.
4.1.3 Análisis granulométrico	62
4.1.4 Propiedades de la grava.	64
4.1.4.1 Tamaño promedio (S_p)	65
4.1.4.2 Selección (S_e)	66
4.1.4.3 Simetría (S_i)	68
4.1.4.4 Agudeza.	71
4.1.4.5 Uniformidad (U)	71
4.1.5 Ranuras del liner	71
4.1.6 Tubería de cola “stinger”	74
4.1.7 Relación arena-grava	75
4.1.8 Parámetros operacionales	78
4.1.8.1 Caudal	78

	pág.
4.1.8.2 Relación grava-fluido para empaquetar	78
4.1.8.3 Presión	79
4.1.8.4 Intervalos de bombeabilidad	80
4.1.9 Otros Parámetros	81
4.1.9.1 Inclinación del pozo	81
4.1.9.2 Dimensiones del hueco ensanchado	82
4.1.9.3 Estimulación del pozo	82
4.1.9.4 Herramienta empaquetadora “gravel packer”	83
5. ANALISIS DEL DESPLAZAMIENTO DEL CRUDO DESDE FORMACION HASTA EL EMPAQUE DE GRAVA	88
5.1 DESCRIPCIÓN DEL FLUJO	88
6. FACTORES QUE AUMENTAN LA PRODUCCION DE MATERIALES FINOS EN EL POZO	92

	pág.
6.1 I INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR	92
7. PLANTEAMIENTO DEL DISEÑO DE EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA EN LOS POZOS DEL CAMPO JAZMIN	104
7.1 DISEÑO DE EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA	104
7.1.1 Características de la grava	106
7.1.2 Selección de las ranuras del liner	107
7.1.3 Diámetro del hueco a ensanchar	113
7.1.3.1 Herramienta “Underreamer” para ensanchar	114
7.1.4 Fluido de empaquetamiento	121
7.1.5 Parámetros de bombeabilidad	125
7.1.6 Herramienta empaquetadora “gravel packer”	126
CONCLUSIONES	130
BIBLIOGRAFIA	131

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Columna Estratigráfica	27
Figura 2. Estado mecánico típico de los Pazos del Campo Jazmín	32
Figura 3. Configuración del empaque de grava en el pozo	38
Figura 4. Teoría del puenteo	39
Figura 5. Comportamiento del fluido a través del empaque de grava	41
Figura 6. Recorrido de la grava a través del sistema	46
Figura. 7. Ranuras de salida del gravel Packer	50
Figura 8. Recorrido de fluido en la platina del gravel Packer	51
Figura 9. Fuerzas resultantes sobre la platina de la herramienta Empaquetadora	52
Figura 10. Dimensiones de la platina Gravel Pancker	55
Figura 11. Diagrama de la platina del gravel Pancker	57
Figura 12. Grafica de selección (Se)	61

	pág.
Figura 13. Simetría vs.: Tamaño al 90% de la arena	70
Figura 14. Dimensiones del liner rasurado de “5”	72
Figura 15. Dimensiones del liner rasurado de “5”	73
Figura 16. Permeabilidad vs. Porcentaje de la mezcla	76
Figura 17. Asentamiento de la grava en pozos inclinados	81
Figura 18. Empaquetador de grava (gravel Packer)	84
Figura 19a. Retorno del fluido de empaquetamiento (b) y empaques rígidos de la herramienta (primera sección del Gravel Packer)	85
Figura 19b. Orificio de salida del la grava, platinas gravel Pancker (Segunda sección del gravel Packer)	86
Figura 19c. Roscas para colgador) landing nipple) y tubería de cola 2 2/7 pulgadas roscas tipo BTC (tercera sección gravel Packer)	87
Figura 19. Comportamiento de la permeabilidad y la caída de presión a través del empaque de grava	89

	pág.
Figura 20. Efectos del ph sobre la solución de la grava	95
Figura 21. Inicio de la inyección de vapor	97
Figura 22. Disolución de la grava debido a la inyección de vapor	98
Figura 23. Desplazamiento de la grava disuelta hacia la tubería de producción	99
Figura 24. Invasión de las partículas de grava al liner rasurado	100
Figura 26. Concentración de si a 500° F	102
Figura 26. Esquema propuesto para las ranuras del liner.	111
Figura 27. Diseño propuesto para ranuras del liner	112
Figura 28. Ensanchador convencional tipo “pata de oso”	117
Figura 28a. Ensanchador convencional tipo “pata de oso”	118
Figura 29. Ensanchador con contadores giratorios	119
Figura 30. Ensanchador convencional con 6 extensiones	120

Figura 31.	Wash out (erosión) en herramienta empaquetadora de grava	127
Figura 31.	Wash out (erosión) en herramienta empaquetadora de grava	128

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Información del campo y propiedades de la roca	33
Tabla 2. Características y propiedades de la roca	34
Tabla 3. Información de producción del campo Jazmín.	35
Tabla 4. Comparación de las propiedades del fluido de perforación y empaquetamiento.	60
Tabla 5. Clasificación del Tamiz U.S.	63
Tabla 6. Tamaños obtenidos de acuerdo al análisis Granulométrico	64
Tabla 7. Selección y tamaños obtenidos de arena al 25% y 75%	66
Tabla 8. Simetría y tamaños obtenidos de arena al 90%	69
Tabla 9. Propiedades del liner 5" usado en los pozos del campo Jazmín	74
Tabla 10. Propiedades de la tubería de cola	75
Tabla 11. Permeabilidad de los diferentes tamaños de grava	90

	pág.
Tabla 12. Propiedades de la inyección cíclica de vapor	93
Tabla 13. Concentración de Si obtenido en la prueba de disolución.	94
Tabla 14. Concentración de Si obtenido a diferentes rangos de presión y temperatura.	101
Tabla 15. Propiedades de los pozos del campo Jazmín	105
Tabla 16. Tamiz propuesto.	106
Tabla 17. Propiedades de la grava propuesta	107
Tabla 18. Comparación de las propiedades del liner 5 pulgadas (actual y propuesto).	111
Tabla 19. Parámetros óptimos de funcionamiento underreamer con extensiones rotativas para formaciones poco consolidadas.	115
Tabla 20. Reología del fluido para empaquetar	121
Tabla 21. Propiedades del fluido y hueco ensanchado.	121

	pág.
Tabla 22. Parámetros operacionales para el empaquetamiento con grava implementados en el campo Jazmín.	124
Tabla 23. Parámetros operacionales para el empaquetamiento con grava propuestos para el campo Jazmín.	125
Tabla 24. Propiedades de bombeo para empaquetamiento con grava.	126
Tabla 25. Hoja para el control de la herramienta empaquetadora de grava.	128

TITULO: "REVISION DE LOS PARAMETROS DEL EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA Y PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS PARA MEJORAR SU EFICIENCIA EN LOS POZOS DEL CAMPO JAZMIN"

AUTOR: Vargas, Oscar **

PALABRAS CLAVES: Empaquetamiento, grava, Campo Jazmin, OMIMEX, arenamiento, ensanchador, empaquetador de grava.

Hoy en día el arenamiento de los pozos del Campo Jazmin es un problema que involucra un gran número de variables tanto en su etapa de perforación y completamiento, como en su producción y estimulación (inyección cíclica de vapor). No obstante, se acude al empaquetamiento con grava como uno de los métodos más efectivos para minimizar la producción de arena.

Se ha tenido cuenta y revisado cuidadosamente cada una de las variables involucradas en las operaciones de completamiento de los pozos del Campo Jazmin, siendo los principales parámetros tenidos cuenta en el empaquetamiento con grava: diámetro del hueco ensanchado, tipo de formación, tamaño de los granos de arena promedio, tamaño de los granos de grava, condiciones a las cuales va ser sometido el empaque de grava y dimensiones del liner y sus ranuras. Sin embargo, se deben seguir correctos parámetros de operación antes, durante y después de efectuar el completamiento de los pozos con grava, así aseguraremos la vida útil de cada uno de los pozos.

Este trabajo esta enfocado principalmente en la revisión y planteamiento de parámetros operacionales y de diseño para mejorar la efectividad del empaque de grava para los futuros pozos del Campo Jazmin y así, disminuir la excesiva producción de arena en el pozo.

FACULTAD DE FISICO QUIMICA
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
DIRECTORES: M.Sc. FERNANDO CALVETE – MARCO AURELIO CHARRY

TITLE: "REVIEW OF GRAVEL PACKING PARAMETERS AND ESTABLISH OF ALTERNATIVES TO GET IMPROVE THE EFICIENCY IN THE JAZMINF FIELD WELLS."

AUTHOR: Vargas, Oscar **

KEYWORDS: Gravel packing, Campo Jazmin, OMIMEX, sand production, Underreamer, gravel packer.

Today the excessive sand production in the Jazmin field wells is a problem that involves a huge number of variables in each stage of the well life: since the drilling, completion besides the production and enhanced oil recovery (cyclic steam injection). However, the gravel packing is used like one of the most successful methods to minimize the sand production.

In principle, the gravel pack acts like a sand filter, stopping the average grains, and let the crude flowing to the production casing without sand. But, there is a problem with every sand control mechanism, it will not stop the fines production, this is principally because the fines dimensions are smaller than sand or gravel dimension. For this reason, in this work the sand and fines problems will be minimize but don't avoid.

During the job of well completion, it was checking every step and variable involve in gravel packing jobs, indentificating the next parameters: hole enlarged diameter, type of formation, average sand grain size, gravel grain size, enhanced oil recovery, liner dimensions and liner slots dimensions. However, it should be follow corrects operational parameter before, during and after the gravel pack completion in each well.

This work is principally focus in review and establish operational and design parameters to get better the efectivity of the gravel pack for the future wells in Jazmin field, and then, minimize the sand production.

INTRODUCCION

El éxito del empaquetamiento con grava radica fundamentalmente no solo en determinar eficientemente el tamaño de la grava a utilizar, sino también de describir adecuadamente el comportamiento de los fluidos de la formación (aceite y agua principalmente) a través del sistema completo (arena de la formación, *retorta de lodo*, empaque de grava, liner ranurado.), para así, poder determinar adecuadamente el efecto que tendrá el empaquetamiento con grava en el flujo de fluidos.

Pero, no solo el seguir adecuadamente los parámetros operacionales en el empaquetamiento con grava nos asegurara éxito en la operación, el método de producción, estimulación y trabajos posteriores, determinaran la vida útil del empaque de grava.

El siguiente estudio estará orientado a describir cada uno de los parámetros de diseño y operacionales involucrados en el empaquetamiento con grava de un pozo de petróleo así como del planteamiento de alternativas para mejorar su eficiencia.

1. GENERALIDADES

1.1 OMIMEX DE COLOMBIA, LTD.

Omimex de Colombia Ltd. es una empresa cuyo objetivo principal es el de explorar, explotar, transportar hidrocarburos y participar en servicios petroleros a nivel nacional. Fue creada el 5 de diciembre de 1994, y es miembro de Omimex Resources Inc.

Su primera actividad en territorio nacional, fue el 15 de diciembre de 1994, cuando inicio la operación de 63 pozos productores del Campo Velásquez (Ubicado en el municipio de Puerto Boyacá, departamento de Boyacá) y una tasa de producción promedio diaria de 2050 barriles de petróleo.

En Noviembre de 1999 se aprobó el Plan de Desarrollo de la Fase I del Campo Jazmín, área comercial no desarrollada de la Asociación Nare.

En Septiembre del año 2000 se iniciaron las operaciones de perforación y desarrollo de la Primera Fase del campo Jazmín (103 pozos productores). La producción del campo se inició en Julio de 2002.

1.2 CAMPO JAZMIN

El 3 de septiembre de 1993 se firma el contrato de asociación NARE, entre las compañías ECOPETROL y Omimex de Colombia LTD., con un porcentaje de participación del 50%. Actualmente Omimex de Colombia es la compañía operadora.

El campo Jazmín esta localizado en el municipio de Puerto Boyacá, Vereda Palagua, en el Departamento de Boyacá, con una extensión de 688 acres.

Hoy en día, el campo Jazmín debe su importancia a la cantidad de petróleo pesado que se encuentra allí (aproximadamente 140 MMbbls de crudo pesado). Inicialmente en el año 1986, el campo pertenecía a la empresa Texas Petroleum Co., pero debido a la dificultad de esa época de comercializar crudo pesado, se vio aplazado su desarrollo casi por 12 años.

En el año de 1999, bajo la operación 100% de Omimex de Colombia Ltd (quien compro los derechos del campo a Texas Petroleum Co.), empezó su etapa de despegue. Con tres pozos descubridores, Jazmín 1, Cedro-1 y Roble-1, en noviembre de 1999 se aprobó el plan de desarrollo para Jazmín, dentro del contrato de asociación Nare, con unas reservas de 20 millones de barriles de un crudo de 12 grados API y con 1,5% en peso de azufre.

Jazmín por sí solo aporta un 75% de la producción diaria que se obtiene de los tres campos operados por Omimex de Colombia Ltd

1.3 GEOLOGIA ESTRUCTURAL¹

Geológicamente el campo Jazmín se halla en un sector de la cuenca del Valle Medio del Magdalena en el que la estructura general es un monoclinal con rumbo SW-NE y buzamiento hacia el este del orden de 12° al nivel del basamento y de 8° al este para los sedimentos del terciario.

El estilo tectónico característico del área está relacionado a dos sistemas principales de fallas de rumbo, uno de dirección NW-SE y movimiento lateral izquierdo, al cual pertenece la Falla de Velásquez – Palagua y otro de dirección

¹ Toda la información geológica y estratigráfica del Campo Jazmín fue suministrada por el Departamento de Geología de la Empresa Omimex de Colombia, Ltd.

SW-NE y movimiento lateral derecho, al cual pertenece la Falla de Cocorná. Los dos sistemas mencionados son de carácter transtensivo, por lo cual generan fallas de apariencia normal que por lo general presentan su bloque hundido hacia la cuenca.

La interferencia de estos dos sistemas de fallamiento dio lugar al desarrollo de cierres estructurales de tallas apreciables, que a su vez permitieron la acumulación de volúmenes importantes de hidrocarburos, tales como los hallados en los campos de Velásquez, Palagua y Moriche, asociados a la Falla de Velásquez y en los campos Teca, Nare y Jazmín, asociados a la Falla de Cocorná.

Esta cuenca constituye una depresión tectónica asimétrica con dos márgenes bien diferentes.

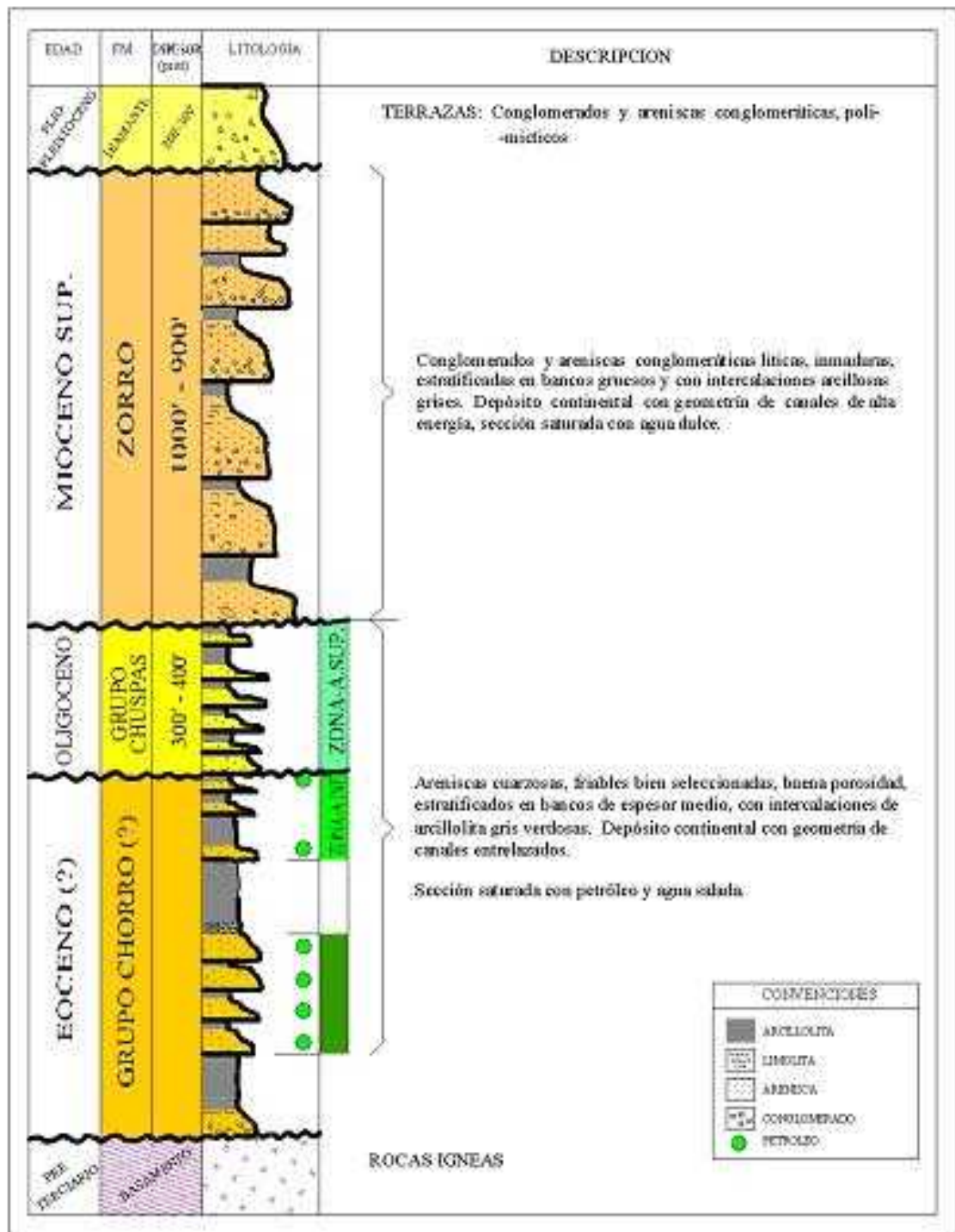
Al occidente se tiene un borde pasivo, que se caracteriza por una geometría monoclinal con notables truncamientos de las formaciones cretáceas, que desaparecen en dirección a la cordillera bajo un progresivo recubrimiento de los sedimentos Terciarios con interrupciones causadas por flexuras y fallas, hacia la cordillera Oriental se presenta un complicado margen compresional.

1.4 ESTRATIGRAFIA

La columna estratigráfica generalizada presente en el área del campo esta constituida por un complejo de rocas ígneas y metamórficas de edad precretácica, que conforman una plataforma sobre la cual descansa una secuencia de sedimentos poco consolidados, de origen fluvial, depositados en ambientes de meandros y canales entrelazados, cuya edad se halla comprendida entre el Eoceno y el Reciente Oligoceno; el espesor promedio de dicha sección en el área del campo es de 2300 pies.

La cuenca es de tipo intracontinental, asimétrica, se inclina suavemente desde la cordillera central hacia el este formando un monoclinal en todo el Valle Medio; La litología comprende un basamento ígneo - metamórfico complejo sobre el cual reposan sedimentos discordantes del mesozoico inferior, terciario inferior y el relleno continental del terciario superior y cuaternario.

Figura 1. Columna Estratigráfica



Fuente. Departamento de Geología –Yacimientos OMIMEX de Colombia, LTD.

1.4.1 Unidades Productoras. La acumulación de petróleo en el campo Jazmín es una extensión que comprende los campos Teca, Nare y Underriver.

Las características litológicas del campo son similares a las encontradas en dichos campos; toda la sección productora muestra una gradación arcillosa incremental y cuerpos de arenas delgados pobremente desarrollados con una tendencia hacia el norte. Con base en los registros se puede establecer las unidades productoras denominadas: “Zona A”, dividida en “Zona A Superior” AS-1 y AS-2, y “Zona A Inferior”, “Zona B” y “Zona C”, las cuales a su vez presentan intercalaciones de arcillas que en la Zonas A Inferior y Zona B, principalmente en la B, alcanzan porcentajes críticos que hacen que disminuya notablemente el espesor neto petrolífero; También se aprecia un mejor desarrollo de las arenas superiores (Zona A), constituyéndose en las arenas de interés, siendo las arenas inferiores (Zona B) más delgadas y arcillosas.

1.5 GEOLOGIA DEL PETRÓLEO

El Campo Jazmín es un atrapamiento estructural asociado a la Falla de Cocorná y básicamente corresponde a una extensión que comprende los campos Nare, Underriver, Teca relacionados a la misma falla. En general, el Campo Jazmín es un campo superficial (1200 a 2500 pies de profundidad); los yacimientos corresponden a areniscas, constituidos por una secuencia de sedimentos poco consolidados, de origen fluvial, depositados en un ambiente de meandros y canales entrelazados. La gravedad del crudo producido es de 11.5 a 12.5° API, de alta viscosidad.

1.5.1 Generación y Migración. Como es ampliamente conocido en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, las principales rocas generadoras de hidrocarburos son las lutitas ricas en materia orgánica, depositadas en ambientes marinos hipersalinos, restringidos, pertenecientes a la Formación La Luna cuyo depósito

tuvo lugar durante el Cretáceo Medio. Estos sedimentos se hallan presentes en la parte profunda de la Cuenca, hacia el este del área de estudio. Allí han sido generados y expulsados los hidrocarburos que a través de los estratos arenosos de las unidades terciarias han migrado, buzamiento arriba, hacia el occidente.

1.5.2 Reservorios. Las rocas almacenadoras en esta parte de la Cuenca son areniscas de origen continental, depositadas en un ambiente de meandros y canales entrelazados (braided streams), de edad del Terciario (Paleoceno-Eoceno-Oligoceno), correspondientes a los Grupos Chorro y Chuspas, con porosidades promedio de 28%, permeabilidades comprendidas entre 600 y 1200 md., y espesor neto petrolífero promedio de 200 pies.

Históricamente toda la producción de hidrocarburos en esta cuenca proviene de yacimientos del Terciario (Formación La Cira, Mugrosa, Esmeraldas, La Paz y Lisama) y ocasionalmente de carbonatos del período Cretáceo; La tendencia de llenado de las rocas almacenadoras de esta cuenca, debido a factores como la profundidad y patrones estructurales, se da desde el Este hacia el Oeste.

1.5.3 Sellos. Las rocas de cubrimiento más importantes se presentan en sistemas petrolíferos del Terciario, dentro de este grupo se tiene la base de la Formación la Paz (El Toro *Shale*), niveles intra-arcillosos de la Formación Lisama, Horizonte fosilífero de “Los Coros” de la Formación Esmeraldas, Intra Formación Esmeraldas-Mugrosa, Horizonte fosilífero “La Cira” de la Formación Colorado (llamado Formación Santa Teresa al sur de la cuenca) y el intra grupo Real

1.5.4 Trampas. El Campo Jazmín es un entrampamiento estructural asociado al bloque hundido de la Falla de Cocorná y básicamente corresponde a la extensión norte de los campos Teca y Nare, relacionados a la misma falla. El área comercial aprobada por Ecopetrol es de 1700 acres.

Las trampas estratigráficas están asociadas con acuíferos del Mioceno - Eoceno Superior y arenas del Cretáceo son los principales objetivos para exploraciones futuras. También existe potencial en trampas diagenéticas en calizas del Cretáceo, combinadas con trampas paleogeomórficas asociadas con pliegues erosionados y truncados.

Dentro del área comercial la profundidad del tope de la sección productora varía entre 1000 pies en oeste y 1350 pies en el este.

1.6 INFORMACIÓN OPERACIONAL

La explotación del Campo Jazmín se ha desarrollado mediante la perforación direccional de pozos desde "Clusters" de solo 2.4 hectáreas; esto permite tanto ventajas y desventajas operacionales, económicas y ecológicas.

- **Operacional:** Se incrementa la eficiencia de los sistemas de distribución de vapor a alta temperatura, conectando decenas de pozos a una misma línea de inyección de vapor, facilitando el uso de calderas o generadores de vapor portátiles. Se hace mucho más fácil el transporte de los equipos de perforación, así como el monitoreo de un mayor grupo de pozos en una sola locación. La sarta de producción se desgasta mucho más fácil en pozos direccionales. La perforación de pozos direccionales trae consigo riesgos como: frecuentes pegadas de tubería, DLS alto (*Dog Leg Severity*).
- **Económico:** bajo costo en la construcción de las facilidades de superficie menos energía eléctrica requerida (uso de variadores de velocidad), menos personal, equipos requeridos, monitoreo de los pozos es mucho más rápido y eficiente. El costo de un pozo direccional es mucho más elevado que un pozo vertical.

- **Ecológico:** Menos construcción de vías de acceso, menor área para adecuación de equipos de perforación y producción, menor cantidad de tierra extraída para la explanación. Se requiere tan solo de un grupo de piscinas para los lodos de perforación, por cada 16 pozos; anteriormente se requerían dos piscinas por cada pozo.

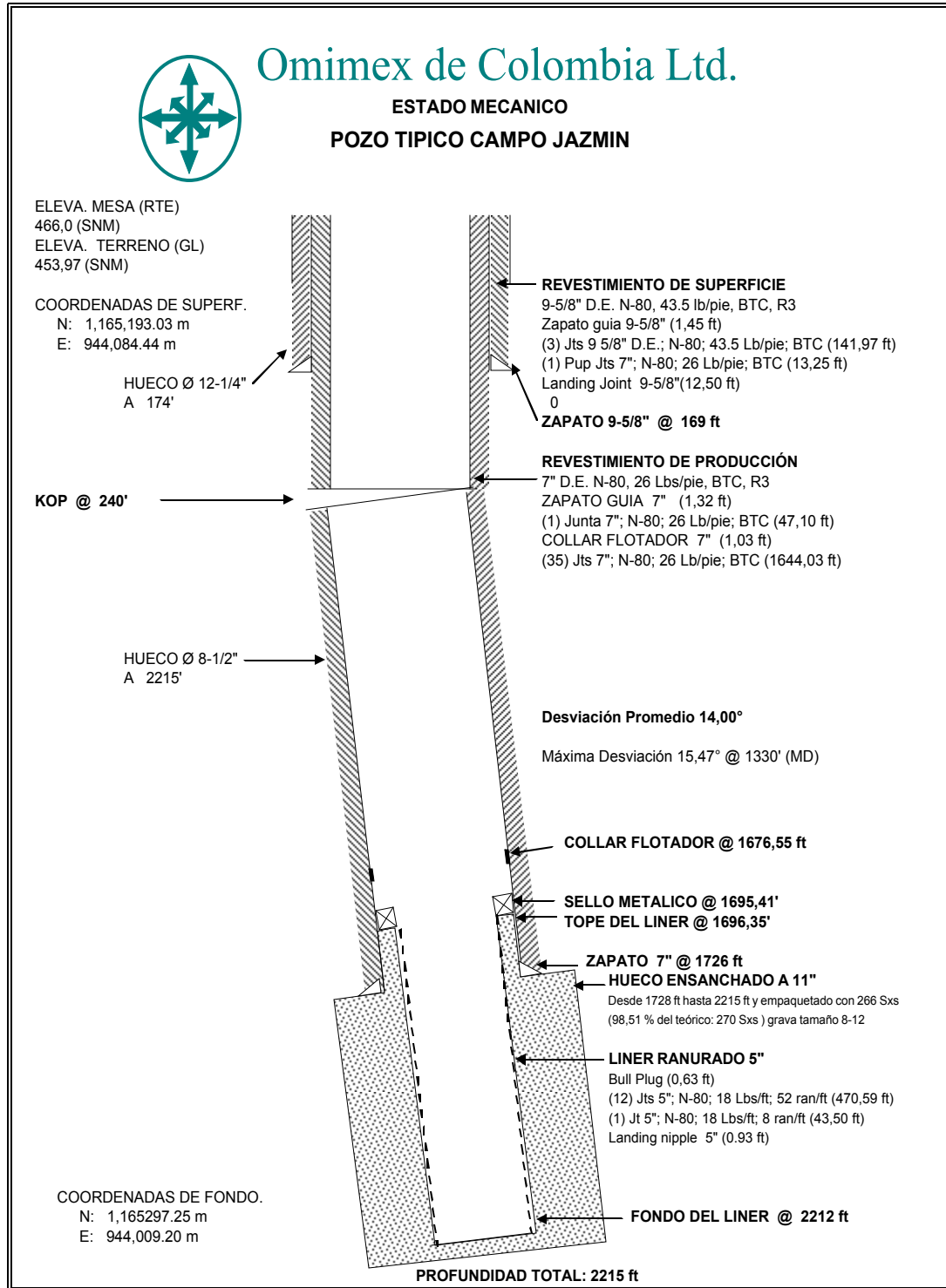
1.7 ESTADO MECÁNICO DE LOS POZOS DEL CAMPO JAZMÍN

Los pozos localizados a lo largo del campo Jazmín, tienen la característica única en Colombia de ser perforados en forma de “*cluster*”, es decir, son un conjunto de pozos direccionales (en su mayoría) situados en una misma locación, espaciados uno de otros entre 6-10 metros (18-28 pies).

Además, el programa de perforación seguido en la mayoría de los pozos, muestran un estado mecánico básico (figura 2), el cual esta compuesto por:

- Primera sección de 12 ¼ pulgadas (0 – 200 pies)
- Segunda sección de 8 ½ pulgadas (200 pies - MD)
- Tercera sección de 6 1/8pulgadas ensanchado a 11pulgadas
- Casing 9 5/8pulgadas (revestimiento de superficie)
- Casing 7pulgadas (revestimiento de producción)
- Liner ranurado 56 ranuras/ft de 5pulgadas
- Inclinaciones promedio de 22°-32°
- Profundidad verdadera (*TD*, True Depth) que oscilan entre 2200 pies – 2500 pies.

Figura 2. Estado mecánico típico de los pozos del Campo Jazmín.



Fuente. Base de datos departamento de perforación OMIMEX DE COLOMBIA, LTD.

1.8 HOJA DE VIDA DEL CAMPO JAZMIN

A continuación resumiremos brevemente las características más importantes del campo Jazmín (información del campo, propiedades de la roca y producción de fluidos)

Tabla 1. Información del campo y propiedades de la roca

INFORMACIÓN DEL CAMPO		
Área total	Acres	590
Volumen del Yacimiento	Ac-Pie	619500
Volumen Neto Total	Ac-pie	126850
Volumen Neto Abierto	Ac-Pie	112100
Volumen Yacimiento	Bbls/Ac-Pie	1253
Petróleo Original Abierto	MM Bbls	140
Espaciamiento	Acres	5
Número de Pozos Exploratorios		7 (Caoba, Cedro, Comino, Mimbre, Nogal, Roble, Jazmín-1)
Número de Pozos		202
Numero de Pozos Activos (Sep/04)		185
Numero de Pozos parados por BSW		19
Número de Pozos Inyectores de Agua		3
Número de Pozos Abandonados		8
Pozos de captación de agua		2
Elevación con respecto al Nivel del Mar		465
INFORMACIÓN DEL YACIMIENTO		
Espesor Total	Pies	1050
Espesor Neto Total	Pies	215
Espesor Neto Abierto	Pies	190
Buzamiento	Grados	6
Profundidad Media Vertical	Pies	1365
Presión del Yacimiento	Psi	890 @ -1600'
Temperatura del Yacimiento	°F	105 @-1600'
Factor Volumétrico de Formación	Bbls/STB	1.04

Fuente. Departamento de producción campo Jazmín.

Tabla 2. Características y propiedades de la roca

CARACTERISTICAS DE LA ROCA		
Porosidad	%	28.0
Permeabilidad Promedio	md	800 md (Pruebas de presión)
Conductividad Térmica	BTU/Hr-pie-°F	
Arenas		0.517 -- 0.533 @ 113 °F
		0.552 -- 0.658 @ 200 °F
Arcillas		1.1158 @ 113 °F
		1.2840 @ 113 °F
Capacidad Calorífica	BTU/ Lb-°F	
Arenas		0.239 -- 0.249 @ 113 °F
		0.251 -- 0.255 @ 200 °F
Arcillas		0.131 @ 113 °F
		0.253 @ 200 °F
Difusividad		0.0327
Compresibilidad de la Arena	Psi-1	23.81 x 10-6 @ 500 psi
Compresibilidad de la Arcilla	Psi-1	34.67 x 10-6 @ 500 psi
Análisis de Corazones		Si
Permeabilidades Relativas		Si
Presiones Capilares		Si

Fuente. Departamento de Geología OMIMEX de COLOMBIA, LTD

Tabla 3. Información de producción del campo Jazmín.

INFORMACION DE PRODUCCION		
Intervalo Productor Desviado	Pies	1000 - 2200
Grados de Desviación Máxima	grados	45
Diámetro de Revestimiento	Pulgadas	7
Diámetro de Liner Ranurado	Pulgadas	5
Número de Ranuras por pie	Ran/ft	52 - 56
Tamaño Grava	Mallas	8 - 12
Diámetro de Tubería de Producción	Pulgadas	3 1/2 - 2 7/8
Fecha de Inicio de Producción		Jun-02
Producción Promedia (Sep/04)	BOPD	10600
Corte de Agua (Sep/04)	% BSW	42
Relación Gas-Petróleo	PC/Bbl	70
Producción Promedia por Pozo		
Petróleo	BOPD	72
Agua	BWPD	52
Petróleo Incremental Acumulado	MM BLS	0.86
Relación Petróleo - Vapor Acumulado	Bbls/ MM BTU	1.6

Fuente. Departamento de producción campo Jazmín.

2. TEORIA SOBRE EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA

El empaquetamiento con grava ha demostrado ser a través de las décadas, el mejor método para controlar la migración de finos hacia la tubería de producción, y ya que es un método sencillo de implementar, económico y de excelentes resultados. Dichas conclusiones han sido propuestas por un variado grupo de autores, tales como Coberly, Wagner, Karpoff, Hill, Gumpertz, entre otros.

Coberly² realizó una serie de estudios y pruebas basados en el comportamiento de los materiales (hidrocarburos y arena) que migraban desde la formación hasta la tubería de producción, esto con el fin de encontrar una solución a la producción excesiva de materiales finos (tamaño menor a 2 micrones en promedio).

Encontró que para aumentar la retención de partículas de arena de la formación, era necesario utilizar granos de grava o material de características similares (cáscara de coco, bauxita). La grava era colocada en la cara del pozo, con espesores mínimos de empaque de 4 a 6 veces el diámetro de un grano de grava, así de esta manera, la capa de grava actuaba como filtro para los fluidos que provenían de la formación.

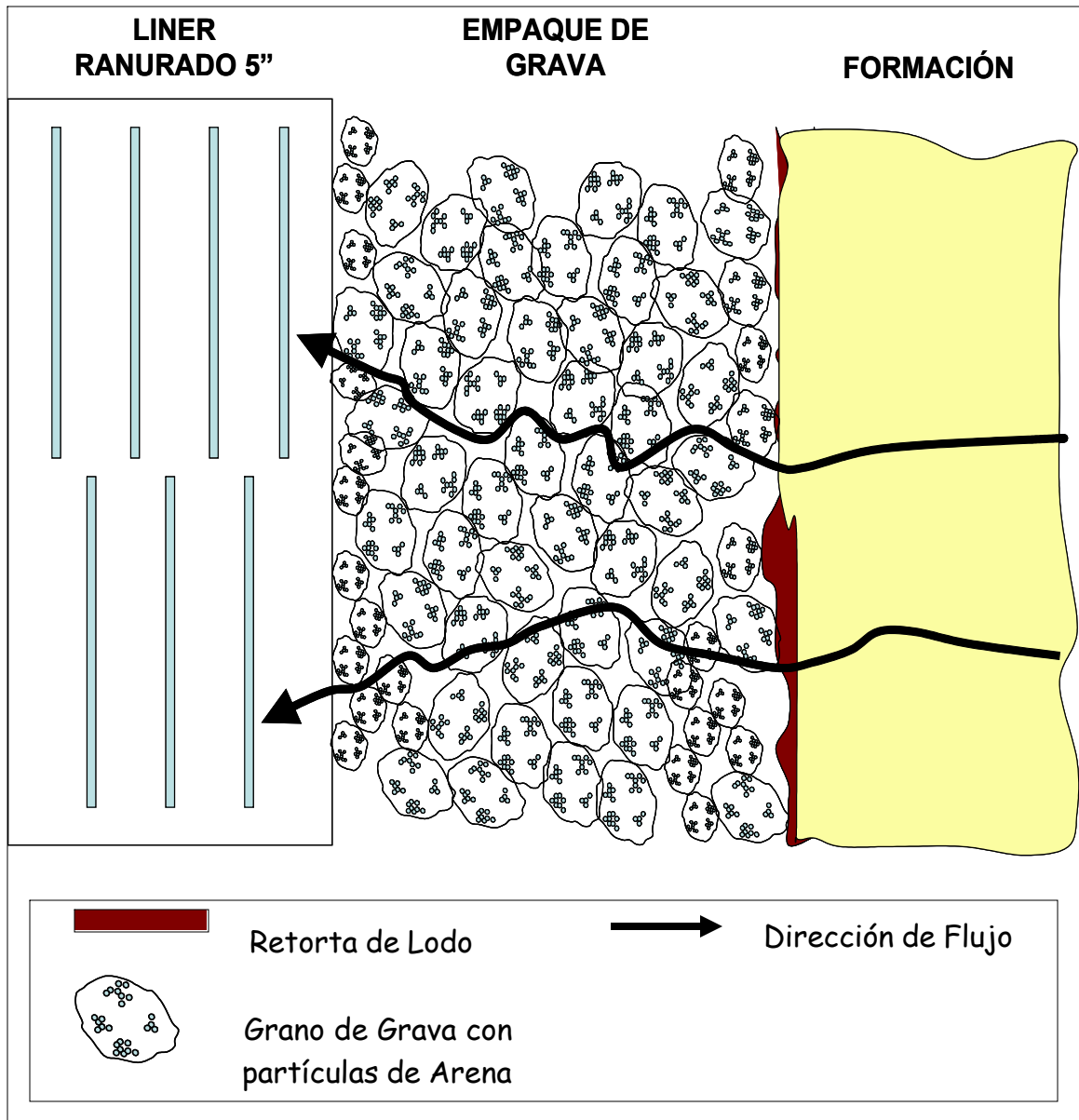
Como resultado de sus estudios, proporciono la relación tamaño de grava-arena óptimo para poder retener la mayor cantidad de arena.

Este fenómeno es denominado por Coberly teoría de “puenteo” (figuras 3 y 4). El

Coberly, C.J. “Selection of screen opening for unconsolidated sands”. Drilling and production practices, API (1937).

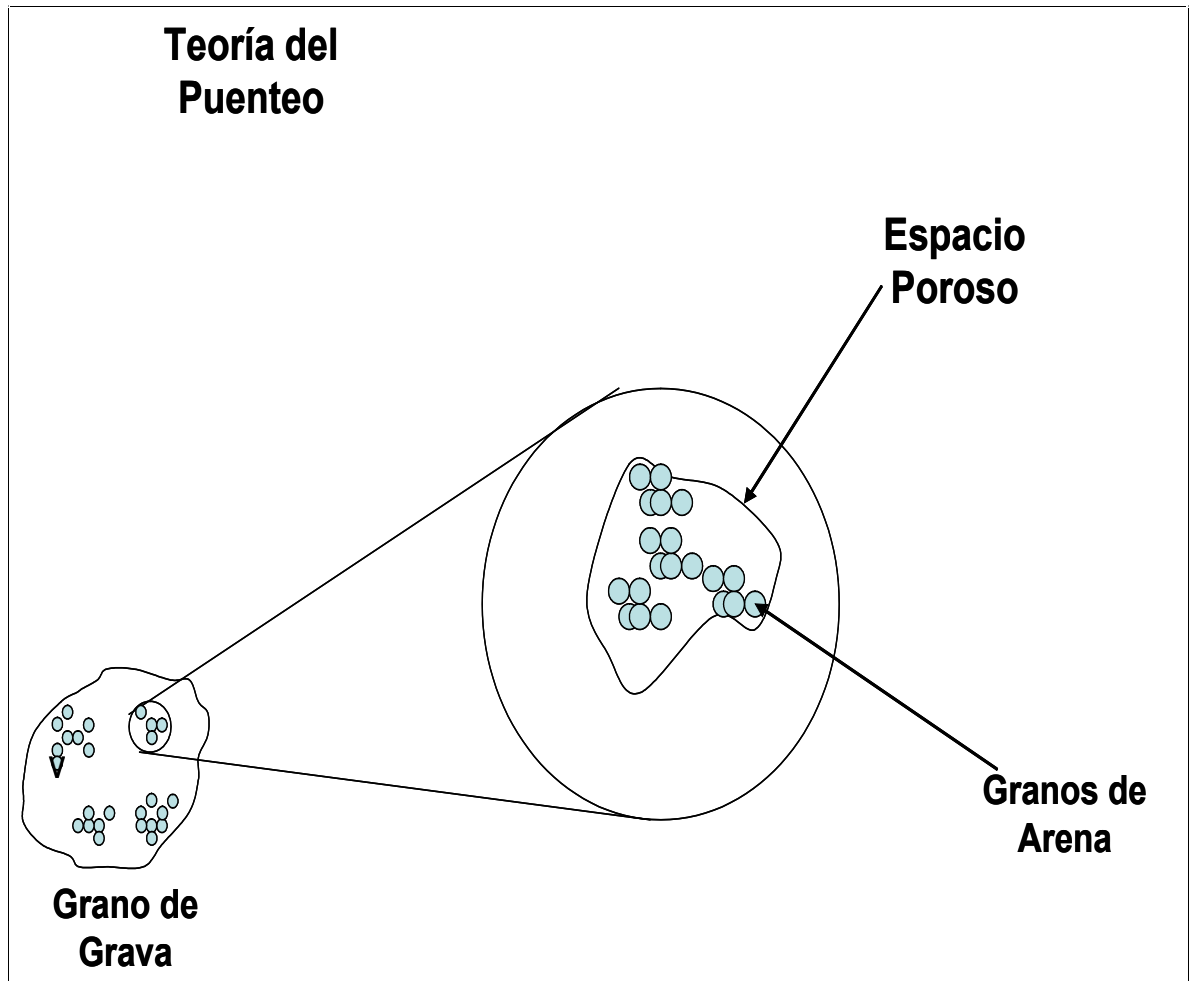
punteo consiste en crear pequeños tapones compuesto por partículas de arena de gran tamaño que se alojan en los espacios porosos de la grava, esto es con el fin de ayudar a retener partículas de arena de menor tamaño. El material que se acumula en los poros de la grava son partículas de arena de la formación, con un diámetro de grano mucho más pequeño que el tamaño de la grava. (4 o 5 veces más pequeño) y 2 o hasta 3 veces más grande que el promedio de tamaño de arena.

Figura 3. Configuración del empaque de grava en el pozo.



Fuente. El autor

Figura 4. Teoría del puenteo.



Fuente. El autor.

Los granos de arena que hacen posible el puenteo en los espacios de la grava, son los mas grandes posibles en todo el intervalo productor. Para determinar el tamaño promedio de estos granos, Coberly y Wagner² formularon un conjunto de ecuaciones basadas en experimentos con varios tamaños de grava y diferentes tipos de arenas. Su principal aporte ha sido el de determinar con un alto porcentaje de exactitud, el tamaño de grava necesario para detener gran parte de la arena producida por un yacimiento característico. Se basaron en los diámetros de la arena de la formación del 10% acumulado en las muestras.

Ellos obtuvieron la siguiente igualdad (no será nuestro propósito el de seguir el fundamento matemático para llegar a ella), ec. 1:

$$S_{50}^G = 13S_{10\%}^s \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Donde

S_{50}^G = Diámetro medio de la grava

$S_{10\%}^s$ = Diámetro promedio del 10% de arena de mayor tamaño

La anterior ecuación propone que la grava debe ser trece (13) veces mas grande en diámetro comparado con el tamaño del 10% acumulado de la arena seleccionada, esto con el fin de poder retener gran parte de la arena que se produce como producto del flujo de fluidos hacia la cara del pozo.

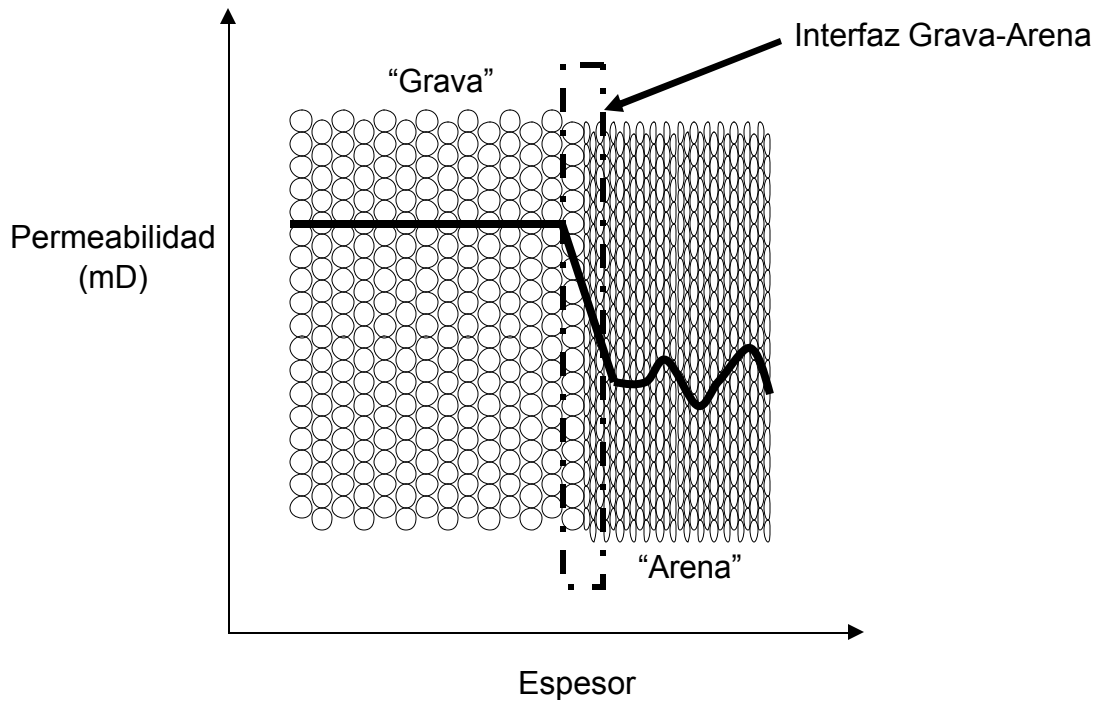
Además de obtener una relación de los diámetros de la arena y la grava, Coberly y

² Coberly, C.J. Wagner, and E.M. "Some considerations in the selection and installation of gravel pack for oil wells". Petroleum Technology ,Agosto 1938. p.1-10.

Wagner demostraron que al mismo tiempo de ser gran ayuda que la grava tuviese mayor permeabilidad que la mayoría de las muestras de arena tomadas para este estudio, no existía mayores problemas por la permeabilidad reducida que se registraba en la interfaz grava-cara del pozo (figura 5).

El propósito de seleccionar tamaños de grava mucho mas grandes que el diámetro promedio de la arena de la formación, es el de aprovechar los espacios creados por los granos de grava, en los cuales las partículas de arena mas grandes se depositen en los intersticios y espacios porosos de la grava a medida que el fluido se desplaza a través de la zona empaquetada. Este efecto ayuda a que diámetros mas pequeños de arena puedan ser retenidos, sin embargo, las partículas más finas de arena logran pasar a través de este de grava (producción inevitable de arena).

Figura 5. Comportamiento del fluido a través del empaque de grava



Fuente. El autor.

Teniendo

$$D_{50^s} \geq \frac{D_{50^{G\phi}}}{3}$$

Donde,

D_{50^s} = Diámetro promedio de la arena

$D_{50^{G\phi}}$ = Diámetro promedio de los poros de la grava

La anterior relación nos proporciona información para saber con un alto grado de exactitud si la grava a usar, controlara efectivamente la migración de arena hacia la tubería de producción.

El anterior estudio iniciado por Coberly y Wagner en el año de 1938, fue seguido muy de cerca por un grupo de autores que, en pocas palabras, modificaron la igualdad obtenida por Coberly y Wagner, entre algunos podemos mencionar:

ECUACION DE GUMPERTZ $11 = \frac{D_G}{D_{10\%^s}}$ (ec.2.2)

ECUACION DE HILL $8 = \frac{D_G}{D_{10\%^s}}$ (ec.2.3)

ECUACION DE KARPOFF $10 = \frac{D_G}{D_{50^s}}$ (ec.2.4)

Nótese que las ecuaciones 2.2 y 2.3 están basadas en el diámetro de la arena promedio correspondiente al 10% de los granos de mayor tamaño.

2.1 SELECCIÓN DE LOS GRANOS DE ARENA

Los granos de arena son seleccionados de acuerdo al programa y resultado del corazonamiento del pozo, de aquí seleccionamos varias muestras provenientes del intervalo productor del yacimiento (definido por el departamento de Geología). Normalmente, en los pozos del campo Jazmín, se ha determinado que el espesor bruto productor de crudo del yacimiento esta entre 300 pies y 500 pies. De este intervalo, por medio de estudios granulométricos, seleccionamos los granos de arena de mayor tamaño. Sin importar su esfericidad, permeabilidad o porosidad promedio de este grupo de granos, tomamos el 10% en volumen de los granos que tengan el mayor tamaño. Es decir, que este 10% estará representado por los granos de mayor tamaño que probablemente encontraremos en el pozo a lo largo de su vida productiva.

3. EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA

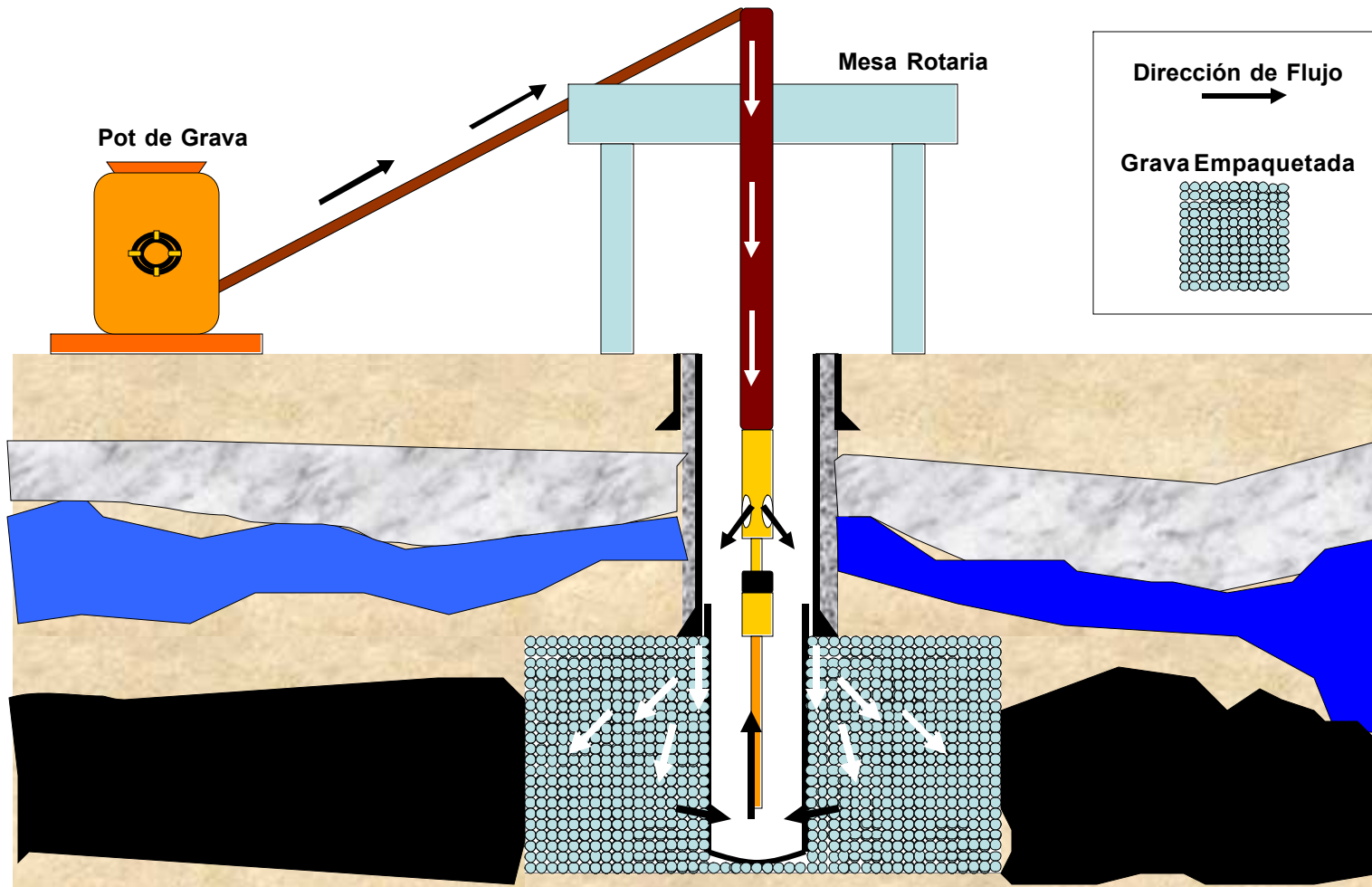
La operación de empaquetar un pozo con grava (crear una capa de grava o “colchón” que actúa como filtro para la arena en la cara del pozo) implica un conjunto de factores tanto operacionales (integridad de las herramientas y accesorios, parámetros de bombeo de la grava, cálculos volumétricos.) como físico-matemáticos (perfiles de flujo, perfiles de velocidad, presiones, tipo de grava y propiedades, etc.).

A continuación, revisaremos un grupo de variables implicadas en el diseño del empaquetamiento con grava, que de una u otra forma, deben ser consideradas para asegurar el éxito de la operación.

- El recorrido inicial de la grava, comienza desde el momento en que el fluido para empaquetar y la grava son mezclados en el “*Gravel Pot*” al vuelo, esto quiere decir que se deja un tiempo corto de remojo de la grava (2 minutos máximo) y luego es bombeada al pozo.
- Luego de la previa mezcla de estos dos componentes, el conjunto es enviada por medio de la presión del fluido de empaquetar hacia la cabeza de empaquetamiento (situada máximo a 6.5 pies de la mesa rotaria)
- El conjunto debe avanzar con ayuda de la presión ejercida por la bomba de lodos más el efecto gravitacional por el ID (diámetro interno por sus siglas en Ingles) del DP (drill pipe o tubería de perforación) de 3 ½” de OD (diámetro externo por sus siglas en Ingles) de aproximadamente 1700 pies

- (promedio) hasta llegar a la herramienta empaquetadora o “*Gravel Packer Assembly*”,
- Una vez ingresa la grava a la herramienta empaquetadora, realiza un recorrido corto en el interior de esta herramienta, finalizando su viaje al golpear a altas velocidades las paredes de la misma.
- Al salir del *gravel packer*, el conjunto ahora se desplaza dentro del anular que existe entre el revestimiento de 7 pulgadas y la herramienta empaquetadora, el revestimiento de 7 pulgadas y el *landing nipple* (colgador), el revestimiento de 7 pulgadas y el liner de 5 pulgadas, hasta encontrar el hueco ensanchado.
- El fluido de empaquetamiento se encarga de transportar y asentar la grava en el hueco ensanchado, y una vez realice esta acción, retorna por medio de las ranuras del liner hacia la tubería de producción de 2 7/8 pulgadas.
- El fluido de empaquetamiento comienza su recorrido desde la punta de la tubería de producción de 2 7/8 pulgadas BTC llamada también *stinger*, y retorna de nuevo dentro del *gravel packer*. Esta herramienta posee unos pequeños orificios los cuales facilitan la salida del fluido de empaquetamiento hacia el anular (revestimiento de 7 pulgadas – DP 3 ½ pulgadas).

Figura 6. Recorrido de la grava a través del sistema.



Fuente. El autor

Un buen diseño de empaquetamiento con grava sigue un conjunto de parámetros necesarios para asegurar su éxito, tanto en su diseño como en la ejecución del mismo (parámetros operacionales).

Ahora evaluaremos los parámetros seleccionados para el diseño del empaquetamiento con grava, el comportamiento de la grava a través de todo el sistema (sistema de circulación, tubería drill pipe 3 ½ pulgadas, *gravel packer*, espacios anulares, hueco ensanchado, tubería de cola o *stinger* 2 7/8 pulgadas).

3.1 EVALUACION DE LA PRESION ATRAVES DEL SISTEMA

Para realizar un cálculo global de las presiones presentes en el empaquetamiento con grava, asumiremos inicialmente la siguiente ecuación

$$P_h = 0.052 \times \rho_c \times h \quad (\text{Ec 3.1})$$

Tomando como ρ_c como sigue:

$$\rho_c = \rho_L \times \%VOL_{\text{Fluido}} + \rho_G \times \%VOL_{\text{Grava}} \quad (\text{Ec 3.2})$$

ρ_L = Densidad del fluido para empaquetar (lbs/gal)

ρ_G = Densidad de la grava (lbs/gal)

$\%VOL_{\text{Grava}}$ = Porcentaje en volumen de la grava

$\%VOL_{\text{Fluido}}$ = Porcentaje en volumen del fluido para empaquetar.

De aquí obtenemos las perdidas por fricción en la tubería de superficie:

$$P_L = P_{IP} - P_h \quad (\text{Ec 3.3})$$

P_{IP} = Presión de bombeo en el pot de grava (presión inicial de bombeo) (psi)

P_h = Perdidas de presión a nivel de la mesa rotaria. (Psi)

P_L = Presión en la cabeza empaquetadora de grava (psi)

Calcularemos la presión al final de la tubería de perforación, de la siguiente forma:

$$P_{DP} = P_L + 0.052 \rho_C h_{DP} \quad (\text{Ec. 3.4})$$

Donde,

P_{DP} = Presión a la salida de la tubería de perforación DP (psi)

P_L = Presión en la cabeza de empaquetamiento (psi)

h_{DP} = Longitud total de la tubería de perforación DP (Pies)

ρ_C = Densidad del conjunto (mezcla grava y fluido de empaquetar) (lbs/gal)

Procedemos a calcular la presión a la entrada de la herramienta empaquetadora "gravel packer".

$$P_1 A_1 = P_{GP} A_{GP} \quad (\text{Ec. 3.5})$$

$$P_1 = P_{DP} \quad (\text{Ec 3.6})$$

$$A_1 = \frac{\Pi ID^2}{4} \quad (\text{Ec. 3.7})$$

$$A_{GP} = \frac{\Pi ID_{GP}^2}{4} \quad (\text{Ec. 3.8})$$

$$P_{GP} = \frac{P_{DP} ID^2}{ID_{GP}^2} \quad (\text{Ec.3.9})$$

Donde

ID_{GP} = Diámetro Interno del *Gravel Packer*, (pulgadas cuadradas)

El análisis de presiones a través del sistema de circulación de la grava, nos conduce a un punto muy delicado, en el cuál estará buena parte del éxito del empaquetamiento con grava, la cual es la integridad del *Gravel Packer*.

$$P_{GP_e} = P_{GP} + 0.052\rho L_{GP} \quad (\text{Ec. 3.10})$$

P_{GP_e} = Presión a la salida del *Gravel Packer* (antes de golpear las platinas)(psi)

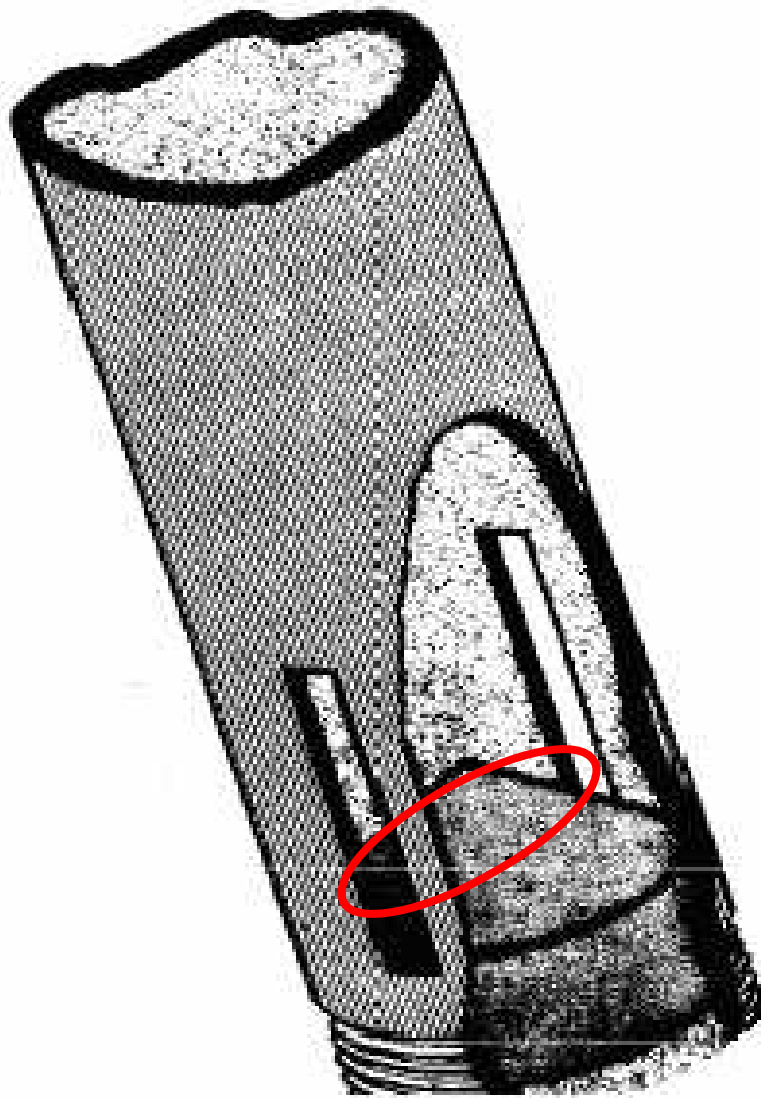
P_{GP} = Presión a la entrada del gravel packer (psi)

L_{GP} = Recorrido de la grava dentro del *Gravel Packer*

Por medio de esta ecuación, podremos obtener la presión justo antes de que la grava golpee contra las platinas del *gravel packer*.

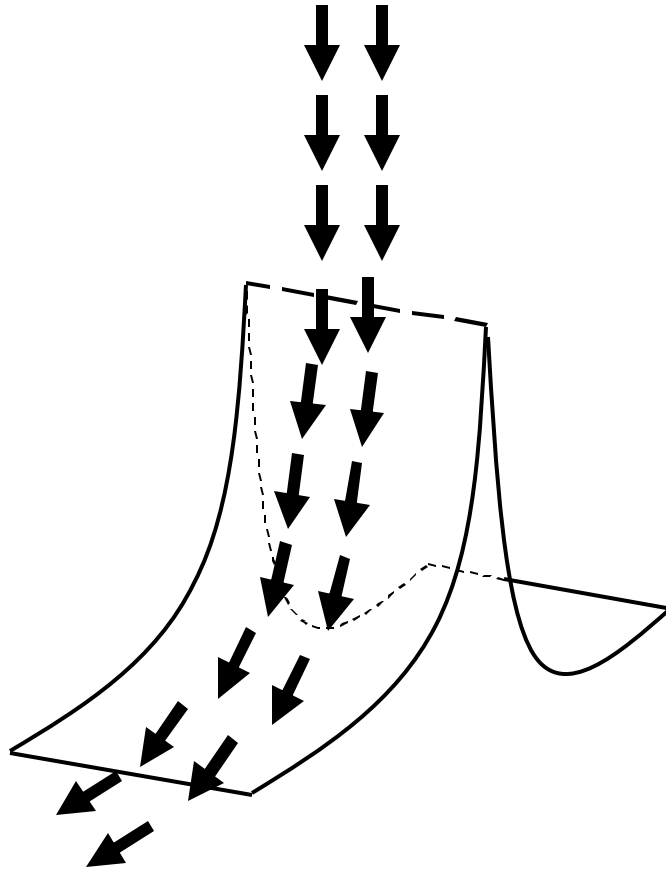
Como se muestra en el siguiente dibujo esquemático del *gravel packer*, la grava junto al fluido de empaquetamiento, golpean la platina del *gravel packer* justo antes de salir por los orificios de la herramienta, esto principalmente causa un efecto de lavado o *sand blasting* en esta zona del *gravel packer*.

Figura 7. Ranuras de salida del *Gravel Packer*



Fuente. Richard, Bercegeay, "One trip gravel packing system", SPE 4771, 1974

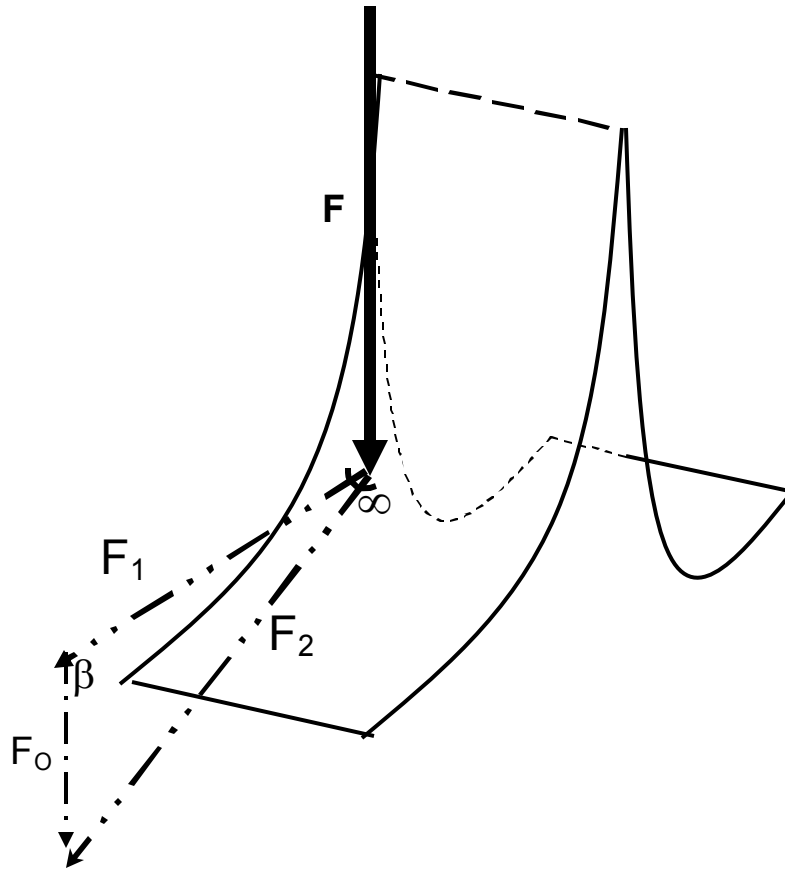
Figura 8. Recorrido del fluido en la platina del *Gravel Packer*



Fuente. El autor

Debido al diseño semi-curvo de la platina del *gravel packer*, la fuerza de impacto sobre el material se puede descomponer en dos elementos de fuerza, una que actúe tangentes a la platina, y otra semi perpendicular.

Figura 9. Fuerzas resultantes sobre la platina de la herramienta empaquetadora.



Fuente. El autor.

Con

$\theta = 40^\circ$ (aproximadamente)³ basándonos en:

$$L_p = 1.6 \text{ "}$$

$$e_p = 1.3 \text{ "}$$

$$H_p = 1.03 \text{ "}$$

³

Como es un dato obtenido de la suposición, a continuación se calcula los ángulos restantes para corroborar este valor.

$$F_O = \frac{F}{2} = \frac{P_{GP_e}}{2}$$

$$F_1^2 = F_2^2 + F_O^2 - 2F_O F_2 \cos(140^\circ - \beta)$$

$$F_2 = \frac{\text{SEN}\beta F_O}{\text{SEN}40^\circ} = 1.55 \text{SEN}\beta F_O$$

$$F_2^2 = F_O^2 + F_1^2 - F_O F_1 \text{SEN}\beta$$

(Sistema de 3 ecuaciones y 3 incógnitas)

Construimos la siguiente matriz,

$$\begin{bmatrix} F_O^2 + 0 + F_2^2 \left(1 - \frac{2F_O \text{SEN}\theta}{F_2}\right) = F_1^2 \\ 0 + 0 + \frac{0.6427F_O}{F_2} = \text{SEN}\theta \\ F_O^2 - F_1^2 \left(\frac{1.532F_O}{F_1} - 1\right) + 0 = F_2 \end{bmatrix}$$

Resolviendo,

$$\theta = 53^\circ \text{ (Aproximadamente)}$$

$$F_2 = 0.78450F \quad (\text{Ec. 3.11})$$

$$F_1 = \sqrt{F_O^2 - 0.6695F_O^2} = 0.3304F_O^2 \quad (\text{Ec. 3.12})$$

Y obteniendo el área de la platina, (considerándola una superficie rectangular con bordes curvos), obtenemos:

$$\mathbf{A_P} = \mathbf{L_P} * \mathbf{e_P} \quad (\text{Ec. 3.13})$$

Figura 10. Dimensiones de la platina del *Gravel Packer*.



Fuente. El autor

Con

$$L_p = 1.6 \text{ Pulgadas}$$

$$e_p = 1.3 \text{ Pulgadas.}$$

$$A_p = 2.08 \text{ pulgadas cuadradas}^4$$

Entonces la presión a la salida del empaquetador de grava será:

$$P = \frac{0.3304 F_0^2}{A_p} = 0.158846 F_0^2 < \text{psi} >$$

El conjunto grava-fluido para empaquetar experimenta ahora un recorrido a través del anular Casing 7 pulgadas – liner de 5 pulgadas, desde la salida del empaquetador de grava hacia la zona ensanchada del pozo.

$$PA = P_{AN}A_{AN} \quad (\text{Ec. 3.14})$$

P_{AN} = Presión en el anular 7"x5" (psi)

A_{AN} = Área del anular 7"x5" (pulgadas cuadradas)

P = Presión a la salida del *gravel packer*. (Psi)

A = Área a la salida del *gravel packer*. (Pulgadas cuadradas)

Con

$$P = 0.158846F_0^2 \text{ (psi)}$$

$$A = L_p * e_p = 2.08 \text{ (pulgadas cuadradas)}$$

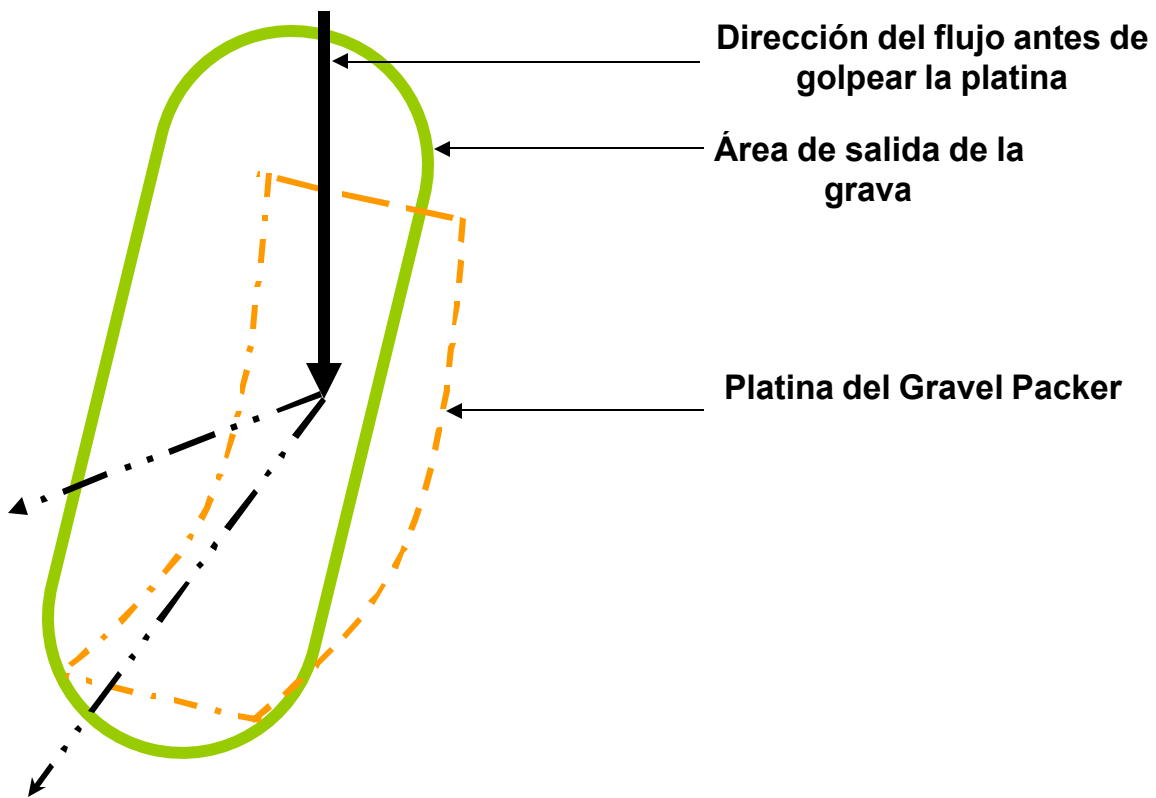
⁴Estos valores corresponden al caso del empaquetador usado en los pozos del campo Jazmín.

$$A_{AN} = 18.849 \text{ (pulgadas cuadradas)}$$

$$P_{AN} = 0.01753F_0^2 \text{ (psi)}$$

Calculamos ahora el gradiente de fractura de la formación para estar seguros de los parámetros de bombeabilidad que debemos implementar, con el fin de no crear daño a la formación.

Figura 11. Diagrama de la platina del gravel packer.



Fuente. El autor

3.2 GRADIENTE DE FRACTURA

Existen en la literatura diversas maneras de obtener el gradiente de fractura, ya sea por medio de ecuaciones (ecuación de Eaton), graficas o por correlaciones de formaciones similares. Para efecto de practicidad, usaremos un valor de 0.68 psi/pie, el cual estará en un rango aceptable para arenas poco consolidadas (siendo 1 psi/pie para formaciones extremadamente duras y 0.65 psi/pie para formaciones muy inestables).

$$\nabla_F = 0.68 \text{ psi/pie}$$

Los pozos del campo Jazmín, se encuentran en un intervalo de profundidades que pueden ir desde los 1800 pies hasta 2400 pies. Para nuestro caso, tomaremos una profundidad media de 2200 pies.

Así,

$$\mathbf{P} = \nabla_F \times \bar{h} \quad (\text{Ec. 3.15})$$

$$\mathbf{P} = 1496 \text{ psi.}$$

Este resultado nos indica la máxima presión permisible en la formación para evitar que se llegue a fracturar.

Igualando la ecuación XX y la P_{AN} , tenemos,

$$\nabla_F \times \bar{h} \geq 0.01753 F_o^2$$

Debemos cumplir la anterior condición para evitar,

- Fractura o daño a la formación
- Daño a la grava que usaremos para empaquetar.
- Daño a las herramientas involucradas en el empaquetamiento con grava.
- Bajos porcentajes de éxito de empaquetamiento (generación de puentes de grava).

4. EVALUACION DE LOS PARAMETROS INVOLUCRADOS EN EL EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA

A continuación, revisaremos cada uno de los parámetros involucrados en el empaquetamiento con grava en el campo Jazmín, así para finalizar, proponer alternativas para mejorar las actuales condiciones de operación y el éxito del empaquetamiento en los pozos.

4.1 PARÁMETROS DEL EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA

4.1.1 Fluido de empaquetamiento. El fluido de empaquetamiento con grava es lodo de perforación usado en las operaciones del pozo, con la característica que sus propiedades reológicas son modificadas (disminuyen).

Tabla 4. Comparación de las propiedades del fluido de perforación y empaquetamiento

PROPIEDAD	LODO DE PERFORACION	LODO DE EMPAQUETAMIENTO
Viscosidad(cps)	25 - 35	10,0-12,0
Viscosidad(seg)	60 - 68	35 - 38
Filtrado(ml)	6 - 7,3	5,0 - 5,5
Peso (lbs/gal)	8,6-9,3	8,6-8,9
Gel(lbs/100ft ²)	6/19/29 - 7/21/34	1/1,0/1
pH	9 - 9,8	9,2 - 9,8

Fuente. El autor

Como observamos en la Tabla 4, las propiedades reológicas del lodo de perforación son modificadas para poder transportar y asentar eficientemente la grava desde la superficie, hasta el hueco ensanchado de 11 pulgadas, así como de proveer el menor daño a la formación.

Propiedades como la viscosidad y el gel del lodo de perforación, son reducidas para crear un medio de transporte eficiente para la grava, ya sea en condiciones dinámicas o estáticas.

Debido a que no se utilizan métodos mecánicos para remover la retorta en la cara de la zona ensanchada, el filtrado del lodo disminuye a valores de hasta 5 ml, esto con el fin crear una retorta lo mas fina (delgada) posible en la cara del hueco ensanchado, y así, mejorar las condiciones de flujo desde la formación hasta el empaque de grava.

4.1.2 Tamaño de la grava. El primer paso para determinar el tamaño de la grava a usar en el empaquetamiento es realizar un análisis granulométrico del conjunto de muestras de arena presentes en la formación objetivo o zona a empaquetar.

En ocasiones, se usan muestras de las paredes del hueco a empaquetar, para determinar el diámetro de los granos de arena, pero esto produce errores significativos, ya que en la mayoría de los casos, estas muestras contienen material del lodo de perforación.

Otra fuente para la toma de muestras de arena son las obtenidas en las líneas de flujo de aceite, pero resulta en un sub-dimensionamiento de la arena, ya que el flujo a través de la tubería y demás componentes de producción, hacen que las partículas de arena se separen o degraden y lleguen a el punto de toma de muestras con un tamaño mucho más pequeño; es por eso, que las muestras obtenidas en los núcleos verticales u horizontales, resultan mucho más

representativas al momento de determinar el diámetro real de la arena de formación.

4.1.3 Análisis Granulométrico. Las muestras de arena obtenidas son pasadas a través de un conjunto de mallas para separar las partículas en diferentes grupos de acuerdo a su tamaño. Para ser más efectivo este proceso, se ha decidido lavar (utilizando éter) las muestras al momento de pasar por las malla, esto con el fin de remover el aceite residual que puede encontrarse en las muestras. En el caso de tener arenas con contenido de material fino (tamaño limo y arcillas), las muestras son pasadas primero por un *screen* o malla de 44 micrones (U.S sieve 325), para separar estas partículas de tamaño reducido.

Los grupos de muestra que se obtienen en cada malla, son pesados y posteriormente se obtiene el porcentaje en peso respecto a la muestra inicial y a los demás grupos obtenidos en las diferentes mallas.

Basados en estos porcentajes y en los diferentes diámetros de las partículas, construimos una curva en la cual podremos determinar el tamaño de la grava a usar (depende de los criterios de tamaño que usemos; Saucier⁵, Hill, Karpoff, entre otros.)

Con base a los resultados del tamaño de grava a utilizar, determinaremos el tamaño y apertura de las ranuras del liner.

⁵Saucier, R.J. "Considerations in gravel pack design". JPT, febrero 1974. p. 205-212.

Tabla 5. Clasificación del Tamiz U.S.

TAMIZ U.S	
TAMIZ #	ABERTURA Pulgadas
2,5	0,315
3	0,265
3,5	0,223
4	0,187
5	0,157
6	0,132
7	0,111
8	0,094
10	0,079
12	0,066
14	0,056
16	0,047
18	0,039
20	0,033
25	0,028
30	0,023
35	0,02
40	0,017
45	0,014
50	0,012
60	0,0098
70	0,0083
80	0,007
100	0,0059
120	0,0049
140	0,0041
170	0,0035
200	0,0029
230	0,0025
270	0,0021
325	0,0017
400	0,0015

Fuente. Departamento de perforación OMIMEX DE COLOMBIA, LTD.

4.1.4 Propiedades de la Grava. Con base a la tabla 6, se describirá alguna de las propiedades que son tenidas en cuenta a la hora de seleccionar adecuadamente la grava a usar en el empaquetamiento con grava.

Tabla 6. Tamaños obtenidos de acuerdo al análisis granulométrico

MUESTRA	Tamaño al 10%	Tamaño al 25%	Tamaño al 75%	Tamaño al 90%
1	0,0068	0,008	0,0095	0,0105
2	0,0064	0,0078	0,0093	0,0098
3	0,0058	0,00755	0,0091	0,0097
4	0,008	0,0073	0,0089	0,00975
5	0,00775	0,00705	0,0087	0,0106
6	0,0075	0,0068	0,0085	0,00068
7	0,00725	0,00655	0,0082	7,0009
8	0,0067	0,0063	0,0095	8,0009
9	0,00725	0,00605	0,0093	9,0009
10	0,007	0,0058	0,0091	10,0009
11	0,00675	0,0067	0,0089	11,0009
12	0,0058	0,0058	0,0087	12,0009
13	0,00635	0,00555	0,0085	13,0009
14	0,0061	0,0053	0,0076	14,0009
15	0,0068	0,0062	0,0074	15,0009
16	0,007	0,0053	0,0072	16,0009
17	0,00725	0,00505	0,007	17,0009
18	0,00705	0,0048	0,0068	18,0009
19	0,00685	0,0057	0,0066	19,0009
20	0,00665	0,0048	0,0064	20,0009
21	0,00645	0,00455	0,0062	21,0009
22	0,0089	0,0043	0,006	22,0009
23	0,00785	0,00575	0,0089	23,0009
24	0,00705	0,0055	0,0087	24,0009
25	0,00625	0,00525	0,0085	25,0009
26	0,0062	0,005	0,0083	26,0009
27	0,00595	0,0059	0,0081	27,0009
28	0,005	0,005	0,0079	28,0009
29	0,00555	0,00475	0,0077	29,0009
30	0,0065	0,0045	0,0076	30,0009
31	0,006	0,0065	0,0074	31,0009
32	0,0062	0,0045	0,0072	32,0009
33	0,00687	0,00425	0,007	0,0052

Fuente. El autor

4.1.4.1 Tamaño promedio (S_p). Llamado así al diámetro de los grano en el punto percentil usado (50% para *Coberly*, 10% para *Hill*.).

4.1.4.2 Selección (S_e). Es la clasificación de los granos en un sedimento y representa el grado de dispersión en el.

$$S_e = \sqrt{\frac{S_{25}}{S_{75}}} \quad (\text{Ec. 4.1})$$

S_{25} = Tamaño de los granos en el 25% de las muestras*

S_{75} = Tamaño de los granos en el 75% de las muestras*

Donde,

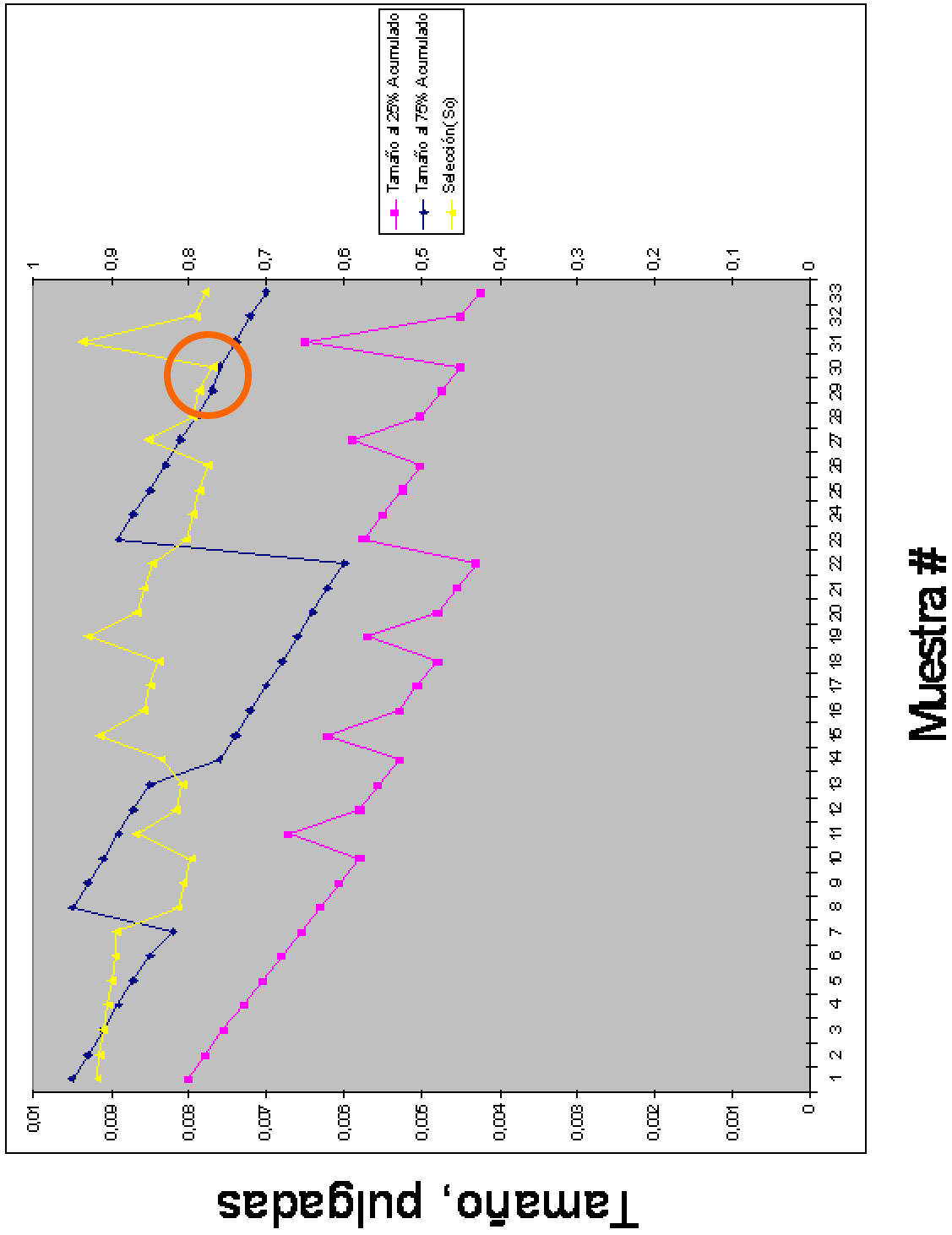
$$S_e \propto \frac{1}{\text{grado de selección}}$$

Tabla 7. Selección y tamaños obtenidos de arena al 25% y 75%.

MUESTRA	Selección	Tamaño al 25%	Tamaño al 75%
1	0,917662935	0,008	0,0095
2	0,91581094	0,0078	0,0093
3	0,91086241	0,00755	0,0091
4	0,905662586	0,0073	0,0089
5	0,90019155	0,00705	0,0087
6	0,894427191	0,0068	0,0085
7	0,893745203	0,00655	0,0082
8	0,814345071	0,0063	0,0095
9	0,806559133	0,00605	0,0093
10	0,798349947	0,0058	0,0091
11	0,867645659	0,0067	0,0089
12	0,816496581	0,0058	0,0087
13	0,808047756	0,00555	0,0085
14	0,835085876	0,0053	0,0076
15	0,915334823	0,0062	0,0074
16	0,857969178	0,0053	0,0072
17	0,849369514	0,00505	0,007
18	0,84016805	0,0048	0,0068
19	0,929320377	0,0057	0,0066
20	0,866025404	0,0048	0,0064
21	0,856662692	0,00455	0,0062
22	0,846561673	0,0043	0,006
23	0,80378319	0,00575	0,0089
24	0,795099936	0,0055	0,0087
25	0,785905248	0,00525	0,0085
26	0,776150526	0,005	0,0083
27	0,853460639	0,0059	0,0081
28	0,795557284	0,005	0,0079
29	0,785419071	0,00475	0,0077
30	0,769483764	0,0045	0,0076
31	0,937218426	0,0065	0,0074
32	0,790569415	0,0045	0,0072
33	0,779193722	0,00425	0,007

Fuente. El autor.

Figura 12. Gráfica de selección (Se)



Fuente. El autor

Como podemos observar, la muestra # 30 posee el mayor grado de selección, así como uno de los tamaños mas pequeños de muestra al 25% acumulado.

4.1.4.3 Simetría (S_i). Determina la cantidad de material fino o grueso presente en la muestra.

$$S_i = S_p - 0.5(S_{10} + S_{90}) \quad (\text{Ec.4.2})$$

S_{10} = Tamaño de los granos en el 10% de las muestras*

S_{90} = Tamaño de los granos en el 90% de las muestras*

$$S_i = 0 \quad \text{Simetría perfecta.}$$

Los rangos de simetría cercanos al 0.0035 pulgadas son consideradas muestras con alto material grueso, además, los valores negativos obtenidos son considerados fuera del rango de selección y por consiguiente no se tomaran en cuenta para la selección de la grava. (*Ver Figura 10.*)

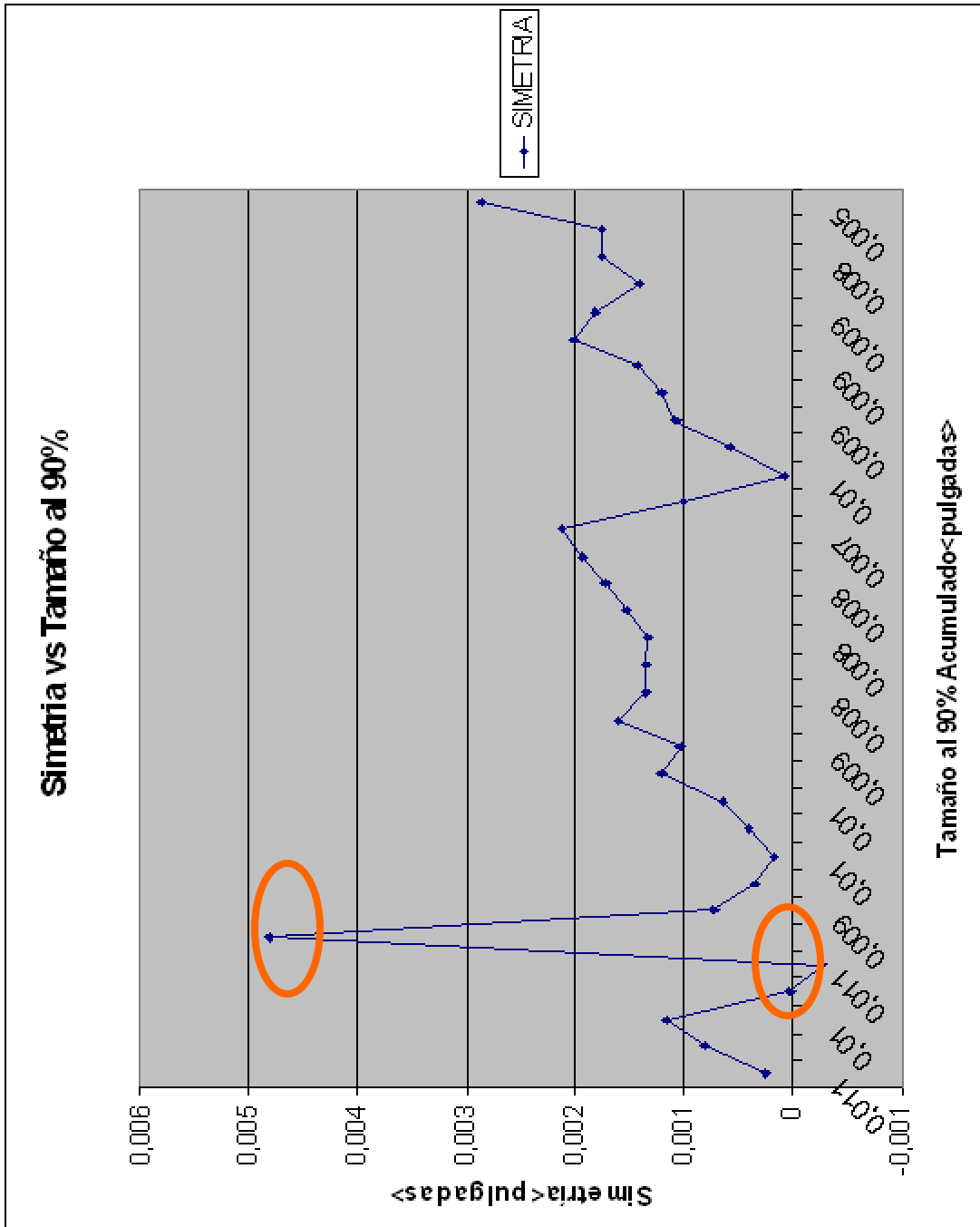
* Basados en la curva obtenida a partir del análisis granulométrico.

Tabla 8. Simetría y tamaños obtenidos de arena al 90%.

Simetría	Tamaño al 90%
0,00025	0,0105
0,0008	0,0098
0,00115	0,0097
2,5E-05	0,00975
-0,000275	0,0106
0,00481	0,00068
0,000725	0,0091
0,00035	0,0104
0,000175	0,0102
0,0004	0,01
0,000625	0,0098
0,0012	0,0096
0,001025	0,0094
0,0016	0,0085
0,00135	0,0083
0,00135	0,0081
0,001325	0,0079
0,001525	0,0077
0,001725	0,0075
0,001925	0,0073
0,002125	0,0071
0,001	0,0069
7,5E-05	0,0098
0,000575	0,0096
0,001075	0,0094
0,0012	0,0092
0,001425	0,009
0,002	0,0088
0,001825	0,0086
0,0014	0,0085
0,00175	0,0083
0,00175	0,0081
0,002865	0,0052

Fuente. El autor

Figura 13. Simetría vs. Tamaño al 90% de la arena.



Fuente. El autor

4.1.4.4 Agudeza (Λ). Determina la frecuencia con que se encuentra un determinado tamaño en un rango específico.

$$\Lambda = \frac{(S_{25} - P_{75})}{(S_{10} - S_{90})} \quad (\text{Ec. 4.3})$$

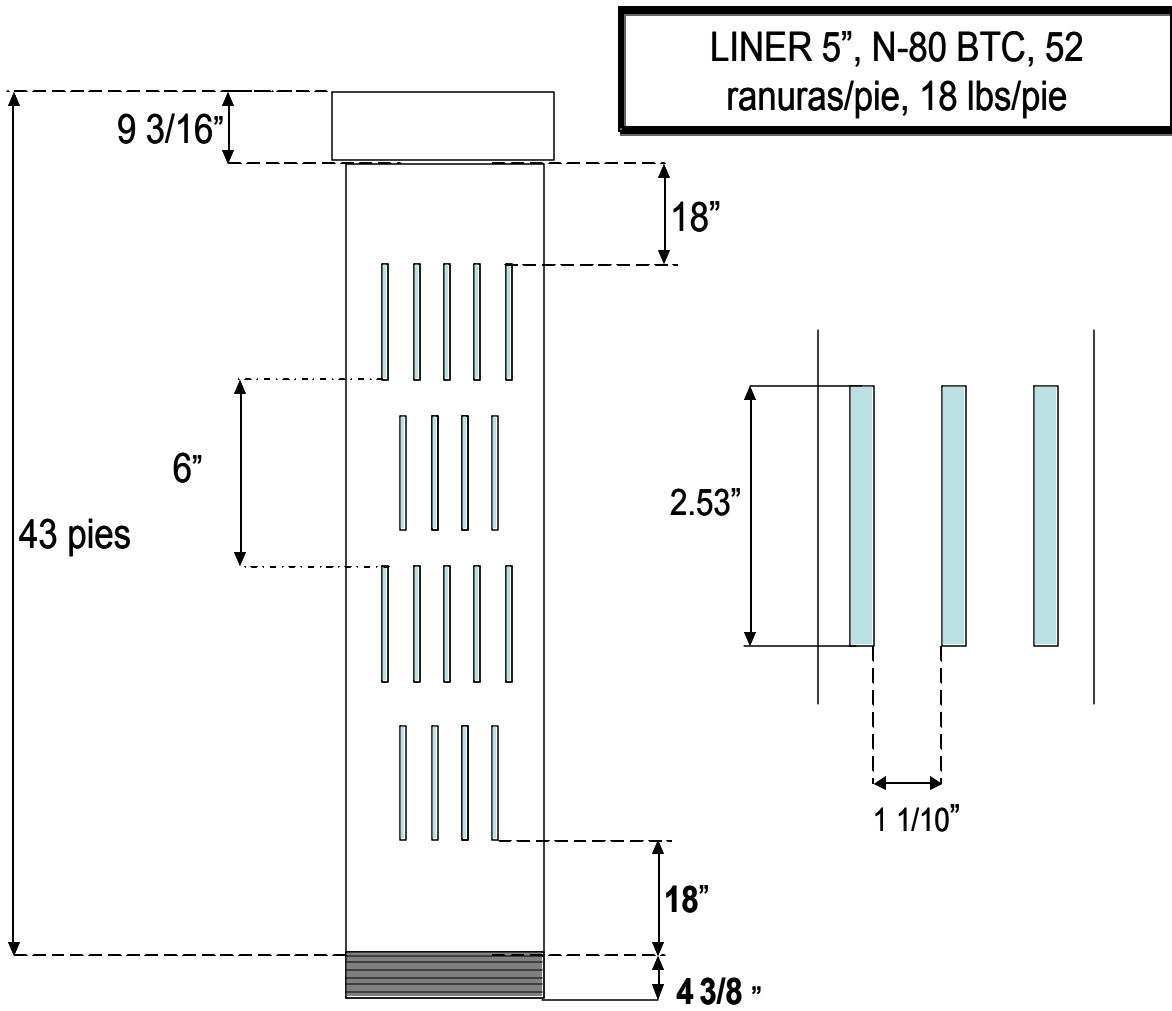
4.1.4.5 Uniformidad (U). Es la relación lineal que expresa el tamaño promedio en un intervalo específico de diámetros.

$$U = \frac{S_{40}}{S_{90}} \quad (\text{Ec. 4.4})$$

4.1.5 Ranuras del liner. La óptima selección del tamaño de las ranuras del liner, se basa en conocer adecuadamente el tamaño de la grava y la arena de la formación, esto, para poder aplicar la teoría de “puenteo de la arena”. Consiste en crear pequeños tapones (restricciones) compuesto por partículas de arena de gran tamaño que se alojan en los espacios porosos de la grava, esto es con el fin de ayudar a retener partículas de arena de menor tamaño. El material que se acumula en los poros de la grava son partículas de arena de la formación, con un diámetro de grano mucho más pequeño que el tamaño de la grava. (4 o 5 veces más pequeño) y 2 o hasta 3 veces más grande que el promedio de tamaño de arena. Así, basados en el tamaño necesario de la grava para retener la mayor cantidad de arena, debemos determinar el diámetro óptimo de las ranuras del liner.

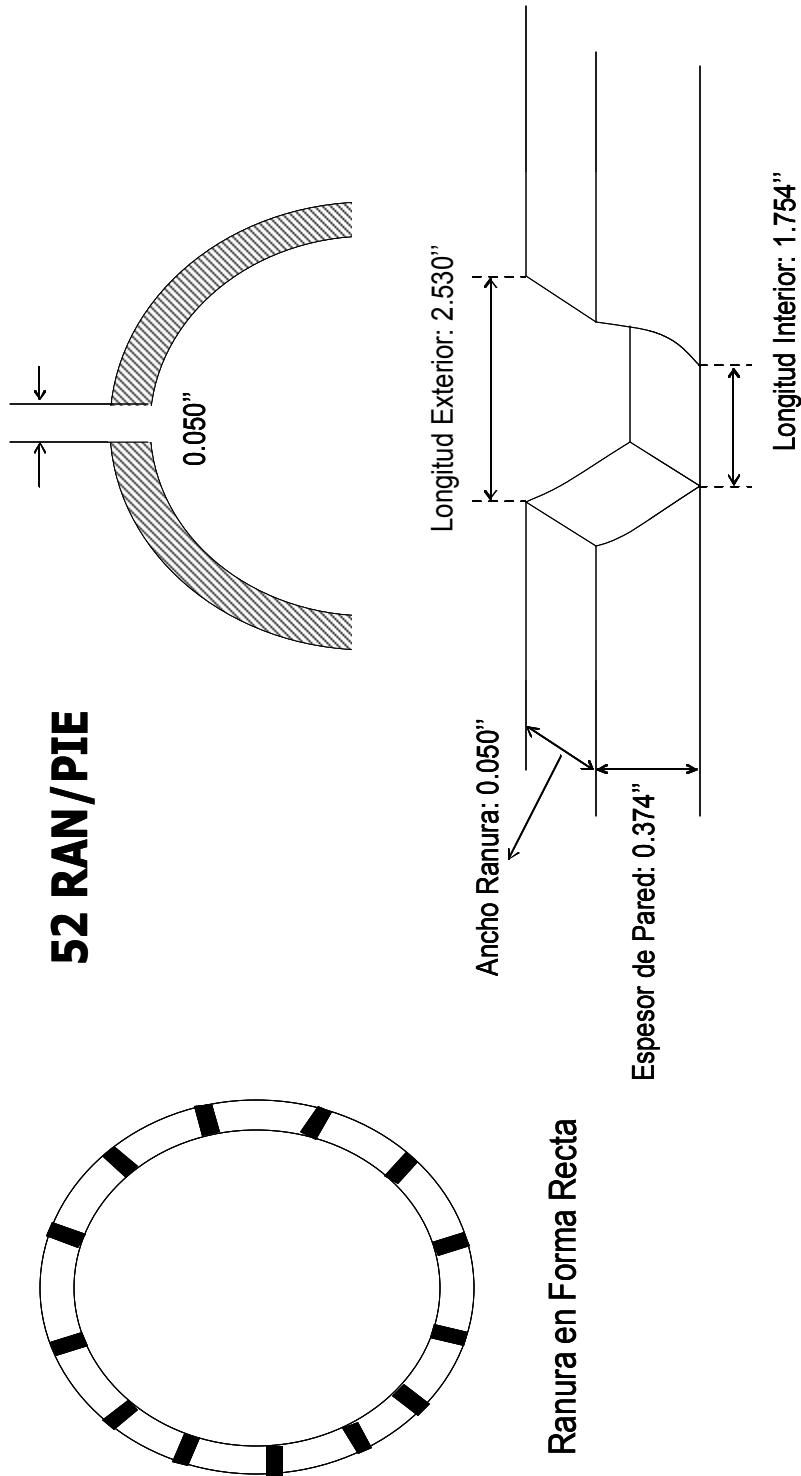
Coberly, propuso la siguiente ecuación, la cuál determina el tamaño de las ranuras del liner de acuerdo con el diámetro de la grava.

Figura 14. Dimensiones del liner ranurado de 5"



Fuente. El autor

Figura 15. Dimensiones del liner ranurado de 5"



Fuente. Departamento de perforación OMIMEX DE COLOMBIA, LTD

Tabla 9. Propiedades del liner 5" usado en los pozos del campo Jazmín

PROPIEDADES LINER 5"	
Tipo de rosca	BTC
Peso nominal	18 lbs/pie
Grado	N-80
OD (diametro externo)	5 pulgadas
Drift	4,151 pulgadas
Ranuras por pie promedio	52
Ranuras por vuelta	13
Longitud promedio por junta	43 pies
Area de flujo cara exterior por ranura	0,1265 pulgadas cuadrada
Area de flujo cara interior por ranura	0,0877 pulgadas cuadradas
Area de flujo total por junta promedio	197.34 pulgadas cuadradas
Aumento de presión en la transición cara interna-externa de cada ranura.	44%

Fuente. El autor

$$\nabla = 2 \times S_{10} \quad (\text{ec.4.5})$$

$$\nabla = 2 \times S_{50} \quad (\text{ec.4.6})$$

La selección depende del porcentaje teórico de arena que queramos retener (ecuación 4.5 o 4.6.)

4.1.6 Tubería de cola “stinger”. La tubería de cola es utilizada para facilitar el retorno del fluido de empaquetar a la superficie. Esta, es corrida dentro del liner de 5”, posicionando la punta entre 30 a 50 pies por encima del fondo del liner ranurado. Una vez la grava es transportada hasta el hueco ensanchado, el fluido de empaquetar continua su recorrido pasando a través de las ranuras del liner, y retomando su viaje hacia la superficie.

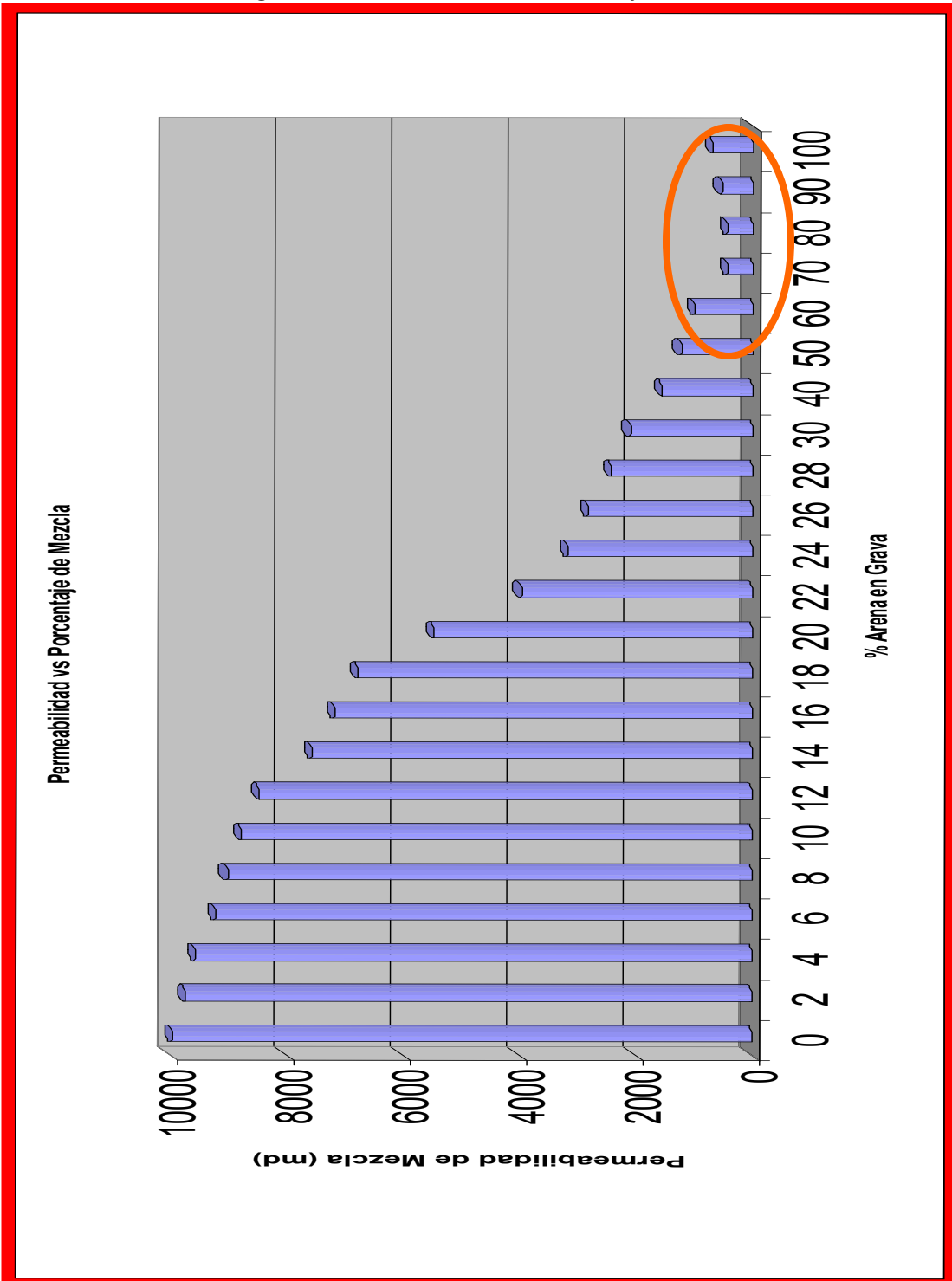
Tabla 10. Propiedades de la tubería de cola

TUBERIA DE COLA "STINGER"	
OD (diametro externo)	2 7/8 pulgadas
ID	2 3/8 pulgadas
Longitud promedio	31 pies
Peso	10,11 lbs/pie
Material	Acero
Rosca	BTC

Fuente. Hydrill catalog

4.1.7 Relación arena-grava. Los altos valores de permeabilidad de la grava con respecto a las arenas presentes en la formación del campo Jazmín (oligoceno indiferenciado), hacen de la grava, el mejor candidato para ser utilizado como componente principal del empaque. No obstante, estudios de laboratorio, han demostrado el efecto negativo que ejerce la grava en los valores de la permeabilidad cuando es mezclada en pequeñas cantidades con la arena.

Figura 16. Permeabilidad vs. Porcentaje de la mezcla



Fuente. El autor

Nótese que hay una disminución máxima de la permeabilidad de la mezcla, cuando existe un 70% de arena en la grava, pero poco a poco vuelve a aumentar levemente cuando tenemos un 100% de arena en la mezcla.

Se ha determinado que esta disminución en la permeabilidad de la mezcla se debe a que la grava actúa como tapón impidiendo el normal flujo del aceite a través del empaque (efecto contrario para el cual usamos la grava).

Lo anterior nos sugiere que la grava debería ser mezclada previamente con ciertas cantidades de arena para evitar la brusca caída en la permeabilidad del empaque, pero esto nos lleva a pensar, en que estaríamos acelerando el proceso de taponamiento del empaque y posteriormente, tendríamos que realizar algún servicio especial en el pozo para corregir este problema (lavado del liner y empaque de grava).

Tal como lo vemos en la Figura 13, debería existir altísimas cantidades de arena con respecto a la grava para obtener valores muy bajos de la permeabilidad con respecto al de la arena sola* es decir,

$$\Gamma = \frac{\text{Volumen Grava}}{\text{Volumen Arena}}$$

$\Gamma =$ Relación de volúmenes de muestra

$\Gamma \leq 0.05$ Disminución en la permeabilidad de la arena sola* en un 60%

$\Gamma \geq 0.1$ Aumento en la permeabilidad de la arena sola* en un 20%

**Hace referencia a la permeabilidad de un grupo de arena sin la presencia de grava*

De acuerdo con la gráfica, vemos que la tendencia a disminuir la permeabilidad cambia significativamente al obtener Γ mayor que 0.01.

4.1.8 Parámetros operacionales. Entre los cuales tenemos:

4.1.8.1 Caudal. En la actualidad, el caudal implementado en las operaciones de empaquetamiento con grava de los pozos del campo Jazmín se encuentra entre los rangos de 130-170 Galones por minuto. Esto se debe principalmente a la necesidad de:

- Generar un flujo estable de la grava dentro de la tubería y el pozo (preserva la integridad de estos).
- Aumentar la posibilidad de llevar la grava desde la superficie al hueco ensanchado sin presentar problemas (puenteo de la grava en el anular *casing* 5"x7" y/o hueco ensanchado).
- Disminuir el régimen turbulento en la zona ensanchada (ya que es una zona poco consolidada).

4.1.8.2 Relación grava-fluido para empaquetar. El promedio de volumen total bombeado en cada intervalo (cada 3 o 4 minutos por sacos) es de aproximadamente 1 barril (capacidad teórica del *gravel pot*), así tomando el rendimiento promedio de la grava que es de 0.96 pies cúbicos por saco, es decir,

0.1709 bbls de grava.

0.8290 bbls de fluido para empaquetar

0.1 bbls de perdidas* (no se bombean al pozo)

0.9 bbls de mezcla grava-fluido para empaquetar son bombeados cada 3 minutos o 4 minutos hacia el pozo.

4.1.8.3 Presión. La presión normal de empaquetamiento oscila entre 0 psi hasta 500 psi (presión *screen out* o máxima permisible en el empaquetamiento) que es el punto en donde se debe tomar acciones correctivas para continuar con el normal desarrollo de la operación (circular para destruir posible puenteo de la grava).

La razón más común en la que la presión aumenta a valores de 500 psi o más, es cuando se presenta el puenteo de la grava en los espacios anulares de la tubería y/o en el hueco ensanchado. Esta característica hace que grandes cantidades de material se acumulen en un punto específico, haciendo que exista restricción de flujo a través de él. Se produce por consiguiente incrementos erráticos en la presión, los cuales son registrados en las herramientas de superficie (*stand pipe flow meter*).

Las presiones que debemos manejar en el transcurso de la operación de empaquetamiento deben ser las más pequeñas, debido:

- Altos valores de presión de bombeo ocasionaría “lavado” o *wash out* de las herramientas involucradas en la operación (*Gravel packer*, cabeza empaquetadora, etc.)

* Pérdidas o volumen que no se bombea al pozo, hace referencia al fluido que de una u otra forma permanece en la tubería de superficie o que se descarga en el contrapozo.

- Requerimos obtener un régimen de flujo laminar o estable (ayuda al fácil asentamiento de la grava en el fondo del hueco ensanchado)
- Altas presiones en el fluido, ocasionarían daño a la integridad física de la grava, haciendo que esta se rompa en partículas de menor tamaño (daño a la esfericidad, disminución del diámetro promedio de la grava)

Los parámetros operacionales deben ser basados de acuerdo con los siguientes puntos:

- Usar caudales que no sobrepasen 70% de la presión de fractura de la formación.
- Se debe evitar caudales que produzcan flujos turbulentos ($Re < 1000$).

$$\mathbf{R}_e = \frac{4\delta \cdot V\rho}{\mu} \quad (\text{Ec. 4.8})$$

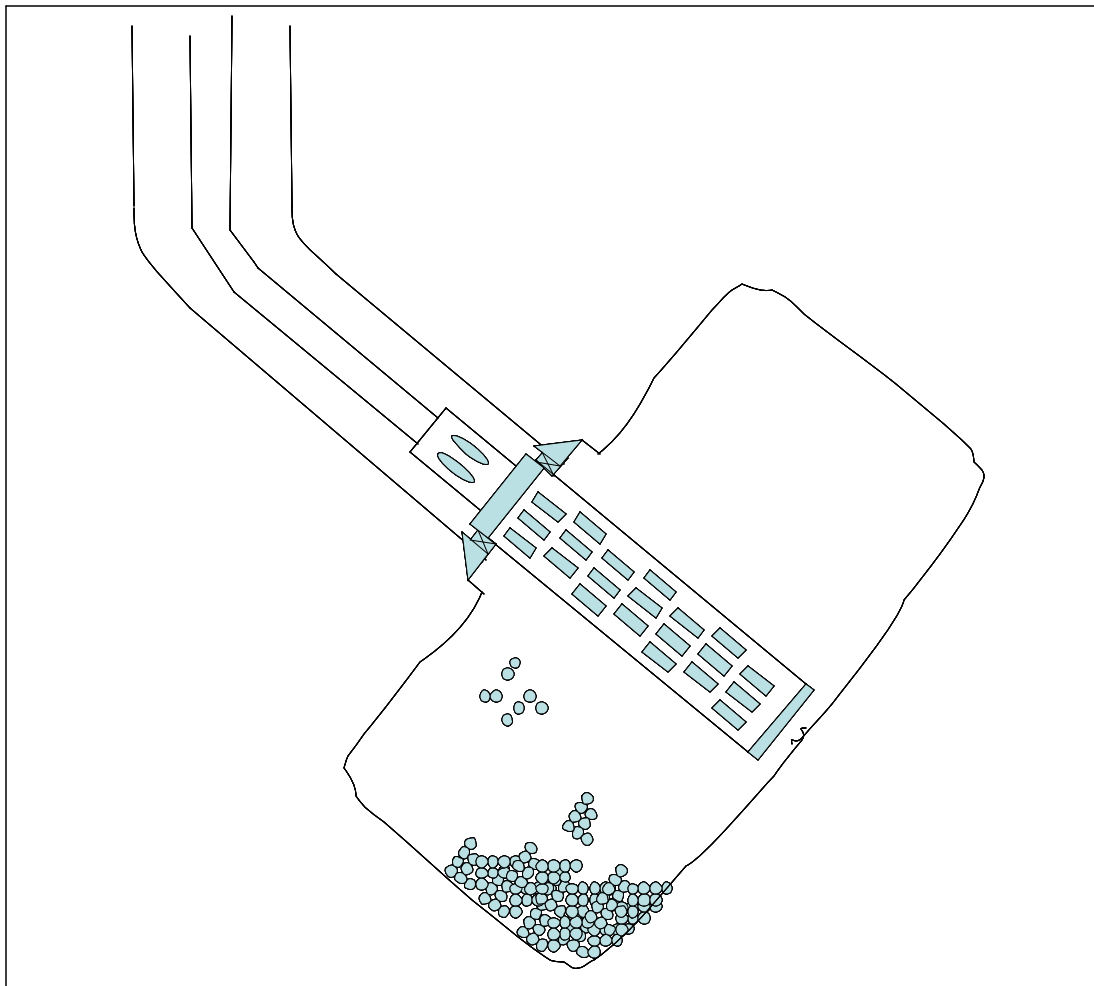
- Al registrarse incrementos erráticos en la presión (mayores a 500 psi), se debe circular en reversa para destruir posibles puentes de grava.

4.1.8.4 Intervalos de bombeabilidad. Los intervalos de bombeo de la grava debe ser tal, que de tiempo para que la grava se asiente correctamente en el hueco ensanchado (evita además puenteo de la grava). Valores de 3 minutos/saco, se ha considerado óptimo para el empaquetamiento, ya que proporciona suficiente tiempo de tránsito de la grava desde la superficie hasta el hueco ensanchado.

4.1.9 Otros Parámetros.

4.1.9.1 Inclinación del pozo. Al igual que los recortes de perforación tienen gran incidencia en el pozo (al depositarse en la parte baja del hueco), la grava se asienta por efecto gravitacional de forma homogénea en la parte baja del hueco. Esta condición ocasiona principalmente alta probabilidad de puenteo de la grava, liner ranurado recostado en la parte baja del hueco, bajos porcentajes de empaquetamiento.

Figura 17. Asentamiento de la grava en pozos inclinados



Fuente. El autor

4.1.9.2 Dimensiones del hueco ensanchado. El intervalo de arena de la formación que debemos ensanchar, es tomado de acuerdo a los registros eléctricos en hueco abierto (sin revestir). Los registros eléctricos son una herramienta capaz de determinar zonas de hidrocarburo, agua, arcillas, porosidad de la formación, entre otros parámetros. Inicialmente, los pozos del campo Jazmín son perforados con broca de 8 ½”, luego se procede a la toma de registros eléctricos, por medio de los cuales establecemos la zona a la cual vamos a ensanchar a 11 pulgadas.

Para poder determinar el diámetro al cual vamos a ensanchar el hueco original, usamos la siguiente expresión:

$$L = \left[\frac{OD_{Broca} - ID_{Ca\ sing} + 2}{24} \right] < \text{pies} > \quad (\text{Ec. 4.9})$$

Con esta ecuación, podemos determinar la longitud efectiva en la cual, el fluido se comportara de manera estable. Debemos preservar esta condición para evitar que exista flujo turbulento a través del empaque de grava, para así preservar la integridad física de la grava, mantener el efecto de “puenteo” de la arena en la grava y así disminuir la migración de finos hacia la tubería de producción.

4.1.9.3 Estimulación del pozo. El campo Jazmín se caracterizan por ser un productor de crudo pesado (API: 11°-11.5° y viscosidad de 11700cP @ 100 °F). Para poder producir este tipo de fluidos (llevarlos desde la formación a la cara del pozo), se hace necesario el uso de inyección de vapor cíclica, la cuál, gracias a la alta temperaturas, disminuye la viscosidad del fluido haciéndolo más fácil de fluir.

Los granos de grava tienen la característica de soportar altas temperaturas (450-550 °F) sin que sufran algún tipo de alteración de sus propiedades físicas y químicas*.

4.1.9.4 Herramienta empaquetadora “gravel packer”. Es una herramienta con unas dimensiones de 6.4 pies de largo (varía de acuerdo a las especificaciones del fabricante), con un diámetro externo de 4.4 pulgadas (figura 18). Se encarga de conducir la grava desde la tubería *drill pipe* 3 ½ pulgadas hasta el anular del *casing* 5 pulgadas x 7 pulgadas. Esta dividida en 2 secciones: a) Orificio de salida grava (Figura 19b), b) Retorno del fluido para empaquetar (Figura 19a).

Además posee un par de empaques rígidos recuperables (hacen parte del cuerpo de la herramienta), con un diámetro igual al diámetro interno del revestimiento de 7 pulgadas. Se encuentran entre las dos secciones (a y b) y su propósito es el de crear un sello o barrera para impedir el eventual paso de la grava hacia la superficie. (Figura 19a).

En la parte inferior de la herramienta se encuentra el pin para enroscar el *landing nipple* (rosca LH 7 hilos), asimismo la conexión para la tubería de cola o *stinger*, con un tipo de rosca 2 7/8” BTC RH (Figura 19c).

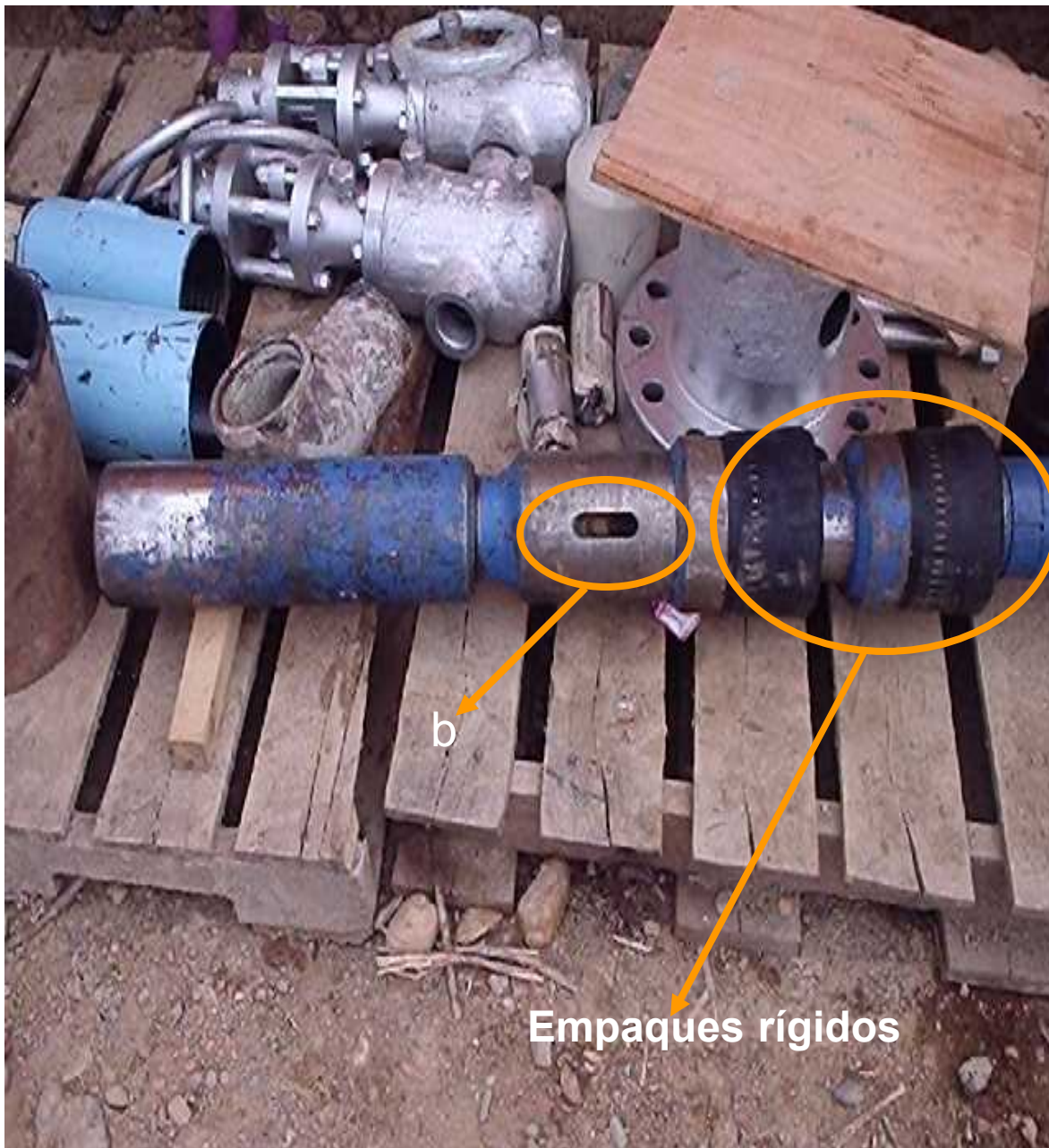
* La integridad física y química de la grava depende no solo de la temperatura de inyección del vapor, también del pH y presión de inyección.

Figura 18. Empaquetador de grava (*gravel packer*)



Fuente. El autor

Figura 19a. Retorno del fluido de empaquetamiento (b) y empaques rígidos de la herramienta.
(Primera sección del gravel packer).



Fuente. El autor

Figura 19b. Orificio de salida de la grava, platinas *gravel packer*
(Segunda sección del *gravel packer*).



Fuente. El autor

Figura 18c. Rosca para colgador (*landing nipple*) y tubería de cola 2 7/8 pulgadas rosca tipo BTC (Tercera sección *gravel packer*).



Fuente. El autor

5. ANALISIS DEL DESPLAZAMIENTO DEL CRUDO DESDE FORMACION HASTA EL EMPAQUE DE GRAVA

Una vez hecho el análisis de los parámetros de diseño del empaquetamiento con grava, revisaremos el comportamiento de los fluidos (en nuestro caso aceite y agua en mayor proporción) desde la formación, hasta llegar a la tubería de producción, esto con el fin de asegurarnos en que grado el empaque de grava modifica las condiciones de flujo.

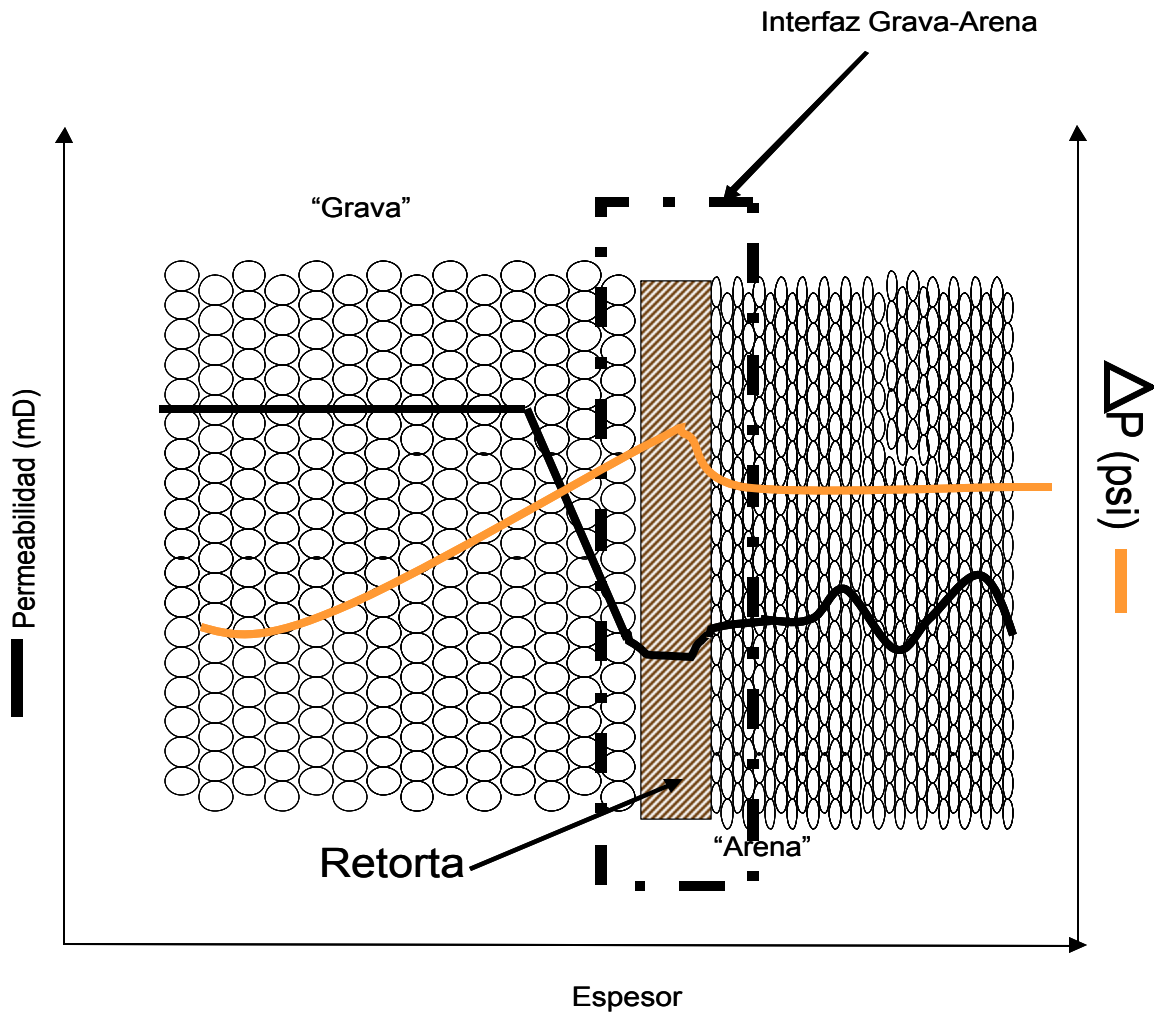
Estudios realizados al empaquetamiento con grava asegura que la productividad del pozo aumenta en un 33%, esto en gran parte se debe a la alta permeabilidad que posee la grava con respecto a la arena de la formación, no obstante, estos resultados dependen casi en su totalidad en el buen diseño del empaquetamiento con grava.

5.1 DESCRIPCIÓN DEL FLUJO

A medida que el crudo se desplaza desde la formación hacia el revestimiento de producción (liner ranurado de 5 pulgadas), se produce un efecto llamado “*skin*”, debido a la retorta creada por el fluido para empaquetar y a la alta permeabilidad de la grava. A medida que va pasando por cada una de estas zonas, se produce un ΔP que, según las condiciones de flujo, las propiedades de la grava y el tipo de empaquetamiento, aumentará o disminuirá (figura 19). Para nuestro caso, obtenemos un efecto skin positivo, ya que consideramos un empaquetamiento con grava en hueco abierto, con valores de permeabilidad de la grava veinte o treinta

veces más grande que el encontrado en la arena, y con áreas de flujo considerables (radio de empaquetamiento de 5.5 “).

Figura 19. Comportamiento de la permeabilidad y la caída de presión a través del empaque de grava.



Fuente. El autor

Como lo habíamos mencionado anteriormente, la grava posee valores de permeabilidad muchísimo más altos que los granos de arena (permeabilidad de la

arena del campo Jazmín es de aproximadamente 800md.), obteniendo así que el ΔP inicial (registrado en la formación) disminuya en el empaque de grava.

Tal como lo demostró Saucier en sus trabajos acerca del empaquetamiento con grava, existirá ΔP que puede ser calculado de la siguiente forma:

Ya que los pozos del campo Jazmín tienen caudales de fluido inferiores a 1000 bbls/d, no se hace necesario utilizar la ecuación propuesta por **Saucier** para altos caudales de fluido (llamada en la literatura *non-Darcy flow effect*).

$$D_G = 6.43 \times 10^{-15} KhL\beta_g L\rho_o \frac{B_o}{A_f^2 \mu_o} < \text{stb/d} > \quad (\text{Ec. 5.1})$$

“Non-Darcy flow effect equation”

Para los valores de la permeabilidad de la grava, estudios en laboratorio han estimado los siguientes valores típicos (Tabla 11).

Tabla 11. Permeabilidad de los diferentes tamaños de grava

TAMAÑO DE GRAVA (US MESH)	PERMEABILIDAD (md)
8 - 12.	1000000-1500000
10-12.	300000-600000
20-40	100000-200000
40-60	25000-75000

FUENTE. BP Exploration, “COMPLETION DESIGN MANUAL”, Vol. 1, p. 4b.22, 4b.25, 4c.26, 4c.28
Debido a este cambio en las condiciones de flujo, el fluido experimentara uno o dos regimenes desde la formación hasta el revestimiento de producción.

La siguiente expresión determina la longitud (L) en la cual existirá flujo lineal.

$$L = \left[\frac{OD_{Broca} - ID_{Ca\ sin\ g} + 2}{24} \right] < \text{pies} > \quad (\text{ec. 4.9})$$

En nuestro caso (Campo Jazmín), tenemos

$$OD_{Broca} = 11 \text{ pulgadas (hueco ensanchado)}$$

$$ID_{Ca\ sin\ g} = 5 \text{ pulgadas (liner ranurado)}$$

$$\varepsilon_{\text{empaques grava}} = 6 \text{ pulgadas}$$

$$L = \left[\frac{11 - 5 + 2}{24} \right] < \text{pies} >$$

$$L = 0.333 \text{ pies}$$

$$L = 4 \text{ pulgadas}$$

Esto nos demuestra el radio al cuál el fluido de la formación pasará de régimen estable a turbulento. Como vemos, existirá una pequeña porción del empaque de grava en la cuál el flujo turbulento predominara, aproximadamente 1.5 pulgadas.

Coberly en sus investigaciones, pudo comprobar que a partir de de 2,5 pulgadas, el flujo turbulento tendrá gran influencia negativa en el empaque de grava.

El problema más común que se presenta en el empaque de grava debido al flujo turbulento, es la destrucción de los puentes de arena alojados en los espacios porales de la grava (puenteo de la arena en la grava, principio básico del empaquetamiento con grava), además de la desintegración física de las partículas de arena, convirtiendo así, granos de arena de mayor tamaño a cuerpos más pequeños capaces de pasar a través del empaque de grava y las ranuras del liner.

6. FACTORES QUE AUMENTAN LA PRODUCCION DE MATERIALES FINOS EN EL POZO

Al momento de plantear un diseño de empaquetamiento con grava, nos viene a la cabeza el tamaño óptimo de la grava para poder controlar eficientemente la producción de material fino, parámetro que resulta ser uno de los más determinantes para el éxito del completamiento. No obstante, junto con el tamaño de la grava vienen implícitos varios factores tales como: área de las ranuras del liner, parámetros de bombeabilidad de la grava, tipo de crudo presente en el yacimiento, clase de recobro usado (inyección de vapor, inyección de agua, etc.). Es esta última característica, en la que muchas veces no se toma en cuenta para el diseño del empaquetamiento con grava, y más aun, cuando se presentan problemas relacionados con la producción de finos, y no se sabe su causa.

6.1 INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

Los pozos del campo Jazmín, tienen la característica de producir crudo pesado, es decir, aquellos que tienen una gravedad API entre 9-12, en nuestro caso, los registros de producción muestran una °API promedio igual a 11. Esta condición del fluido representa mayores dificultades para poder ser producidos y por consiguiente para ser comercializados. Es por eso que se ha implementado la inyección cíclica de vapor, como la alternativa de recobro mejorado que mejor se adapta a las características de los pozos del campo Jazmín.

Esta operación se inicia desde el suministro de aproximadamente 3.5 millones de pies cúbicos diarios a los generadores de vapor, produciendo vapor con una calidad promedio de 0.78, temperatura de hasta 530 °F y la inyección de 35 MMBTU/pie (en cabeza de pozo). La inyección cíclica se lleva a cabo por un

espacio de ocho a quince días continuos. Luego de este periodo, se deja en – “remojo” el pozo por tres a cinco días (permite mas tiempo al vapor para que transmita la mayor cantidad de calor a la roca). Posteriormente el pozo entra a producción (bombeo mecánico o PCP “*progressive cavity pump*”) por un intervalo de tiempo aproximado de 5 a 7 meses hasta que el yacimiento vuelva a las condiciones iniciales (antes de la última inyección de vapor) y requiera la inyección cíclica de vapor nuevamente.

Tabla 12. Propiedades de la inyección cíclica de vapor

INYECCION CICLICA DE VAPOR		
Temperatura	Presión Inyección	Calor
°F	psi	MMBTU/pie
530	1000	35

Fuente. El autor

Estudios realizados por M.G Reed⁶ para determinar las propiedades físicas y químicas de la grava durante y posterior a la inyección de vapor a temperaturas mayores a 500 °F, determinaron que la integridad de la grava se veía afectada a medida que estos parámetros iban incrementándose. No obstante, las altas temperaturas no solo influyen en la disolución de la grava, la presión de inyección, y altos valores pH (mayores de 10.5) en el vapor de inyección, favorecían el deterioro de la grava. Como consecuencia de esto, el material empaquetador pasaba de ser una solución a un problema debido a la generación de partículas tamaño limo producto de la disolución de la grava con el vapor, siendo el liner

⁶Reed, M; Coppel, Claude; “SAND STABILIZATION WITH HYDROXY ALUMINIUM SOLUTIONS”; SPE 4186

ranurado el único mecanismo presente para la retención de material fino (obviamente las ranuras del liner son 6 veces mas grande en promedio que el tamaño de las partículas de grava). (Figuras 21-24)

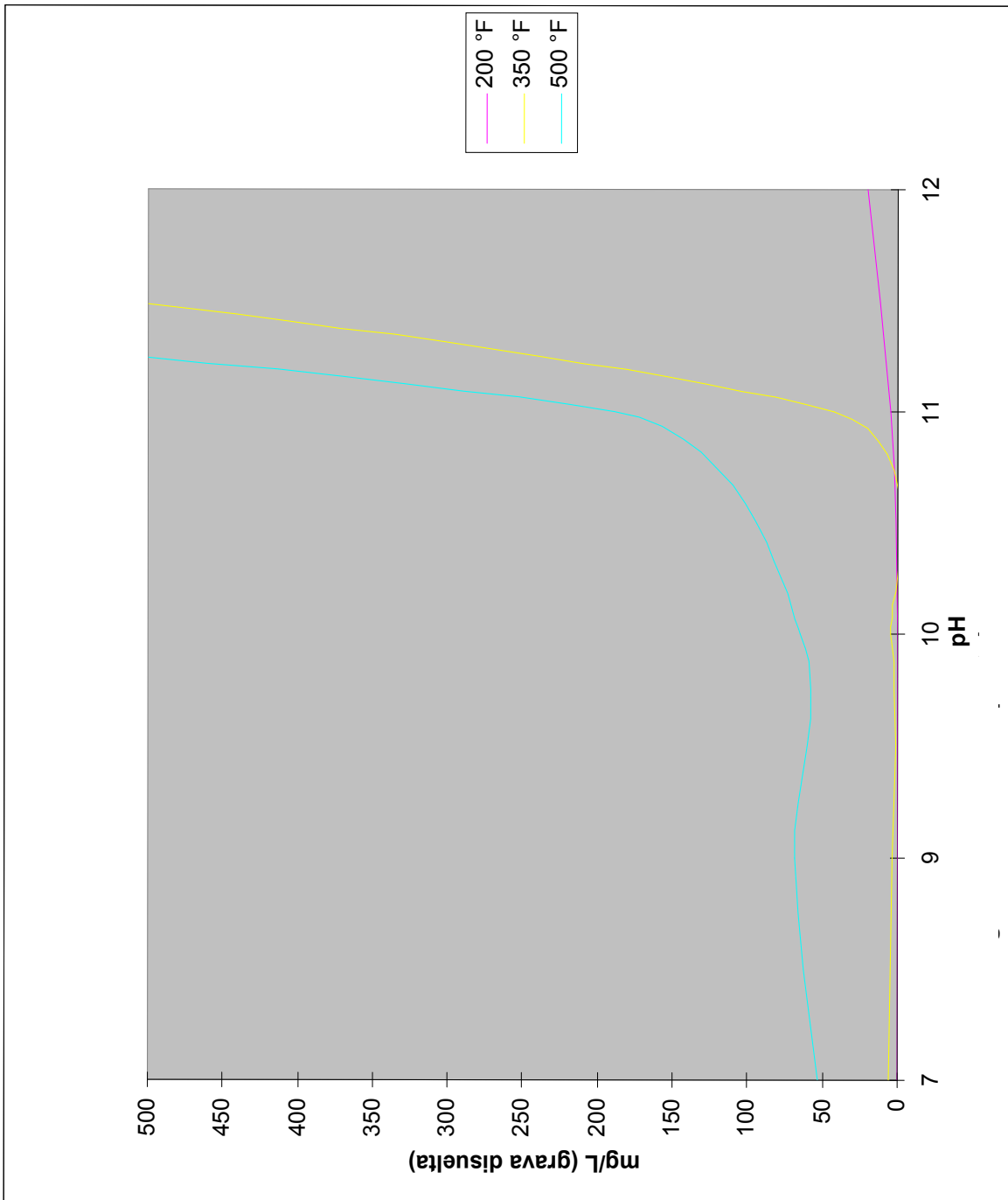
Tabla 13. Concentración de Si obtenido en la prueba de disolución.

Temperatura (°F)	Concentracion de Si obtenido				
	pH del fluido inyectado				
	7	9	10	11	12
73	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0
200	<1.0	<1.0	<1.0	4.3	19.7
350	6	3.4	4.9	42.7	1120
500	53	69	65	189	1920

Fuente. Base de datos campo Jazmín.

La figura 20 muestra el efecto que tiene el pH sobre la disolución de la grava a diferentes temperaturas.

Figura 20. Efecto del pH sobre la disolución de la grava.



- **Fuente.** Watkins, D.R.; Kalfayan, L.J.; “REDUCING GRAVEL PACK AND FORMATION DISOLUTION DURING STEAM INJECTION”; white paper.

$$\Delta P_g = \frac{\mu L B_o q_o}{1.127 \times 10^{-3} K_g A_f} + 9.1 \times 10^{-13} B_g L \rho_o \left(\frac{B_o q_o}{A_f} \right)^2 < \text{psi} > \quad (\text{Ec.6.1})$$

$$\beta_g = \frac{3.4 \times 10^{12}}{K_g^{1.54}} < \text{ft}^{-1} > \quad (\text{Ec. 6.2})$$

$$\rho_o = \left[\frac{141.5}{131.5 + \text{°API}} \right] * \rho_w < \text{lbs} / \text{ft}^3 > \quad (\text{Ec. 6.3})$$

$$S_G^* = \frac{2 \pi K h L}{K_g A_f} + 6.43 \times 10^{-15} K h \beta_g L \rho_o \frac{B_o q_o}{A_f \mu_o} \quad (\text{Ec. 6.4})$$

Donde,

A_f = Área total de flujo (ft²)

K_g = Permeabilidad de la grava (md)

L = Longitud de la grava empaquetada (Pies)

ρ_o = Densidad del aceite (lbs/ft³)

ρ_w = Densidad del agua (lbs/ft³) (normalmente tomamos $\rho_w = 62.4 \text{ lbs} / \text{ft}^3$)

μ_o = Viscosidad del aceite (cps)

B_o = Factor volumétrico del aceite (1.04bbls/stb)

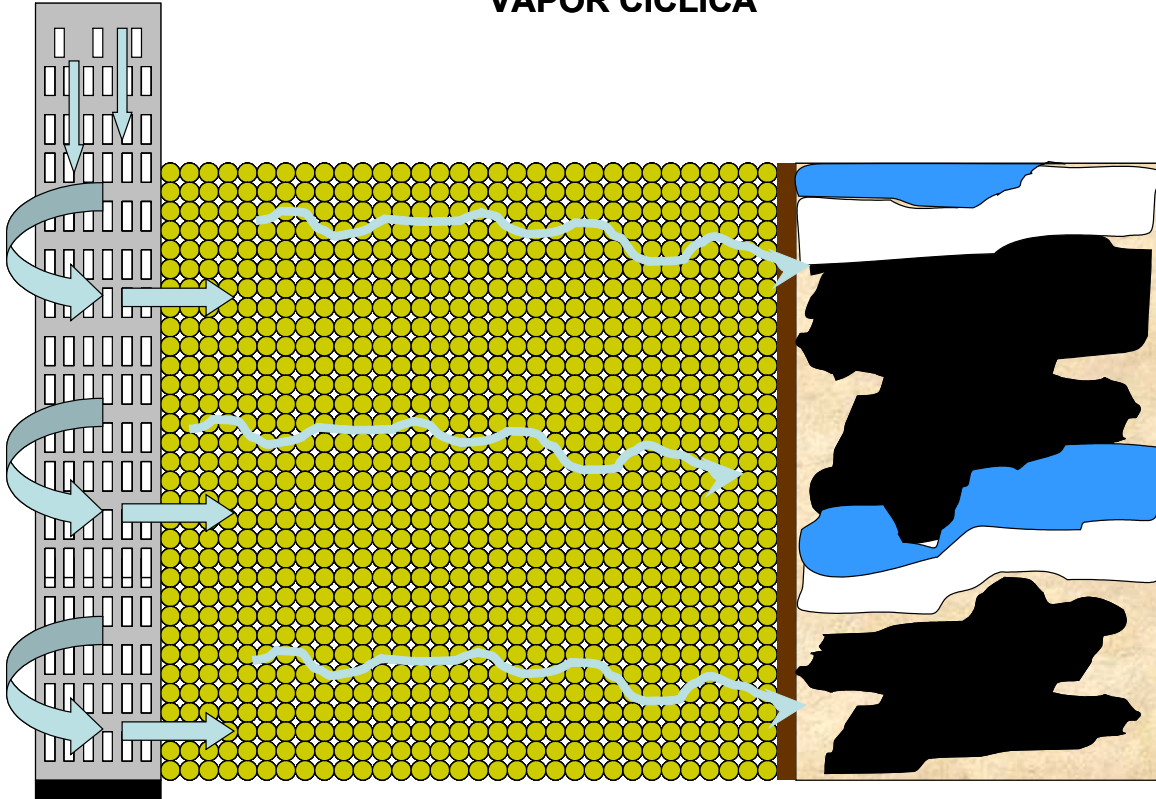
K = Permeabilidad de la formación (md)

q_o = Tasa de aceite promedio por pozo (bbl/d)

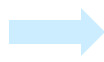





β_g = Coeficiente inercial de flujo de la grava (ft⁻¹)

Figura 21. Inicio de la inyección de vapor

EFFECTO DE LA INYECCION DE VAPOR CICLICA

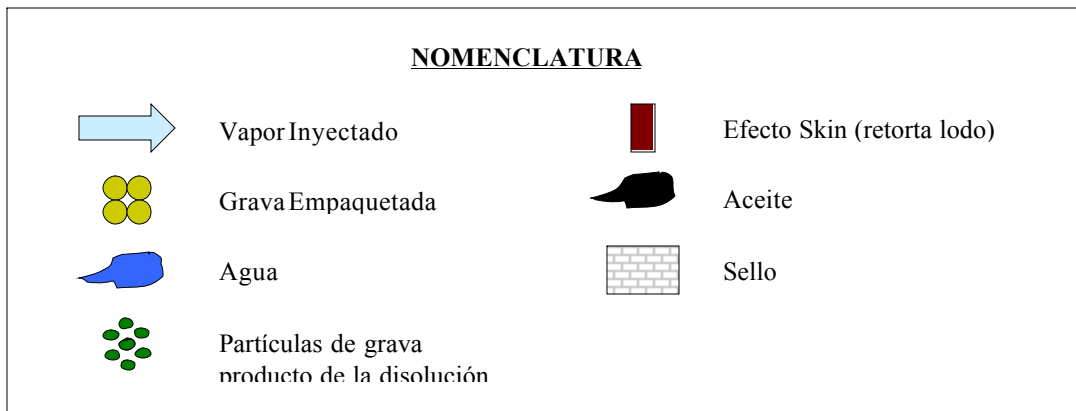
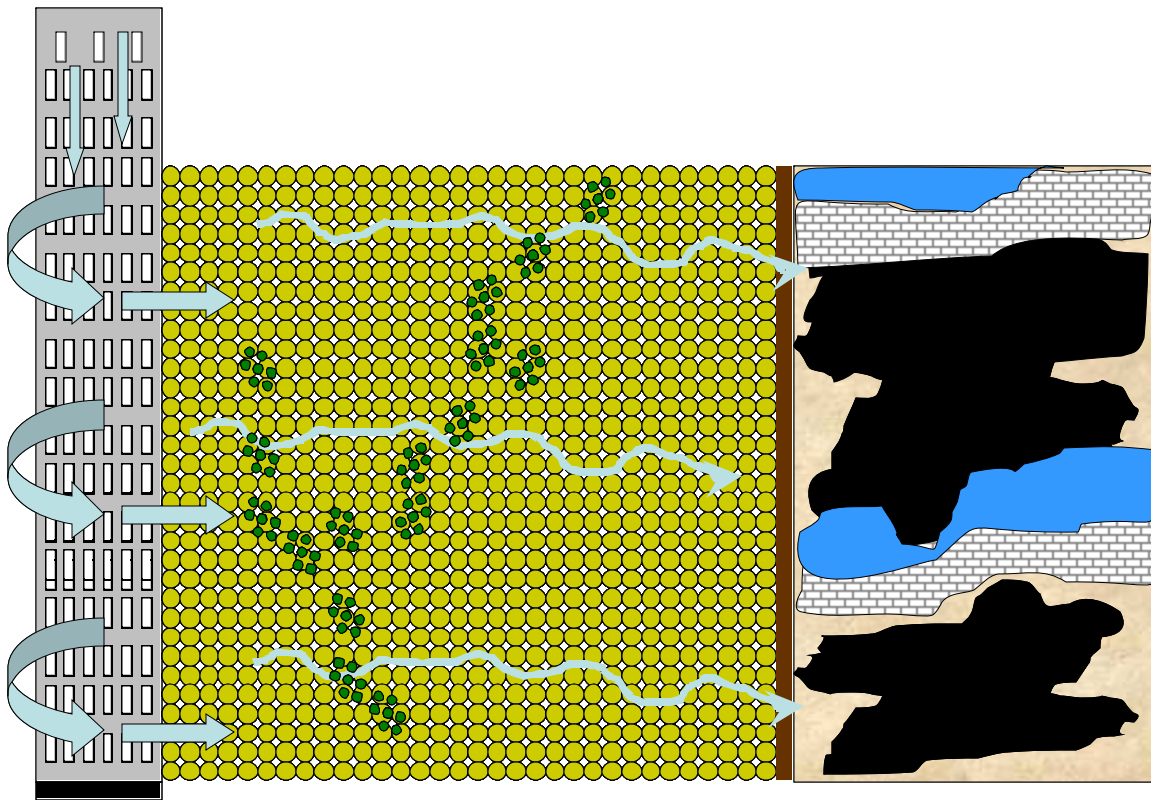


NOMENCLATURA

- | | | | |
|---|-------------------|---|----------------------------|
|  | Vapor Inyectado |  | Efecto Skin (retorta lodo) |
|  | Grava Empaquetada |  | Aceite |
|  | Agua |  | Sello |

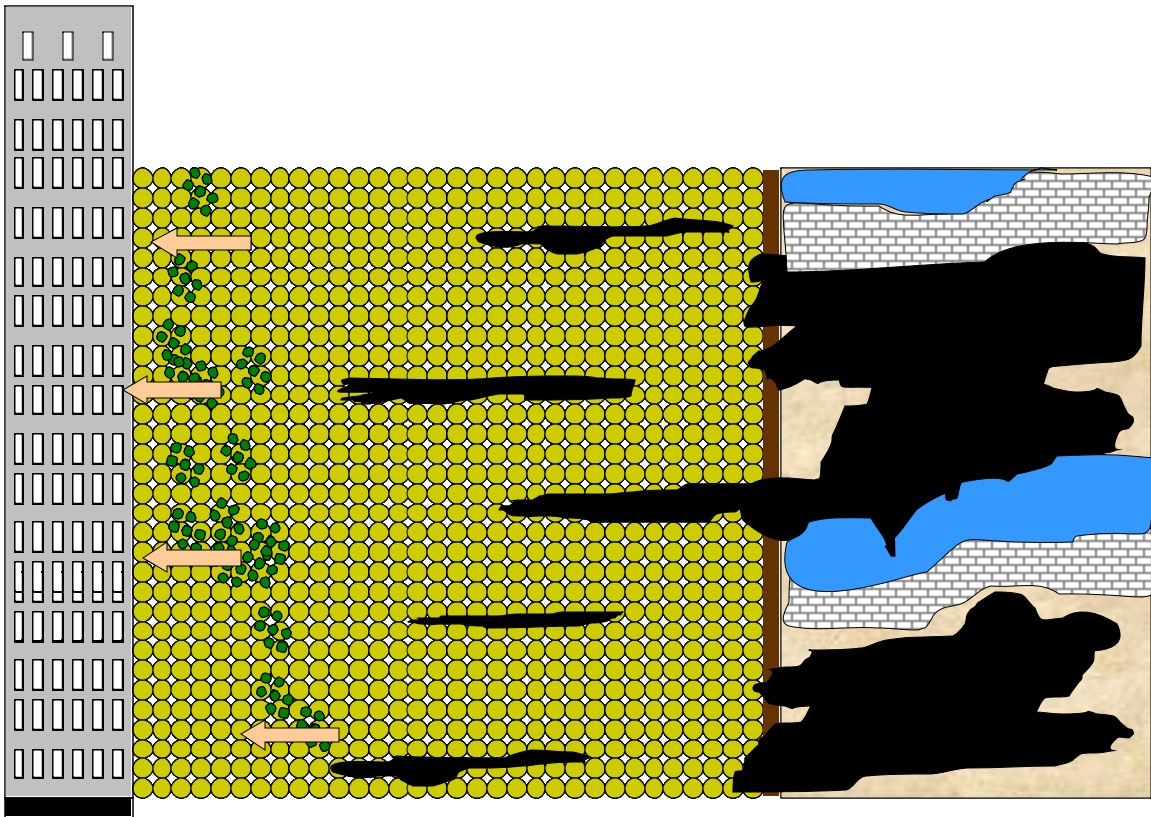
Fuente. El autor.

Figura 22. Disolución de la Grava debido a la inyección de vapor



Fuente. El autor

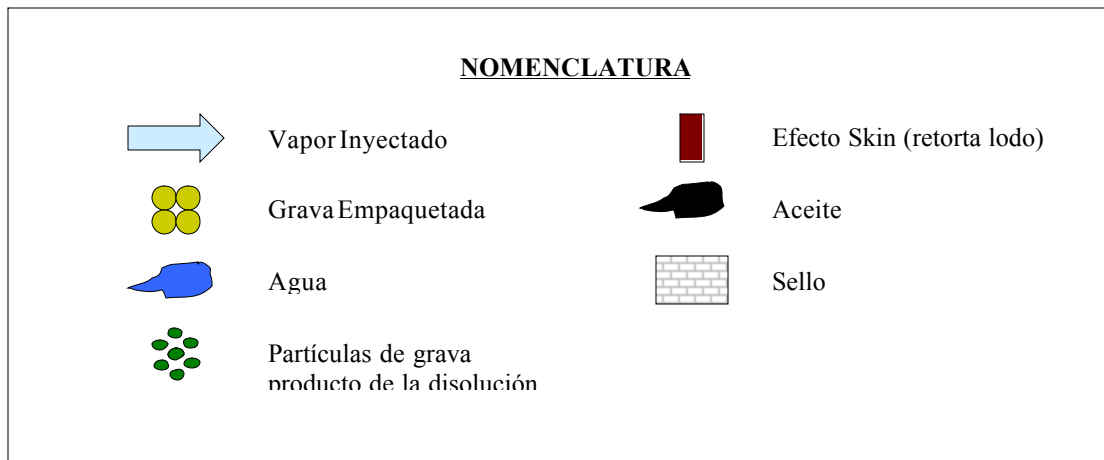
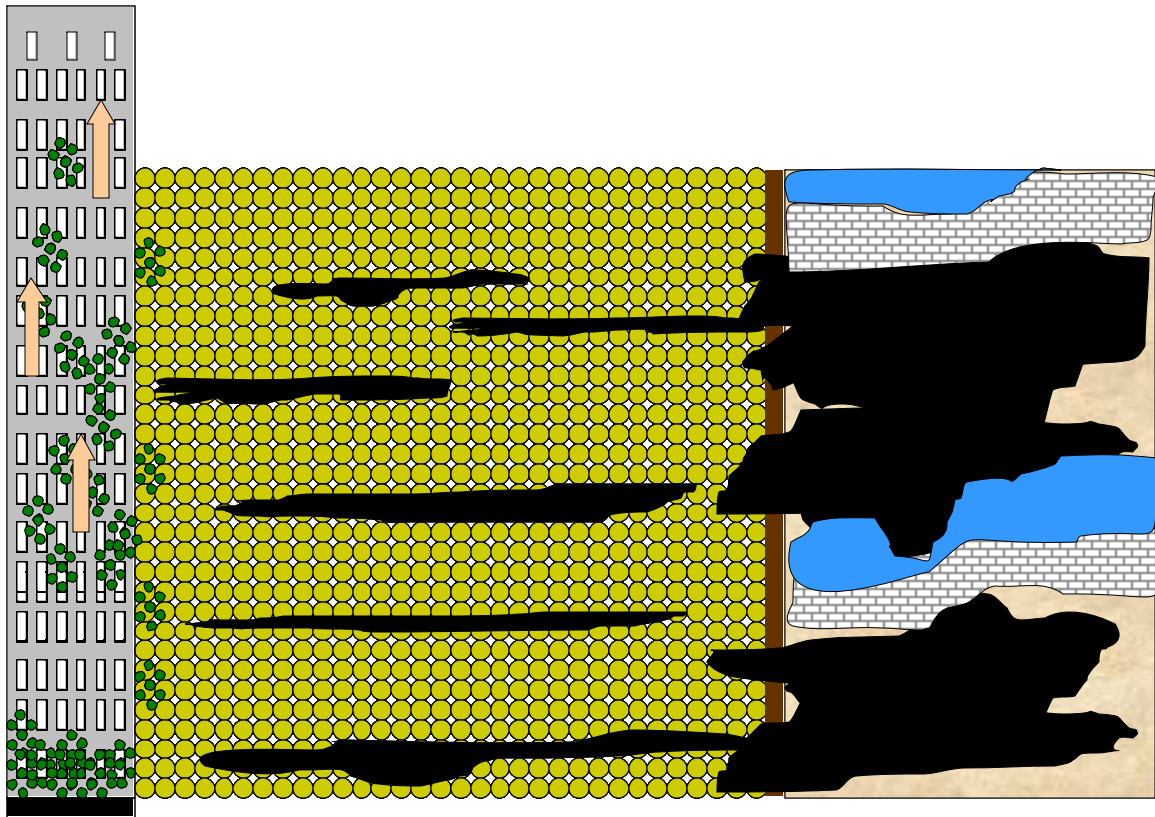
Figura 23. Desplazamiento de la grava disuelta hacia la tubería de producción.



<u>NOMENCLATURA</u>	
	Vapor Inyectado
	Grava Empaquetada
	Agua
	Partículas de grava producto de la disolución
	Efecto Skin (retorta lodo)
	Aceite
	Sello

Fuente. El autor

Figura 24. Invasión de las partículas de grava al liner ranurado.



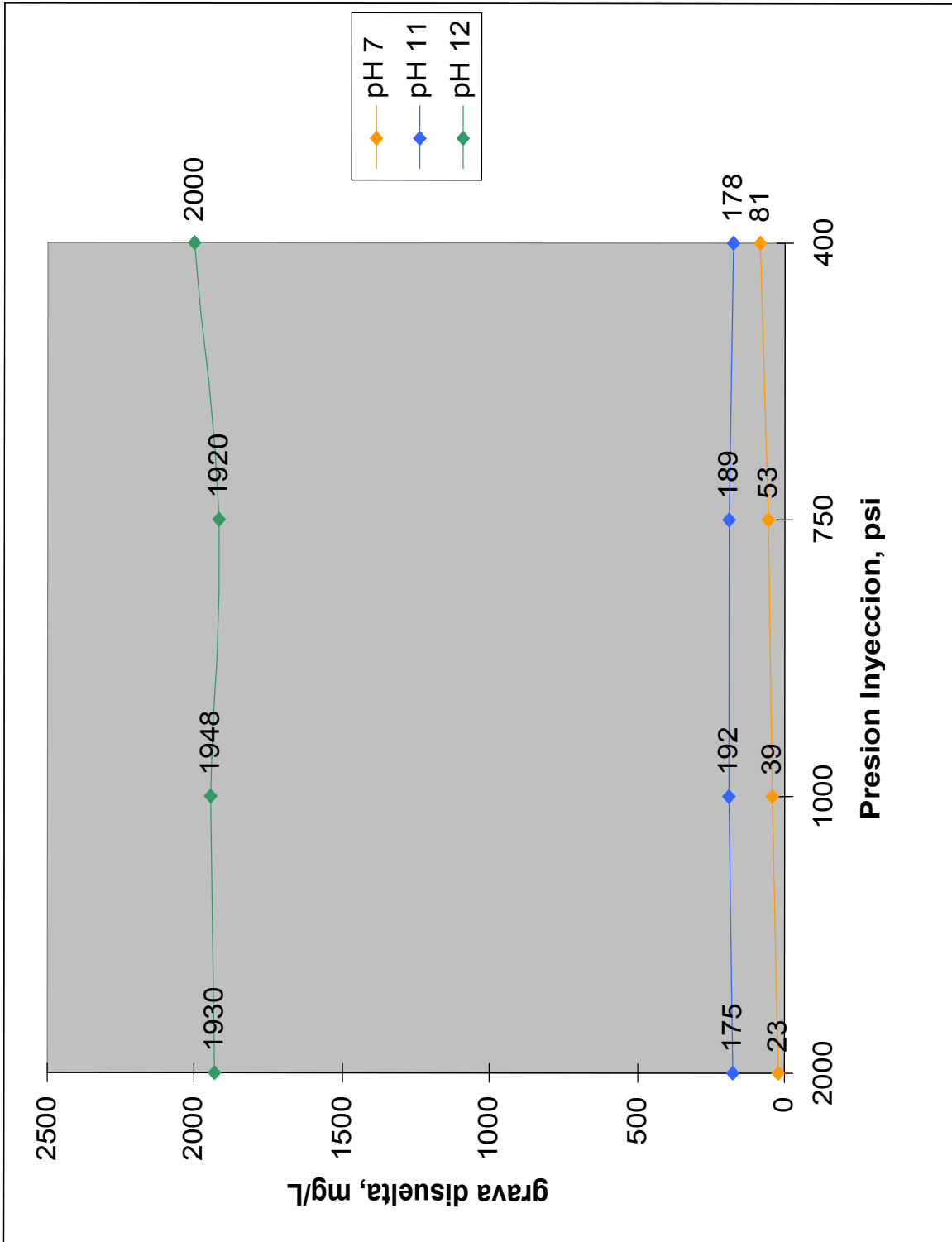
Fuente. El autor

Tabla 14. Concentración de Si obtenido a diferentes rangos de presión y temperatura.

Temperatura (°F)	Presion Inyeccion (psi)	Concentracion de Si obtenido		
		pH del fluido inyectado		
		7	11	12
73 °F	2000	<1.0	<1.0	<1.0
	1000	<1.0	<1.0	<1.0
	750	<1.0	<1.0	<1.0
	400	<1.0	<1.0	2
200 °F	2000	<0.5	<1.0	3.2
	1000	<0.5	2.5	8.6
	750	<1.0	4.3	19.7
	400	2.7	4.9	13.4
350 °F	2000	1.4	28	485
	1000	3	36.6	805
	750	6	42.7	1120
	400	11	40.3	1082
500 °F	2000	23	175	1930
	1000	39	192	1948
	750	53	189	1920
	400	81	178	2000

Fuente. Base de datos campo Jazmín.

Figura 25. Concentración de Si a 500 °F



Fuente. El autor

Como se aprecia en la tabla 14 y figura 25, los altos valores de temperatura y pH, así como de presión de inyección, influyen enormemente en la integridad física de la grava (para valores de temperatura mayor a 500 °F), dando como resultado, la disolución del material empaquetante.

Para disminuir el riesgo de disolución de materiales en el pozo en presencia del vapor inyectado, se ha propuesto utilizar materiales más resistentes a las condiciones de operación de la inyección cíclica de vapor, como por ejemplo la bauxita (SiO_2). Este material tiene la característica de ser más resistente al calor, pero entre sus desventajas esta su costo muy elevado en comparación con la grava, a demás, presenta una mayor tendencia a desintegrarse con valores de pH igual o mayores a 11.5, produciendo así una mayor cantidad de precipitado (aproximadamente 100 mg/Vapor inyectado).

7. PLANTEAMIENTO DEL DISEÑO DE EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA EN LOS POZOS DEL CAMPO JAZMIN.

A continuación se presentará una alternativa de empaquetamiento con grava en hueco abierto para los pozos del campo Jazmín, esto con el fin de mejorar los resultados en las futuras operaciones de completamiento. No obstante, solo podremos concluir el éxito del empaquetamiento a través de la vida productora del pozo (fluidos producidos, arena producida, costos por mantenimiento de pozo, respuesta a la estimulación con vapor, etc.)

- **Parámetros de bombeabilidad (Caudal, presión).**
- **Diámetro del hueco a ensanchar.**
- **Características de la grava.**
- **Tamaño de las ranuras del liner.**
- **Fluido para empaquetar.**
- **Remoción de la retorta**

7.1 DISEÑO DE EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA

El primer paso para seleccionar un pozo como candidato ideal para implementar el empaquetamiento con grava como opción de completamiento, es el de estudiar cuidadosamente las características del yacimiento (materiales y fluidos presentes), tal como se puede resumir en el siguiente cuadro:

Tabla 15. Propiedades de los pozos del campo Jazmín

Diámetro grano de Arena	0.0825 pulgadas
Permeabilidad Promedio	800 mD
Compresibilidad	$23.81 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$
Porosidad de la arena	28 %
Intervalo promedio a empaquetar	350-500 pies
Gradiente de fractura de la zona productora	0.68 psi/pie
Tubería de producción	Liner ranurado, 52 Ran/pie
API fluido	10°-11°
Viscosidad Crudo (cps) @ 100°F	10000-12000
Tipo de estimulación de pozo	Inyección cíclica de vapor.

Fuente. El autor

Además de las propiedades antes mencionadas, debemos tener en cuenta la fuente de la arena que se someta a estudio, es decir, identificamos plenamente dos (2) fuentes principales de arena para determinar su tamaño promedio: Por medio de corazones y la arena que se deposita en los tanques de producción. Siendo este último el menos representativo del yacimiento, ya que a lo largo del recorrido de la arena a través de la tubería de producción, cabezal, accesorios, líneas, manifold, separadores, entre otros, la arena pierde en gran parte sus propiedades iniciales o de yacimiento (esfericidad, tamaño, uniformidad, etc.)

Estos corazones deben ser tomados al menos uno (1) por cada cuarenta (40) pozos que sean perforados en la zona, para que así, sea lo más representativo del yacimiento. Por otra parte, debemos realizar el análisis granulométrico a las muestras obtenidas de los corazones y generar el diseño de empaquetamiento con grava basados en los resultados de este estudio.

7.1.1 Características de la grava. Tomando en cuenta el tamaño promedio de la arena presente en la formación, tenemos (*de acuerdo a la teoría de Coberly*):

$$S_{10\%S} = 0,00825 \text{ pulgadas}$$

$$G_{50\%S} = 0,10725 \text{ pulgadas}$$

Es decir, según la tabla de tamices en unidades U.S Mesh, seleccionamos,

Tabla 16. Tamiz propuesto

TAMIZ U.S MESH	
7	0.111 pulgadas
10	0.079 pulgadas

Fuente. Departamento de perforación OMIMEX DE COLOMBIA, LTD.

Basados en el tamaño de la arena al 10% de las muestras, obtenemos un tamaño de grava 7-10 de tipo *Ottawa*. Comparado con el tamaño actual utilizado en el completamiento de los pozos del campo Jazmín, se propone aumentar el tamaño de la grava en un 17%, pero manteniendo el tipo de grava (*Ottawa*). Esto para favorecer más la retención de las partículas más pequeñas provenientes de la formación y disminuir la cantidad de grava que migraba dentro del liner debido a la expansión térmica que sufría las ranuras del liner 5 pulgadas.

Tabla 17. Propiedades de la grava propuesta

PROPIEDADES DE LA GRAVA	
Tamaño (U.S mesh)	Tamaño en pulgadas
7-10.	0,111-0,079
Simetría	Selección
0,002-0,001	0,7-0,75
Uniformidad	Permeabilidad Promedio
0,8	2000000-1000000 mD

Fuente. El autor

Las propiedades de la grava propuesta deben ser lo más cercano posible para asegurar así un buen comportamiento del empaque de grava. Las características resumidas en la tabla 17, permitirán resistencia a las condiciones de inyección de vapor, estabilidad y mayor capacidad de flujo a través del empaque de grava.

7.1.2 Selección de las ranuras del liner. El área actual de las ranuras del liner es de aproximadamente 0.1265 pulgadas cuadradas por ranura (0.05 pulgadas de ancho y 2.530 pulgadas de largo) en la cara externa y 0.0877 pulgadas cuadradas por ranura (0.05 pulgadas de ancho y 1.754 pulgadas de largo) en la cara interna. Debido a la disminución en el área de flujo, se crea un ΔP positivo, el cual hace que el fluido fluya más fácil hacia la tubería de producción.

- a) Las actuales dimensiones de las ranuras del liner 5 pulgadas se acomodan plenamente al tamaño de grava propuesto (7-10 U.S Mesh), sin embargo, debido a que los pozos del campo Jazmín son sometidos a inyección cíclica de vapor, con temperaturas promedio de 530 °F y presiones de hasta 1200 psi, es necesario aumentar la resistencia de cada junta, para que soporte las condiciones de inyección de vapor. Debido a las altas temperaturas de

inyección, el material sufre expansión térmica, lo que significa que las ranuras del liner aumentarían gradualmente sus dimensiones (aumenta el área de apertura de cada ranura), facilitando el paso de los granos de grava y por consiguiente la arena de la formación. Se plantea el disminuir el área de cada ranura (figura 26-27) para disminuir el efecto de expansión del metal debido a las temperaturas de inyección de vapor, además, al disminuir las dimensiones de las ranuras, podremos obtener un aumento de la presión del fluido de alrededor de 66%. (ver tabla 18.).

Tabla 18. Comparación de las propiedades del liner 5 pulgadas (actual y propuesto)

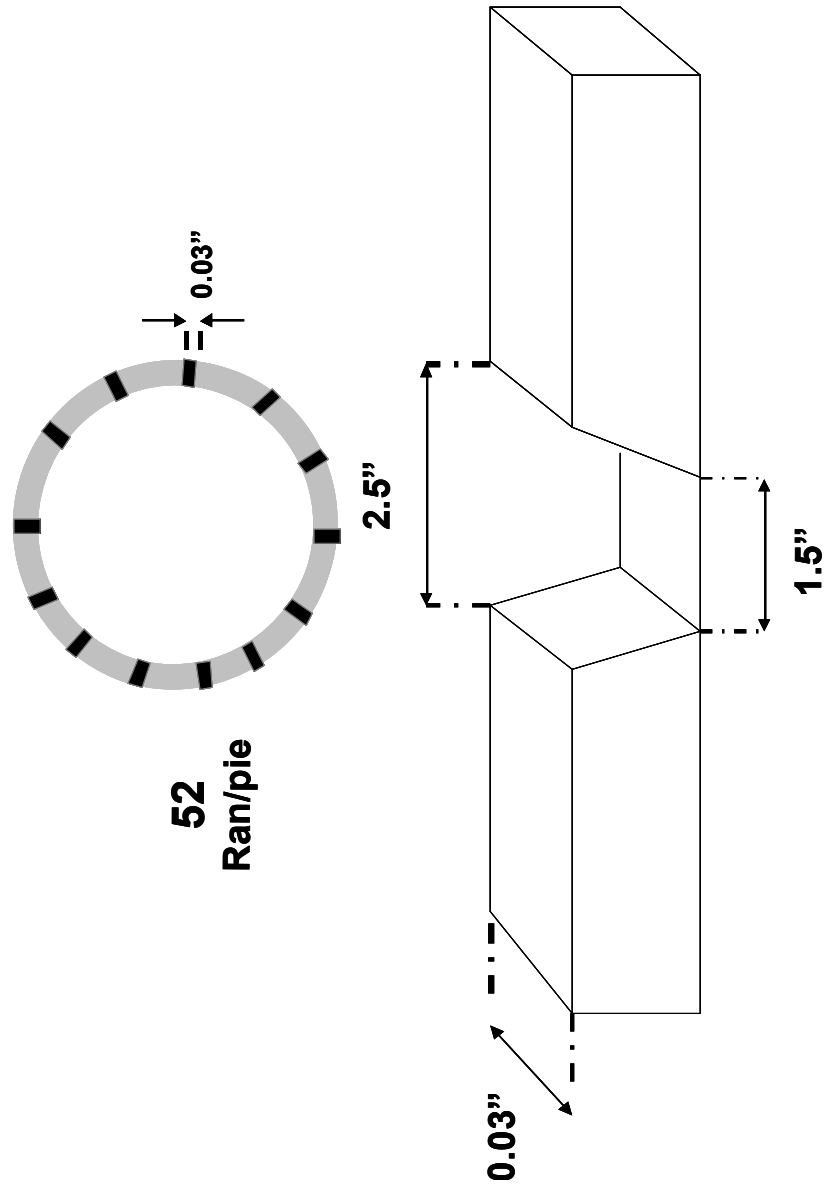
PROPIEDADES LINER 5"			
	ACTUAL	PROPUESTA	
Número de ranuras promedio	52	52	Ranuras
Longitud liner promedio	43	43	pies
Longitud cara externa por ranura	2,53	2,5	pulgadas
Ancho por ranura	0,05	0,03	pulgadas
Area cara externa por ranura	0,1265	0,075	pulgadas cuadradas
Area cara externa total	202,684625	120,16875	pulgadas cuadradas
Longitud cara interna por ranura	1,754	1,5	pulgadas
Area cara interna por ranura	0,0877	0,045	pulgadas cuadradas
Area cara interna total	140,517325	72,10125	pulgadas cuadradas
Area de junta sin ranurar	69696		pulgadas cuadradas
Area total sin ranuras	69493,315	69575,83125	pulgadas cuadradas
Aumento de presión del fluido	44,24173318	66,66666667	%

Fuente. El autor

b). Se propone mantener el número de ranuras por pie del liner, de lo contrario incurriríamos en:

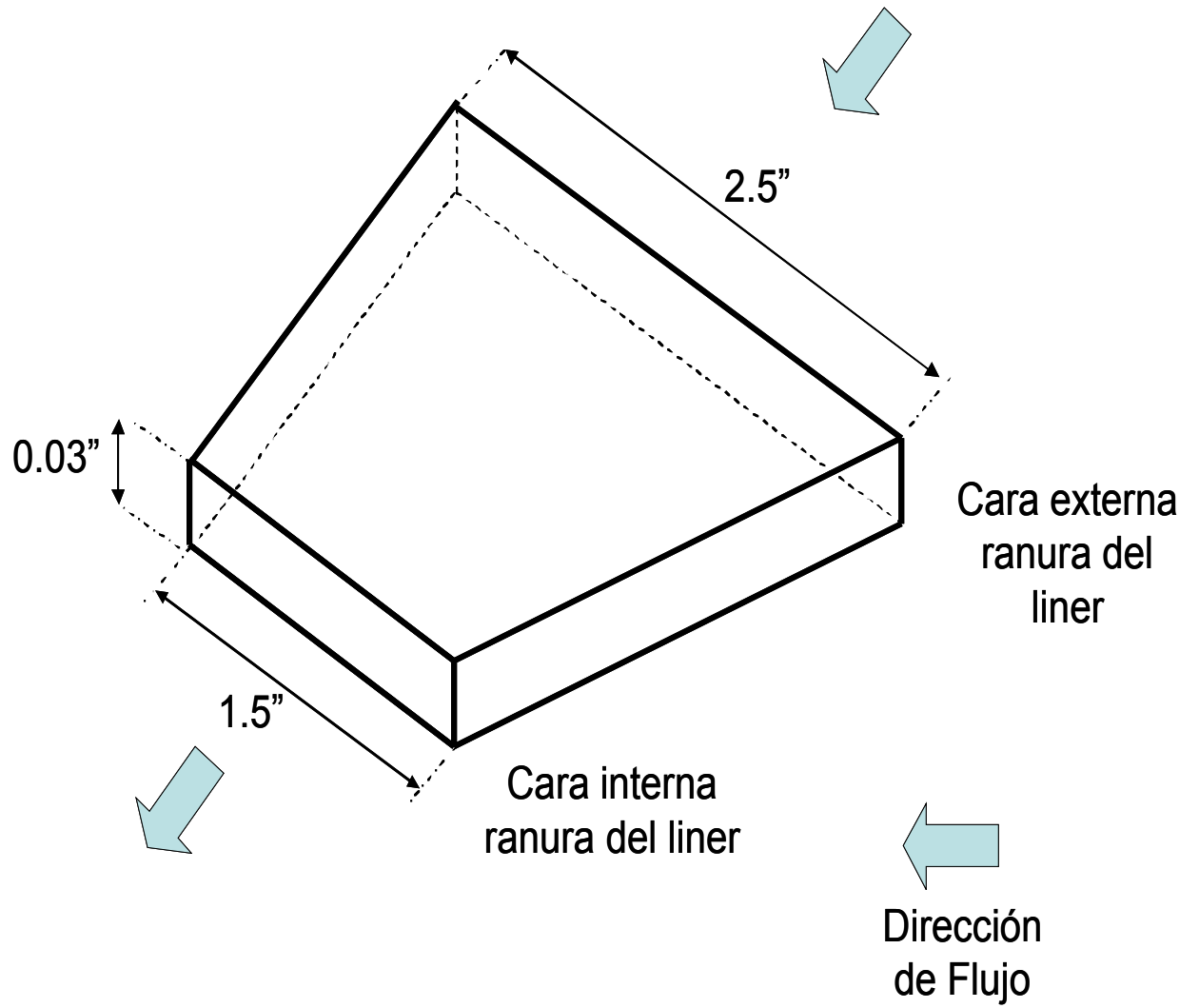
- ✚ Disminuir la resistencia a la tensión: Dificulta una eventual recuperación del liner.
- ✚ Disminuir el esfuerzo al colapso/compresión: Aumentaría la posibilidad de que la grava colapse el liner.

**LINER RANURADO 18 lbs/pie N-80, BTC
52 ran/ft, Drift 4.151"**



Fuente. El autor

Figura 27. Diseño propuesto para ranuras del liner.



Fuente. El autor.

7.1.3. Diámetro del hueco abierto a ensanchar. Se propone mantener la actual configuración del hueco ensanchado, es decir, continuar con el plan propuesto de ensanchar el hueco original de 8 ½ pulgadas o 6 1/8 pulgadas (en caso de desviación o “*side track*”) de diámetro externo, a 11 pulgadas. Esto con el fin de mantener estable el flujo desde la cara del pozo hasta el revestimiento de producción (liner ranurado de 5 pulgadas), siendo la ecuación 3.7 la cual determinara la longitud en la que estará presente el flujo laminar,

$$L = \left[\frac{OD_{Broca} - ID_{Casing} + 2}{24} \right] < \text{pies} > \quad (\text{ec. 4.9})$$

En nuestro caso (Campo Jazmín), tenemos

$OD_{Broca} = 11$ pulgadas (hueco ensanchado).

$OD_{Casing} = 5$ pulgadas (liner ranurado).

$\varepsilon_{\text{empaque grava}} = 6$ pulgadas

$$L = \left[\frac{11 - 5 + 2}{24} \right] < \text{pies} >$$

$L = 0.333$ pies

$L = 4$ pulgadas

Como se demuestra en los anteriores cálculos, luego de 4 pulgadas de empaque de grava (siendo 6 pulgadas el empaque total de grava), el régimen de flujo cambiara de laminar a turbulento; sin embargo en los estudios adelantados por Coberly⁷, este demostró que a partir de 2.5 pulgadas de flujo turbulento, se vería afectado el empaque de grava.

⁷ Coberly, C.J. Wagner, and E.M. “Some considerations in the selection and installation of gravel pack for oil wells”. Petroleum Technology, Agosto 1938. p.1-10.

En nuestro caso, habrá solo 2 pulgadas en la que predominara el flujo turbulento en el empaque de grava, y por consiguiente, no se vera afectado teóricamente el empaquetamiento.

Dado que aun se cuenta con 0.5 pulgadas de longitud para estar dentro del rango en el cual el flujo turbulento no afectara el empaque de grava, se podría aumentar el diámetro ensanchado en 1 pulgada más, es decir, ensanchar a 12 pulgadas el hueco original. Sin embargo, debemos tener en cuenta la conveniencia de realizar este tipo de operaciones con un margen de seguridad para no llegar al límite en el cual el flujo turbulento cause problemas en el empaque de grava y más aún ocasionar inestabilidad en las paredes del pozo mientras se ensancha a este diámetro.

Entre las ventajas que obtenemos al aumentar el diámetro del hueco ensanchado tenemos:

- Aumenta el área de flujo.
- Mayor volumen disponible para el empaquetamiento de la grava.
- Se mantiene dentro del radio permisible para flujo laminar (estable).

7.1.3.1 Herramienta “Underreamer” para ensanchar. El uso de la herramienta para ensanchar “*underreamer*” tipo pata de oso (Figura 28-28a), ha resultado en primera instancia la forma más barata de ensanchar el hueco original en cada uno de los pozos; básicamente funciona por medio del corte de la roca mediante la fricción que ejerce los dientes de carburo de tungsteno (se encuentran impregnados en los brazos) en la formación. Sin embargo, esto ha producido una serie de incidentes que afectan de una u otra forma, el normal desarrollo de ensanchamiento del pozo, que en otras palabras, se traduce en mayor tiempo de operación y por consiguiente mayor costo por pozo.

- a. Se propone el uso del ensanchador con extensiones rotativas (Figura 29) el cual consta de 2 brazos con cono rotativo en la punta (similar al de las brocas ticónicas). A diferencia del ensanchador tipo pata de oso o de fricción (Figura 28-28a), el ensanchador con conos rotativos ofrece menor carga de esfuerzos en la herramienta, es mas robusto en su diseño y podemos obtener mayor éxito en la operación de ensanchamiento.

Uno de los mayores inconvenientes, además de su costo elevado (dos veces más que el ensanchador convencional) es el de daño o pérdida de los conos al momento de ejecutarse la operación de ensanchamiento. Este problema, similar al que se presenta con las brocas ticónicas, solo se corrige con el seguimiento de buenos parámetros de operación (adecuado peso sobre la herramienta y rpm moderados)

Tabla 19. Parámetros óptimos de funcionamiento *underreamer* con extensiones rotativas para formaciones poco consolidadas.

PARAMETROS OPTIMOS DE FUNCIONAMIENTO UNDERREAMER CON EXTENSIONES GIRATORIAS		
WOT (peso sobre herramienta)	2-3.	klbs
RPM	90-100.	rev/min
PRESIÓN DE ABERTURA	400-500.	psi

Fuente. Servco, Co

La tabla 19 muestra los parámetros operacionales óptimos para la corrida del ensanchador con extensiones rotacionales en formaciones poco consolidadas; estos parámetros difieren dependiendo del tipo de formación en la cual se va a usar la herramienta, además de la integridad física del ensanchador y la calidad del material del cual esta compuesto.

- b. También se recomienda el uso de ensanchador convencional con mayor número de brazos (abre los brazos por medio de la presión del fluido de perforación, y desgasta la roca por medio de la fricción que ofrece los insertos de carburo de tungsteno). Al poseer mayor número de brazos, se disminuye la posibilidad de haber ensanchado incorrectamente el pozo, además, disminuye el tiempo de la operación y no se hace necesario el realizar viajes de re-ensanchamiento.

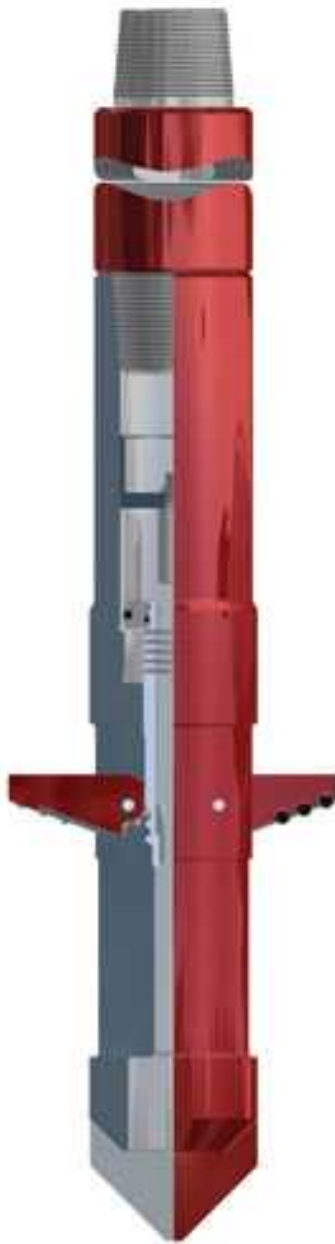
Este ensanchador (figura 30) opera con el mismo principio que el ensanchador convencional tipo pata de oso: los brazos que ensanchan el pozo se accionan gracias a un pistón interno que trabaja por medio de la presión del fluido de perforación (el fluido de perforación entra a la herramienta y activan el pistón).

Figura 28. Ensanchador convencional tipo “pata de oso”



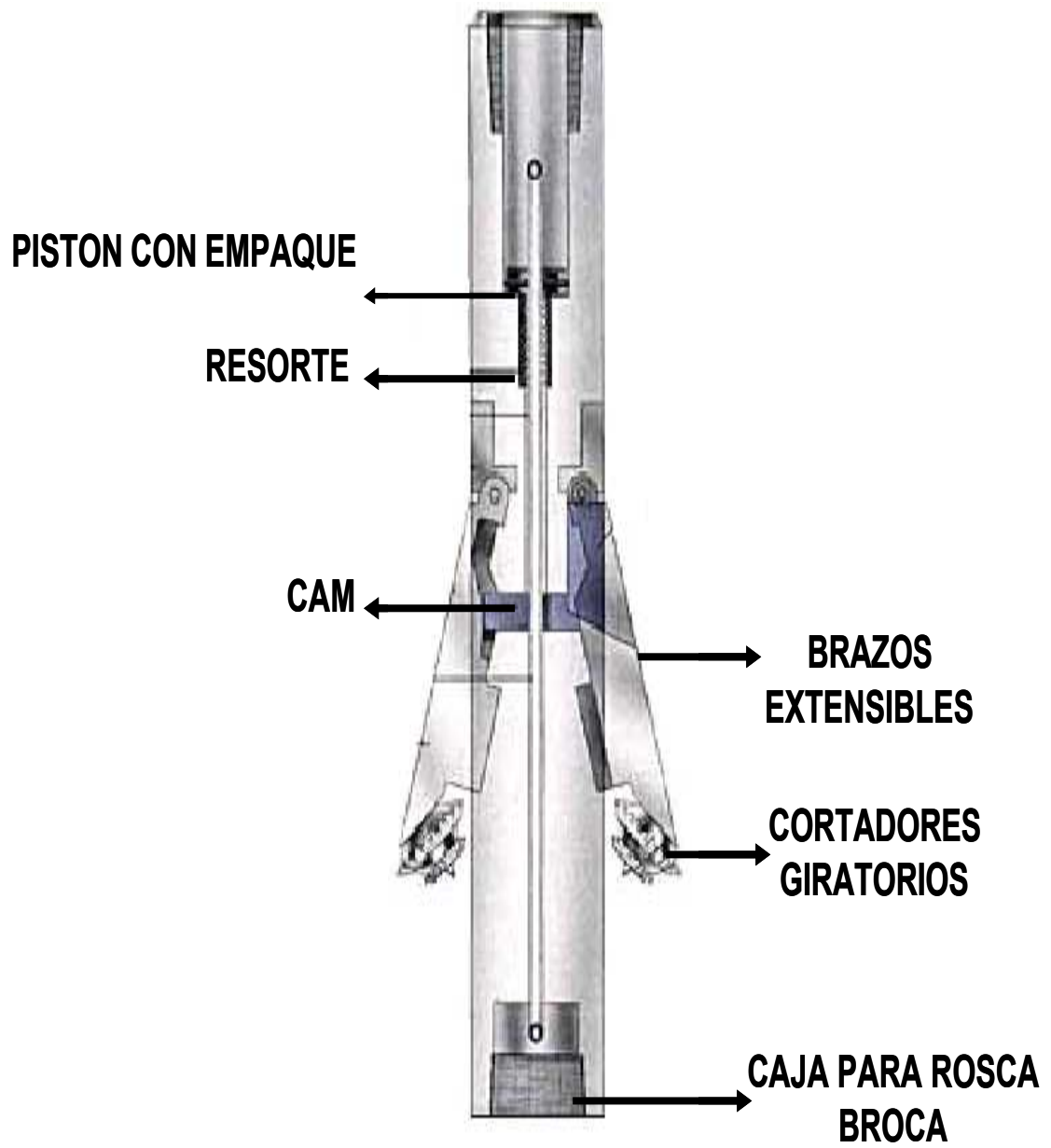
Fuente. El autor.

Figura 28a. Ensanchador convencional tipo “pata de oso”



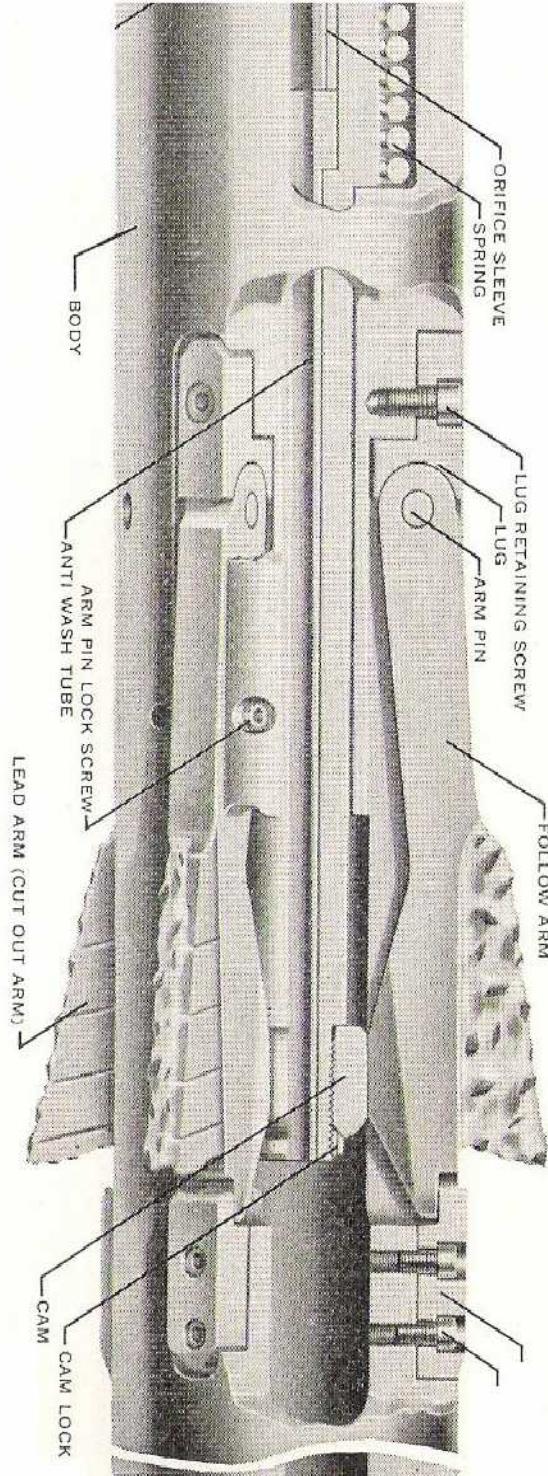
Fuente. Web site WEATHERFORD

Figura 29. Ensanchador con cortadores giratorios



Fuente. Servco, Co

Figura 30. Ensanchador convencional con 6 extensiones.



Fuente. Servco, Co

7.1.4 Fluido de empaquetamiento. El fluido de empaquetamiento utilizado actualmente en el campo Jazmín posee las siguientes características (tabla 20):

Tabla 20. Reología del fluido para empaquetar.

PROPIEDADES REOLOGICAS DEL FLUIDO EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA	
Viscosidad, (cps)	10,0-12,0
Viscosidad, (seg)	35-38
Filtrado, (ml)	5,0-5,5
Peso, (lbs/gal)	8,6-8,9
Gel, (lbs/100 pies cuadrados)	1/1/1.
pH	9,2-9,8

Fuente. El autor

El principal problema que se presenta con el fluido de empaquetamiento son sus valores de filtrado, que, aunque son los mas bajos utilizados durante toda la perforación de los pozos del campo Jazmín, generan el efecto *skin* o retorta en la cara del pozo y por consiguiente una caída de presión sustancial que a continuación se calculara de la siguiente forma (basados en datos de la tabla 21):

Tabla 21. Propiedades del fluido y hueco ensanchado.

PROPIEDADES DE LOS HIDROCARBUROS DE LA FORMACIÓN Y HUECO ENSANCHADO		
Permeabilidad formacion	800	mD
Permeabilidad grava	1000000	mD
Longitud del intervalo	300	pies
Espesor de la retorta	0.2	pulgadas
Area de la cara del pozo	78.5375	pies cuadradas
Permeabilidad gas@100°F	50000	mD
Densidad aceite	61.745455	lbs/gal
Factor volumetrico aceite	1.05	bbl/stb
Caudal aceite	150	bbls
Viscosidad aceite	11000	cps
Radio hueco ensanchado	6	pulgadas

Fuente. El autor

$$\Delta P_g = \frac{\mu L B_o q_o}{1.127 \times 10^{-3} K_g A_f} + 9.1 \times 10^{-13} B_g L \rho_o \left(\frac{B_o q_o}{A_f} \right)^2 < \text{psi} > \quad (\text{Ec.7.1})$$

$$\beta_g = \frac{3.4 \times 10^{12}}{K_g^{1.54}} < \text{ft}^{-1} > \quad (\text{Ec. 7.2})$$

$$\rho_o = \left[\frac{141.5}{131.5 + \text{°API}} \right] * \rho_w < \text{lbs}/\text{ft}^3 > \quad (\text{Ec. 7.3})$$

$$S_G^* = \frac{2 \Pi K h L}{K_g A_f} + 6.43 \times 10^{-15} K h \beta_g L \rho_o \frac{B_o q_o}{A_f \mu_o} \quad (\text{Ec. 7.4})$$

Donde,

A_f = Área total de flujo (ft²)

K_g = Permeabilidad de la grava (md)

L = Longitud de la grava empaquetada (Pies)

ρ_o = Densidad del aceite (lbs/ft³)

ρ_w = Densidad del agua (lbs/ft³) (normalmente tomamos $\rho_w = 62.4 \text{ lbs}/\text{ft}^3$)

μ_o = Viscosidad del aceite (cps)

B_o = Factor volumétrico del aceite (1.04bbbls/stb)

K = Permeabilidad de la formación (md)

q_o = Tasa de aceite promedio por pozo (bbl/d)

β_g = Coeficiente inercial de flujo de la grava (ft⁻¹)

Obteniendo:

$$\Delta P_g = 12.23 \text{ psi}$$

Es necesario disminuir la caída de presión que se registra en esta zona debido a la retorta de lodo (no ver afectado la normal producción), para esto, se plantea disminuir el filtrado del lodo, de 5-5.5 a 4.3-4.5 ml. Modificando este parámetro reológico, estaremos sujetos a ^{*}:

- Disminuir la caída de presión en la cara del pozo debido a la retorta de lodo.
- Disminuir el daño a la formación.

Otra alternativa para destruir el eventual “*skin*” en la cara del pozo, es el de realizar el empaquetamiento con grava adicionando hidróxido de aluminio al fluido de empaquetamiento, esto con el fin de disminuir la capacidad de intercambio catiónico de los minerales de arcilla (son los que aportan el material fino al pozo) y así, disminuir la cantidad de material formador de la retorta en la cara del pozo. El hidróxido de aluminio resulta ser uno de las

^{*}Ensayos de campo usando estos parámetros, determinaran realmente la eficiencia de las modificaciones hechas a la reología del lodo de empaquetamiento.

soluciones más eficientes para detener la producción de material fino (el empaquetamiento con grava detiene partículas de arena de la formación, pero poco ayuda a retener el material fino), además es barato comparado con las operaciones que se deben en los pozos que no se controla la producción de arena y finos.

7.1.5 Parámetros de bombeabilidad. Debido a los constantes choques a los cuales es sometido la grava de empaquetamiento a través de todo el sistema (desde la salida del pot de grava, tubería *chiksand* en cabeza empaquetadora y herramienta empaquetadora), tanto la redondez de la grava como el tamaño

promedio de los granos, disminuirá, trayendo como consecuencia que se este disponiendo grava de menor tamaño en el hueco ensanchado.

Es por eso que para preservar la integridad de los equipos involucrados en el empaquetamiento con grava y principalmente las propiedades físicas de la grava (esfericidad), es necesario replantear los actuales valores de caudal y presión con los cuales la grava-fluido de empaquetamiento es enviada al pozo. Además de mejorar las condiciones en que llegara la grava al hueco ensanchado, obtendremos mayor eficiencia en la operación de empaquetamiento.

Teniendo en cuenta,

- Presión de fractura de formación = 1496 psi @2200 pies (Gradiente fractura= 0.68 psi/pie).
- Esfuerzo de estallido tubería 3 ½" OD *Drill Pipe* 13.3 lbs/pie, Grado E = 13.8klbs

Tabla 22. Parámetros operacionales para el empaquetamiento con grava implementados en el campo Jazmín.

EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA	
Presión (psi)	Caudal (gal/min)
100-500	130-170
Relación grava-fluido	Intervalos de bombeo (min/pot grava)
0,18	4
Número de sacos promedio por pozo	Rendimiento de la grava (pies cubicos/saco)
220-300	0,96

Fuente. El autor.

a). Pozos Verticales o poco inclinados (0°-20°):

El transporte de la grava desde la superficie hasta el hueco ensanchado se realiza por medio de la presión del fluido y efecto gravitacional.

Disminuir las condiciones de flujo de la grava (caudal e intervalos de bombeo) aumentaría sustancialmente el tiempo de la operación, sin embargo, se preservaría la integridad física de la grava y no tendría efectos negativos en el empaquetamiento (puenteo de la grava en el anular casing 5"x7", deficiente asentamiento de la grava en el hueco ensanchado, fracturamiento de la formación).

Adicional a estos parámetros iniciales de bombeo, para agilizar la operación de empaquetamiento con grava, luego del intervalo de bombeado (3 minutos por cada pot de grava), aumentar el caudal del fluido de empaquetamiento (pasar de 100-150 gal/min., a 130-180 gal/min.), esto con el fin de destruir posibles *puentes* de grava que pueden generarse en el anular *casing 7"- liner 5"*, y darle mayor velocidad de asentamiento a la grava en el hueco ensanchado..

Tabla 23. Parámetros operacionales para el empaquetamiento con grava propuestos para el campo Jazmín.

PARAMETROS OPERACIONALES EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA	
Presión (psi)	Caudal (gal/min)
100-500	130-180
Relación grava-fluido	Intervalos de bombeo (min/pot grava)
0,18	3
Número de sacos promedio por pozo	Rendimiento de la grava (pies cubicos/saco)
220-300	0,96

Fuente. El autor.

b). Pozos desviados (20°-40°)

Se mantendrá los parámetros de bombeo de la grava, debido a que a estas condiciones del pozo (inclinaciones mayores a 20°), es más susceptible que se creen puentes de grava en el anular del *casing 5 pulgadas x 7 pulgadas* o se creen depósitos preferenciales en el hueco ensanchado (grava asentada en los puntos más bajos del hueco).

Para asegurarnos que los parámetros propuestos no afectaran la operación de empaquetamiento, obtenemos:

$$R_e = \frac{4\delta \cdot V\rho}{\mu} = \frac{4Q\rho}{\Pi D_{DP}\mu} \quad (\text{Ec. 7.5})$$

$$Q = 160 \text{ gal/min.}$$

$$\rho = 9.93 \text{ lbs/gal}$$

$$D_{DP} = 2 \frac{7}{8} \text{ pulgadas}$$

$$\mu = 11 \text{ cps}$$

$$Re = 195.28 \quad (\text{régimen laminar})$$

Tabla 24. Propiedades de bombeo para empaquetamiento con grava.

PROPIEDADES DE BOMBEO				
viscosidad	11	cps		
presión inicial	500	psi	35.307	grs/cm ²
densidad mezcla	9.9309	ppg	1.19E+00	grs/cc
gravedad	980	cms/seg	31.8304	pies/seg ²
longitud recorrida(altura)	1800	fts	54864	cms
caudal	160	gal/min	10093.328	cc/seg
diametro tubería	2.785	pulg	7.1296	cms

Fuente. El autor

7.1.6. Herramienta empaquetadora “gravel packer”. A lo largo de las repetidas operaciones de empaquetamiento con grava en el campo Jazmín, se ha puesto en evidencia que el principal problema de la herramienta empaquetadora de grava es la integridad de las “platinas” donde choca la grava antes de salir completamente de esta herramienta.

En varias ocasiones durante la inspección rutinaria que se realiza en superficie a la herramienta empaquetadora (luego de terminar la operación de

empaquetamiento con grava), se ha encontrado excesivo desgaste en las “platinas” (*wash out* u erosión).

Figura 31. Wash out (erosión) en herramienta empaquetadora de grava.



Fuente. El autor.

Figura 32. Wash out (erosión) en herramienta empaquetadora de grava.



Fuente. El autor.

Para corregir esto se debe implementar lo siguiente:

- Crear una hora de control , de la siguiente forma:

Tabla 25. Hoja para el control de la herramienta empaquetadora de grava.

HOJA DE CONTROL HERRAMIENTA EMPAQUETADORA DE GRAVA		
Nombre Pozo	Horas uso herramienta	Total horas uso
Sacos totales acumulados de grava	Estado inicial de la herramienta	Estado fisico de la herramienta al final de la operación
Sacos de grava a empaquetar	Observaciones	

Fuente. El autor.

El objetivo principal es el de realizar un control exhaustivo de las condiciones de operación antes y después del empaquetamiento con grava, para así, detectar posibles problemas en la herramienta, corregirlos y continuar con el normal desarrollo de la operación.

- Reforzar las “platinas” del empaquetador con grava con material de mayor durabilidad que el acero, debido a que esta zona se somete a excesivos esfuerzos de fricción (debido a la grava). El uso de aleaciones más resistentes (carburo de tungsteno, PDC o doble refuerzo de acero) resultara en mayores gastos de operación, pero nos garantiza una vida útil más larga de la herramienta y por consiguiente menores gastos de mantenimiento y reparación.
- No solo la calidad de los materiales del cual es fabricado el empaquetador de grava es esencial para la vida útil de la herramienta, las condiciones de presión y caudal con la cual es enviada la grava deben ser tenidos en cuenta para aumentar el tiempo de operatividad.

CONCLUSIONES

Basados en el estudio de los procedimientos operacionales así como el criterio de diseño para el empaquetamiento con grava, se concluye que se debe hacer un control exhaustivo de la integridad de las herramientas involucradas en esta operación (empaquetador de grava, calambucos de grava, tubería de transporte de la grava).

Además de lo mencionado anteriormente, se debe tener en cuenta las condiciones previas al empaquetamiento con grava, es decir el ensanchamiento del hueco, para esto es necesario el uso de herramientas eficientes (ensanchador) y con excelente integridad físico-mecánica. Todo esto está encaminado en minimizar los problemas ocasionados no solo durante la operación de ensanchamiento-empaquetamiento con grava, sino el disminuir el riesgo de arenamiento prematuro en la etapa de producción primaria o secundaria (inyección cíclica de vapor).

BIBLIOGRAFIA

BP Exploration, "COMPLETION DESIGN MANUAL", vol 1, pags. 4b.22-4b.25, 4c.26-4c.28.

Tomar, P; Livesey, D; "NEW SAND CONTROL FILTER FOR THERMAL RECOVERY WELLS"; white paper.

Penberthy, W; Bickam, B.L; Nguyen, H.T.; "GRAVEL PLACEMENT IN HORIZONTAL WELLS", white paper.

Reed, M; Coppel, Claude; "SAND STABILIZATION WITH HYDROXY ALUMINIUM SOLUTIONS"; SPE 4186.

Markestad, P; Christie O.; "SLECTION OF SCREEN SLOT WIDTH TO PREVENT PLUGGING AND SAN PRODUCTION"; SPE 31087.

Watkins, D.R.; Kalfayan, L.J.; "REDUCING GRAVEL PACK AND FORMATION DISSOLUTION DURING STEAM INJECTION"; white paper.

Landrum, W.R.; Burton, R.C.; MacKinlay, W.M.; "RESULTS FROM THE HEIDRUM FIELD CASED HOLE GRAVEL PACKS"; JPT Septiembre 1996.

Weaver, J.D.; Knox, J.A.; "EVALUATION OF STEAM RESISTANCE OF GRAVEL PACKING MATERIALS"; SPE 20025.

Roger F.; Rensvold; Decker, Lee; "FULL SCALE GRAVEL PACKING MODEL STUDIES"; SPE 8074.

Sokoll, Robert; Rogers, Alan; "SHORT INTERVAL GRAVEL PACKING TECHNIQUE"; SPE 10668.

P.C Desai, Smith Intl. Inc., "Underreaming: Old method with new technology", SPE 18693, 1989.

Sparlin, Derry, "Fight sand with sand- A realistic approach to gravel packing", SPE 2649, 1969.

Coulter, Gurley, "How to select the correct sand control for your well", SPE 3177, 1971.

Richard, Bercegeay, "One trip gravel packing system", SPE 4771, 1974.

Willingham, Gajdosik. "Improved methods of gravel packing in California", SPE 5861.

Suman, Snyder. "Sand control design criteria and gravel packing concepts", SPE 10031.

Legan, Gottschllng. "Long interval, open hole gravel packs", SPE 10173.

Dunlan, Hutchinson. "Formation damage during gravel pack completions", SPE 17166.

Gilchrist. "A review of gravel packing in the forth field", SPE 23128.

Wilton, Swain, Tuttle, Harkey. "Technique improves open hole gravel pack", SPE 25431.

Tiffin, King, Larese, Britt, L.K., G.E., L.E. "New criteria for gravel and screen selection for sand control", SPE 39437.