

**PRACTICA EMPRESARIAL
OMIMEX DE COLOMBIA LTD.**

**ANÁLISIS DE LAS OPERACIONES DE CEMENTACIÓN,
EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA Y FLUIDOS DE PERFORACIÓN
PARA UN POZO TIPO EN EL CAMPO JAZMÍN**

ALEXANDER SALAS BONILLA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2005

**PRACTICA EMPRESARIAL
OMIMEX DE COLOMBIA LTD.**

**ANÁLISIS DE LAS OPERACIONES DE CEMENTACIÓN,
EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA Y FLUIDOS DE PERFORACIÓN
PARA UN POZO TIPO EN EL CAMPO JAZMÍN**

ALEXANDER SALAS BONILLA

**Proyecto de grado para optar el título de
Ingeniero de Petróleos**

Directores

**Ing. Mauricio Patarroyo H.
Ing. Edelberto Hernández Trejos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2005

TABLA DE CONTENIDO

	Pág
INTRODUCCIÓN	
1 GENERALIDADES DEL CAMPO JAZMÍN	3
1.1 OMIMEX DE COLOMBIA LTD	3
1.2 CAMPO JAZMÍN	4
1.2.1 Localización Geográfica	6
1.3 GEOLOGIA GENERAL	7
1.3.1 Estratigrafía	7
1.3.2 Estructura	11
1.4 GEOLOGIA DEL PETRÓLEO	13
1.4.1 Generación y Migración	14
1.4.2 Reservorios	14
1.4.3 Sellos	15
1.4.4 Trampas	15
1.4.5 Unidades productoras	15
1.5 DESARROLLO DEL CAMPO	16
1.6 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	16
1.6.1 Fluido de pozos	17
1.6.2 Gas de anulares	21
1.6.3 Vapor de estimulación	22
1.6.4 Agua suavizada	23
1.6.5 Gas combustible	23
1.6.6 Agua de producción	24
1.7 CLUSTER	25
1.7.1 Ventajas	25
2 PRODUCCION	28

2.1 OPERACIONES DE PRODUCCIÓN	29
2.1.1 Gas de anulares	31
2.1.2 Pruebas de pozos	31
2.1.3 Estimulación de pozos con vapor	32
2.1.4 Fluidos de estimulación	34
2.1.5 Agua producida	35
2.1.6 Gas combustible	36
2.1.7 Agua industrial	36
2.1.8 Agua suavizada	36
2.1.9 Mantenimiento	37
2.2 MODULO DE TRATAMIENTO Y BOMBEO (MTB)	38
2.2.1 Componentes	38
2.3 LINEAS DE FLUJO	40
2.3.1 Condiciones de operación	41
3. CEMENTACIÓN DE UN POZO	42
3.1 OBJETIVOS DE LA CEMENTACIÓN	45
3.2 PROPIEDADES DEL ANILLO DE CEMENTO	46
3.3 CLASIFICACIÓN DE LOS CEMENTOS	49
3.3.1 CLASIFICACIÓN API	49
3.4 OPERACIONES DE CEMENTACIÓN	52
3.5 CEMENTACIONES PRIMARIAS	52
3.5.1 Consideraciones generales	52
3.5.2 Corrida del revestimiento	53
3.5.3 Llenado del espacio anular	54
3.5.4 Factores en la cementación primaria	54
3.5.5 Fallas en la cementación primaria	55
3.5.6 Causas de las fallas	55
3.6 CEMENTACIÓN DE SUPERFICIE	57
3.6.1 Técnica operativa	57
3.7 CEMENTACIONES INTERMEDIAS	58

3.8 CEMENTACIONES DE PRODUCCIÓN	58
3.9 CEMENTACIÓN EN ETAPAS MÚLTIPLES	59
3.10 CEMENTACIÓN DE LINER	60
3.10.1 Colgadores	60
3.11 CEMENTACIONES SECUNDARIAS	61
3.12 TAPONES DE CEMENTO	63
3.12.1 Técnica operativa	64
3.13 HERRAMIENTAS DE CEMENTACIÓN	64
3.13.1 Zapatos	65
3.13.1.1 Zapato guía	65
3.13.1.2 Zapato flotador	65
3.13.1.3 Zapato diferencial o automático	65
3.13.2 Collares	66
3.13.3 Tapones de cementación	66
3.13.3.1 Tapón inferior	66
3.13.3.2 Tapón superior	66
3.13.4 Centralizadores	67
3.13.5 Rascadores	68
3.13.6 Canastas	68
3.13.7 Cabezas de cementación	68
3.13.8 Unidad de cementación	68
3.13.9 Unidad de batch mixer	69
3.13.10 Transporte de cemento	70
3.13.11 Steady flow	70
3.13.12 Tanques	70
3.13.13 Compresores	70
4. FLUIDOS DE PERFORACIÓN	71
4.1 FUNCIONES DEL FLUIDO	71
4.2 DISEÑO DE FLUIDOS	74
4.3 TIPOS DE FLUIDOS DE CONTROL	75

4.4 FASE CONTINUA DE LOS FLUIDOS	76
4.5 CARACTERÍSTICAS Y APLICACIONES	77
4.6 PROBLEMAS Y SOLUCIONES EN FLUIDOS BASE AGUA	78
4.7 PRUEBAS DE LABORATORIO	79
4.7.1 Densidad del lodo	80
4.7.2 Propiedades reológicas	80
4.7.3 pH del lodo y alcalinidad	82
4.7.4 Filtración	83
4.7.5 Análisis del filtrado	84
4.7.6 Análisis de sólidos	84
4.8 QUIMICA DE LAS ARCILLAS	84
4.9 CONTROL DE SÓLIDOS	85
4.10 PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN	86
4.10.1 Causas	87
4.10.2 Control de las pérdidas	87
4.10.2.1 Método de inyección forzada diesel/bentonita	87
4.10.2.2 Tapón de cemento	87
4.11 DAÑO A LA FORMACIÓN	88
4.11.1 Causado durante la perforación	88
4.11.2 Debido a la producción inicial	88
4.11.3 Estimulación de pozos	89
4.12 SALMUERAS	89
4.12.1 Composición y propiedades	89
4.12.2 Desplazamiento de los fluidos de control	90
4.12.2.1 Factores que intervienen en un desplazamiento	90
4.12.2.2 Formas de desplazamiento	91
5. CONTROL DE ARENA	93
5.1 PROBLEMAS GENERADOS POR LA PRODUCCIÓN DE ARENA	93
5.2 MÉTODOS PARA EL CONTROL DE ARENA	94
5.2.1 Disminuir el diferencial de presión	94

5.2.2	Incrementar el grado de consolidación	95
5.2.3	Colocar una barrera física	95
5.3	EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA	96
5.3.1	Punteo de la grava	96
5.3.2	Fluido de empaquetamiento	96
5.3.2.1	Fluidos viscosos	97
5.3.2.2	Fluidos no viscosos	98
5.4	CONSIDERACIONES ESPECIALES DE DISEÑO	98
5.4.1	Pozos desviados	98
6	OPERACIONES DE CEMENTACION EN EL CAMPO JAZMÍN	101
6.1	CEMENTACION DEL CASING DE SUPERFICIE	101
6.1.1	Centralización	104
6.1.2	Cálculos	105
6.1.3	Información necesaria	106
6.1.4	Procedimiento	106
6.2	TAPON BALANCEADO DE CEMENTO	109
6.2.1	Procedimiento	109
6.3	CEMENTACION REVESTIMIENTO DE 7"	111
6.3.1	Diseño de la lechada	112
6.3.2	Espaciadores	112
6.3.3	Acondicionamiento del fluido de perforación	112
6.3.4	Centralización	114
6.3.5	Información necesaria	114
6.3.6	Cálculos del volumen de lechada	115
6.3.7	Programa de cementación	116
6.4	TECNICAS DE EVALUACIÓN	118
6.4.1	Perfiles de temperatura	118
6.4.2	Perfiles radioactivos	120
6.4.3	Perfiles de adherencia del cemento	120
6.4.4	Registros de cementación en el Campo Jazmín	124

6.4.5	Perfiles y/o ensayos de producción	126
6.4.6	Ensayos de presión y caudal afluyente	127
6.5	REMOCION DEL LODO	128
6.5.1	Acondicionamiento del lodo	129
6.5.2	Ayudas mecánicas	129
6.5.3	Centralización	129
6.5.4	Velocidad de flujo	130
6.5.5	Espaciadores y lavadores	130
7	FLUIDOS DE PERFORACIÓN EN EL CAMPO JAZMÍN	132
7.1	SECCION DE 12 ¼”	132
7.1.1	Productos utilizados	134
7.1.2	Descripción de la operación	134
7.2	SECCION DE 8 ½”	135
7.2.1	Productos utilizados	136
7.2.2	Descripción de la operación	138
7.3	ENSANCHAMIENTO A 11” Y EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA	139
7.3.1	Productos utilizados	141
7.3.2	Descripción de la operación	142
7.4	COMPORTAMIENTO DE LAS PROPIEDAD DEL LODO	143
7.4.1	Densidad y temperatura	144
7.4.2	Viscosidad Marsh y plástica	145
7.4.3	Punto de cedencia y capacidad de arrastre	146
7.4.4	Geles	147
7.4.5	Filtrado API, torta (cake) y pH	148
7.4.6	Alcalinidad, Pf, Mf	149
7.4.7	Dureza y cloruros	150
7.4.8	Porcentaje de arena, sólidos y MBT	151
8	EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA EN EL CAMPO JAZMÍN	152
8.1	ENSANCHAMIENTO	152
8.1.1	Programa	153

8.1.2	Ensanchador	154
8.2	CORRIDA DEL LINER	156
8.2.1	Programa	157
8.2.2	Puntos de puenteo	158
8.2.3	Consideraciones	160
8.3	EMPAQUETAMEINTO CON GRAVA	160
8.3.1	Programa	160
8.3.2	Cálculo del volumen de grava	163
8.3.3	Tiempo de decantación de la grava	165
8.3.4	Manejo del galonaje	166
8.3.5	Consideraciones	167
	CONCLUSIONES	169
	RECOMENDACIONES	171
	BIBLIOGRAFÍA	174
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	176

LISTA DE FIGURAS

	Pág
Figura 1. Localización geográfica del campo Jazmín	7
Figura 2. Localización de los Campos de Crudo	8
Figura 3. Columna Estratigráfica para el campo Jazmín	12
Figura 4. Cluster	26
Figura 5. Localización de los cluster en el campo Jazmín	27
Figura 6. Esquema del proceso en el MTB	30
Figura 7. Generador móvil	33
Figura 8. Generador fijo	33
Figura 9. Módulo de tratamiento y bombeo	38
Figura 10. Balanza de lodos	80
Figura 11. Embudo de Marsh	81
Figura 12. Viscosímetro de Fann	82
Figura 13. Filtroprensa	84
Figura 14. Casing de superficie	102
Figura 15. Capacidad volumétrica	105
Figura 16. Tapón Balanceado	110
Figura 17. Revestimiento intermedio	113
Figura 18. Posición de los fluidos de la cementación	118
Figura 19. Registro CBL y CASTV	125
Figura 20. Extendedor de bentonita	132
Figura 21. Configuración de los tanques de lodo	143
Figura 22. Densidad y temperatura	144
Figura 23. Viscosidad Marsh y plástica	145
Figura 24. Punto de cedencia y capacidad de arrastre	146
Figura 25. Geles	147

Figura 26. Filtrado API, cake y pH	148
Figura 27. Alcalinidad, Pf, Mf	149
Figura 28. Dureza y cloruros	150
Figura 29. Porcentaje de arena, sólidos y MBT	151
Figura 30. Ensanchador	155
Figura 31. Empaquetamiento con grava	164
Figura 32. Tiempo de decantación	166

LISTA DE TABLAS

	Pág
Tabla 1. Asociación Nare	6
Tabla 2. Jazmín fase II	16
Tabla 3. Gravedad específica de los fluidos	17
Tabla 4. Comportamiento de la Viscosidad	18
Tabla 5. Características del crudo	20
Tabla 6. Gas de anulares	21
Tabla 7. Gas combustible	24
Tabla 8. Aguas de producción	25
Tabla 9. Condiciones de operación de las líneas de flujo	41
Tabla 10. Clasificación A.P.I. de los cementos	51
Tabla 11. Tipos de lodos	76
Tabla 12. Propiedades del casing de 9 - 5/8"	104
Tabla 13. Lodo sección 12 ¼"	133
Tabla 14. Lodo sección 8 ½"	136
Tabla 15. Lodo ensanchamiento	140
Tabla 16. Lodo empaquetamiento	141
Tabla 17. Liner ranurado	156
Tabla 18. Cálculo de sacos de grava	163
Tabla 19. Tiempo de decantación	165
Tabla 20. Bomba Triplex G. D. PZ – 8	167

TITULO: ANÁLISIS DE LAS OPERACIONES DE CEMENTACIÓN, EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA Y FLUIDOS DE PERFORACIÓN PARA UN POZO TIPO EN EL CAMPO JAZMÍN*

AUTOR: SALAS BONILLA, Alexander**

PALABRAS CLAVES: Arena, empaquetamiento con grava, revestimiento, cementación, liner ranurado, fluido de perforación, lodo, ensanchar

DESCRIPCIÓN:

En este trabajo, se describen los procedimientos para llevar a cabo diferentes operaciones durante la perforación de un pozo; se realizó un análisis y se plantearon recomendaciones que contribuyan al mejoramiento y optimización de las operaciones. El Campo Jazmín pertenece al Contrato de Asociación Nare, fue declarado como comercial el 25 de Marzo de 1987. Hoy por hoy, es el campo de mayor relevancia en el Valle del Magdalena Medio, que aplazó su desarrollo 12 años, debido a la restricción que se presentó para la recepción de crudos pesados en la refinería de Barrancabermeja. El crudo producido tiene una gravedad de 11.5 a 12 ° API, por lo que es necesario aplicar un método de recobro mejorado como la Inyección Cíclica de Vapor. Como resultado de las altas temperaturas durante los ciclos de inyección y la poca consolidación de las arenas de las formaciones, se controla la producción de arena, mediante el Empaquetamiento del pozo con grava 8-12 mesh, previo ensanchamiento del hueco y corrida del liner ranurado. El ensanchamiento es muy importante para la eficiencia del empaquetamiento, ya que determina en gran medida el volumen de grava que el hueco puede recibir.

El estado mecánico convencional de los pozos, comprende un hueco de superficie de 12-¼" con revestimiento de 9-5/8", hueco intermedio de 8-½" con revestimiento de 7" y hueco de producción ensanchado a 11" con liner ranurado de 5". Se estudian las cementaciones de las diferentes secciones. Las lechadas tienen arena de sílice para evitar la retrogresión del cemento durante la etapa de producción. Antes de cementar el revestimiento de 7", se coloca un tapón de cemento balanceado para dar soporte a la cementación, evitando pérdidas de circulación a través de la formación, disminuyendo la contaminación o daño en las zonas de interés.

Se analizó los diferentes tipos de lodos, de acuerdo a la zona que se perfora. El fluido de perforación es base agua – bentonita, al cual inicialmente se le aumenta el rendimiento con un extendedor, y posteriormente se hace la conversión a un lodo tipo polímero, para controlar el filtrado y mejorar las propiedades reológicas, garantizando la estabilidad de las arcillas perforadas, condición necesaria para ensanchar y empaquetar el pozo. La estabilización de las propiedades físico-químicas del lodo así como la variación de las mismas con los contaminantes liberados en la formación perforada, son controladas mediante análisis continuos.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Ingeniería de Petróleos

Directores: PATARROYO H., Mauricio y HERNÁNDEZ TREJOS, Edelberto

TITLE: ANALYSIS OF THE OPERATIONS OF CEMENTING, GRAVEL PACKING AND DRILLING FLUIDS FOR A TYPICAL WELL IN JAZMIN FIELD*

AUTHOR: SALAS BONILLA, Alexander**

KEY WORDS: Sand, gravel parking, casing, cementing, slotted liner, drilling fluid, mud, enlarge

DESCRIPTION:

In this work, the procedures are described to carry out different operations during the perforation of a well; it was realized an analysis and planed recommendations that contribute to the improvement and operations optimization. Jazmín Field belongs to the Nare Association Contract, it was declared as commercial in March 25 of 1987. Today per today, it is the field of more relevance in the Middle Magdalena Valley, that postponed their development 12 years, due to the restriction that was presented for the reception of heavy oil in the Barrancabermeja refinery. The produced crude has a gravity of 11.5 to 12 ° API, for what is necessary to apply a enhanced recovery method as cyclic steam Injection. As a result of the high temperatures during the injection cycles and the poorly consolidation of the formation sands, the sand production is controlled, by means of the well packing with gravel 8 -12 mesh, previous hole enlarge and slotted liner run. The enlarge is very important for the packing efficiency, since it determines in great measure the gravel volume that the hole can receive.

The wells conventional mechanical schematic, understands a 12-¼ in. surface hole with 9-5/8 in. casing, 8-½ in. intermediate hole with 7 in. casing and production hole enlarged to 11" with 5 in. slotted liner. The cementings of the different sections are study. The slurries have silica sand to avoid the cement retrogression during the production stage. Before 7 in. casing cementing , a balanced cement plug is placed to give support to the cementation, avoiding lost circulation through the formation, decreased the contamination or damage in the interest zones.

It was analyzed the muds types different, according to the zone that is perforated. The drilling fluid is bentonite-water base, to the one which initially it is increased the yield with a extender , and later on the conversion is made to a type polymer mud, to control the filtrate and to improve the rheological properties, guaranteeing the perforated clays stability, condition necessary to enlarge and pack the well. The stabilization of the mud physical-chemical properties, as well as the variation of the same ones with the liberated contaminants in the formation drilling, they are controlled by means of continuous analysis.

* Degree Project

** Physical-Chemical Engineering Faculty
Petroleum Engineering

Directors: PATARROYO H., Mauricio & HERNÁNDEZ TREJOS, Edelberto

INTRODUCCIÓN

Para recuperar el crudo de 12° API que se produce en el campo Jazmín, es necesario aplicar un método de recuperación secundaria como la Inyección Cíclica de vapor, generando alta producción de arena. Para controlar este fenómeno, se realiza el empaquetamiento con grava del pozo.

Se estudian los métodos existentes para el control de arena, haciendo énfasis en el empaquetamiento con grava. Se analizan dos operaciones previas al empaquetamiento, como son el ensanchamiento del hueco y la corrida del liner ranurado; los programas y las herramientas utilizadas. Se explican el puenteo de la grava, cálculo del volumen de grava, fluido de empaquetamiento, manejo del galonaje, procedimientos realizados y consideraciones generales.

Se trata todo lo relacionado con la cementación, fundamentos, aplicaciones, tipos de cementación y las herramientas utilizadas en los procedimientos. Como el pozo va a ser sometido a altas temperaturas, durante los ciclos de inyección, la cementación del pozo es especial, para evitar fracturas y canalización de fluidos por efecto de la temperatura. De la calidad de la cementación, depende en gran parte el futuro del pozo, ya que si no se cumplen con los objetivos propuestos, se afecta notablemente la producción del pozo. Se explican los procedimientos, diseños de lechadas, centralización, uso de espaciadores y el acondicionamiento del fluido de perforación, previo a la cementación. Se presentan las técnicas de evaluación de cementaciones en general y las que se realizan en el campo

Jazmín, toma de registros de integridad del revestimiento mediante CBL y CASTV.

Se explican las funciones del fluido de perforación, los diferentes tipos de lodos, los problemas más comunes y las soluciones más adecuadas; el control de las propiedades físico - químicas del lodo, mediante pruebas de laboratorio; se tratan las pérdidas de circulación y fluidos de completamiento.

Se analizan los diferentes tipos de lodos, según la secciones a ser perforadas; los rangos de valores de las propiedades para mantener la estabilidad del pozo y lograr con los objetivos propuestos. Se describen las operaciones, los productos utilizados y el comportamiento de las propiedades durante la perforación del pozo.

El presente informe se divide en 8 capítulos, a lo largo de los cuales se presenta información acerca de las generalidades de la empresa y del Campo Jazmín; descripción de los procesos de producción y un enfoque de las operaciones de cementación, empaquetamiento con grava y fluidos de perforación, que se llevan a cabo durante la perforación de un pozo.

1 GENERALIDADES DEL CAMPO JAZMÍN

1.1 OMIMEX DE COLOMBIA LTD.

Omimex de Colombia LTD., es una sucursal en Colombia de Omimex Resources Inc. (antes Omimex Group, fundado en 1987), su objeto social es la exploración, explotación, transporte de hidrocarburos y servicios petroleros en el territorio nacional. La Casa Matriz se localiza en Fort Worth, Texas, Estados Unidos. Omimex Resources Inc., se estableció bajo las leyes del Estado de Delaware en junio de 1997, para consolidar y continuar las actividades previamente conducidas por las 4 compañías independientes.

Omimex de Colombia LTD. fue creada el 5 de Diciembre de 1994. Inició con la Oficina de Administración en Bogotá.

El 15 de Diciembre de 1994 se inició la operación del Campo Velásquez, con 63 pozos productores y una producción promedio de 2050 BOPD.

El 7 de Octubre de 1995 se recibió la operación de la Asociación Nare y Cocorná.

El 1º de Enero de 1996 asumió la Concesión Cocorná la cual revirtió al Estado (ECOPETROL) el 25 de Febrero de 1997.

El 12 de Octubre de 1997 se firmó el Contrato de Asociación Cuerdas para realizar exploración en la Cuenca de los Llanos Orientales, departamento del Casanare.

Para realizar exploración en el bloque Sarare, adyacente al bloque Cuerdas, se firmó otro contrato de Asociación en Septiembre de 1998.

Después de hacer inversiones en sísmica y reprocesamiento, se perforó el pozo exploratorio Cuerdas-1 en Enero de 2000. El pozo resultó seco.

Debido a los resultados negativos del pozo Cuerdas-1 el pozo exploratorio Bevea-1, programado para el Bloque Sarare, no fue perforado.

Los Contratos Cuerdas y Sarare fueron renunciados por la compañía en el año 2000.

En Septiembre de 1998 firmó un segundo contrato de asociación en Casanare (Sector Sarare); al año lo devolvió porque el esfuerzo exploratorio no fructificó.

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.

El 7 de Septiembre del 2000 se iniciaron las operaciones de perforación y desarrollo de la primera fase del Campo Jazmín (3 pozos exploratorios y 103 pozos productores). La producción del campo se inició en Julio del 2002.

1.2 CAMPO JAZMÍN

El 3 de Septiembre de 1980 se firma el contrato de asociación NARE, entre las compañías Ecopetrol y Texas Petroleum Company, con un porcentaje de participación del 50%. Omimex de Colombia es la compañía operadora actual. Las áreas que posteriormente fueron declaradas como comerciales fueron: Nare Sur, el 21 de Diciembre de 1984; Jazmín (Nare Norte), el 25 de

Marzo de 1987; Chicalá, el 20 de Diciembre de 1988 y Moriche, el 13 de Febrero de 1989.

Hoy por hoy, el campo de mayor relevancia en esta región del Magdalena Medio es Jazmín, descubierto en 1986 por la Texas, pero que vio aplazado su desarrollo 12 años debido a la restricción que se presentó para la recepción de crudos pesados en la refinería de Barrancabermeja y a la poca demanda para el consumo interno.

Ya en 1999 comenzó su etapa de despegue bajo la operación de Omimex, compañía que compró los derechos a la Texas, al igual que los de los campos Teca y Nare, 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 ° API y con 1,5% en peso de azufre.

Así, en el año 2000 comenzó una intensa campaña de perforación, contemplada dentro de un plan de desarrollo novedoso en el país: perforar 103 pozos ubicados en 11 plataformas (clusters) desde donde se perforaban direccionalmente entre 8 y 11 pozos por cada cluster.

La producción del campo se inició en Julio del 2002 con la entrada paulatina de los clusters perforados y con una buena respuesta a la inyección de vapor, lo cual llevó a la ejecución de la segunda fase entre 2002 y 2003, que incluyó la perforación de otros pozos.

A septiembre del año 2004 la producción alcanzó los 11.400 barriles promedio día, pero con la perforación de 27 pozos, se le estiman adicionar unos 3.100 BPD.

Jazmín por sí solo le aporta un 65% de la producción diaria que se obtiene de los cuatro campos operados por Omimex (Jazmín, Teca, Nare y Velásquez), que en total asciende a unos 16.500 barriles por día.

1.2.1 Localización Geográfica: el campo Jazmín se encuentra localizado aproximadamente a 25.0 Km hacia el norte del municipio de Puerto Boyacá, departamento de Boyacá, sobre la margen derecha del río Magdalena, en un área enmarcada entre las coordenadas 1.166.000 a 1.169.000 m N y 943.000 a 945.500 m E, y limitada al occidente por el río y al oriente por la troncal del Magdalena Medio.

Hace parte de la Asociación Nare, comprende una extensión de 1700 acres (688 hectáreas), donde se almacenan unos 464 MMBLS de petróleo, de los cuales 92.8 MMBLS son recuperables.

La Asociación Nare está integrada por los Bloques A y B, los cuales comprenden los siguientes campos:

BLOQUE	CAMPO	AREA (Acres)	AREA (Has)
A	Chicalá	830	336
	Moriche	1085	439
B	Nare Norte (Jazmín)	1700	688
	Underriver	630	255
	Nare Sur	660	267

Tabla 1. Asociación Nare¹

¹ Tomado del Estudio de impacto ambiental para la perforación de pozos de producción y líneas de flujo en el campo Nare Norte - Puerto Boyacá



Figura 1. Localización Geográfica del Campo Jazmín
Fuente: Omimex de Colombia Ltd

1.3 GEOLOGÍA GENERAL²

El campo Jazmín, se encuentra ubicado sobre rocas sedimentarias de edad terciaria y depósitos cuaternarios. La composición de las rocas terciarias corresponde a una sucesión de conglomerados, gravas y arenas friables, con intercalaciones de capas de arcillas negras y macizas.

1.3.1 Estratigrafía: Los materiales presentes en el área de estudio corresponden principalmente a rocas terciarias cubiertas localmente por depósitos cuaternarios de origen aluvial y fluvio – lacustre. A continuación se describen, de la más reciente a la más antigua, las diferentes unidades estratigráficas encontradas en la zona de estudio.

² La información geológica fue suministrada por el Departamento de Geología de Omimex de Colombia Ltd.

DEPÓSITOS CUATENARIOS:

-Depósito Aluvial (Qal) Corresponde a la sucesión de limos, arenas y gravas húmedas que ha depositado el río Magdalena sobre sus márgenes y llanuras de inundación, en diferentes episodios de desbordamiento por aumento de caudal. Este tipo de depósitos presentan una morfología predominantemente plana.

-Depósito Fluvio – Lacustre (Qfl) Corresponde a las arcillas, limos y turbas que se han depositado en el fondo de los valles que cortan y separan las colinas sedimentarias; estos materiales, de morfología plana a plano-cóncava permanecen inundados durante casi todo el año, dando origen a pantanos y bajos. Algunos autores consideran que la sedimentación de este tipo de depósitos presentan características típicas de los depósitos de laguna.

-Depósito Coluvial (Qcl) Este tipo de depósito, denominado también depósito de ladera, están compuestos principalmente por arenas, gravas y cantos de diferente tamaño embebidos en matriz arenosa o limo-arcillosa, acumuladas en la base de las colinas por acción de los procesos erosivos.

-Terraza Aluvial (Qta) Sucesión estratigráfica de gravas y cantos subredondeados de origen diverso, embebidos en una matriz rojiza predominantemente arcillo-limosa y altamente susceptible a la erosión cuando se encuentra desprovista de vegetación; estos materiales han sido depositados horizontalmente sobre las rocas subyacentes a lo largo de la evolución del río Magdalena.

Erróneamente se han incluido estas terrazas dentro de la litología de la Formación Mesa (rocas arenosas de edad terciaria), la cual aflora a lo largo de la margen derecha del río Magdalena.

ROCAS TERCIARIAS:

-Formación Mesa (Tsm) La Formación Mesa, predominante a lo largo del Valle del Magdalena, es una unidad bien estratificada conformada por una sucesión de buzamiento prácticamente horizontal de areniscas de grano grueso que alternan con conglomerados y capas de arcilla, limo y arenas de grano fino, originados a partir de abundante material volcánico, cenizas y cuarzo.

El nombre de esta Formación hace referencia al carácter morfológico que presentan los sedimentos tabulares y que por efectos de la erosión se destacan sobre la planicie con el aspecto de grandes mesas.

Estas rocas descansan concordantemente sobre el Grupo Honda (no aflorante en la zona de estudio), y su límite superior lo conforman los depósitos cuaternarios rojizos pertenecientes a las terrazas del río Magdalena.

Columna Estratigráfica: La columna estratigráfica 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.

Las rocas de la Formación Mesa (Tsm) afloran en forma horizontal y se compone de una sucesión de gravas y arenas con intercalaciones de capas de arcillas.

Dentro del área se distinguen depósitos cuaternarios aluviales, fluvio-lacustre, de ladera y de llanura aluvial.

La formación Diamante del Pleistoceno, con un espesor entre 200 y 300 pies, constituye las Terrazas, conglomerados y areniscas conglomeráticas, polimícticos.

La formación Zorro, perteneciente al Mioceno Superior, tiene un espesor entre 900 y 1000 pies, está constituido por conglomerados y areniscas conglomeráticas líticas, inmaduras, estratificadas en bancos gruesos y con intercalaciones arcillosas grises. Depósito continental con geometría de canales de alta energía, sección saturada con agua dulce.

La zona superior del grupo Chuspas, tiene un espesor entre 300 y 400 pies, perteneciente al Oligoceno.

El grupo Chorro del Eoceno, está constituido por areniscas cuarzosas, friables, bien seleccionadas, buena porosidad, estratificados en bancos de espesor medio, con intercalaciones de arcillosita gris verdosa. Depósito continental con geometría de canales entrelazados. Sección saturada con petróleo y agua salada. Se presenta un basamento de rocas ígneas en la parte inferior.

1.3.2 Estructura: 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.

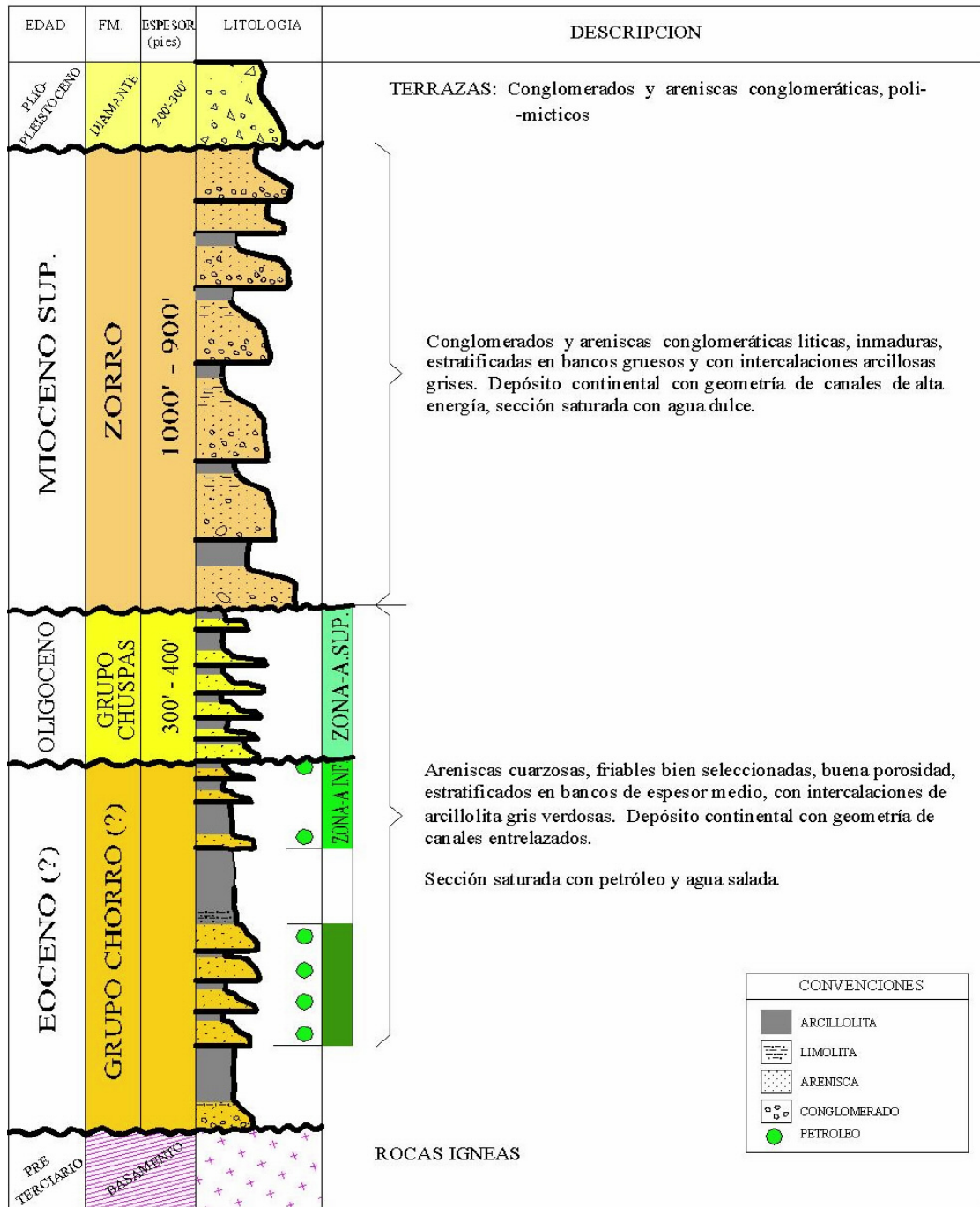


Figura 3. Columna Estratigráfica para el Campo Jazmín

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 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 fallas 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 Jazmín, Teca y Nare, 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 monoclinial 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. GEOLOGIA DEL PETRÓLEO³

El Campo Jazmín es un entrampamiento 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

³ Fuente de la información: Omimex de Colombia Ltd. (Geología - Bogotá)

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. La gravedad del crudo producido se encuentra entre 11.5 y 12° API, de alta viscosidad (42308 cp @ 90 °F; 46.23 cp @ 250 °F, crudo muerto).

1.4.1 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.

1.4.2 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.

1.4.3 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

1.4.4 Trampas: el Campo Jazmín es un atrapamiento 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 acuñamientos 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.

1.4.5 Unidades Productoras: la acumulación de petróleo en el campo Jazmín es una extensión que comprende los campos Teca, Nare, 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 DESARROLLO DEL CAMPO

La perforación de los pozos del campo Jazmín se ha dividido en varias etapas; durante el año 2001 se inició la Fase I con la perforación de 106 pozos, en el 2003 la Extensión de la Fase I abarcó 24 pozos, y durante el año pasado se desarrolló la Fase II Occidente, donde se implementaron 27 pozos descritos por cluster a continuación:

CLUSTER	N° POZOS	BOPD (*)
AG	5	574
AE	8	918
D	8	918
AQ	6	690
TOTAL FASE II OCCIDENTE	27	3100

Tabla 2. Jazmín fase II

*Basado en una producción de 114,8 BOPD por pozo

En la actualidad el Campo Jazmín cuenta con 146 Pozos (122 produciendo, 4 recibiendo vapor, 16 cerrados por alto BSW, 1 a la espera de trabajos de workover, 1 en workover y 2 pozos inyectores de agua residual)⁴.

1.6 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

1.6.1 Fluido de pozos : Las características generales son las siguientes:

- Gravedad Especifica de los componentes del fluido de pozos

Fluido	Gravedad Especifica @ 60°F
Crudo	0.987 (11,9 °API)
Agua	0.995
Gas	0.559

Tabla 3. Gravedad específica de los fluidos

- Viscosidad

Los siguientes datos son tomados del reporte de las pruebas de botellas realizados por una firma especializada en caracterización de crudos.

⁴ Datos suministrados por el equipo de producción del campo Jazmín el 26 de Septiembre del 2004.

TEMPERATURA (°F)	VISCOSIDAD (cp)	CSTK	SSU
86	52888	53584.6	243809.9
95	29083	29466.1	134070.6
104	17906	18141.8	82545.4
113	9000	9118.5	41489.4
122	5412	5483.3	24948.9
131	3341	3385	15401.8
140	2245	2274.6	10349.3
149	1557	1577.5	7177.7
158	1092	1106.4	5034
167	731	740.6	3369.9
176	490	496.5	2258.9
185	328	332.3	1512.1
194	220	222.9	1014.2

Tabla 4. Comportamiento de la Viscosidad

Al realizar una extrapolación de los datos reportados anteriormente, se calculó la viscosidad a 250°F (temperatura a la cual el pozo está recién estimulado), la cual corresponde a 46,23 cp. De igual manera, al realizar una interpolación de dichos datos, se encontró que la viscosidad a 90°F (temperatura del pozo frío) corresponde a 42308 cp.

Para efectos de diseño se define una temperatura promedio de operación de 150°F, para el cual corresponde una viscosidad de 1159 cp.

- Características del Crudo:

CARACTERISTICA	UNIDAD	VALOR
Azufre	% m	1.657
Agua y sedimento	% vol	56
Agua por destilación	% vol	41.3
Agua por Karl-Fisher	% m	0.907
Factor de caracterización	N/A	11.53
Peso molecular	g/mol	488
Punto de inflamación	°C	54
Punto de fluidez	°C	21
Número de ácido	mg KOH/g	7.235
Sal en crudo	lb/1000 Bls	92
Insolubles en n-C7	% m	2.47
Residuo carbón micro	% m	9.07
Porcentaje de ceras	% m	3.45
Calor de combustión bruto	MJ/kg	42.462
Calor de combustión neto	MJ/kg	40.58
Constante grav/visc, VGC	N/A	0.9
Cenizas	% m	0.213
Vanadio	ppm	89
Níquel	ppm	66.8

Hierro	ppm	42.6
Cobre	ppm	0.16
Calcio	ppm	463
Magnesio	ppm	9
Saturados	% m	26.8
Aromáticos	% m	43.5
Resinas	% m	27.2
Asfaltenos	% m	2.5

Tabla 5. Características del crudo

- Caudales
 - Producción media de un pozo = 114.8 BOPD con un corte de agua del 66% (222.7 BWPD) Y un GOR de 150 scf/bls.

- Temperaturas:

Los siguientes datos fueron suministrados por la empresa:

- Temperatura del crudo recién estimulado: 240°F – 250°F.
- Temperatura del crudo en etapa caliente 100°F – 220°F.
- Temperatura del pozo en etapa fría 85°F – 90°F.

- Presión

- Presión máxima de descarga cabezal de pozo: 250 psig.

- Presión mínima cabezal de recibo MTB(crudo de producción):65–100 psig.
- Presión máxima de descarga cabezal de pozo (crudo de prueba):400 psig
- Presión mínima cabezal de recibo MTB (crudo de prueba): 65 psig
- Presión máxima de operación: 150 psi

1.6.2 Gas de anulares:

- Composición gas de anulares:

COMPONENTE	% MOLAR
Metano	98.909
Etano	0.095
Propano	0.006
Iso-Butano	0.003
N-Butano	0.006
Iso-Pentano	0.001
Hexano	0.001
Nonano	0.010
Docecano	0.007
Tridecano	0.002
Nitrógeno	0.321
CO ₂	0.995
H ₂ S	0.000
Agua	0.419

Tabla 6. Gas de anulares

- Flujo
 - 17220 scfd/pozo. El gas en el yacimiento posee un GOR de 300, 150 scf/bbl liberados en el anulo y los otros 150 scf/bbl permanecen con el crudo de producción.

- Presión
 - Presión de descarga en el cabezal del pozo: 25 psig
 - Presión en el cabezal de recibo MTB: 7 psig

1.6.3 Vapor de estimulación:

Condiciones óptimas para realizar la operación:

- Temperatura:
 - 570 °F

- Presión:

Presión máxima: 1100 psig (en promedio las formaciones requieren una presión que oscile entre 600 y 800 psig)

- Calidad
Calidad del vapor: 80%

- Caudal:

Caudal de vapor de estimulación producido por un generador fijo:
55050 lb/h (50MBtu/h).

Caudal de vapor de estimulación producido por un generador móvil:
27525 lb/h (25MBtu/h).

1.6.4 Agua suavizada:

- Temperatura:
 - 86°F

- Gravedad específica:
 - Sp. Gr: 1.00

- Flujo:
 - 55 gpm (flujo necesario para alimentar un generador móvil de 25 MBTU/hr) y 110 gpm para un generador fijo de 50 MBTU/hr.

- Presión:
 - Presión mínima requerida a la entrada de generador móvil: 50 psig.

1.6.5 Gas combustible:

Composición: proveniente del gasoducto Centro Oriente

COMPONENTE	% molar
Metano	98.150
Etano	0.250
Propano	0.100
Iso-Butano	0.030
N-Butano	0.020

Iso-Pentano	0.010
N-Pentano	0.010
Hexano	0.000
Agua	0.010

Tabla 7. Gas combustible

- Flujo:
 - Volumen Máximo Disponible = 6 MSCFD
 - Consumo Módulo Tratamiento = 5.2 MSCFD
 - Consumo por Generador Fijo = (50MBtu/hr) = 1.0 a 1.2 MSCFD
 - Consumo por Generador Móvil = (25MBtu/hr) = 0.6 MSCFD

1.6.6 Agua de producción:

CARACTERÍSTICA	UNIDADES	VALOR
PH a 22.9 °C	PH	7.82
Conductividad a 22.4 °C	μ omhos/cm	5900
Sólidos suspendidos	mg/l	123
Sólidos disueltos	mg/l	3850
Alcalinidad total	mg CaCO ₃ /l	144
Carbonatos	mg CO ₃ =/l	0
Bicarbonatos	mg HCO ₃ -/l	178
Cloruros	Mg Cl-/l	2204
Sodio	mg/l	1170
Calcio	mg/l	90.4

Potasio	mg/l	20.76
Magnesio	mg/l	16.1
Estroncio	mg/l	1.2
Bario	mg/l	1.69
Aluminio	mg/l	< 1.2
Calcio	mg/l	27.2
Hierro disuelto	mg/l	< 0.11
Nitritos (NO ₂)	mg NO ₂ /l	< 0.07
Nitratos (NO ₃)	mg NO ₃ /l	< 0.89
Indice de Langelier	N/A	0.63

Tabla 8. Agua de producción

- Presión:
 - Presión mínima requerida a la entrada de generador móvil: 15 - 20 psig

1.7 CLUSTER

La explotación del Campo Jazmín (Nare Norte) se está desarrollando mediante la perforación direccional de pozos, desde “Clusters” o locaciones multipozo, de solo 2.4 hectáreas.

1.7.1 Ventajas: Con esta tecnología se obtienen beneficios desde el punto de vista operacional, económico y ecológico; se considera que con la aplicación de este sistema se podrán modernizar los conceptos básicos de perforación y explotación, para ser aplicados en futuros proyectos de extracción petrolera.

De esta forma se logran disminuir los costos de perforación y explotación ya que la perforación es rápida, eficiente y con precisión; el sistema presenta entre otras las siguientes ventajas desde el punto de vista:

Operacional: Se controlan mejor los equipos, al concentrarse las operaciones, aumentando la seguridad; 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.

Económico: bajo costo, la energía eléctrica requerida es menor; por el uso de variadores de frecuencia, en los motores de los equipos de bombeo; se necesita menos personal y equipos.

Ecológico: se disminuye el impacto negativo sobre el medio ambiente, permitiendo el desarrollo agropecuario dentro del área del proyecto; se minimiza el uso de la tierra a un 10% comparado con las localizaciones mono-pozo; se disminuye la longitud total de carreteras y vías de acceso, volúmenes de movimientos de tierra; se incrementa la eficiencia de los sistemas recolectores de producción.



Figura 4. Cluster

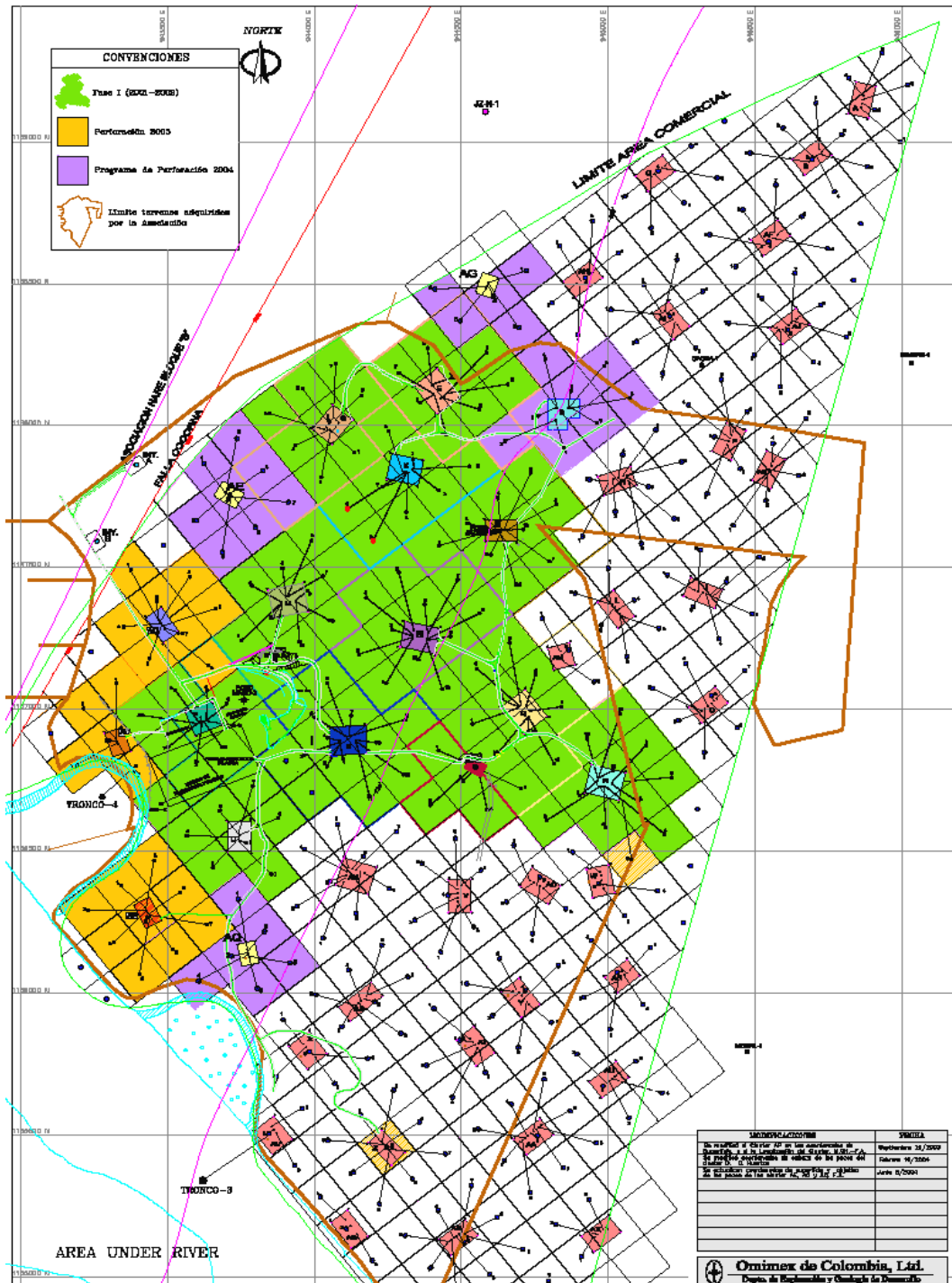


Figura 5. Localización de los cluster en el campo Jazmín

La zona verde corresponde a la fase I de perforación, la amarilla a la extensión de la fase I y la rosada, a la fase II occidente del 2004.

2 PRODUCCIÓN

La producción de pozos en cada cluster se maneja de la siguiente manera:

- Pozos productores
- Unidades de bombeo mecánico
- Manifold Tradicional
- Líneas de producción principal al MTB (Módulo de Tratamiento y Bombeo)
- Facilidades Móviles (tanque) para recuperación de fluidos de estimulación
- Facilidades para generadores de vapor móviles, complementando las líneas provenientes del MTB ya existentes

- Facilidades para sistema de pruebas de pozo en sitio, ya sea mediante separador bifásico o mediante medidor multifásico. Si se hacen de la primera forma, el gas separado en la prueba se inyecta directamente a la línea de gas de anulares

- Se inyecta el vapor para estimulación por la línea de producción desconectando la junta de golpe cercana al pozo y uniéndola con la facilidad de vapor

- Todas las conexiones entre los equipos móviles y las facilidades en cada cluster, se hacen mediante mangueras metálicas a excepción de la conexión del vapor al cabezal la cual se realiza mediante un “spool” portátil de tubería en acero al carbono sch 80.

2.1 OPERACIONES DE PRODUCCIÓN

Los fluidos producidos en cada pozo son entregados a superficie en el “Árbol de Navidad”, el cual posee conexiones independientes para el gas de anulares y para el crudo; esta última conexión es empleada también para la inyección de vapor al yacimiento cuando se hace estimulación del mismo.

Todas las líneas de crudo provenientes de los cluster llegan al múltiple de producción del MTB, en donde se inyecta el químico desemulsificante para facilitar la separación de la emulsión. Luego pasa a través de los trenes de tratamiento (separadores de agua libre (FWKO's) y los tratadores electrostáticos) en donde se retira la mayor cantidad de agua libre y asociada, la cual es enviada a la planta de tratamiento de aguas residuales; el gas libre es tratado para ser utilizado como gas combustible en el módulo de tratamiento.

Después de realizado el tratamiento, el “crudo limpio” es almacenado en tanques, donde se le aplica calentamiento y agitación, antes de ser bombeados al Oleoducto Velásquez – Galán. La capacidad de almacenamiento de los tanques actualmente es de 40000 Bls y espera ser aumentada en 40000 Bls al instalar 2 tanques de 20000 Bls c/u, para una capacidad total de almacenamiento de 80000 Bls.

En caso de que el crudo no cumpla con las especificaciones para su despacho (0.5% de BS&W y un contenido de sal máximo de 20lb/MB) o no este tratado, es enviado al tanque de almacenamiento de “crudo sucio” para su recirculación.

La secuencia de proceso para el tratamiento del crudo en el MTB se indica en el siguiente diagrama:

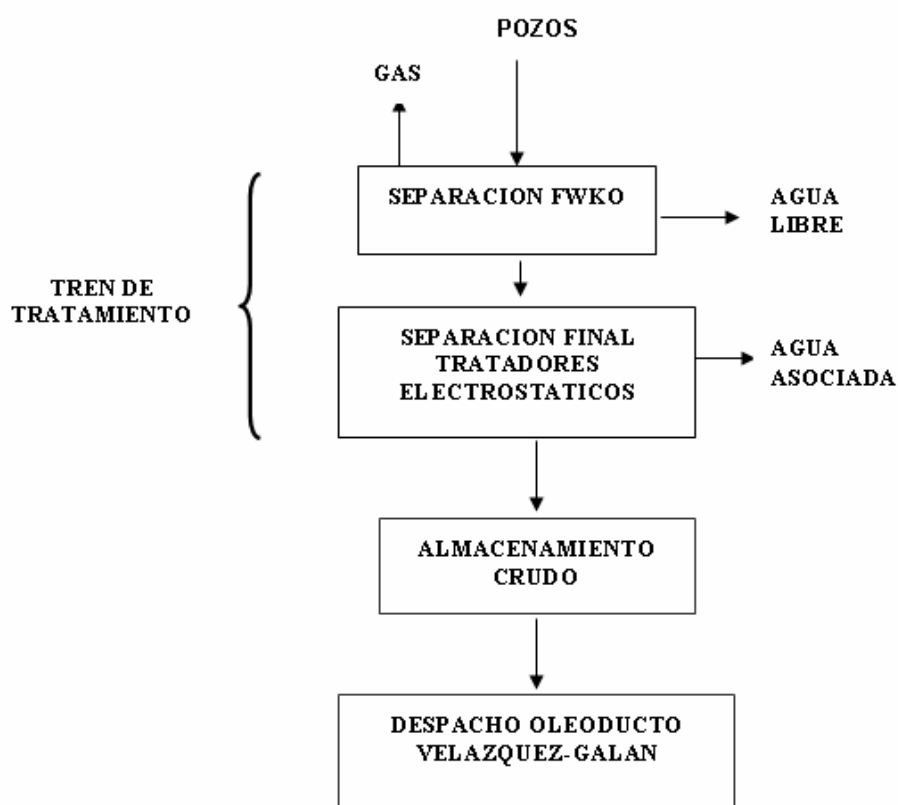


Figura 6. Esquema del proceso en el MTB

Los datos de capacidad de tratamiento para el Campo Jazmín son los siguientes:

Número de trenes de tratamiento instalados: 2 (1 tren = 1FWKO + 2EHT)

Capacidad de diseño de tratamiento por tren: 7500 BFPD

Capacidad máxima por fabricante: 9000 BFPD

Capacidad total de diseño instalada: 15000 BFPD

Capacidad total máxima: 18000 BFPD

2.1.1 Gas de anulares: En cada cluster, existe un cabezal común para recoger el gas de anulares de los pozos y de allí dirigirlo hasta el MTB con su presión natural.

El gas de anulares, así como el gas que se obtiene del tratamiento del crudo son deshidratados pasando primero por intercambiadores de calor gas - gas y gas - agua, para enfriarlo y posteriormente retirarle el agua por medio de un tambor separador de condensados y filtros.

El gas ya tratado se le mide y regula su presión en caso de ser necesario, para utilizarlo como combustible dentro del mismo Módulo.

Número de plantas de tratamiento existentes: (1) una.

Componentes del equipo de tratamiento: (1) enfriador gas + (1) separador de condensados + (1) intercambiador gas - gas + (2) filtros gas combustible + (1) sistema de regulación y medición.

Capacidad y carga de la planta de tratamiento: 4.05 MMSCFD

2.1.2 Pruebas de pozo: Cada 1.5 a 2 meses se hace necesario por exigencias regulatorias, realizarle una serie de pruebas a cada pozo para determinar la producción real de crudo, el tiempo de la prueba está comprendido entre 8 y 24 horas.

Para los pozos más recientes, las pruebas se harán mediante equipos móviles ya sea con un separador bifásico o con un medidor multifásico AGAR. Para tal fin existirán facilidades de conexión en cada cluster.

Para los pozos de los primeros cluster, pertenecientes a desarrollos anteriores, las pruebas se hacen en la forma tradicional en el MTB, utilizando las líneas de prueba.

Actualmente se cuenta con tres separadores de prueba fijos localizados en el MTB.

2.1.3 Estimulación de pozos con vapor: A medida que avanza la producción en un pozo, este va perdiendo calor y aumentando la viscosidad del crudo, lo que dificulta su transporte y reduce la producción. Por esto se debe calentar nuevamente para llevarlo a su temperatura óptima de 250°F. Este proceso se conoce como estimulación de pozos y se realiza aproximadamente cada 6 meses por pozo.

Para esta operación se requiere vapor de un 80% de calidad a una presión que puede llegar hasta 1100 psig a una temperatura de 570°F, para este uso, resulta más conveniente utilizar generadores, los cuales proveen el vapor con las características necesarias para la estimulación de manera rápida y continua.

El vapor utilizado proviene de los generadores fijos ubicados en el Módulo de Tratamiento y Bombeo ó de generadores móviles que son conectados a cada cluster, los cuales poseen suministro de agua suavizada y gas combustible.

La estimulación de pozos debe ser homogénea, para calentar integralmente todo el campo, de forma que no se deben estimular consecutivamente pozos del mismo cluster.



Figura 7. Generador móvil



Figura 8. Generador Fijo

Los pozos pueden recibir vapor de estimulación por la línea de producción o por el anular (cuando sea requerido).

La frecuencia de estimulación con inyección de vapor por pozo es de 1.5 - 2 veces por año, con una duración aproximada de 7 días, para un calor total inyectado de 30 MMBTU/ft. (el calor inyectado depende del intervalo neto productor).

Posteriormente existe un período de “remojo” de tres días, luego del cual, comienzan a extraerse los fluidos de estimulación.

Previa a la inyección del vapor se contrata el servicio de retiro de la bomba (y la sarta de varillas) y conexión del loop (Z) para inyectar el vapor por el tubing; posteriormente para el inicio de la operación de bombeo, nuevamente el servicio de inserción de la sarta y desconectar el loop.

Estos fluidos pueden arrastrar cantidades importantes de vapor y de condensado, por lo cual no ingresan directamente a las líneas de producción sino que lo hacen, luego de pasar por un tanque atmosférico de almacenamiento y venteo cuya capacidad es de 250 bls.

Un pozo se puede considerar caliente por un período de tres meses.

Para la estimulación de los pozos, se utilizan 3 generadores fijos (50 MMBTU/hr c/u) y uno móvil con capacidad de 25 MMBTU/hr.

2.1.4 Fluidos de estimulación: La gran cantidad de emulsión que sale de los pozos, inmediatamente después de la estimulación, contiene vapor y agua en altas proporciones y no es recomendable inyectarlo directamente a

la línea de producción debido a que pueden presentarse grandes contrapresiones en otros pozos, condensación del vapor a lo largo de la tubería, originando exceso de agua en el tratamiento del crudo (FWKO's y EHT's).

Se tiene la posibilidad de tratar estos fluidos de dos maneras:

- Mediante patines móviles, compuestos por un tanque y una bomba de reinyección a la línea de producción.
- Inyectar dichos fluidos a otro pozo del mismo cluster para aprovechar el calor que aún tienen.

Cada descarga de fluidos de estimulación tiene una frecuencia de 1.5 a 2 por año por pozo, con duración entre 7 –10 días.

En la actualidad se encuentran disponibles 4 tanques de 250 Bls c/u

2.1.5 Agua producida: El agua residual proveniente de la deshidratación del crudo, es recogida a la salida del separador A.P.I (skimmer) para ser llevada al tanque desnatador (se retiran los sedimentos), pasa por una celda de flotación (inhibir sales, control de corrosión), donde se remueve cerca del 90% del aceite presente en la corriente de entrada, luego pasa por un sistema de filtros de cascara de nuez, donde se retiran los sólidos en suspensión y por ultimo va a un tanque de almacenamiento desde el cual el agua de producción es bombeada por medio de bombas de desplazamiento positivo (triplex) hacia los pozos inyectores.

Número de plantas de tratamiento existentes (1) una.

Componentes del equipo de tratamiento: (1) tanque desnatador + (1) filtro cáscara de nuez + (1) paquete celdas de flotación + (1) tanque decantador + bombas varias.

Capacidad de la planta de tratamiento: 25000 BWPD (729 gpm).

2.1.6 Gas combustible:

Capacidad actual del City Gate: 6 MSCFD

Producción total de gas en el MTB: 1.8 MSCFD (gas libre+asociado)

Consumo equipos en el MTB: 6.6 MSCFD

La diferencia muestra un disponible de 1.2 MSCFD.

2.1.7 Agua industrial: El agua es tratada con filtros de arena, tanques de oxidación de hierro y un sistema de potabilidad basado en inyección de químicos como el hipoclorito de sodio.

2.1.8 Agua suavizada: tiene una dureza de aproximadamente de 37 ppm, se pasa por un filtro natural de antracita, arena y grava, en el cual se retienen los sólidos; posteriormente el agua es llevada a un tanque de almacenamiento, para luego ser pasada por los bancos de suavización, en los cuales se realiza un intercambio iónico de los iones de calcio y de carbonato de calcio, por medio de lo cual se retiran los metales pesados como el calcio y el magnesio, neutralizando las sales; en el siguiente paso se inyecta un transportador de sólidos (polímero) con el fin de evitar incrustaciones en los equipos y en las líneas de conducción, además se le adiciona un inhibidor de oxígeno (secuestrante de oxígeno: sulfito de sodio) con el fin de controlar la corrosión y por último el agua es conducida al generador de vapor.

Estas unidades están localizadas en el módulo de tratamiento. Los consumos de agua por generador son los siguientes:

Generador de 50 MMBTU/H : 115.0 gpm

Generador de 25 MMBTU/H : 57.5 gpm

La capacidad de la planta de tratamiento existente es de 440 gpm.

2.1.9 Mantenimiento: Las operaciones rutinarias en el mantenimiento de un campo petrolero de las características ya conocidas (crudos pesados y sistema de inyección de vapor como mecanismo de recobro) son:

Limpieza continua de líneas de flujo, la cual consiste en retirar la vegetación que invade estas áreas, cambio de prensa estopas de los diferentes pozos, con el fin de evitar regueros de crudo en las cabezas de los pozos y el llenado de los contra-pozos.

Limpieza de contaminaciones en cabeza de pozo ocasionadas por los trabajos de servicios y mantenimiento de las unidades de bombeo además se incluyen los trabajos de preparación de los pozos para la inyección de vapor y la adecuación para la producción posteriormente, traslado de material contaminado a la unidad de residuos sólidos aceitosos para su posterior tratamiento y uso como material de relleno en trabajos de mantenimiento de vías y locaciones, mantenimiento general de las unidades de bombeo; engrase general, cambio de aceite de la transmisión, alineación, balanceo y cambios de recorrido, por ultimo se incluyen los servicios del equipo de subsuelo.

El gas producido en cada uno de los pozos se utiliza en los equipos de deshidratación de crudo de cada Módulo (FWKO y EHT), el sobrante se

quema en teas de una altura de 15 mts, las cuales están ubicadas dentro del Módulo.

2.2 MÓDULO DE TRATAMIENTO Y BOMBEO (MTB)

En el campo Jazmín se encuentra ubicado un módulo de producción (Módulo Jazmín) donde se realizan las actividades de recolección y tratamiento del crudo; manejo y tratamiento de aguas residuales y generación de vapor para los ciclos de inyección.



Figura 9. Módulo de tratamiento y bombeo

2.2.1 Componentes:

A continuación se presentan algunos componentes de dicho módulo:

- Múltiples de recibo de producción y prueba en MTB
- FWKO: Se encuentran instalados 2 separadores de agua libre FWKO, en donde el agua libre es separada y enviada al sistema de tratamiento de aguas residuales y el gas libre es separado y enviado al sistema de

tratamiento de gas para ser utilizado como gas combustible. Cada FWKO posee una capacidad de tratamiento de 15 KBFPD, cada tren tiene una capacidad de 7,5 KBOPD y 7.5 KBWPD.

- Tratadores Electrostáticos EHT : Los cuatro tratadores electrostáticos instalados poseen una capacidad de 15KBOPD.
- Tratadores de prueba: En la actualidad hay tres separador de prueba instalados.
- Sistema de tratamiento de gas: se evaluará si el sistema existente de tratamiento de gas posee capacidad suficiente, para la producción futura.
- Sistema de almacenamiento y despacho de crudo: existen dos tanques de almacenamiento de 20.000 barriles cada uno, que representan almacenamiento de 2 días (153* pozos @ 114,8 BOPD = 17600 BOPD). La capacidad de bombeo al oleoducto Velásquez - Galán fue aumentada recientemente.
- Sistema de tratamiento y reinyección del agua residual: se evaluará si los sistemas de tratamiento y reinyección del agua de producción poseen la capacidad para manejar volúmenes superiores.
- Sistema de tratamiento y distribución de agua suavizada: la planta instalada tiene capacidad para tratar 485 gpm y la demanda por cada generador de 50 MBTU/hr es de 110 gpm.
- Sistema de generación de vapor de alta presión: es necesario controlar la cantidad de vapor inyectado a cada pozo en el proceso de estimulación;

* Se tienen en cuenta los 27 pozos perforados en el 2004

por tal razón la producción de cada generador de vapor debe destinarse a un pozo. Esto genera restricciones que deben manejarse en los circuitos de tubería que llevan el vapor a los pozos.

- Sistema de gas combustible: el City Gate conectado al gasoducto de ECOGAS posee capacidad para tomar 6 MSCFD.
- Sistema de aire de Instrumentos y aire de planta: posee capacidad suficiente.
- Sistema de alivio y tea: posee capacidad suficiente

2.3 LINEAS DE FLUJO

Las líneas de producción de la cabeza al múltiple en cada cluster son de 4" en Sch 80 y conexiones Ansi 300, del múltiple al Módulo (Línea principal de producción) tienen un diámetro de 8" a 10" en Sch 40, la línea de producción se utiliza como línea de inyección por lo que cada tramo desde la cabeza al múltiple lleva aislamiento térmico. La línea de gas de la cabeza del pozo al múltiple es de 4" en Sch 40 y la línea general es de 5" en Sch 50, va desde el múltiple al Módulo.

El revestimiento de las líneas de vapor es con fibra de vidrio Fiber Glass de 2" de espesor con las siguientes especificaciones: la fibra de vidrio se protege con lamina de Aluminio de 0.7 mm de espesor con el fin de disminuir las pérdidas de calor, por seguridad, para evitar incendios, por protección a la fauna y evitar el deterioro de la fibra de vidrio por el clima.

2.3.1 Condiciones de operación :

<u>Crudo de Producción</u> - Presión máxima en la descarga del cabezal de pozo (preferiblemente mantener presión por debajo de 150 psig) - Presión mínima en el cabezal de recibo en el MTB - Velocidad máxima en tubería	250 psig 66 psig Velocidad erosional *
<u>Gas Anular</u> - Presión máxima en la descarga del cabezal de pozo - Presión mínima en el cabezal de recibo en el MTB - Velocidad máxima en tubería	25 psig 7 psig Velocidad erosional ***
<u>Vapor de Estimulación</u> - Presión máxima permitida por tubería a la salida de generadores móviles. - Mínima presión requerida a la entrada a pozos - Velocidad máxima en tubería	1100 psig No hay exigencia Velocidad erosional
<u>Agua Suavizada</u> - Mínima presión necesaria a la entrada del sistema de generación móvil - Velocidad en tubería	50 psig 8 – 15 ft/s
<u>Gas Combustible</u> - Mínima presión necesaria a la entrada del sistema de generación móvil. - Caudal para alimentar un generador móvil - Presión de entrega del City Gate	15 – 20 psig 720 KSCFD 200-260 psig

Tabla 9. Condiciones de operación para líneas de flujo

$$*V_e = \frac{C}{\rho^{0.5}}, \text{ Donde:}$$

$$** C= 125$$

Ve = Velocidad erosional (ft/sec)

$$*** V_e = 0.6C \left[\frac{T}{SP} \right]^{0.5} \text{ donde}$$

C = 100 (constante)

T = Temperatura (°R)

ρ = Densidad del fluido (lb/ft³)

S = Gravedad Específica

P = Presión (psia)

3. CEMENTACIÓN DE UN POZO⁵

La cementación de un pozo petrolero consiste en mezclar una lechada de cemento con agua, por medio de equipos especiales para bombearla a través del casing, dirigida hacia el anular formado entre el pozo y el revestimiento.

En los trabajos de cementación se deben tener en cuenta tanto las características de los cementos como de los aditivos, además de los ensayos de laboratorio y la planificación del trabajo. Todo esto es aplicado a diferentes operaciones, tales como: cementaciones primarias, de liners, cementación a presión, y tapones de abandono.

También hay que considerar los equipos de bombeo, mezcladores, sistemas de transporte a granel (bulk), y las herramientas y accesorios de fondo de pozo utilizados en el proceso.

La cementación de pozos es un antiguo procedimiento que comenzó a utilizarse, cuando el destino de los mismos era la producción de agua. El objetivo era el de impedir la contaminación por invasión de fluidos, como aguas saladas, etc. El material sellante se colocaba en el exterior del revestimiento para mantener aisladas las zonas indeseables de las productoras; en un principio como material sellante se utilizaron breas, asfaltos y otros productos.

⁵ La información fue suministrada en campo por los ingenieros de cementación.

Cuando comenzó la perforación de pozos para petróleo y gas, surgió la necesidad de utilizar un material mucho mejor, por cuanto los pozos eran más profundos y mayores las presiones que había que controlar. Fue así como el cemento Portland se convirtió en el material estándar, ya que es fácil de obtener, de bajo costo, resistente, e impermeable después del fragüe. Además, sus propiedades pueden ser modificadas para ser utilizado bajo condiciones especiales: grandes profundidades, temperaturas elevadas, cementaciones a presión, etc.

En un principio el material cementante era colocado por los perforadores, con métodos simples y poca eficiencia. Los resultados negativos fueron los determinantes para que la operación de colocar el cemento, se convirtiera en una función especializada, desarrollándose modernos equipos y técnicas que se usan actualmente.

Aunque la cementación de un pozo petrolífero significa un pequeño porcentaje en el costo total de la perforación, constituye una de las partes más importantes en el éxito de la perforación.

La colocación del cemento en el pozo se cumple con equipos especiales diseñados para esta finalidad. La unidad de cementación consiste en un equipo que dispone de una bomba centrífuga y elementos para producir la lechada, la que luego, es impulsada por medio de bombas de elevada presión, por el interior del casing hacia su destino final, que es el anular formado entre este y el terreno perforado. Como complemento, estas unidades también vienen provistas de dos tanques calibrados que permiten medir los volúmenes desplazados, lo que asegura la correcta ubicación de la lechada en el lugar deseado.

Inmediatamente antes del bombeo de la lechada es normal utilizar un tapón de goma que se coloca en el interior del casing y cuyo objetivo es obtener una perfecta separación entre el fluido de desplazamiento y la lechada de cemento. Al mismo tiempo este tapón va limpiando las paredes de la tubería evitando la contaminación del cemento al desplazar. Este tapón inferior esta construido en forma tal que se produzca la rotura de un diafragma por presión, cuando llega abajo y queda frenado por el zapato o collar, permitiendo que la lechada pase a través del tapón al espacio anular.

Una vez que se ha bombeado toda la lechada al interior del casing, se coloca un segundo tapón, llamado tapón superior, que sirve para separar la lechada del fluido utilizado para desplazar la misma. Cuando este tapón llega al fondo se producirá un incremento de presión, que es la indicación de que toda la lechada ha sido desplazada afuera del casing.

El método correcto para mezclar la lechada, es el empleo de equipos que transportan cemento a granel y que disponen de facilidades para descargarlo directamente sobre el embudo.

El objetivo principal de una cementación es aislar entre sí, las formaciones puestas en comunicación durante la perforación, en especial las zonas petrolíferas del resto del terreno, por medio de un anillo de cemento que vincula el casing de aislamiento con las paredes del pozo.

Pero además la cementación tiene otras múltiples aplicaciones, tanto en la perforación como en la reparación de pozos, por ejemplo taponamiento de grietas o capas muy permeables que provocan pérdidas de circulación de la inyección, tapones de fondo, anulación de capas acuíferas, etc.

Es muy importante el tipo de lechada que se utiliza, hay que asegurar que se mantenga fluida, es decir, que no fragüe anticipadamente; o sea, que el tiempo de bombeabilidad debe ser lo suficientemente prolongado para que permita efectuar la operación con seguridad. También se requiere el desarrollo rápido de una resistencia a la compresión mínima, que permita reiniciar las operaciones en el menor tiempo posible.

Las propiedades que se requieren en una lechada dependen de su utilización y son muy variadas en función del tipo de trabajo. Esas propiedades no se consiguen con solo el cemento puro, por lo cual se han desarrollado muchos productos que se utilizan como aditivos para modificar las propiedades naturales del cemento.

El ideal de una operación de cementación es conseguir que queden las formaciones atravesadas por la broca, en la misma condición original, o sea como si no se hubiese perforado el reservorio. Para ello, además de múltiples y variadas propiedades, se requiere también una perfecta adherencia del cemento tanto al casing como a la formación.

3.1 OBJETIVOS DE LA CEMENTACIÓN

A través del tiempo, el proceso de cementación de pozos cada vez ha sido más complejo. Las compañías de petróleo cuentan con personal y laboratorios de investigación que permanentemente contribuyen al avance de esta tecnología. Los objetivos principales del proceso de cementación son:

1. Adherencia y soporte al casing.
2. Restringir el movimiento de fluidos a través de las formaciones.
3. Proteger el casing de la corrosión.

4. Por medio del rápido fragüe del cemento, prevenir los posibles reventones en el pozo.
5. Proteger el casing de los esfuerzos y choques cuando se está perforando.
6. Aislar las zonas con perdidas de circulación o zonas ladronas.
7. Llenar completamente el espacio anular entre el revestimiento y el hueco.
8. Evitar derrumbes de las formaciones.
9. Evitar movimientos de fluidos entre formaciones; para esto se requiere un completo sello del cemento con el revestimiento y con la formación.
10. Confinar la presión de inyección durante la acidificación o fracturamiento a la formación, cuando sea requerido.
11. Proteger el revestimiento al cañonearlo.
12. Aguantar y confinar la presión durante las cementaciones correctivas a presión.

3.2 PROPIEDADES DEL ANILLO DE CEMENTO

1. *El anillo de cemento no debe ser quebradizo:* en las operaciones de cañoneo y fracturamiento, el cemento es sometido a grandes esfuerzos y tiende a quebrarse, de tal forma que a través de las grietas producidas, se puede establecer una comunicación de fluidos. También pueden originarse quebraduras, al someter al casing a elevadas presiones internas, o a esfuerzos originados por diferencias de temperatura que provocan dilatación del revestimiento (ciclos de inyección con vapor).

Para solucionar este problema, se han desarrollado mezclas del cemento con fibras y otros aditivos.

2. *El cemento debe adherirse a las paredes:* el anillo de cemento debe estar firmemente adherido tanto al casing como a la formación, de tal manera

que impida la comunicación entre sí, de los fluidos naturalmente separados por capas impermeables.

En el caso de varias capas productoras de las cuales solo una está en explotación, ésta va disminuyendo paulatinamente su presión y por lo tanto, favoreciendo la tendencia de los fluidos de las capas no explotadas, a ingresar a la capa abierta, creando así problemas de producción.

Para solucionar este inconveniente se han desarrollado técnicas que mejoran notablemente la adherencia del cemento, tanto al revestimiento como a la formación.

3. *El anillo de cemento debe ser impermeable:* se requiere que el anillo de cemento sea prácticamente impermeable y que esa propiedad se mantenga a través del tiempo, impidiendo que los fluidos lo atraviesen como si fuera parte de la formación.
4. *El anillo de cemento debe tener plasticidad:* ello significa que tiene que ser lo suficientemente elástico (que se deforme), para absorber sin romperse, los esfuerzos de tracción y compresión que se producen por las variaciones de presión y temperatura, originadas durante las operaciones de vaciado y llenado del pozo
5. *Resistencia mecánica a la compresión:* el anillo de cemento debe tener suficiente resistencia mecánica a la compresión y al corte, para resistir los esfuerzos de dilatación del casing que se producen, por ejemplo, durante las operaciones de estimulación con vapor.

La resistencia a la compresión y al corte dependen de la relación agua-cemento y el agregado de otros productos. La utilización de más agua que la requerida para hidratar el cemento, aumenta el volumen y disminuye la densidad, disminuyendo también la resistencia.

6. *Resistencia química:* el anillo de cemento debe tener suficiente resistencia química, a la acción de las sales contenidas en las aguas de formación.
7. *Bajo filtrado:* para la obtención de las propiedades enumeradas es importante que el fragüe de la lechada se efectúe en las condiciones programadas. Para ello una propiedad importante es que la lechada tenga bajo filtrado. Ello significa que no se produzca deshidratación de la misma (pérdida de agua hacia la formación), perjudicando las formaciones sensibles al agua, y disminuyendo la resistencia del anillo de cemento.

Pero también debemos tener en cuenta que en el éxito de las operaciones de cementación, no solo influyen las propiedades de los cementos, sino además, otros factores que también tienen que ver con el pozo, y que son:

- Tipo y calidad de la inyección utilizada.
- Aditivos agregados a la inyección.
- Espesor y consistencia del revoque formado por la inyección.
- Diámetro y longitud de las cavernas.
- Limpieza del pozo, profundidad, y temperatura.
- Centralización del casing y limpieza del revestimiento, etc.

3.3 CLASIFICACIÓN DE LOS CEMENTOS

Los cementos se fabrican de tal manera que puedan cumplir con ciertas normas físicas y químicas que corresponden a sus aplicaciones. En los estados unidos hay varios institutos encargados de estudiar y dictar especificaciones para la fabricación del cemento. De estos grupos, los mas conocidos dentro de la industria son el ASTM (cementos para construcción) y el A.P.I. encargada de dictar las normas y especificaciones de los cementos utilizados en pozos petroleros y gasíferos.

El ASTM provee especificaciones para cinco tipos de cementos portland: tipo I, II, III, IV, V. Los cementos elaborados para la industria petrolera deben tener ciertas resistencias a la presión y la temperatura, los cementos para pozos difieren considerablemente de los tipos ASTM que se elaboran para usarse a condiciones atmosféricas. Por estas razones, el A.P.I. suministra las especificaciones que cubren 9 clases de cementos para pozos petroleros designados como clase A, B, C, D, E, F, G, H y J. las clases A y B corresponden a los tipos I, II y III del ASTM, pero los tipos IV y V del ASTM no tienen correspondencia con ninguna clase API.

3.3.1 Clasificación A.P.I: la industria petrolera adquiere cementos elaborados de acuerdo con las especificaciones del A.P.I. A continuación las 9 clases de cementos:

- ✓ **Cemento clase A:** apropiado para usarlo desde la superficie hasta 6000 pies de profundidad, cuando no se requieren propiedades especiales. Disponible solo en el tipo ordinario de resistencia a los sulfatos.
- ✓ **Cemento clase B:** se puede usar hasta 6000 pies de profundidad, está disponible con moderada y alta resistencia a los sulfatos.

- ✓ **Cemento clase C:** apropiado para usarlo desde superficie hasta 6000 pies de profundidad, cuando las condiciones requieren alta resistencia a los sulfatos. Disponible en los tipos ordinario, moderado y alta resistencia a los sulfatos.

- ✓ **Cemento clase D:** se aplica desde 6000 pies hasta 10000 pies de profundidad, bajo condiciones moderadamente altas de presión y temperatura. Disponible en los tipos de moderada y alta resistencia a los sulfatos.

- ✓ **Cemento clase E:** es utilizado desde 10000 pies hasta 14000 pies de profundidad, bajo condiciones altas de presión y temperatura. Disponible en los tipos de moderada y alta resistencia a los sulfatos.

- ✓ **Cemento clase F:** apropiado para profundidades entre 10000 pies y 16000 pies, bajo condiciones extremas de presión y temperatura. Se encuentra disponible en los tipos de moderada y alta resistencia a los sulfatos.

- ✓ **Cemento clase G:** empleado como cemento básico hasta 8000 pies de profundidad. Puede usarse con aditivos como retardadores o aceleradores, para aumentar su rango de trabajo. No se deben agregar otros aditivos más que sulfato de calcio o agua. El sulfato de calcio debe molerse con la escoria durante la fabricación del cemento clase G. Está disponible en los tipos de moderada y alta resistencia a los sulfatos.

- ✓ **Cemento clase H:** es aplicado como cemento básico desde superficie hasta 8000 pies de profundidad, para lo cual ha sido elaborado o puede usarse con aditivos como retardadores o aceleradores, para cubrir un

amplio rango de profundidades y temperaturas. No se deben agregar otros aditivos más que sulfato de calcio o agua o ambos. El sulfato de calcio se muele con el clinker en el momento de su fabricación. Disponible sólo en el tipo de moderada resistencia a los sulfatos.

- ✓ **Cemento clase J:** utilizado para profundidades comprendidas entre 12000 y 16000 pies bajo condiciones extremas de presión y temperatura. Puede usarse con retardadores o aceleradores para aumentar su rango de trabajo. No deben agregarse retardadores que no sean el sulfato de calcio o agua; el sulfato de calcio debe ser incorporado en el momento de su fabricación. Disponible en los tipos de moderada y alta resistencia a los sulfatos.

A continuación, se presenta una tabla de la clasificación A.P.I. de los cementos utilizados en la industria petrolera:

CLASE	RANGO PROFUNDIDAD (Pies)	RESISTENCIA SULFATOS
A	0 – 6000	Ordinaria
B	0 – 6000	Especial
C	0 – 6000	Ordinaria, moderada, alta
D	6000 – 10000	Moderada, alta
E	10000 – 14000	Moderada, alta
F	10000 – 16000	Moderada, alta
G	0 – 8000	Moderada, alta
H	0 – 8000	Moderada
J	12000 – 16000	alta

Tabla 10. Clasificación A.P.I. de los cementos

3.4 OPERACIONES DE CEMENTACION

Teniendo en cuenta las necesidades y los inconvenientes que se presentan en la perforación de un pozo, se hace necesario entubar el revestimiento a diferentes profundidades, con el objeto de evitar los problemas provocados por los derrumbes, el aprisionamiento de la broca, entrada de fluidos, etc. A estos revestimientos se les aplican cementaciones primarias.

Además, se hacen necesarias operaciones correctivas, llamadas cementaciones secundarias o remediales, y cuyo objetivo son:

- Sellar una capa cañoneada y cuyo fluido no nos interesa.
- Reforzar una zona aislada deficientemente.
- Completar anulares, etc.

3.5 CEMENTACIONES PRIMARIAS

La cementación primaria podemos dividirla en los siguientes tipos:

- Guía o superficial
- Intermedia
- Aislamiento o producción
- Liner

3.5.1 Consideraciones generales: para efectuar el diseño de una sarta de revestimiento se requiere de la siguiente información básica:

- Profundidad
- Tamaño del hueco
- Diámetro de la tubería de revestimiento

- Tamaño del hueco a perforar por debajo del revestimiento
- Presiones de la formación (normales y anormales)
- Presiones hidrostáticas de los fluidos de perforación
- Tipo de pozo: exploratorio o desarrollo; alta o baja presión; productor o inyector; gas, aceite o agua
- Condiciones de las formaciones
- Objetivos de la perforación
- Factores de diseño de revestimiento para tensión, colapso y reventón.
- Problemas de corrosión

La resistencia calculada de la sarta sencilla o combinada de tubería de revestimiento debe considerar las condiciones existentes durante su corrida, cementación y colgada. Igualmente se debe considerar las posibles operaciones futuras de cementación a presión, estimulación térmica, con ácido y/o fracturamiento hidráulico y también las condiciones especiales de producción y de recuperación secundaria-terciaria.

3.5.2 Corrida del revestimiento: antes de cementar el revestimiento, se debe circular y acondicionar el lodo; antes y durante la cementación, se debe tratar de remover la torta del lodo, por medio de los raspadores, rotando o reciprocando el revestimiento. El zapato debe quedar preferiblemente enfrente de una formación dura. Antes de iniciar a correr el revestimiento, se hace un tally, en el cual se establece el programa de centralización que se llevará a cabo. A medida que se va bajando el casing se va llenando con lodo, ya sea por medio de una manguera o por medio de un empaque hidráulico especial llamado Tam packer, este empaque hace mucho más fácil y eficiente las operaciones de corrida de revestimiento. Cuando se llega a la profundidad deseada, se instala la cabeza de cementación, por lo general se arman líneas en “Y” (a las bombas de la unidad de cementación y a las bombas del taladro) y se circula un lodo disperso para acondicionarlo,

obteniendo así, las propiedades reológicas adecuadas para que el lodo permita ejecutar un buen trabajo de cementación.

3.5.3 Llenado del espacio anular: para determinar el volumen anular entre el hueco y el revestimiento que se desea cementar, se debe determinar el tamaño del hueco por medio de un registro gráfico Calliper. La altura de llenado de la lechada de cemento debe basarse principalmente en las condiciones del pozo y en la experiencia de campo, pero si estas guías no existen se debe usar un volumen de lechada hasta de 1.5 veces el volumen calculado con base en el registro Calliper.

En todo caso, es preferible usar un exceso de cemento, especialmente cuando hay posibilidad de contaminación del cemento con el lodo.

3.5.4 Factores en la cementación primaria: los factores principales que se deben tener en cuenta para una cementación primaria son:

- ✓ Hueco: diámetro, profundidad, temperatura, desviación, características de las formaciones
- ✓ Lodo: tipo, propiedades, densidad, compatibilidad con el cemento
- ✓ Revestimiento: Diseño, tamaño, collares, profundidad, equipo flotador, centralizadores, raspadores, herramientas para cementación por etapas
- ✓ Equipo de perforación: tiempo de corrida del revestimiento, tiempo de circulación previa del lodo
- ✓ Cemento: tipo, composición, volumen, densidad, propiedades, aditivos, mezcla, pruebas de laboratorio del cemento con el agua disponible
- ✓ Equipo de cementación: tipo de mezclador, cabeza de cementación, taponés, tasa de desplazamiento
- ✓ Personal: personal disponible

3.5.5 Fallas en la cementación primaria: el éxito de la cementación primaria es muy importante pues una falla en ella, además de no aislar las diferentes formaciones, puede afectar la producción futura del pozo y requerir costosas y difíciles operaciones de reparación. La falla en aislar las zonas productoras puede causar los siguientes problemas:

1. Tratamientos de estimulación no efectivos.
2. Evaluación incorrecta del yacimiento.
3. Flujo de fluidos indeseables por el anular.
4. Bombeo excesivo de fluidos.
5. Acumulación de gas en el anular.
6. Problemas futuros de corrosión.

3.5.6 Causas de las fallas en la cementación primaria: Los principales factores que contribuyen a las fallas en las cementaciones primarias, durante el periodo de desplazamiento de la lechada de cemento, son:

1. *Fragüe prematuro dentro del revestimiento debido a:*
 - a. Contaminantes en el agua de mezcla
 - b. Estimación incorrecta de la temperatura
 - c. Deshidratación del cemento en el anular
 - d. Cemento inadecuado
 - e. Taponamiento del zapato y/o collar por el cemento
 - f. Insuficiente retardación de la lechada
2. *No “golpeo” del tapón cementador por:*
 - a. Tapón retenido en la cabeza cementadora
 - b. Tapón superior al frente de la lechada
 - c. Cálculos de desplazamiento incorrectos

3. *Mezcla incompleta de la lechada por:*
 - a. Falla mecánica del sistema
 - b. Insuficiente agua de mezcla
 - c. Insuficiente presión de bombeo
 - d. Falla del sistema de cemento a granel

4. *Fuga de gas en el anular a causa de:*
 - a. Insuficiente presión hidrostática
 - b. Gelatinización en el contacto lodo-cemento
 - c. Cemento no cubre arenas gasíferas
 - d. Deshidratación del cemento

5. *Canalización de la lechada por:*
 - a. Contacto de la tubería contra la formación
 - b. Lodo con propiedades inadecuadas
 - c. Falta de movimiento del revestimiento
 - d. Bajas tasas de desplazamiento
 - e. Ensanchamiento del hueco

6. *Fraguado muy rápido del cemento a causa de:*
 - a. Relación agua-cemento inapropiada
 - b. Temperaturas estimadas incorrectamente
 - c. Fallas mecánicas
 - d. Cemento inadecuado
 - e. Aditivos inadecuados
 - f. Agua de mezcla caliente
 - g. Lechada permanece estática temporalmente
 - h. Escogencia errada de espaciadores entre el cemento y el lodo

3.6 CEMENTACIONES DE SUPERFICIE

Son los revestimientos que se cementan desde superficie y que generalmente no exceden los 1000 pies. Su función principal es aislar la perforación de las capas freáticas, es decir, de las zonas productoras de agua.

Los diámetros de casing comunes son: 9 5/8", 10 3/4", 11 3/8", 13 3/8", 16" y 20".

Para cada diámetro de revestimiento hay diferentes espesores de pared. El diámetro externo es siempre el mismo, o sea, que al variar el espesor lo que se modifica es el diámetro interno. Para diferenciar los diferentes espesores se hace mención al peso del revestimiento por unidad de longitud, por lo general el peso se da en lbs/ pie.

3.6.1 Técnica operativa: el equipo cementador debe ubicarse en forma tal, que pueda recibir agua del equipo de perforación, la que se utilizará tanto para preparar la lechada como para el colchón lavador. También se debe prever que se necesitará agua para el desplazamiento de la lechada.

La ubicación debe tener en cuenta la posición adecuada del Bulk y del embudo que alimenta la batea. En las operaciones de cementación se debe registrar el valor de la presión durante el tiempo que dure la operación, por medio de un Martin-Decker.

3.7 CEMENTACIONES INTERMEDIAS

Este tipo de cementación se realiza cuando los problemas que se presentan en la perforación son de tal magnitud, que tienen justificación desde el punto de vista técnico-económico; por ejemplo, el caso de entrada de agua o gas, aprisionamiento de la herramienta por pega diferencial, hinchamiento de arcillas, desmoronamiento, pérdida de circulación, etc.

La profundidad es muy variable y depende de donde se ubique físicamente el problema en el pozo. Por tratarse de trabajos relativamente profundos, la presión de circulación será mayor, no solamente por la altura de la columna y diferencia de densidad con el fluido de desplazamiento (en el caso que la hubiera) sino también, por la mayor pérdida de carga como consecuencia de los elevados regímenes de bombeos que generalmente se necesitan.

Con respecto a régimen de bombeo elevado es importante tener en cuenta que solamente se deben utilizar dos bombas cuando se ha sobrepasado la capacidad de bombeo de una de ellas.

3.8 CEMENTACIONES DE PRODUCCIÓN

En esta operación se cementa el casing intermedio. Es necesario destacar que hay que prestar mucha atención al cierre que produce el tapón superior. Hay que asegurarse que el cemento no quede en el revestimiento, por lo cual hay que seguir desplazando hasta que el tapón llegue al tope.

Una forma de verificar si el cemento ha salido del casing es controlando el peso que registra el Martin - Decker del equipo perforador; dicho peso estará en función del revestimiento utilizado y del fluido que contiene; si hay

cemento en el casing en altura considerable (debido a la mayor densidad de la lechada) el peso será superior al normal.

En caso de que haya pérdida de circulación durante el desplazamiento de la lechada, es aconsejable reducir el caudal de bombeo, tratando de producir un taponamiento como consecuencia de la deshidratación de la lechada.

El tiempo de fragüe varía según la característica del cemento y los aditivos utilizados; se interesa reducir al mínimo la inactividad del equipo perforador.

Durante el fragüe no deben realizarse operaciones que signifiquen disminuir la tensión de la columna, permitiendo así, que el casing descansa en el cemento.

3.9 CEMENTACIÓN EN ETAPAS MÚLTIPLES

La cementación de un casing de gran longitud en dos o más etapas es una técnica que permite solucionar problemas, reduciendo los costos.

La cementación en etapas múltiples hace posible la colocación del cemento en el anular, según los intervalos preestablecidos, sin necesidad de llenar con cemento totalmente el espacio.

Esta técnica es posible mediante el uso de dispositivos especiales, que se instalan en el casing a las profundidades que se necesiten. En una operación normal de 2 etapas se usa un solo dispositivo o collar, pero se pueden, realizar operaciones en 3 ó 4 etapas, para las cuales se requieren 2 ó 3 collares respectivamente.

Las principales aplicaciones de esta técnica son:

- 1- Prevenir pérdidas de circulación, al disminuir la presión hidrostática de la columna de fluido en el anular.
- 2- Cementación de pozos con dos o más zonas productoras muy separadas entre sí, el dispositivo se coloca en el casing en un punto inmediatamente por debajo de la zona superior de interés.
- 3- Es mucho más económico, usar el dispositivo más los anillos cortos de cemento, que cementar una exagerada longitud de casing.

3.10 CEMENTACIÓN DE LINERS

Los liners son una solución económica para prolongar el revestimiento en un pozo abierto donde ya está instalado el casing hasta una determinada profundidad. En este caso el liner debe unirse al casing existente.

Según cada caso en particular y las condiciones del pozo, resulta el método a emplear para colocar y cementar el liner.

El liner se instala mediante tubería de perforación, o tubing, y puede apoyarse en el fondo del pozo, o colgarse del extremo del casing utilizando un colgador especial.

3.10.1 Colgadores: existen diferentes tipos de combinaciones de herramientas para colocar un liner en su lugar, pero desde el punto de vista de la cementación, la función es esencialmente la misma. En general pueden ser clasificados como conjuntos utilizados para liners cortos o liners largos. Liners cortos son aquellos que pueden ser asentados en el fondo sin que se doblen o cierren por acción de su propio peso. Liners largos son aquellos que

como consecuencia de su longitud deben ser colgados o acuñados desde el casing existente.

3.11 CEMENTACIONES SECUNDARIAS

Las cementaciones secundarias, también llamadas cementaciones a presión, remediales o squizes, se definen como una operación mediante la cual, la lechada de cemento es forzada a presión, ya sea a un espacio vacío, a perforaciones, fracturas, canales, rotura de casing, etc.

Las aplicaciones más importantes de las cementaciones secundarias son:

- 1- Aislamiento de zonas productoras de petróleo, con respecto a formaciones acuíferas.
- 2- Reparación de pérdidas en el casing causadas por rotura, corrosión, o uniones defectuosas
- 3- Completar el llenado de un anular o corregir canalizaciones en el cemento
- 4- Sellado de pérdidas de circulación o de zonas de alta presión
- 5- Sellado de perforaciones para abandonar zonas productoras agotadas

Para programar una cementación a presión, deben tenerse en cuenta cuidadosamente una serie de factores, tales como:

- 1- La función específica a cumplir: aislamiento, reparación, completar anular, etc.
- 2- Tipo de fluido a usar en la cabeza de la lechada: ácido, agua, o agua más aditivos
- 3- Tipo de empaques a utilizar: recuperables o perforables.
- 4- Ubicación del empaque: distancia de la zona a intervenir
- 5- Presión máxima de superficie

- 6- Composición y propiedades de la lechada
- 7- Técnica de bombeo
- 8- Condiciones mecánicas del pozo, conocer restricciones que pueden afectar el programa de trabajo
- 9- Condiciones físicas del pozo: fluido, presión y temperatura de fondo, formación fracturada o no, etc.

En una operación de cementación a presión convencional se produce la deshidratación de la lechada con filtrado de agua, a las zonas permeables; como consecuencia de ello, se produce un espesamiento de la lechada con una gran disminución de su tiempo de bombeabilidad, incluso convirtiéndola en una masa porosa y compacta.

La necesidad de aumentar la eficiencia de las cementaciones a presión, especialmente en formaciones de considerable espesor y permeabilidad variable, nos lleva a las siguientes condiciones:

- 1- Lavado previo de los cañoneos (perforados) y espacio anular, para permitir un buen contacto de la lechada con la formación y el revestimiento, logrando una buena adhesión.
- 2- Control de la velocidad de filtración de la lechada para mantener el tiempo de bombeabilidad y la distribución homogénea de presiones en la zona a tratar.
- 3- Control de la presión de trabajo para que no se produzcan fracturas. Sólo un control seguro de la fluidez de la lechada puede asegurar que la presión se ejerce en forma adecuada, lo cual nos asegura también el control de fragüe. Para evitar la fractura de la formación se puede calcular

la presión máxima de trabajo que tiene que ser menor a la presión de fractura.

Se utilizan dos tipos de empaques, el perforable y el recuperable. El perforable llamado a menudo retenedor de cemento, viene a formar parte de la columna del casing una vez que ha sido fijado, y se construye en fundición de hierro o aleación de magnesio, y puede ser fácilmente perforado.

Los factores que gobiernan el tiempo de fragüe son la relación agua-cemento, temperatura, presión, y los aditivos agregados. Ese tiempo de espera está relacionado con la resistencia que se requiere una vez que el cemento ha fraguado. En la práctica de campo el período de espera puede variar entre 8 y 72 horas, según la condición del pozo y de la operación, e incluso según el criterio del responsable de la operación.

3.12 TAPONES DE CEMENTO

Se llaman tapones a las operaciones en las cuales se colocan en el pozo un cierto volumen de lechada para cubrir una determinada longitud, a una altura fija, ya sea en un pozo abierto o cerrado.

Hay cinco aplicaciones básicas de los tapones de cemento:

- 1- Bloquear una zona productora agotada, colocando un tapón que cubra la longitud de dicha zona; también, se usan en pozos abiertos para cerrar zonas acuíferas.
- 2- Incrementar o disminuir la inclinación de la broca durante la perforación, se hace un tapón que sirve de asiento a la herramienta direccional. En este caso el tapón debe tener alta resistencia, por lo cual se utilizan

lechadas de alta densidad, o con el agregado de arena, en proporción de 20 a 50 % en peso del cemento.

- 3- Se llaman tapones de abandono cuando la lechada se coloca en forma tal, que previene la migración de fluidos entre las diversas zonas de un pozo que es abandonado. El número y longitud de los tapones depende del pozo en sí, y de las reglamentaciones que existan al respecto.
- 4- Evitar pérdidas de circulación, forzando a la lechada a penetrar en la zona de pérdida, sellando las fracturas o vacíos existentes.
- 5- Servir de base a cementaciones posteriores, para evitar pérdidas de circulación en zonas de interés.

3.12.1 Técnica operativa: el tapón se debe colocar en forma tal que permanezca inmóvil una vez efectuado el desplazamiento; esto es lo que se llama un tapón balanceado y significa que la lechada no experimente la tendencia a moverse en una u otra dirección por efecto de la diferencia de densidades cuando el bombeo ha terminado; esto representa hacer iguales los valores de presión hidrostática dentro y fuera del tubing, para lo cual la altura de cemento y fluido de desplazamiento en el interior del tubing debe ser igual a la altura del fluido en el anular.

3.13 HERRAMIENTAS DE CEMENTACIÓN

El equipo utilizado en cementaciones convencionales generalmente incluye: zapatos guías, collares flotadores, tapón inferior y superior, cabeza de cementación, centralizadores, equipo de mezclado y bombas, rascadores recíprocos o rotativos, dispositivos de dos etapas, canastas de metal y/o otros equipos especiales.

3.13.1 Zapatos: en la mayoría de los casos, excepto en ciertos pozos poco profundos, un zapato redondo es enroscado en la tubería inferior para guiar al casing a pasar las irregularidades del borde de pozo, encontradas mientras se baja el revestimiento. Se utilizan generalmente tres tipos de zapatos: guía (sin válvulas de ninguna clase), flotador y diferencial o automático.

3.13.1.1 Zapato guía: es un dispositivo que se coloca en el extremo del primer tubo y cuya función es guiar el revestimiento a través de las irregularidades del pozo, al mismo tiempo que protege el extremo del tubo, de los daños que pueden producirse durante el descenso del casing, lo cual impediría operaciones posteriores; también sirve como tope de cementación, está construido de acero, con un revestimiento interior de cemento que es perforable. El extremo metálico tiene un bisel interior para impedir que las herramientas que puedan atravesar el zapato se enganchen.

3.13.1.2 Zapato flotador: tiene la misma finalidad que el anterior, pero con una válvula instalada en la parte revestida con cemento, esta válvula actúa impidiendo la entrada de fluido desde el pozo al revestimiento; esto determina que el casing flote en el fluido que llena el pozo y disminuye el peso que debe soportar el elevador y el equipo. Se hace necesario llenar el casing desde arriba, para prevenir el colapso de la tubería.

3.13.1.3 Zapato diferencial o automático: cumple la misma función que los elementos anteriores, pero permite que un volumen controlado de fluido penetre en el casing a medida que este se baja en el pozo. Se evita que se generen presiones elevadas cuando se baja el revestimiento (efecto de pistón), dichas presiones pueden fracturar o dañar la formación.

3.13.2 Collares: los collares son dispositivos que se colocan en el casing a una distancia del zapato que está dada por 1, 2 o 3 tubos y que tienen la misma finalidad que los zapatos; además de las funciones de llenado y flotabilidad actúan como asiento para los tapones. Al servir de tope de tapón de cementación, se logra que la parte de la lechada que podría haberse contaminado, permanezca en el interior del extremo del casing, en lugar de quedar en el anular atrás del zapato.

Están contruidos de acero con el interior de cemento u otro material perforable. Tiene rosca en ambos extremos que permite conexión al casing en ambas direcciones. El collar flotador es idéntico en sus características al zapato flotador y generalmente se le utiliza como un zapato guía, aunque a veces se le usa juntamente, con un zapato flotador para tener doble protección.

3.13.3 Tapones de cementación: actualmente se usan 2 tapones, uno superior y otro inferior. Los tapones modernos son de caucho moldeado, combinado con fundición de aluminio o plástico.

3.13.3.1 Tapón inferior: se desplaza delante de la lechada de cemento, esta formado por un cilindro hueco de aluminio forrado en caucho, con aletas limpiadoras del revestimiento y con un diafragma, el cual cierra la parte superior del tapón. El tapón inferior se desplaza entre el lodo y el cemento y cuando llega al fondo golpea y se detiene contra el collar flotador; entonces la presión de flujo rompe su diafragma de caucho, permitiendo así desplazamiento de la lechada de cemento a través del tapón inferior, del collar flotador y del zapato flotador y luego por el espacio anular hacia arriba.

3.13.3.2 Tapón superior: el tapón superior de cementación se desplaza detrás de la lechada, entre el cemento y el lodo, tiene un corazón macizo

perforable revestido de caucho con aletas limpiadoras del revestimiento. El tapón superior, al terminarse el desplazamiento del cemento con lodo, golpea contra el tapón inferior de cementación, ya detenido por el collar flotador y produce un sello que impide continuar el desplazamiento de la lechada con lodo.

Al terminar el desplazamiento de la lechada de cemento, el pozo se deja quieto y cerrado, mientras el cemento fragua y adquiere suficiente resistencia. Por medio del tapón superior de cementación y de las válvulas de contrapresión (retención) del zapato y del collar flotador, se evita cualquier movimiento de los fluidos, quedando el revestimiento lleno de lodo y el espacio anular con cemento.

3.13.4 Centralizadores: como todos los pozos perforados no son verticales, se hace necesario ubicar centralizadores en la tubería de revestimiento, a fin de obtener una cementación uniforme y conseguir un buen sello y adherencia del cemento, con la tubería y el hueco.

Los principales objetivos de los centralizadores son:

1. Disminuir la fricción al bajar el revestimiento en el hueco
2. Centrar el revestimiento en el hueco
3. Minimizar la presión diferencial y evitar que se pegue la tubería.
4. Reducir la canalización del flujo de la lechada y ayudar a remover el lodo del pozo.

Dos tipos comunes de centralizadores son los *rígidos* y los de *resorte* o *flexibles*. El tipo flexible posee una habilidad mucho mayor para proporcionar la separación donde el pozo se ha ensanchado. El tipo rígido posee una

separación más positiva donde el borde del pozo esta más comprimido o cerrado.

Para la correcta ubicación de los centralizadores, se requiere del registro Calliper del pozo, ubicando los sectores donde serán colocados.

3.13.5 Rascadores: elemento mecánico de limpieza. Su propósito fundamental es eliminar el revoque y cualquier otro material extraño, adherido a las paredes del pozo en el área considerada, antes y durante la operación de cementación, para conseguir una buena adherencia del cemento con la formación, prevenir contaminación y canalización cuando el cemento es colocado en su lugar. Existen dos tipos de raspadores en uso, alternativo y rotativo, para cada uno de estos tipos hay una variedad de diseños.

3.13.6 Canastas: son dispositivos que se colocan en el casing o en un liner, con el propósito de que actúen como una barrera exterior durante los trabajos de cementación. Estas canastas soportan la columna anular de cemento mientras fragua, evitando así su pérdida a formaciones porosas, fracturadas o de baja presión. Al actuar como sello en el anular entre revestimiento y hueco, impide que la lechada invada zonas por debajo de la canasta.

3.13.7 Cabezas de cementación: la cabeza de cementación se instala en la parte superior del revestimiento que se va a cementar, contiene los tapones inferior y superior de cementación, los cuales son desplazados con la lechada de cemento y el lodo, mediante válvulas ubicadas en la cabeza de cementación.

3.13.8 Unidad de cementación: está constituida por un camión con bombas centrífugas, que son utilizadas para bombear el cemento a una determinada

presión. La unidad consta de 2 bombas, una es la encargada de mover y recircular el agua de mezcla, y la otra es la encargada de recircular el cemento.

Estos camiones cementadores poseen un sistema, en donde se mezclan el cemento con el agua de mezcla. El cemento seco debe ser mezclado con la adecuada cantidad de agua, para asegurar que la lechada y las propiedades del cemento fraguado cumplan con el diseño.

El camión de cementación también consta de 2 tanques de 10 barriles cada uno, en donde se pueden almacenar fluidos, tanto como espaciadores como fluidos para el desplazamiento. Por lo general las válvulas de este camión se accionan neumáticamente desde el tablero de control de la unidad.

Estas unidades cementadoras vienen en varias presentaciones, tanto en camiones como en trailers, pero ambos poseen las mismas características.

3.13.9 Unidad de batch mixer: está compuesta de dos tanques, cada uno de 50 barriles, en donde se mezcla la lechada de cemento; esta lechada puede ser recirculada entre ambos tanques por medio de una bomba centrífuga; el mezclado se logra a través de la acción de remolino o turbulencia; estos tanques tienen un tornillo sinfín que gira y facilita la mezcla del cemento.

La cantidad de cemento que puede ser mezclado en esta unidad es limitada. El mezclado en el batch mixer proporciona una lechada más exacta y homogénea. Esta unidad sólo sirve para mezclar el cemento y no para ser bombeado al pozo.

3.13.10 Transporte de cemento (bulk): estas unidades son utilizadas para transportar el cemento a granel, al pozo o locación donde se realizará el trabajo de cementación; poseen dos tanques, cada uno con una capacidad de 330 pies cúbicos, donde se almacenan 330 sacos de cemento por cada tanque. Estas unidades constan de un compresor, encargado de desplazar el cemento a su destino final. Algunas de estas unidades tienen steady flow en la parte posterior.

3.13.11 Steady flow: es un mecanismo regulador de presión mediante una válvula de aire llamada flapper, que recibe el cemento a la salida del bulk; la válvula se calibra para mantener un flujo estable del cemento a la unidad, evitando alteraciones en la descarga y proporcionando una buena homogeneidad.

3.13.12 Tanques: son parte fundamental de toda operación de cementación, allí podemos almacenar el agua de mezcla; los tanques típicos tienen capacidad para un volumen de 500 barriles, también hay tanques de gran capacidad para almacenar cemento a granel, por lo general estos son los encargados de abastecer los bulks que son llevados a los pozos; en raras ocasiones estos tanques se llevan a las locaciones, exceptuando trabajos donde se llegara a utilizar una cantidad considerable de cemento.

3.13.13 Compresores: se utilizan para desplazar el cemento. Se usan con mucha frecuencia en las plantas, en donde generalmente se encuentra almacenado el cemento. De las plantas se cargan los bulks para ser llevado a los pozos.

4. FLUIDOS DE PEFORACIÓN ⁶

El objetivo principal de perforar un pozo de petróleo es alcanzar la zona de hidrocarburos, atravesando las capas de las formaciones litológicas que estén presentes.

El lodo de perforación es un fluido de circulación que se utiliza en un equipo de perforación o terminación de pozo, formado por una mezcla de aditivos químicos, que proporcionan propiedades físico-químicas idóneas a las condiciones operativas y a las características de la formación litológica a perforar. La estabilización de los parámetros físico-químicos, así como la variación de los mismos, con los contaminantes liberados en la formación perforada, son controlados mediante análisis continuos.

4.1 FUNCIONES DEL FLUIDO

El fluido de perforación debe desempeñar ciertas funciones específicas, mantenidas por el comportamiento de las propiedades físico – químicas de los sistemas de fluido de control, tales como:

- **Transporte de recortes y derrumbes a superficie durante la perforación del pozo:** los recortes y derrumbes son más pesados que el lodo, por lo tanto, al mismo tiempo que el flujo en el anular los empuja hacia arriba, están sometidos a la fuerza de gravedad que tiende a hacerlos caer hacia el fondo del pozo. La velocidad con la que caen,

⁶ La información fue tomada de la Enciclopedia de perforación, Tomo III

depende principalmente de la densidad y viscosidad del fluido, así como del tamaño, densidad y forma de la partícula.

Dado que el fluido en el espacio anular circula hacia arriba, la velocidad a la cual las partículas son elevadas, es la diferencia entre la velocidad anular y la velocidad de caída de éstas; si el pozo no se limpia en la forma apropiada, el material sólido se acumulará en el espacio anular, causando un aumento de torque, arrastre y presión hidrostática.

- **Suspensión de partículas:** cuando se suspende la circulación, la fuerza de elevación por flujo ascendente es eliminada, los recortes tenderán a caer al fondo del pozo, por lo que el fluido de control deberá estar preparado y acondicionado químicamente para formar una estructura de gel cuando no esté fluyendo, y por supuesto, recuperar la fluidez cuando se reinicie la circulación. Un fluido que tenga baja viscosidad y gelatinocidad origina:
 - Mala limpieza del hueco
 - Torsión en la sarta, provocada por aglomeración de recortes en el hueco
 - Incorporación de sólidos finos al fluido de control, por falta de remoción en los recortes sobre la broca

- **Control de las presiones subterráneas de la formación:** el agua, el gas y el petróleo que se encuentran en el subsuelo están presionados, por lo que se busca un balanceo, que evite un flujo incontrolado de los fluidos de formación en el interior del pozo. Este control se logra a través de la presión hidrostática, la cual es proporcional a la densidad del lodo y a la altura de la columna de fluido.

Si la presión del agua, gas y petróleo de formación, es mayor a la presión hidrostática, se originará contaminación en el fluido de control, derrumbes y sobre todo, problemas en la penetración de la broca. Esto provocará tiempos perdidos debido al acondicionamiento tanto del fluido como del mismo hueco.

➤ **Enfriamiento y lubricación:** el fluido de control debe tener la capacidad de absorber y soportar la temperatura que aporta la formación perforada, ya sea por fricción o reacción química; liberando la temperatura en superficie sin alterar las propiedades físico - químicas originales. Cuando no hay enfriamiento, los aditivos químicos del lodo se degradan, provocando:

- Problemas en el hueco perforado: resistencia por reducción de diámetro
- Derrumbes por alteración estructural de la formación o desequilibrio en las presiones de control
- Asentamiento de los sólidos en suspensión del fluido, lo que causa resistencia y atrapamiento de la sarta

➤ **Sostiene las paredes del pozo:** a medida que la broca perfora la formación, se quita parte del apoyo lateral que ofrecen las paredes del pozo, a menos, que ese sostén, sea reemplazado por el fluido de control.

Cuando se perfora una formación que no es consolidada como en el caso de las areniscas, se requiere de un lodo que proporcione un cake delgado, pero resistente, sobre las paredes del pozo. Si se perfora una formación firme y consolidada como las lutitas, la densidad del lodo ofrece un apoyo suficiente; pero si la formación es muy firme, como granito y/o caliza, se necesita poco sostén por parte del lodo.

- **Suspensión de la sarta y de la tubería de revestimiento:** la sarta de perforación o revestimiento se encuentra afectada por el empuje ascendente del lodo. Cuando se maneja el peso de la tubería de perforación o revestimiento, y no se considera el efecto de flotación, se puede provocar el hundimiento del equipo de perforación, la pérdida del pozo y tanto accidentes personales como daños al medio ambiente.

- **Transmisión de energía hidráulica:** se genera mediante la presión de bombeo del fluido, a través de las boquillas en la broca, mejorando la limpieza del hueco y aumentando la velocidad de penetración. Actualmente esta transmisión de energía es utilizada para operar motores de fondo en la perforación de pozos direccionales.

- **Toma de registros geofísicos:** si bien el lodo afecta las características originales de las formaciones, es necesario para evaluarla, por medio de corridas de registros eléctricos, sínicos y radiactivos. En algunos registros el lodo debe ser buen conductor de la electricidad, y tener propiedades afines a los fluidos de la formación.

4.2 DISEÑO DE FLUIDOS

Para el diseño de un fluido, se debe contemplar si se trata de un pozo exploratorio o de desarrollo, a fin de poder seleccionar los datos correlativos que faciliten la obtención de los parámetros óptimos en el fluido de control, de acuerdo a las profundidades de cada contacto litológico, para determinar la densidad y seleccionar el fluido y los aditivos. Para ello se debe considerar lo siguiente:

Pozos exploratorios: los datos proporcionados por los registros sísmicos, y de geopresiones, levantamientos geológicos, profundidad del pozo, número de tuberías de revestimiento que se van a bajar y cálculo de las densidades requeridas.

Pozos de desarrollo: se cuenta con los programas de fluidos de los pozos aledaños, interpretación de registros eléctricos y pruebas de laboratorio y de campo, comportamiento del fluido utilizado en cada etapa perforada en pozos correlacionados.

4.3 TIPOS DE FLUIDOS DE CONTROL

Un fluido de perforación que es fundamentalmente líquido, se denomina también lodo de perforación. Se trata de una suspensión de sólidos, líquidos, o gases en un líquido.

El líquido en el cual todos los aditivos químicos están suspendidos se conoce como Fase continúa del líquido de control o lodo; las partículas sólidas o líquidas suspendidas dentro de otro, constituyen la Fase dispersa. Cuando se conoce la constitución de la fase continua, se obtiene el tipo de sistema del fluido, conocido como base del lodo.

A continuación se muestra una tabla donde se especifican los dos tipos de lodos, más usados en la industria petrolera:

FASE CONTINUA (MAYOR VOLUMEN DE LÍQUIDOS)	FASE DISCONTINUA (MENOR VOLUMEN DE SÓLIDOS Y LÍQUIDOS)	TIPO DE FLUIDO
El agua integra del 60 al 90% del volumen como base en la formulación de un sistema de fluido	Bentonita, barita, dispersantes y ciertos polímeros integran del 7 al 27% de los sólidos y el 3% de lubricantes líquidos como volumen	Las fórmulas de estos tipos de fluidos se conocen como base agua
El aceite integra del 40 al 70% del volumen como base en la formulación de un sistema de fluido	Las salmueras de diversas sales como calcio o sodio ocupan entre el 10 al 20 % como volumen. Los emulsificantes el 5% y de un 15 a 35% los sólidos	Las fórmulas de estos tipos de fluidos se conocen como base aceite

Tabla 11. Tipos de lodos

4.4 FASE CONTINUA DE LOS FLUIDOS

El agua es la fase continua de un lodo base agua. Algunos aditivos químicos que son sólidos se disuelven o se dispersan en la fase continua, formando una mezcla homogénea y una gran variedad de sistemas de fluido de perforación.

Los cationes de las sales (Na^+ , Ca^{++} , K^+ , NH_4^+) producen en la estructura de las arcillas una inhibición, lo que evita que se hidraten al entrar en contacto con el agua; al tener presentes iones oxidrilos, se mejora la dispersión de las arcillas, reduciendo el efecto de contaminantes como los gases corrosivos (CO_2 y H_2S).

En los fluidos base aceite, la fase continua es el diesel y el agua corresponde a la fase discontinua.

Existen fluidos que se emplean para perforar zonas o contactos litológicos que por su naturaleza, requieren de condiciones operativas especiales, como son los fluidos base aire, gas o espuma, conocidos como fluidos neumáticos.

4.5 CARACTERÍSTICAS Y APLICACIONES

- **Fluido base agua:** los sistemas de fluido base agua se clasifican por la resistencia que presentan a los contaminantes de la formación, que son alterados por la incorporación de gases, sales, arcillas, líquidos y sólidos propios de la formación o de aditivos químicos excedidos o degradados.
- **Fluido bentonítico (no disperso):** el término no disperso indica que no se utilizan dispersantes y las arcillas comercialmente agregadas al lodo, al igual que las que se incorporan de la formación, van a encontrar su equilibrio de forma natural en el sistema. Este fluido es utilizado en el inicio de la perforación.
- **Fluido bentonítico polímero:** es empleado para perforar formaciones de bajo contenido de arcilla. Se puede realizar con agua fresca o salada, considerando el contenido de calcio menor de 200 ppm. El Ca^{++} se controla con carbonato de sodio.
- **Fluido disperso (no inhibido):** se utilizan dispersantes químicos para deflocular a la bentonita sódica, no se utilizan iones de inhibición, ya que los dispersantes van a actuar sobre los sólidos perforados, maximizando su dispersión.

Es el fluido de perforación más versátil y más utilizado en la industria. La viscosidad del sistema es controlada mediante el uso de dispersantes. Se trata de un sistema con buena tolerancia a los contaminantes más comunes y a grandes contenidos de sólidos. Además si se le agregan surfactantes y mayor dosis de lignitos, resulta excelente para perforar pozos con alta temperatura.

- **Fluido disperso inhibido:** en este tipo de lodos se utilizan dispersantes químicos para deflocular la bentonita sódica, pero también, se utilizan iones de inhibición.

4.6 PROBLEMAS Y SOLUCIONES EN FLUIDOS BASE AGUA

- **Contaminación por arcillas**

Síntomas: incremento en el contenido de sólidos y MBT, se presenta disminución de la alcalinidad

Tratamiento: usar al máximo los equipos de control de sólidos, diluir y agregar material densificante; si el peso disminuye, usar dispersantes y soda cáustica

- **Contaminación por bicarbonato de sodio**

Síntomas: no aparece el calcio en la titulación, bajo Pf, incremento brusco del Mf, altos geles progresivos, gran incremento del filtrado.

Tratamiento: incrementar el pH hasta 9.5, determinar los EPM de carbonatos y tratar con cal a fin de eliminar el ion contaminante, agregar dispersantes para mejorar la reología del lodo, agregar agua si es necesario

- **Contaminación con carbonatos**

Síntomas: altos geles progresivos, alto filtrado, alto PF y Mf, no aparece calcio en la titulación.

Tratamiento: agregar cal, dispersantes y agua si se necesita.

- **Contaminación por cloruro de sodio**

Síntomas: gran incremento de cloruros en el filtrado, disminución de Pf, Mf y pH.

Tratamiento: diluir, ajustar pH, utilizar dispersantes, ajustar filtrado con polímeros, si la contaminación es muy severa se recomienda cambiar a lodo salino.

- **Contaminación por cemento**

Síntomas: incremento del pH y Pm, alto contenido de calcio en el filtrado y altos valores de geles.

Tratamiento: agregar bicarbonato según cálculo necesario, dispersantes y agua.

- **Contaminación por anhidrita**

Síntomas: reducción del pH, Pf, Mf, incremento del Pm y calcio en el filtrado.

Tratamiento: tratar con carbonato de sodio según ppm de contaminante, agregar dispersante y agua si es necesario.

4.7 PRUEBAS DE LABORATORIO

Las propiedades físicas y químicas del lodo de perforación deben controlarse, para asegurar un desempeño adecuado durante las operaciones de perforación. Los procedimientos para realizar los ensayos son los siguientes:

4.7.1 Densidad del lodo: las presiones de la formación son contenidas por la presión hidrostática del lodo, que está en función de la profundidad y de la

densidad; se puede expresar en libras por galón (ppg), libras por pie cúbico (pcf) ó kilogramo por metro cúbico (Kg/m^3).

La densidad del lodo se determina utilizando una balanza de lodo, la cual consiste en una taza montada en el extremo de un brazo graduado. Una cuchilla del brazo reposa sobre una base de apoyo, una pesa corrediza sobre el brazo se acerca o se aleja de la cuchilla, hasta balancear la taza llena de lodo. La densidad se mide directamente sobre la escala.

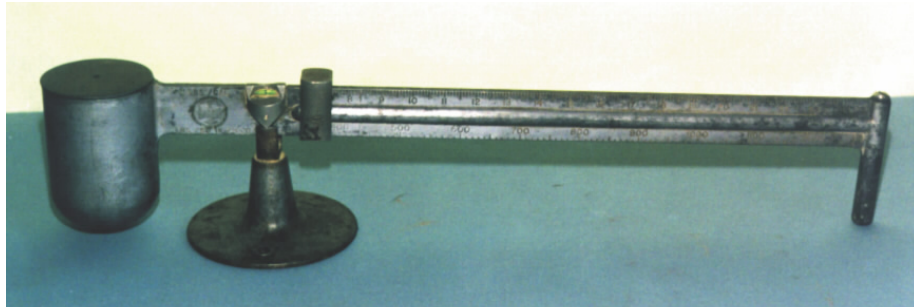


Figura 10. Balanza de lodos

4.7.2 Propiedades reológicas: estas propiedades son importantes para calcular las pérdidas de presión por fricción, para determinar la capacidad del lodo, para elevar los recortes y desprendimientos hasta superficie, para analizar la contaminación de fluidos por sólidos, etc. Las propiedades fundamentales son la viscosidad y la resistencia del gel.

Para las mediciones simples de viscosidad se emplea el embudo de Marsh, que mide la velocidad de flujo en un tiempo medido. La viscosidad de embudo, es el número de segundos requeridos para que 1000 ml de lodo pasen a través de un embudo de 12" pulgadas de largo con orificio de 3/16" de pulgada de diámetro, cuya capacidad son 1500 ml. El valor resultante es un indicativo cualitativo de la viscosidad del lodo.



Figura 11. Embudo de Marsh

Se obtiene una mejor medición de las características reológicas mediante el empleo de un viscosímetro electrónico rotatorio de lectura directa y de cilindros concéntricos. La unidad estándar de campo es el viscosímetro Fann, mediante el cual, se pueden medir la viscosidad plástica y el punto de cedencia.

Viscosidad plástica (μp): se utiliza como unidad el centipoise (cp); representa la resistencia al flujo del lodo causada principalmente por las partículas suspendidas y por la viscosidad de la fase fluida. La viscosidad plástica es afectada por la concentración, tamaño y forma de las partículas sólidas suspendidas en el lodo.

Punto de cedencia (Y_p): se usan como unidades las libras por cada 100 pies cuadrados, es la parte de la resistencia al flujo debida a las fuerzas de atracción entre partículas, causada por las cargas eléctricas sobre la superficie de las partículas dispersas en el lodo.



Figura 12. Viscosímetro de Fann

El viscosímetro también se usa para determinar las características tixotrópicas de los lodos, es decir mide la capacidad de desarrollar una estructura de gel rígida o semirígida durante el periodo de reposo, para ello, se hacen 2 mediciones de resistencia del gel: después de 10 segundos y después de 10 minutos respectivamente.

4.7.3 pH del lodo y alcalinidad: el pH de un lodo indica su acidez o alcalinidad relativa. En la escala del pH, el rango de acidez varía de 1 hasta 7, y el rango de alcalinidad comienza en 7 hasta llegar a 14. Un pH de 7 es neutro.

Los lodos son casi siempre alcalinos, y el rango habitual de pH es de 9.0 a 9.5. El pH de los lodos afecta la dispersión de las arcillas, la solubilidad de varios productos y sustancias químicas, la corrosión de materiales de acero y las propiedades reológicas del lodo.

Hay dos métodos principales para determinar el pH de los lodos, el primero es conocido como método colorímetro, que se basa en el efecto de los

ácidos y los álcalis sobre el color de ciertos indicadores químicos colocados sobre tiras de papel pH, éstas se colocan sobre la superficie de una muestra de lodo; el color resultante se compara con los colores de una tabla estándar.

El segundo método es llamado electrométrico, se fundamenta en el voltaje desarrollado entre dos electrodos especiales, colocados en un mismo tubo vertical de vidrio.

4.7.4 Filtración: cuando se circula a través de una formación permeable, el lodo de perforación perderá parte de su fase líquida hacia el interior de esa formación. Los sólidos del lodo se depositarán sobre las paredes del pozo, en un espesor que idealmente es de 1/32" de pulgada. El líquido que se pierde por filtración hacia la formación es el filtrado y la velocidad relativa a la cual ocurre este fenómeno se conoce como pérdida de fluido, que está afectada por la permeabilidad de la formación y la presión diferencial entre el lodo y la formación.

Hay dos métodos estándar para medir el filtrado, en ambos casos, el lodo se vuelca en una pequeña cámara que contiene un disco de papel filtro, la cámara es luego sellada herméticamente y se aplica una presión de gas CO₂ sobre el lodo, que empuja el filtrado a través del disco. El filtrado se recoge durante 30 minutos, en una probeta graduada. La pérdida de fluido son los centímetros cúbicos de filtrado recogidos en ese lapso.

Los dos ensayos son similares, se diferencian en la presión aplicada al lodo y en la temperatura. El ensayo API estándar se lleva a cabo a temperatura ambiente y a una presión de 100 psi. La prueba API HT-HP se realiza generalmente a 300°F y 500 psi.



Figura 13. Filtroprensa

4.7.5 Análisis del filtrado: el filtrado obtenido se somete a ensayos químicos para determinar la presencia de contaminantes, que ayuden a controlar las propiedades del lodo, y poder determinar los tratamientos que se requieran. Dichos estudios también se aplican al análisis de las aguas que se utilizarán en la preparación del lodo. Los análisis del filtrado incluyen: alcalinidad, cloruros, calcio, yeso.

4.7.6 Análisis de sólidos: los sólidos afectan la mayoría de las propiedades de los lodos, incluyendo la densidad, la viscosidad, la resistencia al gel, la pérdida de lodo y la estabilidad con la temperatura. El alto contenido en sólidos, tiene también, una influencia sobre el tratamiento del lodo y sobre el equipo necesario para que una operación de perforación sea eficiente. Los elementos importantes en el análisis de sólidos son: el contenido de arena, el contenido total de sólidos, el contenido de aceite, el contenido de agua y la capacidad de intercambio catiónico.

4.8 QUIMICA DE LAS ARCILLAS

Una comprensión total de las arcillas puede ser la herramienta más valiosa para el ingeniero de fluidos de perforación. Las arcillas pueden añadirse intencionalmente como la bentonita, o pueden entrar en el fluido de perforación como un contaminante principal, a través de la dispersión de los sólidos de perforación. En cualquiera de estos casos, las arcillas se vuelven parte activa del sistema, por tal razón, es necesario entender la química básica de las arcillas, para controlar adecuadamente los fluidos base agua.

En la industria de los fluidos de perforación, se utilizan algunos minerales de arcilla como la esmectita (componente principal de la bentonita), para proporcionar viscosidad, estructura de gel y controlar pérdida de fluidos. Inevitablemente las arcillas de la formación son incorporadas al sistema de fluido durante las operaciones de perforación y pueden causar varios problemas; los minerales de arcilla pueden ser tanto benéficos como dañinos para el sistema de fluidos.

Debido al tamaño de partículas pequeñas, las arcillas y sus minerales, se analizan con técnicas especiales, como la difracción de rayos X, absorción infrarroja y microscopio de electrones. La capacidad de intercambio de cationes (CEC: Cation Exchange Capacity), adsorción de agua y área de superficie, son algunas de las propiedades de los minerales de arcilla, que frecuentemente se determinan para su caracterización, minimizando los problemas durante la perforación.

4.9 CONTROL DE SÓLIDOS

La experiencia en el campo y las pruebas de laboratorio, han demostrado los beneficios de mantener un control sobre los sólidos indeseables. Entre las principales ventajas se encuentran: mayor velocidad de penetración,

mayor duración de la broca, mayor vida útil de las bombas y reducción en los costos de perforación.

El tratamiento de lodos con problemas de sólidos puede analizarse de la siguiente manera: dispersión química, dilución y remoción mecánica.

La dispersión química, involucra el uso excesivo de flocculantes y dispersantes. La dilución es una solución temporal y antieconómica. La remoción mecánica es el medio más eficiente y económico para solucionar un problema de sólidos.

El equipo debe diseñarse de acuerdo al programa del pozo. Idealmente un equipo de control de sólidos debe consistir en lo siguiente: zaranda de doble malla de alto impacto, desarenador con conos de 12" pulgadas, desarcillador con 16 conos de 4" pulgadas y mallas de 200 mesh; además, centrífugas para sólidos de alta y baja gravedad.

El tamiz de malla 200 se utiliza para el ensayo de arena API; todos los materiales que no atraviesen la malla 200 (74 micrones) se clasifican como *arenas*, cualquiera que sea su naturaleza. Las partículas entre 74 y 2 micrones reciben el nombre de *limo*; los materiales más pequeños de 2 micrones se conocen como coloides.

4.10 PERDIDAS DE CIRCULACIÓN

Consiste en la pérdida de lodo hacia la formación expuesta en el pozo. La reducción de flujo en el espacio anular, puede causar muchos problemas:

- ✓ Los recortes se pueden acumular en las zonas de baja velocidad y originar la pega de la sarta

- ✓ Al disminuir el nivel en el anular, se reduce la presión hidrostática en el pozo
- ✓ En sección de lutitas, se puede inducir a que las arcillas friables se desmoronen, haciendo que la herramienta quede atrapada

4.10.1 Causas:

Para que se pierda lodo hacia la formación se necesitan dos factores:

- Los orificios en la formación deben ser tres veces más grandes que la mayor de las partículas existentes en el lodo.
- La presión hidrostática debe ser mayor a la presión de la formación

Las formaciones que se caracterizan por tener orificios grandes como para permitir pérdida de circulación, son las formaciones no consolidadas o sumamente permeables, aquellas con fracturas naturales, zonas cavernosas y fracturas inducidas.

4.10.2 Control de las pérdidas: existe una amplia variedad de materiales fibrosos y granulares, que se utilizan para controlar los diferentes problemas de pérdidas, dentro de los cuales están: caña de azúcar, fibras de madera, cáscara de nuez, carbonato de calcio, sal granulada, gilsonita, etc.

4.10.2.1 Método de inyección forzada diesel / bentonita: consiste en sellar una zona de pérdida, mediante el forzamiento de elevadas cantidades de bentonita, en las fracturas de la formación que se van a hidratar y sellar. Se mezcla alta concentración de bentonita en diesel.

4.10.2.2 Tapón de cemento: se utilizan tapones balanceados, para cuando las pérdidas no se pueden controlar con los métodos anteriores.

4.11 DAÑO A LA FORMACIÓN

4.11.1 Causado durante la perforación de zonas productoras: los sólidos del fluido de perforación pueden obstruir las fracturas de porosidad secundaria, y también las inducidas.

El filtrado del fluido dentro de las zonas productoras, cambia la mojabilidad natural de la formación y causa un bloqueo por emulsión o agua. El filtrado causa que las arcillas se hinchen, dispersen, floculen o emigren hacia los espacios porosos, disminuyendo la permeabilidad.

Durante las operaciones de cementación, los sólidos del fluido y el cemento, pueden obstruir la porosidad primaria y secundaria, así como, las fracturas inducidas.

Los sistemas con agua y químicos usados para limpiar el pozo, bombeados adelante del cemento, pueden también alterar las arcillas de la formación productora. El filtrado de las lechadas de cemento, causa obstrucción en la porosidad del yacimiento.

Durante la realización de los disparos en la tubería de revestimiento, se pueden tapar fácilmente las perforaciones generadas durante el cañoneo.

4.11.2 Debido a la producción inicial: al empezar a producir hidrocarburos, el pozo recircula los fluidos dentro de la formación; en ciertos casos, estos fluidos son incompatibles, además, al tratar de fluir hacia el pozo, el

desprendimiento, transporte y depositación de partículas de arcilla y de finos provocan una obstrucción.

Cuando se inicia la producción a la tasa máxima del pozo, las partículas de los finos pueden transportarse fácilmente y causar obstrucciones y daños a la permeabilidad.

4.11.3 Estimulación de pozos: las perforaciones, fracturas y porosidad primaria pueden taponarse por los sólidos contenidos en el agua, lodo o salmuera que no estén debidamente filtradas. El fracturamiento con ácido podría causar comunicación con otras formaciones y facilitar la mezcla con otros fluidos no deseables. La acidificación de areniscas con HCl puede formar precipitados insolubles en las formaciones, dañando la permeabilidad.

4.12 SALMUERAS

Actualmente, las salmueras son las más utilizadas dentro de los fluidos de terminación de pozos. Las salmueras son soluciones de cloruro de sodio (NaCl), de potasio (KCl) y calcio (CaCl), y los bromuros de sodio (NaBr), potasio (KBr), calcio (CaBr₂) y zinc (ZnBr₂).

4.12.1 Composición y propiedades: las propiedades físico-químicas de las salmueras dependen de su composición química. En la escogencia del tipo de salmuera, se consideran las interacciones del fluido de terminación o de reparación con los sólidos, agua y gases de la formación.

Los problemas de incompatibilidad más comunes incluyen:

- Producción de incrustaciones como producto de la reacción de una salmuera bivalente con dióxido de carbono disuelto

- Precipitación de cloruro de sodio del agua de la formación, cuando está expuesta a ciertas salmueras
- Precipitados de compuestos de hierro de la formación, que resultan de la interacción con el fluido de terminación
- Reacción de la salmuera con arcillas de la formación

Para evaluar la compatibilidad de la salmuera con la formación, se deben realizar ensayos de laboratorio aplicados a núcleos de la formación o de pozos correlacionados, retorno de permeabilidad, análisis de agua de la formación, mineralogía de la formación y compatibilidad salmuera/agua.

Las propiedades de las salmueras que se deben analizar son: turbidez, pH, corrosión y filtrado.

4.12.2 Desplazamiento de los fluidos de control: tiene por finalidad efectuar la remoción del lodo y la torta adherida a las paredes de las tuberías, y eliminar los sólidos en suspensión presentes en el pozo. Se deben utilizar fluidos con características físico-químicas, que permitan la desintegración de los contaminantes y aseguren su total dispersión y posterior viaje hacia la superficie del pozo.

Es muy importantes determinar el tipo de torta y los contaminantes que se van a remover para diseñar los fluidos con las propiedades adecuadas y el programa de desplazamiento a efectuar.

4.12.2.1 Factores que intervienen en un desplazamiento:

1. Geometría del pozo y condiciones del equipo de superficie:
 - Condiciones de temperatura y presión del pozo: la temperatura afecta las condiciones y propiedades del fluido de control dentro del pozo,

por lo que se debe considerar el efecto que tendría sobre los fluidos desplazantes. Hay que mantener equilibrada la presión en los desplazamientos

- Diseño de las tuberías: las tuberías de producción y revestimiento influyen en el volumen de fluido a ser bombeado, afectando el diseño del programa
- Carecer del equipo necesario para efectuar las operaciones diseñadas en superficie, ocasionando problemas para tener una limpieza efectiva
- El tipo de fluido que se tenga en el pozo: es el factor primordial, ya que dependiendo de las condiciones en que se encuentre, será la eficiencia del desplazamiento
- La efectividad del programa de desplazamiento, está en que no sobrepase las condiciones de que se disponga en superficie. Es necesario monitorear el avance, eficiencia y cumplimiento del programa diseñado para ello

2. Los productos químicos programados en el desplazamiento:

- Evitar que se afecte la calidad de estos productos, alterando sus funciones. Hay que disponer de productos químicos alternos, para rediseñar en corto tiempo un programa de limpieza igualmente efectivo, o que realice la función que los otros productos no cumplieron. Se debe considerar en el diseño los espaciadores y lavadores químicos, ya que la mayoría de los lodos utilizados son incompatibles con las salmueras

4.12.2.2 Formas de desplazamiento: existen 2 formas para efectuar el desplazamiento del fluido de control, ya sea por agua dulce, salmuera libre de sólidos o la combinación de ambos.

- Circulación Inversa
- Circulación Directa

La selección del procedimiento más adecuado, depende de las condiciones operativas que se tengan en el pozo, calidad de las tuberías de producción y revestimiento, resultados de los registros de cementación y el tipo de fluido que se tenga en el interior del pozo.

- **Circulación inversa:** se utiliza cuando la calidad de la cementación y de la tubería, soportan la presión diferencial generada en el desplazamiento. El volumen de agua en el espacio anular es mayor, contrario a lo que ocurre con el volumen que queda en la tubería, que es menor. Se pueden aplicar regímenes de bombeo más elevados, con flujo turbulento, permitiendo desplazamientos más efectivos y libres de contaminantes. Los tiempos operativos se disminuyen.
- **Circulación directa:** cuando los registros muestran zonas que no soportarían el diferencial de presión, se emplea el método de circulación directa. No se obtiene un desplazamiento muy efectivo, debido a que los volúmenes que se manejan son menores, al circular de las tuberías de producción al espacio anular. Los regímenes de bombeo son menores, ya que se incrementan las pérdidas de presión por fricción. En algunos casos no se logrará el régimen turbulento, necesario para garantizar que el pozo estará totalmente limpio de contaminantes.

5. CONTROL DE ARENA¹

Algunas formaciones productoras, no resisten las fuerzas que se generan al fluir a través de su estructura, dando como resultado la producción de arena junto con los fluidos de la formación.

Sobre una arenisca existen fuerzas que tratan de mover o arrastrar los granos hacia el pozo y otras, que tratan de mantenerlos unidos a la formación.

Las fuerzas que tratan de arrastrar el grano junto con el fluido son:

- Las causadas por el diferencial de presión entre la formación y el pozo
- Las fuerzas de fricción que ejercen los fluidos sobre el grano
- El peso de las formaciones superiores

Las fuerzas que tratan de mantener el grano unido a la formación son las generadas por:

- La calidad de la cementación intergranular
- La fuerza de fricción entre granos
- La fuerza de gravedad ejercida sobre cada grano

5.1 PROBLEMAS GENERADOS POR LA PRODUCCION DE ARENA

- Disminución de la producción, por taponamiento de los intervalos productores con arena

- Daños mecánicos en el revestimiento o liner, empaques, sarta de tubería y bombas de subsuelo
- Disminución de la producción por pérdida de eficiencia de la bomba de subsuelo
- Costo de equipo para la ejecución de la limpieza de arena, cambios de tubería de producción, bombas de subsuelo o empaques
- Pérdida definitiva del pozo, en caso de pegas severas del equipo de subsuelo
- Posibles problemas de subsidencia, debido al adelgazamiento de los estratos arenosos, que se manifiestan con la presencia de colapsos en algunos casos
- Llenado con arena de las líneas, separadores y tanques
- Desgaste de codos, válvulas y cheques

Existen tres teorías de lo que pasa en la formación debido a la producción de arena:

- Se forma una cavidad detrás del revestimiento
- La arena se expande impidiendo la formación de cavernas detrás del revestimiento
- El peso de formaciones superiores hace que se llene cualquier espacio dejado por la producción de arena

5.2 METÓDOS PARA EL CONTROL DE ARENA

5.2.1 Disminuir el diferencial de presión: La diferencia de presión entre el yacimiento y el pozo, es el factor de mayor influencia en las fuerzas que

tratan de arrastrar los granos de arena hacia el pozo; las formas de disminuir el diferencial de presión son las siguientes:

- Bajar la tasa de producción: es una forma de controlar el problema, pero que resulta antieconómica
- Aumentar el área de flujo: incrementando la densidad de cañoneo

5.2.2 Incrementar el grado de consolidación de la formación: en arenas no consolidadas, lo que se busca es pegar artificialmente los granos, para aumentar la calidad de la cementación intergranular.

La inyección de pegantes químicos o resinas que se bombean en forma líquida y se endurecen por efectos del tiempo y la temperatura, es la manera más fácil de mejorar artificialmente la consolidación de la arena.

5.2.3 Colocar una barrera física : esta barrera evita la salida de los granos de arena, para lo cual se está empleando el empaquetamiento con grava. El éxito en el control de la producción de arena mediante este método, depende del correcto diseño del liner, del diseño de la grava y por supuesto de una correcta operación de empaquetamiento, es decir, que el filtro de grava cubra totalmente el intervalo productor.

Hay que tener en cuenta, que al efectuar un empaquetamiento, la grava debe ser redondeada, lisa y uniforme. En una escala de 0 a 1.0 la redondez debe ser de 0.6 y la esfericidad de 0.7 aproximadamente, la grava debe estar completamente limpia; todas estas características tienden a aumentar la permeabilidad y la porosidad del empaque. Es conveniente que los materiales a usar en el empaque de grava sean principalmente de sílice y no calcáreos, por si se llegara a necesitar un tratamiento con ácidos posteriormente.

5.3 EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA²

El empaquetamiento con grava es una técnica empleada para controlar la producción de arena de la formación en los pozos productores, utilizando un fluido transportador de grava que la lleva hasta el fondo del pozo; para esto se utilizan tubos ranurados, los cuales permiten el paso de fluidos e impiden la producción de arena³.

5.3.1 Puenteo de la arena: se inicia cuando dos de las partículas más grandes se colocan al mismo tiempo en un espacio poroso y se cargan la una contra la otra; otras partículas pequeñas se quedarán detrás de las más grandes que ya se han puenteado y no podrán pasar a espacios vacíos que se encuentren adelante, repitiéndose el proceso hasta que las aberturas lleguen a ser lo suficientemente pequeñas para retener la arena de la formación. Esta condición permanece estable mientras que no sucedan cambios en las condiciones de flujo.

5.3.2 Fluido de empaquetamiento: el fluido utilizado en el empaquetamiento de zonas poco consolidadas es extremadamente importante; además de controlar la presión de yacimiento, estos fluidos deberán tener las siguientes propiedades:

- Control de pérdida de fluidos
- Capacidad de suspensión y transporte
- Estabilización de las arcillas
- Bajo contenido de sólidos en suspensión
- Bajas tasas de corrosión

El control de pérdidas de fluidos es esencialmente importante cuando se trabaja en overbalance a través de la zona permeable, esto se puede obtener al agregar pequeñas cantidades de aditivos de control de pérdidas de fluidos solubles en ácido o en aceite.

5.3.2.1 Fluidos viscosos: los sistemas viscosos pueden ser preparados utilizando una gran variedad de fluidos base.

Diferentes fluidos han sido usados en este tipo de sistemas: el aceite gelificado puede tener viscosidades en el rango de 200 a 1000 cp a temperatura de superficie. Las salmueras son gelificadas con polímero HEC, para producir sistemas con viscosidades en el rango de 300 a 600 cp.

Los fluidos base alcohol en ocasiones son utilizados, pero los que ofrecen mayores ventajas son los base agua; el polímero HEC tiene como ventaja el poco residuo que produce después de su descomposición.

Entre las ventajas de los fluidos viscosos tenemos:

- La tasa de bombeo es mucho más rápida, lo que disminuye el tiempo de operación
- El fluido viscoso provee buena distribución radial y vertical de la grava
- Los sistemas viscosos permiten transportar altas concentraciones de grava, de modo que se necesita menos cantidad de fluido para colocar la grava en el fondo
- Se minimizan los cambios en la saturación de la formación
- Los fluidos se pueden bombear a tasas tan bajas como 2 bpm – 0.5 bpm, disminuyendo la erosión de las ranuras del liner y la mezcla de la grava con la arena de la formación

El uso de fluidos de alta viscosidad puede causar puenteo de la grava en los centralizadores y otras restricciones en el anular liner-hueco.

5.3.2.2 Fluidos no viscosos: generalmente son salmueras, con viscosidades muy cercana a la del agua o un poco mayor, dependiendo de la concentración.

Cuando se adicionan polímeros, el sistema se considera no viscoso, siempre y cuando la viscosidad sea menor a 30 cp. Estos fluidos son más económicos pero deben ser bombeados a tasas muy altas y bajas concentraciones menores que 1 ppg. Este sistema no se recomienda para pozos revestidos.

El fluido transportador deberá ser compatible con los fluidos de formación y no contener sólidos u otra clase de impurezas.

5.4 CONSIDERACIONES ESPECIALES DE DISEÑO

El diseño de empaquetamientos con grava, no se puede generalizar ni mucho menos limitar a un método específico y de aplicación única, debido a la gran cantidad de variables que en un momento dado pueden afectar el diseño mismo.

Además de las simples características del pozo a empaquetar, se deben tener en cuenta otros factores, tales como, proyectos de recuperación secundaria (Inyección de agua, Vapor, CO₂).

5.4.1 Pozos desviados: la baja efectividad en el control de arena se debe principalmente a lo inestable o incompleta colocación de la grava alrededor

del liner, resultando espacios vacíos en el anular empaquetado, siendo esto particularmente cierto, en pozos con gran ángulo de desviación.

Los efectos gravitatorios en estos pozos tienden a causar el asentamiento de la grava en la parte superior de la zona a empaquetar, facilitando la formación de dunas.

Se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Se ha demostrado que la eficiencia de empaquetamiento se incrementa con la disminución en el tamaño de la grava
- Dependiendo del tipo de fluido transportador, la eficiencia del empaquetamiento se aumenta al elevar la concentración de grava.
- Al incrementar la densidad del fluido transportador, se aumenta la eficiencia de empaquetamiento
- Un aumento en la viscosidad del fluido de transporte, reduce la tasa de asentamiento de las partículas de grava. Para ángulos altos de desviación, es recomendable utilizar fluidos de alta viscosidad, sin embargo, parece tener un efecto negativo (disminuyendo la eficiencia de empaquetamiento) en pozos con ángulos de inclinación menor a 60° grados
- Se ha observado que si se incrementa el diámetro de la tubería de cola, se puede alcanzar una mayor eficiencia de empaquetamiento. Se recomienda una relación diámetro de la tubería de cola a diámetro del liner mayor a 0.6

- La reducción en la tasa de flujo a través de las ranuras del liner, permite que más fluido permanezca en el espacio anular, incrementando el volumen de grava en suspensión y forzando más partículas hacia el fondo del pozo
- En empaquetamientos de pozos con gran ángulo de desviación no se recomienda utilizar rompedor, ya que varios estudios han demostrado que el uso de rompedor es beneficioso sólo en los empaquetamientos de pozos de bajo ángulo de inclinación.
- Diferentes estudios han demostrado que el uso de baffles, puede mejorar la eficiencia del empaquetamiento en pozos desviados.
- En los empaquetamientos de pozos revestidos, es importante asegurar que todas las perforaciones estén limpias.
- Después de que el pozo ha sido empaquetado, se debe llevar un monitoreo de los fluidos producidos, para asegurar que el contenido de arena no exceda el 5%.

6 OPERACIONES DE CEMENTACIÓN EN EL CAMPO JAZMÍN

El estado mecánico convencional de los pozos en el Campo Jazmín, comprende un hueco de superficie de 12 ¼" con revestimiento de 9 - 5/8", hueco intermedio de 8 ½" con revestimiento de 7" y hueco de producción ensanchado a 11" con liner ranurado de 5".

6.1 CEMENTACIÓN DEL CASING DE SUPERFICIE DE 9 5/8"

El objetivo de este trabajo de cementación es proveer y dar soporte a todo el revestimiento de 9 - 5/8", ofreciendo un buen sello en el anular, ayudando a soportar el equipo de control de pozo, aislando el anular de la sección de 12 ¼", además de obtener un buen aislamiento en el zapato para la prueba de integridad de formación, y por último ayudar a aislar las fuentes de agua fresca someras, que se presentan en la litología.

En este trabajo se emplean una cabeza de cementación, un zapato flotador y el tapón superior. Se sub-desplaza para dejar el tapón 10 ft por encima del zapato. Se realiza la respectiva centralización del revestimiento.

Se perfora el pozo con broca de 12 ¼" hasta +/- 200 ft aproximadamente. Se utiliza lodo agua - bentonita extendida con peso entre 8.4 – 8.8 ppg, para la limpieza final se pueden utilizar píldoras viscosas que ayuden al arrastre de los sólidos para garantizar la limpieza del hueco. Se corre un revestimiento de 9 5/8"; 43,5 # (lbs)/ ft; N-80 BTC; Rango (R-3) ; (ID: 8.755").

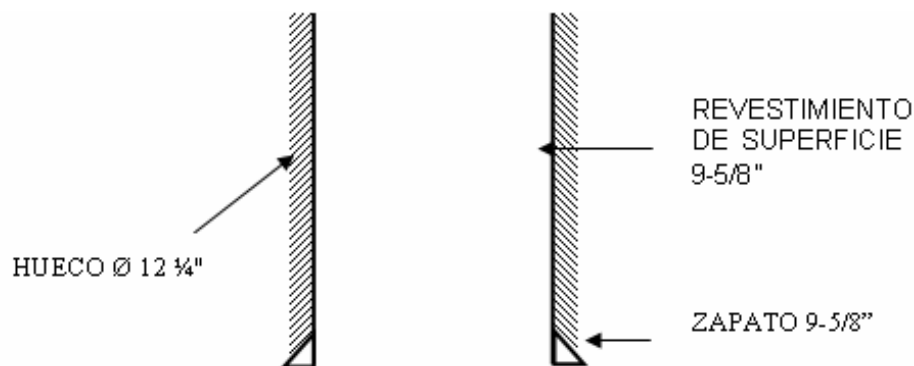


Figura 14. Casing de superficie

Se recomienda la utilización de una lechada de relleno de 14.2 ppg con Bentonita y Cloruro de Calcio para acelerar el fragüe. Esta lechada que cubre la totalidad del hueco abierto hasta superficie es mezclada en el Batch mixer con Cemento clase "G". El diseño recomendado es: Cemento Clase "G" + 0.012 gal/sx de D-Air 3000L + 1% Bentonita + 1% CaCl₂, como lechada. Se sugiere un exceso del 300 % sobre el tamaño del hueco en calibre.

Como espaciador / lavador se recomienda bombear 20 bls de agua fresca para garantizar flujo turbulento a bajas ratas, permitiendo mejorar el barrido del lodo con baja movilidad.

En la locación se dispone de la cantidad requerida de cemento petrolero clase "G", más un exceso.

Si se observan influjos de agua durante la perforación, se debe asegurar que el pozo este controlado (muerto) antes de realizar el trabajo de cementación. En este caso se recomienda bombear un espaciador ligeramente pesado (Biozan) de 12 ppg delante de la lechada.

Si se observa escurrimiento en el nivel del cemento en el espacio anular después de finalizada la cementación, se espera hasta que el cemento

alcance un resistencia de 50 psi (de acuerdo con las pruebas de laboratorio) y realizar un “Top Job”, considerando un volumen de 10 bls de cemento con una lechada de 15.8 ppg con 2% por peso de cemento de CaCl_2 . Se debe verificar la disponibilidad de la tubería “macarrón” y de las conexiones necesarias si se requiere realizar el Top Job.

El hueco se debe acondicionar, circulando hasta retornos limpios en las rumbas; la reología del lodo se debe bajar a un Yield Point (YP) $<15 \text{ lb}/100 \text{ ft}^2$.

El desplazamiento se realiza con agua fresca. Un sub-desplazamiento de 0.8 bls deja un shoe track de 10 ft de cemento dentro del revestimiento.

Las ratas de desplazamiento de alta energía son las más efectivas para asegurar un buen desplazamiento, las condiciones de flujo turbulento son deseables pero no son requeridas. Cuando el flujo turbulento no es una opción viable para la formación, se usa la rata máxima de bombeo factible para las condiciones del pozo. Los mejores resultados son obtenidos cuando el espaciador y/o el cemento son bombeados a máximo caudal, el espaciador o lavador son apropiadamente diseñados para la remoción del fluido de perforación.

Las temperaturas de fondo de pozo para cementación afectan el tiempo de bombeabilidad, reología, tiempo de fragüe y el desarrollo de resistencia a la compresión. Conociendo la temperatura actual, a la cual el cemento se encontrará durante la ubicación, permite optimizar el diseño de la lechada.

La tendencia a sobre estimar la cantidad de materiales para mantener el cemento en estado fluido para bombearlo y la cantidad de tiempo de bombeo requerido para un trabajo, a menudo resulta en costos innecesarios y problemas de control de pozo.

Si se observan pérdidas durante el desplazamiento o bombeo de cemento, se bajará el caudal pero en ningún momento se detendrá el bombeo. Todos los volúmenes se bombean de acuerdo al programa.

Al acondicionar el lodo, cuando el revestimiento esté en fondo, se debe obtener un YP menor a 15 lb/100 ft² y geles @ 10 s y 10 min con un perfil plano. Hay que circular el hueco al menos 1 fondos arriba, antes de desarrollar el trabajo, es importante que se eviten al máximo los tiempos estáticos durante la circulación.

Se requieren 200 bls de agua para el espaciador, la mezcla de cemento, el desplazamiento y el lavado del equipo. Esta agua se almacena en un frac tank.

CASING 9.625"	
OD	9.625 in
ID	8.755 in
GRADO	N-80
PESO	43.5 lbm/ft
PRESIÓN DE ESTALLIDO	6330 psi
PRSIÓN DE COLAPSO	3810 psi
ACCESORIOS	Zapato flotador BTC

Tabla 12. Propiedades del casing 9 5/8"

6.1.1 Centralización: la centralización del revestimiento en el hueco abierto está estrechamente relacionada con los regímenes de flujo a lo largo y ancho del espacio anular y afecta directamente el proceso de remoción de lodo y de emplazamiento de fluidos en el anular.

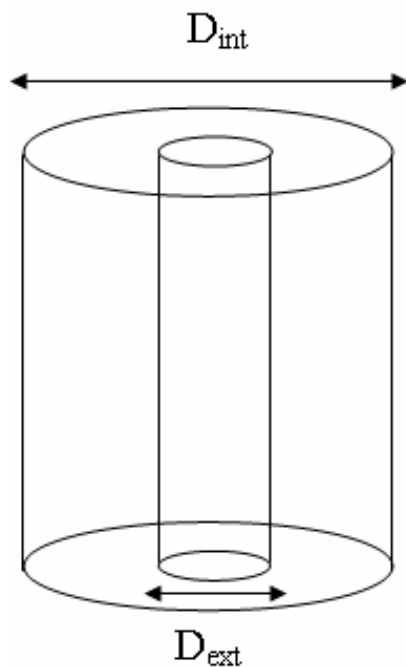
En el programa de cementación se recomienda la instalación de 4 centralizadores flexibles:

- ✓ (1) Centralizador 10 ft arriba del zapato
- ✓ (1) Centralizador entre la junta 1 y 2
- ✓ (1) Centralizador entre la junta 2 y 3
- ✓ (1) Centralizador en la mitad de la junta 4

6.1.2 Cálculos: básicamente se hace referencia a capacidades volumétricas de tuberías y espacios anulares.

$$C_{ap} = \frac{D_{int}^2 - D_{ext}^2}{1029.4}$$

Ecuación 6.1 Capacidad volumétrica



D_{int} = Diámetro interno de la tubería 1 ó diámetro del hueco, en pulgadas (in)
 D_{ext} = Diámetro externo de la tubería 2, en pulgadas (in)

C_{ap} = Capacidad volumétrica, $\frac{Bls}{ft}$

Figura 15. Capacidad Volumétrica

6.1.3 Información necesaria:

Si se tiene la siguiente información del intervalo perforado:

✓ Hueco abierto 12 ¼"	0 - 185 ft (MD)
	0 - 185 ft (TVD)
Diámetro interno	12.25 in
✓ Casing superficie de 9 - 5/8"	0 - 180 ft (MD)
	0 - 180 ft (TVD)
Diámetro externo	9.625 in
Diámetro interno	8.755 in
Peso	43.5 lb/ft
Grado	N-80 BTC

Se dejan 5 ft de bolsillo entre la profundidad del hueco perforado y el zapato flotador.

6.1.4 Procedimiento:

✓ Se calcula el volumen total de lechada y el correspondiente al desplazamiento:

Espaceador: (agua)

Total Espaceador 20.00 Bls

Lechada de cemento: (180 ft)

Volumen anular hueco 12.25" - Csg 9.625"

180 ft * 0.056 Bls / ft 10.08 Bls

300 % Exceso 30.24 Bls

Total lechada de cemento 40.32 Bls

Volumen de lechada a bombear 41.00 Bls

Rendimiento	1.5 ft ³ / sx
Sacos de cemento	156 sxs
Shoe track de cemento (10 ft)	
10 ft* 0.075 Bls / ft	0.8 Bls
Volumen de lechada a bombear	1.00 Bls
Sacos de cemento	4 sxs
Total lechada de relleno	42 Bls
Total sacos de cemento	160 sxs
Capacidad total de la tubería	
180 ft* 0.075 Bls / ft	13.5 Bls
Volumen de desplazamiento	
Capacidad de tubería – shoe track	13.5 Bls - 1 Bls
	12.5 Bls

✓ Fluidos:

Fluido 1: Lodo	Densidad: 8.5 lb / gal
Fluido 2: Agua como Espaceador	Densidad: 8.33 lb / gal
Fluido 3: Lechada de Relleno	
Premium clase G	Densidad: 14.2 lb / gal
94 lb /sx Premium - clase G	Rendimiento: 1.5 ft ³ / sx
0.1 % BE-4 (Biocida)	Requerimiento agua: 7.44 Gal /sx
1 % Bentonita	Tope: 0 ft
1% Cloruro de Calcio	Profundidad : 180 ft
0.012 gal / sx D-AIR 3000L (Antiespum.)	Volumen: 42 Bls
	Sacos: 160 sxs

Propiedades de la lechada estimadas:

Tiempo de bombeabilidad (horas):	4:30:00
Esfuerzos compresivos @ 90°F	4:07:00 50 psi
	12:40:00 500 psi
	Agua libre: 0%

Fluido 4: Agua de desplazamiento

Densidad: 8.33 lb / gal

Volumen: 12.5 Bls

✓ Programa de cementación:

- Instalar zapato en la primera junta de casing, usando soldadura líquida
- Instalar la segunda junta de 9 5/8" con soldadura líquida
- Correr el revestimiento hasta 180 pies, instalando los centralizadores según tally de tubería
- Con el casing en fondo, armar líneas de cementación y cabeza
- Romper circulación lentamente con las bombas del taladro, con el lodo ya acondicionado sin comprometer la estabilidad del hueco y la remoción de cortes
- Realizar reunión de seguridad preoperacional
- Aislar el área para proceder a probar la línea de cementación con 500 / 1,000 psi durante 5 minutos
- Iniciar Premezcla de lechada de cemento
- Comenzar la cementación con la siguiente secuencia de bombeo: (todos los fluidos se bombean con la unidad de cementación)
 - Bombear 20 Bls de agua fresca, como pre-flujo @ 6 bpm
 - Bombear 42 Bls (160 sxs) de lechada de relleno de 14.2 ppg con 1 % de Bentonita + 1 % Cloruro de Calcio (acelerador)+ 0.012 gal/sx D-Air 3000L (Antiespumante) @ 5 bpm.
 - Soltar Top Plug, observando el normal funcionamiento de la banderola indicadora
 - Desplazar con 12.5 Bls de agua fresca @ 4 bpm. Cuando se observen retornos de cemento en superficie mientras se bombea el desplazamiento, disponer adecuadamente de ellos
- Realizar el backflow en la unidad de cementación

- Desarmar la cabeza de cementación y las líneas de superficie
- R/D equipo de cementación
- WOC

6.2 TAPÓN BALANCEADO DE CEMENTO

Mediante la interpretación de los registros eléctricos, se define la profundidad a la cual va a quedar el zapato del revestimiento de 7", posteriormente se procede a balancear un tapón de cemento, con el fin de brindar soporte a las lechadas de esta cementación, y de esta manera evitar contaminaciones o daños a las zonas de interés.

Se bombea una píldora viscosa para el soporte del tapón balanceado, el cual tiene una longitud de 30 ft (el tope se encuentra a 5 ft por debajo del zapato de 7").

Se usa agua fresca como espaceador, y una lechada principal de cemento clase "G", densidad 12.6 ppg y rendimiento 2.02 ft³/sx. Normalmente se bombean 6 Bls de lechada, considerando un 30% de exceso en volumen y teniendo en cuenta el diámetro promedio del hueco, obtenido del registro Caliper.

6.2.1 Procedimiento:

- Bajar con tubería abierta hasta fondo
- Colocar píldora con viscosidad de embudo mayor a 180 seg, para soportar el cemento
- Sacar tubería hasta la base teórica del tapón (35 ft por debajo del zapato de 7")
- Armar líneas de cementación en Y con la bomba del equipo

- Bombear 2 Bls de agua fresca y probar líneas con 1000 psi
- Circular un fondo arriba. Realizar reunión pre-operacional
- Mezclar 6 Bls de lechada de 12.6 ppg (20 sxs), rendimiento: 2.02 ft³/sx, requerimiento de agua: 11.56 gal/sx, con la siguiente composición: 1.5 % de bentonita, 2% de CaCl₂ (acelerador), 0.012 gal/sx D-Air 3000L (Antiespumante), 0.25 lb/sx Fibra , 0.1 gpt de bactericida

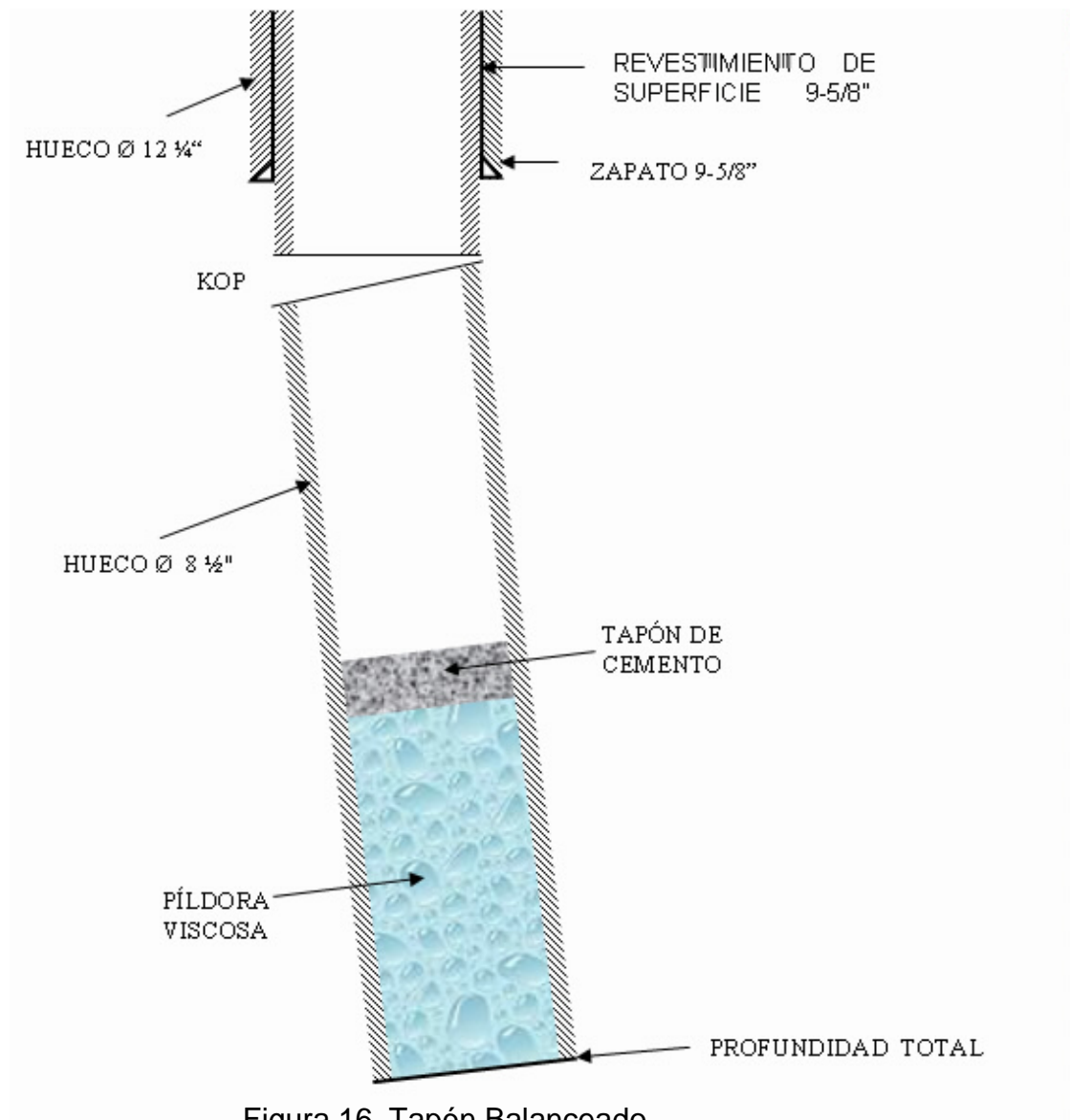


Figura 16. Tapón Balanceado

- Comenzar la cementación con la siguiente secuencia de bombeo: (todos los fluidos se bombean con la unidad de cementación, para garantizar homogeneidad de la mezcla)
 - Bombear 10 Bls de agua fresca, como pre-flujo @ 4 bpm
 - Bombear 6 Bls de lechada de 12.6 ppg @ 3 bpm
 - Desplazar con 8 Bls de agua fresca @ 3 bpm

- Sacar lentamente la sarta +/- 45 ft, y se circula el exceso de cemento a la rata mínima de la bomba, durante 10 minutos
- Sacar una parada y circular fondo arriba @ 6 bpm
- R/D equipo de cementación
- WOC por 9 horas, antes de verificar el tope del tapón:
 - 2 horas sacando tubería a superficie
 - 5 horas de espera de fragüe en superficie
 - 2 horas bajando con broca al tope del tapón

6.3 CEMENTACIÓN REVESTIMIENTO DE 7”

Después de verificar el tope del tapón balanceado, se corre el revestimiento para cementarlo en una etapa, si no se presentan pérdidas de circulación durante la perforación, o en dos etapas en caso contrario.

La cementación permite soportar el revestimiento de 7”, provee integridad al zapato y suministra aislamiento a través de todo el intervalo.

Se perfora el pozo con broca de 8 ½” hasta la profundidad de interés +/- 2200 ft en promedio, utilizando un lodo tipo polímero de 8.7 - 9.3 ppg para controlar el filtrado y mejorar las propiedades reológicas.

Se utiliza cemento clase “G”, para la preparación de la lechadas, el cuál tiene un mejor comportamiento con el tiempo y los cambios de temperatura que se esperan en el pozo (Inyección de vapor). Para preparar todas las lechadas de cemento se utiliza el “batch mixer”.

6.3.1 Diseño de la lechada: se recomienda la utilización de dos lechadas, una de relleno de 13.2 ppg y una principal con densidad de 15.8 ppg, ambas tienen arena de sílice para evitar la retrogresión del cemento durante la etapa de producción (altas temperaturas), controlador de pérdida de filtrado y retardador para asegurar el tiempo de operación más 1 hora de seguridad. Se emplea la rata de bombeo más alta para las condiciones del pozo.

6.3.2 Espaciadores: para remover la torta del lodo se utiliza un pre-flujo, compuesto por un lavador químico Mudflush (15 Bls), seguido por un espaciador viscoso Biozan (15 Bls) que arrastra la torta y el lodo remanente. Los diferentes fluidos se diseñan para que cumplan con una secuencia reológica, optimizando la limpieza.

Se bombea un tren de fluidos compuestos por silicatos y cloruros, con el objetivo de minimizar perdidas de circulación y además mejorar los resultados de la cementación.

La secuencia de este sistema es: 5 bls de agua dulce, 15 bls de salmuera, 10 bls de agua dulce, 15 bls de Super Flush, 10 bls de agua.

6.3.3 Acondicionamiento del fluido de perforación: este procedimiento es la variable más importante para lograr un buen desplazamiento durante el trabajo de cementación.

Tener y mantener buena movilidad es la clave. Un fluido de perforación fácilmente desplazado tendrá bajas resistencias de gel y baja pérdida de filtrado. Los bolsillos de fluido gelificado, que comúnmente existen debido a la perforación de un pozo, dificultan el desplazamiento, disminuyendo el desempeño de la cementación.

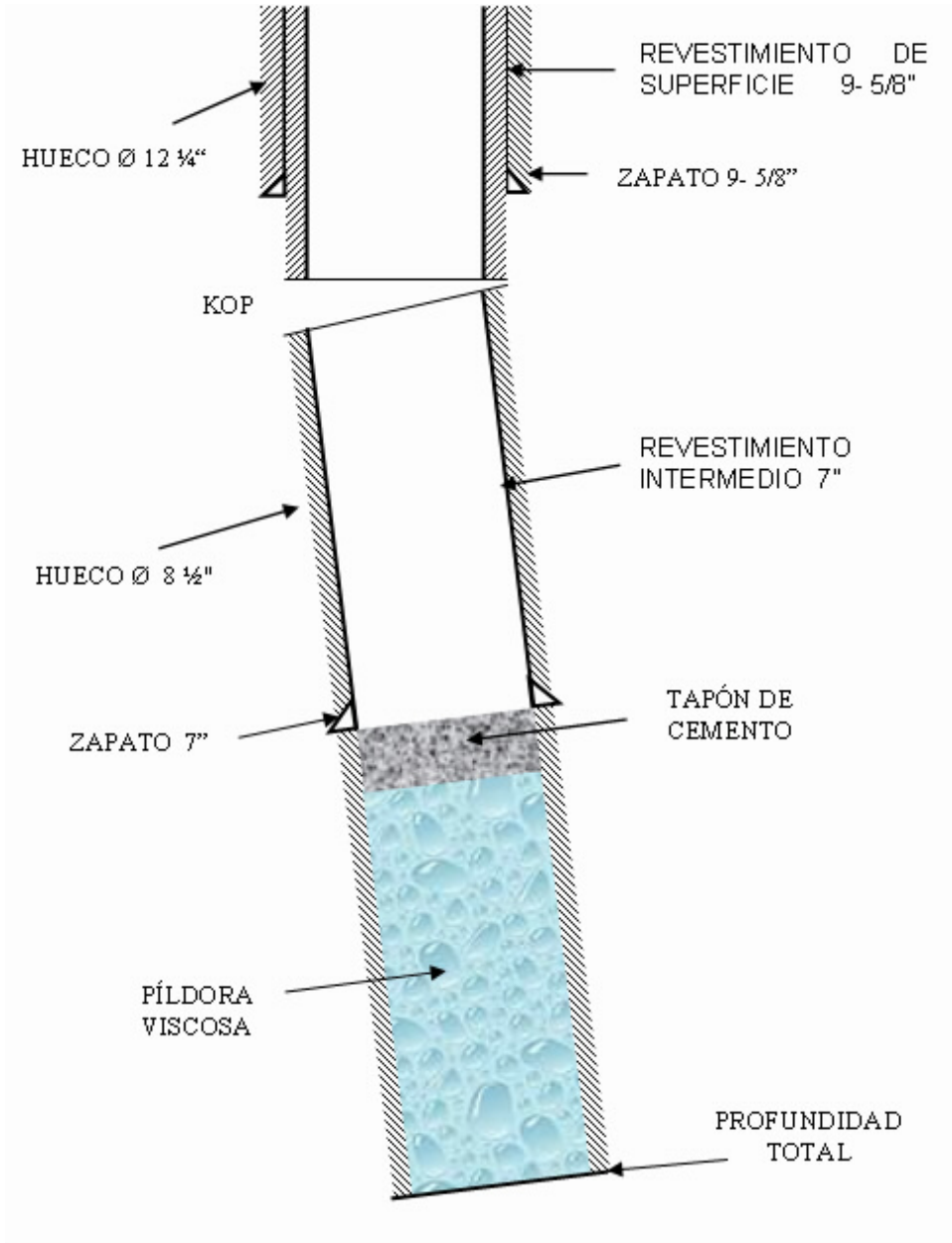


Figura 17. Revestimiento Intermedio

6.3.4 Centralización: basados en el registro de calibración del hueco y de acuerdo con la desviación del pozo, se corre un programa para lograr una centralización con un “stand off” cercano al 75%, para lograrlo se recomienda la utilización de dos centralizadores por junta en los primeros 500 ft por encima del zapato, un centralizador por junta para los 300 ft siguientes y centralizadores flexibles en los 3 últimos tubos (ubicados dentro del casing de 9 5/8”, ayudan a centralizar la cabeza de pozo), garantizando una óptima limpieza y un mejor flujo de los espaciadores, el pre-flujo y la lechada.

6.3.5 Información necesaria:

Si se tiene un pozo perforado @ 2165 ft, con zapato de 7” @ 1236 ft, y los siguientes intervalos perforados:

✓ Casing superficie 9-5/8”	0 - 183 ft (MD)
Diámetro externo	9.625 in
Diámetro interno	8.755 in
Peso	43.5 lb/ft
Grado	N-80 , BTC
✓ Casing intermedio 7”	0 - 1236 ft (MD)
Diámetro externo	7 in
Diámetro interno	6.276 in
Peso	26 lb/ft
Grado	N-80 , BTC
✓ Broca de 8 ½”	183 -736 ft (MD)
Diámetro hueco	9.85 in
Exceso	30 %

✓ Broca de 8 ½”	736 -1236 ft (MD)
Diámetro hueco	9 in
Exceso	30 %

6.3.6 Cálculos del volumen de lechadas: se toma el diámetro obtenido del Caliper más 30% de exceso.

• **Volumen de lechada de Relleno**

(0 - 183 ft)

Volumen anular Csg 9 -5/8” , Csg 7” (183 ft, 0.0268 Bls/ft) 4.90 Bls

(183 – 736 ft)

Volumen anular hueco 9.85” , Csg 7” (553 ft, 0.0467 Bls/ft) 25.80 Bls

Exceso hueco abierto 30 % 7.80 Bls

Volumen total 38.50 Bls

Volumen Lead a bombear 40.00Bls

Rendimiento 2.38 ft³ / sx

Sacos de cemento clase “G” 105 sxs

• **Volumen de lechada principal**

(736 – 1236 ft)

Volumen anular hueco 9” , Csg 7” (500 ft, 0.0311 Bls/ft) 15.55 Bls

Exceso hueco abierto 30 % 4.70 Bls

Volumen shoe track (43 ft, 0.0382 Bls / ft) 1.65 Bls

Volumen total 21.90 Bls

Volumen Tail a bombear 22.00 Bls

Rendimiento 1.52 ft³ / sx

Sacos de cemento clase “G” 95 sxs

• **Volumen de desplazamiento**

Usando 43 ft como shoe track y un total de 1236 ft de longitud total del revestimiento, el volumen de desplazamiento con agua fresca es:

Volumen Csg 7” , (1193 ft, 0.03826 Bls / ft) 46 Bls

6.3.7 Programa de cementación:

- Correr revestimiento hasta la profundidad final de acuerdo con el Tally y llevar a cabo el programa de centralización
- Colocar la cabeza de cementación y armar líneas de cementación en “Y” con el equipo
- Acondicionar lodo con la menor reología posible sin comprometer la estabilidad del pozo, ni la remoción de cortes
- Mezclar espaciadores, lavadores y agua de mezcla
- Reunión pre- operacional
- Bombear 2 Bls (agua) y probar líneas con 500/ 2500 psi durante 5 min
- Premezcla de **40 Bls (105 sxs) de lechada de relleno de 13.2 ppg:**
Rendimiento: 2.38 ft³/sx, requerimiento de agua: 12.44 gal/sx, con la siguiente composición: 35 % SSA-1 (Sílica flúor) + 2 % Bentonita + 1 % Halad-344 (controlador de filtrado)+ 2% de Cloruro de Calcio (acelerante) + 0.25 lb/sx Tub fiber (fibra sintética) + 0.012 gal/sx D-Air 3000L (Antiespumante)
Tiempo de bombeabilidad (Horas) : 8:50:0
Esfuerzos compresivos @ 90°F 4:07:00 50 psi
49:54:00 500 psi
- 22 Bls (95 sxs) de lechada de cola de 15.8 ppg:**
Rendimiento:1.52 ft³/sx, requerimiento de agua: 6.18 gal/sx, con la siguiente composición: 35 % SSA-1 (Sílica flúor) + 0.3 % Halad-344 (controlador de filtrado)+ 0.6 % Halad-413 (controlador de filtrado)+ 0.25 lb/sx Tub fiber (fibra sintética) + 0.012 gal/sx D-Air 3000L (Antiespumante)
Tiempo de bombeabilidad (Horas) : 2:39:0
Esfuerzos compresivos @ 90°F 6:30:00 50 psi
8:37:00 500 psi
- Soltar tapón inferior y preinstalar tapón superior

- Bombear 15 Bls de lavador químico Mudflush @ 5.0 bpm
- Bombear 15 Bls de espaciador viscoso Biozan de 11.5 ppg @ 5.0 bpm
- Bombear 5 Bls de agua fresca @ 5.0 bpm
- Bombear 5 Bls de agua fresca @ 5.0 bpm
- Bombear 15 Bls de salmuera de cloruro de calcio al 10 % @ 5.0 bpm
- Bombear 5 Bls de agua fresca @ 5.0 bpm
- Bombear 15 Bls de Superflush @ 5.0 bpm
- Bombear 10 Bls de agua fresca @ 5.0 bpm
- Bombear 40 Bls de lechada de relleno de 13.2 ppg @ 5.0 bpm
- Bombear 22 Bls de lechada principal de 15.8 ppg @ 5.0 bpm
- Soltar tapón superior
- Soltar líneas de cementación y bombear agua para limpiar línea
- Desplazar con 40 Bls de agua @ 6 bpm
- Continuar desplazamiento con 6 Bls de agua @ 2 bpm
- Sentar tapón con 500 psi sobre la presión final de desplazamiento
- Revisar back flow y revisar equipo de flotación
- R/D líneas de cementación
- WOC

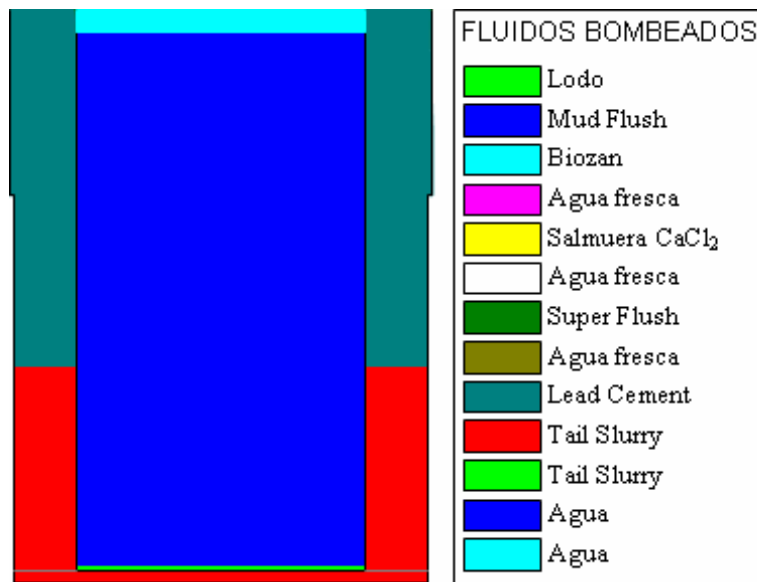


Figura 18. Posición de los fluidos de la cementación

6.4 TÉCNICAS DE EVALUACIÓN

Para evaluar la eficiencia de cementaciones primarias o secundarias, se emplean técnicas que incluyen métodos de registros, ensayos de presión y producción, para verificar si el trabajo ha logrado cumplir con su propósito.

Las fallas más comunes de las cementaciones son: el cemento no sella totalmente el espacio entre el casing y la pared del pozo, no hay sello efectivo en el zapato del revestimiento (o en el tope del liner), no provee un efectivo aislamiento de las zonas de interés. Cuando cualquiera de estas fallas ha sido detectada, generalmente se requieren operaciones de cementación a presión para remediar el problema.

6.4.1 Perfiles de temperatura: son utilizados para detectar la altura máxima del cemento en el anillo entre el casing y el borde de pozo. Existe una precisión razonable en esta aplicación y tales perfiles no pueden determinar la calidad del cemento, o la efectividad para prevenir la migración vertical de fluidos. Este método consiste en bajar un termómetro registrador en el casing luego de la operación de cementación. El cemento al fraguar genera “el calor de hidratación “ que incrementa la temperatura del fluido adyacente en el casing por varios grados.

Las máximas anomalías de la temperatura pueden variar entre 10 y 40°F. La magnitud de la anomalía dependerá del espesor del cemento detrás del casing, así como de la difusividad térmica de la formación que la rodea. Donde la litología es regularmente uniforme, el perfil de temperatura indicara un espesor relativo del cemento detrás del casing. Los caliper pueden ser particularmente de ayuda para analizar un perfil de temperatura. Si se nota un área más caliente donde no existe ensanchamiento del pozo, el cemento ha invadido la formación a través de fracturas o zonas ladronas. Si el tope de

cemento indicado es más alto que el calculado, debe sospecharse canalización del cemento.

Para localizar el tope de cemento, el perfil de temperatura debe comenzar en superficie o por lo menos a 1000 pies por encima del tope esperado. Es deseable bajar un perfil a 5°F de sensibilidad por pulgada, bajo condiciones normales. Las condiciones del pozo deben permanecer estáticas desde el momento en que el tapón llegue al collar, hasta que el perfil se haya terminado. Debe observarse precaución cuando se presentan litologías mixtas (arenas, sedimentos, calizas, dolomitas, sal) debido a que permite una posible interpretación errónea de un cambio de litología como tope de cemento. En estas áreas es aconsejable bajar un perfil de base antes de bajar el casing, para evitar malas interpretaciones.

Los picos de temperatura a menudo ocurren de 4 a 12 horas después de haber comenzado las operaciones de mezclado, pero permanecen por más de 24 horas. Por lo tanto, los perfiles de temperatura deben ser bajados generalmente entre 8 y 24 horas luego que el cemento ha sido mezclado, debido a que estos perfiles son solamente aplicables para este breve periodo de tiempo luego de cementar.

Existen condiciones en algunas áreas donde temperaturas extremadamente altas superan los incrementos de temperatura de la hidratación del cemento. Si el tope de cemento esta entre tubos de casing, la temperatura va a ser mayor, pero paralelo al gradiente geotérmico.

En pozos en los cuales se utilizan fluidos de perforación particularmente pesados o viscosos, pueden utilizarse fluidos de desplazamiento especiales para permitir la bajada de los perfiles.

6.4.2 Perfiles radioactivos: el agregado de un material rastreador radioactivo a la porción delantera de la lechada de cemento proporciona un indicador positivo del tope de cemento. Puede utilizarse un material de corta o prolongada vida. El carnolite posee una vida activa de aproximadamente 1700 años y afecta permanentemente las emisiones naturales de los rayos gamma próximos a su locación en el pozo. Varios materiales radioactivos que pueden ser utilizados como rastreadores poseen un promedio de vida activo de 8 a 80 días.

Las principales desventajas de las técnicas de perfilaje radiactivos para determinar la altura del cemento son: precauciones especiales para la salud, interferencia con perfilajes radioactivos naturales y altos costos.

6.4.3 Perfiles de adherencia del cemento: los perfiles de adherencia del cemento por medios acústicos son usados desde 1960, proveen una evaluación de la columna de cemento detrás del casing. El CBL combinado con un perfil de señalización acústica (MSG, VDL, XY, etc.) es un perfil en el cuál el tiempo de arribo y la amplitud de las vibraciones son utilizadas para evaluar las condiciones de adherencia.

Las señales sónicas son transmitidas a un receptor que está acústicamente aislado dentro de la herramienta combinada. Al viajar a través del casing, la amplitud de la señal es atenuada a un grado variable, dependiendo del material afuera del casing. El efecto de atenuación será mayor si el material es sólido y adherido al casing.

La amplitud de la señal es convertida a señales electrónicas y varía inversamente con el grado de atenuación. Por lo tanto, una amplitud alta recibida del casing es indicativa de falta de adherencia entre el cemento y el casing,

Cuando el cemento esta firmemente adherido al casing y a la formación, existe una baja señal del casing y la señal recibida es característica de la formación detrás del tubo. Cuando el cemento esta adherido al revestimiento pero no a la formación, las señales del casing y de la formación poseen baja amplitud.

Cuando el casing está recostado contra el borde de pozo, generalmente ocurre canalización, evitando que el cemento rodee la tubería. Este casing está libre en partes de su circunferencia y existen acoplamientos de formación - cemento alrededor del balance.

Es importante recibir más que solamente una señal del casing. Las señales acústicas viajan a través del fluido en el borde de pozo, casing, cemento y/o fluidos anulares y formaciones. Las señales del casing y de la formación son de interés primario.

➤ **Presentaciones del CBL (Cement Bond Log):** las señales acústicas en bordes de pozos entubados consisten en la llegada de cualquier acoplamiento entre el trasmisor y el receptor. El tiempo y la amplitud de la señal combinada de varios grupos, son tales que, toda la información no pueden ser presentada adecuadamente por una curva normal de perfilaje. Por lo tanto, el CBL incluye una curva de amplitud que mide un tiempo específico de la señal acústica y uno o más de los siguientes aspectos:

- Tiempo de tránsito de la primer señal acústica que excede una amplitud predeterminada
- Amplitud de la señal de la formación.
- El registro de la variación de intensidad donde las rayas oscuras y claras representan ciclos medios positivos y negativos de señal acústica.
- El grafico de la pantalla acústica (presentación XY).

Las mediciones adicionales frecuentemente incluidas en el CBL, incluyen una curva de rayos gamma y un perfil de cuenta cuplas del casing. Aunque no están directamente relacionadas a las propiedades acústicas medidas por el CBL, esta información sirve como ayuda en las interpretaciones.

✓ **Interpretación:** la validez de la interpretación del CBL es un punto de controversia. No existen standards industriales para herramientas o procedimientos. La inadecuada información sobre encabezamiento del CBL, descalibración de herramientas, falta de una efectiva centralización de la herramienta en el casing y/o pobres bajadas de herramientas han resultado en interpretaciones equivocadas.

La interpretación de un CBL específico depende en como y en que porción de la señal acústica es medida y registrada. Los factores que afectan significativamente la respuesta de la herramienta incluyen: frecuencia acústica de la herramienta; control electrónico que determina el segmento medido de la señal acústica (sistema gating y fijación bias); espaciador entre el transmisor y receptor; calibración de herramienta; centralización y velocidad del perfilaje. Otros factores que pueden incidir a errores en la interpretación del CBL son:

1. Duración del fragüe del cemento: afecta la velocidad y la amplitud de la señal sónica. Durante el proceso de fragüe, el gel que se forma alrededor de las partículas de cemento es aparentemente un excelente amortiguador de energía acústica. A medida que el cemento se endurece, incrementa significativamente la trasmisibilidad acústica y la señal del casing esta completamente amortiguada. Por lo tanto es mejor correr el CBL, por lo menos de 24 a 36 horas luego de que ha sido completado el trabajo de cementación o cuando la resistencia a la compresión alcance los 1000 psi.

2. La composición del cemento también afecta la transmisión acústica. Si se aplica un alto grado de sensibilidad, donde existen materiales de cemento de baja densidad, pobre adherencia puede indicarse donde en realidad existe buena adherencia. Ensayos en pozos perforados con casing cementados con cemento A.P.I. clase A, indican que pequeñas secciones vacías de cemento pueden ser localizadas únicamente utilizando alta sensibilidad. Por lo tanto, vacíos o canales pueden no siempre ser indicados en el CBL, a menos que se utilice la adecuada selección de sensibilidad, con respecto a la composición del cemento.

3. El espesor del anillo de cemento puede variar, causando cambios en la velocidad de atenuación. Los ensayos de laboratorio indican que un espesor de 3/4" o más, son requeridos para lograr la atenuación total. Por lo tanto, el casing debe ser de un tamaño que proporcione un mínimo de espacio libre de 3/4" en el pozo perforado, con adecuada centralización. El espesor de cemento puede ser crítico en ciertas terminaciones de liner donde el espesor es menor que 3/4".

4. Un microanillo es un espacio muy pequeño entre casing y cemento. Este espacio afectará al CBL, sin embargo, la presencia de un microanillo normalmente no afecta el aislamiento entre zonas y generalmente tiende a subsanarse con el tiempo.

Un microanillo puede ser causado por: dejar cerrado el casing y permitir que la presión se incremente debido al aumento de temperatura; expansión térmica del casing mientras fragua el cemento y la subsecuente reducción de temperatura; contaminantes en la superficie externa del casing tales como barniz de fábrica, grasa, oleohumectantes, etc.; y por desplazar el lodo de perforación con un fluido más liviano, previo a la bajada del CBL.

Donde el perfil indica un microanillo, se recomienda que se baje una pequeña sobreposición del CBL, bajo presión, opuesta a la zona de interés. Todo el CBL debe ser corrido bajo presión, si existe un cambio significativo en amplitud con el casing presurizado.

Cuando los canales de lodo están presentes, la presurización del casing tendrá poco efecto en el CBL. Con canalización no existe aislamiento vertical y debe considerarse una cementación a presión para reparar. Recuerde, un canal puede solamente estar a un lado del casing y la posibilidad de perforar tal canal con un cañón de fase simple son mínimas, se recomienda usar un cañón con fase de 90° para perforar cuando existe canalización.

El CBL puede ser una ayuda importante para estimar la calidad de la adherencia del cemento cuando este es adecuadamente aplicado. La interpretación del CBL no es simple y tan fácil como a menudo se asume. La información detallada de las operaciones de cementación y perfilajes son esenciales para una acertada interpretación.

6.4.4 Registros de Cementación en el Campo Jazmín: luego de cementar el revestimiento intermedio 7", se debe conocer su estado final, para lo cual, se utilizan los registros de hueco revestido.

La actividad principal en esta operación, es tomar los registros de integridad, mediante CBL y CASTV (Circumferential Acoustic Scanning Tool) con una escala 1:200, desde el fondo del hueco hasta la superficie. La correcta interpretación de estos registros nos permite conocer el estado en que se encuentra el cemento, entre el revestimiento de 7" y el hueco.

Los sellos son detectados en el CBL con amplitudes menores a 5 mv (milivoltios), y la calidad se refleja en el CASTV.

Se debe confirmar que el registro tomado, muestre al menos el 80% del cemento ubicado 500 ft sobre el zapato de 7", en buen estado, mostrando un buen sello y sin canales.

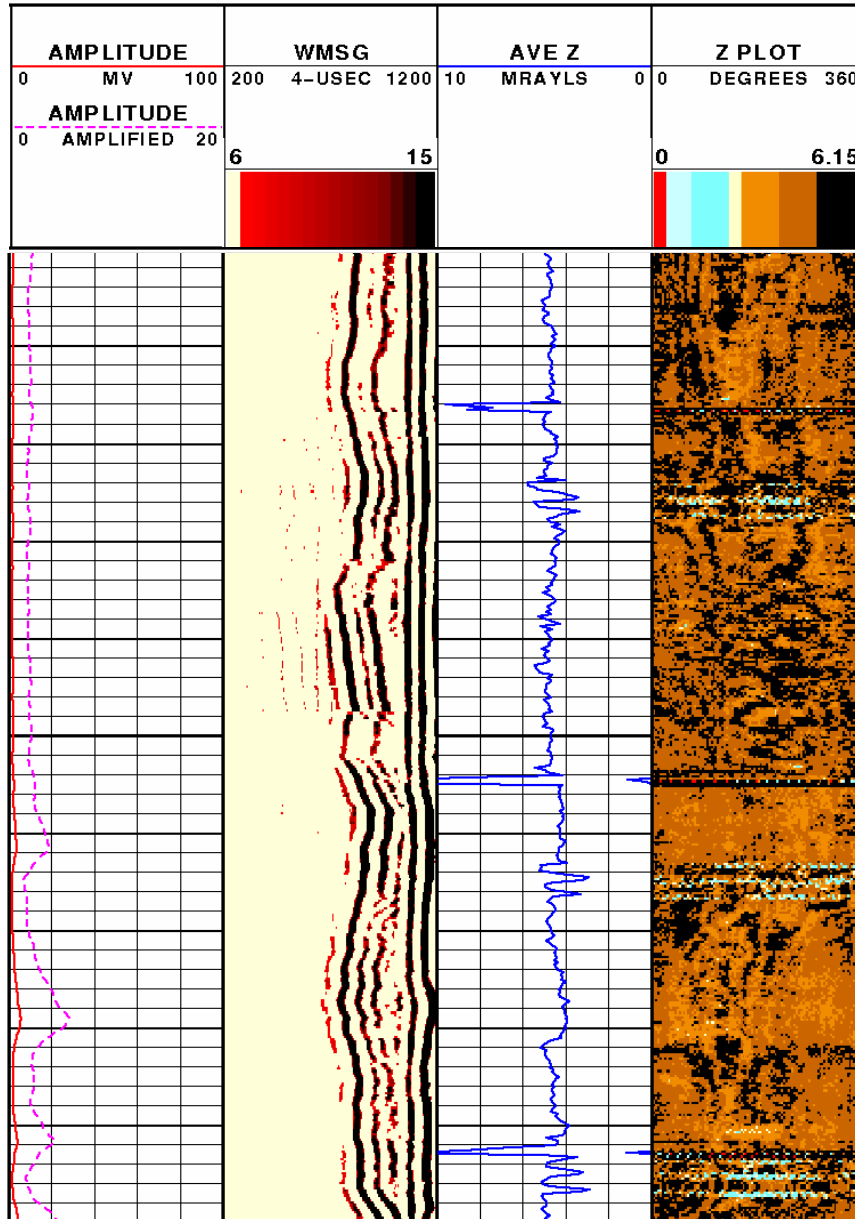


Figura 19. Registro CBL y CASTV⁷

⁷ Suministrado por Ingeniería de registros

6.4.5 Perfiles y/o ensayos de producción: la evaluación más positiva de la eficiencia del cemento ha sido obtenida por medio de métodos de ensayos de producción y perfiles de producción, siguiendo operaciones de terminación. Estos métodos incluyen las técnicas a continuación:

1. Test de producción, caudal de flujo y contenido (agua, petróleo, gas y sólidos, si existen)
2. Evaluación del caudal afluyente por determinación de la velocidad de flujo y contenido versus presiones de flujo en superficie
3. Comparación de los ítems uno y/o dos con velocidad de flujo y contenido esperado basado en los datos de perfilaje de pozo abierto
4. valuación de los datos históricos de producción y comparación entre pozos con terminaciones comunes (vigilancia de producción)
5. Incremento de presión y caída de las mediciones con registradores de presión de fondo de pozo
6. Temperaturas estáticas o de flujo versus mediciones de profundidad con termómetros registradores de superficie de alta resolución
7. Densidad de fluido en superficie versus mediciones de profundidad
8. Afluencia de caudal versus mediciones en profundidad con flow meter de fondo de pozo
9. Muestras de fluido de fondo de pozo
10. Inyección de fluido radioactivo y perfiles para identificar puntos de inyección y la posible presencia de canales de migración detrás del casing
11. Perfiles por medios acústicos para detectar movimientos de fluidos detrás del casing

La regla más importante para preparar una operación de cementación secundaria es la de definir acertadamente el problema de fondo de pozo, si es que existe. Generalmente una combinación de procedimientos de

ensayos y perfilajes de producción son requeridos para identificar y localizar canales u otros problemas asociados con la ausencia de un aislamiento efectivo. La verificación de la efectividad de estos trabajos de reparación requiere los mismos test y/u otras combinaciones de ensayos y procedimientos de perfilaje.

6.4.6 Ensayos de presión y caudal afluyente: los test de presión son llevados a cabo para verificar la integridad del casing luego de trabajos de cementación primaria.

En algunas locaciones, las leyes requieren que el casing sea perforado y ensayado por métodos de evaluación, ya sea el cuchareo o caudal afluyente, llamados water shut-off (WSO) test. Los WSO test proporcionan la seguridad de que existe un sello de cemento en el anillo, para proteger las capas superficiales o pocas profundas de los reservorios de agua dulce, de contaminarse con aguas saladas y/o hidrocarburos. Este procedimiento de perforar y chequear el caudal y contenido de afluencias, ha sido utilizado para verificar el sello del cemento por encima y/o debajo de zonas productoras de hidrocarburos en varias áreas. La ventaja de esta técnica es que si se indica una falla, puede hacerse una cementación a presión de los agujeros del WSO opuestos a una formación no productiva, en lugar de una zona opuesta a la zona de interés.

También el caudal afluyente purgará el lodo de las perforaciones, lo cual es deseable cuando se realizan cementaciones a baja presión. El procedimiento del WSO puede ser tan simple como el cuchareo del fluido del casing y chequear el aumento o subida del fluido. Sin embargo, el perforar y ensayar es más comúnmente llevado a cabo en combinación con herramientas que pueden ser bajadas con tubing o wireline.

Un test de WSO puede dar indicaciones positivas de problemas de comunicación o la ausencia de estos, antes de la terminación final del pozo. Una indicación de la falla del sello del cemento a la altura del zapato del casing es la pérdida de fluido de perforación a presiones menores que las calculadas para la fractura por presión. Cuando ello ocurre generalmente indica canalización durante el desplazamiento del cemento y deben tomarse los pasos necesarios para cementar a presión a la altura del zapato.

Si el fluido de perforación posee un bajo peso y alta pérdida de fluido, la relación de la liberación de presión puede ser considerable. En algunos casos, puede ser difícil distinguir entre pérdida de fluido y permeabilidad, pobre cementación y/o contribución de la formación (fracturamiento).

6.5 REMOCIÓN DE LODO

La remoción de lodo de perforación es uno de los factores más importantes, que influye en gran parte en el éxito de la cementación. Una mala remoción, hace que el cemento se contamine y no se adhiera firmemente a la formación, esto conlleva a una mala cementación, en la cual no se crea sello hidráulico, por lo que hay una gran posibilidad de que ocurra migración de fluidos no deseados detrás de la pared del casing. Estos malos trabajos pueden llevar a una pérdida de producción, una producción indeseada, a una corrosión del casing, que requieren trabajos costosos de cementación a presión, los cuales no garantizan la correcta eliminación del problema.

Hay varios métodos que son muy empleados para tratar de eliminar y limpiar el lodo y la torta que este forma. Los métodos más comunes son:

- ✓ Acondicionamiento del lodo
- ✓ Ayudas mecánicas (movimiento del revestimiento y uso de raspadores)

- ✓ Centralización
- ✓ Velocidad del fluido
- ✓ Espaciadores y lavadores

6.5.1 Acondicionamiento del lodo: consiste en circular el lodo de perforación hasta obtener las condiciones reológicas necesarias para una buena cementación. El lodo de perforación por lo general viene acompañado de finos, en estos casos el lodo se limpia y se va circulando hasta que se observe sin presencia de estos finos en las rumbas o zarandas vibratorias.

Los lodos generalmente construyen resistencia al gel. La reducción de la viscosidad del gel es altamente recomendado para una eficiente remoción. Las propiedades óptimas del lodo antes de una cementación que ayudan a mejorar el desplazamiento son:

- ✓ Yield point < 10
- ✓ Viscosidad plástica < 20
- ✓ Pérdida de filtrado < 15

6.5.2 Ayudas mecánicas: entre estas ayudas se encuentran el movimiento del revestimiento, tanto rotando como reciprocando; estos movimientos sumados al uso de raspadores contribuyen enormemente a la remoción del lodo gelificado.

6.5.3 Centralización: es necesario hacer uso de centralizadores flexibles o rígidos. Si el revestimiento no esta centrado, el cemento tiende a irse por el lado de menor resistencia al fluido, causando un pobre desplazamiento y por ende una mala cementación. Entre mas centralizada este la tubería mejor será el desplazamiento del lodo.

6.5.4 Velocidad del fluido: según la experiencia de campo y pruebas de laboratorio, han mostrado que el flujo turbulento es el que mejor ayuda a la remoción del lodo. Esto es completamente lógico ya que un fluido bombeado más rápido genera una alta fuerza de corte, el cual rompe los bolsillos de lodo gelificado.

En flujo turbulento las partículas se están moviendo en todas las direcciones ayudando a remover el lodo viscoso y la torta del lodo.

- ✓ Los caudales de un típico flujo tapón están entre 3 - 4 bpm (48% E.D.)
 - ✓ Los caudales de un típico flujo laminar están entre 4-7 bpm (75% E.D.)
 - ✓ Los caudales de un típico flujo turbulento son > 7 bpm (98% E.D.)
- E.D.= Eficiencia de desplazamiento

6.5.5 Espaciadores y lavadores: los lavadores son usados con el fin de ayudar a limpiar el lodo y facilitar su remoción de la formación. Algunos lavadores y espaciadores mejoran la adherencia del cemento.

Los espaciadores se usan cuando hay incompatibilidad de fluidos, para evitar el contacto entre ellos. Los siguientes factores son importantes cuando se escoge un fluido lavador o espaciador:

- ✓ Compatibilidad de fluidos: El lavador o espaciador debe ser compatible con ambos fluidos, el que va adelante y atrás de este. Para evitar esta incompatibilidad se deben correr pruebas de laboratorio, tanto con el cemento como con el lodo. También se debe observar que este tipo de fluidos no afecten las propiedades de la lechada de cemento.

- ✓ Desplazamiento del lodo: Un mínimo de 800 a 1000 pies de espacio anular lleno ó un tiempo de contacto de 10 minutos es lo normalmente recomendado para un óptimo desplazamiento.
- ✓ Protección de la formación: Cloruro de sodio o de potasio es adherido para proteger las formaciones sensitivas al agua fresca. Este cloruro de sodio o potasio puede ser incluido tanto en las lechadas de cemento como en los espaciadores o lavadores.
- ✓ Suspensión de sólidos: Cuando lavadores o espaciadores pesados son utilizados, estos deberían tener una adecuada suspensión de sólidos, para prevenir el asentamiento o decantación de los mismos.

Hay que tener especial atención en esto, porque después que estas partículas se decanten, pueden generar problemas durante las operaciones de cementación, por ejemplo, si estas se fijan en el tope de un liner, pueden llegar a restringir la capacidad de flujo debido al espacio limitado, más la presencia de este material asentado.

7 FLUIDOS DE PERFORACIÓN EN EL CAMPO JAZMÍN

El fluido de perforación es base agua – bentonita, al cuál inicialmente se le aumenta el rendimiento con un extendedor, y posteriormente se hace la conversión a un lodo polimérico.

7.1 SECCIÓN DE 12 ¼”

Esta sección se perfora con un lodo base agua - bentonita extendida. La función del extendedor es aumentar el rendimiento de las arcillas bentoníticas en los fluidos de perforación base agua, al actuar como floculante selectivo, aglomerando o coagulando sólidos coloidales. Esto permite que el equipo de control de sólidos pueda eliminarlos con mayor eficiencia. En esta fase la concentración del extendedor de bentonita utilizada es de 0.04 lpb.

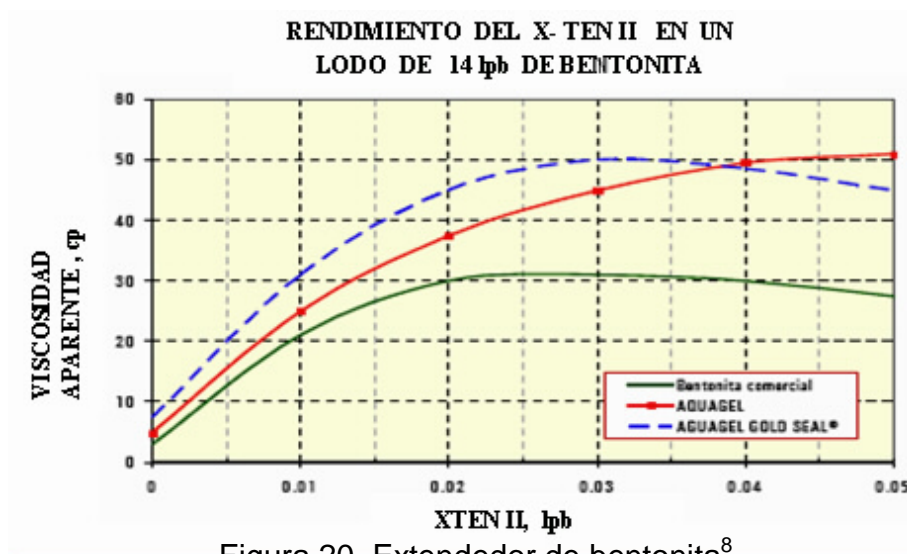


Figura 20. Extendedor de bentonita⁸

⁸ Tomado del Manual de fluidos de Baroid

El agua es tratada con Bicarbonato de Calcio para reducir la dureza por debajo de 100 ppm. La viscosidad funnel es mantenida entre 50 y 55 seg / qt (qt = cuarto de galón).

La Bentonita es prehidratada en concentración de 18 lpb, para permitir absorción adecuada del agua (mínimo 16 horas). El pH se mantiene entre 9.0 y 9.5 ajustándose con soda cáustica.

Para evitar contaminación del lodo con cemento, se hará el "Drill Out" con agua. Esto hace referencia a la perforación del shoe track que queda dentro del revestimiento y al equipo de flotación. Se hace el cambio de agua por lodo, después de perforar + /- 5 ft de formación, chequeando la composición de los retornos en las rumbas y estabilizando las propiedades del fluido.

La eficiencia volumétrica de la bomba del lodo debe estar alrededor del 95%. Para la limpieza final se emplean píldoras viscosas que ayuden al arrastre de los sólidos, garantizando la limpieza del hueco.

PROPIEDADES	VALOR
Densidad	8.4 - 8.8 ppg
Viscosidad de embudo	50 - 55 seg/qt.
Punto de cedencia	18 - 24 lbs/100ft ²
PH	9.0 - 9.5
MBT	< 25 lb/Bl equiv
Ca ⁺	< 100 ppm
Filtrado API	Sin control.

Tabla 13. Lodo - Sección 12 ¼"

7.1.1 Productos utilizados:

- Soda cáustica para el control de la alcalinidad
- Carbonato o Bicarbonato de Sodio para el control de la contaminación con cemento, al incrementarse la concentración de Calcio en el lodo.
- Rice hulls para pérdidas de circulación que se presenten.
WALL - NUT como material obturante, cáscara de nuez triturada que se utiliza para combatir las pérdidas de circulación y remover las arcillas pegajosas en la parte inferior de la sarta
- Viscosificantes como AQUAGEL y X-TENDII.
AQUAGEL, es una montmorillonita sódica tratada, Bentonita de molienda especial y alta calidad, que satisface los requisitos de las normas API, con respecto a la fabricación de Bentonita. AQUAGEL proporciona viscosidad y propiedades gelificantes a la mayoría de los fluidos de perforación base agua. Dentro de las aplicaciones y funciones se encuentran las siguientes:
 - ✓ Viscosificar fluidos de perforación aniónicos base agua
 - ✓ Reducir las filtraciones de agua en formaciones permeables
 - ✓ Formar un revoque delgado de baja permeabilidad
 - ✓ Facilitar la estabilidad del pozo en formaciones débilmente consolidadas
- Como Bactericida se usa ALDACIDE G, que controla el desarrollo bacterial en los fluidos de perforación base agua.

7.1.2 Descripción de la operación:

Se inicia la perforación del pozo con un sistema AQUAGEL / X-TEND II, mezclando lodo nuevo con una concentración de 18 lpb de AQUAGEL + 0.05 lpb de X-TEND II. Se reciben en los tanques del sistema activo, el lodo procedente de las operaciones finales del pozo anterior para su

reacondicionamiento. Al perforar hasta la profundidad final, se bombea una píldora viscosa de barrido de 120 sg/qt, para garantizar la óptima limpieza del hueco antes de correr el revestimiento de 9 - 5/8", y se circula hasta retornos limpios. El fluido de perforación logra óptimas propiedades de limpieza, debido a la concentración y buena prehidratación de la Bentonita más el uso del extendedor.

Se corre y se cementa el casing de superficie. Durante el trabajo de cementación los retornos de lechada y espaciadores son bombeados desde el contrapozo hacia el Cash Tank.

7.2 SECCIÓN DE 8 ½"

La fase de 8 ½" se perfora con un lodo tipo Polímero, para controlar el filtrado y mejorar las propiedades reológicas. La base para preparar este lodo será el utilizado en la fase anterior, disminuyendo la concentración de sólidos.

El pH se mantiene en 9.5 y se adiciona un bactericida para prevenir la degradación de los polímeros.

La densidad del lodo debe ser lo más bajo posible, garantizando la estabilidad y el control del pozo, previendo que con pesos entre 8.7 ppg y 9.3 ppg se logre lo anterior.

Después de realizar el "Drill Out" , se hace el cambio de agua por lodo después de perforar + /- 10 pies por debajo del zapato de 7".

Estas propiedades del lodo son controladas para mantener los parámetros dentro de los rangos programados.

PROPIEDADES	VALOR
Densidad	8.7 - 9.3 ppg
Viscosidad de embudo	45 - 60 seg/qt.
Viscosidad plástica	15 - 25 cp
Punto de cedencia	20 - 25 lb / 100 ft ²
Geles 10 seg / 10 min	6 - 7
Filtrado API	4 – 6 cc / 30 min

Tabla 14. Lodo – Sección 8 ½”

En caso de suspensión de la perforación, evitar circular en un solo sitio para no ocasionar lavado (wash out). Hay que controlar los niveles de lodo en los tanques para detectar a tiempo una pérdida de lodo o un amago de reventón .

Los equipos de control de sólidos se deben operar continuamente y en las condiciones de trabajo adecuadas, para mantener el contenido de sólidos y el peso del lodo lo más bajo posible. El Desarenador y el Deslimador deben trabajar durante toda la sección, al igual que las centrifugas para descartar sólidos de baja gravedad.

Se deben utilizar mallas 30 - 40 en la zaranda. Una buena dilución diaria y evacuación de la trampa de arena periódicamente, permiten mantener el peso del lodo en el valor deseado, libre de sólidos de formación.

7.2.1 Productos utilizados:

- Soda cáustica, para el control de la alcalinidad

- Carbonato o Bicarbonato de Sodio para el control de la contaminación con cemento, al incrementarse el Calcio en el lodo.
- Rice hulls para pérdidas de circulación que se presenten.
WALL - NUT como material obturante y lubricante mecánico previo al trabajo de registros eléctricos.
- Viscosificantes como AQUAGEL, X - TENDII, y BARAZAN D PLUS
BARAZAN D PLUS es un biopolímero con dispersante incorporado, Provee viscosidad y suspensión en fluidos base agua.
- Agentes de control de filtrado N - DRILL HT PLUS y POLYAC, reducen al máximo el daño a la formación, además de dar mayor estabilidad a las paredes del hueco.

N - DRIL HT PLUS, es un almidón que controla la pérdida de filtrado a alta presión y alta temperatura, mejora la viscosidad de baja velocidad de corte de un fluido que contenga el biopolímero goma Xántica (Barazan). Esta única combinación polimérica es sinérgica y produce una mejor suspensión estática. Se puede usar para perforar zonas productivas y para ensanchar. También como fluido previo o posterior al empaque de grava y como píldora obturante.

POLYAC, es utilizado en los fluidos de perforación base agua como agente de control de filtrado. Es térmicamente estable a 400 °F (204 °C) y no se degrada por acción de las bacterias. Admite niveles de Calcio de hasta 400 ppm, si bien se recomienda el tratamiento con carbonato o bicarbonato de sodio para eliminar el calcio presente en el agua de mezcla.

- Agente puenteante, se emplea BARACARB 200, promueve eficazmente la formación de puentes en problemas de pérdidas de circulación.

- Como Bactericida se usa ALDACIDE G, que controla el desarrollo bacterial en los fluidos de perforación base agua. Es recomendado para sistemas que contengan polímeros rápidamente biodegradables.

7.2.2 Descripción de la operación:

Una vez se finaliza la operación de cementación del revestimiento de 9 -5/8", se procede a convertir el lodo anterior en N – DRIL HT / POLYAC, mediante adición de productos controladores de filtrado en las concentraciones establecidas por el programa de lodos. Para el inicio de la perforación de la sección de 8 ½" se establece circuito corto por la canal, desde el shaker hasta el tanque de píldora directamente. El tanque es llenado con agua fresca para perforar el equipo de flotación, cemento y los 5 ft de bolsillo por debajo del zapato de 9 - 5/8". Una vez realizado el "Drill out", se desplaza el agua por lodo y se da inició a la perforación de esta nueva fase.

Al terminar la perforación de la sección de 8 ½" , se bombea una píldora viscosa de 140 seg /qt con el fin de circular y limpiar el hueco hasta retornos limpios, antes de realizar el viaje de acondicionamiento para la toma de registros eléctricos. Todo el sistema de lodo circulante es tratado con Soda Cáustica (0.15 lpb) y ALDACIDE - G (0.3 lpb) para evitar la degradación bacteriana del fluido en reposo, durante el tiempo que duren las corridas. Posteriormente se bombea y desplaza en el fondo del pozo, una píldora con Wall - Nut (8 lpb), con el fin de mejorar la movilidad de la herramienta de wire-line dentro del pozo, especialmente en la sección desviada.

Realizados los registros eléctricos con el fin de determinar el punto de asentamiento del revestimiento de 7", se baja dentro del pozo con tubería abierta, para bombear un tapón de cemento que sirve como sostén al trabajo de cementación del revestimiento de 7". Para tal efecto se bombea

y desplaza en fondo una píldora viscosa de 200 seg / qt, teniendo en cuenta lo siguiente:

- Cantidad a bombear según cálculos
- Strokes de la bomba
- Tiempo de bombeo y strokes necesarios.
- Tiempo para ponerla abajo y strokes necesarios.

Después de balancear el tapón, los retornos de cemento y lodo contaminado se sacan del sistema y son enviados al Catch Tk para su disposición final. Es necesario agregar al sistema activo Bicarbonato de Sodio (0.35 lpb) para controlar contaminaciones con cemento.

Después de finalizado el fragüe, se baja con tubería para verificar el tope del tapón, se perfora (si el tope se encuentra por encima de lo esperado), se drena el lodo contaminado con cemento que retorne del pozo, cambiándolo por lodo nuevo.

Se circula hasta hueco limpio, el lodo se homogeniza y la reología se reduce hasta una $VF = 50$ seg / qt antes de bajar el revestimiento de 7".

Finalmente, durante el trabajo de cementación del revestimiento de 7", los espaciadores se reciben en el Catch Tank para su disposición final y el retorno de cemento es bombeado hacia el skimmer.

7.3 ENSANCHAMIENTO A 11" Y EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA

El ensanchamiento se realiza con un lodo N - DRILL HT, con las siguientes propiedades:

PROPIEDADES	VALOR
Densidad	8.8 – 9.0 ppg
Viscosidad de embudo	50 – 55 seg/qt.
Viscosidad plástica	15 - 17 cp
Punto de cedencia	17 – 20 lb / 100 ft ²
Geles 10 seg / 10 min	8 - 20
Filtrado API	4 – 5 cc / 30 min

Tabla 15. Lodo - Ensanchamiento

Se deben chequear los retornos en los shale shakers para asegurar que el ensanchador este trabajando correctamente. Si se utiliza el lodo del ensanchamiento para el empaquetamiento con grava, se debe operar la centrífuga para limpiar el fluido.

Para la corrida del liner, la viscosidad de embudo se reduce a 45 seg / qt. Para reducir la viscosidad se utiliza un adelgazante o desfloculante, ya que al usar solamente agua, se aumenta el filtrado ocasionando daño a la formación e hinchamiento de arcillas, lo que se verá reflejado en problemas por puenteo de la grava durante el empaquetamiento.

Durante el empaquetamiento se mantiene al lodo con las propiedades reológicas controladas, principalmente la viscosidad de embudo en 35 seg/qt y bajo contenido de sólidos.

Una vez terminada la operación de empaquetamiento, se desplaza el lodo del pozo con salmuera, aplicando un inhibidor de corrosión y bactericida.

Las propiedades del lodo son las siguientes:

PROPIEDADES	VALOR
Densidad	8.8 - 9.0 ppg
Viscosidad de embudo	34 - 35 seg/qt.
Viscosidad plástica	10 cp
Punto de cedencia	8 - 9 lb / 100 ft ²
Geles 10 seg / 10 min	4 – 8
Filtrado API	5 cc / 30 min

Tabla 16. Lodo - Empaquetamiento

7.3.1 Productos utilizados:

- Soda cáustica, para el control de la alcalinidad
- Carbonato o Bicarbonato de Sodio para el control de la contaminación con cemento, durante el ensanchamiento
- Cloruro de Potasio (KCl), para la preparación de la salmuera.
- Viscosificantes como AQUAGEL, BARAZAN D PLUS
- Agentes de control de filtrado, N - DRILL HT PLUS
- ALDACIDE G, como bactericida
- BARACOR 100, es un inhibidor de corrosión altamente activo, formador de película protectora, dispersable en agua para usar en salmueras libres de sólidos. Aplicable a salmueras monovalentes (sodio y potasio) y salmueras bivalentes (calcio y zinc). Resultados típicos muestran una inhibición de la corrosión de más del 90 %.
- THERMA - THIN, desfloculante utilizado en los sistemas base agua para controlar las propiedades reológicas y aportar estabilidad a altas temperaturas. Reduce la floculación y el esfuerzo de corte

7.3.2 Descripción de la operación:

Cumplido el tiempo de fragüe de la cementación del revestimiento de 7", se procede a bajar y perforar el cemento con agua, en circuito cerrado por la canal hasta el tanque de la píldora, hasta 2 ft por encima del zapato.

Seguidamente se saca tubería y se baja con raspador de 7", desplazando el agua-cemento por agua fresca, para proceder a correr registros de cementación CBL, CASTV. Se arma sarta direccional con broca de 6 - 1/8" y se baja nuevamente. Realiza el Drill out con agua y una vez finalizado, desplaza por lodo.

La sarta es orientada para entrar en el hueco de 8 1/2". Se baja con sarta libre hasta el fondo del pozo ó se hace un side - track, perforando el hueco de 6 - 1/8" ajustándolo a la trayectoria planeada. Al llegar al fondo se bombea una píldora viscosa y se circula hasta retornos limpios.

Se tumba la sarta direccional y se baja con ensanchador a 11". Al llegar a la profundidad final se bombea una píldora viscosa de barrido, se circula y se vuelve a reensanchar. El filtrado debe mantenerse en 4 cc / 30 min, para garantizar estabilidad de las arcillas perforadas y ensanchadas. Se adiciona Bicarbonato de sodio para contaminaciones con cemento. Nuevamente se circula para limpiar el hueco antes de bajar el liner de 5". Se acondiciona el lodo con el fin de reducir la reología hasta una viscosidad de 45 seg / qt , con la adición de 1 lpb de Therma-Thin, evitando que el filtrado se aumente y la viscosidad se disminuya de manera sustancial.

Al obtener la viscosidad deseada, se corre el liner con la herramienta empaquetadora. Con la tubería en fondo, se procede al acondicionamiento

del sistema para reducir la viscosidad de embudo a 35 seg / qt para empaquetar con grava a muy baja reología, lo cuál se realiza también con adición de Therma Thin, evitando la utilización de mucho agua fresca.

Se lleva a cabo la operación de empaquetamiento con grava 8 - 12 mesh. Se sienta el sello metálico, para finalmente mezclar y bombear la salmuera (8.5 ppg y 32000 - 50000 ppm Cl⁻) dentro del pozo completamente revestido.

CONFIGURACIÓN DE LOS TANQUES DE LODO

El sistema de tanques de lodo generalmente está constituido por un tanque para píldoras, un tanque de succión, un tanque Intermedio, uno de retorno y la trampa de arena o rumba.

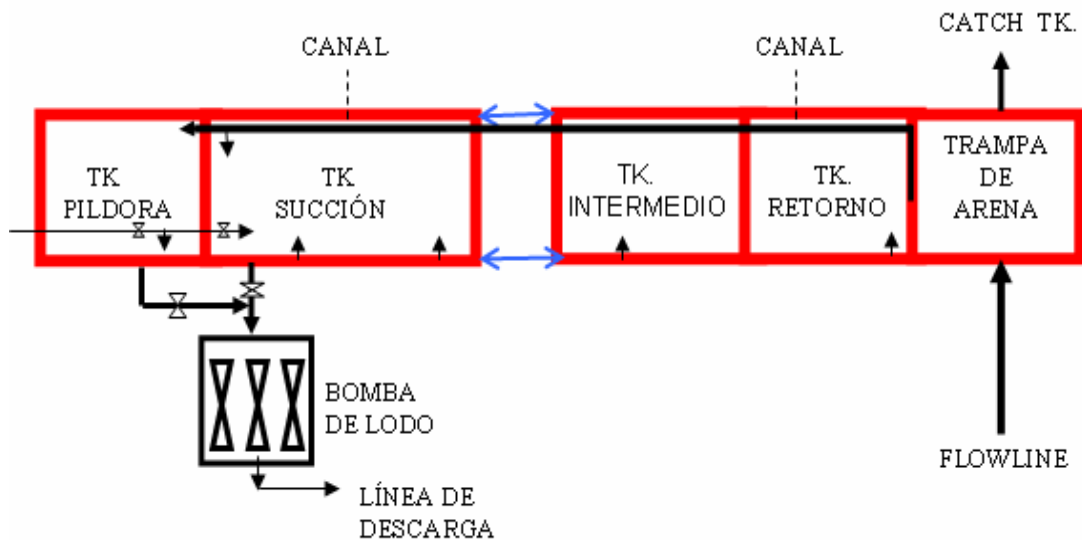


Figura 21. Configuración de Tanques de lodo

7.4 COMPORTAMIENTO DE LAS PROPIEDADES DEL LODO

Un pozo es perforado hasta 2100 ft, con zapato de 9 - 5/8" @ 180 ft y zapato de 7" @ 1295 ft

El comportamiento de las propiedades del fluido de perforación son las siguientes:

7.4.1 Densidad y Temperatura:

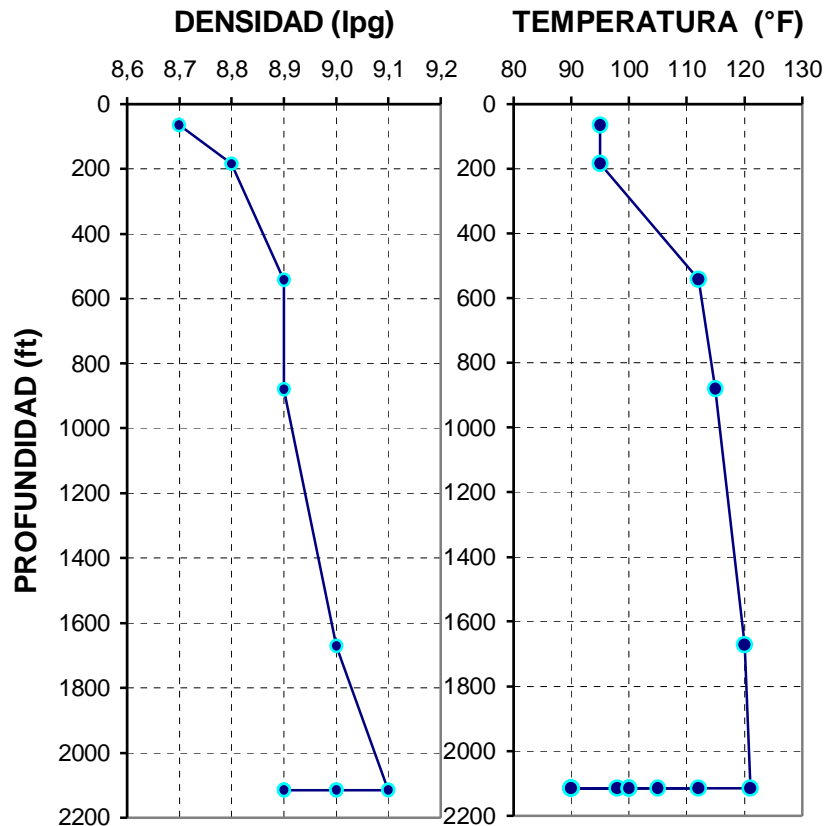


Figura 22. Densidad y Temperatura

La densidad del lodo aumenta durante la perforación del pozo, y disminuye para las operaciones de corrida del liner y empaquetamiento con grava.

La temperatura del fluido se incrementa a medida que se avanza en la perforación, y disminuye durante los períodos de fragüe y empaquetamiento.

7.4.2 Viscosidad Marsh y Plástica:

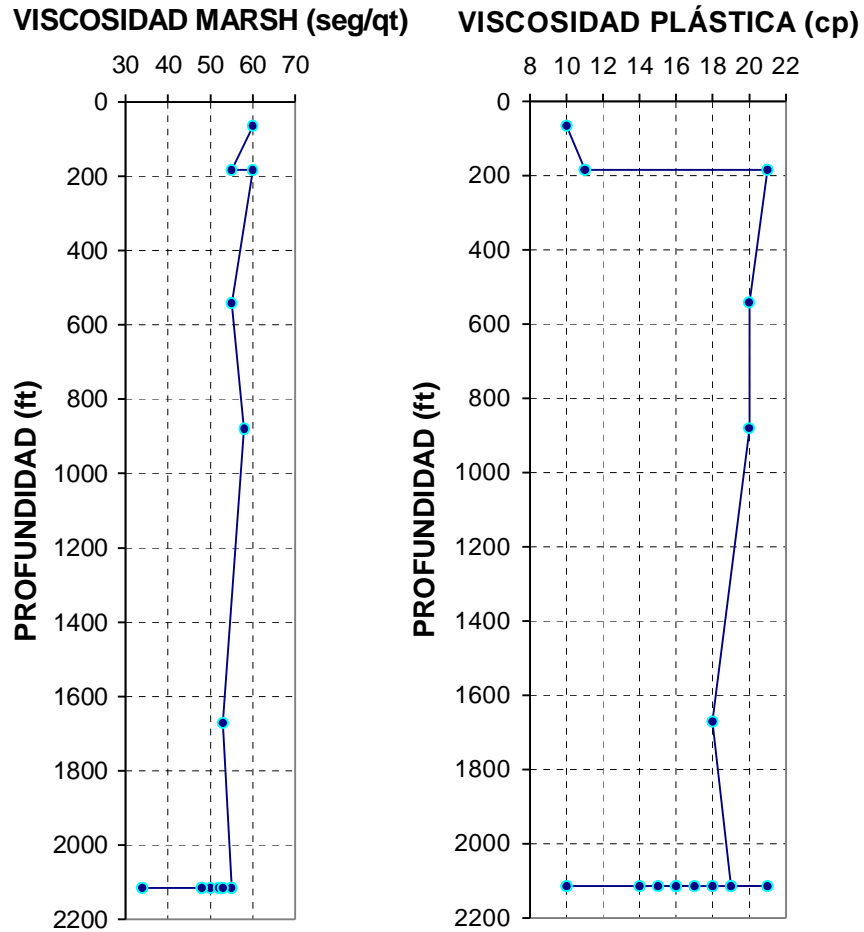


Figura 23. Viscosidades Funnel y Plástica

La viscosidad de embudo se reduce para las corridas de casing (50 seg), liner (45 seg) y empaquetamiento con grava (35 seg).

Los sólidos de la perforación elevan la viscosidad plástica y disminuye con el defloculante utilizado para obtener baja reología, necesaria para los trabajos de empaquetamiento.

7.4.3 Punto de cedencia y Capacidad de arrastre:

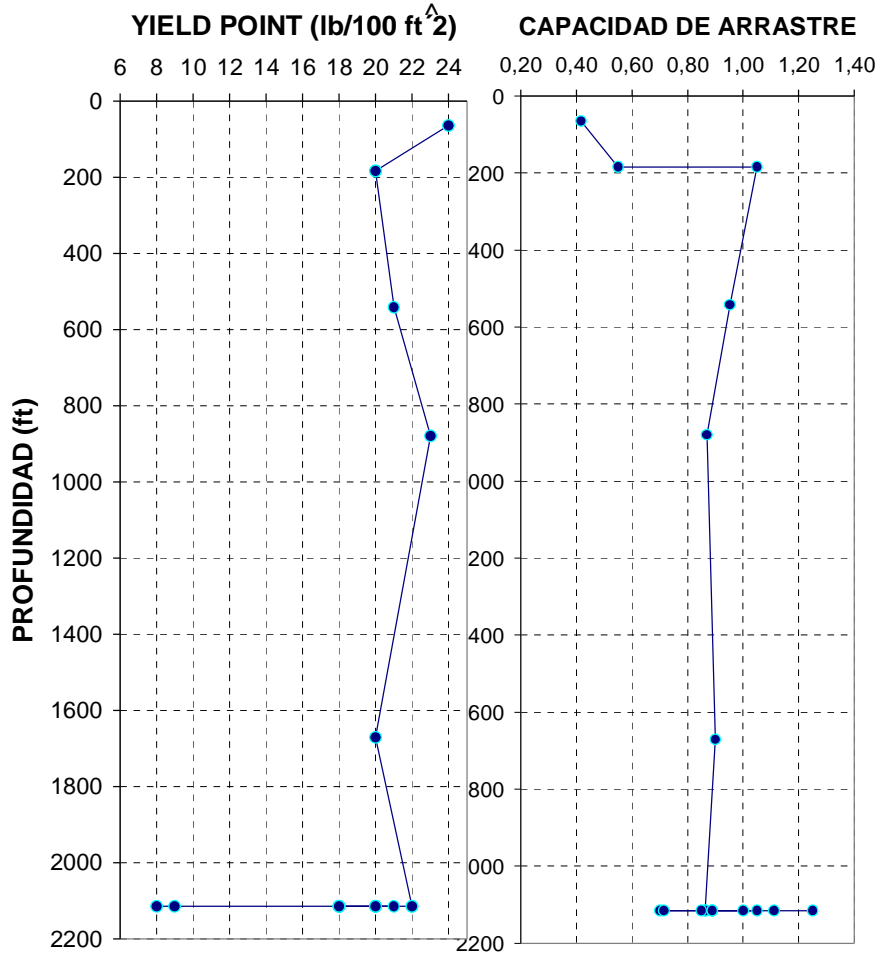


Figura 24. Punto de cedencia y capacidad de arrastre

El punto de cedencia es controlado para obtener una buena movilidad de los preflujos, en las cementaciones de los revestimientos. Debe mantenerse un punto de cedencia alto, para perforar el pozo y posteriormente ensanchar la sección de 8 ½”.

Una capacidad de arrastre por debajo de uno (1), me indica una buena remoción de sólidos. Para la operación de empaquetamiento con grava, lo que se quiere es lo contrario, una rápida decantación de la grava.

7.4.4 Geles:

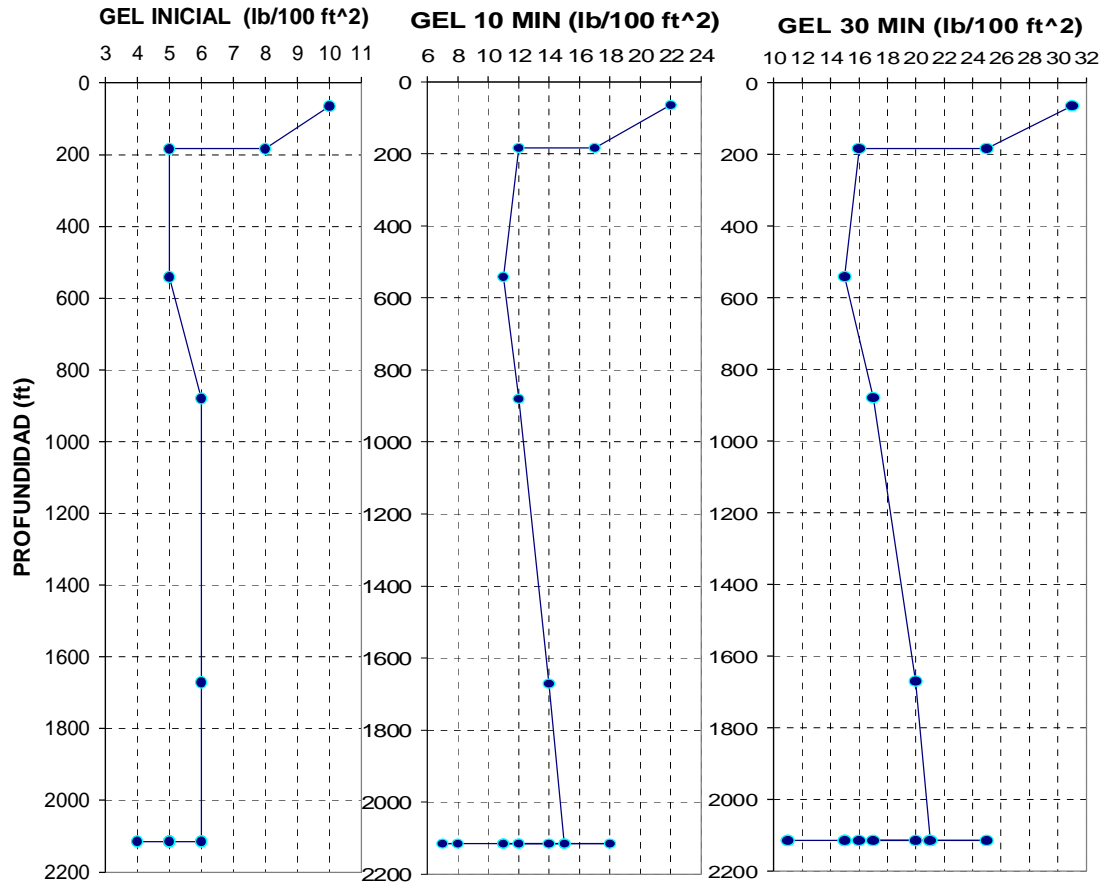


Figura 25. Geles

La capacidad de gelificación del lodo disminuye, para empaquetar los pozos, por lo que la grava se decanta a mayor velocidad.

Debido a que cerca del 18% del tiempo total de la perforación, corresponde a viajes de tubería, durante las diferentes operaciones como perforación y ensanchamiento; es necesario que el lodo tenga buena capacidad para mantener sólidos en suspensión, formando una estructura de gel en los períodos estáticos.

7.4.5 Filtrado API, torta (cake) y pH:

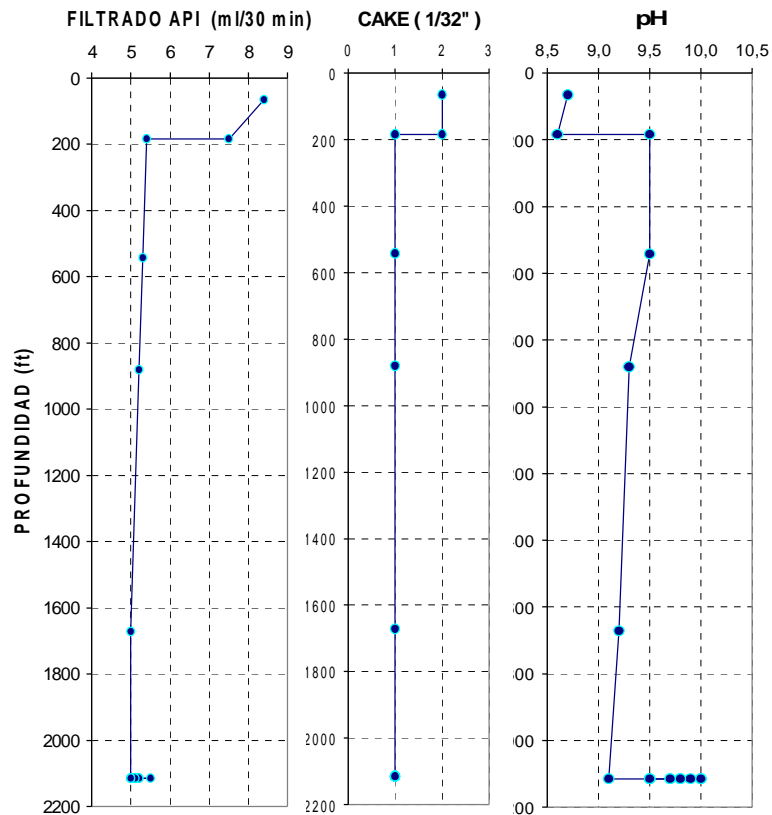


Figura 26. Filtrado API, cake y pH

El espesor de la torta formada por los sólidos del lodo, presenta normalidad. Para una buena cementación, hay que remover el cake, con el fin de aumentar la adherencia del cemento con la formación.

Durante los primeros 200 ft como las zonas no son de interés, no hay control sobre el filtrado. En el resto de los intervalos, se usan productos para su disminución; para no afectar las zonas arcillosas, ni areniscas.

El pH del lodo se mantiene en un rango básico, para evitar la degradación de los componentes poliméricos. En la gráfica se muestra un incremento, por una contaminación con cemento durante el ensanchamiento.

7.4.6 Alcalinidad (Pm), Pf y Mf:

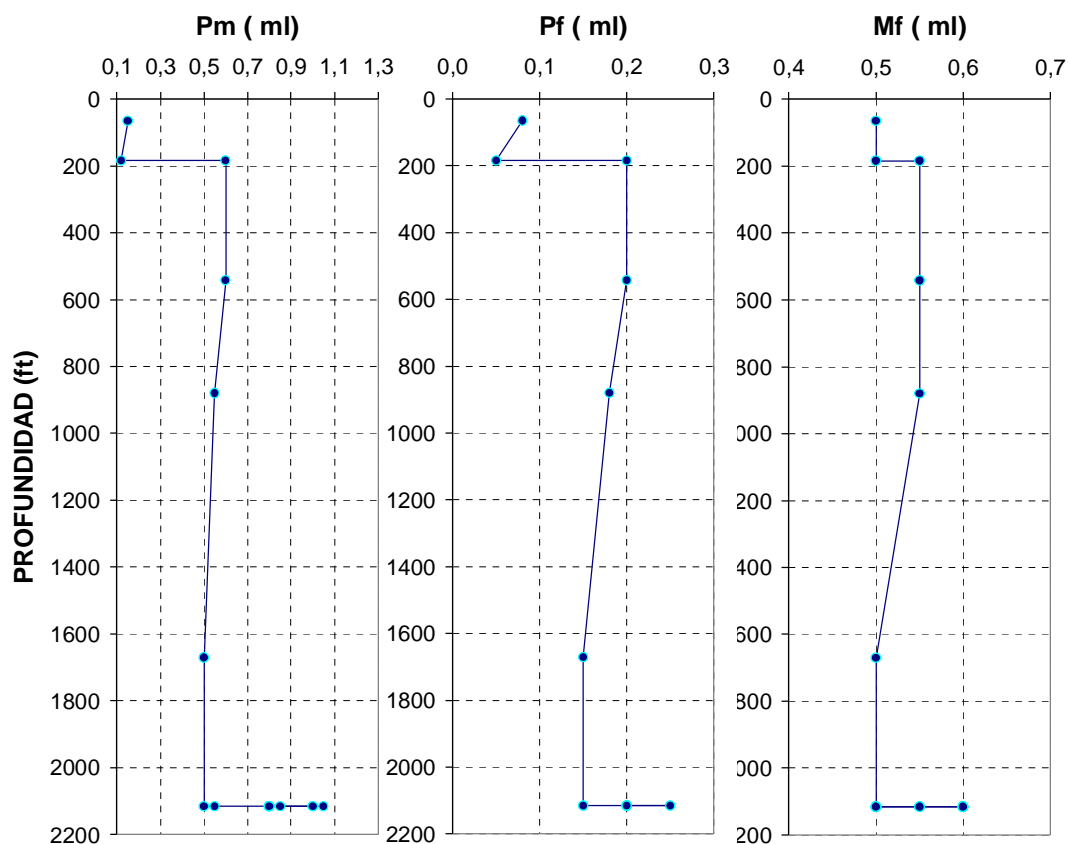


Figura 27. Alcalinidad, Pf, Mf

El aumento de la alcalinidad se debe a la presencia de iones calcio, producto de la contaminación al ensanchar el hueco.

Teniendo en cuenta que se cumple el criterio $2Pf < Mf$, se detecta la presencia de iones carbonato (CO_3^{-2}) y bicarbonato (HCO_3^-).

Para calcular las concentraciones de estos iones, se aplican las siguientes relaciones:

- Concentración de $CO_3^{-2} = 1200 * Pf$
- Concentración de $HCO_3^- = 1220 * (Mf - 2Pf)$

7.4.7 Dureza y cloruros:

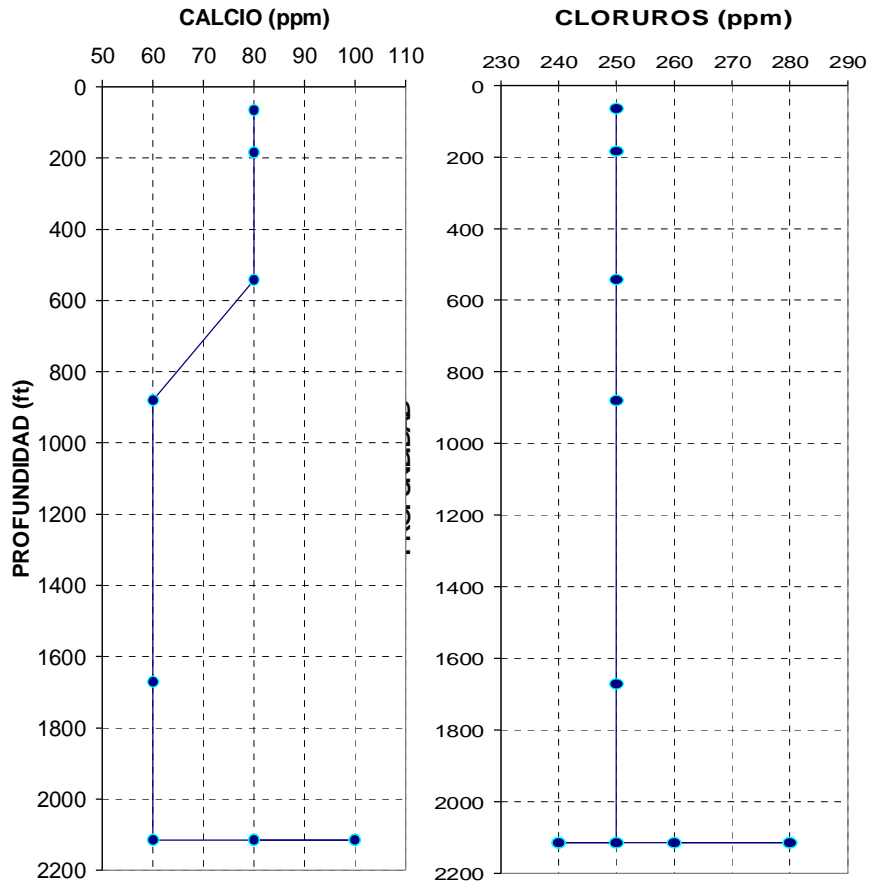


Figura 28. Dureza y Cloruros

La dureza está representada por los iones de Calcio en el lodo, que se aumentan por las contaminaciones, que se pueden presentar durante los desplazamientos de las lechadas de cementación y los Drill Out.

Los cloruros se mantuvieron entre 240 y 280 ppm, evitando contaminaciones con sal, que puedan afectar las propiedades del fluido de perforación.

El pozo es terminado con una salmuera de KCl con 52000 ppm de Cl^-

7.4.8 Porcentaje de arena, sólidos y MBT:

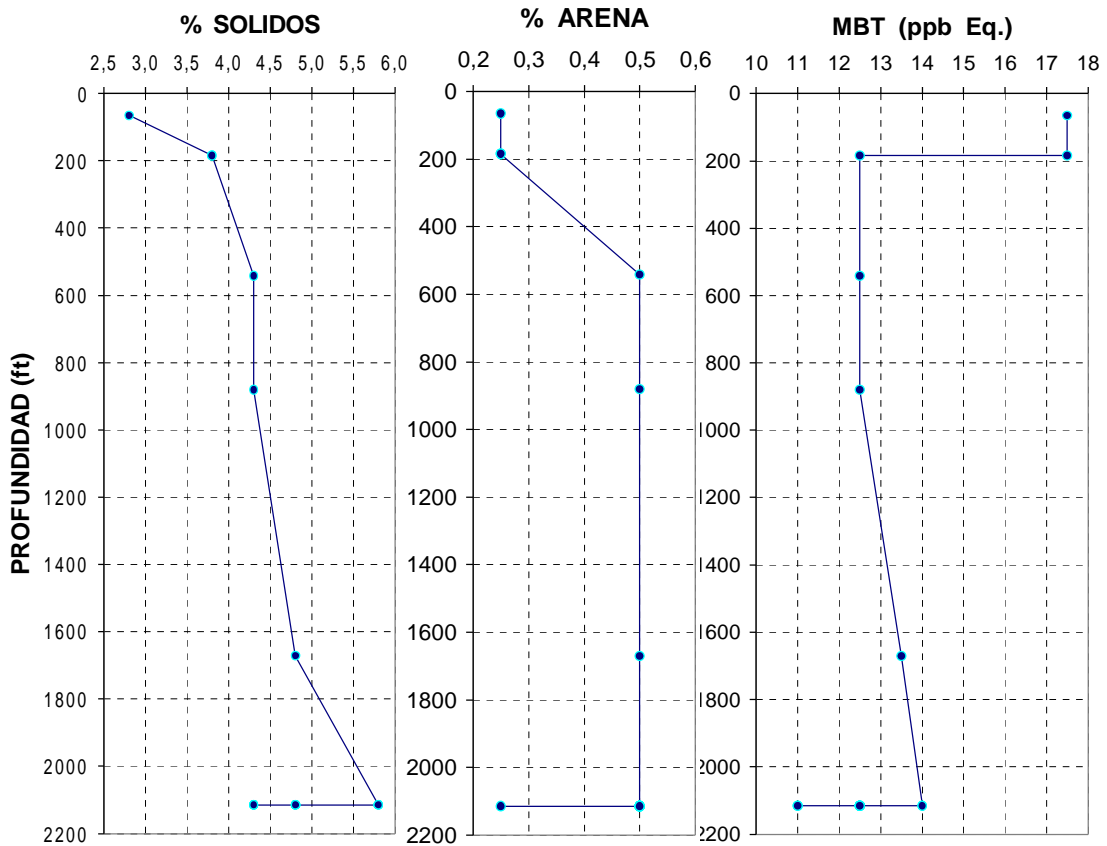


Figura 29. % arena, sólidos y MBT

El control de la arena, arcilla y los sólidos que están presentes en el lodo, radica principalmente en el normal funcionamiento de los equipos destinados para tal fin; se verifica el buen estado de la mallas de la rumba, el desarenador, desarcillador y la centrífuga.

El uso de píldoras viscosas ayudan en la limpieza del hueco, removiendo gran cantidad de sólidos.

Durante la perforación de areniscas y arcillas, se elevan estos valores.

8 EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA EN EL CAMPO JAZMÍN

Para llevar a cabo esta operación, se realiza previamente el ensanchamiento del hueco de 8 -1/2" ó 6 -1/8" hasta 11". Posteriormente se corre un liner ranurado de 5".

Estos dos trabajos influyen notablemente, en el éxito del empaquetamiento con grava.

8.1 ENSANCHAMIENTO

Esta operación es muy importante para la eficiencia del empaquetamiento, ya que determina en gran medida el volumen de grava que el hueco puede recibir. Es necesario tener un lodo con un buen control de filtrado, para minimizar el hinchamiento de arcillas. Las propiedades del lodo, deben suministrar una buena limpieza del hueco y desplazar los ripios de perforación a superficie.

Un hueco mal ensanchado será un hueco mal empaquetado y su vida útil productiva será directamente proporcional a la calidad del empaquetamiento.

Teniendo en cuenta la pobre consolidación de las arenas y la viscosidad del crudo (11.5 ° - 12 ° API) en el Campo Jazmín, se requiere aumentar el área de flujo y empaquetar con grava, evitando futuros problemas de pegas por arena, además, hay que tener en cuenta que el método de recobro utilizado es la Inyección cíclica de vapor (altas temperaturas), lo cuál ayuda

a romper los enlaces existentes entre los granos de arena, facilitando la migración de los mismos hacia el interior del pozo.

La actividad principal de este procedimiento es ensanchar el hueco de producción hasta 11" (desde 8 ½" o 6 -1/8" según el caso) y dejarlo listo para su posterior empaquetamiento. Una vez perforado el tapón de cemento, se procede al ensanchamiento del hueco hasta 11".

8.1.1 Programa:

- ✓ Armar y bajar sarta con ensanchador de 6" x 11", con 3 brazos y cuchillas PDC
- ✓ Realizar pruebas para verificar el funcionamiento del ensanchador en superficie
- ✓ Bajar en el hueco hasta 2 ft por debajo del zapato de 7"
- ✓ Colocar bomba con 300 GPM y rotar la sarta con 120 RPM, durante 5 minutos. Quitar bomba y repetir la operación 3 veces. Esto garantiza la apertura correcta de los brazos del ensanchador.
- ✓ Ensanchar hueco a 11" hasta el fondo del pozo, teniendo en cuenta los siguientes parámetros:
 - Peso sobre el ensanchador: 3 – 5 Klbs
 - GPM: 300 - 350
 - RPM: 90 - 100
 - Presión: 1000 psi
- ✓ Repasar cada junta de tubería 3 veces como mínimo, antes de iniciar la siguiente conexión, con el fin de asegurar que el hueco quede realmente ensanchado a 11", y permitir a su vez, que las cuchillas abran plenamente a su diámetro nominal
- ✓ Levantar la sarta, hasta 2 ft por debajo del casing point

- ✓ Iniciar reensanchamiento del hueco hasta el fondo, atendiendo a los mismos parámetros de ensanchamiento anteriores; repasando cada junta 2 veces antes de efectuar la conexión
- ✓ Circular hasta retornos limpios. Bombear píldora viscosa si es necesaria
- ✓ Acondicionar el lodo para corrida de liner ranurado de 5":
 - Viscosidad de embudo: 45 segundos
 - Utilizar adelgazante químico para esta operación. No utilizar agua únicamente, ya que su uso aumenta el filtrado y ocasiona daño a las formaciones

8.1.2 Ensanchador:

Herramienta que presenta un mecanismo de brazos de corte, que pueden accionarse por presión hidráulica, y se utiliza para agrandar el hueco por debajo del zapato, llegándose a aumentar incluso, hasta el doble del diámetro del hueco.

Instrucciones para el uso del ensanchador marca Servco:

- ✓ Bajar la herramienta dentro del hueco hasta que se alcance el tope de la sección a ser ensanchada. Tener cuidado cuando se esté bajando, ya que presiones de surgencia altas, pueden comenzar a abrir los brazos, lo que puede dañar la herramienta
- ✓ Rotar la herramienta lentamente (30 - 50 rpm) después de que se alcance la profundidad deseada, para abrir las cuchillas
- ✓ A medida que rota la sarta, inicie el bombeo y establezca el flujo
- ✓ Gradualmente incremente la rata de flujo y las rpm, hasta que se alcancen los parámetros de operación deseados
- ✓ Se recomienda aplicar 1000 libras de peso, por cada pulgada de diámetro del cuerpo del ensanchador

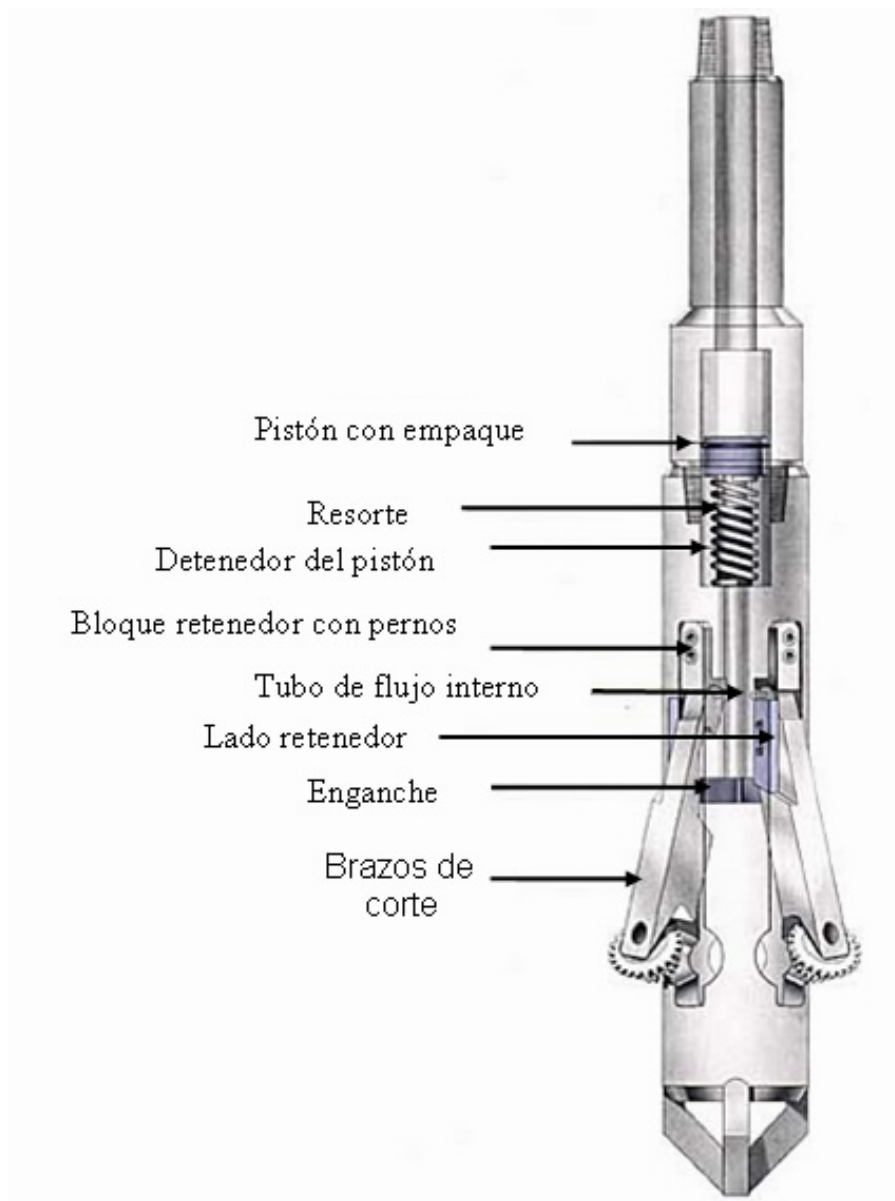


Figura 30. Ensanchador

- ✓ Antes de bajar el underreamer, pruébelo en superficie manualmente y con la bomba. Asegúrese que los brazos abran y cierren correctamente
- ✓ Lubricar todas las partes del ensanchador con una grasa liviana antes de bajarlo al hueco
- ✓ No exceder la rata de penetración de 30 - 40 ft / h , para que el hueco no quede descalibrado con el diámetro teórico de 11

- ✓ Cuando se encuentre con una formación dura, reduzca la velocidad de la mesa rotaria y/o el peso aplicado
- ✓ Cambiar los cortadores, a la primera señal de desgaste y deterioro (se califica igual que una broca)
- ✓ Después de cada conexión, baje la kelly bushing suavemente y comience con bajas rpm, hasta normalizar las condiciones de operación
- ✓ Para sacar la herramienta, se levanta unos cuantos pies y se apaga la bomba. Rotar lentamente de 5 a 10 minutos antes de salir del hueco o entrar al casing
- ✓ Siempre subir lentamente a la altura del zapato del casing
- ✓ Estar seguros de que los brazos estén completamente cerrados, antes de entrar al revestimiento o durante su recorrido

8.2 CORRIDA DEL LINER

El liner ranurado de 5”, se corre hasta su posición final y se cuelga dentro del revestimiento de 7”, mediante el “Landing Nipple”. Se empaqueta con grava, el anular entre el liner y el hueco ensanchado a 11”, para controlar la producción de arena.

LINER RANURADO 5”	
OD	5 in
ID	4.276 in
GRADO	N-80 , BTC
PESO	18 lbm/ft
N° RANURAS	(52 – 56), (8) ranuras / ft

Tabla 17. Liner ranurado

8.2.1 Programa:

- ✓ Definir la sarta para la corrida del liner
- ✓ Verificar las especificaciones técnicas de cada componente y anotarlos en el tally de tubería
- ✓ Inspeccionar, medir y calibrar en superficie los componentes de la sarta
- ✓ Definir la ubicación de los centralizadores. Se recomienda la utilización de 4 centralizadores, distribuidos de la siguiente forma:
 - Uno (1), entre las 2 primeras juntas que se bajen, ubicándolo en el coupling, para evitar su movimiento.
 - Uno (1), en las 2 primeras juntas que quedan por fuera de la zona de traslapo.
 - Dos (2), distribuidos en el resto del liner, para garantizar una buena centralización
- ✓ Realizar reunión pre – operacional y de seguridad
- ✓ Armar y preparar herramientas para correr el liner de 5”
- ✓ Conectar el Bull plug a la primera junta del revestimiento
- ✓ Bajar las juntas de liner ranurado según el programa: (n) juntas de liner de 52 ran / ft, una (1) junta de liner ranurado con 8 ran / ft (como traslapo) y el Landing Nipple
- ✓ Armar mesa rotaria falsa, acondicionando herramientas de manejo para la tubería de 2 - 7/8”
- ✓ Bajar dentro del liner de 5”, la tubería de cola de 2 -7/8”. Dejar entre 20 y 50 ft de bolsillo entre la punta de la tubería stinger y el fondo del liner de 5”, para obligar al lodo a transportar la grava hasta el fondo del pozo
- ✓ Conectar la herramienta para empaquetar grava “Gravel packing tool” a la tubería de 2 - 7/8”

- ✓ Enroscar caja de rosca izquierda del landing nipple, en la herramienta empaquetadora
- ✓ Bajar la sarta anterior con tubería de perforación de 3 ½”, hasta el fondo del pozo; se levanta 3 ft y se deja el liner en esta posición
- ✓ Se conectan la cabeza de circulación y las líneas de superficie, para acondicionar el lodo con una viscosidad funnel de 35 seg para el empaquetamiento

8.2.2 Puntos de puenteo:

Los puntos de “puenteo” más frecuentes en el empaquetamiento con grava son los siguientes:

- Traslapo y centralizadores
- Traslapo y cuellos
- Cuellos ó collares
- Centralizadores
- Dog leg severity (DLS) altos en pozos desviados, por recostamiento del liner hacia el seno del ángulo, como producto de la descomposición de fuerzas en los ejes horizontales y verticales

Por lo tanto se deben tener en cuenta las siguientes recomendaciones:

- Evitar al máximo ubicar accesorios dentro del traslapo (anular revestimiento – liner ranurado) debido a que el diámetro interno del casing de 7”, 26 lbs / pie, N-80 es de 6.276” y el diámetro externo del liner es de 5”, quedando un espacio anular de 1.276” contando solo con 0.638” a lado y lado, para que la grava pase por este espacio reducido. Las aletas del landing nipple son suficientes para centralizar el liner dentro del traslapo

- Ubicar el primer centralizador mínimo 150 ft por debajo del zapato, si se deja más cerca se corre el riesgo de puenteo, e instalar uno cada tres (3) juntas hasta el fondo del liner
- La tubería de 2 -7/8" (stinger) debe ser ubicada lo más bajo posible del fondo del liner, aproximadamente 20 – 45 pies, con el fin de evitar que la grava se deshidrate rápidamente durante el recorrido y se puentee, lo anterior, debido a que el fluido transportador (lodo) regresa por la tubería de cola y si está ubicada muy arriba, el fluido subirá nuevamente por el stinger dejando la grava deshidratada y ubicada en un lugar poco deseable entre el hueco y el liner.
- Prehidratar con anticipación la grava, no solo con el fin de crearle mojabilidad al agua (hidrofílica) si no también, para limpiarla de finos que en el proceso de empaquetamiento se pueden depositar y acumular por gravedad en algún punto de puenteo, impidiendo realizar un buen empaquetamiento.

Para reducir el riesgo de puenteo, se debe poner en práctica lo siguiente:

- Ensanchamiento adecuado del hueco
- Centralización apropiada del liner
- Ubicación apropiada del "stinger"
- Lavar la grava para prehidratarla y limpiarla de finos
- Control de las tasas y presiones de bombeo (calambucos)
- Densidad uniforme de la mezcla (lodo - grava)
- Óptimas propiedades del lodo

8.2.3 Consideraciones:

- ✓ La punta de la tubería de cola de 2-7/8" debe quedar aproximadamente a 90 pies del fondo del liner
- ✓ Antes de instalar el Landing nipple verifique el buen estado de las roscas. Luego de instalarlo en la herramienta empaquetadora, garantizar que la rosca izquierda se pueda soltar una vez terminada la operación de empaquetamiento
- ✓ Cuando el liner se termine de correr, se rompe la circulación lentamente, registrando el peso libre de la sarta; se circula fondos arriba, mientras se acondicionan las propiedades del lodo para empaquetar. La circulación se lleva a cabo hasta obtener retornos limpios

8.3 EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA

Se empaqueta el área comprendida entre el liner ranurado y el hueco, con grava tamaño 8 – 12 mesh y un rendimiento de 0.96 ft³ / sx, garantizando un porcentaje de empaquetamiento superior al 80%.

8.3.1 Programa:

- ✓ Armar e instalar herramienta empaquetadora (Pots de grava) y líneas de superficie
- ✓ Realizar reunión preoperacional para informar sobre el procedimiento a seguir
- ✓ Abrir la válvula que permite el paso del lodo para cargar el primer pot
- ✓ Dejar caer dentro del compartimiento un saco de grava lentamente; cierre la tapa del pot

- ✓ Verificar que no hayan fugas ni en las conexiones, ni en el empaque superior
- ✓ Llenar completamente el recipiente con lodo a presión. Cierre la válvula
- ✓ Iniciar el trabajo de empaquetamiento con grava, teniendo en cuenta los siguientes parámetros operacionales:
 - Presión inicial < 100 psi
 - Flujo de la bomba: 150 GPM
 - Tasa de bombeo de grava: 1 saco cada 5 minutos
 - Densidad de grava: 0.34 lbs / gal
 - Viscosidad funnel del lodo: 34 – 35 seg
- ✓ En el momento indicado, abrir lentamente la válvula hasta el sitio determinado para garantizar la concentración establecida, y que permita el flujo hacia el pozo, de la grava y el lodo
- ✓ Bombear el contenido del cilindro (pot). La herramienta empaquetadora de superficie, está compuesta de 2 cilindros, mientras uno está bombeando, el otro se está cargando
- ✓ En una hoja de control anotar los parámetros de empaquetamiento: hora, sacos bombeados, galonaje, presión, concentración, porcentaje teórico acumulado
- ✓ Luego de 5 min (Tiempo estimado para que la grava y el lodo pasen al pozo, 0.34 lbs / gal) cierre la válvula y verifique que en la descarga del pot, ubicada en el contrapozo, no salga grava
- ✓ Repita la operación cada 5 min. Continuar con el empaquetamiento con grava 8 – 12 mesh, según los parámetros establecidos
- ✓ Circular en directa durante 30 minutos para ayudar al acomodamiento de la grava dentro del pozo cada 100 sacos
- ✓ Si no hay aumento de presión después de bombear el volumen teórico, continuar con la operación de empaquetamiento con grava como se esté haciendo. Cuando aumente la presión, circule en reversa durante 15 o

20 min y luego en directa durante 15 o 20 min. Intente continuar empaquetando con grava hasta que la presión alcance 500 psi (screen out).

- ✓ Circular en reversa hasta obtener retornos limpios y en directa para ayudar a acomodar la grava en el hueco. Libere herramienta empaquetadora desenroscando a la derecha 8 - 9 vueltas usando llave de tubo

En caso de que se alcance la presión de 500 psi sin haber empaquetado el volumen teórico de grava, circule en reversa durante 30 min y trate de seguir empaquetando. Si el volumen empaquetado es inferior al 80% del teórico, continuar de la siguiente manera:

- ✓ Sacar herramienta empaquetadora de grava
- ✓ Bajar y sentar sello metálico. Sacar sarta
- ✓ Bajar con herramienta para lavar (flauta) y circule a través de todo el intervalo empaquetado, para tratar de reacomodar la grava
- ✓ Bajar y pescar el sello metálico
- ✓ Vuelva a bajar con herramienta empaquetadora y continúe empaquetando con grava hasta lo máximo posible

Cuando la eficiencia de empaquetamiento es menor al 50%, se procede a recuperar el liner ranurado.

Una vez finalizado el empaquetamiento:

- ✓ Bajar y sentar sello metálico con setting tool y 3 ½" DP, aplicando 6 - 7 mil libras de peso. Chequear Sello Metalico con tensión (8 Klbs). Sacar sarta
- ✓ Bajar con tubería de cola abierta de 2 -7/8" con DP de 3½" hasta el fondo del liner, para chequear fondo y levantar +/- 5 pies, circular

- ✓ Desplazar con salmuera con un peso igual al lodo con que se realizó el empaquetamiento, hasta desplazar los fluidos de perforación del pozo. La salmuera es preparada con KCl e inhibidor de corrosión y bactericida. Desplazar a baja rata. Verificar retorno de salmuera en superficie
- ✓ Colocar pumping flange e instalar tapón de superficie de 3 ½" EUE, válvula lateral 2 -1/16" 5M y tapón
- ✓ Colocar marca de identificación de pozo perforado con pintura sobre cabeza y cerrar las válvulas laterales

8.3.2 Cálculo del volumen de grava:

A partir del rendimiento de la grava y con base en los volúmenes de las zonas a empaquetar, se calcula el número de sacos teóricos de grava.

Si se tiene un pozo @ 2400 ft, con zapato de 7" @ 1650 ft y un tope del liner @ 1622 ft. Para el empaquetamiento se necesita el siguiente número de sacos de grava:

CALCULO DE SACOS DE GRAVA			
Profundidad Total	2400	Volumen Hueco 11"	0,1175 Bls / ft
Profundidad Bull Plug	2397	Vol. Anular 11" x 5"	0,0933 Bls / ft
Profundidad Zapato 7"	1650	Vol. Anular 7" x 5"	0,014 Bls / ft
Tope del Liner 5"	1622	Rendimiento grava	0,96 ft ³ / sx
Sacos Bull Plug – fondo	2	Volumen Hueco 11"	0,66 ft ³ / ft
Sacos anular 11" x 5"	408	Vol. Anular 11" x 5"	0,5236 ft ³ / ft
Sacos traslapo 7" x 5"	2	Vol. Anular 7" x 5"	0,0785 ft ³ / ft
SACOS TOTALES	412		

Tabla 18. Cálculo de sacos de grava

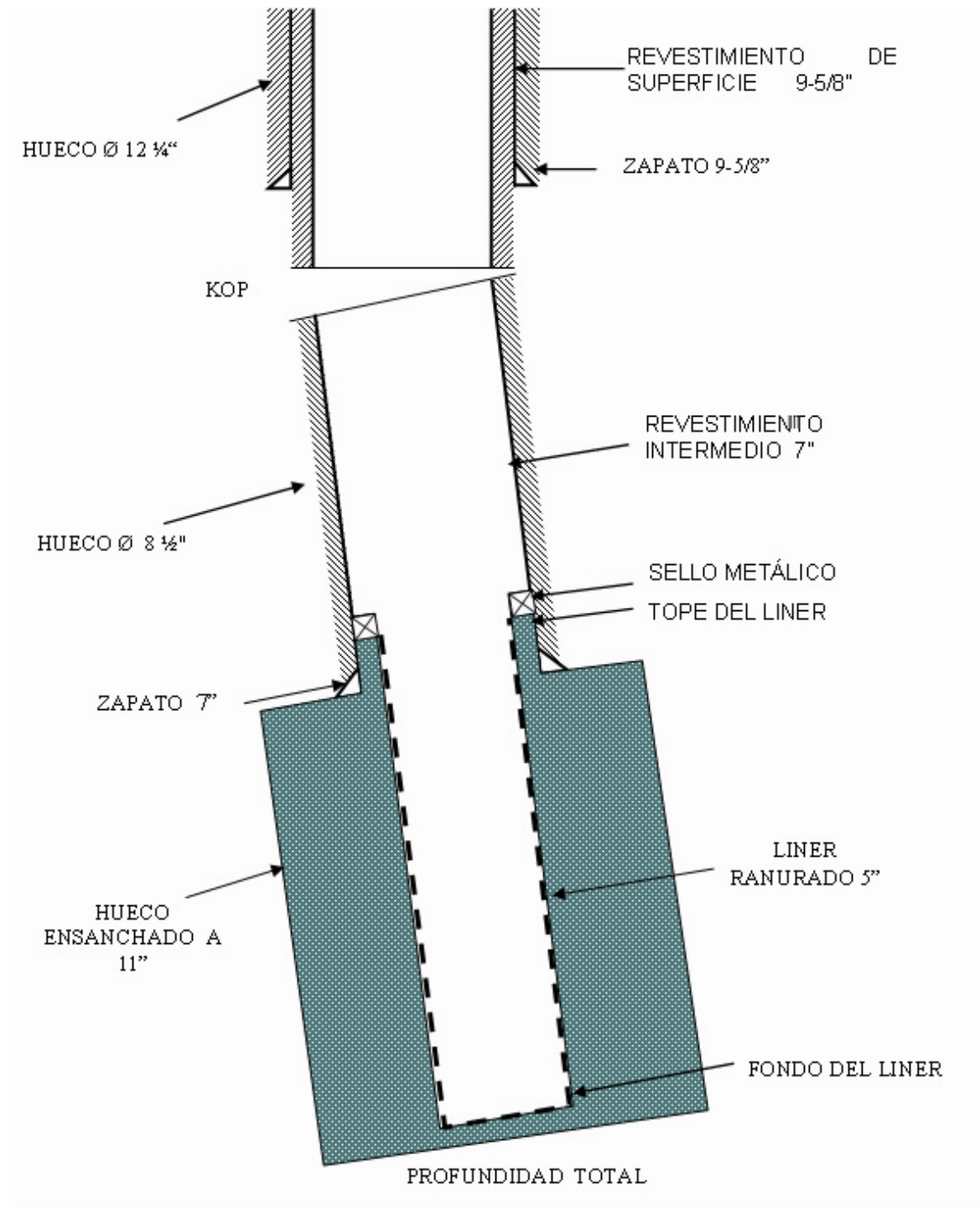


Figura 31. Empaquetamiento con grava

8.3.3 Tiempo de decantación de la grava:

La prueba se realiza para establecer un parámetro de tiempo de decantación de la grava utilizada para empaquetar los pozos en el campo Jazmín, a diferentes viscosidades de embudo, teniendo en cuenta que las variables de cantidad de grava y volúmenes de lodo son constantes.

La prueba se lleva a cabo en 2 fases. La primera fase se realiza con 0.25 gr de grava en una muestra de lodo obtenida de los tanques con viscosidad de embudo de 45 seg / qt. Se realizan tres pruebas con la misma viscosidad en una pipeta de 25 ml de lodo. En la segunda fase de la prueba se realiza el mismo procedimiento, con volumen de lodo y volumen de grava constante pero con viscosidad de embudo de lodo de 35 seg / qt.

POZO 1	TIEMPO DE DECANTACIÓN DE LA GRAVA (seg)			
VISCOSIDAD	M 1	M2	M3	PROMEDIO
35	1,1	1,3	1,4	1,2
45	3,8	3,9	3,6	3,7
POZO 2				
35	1,3	1,3	1,4	1,3
45	3,5	3,7	3,6	3,6
POZO 3				
35	1,4	1,3	1,4	1,3
45	3,4	3,5	3,6	3,5
POZO 4				
35	1,25	1,18	1,15	1,2
45	4,25	4,4	4,35	4,33

Tabla 19. Tiempo de decantación

Como se puede ver en los resultados anteriores, se demuestra que a menor viscosidad de embudo la capacidad de gelificación del lodo disminuye, por lo que la grava se decanta con más velocidad. Hay que tener presente que la prueba se realiza sin tener en cuenta algunas variables, que influyen en la

decantación de la grava en el pozo, como son que la prueba se realiza en condiciones estáticas y la operación se hace en condiciones dinámicas, además la prueba se hace en condiciones verticales y sin tortuosidad de pozo.

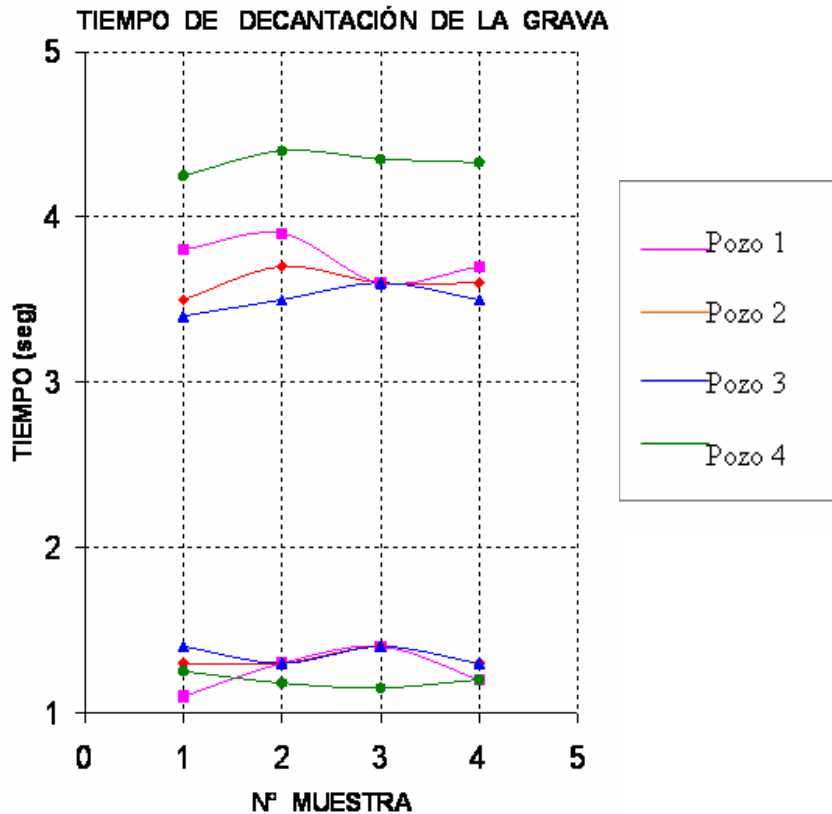


Figura 32. Tiempo de decantación

8.3.4 Manejo del galonaje:

Para el empaquetamiento con grava se requiere una tasa constante de bombeo de 150 GPM, para mantenerla hay que tener en cuenta lo siguiente:

- ✓ Mínima relación de strokes / min de la bomba
- ✓ Galones de fluido por cada stroke
- ✓ Desplazamiento y presión en máxima RPM

BOMBA PZ – 8 GARDNER DENVER	EFICIENCIA		PRESIÓN MÁXIMA
	100 %	95 %	
Camisa (“)	Gal / stk	Gal / stk	psi
7	4.00	3.80	1996
6 ½	3.45	3.28	2315
6 ¼	3.19	3.03	2504
6	2.94	2.79	2717
5 ½	2.47	2.35	3233

Tabla 20. Bomba Triplex G.D PZ - 8

Teniendo en cuenta el mínimo de strokes que suministra la bomba, se escoge la camisa para obtener un desplazamiento de 150 GPM. Cuando la bomba tiene un mínimo de strokes alto (60 SPM), se deben instalar camisas de 5 ½” para lograr el galonaje adecuado. No es necesario by - pasear la línea de descarga de la bomba, ni colocar boquillas para reducir el flujo.

8.3.5 Consideraciones:

- ✓ Acondicionar los Pots de empaquetamiento lo más cerca posible del pozo, e instalar una línea de descarga desde estos hasta el contrapozo
- ✓ Revisar los empaques y las válvulas de los Pots de empaquetamiento
- ✓ Colocar una persona en la línea de descarga, encargada de confirmar que toda la grava sigue su camino al pozo. Esta operación se realiza colocando la mano en la línea de descarga y revisando si hay o no, salida de grava
- ✓ Si hay presencia de grava en la línea de descarga, se deben revisar las válvulas de la herramienta y el tiempo utilizado para el bombeo, la tasa de

empaquetamiento puede ser alta, y no se está alcanzando a bombear todo el contenido de los pots al pozo

- ✓ Realizar una prueba para determinar el tiempo de decantación de la grava, en un probeta de 25 ml.
- ✓ Calibrar las válvulas de descarga del pot de grava, para que la concentración inicial no supere las 0,4 lbs / gal. Esta concentración debe disminuir a medida que aumenta el porcentaje de empaquetamiento
- ✓ Utilizar una grava que sea resistente al efecto negativo de la estimulación con vapor (disolución), el cuál es directamente proporcional a la temperatura, presión de inyección y pH de la fase líquida
- ✓ Acondicionar los equipos para los análisis de grava, prueba de resistencia a la compresión, mallas y balanzas electrónicas, para verificar que la grava que llega a cada pozo, cumpla con las especificaciones requeridas

CONCLUSIONES

- Durante la perforación de la fase de 12 ¼", el fluido agua - Bentonita extendida suministra excelentes propiedades reológicas, obteniendo una buena limpieza, que se evidencia al no encontrar relleno en la bajada del revestimiento de 9 – 5/8"
- El sistema polimérico no disperso, utilizado en la sección de 8 ½" , permite controlar las propiedades del fluido, dentro de los parámetros programados. No se presentan problemas en los viajes de tubería ni en las corridas del casing
- Para realizar las operaciones de ensanchamiento y empaquetamiento con grava, el lodo debe tener óptimas condiciones reológicas, controlando especialmente el filtrado API, para reducir el daño a la formación y mantener la estabilidad de las paredes del pozo
- Para las cementaciones se deben utilizar un exceso de cemento y material controlador de pérdidas
- Para una buena cementación, se debe remover la torta de lodo evitando que se contamine la lechada, para lo cual, el Yield Point debe estar por debajo de 15
- El tapón de cemento debe ser de baja resistencia para evitar generar un side track al momento de su limpieza, 400 psi en 48 horas

- El flujo de grava para el empaquetamiento, debe hacerse en forma proporcional y homogénea, evitando enviar baches de alta concentración, que favorezcan la formación de puentes y como consecuencia baja eficiencia de empaquetamiento
- La eficiencia de la cementación de un pozo, depende de un adecuado diseño de la lechada, de los lavadores y espaciadores, de la centralización y del acondicionamiento del fluido de perforación
- La estabilidad de las propiedades físico – químicas del lodo, necesarias en las diferentes operaciones, se logra mediante un control riguroso de las pruebas de laboratorio
- El éxito de las operaciones de ensanchamiento y empaquetamiento con grava del pozo, radica en lograr y mantener los parámetros de operación establecidos y un correcto uso de las herramientas empleadas
- Tener en cuenta las consideraciones de operación, de los diferentes procedimientos, para lograr con los objetivos propuestos

RECOMENDACIONES

- Continuar con el uso del sistema agua – Bentonita extendida, ya que es un sistema económico, de fácil mantenimiento y que se puede utilizar como base para la preparación del sistema polimérico no disperso, usado en la fase de 8 ½”
- Mantener el fluido lo más limpio posible, y realizar un tratamiento con Bicarbonato de sodio, previo a la colocación de los tapones balanceados de cemento, con el objeto, de minimizar el impacto de la contaminación del lodo, y disminuir el volumen de lodo drenado a dewatering
- Utilizar un dispersante, para las reducciones de viscosidad, previas a la bajada del liner y empaquetamiento con grava, esto con el fin de reducir el filtrado
- Mantener un filtrado API por debajo de 5 cc, durante las operaciones de ensanchamiento y empaquetamiento del pozo
- Seguir utilizando cemento clase “G” y bombear material para control de pérdidas, con las lechadas de cementación y la píldora viscosa, que sirve de soporte al tapón de cemento
- Continuar con la práctica de utilizar un tapón de cemento para dar soporte a la lechada del casing de 7”

- Evitar colocar accesorios dentro la zona de traslapo entre el zapato de 7" y el tope del liner , ya que el clearance es de 0.638" a ambos lados de esta zona
- Lavar las líneas de superficie que están llenas de cemento, antes de desplazar y sentar el tapón superior
- La válvula de la cabeza de cementación debe estar abierta durante el fragüe, para evitar formación de microanillos, se chequea el back flow (contraflujo) y el equipo de flotación, midiendo el volumen retornado
- Estar pendiente de los flujos de gases (H_2S , CO_2), que puedan afectar las lechadas de cementación al no fraguar. Aumentar la viscosidad del lodo si es necesario, el pozo debe estar controlado antes de realizar cualquier operación de cementación. Chequear flujo, el pozo debe estar en condiciones estáticas
- Llenar siempre la tubería durante las corridas del casing, para evitar surgimiento de presión. Bajar el revestimiento a una velocidad moderada (aprox. 60 seg./junta)
- Conocer la naturaleza de la arenas de las formaciones, mediante análisis de tamizado con las muestras obtenidas de los corazonamientos realizados, para determinar el tamaño de grava apropiado
- El peso de la salmuera debe ser igual a la que tiene el lodo con el cual se estaba trabajando, para evitar un "Blow out"
- Aplicar el mínimo peso posible al momento de verificar el tope del tapón de soporte de la lechada del revestimiento de 7", debido a que este tapón

es de baja resistencia y al aplicar demasiado peso el tapón puede ser corrido o destruido parcialmente

- Para empaquetar, mantener los geles lo más bajo posible, para aumentar la velocidad de decantación de la grava
- Se recomienda la toma de un registro Caliper como prueba, para determinar el diámetro promedio del hueco después del ensanchamiento; se pueden presentar cavernas o derrumbes durante esta operación. Con este diámetro, se calcula el número de sacos de grava que serán utilizados y de ahí su importancia en la calidad del empaquetamiento con grava
- Teniendo en cuenta el mínimo de strokes que suministra la bomba, se escoge la camisa para obtener la tasa de bombeo de 150 GPM. Cuando la bomba tiene un mínimo de strokes alto (60 SPM), se deben instalar camisas de 5 ½", para lograr el galonaje adecuado para la operación de empaquetamiento con grava
- Utilizar una malla para perforar y otra más fina para reensanchar, ya que se producen gran cantidad de finos , que no son eliminados en la rumba y continúan en el sistema, alterando propiedades del lodo para empaquetamiento

BIBLIOGRAFÍA

- FUNAMBIENTE, Estudio de Impacto Ambiental para la Perforación de pozos de producción y sus líneas de flujo en el Campo Jazmín – Nare Norte. Puerto Boyacá. Abril de 1998
- _____, Plan de manejo ambiental para la perforación de once clusters campo Jazmín – Nare Norte
- ITANSUCA PROYECTOS DE INGENIERÍA LTDA. Ingeniería básica y de detalle, campo Jazmín Fase II, Zona occidental
- ENCICLOPEDIA DE PERFORACIÓN, Tomo III Fluidos de Control , México
- _____, Tomo VII, Cementación, México
- RAMIREZ SUAREZ, José Dolores. Empaquetamiento con grava y su evaluación por medio del registro de densidad anular en el Campo Casabe. Bucaramanga, 1989. UIS
- CHAPARRO MILLAN, Carlos Humberto y PARRA COVARIA, Carlos Humberto. Simulador de empaquetamiento con grava y evaluación de los resultados. Bucaramanga, 1992. UIS
- MEJIA VELASQUEZ, Jairo y SERRANO GODOY, Wilson. Fluido transportador de grava de empaquetamiento a base de almidón de yuca para los pozos productores del campo Casabe. Bucaramanga, 1990. UIS
- WEATHERFORD. Technical Data Handbook, 1998
- IADC DRILLING MANUAL, 2000
- JACQUES, Jutten & MORRIS, L. Steven. Cement Job Evaluation
- RAE, Phill. Cement Job Design

- DOMINIQUE, Guillot; HENDRIKS, Hugo; CALLET, Françoise y VIDICK Benoit. Mud Removal
- HALLIBURTON COMPANY. Información suministrada en campo por Ingeniería de lodos y cementación
- OMIMEX DE COLOMBIA LTD. Información técnica recolectada en campo

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

¹ RAMIREZ SUAREZ, José Dolores. Empaquetamiento con grava y su evaluación por medio del registro de densidad anular en el Campo Casabe. Bucaramanga, 1989. UIS

² CHAPARRO MILLAN, Carlos Humberto y PARRA COVARIA, Carlos Humberto. Simulador de empaquetamiento con grava y evaluación de los resultados. Bucaramanga, 1992. UIS

³ MEJIA VELASQUEZ, Jairo y SERRANO GODOY, Wilson. Fluido transportador de grava de empaquetamiento a base de almidón de yuca para los pozos productores del campo Casabe. Bucaramanga, 1990. UIS