



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INGENIERÍA DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE RECURSOS
NATURALES – PERFORACIÓN**

**“ANÁLISIS DE LAS TÉCNICAS DE AISLAMIENTO DE TUBERÍAS DE
REVESTIMIENTO EN CAMPOS DEPRESIONADOS PARA PROPORCIONAR SELLO
HIDRÁULICO ENFOCADO EN LA VIDA PRODUCTIVA DEL POZO”**

**TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA**

PRESENTA:

JORGE EDUARDO MUSTIELES ORTIZ

TUTOR PRINCIPAL

**DR. RUBÉN NICOLÁS LÓPEZ
DR. CARLOS PÉREZ TÉLLEZ
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA**

MÉXICO, D. F.; SEPTIEMBRE 2014



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO

Presidente: Dr. Rubén Nicolás López.
Secretario: Dr. Erick E. Luna Rojero.
Vocal: Dr. Carlos Pérez Téllez.
1^{er}. Suplente: Dr. Oscar C. Valdiviezo Mijangos.
2^{do} Suplente: M.C. Jaime Ortiz Ramírez.

Lugar donde se realizó la tesis:

Universidad Nacional Autónoma de México.

Instituto Mexicano del Petróleo.

Pemex Exploración y Producción.

Tutor de tesis:

Dr. Rubén Nicolás López

A G R A D E C I M I E N T O S

A Petróleos Mexicanos: por la oportunidad de desarrollarme profesionalmente.

A mis asesores: Dr. Rubén Nicolás López y Dr. Carlos Pérez Téllez, gracias por su tiempo y apoyo durante la realización de la tesis, mi respeto y agradecimiento.

A mis sinodales: Dr. Oscar Valdiviezo Mijangos, Dr. Erick Luna Rojero y M.I. Jaime Ortiz Ramírez, por su invaluable tiempo y apoyo para concluir el documento final.

A mis maestros en PEMEX, que tienen el conocimiento y lo transmiten.

A mi familia, que ha estado conmigo en cada uno de los retos que he emprendido en la vida.

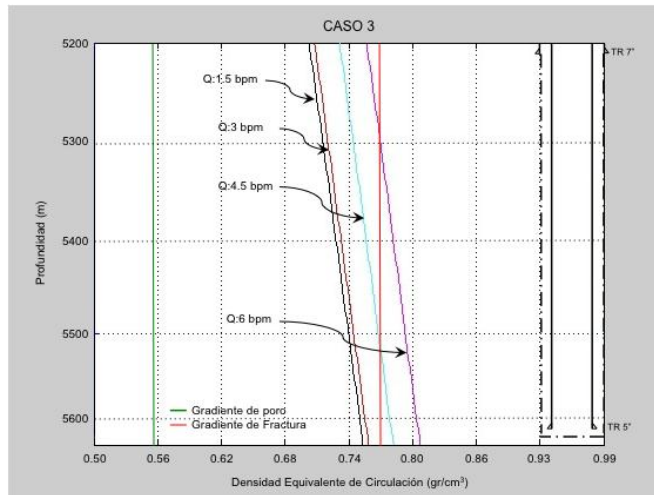
A todos, mil gracias

RESUMEN

Este trabajo de investigación tiene como finalidad presentar un análisis de la problemática que se presenta en los pozos del campo Jujo-Tecominoacán de la Región Sur en México. Estos pozos tienen profundidad promedio de 5600 mD y su objetivo es el Jurásico Superior Kimmeridgiano, capas 5 y 6, que son yacimientos dolomitizados (97% dolomía, 2% caliza y 1% arcilla), naturalmente fracturados y con densidad equivalente de circulación (DEC) muy baja, de hasta 0.42 gr/cm^3 durante la perforación de la última etapa. Estos yacimientos presentan una porosidad promedio entre 4-6% y permeabilidad aproximada de 6-7 mD.

La problemática consiste en el aporte de agua y/o gas de formación no deseados en superficie que se atribuye a una mala o inexistente cementación de la tubería de revestimiento. Para iniciar con el estudio se realiza el análisis a fondo de la vida productiva del pozo a corto, mediano y largo plazo; así como también, se discuten las diferentes técnicas utilizadas para la cementación de las tuberías de revestimiento de explotación mediante la combinación de las técnicas actuales e ingeniería del diseño de cementación.

También encontrará alternativas potenciales de solución para las operaciones de terminación en yacimientos depresionados y en presencia de zonas altamente fracturadas. Lo anterior, sustentado en la historia de producción, condiciones y diseño de la cementación; además de un simulador basado en un modelo matemático conocido como esquemas tipo Godunov, que es una metodología de volúmenes finitos que ayudó a la predicción de la presión a lo largo del pozo y así poder determinar las DEC que se generan en el espacio anular. Con todo esto, es posible definir si es factible realizar la operación de cementación exitosa y con ello contribuir a superar el gran reto al que se enfrenta hoy en día Pemex Exploración y Producción.



Comportamiento de la DEC a diferentes gastos

Por otro lado, la simulación hidráulica de la cementación en programas calibrados y probados como el desarrollado en este trabajo, es de gran ayuda para el diseño y predicción de los principales parámetros de operación. Se pueden definir las condiciones óptimas de la operación de cementación con mucha precisión como son: gastos, densidades, reologías, etc.

Basado en la comparación que se hizo con el simulador comercial y el desarrollado en este trabajo de tesis, se tiene una variación de +/- 5% en los resultados obtenidos.

Por todo lo anterior, conjuntar tecnologías disponibles contribuye de manera directa para obtener un mejor resultado en la cementación de tuberías de revestimiento de explotación, lo que beneficiará en un mejor desempeño en la vida de producción del pozo.

CONTENIDO

Resumen.	<i>i</i>
Índice de figuras.	<i>vi</i>
Índice de tablas.	<i>ix</i>
Índice de gráficas.	<i>x</i>
Nomenclatura.	<i>xí</i>
Introducción.	01
Capítulo I.	
1.1 Antecedentes.	03
1.1.1 Ubicación geográfica del campo Jujo-Tecominoacán.	03
1.1.2 Posición estructural.	04
1.1.3 Historia de presión-producción.	04
1.2 Construcción del pozo tipo.	07
1.2.1 Diseño de pozos tipo en el campo Jujo–Tecominoacán.	07
1.2.2 Perforación y asentamientos de tuberías de revestimiento.	08
1.2.3 Tipos de terminación.	09
1.3 Planteamiento del problema.	09
1.3.1 Evaluación de la vida productiva del pozo.	10

1.4 Justificación.	18
1.4.1 Tipos de reparaciones mayores en el campo Jujo–Tecominoacán.	18
1.4.2 Costos de reparaciones mayores en el campo Jujo-Tecominoacán.	19

Capítulo II.

2.1 Alternativas de solución.	21
2.1.1 Cementaciones primarias.	22
2.1.2 Tipos de cementaciones.	25
2.1.3 Información necesaria para el diseño de una cementación.	26
2.1.4 Evaluación de las cementaciones.	27
2.2 Pruebas de laboratorio.	29
2.2.1 Aditivos.	30
2.2.2 Determinación de densidad y reología.	32
2.2.3 Prueba de tiempo bombeable.	37
2.2.4 Esfuerzo compresivo.	38
2.3 Sistemas especiales de cementación.	40
2.3.1 Cementaciones con lechadas ultraligeras con microesferas.	41
2.3.2 Cementaciones con lechadas espumadas.	44
2.3.3 Técnicas operativas de cementaciones espumadas.	51
2.3.4 Procedimiento operativo de anclaje y cementación.	58

Capítulo III.

3.1 Modelo matemático.	62
3.1.1 Esquemas tipo Godunov.	62
3.1.2 Integración del término fuente.	70
3.1.3 Ejemplo de cálculo en flujo de una fase (golpe de ariete).	72
3.2 Aplicación del modelo simplificado para flujo de dos fases.	83
3.2.1 Ecuaciones gobernantes.	84
3.2.2 Solución simplificada de Riemann.	85
3.2.3 Ejemplo de cálculo en un sistema de dos fases en tuberías.	92

Capítulo IV.

4.1 Caso de estudio pozo Tecominoacán 628.	94
4.1.1 Historia de perforación.	94
4.1.2 Perfil de geopresiones, asentamiento de TR y densidades de control.	98
4.1.3 Consideraciones para el diseño de la cementación.	99
4.1.4 Aplicación del modelo hidráulico en el caso de estudio.	101
4.1.5 Simulación hidráulica.	110
4.1.6 Operación de cementación.	117

Conclusiones y recomendaciones.	125
--	------------

Bibliografía.	127
----------------------	------------

ÍNDICE DE FIGURAS

Capítulo I

Figura 1.1	Ubicación geográfica campo Jujo-Tecominoacán.	03
Figura 1.2	Posición estructural campo Jujo-Tecominoacán.	04
Figura 1.3	Historia de producción campo Jujo-Tecominoacán.	05
Figura 1.4	Comportamiento de presión campo Jujo-Tecominoacán.	05
Figura 1.5	Estado mecánico tipo utilizado en la construcción de pozos en el campo Jujo-Tecominoacán.	07
Figura 1.6	Programa de asentamiento de TR's.	08
Figura 1.7	Comportamiento de producción Jujo 552.	10
Figura 1.8	Registro spectrascan Jujo 552.	11
Figura 1.9	Efecto de canalización de Gas N ₂ Jujo 552.	11
Figura 1.10	Comportamiento de producción Jujo 23 B.	12
Figura 1.11	Comportamiento de producción Jujo 513 A.	13
Figura 1.12	Registro spectrascan Jujo 513 A.	14
Figura 1.13	Efecto de canalización de Gas N ₂ Jujo 513 A.	14
Figura 1.14	Comportamiento de producción Tecominoacán 519.	15
Figura 1.15	Comportamiento de producción Jujo 612.	16
Figura 1.16	Comportamiento de producción Tecominoacán 628.	17
Figura 1.17	Registro spectrascan Tecominoacán 628.	18

Capítulo II

Figura 2.1	Estado del arte de la Tecnología de Cementación.	21
Figura 2.2	Principio del Registro de Densidad Variable (VDL).	29
Figura 2.3	Báscula para peso de cemento y aditivos.	33
Figura 2.4	Mezclador de lechada de cemento.	33
Figura 2.5	Balanza atmosférica.	34
Figura 2.6	Viscosímetro de Fann.	35

Figura 2.7	Prensa presurizada.	36
Figura 2.8	Probeta para prueba de agua libre.	37
Figura 2.9	Gráfica de tiempo bombeable.	38
Figura 2.10	Consistómetro presurizado.	38
Figura 2.11	Analizador Ultrasónico de Cemento (UCA).	39
Figura 2.12	Prensa para determinar la resistencia a la compresión.	40
Figura 2.13	Ilustración del concepto <i>PVF</i> .	42
Figura 2.14	Aspecto de una lechada espumada estable.	44
Figura 2.15	Arreglo para la generación de cemento espumado en sitio.	46
Figura 2.16	Método de gasto constante.	55
Figura 2.17	Método de densidad constante.	56
Figura 2.18	Método combinado.	57

Capítulo III

Figura 3.1	Base del volumen finito discretizado en el espacio y el tiempo.	63
Figura 3.2	Algunas opciones de reconstrucción disponibles.	64
Figura 3.3	Esquema del Problema General de Riemann (GPR).	65
Figura 3.4	Conversión del Problema General de Riemann dentro de Problema Equivalente de Riemann.	66
Figura 3.5	Comportamiento del problema de una fase (golpe de ariete).	74
Figura 3.6	Solución del Problema de Riemann en el dominio físico y en el dominio del espacio.	77
Figura 3.7	Uso de los invariantes generalizados de Riemann para la frontera del lado izquierdo.	81
Figura 3.8	Uso de los invariantes generalizados para la condición de frontera del lado derecho.	82
Figura 3.9	Solución al Problema de Riemann.	87
Figura 3.10	Propagación de una onda de refracción de la frontera izquierda en el espacio físico y en la fase del espacio.	92

Figura 3.11	Comportamiento de la onda después de la refracción contra la frontera derecha.	92
Figura 3.12	Comparación del histórico de presión calculado en medio de la tubería para varias combinaciones de Δt y Δx .	93

Capítulo IV

Figura 4.1	Núcleo recuperado 5600-5609 m.	95
Figura 4.2	Propiedades petrofísicas Tecominoacán 628.	96
Figura 4.3	Registro DR-Cal etapa 5 7/8".	97
Figura 4.4	Perfil de gradientes y asentamientos de TR reales.	98
Figura 4.5	Estado mecánico real Tecominoacán 628.	100
Figura 4.6	Comportamiento de la DEC a diferentes gastos (caso 1).	103
Figura 4.7	Comportamiento de la DEC a diferentes gastos (caso 2).	105
Figura 4.8	Comportamiento de la DEC a diferentes gastos (caso 3).	107
Figura 4.9	Perfil de presión a lo largo del pozo.	108
Figura 4.10	Perfil de velocidades a lo largo del pozo.	109
Figura 4.11	Profundidad vs DEC.	110
Figura 4.12	Posición de los fluidos bombeados por etapas.	112
Figura 4.13	DEC vs Volumen bombeado.	113
Figura 4.14	Gasto de entrada vs gasto salida.	115
Figura 4.15	Presión en cabeza.	116
Figura 4.16	Comportamiento de la densidad de los sistemas espumados a condiciones de fondo.	119
Figura 4.17	Comportamiento de la fracción de gas de los sistemas espumados a condiciones de fondo.	120
Figura 4.18	Gráfica operativa real Tecominoacán 628.	121
Figura 4.19	Posición final de los fluidos.	124

ÍNDICE DE TABLAS

Capítulo I

Tabla 1.1	Eventos de producción campo Jujo-Tecominoacán.	06
Tabla 1.2	Tipos de terminaciones empleadas en el campo Jujo-Tecominoacán.	09
Tabla 1.3	Costos de las RMA tipo en el campo Jujo-Tecominoacán.	19

Capítulo II

Tabla 2.1	Datos necesarios para el diseño de una cementación.	26
Tabla 2.2	Comportamiento de algunas propiedades de la lechada de cemento a diferentes densidades.	49

Capítulo III

Tabla 3.1	Parámetros físicos problema de una fase.	73
Tabla 3.2	Parámetros físicos problema de dos fases.	93

Capítulo IV

Tabla 4.1	Toma de registros geofísicos.	97
Tabla 4.2	Datos para el diseño de cementación.	99
Tabla 4.3	Volúmenes de pozo para el diseño de cementación.	101
Tabla 4.4	Sistemas de cementación propuestos para el caso 1.	102
Tabla 4.5	Sistemas de cementación propuestos para el caso 2.	104
Tabla 4.6	Sistemas de cementación propuestos para el caso 3.	106
Tabla 4.7	Cédula de bombeo real Tecominoacán 628.	118

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Capítulo II

Gráfica 2.1	Esfuerzo compresivo lechada espumada vs lechada EPS a diferentes densidades.	44
Gráfica 2.2	Efecto de la calidad de la espuma en el tiempo de espesamiento en los cementos espumados.	50
Gráfica 2.3	Efecto de la calidad de espuma en la pérdida de fluidos en cementos espumados.	51

NOMENCLATURA

JSK	Jurásico Superior Kimmeridgiano.	
JST	Jurásico Superior Tithoniano.	
KI	Cretácico Inferior.	
KSAN	Cretácico Superior Agua Nueva.	
MTC	Motocompresor.	
BN	Bombeo neumático.	
PDC	Diamante Compacto de Policristalino (Polycrystalline Diamond Compact).	
TR	Tubería de revestimiento.	
LN	Liner (TR corta).	
EA	Espacio Anular	
N ₂	Gas Nitrógeno.	
RMA	Reparación mayor.	
Eq	Equipo de reparación.	
CBL	Registro de adherencia de cemento (Cement Bond Log).	
VDL	Registro de Densidad Variable (Variable Density Log).	
KCI	Cloruro de Potasio.	
GRP	Problema Generalizado de Riemann.	
ERP	Problema Equivalente de Riemann.	
EDO	Ecuación Diferencial Ordinaria.	
UAP	Unidad de Alta Presión.	
PVF	Fracción de Volumen del Empaquetamiento de los Sólidos.	
EPS	Arreglo Geométrico del tamaño de partícula.	
GF	Gradiente de Fractura.	gr/cm ³
GP	Gradiente de Poro.	gr/cm ³
RPM	Revoluciones Por Minuto.	rpm
Q _o	Gasto de aceite.	bpd
Q _g	Gasto de gas.	mmpcd

Q	Gasto de bombeo.	bpm, gpm
QN ₂	Gasto de nitrógeno.	m ³ /min
k	Permeabilidad.	mD
Φ	Porosidad.	%
RGA	Relación gas-aceite.	m ³ /m ³
DEC	Densidad equivalente de circulación.	gr/cm ³
CiCe	Cima de cemento.	m
WOC	Tiempo de fraguado de cemento (Wait Of Cement).	hrs
Vol	Volumen.	m ³ , lts, bls, gal
V _a	Velocidad Anular.	m/s
t	Tiempo.	hrs, min, seg
p	Presión.	psi, kg/cm ² , Pa
d	Diámetro.	pg
prof	Profundidad.	m, ft
c	Velocidad del sonido.	m/s
g	Gravedad.	m/s ²
Z	Factor de compresibilidad.	-
n	Número de moles.	moles
T	Temperatura.	°C, °F
A	Área.	m ² , pg ²
μ	Viscosidad.	cP
ρ	Densidad.	gr/cm ³
α	Fracción de gas.	-

INTRODUCCIÓN

En los últimos años la demanda a nivel mundial de producción de hidrocarburos se ha incrementado considerablemente. Debido a esto, PEMEX tiene el reto de cumplir con las cuotas de aceite y gas comprometidas en yacimientos que cada vez presentan tareas más desafiantes para la extracción de gas y aceite. Este compromiso, en algunos casos, conlleva a tomar decisiones precipitadas como por ejemplo, no generar un sello hidráulico entre el espacio anular y la tubería de revestimiento; es decir, no cementar esta etapa. Si bien es cierto, al eliminar la cementación se reducen los tiempos de apertura del pozo hacia la batería en alrededor de 3 días, pero existe un alto riesgo de que se presenten problemas no deseados a corto o mediano plazo.

El agotamiento de los yacimientos y la presencia de formaciones naturalmente fracturadas reducen en gran medida las posibilidades de éxito de un trabajo de cementación primaria convencional. Aunado a lo anterior, durante la vida productiva del pozo, existen diferentes eventos que pueden alterar la integridad de la capa de cemento, lo que trae como resultado efectos no deseados como canalizaciones de agua y/o gas de formación. Entre las consecuencias más severas podríamos incluir la pérdida de producción cuando el pozo deba ser cerrado o inclusive, pérdidas catastróficas de los pozos como el colapso de los mismos.

El propósito principal de un trabajo de cementación primaria es el de proveer un sello hidráulico eficiente y duradero con enfoque en la vida productiva del pozo, pues se tienen casos muy recurrentes en el campo Jujo-Tecominoacán de la Región Sur en donde no se logra alcanzar a colocar el cemento con el tirante deseado o simplemente no se cementa, con lo que se tienen producciones de agua o gas de formación no deseados debido a un sello deficiente en el espacio anular (tubería de revestimiento-formación).

Históricamente, la industria petrolera ha confiado en dos tecnologías primarias para la creación de lechadas de cemento ultraligeras, espumando la lechada de cemento base con nitrógeno o a través de la adición de microsferas a la lechada de cemento. Mientras estas dos tecnologías son consideradas soluciones de última generación y han sido utilizadas satisfactoriamente por varios años, cada una de ellas tiene distintas ventajas y también limitaciones cuando se comparan entre ellas.

En este trabajo de investigación se presenta un análisis del modelo matemático, simulación y procedimiento utilizado para la cementación de las tuberías de revestimiento de explotación en campos con bajo gradiente naturalmente fracturados, mediante la generación de lechadas de cemento espumadas, que puedan satisfacer la problemática que presentan los pozos del campo Jujo-Tecominoacán las cuales son técnicas de ingeniería de cementación de última generación que han sido probadas exitosamente a nivel mundial.

En el capítulo I, se presenta la problemática actual que existe en el campo Jujo-Tecominoacán en lo que respecta a producción de fluidos no deseados (agua y/o gas) lo que representa costos muy altos en la reparación a corto plazo. En el capítulo II, se hace una reseña de lo que son las cementaciones de tuberías de revestimiento, diseños de lechadas de cemento, así como los diferentes componentes de un laboratorio de cementaciones. En el capítulo III, se presenta el desarrollo del modelo matemático en el que se realizó la simulación hidráulica de una operación de cementación y en el capítulo IV, se analiza y se presentan resultados del pozo Tecominoacán 628, el cual es el caso de estudio de un pozo real.

Capítulo I

1.1 Antecedentes

1.1.1 Ubicación geográfica.

El campo Jujo-Tecominoacán forma parte del Activo de Producción Bellota–Jujo en la Región Sur, situado en el Estado de Tabasco al Noroeste de la Ciudad de Villahermosa, específicamente en el Municipio de Huimanguillo (Fig.1.1).

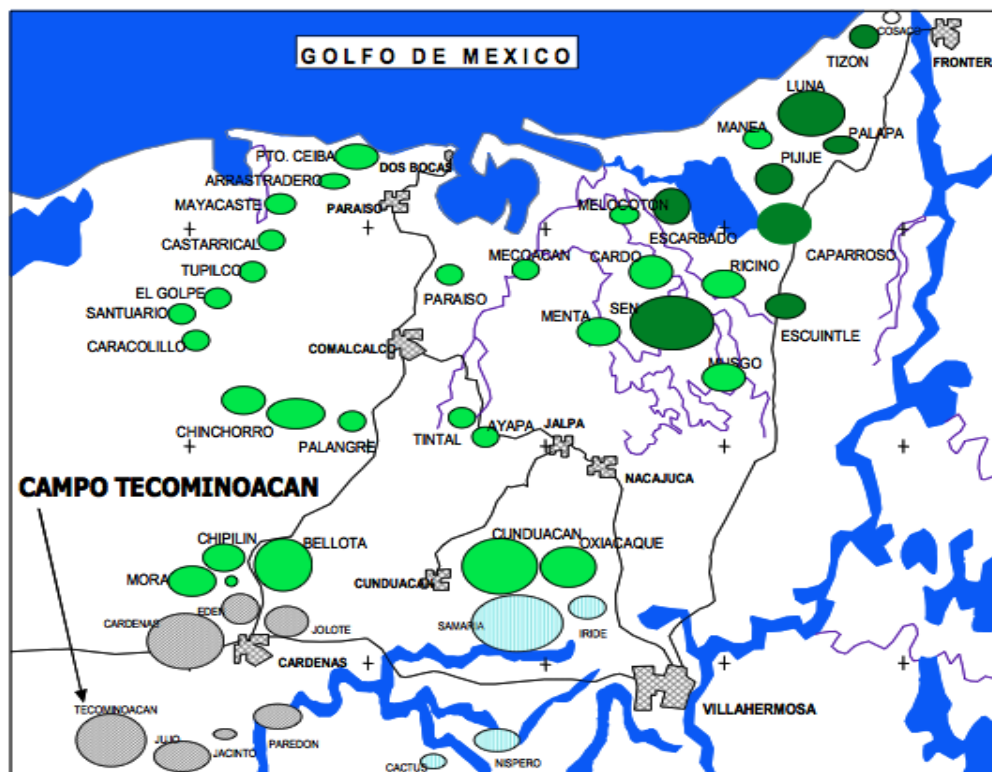


Figura 1.1. Ubicación geográfica campo Jujo-Tecominoacán ⁽²²⁾.

1.1.2 Posición estructural.

Geológicamente, se encuentra en la Cuenca Mesozoica de Chiapas–Tabasco (Fig. 1.2) en las rocas carbonatadas fracturadas desde el Cretácico Inferior al Jurásico Kimmeridgiano, capas 5 y 6.

La estructura del campo Jujo-Tecominoacán ⁽²²⁾ muestra yacimientos depresionados en el JSK y JST con pérdidas de circulación de ligeras a severas durante la perforación.

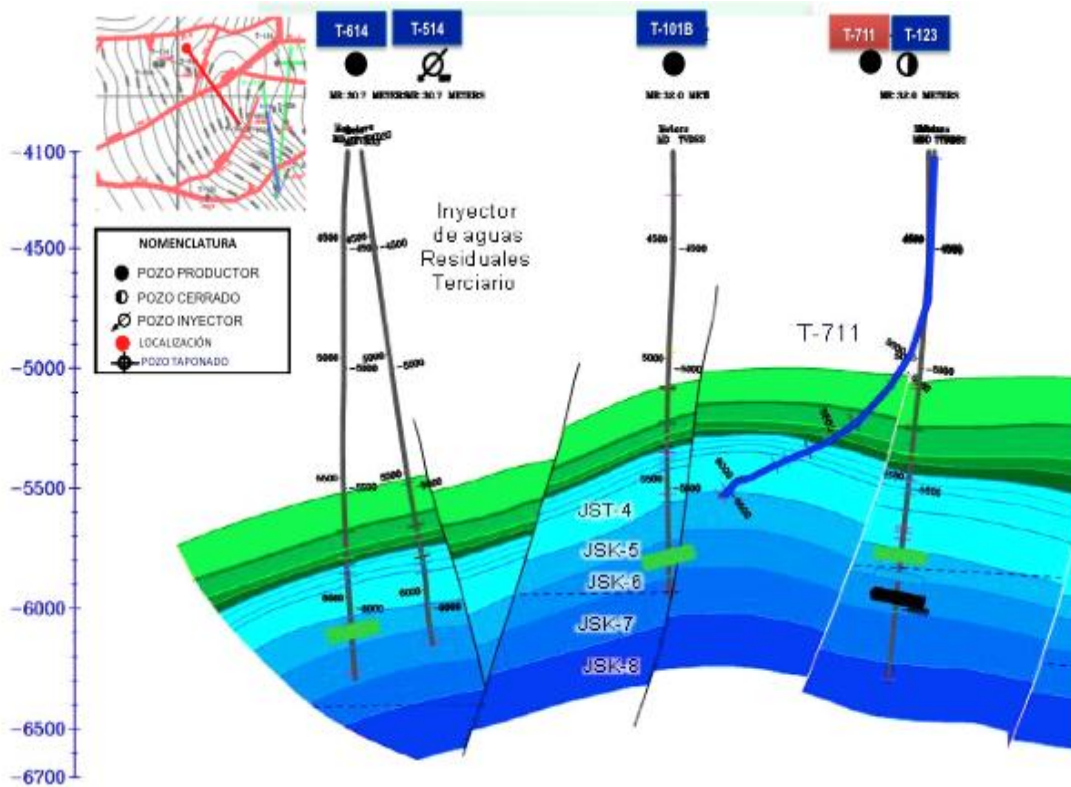


Figura 1.2. Posición estructural campo Jujo-Tecominoacán ⁽²²⁾.

1.1.3 Historia de presión-producción.

El campo Jujo-Tecominoacán inició su vida productiva en el año de 1980 con una producción de 205,000 bpd en 1986, con flujo fraccional de agua de 0% (Fig. 1.3) y una presión de fondo cerrado de 700 kg/cm² (Fig. 1.4). Fue hasta el año 2004 cuando se

iniciaron los problemas de producción de agua de formación. Actualmente, el campo tiene una presión de fondo cerrado promedio de 200 kg/cm².

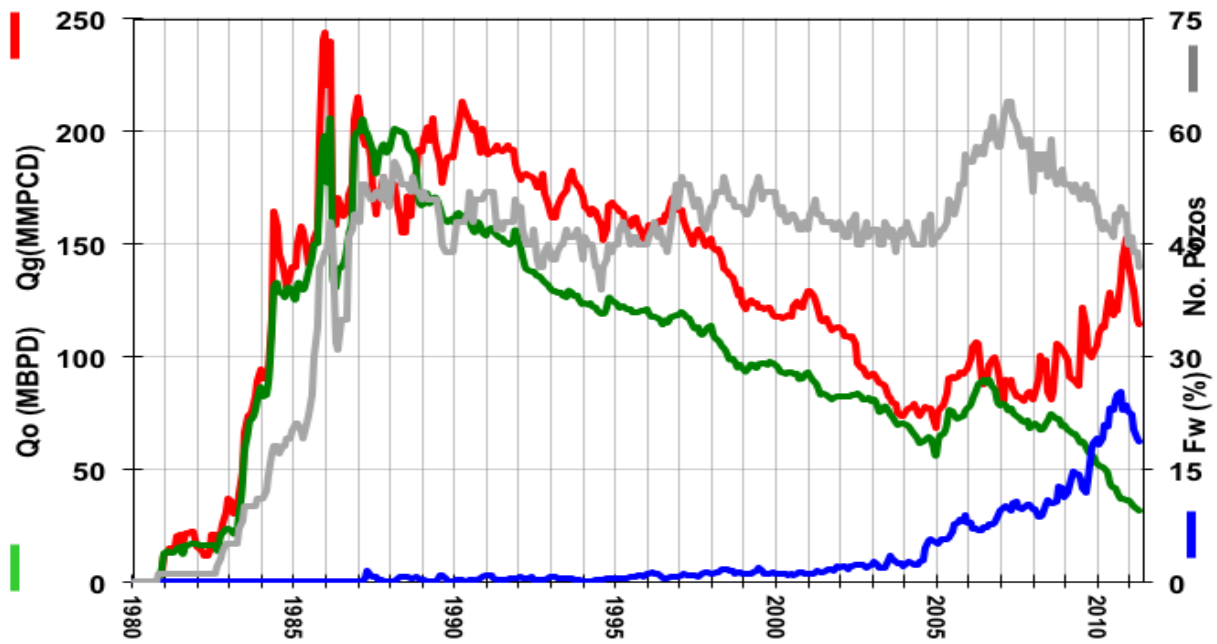


Figura 1.3. Historia de producción campo Jujo-Tecominoacán ⁽²²⁾.

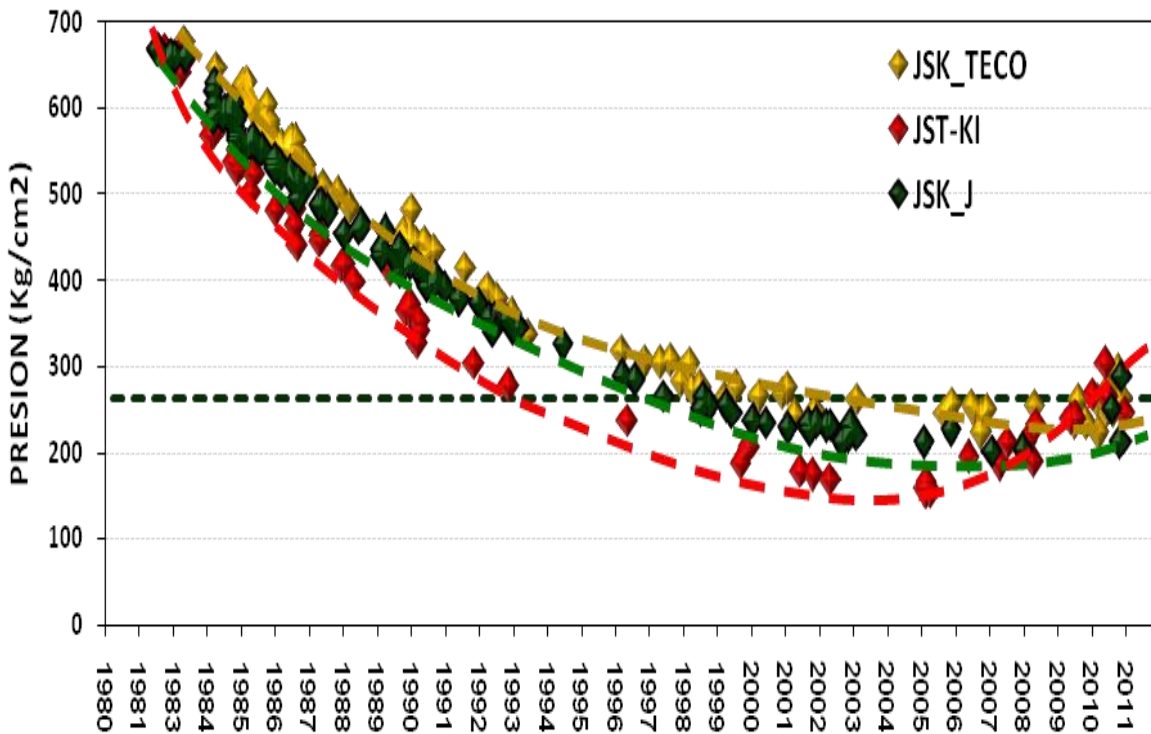


Figura 1.4. Comportamiento de presión campo Jujo-Tecominoacán ⁽²²⁾.

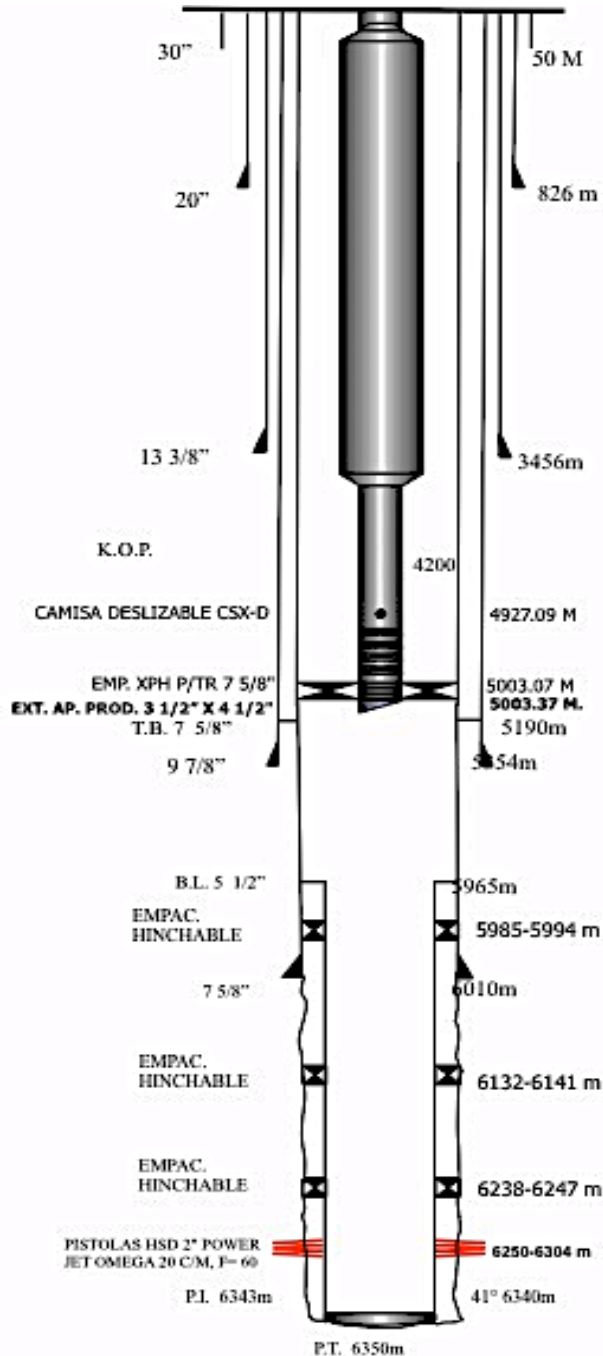
En la tabla 1.1 se muestran los eventos de producción más relevantes desde el inicio de producción del campo hasta la fecha ⁽²²⁾:

Fecha	Descripción de los eventos
Etapa 1 (oct-80 - jun-88)	Máxima producción en feb/1986, (205 mbpd). 53 Pozos operando. Producción promedio por pozo 3800 bpd.
Etapa 2 (jul-88 - jun-94)	Declinación de producción (205 a 120 mbpd). Presencia de asfaltenos en aparejo de producción.
Etapa 3 (jul-94 - jun-01)	Profundización de pozos para mayor productividad (terminados JST y JSK 5 para drenar capas inferiores). Inicia MTC y BN (May/1995). Irrupción de agua en área Tecominoacán.
Etapa 4 (jul-01 - jun-04)	Reactivación desarrollo área Jujo. Irrupción agua en área Jujo. Inyección gas dulce Tecominoacán (10-sep-03, T 109) Presencia de asfáltenos frente a los disparos.
Etapa 5 (jul-04 - oct-07)	Desarrollo y optimización productividad. Inyección de gas amargo en Jujo (4-abr-05, Jujo 523). Incremento sustancial en el porcentaje de agua producida.
Etapa 6 (nov-07 - dic-09)	Inició inyección de Nitrógeno (90 mmpcd). Desarrollo complementario, mantto. a pozos, optimización de la productividad. Disminución del 3% en el corte de agua.
Etapa 7 (ene-10 - actual)	Inicio de la redistribución de nitrógeno. Para evitar pérdida de energía se han cerrado 9 pozos por alta RGA y 3 pozos estrangulados.

Tabla 1.1. Eventos de producción campo Jujo-Tecominoacán.

1.2 Construcción del pozo tipo

1.2.1 Diseño de pozos tipo en campo Jujo–Tecominoacán.



El estado mecánico muestra el diseño de pozos tipo, en el cual la tubería conductora de 30" se hinca a 50 m.

Se utilizan barrenas tricónicas de 26" hasta PDC de 5 7/8".

El fluido de control es de tipo base agua para la primera etapa, teniendo densidades de 1.07-1.19 gr/cm³ y emulsión inversa de 1.20-1.96 gr/cm³ para la zona de presiones anormales.

En el yacimiento se perfora con fluidos de control de baja densidad llegando hasta espumarlo por el bajo gradiente de fractura.

Figura 1.5. Estado mecánico tipo utilizado en la construcción de pozos en el campo Jujo-Tecominoacán.

1.2.2 Perforación y asentamientos de tuberías de revestimiento.

Durante la perforación de la primera etapa (TR de 20") se presentan inestabilidades del agujero y problemas de limpieza del mismo. Ya en la segunda etapa, para la TR de 13 3/8", existen pérdidas parciales de circulación y atrapamiento por presión diferencial. Entrando a la zona de presiones anormales se presentan resistencias por problemas de limpieza de agujero. En esta etapa se asienta la TR de 9 7/8" en Cretácico Superior Agua Nueva (KSAN, base zona de presiones anormales) y el fluido de control que se utiliza es de hasta 1.96 gr/cm³. El KI presenta pérdidas ligeras hasta JST 4, donde se asienta la TR de 7" (fluido de control $\rho=1.04-1.00$ gr/cm³). En JSK-5 existen pérdidas severas por ser más fracturado (Bajas DEC 0.75-0.40 gr/cm³).

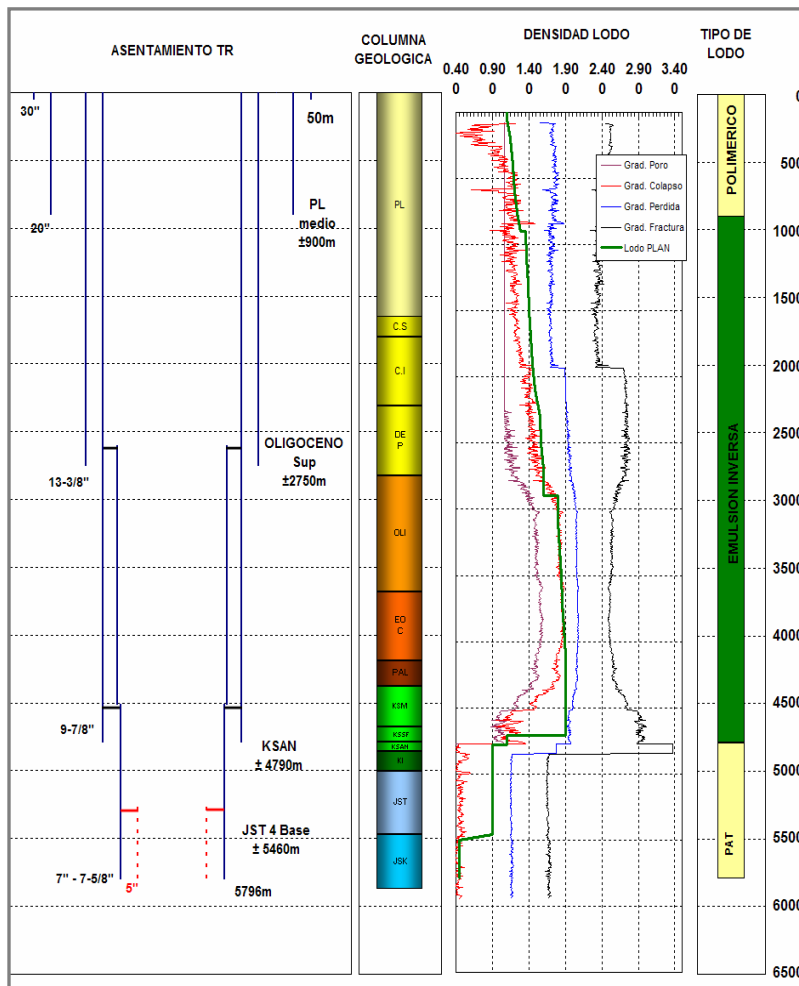


Figura 1.6. Programa de asentamiento de TR's.

1.2.3 Tipos de terminación.

Desde el año 2009 en el campo Jujo-Tecominoacán se han realizado diferentes tipos de terminaciones, utilizando algunas de las nuevas tecnologías como son, empacadores hinchables y técnicas de cementación, en las cuales sólo se ha amarrado la zapata con tirantes de cemento de 50-100 m. En la tabla 1.2, se muestran algunos pozos en los que se ha aplicado algunas de estas combinaciones:

TERMINACIÓN	POZOS	RESULTADOS
Solo empacadores hinchables.	Jujo 552 Jujo 23 B	Operaciones remediales en corto periodo de tiempo por aporte prematuro de gas y/o agua de formación.
Empacadores hinchables + cemento para amarre de zapata.	Jujo 513 A Tecominoacán 519	Operaciones remediales en mediano plazo.
Empacadores hinchables + cemento en la totalidad de la TR.	Jujo 612 Tecominoacán 628	Mejores resultados evitando trabajos remediales a corto o mediano plazo.

Tabla 1.2. Tipos de terminaciones empleadas en el campo Jujo-Tecominoacán.

1.3 Planteamiento del problema.

En la Región Sur de México, específicamente en el campo Jujo-Tecominoacán, se realizan diferentes tipos de terminaciones en los pozos petroleros. Estos tipos son analizados a continuación.

1.3.1 Evaluación de la vida productiva del pozo.

Jujo 552 - Empacadores hinchables.

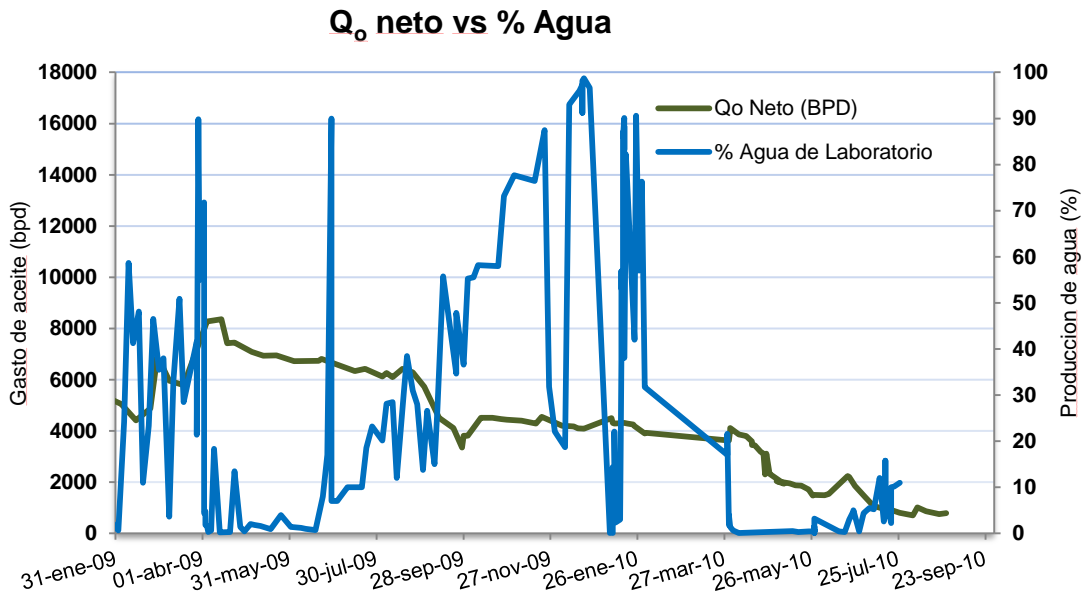
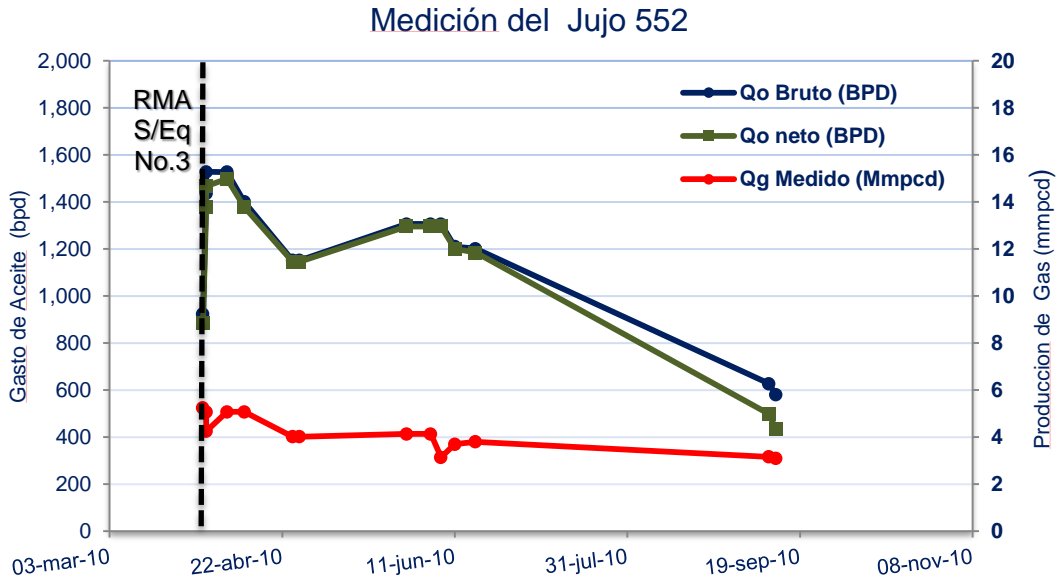
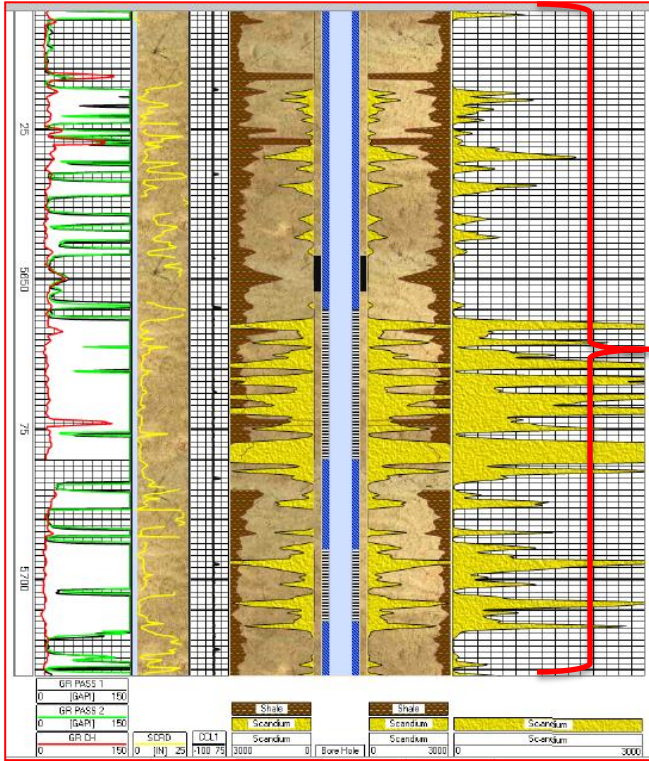


Figura 1.7. Comportamiento de producción Jujo 552.

- Terminado en julio de 2008, invadido de agua a los 3 meses de producción.
- A la fecha se han efectuado 3 reparaciones mayores: marzo de 2009, enero de 2010, marzo de 2010.
- Aislado con dos empacadores hinchables a 5640 y 5433 m.



Registro espectral Jujo 552
 Intervalos 5721-5707 m,
 5707-5695 m y 5680-5655
 m donde se observa
 comunicación a lo largo de
 todos los intervalos
 disparados.

Figura 1.8. Registro spectrascan Jujo 552.

No se ha visto
 afectado por la
 inyección de
 N_2

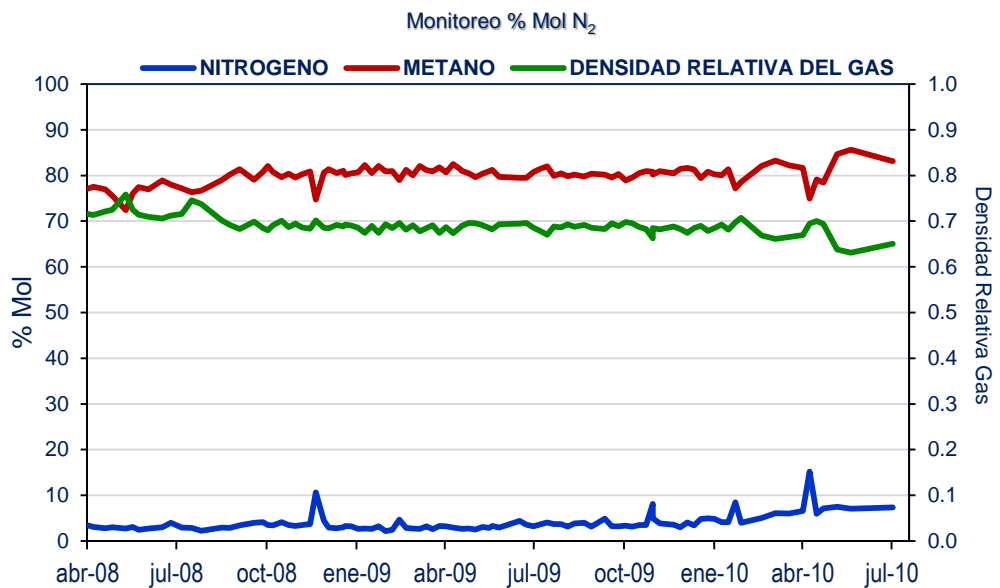


Figura 1.9. Efecto de canalización de Gas N_2 Jujo 552.

Jujo 23 B - Empacadores hinchables.

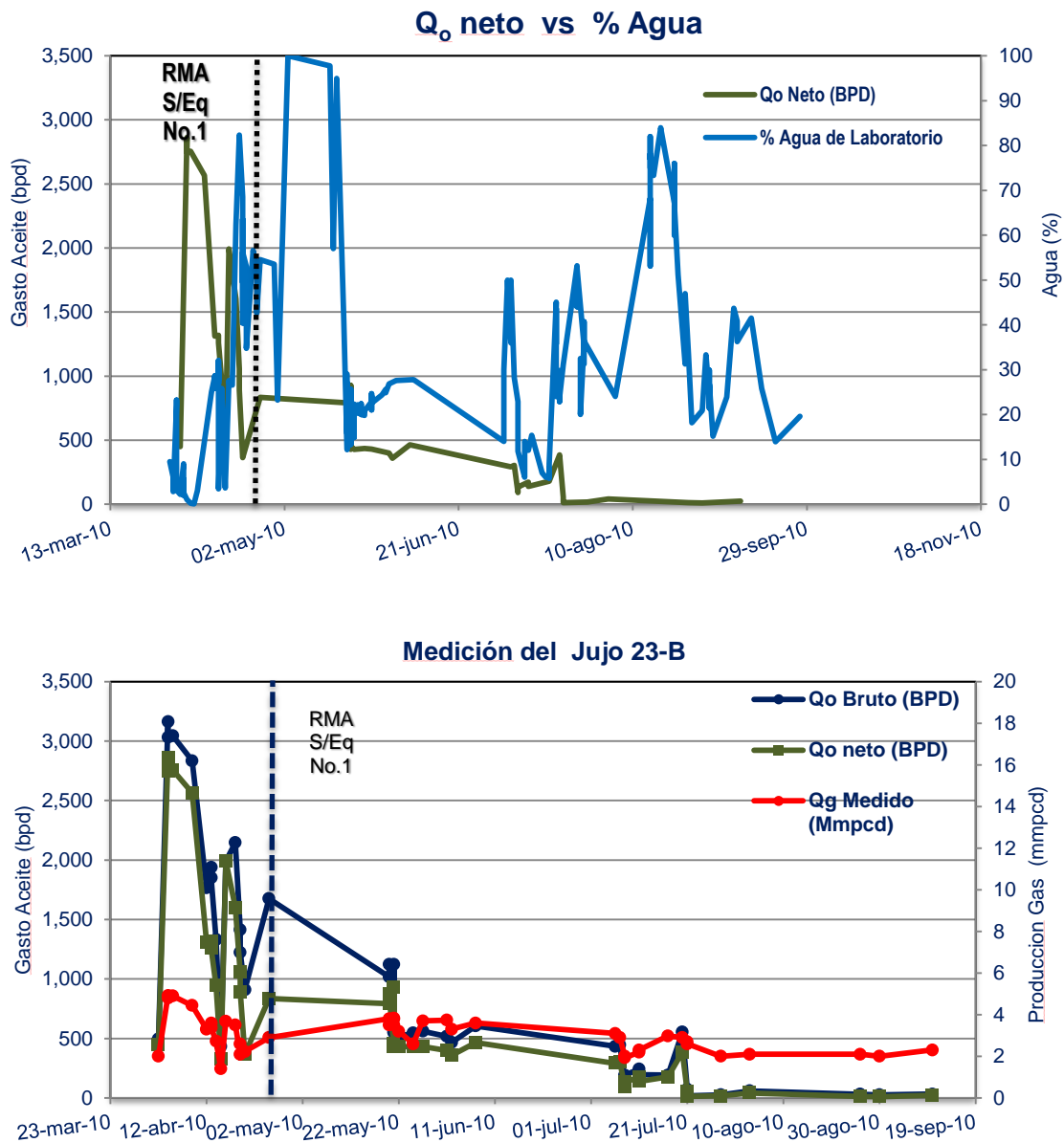


Figura 1.10. Comportamiento de producción Jujo 23 B.

- Terminado en abril de 2010.
- Intervalo disparado 5500-5455 y 5460-5420 m.
- Producción neta de 2700 bpd y 4% de agua de formación.
- A finales de abril de 2010 presenta 60% de corte de agua.
- Aislado con tres empacadores hinchables a 5370, 5302 y 5197 m.

Jujo 513 A - Empacadores hinchables + cemento a la zapata.

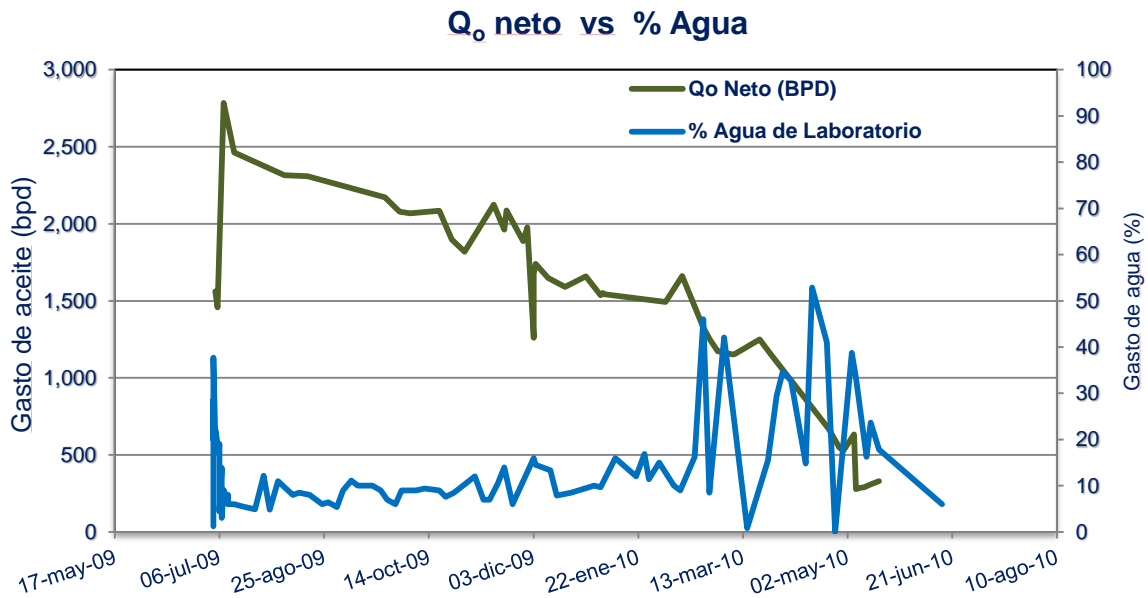
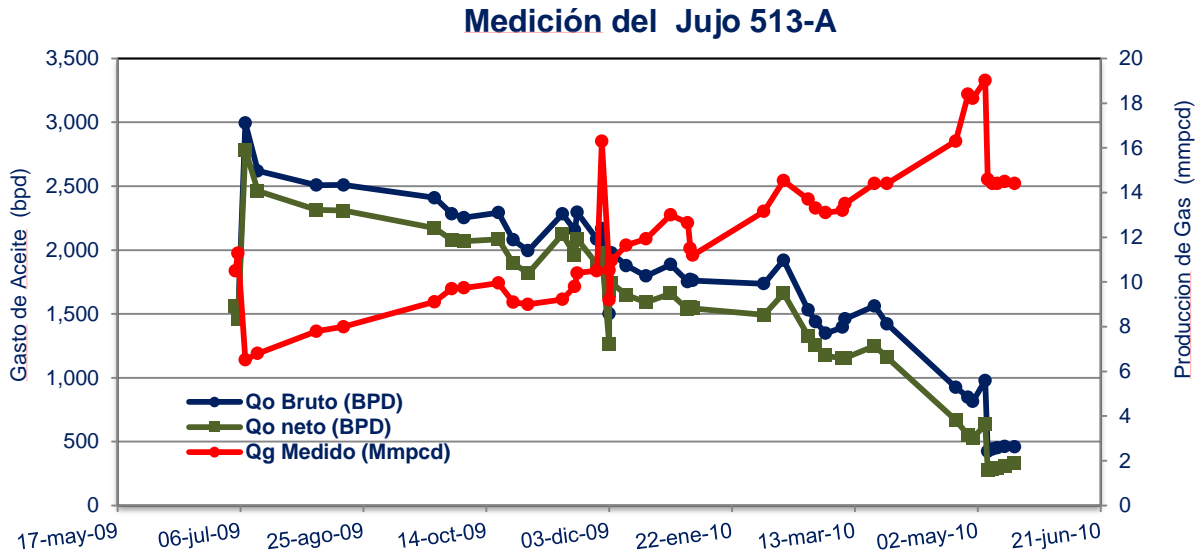
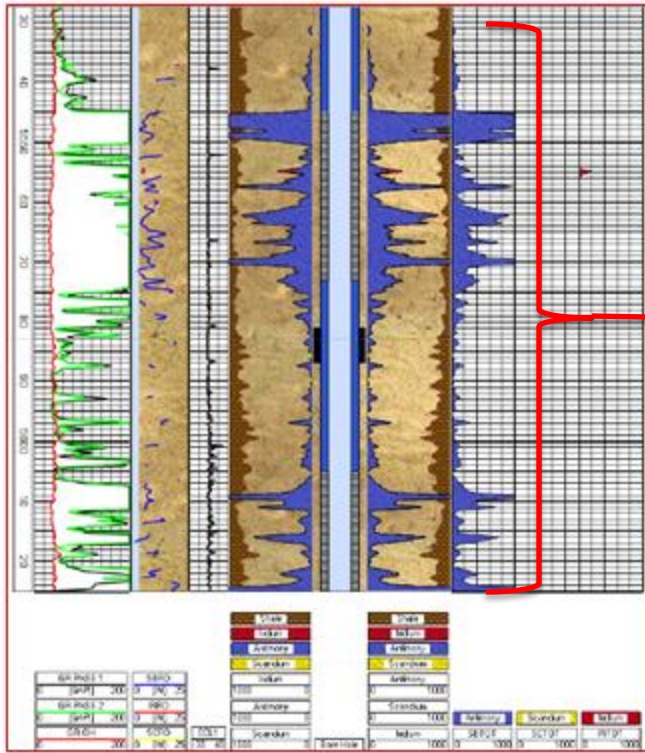


Figura 1.11 Comportamiento de producción Jujo 513 A.

- Terminado en junio de 2009.
- Intervalo 5638-5605 y 5573-5545 m.
- Cemento de 1.45 gr/cc (CiCe=5527 m, longitud de cemento 213 m).
- 5 empacadores hinchables (5265, 5333, 5457, 5505 y 5643 m).
- Producción de gas de 7 mmpcd hasta 19 mmpcd.



Registro espectral Jujo 513 A
Intervalos 5638-5605 m y
5573-5545 m, donde se
observa colocación del
material radioactivo a lo largo
de los intervalos disparados.

Figura 1.12. Registro spectrascan Jujo 513 A.

Producción de
gas 19 mmpcd,
80% de N₂

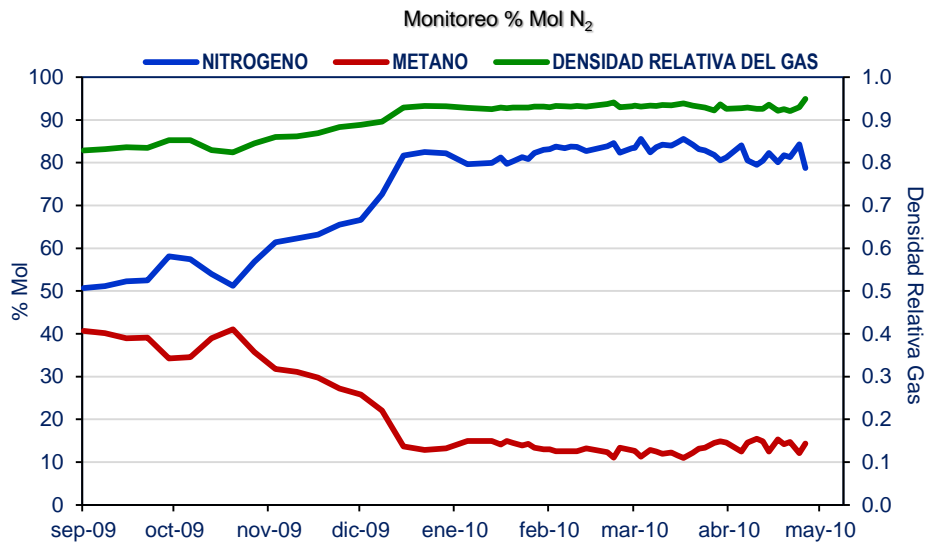


Figura 1.13. Efecto de canalización de Gas N₂ Jujo 513 A.

Tecominoacán 519 - Empacadores hinchables + cemento a la zapata.

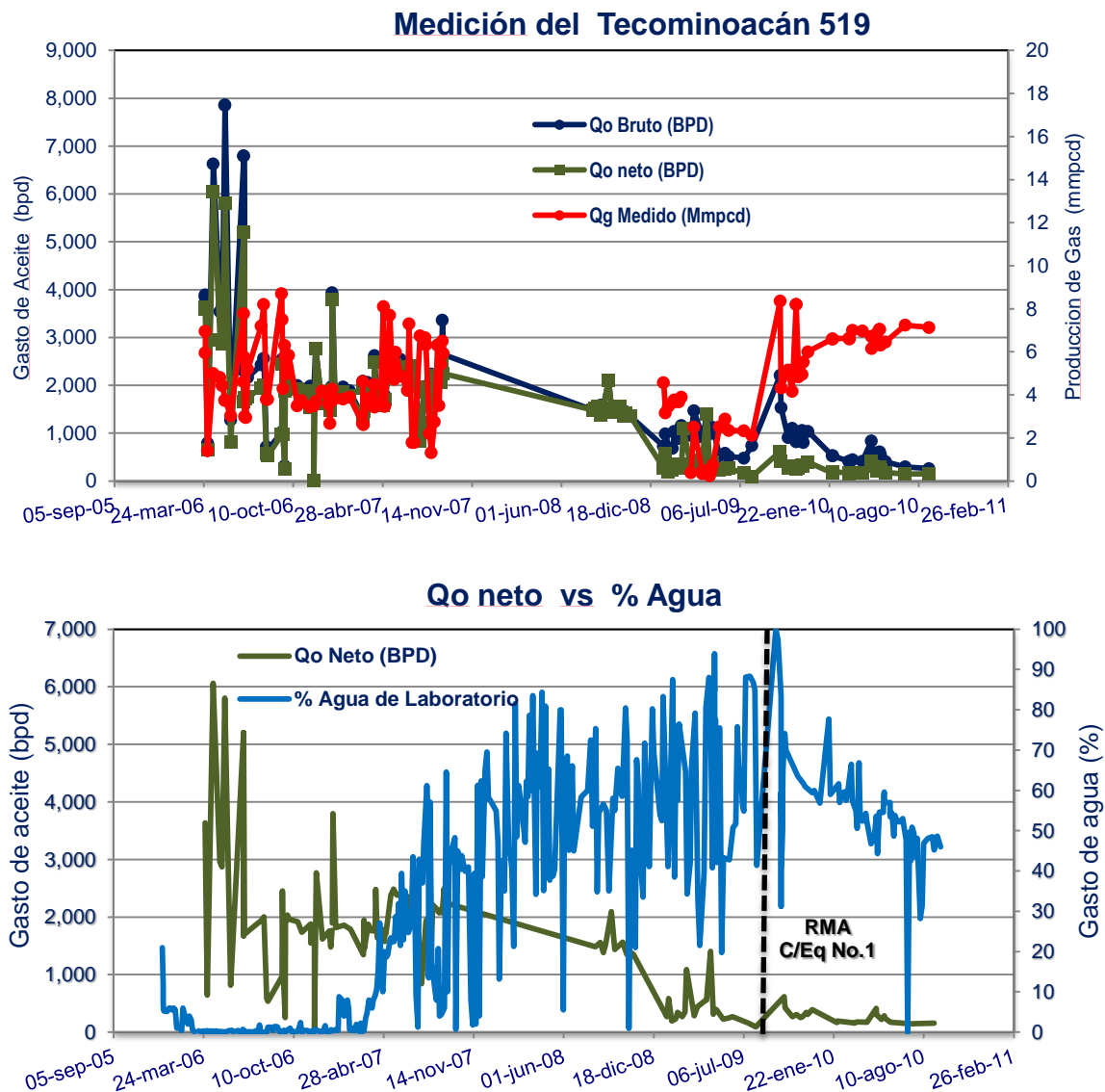


Figura 1.14. Comportamiento de producción Tecominoacán 519.

- Productor en agujero descubierto de sep de 2005 - ago de 2009.
- RMA 1 con equipo en sep de 2009.
- Disparó intervalo 5125-5103 m y 5065- 5035 m.
- Lechada de cemento ligero de 1.20 gr/cm³ (CiCe= 5050 m, longitud de cemento 150 m). Cementación trazada.
- 5 empacadores hinchables 5152, 5140, 5072, 5018 y 4880 m.

Jujo 612 - Empacadores hinchables + cemento en la totalidad de la TR.

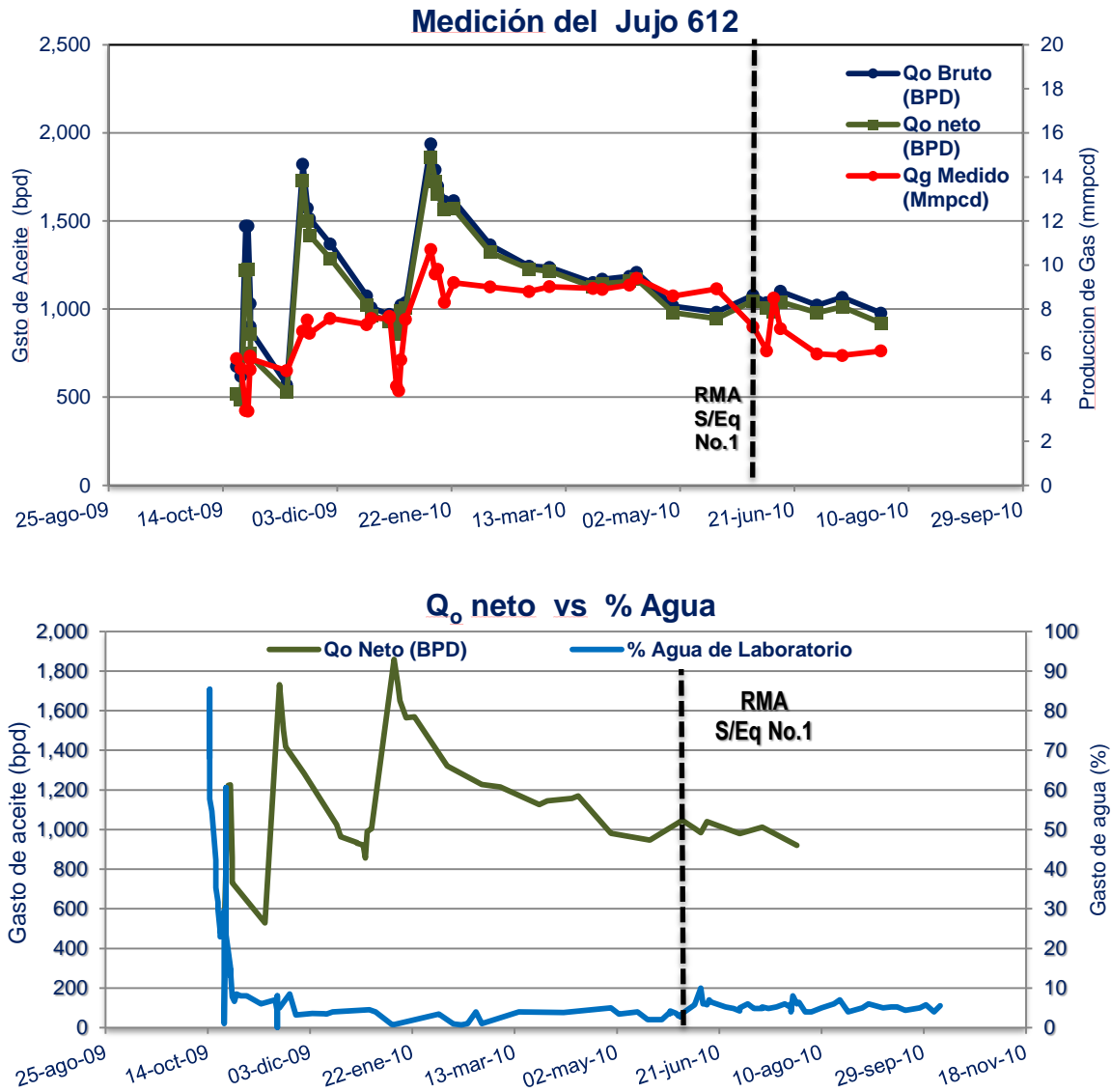


Figura 1.15. Comportamiento de producción Jujo 612.

- Terminado en oct de 2009.
- Cementos utilizados 1.30 y 0.95 gr/cm³, respectivamente. Ambas cementaciones trazadas.
- Intervalo disparado 5567-5513 m.
- 3 empacadores en TR de 5" (5078, 5455 y 5448 m).
- Desde el inicio de producción mantiene su corte de agua alrededor de 7%.
- Agregó intervalo 5488-5455 m en RMA 1.

Tecominoacán 628 - Empacadores hinchables + cemento en la totalidad de la TR.

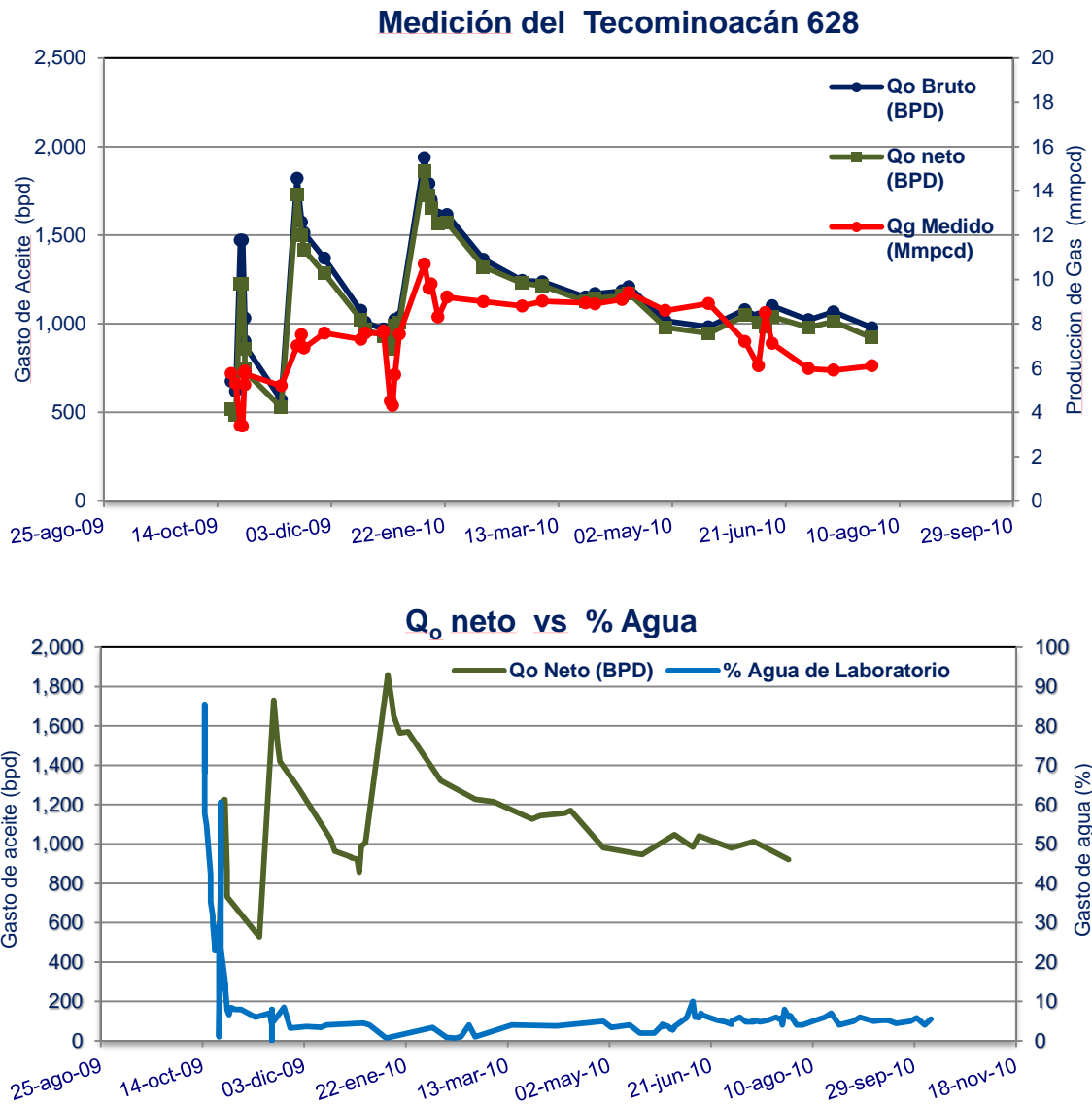


Figura 1.16. Comportamiento de producción Tecominoacán 628.

- Terminado en junio de 2010.
- TR corta 5" Lechadas de 1.30 g/cm³ + 1.30 espumada a 0.95 gr/cm³.
- Registro de cementación.
- Intervalo disparado 5590-5535 m.
- 5 empacadores hinchables (5151, 5228, 5425, 5514 y 5604 m).
- El pozo presenta un bajo corte de agua y lo mantiene.

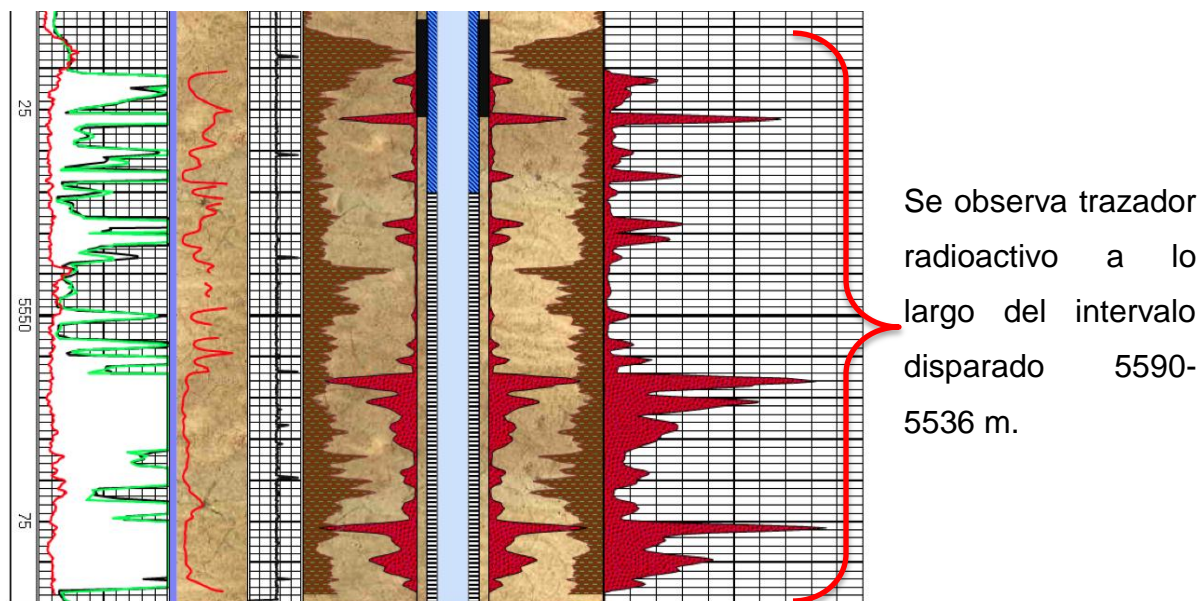


Figura 1.17. Registro spectrascan Tecominoacán 628.

1.4 Justificación.

1.4.1 Tipos de reparaciones mayores en el campo Jujo–Tecominoacán.

En el campo Jujo-Tecominoacán se realizan diferentes tipos de reparaciones mayores y menores sin equipo de reparación, la mayoría de éstas es por producción de agua o gas de formación no deseada en superficie. Las reparaciones consisten a grandes rasgos en realizar controles o exclusiones de agua, colocaciones de tapones mecánicos, anexar nuevos intervalos, cementaciones forzadas, entre otros.

Para tener éxito en las reparaciones donde se opta por la utilización de sistemas de control de agua como son las gelatinas y los cementos microfinos base diesel, la primer premisa es contar con un buen sello espacio anular-TR, para que con ello, se consiga aislar la zona deseada productora de algún fluido no deseado. En este tipo de reparaciones se tiene un alto riesgo de perder el pozo ya que al realizar operaciones con cemento y no contar con un equipo de reparación, en caso de dejar una cima de cemento no deseada, nos vemos en la necesidad de realizar moliendas de cemento con equipo de tubería flexible, lo que encarecería significativamente la operación.

Otra de las modalidades, es colocar un tapón puente para aislar la parte interior del pozo y posteriormente disparar un intervalo superior o dejar produciendo algún otro si es que existe. Como se comentó, este tipo de operaciones sella la parte interior del pozo y no el espacio anular; por lo tanto, si existe una mala cementación o simplemente no existe sello en el espacio anular-TR, volveremos a tener problemas de canalización de agua o gas de formación no deseado.

Estas reparaciones son realizadas en un periodo de 18 días en condiciones normales de operación; sin embargo, existen variables que pueden incrementar los días de intervención, como por ejemplo, aparejo de producción obstruido, cima de cemento no deseada, definición del intervalo disparado, etc.

1.4.2 Costos de reparaciones mayores en el campo Jujo–Tecominoacán.

Los costos de estas reparaciones varían de acuerdo al tipo de intervención que se va a realizar. A continuación en la tabla 1.3, se muestran tres tipos de reparaciones mayores sin equipo más comúnmente realizadas en el campo Jujo-Tecominoacán. Esta información está basada en los contratos vigentes de las compañías de servicio.

Actividad	Descripción	Costo
RMA tipo 1	Tapón puente Agregar intervalo Estimulación de limpia / Inducción	11,966,150.00 m.n.
RMA tipo 2	Control de agua con geles Cementación forzada Agregar intervalo Estimulación de limpia / Inducción	12,403,059.00 m.n.
RMA tipo 3	Exclusión de agua Agregar intervalo Estimulación de limpia / Inducción	12,850,353.00 m.n.

Tabla 1.3. Costos de las RMA tipo en el campo Jujo-Tecominoacán.

Después de analizar la problemática en el campo Jujo-Tecominoacán, es necesario impulsar por que se realice la cementación de la última etapa para minimizar las intervenciones a corto o mediano plazo por aporte de agua y/o gas de formación, atribuible a un mal aislamiento entre el espacio anular y la TR desde la construcción del pozo. Es por ello que en este trabajo de investigación, se propone el uso de lechadas de cemento espumadas pues se ha observado que en los pozos donde se han aplicado, no es necesario hacer operaciones remediales a corto plazo.

Estos resultados maximizarán la rentabilidad de la inversión hecha considerando la vida del pozo, manteniendo la producción de agua baja o nula, evitando fallas en el casing y reduciendo los costos de intervenciones remediales.

Capítulo II

2.1 Alternativas de solución.

Los campos maduros y/o depresionados continúan presentando oportunidades para la aplicación de nuevas tecnologías individuales y la combinación de las mismas a fin de contribuir con el logro planeado al inicio de la construcción del pozo. Para el desarrollo de esta tesis es primordial enfocarse en el “Estado del Arte de la Tecnología de Cementación”. Para alcanzar este estado en las operaciones de cementación, es necesario utilizar todas las tecnologías disponibles (anteriores o actuales) probadas satisfactoriamente y que apliquen para cada una de las problemáticas que nuestro pozo presente. Estas son algunas de las tecnologías:

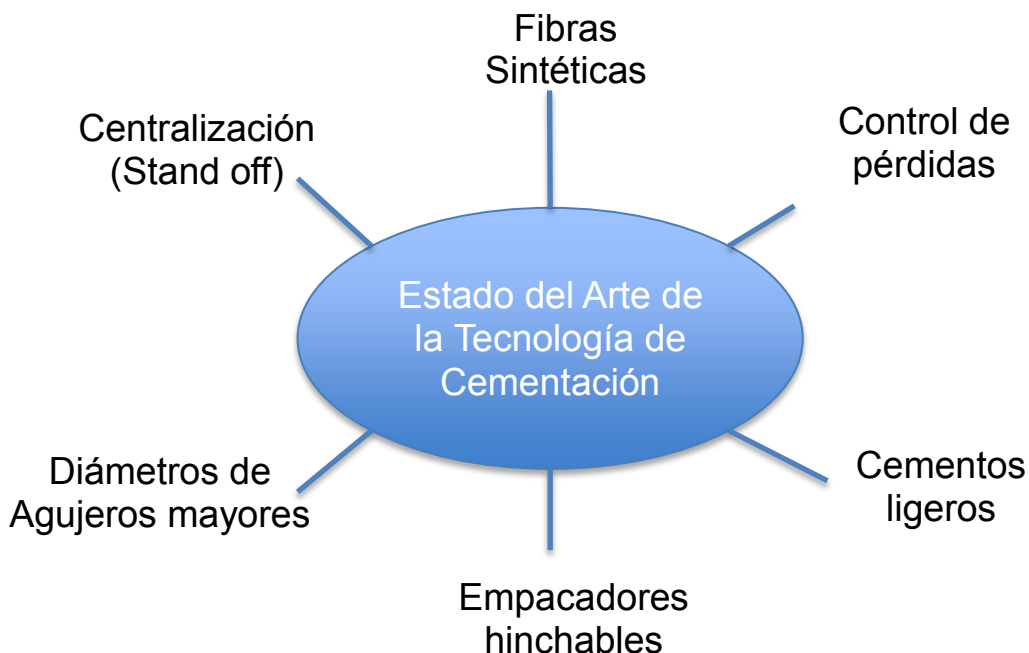


Figura 2.1. Estado del arte de la Tecnología de Cementación.

Algunas de las opciones abordadas en este trabajo han disminuido las intervenciones posteriores a la perforación del pozo, aportando una notable reducción de los costos asociados y demostrando ser alternativas eficaces aplicables a nivel global desde la etapa de construcción del pozo.

2.1.1 Cementaciones primarias.

La cementación de pozos petroleros es el proceso mediante el cual se mezcla cemento y agua para bombearla al fondo del pozo a través de la tubería de revestimiento. Esta operación, conocida como cementación primaria, requiere una adecuada planeación para seleccionar los sistemas de cemento y fluidos lavadores y espaciadores que deberán emplearse; así como para definir las condiciones de desplazamiento de estos sistemas para obtener una buena adherencia entre las fases formación-cemento-tubería, asegurar un sello efectivo que aisle las diferentes capas geológicas y que soporte la tubería. La determinación inadecuada de estos sistemas y de las condiciones de desplazamiento para su colocación, resulta en cementaciones con poca o mala adherencia, lo que se refleja en pérdidas económicas para la empresa, ya que se requieren trabajos adicionales para corregir la adherencia del cemento ⁽⁰⁶⁾.

Dentro de los objetivos principales de las cementaciones primarias están:

1. Proporcionar aislamiento entre las zonas del pozo que contiene gas, aceite y agua.
2. Soportar el peso de la propia tubería de revestimiento.
3. Reducir el proceso corrosivo de la tubería de revestimiento con los fluidos del pozo y con los fluidos de estimulación inyectados.
4. Evitar derrumbes de la pared de formaciones no consolidadas.

El reto principal de esta operación es obtener sellos hidráulicos efectivos en las zonas que manejan fluidos con presión. Para lograrlo, es indispensable mejorar el desplazamiento del lodo de perforación del tramo del espacio anular que se va a

cementar, consiguiendo así una buena adherencia sobre las caras de la formación y de la tubería de revestimiento, sin canalizaciones en la capa de cemento y con llenado completo.

Se ha vuelto una práctica común que para cumplir con el segundo y tercer objetivo, el cemento debe desarrollar un esfuerzo compresivo mínimo de 500 psi dentro de las primeras 8 hrs.

- Cementación de tuberías de revestimiento conductora.

Su función principal es permitir la circulación y evitar derrumbes de arenas poco consolidadas, además de ser el primer medio de circulación de lodo a la superficie. Esta tubería de revestimiento puede cementarse o hincarse según lo permita el terreno. Estas tuberías de revestimiento van 30" a 20" de diámetro.

- Cementación de tuberías de revestimiento superficiales.

La función principal de la cementación de estas tuberías es aislar formaciones no consolidadas y evitar la contaminación de mantos acuíferos que se encuentren a profundidades someras, mantener el agujero íntegro y evitar la probable migración de aceite, agua y gas de alguna arena productora superficial; además de permitir la continuación de la etapa de perforación. Los rangos de estas TR superficiales van de 9 5/8" a 20". El filtrado promedio es de 150-200 cm³/30 min.

En esta etapa se instalan los preventores para el control del pozo. Uno de los problemas que frecuentemente se encuentra en esta etapa es el bajo gradiente de fractura. Para que esto no se presente, es necesario contar con un buen diseño de lechada y evitar una pérdida de circulación en la cementación; así también, hay que evitar el colapso de la tubería de revestimiento debido a la carga hidrostática generada por la lechada en el espacio anular.

Las bajas temperaturas de la formación prolongan los tiempos de fraguado del cemento; además, la irregularidad del agujero por condiciones del tipo de formación, dificulta durante la operación, la obtención de una eficiente remoción del lodo.

- Cementación de tuberías de revestimiento intermedias.

Esta tubería es necesaria para mantener la integridad del pozo al continuar la perforación para profundizarlo. Sus rangos de diámetro varían de 6 5/8" a 13 3/8" y su profundidad de asentamiento varía de 300 a 4,600 m. Normalmente es la sección más larga de las tuberías en el pozo y van corridas hasta la superficie, por lo cual los preventores se instalan en estas tuberías para perforar las siguientes etapas. Estas tuberías de revestimiento generalmente se emplean para cubrir zonas débiles que pueden ser fracturadas con densidades mayores de lodo que son necesarias al profundizar el pozo y así evitar pérdidas de circulación. También aíslan zonas de presiones anormales y la cementación se puede realizar con una sola lechada o con dos diseños si el pozo y el gradiente de fractura lo requieren. Su filtrado es de 100 a 150 cm³/30 min.

- Cementación de tuberías de revestimiento de explotación.

La tubería de explotación es el pozo y la profundidad de asentamiento de esta tubería es uno de los principales objetivos. Esta tubería sirve para aislar los yacimientos de hidrocarburos de fluidos indeseables, pero deben conservar la formación productora aislada. Es también, el revestimiento protector de la tubería de producción y otros equipos usados en el pozo.

La cementación de esta tubería de revestimiento es objeto de cuidados minuciosos debido a la calidad exigida y a los atributos requeridos para considerarse como una operación exitosa.

El aislamiento eficiente de esta tubería nos permite efectuar apropiadamente tratamientos de estimulación con mayor control y en un futuro, trabajos de reparación mayor con o sin equipo.

2.1.2 Tipos de cementaciones.

Las cementaciones se clasifican en cementaciones primarias (sección 2.1.1) y cementaciones remediales ⁽⁰⁶⁾.

- Cementaciones forzadas.

Es el proceso que consiste en inyectar cemento a presión a través de disparos o ranuras en la tubería de revestimiento al espacio anular. Esta es una medida correctiva a una cementación primaria defectuosa. Dentro de los objetivos de una cementación forzada se encuentran:

1. Mejorar el sello hidráulico entre dos zonas que manejan fluidos.
2. Corregir la cementación primaria en la boca de una tubería corta o en una zapata de una tubería cementada que manifieste ausencia de cemento en la prueba de goteo.
3. Eliminar la intrusión de agua al intervalo productor.
4. Sellar un intervalo explotado.
5. Corregir una canalización en la cementación primaria.
6. Corregir una anomalía en la tubería de revestimiento.

- Taponos de cemento.

Los taponos comprenden un cierto volumen de lechada de cemento colocado en el agujero o en el interior de la tubería de revestimiento. Dentro de sus objetivos están:

1. Desviar la trayectoria del pozo arriba de un pescado o para iniciar la perforación direccional.
2. Taponar una zona del pozo o taponar el pozo.
3. Resolver un problema de pérdida de circulación en la etapa de perforación.
4. Proporcionar un amarre en la prueba del pozo.

2.1.3 Información necesaria para el diseño de una cementación.

Para realizar el diseño de una cementación es necesario contar con los datos del estado mecánico del pozo: diámetro de agujero descubierto, profundidad, desviación, diámetro, peso y grado de la TR a cementar y de la TR anterior. Datos de la formación: temperatura de fondo estática y circulante, tipo de formación, presión de poro y presión de fractura. Para los datos de fluidos involucrados en la cementación es indispensable conocer el tipo, reología y densidad del lodo de perforación, de la lechada de cemento y de los fluidos lavadores y espaciadores. Es necesario efectuar pruebas de compatibilidad cemento-lodo, lodo-fluido espaciador y fluido espaciador-cemento, para evitar reacciones indeseables entre los fluidos.

Parámetro	Descripción	Unidad
Datos de formación	Gradiente de formación Gradiente de fractura	gr/cm ³ gr/cm ³
Datos del pozo	Diámetro del agujero Ángulo de desviación Exceso del agujero Temperatura estática de fondo Temperatura circulante de fondo	pg ° % °C °C
Tubería de revestimiento a cementar	Diámetro externo Diámetro interno Profundidad Peso Rosca Grado	pg pg m lb/ft n/a n/a
Tubería de revestimiento anterior	Diámetro externo Diámetro interno Profundidad	pg pg m
Cima teórica del cemento	Cima lechada de amarre Cima lechada de llenado	m m
Fluido de perforación	Tipo Base Densidad Viscosidad plástica Punto de cedencia	n/a n/a gr/cm ³ cP lb/100ft ²
Presión de bomba	Presión de bombeo Densidad equivalente de circulación	kg/cm ² gr/cm ³

Tabla 2.1 Datos necesarios para el diseño de una cementación.

Sin embargo, el campo Jujo-Tecominoacán en su última etapa de perforación (JSK-5), presenta pérdidas severas por su misma naturaleza de ser más fracturado (Bajas DEC 0.75-0.40 gr/cm³), lo que nos conduce a utilizar técnicas no convencionales de cementación, como la cementación con lechadas ultraligeras o lechadas espumadas con nitrógeno ⁽²³⁾.

2.1.4 Evaluación de las cementaciones.

La cementación exitosa de las tuberías de revestimiento y tuberías cortas es una operación difícil que requiere de la planeación apropiada del trabajo en función de las condiciones del pozo y del conocimiento de los mecanismos de presión involucrados durante la colocación de la lechada de cemento. Las causas de un mal trabajo de cementación pueden ser clasificadas en dos grandes categorías:

1. Problemas de flujo de origen mecánico.
 - Tuberías mal centralizadas en pozos desviados.
 - Agujeros derrumbados.
 - Preflujo ineficiente.
 - Régimen de flujo incorrecto.

Estas condiciones se caracterizan por una remoción incompleta del lodo en el espacio anular del cemento.

2. Degradación de la lechada de cemento durante la etapa de fraguado.

Las pruebas de laboratorio han mostrado que un cemento bien fraguado tiene una permeabilidad del orden de 0.001 mD y una porosidad de alrededor de 35%. Sin embargo, cuando se permite que el gas migre dentro de la lechada antes de completarse el fraguado, la estructura de poros es parcialmente destruida y el gas genera una red de poros tubulares los cuales pueden alcanzar hasta 0.1 mm de diámetro y crear permeabilidades tan altas como 1 a 5 mD. Este cemento "gaseoso", a pesar de que soporta el peso de la tubería de revestimiento, no es capaz de proporcionar un sello apropiado para el gas de la formación.

Ya sea que la causa de la mala cementación sea de origen mecánico o de presión, el resultado afectará el aislamiento hidráulico entre las formaciones, la cual es la función principal de una cementación primaria.

- Registro CBL - VDL

El registro sónico de cemento (CBL), combinado después con las formas de onda de densidad variable (VDL), ha sido por muchos años la forma principal de evaluar la calidad del cemento.

Entre otros factores que afectan las propiedades acústicas de una tubería de revestimiento cementada, se tiene la adherencia entre la tubería y el cemento. La onda que viaja a lo largo de la tubería es atenuada cuando la energía se pierde en el medio que rodea la tubería; es decir, cuando la adherencia es buena.

El registro CBL, es una grabación de la amplitud del primer arribo de energía en un receptor a 3 pies de distancia del transmisor.

El registro de densidad variable (VDL) es opcional y complementa la información proporcionada por el CBL. Es un despliegue de onda completa de la señal en el receptor a 5 pies.

Los factores que influyen en la amplitud de la señal son:

- Calibración.
- Tipo del fluido de control.
- Presión y temperatura.
- Envejecimiento de transductores.
- Atenuación en el lodo.
- El diámetro y espesor de la tubería de revestimiento.

La energía recibida a cierta distancia de la fuente por un receptor centrado en la tubería decrece al incrementarse el diámetro de la tubería.

Cuando se tiene una buena cementación el nivel de la señal es pequeña. La disminución en la amplitud de E₁ parece un alargamiento del tiempo de tránsito, ya que el nivel de detección es constante.

El principio del registro de densidad variable se muestra en la Fig. 2.2. El tren de onda completo es mostrado en la película como franjas claras y oscuras. El contraste depende de la amplitud de los picos positivos.

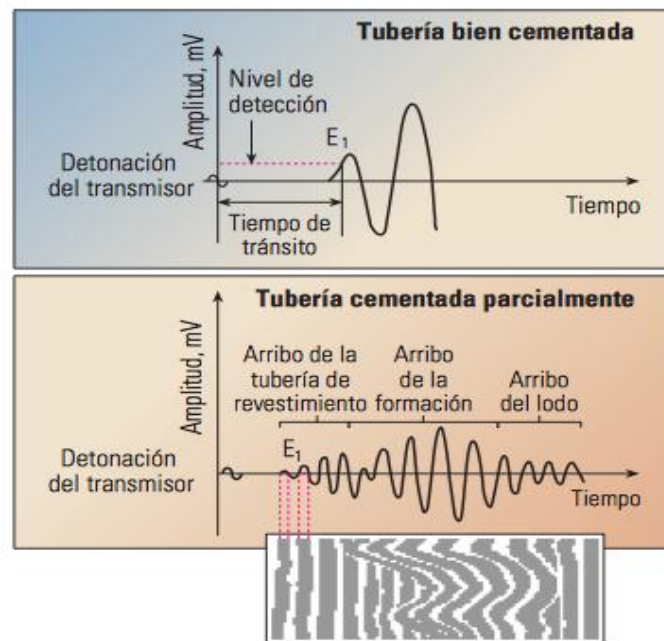


Figura 2.2. Principio del Registro de Densidad Variable (VDL).

Las diferentes partes de un tren de ondas pueden identificarse en el registro VDL. Los arribos de la tubería se muestran como franjas regulares y los arribos de formación son más sinuosos.

2.2 Pruebas de laboratorio.

Las pruebas de laboratorio consisten en diseñar una lechada de cemento con las propiedades necesarias de reologías, control de filtrado, agua libre, esfuerzo compresivo y tiempo bombeable, todo esto a condiciones de fondo de cada pozo.

2.2.1 Aditivos ⁽⁰²⁾.

- Aceleradores.

El Cloruro de Calcio (CaCl_2) es uno de los aceleradores más ampliamente aceptado para todo tipo de cementos. Es utilizado en formaciones someras y de baja temperatura para incrementar el fraguado del cemento. El CaCl_2 disminuye el tiempo bombeable, incrementa el esfuerzo inicial y acorta el tiempo de fraguado del cemento (WOC).

- Extendedores.

El uso principal de este aditivo es como extendedor de lechada incrementando el volumen y decreciendo la densidad, reduciendo costos en lechadas de relleno. Este aditivo es un metasilicato de sodio anhidro de alto requerimiento de agua. Es usado para lechadas de baja densidad y de gran volumen.

- Retardador.

El retardador es un lignosulfonato químicamente modificado que retarda el fraguado del cemento.

- Antiespumante.

La función principal de éste es la de ayudar al control de la espuma de las lechadas de cemento.

- Controlador de gas.

La función principal de este controlador es la de ayudar a prevenir la migración de gas en potenciales de flujo de rangos moderados a altos.

- Bache lavador.

Es un sistema diseñado para adelgazar y remover el enjarre generado por los lodos base agua durante las operaciones de cementación. El sistema es diseñado para maximizar la limpieza de sólidos y adelgazamiento del lodo durante el desplazamiento. Este lavador mejora el desplazamiento del lodo diluyéndolo y dispersándolo químicamente y provee de una acción de flujo turbulento cuando es bombeado a través del espacio anular.

- Bache espaciador.

Su función primaria es como adelgazador de la viscosidad y como espaciador densificado. Se utiliza en operaciones de cementaciones primarias y secundarias, y puede ser diseñado para desplazar lodos base agua o aceite y formularse con agua dulce, agua de mar, salmuera al 3% de KCl y altas concentraciones de sal; inclusive, hasta la saturación. Sus propiedades reológicas permiten que se pueda bombear en un régimen turbulento a razonables gastos de desplazamiento. Las propiedades de este fluido mejoran el desplazamiento de lodo de perforación y aísla a la lechada de cemento.

- Sílica.

Es una arena pulverizada usada para estabilizar el esfuerzo compresivo y la permeabilidad del cemento donde las temperaturas son mayores a 110 °C. Es efectivo en prevenir la regresión del esfuerzo compresivo y la disminución de la permeabilidad en cementos.

- Controlador de agua libre.

Es un polvo que actúa como agente suspensor de sólidos. Está diseñado para prevenir la precipitación de sólidos y controlar el agua libre.

- Estabilizador de espuma.

Éste es capaz de generar cementos espumados estables utilizando agua dulce, agua marina y salada hasta la saturación, sin comprometer la estabilidad de la espuma probado en laboratorio hasta 176 °C.

- Controlador de filtrado.

Es un aditivo que ayuda a controlar el filtrado que funciona efectivamente tanto en agua dulce como saladas (salmueras). Es ideal para operaciones de grandes volúmenes de lechada. Ayuda a mantener fluidez y elimina la deshidratación prematura de la lechada. Así también, es ideal para utilizarse en operaciones con espacios anulares reducidos.

- Reductor de fricción.

Es un dispersante el cual reducirá la viscosidad aparente y mejorará las propiedades reológicas de la lechada de cemento. El mejoramiento de las propiedades reológicas dan como resultado caídas de presión durante el bombeo y el flujo turbulento puede obtenerse a bajos gastos de bombeo, con una reducción en la viscosidad aparente de la lechada. La lechada se puede mezclar a mayor densidad que la normal reduciendo el agua requerida y ésta seguirá siendo bombeable.

2.2.2 Determinación de densidad y reología.

El cemento y aditivos son pesados con una precisión de centésimas de exactitud de +/- 0.1%. Se pesan los componentes sólidos del diseño en un recipiente de cristal con tapa.



Figura 2.3. Báscula para peso de cemento y aditivos.

Para el mezclado de la lechada se realiza el siguiente procedimiento.

1^{ra} etapa: 15 segundos @ 4,000 RPM. Se adiciona al agua de mezcla los aditivos líquidos y sólidos y se homogenizan.

2^{da} etapa: 35 segundos @ 12,000 RPM. El objetivo es homogenizar la mezcla de aditivos líquidos, sólidos y el cemento.



Figura 2.4. Mezclador de lechada de cemento.

- Determinación de la densidad.

La densidad equivalente de las lechadas debe ser mayor que la del fluido de perforación. Se deben considerar los antecedentes de la perforación, zona de presión anormal, presión de fractura, zonas de pérdida, etc. Siempre deben de estar dentro de la ventana operativa de las geopresiones.



Figura 2.5. Balanza atmosférica.

- Determinación de la viscosidad.

Posterior a que la lechada ha sido acondicionada, ésta se lleva a la copa precalentada del viscosímetro. Se inicia la rotación de la camisa a una velocidad de 3, 6, 100, 200 y 300 rpm. Con los valores obtenidos, se calcula la viscosidad plástica y el punto de cedencia. La reología de la lechada debe ser mayor que la del fluido de perforación. Los efectos de la viscosidad en la lechada son: alto grado de dificultad en el mezclado, altas pérdidas de presión por fricción, aplicación de mayores presiones y mayor posibilidad de fracturar la formación. Y para una baja viscosidad los efectos son: precipitación de sólidos, liberación de agua entre otros.



Figura 2.6. Viscosímetro de Fann.

- Pérdida por filtrado.

Es la cantidad de agua que abandona la lechada al pasar frente a un cuerpo permeable estando sujeta a presión; esto origina la depositación de sólidos sobre la superficie formándose un enjarre. También origina la alteración reológica original.

Se aplican 1000 psi al cilindro con la lechada para deshidratarla en un tiempo no mayor a 30 min. El filtrado queda en una probeta graduada de 100 cm³. Los efectos que presenta por filtrados altos o bajos son los siguientes:

Filtrado alto:

- Produce la modificación de la viscosidad y punto de cedencia de la lechada.
- Baja resistencia a la compresión por escasez de agua.
- Genera espesor de enjarre grueso disminuyendo el área de flujo.

Filtrado bajo:

- Es deseable por los beneficios que lleva consigo.
- Genera un espesor de enjarre delgado de poca permeabilidad.

Los aditivos para control de filtrado generalmente son productos derivados de la celulosa y se dosifican de 0.5% al 1.5% por peso de cemento. La pérdida de agua estipulada por API varía de acuerdo con el tipo de operación. Estos parámetros son:

- Tubería de revestimiento corrida 200 cm³
- Tubería de revestimiento corta 50 cm³
- Cementación forzada 30 a 50 cm³



Figura 2.7. Prensa presurizada.

- Agua libre.

Es la cantidad de agua que se separa de la lechada de manera natural al permanecer en reposo. Es un reflejo de la inestabilidad de la lechada y da lugar al asentamiento de sólidos. Se colocan 250 cm³ de la lechada de cemento previamente acondicionada dentro de la probeta. Se mantendrá durante 2 horas en un lugar libre de vibraciones. En todas las lechadas de cemento se busca 0 cm³ de agua libre ⁽⁰⁶⁾. Los efectos por contar con valores de agua libre arriba de cero son:

- Produce la precipitación de sólidos.
- Representa alta inestabilidad de la lechada.
- Origina puenteo de sólidos y agua en el anular.



Figura 2.8. Probeta para prueba de agua libre.

2.2.3 Prueba de tiempo bombeable.

Es el tiempo requerido para que un cemento comience a endurecerse o formar resistencias de gelatina que impidan su movimiento. Se establece de acuerdo a lo siguiente:

- Condiciones reales de pozo.
- Tipo y condiciones de operación.
- Tiempo de operación.

El tiempo bombeable se determina a través de ensayos de laboratorio que se llevan a cabo utilizando una muestra de cemento (con aditivos, si es que se están usando) y agua de mezcla. La lechada de cemento se prueba en un consistómetro que nos permite determinar el tiempo en el que se alcanza la resistencia que impide el movimiento.

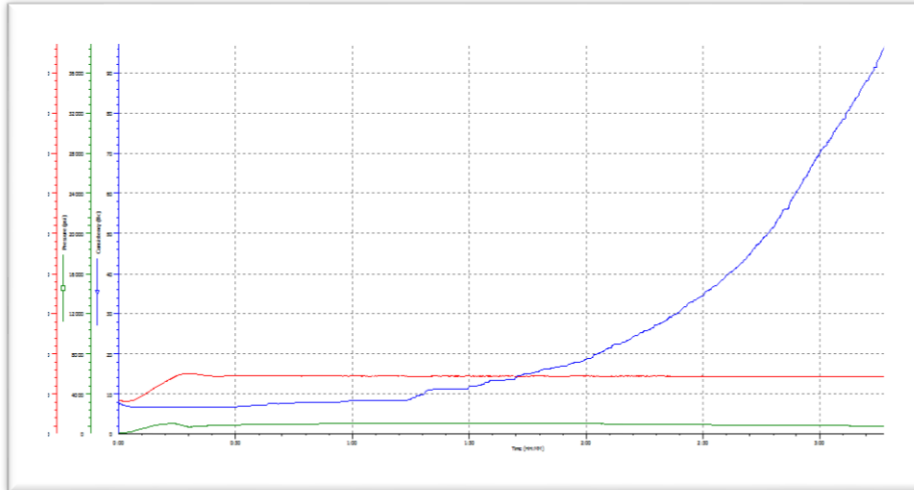


Figura 2.9. Gráfica de tiempo bombeable.

- Consistómetro presurizado.

Indica el tiempo durante el cual la lechada puede ser manejable antes de iniciar su fraguado. Simula las condiciones de presión y temperatura del fondo del pozo a cementar.



Figura 2.10. Consistómetro presurizado.

2.2.4 Esfuerzo compresivo.

La regla generalmente aceptada es que una resistencia a la compresión de 500 lb/pg² es la mínima normal aceptable para la mayoría de las operaciones de cementación ⁽⁰⁶⁾. La decisión de cuánto esperar para que el cemento adquiera suficiente resistencia a la

compresión como para perforar a través de éste, es función del tiempo de fraguado que a su vez depende de:

- La temperatura del pozo.
 - El tipo de cemento que se está usando, su densidad y el tipo de aditivos que contiene.
- Prueba no destructiva.

La lechada es vertida dentro de una celda en condiciones estáticas y se somete a temperatura y presión de fondo del pozo. Un transductor emite una señal sónica que viaja a través de la lechada de cemento hacia el procesador de datos.



Figura 2.11. Analizador Ultrasónico de Cemento (UCA).

- Prueba destructiva.

Consiste en fracturar un núcleo de cemento fraguado en forma de un cubo regular. Se utiliza una celda de curado para someter la lechada a temperatura de fondo de pozo.

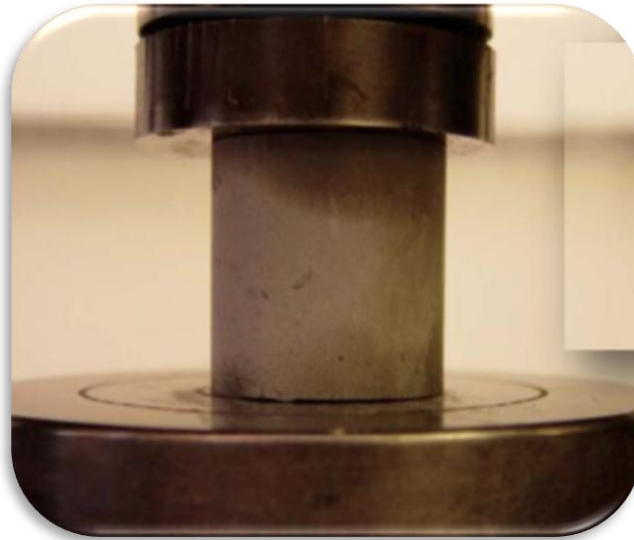


Figura 2.12. Prensa para determinar la resistencia a la compresión.

2.3 Sistemas especiales de cementación.

Las formaciones de los pozos del campo Jujo-Tecominoacán presentan un bajo gradiente de fractura, son altamente permeables y cavernosas, situaciones que hacen aún más difícil una operación de cementación exitosa. Estas formaciones son frecuentemente incapaces de soportar la presión hidrostática en el espacio anular ejercida por una lechada de cemento convencional. Algunas formaciones no son capaces de soportar ni siquiera una columna de agua. La densidad de cementos convencionales mezclados con agua siempre excede la densidad de 1.00 gr/cm^3 . En realidad, la densidad de los sistemas convencionales con propiedades aceptables usualmente se excede de 1.30 gr/cm^3 ; sin embargo, hay situaciones en las cuales es imposible lograr un trabajo de cementación exitoso con lechadas convencionales por la propiedad de densidad alta.

Las lechadas de cemento ultraligeras dan una solución a cada uno de los problemas que se presentan en el campo Jujo-Tecominoacán. En general, la categoría de ultraligero se refiere a los sistemas en los cuales la densidad de la lechada de cemento es menor a 1.20 gr/cm^3 .

2.3.1 Cementaciones con lechadas ultraligeras con microesferas.

Las propiedades de la lechada de cemento dependen de muchas variables: la cantidad y propiedades de los sólidos (incluyendo el cemento), los aditivos, la cantidad y tipo de agua de mezcla, temperatura y presión. Lograr un desempeño óptimo de una cementación puede ser algo difícil de alcanzar debido a las especificaciones necesarias de la lechada de cemento. En densidades de lechada arriba de 2.10 gr/cm^3 puede resultar difícil su bombeo. En un rango menor de densidad como 1.60 gr/cm^3 , alcanzar un desarrollo de esfuerzo compresivo es un verdadero reto. En pozos convencionales, la densidad de la lechada de cemento se diseña tradicionalmente con la variación de la proporción agua-sólidos agregando agentes reductores de densidad o extendedores (02).

La industria de la ingeniería civil usa el concepto de “partícula empacada” para preparar un concreto de alto desempeño. Por el hecho de incrementar el empacamiento de la densidad de los sólidos en la mezcla seca (blend), la cantidad de agua necesaria para preparar la lechada de cemento se reduce. Como resultado, se obtiene un cemento más fuerte y menos permeable. Esta tecnología ha sido adaptada para aplicaciones de cementación en pozos petroleros.

En cementos convencionales, las propiedades de la lechada dependen de la densidad de la lechada (proporción agua-sólidos) y de los aditivos. Para la ingeniería de tamaño de partícula (*EPS*), los sistemas de cemento; es decir, la lechada de cemento depende de lo siguiente:

- Propiedades de los sólidos.
- Fracción de volumen del empaquetamiento de los sólidos (PVF o f_{pV}).
- Fracción de volumen de los sólidos (SVF o f_{sV}).

Cuando los sólidos están secos (en polvo), la PVF es definida como el volumen de espacio ocupado por las partículas sólidas (volumen absoluto) dividido por el volumen total de partículas sólidas más el espacio nulo entre ellas.

$$f_{sv} = \frac{V_{a \text{ sólidos}}}{V_{\text{bulto}}} \dots \dots \dots (2.1)$$

El empaquetamiento de las partículas es puramente un fenómeno geométrico. Sin embargo, la *PVF* depende solamente del tamaño y de la forma de las partículas. Un perfecto arreglo de esferas se da cuando se cuenta con el mismo tamaño de partículas (empaquetamiento compacto hexagonal).

Un empaquetamiento al azar de las mismas esferas tiene una *PVF* de 0.64. En otras palabras, los sólidos ocupan un 64% del volumen total y el espacio vacío ocupa el 36% del total. Una alta *PVF* puede ser lograda preparando una mezcla seca con sólidos que tienen diferentes tamaños de partículas. Las partículas más pequeñas se acomodan en los espacios vacíos entre los sólidos más grandes.

La *PVF* puede maximizarse usando partículas de tamaño grueso, mediano y fino en proporciones volumétricas específicas. Como se muestra en la Fig. 2.13, las partículas finas llenan el espacio vacío entre las partículas de tamaño medio y de tamaño grueso. Para dos clases de granulometría consecutivas, el orden de magnitud entre el diámetro de la partícula principal (d_{50}) para cada clase deberá ser idealmente entre 7 y 10. En cada caso la *PVF*, debería tomar en cuenta la forma de la partícula, pero este parámetro no es considerado en la mayoría de los modelos matemáticos.

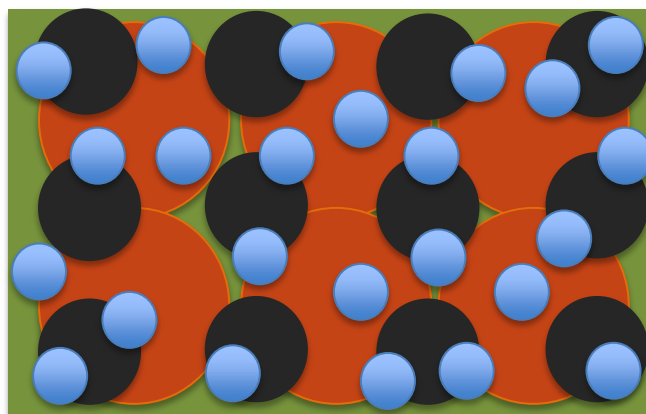


Figura 2.13 Ilustración del concepto *PVF*⁽⁰²⁾.

La fracción de volumen sólido (*SVF*) es la proporción que hay entre el volumen de sólidos en una lechada y el volumen total de lechada (sólidos + agua de mezcla).

$$f_{SV} = \frac{V_{sólidos}}{V_{lechada}} \dots \dots \dots (2.2)$$

El volumen de agua de mezcla dividido por el volumen total de lechada es la porosidad de la lechada.

$$\phi = \frac{V_{agua}}{V_{lechada}} \dots \dots \dots (2.3)$$

Como se muestra en la ec. 2.4, la densidad de la lechada es ajustada variando la porosidad dada en la mezcla de sólidos con la densidad ρ_b (Maroy y Baret, 1994; Baret et al., 1996).

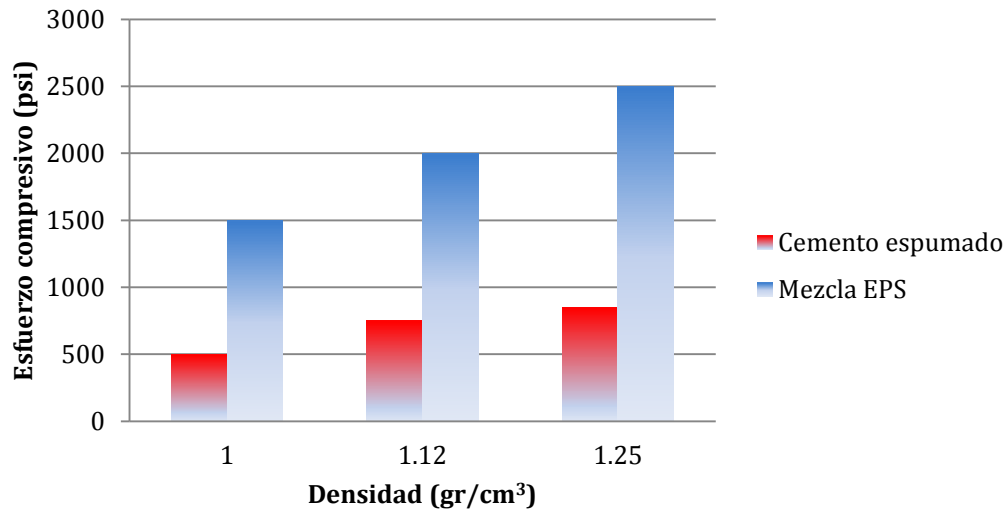
$$\rho_{lechada} = \rho_b(1 - \phi) + \phi\rho_{mw} \dots \dots (2.4)$$

O expresada en términos de *SVF*, ρ_{mw} = densidad del agua de mezcla.

$$\rho_{lechada} = \rho_b * f_{SV} + (1 - f_{SV})\rho_{mw} \dots (2.5)$$

La *SVF* influye en las propiedades de la lechada de cemento de la siguiente manera:

- Tiempo de espesamiento (baja *SVF*, provoca un tiempo largo de espesamiento).
- Esfuerzo compresivo (alta *SVF*, provoca un alto esfuerzo compresivo).
- Estabilidad de la lechada (alta *SVF*, da una mejor estabilidad a la lechada).
- Pérdida de fluidos (alta *SVF*, provoca una menor tasa de pérdida de fluidos).
- Reología (alta *SVF*, provoca una alta viscosidad de la lechada).



Gráfica 2.1. Esfuerzo compresivo lechada espumada vs lechada EPS a diferentes densidades ⁽⁰²⁾.

2.3.2 Cementaciones con lechadas espumadas.

El cemento espumado es una mezcla de una lechada de cemento, agentes espumantes y un gas. Cuando la cementación espumada es ejecutada debidamente, el proceso forma una lechada extremadamente estable y ligera cuya apariencia se asemeja a una crema de afeitar color gris (Fig. 2.14). Cuando las lechadas espumadas se mezclan y se cortan adecuadamente, contienen diminutas (a menudo microscópicas) burbujas discretas que ni se unirán ni migrarán. Estas burbujas formadas no se interconectan, lo que da como resultado una matriz de cemento con baja densidad, baja permeabilidad y una relativa fuerza elevada ⁽¹¹⁾.



Figura 2.14. Aspecto de una lechada espumada estable.

Aunque los cementos espumados fueron primeramente utilizados por la industria de la construcción hace más de 60 años y su primera aplicación en ingeniería de cementación de pozos petroleros ocurrió en 1979. La tecnología de cementación espumada ha sido desde entonces utilizada y por supuesto mejorada. Un uso primario del cemento espumado en la industria petrolera fue la reducción de la densidad de la lechada. Sin embargo, existen muchas otras ventajas impartidas por la misma estructura espumada. Una lechada de 1.80 gr/cm^3 puede ser espumada hasta 0.48 gr/cm^3 , pero un cambio tan drástico no siempre es necesario. Por ejemplo, una lechada de 2.04 gr/cm^3 puede ser espumada a 1.68 gr/cm^3 como una alternativa variable para permitir el uso de otros productos con el objetivo de prevenir la migración de gas.

Los cementos espumados son generalmente menos costosos que los que contienen microesferas; no obstante, se requiere un equipo especial en el sitio para bombear el nitrógeno en la lechada base. Los cementos espumados pueden ser mezclados hasta alcanzar densidades más bajas que los sistemas de microesferas convencionales y todavía mantener propiedades aceptables. Montman *et al.*, 1982, reportaron propiedades aceptables de la lechada con densidades de hasta 0.42 gr/cm^3 . Slaton, 1981 reportó el uso de cemento espumado con densidad de 0.60 gr/cm^3 en situaciones en las cuales el esfuerzo compresivo ni la permeabilidad no fueron críticas.

¿Cómo se elabora el cemento espumado?

Para una cementación espumada, la lechada de cemento es mezclada como se hace habitualmente en un recirculador de cemento. Mientras dicha lechada está siendo bombeada al fondo del pozo, un agente espumante y un estabilizador de espuma son inyectados proporcionalmente en la succión de la bomba de la unidad de alta presión (UAP). A medida que la mezcla resultante está siendo bombeada a través de la línea de descarga, el nitrógeno es inyectado a altas presiones a través de un estrangulador en una camisa (generador de espuma), cortando la lechada y creando un espumado estable. Los flujos de las tres corrientes; lechada, agente espumante y nitrógeno son constantemente monitoreados y controlados para asegurar los parámetros de diseño.

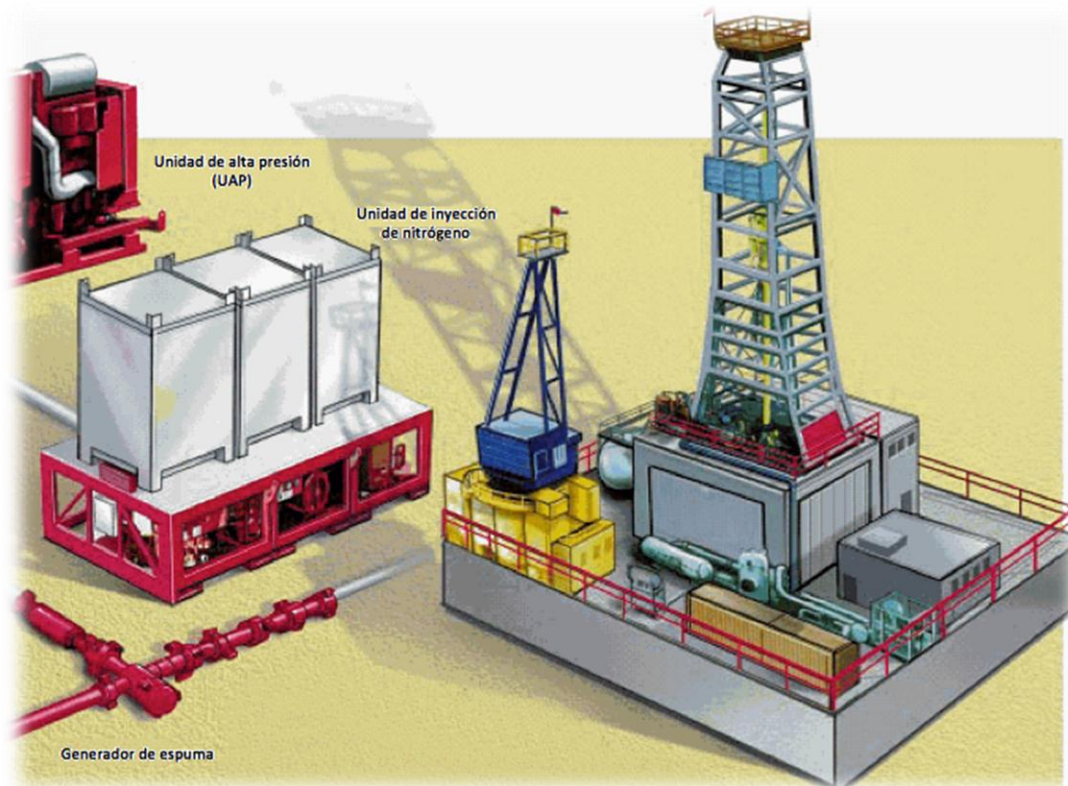


Figura 2.15. Arreglo para la generación de cemento espumado en sitio.

Además de su baja densidad, el cemento espumado tiene algunas ventajas más:

- Desarrollo de un relativo esfuerzo compresivo en un tiempo razonable.
- Menor daño a las formaciones sensibles al agua. (Bozich *et al.*, 1984; Bour y Vennes, 1989).
- Menor oportunidad de migración al flujo de gas en el anular. (Tinsley *et al.*, 1980; Hartog *et al.*, 1983).
- Capacidad del cemento para atravesar zonas con alta pérdida.

También, debido a que el gas tiene un pequeño efecto en las propiedades cuando el cemento está colocado en el espacio anular, como es el tiempo de espesamiento, la densidad del sistema puede ser ajustada durante el trabajo de cementación por un simple cambio en la concentración del gas.

La baja densidad de los cementos espumados reduce las pérdidas en zonas potencialmente productoras y esto puede tener como resultado un incremento en la productividad del pozo (Colavecchio y Adamiak, 1987). Existen actualmente aplicaciones más recientes de cementos espumados que incluyen el control del flujo superficial debajo del “mudline” en pozos de aguas profundas. Esto es el minimizar la mala compactación de formaciones poco consolidadas y resistir los esfuerzos externos en una tubería de revestimiento.

La estabilidad del cemento espumado es afectada por el agente espumante, la cantidad de gas, la composición física y/o química de la lechada, factores termodinámicos y condiciones de mezcla. Las espumas estables muestran una forma esférica con una estructura de poros no conectados entre sí y con una clara y definida matriz de cemento. Las espumas inestables tienen una forma no esférica y poros interconectados, causados por la ruptura y unión de las burbujas de gas. Estas espumas inestables desarrollan un bajo esfuerzo compresivo, altas permeabilidades y bajas propiedades de adherencia.

Las espumas se dividen de acuerdo a su calidad (Q_{esp}) o a la proporción de volumen ocupado por el gas en el volumen total de la espuma (expresado en porcentaje).

$$Q_{esp} = \frac{V_{gas}}{V_{esp}} \times 100 \dots \dots \dots (2.6)$$

Como la calidad de la espuma varía, ocurren dos situaciones: 1) las espumas muy concentradas son mayormente fase gas y consisten en celdas de gas poligonales separadas por delgadas películas de líquido, 2) las espumas diluidas consisten en burbujas esféricas separadas por películas gruesas de líquido. Los cementos espumados pertenecen a la segunda categoría con una calidad que no exceda el 80% y usualmente menor a 50%.

El cemento espumado es un fluido compresible; consecuentemente, debido a las variaciones de la presión hidrostática y la calidad de la espuma, la densidad cambia conforme la espuma circula a través del pozo. La Q_{esp} decrece y la densidad aumenta conforme la espuma viaja de la superficie al fondo del pozo y viceversa.

El cemento espumado es un sistema de tres fases (gas-líquido-sólido), con muchos fenómenos ocurriendo en las interfaces. Estos sistemas están en constante evolución debido a la reorganización de las burbujas porque éstas pueden aumentar, encoger o se pueden unir y también debido las reacciones químicas que ocurren en la lechada de cemento base.

El pronto desarrollo del cemento espumado fue limitado por no contar con una adecuada composición de aditivos. Hoy en día, con la mejora de los surfactantes y equipos generadores de espuma, prácticamente se puede espumar cualquier lechada base; además se cuenta con pruebas de laboratorio más sofisticadas.

Una lechada base estable es un prerrequisito para un sistema estable de cemento espumado. Los mismos mecanismos que producen el agua libre o la segregación de sólidos contribuirán a una desestabilización de los cementos espumados.

Una densidad normal de lechada base nos dará esfuerzos compresivos altos. Sin embargo, esta lechada requerirá grandes volúmenes de gas para alcanzar la densidad deseada; por lo tanto, las permeabilidades pueden ser altas. A la inversa, una menor densidad de la lechada base requiere menos gas y producirá cementos espumados con permeabilidades más bajas; aunque los esfuerzos compresivos serán menores. Para seleccionar adecuadamente los agentes espumantes y los estabilizadores de lechada se deben considerar los siguientes criterios:

- Estabilidad.

La estabilidad debe ser probada y se debe asegurar que el gas no romperá dicha estabilidad de la lechada. Si las partículas de gas se juntan y el tamaño de las burbujas incrementa, se formarán bolsas de gas y la columna de cemento subirá, resultando una sección ausente de cemento o canales en el espacio anular. Para evaluar la estabilidad de la lechada se utiliza una simple prueba que consiste en realizar un corte a la columna de cemento fraguada en dos partes de igual tamaño. El peso de cada parte debería ser el mismo en un sistema estable.

- Esfuerzo compresivo y permeabilidad.

Cuando la densidad de una lechada de cemento convencional es reducida agregándole agua u otros extendedores, la cantidad de material cementante es disminuida. Debido a la gran diferencia de densidad del agua y del gas, es necesario una cantidad mucho menor de gas para reducir la densidad que el volumen de agua requerido para alcanzar la misma densidad. El esfuerzo compresivo y la permeabilidad son probados frecuentemente usando lechadas con el mismo contenido de volumen de gas que existiría cuando está en condiciones de fondo de pozo. Partiendo con una densidad normal con cemento clase G, De Rozières y Ferrière (1991) prepararon un cemento espumado y determinaron los esfuerzos compresivos después de un fraguado de 72 h. a 27 °C ⁽⁰⁸⁾.

Densidad (gr/cm ³)	Esfuerzo compresivo (psi)	Permeabilidad (mD)
1.80	4915	0.025
1.45	1972	0.039
1.27	1450	0.160
1.12	913	44
0.86	464	12,022
0.61	391	5,321

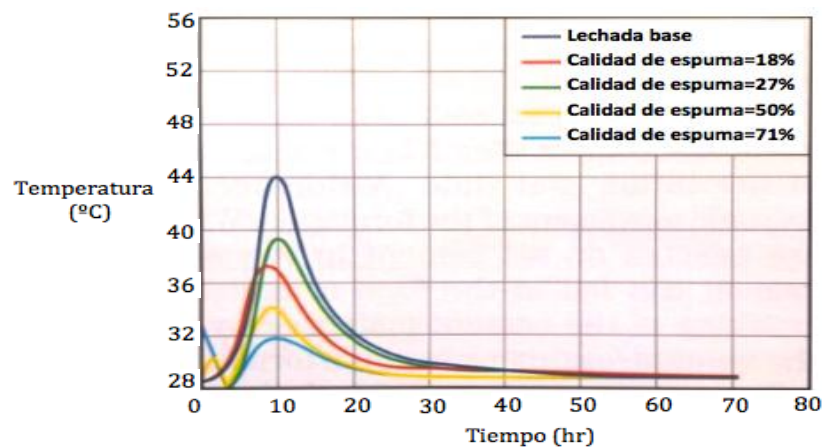
Tabla 2.2. Comportamiento de algunas propiedades de la lechada de cemento a diferentes densidades ⁽⁰²⁾.

- Propiedades mecánicas.

Los cementos espumados tienen un módulo de Young más bajo que los cementos convencionales (Deeg *et al.*, 1999). Para lograr un módulo de Young bajo con cementos convencionales, debemos agregar una gran cantidad de agua que nos dará como resultado un bajo esfuerzo compresivo. Con los cementos espumados, el impacto en el esfuerzo compresivo es bajo. Los cementos con bajo módulo de Young son menos susceptibles cuando son expuestos a los esfuerzos mecánicos comunes asociados con las operaciones del pozo.

- Tiempo de espesamiento.

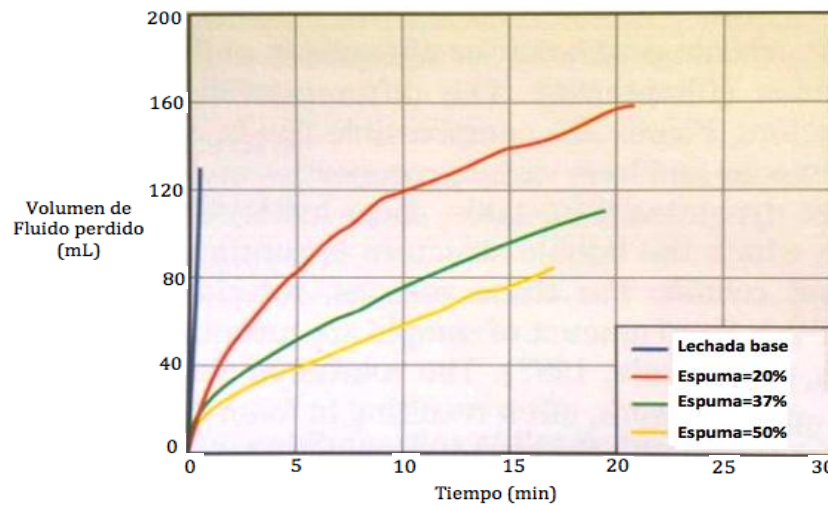
De la mayoría de pruebas que se le realizan a una lechada de cemento espumado, la prueba de espesamiento es de las más difíciles de realizar y la menos concluyente. Para ser válida, esta prueba debería ser hecha bajo condiciones simuladas de fondo de pozo y la lechada debería ser mezclada de una manera comparable a como ocurre en la localización. Así, idealmente, la lechada debería ser preparada en un mezclador presurizado y transferida bajo presión a un consistómetro presurizado. La prueba de tiempo de espesamiento, implica la medida de la evolución de la viscosidad de la lechada.



Grafica 2.2. Efecto de la calidad de la espuma en el tiempo de espesamiento en los cementos espumados (Rozières y Ferrière, 1991) ⁽⁰⁸⁾.

○ Pérdida de fluido

Si introducimos gas a un medio líquido se reduce significativamente la tasa a la cual el líquido fluirá a través de un medio poroso (Anderson, 1975). De Rozières y Ferrière (1991) evaluaron los cementos espumados con y sin aditivos para la pérdida de fluido y encontraron que las tasas de pérdida de fluido fueron menores en presencia de gas.



Gráfica 2.3. Efecto de la calidad de espuma en la pérdida de fluidos en cementos espumados (Rozières y Ferrière, 1991) ⁽⁰⁸⁾.

2.3.3 Técnicas operativas de cementaciones espumadas.

En la etapa de diseño de la cementación espumada se discuten aspectos como las restricciones para llevar a cabo la operación de cementación espumada, la planeación de cuales fluidos involucrados en la cementación serán espumados (lavador, espaciador y cemento), los métodos o técnicas para la inyección del gas, la secuencia operativa de la cementación para tubería de revestimiento larga y para tubería de revestimiento corta, incluyendo en cada secuencia imágenes de cada paso de la cementación, así como la explicación de la circulación de los fluidos en cada una de ellas.

Para poder llevar a cabo la operación de cementación espumada en el intervalo a cementar, es necesario asegurar que la presión obtenida por los cálculos se ajuste a las siguientes restricciones ⁽⁰⁹⁾:

1. La presión de circulación en el espacio anular tiene que ser menor a la presión de fractura de la formación ($P_c < P_f$) debido a que se puede provocar pérdida total de fluido hacia la formación.
2. La presión de poro no debe exceder la presión de circulación ($P_p < P_c$), porque se podría generar derrumbes o invasión de fluidos de la formación hacia el pozo.
3. La presión de superficie debe proporcionar al inicio de la operación, burbujas estables para tener una mezcla uniforme de la lechada con el nitrógeno, donde las burbujas estén dispersas uniformemente el fluido. Para que lo anterior sea posible, es necesario calcular la presión mínima de choque. Adicionalmente, esto facilita la utilización de un modelo matemático del tipo “flujo multifásico homogéneo”.

Para poder proporcionar burbujas estables es necesario conocer la mínima presión de choque para que la presión en cabeza sea mayor a la de choque y pueda llevarse a cabo la restricción 3. Esto tiene mayor énfasis a través del siguiente ejemplo considerando los siguientes datos:

- La calidad del cemento en el fondo: 24%
 - Densidad requerida en frente de la formación débil: 1.44 gr/cm³ (12 lb/gal)
 - Profundidad de la formación débil: 600 m (1969 ft)
 - Para este ejemplo, el descuido de las pérdidas de presión de la formación débil hasta la presión en cabeza son indicados, estimados o evaluados.
 - El factor de compresibilidad Z=1, solo para este ejemplo
 - No hay cambio de temperatura
1. Para este caso la calidad de la mezcla es de 60% en superficie. La pregunta es: ¿Cuál es la mínima presión de choque necesaria? El cálculo de la presión hidrostática anular a la profundidad de la formación débil es:

$$p_f = Prof * \rho * 0.052 + p_{atm} \dots \dots \dots (2.7)$$

$$p_f = 1969 * 12 * 0.052 + 14.7 = 1243.40 \text{ psi}$$

Los cálculos del número de Folds, N_f volumen expandido de gas de superficie a condiciones de fondo:

$$N_f = \frac{Cal_{mez\ sup}}{(1 - Cal_{mez\ sup}) \left(\frac{Cal_{cem}}{1 - Cal_{cem}} \right)} \dots \dots \dots (2.8)$$

$$N_f = \frac{0.60}{(1 - 0.60) \left(\frac{0.24}{1 - 0.24} \right)} = 4.75$$

Por lo tanto, la presión mínima de choque (contrapresión) es:

$$p_{choque} = \frac{p_f}{N_f} - p_{atm} \dots \dots \dots (2.9)$$

$$p_{choque} = \frac{1243.40}{4.75} - 14.7 = 247\ psi$$

Esto significa que si la presión de cabeza es más baja que 247 psi, el punto 3 no puede ser encontrado ya que la presión de cabeza del pozo deberá ser suficientemente alta para proporcionar una de las condiciones necesarias (obtener burbujas microscópicas en el comienzo).

Conociendo las restricciones con las cuales el cemento debe ser diseñado, durante la planeación se deberá decidir si los fluidos como el lodo de perforación, lavador, espaciador o el cemento serán espumados con nitrógeno. De acuerdo a Kulakofsky ⁽¹¹⁾, para decidir lo anterior es necesario considerar lo siguiente:

- a) Si la columna de cemento por arriba de la zona débil es “corta”, se puede espumar el fluido (lodo de perforación, lavador o espaciador) a fin de que proporcionen una suficiente reducción en la presión hidrostática y permitan el uso de cemento con densidad normal (1.79 gr/cm³).
- b) Si las condiciones pertenecen al caso donde puede existir invasión de fluido a la formación, es recomendable el uso de cemento espumado por que la presión proporcionada por el fluido será mayor a la de la formación (Caso 2 $P_p < P_c$).

c) Si la cima del cemento no llega hasta la superficie, el uso de un fluido espumado por arriba del cemento, proporcionará la capacidad de utilizar una lechada más pesada y más fuerte debido a que el bache espumado disminuirá la presión hidrostática.

d) Si la zona es extremadamente débil, tal que ni el cemento espumado pueda aligerar la columna hidrostática, el uso de los fluidos espumados (lodo de perforación, lavador o espaciador) puede permitir una mayor reducción para desplazar con densidad menor.

Esta última, es la de mayor interés del presente trabajo dado que en la Región Sur existen pozos profundos y altamente depresionados como es el caso del campo Jujo-Tecominoacán. Estos pozos tienen zonas con gradientes de fractura entre 0.48 gr/cm^3 y 0.59 gr/cm^3 a profundidades mayores de 4000 m.

Una vez seleccionado el o los fluidos que serán espumados (perforador, lavador, espaciador o cemento), la siguiente consideración es determinar el método o técnica para la inyección del gas en la lechada, esto se puede realizar a partir de las siguientes tres maneras:

- Método de gasto constante.

En este procedimiento el gasto volumétrico de la inyección de nitrógeno es constante con relación al gasto del cemento a través del proceso de cementación espumada. El incremento de la presión de fondo proporciona también un incremento en la densidad dentro del pozo. Este proceso es el más usado cuando las condiciones del fondo permiten su uso, principalmente cuando no exista gran diferencia en la profundidad o intervalo del cemento.

La Fig. 2.16 es un caso hipotético de un pozo vertical de 1300 m analizado por André L. y Wellington C. (1991) ⁽⁰⁹⁾. Su estado mecánico se representa con TR anterior de 30", TR nueva 16" y agujero abierto de 13 3/8" con un fluido de perforación de 0 a 103 m con densidad de 1.13 gr/cm^3 , espaciador de 103 a 200 m con densidad de 1.17 gr/cm^3 , cemento espumado de 200 a 1200 m con densidad 1.15 gr/cm^3 y cemento normal de 1200 a 1300 m con densidad de 1.70 gr/cm^3 .

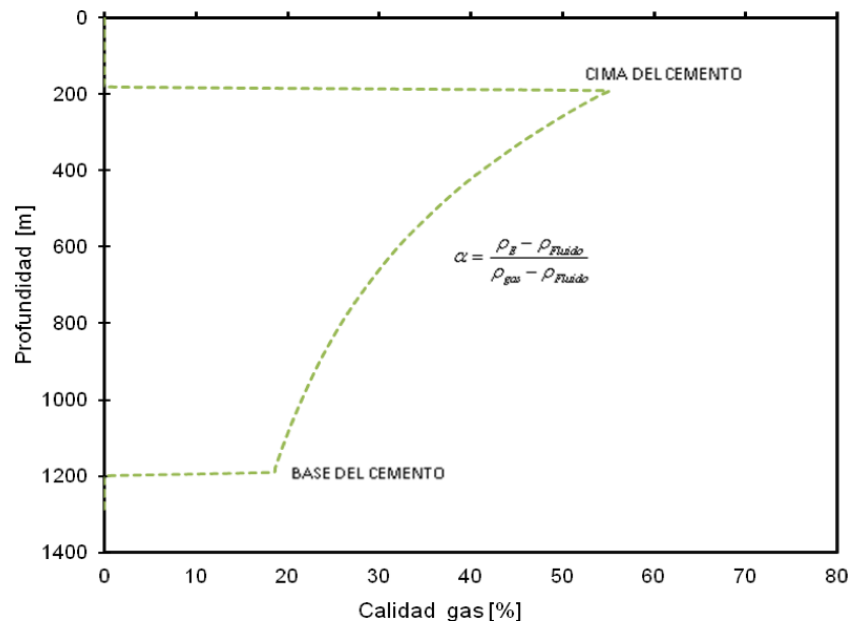


Figura 2.16. Método de gasto constante ⁽⁰⁹⁾.

Este método sería apropiado en intervalos cortos verticales de cementación, para proteger de pérdidas o cementar un tapón en intervalo depresionado antes de efectuar alguna reentrada.

- Método de densidad constante.

Este método tiene la finalidad de conseguir una columna de cemento espumado con densidad constante. Debido a las variaciones de temperatura y presión desde la superficie hasta el fondo, existe la variación intrínseca de la densidad para cada profundidad. Para compensar estas variaciones, se requiere de cambios frecuentes en la inyección de nitrógeno; los incrementos de gasto pueden programarse cada 90 segundos durante la operación. También los cambios de gastos pueden realizarse cada intervalos de 61 a 122 m según Muller (1990), pero cuando la profundidad de intervalo que se va a cementar es menor de 1850 m, el cambio o incremento de gastos debe ser cada 300 m de acuerdo a Kulakofsky (1991).

La Fig. 2.17 representa el método densidad constante, para el mismo pozo hipotético analizado por André L. y Wellington C (1991).

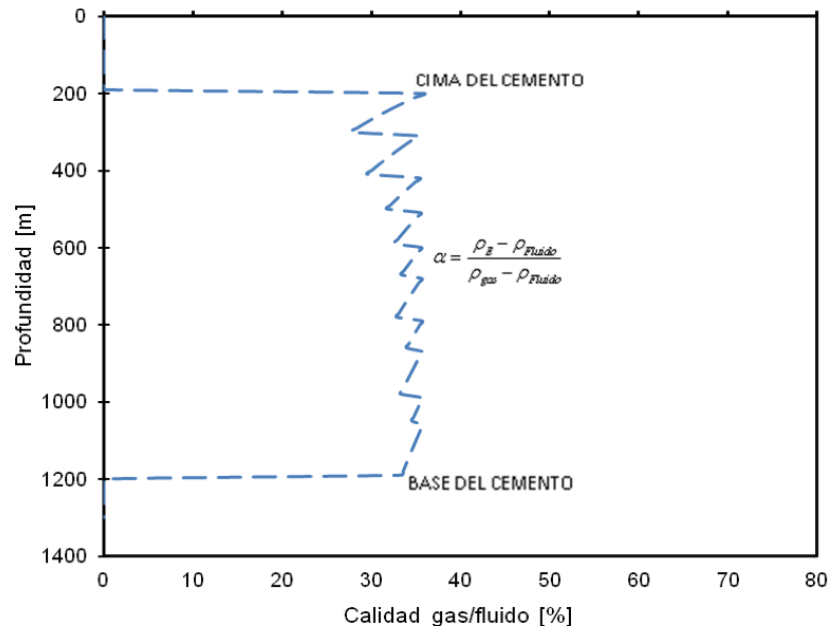


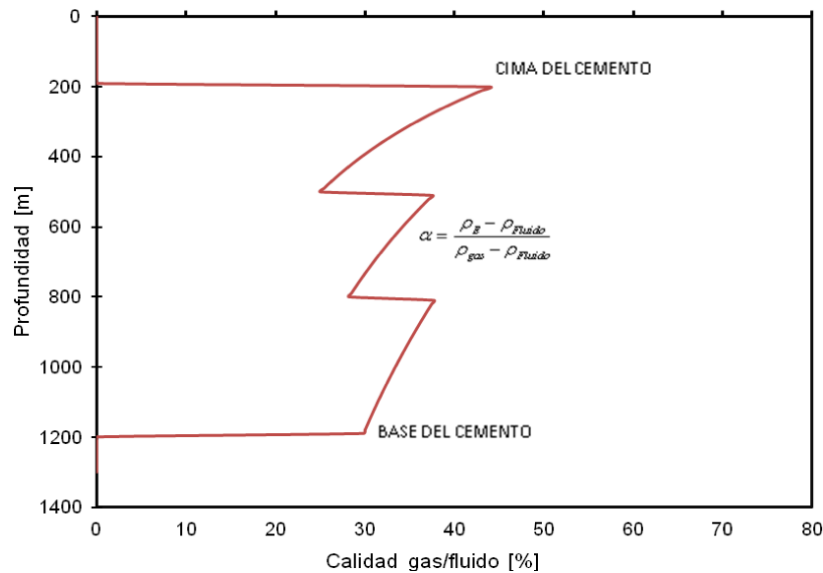
Figura 2.17. Método de densidad constante ⁽⁰⁹⁾.

Se recomienda el uso de este método para zonas de formaciones débiles con intervalos de profundidad de cementaciones largas, como es el caso de pozos profundos en zonas depresionadas. La densidad del cemento espumado o la fracción gas/fluido, se diseña con variaciones relativas porcentuales menores al 10% para aligerar la columna hidrostática en el intervalo de interés.

El número de etapas, se programa en función del gradiente y la profundidad a cementar. Sin embargo, cuando las etapas son mayores a diez, este método es considerado poco práctico para operaciones ejecutadas manualmente y se recomienda utilizar sistemas automatizados de circulación de los fluidos de trabajo.

- Método combinado.

Este método consiste en la combinación de los dos métodos anteriores. Las características de consistencia del cemento están entre las correspondientes al método de densidad constante y el método a gasto constante. Esta operación puede llevarse a cabo a través de 2 o 3 intervalos de profundidades similares; por lo general del orden de hasta 300 m. La Fig. 2.18 muestra la reproducción del método combinado para el mismo pozo hipotético analizado por André L. y Wellington C. (1991).

Figura 2.18. Método combinado ⁽⁰⁹⁾.

El método combinado tiene buena aceptación en aplicaciones prácticas con equipos de instrumentación convencional para medir los gastos volumétricos de los fluidos circulantes. Sin embargo, se requiere de amplia experiencia operativa, conocimiento de los equipos, comportamiento del pozo y características particulares de presión y temperatura del campo. Independientemente de la técnica seleccionada, el cemento espumado difiere básicamente del cemento normal porque requiere de la inyección de surfactantes y gastos volumétricos de gas (nitrógeno). Esto conduce a la necesidad de controlar el valor de la densidad de la mezcla en función de los cambios volumétricos de la fase gaseosa dentro de la lechada, lo cual conlleva a un fluido cuyas propiedades termodinámicas varían dependiendo de la presión y temperatura del punto, estación o profundidad de análisis.

Por ejemplo, en la Fig. 2.18, para gastos en superficie de 100 scfm de N_2 y 5 bpm de cemento a 200 m con temperatura de 42.7°C y presión de 347.45 psi, la lechada tiene densidad de 0.94 gr/cm^3 con fracción de N_2 de 44 %; y ahora a 500 m con condiciones de temperatura de 51.35°C y presión de 838.18 psi, la mezcla tendrá densidad de 1.28 gr/cm^3 con fracción de 25% para las mismas condiciones de gastos de las fases circulantes. Esta situación se repite en cada etapa, lo cual complica significativamente el control del perfil de presión durante la cementación espumada.

Finalmente, se declara que los tres métodos anteriores tienen la misma finalidad, cementar intervalos con bajo gradiente de fractura en los cuales es prohibitivo el uso del cemento normal. La estrategia operativa consiste en disminuir la presión hidrostática hasta el rango de la zona depresionada para permitir el uso de los fluidos de trabajo en la operación de cementación espumada. La aplicación del método dependerá de la profundidad de cementación. Para intervalos de profundidades cortas de cementación, se puede aplicar el método de gasto constante; para situaciones en donde los intervalos de profundidad a cementar son largos, se aplica el método de densidad constante para evitar variaciones fuertes de la densidad de la mezcla y/o aplicar el método combinado en donde los intervalos de profundidad son iguales.

2.3.4 Procedimiento operativo de anclaje y cementación.

Las operaciones de cementación de tuberías de revestimiento en los pozos petroleros son indispensables y de alto riesgo en la construcción del mismo. Es por ello, que se debe cumplir con un procedimiento detallado ⁽¹⁵⁾, como el que se enumera a continuación:

1. Realizar junta de seguridad, cuidado al medio ambiente y operativa con todo el personal que se encuentre en la localización, tomando en cuenta los cambios de guardia del personal para evitar retrasos o falta de comunicación durante la operación.
2. Tocar con la TR el fondo perforado con circulación.
3. Cuidar la presión de bombeo para no activar el mecanismo de anclaje del conjunto colgador-soltador.
4. Revisar el correcto funcionamiento de la cabeza de cementar.
5. Verificar las líneas de circulación.
6. Verificar el correcto funcionamiento de las válvulas Lo-Torc.
7. Verificar el correcto funcionamiento del vástago.

8. Contabilizar el número de vueltas para introducir y extraer el vástago.
9. En caso de contar con indicador de paso, verificar el correcto funcionamiento del mismo.
10. Revisar e instalar el dardo de desplazamiento en la cabeza de cementar.
11. Verificar el ajuste de tuberías con todo el personal involucrado en la operación.
12. Instalar cabeza de cementar.
13. Verificar pesos hacia arriba, abajo y estático de la tubería corta.
14. Ubicar la profundidad de anclaje y dejarlo estacionado en esa posición.
15. Instalar líneas superficiales desde la unidad de alta presión hasta la cabeza de cementar, verificando que se encuentren libres antes de ser conectadas.
16. Probar líneas de cementar con 1,000 psi arriba de la presión máxima esperada durante la operación, verificar presión mantenida por 10 min. y desfogar la presión a 0 psi.
17. Alinear correctamente las válvulas Lo-Torc de la cabeza de cementar para realizar el anclaje de la tubería corta.
18. Confirmar válvula Lo-Torc inferior abierta y válvula superior cerrada.
19. Realizar anclaje de la tubería corta con base a las recomendaciones del personal especialista del conjunto colgador-soltador.
20. Alinear para que el equipo se quede circulando el pozo.
21. Iniciar a circular pozo hasta recuperar las condiciones dinámicas de circulación obtenidas al finalizar la perforación. Posteriormente, por lo menos, circular un ciclo completo verificando la densidad de entrada y de salida constantemente.

22. En el inter realizar preparativos para cementar.
23. Alinear pozo a las unidades de bombeo e iniciar con el bombeo del volumen de acuerdo a diseño de bache lavador, con un gasto de 2-3 bpm. Si es necesario, espumarlo con N₂.
24. Continuar con el bombeo del volumen de acuerdo a diseño de la lechada de cemento de llenado, con un gasto líquido de 2-4 bpm. Si es necesario, espumarlo con N₂ de acuerdo a la rampa de diseño.
25. Continuar con el bombeo del volumen de acuerdo a diseño de la lechada de cemento de amarre con un gasto líquido de 3-2 bpm.
26. Suspender bombeo y verificar presión en la línea.
27. Realizar movimiento en la cabeza de cementar para lanzar el dardo de desplazamiento.
28. Cerrar la válvula Lo-Torc inferior.
29. Girar el volante para extraer el vástago.
30. Abrir la válvula Lo-Torc superior.
31. Iniciar bombeo con gasto de 1-2 bpm, con la finalidad de empujar el dardo de desplazamiento y verificar su paso por la cabeza de cementar. Desplazar con fluido base de perforación en presas.
32. Abrir la válvula Lo-Torc inferior y reestablecer el gasto programado de desplazamiento 3 bpm para los primeros 100 barriles de desplazamiento.
33. Continuar volumen restante de desplazamiento a 2 bpm. Estar pendiente de observar el acoplamiento de tapones en la BL. Continuar con el mismo gasto hasta completar el volumen teórico de desplazamiento e incrementar la presión 500 psi sobre la presión de bombeo.

34. Desplazar con el volumen calculado (teórico).
35. Realizar prueba al equipo de flotación descargando la presión de la línea a 0 psi, verificando el volumen de retorno en la unidad de alta presión.
36. Activar empacador de boca de liner.
37. Desmantelar líneas y cabeza de cementar en el piso de perforación.
38. Extraer 10 lingadas (aproximadamente 300 m).
39. Alinear el equipo y romper circulación.
40. Posteriormente sacar soldador a superficie.
41. Esperar fraguado con base a los resultados obtenidos del esfuerzo compresivo.
42. Armar barrena o molino y bajar a reconocer la BL y la zapata.

CAPÍTULO III

3.1 Modelo Matemático.

3.1.1 Esquemas tipo Godunov.

El modelo matemático está basado en la metodología de los esquemas tipo Godunov, la cual consiste en seis pasos que a continuación se describen ⁽⁰¹⁾.

- 1 Discretización del tiempo y el espacio en volumen finito o celdas.

El primer paso consiste en discretizar el tiempo y el espacio. Cada paso de tiempo se discretiza dentro de un nivel ya que es la solución buscada en un conjunto discreto de datos. En el nivel de tiempo en el cual la variable discreta es asociada se denota por un superíndice. Esto es usado en el método clásico de diferencias finitas, el espacio no es discretizado en términos de “puntos de cálculo”, pero sí dentro “celdas de cálculo” o volúmenes. Por lo tanto, las cantidades de interés no son variables discretas en un punto, pero es valor promedio sobre una celda dada. El índice de la celda promedio de la variable de flujo que es buscada se denota por un subíndice. Con la notación U_i^n se denota el valor promedio de la variable U sobre la celda i en el tiempo n , como se ilustra en la Fig. 3.1. El subíndice $i + 1/2$ denota la interfase entre la celda i y la $i + 1$ y el subíndice $n + 1/2$ denota el tiempo promedio de la variable entre el tiempo n y $n + 1$. Para un instante, la cantidad $F_{i+1/2}^{n+1/2}$ es la posición para el valor promedio entre las celdas en el tiempo n y $n + 1$ para el vector flujo F en la interfase entre las celdas i y $i + 1$. El tamaño de la celda es frecuentemente denotado por Δx_i mientras que la diferencia entre dos tiempos sucesivos, también llamados los pasos de tiempo son denotados por Δt .

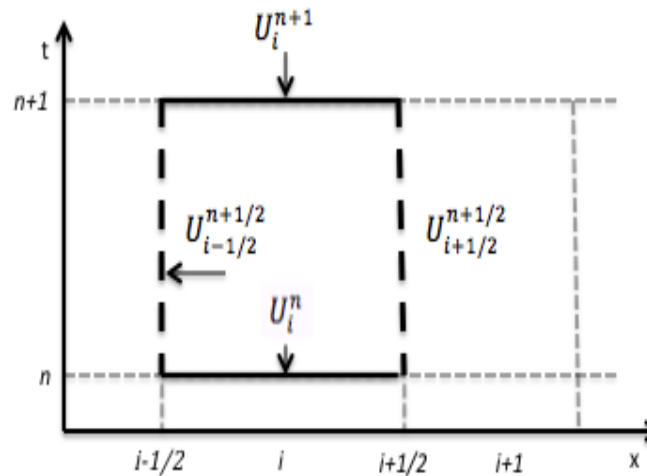


Figura 3.1. Base del volumen finito discretizado en el espacio y el tiempo ⁽⁰¹⁾.

2 Construcción del problema generalizado de Riemann (GRP) en las interfases.

En el marco del volumen finito, los valores promedios U_i^n de la variable sobre cada celda i en el tiempo n se asume que se conoce y el objetivo es encontrar el valor promedio de U_i^{n+1} en el próximo nivel. Nótese que la distribución actual de U sobre la celda no es conocida y no necesita ser continua dentro de la celda. Un primer paso consiste en “suponer” la distribución de la variable U dentro de la celda i en el tiempo n . Este paso es también llamado el paso de la reconstrucción. En el esquema original de Godunov, el perfil en una celda dada se asume igual al promedio U_i^n de U sobre la celda, pero hay muchas más posibilidades (Fig. 3.2) como son: perfiles lineales (Van Leer, 1977, Van Leer 1979), parabólico (Colella y Woodward, 1984) o una reconstrucción discontinua (Guinot, 2001b).

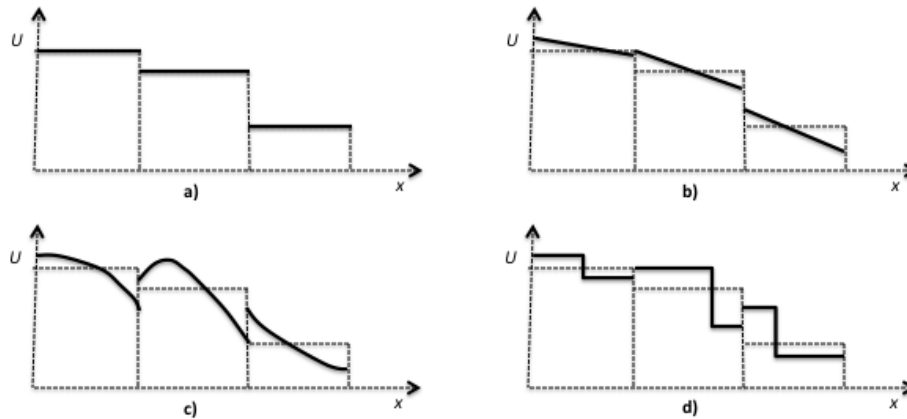


Figura 3.2. Algunas opciones de reconstrucción disponibles: a) Constante, b) Lineal, c) Parabólico, d) Discontinuo. La líneas representan los valores promedios sobre la celda computacional, la línea sólida representa los perfiles reconstruidos.

La forma del perfil reconstruido en una celda dada está definida por funciones de espacio, el coeficiente del cual son determinados usan los valores de las celdas de las fronteras cercanas. El carácter lineal, parabólico o discontinuo de la reconstrucción es elegida a priori para el desarrollo del esquema. En estas condiciones, el desarrollo del esquema es tal, que es determinado por la capacidad del esquema localizado en cambios repentinos en la pendiente o posibles discontinuidades dentro de una celda. Por esta razón, la reconstrucción parabólica da un mejor resultado que las lineales porque permite cambios más rápidos en la reconstrucción de la variable dentro del mismo intervalo del espacio.

Se utiliza muy frecuentemente un polinomio de alto grado para la interpolación produciendo oscilaciones en la solución numérica. En adición a otras características no deseables, las oscilaciones pueden ser la razón de una inestabilidad cuando las ecuaciones que se resuelven son no lineales. Por esto, se introducen procesos especiales durante los pasos de reconstrucción al limitar las variaciones de los perfiles, como por ejemplo, una reconstrucción de una parte del perfil continuo en la celda computacional o una porción del perfil continuo del problema general de Riemann (GRP) en la interfase de la celda. La solución de GRP no es generalmente similar en si misma, lo cual lo hace difícil de solucionar de forma analítica.

El problema generalizado de Riemann (GRP) es un problema de valores iniciales donde los estados de la izquierda y derecha pueden no ser necesariamente constantes (Fig. 3.3).

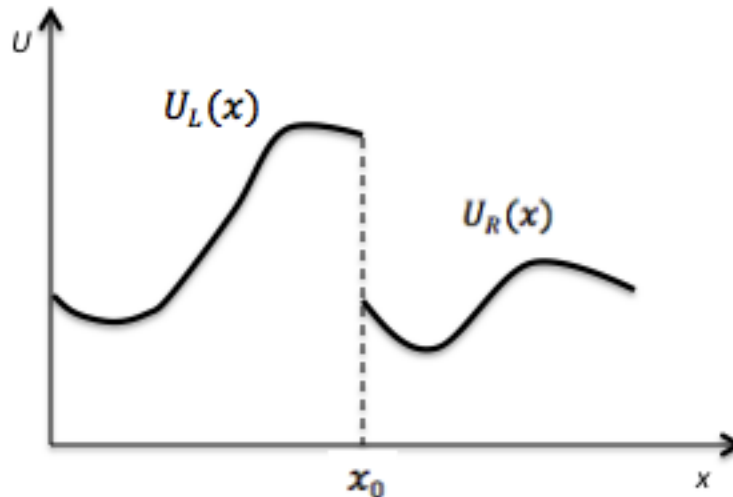


Figura 3.3. Esquema del Problema General de Riemann (GPR).

El siguiente paso en el proceso consiste en convertir este GRP a un ERP que permita una solución similar en sí misma.

3 Conversión del problema generalizado de Riemann (GRP) a un problema equivalente de Riemann (ERP).

En una segunda fase, el problema generalizado de Riemann (GRP) definido por la reconstrucción es convertido dentro de un problema equivalente de Riemann (ERP) que es sencillo de resolver. Note que los estados (constantes) izquierdos y derechos del ERP pueden incorporar toda la información del GRP sobre el dominio de dependencia de la solución. Aunque el tamaño del dominio de dependencia de la solución depende en el intervalo de tiempo sobre el cual es buscada, el problema equivalente de Riemann depende únicamente del GRP, pero también del paso en el tiempo que separa niveles de tiempos sucesivos en n y $n + 1$. Se aprecia la conversión de un GRP a un ERP en la Fig. 3.4. El principio de conservación es sacado después para el estado izquierdo del ERP en la interfase $i + 1/2$ entre las celdas i y $i + 1$.

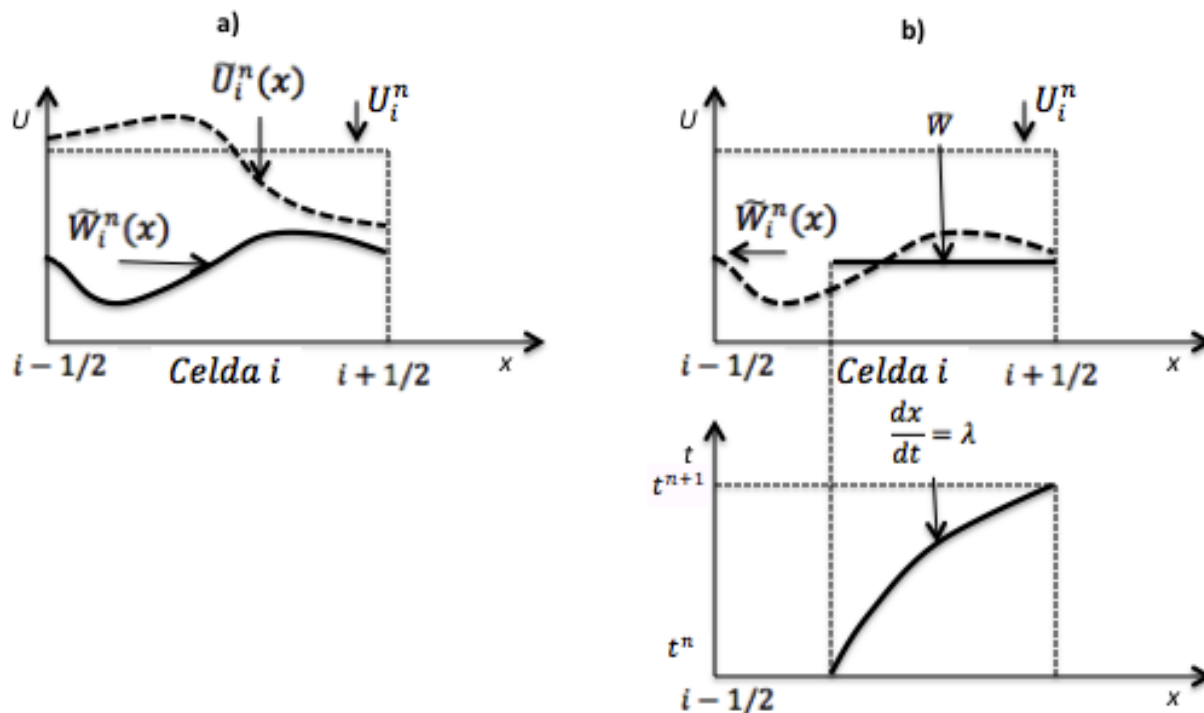


Figura 3.4. Conversión del Problema General de Riemann dentro de Problema Equivalente de Riemann. Esquemas en el espacio físico (arriba) y en la fase del espacio (abajo). A) Determinación del perfil $\bar{W}_i^n(x)$ de los invariantes de Riemann dentro la celda para la reconstrucción del perfil U_i^n b) promedio de los invariantes de Riemann $\bar{W}_i^n(x)$ sobre el dominio de dependencia al dar el promedio \bar{W} .

Esto se hace asumiendo que el perfil U puede ser reconstruido sobre cada celda. La variable reconstruida en la celda i en el nivel de tiempo n se denota por $\bar{U}_i^n(x)$. Para los invariantes de Riemann, el dominio de dependencia el cual está localizado en la parte izquierda de la interfase $i + 1/2$, puede ser un promedio sobre el dominio de dependencia. Note que los invariantes de Riemann no son necesariamente constantes dentro de las celdas, aunque se hayan obtenido de la variable reconstruida $\bar{U}_i^n(x)$. Estos promedios conciernen solo a los invariantes de Riemann seguidos de la parte izquierda de la interfase (con los valores propios positivos), mientras los invariantes con un dominio de dependencia en el lado derecho de la interfase (para los cuales los valores propios son negativos) pueden también tomar un valor arbitrario, porque no tienen influencia en el lado izquierdo de la interfase.

Para el principio de la reconstrucción la distribución “supuesta” de la variable U dentro de la celda i en el nivel de tiempo n se denota por $\widetilde{U}_i^n(x)$. Un requerimiento básico en la función $\widetilde{U}_i^n(x)$ es que debe satisfacer la conservación. En otras palabras, el promedio de $\widetilde{U}_i^n(x)$ sobre la celda i en el nivel de tiempo n debe ser igual a U_i^n . Esto asegura la conservación de la cantidad total de U sobre el dominio de cálculo de un paso de tiempo siguiente. Esta condición puede reescribirse como:

$$\frac{1}{\Delta x_i} \int_{x_{i-1/2}}^{x_{i+1/2}} \widetilde{U}_i^n(x) dx = U_i^n \quad i = 1, \dots, N \quad \dots \dots (3.1)$$

4 Solución al problema de Riemann.

Cada problema de Riemann $(U_{i+1/2,L}, U_{i+1/2,R})$ definido en cada interfase $i + 1/2$ entre las celdas de cálculo i y $i + 1/2$, esto resulta al proveer el valor de U en la interfase. La solución en sí misma es similar, el valor de U en la interfase es constante en el tiempo. Por lo tanto el flujo en la interfase es también constante en el tiempo y esta integración sobre el paso del tiempo se convierte en lineal. Esto justifica la conversión del GRP en un ERP. Este problema puede resolverse usando una relación diferencial y condiciones Rankine-Hugoniot a través de las ondas cuando son apropiadas. Esta aproximación es extremadamente larga en su solución, en particular porque además del tiempo, los sistemas de ecuaciones no lineales tienen que ser resueltos los patrones de ondas, la variación de las ondas por su misma naturaleza se presentan en la solución.

5 Balance sobre las celdas.

La solución del problema de Riemann proviene de un valor constante $U_{i+1/2}^{n+1}$ de las variables de flujo en cada interfase. Ya que en las leyes de conservación, los flujos dependen solo de U , el flujo también es constante en la interfase e igual al valor promedio:

$$F_{i+\frac{1}{2}}(t) = F_{i+\frac{1}{2}}^{n+1/2} = F(U_{i+\frac{1}{2}}^{n+1/2}) \text{ para } t \in [t^n, t^{n+1}] \dots \dots \dots (3.2)$$

Aplicando la ec. (3.1) entre t_n y t_{n+1} al volumen de control definido por las celdas i conduce a la siguiente ecuación:

$$\int_{x_{i-1/2}}^{x_{i+1/2}} U(x, t^{n+1}) dx - \int_{x_{i-1/2}}^{x_{i+1/2}} U(x, t^n) dx = \int_{t^n}^{t^{n+1}} [F] \dots \dots \dots (3.3)$$

donde $X_{i+1/2}$ es la abscisa de la interfase $i + 1/2$ y t^n es el dato que corresponde al nivel de tiempo n . Por definición de cantidades promedio U_i^n y de la ec. (3.2) y (3.3) se pueden describir como:

$$U_i^{n+1,x} = U_i^n + \frac{\Delta t}{\Delta x_i} (F_{i-1/2}^{n+1/2} - F_{i+1/2}^{n+1/2}) \dots \dots \dots (3.4)$$

Donde el subíndice x indica la solución del problema homogéneo (que no tiene término fuente).

6 Incorporación del término fuente.

Solo la parte homogénea de la ley de conservación puede ser resuelta sobre un paso de tiempo. Un camino muy común al introducir el término fuente consiste en resolver el remanente de la ecuación sobre un paso de tiempo.

$$\frac{\partial U}{\partial t} = S \dots \dots \dots (3.5)$$

Para esta, la solución $U_i^{n+1,x}$ obtenida en el paso final de Godunov es tomado como punto inicial al producir la solución final U_i^{n+1} . La ec. (3.5) es discretizada como sigue:

$$U_i^{n+1,x} = U_i^{n+1,x} + S(U_i^{n+1,x}, U_i^{n+1})\Delta t \dots \dots \dots (3.6)$$

La técnica aquí presentada es conocida bajo el nombre de “paso fraccional”, “división de tiempo (‘‘time splitting’’ o ‘‘strang splitting’’ del nombre de G. Strang (1968), quien presentó a un análisis detallado del método).

$$\left. \begin{aligned} U_i^{n+1,x} &= L_{\Delta t} U^n \\ U_i^{n+1} &= S_{\Delta t} U^{n+1,x} \end{aligned} \right\} \dots \dots \dots (3.7)$$

Donde $L_{\Delta t}$ es el operador del método de Godunov que se aplica sobre un intervalo de tiempo Δt al transformar el vector variable U^n dentro $U^{n+1,x}$ y $S_{\Delta t}$ es un operador para el término fuente es aplicado sobre un intervalo de tiempo Δt al transformar $U^{n+1,x}$ dentro U^{n+1} . La primer ecuación en (3.7) es la versión condensada de la ec. (3.4) y la segunda es la versión condensada de la ec. (3.6). La ec. (3.7) es escrita frecuentemente como:

$$U_i^{n+1} = S_{\Delta t} L_{\Delta t} U^n \dots \dots \dots (3.8)$$

Esto es posible al proveer la aproximación del método para marcar la secuencia del operador simétrico.

$$U_i^{n+1} = S_{\Delta t/2} L_{\Delta t} S_{\Delta t/2} U^n \dots \dots \dots (3.9)$$

El cual se puede leer como sigue: primero, calcule el efecto del término fuente sobre el paso del tiempo medio, use los valores obtenidos de U como punto inicial al aplicar el método de Godunov para un paso de tiempo completo, entonces use el valor obtenido como punto inicial para la aplicación del término fuente sobre el paso del tiempo medio nuevamente. En total, cada operador tiene que ser aplicado sobre el tiempo completo, pero la solución obtenida usando el segundo método es más aproximada que usando el primero.

3.1.2 Integración del término fuente.

La interfase del término fuente puede ser incorporado dentro de la solución. El método de solución se presenta para la división del tiempo de primer orden (ec. 3.8) esto es asumiendo que la parte conservativa de las leyes de conservación, pueden ser ya tratadas antes de trabajar con el término fuente. La solución obtenida en la parte final de la parte conservativa se usa como punto inicial al incorporar el término fuente al resolver la ec. (3.5).

Se presentan dos opciones: El método explícito que puede ser aplicado para algunas expresiones del término fuente y un método analítico que es aplicable debido a la simplificación de la expresión de el término fuente particular usado aquí.

Método explícito general. En este método, la ec. (3.5) es discretizada como:

$$\frac{U_i^{n+1} - U_i^{n+1,x}}{\Delta t} = S(U_i^{n+1,x}) \dots \dots \dots (3.10)$$

Donde U_i^{n+1} es la solución final, que es el valor de U en el último paso de tiempo, posterior la parte hiperbólica y el término fuente son tratados, $U_i^{n+1,x}$ es la solución posterior de la parte hiperbólica y $S(U_i^{n+1,x})$ es el valor del término fuente calculado para U_i^{n+1} . La ec. (3.10) puede describirse como:

$$U_i^{n+1} = -U_i^{n+1,x} + S(U_i^{n+1,x})\Delta t \dots \dots \dots (3.11)$$

Siendo explícita, la discretización está sujeta a una restricción de estabilidad. Al preservarse la estabilidad, el paso del tiempo debe de ser tal que la siguiente condición se satisfaga.

$$-1 \leq \frac{U_i^{n+1}}{U_i^{n+1,x}} \leq 1 \dots \dots \dots (3.12)$$

Para la ec. (3.11), esto equivale a la siguiente condición:

$$-1 \leq 1 + \frac{S(U_i^{n+1,x})}{U_i^{n+1,x}} \Delta t \leq 1 \dots \dots \dots (3.13)$$

Suponiendo que el tiempo es positivo, las condiciones antes mencionadas se satisfacen cuando:

$$\left. \begin{array}{l} \frac{S(U_i^{n+1,x})}{U_i^{n+1,x}} \leq 0 \\ \frac{S(U_i^{n+1,x})}{U_i^{n+1,x}} \Delta t \geq -2 \end{array} \right\} \dots \dots \dots (3.14)$$

La primera desigualdad indica que para que la solución sea estable el término fuente debe tener signo opuesto a la variable. La segunda desigualdad indica que existe un valor máximo permisible para el paso del tiempo, arriba del cual la estabilidad no puede ser conservada. Este valor se obtiene al resolver la segunda desigualdad en la ec. (3.14) para el paso del tiempo. De la primera desigualdad por la relación $\frac{S(U_i^{n+1,x})}{U_i^{n+1,x}}$ permite la siguiente condición, donde el signo de la desigualdad se puede revertir:

$$\Delta t \leq -2 \frac{U_i^{n+1,x}}{S(U_i^{n+1,x})} \dots \dots \dots (3.15)$$

El paso del tiempo máximo permisible $\Delta t_{Max,S}$ para el término fuente es por lo tanto:

$$\Delta t_{Max,S} = \text{Min}_{i=1,\dots,N} \left[-2 \frac{U_i^{n+1,x}}{S(U_i^{n+1,x})} \right] \dots \dots \dots (3.16)$$

Ya que el mismo paso del tiempo Δt debe ser usado en la parte de conservación y término fuente, la estabilidad verifica que el término fuente es frecuentemente desarrollado usando U_i^n en lugar de $U_i^{n+1,x}$ en la ec. (3.16).

Solución analítica. En el presente ejemplo, la expresión del término fuente es una solución analítica que al ser derivada es muy simple. La ecuación vectorial (3.5) es equivalente al sistema de Ecuaciones Diferenciales Ordinarias (EDOs).

$$\left. \begin{aligned} \frac{dm}{dt} &= 0 \\ \frac{dq_m}{dt} &= -f_d q_m |q_m| \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots (3.17)$$

Las ecuaciones diferenciales ordinarias tienen la siguiente solución analítica:

$$\left. \begin{aligned} m_i^{n+1} &= m_i^{n+1,x} \\ q_{m,i}^{n+1} &= \frac{q_{m,i}^{n+1,x}}{1 + |q_{m,i}^{n+1,x}| f_D \Delta t} \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots (3.18)$$

Esta solución es estable sin considerar el tamaño del paso del tiempo.

3.1.3 Ejemplo de cálculo en flujo de una fase (golpe de ariete).

El propósito de este ejemplo (Fig. 3.5) es calcular la presión de las ondas generadas por un incremento de presión en uno de los extremos hacia el otro donde el agua está inicialmente en reposo. El incremento en el lado izquierdo de la tubería induce una onda de presión que viaja a la derecha. La presión más alta en la frontera izquierda causa que el agua entre en el extremo izquierdo de la tubería. La velocidad del agua a $t = 0.5 \text{ s}$, la onda alcanza el lado opuesto de la tubería y la presión es uniforme, igual a $1 \times 10^6 \text{ Pa}$ en todos lados. La velocidad del agua también es uniforme en la tubería. La presencia de la condición de cero descarga en la frontera derecha de la tubería causa una reflexión de la onda con un incremento de presión de $1.9 \times 10^6 \text{ Pa}$. Esta onda viaja a

la izquierda en un tiempo $t = 1 s$, la presión es uniforme igual a 1.9×10^6 Pa en toda la tubería y la velocidad es cero. Cuando esta onda alcanza la frontera izquierda, la presión pre-establecida crea una onda de presión de 1×10^6 Pa para viajar hacia el lado derecho. Como la presión es más pequeña en la parte izquierda de la tubería cuando el flujo de agua es de derecha a izquierda. A $t = 1.5 s$, esta onda alcanza la frontera derecha y la presión es uniforme igual a 1×10^6 Pa en toda la tubería con velocidad negativa. La reflexión es la segunda onda en contra de la frontera cero descarga en la parte derecha de la tubería y esto causa que la tubería alivie la presión. La presión decrece a 1×10^5 Pa y la velocidad es cero en la frontera derecha. Esta onda viaja a la izquierda y alcanza la frontera izquierda a $t = 2 s$. A este tiempo, la distribución de la presión y la velocidad son iguales que al principio cuando $t = 0 s$. Una onda de ciclo ha sido completada y es repetitivo idénticamente a tiempos largos.

SÍMBOLO	CONCEPTO	VALOR
A	Sección de area transversal	1 m^2
c	Velocidad del sonido en la tubería	1000 m/s
L	Longitud de la tubería	500 m
p_o	Presión inicial en la tubería	10^5 Pa
$P_{b,L}$	Presión en la frontera del lado izquierda	10^6 Pa
$Q_{b,R}$	Gasto en la frontera de la parte derecha	$0 \text{ m}^3/\text{s}$
u_0	Velocidad inicial en la tubería	0 m/s
ρ	Densidad del agua	$1000 \text{ kg}/\text{m}^3$

Tabla 3.1. Parámetros físicos problema de una fase ⁽⁰¹⁾.

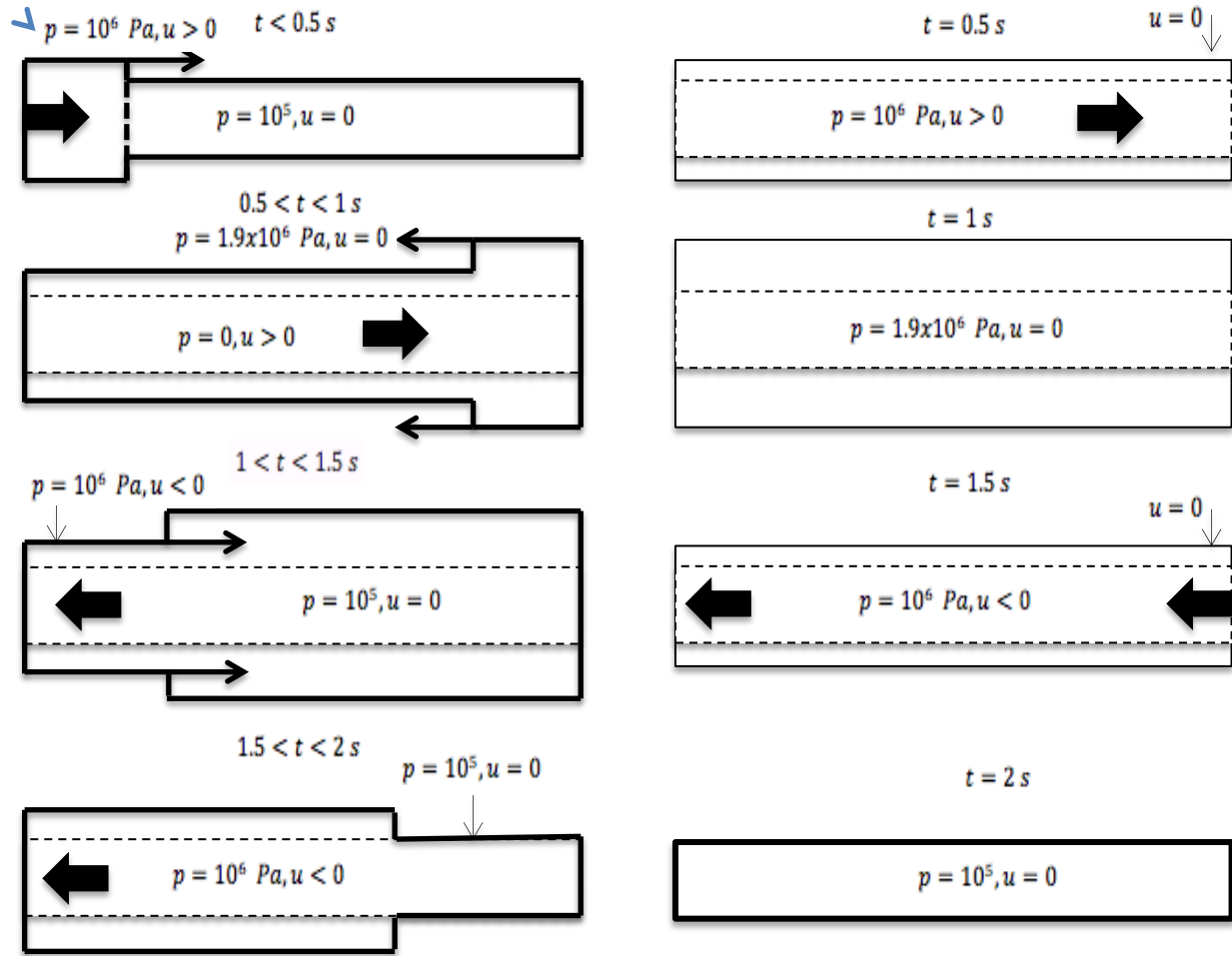


Figura 3.5. Comportamiento del problema de una fase (golpe de ariete) ⁽⁰¹⁾.

Solución del problema de Riemann para el caso del golpe de ariete.

Recordando que el problema de golpe de ariete es un problema de dos ondas en donde las velocidades de las ondas opuestas y constantes tal que las propiedades son homogéneas.

Los componentes del vector variable U y el término fuente S están dados por la ec. (3.19).

$$\frac{\partial U}{\partial t} + \frac{\partial F}{\partial x} = S \dots \dots \dots (3.19)$$

donde :

vector de variables

$$U = \begin{bmatrix} m \\ q_m \end{bmatrix}$$

Donde :

m = masa por unidad de longitud

q_m = masa de descarga

v = Velocidad de flujo

p = Presión

f_d = Factor de fricción

A = Sección transversal

vector de flujo

$$F = \begin{bmatrix} q_m \\ Ap \end{bmatrix}$$

término fuente

$$S = \begin{bmatrix} 0 \\ -fD|u|u \end{bmatrix}$$

y también m y q_m estan definidas como:

$$m = \rho A$$

$$q_m = mv = \rho Av$$

La velocidad c de las ondas de presión (también llamada velocidad del sonido) está definida como:

$$c = \left[\frac{d}{dm} (Ap) \right]^{\frac{1}{2}} \dots \dots \dots (3.20)$$

Para las ecuaciones de golpe de ariete en tuberías presurizadas, c puede ser considerada constante, debido a la elasticidad del material de la tubería y la compresibilidad lineal del agua. Para tuberías circulares, se puede escribir como:

$$c = \frac{k_f}{\left(1 + \frac{k_f D}{E e} \right) \rho} \dots \dots \dots (3.21)$$

Transformando la ecuación diferencial (3.19) en la forma característica.

$$A = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ c^2 & 0 \end{bmatrix}$$

Dando los valores propios:

$$\lambda^{(1)} = -c$$

$$\lambda^{(2)} = +c$$

Los valores propios representan las velocidades de las ondas de presión (la velocidad del sonido) en la tubería: ambas velocidades se propagan a una velocidad c en direcciones opuestas.

La presión se puede obtener al despejar la p e integrando la ec. (3.20) y considerando la c como constante y dado la ec. (3.21) q se puede obtener al dividir q_m por la ρ .

$$\left. \begin{aligned} p &= p_{Ref} + \frac{c^2}{A} (m - m_{Ref}) \\ q &= \frac{q_m}{\rho} \end{aligned} \right\} \dots \dots \dots (3.22)$$

Donde la p_{ref} es la presión de referencia en donde la densidad de referencia es conocida. La m_{ref} es calculada como $m_{ref} = Ap_{ref}$.

Solución al problema de Riemann.

Como primer paso se soluciona la parte hiperbólica de la ecuación diferencial:

$$\frac{\partial U}{\partial t} + \frac{\partial F}{\partial x} = 0 \dots \dots \dots (3.23)$$

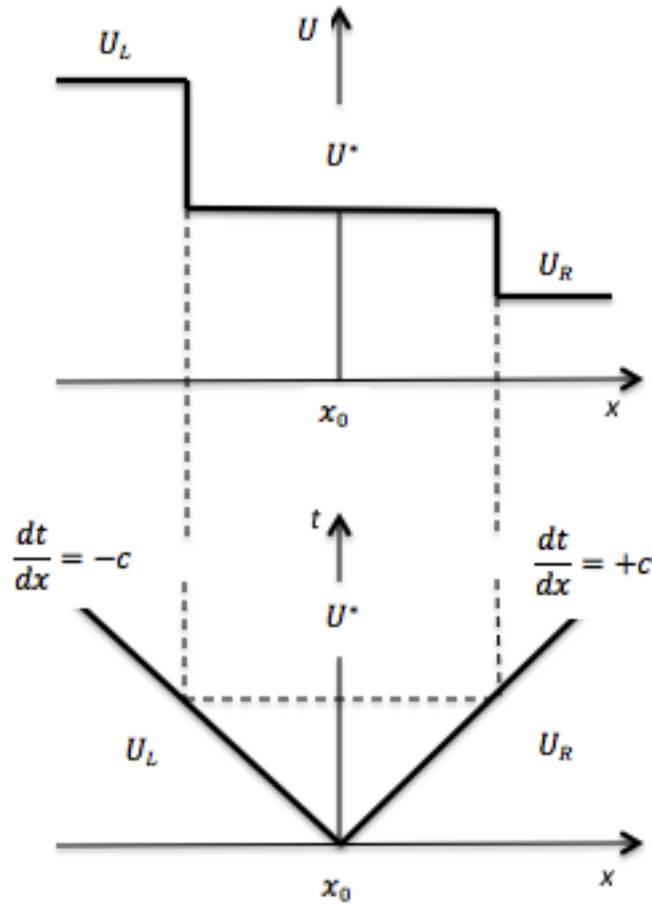


Figura 3.6. Solución del Problema de Riemann en el dominio físico (arriba) y en el dominio del espacio (abajo).

$$U(x, t) = \begin{cases} U_L & \text{para } x \leq x_0 - ct \\ U^* & \text{para } x_0 - ct < x \leq x_0 + ct \\ U_R & \text{para } x > x_0 + ct \end{cases}$$

U^* es determinada usando los invariantes generalizados de Riemann. Esto es sencillo verificando que los vectores propios de A son:

$$K^{(1)} = \begin{bmatrix} 1 \\ -c \end{bmatrix}, \quad K^{(2)} = \begin{bmatrix} 1 \\ c \end{bmatrix} \dots \dots \dots (3.24)$$

Los invariantes generalizados de Riemann para las variables conservativas se obtienen:

$$\left. \begin{aligned} (dQ_m + cm) &= 0 \text{ a través } \frac{dx}{dt} = -c \\ (dQ_m - cm) &= 0 \text{ a través } \frac{dx}{dt} = c \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots (3.25)$$

Cálculo de flujo para la interfase interna.

Para la interfase interna $i + 1/2$ ($i = 1, \dots, N - 1$), el flujo $F_{i+1/2}^{n+1/2}$ entre los tiempos t^n y $t^{n+1/2}$ está dado por:

$$F_{i+1/2}^{n+1/2} = F(U_{i+1/2}^{n+1/2}) = \begin{bmatrix} q_{m_{i+1/2}}^{n+1/2} \\ A_{p_{i+1/2}}^{n+1/2} \end{bmatrix} \dots\dots\dots (3.26)$$

Donde $U_{i+1/2}^{n+1/2}$ es la solución del problema de Riemann

$$U(x, t) = \begin{cases} U_L = U_i^n & \text{para } x \leq x_{i-1/2} \\ U_R = U_{i+1}^n & \text{para } x > x_{i-1/2} \end{cases} \dots\dots\dots (3.27)$$

Recordando que la solución del problema de Riemann consiste en dos ondas viajando en direcciones opuestas con velocidades $-c$ y $+c$. La localización de la discontinuidad está contenida en la región intermedia del estado constante denotado por el superíndice (*). Los valores de m y q_m están dados por la ec. (3.28).

$$\begin{aligned} m^* &= \frac{m_L + m_R}{2} + \frac{q_{m,L} + q_{m,R}}{2c} \\ q_m^* &= \frac{m_L + m_R}{2} + \frac{q_{m,L} + q_{m,R}}{2c} \end{aligned} \dots\dots\dots (3.28)$$

Ya que la interfase $i + 1/2$ se localiza en la "región estrella", $m_{i+1/2}^{n+1/2} = m^*$ y $q_{m_{i+1/2}}^{n+1/2} = q_m^*$.

Consecuentemente, $U_{i+1/2}^{n+1/2} = U^*$, que es:

$$U_{i+1/2}^{n+1/2} = \begin{bmatrix} m_{i+1/2}^{n+1/2} \\ q_{m_{i+1/2}}^{n+1/2} \end{bmatrix} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} m_i^n + m_{i+1}^n + (q_{m_i}^n - q_{m_{i+1}}^n)/c \\ (m_i^n - m_{i+1}^n)c + q_{m_i}^n - q_{m_{i+1}}^n \end{bmatrix} \dots \dots (3.29)$$

En el orden de calcular el segundo componente Ap del vector flujo en la interfase $i + 1/2$, se necesita la presión $m_{i+1/2}^{n+1/2}$. Esta se calcula integrando la ec. (3.20):

$$c = \left[\frac{d}{dm} (Ap) \right]^{\frac{1}{2}}$$

Que se puede escribir como $Ap = c^2 dm$. Que al integrarla nos lleva a:

$$Ap \left(m_{i+1/2}^{n+1/2} \right) = Ap m_{Ref} + \left(m_{i+1/2}^{n+1/2} - m_{Ref} \right) c^2 \dots \dots \dots (3.30)$$

Donde m_{ref} es la masa por unidad para cuando la presión es conocida. El valor de $m_{i+1/2}^{n+1/2}$ se obtiene de la ec. (3.29) esta se introduce en la ec. (3.30) y se usa en la ecuación para el calculo del flujo.

Cálculo del flujo en las fronteras.

Ya que las dos ondas que componen la solución viajan en dirección opuesta viajando en direcciones opuestas, siempre hay una característica saliendo y una entrando en la frontera del dominio de cálculo. Consecuentemente, una condición puede ser preestablecida en cada frontera del dominio de cálculo. Los siguientes tipos de fronteras son detallados abajo: presión preestablecida, gasto preestablecido, relación entre presión y gasto y fronteras no reflectivas.

Presión preestablecida. Considerando una presión p_b al preestablecer la frontera del lado izquierdo (interfase $\frac{1}{2}$). De la ec. (3.30), equivale a preestablecer una masa por unidad de longitud μ_b dada por:

$$m_b = m_{Ref} + \frac{A}{c^2} (p_b + p_{Ref}) \dots \dots \dots (3.31)$$

Aunque esto no es suficiente al determinar completamente el flujo en las fronteras porque la descarga de masa $m_{i+\frac{1}{2}}^{n+\frac{1}{2}}$ es desconocida. La información desconocida se proporciona mediante la ecuación diferencial (3.25) derivado de los invariantes generalizados de Riemann. La segunda relación de (3.25) esta tal que la cantidad ($q_m, c\mu$) es constante a través de la onda $dx/dt = +c$ (representada por la línea punteada en la fig. 3.7). La invariancia de la cantidad puede estar entre un punto $M(x_{1/2}, t)$ y en el pie $P(x, t^n)$ de la característica $dx/dt = -c$ que pasa en M .

De la segunda ec. (3.25), la siguiente relación aplica

$$q_m \left(\frac{x_1}{2}, t \right) - cm \left(\frac{x_1}{2}, t \right) = q_m(x, t^n) - cm(x, t^n) \dots \dots (3.32)$$

En el enfoque de Godunov, $q_m(x, t^n)$ y $m(x, t^n)$ son constantes, iguales al valor promedio $q_{m,1}^n$ y m_1^n respectivamente. Además, $m(x_{1/2}, t)$ es constante igual a $m_{1/2}^{n+1/2} = m_b$ dado en la ec. (3.31). Por lo tanto, $q_m(x_{1/2}, t)$ es también constante, igual al valor de la incógnita $q_{m,1/2}^{n+1/2}$ este valor se obtiene al remplazar $m(x, t^n)$, $m(x_{1/2}, t)$, $q_m(x, t^n)$ y $q_m(x_{1/2}, t)$, con m_1^n , $m_{1/2}^{n+1/2}$, $q_{m,1}^n$ y $q_{m,1/2}^{n+1/2}$ respectivamente en la ec. (3.32) y resolviéndola para $q_{m,1/2}^{n+1/2}$

$$q_{m,1/2}^{n+1/2} = q_{m,1}^n + \left(m_{1/2}^{n+1/2} - m_1^n \right) c \dots \dots \dots (3.33)$$

El flujo en la frontera del lado izquierdo esta dado por

$$F_{1/2}^{n+1/2} = \left[q_{m_{1/2}}^{n+1/2} = q_{m,1}^n + (m_{1/2}^{n+1/2} - m_1^n) c \right] \dots \dots \dots (3.34)$$

Donde $m_{1/2}^{n+1/2}$ se obtiene de la presión preestablecida P_b usando la ec. (3.31)

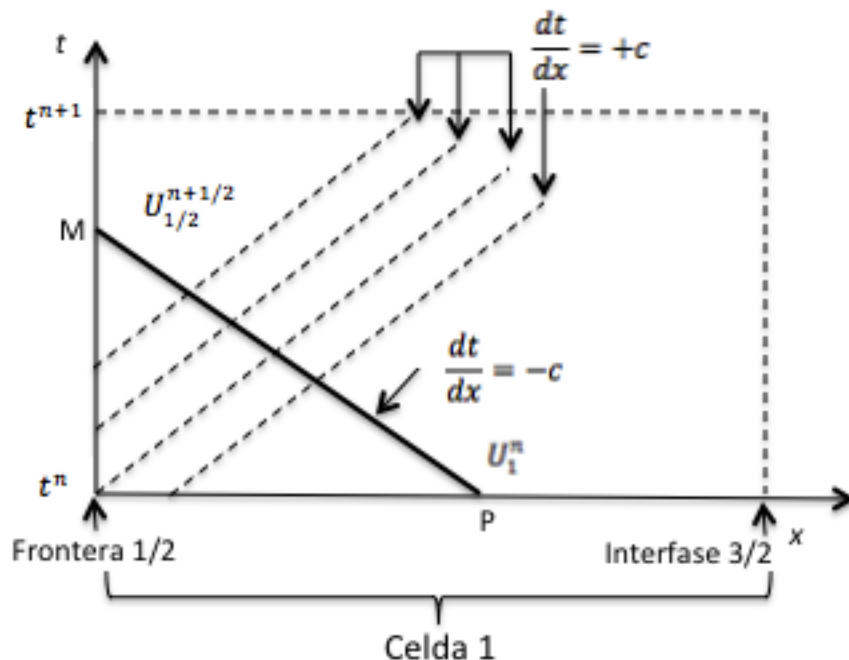


Figura 3.7. Uso de los invariantes generalizados de Riemann para la frontera del lado izquierdo. La información desconocida en la frontera se obtiene usando los invariantes generalizados de Riemann a través de la característica $dx/dt = +c$.

Un razonamiento similar puede aplicarse en la frontera del lado derecho (interfase $N + 1/2$) para la determinación del gasto desconocido $q_{m_{1/2}}^{n+1/2}$, esta vez, la primera relación diferencial (3.25) puede ser usada, que es la invariancia de la cantidad $(q_m + cm)$ a través de las ondas $dx/dt = -c$ (representada por la línea punteadas en la Fig. 3.8).

La invariancia de esta cantidad puede encontrarse en cualquier punto $M(x_{N+1/2}, t)$ en la frontera y en el pie $P(x, t^n)$ de la característica $dx/dt = +c$ que pasa en M . De la primera ecuación en (3.25), la siguiente relación aplicadas.

$$q_m(x_{N+1/2}, t) + cm(x_{N+1/2}, t) = q_m(x, t^n) + cm(x, t^n) \dots \dots \dots (3.35)$$

Esto recordando nuevamente en el enfoque de Godunov, $q_m(x, t^n)$ y $m(x, t^n)$ son constantes igual al valor promedio de la celda $q_{m,N}^n$ y m_N^n respectivamente dado por la ec. (3.31). Por otra parte, $q_m(x_{N+1/2}, t)$ es constante e igual al valor desconocido $q_{m,N+1/2}^{n+1/2}$. Estos valores se obtienen al remplazar $m(x, t^n)$, $m(x_{n+1/2}, t)$, $q_m(x, t^n)$ y $q_m(x_{n+1/2}, t)$ con m_N^n , $m_{N+1/2}^{n+1/2}$, $q_{m,N}^n$ y $q_{m,N+1/2}^{n+1/2}$ respectivamente en la ec. (3.35) y resolviendo para $q_{m,N+1/2}^{n+1/2}$

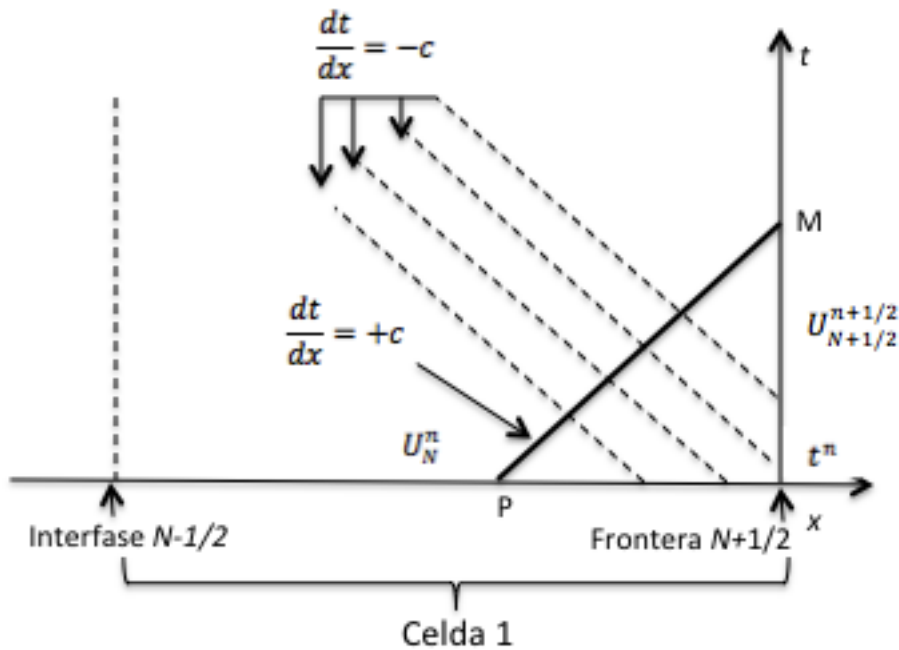


Figura 3.8. Uso de los invariantes generalizados para la condición de frontera del lado derecho. La información desconocida en la frontera se obtiene usando los invariantes a través de la característica $dx/dt = -c$.

$$q_{m,N+1/2}^{n+1/2} = q_{m,N}^n + (m_N^n + m_{N+1/2}^{n+1/2})c \dots \dots \dots (3.36)$$

El flujo en la frontera del lado derecho esta dado por:

$$F_{N+1/2}^{n+1/2} = \left[q_{m,N}^n + \frac{(m_1^n + m_{N+1/2}^{n+1/2})c}{Ap_b} \right] \dots \dots \dots (3.37)$$

Donde $m_{N+1/2}^{n+1/2}$ se obtiene de la presión preestablecida p_b usando la ec. (3.31)

3.2 Aplicación del modelo simplificado para flujo de dos fases.

Las ecuaciones de golpe de ariete son derivadas bajo la suposición de un flujo presurizado y una velocidad del sonido constante. Sin embargo, para el caso de flujo de dos fases, estas suposiciones no son válidas. Dos ejemplos de cada situación son: 1) la aparente cavitación durante una presión transitoria baja causando la volatilidad del agua en la tubería, 2) la presencia de una pequeña cantidad de gas en la tubería. En ambos casos, la compresibilidad de la fracción de gas es mucho más grande que la compresibilidad del agua o la elasticidad de la tubería. El resultado es una reducción local de la velocidad de las ondas de presión. Desde que la velocidad de la onda es variable en el espacio y el tiempo, las ondas de choque pueden aparecer en la solución. El uso de fórmulas no conservativas puede conducir a errores en los cálculos de la velocidad y la magnitud de esas ondas. La masa y/o momento se pueden ganar o perder artificialmente, lo que podría conducir a problemas en los cálculos de balance. Este modelo está basado en las siguientes suposiciones:

- 1) La proporción del volumen ocupado por el gas es muy pequeña en comparación de la del líquido.
- 2) El gas se mueve a la misma velocidad del líquido.
- 3) El gas es suficientemente compresible para que la tubería se considere completamente rígida.
- 4) El sistema líquido-gas es tratado como uno solo, equivalente a un fluido.

3.2.1 Ecuaciones gobernantes

La diferencia con el modelo de golpe de ariete (una fase) es la dependencia de la velocidad de la onda de presión. La ec. (3.20) la cual es una definición general de la velocidad del sonido, pero la velocidad c debe ser reemplazada con la variable de velocidad c_m que expresa la propagación de la onda de presión (sonido) en la mezcla en lugar de pura agua. La ec. (3.20) se convierte en:

$$d\mu = \frac{A}{c_m^2} dp \dots \dots \dots (3.38)$$

Wylie y Streeter (1977) obtuvieron una expresión para la velocidad del sonido c_m en la mezcla:

$$c_m = \frac{c}{\left(1 + \frac{\eta \rho c^2}{\rho}\right)^{1/2}} \dots \dots \dots (3.39)$$

donde c es la velocidad del sonido en presencia de agua solamente (ec. 3.21) y η es la fracción de volumen de el gas en la tubería. Una generalización de esta expresión fue derivada por Guinot (2001a) para ecuaciones de estado del tipo $\frac{p}{\rho^\theta} = cte$, donde θ es un coeficiente igual a 1 para condiciones isotérmicas y 1.4 para condiciones adiabáticas. La velocidad c_m está dada por:

$$c_m = \frac{c}{\left(1 + \frac{\rho \eta_{Ref} p_{Ref}^{1/\theta}}{p^{(1+\theta)/\theta}}\right)^{1/2}} \dots \dots (3.40)$$

donde η_{Ref} es la fracción de volumen de gas bajo la presión de referencia p_{Ref} . Sustituyendo la ec. (3.40) en la ec. (3.38) e integrando las diferenciales dp y $d\mu$ nos da la siguiente relación:

$$\mu = \mu_{Ref} + \frac{A}{c^2} \left[p - p_{Ref} + \left(p_{Ref}^{-1/\theta} - p^{-1/\theta} \right) \alpha \rho \eta_{Ref} p_{Ref}^{1/\theta} \right] \dots (3.41)$$

donde $\mu_{Ref} = A\rho_{Ref} \cdot \rho$ puede ser calculado desde μ resolviendo la ec. (3.41) con métodos iterativos.

La ecuación a ser resuelta es la ec. (3.19)

$$\frac{\partial U}{\partial t} + \frac{\partial F}{\partial x} = S \dots \dots \dots (3.19)$$

$$U = \begin{bmatrix} \mu \\ Q_m \end{bmatrix}, \quad F = \begin{bmatrix} Q_m \\ Ap + Q_m^2/\mu \end{bmatrix}, \quad S = \begin{bmatrix} 0 \\ -f_D |u|u \end{bmatrix}$$

donde A es el área de la sección transversal de la tubería, f_D es un factor de fricción dependiente de la tubería y de la viscosidad del fluido, p es la presión, Q_m es la masa de descarga y u es la velocidad del fluido y μ es la masa del fluido por unidad de longitud. La densidad del fluido esta denotada por ρ , la masa por unidad de longitud puede ser expresada por:

$$\mu = \rho A$$

y la masa de descarga puede ser escrita como:

$$Q_m = \mu u = \rho A u$$

3.2.2 Solución simplificada de Riemann.

Debido a la variabilidad de la velocidad de la onda, la solución del sistema de la ec. (3.19) puede contener ondas de refracción y de choque.

En efecto, la no linealidad de las ecuaciones envueltas impone el uso de métodos iterativos, comprobación del comportamiento de la onda para asegurar que la solución obtenida es coherente con las asumidas en las ondas naturales. La solución de Riemann presentada hace que los esfuerzos de cálculo sean reducidos en el mismo caso (aproximado).

La solución aproximada de estado, remarca que la diferencia dada por los invariantes generalizados de Riemann (que son válidos a través de las ondas de refracción y contactos discontinuos) y los saltos relacionados (que son válidos a través de las ondas de choque que son consistentes con respecto a las variables de flujo (Colella, 1982; Dukowicz, 1985). Consecuentemente, sin una diferencia entre los estados de la derecha e izquierda del problema de Riemann es extremadamente largo, esto podría ser posible para obtener satisfactoriamente una solución aproximada usando indiferentemente los invariantes generalizados de Riemann o el salto de las relaciones a través de las ondas sin tener en cuenta su naturaleza. Siguiendo con esta aproximación, (Colella, 1982) usó el salto de relaciones a través de todas las ondas para determinar la solución del problema de Riemann para las ecuaciones de Euler. Dukowicz (1985) propuso una aproximación de los saltos relacionados con un polinomio de segundo grado, permitiendo que la solución sea encontrada sin iteraciones, para el presente set de ecuaciones, Guinot, 2001, uso una solución aproximada basada en los invariantes generalizados de Riemann. El principio es:

$$U(x, t^n) = \begin{cases} U_L = U_i^n & \text{para } x \leq x_{i+1/2} \\ U_R = U_{i+1}^n & \text{para } x > x_{i+1/2} \end{cases} \dots \dots (3.27)$$

en la interfase $i + 1/2$ entre dos celdas calculadas i y $i + 1/2$ genera dos ondas viajando a velocidades $u - c_m$ y $u + c_m$ (fig. 3.6 y 3.9). En contraste con las ecuaciones de golpe de ariete, las velocidades u no necesariamente es despreciable comparada con c_m y las ondas pueden ser de choque o refracción. Entre esas dos ondas, el flujo variable U es constante, igual a U^* . La idea básica entre la solución es que los invariantes generalizados de Riemann están dados por:

$$\frac{c_m}{\mu} d\mu + du = 0 \quad \text{a través} \quad \frac{dx}{dt} = u - c_m \quad \dots (3.42)$$

$$\frac{c_m}{\mu} d\mu - du = 0 \quad \text{a través} \quad \frac{dx}{dt} = u + c_m$$

La aproximación de estado intermedio (μ^*, Q_m^*) funciona incluso cuando una o dos de las ondas son de choque. Desde que u es más pequeña que c , las características del viaje son en direcciones opuestas y el estado intermedio contiene la ubicación inicial de la discontinuidad del problema de Riemann (Fig. 3.9). Las relaciones (ec. 3.42) son aproximadas a través de la onda $\frac{dx}{dt} = u - c$, la diferencial $c \frac{d\mu}{\mu} + du = 0$ es integrada entre U_L y U^* usando la siguiente aproximación:

$$\frac{c_L + c^*}{2} (\mu^* - \mu_L) + \frac{\mu_L + \mu^*}{2} (u^* - u_L) = 0 \dots \dots \dots (3.43)$$

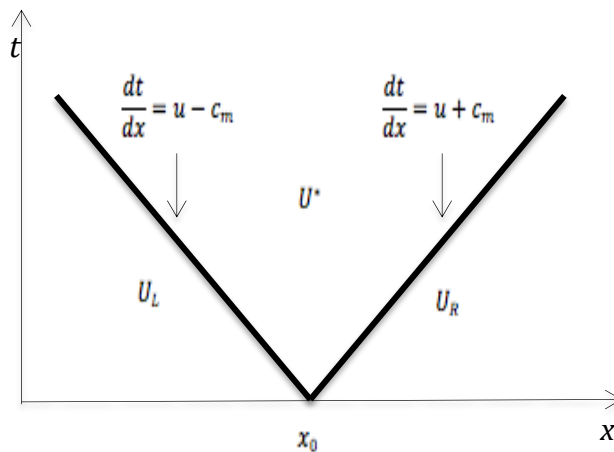


Figura 3.9. Solución al Problema de Riemann. La región de estado intermedio contiene la ubicación de la discontinuidad inicial.

A través de la onda $\frac{dx}{dt} = u + c$, la diferencial $c \frac{d\mu}{\mu} + du = 0$ es integrada entre U_R y U^* usando la siguiente aproximación.

$$\frac{c_R + c^*}{2} (\mu^* - \mu_R) - \frac{\mu_R + \mu^*}{2} (u^* - u_R) = 0 \dots \dots (3.44)$$

Estas ecuaciones deben ser resueltas para u^* y μ^* simultáneamente usando una técnica iterativa con el método de Newton-Raphson. Algunos experimentos numéricos muestran que una convergencia satisfactoria es lograda con este método.

Cálculo del flujo en las interfases intermedias.

El flujo $F_{i+1/2}^{n+1/2}$ a la interfase $i + 1/2$ entre las celdas i y $i + 1/2$ ($i = 1, \dots, N - 1$) es calculada de la misma manera que las ecuaciones de golpe de ariete. El problema de Riemann es formado usando los valores promedio de las celdas i y $i + 1/2$ (ec. 3.27) y el flujo es calculado con la ec. (3.26) y (3.29). El valor de $\mu_{i+1/2}^{n+1/2}$ y $U_{i+1/2}^{n+1/2}$ son obtenidos de la ec. (3.43) y (3.44).

$$\left(c_i^n + c_{i+1/2}^{n+1/2}\right) \left(\mu_{i+1/2}^{n+1/2} - \mu_i^n\right) + \left(\mu_i^n + \mu_{i+1/2}^{n+1/2}\right) \left(U_{i+1/2}^{n+1/2} - U_i^n\right) = 0$$

...(3.45)

$$\left(c_{i+1}^n + c_{i+1/2}^{n+1/2}\right) \left(\mu_{i+1/2}^{n+1/2} - \mu_{i+1}^n\right) - \left(\mu_{i+1}^n + \mu_{i+1/2}^{n+1/2}\right) \left(U_{i+1/2}^{n+1/2} - U_{i+1}^n\right) = 0$$

La masa de descarga $Q_{m,i+1/2}^{n+1/2}$ es obtenida multiplicando $\mu_{i+1/2}^{n+1/2}$ por $u_{i+1/2}^{n+1/2}$. El segundo componente es el flujo $Ap_{i+1/2}^{n+1/2}$ es calculado a partir de $\mu_{i+1/2}^{n+1/2}$ por la ec. (3.41) para p .

Cálculo del flujo en las fronteras.

Presión preestablecida: Asume que la presión preestablecida p_b está dada en la frontera. Esto es equivalente a preestablecer una masa por unidad de longitud μ_b calculada por la ec. (3.41).

$$\mu_b = \mu_{Ref} + \frac{A}{c^2} \left[p_b - p_{Ref} + \left(p_{Ref}^{-\frac{1}{\theta}} - p_b^{-\frac{1}{\theta}} \right) \alpha \eta_{Ref} \rho p^{1/\theta} \right] \dots \dots (3.46)$$

Para la frontera izquierda ($i = 1/2$), el valor de $U_{1/2}^{n+1/2}$ es encontrada aplicando los invariantes generalizados de Riemann entre la celda 1 y la frontera que es a través de la onda $\frac{dx}{dt} = u + c$ (Fig. 3.7). El invariante de Riemann es aproximado como se indica por la ec. (3.44).

$$(c_1^n + c_b)(\mu_b - \mu_1^n) - \left(u_{1/2}^{n+1/2} - u_1^n\right)(\mu_b + \mu_1^n) = 0 \dots (3.47)$$

Resolviendo la ec. (3.47) para $u_{1/2}^{n+1/2}$ obtenemos:

$$u_{1/2}^{n+1/2} = u_1^n + \frac{(c_1^n + c_b)(\mu_b - \mu_1^n)}{\mu_b + \mu_1^n} \dots \dots \dots (3.48)$$

A la inversa, el valor de $u_{N+1/2}^{n+1/2}$ en la frontera derecha (interfase $N + 1/2$) es encontrada usando el invariante generalizado de Riemann a través de la onda $\frac{dx}{dt} = u - c$. Siguiendo exactamente el mismo procedimiento como el de la frontera izquierda, obtenemos:

$$u_{N+1/2}^{n+1/2} = u_N^n + \frac{(c_N^n + c_b)(\mu_N^n - \mu_b)}{\mu_b + \mu_N^n} \dots \dots \dots (3.49)$$

Descarga preestablecida. Si preestablecemos una descarga Q_b en la frontera es equivalente a preestablecer una velocidad $u_b = \frac{Q_b}{A}$.

Para la frontera izquierda, el valor buscado de la variable $\mu_{1/2}^{n+1/2}$ es encontrado aproximando el invariante generalizado de Riemann a través de la onda $\frac{dt}{dx} = u + c$, como dice la ec. (3.44).

$$\left(c_1^n + c_{\frac{1}{2}}^{n+\frac{1}{2}}\right)\left(\mu_{\frac{1}{2}}^{n+\frac{1}{2}} - \mu_1^n\right) - (u_b - u_1^n)\left(\mu_{\frac{1}{2}}^{n+\frac{1}{2}} + \mu_1^n\right) = 0 \dots \dots (3.50)$$

La ec. (3.50) puede ser resuelta para $\mu_1^{n+1/2}$ como:

$$\mu_{1/2}^{n+1/2} = \left[1 + \frac{u_b - u_1^n}{c_1^n + c(\mu_{\frac{1}{2}}^{n+\frac{1}{2}})} \right] \mu_1^n \dots \dots \dots (3.51)$$

La solución es encontrada iterativamente. La primera suposición es hecha para $\mu_1^{n+1/2}$ (para $\mu_1^{n+1/2} = \mu_1^n$ y $c(\mu_{\frac{1}{2}}^{n+\frac{1}{2}})$) es calculada para a primer suposición.

Este valor es usado en la ec. (3.54) para actualizar $\mu_1^{n+1/2}$, el nuevo valor el cual es usado para calcular $c\left(\mu_{\frac{1}{2}}^{n+\frac{1}{2}}\right)$. El procedimiento es repetitivo hasta que la convergencia sea lograda.

Para la frontera derecha, $\mu_{N+1/2}^{n+1/2}$ es calculada usando la aproximación de los invariantes generalizados de Riemann a través de la onda $\frac{dx}{dt} = u - c$.

$$\left(c_N^n + c_{\frac{N+1}{2}}^{n+\frac{1}{2}}\right)\left(\mu_{\frac{N+1}{2}}^{n+\frac{1}{2}} - \mu_N^n\right) + \left(\mu_N^n + \mu_{\frac{N+1}{2}}^{n+\frac{1}{2}}\right)(u_b - u_N^n) = 0 \dots \dots (3.52)$$

Esta ecuación es equivalente a:

$$\mu_{N+1/2}^{n+1/2} = \left[1 + \frac{u_N^n - u_b}{c_N^n + c(\mu_{\frac{1}{2}}^{n+\frac{1}{2}})} \right] \mu_1^n \dots \dots \dots (3.53)$$

Solución al algoritmo.

1.- Para cada interfase interna $i + 1/2 (i = 1, \dots, N - 1)$, calcular $\mu_{i+1/2}^{n+1/2}$ y $u_{i+1/2}^{n+1/2}$ de la ec. (3.45). El primer componente del flujo $Q_{m,i+1/2}^{n+1/2}$ es obtenido multiplicando $\mu_{i+1/2}^{n+1/2}$ por $u_{i+1/2}^{n+1/2}$. El segundo componente del flujo $Ap_{i+1/2}^{n+1/2}$ es calculado de $\mu_{i+1/2}^{n+1/2}$ resolviendo la ec. (3.41) para p .

2.- Calcular los flujos en las fronteras derecha e izquierda. Para una presión preestablecida, la ec. (3.48) debe ser usada para calcular u en la frontera izquierda y la ec. (3.49) para calcular la frontera derecha. Para una descarga preestablecida la relación en la frontera izquierda, la ec. (3.44) deben ser resueltas juntas para $\mu_{1/2}^{n+1/2}$ y $Q_{m,1/2}^{n+1/2}$ usando un procedimiento iterativo. Para una presión-descarga preestablecida la relación en la frontera derecha, la ec. (3.43) deben ser resueltas para $\mu_{m,N+1/2}^{n+1/2}$ y $Q_{m,N+1/2}^{n+1/2}$.

3.- Verificar que los cálculos de cada paso de tiempo no son más largos que el máximo tiempo permisible Δt_{max} para ambas partes conservativas de la solución y el procedimiento de solución del término fuente. Si la discretización explícita general ha sido escogida del término fuente, la estabilidad esta dada por:

$$\Delta t_{max} = \text{Min} \left[\text{Min}_{i=1, \dots, N} \left(\frac{\Delta x_i}{|u| + c_m} \right), \Delta t_{max,s} \right] \dots \dots (3.54)$$

Si la solución analítica de la ec. (3.18) es usada para el término fuente, la estabilidad es simplificada:

$$\Delta t_{max} = \text{Min}_{i=1, \dots, N} \left(\frac{\Delta x_i}{|u| + c_m} \right) \dots \dots \dots (3.55)$$

4.- Realizar el balance usando la ec. (3.4), esta nos da la solución $u^{n+1,x}$.

5.- Aplicar el término fuente S sobre el paso del tiempo Δt , usando $u^{n+1,x}$ como un punto de inicio.

3.2.3 Ejemplo de cálculo en un sistema de dos fases en tuberías.

Considerar una tubería de longitud L llena con una mezcla líquido-gas inicialmente en reposo con una presión uniforme p_0 a $t = 0$, la presión es disminuida instantáneamente a p_1 en el lado izquierdo de la tubería ($x = 0$), recordemos que es constante, igual al valor inicial de p_0 en el lado derecho ($x = L$). La modificación en la presión de la frontera izquierda causa una onda que se propaga al lado derecho de la tubería. La velocidad es una función de la presión, el frente de las ondas propagadas más rápido que la cola y por consiguiente la onda de refracción es desarrollada.

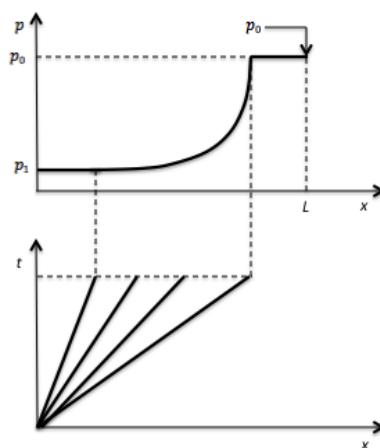


Figura 3.10. Propagación de una onda de refracción de la frontera izquierda en el espacio físico (arriba) y en la fase del espacio.

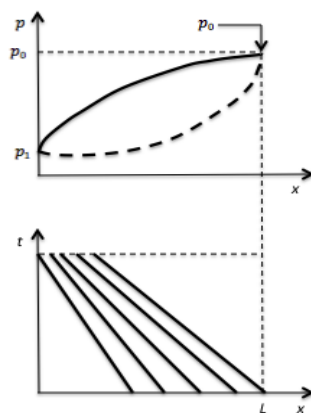


Figura 3.11. Comportamiento de la onda después de la refracción contra la frontera derecha.

Cuando la onda regresa a la frontera derecha, ésta es reflejada y propagada al lado izquierdo dentro del dominio del cálculo. La presión viene a ser más baja en el frente de la onda que en su cola, así como la velocidad. Consecuentemente, la onda tiende a afilarse cuando esta alcanza la frontera izquierda (Fig. 3.11). Sin embargo, la evolución del perfil de la parte de atrás de la propagación no es simétrica con la parte delantera de la propagación y la forma de onda es alterada progresivamente. Excepto para tiempos cortos de simulación, la solución no analítica puede ser encontrada por el perfil de presión. La tabla 3.2 muestra los parámetros físicos usados para los ejemplos de cálculo.

Símbolo	Significado	Valor
A	Área transversal de la tubería	1 m^2
c	Velocidad del sonido en agua	1000 m/s
L	Longitud de la tubería	500 m
p_0	Presión inicial en la tubería	10^5 Pa
p_1	Presión en la frontera izquierda	10^4 Pa
p_{Ref}	Presión de referencia	10^8 Pa
θ	Factor adiabático o isotérmico	1
η_{Ref}	Fracción de gas de referencia	2×10^{-2}
ρ_{Ref}	Densidad	10^3 kg/m^3

Tabla 3.2. Parámetros físicos problema de dos fases.

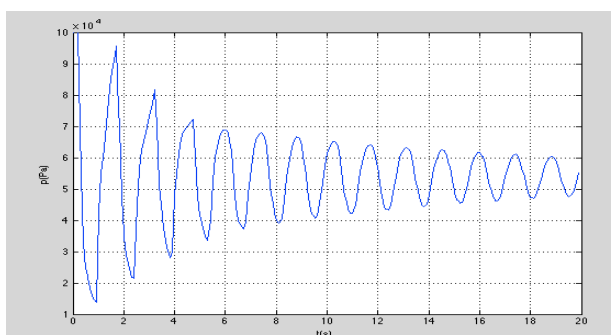


Figura 3.12. Comparación del histórico de presión calculado en medio de la tubería para varias combinaciones de Δt y Δx .

La Fig. 3.12 compara el histórico de la presión calculada en el medio de la tubería obtenida de las tres simulaciones. Los efectos de dependencia de la onda de velocidad sobre la presión puede ser observada en el histórico de la presión.

Capítulo IV

4.1 Caso de estudio pozo Tecominoacán 628.

En un futuro dominado por el desarrollo de campos maduros, Pemex Exploración y Producción necesita, como nunca antes, producir petróleo y gas más eficazmente y con mayores réditos económicos. Por lo anterior, para este trabajo de tesis se tiene como caso de estudio el pozo Tecominoacán 628 (sección 1.3.1) el cual fué considerado por las técnicas utilizadas exitosamente en la operación de cementación en la TR de 5" a 5620 mD que permitió mantener la producción de aceite en superficie sin fluidos no deseados. Como se ha discutido en este trabajo, el uso de las tecnologías disponibles aplicables de manera conjunta como son lechadas ligeras, cementos elásticos, empacadores hinchables, etc, permiten tener una mejor integridad mecánica del pozo y como resultado directo la sustentabilidad de la producción a largo plazo.

4.1.1 Historia de perforación.

El pozo Tecominoacán 628 inició su perforación de la etapa de 5" el 24 de abril de 2010 y terminó el 24 de mayo de 2010. Para alcanzar el yacimiento objetivo Jurásico Superior Kimmeridgiano capas 5 y 6 (JSK-5 y JSK-6) del pozo, esta sección se perforó hasta la profundidad de 5620 mD utilizando una barrena tipo PDC de 5 7/8" con fluido de control polimérico de $\rho=1.02 \text{ gr/cm}^3$ espumado a $\rho=0.60 \text{ gr/cm}^3$ con un gasto líquido de 133 gpm, gasto de N_2 de $65 \text{ m}^3/\text{min}$ y una presión de bombeo de 1400 psi. Durante la perforación de esta última etapa se tuvo una DEC de 0.68 gr/cm^3 , lo cual permitió alcanzar el objetivo de la etapa ya que el gradiente de fractura estaba calculado a 0.77 gr/cm^3 y el gradiente de poro a 0.50 gr/cm^3 . Se efectuaron viajes cortos y a superficie en repetidas ocasiones, por lo que había la necesidad de sacar con el pozo controlado; la densidad de control fue de 0.96 gr/cm^3 , por lo que se bombearon 40 m^3 de fluido de control de esa densidad ⁽²³⁾. Se tomaron registros ecómetros encontrando el nivel de

fluidos a +/- 1945 mD. Con estos parámetros arroja un valor de presión de 4977 psi a 5600 mD.

En esta etapa de perforación se realizó un corte de un núcleo a la profundidad de 5600-5609 m, siendo únicamente 3.48 m efectivos (39%).

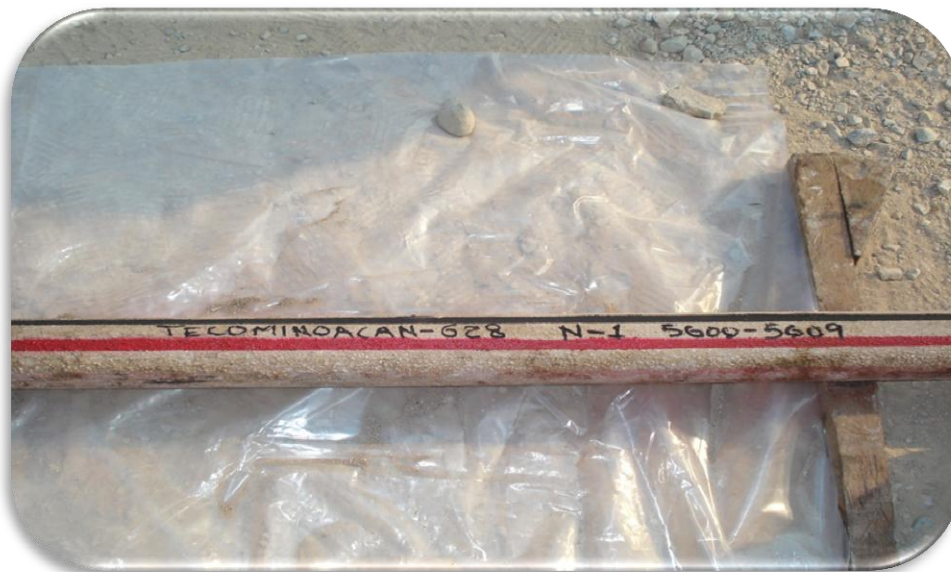
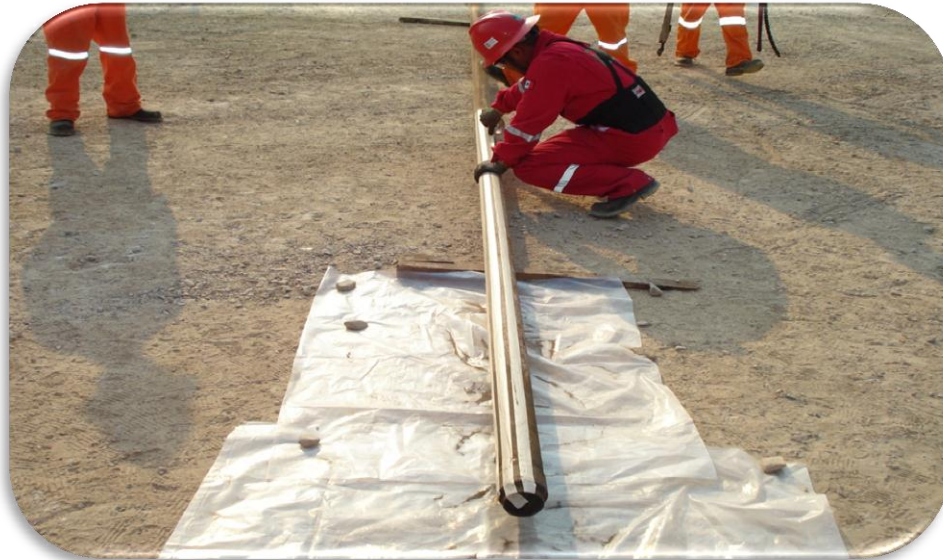


Figura 4.1. Núcleo recuperado 5600-5609 m.

Se tienen las propiedades petrofísicas (Fig. 4.2) del intervalo perforado:

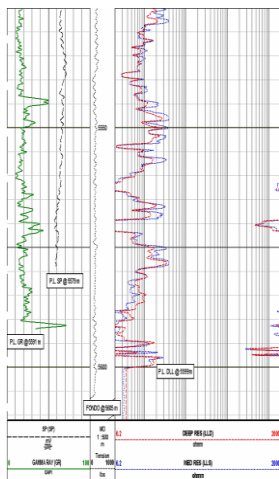
PROPIEDADES INTERVALO TECOMINOACÁN-628

INTERVALOS	FORMACIÓN	RESISTIVIDAD DE LA FORMACIÓN OHM-M	POROSIDAD %	DOLOMIA %	CALIZA %	ARCILLA %	SATURACIÓN DE AGUA Sw %	ESPESOR BRUTO H m	ESPESOR NETO h m	COMENTARIOS
5535-5590	5424-5475 JSK5-JSK6	9286	4	99	0	1	4	55	55	DOLOMIA LIMPIA FRACTURADA CON POROSIDADES DE 4 A HASTA 6%. DURANTE LA PERFORACIÓN NO SE OBSERVARON PÉRDIDAS, DEBIDO AL USO DE FLUIDO POLIMÉRICO NITROGENADO ESPUMADO D=0.53 A 0.56 GR/CC. DEC=0.69 A 0.70 GR/CC.

CALCULO DE SATURACION DE AGUA EN BASE A SALINIDAD DE 240000 PPM. DEL POZO TECOMINOACÁN-566 Y TEMPERATURA DE 152°C. DEL POZO TECOMINOACÁN-628
 DETERMINACION DE LITOLOGIA BASADA EN ANALISIS DE MUESTRAS, REGISTRO CONTINUO DE HIDROCARBUROS, Y GRAFICA DE DENSIDAD-NEUTRON (DSN)

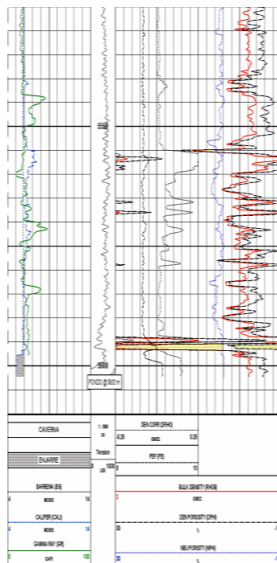
RENÉ ALEMÁN PARGA
 18 DE MAYO 2009

REGISTRO DOBLE LATEROLOG, RAYOS GAMMA



En el registro de resistividad podemos observar resistividades mayores de 2000 ohm-m. además existe inversión de curvas en la cima del intervalo, que no representa presencia de agua, debido al comportamiento dinámico de los pozos de ese bloque. este efecto, se ha atribuido a zonas con invasión o a diferencia entre las porosidades y grado de fracturamiento en función de la profundidad y el radio de investigación. las curvas se normalizan hacia la parte media y la base del intervalo. hay que descartar que este efecto se deba a falla en la herramienta adquiriendo la sección repetida en dichas zonas.

REGISTRO LITODENSIDAD NEUTRÓN, RAYOS GAMMA Y CALIPER



En el registro de litodensidad neutrón, podemos observar que el PEF está indicando valores (PEF=3) para tipo de roca dolomía, al igual que los valores de densidad indican la presencia de dolomías. Las porosidades del registro de neutrones varían desde 4 a 6%. se observan anomalías asociadas a fracturamiento en los valores de densidad, PEF y caliper.

DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA

POZO TECOMINOACÁN 628	
INTERVALO 5534-5535	INTERVALO 5594-5595
DESCRIPCIÓN Dolomía mesocristalina gruesa con sombras de oolitas y peloides.	DESCRIPCIÓN Dolomía mesocristalina gruesa con sombras de oolitas y peloides.
MUESTRA: Jariño Superior Klamertigilago CUBIERTA: Paludina	MUESTRA: Jariño Superior Klamertigilago CUBIERTA: Paludina
POZO TECOMINOACÁN 628	
INTERVALO 5588-5595	INTERVALO 5594-5595
DESCRIPCIÓN Dolomía mesocristalina gruesa con dientes de cuarzo diseminados.	DESCRIPCIÓN Dolomía mesocristalina gruesa con sombras de oolitas y peloides.
MUESTRA: Jariño Superior Klamertigilago CUBIERTA: Paludina	MUESTRA: Jariño Superior Klamertigilago CUBIERTA: Paludina

En las figuras arriba, se muestran las descripciones litológicas.

Figura 4.2. Propiedades petrofísicas Tecominoacán 628.

Para esta etapa, se tomaron los registros eléctricos:

Registro eléctrico	Profundidad
GR-SP-Doble laterolog de alta temperatura	5600-5205 m
DR-CAL y sónico de porosidad	5600-5205 m
RG, Neutrón compensado, litodensidad, espectroscopía de rayos gamma	5600-5205 m
RG, micro imágenes con principio resistivo, microesférico enfocado	5600-5205 m

Tabla 4.1. Toma de registros geofísicos ⁽²³⁾.

A continuación se muestra el registro de calibración donde se aprecia la geometría real del agujero perforado con barrena tipo PDC de 5 7/8". Se observa un agujero de 5.87" (diámetro de la barrena) de 5210m a 5460 m y +/- 6.8" de 5460 m a 5620 m, dando un diámetro promedio de 6.4" .

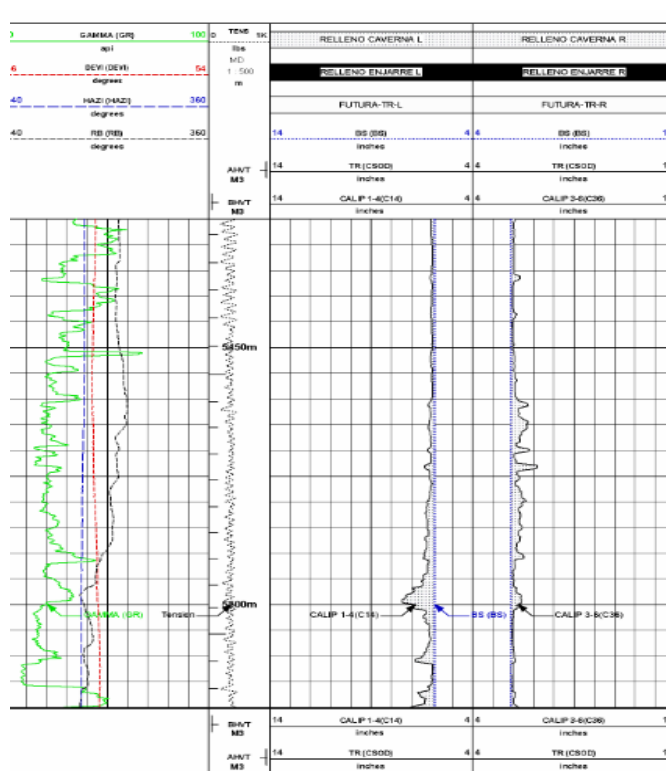


Figura 4.3. Registro DR-Cal etapa 5 7/8".

4.1.2 Perfil de geopresiones, asentamientos de TR y densidades de control.

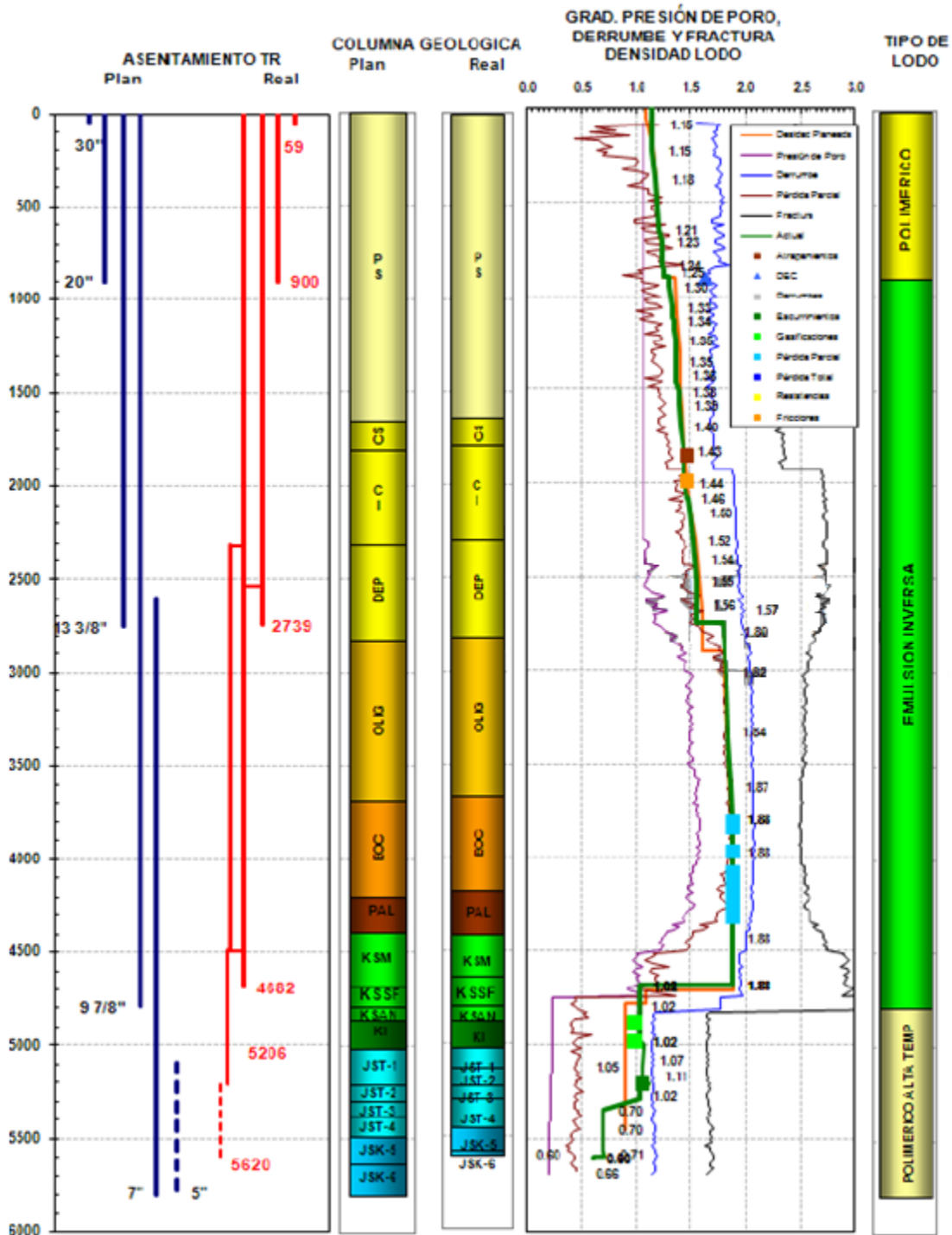


Figura. 4.4. Perfil de gradientes y asentamientos de TR reales.

4.1.3 Consideraciones para el diseño de la cementación.

Para realizar el diseño de la cementación fueron necesarios los siguientes datos del pozo:

Datos de la formación	
Gradiente de formación	0.50 gr/cm ³
Gradiente de fractura	0.77 gr/cm ³
Datos del pozo	
Diámetro de la barrena	5 7/8"
Diámetro del agujero	6.4"
Ángulo de desviación	25°
Temperatura estática de fondo	157 °C
Tubería de revestimiento	
Diámetro externo	5"
Diámetro interno	4.276"
Peso	18 lb/ft
Rosca	HD 513
Grado	TAC 140
Profundidad	5620 m
Tubería anterior	
Diámetro externo	7"
Diámetro interno	6.004"
Profundidad	5206 m
Fluido de perforación	
Tipo	Polimérico
Base	Agua
Densidad	1.02 gr/cm ³ espumado a 0.60 gr/cm ³
Viscosidad plástica	18 Cp
Punto de cedencia	15 lb _f /100 ft ²

Tabla 4.2. Datos para el diseño de cementación ⁽⁰²⁾⁽⁰⁶⁾.

Para el término de la perforación el estado mecánico real es el siguiente: con una profundidad total vertical de 5525 m con un ángulo de 35° para una profundidad desarrollada de 5620 m.

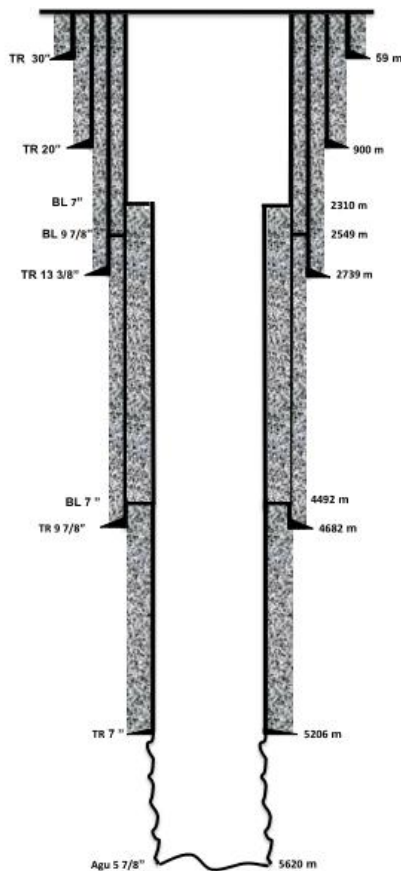


Figura 4.5. Estado mecánico real Tecominoacán 628.

Se presenta el estado mecánico real, así como la etapa perforada con barrena de 5 7/8" a 5620 m. Esta etapa será asegurada con una TR corta de 5", la cual será cementada adicionándole 5 empacadores hinchables a:

5151-5163 m

5228-5240 m

5425-5437 m

5514-5526 m

5604-5619 m

De acuerdo a los datos del pozo (Fig. 4.5) se realizan cálculos de capacidades y volúmenes de pozo dando los siguientes resultados:

TP / TR	Sección	Diámetro interno (pg)	Longitud (m)	Volumen (m ³)	Volumen total (m ³)
TP / TR	TP 5"	4.276	400	3.70	30.4
	TP 3 ½"	2.992	4600	20.86	
	TR 5"	4.276	620	5.74	
Espacio anular	Agujero descubierto / TR 5"	6.4 - 5	410	3.31	107.05
	TR 7" / TR 5"	6.004 - 5	210	1.17	
	TR 7" / TP 3 ½"	6.004 - 3.5	2690	32.43	
	TR 9 7/8" / TP 3 ½"	8.625 - 3.5	1910	60.13	
	TR 9 7/8" / TP 5"	8.625 - 5	400	10.01	

Tabla 4.3. Volúmenes de pozo para el diseño de la cementación.

4.1.4 Aplicación del modelo hidráulico en el caso de estudio.

De acuerdo a la información recopilada anteriormente como es la geometría del pozo, gradientes de poro y fractura, temperatura, distribución de la tubería de revestimiento y los volúmenes de diseño (tabla 4.2 y 4.3) se procede a hacer la simulación hidráulica en el programa desarrollado en este trabajo de tesis aplicando la metodología de esquemas tipo Godunov.

En esta simulación se busca una combinación de sistemas y gastos que nos permita tener una DEC que esté siempre dentro de la ventana operativa que genera los gradientes de poro y fractura; es decir, tener una DEC entre 0.55 gr/cm³ y 0.77 gr/cm³.

De esta forma, se puede conocer de una manera anticipada los parámetros óptimos de operación para tener una densidad equivalente de circulación (DEC) que nos permita alcanzar una operación de cementación exitosa.

Para ello, se simulan casos con diferentes sistemas de cementación, densidades, volúmenes, gastos, etc.

Caso 1 (Solo sistemas líquidos).

Para el caso 1 se proponen sistemas de cementación líquidos (tabla 4.4), con esto se busca tener un cemento colocado en el espacio anular de buen esfuerzo compresivo, baja porosidad y permeabilidad propiedades que son muy importantes para generar un buen sello entre la formación y la TR (sección 2.3.1). Otro factor importante es la poca logística necesaria para la operación lo que es una ventaja en localizaciones de espacio reducido.

Los sistemas propuestos son:

Etapa	Fluido	Volumen (m ³)	Volumen espumado (m ³)	Densidad Líquida (gr/cm ³)	Densidad espumada (gr/cm ³)	Calidad de la espuma (%)
1	Bache espaciador	4	-----	1.02	-----	0
2	Lechada única	4.4	-----	1.10	-----	0
3	Fluido desplazante	31	-----	0.95	-----	0

Tabla 4.4. Sistemas de cementación propuestos para el caso 1.

La primer simulación (Fig. 4.6) corresponde a la DEC generada por los sistemas de cementación (curvas amarilla, negra y rojo óxido) a diferentes gastos en el agujero descubierto (5210-5620 mD). La línea verde muestra el gradiente de poro (0.55 gr/cm^3) y la línea roja es el gradiente de fractura (0.77 gr/cm^3).

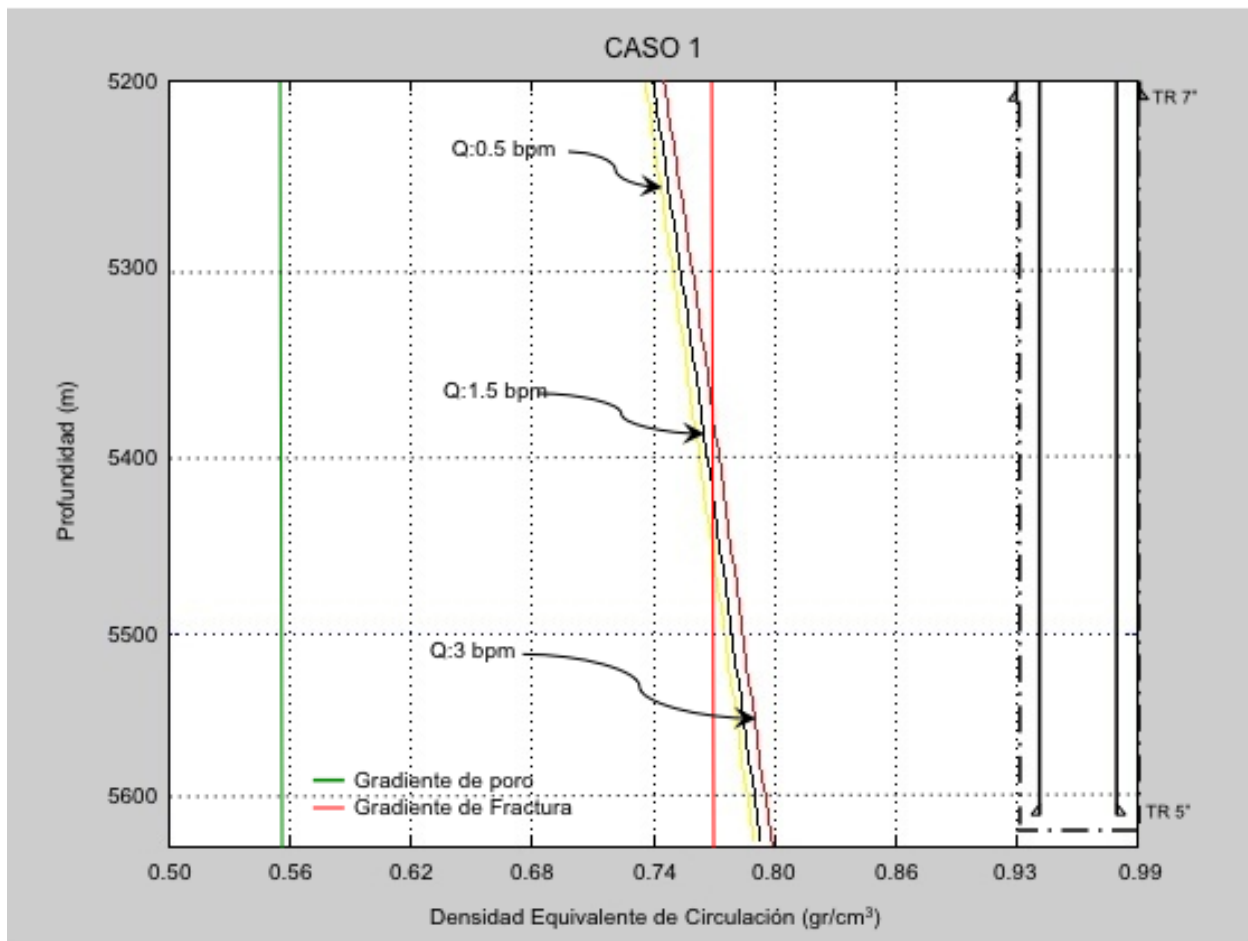


Figura 4.6. Comportamiento de la DEC a diferentes gastos (caso 1).

En la simulación (Fig. 4.6) se observa que la DEC de los fluidos propuestos rebasan el gradiente de fractura (0.77 gr/cm^3) a 5430-5380 m en cualquiera de los gastos simulados 0.5, 1.5 y 3 bpm. Esto tiene como consecuencia una pérdida de fluido hacia la formación. Por lo que ninguna simulación propuesta cumple con los parámetros necesarios para una operación exitosa.

Caso 2 (Solo sistemas espumados).

De acuerdo a los resultados de la simulación anterior con sistemas de cementación líquidos, donde no se alcanzó estar dentro de la ventana operativa, se propone utilizar sistemas de cementación espumados (sección 2.3.2). Estos sistemas de cementación al ser espumados su densidad es más baja por lo que se tendrán DEC menores. Con este tipo de lechadas es necesario contar con sistemas de medición en superficie bien calibrados para que la ejecución de la operación sea lo más cercana a los parámetros de diseño.

Los sistemas de cementación propuestos para el caso 2 se muestran en la tabla 4.5, los cuales están diseñados a condiciones estándar por lo que es importante considerar los cambios que éstos podrían sufrir a condiciones de fondo (sección 2.3.3). El hecho de tener lechadas espumadas genera bajas densidades en los sistemas; sin embargo, esto también genera cementos de bajo esfuerzo compresivo y porosos.

Etapa	Fluido	Volumen (m ³)	Volumen espumado (m ³)	Densidad líquida (gr/cm ³)	Densidad espumada (gr/cm ³)	Calidad de la espuma (%)
1	Bache espaciador	2	3.9	1.08	0.75	40
2	Lechada espumada única	3.1	4.4	1.30	0.95	30
3	Fluido desplazante	31	-----	0.95	-----	0

Tabla 4.5. Sistemas de cementación propuestos para el caso 2.

Para este caso 2, se realizaron las simulaciones (Fig. 4.7) a cuatro gastos diferentes (1.5 bpm curva negra, 3 bpm curva rojo óxido, 4.5 bpm curva azul y 6 bpm curva magenta). Los gradientes de poro (curva verde) y de fractura (curva roja) son los mismos para todos los casos.

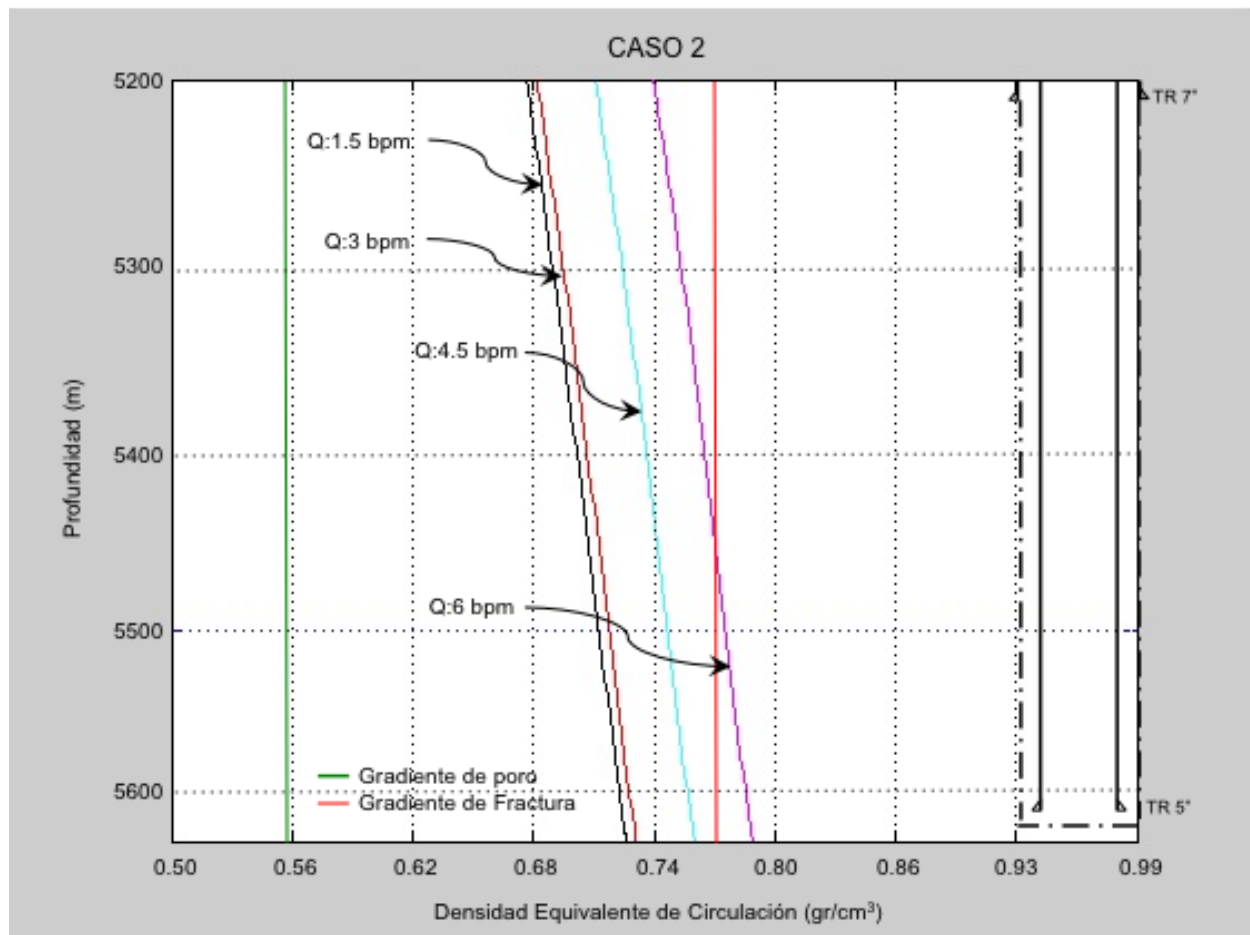


Figura 4.7. Comportamiento de la DEC a diferentes gastos (caso 2).

De los resultados de la simulación se observa que los gastos de 1.5, 3 y 4.5 bpm están dentro de la ventana operativa, lo que garantiza una operación con circulación normal. La curva de 6 bpm (curva magenta) sobrepasa el gradiente de fractura a +/- 5470 m, por lo que esta simulación no es aceptada. En este escenario es aceptable tomar la simulación con 4.5 bpm como la mejor opción ya que cuenta con una DEC máxima de 0.75 gr/cm^3 en el fondo; sin embargo, este caso 2 abre la opción de considerar la combinación de una lechada de cemento espumada con una lechada líquida, lo que

permitirá contar con un cemento de alto esfuerzo compresivo que nos proporcione un buen aislamiento en la parte baja del pozo y con ello evitar el aporte de fluidos no deseados del yacimiento al pozo.

Caso 3 (Sistemas líquidos/espumados).

De acuerdo a lo observado en los casos 1 y 2, se propone el uso de lechadas combinadas; es decir, un volumen de lechada de cemento espumada (lechada de llenado) y un volumen de lechada líquida que genere un tirante de +/- 140 m colocada en el fondo que servirá para sostener el peso de la TR y evitar el aporte de fluidos del yacimiento no deseados.

Los fluidos propuestos son los de la tabla 4.6. Estos volúmenes permitirán contar con un aislamiento TR-agujero descubierto (5210-5620 mD) con una DEC siempre dentro de la ventana operativa.

Etapa	Fluido	Volumen (m ³)	Volumen espumado (m ³)	Densidad líquida (gr/cm ³)	Densidad espumada (gr/cm ³)	Calidad de la espuma (%)
1	Bache espaciador	2	3.9	1.08	0.75	40
2	Lechada de llenado	1.8	2.4	1.30	0.95	30
3	Lechada de amarre	1.2	-----	1.30	-----	0
4	Fluido desplazante	31	-----	0.95	-----	0

Tabla 4.6. Sistemas de cementación propuestos para el caso 3.

Se muestra en esta Fig. 4.8, el comportamiento de la DEC a diferentes gastos a lo largo del agujero descubierto comprendido de 5210 a 5620 mD. Los gastos simulados son 1.5 bpm (curva negra), 3 bpm (curva rojo óxido), 4.5 bpm (curva azul) y 6 bpm (curva magenta). Los gradientes de poro y fractura son los mismos que los dos casos anteriores.

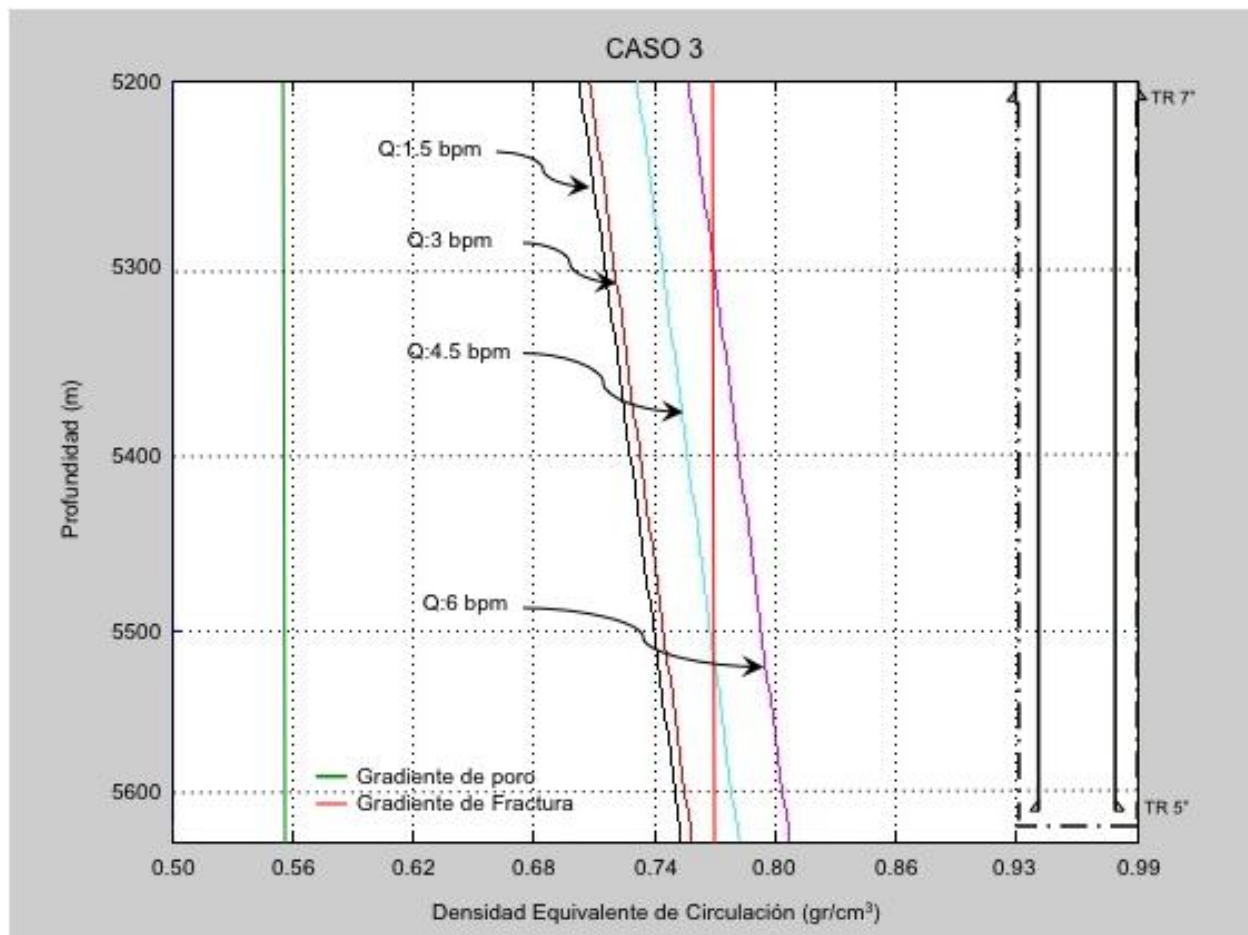


Figura 4.8. Comportamiento de la DEC a diferentes gastos (caso 3).

Esta Fig. 4.8 nos muestra el comportamiento dinámico de los fluidos a lo largo del agujero descubierto durante el bombeo de los sistemas de cementación a los diferentes gastos propuestos. Al término de la corrida se observa que entre 5300 y 5500 m con los gastos de 4.5 y 6 bpm sobrepasan el gradiente de fractura, por lo que a estas condiciones se observará una pérdida de circulación, lo que es un escenario no deseado en una operación de cementación. Las curvas negro y rojo óxido (1.5 y 3 bpm)

están dentro de la ventana operativa por lo que con condiciones óptimas para realizar la operación de cementación sin pérdida ni aporte de fluidos.

Por lo que después de analizar cada una de las simulaciones de los tres casos, el mejor escenario para realizar la operación de cementación es el caso 3 con un gasto de 3 bpm, la cual nos genera una DEC de 0.76 gr/cm^3 a 5620 mD (fondo perforado), 0.01 gr/cm^3 por debajo del gradiente de fractura. De acuerdo a lo anterior, se analizan las gráficas del perfil de presión a lo largo del pozo (Fig. 4.9) y perfil de velocidades de propagación (Fig.4.10).

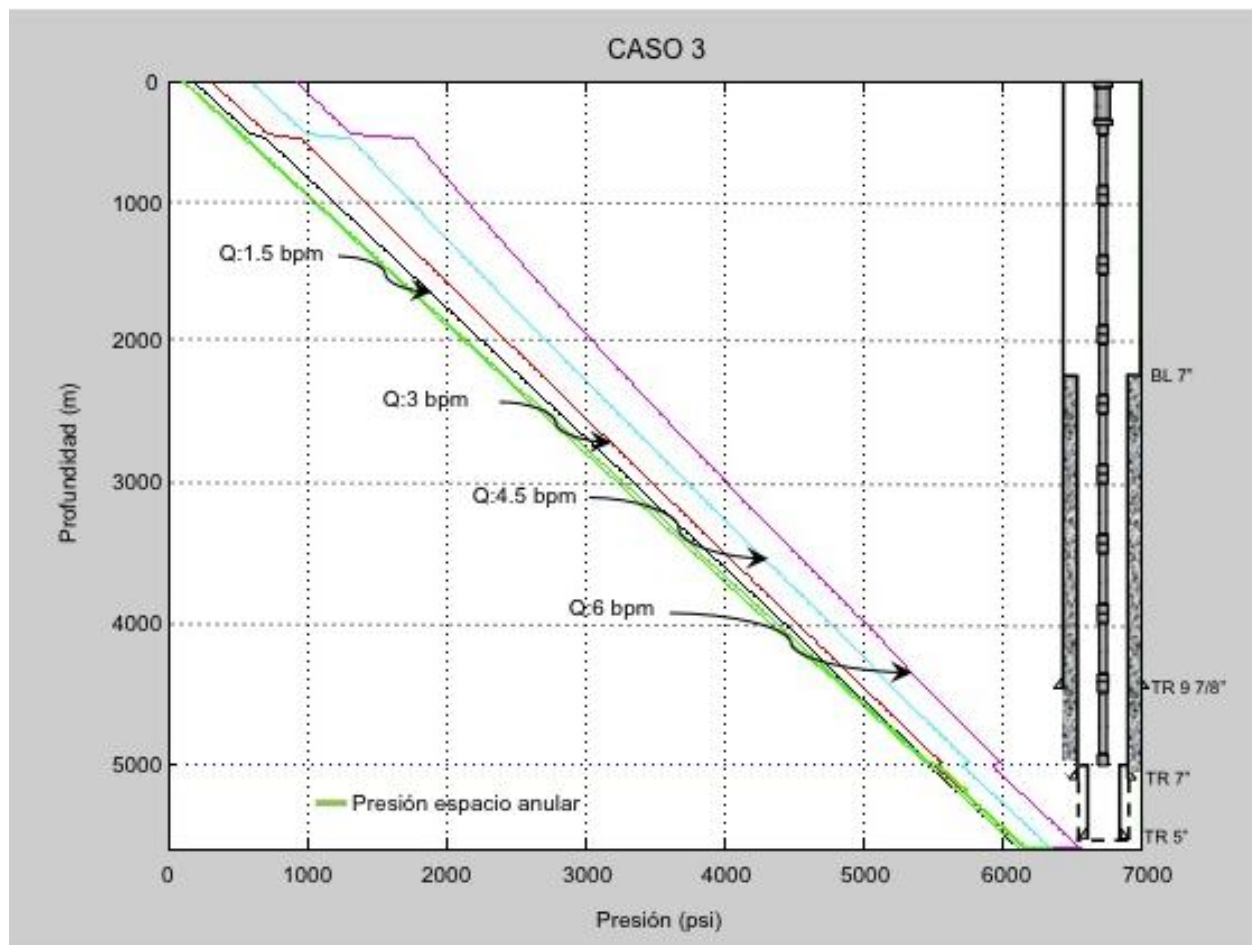


Figura 4.9. Perfil de presión a lo largo del pozo.

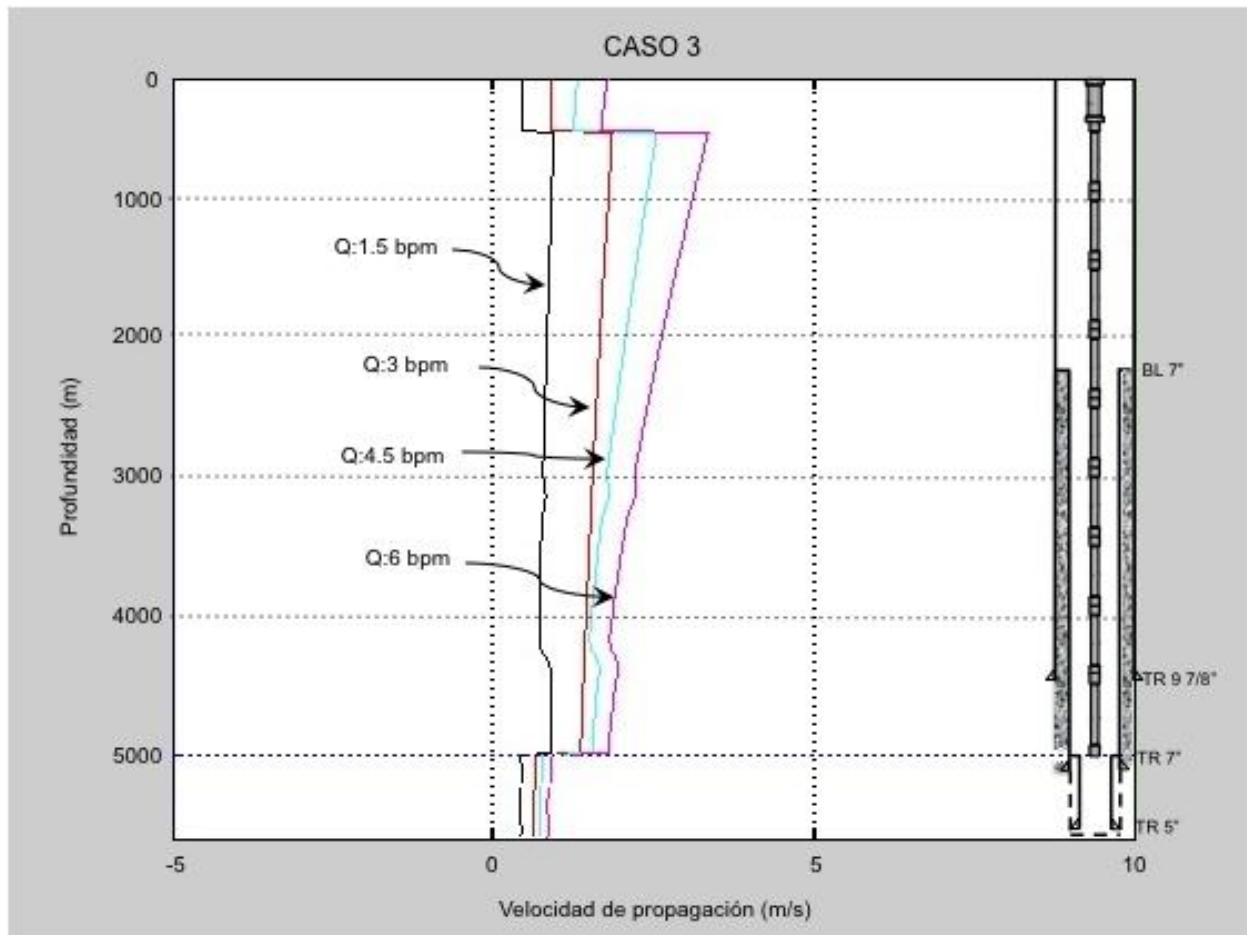


Figura 4.10. Perfil de velocidades a lo largo del pozo.

En las Figuras 4.9 y 4.10 se observa como la reducción de diámetros afecta directamente a la velocidad y por consecuencia a la presión. La simulación muestra el comportamiento de la presión (Fig. 4.9) y de la velocidad (Fig. 4.10) a lo largo del pozo. Como se ha comentado en este trabajo, la geometría del pozo afecta directamente al comportamiento de las presiones. A la profundidad de 400 m, existe una reducción de diámetro en la TP de 5" a 3 1/2", por lo que la velocidad en la curva rojo óxido (gasto 3 bpm) aumenta de 1 m/s a 2 m/s y la presión aumenta de 750 psi a 1000 psi. Otro caso se observa a la profundidad de 5000 m, donde el otro cambio de diámetro se presenta, el flujo sale de 3 1/2" y entra en 5", es por ello que se observa un ligero decremento en la velocidad en la curva rojo óxido de 1.8 m/s a 0.8 m/s y en la presión de 5600 psi a 5450 psi. El tren de baches sale al espacio anular (curva verde) y se aprecia una mayor presión en la sección de agujero descubierto (5620-5210 m) que por dentro de la TR de

5", esto es porque el espacio generado por el agujero equivalente perforado (6.4") y el diámetro exterior de la TR de 5" es de 1.4", lo que implica mayores fricciones y por consecuencia mayores presiones. Los sistemas de cementación, al salir de esta zona, presentan una disminución en la presión pues existe un área de flujo mayor. Para el término de la operación se tendrá una presión en la cabeza de 400 psi y 100 psi en el estrangulador de superficie conectado al espacio anular

4.1.5 Simulación hidráulica.

Se realiza la simulación hidráulica de la cementación de la TR de 5" a 5620 m con un paquete comercial utilizando los sistemas de cementación que fueron bombeados en la operación (tabla 4.6) (caso 3 con el gasto de 3 bpm). La comparación de resultados nos permite dar una mayor confiabilidad a los dos paquetes hidráulicos con los que se realizaron las simulaciones de este trabajo de tesis. Se hicieron simulaciones del comportamiento de la densidad equivalente de circulación en el fondo, gastos de entrada vs salida, presión de bombeo esperada en la cabeza durante la operación, etc.

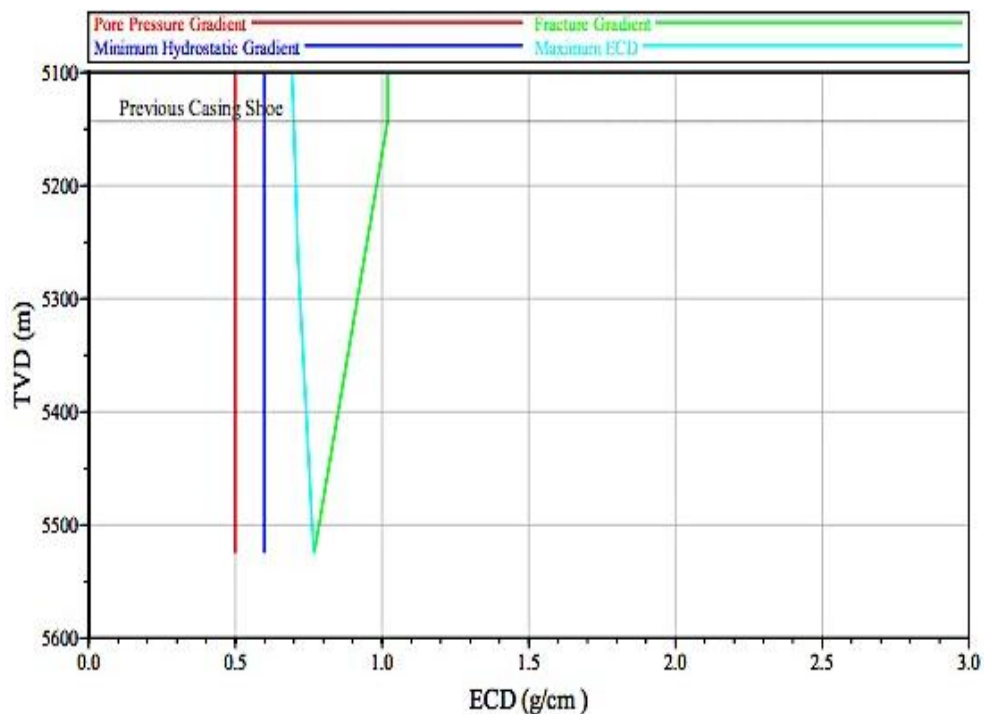


Figura 4.11. Profundidad vs DEC.

En la Fig. 4.11 se observa un perfil del comportamiento de la DEC a lo largo del agujero descubierto que va de 5620-5210 mD. Este intervalo es la zona de interés porque es la sección que se pretende colocar el cemento para sellar el espacio anular que genera el agujero descubierto y la tubería de revestimiento. La curva roja representa el gradiente de poro (0.50 gr/cm^3). Este gradiente de poro es el valor mínimo en el que se debe trabajar en la ventana operativa, estar por debajo de este valor provocaría posibles derrumbes, aportación de fluidos del yacimiento (aceite, agua y/o gas), algo que no es deseado porque contaminaría los sistemas de cementación. La curva azul representa la presión hidrostática mínima que se generará por los fluidos de cementación; se puede ver que esta presión hidrostática mínima es de 0.60 gr/cm^3 a lo largo del agujero descubierto. De acuerdo a la presión de poro de 0.50 gr/cm^3 , se está 0.1 gr/cm^3 por arriba de la misma por lo que no se presentará un aporte de fluidos cuando los sistemas de cementación ya estén colocados (estáticos). La curva verde representa el gradiente de fractura el cual indica la máxima DEC con la que se puede trabajar de manera segura, es decir, sin que se presenten escenarios no deseados como pérdidas de fluido hacia la formación durante la cementación. Esta curva va de un GF de 0.98 gr/cm^3 a 5210 m hasta 0.77 gr/cm^3 a 5620 m, como se aprecia, este GF va disminuyendo lo cual se atribuye a las propiedades petrofísicas y de presión de esta zona del yacimiento. Esta curva de GF conforma la parte derecha de la ventana operativa de gradientes (GP y GF). La curva azul agua es la simulación de la operación de cementación con los fluidos a bombear, bache lavador, lechada de cemento y el fluido de control de desplazamiento. La DEC tiene un valor de 0.65 gr/cm^3 a 5210 mD (zapata de 7") y va incrementando según se va ganando profundidad. A 5620 mD (fondo perforado) se tiene una DEC de 0.77 gr/cm^3 debido a la carga hidrostática de los fluidos y a las pérdidas de presión por fricción. En este último parámetro influyen los gastos de bombeo, geometrías del pozo, reologías, etc. Nuevamente el comportamiento de la curva simulada están dentro de la ventana operativa que forman los GF y GP. La presión en el fondo de aproximadamente 5850 psi a 5620 mD al término de la operación, para una DEC de 0.77 gr/cm^3 .

Las siguientes figuras 4.13, 4.14 y 4.15 están divididas por tres etapas (etapa 3, 4 y 5). Éstas indican el término del bombeo en superficie de cada uno de los sistemas de cementación.

- a) Etapa 3.- 2 m³ de bache lavador $\rho=1.02 \text{ gr/cm}^3$ espumado a $\rho=0.75 \text{ gr/cm}^3$.
- b) Etapa 4.- 1.8 m³ de lechada de cemento $\rho=1.30 \text{ gr/cm}^3$ espumado $\rho=0.95 \text{ gr/cm}^3$.
- c) Etapa 5.- 1.2 m³ de lechada de cemento líquida $\rho=1.30 \text{ gr/cm}^3$.

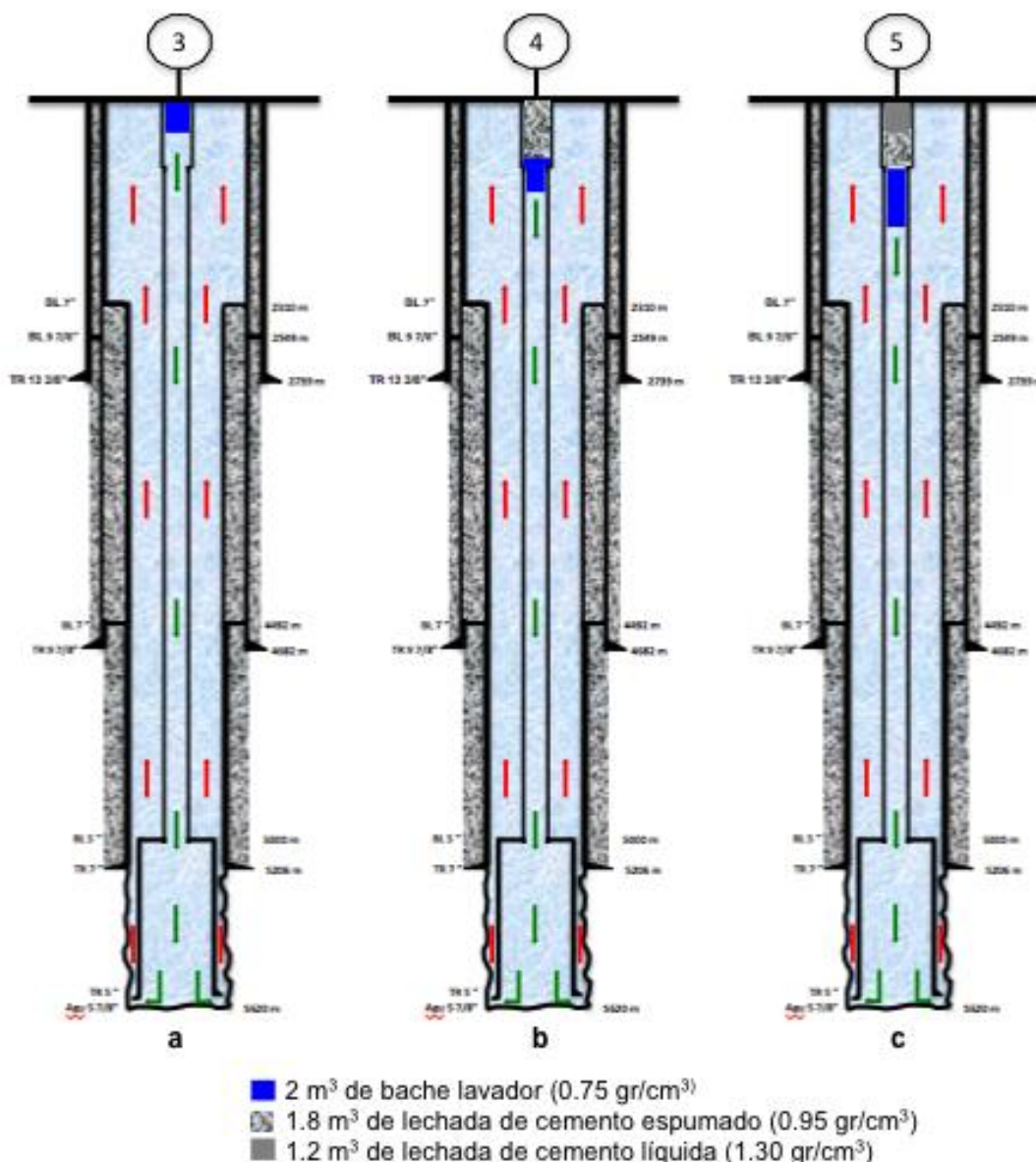


Figura 4.12. Posición de los fluidos bombeados por etapas.

En esta figura 4.12a se observa en la etapa 3 que ya ha sido bombeado el bache lavador (volumen espumado 3.9 m³) llegando a cubrir 399 m lineales en la TP de 5". La etapa 4 (Fig. 4.12b) se bombeó 1.8 m³ de lechada de cemento espumada (volumen espumado 2.4 m³) cubriendo 252 m. Para esta etapa el tren de baches alcanza la profundidad de 980 m. La etapa 5 (Fig. 4.12c) se bombeó 1.2 m³ de lechada de cemento líquida; en este momento, los tres sistemas principales de cementación ya han sido bombeados llegando a la profundidad de 1283 m. Como se discute en las siguientes figuras, este bombeo influye de manera importante en el comportamiento dinámico de las presiones, es decir, en la densidad equivalente de circulación (DEC).

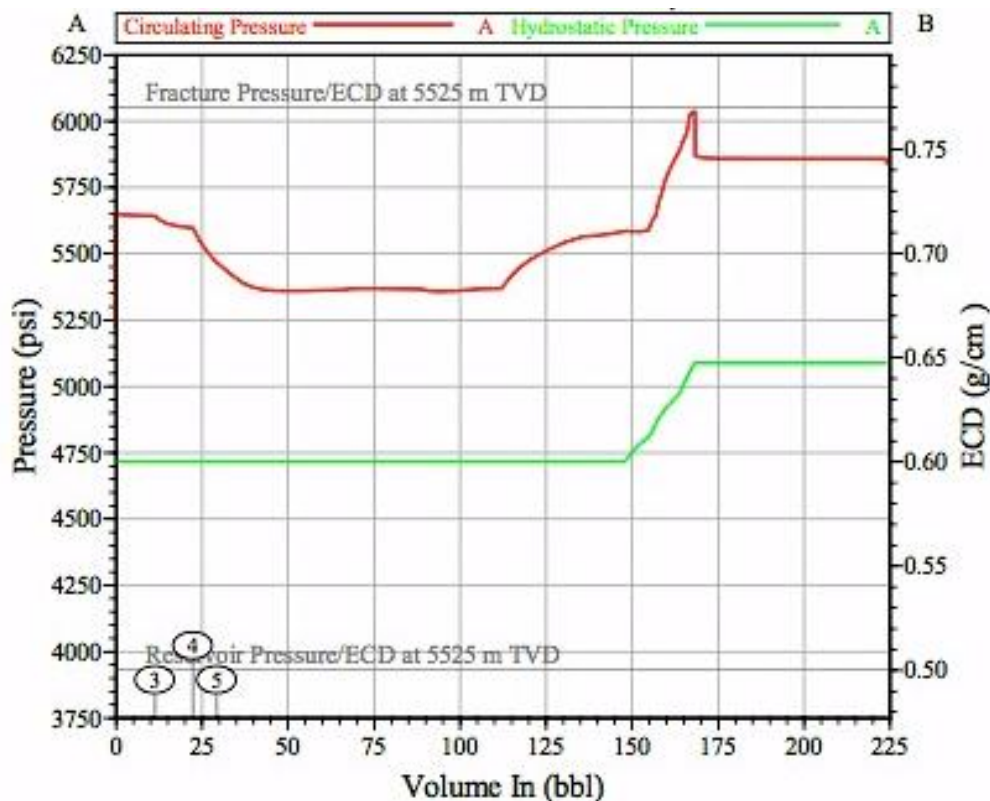


Figura 4.13. DEC vs Volumen bombeado.

En esta figura 4.13 vemos cuatro curvas de presión situadas a 5620 mD que es el fondo perforado. Siempre es importante analizar con mayor detalle la zona de la zapata de la TR de 5" (5525 mV, 5620 mD) que es la que se va a cementar. La curva verde muestra el comportamiento de la presión hidrostática generada por los fluidos de cementación en reposo, es decir, que no presentan pérdidas de presión por fricción.

Nuevamente este parámetro es muy importante que esté por encima de la presión de poro indicada por la curva gris (abajo) de 0.50 gr/cm^3 . El valor de la presión hidrostática mínima es de 0.60 gr/cm^3 , lo que nos dice que se está 0.1 gr/cm^3 por encima de la presión de poro, suficiente para que no exista aporte de fluidos al pozo. La parte que se mantiene plana en 0.60 gr/cm^3 es debido a que ninguno de los fluidos de cementación (mas densos) ha salido al espacio anular; diciéndolo con otras palabras, hasta ese momento de la operación en el espacio anular solo se tiene el fluido de control nitrogenado con el que se perforó el pozo (0.60 gr/cm^3). El incremento observado en presión hidrostática de 0.60 gr/cm^3 a 0.65 gr/cm^3 es debido a que los trenes de cementación inician a salir al espacio anular. Estos sistemas de cementación son más densos (Bache lavador 0.75 gr/cm^3 , lechada de cemento de llenado 0.95 gr/cm^3 y lechada de cemento de amarre 1.30 gr/cm^3). La curva roja es la que representa el comportamiento la densidad equivalente de circulación en el fondo (5620 mD). En la etapa 3, se inicia el bombeo de 2 m^3 de bache lavador (Fig. 4.12a) con un gasto líquido de 3 bpm y gasto de N_2 de $50 \text{ m}^3/\text{min}$. Durante el bombeo, se observa una presión estable de 5700 psi (0.73 gr/cm^3 en DEC). Esta presión se mantiene porque se está rompiendo circulación en el pozo, es decir, se pone en movimiento todos los fluidos que contiene el pozo. En la etapa 4, se bombea 1.8 m^3 de lechada de cemento de densidad base 1.30 gr/cm^3 espumada a 0.95 gr/cm^3 con un gasto líquido de 3 bpm y gasto de N_2 de $50 \text{ m}^3/\text{min}$ (Fig. 4.12b), aquí ya se observa un decremento de la presión de fondo de 5700 psi a 5500 psi (150 psi); esto debido a que los fluidos del pozo se han puesto en movimiento por lo que la presión continuará disminuyendo hasta estabilizarse. La etapa 5 (Fig. 4.12c), se bombea 1.2 m^3 de lechada de cemento de densidad 1.30 gr/cm^3 con un gasto líquido de 3 bpm. Como se aprecia, el decremento de la presión de fondo continúa disminuyendo de 5550 psi a 5300 psi (200 psi). Debido a que los volúmenes de estas etapas son pequeños, los decrementos de presión también son de ese orden. Para el inicio del desplazamiento, la DEC ya está estabilizada en 0.68 gr/cm^3 . De acuerdo a los cálculos el desplazamiento es de 31 m^3 . Esta DEC estabilizada se mantendrá mientras ningún sistema de cementación salga al espacio anular. Para que estos sistemas salgan al espacio anular, se necesita haber bombeado +/- 110 bls de fluido de control, es aquí donde se observa el primer incremento de la presión en el

fondo de 5300 psi a 5600 psi, lo que es un indicativo que los 2 m³ del bache lavador están dando la vuelta (salir al espacio anular). A los 160 bls bombeados la pendiente de la DEC tiene un cambio fuerte en su pendiente que va de 5600 psi a 5800 psi, esto es porque la lechada de cemento de llenado (densidad 0.95 gr/cm³) salió al espacio anular. De igual manera, a los 175 bls de fluido de control bombeados se observa otro cambio en la pendiente de la DEC, aún más fuerte que el anterior. Este fuerte cambio es consecuencia de que la lechada de cemento de amarre que es de una densidad de 1.30 gr/cm³, representa una carga hidrostática mayor para el pozo, es por esto que la presión de fondo aumenta de 5800 psi a 6100 psi (300 psi) para una DEC máxima de 0.76 gr/cm³. Tomando en cuenta el GF de 0.77 gr/cm³ (curva gris arriba) y GP de 0.50 gr/cm³ (curva gris abajo), la curva simulada (curva roja) se encuentra siempre dentro de la ventana que forman los gradientes, por lo que podemos predecir que en la operación no existirá pérdida de circulación.

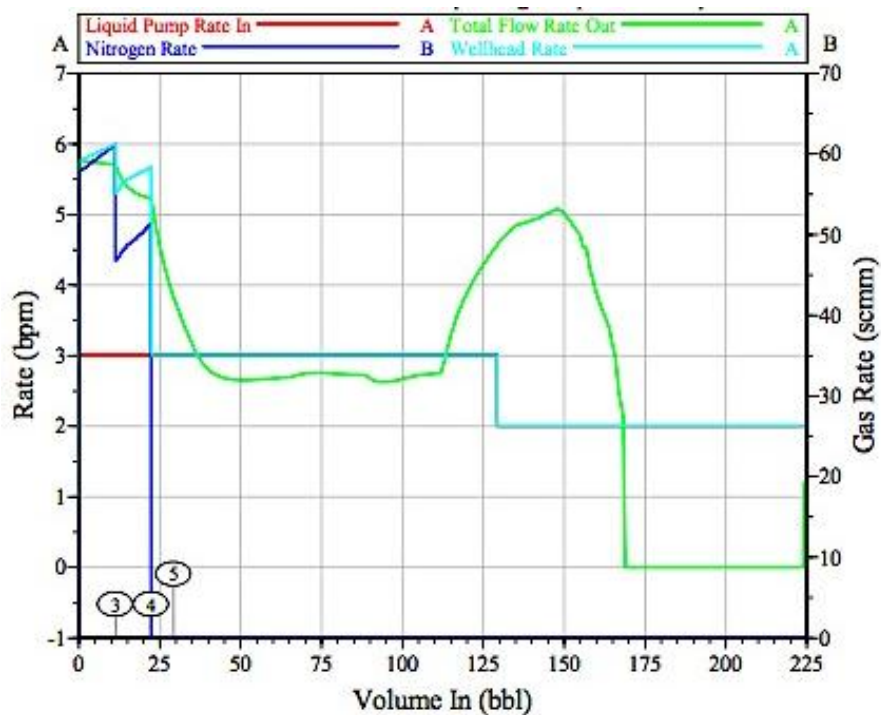


Figura 4.14. Gasto de entrada vs gasto salida.

Esta figura 4.14 nos muestra los gastos de entrada tanto líquidos como de N₂ vs los gastos de salida en superficie. Este parámetro es muy importante ya que nos permite

conocer si hay pérdida de fluidos hacia el yacimiento o aporte del mismo hacia el pozo. La curva roja nos muestra el gasto líquido al que serán bombeados los sistemas de cementación, estos gastos van de 3 a 2 bpm. La curva azul rey es el gasto programado de N_2 para las únicas dos etapas nitrogenadas: el bache lavador y la lechada de cemento de llenado. Estos gastos van de $60 \text{ m}^3/\text{min}$ a $50 \text{ m}^3/\text{min}$ respectivamente para cada etapa nitrogenada. La curva azul agua es el gasto total que se está bombeando al pozo, es decir, la suma del gasto líquido más el gasto de N_2 . Se observa que las dos primeras etapas nitrogenadas, su gasto líquido es de 3 bpm, pero al sumar el gasto líquido más el gasto de N_2 da como resultado un gasto de bombeo real de 6 bpm a 5 bpm. La curva verde es el gasto que está retornando por el espacio anular (2.5 -5 bpm). El hecho de que haya retornos en superficie de hasta 5 bpm, no es indicativo de un aporte de fluidos del pozo; este fenómeno se conoce como efecto U, el cual se presenta por la diferencia de densidades que hay entre la tubería de revestimiento-TP y el espacio anular.

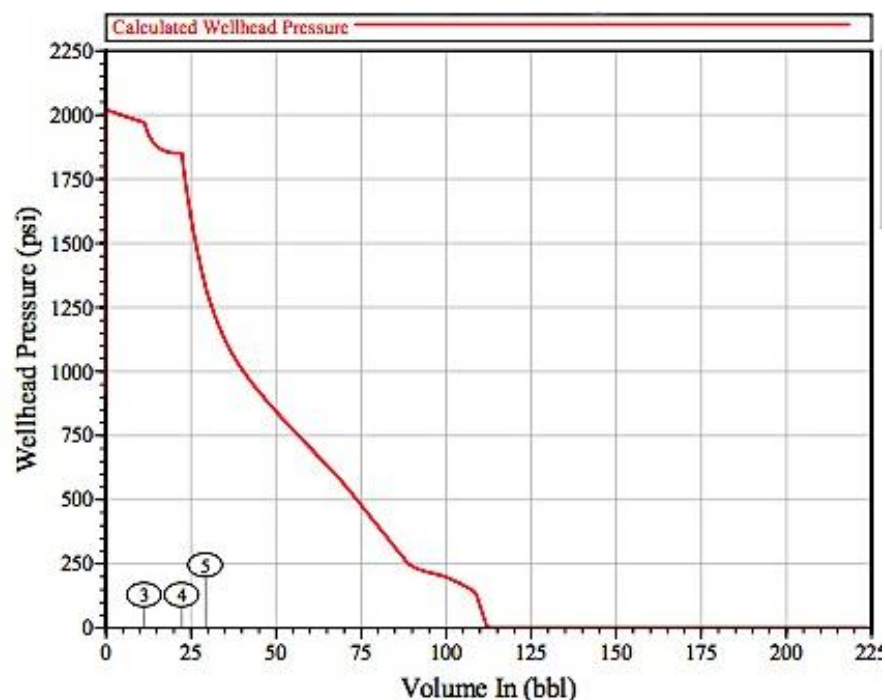


Figura 4.15. Presión en cabeza.

Esta figura 4.15 representa la presión en cabeza esperada durante la operación. Al inicio de esta el pozo tiene un fluido de control de densidad $0.60 \text{ gr}/\text{cm}^3$. Al término de

la etapa 3 (Fig. 4.12a), los 3.9 m³ espumados del bache lavador han sido bombeados. La densidad espumada de este bache lavador es de 0.75 gr/cm³, esto es 0.15 gr/cm³ arriba de la densidad del fluido que contiene el pozo, debido a esto es que se observa una caída de presión de 2050 psi a 1900 psi (150 psi). Al término del bombeo de la etapa 4, ya han sido bombeados los 2.4 m³ de lechada de cemento de llenado de densidad espumada 0.95 gr/cm³. Al ser mayor la diferencia de densidades (0.35 gr/cm³) la caída de presión es ligeramente mayor, es decir, de 1900 a 1800 psi (100 psi). Nótese que las caídas de presión en estas dos etapas son pequeñas debido a que en superficie se generan pérdidas de presión por fricción mayores por ser fluidos nitrogenados. Se continúa con el bombeo de la etapa 4, que consiste en 1.2 m³ de lechada de cemento de amarre de densidad 1.30 gr/cm³. Este fluido genera ya una carga hidrostática mayor al sistema, por lo que la pendiente de la presión en la cabeza inicia a sufrir un cambio notable, de 1800 psi a 1600 psi. Al término de esta etapa se inicia el desplazamiento con 31 m³ de fluido de control polimérico de densidad 1.02 gr/cm³, con lo que la presión continúa bajando hasta llegar a 0 psi a los 80 bls bombeados de 179 bls totales. Este comportamiento obedece a que la carga hidrostática que se ejerce por dentro de la TP/TR es mayor que la del espacio anular.

4.1.6 Operación de cementación.

Para el aislamiento de esta etapa se procedió a bajar la tubería de revestimiento corta de 5" TAC-140, 18 lb/ft, HD-513 con una tubería de perforación combinada de 5" 19.50 lb/ft (400 m) y 3 ½" 9.50 lb/ft (4600 m) logrando bajar hasta el fondo perforado 5620 m (objetivo). Ancló y soltó la TR corta con 35 vueltas a la derecha verificando sarta libre con 150 t. Con la TR corta en el fondo restableció circulación con el bombeo de fluido de control $\rho=0.95$ gr/cc gasto líquido 1.6 bpm, gasto N₂ 50 m³/min $p=1300$ psi para una densidad de la mezcla de 0.60 gr/cm³. La operación de cementación de TR corta de 5" 18 lb/ft TAC-140 HD-513 a 5620 m se realizó con la siguiente cédula de bombeo:

Sistema	Volumen (m ³)	Densidad líquida (gr/cm ³)	Densidad espumada (gr/cm ³)	Gasto líquido (bpm)	Gasto nitrógeno (m ³ /min)	Volumen espumado (m ³)	Calidad de la espuma (%)
Diesel	3	0.86	---	3	---	---	0
Bache lavador	2	1.08	0.75	3	60	3.9	40
Lechada de cemento	1.8	1.30	0.95	3	50	2.4	30
Lechada de cemento	1.2	1.30	---	3	---	---	0
Desplazamiento F.C. polimérico	30	0.95	---	3-2	---	---	0

Tabla 4.7. Cédula de bombeo real Tecominoacán 628.

Un parámetro importante es que durante toda la operación se observó circulación normal, lo cual confirma que la simulación hidráulica realizada con anterioridad fue acertada. Para esta operación se utilizó la técnica operativa de cementación espumada de gasto constante (sección 2.3.3), la cual es aplicable cuando la longitud de agujero descubierto es alrededor de 400 m lineales. Para este caso, la longitud del agujero descubierto es de 410 m lineales. Esta técnica consiste en mantener gastos fijos tanto líquidos como de N₂ a condiciones estándar; sin embargo, esta técnica implica que a condiciones de fondo la calidad de la espuma reducirá (Fig. 4.17) y por lo tanto la densidad de la mezcla también reducirá (Fig. 4.16). La densidad base del cemento líquido es de 1.30 gr/cm³ y se bombeará con un gasto de 3 bpm y 50 m³/min de N₂ para una densidad de la mezcla del cemento de llenado a condiciones estándar de 0.95 gr/cm³. Sin embargo, durante el bombeo, los fluidos van ganando profundidad y por lo tanto las condiciones de presión y temperatura van cambiando haciéndose cada vez mayores llegando a tener 157 °C y 6200 psi a 5525 mV (5620 mD fondo perforado).

Debido a que las condiciones de fondo van cambiando, la densidad del cemento espumado también va a cambiar. Como se aprecia en la figura 4.16, la densidad cambia 0.95 gr/cm³ a 1.15 gr/cm³. Por lo que la densidad de la lechada espumada que

se colocará en el espacio anular (5480-5000 mD) no será de 0.95 gr/cm³ si no de 1.15 gr/cm³.

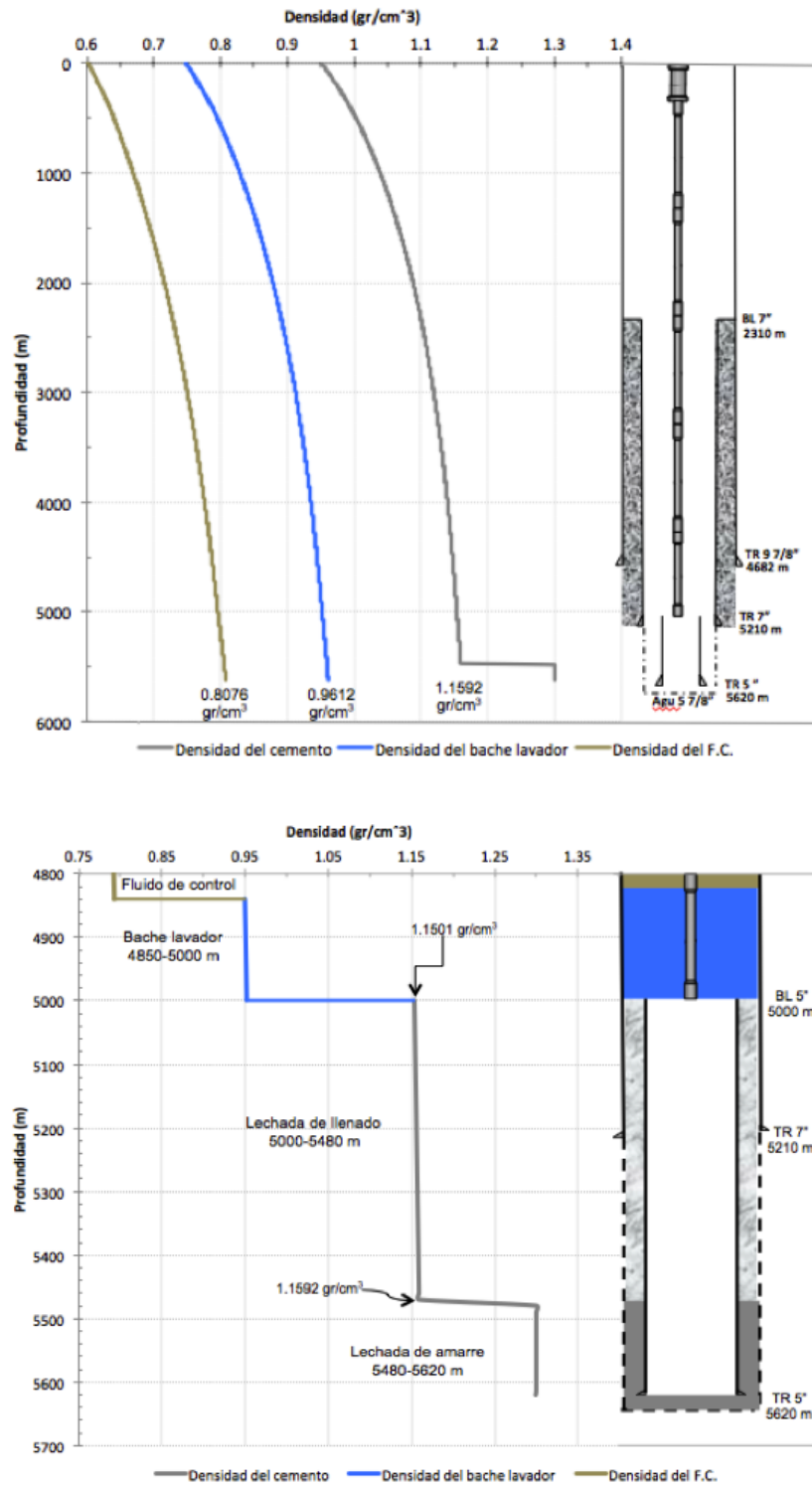


Figura 4.16. Comportamiento de la densidad de los sistemas espumados a condiciones de fondo.

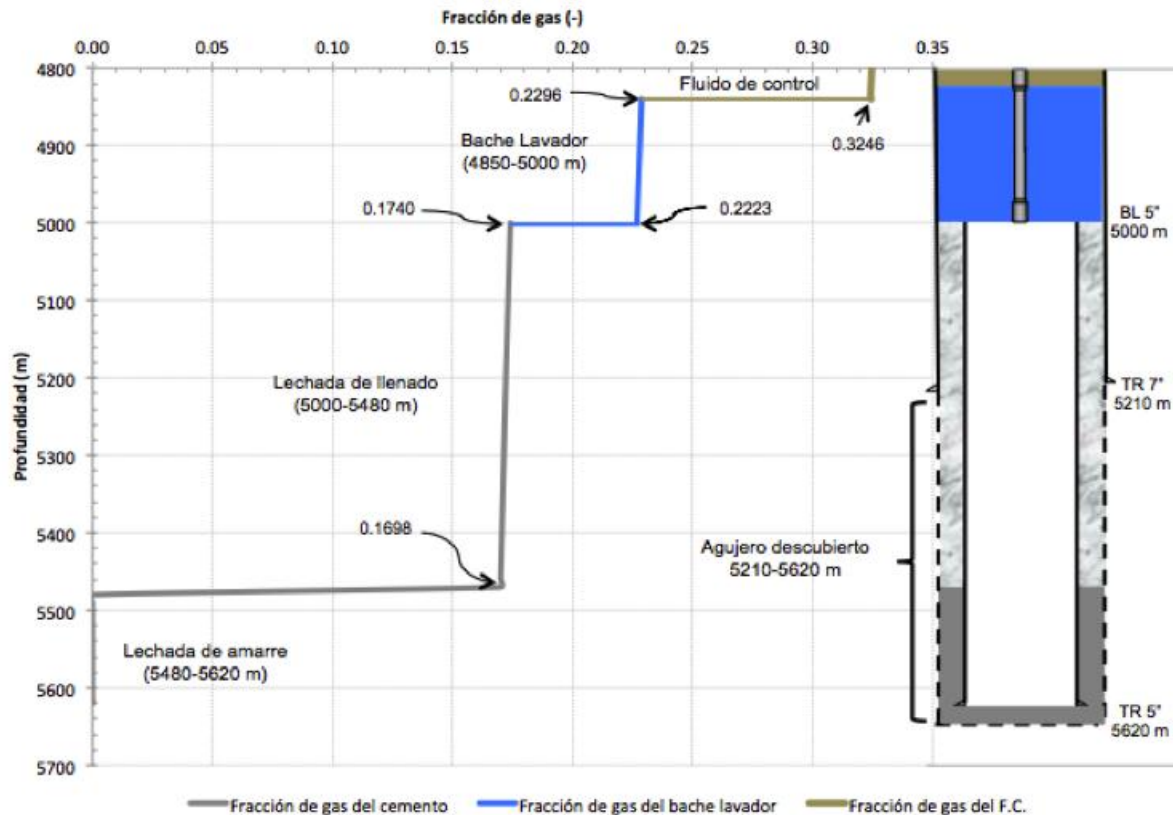


Figura 4.17. Comportamiento de la fracción de gas de los sistemas espumados a condiciones de fondo.

En la figura 4.17 se observa como la fracción de gas de los sistemas espumados (bache lavador y lechada de cemento de llenado). La fracción de gas de la mezcla del bache lavador a condiciones estándar es de 0.40, pero al estar sometida a las condiciones de fondo esta se reduce a 0.23. Lo mismo sucede con la lechada de cemento de llenado, la fracción de gas a condiciones superficiales es de 0.30 por lo que a condiciones de fondo esta se reduce por la compresión del gas a 0.18.

En la lechada de cemento de amarre, al no contener gas, su fracción de gas permanece en cero a condiciones superficiales y de fondo.

A continuación se muestra la gráfica real de la operación de cementación en el sitio. Esta gráfica dividida por etapas, las cuales se describen.

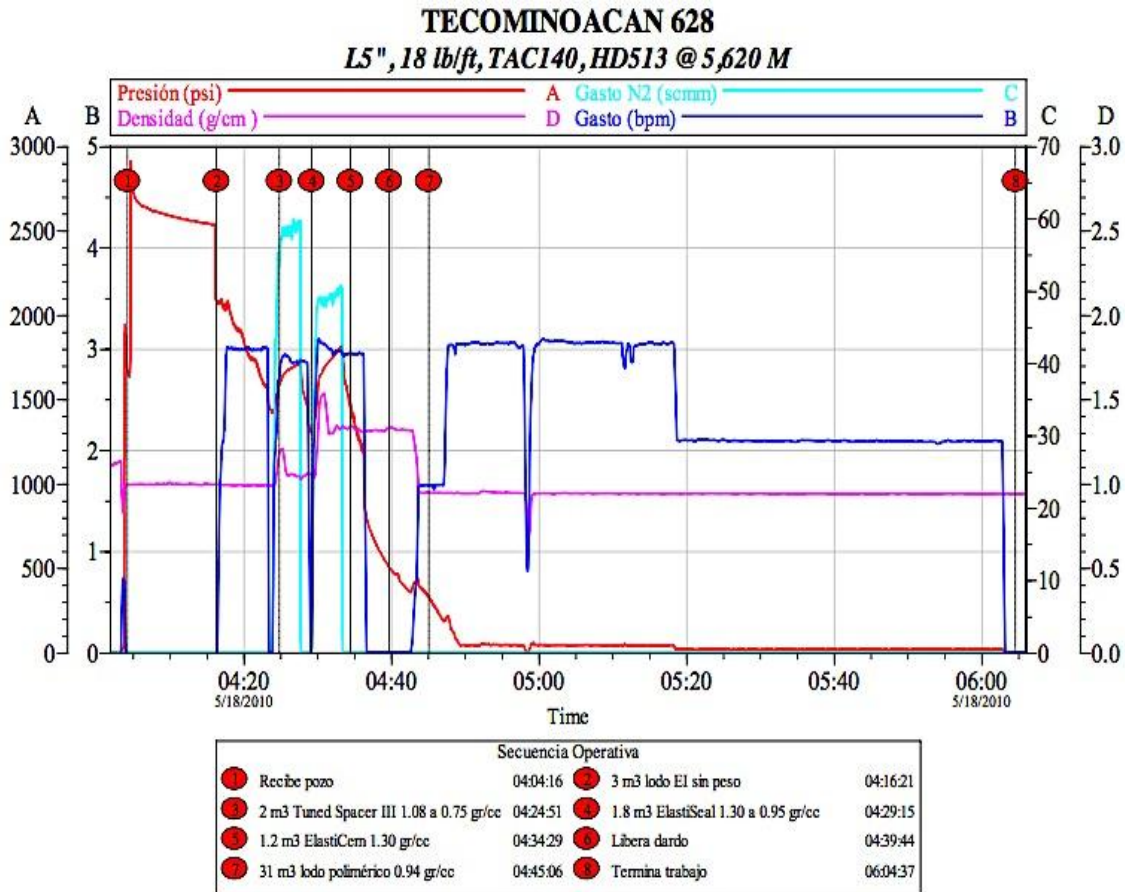


Figura 4.18. Gráfica operativa real Tecominoacán 628.

○ Etapa 1.

Se recibió pozo y se monitorearon las presiones. De acuerdo a la última presión registrada en la TP de 2200 psi, se procedió a represar la línea de cementar a 3000 psi para que cuando el pozo sea alineado no reciba el golpe de presión contenida. Se observó un decremento de la presión de 3000 psi a 2500 psi debido a que la línea fue represada con N₂. Se alineó el pozo registrando una presión de apertura en la cabeza de 2100 psi.

○ Etapa 2

Se inició la operación con el bombeo de 3 m³ de diesel con un gasto líquido de 3 bpm y una presión de 2100 psi. El diesel es utilizado como activador de los elastómeros de los empacadores hinchables, los cuales alcanzarán su máximo diámetro a las 36 hr

posteriores al contacto del diesel. Como se aprecia en la gráfica hubo un decremento en la presión de 2100 psi a 1400 psi (700 psi) debido a la diferencia de densidades que tiene el pozo al fluido que se está bombeando (0.60 gr/cm^3 vs 0.86 gr/cm^3). La columna hidrostática que generan los 3 m^3 de diesel en el pozo es de 380 m lineales, convirtiendo estos datos a presión hidrostática es +/- 490 psi.

- Etapa 3

Bombeó la primer etapa nitrogenada que son 2 m^3 de bache lavador de densidad 1.08 gr/cm^3 nitrogenado a 0.75 gr/cm^3 , con gasto líquido de 3 bpm, gasto de N_2 $60 \text{ m}^3/\text{min}$ (volumen espumado de 3.9 m^3) con una presión de 1400 psi a 1700 psi. Se observó un incremento de 300 psi en la presión de bombeo durante esta etapa, lo cual es debido a la fricción generada en las líneas superficiales de cementación por ser un fluido nitrogenado. Esto se puede confirmar al observar una caída de presión hasta los 1300 psi cuando se suspende el bombeo de N_2 para el cambio de etapa. Este bache lavador tiene como función, remover el fluido de control en el espacio anular, mojar con agua la formación y la tubería de revestimiento para una mejor adherencia. Otra función primordial es la de aligerar la columna hidrostática para generar una menor DEC y poder estar dentro de la ventana operativa de los GF y GP.

- Etapa 4

Inició el bombeo de la segunda etapa nitrogenada que consta de 1.8 m^3 de lechada de cemento de densidad líquida de 1.30 gr/cm^3 espumado a densidad 0.95 gr/cm^3 con un gasto líquido de 3 bpm, gasto de N_2 $50 \text{ m}^3/\text{min}$ (volumen espumado 2.4 m^3) y una presión de bombeo de 1300 psi a 1800 psi. Nuevamente (como la etapa 3) se bombeó un fluido de mayor densidad (0.95 gr/cm^3), por lo que se esperaría una disminución en la presión de bombeo, sin embargo ocurre lo contrario. Este incremento de 500 psi es debido a que al ser un fluido nitrogenado genera una fricción mayor en las líneas superficiales de bombeo de 2". Como se analizó anteriormente (Fig. 4.16), la densidad de la lechada de cemento de llenado a condiciones estándar es de 0.95 gr/cm^3 ; sin

embargo, a condiciones de fondo ésta aumentará a 1.15 gr/cm^3 . Esta lechada es conocida como lechada de llenado, aunque, uno de los puntos a favor es que debido a su baja densidad permite que la DEC sea menor.

- Etapa 5

En esta etapa se bombeó la lechada de cemento líquida que es conocida como "lechada de amarre". Se consideran 140 m lineales de esta lechada la cual va a permitir contar con un cemento de alto esfuerzo compresivo, baja permeabilidad y porosidad lo que nos trae como resultado un buen aislamiento entre el agujero perforado y la tubería de revestimiento de 5" (espacio anular). El volumen de este sistema fue de 1.2 m^3 y se bombeó con un gasto de 3 bpm. Aquí ya se observa un decremento considerable de la presión debido a la carga hidrostática que ejerce la densidad de 1.30 gr/cm^3 líquida del cemento de amarre.

- Etapa 6

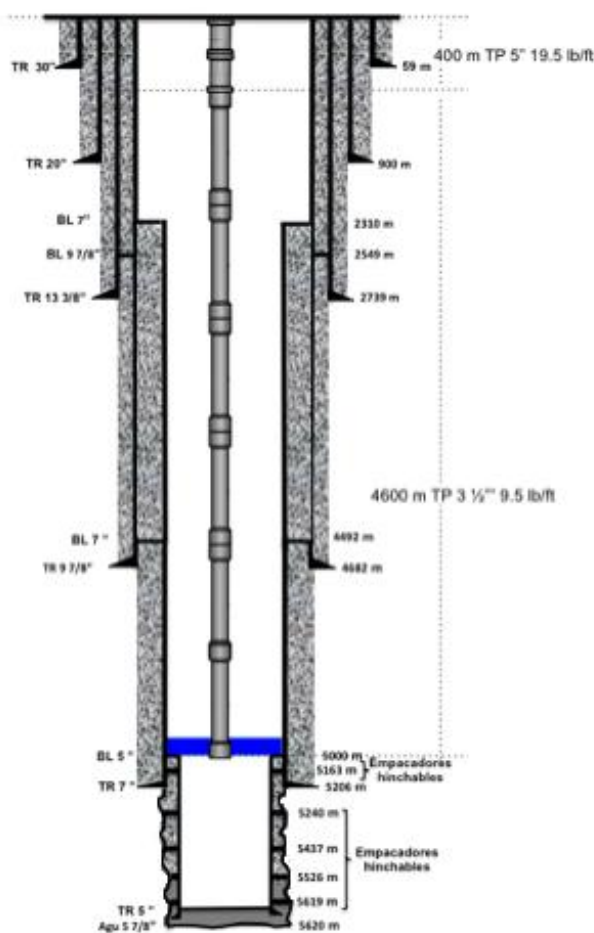
Se suspende el bombeo y se procede a alinear el maníful de la cabeza de cementar para liberar el tapón de desplazamiento. Se verificó visualmente el movimiento del indicador de paso de dicho tapón. Podemos observar que la presión continúa bajando aún sin estar bombeando fluidos al pozo, este efecto es conocido como "caída libre" y es generado debido a que la columna hidrostática es mayor en la TP que en el espacio anular (Fig. 4.14).

- Etapa 7

Se inició el desplazamiento de los sistemas de cementación para poder ser colocados en la zona de interés (agujero descubierto 5620-5210 mD). El desplazamiento se realizó con el bombeo de 31 m^3 de fluido de control base agua de densidad 0.95 gr/cm^3 líquido con un gasto de 3 a 2 bpm observando una caída en la presión de 300 psi a 0 psi (Fig. 4.15). Es importante mantener los gastos bajos para no generar altas DEC y

traer como consecuencia salirnos de la ventana operativa y tener pérdidas de circulación no deseadas. Con este volumen se garantiza llevar el tapón de desplazamiento hasta el cople de retención; sin embargo, no se observó este acoplamiento. Durante esta etapa se tuvo una caída en el gasto no programado debido a que se realizó un movimiento de válvulas en las cajas de la unidad cementadora algo que es común en operaciones con volúmenes grandes de desplazamiento.

Al término de la operación, la posición final de los fluidos queda de la siguiente manera.



Sistema	Base (m)	Cima (m)	Tirante (m)
Bache lavador	5000	4850	150
Lechada de llenado	5480	5000	480
Lechada de amarre	5620	5480	140

Figura 4.19. Posición final de los fluidos.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Cuando el aislamiento zonal falla, la eficiencia de las operaciones de producción o inyección se degrada severamente. En ciertos casos, el pozo se pierde por completo. Dichas fallas plantean implicaciones en la producción, ambientales y de seguridad dado que los hidrocarburos o los fluidos producidos o inyectados previamente pueden fluir a la superficie o hacia los acuíferos cercanos. Por consiguiente, no basta con obtener un buen aislamiento zonal; el sello resultante debe durar muchos años, más allá del fin de la vida productiva del pozo.

Si inicialmente se logra visualizar el pozo enfocado en su vida productiva a largo plazo, se tornan viables las técnicas utilizadas y probadas en los pozos que este documento enumeró. Empacadores hinchables cementables en conjunto con cementos que minimicen/eliminen la pérdida de circulación durante la cementación ya sea mediante la propia densidad del fluido, por la creación de una espuma con propiedades reológicas que minimicen la inyección, con cementos autorreparables que puedan sobreponer quebraduras en el mismo, ocasionadas por las cargas a la que es sometido durante la vida del pozo, cementos con propiedades mecánicas modificadas que proporcionen mayor elasticidad para resistir cargas, etc. Las opciones que se abordaron en este trabajo han disminuido las intervenciones posteriores a la perforación del pozo aportando una notable reducción de los costos asociados, demostrando con ello, ser alternativas eficaces aplicables a nivel global desde la etapa de construcción del pozo. En resumen, los puntos sobresalientes son los siguientes:

- Conjuntar tecnologías para un mejor resultado en la vida de producción del pozo.
- Continuar la buenas prácticas de cementación (centralizadores, limpieza del pozo).

-
- El estudio del pozo para la determinación del contacto agua-aceite juega un papel importante en la construcción del mismo.
 - Realizar siempre la cementación de la tubería ajustando el mejor diseño de acuerdo a las condiciones específicas de cada pozo, evitando con esto suprimir el aislamiento.
 - Conjuntar tecnologías para brindar un aislamiento total a largo plazo, aumentando la vida productiva del pozo.
 - Enfatizar la utilización de centralizadores, acondicionamiento del agujero y fluido de control, y todas aquellas medidas que coadyuven a una buena colocación de cemento competente para los fines del pozo.
 - Seleccionar la zona mas apropiada para la colocación de los empacadores hinchables con base al registro de geometría de pozo y tomar en consideración el tiempo de activación y las propiedades del mismo.
 - Utilización de cementos autorreparables que actúen para eliminar fallas producidas por las cargas a las que es sometido el pozo.

Por otro lado, la simulación hidráulica de la cementación en programas calibrados y probados como el desarrollado en este trabajo, es de gran ayuda para el diseño y predicción de los principales parámetros de operación. Se pueden definir las condiciones óptimas de la operación de cementación con mucha precisión como son: gastos, densidades, reologías, etc.

Basado en la comparación que se hizo con el simulador comercial y el desarrollado en este trabajo de tesis, se tiene una variación de +/- 5% en los resultados obtenidos.

BIBLIOGRAFÍA

- (01) Guinot, Vincent. 2003. *Godunov-Types Squemes. An Introduction for Engineers*. Université Montpellier 2, Maison des Sciences de l'Eau, Montpellier Cedex France.
- (02) Nelson E. B. and Guillot D. 2006. *Well Cementing*, second edition. Schlumberger.
- (03) Bourgoyne, A.T., Chenevert, M.E. y Millheim, K.K. 1986. *Applied Drilling Engineering*. Textbook Series, SPE, Richardson, Texas.
- (04) Smith, D.K. 1990. *Cementing. Monograph Series Volume 4*, SPE, Richardson, Texas.
- (05) McCain, W.D. 1990. *The Properties of Petroleum Fluids*, second edition. Tulsa, Oklahoma: PennWell Books.
- (06) Tejeda, A. J.1999. *Ingeniería de Cementaciones*. México: Subdirección de Perforación y Mantenimiento a Pozos e Instituto Mexicano del Petróleo.
- (07) Guinot, Vincent. 2001. *Numerical simulation of two-phase flow in pipes using Godunov Method*. International Institute for Infrastructural Hydraulics and Environmental Engineering-IHE, John Wiley & Sons, Ltd.
- (08) De Rozières, J. and Ferrière, R. 1991. *Foamed-Cement characterization under downhole conditions and its impact on job design*. SPE 019935.
- (09) Martins, A.L. y Campos, W. 1994. *A Model to Design the Cement Job*. SPE Advanced Technology Series 2 (1): 43-48. SPE 23644-PA. doi: 10.2118/23644-PA.
- (10) Romero, S. N., Monroy, R. R. 2006. *Preventing lost circulation by use of lightweight slurries with reticular systems*. SPE 92187-PA.
- (11) Kulakofsky, D.S., Creel, P.G. y Kellum, D.L. 1986. *Techniques for Planning and Execution to Improve Foam Cement Job Performance*. Artículo SPE 15519 presentado en Annual Technical Conference and Exhibition of SPE, New Orleans, Louisiana, E.U.A., 5-8 October. doi: 10.2118/15519-MS.
- (12) Dasgupta, D., Suyan, K.M., Banerjee, S., Ravi, S.A., Chakraborty, S., Mondal, P. y Jain, V.K. 2009. *Successful Casing Cementation in Total Loss Conditions - Case Histories*. Artículo SPE 125660 presentado en SPE/IADC Middle East.

-
- (13) Garcia Jr., H., Maidla, E.E y Onan, D.L. 1993. *Annular pressure predictions Throughout Foam Cement Operations*. Artículo SPE 25439 presentado en SPE Production Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, E.U.A., 21-23 March. doi: 10.2118/25439-MS.
- (14) De la Serna, M.A. y Ríos, J.A. 2002. *Procedimiento para cementaciones de tuberías de revestimiento corridas*, Villahermosa, Tab.: Gerencia de Tecnología, SPMP .
- (15) De la Serna, M.A. y Ríos. J.A. 2002. *Procedimiento para cementaciones de tuberías de cortas*. Villahermosa, Tab.: Gerencia de Tecnología, SPMP.
- (16) Kulakofsky, D., Araujo, O., Self F., Mora, A., Hendriks, P. y De Mestre, P. 2005. *New Ultra-lightweight Cementing Technology Proven with Case Studies, Combines Benefits of Current Leading Methodologies*. Artículo SPE 92970 presentado en SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Kingdom of Bahrain, March 12-15. doi: 10.2118/92970-MS.
- (17) Kulakofsky D., Paredes, J. L. y Morales J.M. 2006. *Ultralightweight Cementing Technology Sets World Record for Liner Cementing With a 5.4 lb/gal Slurry Density*. Artículo SPE 98124 presentado en IADC/SPE Drilling Conference, Miami, Florida, E.U.A. 21-23 February.
- (18) *API SPEC 10, Materials and Testing for Well Cements*, twelfth edition. 1984. Washington, DC: API.
- (19) *API RP 10B, Recommended Practice for Testing Well Cements*, second edition, 1997. Washington, DC: API.
- (20) *API RP 13B, Standard Procedure for Testing Drilling Fluids*. 1974. Washington DC: API.
- (21) *API RP 13D, Recommended Practice on the Rheology and Hydraulics of Oil- Well Drilling Fluids*, fourth edition. 2003. Washington, DC: API.
- (22) *Base de datos de producción campo Jujo-Tecominoacán*. 2010-2013. Activo Integral de Producción Bellota-Jujo, Región Sur. Pemex Exploración y Producción.
- (23) *Sistema de Información Operativa de Pozos (SIOP)*. 2010-2013. Unidad Operativa de Perforación y Mantenimiento a Pozos Cárdenas, Región Sur. Pemex Exploración y Producción.