

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

SISTEMAS DE COMPLETACIÓN EN PROCESOS TÉRMICOS EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs. Martelo S. Maria D.,
Delgado A. Gustavo J
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2006

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

SISTEMAS DE COMPLETACIÓN EN PROCESOS TÉRMICOS EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Adafel Rincón
TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Jesús Hernandez

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs. Martelo S. Maria D.,
Delgado A. Gustavo J
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2006

Caracas, Junio de 2006

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por los Bachilleres Martelo, María y Delgado, Gustavo., titulado:

**"SISTEMAS DE COMPLETACIÓN EN PROCESOS TÉRMICOS EN
LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO"**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por los autores, lo declaran APROBADO.



Prof. Armando Azpúrua

Jurado



Prof. Mabel Guilarte

Jurado



Prof. Adafel Rincón

Tutor

*A DIOS que con su infinito amor nos dio
La fortaleza física, moral, mental y espiritual
Para culminar con éxito este trabajo*

*A nuestros padres y familiares
Quienes han estado presente en todo momento*

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Central de Venezuela quien nos ha arrullado en sus aulas y pasillos durante estos años de aprendizaje, mostrándonos cada día la diversidad de pensamientos que convergen en ella y que nos permite formar una visión más amplia de la vida misma.

Al Prof. Adafel Rincón quien en todo momento nos apoyo con sus conocimientos técnicos y supo valorar el trabajo realizado.

Al Ing. Jesús Hernandez del Proyecto Magna Reservas, PDVSA-INTEVEP quien siempre tuvo un espacio en su agenda para escucharnos y por la preocupación manifiesta para que contáramos con la información técnica para la elaboración de esta investigación.

Al Ing. Adbel González del Proyecto Magna Reservas, PDVSA-INTEVEP por todas tus recomendaciones y sugerencias.

A la Ing. Wanda Colmenares de la División Exploración y Reservas del Ministerio de Energía y Petróleo su guía fue de incalculable valor para nuestra investigación.

Al Ing. Pedro León y la Sra. Estela de la Gerencia de Negocios Faja. CVP-FAJA.

A todos nuestros amigos y compañeros de la escuela fueron un apoyo en todos estos años de estudio.

A todos nuestros profesores de la escuela de petróleo y de la escuela básica quienes han contribuido en nuestra formación académica y profesional. Muy especialmente al profesor Norberto Bueno y al profesor Orlando Méndez, quienes han sido modelo de pasión y amor por la ingeniería.

**Martelo S., María D.
Delgado A., Gustavo J.**

**SISTEMAS DE COMPLETACIÓN EN PROCESOS TÉRMICOS
EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

**Tutor Académico: Prof. Adafel Rincón. Tutor Industrial: Ing. Jesús Hernandez.
Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo.**

Año 2006, 142 p.

Palabras Claves: Faja Petrolífera del Orinoco, Inyección Alternada de vapor,
Completación de pozos

Resumen.

La Faja Petrolífera del Orinoco constituye una enorme fuente de recursos energéticos. Según las características del yacimiento y disponibilidad de recursos económicos; estos pueden ser extraídos a través de procesos de recuperación térmica. La Inyección Alternada de Vapor es usada en la Faja, para la estimulación de pozos, en donde la inyección de vapor permite la disminución de la viscosidad del crudo a través de la transferencia de energía calorífica. La producción en caliente del petróleo requiere consideraciones especiales en la completación. Los elementos del pozo deben ser elegidos considerando las altas temperaturas que se generan. Las arenas poco consolidadas de la Faja requieren de completaciones con empaques con grava para evitar los problemas de arenamiento del pozo. Por otro lado, la eficiencia de la estimulación se relaciona con la cantidad de calor que se suministra a la arena petrolífera. Por esto, la estimación de las pérdidas de calor es importante para garantizar el éxito del proceso.

Entre los parámetros que afectan la eficiencia del proceso de estimulación, se encuentran: la tasa de inyección del vapor, el tiempo de inyección, la presión de inyección, la profundidad, el aislante térmico, calidad del vapor, número de ciclos. En este trabajo se presenta el efecto de estos parámetros en las pérdidas de calor en el pozo, considerando un caso tipo del campo Bare, área Ayacucho (antes Hamaca). Obteniéndose que altas tasas de inyección de vapor, cortos tiempos de inyección, tuberías aisladas; disminuyen las pérdidas de calor. El efecto de un aislante térmico en el anular también fue tomado en cuenta en los cálculos. El nitrógeno gaseoso fue considerado como aislante térmico, a una presión en el anular de 14,7 lpca y 600 lpca. Encontrándose que el aumento de la presión del nitrógeno en el anular favorece el aumento de la tasa de pérdida de calor.

ÍNDICE GENERAL

PÁG.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Objetivo General.....	3
1.2 Objetivos Específicos.....	3

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Cuenca de Maracaibo.....	5
2.2 Cuenca Oriental.....	7
2.2.1 Subcuenca de Guárico.....	9
2.2.2 Subcuenca de Maturín.....	12
2.3 Faja Petrolífera del Orinoco.....	14
2.3.1 Historia.....	14
2.3.2 Características Geológicas.....	15
2.3.3 Áreas de la Faja.....	16
2.3.4 Características de la roca.....	17
2.3.5 Características del crudo.....	17
2.3.6 Mecanismos Naturales de Producción.....	18
2.4 Procesos de mejoramiento de crudos pesados.....	18
2.5 Procesos Térmicos.....	21
2.5.1 Definición.....	21
2.5.2 Clasificación de los procesos térmicos.....	22
2.5.3 Inyección de fluidos calientes.....	23
2.5.3.1 Inyección de agua caliente.....	23
2.5.3.2 Inyección continua de vapor.....	26
2.5.3.3 Inyección alternada de vapor.....	30
2.5.3.4 Drenaje por gravedad asistido con vapor.....	38
2.5.4 Combustión in situ.....	41
2.6 Pérdidas de calor en el pozo.....	44
2.6.1 Mecanismos de transferencia de calor.....	44
2.6.1.1 Conducción.....	44
2.6.1.2 Radiación.....	45
2.6.1.3 Convección.....	46
2.6.2 Factores que afectan las pérdidas de calor.....	47
2.6.3 Cálculo de las pérdidas de calor en el pozo.....	48
2.6.3.1 Método de Willhite.....	48
2.6.3.2 Procedimiento de Cálculo.....	55
2.6.3.2.1 Tubería de inyección sin aislante.....	55
2.6.3.2.2 Tubería de inyección con aislante.....	57

2.7 Completación de pozos.....	61
2.7.1 Definición.....	61
2.7.2 Factores que determinan el diseño de la completación.....	61
2.7.3 Clasificación de los esquemas de completación.....	62
2.7.3.1 De acuerdo al revestimiento.....	62
2.7.3.1.1 Completación a hueco abierto.....	62
2.7.3.1.2 Hueco abierto con forro o tubería ranurada.....	64
2.7.3.2 Según la configuración mecánica de los pozos.....	67
2.7.4 Completaciones a hoyo revestido con empaque con grava.....	69
2.7.5 Completación típica para producción.....	71
2.7.6 Diseño de pozos para procesos térmicos.....	75
2.7.7 Completaciones de pozos para procesos térmicos.....	76
2.7.7.1 Completación típica para la inyección de vapor.....	78

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

3.1 Revisión Bibliográfica.....	82
3.2 Recopilación y clasificación de la información.....	82
3.3 Cuantificación de pérdidas de calor.....	83
3.4 Cálculos tipo.....	83
3.5 Graficación y tabulación de resultados.....	83
3.6 Análisis de Resultados.....	84

CAPITULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 Diagramas de Completación.....	85
4.2 Estimación de Pérdidas de calor.....	92
4.2.1 Caso A.....	93
4.2.2 Caso B.....	98
4.2.3 Caso C.....	103
4.2.4 Caso D.....	109
4.2.5 Caso E.....	110
4.2.6 Caso F.....	114
4.3 Graficación de la calidad y pérdidas de calor.....	115
4.4 Efecto de la variación de parámetros en las pérdidas de calor.....	124

<u>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</u>	137
--	-----

<u>BIBLIOGRAFÍA</u>	140
----------------------------------	-----

ANEXOS

ANEXO A PROPIEDADES FÍSICAS DEL NITRÓGENO

ANEXO B DIAGRAMAS DE COMPLETACIÓN

ANEXO C GLOSARIO DE TÉRMINOS

LISTA DE FIGURAS Y TABLAS

	Pág.
Fig. 1	Localización de crudos pesados en Venezuela..... 4
Fig. 2	Cuenca de Maracaibo..... 5
Fig. 3	Columna estratigráfica de la cuenca de Maracaibo..... 7
Fig. 4	Cuencas petrolíferas de Venezuela..... 8
Fig. 5	Subcuenca de Guárico..... 9
Fig. 6	Columna estratigráfica de la Cuenca Oriental..... 11
Fig. 7	Subcuenca de Maturín..... 12
Fig. 8	Faja Petrolífera del Orinoco..... 16
Fig. 9	Esquema AQC a boca de pozo..... 20
Fig. 10	Inyección de agua caliente..... 24
Fig. 11	Inyección continua de vapor..... 29
Fig. 12	Inyección alternada de vapor..... 31
Fig. 13	Etapas del proceso de inyección alterna de vapor..... 34
Fig. 14	Drenaje por gravedad asistida con vapor..... 38
Fig. 15	Ubicación de los pozos en SAGD..... 39
Fig. 16	Esquema I..... 40
Fig. 17	Esquema II..... 40
Fig. 18	Esquema III..... 40
Fig. 19	Completación a hoyo desnudo..... 63
Fig. 20	Completación con forro no cementado..... 65
Fig. 21	Completación con forro liso perforado..... 66
Fig. 22	Completación típica de un pozo..... 73
Fig. 23	Árbol y Cabezal de producción con balancín..... 74
Fig. 24	Terminaciones convencionales y selectivas..... 77
Fig. 25	Completación típica de un pozo inyector de vapor..... 80
Fig. 26	Árbol y cabezal para inyección de vapor..... 81
Fig. 27	Diagrama de Completación Pozo Vertical Campo San Diego..... 85
Fig. 28	Diagrama de Completación Pozo Vertical Campo Carabobo..... 87
Fig. 29	Diagrama de Completación Pozo Desviado Campo San Diego..... 88
Fig. 30	Diagrama de Completación Pozo Horizontal Campo San Diego..... 89
Fig. 31	Diagrama de Completación Pozo Inyector Campo Bare..... 90
Fig. 32	Densidad del Nitrógeno a 14,7 lpca..... 104
Fig. 33	Capacidad Calorífica del Nitrógeno a 14,7 lpca..... 105
Fig. 34	Conductividad térmica a 14,7 lpca..... 106
Fig. 35	Viscosidad del Nitrógeno a 14,7 lpca..... 107
Fig. 36	Conductividad Térmica del Nitrógeno a 600 lpca..... 112
Fig. 37	Calor Específico del Nitrógeno a 600 lpca..... 112
Fig. 38	Viscosidad del Nitrógeno a 600 lpca..... 113
Fig. 39	Densidad del Nitrógeno a 600 lpca..... 113
Fig. 40	Calidad y pérdidas de calor Caso A..... 117
Fig. 42	Calidad y pérdidas de calor Caso C..... 119

Fig. 43	Calidad y pérdidas de calor Caso D.....	121
Fig. 44	Calidad y pérdidas de calor Caso E.....	122
Fig. 45	Calidad y pérdidas de calor Caso F.....	123
Fig. 46	Calidad y pérdidas de calor para varias tasas de inyección de vapor caso A.....	126
Fig. 47	Calidad y pérdidas de calor para varias tasas de inyección de vapor caso B.....	127
Fig. 48	Calidad y pérdidas de calor para varias tasas de inyección de vapor caso C.....	128
Fig. 49	Calidad y pérdidas de calor para varias tasas de inyección de vapor caso D.....	128
Fig. 50	Calidad y pérdidas de calor para varias tasas de inyección de vapor caso E.....	130
Fig. 51	Calidad y pérdidas de calor para varias tasas de inyección de vapor caso F.....	131
Fig. 52	Tasa de pérdidas de calor en función del tiempo de inyección casos A, C, E.....	133
Fig. 53	Calor perdido en función del tiempo de inyección casos A, C, E....	133
Fig. 54	Tasa de pérdidas de calor en función del tiempo de inyección casos B, D, F.....	135
Fig. 55	Calor perdido en función del tiempo de inyección casos B, D, F.....	135

Tabla 1	Reservas Probadas Faja Petrolífera del Orinoco.....	17
Tabla 2	Emisividades aproximadas de algunos metales.....	46
Tabla 3	Datos de entrada campo Bare.....	93
Tabla 4	Resultados de las iteraciones caso A.....	97
Tabla 5	Resultados de las iteraciones caso B.....	101
Tabla 6	Propiedades del nitrógeno gaseoso.....	103
Tabla 7	Resultados de las iteraciones caso C.....	108
Tabla 8	Resultados de las iteraciones caso D.....	109
Tabla 9	Resultados de las iteraciones caso E.....	114
Tabla 10	Resultados de las iteraciones caso F.....	114
Tabla 11	Resultados de calidad y pérdidas de calor Caso A.....	116
Tabla 12	Resultados de calidad y pérdidas de calor Caso B.....	118
Tabla 13	Resultados de calidad y pérdidas de calor Caso C.....	119
Tabla 14	Resultados de calidad y pérdidas de calor Caso D.....	120
Tabla 15	Resultados de calidad y pérdidas de calor Caso E.....	121
Tabla 16	Resultados de calidad y pérdidas de calor Caso F.....	123
Tabla 17	Calidad y pérdidas de calor para varias tasas de inyección de vapor caso A.....	125
Tabla 18	Calidad y pérdidas de calor para varias tasas de inyección de vapor caso B.....	126
Tabla 19	Calidad y pérdidas de calor para varias tasas de inyección de vapor caso C.....	127
Tabla 20	Calidad y pérdidas de calor para varias tasas de inyección de vapor caso D.....	128
Tabla 21	Calidad y pérdidas de calor para varias tasas de inyección de vapor caso E.....	129
Tabla 22	Calidad y pérdidas de calor para varias tasas de inyección de vapor caso F.....	130
Tabla 23	Pérdidas de calor en función del tiempo de inyección casos A, C, E.....	132
Tabla 24	Pérdidas de calor en función del tiempo de inyección casos B, D, F.....	134
Tabla 25	Variación de la presión de inyección para cada caso.....	136

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

La producción de petróleo mediante procesos de recuperación mejorada permite recuperar más petróleo del que se lograría por métodos primarios. Los métodos EOR (*Enhanced Oil Recovery*) de carácter térmico están siendo utilizados en la producción de crudos pesados ya que permiten la reducción de la viscosidad del petróleo con la finalidad de mejorar su movilidad.

Venezuela a nivel mundial es el segundo país con mayor producción mediante procesos EOR, después de Estados Unidos. Además cuenta con una reserva probada de crudos pesados y extrapesados de 48,2 MMMBls distribuidos en los campos tradicionales de crudos pesados de la Costa Bolívar, en el estado Zulia, los campos al Norte del Estado Monagas y la Faja Petrolífera del Orinoco en el Oriente del país. Se estima que la producción de las reservas de crudos pesados no explotadas de la faja, puede llegar a producir entre 5 y 10 millones de barriles diarios por varios años, lo cual asegura la producción futura de petróleo en Venezuela.

La explotación de yacimientos de crudos pesados se ha realizado mediante la aplicación de procesos de producción en frío con inyección de diluyente y procesos térmicos como la inyección continua de vapor y la inyección alternada de vapor con perforación vertical. Sin embargo, la necesidad de optimizar los esquemas de explotación ha puesto en ejecución la producción mediante la utilización de esquemas de perforación no convencionales, como son el horizontal y los multilaterales.

La perforación horizontal es una de las tecnologías más empleadas actualmente en la industria petrolera mundial ya que permite una mayor área de contacto o de drenaje del yacimiento.

También, en procesos de recuperación mejorada de crudo, este tipo de pozos ha sido usado en recuperación térmica en donde el área contactada por el calor es mucho mayor que en un pozo vertical.

Igualmente la inyección alterna de vapor en pozos horizontales como estimulación de la producción por efectos de reducción de la viscosidad del crudo y para remover cualquier daño o taponamiento alrededor del pozo.

La forma de completar un pozo para crudos pesados que producen en caliente exige una atención especial. Debido a las altas temperaturas de inyección se generan esfuerzos en el revestidor que hacen que éste tienda a pandearse. Y si la tubería no tiene un buen aislante, gran parte del calor inyectado se pierde disminuyendo su eficiencia con respecto al volumen de petróleo que se quiere calentar.

Por estas razones y muchas otras que se desarrollaran en este trabajo, surge la necesidad de realizar un estudio que permita concretizar los parámetros más importantes involucrados en los sistemas mecánicos de completación que se utilizan en este gran campo de crudos pesados como es la Faja Petrolífera del Orinoco.

1.1 OBJETIVO GENERAL

Analizar el comportamiento de los sistemas de completación mecánica utilizados en la actualidad para la producción de crudos pesados en la Faja Petrolífera del Orinoco.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- ✓ Establecer ventajas y desventajas de los diagramas de completación mecánica utilizados en procesos de recuperación térmica para pozos de los campos Bare, San Diego, Carabobo pertenecientes a la Faja Petrolífera del Orinoco.
- ✓ Analizar las fallas que se presentan en dichos sistemas de completación.
- ✓ Estimación de las pérdidas de calor existentes en los sistemas de completación estudiados.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

Venezuela es un productor de hidrocarburos con un alto porcentaje de reservas en petróleo pesado, posee el 66% de las acumulaciones mundiales de este tipo de hidrocarburos, la mayoría de ellos en la Faja Petrolífera del Orinoco pero también con presencia importante en los campos de Tía Juana, Lagunillas y Bachaquero en la Costa Bolívar y también en el campo Boscán y Mara pesado, en el Estado Zulia. Ver Figura. 1.

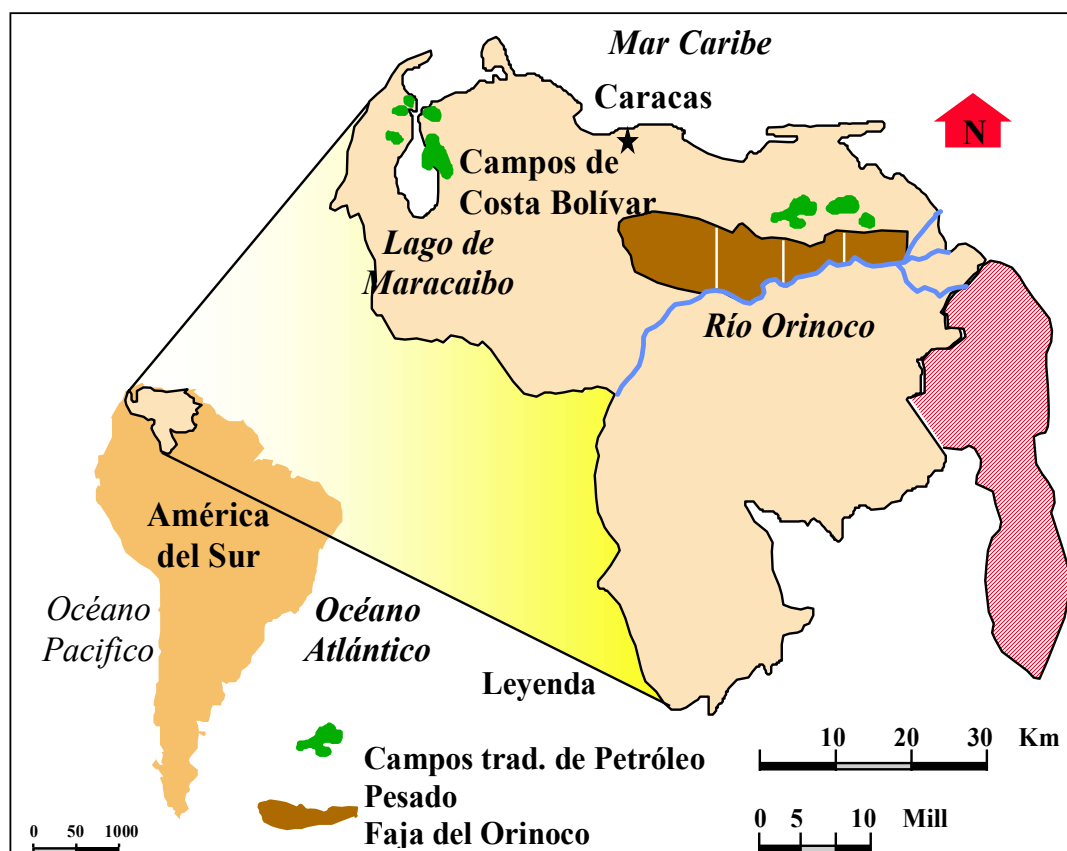


Figura. 1. Localización de crudos pesados en Venezuela²⁰

El petróleo se genera por el enterramiento de grandes cantidades de materia orgánica en cuencas sedimentarias, luego de millones de años esta materia orgánica es transformada a través de procesos físico-químicos en hidrocarburos.

En Venezuela existen cuatro importantes cuencas: la cuenca de Maracaibo, la cuenca Barinas- Apure, la cuenca Oriental y la Cuenca de Margarita. A continuación se describirá la geología de las cuencas de Maracaibo y Oriental en donde se encuentra depositado el petróleo objeto de estudio.

2.1 CUENCA DE MARACAIBO¹²

La Cuenca de Maracaibo es la cuenca petrolífera más importante de Venezuela ya que cuenta con una importante diversidad de crudos. Ver Figura. 2.

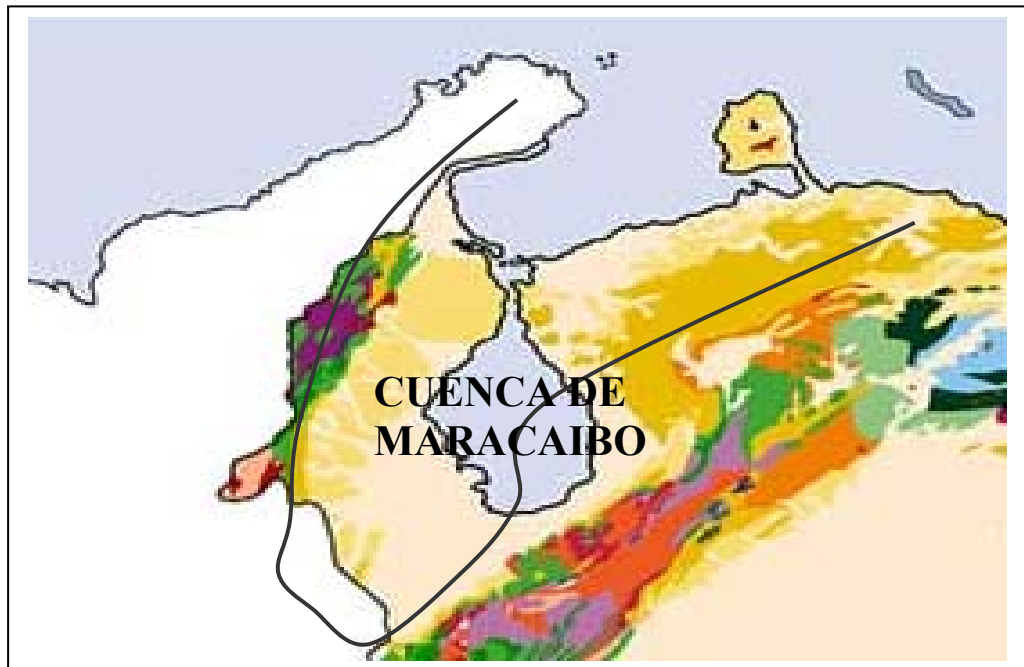


Figura. 2. Cuenca de Maracaibo

La roca madre por excelencia es la Formación La Luna de edad Cretácico Tardío, cuyas facies se extendieron por toda Venezuela Occidental hasta Colombia. Se han encontrado rocas madre de importancia secundaria en los Grupos Cogollo (Miembro Machiques de la Formación Apón) y Orocué (Formación Los Cuervos).

El petróleo fue generado, migrado y acumulado en diversos pulsos, siendo el más importante el ocurrido durante el levantamiento andino. Las principales rocas yacimientos clásticas son las Formaciones Río Negro y Aguardiente (Cretácico), Grupo Orocué (Paleoceno), Mirador-Misoa (Eoceno), Lagunillas y La Rosa (Mioceno). Ver Figura. 3.

Las calizas (fracturadas) del Grupo Cogollo (Cretácico Temprano) constituyen los yacimientos carbonáticos más relevantes, mientras que los sellos regionales más importantes son las Formaciones Colón (Cretácico Tardío) y Paují (Eoceno). Localmente, constituyen sellos importantes el Miembro Machiques (Formación Apón) y las lutitas espesas dentro de las Formaciones ubicadas hacia el centro del Lago de Maracaibo, como Misoa, Lagunillas y La Rosa e incluso secuencias cercanas a los frentes de deformación, como la Formación León y los Grupos Guayabo (Andes) y El Fausto (Perijá).

Los principales campos petroleros se encuentran en la costa oriental del Lago de Maracaibo, los que producen principalmente de yacimientos terciarios, como por ejemplo: Cabimas, Tía Juana, Lagunillas, Bachaquero, Mene Grande y Motatán. En la costa oeste se encuentran campos con producción importante en el Cretácico, además del Terciario; entre los que se encuentran el campo de Urdaneta (Lago de Maracaibo) y los del Flanco Perijanero, que son, de norte a sur: La Concepción, Mara, La Paz, Boscán y Alturitas. En el centro, los campos se ubican a lo largo de la estructura del sistema de fallas de Lama-Icotea; entre ellos se cuentan: Lago, Centro, Lama y Lamar.

2.2 CUENCA ORIENTAL³⁴

La cuenca oriental de Venezuela está ubicada en el Centro-Este de Venezuela, abarca los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, prolongándose hacia la plataforma Deltana y el Sur de Trinidad. La topografía es una depresión estructural, que limita al norte por la Cordillera de la Costa, al sur por el río Orinoco, al este por la plataforma del Delta del mismo río y al oeste por el lineamiento de El Baúl.

El área total de esta depresión es de 165.000 km², con una longitud aproximada de 800 Km. en sentido Este-Oeste y un ancho promedio de 200 Km. en dirección Norte-Sur. Ver Figura. 4.

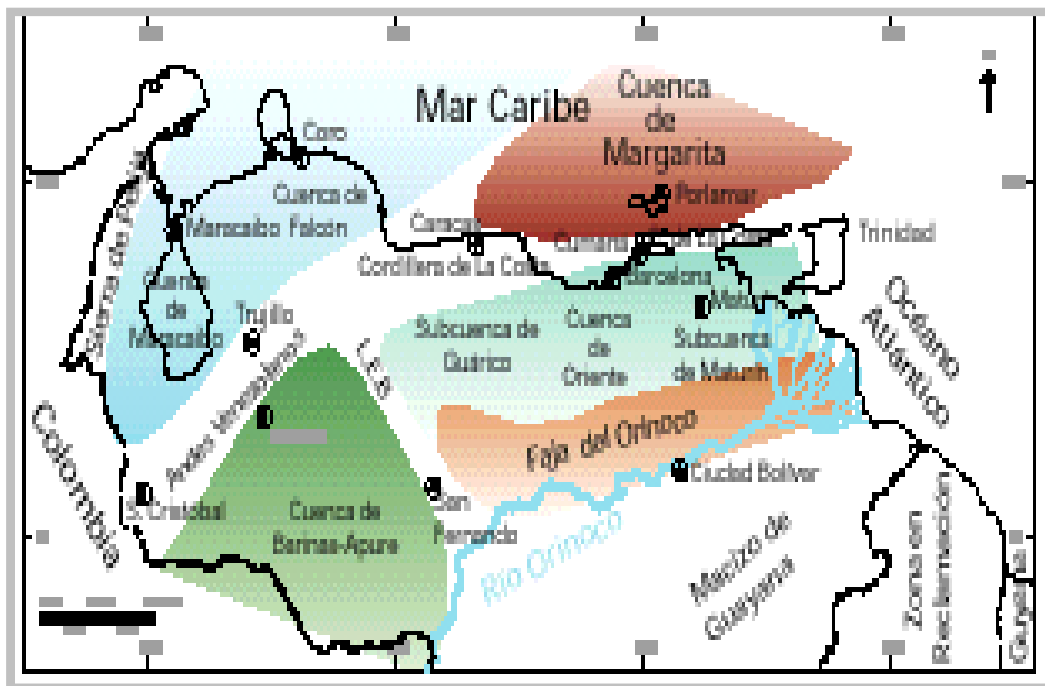


Figura. 4. Cuencas petrolíferas de Venezuela³⁴

La cuenca oriental ha sido dividida en dos subcuencas: La cuenca de Guárico y la de Maturín.

2.2.1 SUBCUENCA DE GUÁRICO

Comprende los campos del Estado Guárico y parte del norte del Estado Anzoátegui. El flanco norte de la subcuenca se encuentra asociado al frente de deformación donde se ubica el sistema de fallas de Guárico. Ver Figura. 5.

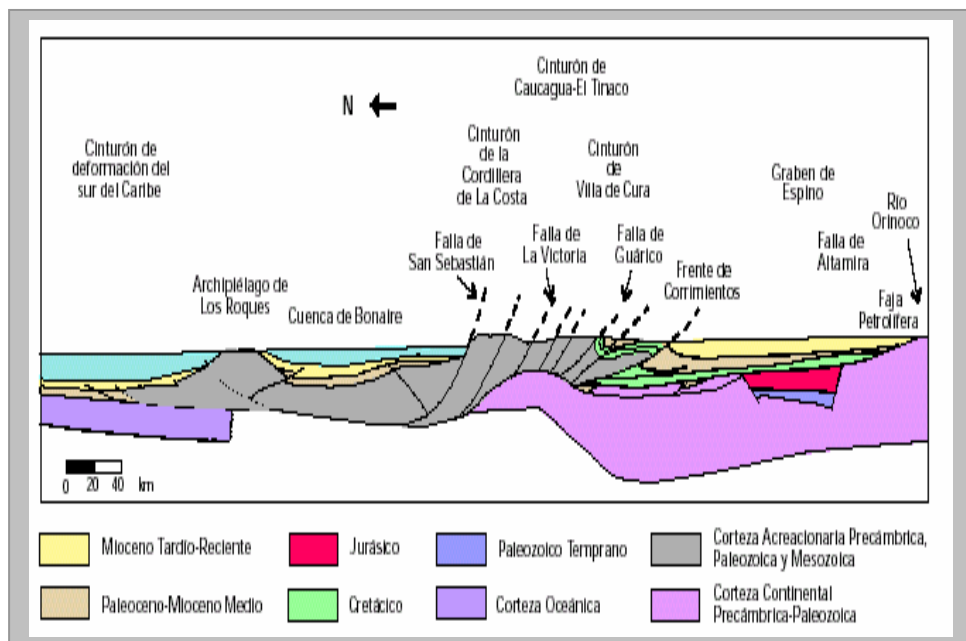


Figura. 5. Subcuenca de Guárico³⁴

Hacia el sur la estructura es más sencilla con evidencias de depresiones estructurales en las que se conservaron rocas jurásicas y paleozoicas y con un acuífamiento de las secuencias cretácicas y terciarias en la misma dirección. Las principales trampas son combinaciones de tipo estructural y estratigráfico. La roca madre principal se asocia a los Grupos Guayuta y Temblador (Ver Figura. 6).

La generación está asociada al avance de las napas y lleva rápidamente a la ventana de gas por sobrecarga tectónica, por lo menos desde el Eoceno Tardío; de ahí que la principal acumulación al sur del frente de montañas sea de gas y no de petróleo líquido. No obstante se ha postulado una migración cercana a la edad de la formación de las fallas Mioceno Tardío en la región de Guárico Central, con características de materia orgánica de origen marino.

Esto refleja la importancia del Grupo Temblador, en los campos del Estado Guárico como potencial roca madre. También se ha postulado la generación de hidrocarburos parafínicos a partir de formaciones yacimiento, como: Roblecito y Oficina.

Hacia el sur del Estado Guárico, las unidades cretácicas y terciarias se acuífian gradualmente, generándose trampas estratigráficas y de sellos asfálticos en lo que se ha denominado la Faja del Orinoco, de yacimientos neógenos y cuya migración parece haber ocurrido no solo de norte a sur.

Se supone que estos crudos de tipo nafténico-parafínico se originaron a partir de una roca madre cretácica, y su migración de decenas de kilómetros se vió favorecida por la discordancia basal del terciario (Neógeno-Cretácico y Neógeno-Basamento).

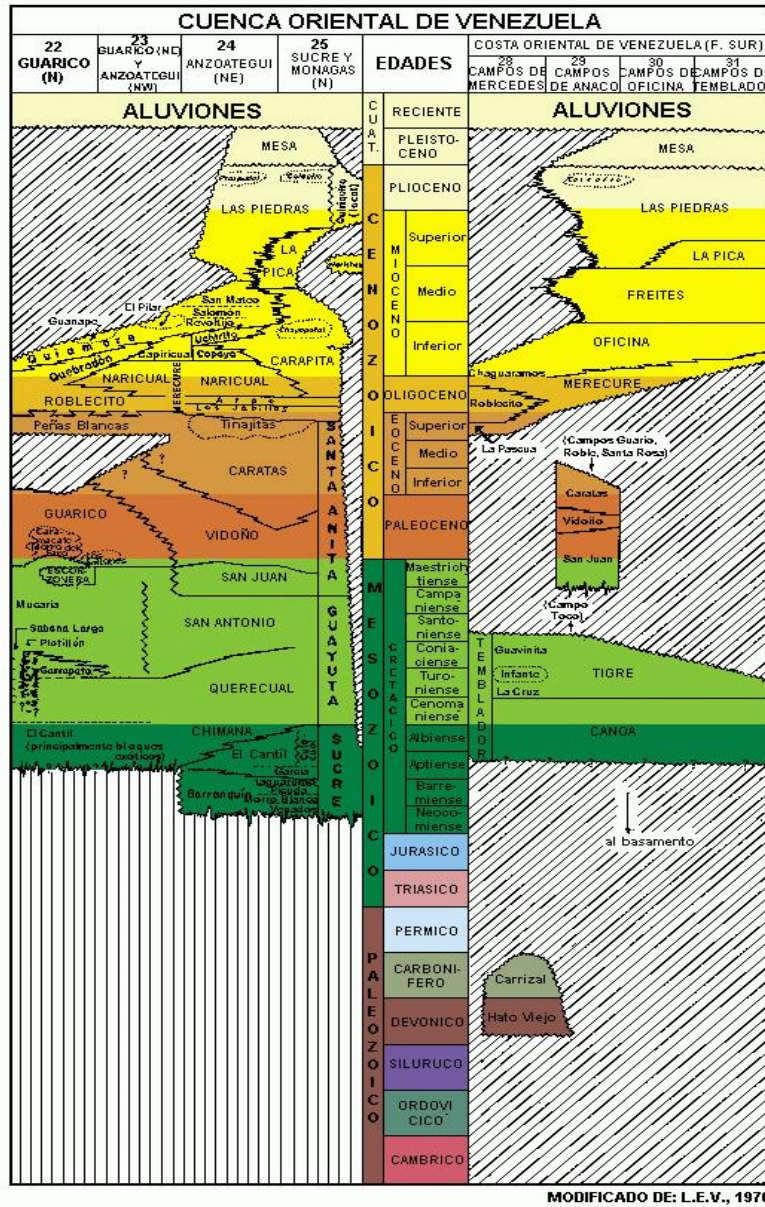


Figura. 6. Columna estratigráfica de la Cuenca Oriental³⁴

2.2.2 SUBCUENCA DE MATURÍN³⁴

La Subcuenca de Maturín (Ver Figura. 7) constituye la principal unidad petrolífera de la cuenca Oriental. Podría afirmarse que la deformación estructural y los acuñaientos de las unidades estratigráficas hacia el sur definen dos dominios operacionales: uno al norte del Corrimiento de Pirital y otro al sur.

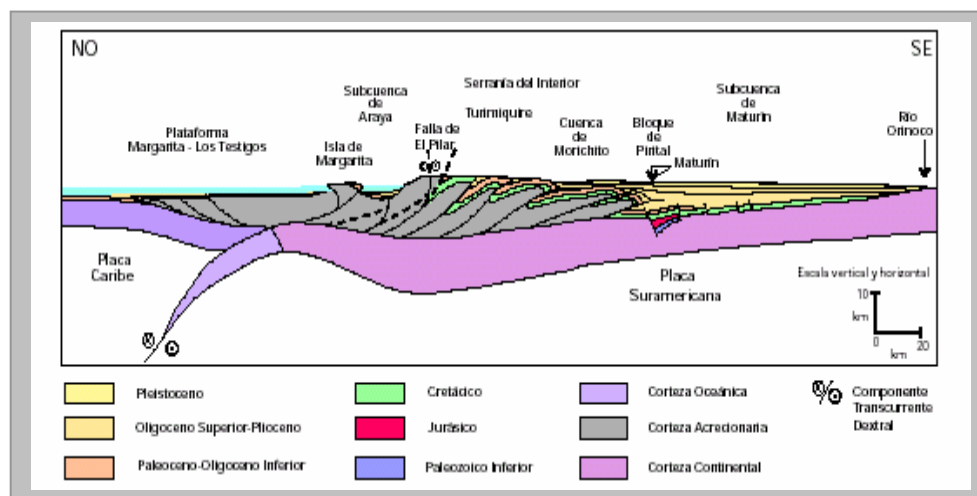


Figura. 7. Subcuenca de Maturín³⁴

La estratigrafía de la Serranía del Interior Oriental representa en buena parte la sedimentación del flanco norte de la Subcuenca de Maturín: una espesa y compleja secuencia sedimentaria que abarca desde el Cretácico Inferior hasta el Pleistoceno. El flanco sur, en cambio, presenta una estratigrafía más sencilla, semejante a la estratigrafía de la subcuenca del estado Guárico en el subsuelo, con el Grupo Temblador en su parte inferior, como representante del Cretácico, y un terciario suprayacente de edad fundamentalmente Oligoceno-Pleistoceno.

En la serranía del interior la roca madre principal se encuentra por el Grupo Guayuta, particularmente la Formación Querecual, la cual llega a tener más del doble de espesor que su equivalente Formación la Luna en el Occidente de Venezuela, con similares características de roca madre.

Para los campos del Norte de Monagas, la roca madre por excelencia debe haber sido cretácica (Grupo Guayuta), aunque no se descarta el aporte de secuencias más jóvenes, con materia orgánica de afinidad continental (la superficie de la Formación Naricual es muy carbonosa, por ejemplo).

Los yacimientos más importantes son de edad terciaria; en los campos del Norte de Monagas están constituidos por las formaciones Carapita, Naricual, Los Jabillos y Caratas. También se han encontrados buenos yacimientos en las areniscas de la Formación San Juan (Cretácico Tardío), y en unidades tan jóvenes como las Formaciones La Pica (Mioceno) y Las Piedras-Quiriquire. Revisten particular importancia las estructuras de tipo compresivo, como las del campo El Furrrial, para el entrapamiento de los hidrocarburos.

Hacia el sur de la Subcuenca de Maturín, en los campos de Oficina en Anzoátegui y sus equivalentes orientales en Monagas, los yacimientos importantes se encuentran en las Formaciones Merecure y Oficina, con sellos de lutitas extensas dentro de estas mismas unidades; la Formación Freites suprayacente también constituye un sello regional de gran importancia. En su límite sur también incluye la Faja del Orinoco, con yacimientos neógenos y roca madre cretácica.

2.3 FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

2.3.1 HISTORIA¹⁹

Entre los años 1939 a 1954 se llevó a cabo un período intenso en la búsqueda de hidrocarburos y desarrollo de la industria en la cuenca oriental de Venezuela. Durante ese período y hasta 1973, el precio al cual se vendía el petróleo era muy bajo, lo cual determinó que la exploración estuviera dirigida a aquellos crudos de extracción económica rentable.

En los campos situados en la cuenca occidental, donde los volúmenes de petróleo liviano localizados justificaban el desarrollo de una amplia estructura, se inició primero la explotación de crudos pesados, ya que los mismos podían ser diluidos en cierta proporción con crudos livianos para obtener un crudo cuyo manejo y transporte permitía su comercialización con márgenes de ganancias aceptables.

La Canoa-1 fue el primer pozo perforado en la Faja del Orinoco, el 07 de enero de 1936 por la Standard Oil Venezuela. Se realizaron varios estudios delineando una extensa región al sur de la cuenca y en una extensa franja al norte y paralela al río Orinoco, la cual fue llamada Faja Bituminosa del Orinoco. La denominación de Bituminosa se originó en el hecho de que los registros e informes de pozos elaborados por empresas petroleras solo indicaban la presencia de Bitumen.

Posteriormente, al comprobarse que los hidrocarburos presentes aun cuando eran de alta viscosidad, eran líquidos se cambio su nombre a Faja Petrolífera del Orinoco.

Otros pozos descubridores fueron: Suata-1; descubridor del área principal de producción San Diego, Cerro Negro-1; descubridor del área principal de producción Cerro Negro, Iguana-1; descubridor del área principal de producción Zuata, El Machete-1; descubridor del área principal de producción Machete, Hamaca-1; descubridor del área principal de producción Hamaca.

En la historia reciente los campos de la Faja Petrolífera del Orinoco, Machete, Zuata, Hamaca y Cerro Negro fueron rebautizados como Boyacá, Junín, Ayacucho, y Carabobo.

2.3.2 CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS

La Faja del Orinoco se encuentra ubicada en la parte Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela y al Norte del río Orinoco. Abarca una extensión de 55.314 km² comprendida entre los Estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro.

La Faja del Orinoco corresponde a un sistema deltaico que genéricamente tuvo su origen en los sistemas fluviales del Macizo Guayanés.

La plataforma que se conoce con el nombre de la Faja Petrolífera del Orinoco no presenta plegamientos importantes, solo deformaciones de poca importancia que han dado origen a declives menores y está representada por un homoclinal fallado con buzamiento suave hacia el Norte.

La columna sedimentaria está representada por tres ciclos; el primero se depositó discordantemente sobre el Macizo Guayanés y contiene arenas de granos gruesos pertenecientes al Paleozoico Superior, el siguiente corresponde a una trasgresión marina ocurrida en el Cretáceo y se caracteriza por areniscas delgadas con intercalaciones de lutitas en ambientes marinos de poca profundidad. El último ciclo se formó después de retirarse el mar dando origen a formaciones transgresivas del Terciario.

2.3.3 ÁREAS DE LA FAJA DEL ORINOCO

La Faja Petrolífera del Orinoco comprende cuatro grandes áreas de crudos pesados y extrapesados, denominadas Boyacá (antiguamente conocida como Machete), Junín (antes Zuata), Ayacucho (antigua Hamaca) y Carabobo (antes Cerro Negro). El área actual en exploración es de 11.593 Km². Ver Figura. 8.

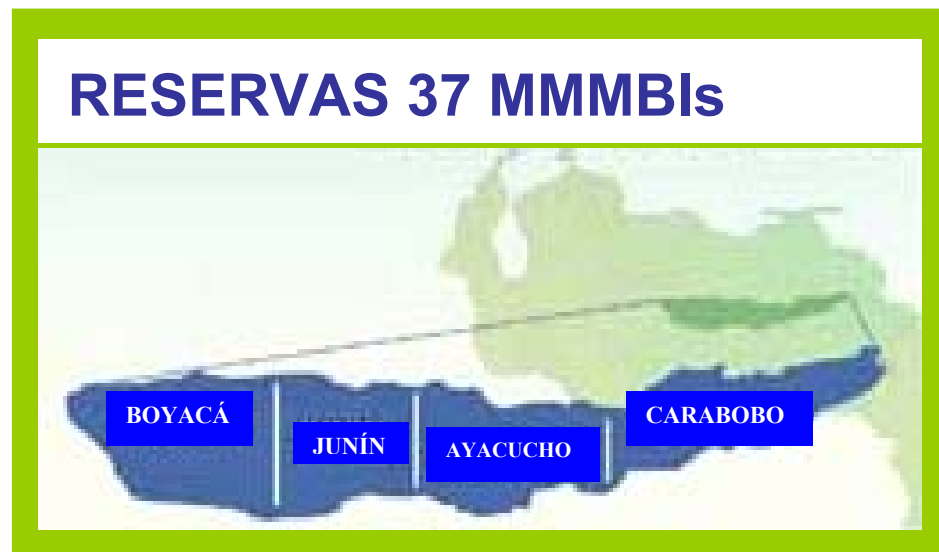


Figura. 8. Faja Petrolífera del Orinoco²⁰

Tabla 1. Reservas Probadas Faja Petrolífera del Orinoco

	BOYACÁ	JUNÍN	AYACUCHO	CARABOBO	TOTAL MMBLS
POES MMBLS	489	557	87	227	1360
RESERVAS PROBADAS MMBLS	1	15	6	15	37

Tomado de Planes de desarrollo de la Faja Petrolífera del Orinoco 2004-2012. PDVSA.

Existe un volumen de crudo por ser cuantificado. Para Venezuela es fundamental incluir estas reservas en su contabilidad. Ya que existen 235 mil millones de barriles de crudos pesados y extrapesados en la Faja (solo los extrapesados representan 45,7% de las reservas totales del país y 17% de la producción nacional de crudo) que sumados a los 78 mil millones de barriles de petróleo convencionales, asegurarían unas reservas de 313 mil millones de barriles.

2.3.4 CARACTERÍSTICAS DE LA ROCA¹

- Porosidad: 11% – 35 %
- Permeabilidad: 700 – 600 (mD)
- Saturación de petróleo: 42.5% – 90%
- Profundidades: 750' – 7000' (b.n.m.)

2.3.5 CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO²

- Viscosidad: 1.200 – 4.500 (cp)
- Contenido de asfáltenos: 10%
- Relación gas/petróleo: 20 – 400 (Pc/bl)
- Agua y Sedimento: 0.5 – 20%
- Presiones de fondo encontradas: 800 – 1600 (lpc)

2.3.6 MECANISMOS NATURALES DE PRODUCCIÓN

El empuje por gas en solución es el mecanismo de producción predominante, es decir, que el crudo se desplaza con su propia energía en el yacimiento hasta el pozo productor, sin embargo en algunos casos se ha requerido de la inyección de vapor como estimulación para mejorar su movilidad, reducir el daño de formación en los pozos y mejorar el recobro de crudo.

2.4 PROCESOS DE MEJORAMIENTO DE CRUDOS PESADOS

Existen dos vías que permiten el mejoramiento de crudos pesados mediante la conversión de fracciones pesadas a livianas; la adición de hidrógeno y la remoción de moléculas de carbón. La utilización de tecnologías sin rechazo de carbón se divide en térmicas, como viscorreducción y de hidrogenación e hidrocrqueo. La tecnología de rechazo de carbón, tales como coquización retardada y flexicoking, de uso en las refinerías venezolanas, producen como subproducto importantes cantidades de carbón o coque lo cuál podría limitar su aplicación extensiva.

Las ventajas de las tecnologías sin rechazo de carbón es que producen productos más limpios que los de las tecnologías de rechazo de carbón y potencialmente mínimos subproductos (azufre y metales, muy poco coque).

AQUACONVERSION^R es un proceso de mejoramiento de crudos pesados y extra pesados desarrollado por PDVSA-INTEVEP. Este proceso es capaz de convertir los crudos pesados en crudos sintéticos transportables.

AQUACONVERSION²³ emplea vapor de agua. Tiene como limitación importante su baja capacidad de hidrogenación, pero como ventaja apreciable su capacidad de vapocraquear, transfiriendo el hidrógeno necesario para saturar los enlaces que se rompen en el procesamiento y producir por tanto fracciones livianas, cuyo hidrotreamiento sería más o menos necesario y convencional.

Incluso puede adelantarse que un pequeño nivel de hidrogenación podría alcanzarse debido a la presencia de hidrogeno molecular resultante del vaporeformado, sobre todo si el proceso se acompaña de una formulación catalítica que pueda incluir una función hidrogenante.

Esta tecnología permite mejorar las propiedades de los crudos pesados y extrapesados a través de procesos catalíticos con metales, que en presencia de vapor promueven en el reactor la transferencia de los hidrógenos del agua a la carga pesada (crudo).

De esta manera el proceso se orienta a producir un crudo sintético de mayor calidad en cuanto a gravedad API y viscosidad. El grado de hidrogenación que promueve el proceso, es suficientemente alto para saturar los radicales libres que se forman normalmente en las reacciones térmicas y que usualmente conducen a las indeseadas reacciones de polimerización que limitan el grado máximo de conversión.

Esta habilidad colateral de hidrogenación permite que el proceso de conversión pueda ser ejecutado por tiempo prolongado disminuyendo las tendencias a la obtención de productos no deseados. Típicamente AQUACONVERSION opera a temperaturas entre (400-460) °C y presiones (100-200) lpc.

Así cuando las macromoléculas de asfaltenos se someten a la reacción catalítica del proceso de AQUACONVERSION en presencia de vapor, los enlaces de los hidrocarburos de cadena larga se rompen y forman compuestos estables más livianos, luego se postula que el vapor de agua se descompone probablemente en oxígeno e hidrógeno que actúa en presencia del catalizador para que ocurra la hidrogenación parcial del crudo. En este proceso los asfaltenos no aumentan como si ocurre en el caso de viscorreducción.

En el diagrama a boca de pozo (Ver Figura. 9) se puede observar una descripción completa del sistema utilizado en este proceso.

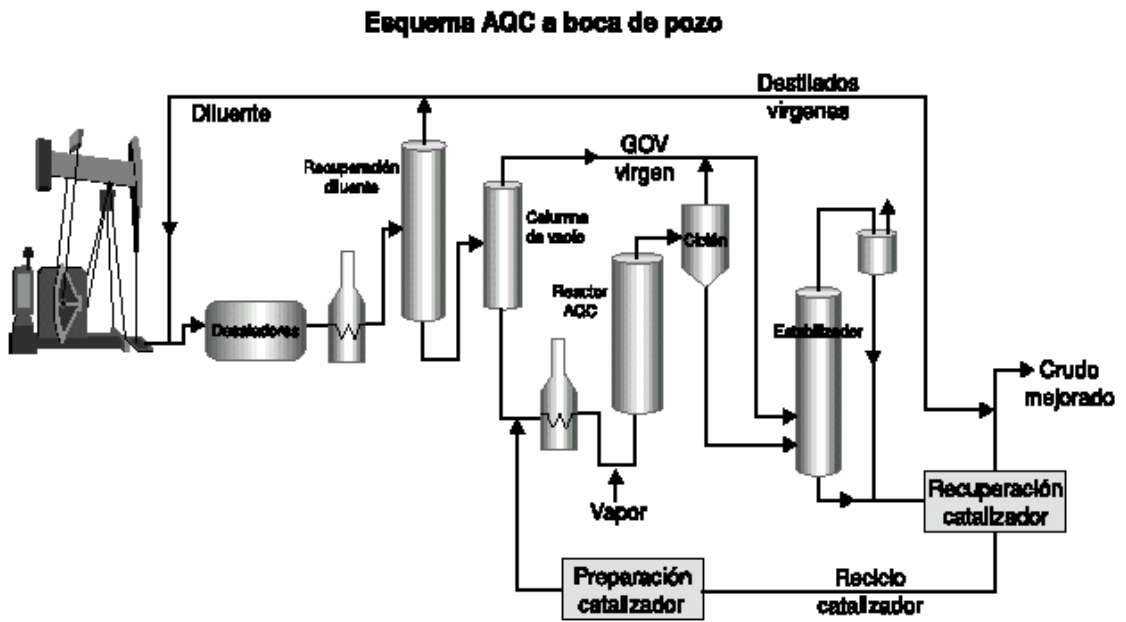


Figura. 9. Esquema AQC a boca de pozo²⁴

2.5 PROCESOS TÉRMICOS

2.5.1 DEFINICIÓN²¹

Son procesos en los que se inyecta u origina energía térmica (calor) con el fin de aumentar la recuperación de petróleo. Los procesos de recuperación térmica surgen de la necesidad de reducir la resistencia al flujo en el yacimiento, a través de la reducción de la viscosidad de los fluidos, aumentando su movilidad y facilitando su salida del subsuelo.

Los beneficios que se obtienen con los procesos térmicos son:

- La reducción de la viscosidad
- Mejoran la eficiencia de desplazamiento o eficiencia areal, por efecto de la mejora en al razón de movilidad.
- La reducción de la saturación de petróleo residual a consecuencia de la expansión térmica, en las zonas que han sido calentadas, ya que debido a las altas temperaturas generadas se producen procesos de destilación y craqueo en el crudo, reduciendo la tensión superficial y las fuerzas capilares.

Estos métodos de recuperación se aplican principalmente a los crudos que poseen una alta viscosidad (petróleo pesado). Los procesos térmicos pueden ser considerados como Desplazamientos Térmicos o Tratamientos de Estimulación Térmica. En los desplazamientos térmicos, el fluido se inyecta en un número de pozos inyectoras, para desplazar el petróleo y obtener producción por otros pozos. Por otro lado, en los tratamientos de Estimulación Térmica, solamente se calienta la parte del yacimiento cercana a los pozos productores. En este tipo de tratamiento la reducción de la resistencia al flujo, también puede resultar en la remoción de sólidos orgánicos o de otro tipo, de los orificios del revestidor o del forro ranurado.

2.5.2 CLASIFICACIÓN DE LOS PROCESOS TÉRMICOS

Los procesos térmicos de extracción de petróleo utilizados hasta el presente se clasifican en dos tipos:

Inyección de Fluidos Calientes

- Inyección cíclica o alternada de vapor
- Inyección continua de vapor
- Inyección de vapor con aditivos
- Inyección de un tapón de solventes empujado con vapor
- Inyección continua de agua caliente
- Inyección continua de gas caliente
- Inyección cíclica de agua caliente

Combustión in situ

- Combustión convencional o “hacia adelante”
- Combustión húmeda
- Combustión en reversa

Sin embargo, estos pueden clasificarse considerándose la fuente generadora. Y estos pueden ser externos ó internos.

Fuentes Externas de Calor

- Inyección de agua caliente o vapor
- Explosiones nucleares
- Inyección de electricidad

Fuentes Internas de Calor

- La combustión en el yacimiento
- Calor geotérmico

2.5.3 INYECCIÓN DE FLUIDOS CALIENTES

Los procesos de inyección de fluidos calientes envuelven la inyección de fluidos previamente calentados en yacimientos relativamente fríos. La variedad de fluidos incluyen los más comunes como el agua (tanto líquida como en forma de vapor) y el aire, hasta otros gases de combustión y solventes.

2.5.3.1 INYECCIÓN DE AGUA CALIENTE⁴

La inyección de agua caliente es probablemente el método térmico de recuperación más simple y seguro, y dependiendo de las características del yacimiento, puede ser económico y ventajoso.

Es un proceso de desplazamiento en el cual el petróleo se desplaza inmisiblemente, tanto por agua caliente como por agua fría. Durante el proceso, la zona vecina al pozo inyector se va calentando y, a su vez, parte del calor inyectado se pierde en las formaciones adyacentes.

El agua caliente inyectada sufre el calor necesario a expensas de su calor sensible y, como consecuencia, su temperatura disminuye; además, como se mueve alejándose del pozo inyector y mezclándose con los fluidos a la temperatura original del yacimiento, se forma una zona calentada en donde la temperatura varía desde la temperatura de inyección, en el pozo inyector, hasta la del yacimiento a una cierta distancia del pozo inyector. Ver Figura. 10.

El tamaño de la zona calentada aumenta con el tiempo, pero su temperatura será menor que la temperatura de inyección. El borde del agua inyectada pierde calor rápidamente, de manera que inmediatamente alcanza la temperatura del yacimiento, por lo que en el borde de este frente de desplazamiento la movilidad del petróleo es la del petróleo no calentado.

Por otro lado, la viscosidad del agua caliente inyectada será menor que la correspondiente a una inyección de agua fría, lo cual provoca una irrupción más temprana del fluido inyectado. Esto conduce a un mejor desplazamiento en la zona calentada y a un incremento del recobro final, aun en las zonas donde la saturación de petróleo residual no disminuye con el aumento de temperatura.

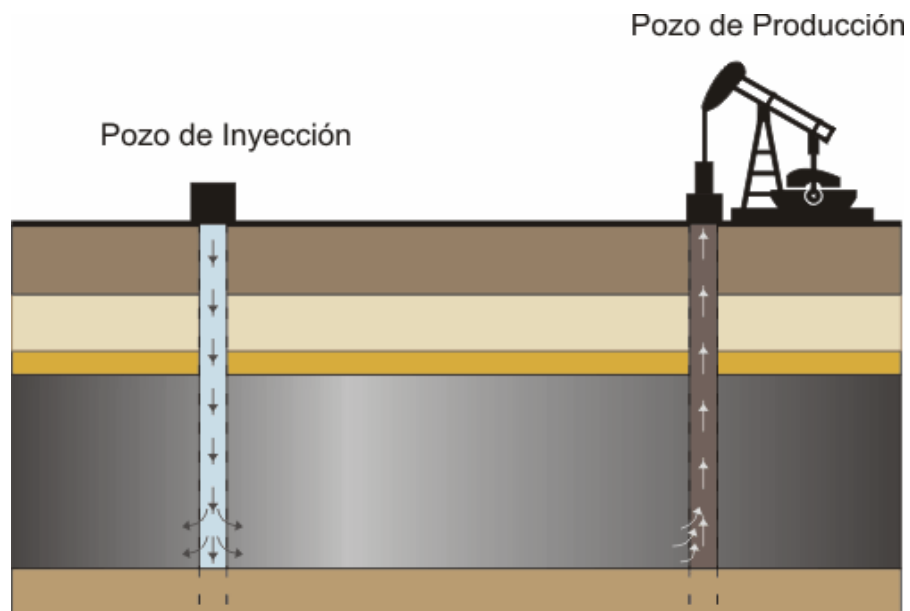


Figura. 10. Inyección de agua caliente²⁷

Los mecanismos de desplazamiento en este proceso son:

- Mejoramiento de la movilidad del petróleo al reducir su viscosidad
- Reducción del petróleo residual por altas temperaturas
- Expansión térmica del petróleo

Ventajas y desventajas de la inyección de agua caliente

Aunque el agua caliente es capaz de transportar una mayor cantidad de calor (entalpía) que el vapor, en base volumétrica, en general la inyectividad de vapor es mucho mayor que la del agua caliente.

Parece ser que la inyección de agua caliente será ventajosa donde las formaciones tengan una alta permeabilidad, suficiente para mantener una tasa de inyección alta, con el objeto de minimizar las pérdidas de calor. Además, como el incremento de temperatura logrado con el agua caliente resultará más efectiva en yacimientos que contengan petróleo viscosos que exhiban una gran disminución en viscosidad para incrementos de temperatura pequeños.

Las pérdidas de calor en las líneas de superficie y en el pozo, pueden causar una seria disminución en la temperatura del agua, mientras que en el caso del vapor solo habrá reducción de la calidad.

Debido a la desventaja del agua caliente con respecto al calor como agente transportador del calor, la estimulación con agua caliente se aplicado en pocos casos.

Por otro lado, la estimulación con agua caliente podría causar daño a la formación, debido al incremento de la saturación de agua alrededor del pozo, y a la formación de emulsiones que pueden reducir su capacidad productiva luego que se disipen los efectos térmicos.

2.5.3.2 INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

Es un método de recuperación mejorada usado generalmente en yacimientos agotados de crudo pesado, donde la viscosidad es el factor limitante para alcanzar una tasa de producción comercial. Este es un método de empuje en arreglos, con pozos de inyección y producción. En este caso, el comportamiento depende básicamente del tamaño del arreglo, ya que las pérdidas de calor hacia las rocas adyacentes pueden consumir gran proporción del calor inyectado.

El vapor se inyecta continuamente en el pozo inyector, lo cual genera en la formación una zona de vapor que avanza a una tasa siempre decreciente, el área cercana al pozo de inyección comienza a calentarse a temperatura de saturación de vapor y esta zona se expande hacia el pozo productor.

Debido a la alta viscosidad de los crudos existe una tendencia del vapor de irse a la parte alta del reservorio y esta tendencia limita la penetración del calor hacia las zonas inferiores, disminuyendo la eficiencia de barrido y en consecuencia la recuperación. A este fenómeno se le denomina segregación gravitacional²⁸.

El mismo se debe a la diferencia de densidades entre el fluido inyectado y el fluido desplazado. En 1982 Vogel J. presentó un modelo sencillo donde se supone que la segregación es instantánea, y que la principal dirección de crecimiento de la zona calentada por el vapor es desde el tope de la formación hacia el fondo de la misma, y que esto se debe, básicamente, al espacio dejado vacío por el líquido producido.

Este fenómeno tiene dos consecuencias negativas en la recuperación de petróleo. En primer lugar, las pérdidas térmicas hacia el medio que se encuentra por encima de la formación son mayores, ya que el área de transferencia de calor es mayor. En segundo lugar, el vapor no barre todo el espesor de arena petrolífera, dejando tras de sí una gran cantidad de crudo.

Estudios realizados demuestran que al aumentar la tasa de inyección, la segregación gravitacional disminuye.

Esto se debe a que mientras la velocidad de segregación que depende de la diferencia de densidades, no sufre alteraciones, la velocidad del fluido en la dirección horizontal (velocidad de inyección) aumenta. Este aumento en la velocidad de inyección hace que el vapor penetre más en la formación antes de tener tiempo de segregarse. Con respecto a la presión de inyección esta no afecta mayormente la forma del perfil de desplazamiento.

Sin embargo, se ha observado que para una misma tasa de inyección el volumen calentado aumenta a medida que la presión disminuye. Esto se debe a que la energía latente del vapor inyectado disminuye a medida que la presión aumenta.

Los efectos sobre el frente de desplazamiento se reproducen en el volumen invadido por el vapor y este a su vez es una medida del fluido desplazado. Por otro lado a mayor tasa de inyección y para una misma cantidad de energía inyectada, el volumen poroso invadido es mayor. Y después que el vapor ha llegado al pozo productor la tasa de crecimiento del volumen invadido tiende a anularse.

A fin de suplir las pérdidas de calor, cuando ocurre la ruptura del vapor se debe reducir la tasa de inyección del vapor hasta un valor conveniente. Otras medidas pueden incluir intervalos de cierre de la producción de vapor, la recompletación de pozos y, aún, perforar productores interespaciados. Un poco más tarde se discontinúa el vapor y se inyecta agua caliente o fría, o los inyectores se cierran, mientras que los productores se mantienen abiertos. Ver Figura. 11.

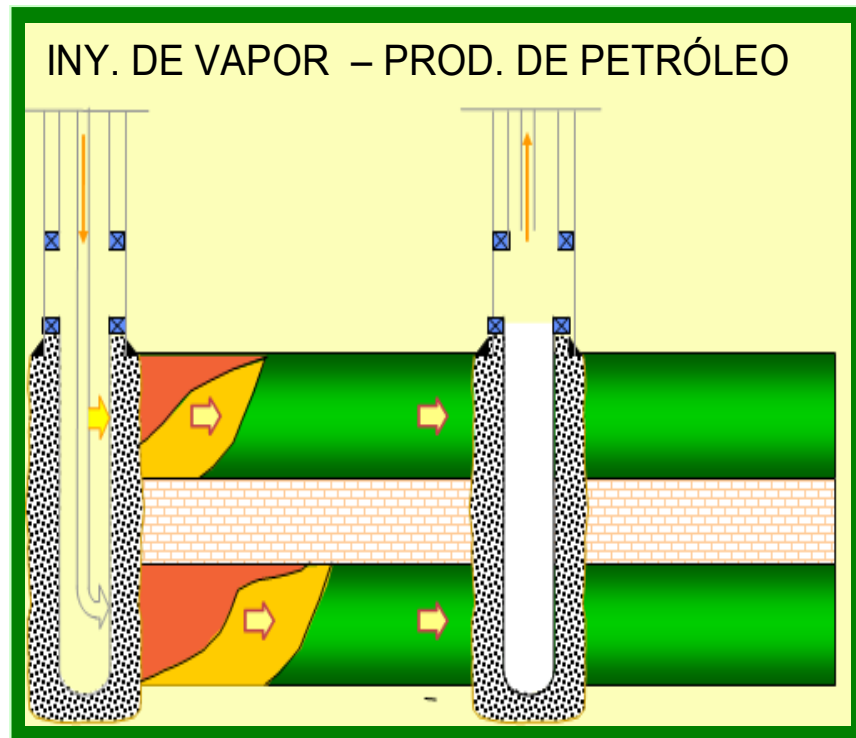


Figura. 11. Inyección continua de vapor²⁷

La inyección continua permite mayores tasas de inyección de vapor que la inyección alternada; esta ventaja contrarresta la baja eficiencia térmica. Frecuentemente es económico aplicar inyección continua después de una recuperación inicial cíclica.

El recobro de petróleo por inyección continua de vapor puede ser alto, por encima del 50% en muchos casos, pero la relación petróleo-vapor es más baja que la de inyección cíclica de vapor debido a que las pérdidas de calor son mayores.

Una de las soluciones propuestas para el problema de la segregación gravitacional, es la inyección de aditivos que promuevan la creación de espuma en el medio poroso, a fin de aumentar la viscosidad aparente de la fase gaseosa.

La espuma produce una restricción al flujo en la zona ya invadida por el vapor, desviando el flujo del mismo hacia zonas con altas saturaciones del petróleo, haciendo crecer el volumen de yacimiento calentado.

2.5.3.3 INYECCIÓN ALTERNADA DE VAPOR

La inyección alternada de vapor fue descubierta accidentalmente en Venezuela en el año 1957, cuando la empresa Shell Oil Company desarrollaba una prueba de inyección continua de vapor en el campo Mene Grande⁶.

Este método consiste en inyectar, en un determinado pozo, un volumen preestablecido de vapor por un período que va de una a tres semanas. Después de la inyección, se cierra el pozo y se deja en remojo por unos pocos días. De esta manera se induce calor a la formación, el cual por conducción o convección es transferido a cierta distancia del pozo por los constituyentes del yacimiento.

El vapor transfiere su calor al yacimiento provocando una disminución de la viscosidad, lo cual mejora la movilidad y por tanto aumenta la producción. Ver Figura. 12.

Después de la inyección de vapor el pozo producirá a una tasa superior a la tasa que tenía en frío, durante un tiempo que se estima entre 4 y 6 meses o más, para luego declinar a la tasa original (en frío).

Cuando se reinicia la producción los pozos rinden más por tres razones:

- Menos viscosidad del crudo caliente
- Drenaje por gravedad estimulado por el frente de vapor
- Empuje neumático ocasionado por la expansión de vapor

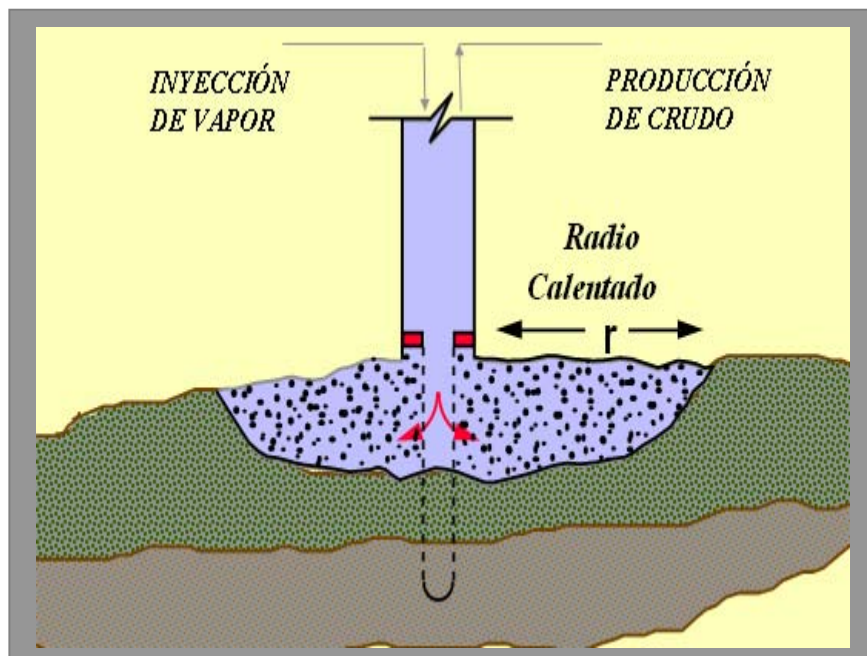


Figura. 12. Inyección alternada de vapor²⁷

El nombre del método se debe a la alternabilidad que existe entre las etapas de inyección de vapor y de producción de petróleo en un mismo pozo. Las fases de inyección, remojo y producción, y el tiempo que duran constituyen lo que se llama un ciclo en el proceso, por lo que también se le denomina Inyección Cíclica de Vapor o Remojo con Vapor.

El ciclo, también conocido como *huff and puff*, puede repetirse hasta que la respuesta resulte marginal debido a la declinación de la presión del yacimiento y el aumento de la producción de agua. Este método se aplica en yacimientos de crudos pesados para aumentar el recobro durante la fase de producción primaria.

Durante este tiempo se ayuda a la energía natural del yacimiento porque el vapor reduce la viscosidad del petróleo, facilitando su movimiento a través de la formación y aumentando la producción de los pozos.

El procedimiento en el campo se puede describir en tres etapas:

- **Etapas de Inyección:** Se inyecta vapor durante 2 o 3 semanas a través de un pozo (inyector-productor), la tasa de inyección debe ser la máxima posible con el fin de evitar que las pérdidas de calor durante esta etapa sean elevadas y minimizar el tiempo que el pozo está sin producir; también para lograr el máximo radio calentado y la máxima temperatura en la zona calentada.

Para determinar la cantidad óptima de vapor a inyectar por ciclo en los pozos de un proyecto, debe tenerse en cuenta todos los factores que intervienen en la respuesta a la inyección de vapor, como son la viscosidad de petróleo, espesor de las arenas, distribución vertical del vapor, presión del yacimiento, saturación el petróleo, saturación de agua, etc.

- **Etapas de Remojo:** Se cierra el pozo durante 1 a 5 días para que el vapor ceda su calor a la formación. El tiempo de remojo se toma de acuerdo a la experiencia del campo, por lo que se puede recomendar lo siguiente:

Si el yacimiento tiene activos los mecanismos de producción primaria y suficiente presión se recomienda dejar un tiempo de remojo suficiente, para que el vapor ceda calor al yacimiento.

Si el yacimiento tiene poca presión, se recomienda dejar poco tiempo de remojo con el fin de utilizar el aumento de presión del yacimiento en las cercanías del pozo para empujar el petróleo hacia el fondo de los pozos.

- **Etapas de Producción:** Se abre el pozo a producción; inicialmente el pozo va a producir agua caliente y vapor, al cabo de una a dos semanas puede empezar a producir petróleo caliente, en mayor cantidad que la producción de petróleo frío que estaba produciendo el pozo antes de la estimulación con vapor. La etapa termina cuando la tasa alcanza valores similares a la tasa que produciría el pozo en frío. Ver Figura. 13.

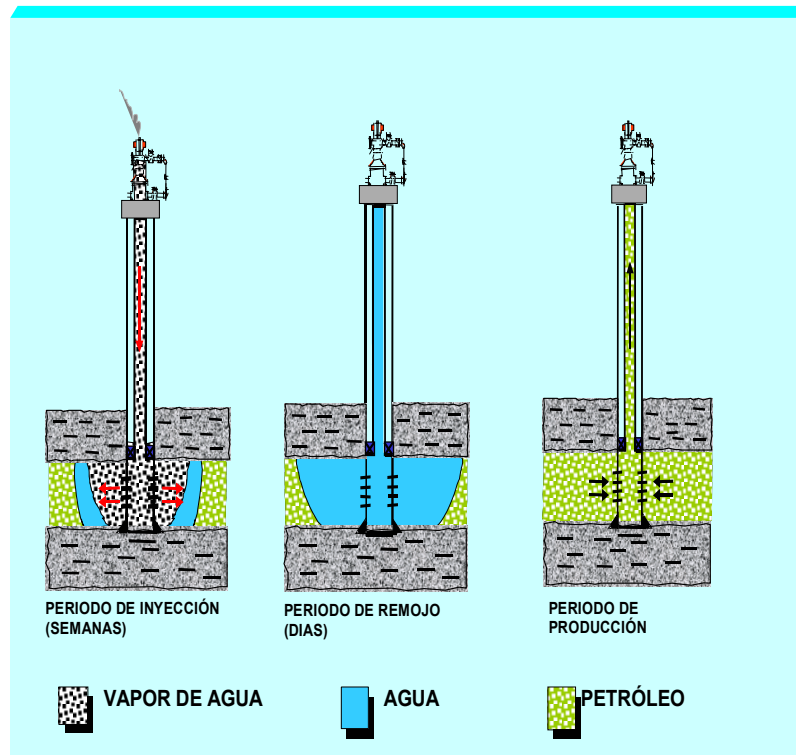


Figura. 13. Etapas del proceso de inyección alterna de vapor²⁷

Los parámetros que intervienen en el proceso de IAV se han dividido tradicionalmente en dos grandes grupos: los controlables y no controlables. Estos últimos son los asociados al pozo o yacimiento y entre los más determinantes en la IAV están: presión del yacimiento, espesor de la arena, permeabilidad de la formación, viscosidad y gravedad API del petróleo, tamaño del acuífero y del yacimiento, heterogeneidad del yacimiento, volumen del petróleo a drenar y características humectantes de la roca y su variación con temperatura.

Entre los controlables se puede mencionar la calidad del vapor, tiempo de remojo, frecuencia, número y duración de los ciclos y el volumen de vapor a inyectar³⁰. Las toneladas de vapor que se han de inyectar para obtener el máximo rendimiento, tanto energético como económico representan una gran incertidumbre al momento de predecir el comportamiento de producción de un pozo.

El índice promedio aplicado hasta ahora, tanto en el área tradicional de crudos pesados en el sur de Anzoátegui como en la Faja Petrolífera del Orinoco es de 55 ton/pie. (Reina, M. 1989)

En los procesos de IAV, el número de ciclos depende de la experiencia que se tenga de pozos vecinos a los cuales se ha aplicado este método de recuperación y de la respuesta del pozo durante el primer ciclo.

La inyección cíclica de vapor tiene su mejor aplicación en crudos altamente viscosos, con un buen empuje del yacimiento. Generalmente, el comportamiento (esto es, la razón petróleo-vapor: pie³ de petróleo producido por pie³ de vapor inyectado) declina a medida que se aumentan los ciclos, lo cual no se realiza si ocurren fracturas.

La recuperación de petróleo frecuentemente es baja, ya que sólo se afecta una parte del yacimiento. Para mejorar la eficiencia de la Inyección Alternada de Vapor se ha utilizado la inyección de aditivos en este proceso, como los solventes, surfactantes, etc.

Los aditivos permite mejorar la distribución radial del vapor, disminuir la tensión superficial e interfacial de las fases involucradas, prevenir la formación de emulsiones, mejorar la inyectividad y finalmente remover los daños remanentes de perforación y terminación del pozo, logrando con ello incrementar la producción adicional por ciclo³⁰.

Pruebas de laboratorio establecen que los solventes deben ser usados en concentraciones mayores que los surfactantes. Sin embargo, existe una posible precipitación de asfáltenos que hay que tomar en cuenta. Otro factor que delimita la tasa de inyección de solvente es su elevada movilidad en el medio poroso y al inyectarlo en grandes concentraciones se podría generar canales preferenciales incontrolados.

El uso de solventes como aditivos al vapor para mejorar su efectividad, puede llegar a ser el método de recuperación mejorada de crudo de mayor uso debido a que el crudo extrapesado se diluye normalmente por razones de levantamiento, separación, transporte y comercialización, por lo tanto en este proceso se esta adelantando la dilución del crudo, inyectando el diluyente directamente al yacimiento. (Rosales, M. 1987)

Los criterios para seleccionar el yacimiento para ejecutar un proyecto de inyección de vapor, en general son los siguientes³:
POES: El petróleo en sitio debe ser del orden 1200bls/acre-pie o más, con la finalidad de que el proyecto sea económicamente rentable.

Permeabilidad: debe ser alta para permitir la rápida inyección del vapor y una tasa de flujo de petróleo hacia el pozo.

La gravedad API: 8 a 15 °API.

Profundidad: la máxima profundidad práctica es de 3000 pies, aún cuando son preferibles profundidades menores, ya que las pérdidas de calor en el pozo son menores y las presiones de inyección requeridas serán también menores.

Tasa de inyección: debe ser alta, con la finalidad de inyectar el calor requerido en el menor tiempo posible. De esta forma se disipa menos calor.

Espesor de la arena: debe ser mayor de 20 pies.

Un factor importante de la inyección alternada de vapor es la cuantificación de los volúmenes de agua producida y/o retenida en la formación.

Esta tecnología (IAV) tiene la particularidad de que solo una parte del agua inyectada como vapor es producida, lo cual implica que una gran cantidad se queda en el yacimiento (cerca del 50%), formando zonas de alta saturación alrededor de los pozos productores. (Reina, M. 1989)

El agua remanente en el yacimiento ocasiona reducción en los recobros finales de hidrocarburos después de varios ciclos, debido a que la alta saturación creada, absorbe gran cantidad del calor que se suministra en ciclos posteriores, y el radio de la formación calentada será menor a los previsto, restando eficiencia al proceso y aumentando los costos.

2.5.3.4 DRENAJE POR GRAVEDAD ASISTIDO CON VAPOR (SAGD)

Butler desarrolló este proceso específicamente para la recuperación in situ del bitumen de las arenas lutíticas petrolíferas. El proceso se aprovecha de la segregación vertical del vapor (Ver Figura. 14) a través de un par de pozos horizontales, con el pozo productor horizontal localizado en el mismo plano vertical. Ver Figura. 15.

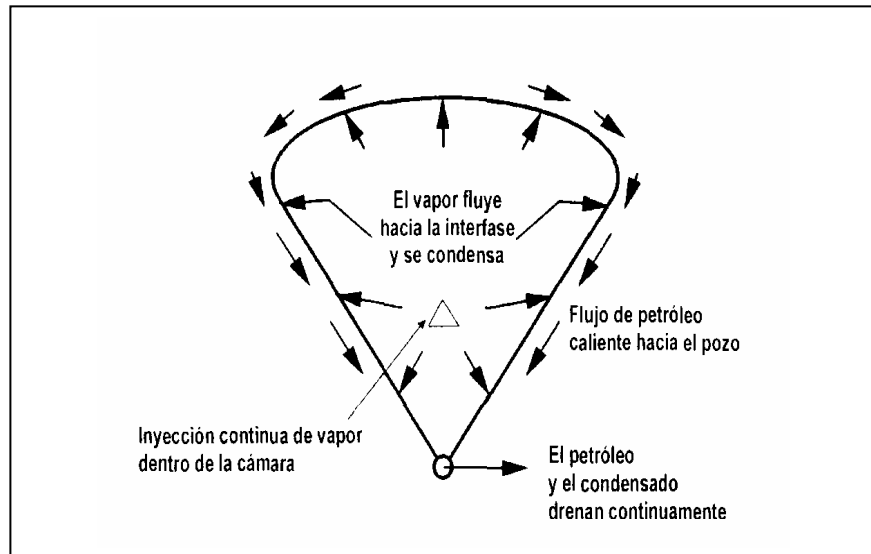


Figura. 14. Drenaje por gravedad asistido con vapor¹⁰

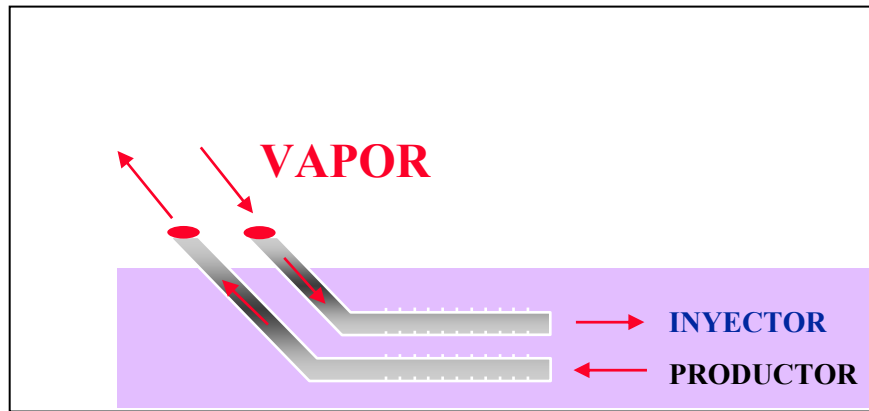


Figura. 15. Ubicación de los pozos en SAGD²⁷

El pozo superior es el inyector y el pozo más profundo, el productor. El objetivo es introducir el vapor continuamente y remover el vapor condensado que se va formando junto con el petróleo que se va calentando.

El vapor se introduce cerca del fondo del yacimiento y tiende a elevarse, mientras que el petróleo calentado tiende a caer hacia el fondo. La cámara de vapor que se va formando encima del productor, se mantiene a una presión constante durante todo el proceso y está rodeada por la arena petrolífera fría a través de la cual fluye el vapor hacia la interfase y se condensa; esto permite que el petróleo drene por gravedad hasta el pozo productor.

En este método existen diferentes esquemas de arreglos de los pozos. A continuación se presentan algunos de ellos:

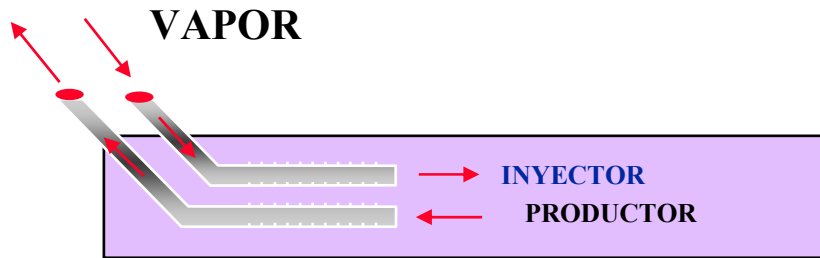


Figura. 16. Esquema I

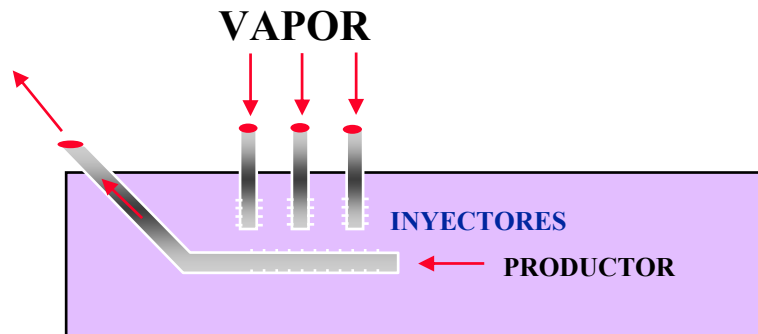


Figura. 17. Esquema II

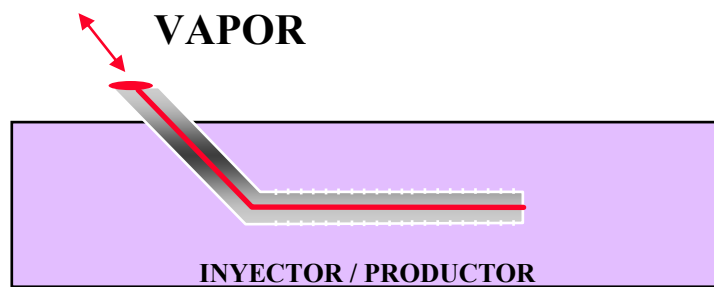


Figura. 18. Esquema III

2.5.4 COMBUSTION IN SITU

La combustión in situ o “invasión con fuego”, es un método único debido a que una porción del petróleo en el yacimiento (cerca del 10%) se quema para generar el calor, obteniéndose una alta eficiencia térmica. El principio de la combustión in situ consiste en la realización de un proceso de combustión en una formación impregnada de crudo, ya que el crudo presenta la propiedad de oxidarse fácilmente dando lugar a reacciones exotérmicas, inyectando aire, para quemar parte del crudo y generar energía calorífica suficiente para facilitar la producción de las fracciones no quemadas.

Existen tres tipos de procesos de combustión en el yacimiento. El primero es denominada Combustión Convencional o hacia delante, debido a que la zona de combustión avanza en la misma dirección del flujo de fluidos; en el segundo, denominado Combustión en reverso o en contracorriente, la zona de combustión se mueve en dirección opuesta a la del flujo de fluidos. El tercer tipo es la combustión húmeda, mejor conocida como proceso COFCAW, en el cual se inyecta agua en forma alternada con el aire, creándose vapor que contribuye a una mejor utilización del calor y reduce los requerimientos de aire.

Este proceso se inicia generalmente bajando un calentador o quemador que se coloca en el pozo inyector. Luego se inyecta aire hacia el fondo del pozo y se pone a funcionar el calentador hasta que se logre el encendido. Después que se calientan los alrededores el fondo del pozo, se saca el calentador, pero se continúa la inyección de aire para mantener el avance del frente de combustión.

Para seleccionar el yacimiento para aplicar un proceso de combustión in situ³.

Contenido de petróleo: dado que el frente de combustión puede consumir alrededor de 300 Bl/acre-pie de petróleo inicial, al menos 600 Bl/acre-pie de petróleo deben estar presentes en el yacimiento. Esto implica una porosidad del orden del 20% y una saturación de petróleo del 40%.

Espesor: el espesor de la arena neta no debe exceder los 50 pies. Espesores mayores requieren suficiente inyección de aire para mantener el frente de combustión moviéndose a una velocidad de 0,25 pies/días.

Profundidad: la profanidad del pozo debe ser mayor de 2000 pies. Operaciones en yacimientos profundos resultan en pozos altamente costosos, como también en gastos sustanciales en la compresión del aire, por lo que las condiciones económicas pueden imponer profundidades prácticas del orden de 2500 a 4500 pies.

Gravedad del petróleo: en general, petróleos de gravedades mayores de 40 °API no depositan suficiente coque (combustible) para mantener un frente de combustión. Por otro lado, petróleos de gravedades menores de 8 °API son generalmente muy viscosos para fluir delante del frente de combustión cuando la temperatura de yacimiento prevalece sobre la temperatura de combustión. La recuperación de petróleo de gravedades extremadamente bajas pueden ser posibles por medio de la combustión en reverso, donde el petróleo producido fluye a través de la zona calentada y su composición es estructuralmente alterada.

Permeabilidad: cuando la viscosidad del petróleo es alta (un yacimiento con un petróleo de 10 °API), una permeabilidad mayor de 100 md podría ser necesaria, especialmente si el yacimiento es somero y la presión de inyección es limitada.

Un crudo de gravedad entre 30 y 35 °API a una profundidad de 2500 pies, puede responder a un proceso de combustión in situ, aún con permeabilidades tan bajas como de 25 a 50 md.

Tamaño del yacimiento: dependiendo del espesor de la arena, el tamaño del yacimiento, podría ser aproximadamente de 100 acres.

Crterios de diseo para la seleccin del yacimiento en un proceso de combustin in situ

Espesor de la arena, pies	> 10
Profundidad, pies	> 500
Porosidad, %	> 16
Permeabilidad, md	> 100
Gravedad, °API	< 40
Viscosidad del petrleo, cp	< 5000
Espaciamento, acres	< 40
Presin de inyeccin, lpc	> 250

2.6 PÉRDIDAS DE CALOR EN EL POZO³

Según Ramey (1965), las pérdidas de calor en un sistema de inyección empiezan en la unidad térmica o fuente de calor (calderas), con las subsecuentes pérdidas de calor en las líneas de inyección de superficie, en el cabezal de inyección, el pozo y finalmente en la formación y en los estratos adyacentes.

2.6.1 MECANISMOS DE TRANSFERENCIAS DEL CALOR

Los mecanismos básicos de transferencia de calor son: conducción, radiación y convección.

2.6.1.1 CONDUCCIÓN

Es la transferencia de calor de una parte de un cuerpo a alta temperatura, a otra parte del mismo, a menor temperatura, o de un cuerpo a alta temperatura a otro cuerpo a menor temperatura, en contacto físico con él.

La ley física que describe el calor por conducción se conoce como la primera Ley de Fourier, propuesta en 1822, y viene dada por:

$$\frac{Q_c}{A} = -K_H \frac{\partial T}{\partial x} \quad (\text{Ec. 1})$$

donde:

Q_c = Tasa de flujo de calor por conducción en BTU/h

A = Área a través de la cual ocurre el flujo en pie^2

$\frac{\partial T}{\partial x}$ = Gradiente de temperatura en F/pie

K_H = Conductividad térmica del material en $\frac{\text{BTU}}{\text{h-pie-F}}$.

2.6.1.2 RADIACIÓN

Es el proceso por el cual el calor es transferido por ondas electromagnéticas. La ecuación básica fue descubierta empíricamente por Stefan en 1879 y derivada teóricamente por Boltzmann en 1884, y viene dada por:

$$\frac{Q_r}{A} = \sigma \varepsilon (T_1^{*4} - T_2^{*4}); \quad T_1^* > T_2^* \quad (\text{Ec. 2})$$

donde:

Q_r/A = Tasa de flujo de calor por radiación en BTU/h

A = Área a través de la cual ocurre el flujo de calor en pie^2

σ = constante de Stefan-Boltzman

$$(\sigma = 0,1713 \frac{BTU}{h - \text{pie}^2 - F^4} \text{ o } 1,355 \times 10^{-12} \frac{cal}{\text{seg} - \text{cm}^2 - K^4})$$

T_1^* = Temperatura absoluta del cuerpo a mayor temperatura en R

T_2^* = Temperatura absoluta del cuerpo a menor temperatura en R

ε = la emisividad de la superficie.

La emisividad es una medida de la habilidad de una superficie de absorber radiación. Las emisividades son adimensionales e iguales o menores que la unidad, y dependen de la naturaleza de la superficie.

Tabla 2. Emisividades aproximadas de algunos metales

METAL	TEMPERATURA (F)	EMISIVIDAD (ϵ)
Aluminio oxidado	400 -1.100	0,11 – 0,19
Aluminio no oxidado	400 -1.100	0,04 – 0,08
Hierro, acero oxidado	400 -1.100	0,75 – 0,95
Hierro, acero no oxidado	350 -1.200	0,05 – 0,30
Acero inoxidable	75 - 210	0,07 – 0,30
Acero pulido	430 – 1.600	0,05 – 0,06

2.6.1.3 CONVECCIÓN

Es la transferencia de calor desde una superficie hacia un fluido en movimiento (o del fluido en movimiento hacia la superficie) en contacto con ella, o de una parte de un fluido en movimiento a mayor temperatura hacia otra parte del mismo fluido a menor temperatura.

Si el movimiento del fluido se debe a la aplicación de alguna fuerza (bomba, abanico, etc.), se dice que existe convección forzada. Si el fluido se mueve por diferencia de densidades debido a diferencias de temperaturas, se dice que hay convección libre.

En ambos casos, la transferencia de calor viene dada por:

$$\frac{Q_c}{A} = h_c |T_f - T_s| \quad (\text{Ec. 3})$$

Donde:

Q_c = La tasa de flujo de calor por convección en BTU/h

$A =$ Área a través de la cual ocurre el flujo de calor en pie^2

$h_c =$ Coeficiente de transferencia de calor por convección

en $\frac{BTU}{h - \text{pie}^2 - F}$

$T_f =$ Temperatura del fluido en F

$T_s =$ Temperatura de la superficie en F

Se escoge valor absoluto para tomar en cuenta el flujo de calor del fluido hacia la superficie o de la superficie hacia el fluido, según T_f sea mayor o menor que T_s .

2.6.2 FACTORES QUE AFECTAN LAS PÉRDIDAS DE CALOR

El último punto de pérdidas de calor en un sistema de líneas de inyección, se encuentra en el pozo.

Los principales factores que afectan las pérdidas de calor en el pozo son:

- (a) el tiempo de inyección
- (b) la tasa de inyección
- (c) la profundidad del pozo
- (d) la presión de inyección en el caso de vapor saturado
- (e) la presión y temperatura de inyección en el caso de vapor sobrecalentado.

2.6.3 CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS DE CALOR EN EL POZO

Por lo general para calcular las pérdidas de calor en un pozo de inyección se plantea las siguientes suposiciones:

- (a) El vapor se inyecta por la tubería de producción o inyección a temperatura, presión, tasa y calidad constantes.
- (b) El espacio anular (tubería de inyección- revestidor) se considera lleno de aire a baja presión. Sin embargo, se puede utilizar también Nitrógeno en el espacio anular que con llevaría al planteamiento de ecuaciones propias de este gas para el cálculo de sus propiedades.
- (c) La transferencia de calor en el pozo se realiza bajo condiciones de flujo continuo, mientras que la transferencia del calor en la formación es por conducción radial en flujo no continuo.
- (d) Dentro de la tubería de inyección, los cambios de energía cinética así como cualquier variación en la presión del vapor debido a efectos hidrostáticos y a pérdidas por fricción son despreciables.
- (e) Se desprecia la variación de la conductividad y difusividad térmica de la tierra con profundidad.

2.6.3.1 METODO DE WILLHITE

El método de Willhite es posiblemente el más riguroso y de fácil aplicación. Este se fundamenta en el uso de un coeficiente de transferencia de calor total para un sistema formado por el espacio anular, las tuberías de inyección y revestimiento, el cemento y el aislante en caso que exista. Basado en este sistema, Willhite desarrolló expresiones para estimar el coeficiente de transferencia de calor total.

Estas expresiones son:

$$U_{to} = \left[\frac{r_{to}}{r_{ii} h_f} + \frac{r_{to} \ln\left(\frac{r_{to}}{r_{ii}}\right)}{K_{hs}} + \frac{1}{(h_c + h_r)} + \frac{r_{to} \ln\left(\frac{r_{co}}{r_{ci}}\right)}{K_{hs}} + \frac{r_{to} \ln\left(\frac{r_h}{r_{co}}\right)}{K_{hcem}} \right]^{-1} \quad (\text{Ec. 4})$$

Para el caso de tubería de inyección aislada con un aislante de espesor Δr_{ins} , pulg, y conductividad térmica K_{hins} , $\frac{BTU}{h - pie - F}$.

$$U_{to} = \left[\frac{r_{to}}{r_{ti} h_f} + \frac{r_{to} \ln\left(\frac{r_{to}}{r_{ti}}\right)}{K_{hs}} + \frac{r_{to} \ln\left(\frac{r_{ins}}{r_{to}}\right)}{K_{hins}} + \frac{r_{to}}{r_{ins}(h_c' + h_r')} + \frac{r_{to} \ln\left(\frac{r_{co}}{r_{ci}}\right)}{K_{hs}} + \frac{r_{to} \ln\left(\frac{r_h}{r_{co}}\right)}{K_{hcem}} \right]^{-1} \quad (\text{Ec. 5})$$

Las expresiones de U_{to} dadas por las ecuaciones (4) y (5), fueron desarrolladas considerando los siguientes mecanismos de transferencia de calor: convección forzada desde el vapor hacia la superficie interna de la tubería de inyección, conducción a través de las paredes de la tubería de inyección y de revestimiento, del aislante y del cemento, y convección libre y radiación en el espacio anular.

Los términos usados en las ecuaciones (4) y (5) son definidos como sigue:

r_{ti} : radio interno de la tubería de inyección, pies

r_{to} : radio externo de la tubería de inyección, pies

r_{ins} : radio hasta la superficie externa del aislante, pies

r_{ci} : radio interno del revestidor, pies

r_{co} : radio externo del revestidor, pies

r_h : radio del hoyo del pozo, pies

K_{hins} : conductividad térmica del aislante, $\frac{BTU}{h - pie - F}$.

K_{hs} : conductividad térmica del material (acero) del cual está construida la línea, $\frac{BTU}{h - pie - F}$.

K_{hcem} : conductividad térmica del cemento, $\frac{BTU}{h - pie - F}$

h_f : coeficiente de película (“film coefficient”) de transferencia de calor o coeficiente de condensación entre el fluido fluyendo y la

superficie interna de la tubería de inyección, $\frac{BTU}{h - pie^2 - F}$.

h_r' : coeficiente de transferencia de calor por radiación entre la superficie externa de la tubería de inyección y la interna de

revestimiento, $\frac{BTU}{h - pie^2 - F}$.

h_c : coeficiente de transferencia de calor por convección natural entre la superficie externa de la tubería de inyección y la

interna de revestimiento, $\frac{BTU}{h - pie^2 - F}$.

h_r : coeficiente de transferencia de calor por radiación entre la superficie externa del aislante y la interna de revestimiento,

$\frac{BTU}{h - pie^2 - F}$.

h_c' : coeficiente de transferencia de calor por convección natural entre la superficie externa del aislante y la interna

de revestimiento, $\frac{BTU}{h - pie^2 - F}$.

Al igual que en líneas de superficie, los términos conteniendo h_f y K_{hs} , pueden despreciarse de las ecuaciones (4) y (5), lo cual implica suponer que: $T_s \cong T_{ti}$ y que $T_{ci} \cong T_{co}$ respectivamente.

Los coeficientes de transferencia de calor por radiación h_r y h_r' se evalúan de acuerdo a la ecuación de Stefan-Boltzmann:

$$h_r = \sigma \varepsilon (T_{to}^* + T_{ci}^*) (T_{to}^* + T_{ci}^*) \quad (\text{Ec. 6})$$

donde ε es el factor de forma (o factor de vista), el cual depende de la geometría de los cuerpos y que relaciona la radiación emitida por un cuerpo, que es interceptada por el otro, y viene dada por:

$$\varepsilon = \left[\frac{1}{\varepsilon_{to}} + \frac{r_{to}}{r_{ci}} \left(\frac{1}{\varepsilon_{ci}} - 1 \right) \right]^{-1} \quad (\text{Ec. 7})$$

donde ε_{to} y ε_{ci} son las emisividades de la superficie externa de la tubería de inyección y de la interna de revestimiento.

Por otro lado, si la tubería de inyección está recubierta de aislante,

$$h_r = \sigma \varepsilon (T_{ins}^{*2} + T_{ci}^{*2}) (T_{ins}^* + T_{ci}^*) \quad (\text{Ec. 8})$$

siendo :

$$\varepsilon = \left[\frac{1}{\varepsilon_{ins}} + \frac{r_{ins}}{r_{ci}} \left(\frac{1}{\varepsilon_{ci}} - 1 \right) \right]^{-1} \quad (\text{Ec. 9})$$

donde, ε_{ins} se refiere a la emisividad de la superficie externa del aislante, y los otros términos ya fueron previamente definidos.

Los coeficientes de transferencia de calor por convección natural h_c y h_c' se pueden evaluar de acuerdo a valores experimentales correlacionados mediante análisis dimensional. Las ecuaciones desarrolladas para su evaluación son las siguientes:

$$hc = \frac{0,049K_{han} (Gr Pr)^{0,333} (Pr)^{0,074}}{r_{to} \ln\left(\frac{r_{ci}}{r_{to}}\right)} \quad (\text{Ec. 10})$$

$$\text{con,} \quad Gr = \left(\frac{(r_{ci} - r_{to})^3 g \rho_{an}^2 \beta_{an} (T_{to} - T_{ci})}{\mu_{an}^2} \right) \quad (\text{Ec. 11})$$

$$\text{y,} \quad Pr = \frac{c_{pan} \mu_{an}}{K_{han}} \quad (\text{Ec. 12})$$

$$\text{y, con aislante} \quad h'_c = \frac{0,049K_{han} (Gr Pr)^{0,333} (Pr)^{0,074}}{r_{ins} \ln\left(\frac{r_{ci}}{r_{ins}}\right)} \quad (\text{Ec. 13})$$

$$\text{con,} \quad Gr = \frac{(r_{ci} - r_{ins})^3 g \rho_{an}^2 \beta_{an} (T_{ins} - T_{ci})}{\mu_{an}^2} \quad (\text{Ec. 14})$$

$$\text{y,} \quad Pr = \frac{c_{pan} \mu_{an}}{K_{han}} \quad (\text{Ec. 15})$$

donde:

K_{han} : conductividad térmica del fluido en el espacio anular, a temperatura y presión promedio del fluido en el anular,

$$\frac{BTU}{h - pie - F}$$

μ_{an} : viscosidad del fluido en el espacio anular, a temperatura y presión promedio del fluido en el anular, $\frac{lb}{pie - h}$.

β_{an} : coeficiente de expansión térmica del fluido en el espacio anular, a temperatura y presión promedio en el anular, F^{-1} .

ρ_{an} : densidad del fluido en el espacio anular, a temperatura y presión promedio del fluido en el anular, $\frac{lb}{pie^3}$.

c_{pan} : calor específico del fluido en el espacio anular, a temperatura y presión promedio en el anular, $\frac{BTU}{lb - F}$.

g : constante de gravedad, $4,17 \times 10^8 \frac{pie^2}{h}$

Una vez evaluado el coeficiente de transferencia de calor total U_{to} , la tasa de transferencia de calor Q ($\frac{BTU}{h}$) desde el interior de la tubería de inyección hasta la interfase cemento-formación, puede evaluarse mediante:

$$Q = 2\pi r_{to} U_{TO} (T_S - T_h) \Delta L \quad (Ec. 16)$$

En vista de que el valor de T_h no se conoce, es necesario considerar la transferencia de calor hacia la formación, para así

relacionarla con T_e , la temperatura original de la formación (o sea, en una zona alejada del pozo).

Dado que la transferencia de calor desde la interfase cemento-formación a la formación se realiza bajo condiciones de flujo no continuo, se hace necesario resolver la ecuación de difusión:

$$\frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} = \frac{1}{\alpha} \frac{\partial T}{\partial t} \quad (\text{Ec. 17})$$

a fin de determinar la distribución de temperatura.

Ramey, resolvió la ecuación (18) para obtener la distribución de temperatura en función de r (distancia radial del pozo) y t (tiempo de inyección). Una vez sustituida esta solución, la ecuación para calcular la transferencia de calor entre la interfase cemento-formación y la formación es la siguiente:

$$Q = \frac{2\pi K_{he}(T_h - T_e)\Delta L}{f(t)} \quad (\text{Ec. 18})$$

donde:

T_e : temperatura original de la formación, F.

K_{he} : conductividad térmica de la formación, $\frac{BTU}{h - pie - F}$

$f(t)$: función transitoria de calor, adimensional.

La función $f(t)$ puede ser obtenida de las soluciones para conducción de calor radial de un cilindro de longitud infinita.

Tales soluciones son presentadas en muchos textos sobre transmisión de calor, y son análogas a las soluciones transitorias de flujo de fluidos usadas en ingeniería de yacimientos.

$$f(t) = \ln \frac{2\sqrt{\alpha t}}{r_h} - 0,29 \quad (\text{Ec. 19})$$

donde:

α : difusividad térmica de la tierra, $\frac{pie^2}{h}$

T: tiempo de inyección, horas

r_h : radio del hoyo del pozo, pie

2.6.3.2 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO

Dado q el valor de U_{to} (h_r , h_r' , h_c , h_c'), depende de las temperaturas T_{to} , T_{ins} y T_{ci} , las cuales no son conocidas, el procedimiento para evaluar U_{to} y luego Q es un proceso de ensayo y error, diferente de acuerdo a si existe o no aislante. A continuación se presentan ambos casos.

2.6.3.2.1 TUBERIA DE INYECCIÓN SIN AISLANTE

En este caso, el procedimiento a utilizar es como sigue:

Igualando las ecuaciones (16) y (18) y despejando T_h , se obtiene:

$$T_h = \frac{T_s f(t) + \frac{K_{he} T_e}{r_{to} U_{to}}}{f(t) + \frac{K_{he}}{r_{to} U_{to}}} \quad (\text{Ec. 20})$$

la cual relaciona T_h con T_e y T_s , temperaturas conocidas o estimables. En vista de que h_r y h_c dependen de T_{to} y T_{ci} , se hace necesario relacionar estas temperaturas con valores conocidos (T_s ó T_e) ó calculables (T_h).

Al considerar despreciable los términos que contienen h_r y K_{hs} se tiene que: $T_{ti} \cong T_{to} \cong T_s$ y que $T_{co} \cong T_{ci}$. El valor de T_{co} se puede relacionar con T_h , considerando la transferencia de calor a través del cemento, la cual viene dada por:

$$Q = \frac{2\pi K_{hcem}(T_{co} - T_h)\Delta L}{\ln\left(\frac{r_h}{r_{co}}\right)} \quad (\text{Ec. 21})$$

Igualando (16) con (21) se obtiene:

$$T_{co} = T_h + \frac{r_{to} U_{to} \ln\left(\frac{r_h}{r_{co}}\right)}{K_{hcem}} (T_s - T_h) \quad (\text{Ec. 22})$$

Luego, se sigue el procedimiento iterativo descrito a continuación:

- (a) Suponer un valor de T_{ci} y evaluar h_r y h_c , puesto que $T_{to} \cong T_s$. Calcular U_{to} mediante la ecuación (4).
- (b) Una vez evaluado U_{to} , se calcula T_h mediante la ecuación (20), evaluando previamente $f(t)$ para el tiempo de interés.
- (c) Teniendo T_h se determina T_{co} de la ecuación (22) y por lo tanto T_{ci} , puesto que $T_{co} \cong T_{ci}$.

- (d) Comparar el valor supuesto de T_{ci} calculado con el supuesto en 1, y repetir en caso necesario hasta que T_{ci} supuesto sea igual a T_{ci} calculado, dentro de una tolerancia de aproximación de $\cong 0,1^\circ$ utilizando como nuevo valor supuesto, el previamente calculado.

Una vez determinado el valor correcto de T_{ci} , se tendrá el valor correcto de T_h y de U_{to} y por lo tanto se puede calcular Q mediante las ecuaciones (16), (18) y (21).

La constancia del valor de Q obtenido de las tres ecuaciones anteriores, demostrará la veracidad de la solución obtenida.

2.6.3.2.2 TUBERÍA DE INYECCIÓN CON AISLANTE

En este caso, además de suponer despreciable el efecto de los términos conteniendo h_f y K_{hs} , se considera que el cemento tiene iguales propiedades térmicas que la tierra ($K_{hcem} = K_{he}$), por lo cual las expresiones para U_{to} y Q se simplifican a:

$$U_{to} = \left[\frac{r_{to} \ln\left(\frac{r_{ins}}{r_{to}}\right)}{K_{hins}} + \frac{r_{to}}{r_{ins}(h'_c + h'_r)} \right]^{-1} \quad (\text{Ec.23})$$

$$y \quad Q = 2\pi r_{to} U_{to} (T_s - T_{co}) \Delta L \quad (\text{Ec. 24})$$

Además, la ecuación para la transferencia de calor desde la interfase cemento-formación a la formación se modifica para que represente la transferencia de calor desde el exterior del revestidor hacia la tierra, puesto que al suponer $K_{hcem} = K_{he}$ se

está considerando que en vez de cemento y luego tierra sólo existe tierra. Así la ecuación resultante es:

$$Q = \frac{2\pi K_{he} (T_{co} - T_e) \Delta L}{f(t)} \quad (\text{Ec. 25})$$

siendo $f(t)$ la expresión dada por la ecuación (19), cambiando r_h por r_{co} .

Con la finalidad de relacionar la temperatura $T_s \cong T_i \cong T_{to}$ con la temperatura del aislante T_{ins} , requerida para evaluar h'_r y h'_c se hace necesario considerar la transferencia de calor a través del aislante. Esta viene expresada por:

$$Q = \frac{2\pi K_{ins} (T_{to} - T_{ins}) \Delta L}{\ln\left(\frac{r_{ins}}{r_{to}}\right)} \quad (\text{Ec. 26})$$

Dado que el valor de Q expresado por las ecuaciones (24), (25) y (26) es el mismo a cualquier tiempo (flujo continuo), se tiene que:

Igualando (24) con (25) resulta:

$$T_{co} = \frac{K_{he} T_e + r_{to} U_{to} f(t) T_s}{K_{he} + r_{to} U_{to} f(t)} \quad (\text{Ec. 27})$$

Igualando (24) con (26) resulta:

$$T_{ins} = T_s - \frac{r_{to} U_{to} \ln\left(\frac{r_{ins}}{r_{to}}\right)}{K_{hins}} (T_s - T_{co}) \quad (\text{Ec. 28})$$

la cual, al reemplazar T_{co} por la expresión (27), se transforma en:

$$T_{ins} = T_s - \frac{r_{to} U_{to} \ln\left(\frac{r_{ins}}{r_{to}}\right)}{K_{ins}} \left(T_s - \frac{K_{he} T_e + r_{to} U_{to} f(t) T_s}{K_{he} + r_{to} U_{to} f(t)} \right) \quad (\text{Ec. 29})$$

Finalmente, al igualar (25) con (26) se obtiene:

$$T_{co} = T_e + \frac{K_{hins} f(t)}{K_{he} \ln\left(\frac{r_{ins}}{r_{to}}\right)} (T_s - T_{ins}) \quad (\text{Ec. 30})$$

Las expresiones (29) y (30) conjuntamente con la (23) y las utilizadas para evaluar h'_r y h'_c , constituyen el conjunto de ecuaciones a utilizar en el procedimiento iterativo requerido para este caso de tubería de inyección con aislante.

El procedimiento iterativo es el siguiente:

- (a) Suponer un valor de T_{ins} y calcular T_{co} mediante la ecuación (30).
- (b) Con los valores de T_{ins} y T_{co} , evaluar h'_r y h'_c y por lo tanto U_{to} mediante la ecuación (23).
- (c) Conocido el valor de U_{to} se determina T_{ins} de la ecuación (29).
- (d) Comparar el valor de T_{ins} calculado con el supuesto en 1, y repetir en caso necesario hasta que T_{ins} supuesto sea

igual a T_{ins} calculado, dentro de una tolerancia de aproximación de $\cong 0,1^\circ$, utilizando como nuevo valor supuesto el previamente calculado.

Una vez determinado el valor correcto de T_{ins} , los valores de U_{to} y T_{co} serán los correctos, y por lo tanto se puede calcular Q mediante las ecuaciones (24), (25) y (26). La constancia del valor de Q obtenido por las ecuaciones anteriores, demostrará la veracidad de los valores obtenidos.

Según Farouq-Ali las pérdidas de calor también pueden estimar en función de la calidad del vapor.

Cantidad de calor en el cabezal = cantidad de calor en el fondo del pozo + pérdidas de calor en el pozo

Lo cual puede expresarse en términos matemáticos, como sigue:

$$w(H_w + X_o L_v) = w(H_w + X L_v) + qL \quad (\text{Ec. 31})$$

de donde:

$$X = X_o - \frac{Q}{wL_v} \quad (\text{Ec. 32})$$

Siendo:

$$Q \text{ expresada en } \frac{BTU}{h}$$

$$w \text{ en } \frac{lb}{h}$$

L en pies

X y X_o , calidad en el fondo del pozo y el cabezal

2.7 COMPLETACIÓN DE POZOS

2.7.1 DEFINICIÓN²⁶

Se entiende por completación o terminación al conjunto de trabajos que se realizan en un pozo de petróleo o gas después de la perforación o durante la reparación, para dejarlo en condiciones de producir eficientemente los fluidos de la formación durante un periodo prolongando al menor costo posible.

2.7.2 FACTORES QUE DETERMINAN EL DISEÑO

La productividad de un pozo y su futura vida productiva es afectada por el tipo de completación y los trabajos efectuados durante la misma. La selección de la completación tiene como principal objetivo obtener la máxima producción en la forma más eficiente y, por lo tanto, deben estudiarse cuidadosamente los factores que determinan dicha selección, tales como:

- (a) Tasa de producción requerida.
- (b) Reservas de las zonas a completar.
- (c) Mecanismos de producción en las zonas o yacimientos a completar.
- (d) Necesidades futuras de estimulación.
- (e) Requerimientos para el control de arena.
- (f) Futuras reparaciones.
- (g) Consideraciones para el levantamiento artificial por gas, bombeo mecánico.
- (h) Posibilidades de futuros proyectos de recuperación adicional de petróleo.
- (i) Inversiones requeridas.
- (j) Normas de seguridad y regulaciones.

2.7.3 CLASIFICACIÓN DE LOS ESQUEMAS DE COMPLETACIÓN

2.7.3.1 DE ACUERDO AL REVESTIMIENTO

Básicamente existen tres tipos de completaciones de acuerdo a las características del pozo, es decir como se termine la zona objetivo:

- Hueco Abierto (desnudo).
- Hueco Abierto con Forro o Tubería Ranurada.
- Tubería de Revestimiento Perforada (Cañoneada).

2.7.3.1.1 COMPLETACIÓN A HUECO ABIERTO

Este tipo de completación se realiza en zonas donde la formación está altamente compactada, siendo el intervalo de completación o producción normalmente grande (100 a 400 pies) y homogéneo en toda su longitud.

Consiste en correr y cementar el revestimiento de producción hasta el tope de la zona de interés, seguir perforando hasta la base de esta zona y dejarla sin revestimiento. Ver Figura. 19.

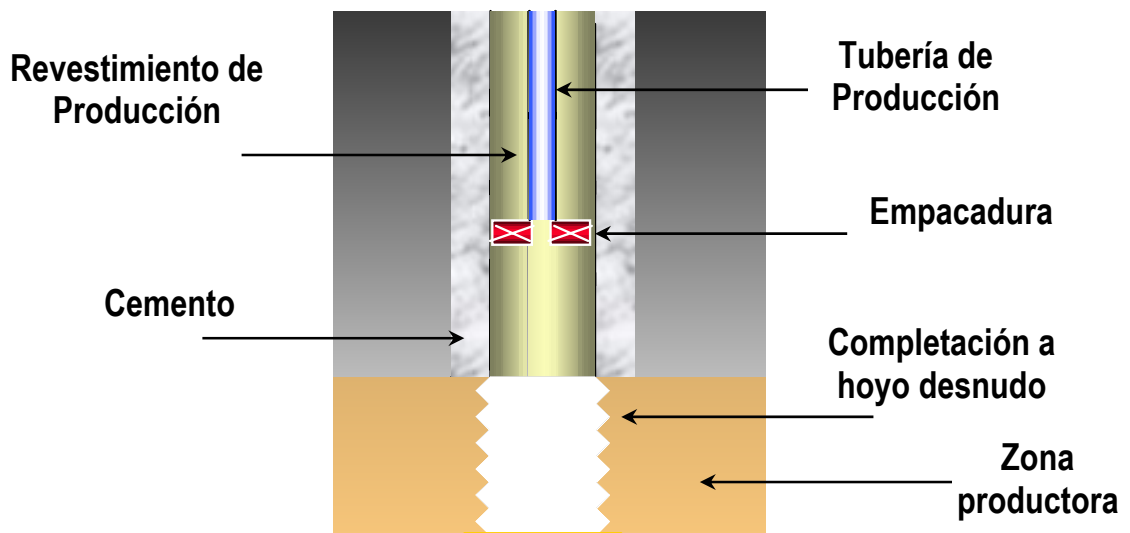


Figura. 19. Completación a hoyo desnudo

Este tipo de completación se realiza en yacimientos de arenas consolidadas, donde no se espera producción de agua/gas ni producción de arena ó derrumbes de la formación.

VENTAJAS

- Se elimina el costo de cañoneo.
- Existe un máximo diámetro del pozo en el intervalo completado.
- Puede convertirse en otra técnica de completación; con forro o revestidor cañoneado.
- Se adapta fácilmente a las técnicas de perforación a fin de minimizar el daño a la formación dentro de la zona de interés.
- Reduce el costo de revestimiento.

DESVENTAJAS

- Presenta dificultad para controlar la producción de gas y agua.
- No puede ser estimulado selectivamente.
- Puede requerir frecuentes limpiezas si la formación no es compacta.

2.7.3.1.2 HUECO ABIERTO CON FORRO O TUBERÍA RANURADA

Este tipo de completación se utiliza mucho en formaciones no compactadas debido a problemas de producción de fragmentos de rocas y de la formación donde se produce generalmente petróleos pesados.

En una completación con forro, el revestidor se asienta en el tope de la formación productora y se coloca un forro en el intervalo correspondiente a la formación productiva.

En este tipo de completaciones además se distinguen dos arreglos:

- a) **Completación con forro no cementado:** En este tipo de completación un forro con o sin malla se coloca a lo largo de la sección o intervalo de interés. El forro con o sin malla puede ser empacado con grava para impedir el arrastre de la arena de la formación con la producción. Ver Figura. 20.

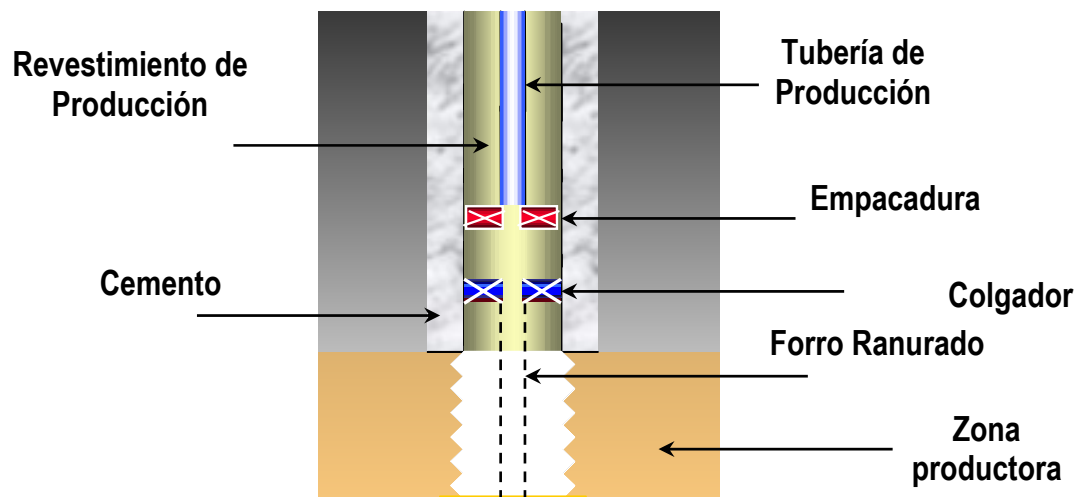


Figura. 20. Completación con forro no cementado

Ventajas

- Se reduce al mínimo el daño a la formación.
- No existen costos por cañoneado.
- La interpretación de los perfiles no es crítica.
- Se adapta fácilmente a técnicas especiales para el control de arena.
- El pozo puede ser fácilmente profundizable.

Desventajas

- Dificulta las futuras reparaciones.
- No se puede estimular selectivamente.
- La producción de agua y gas es difícil de controlar.
- Existe un diámetro reducido frente a la zona o intervalo de producción.

b) Completación con forro liso ó camisa perforada:

En este caso, se instala un forro a lo largo de la sección o intervalo de producción. El forro se cementa y se cañonea selectivamente la zona productiva de interés. Ver Figura. 21.

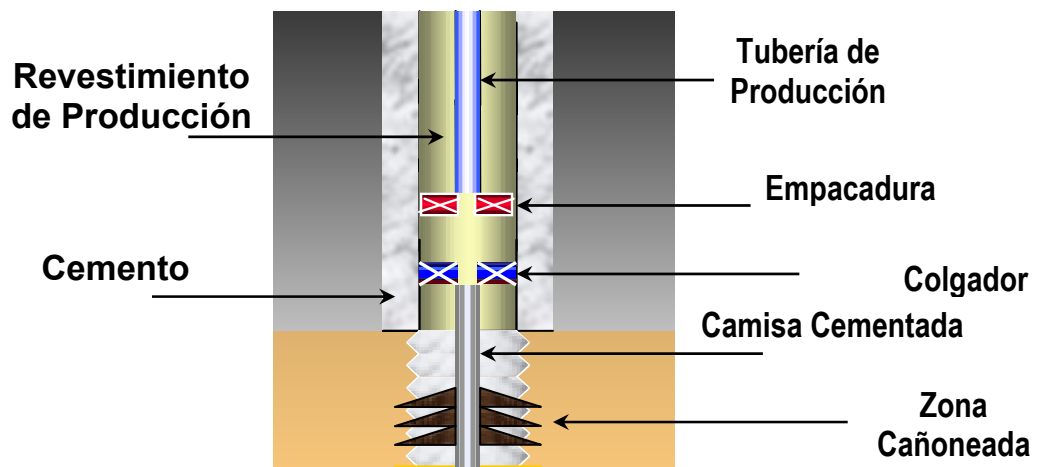


Figura. 21. Completación con forro liso perforado

Ventajas

- La producción de agua / gas es fácilmente controlada.
- La formación puede ser estimulada selectivamente.
- El pozo puede ser fácilmente profundizable.
- El forro se adapta fácilmente a cualquier técnica especial para el control de arena.

Desventajas

- La interpretación de registros o perfiles de producción es crítica.
- Requiere buenos trabajos de cementación.
- Presenta algunos costos adicionales (cementación, cañoneo, taladro, etc.)
- Es más susceptible al daño la formación.
- El diámetro del pozo a través del intervalo de producción es muy restringido

2.7.3.2 SEGÚN LA CONFIGURACIÓN MECÁNICA DE LOS POZOS⁵

De acuerdo a la configuración mecánica del pozo, la completación del mismo puede clasificarse en Completación Convencional y Completación Permanente.

Se entiende por “Completación Convencional” aquella operación en la cual existe una tubería mayor de 4 ½ pulgadas de diámetro externo dentro del pozo y a través de la cual fluyen los fluidos de la formación hacia la superficie. La mayoría de las partes mecánicas o equipos de subsuelo pueden ser removidos, es decir, no tienen carácter permanente.

Por otro lado la “Completación Permanente” son aquellas operaciones en las cuales la tubería de producción y el cabezal del pozo (árbol de navidad), se instalan de tal manera que todo trabajo subsiguiente se lleva a cabo a través de la tubería de producción con equipo manejado a cable.

Los tipos de completación de acuerdo a la configuración mecánica se clasifican en:

- **Completación sencilla:** Este tipo de completación es una técnica de producción mediante la cual las diferentes zonas productivas producen simultáneamente o lo hacen en forma selectiva por una misma tubería de producción.

Este tipo de completación se aplica donde existe una o varias zonas de un mismo yacimiento. En completaciones de este tipo, todos los intervalos productores se cañonean antes de correr el equipo de completación. Además de producir selectivamente la zona petrolífera, este tipo de completación ofrece la ventaja de aislar zonas productoras de gas y agua.

En caso de que la zona petrolífera no tenga suficiente presión como para levantar la columna de fluido hasta la superficie se pueden utilizar métodos de levantamiento artificial.

- **Completación múltiple:** Se utiliza cuando se quiere producir simultáneamente varias zonas petrolíferas (yacimientos) en un solo pozo, sin mezclar los fluidos. Generalmente reduce el número de pozos a perforar.

2.7.4 COMPLETACIONES A HOYO REVESTIDO CON EMPAQUE CON GRAVA

El empaque con grava en “Hoyo Revestido” es una de las técnicas de control de arena más comúnmente utilizada por la industria petrolera.

Este método de control de arena utiliza una combinación de rejilla y grava para establecer un proceso de filtración en el fondo del pozo.

La rejilla es colocada a lo largo de las perforaciones y un empaque de grava con una distribución adecuada de arena es colocado alrededor de la rejilla y en las perforaciones. Después de esto, la arena del empaque de grava en las perforaciones y en el anular de la rejilla-revestidor filtra la arena y/o finos de la formación mientras que la rejilla filtra la arena del empaque con grava.

Desafortunadamente, la eficiencia de una completación con empaque con grava, independientemente de la técnica que se utilice, genera daño al pozo en muchos casos. El daño cercano a la boca del pozo como un resultado de la completación con empaque con grava podría atribuirse a varios mecanismos o más probablemente, es el resultado acumulativo de una variedad de ellos. Estos podrían incluir el taponamiento del empaque y la pérdida del fluido durante la completación.

El taponamiento del empaque ocurre principalmente por la migración de finos desde la formación, que invaden el empaque con grava cuando el pozo es colocado en producción. Asimismo, la pérdida de fluido durante el empaque con grava es un problema serio, sobre todo en zonas de alta permeabilidad.

Esta pérdida de fluido puede producir una variedad de mecanismos de daños tales como:

- Problemas de depositación de escama por la interacción del agua de la Formación con los fluidos perdidos durante la fase de completación.
- Daño debido a la alta viscosidad de los fluidos perdidos.
- Daño debido a la presencia de partículas sólidas como carbonato de calcio o sal usados como aditivos para controlar pérdidas de fluidos, bombeados antes del empaque con grava, que pueden crear problemas de taponamiento del medio poroso por sólidos. Esto también crea otros problemas como potencial puenteo en el empaque.

Ventajas de una completación a hoyo revestido con empaque con grava.

- Existen facilidades para completación selectiva y para reparaciones en los intervalos productores.
- Mediante el cañoneo selectivo se puede controlar con efectividad la producción de gas y agua.
- La producción de fluidos de cada zona se puede controlar y observar con efectividad.
- Es posible hacer completaciones múltiples.

Desventajas de una completación a hoyo revestido con empaque con grava.

- Se restringe las perforaciones del cañoneo debido a la necesidad de dejar la rejilla en el hoyo.
- Taponamiento debido a la formación de escamas cuando el agua de inyección se mezcla con el fluido de completación a base de calcio usado durante el empaque con grava.
- Pérdida de fluidos durante la completación causa daño a la formación.

-
- Erosión / corrosión de la rejilla debido a la arena que choca contra cualquier superficie expuesta.

2.7.5 COMPLETACIÓN TÍPICA PARA PRODUCCIÓN

La estructura típica de un pozo para producción (Ver figura 22) es la siguiente:

Dos tuberías concéntricas, una de revestimiento de producción con un recubrimiento de cemento con una longitud equivalente a la longitud aproximada a las $2/3$ partes de la tubería de producción, en esta tubería se instala una bomba de subsuelo mediante cabillas y es movida a través del balancín.

Dentro de la tubería de producción se hace circular diluyente (crudo liviano o gas-oil) el cual se mezcla con el crudo proveniente de la arena a nivel del niple perforado, llevándose a cabo la producción por el espacio entre ambas tuberías. Las empaaduras que se colocan en la tubería de producción son para evitar flujo hacia el espacio anular.

Entre el extremo inferior del pozo se coloca una tubería ranurada rodeada con empaque con grava, fijada con empaaduras. Estos elementos se colocan debido a que las arenas son no consolidadas, evitando la producción de crudo con arena durante el bombeo. En el extremo superior se coloca un revestidor de superficie concéntrico con el revestidor de producción y con un recubrimiento de cemento.

Esta tubería tiene una longitud aproximada de $1/8$ de la longitud total y se coloca con la finalidad de proteger el nivel freático. Para la conexión con cada una de las secciones antes descritas, se instala el árbol y cabezal de producción con balancín, el cual consta de: conexión con el revestidor de

superficie se utiliza válvula de 2" (3000#), en donde es desplazado el concreto que recubre el revestidor de producción, seguidamente se colocan dos válvulas de 2" (3000#), que conecta con el espacio anular entre el revestidor de producción y la tubería de producción.

Por ultimo se conecta la T de bombeo, que comunica con la tubería de producción. Una de estas válvulas se utiliza para introducir el diluyente y la otra parte el desvío de este en caso de ser necesario. Ver Figura. 23.

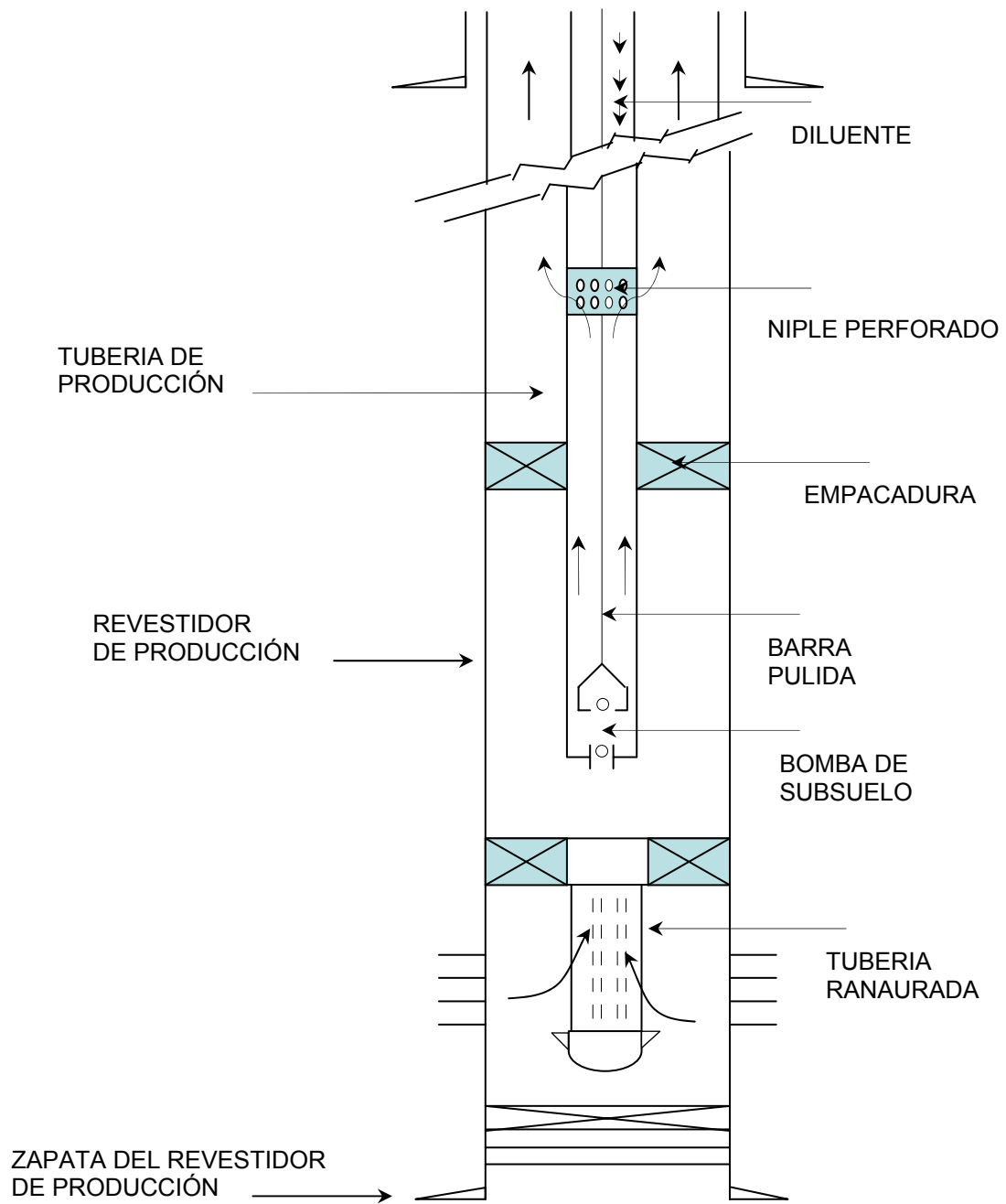


Figura. 22. Completación típica de un pozo

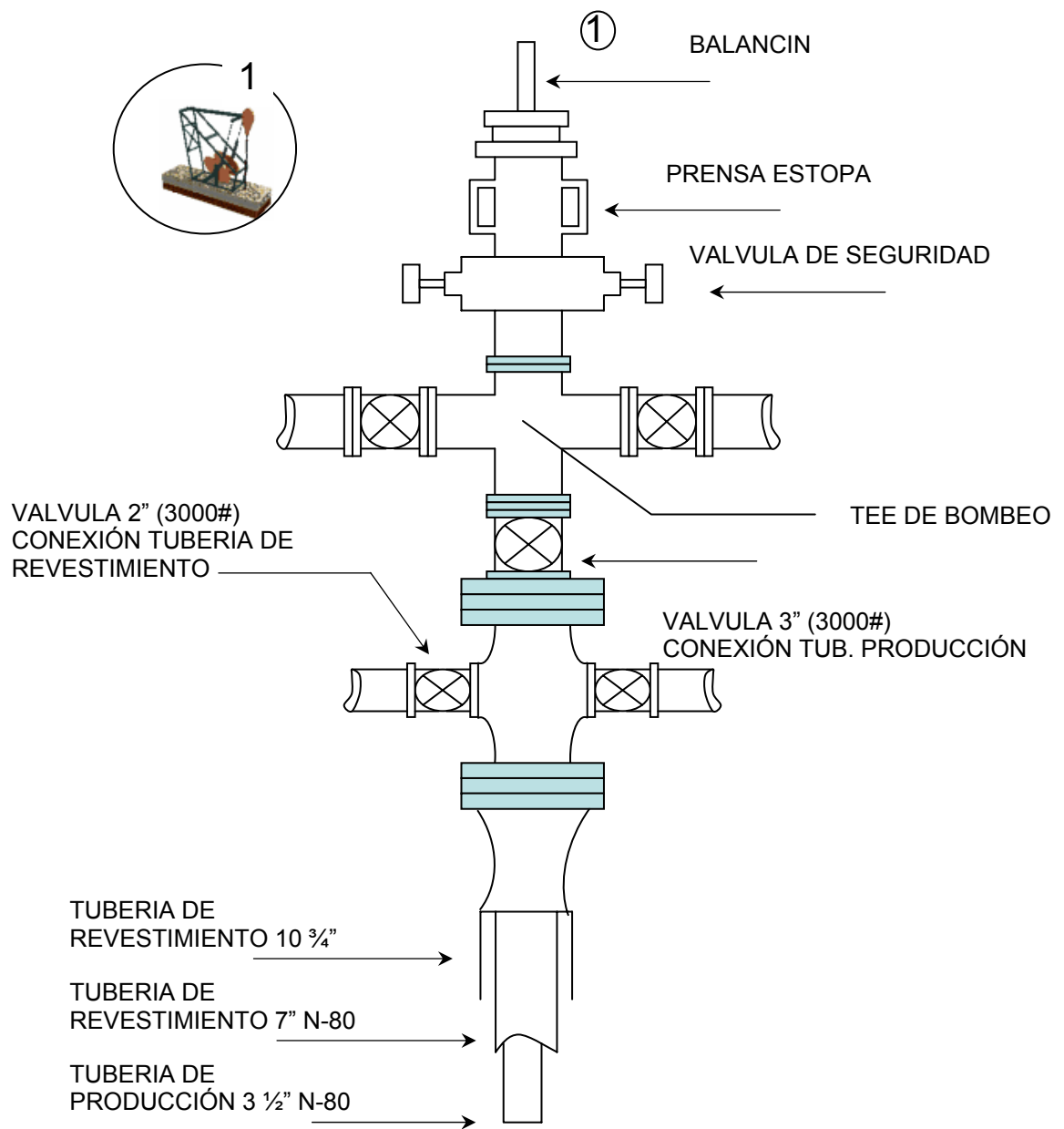


Figura. 23. Árbol y Cabezal de producción con balancin

2.7.6 DISEÑO DE POZOS PARA PROCESOS TÉRMICOS

El diseño de este tipo de pozos esta limitada a los efectos de la temperatura sobre los esfuerzos térmicos en el revestidor. Si el periodo de parada de la inyección de fluido caliente es largo, las temperaturas del pozo bajarán, originando esfuerzos de tensión en el revestidor. El revestidor tiende a extenderse longitudinalmente cuando se calienta.

Para revestidores cementados en el fondo, el pandeo es inevitable en las secciones no cementadas de cualquier longitud significativa, a menos que el revestidor esté libre para expandirse a través de una empacadura ubicada en la primera tubería revestidora de superficie. Las juntas del revestidor tenderán a separarse si la carga de tensión excede la resistencia de separación de las juntas.

En completaciones nuevas se puede evitar la separación de las juntas seleccionando una combinación conveniente de materiales, controlando la temperatura del revestidor y cementado el revestidor en tensión. En los pozos existentes, solamente se puede controlar la temperatura del revestidor.

El proceso de cementar pozos térmicos difiere de la cementación de pozos convencionales en los siguientes aspectos:

1. Se debe hacer circular cemento hasta la superficie durante la cementación de cada parte del revestimiento.
2. Se debe usar cemento API de la clase G o H, con la adición de 30% de polvo de sílice.

2.7.7 COMPLETACIONES DE POZOS PARA PROCESOS TÉRMICOS

Una gran proporción de los yacimientos, a los que se les aplican los métodos de extracción térmica, tienen formaciones no consolidadas. Las terminaciones de los pozos son diseñadas para proveer baja resistencia al flujo de los fluidos y, al mismo tiempo, prevenir la entrada de arena al pozo.

Además es importante el control de arena en los pozos inyectoros. Por otro lado, la selección adecuada de la grava para el empaque, es importante ya que cierta grava es soluble a las condiciones del vapor condensado que prevalece en el fondo de los pozos de inyección. En pozos donde se inyecta vapor, el agua caliente, de alto pH, procedente del generador y la que se condensa como resultado de las pérdidas de calor, tiende a disolver los granos de arena del yacimiento, como también la grava del empaque de grava e incluso el agente consolidante.

El control del perfil de inyección de vapor es un problema mucho más difícil, especialmente para arenas no consolidadas separadas por estratos muy delgados de lutitas. En una terminación convencional el vapor inyectado entra en cada una de las arenas de acuerdo con la resistencia relativa de ellas al flujo.

En esta terminación se puede esperar que la arena más baja reciba vapor relativamente húmedo comparada con la arena superior, aun cuando las resistencias al flujo sean iguales, ya que el agua líquida tenderá a moverse a la parte más baja. Dependiendo de la calidad del vapor que entra al intervalo de inyección, el nivel efectivo de líquido/vapor puede estar por encima de la primera capa de lutita, evitando la inyección de vapor a la arena más baja.

La terminación selectiva de inyección de vapor por el intervalo más bajo, el cual es usualmente el menos agotado y el que tiene mayor resistencia al flujo. Ver Figura. 24.

En este tipo de diagrama se debe tener en cuenta que parte del vapor se puede mover hacia arriba a través del empaque de grava que esta detrás de las empacaduras y entrar en las formaciones superiores. La efectividad de esta terminación depende de la cantidad de vapor que se fuga detrás de la empacadura a través del empaque de grava.

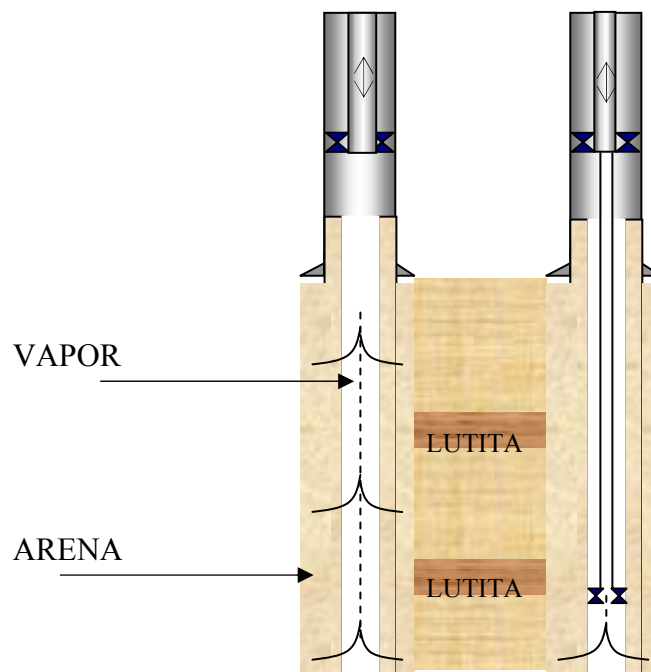


Figura. 24. Terminaciones convencionales y selectivas

En el caso de terminaciones con revestidor cementado a lo largo de las formaciones y donde el pozo es cañoneado, la inyección selectiva es un problema sencillo mediante el uso de empaaduras separadas a cierta distancia o tapones puente. Por otro lado, en pozos empaados con grava, la corrección del perfil es mucho más difícil. Sin embargo, se puede colocar un tapón impermeable en un pequeño intervalo del empaque de grava entre el forro y la arena.

Se puede asentar una empaadura, un tapón puente u otro dispositivo mecánico dentro del forro para desviar el flujo. Para levantar crudos a altas temperaturas de fondo o viscosidad grande por lo general se le agrega un diluyente a través de varillas huecas de succión o a través de tuberías laterales, para facilitar el movimiento de las varillas y el funcionamiento de la bomba. En el caso de usar bombas de subsuelo, estas a veces se instalan antes de la primera inyección de vapor, pero se dejan sin hincar de manera que los fluidos inyectados o producidos puedan influir a través de ellas hasta que se requieran para el levantamiento.

2.7.7.1 COMPLETACIÓN TÍPICA PARA LA INYECCIÓN DE VAPOR

Existen diferencias entre la completación de un pozo productor y la completación de un pozo inyector de vapor. Primero se elimina la bomba de subsuelo, se coloca un mandril para la comunicación entre la tubería de producción y el revestidor de producción.

Esta comunicación sirve para desplazar cualquier residuo de agua u otros residuos que se encuentren entre ambas tuberías. La empaadura normal se cambia por una empaadura térmica.

Al final de la tubería de producción se instala reducciones para evitar perdidas de herramientas durante las operaciones. Ver Figura. 25.

Para proceder a la inyección de vapor se coloca un aislante entre el revestidor de producción y la tubería de producción. El vapor se inyecta por la tubería de producción con dirección a la arena.

Para la conexión de la caldera se procede a instalar el árbol y cabezal para inyección de vapor (Ver Figura. 26.) del modo siguiente:

Luego de colocar el cabezal se coloca el árbol de navidad, allí existen una serie de válvulas que conectan con la tubería de producción. Dos de estas válvulas se prevén para de aliviar el vapor fuera de la tubería de producción, otra para la conexión con la caldera y una para la medición de presión a través de un manómetro.

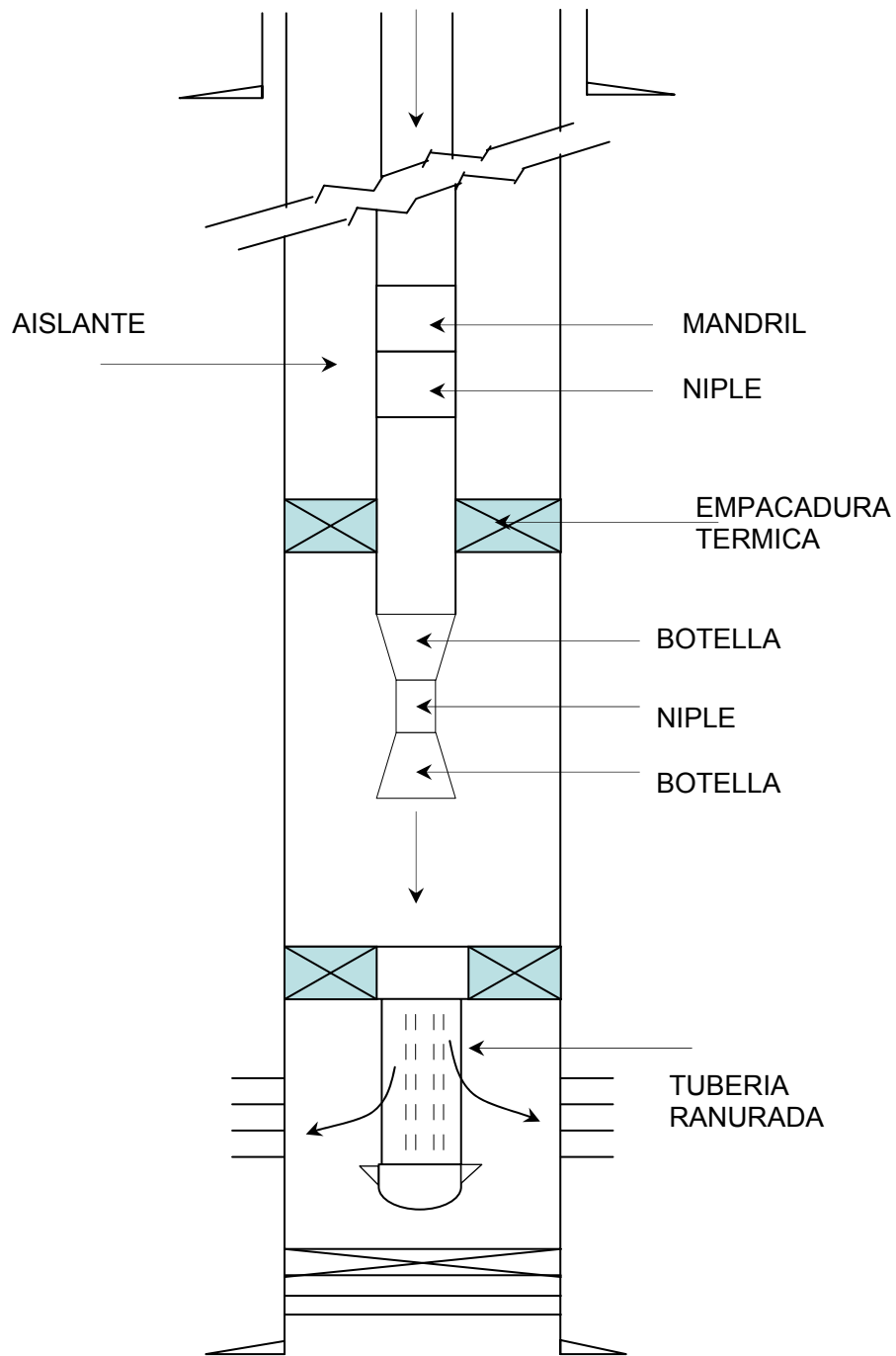


Figura. 25. Completación típica de un pozo inyector de vapor

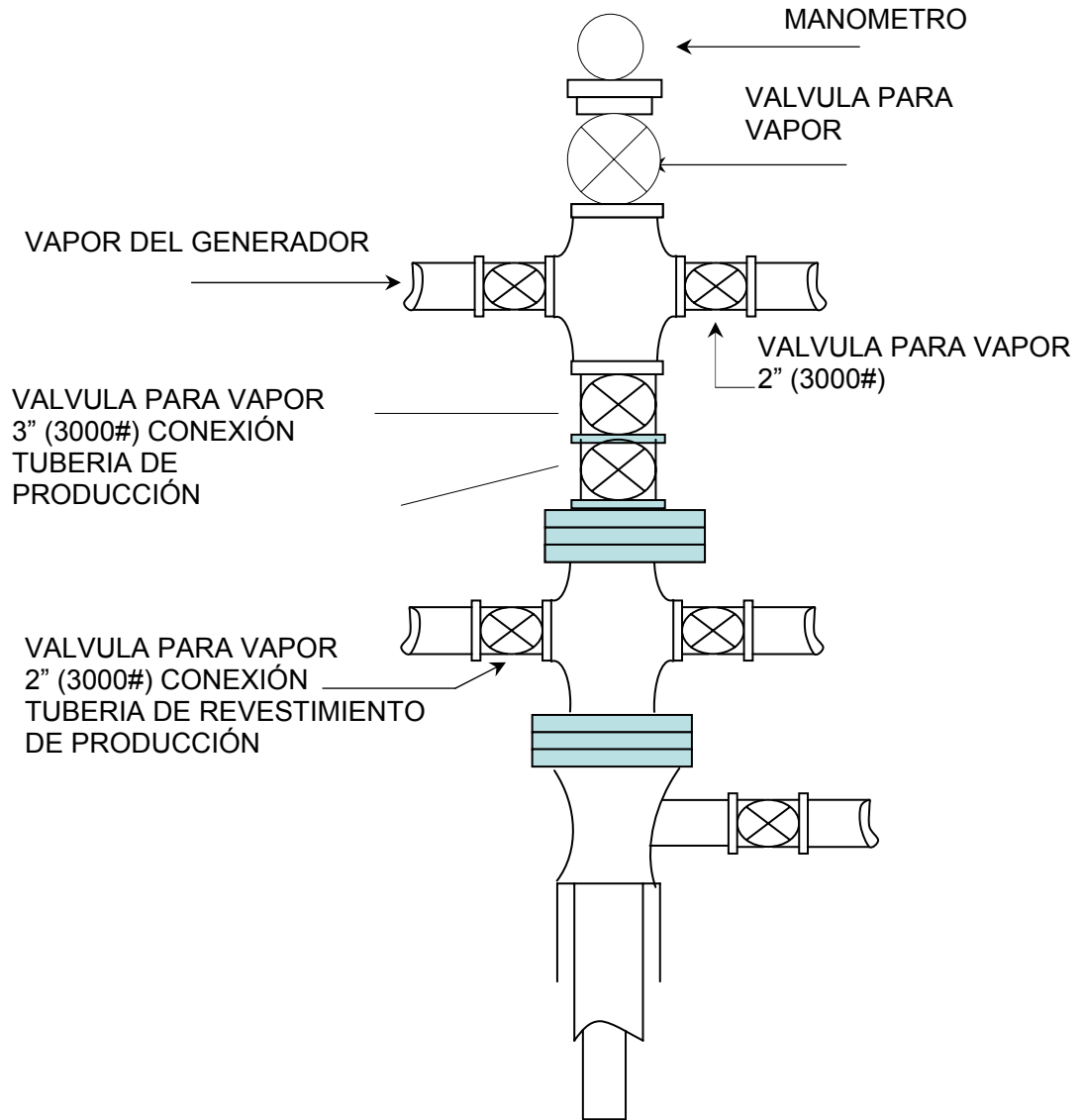


Figura. 26. Árbol y cabezal para inyección de vapor

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

3.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

Esta sección del trabajo es el inicio de todo proyecto de investigación. Los primeros textos consultados estuvieron relacionados con aspectos teóricos de los procesos de Recuperación Térmica. Se tuvo como referencia principal el texto *Recuperación térmica de petróleo* de Alvarado y Banzer el cual fue corregido por el Prof. Rafael Rincón y el texto *Procesos térmicos de extracción de petróleo* de Michael Pratz. Se consultaron trabajos de investigación realizados sobre el comportamiento de pozos sometidos a Inyección Alternada de Vapor, completaciones de pozos con producción en caliente, simposios internacionales sobre crudos pesados, publicaciones científicas, etc.

3.2 RECOPIACIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Inicialmente se investigo cuales áreas de la Faja se había implementado procesos térmicos de producción. Encontrándose que en las áreas de Junín, Ayacucho y Carabobo se ha venido aplicando programas de estimulación de vapor. Posteriormente se consulto a través del sistema “*Document*” de PDVSA-INTEVEP encontrándose en la carpeta de pozos información relacionada con la forma de completación, fallas durante el proceso de inyección de vapor, parámetros utilizados en el proceso de inyección de vapor, historia de producción, siendo los pozos considerados para esta investigación los que contaban con la mayor información disponible.

3.3 CUANTIFICACIÓN DE PÉRDIDAS DE CALOR

Se considero cuantificar las pérdidas de calor que ocurrían en el sistema de completación durante el proceso de inyección de vapor, para de esta forma evaluar este aspecto del sistema de completación.

El método de estimación de las pérdidas de calor utilizado fue el Método de Willhite por ser uno de los más rigurosos y de fácil aplicación. Se considero tomar valores para parámetros importantes del proceso de inyección de vapor utilizados en este método con el objeto de evaluar las variaciones que se generan en las pérdidas de calor. Los parámetros considerados fueron: tasa de inyección, tiempo de inyección, presión de inyección.

3.4 CÁLCULOS TIPO

Con el fin de agilizar los cálculos matemáticos utilizados en el método de Willhite se escribió un código en Visual Basic Excel. Dicho código cuenta con seis (6) opciones de cálculo:

- 1) Completación con aire en el espacio anular, tubería sin aislante y con aislante a una presión de 14,7 lpca.
- 2) Completación con nitrógeno en el espacio anular, tubería sin aislante y con aislante a una presión de 14,7 lpca.
- 3) Completación con nitrógeno en el espacio anular, tubería sin aislante y con aislante a una presión de 600 lpca.

Con respecto a las ecuaciones utilizadas para las propiedades físicas del aire, las mismas fueron tomadas del texto de Alvarado y Banzer *Recuperación Térmica de Petróleo*. Mientras que para las propiedades del Nitrógeno se consulto el *Gas Engineers Handbook* de la Industrial Press, la publicación

Método simplificado para analizar el comportamiento de pozos inyectoros de vapor con nitrógeno en el espacio anular de José Iguarán (UDO), etc.

3.5 GRAFICACIÓN Y TABULACIÓN DE RESULTADOS

Se tabularon y graficaron las pérdidas de calor y la calidad del vapor en función de la profundidad. Los datos utilizados corresponden a valores promedios en pozos sometidos a procesos de estimulación de vapor en el Campo Bare, Área Ayacucho.

3.6 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Después de tener tabulado y graficado las pérdidas de calor y la calidad según las variaciones de los parámetros de inyección realizadas se procede al análisis e interpretación de los mismos.

CAPITULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 DIAGRAMAS DE COMPLETACIÓN

La completación de un pozo el cual ha futuro va a ser estimulado con vapor debe tomar en cuenta las altas temperaturas que se van a generar dentro del pozo, ya que los elementos del pozo se van a ver afectados y por tanto se van a incrementar los costos operacionales.

El pozo SDZ-163 del campo San Diego fue completado con Bomba de Cavidad Progresiva. A este pozo se le inyecta vapor por periodos de inyección de 15 días por año. Ver Figura. 27.

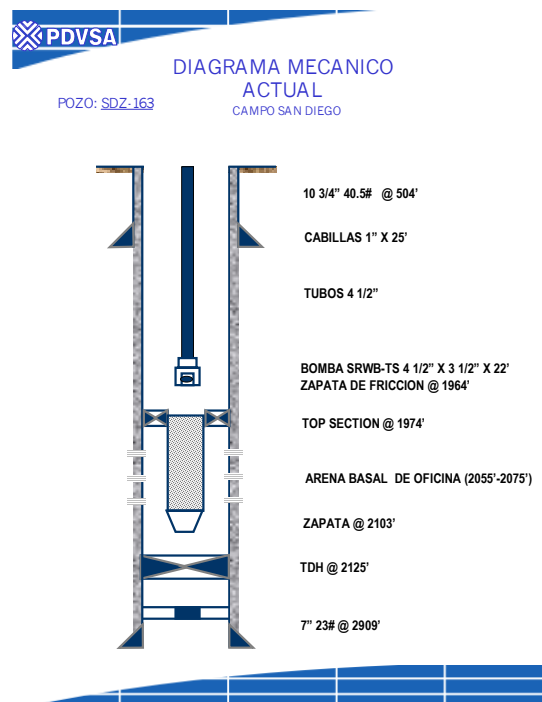


Figura. 27. Diagrama de Completación Pozo Vertical Campo San Diego

En la figura 28 se presenta la completación de producción utilizada en el campo Carabobo. Este pozo fue completado para levantamiento artificial bombeo mecánico. Esta completación consiste en revestidor de producción de J-55 o N-80 de 7", tubería de producción de 3 ½", bomba de subsuelo, colgador térmico, camisa ranurada con empaque de grava, empackadura y un niple perforado por encima de la bomba para circular el diluyente.

Este tipo de completación ha tenido bastante éxito en el levantamiento del crudo de los yacimientos antes de la estimulación con vapor, ya que la inyección de diluyente a través del niple perforado en la tubería aligera la columna de crudo a ser levantada por el espacio anular, reduciendo la viscosidad y minimizando los problemas asociados con la flotación. Sin embargo, se tiene la desventaja de exponer el revestimiento de producción de fluidos corrosivos acortando así la vida útil de los pozos.

En este campo también se ha utilizado un arreglo similar al anteriormente descrito con la diferencia que el crudo es levantado a través de la tubería y no tiene el niple perforado ni la empackadura. Esta completación ha dado buenos resultados en pozos estimulados con vapor y tiene la ventaja de no exponer totalmente el revestimiento de producción a los fluidos corrosivos.

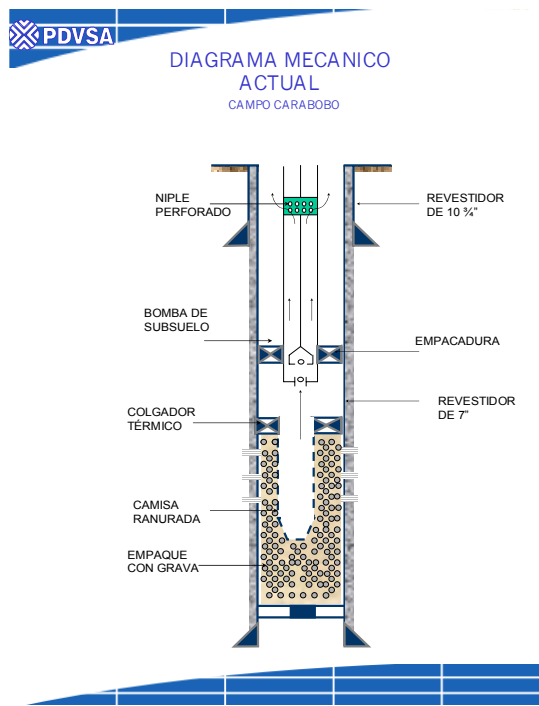


Figura. 28. Diagrama de Completación Pozo Vertical Campo Carabobo

En el campo San Diego también se han completado pozos desviados. Estos pozos permiten mayor área de drenaje que un pozo vertical.

La inyección de vapor en este tipo de pozos requiere una técnica especial. Con el propósito de reducir el tiempo de maquina de subsuelo en la instalación de pozos para inyección de vapor en forma inclinada, y la posterior colocación a producción incrementando la seguridad del personal que esta involucrado en trabajos con pozos inyectados con vapor, se ha utilizado la técnica de inyección por el anular tubería/revestidor de producción, sin necesidad de utilizar la empaadura térmica, juntas de expansión, y con el equipo de bombeo instalado (tuberías, cabillas, bombas de subsuelo). Ver Figuras 29 y 30.

Además se ha considerado tomar en cuenta lo siguiente:

- Pozos con revestidor de producción N-80
- Revestidor cementado hasta la superficie
- Presión de inyección menor de 700 lpc (500 F)

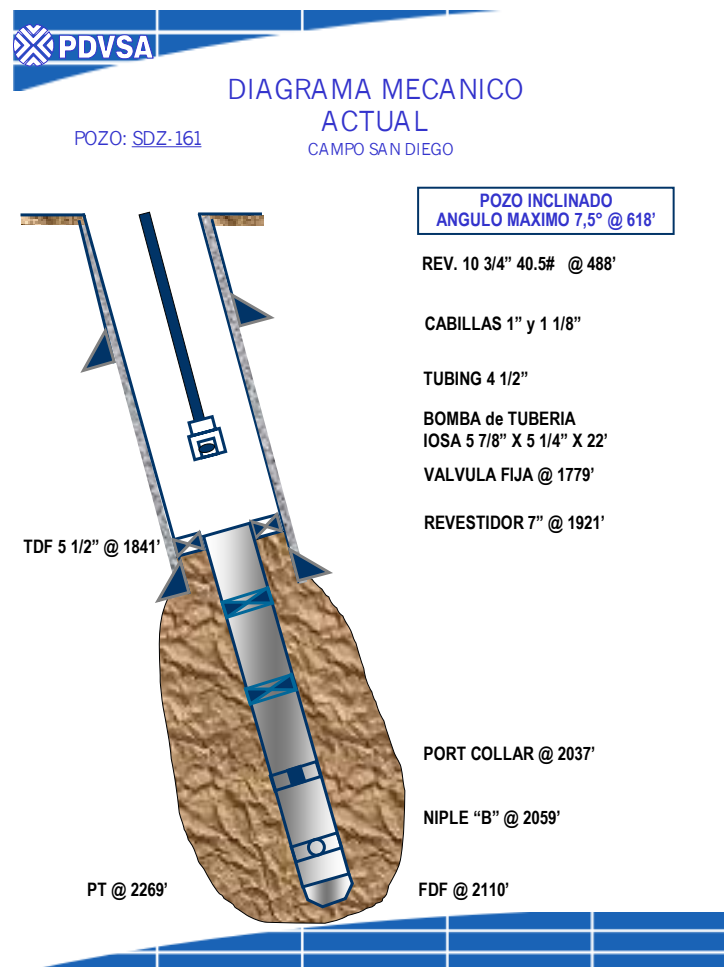


Figura. 29. Diagrama de Completación Pozo Desviado Campo San Diego

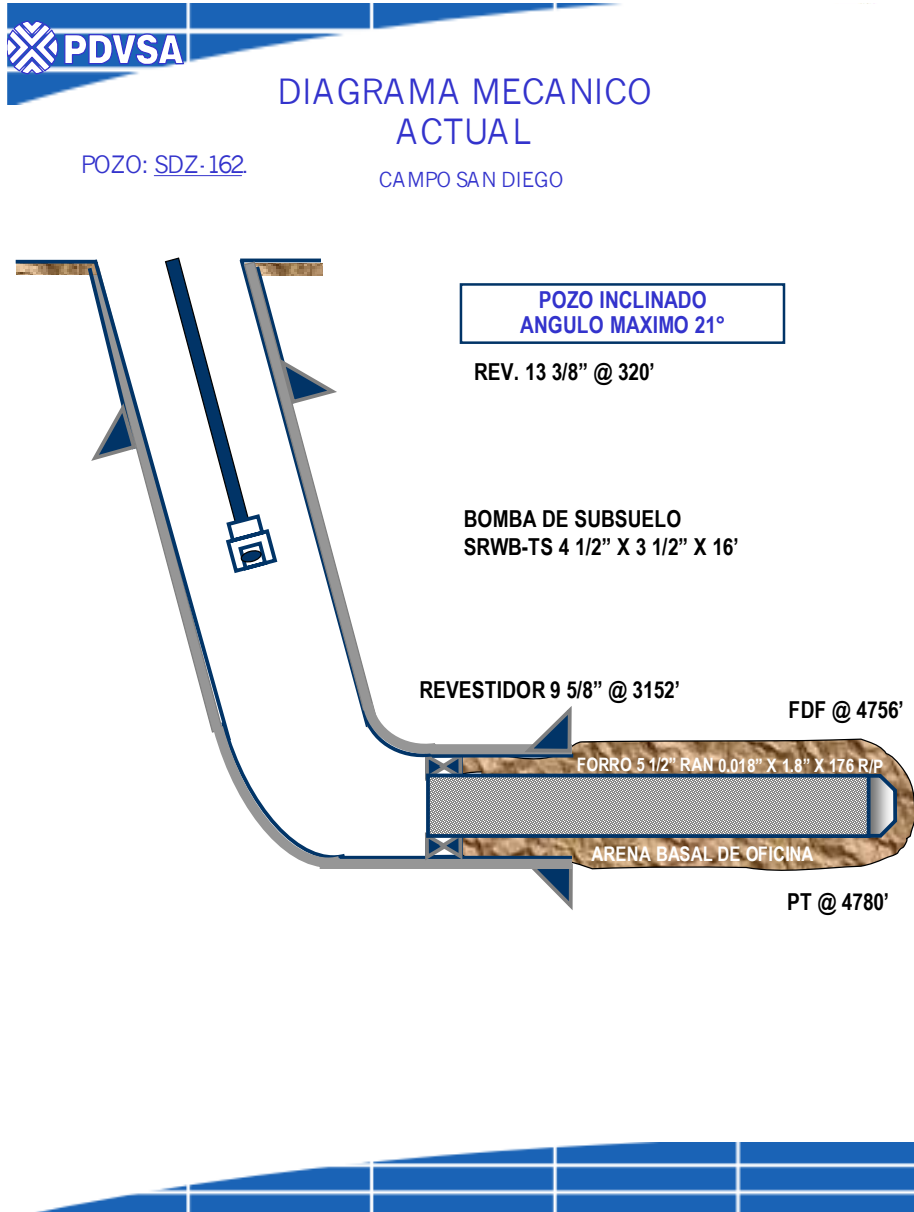


Figura. 30. Diagrama de Completación Pozo Horizontal Campo San Diego

El diagrama de completación de un pozo inyector contempla una serie de elementos que se pueden observar en la figura 31, como son:

- Tubería con aislante
- Aislante térmico en el anular entre la tubería de inyección y el casing de producción.
- Mandril de bolsillo con dummy de alta temperatura
- Empacadura térmica con junta de expansión
- Botella

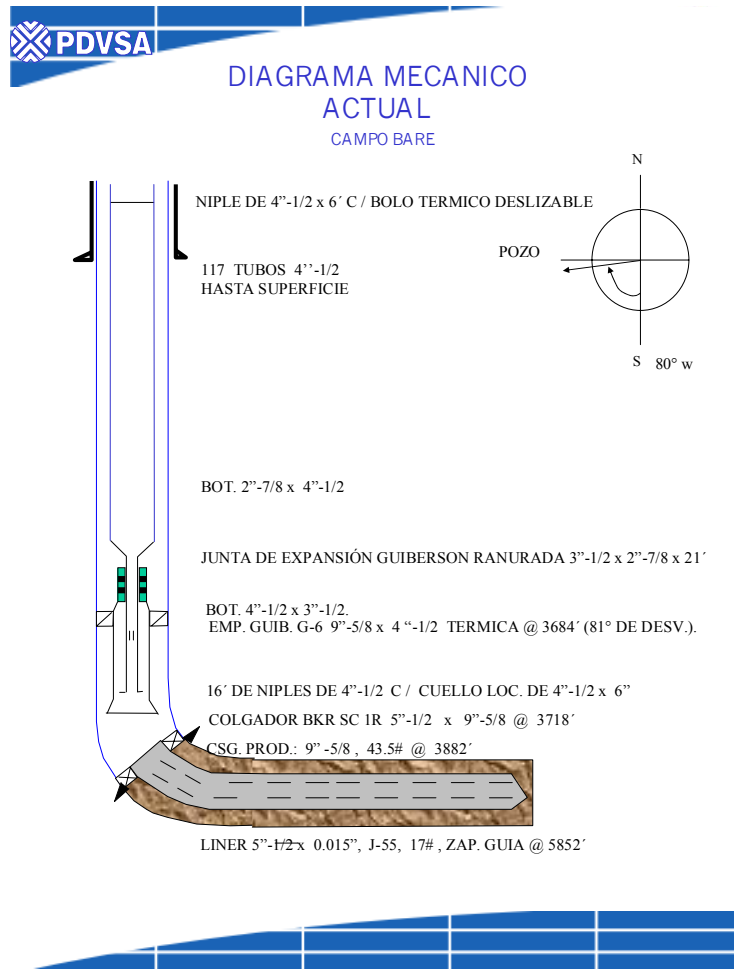


Figura 31. Diagrama de Completación Pozo Inyector Campo Bare

Se considera importante la utilización de empaques con grava, en los pozos completados en la Faja del Orinoco. Ya que por ser arenas poco consolidadas, se puede producir el arenamiento del pozo produciendo daños a las bombas de subsuelo, tuberías y cabezal del pozo.

Sin embargo, es importante destacar que los empaques con grava utilizados deben ser diseñados para soportar temperaturas superiores a las estimadas se generen en el pozo, ya que se pueden presentar problemas de disolución del material cementante o de los granos.

Otros esquemas de completación se muestran en el anexo B.

FALLAS EN LA COMPLETACIÓN DE POZOS INYECTORES

Las fallas más frecuentes en la completación de un pozo inyector son las siguientes:

- Fuga del aislante térmico
- Fuga del vapor por válvula en el cabezal
- Filtración de agua en el cabezal
- Falla en el asentamiento de la empacadura
- Daño a los sellos de la empacadura térmica, como consecuencia del roce con el revestidor de producción durante la preparación del pozo para inyección.
- Colapso del revestidor de producción

Las fugas del aislante térmico, del vapor y filtración de agua generalmente ocurren en el cabezal del pozo por falta de mantenimiento de las válvulas de inyección, en las válvulas de conexión de la tubería de inyección de agua a la caldera.

Por otro lado las fallas en el asentamiento de la empacadura se presentan por problemas operacionales. Mientras que el daño a los sellos de la empacadura se producen por el roce con el revestidor de producción durante la preparación del pozo para inyección, por lo que es importante el uso de centralizadores.

El colapso del revestidor de producción ocurre debido a la no cementación del mismo hasta la superficie. Las zonas que no están cementadas permiten la dilatación ocasionando deformaciones del revestidor.

4.2 ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS DE CALOR

Estimar las pérdidas de calor en el pozo, permite conocer la efectividad de la estimulación con vapor. Ya que grandes pérdidas de calor en el pozo disminuirán la cantidad de energía calorífica inyectada a la arena.

Se ha considerado evaluar seis casos:

Caso A: Completación con aire en el espacio anular, tubería sin aislante a una presión de 14,7 lpca.

Caso B: Completación con aire en el espacio anular, tubería con aislante a una presión de 14,7 lpca.

Caso C: Completación con nitrógeno en el espacio anular, tubería sin aislante a una presión de 14,7 lpca.

Caso D: Completación con nitrógeno en el espacio anular, tubería con aislante a una presión de 14,7 lpca.

Caso E: Completación con nitrógeno en el espacio anular, tubería sin aislante a una presión de 600 lpca.

Caso F: Completación con nitrógeno en el espacio anular, tubería con aislante a una presión de 600 lpca.

Los datos para los cálculos tipo son los utilizados en el campo Bare en procesos de estimulación con vapor.

Comparando el caso A, tubería sin aislante con aire en el anular con los caso C y D en donde la tubería esta sin aislante, pero con nitrógeno a presiones de 14,7 lpca y 600 lpca, se tiene que las menores tasas de pérdidas de calor se obtienen para el caso A.

4.2.1 CASO A

Pozo con aire en el espacio anular y tubería sin aislante

Tabla 3. DATOS DE ENTRADA CAMPO BARE

Profundidad	: DEPHT	3210 pies
Tubería de inyección	: O.D. :I.D	3.500 pulg. 2.962 pulg.
Espesor del aislante	:D.R	0.00
Emisividad de la tubería de Inyección	:ETD	0.50
Revestidor	:O.D. :I.D.	7.000 pulg. 6.366 pulg.
Emisividad del revestidor	:ECI	0.80
Espacio anular ocupado por	:AIRE a 14.7 lpca	
Conductividad térmica del cemento	:KCEM	0.30 BTU/hr pie-°F
Tasa de inyección	:W	250 ton/día
Presión de inyección	:PINY	1300 lpca
Calidad del vapor en el cabezal	:X	0.8
Temperatura de la tierra en la superficie	:TS	80 °F
Gradiente de presión	:GP	0.015 lpc/pie
Conductividad térmica de la tierra	:KT	1.0 BTU/hr-pie-F
Difusividad térmica de la tierra	:α	0.03 pie ² /hr
Calor específico del agua	:CW	1 BTU/lb-F
Tiempo de inyección	:TINY	13 días
Diámetro del hoyo	:DH	9.875 pulg.
Rugosidad absoluta de la tubería de inyección	:E	0.018

Cálculo de la función f(t) para t=13 días (Ec. 19)

$$f(t) = \ln\left(\frac{2\sqrt{0,03 \times 13 \times 24}}{0,411458}\right) - 0,29 = 2,4094$$

Cálculo del factor de forma ε (Ec. 7)

$$\varepsilon = \left[\frac{1}{0,5} + \frac{0,1458}{0,26525} \left(\frac{1}{0,8} - 1 \right) \right]^{-1} = 0,4678$$

Para iniciar los cálculos, se supone que:

La temperatura de saturación: $T_s = 115,1 * P_s^{0,225}$

$$T_s = 115,1 * P_s^{0,225} = 115,1 * (1300)^{0,225} = 577,71^\circ F$$

$$T_{ci} = \frac{T_s + T_t}{2} = \frac{577,71 + 80}{2} = 328,855^\circ F = 788,525 R$$

$$T_{avg} = \frac{(577,71 + 328,855)}{2} = 453,282^\circ F$$

Cálculo de las propiedades físicas del aire (espacio anular) a $T_{avg} = 453,282^\circ F$

Las correlaciones del aire utilizadas fueron las propuestas por Kreith (1970) "Principios de transferencia de calor" a presión atmosférica.

$$K_{ha} = 0,01328 + 2,471 \times 10^{-5} T - 4,247 \times 10^{-9} T^2$$

$$\mu_a = 0,04 + 6,155 \times 10^{-5} T - 1,22 \times 10^{-8} T^2$$

$$c_{pa} = 0,2382 + 1,39 \times 10^{-5} T + 1,027 \times 10^{-8} T^2$$

$$\rho_a = 8,55865 \times 10^{-2} - 1,5531 \times 10^{-4} T + 1,65602 \times 10^{-7} T^2 - 6,92225 \times 10^{-11} T^3$$

$$\beta_a = 2,15844 \times 10^{-3} - 3,89367 \times 10^{-6} T + 4,12773 \times 10^{-9} T^2 - 1,71867 \times 10^{-12} T^3$$

Luego de evaluar las propiedades físicas del aire a la temperatura de saturación utilizando las ecuaciones anteriores se obtienen los siguientes valores:

$$K_{han} = 0,0236080 \frac{BTU}{h - pie - F} \quad \rho_{an} = 0,04276566 \frac{lb}{pie^3}$$

$$\mu_{an} = 0,0653928 \frac{lb}{pie - h} \quad \beta_{an} = 0,0010815455 F^{-1}$$

$$c_{pan} = 0,2466107 \frac{BTU}{lb - F}$$

Cálculo del coeficiente de transferencia del calor por radiación h_r
(Ecuación 6)

$$h_r = (0,1713 \times 10^{-8}) \times 0,4678 \times (1.037,38^2 + 788,525^2) \times (1.037,88 + 788,525) =$$

$$h_r = 2,484 \frac{BTU}{h - pie^2 - F}$$

Cálculo del coeficiente de transferencia del calor por convección hc
Gr (Ecuación 11), Pr (Ecuación 12) y hc (Ecuación 10)

$$Pr = \frac{(0,2466)(0,06539)}{(0,0236)} = 0,68327$$

$$r_{ci} - r_{to} = 0,26525 - 0,1458 = 0,11945 \text{ pies}$$

$$Gr = \frac{(0,11945)^3 (4,17 \times 10^8) (0,04276)^2 (0,0010815) (577,71 - 328,855)}{(0,06539)^2} =$$

$$Gr = 81.811,71$$

$$(Gr \times Pr)^{0,333} = [(81811,71)(0,686)]^{0,333} = 38,14727$$

$$(Pr)^{0,074} = (0,686)^{0,074} = 0,972496$$

$$h_c = \frac{(0,049)(0,0236)(38,147)(0,972496)}{(0,1458) \ln \left(\frac{0,26525}{0,1458} \right)} = 0,491 \frac{BTU}{h - pie^2 - F}$$

Cálculo del coeficiente de transferencia del calor U_{to} (Ec. 4)

En la ecuación 4 se ha despreciado los términos h_f y K_{hs}

$$U_{to} = \left[\frac{1}{(0,4917 + 2,4858)} + \frac{(0,1458) \ln \frac{0,41145}{0,29166}}{0,3} \right]^{-1} = 1,986 \frac{BTU}{h - pie^2 - F}$$

Cálculo de la temperatura en el cemento T_h (Ec. 20)

$$T_h = \frac{(577,71)(2,4094) + \frac{(1,0)(80)}{(0,1458)(1,986)}}{2,4094 + \frac{1,0}{(0,1458)(1,986)}} = 284,59F$$

Cálculo de la temperatura del revestidor T_{co} (Ec. 22)

$$T_{co} = 284,59 + \frac{(0,1458)(1,986) \ln \frac{0,41145}{0,29166}}{0,3} (577,71 - 328,855) = 381,99F$$

Se supone que $T_{co} \cong T_{ci}$, sin embargo el primer valor de $T_{ci} = 328,855 F$ y el valor calculado es de $381,99 F$. Por lo que se deben realizar los cálculos nuevamente considerando $T_{ci} = 381,99 F$ y así sucesivamente hasta que $T_{co} \cong T_{ci}$.

A continuación se presentan resultados de las siguientes iteraciones:

Tabla 4. Resultados de las iteraciones caso A

#	T_{ci} (F)	T_h (F)	T_{co} (F)	hr BTU/(h-pie ² -F)	hc BTU/(h-pie ² -F)	Uto BTU/(h-pie ² -F)	Tavg (F)
1	328,8550	284,5905	381,9907	2,4847	0,4910	1,9869	453,2825
2	381,9907	288,6850	388,0344	2,6874	0,4445	2,0554	479,8504
3	388,0344	289,1532	388,7256	2,7115	0,4390	2,0633	482,8722
4	388,7256	289,2068	388,8047	2,7142	0,4383	2,0642	483,2178
5	388,8047	289,2129	388,8137	2,7146	0,4382	2,0643	483,2573
6	388,8137	289,2136	388,8148	2,7146	0,4382	2,0643	483,2619

Cálculo de la tasa de pérdidas de calor (ecuaciones 16,18,21)

$$Q = 2\pi \times 0,1458 \times 2,064334 \times (577,71 - 289,21363) \times 3.210 = 1.751.265 \frac{BTU}{h}$$

$$Q = \frac{2\pi \times 1,0 \times (289,21363 - 80) \times 3210}{2,4094} = 1.751.265 \frac{BTU}{h}$$

$$Q = \frac{2\pi \times 0,3 \times (388,8147 - 289,21363) \times 3210}{\ln\left(\frac{0,411458}{0,29166}\right)} = 1.751.265 \frac{BTU}{h}$$

4.2.2 CASO B

Pozo con aire en el espacio anular y tubería con aislante

Consideraciones:

Espesor del aislante 1 pulgada

Coefficiente de transferencia del aislante 0,04 BTU/hr pie-°F

Cálculo de la función f(t) para t=13 días (Ec. 19)

$$r_h = r_{co} = 0,29166 \text{ pies}$$

$$f(t) = \ln \frac{2\sqrt{0,03 \times 13 \times 24}}{0,29166} - 0,29 = 2,72964$$

Cálculo del factor de forma ε (Ec. 7)

$$r_{ins} = 0,1458 + 1/12 = 0,229 \text{ pies}$$

$$\varepsilon = \left[\frac{1}{0,5} + \frac{0,229}{0,26525} \left(\frac{1}{0,8} - 1 \right) \right]^{-1} = 0,45126$$

Cálculo de la Temperatura inicial T_{co} (Ecuación 30)

Suponiendo que:

$$T_{ins} = \frac{T_s + T_e}{2} = \frac{(577,71 + 80)}{2} = 328,855 F$$

$$T_{co} = 80 + \frac{(0,04)(2,7296)}{(1,0) \ln \left(\frac{0,229}{0,1458} \right)} (577,71 - 328,855) = 140,6 F$$

Cálculo de las propiedades físicas del aire a T_{avg} .

$$T_{avg} = \frac{(328,855 + 140,63)}{2} = 234,74 F$$

Las correlaciones del aire utilizadas fueron las propuestas por Kreith (1970) “Principios de transferencia de calor” a presión atmosférica.

$$K_{han} = 0,0188406 \frac{BTU}{h - pie - F} \qquad \rho_{an} = 0,05738 \frac{lb}{pie^3}$$

$$\mu_{an} = 0,053761 \frac{lb}{pie - h} \qquad \beta_{an} = 0,0014502 F^{-1}$$

$$c_{pan} = 0,24202 \frac{BTU}{lb - F}$$

Cálculo del coeficiente de transferencia del calor por radiación h_r'
(Ecuación 8)

$$h_r' = 0,1713 \times 10^{-8} \times 0,45126 \times (788,525^2 + 599,85^2) \times (788,525 + 599,85) =$$

$$h_r' = 1,054 \frac{BTU}{h - pie^2 - F}$$

Cálculo del coeficiente de transferencia del calor por convención h_c'
 G_r (Ecuación 14), P_r (Ecuación 15) y h_c' (Ecuación 13)

$$Pr = \frac{(0,24202)(0,053761)}{(0,0188406)} = 0,690582$$

$$r_{ci} - r_{ins} = r_{ci} - (r_{to} + \text{espesor aislante}) = 0,03611 \text{ pies}$$

$$Gr = \frac{(0,03611)^3 (4,17 \times 10^8) (0,05738)^2 (0,0014502) (328,855 - 140,18)}{(0,053761)^2} = 6.119,94$$

$$(G_r \times P_r)^{0,333} = [(6119,94)(0,690582)]^{0,333} = 16,1229$$

$$(P_r)^{0,074} = (0,690582)^{0,074} = 0,9729$$

$$h_c' = \frac{(0,049)(0,0188406)(16,1229)(0,9729)}{(0,03611) \ln\left(\frac{0,26525}{0,03611}\right)} = 0,431 \frac{BTU}{h - pie^2 - F}$$

Cálculo de coeficiente de transferencia de calor total U_{to} (Ecuación 23)

$$U_{to} = \left[\frac{(0,146) \ln\left(\frac{0,229}{0,146}\right)}{0,04} + \frac{(0,146)}{(0,229)(0,494155 + 2,151803)} \right]^{-1} =$$

$$U_{to} = 0,481 \frac{BTU}{h - pie^2 - F}$$

Cálculo de temperatura del aislante T_{ins} (Ecuación 29)

$$T_{ins} = 577,77 - \frac{(0,1458)(0,4816) \ln\left(\frac{0,229}{0,1458}\right)}{0,04} \left(577,77 - \frac{(1,0)(80) + (0,1458)(0,4816)(2,7296)(577,77)}{(1,0) + (0,1458)(0,4816)(2,7296)} \right)$$

$$T_{ins} = 246,780 \text{ F}$$

Los cálculos deben repetirse tomando como T_{ins} supuesto igual a T_{ins} calculado.

A continuación se presenta resultados de las siguientes iteraciones:

Tabla 5. Resultados de las iteraciones caso B

#	T_{ins} (F)	T_{co} (F)	T_{hies} (F)	hr BTU/(h-pie ² -F)	hc BTU/(h-pie ² -F)	U_{to} BTU/(h-pie ² -F)	T_{avg} (F)
1	328,8550	140,6308	246,7809	1,0545	0,4315	0,4817	234,7429
2	246,7809	160,6272	253,9214	0,9065	0,4112	0,4693	244,7411
3	253,9214	158,8875	253,2848	0,9185	0,4130	0,4704	243,8713
4	253,2848	159,0426	253,3415	0,9174	0,4128	0,4703	243,9488
5	253,3415	159,0288	253,3364	0,9175	0,4129	0,4703	243,9419
6	253,3364	159,0301	253,3369	0,9175	0,4129	0,4703	243,9425

Cálculo de la tasa de pérdidas de calor (ecuaciones 24,25,26)

$$Q=2\pi (0,146) (0,47034) (577,71-159,03) (3210) = 579.069 \frac{BTU}{h}$$

$$Q = \frac{2\pi \times 1,0 \times (159,030 - 80) \times 3210}{(2,75)} = 579.069 \frac{BTU}{h}$$

$$Q = \frac{2\pi (0,04) (577,71 - 253,336) \times 3210}{\ln\left(\frac{0,229}{0,1458}\right)} = 579.069 \frac{BTU}{h}$$

4.2.3 CASO C

Pozo con nitrógeno en el espacio anular a 14,7 lpca y tubería sin aislante.

El procedimiento de cálculo es el mismo que para el caso A. Sin embargo, la diferencia radica en el fluido presente en el anular. Este caso se tiene nitrógeno gaseoso. Entonces, hay que introducir las propiedades físicas de este fluido a la presión estudiada. Las propiedades del nitrógeno a esta presión se muestran a continuación. (Otras presiones Ver Anexo A).

Tabla 6. Propiedades del Nitrógeno Gaseoso

T (K)	Densidad (g/cc)	Capacidad Calorífica (J/Gk)	Conductividad térmica (W/cmK)	Viscosidad (g/cm sec)	Número Prandtl Pr
2000	1,76E-04	1,287	1,10E-03	6,19E-04	0,72
1500	2,35E-04	1,244	9,10E-04	5,15E-04	0,70
1000	3,54E-04	1,167	6,60E-04	3,94E-04	0,70
800	4,42E-04	1,123	5,50E-04	3,42E-04	0,70
600	5,89E-04	1,075	4,40E-04	2,83E-04	0,69
500	7,06E-04	1,057	3,83E-04	2,51E-04	0,69
400	8,83E-04	1,047	3,26E-04	2,15E-04	0,69
300	1,18E-03	1,043	2,70E-04	1,79E-04	0,69
250	1,41E-03	1,044	2,34E-04	1,54E-04	0,69
200	1,77E-03	1,045	1,97E-04	1,30E-04	0,69
150	2,36E-03	1,050	1,60E-04	1,05E-04	0,69
100	3,54E-03	1,054	1,20E-04	7,90E-05	0,69
90	3,93E-03	1,056	1,06E-04	6,90E-05	0,69

Tomado de *Gas Engineers Handbook. Industrial Press*
<http://www.airliquide.com>

Las ecuaciones de las propiedades físicas del nitrógeno; viscosidad, densidad, calor específico y conductividad térmica utilizadas en el método de Willhite, se obtuvieron graficando los valores de la tabla 6, en función de la temperatura. Y posteriormente se realizó el ajuste correspondiente a la gráfica.

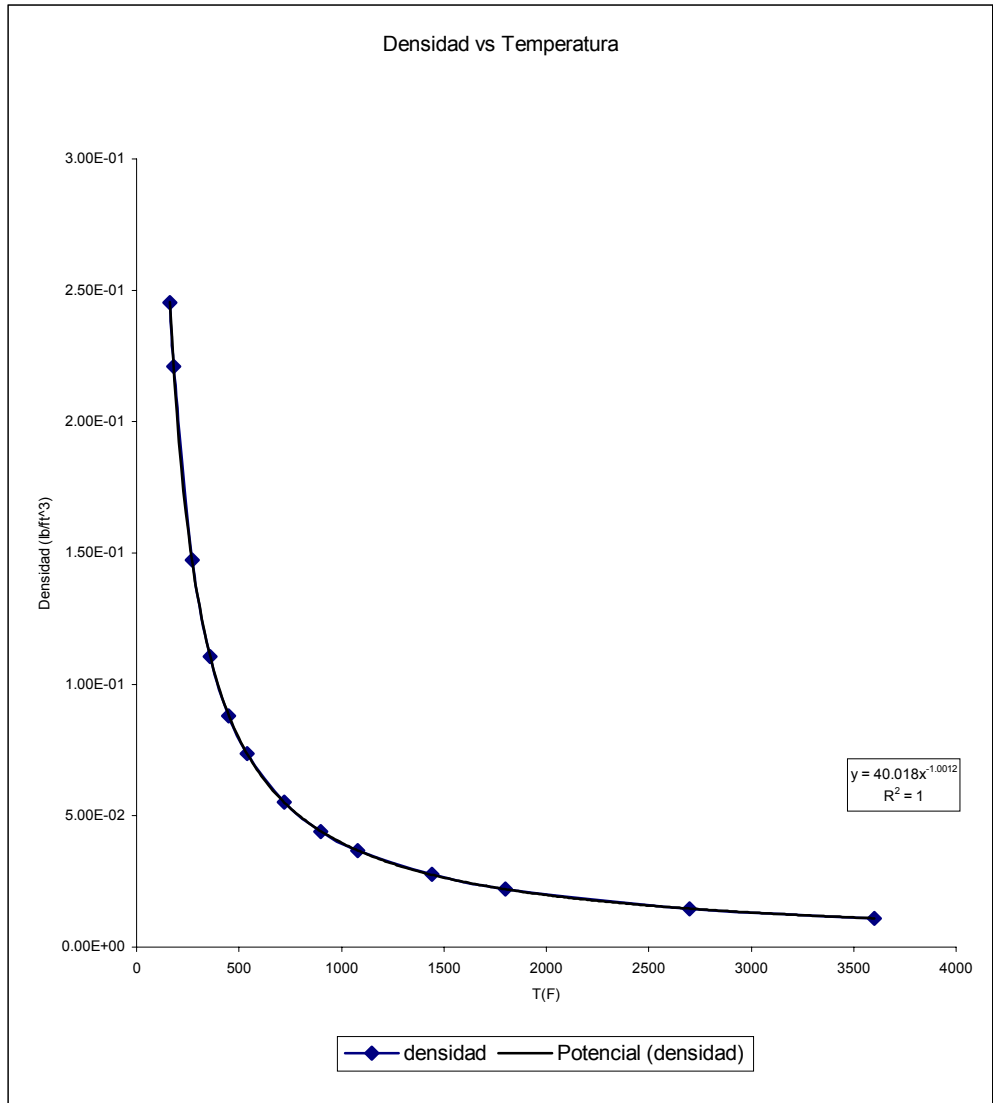


Figura.32. Densidad del Nitrógeno a 14,7 lpsa

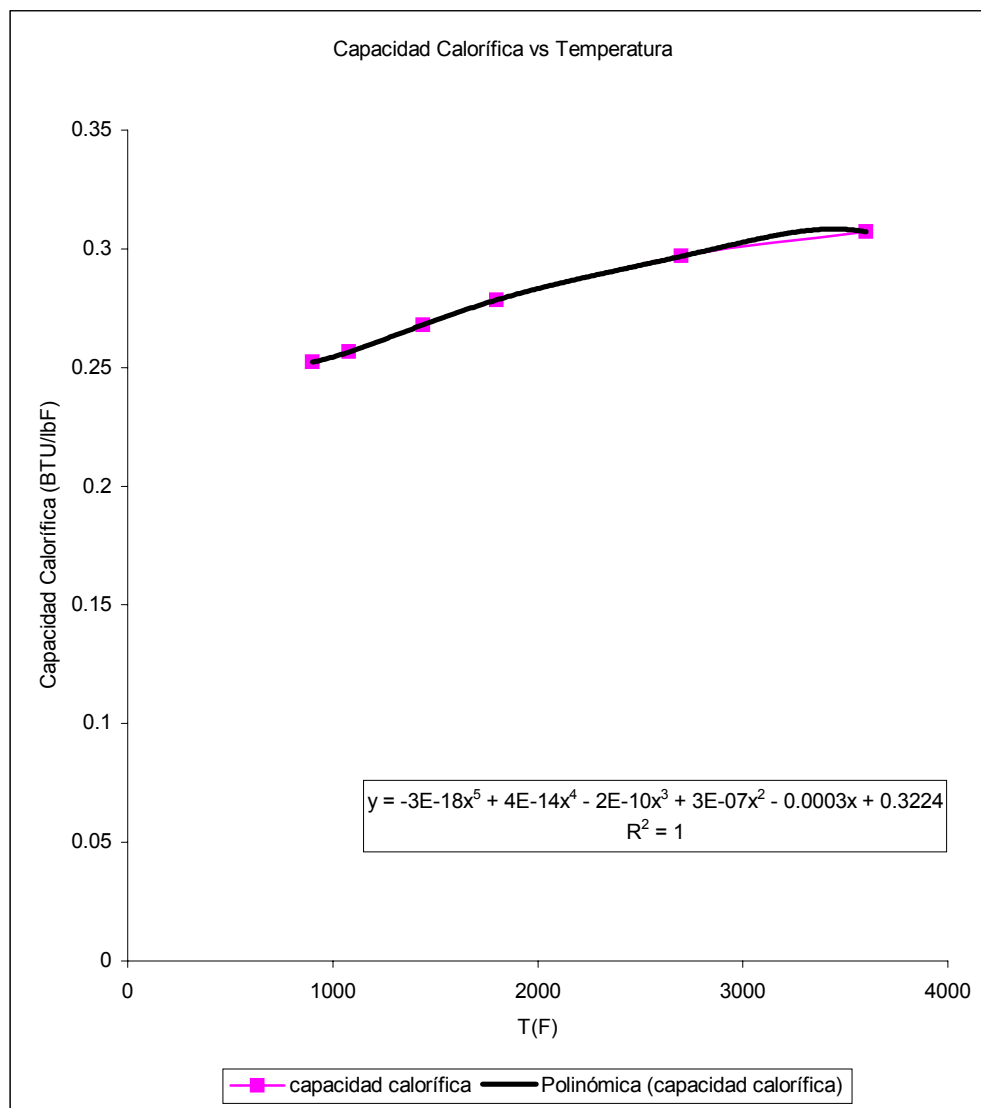


Figura.33. Capacidad Calorífica del Nitrógeno a 14,7 lpsca

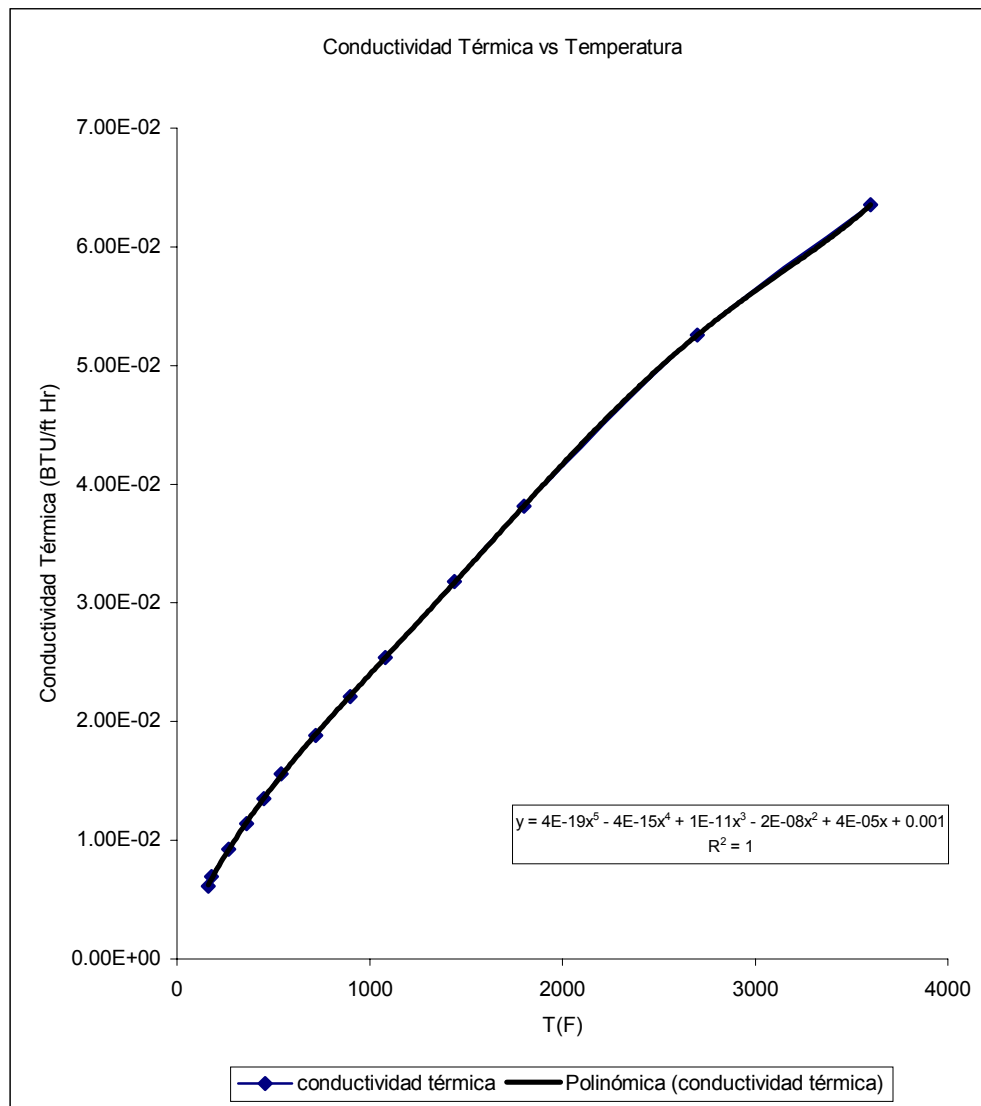


Figura.34. Conductividad térmica a 14,7 lpca

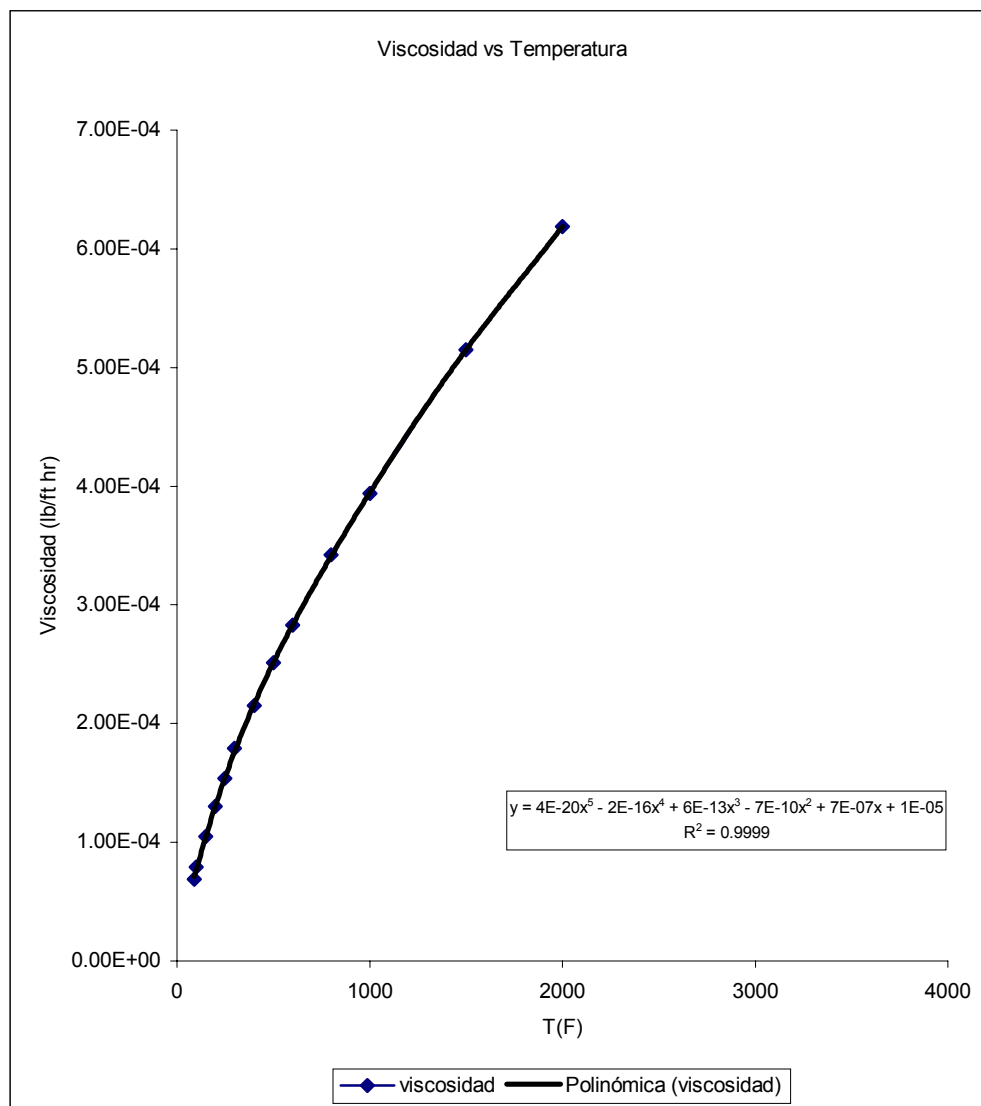


Figura.35. Viscosidad del Nitrógeno a 14,7 lpca

A continuación se presentan las ecuaciones utilizadas:

$$K_{hN_2} = 4x10^{-19} T^5 - 4x10^{-15} T^4 + 1x10^{-11} T^3 - 2x10^{-8} T^2 + 4x10^{-5} T + 0,001$$

$$\mu_{N_2} = 4x10^{-20} T^5 - 2x10^{-16} T^4 + 6x10^{-13} T^3 - 7x10^{-10} T^2 + 7x10^{-7} T + 1x10^{-5}$$

$$c_{pN_2} = -3x10^{-18} T^5 + 4x10^{-14} T^4 - 2x10^{-1} T^3 + 3x10^{-7} T^2 - 0,0003T + 0,3244$$

$$\rho_{N_2} = 40,018 T^{-1,0012}$$

Se utiliza para todos los casos con nitrógeno en el espacio anular la ecuación del coeficiente de expansión térmica del aire, por falta de información al respecto. La utilización de la ecuación se basa en el hecho de que el aire posee 80% de Nitrógeno.

$$\beta_a = 2,15844 \times 10^{-3} - 3,89367 \times 10^{-6} T + 4,12773 \times 10^{-9} T^2 - 1,71867 \times 10^{-12} T^3$$

Tabla 7. Resultados de las iteraciones caso C

#	Tci (F)	Th (F)	Tco (F)	hr BTU/(h-pie ² -F)	hc BTU/(h-pie ² -F)	Uto BTU/(h-pie ² -F)	Tavg (F)
1	328,8550	337,5462	460,1572	2,4847	3,7520	3,0527	453,2825
2	460,1572	329,9067	448,8807	3,0152	2,5068	2,8708	518,9336
3	448,8807	330,6164	449,9282	2,9656	2,6174	2,8872	513,2953
4	449,9282	330,5515	449,8326	2,9702	2,6072	2,8857	513,8191
5	449,8326	330,5575	449,8413	2,9698	2,6081	2,8858	513,7713
6	449,8413	330,5569	449,8405	2,9698	2,6081	2,8858	513,7757

La tasa de pérdida de calor es la siguiente:

$$Q = 2.097.338,59 \frac{BTU}{h}$$

4.2.4 CASO D

Pozo con nitrógeno en el espacio anular a 14,7 lpca y tubería con aislante.

El procedimiento de cálculo es el mismo que para el caso B. Además se consideran las mismas ecuaciones usadas en el caso C para las propiedades físicas del nitrógeno.

Tabla 8. Resultados de las iteraciones caso D

#	Tci (F)	Th (F)	Tco (F)	hr BTU/(h-pie ² -F)	hc BTU/(h-pie ² -F)	Uto BTU/(h-pie ² -F)	Tavg (F)
1	328,8550	140,6308	197,7265	1,0545	4,8228	0,5695	234,7429
2	197,7265	172,5788	200,3835	0,8294	4,3243	0,5646	250,7169
3	200,3835	171,9315	200,3252	0,8334	4,3344	0,5647	250,3932
4	200,3252	171,9456	200,3265	0,8333	4,3342	0,5647	250,4003
5	200,3265	171,9453	200,3265	0,8333	4,3342	0,5647	250,4002
6	200,3265	171,9453	200,3265	0,8333	4,3342	0,5647	250,4002

La tasa de pérdida de calor es la siguiente:

$$Q = 673.760,51 \frac{BTU}{h}$$

4.2.5 CASO E

Pozo con nitrógeno en el espacio anular a 600 lpc y tubería sin aislante.

Las propiedades del nitrógeno a 600 lpc se calcularon según las ecuaciones presentadas por José Vicente Iguaran en el trabajo *METODO SIMPLIFICADO PARA ANALIZAR EL COMPORTAMIENTO DE POZOS INYECTORES DE VAPOR CON NITRÓGENO*.

La conductividad térmica del nitrógeno en el espacio anular es obtenida mediante el ajuste exponencial de la correlación de Stiel y Thodos.

$$k = \frac{k_0 + \exp(1,045102 * \ln(\rho r) + 2,0856638)}{\gamma * z^5 * 10^8}$$
$$k_0 = -0,2134786 * 10^{-15} * T^4 + 0,1390137 * 10^{-11} * T^3 - 0,6700923 * 10^{-7} * T^2 + 0,2509178 * 10^{-4} * T^2 + 0,01317437$$

Donde:

$$\rho r = \frac{Vc}{V}$$
$$\gamma = \frac{Tc^{1/6} M^{1/2}}{Pc^{1/3}}$$

El calor específico del nitrógeno se obtiene por medio de las ecuaciones de Berthelot:

$$C_{pan} = Cp^0 + \frac{2,5 * R}{Pc * Tr^3} \text{ para } Tr > 1.2$$
$$Cp^0 = 0,426436 * 10^{-14} * TF^4 - 0,274618 * 10^{-10} * TF^3 + 0,548055 * 10^{-7} * TF^2 - 0,123992 * 10^{-4} * TF + 0,2493933$$

La densidad del nitrógeno se determino a partir de la ecuación de estado y considerando el nitrógeno como gas ideal.

$$\rho = \frac{M * P_{an}}{R * T}$$

La viscosidad del nitrógeno se obtiene mediante la ecuación de Coremans.

$$\mu = \mu_0 * (1 + (0.55\rho + 0.96\rho^2 + 0.61\rho^3))$$

$$\begin{aligned} \mu_0 = & -0.3107056 * 10^{-18} * T^4 + 0.22056685 * 10^{-14} * T^3 \\ & - 0.6228353 * 10^{-11} * T^2 + 0.1751402 * 10^{-7} * T + 0.10619182 * 10^{-4} \end{aligned}$$

Nomenclatura:

M: Peso molecular del nitrógeno

Tc: Temperatura Crítica

Pc: Presión Crítica

Pr: Densidad relativa

Z: Compresibilidad del gas

K^0 : Conductividad térmica a una atmósfera de presión

Cp^0 : Calor específico a 14,7 lpca

R: Constante de los gases

Tr: Temperatura reducida

TF: Temperatura promedio del fluido en Fahrenheit

ρ : Densidad del nitrógeno

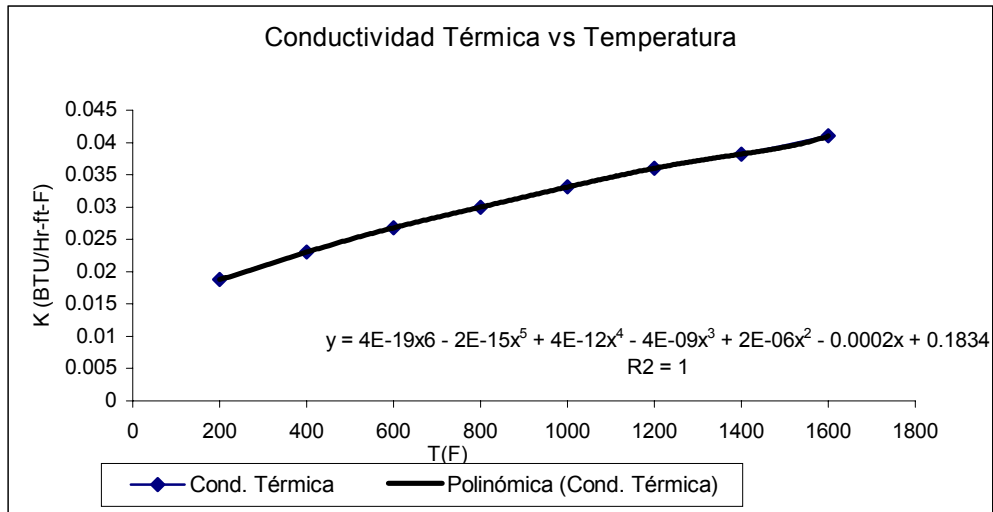


Figura.36. Conductividad Térmica del Nitrógeno a 600 lpca

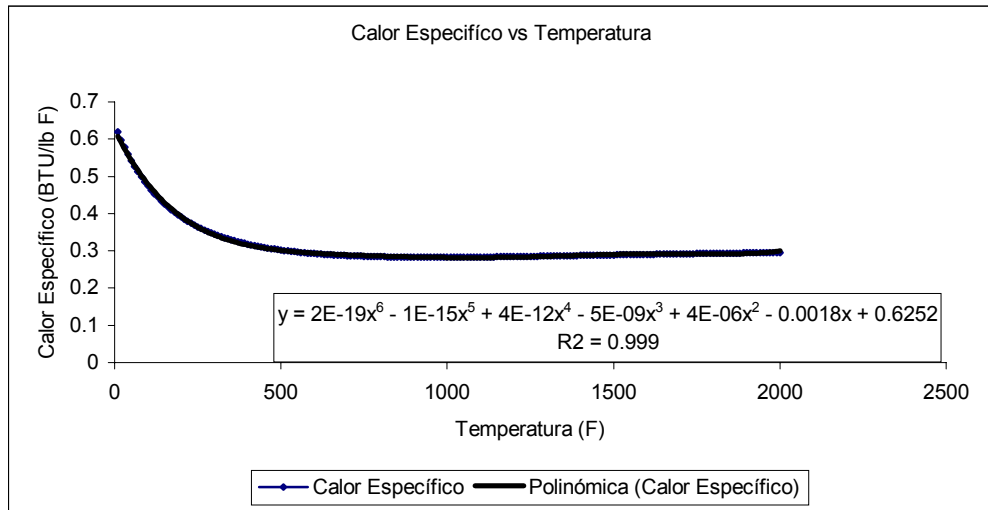


Figura.37. Calor Específico del Nitrógeno a 600 lpca

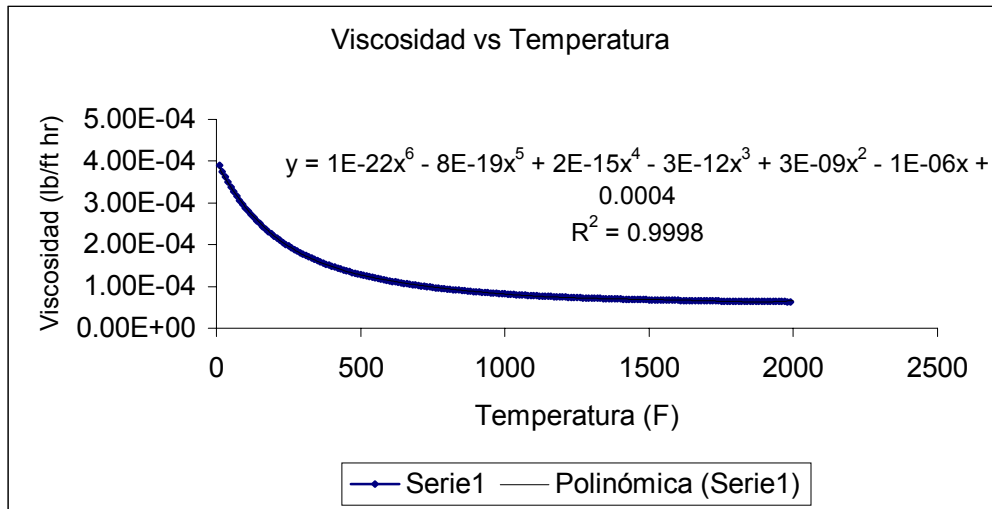


Figura.38. Viscosidad del Nitrógeno a 600 lpa

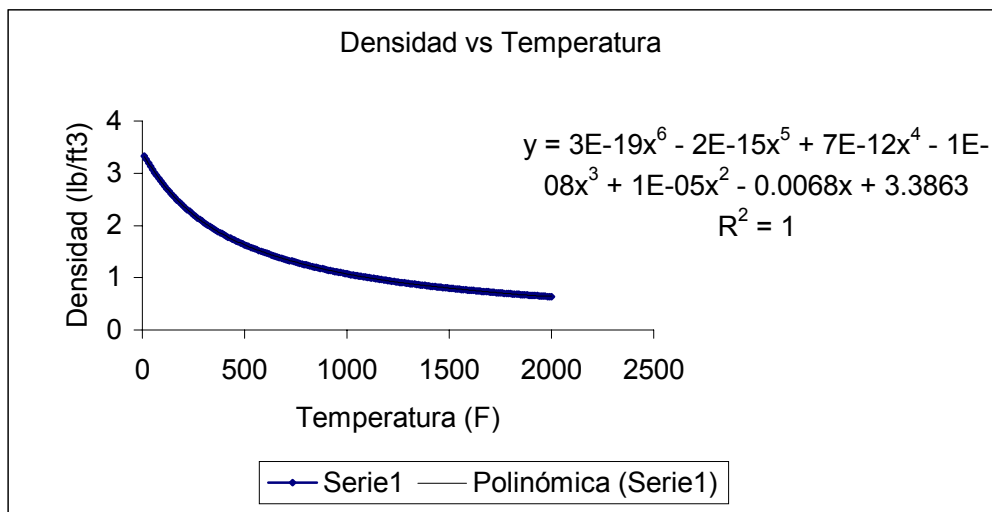


Figura.39. Densidad del Nitrógeno a 600 lpa

Tabla 9. Resultados de las iteraciones caso E

#	Tci (F)	Th (F)	Tco (F)	hr BTU/(h-pie ² -F)	hc BTU/(h-pie ² -F)	Uto BTU/(h-pie ² -F)	Tavg (F)
1	328,8550	411,6835	569,5893	2,4847	113,7836	5,6869	453,2825
2	569,5893	400,9198	553,7013	3,5370	34,5133	5,1674	573,6497
3	553,7013	405,3491	560,2392	3,4565	49,5548	5,3733	565,7057
4	560,2392	404,1743	558,5052	3,4894	44,5611	5,3177	568,9746
5	558,5052	404,5342	559,0364	3,4807	45,9918	5,3346	568,1076
6	559,0364	404,4284	558,8803	3,4834	45,5629	5,3296	568,3732

$$Q = 2.715.695 \frac{BTU}{h}$$

4.2.6 CASO F

Pozo con nitrógeno en el espacio anular a 600 lpca y tubería con aislante.

Las consideraciones sobre las propiedades físicas del nitrógeno son las mismas que en el caso E.

Tabla 10. Resultados de las iteraciones caso F

#	Tci (F)	Tco (F)	Thins (F)	hr BTU/(h-pie ² -F)	hc BTU/(h-pie ² -F)	Uto BTU/(h-pie ² -F)	Tavg (F)
1	328,8550	411,6835	569,5893	2,4847	113,7836	5,6869	453,2825
2	569,5893	400,9198	553,7013	3,5370	34,5133	5,1674	573,6497
3	553,7013	405,3491	560,2392	3,4565	49,5548	5,3733	565,7057
4	560,2392	404,1743	558,5052	3,4894	44,5611	5,3177	568,9746
5	558,5052	404,5342	559,0364	3,4807	45,9918	5,3346	568,1076
6	559,0364	404,4284	558,8803	3,4834	45,5629	5,3296	568,3732

$$Q = 711.322,7 \frac{BTU}{h}$$

Para los casos C, D, E y F utilizando nitrógeno como aislante térmico se obtiene que el flujo de calor aumenta al aumentar la presión. Para el nitrógeno a 14,7 lpca la tasa de pérdida de calor es menor que para el nitrógeno a 600 lpca. Entonces, se puede decir que el aumentar la presión con este tipo de aislante se favorece la transferencia de calor y se disminuye su eficiencia como aislante térmico.

Por otra parte, los valores obtenidos para los casos B, D, F en donde se considero tubería con aislante de 1 pulgada, se tiene que la tasa de pérdida de calor disminuye en forma importante.

La utilización de tubería aislada cuando se tiene aire en el anular reduce las pérdidas de calor en un 33 por ciento, con nitrógeno a 14,7 lpca en un 32 por ciento y nitrógeno a 600 lpca en un 28 por ciento.

4.3 GRAFICACIÓN DE LA CALIDAD Y PÉRDIDAS DE CALOR

Considerando la tasa de inyección de vapor de 250 Ton/ día lo que equivale a 20.833,33 lb/ hr se calculo la calidad y la pérdida de calor en forma porcentual utilizando la ecuación propuesta por Farouq – Alí, Ecuación 32.

$$X = X_0 - \frac{qL}{wL_v}$$

$$X = 0,8 - \frac{1751265}{702,58 * 20833,3} = 0,8 - 0,12$$

$$X = 0,68$$

El calor latente de vaporización, L_v se obtiene a través de la ecuación:

$$L_v = 1318 * P_s^{-0.08774}$$

$$L_v = 1318 * 1300^{-0.08774} = 702,58 \frac{BTU}{lb}$$

La calidad y las pérdidas de calor se calcularon para todos los casos estudiados y se presentan en las tablas 11, 12, 13, 14, 15 y 16. Para la elaboración de las tablas se considero estimar las pérdidas de calor para profundidades desde la superficie hasta la profundidad de 3200’.

En la tabla 11, caso A tubería sin aislante y aire en el espacio anular a 14,7 lpc.a. Se obtiene que la calidad a 3210’ es de 68% con una pérdida de calor del 12%, a medida que disminuye la profundidad la calidad aumenta y mientras más cerca se esta de la superficie la variación de la calidad se hace menor, al igual que para las pérdidas de calor.

Tabla 11. Resultados de calidad y pérdidas de calor Caso A

CASO A			
Q (BTU/hr)	H (ft)	% Calidad	% Pérdidas de calor
1.751.265	3210	67,9990618	12,00093821
1.205.700	2210	71,7376689	8,262331055
932.917	1710	73,6069759	6,393024053
660.134	1210	75,4762829	4,523717051
387.351	710	77,34559	2,654410049
114.568	210	79,214897	0,785103047
0	0	80	0

A continuación se presenta la figura 40 en donde se presenta la calidad y las pérdidas de calor en función de la profundidad para el caso A.

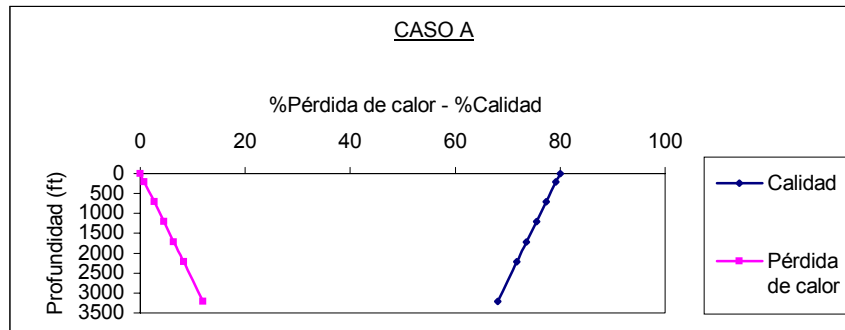


Figura.40. Calidad y pérdidas de calor Caso A

En la tabla 12, caso B tubería con aislante y aire en el espacio anular a 14,7 lpca. Se obtiene que la calidad a 3210' es de 76% con una pérdida de calor del 4%. Con el aislante las pérdidas de calor se reducen de forma importante y por tanto la variación de la calidad con la profundidad es pequeña.

Tabla 12. Resultados de calidad y pérdidas de calor Caso B

CASO B			
Q (BTU/hr)	H(ft)	% Calidad	% Pérdidas de calor
579.069	3210	76,0317991	3,968200864
398.674	2210	77,2679965	2,732003459
308.476	1710	77,8860987	2,113901331
218.278	1210	78,5042008	1,495799202
128.080	710	79,1223029	0,877697073
37.883	210	79,7403982	0,259601798
0	0	80	0

A continuación se presenta la figura 41 en donde se presenta la calidad y las pérdidas de calor en función de la profundidad.

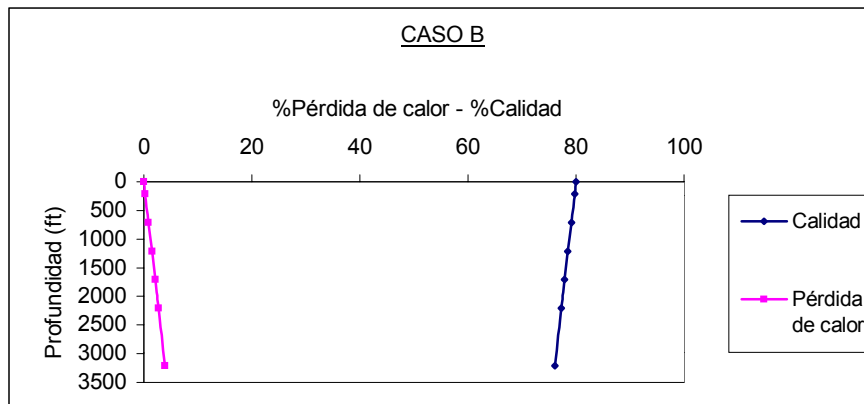


Figura.41. Calidad y pérdidas de calor Caso B

En la tabla 13, caso C tubería sin aislante y nitrógeno en el espacio anular a 14,7 lpc. Se obtiene que la calidad a 3210' es de 66% con una pérdida de calor del 14%. Comparando los valores obtenidos en este caso con los del caso A se tiene que la presencia del nitrógeno en el anular favorece la transmisión del calor dentro del pozo.

Tabla 13. Resultados de calidad y pérdidas de calor Caso C

CASO C			
Q (BTU/hr)	H (ft)	% Calidad	% Pérdidas de calor
2.097.338	3210	65,6275185	14,37248145
1.443.962	2210	70,1049249	9,895075122
1.117.273	1710	72,3436349	7,656365103
790.586	1210	74,5823312	5,417668789
463.897	710	76,8210412	3,17895877
137.209	210	79,0597444	0,940255604
0	0	80	0

A continuación se presenta la figura 42 en donde se presenta la calidad y las pérdidas de calor en función de la profundidad caso C.

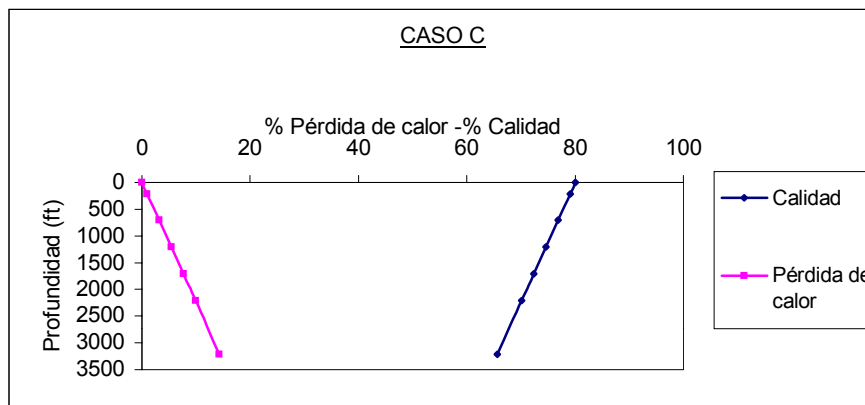


Figura.42. Calidad y pérdidas de calor Caso C

En la tabla 14, caso D tubería con aislante y nitrógeno en el espacio anular a 14,7 lpca. Se obtiene que la calidad a 3210' es de 75% con una pérdida de calor del 5%. La presencia del aislante en la tubería reduce de forma importante las pérdidas de calor. Sin embargo comparando este caso con el caso B, tubería con aislante y aire en el espacio anular no hay variación importante en los valores obtenidos de las pérdidas de calor y de la calidad.

Tabla 14. Resultados de calidad y pérdidas de calor Caso D

CASO D			
Q (BTU/hr)	H (ft)	% Calidad	% Pérdidas de calor
673.760	3210	75,3829077	4,617092288
463.866	2210	76,8212537	3,178746336
358.919	1710	77,5404266	2,45957336
253.972	1210	78,2595996	1,740400384
149.025	710	78,9787726	1,021227408
44.077	210	79,6979524	0,302047579
0	0	80	0

A continuación se presenta la figura 43 en donde se presenta la calidad y las pérdidas de calor en función de la profundidad.

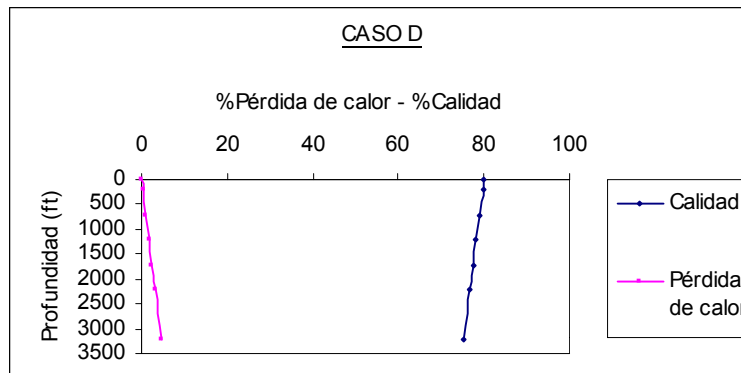


Figura.43. Calidad y pérdidas de calor Caso D

En la tabla 15, caso E tubería sin aislante y nitrógeno en el espacio anular a 600 lpc. Se obtiene que la calidad a 3210' es de 61% con una pérdida de calor del 19%. Siendo este el caso en donde se obtienen las mayores pérdidas de calor y por lo tanto menor calidad.

Tabla 15. Resultados de calidad y pérdidas de calor Caso E

CASO E			
Q (BTU/hr)	H (ft)	% Calidad	% Pérdidas de calor
2.715.695	3210	61,4465671	18,5534329
1.869.684	2210	67,2264534	12,7735466
1.446.678	1710	70,1163999	9,88360006
1.023.676	1210	73,0063192	6,99368082
660.667	710	75,4863706	4,51362943
177.662	210	78,786226	1,21377401
0	0	80	0

A continuación se presenta la figura 44 en donde se presenta la calidad y las pérdidas de calor en función de la profundidad.

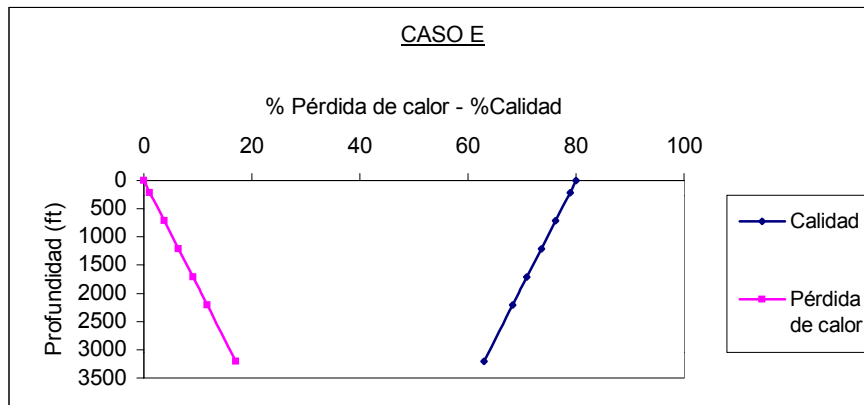


Figura.44. Calidad y pérdidas de calor Caso E

En la tabla 16, caso F tubería con aislante y nitrógeno en el espacio anular a 600 lpc. Se obtiene que la calidad a 3210' es de 75% con una pérdida de calor del 5%. Comparando los casos D y F no presentan ninguna variación para la calidad y las pérdidas de calor.

Sin embargo, estudios realizados por otros autores concluyen que propiedades del nitrógeno como la conductividad térmica, aumentan con la presión favoreciendo la transferencia del calor y disminuyendo su eficiencia como aislante.

Tabla 16. Resultados de calidad y pérdidas de calor Caso F

CASO F			
Q (BTU/hr)	H (ft)	% Calidad	% Pérdidas de calor
711.322	3210	75,1379627	4,86203727
489.726	2210	76,6542272	3,34577281
378.928	1710	77,4111912	2,58880885
268.131	1210	78,1681483	1,83185171
157.333	710	78,9251123	1,07488774
46.535	210	79,6820762	0,31792377
0	0	80	0

A continuación se presenta la figura 45 en donde se presenta la calidad y las pérdidas de calor en función de la profundidad Caso F.

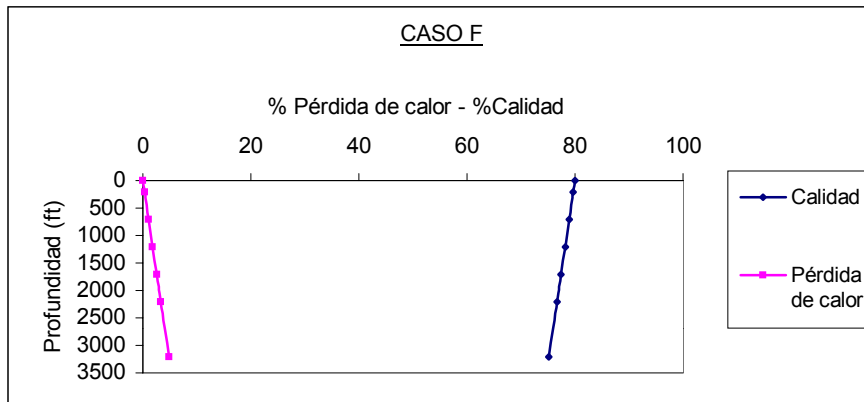


Figura.45. Calidad y pérdidas de calor Caso F

4.4 EFECTO DE LA VARIACIÓN DE PARÁMETROS EN LAS PÉRDIDAS DE CALOR.

En la inyección alternada de vapor existen parámetros controlables y no controlables.

Controlables

- Calidad del vapor
- Aislante térmico
- Tasa de inyección
- Tiempo de remojo
- Número de ciclos
- Frecuencia de ciclos

No Controlables

- Presión del yacimiento
- Espesor de arena
- Permeabilidad y Porosidad
- Viscosidad
- Gravedad API
- Heterogeneidad del yacimiento
- Daño de formación

A continuación se va a considerar valores para la tasa de inyección del vapor, el tiempo de inyección y la presión de inyección para evaluar las pérdidas de calor.

Variación de la tasa de inyección del vapor

Las tasas de inyección de vapor consideradas son 300 Ton/día, 250 Ton/día, 200 Ton/día y 150 Ton/día.

Se obtuvieron los valores de calidad y pérdidas de calor para todos los casos estudiados encontrándose que altas tasas de inyección de vapor las pérdidas de calor disminuyen.

Tabla 17. Calidad y pérdidas de calor para varias tasas de inyección de vapor caso A

x=0,8									
		w1=25.000 lb/hr		w2=20.833,33lb/hr		w3=16.666,66 lb/hr		w4=12.500 lb/hr	
Q (BTU/hr)	H (ft)	% Calidad	%Pérdidas de calor	% Calidad	%Pérdidas de calor	% Calidad	%Pérdidas de calor	% Calidad	%Pérdidas de calor
1.751.265,00	3210,00	70,00	10,00	68,00	12,00	65,00	15,00	60,00	20,00
1.205.700,00	2210,00	73,11	6,89	71,74	8,26	69,67	10,33	66,23	13,77
932.917,00	1710,00	74,67	5,33	73,61	6,39	72,01	7,99	69,34	10,66
660.134,00	1210,00	76,23	3,77	75,48	4,52	74,35	5,65	72,46	7,54
387.351,00	710,00	77,79	2,21	77,35	2,65	76,68	3,32	75,58	4,42
114.568,00	210,00	79,35	0,65	79,21	0,79	79,02	0,98	78,69	1,31
0	0	80,00	0	80,00	0	80,00	0	80,00	0

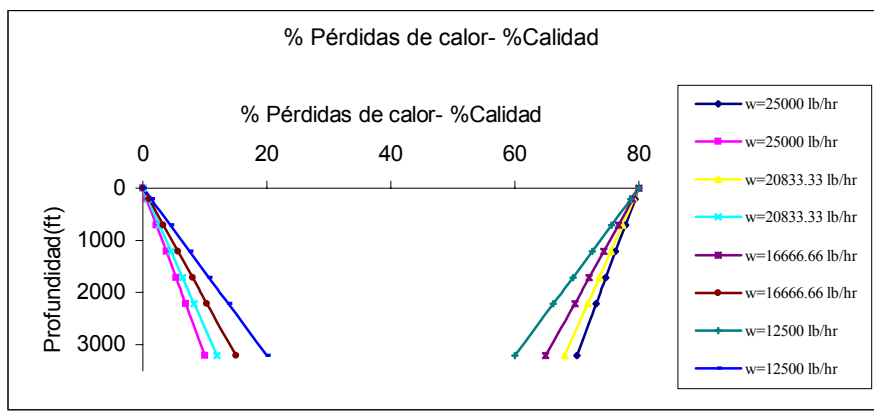


Figura.46. Calidad y pérdidas de calor para varias tasas de inyección de vapor caso A

Tabla 18. Calidad y pérdidas de calor para varias tasas de inyección de vapor caso B

x=0,8									
		w1=25.000 lb/hr		w2=20.833,33 lb/hr		w3=16.666,66 lb/hr		w4=12.500 lb/hr	
Q (BTU/hr)	H (ft)	% Calidad	%Pérdidas de calor	% Calidad	%Pérdidas de calor	% Calidad	%Pérdidas de calor	% Calidad	%Pérdidas de calor
579.069,00	3210,00	76,69	3,31	76,03	3,97	75,04	4,96	73,39	6,61
398.674,00	2210,00	77,72	2,28	77,27	2,73	76,58	3,42	75,45	4,55
308.476,00	1710,00	78,24	1,76	77,89	2,11	77,36	2,64	76,48	3,52
218.278,00	1210,00	78,75	1,25	78,50	1,50	78,13	1,87	77,51	2,49
128.080,00	710,00	79,27	0,73	79,12	0,88	78,90	1,10	78,54	1,46
37.883,00	210,00	79,78	0,22	79,74	0,26	79,68	0,32	79,57	0,43
0	0	80,00	0	80,00	0	80,00	0	80,00	0

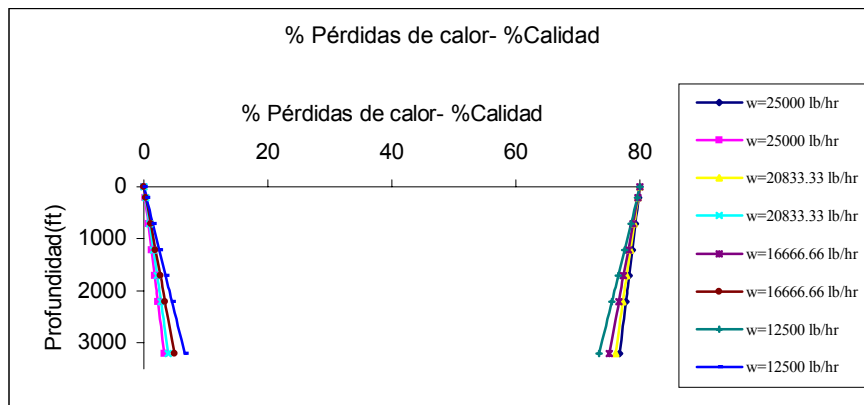


Figura.47. Calidad y pérdidas de calor para varias tasas de inyección de vapor caso B

Tabla 19. Calidad y pérdidas de calor para varias tasas de inyección de vapor caso C

x=0,8									
Q (BTU/hr)	H (ft)	w1=25.000 BTU/h		w2=20.833,33 BTU/h		w3=16.666,66 BTU/h		w4=12.500 BTU/h	
		% Calidad	%Pérdidas de calor	% Calidad	%Pérdidas de calor	% Calidad	%Pérdidas de calor	% Calidad	%Pérdidas de calor
2.097.338,00	3210,00	68,06	11,94	65,67	14,33	62,09	17,91	56,12	23,88
1.443.962,00	2210,00	71,78	8,22	70,13	9,87	67,67	12,33	63,56	16,44
1.117.273,00	1710,00	73,64	6,36	72,37	7,63	70,46	9,54	67,28	12,72
790.586,00	1210,00	75,50	4,50	74,60	5,40	73,25	6,75	71,00	9,00
463.897,00	710,00	77,36	2,64	76,83	3,17	76,04	3,96	74,72	5,28
137.209,00	210,00	79,22	0,78	79,06	0,94	78,83	1,17	78,44	1,56
0	0	80,00	0	80,00	0	80,00	0	80	0

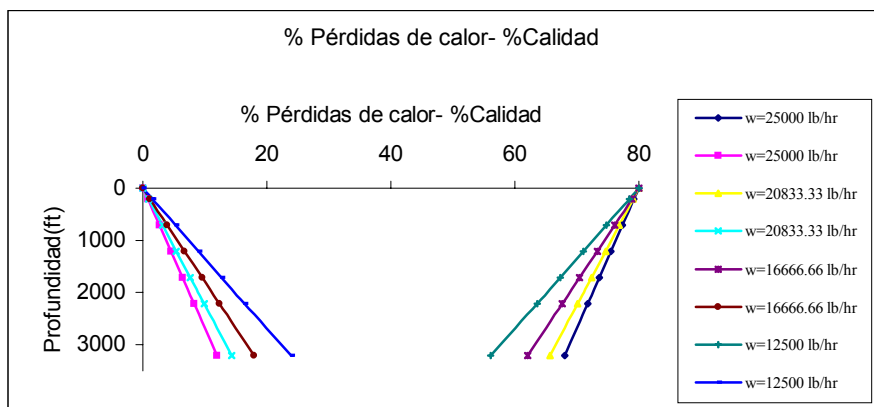


Figura.48. Calidad y pérdidas de calor para varias tasas de inyección de vapor caso C

Tabla 20. Calidad y pérdidas de calor para varias tasas de inyección de vapor caso D

x=0,8									
		w1=25.000 BTU/h		w2=20.833,33 BTU/h		w3=16.666,66 BTU/h		w4=12.500 BTU/h	
Q (BTU/hr)	H (ft)	% Calidad	%Pérdidas de calor	% Calidad	%Pérdidas de calor	% Calidad	%Pérdidas de calor	% Calidad	%Pérdidas de calor
673.760,00	3210,00	76,16	3,84	75,40	4,60	74,25	5,75	72,33	7,67
463.866,00	2210,00	77,36	2,64	76,83	3,17	76,04	3,96	74,72	5,28
358.919,00	1710,00	77,96	2,04	77,55	2,45	76,93	3,07	75,91	4,09
253.972,00	1210,00	78,55	1,45	78,26	1,74	77,83	2,17	77,11	2,89
149.025,00	710,00	79,15	0,85	78,98	1,02	78,73	1,27	78,30	1,70
44.077,00	210,00	79,75	0,25	79,70	0,30	79,62	0,38	79,50	0,50
0	0	80,00	0	80,00	0	80,00	0	80,00	0

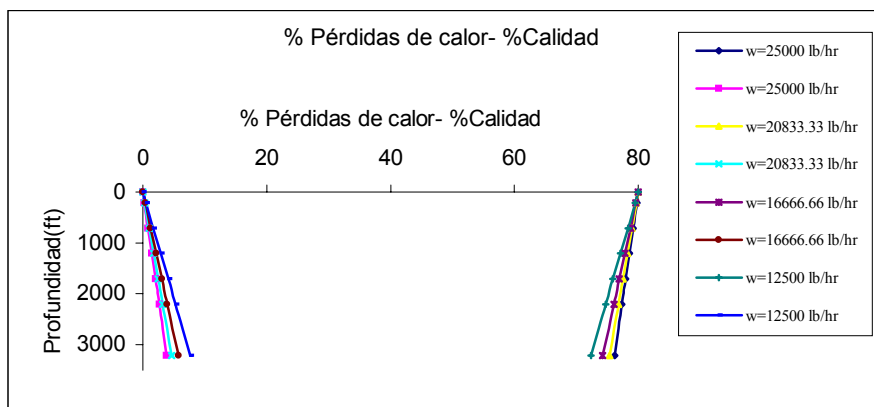


Figura.49. Calidad y pérdidas de calor para varias tasas de inyección de vapor caso D

Tabla 21. Calidad y pérdidas de calor para varias tasas de inyección de vapor caso E

x=0,8									
		w1=25.000 BTU/h		w2=20.833,33 BTU/h		w3=16.666,66 BTU/h		w4=12.500 BTU/h	
Q (BTU/hr)	H (ft)	% Calidad	%Pérdidas de calor	% Calidad	%Pérdidas de calor	% Calidad	%Pérdidas de calor	% Calidad	%Pérdidas de calor
2.493.806,00	3210,00	64,54	15,46	61,45	18,55	56,81	23,19	49,08	30,92
1.716.920,00	2210,00	69,36	10,64	67,23	12,77	64,03	15,97	58,71	21,29
1.328.476,00	1710,00	71,76	8,24	70,12	9,88	67,65	12,35	63,53	16,47
940.032,00	1210,00	74,17	5,83	73,01	6,99	71,26	8,74	68,34	11,66
551.589,00	710,00	76,24	3,76	75,49	4,51	74,36	5,64	72,48	7,52
163.146,00	210,00	78,99	1,01	78,79	1,21	78,48	1,52	77,98	2,02
0	0	80,00	0	80,00	0	80,00	0	80,00	0

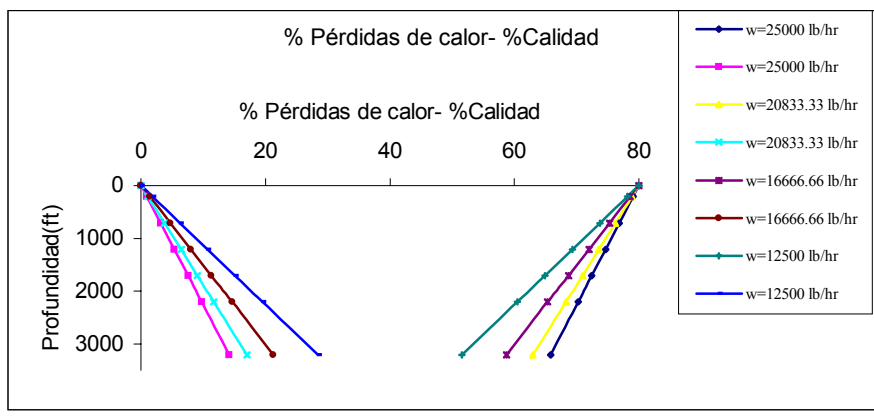


Figura.50. Calidad y pérdidas de calor para varias tasas de inyección de vapor caso E

Tabla 22. Calidad y pérdidas de calor para varias tasas de inyección de vapor caso F

x=0,8									
		w1=25.000 BTU/h		w2=20.833,33 BTU/h		w3=16.666,66 BTU/h		w4=12.500 BTU/h	
Q (BTU/hr)	H (ft)	%Calidad	%Pérdidas de calor	%Calidad	%Pérdidas de calor	%Calidad	%Pérdidas de calor	%Calidad	%Pérdidas de calor
707.026,00	3210,00	75,95	4,05	75,14	4,86	73,96	6,04	71,90	8,10
486.769,00	2210,00	77,21	2,79	76,65	3,35	75,84	4,16	74,42	5,58
376.640,00	1710,00	77,84	2,16	77,41	2,59	76,78	3,22	75,69	4,31
266.511,00	1210,00	78,47	1,53	78,17	1,83	77,72	2,28	76,95	3,05
156.383,00	710,00	79,10	0,90	78,93	1,07	78,66	1,34	78,21	1,79
46.254,00	210,00	79,74	0,26	79,68	0,32	79,60	0,40	79,47	0,53
0	0	80,00	0	80,00	0	80,00	0	80,00	0

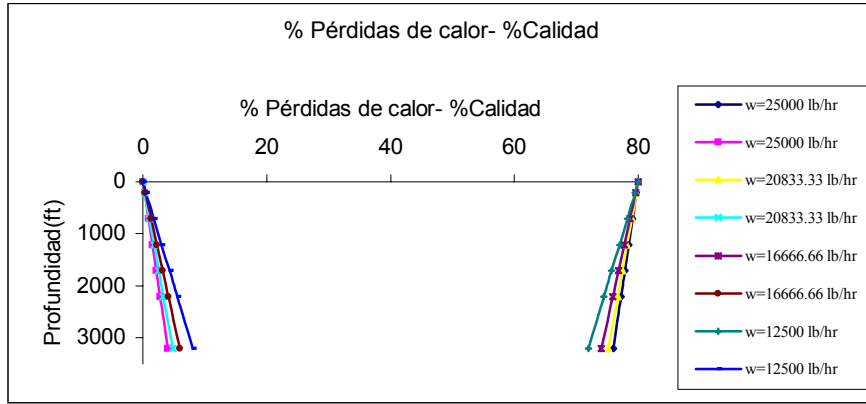


Figura.51. Calidad y pérdidas de calor para varias tasas de inyección de vapor caso F

Variación del tiempo de inyección

En las tablas 22 y 23 se presentan los valores de tasa de pérdida de calor para los casos estudiados, encontrándose que la tasa de flujo de calor disminuye, sin embargo el calor total cedido aumenta.

Tabla 23. Pérdidas de calor en función del tiempo de inyección casos A, C, E

T (días)	Caso A		Caso C		Caso E	
	Q(BTU/hr)	Q(BTU)	Q(BTU/hr)	Q(BTU)	Q(BTU/hr)	Q(BTU)
1	2.190.227	5.2565.448	2.904.346	69.704.304	4.182.122,84	100.370.948
2	2.054.432	98.612.736	2.629.050	126.194.400	3.648.925,56	175.148.427
3	1.981.392	142.660.224	2.491.573	179.393.256	3.395.896,46	244.504.545
4	1.932.213	185.492.448	2.402.658	230.655.168	3.236.729,60	310.726.042
5	1.895.499	227.459.880	2.338.049	280.565.880	3.123.221,79	374.786.615
6	1.866.393	268.760.592	2.287.844	329.449.536	3.036.245,50	437.219.352
7	1.842.389	309.521.352	2.247.086	377.510.448	2.966.414,01	498.357.553
8	1.822.031	349.829.952	2.212.963	424.888.896	2.908.478,10	558.427.796
9	1.804.402	389.750.832	2.183.731	471.685.896	2.859.228,25	617.593.303
10	1.788.887	429.332.880	2.158.244	517.978.560	2.816.569,94	675.976.785
11	1.775.054	468.614.256	2.135.705	563.826.120	2.779.066,55	733.673.569
12	1.762.592	507.626.496	2.115.544	609.276.672	2.745.693,25	790.759.657
13	1.751.266	546.394.992	2.097.338	654.369.456	2.715.695,31	847.296.938
14	1.740.894	584.940.384	2.080.765	699.137.040	2.688.502,09	903.336.701
15	1.731.337	623.281.320	2.065.574	743.606.640	2.663.672,44	958.922.080
16	1.722.482	661.433.088	2.051.567	787.801.728	2.640.858,88	1.014.089.809
17	1.714.238	699.409.104	2.038.585	831.742.680	2.619.783,13	1.068.871.518
18	1.706.531	737.221.392	2.026.498	875.447.136	2.600.219,22	1.123.294.702
19	1.699.297	774.879.432	2.015.198	918.930.288	2.581.981,27	1.177.383.459
20	1.692.486	812.393.280	2.004.596	1.015.006.080	2.564.914,73	1.231.159.073
21	1.686.053	849.770.712	1.994.616	1.005.286.464	2.548.889,80	1.284.640.461
22	1.679.959	887.018.352	1.985.194	1.048.182.432	2.533.796,48	1.337.844.543
23	1.674.174	924.144.048	1.976.276	1.090.904.352	2.519.540,82	1.390.786.530
24	1.668.669	961.153.344	1.967.813	1.133.460.288	2.506.041,96	1.443.480.169
25	1.663.420	998.052.000	1.953.765	1.172.259.000	2.493.229,89	1.495.937.933
26	1.658.405	1.034.844.720	1.952.095	1.218.107.280	2.481.043,58	1.548.171.191
27	1.653.605	1.071.536.040	1.944.773	1.260.212.904	2.469.429,54	1.600.190.341
28	1.649.003	1.108.130.016	1.937.769	1.302.180.768	2.458.340,67	1.652.004.929
29	1.644.586	1.144.631.856	1.931.060	1.344.017.760	2.447.735,26	1.703.623.744
30	1.640.337	1.181.042.640	1.924.623	1.385.728.560	2.437.576,26	1.755.054.905

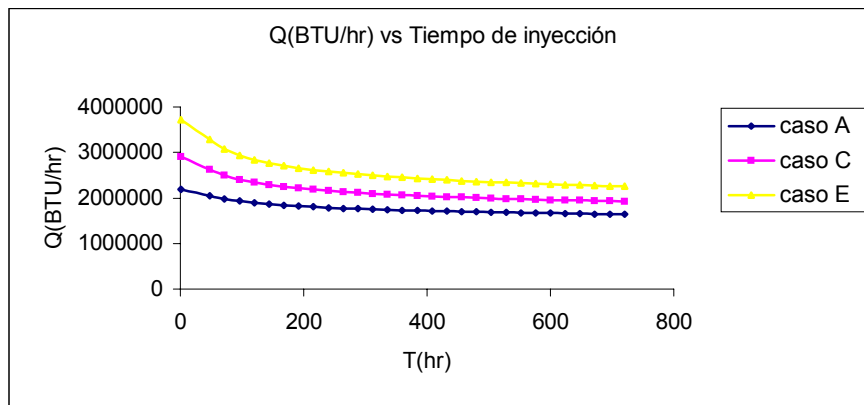


Figura.52. Tasa de pérdidas de calor en función del tiempo de inyección casos A, C, E

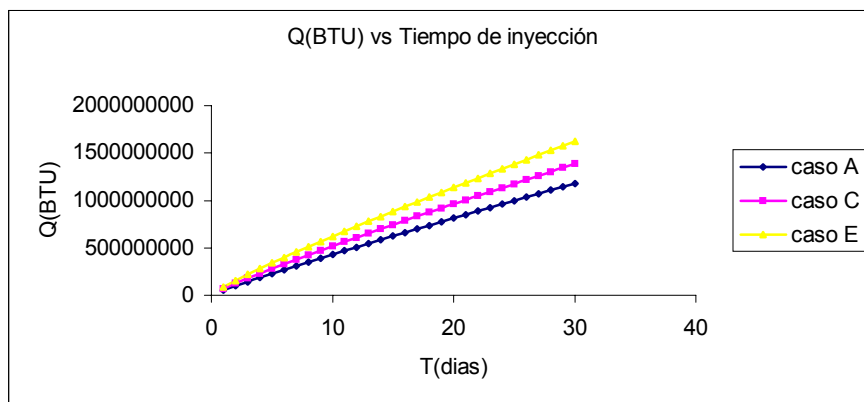


Figura.53. Calor perdido en función del tiempo de inyección casos A, C, E

Tabla 24. Pérdidas de calor en función del tiempo de inyección casos B, D, F

T (días)	Caso B		Caso D		Caso F	
	Q(BTU/hr)	Q(BTU)	Q(BTU/hr)	Q(BTU)	Q(BTU/hr)	Q(BTU)
1	617.768	14.826.432	740.887	17.781.288	782.906	18.789.766
2	606.901	29.131.248	721.433	34.628.784	762.183	36.584.814
3	600.688	43.249.536	710.529	51.158.088	750.560	54.040.369
4	596.344	57.249.024	702.996	67.487.616	742.526	71.282.504
5	593.009	71.161.080	697.264	83.671.680	736.411	88.369.328
6	590.307	85.004.208	692.650	99.741.600	731.488	105.334.381
7	588.038	98.790.384	688.798	115.718.064	727.377	122.199.482
8	586.084	112.528.128	685.497	131.615.424	723.853	138.979.946
9	584.369	126.223.704	682.612	147.444.192	720.773	155.687.106
10	582.842	139.882.080	680.052	163.212.480	718.040	172.329.674
11	581.467	153.507.288	677.752	178.926.528	715.585	188.914.556
12	580.216	167.102.208	675.667	194.592.096	713.358	205.447.357
13	579.068	180.669.216	673.462	210.120.144	711.322	221.932.711
14	578.010	194.211.360	671.702	225.691.872	709.447	238.374.516
15	576.815	207.653.400	670.072	241.225.920	707.711	254.776.093
16	576.110	221.226.240	668.555	256.725.120	706.094	271.140.304
17	575.251	234.702.408	667.449	272.319.192	704.582	287.469.640
18	574.444	248.159.808	665.804	287.627.328	703.162	303.766.291
19	573.681	261.598.536	664.867	303.179.352	701.824	320.032.194
20	572.959	275.020.320	663.362	318.413.760	700.560	336.269.074
21	572.048	288.312.192	662.238	333.767.952	699.362	352.478.479
22	571.621	301.815.888	661.495	349.269.360	698.223	368.661.804
23	570.999	315.191.448	660.480	364.584.960	697.138	384.820.314
24	570.405	328.553.280	659.511	379.878.336	696.102	400.955.158
25	569.835	341.901.000	658.584	395.150.400	695.112	417.067.388
26	569.289	355.236.336	657.695	410.401.680	694.163	433.157.968
27	568.765	368.559.720	656.843	425.634.264	693.252	449.227.786
28	568.760	382.206.720	656.024	440.848.128	692.377	465.277.661
29	567.355	394.879.080	654.895	455.806.920	691.534	481.308.352
30	567.305	408.459.600	654.476	471.222.720	690.723	497.320.564

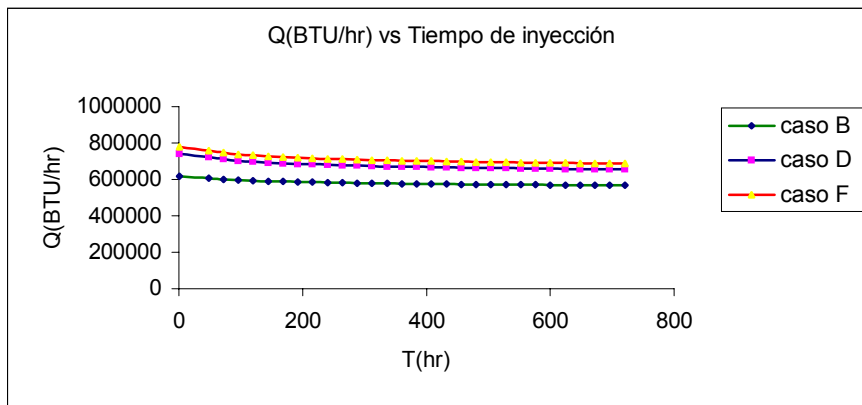


Figura.54. Tasa de pérdidas de calor en función del tiempo de inyección casos B, D, F

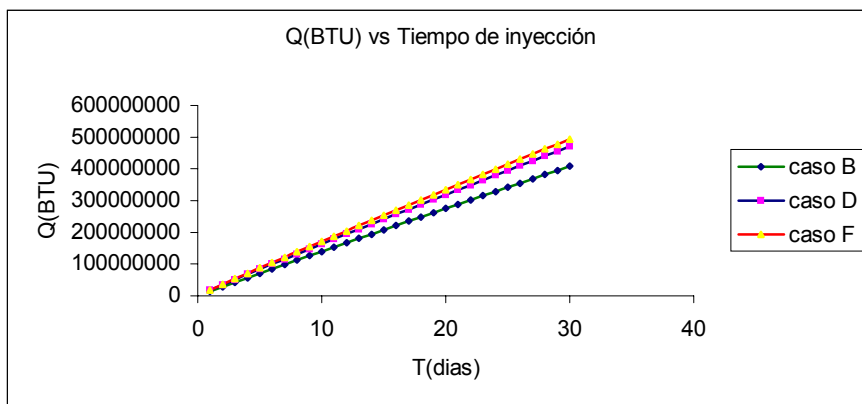


Figura.55. Calor perdido en función del tiempo de inyección casos B, D, F

Variación de la presión de inyección

En la tabla 25, se consideran presiones de inyección de vapor desde 1000 lpca hasta 2000 lpca, obteniéndose que las pérdidas de calor aumentan a medida que se aumenta la presión de inyección. El aumento de la presión de inyección aumenta la temperatura de saturación obteniendo un mayor poder calorífico por parte del vapor por lo tanto el flujo de calor aumenta.

Tabla 25. Variación de la Presión de inyección para cada caso

Piny	CASO A	CASO B	CASO C	CASO D	CASO E	CASO F
Lpca	Q(BTU/h)	Q(BTU/h)	Q(BTU/h)	Q(BTU/h)	Q(BTU/h)	Q(BTU/h)
1000	1.582.231	537.733	1.946.245	628.830	2.533.392	663.978
1100	1.641.239	552.120	1.999.258	644.617	2.598.316	680.856
1200	1.696.967	565.936	2.049.048	659.612	2.658.882	696.584
1300	1.751.265	579.069	2.097.338	673.760	2.715.715	711.322
1400	1.800.190	590.795	2.140.687	686.061	2.769.310	725.216
1500	1.848.305	602.018	2.183.189	698.325	2.820.067	738.356
1600	1.894.413	612.892	2.223.813	709.966	2.868.313	750.833
1700	1.938.709	623.266	2.262.761	721.052	2.914.320	762.720
1800	1.981.358	633.191	2.300.197	731.639	2.958.317	774.076
1900	2.022503	642.710	2.336.263	741.776	3.000.497	784.954
2000	2.062.266	651.859	2.371.080	751.505	3.041.026	795.397

CONCLUSIONES

- La completación de un pozo para inyección de vapor debe tomar en cuenta las altas temperaturas generadas dentro del pozo. Los revestidores pueden sufrir estados de tensión, si ocurren fallas como la quema de serpentines del generador de vapor o interrupciones en el abastecimiento de combustible debido a que la interrupción en la inyección provocara el descenso en la temperatura dentro del pozo.
- La utilización de empaque con grava es necesaria en todas las completaciones debido a la naturaleza de las arenas poco consolidadas de la faja.
- Las fallas presentes en pozos durante la inyección en general ocurren debido a problemas operacionales.
- Todo pozo que se le va aplicar inyección alternada de vapor se debe acondicionar con tubería aislada o colocar aislante térmico en el anular a fin de reducir las pérdidas de calor.
- Se tiene que para tuberías sin aislante con aire en el espacio anular este presenta menor transferencia de calor con respecto al nitrógeno en el espacio anular a 14,7 lpca y 600 lpca.
- Cuando se tiene tubería aislada es independiente la presencia de aire o de nitrógeno en el anular ya que el porcentaje de pérdidas de calor no son muy significativas.

-
- Altas presiones de inyección del vapor favorecen las pérdidas de calor en el pozo. Por otro lado, altas tasas de inyección de vapor favorecen la disminución de las pérdidas de calor.

RECOMENDACIONES

- Utilizar cabezales deslizantes que permitan la expansión de los revestidores.
- Utilizar empaques con grava en donde la temperatura de diseño de los componentes este por encima de las altas temperaturas se generaran en el pozo.
- En cuanto a pérdidas de calor se recomienda la utilización de tubería aislada, que un aislante térmico en el anular.
- Desde el punto de vista de pérdidas de calor no se recomienda el uso de una alta presión cuando se use nitrógeno en el espacio anular, ya que las altas presiones aumentan la conductividad térmica del nitrógeno.
- Realizar los cálculos de pérdidas de calor con otros aislantes térmicos con el fin de comparar su efectividad con respecto a las pérdidas de calor.

BIBLIOGRAFÍA

1. Arias Ocando, Ciro Alberto (1980). La faja petrolífera del Orinoco. Evaluación y Perspectivas. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela.
2. Acevedo, Sócrates (1983). Estudio de los crudos Pao, Morichal y Cerro Negro, provenientes de la Faja Petrolífera del Orinoco. Trabajo de ascenso. Universidad Central de Venezuela
3. Alvarado, Douglas A y Banzer, Carlos. Recuperación térmica de petróleo. Reeditado y corregido por: Dr. Adafel Rincón Mora
4. Barberii, Efraín. Industria Venezolana de los hidrocarburos. Tomo I. CEPET-PDVSA
5. Bueno, Norberto. Introducción a la Ingeniería de Petróleo. Tomo I, Tomo II
6. Bracho, Luis (1989). Inyección de vapor más solvente Pozo LSJ-4057. Campo Tía Juana. Maraven S.A. Venezuela.
7. Essinfeld, Martín (1997). Pozos Horizontales y secciones horizontales en re-entries. Trabajo de ascenso. Universidad Central de Venezuela.
8. Ferrer G., José Ch. (2001) International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium. Is it time for heavy oil? Are we ready? Petroleum. Abril 2001, N° 143: 25-27
9. Ferrer P., Magdalena. (2002). El petróleo vale si realmente lo sacamos. Petroleum. Abril 2002, N° 155:12-15
10. Ferrer P., Magdalena. (2002). Recuperación mejorada de petróleo. Petroleum. Abril 2002, N° 155:26-27
11. Gutiérrez, Francisco (1981). Plan integral de desarrollo de la Faja Petrolífera del Orinoco. Trabajo de ascenso. Universidad Central de Venezuela.
12. Gonzáles de Juana. Clemente (1989). Cuencas Petrolíferas de Venezuela. Tomo I
13. Gonzáles Cruz, Diego J (2004). Notas sobre reservas de petróleo y gas de Venezuela. Parte 1. Petroleum. Octubre 2004, N° 177: 16-20

-
14. Gonzáles Cruz, Diego J (2004). Notas sobre reservas de petróleo y gas de Venezuela. Parte 2. Petroleum. Noviembre 2004, N° 178: 30-36
 15. Gonzáles Cruz, Diego J (2004). Notas sobre reservas de petróleo y gas de Venezuela. Parte 3. Petroleum. Diciembre 2004, N° 179: 32-35
 16. Krukowski, S (1996). Temperature distribution in the chamber used for cristal growth of GaN Ander high presurre of nitrogen. High Pressure Research Center.
 17. Iguarán, José Vicente (1987). Método simplificado para analizar el comportamiento de pozos inyectoros de vapor con nitrógeno en el espacio anular. Universidad de Oriente. Venezuela.
 18. Martínez., Anibal R (2005). Bitumen no es petróleo crudo pesado. Petroleum. Enero 2005, N° 180: 26-27
 19. Martínez, Anibal R. (2004). La Faja del Orinoco. Editorial Gálac. Caracas.
 20. PDVSA & Ministerio de Energía y Petróleo. Planes de desarrollo de la Faja Petrolífera del Orinoco 2004-2012
 21. Pratz, Michael (1987) Procesos térmicos de extracción de petróleo. SPE. Traducción PDVSA-INTEVEP
 22. Peachey, B (2002). Termal heavy Oil. New Paradigm Engineering LTD.
 23. Pereira, Pedro y otros (1999). AQUACONVERSION: Una nueva opción para conversión de residuos y mejoramiento de crudos pesados. Petroleum. Marzo-Abril 1999, N° 127: 52-54
 24. Pereira, Pedro y otros (1999). La investigación y desarrollo en mejoramiento de crudos extrapesados en PDVSA-INTEVEP: AQUACONVERSION. Acta Científica Venezolana N° 1: 48-53
 25. Phillip Scott, Hara y otros (1999). A well completion Technique for controlling unconsolidated sand formations by using steam. U.S. Department of Energy Oil and Gas Conference.
 26. PDVSA-CIED. Curso de completación de pozos.
 27. PDVSA-OCCIDENTE. Recuperación Térmica de Petróleo. Ing. Freddy Portillo.
 28. Reinders, P y Tremante, A (1989). Segregación gravitacional del vapor pruebas de desplazamiento en dos dimensiones. Maraven. Venezuela.

-
29. Reinders, P y Tremante, A (1987). Medición continua de la calidad del vapor de agua en líneas de inyección con un medidor radiactivo. Maraven. Venezuela.
 30. Reina, M. (1989). Tonelaje óptimo para los pozos de inyección alterna de vapor en áreas de Corpoven S.A. Corpoven. Venezuela.
 31. Rosales, Maria J y Brito, Hernan (1987). Evaluación de la inyección de vapor con aditivos. Lagoven Venezuela.
 32. Tarbuck, Edward J y Lutgens, Frederick K (1999). Ciencias de la Tierra. Una introducción a la geología física. Sexta edición. Prentice Hall.
 33. Van Der Knaap, W (1989). Aspectos físicos de algunas teorías de inyección de vapor.
 34. WEC Venezuela (1997). Evaluación de pozos. Schlumberger Oil Services.
 35. Zabala, E., Luongo, A y Sánchez, E (2001). Experiencias con un sistema de lodo de baja densidad utilizado como fluido de perforación, cañoneo y empaque en la Faja Petrolífera del Orinoco y en el Oriente de Venezuela. Petroleum. Agosto 2001, N° 147: 23-26

"Nunca te conceden un deseo
Sin concederte también la facultad
De convertirlo en realidad,
Sin embargo, es posible que te cueste trabajo"

Ilusiones
Richard Bach