



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y
ARQUITECTURA UNIDAD TICOMÁN**

CIENCIAS DE LA TIERRA

“RECUPERACIÓN TÉRMICA POR INYECCIÓN DE VAPOR”

TESIS

A FIN DE OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

ARIEL CARREÓN PITALÚA

DIRECTOR DE TESIS:

ING. AZUCENA CHAVIRA GONZALEZ



CIUDAD DE MÉXICO, NOVIEMBRE 2019

Autorización de uso de obra

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

Presente

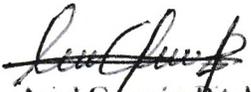
Bajo protesta de decir verdad el que suscribe **Ariel Carreón Pitalúa** manifiesto ser autor y titular de los derechos morales y patrimoniales de la obra titulada **“RECUPERACIÓN TÉRMICA POR INYECCIÓN DE VAPOR”**, en adelante “La Tesis” y de la cual se adjunta copia, por lo que por medio del presente y con fundamento en el artículo 27 fracción II, inciso b) de la Ley Federal del Derecho de Autor, otorgo a el Instituto Politécnico Nacional, en adelante “El IPN”, autorización no exclusiva para comunicar y exhibir públicamente total o parcialmente en medios digitales (Publicación en Línea) “La Tesis” por un período indefinido contado a partir de la fecha de la presente autorización, dicho período se renovará automáticamente en caso de no dar aviso expreso a “El IPN” de su terminación.

En Virtud de lo anterior, “El IPN” deberá reconocer en todo momento mi calidad de autor de “La Tesis”.

Adicionalmente, y en mi calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales de “La Tesis”, manifiesto que la misma es original y que la presente autorización no contraviene ninguna otorgada por el suscrito respecto de “La Tesis”, por lo que deslindo de toda responsabilidad a “El IPN” en caso de que el contenido de “La Tesis” o la autorización concedida afecte o viole derechos autorales, industriales, secretos industriales, convenios o contratos de confidencialidad o en general cualquier derecho de propiedad intelectual de terceros y asumo las consecuencias legales y económicas de cualquier demanda o reclamación que puedan derivarse del caso.

Ciudad de México, a Noviembre 2019

Atentamente


Ariel Carreón Pitalúa



EP Y T/399/2019.

"2019, Año del Caudillo del Sur, Emiliano Zapata"
60 años de la Unidad Profesional Adolfo López Mateos
70 Aniversario del CECyT No. 3 "Estanislao Ramírez Ruiz"
60 años de XEIPN Canal Once, orgullosamente politécnico
60 Aniversario del CECyT No. 4 "Lázaro Cárdenas"

Asunto

Registro de Tema

CDMX, 09 de octubre de 2019.

C. ARIEL CARREÓN PITALUA
PASANTE DEL PROGRAMA ACADÉMICO DE
INGENIERÍA PETROLERA
PRESENTE

A continuación comunico a usted, el tema y contenido que deberá desarrollar en su tesis profesional, indicándole que tiene un año a partir de esta fecha, para elaborarla.

"RECUPERACIÓN TÉRMICA POR INYECCIÓN DE VAPOR"

- RESUMEN
- ABSTRACT
- INTRODUCCION
- OBJETIVO
- I. TIPO DE EMPUJES DE LOS YACIMIENTOS
- II. BASES TEÓRICAS
- III. TUBOS DE CALOR
- IV. MODELADO DE UN TUBO DE CALOR EN UN MEDIO POROSO
- CONCLUSIONES
- RECOMENDACIONES
- REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ATENTAMENTE

"La Técnica al Servicio de la Patria"

Ing. Fernando Rodríguez Chávez
Subdirector Académico.

FRCH/betv*



**UNIDAD TICOMÁN
SUBDIRECCIÓN ACADÉMICA**





"2019, Año del Caudillo del Sur, Emiliano Zapata"
60 años de la Unidad Profesional Adolfo López Mateos
70 Aniversario del CECyT No. 3 "Estanislao Ramirez Ruiz"
60 años de XEIPN Canal Once, orgullosamente politécnico
60 Aniversario del CECyT No. 4 "Lázaro Cárdenas"

Folio
EP Y T/4443/2019.

APROBACIÓN

CDMX, 28 de octubre de 2019.

ING. FERNANDO RODRÍGUEZ CHÁVEZ
SUBDIRECTOR ACADÉMICO
PRESENTE

Por este conducto, hacemos constar que el Tema de Tesis Profesional, por la opción de **Tesis Individual**, "**RECUPERACIÓN TÉRMICA POR INYECCIÓN DE VAPOR**" presentado por el pasante del Programa Académico de **Ingeniería Petrolera**, **C.ARIEL CARREON PITALUA**, fue revisado y aprobado por los suscritos considerándolo ampliamente desarrollado, por lo tanto esa Subdirección a su cargo, puede señalar fecha para realizar el Examen Oral.

TITULARES

ING. ALBERTO ENRIQUE MORFÍN FAURE

ING. MANUEL TORRES HERNANDEZ

ING. GUMESINDO ALEJO JIMENEZ CHONG

ING. OMAR ALVARADO BAILEY

ING. AZUCENA CHAVIRA GONZÁLEZ





Folio
EP Y T/352/2019.

"2019, Año del Caudillo del Sur, Emiliano Zapata"
60 años de la Unidad Profesional Adolfo López Mateos
70 Aniversario del CECyT No. 3 "Estanislao Ramirez Ruiz"
60 años de XEIPN Canal Once, orgullosamente politécnico
60 Aniversario del CECyT No. 4 "Lázaro Cárdenas"

Asunto
ASESORIA DE TESIS

CDMX, 09 de Septiembre de 2019.

ING. AZUCENA CHAVIRA GONZÁLEZ
PRESENTE

En atención a la Solicitud del C. **ARIEL CARREÓN PITALUA**, pasante del Programa Académico de **Ingeniería Petrolera** con base en el Reglamento de Titulación Profesional del I.P.N., Capítulo II, Artículo 5, Fracción II y el Artículo 7 Inciso I, se le informa que ha sido seleccionada para asesorar la tesis del pasante mencionado, Por lo que solicito a usted se sirva proponer dentro de un plazo de 30 días calendario, el tema de tesis y contenido a desarrollar por el interesado.

Seguro de contar con su participación, lo saludo cordialmente.

ATENTAMENTE
"La Técnica al Servicio de la Patria"

Ing. Fernando Rodríguez Chávez
Subdirector Académico



UNIDAD TICOMÁN
SUBDIRECCIÓN ACADÉMICA

c.c.p. Ing. Azucena Chavira González.- Jefa del Departamento de Formación Profesional Específica
Interesado.

FRCH/betv*



*Esta tesis y cada uno de mis éxitos
profesionales están dedicados a quienes
han sido mi inspiración,
mi ejemplo y mi fortaleza:*

MI FAMILIA.

AGRADECIMIENTOS

A mis Padres:

Papás no queda más que decir que muchas gracias por todas las oportunidades que me dieron en la vida, sabemos que este logro y este camino no fue fácil, pero gracias a su esfuerzo se hizo posible y podemos, al fin, celebrar algo que desde hace tiempo estábamos esperando, se cierra un ciclo y agradezco, una vez más, todo el esfuerzo que pusieron en mí y mi hermana para que tuviéramos siempre lo mejor, no podría estar más agradecido con Dios por darme esta familia, y no queda más que decir que lo logramos.

A mis abuelos:

Gracias Tito y Minerva, las mejores personas que me pudieron haber tocado como abuelos, es una bendición que me hayan tocado tan buenos seres humanos como abuelos, que siempre alentaban a ser mejor, que me enseñaron siempre cosas nuevas, que reforzaron siempre mis valores éticos y morales para ser siempre mejor y, más importante, más feliz. Y no importa donde estén, siempre estarán en mi memoria y en mi corazón.

A mis tíos:

Gracias Tito, Francela y Jorge, siempre representaron un apoyo emocional siempre, aunque no tengamos siempre comunicación saben que representan una figura importante en mi vida, les agradezco el que siempre conté con su apoyo y su energía para nunca rendirme y aunque solo fuera con un simple saludo, sabía que al menos me tenían en cuenta, gracias por todo.

A mi hermana:

Amairani, muchas gracias por siempre confiar en mí, gracias por ayudarme siempre en lo que sea y por ser mi compañera de vida hasta el día de hoy, me enseñaste muchas cosas que no te podrías imaginar, te quiero mucho hermana.

A mis amigos:

Que son la familia que yo escogí muchas gracias. Es curioso como ustedes me enseñaron a muchas cosas, en especial a forjar mi carácter, a ser unidos y lo más importante a ser una familia, siempre habrá diferencias pero estoy seguro de que siempre contaremos unos con otros, no podría estar más feliz con los que ustedes impactaron en mí y espero encontrarnos de nuevo en el futuro y cumplir todo lo que algún día soñamos.

A el IPN y Esia Ticomán:

Gracias a la institución y a la Escuela que me proporcionaron lo más valioso, la educación académica y me dieron oportunidad de egresar de una de las instituciones con más renombre a nivel nacional

Índice

CAPÍTULO 1. TIPOS DE EMPUJES DE LOS YACIMIENTOS.	1
1.1 Mecanismos de empuje.....	1
1.1.1 Empuje por gas en solución y expansión de los fluidos	1
1.1.2 Empuje por capa de gas	2
1.1.3 Empuje con agua.....	3
1.1.4 Empuje por drenaje gravitacional	4
1.1.5 Empuje combinado	4
1.2 Procesos de recuperación primaria.	5
1.3 Procesos de recuperación secundaria.....	6
1.4 Procesos de Recuperación Terciaria.	6
CAPITULO 2. BASES TEÓRICAS.	8
2.1 Métodos de Recuperación Mejorada de petróleo	11
2.2 Métodos no convencionales no térmicos.....	12
2.3 Métodos no convencionales térmicos.....	29
2.4 Método de recuperación mejorada con inyección de vapor.	37
CAPÍTULO 3. TUBOS DE CALOR	41
3.1 Desarrollo histórico	41
3.2 Principio de operación	42
3.3 Fluidos de trabajo	43
3.4 Clasificación	44
3.5 Malla capilar	45
CAPÍTULO 4: MODELADO DE UN TUBO DE CALOR EN UN MEDIO POROSO. ...	48
4.1 Modelo físico	48
4.1.1 Geometría del tubo de calor.....	49
4.2 Modelo numérico.....	50
4.2.1 Ley de Darcy y ecuación de conservación de masa.....	50
4.2.2 Transferencia de calor en un medio poroso	51
4.3 Condiciones de frontera.....	52
4.3.1 No flujo	52

4.3.2 Temperatura	52
4.4 Valores iniciales.....	54
4.4.1 Presión.....	54
4.4.2 Temperatura del tubo de calor	54
4.5 Propiedades de los materiales	54
4.6 Malla.....	56
4.7 Resultados de Escenarios.....	61
4.7.1 Escenario 1	61
4.7.2 Escenario 2.....	64
4.7.4 Escenario 4.....	71
4.7.5 Resultados:.....	75
4.8 Tubería de inyección con aislante.....	78
Conclusiones y recomendaciones.....	96
Conclusiones.....	96
Recomendaciones	97

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1: YACIMIENTOS CON EMPUJE POR CAPA DE GAS: A) CONDICIONES INICIALES, B) EN PRODUCCIÓN, RECUPERADO DE FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS, DE MAGDALENA PARIS DE FERRER, 2009	2
FIGURA 2: YACIMIENTOS CON EMPUJE POR AGUA: A) CONDICIONES INICIALES, B) EN PRODUCCIÓN. RECUPERADO DE <i>FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS</i> , DE MAGDALENA PARIS DE FERRER, 2009 3	
FIGURA 3: GRÁFICA DE RECOBRO SEGÚN TIPO DE EMPUJE, RECUPERADO DE <i>FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS</i> , DE MAGDALENA PARIS DE FERRER, 2009.....	5
FIGURA 4: EJEMPLO DE ESTRUCTURA DE YACIMIENTO, RECUPERADO DE <i>FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS</i> , DE MAGDALENA PARIS DE FERRER, 2009.....	8
FIGURA 5: PROCESO DE INVASIÓN CON POLÍMEROS (SEGÚN KLINS), RECUPERADO DE <i>INYECCIÓN DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS PETROLÍFEROS</i> , MAGDALENA PARIS DE FERRER, 2001.....	13
FIGURA 6: IMAGEN 2: ESQUEMA DE UNA INVASIÓN CON SURFACTANTES (SEGÚN KLINS), RECUPERADO DE INYECCIÓN DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS PETROLÍFEROS, MAGDALENA PARIS DE FERRER, 2001	14
FIGURA 7: PROCESO DE INVASIÓN USANDO SOLUCIONES ALCALINAS (SEGÚN KLINS), RECUPERADO DE INYECCIÓN DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS PETROLÍFEROS, MAGDALENA PARIS DE FERRER, 2001	16
FIGURA 8: INVASIÓN MICELAR (SEGÚN KLINS), RECUPERADO DE INYECCIÓN DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS PETROLÍFEROS, MAGDALENA PARIS DE FERRER, 2001	18
FIGURA 9: PROCESO DE INVASIÓN POR TAPONES MISCIBLES.(SEGÚN KLINS), RECUPERADO DE INYECCIÓN DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS PETROLÍFEROS, MAGDALENA PARIS DE FERRER, 2001	20
FIGURA 10: PROCESO MISCIBLE CON VAPORIZANTE (SEGÚN KLINS), RECUPERADO DE INYECCIÓN DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS PETROLÍFEROS, MAGDALENA PARIS DE FERRER, 2001	22
FIGURA 11: PROCESO DE INYECCIÓN ALTERNADA DE AGUA Y GAS (SEGÚN KLINS), RECUPERADO DE INYECCIÓN DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS PETROLÍFEROS, MAGDALENA PARIS DE FERRER, 2001	24
FIGURA 12: PROCESO DE INYECCIÓN UTILIZANDO SOLVENTES,), RECUPERADO DE INYECCIÓN DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS PETROLÍFEROS, MAGDALENA PARIS DE FERRER, 2001	25
FIGURA 13: INYECCIÓN DE AGUA CARBONATADA (SEGÚN KLINS), RECUPERADO DE INYECCIÓN DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS PETROLÍFEROS, MAGDALENA PARIS DE FERRER, 2001	29
FIGURA 14: INYECCIÓN DE AGUA CALIENTE, RECUPERADO DE INYECCIÓN DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS PETROLÍFEROS, MAGDALENA PARIS DE FERRER, 2001	31
FIGURA 15: ESQUEMA DE UNA COMBUSTIÓN IN SITU CONVENCIONAL (SEGÚN FAROUQ ALÍ) , RECUPERADO DE INYECCIÓN DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS PETROLÍFEROS, MAGDALENA PARIS DE FERRER, 2001	34
FIGURA 16: ZONAS FORMADAS EN UN PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU, RECUPERADO DE INYECCIÓN DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS PETROLÍFEROS, MAGDALENA PARIS DE FERRER, 2001	35
FIGURA 17: PROCESO DE COMBUSTIÓN EN REVERSO. RECUPERADO DE INYECCIÓN DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS PETROLÍFEROS, MAGDALENA PARIS DE FERRER, 2001	36
FIGURA 19: PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR, RECUPERADO DE INYECCIÓN DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS PETROLÍFEROS, MAGDALENA PARIS DE FERRER, 2001	38
FIGURA 20: ESQUEMA DE LA INYECCIÓN ALTERNADA DE VAPOR, RECUPERADO DE INYECCIÓN DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS PETROLÍFEROS, MAGDALENA PARIS DE FERRER, 2001	40
FIGURA 21: ESQUEMA GENERAL DE UN TUBO DE CALOR. RECUPERADO DE TUBOS DE CALOR, A. MIRANDA 2013	43
FIGURA 22: TIPOS DE MALLA, RECUPERADO DE TUBOS DE CALOR, A. MIRANDA 2013.....	47

FIGURA 23: ESQUEMA DEL MODELO CONCEPTUAL, RECUPERADO DE <i>RECUPERACIÓN MEJORADA MEDIANTE EL USO DE ENERGÍA GEOTÉRMICA</i> (TESIS DE LICENCIATURA) UNAM, DULCE STEPHANIE MÁRQUEZ LEONEL 2016	48
FIGURA 24: ESQUEMA DEL MODELO FÍSICO. RECUPERADO DE <i>RECUPERACIÓN MEJORADA MEDIANTE EL USO DE ENERGÍA GEOTÉRMICA</i> (TESIS DE LICENCIATURA) UNAM, DULCE STEPHANIE MÁRQUEZ LEONEL 2016.....	49
FIGURA 25: GEOMETRÍA DEL MODELO FÍSICO, RECUPERADO DE <i>RECUPERACIÓN MEJORADA MEDIANTE EL USO DE ENERGÍA GEOTÉRMICA</i> (TESIS DE LICENCIATURA) UNAM, DULCE STEPHANIE MÁRQUEZ LEONEL 2016.....	50
FIGURA 26: CONDICIONES DE FRONTERA PARA LA LEY DE DARCY Y CONSERVACIÓN DE MASA. RECUPERADO DE <i>RECUPERACIÓN MEJORADA MEDIANTE EL USO DE ENERGÍA GEOTÉRMICA</i> (TESIS DE LICENCIATURA) UNAM, DULCE STEPHANIE MÁRQUEZ LEONEL 2016	52
FIGURA 27: CONDICIONES DE FRONTERA PARA LA TRANSFERENCIA DE CALOR EN UN MEDIO POROSO, . RECUPERADO DE <i>RECUPERACIÓN MEJORADA MEDIANTE EL USO DE ENERGÍA GEOTÉRMICA</i> (TESIS DE LICENCIATURA) UNAM, DULCE STEPHANIE MÁRQUEZ LEONEL 2016	53
FIGURA 28: MALLA EMPLEADA EN EL MODELO. RECUPERADO DE <i>RECUPERACIÓN MEJORADA MEDIANTE EL USO DE ENERGÍA GEOTÉRMICA</i> (TESIS DE LICENCIATURA) UNAM, DULCE STEPHANIE MÁRQUEZ LEONEL 2016....	56
FIGURA 29: CURVA DE AJUSTE PARA OBTENER DATOS DE VISCOSIDAD OBTENIENDO LA SIGUIENTE ECUACIÓN.	60
FIGURA 30: GRÁFICA DEL ESCENARIO 1 PRESIÓN CONTRA PROFUNDIDAD.	61
FIGURA 31: GRÁFICA DEL ESCENARIO 1 EXPANSIÓN TÉRMICA DE LA TUBERÍA CONTRA LA PROFUNDIDAD	61
FIGURA 32: GRÁFICA DEL ESCENARIO 1 CALIDAD DE VAPOR CONTRA LA PROFUNDIDAD	62
FIGURA 33: GRÁFICA DEL ESCENARIO 1 TEMPERATURA NORMALIZADA CONTRA PROFUNDIDAD	62
FIGURA 34: GRÁFICA DEL ESCENARIO 1 ENERGÍA QUE LLEGA AL YACIMIENTO CONTRA TIEMPO	63
FIGURA 35: GRÁFICA DEL ESCENARIO 1 VISCOSIDAD CONTRA PROFUNDIDAD	63
FIGURA 36: GRÁFICA DEL ESCENARIO 2 TEMPERATURA CONTRA LA PROFUNDIDAD.	64
FIGURA 37: GRÁFICA DEL ESCENARIO 2 PRESIÓN CONTRA LA PROFUNDIDAD	65
FIGURA 38: GRÁFICA DEL ESCENARIO 2 CALIDAD DE VAPOR CONTRA LA PROFUNDIDAD	65
FIGURA 39: GRÁFICA DEL ESCENARIO 2 EXPANSIÓN TÉRMICA DE LA TUBERÍA CONTRA LA PROFUNDIDAD.....	66
FIGURA 40: GRÁFICA DEL ESCENARIO 2 TEMPERATURA NORMALIZADA CONTRA PROFUNDIDAD	66
FIGURA 41: GRÁFICA DEL ESCENARIO 2, VISCOSIDAD CONTRA PROFUNDIDAD	67
FIGURA 42: GRÁFICA DEL ESCENARIO 2 ENERGÍA QUE LLEGA AL YACIMIENTO CONTRA TIEMPO	67
FIGURA 43: GRÁFICA DEL ESCENARIO 3 TEMPERATURA CONTRA PROFUNDIDAD	68
FIGURA 44: GRÁFICA DEL ESCENARIO 3 PRESIÓN CONTRA PROFUNDIDAD	68
FIGURA 45: GRÁFICA DEL ESCENARIO 3 CALIDAD DE VAPOR CONTRA PROFUNDIDAD.	69
FIGURA 46: GRÁFICA DEL ESCENARIO 3 VISCOSIDAD CONTRA PROFUNDIDAD	69
FIGURA 47: . GRÁFICA DEL ESCENARIO 3 ENERGÍA QUE LLEGA AL YACIMIENTO CONTRA PROFUNDIDAD	70
FIGURA 48: GRÁFICA DEL ESCENARIO 3 EXPANSIÓN TÉRMICA DE LA TUBERÍA CONTRA LA PROFUNDIDAD	70
FIGURA 49: GRÁFICA DEL ESCENARIO 3 VISCOSIDAD CONTRA PROFUNDIDAD	71
FIGURA 50: GRÁFICA DEL ESCENARIO 4 TEMPERATURA CONTRA PROFUNDIDAD	71
FIGURA 51: GRÁFICA DEL ESCENARIO 4 PRESIÓN CONTRA PROFUNDIDAD.	72
FIGURA 52: GRÁFICA DEL ESCENARIO 4 CALIDAD DE VAPOR CONTRA PROFUNDIDAD.	72
FIGURA 53: GRÁFICA DEL ESCENARIO 4 VISCOSIDAD CONTRA PROFUNDIDAD.	73
FIGURA 54: GRÁFICA DEL ESCENARIO 4 EXPANSIÓN TÉRMICA DE LA TUBERÍA CONTRA LA PROFUNDIDAD.....	73
FIGURA 55: GRÁFICA DEL ESCENARIO 4 TEMPERATURA NORMALIZADA CONTRA PROFUNDIDAD	74
FIGURA 56: GRÁFICA DEL ESCENARIO 4 ENERGÍA QUE LLEGA AL YACIMIENTO.	74

FIGURA 57: EFECTO EN LA CALIDAD DE VAPOR A GASTOS MÁSCOS DIFERENTES A PRESIÓN Y TEMPERATURA DE INYECCIÓN CONSTANTES.....	75
FIGURA 58: EFECTO EN LA TEMPERATURA A GASTOS MÁSCOS DIFERENTES A PRESIÓN Y TEMPERATURA DE INYECCIÓN CONSTANTES.....	76
FIGURA 59: VISCOSIDAD A GASTOS MÁSCOS DIFERENTES A PRESIÓN Y TEMPERATURA DE INYECCIÓN CONSTANTE.....	76
FIGURA 60: ENERGÍA GENERADA A GASTOS MÁSCOS DIFERENTES A PRESIÓN Y TEMPERATURA DE INYECCIÓN CONSTANTES.....	77
FIGURA 61: EXPANSIÓN TÉRMICA DE LA TUBERÍA A GASTOS MÁSCOS DIFERENTES A PRESIÓN Y TEMPERATURA DE INYECCIÓN CONSTANTES.....	78
FIGURA 62: EFECTO EN LA TEMPERATURA CUANDO UN AISLANTE ES APLICADO A LA TUBERÍA DE INYECCIÓN	79
FIGURA 63: EFECTO EN LA CALIDAD DE VAPOR CUANDO UN AISLANTE ES APLICADO A LA TUBERÍA DE INYECCIÓN	79
FIGURA 64: EXPANSIÓN TÉRMICA CUANDO UN AISLANTE ES APLICADO A LA TUBERÍA DE INYECCIÓN	80
FIGURA 65: EFECTO EN LA TEMPERATURA NORMALIZADA CUANDO UN AISLANTE ES APLICADO A LA TUBERÍA DE INYECCIÓN	80
FIGURA 66: EFECTO EN LA PRESIÓN CUANDO UN AISLANTE ES APLICADO A LA TUBERÍA DE INYECCIÓN	81
FIGURA 67: EFECTO EN LA VISCOSIDAD CUANDO UN AISLANTE ES APLICADO A LA TUBERÍA DE INYECCIÓN	81
FIGURA 68: ENERGÍA QUE LLEGA AL YACIMIENTO CUANDO UN AISLANTE ES APLICADO A LA TUBERÍA DE INYECCIÓN	82

LISTA DE TABLAS

TABLA 1: TEMPERATURAS DE APLICACIÓN PARA DISTINTOS FLUIDOS DE TRABAJO. RECUPERADO DE HEAT PIPES: THEORY, DESIGN AND APPLICATIONS, REAY, D., & KEW, P. 2006	44
TABLA 2: DATOS CONSIDERADOS PARA LA SIMULACIÓN NUMÉRICA.	58
TABLA 3: DATOS DE VISCOSIDAD A DISTINTAS TEMPERATURAS, RECUPERADO DE	59
TABLA 4: COMPARACIÓN DE RESULTADOS ENTRE LOS DIFERENTES ESCENARIOS.....	75
TABLA 5: DEFORMACIÓN MÁXIMA DE LA TUBERÍA EN LOS DISTINTOS ESCENARIOS	75

RESUMEN

En los últimos años se han realizado esfuerzos importantes sobre el desarrollo de tecnología para la extracción, conducción y tratamiento de aceite crudo pesado en el mundo, sin embargo, en México este método de recuperación mejorada aún no ha sido aplicado, y existen muchos problemas técnicos por resolver, particularmente relacionados con la producción de aceite pesado mediante este método.

Como parte del estudio de explotación de crudo pesado para la realización de operaciones de inyección de vapor, se realiza una descripción general del proceso de inyección de vapor, inyección cíclica de vapor e inyección de agua caliente.

En este trabajo se enfatizan los lineamientos para la inyección de vapor y se describen los modelos de inyección de vapor como son Marx-Langenheim, así mismo se describe el modelo de inyección cíclica de vapor de Boberg-Lantz, y se ejemplifica con la evaluación de un proyecto hasta un caso de estudio en campo.

Lo anterior son algunos de los principios del método de recuperación mejorada por inyección de vapor.

ABSTRACT

In recent years, significant efforts have been made on the development of technology for the extraction, conduction and treatment of heavy crude oil in the world, however, in Mexico this improved recovery method has not yet been applied, and there are many technical problems to be resolved, particularly related to the production of heavy oil by this method.

As part of the study of heavy oil exploitation for steam injection operations, a general description of the process of steam injection, cyclic steam injection and hot water injection is performed.

This paper emphasizes the guidelines for steam injection and describes the steam injection models such as Marx-Langenheim, the Boberg-Lantz cyclic steam injection model is also described, and is exemplified with the evaluation of a project to a case study in the field.

The above are some of the principles of the improved steam injection recovery method.

OBJETIVO

El método termal cuenta con varios mecanismos de desplazamiento para recuperar aceite. La inyección de vapor consiste en estimular el pozo con vapor, después se le permite al pozo fluir por periodos de tiempo, sin embargo, significará gran parte del calor inyectado será perdido a través de la producción de vapor y separado rápidamente del agua de formación.

GENERALIDADES

La recuperación mejorada de petróleo **EOR (Enhanced oil recovery)** se refiere a todos los procesos utilizados para la recuperación de un yacimiento. En su mayoría consiste en la inyección de gases y químicos o en el uso de energía térmica y otros como los químicos líquidos, así finalmente, los procesos térmicos, que se refieren al uso de vapor o agua caliente, o bien, la generación in situ de energía térmica mediante la combustión del petróleo en la roca del yacimiento.

La atención de estos métodos es que en los yacimientos que se están explotando todavía queda más de la mitad del petróleo original. Su aplicación depende de los precios del petróleo y las ganancias, por ello la tecnología EOR es muy compleja y costosa con respecto a otros procesos. Entonces la inyección de vapor simplemente crea una zona circular calentada de aceite de baja viscosidad que resulta en un aumento en la producción por la presión diferencial existente.

En la zona invadida de vapor, debido a la presencia de una fase de gas, el vapor ocasiona la destilación del aceite. En la zona de agua caliente adelante por la recuperación ocurre una serie de efectos, que son:

- Reducción de la viscosidad del aceite.
- Expansión térmica del aceite.
- Reducción de la saturación de aceite residual a altas temperaturas y cambios en las características en la permeabilidad.

Existen diferentes métodos de recuperación convencionales que permiten mejorar los de recobros por inyección de vapor. Una posible clasificación de estos métodos de alta

tecnología, nos la presenta Farouq Ali y Thomas. Se encuentran los grandes grupos son térmicos y no térmicos.

La inyección de vapor es un proceso que consiste en introducir cierta masa de vapor a unas condiciones de presión, gasto, temperatura y calidad. La cual calentara una porción vecina al pozo de la formación que originalmente está saturada con aceite viscoso.

Dicho calentamiento se efectúa más eficientemente si se permite al vapor introducido, al ceder la mayor cantidad de su calor latente al sistema roca fluidos, lo cual se logra manteniéndolo cerrado. Finalmente se intenta aprovechar los mecanismos de producción propios del yacimiento, reforzados por el mejoramiento que adquiere la movilidad del aceite, debido a la reducción de su viscosidad al fluir a través del medio poroso caliente y por algunos otros efectos favorables al flujo, incremento en la saturación de líquido debido a la expansión del aceite; disminución de las fuerzas interfaciales y aumento de la permeabilidad relativa al aceite.

ALCANCE

En el proceso de inyección continua de vapor se inyecta por uno o más pozos y el aceite se empuja hacia los pozos productores, colocados en forma de arreglos regulares.

Si el yacimiento es inclinado hace ventajoso empujar el aceite hacia abajo para utilizar la gravedad para evitar canalizaciones de vapor. Frecuentemente los pozos productores e inyectores se someten a inyección alternada antes de iniciar la inyección continua. Es posible comunicar pozos inyectores y productores mediante fracturas. La inyección de vapor puede estar en el orden del 50%. Los proyectos exitosos de inyección continua de vapor son poco profundos, entre 1000 y 2000 pies, espesores mayores de 100 pies. Generalmente se aplican en yacimientos no consolidados con permeabilidades y porosidades del orden de 1D y 30%. Yacimientos muy poco profundos no son adecuados pues se requieren bajas presiones para evitar el fracturamiento, del orden de psi/pie.

El uso de pozos horizontales hace posible emplear la aplicación de inyección continua de vapor a bajas profundidades. En la práctica se cambian procesos cíclicos a continuos y en la mayoría de aceites pesados se les inyecta vapor.

INTRODUCCIÓN

La recuperación asistida es generalmente considerada como la tercer o última etapa de la secuencia de procesamiento del petróleo, en ciertos casos se la considera como una producción terciaria. El primer paso o etapa inicial del procesamiento del petróleo comienza con el descubrimiento del yacimiento, utilizando los mismos recursos que la naturaleza provee para facilitar la extracción y la salida del crudo a la superficie, siendo, generalmente, la expansión de los componentes volátiles y/o el bombeo forzado para removerlo hacia la superficie.

Cuando se produce una considerable disminución de esta energía, la producción declina y se ingresa en la etapa secundaria donde energía adicional es administrada al yacimiento por inyección de agua. Cuando la inyección de agua deja de ser efectiva por la evaluación entre una pequeña extracción de crudo y un elevado costo de la operación, se considera de mayor provecho el tratamiento del pozo. Se inicia en este punto el tratamiento terciario o recuperación asistida del pozo de petróleo. El pozo se encuentra en la etapa final de su historia utilizable y por lo tanto se comienza a entregarle energía química y térmica con el fin de aprovecharlo y recuperar al máximo la producción.

Actualmente el desarrollo de la técnica de recuperación permite aplicar este método en cualquier momento de la historia útil del pozo, siempre y cuando sea obvia la necesidad de estimular la producción. El total de la producción de petróleo, combinando el proceso o etapa primaria y secundaria es del orden del 40 % respecto de la cantidad original de materia prima en el lugar. Por eso, la recuperación asistida es de trascendental importancia en el trabajo con el pozo para aprovechar al máximo el rendimiento económico y útil del mismo.

Antes de iniciar la recuperación asistida, el operador debe recoger tanta información como le sea posible acerca del pozo y del estatus y de las condiciones de saturación del yacimiento. Este estudio se realiza mediante ensayos que involucran técnicas analíticas y geológicas acerca de la morfología del terreno. Toda esta cadena de información fundamenta las bases racionales para la predicción de reservas recuperables de petróleo mediante las distintas técnicas que puede involucrar una recuperación asistida.

Los procedimientos de recuperación involucran la inyección de compuestos químicos disueltos en agua, inyección de gases miscibles en alternación con las aplicaciones de agua, la inyección de las denominadas solución micelar (que son microemulsiones compuestas por surfactantes, alcoholes y aceites crudos.), la inyección de vapor (que son inyección continua de vapor, inyección cíclica de vapor y la combustión in-situ).

CAPÍTULO 1. TIPOS DE EMPUJES DE LOS YACIMIENTOS

Un yacimiento de petróleo puede definirse como un volumen poroso que contiene agua, petróleo y a veces una fase gaseosa. La proporción volumétrica del petróleo puede alcanzar a veces el 40%. El medio poroso del yacimiento o roca almacén es de origen sedimentario de tipo arenisca o caliza, consolidado o no. El diámetro de poro varía ampliamente según la roca, pero es de tamaño microscópico, desde algunas fracciones de milímetro a algunos micrómetros. Cada medio poroso tiene sus características: porosidad, el porcentaje de volumen vacío; permeabilidad, una medida de la resistencia al movimiento de los fluidos; mojabilidad, una medida de la naturaleza superficial de la roca. Debido a su origen sedimentario, el medio poroso del yacimiento es a menudo heterogéneo, como consecuencia de las variaciones ocurridas durante el largo proceso de sedimentación que formó la roca. Estas heterogeneidades pueden existir a la escala de los poros o bien a la escala macroscópica en forma zonas muy o poco permeables, y eventualmente de grietas. Las heterogeneidades complican las operaciones de producción porque tienden a producir caminos preferenciales y segregaciones.

1.1 Mecanismos de empuje

Los mecanismos de producción se refieren a las fuerzas naturales del yacimiento que hacen que los fluidos se muevan hacia los pozos y sean producidos. Básicamente se distinguen cinco tipos de mecanismos de producción:

- Empuje por gas en solución y expansión de los fluidos
- Empuje por capa de gas
- Empuje con agua
- Empuje por drenaje gravitacional
- Empuje combinado

1.1.1 Empuje por gas en solución y expansión de los fluidos

Un yacimiento de petróleo es mayor que la presión de burbujeo. A medida que el petróleo remanente, por ser compresible, se expande para llenar el espacio vacío que va quedando detrás, lo que causa una disminución en la presión del yacimiento. Cuando la presión

disminuye hasta el punto de burbujeo, el gas disuelto comienza a separarse del petróleo y como este gas libre es más compresible que el petróleo, la presión declinará más suavemente. Este proceso se conoce como empuje por gas en solución y su eficiencia depende en gran parte de la cantidad inicial de gas disuelto. Sin embargo, las recuperaciones obtenidas de la expansión de líquidos por encima del punto de burbujeo y del empuje del gas en solución por debajo del punto de burbujeo son bastante bajas, normalmente del orden de 5 a 20 %. En contraste, los yacimientos de gas suelen tener muy alta recuperación del mecanismo de expansión del gas, por lo general del orden de 70 a 80 %, debido a que el gas es mucho más compresible y tiene una viscosidad mucho más baja que el petróleo.

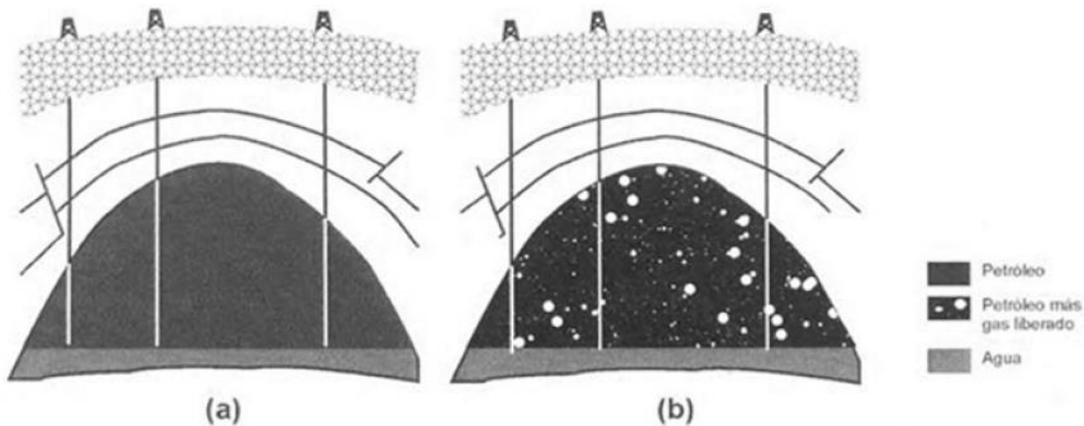


FIGURA 1: YACIMIENTOS CON EMPUJE POR CAPA DE GAS: A) CONDICIONES INICIALES, B) EN PRODUCCIÓN, RECUPERADO DE FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS, DE MAGDALENA PARIS DE FERRER, 2009

1.1.2 Empuje por capa de gas

Si un yacimiento tiene una capa de gas inicial, la presión inicial en el CGP es equivalente a la presión de burbujeo del petróleo. Debajo del CGP, la presión de burbujeo y la cantidad de gas disuelto usualmente permanecen constantes a medida que la presión del yacimiento aumenta con profundidad. Aunque la presión del yacimiento es igual a la presión de saturación o de burbujeo solamente en el CGP, el petróleo y el gas están en equilibrio y se dice que el petróleo está saturado. Estos yacimientos producen por el mecanismo de empuje de la capa de gas, ya que, debido a su compresibilidad, el gas se expande y ayuda a expulsar el petróleo. Sin embargo, para que este mecanismo sea efectivo, es necesario definir el

tamaño de la capa de gas y que la formación tenga permeabilidad vertical y un espesor o buzamiento considerable. En efecto, una capa de gas muy pequeña no es tan eficiente como una de tamaño mediano. En contraste, una capa de gas que es muy grande en relación a la columna de petróleo es también menos eficaz que una de tamaño mediano. La razón de esto es que resulta difícil producir el petróleo cuando la capa de gas es muy grande y la zona de petróleo es delgada, porque el gas tiende a sobrepasar al petróleo e irrumpe primero en los pozos de producción. En conclusión, el yacimiento de empuje por capa de gas más eficiente es aquel que posee un volumen de la capa de gas similar en tamaño al volumen de la zona de petróleo. Cuando este tipo de mecanismo está presente, la recuperación es mayor, normalmente de un 30 a 40% del petróleo inicialmente en el yacimiento.

1.1.3 Empuje con agua

Se presenta cuando debido a la disminución de presión en el yacimiento, se origina la expansión de un acuífero que lo subyace, desplazando de esta manera el petróleo hacia los pozos productores. La eficiencia de este tipo de empuje está controlada principalmente por el tamaño del acuífero y la permeabilidad de la roca yacimiento. Dado que la compresibilidad del agua es pequeña, se requieren acuíferos de gran tamaño para que exista un empuje hidráulico efectivo. También se requiere una permeabilidad alta, de tal forma que exista una rápida comunicación entre el yacimiento y el acuífero.

Este tipo de mecanismo puede llegar a ser muy efectivo, obteniéndose recuperaciones del orden de 40-70% del petróleo inicial en el yacimiento.

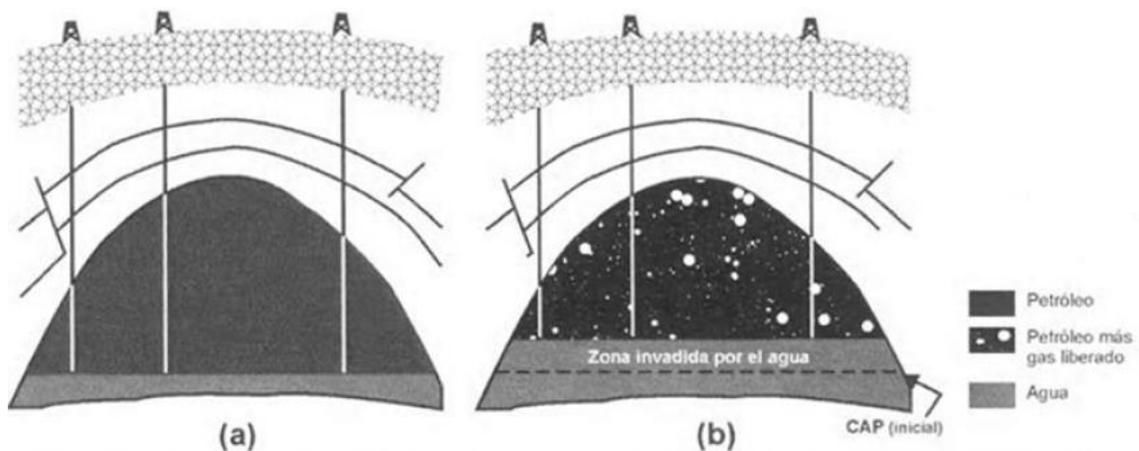


FIGURA 2: YACIMIENTOS CON EMPUJE POR AGUA: A) CONDICIONES INICIALES, B) EN PRODUCCIÓN. RECUPERADO DE FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS, DE MAGDALENA PARIS DE FERRER, 2009

1.1.4 Empuje por drenaje gravitacional

La gravedad es un mecanismo de empuje muy lento, pero eficaz. Los pozos completados en yacimientos que ya no tienen otra energía que la gravedad, se reconocen porque poseen tasas de producción lentas y constantes para períodos muy largos. La gravedad usualmente trabaja en conjunto con otros mecanismos de empuje para incrementar su eficiencia. Así, por ejemplo, un yacimiento delgado y horizontal con un fuerte empuje de agua de fondo puede tener una baja recuperación debido a que el agua tiende a conificar los pozos prematuramente, sobrepasando al petróleo; pero si el mismo yacimiento se encuentra inclinado estructural o estratigráficamente, el recobro aumenta debido a que la segregación gravitacional drena el petróleo hacia abajo, existiendo también la acción de empuje del agua del acuífero hacia arriba. Además, la gravedad estabiliza el frente agua-petróleo durante la producción, disminuyendo la cantidad de petróleo residual. Lo mismo sucede con las unidades grandes de capa de gas. Como la presión y la gravedad expulsan naturalmente el petróleo hacia los pozos, la capa de gas empuja el petróleo hacia la parte baja, estabilizando el límite entre lo que drena por gravedad y el contacto gas-petróleo.

1.1.5 Empuje combinado

En la mayoría de los yacimientos se presenta más de un tipo de empuje durante su vida productiva, bien sea en forma alternada o simultánea. En ambos casos, se dice que el yacimiento produce por empuje combinado.

Es conveniente hacer notar que en todos los tipos de empuje están presentes las fuerzas de gravedad y capilaridad, alterando positiva o negativamente la acción de tales empujes. En caso de yacimientos de gran espesor y/o de buzamiento pronunciado, el efecto de gravedad puede hacer que el gas que sale de la solución con el petróleo fluya hacia la parte más alta de la estructura, en contracorriente con el petróleo, originando así una capa de gas secundaria o engrandeciendo la original. Esto dará un empuje adicional no existente en la capa de gas secundaria o aumentará la efectividad de la capa de gas original. Por otro lado, un fuerte empuje con agua abrumará completamente un empuje por gas en solución al mantener la presión por encima del punto de burbujeo.

De acuerdo con el comportamiento de estos mecanismos se puede resumir que el empuje por gas en solución se caracteriza por una rápida declinación en presión y una eficiencia de recuperación baja. En el caso de empuje por capa de gas, la presión se mantiene a un nivel más alto que en el caso de empuje por gas en solución y por tanto la eficiencia de recuperación se mejora. El grado de mejoramiento depende del tamaño de la capa de gas en relación con el tamaño de la zona de petróleo y el procedimiento de producción utilizado. El empuje hidráulico es el más eficiente en mantener la presión del yacimiento y normalmente da la mayor eficiencia de recuperación. Sin embargo, un yacimiento con empuje por capa de gas, producido de tal forma que se obtenga la mayor contribución de las fuerzas gravitacionales, puede dar una mayor recuperación que un empuje hidráulico

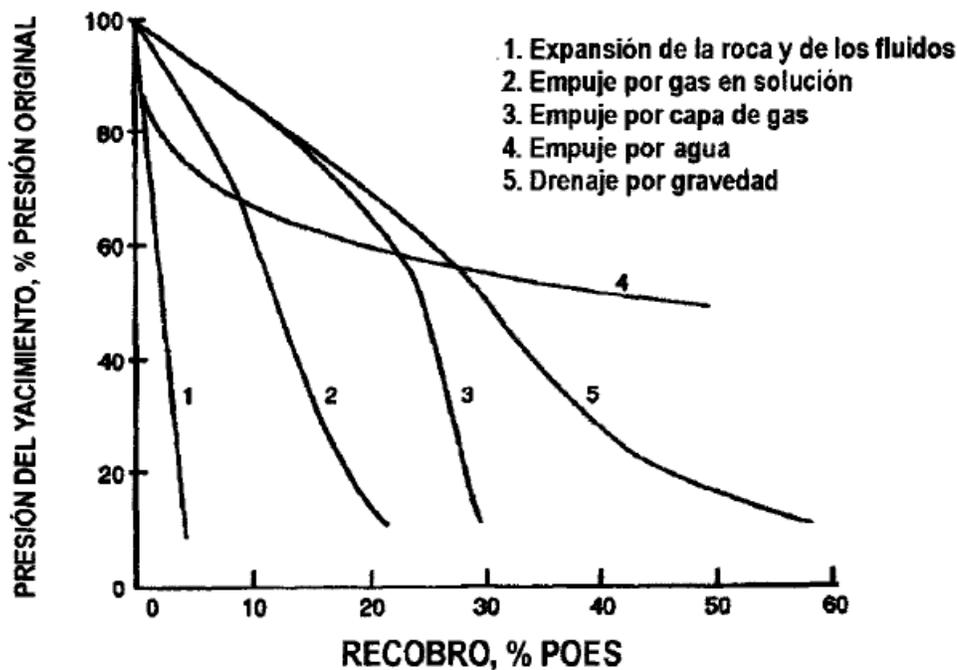


FIGURA 3: GRÁFICA DE RECOBRO SEGÚN TIPO DE EMPUJE, RECUPERADO DE *FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS*, DE MAGDALENA PARIS DE FERRER, 2009

1.2 Procesos de recuperación primaria.

Durante este período, el petróleo se drena naturalmente hacia los pozos bajo el efecto del gradiente de presión existente entre el fondo de los pozos y el seno del yacimiento. En muchos yacimientos profundos la presión es mayor que la presión hidrostática, lo que hace que el petróleo llegue a la superficie con el solo aporte energético del yacimiento. A medida que se expanden los fluidos en el yacimiento, la presión tiende a bajar en forma más o menos rápida según los mecanismos involucrados. En ciertos casos, puede existir un mecanismo de

compensación natural que reduzca notablemente la velocidad de decaimiento de la presión, como la compactación de sedimento (subsistencia), la migración de un acuífero activo o la lenta expansión de una bolsa de gas. Cuando el pozo no es eruptivo o cuando la presión se ha reducido, se necesita un aporte externo de energía para disminuir la presión en fondo de pozo. O bien se bombea el crudo desde el fondo del pozo, o bien se utiliza el método del levantamiento con gas; este consiste en inyectar gas en fondo de pozo de tal forma que el fluido producido sea una mezcla de gas y petróleo de densidad suficientemente baja para llegar a la superficie bajo el efecto de la presión del yacimiento. El período de recuperación primaria tiene una duración variable, pero siempre se lleva a cabo, ya que permite recoger numerosas informaciones sobre el comportamiento del yacimiento, las cuales son de primera importancia para la planificación de la explotación ulterior. La recuperación primaria se termina cuando la presión del yacimiento ha bajado demasiado, o cuando se están produciendo cantidades demasiado importantes de otros fluidos (gas, agua). El porcentaje de recuperación primaria del crudo originalmente en sitio es en promedio del orden de 10-15% pero puede ser tan bajo como 5% en yacimientos sin gas disuelto o alcanzar 20% y aún más en yacimientos que poseen una baja permeabilidad y una bolsa de gas o un acuífero activo. Antaño se explotaba el yacimiento en recuperación primaria hasta que los gastos de explotación se vuelvan prohibitivos, en cuyo momento se pasaba a los métodos de recuperación secundaria. Hoy en día se inician las operaciones de recuperación secundaria mucho antes de llegar a este punto, y la escogencia del método de explotación en un yacimiento o en una parte de un yacimiento obedece a criterios de optimización.

1.3 Procesos de recuperación secundaria

Los métodos de recuperación secundarios consisten en inyectar dentro del yacimiento un fluido menos costoso que el petróleo para mantener un gradiente de presión. Estos fluidos se inyectan por ciertos pozos (inyectores), y desplazan o arrastran una parte del petróleo hacia los otros pozos (productores). El drenaje por agua permite elevar la recuperación del aceite originalmente en sitio hasta un promedio de 25-30%, con variaciones desde 15 hasta 40% según los casos.

1.4 Procesos de Recuperación Terciaria

Después de las recuperaciones primaria y secundaria, el yacimiento contiene todavía 60-80% (promedio 72%) del crudo originalmente en sitio. Esto se debe a que la eficiencia de los

métodos de recuperación primaria y secundaria está limitada por dos factores: - A la escala de los poros, el crudo alcanza una saturación residual suficientemente baja para encontrarse en forma de glóbulos discontinuos, atrapados por las fuerzas capilares. - A la escala del yacimiento existen ciertas zonas en las cuales el fluido inyectado durante la recuperación secundaria no penetra, por la baja permeabilidad de estas zonas, porque siguen caminos preferenciales, o porque la geometría de implantación de los pozos no es favorable. Con el aumento del precio del crudo en la década de los 70, ya se volvió económico inyectar otra cosa que agua con el propósito de aumentar la recuperación final y se realizaron numerosas investigaciones en este sentido. Entre los métodos cuyo propósito es mejorar la eficiencia del desplazamiento mediante una reducción de las fuerzas capilares, se pueden citar la utilización de solventes miscibles con el crudo y la obtención de baja tensión interfacial con soluciones de surfactantes o soluciones alcalinas. Para mejorar la eficiencia de barrido se puede reducir la viscosidad del crudo mediante calentamiento, aumentar la viscosidad del agua con polímeros hidrosolubles, o taponar los caminos preferenciales por ejemplo con espumas. Los métodos actualmente propuestos para la recuperación mejorada involucran uno o varios de estos aspectos. En lo que se refiere a la utilización de surfactantes, se destacan los siguientes:

- Drenaje miscible con micro emulsiones.
- Drenaje inmisible con soluciones de surfactantes y polímeros.
- Inyección de vapor con surfactante - espumas

CAPITULO 2. BASES TEÓRICAS

Yacimiento

Los yacimientos de hidrocarburos son trampas subterráneas compuestas por una roca porosa y permeable que puede almacenar cantidades comerciales de petróleo y gas dentro de sus espacios porosos. En toda trampa el punto más alto es la cresta de culminación y el límite inferior o punto de derrame es el cierre o sello/esponja. Generalmente, las trampas pueden contener petróleo, gas natural o combinación de ambos. El gas, por ser más liviano se entrapa en la parte más alta de la estructura. Directamente por debajo de los hidrocarburos está la zona de agua de fondo, la cual coincide generalmente con la superficie de un acuífero denominada contacto agua-petróleo, CAP. Cuando en una misma trampa se encuentran una acumulación segregada de gas y otra de petróleo, el límite entre ellas es una cie teóricamente horizontal, el contacto gas-petróleo, CGP. La parte productiva de la arena, donde ha quedado el petróleo atrapado, constituye la arena neta petrolífera y su espesor vertical se denomina espesor neto de arena petrolífera.

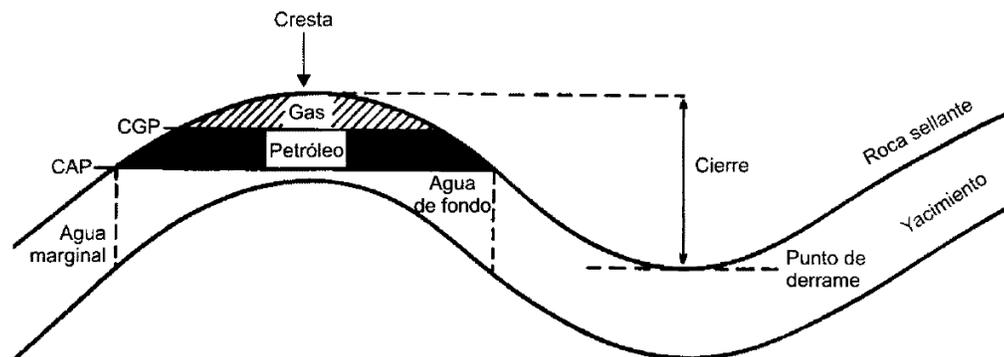


FIGURA 4: EJEMPLO DE ESTRUCTURA DE YACIMIENTO, RECUPERADO DE *FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS*, DE MAGDALENA PARIS DE FERRER, 2009

Perforación

La perforación petrolera es un proceso llevado a cabo, mediante maquinaria especial, con la intención de obtener petróleo del subsuelo. Para esto, es necesario cavar un orificio e insertar a través de él tubos, mediante los cuales se extrae el material. En la perforación petrolera se perfora un agujero con una broca para crear un pozo para la producción de petróleo y gas natural. Hay varios tipos de pozos de petróleo con diferentes funciones:

Tipos de pozos petroleros

- Los pozos de exploración (o pozos salvajes) se perforan con fines de exploración en nuevas áreas. La ubicación del pozo de exploración está determinada por los geólogos.
- Los pozos de evaluación son aquellos perforados para evaluar las características de una reserva petrolera probada, como la tasa de flujo.
- Los pozos de desarrollo o producción se perforan para la producción de petróleo o gas en campos de reservas económicas y recuperables de petróleo o gas probados.
- Los pozos de alivio se perforan para detener el flujo de un reservorio cuando un pozo de producción ha experimentado una explosión.
- Se perfora un pozo de inyección para permitir a los ingenieros petroleros inyectar vapor, dióxido de carbono y otras sustancias en una unidad de producción de petróleo para mantener la presión del reservorio o disminuir la viscosidad del aceite, lo que le permite fluir a un pozo cercano.

El proceso de perforación de un pozo de producción de petróleo y gas natural implica varios pasos importantes:

- **Perforación:** Se utilizan una barrena y tubería para crear un agujero verticalmente en el suelo. A veces, las operaciones de perforación no se pueden completar directamente sobre un yacimiento de petróleo o gas, por ejemplo, cuando las reservas están situadas en áreas residenciales. Afortunadamente, se puede realizar un proceso llamado perforación direccional para perforar un pozo en ángulo. Este proceso se realiza perforando un pozo vertical y luego inclinándolo hacia el reservorio.
- **Circulación:** El lodo de perforación circula en el orificio y regresa a la superficie para diversas funciones, incluida la eliminación de los cortes de roca del orificio y el mantenimiento de las temperaturas y presiones de trabajo.
- **Cubierta:** Una vez que el orificio está a la profundidad deseada, el pozo requiere una cubierta de cemento para evitar el colapso.
- **Finalización:** Después de que se haya revestido un pozo, debe prepararse para la producción. Los agujeros del centro comercial llamados perforaciones se hacen en la parte de la carcasa que pasó a través de la zona de producción, para proporcionar un camino para que fluya el petróleo o el gas.

- **Producción:** Esta es la fase de la vida del pozo donde realmente produce petróleo y / o gas.
- **Abandono:** Cuando un pozo ha llegado al final de su vida útil (esto generalmente está determinado por la economía), se tapa y se abandona para proteger el medio ambiente circundante.

Explotación

La explotación o producción se puede referir a la cantidad de crudo que se obtendrá del yacimiento, así como, el proceso que este implica para llegar del yacimiento a la superficie para poder ser utilizado, esto se puede dividir en:

1. Flujo en el yacimiento. Esta fase se refiere a la difícil y complicada trayectoria que sigue el petróleo dentro del yacimiento -a miles de metros de profundidad- a través de los microcanales de roca porosa y permeable hasta llegar al fondo del pozo. Este recorrido lo hace el petróleo gracias a la presión o energía natural que existe en el yacimiento.
2. Producción en el pozo. Una vez que el petróleo llega al fondo del pozo, continúa su recorrido por la tubería vertical de producción hasta alcanzar la superficie. A medida que el petróleo asciende (bien sea por medios naturales o por métodos de levantamiento artificial) la presión disminuye y ocurre la liberación del gas originalmente disuelto en el crudo.
3. Recolección de crudo. Después que el petróleo de cada uno de los pozos del yacimiento ha alcanzado la superficie, se recolecta mediante un sistema de líneas de flujo que van desde el cabezal de los pozos hasta las estaciones de flujo.
4. Separación del gas. En las estaciones de flujo de petróleo y el gas producido por los pozos entran a los separadores donde se completa la separación del gas que aún quedaba mezclado con el petróleo. Al salir por los separadores, el petróleo y el gas siguen rutas diferentes para cumplir con los distintos usos y aplicaciones establecidas.
5. Almacenamiento de crudo. Los diferentes tipos de petróleo que llegan a las estaciones de flujo son bombeados a través de las tuberías hasta los patios de tanques, donde finalmente se recolecta y almacena toda la producción de petróleo de un área determinada, para ser tratada, eliminando el agua y la sal, colocándolo bajo especificaciones comerciales.

6. Transporte de oleoductos. El crudo limpio (sin agua y desalado) almacenado en los patios de tanques es enviado a través de los oleoductos a las refinerías del país y a los terminales de embarque para su exportación a los mercados de ultramar.
7. Embarque a exportación. El petróleo que llega a los terminales de embarque es cargado a la flota tanquera para su envío a los distintos mercados del mundo

2.1 Métodos de Recuperación Mejorada de petróleo

La recuperación mejorada de petróleo “EOR” se refiere a todos los procesos utilizados para recuperar más petróleo de un yacimiento del que se lograría por métodos primarios. En su mayoría consisten en inyección de gases o líquidos y/o en el uso de energía térmica. Entre los primeros los más utilizados son: los hidrocarburos gaseosos, el CO₂, el nitrógeno y los gases de combustión. Entre los químicos líquidos se incluyen polímeros, surfactantes e hidrocarburos solventes, y, finalmente, los procesos térmicos típicos se refieren al uso de vapor o agua caliente, o bien, a la generación *in situ* de energía térmica mediante la combustión de petróleo en la roca yacimiento.

Objetivos de la aplicación de recuperación mejorada

Después de la aplicación de los métodos de producción primaria y, posiblemente, de la inyección de agua, una cierta cantidad de petróleo, denominada petróleo remanente, queda en la roca yacimiento y permanece irrecoverable. Teóricamente en una roca humectada por el agua, todo el petróleo puede ser desplazado por la fase mojante (agua) si el gradiente de presión es suficientemente alto. En la práctica, el petróleo desplazado dependerá de la cantidad de agua que se haya inyectado, de la velocidad y, también, de la razón de movilidad.

Clasificación de los métodos de recuperación mejorada

Existen diferentes métodos de recobro no convencionales que permiten mejorar los recobros por inyección de agua. Algunos aplican calor y otros no. Una posible clasificación de estos métodos de alta tecnología la presentan Farouq Alí y Thomas, donde los dos grandes grupos son térmicos y no térmicos. Los primeros se usan con preferencia para crudos pesados. Los métodos no térmicos se utilizan para crudos livianos, aunque algunos pueden ser aplicables a crudos pesados, pero han tenido poco éxito en las aplicaciones de campo. La geología de los yacimientos y las propiedades de los fluidos determinan cual método se debe usar.

2.2 Métodos no convencionales no térmicos

Los métodos no térmicos abarcan los procesos químicos y los miscibles. Los primeros incluyen polímeros, surfactantes, caústicos, las invasiones micelar/ polímero y combinaciones. Los métodos miscibles a alta presión, usando un gas de hidrocarburo, nitrógeno o dióxido de carbono, así como el desplazamiento de hidrocarburos líquidos. Muchas variaciones son posibles en la aplicación de estos procesos: una importante ha sido la inyección alternada de agua y gas, mejor conocida como WAG (del inglés *Water Alternating Gas*). Otros métodos, que no caen estrictamente en las categorías de miscibles o químicos, incluyen empujes de gas inmisible por dióxido de carbono, gases inertes y otros.

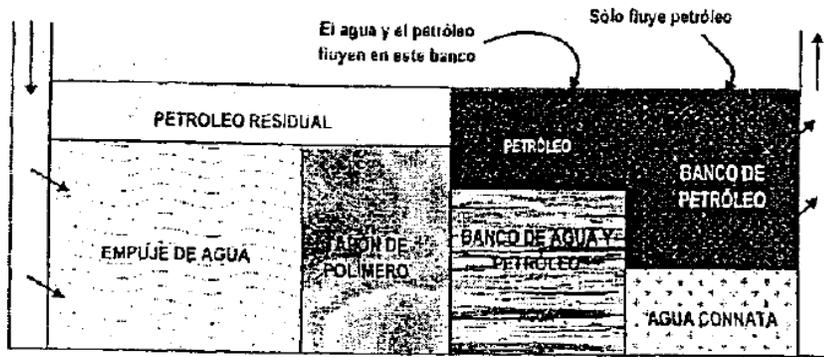
2.2.1 invasiones químicas

La mayoría de los procesos químicos involucran la inyección de materiales que usualmente no están presentes en los yacimientos. Entre ellos se encuentran los polímeros, surfactantes, emulsiones y combinaciones de ellos. Algunos, menos conocidos, cuando las invasiones químicas han tenido un éxito limitado, son consideradas promisorias para el futuro.

2.2.1.1 invasiones con polímeros

Las invasiones con polímeros es una modificación de la inyección de agua y consiste en añadir al agua de inyección un tapón de polímeros, 200 a 1000ppm, de un alto peso molecular (2 hasta 5MM) antes de que esta sea inyectada en el yacimiento. Dichas soluciones tienen la ventaja de ser muy viscosas aun cuando sean altamente diluidas. Esta propiedad hace que mejore la razón de movilidad de agua-petróleo, lo cual da como resultado un mejor desplazamiento y un barrido más completo del yacimiento que en la invasión con agua convencional. Con los polímeros, se forma un banco de petróleo que se empuja como la inyección de agua convencional.

Existe muchos factores que afectan la recuperación de petróleo al usar polímeros: la degradación de estos debido a la alta salinidad del agua intersticial, la temperatura, el envejecimiento, la formación de geles, altos esfuerzos de corte, entre otros. La etapa en que se encuentra la inyección de agua al iniciarse la invasión también es factor importante.



**FIGURA 5: PROCESO DE INVASIÓN CON POLÍMEROS (SEGÚN KLINS),
RECUPERADO DE INYECCIÓN DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS
PETROLÍFEROS, MAGDALENA PARÍS DE FERRER, 2001**

2.2.1.2 invasión con surfactantes

Los surfactantes son compuestos orgánicos provenientes de petróleo crudo y otros aditivos, que mezclados a bajas concentraciones en agua reducen la tensión Interfacial

El principal objetivo de ese proceso es recobrar el petróleo residual, 20 a 40% del volumen poroso (VP), que permanece después de la recuperación primaria o de una inyección de agua. Como beneficio secundario puede también mejorar la eficiencia de barrido volumétrico. Algunas de las primeras investigaciones en las invasiones con surfactantes, se llevaron a cabo con la idea de bajar la tensión interfacial entre el petróleo y el agua a valores muy pequeños (menos que 0,001 dinas/cm), de modo que el petróleo atrapado se haga móvil y sea desplazado por el fluido inyectado. Es decir, se trata de que ocurra como un desplazamiento miscible, sin las desventajas características de la movilidad desfavorable y la segregación por gravedad. A pesar de que las primeras aplicaciones realizadas en los años 20 fallaron, el interés por esta técnica resurgió en los años 70. La mayoría de las investigaciones señalan que la principal causa de falla es que las tensiones interfaciales no se reducen lo suficiente como para tener un efecto sobre el petróleo atrapado, por lo que es necesario reducir y mantener la tensión interfacial entre el petróleo y el tapón de solución de surfactantes en el orden de 0,01 a 0,001 dinas/cm durante el desplazamiento. Por otra parte, estudios de laboratorio han mostrado que esta gran reducción solo puede alcanzarse en un rango muy pequeño de concentración de hidróxido de sodio (0,2-0,3 moles/litro), de modo que se requiere inyectar agua con una determinada salinidad

antes de inyectar la solución de surfactante. Este preflujo desplazará la salmuera de la formación y evitará que se ponga en contacto con la solución de surfactante.

Los surfactantes utilizados son sulfonatos de petróleo derivados de petróleo crudo, poco costosos, fáciles de obtener en grandes cantidades y con alta actividad interfacial. Los estudios realizados para entender y controlar la acción de los sulfonatos han demostrado que existe una correlación entre la eficiencia de desplazamiento y su peso equivalente (el peso equivalente es la razón del peso molecular con el número de grupos de sulfonatos presentes en la molécula): los sulfonatos con alto peso equivalente causan una gran reducción en la tensión interfacial, pero desafortunadamente no son solubles en agua y son rápidamente adsorbidos. El primer problema se resuelve mezclándolos con otros de bajo peso equivalente, con lo que se logra el equilibrio entre la solubilidad y la reacción de tensión interfacial. El segundo, se ataca añadiendo un tapón de compuestos minerales que evita la adsorción in situ del surfactante en el medio poroso. El peso molecular óptimo de las mezclas de sulfatos oscila entre 400 y 450, con un peso equivalente entre 375 y 475 lb/mol 19 21.

Para asegurarse de que la movilidad esté bien controlada, el tapón de surfactante se empuja con determinado volumen de solución de polímeros. Además, se utilizan varios aditivos con el surfactante para protegerlo contra las sales minerales del agua de formación por la precipitación o secuestro de los cationes divalentes. Los aditivos más populares son amonio, carbonato de sodio y trifosfato de sodio.

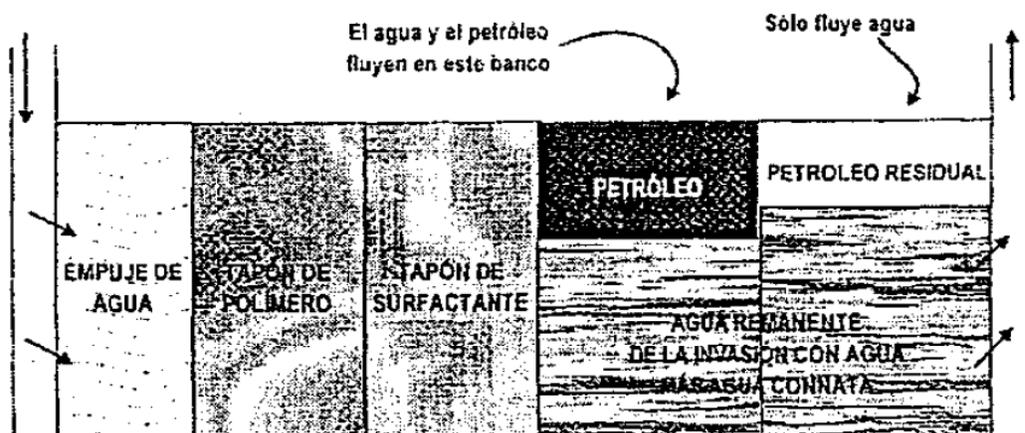


FIGURA 6: IMAGEN 2: ESQUEMA DE UNA INVASIÓN CON SURFACTANTES (SEGÚN KLINS), RECUPERADO DE INYECCIÓN DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS PETROLÍFEROS, MAGDALENA PARIS DE FERRER, 2001

2.2.1.3 invasiones alcalinas o procesos de inversión de humectabilidad

La inyección de soluciones alcalinas (o cáusticas) emplean un proceso de emulsificación in situ. Este método EOR requiere adicionar al agua de inyección ciertas sustancias químicas como hidróxido de sodio, silicato de sodio, soda cáustica carbonato de sodio, las cuales reaccionan con los ácidos orgánicos que contiene el petróleo del yacimiento. A medida que el agua alcalina y el petróleo reaccionan, se van produciendo sustancias jabonosas (surfactantes) en la interfase petróleo-agua, las cuales permiten que el petróleo sea producido por uno de los siguientes mecanismos:

1. Reducción de la tensión interfacial como resultado de la formación de surfactantes.
2. Cambio de humectabilidad, de humectado por petróleo a humectado por agua.
3. Emulsificación y entrapamiento del petróleo para ayudar a controlar la movilidad.
4. Emulsificación y arrastre del petróleo.
5. Solubilización de las películas rígidas de petróleo en la interfase petróleo-agua.
6. Cambio de humectabilidad, de humectado por agua a humectado por petróleo.

El proceso es muy complejo y no es fácil de entender, pero la recuperación mejorada se obtiene cambiando la mojabilidad de la roca y bajando la tensión interfacial, en cual produce una emulsificación intermedia. Para petróleos livianos (>30 API), el proceso requiere una concentración alta de agente alcalino (2-5%) y da como resultado una mayor eficiencia de desplazamiento. Para petróleos pesados ($<25^\circ$ API) la concentración del álcali es más baja (0.1-1,0%) y el agua de formación debe tener una concentración baja del ion calcio. En este caso, el proceso alcalino puede aplicarse a petróleos de alta viscosidad y puede mejorar tanto el desplazamiento como la eficiencia de barrido.

Limitaciones:

- Se obtienen mejores resultados si el material alcalino reacciona con el petróleo del yacimiento; éste debe tener un número ácido mayor de 0,2 mg KOH (Hidróxido de potasio) de petróleo.
- La tensión interfacial entre la solución alcalina y el petróleo crudo debe ser menor de 0,01 dinas/cm.

- A altas temperaturas y en algunos ambientes químicos, se puede consumir excesivamente el álcali debido a reacciones con arcillas, minerales o sílica presente en la arena del yacimiento.
- Los carbonatos deben evitarse debido a que usualmente contienen anhidrita y yeso, los cuales reaccionan adversamente con las químicas cáusticas.

Se inyecta una solución de polímeros entre el tapón de cáustica y el agua de inyección para proteger la integridad de la solución alcalina, así como para mejorar la eficiencia de barrido.

Ventajas:

- El proceso es relativamente barato.
- El control de la movilidad es mejor que en los procesos de inyección de gas.
- El proceso es aplicable a un amplio rango de yacimientos de petróleo.
- La conversión de agua a invasión cáustica es relativamente fácil

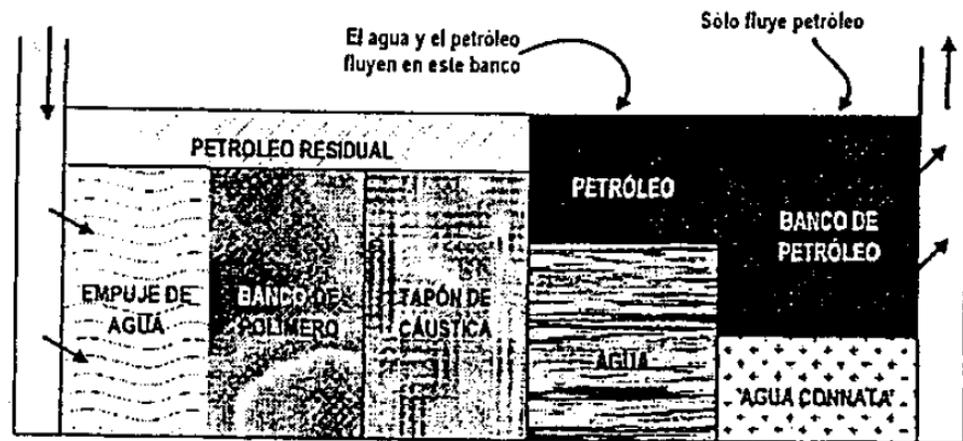


FIGURA 7: PROCESO DE INVASIÓN USANDO SOLUCIONES ALCALINAS (SEGÚN KLINS), RECUPERADO DE INYECCIÓN DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS PETROLÍFEROS, MAGDALENA PARIS DE FERRER, 2001

Desventajas:

- Los problemas de corrosión requieren la protección de tuberías y tanques, así como de la tubería de producción.
- El proceso no es para yacimientos carbonatados.
- El yeso y la anhidrita se pueden precipitar en los alrededores de los pozos de producción.

- La mezcla y dispersión de la solución alcalina puede causar una respuesta pobre.
- Alto consumo de cáustica.

2.2.1.4 invasiones micelares

La invasión micelar o micro emulsión es un proceso muy complejo. pero es un todo terciario de recuperación de petróleo muy promisorio para petróleos livianos. Ha sido extensivamente probado en el laboratorio y existen varias pruebas de campo con resultados exitosos. Una revisión del avance de este proceso fue presentada por Thomas y Farouq Alí en 1989 y Green y Willhite en 1998.

La técnica consiste en la inyección de un tapón micelar (cerca del 5% del VP) seguido por un volumen de solución de polímero (del orden del 50% del VP); el cual se empuja con agua; a menudo se inyecta un preflujo delante del tapón micelar para condicionar la roca. La solución micelar que se utiliza es el elemento clave del proceso y está formada por agua, un hidrocarburo, 10-15% de surfactante, junto con pequeñas cantidades de sal y un alcohol adecuado; este último para controlar la viscosidad y el comportamiento de fase. La solución, así preparada, se prueba con interacciones entre el petróleo del yacimiento y la salmuera, y también en invasiones de núcleos.

En óptimas condiciones, una solución micelar (menos móvil que el petróleo in situ y el agua) puede desplazar el petróleo y el agua en forma miscible. El polímero amortiguador es una parte muy importante en el proceso, ya que debe ser menos móvil que el tapón para retardar la disolución de éste por el empuje de agua. El diseño de este tipo de solución requiere en gran parte de un trabajo básico, pero una vez que el tapón amortiguador se ha diseñado, el proceso puede ser muy eficiente. Uno de los índices de comportamiento es la razón tapón-petróleo recobrado que, en el campo, ha excedido valores. Este método de recuperación normalmente debe considerarse para petróleos livianos (con viscosidades menores de 20 cp) y para yacimientos previamente invadidos con agua (baja salinidad); la presión del yacimiento no es crítica, pero la temperatura no debe ser tan alta como para causar la degradación del polímero micelar. El principal impedimento para desarrollar este proceso es el costo de los materiales y de los pozos, debido a que se deben emplear espaciamientos pequeños; es por eso que tales invasiones han tenido éxito en los yacimientos agotados y someros de Pennsylvania, donde los precios de los crudos son generalmente altas, pero los materiales son menos costosos. Este

método es el único proceso que muestra ser efectivo para recuperar petróleo liviano de yacimientos de hidrocarburos invadidos con agua.

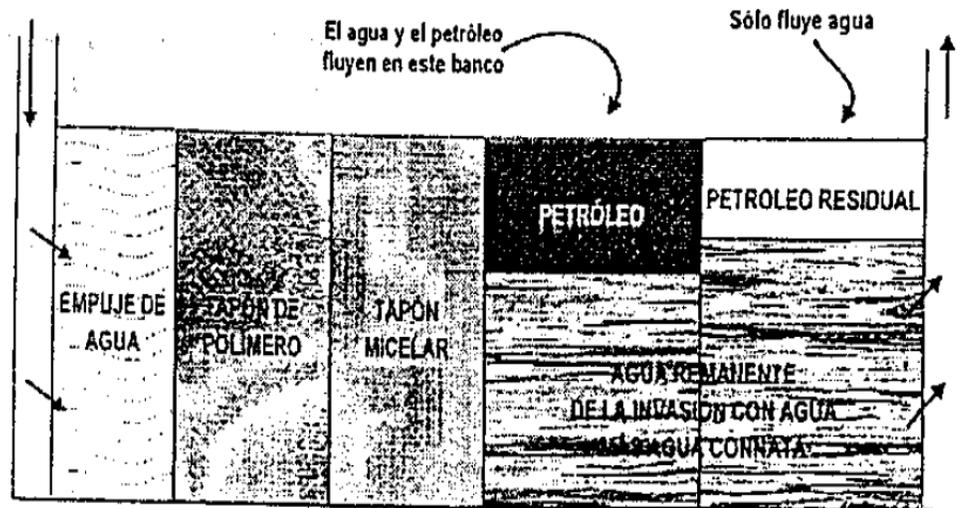


FIGURA 8: INVASIÓN MICELAR (SEGÚN KLINS), RECUPERADO DE INYECCIÓN DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS PETROLÍFEROS, MAGDALENA PARIS DE FERRER, 2001

2.2.1.5 inyección de espuma

Las espumas son acumulaciones de burbujas de gas separadas unas de otras por películas gruesas de líquidos, con la propiedad de tener una viscosidad mayor que la del gas o líquido que la componen. La inyección de espuma consiste en inyectar aire, agua y un agente químico que la estabiliza, y se realiza a una razón de movilidad menor que la inyección de gas o líquido solos. La calidad de la espuma se define como la razón entre el volumen de gas contenido y el volumen total de la espuma, habiéndose demostrado que la máxima calidad es 0,96, ya que se requiere un 4% de líquido para producirla. Las que tienen una calidad mayor de 0,8 se denominan secas, presentan una mejor dispersión de las dos fases y son más estables; por esas razones se han utilizado en la mayoría de las investigaciones. Las que presentan una calidad menor de 0,7 se húmedas y se caracterizan por la presencia de largas cadenas de burbujas cilíndricas separadas por tapones de líquidos.

La inyección de espuma en el medio poroso crea un gran número de interfases elásticas que ejercen una fuerza tipo pistón sobre el petróleo que es desplazado. El proceso es altamente eficiente ya que las espumas se ubican primero en los poros más grandes, donde tienden a

obstruir el flujo. Los poros pequeños son invadidos luego mientras que las secciones más permeables se van llenando de la espuma y la eficiencia de barrido vertical se mejora. Como la estabilidad de la espuma no es perfecta, mayoría de los métodos requieren una inyección continua de la misma. Aun cuando los factores de escala para extrapolar del laboratorio a las condiciones de campo no están bien definidos, se deben realizar experimentos en las condiciones del yacimiento para estimar mejor el comportamiento de este material químico.

2.2.1.6 Desplazamientos miscibles

Los métodos de desplazamientos miscibles son los que más han llamado la atención de los Ingenieros de petróleo en su propósito de aumentar el recobro. Los conceptos básicos fueron propuestos en el año 1927, pero el desarrollo de campo no tuvo lugar sino hasta el año 1960.

Este proceso consiste en inyectar un agente desplazante completamente miscible con el petróleo existente. Como resultado, la tensión interfacial entre los dos se reduce a cero (no existe una interfase), el número capilar se hace infinito y el desplazamiento de petróleo se asegura en un 100% en los poros que son barridos por el agente desplazante, si la razón de movilidad es favorable. En condiciones ideales, el fluido desplazante y el petróleo se mezclan en una banda estrecha (denominada zona de la mezcla o zona de transición) que se expande a medida que se mueve en el medio poroso, y desplaza todo el petróleo que se encuentra delante como un pistón.

El desplazamiento miscible puede ser del tipo de primer contacto, como el de un hidrocarburo por otro, cuando los dos son miscibles en todas las proporciones; en esta categoría cae el desplazamiento de un crudo liviano con propano o LPG. El desplazamiento de un petróleo por un gas a alta presión es generalmente del tipo de múltiples contactos; esto es, la miscibilidad entre los dos se alcanza por varios contactos y el correspondiente equilibrio de fases. Para determinar si después de varios contactos se puede lograr la miscibilidad a la presión de operación, se utiliza un diagrama ternario de equilibrio de fases.

El dióxido de carbono y el nitrógeno también se pueden usar como agentes miscibles de desplazamiento, en condiciones apropiadas (muy altas presiones de operación, crudos de alta gravedad API). Las soluciones micelares o micro emulsiones pueden actuar como agentes miscibles de desplazamiento, en los cuales el petróleo no es desplazado completamente y lo mismo es válido para ciertos alcoholes.

A pesar de que se han efectuado cientos de invasiones miscibles, muy pocas han resultado exitosas, debido a los problemas señalados y a otros que están relacionados con la geología de la formación (heterogeneidad del yacimiento) y con la disponibilidad del material adecuado. Entre los casos exitosos pueden señalarse el de los yacimientos de Alberta Canadá, con un gran buzamiento vertical y con el desplazamiento de petróleo buzamiento abajo. Así, con un empuje con la gravedad estabilizada se puede recuperar hasta un 90% del petróleo *in situ*.

2.2.1.2.1 Proceso de tapones miscibles

El desplazamiento de petróleo con un tapón miscible generalmente se refiere a la inyección de algún solvente líquido que es miscible después del primer contacto con el petróleo del yacimiento. La Figura presenta un esquema del proceso LPG; específicamente, en este caso, se inyecta un tapón (cerca del 2,5% del VP) de propano u otro LPG, el cual se empuja con gas natural, gas pobre, o gas de combustión, seguido de agua.

A menudo el agua se inyecta con el gas en pequeños tapones en forma alternada (proceso WAG), lo cual mejora la razón de movilidad en la interfase del tapón de gas; el gas menos viscoso, en efecto, actúa como un fluido viscoso. Esta aproximación también se usa en otros procesos miscibles. El tapón será un líquido si la temperatura del yacimiento se encuentra por debajo de la temperatura crítica (207°F en el caso del propano). La presión debe ser tal que garantice la miscibilidad del tapón y el petróleo en el yacimiento, así como también entre la parte final del tapón y el gas desplazante, porque de otra manera no puede alcanzarse el

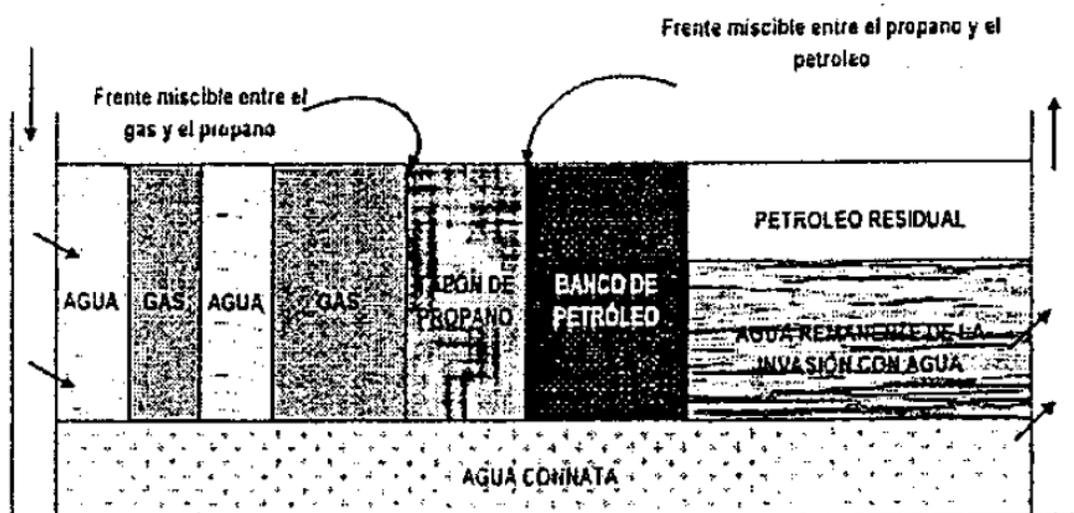


FIGURA 9: PROCESO DE INVASIÓN POR TAPONES MISCIBLES.(SEGÚN KLINS), RECUPERADO DE INYECCIÓN DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS PETROLÍFEROS, MAGDALENA PARIS DE FERRER, 2001

desplazamiento miscible. Este último requerimiento es el que gobierna la presión de operación; además, si la formación no tiene una profundidad suficiente (por encima de los 1.600 pies), pueden ocurrir fracturas en la formación.

Ventajas:

- Todo el petróleo contactado se desplaza.
- Se requieren bajas presiones para alcanzar la miscibilidad.
- El proceso es aplicable a un amplio rango de yacimientos.
- Se puede utilizar como un método secundario o terciario.

Desventajas:

- El proceso registra una eficiencia pobre y es mejor si se aplica en formaciones muy inclinadas.
- El tamaño del tapón es difícil de mantener debido a la dispersión.
- El material del tapón es costoso.

2.2.1.2.2 Proceso de gas enriquecido o empuje con gas condensante.

En este caso se usa un tapón de metano enriquecido con etano, propano o butano (10-20% VP), empujado por un gas pobre y agua. Estas fracciones son ampliamente transferidas al petróleo cercano a los puntos de Inyección. A medida que el gas inyectado se mueve en la formación, los componentes enriquecidos son extraídos del gas inyectado y absorbidos por el petróleo.

La continua Inyección del gas enriquecido y la remoción de las fracciones livianas del pozo forman una zona rica en C₂ y C₄. Se espera que si el gas inyectado es rico y suficiente, esta banda de petróleo enriquecido se vuelva miscible con aquél, desplazando al petróleo que va delante. Con excepción del propano líquido, que es miscible en el primer contacto con el petróleo del yacimiento, este proceso requiere de múltiples contactos entre el petróleo y el gas enriquecido para que se pueda desarrollarse un tapón miscible *in situ*. A pesar de que el costo del material del tapón es menor que el del tapón de propano, la presión de operación del proceso de LPG: en el rango de 1.450 a 2.800 lpc.

Ventajas:

- El proceso de gas enriquecido desplaza esencialmente todo el petróleo residual contactado
- La miscibilidad puede lograrse nuevamente si se pierde en el yacimiento.
- El proceso es más económico que el de tapón de propano.
- Se desarrolla la miscibilidad a una presión menor que en el empuje con gas pobre.
- El uso de grandes tamaños de tapones minimiza los problemas de diseño

Desventajas

- Tiene una pobre eficiencia
- Si las formaciones son gruesas, ocurre segregación por gravedad.
- El costo del gas es alto.
- La presencia de canalizaciones lleva a la desaparición del tapón.

2.2.1.2.3 Empuje de gas vaporizante o de alta presión.

Este es un proceso de múltiples contactos que requiere inyección continua a alta presión de un gas pobre como el metano o el etano y enriquecido, se necesitan múltiples contactos entre el petróleo del yacimiento y el gas inyectado antes de que se forme la zona de miscibilidad. Sin embargo, al contrario del método de gas enriquecido, donde los componentes livianos se condensan fuera del gas inyectado y dentro del petróleo, las fracciones intermedias hasta el hexano son transferidas del petróleo hacia el gas,

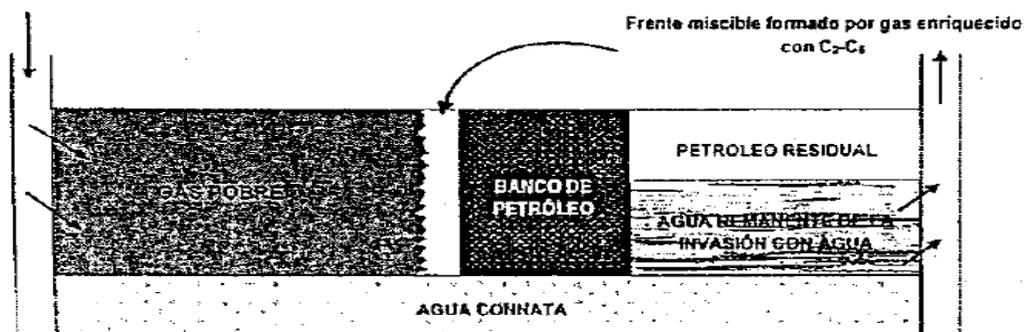


FIGURA 10: PROCESO MISCIBLE CON VAPORIZANTE (SEGÚN KLINS), RECUPERADO DE INYECCIÓN DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS PETROLÍFEROS, MAGDALENA PARIS DE FERRER, 2001

hasta que se alcance la miscibilidad y la presión de operación sea alta, por encima de unas 2.900 lpc.

Los gases de combustión y el nitrógeno pueden ser sustitutos del gas pobre, con un incremento aproximado en los requerimientos de presión del orden de 4.350 lpc. Si el líquido del yacimiento es rico en fracciones Intermedias (C_2 al C_6), el frente del gas se saturará con los componentes livianos del petróleo y se volverá miscible. Es importante observar que la miscibilidad no se alcanza en el pozo, sino en un punto más alejado del punto de inyección, desde unos pocos pies hasta 100 pies antes de que el gas pobre haya vaporizado suficientes cantidades de C_2 al C_6 para ser miscible. Esto deja un anillo de petróleo residual alrededor del pozo. En el proceso la presión, el punto de miscibilidad y otros parámetros deben determinarse con precisión.

Ventajas:

- El proceso de gas pobre alcanzará una eficiencia de desplazamiento cercana al 100%.
- La miscibilidad puede lograrse nuevamente si se pierde en el yacimiento.
- Es más económico que el proceso del tapón de propano o gas enriquecido.
- No existen problemas con el tamaño del tapón debido a que ocurre inyección continua.
- El gas puede ser reciclado y reinyectado.

Desventajas:

- Requiere altas presiones de inyección.
- Tiene aplicación limitada debido a que el petróleo del yacimiento debe ser rico en fracciones del C_2 al C_6 .
- La eficiencia areal y la segregación debido a la gravedad son pobres.
- El costo del gas es alto y los sustitutos requieren altas presiones de inyección y ser separados de la corriente gaseosa una vez que ocurra la irrupción y se comience a producir

2.2.1.2.4 Inyección alternada de agua y gas (Proceso WAG)

La inyección alternada de gas junto con el agua es una variante de los tapones miscibles. Fue propuesta por Caudle y Dyes como un proceso que sirve para controlar la inestabilidad del frente de desplazamiento y mejorar la eficiencia de barrido vertical al disminuir la razón de movilidad y, por lo tanto, aumentar la eficiencia de barrido volumétrico.

En este proceso se inyectan tapones de agua y gas alternadamente, los cuales se mueven secuencialmente recorriendo la misma ruta en el yacimiento hacia los pozos productores en una relación agua-gas determinada, de manera que el tapón de agua no alcance el banco de fluido miscible (gas), donde está ocurriendo el principal desplazamiento. La inyección alternada de agua y gas se espera que combine las ventajas de un desplazamiento miscible con las de inyección de agua.

2.2.1.2.5 inyección usando solventes

Dos fluidos que se mezclan juntos en todas las proporciones en una sola fase son miscibles, Los agentes miscibles podrían mezclarse en todas las proporciones en el petróleo que será desplazado, pero la mayoría de ellos sólo exhibe una miscibilidad parcial con el petróleo y por eso se les denomina solventes. Muchos, de hecho, pueden ser miscibles con el crudo en condiciones adecuadas, pero la mayoría de los solventes comerciales son inmiscibles con una fase acuosa.

La inyección de solventes fue uno de los primeros métodos utilizados para extraer el petróleo del medio poroso en la década de 1960. Inicialmente, el interés estuvo concentrado en inyectar gas licuado del petróleo (LPG) en pequeños tapones y desplazar el LPG por medio de un tapón seco. Este proceso resultó cada vez menos

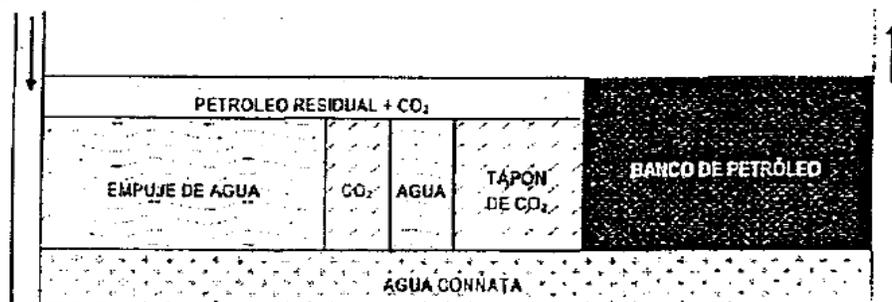


FIGURA 11: PROCESO DE INYECCIÓN ALTERNADA DE AGUA Y GAS (SEGÚN KLINS), RECUPERADO DE INYECCIÓN DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS PETROLÍFEROS, MAGDALENA PARIS DE FERRER, 2001

atractivo a medida que el valor del solvente aumentaba. A finales de 1970, resurgió el interés debido al aumento de precios de petróleo y a una mayor confianza para estimar su recobro. Durante este periodo, el líder de los solventes fue el dióxido de carbono, aun cuando también fueron utilizados muchos otros fluidos.

El método mostrado utiliza varios procesos EOR cuyas principales funciones en el recobro de petróleo son la extracción, disolución, vaporización, solubilización, condensación o en algunos otros cambios en el comportamiento de fases que involucran el crudo. Estos métodos tienen también otros mecanismos de recuperación muy importantes como la reducción de viscosidad, el hinchamiento del petróleo y el empuje por gas en solución, pero el mecanismo primario es la extracción. Esta puede

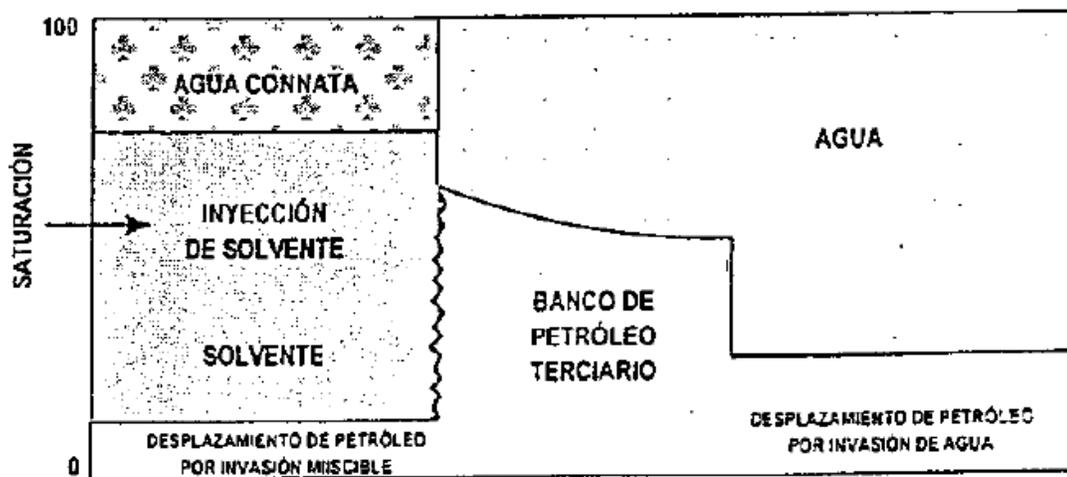


FIGURA 12: PROCESO DE INYECCIÓN UTILIZANDO SOLVENTES,), RECUPERADO DE INYECCIÓN DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS PETROLÍFEROS, MAGDALENA PARIS DE FERRER, 2001

lograrse con muchos fluidos como alcoholes orgánicos, cetonas, hidrocarburos refinados, gas condensado del petróleo (LPG), gas natural y gas natural licuado (LNG), dióxido de carbono, aire, nitrógeno, gases de combustión y otros.

2.2.1.2.6 inyección de alcohol

Se han realizado operaciones de campo en las cuales se inyecta alcohol como solvente en el petróleo, y se ha demostrado que, a pesar del alto costo, este método puede ser aplicado comercialmente. Este proceso difiere de los desplazamientos miscibles, ya que el petróleo y el agua connata se desplazan si la concentración de alcohol en el lapón es suficientemente alta. Si ésta cae por debajo de ciertos niveles, se pierde la miscibilidad y el proceso se convertirá en una inyección de agua, cuando se usa agua

como fluido desplazante para empujar el tapón de alcohol. El uso del alcohol isopropílico está limitado porque inicialmente es miscible con el petróleo y el agua connata y por lo tanto, el contenido de alcohol de la zona de mezcla se diluye por debajo del nivel necesario para mantener la miscibilidad. El uso de cantidades grandes de alcohol parece prometedor, pero es más costoso.

2.2.1.2.7 Invasión con dióxido de carbono

El dióxido de carbono en estado líquido (temperatura crítica 88°F y presión crítica del 073 pc) es el agente miscible preferido para el recobro de petróleo, pero debido a su baja temperatura crítica generalmente se encuentra en estado gaseoso. El desplazamiento miscible con CO es similar al empuje por gas vaporizante, pero en este caso se extraen fracciones desde el etano hasta C₃₀. Como resultado, la invasión con dióxido de carbono se aplica a un amplio rango de yacimientos, a presiones de miscibilidad mucho más bajas que las requeridas en los procesos con gas vaporizante. La presión mínima de miscibilidad (PMMM) se puede determinar en el laboratorio o bien, utilizando las correlaciones presentadas por Holm y Josendap

El CO₂ también baja la viscosidad del petróleo (un efecto que es muy importante en crudos pesados) y causa su hinchamiento, pero el principal mecanismo en el caso de petróleos livianos es el desplazamiento miscible. Se han propuesto varios de inyección con CO₂ y, a menos que la permeabilidad del yacimiento hacia el agua sea muy baja, un esquema recomendable es la inyección de un lapón de CO, de un 5% del VP, seguido por agua (de la forma WAG), hasta que cerca del 20% de CO₂ se haya inyectado.

Este método se debe usar en yacimientos con crudos desde moderadamente livianos hasta livianos (gravedad API > 25), lo suficientemente profundos como para estar por

encima de la PMM; y si existe disponibilidad del CO₂, es una mejor selección que otros métodos miscibles en vista de su alta viscosidad y mayor densidad que el metano, por ejemplo. Debe hacerse notar que el CO₂ es soluble en agua, lo cual ocasiona algunas pérdidas y las soluciones ácidas pueden causar severos problemas de corrosión. Se han llevado a cabo cerca de 50 invasiones con CO₂, algunas de las cuales han resultado exitosas.

2.2.1.2.8 inyección de nitrógeno.

Los procesos de recuperación mejorada por Inyección de nitrógeno constituyen un método viable si el yacimiento cumple con ciertos requisitos, condiciones que se describen:

El crudo del yacimiento:

- Debe ser rico en fracciones comprendidas entre el etano y el hexano (C₂-C₆) o hidrocarburos livianos. Éstos se caracterizan por ser crudos livianos con gravedades API > 35*
- Tiene un factor volumétrico alto o la capacidad de absorber el gas inyectado en
- Está saturado de metano (C₁)

El yacimiento:

- Debe estar a una profundidad igual (o mayor) a los 5.000 pies, a fin de mantener las altas presiones de inyección (≥ 5.000 Ipc) necesarias para alcanzar la miscibilidad del crudo con el N₂ sin fracturar la formación.

En general, cuando se inyecta N₂ en un yacimiento, éste forma un frente miscible por vaporización de componentes livianos presentes en el crudo. Este gas, ahora enriquecido en cierta magnitud, continúa su movimiento desde los pozos inyectoros y así cual lo enriquece a medida que avanza el frente. Como consecuencia, el primer frente de gas puede alcanzar tan alto grado de enriquecimiento que se convierte en solución o se hace miscible con el crudo de la formación. En esta etapa, la interfase entre el crudo y el gas desaparece, formándose una mezcla homogénea de ambos fluidos. Con la inyección continua de nitrógeno se logra desplazar el frente miscible a lo largo del yacimiento, moviendo un banco de crudo hacia los pozos productores. La inyección de este gas también puede

alternarse con la inyección de agua (proceso WAG) para incrementar la eficiencia de barrido y la recuperación del petróleo.

2.2.1.3 Empujes con gas

La inyección continua de gas se destaca como uno de los métodos más prometedores para recobrar el petróleo residual que quedan las zonas barridas y no barridas de los yacimientos después de la inyección de agua. Debido a la disminución de la tensión interfacial y a las mejoras de la movilidad del crudo, los desplazamientos miscibles e inmiscibles pueden lograr altas eficiencias de barrido.

En 1941, Pirson propuso la utilización del dióxido de carbono a altas presiones y, posteriormente, se ha planteado usarlo junto con agua, con el objetivo de reducir la viscosidad del petróleo y provocar su hinchamiento. También, en los procesos desplazamientos miscibles se emplea el CO₂ como un tapón controlador de empuje.

Otras variaciones de estos procesos se logran utilizando gases pobres y gases de combustión, obtenidos a partir del quemado de gas natural en motores de combustión interna, los cuales condensan un 87% de nitrógeno, 13% de CO₂ y, en algunos casos, muy bajas proporciones de gases inertes. Las técnicas se basan en que el CO, se disuelve en el petróleo y le reduce viscosidad, mientras que el nitrógeno aumenta la presión del yacimiento. Se ha reportado que este método en condiciones inmiscibles puede generar incrementos de producción de petróleo en márgenes económicamente atractivos a bajos precios del crudo.

Se presentan algunas de estas aplicaciones, en ciertos casos también utilizadas como técnicas de estimulación de pozos:

2.2.1.3.1 Inyección cíclica de gas

La Inyección cíclica de gas es un proceso de recuperación mejorada que consiste en la inyección de un volumen determinado de gas (tapón) en un pozo productor. Después de esta inyección, el pozo se cierra durante un período (tiempo de re permitir el equilibrio de las fases en la formación y, posteriormente, se reabre la producción. El más común de estos procesos es la inyección cíclica de CO. también conocido como "*CO₂ huff and puff*" y, a pesar de que fue propuesto inicialmente como una alternativa a la inyección cíclica de vapor en la recuperación de crudos pesados, se han desarrollado varias pruebas de campo en yacimientos de crudos

livianos y medianos. Los mecanismos de producción atribuidos a la inyección cíclica de CO₂ son:

- a. Reducción de la viscosidad del crudo.
- b. Hinchamiento del petróleo.
- c. Empuje por gas en solución.
- d. Disminución de la tensión interfacial
- e. Cambios de mojabilidad del medio poroso

Entre las ventajas que presenta la inyección del gas natural con respecto al CO₂ están: que no genera cambios de mojabilidad en el medio poroso que constituye la formación y que no requiere de inversiones importantes para su manejo.

2.2.1.3.2 Inyección de Agua Carbonatada

La inyección cíclica de recobro consiste en agregar dióxido de carbono al agua de inyección, con el objeto de lograr una razón de movilidad favorable entre la fase desplazante y la fase desplazada por efecto de la reducción de la viscosidad del petróleo al mezclarse con el CO₂ del agua. La zona de agua carbonatada se desplaza posteriormente mediante la inyección de agua.

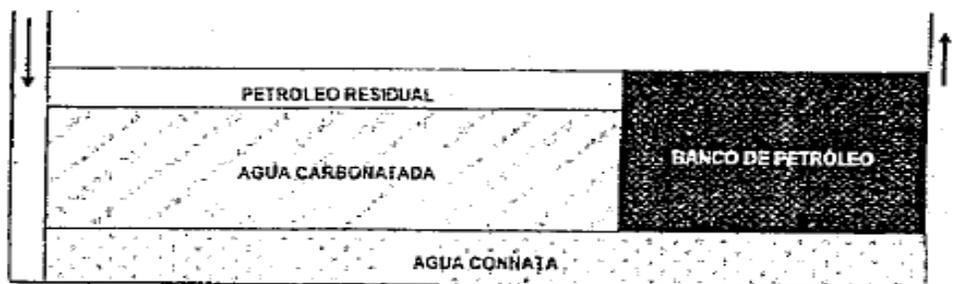


FIGURA 13: INYECCIÓN DE AGUA CARBONATADA (SEGÚN KLINS), RECUPERADO DE INYECCIÓN DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS PETROLÍFEROS, MAGDALENA PARIS DE FERRER, 2001

2.3 Métodos no convencionales térmicos

Los métodos de recuperación térmica, particularmente la inyección cíclica y continua de vapor, han demostrado ser los procesos de recuperación mejorada de mayor éxito en los últimos años. Aproximadamente, el 60% de la producción diaria de EOR en Estados Unidos, Canadá y Venezuela proviene principalmente de procesos de inyección de vapor. El objetivo

básico en la aplicación de tales métodos es la reducción de la viscosidad del petróleo con la finalidad de mejorar su movilidad, por lo cual son especialmente adecuados para petróleos viscosos (5-15' API), aunque también se usan en petróleos hasta de 45 API. Otros beneficios obtenidos con los métodos térmicos son: la reducción de la saturación de petróleo residual a consecuencia de la expansión térmica, el aumento de la eficiencia areal por efecto de la mejora en la razón de movilidad, destilación con vapor, craqueo térmico, y otros.

En general, se clasifican en dos tipos: los que implican la inyección de fluidos en la formación, como la inyección de agua caliente y la inyección de vapor, en sus dos modalidades, cíclica y continua; y los que utilizan la generación del calor en el propio yacimiento. A estos últimos se les conoce como procesos *in situ*, destacándose entre ellos la combustión *in situ*.

2.3.1 Inyección de agua caliente

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 inmisciblemente, 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 la cual la temperatura varía desde la temperatura de inyección, en el pozo inyector, hasta la del yacimiento a una cierta distancia del pozo inyector.

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 convencional, 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.

Los mecanismos de desplazamiento en este proceso son:

1. Mejoramiento de la movilidad del petróleo al reducir su viscosidad
2. Reducción del petróleo residual por altas temperaturas
3. Expansión térmica del petróleo

La principal desventaja de la inyección de agua caliente con respecto a la inyección de vapor es que la máxima tasa de inyección es menor, porque el contenido de calor del vapor inyectado es tres veces mayor que el del agua caliente a menos de 423°F. Las pérdidas de calor desde el inyector hasta la formación petrolífera reducen el volumen de arena petrolífera que puede ser calentado efectivamente.

Exceptuando los efectos de temperatura y tomando en cuenta que este proceso se aplica a crudos relativamente viscosos, la inyección de agua caliente tiene varios elementos comunes con la inyección de agua convencional.

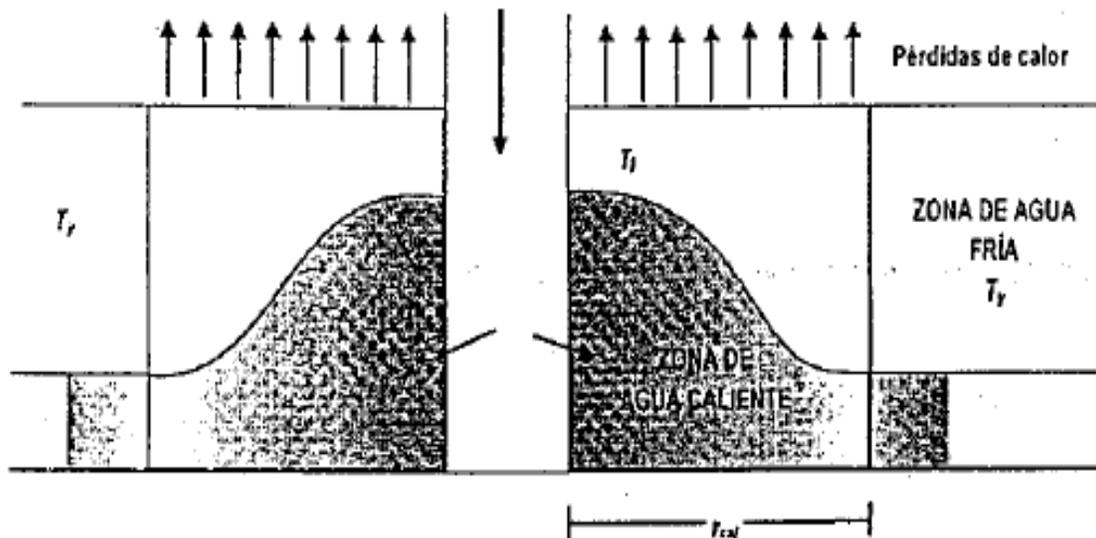


FIGURA 14: INYECCIÓN DE AGUA CALIENTE, RECUPERADO DE INYECCIÓN DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS PETROLÍFEROS, MAGDALENA PARIS DE FERRER, 2001

2.3.2 Combustión *in situ*

La combustión *in situ* o “invasión con fuego”, es un método único debido a que una porción del petróleo en el yacimiento se quema para generar el calor, obteniéndose una alta eficiencia térmica.

Existen tres tipos de procesos de combustión en el yacimiento. El primero se denomina combustión convencional o “hacia adelante”, 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. Aunque el proceso convencional es el más común, ambos tienen ventajas, limitaciones y aplicaciones específicas. 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

El proceso de combustión *in situ* 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 del fondo del pozo, se saca el calentador, pero se continúa la inyección de aire para mantener el avance del frente de combustión.

2.3.2.1 Combustión convencional o “hacia adelante”

Este proceso también se denomina combustión seca debido a que no existe una inyección de agua junto con el aire.

La combustión es hacia adelante, pues la ocurre cerca del pozo inyector y el frente de combustión se mueve desde la ignición pozo inyector hasta el pozo productor.

El aire (aire enriquecido con oxígeno, o aun oxígeno puro) se inyecta para oxidar el petróleo, dando como resultado la producción de grandes volúmenes de gases residuales que causan problemas mecánicos como: baja eficiencia de bombeo, abrasión, erosión, y otros; además, se crea más restricción al flujo de petróleo en el yacimiento debido a la alta saturación de gas. A medida que el proceso de combustión avanza, se genera calor dentro de una zona de combustión muy estrecha, hasta una temperatura muy elevada (alrededor de 1200°F).

Inmediatamente delante de la zona de combustión, ocurre el craqueo del petróleo, que origina el depósito de las fracciones más pesadas (coque), las cuales se queman para mantener la combustión. La zona de combustión actúa efectivamente como un pistón, y debe quemar o desplazar todo lo que se encuentra delante antes de su avance. Está claro que el petróleo localizado cerca de los pozos productores se encuentra a la temperatura original del yacimiento por un periodo largo, y así se va haciendo móvil y puede ser producido. Generalmente existe una severa segregación por gravedad en la zona de combustión y, como resultado, la misma es más horizontal que vertical. Una vez que ocurre la ruptura en el productor, las temperaturas en el pozo aumentan excesivamente y la operación se vuelve cada vez más difícil y costosa. En contrapartida, la viscosidad del petróleo se reduce notablemente, de manera que la tasa de producción de petróleo alcanza un máximo. El enfriamiento de los productores puede ser necesario y la corrosión, un problema inherente a la combustión *in situ*, se vuelve cada vez más severa. Cuando se usa oxígeno enriquecido, la ruptura prematura del oxígeno también es un problema.

1. Zona de aire Inyectado y zona de agua: Esta zona se extingue a medida que el frente de combustión avanza.
2. Zona de aire y agua vaporizada: El agua inyectada o formada se convertirá en vapor en esta zona debido al calor residual. Este vapor fluye hacia la zona no quemada de la formación ayudando a calentarla.
3. Zona de combustión: Esta zona avanza a través de la formación hacia los pozos productores. La velocidad con que se mueve esta zona depende de la cantidad de petróleo quemado y de la tasa de inyección de aire. Se desarrollan temperaturas que van desde los 600°F hasta los 1200 °F.
4. Zona de craqueo: Las altas temperaturas que se desarrollan delante de zona de combustión causan que las fracciones más livianas del petróleo se vaporicen, dejando un carbón residual formado por las fracciones más pesado, también denominado "coque", que actúa como combustible para mantener avance del frente de combustión.

5. Zona de vapor o vaporización: Aproximadamente a los 400°F se desarrolla una zona de vaporización que contiene productos de la combustión, hidrocarburos livianos vaporizados y vapor.

6 Zona de condensación o de agua caliente: En esta zona, debido a su distancia del frente de combustión, el enfriamiento causa que los hidrocarburos livianos se condensen y que el vapor la convierta en una zona de agua caliente (50° a 200°). Esta acción desplaza el petróleo miscible, el vapor condensado lo adelgaza, y los gases de combustión ayudan a que se desplace hacia pozos productores.

7. Banco de petróleo: En esta zona, se desarrolla un banco de petróleo que contiene petróleo, agua y gases de combustión (cerca de la temperatura inicial).

8. Gases fríos de combustión: El banco de petróleo se enfriará a medida que mueve hacia los pozos productores y la temperatura caerá hasta un valor muy cercano a la temperatura inicial del yacimiento. El CO₂ contenido en los gases. de combustión es beneficioso debido a su disolución en el crudo, lo cual produce el hinchamiento y la reducción de su viscosidad.

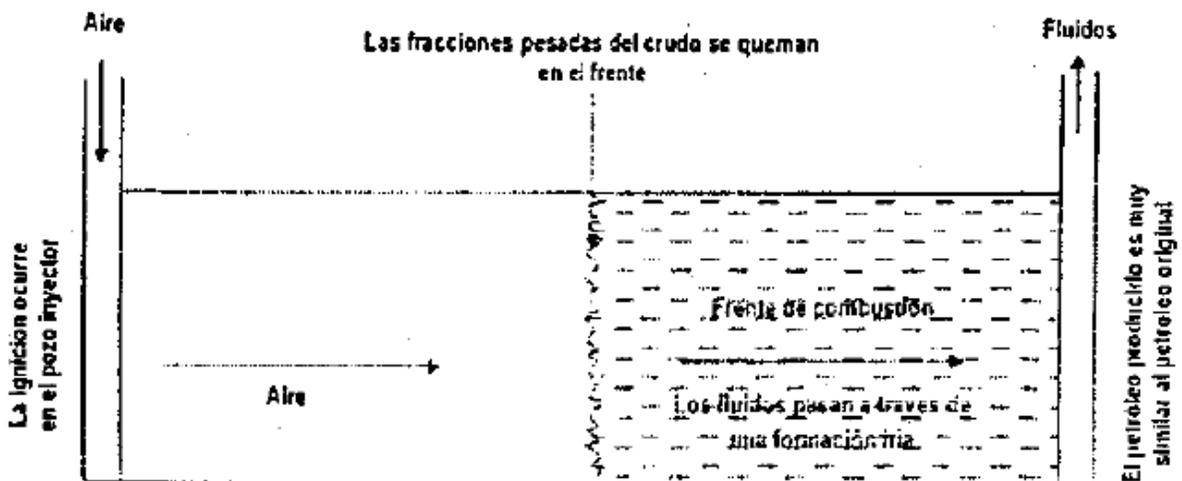


FIGURA 15: ESQUEMA DE UNA COMBUSTIÓN IN SITU CONVENCIONAL (SEGÚN FAROUQ ALÍ), RECUPERADO DE INYECCIÓN DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS PETROLÍFEROS, MAGDALENA PARIS DE FERRER, 2001

Una ventaja del proceso de combustión convencional es que la parte quemada del crudo en la forma de coque es menor, dejando la arena limpia detrás del frente de combustión. Sin embargo, tiene dos limitaciones: primero, el petróleo producido del pasar a través de una región fría y si éste es altamente viscoso, ocurrirá un bloqueo de los líquidos, lo cual puede ocasionar la finalización del proceso; segundo, el calor almacenado fuera de la zona quemada no es utilizado eficientemente debido a que aire inyectado no es capaz de transportar efectivamente el calor hacia adelante. Este proceso finaliza cuando se detiene la inyección de aire, porque la zona quemada se haya extinguido o porque el frente de combustión alcance los pozos de producción.

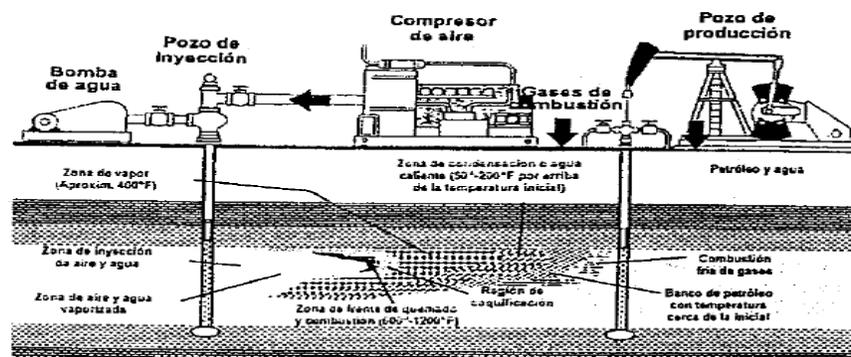


FIGURA 16: ZONAS FORMADAS EN UN PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU, RECUPERADO DE INYECCIÓN DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS PETROLÍFEROS, MAGDALENA PARIS DE FERRER, 2001

2.3.2.2 Combustión en reverso

En este caso, como en el anterior, existe un pozo inyector de aire y un productor. Pero esta vez la formación se enciende en los productores, no en los inyectores como ocurre en la combustión hacia adelante, la zona de combustión se mueve en contra de la corriente de aire, en la dirección hacia donde aumenta la concentración de oxígeno. Los fluidos producidos deben fluir a través de las zonas de altas temperaturas (en el rango de 500-700 °F) hacia los productores, dando como resultado un mejoramiento del petróleo producido debido a que la viscosidad del petróleo se reduce por un factor de 10.000 o más. Dicha reducción hace que el petróleo luya más fácilmente hacia los productores. proceso tiene, por lo tanto, una mejor aplicación en petróleos muy viscosos.

La combustión en reverso no es tan eficiente como la convencional, debido a que una fracción deseable del petróleo se quema como combustible mientras que la fracción no deseable permanece en la región detrás del frente de combustión. Además, requiere el doble de la cantidad de aire que una convencional. Otra desventaja de este proceso es la fuerte tendencia a la combustión espontánea: dependiendo de la naturaleza del petróleo, cuando se expone al aire a temperatura ambiente por 10 a 100 días, el crudo se oxidará y si no existen pérdidas del calor,

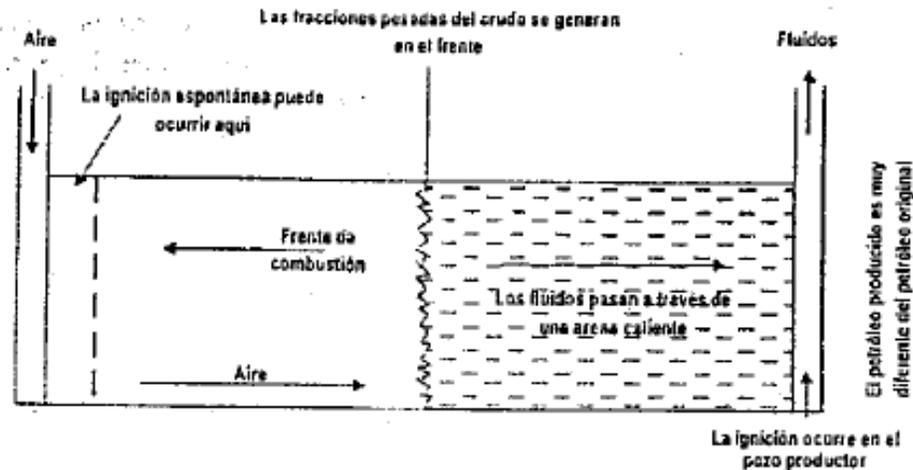


FIGURA 17: PROCESO DE COMBUSTIÓN EN REVERSO. RECUPERADO DE INYECCIÓN DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS PETROLÍFEROS, MAGDALENA PARIS DE FERRER, 2001

la temperatura aumenta y se produce la combustión espontánea, aun en crudos poco reactivos. Un crudo a 150 F puede producir la ignición espontáneamente en 5 a 40 días y si la temperatura aumenta por encima de los 200°F. puede ocurrir en menos de 10 días. Si ocurre cerca del pozo inyector, se iniciará un proceso de combustión convencional que utilizará el oxígeno de la combustión en reverso y, por lo tanto, el proceso se detendrá.

2.3.2.3 Combustión húmeda

La combustión húmeda, también conocida como proceso COFCAW (combinación de combustión convencional más inyección de agua), constituye una solución para la segunda limitación del proceso convencional, es decir, la utilización ineficiente del calor almacenado detrás del frente de combustión.

En la combustión seca convencional, más de la mitad del calor generado se encuentra entre el pozo inyector de aire y el frente de combustión. Se han realizado muchos intentos para transferir

este calor delante de la zona quemada. El agua, debido a su alta capacidad calorífica y a su calor latente de vaporización, puede utilizarse ventajosamente con este propósito.

Cuando el agua se inyecta en el pozo inyector en una operación de combustión convencional, ya sea alternada o simultáneamente con el aire, se logra la recuperación del calor, ya que toda o parte del agua se vaporiza y pasa a través del frente de combustión, con lo cual transfiere calor delante del frente. Con el objeto de presentar la idea del proceso en su forma más simple, considérese el flujo unidimensional sin pérdidas de calor lateralmente y sin conducción de calor en la dirección de flujo.

Muchos factores favorables que en varios casos reducen la relación aire-petróleo con la combustión húmeda, ya que al reducirse la viscosidad del petróleo frío se extiende la zona del vapor o zona caliente a una distancia mayor delante del se alcanzan frente de combustión, lo que permite que el petróleo se mueva y se opere a menos presión y con menos combustible. La velocidad con que se mueve la zona de combustión depende de la cantidad de petróleo quemado y de la tasa de inyección con aire. El empuje con vapor, seguido de un fuerte empuje por gas, es el principal mecanismo que actúa en el recobro del petróleo.

2.4 Método de recuperación mejorada con inyección de vapor

Método de recuperación térmica por el cual el vapor generado en la superficie se inyecta en el yacimiento a través de pozos de inyección distribuidos especialmente. Cuando el vapor entra al yacimiento, calienta el petróleo crudo y reduce su viscosidad. El calor también destila los componentes ligeros del petróleo crudo, que se condensan en el banco de petróleo por delante del frente de vapor y reduce aún más la viscosidad del petróleo. El agua caliente que se condensa a partir del vapor y el vapor mismo generan un empuje artificial que barre el petróleo hacia los pozos de producción. Otro factor contribuyente que aumenta la producción de petróleo durante la inyección de vapor se relaciona con la limpieza cercana al pozo. En este caso, el vapor reduce la tensión de la interfaz que vincula las parafinas y los asfaltenos a las superficies de la roca, mientras que la destilación con vapor de las fracciones ligeras del petróleo crudo crea un pequeño banco de solvente que puede retirar de manera miscible el petróleo atrapado. La inundación con vapor también se denomina inyección continua de vapor o empuje de vapor.

2.4.1 Inyección continua de vapor

En principio, como la inyección de agua, éste 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.

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 del vapor, la recompletación de pozos y, aun, 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. Existen otras opciones para manejar las inyecciones continuas de vapor en etapas maduras.

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 la inyección cíclica de vapor debido a que las pérdidas de calor son mayores

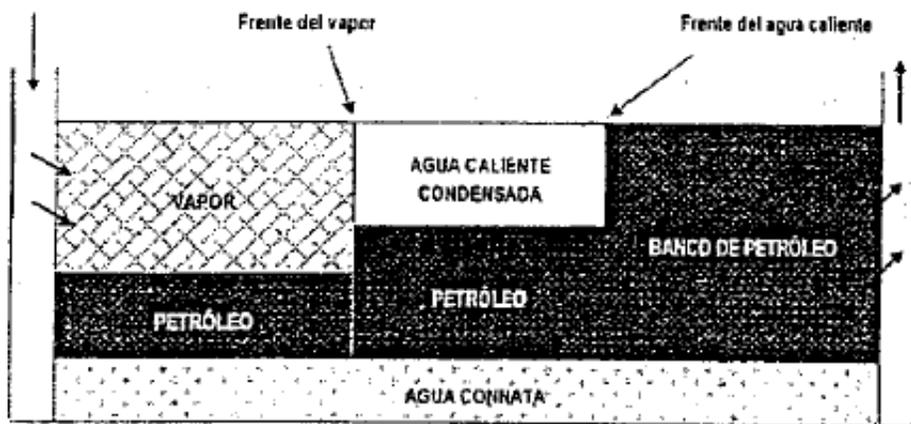


FIGURA 18: PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR, RECUPERADO DE INYECCIÓN DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS PETROLÍFEROS, MAGDALENA PARIS DE FERRER, 2001

2.4.2 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 Grande. Luego fue empleada en California en el año 1960 y actualmente ha pasado a ser una técnica económicamente confiable.

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, con el propósito de permitir que el vapor caliente la formación productora y se disperse uniformemente alrededor del pozo. Luego se abre nuevamente el pozo a producción hasta que el proceso deje de ser económicamente rentable.

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 al aumento de la producción de agua.

Este método EOR 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.

Después que el pozo se abre a producción y que se bombea, la tasa de petróleo aumenta y se mantiene así por un período largo (70 BPD en promedio durante seis meses) hasta que el rendimiento se vuelve antieconómico o hasta que el petróleo se torna demasiado frío (viscoso) para ser bombeado. Luego se repite todo el proceso muchas veces, debido a que es económico y conveniente. Este método se utiliza en yacimientos poco profundos, con pozos perforados en espaciados cortos.

Generalmente, después de este proceso se inicia una Inyección continua de vapor por dos razones: para continuar el calentamiento y la mejora de las condiciones del petróleo y para contrarrestar la declinación de la presión del yacimiento, de tal forma que pueda continuar la producción. Cuando comienza la inyección continua, algunos de los pozos originalmente inyectoros se convierten en productores.

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 pie, 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.

Mundialmente, la inyección cíclica de vapor se ha aplicado a miles de pozos en yacimientos con características variables y petróleos viscosos. La mayoría presentan buenos índices económicos y factibilidad técnica de aplicación en gran escala

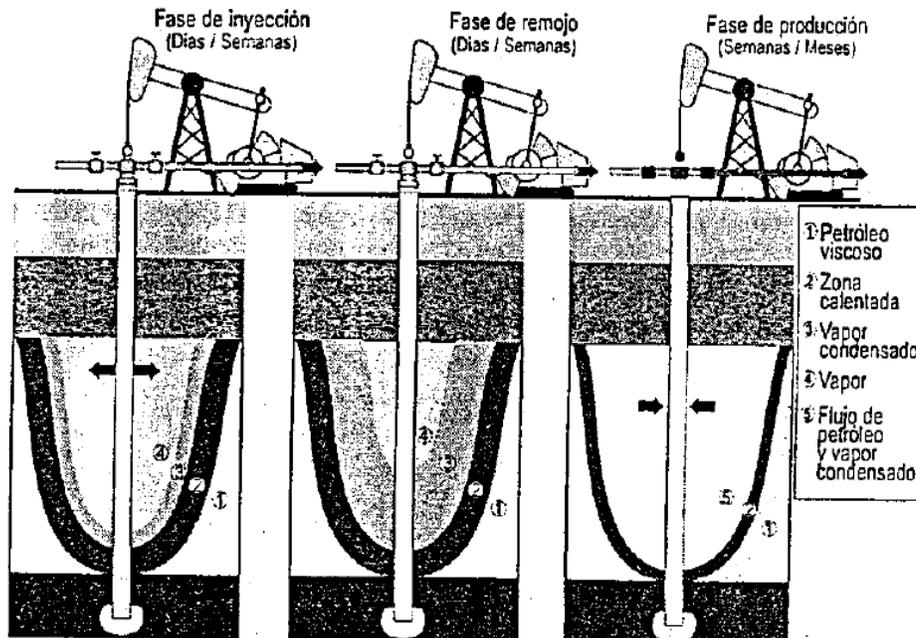


FIGURA 19: ESQUEMA DE LA INYECCIÓN ALTERNADA DE VAPOR, RECUPERADO DE INYECCIÓN DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS PETROLÍFEROS, MAGDALENA PARIS DE FERRER, 2001

2.4.3 Drenaje por gravedad asistido con vapor

El proceso se aprovecha de la segregación vertical del vapor a través de un par de pozos horizontales, con el pozo productor horizontal localizado en el mismo plano vertical. 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 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 luye el vapor hacia la interfase y se condensa; esto permite que el petróleo drene por gravedad hasta el pozo productor.

CAPÍTULO 3. TUBOS DE CALOR

3.1 Desarrollo histórico

Los antecedentes a los tubos de calor datan de mediados de siglo XIX cuando una versión muy sencilla, conocida como tubo de Perkins o termosifón, fue patentada por Jacob Perkins en 1836. Los tubos de Perkins son tubos de calor que carecen de “mecha” y que son asistidos por el campo gravitacional, en los cuales la transferencia de calor se logra gracias al calor latente de vaporización producto del cambio de fase de líquido a gas.

En 1944, Richard S. Gaugler introduce por primera vez el concepto de “heat pipe” al emitir para la General Motors la patente N° 2350348 “Heat Transfer Device”.

El desarrollo formal de los tubos de calor se presentó a partir de la década de 1960. M. Grover et al. (1964), quien trabajaba para los Alamos National Laboratory en Nuevo Mexico, describió la versión definitiva de este dispositivo y le acuñó el nombre de “heat pipe” que al español se traduce como “tubo de calor”.

En 1964, W.B. Hall presentó una patente de un tubo de calor de conductancia variable.

S.W. Chi, publicó en 1976 “Heat pipe theory and practice” donde fija la teoría básica de los diferentes tubos de calor. Otras publicaciones destacadas de literatura sobre tubos de calor incluyen a Dunn and Reay, 1982; Ivanovkii et al., 1982 y Faghri, 1995.

Los primeros desarrollos estuvieron enfocados hacia aplicaciones espaciales. La aplicación terrestre de los tubos de calor se dio mucho tiempo después cuando en Japón y Europa se

comenzaron a apreciar las cualidades de los termosifones y tubos de calor para el ahorro de energía.

3.2 Principio de operación

El "Heat Pipe de Grover" es una estructura autónoma de ingeniería que exhibe una conductancia térmica grandemente en exceso de lo que se podría obtener por el uso de una pieza homogénea de cualquier metal conocido (Cotter, 1965).

Un tubo de calor es un dispositivo de transferencia de calor simple que puede transportar grandes cantidades de calor con una diferencia de temperatura muy pequeña entre el extremo caliente y el otro extremo. En otras palabras, es un dispositivo simple que puede transferir rápidamente calor desde un punto a otro. A menudo se refiere a ellos como "superconductores" de calor, ya que poseen una capacidad de transferencia de calor extraordinaria y lo hacen con casi ninguna pérdida de calor.

Este dispositivo contiene una malla adherida a sus paredes internas, las cuales constituyen un canal anular y dejan al centro un canal cilíndrico. Dentro del tubo se deposita un fluido de trabajo y se sella extrayendo el aire interior, de esta manera la presión de vapor del fluido dentro del tubo será mayor a la que se tiene a condiciones atmosféricas. Por lo anterior, es posible que el fluido de trabajo presente su evaporación a una temperatura mucho menor a la que lo hace a presión atmosférica.

Un tubo de calor consta de tres secciones: evaporador, sección adiabática y condensador. El ciclo de operación de un tubo de calor comienza cuando un extremo del tubo (evaporador) se calienta originando la evaporación del fluido de trabajo. El vapor generado fluye libremente por el centro del tubo (sección adiabática) hacia el otro extremo. En el otro extremo del tubo (condensador) se presenta un intercambio de calor con los alrededores originando la condensación del vapor. El líquido condensado retorna por efecto de capilaridad a través de la malla hacia el extremo evaporador y el ciclo vuelve a iniciar. Si el evaporador se localiza debajo del condensador la fuerza gravitacional ayuda al desplazamiento del líquido condensado.

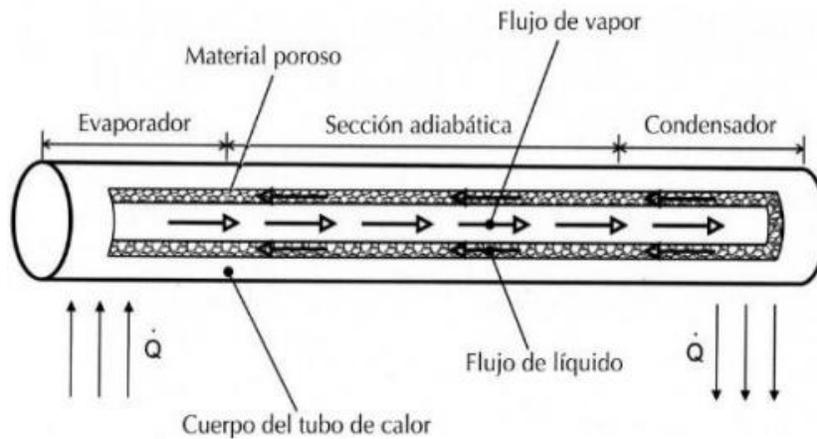


FIGURA 20: ESQUEMA GENERAL DE UN TUBO DE CALOR.
 RECUPERADO DE TUBOS DE CALOR, A. MIRANDA 2013

El principio de operación descrito anteriormente usa la convección natural para absorber el calor del sector evaporador y liberar el calor en el sector del condensador utilizando el calor latente de vaporización lo que hace posible la transferencia de una cantidad de calor bastante grande de un extremo al otro. Por lo anterior, los tubos de calor son capaces de recuperar y transportar calor utilizando una diferencia de temperaturas relativamente pequeña.

La principal ventaja del uso de un tubo de calor es que grandes cantidades de calor pueden ser transportados a través de una pequeña área de sección transversal sobre una distancia considerable sin entrada de energía adicional al sistema. Además, el tubo de calor no contiene partes mecánicas móviles y no requiere grandes diferencias de temperaturas para ser funcional.

3.3 Fluidos de trabajo

El fluido de trabajo es un elemento primordial en la transferencia de calor en los tubos de calor ya que es el responsable del transporte de la energía desde el evaporador hasta el condensador por medio de cambios de fase.

Los requerimientos que debe de cumplir el fluido de trabajo según Copete y Herrera se enuncian a continuación:

- Debe ser una sustancia compatible con los materiales de la malla capilar y la cubierta exterior del tubo para evitar reacciones químicas que deterioren prematuramente al dispositivo.

- Debe tener un calor latente de vaporización alto para garantizar que pequeñas masas de fluido transporten altas tasas de energía latente, lo cual contribuye a reducir las caídas de presión dentro del tubo.
- Debe poseer una alta conductividad térmica para favorecer una transferencia de calor eficiente a lo largo del tubo de calor y hacer más pequeña la caída de temperatura en el evaporador y en el condensador.
- Viscosidad baja, para que no exista una restricción al flujo del líquido en la malla capilar y se mejore su bombeo.
- Elevada tensión superficial, para favorecer el flujo del líquido por capilaridad a lo largo de la malla.
- Debe de ser capaz de mojar al material capilar de la malla y las paredes del contenedor para garantizar el retorno del condensado por capilaridad.
- Debe tener presiones de vapor moderadas en todo el intervalo de temperatura de trabajo del tubo de calor. Lo anterior, garantiza que no exista una sobrepresión, en caso de ser muy altas, que origine una ruptura del tubo. O que no se origine el impulso suficiente para hacer circular el fluido dentro del tubo de calor, en caso de ser muy bajas.

La Tabla 1 presenta algunas sustancias que comúnmente se utilizan como fluido de trabajo de un tubo de calor y los intervalos de temperatura en los cuales se recomienda utilizarlos.

Fluido de Trabajo	Temperatura de Aplicación (°C)
Acetona	0-120
Metanol	10-130
Etanol	0-130
Agua	30-200
Mercurio	250-650
Sodio	600-1200

TABLA 1: TEMPERATURAS DE APLICACIÓN PARA DISTINTOS FLUIDOS DE TRABAJO. RECUPERADO DE HEAT PIPES: THEORY, DESIGN AND APPLICATIONS, REAY, D., & KEW, P. 2006

3.4 Clasificación

Los tubos de calor se clasifican tomando en cuenta diferentes criterios:

- i. Temperatura de trabajo
 - Criogénica: de 4 a 200 K.
 - Baja temperatura: de 200 a 550 K.
 - Media temperatura: de 550 a 750 K.
 - Alta temperatura: de 750 a 3000 K.
- ii. Numero de fluidos de trabajo
 - De conductancia fija: un solo fluido de trabajo.
 - De conductancia variable: un fluido de trabajo y un gas no condensable.

3.5 Malla capilar

La función de la malla capilar, también conocido como relleno del tubo de calor, es hacer fluir el fluido de trabajo condensado desde la sección del condensador hasta el evaporador.

Cuando el flujo del fluido de trabajo es asistido por la gravedad, es posible utilizar canales de tamaño grande (permeabilidad alta). Por el contrario, si el flujo va en contra de la gravedad se debe utilizar mallas con diámetro de canal pequeño ya que esto aumenta la capacidad de bombeo del fluido.

La presión capilar es la responsable de la recirculación del fluido de trabajo en el tubo de calor.

De acuerdo a lo estipulado por Miranda, dependiendo de la configuración del material, las mallas capilares pueden ser de:

- a. Tamiz enrollado

Tela de alambre formada por una especie de tejido en el cual una serie de alambres se entrecruzan dando origen a orificios de tipo cuadrículado. Una o más capas de esta tela son enrolladas de forma concéntrica dentro del tubo dejando al centro un hueco cilíndrico por el que circula el vapor. Opera entre -5 y 90°C . Sus flujos de calor son del orden de 15 W/cm^2 .

- b. Fibras metálicas

Se realiza un proceso de sinterización en el cual se forma una red de canales porosos extensos debido a que las fibras metálicas son estructuras alargadas, de esta manera el fluido

de trabajo tiene una mayor área para circular. Sus rangos de operación oscilan entre -90 y 90°C con flujos de calor del orden de 250 W/cm^2 .

c. Metal sinterizado o esferas empacadas

Es uno de los tipos de malla más eficaces ya que puede trabajar con fuerzas gravitacionales adversas. Realizan un proceso de sinterización sobre partículas finas de metales con el fin de formar estructuras porosas y de alta resistencia. Por su parte, las esferas empacadas son una acumulación de partículas metálicas en forma aproximada de esferas, que forman un lecho poroso por el cual circula el fluido de trabajo. Sus rangos de operación son similares a los de fibras metálicas.

d. Surcos axiales cubiertos

Es el tipo de malla más sencilla, pueden ser rectangulares o triangulares. No puede trabajar en contra de la gravedad. Opera entre 0 y 90°C y su flujo de calor es del orden de 10 W/cm^2 .

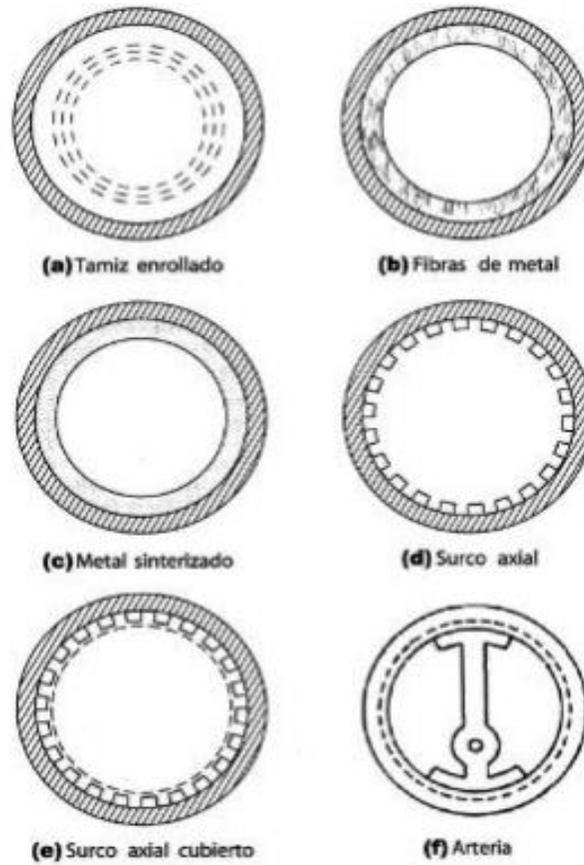


FIGURA 21: TIPOS DE MALLA, RECUPERADO DE TUBOS DE CALOR, A. MIRANDA 2013

CAPÍTULO 4: MODELADO DE UN TUBO DE CALOR EN UN MEDIO POROSO

En este capítulo se presenta el desarrollo de un modelo numérico que estudia el comportamiento de un tubo de calor inmerso en un medio poroso. Se incluyen las condiciones iniciales y de frontera que fueron utilizadas. Así mismo, se describe el modelo físico empleado.

4.1 Modelo físico

La implementación de recuperación mejorada de hidrocarburos mediante el uso de métodos térmicos ha sido fundamental para la explotación de yacimientos de aceite pesado y extra pesado. Sin embargo, la generación de vapor representa un factor crítico que gobierna la instauración de proyectos de esta naturaleza.

Tomando en cuenta que los tubos de calor son dispositivos que se caracterizan por tener una alta conductividad térmica, lo que los hace muy efectivos para el transporte de calor a grandes distancias con una muy pequeña caída de temperatura, se propone una alternativa de recuperación mejorada térmica en la que se aproveche el calor del interior de la Tierra haciendo uso de estos dispositivos.

Gracias a que la temperatura aumenta con la profundidad, se propone perforar un pozo vertical lo suficientemente profundo para alcanzar temperaturas de formación del orden de 500 K, de tal manera que sea posible la generación de vapor o agua caliente. La energía en forma de vapor o agua caliente será transportada hasta el yacimiento con la finalidad de que el aceite sea calentado y se origine una disminución de su viscosidad. El pozo extractor de calor tendrá ramificaciones en las que serán instalados los tubos de calor, cuya principal función es la captación de energía geotérmica.

El modelo conceptual se ilustra en la Figura 23, partiendo de este es necesario conocer cuál es el comportamiento de un solo tubo de calor inmerso en un medio poroso.

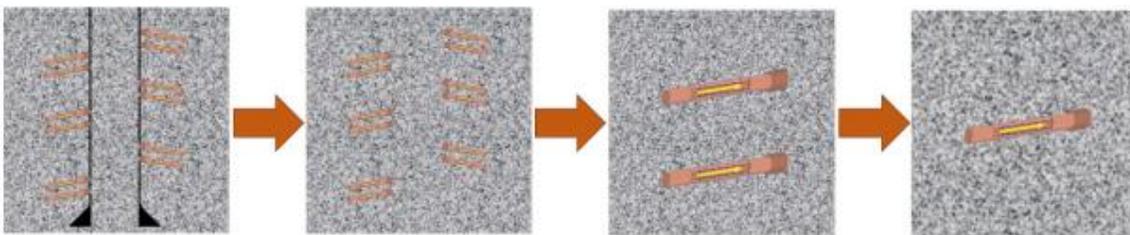


FIGURA 22: ESQUEMA DEL MODELO CONCEPTUAL, RECUPERADO DE RECUPERACIÓN MEJORADA MEDIANTE EL USO DE ENERGÍA GEOTÉRMICA (TESIS DE LICENCIATURA) UNAM, DULCE STEPHANIE MÁRQUEZ LEONEL 2016

El modelo físico, representado por la Figura 24, toma un bloque de material poroso dentro del cual se introduce un tubo de calor. Los ejes del bloque se colocarán en un vértice, de tal manera que el eje x corresponda a lo largo del bloque y el eje y sea perpendicular a éste. Para simplificar el problema en la dirección del eje z se asume una simetría, por lo cual el modelo a resolver queda de 2 dimensiones.

Teniendo el modelo físico se puede visualizar las ecuaciones que describirán el flujo de calor y flujo de fluidos tanto en la matriz como en el tubo de calor, las cuales son:

- Ecuación de continuidad o conservación de masa
- Ecuación de Darcy
- Ecuación de conservación de energía

El modelo físico propuesto permite la visualización del flujo de calor, el cual servirá como pauta para encontrar los valores óptimos de porosidad, permeabilidad y ángulo de inclinación del tubo de calor con los cuales se obtendrá el mayor flujo de calor.

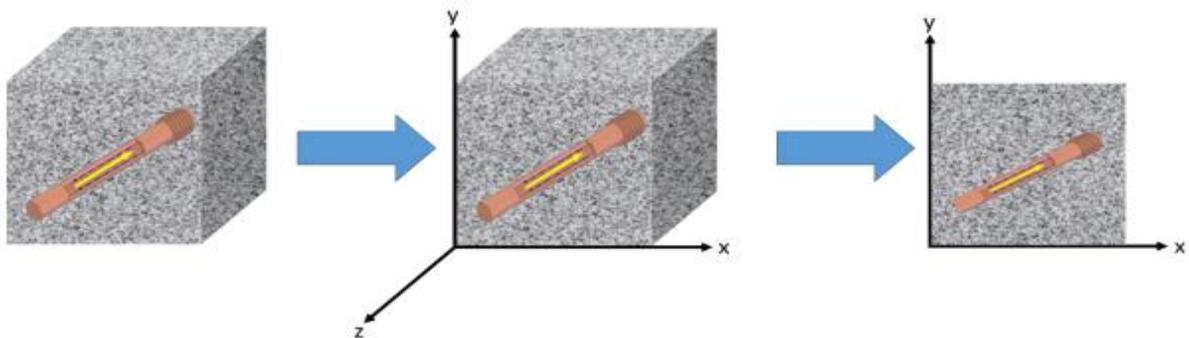


FIGURA 23: ESQUEMA DEL MODELO FÍSICO. RECUPERADO DE *RECUPERACIÓN MEJORADA MEDIANTE EL USO DE ENERGÍA GEOTÉRMICA* (TESIS DE LICENCIATURA) UNAM, DULCE STEPHANIE MÁRQUEZ LEONEL 2016

4.1.1 Geometría del tubo de calor

Las dimensiones del bloque de matriz son 200 m por 200 m. El tubo de calor tiene un largo de 20 m y ancho de 0.5 m. El modelo tendrá dos dominios:

Dominio 1: Matriz porosa

Dominio 2: Tubo de calor

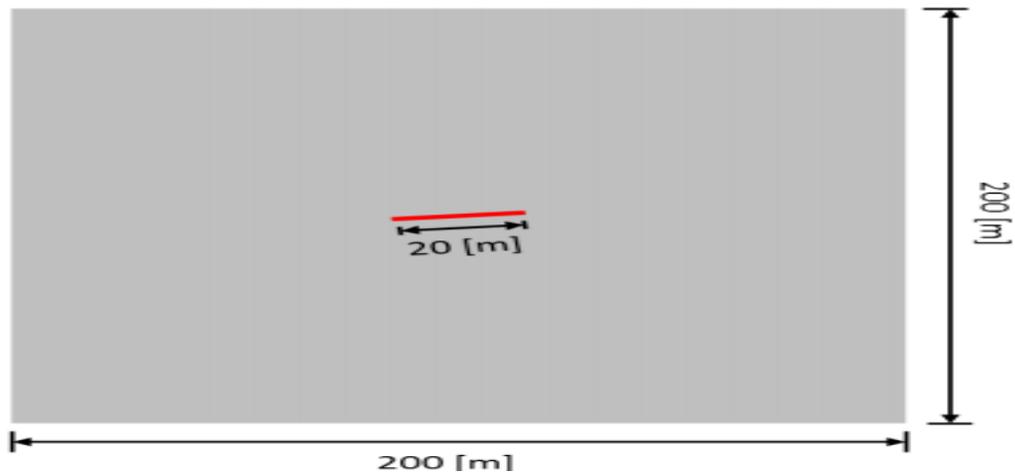


FIGURA 24: GEOMETRÍA DEL MODELO FÍSICO, RECUPERADO DE *RECUPERACIÓN MEJORADA MEDIANTE EL USO DE ENERGÍA GEOTÉRMICA* (TESIS DE LICENCIATURA) UNAM, DULCE STEPHANIE MÁRQUEZ LEONEL 2016

4.2 Modelo numérico

El modelo numérico utilizado para estudiar el comportamiento de un tubo de calor inmerso en un medio poroso, parte de la solución simultánea de las ecuaciones de flujo de calor y flujo de fluidos en un medio poroso, en donde por simplicidad se consideró una sola fase.

4.2.1 Ley de Darcy y ecuación de conservación de masa

La Ley de Darcy y la ecuación de conservación de masa en una sola fase se aplican a todos los dominios, las ecuaciones correspondientes a un estudio dependiente del tiempo son las siguientes:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho\phi) + \nabla \cdot (\rho u) = Q_m \dots \dots \dots (4.1)$$

$$u = -\frac{k}{\mu}(\nabla p + \rho g \nabla E) \dots \dots \dots (4.2)$$

El modelo toma en cuenta los efectos gravitacionales donde la presión y el vector velocidad son las variables dependientes.

Las entradas al modelo son los valores de temperatura y presión absoluta.

Por simplicidad el fluido que se utilizó en el estudio fue agua. Para modelar la convección natural por gradientes de temperatura se utilizó el siguiente modelo de densidad como función de la temperatura:

$$p = \rho g$$

$$\rho g = \rho_{down}[1 - \beta_T(T - T_{down})] \dots \dots \dots (4.3)$$

4.2.2 Transferencia de calor en un medio poroso

La ecuación de continuidad expresada en la transferencia de calor en un medio poroso es aplicada a todos los dominios. La forma de la ecuación correspondiente a un estudio dependiente del tiempo es la siguiente:

$$\rho C_p \frac{\partial T}{\partial t} + \rho C_p u \cdot \nabla T = \nabla \cdot (k_T \nabla T) + q \dots \dots \dots (4.4)$$

Matriz porosa

La matriz porosa abarca todos los dominios. Para aplicar la Ecuación 3.4 en la matriz porosa es necesario modificarla. Dicha modificación consiste en que las variables de conductividad térmica y densidad por calor específico a presión constante son reemplazadas por variables equivalentes. La ecuación modificada se muestra a continuación:

$$(\rho C_p)_{eq} \frac{\partial T}{\partial t} + \rho C_p u \cdot \nabla T = \nabla \cdot (k_T \nabla T) + q \dots \dots \dots (4.5)$$

$$k_{eq} = \phi k_f + (1 - \phi) k_r \dots \dots \dots (4.6)$$

$$(\rho C_p)_{eq} = \phi \rho_f C_{p,f} + (1 - \phi) \rho_r C_{p,r} \dots \dots \dots (4.7)$$

4.3 Condiciones de frontera

4.3.1 No flujo

La condición de frontera de no flujo se aplica a las fronteras $x = 0$, $x = xMax$ y $y = yMax$. Para dichas fronteras se aplica la siguiente ecuación:

$$-n \cdot \rho u = 0 \dots \dots \dots (4.8)$$

La condición de frontera de presión se aplica a la frontera $y = 0$. La ecuación correspondiente a la condición indica que

$$p = p_0$$

Donde p_0 adquiere el valor de la variable P_{down} .

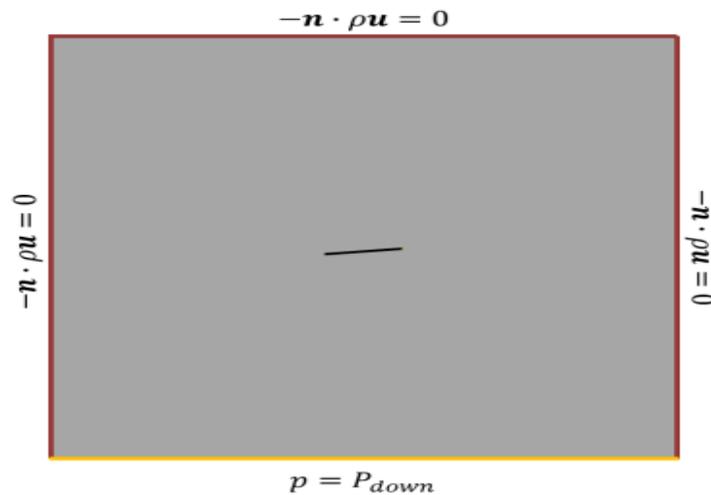


FIGURA 25: CONDICIONES DE FRONTERA PARA LA LEY DE DARCY Y CONSERVACIÓN DE MASA. RECUPERADO DE RECUPERACIÓN MEJORADA MEDIANTE EL USO DE ENERGÍA GEOTÉRMICA (TESIS DE LICENCIATURA) UNAM, DULCE STEPHANIE MÁRQUEZ LEONEL 2016

4.3.2 Temperatura

Hay cuatro condiciones de frontera para la temperatura:

1. La primera corresponde a la temperatura en la base del bloque de matriz, se aplica a la frontera $y = 0$. Para dicha frontera se aplica la siguiente ecuación:

$$T = T_0$$

Donde la temperatura T_0 adquiere el valor de la variable T_{down} .

2. La segunda condición es la temperatura en la cima del bloque de matriz, se aplica a la frontera $y = y_{Max}$. Para dicha frontera se aplica la siguiente ecuación:

$$T = T_0$$

Donde la temperatura $T_0 = T_{up}$. La variable T_{up} se define como:

$$T_{up} = T_{down} - (G_t * y_{Max}) \quad (4.9)$$

3. La tercera condición corresponde al gradiente geotérmico de la tierra, se aplica en las fronteras $x = 0$ y $x = x_{Max}$. Para dichas fronteras se aplica la siguiente ecuación:

$$T_{up} = T_{down} - (G_t * y) \quad (4.10)$$

4. La cuarta condición corresponde a la temperatura del tubo de calor, se aplica a la frontera. Para dichas fronteras se aplica la siguiente ecuación:

$$T = T_0$$

Donde la temperatura T_0 adquiere el valor de la variable $T_{tubería}$.

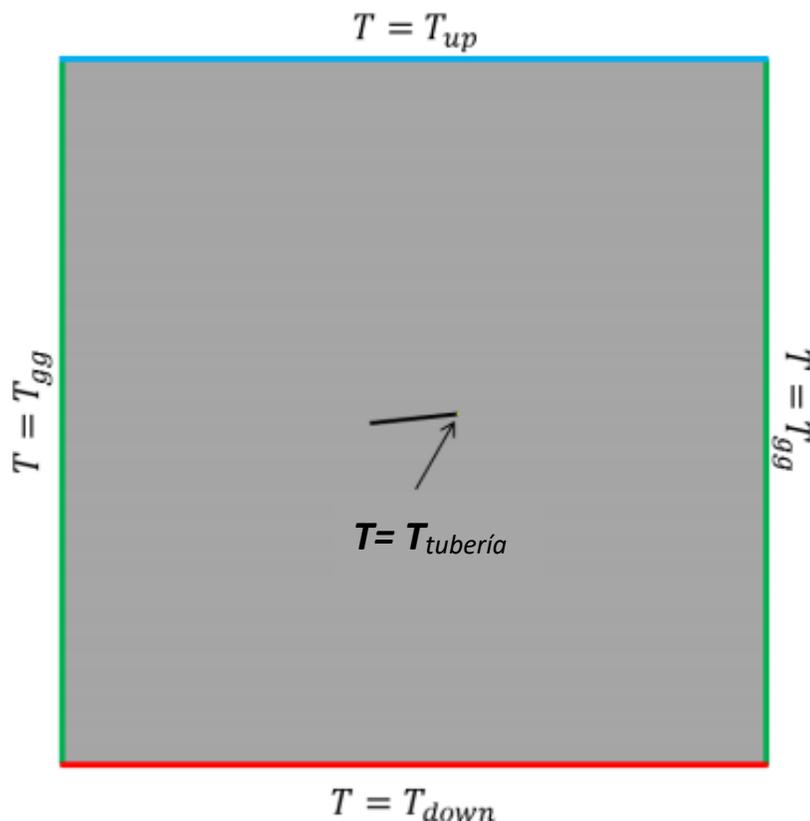


FIGURA 26: CONDICIONES DE FRONTERA PARA LA TRANSFERENCIA DE CALOR EN UN MEDIO POROSO, . RECUPERADO DE RECUPERACIÓN MEJORADA MEDIANTE EL USO DE ENERGÍA GEOTÉRMICA (TESIS DE LICENCIATURA) UNAM, DULCE STEPHANIE MÁRQUEZ LEONEL 2016

4.4 Valores iniciales

4.4.1 Presión

El valor inicial de presión se aplica a todos los dominios. La presión toma el valor de la variable P_{ini} . La presión inicial se define como la presión hidrostática para un fluido cuya densidad depende de la temperatura según la ecuación 4.3.

$$P_{ini} = g\rho_{down} \left(y + \beta_T G_t y \frac{y}{2} \right) + P_{down} \quad (4.11)$$

4.4.2 Temperatura del tubo de calor

En el tubo de calor se considera que, al ser éste un superconductor de calor, las variaciones de temperatura sobre él son muy pequeñas comparadas con la diferencia de temperatura entre la roca y el tubo. Entonces el comportamiento del tubo de calor se considera como un sólido de una muy alta conductividad térmica en donde uno de los extremos tiene una temperatura fija menor a la del yacimiento, $T_{tubería}$.

4.5 Propiedades de los materiales

Las propiedades de los materiales de los dominios y sus respectivos valores se muestran en la siguiente tabla:

Propiedades de los materiales empleados en el modelo de un tubo de calor en un medio poroso.

a) Dominio 1

Caliza			
Propiedades	Nombre	Valor	Unidades
Conductividad térmica	K	1.33	W/(m*K)
Densidad	ρ	2600	Kg/m ³
Permeabilidad	K	.1,1,3 y 5	Darcy
Porosidad	ε	.05,.1,.15 y .25	(1)

Capacidad calorífica a presión constante	Cp	900	j/(kg*K)
---	----	-----	----------

b) Dominio 2

Tubo de calor			
Propiedades	Nombre	Valor	Unidades
Conductividad térmica	K	Kpipe	W/(m*K)
Densidad	ρ	2600	Kg/m3
Permeabilidad	K	.1,1,3 y 5	Darcy
Porosidad	ε	.05,.1,.15 y .25	(1)
Capacidad calorífica a presión constante	Cp	900	j/(kg*K)

c) Fluido de trabajo

Agua			
Propiedades	Nombre	Valor	Unidades
Conductividad térmica	K	Kpipe	W/(m*K)
Densidad	ρ	2600	Kg/m3
Conductividad Electronica	sigma	.1,1,3 y 5	Darcy
Capacidad calorífica a presión constante	Cp	.05,.1,.15 y .25	(1)
Viscosidad dinámica	U	900	j/(kg*K)

Conductividad térmica del tubo de calor La conductividad térmica del tubo de calor está en función de su ángulo de inclinación, su longitud y ancho, como se expresa en la siguiente ecuación.

La ecuación (4.11) se derivó a partir de la ecuación propuesta por Hudakorn, Sakulchangsattajai, & Terdtoon (2008), para correlacionar el flujo de calor crítico con el ángulo de inclinación del tubo de calor.

4.6 Malla

La malla empleada en el modelo es una malla triangular cuyo elemento mayor es de 2 metros y el elemento menor es de 4 milímetros.

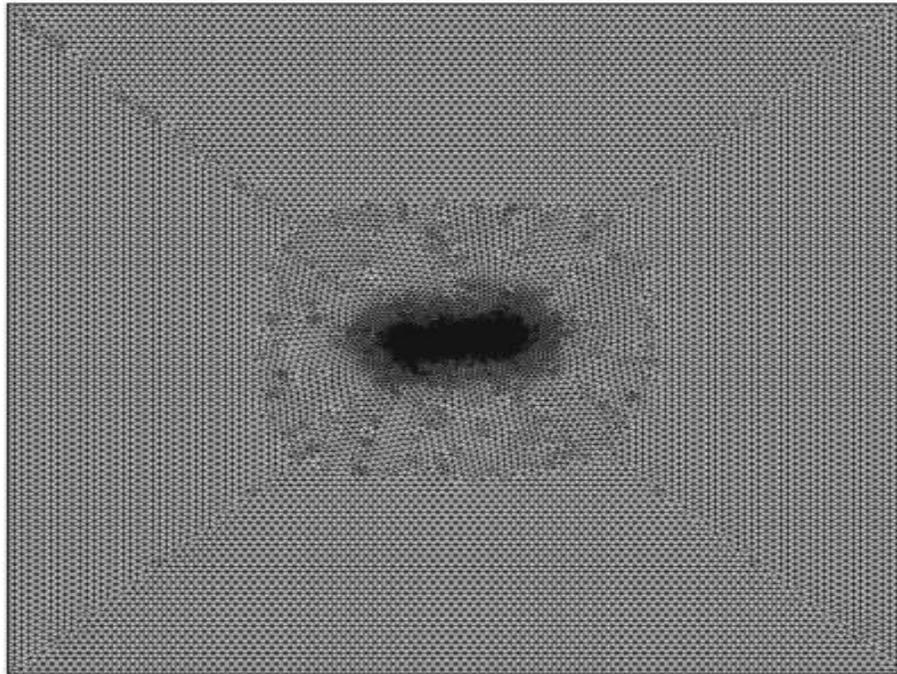


FIGURA 27: MALLA EMPLEADA EN EL MODELO. RECUPERADO DE RECUPERACIÓN MEJORADA MEDIANTE EL USO DE ENERGÍA GEOTÉRMICA (TESIS DE LICENCIATURA) UNAM, DULCE STEPHANIE MÁRQUEZ LEONEL 2016

Durante el proceso de simulación numérica se consideraron los diámetros de tuberías comúnmente usadas para la producción en la industria petrolera. Se consideró que la roca sería caliza saturada en agua. La conductividad térmica de la roca se consideró constante y el gradiente geotérmico cambia linealmente $0.011^{\circ}\text{F}/\text{pie}$ a medida que se profundiza en la corteza terrestre. El tiempo del proceso fue de 28 días.

En cada uno de los escenarios propuestos se hace una variación de las condiciones iniciales de inyección tales como: gasto, calidad de vapor, presión y temperatura; con el fin de determinar el conjunto más adecuado que tenga la menor pérdida de temperatura hacia formaciones.

Para determinar la temperatura, presión o calidad de vapor de inyección se utilizó un macros realizado en Excel que determina estos parámetros.

Los resultados de los modelos matemáticos presentados en esta tesis se encuentran en unidades del sistema inglés; para fines prácticos los resultados reflejados en las gráficas se presentarán en el sistema internacional de unidades.

Los resultados presentados en las gráficas del efecto de la temperatura sobre la viscosidad del aceite pesado, son en el instante en el cual el pozo se abre a producción. Ya que se considera que la tubería mantiene la última temperatura del paso de inyección de vapor.

La temperatura normalizada, es el producto de la división de la temperatura en la tubería entre la temperatura a la que se encuentra el yacimiento, mientras el producto de esta división sea mayor a uno, significa que el fluido inyectado está llegando a una temperatura mayor a la que se encuentra el pozo.

Consideraciones	Símbolo	Valor	Unidades
radio interno de la tubería	r_l	0.21	Ft
Radio externo de la tubería	r'_l	0.22	Ft
Conductividad Térmica de la tierra	K_{hf}	2.05	BTU/hr-ft-°F
Conductividad Térmica de la tubería	K_{ht}	30	BTU/hr-ft-°F
Temperatura de la superficie de la tierra	T_m	86	°F
difusividad térmica de la tierra	A	0.046	ft ² /hr
gradiente geotérmico	a	0.011	°F/ft
calor latente del vapor	L_v	682	BTU/lb
profundidad del pozo	Z	2296.59	Ft
Gravedad	g	417011328	ft/(hr ²)
factor de conversión	g_c	417000000	lbm-ft/lbf-(hr ²)
cte universal de gas ideal	R	10.732	(lb*pg-ft ³)/(lbm-mol-°R)
cte stefan-boltzman	σ	$1.71 \cdot 10^{-9}$	BTU/(hr-ft ² -°R)
Emisividad de la tubería	ϵ	.9	Adimensional
Emisividad del aislante	ϵ_{ins}	.01	Adimensional

TABLA 2: DATOS CONSIDERADOS PARA LA SIMULACIÓN NUMÉRICA.

En la ilustración 1 se muestra los datos de entrada, del lado izquierdo se muestran los datos que son constantes mostrados en la tabla 2. En la parte central se encuentran las gráficas de temperatura, presión, calidad de vapor, energía que llega al yacimiento, la energía generada, temperatura normalizada, expansión térmica de la tubería y la viscosidad. Del lado derecho se muestra el estado mecánico de la tubería, que puede ser modificada o adaptada a las condiciones de la tubería en el campo.

Modelo simplificado de inyección cíclica de vapor para yacimientos de aceite pesado

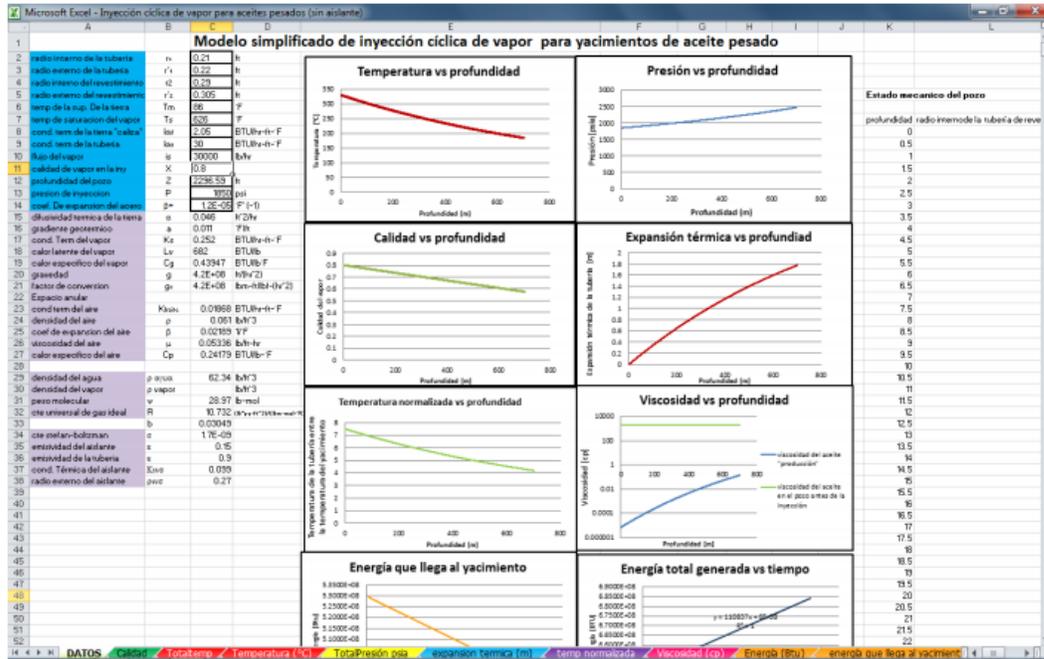


ILUSTRACIÓN 1: MODELO SIMPLIFICADO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR PARA YACIMIENTOS DE ACEITE PESADO

Datos de entrada al programa

Para obtener los resultados que tiene la temperatura sobre la viscosidad en un aceite pesado, se considera pertinente utilizar los datos reales de viscosidad existentes en un pozo en la zona sur de México. Para obtener una ecuación que represente la viscosidad a cualquier temperatura, se ajustó la curva a los datos conocidos en la figura 17 y se muestra la ecuación. En la tabla 6 se muestra la variación de la viscosidad a diferentes temperaturas.

Tabla 3 datos de la viscosidad a distintas temperaturas

Viscosidad (cP)									
Pozo Sur	Temperatura (°C)								
	20	30	40	50	60	70	80	90	100
	15,956	5,335	2,125	948	481	259	152	95	63

TABLA 3: DATOS DE VISCOSIDAD A DISTINTAS TEMPERATURAS.

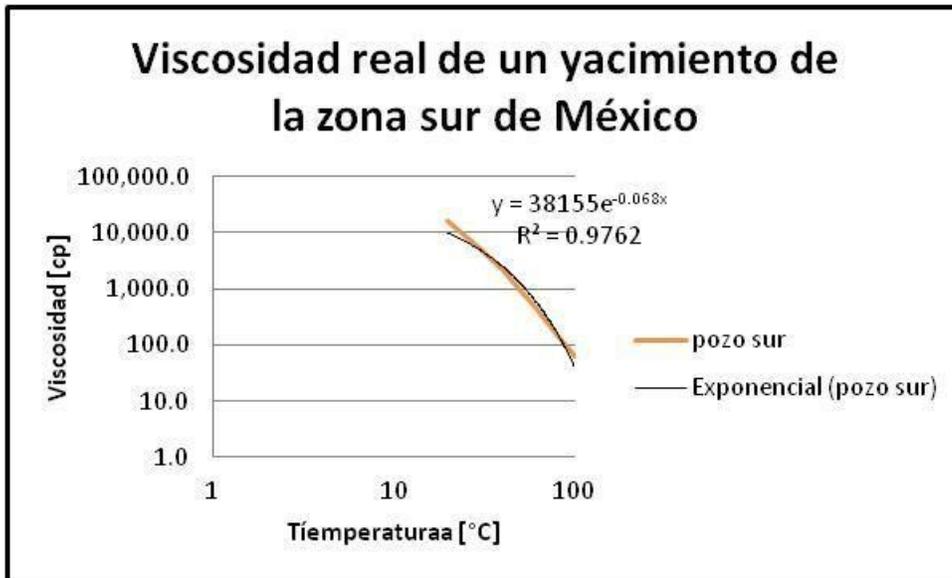


FIGURA 28: CURVA DE AJUSTE PARA OBTENER DATOS DE VISCOSIDAD OBTENIENDO LA SIGUIENTE ECUACIÓN.

$$y = 38155e^{-.68x}$$

Donde en esta ecuación “y” representa a la viscosidad y “x” a la temperatura

4.7 Resultados de Escenarios

4.7.1 Escenario 1

En el escenario 1 se reportó un gasto de 22638 lb/ hr a una temperatura de inyección de 626 °F con calidad de 0.8 y una presión de inyección de 1800 Psia. Al final de este periodo se reportó lo siguiente

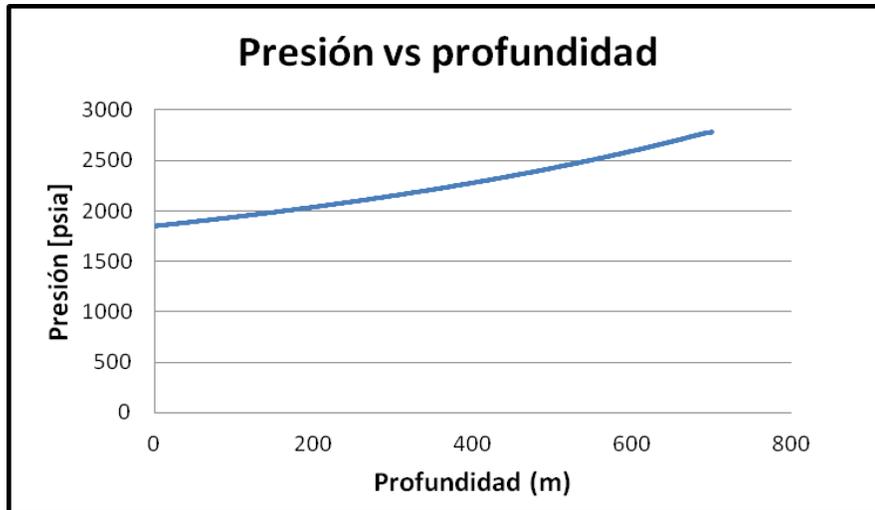


FIGURA 29: GRÁFICA DEL ESCENARIO 1 PRESIÓN CONTRA PROFUNDIDAD.

La presión fue en aumento a una tasa de alrededor de 1.2 psia cada metro con dichas condiciones.

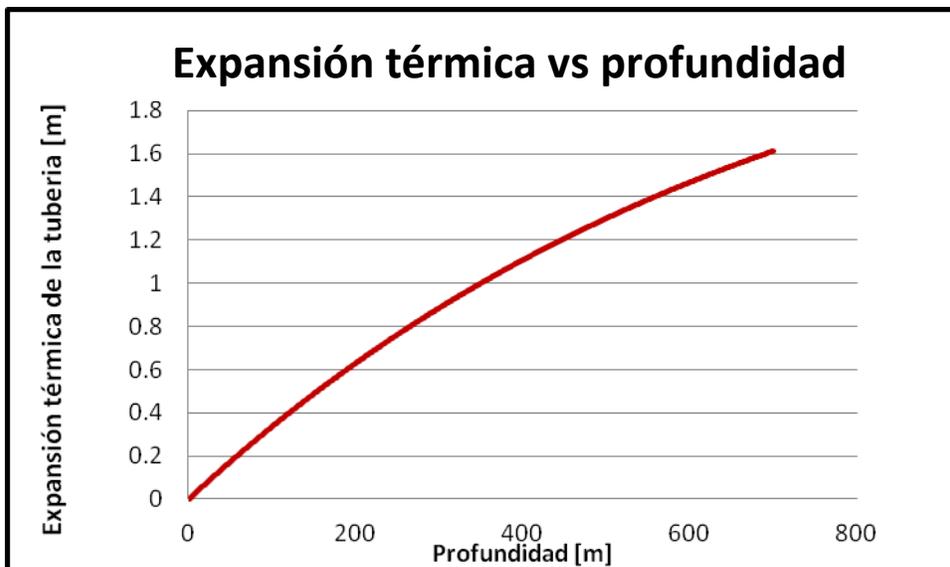


FIGURA 30: GRÁFICA DEL ESCENARIO 1 EXPANSIÓN TÉRMICA DE LA TUBERÍA CONTRA LA PROFUNDIDAD

La expansión térmica a los 700m se comportó de manera radical a medida que iba en aumento la profundidad alcanzando un valor de 1.6 m en 700 m de profundidad.

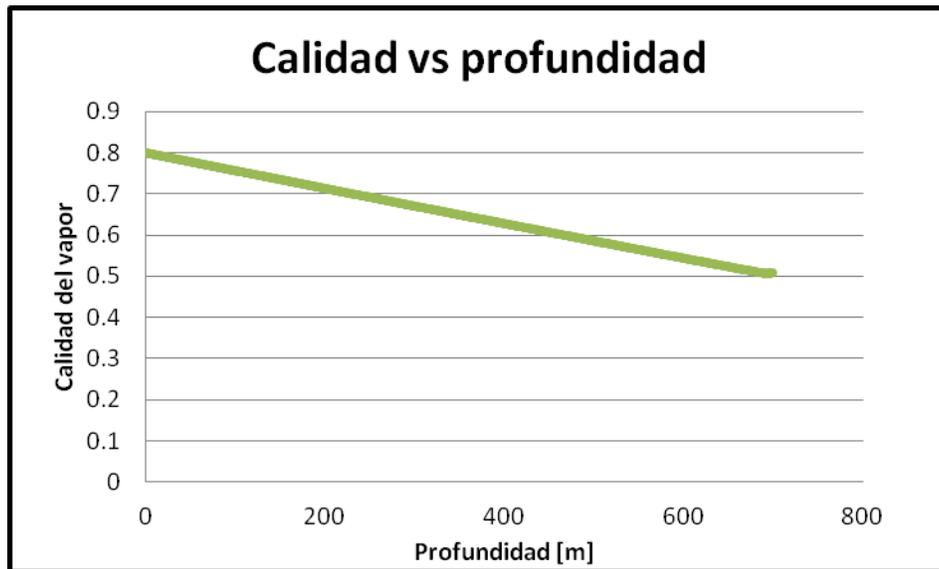


FIGURA 31: GRÁFICA DEL ESCENARIO 1 CALIDAD DE VAPOR CONTRA LA PROFUNDIDAD

El vapor fue en decremento según iba aumentando la profundidad, quedando en un valor de .5 unidades en 700m de profundidad.

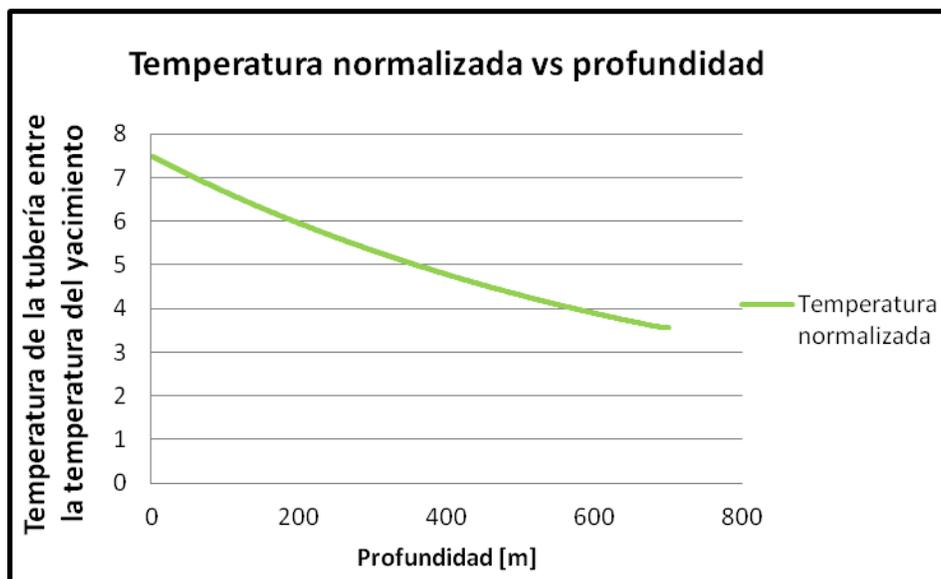


FIGURA 32: GRÁFICA DEL ESCENARIO 1 TEMPERATURA NORMALIZADA CONTRA PROFUNDIDAD

Haciendo fracción entre la temperatura de la tubería entre la temperatura del yacimiento para hacer un tipo de promedio nos da una disminución de unidades al llegar a los 700m de

profundidad, esto se puede dar debido a que la temperatura de la tubería va contrarrestando la temperatura del yacimiento.

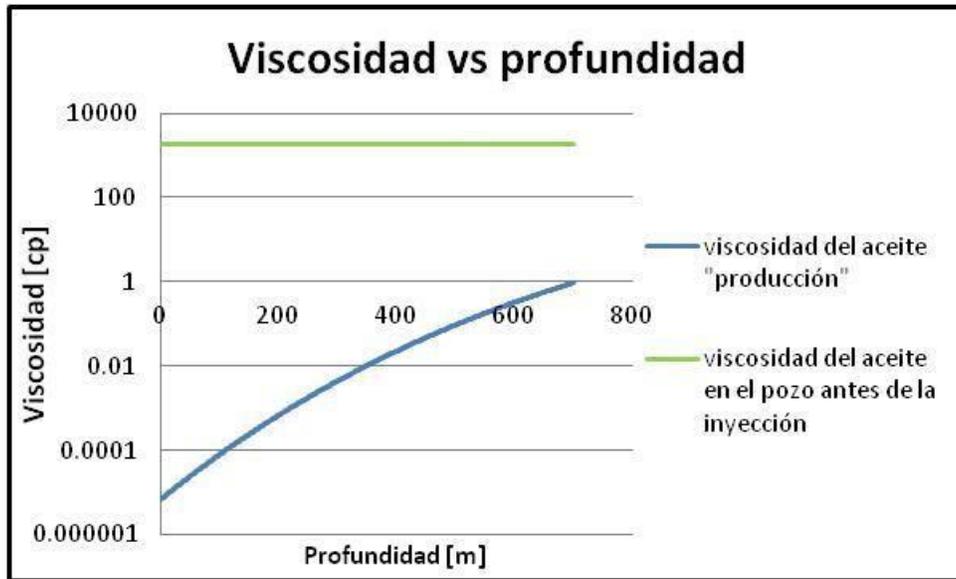


FIGURA 34:GRÁFICA DEL ESCENARIO 1 VISCOSIDAD CONTRA PROFUNDIDAD

En esta gráfica podemos observar la gran diferencia de viscosidades cuando se aplica el método y cuando no, que pasa de ser un crudo extra-pesado y pasa a ser un crudo ligero o súper ligero a medida de que va decreyendo la profundidad.

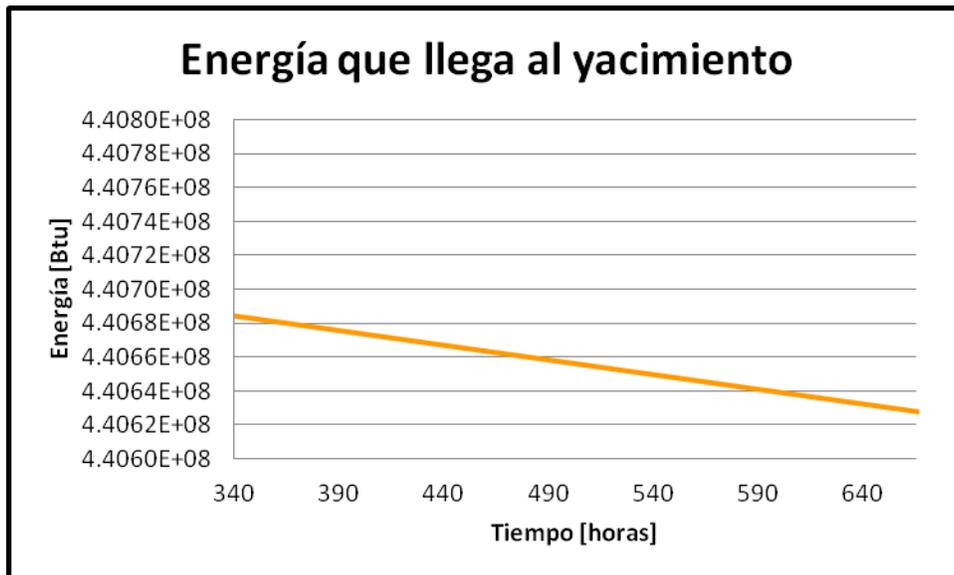


FIGURA 33: GRÁFICA DEL ESCENARIO 1 ENERGÍA QUE LLEGA AL YACIMIENTO CONTRA TIEMPO

De igual manera observamos que la energía va disminuyendo a medida que aumenta el tiempo en la inyección, esta gráfica fue medida en 12.5 días.

4.7.2 Escenario 2

En el escenario 2 se reportó un gasto de 30000 lb/ hr a una temperatura de inyección de 700 °F con calidad de 0.8 y una presión de inyección de 3050 Psia durante un mes.

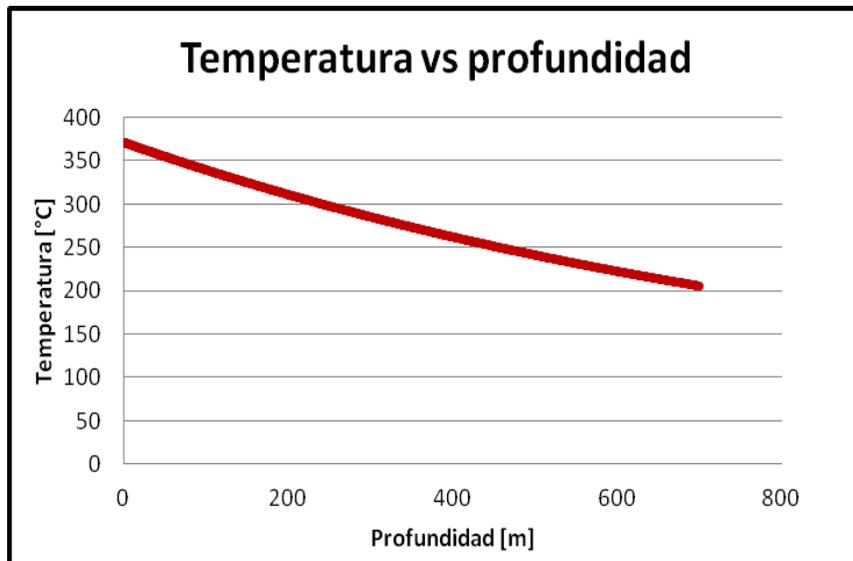


FIGURA 35: GRÁFICA DEL ESCENARIO 2 TEMPERATURA CONTRA LA PROFUNDIDAD.

En esta gráfica podemos observar un comportamiento en el cual la temperatura va descendido de acuerdo va aumentando la profundidad en la inyección.

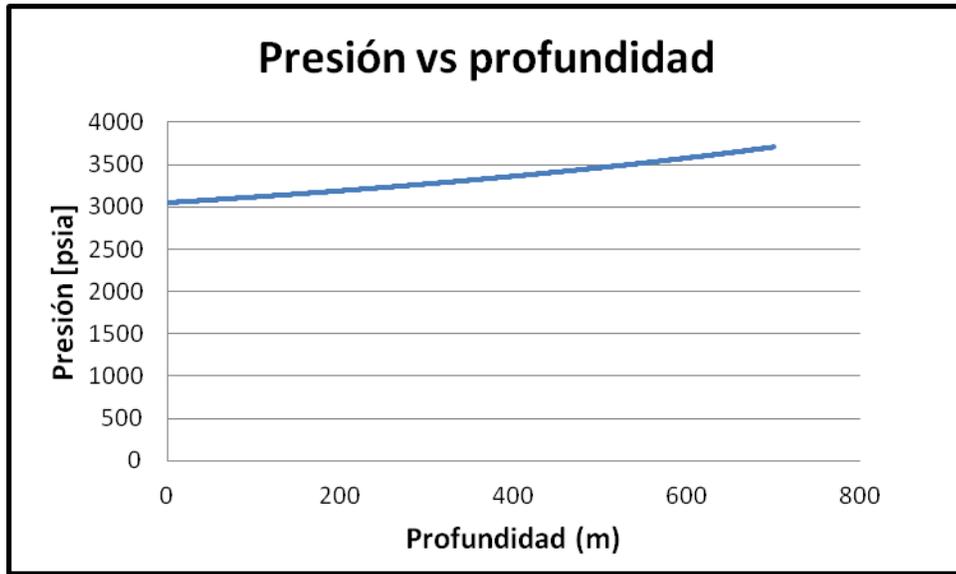


FIGURA 36: GRÁFICA DEL ESCENARIO 2 PRESIÓN CONTRA LA PROFUNDIDAD

Comparando la gráfica contra el comportamiento de la gráfica anterior el Δ de presión es menor, pero se inicia con una presión mayor en este escenario.

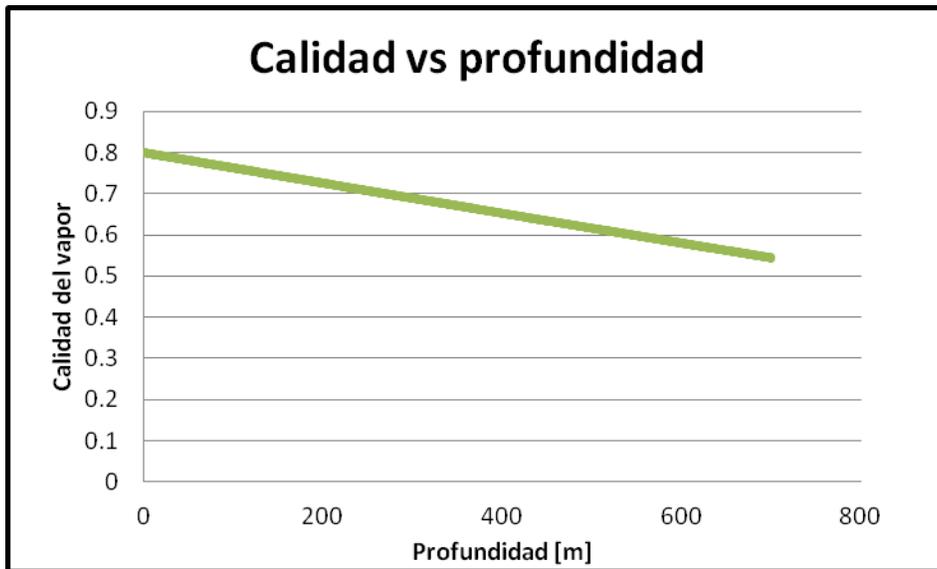


FIGURA 37: GRÁFICA DEL ESCENARIO 2 CALIDAD DE VAPOR CONTRA LA PROFUNDIDAD

De igual manera, la calidad en este escenario, aunque aumenta, no se ve el comportamiento como el escenario 1, llegando a las 0.55 unidades.

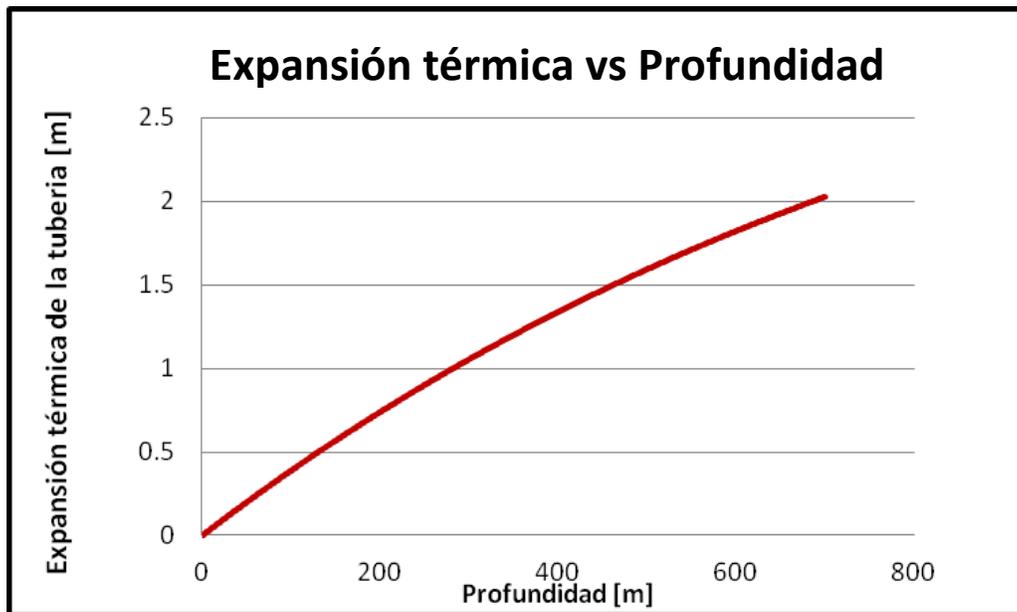


FIGURA 38: GRÁFICA DEL ESCENARIO 2 EXPANSIÓN TÉRMICA DE LA TUBERÍA CONTRA LA PROFUNDIDAD

Podemos observar como la expansión térmica es mucho mayor al anterior escenario, llegando arriba de 2m en 700m, la misma profundidad en todos los casos.

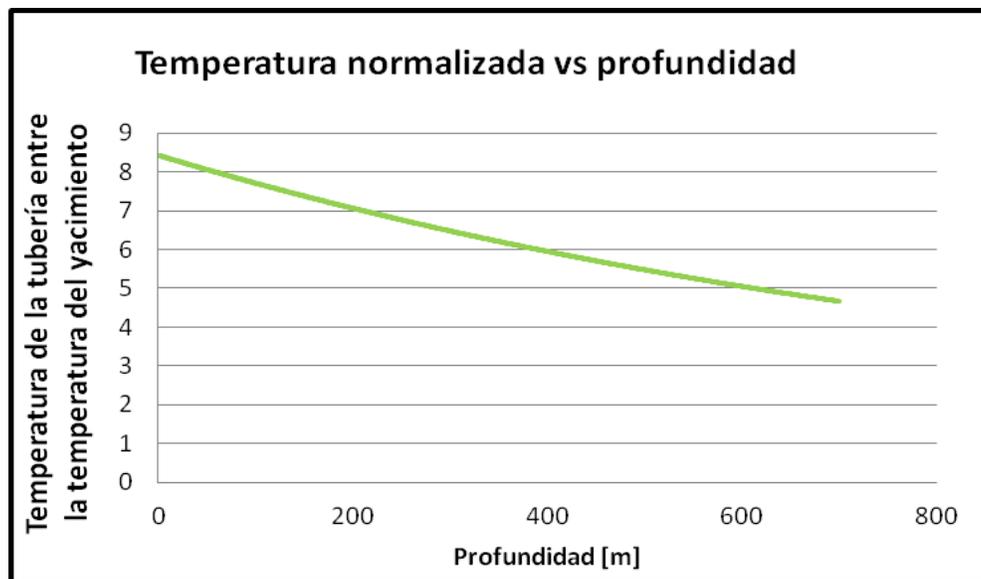


FIGURA 39: GRÁFICA DEL ESCENARIO 2 TEMPERATURA NORMALIZADA CONTRA PROFUNDIDAD

En el caso de la gráfica de temperatura normalizada, se observa el mismo comportamiento que el caso anterior dejando el valor en 4.5 unidades aproximadamente en 700m.

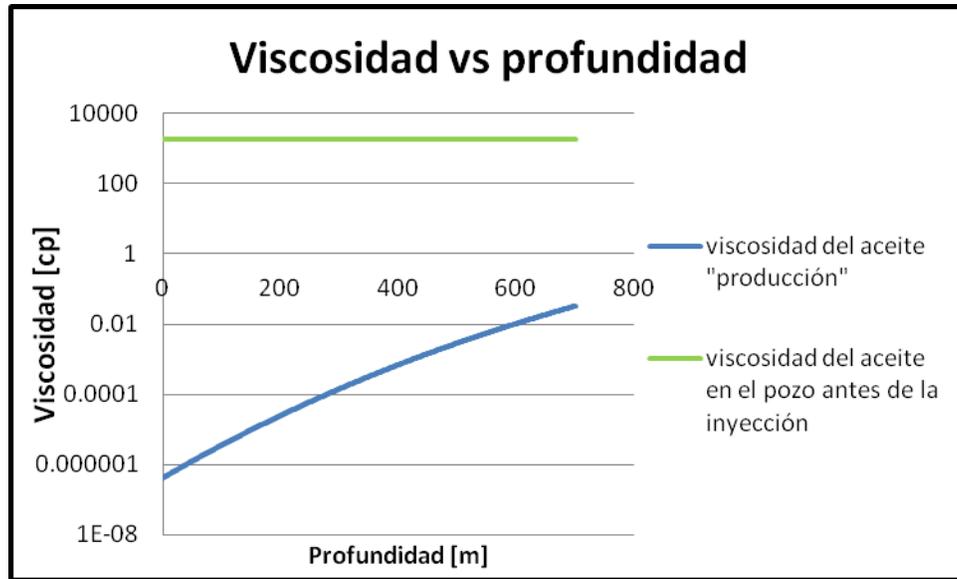


FIGURA 40: GRÁFICA DEL ESCENARIO 2, VISCOSIDAD CONTRA PROFUNDIDAD

Observamos que comparando con el escenario anterior muestra, aunque una gran reducción de la viscosidad se sigue registrando una mejor reducción en el escenario 1.

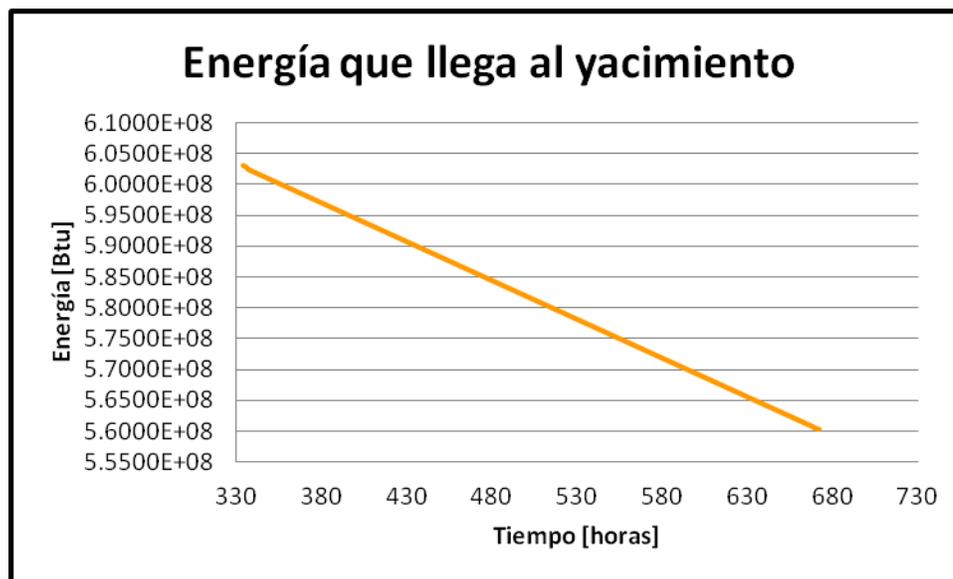


FIGURA 41: GRÁFICA DEL ESCENARIO 2 ENERGÍA QUE LLEGA AL YACIMIENTO CONTRA TIEMPO

La energía, en este caso, comienza con una energía mayor pero la declinación es mucho mayor al escenario anterior en el mismo periodo de tiempo.

4.7.3 Escenario 3

En la siguiente grafica se reportó un gasto de vapor de 40000 lb/ hr a una temperatura de inyección de 626 °F con calidad de 0. 8 y una presión de inyección de 1800 Psia durante 28 días.

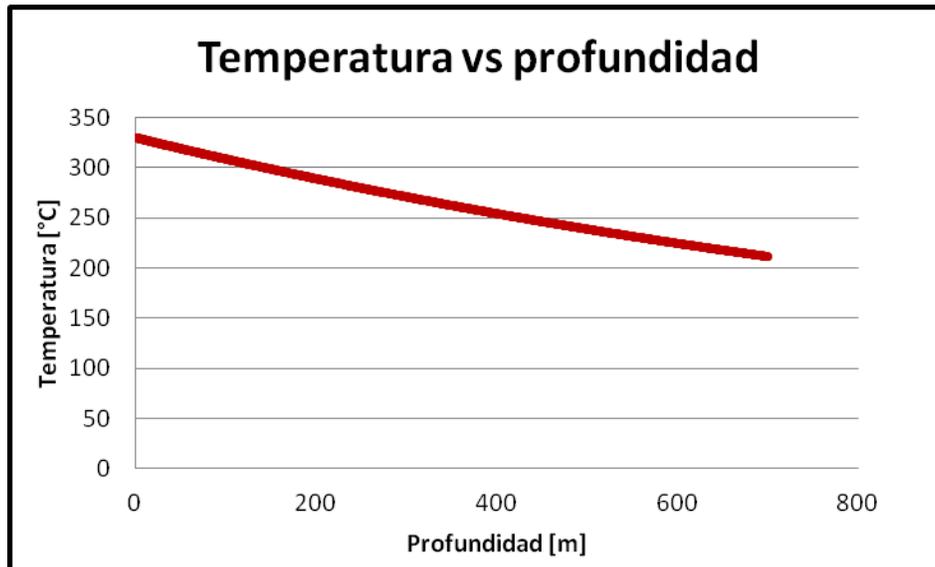


FIGURA 42: GRÁFICA DEL ESCENARIO 3 TEMPERATURA CONTRA PROFUNDIDAD

Observamos que la gráfica tiene el mismo comportamiento que las gráficas anteriores solo varía la temperatura de inicio, pero de decaimiento de los valores son similares en todos los escenarios.

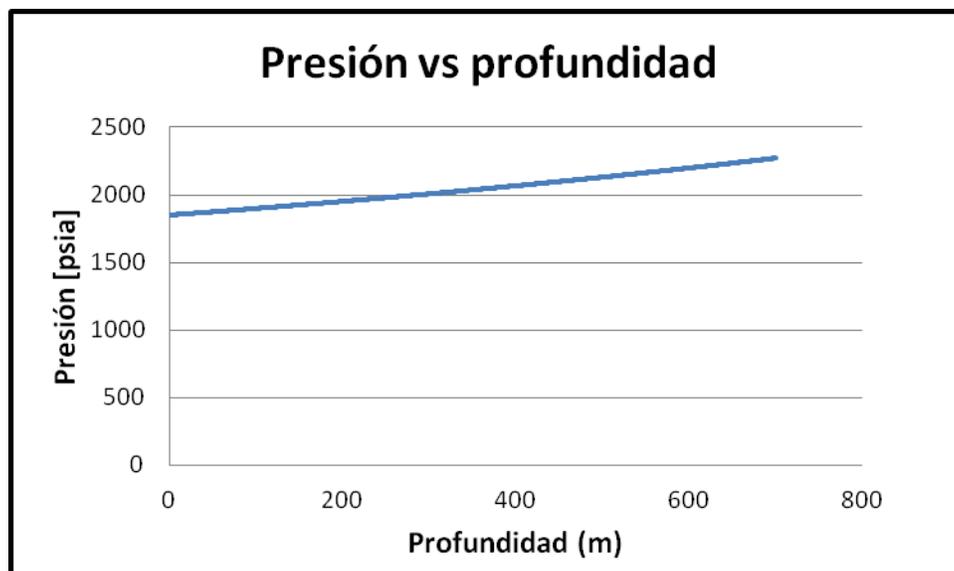


FIGURA 43: GRÁFICA DEL ESCENARIO 3 PRESIÓN CONTRA PROFUNDIDAD

En esta grafica se ve una diferencia de aproximadamente 450 psia del inicio a los 700m, comportamiento que el aumento en la presión es menor conforme el gasto de inyección aumenta.

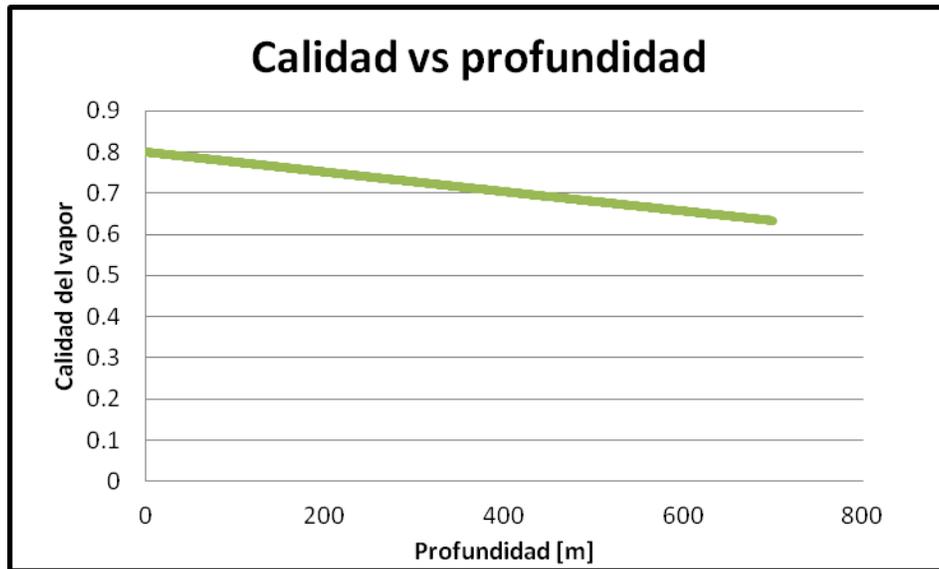


FIGURA 44: GRÁFICA DEL ESCENARIO 3 CALIDAD DE VAPOR CONTRA PROFUNDIDAD.

La calidad con este gasto se vio en un menor decremento de vapor, con respecto a las otras pruebas de gastos menores.

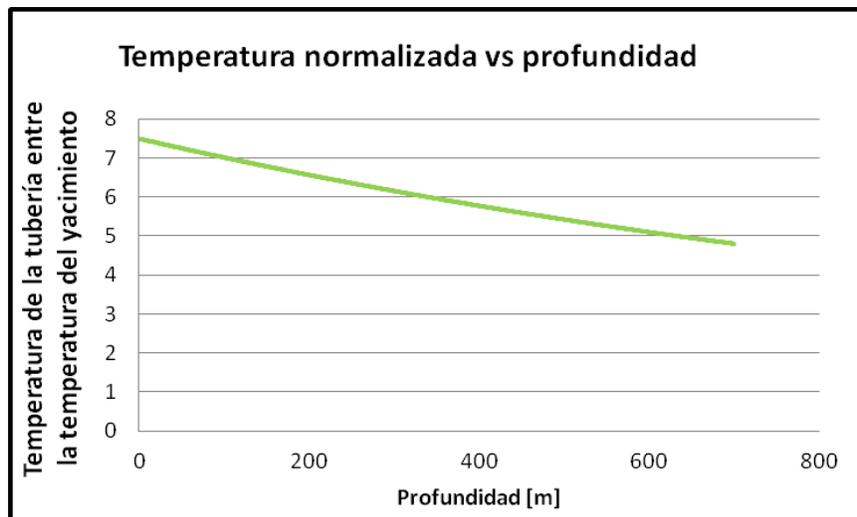


FIGURA 45: GRÁFICA DEL ESCENARIO 3 VISCOSIDAD CONTRA PROFUNDIDAD

Se muestra un valor aproximado al del escenario 2, con una diferencia de alrededor de 2 décimas.

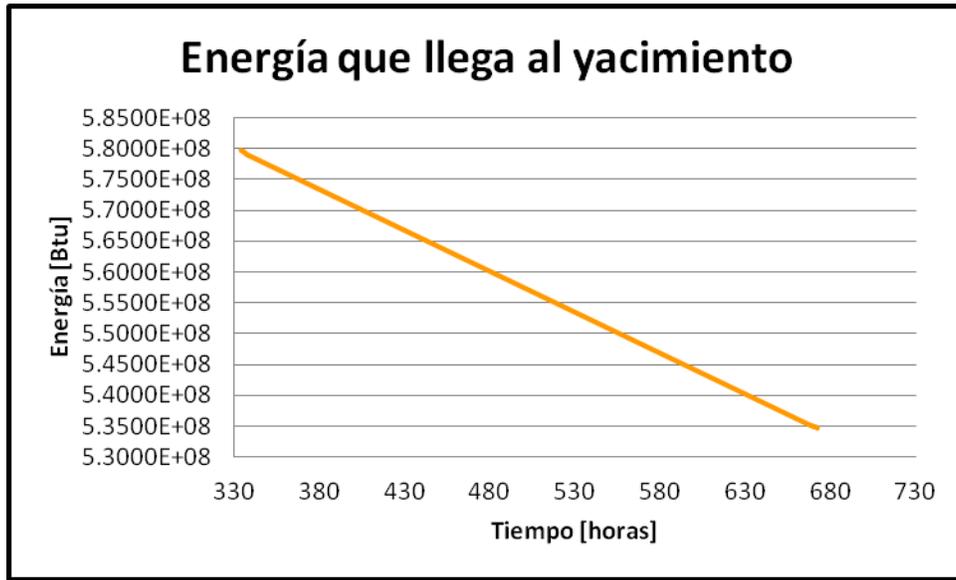


FIGURA 46: . GRÁFICA DEL ESCENARIO 3 ENERGÍA QUE LLEGA AL YACIMIENTO CONTRA PROFUNDIDAD

Se muestra una caída promedio de 0.01657btu, aproximadamente, por hora.

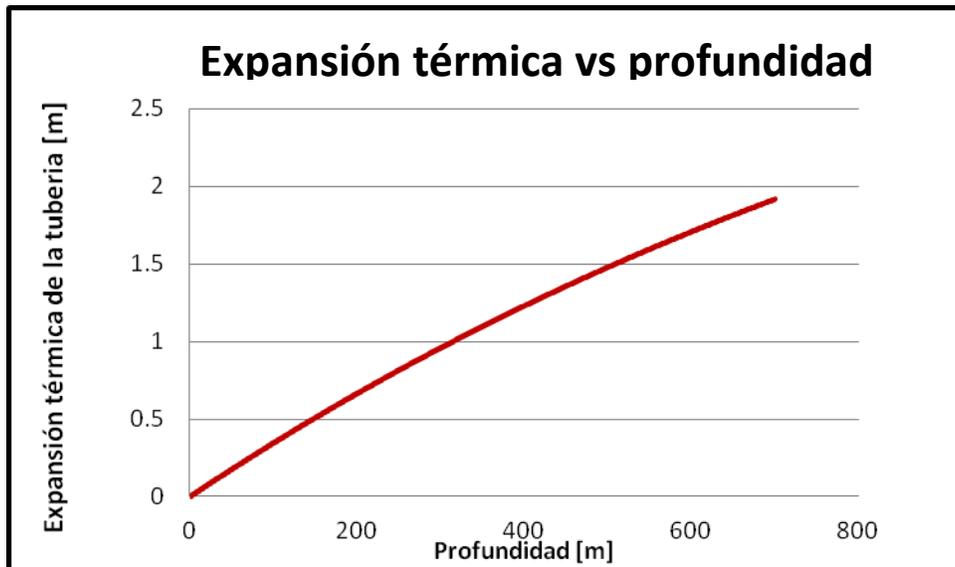


FIGURA 47: GRÁFICA DEL ESCENARIO 3 EXPANSIÓN TÉRMICA DE LA TUBERÍA CONTRA LA PROFUNDIDAD

El comportamiento de este valor es igual o similar al del escenario 2, en este nos da un resultado de aproximadamente 1.8 m en 700 m de profundidad.

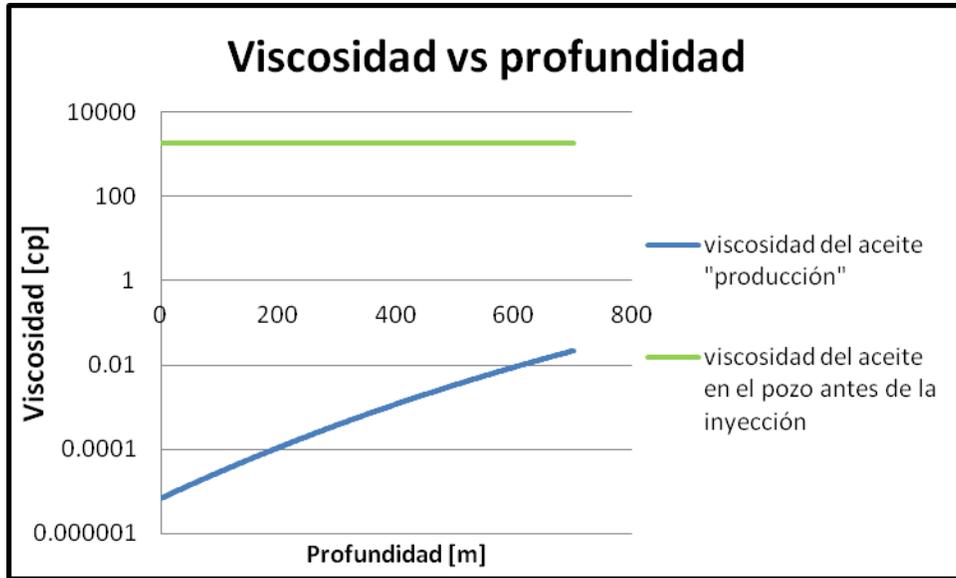


FIGURA 48: GRÁFICA DEL ESCENARIO 3 VISCOSIDAD CONTRA PROFUNDIDAD

Muestra una reducción ligeramente mayor de viscosidad en comparación al escenario 2

4.7.4 Escenario 4

En la siguiente gráfica se reportó un gasto de 18000 lb/hr a una temperatura de inyección de 626 ° F con calidad de 0.9 y una presión de inyección de 1870 Psia durante 28 días.

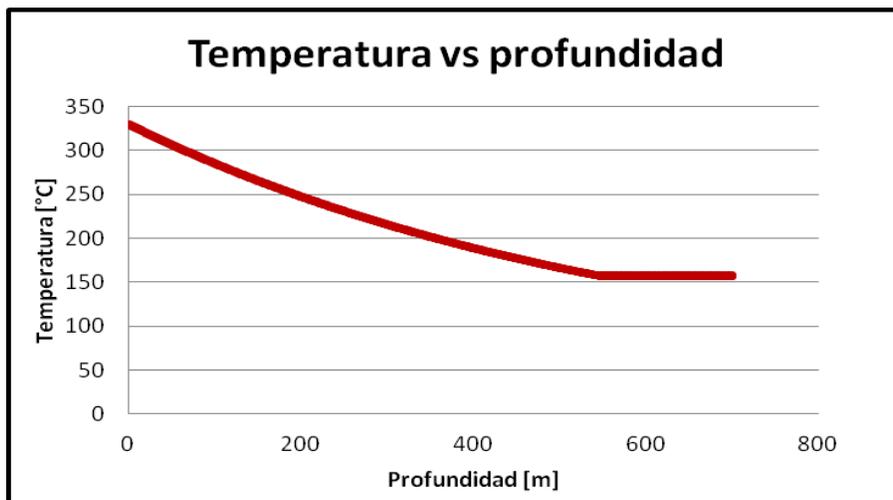


FIGURA 49: GRÁFICA DEL ESCENARIO 4 TEMPERATURA CONTRA PROFUNDIDAD.

En este caso podemos observar como a cierta profundidad hace una tendencia horizontal sobre temperatura de 150°C. Lo que quiere decir que una vez que llega al punto de los 550m, aproximadamente, de profundidad la temperatura se estabiliza y se mantiene.

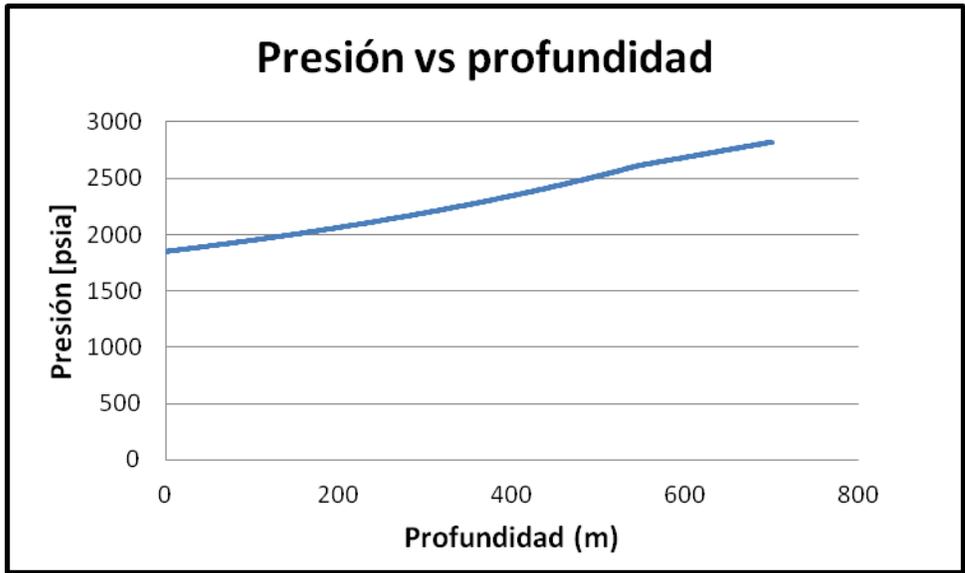


FIGURA 50: GRÁFICA DEL ESCENARIO 4 PRESIÓN CONTRA PROFUNDIDAD.

El Δ de presión con estas condiciones de inyección muestran un comportamiento casi igual al del escenario 1, con un Δ de 900 psia.

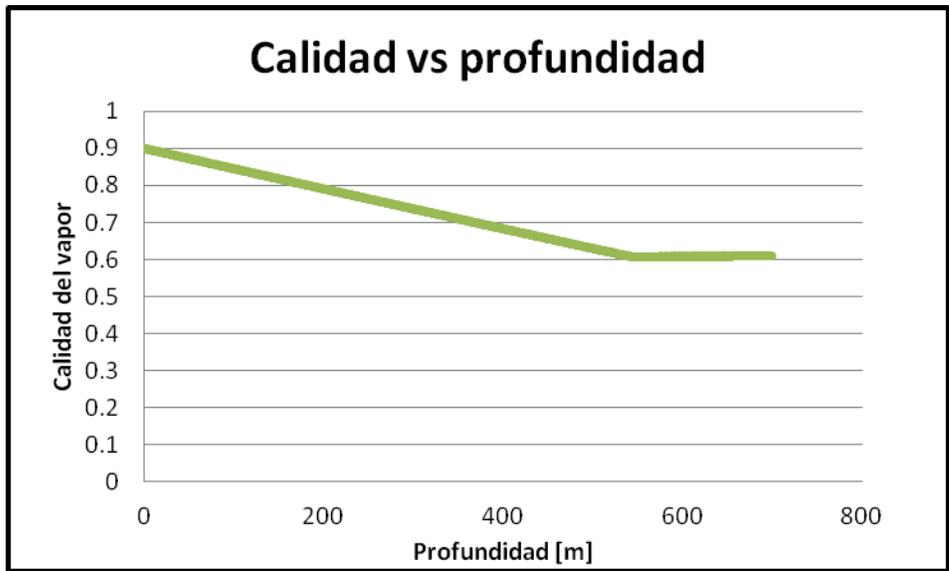


FIGURA 51: GRÁFICA DEL ESCENARIO 4 CALIDAD DE VAPOR CONTRA PROFUNDIDAD.

Esta gráfica tiene un comportamiento similar al de la gráfica **temperatura vs profundidad** de este mismo escenario, que a los 550m de profundidad tenía un comportamiento lo que se puede interpretar que como no hay un cambio de temperatura la calidad en la inyección se mantiene en 0.6 unidades y ya no se reduce. Lo que nos dice que habrá una mayor presencia de vapor a

estas condiciones de inyección.

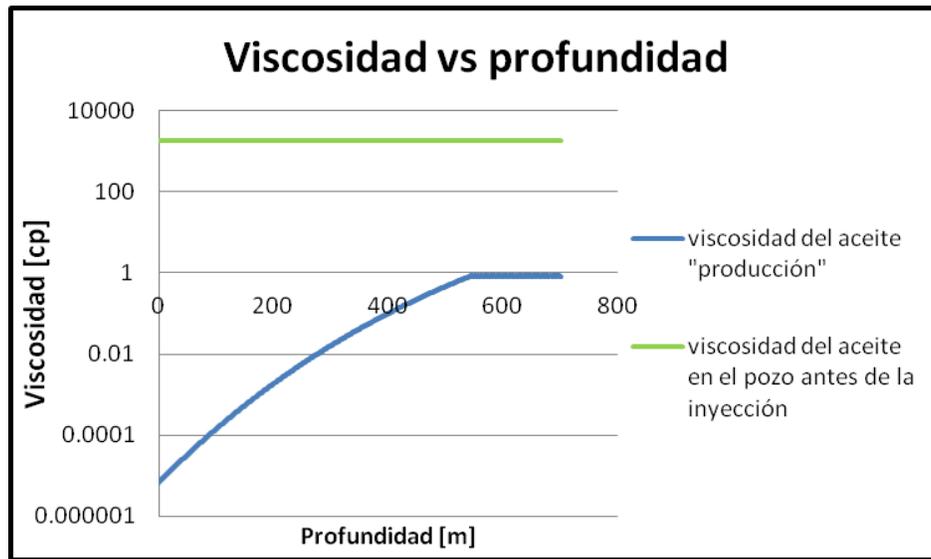


FIGURA 52: GRÁFICA DEL ESCENARIO 4 VISCOSIDAD CONTRA PROFUNDIDAD.

Debido que a la profundidad de 550m no hay un aumento de temperatura la viscosidad de mantiene y el comportamiento conforme va reduciendo la profundidad es similar a los de los escenarios anteriores.

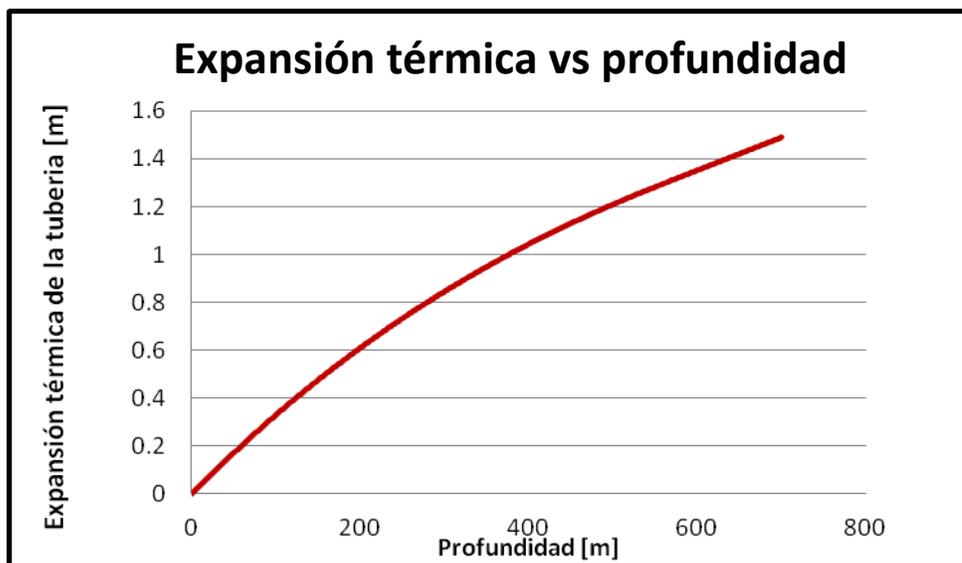


FIGURA 53: GRÁFICA DEL ESCENARIO 4 EXPANSIÓN TÉRMICA DE LA TUBERÍA CONTRA LA PROFUNDIDAD

La expansión térmica se comporta de la misma manera que el escenario 1.

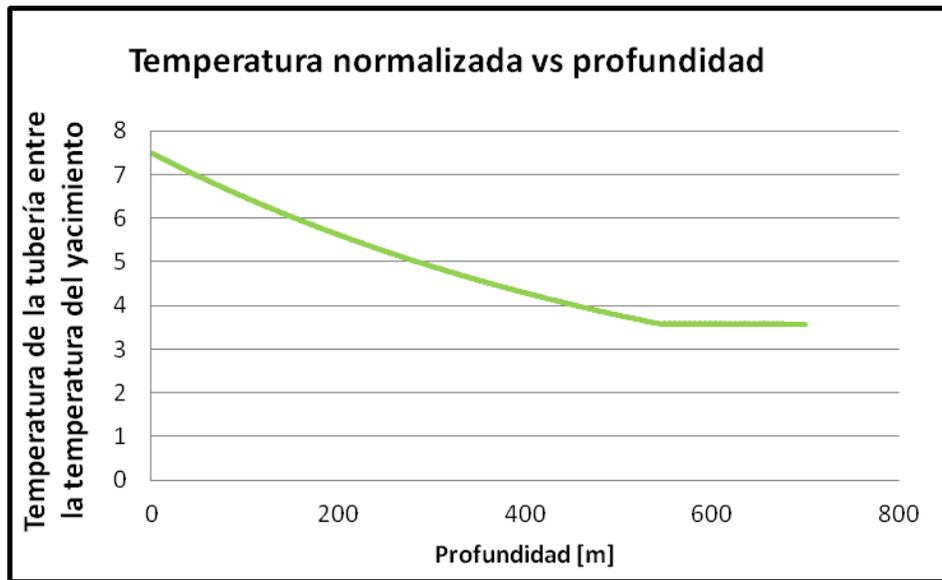


FIGURA 54: GRÁFICA DEL ESCENARIO 4 TEMPERATURA NORMALIZADA CONTRA PROFUNDIDAD

El comportamiento del gráfico donde interviene la temperatura se comportan de la misma manera en este escenario, va reduciendo el valor hasta mantener un valor estable debido a que no hay un diferencial de temperatura a los 550m de profundidad.

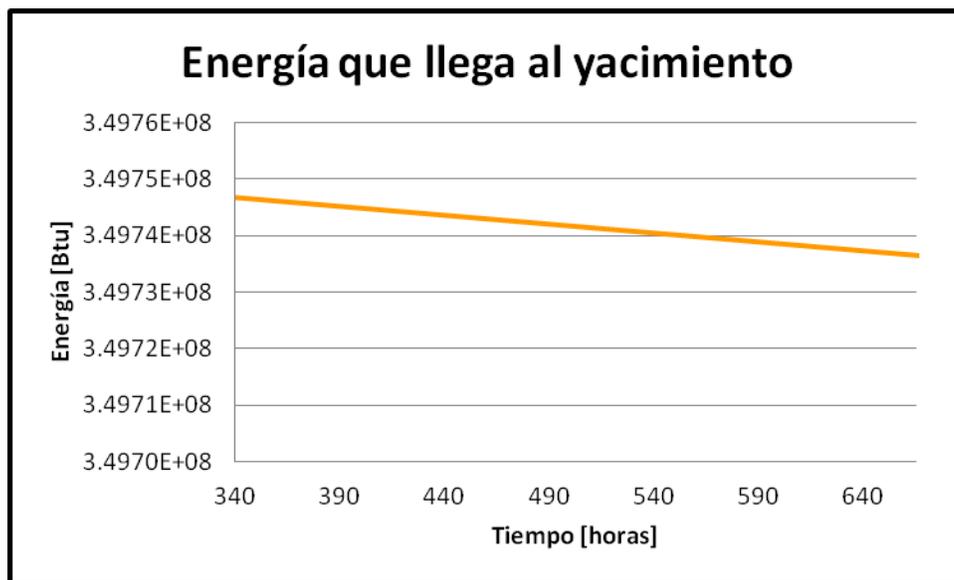


FIGURA 55: GRÁFICA DEL ESCENARIO 4 ENERGÍA QUE LLEGA AL YACIMIENTO.

La diferencial de energía, en este escenario, es menor en este escenario, debido al intercambio de calor antes mencionado.

4.7.5 Resultados:

Escenario	Gasto (lb/hr)	[° F]	[° F]	% pérdida de temperatura			% pérdida de calidad	[Psia]	[Psia]	% Aumento de presión
1	22638	626	312.75	50.0%	.8	.5	37.55	1800	2741.7	52.31%
2	30000	700	402.64	42.0%	.8	.54	32.5%	3050	3705.9	21.56%
3	40000	626	413.21	33.99%	.8	.633	20.87%	1800	2222.2	23.45%
4	18000	626	269.23	56.99%	.9	.52	42.22	1870	3005.4	60.72%

TABLA 4: COMPARACIÓN DE RESULTADOS ENTRE LOS DIFERENTES ESCENARIOS

	Deformación máxima [ft]	Viscosidad mínima [c P]
Escenario 1	5.2984	6.882E-06
Escenario 2	7.1852	4. 20125 E-07
Escenario 3	6.2941	6. 87027 E-06
Escenario 4	4.8106	6. 88898 E-06

TABLA 5: DEFORMACIÓN MÁXIMA DE LA TUBERÍA EN LOS DISTINTOS ESCENARIOS

El siguiente análisis se realizó con una temperatura y presión de inyección constante con el fin

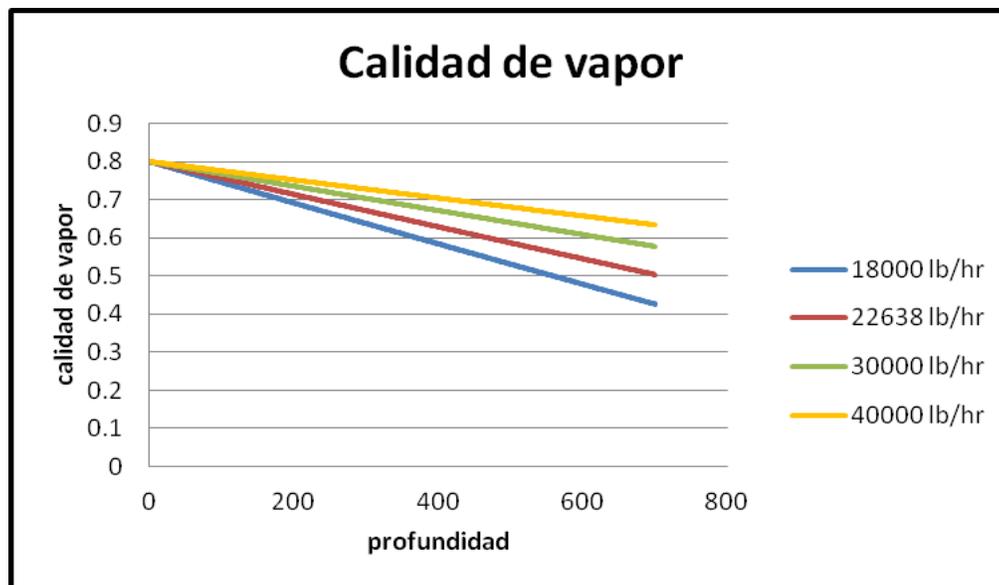


FIGURA 56: EFECTO EN LA CALIDAD DE VAPOR A GASTOS MÁXICOS DIFERENTES A PRESIÓN Y TEMPERATURA DE INYECCIÓN CONSTANTES

de observar el comportamiento a diferentes gastos másicos. La temperatura de inyección fue 330° C y la presión de inyección fue 1850 Psia. Para este caso se realizó un periodo de 672 horas.

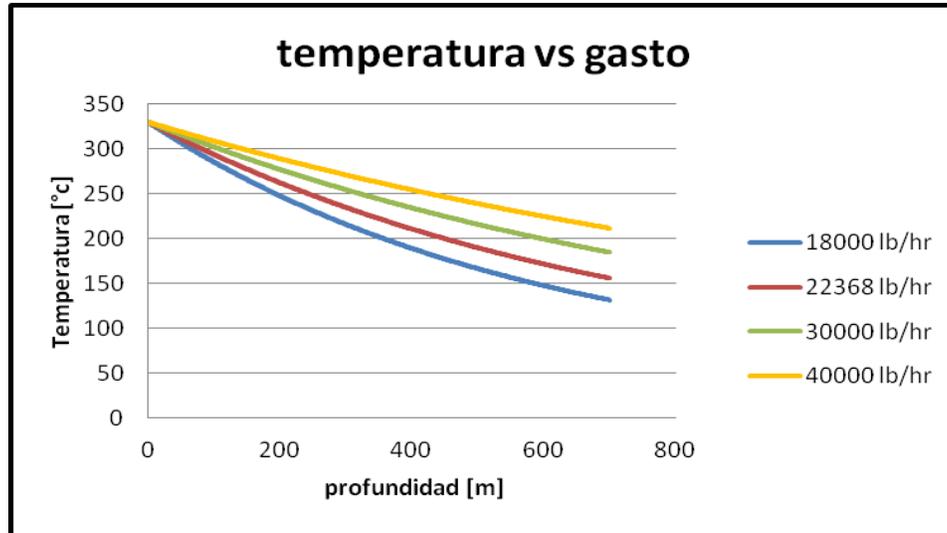


FIGURA 57: EFECTO EN LA TEMPERATURA A GASTOS MÁSICOS DIFERENTES A PRESIÓN Y TEMPERATURA DE INYECCIÓN CONSTANTES

Se observa cómo se obtiene una mayor temperatura con el gasto de 1800 lb/hr. Lo que nos da una razón de menor inyección y mayor temperatura.

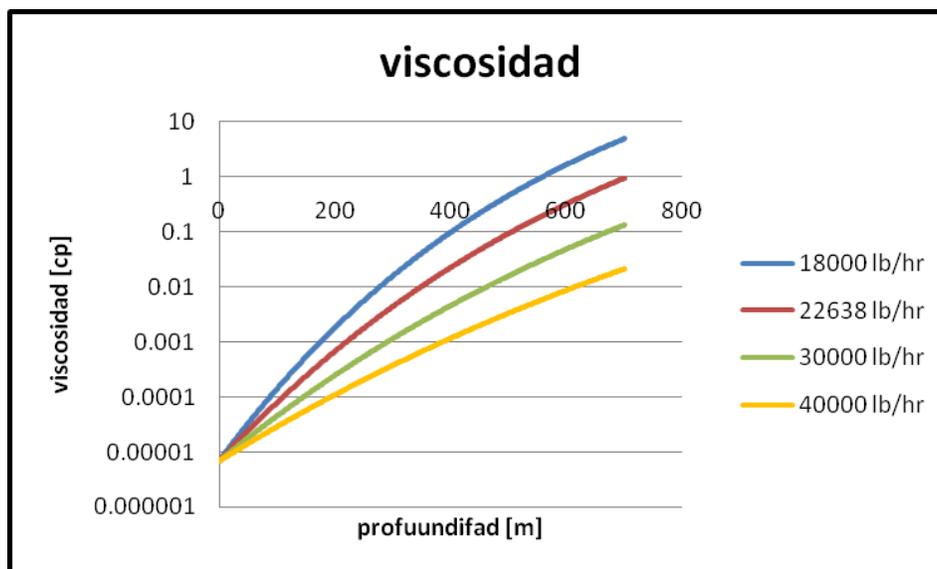


FIGURA 58: VISCOSIDAD A GASTOS MÁSICOS DIFERENTES A PRESIÓN Y TEMPERATURA DE INYECCIÓN CONSTANTE.

Se observa como independientemente del gasto la viscosidad final suele ser la misma para todos los gastos de inyección, esto debido a que las temperaturas de inyección en todos los escenarios llegan a ser aproximadamente iguales.

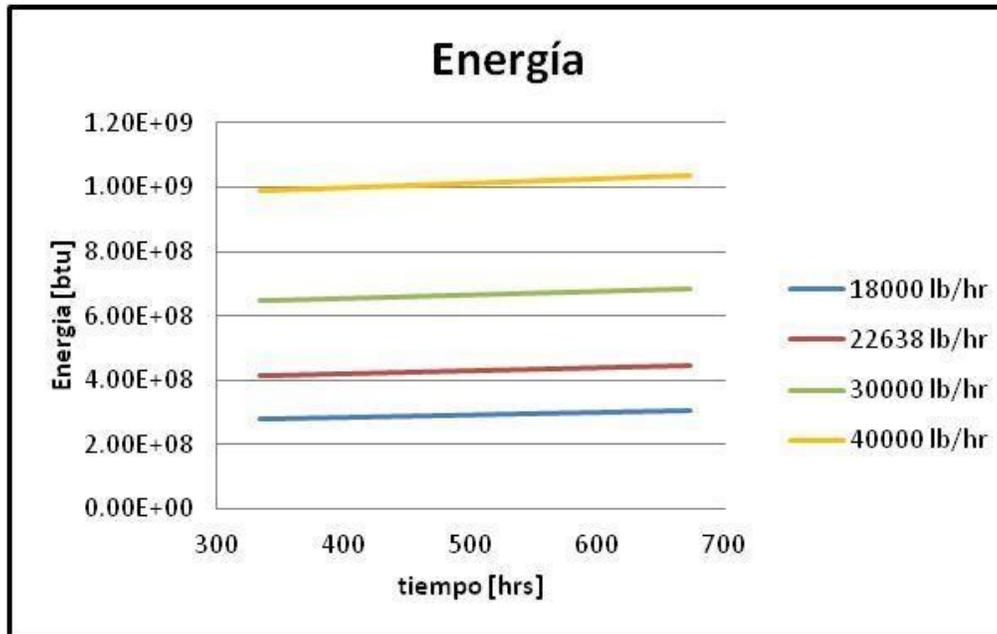


FIGURA 59: ENERGÍA GENERADA A GASTOS MÁSCOS DIFERENTES A PRESIÓN Y TEMPERATURA DE INYECCIÓN CONSTANTES.

Se observa como es proporcional el aumento de energía con respecto a las condiciones iniciales de inyección, comportándose de manera similar para todos los gastos de inyección.

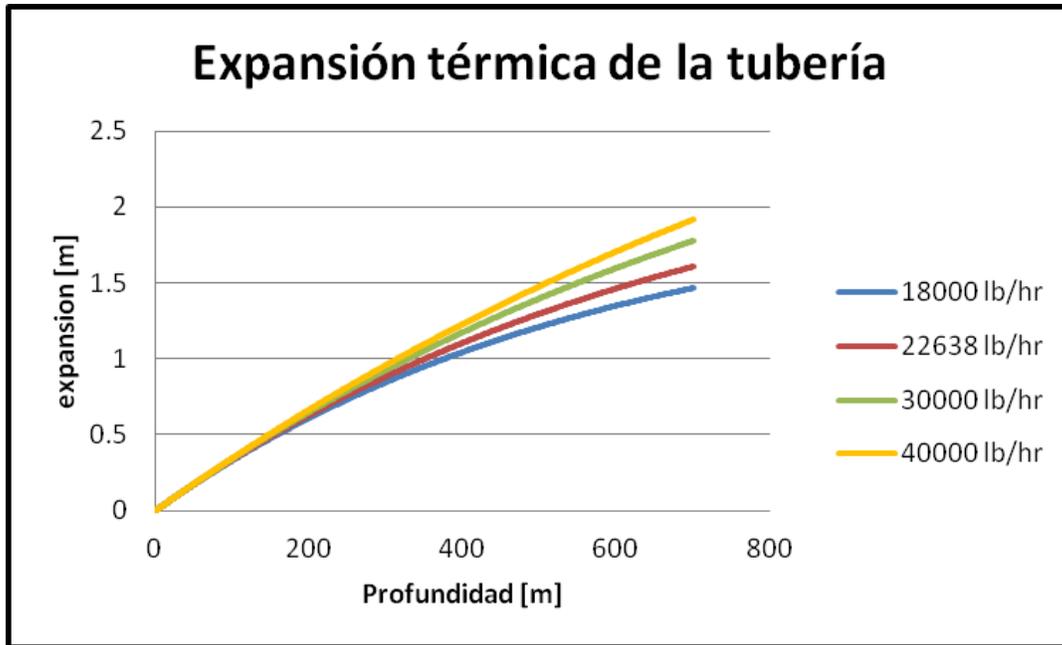


FIGURA 60: EXPANSIÓN TÉRMICA DE LA TUBERÍA A GASTOS MÁSCICOS DIFERENTES A PRESIÓN Y TEMPERATURA DE INYECCIÓN CONSTANTES.

La expansión térmica en los 700m se ve mayor con el gasto mayor, esto debido a que tiene un menor porcentaje de pérdida de temperatura a diferencia de los otros escenarios.

En estas gráficas se muestra que a mayor gasto másico existirá una menor pérdida de calor hacia las formaciones, significando una temperatura y calidad de vapor más elevada en el pozo, además con un gasto másico mayor se tendrá una viscosidad del aceite menor. Sin embargo, el aumentar el gasto másico se necesitará más energía para calentar el fluido y obtener las condiciones de inyección deseadas, igualmente el tener una mayor temperatura se observa que la expansión térmica de la tubería sufre una deformación mayor.

4.8 Tubería de inyección con aislante

En el siguiente caso se planteó aplicar un aislante a la tubería de inyección, con el fin de observar la viabilidad de aplicarse en campo. El aislante es aerogel ya que es un material que cuenta con conductividad térmica extremadamente baja. El tiempo del proceso es de 672 horas. La temperatura de inyección es de 626 °F con una calidad de vapor de presión de inyección de 1850 psia, con un gasto de inyección de 22638 lb/ hr

El efecto en la temperatura con el aislante da un Δ , aproximadamente, de 17.5 psia por

metro de profundidad. Una caída de temperatura menor a la de los escenarios sin aislante.

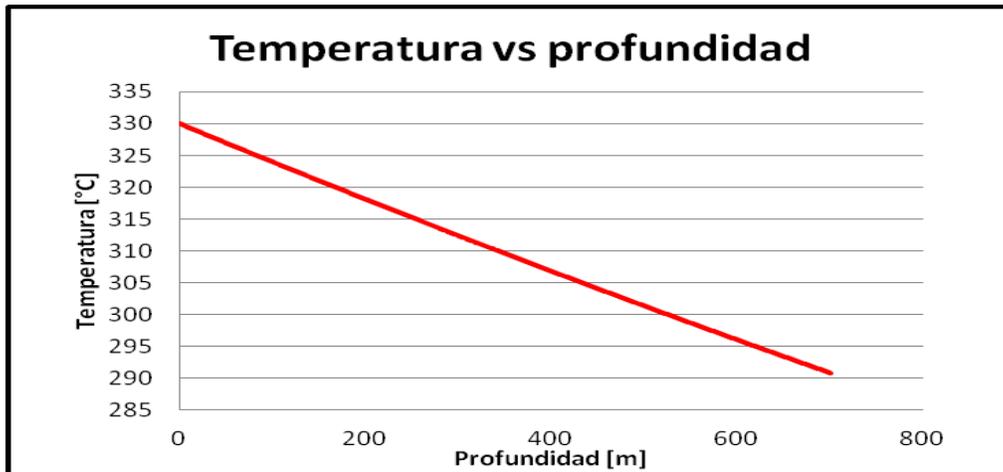


FIGURA 61: EFECTO EN LA TEMPERATURA CUANDO UN AISLANTE ES APLICADO A LA TUBERÍA DE INYECCIÓN

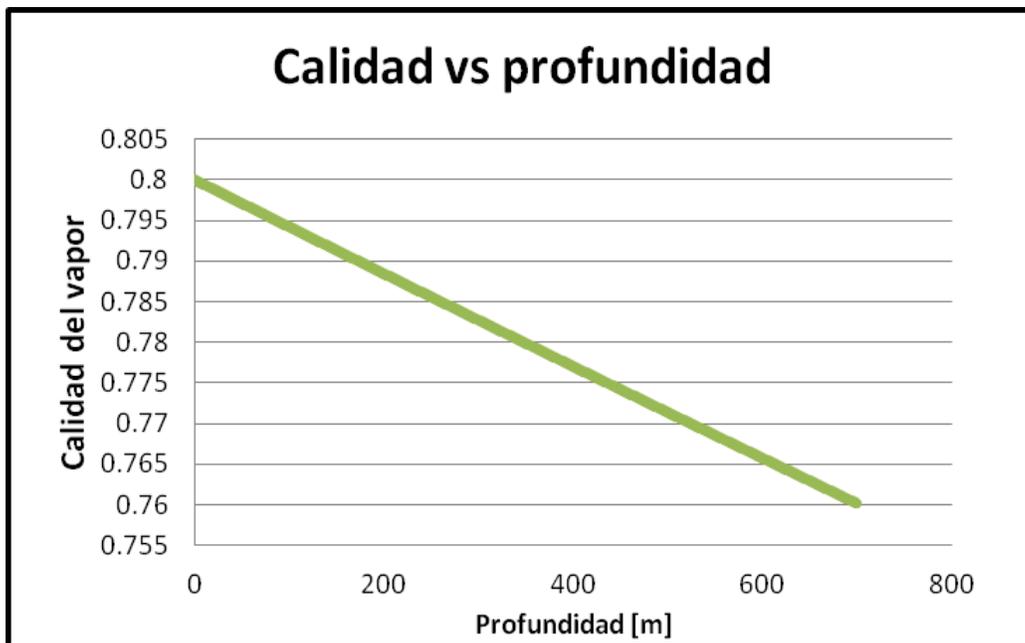


FIGURA 62: EFECTO EN LA CALIDAD DE VAPOR CUANDO UN AISLANTE ES APLICADO A LA TUBERÍA DE INYECCIÓN

La calidad del vapor se muestra en una caída menor. A la de los ejemplos anteriores. Lo que nos muestra que es una mejor opción utilizar el aislante en la tubería.

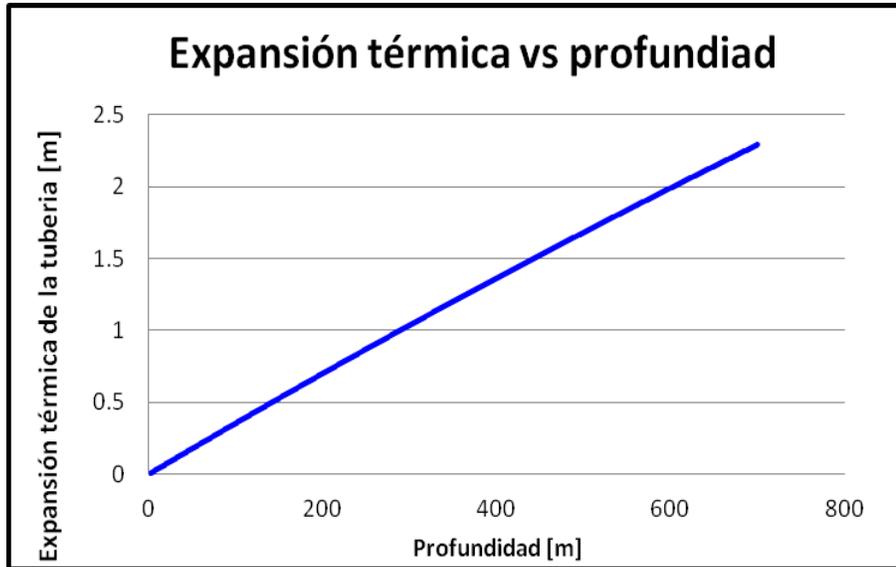


FIGURA 63: EXPANSIÓN TÉRMICA CUANDO UN AISLANTE ES APLICADO A LA TUBERÍA DE INYECCIÓN

Muestra una expansión térmica mayor a la profundidad de 700m.

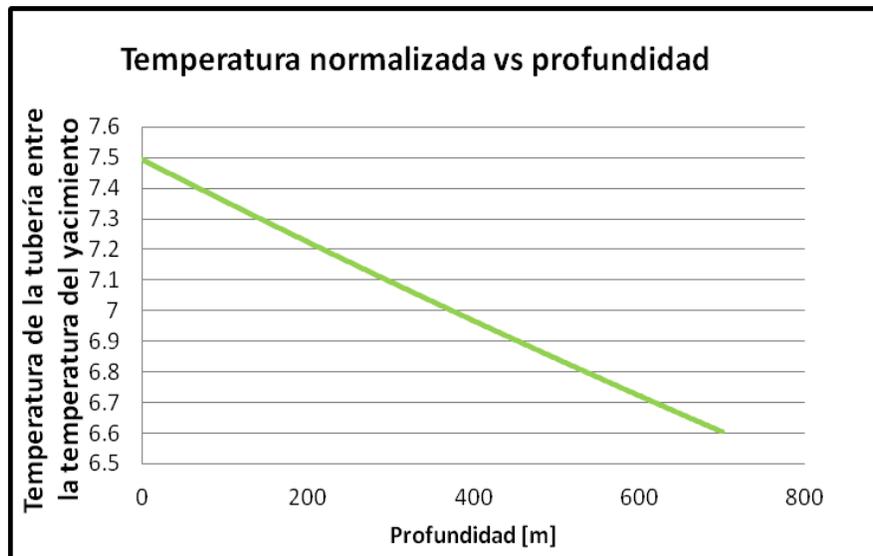


FIGURA 64: EFECTO EN LA TEMPERATURA NORMALIZADA CUANDO UN AISLANTE ES APLICADO A LA TUBERÍA DE INYECCIÓN

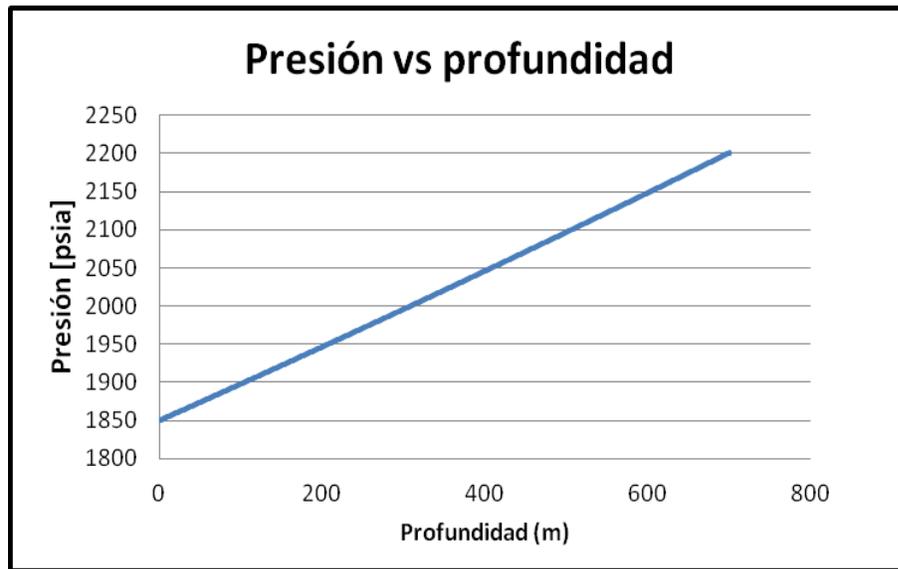


FIGURA 65: EFECTO EN LA PRESIÓN CUANDO UN AISLANTE ES APLICADO A LA TUBERÍA DE INYECCIÓN

Muestra una presión de 2200 psia en 700 metros de profundidad teniendo en cuenta que la inyección es con un gasto igual al del escenario 1.

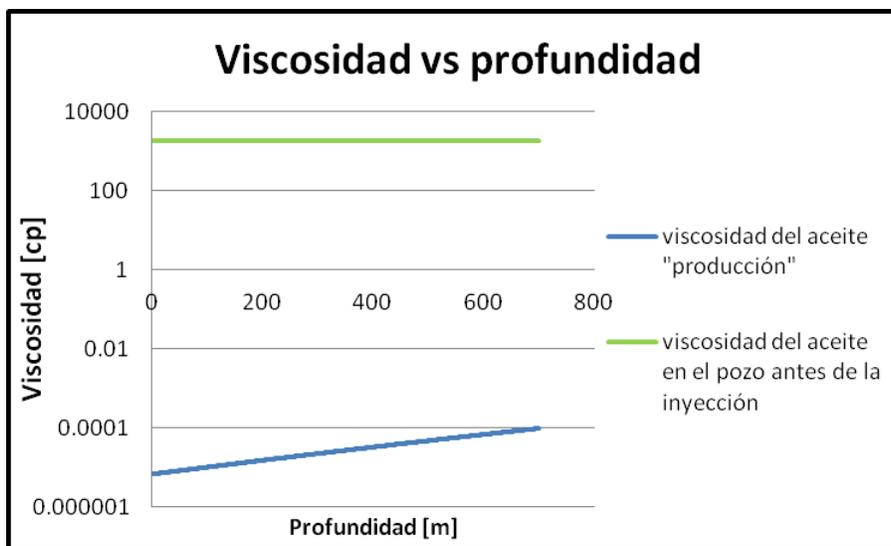


FIGURA 66: EFECTO EN LA VISCOSIDAD CUANDO UN AISLANTE ES APLICADO A LA TUBERÍA DE INYECCIÓN

Se observa que la aplicación de un aislante a la tubería de inyección refleja una mayor temperatura y calidad al final de la tubería, así mismo se tiene que la viscosidad del aceite es menor, además el contar con un aislamiento hace que llegue más energía al yacimiento sin tener que producirla.

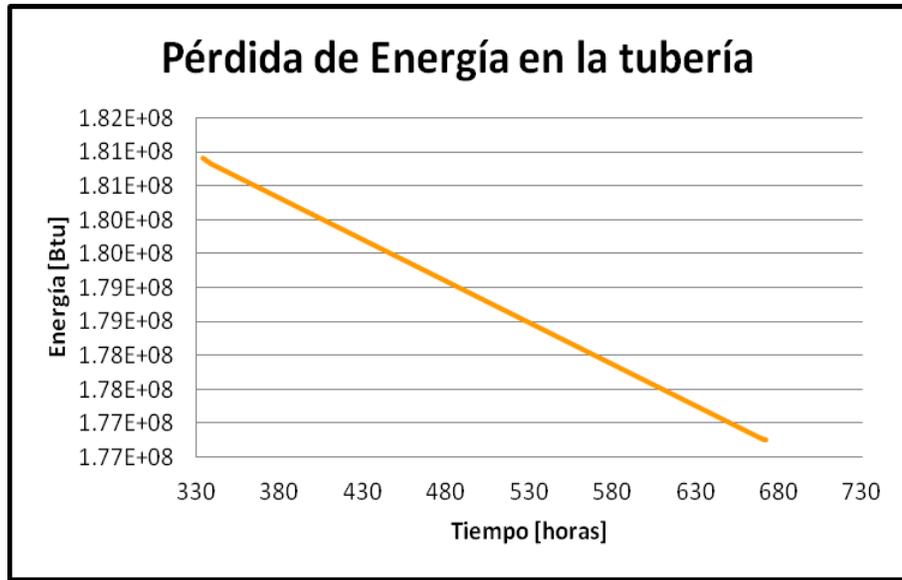


FIGURA 67: ENERGÍA QUE LLEGA AL YACIMIENTO CUANDO UN AISLANTE ES APLICADO A LA TUBERÍA DE INYECCIÓN

Conclusiones y recomendaciones

Conclusiones

Es posible generar un modelo simple de un proceso de inyección de vapor para yacimientos de aceite pesado, en una hoja de cálculo, que refleje en cualquier punto a lo largo de la tubería, temperatura, presión, calidad de vapor, expansión térmica de la tubería y energía.

Los métodos térmicos son una buena alternativa en campos donde los yacimientos han agotado su energía natural y necesitan ser estimulados para recuperar las reservas restantes. La inyección continua de vapor en los yacimientos tiene la finalidad de bajar la viscosidad del aceite para mejorar su movilidad, con el fin de incrementar el gasto de producción del yacimiento durante un cierto periodo de tiempo.

De acuerdo a datos obtenidos por registros de temperatura en pozo de Pemex, de los campos donde se han realizado pruebas piloto de inyección de vapor, el método de Ramey es efectivo ya que se encuentra a la temperatura promedio de estas mediciones.

Para conservar una temperatura elevada en el trayecto de la tubería hasta llegar al pozo, se tiene que contar con un gasto alto de inyección de vapor. De esta forma se disminuye las pérdidas de calor que se disipan hacia las formaciones.

El tiempo ideal para el proceso de inyección cíclica de vapor es de un mes, debido a que si se aumenta este período la temperatura y la calidad de vapor no aumenta significativamente. La presión de inyección debe ser mayor a la presión que se encuentra el pozo, si esto no sucede el fluido inyectado no llegaría al pozo. La rentabilidad de este método es alta y el tiempo de retorno de la inversión es rápido.

Una longitud mayor a 3000 pies repercutirá considerablemente con la calidad de vapor y la temperatura, logrando que el método sea ineficiente, siempre y cuando no se aplique un aislante a la tubería de inyección. El lograr una temperatura alta y mejor calidad de vapor implica aumentar más energía al sistema.

Recomendaciones

Aplicar un aislante a la tubería de inyección-producción con el fin de reducir las pérdidas de calor hacía los alrededores. A mayor espesor del aislante se obtiene una mejor calidad de vapor y una mayor temperatura en el fondo del pozo.

Temperaturas elevadas causa una mayor deformación en la tubería, por lo que se recomienda calcular la deformación máxima a la temperatura a que será sometida.

Se debe estudiar cuidadosamente cuantos ciclos de inyección de vapor se deben realizar dado que la aplicación intensa de este método en un yacimiento, puede hacer ineficaz el uso posterior de métodos de desplazamiento para la recuperación de petróleo.

Acoplar el método de inyección cíclica de vapor con el modelo de transferencia de calor en un yacimiento.

Referencias

Salager, J. L. (2005). Recuperación mejorada del petróleo. ULA.[S357-C].

https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/primary_recovery.aspx

Ramos, J. L. R., Rodríguez, E., Castro, D. M. H., & González, M. P. R. (2013). Evaluación técnica de la viabilidad de inyección cíclica de vapor en pozos horizontales en el campo de crudo pesado. *Revista de Investigación*, 6(2), 93-116.

De Ferrer, M. P. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Ediciones astro data SA.

Cengel A. Yanus, “Transferencia de calor y masa; un enfoque práctico”, Mc Graw Hill, 3 ed. México D. F.

Cengel A. Yanus, Boles Michael A. “Termodinámica”, Mc Graw Hill, 6 ed. México D. F

Comisión Nacional de Hidrocarburos, “El futuro de la producción de aceite en México: Recuperación avanzada y mejorada IOR -EOR”

Douglas A Alvarado., Bánzer S. Carlos, “Recuperación térmica de petróleo”,

Adafel C. Rincon mora, Caracas Venezuela, 2002 [http:// www. glossary.oilfield.slb.com/](http://www.glossary.oilfield.slb.com/)

[http:// www.oilproduction.net](http://www.oilproduction.net)

[http:// www.petroleoamerica.com/](http://www.petroleoamerica.com/)

[http:// www.shell.com. mx/](http://www.shell.com.mx/)

Pérez R. (19 de abril del 2012). “Avances del proyecto de explotación de crudo pesado y extra pesado en el Activo de Producción Samaria Luna ” [diapositivas de Power Point]. Recuperado de: [http:// www. ecpamericas. org/ data/ files/ Initiatives/ heavy_ oil_ wkg/ Samaria% 20 Luna-Rafael-P% C3% A 9rez-Herrera. pdf](http://www.ecpamericas.org/data/files/Initiatives/heavy_oil_wkg/Samaria%20Luna-Rafael-P%C3%A9rez-Herrera.pdf)

Ramey, H. J. Jr., “ wellbore heat transmission”, jour of Pet tech., april, 1962

Salager Jean-Louis, “Recuperación mejorada del petróleo”, Firp, Venezuela 2005

Satter Abdus, "Heat losses during flow of steam down a wellbore", Journal of Petroleum Technology, July 1965

Willhite, P. G., "Over-all heat transfer coefficient in steam and hot water injection wells", Jour. Of pet. Tech., May 1965