



DELEGATURA DE PROPIEDAD INDUSTRIAL

División de Nuevas Creaciones

SOLICITUD

PATENTE DE INVENCION

21. EXPEDIENTE No. _____

54. TÍTULO _____ UN GENERADOR DE VAPOR SITUADO EN EL FONDO DE

LA PERFORACION Y METODO DE USO

51. CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL _____

71. SOLICITANTE _____ WORLD ENERGY SYSTEMS INCORPORATED

DOMICILIO _____ TEXAS, FORT WORTH, ESTADOS UNIDOS DE AMERICA

LUZ CLEMENCIA DE PAEZ

74. APODERADO _____ C.C. 35.456.344 de Usaquén

22. BOGOTÁ, D. C., _____



Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

radicación

No. 12-176881- -00000-0000

Fecha: 2012-10-08 16:51:34 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 106

DIRECCIÓN DE NUEVAS CREACIONES
SOLICITUD FASE NACIONAL -PCT

1	TIPO DE SOLICITUD	☒ Patente de invención ☒ Capítulo I	☐ Patente de Modelo de Utilidad ☐ Capítulo II
2	DATOS SOLICITUD INTERNACIONAL PCT (86)		
Solicitud Internacional No.		PCT/US2011/027398	Fecha 2011/03/07
Publicación Internacional No.		WO 2011/112513 A3	Fecha 2011/09/15
3	TÍTULO DE LA INVENCIÓN		
UN GENERADOR DE VAPOR SITUADO EN EL FONDO DE LA PERFORACIÓN Y MÉTODO DE USO			
4	CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL (CIP)		
E21B 036/002, E21B 043/024			
5	SOLICITANTE (S) ☐ Esta persona también es inventor. Para datos adicionales utilizar hoja de información complementaria		
APELLIDOS O RAZÓN SOCIAL		NOMBRE	IDENTIFICACIÓN
1. WORLD ENERGY SYSTEMS INCORPORATED			
6	DATOS DEL SOLICITANTE		
DIRECCIÓN		2501 Parkview Drive, Suite 500,	3 47 36 11
CIUDAD		Fort Worth	clientes@cavelier.com
DEPARTAMENTO/ESTADO		Texas 76102	
PAÍS DE RESIDENCIA		Estados Unidos de America	
7	INVENTOR (ES) Para datos adicionales utilizar hoja de información complementaria		
APELLIDOS		NOMBRES	NACIONALIDAD
1. CASTROGIOVANNI		Anthony Gus	Estaunidense
2. VOLAND		Randall Todd	Estaunidense
3. WARE		Charles H.	Estaunidense
4. FOLSOM		Blair A.	Estaunidense
5. JOHNSON		M. Cullen	Estaunidense
DIRECCIÓN DE CORREO ELECTRÓNICO:			
8	DATOS INVENTOR (ES)		
PAÍS RESIDENCIA	DEPARTAMENTO/ESTAD O	CIUDAD	DIRECCIÓN
1. Estados Unidos de América	New York 11949	Manorville	3 Scott Lane,
2. Estados Unidos de América	Virginia 23661	Hampton	3515 Chesapeake Ave.,
3. Estados Unidos de América	Florida 34685	Palm Harbor	1801 East Lake Road #9G,
4. Estados Unidos de América	California 92705	Santa Ana	11452 La Vereda Drive,
5. Estados Unidos de América	Texas 79762	Odessa	3211 Blossom Lane,
OTRO(S) SOLICITANTE(S) Y/O (OTRO(S)) INVENTOR(ES)			
☒ Los demás solicitantes y/o (demás) inventores se indican en una hoja a continuación.			

9	☐ REPRESENTANTE LEGAL	☒ APODERADO	
	APELLIDOS De Páez	NOMBRES Luz Clemencia	IDENTIFICACIÓN C.C . 35.456.344 T.P . 23.555
DIRECCIÓN	Carrera 4ª No. 72-35		No. TELÉFONO 3 47 36 11
CIUDAD	BOGOTA		CORREO ELECTRÓNICO cavelier@cavelier.com
PAÍS	COLOMBIA		No. RADICACIÓN DE PROTOCOLO DE PODER GENERAL

10	DECLARACIONES DE PRIORIDAD ☒ SI ☐ NO			
	(33) PAÍS DE ORIGEN	CÓDIGO PAÍS	(31) NÚMERO	(32) FECHA (AAAA/MM/DD)
	U.S.A	US	61/311,619	2010/03/08
	USA	US	61/436,472	2011/01/26

11	DECLARACIÓN SOBRE USO DE RECURSOS GENÉTICOS O BIOLÓGICOS
<i>Declaro que el objeto de la presente solicitud de patente fue obtenido a partir de recursos genéticos o biológicos de los que cualquiera de los países miembros de la Comunidad Andina es país de origen.</i>	
☐ SI ☐ NO	
Nota: En caso afirmativo deberá anexar copia del contrato de acceso de recursos genéticos o productos derivados, o certificado o número de registro, expedido por la Autoridad competente.	

12	DECLARACIÓN SOBRE USO DE CONOCIMIENTOS TRADICIONALES
<i>Declaro que el objeto de la presente solicitud de patente fue obtenido a partir de conocimientos tradicionales de comunidades indígenas, afroamericanas o locales de países miembros de la Comunidad Andina.</i>	
☐ SI ☐ NO	
Nota: En caso afirmativo deberá anexar la licencia o autorización de uso de conocimiento tradicional, o certificado, o número de registro expedido por la Autoridad competente.	

13	REDUCCIÓN DE TASAS
<i>Declaro que carezco de medios económicos para presentar la solicitud de patente.</i>	
☐ SI ☐ NO	
Nota: En caso de ser persona natural y carecer de medios económicos, y por lo tanto, aplique la reducción de tasas a que se refiere la resolución vigente en tarifas, debe firmar la presente solicitud bajo la gravedad de juramento.	

	Micro, pequeñas y medianas empresas	☐
	Universidades públicas o privadas	☐
	Entidades sin ánimo de lucro	☐

Debe aportar los documentos que se indican en el numeral 17 de anexos

14	AUTORIZACIÓN DE NOTIFICACIÓN EN LÍNEA ☐ SI ☐ NO
Manifiesto que he leído y entendido perfectamente los términos y condiciones de uso de medios electrónicos para las notificaciones en línea a través de Internet de los actos administrativos proferidos por la Superintendencia de Industria y Comercio que deben ser notificados personalmente y, en consecuencia, autorizo el servicio de notificación a través de internet.	

15	COMPROBANTE DE PAGO O PAGO ELECTRÓNICO	N° <u>12-0099961</u> No <u>12-0094738</u>	Fecha: <u>2012/10/01</u> Fecha: <u>2012/09/14</u>
----	--	--	--

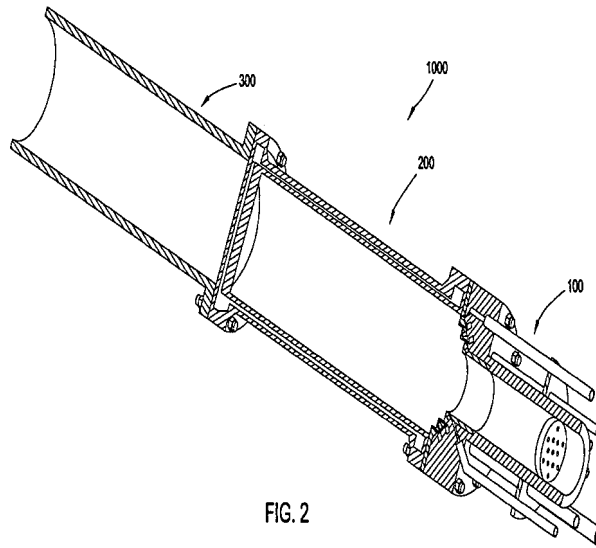
16	FIRMA DEL SOLICITANTE, DEL APODERADO O DEL REPRESENTANTE LEGAL <i>Junto a cada firma, indicar el nombre del firmante y su calidad (si tal calidad no es obvia al leer el petitorio)</i>		
----	--	--	--

Nombre del Firmante LUZ CLEMENCIA DE PAEZ		Firma <i>Luz Clemencia De Páez</i> <i>TP 23555-055</i>
C.C 35.456.344 de Usaquen		Tarjeta Profesional 23.555



17	ANEXOS
Documentación Técnica Solicitud Internacional en castellano 1. ☒ Descripción N° de folios: <u>46</u> 2. ☒ Reivindicaciones N° Reivindicaciones: <u>20</u> 3. ☒ Dibujos y/o figuras N° folios: <u>44</u> 4. ☒ Resumen. 5. ☐ Certificado de depósito de material biológico si fuera el caso. 6. ☐ Listado de secuencias de nucleótidos y/o aminoácidos en forma digital si fuera el caso. 7. ☒ Arte final 12 x 12. 8. ☐ Anexo formato digital.	Documentación Jurídica 9. ☐ Poderes, si fuera el caso. 10. ☐ Documento que legalmente pruebe la cesión del inventor al solicitante o a su causante. 11. ☐ Copia del contrato de acceso de recursos genéticos o productos derivados, certificado o número de registro, si fuera el caso. 12. ☐ Copia de la licencia o autorización de Conocimientos Tradicionales, certificado o número de registro, si fuera el caso. 13. Reducción de tasas Micro, pequeñas o medinas empresas ☐ Copia simple de la declaración de renta del año inmediatamente anterior, o en su defecto prueba documental idónea. ☐ Documento de constancia de cumplimiento con lo establecido en la ley 905 de 2004. Universidades públicas o privadas ☐ Copia acto de reconocimiento institucional emitido por el Ministerio de Educación Entidades sin ánimo de lucro ☐ Copia de registro vigente en Cámara de comercio. ☐ Hoja de información complementaria. ☐ Otros, especificar 14. ☒ Comprobante de pago de la tasa de presentación de la solicitud. 15. ☐ Comprobante de pago por reivindicación de prioridad. 16. ☐ Comprobante de pago de la tasa por concepto de excedente de palabras en la publicación. 17. ☒ Comprobante de pago por 10 reivindicación adicional a 10 por \$300.000

FIGURA CARACTERISTICA





HOJA DE INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA PCT

1	(12) TIPO DE SOLICITUD		NUMERO DE RADICACIÓN	
☒ Patente de invención			FECHA DE PRESENTACIÓN	
☐ Patente de Modelo de Utilidad				
4	(71) SOLICITANTE (S)			
APELLIDOS O RAZÓN SOCIAL		NOMBRE	IDENTIFICACIÓN	TIPO
5	DATOS DEL SOLICITANTE			
PAÍS DE RESIDENCIA		DEPARTAMENTO/ESTADO	CIUDAD	DIRECCIÓN
TELÉFONO		FAX	E-MAIL	NACIONALIDAD
6	(72) INVENTOR (ES)			
APELLIDOS		NOMBRE	NACIONALIDAD	
6. KUHLMAN		Myron I.	Estaunidense	
7	DATOS INVENTOR (ES)			
DIRECCIÓN		CIUDAD	DEPARTAMENTO/ESTADO	PAÍS RESIDENCIA
6. 12843 Covey Lane,		Houston	Texas 77099	Estados Unidos de America
9	(30) DECLARACIONES DE PRIORIDAD			
PAÍS DE ORIGEN		CÓDIGO PAÍS	NÚMERO	FECHA (AAAA/MM/DD)

(43) International Publication Date
15 September 2011 (15.09.2011)



(10) International Publication Number
WO 2011/112513 A3

(51) International Patent Classification:
E21B 43/24 (2006.01) *E21B 36/02* (2006.01)

(21) International Application Number:
PCT/US2011/027398

(22) International Filing Date:
7 March 2011 (07.03.2011)

(25) Filing Language: English

(26) Publication Language: English

(30) Priority Data:
61/311,619 8 March 2010 (08.03.2010) US
61/436,472 26 January 2011 (26.01.2011) US

(71) Applicant (for all designated States except US):
WORLD ENERGY SYSTEMS INCORPORATED
[US/US]; 2501 Parkview Drive, Suite 500, Fort Worth,
Texas 76102 (US).

(72) Inventors; and

(75) Inventors/Applicants (for US only): **CASTROGIO-**
VANNI, Anthony Gus [US/US]; 3 Scott Lane,
Manorville, New York 11949 (US). **VOLAND, Randall**
Todd [US/US]; 3515 Chesapeake Ave., Hampton, Vir-
ginia 23661 (US). **WARE, Charles H.** [US/US]; 1801
East Lake Road #9G, Palm Harbor, Florida 34685 (US).
FOLSOM, Blair A. [US/US]; 11452 La Vereda Drive,
Santa Ana, California 92705 (US). **JOHNSON, M.**
Cullen [US/US]; 3211 Blossom Lane, Odessa, Texas
79762 (US). **KUHLMAN, Myron I.** [US/US]; 12843
Covey Lane, Houston, Texas 77099 (US).

(74) Agents: **PATTERSON, B. Todd** et al.; Patterson &
Sheridan, L.L.P., 3040 Post Oak Blvd., Suite 1500, Hous-
ton, Texas 77056-6582 (US).

(81) Designated States (unless otherwise indicated, for every
kind of national protection available): AE, AG, AL, AM,
AO, AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BH, BR, BW, BY, BZ,
CA, CH, CL, CN, CO, CR, CU, CZ, DE, DK, DM, DO,
DZ, EC, EE, EG, ES, FI, GB, GD, GE, GH, GM, GT,
HN, HR, HU, ID, IL, IN, IS, JP, KE, KG, KM, KN, KP,
KR, KZ, LA, LC, LK, LR, LS, LT, LU, LY, MA, MD,
ME, MG, MK, MN, MW, MX, MY, MZ, NA, NG, NI,
NO, NZ, OM, PE, PG, PH, PL, PT, RO, RS, RU, SC, SD,
SE, SG, SK, SL, SM, ST, SV, SY, TH, TJ, TM, TN, TR,
TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VC, VN, ZA, ZM, ZW.

(84) Designated States (unless otherwise indicated, for every
kind of regional protection available): ARIPO (BW, GH,
GM, KE, LR, LS, MW, MZ, NA, SD, SL, SZ, TZ, UG,
ZM, ZW), Eurasian (AM, AZ, BY, KG, KZ, MD, RU, TJ,
TM), European (AL, AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK,
EE, ES, FI, FR, GB, GR, HR, HU, IE, IS, IT, LT, LU,
LV, MC, MK, MT, NL, NO, PL, PT, RO, RS, SE, SI, SK,
SM, TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ,
GW, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

Published:

- with international search report (Art. 21(3))
- before the expiration of the time limit for amending the
claims and to be republished in the event of receipt of
amendments (Rule 48.2(h))

(88) Date of publication of the international search report:
10 November 2011

(54) Title: A DOWNHOLE STEAM GENERATOR AND METHOD OF USE

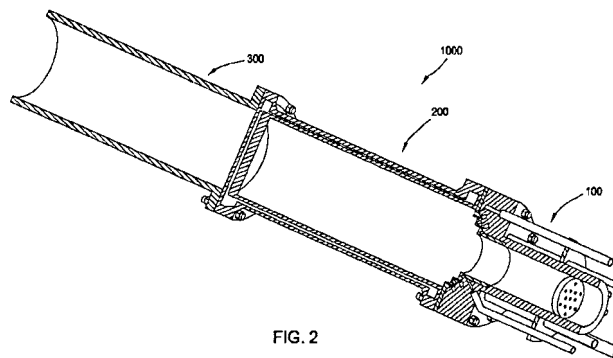


FIG. 2

(57) Abstract: A downhole steam generation system may include a burner head assembly, a liner assembly, a vaporization sleeve, and a support sleeve. The burner head assembly may include a sudden expansion region with one or more injectors. The liner assembly may include a water-cooled body having one or more water injection arrangements. The system may be optimized to assist in the recovery of hydrocarbons from different types of reservoirs. A method of recovering hydrocarbons may include supplying one or more fluids to the system, combusting a fuel and an oxidant to generate a combustion product, injecting a fluid into the combustion product to generate an exhaust gas, injecting the exhaust gas into a reservoir, and recovering hydrocarbons from the reservoir.

(12) INTERNATIONAL APPLICATION PUBLISHED UNDER THE PATENT COOPERATION TREATY (PCT)

(19) World Intellectual Property Organization
International Bureau



(43) International Publication Date
15 September 2011 (15.09.2011)

PCT

(10) International Publication Number
WO 2011/112513 A2

(51) International Patent Classification:
E21B 43/24 (2006.01) *E21B 36/02* (2006.01)

(74) Agents: PATTERSON, B. Todd et al.; Patterson & Sheridan, L.L.P., 3040 Post Oak Blvd., Suite 1500, Houston, Texas 77056-6582 (US).

(21) International Application Number:
PCT/US2011/027398

(81) Designated States (unless otherwise indicated, for every kind of national protection available): AE, AG, AL, AM, AO, AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BH, BR, BW, BY, BZ, CA, CH, CL, CN, CO, CR, CU, CZ, DE, DK, DM, DO, DZ, EC, EE, EG, ES, FI, GB, GD, GE, GH, GM, GT, HN, HR, HU, ID, IL, IN, IS, JP, KE, KG, KM, KN, KP, KR, KZ, LA, LC, LK, LR, LS, LT, LU, LY, MA, MD, ME, MG, MK, MN, MW, MX, MY, MZ, NA, NG, NI, NO, NZ, OM, PE, PG, PH, PL, PT, RO, RS, RU, SC, SD, SE, SG, SK, SL, SM, ST, SV, SY, TH, TJ, TM, TN, TR, TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VC, VN, ZA, ZM, ZW.

(22) International Filing Date:
7 March 2011 (07.03.2011)

(25) Filing Language: English

(26) Publication Language: English

(30) Priority Data:
61/311,619 8 March 2010 (08.03.2010) US
61/436,472 26 January 2011 (26.01.2011) US

(71) Applicant (for all designated States except US):
WORLD ENERGY SYSTEMS INCORPORATED [US/US]; 2501 Parkview Drive, Suite 500, Fort Worth, Texas 76102 (US).

(84) Designated States (unless otherwise indicated, for every kind of regional protection available): ARIPO (BW, GH, GM, KE, LR, LS, MW, MZ, NA, SD, SL, SZ, TZ, UG, ZM, ZW), Eurasian (AM, AZ, BY, KG, KZ, MD, RU, TJ, TM), European (AL, AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI, FR, GB, GR, HR, HU, IE, IS, IT, LT, LU, LV, MC, MK, MT, NL, NO, PL, PT, RO, RS, SE, SI, SK, SM, TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ, GW, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

(72) Inventors; and

(75) Inventors/Applicants (for US only): **CASTROGIOVANNI, Anthony Gus** [US/US]; 3 Scott Lane, Manorville, New York 11949 (US). **VOLAND, Randall Todd** [US/US]; 3515 Chesapeake Ave., Hampton, Virginia 23661 (US). **WARE, Charles H.** [US/US]; 1801 East Lake Road #9G, Palm Harbor, Florida 34685 (US). **FOLSOM, Blair A.** [US/US]; 11452 La Vereda Drive, Santa Ana, California 92705 (US). **JOHNSON, M. Cullen** [US/US]; 3211 Blossom Lane, Odessa, Texas 79762 (US). **KUHLMAN, Myron I.** [US/US]; 12843 Covey Lane, Houston, Texas 77099 (US).

Published:

— without international search report and to be republished upon receipt of that report (Rule 48.2(g))

(54) Title: A DOWNHOLE STEAM GENERATOR AND METHOD OF USE

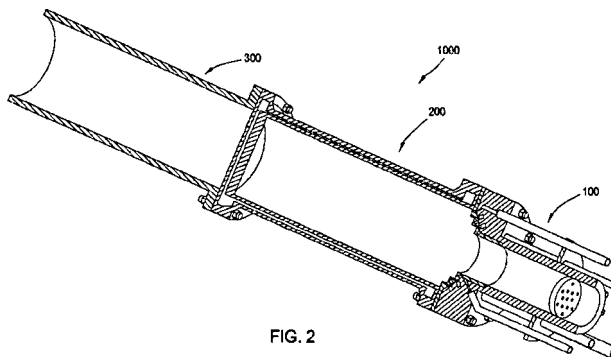


FIG. 2

(57) Abstract: A downhole steam generation system may include a burner head assembly, a liner assembly, a vaporization sleeve, and a support sleeve. The burner head assembly may include a sudden expansion region with one or more injectors. The liner assembly may include a water-cooled body having one or more water injection arrangements. The system may be optimized to assist in the recovery of hydrocarbons from different types of reservoirs. A method of recovering hydrocarbons may include supplying one or more fluids to the system, combusting a fuel and an oxidant to generate a combustion product, injecting a fluid into the combustion product to generate an exhaust gas, injecting the exhaust gas into a reservoir, and recovering hydrocarbons from the reservoir.



WO 2011/112513 A2

UN GENERADOR DE VAPOR SITUADO EN EL FONDO DE LA PERFORACIÓN Y

MÉTODO DE USO

DESCRIPCIÓN DE LA INVENCION

Las modalidades de la invención se refieren a
5 generadores de vapor situados en el fondo de la perforación.

Existen extensos depósitos de hidrocarburos viscosos en todo el mundo. Estos depósitos contienen un hidrocarburo muy viscoso, a menudo llamado "betún", "alquitrán", "petróleo pesado", o "petróleo ultra pesado",
10 (denominado colectivamente en la presente como "petróleo pesado"), el cual típicamente tiene viscosidades en el margen de 100 hasta más de 1,000,000 de centipoises. La alta viscosidad hace difícil y costoso recuperar el hidrocarburo.

Cada depósito de petróleo es único y responde de
15 manera diferente a la variedad de métodos empleados para recuperar los hidrocarburos en el mismo. Generalmente, se ha empleado calentar el petróleo pesado in situ para disminuir la viscosidad. Normalmente los depósitos tan viscosos como éstos pueden producirse con métodos tales como estimulación
20 cíclica de vapor (CSS), unidad de vapor (Unidad), y drenaje de gravedad asistida por vapor (SAGD), donde el vapor se inyecta desde la superficie en el depósito para calentar el petróleo y reducir su viscosidad lo suficiente para producción. Sin embargo, algunos de estos depósitos de
25 hidrocarburo viscosos se localizan bajo la tundra fría o capas de permafrost que pueden extenderse tan profundo como 548.64 m (1800 pies). El vapor no puede inyectarse a través de estas capas ya que el calor podría expandir potencialmente el permafrost, provocando conflictos de estabilidad en el
30 sondeo y problemas ambientales significativos con el derretimiento del permafrost.

Adicionalmente, los métodos actuales para producir depósitos de petróleo pesado enfrentan otras limitaciones. Un problema es la pérdida de calor del sondeo del vapor, conforme el vapor viaja de la superficie al depósito. Este
5 problema va empeorando conforme la profundidad del depósito incrementa. De manera similar, la calidad del vapor disponible para inyección en el depósito también disminuye con el aumento de profundidad, y la calidad de vapor situado en el fondo de la perforación disponible en el punto de
10 inyección es mucho más bajo que el generado en la superficie. Esta situación disminuye la eficiencia de energía en el proceso de recuperación de petróleo.

Para corregir las deficiencias de inyectar vapor desde la superficie, se han utilizado generadores de vapor
15 situados en el fondo de la perforación (DHSG). Los DHSGs proporcionan la capacidad de calentar el vapor en el fondo de la perforación, antes de la inyección en el depósito. Sin embargo, los DHSGs también presentan numerosos retos, que incluyen temperaturas excesivas, problemas de corrosión, e
20 inestabilidades de combustión. Estos retos a menudo resultan en fallos de materiales e inestabilidades térmicas e ineficiencias.

Por lo tanto, existe una necesidad continua de sistemas y métodos de generación de vapor situados en el
25 fondo de la perforación, nuevos y mejorados para recuperar petróleo pesado utilizando la generación de vapor situado en el fondo de la perforación.

Modalidades de la invención se refieren a sistemas de generación de vapor situado en el fondo de la perforación.
30 En una modalidad, un generador de vapor situado en el fondo de la perforación (DHSG) incluye una cabeza de quemador, un

manguito de combustión, un manguito de vaporización, y un manguito de soporte/protección. La cabeza de quemador puede tener una región de expansión súbita con uno o más inyectores. El manguito de combustión puede ser una tubería perforada enfriada con agua que tiene una o más disposiciones de inyección de agua. El DHSG puede configurarse para aislar de manera acústica diversas corrientes de flujo de fluido que se dirigen a la DHSG. Los componentes del DHSG pueden optimizarse para ayudar en la recuperación de hidrocarburos a partir de diferentes tipos de depósitos.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

La Figura 1 ilustra un sistema generador de vapor situado en el fondo de la perforación.

La Figura 2 ilustra una vista en corte transversal del sistema generador de vapor en el fondo de la perforación.

La Figura 3 ilustra un ensamble de cabeza de quemador del sistema.

Las Figuras 4, 5, y 6 ilustran vistas en corte transversal del ensamble de cabeza de quemador.

La Figura 7 ilustra un encendedor para su uso con el sistema.

La Figura 8 ilustra una vista en corte transversal de un ensamble de tubería perforada del sistema.

Las Figuras 9-13 ilustran vistas en corte transversal de un puntal de inyección de fluido y un sistema de inyección de fluido.

Las Figuras 14A y 14B ilustran un ensamble de tubería perforada de fluido para utilizar con el sistema.

Las Figuras 15-43 ilustran diagramas, gráficas y/o ejemplos de diversas características operacionales de modalidades del sistema y sus componentes.

Las Figuras 1 y 2 ilustran un sistema 1000 de generación de vapor situado en el fondo de la perforación. Aunque se describe en la presente como un sistema de generación de "vapor", el sistema 1000 puede utilizarse para
5 generar cualquier tipo de líquido caliente, gas, o mezcla de líquido-gas. El sistema 1000 incluye un ensamble 100 de cabeza de quemador, un ensamble 200 de tubería perforada, un manguito 300 de vaporización, y un manguito 400 de soporte. El ensamble 100 de cabeza de quemador se acopla al extremo
10 superior del ensamble 200 de tubería perforada, y el manguito 300 de vaporización se acopla al extremo inferior del ensamble 200 de tubería perforada. El manguito 400 de soporte se acopla con el manguito 300 de vaporización y puede operarse para soportar y bajar el sistema 1000 hacia un
15 sondeo en una sarta de producción. Los componentes pueden acoplarse entre sí por una conexión de perno sin pestañas, una conexión ranurada, una conexión soldada, u otros mecanismos de conexión conocidos en la técnica. Uno o más combustibles, oxidantes, refrigerantes, diluyentes, solventes
20 y combinaciones de los mismos pueden suministrarse al sistema 1000 para generar una mezcla de fluido para inyectar en uno o más depósitos de producción de hidrocarburos. El sistema 1000 puede utilizarse para recuperar hidrocarburos del petróleo ligero, petróleo pesado, parcialmente agotado, completamente
25 agotado, virgen, y depósitos de tipo de arena de alquitrán.

Las Figuras 3 y 4 ilustran el ensamble 100 de cabeza de quemador (cámara de combustión). El ensamble 100 de cabeza de quemador puede operarse con una configuración de "llama fija", una configuración de "llama elevada", o alguna
30 combinación de las dos configuraciones. Una configuración de llama fija generalmente resulta en el calentamiento de

hardware de la convección y radiación, típicamente incluye una expansión súbita de simetría axial, canaletas en forma de v, cavidades de vórtice retenidas, y otras disposiciones geométricas, y es resistente a extracción provocada por altas
5 velocidades de fluido. Una configuración de llama fija puede ser preferible para su uso cuando un margen mayor de parámetros de operación se requiere para el sistema 1000, cuando las pérdidas térmicas del gas caliente al equipo son insignificantes o deseadas, y cuando se encuentra disponible
10 el fluido de enfriamiento. Una configuración de llama elevada generalmente resulta en el calentamiento del hardware por radiación, y típicamente incluye ciclonadores, ventosas, dobles/tripletes y otras disposiciones geométricas. Una configuración de llama elevada puede ser de preferencia para
15 su uso cuando se requieren puntos de diseño discretos a través de una capacidad operativa, donde la velocidad de inyección de combustible puede controlarse por colectores múltiples o una geometría variable, donde el gas de alta temperatura es un objetivo principal, y/o donde el fluido de
20 enfriamiento no se encuentra disponible o limitado.

El ensamble 100 de cabeza de quemador incluye un cuerpo cilíndrico que tiene una porción 101 inferior y una porción 102 superior. La porción 101 inferior puede estar encontrarse en la forma de una pestaña para la conexión con
25 el ensamble 200 de tubería perforada. La porción 102 superior incluye una perforación 104 central para suministrar fluido, tal como un oxidante, al sistema 1000. Una placa 105 de amortiguación, que comprende un cuerpo cilíndrico que tiene uno o más trayectos de flujo formados a través del cuerpo,
30 pueden disponerse en la pared interna 104 central para aislar de maneja acústica el flujo de fluido del sistema 1000. Una o

más líneas 111-116 de fluido pueden acoplarse con el ensamble 100 de cabeza de quemador para suministrar diversos fluidos al sistema 1000. Un anillo 103 de soporte se acopla con la porción 102 superior y las líneas 111-116 de fluido para
5 soportar estructuralmente las líneas de fluido durante la operación. Un encendedor 150 se acopla con la porción 101 inferior para encender las mezclas de fluidos suministradas al ensamble 100 de cabeza de quemador. Uno o más rebajos o cortes 117 pueden mejorarse en el anillo 103 de soporte y la
10 porción 101 inferior para soportar una línea de fluido que se acopla con el ensamble 200 de tubería perforada como se describe adicionalmente a continuación.

La pared interna 104 central intersecta una región 106 de expansión súbita, la cual se forma a lo largo de la
15 superficie interior de la porción 101 inferior. La región 106 de expansión súbita puede incluir uno o más incrementos en el diámetro interior de la porción 101 inferior en relación con el diámetro interior de la pared interna 104 central. Cada incremento en el diámetro interior de la porción 101 inferior
20 se define como una "etapa de inyección". Como se ilustra en la Figura 4, el ensamble 100 de cabeza de quemador incluye una primera etapa 107 de inyección (interna) y una segunda etapa 108 de inyección (externa). El diámetro de la primera etapa 107 de inyección es mayor que el diámetro de la pared
25 interna 104 central, mientras que el diámetro de la segunda etapa 108 de inyección es mayor que la primera etapa 107 de inyección. El cambio súbito en los diámetros en la salida de la pared interna 104 central crea una región de retención de llama de flujo turbulento o vórtice capturado, la cual mejora
30 la mezcla de fluidos en la región 106 de expansión súbita, la cual puede proporcionar una combustión más completa de los

fluidos. La región 106 de expansión súbita de este modo puede incrementar la estabilidad de la llama, controlar la forma de la llama, incrementar la eficiencia de combustión y soportar el control de emisiones.

5 La primera y segunda etapas 107, 108 de inyección pueden tener cada una uno o más inyectores (toberas) 118, 119, respectivamente, que incluyen trayectorias de fluido o canales formados a través de la porción 101 inferior del cuerpo del ensamble 100 de cabeza de quemador. Los inyectores
10 118, 119 se configuran para inyectar fluido, tal como un combustible, en el ensamble 100 de cabeza de quemador en una dirección normal (y/o en ángulo) para el flujo de fluido a través de la pared interna 104 central. La inyección de fluido normal del flujo de fluido a través de la perforación
15 central también puede ayudar a producir una llama estable en el sistema 1000. El fluido de los inyectores 118, 119 puede inyectarse en el flujo de fluido a través de la pared interna 104 central en cualquier otro ángulo o combinación de los ángulos configurados para mejorar la estabilidad de la llama.
20 La primera etapa 107 de inyección puede incluir ocho inyectores 118, y la segunda etapa 108 de inyección puede incluir dieciséis inyectores 119. El número, tamaño, forma y ángulo de inyección de los inyectores 118, 119 puede variar dependiendo de los requerimientos operacionales del sistema
25 1000.

 Como se ilustra en las Figuras 5 y 6, cada etapa de inyección también puede incluir un primer colector 121 de inyección y un segundo colector 123 de inyección. El primer y segundo colectores 121, 123 de inyección se encuentran en
30 comunicación fluida con los inyectores 118, 119, respectivamente. Cada uno del primer y segundo colectores

121, 123 de inyección pueden encontrarse en la forma de una perforación concéntricamente dispuesta a través del cuerpo de la porción 101 inferior, entre el diámetro interior y el diámetro exterior de la porción 101 inferior. El primer y
5 segundo colectores 121, 123 de inyección pueden dirigir el fluido recibido de una o más de las líneas 111-116 de fluido (ilustradas en la Figura 3) a cada uno de los inyectores 118, 119 por los canales 122, 124 para la inyección en la región 106 de expansión súbita. Una pluralidad de primero y segundo
10 colectores 121, 123 de inyección pueden proporcionarse para suministrar el fluido a los inyectores 118, 119. Uno o más colectores de inyección adicionales pueden proporcionarse para aislar de manera acústica el flujo de fluido al primer y segundo colectores 121, 123 de inyección. Todo o porciones
15 del ensamble 100 de cabeza de quemador puede formarse de o recubrirse con un material resistente a altas temperaturas o reforzado por dispersión, tal como cobre-berilio, monel, aleaciones de cobre, cerámica, etc.

El sistema 1000 puede configurarse de tal manera
20 que el ensamble 100 de cabeza de quemador puede operar con el flujo de fluido solamente a través de la primera etapa 107 de inyección, solamente la segunda etapa 108 de inyección, o la primera y segunda etapas 107, 108 de inyección simultáneamente. Durante la operación, el flujo a través de
25 la primera y/o segunda etapa 107, 108 de inyección puede ajustarse de manera selectiva en respuesta a la presión, temperatura, y/o cambios en el índice de flujo del sistema 1000 o basado en las características de depósito de producción de hidrocarburos, y/o para optimizar la forma de
30 la llama, transferencia de calor, y eficiencia de combustión. La composición de los fluidos que fluyen a través de la

primera y segunda etapas 107, 108 de inyección también puede ajustarse de manera selectiva por las mismas razones. Un fluido (tal como nitrógeno o nitrógeno "rechazado" proporcionado a partir de un sistema de adsorción de oscilación de presión) puede mezclarse con un combustible en diversas composiciones y suministrado a través del ensamble 100 de cabeza de quemador para controlar los parámetros de operación del sistema 1000. El nitrógeno, dióxido de carbono, u otros gases inertes o diluyentes pueden mezclarse con un combustible y suministrarse a través de la primera y/o segunda etapas 107, 108 de inyección para controlar la caída de presión, temperatura de llama, estabilidad de llama, índice de flujo de fluido, y/o ruido acústico producido dentro del sistema 1000, tal como dentro del ensamble 100 de cabeza de quemador y/o el ensamble 200 de tubería perforada.

El sistema 1000 puede tener inyectores múltiples, tal como los inyectores 118, 119 para inyectar un combustible. Los inyectores pueden controlarse selectivamente para secuencias de diversas operaciones. El sistema 1000 también puede tener etapas de inyección múltiple, tales como la primera y segunda etapa 107, 108 de inyección, que pueden operarse solas o en combinación con una o más de las otras etapas de inyección. El flujo de fluido a través de los inyectores de cada etapa de inyección puede ajustarse, detenerse, y/o iniciarse durante la operación del sistema 1000. Los inyectores pueden proporcionar una operación continua sobre un margen de proporciones de flujo (combustible) de fluido. Las proporciones de flujo de inyección (vapor) discretas pueden promediarse en tiempo para cubrir todos los márgenes de las proporciones de flujo de fluido.

Un oxidante (agente de oxidación) puede suministrarse a través de la pared interna 104 central del ensamble 100 de cabeza de quemador, y un combustible puede suministrarse a través de al menos una de la primera y
5 segunda etapas 107, 108 de inyección normal al flujo del oxidante. El combustible y la mezcla oxidante pueden encenderse por el encendedor 150 para generar una llama de combustión y productos de combustión que se dirigen al ensamble 200 de tubería perforada. La forma de la llama de
10 combustión generada dentro del ensamble 100 de cabeza de quemador y el ensamble 200 de tubería perforada puede adaptarse para controlar la transferencia de calor a las paredes del ensamble 100 de cabeza de quemador y que el ensamble 200 de tubería perforada evite la ebullición de
15 fluido y una liberación del aire ocluido de burbujas.

Como se ilustra más adelante en las Figuras 5 y 6, el ensamble 100 de cabeza de quemador puede incluir un sistema 130 de enfriamiento que tiene una entrada 131 (ilustrada en la Figura 5), una salida 136 (ilustrada en la
20 Figura 6), y una o más trayectorias de fluido (pasajes) 132, 133, 134 en comunicación fluida con la entrada 131 y la salida 136. El sistema 130 de enfriamiento se configura para dirigir el fluido, tal como agua, a través del sistema 1000 para enfriar o controlar la temperatura del ensamble 100 de
25 cabeza de quemador y en particular, la primera y segunda etapas 107, 108 de inyección. Las trayectorias 132, 133, 134 de fluido pueden formarse concéntricamente a través del cuerpo de la porción 101 inferior y localizarse junto a la primera y segunda etapa 107, 108 de inyección. El fluido
30 puede suministrarse a la entrada 131 del sistema 130 de enfriamiento por una de las líneas 111-116 de fluido

(ilustrada en la Figura 3), y dirigidas, por ejemplo, a al menos una de las trayectorias 132, 133, 134 de fluido por un canal 137. El fluido puede hacerse circular a través de las trayectorias 132, 133, 134 de fluido y, por ejemplo, 5 dirigirse a la salida 136 por un canal 135. El fluido entonces puede removerse del sistema 130 de enfriamiento por una de las líneas 111-116 de fluido que se encuentran en comunicación fluida con la salida 136.

La trayectoria 132 de fluido puede estar en 10 comunicación fluida directa con la trayectoria 133 de fluido por un canal (similar al canal 137 por ejemplo), y una trayectoria 133 de fluido puede estar en comunicación fluida directa con la trayectoria 134 por un canal (también similar al canal 137, por ejemplo). El fluido puede hacerse circular 15 a través de la trayectoria 132 de fluido, después a través de la trayectoria 133 de fluido, y finalmente a través de la trayectoria 134 de fluido. El fluido puede fluir a través de la trayectoria 132 de fluido en una primera dirección, cerca de al menos una de la primera y segunda etapas 107, 108 de 20 inyección. El fluido puede fluir a través de la trayectoria 133 de fluido en la segunda dirección (opuesta a la primera dirección), cerca de al menos una de la primera y segunda etapa 107, 108 de inyección. El fluido puede fluir a través de la trayectoria 134 de fluido en la primera dirección, 25 cerca de al menos una de la primera y segunda etapas 107, 108 de inyección. De esta manera, las trayectorias 132, 133, 134 de fluido pueden disponerse para dirigir alternativamente el flujo de fluido a través del ensamble 100 de cabeza de quemador en una primera dirección cerca de la primera y 30 segunda etapas 107, 108 de inyección, después en una segunda dirección opuesta, y finalmente en una tercera dirección

similar a la primera dirección. El fluido suministrado a través del sistema 130 de enfriamiento entonces puede regresar a la superficie o puede dirigirse para enfriar el ensamble 200 de tubería perforada como se describe más adelante. Una o más de las líneas 111-116 de fluido (ilustradas en la Figura 3) pueden conectarse al ensamble 100 de cabeza de quemador para suministrar el fluido al sistema 130 de enfriamiento. Una porción del fluido que fluye a través del sistema 130 de enfriamiento puede inyectarse desde al menos una de las trayectorias 132, 133, 134 de fluido en la región 106 de expansión súbita y/o el ensamble 200 de tubería perforada para controlar la temperatura de llama y/o mejorar el enfriamiento de superficie del ensamble 100 de cabeza de quemador y/o el ensamble 200 de tubería perforada.

La Figura 7 ilustra el encendedor 150. El encendedor 150 se coloca junto a la región 106 de expansión súbita y se configura para encender la mezcla de fluidos suministrados a través de la pared interna 104 central y la primera y segunda etapas 107, 108 de inyección. Una lumbrera 151 de encendedor puede disponerse a través de la porción 101 inferior, del ensamble 100 de cabeza de quemador para soportar el encendedor 150. El encendedor 150 puede incluir una bujía de precalentamiento a través de la cual un combustible 127 y un agente oxidante 128 se dirigen (por ejemplo, por las líneas de fluido) y una fuente 126 de energía (tal como una línea eléctrica) se conecta para iniciar la combustión dentro del sistema 1000. Después de la ignición de la mezcla de fluido en el sistema 1000, el encendedor 150 puede configurarse para permitir un flujo continuo del agente oxidante 128 en el ensamble 100 de cabeza de quemador para impedir el contraflujo de los productos o

gases de combustión calientes. El encendedor 150 puede operarse varias veces para operaciones múltiples de encendido y apagado del sistema 1000. Alternativamente, el encendedor 150 puede incluir un soplete encendedor (metano/aire/detector 5 térmico), un soplete de hidrógeno/aire, un detector térmico, una bujía de precalentamiento, una bujía, un soplete de metano/aire enriquecido, y/u otros dispositivos de ignición similares.

El sistema 1000 puede configurarse con uno o más 10 tipos de las disposiciones de ignición. El sistema 1000 puede incluir métodos de ignición de onda de detonación y pirotécnico. El sistema 1000 puede incluir configuraciones de encendedores e ignición. El flujo de gas puede también proporcionarse a través de uno o más encendedores, tales como 15 un encendedor 150, para propósitos de enfriamiento. El ensamble 100 de cabeza de quemador puede tener un encendedor integrado, tal como un encendedor 150, el cual puede operarse con el mismo agente oxidante y combustible utilizado para la combustión en el sistema 1000.

20 La Figura 8 ilustra el ensamble 200 de tubería perforada conectado al ensamble 100 de cabeza de quemador. El ensamble 200 de tubería perforada puede comprender un cuerpo tubular que tiene una porción 201 superior, una porción 202 media, y una porción 203 inferior. La superficie interior del 25 ensamble 200 de tubería perforada define una cámara 210 de combustión. Las porciones 201, 203 superior e inferior pueden estar en la forma de una pestaña para conectarse con el ensamble 100 de cabeza de quemador y el manguito 300 de vaporización, respectivamente. Las porciones 201, 203 30 superiores e inferiores pueden incluir el primer (entrada) y segundo (salida) colectores 204, 205, respectivamente, que se

encuentran en la forma de una perforación concéntricamente dispuesta a través del cuerpo de las porciones 201, 203 superior e inferior entre el diámetro interno y el diámetro externo de las porciones 101, 203 superior e inferior. El primer y segundo colectores 204, 205 se encuentran en comunicación fluida entre sí por una o más de las trayectorias 206 de fluido dispuestas a través del cuerpo de la porción 202 media. El fluido, tal como agua, puede suministrarse al primer colector 204 por una o más líneas de fluido (tales como las líneas 111-116 de fluido descritas en lo anterior), y entonces dirigirse a través de las trayectorias 206 de fluido al segundo colector 205. El flujo de fluido a través de las trayectorias 206 de fluido que rodean la cámara 210 de combustión puede disponerse para enfriar y mantener las temperaturas de pared de la cámara 210 de combustión dentro de un margen de operación aceptable. El primer colector 204 puede estar en comunicación fluida con y adaptarse para recibir el fluido de al menos una de las trayectorias 132, 133, 134 de fluido de la entrada 131 (ilustrado en la Figura 5), y salida 136 (ilustrada en la Figura 6) del sistema 130 de enfriamiento del ensamble 100 de cabeza de quemador descrito en lo anterior.

Como se ilustra en las Figuras 8 y 9, el ensamble 200 de tubería perforada además puede incluir un puntal 207 de inyección de fluido u otro miembro estructural acoplado al cuerpo del ensamble 200 de tubería perforada y tener una pluralidad de inyectoras (toberas) 208 que se encuentran en comunicación fluida con el segundo colector 205 para la inyección de fluido en la dirección corriente arriba dentro de la cámara 210 de combustión, corriente abajo de la cámara 210 de combustión, y/o normal al flujo de la cámara 210 de

combustión. El fluido puede comprender agua y/u otros fluidos de enfriamiento similares. El puntal 207 de inyección de fluido puede configurarse para inyectar gotitas atomizadas del fluido en los productos de combustión calentados generados en la cámara 210 de combustión (por el ensamble 100 de cabeza de quemador) para vaporizar las gotitas de fluido y formar así un vapor calentado, tal como por ejemplo un vapor. El ensamble 200 de tubería perforada puede configurarse para dirigir la inyección de fluido, incluyendo las gotitas de fluido atomizadas, dentro de la cámara 210 de combustión desde al menos una del primer y segundo colectores 204, 205, las trayectorias 206 de fluido, y el cuerpo o pared de las porciones superiores, inferiores, y/o medias. La inyección directa del fluido puede presentarse en una o más ubicaciones a lo largo de la longitud del ensamble 200 de tubería perforada. El ensamble 200 de tubería perforada puede configurarse para dirigir la inyección de fluido desde al menos uno del primer y segundo colectores 204, 205, las trayectorias 206 de fluido, y el cuerpo o pared de las porciones superiores, inferiores, y/o medias, en combinación con el puntal 207 de inyección de fluido. El ensamble 200 de tubería perforada también puede incluir una etapa 209 de inyección de fluido que tiene una pluralidad de toberas 211 para enfriar la porción inicial del manguito 300 de vaporización debajo de la cámara 210 de combustión al inyectar una capa delgada del fluido o una película del fluido a través de las superficies interiores del manguito 300 de vaporización.

El puntal 207 de inyección puede ubicarse en diversas posiciones dentro del ensamble 200 de tubería perforada y puede configurarse en varias formas para la

inyección fluida. El puntal 207 de inyección también puede formarse como un amortiguador acústico y configurarse para aislar acústicamente el flujo de fluido de la cámara 210 de combustión (similar a la placa 105 de amortiguación en el
5 ensamble 100 de cabeza de quemador). El cuerpo del ensamble 100 de tubería perforada y/o el puntal 207 de inyección pueden estar en comunicación fluida con una fuente de gas presurizado, tal como un aire suministrado para el sistema 1000, para ayudar al flujo de fluido a través del ensamble
10 200 de tubería perforada y la inyección de fluido a través del puntal 207 de inyección. El sistema 1000 puede proporcionarse por mecanismos de enfriamiento adicionales para controlar la temperatura de la cámara 210 de combustión o la temperatura de llama, tal como una inyección
15 refrigerante directa a través de la porción 201 superior del ensamble 200 de tubería perforada, transpiración o enfriamiento de película del ensamble 200 de tubería perforada a lo largo de su longitud, y/o recubrimientos cerámicos pueden aplicarse para reducir las temperaturas del
20 metal.

Las Figuras 10-13 ilustran un sistema 220 de inyección de fluido (tal como un sistema de inyección de agua asistida con gas) del ensamble 200 de tubería perforada. El sistema 200 de inyección de fluido puede utilizarse
25 independientemente de o en combinación con el puntal 207 de inyección de fluido descrito en lo anterior. Una línea 230 (alimentación) de fluido (tal como las líneas 111-116 de fluido ilustradas en la Figura 3) pueden acoplarse con el ensamble 200 de tubería perforada para suministrar un fluido,
30 tal como un gas, para un colector 231 de gas dispuesto en la porción 203 inferior del cuerpo para ayudar en la inyección

de fluido atomizado, tal como agua, en la cámara 210 de combustión. La línea 230 de fluido puede extenderse directamente desde la superficie o puede estar en comunicación fluida con una o más de las líneas 111-116 de fluido que suministra un oxidante al sistema 1000, para que el gas comprenda una porción del agente oxidante suministrado al sistema 1000. El colector 231 de gas puede tener una cámara de admisión 221 superior en comunicación fluida con una cámara de admisión 222 inferior, mediante una trayectoria 223 de fluido. La cámara de admisión 221 superior puede dirigir el gas en la cámara 210 de combustión a través de las toberas 224, las cuales forman una bomba depuradora para ayudar en la atomización del agua. El agua desde las trayectorias 206 de fluido puede fluir en un colector 227 de agua (tal como segundo colector 205 descrito en lo anterior) y a través de la trayectoria 226 de fluido en la corriente de gas formada mediante las toberas 224. El agua entonces puede inyectarse dentro de la cámara 210 de combustión como gotitas atomizadas en una dirección normal al flujo de los productos de combustión en la cámara 210 de combustión. La cámara de admisión 222 inferior puede dirigir el gas en el manguito 300 de vaporización por una trayectoria 229 de fluido que comunica el gas a las toberas 211, la cual también forma una bomba depuradora para ayudar en la atomización del agua. El agua puede fluir desde el colector 227 de agua a través de una trayectoria 228 de fluido dentro de la corriente de gas formada mediante las toberas 211 e inyectarse en el manguito 300 de vaporización en una dirección paralela al flujo de los productos de combustión que salen de la cámara 210 de combustión. Las gotitas de agua pueden inyectarse a lo largo de la extensión longitudinal de la pared interna del manguito

300 de vaporización para enfriar la película de la pared interna y ayudar al control de la temperatura de los productos de combustión. El sistema 220 de inyección de fluido por lo tanto forma una disposición de inyección de agua de dos etapas que puede ubicarse dentro y/o en relación al cuerpo del ensamble 200 de tubería perforada y el manguito 300 de vaporización en una serie de formas para optimizar la inyección (agua) de fluido en el sistema 1000.

El sistema 1000 puede incluir una disposición doble de tobera de atomización de fluido que se configura para mezclar o combinar una corriente de gas y una corriente de agua en diversas maneras para formar un rociado por gotas atomizado que se inyecta en la cámara 210 de combustión y/o el manguito 300 de vaporización. Un fluido tal como agua puede suministrarse a través de la línea 230 (alimentación) de fluido solo o en combinación con un gas, a una alta presión hasta el punto de que el agua se vaporice tras la inyección en la cámara 210 de combustión. El agua de alta presión puede formarse en cavidades a través de un orificio y se inyecta en la cámara 210 de combustión.

El sistema 1000 puede configurarse con una o más de las disposiciones de inyección de agua, tal como el puntal 207 de inyección y/o el sistema 220 de inyección, para inyectar agua en la ensamble 100 de cabeza de quemador, la cámara 210 de combustión, y/o el manguito 300 de vaporización. El sistema 1000 puede incluir un puntal de inyección de agua conectado al cuerpo del ensamble 200 de tubería perforada. La inyección de agua en la cámara 210 de combustión puede proporcionarse directamente desde la pared de la cámara de combustión. La inyección de agua puede presentarse en una o más ubicaciones, tal como al final y/o

cabecera de la cámara 210 de combustión. El sistema 1000 puede incluir una disposición de inyección de agua asistida con gas. Las disposiciones de inyección de agua pueden adaptarse para proporcionar protección de superficie/pared y/o controlar la longitud de vaporización. La optimización de las disposiciones de inyección de agua puede proporcionar humedecimiento de las paredes/superficies internas, lograr la vaporización en un punto designado en una longitud limitada, y evitar la extinción de la llama de combustión. Las gotitas de fluido pueden inyectarse en la cámara 210 de combustión (utilizando el puntal 207 de inyección de fluido y/o el sistema 220 de inyección de fluido, por ejemplo) de modo que el tamaño de las gotitas de fluido se encuentra dentro del margen de 20 micras a aproximadamente 100 micras, aproximadamente 100 micras a alrededor de 200-300 micras, aproximadamente 200-300 micras a aproximadamente 500-600 micras, y aproximadamente 500-600 micras a aproximadamente 800 micras o mayor. Aproximadamente 30% de las gotitas de fluido pueden tener un tamaño de aproximadamente 20 micras, aproximadamente 45% de las gotitas de fluido pueden tener un tamaño de aproximadamente 200 micras, y aproximadamente 25% de las gotitas de fluido pueden tener un tamaño de aproximadamente 800 micras.

El manguito 300 de vaporización comprende un cuerpo cilíndrico que tiene una porción 301 superior en la forma de una pestaña para conectar con el ensamble 200 de tubería perforada, y una porción 301 media o inferior que define una cámara 310 de vaporización. Los fluidos y los productos de combustión desde el ensamble 200 de tubería perforada pueden dirigirse al extremo superior y fuera del extremo inferior de la cámara 310 de vaporización para inyección en un depósito.

La cámara 310 de vaporización puede ser de una longitud suficiente para permitir la combustión completa y/o vaporización del combustible, oxidante, agua, vapor, y/u otros fluidos inyectados en la cámara 210 de combustión y/o el manguito 300 de vaporización antes de la inyección en un depósito.

El manguito 400 de soporte comprende un cuerpo cilíndrico que rodea o aloja el ensamble 100 de cabeza de quemador, el ensamble 200 de tubería perforada, y el manguito 300 de vaporización para protección del entorno del fondo de la perforación que lo rodea. El manguito 400 de soporte puede configurarse para proteger los componentes del sistema 1000 de cualesquier cargas generadas mediante su conexión con otros dispositivos situados en el fondo de la perforación, tales como filtros o conexiones de cable de alimentación, etc. El manguito 400 de soporte puede proteger a los componentes del sistema 1000 del daño estructural que puede provocarse por la expansión térmica del mismo sistema u otros dispositivos situados en el fondo de la perforación. El manguito 400 de soporte (o exoesqueleto) puede configurarse para transmitir cargas por el cable umbilical alrededor del sistema 1000 a un filtro u otros elementos de sellado/ancraje conectado al sistema 1000. El sistema 1000 puede configurarse para acomodar la expansión térmica de los componentes que forman parte de, conectado a, o situado junto al sistema 1000. Finalmente, una variedad de combustibles alternativos, oxidante, diluyente, agua, y/o métodos de inyección de gas puede ser empleado con el sistema 1000.

La Figura 14A ilustra un ensamble 1400A de línea de fluido para suministrar un fluido, tal como agua al sistema 1000. El ensamble 1400A de línea de fluido incluye una

primera línea 1405 de fluido y una segunda línea 1420 de fluido para dirigir una porción del fluido en la línea 1405 de fluido al sistema 130 de enfriamiento del ensamble 100 de cabeza de quemador. La segunda línea 1420 de fluido se encuentra en comunicación con la entrada 131 del sistema 130 de enfriamiento. Corriente abajo de la segunda línea 1420 de fluido se encuentra un dispositivo 1410 de control de presión, tal como un orificio fijo, para balancear la caída de presión en la primera línea 1405 de fluido. Una tercera línea 1425 de fluido se encuentra en comunicación con la salida 136 del sistema 130 de enfriamiento y se dispone para dirigir el contraflujo a la primera línea 1405 de fluido. La primera línea 1405 de fluido también puede suministrar fluido al ensamble 200 de tubería perforada, y en particular al primer colector 204, el segundo colector 205, el puntal 207 de inyección de fluido, el sistema 220 de inyección de fluido, y/o directamente en la cámara 210 de combustión a través de una pared del ensamble 200 de tubería perforada. Múltiples líneas de fluido pueden utilizarse para proporcionar fluido desde la superficie al sistema 1000.

La Figura 14B ilustra un ensamble 1400B de línea de fluido para suministrar un fluido, tal como un oxidante (por ejemplo aire o aire enriquecido) al sistema 1000. El ensamble 1400B de línea de fluido incluye una primera línea 1430 de fluido para suministrar fluido a la pared interna 104 central del ensamble 100 de cabeza de quemador. Una segunda línea 1455 de fluido (tal como una línea 230 de fluido ilustrada en la Figura 10) puede dirigir una porción del fluido en la línea 1430 de fluido al puntal 207 de inyección de fluido y/o al sistema 220 de inyección de fluido del ensamble 200 de tubería perforada. Una tercera línea 1445 de fluido puede

también dirigir una porción del fluido en la línea 1430 de fluido al encendedor 150 del ensamble 100 de cabeza de quemador. Uno o más dispositivos 1435, 1445, 1455 de control de presión, tal como un orificio fijo, se acoplan a las
5 líneas de fluido para equilibrar la caída de presión en las líneas de fluido al sistema 1000. Múltiples líneas de fluido pueden utilizarse para proporcionar fluido desde la superficie hasta el sistema 1000.

El sistema 1000 puede operarse en un "modo de
10 descarga" para limpiar e impedir la obstrucción de químicos, magnesio o calcio de las diversas trayectorias (flujo) de fluido en el sistema 1000 y/o el sondeo debajo del sistema 1000. Uno o más fluidos pueden suministrarse a través del sistema 1000 para descargar o purgar cualquier acumulación de
15 material, tal como carbonización, formada en las líneas de fluido, conductos, ensamble 100 de cabeza de quemador, ensamble 200 de tubería perforada, manguito 300 de vaporización, revestimiento del sondeo, y/o perforaciones de la tubería perforada.

El sistema 1000 puede incluir una o más
20 características de amortiguación acústica. La placa 105 de amortiguamiento puede ubicarse en la pared interna 104 central encima o dentro del ensamble 100 de cabeza de quemador. Una disposición de inyección (agua) de fluido, tal
25 como el puntal 207 de inyección (agua) de fluido, puede utilizarse para aislar acústicamente la cámara 210 de combustión y la región interna del manguito 300 de vaporización. La adición de nitrógeno al combustible puede ayudar a mantener una caída de presión adecuada a través de
30 los inyectores 118, 119.

El combustible suministrado al sistema 1000 puede

combinarse con uno o más de los gases siguientes: nitrógeno, dióxido de carbono, y gases que no son reactivos. El gas puede ser un gas inerte. La adición de un gas no reactivo y/o gas inerte con el combustible puede incrementar la estabilidad de la llama cuando se utiliza un diseño de "llama fija" o "llama elevada". La adición de gas también puede ayudar a mantener caídas de presión adecuadas a través de los inyectores 118, 119 y ayudar a mantener la velocidad de inyección (combustible). Como se indica en lo anterior, la adición de gas también puede mitigar el impacto de acústica de combustión en la primera y segunda etapa 107, 108 de inyección (combustible) del sistema 1000.

El oxidante suministrado al sistema 1000 puede incluir uno o más de los siguientes gases: aire, aire enriquecido con oxígeno, y oxígeno mezclado con un gas inerte tal como dióxido de carbono. El sistema 1000 puede operarse con una composición estequiométrica de oxígeno o con un excedente de oxígeno. La temperatura de llama del sistema 1000 puede controlarse por la inyección de diluyente. Uno o más diluyentes pueden utilizarse para controlar la temperatura de llama. Los diluyentes pueden incluir agua, oxígeno en exceso, y gas inerte que incluye nitrógeno, dióxido de carbono, etc.

El ensamble 100 de cabeza de quemador puede operarse dentro de un margen de presión de operación de alrededor de 21.092 kg/cm² (300 psi) a alrededor de 105.460 kg/cm² (1500 psi), alrededor de 126.552 kg/cm² (1800 psi), alrededor de 210.920 kg/cm² (3000 psi) o mayor. El agua puede suministrarse al sistema 1000 en un índice de flujo dentro de un margen de 375 bpd (barriles por día) a alrededor de 1500 bpd o mayor. El sistema 1000 puede operarse para generar

vapor que tiene una calidad de vapor de alrededor de 0 por ciento a alrededor de 80 por ciento o hasta 100 por ciento. El combustible suministrado al sistema 1000 puede incluir un gas natural, singas, hidrógeno, gasolina, diesel, queroseno, u otros combustibles similares. El oxígeno suministrado al sistema 1000 puede incluir aire, aire enriquecido (que tiene alrededor de 35% de oxígeno), 95 por ciento de oxígeno puro, oxígeno más dióxido de carbono y/u oxígeno, más otros diluyentes inertes. Los gases de escape inyectados en el depósito utilizando el sistema 1000 pueden incluir alrededor de 0.5 por ciento a alrededor de 5 por ciento de oxígeno excedente. El sistema 1000 puede ser compatible con uno o más dispositivos de filtro de alrededor de 17.78 cm (7 pulgadas) a alrededor de 19.367 cm (7-5/8 pulgadas), a alrededor de 24.447 cm (9-5/8 pulgadas) de tamaño. El sistema 1000 puede dimensionarse para ajustarse dentro de los diámetros de revestimiento de alrededor de 12.827 cm (5-1/2 pulgadas), alrededor de 17.78 cm (7 pulgadas), alrededor de 19.367 cm (7-5/8 pulgadas), y alrededor de 23.018 cm (9-5/8 pulgadas). El sistema 1000 puede ser de alrededor de 2.43 m (8 pies) en longitud total. El sistema 1000 puede operarse para generar alrededor de 1000 bpd, alrededor de 1500 bpd, y/o alrededor de 3000 bpd o mayor del vapor del fondo de la perforación. El sistema 1000 puede operarse con una relación de disminución de presión de 4:01, por ejemplo alrededor de 21.092 kg/cm² (300 psi) a alrededor de 84.368 kg/cm² (1200 psi). El sistema 1000 puede operarse con una relación de disminución de índice de flujo de alrededor de 2:01, por ejemplo, alrededor de 750 bpd alrededor de 1500 bpd de vapor. El sistema 1000 puede incluir una vida de operación o requisito de período de mantenimiento de alrededor de 3 años o más.

De acuerdo con un método de operación, el sistema 1000 puede descenderse en un primer sondeo, tal como un sondeo de inyección. El sistema 1000 puede asegurarse en el sondeo por un dispositivo de aseguramiento, tal como un dispositivo de filtro. Un combustible, un oxidante, y un fluido pueden suministrarse al sistema 1000 por una o más líneas de fluido y pueden mezclarse dentro del ensamble 100 de cabeza de quemador. El oxidante se suministra a través de la pared interna 104 central en la región 106 de expansión súbita, y el combustible se inyecta en la región 106 de expansión súbita por los inyectores 118, 119 para mezclar con el oxidante. El combustible y la mezcla oxidante pueden encenderse y quemarse dentro de la cámara de combustión para generar uno o más productos de combustión calentados. Después de ingresar a la región 106 de expansión súbita, el oxidante y/o flujo de combustible pueden formar un vórtice o flujo turbulento que mejorará la mezcla del oxidante y el combustible para una combustión completa. El vórtice o flujo turbulento también puede al menos rodear parcialmente o encerrar la llama de combustión, la cual puede ayudar en el control o mantenimiento de la estabilidad y tamaño de la llama. La presión, índice de flujo, y/o la composición del combustible y/o flujo oxidante puede ajustarse para controlar la combustión. El fluido puede inyectarse (en la forma de gotitas atomizadas por ejemplo) en los productos de combustión calentados para formar un gas de escape. El fluido puede incluir agua, y el agua puede vaporizarse por los productos de combustión calentados para formar vapor en el gas de salida. El fluido puede incluir un gas, y el gas puede mezclarse y/o hacerse reaccionar con productos de combustión calentados para formar el gas de escape. El gas de escape

puede inyectarse en un depósito por el manguito de vaporización para calentar, quemar, mejorar y/o reducir la viscosidad de los hidrocarburos dentro del depósito. Los hidrocarburos pueden entonces recuperarse desde un segundo sondeo, tal como un sondeo de producción. La temperatura y/o presión dentro del depósito pueden controlarse al controlar la inyección de fluido y/o la producción de fluido desde los sondeos de inyección y/o producción. Por ejemplo, el índice de inyección o fluido en el depósito puede ser mayor que el índice de producción del fluido desde el sondeo de producción. El sistema 1000 puede operarse dentro de cualquier tipo de disposiciones de sondeo que incluyen uno o más pozos horizontales, pozos multilaterales, pozos verticales, y/o pozos inclinados. El gas de escape puede comprender oxígeno excedente para combustión in situ (oxidación) con los hidrocarburos calentados en el depósito. La combustión en el oxígeno excedente y los hidrocarburos pueden generar más calor dentro del depósito para calentar más el gas de escape y los hidrocarburos en el depósito, y/o generar mezclas de gases calentados adicionalmente, tales como con el vapor, dentro del depósito.

La Figura 15 muestra una gráfica que ilustra una temperatura de flama adiabática (grados Fahrenheit) versus oxígeno excedente (porcentaje de fracción molar en llamas) durante la operación del sistema 1000 utilizando aire regular y aire enriquecido (teniendo alrededor de 35 porcentaje de oxígeno). Como se ilustra la temperatura de llama disminuye conforme el porcentaje de oxígeno excedente en la llama incrementa. Como se ilustra más adelante, el aire enriquecido puede utilizarse para generar temperaturas de llama más altas que el aire regular.

La Figura 16 muestra una gráfica que ilustra la temperatura de llama adiabática (grados Fahrenheit) versus presión (psi) durante la operación del sistema 1000 utilizando aire enriquecido (que tiene alrededor de 35 por ciento de oxígeno) y un contenido de llama resultante que tiene alrededor de 0.5 por ciento de oxígeno excedente y alrededor de 5.0 por ciento de oxígeno excedente. Como se ilustra, la temperatura de llama incrementa conforme incrementa la presión, y cantidades menores de oxígeno excedente en los productos de combustión incrementan la temperatura de llama.

Las Figuras 17-20 ilustran ejemplos de las características de operación del sistema 1000 dentro de los diversos parámetros operacionales, que incluyen el uso de aire enriquecido. Las Figuras 17 y 19 ilustran ejemplos del sistema 1000 que tienen un diámetro (véase Figura 8) ante la cámara 210 de combustión de 8.89 cm (3.5 pulgadas), y un dispositivo de filtro térmico de 17.78 o 21.907 cm (7 u 8-5/8 de pulgada) que tiene un diámetro interno de filtro de alrededor de 7.792 cm (3.068 pulgadas). Las Figuras 18 y 20 ilustran ejemplos del sistema 1000 que tiene un diámetro (véase Figura 8) de cámara 210 de combustión de alrededor de 8.89 cm (3.5 pulgadas), y un dispositivo de filtro térmico que tiene un diámetro interno de filtro de alrededor de 6.200 cm (2.441 pulgadas). Los ejemplos ilustran el sistema 1000, y en particular el ensamble 100 de cabeza de quemador y/o cámara 210 de combustión, operando con una presión de alrededor de 140.613 kg/cm² (2000 psi), 105.470 kg/cm² (1500 psi), 52.730 kg/cm² (750 psi), y 21.092 kg/cm² (300 psi). Los ejemplos además ilustran el sistema 1000 operando con un índice de flujo de agua de 1500 bpd y 375 bpd.

La Figura 21 muestra una gráfica que ilustra la velocidad de inyección de combustible (pies por segundo) contra presión (psi) en el ensamble 100 de cabeza de quemador y/o la cámara 210 de combustión durante la operación del sistema 1000 en un índice de flujo de inyección de combustible máximo (por ejemplo, 1500 bpd) y 1/4 del índice de flujo de inyección de combustible máximo (por ejemplo, 375 bpd). Además, alrededor de 56.245 kg/cm² (800 psi) y por debajo, 24 inyectores (tales como los inyectores 118, 119) se utilizaron para inyectar el combustible en el sistema 1000, y por encima de 56.245 kg/cm² (800 psi), solamente 8 inyectores (tales como los inyectores 118) se utilizaron para inyectar el combustible en el sistema 1000. Como se ilustra, la velocidad de inyección de combustible generalmente disminuye conforme la presión incrementa, y velocidades de inyección de combustible mayores pueden alcanzarse a presiones más altas con el uso de solamente 8 inyectores en comparación con el uso de 24 inyectores.

Las Figuras 22A y 22B muestran gráficas que ilustran la penetración por chorro en un flujo transversal y de aproximadamente un inyector de 0.1524 cm (0.06 pulgadas) (tal como los inyectores 118, 119). Generalmente, la penetración de chorro incrementa conforme incrementa la relación de chorro a impulso libre de corriente.

La Figura 23 muestra una gráfica que ilustra el porcentaje de la caída de presión a través de las inyecciones (tal como los inyectores 118, 119) versus presión (psi) en el ensamble 100 de cabeza de quemador y/o la cámara 210 de combustión durante la operación del sistema 1000 a un índice de flujo de inyección de combustión máxima (por ejemplo, 1500 bpd) y 1/4 del índice de flujo de inyección de combustible

máximo (por ejemplo, 375 bpd). Además, alrededor de 56.245 kg/cm² (800 psi) y por debajo, 24 inyectores (tales como los inyectores 118, 119) se utilizaron para inyectar el combustible en el sistema 1000, y por encima de 56.245 kg/cm² (800 psi), solamente 8 inyectores (tales como los inyectores 118) se utilizaron para inyectar el combustible en el sistema 1000. Como se ilustra, el porcentaje de la caída de presión generalmente incrementa conforme la presión incrementa, y los porcentajes más altos de la caída de presión se presentan con el uso de solamente 8 inyectores en comparación con el uso de 24 inyectores.

Las Figuras 24-29 muestran gráficos que ilustran el efecto de un nitrógeno específicamente diluyente mezclado con un combustible suministrado al sistema 1000 para controlar la caída de presión de inyección de combustible. Las Figuras 24 y 25 muestran gráficas que ilustran el porcentaje de caída de presión a través de las inyecciones (tales como los inyectores 118, 119) versus presión (psi) en el ensamble 100 de cabeza de quemador y/o cámara 210 de combustión durante la operación del sistema 1000 en un índice de flujo de inyección de combustible máximo (por ejemplo, 1500 bpd) y utilizando dos colectores de inyección (por ejemplo, primera y segunda etapas 107, 108 de inyección). Como se ilustra, la caída de presión del inyector se mantiene por encima de alrededor de 10 por ciento conforme la presión incrementa de alrededor de 21.092 kg/cm² (300 psi) arriba de aproximadamente 140.613 kg/cm² (2000 psi). Como se ilustra el porcentaje de nitrógeno disponible utilizado, así como el flujo de masa de nitrógeno en relación con el flujo de masa de fluido, incrementa conforme la presión incrementa.

Las Figuras 26 y 27 muestran gráficas que ilustran

el porcentaje de la caída de presión a través de las inyecciones (tales como los inyectores 118, 119) versus presión (psi) en el ensamble 100 de cabeza de quemador y/o cámara 210 de combustión durante la operación del sistema 1000 en un índice de flujo de inyección de combustible máximo (por ejemplo, 1500 bpd) y utilizando un colector de inyección (por ejemplo, primera y/o segunda etapa 107, 108 de inyección). Como se ilustra, la caída de presión del inyector se mantiene por encima de alrededor de 10 por ciento conforme la presión incrementa de alrededor de 21.092 kg/cm² (300 psi) por encima de alrededor de 140.613 kg/cm² (2000 psi). También se ilustra que el porcentaje del nitrógeno disponible utilizado, así como el flujo de masa de nitrógeno en relación al flujo de masa del combustible, incrementa conforme la presión incrementa. Como se observa en la gráfica, una fuente adicional del diluyente puede necesitarse cuando el porcentaje del nitrógeno disponible utilizado se encuentre al 100 por ciento.

Las Figuras 28 y 29 muestran gráficas que ilustran un porcentaje de la caída de presión a través de las inyecciones (tales como los inyectores 118, 119) versus presión (psi) en el ensamble 100 de cabeza de quemador y/o cámara 210 de combustión durante la operación del sistema 1000 a índice de flujo de inyección de combustible mínimo (por ejemplo, 375 bpd) y utilizando un colector de inyección (por ejemplo, la primera y/o segunda etapa 107, 108 de inyección). Como se ilustra, la caída de presión del inyector se mantiene en o por encima de alrededor de 10 por ciento conforme la presión incrementa de alrededor de 21.092 kg/cm² (300 psi) por encima de alrededor de 140.613 kg/cm² (2000 psi). También se ilustra el porcentaje del nitrógeno

disponible utilizado, así como el flujo de masa de nitrógeno en relación al flujo de masa del combustible, incrementa conforme la presión incrementa. Como se observa en la gráfica, una fuente adicional del diluyente puede necesitarse
5 cuando el porcentaje de nitrógeno disponible utilizado se encuentra en 100 por ciento.

La Figura 30 muestra una gráfica que ilustra un margen de operación de flujo de calor (q) versus temperatura de llama adiabática (grados Fahrenheit) en la superficie de
10 las etapas del inyector (por ejemplo, primera y/o segunda etapa 107, 108 de inyección) durante la operación del ensamble 100 de cabeza de quemador. Como se ilustra, conforme la temperatura de la llama incrementa de alrededor de 1648 grados Celsius (3000 grados Fahrenheit) a alrededor de 2760
15 grados Celsius (5000 grados Fahrenheit), el flujo de calor incrementa de alrededor de $108,409 \text{ cal/cm}^2$ ($400,000 \text{ BTU/ft}^2$) por hora a alrededor de $298,369.5 \text{ cal/cm}^2$ ($1,100,000 \text{ BTU/ft}^2$) por hora.

Las Figuras 31-33 muestran las gráficas que
20 ilustran las temperaturas del lado de gas y del lado de agua (grados Fahrenheit) en el material del ensamble 100 de cabeza de quemador (incluyendo cobre-berilio) y el material del ensamble 200 de tubería perforada versus la temperatura de llama adiabática (grados Fahrenheit) durante la operación del
25 sistema 1000. Como se ilustra, las temperaturas de los materiales en el lado de gas son mayores en comparación con el lado de agua, y generalmente incrementa en temperatura conforme la temperatura de llama incrementa. Como se ilustra la temperatura del material en el lado de agua generalmente
30 permanece igual o incrementa conforme la temperatura de llama adiabática incrementa basándose en el material utilizado.

La Figura 34 ilustra una gráfica que compara las temperaturas de pared del lado de gas (caliente) y del lado de agua (frío) de un ensamble 100 de cabeza de quemador formado de cobre-berilio y/o el ensamble 200 de tubería perforada bajo índice de flujo de agua de 375 bpd (presión inicial de agua de 38.668 kg/cm² (550 psi)) y un índice de flujo de agua de 1500 bpd (presión inicial de agua de 154.675 kg/cm² (2200 psi)). Como se ilustra, la temperatura de pared del lado de gas es mayor bajo un parámetro de operación de índice de flujo de agua de 375 bpd que cuando opera bajo un índice de flujo de agua de 1500 bpd para la velocidad de enfriamiento de agua reducida. También se ilustra que un grado mayor de subenfriamiento de pared se mantiene para evitar la posibilidad de ebullición en las trayectorias de fluido. El ensamble 100 de cabeza de quemador puede formarse a partir de un material basado en monel 400, puede incluir un espesor de pared de alrededor de 0.158 cm (1/16 pulgadas) entre el lado de gas y el lado de agua, y puede configurarse para mantener una temperatura de pared de lado de gas de alrededor de 290 grados Celsius (555 grados Fahrenheit), una temperatura de pared de lado de agua de alrededor de 79.444 grados Celsius (175 grados Fahrenheit), una temperatura de saturación de agua de alrededor de 342 grados Celsius (649 grados Fahrenheit), y una temperatura de subenfriamiento de pared de alrededor de 246 grados Celsius (475 grados Fahrenheit).

La Figura 35 muestra una gráfica que ilustra el 100 por ciento de distancia de vaporización (pies) de una caída de fluido versus el tamaño de gotita de fluido (diámetro promedio en micras) (grados Fahrenheit) durante la operación del sistema 1000. Como se ilustra, conforme un tamaño de

gotita de fluido incrementa desde alrededor de 0.0 micras a alrededor de 700 micras, la distancia para alcanzar 100 por ciento de vaporización incrementa de alrededor de 0.0 metros (0.0 pies) a alrededor de 1.219 metros (4 pies).

5 La Figura 36 ilustra un ejemplo de características de operación del sistema 1000 durante el encendido, incluyendo los tiempos de residencia del flujo de calor del material (metano), el oxidante (aire), y el fluido de enfriamiento (agua). Como se ilustra el tiempo residente del
10 combustible es de alrededor de 3.87 minutos en el flujo máximo y alrededor de 15.26 minutos con 1/4 del flujo máximo; el tiempo de residencia del fluido de enfriamiento es de alrededor de 5.94 minutos en un flujo máximo y alrededor de 23.78 minutos en 1/4 de flujo máximo, y el tiempo de
15 residencia del oxidante es de alrededor de 2.37 minutos en un flujo máximo de alrededor de 9.18 minutos en 1/4 del flujo máximo.

Las Figuras 37-39 ilustran gráficas del rendimiento de inyector (por ejemplo, ensamble 100 de cabeza de quemador)
20 cuando opera en un índice de flujo de 375 bpd con solamente la etapa de inyección (por ejemplo, la primera etapa 107 de inyección), un índice de flujo de 1125 bpd con solamente una etapa de inyección (por ejemplo, la segunda etapa 108 de inyección), y un índice de flujo de 1500 bpd con dos etapas
25 de inyección (por ejemplo, tanto la primera como la segunda etapas 107, 108 de inyección), respectivamente.

La Figura 40 ilustra la temperatura de gas en el manguito 300 de vaporización versus la distancia axial de la inyección de agua (tal como por el puntal 207 de inyección de
30 fluido y/o el sistema 220 de inyección de fluido). Como se ilustra, las gotitas de temperatura del gas de alrededor de

1926 grados Celsius (3,500 grados Fahrenheit) a alrededor de 954 grados Celsius (1,750 grados Fahrenheit) de manera instantánea tras la inyección inicial de las gotitas de fluido en el gas calentado. Como se ilustra además, la
5 temperatura del gas gradualmente disminuye y eventualmente se mantiene por encima de alrededor de 260 grados Celsius (500 grados Fahrenheit) dentro del manguito 300 de vaporización hasta alrededor de 63.5 cm (25 pulgadas) a partir del punto inicial de inyección de fluido.

10 El sistema 1000 puede operarse bajo un margen de regímenes de alta presión, en oposición a un régimen convencional de baja presión, por ejemplo, el cual se maneja en parte para incrementar la transferencia de calor latente al depósito. Los regímenes de baja presión generalmente se
15 utilizan para obtener un calor latente mucho mayor de condensación a partir del vapor, sin embargo, la mayoría de los depósitos se encuentran huecos se han agotado antes de que se inyecte el vapor. Un propósito secundario de los regímenes de baja presión es reducir las pérdidas de calor en
20 la capa rocosa y en la base rocosa del depósito ya que el vapor se encuentra a una temperatura más baja. Sin embargo, debido a que la pérdida de calor se lleva a cabo durante muchos años, en algunos casos, las pérdidas de calor en realidad pueden incrementarse mediante los índices de
25 inyección bajos y las longitudes de proyección mayores.

El sistema 1000 puede operarse tanto en los regímenes de baja presión como regímenes de alta presión, y/o en depósitos en tierra de alrededor de 762 metros (2500 pies) de profundidad, o mayor, depósitos cerca de la costa,
30 depósitos cargados con permafrost, y/o depósitos en los que el vapor generado de la superficie generalmente es poco

rentable, o no se encuentra disponible. El sistema 1000 puede utilizarse en muchas configuraciones de pozo diferentes, que incluyen pozos multilaterales, horizontales y verticales. El sistema 1000 se configura para la generación de un vapor de alta calidad, entregado en la profundidad, la inyección de gas de combustible, por ejemplo N₂ y CO₂, y manejo de depósito de mayor presión, alrededor de 8.063 kg/cm² (100 psig) a alrededor de 71.340 kg/cm² (1,000 psig). En un ejemplo, un depósito, el cual normalmente puede operar en un régimen de baja presión (por ejemplo, más de 40 años) pueden necesitar producirse durante solamente 20 años utilizando el sistema 1000 para producir el mismo porcentaje de petróleo original en su lugar (OOIP). Las pérdidas de calor para la capa rocosa y base rocosa en un depósito utilizando el sistema 1000, por lo tanto también se reducen durante alrededor de 20 años y son mucho menos que un problema.

El sistema 1000 también puede representar un papel benéfico en los yacimientos de baja permeabilidad, donde el mecanismo de drenaje de gravedad puede de otro modo verse afectado. Muchos yacimientos tienen una disparidad entre la permeabilidad vertical y permeabilidad horizontal del flujo de fluido. En algunas situaciones, la permeabilidad horizontal puede ser de varias órdenes de magnitud mayores que la permeabilidad vertical. En este caso, el drenaje por gravedad puede obstruirse y barrido horizontal por vapor se vuelve una forma mucho más efectiva de producción de petróleo. El sistema 1000 puede proporcionar el vapor de alta presión y los gases (EOR) de recuperación de petróleo mejorados que permitirán este esquema de producción.

Un resumen de las ventajas potenciales entre los regímenes de alta presión y baja presión utilizando el

sistema 1000 se resumen en la Tabla 1 a continuación.

5

10

15

TABLA 1 - Ejemplos de la Ventajas de Uso del Sistema 1000 con un Régimen de Alta Presión		
Problema	Régimen de Baja Presión	Régimen de Alta Presión
Pérdida de Calor para la Base rocosa y Capa rocosa del Depósito	Una de las razones detrás de usar un régimen de baja presión es utilizar el vapor de una manera más eficiente debido al calor latente mayor de vapor en una baja presión	El sistema 1000 produce volúmenes equivalentes o mayores de petróleo en un tiempo sustancialmente menor. Un depósito operado en regimenes de baja presión, es decir, más de 40 años, puede necesitar producirse solamente 20 años, para producir el mismo porcentaje de OOIP utilizando el sistema 1000. La cantidad de pérdida de calor por barril de petróleo producido es menor en un régimen de presión mucho mayor debido a una vida de proyección más corta, y la relación de vapor-petróleo proyectada es menor

20

25

30

Gas Superación Penetración	Los regímenes de baja presión tienen volúmenes de depósito mayores de gas los cuales en alguna etapa superarán el banco de gas y penetrarán.	Los volúmenes de alta presión y de menor gas utilizados con el sistema 1000 reducen o retardan la anulación/penetración. El régimen de alta presión del sistema 1000 tendrá un volumen de depósito menor de gas inicialmente, y, conforme el gas enfría, disminuirá más su volumen, reduciendo la probabilidad o extendiendo el marco de tiempo para la superación o penetración.
Miscibilidad de gas	El gas disuelto disminuye la viscosidad del petróleo.	La alta presión incrementa la disolución de gas en el petróleo, por lo tanto disminuye más la viscosidad. Una Relación de Gas-Petróleo (GOR) tan baja como 20 puede reducir la alta viscosidad del petróleo por más de 90 por ciento utilizando

5



5	kcal/kg (BTU/lb) de condensación y condensación de vapor in situ	Un beneficio de la baja presión sin gas condensable libre de vapor es que existen más kcal/kg (BTU/lb) del calor condensado en una baja presión. Sin embargo, una baja presión de la temperatura de condensación también es menor, reduciendo así o retardando la transferencia de calor latente al petróleo.	Mientras que el vapor puro de alta presión tiene poca kcal/kg (BTU/lb) de calor latente y una temperatura mayor, el contenido de calor actual y temperatura de condensación se determina por la presión parcial del vapor. El gas (de escape) de combustible permite al vapor condensarse a una temperatura menor, más profunda en el depósito y acelerar la producción de petróleo.
10			
15	Espaciado entre pozos y mecanismos de producción primarios.	Los regímenes de baja presión generan una cámara de vapor de volumen mayor que funciona primeramente a través de un drenaje por gravedad. El mecanismo de drenaje más lento significa que el ajuste al espaciado entre pozos moderado puede requerirse para lograr los objetivos de producción. Conforme el petróleo se drena sobre un marco	La alta presión dirige a los fluidos a los pozos de producción, lo cual permite un espaciado entre pozos más amplio para índices de producción de petróleo equivalentes o mayores y gasto de capital menor. En los regímenes de alta presión el mecanismo de impulso interpreta un papel más fuerte que el drenaje por gravedad. Además, el vapor de alta presión - cuando se diluye con el gas de combustible - comienza a condensarse casi a la misma temperatura como la baja presión, resultando en un medio de producción más
20			
25			

	de tiempo más extendido, el banco de gas tiene una oportunidad mayor de superación.	efectivo con la penetración retardada.
--	---	--

5 El sistema 1000 puede operarse para inyectar N2 y/o CO2 calentado en los depósitos. N2 y CO2, ambos en gases no condensables (NCG), tienen calores específicos relativamente bajos y retención de calor y no permanecerá caliente durante mucho tiempo una vez que se inyecte en el depósito. En

10 aproximadamente 150 grados Celsius, CO2 tiene un efecto modesto, aunque benéfico en las propiedades del petróleo importantes para la producción, tal como el volumen específico y la viscosidad del petróleo. Desde el principio, los gases calientes transferirán su calor al depósito, los

15 cuales ayudarán en la reducción de la viscosidad del petróleo. Conforme los gases se enfrían, su volumen disminuirá, reduciendo la probabilidad de superación o penetración. Los gases enfriados se volverán más solubles, disolviendo e hinchando el petróleo de la viscosidad

20 disminuida, proporcionando las ventajas de un régimen de EOR NCG "frío". El NCG reduce la presión parcial del vapor y el vapor, permitiendo la evaporación incrementada de ambos. Esta evaporación acelerada de agua retarda la condensación de vapor, de modo que condensa y transfiere el calor más

25 profundo en el depósito. Esto resulta en la transferencia de calor mejorada y la producción de petróleo acelerada utilizando el sistema 1000.

El volumen del gas de escape a partir del sistema 1000 puede ser menor que 85083 m³/bbl (3Mcf/bbl) de vapor, el

30 cual puede tener un beneficio suficiente para acelerar la producción de petróleo en un depósito. Cuando el gas caliente

se desplaza hacia adelante del petróleo se enfriará rápidamente a la temperatura del depósito. Conforme se enfría, el calor se transfiere al depósito, y el volumen de gas disminuye. Contrario al régimen convencional de baja presión, el volumen de gas conforme se acerca al pozo de producción es considerablemente más pequeño, lo que a su vez reduce la probabilidad y demora la penetración de gas. N₂ y CO₂ pueden penetrar delante del vapor, pero al mismo tiempo los gases se encontrarán a temperatura del depósito. El vapor caliente del sistema 1000 continuará pero se condensará y alcanzará las áreas frías, transfiriendo su calor al depósito, con la actuación del condensado resultante como un mecanismo de accionamiento adicional para el petróleo. Además, el volumen de gas y disminución de gravedad específica a una presión mayor (V es proporcional a $1/P$). Dado que la tendencia de gas a superar se limita a la baja saturación de gas por la baja permeabilidad relativa del gas, la digitación se controla y la producción de petróleo se acelera.

El sistema 1000 puede operarse con tantos pozos de inyección 100 y/o pozos de producción, en los que la producción de petróleo puede acelerarse e incrementarse. El sistema 1000 puede configurarse para optimizar la experiencia de docenas de proyectos de inyección de aire de petróleo ligero y pesado de alta presión a nivel mundial lo que produce muy poca liberación de oxígeno, menos que aproximadamente 0.3 por ciento, por ejemplo. La direccionalidad preferente del flujo de fluido a través de los depósitos puede lograrse al restringir una producción en los pozos de producción que se encuentran en las regiones de permeabilidad más elevadas. La producción de gas puede

limitarse en cada pozo para ayudar en el barrido de un área más amplia del depósito. La planeación de desarrollo del depósito puede utilizar la gravedad como una ventaja, donde sea posible ya que los gases calientes se elevan y las
5 paredes horizontales pueden utilizarse para reducir la formación de conos y cúspides de fluidos en el depósito.

El sistema 1000 puede producir un vapor puro de alta calidad con o sin dióxido de carbono (CO_2), y con la adición de hidrógeno (H_2) a la mezcla ($\text{CH}_4 + \text{H}_2$) de
10 combustible (por ejemplo metano), lo que puede materialmente incrementar el calor de combustión. El ensamble 100 de cabeza de quemador del sistema 1000 puede producir un vapor de alta calidad utilizando mezclas de metano/hidrógeno con índices de 100/0 por ciento a 0/100 por ciento y todo lo demás. El
15 sistema 1000 puede ajustarse según sea necesario para controlar el efecto de cualquier calor de combustión incrementado. La reacción de hidrógeno con aire (o aire enriquecido) puede ser de alrededor de 200 grados Celsius (400 grados Fahrenheit) más caliente que la reacción de gas
20 natural equivalente. En las condiciones estequiométricas con el aire, los productos de combustión son 34 por ciento vapor y 66 por ciento de nitrógeno (por volumen) en 2204 grados Celsius (4000 grados Fahrenheit). El agua puede agregarse en la operación, o sin agregar agua, puede generarse vapor
25 sobrecalentado, a menos que una cantidad mayor de N_2 en exceso se agregue como un diluyente o el sistema 100 se opera como un combustible muy pobre y con oxígeno en exceso (O_2). Otras modalidades pueden incluir parámetros de inyección de combustible modificados y modificaciones de diseño
30 (relaciones y graduación de aire, agua e hidrógeno) para mitigar las temperaturas de llama más calientes y

transferencia de calor asociada. La corrosión también puede reducirse cuando se utiliza el hidrógeno como combustible, esencialmente como el único producto ácido (asumiendo relativamente la pureza de H₂ y agua) puede ser un ácido nítrico. La corrosión puede reducirse adicionalmente cuando se utiliza oxígeno como el oxidante. La alta temperatura de llama puede producir más NO_x, pero esto puede reducirse con combustión graduada y un esquema de inyección de agua diferente. La producción del depósito puede mejorarse a partir del uso estratégico de estos gases de EOR co-inyectados junto con los regímenes de manejo de presión (baja o alta).

El sistema 1000 puede utilizar CO₂ o N₂ como refrigerantes o diluyentes para el ensamble 100 de cabeza de quemador y/o el ensamble 200 de tubería perforada. La combinación de vapor de alta calidad en la profundidad, la capacidad para manejar la presión para el depósito como un mecanismo de impulso, y la solubilidad mejorada del gas introducido (debido al depósito presurizado) para mejorar la viscosidad del petróleo y resulta en una producción de petróleo sustancialmente acelerada. En los regímenes de alta presión permitidos utilizando el sistema 1000, CO₂ también es benéfico incluso para el petróleo pesado.

El sistema 1000 puede utilizarse en diferentes configuraciones de pozos, incluidos pozos multilaterales, horizontales y verticales y en profundidades de depósitos que varían de tan poca profundidad de 0 metro (0 pies) a 304.8 metros (1000 pies) a mayores que 1524 metros a (5,000 pies). El sistema 1000 puede proporcionar un ingreso económico mejor o una tasa interna de rentabilidad (IRR) para un depósito determinado que incluye recursos de petróleo pesado cargado

de permafrost o áreas donde se prohíbe las emisiones de gas de superficie. El sistema 1000 puede alcanzar una IRR mejor que el vapor generado en la superficie (utilizando una tubería expuesta o tubería aislada al vacío) debido a varios factores, que incluyen: reducción significativa de pérdidas de vapor que incurren de otro modo en la generación de vapor en la superficie, infraestructura de superficie, y en el sondeo (incrementado con la profundidad de depósito, etc.); índices de producción más elevados a partir de un mayor control de calidad, mayor vapor de presión inyectado junto con los gases EOR específicos de depósito (y combustión opcionalmente in situ) para generar más petróleo, de una forma más rápida; y ahorros asociados con costos de energía/bbl, uso y tratamiento de agua/bbl, emisiones menores, etc. El sistema 1000 puede operarse para inyectar vapor que tiene una calidad de vapor de 80% o mayor en profundidades que varían de 0 metros (0 pies) a alrededor de 1524 metros (5000 pies) y mayor.

Una ventaja del sistema 1000 es el mantenimiento de alta presión en el depósito, así como la capacidad de mantener todos los gases en la solución. El sistema 1000 puede inyectar tanto como 25 por ciento de CO₂ en la corriente de escape. Con la combinación de alta presión y temperaturas bajas del depósito, el CO₂ puede ingresar en condiciones miscibles con el petróleo in-situ, reduciendo así la viscosidad ante el frente de vapor. Los factores de recuperación, tan altos como 80 por ciento, se han visto después de diez años en el modelaje de pozos (SAGD) de drenaje por gravedad asistida por vapor con espacio de 100.584 metros (330 pies) más pozos en depósitos que contienen (126.000 centipoises) de petróleo. Incrementar el

espacio de 201.168 metros (660 pies) puede producir factores de recuperación de 75 por ciento después de 22 años.

El sistema 1000 puede funcionar con pozos geotérmicos, combustión en sitio, inyección de gas de combustible, H₂S y agrietamiento por corrosión bajo tensión de cloruro, etc. El sistema 1000 puede incluir una combinación de características de equipo especializado junto con metalurgias adecuadas y donde es necesario el uso de inhibidores de corrosión. La corrosión en los pozos de producción puede controlarse en proyectos de inyección de aire de alta presión por la adición de inhibidores de corrosión en los procedimientos.

El sistema 1000 puede operarse a presiones relativamente altas, mayores que 84.368 kg/cm² (1,200 psi) en depósitos relativamente poco profundos, asumiendo las consideraciones de operación estándar, tal como los gradientes de fractura, etc. Para lograr la alta presión en los depósitos poco profundos, puede requerirse ahogar el resultado del pozo de producción para obtener la contrapresión deseada.

El sistema 1000 puede operarse utilizando agua limpia (estándares de agua potable o superior) y/o salmuera como fuente de agua de alimentación, mientras se evitan los problemas potenciales de incrustaciones, metales pesados, etc. dentro del sistema 1000 y en el depósito.

El sistema 1000 puede operarse para mantener presiones más altas en el depósito que desplazan la temperatura inferior del vapor mezclado con los NCG. La adición de NCG al vapor disminuirá la temperatura en la que el vapor se condensa a mayores presiones por 10-15.55 grados Celsius (50-60 grados Fahrenheit) ya que la presión parcial

de agua es menor. Por lo tanto, la temperatura de vapor en el sistema 1000 es aproximadamente la misma que la temperatura del vapor en un régimen de menor presión sin NCG. La temperatura se disminuye, aunque el vapor no se condensa tan fácilmente. Adicionalmente la presión parcial del petróleo se disminuye así como más petróleo se evapora. Ambos de estos ayudan a incrementar la recuperación de petróleo. Adicionalmente, la presencia de gases ayuda a engrosar el petróleo, forzando parte del petróleo salir de los espacios porosos e incrementar nuevamente la recuperación. Al operar el sistema 1000 y el depósito en una alta presión se pueden combinar los beneficios de inundación miscible en las partes más frías del depósito seguido por inundación de vapor. También, al operar a una alta presión, existen dos mecanismos para reducir la viscosidad del petróleo pesado. El primero, el cual acelera la producción de petróleo, es las relaciones de gas-petróleo mayores y la viscosidad de petróleo menor a temperaturas de hasta aproximadamente 150 grados Celsius. El segundo es la reducción tradicional en la viscosidad del petróleo a temperaturas más altas.

Las Figuras 41A, 41B, y 41C ilustran ejemplos de la composición e índice de flujo de gases de escape que pueden generarse utilizando el sistema 1000.

La Figura 42 ilustra un ejemplo de las métricas operacionales del sistema 1000 en comparación con aquellas del vapor de superficie en un depósito en una profundidad de aproximadamente 1066.8 metros (3500 pies).

Las figuras 43A, 43B, y 43C ilustran ejemplos de la contribución Kcal/m (BTU) del vapor entregado y gases de escape utilizando el sistema 1000 en comparación con la entrega del vapor desde la superficie.

Un método para recuperar hidrocarburos a partir de un depósito comprende suministrar un combustible, un oxidante, y un fluido a un sistema situado en el fondo de la perforación; hacer fluir agua al sistema a un índice de flujo
5 dentro de un margen de alrededor de 375 barriles por día a alrededor de 1500 barriles por día; quemar el combustible, oxidante, y agua para formar vapor que tiene alrededor de un 80 por ciento de fracción de vapor de agua, mantener una temperatura de combustión dentro de un margen de alrededor de
10 1648 grados Celsius (3000 grados Fahrenheit) a alrededor de 2760 grados Celsius (5000 grados Fahrenheit); mantener una presión de combustión dentro de un margen de alrededor de 21.092 300 psi a alrededor de 2000 PSI, y mantener una caída de presión de inyección de combustible en el sistema por
15 encima de 10 por ciento.

Mientras que lo anterior se dirige a las modalidades de la invención, otras modalidades adicionales de la invención pueden implementarse sin apartarse del alcance de la invención, y el alcance por lo tanto se determina por
20 las reivindicaciones que siguen.

REIVINDICACIONES

1. Un sistema de generación de vapor situado en el fondo de la perforación, caracterizado porque comprende:

un ensamble de cabeza de quemador que tiene un
5 cuerpo con una pared interna dispuesta a través del cuerpo y una región de expansión súbita que se intersecta con el diámetro interno; y

un ensamble de tubería perforada que tiene un
cuerpo con una o más trayectorias de fluido dispuestas a
10 través del cuerpo, una cámara de combustión definida por la superficie interior del cuerpo, y un sistema de inyección de fluido.

2. El sistema de conformidad con la reivindicación 1, caracterizado además porque comprende una placa dispuesta
15 en el diámetro interno.

3. El sistema de conformidad con la reivindicación 1, caracterizado porque la región de expansión súbita incluye una primera etapa de inyección y una segunda etapa de inyección para inyectar un combustible en la cámara de
20 combustión, en donde la primera etapa de inyección incluye un diámetro interno mayor que el diámetro interno de la pared interna, y en donde la segunda etapa de inyección incluye un diámetro interno mayor que el diámetro interno de la primera etapa de inyección.

4. El sistema de conformidad con la reivindicación 3, caracterizado porque la primera y segunda etapas de inyección se configuran para inyectar el combustible en la cámara de combustión en una dirección perpendicular al eje longitudinal de la pared interna.
25

5. El sistema de conformidad con la reivindicación 3, caracterizado porque la primera y segunda etapas de
30

inyección incluyen cada una, una pluralidad de inyectores, y en donde la segunda etapa de inyección incluye más inyectores que la primera etapa de inyección.

6. El sistema de conformidad con la reivindicación 5, caracterizado porque el ensamble de cabeza de quemador además comprende un primer colector para distribuir el combustible a la pluralidad de inyectores de la primera etapa de inyección, y un segundo colector para distribuir el combustible de la pluralidad de inyectores de la segunda etapa de inyección, en donde el primer y segundo colectores comprenden las trayectorias de fluido dispuestas a través del cuerpo del ensamble de cabeza de quemador.

7. El sistema de conformidad con la reivindicación 1, caracterizado porque el ensamble de cabeza de quemador además comprende un sistema de enfriamiento operable para enfriar una porción del cuerpo adyacente a la región de expansión súbita.

8. El sistema de conformidad con la reivindicación 7, caracterizado porque el sistema de enfriamiento incluye una o más trayectorias de fluido dispuestas a través del cuerpo para hacer circular un fluido de enfriamiento alrededor de la región de expansión súbita.

9. El sistema de conformidad con la reivindicación 1, caracterizado porque el ensamble de tubería perforada además comprende un primer colector para distribuir fluido a una o más de las trayectorias de fluido dispuestas a través del cuerpo del ensamble de tubería perforada, y un segundo colector para recolectar el fluido de una o más de las trayectorias de fluido.

10. El sistema de conformidad con la reivindicación 9, caracterizado porque el segundo colector se encuentra en

comunicación fluida con el sistema de inyección para inyectar el fluido de una o más de las trayectorias de fluido en la cámara de combustión.

11. El sistema de conformidad con la reivindicación 1, caracterizado porque el sistema de inyección de fluido comprende un puntal de inyección de fluido que se acopla con el cuerpo del ensamble de tubería perforada y que tiene una pluralidad de toberas para inyectar el fluido en la cámara de combustión, dentro de la cámara de combustión, o ambas y dentro y fuera de la cámara de combustión.

12. El sistema de conformidad con la reivindicación 1, caracterizado porque el sistema de inyección de fluido comprende una disposición de inyección de fluido asistida con gas operable para dirigir el fluido desde una o más de las trayectorias de fluido en una corriente de gas para la inyección en la cámara de combustión.

13. Un método para recuperar hidrocarburos de un depósito, caracterizado porque comprende:

bajar un sistema en un primer sondeo;
suministrar un combustible, un oxidante, y un fluido en el sistema;

mezclar y quemar el combustible y el oxidante en una región de expansión súbita del sistema para generar un producto de combustión;

hacer fluir el fluido a través de una o más trayectorias de flujo dispuestas a través de un ensamble de tubería perforada que tiene una cámara de combustión;

inyectar el fluido en la cámara de combustión que contiene el producto de combustión para generar un gas de escape;

inyectar el gas de escape en el depósito; y

recuperar los hidrocarburos del depósito.

14. El método de conformidad con la reivindicación 13, caracterizado porque inyectar el fluido en la cámara de combustión comprende inyectar gotitas del fluido atomizadas en la cámara de combustión, fuera de la cámara de combustión, o ambas dentro y fuera de la cámara de combustión.

15. El método de conformidad con la reivindicación 13, caracterizado además porque comprende recuperar hidrocarburos del depósito a través de un segundo sondeo.

16. El método de conformidad con la reivindicación 15, caracterizado porque además comprende controlar un índice de inyección del gas de escape en el depósito y un índice de producción de hidrocarburos del depósito para controlar así la presión en el depósito.

17. El método de conformidad con la reivindicación 13, caracterizado porque el gas de escape comprende oxígeno para la combustión con hidrocarburos dentro del depósito para generar una mezcla de gas calentado dentro del depósito.

18. El método de conformidad con la reivindicación 13, caracterizado porque el combustible comprende al menos un metano, gas natural, singas, e hidrógeno, en donde el oxidante comprende al menos uno de oxígeno, aire y aire enriquecido, y en donde el fluido comprende al menos uno de agua y vapor.

19. El método de conformidad con la reivindicación 18, caracterizado porque al menos uno del combustible, el oxidante, y el fluido se mezclan con un diluyente que comprende al menos uno de nitrógeno, dióxido de carbono y otros gases inertes.

20. El método de conformidad con la reivindicación 13, caracterizado además porque comprende mantener una

presión en el depósito mayor que 84.368 kg/cm^2 (1200 psi).

RESUMEN

Un sistema de generación de vapor situado en el fondo de la perforación puede incluir un ensamble de cabeza de quemador, un ensamble de tubería perforada, un manguito de vaporización, y un manguito de soporte. El ensamble de cabeza de quemador puede incluir una región de expansión súbita con uno o más inyectores. El ensamble de tubería perforada puede incluir un cuerpo enfriado con agua que tiene una o más disposiciones de inyección de agua. El sistema puede optimizarse para ayudar en la recuperación de hidrocarburos a partir de diferentes tipos de depósitos. Un método para recuperar hidrocarburos puede incluir suministrar uno o más fluidos al sistema, quemar un combustible y un oxidante para generar un producto de combustión, inyectar un fluido en el producto de combustión para generar un gas de escape, inyectar el gas de escape en un depósito, y recuperar los hidrocarburos a partir del depósito.

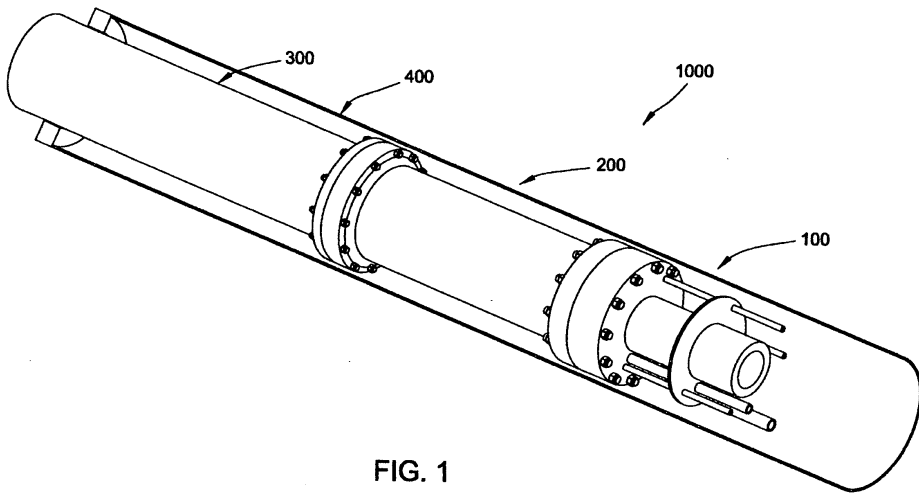


FIG. 1

1/44

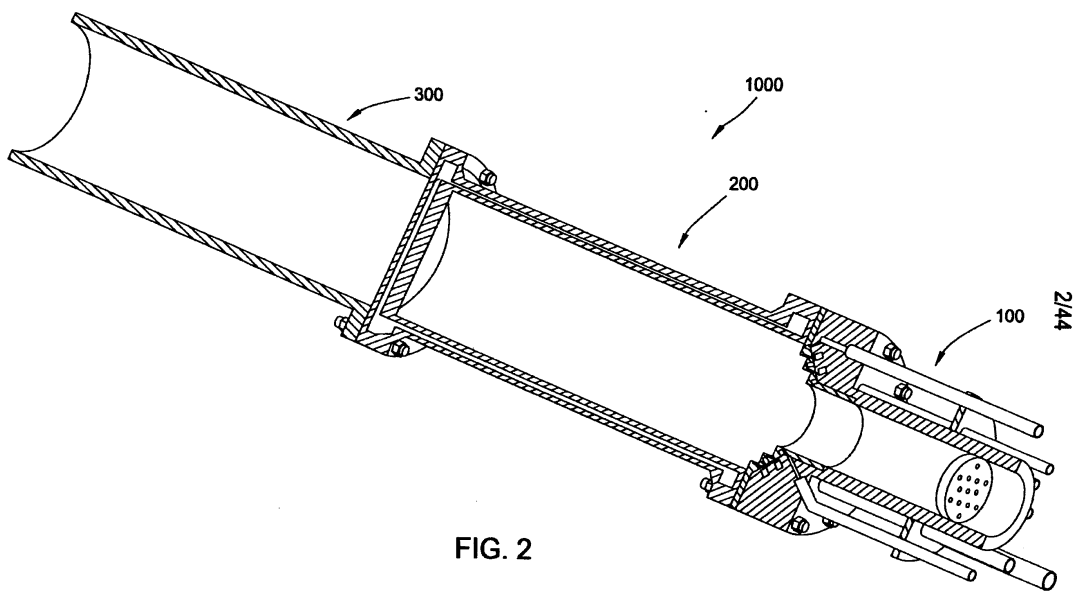


FIG. 2

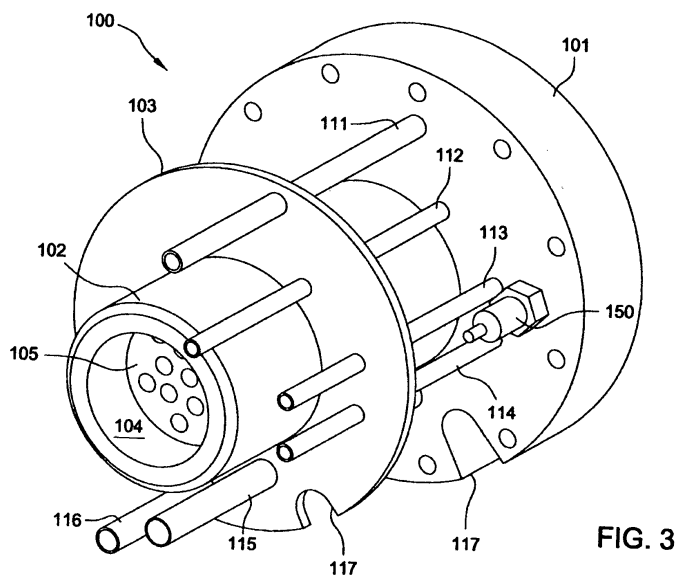


FIG. 3

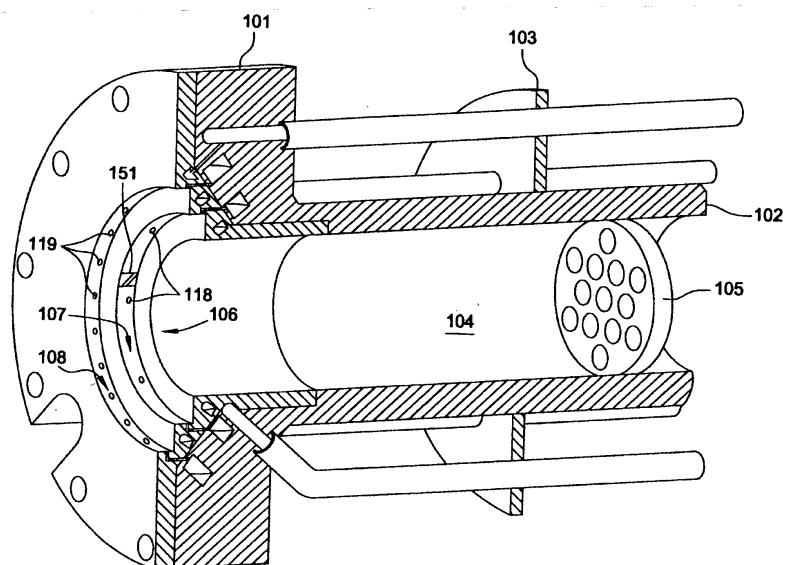


FIG. 4

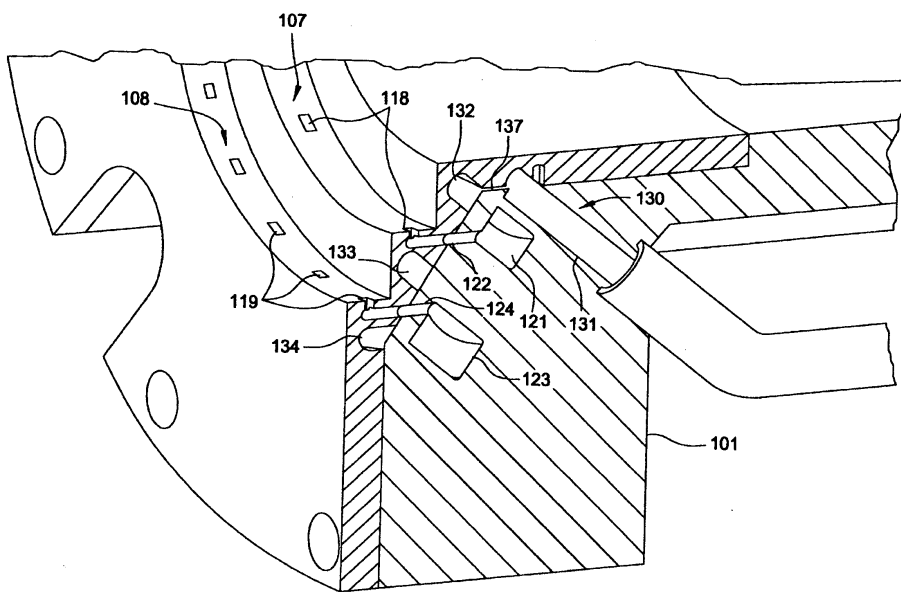


FIG. 5



65

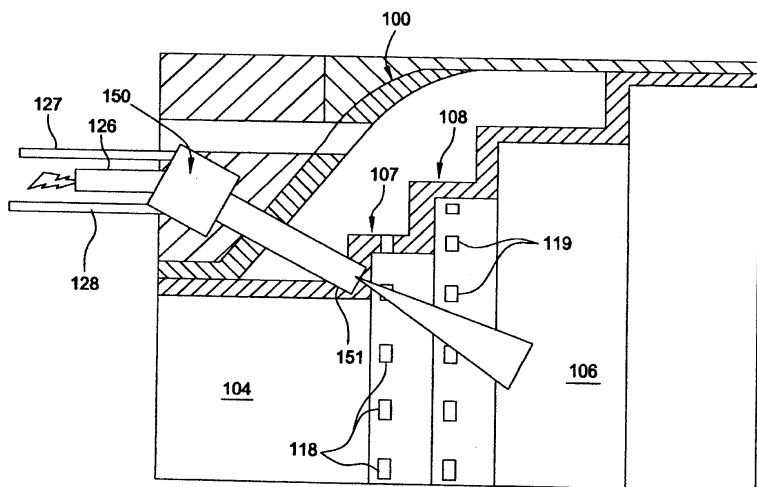
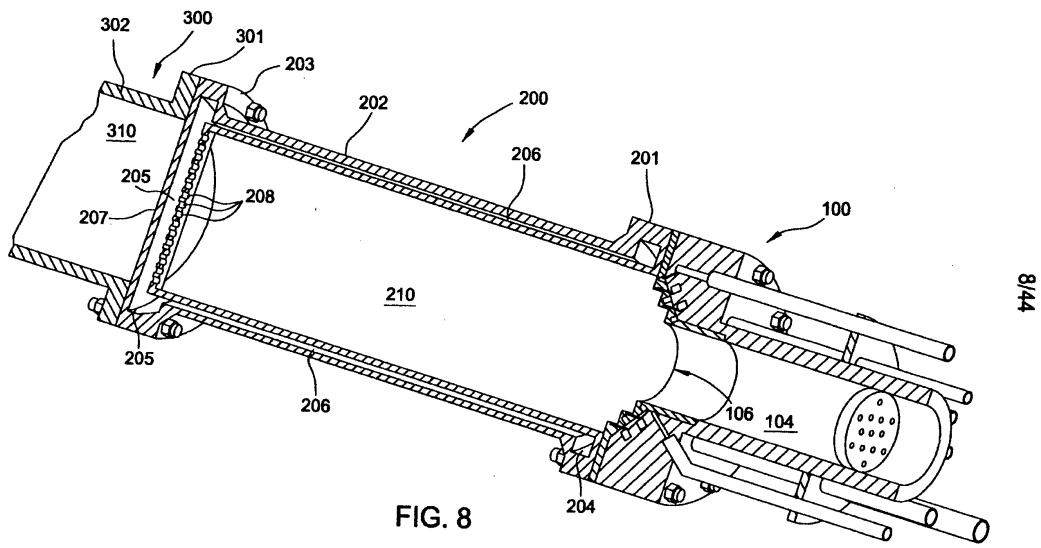


FIG. 7

7/44



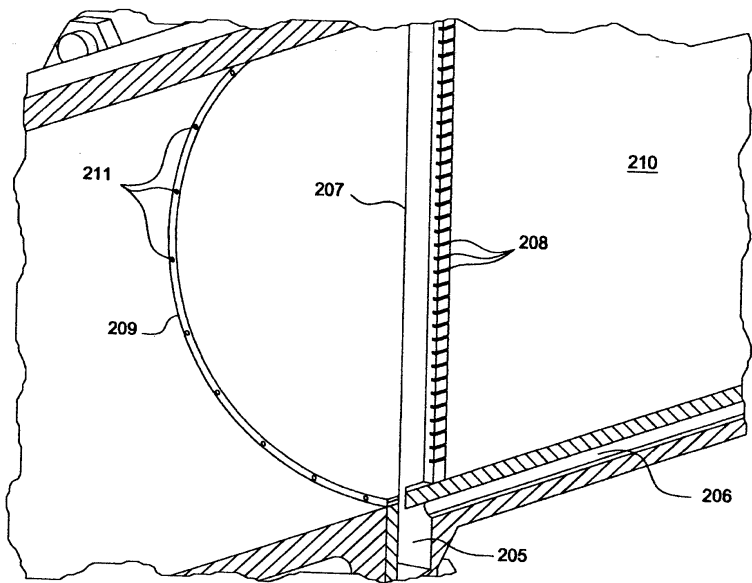


FIG. 9

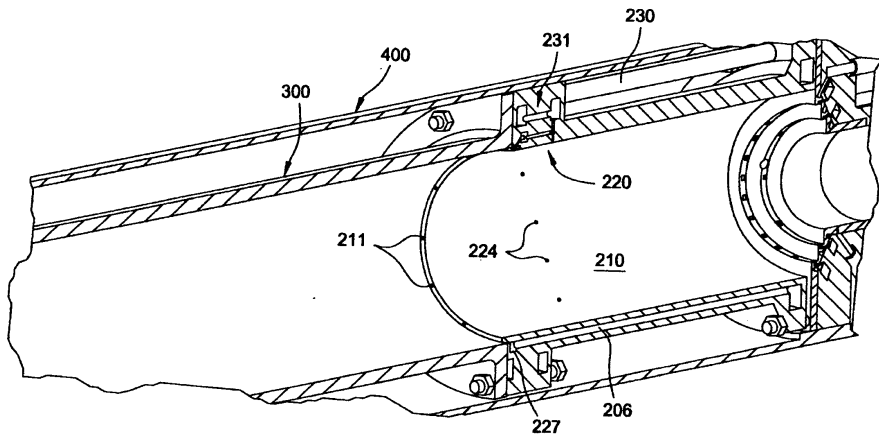


FIG. 10

10/44

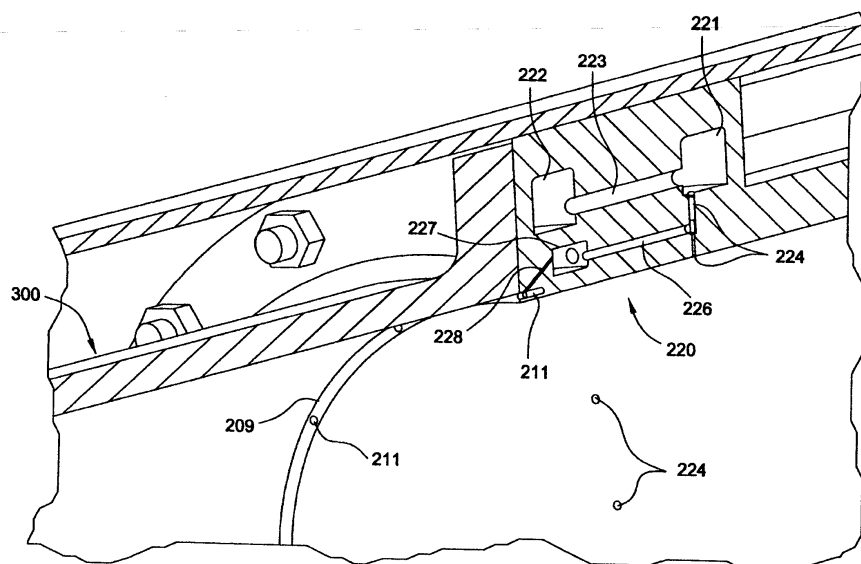


FIG. 11

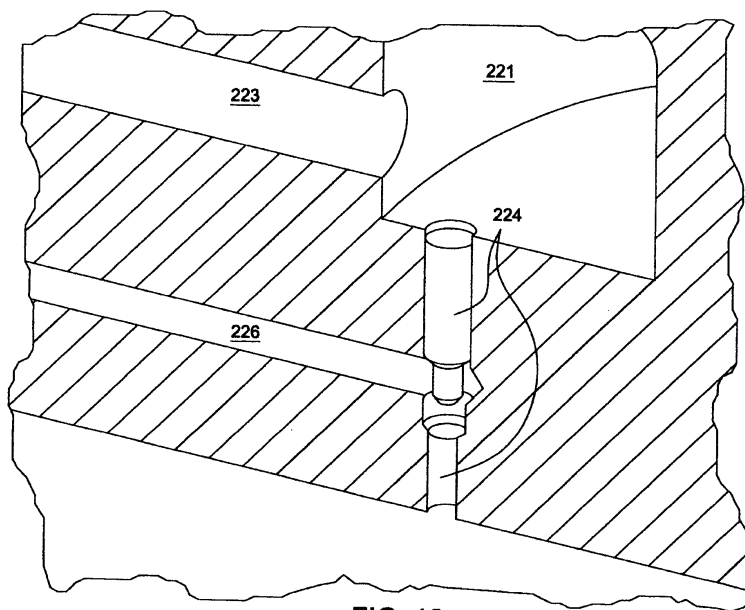


FIG. 12

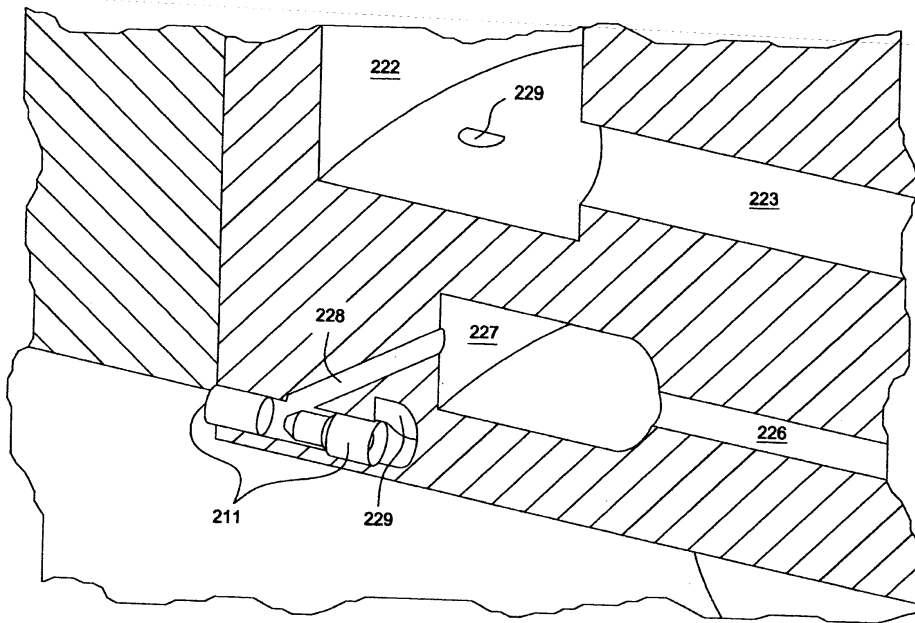


FIG. 13

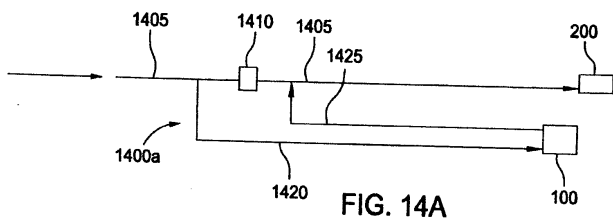


FIG. 14A

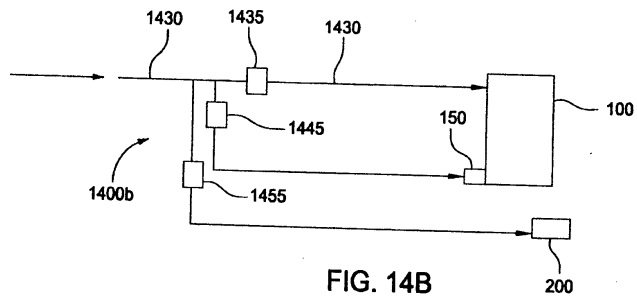


FIG. 14B

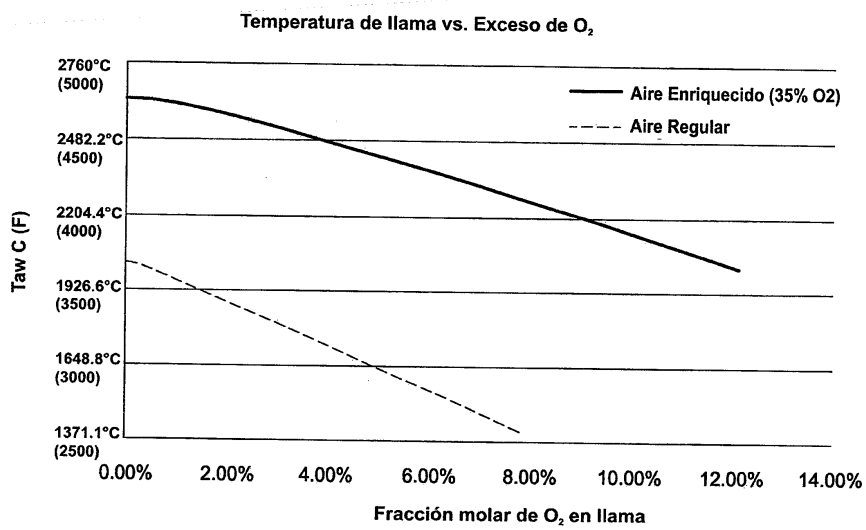


FIG. 15

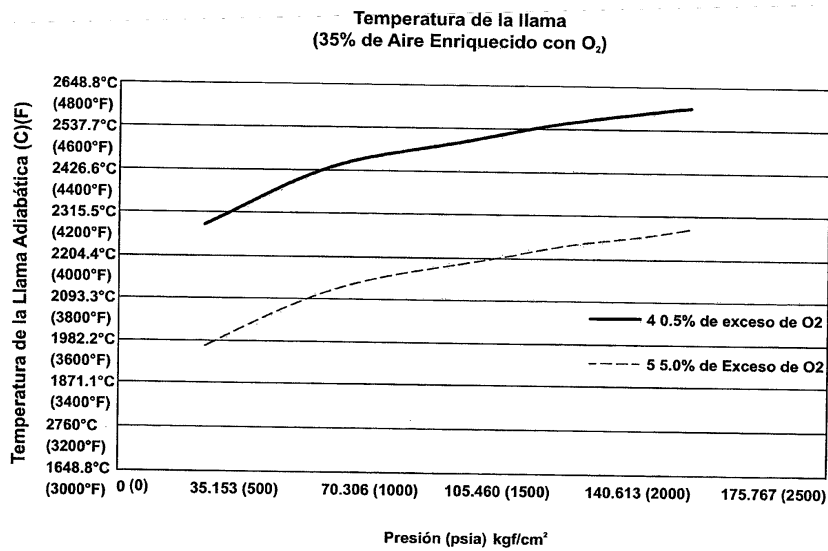


FIG. 16

ID. de Filtro ID de Combustor	7.792 (3.068)	centímetros (pulgadas)		
	8.89 (3.5)	centímetros (pulgadas)		
Presión de Combustor kgf/cm ² (psia)	140.613 (2000)	105.460 (1500)	52.730 (750)	21.092 (300)
Índice de flujo de H2O (b/d)	1500	1500	1500	1500
Temperatura de salida de DHSG °C (°F)	334.666 (634.4)	306.111 (583.0)	251.611 (484.9)	203.166 (397.7)
% de H2O como Vapor	81.3%	81.6%	80.6%	82.5%
Concentración de O2 en el escape final (% mol)	3.1%	3.5%	4.0%	2.0%
Velocidad de Entrada del Aire	26.32	35.17	71.16	158.99
Número de orificios de inyección de combustible	8.00	8.00	24.00	24.00
Velocidad de inyección de combustible m/s (ft/s)	98.6942 (323.8)	130.180 (427.1)	86.4108 (283.5)	189.616 (622.1)
No. de Mach de Inyección de Combustible	0.2	0.3	0.2	0.4
Caída de Presión de Inyector de Combustible no Crítica kgf/cm ² (psi)	10.15 (144.44)	12.94 (184.15)	2.68 (38.16)	4.94 (70.34)
% de caída de presión	7%	11%	5%	19%
Velocidad de Combustor m/s (ft/s)	19.8607 (65.16)	25.8806 (84.91)	162.77 (162.77)	206.133 (676.29)
Tiempo de Llama °C (°F)	2282.777 (4141)	2229.444 (4045)	2118.888 (3846)	1969.444 (3577)
Velocidad de filtro m/s (ft/s)	14.3134 (46.96)	18.2727 (59.95)	33.2780 (109.18)	68.7290 (228.77)
Caída de Presión de Filtro kgf/cm ² (psi)	0.083 (1.19)	0.106 (1.52)	0.197 (2.81)	0.369 (5.26)
Velocidad de Filtro para la Relación de Velocidad de Erosión	0.39	0.44	0.60	0.82

FIG. 17

17/44

76

ID. de Filtro ID de Combustor	6.200 (2.441)	centímetros (pulgadas)		
	8.89 (3.5)	centímetros (pulgadas)		
Presión de Combustor kgf/cm ² (psia)	140.613(2000)	105.460(1500)	52.730(750)	21.092(300)
Índice de flujo de H2O (b/d)	1500	1500	1500	1500
Temperatura de salida de DHSG 0°C (°F)	334.666(634.4)	306.111(583.0)	251.611(484.9)	203.166(397.7)
% de H2O como Vapor	81.3%	81.6%	80.6%	82.5%
Concentración de O2 en el escape final (% mol)	3.1%	3.5%	4.0%	2.0%
Velocidad de Entrada del Aire	26.32	35.17	71.16	158.99
Número de orificios de inyección de combustible	800	800	2400	2400
Velocidad de inyección de combustible m/s (ft/s)	98.6942(323.8)	130.180(427.1)	86.4108(283.5)	189.616(622.1)
Caída de Presión de Inyector de Combustible no Crítica kgf/cm ² (psi)	10.15(144.44)	12.94(184.15)	2.68(38.16)	4.94(70.34)
% de caída de presión	7%	11%	5%	19%
Velocidad de Combustor m/s (ft/s)	19.8607(65.16)	25.8805(84.91)	162.77(532.77)	206.133(676.29)
Tiempo de Llama °C (°F)	2282.777(4141)	2229.444(4045)	2118.888(3846)	1969.444(3577)
Velocidad de filtro (m/s) (ft/s)	22.6100(74.18)	28.8645(94.70)	52.5688(172.47)	110.148(361.38)
Caída de Presión de Filtro (psi)	0.262(3.74)	0.336(4.78)	0.618(8.80)	1.1593(16.49)
Velocidad de Filtro para la Relación de Velocidad de Erosión	0.61	0.69	0.94	1.29

FIG. 18

ID. de Filtro ID de Combustor	7.792 (3.068)	centímetros (pulgadas)		
	8.89 (3.5)	centímetros (pulgadas)		
Presión de Combustor kgf/cm ² (psia)	140.613 (2000)	105.460 (1500)	52.730 (750)	21.092 (300)
Índice de flujo de H2O (b/d)	375	375	375	375
Temperatura de salida de DHSG (°C) (°F)	334.666 (634.4)	306.111 (583.0)	251.611 (484.9)	203.166 (397.7)
% de H2O como Vapor	81.3%	81.6%	80.6%	82.5%
Concentración de O2 en el escape final (% mol)	3.1%	3.5%	4.0%	2.0%
Velocidad de Entrada del Aire	658	8.79	17.79	39.75
Número de orificios de inyección de combustible	800	800	800	24.00
Velocidad de inyección de combustible m/s (ft/s)	24.6888 (81.0)	32.5526 (106.8)	64.8004 (212.6)	47.3964 (155.5)
Caída de Presión de Inyector de Combustible no Crítica kgf/cm ² (psi)	0.634 (9.03)	0.809 (11.51)	1.509 (21.47)	0.309 (4.40)
% de caída de presión	0.4%	0.8%	2.8%	1.4%
Velocidad de Combustor m/s (ft/s)	496519 (1629)	647090 (2123)	124023 (40.69)	515325 (169.07)
Tiempo de Llama °C (°F)	2282.777 (4141)	2229.444 (4045)	2118.888 (3846)	1969.444 (3577)
Velocidad de filtro m/s (ft/s)	3.57835 (11.74)	4.56885 (14.99)	8.31799 (27.29)	17.4315 (57.19)
Caída de Presión de Filtro kgf/cm ² (psi)	0.0049 (0.07)	0.007 (0.10)	0.012 (0.18)	0.023 (0.33)
Velocidad de Filtro para la Relación de Velocidad de Erosión	0.10	0.11	0.15	0.20

FIG. 19

ID. de Filtro ID de Combustor	6.200 (2.441)	centímetros (pulgadas)		
	8.89 (3.5)	centímetros (pulgadas)		
Presión de Combustor kgf/cm ² (psia)	140.613 (2000)	105.460 (1500)	52.730 (750)	21.092 (300)
Índice de flujo de H2O (b/d)	375	375	375	375
Temperatura de salida de DHSG °C (°F)	334.666 (634.4)	306.111 (583.0)	251.611 (484.9)	208.166 (397.7)
% de H2O como Vapor	81.3%	81.6%	80.6%	82.5%
Concentración de O2 en el escape final (% mol)	3.1%	3.5%	4.0%	2.0%
Velocidad de Entrada del Aire	6.58	8.79	17.79	39.75
Número de orificios de inyección de combustible	8.00	8.00	8.00	24.00
Velocidad de inyección de combustible m/s (ft/s)	24.6888 (81.0)	32.5526 (106.8)	64.8004 (212.6)	47.3964 (155.5)
Caída de Presión de Inyector de Combustible no Crítica kgf/cm ² (psi)	0.634 (9.03)	0.809 (11.51)	1.509 (21.47)	0.309 (4.40)
% de caída de presión	0.4%	0.8%	2.8%	1.4%
Velocidad de Combustor m/s (ft/s)	4.96519 (16.29)	6.47090 (21.23)	12.4023 (40.69)	51.5325 (169.07)
Tiempo de Llama °C (°F)	2282.777 (4141)	2229.444 (4045)	2118.888 (3846)	1969.444 (3577)
Velocidad de filtro m/s (ft/s)	5.65404 (18.55)	7.21461 (23.67)	13.1429 (43.12)	27.5386 (90.35)
Caída de Presión de Filtro kgf/cm ² (psi)	0.0161 (0.23)	0.0210 (0.30)	0.0386 (0.55)	0.0724 (1.08)
Velocidad de Filtro para la Relación de Velocidad de Erosión	0.15	0.17	0.24	0.32

20/44

FIG. 20

2A

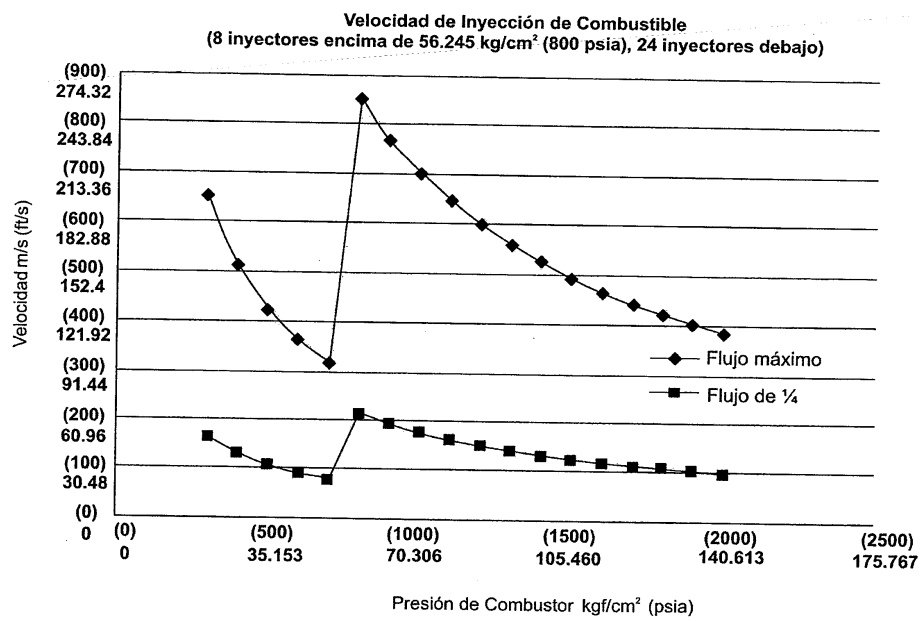


FIG. 21

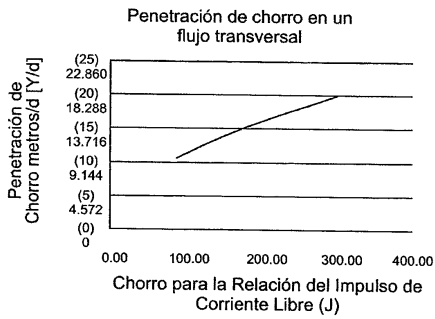


FIG. 22A

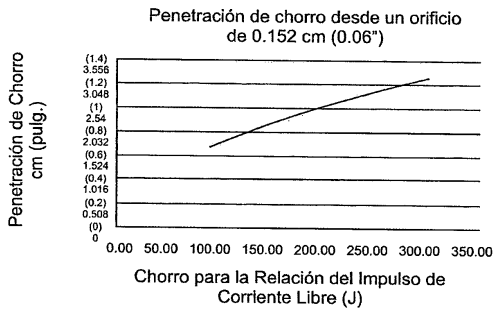


FIG. 22B

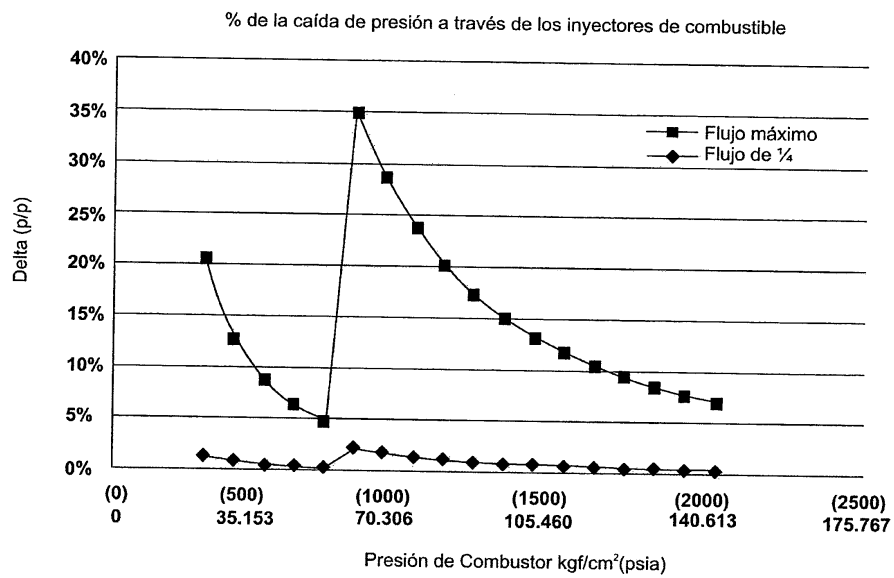


FIG. 23

Uso de N2 para controlar la caída de presión de
inyección de combustible mínima

Caso del flujo máximo (1500 b/d), 2 Colectores

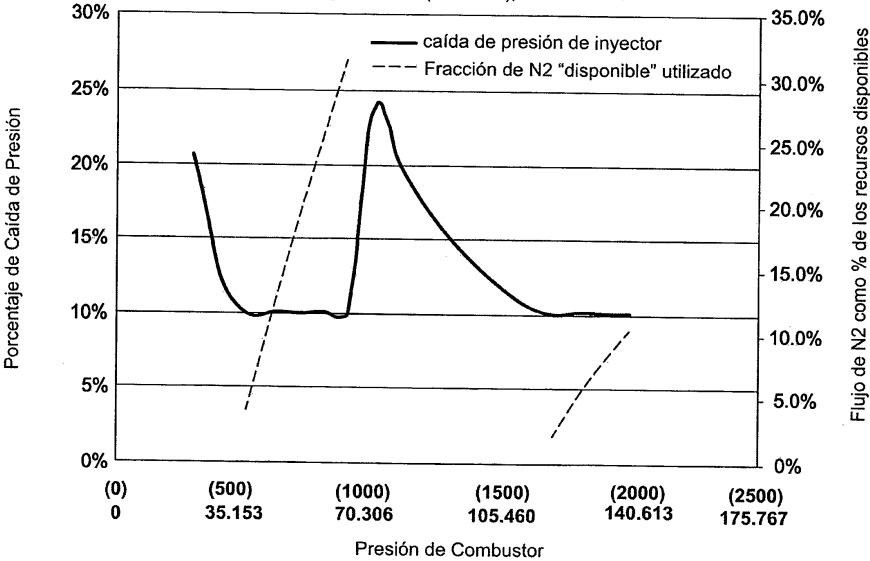


FIG. 24

Uso de N2 para controlar la caída de presión de inyección de combustible mínima

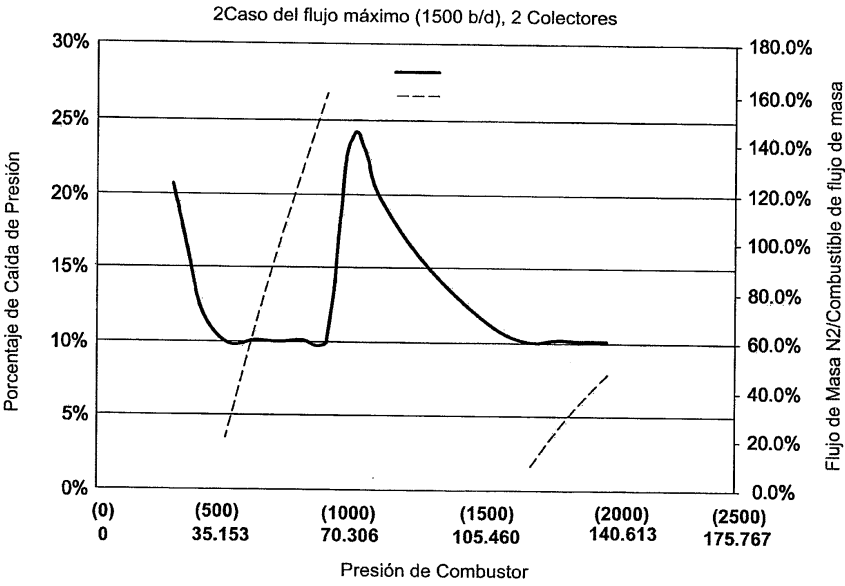


FIG. 25

*Uso de N2 para controlar la caída de presión de inyección de combustible mínima
 2Caso del flujo máximo (1500 b/d), 1 Colector

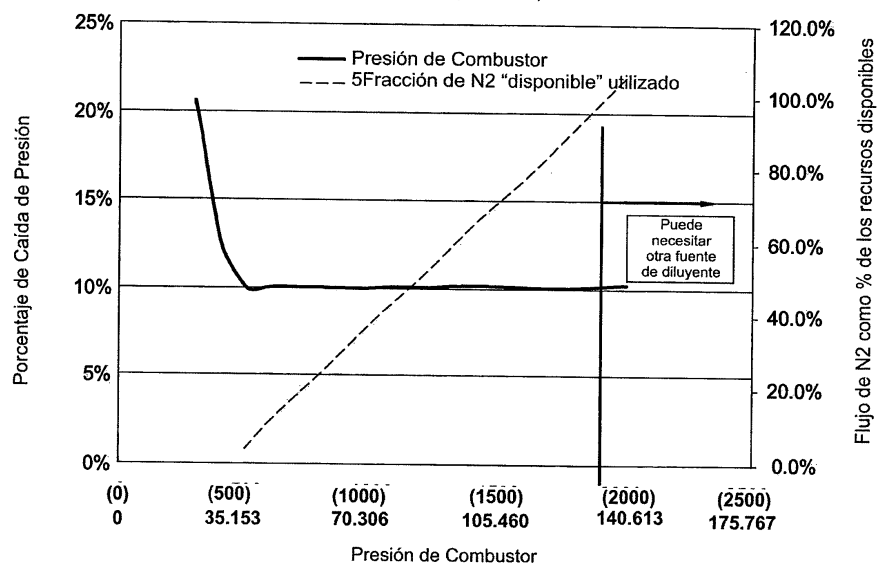


FIG. 26

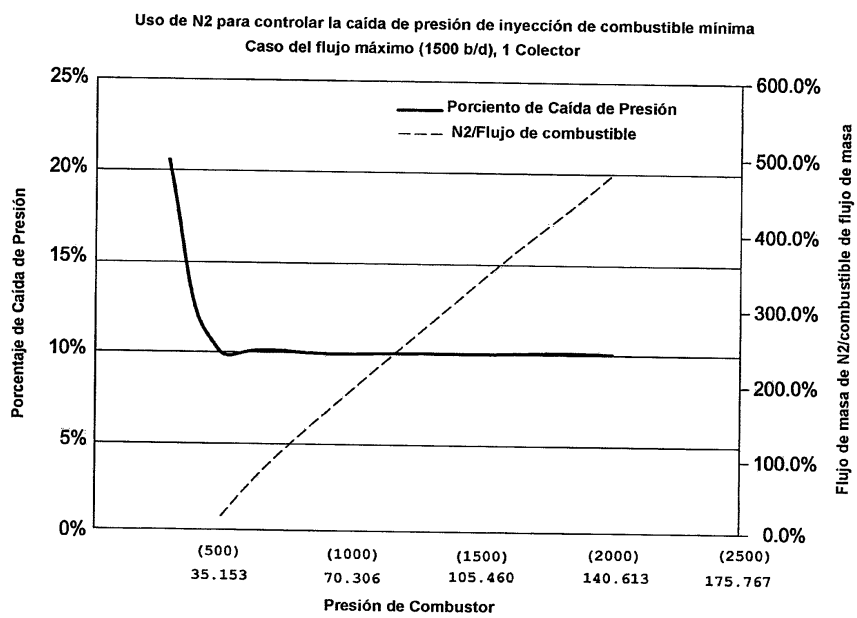


FIG. 27

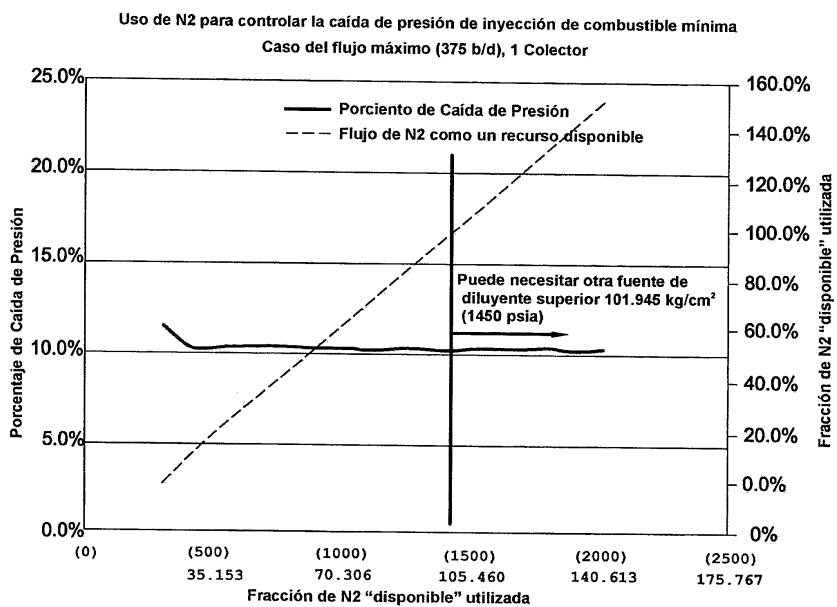


FIG. 28

Caso del flujo máximo (375 b/d), 1 Colector

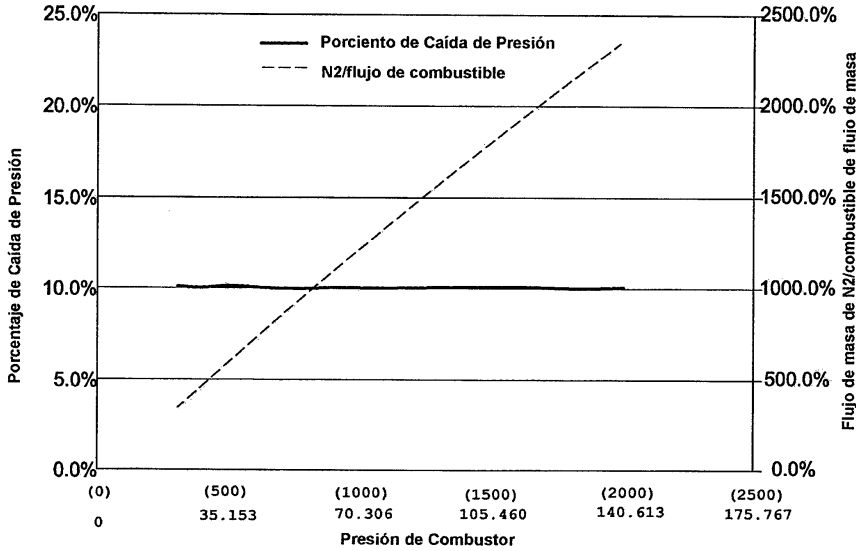


FIG. 29

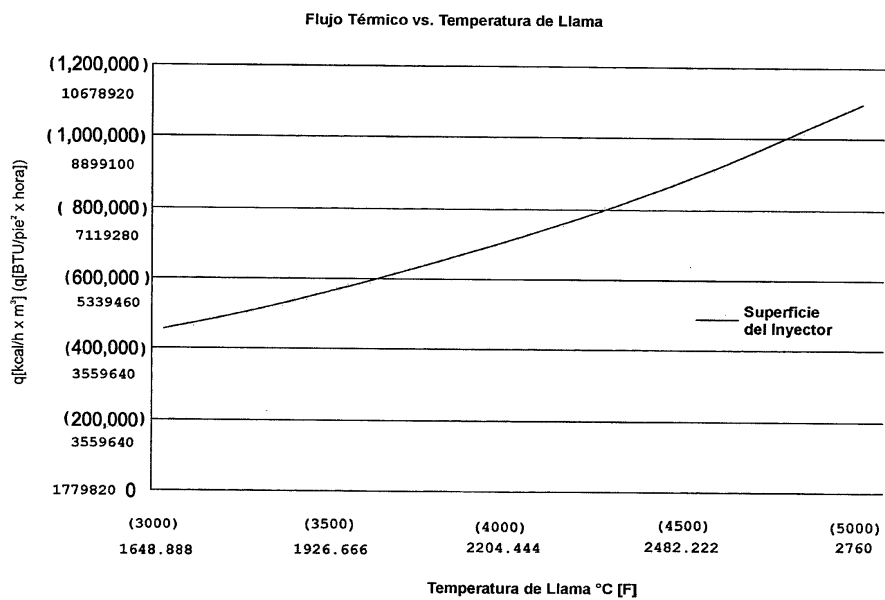


FIG. 30

Temperaturas del Material del Lado del Gas y
del Agua-Superficie del inyector

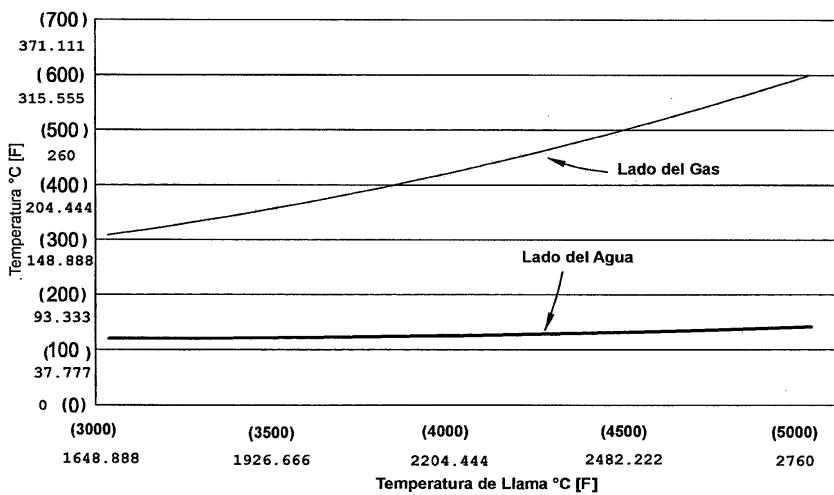


FIG. 31

Temperaturas del Material del Lado del Gas y del Agua-Tubería Perforada del Combustor

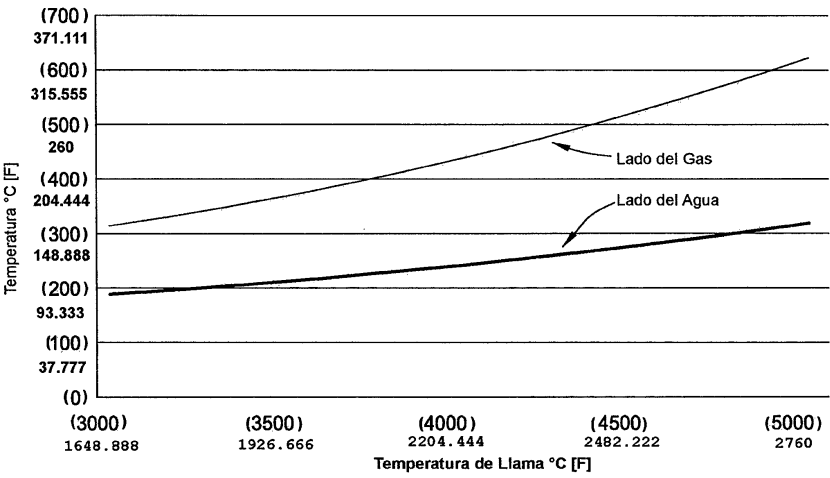


FIG. 32

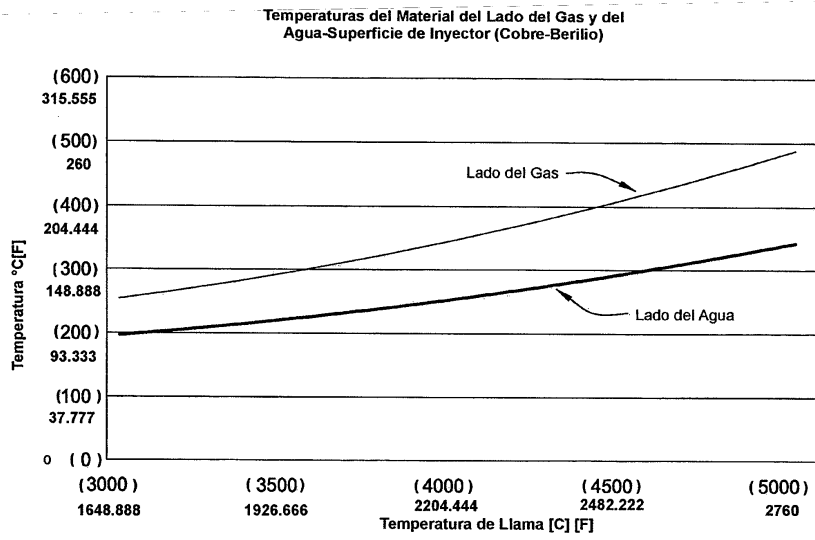


FIG. 33

Índice de Flujo de Agua 375	375	bpd	Índice de Flujo de Agua 375	1500	bpd
Presión Inicial de Agua	98.668 (550)	kg/cm ² (psia)	Presión Inicial de Agua	154.675(2200)	kg/cm ² (psia)
T _{aw}	2852.777 (5167)	°C (F)	T _{aw}	2852.777 (5167)	°C (F)
Índice de entrada de calor (q)	7507461.651 (852,610)	kcal/(h x m ³)(BTU/ple ³ -hr)		1,149,229 (10227163.739)	kcal/(h x m ³)(BTU/ple ³ -hr)
Temperatura de pared caliente	211.666 (413)	°C (F)	Temperatura de pared caliente	175 (347)	°C (F)
Temperatura de pared "Fria"	146.666 (296)	°C (F)	Temperatura de pared "Fria"	87.222 (189)	°C (F)
Pared de Delta T	47.222 (117)	°C (F)		70 (158)	°C (F)
Temperatura de Saturación de Agua a Presión	247.222 (477)	°C (F)	Temperatura de Saturación de Agua a Presión	342.777 (649)	°C (F)
Sobreenfriamiento de pared (sobrecalentamiento)	87.777 (181)	°C (F)	Sobreenfriamiento de pared (sobrecalentamiento)	237.777 (460)	°C (F)
	°C (F)				
	°C (F)				

FIG. 34

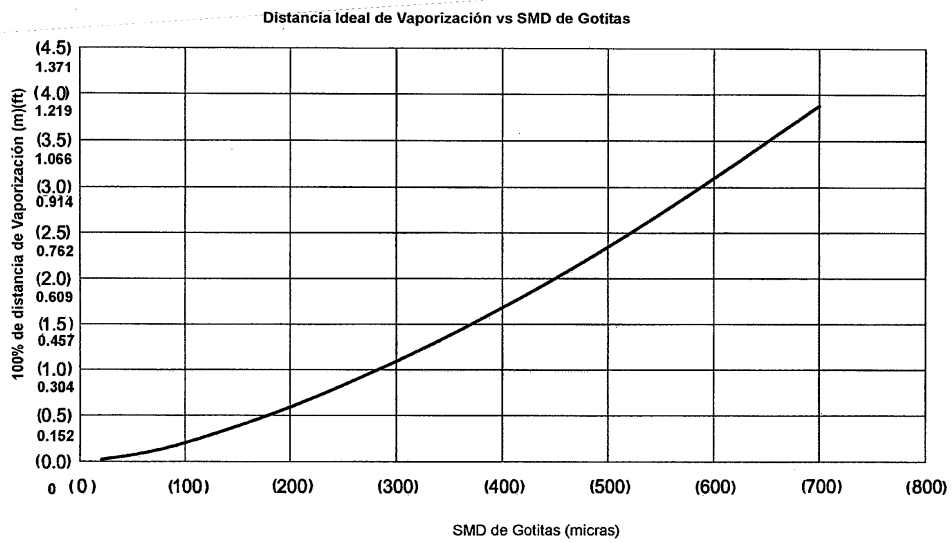


FIG. 35

CH4				Agua			Aire		
	Longitud de cable de alimentación	762 (2500)	m (pies)	Longitud de cable de alimentación	762 (2500)	m (pies)	Longitud de cable de alimentación	762 (2500)	m (pies)
	Diámetro de la Línea de combustible	2.54 (1)	cm (pulg.)	Diámetro de la Línea de combustible	3.81 (1.5)	cm (pulg.)	Diámetro de la Línea de combustible	5.08 (2)	cm (pulg.)
	Diámetro de la Línea de combustible	0.0252 (0.003)	m (pies)	Diámetro de la Línea de combustible	0.0381 (0.025)	m (pies)	Diámetro de la Línea de combustible	0.0509 (0.017)	m (pies)
	Área transversal	0.0004 (0.005)	m² (pies²)	Área transversal	0.0011 (0.012)	m² (pies²)	Área transversal	0.0020 (0.022)	m² (pies²)
	Volumen de la línea	0.386 (13.635)	m³ (pies³)	Volumen de la línea	0.868 (30.880)	m³ (pies³)	Volumen de la línea	1.544 (54.542)	m³ (pies³)
	Presión en la superficie	143.074 (2035)	Kg/cm² (psia)	Presión en la superficie	78.482 (1116)	Kg/cm² (psia)	Presión en la superficie	140.965 (2005)	Kg/cm² (psia)
	Temperatura en la superficie	37.777 (100)	°C (°F)	Temperatura en la superficie	37.777 (100)	°C (°F)	Temperatura en la superficie	37.777 (100)	°C (°F)
	Densidad en la superficie	88.838 (5.421)	Kg/m³ (lb/pies³)	Densidad en la superficie	999.552 (62.4)	Kg/m³ (lb/pies³)	Densidad en la superficie	155.042 (9.679)	Kg/m³ (lb/pies³)
	Densidad en la parte inferior	89.607 (5.594)	Kg/m³ (lb/pies³)	Densidad en la parte inferior	999.552 (62.4)	Kg/m³ (lb/pies³)	Densidad en la parte inferior	162.427 (10.140)	Kg/m³ (lb/pies³)
	Densidad promedio	88.229 (5.508)	Kg/m³ (lb/pies³)	Densidad promedio	999.552 (62.4)	Kg/m³ (lb/pies³)	Densidad promedio	158.758 (9.909)	Kg/m³ (lb/pies³)
	Masa en línea	34.065 (75.1)	Kg (lb)	Masa en línea	868.190 (1914)	Kg (lb)	Masa en línea	293.500 (526)	kg (lb)
	Cabeza de presión	6.721 (95.6)	(kgf)/cm² (psi)	Cabeza de presión	76.142 (1083)	(kgf)/cm² (psi)	Cabeza de presión	11.81 (168)	(kgf)/cm² (psi)
	Flujo de masa	2.4192 (0.32)	g/s (lb/s)	Flujo de masa	40.597 (5.37)	g/s (lb/s)	Flujo de masa	28.123 (3.72)	g/s (lb/s)
	Velocidad	3.291 (10.8)	m/s (pies/s)	Velocidad	2.133 (7.0)	m/s (pies/s)	Velocidad	5.394 (17.6)	m/s (pies/s)
	Caída de presión	2.145 (30.51)	(kgf)/cm² (psi)	Caída de presión	6.872 (99.17)	(kgf)/cm² (psi)	Caída de presión	5.112 (72.71)	(kgf)/cm² (psi)
	Presión en el DHSQ	147.644 (2100)	(kgf)/cm² (psi)	Presión en el DHSQ	147.644 (2100)	(kgf)/cm² (psi)	Presión en el DHSQ	147.644 (2100)	(kgf)/cm² (psi)
	Error	0%		Error	0%		Error	0%	
	Tiempo de residencia	(232.14)	(seg)	Tiempo de residencia	(356.87)	(seg)	Tiempo de residencia	(142.07)	(seg)
	Tiempo de residencia	(3.87)	(min)	Tiempo de residencia	(5.94)	(min)	Tiempo de residencia	(2.37)	(min)
	Residencia de flujo 1/4	(15.26)	(min)	Residencia de flujo 1/4	(23.78)	(min)	Residencia de flujo 1/4	(9.18)	(min)

FIG. 36

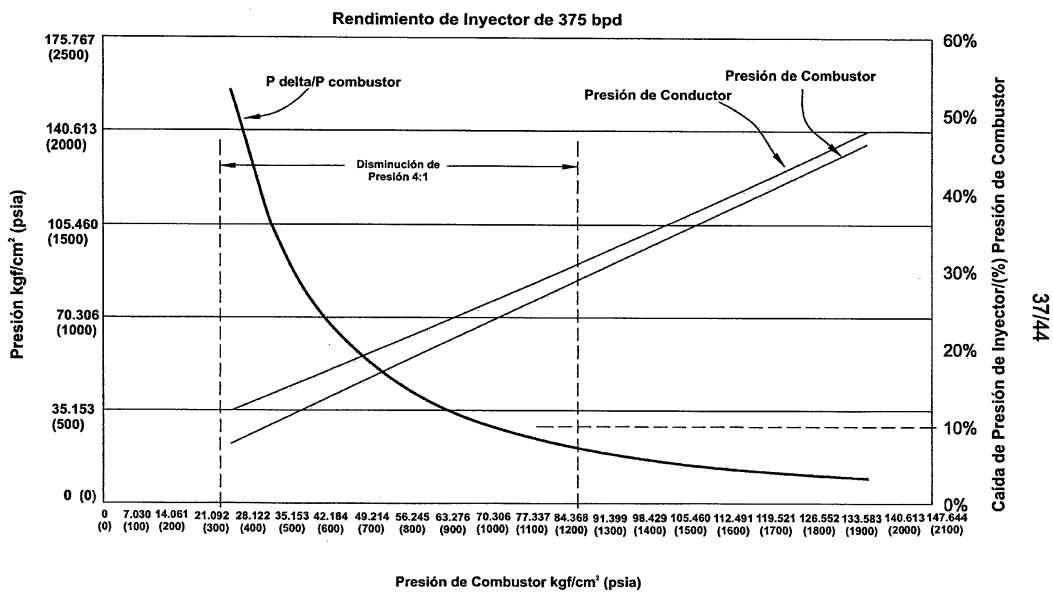
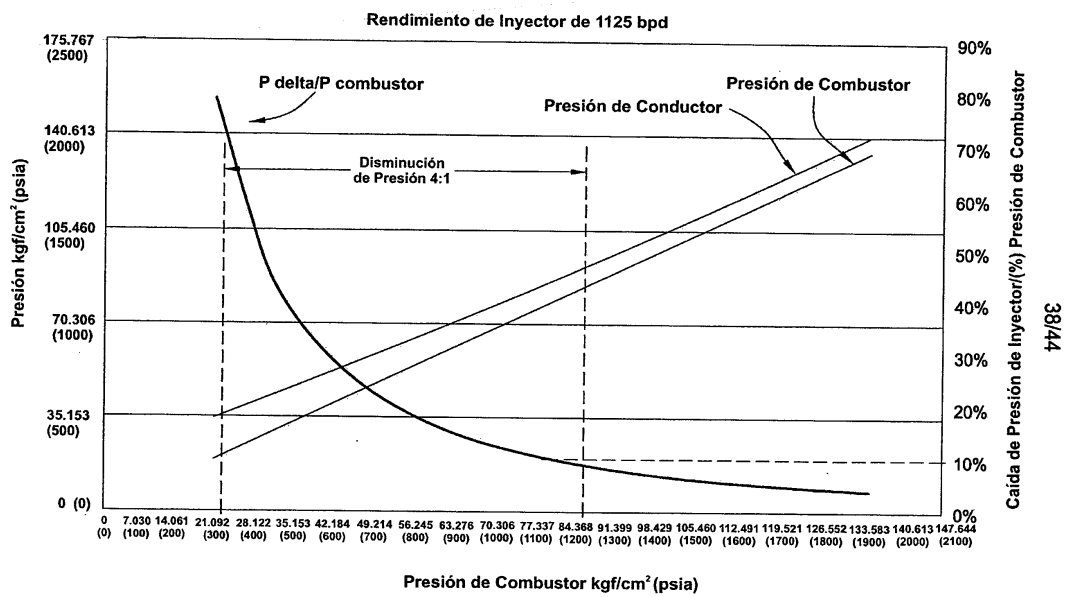
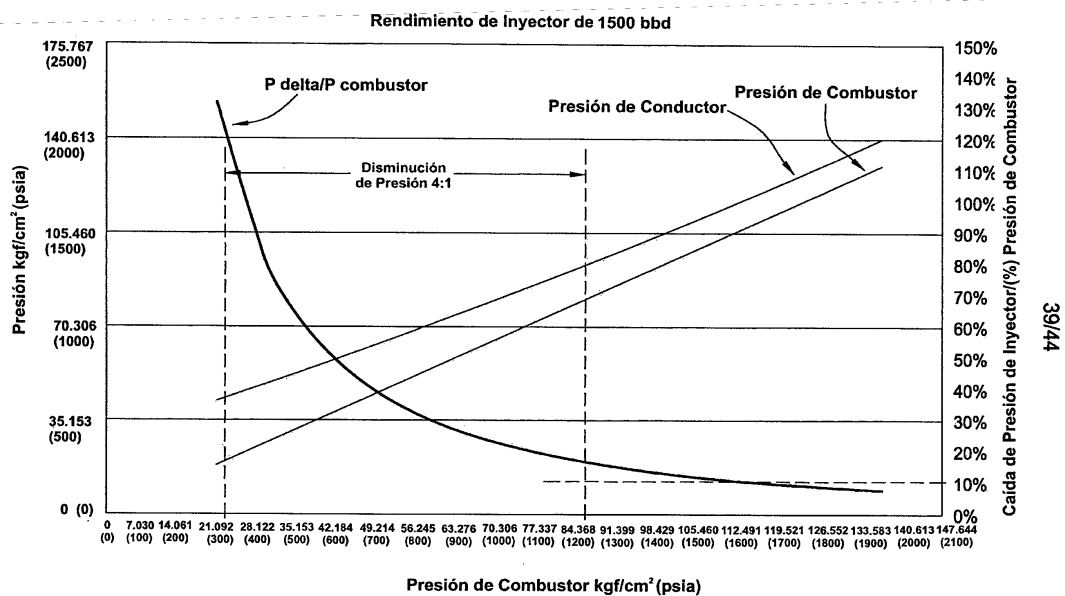


FIG. 37





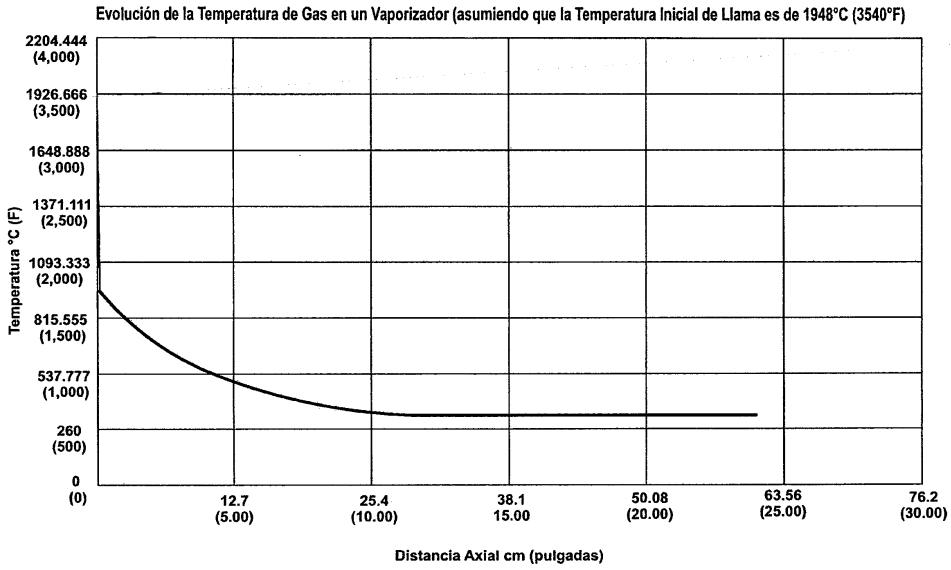


FIG. 40

Sistema Situado en el Fondo de la Perforación	Agentes de Inyección EOR, volumen por día en la pared de arena					
	H ₂ O (bbl) (umbilical)	H ₂ O (bbl) (combustión)	CO ₂ (inyectado) (MSCF)	CO ₂ (combustión) (MSCF)	N ₂ (MSCF)	O ₂ (MSCF)
Respiradero de Aire Estequiométrico	1,348	152	0	555	4,443	0
Aire Enriquecido (35/65) Estequiométrico	1,350	150	0	551	2,112	34
Aire Enriquecido c/5% de O ₂ Excedente	1,345	155	0	573	3,617	802
Oxígeno Enriquecido (95/5) c/CO ₂ Reciclado	1,351	149	2,247	550	62	70
Oxígeno Enriquecido con CO ₂ Reciclado c/5% de O ₂ Excedente	1,349	151	2,417	557	98	744

FIG. 41A

Sistema Situado en el Fondo de la Perforación	Agentes de Inyección EOR, % en mol en la corriente de tubería de fondo				
	H ₂ O	CO ₂ (inyectado)	CO ₂ (combustión)	N ₂	O ₂
Respiradero de Aire Estequiométrico	68.87%	0%	3.46%	27.67%	0%
Aire Enriquecido (35/65) Estequiométrico	80.38%	0%	4.01%	15.36%	0.25%
Aire Enriquecido c/5% de O ₂ Excedente	68.89%	0%	3.57%	22.54%	5.00%
Oxígeno Enriquecido (95/5) c/CO ₂ Reciclado	79.06%	16.07%	3.93%	0.44%	0.50%
Oxígeno Enriquecido con CO ₂ Reciclado c/5% de O ₂ Excedente	74.34%	16.25%	3.75%	0.66%	5.00%

FIG. 41B

41/44

100

Relaciones de Inyección en la Tubería de Fondo, por bbl del vapor entregado					
Sistema Situado en el Fondo de la Perforación	H ₂ O (bbl)	CO ₂ (inyectado) (MSCF)	CO ₂ (combustión) (MSCF)	N ₂ (MSCF)	O ₂ (MSCF)
Respiradero de Aire Estequiométrico	1.000	0.000	0.371	2.968	0.000
Aire Enriquecido (35/65) Estequiométrico	1.000	0.000	0.368	1.411	0.023
Aire Enriquecido c/5% de O ₂ Excedente	1.000	0.000	0.383	2.416	0.536
Oxígeno Enriquecido (95/5) c/CO ₂ Reciclado	1.000	1.501	0.367	0.041	0.047
Oxígeno Enriquecido con CO ₂ Reciclado c/5% de O ₂ Excedente	1.000	1.615	0.372	0.065	0.497

FIG. 41C

Métricas:	Sistema Situado en el Fondo de la Perforación			
	Vapor de Superficie de OTSG	Aire Enriquecido (35/65) Estequiométrico	Aire Enriquecido c/5% de O ₂ Excedente	Oxígeno Enriquecido (95/5) c/5% de O ₂ Excedente
Calidad Actual del Vapor en la Pared de Arena (%)	39%	80%	80%	80%
Demanda de Agua de Alimentación en la Superficie (bbl/día)	1005	1350	1350	1350
Vapor a partir de la Combustión (bbl/día)	0	150	150	150
Equivalente a 80% de la Calidad del Vapor en la Pared de Arena (bbl/día)	750	1,500	1,500	1,500
Vapor Generado in situ a partir de O ₂ Excedente (bbl/día)	0	40	1,010	990
80% de la Calidad de Vapor Total en el Depósito	750	1,500	2,510	2,490
Gas de Combustible por bbl equivalente al 80% de la Calidad de Vapor (MCF/bbl)	0.64	0.37	0.38	0.37
CO ₂ por bbl equivalente al 80% de la Calidad de Vapor (MCF/bbl)	0	0.37	0.38	1.98
CO ₂ por bbl equivalente al 80% de la Calidad de Vapor (MCF/bbl) generado in situ	0	0.02	0.39	0.38
CO ₂ Total en el Depósito (MCF/Día)	0	580	1,160	3,560
N ₂ por bbl equivalente a 80% de la Calidad de Vapor (MCF/bbl)	0	1.41	2.41	0.07

FIG. 42

43/44

102

44/44

Vapor BTUs/bbl Entregado al Depósito, Vapor de Superficie vs. D.S.			
Método de Entrega			
Constituyente:	Vapor de Superficie	Aire Enriquecido (35/65) Estequiométrico	Aire Enriquecido (95/5) de CO ₂ Reciclado c/5% de O ₂ Excedente
Vapor	347,004	369,866	371,506
CO ₂	0	4,590	24,256
N ₂	0	13,779	625
O ₂ (combustión in situ)	0	10,889	235,446
TOTAL	347,004	399,124	631,833

FIG. 43A

MMBTUs/día Entregado al Depósito, Vapor de Superficie vs. D.S.			
Método de Entrega			
Constituyente:	Vapor de Superficie	Aire Enriquecido (35/65) Estequiométrico	Aire Enriquecido (95/5) de CO ₂ Reciclado c/5% de O ₂ Excedente
Vapor	298	239	258
Agua Líquida	223	316	293
CO ₂	0	7	36
N ₂	0	21	1
O ₂ (combustión in situ)	0	16	353
TOTAL	521	599	942

FIG. 43B

MMBTUs Entregados al Depósito Mediante Constituyentes, Por Día					
Sistema Situado en el Fondo de la Perforación (D.S)	Vapor	CO ₂	N ₂	O ₂ (combustión in situ)	TOTAL
Respiradero de Aire Estequiométrico	557	7	42	0	606
Aire Enriquecido (35/65) Estequiométrico	555	7	21	16	599
Aire Enriquecido c/5% de O ₂ Excedente	557	36	36	381	1,009
Oxígeno Enriquecido (95/5) c/CO ₂ Reciclado	557	35	1	33	626
Oxígeno Enriquecido con CO ₂ Reciclado c/5% de O ₂ Excedente	557	36	1	353	948

FIG. 43C

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
NIT : 800.176.089-2
- / -

Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	RECIBO DE CAJA	No. 12 - 0094738
		Bogotá D.C., Septiembre 14 de 2012 - 07:57:30

RECIBIDO DE : CAVELIER ABOGADOS					NI 860.041.367	RE
*** Soporte del Pago ***						
TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	VR. PAGO	
RECIBO DE CA	999999999	91204	05/09/2012		120.000.00	
RECIBO DE CA	999999999	91222	05/09/2012		465.000.00	
RECIBO DE CA	999999999	93308	11/09/2012		15.000.00	

*** Conceptos Pagados ***			
CANT. RENTISTICO	CONCEPTO	Vr.UNDITARIO	Vr.CONCEPTO
10 50005-01-01 SOLICITUDES	1607 REIVINDICACION UNITARIA ADICIONAL A LAS 10 INICIALES	30.000.00	300.000.00
			\$300.000.00
=====			

SON: **TRESCIENTOS MIL PESOS MONEDA CORRIENTE***

Responsable: _____
Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

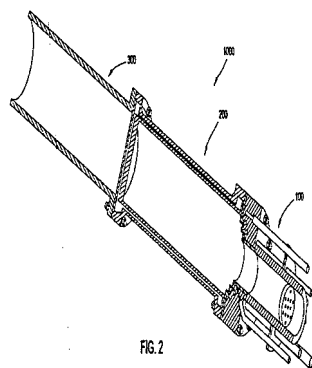
No. 12-176881-00000-0000
Fecha: 2012-10-08 16:51:34 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 106

0020: 19681-8411-001-7

Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA		SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO DIVISION DE NUEVAS CREACIONES EXTRACTO PARA PUBLICACIÓN SOLICITUD DE PATENTE DE INVENCION PCT	
(21) N° de solicitud:		(51) Int Cl: E21B 036/002, E21B 043/024	
22) Fecha de solicitud:		(71) Solicitante(s) WORLD ENERGY SYSTEMS INCORPORATED	
(30) Prioridad	(31) Prioridad 61/311,619 61/436,472	(32) Fecha 2010/03/08 2011/01/26	(33) País
		(72) Inventor(es) ANTHONY GUS CASTROGIONANNI Y OTROS	
		(74) Apoderado: LUZ CLEMENCIA DE PAEZ	
(85)	Fecha limite inicio fase nacional: 2012/10/08		(87) Publicación internacional
(86)	Datos relativos a la presentación de la solicitud PCT		Fecha: 2011/09/15
	Fecha de presentación de la solicitud: 2011/03/07		N° publicación: WO 2011/112513
	No. de solicitud PCT/US2011/027398		
(54) Titulo: UN GENERADOR DE VAPOR SITUADO EN EL FONDO DE LA PERFORACIÓN Y MÉTODO DE USO			

Resumen:

Un sistema de generación de vapor situado en el fondo de la perforación puede incluir un ensamble de cabeza de quemador, un ensamble de tubería perforada, un manguito de vaporización, y un manguito de soporte. El ensamble de cabeza de quemador puede incluir una región de expansión súbita con uno o más inyectores. El ensamble de tubería perforada puede incluir un cuerpo enfriado con agua que tiene una o más disposiciones de inyección de agua. El sistema puede optimizarse para ayudar en la recuperación de hidrocarburos a partir de diferentes tipos de depósitos. Un método para recuperar hidrocarburos puede incluir suministrar uno o más fluidos al sistema, quemar un combustible y un oxidante para generar un producto de combustión, inyectar un fluido en el producto de combustión para generar un gas de escape, inyectar el gas de escape en un depósito, y recuperar los hidrocarburos a partir del depósito.





No. 12-176881- -00000-0000

Fecha: 2012-10-08 16:51:34 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 106

Art 33 Decisión 486/00

PATENTE DE INVENCION ☐

MODELO DE UTILIDAD ☐

☐
☐
☐
☐
☐

Indicación que se solicita una patente.

Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud

Descripción de la invención

Dibujos de ser estos pertinentes

Comprobante de pago de las tasas establecidas (De ser el caso formato de descuento)

Completa

☐

Incompleta

☐

PATENTE DE INVENCION PCT. ☒

MODELO DE UTILIDAD PCT ☐

Art.33 Decisión 486/00, Circular Única

☒
☒
☒
☒

Indicación que se solicita una PCT

Copia de la solicitud en español, tal como fue presentada inicialmente (capítulo descriptivo, reivindicatorio, resumen)

Dibujos de ser estos pertinentes

Comprobante de pago de las tasas establecidas (de ser el caso formato de descuento)

Completa

☒

Incompleta

☐

DISEÑO INDUSTRIAL ☐

(Art. 119 Decisión 486/00)

☐
☐
☐
☐

Indicación que se solicita Diseño industrial

Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud

Representación gráfica y fotográfica del Diseño industrial o muestra del material que incorpora el diseño

Comprobante de pago de las tasas establecidas

Completa

☐

Incompleta

☐

ESQUEMA DE TRAZADO ☐

(Art. 92 Decisión 486/00)

☐
☐
☐
☐

Indicación que se solicita un esquema de trazado

Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud

Representación gráfica de un esquema de trazado

Comprobante de pago de las tasas establecidas

Completa

☐

Incompleta

☐