32
31

81.705

REPUBLICA DE COLOMBIA

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
DIVISION DE NUEVAS CREACIONES

CONTESTACION A REPAROS - OBSERVACIONES
APORTACION DE NUEVA DOCUMENTACION A
UNA SOLICITUD DE PATENTE DE INVENCION O
MODELO DE UTILIDAD O DISEÑO INDUSTRIAL

SUPERINDUSTRIA Y COMERCIO
Radicacion : C0231C56 C0000001 Folios: 52
Fecha (RCD): 2000-03-06 16:49:18
Tramite : C32 PATENTES D 1 REGISTRO/ 329 COMPLEMEN
Dependencia: 2020 DIVISION DE NUEVAS CREACIONES

Solicitud de Patente
Expediente No. 00 001.066

CONTESTACION: Reparos ____ ☐ Para dar cumplimiento al Auto No.0012 notificado por estado el 27 de Enero, 2000
Observaciones ____ ☐
Otros ____ ☐
NUEVA DOCUMENTACION APORTADA ____ ☒

☒ PATENTE ☐ MODELO DE UTILIDAD ☐ DISEÑO INDUSTRIAL

TITULO: **METODO Y SISTEMA PARA DETERMINAR LA VELOCIDAD DE FLUJO DE UNA CORRIENTE DE DOS FASES**

SOLICITANTE: **INTEVEP, S.A.**

INDICE DE DOCUMENTOS QUE SE ACOMPAÑAN

1 Dibujos formales. ☐ para la misma invención, de la cual REIVINDICAMOS
2 Artes finales (2 de 12 X 12 cm y 1 de 6 X 6 cm). ☐ PRIORIDAD, junto con su correspondiente traducción
3 Extracto para publicación y Tarjeta de Archivo ☐ al español.
☐ Temático. ☐
4 Copia certificada por la Oficina de Patentes de ☐
☐ Estados Unidos de la primera solicitud presentada ☐

APODERADO: RAMIRO CASTRO DUQUE Código - 340

DOMICILIO: Cra. 7 No. 16-56 Piso 9 TEL: 2-812424

FIRMA:

NUMERO DE HOJAS 52

RADICADO POR: Nombres y Apellidos

Marzo 05, 2000
CPB/hsr.

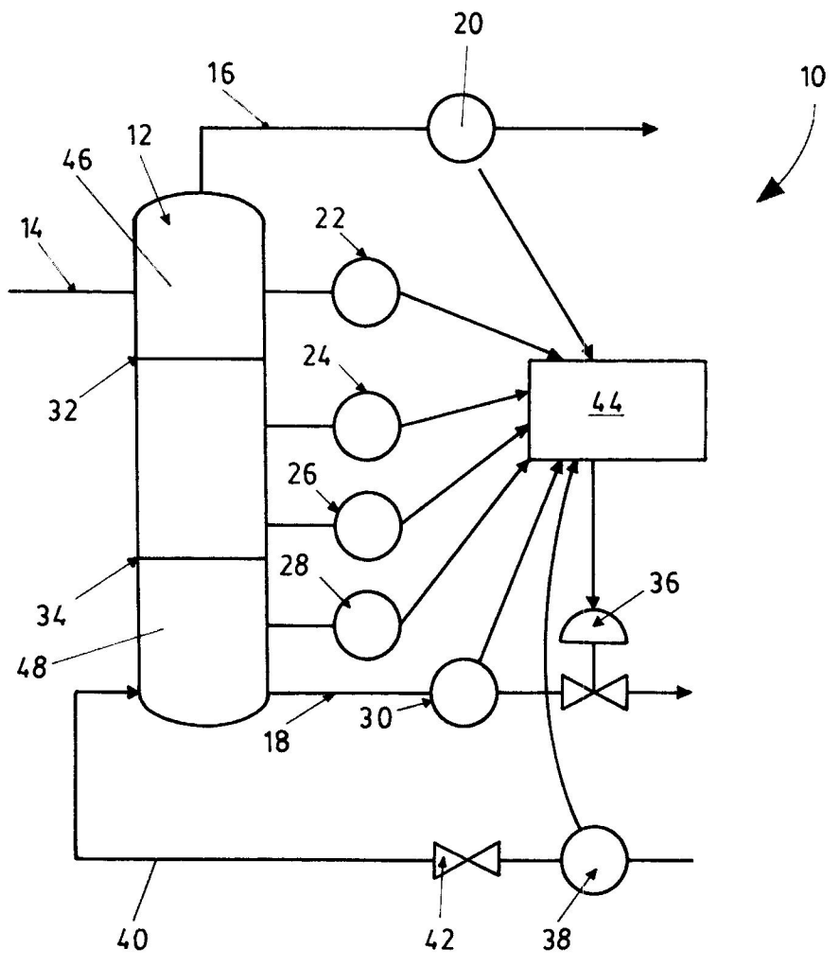
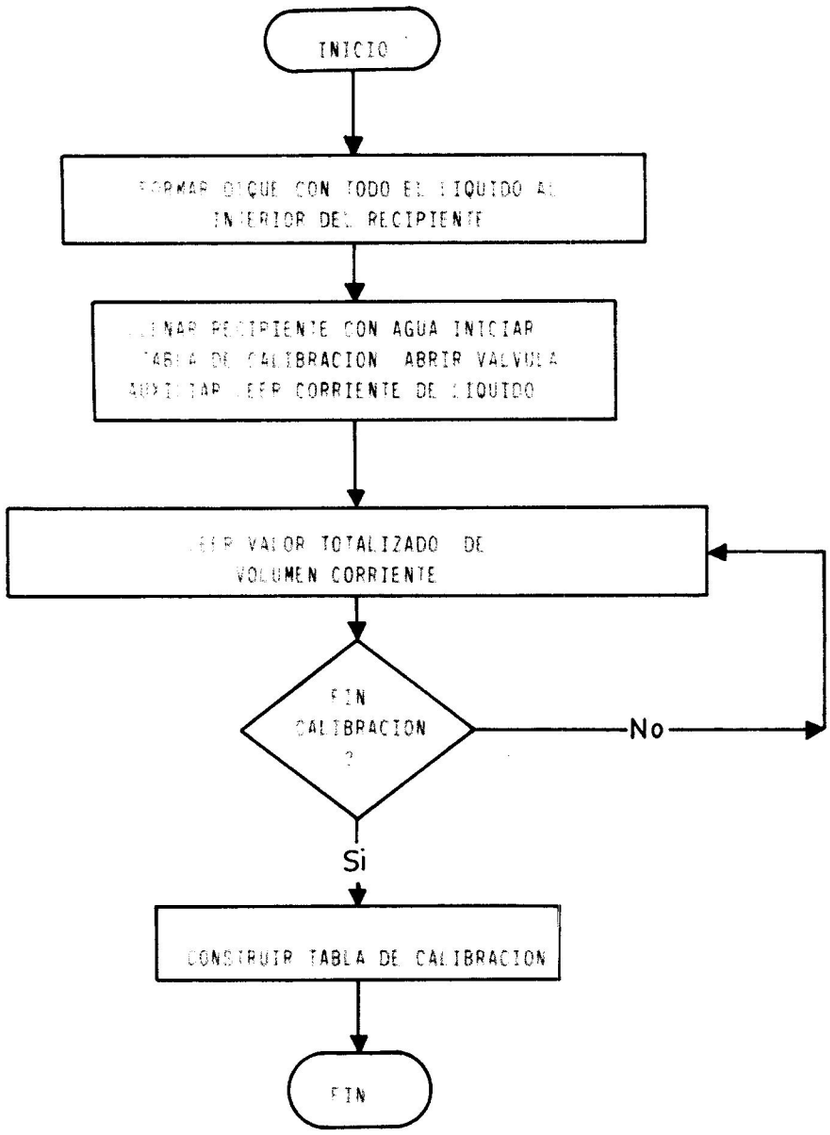


FIG. 1


INICIO
FORMAR DIQUE CON TODO EL LIQUIDO AL INTERIOR DEL RECIPIENTE
LLENAR RECIPIENTE CON AGUA INICIAR TABLA DE CALIBRACION ABRIR VALVULA AUXILIAR LEER CORRIENTE DE LIQUIDO
LEER VALOR TOTALIZADO DE VOLUMEN CORRIENTE
FIN CALIBRACION ?
No
Si
CONSTRUIR TABLA DE CALIBRACION
FIN

F I G. 2

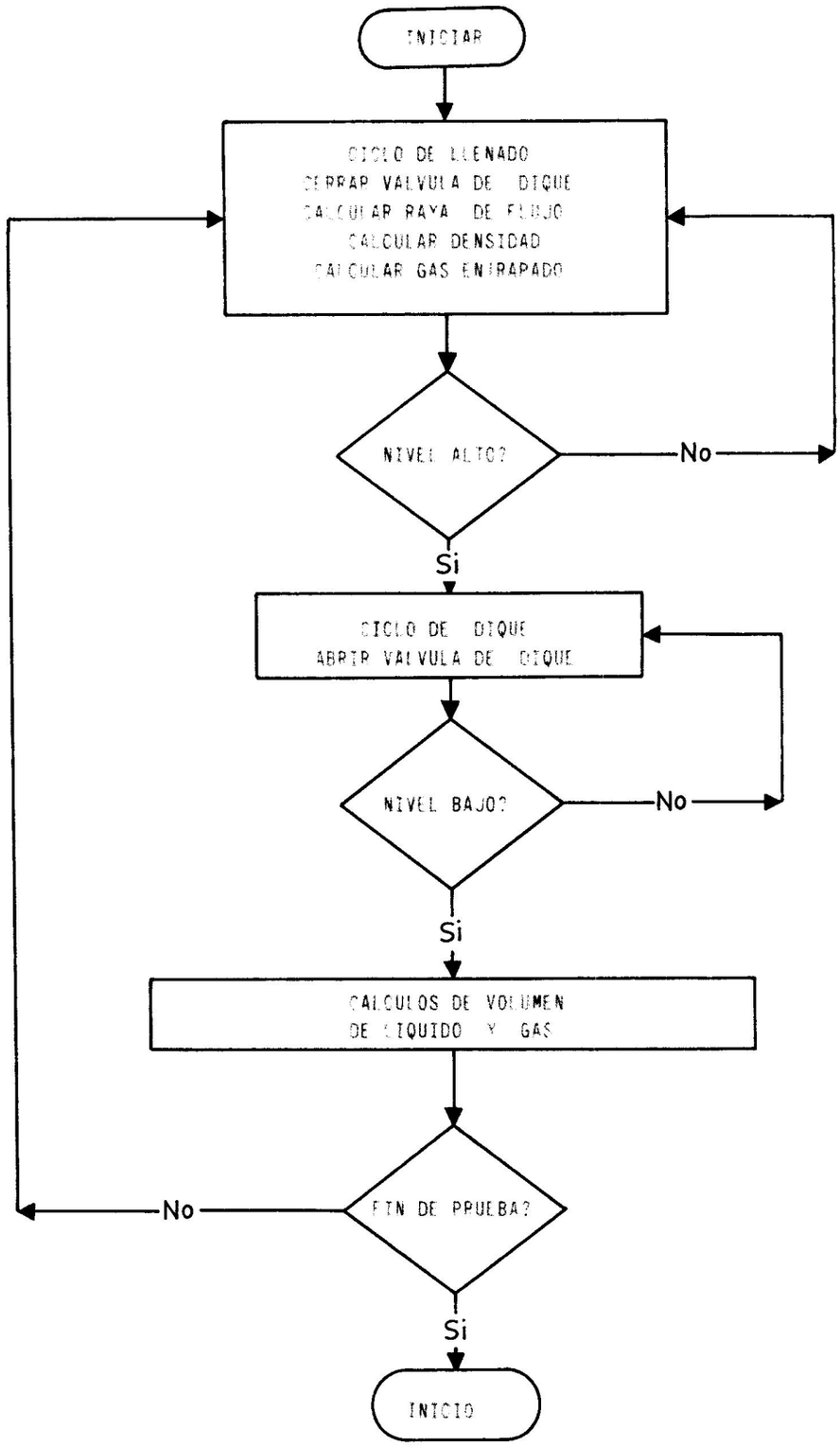

INICIAR
CICLO DE LLENADO
CERRAR VALVULA DE DIQUE
CALCULAR RAYA DE FLUJO
CALCULAR DENSIDAD
CALCULAR GAS ENTRAPADO
NIVEL ALTO?
No
Si
CICLO DE DIQUE
ABRIR VALVULA DE DIQUE
NIVEL BAJO?
No
Si
CALCULOS DE VOLUMEN
DE LIQUIDO Y GAS
FIN DE PRUEBA?
No
Si
INICIO

FIG.3

8170535

PA 191255

THE UNITED STATES OF AMERICA

TO ALL TO WHOM THESE PRESENTS SHALL COME:

UNITED STATES DEPARTMENT OF COMMERCE

United States Patent and Trademark Office

January 05, 2000

THIS IS TO CERTIFY THAT ANNEXED HERETO IS A TRUE COPY FROM THE RECORDS OF THE UNITED STATES PATENT AND TRADEMARK OFFICE OF THOSE PAPERS OF THE BELOW IDENTIFIED PATENT APPLICATION THAT MET THE REQUIREMENTS TO BE GRANTED A FILING DATE UNDER 35 USC 111.

APPLICATION NUMBER: ***09/229,930***
FILING DATE: ***January 13, 1999***

By Authority of the
COMMISSIONER OF PATENTS AND TRADEMARKS

H. PHILLIPS
Certifying Officer

jc571 U.S. PTO
01/13/99

A

A6
36

Case Docket No. 98-446

THE COMMISSIONER OF PATENTS AND TRADEMARKS
Washington, D.C. 20231

jc542 U.S. PTO
09/229930
01/13/99

Sir:

Transmitted herewith for filing is the patent application of:

INVENTOR: MARIO GIALLORENZO ET AL.

FOR: METHOD AND APPARATUS FOR DETERMINING REAL TIME LIQUID AND GAS PHASE FLOW RATES

Enclosed are:

(XXX) THREE sheet of drawing(s).

(XXX) An Assignment of the invention to INTEVEP, S.A.

( ) A certified copy of _____ Application No. _____, Filed _____.

( ) Verified statement(s) to establish small entity status under 37 CFR 1.9 and 37 CFR 1.27.

( ) _____.

The filing fee has been calculated as shown below:

For	No. Filed	No. Extra	SMALL ENTITY Rate	SMALL ENTITY Fee	OTHER THAN A SMALL ENTITY Rate	OTHER THAN A SMALL ENTITY Fee
Basic Fee				$ 380		$ 760
Total Claims	12	-20 = 0	x 9	$	x 18	$
Indep Claims	2	- 3 = 0	x 39	$	x 78	$
Multiple Dependent Claim ( ) Presented			+130	$	+260	$
			TOTAL	$	TOTAL	$ 760

( ) Please charge my Deposit Account No. 02-0184 in the amount of $_____. A duplicate copy of this sheet is enclosed.

(XX) A check in the amount of $ 800.00 to cover the filing fee is enclosed, including Assignment Recordal fee.

(XX) The Commissioner is hereby authorized to charge payment of the following fees associated with this communication or credit any overpayment to Deposit Account No. 02-0184. A duplicate copy of this sheet is enclosed.

(X) Any additional filing fees required under 37 CFR 1.16.
(X) Any patent application processing fees under 37 CFR 1.17.

(XX) The Commissioner of hereby authorized to charge payment of the following fees during the pendency of this application or credit any overpayment to Deposit Account No. 02-0184. A duplicate copy of this sheet is enclosed.

(X) Any patent application processing fees under 37 CFR 1.17.
(X) Any filing fees under 37 CFR 1.16 for presentation of extra claims.

Date January 13, 1999

I hereby certify that this correspondence is being deposited with the United States Postal Service as Express Mail in an envelope addressed to: Commissioner of Patents and Trademarks, Washington, D.C. 20231

on January 13, 1999
(Date of Deposit)

Janice T. Staton
Name and Reg. No. of Attorney

Signature

Gregory P. LaPointe
Attorney for Applicant
Bachman & LaPointe, P.C.
Suite 1201-900 Chapel Street
New Haven, CT 06510-2802
Telephone: (203) 777-6628
EXPRESS MAIL #EM300889458US

98-446

APPLICATION FOR LETTERS PATENT

TO ALL WHOM IT MAY CONCERN:

BE IT KNOWN THAT MARIO GIALLORENZO, JOSE COLMENARES, FRANCISCO PERNIA, FRANCISCO GOMEZ and OSWALDO RIVAS, all citizens and residents of VENEZUELA, have invented certain new and useful improvements in METHOD AND APPARATUS FOR DETERMINING REAL TIME LIQUID AND GAS PHASE FLOW RATES of which the following is a specification.

I hereby certify that this correspondence is being deposited with the United States Postal Service as Express Mail in an envelope addressed to: Commissioner of Patents and Trademarks, Washington, D C. 20231

on 1-13-99
(Date of Deposit)
JANICE T. STATON
Name and Reg. No. of Atty.
Signature
1-13-99
Date of Signature

EXPRESS MAIL #EM330088945US

BACKGROUND OF THE INVENTION

The invention relates to a method and apparatus for obtaining real time measurements, with a high degree of accuracy, of the net liquid and net gas production rates of a hydrocarbon producing well.

Hydrocarbon producing wells typically produce a biphase stream of liquid and gas phase components. These phases are typically separated, for example in gas-liquid separators, so that each phase can be processed and used as desirable.

It is desirable to obtain accurate and up-to-date measurements of flow rates of the various products of hydrocarbon producing wells. Specifically, it is desirable to provide accurate and instantaneous or real-time measurements of the liquid and gas phase components of the produced biphase stream.

It is therefore the primary object of the present invention to provide a method and apparatus for determining real time liquid phase flow rate from a biphase stream.

It is a further object of the present invention to provide such a method and apparatus wherein accuracy of the measurements is within about 2% of actual production rates.

It is a still further object of the present invention to provide such a method and apparatus wherein the liquid

phase determination is corrected for entrapped gas, and an accurate total gas flow rate determination is also provided.

Other objects and advantages of the present invention will appear hereinbelow.

SUMMARY OF THE INVENTION

In accordance with the present invention, the foregoing objects and advantages have been readily attained.

According to the invention, a method is provided for determining real time liquid phase flow rate from a biphase stream, which method comprises the steps of: providing a stream of a biphase fluid including a gas phase having a known gas density and a liquid phase having a known liquid density; providing a separator having a known volume gradient corresponding to liquid level in said separator; feeding said stream to said separator so as to provide a separated liquid phase containing a portion of said gas phase as entrapped gas and a separated free gas phase in said separator; measuring density of said separated liquid phase; measuring change in level over time of said separated liquid phase in said separator; and determining a liquid phase flow rate from said change in level over time, said separated liquid phase density, said known gas density and said known liquid density.

In further accordance with the present invention, a system has been provided for determining real time liquid phase flow rate from a biphase stream including a liquid phase having a known liquid density and a gas phase having a known gas density, which system comprises: a separator having a known volume gradient corresponding to liquid level in said separator; means associated with said separator for determining a measured density of separated liquid phase in said separator; means associated with said separator for determining liquid level in said separator and for determining a change in liquid level over time; and processing means associated with said separator for determining a liquid phase flow rate from said change in liquid level over time, said measured density, said known liquid density and said known gas density.

BRIEF DESCRIPTION OF THE DRAWINGS

A detailed description of preferred embodiments of the present invention follows, with reference to the attached drawings, wherein:

Figure 1 is a schematic view of an apparatus in accordance with the present invention; and

Figure 2 schematically illustrates calibration of a separator vessel; and

Figure 3 schematically illustrates operation of the system and method of the invention.

DETAILED DESCRIPTION

In accordance with the present invention, a system and method are provided for determining real time liquid and gas phase flow rates from a biphase stream.

In accordance with the present invention, real time measurements of liquid level and density are obtained from a liquid-gas separator, and are correlated with a known volume gradient of the separator so as to provide instantaneous or real time measurements of flow rates of the liquid phase and gas phase components of a biphase stream.

Typically, the biphase stream will comprise a liquid phase such as a heavy hydrocarbon liquid phase, for example having an API gravity less than about 18 and a viscosity at 60°F of greater than about 300 cp, and an entrapped gas phase as produced from a hydrocarbon producing well. For example, the method and system of the present invention would be useful in connection with a fluid stream produced from a hydrocarbon producing well which could typically include a heavy crude oil liquid hydrocarbon portion having an API gravity of 13 in which, at standard temperature and pressure (60°F, 1 atm), entrapped hydrocarbon gas could

account for approximately 40% of the total volume. When this biphase stream is introduced to a separator, entrapped gas escapes from the liquid phase and into the upper area of the separator, while the liquid phase collects in the lower area of the separator. The method and apparatus of the present invention provide for obtaining accurate measurements of the liquid and gas flow rates in a real time or instantaneous manner.

Figure 1 schematically shows system 10 in accordance with the present invention. System 10 typically includes a separator 12 having an inlet 14 for delivering the biphase stream to be separated, a gas outlet 16 for free gas exiting separator 12, and a liquid outlet 18 for separated liquid exiting separator 12. A gas flow meter 20 may suitably be arranged along gas outlet 16, for use in measuring flow of free gas exiting separator 12. In addition, separator 12 is preferably associated with a pressure sensor 22, temperature sensor 24, apparatus 26 for measuring density of liquid within separator 12 and an apparatus 28 for measuring the level of separated liquid phase within separator 12. System 10 preferably also includes an apparatus 30 for measuring water content of separated liquid exiting separator 12 through outlet 18.

In accordance with the present invention, volumes of liquid within separator 12 are determined from the level of liquid contained therein. In accordance with the present invention, and in order to insure good accuracy of measurements, separator 12 is preferably calibrated so as to readily obtain accurate volume measurements corresponding to the level of liquid contained therein, so as to provide a reliable volume gradient corresponding to liquid level in the separator. Preferably, this calibration is carried out at least between a known upper level 32 and lower level 34 within separator 12 as will be more thoroughly discussed below. System 10 preferably also includes a dump control valve 36 for controlling flow of liquid through outlet 18, and may further preferably include a flow meter 38 arranged along a calibration inlet 40 having a calibration auxiliary valve 42 which, also as will be discussed below, can readily be used in order to calibrate the volumetric space within separator 12 corresponding to particular sensed liquid levels contained therein.

Finally, system 10 in accordance with the present invention also includes a processor 44 associated with the various components of system 10 as set forth above so as to obtain relevant information from various devices of system 10, and store relevant information useful for future

calibrations and/or calculations. Processor 44 is programmed or adapted to utilize pertinent information obtained as specified so as to provide accurate real time measurements of liquid and gas flow rates as desired.

Separator 12 may be any suitable separator vessel as is readily known to a person of ordinary skill in the art. As set forth above, calibration of a volume gradient of separator 12 corresponding to liquid level therein is advantageous in accordance with the present invention so as to provide accurate volumetric measurements corresponding to such level which are not rendered inaccurate due to irregular geometries or additional volumes which are connected to the inner space of separator 12. For example, flow lines to various gauges and meters cannot easily be incorporated into calculations based upon the geometry of separator 12.

Referring now to Figure 2, a typical method in accordance with the present invention for calibrating separator 12 is illustrated. In order to begin calibration of separator 12, separator 12 is initially completely emptied and depressurized. Separator 12 is then filled with water, and processor 40 stores relevant volume information corresponding to water level within separator 12 so as to initialize a volume calibration table containing the desired

volume gradient. Volume corresponding to liquid level is measured by flow meter 38 and conveyed to processor 44 as shown in Figure 1. This process may be repeated once or more times until the volume within separator 12 is sufficiently calibrated, at which time system 10 is fully ready for use in accordance with the present invention.

Referring now to Figure 3, a method of operation of system 10 in accordance with the present invention is illustrated. At the beginning of the operation, processor 44 is already provided with certain known information about the fluids being produced from the particular hydrocarbon well or other source of biphase stream to be measured. This known information includes gas phase density and liquid phase density. Dump valve 36 is closed and biphase stream is introduced into separator 12 through inlet 14. This begins a filling cycle during which separator 12 will be allowed to fill with biphase stream so as to provide separated free gas in an upper portion 46 of separator 12, and further so as to provide separated liquid phase in a lower portion 48 of separator 12. Separated free gas flow rate is measured and stored by processor 44. The separated liquid phase portion at this point will still include some entrapped gas. As separator 12 is filling toward known high level 32, density of the separated liquid phase in separator

12 is measured using apparatus 26 for measuring density, and this information is conveyed to processor 44. This continues until the level of separated liquid phase within separator 12 reaches high level 32, at which point processor 44 opens dump valve 36, and a dumping cycle begins and continues until the level of separated liquid within separator 12 reaches low level 34. At this point in time, processor 44, which has also monitored and stored the elapsed time of filling and dumping cycles, can readily determine the desired liquid and gas phase flow rates from the measured separated liquid phase density, known gas phase density, known liquid phase density, measured free gas flow rate through outlet 16, and elapsed time between high level 32 and low level 34. This information is provided in a real time and accurate manner.

It is well known that the liquid hydrocarbon phase separated from a biphase hydrocarbon stream produced from a hydrocarbon producing well will typically include water as well as liquid hydrocarbon. If this is the case, apparatus 30 for measuring water content of liquid phase exiting separator 12 through outlet 18 is provided so as to measure the water content of liquid phase and provide this information to processor 44 so as to more accurately predict the known liquid phase volume, and so as to further allow

for determination or measurement of actual liquid hydrocarbon flow rate and water flow rate.

The method of the present invention provides for extremely accurate measurements. This is due, in part, to the fact that the densities of gas and liquid are in sharp contrast to one another. Specifically, gas density is approximately 1000 times smaller than the typical liquid density in question. Thus, gas density can be treated as approaching zero. This provides for an uncertainty or error of 0.1%. Typically, a densitometer or other conventionally used apparatus for measuring density which would be useful as apparatus 26 also has an uncertainty or error of about 0.1%. Thus, the system and method of the present invention provide measurements which are accurate within about 2% (vol.), preferably within about 0.2% (vol.) of actual values.

In accordance with the invention, separation is carried out using any conventional separator which typically has a wall structure defining an internal space or chamber which is typically substantially cylindrical in shape. According to the invention, an accurate calibration of liquid volume corresponding to various liquid levels in the separator is obtained and used as will be thoroughly described below to obtain accurate measurements. The separator typically

includes additional flow areas such as tubes, gauges and the like which result in irregular geometries and must be taken into account in order to provide an accurate measurement of fluid volume in the separator. In accordance with the present invention, the calibration is prepared taking these additional areas into account so that volume can be determined from liquid level without this source of error. A processor for carrying out the method of the present invention is provided with the calibration information so as to accurately determine real time liquid volume in the separator corresponding to a particular liquid level therein.

In accordance with the present invention, as the biphase stream is fed to the separator, the liquid outlet of the separator is controlled so as to cyclically operate the separator between filling and dumping the separated liquid phase between an upper known level and a lower known level in the separator. By measuring the liquid density using conventional techniques, and by measuring elapsed time of the filling and dumping cycles, a processor having been programmed with known liquid phase density and gas phase density can then determine the liquid phase flow rate and gas phase flow rate resulting from separation of the biphase stream.

In operation, the method of the present invention is carried out as follows.

A biphase stream of hydrocarbon liquid and gas is fed to a separator which is associated with a processor for making the desired measurements and determinations. The processor includes stored calibration information correlating a volume gradient corresponding to liquid level in the separator so that accurate liquid volume information is readily available from a measured liquid level. The biphase stream in the separator separates into a gas phase filling the upper area of the separator and a liquid phase occupying the lower area of the separator. The liquid phase in the lower area of the separator will typically still comprise a biphase fluid including the liquid hydrocarbon and a portion of gas which remains entrapped therein.

According to the invention, measurement of the exiting separated liquid phase density in combination with known liquid and gas phase densities allows for determination of the amount of gas remaining entrained therein, thereby allowing for more accurate determination of the actual liquid (specifically hydrocarbon and water) and gas phases.

In accordance with the present invention, density of the liquid phase exiting the separator is measured, and time measurements taken between operation in a filling and

dumping mode of the separator, so as to accurately determine the net liquid phase volume and net gas phase volume for such time periods, thereby providing the desired real time liquid and gas phase flow rates. The method and apparatus of the invention advantageously provide for determination of real time measurements with an accuracy within about 2%, and preferably within about 0.2%, of actual flow.

In some instances, the biphase stream may include water as well. The method and apparatus of the invention allow the accurate determination of the water flow rate, separately from the liquid hydrocarbon flow rate. In this regard, an apparatus for measuring the water cut or content of the liquid stream, such as apparatus 30, can readily identify the water and hydrocarbon content of the separated liquid phase. This information, along with the known hydrocarbon and water densities, allows for more accurate determination of the known liquid phase density as mentioned above, and also allows for actual determination of specific water flow rate and liquid hydrocarbon flow rate as desired in accordance with the present invention.

It is to be understood that the invention is not limited to the illustrations described and shown herein, which are deemed to be merely illustrative of the best modes of carrying out the invention, and which are susceptible of

modification of form, size, arrangement of parts and details of operation. The invention rather is intended to encompass all such modifications which are within its spirit and scope as defined by the claims.

SUBSTITUTE SHEET (RULE 26)

WE CLAIM:

1. A method for determining real time liquid phase flow rate from a biphase stream, comprising the steps of:

providing a stream of a biphase fluid including a gas phase having a known gas density and a liquid phase having a known liquid density;

providing a separator having a known volume gradient corresponding to liquid level in said separator;

feeding said stream to said separator so as to provide a separated liquid phase containing a portion of said gas phase as entrapped gas and a separated free gas phase in said separator;

measuring density of said separated liquid phase;

measuring change in level over time of said separated liquid phase in said separator; and

determining a liquid phase flow rate from said change in level over time, said separated liquid phase density, said known gas density and said known liquid density.

2. A method according to claim 1, wherein said test vessel has an irregular geometry, and said known volume gradient includes corrections for said irregular geometry.

3. A method according to claim 1, wherein said step of measuring change in level comprises cyclically filling and dumping said separator so as to maintain said liquid level between a known upper level and a known lower level, and measuring a time interval between said filling and said dumping.

4. A method according to claim 3, wherein said liquid phase flow rate is determined after each dumping of said separator.

5. A method according to claim 1, wherein said separator is a substantially uniform cylinder defining a separation chamber for said fluid, wherein additional flow areas extend from said chamber, and wherein said volume gradient includes corresponding volume from said chamber and from said additional flow areas.

6. A method according to claim 1, further comprising the steps of measuring a free gas flow rate from a gas outlet of said separator and determining an entrapped gas phase flow rate from a liquid outlet of said separator from said change in level over time, said known gas density and said separated liquid phase density so as to provide a total

gas flow rate measurement incorporating said free gas flow rate and said entrapped gas phase flow rate.

7. A method according to claim 1, wherein said liquid phase flow rate is accurate within about 2% (vol.) of actual valves.

8. A method according to claim 1, wherein said stream of biphase fluid comprises a heavy hydrocarbon liquid phase and a hydrocarbon gas phase entrapped in said liquid phase.

9. A method according to claim 8, wherein said stream is obtained from a hydrocarbon producing well.

10. A method according to claim 8, wherein said heavy hydrocarbon liquid phase has a viscosity at 60°F of greater than about 300 cp and an API gravity of less than about 18.

11. A system for determining real time liquid phase flow rate from a biphase stream including a liquid phase having a known liquid density and a gas phase having a known gas density, comprising:

a separator having known volume gradient corresponding to liquid level in said separator;

means associated with said separator for determining a measured density of separated liquid phase in said separator;

means associated with said separator for determining liquid level in said separator and for determining a change in liquid level over time; and

processing means associated with said separator for determining liquid phase flow rate from said change in liquid level over time, said measured density, said known liquid density and said known gas density.

12. A system according to claim 11, wherein said separator has a gas outlet for exiting free gas and a liquid outlet for exiting separated liquid including entrapped gas, and wherein said system further comprises means for determining free gas flow from said gas outlet, and wherein said processing means is adapted to determine entrapped gas flow rate from said liquid outlet so as to provide a total gas phase flow rate.

ABSTRACT OF THE DISCLOSURE

A method for determining real time liquid phase flow rate from a biphase stream includes the steps of: providing a stream of a biphase fluid including a gas phase having a known gas density and a liquid phase having a known liquid density; providing a separator having a known volume gradient corresponding to liquid level in the separator; feeding said stream to the separator so as to provide a separated liquid phase containing a portion of the gas phase as entrapped gas and a separated free gas phase in the separator; measuring density of the separated liquid phase; measuring change in level over time of the separated liquid phase in the separator; and determining a liquid phase flow rate from the change in level over time, the separated liquid phase density, the known gas density and the known liquid density.

PATENT

Attorney's Docket No. 98-446

COMBINED DECLARATION AND POWER OF ATTORNEY

(ORIGINAL, DESIGN, NATIONAL STAGE OF PCT, SUPPLEMENTAL, DIVISIONAL, CONTINUATION OR CIP)

As a below named inventor, I hereby declare that:

TYPE OF DECLARATION

This declaration is of the following type: *(check one applicable item below)*

- ☒ original
- ☐ design
- ☐ supplemental

NOTE: If the declaration is for an International Application being filed as a divisional, continuation or continuation-in-part application, do not check next item; check appropriate one of last three items.

- ☐ national stage of PCT

NOTE: If one of the following 3 items apply, then complete and also attach ADDED PAGES FOR DIVISIONAL, CONTINUATION OR CIP.

- ☐ divisional
- ☐ continuation
- ☐ continuation-in-part (CIP)

INVENTORSHIP IDENTIFICATION

WARNING: If the inventors are each not the inventors of all the claims, an explanation of the facts, including the ownership of all the claims at the time the last claimed invention was made, should be submitted.

My residence, post office address and citizenship are as stated below next to my name. I believe I am the original, first and sole inventor (if only one name is listed below) or an original, first and joint inventor (if plural names are listed below) of the subject matter which is claimed and for which a patent is sought on the invention entitled:

TITLE OF INVENTION

METHOD AND APPARATUS FOR DETERMING REAL TIME LIQUID AND GAS PHASE FLOW RATES

SPECIFICATION IDENTIFICATION

the specification of which: *(complete (a), (b) or (c))*

(a) ☒ is attached hereto.

(b) ☐ was filed on _____ as ☐ Serial No. 0 /_____ _____
or ☐ Express Mail No., *as Serial No. not yet known* _____ _____
and was amended on _____ *(if applicable)*.

NOTE: Amendments filed after the original papers are deposited with the PTO which contain new matter are not accorded a filing date by being referred to in the declaration. Accordingly, the amendments involved are those filed with the application papers or, in the case of a supplemental declaration, are those amendments claiming matter not encompassed in the original statement of invention or claims. See 37 CFR 1.67.

(c) ☐ was described and claimed in PCT International Application No. _____ filed on _____ and as amended under PCT Article 19 on _____ *(if any)*.

ACKNOWLEDGEMENT OF REVIEW OF PAPERS AND DUTY OF CANDOR

I hereby state that I have reviewed and understand the contents of the above identified specification, including the claims, as amended by any amendment referred to above.

I acknowledge the duty to disclose information

☒ which is material to patentability as defined in 37, Code of Federal Regulations, § 1.56

(also check the following items, if desired)

☒ and which is material to the examination of this application, namely, information where there is a substantial likelihood that a reasonable examiner would consider it important in deciding whether to allow the application to issue as a patent, and

☐ In compliance with this duty there is attached an information disclosure statement in accordance with 37 CFR 1.98.

PRIORITY CLAIM (35 U.S.C. § 119)

I hereby claim foreign priority benefits under Title 35, United States Code, § 119 of any foreign application(s) for patent or inventor's certificate or of any PCT international application(s) designating at least one country other than the United States of America listed below and have also identified below any foreign application(s) for patent or inventor's certificate or any PCT international application(s) designating at least one country other than the United States of America filed by me on the same subject matter having a filing date before that of the application(s) of which priority is claimed.

(complete (d) or (e))

(d) ☒ no such applications have been filed.

(e) ☐ such applications have been filed as follows.

NOTE: Where item (c) is entered above and the International Application which designated the U.S. itself claimed priority check item (e), enter the details below and make the priority claim.

A. PRIOR FOREIGN/PCT APPLICATION(S) FILED WITHIN 12 MONTHS (6 MONTHS FOR DESIGN) PRIOR TO THIS APPLICATION AND ANY PRIORITY CLAIMS UNDER 35 U.S.C. § 119

COUNTRY (OR INDICATE IF PCT)	APPLICATION NUMBER	DATE OF FILING (day, month, year)	PRIORITY CLAIMED UNDER 37 USC 119
			☐ YES NO ☐
			☐ YES NO ☐
			☐ YES NO ☐
			☐ YES NO ☐
			☐ YES NO ☐

ALL FOREIGN APPLICATION(S), IF ANY FILED MORE THAN 12 MONTHS (6 MONTHS FOR DESIGN) PRIOR TO THIS U.S. APPLICATION

NOTE: If the application filed more than 12 months from the filing date of this application is a PCT filing forming the basis for this application entering the United States as (1) the national stage, or (2) a continuation, divisional, or continuation-in-part, then also complete ADDED PAGES TO COMBINED DECLARATION AND POWER OF ATTORNEY FOR DIVISIONAL, CONTINUATION OR CIP APPLICATION for benefit of the prior U.S. or PCT application(s) under 35 U.S.C. § 120.

POWER OF ATTORNEY

I hereby appoint the following attorney(s) and/or agent(s) to prosecute this application and transact all business in the Patent and Trademark Office connected therewith. (*List name and registration number*)

Robert H. Bachman (19,374), Gregory P. LaPointe (28,395), Barry L. Kelmachter (29,999), and George A. Coury (34,309), all of Bachman & LaPointe, P.C., 900 Chapel Street, Suite 1201, New Haven, CT 06510-2802

(check the following item, if applicable)

☐ Attached as part of this declaration and power of attorney is the authorization of the above-named attorney(s) to accept and follow instructions from my representative(s).

SEND CORRESPONDENCE TO

Bachman & LaPointe, P.C.
900 Chapel Street, Suite 1201
New Haven, CT 06510-2802

DIRECT TELEPHONE CALLS TO: (*Name and telephone number*)

Gregory P. LaPointe
(203) 777-6628

DECLARATION

I hereby declare that all statements made herein of my own knowledge are true and that all statements made on information and belief are believed to be true; and further that these statements were made with the knowledge that willful false statements and the like so made are punishable by fine or imprisonment, or both, under Section 1001 of Title 18 of the United States Code, and that such willful false statements may jeopardize the validity of the application or any patent issued thereon.

64
60

SIGNATURE(S)

NOTE: *Carefully indicate the family (or last) name as it should appear on the filing receipt and all other documents.*

Full name of sole or first inventor

MARIO (GIVEN NAME) (MIDDLE INITIAL OR NAME) GIALLORENZO (FAMILY OR LAST NAME)

Inventor's signature

Date DEC 9/98 Country of Citizenship Venezuela

Residence Res Camino Real apto 15-3 Los Nuevos Teques Edo Miranda Venezuela

Post Office Address PDVSA - Intevep Edif. Face C Ofic 37 Venezuela

Venezuela

Full name of second joint inventor, if any

JOSE (GIVEN NAME) (MIDDLE INITIAL OR NAME) COLMENARES (FAMILY OR LAST NAME)

Inventor's signature

Date 14/12/1998 Country of Citizenship VENEZUELA

Residence URB. GUENDA. CONJUNTO RESIDENCIAL LOS ALPES II. LOS TEQUES, Venezuela

Post Office Address PDVSA. INTEVEP.

Venezuela

Full name of third joint inventor, if any

FRANCISCO (GIVEN NAME) (MIDDLE INITIAL OR NAME) PERNIA (FAMILY OR LAST NAME)

Inventor's signature

Date 12/12/98 Country of Citizenship VENEZUELA

Residence Resd La Floresta, Apto 61 Los Teques Edo Miranda VENEZUELA

Post Office Address PDVSA Intevep

VENEZUELA

Full name of 4th joint inventor, if any

FRANCISCO (GIVEN NAME) (MIDDLE INITIAL OR NAME) GOMEZ (FAMILY OR LAST NAME)

Inventor's signature

Date 14/12/98 Country of Citizenship Venezuela

Residence C. Orinoco, Res Las Lomas #14 C. Bello Monte Caracas, Venezuela

Post Office Address PDVSA Intevep.

Venezuela

Full name of 5th joint inventor, if any

OSWALDO (GIVEN NAME) (MIDDLE INITIAL OR NAME) RIVAS (FAMILY OR LAST NAME)

Inventor's signature

Date 9/12/1998 Country of Citizenship VENEZUELA

Residence Calle Miranda Edif. Don Luis Apto. F4, Los Teques VENEZUELA

Post Office Address PDVSA Intevep. Edif. C Ofic. 376

VENEZUELA

CHECK PROPER BOX(ES) FOR ANY OF THE FOLLOWING ADDED PAGE(S) WHICH FORM A PART OF THIS DECLARATION

☐ Signature for third and subsequent joint inventors. *Number of pages added* _____

• • •

☐ Signature by administrator(trix), executor(trix) or legal representative for deceased or incapacitated inventor. *Number of pages added* ____ _____

• • •

☐ Signature for inventor who refuses to sign or cannot be reached by person authorized under 37 CFR 1.47. *Number of pages added* _____ ____

• • •

☐ Added page for signature by one joint inventor on behalf of deceased inventor(s) where legal representative cannot be appointed in time (37 CFR 1.47).

• • •

☐ Added pages to combined declaration and power of attorney for divisional, continuation, or continuation-in-part (C-I-P) application.

☐ Number of pages added ____ _____

• • •

☐ Authorization of attorney(s) to accept and follow instructions from representative.

• • •

(If no further pages form a part of this Declaration, then end this Declaration with this page and check the following item:)

☒ This declaration ends with this page.

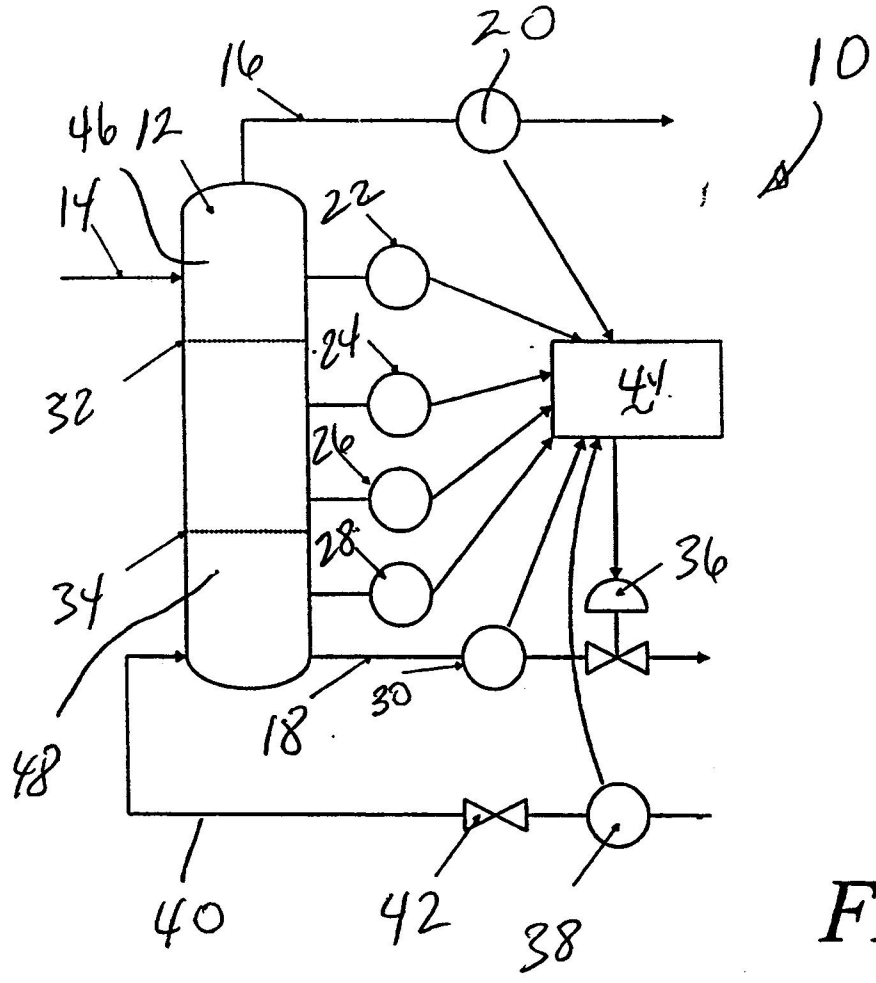


FIG. 1

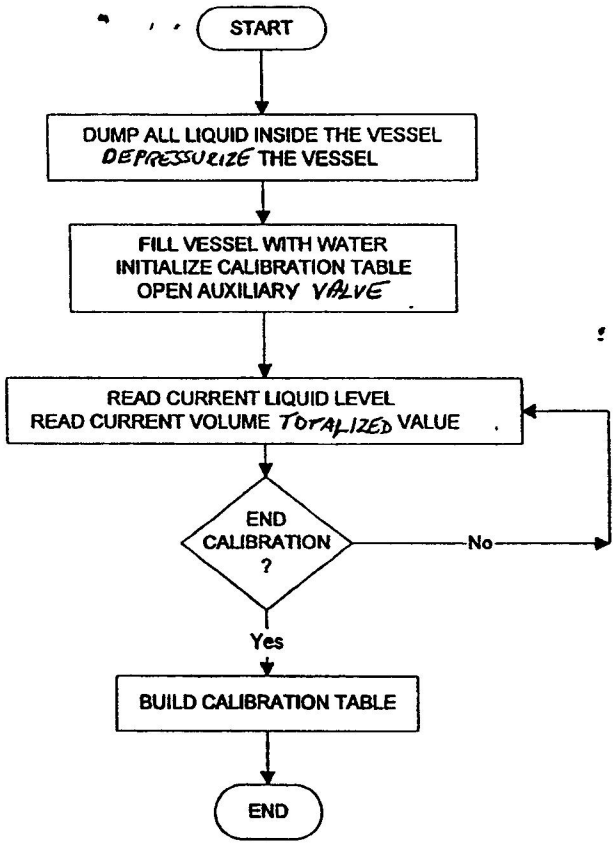

START
DUMP ALL LIQUID INSIDE THE VESSEL
DEPRESSURIZE THE VESSEL
FILL VESSEL WITH WATER
INITIALIZE CALIBRATION TABLE
OPEN AUXILIARY VALVE
READ CURRENT LIQUID LEVEL
READ CURRENT VOLUME TOTALIZED VALUE
END CALIBRATION ?
No
Yes
BUILD CALIBRATION TABLE
END

FIG. 2

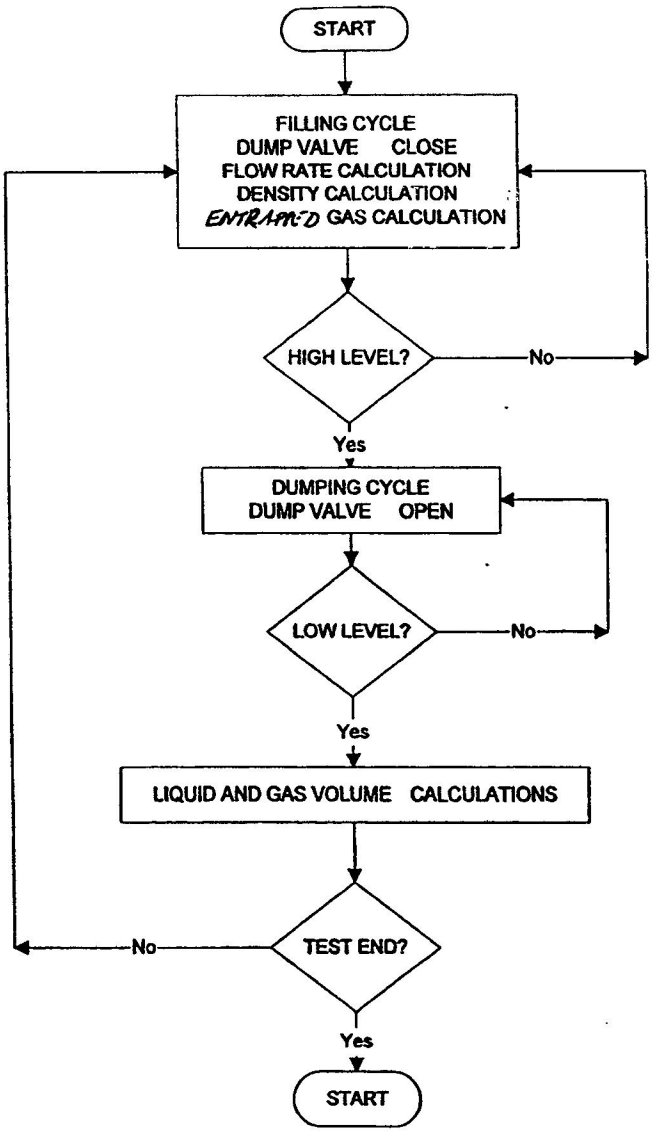

START
FILLING CYCLE
DUMP VALVE CLOSE
FLOW RATE CALCULATION
DENSITY CALCULATION
ENTRAINED GAS CALCULATION
HIGH LEVEL?
No
Yes
DUMPING CYCLE
DUMP VALVE OPEN
LOW LEVEL?
No
Yes
LIQUID AND GAS VOLUME CALCULATIONS
TEST END?
No
Yes
START

FIG. 3

70
65

TRADUCCIÓN DEL INGLÉS AL ESPAÑOL de la Solicitud de Patente de los Estados Unidos No.09/229,930 relacionada con:

MÉTODO Y APARATO PARA DETERMINAR LAS VELOCIDADES DE FLUJO EN FASE DE LÍQUIDO Y GAS EN TIEMPO REAL

ANEXOS. La Solicitud de Patente de los Estados Unidos Serie No.09/ 229,930 arriba mencionada, Declaración y Poder, Solicitud de Patente, Certificación del Comisionado de Patentes y Marcas de los Estados Unidos de América.

LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA

DEPARTAMENTO DE COMERCIO DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA

Oficina de Patentes y Marcas de los Estados Unidos

Enero 05, 2000

ESTE PARA CERTIFICAR QUE ANEXO AL PRESENTE SE ENCUENTRA UNA FIEL COPIA TOMADA DE LOS REGISTROS DE LA OFICINA DE PATENTES Y MARCAS DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AQUELLOS DOCUMENTOS DE LA SOLICITUD DE PATENTE IDENTIFICADA ABAJO LA CUAL CUMPLE LOS REQUISITOS PARA CONCEDERLE UNA FECHA DE PRESENTACIÓN BAJO LA NORMA 35USC 111.

NUMERO DE SOLICITUD: 09/229,930
FECHA DE PRESENTACION: Enero 13, 1999

Por autorización del
COMISIONADO DE PATENTES Y MARCAS
H. Phillips (Firmado)
H. PHILLIPS
Funcionario de Certificaciones

SELLO ADHERIDO

Código de Barras
01/13/99

Ante la Oficina de Patentes y Marcas de los Estados Unidos

Señor;

Se transmite aquí para presentación la solicitud de patente de:

INVENTOR: MARIO GIALLORENZO Y OTROS

Para: MÉTODO Y APARATO PARA DETERMINAR LAS VELOCIDADES DE FLUJO EN FASE DE LÍQUIDO Y GAS EN TIEMPO REAL

Anexo se encuentra:

1. Tres hojas de dibujo(s)
2. Una Cesión de la invención a INTEVEP, S.A.
3. Una copia certificada de -------- Solicitud No.....Presentada--------
4. Declaracion(es) verificadas para establecer estado de pequeña entidad bajo 37 CFR 1.9 y 37 CFR 1.27

El impuesto de presentación ha sido calculado como sigue:

	Número presentado		Número Extra
Total Reivindicaciones	12 –20	=	0
Reivindicaciones Independientes	2 –3 =		0
Primera presentación de múltiples reivindicaciones dependientes			

Rata	Impuesto
x18	$760.00
x 78	
+ 260	
Impuesto básico	$ 760.00
TOTAL	$ 760.00

Favor cargar a mi cuenta de depósito No. 02-0184 la cantidad de $------
Una copia en duplicado de esta hoja se anexa.

Un cheque en la cantidad de $ 800.00 para cubrir el impuesto de presentación se anexa incluyendo el impuesto de Registro de Cesión.

El Comisionado está autorizado por este medio a cargar el pago de los impuestos siguientes asociados con esta comunicación o acreditar cualquier sobre pago a la Cuenta de Depósito No. 02-0184. Una copia en duplicado de esta hoja se anexa.

Cualesquiera impuestos de presentación adicionales requeridos bajo 37 CFR 1.16.

Cualesquiera impuestos de procesamiento de solicitud de patente bajo 37 CFR 1.17.

El comisionado está autorizado por este medio a cargar el pago de los siguientes impuestos durante la duración de esta solicitud o acreditar cualquier sobre pago a la Cuenta de Depósito No. 02-0184. Una copia en duplicado de esta hoja se anexa.

Cualesquiera impuestos de procesamiento de solicitud de patente bajo 37 CFR 1.17.

Cualesquiera impuestos de presentación 37 CFR 1.16 para presentación de reivindicaciones adicionales.

Fecha Enero 13, 1999

Certifico por este medio esta correspondencia está siendo depositada con el Servicio Postal de los Estados Unidos, Correo Expreso en una cubierta dirigida al: Comisionado Asistente para Patentes, Washington, D.C. 20231.En Enero 13, 1999

Por: Janice T. Stanton

Janice T. Stanton (firmado)

Gregory P. LaPointe

Gregory P. LaPointe (firmado)

Abogado para el Solicitante

Bachman & LaPointe, P.C.

Suite 1201-900 Chapel Street

New Haven, CT 06510-2802

Teléfono: (203) 777-6628

ANTECEDENTES DE LA INVENCIÓN

La invención se relaciona con un método y un aparato para obtener mediciones en tiempo real, con un alto grado de precisión, de las

75
68

velocidades de producción de liquido neto y gas neto de un pozo que produce hidrocarburos.

Los pozos que producen hidrocarburos típicamente producen una corriente de dos fases de componentes de fase liquida y de gas. Estas fases son típicamente separadas, por ejemplo en separadores de gas y liquido, en forma tal que cada fase puede procesarse y utilizarse como sea deseable.

Es deseable obtener mediciones precisas y actualizadas de las velocidades de flujo de los varios productos de pozos que producen hidrocarburos. Específicamente, es deseable proporcionar mediciones precisas e instantáneas o en tiempo real de los componentes de las fases de liquido y gas de la corriente de dos fases producida.

Es consecuentemente el objetivo primario de la presente invención proporcionar un método y un aparato para determinar la velocidad de flujo de fase liquida en tiempo real de una corriente de dos fases. Es un adicional objetivo do la presente invención proporcionar un m6todo y un aparato donde la precisión de las medidas está dentro de alrededor de 2% de las velocidades actuales de producción.

Es aún un objetivo adicional de la presente invención proporcionar un método y aparato tales donde la determinación de la fase líquida es corregida en cuanto a gases atrapados, y una precisa determinación de velocidad de flujo total de gas también se proporciona.

Otros objetivos y ventajas de la presente invención aparecer;in enseguida.

RE5UNEN DE LA-INVENCION

De acuerdo con la presente invención, los anteriores objetivos y ventajas anteriores se obtienen fácilmente.

De acuerdo con la invención. se proporciona un m6todo para determinar la velocidad de flujo de la fase liquida en tiempo real de una corriente de dos fases, cuyo m6todo comprende los pasos de: proporcionar una corriente de fluido bifásico que incluye una fase de gas que tiene una densidad de gas conocida y una fase liquida que tiene una densidad de liquido conocida; que proporciona un separador que tiene un gradiente de volumen conocido que corresponde al nivel de liquido en dicho separador; alimentar dicha corriente hacia dicho separador en forma tal de proporcionar una fase liquida separada que contiene una porción de

74
69

dicha fase de gas como gas atrapado y una fase de gas libre separada en dicho separador; medir la densidad de dicha fase liquida separada; medir cl cainbio de nivel durante cl tiempo de, dicha fase liquida separada en dicho separador; y determinar una velocidad de flujo de fase liquida del dicho cambio en cl nivel durante cl tiempo, dicha densidad do fase liquida separada, dicha densidad conocida de gas y dicha densidad conocida de liquido.

En adicional acuerdo con la presente invención, se ha proporcionado un sistema para determinar la velocidad de flujo de la fase líquida en tiempo real de una corriente de dos fases que incluye una fase líquida que tiene una densidad conocida de líquido y una fase de gas que tiene una densidad conocida de gas, cuyo sistema comprende: un separador que tiene un gradiente de volumen conocido que corresponde a un nivel de líquido en dicho separador; un medio asociado con dicho separador para determinar una densidad medida de la fase liquida separada en dicho separador; un medio asociado con dicho separador para determinar el nivel de liquido en dicho separados y para determinar un cambio en el nivel de líquido durante el tiempo; y un medio de procesamiento asociado con dicho separador para determinar una velocidad de flujo de fase líquida a partir de dicho cambio en nivel de liquido durante el tiempo, dicha densidad medida, dicha densidad conocida de líquido y dicha densidad conocida de gas.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

Una descripción detallada de las modalidades preferidas de la presente invención sigue, con referencia a los dibujos anexos, donde:

La Figura 1 es una vista esquemática de un aparato de acuerdo con la presente invención; y

la Figura 2 ilustra esquemáticamente la calibración de un recipiente separador; y

la Figura 3 ilustra esquemáticamente la operación del sistema y método de la invención.

DESCRIPCIÓN DETALLADA

De acuerdo con la presente invención, se proporcionan un sistema y un método para determinar las velocidades de flujo en tiempo real de la fase liquida y la fase de gas de una corriente de dos fases.

De acuerdo con la presente invención, las mediciones en tiempo real del nivel de líquido y densidad se obtienen a partir de un separador de líquido y gas, y están correlacionadas con un gradiente de volumen conocido del separador en forma tal de proporcionar mediciones instantáneas o en tiempo real de las velocidades de flujo de los componentes de fase líquida y fase de gas de la corriente de dos fases.

Típicamente, la corriente de dos fases comprenderá una fase liquida tal como una fase líquida de hidrocarburos pesados, por ejemplo que tienen una gravedad API menor de alrededor de 18 y una viscosidad a 17'C mayor de alrededor de 600 mpa.s, y una fase de gas atrapada tal como se produce de un pozo que produce hidrocarburos. Por ejemplo, el método y sistema de la presente invención puede ser útil en conexión con una corriente de fluido producida a partir de un pozo que produce hidrocarburos que puede típicamente incluir una porción de hidrocarburos líquidos de aceite crudo pesado que tiene una gravedad API de 13 donde, a temperatura y presión estándares (17'C, 10' Pa), el gas de hidrocarburo atrapado puede contar, con aproximadamente 40% del volumen total. Cuando esta corriente de dos fases se introduce hacia un separador, el gas atrapado escapa de la fase líquida y dentro del área superior del separador, mientras que la fase líquida se colecta en el área inferior del separador. El método y el aparato de la presente invención proporcionan la obtención de precisas mediciones de las velocidades de flujo de líquido y gas en un tiempo real o manera instantánea.

La Figura 1 muestra esquemáticamente un sistema 10 de acuerdo con la presente invención. El sistema 10 típicamente incluye un separador 12 que tiene un puerto de entrada 14 para suministrar la corriente de dos fases a ser separadas, un puerto de salida de gas 16 para el gas libre que sale del separador 12, y un puerto de salida de líquido 18 para el líquido separado que sale del separador 12. Un medidor de flujo de gas 20 puede colocarse adecuadamente a lo largo del puerto de salida de gas 16, para utilización en medir el flujo de gas libre que sale del separador 12. Adicionalmente, el separador 12 está preferiblemente asociado con un sensor de presión 22, un sensor de temperatura 24, un aparato 26 para medir la densidad del liquido dentro del separador 12 y un aparato 28 para medir el nivel de la fase líquida separada dentro del separador 12. El sistema 10 preferiblemente también incluye un aparato 30 para medir el contenido de agua del líquido separado que sale del separador 12 a través del puerto de salida 18.

De acuerdo con la presente invención, los volúmenes del líquido dentro del separador 12 se determinan a partir del nivel de líquido allí contenido. De acuerdo con la presente invención, y con el fin de asegurar

una buena precisión de las mediciones, el separador 12 preferiblemente se calibra en forma tal que se obtenga fácilmente mediciones precisas de volumen que corresponden al nivel de líquido allí contenido, en forma tal de proporcionar un confiable gradiente de volumen que corresponde al nivel de líquido en el separador. Preferiblemente, esta calibración se lleva a cabo por lo menos entre un nivel superior conocido 32 y un nivel inferior 34 dentro del separador 12 tal como se discutirá más completamente abajo. El sistema 10 preferiblemente también incluye una válvula de control de dique 36 para controlar el flujo de líquido a través del puerto de salida 18, y puede adicionalmente incluir preferiblemente un medidor de flujo 38 colocado a lo largo de un puerto de entrada de calibración 40 que tiene una válvula auxiliar de calibración 42 la cual, también tal como se discutirá abajo, puede utilizarse fácilmente con el fin de calibrar el espacio volumétrico dentro del separador 12 que corresponde al nivel particular escrutado de los líquidos allí contenidos.

Finalmente, el sistema 10 de acuerdo con la presente invención también incluye un procesador 44 asociado con los varios componentes del sistema 10 tal como se establece arriba en forma tal de obtener relevante información de los varios dispositivos del sistema 10, y almacenar relevante información útil para futuras calibraciones y/o cálculos. El procesador 44 se programa o adapta para utilizar pertinente información obtenida como se especifica en forma tal de proporcionar precisas mediciones en tiempo real de velocidades de flujo de líquido y gas tal como se desee.

El separador 12 puede ser cualquier recipiente separador adecuado tal como es conocido fácilmente por una persona experta en el arte. Tal como se estableció arriba, la calibración de un gradiente de volumen del separador 12 que corresponde al nivel de líquido allí contenido es ventajoso de acuerdo con la presente invención en forma tal de proporcionar precisas mediciones volumétricas que correspondes a dicho nivel que no se vuelven imprecisas debido a las geometrías irregulares o volúmenes adicionales que son conectados al espacio interior del separador 12. Por ejemplo, las líneas de flujo a los varios calibres y medidores no pueden ser fácilmente incorporados dentro de los cálculos basados en la geometría del separador 12.

Haciendo referencia ahora a la Figura 2, se ilustra un método típico de acuerdo con la presente invención para calibrar el separador 12. Con el fin de iniciar la calibración del separador 12, el separador 12 inicialmente se vacía y despresuriza completamente. El separador 12 se llena entonces con agua, y el procesador 40 almacena la relevante información de volumen que corresponde al nivel de agua dentro del separador 12 en

forma tal de iniciar una tabla de calibración de volumen que contiene el deseado gradiente de volumen. El volumen que corresponde al nivel de líquido se mide mediante el medidor de flujo 38 y se transporta hacia el procesador 44 tal como se muestra en la Figura 1. Este proceso puede repetirse una o más veces hasta que el volumen dentro del separador 12 se calibra suficientemente, en cuyo momento el sistema 10 está completamente listo para utilización de acuerdo con la presente invención.

Haciendo referencia ahora a la Figura 3, se ilustra un método de operación del sistema 10 de acuerdo con la presente invención. Al comienzo de la operación, el procesador 44 ya está provisto con alguna información conocida acerca de los fluidos que se producen a partir del pozo de hidrocarburos particular u otra fuente de corriente de dos fases a ser medida. Esta información conocida incluye densidad de fase de gas y densidad de fase líquida, La válvula de dique 36 se cierra y la corriente de dos fases se introduce dentro del separador 12 a través del puerto de entrada 14. Esto comienza un ciclo de llenado durante el cual el separador 12 se dejará llenar con la corriente de dos fases en forma tal de proporcionar gas libre separado en una porción superior 46 del separador 12, y adicionalmente en forma de proporcionar fase líquida separada en una porción inferior 48 del separador 12. La velocidad de flujo del gas libre separado se mide y almacena mediante el procesador 44. La porción de fase líquida separada en este punto incluirá aún algo de gas atrapado. A medida que el separador 12 se llena hacia un nivel alto conocido 32, la densidad de la fase líquida separada en el separador 12 se mide utilizando un aparato 26 para medir la densidad, y esta información es transportada hacia el procesador 44. Esto continua hasta que el nivel de la fase líquida separada dentro del separador 12 alcanza el alto nivel 32, a cuyo punto el procesador 44 abre la válvula de dique 36, y comienza un ciclo de dique comienza y continua hasta que el nivel del líquido separado dentro separador 12 alcanza el bajo nivel 34. En este punto, en tiempo, el procesador 44, el cual también ha vigilado y almacenado el tiempo transcurrido de los ciclos de llenado y dique, puede fácilmente determinar las deseadas velocidades de fase de líquido y fase de gas de la densidad de fase líquida separada medida, la conocida densidad de fase de gas, la conocida densidad de fase líquida, la velocidad de flujo de gas libre medida a través del puerto de salida 16, y el tiempo transcurrido entre el alto nivel 32 y el bajo nivel 34. Esta información se proporciona en tiempo real y forma precisa.

Es bien conocido que la fase de hidrocarburo líquido separada de una corriente de hidrocarburo de dos fases producida a partir de un pozo que produce hidrocarburos incluirá típicamente agua así como hidrocarburo líquido. Si este es el caso, el aparato 30 para medir el

contenido de agua de la fase líquida que sale del separador 12 a través del puerto de salida 18 se proporciona en forma tal de medir el contenido de agua de la fase líquida y proporcionar esta información al procesador 44 en forma tal de predecir más precisamente el volumen conocido de la fase líquida, y en forma tal de permitir adicionalmente la determinación o medición de la velocidad actual del flujo de hidrocarburo líquido y la velocidad de flujo del agua.

El método de la presente invención proporciona mediciones extremadamente precisas. Esto se debe, en parte, al hecho de que las densidades del gas y el líquido están en agudo contraste la una con la otra. Específicamente, la densidad del gas es aproximadamente 1 000 veces más pequeña que la densidad típica del líquido en cuestión. Consecuentemente, la densidad del gas puede tratarse como cerca de cero. Lo anterior proporciona una incertidumbre o error de 0,1%. Típicamente, un medidor de densidad u otro aparato convencionalmente utilizado para medir la densidad que puede ser útil como el aparato 26 también tiene una incertidumbre o error de alrededor de 0,1%. Consecuentemente, el sistema y el método de la presente invención proporciona mediciones que son precisas dentro de alrededor de 2% (vol.), preferiblemente dentro de alrededor de 0,2% (vol.) de los valores actuales.

De acuerdo con la invención, la separación se lleva a cabo utilizando cualquier separador convencional el cual típicamente tiene una estructura de pared que define un espacio interno o cámara que es típicamente sustancialmente cilíndrica en forma. De acuerdo con la invención, una calibración precisa del volumen de líquido que corresponde a varios niveles de líquidos en el separador se obtiene y utiliza como se describirá completamente abajo para obtener mediciones precisas. El separador típicamente incluye áreas adicionales de flujo tales como tubos, calibres y similares que dan como resultado geometrías irregulares y deben tomarse en cuenta con el fin de proporcionar una medición precisa del volumen de fluido en el separador. De acuerdo con la presente invención, la calibración se prepara tomando estas áreas adicionales en cuenta en forma tal que el volumen puede determinarse a partir del nivel de liquido sin esta fuente de error. Un procesador para llevar a cabo el método de la presente invención se proporciona con la información de calibración en forma tal de determinar precisamente el tiempo real del volumen de líquido en el separador que corresponde a un particular nivel de líquido allí.

De acuerdo con la presente invención, a medida que la corriente de dos fases es alimentada hacia el separador, el puerto de salida de líquido del separador se controla en forma tal de operar cíclicamente el separador

entre el llenado y el dique de la fase líquida separada entre un nivel superior conocido y un nivel inferior conocido en el separador. Midiendo la densidad del líquido utilizando técnicas convencionales, y midiendo el tiempo transcurrido de los cielos de llenado y dique, un procesador que ha sido programado con una densidad conocida de fase líquida densidad y una densidad conocida de fase de gas puede entonces determinar la velocidad de flujo de la fase líquida flujo y la velocidad de flujo de la fase de gas resultantes de la separación de la corriente de dos fases.

En operación, el método de la presente invención se lleva a cabo como sigue.

Una corriente de dos fases de hidrocarburo líquido y gas se alimenta hacia un separador que está asociado con un procesador para hacer las deseadas mediciones y determinaciones. El procesador incluye información de calibración almacenada que correlaciona un gradiente de volumen que corresponde al nivel de líquido en el separador en forma tal que la información precisa del volumen del líquido está fácilmente disponible a partir de un nivel medido de líquido. La corriente de dos fases en el separador se separa en una fase de gas que llena el área superior del separador y una fase líquida que ocupa el área inferior del separador. La fase líquida en el área inferior del separador comprenderá típicamente aún un fluido de dos fases que incluye el hidrocarburo líquido y una porción del gas que permanece allí atrapado.

De acuerdo con la invención, la medición de la densidad que sale de la fase líquida separada en combinación con las densidades conocidas del líquido y la fase de gas permite que la cantidad de gas permanezca allí atrapada, permitiendo asi una más precisa determinación de las fases actuales de líquido (específicamente hidrocarburo y agua) y de gas.

De acuerdo con la presente invención, la densidad de la fase líquida que sale del separador se mide, y las mediciones de tiempo se toman entre la operación en un modo de fienado y dique del separador, en forma tal de determinar precisamente el volumen neto de la fase líquida y el volumen neto de la fase de gas durante dichos periodos de tiempo, proporcionando así el deseado tiempo real de las velocidades del flujo de las fases de líquido y de gas. El método y aparato de, la invención proporciona ventajosamente la determinación de mediciones en tiempo real con una precisión dentro de alrededor de 2%, y preferiblemente dentro de alrededor de 0,2%, del flujo actual.

En algunas instancias, la corriente de dos fases puede incluir agua igualmente. El método y aparato de la invención permite la precisa

determinación de la velocidad del flujo de agua, separadamente de la velocidad del flujo de líquido hidrocarburo. A este respecto, un aparato para medir el agua fuera o contenido de la corriente de líquido, tal como el aparato 30, puede identificar fácilmente el contenido de agua e hidrocarburo de la fase líquida separada. Esta información, conjuntamente con las densidades conocidas del hidrocarburo y agua, permite la más precisa determinación de la densidad conocida de la fase líquida tal como se mencionó arriba, y también permite la determinación actual de la velocidad específica del flujo de agua y la velocidad del flujo del líquido hidrocarburo como se desea de acuerdo con la presente invención.

Se debe entender que la invención no está limitada a las ilustraciones descritas y mostradas aquí, las cuales se consideran ser meramente ilustrativas de los mejores modos de llevar a cabo la invención, y que son susceptibles de modificación de forma, tamaño, disposición de partes y detalles de operación. La invención más bien pretende involucrar todas estas modificaciones que se encuentran dentro de su espíritu y alcance tal como se define mediante las reivindicaciones.

REIVINDICACIONES

Reivindicamos:

1. Un método para determinar la velocidad de flujo de la fase líquida en tiempo real a partir de una corriente de dos fases, que comprende los pasos de:

proporcionar una corriente de un fluido de dos fases que incluye una fase de gas que tiene una densidad conocida de gas y una fase líquida que tiene una densidad conocida de líquido;

proporcionar un separador que tiene un gradiente de volumen conocido que corresponde al nivel de líquido en dicho separados;

alimentar dicha corriente hacia dicho separador en forma tal de proporcionar una fase líquida separada que contiene una porción de dicha fase de gas como gas atrapado y una fase de gas libre separada en dicho separador;

medir la densidad de dicha fase líquida separada; medir un cambio en nivel durante el tiempo de dicha fase líquida separada en dicho separador; y

determinar una velocidad de flujo de fase de líquido. A partir de dicho cambio en nivel durante el tiempo, dicha densidad de fase líquida separada, dicha densidad conocida de gas y dicha densidad conocida de líquido.

2. Un método de acuerdo con la reivindicación 1, donde dicho recipiente de prueba tiene una geometría irregular, y dicho gradiente de volumen conocido incluye correcciones para dicha geometría irregular.

3. Un método de acuerdo con la reivindicación 1, donde dicho paso de medición del cambio in nivel comprende llenar cíclicamente y colocar en dique dicho separador en forma tal de mantener dicho nivel de liquido entre un nivel conocido superior y un nivel inferior conocido, y medir un intervalo de tiempo entre dicho llenado y dicho represamiento.

4. Un método de acuerdo con la reivindicación 3 ,donde dicha velocidad de flujo de la fase líquida se determina después de cada represamiento de dicho separador.

5. Un método de acuerdo con la reivindicación 1, donde dicho separador es un cilindro sustancialmente uniforme que define una cámara de separación para dicho fluido, donde las áreas adicionales de flujo se extienden desde dicha cámara, y donde dicho gradiente de volumen incluye volumen que corresponde volumen desde dicha cámara y desde dichas áreas adicionales de flujo.

6. Un método de acuerdo con la reivindicación 1, que comprende adicionalmente los pasos de medir una velocidad de flujo de gas libre desde un puerto de salida de gas de dicho separador y determinar una velocidad de flujo de la fase de gas atrapada desde un puerto de salida de líquido de dicho separador a partir de dicho cambio en nivel durante el tiempo, dicha densidad conocida de gas y dicha densidad de fase liquida separada en forma tal de proporcionar una medición de la velocidad de de flujo total de gas que incorpora dicha velocidad de flujo de gas libre y dicha velocidad de flujo de fase de gas atrapada.

7. Un método de acuerdo con la reivindicación 1,, donde dicha velocidad de flujo de fase líquida es precisa dentro de alrededor de 2% (vol.) de las válvulas actuales.

8. Un método de acuerdo con la reivindicación 1 ,donde dicha corriente de fluido de dos fases comprende un hidrocarburo pesado de fase líquida y un hidrocarburo de fase de gas atrapada en dicha fase líquida.

9. Un método de acuerdo con la reivindicación 8,, donde dicha corriente se obtiene a partir de un pozo que produce hidrocarburos.

10. Un método de acuerdo con la reivindicación 8, donde dicho hidrocarburopesado de fase líquida tiene una viscosidad a 15°C mayor de alrededor de 300 mPa.s y una gravedad API de menos de alrededor de 18.

11. Un sistema para determinar la velocidad de flujo de la fase líquida en tiempo real a partir de una corriente de dos fases que incluye una fase líquida que tiene una densidad conocida de líquido y una fase de gas que tiene una densidad conocida de gas, que comprende:

un separador que tiene un gradiente de volumen conocido que corresponde al nivel de líquido en dicho separador;

un medio asociado con dicho separador para determinar una densidad medida de la fase líquida separada en dicho separador;

un medio asociado con dicho separador para determinar un nivel de líquido en dicho separador y para determinar un cambio en nivel de líquido durante el tiempo; y

un medio de procesamiento asociado con dicho separador para determinar una velocidad de flujo de fase líquida a partir de dicho cambio en nivel de líquido durante el tiempo, dicha densidad medida, dicha densidad conocida de líquido y dicha densidad conocida de gas.

12. Un sistema de acuerdo con la reivindicación 11, donde dicho separador tiene un puerto de salida de gas para sacar gas libre y un puerto de salida de líquido para sacar líquido separado que incluye gas atrapado, y donde dicho sistema comprende adicionalmente un medio para determinar un flujo de gas libre de dicho puerto de salida de gas, y donde dicho medio de procesamiento está adaptada para determinar la velocidad de flujo de gas atrapado desde dicho puerto de salida de líquido en forma tal de proporcionar una velocidad de flujo total de la fase de gas.

EXTRACTO DE LA DIVULGACIÓN

Un método para determinar velocidad de flujo de la fase liquida en tiempo real desde una corriente de dos fases que incluye los pasos de proporcionar una corriente de un fluido de dos fases que incluye una fase de gas que tiene una densidad conocida de gas y una fase líquida que tiene una densidad conocida de líquido; proporcionar un separador que tiene un gradiente de volumen conocido que corresponde al nivel de líquido en el separador; alimentar dicha corriente al separador en forma tal de proporcionar una fase líquida separada que contiene una porción de la fase de gas como gas atrapado y una fase de gas libre separada en el separador; medir la densidad de la fase líquida separada; medir el cambio en nivel durante el tiempo de la fase líquida separada en el separador; y determinar una velocidad de flujo de la fase líquida a partir del cambio en

nivel durante el tiempo, la densidad de la fase liquida separada, la densidad conocida de gas y la densidad conocida de liquido.

ES TRADUCCIÓN FIEL Y COMPLETA DEL DOCUMENTO ANEXO TERMINADA ESTE 5 DE MARZO DE 2000.