

(19) Organisation Mondiale de la Propriété
Intellectuelle
Bureau international



(43) Date de la publication internationale
9 mars 2006 (09.03.2006)

PCT

(10) Numéro de publication internationale
WO 2006/024731 A1

(51) Classification internationale des brevets :
G01N 33/28 (2006.01) G01F 1/74 (2006.01)

(21) Numéro de la demande internationale :
PCT/FR2005/001867

(22) Date de dépôt international : 20 juillet 2005 (20.07.2005)

(25) Langue de dépôt : français

(26) Langue de publication : français

(30) Données relatives à la priorité :
0408472 30 juillet 2004 (30.07.2004) FR

(71) Déposant (pour tous les États désignés sauf US) :
GEOSERVICES [FR/FR]; 7, rue Newton -, Z.I. du
Coudray, F-93150 LE BLANC-MESNIL (FR).

(72) Inventeurs; et

(75) Inventeurs/Déposants (pour US seulement) : DI MAG-
GIO, David [FR/FR]; 209 Route de Toulouse, F-31130
PIN BALMA (FR). DAVID, Pierre-Yves [FR/FR]; 19 rue
d'Alésia, F-75014 PARIS (FR).

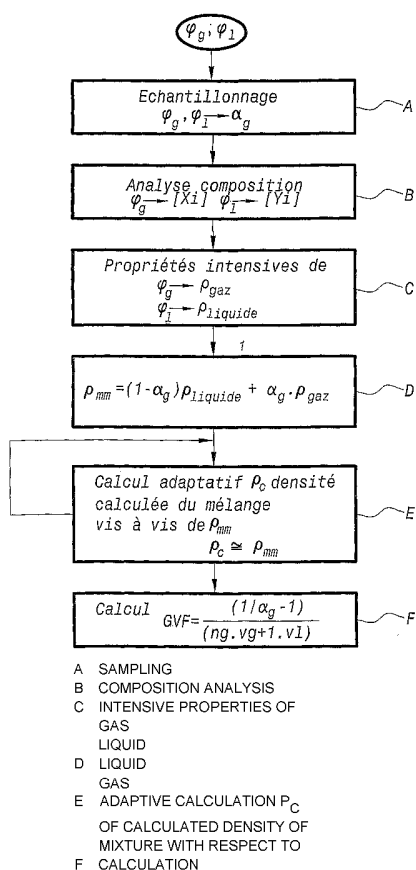
(74) Mandataires : DOMENEGO, Bertrand etc.; CABINET
LAVOIX, 2, place d'Estienne d'Orves, F-75441 PARIS
(FR).

(81) États désignés (sauf indication contraire, pour tout titre de
protection nationale disponible) : AE, AG, AL, AM, AT,
AU, AZ, BA, BB, BG, BR, BW, BY, BZ, CA, CH, CN, CO,
CR, CU, CZ, DE, DK, DM, DZ, EC, EE, EG, ES, FI, GB,
GD, GE, GH, GM, HR, HU, ID, IL, IN, IS, JP, KE, KG,
KM, KP, KR, KZ, LC, LK, LR, LS, LT, LU, LV, MA, MD,
MG, MK, MN, MW, MX, MZ, NA, NG, NI, NO, NZ, OM,
PG, PH, PL, PT, RO, RU, SC, SD, SE, SG, SK, SL, SM,

[Suite sur la page suivante]

(54) Title: METHOD OF MEASURING THE RATIO OF GAS VOLUME FLOW RATE TO THE VOLUME FLOW RATE OF
A MULTIPHASE HYDROCARBON MIXTURE

(54) Titre : PROCÉDE DE MESURE DU RAPPORT DU DEBIT VOLUMIQUE DE GAZ AU DEBIT VOLUMIQUE D'UN
MELANGE D'HYDROCARBURES MULTIPHASIQUE



(57) Abstract: The invention relates to a method of measuring the ratio of gas vol-
ume flow rate to the volume flow rate of a multiphase hydrocarbon mixture. The
inventive method comprises the following steps consisting in: sampling (A) the
gas and liquid in the pipeline and measuring the ratio (α_g) of the section occupied
by the gas in the flow of the mixture; analysing (B) the composition of the gas and
liquid samples in order to determine the mass or mole fraction of the carbon com-
pounds, composition parameters $[X_i]$ $[Y_i]$; using $[X_i]$ $[Y_i]$ to determine the intensive
properties of each phase (ρ_{liquid} , ρ_{gas}) with the aid of a thermodynamic equilibrium
simulation; calculating (D) the measured density (ρ_{mm}) of the mixture; using an
adaptive process to calculate (E) the calculated density (ρ_c) of the mixture by com-
paring ρ_c and ρ_{mm} , the mixture being analytically reconstructed when said density
values are equal; and calculating (F) the ratio (GVF) of the gas volume flow rate to
the volume flow rate of the mixture. The invention can be used for the management
and exploitation of hydrocarbon pipelines downstream of the wellhead.

(57) Abrégé : L'invention concerne un procédé de mesure du rapport du
débit volumique de gaz au débit volumique d'un mélange d'hydrocarbures
multiphasique. On échantillonne (A) le gaz et le liquide dans la conduite et on
mesure dans l'écoulement du mélange le rapport (α_g) de la section d'occupation
du gaz, on analyse (B) la composition des échantillons de gaz et de liquide pour
déterminer la fraction massique ou molaire des composés carbonés, paramètres
de composition $[X_i]$ $[Y_i]$, on détermine à partir de $[X_i]$ $[Y_i]$ par simulation d'un
équilibre thermodynamique les propriétés intensives de chaque phase, ($\rho_{liquide}$,
 ρ_{gaz}), on calcule (D) la densité mesurée (ρ_{mm}) du mélange, on calcule (E) par
processus adaptatif la densité calculée (ρ_c) du mélange, par comparaison de ρ_c
et ρ_{mm} , et sur égalité de ces densités, le mélange étant analytiquement reconstitué,
on calcule (F) le rapport (GVF) du débit volumique de gaz au débit volumique du
mélange. Application à la gestion et l'exploitation des conduites d'hydrocarbures
en aval de la tête de puits.



SY, TJ, TM, TN, TR, TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VC, VN, YU, ZA, ZM, ZW.

(84) **États désignés** (sauf indication contraire, pour tout titre de protection régionale disponible) : ARIPO (BW, GH, GM, KE, LS, MW, MZ, NA, SD, SL, SZ, TZ, UG, ZM, ZW), eurasién (AM, AZ, BY, KG, KZ, MD, RU, TJ, TM), européen (AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI, FR, GB, GR, HU, IE, IS, IT, LT, LU, LV, MC, NL, PL, PT, RO, SE, SI, SK, TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ, GW, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

Publiée :

- avec rapport de recherche internationale
- avant l'expiration du délai prévu pour la modification des revendications, sera republiée si des modifications sont reçues

En ce qui concerne les codes à deux lettres et autres abréviations, se référer aux "Notes explicatives relatives aux codes et abréviations" figurant au début de chaque numéro ordinaire de la Gazette du PCT.

Procédé de mesure du rapport du débit volumique de gaz au débit volumique
d'un mélange d'hydrocarbures multiphasique.

La gestion et la régulation des installations de production pétrolière nécessitent la connaissance de nombreux paramètres de transport par conduites (pipelines) de mélanges d'hydrocarbures multiphasiques en écoulement dans ces
5 dernières, ces mélanges multiphasiques constituant, pour les exploitants, un fluide de production sur lequel les paramètres de régulation et de gestion précités doivent être appliqués.

En particulier, une régulation et une gestion rationalisées de ces fluides
10 de production, et de la production finalement atteinte, implique la connaissance avec un degré de précision suffisant de paramètres spécifiques de ces mélanges multiphasiques, tels que, notamment, le facteur de glissement de phase (slip ratio) intervenant dans ces mélanges en écoulement. On rappelle que le facteur de glissement de phase peut être défini comme le rapport entre la vitesse
15 d'écoulement du gaz de la phase gazeuse à celle du liquide de la phase liquide, lorsqu'on considère un mélange diphasique en écoulement dans une conduite.

Les vitesses d'écoulement de chaque phase sont définies elles-mêmes comme le rapport entre le débit volumique de chacune d'elles à leur section de passage dans la conduite, encore désignée section d'occupation (hold up).

20 Les méthodes actuellement connues et utilisées de détermination du rapport GVF du débit volumique de gaz au débit volumique d'un mélange d'hydrocarbures multiphasique mettent en œuvre le processus, succession d'étapes, ci-après :

- mesure de la section d'occupation de la phase gazeuse, en valeur
25 relative vis-à-vis de la section totale de la conduite ;
- détermination du rapport de glissement S par mesure physique ;
- détermination du GVF à partir du rapport de glissement S mesuré.

Parmi les méthodes actuellement utilisées, on peut citer celle décrite par S. JAYAWARDANE SPE, Society of Petroleum Engineers Inc. et B.C.
30 THEUVENY, Schlumberger, présentée par leurs auteurs au 2002 Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA du 29 Septembre au 2 Octobre 2002 et publiée dans le document SPE 77405.

La méthode précitée mettant en œuvre les étapes précédemment décrites nécessite la mise en œuvre d'un modèle de rapport de glissement, basé

sur un modèle de mécanique des fluides, exprimant la valeur du rapport de glissement en fonction du rapport de la section d'occupation, de la densité de la phase liquide et de la phase gazeuse et de la viscosité du liquide. La valeur du GVF est ensuite obtenue à partir de la fonction inverse représentative du modèle

5 et de la valeur du rapport de glissement mesuré S.

La méthode précitée donne satisfaction. Toutefois, la mise en œuvre de cette dernière nécessite d'importants moyens de calcul permettant de calculer les paramètres essentiels tels que les densité du gaz et du liquide, eau et hydrocarbures, à partir des conditions de pression P volume V et Température

10 dans la conduite et de corrélations empiriques (EOS).

La mise en œuvre efficace des corrélations (EOS) précitées nécessite en outre la prise en compte d'analyses de composition du fluide en écoulement, ce qui alourdit de manière non négligeable le coût en moyens et temps de calcul de la mise en œuvre de la méthode précitée.

15 La présente invention a pour objet de réduire, sinon supprimer, les inconvénients de méthodes de l'art antérieur, par simplification et diminution corrélative des moyens et des temps de calcul.

En particulier, un objet de la présente invention est la mise en œuvre d'un procédé permettant de déterminer directement le rapport du débit volumique de gaz au débit volumique d'un mélange d'hydrocarbures multiphasique, GVF, à

20 partir d'une mesure du rapport de la section d'occupation de la phase gazeuse et d'un modèle thermodynamique.

Un autre objet de la présente invention est en outre, le GVF du fluide multiphasique ayant été obtenu grâce à la mise en œuvre de la méthode précitée, une utilisation de cette méthode pour déterminer la valeur du facteur de glissement S d'une phase telle que la phase gazeuse, vis-à-vis d'au moins une phase de référence, telle que la phase liquide.

25

Un autre objet de la présente invention est enfin la mise en œuvre d'un dispositif d'analyse d'un mélange d'hydrocarbures multiphasique permettant non seulement la mise en œuvre du procédé de mesure du GVF d'un mélange

30 d'hydrocarbures multiphasique selon l'invention, mais également de déterminer des paramètres essentiels à la gestion de ce fluide multiphasique tels que, notamment, le facteur de glissement entre une phase et une phase de référence,

le débit massique d'au moins une phase de ce fluide multiphasique en écoulement.

Le procédé de mesure du rapport du débit volumique de gaz au débit volumique d'un mélange d'hydrocarbures multiphasique, comprenant au moins une phase gazeuse et une phase liquide en écoulement dans une conduite, objet de l'invention, est remarquable en ce qu'il consiste au moins à échantillonner, dans les conditions de température et de pression statique de la conduite, le gaz et le liquide et mesurer au moins, dans l'écoulement du mélange, le rapport de la section d'occupation relative de la phase gazeuse à la section totale de l'écoulement ; analyser la composition des échantillons de gaz et de liquide pour déterminer les paramètres de la composition du mélange, tels que la fraction massique ou molaire des composés carbonés contenus dans ces échantillons, déterminer, à partir de ces paramètres de composition, par simulation d'un équilibre thermodynamique, les propriétés intensives, paramètres thermodynamiques locaux, de chaque phase, ces paramètres thermodynamiques locaux comportant au moins la densité de la phase liquide respectivement de la phase gazeuse, établir, à partir de ces paramètres thermodynamiques locaux et du rapport de la section d'occupation relative de la phase gazeuse, la densité mesurée du mélange, calculer, à partir d'un processus adaptatif d'évaluation de la densité calculée du mélange et de comparaison par itération successive de cette densité calculée du mélange à cette densité mesurée du mélange, les propriétés intensives telles que la densité locale de la phase liquide, de la phase gazeuse et du mélange, et, sur égalité de la densité calculée du mélange et de la densité mesurée du mélange, les propriétés intensives du mélange étant établies et le mélange physiquement analysé et analytiquement reconstitué, calculer le rapport du débit volumique de gaz et de mélange, exprimé comme le rapport du produit du débit volumique de gaz et du débit molaire de gaz à la somme du produit du débit volumique du gaz et du produit du débit molaire du gaz et du produit du débit volumique du liquide et du débit molaire du liquide.

Le procédé objet de l'invention trouve application à la gestion de l'exploitation de la production d'hydrocarbures en temps réel, notamment à la gestion de la production des puits en aval des têtes de puits, et, plus généralement à la gestion des conduites (pipelines) de mélanges d'hydrocarbures multiphasiques.

Le procédé objet de l'invention sera mieux compris à la lecture de la description et à l'observation des dessins ci-après dans lesquels :

- la figure 1a représente, à titre illustratif, un organigramme général des étapes de mise en œuvre du procédé objet de l'invention ;
- 5 - la figure 1b représente, à titre purement illustratif, un schéma spécifique de mise en œuvre de l'étape d'échantillonnage représentée en figure 1a ;
- la figure 1c représente, à titre illustratif, un mode spécifique non limitatif de mise en œuvre de l'étape de calcul adaptatif de la densité calculée du mélange et de comparaison de cette densité calculée du mélange à la densité
10 mesurée de ce mélange obtenue à l'étape D de la figure 1a ;
- la figure 1d représente une variante de mise en œuvre de l'étape E₁ de la figure 1c pour une phase liquide comportant de l'eau et des hydrocarbures ;
- la figure 2 représente, à titre purement illustratif, une utilisation
15 particulièrement remarquable du procédé objet de l'invention, appliqué à la détermination du facteur de glissement d'une phase d'un mélange d'hydrocarbures multiphasique, comprenant au moins une phase gazeuse et une phase liquide en équilibre.

Une description plus détaillée du procédé de mesure du rapport du débit volumique de gaz au débit volumique d'un mélange d'hydrocarbures
20 multiphasique conforme à l'objet de la présente invention sera maintenant donnée en liaison avec la figure 1a.

Ainsi que représenté sur la figure précitée, on considère un mélange d'hydrocarbures multiphasique en écoulement dans une conduite dans des
25 conditions normales d'exploitation. Ce mélange est réputé comprendre au moins une phase gazeuse et une phase liquide notée φ_g respectivement φ_l , en écoulement dans la conduite précitée.

Le procédé objet de la présente invention consiste, ainsi que représenté sur la figure 1a, à échantillonner en une étape A, dans les conditions
30 de température et de pression de la conduite, le gaz et le liquide et à mesurer au moins dans l'écoulement du mélange le rapport de la section d'occupation relative de la phase gazeuse à la section totale de l'écoulement. Ce rapport est noté α_g .

L'étape A d'échantillonnage est alors suivie d'une étape B consistant à analyser la composition des échantillons de gaz et de liquide pour déterminer les paramètres de composition du mélange, tels que la composition massique ou molaire des composés carbonés contenus dans ces échantillons.

5 D'une manière plus spécifique, on indique que la composition massique ou molaire précitée est notée $[X_i]$ pour la phase gazeuse respectivement $[Y_i]$ pour la phase liquide, l'indice i désignant des indices de référence des composés carbonés précités.

10 D'une manière générale, on indique que les composés carbonés sont désignés par leur désignation en référence au nombre d'atomes de carbone C_5 - C_8 par exemple, ou des indices supérieurs, i désignant en fait l'indice des composés carbonés correspondants.

L'étape B est alors suivie d'une étape C consistant à déterminer, à partir des paramètres de composition $[X_i]$ et $[Y_i]$ de la phase gazeuse respectivement de la phase liquide, les propriétés intensives, c'est-à-dire les paramètres thermodynamiques locaux de chaque phase liquide respectivement gazeuse, à partir des paramètres de composition précités par simulation d'un équilibre thermodynamique.

20 D'une manière plus spécifique, on indique que les paramètres thermodynamiques locaux comportent au moins la densité de la phase liquide, notée ρ_{liquide} et la densité de la phase gazeuse notée ρ_{gaz} .

Les étapes A, B et C permettent ensuite de conduire une étape D consistant à établir, à partir des paramètres thermodynamiques locaux, c'est-à-dire essentiellement la densité de la phase liquide respectivement de la phase gazeuse et du rapport de la section d'occupation relative de la phase gazeuse, c'est-à-dire le paramètre α_g précédemment mentionné, la densité mesurée du mélange notée ρ_{mm} , la densité mesurée du mélange vérifiant la relation :

$$\rho_{\text{mm}} = (1 - \alpha_g) \rho_{\text{liquide}} + \alpha_g \rho_{\text{gaz}}.$$

30 L'étape D est alors suivie d'une étape E consistant à calculer, à partir d'un processus adaptatif, l'évaluation de la densité calculée du mélange, notée ρ_c , et de comparaison par itération successive de la densité calculée du mélange ρ_c à la densité mesurée du mélange ρ_{mm} à l'étape D précédente, les propriétés

intensives du mélange précité, telles que la densité locale de la phase liquide, de la phase gazeuse et du mélange.

On conçoit, en particulier, que le calcul adaptatif précité peut être effectué tant que la densité calculée du mélange ρ_c est suffisamment distincte de
 5 la densité mesurée du mélange ρ_{mm} , les méthodes de mesure et d'analyse des paramètres thermodynamiques locaux n'étant pas suffisamment proches, mais qu'au contraire, sur égalité de la densité calculée du mélange ρ_c et de la densité mesurée du mélange ρ_{mm} , les propriétés intensives du mélange sont établies et le mélange est alors physiquement analysé et analytiquement reconstitué grâce à
 10 la mise en œuvre du procédé objet de la présente invention.

Sur la figure 1a, le caractère adaptatif du calcul de la densité calculée du mélange ρ_c , vis-à-vis de la densité mesurée du mélange ρ_{mm} , est représenté par la flèche de retour, le calcul adaptatif étant conduit tant que l'égalité de la densité calculée du mélange et de la densité mesurée du mélange n'est pas
 15 satisfaite.

On indique toutefois que la notion d'égalité est une notion d'égalité numérique, c'est-à-dire une notion d'égalité compte tenu d'une valeur de seuil inhérente à la précision des mesures, cette valeur de seuil pouvant être prise égale à quelques pour_cent.

20 Lorsque l'égalité dans les conditions précédemment mentionnées de la densité calculée du mélange ρ_c et de la densité mesurée du mélange ρ_{mm} est atteinte, l'étape E est alors suivie d'une étape F consistant à calculer le rapport du débit volumique de gaz et du mélange, ce rapport étant exprimé comme le rapport du produit du débit volumique du gaz et du débit molaire du gaz à la
 25 somme du produit du débit volumique du gaz et du débit molaire du gaz et du produit du débit volumique du liquide et du débit molaire du liquide selon la relation :

$$GVF = \frac{\left(\frac{1}{\alpha_g} - 1 \right)}{(n_g \cdot v_g + 1 \cdot v_l)}.$$

Dans la relation précédente, on indique que α_g désigne le rapport de la section d'occupation relative de la phase gazeuse à la section totale de l'écoulement, ng désigne le débit volumique de gaz, le débit volumique de liquide nl étant pris égal à 1, ce débit étant normé à la valeur unitaire par convention.

5 En outre vg désigne le débit molaire de gaz et vl désigne le débit molaire du liquide.

Différentes indications seront maintenant données quant à la mise en œuvre des étapes A à F du procédé objet de la présente invention tel que représenté en figure 1a.

10 D'une manière générale, on indique que l'étape A d'échantillonnage de la phase liquide et de la phase gazeuse consiste ainsi à isoler par séparation du liquide et du gaz du mélange en écoulement, pour en tirer une analyse de composition.

Dans ce but, ainsi que représenté en figure 1b, on place par exemple
15 de part et d'autre d'une cellule de mesure physique permettant d'effectuer la mesure du paramètre de rapport de la section d'occupation relative de la phase gazeuse à la section totale de l'écoulement, c'est-à-dire du paramètre α_g deux chambres de capture, c'est-à-dire de diffusion du gaz de la phase gazeuse respectivement de décantation du liquide de la phase liquide, ces chambres de
20 capture CH_1 et CH_2 étant désignées dans le domaine technique comme des bottes. Elles permettent, de manière connue en tant que telle, au gaz de la phase gazeuse respectivement au liquide de la phase liquide de s'accumuler dans les conditions de température et de pression de la conduite.

Le prélèvement des échantillons précités est justifié en raison du fait
25 que les deux échantillons prélevés de liquide respectivement de gaz sont caractéristiques des phases en présence dans la cellule de mesure. Cette hypothèse est justifiée bien que, dans l'absolu, il existe certaines pertes de charge où certains phénomènes mécaniques, lesquels tendent à enrichir ou appauvrir le gaz ou le liquide en composés volatils. L'échantillonnage précité est
30 réalisé dans les bottes et donc à l'état statique, mais les produits échantillonnés sont représentatifs des composants des phases liquide respectivement gazeuse en écoulement. Sur cette même figure TBP pour « True Boiling Point » en anglais désigne le point d'ébullition réel du composant échantillonné.

Toutefois, une analyse de sensibilité, telle que le facteur de glissement de l'écoulement, a permis de constater qu'une erreur dans l'évaluation de composition des composés intermédiaires, typiquement, notamment, des composés carbonés C_5 - C_8 , erreur due à un mauvais échantillonnage, n'a que
5 peu d'impact sur le calcul du facteur de glissement précité.

La raison physique en est que la concentration de ces composés intermédiaires est généralement négligeable en comparaison des composés qui sont déterminés avec une bonne précision dans les fluides ou mélanges en écoulement dans les lignes de production de produits pétroliers.

10 D'une manière plus spécifique, on indique que les chambres de capture CH_1 , CH_2 représentées en figure 1b peuvent également être remplacées par des piquages de liquide respectivement de gaz effectués au même niveau sur la ligne. Dans tous les cas, la seule contrainte est d'éviter les pertes de charge trop importantes, lesquelles seraient susceptibles d'avoir un impact sur
15 les propriétés intensives des fluides échantillonnés, qui doivent rester compatibles avec celles de la cellule de mesure.

En référence à la figure 1b, on indique que la cellule de mesure du rapport de la section d'occupation relative de la phase gazeuse à la section totale de l'écoulement peut être constituée par une cellule de mesure par absorption
20 d'un rayonnement, tel qu'un rayonnement γ par exemple, permettant de déterminer par discrimination de l'absorption réalisée par la section d'occupation de la phase gazeuse par rapport à la phase liquide et finalement par rapport à la totalité de la section de la conduite, le rapport α_g correspondant.

En ce qui concerne la mise en œuvre de l'étape B d'analyse de la
25 composition des échantillons de gaz et de liquide, on indique que cette opération peut être réalisée pour le gaz, encore désigné produit léger ou « light ends », par chromatographie.

Une analyse poussée jusqu'aux composés carbonnés C_7 à C_8 a pu s'avérer amplement suffisante, en particulier en considérant une température de
30 conduite excédant rarement les 90° à $100^\circ C$.

On rappelle que la température d'ébullition du composé carboné C_7 est de $120^\circ C$ à pression atmosphérique et que la marge de température jusqu'à l'ébullition de ce dernier est tout à fait acceptable.

En ce qui concerne la mise en œuvre de l'analyse de la composition du liquide et en particulier, des produits tels que l'huile encore désignée « heavy ends » ou produit lourd, cette analyse peut être effectuée par une distillation physique.

5 Toutefois, pour un gain de temps et une conduite du procédé objet de l'invention sensiblement en temps réel, on préférera une distillation simulée, en particulier, selon la norme IASTN 2887 proposée par l'American Society For Thermodynamics, laquelle préconise un intervalle d'analyse compris entre les composés carbonés C_5 et C_{44} qui peut s'avérer suffisant pour caractériser les
10 produits lourds.

On rappelle, toutefois, que la distillation simulée précitée à haute température permet aujourd'hui d'atteindre le composé carboné C_{120} mais que la mise en œuvre de celle-ci, pour des composés carbonés à indice plus élevé que C_{44} , suppose des moyens de calcul et des temps de traitement plus importants.

15 A la fin de l'étape B, on rappelle que les paramètres de composition sont notés :

- $[X_i]$ pour la phase gazeuse φ_g

- $[Y_i]$ pour la phase liquide φ_l , i désignant dans les deux cas l'indice des composés carbonés correspondants.

20 L'étape C peut alors être effectuée à partir des paramètres de composition précités, lesquels permettent de déterminer par simulation d'un équilibre thermodynamique les propriétés intensives, c'est-à-dire les paramètres thermodynamiques locaux de chaque phase.

Les propriétés intensives de chaque phase sont notamment la densité
25 ρ_{liquide} du liquide de la phase liquide et la densité ρ_{gaz} de la phase gazeuse.

D'une façon plus spécifique, on indique en outre que les densités du gaz et du liquide peuvent également être mesurées physiquement de façon à permettre, par recalage vis-à-vis des valeurs calculées de densité ρ_{liquide} et ρ_{gaz} précédemment mentionnées à l'étape C, d'effectuer un affinage du modèle
30 thermodynamique utilisé par une méthode de recalage. Cette méthode de recalage consiste, par exemple, à partir des paramètres calculés de densité de liquide respectivement du gaz ρ_{liquide} et ρ_{gaz} de réintroduire les valeurs mesurées

localement, c'est-à-dire au niveau des échantillons de gaz et de liquide pour effectuer un recalage du calcul de densité ρ_{liquide} et ρ_{gaz} , à partir des données de composition précitées.

Le processus de recalage ne sera pas décrit en détail car il correspond
5 à des méthodes physiques connues en tant que telles.

L'étape C peut alors être suivie selon un aspect particulièrement remarquable du procédé objet de l'invention par l'étape B consistant à calculer, à partir des paramètres thermodynamiques locaux ρ_{liquide} et ρ_{gaz} , la densité mesurée du mélange en intégrant le paramètre de rapport de la section
10 d'occupation relative de la phase gazeuse à la section totale de l'écoulement, paramètre α_g selon la relation :

$$\rho_{\text{mm}} = (1 - \alpha_g) \rho_{\text{liquide}} + \alpha_g \cdot \rho_{\text{gaz}}.$$

L'étape D peut alors être suivie de l'étape E représentée sur la figure 1a, cette étape étant avantageusement conduite sur la base d'un débit unitaire
15 exprimé en kilomoles/heure ou en Lbmole/heure pour livremole/heure ou toute unité dérivée pour le liquide.

Dans ces conditions, on cherche à évaluer le débit de gaz également exprimé dans l'unité correspondante pour arriver à une convergence et à une égalité sensiblement de la densité du mélange mesuré ρ_{mm} obtenu à l'étape D
20 avec la densité du mélange calculé ρ_c .

Lorsque l'égalité entre la densité du mélange mesuré ρ_{mm} et la densité du mélange calculé ρ_c est sensiblement atteinte dans les conditions mentionnées précédemment, alors les propriétés intensives du mélange, c'est-à-dire les propriétés de paramètres thermodynamiques locaux du mélange, sont
25 établies et le mélange est physiquement analysé et analytiquement reconstitué.

Lorsque l'échantillonnage du gaz et du liquide de la phase gazeuse respectivement de la phase liquide est suffisamment représentatif du mélange en écoulement dans la conduite, la température du mélange est sensiblement la même que la température d'échantillonnage.

30 Ceci permet de confirmer l'hypothèse selon laquelle les phases liquide et gazeuse prélevées dans les chambres de capture sont les mêmes que celles

évoluant dans la cellule de mesure du rapport de la section d'occupation relative de la phase gazeuse à la section totale d'écoulement dans la conduite.

L'étape E a ainsi permis de reconstituer analytiquement le fluide, c'est-à-dire le mélange en écoulement dans son ensemble qui, bien entendu, valide la méthode de reconstruction analytique de ce fluide polyphasique, même en
5 présence d'un facteur de glissement.

La connaissance des propriétés intensives du mélange telles que les volumes molaires et les proportions respectives de liquide et de gaz calculés par méthode du flash enthalpique à l'étape E, permet alors d'obtenir le rapport du
10 débit volumique de gaz au débit volumique de mélange d'hydrocarbures multiphasique, rapport dénommé GVF, ainsi que mentionné précédemment dans la description.

Une description plus détaillée de l'étape E de calcul adaptatif de la densité calculée du mélange ρ_c , vis-à-vis de la densité mesurée du mélange
15 ρ_{mm} , sera maintenant donnée en liaison avec la figure 1c.

Pour mettre en œuvre l'étape E de la figure 1a, on dispose des résultats d'analyse de composition des composés carbonés de la phase gazeuse respectivement de la phase liquide, notée $[X_i]$ respectivement $[Y_i]$, obtenus à l'étape B, de la valeur de la pression dans la conduite mesurée, ainsi que de la
20 température d'échantillonnage T_s mesurée au niveau des chambres de capture du gaz respectivement du liquide.

L'ensemble de ces données constitue l'étape de départ E_0 de la figure 1c.

Suite à l'étape de départ précitée, on procède en une étape E_1 en une
25 estimation de n_g désignant le débit molaire de gaz ramené à un débit molaire de liquide unitaire, ainsi que mentionné précédemment dans la description.

L'étape E_1 est alors suivie d'une étape E_2 consistant à calculer la composition molaire du mélange selon la relation :

$$[Z_i] = \left(\frac{1}{1 + n_g} \right) ([X_i] + n_g[Y_i]).$$

30 Dans la relation précédente, on indique que la composition molaire est ainsi obtenue pour tous les composés carbonés d'indice i correspondants.

L'étape E₂ est alors suivie d'une étape E₃ consistant à calculer l'enthalpie du mélange selon la relation :

$$H_m = \left(\frac{1}{1+n_g} \right) (H_l + n_g \cdot H_g).$$

Dans la relation précédente, on rappelle que :

- 5 - H_m désigne l'enthalpie du mélange ;
- H_l désigne l'enthalpie du liquide ;
- H_g désigne l'enthalpie du gaz.

L'étape E₃ est alors suivie d'une étape E₄ consistant à calculer la température du mélange par simulation d'un équilibre flash enthalpique à partir de la valeur de pression P, de la composition molaire obtenue à l'étape E₂ et de l'enthalpie du mélange H_m obtenu à l'étape E₃. Cette opération permet de calculer la densité calculée ρ_c du mélange.

A la suite de l'étape E₄, l'appel de la valeur de la densité du mélange mesuré ρ_{mm} obtenue à l'étape D permet ensuite à l'étape E₆ de soumettre la valeur de la densité calculée ρ_c à l'étape E₄ à un test d'égalité avec la valeur mesurée de la densité du mélange ρ_{mm}.

La notion d'égalité a été définie préalablement dans la description.

Sur réponse négative au test E₆ précité, la densité calculée du mélange n'étant pas suffisamment proche de la densité mesurée du mélange, un retour à l'étape de calcul de la composition molaire E₂ est effectué par l'intermédiaire d'une étape E₇ permettant d'ajuster en fait la valeur de l'estimation de n_g.

Le processus d'ajustage de la valeur de n_g peut être effectué soit, à partir de la méthode mathématique dite sécante, soit à partir d'une méthode plus générale de Raphson-Newton, par exemple. Ces méthodes mathématiques mises en œuvre par des algorithmes et des programmes de calcul disponibles dans le commerce ne seront pas décrites en détail pour cette raison. Elles permettent d'assurer la convergence à partir du réajustement de la valeur de n_g, de la valeur de densité calculée du mélange ρ_c avec la valeur de densité mesurée du mélange ρ_{mm}.

Sur réponse positive au test de comparaison E_6 , on retient en une étape E_8 pour composition molaire les valeurs de composition molaire finale $[Z_i]_f$ calculées à la dernière itération provoquée par le retour E_7 , la valeur de pression P et la valeur de température du mélange final T_{mf} .

5 Le procédé objet de l'invention, tel que décrit en liaison avec les figures 1a, 1b et 1c, doit être compris comme un procédé relatif à la mesure du rapport du débit volumique de gaz au débit volumique d'un mélange d'hydrocarbures multiphasiques.

10 En particulier, en référence à la figure 1a, bien que l'étape D décrite en liaison avec cette figure fasse appel à une relation exprimée dans le cas d'un mélange diphasique, l'ensemble des relations précitées peut être mis en œuvre pour un mélange multiphasique dans les conditions ci-après.

Pour une phase liquide comportant de l'eau et des hydrocarbures mélangés, l'étape E_1 de la figure 1c consistant à estimer le débit molaire du gaz de la phase gazeuse, vis-à-vis du débit molaire du liquide de la phase liquide, 15 peut avantageusement être remplacée par une étape consistant à fixer l'un des composants du liquide comme constituant une phase de référence $\varphi_{lx} = \varphi_r$ à un débit molaire unitaire, en une étape E_{10} représentée en figure 1d, puis à estimer en une étape E_{11} le débit molaire relatif du gaz respectivement de l'autre 20 composant du liquide vis-à-vis du débit molaire unitaire de la phase de référence.

Ceci permet d'obtenir un vecteur de débit molaire relatif constitué par l'ensemble des composants de débit molaire relatif de chaque phase, vis-à-vis de la phase de référence.

REVENDEICATIONS

1. Procédé de mesure du rapport du débit volumique de gaz au débit volumique d'un mélange d'hydrocarbures multiphasique, comprenant au moins une phase gazeuse et une phase liquide en écoulement dans une conduite, caractérisé en ce que celui-ci consiste au moins à :
- 5 a) échantillonner, dans les conditions de température et de pression de la conduite, le gaz et le liquide et mesurer au moins, dans l'écoulement du mélange, le rapport de la section d'occupation relative de la phase gazeuse à la section totale de l'écoulement ;
- 10 b) analyser la composition des échantillons de gaz et de liquide pour déterminer les paramètres de composition du mélange, tels que la fraction massique ou molaire des composés carbonés contenus dans ces échantillons ;
- c) déterminer, à partir desdits paramètres de composition, par simulation d'un équilibre thermodynamique, les propriétés intensives, paramètres thermodynamiques locaux de chaque phase, lesdits paramètres thermodynamiques locaux comportant au moins la densité de la phase liquide respectivement de la phase gazeuse ;
- 15 d) établir, à partir desdits paramètres thermodynamiques locaux et du rapport de la section d'occupation relative de la phase gazeuse, la densité mesurée du mélange ;
- 20 e) calculer, à partir d'un processus adaptatif d'évaluation de la densité calculée du mélange et de comparaison par itération successive de ladite densité calculée du mélange à ladite densité mesurée du mélange, les propriétés intensives telles que la densité locale de la phase liquide, de la phase gazeuse et du mélange ; et, sur égalité de la densité calculée du mélange et de la densité mesurée du mélange, les propriétés intensives du mélange étant établies et le mélange physiquement analysé et analytiquement reconstitué,
- 25 f) calculer le rapport du débit volumique de gaz et de mélange, exprimé comme le rapport du produit du débit volumique de gaz et du débit molaire de gaz à la somme du produit du débit volumique du gaz et du débit molaire du gaz et du produit du débit volumique du liquide et du débit molaire du liquide.
- 30 2. Procédé selon la revendication 1, caractérisé en ce que l'étape a) consiste au moins à placer, en série sur ladite conduite, une cellule de mesure du rapport de la section d'occupation de la phase gazeuse à la section totale, et, au

voisinage de cette cellule de mesure, une chambre de capture du gaz respectivement du liquide, pour échantillonner la phase gazeuse respectivement la phase liquide.

3. Procédé selon l'une des revendications 1 ou 2, caractérisé en ce que l'étape b) est réalisée par chromatographie de l'échantillon de gaz.

4. Procédé selon l'une des revendications 1 à 3, caractérisé en ce que l'étape b) est réalisée par distillation ou distillation simulée de l'échantillon liquide.

5. Procédé selon l'une des revendications 1 à 4, caractérisé en ce que l'étape d) consiste à calculer la densité mesurée du mélange à partir de la relation :

$$\rho_{\text{mm}} = (1 - \alpha_g) \rho_{\text{liquide}} + \alpha_g \cdot \rho_{\text{gaz}}$$

dans laquelle

α_g désigne le rapport de la section d'occupation de la phase gazeuse à la section totale de l'écoulement ;

ρ_{liquide} désigne la densité du liquide ;

ρ_{gaz} désigne la densité du gaz ;

ρ_{mm} désigne la densité mesurée du mélange.

6. Procédé selon l'une des revendications 1 à 5, caractérisé en ce que ledit processus adaptatif d'évaluation de la densité calculée du mélange et de comparaison de ladite densité calculée du mélange à la densité mesurée du mélange consiste au moins, à partir des paramètres de composition du mélange, de la température des échantillons de gaz et de liquide prélevés sur les phases gazeuse respectivement liquide, à :

e₁) estimer le débit molaire relatif du gaz de la phase gazeuse vis-à-vis du débit molaire du liquide de la phase liquide, normé à la valeur unitaire ;

e₂) calculer la composition molaire du mélange pour l'ensemble des composés carbonés et des constituants contenus dans ce mélange, à partir des paramètres de composition de ce dernier ;

e₃) calculer l'enthalpie du mélange à partir de l'enthalpie du liquide, de l'enthalpie du gaz et du débit molaire relatif estimé du gaz ;

e₄) simuler un équilibre thermodynamique par un calcul de flash-enthalpique, pour déterminer la température du mélange et la densité du mélange calculée à partir de la pression statique du mélange en écoulement dans la conduite, de la composition molaire du mélange et de l'enthalpie du mélange ;

e₅) évaluer la densité mesurée du mélange à partir du rapport de la section d'occupation de la phase gazeuse à la section totale de l'écoulement de la densité du liquide et de la densité du gaz ;

e₆) soumettre la densité mesurée du mélange et la densité calculée du mélange à un test d'égalité ; et, sur réponse négative audit test d'égalité, la densité calculée du mélange ayant une valeur différente significative de la densité mesurée du mélange,

e₇) ajuster la valeur estimée du débit molaire relatif du gaz de la phase gazeuse et relancer par itérations successives les étapes e₂) à e₆) tant que le test d'égalité e₆) n'est pas satisfait ; sinon,

e₈) la densité calculée du mélange ayant une valeur sensiblement égale à la valeur de la densité mesurée du mélange, et le mélange étant physiquement analysé et analytiquement reconstitué, attribuer au mélange la composition molaire obtenue à l'étape e₂) exécutée à la dernière itération.

7. Procédé selon la revendication 6, caractérisé en ce que l'étape consistant à ajuster la valeur estimée du débit molaire relatif du gaz est exécutée à partir d'un processus de méthodes sécante ou de méthode de Raphson-Newton.

8. Procédé selon l'une des revendications 6 ou 7, caractérisé en ce que, pour une phase liquide comportant de l'eau et des hydrocarbures, l'étape e₁) consistant à estimer le débit molaire du gaz de la phase gazeuse vis-à-vis du débit molaire du liquide de la phase liquide est remplacée par une étape consistant à

- fixer l'un des composants du liquide, constituant une phase de référence, à un débit molaire unitaire ;

- estimer le débit molaire relatif du gaz respectivement de l'autre composant du liquide vis-à-vis du débit molaire unitaire de la phase de référence, ce qui permet d'obtenir un vecteur de débit molaire relatif constitué par

l'ensemble des composantes de débit molaire relatif de chaque phase vis-à-vis de la phase de référence.

- 5 9. Utilisation du procédé selon l'une des revendications 1 à 8 pour le calcul du facteur de glissement d'une phase d'un mélange d'hydrocarbures multiphasique, comprenant au moins une phase gazeuse et une phase liquide en écoulement dans une conduite, caractérisé en ce que celle-ci consiste à

- mesurer le rapport du débit volumique de gaz et d'un composant d'une phase liquide constituant une phase de référence, selon l'une des revendications 1 à 8 ;

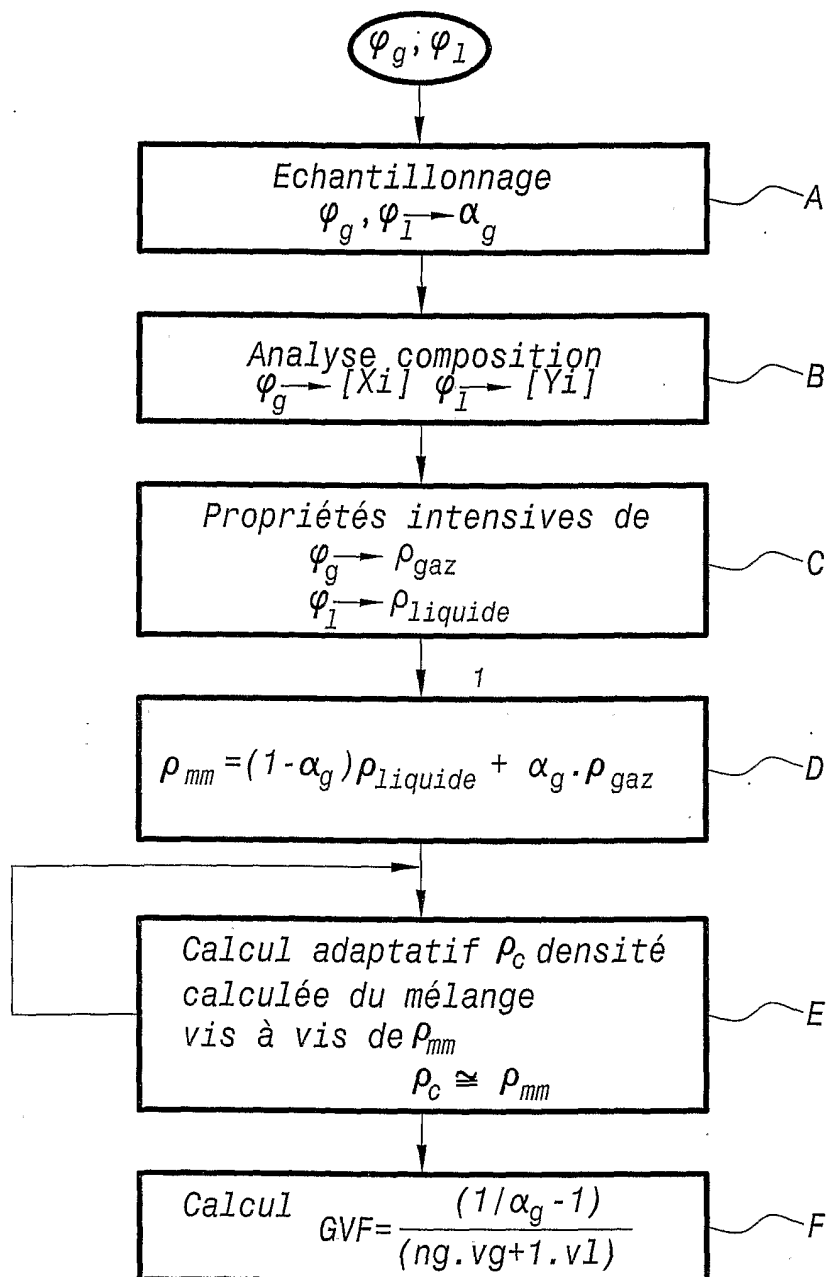
- 10 - calculer ledit facteur de glissement selon la relation :

$$S = \frac{\left(\frac{1}{\alpha_g} - 1 \right)}{\left(\frac{1}{GVF} - 1 \right)}$$

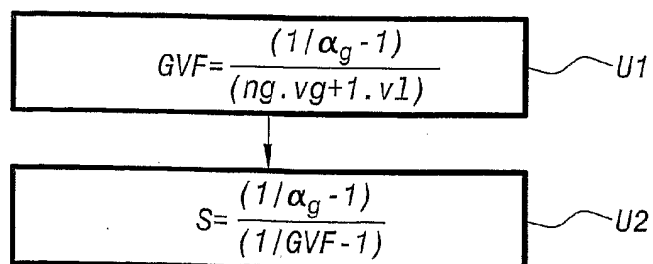
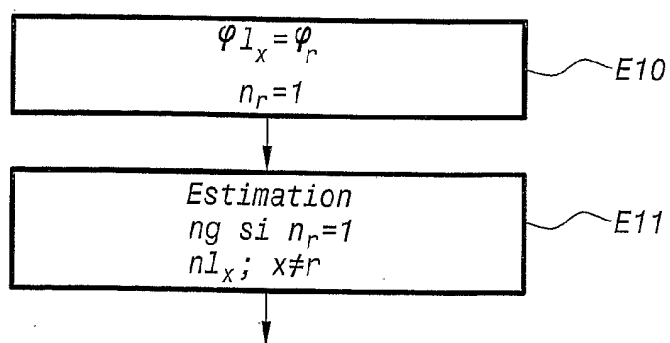
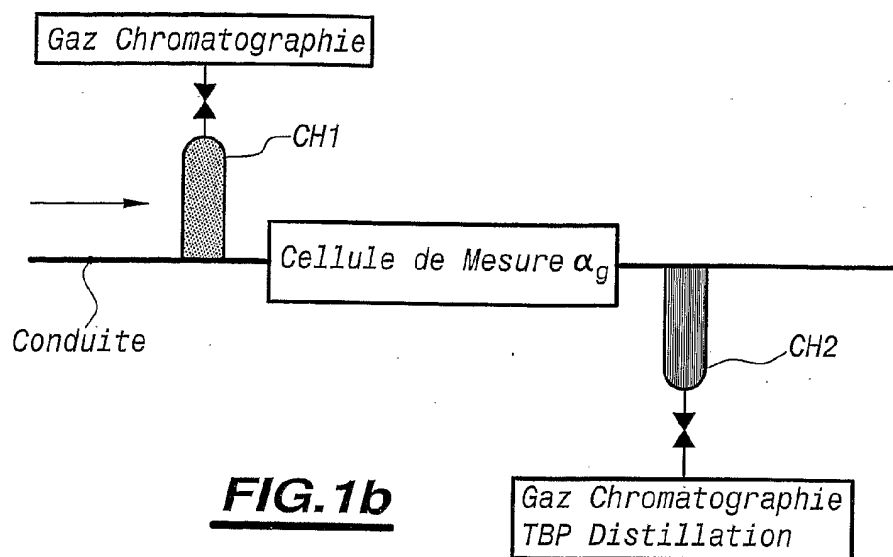
dans laquelle

- α_g désigne le rapport de la section d'occupation de la phase gazeuse à la section totale de l'écoulement ;
- 15 - GVF désigne le rapport du débit volumique de gaz et d'un composant d'une phase liquide constituant phase de référence ;
- S désigne le facteur de glissement.

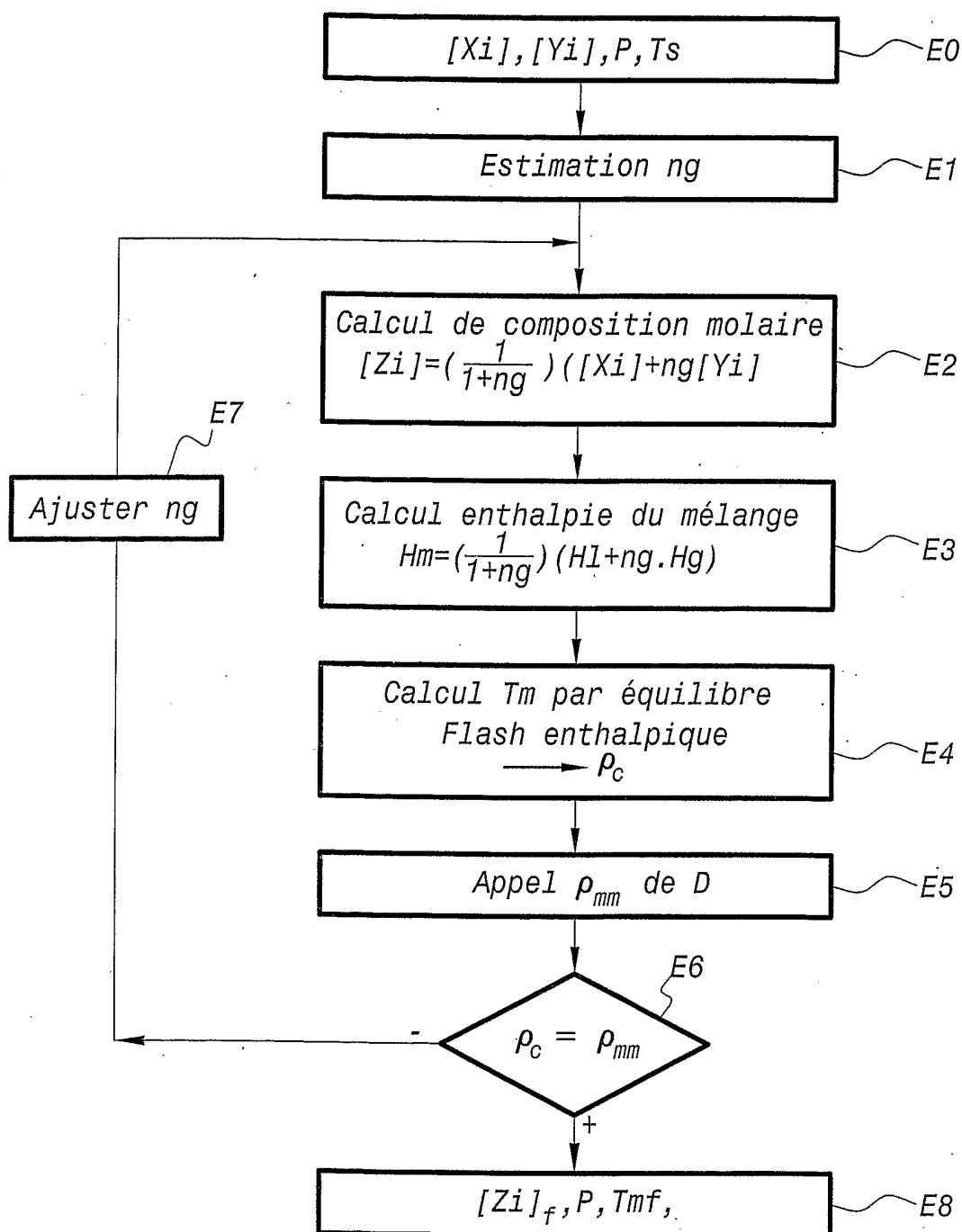
1/3

**FIG. 1a**

2/3



3/3

**FIG. 1c**

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International Application No
PCT/FR2005/001867

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER
G01N33/28 G01F1/74

According to International Patent Classification (IPC) or to both national classification and IPC

B. FIELDS SEARCHED

Minimum documentation searched (classification system followed by classification symbols)
G01N G01F

Documentation searched other than minimum documentation to the extent that such documents are included in the fields searched

Electronic data base consulted during the international search (name of data base and, where practical, search terms used)

EPO-Internal, WPI Data, PAJ, INSPEC, COMPENDEX

C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT

Category *	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
X	JAYAWARDANE S ET AL: "PVT SAMPLING WITH MULTIPHASE FLOWMETERS - THEORETICAL JUSTIFICATIONS AND FIELD LIMITATIONS" SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, SAN ANTONIO, TEXAS, USA, no. 77405, 29 September 2002 (2002-09-29), pages 1-11, XP008038447 cited in the application abstract; tables 1,2 page 2, left-hand column, paragraph 2 - page 3, left-hand column, paragraph 1 page 4, left-hand column page 5, paragraph 5-9; figure 4 page 6, last paragraph - page 7, paragraph 6 ----- -/--	1-9

☒ Further documents are listed in the continuation of box C.

☒ Patent family members are listed in annex.

* Special categories of cited documents:

- *A* document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance
- *E* earlier document but published on or after the international filing date
- *L* document which may throw doubts on priority claim(s) or which is cited to establish the publication date of another citation or other special reason (as specified)
- *O* document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means
- *P* document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed

- *T* later document published after the international filing date or priority date and not in conflict with the application but cited to understand the principle or theory underlying the invention
- *X* document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered novel or cannot be considered to involve an inventive step when the document is taken alone
- *Y* document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered to involve an inventive step when the document is combined with one or more other such documents, such combination being obvious to a person skilled in the art.
- *&* document member of the same patent family

Date of the actual completion of the international search

20 January 2006

Date of mailing of the international search report

03/02/2006

Name and mailing address of the ISA

European Patent Office, P.B. 5818 Patentlaan 2
NL - 2280 HV Rijswijk
Tel. (+31-70) 340-2040, Tx. 31 651 epo nl,
Fax: (+31-70) 340-3016

Authorized officer

Hanisch, C

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International Application No
PCT/FR2005/001867

C.(Continuation) DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT		
Category °	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
X	US 6 335 959 B1 (LYNCH FRANK JOSEPH ET AL) 1 January 2002 (2002-01-01) abstract columns 11-12; figure 7 -----	1-9
X	WO 2004/046660 A (CIDRA CORPORATION) 3 June 2004 (2004-06-03) abstract; figures 2,3,11,12 -----	1-9
X	JOHANSEN G A ET AL: "Salinity independent measurement of gas volume fraction in oil/gas/water pipe flows" APPLIED RADIATION AND ISOTOPES, PERGAMON PRESS LTD., EXETER, GB, vol. 53, no. 4-5, November 2000 (2000-11), pages 595-601, XP004206832 ISSN: 0969-8043 abstract page 595 -----	1-9
P,X	WO 2004/083788 A (SCHLUMBERGER HOLDINGS LIMITED; SCHLUMBERGER CANADA LIMITED; SERVICES P) 30 September 2004 (2004-09-30) abstract; figure 1 page 2, paragraphs 2,3 page 15, paragraph 4 - page 17, last line -----	1-9

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

Information on patent family members

International Application No

PCT/FR2005/001867

Patent document cited in search report		Publication date	Patent family member(s)	Publication date
US 6335959	B1	01-01-2002	NONE	
WO 2004046660	A	03-06-2004	AU 2003295611 A1 CA 2506399 A1 EP 1565709 A2	15-06-2004 03-06-2004 24-08-2005
WO 2004083788	A	30-09-2004	GB 2399641 A	22-09-2004

RAPPORT DE RECHERCHE INTERNATIONALE

Demande internationale No
PCT/FR2005/001867

A. CLASSEMENT DE L'OBJET DE LA DEMANDE
G01N33/28 G01F1/74

Selon la classification internationale des brevets (CIB) ou à la fois selon la classification nationale et la CIB

B. DOMAINES SUR LESQUELS LA RECHERCHE A PORTE

Documentation minimale consultée (système de classification suivi des symboles de classement)
G01N G01F

Documentation consultée autre que la documentation minimale dans la mesure où ces documents relèvent des domaines sur lesquels a porté la recherche

Base de données électronique consultée au cours de la recherche internationale (nom de la base de données, et si réalisable, termes de recherche utilisés)
EPO-Internal, WPI Data, PAJ, INSPEC, COMPENDEX

C. DOCUMENTS CONSIDERES COMME PERTINENTS

Catégorie °	Identification des documents cités, avec, le cas échéant, l'indication des passages pertinents	no. des revendications visées
X	JAYAWARDANE S ET AL: "PVT SAMPLING WITH MULTIPHASE FLOWMETERS - THEORETICAL JUSTIFICATIONS AND FIELD LIMITATIONS" SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, SAN ANTONIO, TEXAS, USA, no. 77405, 29 septembre 2002 (2002-09-29), pages 1-11, XP008038447 cité dans la demande abrégé; tableaux 1,2 page 2, colonne de gauche, alinéa 2 - page 3, colonne de gauche, alinéa 1 page 4, colonne de gauche page 5, alinéa 5-9; figure 4 page 6, dernier alinéa - page 7, alinéa 6 ----- -/--	1-9

☒ Voir la suite du cadre C pour la fin de la liste des documents

☒ Les documents de familles de brevets sont indiqués en annexe

° Catégories spéciales de documents cités:

- *A* document définissant l'état général de la technique, non considéré comme particulièrement pertinent
- *E* document antérieur, mais publié à la date de dépôt international ou après cette date
- *L* document pouvant jeter un doute sur une revendication de priorité ou cité pour déterminer la date de publication d'une autre citation ou pour une raison spéciale (telle qu'indiquée)
- *O* document se référant à une divulgation orale, à un usage, à une exposition ou tous autres moyens
- *P* document publié avant la date de dépôt international, mais postérieurement à la date de priorité revendiquée

T document ultérieur publié après la date de dépôt international ou la date de priorité et n'appartenant pas à l'état de la technique pertinent, mais cité pour comprendre le principe ou la théorie constituant la base de l'invention

X document particulièrement pertinent; l'invention revendiquée ne peut être considérée comme nouvelle ou comme impliquant une activité inventive par rapport au document considéré isolément

Y document particulièrement pertinent; l'invention revendiquée ne peut être considérée comme impliquant une activité inventive lorsque le document est associé à un ou plusieurs autres documents de même nature, cette combinaison étant évidente pour une personne du métier

Z document qui fait partie de la même famille de brevets

Date à laquelle la recherche internationale a été effectivement achevée

20 janvier 2006

Date d'expédition du présent rapport de recherche internationale

03/02/2006

Nom et adresse postale de l'administration chargée de la recherche internationale
Office Européen des Brevets, P.B. 5818 Patentlaan 2
NL - 2280 HV Rijswijk
Tel. (+31-70) 340-2040, Tx. 31 651 epo nl,
Fax: (+31-70) 340-3016

Fonctionnaire autorisé

Hanisch, C

RAPPORT DE RECHERCHE INTERNATIONALE

Demande Internationale No
PCT/FR2005/001867

C.(suite) DOCUMENTS CONSIDERES COMME PERTINENTS		
Catégorie *	Identification des documents cités, avec, le cas échéant, l'indication des passages pertinents	no. des revendications visées
X	US 6 335 959 B1 (LYNCH FRANK JOSEPH ET AL) 1 janvier 2002 (2002-01-01) abrégé colonnes 11-12; figure 7 -----	1-9
X	WO 2004/046660 A (CIDRA CORPORATION) 3 juin 2004 (2004-06-03) abrégé; figures 2,3,11,12 -----	1-9
X	JOHANSEN G A ET AL: "Salinity independent measurement of gas volume fraction in oil/gas/water pipe flows" APPLIED RADIATION AND ISOTOPES, PERGAMON PRESS LTD., EXETER, GB, vol. 53, no. 4-5, novembre 2000 (2000-11), pages 595-601, XP004206832 ISSN: 0969-8043 abrégé page 595 -----	1-9
P,X	WO 2004/083788 A (SCHLUMBERGER HOLDINGS LIMITED; SCHLUMBERGER CANADA LIMITED; SERVICES P) 30 septembre 2004 (2004-09-30) abrégé; figure 1 page 2, alinéas 2,3 page 15, alinéa 4 - page 17, dernière ligne -----	1-9

RAPPORT DE RECHERCHE INTERNATIONALE

Renseignements relatifs aux membres de familles de brevets

Demande Internationale No

PCT/FR2005/001867

Document brevet cité au rapport de recherche		Date de publication	Membre(s) de la famille de brevet(s)	Date de publication
US 6335959	B1	01-01-2002	AUCUN	
WO 2004046660	A	03-06-2004	AU 2003295611 A1	15-06-2004
			CA 2506399 A1	03-06-2004
			EP 1565709 A2	24-08-2005
WO 2004083788	A	30-09-2004	GB 2399641 A	22-09-2004