

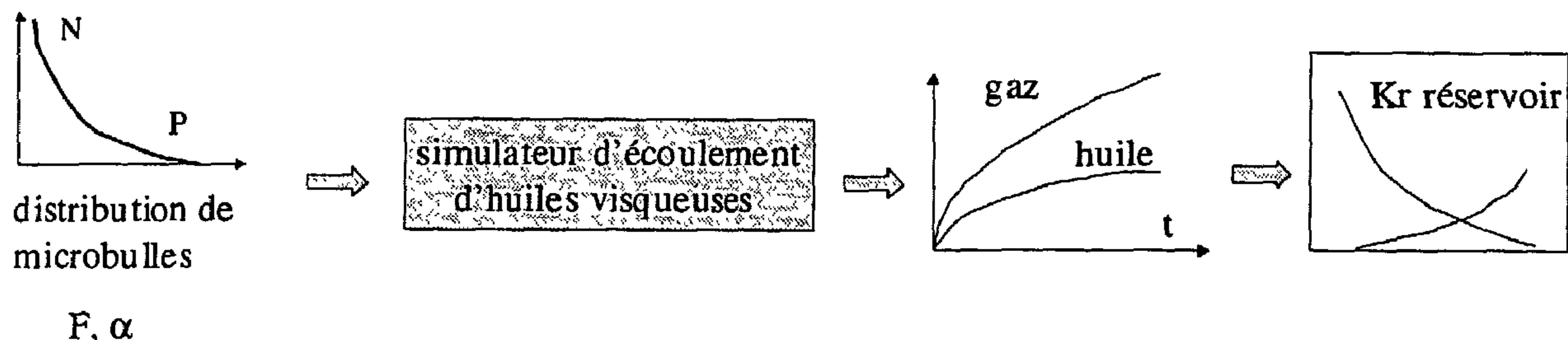


(86) Date de dépôt PCT/PCT Filing Date: 2003/03/17
(87) Date publication PCT/PCT Publication Date: 2003/09/25
(45) Date de délivrance/Issue Date: 2011/10/11
(85) Entrée phase nationale/National Entry: 2004/09/15
(86) N° demande PCT/PCT Application No.: FR 2003/000841
(87) N° publication PCT/PCT Publication No.: 2003/078794
(30) Priorité/Priority: 2002/03/20 (FR02/03437)

(51) Cl.Int./Int.Cl. *E21B 44/00* (2006.01),
E21B 49/00 (2006.01)
(72) Inventeurs/Inventors:
LENORMAND, ROLAND, FR;
BAUGET, FABRICE, FR
(73) Propriétaire/Owner:
IFP ENERGIES NOUVELLES, FR
(74) Agent: ROBIC

(54) Titre : METHODE POUR MODELISER LA PRODUCTION D'HYDROCARBURES PAR UN GISEMENT
SOUTERRAIN SOUMIS A UNE DEPLETION

(54) Title: METHOD OF MODELLING THE PRODUCTION OF HYDROCARBONS BY A SUBSURFACE DEPOSIT
WHICH ARE SUBJECT TO DEPLETION



(57) **Abrégé/Abstract:**

Méthode pour modéliser la production d'hydrocarbures comprenant notamment des huiles à viscosité relativement forte. A partir de mesures en laboratoire des volumes respectifs d'huile et de gaz produits par des échantillons de roche provenant du gisement ainsi que des perméabilités relatives (Kr) d'échantillons de roche relativement aux hydrocarbures, on utilise un modèle de formation et d'écoulement de la fraction gazeuse, pour déterminer un coefficient de transfert volumique (hv) par le biais d'une fonction empirique qui représente la distribution de germes pouvant être activés à une pression P (fonction N(P)) qui est calée par référence aux mesures précédentes. En considérant que la distribution de germes N(P) dans les roches du gisement est la même que la distribution mesurée au laboratoire, on détermine par utilisation du modèle de formation et d'écoulement de la fraction gazeuse, le coefficient de transfert numérique qui lui correspond à l'intérieur du gisement à des taux de déplétion choisis, ce qui permet de prédire les perméabilités relatives.

(12) DEMANDE INTERNATIONALE PUBLIÉE EN VERTU DU TRAITÉ DE COOPÉRATION
EN MATIÈRE DE BREVETS (PCT)(19) Organisation Mondiale de la Propriété
Intellectuelle
Bureau international(43) Date de la publication internationale
25 septembre 2003 (25.09.2003)

PCT

(10) Numéro de publication internationale
WO 03/078794 A1(51) Classification internationale des brevets⁷ : **E21B 49/00**(71) **Déposant** (pour tous les États désignés sauf US) : **INSTITUT FRANÇAIS DU PETROLE** [FR/FR]; 1 et 4, avenue du Bois Préau, F-92852 Rueil Malmaison Cedex (FR).(21) Numéro de la demande internationale :
PCT/FR03/00841

(22) Date de dépôt international : 17 mars 2003 (17.03.2003)

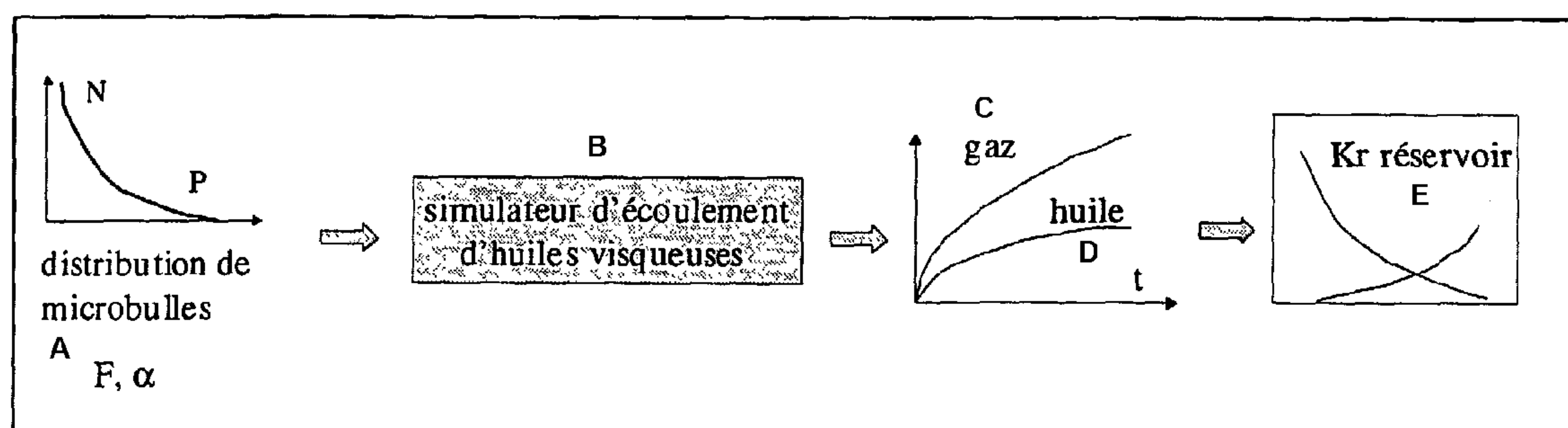
(72) **Inventeurs; et**(75) **Inventeurs/Déposants** (pour US seulement) : **LENORMAND, Roland** [FR/FR]; 31, avenue Gabriel Péri, F-92500 Rueil-Malmaison (FR). **BAUGET, Fabrice** [FR/FR]; 136, Rue du Faubourg Poissonnière, F-75010 Paris (FR).

(25) Langue de dépôt : français

(26) Langue de publication : français

(30) Données relatives à la priorité :
02/03437 20 mars 2002 (20.03.2002) FR(74) **Mandataire** : **ELMALEH, Alfred**; Institut Français du Pétrole, 1 et 4, avenue de Bois Préau, F-92852 Rueil-Malmaison Cedex (FR).

[Suite sur la page suivante]

(54) **Title:** METHOD OF MODELLING THE PRODUCTION OF HYDROCARBONS BY A SUBSURFACE DEPOSIT WHICH ARE SUBJECT TO DEPLETION(54) **Titre :** METHODE POUR MODELISER LA PRODUCTION D'HYDROCARBURES PAR UN GISEMENT SOUTERRAIN SOUSMIS A UNE DEPLETION

A DISTRIBUTION OF MICROBUBBLES
B VISCOUS OIL FLOW SIMULATOR
C GAS
D OIL
E KR RESERVOIR

(57) **Abstract:** The invention relates to a method of modelling the production of hydrocarbons comprising, for example, relatively-high-viscosity oils. According to the invention, measurements are taken in the laboratory of the respective volumes of oil and gas produced by rock samples from the deposit and the relative permeabilities (Kr) of the rock samples with regard to hydrocarbons. A gas fraction formation and flow model is used to determine a volume transfer coefficient (hv) by means of an empirical function which represents the distribution of nuclei that can be activated at a pressure P (function N(P)) which is set with reference to the preceding measurements. Assuming that the distribution of nuclei N(P) in the rocks of the deposit is the same as the distribution measured in the laboratory, the gas fraction formation and flow model is used to determine the numerical transfer coefficient which corresponds to same inside the deposit at selected depletion rates. In this way, the relative permeabilities can be predicted.

(57) **Abrégé :** Méthode pour modéliser la production d'hydrocarbures comprenant notamment des huiles à viscosité relativement forte. A partir de mesures en laboratoire des volumes respectifs d'huile et de gaz produits par des échantillons de roche provenant du gisement ainsi que des

[Suite sur la page suivante]

WO 03/078794 A1



(81) **États désignés (national)** : AE, AG, AL, AM, AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BR, BY, BZ, CA, CH, CN, CO, CR, CU, CZ, DE, DK, DM, DZ, EC, EE, ES, FI, GB, GD, GE, GH, GM, HR, HU, ID, IL, IN, IS, JP, KE, KG, KP, KR, KZ, LC, LK, LR, LS, LT, LU, LV, MA, MD, MG, MK, MN, MW, MX, MZ, NO, NZ, OM, PH, PL, PT, RO, RU, SD, SE, SG, SK, SL, TJ, TM, TN, TR, TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VN, YU, ZA, ZM, ZW.

(84) **États désignés (régional)** : brevet ARIPO (GH, GM, KE, LS, MW, MZ, SD, SL, SZ, TZ, UG, ZM, ZW), brevet eurasien (AM, AZ, BY, KG, KZ, MD, RU, TJ, TM), brevet européen (AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI, FR, GB, GR, HU, IE, IT, LU, MC, NL, PT, RO, SE, SI, SK,

TR), brevet 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.

perméabilités relatives (Kr) d'échantillons de roche relativement aux hydrocarbures, on utilise un modèle de formation et d'écoulement de la fraction gazeuse, pour déterminer un coefficient de transfert volumique (hv) par le biais d'une fonction empirique qui représente la distribution de germes pouvant être activés à une pression P (fonction N(P)) qui est calée par référence aux mesures précédentes. En considérant que la distribution de germes N(P) dans les roches du gisement est la même que la distribution mesurée au laboratoire, on détermine par utilisation du modèle de formation et d'écoulement de la fraction gazeuse, le coefficient de transfert numérique qui lui correspond à l'intérieur du gisement à des taux de déplétion choisis, ce qui permet de prédire les perméabilités relatives.

5 METHODE POUR MODELISER LA PRODUCTION D'HYDROCARBURES PAR UN GISEMENT SOUTERRAIN SOUMIS A UNE DEPLETION

La présente invention concerne une méthode pour modéliser la production
d'hydrocarbures comprenant notamment des huiles à viscosité relativement forte par des
10 gisements pétroliers soumis à une dépressurisation ou déplétion.

Etat de la technique

Le développement de la simulation de la production d'un gisement d'hydrocarbures
passe généralement par plusieurs phases. On commence par interpréter des expériences de
laboratoire. Ensuite, on modélise les phénomènes à l'échelle du laboratoire avant de faire
15 une extrapolation à l'échelle du réservoir. Il faut pour cela, déterminer les grandeurs
mesurables à l'échelle laboratoire et qui ont un sens à l'échelle réservoir (Saturation,
pression, concentration moyenne). L'exigence principale est que le modèle doit, pour un
même système roche-fluides, pouvoir décrire avec les mêmes paramètres des expériences
aux conditions différentes: c'est-à-dire pour différents : taux de déplétion change, débit de
20 soutirage change, etc. Un des paramètres les plus importants est la perméabilité relative
(Kr) qui traduit les interactions entre les fluides de gisements et la roche (Fig. 1). Dans les
méthodes de production par injection d'eau ou de gaz, les perméabilités relatives utilisées
pour la simulation réservoir sont directement mesurées sur carottes (Fig. 2).

Le mécanisme de production d'huile d'un gisement souterrain d'hydrocarbures, par
25 le biais d'une dépressurisation (bien connu des spécialistes sous le nom de "Solution Gas
Drive") est depuis longtemps utilisé et étudié dans le domaine pétrolier. Ce mécanisme de
production qui consiste essentiellement à produire de l'huile saturée en éléments légers en
déplétant le réservoir, est soit favorisé comme dans le cas des huiles visqueuses, soit évité
dans le cas des huiles légères, du moins en début de production des gisements, car il

conduit à une production précoce de gaz et une faible récupération. Mais dans tous les cas, une modélisation de la production du réservoir est nécessaire pour contrôler ce mécanisme.

La modélisation de la production par déplétion pose un problème spécifique pour les simulations numériques. Contrairement aux méthodes de production par injection d'eau et d'huile, les perméabilités relatives K_r mesurées au laboratoire sur des échantillons qui contiennent des huiles visqueuses ne sont pas utilisables directement dans les simulations numériques de réservoir. La raison est connue et expliquée dans plusieurs publications, à savoir : d'une part le mécanisme de diffusion du constituant léger contenu dans la phase huile vers la phase gazeuse (transfert "hors équilibre"), et d'autre part l'écoulement du gaz sous forme discontinue de bulles ou chapelets de bulles. La conséquence de ces deux effets est que les K_r déterminés au laboratoire dépendent fortement des conditions expérimentales, entre autre du taux de déplétion (durée de l'expérience).

La méthode selon l'invention a donc pour objet à partir de mesures en laboratoire sur de tels échantillons et par le biais de corrections appropriées que l'on va décrire, de rendre possible une modélisation réaliste de la production d'un réservoir déplété quelle que soit la viscosité des huiles produites, et plus particulièrement lorsqu'il contient des huiles visqueuses, en utilisant un simulateur de réservoir compositionnel existant sur le marché.

Une autre méthode connue de simulation des écoulements de mousse en milieu poreux de modélisation, dite de "Population Balance Modeling" est décrite par Arora, P., Kovscek, A.R., 2001, *Mechanistic Modeling of Solution Gas Drive in Viscous Oils*, SPE 69717 International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, Porlamar, Margarita Island, Venezuela, March 12-14. La méthode introduit un grand nombre de paramètres : taux de nucléation, taux de coalescence de bulles, taux de formation de bulles lors de l'écoulement, impossible à déterminer expérimentalement.

On connaît également les modèles dits à réseau de pores, décrits notamment par Li, X., Yortsos, Y.C., 1991, *Visualization and Numerical Studies of Bubble Growth during Pressure Depletion*, SPE 22589 66th Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, October 6-9, qui sont basés sur une physique à l'échelle du pore et ne peuvent simuler de ce fait une expérience à l'échelle d'une carotte et tenir compte des conditions limites propres aux expériences. Ces modèles n'ont été testés que pour les huiles légères et ne prennent pas en compte l'écoulement du gaz dispersé.

Le modèle décrit par Tsimpanogiannis, I.N., Yortsos, Y.C., 2001, *An Effective Continuum Model for the Liquid-To-Gas Phase Change in a Porous Medium Driven by Solute Diffusion: I. Constant Pressure Decline Rates*, SPE 71502 Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, 30 September-3 October, est un modèle qui utilise des équations continues. Il permet une bonne compréhension des mécanismes impliqués dans la production par déplétion ("Solution Gas Drive") : nombre de bulles nucléées, sursaturation maximale, et leur influence sur la saturation en gaz critique. En revanche, il utilise un grand nombre de paramètres non mesurables directement comme le nombre et la taille des bulles. En outre, ce modèle ne traite pas de l'écoulement des phases ni du transfert de masse pendant l'ensemble d'une expérience.

Le modèle décrit par Sheng, J.J., 1997, *Foamy Oil Flow in Porous Media*, PhD Dissertation, University of Alberta, Edmonton, Canada, rend compte du retard à l'équilibre dû au grossissement et du transfert entre gaz dispersé et gaz continu par l'intermédiaire de lois exponentielles comme dans une réaction chimique. Cette méthode est aussi utilisée dans un simulateur industrielle (STARS). Une telle solution ne traduit pas la physique du phénomène. Il est difficile d'être en mesure d'interpréter des expériences en terme de paramètres physiques et donc d'être prédictif. Cette approche prend en compte une phase gazeuse dispersée et une seconde, continue. Le transfert entre les deux phases est géré là aussi par une équation du type réaction chimique. Le calage se fait par l'ajustement de paramètres des réactions chimiques, paramètres qui ne reposent sur aucune justification physique. De ce fait il est impossible de faire des prédictions de paramètres dans les conditions de réservoir.

D'une manière générale donc, aucun modèle connu, dans le cadre du processus de déplétion dit "Solution Gaz Drive", et dans une approche continue, n'a pris en compte l'ensemble des mécanismes en permettant un calcul à dans les conditions d'écoulement du réservoir en s'appuyant sur les expériences de laboratoire.

La méthode selon l'invention

La méthode selon l'invention est une méthode pour contrôler un mécanisme de production d'huile d'un gisement souterrain d'hydrocarbures sous l'effet d'une déplétion, dans laquelle on forme un modèle permettant de simuler la production.

La méthode comporte essentiellement les étapes suivantes :

a) on mesure en laboratoire des volumes respectifs d'huile et de gaz produits par des échantillons de roche provenant du gisement et soumis à une déplétion, ainsi que des perméabilités relatives d'échantillons de roche relativement aux hydrocarbures;

La méthode comporte essentiellement les étapes suivantes :

a) on mesure en laboratoire des volumes respectifs d'huile et de gaz produits par des échantillons de roche provenant du gisement et soumis à une déplétion, ainsi que des perméabilités relatives d'échantillons de roche relativement aux hydrocarbures;

b) on détermine par un modèle de formation et d'écoulement de la fraction gazeuse, un coefficient de transfert volumique par le biais d'une fonction empirique représentant la distribution de microbulles ou germes en fonction de la pression qui est calée par référence aux mesures précédentes;

c) en considérant que la distribution de microbulles ou germes dans les roches du gisement est la même que la distribution des microbulles déduite des mesures en laboratoire, on détermine par utilisation de ce modèle d'écoulement de la fraction gazeuse, le coefficient de transfert numérique qui lui correspond à l'intérieur du gisement à des taux de déplétion choisis, ce qui permet de prédire les perméabilités relatives dans le gisement et la production du gisement;

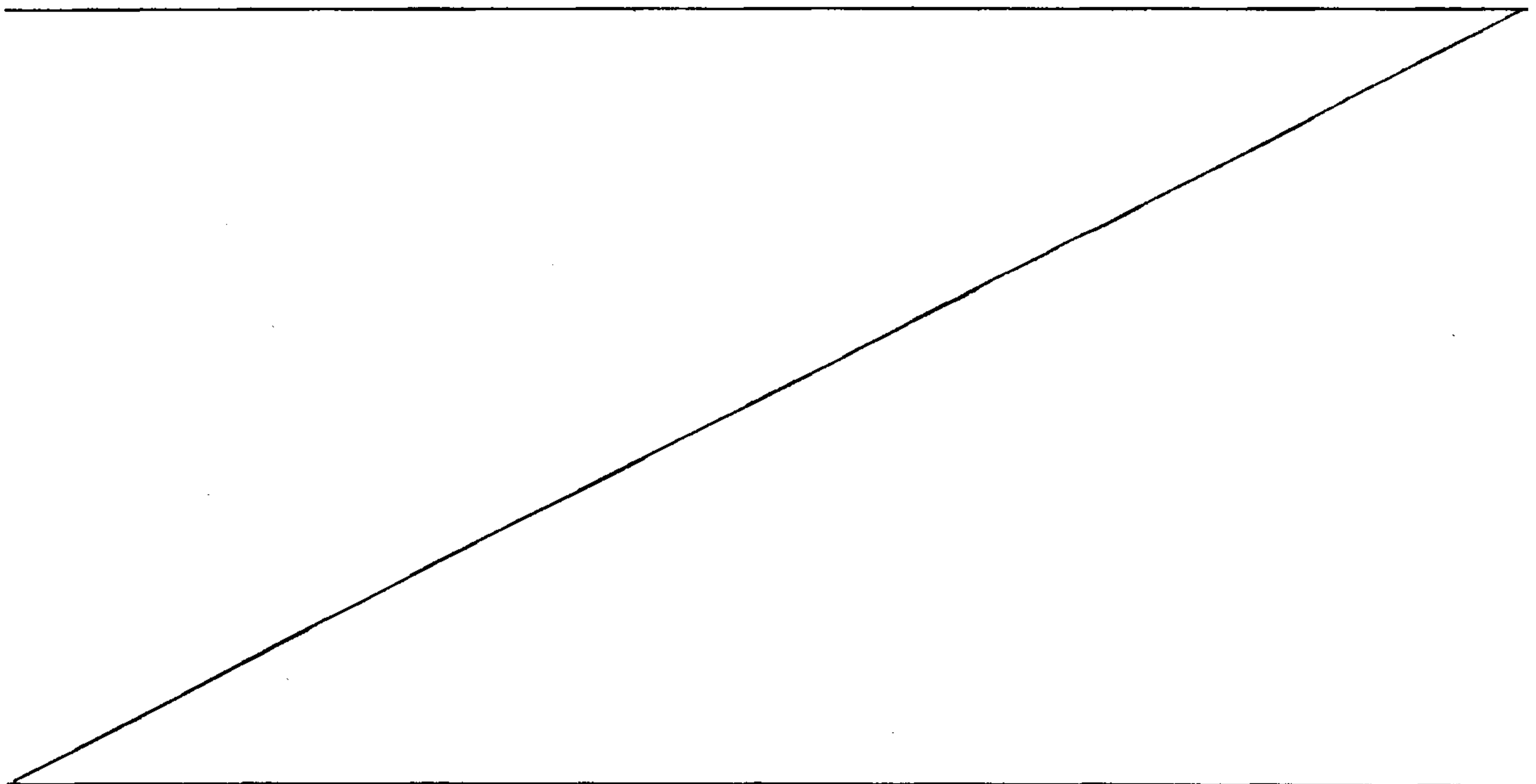
- 10 d) on implémente ledit modèle dans un logiciel appelé simulateur; et
 e) on contrôle le mécanisme de production en utilisant ledit simulateur.

4a

Suivant un mode préféré de mise en œuvre, on décrit le modèle d'écoulement de la fraction gazeuse essentiellement par un paramètre F caractérisant la force nécessaire au dépiégeage des bulles; un paramètre α caractérisant la mise sous forme continue de la phase gazeuse, les deux paramètres étant déterminés par calage d'après les mesures effectuées en laboratoire, et par les valeurs des perméabilités relatives à la fraction gazeuse continue.

Dans le modèle réalisé par la présente méthode, le transfert est modélisé par une fonction de transfert volumique qui a un sens à l'échelle laboratoire et à l'échelle réservoir, dont on a pu exprimer la dépendance en fonction des différents paramètres : saturation en gaz, sursaturation, vitesse du liquide.

En procédant en deux étapes s'articulant sur un paramètre significatif commun caractérisant la nucléation de la phase gazeuse, qui est valable aussi bien pour les échantillons étudiés expérimentalement que pour les roches du réservoir, la première réalisée par référence à des mesures de laboratoire, on est en mesure de réaliser un outil de modélisation prédictif rendant compte de façon réaliste des conditions d'écoulement des fractions visqueuses de l'huile en place dans le gisement.



Présentation des figures

Les caractéristiques et avantages de la méthode selon l'invention, apparaîtront plus clairement à la lecture de la description ci-après d'un exemple non limitatif de réalisation, en se référant aux dessins annexés où :

- 5 - la Fig.1 illustre le principe d'une simulation de la production d'un réservoir pétrolier, le principal paramètre utile étant la perméabilité relative qui traduit les interactions entre les fluides (eau, huile, ou gaz) et la roche ;
- la Fig.2 montre, pour les méthodes de production par injection d'eau ou de gaz, le schéma expérimental, permettant d'obtenir, à partir des mesures sur échantillons, des perméabilités relatives K_r convenant aussi bien au stade du laboratoire que dans les
10 gisements;
- la Fig.3 illustre le principe de la détermination des paramètres caractéristiques de l'écoulement d'une huile par déplétion à partir d'expériences de laboratoire, objet de la première étape essentielle de la méthode;
- 15 - la Fig.4 montre le principe de l'utilisation d'un simulateur d'écoulement pour réaliser une expérience numérique en condition de réservoir permettant la détermination des " K_r réservoir", objet de la deuxième étape essentielle de la méthode;
- la Fig.5 montre un schéma des différentes "pseudo" phases présentes dans le milieu poreux (la phase eau résiduelle n'est pas mentionnée mais existe toujours) ;
- 20 - la Fig.6 montre des exemples de simulations pour une huile légère C_1 - C_3 - C_{10} ;
- les Fig.7 et 8 montrent une première série de simulations effectuées pour des huiles visqueuses différentes (250 cp et 3300 cp) dans un même type de roche; et
- les Fig.9, 10 montrent une deuxième série de simulations, la première avec une huile dont la viscosité est d'environ 1500 cp à 0.5 et 12 bar.j⁻¹, la deuxième avec une huile
25 dont la viscosité est d'environ 300 cp à 0.8 et 8 bar.j⁻¹.

DESCRIPTION DETAILLEE

Le premier point important de la méthode concerne l'aspect "hors équilibre" du transfert du composant léger. Il repose sur la modélisation de la nucléation de la phase gazeuse permettant de bien prédire la densité de bulles et la pression à laquelle elles
30 apparaissent. Nous proposons d'utiliser une loi de distribution du nombre de "germes" ou microbulles préexistantes en fonction de la pression. Cette loi $N(P)$ empirique tient compte à la fois des propriétés du solide (rugosité de surface), des propriétés des fluides et des

interactions physico-chimiques entre les fluides et le solide (mouillabilité par exemple). Une forme de relation, par exemple exponentielle ou loi puissance, est imposée à partir des mesures publiées et les quelques paramètres de cette loi (pression de seuil, exposant de la loi puissance) sont déterminés à partir de l'expérience par calage. Nous considérons que
5 cette loi est valable aussi bien au stade du laboratoire que dans le réservoir. A partir de la connaissance de cette loi $N(P)$ et des propriétés thermodynamiques des fluides (propriétés connues), la méthode comporte une étape de calcul permettant de déterminer le transfert entre la phase du composant léger entre le liquide et le gaz. Ce calcul tient compte de l'écart hors d'équilibre et permet donc de prévoir l'évolution de la production de gaz au
10 cours du temps, pour un taux de déplétion quelconque.

Le deuxième point de notre modélisation concerne l'écoulement du gaz sous une forme non continue. Pour cela, nous distinguons trois situations possibles pour le gaz : soit une phase piégée sous forme de bulles ou de "chapelets de bulles", soit une phase dispersée mobile entraînée par l'écoulement de l'huile, soit encore une phase continue
15 s'écoulant suivant les lois classiques des écoulements en milieux poreux (loi de Darcy).

En se basant sur les résultats connus dans la physique du dépiégeage et de l'écoulement des bulles, la méthode permet de produire un modèle d'écoulement du gaz, décrit par un très petit nombre de paramètres, qui peuvent être soit calés sur les expériences de déplétion soit mesurés séparément :

- 20 • un paramètre F caractérisant la force nécessaire au dépiégeage des bulles (adhésion aux parois ou piégeage capillaire), à déterminer par calage;
- un paramètre α caractérisant la mise sous forme continue de la phase gazeuse. Il a été montré par plusieurs auteurs que la saturation à laquelle le gaz se met sous forme continue S_{gc} est une loi s'exprimant en puissance du taux de déplétion. Le paramètre α
25 est l'exposant de cette loi puissance, supposé le même pour un échantillon et une huile donné, quelque soit les conditions de l'expérience, à déterminer par calage également; et
- les valeurs des perméabilités relatives au gaz continu, mesurées par des méthodes classiques de déplacement par injection.

Le modèle d'écoulement proposé permet de calculer les propriétés d'écoulement
30 (saturations critiques, flux de gaz, etc.) en fonction des constantes F et α , des propriétés des fluides, et des conditions expérimentales (vitesse d'écoulement, taux de déplétion, etc.).

Le couplage du modèle de transfert avec le modèle d'écoulement permet de simuler une expérience dans n'importe quelle condition. Il est utilisé en deux étapes illustrées respectivement par les Fig.3 et 4 :

- 1) avec les conditions des expériences réalisées au laboratoire, détermination des paramètres caractéristiques F , α et $N(P)$ par calage (modification des paramètres jusqu'à obtenir un accord entre expérience réelle et simulée)
- 2) avec les conditions de réservoir, fonctionnement en prédictif, c'est-à-dire réalisation d'expérience "numérique" pouvant être effectuée à des taux de déplétion très lents par exemple. Les perméabilités relatives "réservoir" sont ensuite déterminées par une méthode standard de calage, exactement comme pour une expérience réelle.

Détermination de la dépendance de la fonction de transfert

Le grossissement par diffusion dans le cas d'un liquide déplété est contrôlé par le gradient de concentration, à la surface de la bulle. Dans une approche continue, ce gradient local n'est pas accessible et il est remplacé par un coefficient de transfert surfacique h_s . La densité de flux de transfert est supposée proportionnelle à l'écart entre la valeur d'équilibre C_{eq} à l'interface de la bulle et la concentration moyenne C dans le liquide. Le coefficient de transfert h_s permet de calculer la densité de flux φ :

$$\varphi = h_s (C - C_{eq}) \quad (1)$$

avec φ ($\text{mol.m}^{-2}.\text{s}^{-1}$), h_s (m.s^{-1}). L'introduction d'un coefficient de transfert pour remplacer un gradient local est une démarche relativement commune en physique.

Dans ce qui suit nous allons déterminer une expression de h_s en fonction de grandeurs caractéristiques dans le cas du grossissement d'une population de bulles sphériques en milieu infini.

On considère un volume V fluide (liquide + gaz). La pression dans le gaz est P . On note s la surface totale des bulles dans ce volume et N_0 le nombre total de bulles par unité de volume de fluide. Toutes les bulles sont supposées avoir le même rayon r .

Volume total des bulles:

$$V_G = N_0 V \frac{4\pi r^3}{3} \quad (2)$$

Surface des bulles:

$$s = N_0 V 4\pi r^2 \quad (3)$$

On peut éliminer le rayon en exprimant la surface en fonction du volume:

$$s = N_0 V 4\pi \left(\frac{3V_G}{N_0 V 4\pi} \right)^{2/3} \quad (4)$$

5 Par définition de la densité surfacique de flux :

$$\frac{dn}{dt} = \varphi s \quad (5)$$

Loi de Henry :

$$C_{eq} = k_s P \quad (6)$$

On obtient alors une équation pour des bulles sphériques de la forme :

$$10 \quad \frac{dn}{dt} = h_s N_0 V 4\pi \left(\frac{3V_G}{N_0 V 4\pi} \right)^{2/3} (C - k_s P) \quad (7)$$

On peut donner une estimation du coefficient de transfert surfacique h_s en remplaçant le gradient à la paroi dans l'approche locale par un gradient moyen , en utilisant la distance moyenne d entre bulles

$$h_s \approx \frac{D}{d} \quad (8)$$

15 La distance moyenne entre bulles s'exprime en fonction du nombre de bulles N_0 par unité de volume:

$$d^3 = 1/N_0 \quad (9)$$

D'où finalement:

$$\frac{dn}{dt} = D N_0^{1/3} N_0 V 4\pi \left(\frac{3V_G}{N_0 V 4\pi} \right)^{2/3} (C - k_s P) \quad (10)$$

20 et en simplifiant:

$$\frac{dn}{dt} = a D N_0^{2/3} V^{1/3} V_G^{2/3} (C - k_s P) \quad (11)$$

où a est une constante

$$a = (4\pi)^{1/3} 3^{2/3} \approx 4.84 \quad (12)$$

Passage à l'échelle de Darcy

A l'échelle de Darcy, la surface interne des bulles n'est pas connue. Nous définissons donc un coefficient de transfert "volumique" h_v , défini en fonction du flux de moles par unité de volume de fluide :

$$\Phi = h_v (C - C_{eq}) \quad (13)$$

La dimension de h_v est (temps)⁻¹. Pour faire ressortir la dépendance de h_v en fonction des différents paramètres "microscopiques" de l'expérience nous allons identifier cette loi avec le résultat du calcul précédent, équation (11) :

$$\Phi = \frac{1}{V} \frac{dn}{dt} = h_v (C - C_{eq}) \quad (14)$$

d'où

$$h_v \approx a D N_0^{2/3} V^{-2/3} V_G^{2/3} \quad (15)$$

On peut aussi introduire la saturation en gaz ($S = V_g/V_{total}$)

$$h_v \approx a D N_0^{2/3} S_G^{2/3} \quad (16)$$

Il faut bien rappeler que ce résultat est obtenu avec un modèle très simplifié de bulles équidistantes et de taille uniforme. Mais il permet d'expliciter la dépendance en fonction des différents paramètres: saturation en gaz, densité de bulles et diffusion moléculaire. En pratique, on pourra ajuster le pré facteur mais aussi les puissances.

Nous avons donc une relation nous donnant l'évolution du nombre de moles de gaz. Dans les problèmes liés aux milieux poreux, il est plus physique de travailler avec des variables telles que les saturations. En utilisant la loi des gaz parfaits on peut faire apparaître la saturation en gaz plutôt que le nombre de mole. La loi des gaz parfait donne :

$$n = \frac{PV_g}{RT} \quad (17)$$

On a donc en substituant n dans l'équation (14) :

$$\frac{d(P S_G)}{dt} = h_v RT (C - C_{eq}) \quad (18)$$

Nous obtenons alors une équation continue qui donne l'évolution du transfert de masse entre un fluide saturé en éléments légers et la phase gaz. Elle fait intervenir, c'est un

point important de l'approche retenue, uniquement des variables moyennes qui ont un sens physique dans l'approche de Darcy.

Nous avons vu que le coefficient de transfert volumique h_v dépend dans un premier temps du nombre de bulles qui lui-même dépend de la sursaturation. Afin de déterminer à partir des expériences ce coefficient de transfert par la technique de calage, nous utilisons les résultats obtenus à l'échelle plus fine de la relation (7).

La nucléation est un mécanisme important et, à cette échelle; le seul moyen d'en tenir compte est d'introduire une distribution de taille de sites. Dans ce modèle cela revient à rendre N_0 dépendant de la sursaturation ΔP . Dans le modèle, on utilise l'approche décrite par: Yang, S.R., et al., 1988, *A mathematical Model of the Pool Boiling Nucleation Site Density in terms of the Surface Characteristics*, International Journal of Heat and Mass Transfer, **31**(6), 1127-1135, en introduisant une loi exponentielle :

$$N_0 \propto \exp\left(-\frac{\delta}{P - P_{eq}}\right) \quad (19)$$

Cependant, il faut modifier cette équation pour tenir compte du seuil de sursaturation ΔP_{seuil} :

$$N_0 \propto \exp\left(-\frac{\delta}{\Delta P_{seuil}}\right) - \exp\left(-\frac{\delta}{\Delta P_{seuil}}\right) \text{ pour } P - P_{eq} \leq \Delta P_{seuil} \quad (20)$$

$$N_0 = 0 \text{ pour } P - P_{eq} \geq \Delta P_{seuil}$$

Or d'après l'équation (16) h_v dépend de N_0 :

$$h_v \approx a D N_0^{2/3} S_g^{2/3} \quad (21)$$

Comme nous l'avons vu précédemment, l'exposant 2/3 provient du rapport surface/volume des bulles et peut être modifié pour tenir compte d'une forme ramifiée (fractale) des bulles dans le milieu poreux. Nous le remplacerons donc par un exposant plus général d si nécessaire.

$$h_v(S_g) = S_g^d \beta D \left[\exp\left(\frac{\delta}{P - P_{eq}}\right) - \exp\left(\frac{\delta}{\Delta P_{seuil}}\right) \right]^d \quad (22)$$

Puisque ce modèle rend compte de la distribution de la taille des sites de nucléation, les constantes d et β doivent être les mêmes pour un même fluide et un même échantillon.

Comme il a été souligné précédemment il faut tenir compte de l'effet convectif pour cela on ajoute à h_v un terme qui dépend du Peclet comme suit :

$$Pe = \frac{Vl}{D} \quad (23)$$

$$h_v = A + BPe^\alpha \quad (24)$$

Ceci est un modèle avec des paramètres ajustables. Il est plus prédictif que le modèle obtenu par l'approche à échelle des pores ou par les simulateurs de réservoirs. Pour un même dispositif expérimental (roche et fluides) il n'y a qu'un jeu de paramètres. D'autre part, ce coefficient de transfert a un réel sens physique au même titre qu'une courbe de pression capillaire, et donc peut caractériser un système roche-fluide dans le cas de processus "Solution Gas Drive". Cette courbe de transfert $h_v(S_g)$ est déterminée expérimentalement.

15 **Ecoulement de la phase gazeuse**

La phase gaz discontinue :

Si l'on se base sur le mécanisme de mobilisation de nodules d'un fluide non mouillant par un second fluide mouillant, il y a une taille critique de dépiégeage qui correspond peut à une saturation seuil, notée ici S_g^{mob} . La fraction de gaz piégé est prise égale à S_g^{mob} . On suppose que la vitesse moyenne des amas est proportionnelle à celle du fluide continu. D'autre part il est cohérent de supposer que ce flux dépendra du rapport de viscosité entre les deux fluides. Ce qui permet sur une même roche d'utiliser le même coefficient de proportionnalité pour deux huiles de viscosité différentes. La formulation implantée dans le simulateur avec ces hypothèses est :

$$\begin{aligned} f_g &= F \frac{\mu_g}{\mu_o} (S_g - S_g^{mob}) u_o \text{ pour } S_g > S_g^{mob} \\ f_g &= 0 \text{ pour } S_g < S_g^{mob} \end{aligned} \quad (25)$$

avec F coefficient de proportionnalité, μ viscosités du gaz et de l'huile.

La phase gaz continue :

A partir d'une valeur seuil en saturation, notée ici S_g^* , une fraction du gaz est connectée, Darcy peut alors s'appliquer. La perméabilité relative utilisée peut être celle d'une expérience de déplacement prise pour une saturation de $(S_g - S_g^*)$. On obtient alors

5 pour le flux de gaz :

$$\begin{aligned} f_g &= 0 && \text{pour } S_g \leq S_g^{\text{mob}} \\ f_g &= c^{\text{ste}} (S_g - S_g^{\text{mob}}) u_0 && \text{pour } S_g^* \geq S_g \geq S_g^{\text{mob}} \\ f_g &= c^{\text{ste}} (S_g^* - S_g^{\text{mob}}) u_0 + \frac{k k_{rg} (S_g - S_g^*)}{\mu_g} \frac{\partial P}{\partial x} && \text{pour } S_g \geq S_g^* \end{aligned} \quad (26)$$

Ecoulement de la phase huile

10 La phase huile étant continue, on lui applique le formalisme de Darcy. La perméabilité relative à l'huile sera déterminée dans une expérience de déplacement.

Système d'équations

Avec les différents bilans de masse pour l'huile, le gaz et la concentration en éléments légers dans l'huile on obtient :

15 Pour l'huile :

$$\Phi \frac{\partial}{\partial t} (\rho_0 S_0) + \frac{\partial}{\partial x} (\rho_0 u_0) = 0 \quad (26)$$

Pour le gaz :

$$\Phi \frac{\partial}{\partial t} (P S_g) + \frac{\partial}{\partial x} (P f_g) = \Phi R T h_v (S_g) (C - k_s P) \quad (27)$$

Pour la concentration dans l'huile :

20
$$\Phi \frac{\partial}{\partial t} (C S_0) + \frac{\partial}{\partial x} (C u_0) = -\Phi h_v (S_g) (C - k_s P) \quad (28)$$

Dans l'équation (27) la pression apparaît par l'expression de la densité du gaz, ce dernier étant considéré comme un gaz parfait.

Ajustement du modèle aux résultats expérimentaux :

La Fig.6 montre des exemples de simulations pour une huile légère $C_1-C_3-C_{10}$. L'accord est bon pour les différents taux de déplétion. Le modèle a été calé sur les taux de déplétion extrêmes. Les mêmes paramètres ont été utilisés pour l'ensemble des simulations.

Afin de confirmer la validité du modèle pour des huiles visqueuses deux séries de simulations ont été effectuées, sans effets convectifs.

Les Fig.7 et 8 montrent la première série de simulations. Dans les deux cas la roche est la même, mais les huiles sont différentes. Le calage a été fait sur les deux taux extrêmes de la Fig.7. Pour l'ensemble des simulations le même jeu de paramètre a été utilisé. Seul S_g^{mob} est différent.

Les Fig.9, 10 montrent qu'il existe une bonne corrélation entre deux séries d'expériences réalisées à partir de deux échantillons différents.

REVENDEICATIONS

1. Méthode pour contrôler un mécanisme de production d'huile d'un gisement souterrain d'hydrocarbures sous l'effet d'une déplétion, dans laquelle on forme un modèle permettant de simuler ladite production, caractérisée en ce qu'elle comporte:

a) on mesure en laboratoire des volumes respectifs d'huile et de gaz produits par des échantillons de roche provenant du gisement et soumis à une déplétion, ainsi que des perméabilités relatives (K_r) d'échantillons de roche relativement aux hydrocarbures;

10 b) on détermine par un modèle d'écoulement de la fraction gazeuse, un coefficient de transfert volumique (h_v) par le biais d'une fonction empirique dépendant de la pression qui est calée par référence aux mesures précédentes, d'où l'on déduit la distribution $N(P)$ de germes de nucléation pouvant être activés à une pression P ;

c) en considérant que la distribution $N(P)$ déduite de germes de nucléation dans les roches du gisement est la même que la distribution déduite des mesures en laboratoire, on détermine par utilisation du dit modèle d'écoulement de la fraction gazeuse, le coefficient de transfert numérique (h_v) qui lui correspond à l'intérieur du gisement à des taux de déplétion choisis, ce qui permet de prédire les perméabilités relatives dans le gisement et la production du gisement;

20 d) on implémente ledit modèle dans un logiciel appelé simulateur; et

e) on contrôle le mécanisme de production en utilisant ledit simulateur.

2. Méthode selon la revendication 1, caractérisée en ce que l'on décrit le modèle d'écoulement de la fraction gazeuse par un paramètre (F) caractérisant la force nécessaire au dépiégeage des bulles; un paramètre (α) caractérisant la mise sous forme continue de la phase gazeuse, les deux paramètres étant déterminés par calage d'après les dites mesures, et par les valeurs des dites valeurs des perméabilités relatives à la fraction gazeuse continue.

1/3

FIG.1

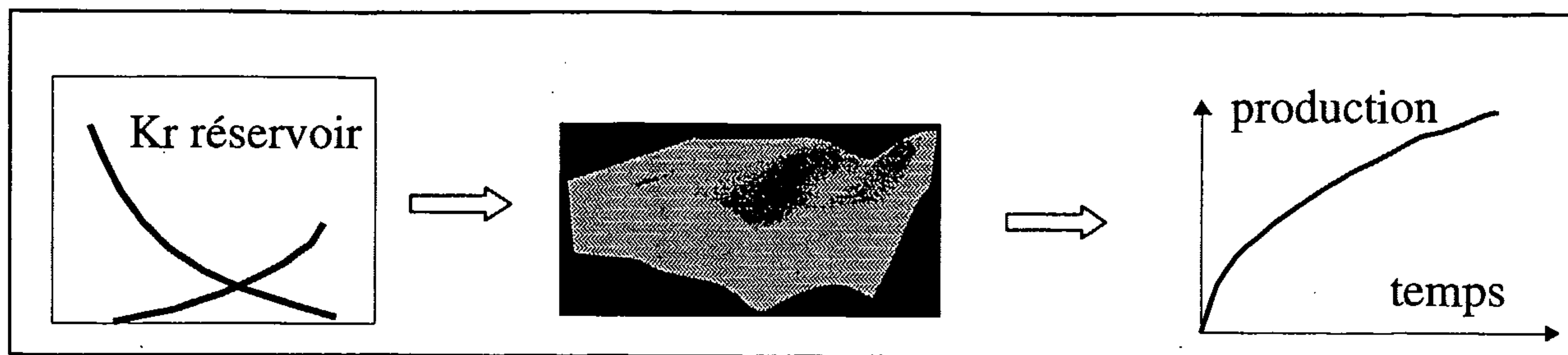


FIG.2

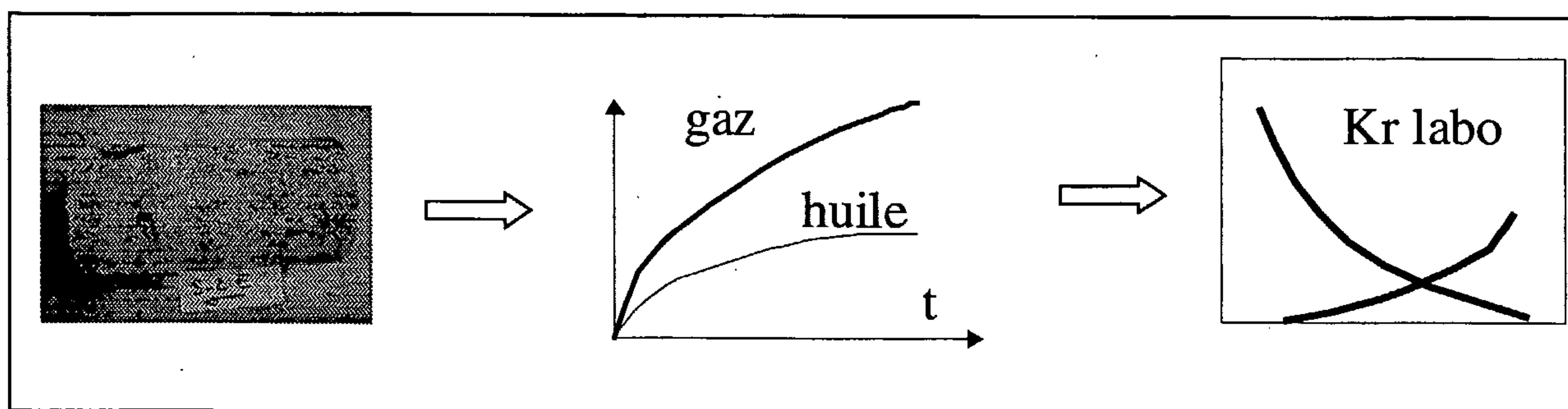


FIG.3

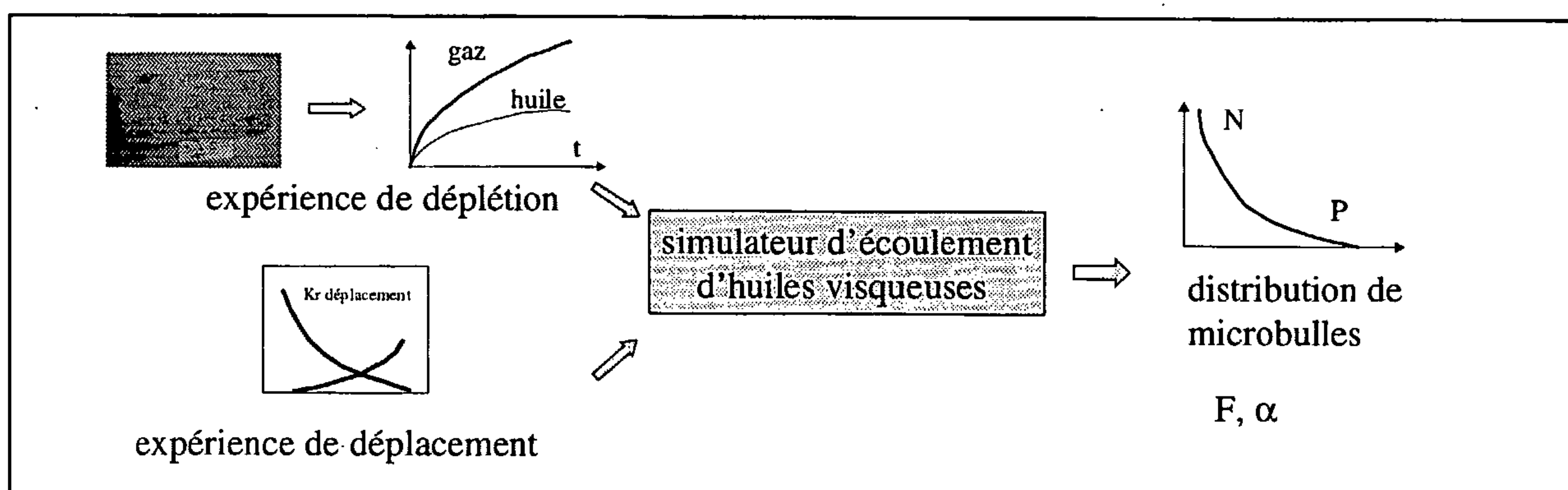
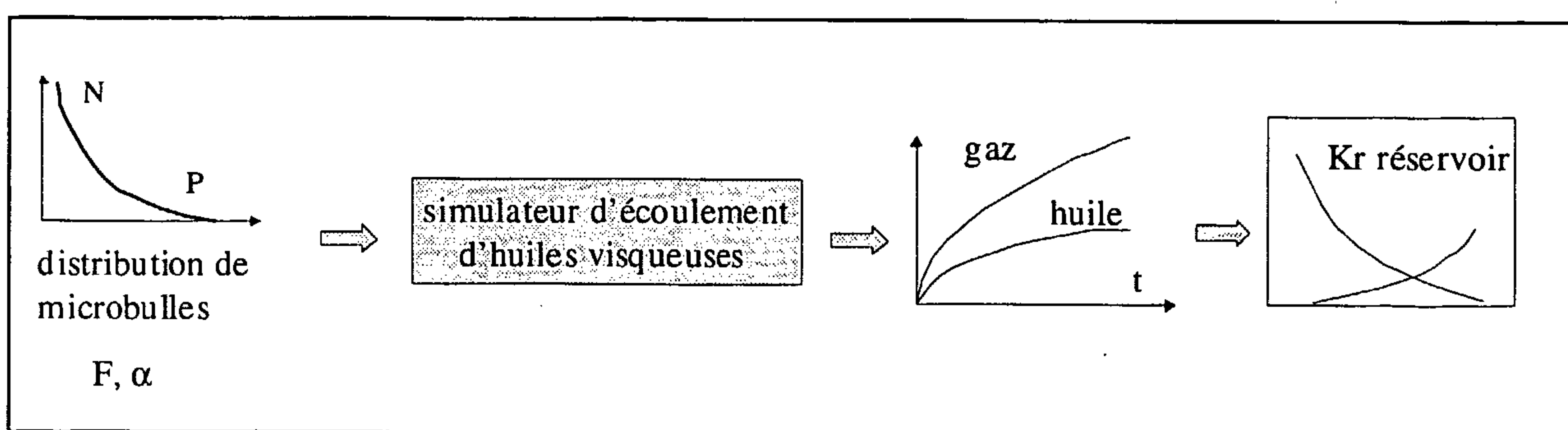


FIG.4



2/3

FIG.5

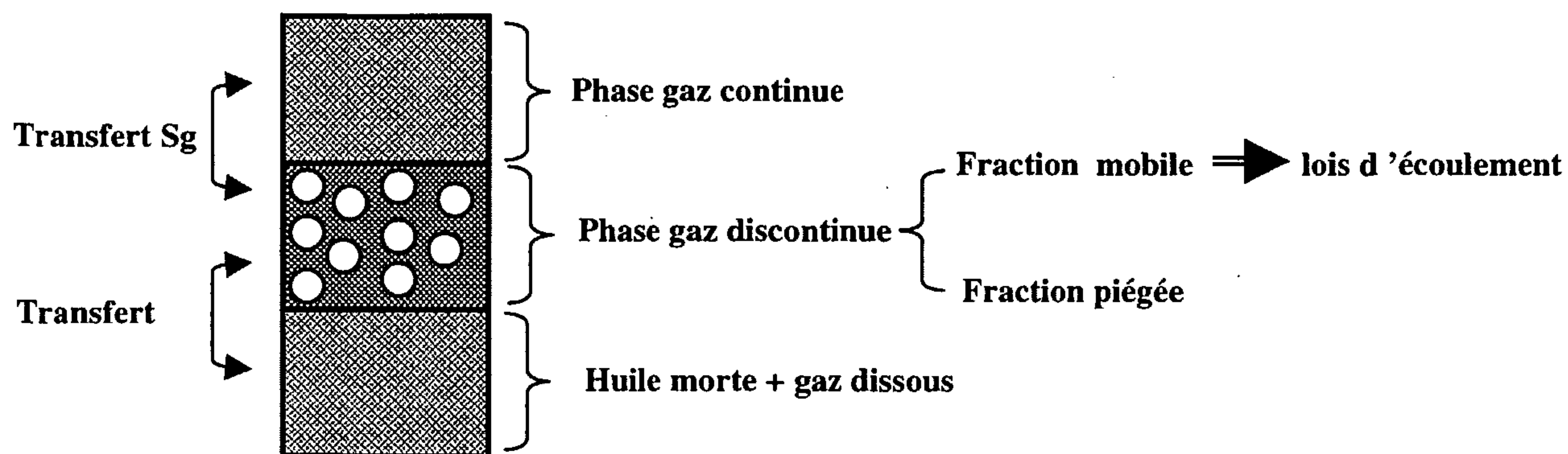


FIG.6

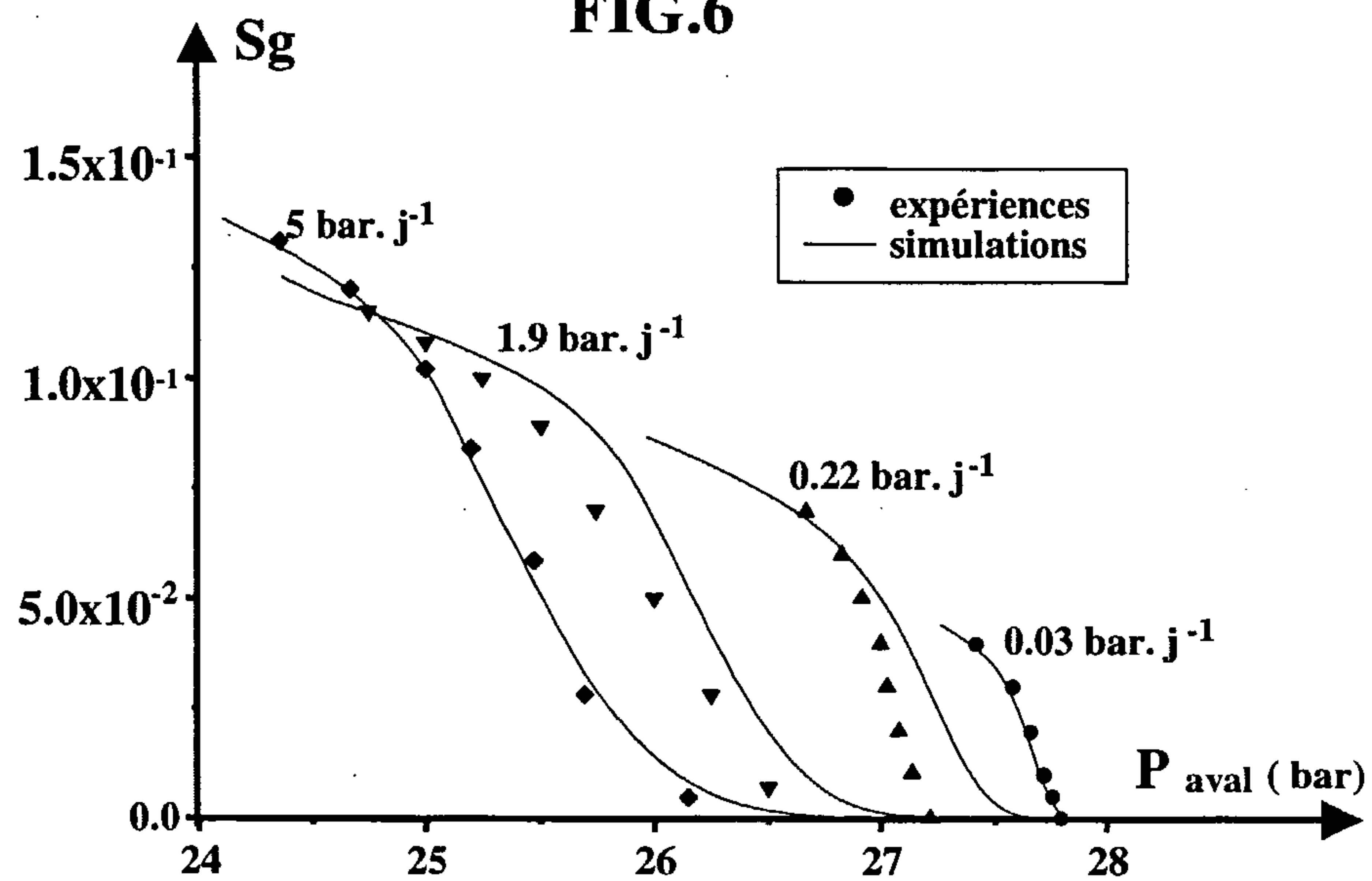
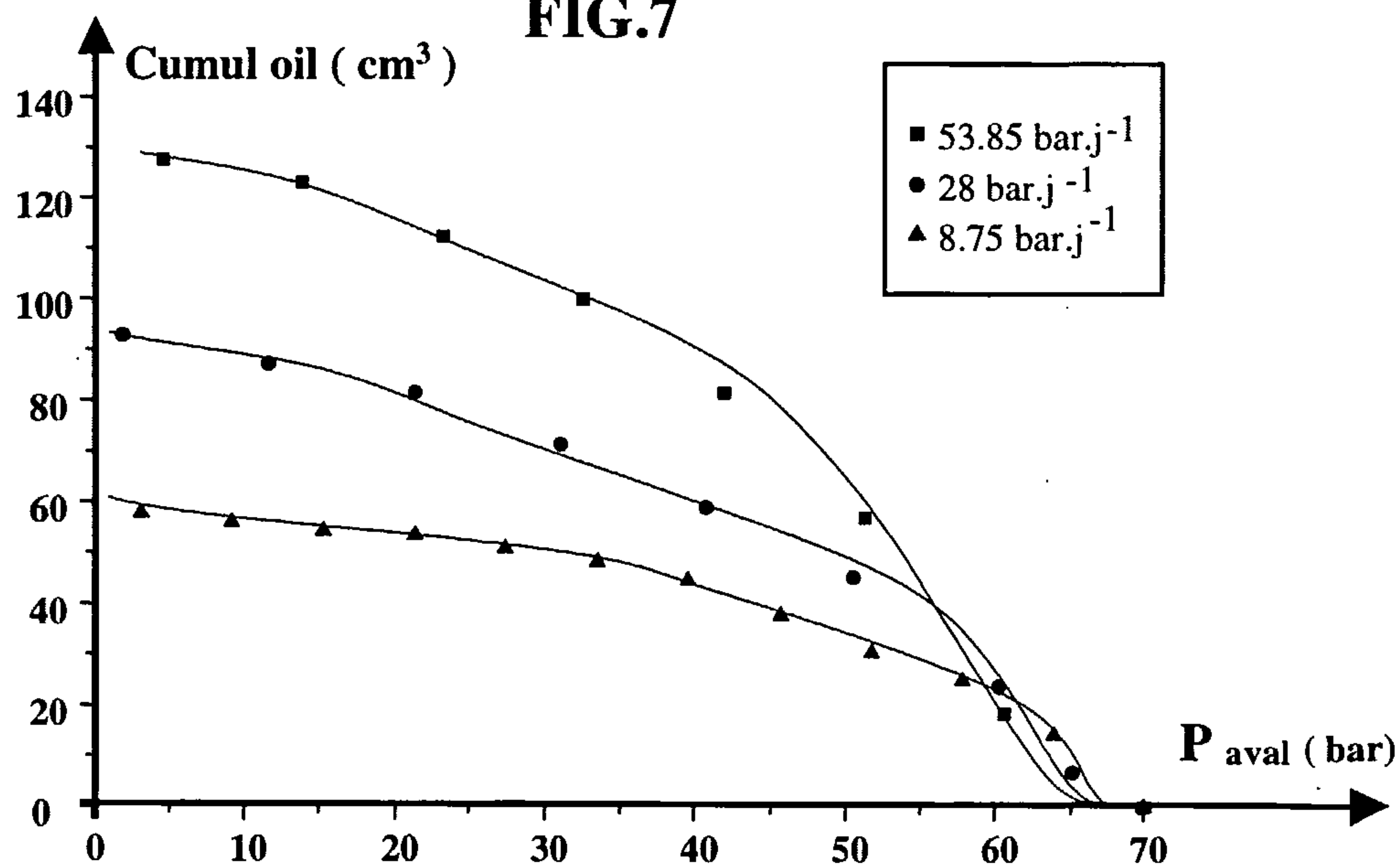


FIG.7



3/3

FIG.8

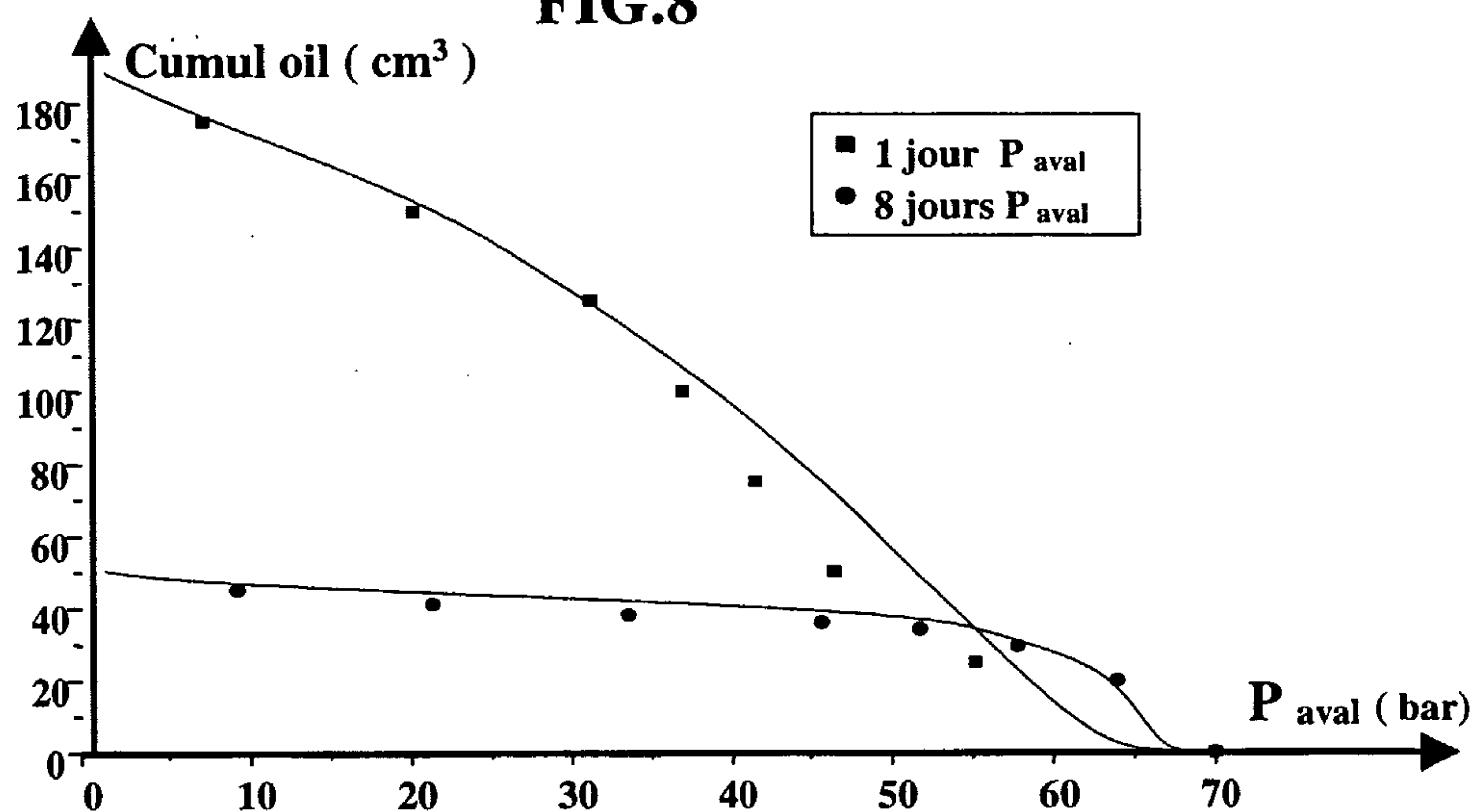


FIG.9

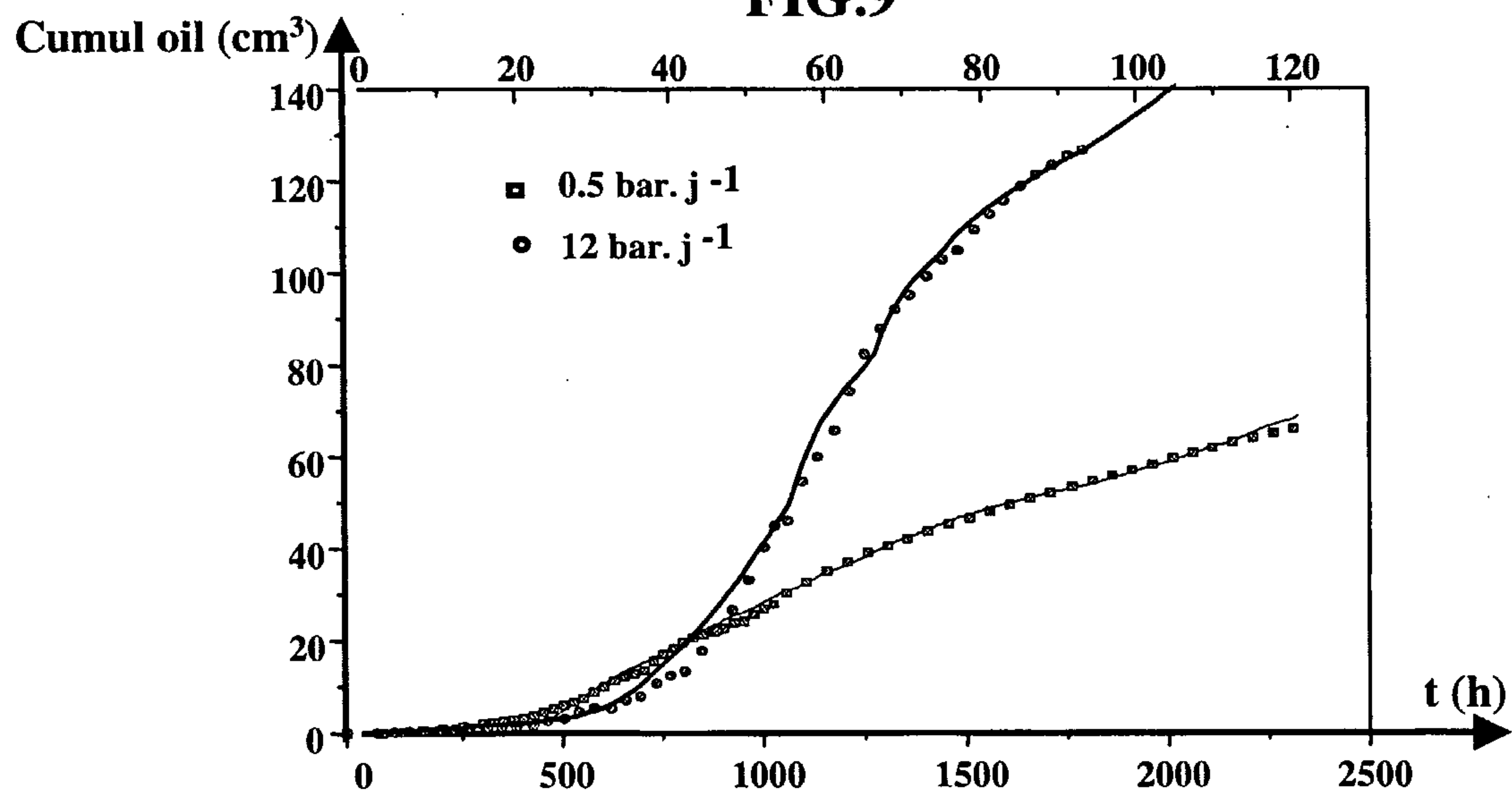
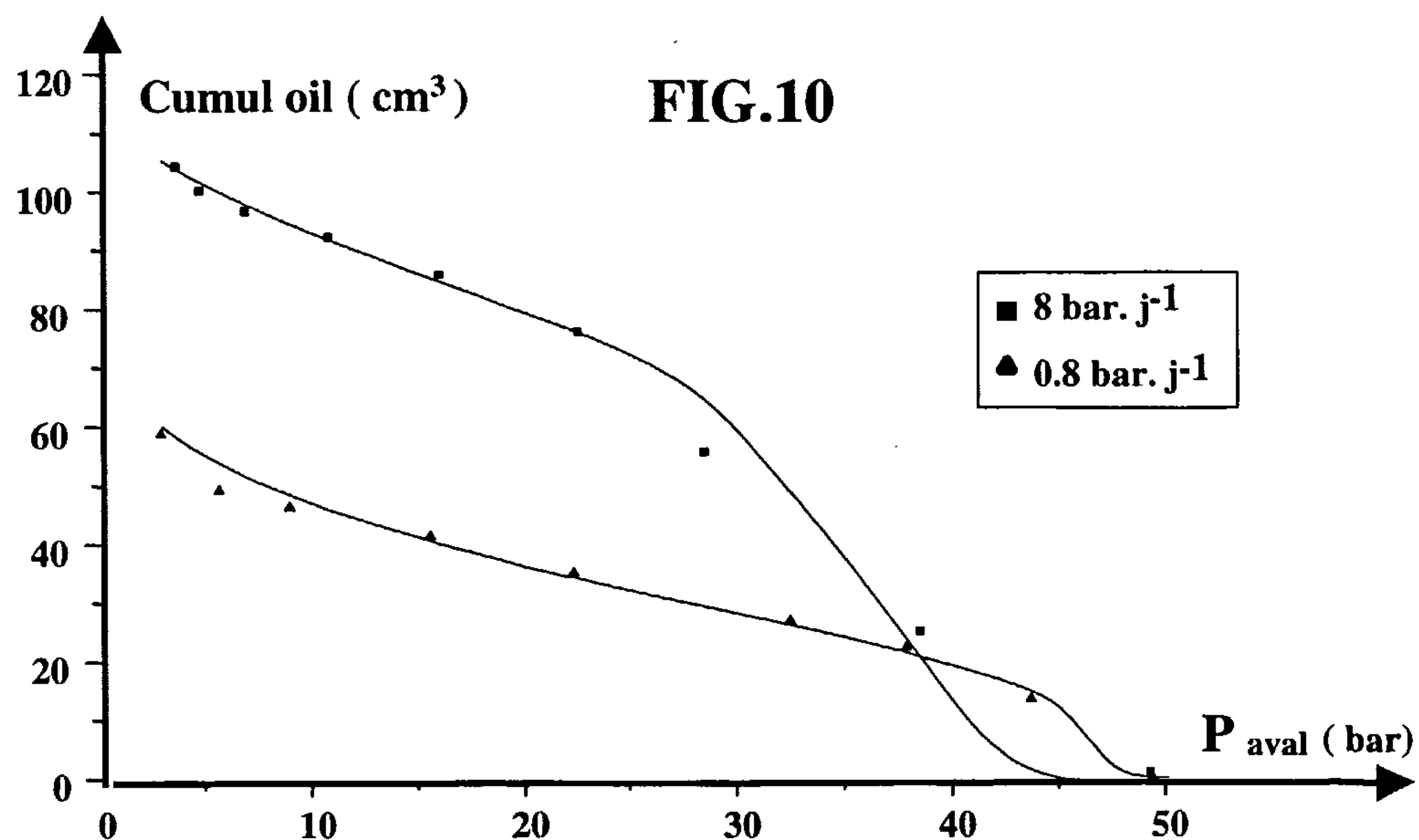
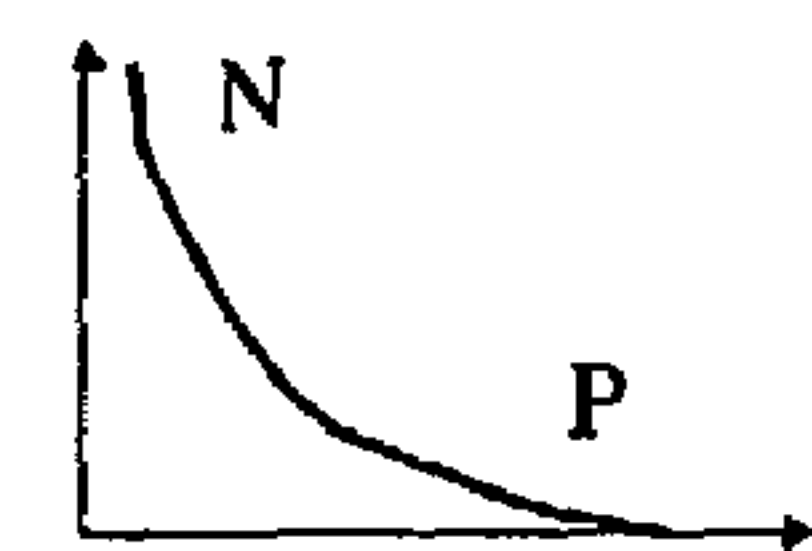


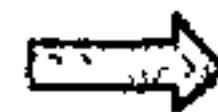
FIG.10





distribution de
microbulles

F, α



simulateur d'écoulement
d'huiles visqueuses

