

FIT-Oil

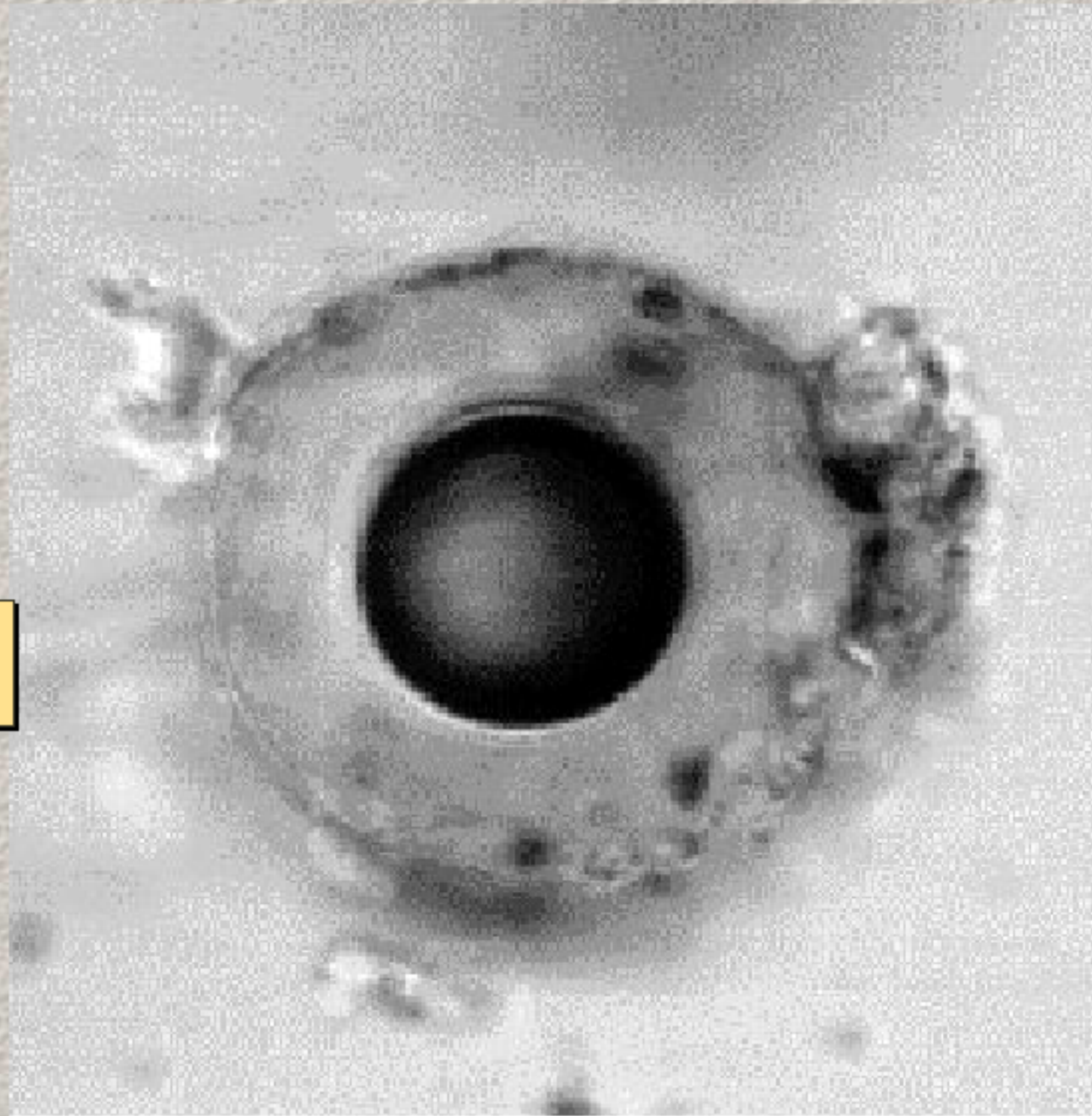
(Fluid Inclusions Thermodynamics - Oil-bearing inclusions)

Un nouvel outil pour étudier les inclusions hydrocarbonées et comprendre l'histoire géologique des gisements pétroliers.

Régis Thiéry - 2009

Les inclusions
hydrocarbonées...

Qu'est-ce que c'est ?

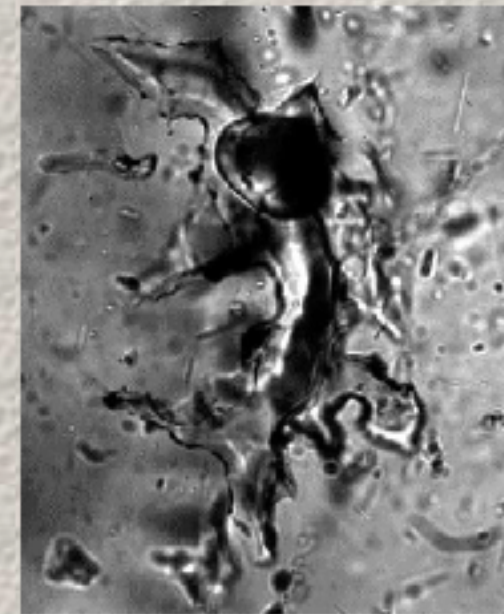


- Les **inclusions hydrocarbonées** sont des **cavités microspiques(*)** dans les minéraux, et qui sont remplies par des **hydrocarbures**.

*

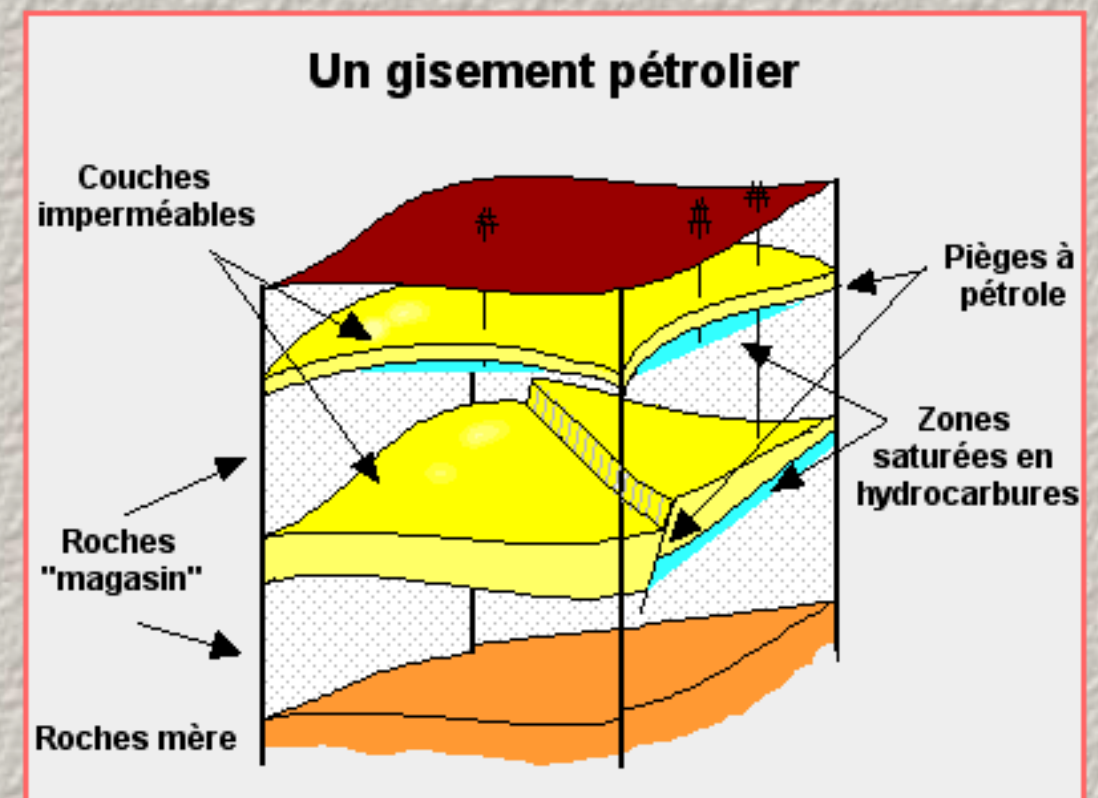
La plupart des inclusions étudiées ont un diamètre moyen de l'ordre de la dizaine de microns.

Photos d'inclusions hydrocarbonées



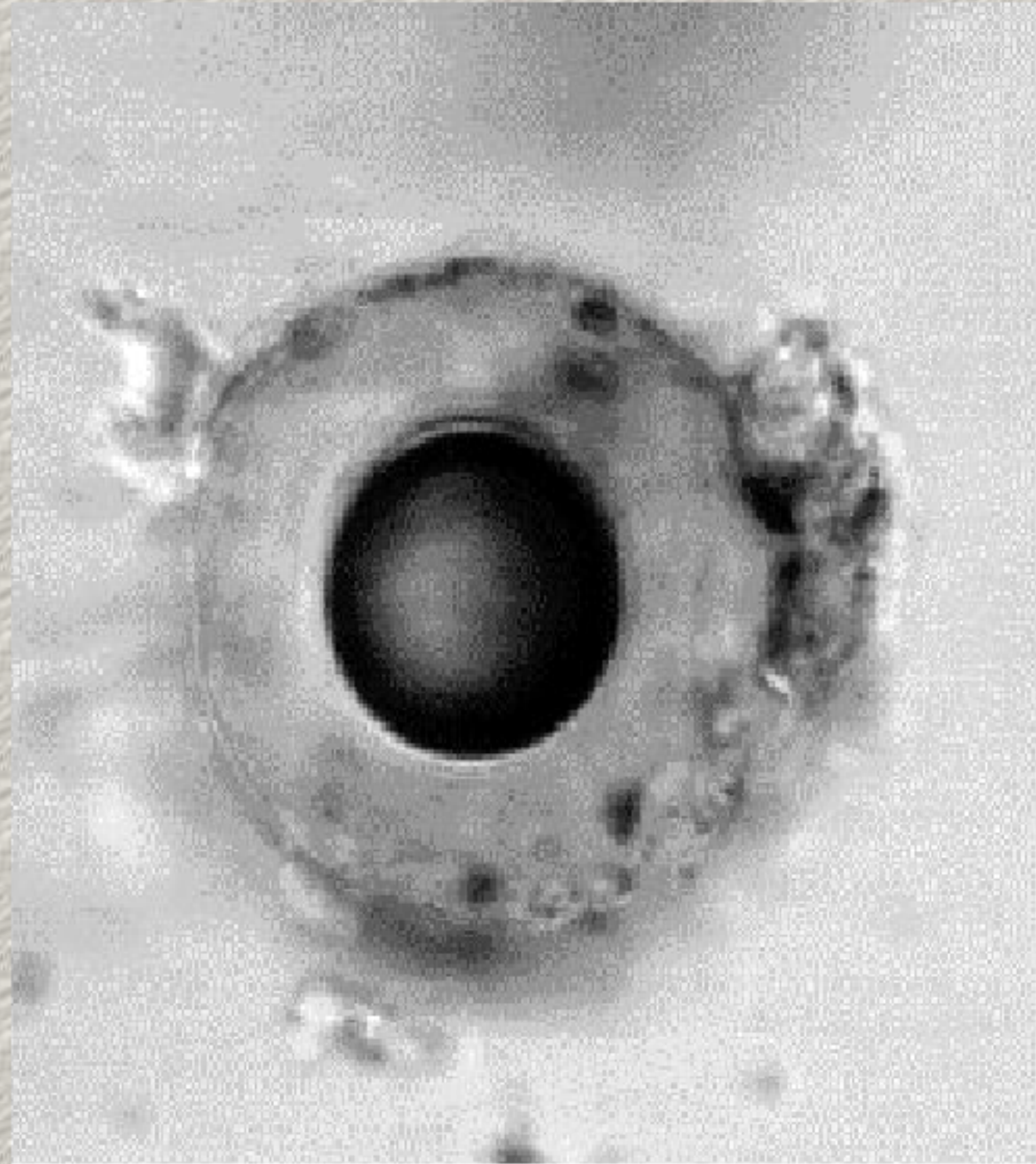
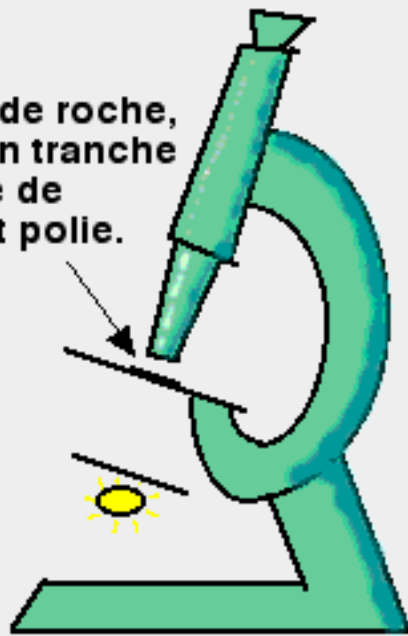
- On retrouve ces inclusions hydrocarbonées dans de nombreuses roches (grès, évaporites, ...) des bassins sédimentaires (et des gisements pétroliers, en particulier).

Ces endroits sont, en effet, marqués par une importante production et circulation d'hydrocarbures.



- On peut observer ces **inclusions**, à l'aide d'un **microscope optique**, sur de petits échantillons de roches.

Echantillon de roche,
découpée en tranche
d'un dixième de
millimètre, et polie.

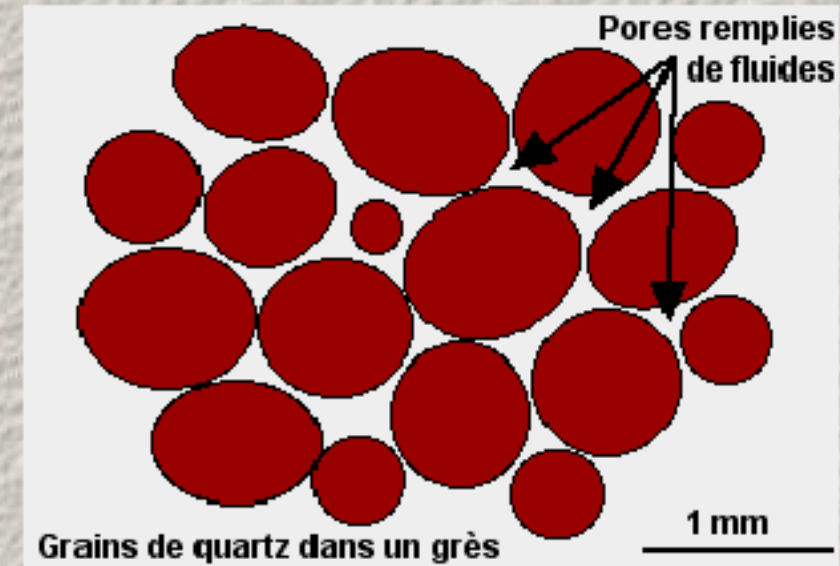


- Les **inclusions** se forment naturellement dans les roches du sous-sol au cours du temps.

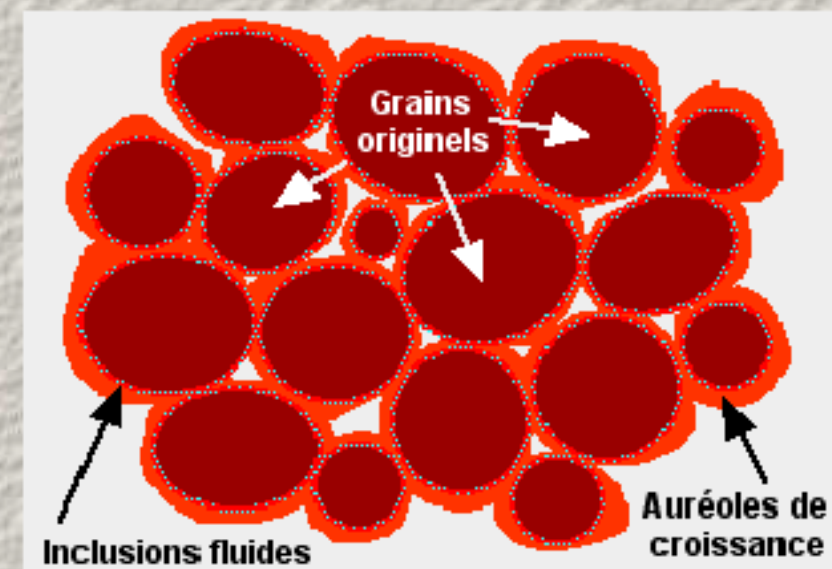
Des dissolutions et des recristallisations s'opèrent continuellement autour des grains constitutifs.

Certains espaces vides (les **pores**), initialement ouverts et remplis de fluides, peuvent se refermer et devenir des **inclusions fluides**.

Lorsque le fluide piégé est essentiellement composé d'un mélange d'hydrocarbures, on a affaire à des **inclusions hydrocarbonées**.



Voici, par exemple, un des mécanismes de formation des inclusions fluides dans les grès. Une partie des fluides au voisinage des grains est piégée dans les inclusions après une période de croissance des grains.



- Il faut se rendre compte que les inclusions d'un même échantillon ne se forment pas toutes en même temps; mais au contraire, sur des **périodes de temps très longues**, de la dizaine à la centaine de **millions d'années**.

- Par conséquent, elles constituent des témoins uniques des **différentes générations de fluides** qui ont **circulé** dans le **bassin pétrolier**.

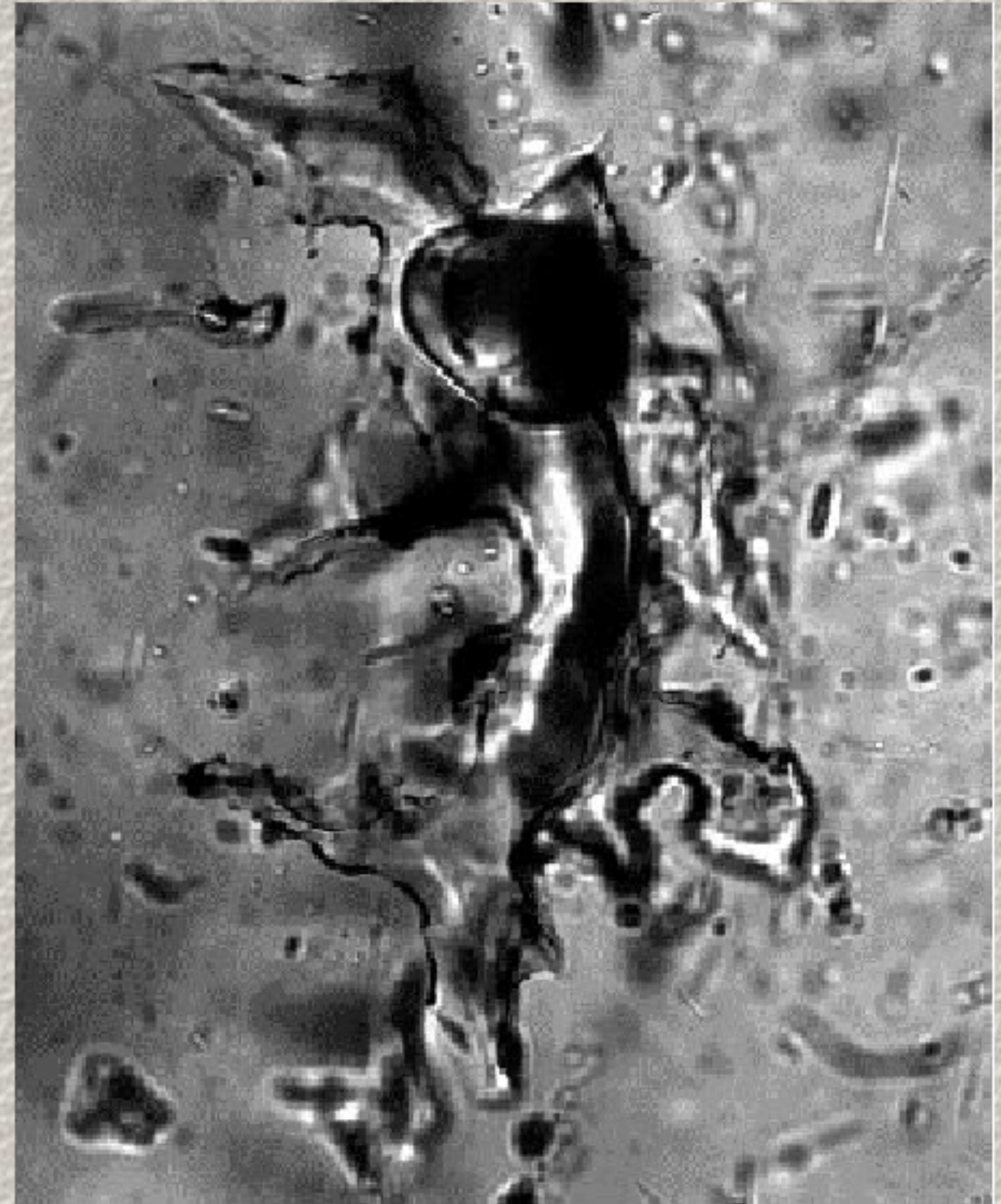
Les **inclusions hydrocarbonées** sont, de ce fait, capables de nous apprendre beaucoup de choses sur l'**évolution de la nature des fluides** dans un gisement pétrolier.

Elles nous donnent des informations clés pour mener à bien la **prospection** et l'**exploitation** d'un champ pétrolifère.

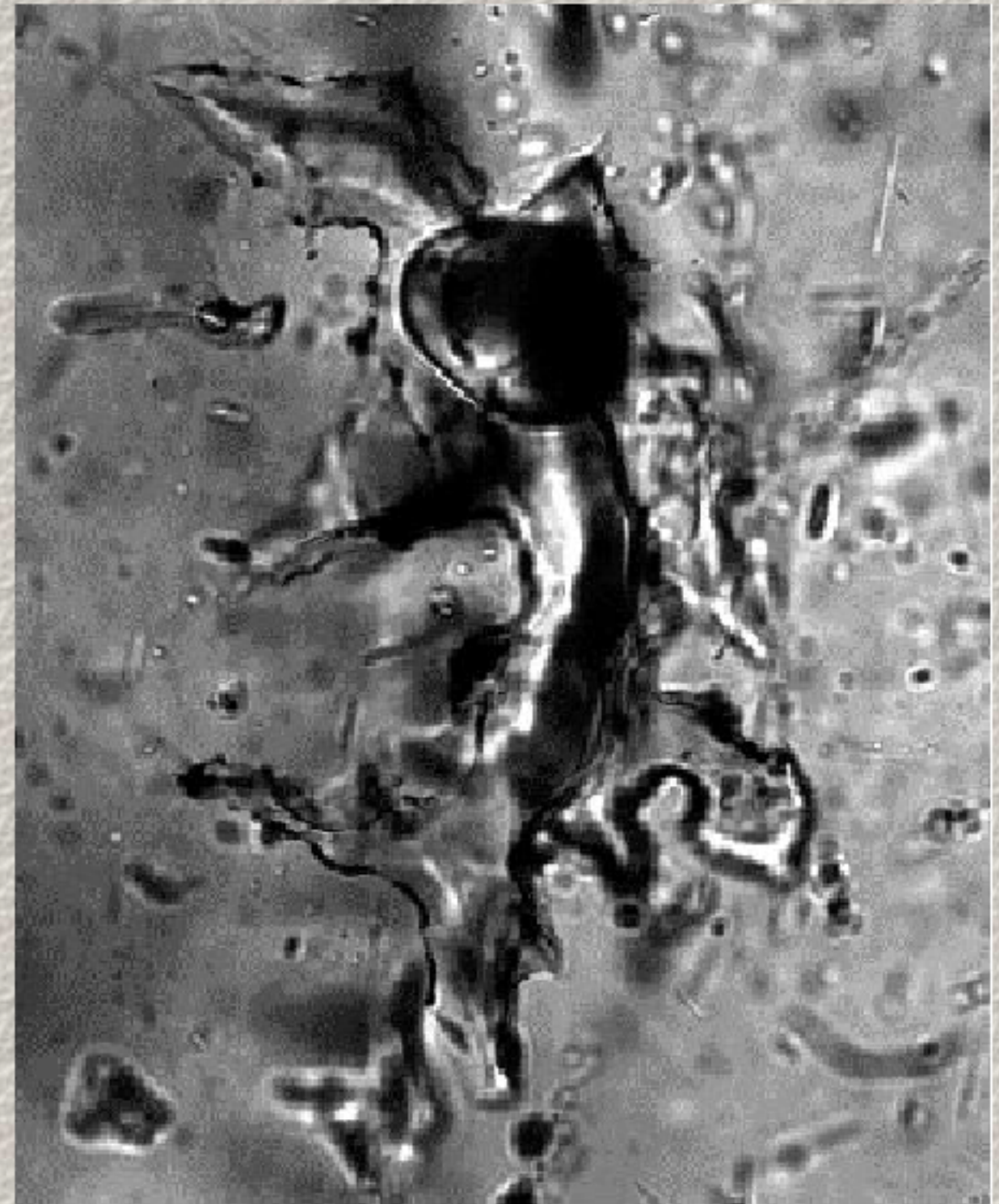


Les inclusions
hydrocarbonées...

Comment
les étudier ?



De nombreuses recherches ont été menées pour mettre au point des méthodes d'études des **inclusions hydrocarbonées**.



Ces travaux se
heurtent à deux
difficultés principales.

- ce sont des objets de petite taille,
- et qui contiennent des fluides chimiquement complexes.

Ces deux points d'achoppement vont être détaillés ici.

La petitesse des
inclusions
hydrocarbonées
constitue clairement
un frein.

Il est très difficile de
prélever les fluides
piégés à l'intérieur
des inclusions...

sauf si on emploie la méthode brutale
qui consiste à écraser l'échantillon
pour réouvrir les inclusions.



Cette méthode n'est
pas bonne,

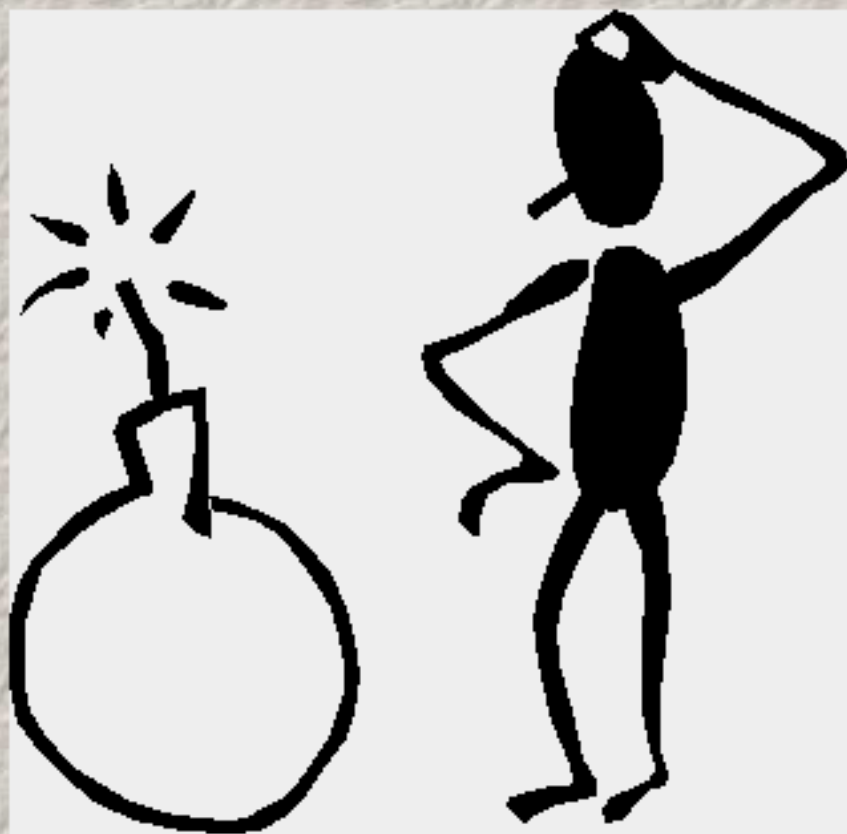


car elle libère le contenu de **toutes** les inclusions de l'échantillon.

On est alors amené à analyser le mélange de **toutes** les inclusions.

Cela n'a donc pas une grande utilité.

Le deuxième frein à l'étude des inclusions hydrocarbonées est leur complexité chimique.



Il faut savoir que les hydrocarbures naturels sont des mélanges de plusieurs centaines, voire plusieurs milliers, de molécules différentes, aux propriétés complexes.

Analyser et modéliser de tels fluides représente une vraie gageure...

Alors, que faire ?



Les inclusions
hydrocarbonées...

Les analyser par
microthermométrie et
volumétrie.



Deux méthodes
classiquement
utilisées pour les
inclusions fluides
connaissent un
regain d'intérêt sur
les inclusions
hydrocarbonées.

Ce sont:

- la microthermométrie,
- et la volumétrie.

La
microthermométrie,
c'est...

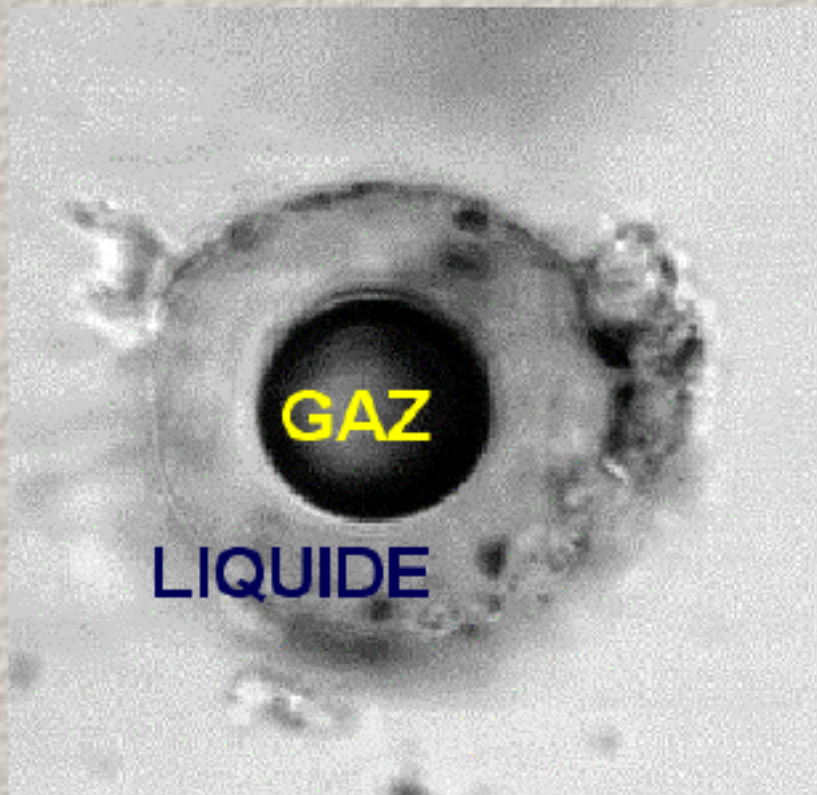
l'étude des inclusions fluides sous
microscope avec un dispositif
supplémentaire:

la platine microthermométrique.

Une **platine
microthermétrique** est
un dispositif permettant
de refroidir ou de
réchauffer l'échantillon.

L'observateur note alors les
différentes températures, qui sont
reliées à des **changements importants**
à l'intérieur de l'inclusion.

- Alors, que voit-on quand on fait varier la température ?



D'abord, à température ambiante, l'inclusion présente une bulle de gaz, sphérique, immergée dans un liquide.

- Mais, quand on refroidit, on voit en général, des solides se former.
- Quand on chauffe, on voit disparaître, soit la bulle de gaz, soit le ménisque de liquide.

Tous ces changements sont ce qu'on appelle des **changements de phases**.

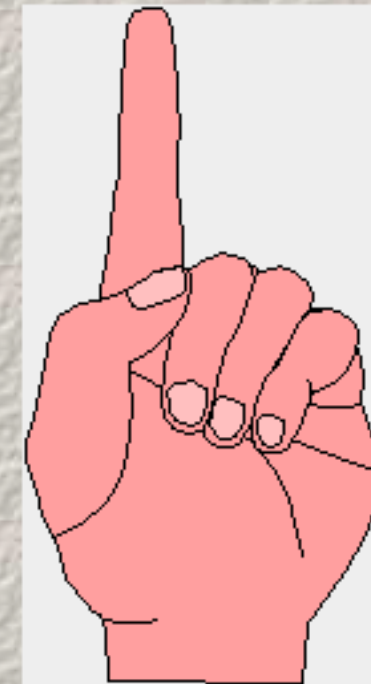
Une "**phase**" est un terme générique pour désigner un état particulier (liquide, gazeux, solide) d'une substance donnée.

On observe, en général, des associations de phases (exemple: l'association liquide-vapeur observée dans les inclusions à température ambiante).

Quand on fait varier la température, ou bien une phase disparaît, ou bien une phase nouvelle se forme.

La microthermométrie, c'est la mesure des températures des changements de phases.

Mais,
pour pouvoir utiliser les
mesures
microthermométriques, il
faut connaître le **diagramme
de phases** du fluide piégé.

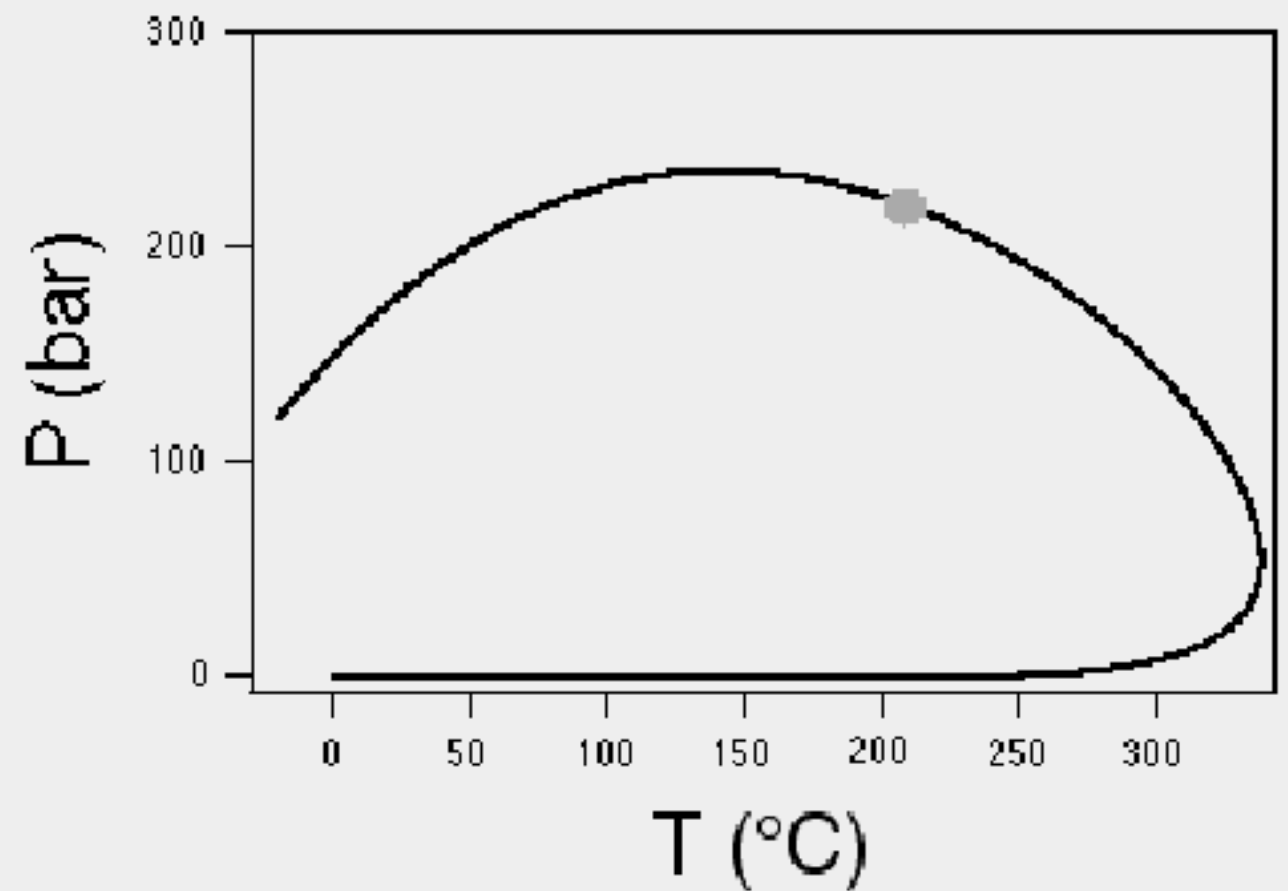


Le diagramme de phases, c'est la visualisation de l'ensemble des conditions de pression, température, composition qui marquent un changement de phases.

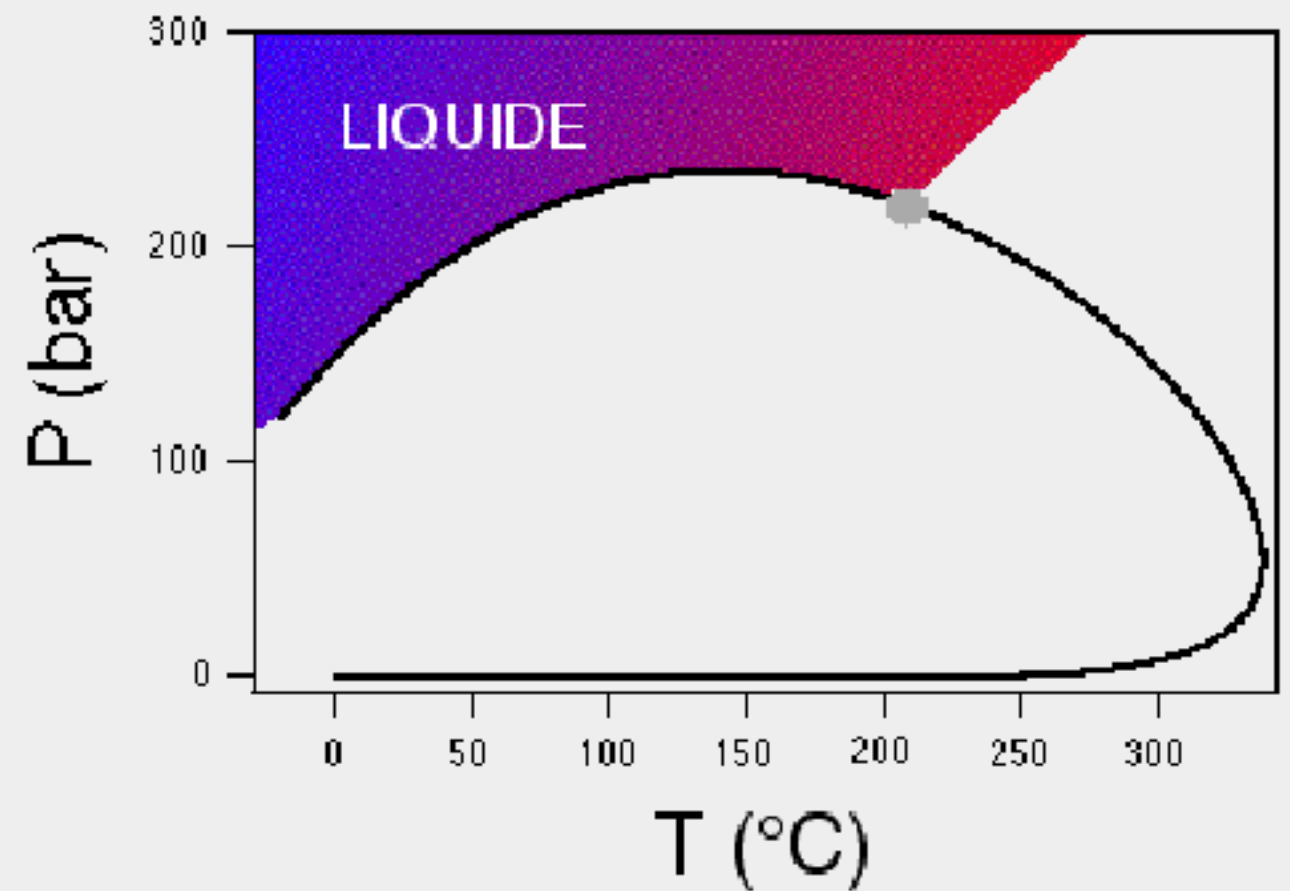
Comme la composition des inclusions fluides reste constante, on s'intéressera uniquement aux conditions de pression et de température.

Voici le diagramme de phases typique d'une huile dans le plan (pression-température).

Comment lire ce diagramme?

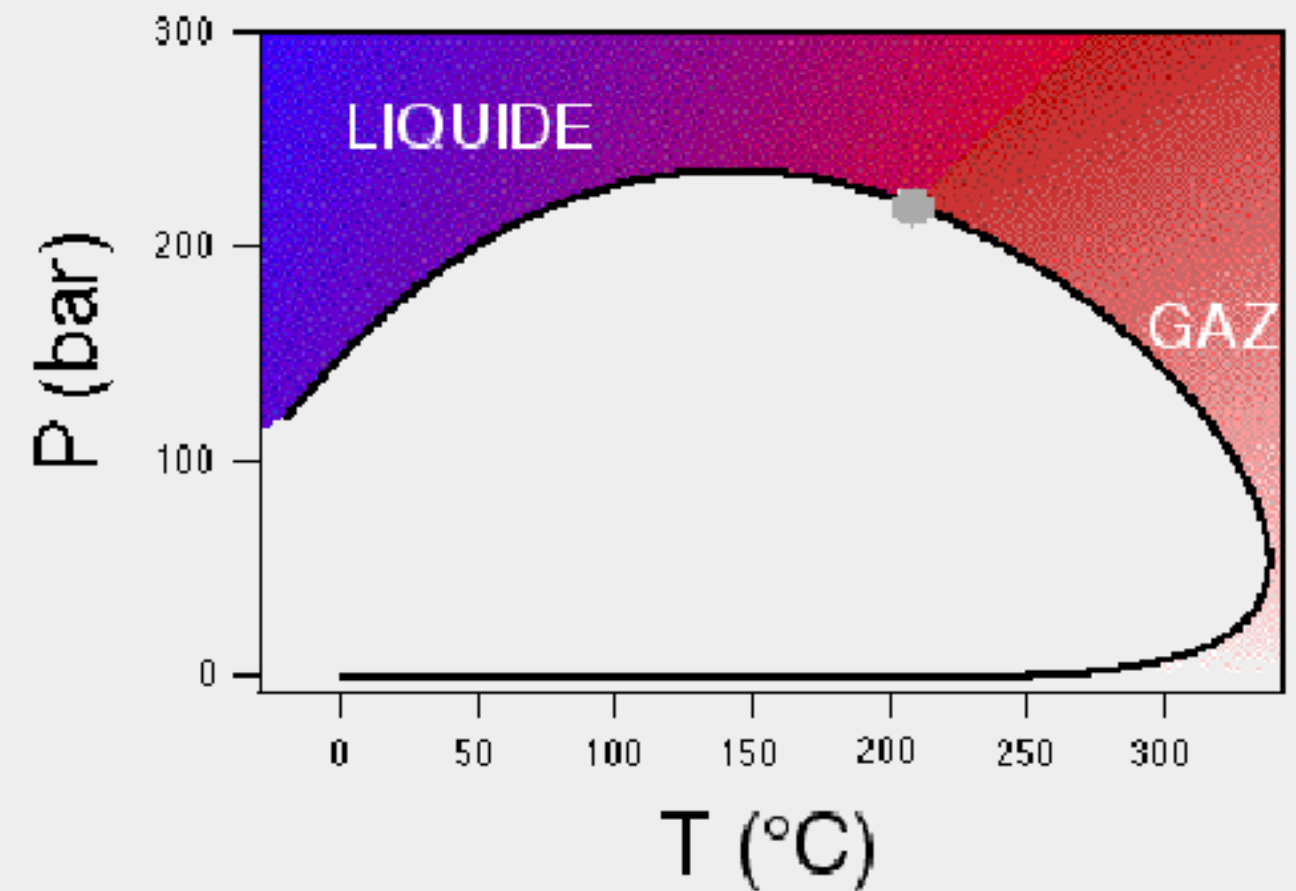


Ici, pour des conditions des hautes pressions et basses températures, le domaine du liquide seul.



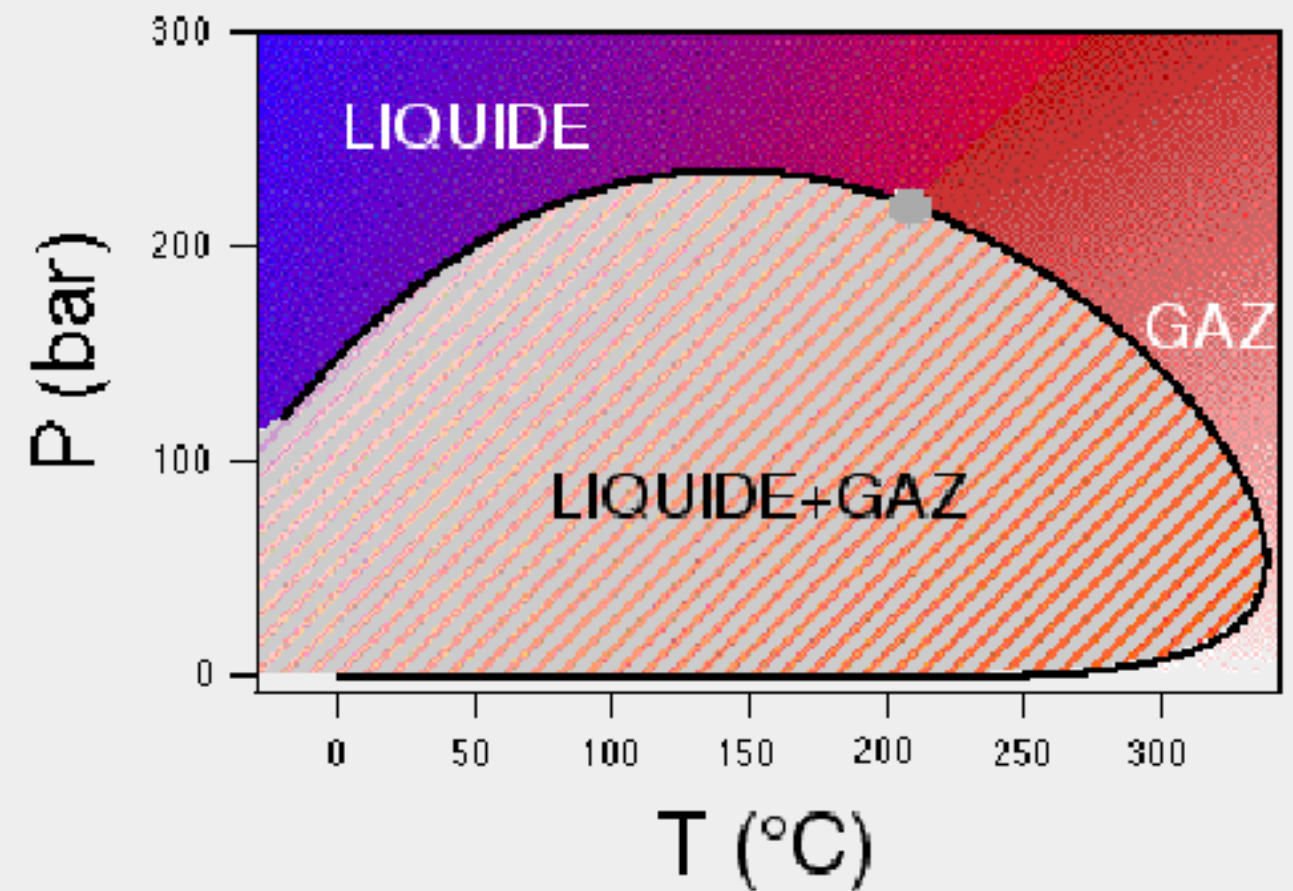
Voici, pour des conditions de basses pressions et hautes températures, le domaine du gaz seul.

Notez ici qu'il n'y pas de frontière nette entre le liquide et la gaz. On passe ici progressivement de fluides de densités élevées à des fluides de densités plus faibles. Mais quand peut-on dire qu'on a un gaz ou un liquide ?



Pour des conditions de pressions et températures intermédiaires, voilà le domaine où peuvent coexister un gaz et un liquide.

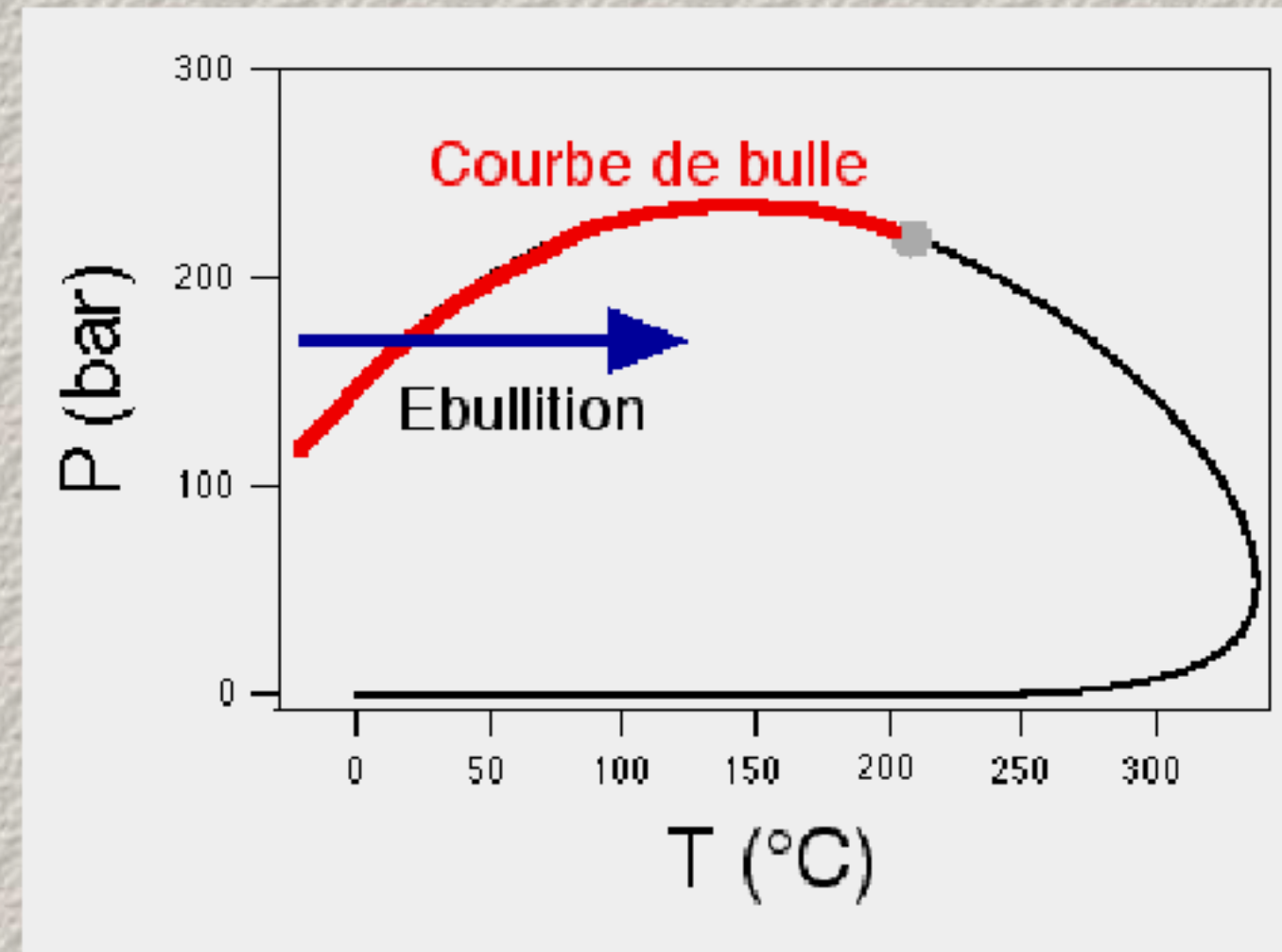
Lorsque coexistent un gaz et un liquide, le problème de définition de liquide et de gaz ne se pose plus.



Les courbes
délimitent les
domaines
d'associations de
phases.
Elles portent des
noms spécifiques
utiles à connaître.

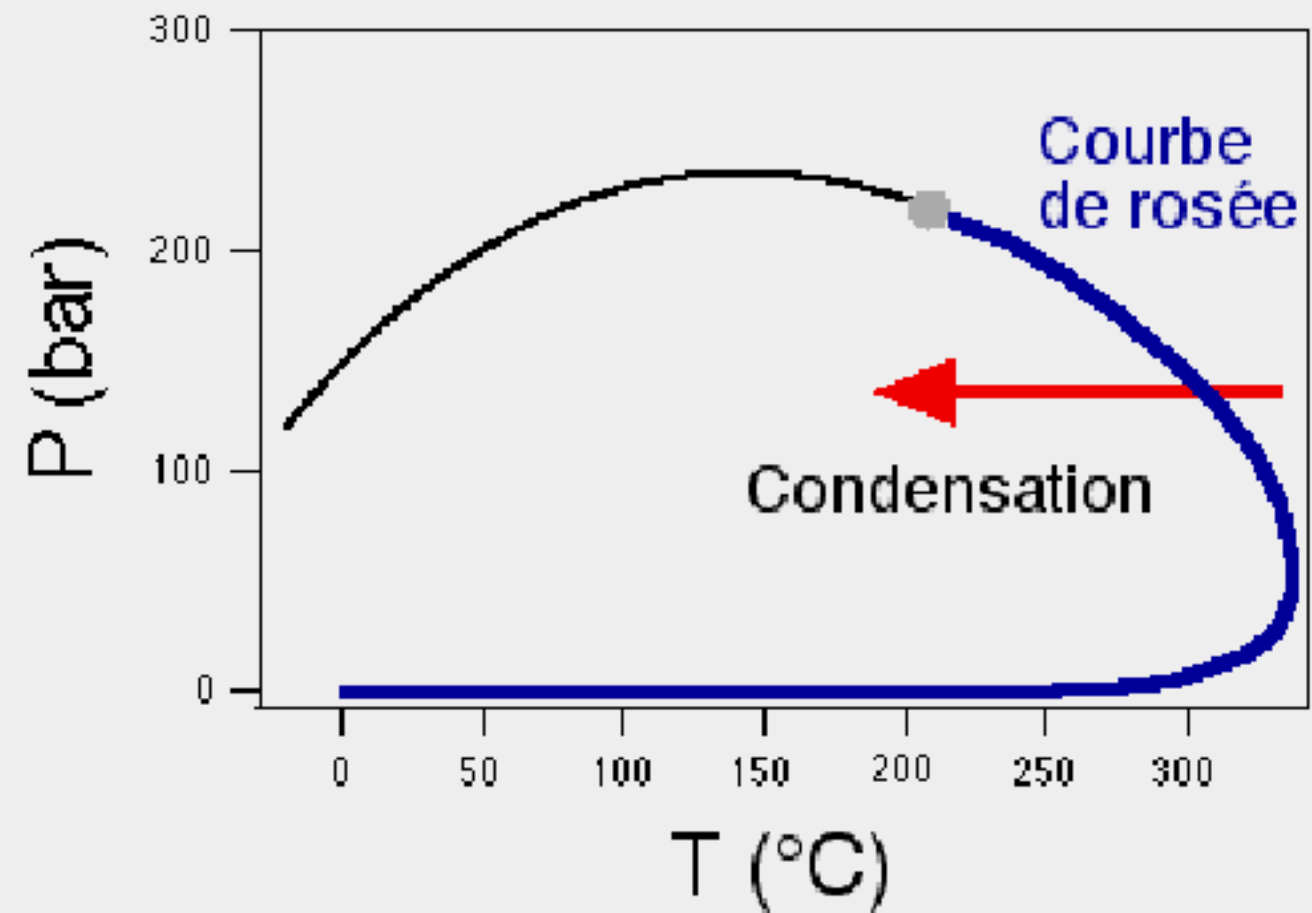
La courbe en rouge est la courbe de
bulle (ou d'ébullition).

Quand on chauffe à pression
constante un liquide jusqu'à
l'ébullition, on traverse cette courbe.



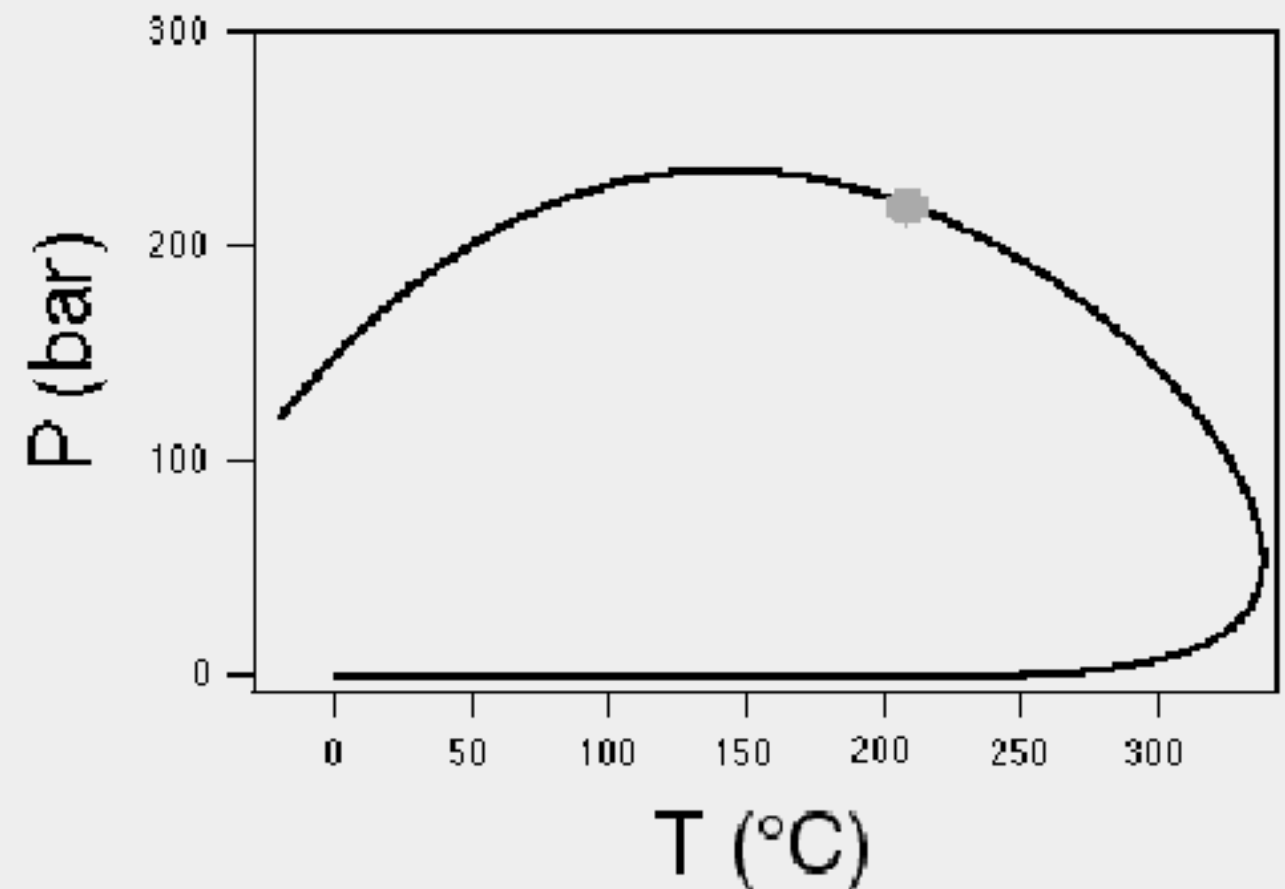
La courbe en bleu est la courbe de rosée (ou de condensation).

Quand on refroidit à pression constante un gaz jusqu'à la condensation, on traverse la courbe de rosée.



L'ensemble (courbe de bulle -
courbe de rosée) délimite le
domaine diphasique (liquide+
vapeur) du domaine monophasique.

Ces deux courbes forme ce qu'on
appelle une "isoplèthe".

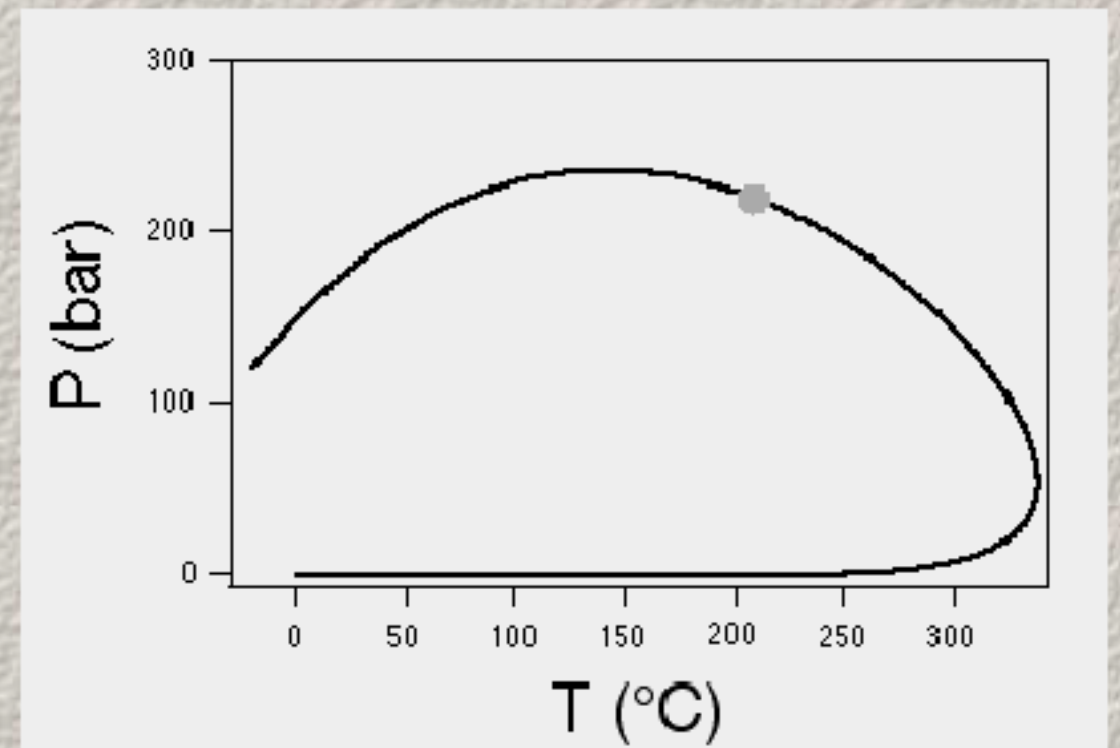
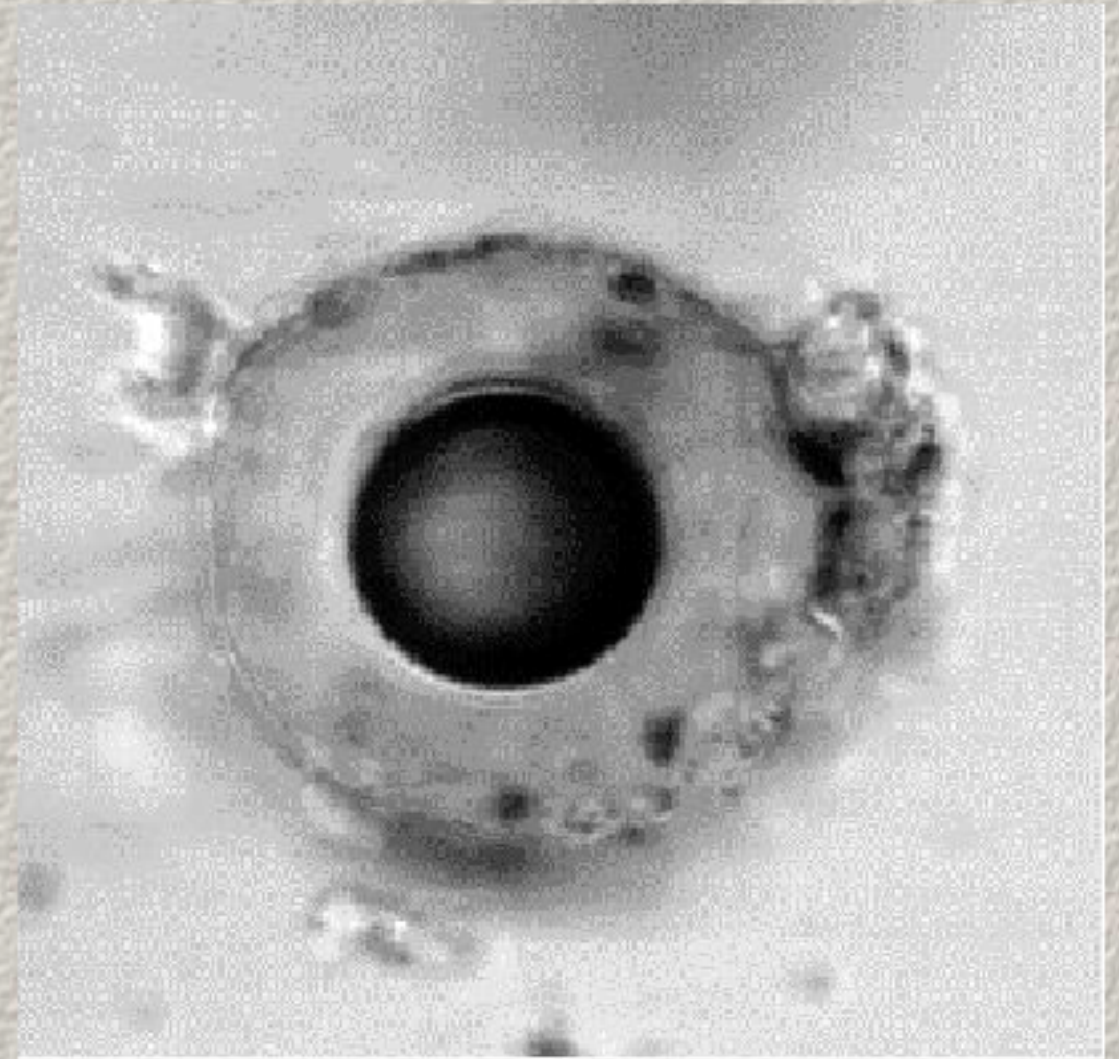


Isoplèthe signifie "à composition
constante".

Il faut, en effet, se rappeler que toute
isoplèthe est tracée pour une
composition fixée.

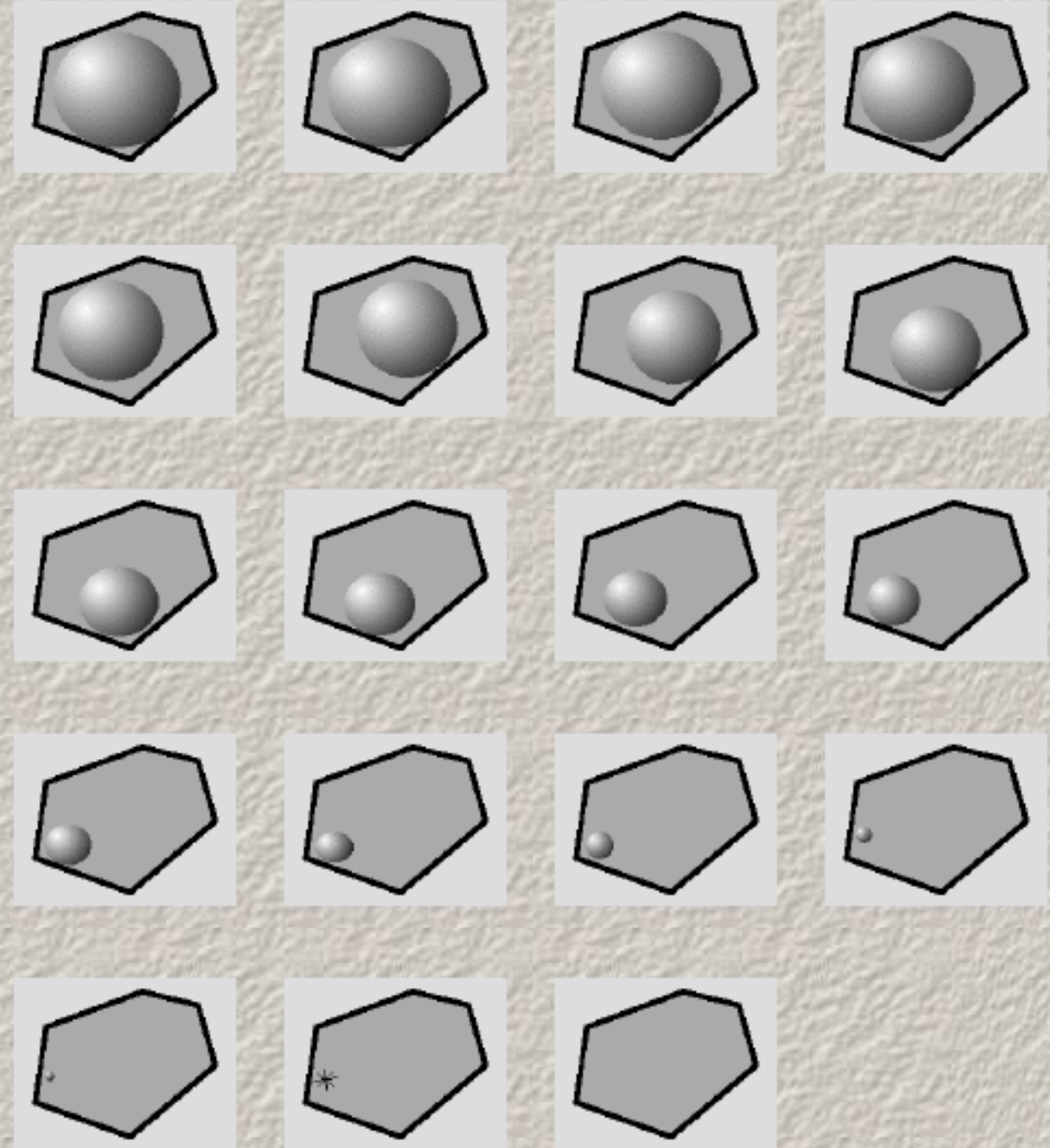
Revenons
maintenant à nos
inclusions
hydrocarbonées.

Quel usage fait-on
des diagrammes de
phases ?

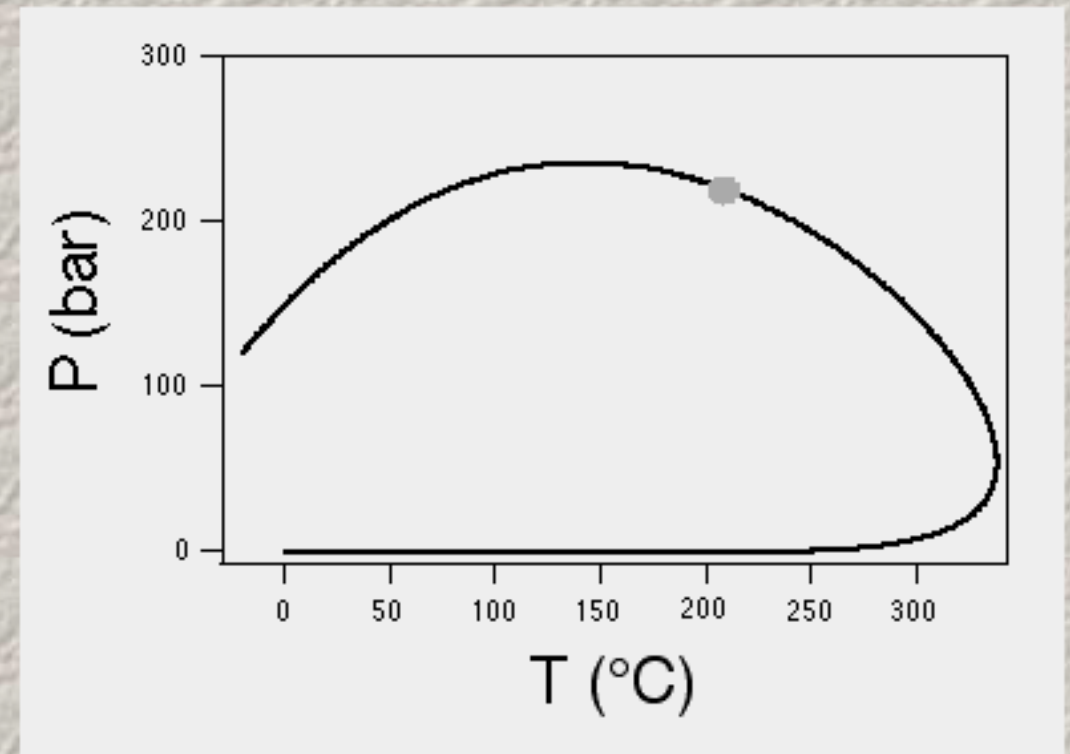


**Voici ce qu'on peut voir
quand on passe une
inclusion hydrocarbonée
sous la platine
microthermométrique.**

**En chauffant
progressivement, la bulle
de gaz rétrécit et finit
par disparaître.**



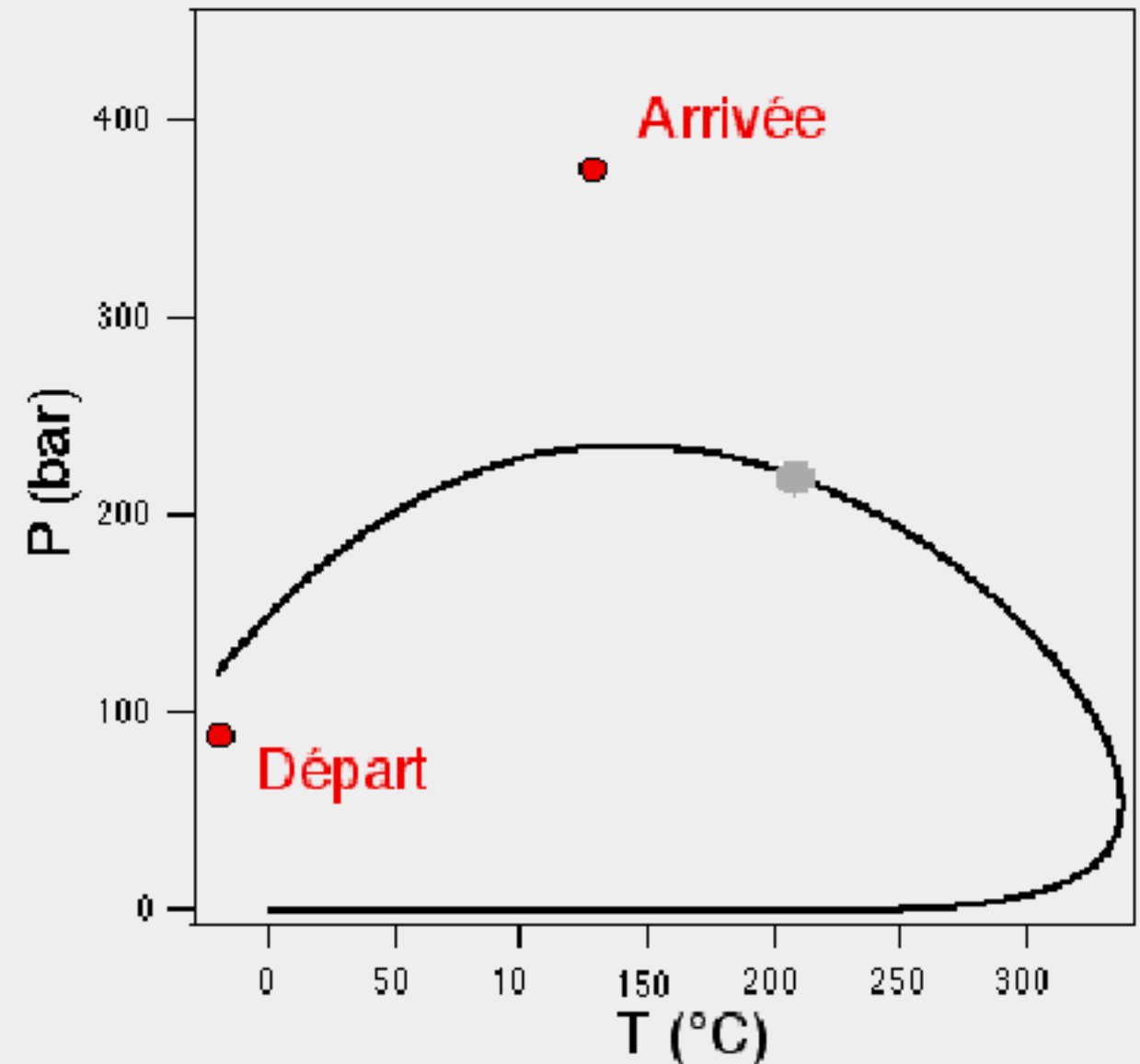
Comment interpréter
ces observations avec
l'aide du diagramme de
phases ?



Le point de départ est dans le domaine diphasique (liquide-vapeur).

Le point d'arrivée est dans le domaine monophasique liquide.

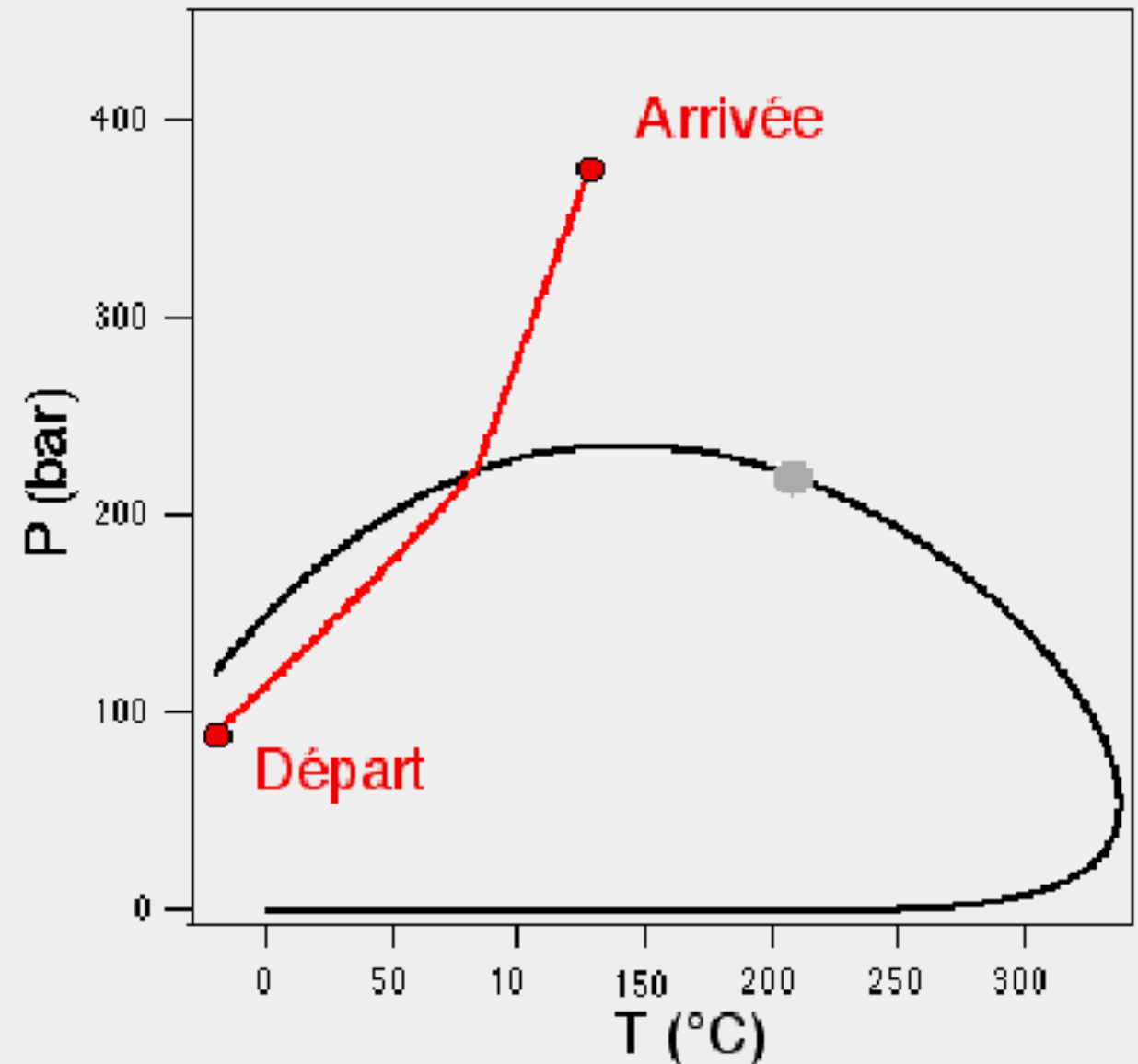
Quel est le chemin suivi par l'inclusion ?



Le chemin suivi par l'inclusion est figuré ci-contre.

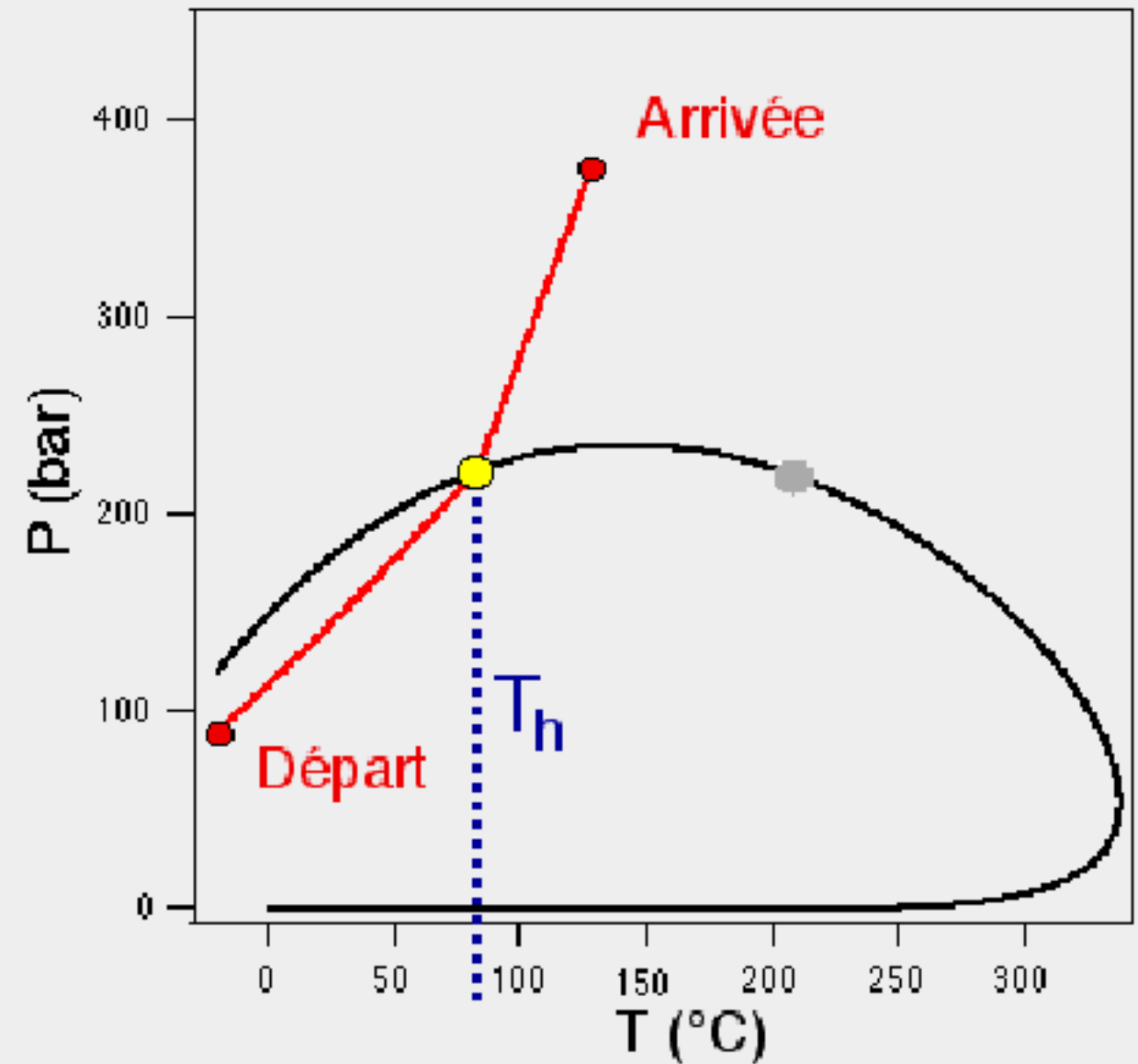
Ce trajet P-T est appelé **isochore**, terme qui signifie étymologiquement à "volume constant".

Ce qui est effectivement le cas, car les inclusions ont (en première approximation) un volume fixe.



Le point intéressant est l'intersection
de l'isochore avec la courbe de
bulle.

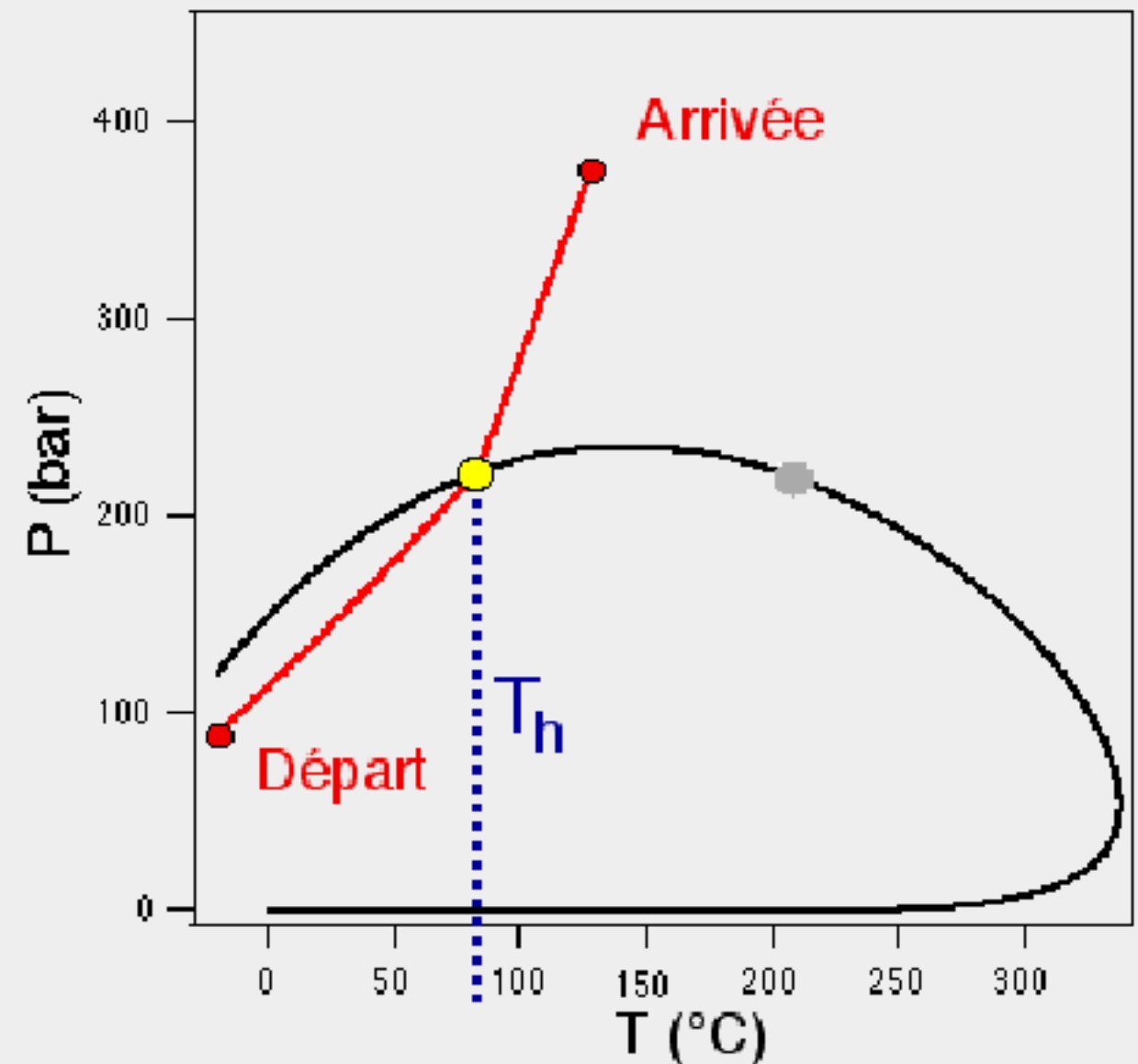
C'est le **point d'homogénéisation**,
car il marque le passage d'un
assemblage diphasique à une seule
phase.



La température du point
d'homogénéisation est
systématiquement mesurée en
microthermométrie.

C'est une donnée importante.

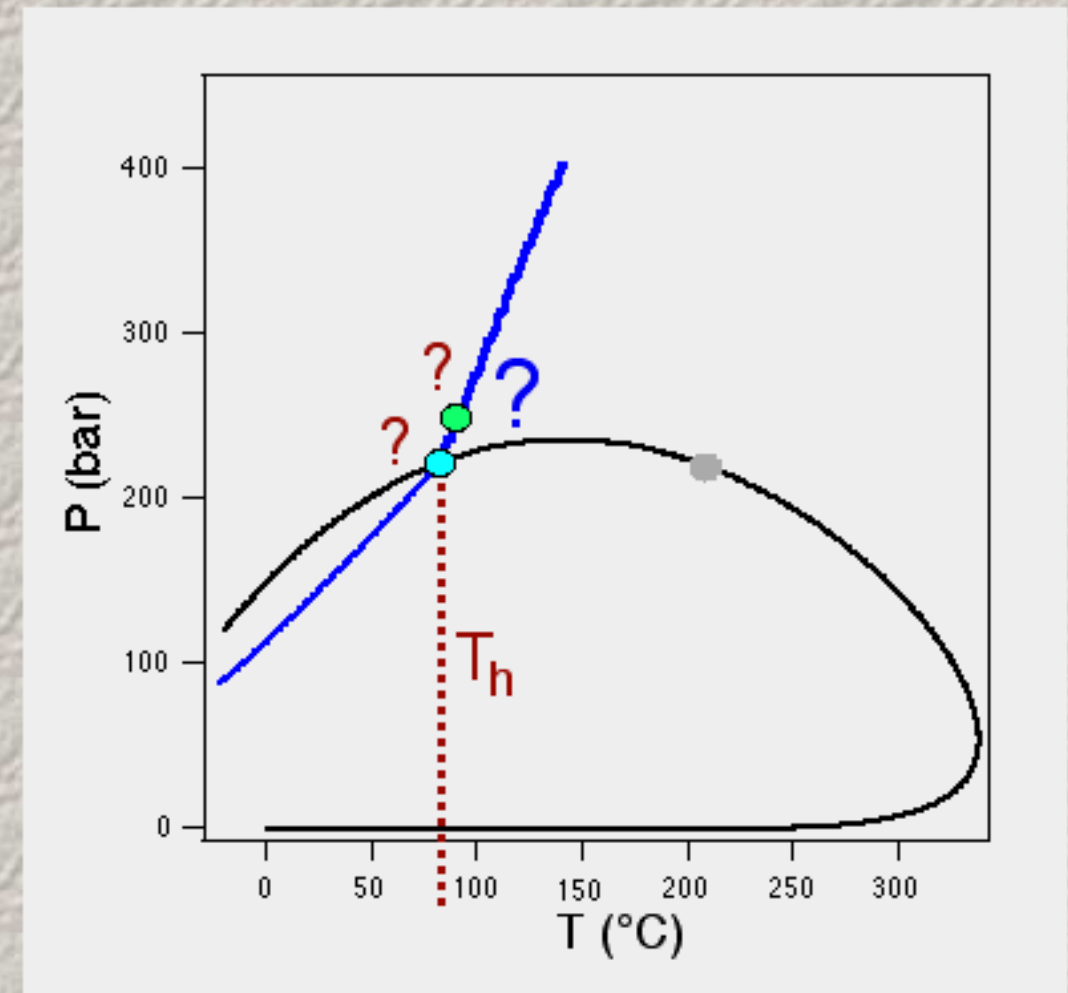
Pourquoi ?



Si on part de l'hypothèse que l'inclusion s'est refermée en piégeant un liquide homogène,

alors, à un moment donné dans son histoire, le fluide dans la roche avait une pression et une température le long de l'isochore dans le domaine monophasique.

Evidemment, les conditions (P-T) de piégeage ne sont pas connues, mais nous en avons une idée grâce à la mesure de la " T_h ".



Il y a encore moyen
d'aller plus loin pour
estimer la **pression**
de piégeage des
inclusions
hydrocarbonées.

Ceci est possible si l'échantillon étudié
contient des **inclusions aqueuses**.

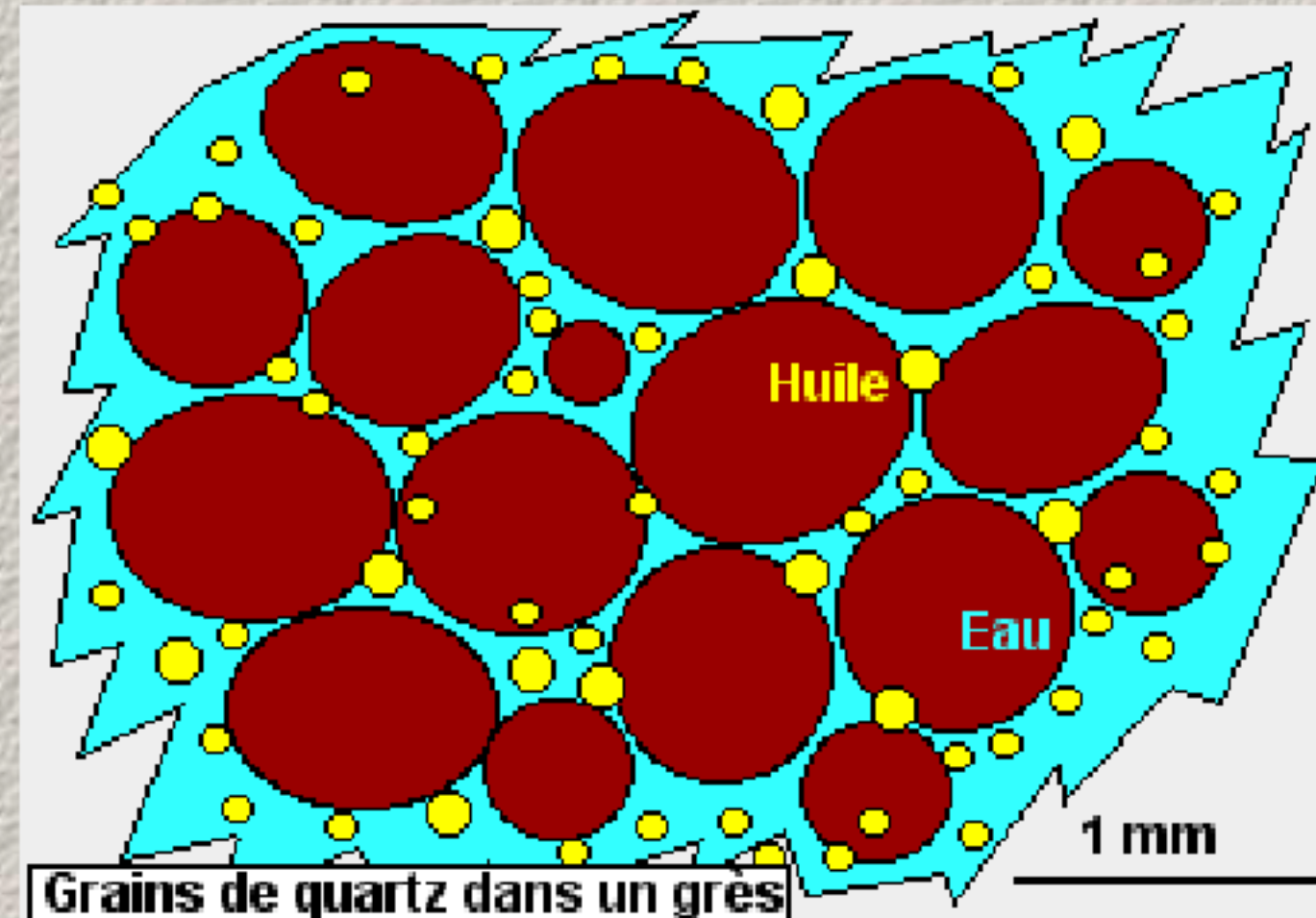
Les **inclusions aqueuses** sont des inclusions qui ont piégé une partie des eaux interstitielles présentes dans les pores de la roche.

Si ces inclusions aqueuses sont contemporaines des inclusions hydrocarbonées, on pourra déterminer les conditions de pression et de température de piégeage de ces inclusions.

[Voici comment...](#)

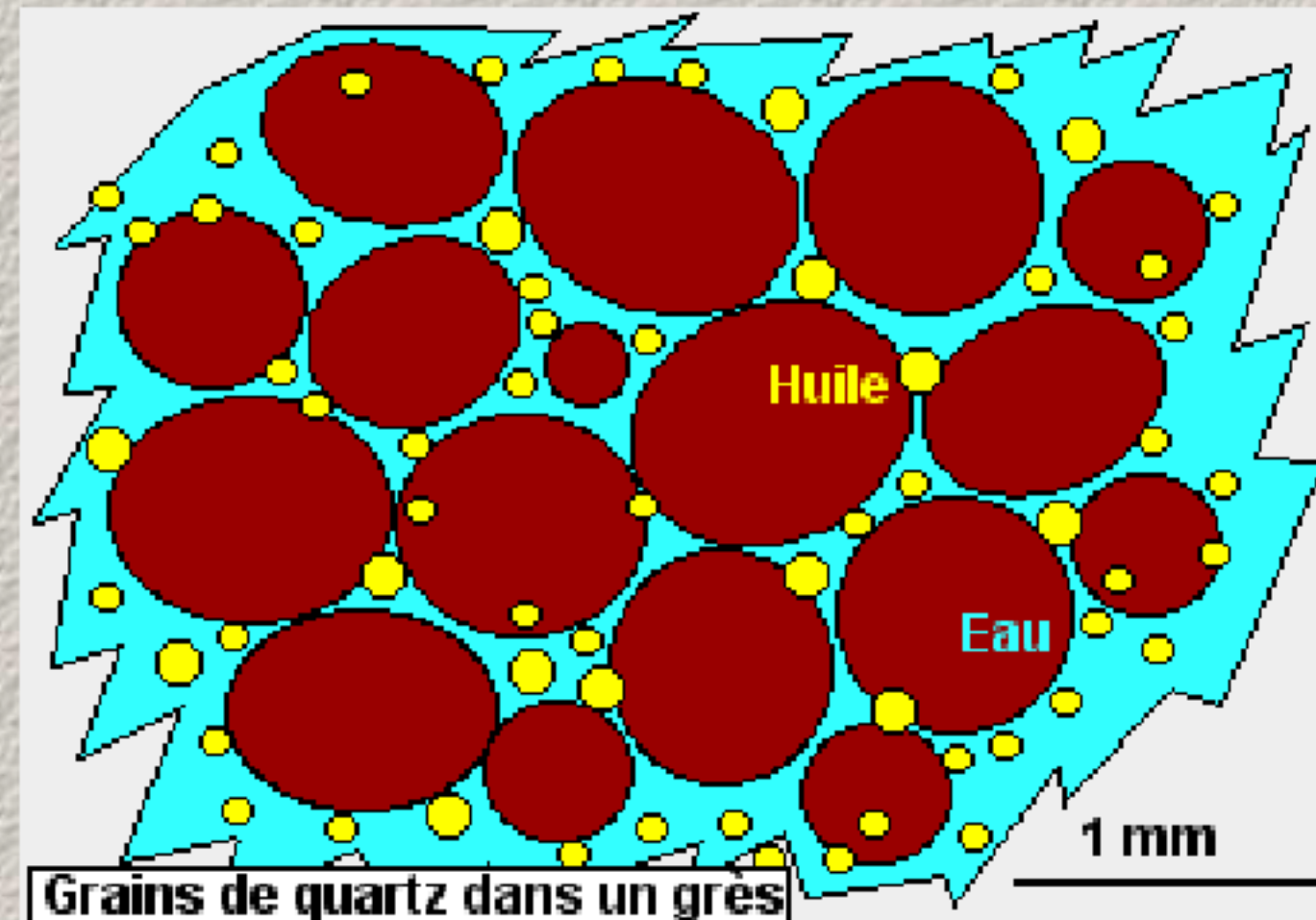
Au moment du piégeage,
la roche contient dans
ses interstices un
mélange diphasique
d'eau et d'huile.

Voici comment on peut imaginer la
roche.



Cette eau interstitielle est en permanence saturée en hydrocarbures, car elle est en contact de goutelettes d'huile.

Mais lorsque la fermeture des inclusions aqueuses sera réalisée, ceci n'est plus vrai.



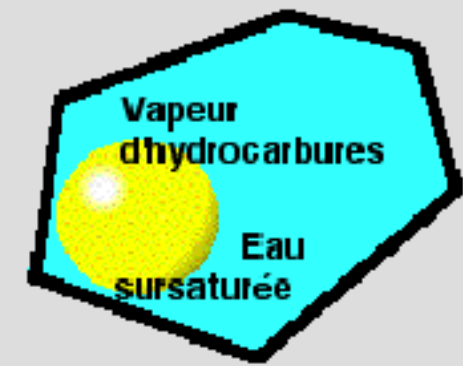
La moindre baisse de température de l'eau piégée conduit à **sursaturer l'eau en hydrocarbures**.

Les hydrocarbures (et le méthane en particulier) en excès sont expulsés de l'eau et viennent nourrir la bulle de vapeur.

Au moment
du piégeage



A une température
inférieure
à celle du
piégeage



Ce qui veut dire en d'autres termes,...

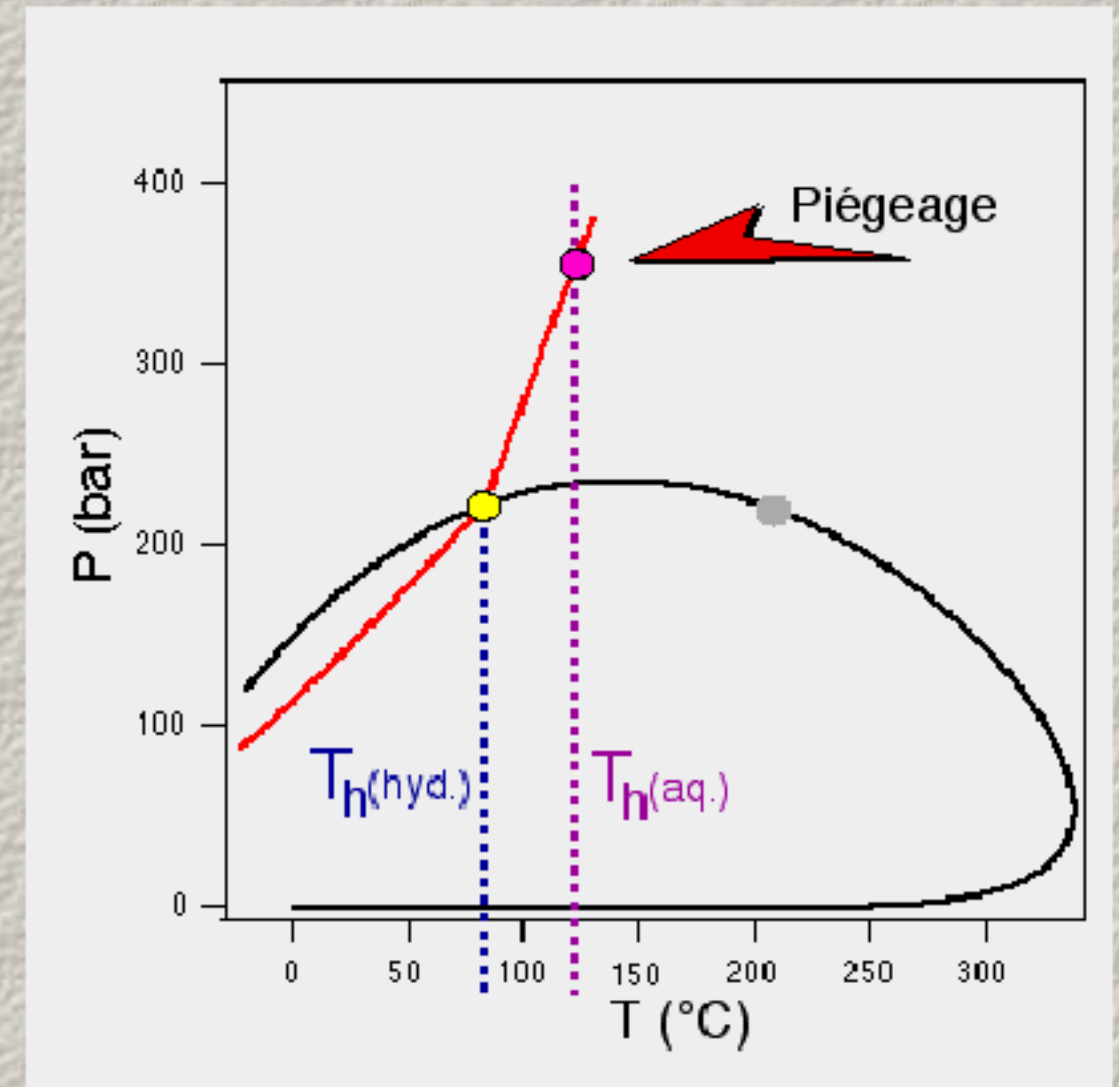
que la température d'homogénéisation des inclusions aqueuses correspond à la température de piégeage.

Passons à l'application.

Revoici le diagramme de phases.

La température d'homogénéisation des inclusions aqueuses donne la température de piégeage des inclusions.

La pression de piégeage est lue sur l'isochore des inclusions hydrocarbonées.



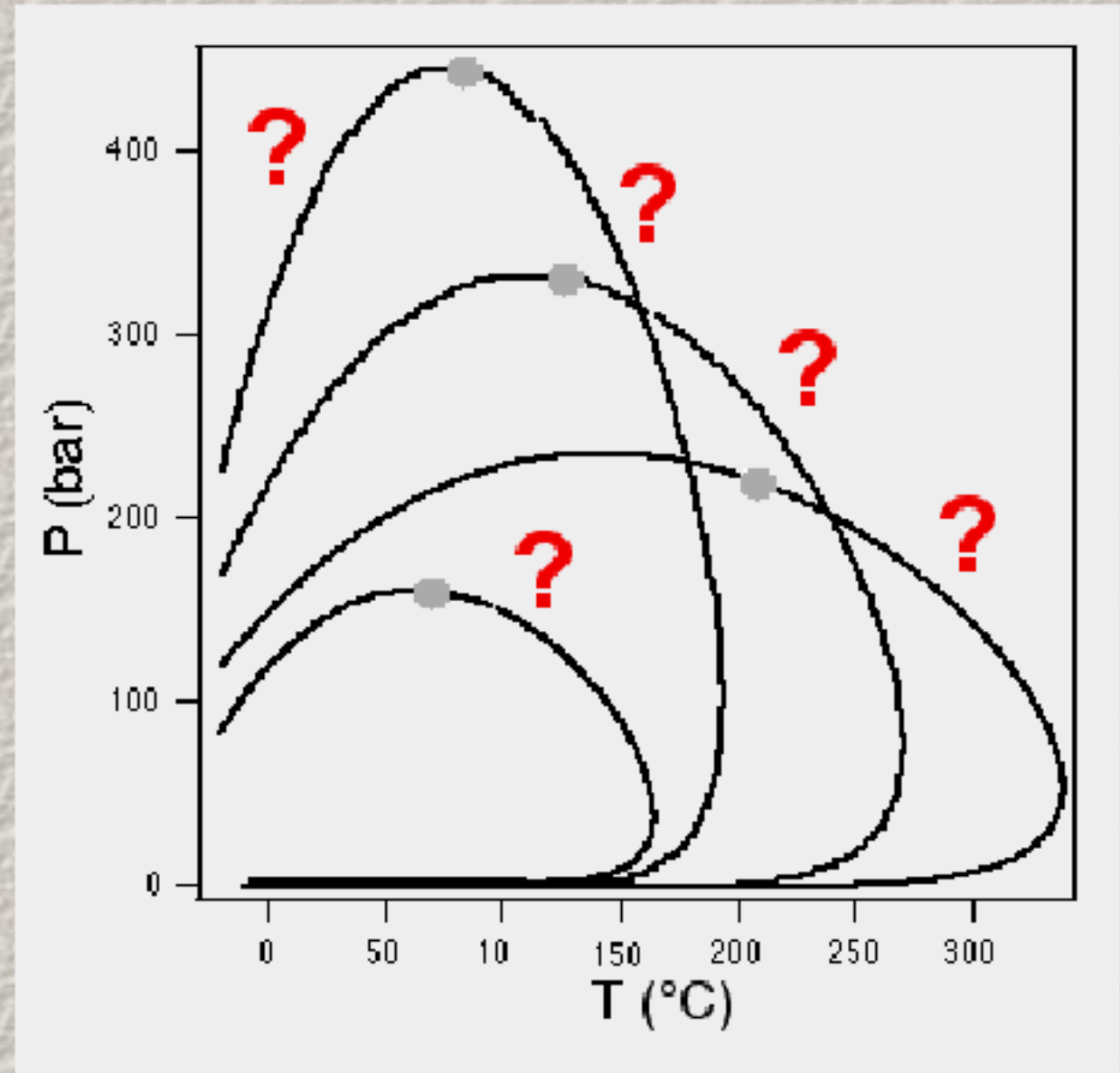
Mais le gros problème est que la composition de l'inclusion n'est pas connue.

Et faute de connaître la composition, on ne peut tracer avec précision l'isoplèthe de l'inclusion et déterminer les conditions (P-T) de piégeage.

Voici les isoplèthes de différents fluides hydrocarbonés.

Parmi toutes ces isoplèthes, laquelle est la bonne pour une inclusion donnée ?

Une autre technique, la volumétrie peut nous aider.



La **volumétrie**, c'est...

la mesure de la taille de la bulle de vapeur en fonction de la température.

A une même température, certaines inclusions sont caractérisées par une grosse bulle de vapeur; d'autres par une petite bulle.

La taille de la bulle de gaz est, par conséquent, une information supplémentaire, qui peut être utilisée pour estimer la composition de l'inclusion.

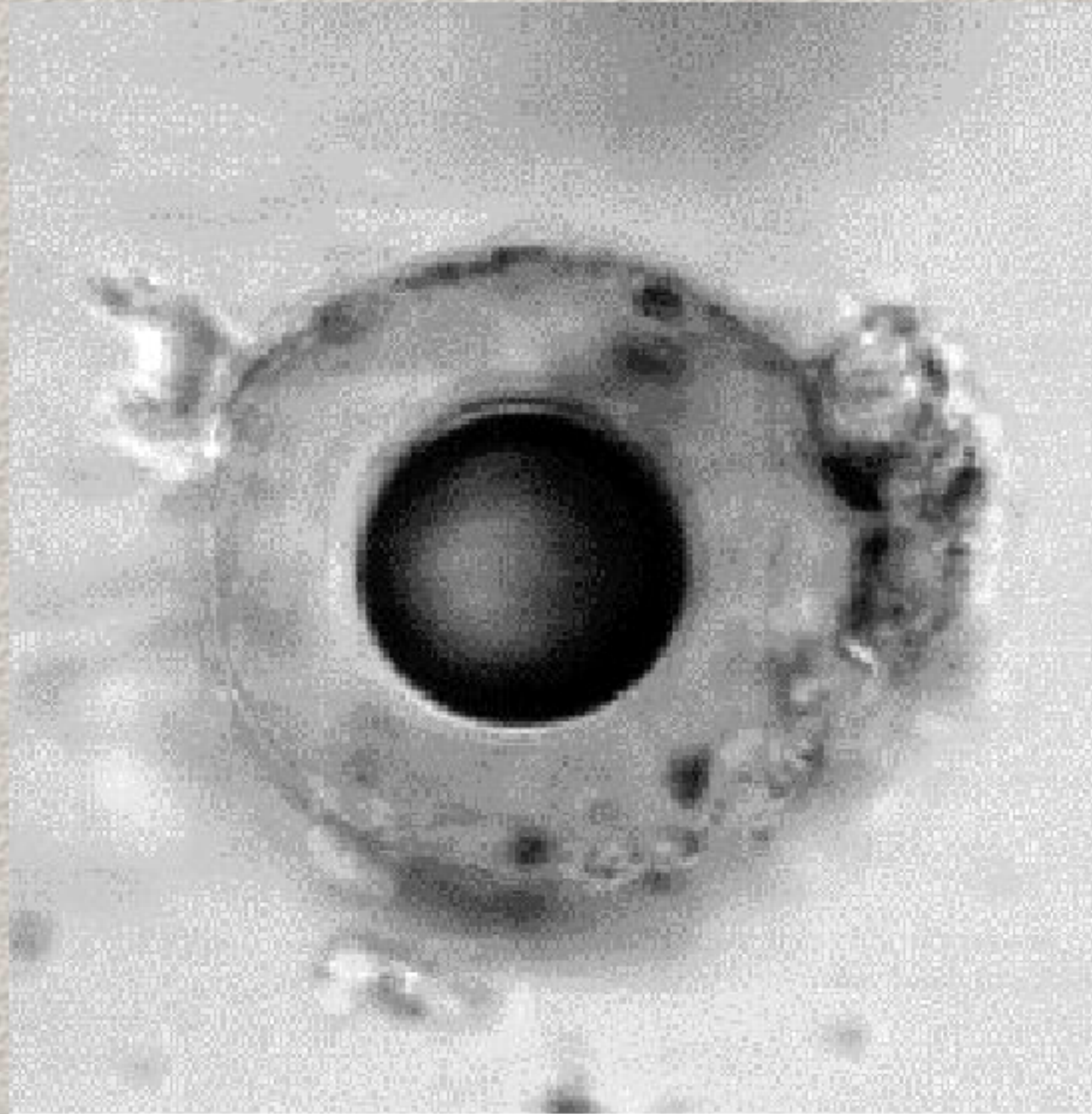
**Nous verrons plus loin
comment utiliser cette
technique
supplémentaire.**

**Indiquons auparavant
quelles méthodes sont
utilisables pour mesurer
le volume de gaz.**

- La première est une simple estimation visuelle.
- L'alternative est l'utilisation d'un **microscope confocal**, couplée à un laser, permettant de faire fluorescer les hydrocarbures de l'inclusion. Cette technique permet d'obtenir des estimations plus précises de la fraction volumique de gaz dans l'inclusion.

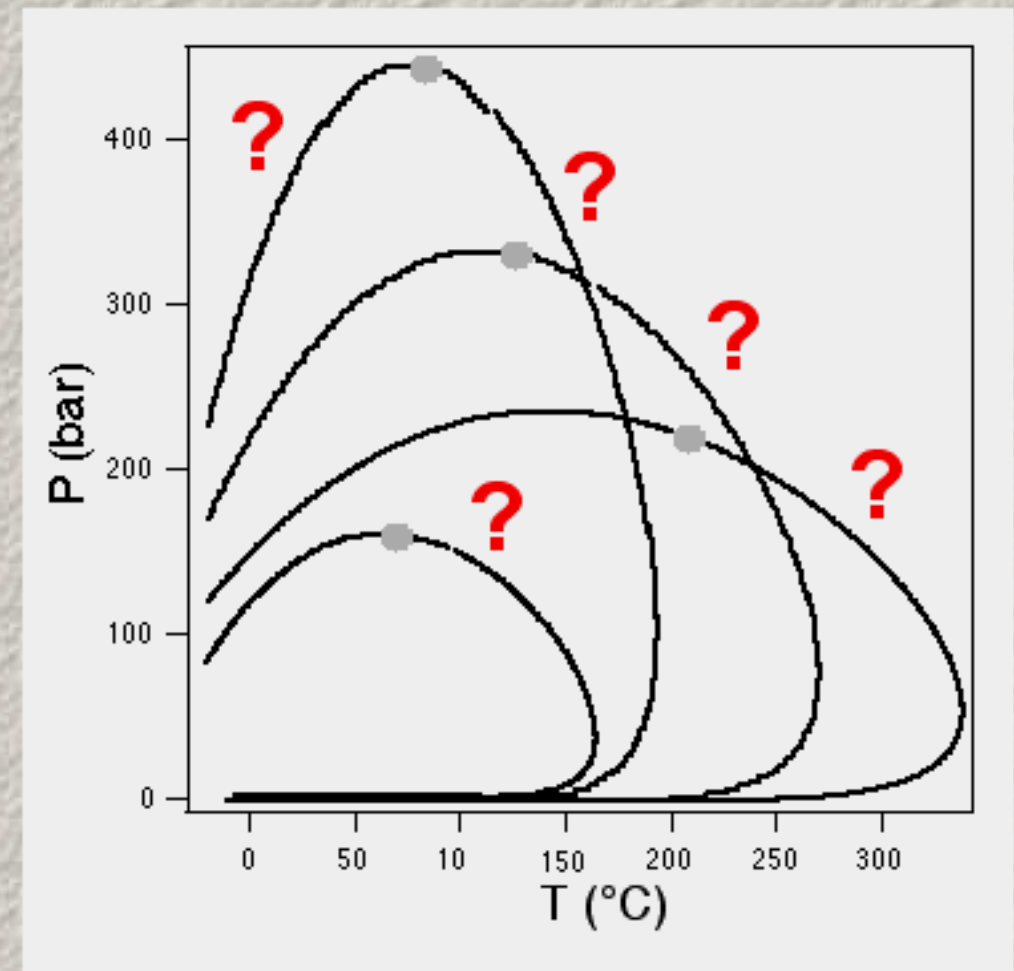
Les inclusions
hydrocarbonées...

Le modèle FIT-Oil



FIT-Oil est un logiciel permettant d'estimer la **composition** des inclusions hydrocarbonées à partir de simples mesures microthermométriques et volumétriques.

Le but est de déterminer le diagramme de phases de l'inclusion étudiée.



Or, les fluides pétroliers sont des mélanges complexes de plusieurs centaines de molécules différentes.



**Alors,
comment procéder ?**

En fait, **FIT-Oil** ne
cherche pas à
donner la
composition détaillée
et complète du fluide,

mais seulement, une composition
simplifiée permettant de reproduire les
propriétés et le comportement du
fluide.

Pour cela, **FIT-Oil** utilise un **modèle compositionnel** s'appliquant bien aux fluides pétroliers.

- Un **modèle compositionnel** ?

- Qu'est-ce que c'est ?

Un **modèle compositionnel** est un modèle simplifié, basé sur quelques paramètres permettant de décrire la composition et les propriétés thermodynamiques d'un fluide.

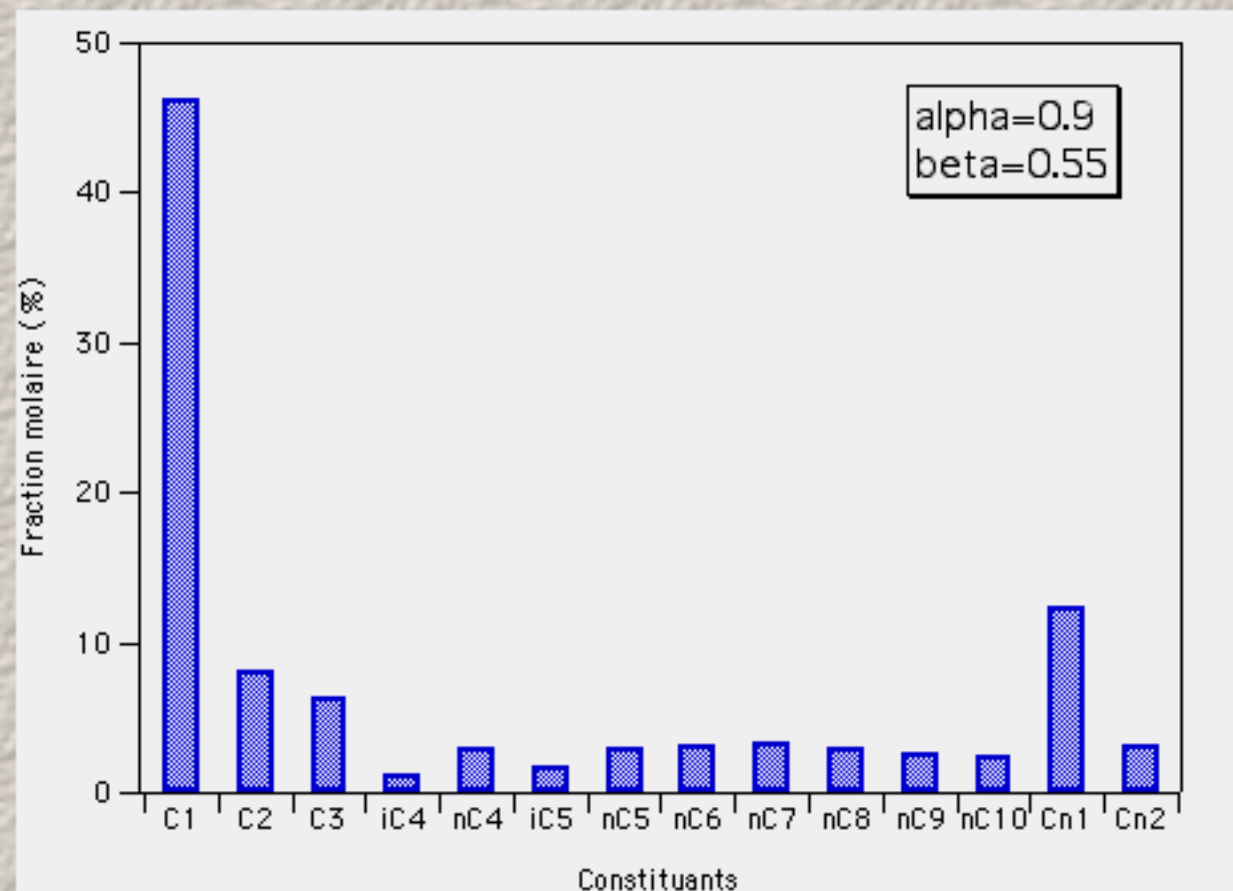
Le modèle utilisé dans **FIT-Oil** utilise deux paramètres uniquement, **alpha** et **beta**.

Les deux paramètres **alpha** et **beta** servent à calculer la composition d'un **mélange modèle**, composé de 14 **constituants hydrocarbonés**.

Les 14 constituants sont:

1. le méthane,
2. l'éthane,
3. le propane,
4. l'isobutane,
5. le butane,
6. l'isopentane,
7. le pentane,
8. l'hexane,
9. l'heptane,
10. l'octane,
11. le nonane,
12. le décane,
- et deux constituants lourds,
13. **C_{n1}**,
14. et **C_{n2}**.

Voici, par exemple, le spectre de composition
typique d'une huile donnée par **FIT-Oil**,
calculé avec **alpha=0.9** et **beta=0.55**



Mais, comment sont calculées
les compositions ?



FIT-Oil utilise une relation de récurrence, donnée par

$$X_n = \alpha \left(1 - \frac{\beta}{n} \right) X_{n-1}$$

qui relie les fractions molaires de deux constituants consécutifs à **(n-1)** et **n** nombres d'atomes de carbone.

C'est, en fait, une sorte
de loi géométrique, de
raison **alpha**, et corrigée
dans ses premiers
termes par le paramètre
beta.

Cette relation a été
validée sur de
nombreuses huiles
naturelles.

Le paramètre **alpha** permet de préciser la quantité de molécules lourdes dans l'huile.

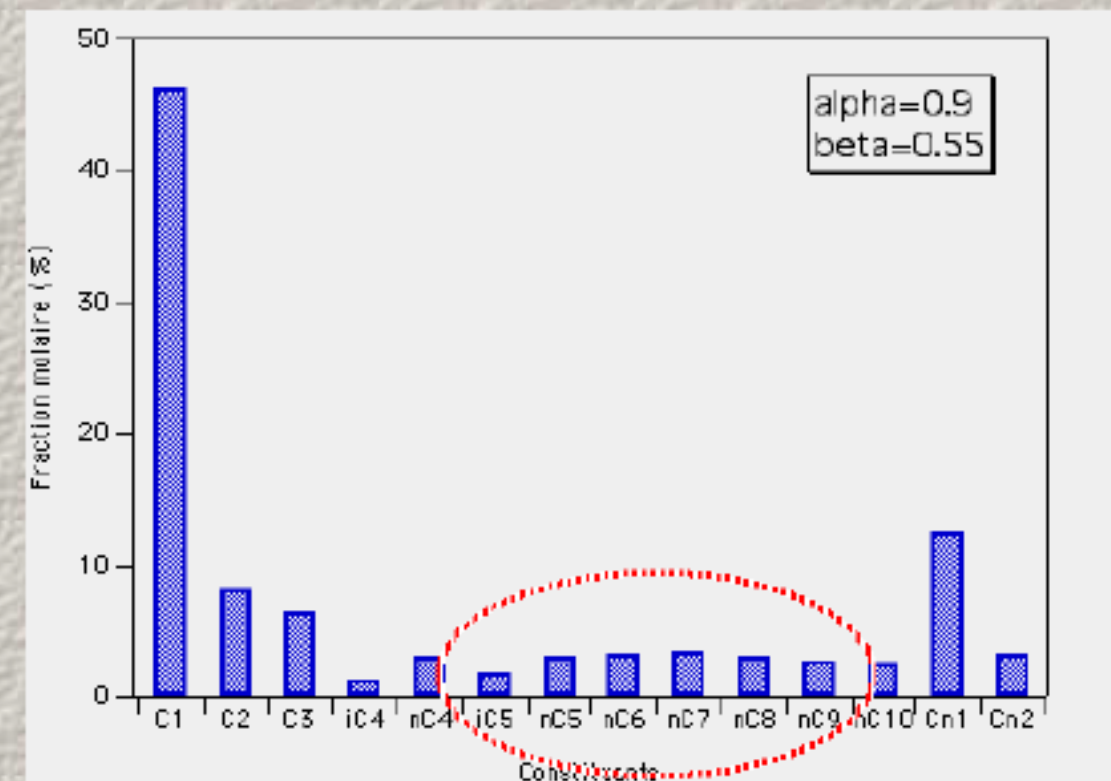
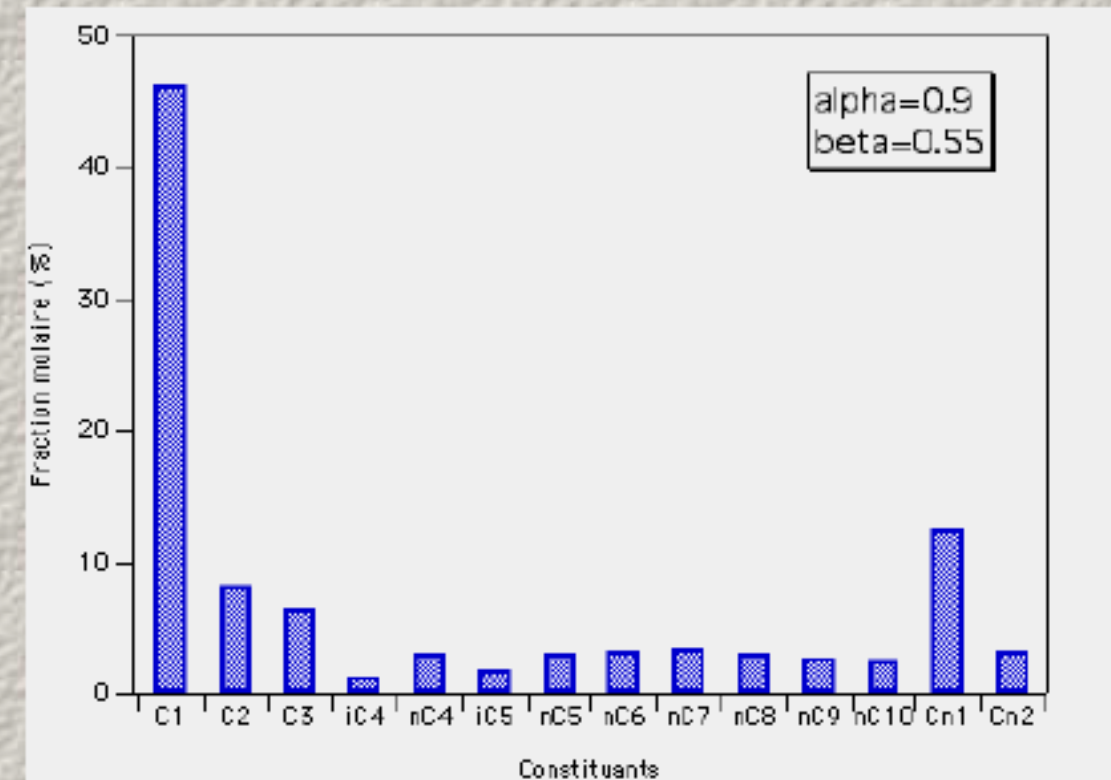
Le paramètre **beta** quantifie la proportion d'espèces légères et volatiles dans le fluide.

D'autres corrections sont incluses dans le modèle.

Par exemple, une correction permet
de tenir compte de la bosse de
chameau du spectre

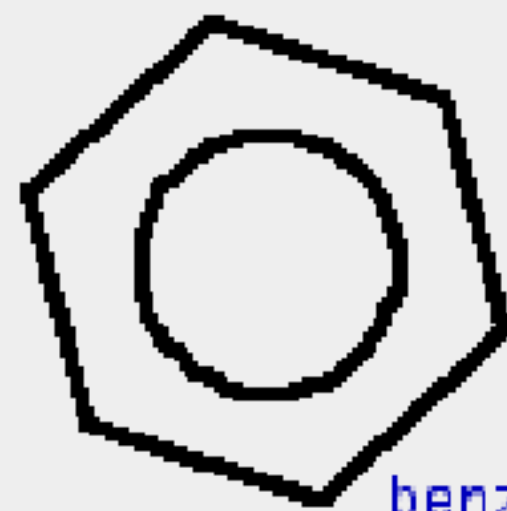
(les espèces C6 et C7 sont en
quantités plus grandes dans les
fluides naturels.

Voyez pourquoi ici).



**Cette relative
abondance des
molécules à 6-7 atomes
de carbone peut
s'expliquer facilement.**

Les cycles à 6 atomes de carbone
sont fréquents dans la matière
organique. Ces groupements sont
libérés en grande quantité lors de
la dégradation de la matière
organique.



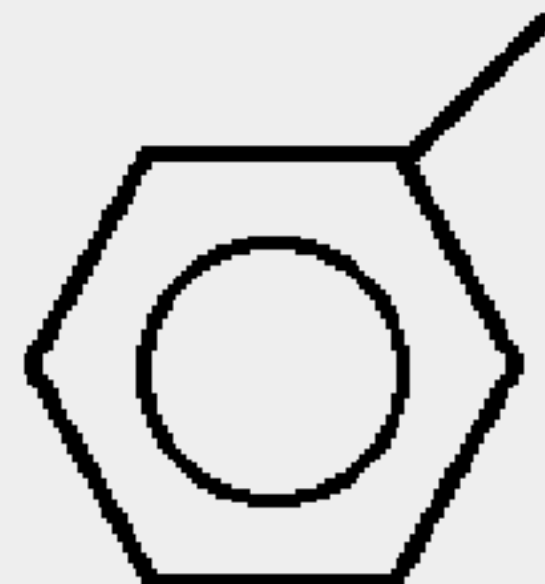
benzène



cyclohexane



méthyl-cyclohexane



toluène

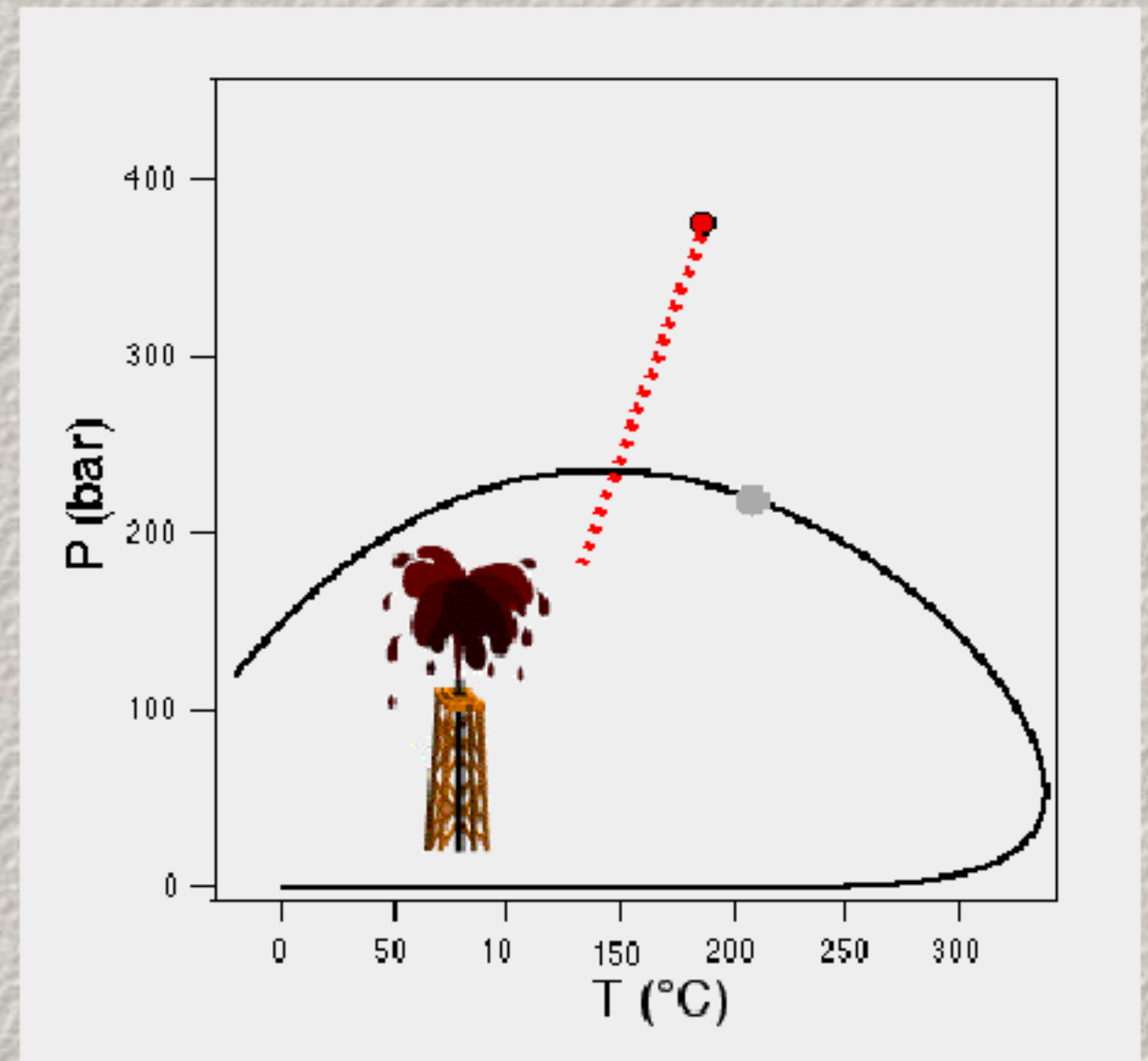
FIT-Oil utilise donc un modèle mathématique sophistiqué pour décrire la composition des fluides pétroliers.

- Comment ce modèle a-t'il été mis au point ?

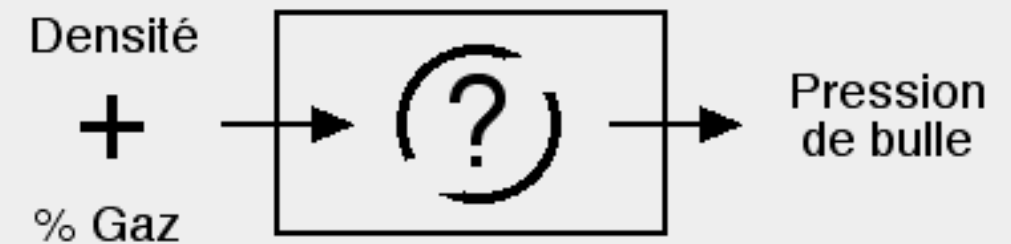
- Est-il approprié ?

En fait, le modèle **FIT-Oil** est une adaptation d'un modèle mis au point pour prévenir les éruptions de puits pétroliers.

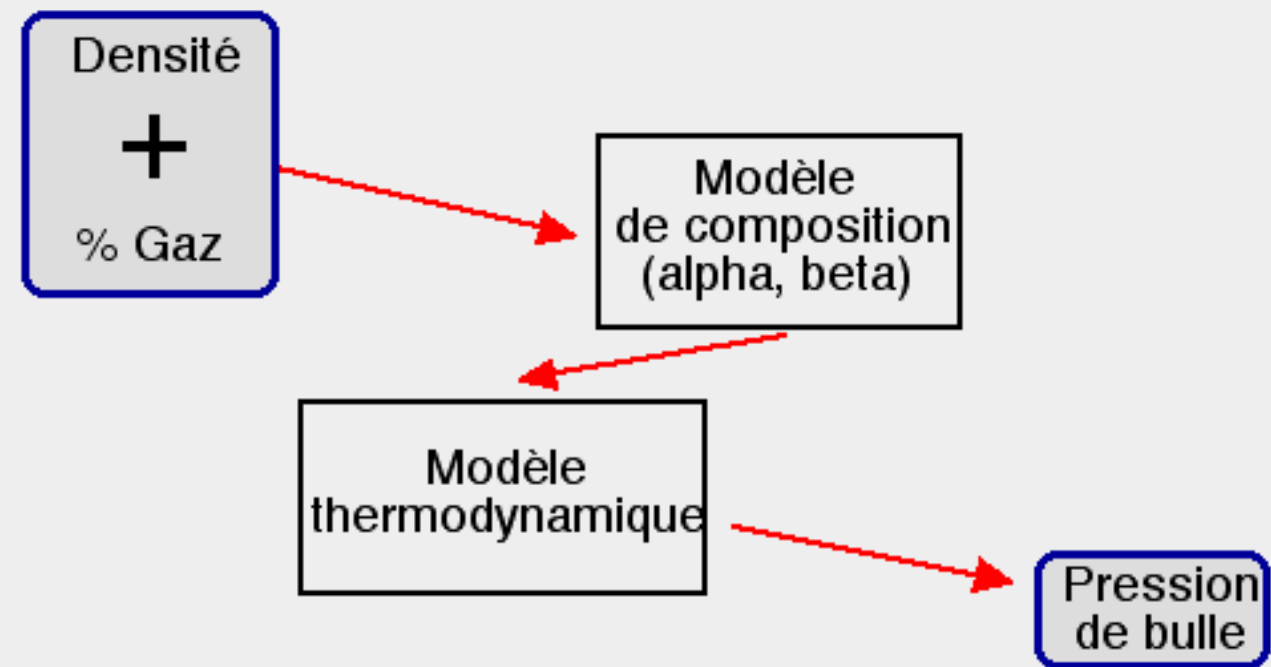
En effet, lorsque la pression au fond du puits descend en-dessous du point de bulle de l'huile, le puits entre en éruption.



C'est pour éviter ce type de problème que les ingénieurs pétroliers ont cherché à mettre au point un **modèle mathématique** permettant de prédire la pression de bulle d'une huile à partir des quelques mesures physiques (densité, pourcentage de gaz) faites sur l'huile à sa sortie du puits.



L'idée est de bâtir un **modèle de composition** qui puisse servir de base pour les calculs de pressions de bulles à l'aide de **modèles thermodynamiques**.



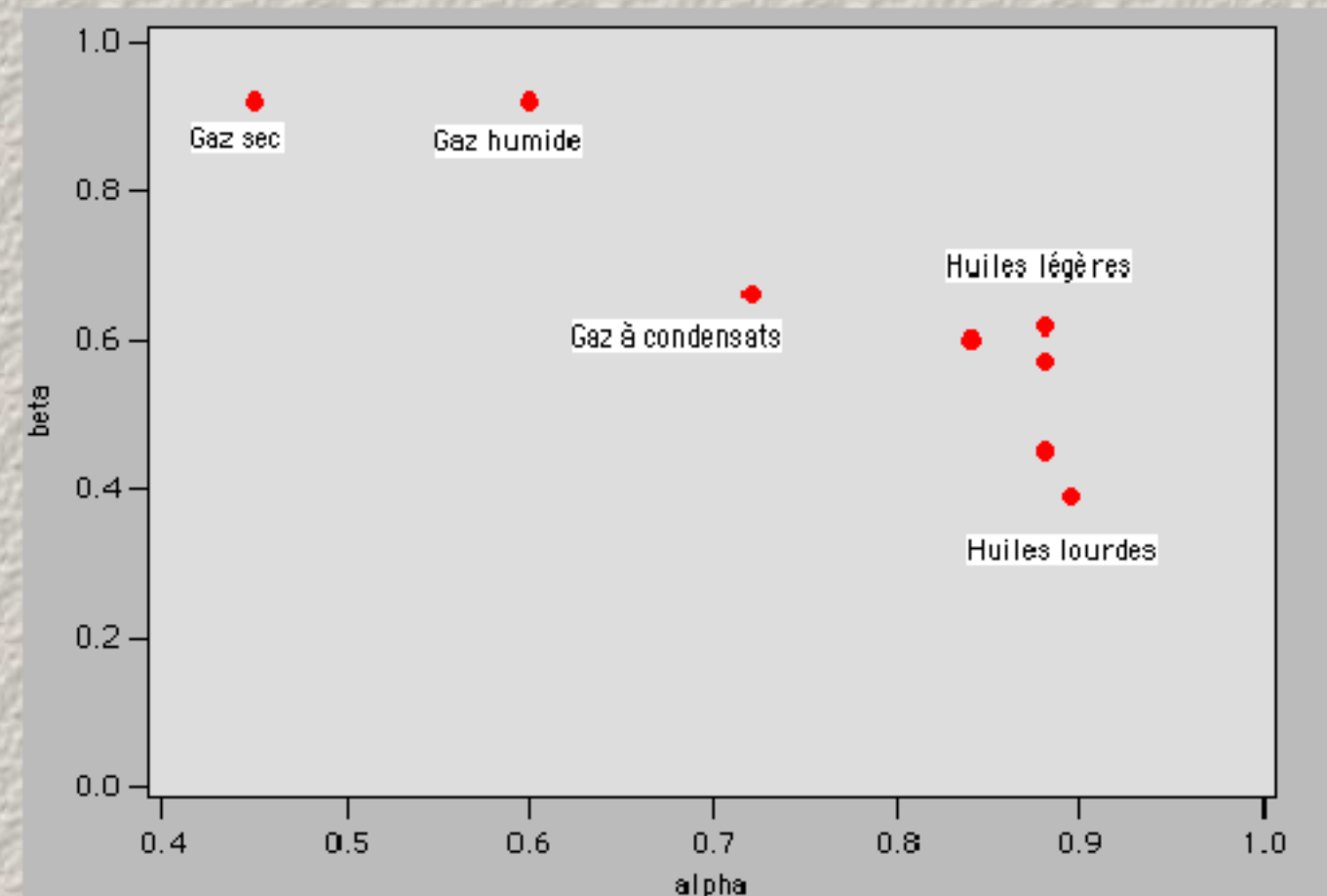
Sur les milliers de mesures obtenues sur nombre de puits de forages dans le monde, un **modèle de composition** a donc été construit, permettant de recalculer les pressions de bulles de **manière optimale** et avec **le moins de paramètres** possibles.

0.63	56	150
0.82	34	308
0.41	76	256
0.43	54	234
0.51	45	215
0.45	54	347
0.56	34	176
0.34	78	156
0.78	56	214
0.47	49	203
0.67	50	197
0.76	45	212
0.67	50	197
0.76	45	212

C'est ce modèle qui a été adapté dans le logiciel
FIT-Oil.

A titre d'illustration,
voici quelques
paramètres (alpha-beta)
déterminés sur des
fluides naturels.

On voit que le modèle de
composition est capable
de traiter les principaux
types de fluides
pétroliers.



Comment le modèle de composition est
utilisé par FIT-Oil ?

Les données de départ
sont les mesures
microthermométriques
et volumétriques de
l'inclusion.

A partir de cela, il s'agit
de déterminer les
paramètres **alpha** et
beta de l'inclusion
hydrocarbonée.

