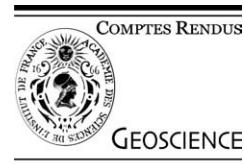




Available online at www.sciencedirect.com



C. R. Geoscience 336 (2004) 1071–1078



Géomatériaux

Influence de la microporosité sur le piégeage du gaz dans un milieu poreux naturel

Karine Suzanne, Joël Billiotte *

Centre de géologie de l'ingénieur, université de Marne-la-Vallée, bât. IFI, 5, bd Descartes, Champs-sur-Marne, 77454 Marne-la-Vallée cedex 2, France

Reçu le 12 septembre 2003 ; accepté après révision le 26 avril 2004

Présenté par Ghislain de Marsily

Résumé

La quantité de gaz piégé, nommée saturation résiduelle en gaz (S_{gr}), représente le point ultime d'une imbibition. Pour déterminer les paramètres qui contrôlent la quantité de gaz piégé, deux axes de recherche ont été étudiés sur des échantillons gréseux : l'influence des caractéristiques de la roche sur 400 échantillons et celle de la saturation initiale en gaz (S_{gi}), grâce à 60 relations expérimentales reliant S_{gr} à S_{gi} . Cette importante base de données expérimentales a permis de montrer l'influence prépondérante de la microporosité sur le piégeage du gaz et l'influence indirecte de la présence d'argiles. **Pour citer cet article :** K. Suzanne, J. Billiotte, C. R. Geoscience 336 (2004).

© 2004 Académie des sciences. Publié par Elsevier SAS. Tous droits réservés.

Abstract

Microporosity influence on gas trapping in natural porous media. Trapped-gas content in natural porous media, also called residual gas saturation (S_{gr}), corresponds to the imbibition end-point. To define the parameters controlling S_{gr} , two parameters were studied: the influence of rock characteristics (on 400 sandstone samples) and initial gas saturation (S_{gi}), on the basis of 60 experimental curves between S_{gr} and S_{gi} . Based on an extensive experimental database, this study establishes the dominant influence of microporosity on trapped gas saturation, and indirectly that of the contained clays. **To cite this article:** K. Suzanne, J. Billiotte, C. R. Geoscience 336 (2004).

© 2004 Académie des sciences. Publié par Elsevier SAS. Tous droits réservés.

Mots-clés : milieu poreux ; microporosité ; saturation résiduelle en gaz ; piégeage du gaz ; grès ; argiles

Keywords: porous media; microporosity; residual gas saturation; gas trapping; sandstone; clays

Nomenclature

ϕ : porosité / porosity (*sans dimension/dimensionless*)

ρ_s : masse volumique du squelette solide / solid density (kg m^{-3})

* Auteur correspondant.

Adresse e-mail : joel.billiotte@ensmp.fr (J. Billiotte).

$\rho_{\text{app}}^{\text{arg}}$:	masse volumique apparente des argiles/clays bulk density (kg m^{-3})
ρ_s^{arg} :	masse volumique du squelette solide des argiles/clays solid density (kg m^{-3})
CBW :	microporosité mesurée par RMN/microporosity estimated by NMR (<i>sans dimension/dimensionless</i>)
K_g :	perméabilité intrinsèque/intrinsic permeability (Darcy)
M_{arg} :	masse d'argiles/clays mass (kg)
M_{sol} :	masse de la phase solide/solid mass (kg)
S_{arg} :	fraction de pores liés aux argiles/fraction of pore volume due to clays (<i>sans dimension/dimensionless</i>)
S'_{arg} :	pseudo S_{arg} ($\text{m}^3 \text{kg}^{-1}$)
S^*g :	saturation effective en gaz/effective gas saturation : $S^*g = Sg/(1 - Swi)$ (<i>sans dimension/dimensionless</i>)
Sgi :	saturation initiale en gaz/initial gas saturation (<i>sans dimension/dimensionless</i>)
Sgo :	Sgi au point de rupture des relations Sgr - Sgi /at the breaking point of Sgr - Sgi curves (<i>sans dimension/dimensionless</i>)
Sgr :	saturation résiduelle en gaz/residual gas saturation (<i>sans dimension/dimensionless</i>)
$Sgrm$:	Sgr maximal/maximum Sgr (<i>sans dimension/dimensionless</i>)
Swi :	saturation irréductible en eau/irreducible water saturation (<i>sans dimension/dimensionless</i>)
T_{arg} :	teneur en argiles/clays fraction : $M_{\text{arg}}/M_{\text{sol}}$ (<i>sans dimension/dimensionless</i>)
V_p :	volume poreux/pore volume (m^3)

Abridged English version

1. Introduction

Petroleum engineers use the notion of residual gas saturation (Sgr) to estimate microscopic trapped gas content, corresponding to the end-point of imbibition curves. It has been established [3] that simple experimental conditions may be representative of gas trapping in reservoirs.

Many studies have tried to correlate trapped gas saturation to reservoir characteristics, showing notably [1,4] a rough negatively correlated scattered relation-

ship between Sgr and porosity. Initial gas saturation (Sgi) affects trapped gas saturation, leading to various empirical Sgr - Sgi relationships [1–4,6]. Except for [1,3,4], all the studies are based on a few samples and consider only a few parameters. In these conditions, no conclusion is obvious.

The aim of this work is to establish an experimental database including a large number of water wetted sandstone samples and parameters such as porosity, permeability, porosimetric and NMR curves. This study focuses on the influence of rock characteristics and initial gas saturation on Sgr .

2. Experiments

2.1. Core samples

A total of 400 samples were selected from four different sandstone gas reservoirs (M1, M3, I5 and I6), and from Fontainebleau sandstone outcrops (FTB). Cylindrical samples of different lengths, 23 or 40 mm in diameter, were cut from whole core samples. The wide range of porosity and permeability (Fig. 1) shows the variety of intergranular porous media.

2.2. Measurements

The measurements include: porosity, permeability, grain density, formation factor, XRD analysis, porosimetric curves and NMR measurements of transverse time (T_2) curves.

Spontaneous imbibition of refined oil in a dry sample was used to obtain maximum trapped-gas saturation, $Sgrm$. Sgr is measured with the same method on an initially saturated plug (Sgi).

3. Results

The results concern three lines of research: the relation between clay content and microporosity, the influence of microporosity on Sgr values and the shape of Sgr - Sgi relationships.

3.1. Microporosity and clay contents

To evaluate microporosity due to clays, a parameter, S_{arg} , is defined as the fraction of pore volume due to clay. This parameter is a function firstly of rock characteristics ($\phi, \rho_s, T_{\text{arg}}$), secondly of intrinsic clay

characteristics (bulk and solid-clay density)

$$S_{\text{arg}} = \frac{V_{\text{pore}}^{\text{clays}}}{V_{\text{pore}}^{\text{total}}} = T_{\text{arg}} \times \rho_s \left(\frac{1}{\phi} - 1 \right) \left(\frac{1}{\rho_{\text{app}}^{\text{arg}}} - \frac{1}{\rho_s^{\text{arg}}} \right)$$

As bulk and solid clay density cannot be estimated precisely, only an equivalent parameter, S'_{arg} , based on the three first terms (T_{arg} , ρ_s , and ϕ) is used. It is a function only of macroscopic rock characteristics, and proportional to S_{arg} :

$$S'_{\text{arg}} = \frac{M_{\text{clay}}}{V_p} = T_{\text{arg}} \times \rho_s \left(\frac{1}{\phi} - 1 \right) \quad (\text{m}^3 \text{kg}^{-1})$$

The microporosity amount is estimated by CBW, which is a NMR parameter. The part of pore volume quantified by CBW is likely to be equivalent to S_{arg} . This assumption is validated by the observed linear trend between the equivalent parameter, S'_{arg} and CBW (Fig. 2).

By using the S_{arg} parameter or its equivalent, the number of investigated samples can be greatly extended, because the measurement of clay content is much more common than NMR characterisation.

3.2. Influence of rocks characteristics

In order to free Sgr values from initial gas saturation influence, Sgr is measured on an initially dry plug ($Sgrm$). Two major influences are: porosity and microporosity.

3.2.1. Porosity influence. Fig. 3 shows the relationship between porosity and $Sgrm$. It illustrates the fact that the variations of $Sgrm$ versus porosity present three major trends:

- in the low and medium porosity range, as porosity decreases, $Sgrm$ either increases (Fontainebleau Sandstone), or decreases (other sandstones);
- for the highest porosities, the two above trends merge around an average $Sgrm$ value of 30%.

3.2.2. Influence of microporosity. The influence of microporosity on gas trapping is illustrated by the relationship between $Sgrm$ and S'_{arg} and between $Sgrm$ and CBW (Fig. 4). This confirms that the clay influence is due to the induced microporosity.

3.3. Influence of initial gas saturation

To estimate initial gas saturation (Sgi) influences on residual gas saturation (Sgr), experimental relationships were established on 60 various sandstones.

3.3.1. Shape of Sgr - Sgi curves. Examples of experimental relationships are presented in Fig. 5. Sgr - Sgi relationships can be decomposed into two distinct parts: a linear Sgr - Sgi region and a constant Sgr region. In this plateau, Sgr is equal to $Sgrm$. The breaking point is named Sgo .

The curve shape is important because it controls the analytical expression of the Sgr - Sgi law. The usual Land's law has a hyperbolic shape that induces errors in the Sgr estimates [8]. A better approximation of Sgr with Sgi and $Sgrm$ confirms that a linear-constant form is preferable:

$$\begin{aligned} \text{if } Sgi < Sgo, \quad Sgr &= \frac{Sgrm}{Sgo} \cdot Sgi, \\ \text{else } Sgr &= Sgrm \end{aligned}$$

But this result raises the problem of Sgo estimation.

The relationship between Sgo and irreducible water saturation (Swi) is clear. But it also shows that Sgo is not the complement of Swi . Another relationship between Sgo and CBW (Fig. 6) is indicative of the microporosity amount. In conclusion, the Sgo parameter is a function of the porous media properties, and more precisely of the amount of microporosity.

4. Discussion and conclusion

We have demonstrated a linear-constant form of Sgr - Sgi experimental relationships. Sgr values are a function of initial gas saturation (Sgi), $Sgrm$ (Sgr obtained on a dried plug) and Sgo (breaking point).

The porous media controls the Sgo parameter, which is not the complement of Swi . It implies that Swi is not a key parameter in imbibition mechanisms.

The amount of microporosity is a rock characteristic that controls $Sgrm$ and Sgo . The clay influence on Sgr is due to microporosity indicated by the S'_{arg} parameter.

These observations raise the question of possible gas-trapping mechanisms. Usually, authors consider that microporosity, thus clays, is not able to trap gas because of the low pore-size-to-pore-throat ratio [5,7] or gas-diffusion mechanisms [1,2,4,9].

The constant Sgr region of Sgr - Sgi curves confirms that the microporosity does not trap gas. The linear Sgr - Sgi region corresponds to constant gas trapping, in the macroporosity, independently of pores size influence.

It should be noted that parameters controlling gas trapping can be different from parameters that control the content of trapped gas. For example, the pore-size-to-pore-throat ratio probably does not influence Sgr , but is likely to represent only one condition of gas trapping.

1. Introduction

La saturation résiduelle en gaz, Sgr , est un paramètre utilisé en contexte pétrolier, afin de déterminer la quantité de gaz piégé dans la porosité d'une roche. Il a été établi que la mesure de Sgr effectuée en laboratoire est comparable aux résultats obtenus *in situ* [3]. Les précédentes études [1–4,6] ont mis en évidence, d'une part, l'influence de la saturation initiale en gaz (Sgi) sur Sgr et, d'autre part, une relation principale très dispersée : lorsque la porosité diminue, les valeurs de Sgr augmentent [1,4]. L'estimation de ce paramètre a fait l'objet de nombreuses études, s'appuyant généralement sur peu de données.

Cette étude, s'appuyant sur une importante base de données expérimentales, a deux objectifs : définir les paramètres caractéristiques de la roche qui contrôlent la valeur de Sgr et définir l'influence de la saturation initiale en gaz (Sgi) sur Sgr .

2. Échantillons et méthodologies

2.1. Échantillons

Les échantillons sont des grès sélectionnés parmi quatre réservoirs à gaz différents (M1, M3, I6 et I5) et le grès d'affleurement de Fontainebleau (FTB). Les grès étudiés sont variés : quartzeux, argileux, bioclastiques, cimentés... Cette grande variété de faciès induit une très grande diversité dans les milieux poreux intergranulaires étudiés et dans leurs caractéristiques pétrophysiques (Fig. 1).

2.2. Mesures réalisées

Les différentes mesures réalisées sont les suivantes :

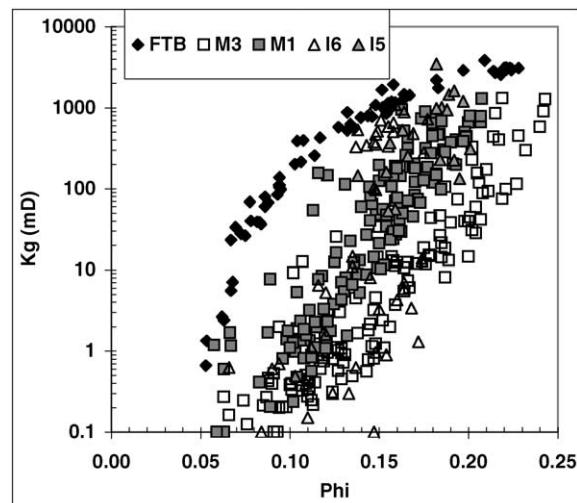


Fig. 1. La perméabilité intrinsèque, K_g , représentée en fonction de la porosité illustre la grande variété des échantillons étudiés. FTB représente le grès de Fontainebleau.

Fig. 1. The intrinsic permeability, K_g , versus porosity plot illustrates the variability of rock characteristics. FTB indicates Fontainebleau sandstone.

- mesures pétrophysiques conventionnelles : porosité, perméabilité, densité du squelette solide, facteur de formation ;
- approche quantitative du milieu poreux : porosimétrie au mercure et mesures RMN ;
- composition minéralogique par diffraction X.

La mesure de la saturation résiduelle en gaz (Sgr) a été réalisée par imbibition spontanée co-courant. Le couple de fluides est l'air et une huile de synthèse, afin de limiter les perturbations de la texture des argiles présentes dans les pores. La mesure de Sgr a été effectuée, soit sur un échantillon initialement sec (Sgr est alors nommée $Sgrm$, saturation résiduelle en gaz maximale), soit sur un échantillon avec une saturation initiale en gaz (Sgi) donnée.

3. Résultats

Les résultats obtenus sont présentés selon trois axes : la relation entre la quantité d'argiles et la microporosité, l'influence des caractéristiques de la roche sur les valeurs de $Sgrm$ et la forme des relations expérimentales entre Sgr et Sgi .

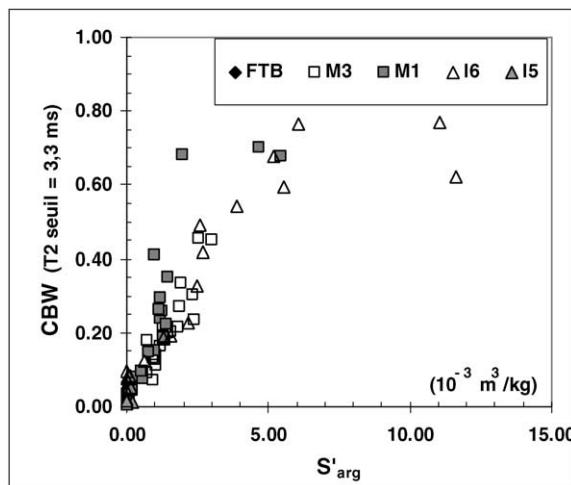


Fig. 2. Le graphique CBW– S'_{arg} met en évidence l’existence d’une relation linéaire entre la quantité d’argiles et celle de microporosités.

Fig. 2. Plot CBW versus S'_{arg} underscores a linear relationship between clay content and microporosity amount (CBW).

3.1. Argilosité et microporosité

La fraction de micropores liés à la présence d’argiles a été évaluée grâce au paramètre S_{arg} . Ce paramètre est fonction, d’une part, des caractéristiques de la roche (ϕ , ρ_s , T_{arg}), d’autre part, de caractéristiques intrinsèques des argiles ($\rho_{\text{app}}^{\text{arg}}$, ρ_s^{arg}) :

$$S_{\text{arg}} = \frac{V_{\text{pore}}^{\text{clays}}}{V_{\text{pore}}^{\text{total}}} = \left(T_{\text{arg}} \times \rho_s \cdot \left(\frac{1}{\phi} - 1 \right) \right) \left(\frac{1}{\rho_{\text{app}}^{\text{arg}}} - \frac{1}{\rho_s^{\text{arg}}} \right)$$

Comme les caractéristiques intrinsèques des argiles ne peuvent pas être estimées précisément, on a défini le paramètre S'_{arg} , proportionnel à S_{arg} , qui est uniquement fonction des caractéristiques macroscopiques de l’échantillon :

$$S'_{\text{arg}} = \frac{M_{\text{clay}}}{V_p} = T_{\text{arg}} \times \rho_s \left(\frac{1}{\phi} - 1 \right) \quad (\text{m}^3 \text{kg}^{-1})$$

La quantité de microporosité est estimée à l’aide du paramètre CBW mesuré en RMN. La tendance linéaire observée entre le paramètre S'_{arg} et CBW (Fig. 2) confirme que la microporosité présente dans les grès est principalement liée à la présence des argiles. À partir de cette tendance, la valeur du facteur de proportionnalité liant S'_{arg} et S_{arg} a été déterminée :

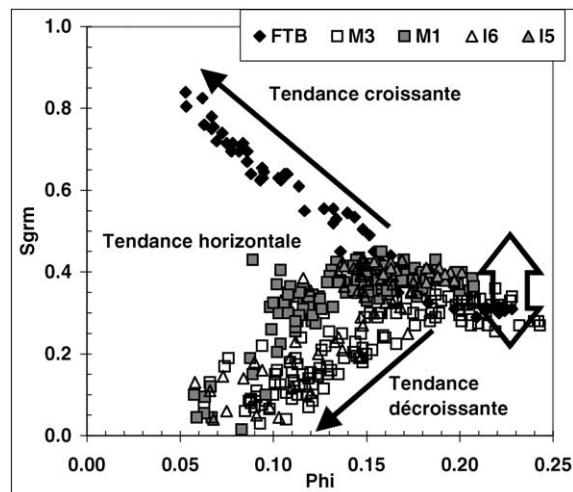


Fig. 3. Le diagramme $Sgrm$ -porosité met en évidence trois tendances distinctes : la tendance horizontale, la tendance croissante et la tendance dite décroissante.

Fig. 3. Three behaviours are distinguished on the $Sgrm$ -porosity plot: $Sgrm$ values around 0.30 in the high-porosity domain, increasing or decreasing in the low-porosity domain.

$0,123 \times 10^{-3} \text{ m}^3 \text{ kg}^{-1}$. Cette valeur correspond à des valeurs de la masse volumique apparente et de celle du squelette solide des argiles respectivement égales à $2,0 \times 10^3$ et $2,65 \times 10^3 \text{ kg m}^{-3}$, cohérentes avec la texture des argiles dans les carottes étudiées.

L’utilisation des paramètres S'_{arg} ou S_{arg} , permet d’étendre l’étude aux échantillons caractérisés par une analyse par diffraction X. Comme les mesures RMN sont moins communes, ceci augmente considérablement le nombre d’échantillons étudiés.

3.2. Influence des caractéristiques de la roche

$Sgrm$ est une valeur spécifique de Sgr obtenue sur un échantillon initialement sec. Ce paramètre est utilisé afin de déterminer les paramètres qui contrôlent la valeur de Sgr , et ceci indépendamment de l’influence de Sgi .

Les mesures réalisées ont été présentées dans le §2.2. Seuls deux des paramètres étudiés ont une influence majeure sur les valeurs de $Sgrm$: la porosité et la quantité de microporosité.

3.2.1. Relation $Sgrm$ –porosité

La Fig. 3 représente le diagramme $Sgrm$ –porosité. Trois tendances sont visibles :

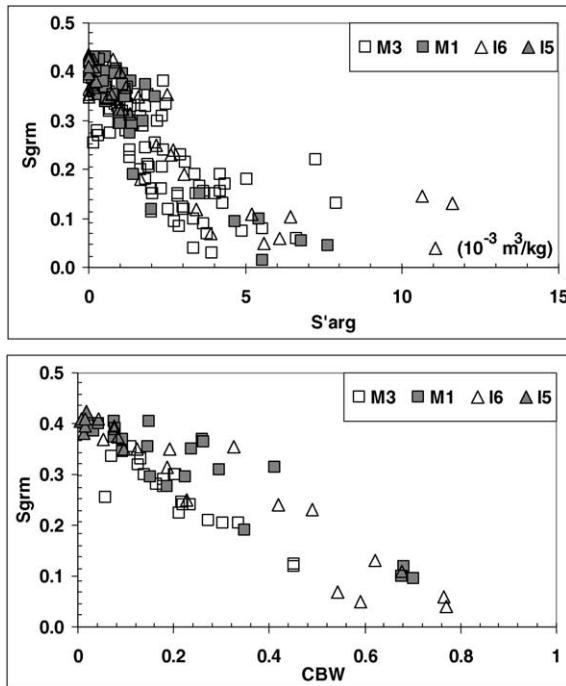


Fig. 4. Les relations entre S_{grm} et S'_{arg} et entre S_{grm} et CBW confirment la forte influence de la microporosité sur les valeurs de S_{grm} et le rôle indirect des argiles.

Fig. 4. Relationships between S_{grm} and S'_{arg} , which is a function of clay content, and between S_{grm} and CBW, which accounts for the microporosity amount.

- pour les fortes porosités ($\phi > 0,15$), les valeurs de S_{grm} varient de 0,25 à 0,45 (tendance horizontale) ;
- lorsque la porosité décroît ($\phi < 0,15$) les valeurs de S_{grm} , soit augmentent (tendance dite croissante), soit diminuent (tendance dite décroissante).

3.2.2. Influence de la microporosité

La microporosité peut être estimée, soit indirectement avec la teneur en argiles, T_{arg} , en calculant les valeurs de S'_{arg} ou S_{arg} , soit avec le paramètre CBW mesuré en RMN (§3.1). Les diagrammes S_{grm} – S'_{arg} et S_{grm} –CBW (Fig. 4) montrent clairement que la valeur de S_{grm} est contrôlée par la quantité de microporosité, et donc indirectement par la teneur en argiles.

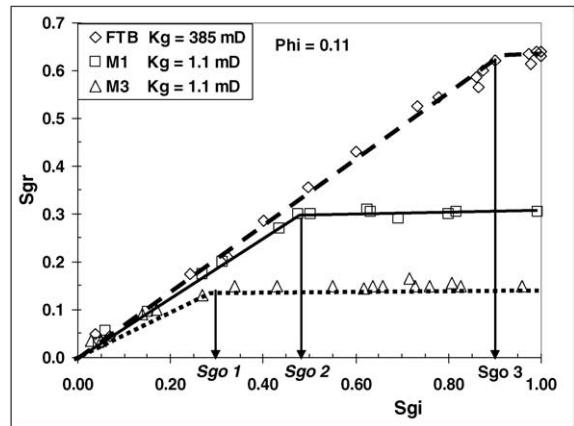


Fig. 5. Exemples de courbes S_{gr} – S_{gi} expérimentales et position du paramètre S_{go} .

Fig. 5. Examples of experimental S_{gr} – S_{gi} curves and position of the S_{go} parameter.

3.3. Influence de la saturation initiale en gaz (S_{gi})

L'influence de la saturation initiale en gaz (S_{gi}) a été déterminée en établissant 60 relations expérimentales entre S_{gr} et S_{gi} .

3.3.1. Forme des courbes

La Fig. 5 présente des exemples de courbes S_{gr} – S_{gi} obtenues. Toutes les relations peuvent être décomposées en deux parties : une partie linéaire et une partie constante. Dans la partie constante, les valeurs de S_{gr} sont constantes et égales à celles de S_{grm} . La saturation initiale en gaz au point de rupture entre les deux parties est nommée S_{go} .

La forme des courbes S_{gr} – S_{gi} détermine le type de relation analytique qui les décrit correctement. La relation analytique usuelle est celle proposée par Land [5], qui dépend des saturations effectives en gaz, S^{*g} :

$$C = \frac{1}{S^{*gr}} - \frac{1}{S^{*gi}}$$

Cette relation, validée par Land avec deux échantillons, présente une forme hyperbolique ajustée et bornée en $S_{gr}(Swi)$ et 1 – Swi . Elle est généralement utilisée, sous une forme simplifiée, en remplaçant les saturations effectives en gaz par les saturations en gaz. Elle est alors bornée en 1 et S_{grm} .

Notons que la forme linéaire constante des relations S_{gr} – S_{gi} expérimentales est différente de la forme de

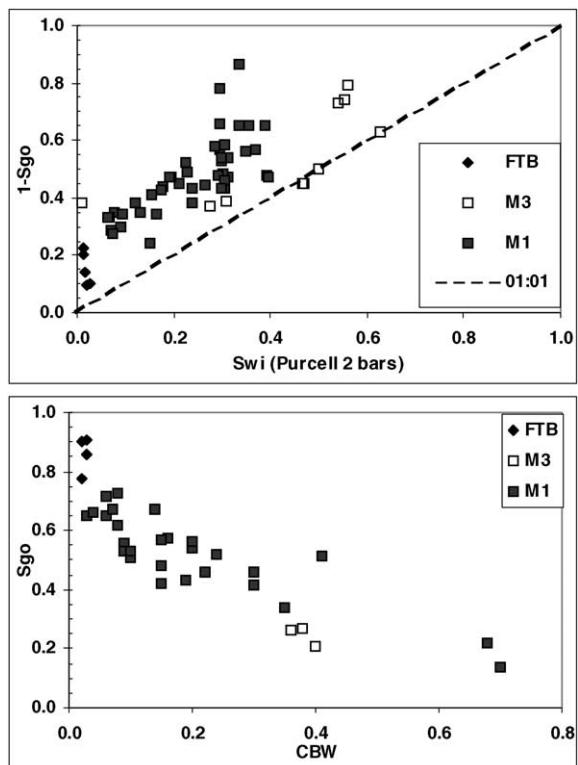


Fig. 6. Les diagrammes Sgo – Swi et Sgo –CBW montrent que Sgo est contrôlé par les propriétés du milieu poreux.

Fig. 6. Relationships Sgo vs Swi and Sgo vs CBW show that Sgo is controlled by the porous medium's properties.

la relation hyperbolique proposée par Land [6]. Cette dernière, qui est utilisée communément, induit une erreur plus ou moins importante sur l'estimation de Sgr selon les valeurs de $Sgrm$ et de Swi [8].

La meilleure approximation de Sgr à partir de Sgi confirme que les relations sont en fait de type linéaire-constante :

$$\text{si } Sgi < Sgo, \quad Sgr = \frac{Sgrm}{Sgo} \cdot Sgi,$$

sinon $Sgr = Sgrm$

Cette relation pose le problème de la détermination du paramètre Sgo . Le diagramme Sgo – Swi montre que les paramètres $1 - Sgo$ et Swi sont différents. Les diagrammes Sgo – Swi et Sgo –CBW (Fig. 6) présentent des relations claires, qui indiquent que la valeur de Sgo est contrôlée par les propriétés du milieu poreux et, plus précisément, par la microporosité.

4. Discussion et conclusions

Les relations Sgr – Sgi ont une forme de type linéaire constante. Les valeurs de Sgr sont fonction de la saturation initiale en gaz (Sgi), de $Sgrm$ (valeur de Sgr obtenue sur un échantillon initialement sec) et de Sgo (point de rupture des courbes Sgr – Sgi).

Le paramètre Sgo n'est pas le complément de Swi , point ultime des courbes de drainage. Ceci implique que Swi n'est pas un paramètre clé dans les phénomènes d'imbibition. Comme Sgo est inférieur à $1 - Swi$, la valeur de Sgr la plus élevée est égale à $Sgrm$.

La quantité de microporosité est l'un des paramètres qui contrôle la valeur de $Sgrm$ ainsi que celle de Sgo . Le paramètre S'_{arg} a permis d'établir le rôle induit des argiles sur le piégeage du gaz en raison de la microporosité qui leur est associée.

Ces observations sont à prendre en compte pour définir des mécanismes de piégeage du gaz. Traditionnellement, les auteurs considèrent que le piégeage du gaz est contrôlé par le rapport taille de pores sur taille de seuils [5,7] ou par des phénomènes de diffusions du gaz [1,2,4]. Dans les deux cas, les argiles ne piégeraient pas de gaz, parce que leurs pores ont des tailles trop faibles [9].

La partie constante des relations Sgr – Sgi confirme le fait que la microporosité ne piège pas de gaz. La partie linéaire correspond à un taux de piégeage constant à l'échelle du pore dans la macroporosité. Ce dernier point semble infirmer que le rapport taille de pores sur taille de seuils contrôle la quantité de gaz piégé.

Ceci illustre la nécessité de dissocier les paramètres qui contrôlent le piégeage de ceux qui contrôlent la quantité de gaz piégé lors de l'établissement de mécanismes de piégeage. Par exemple, la différence entre les tailles de pores et celles des seuils ne contrôle pas nécessairement la quantité de gaz piégée dans un pore, mais elle est certainement une condition nécessaire à l'initiation de mécanismes de piégeage du gaz.

Remerciements

Ce papier présente une partie des résultats obtenus à l'issue d'une étude [8] concernant l'évaluation de la

saturation résiduelle en gaz dans des grès. Les auteurs remercient Total, Gaz de France et l'École des mines de Paris pour avoir financé ces travaux et autorisé la publication de cet article.

Références

- [1] A. Aissaoui, Étude théorique et expérimentale de l'hystéresis des pressions capillaires et des perméabilités relatives en vue du stockage souterrain de gaz, thèse, École des mines de Paris, 1983.
- [2] P. Bousquié, Texture et porosité de roches calcaires, thèse, École des mines de Paris, 1979.
- [3] G.L. Chierici, G.M. Ciucci, G. Long, Experimental research on gas saturation behind the water front in gas reservoirs subjected to water drive, in : World Petroleum Congress, section II, paper 17, 1963, pp. 483–498.
- [4] G.R. Jerauld, Gas-oil relative permeability of Prudhoe Bay, in : SPE, vol. 35718, Society of Petroleum Engineers, 1996, pp. 653–670.
- [5] G.R. Jerauld, S.J. Salter, The effect of pore structure on hysteresis in relative permeability and capillary pressure: pore level modelling, *Transp. Porous Media* 5 (1990) 103–151.
- [6] C.S. Land, Comparison of calculated with experimental imbibition relative permeability, in : SPE, vol. 3360, Society of Petroleum Engineers, 1971, pp. 419–425.
- [7] Y. Li, N.C. Wardlaw, Mechanisms of non-wetting phase trapping during imbibition at slow rates, *J. Colloid Interface Sci.* 109 (1986) 473–486.
- [8] K. Suzanne, Évaluation de la saturation résiduelle en gaz sur des grès mouillables à l'eau – Influences des caractéristiques de la roche et de la saturation initiale en eau, thèse, École des mines de Paris, 2003.
- [9] F. Testard, T. Zemb, Understanding solubilisation using principles of surfactant self-assembly as geometrical constraints, *C. R. Geoscience* 334 (9) (2002) 649–664.