

L'effet de la Tension Interfaciale IFT sur la pression capillaire, la perméabilité relative et la masse volumique au stockage géologique de CO₂ dans les Milieux poreux

DJEBBAS Faycal⁽¹⁾, ZEDDOURI Aziez⁽²⁾, KHELIFA Cherif⁽³⁾

⁽¹⁾ DJEBBAS Faycal *Étudiant doctorant, Université de Ouargla*

⁽²⁾ ZEDDOURI Aziez, *MC Université de Ouargla*

⁽³⁾ Khelifa Cherif, *Étudiant doctorant, Université de Ouargla*
Dfaycel@gmail.com

I. INTRODUCTION

L'influence des activités humaines sur le climat est de plus en plus évidente. Les émissions de CO₂ dans l'atmosphère, résultat de l'utilisation croissante des combustibles fossiles, selon la plupart des scientifiques, nous devons réduire de plus de 50% des émissions mondiales de CO₂ afin d'en stabiliser les concentrations dans l'atmosphère et freiner ainsi le changement climatique. Suite à l'engagement d'une grande partie de la communauté internationale à Kyoto 1997, la lutte contre les gaz à effet de serre a pris une place de plus en plus importante dans les débats publics car la contribution du CO₂ au phénomène d'effet de serre a été évaluée à environ de 65 %, depuis l'âge de préindustriel (1800) la concentration de CO₂ qu'a été 280 ppm est devenue aujourd'hui 370 ppm, c'est le plus élevée observée sur les derniers 400.000 années (Houghton, 2001), actuellement les émissions de CO₂ atteignent 24×10⁹ tonnes/an approximativement. Il existe au moins trois options pour stocker le CO₂ dans les formations géologiques: les réservoirs de pétrole et de gaz et les aquifères salins profonds et les couches de charbon non exploitables, selon le tableau ci-dessous qui montre la capacité de stockage de chaque option on peut considérer que les pétroliers peuvent contribuer à une réduction significative des émissions dans l'atmosphère en utilisant les aquifères salins profonds et les réservoirs pétroliers et de gaz comme des sites de séquestration du CO₂

Option de stockage	Parsonet Keith 98	Gale 2003
Reservoir d'HC	740-1850 Gt	920 Gt
Aquifères Profonds	370-3700 Gt	400-10000 Gt
Couche de charbon	370-1100 Gt	40 Gt

Tableau 01 : Estimation des possibilités de stockage de CO₂ dans les formations géologiques.

II. RESERVOIRS DE PETROLE ET D GAZ

le choix de stocker le CO₂ dans les réservoirs d'hydrocarbures a plusieurs avantages comme la présence déjà avérée d'une couche imperméable qui a permis de piéger les hydrocarbures, l'utilisation de l'injection de CO₂ comme un mode de récupération des hydrocarbures, l'efficacité du stockage géologique du CO₂ est directement aux paramètres thermo-petro-physiques comme la Tension Interfaciale (IFT) laquelle elle a une influence importante sur la masse volumique du CO₂, la pression capillaire P_c et l'évolution de la perméabilité relative K_r dans le réservoir, par conséquent, le stockage géologique du CO₂ doit se faire de préférence dans des conditions supercritique ou liquide ce qui est le cas de la plupart des réservoirs pétroliers. En Algérie le projet de In Salah est un des plus grands projets dans le monde entier après le projet de Sleipner (Norvège) et Weybrun-Midale (Canada), ce projet a été établi en 2004 avec une capacité de stockage d'environ de 1 million de tonnes de CO₂ chaque année.

Le stockage géologique du CO₂ dans les réservoirs de gaz est par ailleurs avantageux par rapport à celui mené dans les réservoirs de brut du fait de la compressibilité du gaz qui est environ 30 fois plus grande que celle du brut, l'autre avantage des réservoirs de gaz est leur fort facteur de récupération (peut atteindre plus de 95 %), presque le double de celui qu'on peut obtenir au niveau de l'exploitation d'un réservoir de brut, ce facteur de récupération se traduit par un volume disponible pour le stockage beaucoup plus grand dans les réservoirs de gaz.

III. CO₂ SUPERCRITIQUE

L'efficacité de stockage géologique du CO₂ est directement liée à la masse volumique du CO₂ dans le réservoir. Le stockage géologique du CO₂ doit se faire de préférence dans des conditions supercritiques ou liquides. A cause du gradient géothermique, les conditions supercritiques sont les plus probables dans un aquifère salin profond. Actuellement les travaux de recherche sur le CO₂ supercritique sont principalement menés pour des considérations

environnementales mais aussi dans le cadre d'application industrielles comme des procédés de séparation et de polymérisation.

La zone supercritique d'un fluide est définie pour les conditions situées au-dessus du point critique de pression et de température (T_c et P_c), le point critique se situe à la fin de la courbe de coexistence vapeur-liquide. La figure (Fig.1) montre le comportement des phases du CO₂, le point critique se situe à une pression de 73.8 bar et une température de 39,95 °C, dans la région supercritique, un changement de pression et de température n'a pas pour conséquence la liquéfaction du fluide. Néanmoins un changement de pression ou/et de température a pour conséquence un changement considérable de masse volumique située au-dessus de la T_c , au fur et à mesure que la pression se rapproche de la P_c , la masse volumique de CO₂ passe d'une façon continue par transition entre une masse volumique de type gazeuse à une masse volumique de type liquide, les fluides supercritiques sont caractérisés par des masses volumiques comparables à celles d'un liquide mais avec des propriétés de transport (viscosité) comparables à celles d'un gaz (avantage retenu qu'on utilise le CO₂ comme mode de récupération des hydrocarbures). Le tableau ci-dessous montre une comparaison entre les propriétés d'un gaz, d'un liquide et d'un fluide supercritique

	Liquide	Supercritique	Gaz
Masse Volumique (g/cm ³)	1	0.1-0.5	10 ⁻³
Viscosité (Pa-s)	10 ⁻³	10 ⁻⁴ -10 ⁻⁵	10 ⁻⁵
Coefficient de diffusion (cm ² /s)	10 ⁻⁵	10 ⁻⁵	10 ⁻¹

Tableau 02 : Comparaison des propriétés d'un liquide, gaz et fluide supercritique

La figure (Fig.03) montre le changement du paramètre de solubilité selon l'équation (i-1). Pour le CO₂ ce paramètre se change brusquement avec la pression, pour une pression supérieure à 200 bar le paramètre de solubilité dépasse celui du propane,

$$U_i = \frac{\Delta U_i}{V_i^L} \quad (i-1)$$

Où ΔU_i représente l'énergie isotherme à une température T pour évaporer le liquide i depuis le liquide saturé jusqu'au gaz idéal et V_i représente le volume molaire liquide à la même température.

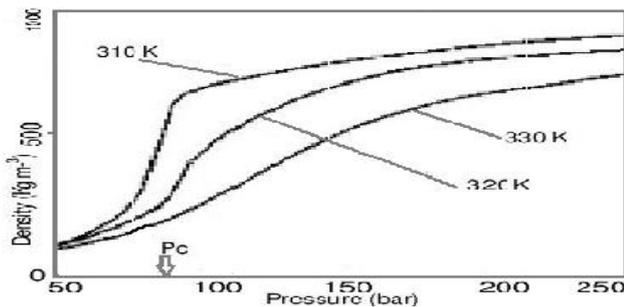


Fig.01 : Isothermes de masse volumique en fonction de la pression du CO₂ (Clifford, 1998)

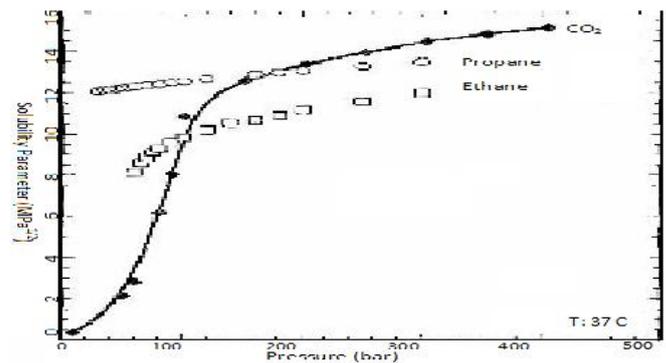


Fig.03 : Paramètre de solubilité en fonction de la pression à T=37°C (Harrison, 1996)

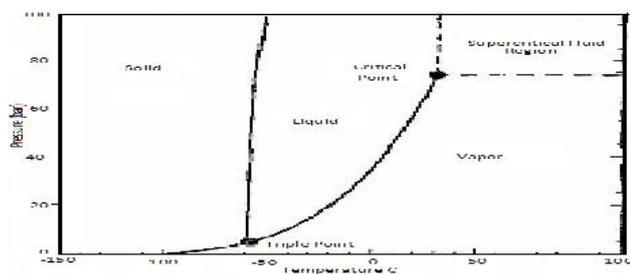


Fig.02 : Diagramme des phases du CO₂

IV. PROBLEMATIQUE ET OBJECTIF :

Des nombreux paramètres peuvent jouer sur le mode de stockage de CO₂ dans les formations géologiques soit pour la modélisation de l'estimation des quantités de CO₂ stockée, ou soit sur la prédiction de l'évolution de l'opération (surtout l'étanchéité de réservoir de stockage). On peut citer, les conditions de l'injection (débit d'injection, pression d'injection, durée de l'injection...etc.), des propriétés pétro-physique comme la porosité, les perméabilités relatives et le rapport de K_v/K_h , les propriétés thermodynamiques comme la masse volumique et les propriétés inter-faciales avec en particulier la tension interfaciale et la mouillabilité, cette dernière a une influence très importante sur les autres paramètres thermo-petro-

physiques des réservoirs, dans ce travail nous allons montrer selon une étude comparative basée sur les résultats de plusieurs auteurs l'effet de la tension interfaciale comme un paramètre thermodynamique sur la pression capillaire P_c , la perméabilité relative K_r et la masse volumique.

- LA TENSION INTERFACIALE

L'effet de la pression, la température et la salinité sur le IFT est clairement constaté sur les résultats obtenus par (Carlos CHALBAUD, 2007), pour des température de 27 et 71 °C l'IFT se stabilise a une valeur constante qu'on peut nommer « IFT Plateau » qui semble ne pas dépendre de la température, pourtant la pression à laquelle on arrive à cette valeur dépend de la température ou à 27 °C, l'IFT plateau est atteint a 80 bar alors qu'à 71 °C elle atteint a 150 bar, ce type de stabilisation après une certaine pression a une valeur plateau d'IFT indépendante de la température a déjà rapportée dans la littérature par (Heuer, 1957 ; Chun & Wilkinson, 1995 et Hebach et al, 2002) pour des températures entre 25-60 °C pour un system eau pure/CO2, et pour une température de 100 °C il n'a pas été possible d'observer ce plateau, il faudrait monter plus en pression (peut-être plus de 350 bar), (Chiquet et al, 2006) ont rapporté des valeurs d'IFT pour une gamme de température jusqu'à 450 bar, les résultats ont montré que pour des pression plus enlevées la stabilisation d'IFT peut être atteint à 100 °C. Par contre autre auteurs (Johansson & Eriksson, 1974 ; Aveyard et al. 1977) suggèrent que l'augmentation de l'IFT est proportionnelle à la température en Kelvin pour une concentration en sel donnée. Pour la salinité des résultats ont été obtenus (Carlos CHALBAUD, 2007) pour une saumure de différente concentration en NaCl.

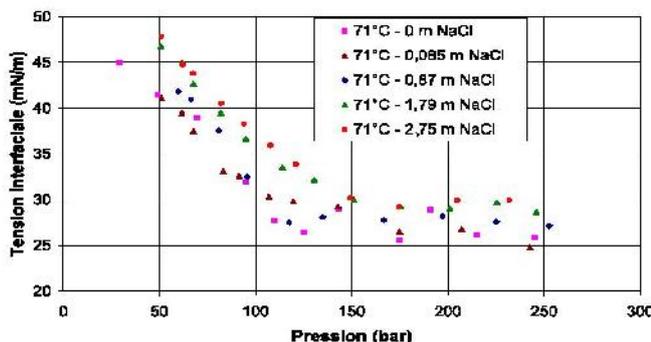


Fig.04 : IFT saumure/CO2 en fonction de la pression a 71 °C et différentes concentration de NaCl.

Selon les isothermes ci-dessus on peut constater clairement, que la différence d'IFT entre l'eau pur et une faible

concentration en NaCl (5 g/l) est négligeable, des mêmes résultats ont été déjà rapporté pour des pressions jusqu'à 60 bar par (Massoudi & King, 1975), par contre si on augmente la concentration de sel l'IFT s'augmente d'une manière linéaire qui s'exprimée de la façon suivante :

$$\Delta\chi = 1.49.m \quad (i.2)$$

Cette dépendance linéaire de l'IFT en fonction de la concentration en sel a été aussi rapportée par (Argaud, 1992) pour un system saumure/aire, pour une concentration variée entre 0-6 molal a 20 °C et 1 bar, l'augmentation de l'IFT en fonction de la concentration en sel est donne par :

$$\Delta\chi = 1.63.m \quad (i.3)$$

Pour le KCl, MgCl₂ et le CaCl₂, l'augmentation de l'IFT n'est pas linéaire aux fortes molalités. Néanmoins, dans la plupart des cas, la concentration de ces sels dans les eaux de réservoirs est située dans la gamme des molalités ou une relation linéaire a été rapportée. L'évolution de l'IFT en fonction de la concentration en sel en présence des différents sels simultanément reste à vérifier si cette évolution est additive ou non.

V. EFFET DE TENSION INTERFACIALE SUR LE STOCKAGE GEOLOGIQUE DE CO2

L'étude de l'effet de la tension interfaciale sur le stockage géologique de CO₂ s'est étudié en deux grands et importants axes, d'une part la modélisation de calcul de capacité de stockage de réservoir de stockage (la masse volumique, la perméabilité relative K_r), et d'autre part la prédiction et l'évolution de cette opération (sécurité de l'opération) ce que traduit par l'étude de l'étanchéité du réservoir de stockage (P_c), et l'effet de la tension interfaciale IFT sur ces paramètres.

a. LA PRESSION CAPILLAIRE P_c

La tension interfaciale a une forte influence sur l'opération du stockage géologique de CO₂, une sous-estimation de l'IFT mène a des erreurs dans les modelés qui essaient de prédire l'évolution d'une opération de stockage. D'une part la tension interfaciale a une influence sur l'écoulement et d'autre part elle contrôle l'étanchéité capillaire d'une roche couverture :

$$P_C^d = P_{CO_2} - P_{saumure} = \frac{2\chi \cos \theta}{R_{max}} \quad (i.4)$$

Où P_C^d est la pression capillaire de déplacement dans une couverture saturée en saumure, qui caractérise la capacité

d'un fluide non mouillant CO₂ à s'écouler dans un milieu poreux saturé avec le fluide mouillant (saumure), R^{\max} est le rayon maximal des seuils de pores interconnectés, χ est IFT et θ l'angle de contact. Selon cette équation la pression capillaire est calculée en fonction de l'IFT c.-à-d. une sous-estimation de l'IFT donne une P_c sous-estimée aussi cette pression détermine la percée de CO₂ dans la roche couverte (Egermann et al, 2006a) et la hauteur maximale de la colonne de CO₂ stocké, dans le cas de stockage de CO₂ dans un aquifère salin profond, l'IFT a une influence sur la distribution des fluides dans le milieu poreux et est prise en compte par la plupart des simulateurs de réservoir comme un paramètre clé pour estimer le déplacement de l'eau (saumure) à partir d'une injection de CO₂ pour une hauteur de colonne de CO₂ stocké donnée, la sous-estimation de l'IFT mène à une surestimation de l'efficacité de déplacement d'une injection de CO₂ dans un aquifère, ceci augmente la quantité de saumure déplacée, ce qui peut introduire une erreur dans l'espace disponible pour le stockage, selon la courbe ci-dessous qui montre le cumul de production de saumure due à l'injection de CO₂ dans une roche carbonatée pour deux concentrations différentes en sel (Egermann et al, 2006b), ces expériences ont été faites à la même pression et température (100bar et 80°C) et deux salinités différentes 5g/l et 150 g/l, une production d'eau supérieure à 13 % pour la salinité plus faible donc le volume de réservoir disponible pour le stockage est de 13% plus important, cette surestimation de stockage due à une mauvaise estimation de la tension interfaciale.

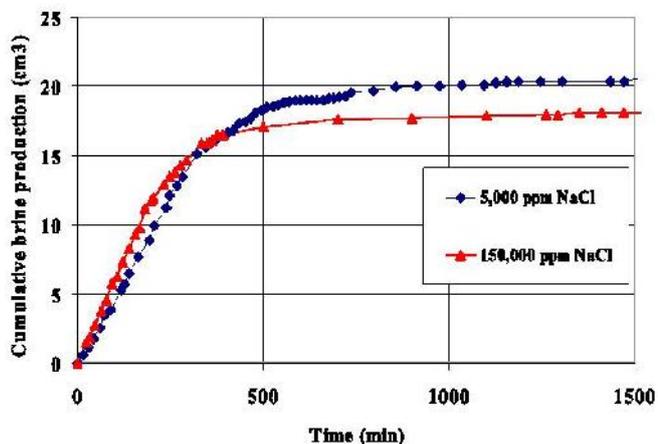


Fig.05 : Injection de CO₂ dans un échantillon de roche carbonatée pour deux concentrations en sel différentes à 100bar et 80 °C (Egermann et al, 2006)

b. LA PERMEABILITE RELATIVE

Un autre paramètre thermo-pétrolier très important affecté par l'IFT, la perméabilité relative K_r , un essai de

déplacement en drainage et en imbibition dans un échantillon de grès consolidé (injection de CO dans un échantillon saturé en saumure et vice versa), (Bennion & Bachu, 2006b) ont montré l'évolution de K_r en fonction de l'IFT, selon ces auteurs l'évolution de K_r est liée principalement par le changement de l'IFT avec un effet beaucoup moins important de la viscosité comme montré sur la figure ci-dessous.

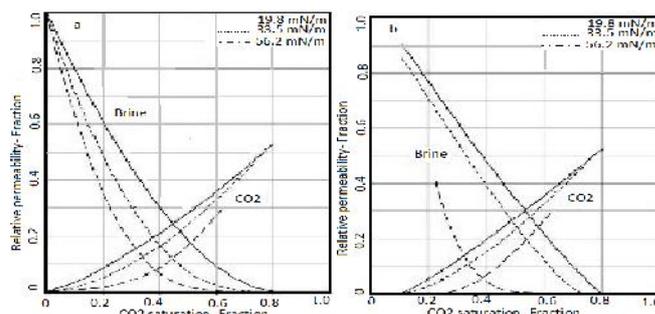


Fig.06 : Evolution de la K_r en fonction de IFT, (a. drainage, b. imbibition), (Bennion & Bachu, 2006)

c. LA MASSE VOLUMIQUE :

La ségrégation gravitaire à cause de la différence de la masse volumique de CO₂ est un phénomène important qu'il doit prendre en considération, la tension interfaciale a une influence assez importante sur cette dernière, pour une IFT de 56,2 mN/m la densité du CO₂ est de 0.0245 g/cm³ et pour une IFT de 19,8 mN/m elle est de 0.8235 g/cm³, pour la plus faible valeur de IFT la masse volumique est 34 fois plus grande à celle qui correspond à la plus forte IFT. Un nombre adimensionnel qui exprime le rapport des forces gravitaires sur les forces de surfaces, appelé nombre de Bond donne par :

$$B_o = \frac{\rho \cdot g \cdot r^2}{\chi} \quad (i.5)$$

(Bennion & Bachu, 2006b) n'ont pas pris ce phénomène en considération car ils ont considéré que l'écoulement est horizontal et l'effet de la masse volumique est négligeable.

REFERENCES

- [1] Carlos CHALBAUD, 2007 propriétés interfaciales du CO₂. Application aux écoulements en milieux poreux en pression et température
- [2] Daniel Broseta, Etanchéité au CO₂ des roches de couverture: caractérisation pétro physique et propriétés interfaciales mise en jeu.
- [3] Brant Bennion, The Impact of Interfacial Tension and Pore Size distribution/Capillary Pressure Character on CO₂ Relative Permeability at Reservoir Conditions in CO₂-Brine Systems.
- [4] Elizabeth J. Harper, Optimization of Capillary Trapping of CO₂ Sequestration in Saline Aquifers²