

Les aquifères de socle sont aussi des réservoirs pétroliers Hard Rock Aquifers are also Hydrocarbon Reservoirs

Des hydrocarbures dans les socles métamorphiques et plutoniques

Depuis les débuts de l'exploration pétrolière par forages au 19ème siècle, de très nombreux indices d'hydrocarbures ont été rencontrés dans les roches plutoniques, métamorphiques ou volcaniques. Des puits forés dans ces lithologies a priori peu favorables se sont révélés productifs, et de nombreux gisements de ce type ont été mis en exploitation.

Les occurrences de gisements d'hydrocarbures en domaine de socle cristallin sont nombreuses à travers le monde et concernent une trentaine de pays. Les données publiées (Sircar, 2004 ; Cuong et Warren, 2009 ; Dontsov et Lukin, 2006 ; Salah et Alsharhan 1997) indiquent généralement que le réservoir est situé au toit du socle cristallin sous couverture sédimentaire imperméable, sur des promontoires structuraux de type horst. Le toit du socle constituant le réservoir montre le plus souvent une intense fracturation accompagnée d'une altération. Les gisements économiques les plus productifs sont associés à des granitoïdes riches en biotite (granites, granodiorites, diorites quartziques, gneiss...) et affectés d'une importante altération (Petford et Mc Caffrey, 2003 ; Cuong et Warren, 2009). Ces descriptions et la position structurale des gisements évoquent la présence de profils d'altération supergène enfouis sous couverture sédimentaire dans des roches dont l'altération est capable de créer un horizon fissuré.

Les caractéristiques communes à tous ces gisements d'hydrocarbures (huile ou gaz), onshore ou offshore, sont un contexte structural en horsts et grabens, la roche mère (sédimentaire) étant en position effondrée, et le réservoir situé au toit du socle en position soulevée, sous une couverture sédimentaire imperméable.

Généralement la maturation de la matière organique est réalisée dans un compartiment effondré, la migration des hydrocarbures vers le réservoir étant assurée le long des failles normales séparant le horst du compartiment effondré.

Les lithologies des réservoirs comprennent des granites, des granodiorites, des gneiss et des micaschistes, toutes roches riches en minéraux gonflants (biotite), et quelques roches ultrabasiques. Les cuttings montrent systématiquement des minéraux altérés, et les données de diagraphie indiquent une intense fracturation. L'extension latérale des gisements (plusieurs dizaines à plusieurs centaines de km²) et l'épaisseur de la zone imprégnée (quelques dizaines à quelques centaines de mètres) indiquent que le réservoir fissuré est stratiforme : il s'agit de l'horizon fissuré d'anciens profils latéritiques contemporains du bombement anté-rift, enfouis sous les sédiments.

Estimation des volumes poreux

Les volumes poreux disponibles dans l'horizon fissuré des profils latéritiques peuvent être approchés à partir de la quantification des teneurs en eau obtenues par sondages de Résonance Magnétique Protonique (RMP) : environ 300 sondages RMP ont été réalisés depuis la fin des années 1990 dans le socle armoricain et dans le Limousin (Wyns et al., 2004 ; Mougin et al., 2008 ; Mougin, 2015). La synthèse de ces données montre que pour des épaisseurs d'horizon fissuré modérées (50 à 100 m), la hauteur d'eau que peut contenir l'horizon fissuré est comprise entre 1 et 3 m, soit de 1 à 3 millions de m³/km².

Ces valeurs sont indicatives, notamment en raison de l'incertitude sur la corrélation entre teneur en eau RMP et porosité efficace. Même en cas d'un facteur de corrélation de 0,5 (Vouillamoz et al., 2014), on reste dans les mêmes ordres de grandeur de volume poreux, car les épaisseurs d'horizon fissuré imprégnés atteignent fréquemment plusieurs centaines de mètres.

Ainsi, pour un gisement de 10 x 10 km, le volume poreux disponible dans l'horizon fissuré pour les hydrocarbures pourrait être compris entre 1 et quelques milliards de barils.

Volume poreux par km ²	En m ³ /km ²	En barils/km ²	Volume pour un gisement de 100 km ²	En m ³	En barils
Pour hauteur d'eau d'1 m	1 000 000	6 289 308	Pour hauteur d'eau d'1 m	100 000 000	628 930 800
Pour hauteur d'eau de 2 m	2 000 000	12 578 616	Pour hauteur d'eau de 2 m	200 000 000	1 257 861 600
Pour hauteur d'eau de 3 m	3 000 000	18 867 924	Pour hauteur d'eau de 3 m	300 000 000	1 886 792 400

Conclusions

- L'horizon fissuré des anciens profils latéritiques sur roches métamorphiques ou plutoniques peut constituer un réservoir d'hydrocarbures (huile ou gaz) de dimension économique
- Généralement le réservoir se situe sur un horst de socle sous recouvrement sédimentaire imperméable, la roche mère se trouvant en position effondrée au pied de la faille bordière
- Ce type de gisement est présent sur tous les continents et sous toutes les latitudes

Auteur

Robert Wyns⁽¹⁾

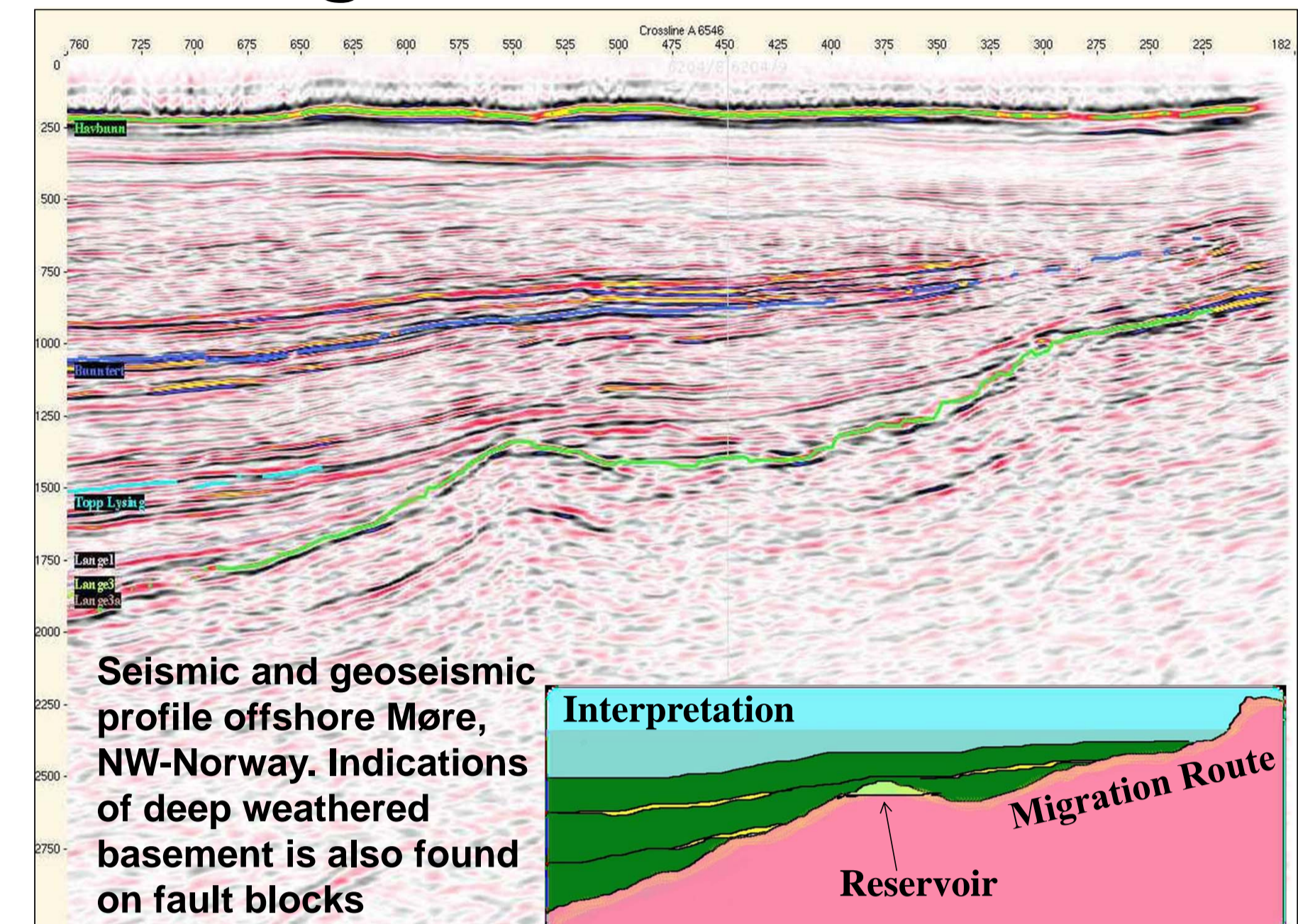
(1) BRGM, ISTO, UMR 7327, Orléans

r.wyns@brgm.fr

Références bibliographiques :

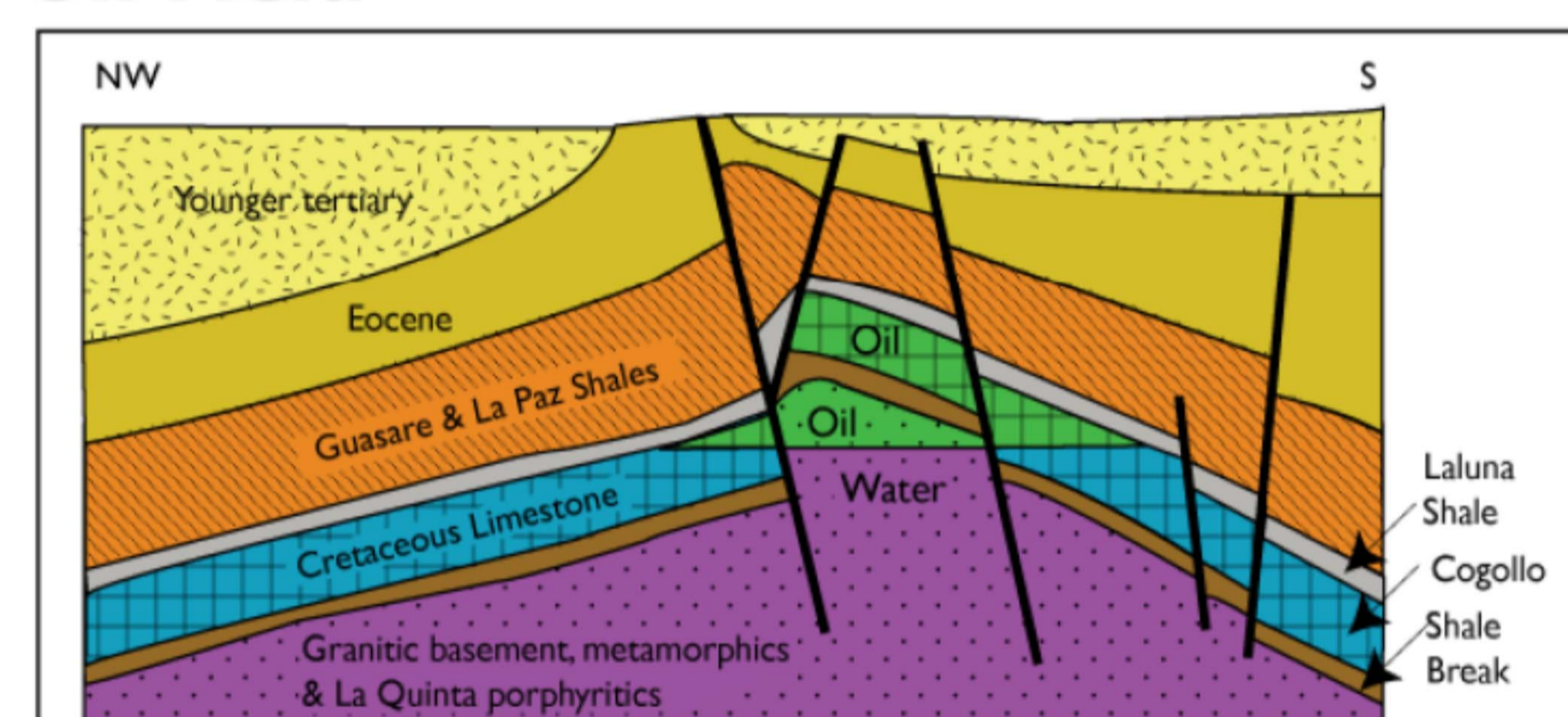
- Cuong T.X., Warren J.K. (2009) – Bach Ho Field, a Fractured Granitic Basement Reservoir, Cuu Long Basin, offshore SE Vietnam: a "Buried-Hill" Play. *J. Petrol. Geol.* (32), 2, 129-156.
- Dontsov V.V. and Lukin A.E. (2005) – Endogenous Factors of the Formation of Oil Fields in the Crystalline Basement of the Cuu Long Basin, South Vietnam Shelf. *Doklady Earth Sciences*, (407), 2, 188-191
- N.D. Hung, L.V. Hùng. (2003) - Petroleum geology of Cuulong Basin, offshore Viet Nam. *Proc. of the AAPG Intern. Conf., Barcelona, Spain*
- Koning T. (2013) – Fractured and Weathered Basement Reservoirs: Best Practices for Exploration and Production – Examples from USA, Venezuela and Brazil. *From poster presentation given at AAPG 2013 Annual Convention and Exhibition, Pittsburgh, Pennsylvania, May 19-22, 2013*
- B. MOUGIN, D. ALLIER, R. BLANCHIN, A. CARN, N. COURTOIS, C. GATEAU, E. PUTOT, collaboration J-P. JEGOU, P. LACHASSAGNE, P. STOLLSTEINER et R. WYNS (2008) - SILURES Bretagne - Rapport final - Année 5 - BRGM/RRP-56457-FR
- B. MOUGIN, (2015) - Calcul des volumes d'eau souterraine sur 12 bassins versants bretons en zone de socle et apports sur les temps moyens de résidence des eaux souterraines. *In Actes de la Conférence « Aquifères de socle : le point sur les concepts et les applications opérationnelles » - 20èmes Journées techniques du Comité Français d'Hydrogéologie de l'Association Internationale des Hydrogéologues. 11-13 Juin 2015, Auditorium ICES, La Roche-sur-Yon, Vendée, France*
- Petford N., McCaffrey K. (2003) – Hydrocarbons in crystalline rocks: an introduction. *Geol. Soc. Spec. Publ.*, (214), 1-5
- Salah M.G., Alsharhan A.S. (1998) – The Precambrian basement: a major reservoir in the rifted basin, Gulf of Suez. *J. Petrol. Sci. and Eng.* (19) 201-222.
- Sircar A. (2004) – Hydrocarbon production from fractured basement formations. *Current Science* (87) 2, 147-151.
- Solbakk T., Bering D., Brønner M., Fredin O., Hendriks B., Magnus C., Olesen O., Renning J. S., Øverland J. A. (2009) – Tropical Weathering in Norway: The NGU – NPD Twin Project. *Poster*
- Vouillamoz J.M., Lawson F.M.A., Desclotres M. (2014) – The use of magnetic resonance sounding for quantifying specific yield and transmissivity in hard rock aquifers; the example of Benin. *J. Appl. Geophys.*, 107, 16-24
- R. WYNS, J. M. BALTASSAT, P. LACHASSAGNE, A. LEGCHENKO, J. VAIRON and F. MATHIEU. Application of Magnetic Resonance Soundings for groundwater reserves mapping in weathered basement rocks (Brittany, France). *Bulletin de la Société Géologique de France* t. 175 (1) (2004) 21-34.

Norvège



Un exemple de réservoir au toit du socle sur la marge continentale au NW de la Norvège (d'après Solbakk et al., 2009)

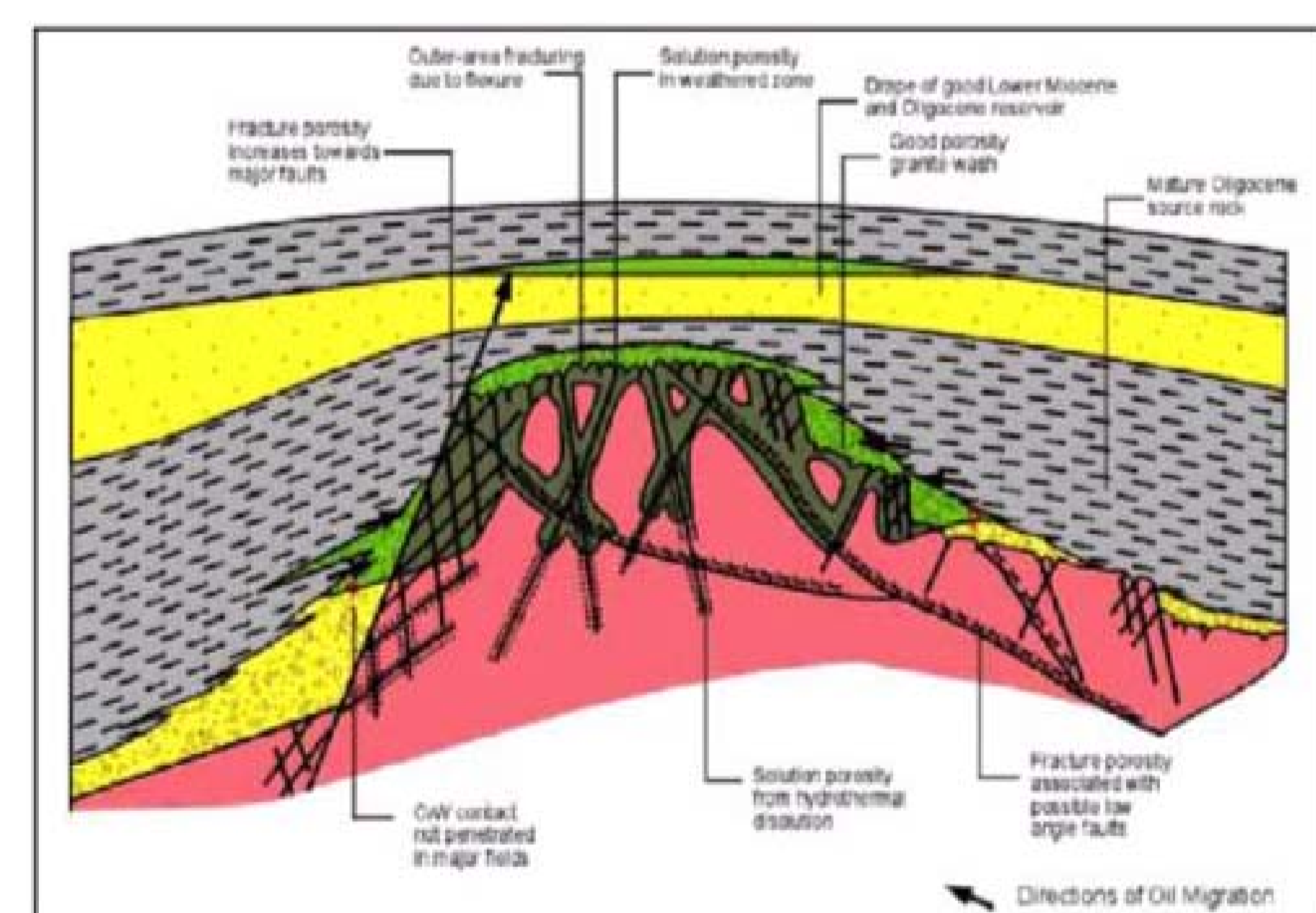
VENEZUELA: La Paz Basement Oil Field



Vertical section through the La Paz field, onshore Venezuela. Approx 830 MMbbls oil produced from low porosity Cretaceous limestones and 325 MMbbls produced from fractured granite basement. Maximum IP of basement wells was 11,500 BOPD average IP of 3,600 BOPD. Average penetration into basement is 500 meters (1,700 feet). Source rock is the Laluna shale which is also the cap rock for the limestone reservoir.

From Koning T. (2013)

Viet-Nam



Modèle de réservoir pétrolier granitique de Ciru Long (Viet-Nam), d'après Hu'ng et al., 2003

