

石油充注对成岩作用影响的研究现状

宋子学

大庆油田勘探开发研究院，黑龙江 大庆

收稿日期：2023年4月11日；录用日期：2023年6月4日；发布日期：2023年6月15日

摘 要

通过对国内外石油充注对成岩作用影响典型实例的剖析和概括，将石油充注对成岩作用影响的观点分为两大类，并总结了4大主要控制因素。研究认为，石油充注对成岩作用的影响主要受下列4大因素的控制：1) 石油充注前储层沉积特征；2) 石油充注前的成岩时间；3) 石油充注后含油饱和度；4) 油自身的演化程度及其性质。并在上述研究的基础上，提出石油充注类型的两种分类方法，便于针对不同盆地的实际资料及成岩和沉积特征展开石油充注对成岩作用影响的研究工作。

关键词

石油充注，沉积特征，成岩时间，含油饱和度

A Review of the Effect of Oil Emplacement on Diagenesis

Zixue Song

Exploration and Development Institute of Daqing Oilfield Company of Limited Liability, Daqing Heilongjiang

Received: Apr. 11th, 2023; accepted: Jun. 4th, 2023; published: Jun. 15th, 2023

Abstract

Through the analysis and summary of the typical examples of the influence of oil charging on diagenesis at home and abroad, the views on the influence of oil charging on diagenesis are divided into two categories, and four main controlling factors are summarized. The study shows that the influence of oil charging on diagenesis is mainly controlled by the following four factors: 1) sedimentary characteristics of reservoir before oil charging; 2) the time of diagenesis before oil filling; 3) Oil saturation after oil charging; 4) The evolution degree of oil itself and its properties. On the basis of the above research, two classification methods of oil charging types are proposed, which is

convenient for the study of the influence of oil charging on diagenesis according to the actual data and diagenetic and sedimentary characteristics of different basins.

Keywords

Oil Emplacement, Sedimentary Characteristics, Diagenetic Time, Oil Saturation

Copyright © 2023 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

自 Johnson [1] 提出砂岩中的 “Hydrocarbon emplacement” 以来, 后续学者继这一问题分别提出了自己的观点[2] [3] [4]。至今为止, 石油侵位与成岩作用之间的关系依然是争论不休的问题。有的学者认为石油侵位对成岩作用有影响[4]-[10]; 也有学者认为其对成岩作用没有影响[11] [12] [13] [14] [15]。认为石油侵位对成岩作用有影响的主要理论依据是: 饱含油与水区的自生矿物含量、孔隙度和渗透率等特征存在着明显的差异[16] [17] [18] [19]。而认为石油对成岩作用没有影响的主要依据是: 石油充注后, 如 Viking 地堑的 Tarbort 组、Etine 组、Statfjord 组和 Osberg 组的含油饱和度与孔隙度间相关性极差[13]、高岭石的伊利石化和石英次生加大依然发生[14]等。为了更加清晰地解析 “石油侵位对成岩作用的影响” 这一问题, 本文回顾了 “石油充注对成岩作用的影响” 的研究历程, 从以下几个方面探讨石油对成岩作用的影响: ① 石油充注前储层沉积特征; ② 石油充注的成岩时间; ③ 石油充注后含油饱和度; ④ 油本身的演化程度及性质。目前, 国内外针对石油充注对成岩作用的影响主要集中于两种不同的观点: 1) 石油充注对成岩作用具有影响[16]; 2) 石油充注对成岩作用没有影响[13]。但缺乏石油充注类型划分, 本文在总结 “石油充注对成岩作用影响” 控制因素的基础上, 依据成岩阶段与石油充注的关系, 并提出了两种石油充注类型划分方案, 进一步探讨石油充注对成岩作用的控制作用。

2. 石油充注对成岩作用影响的控制因素

2.1. 石油充注前储层沉积特征

石油充注对成岩作用的影响主要体现在石油充注前后储层自生矿物含量、孔隙度和渗透率等的变化, 如何区分上述变化是由于石油充注引起的, 还是沉积作用控制的, 是研究石油充注对成岩作用影响的关键问题之一。此外, Worden 等[19]对北海挪威南部的 Ula 油田 Ula 组的研究结果也很好的支撑了这一观点, 基于碎屑颗粒的粒度和生物扰动, 将数据样品依次分为具有生物扰动的极细 - 细砂岩、具有生物扰动的细 - 中砂岩和细 - 中砂岩三个相(图 1), 随着微晶石英含量和微晶石英包裹颗粒表面百分比的增加, 石英胶结物含量明显减少(图 1), 且具有生物扰动的极细 - 细砂岩相明显具有较高的微晶石英含量。通过对研究石英胶结物含量与含水饱和度的关系表明(图 2), 在具有生物扰动的细 - 中砂岩和细 - 中砂岩相, 随含水饱和度的降低(含油饱和度增加), 石英胶结物含量明显降低, 石油充注对石英胶结作用具有明显的抑制作用。而在具有生物扰动的极细 - 细砂岩相, 石油充注对石英胶结作用的抑制作用并不明显。上述研究皆表明, 沉积特征(碎屑颗粒粒度)、自生矿物含量(如微晶石英)和自生矿物含量包裹颗粒的程度明显的控制着石油充注对成岩作用的影响。

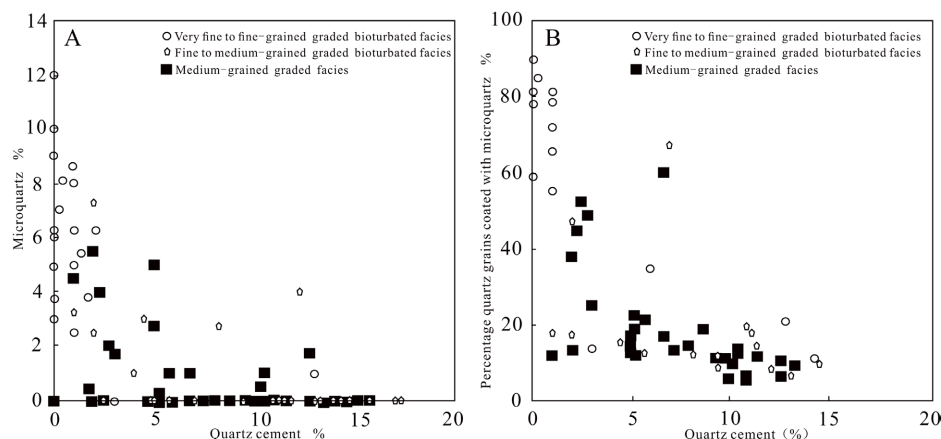


Figure 1. The effect of micro-quartz on quartz cement (quoted from Worden *et al.*, 2018)

图 1. 微晶石英对石英胶结作用的影响(引自 Worden *et al.*, 2018)

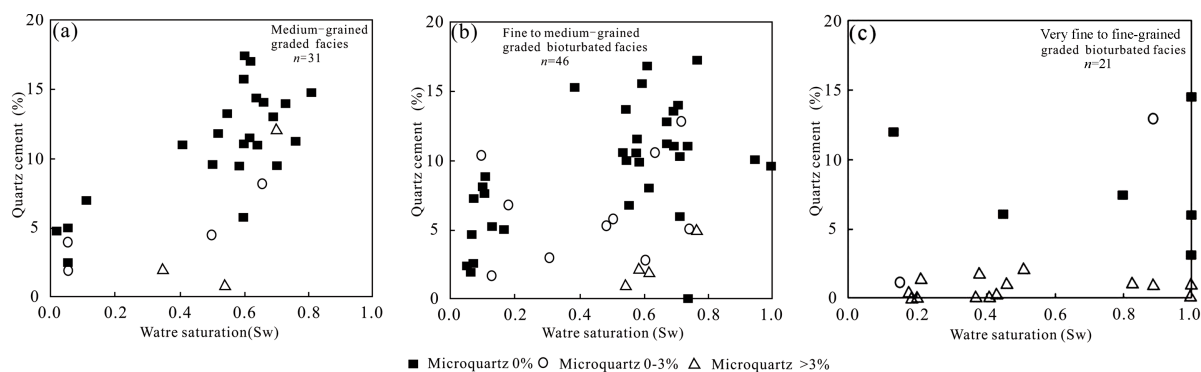


Figure 2. Quartz-cement volume versus wireline-derived water saturation (quoted from Worden *et al.*, 2018)

图 2. 石英胶结物体积与电缆测井含水饱和度的关系(引自 Worden *et al.*, 2018)

2.2. 石油充注前的成岩时间

盆地的动力学演化对循环流体的路径、温度、压力和化学成分都有很大的影响[20] [21] [22], 控制着成岩作用的进行。而成岩过程中, 压实作用、胶结作用及溶蚀作用等也会对原始沉积特征进行改造[23] [24]。因此, 石油充注前储层成岩时间的长短不仅控制着对储层原始沉积特征的改造, 也控制着石油充注对成岩作用的影响。

随着埋藏深度的增加, 颗粒接触方式依次为漂浮状(颗粒不接触)、点接触、线接触及凹凸接触(图 3), 且不同成岩阶段的颗粒接触方式不同。成岩阶段早期, 颗粒疏松, 油气充注后, 碎屑颗粒表面被石油包裹(简称“表外油”), 仅有部分亲水性岩石颗粒表面残余少量自由水(简称“表外水”), 极大程度地抑制了胶结作用的进行(图 3)。成岩阶段中晚期, 颗粒接触紧密, 石油充注后, 不连通孔隙中的残余水主要受扩散作用的控制, 几乎不受石油充注的影响, 而连通孔隙中的少量残余水被挤压在颗粒接触处(图 3)。此外, 当石油充注前颗粒表面被自生矿物(微晶石英及绿泥石等)完全(薄膜)或部分(衬里)包裹时(图 3), 石油充注后, 碎屑颗粒与油水呈现两种状态: 1) 大部分碎颗粒被石油包裹(简称“膜外油”), 颗粒表面矿物薄膜和石油对自生矿物的胶结作用皆具有抑制作用, 且石油对颗粒表面矿物的生长也具有抑制作用; 2) 部分碎颗粒表面仍被残余水遮盖(简称“膜外水”), 自生矿物的胶结作用主要受颗粒表面矿物薄膜的影响。Friis 等[10]通过对 Faroe-Shetland 盆地古新世砂岩中自生绿泥石的研究表明, 石油充注之后, 绿泥石依然能够继续沉淀。其主要原因是, 绿泥石通过毛细管水的扩散作用继续生长, 也就是说, 油气充注虽然驱替

了大部分可流动水, 但被碎屑颗粒束缚在颗粒之间的水依然可以通过扩散作用促进粘土矿物的生长和发育。孟元林等[18]对松辽盆地北部的萨尔图、葡萄花、高台子、扶余和杨大城子油层的研究结果也证实了这一观点, 上述各油层的油气注入前成岩时间分别为 6.79 Ma、7.79 Ma、13.88 Ma、16.5 Ma 和 20.35 Ma, 因此油气侵位对扶余和杨大城子油层成岩作用的抑制程度小于萨尔图、葡萄花及高台子油层。上述研究表明, 石油充注前成岩时间越短, 自生矿物形成与发育时间较短, 石油充注后, 易于形成“表外油”, 石油充注对胶结作用具有明显的抑制作用; 反之, 受碎屑颗粒表面自生矿物包裹程度及碎屑颗粒接触方式等因素的影响, 石油充注对成岩作用的影响不同程度的有所降低。尤其是膜外水, 其主要受颗粒薄膜和扩散作用的影响。

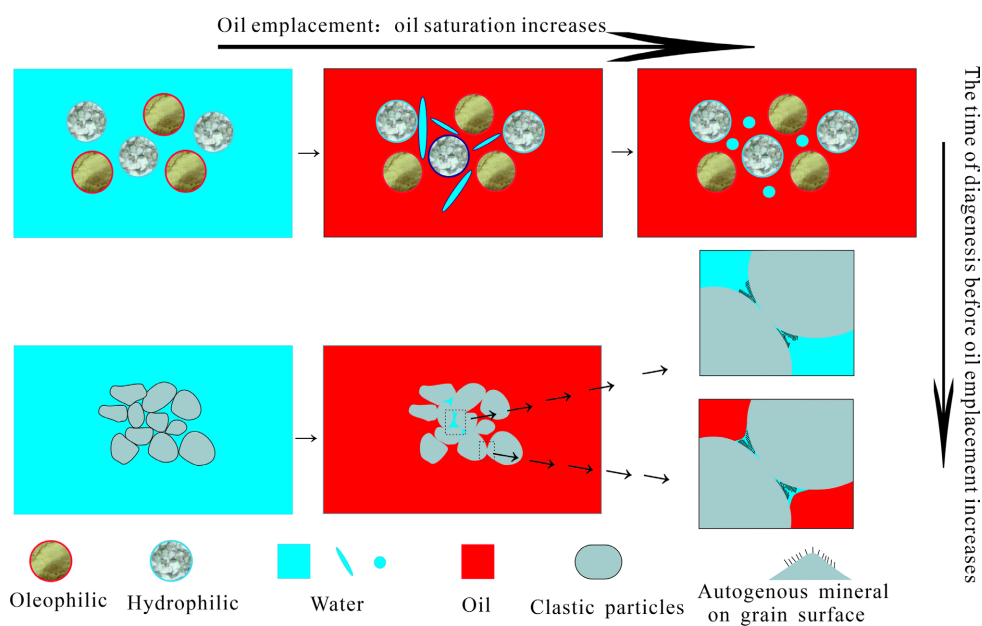


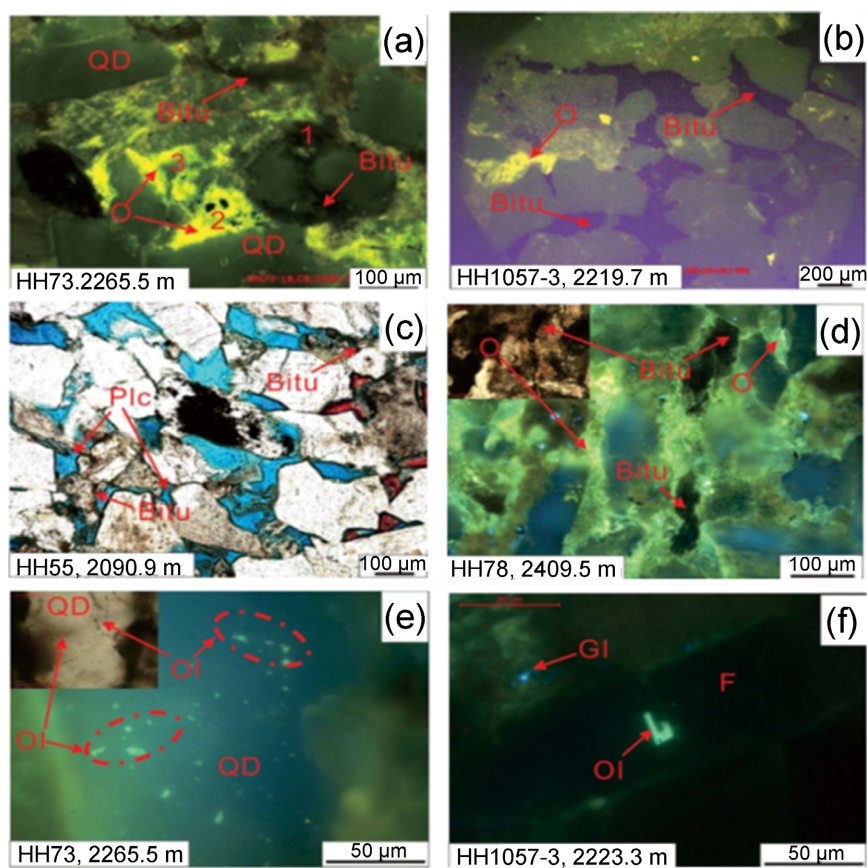
Figure 3. Schematic diagram of oil emplacement
图 3. 石油充注示意图

2.3. 石油充注后含油饱和度

上述研究表明, 油气充注之前, 石油充注对成岩作用的影响主要受成岩时间和原始沉积特征的影响。而石油充注后, 石油充注对成岩作用的影响还受控于储层中自生矿物的发育条件和含油饱和度。此外, 石油充注前储层的孔隙度和渗透率往往是先天条件, 一定程度上控制着石油充注后不同类型自生矿物的发育条件。Worden and Morad [25]认为所有的成岩反应都离不开水, 包括自生矿物的溶解、迁移及沉淀。当石油充注后, 储层成岩反应体系由水-岩反应体系变为油-水-岩反应体系(图 1): 1) 大量自由水被驱替, 残余水被石油分割, 且相互独立[19]; 2) 石油破坏了原水岩反应体系中自生矿物(自生石英等)的物质来源和迁移沉淀通道[19]; 3) 不同的岩石颗粒表面润湿性不同, 石油充注后, 碎屑颗粒表面不同程度的被油或油水混合相包裹; 4) 成岩流体(水)是自生矿物物质供给和迁移的载体, 石油充注后, 石油占据了或不同程度的分割了原始成岩流体的渗流通道, 使得成岩流体(水)的运移路径变得更加曲折而复杂。Worden 等[19]的研究结果很好的支撑了这一观点, 当含水饱和度较低(含油饱和度相对较高)时, 压实作用对储层物性的影响强于胶结作用; 当含水饱和度较高(含油饱和度相对较低)时, 胶结作用对储层物性的影响强于压实作用。因此, 我们可以做出推论, 石油充注后, 含油饱和度越高, 石油充注对胶结作用的抑制作用越明显。

2.4. 油本身的演化程度及性质

石油充注对成岩作用的影响,除了受石油充注前储层原始沉积特征、成岩时间和石油充注后含油饱和的控制以外,油本身的物理化学性质和演化程度亦是也是研究石油充注对成岩作用的影响的关键因素之一。Chen 等[20]在研究鄂尔多斯盆地三叠统长 8 致密砂岩储层石油侵位对成岩的影响过程中,将其分为三个阶段(图 4(a)): ① 第一个阶段:重油以沥青的形式出现(图 4(b), 图 4(c)),抑制了石英加大,并改变了储层的润湿性,从而降低了储层质量;② 第二个阶段:由于绿泥石的亲油性,成熟油更趋向于聚集在富含自生绿泥石的储层中(图 4(d)),而石油可能抑制成岩作用的进行[26] [27];③第三个阶段:轻油(图 4(e), 图 4(f)),可能有利于保存剩余孔隙,也可能抑制胶结作用的进行[20]。此外,Midtbø 等[14]对 Viking 地堑的 Tarbort 组的研究认为,受后期气体充注的影响,现今储层中的油轻于油气充注时的油。纪友亮等[24]通过对高邮凹陷阜一段储层各种成岩现象的镜下观测与物性统计分析也发现石油沥青化条件下对压实作用的缓冲。由此可见,随着石油充注后油气演化程度的不同和物理化学性质的变化,往往对成岩作用存在着不同的影响。



QD——碎屑石英; F——长石; Plc——孔隙衬里绿泥石; Bitu——沥青; O——石油; OI——油包裹体; GI——气包裹体。

(a) 三个阶段的油气侵位, HH73, 2265.5 m, 延长组; (b) 早期沥青和晚期石油侵位, HH1057-3, 2219.7 m, 延长组; (c) 孔隙衬里绿泥石被沥青浸染, HH55, 2090.9 m, 延长组; (d) 早期沥青和晚期石油侵位, HH78, 延长组; (e) 两期包裹体, HH73, 2265.5 m, 延长组; (f) 溶蚀孔中的包裹体, HH1057-3, 延长组。

Figure 4. Oil trace characteristics of the Chang 8 sandstone reservoir from Yanchang formation in the southern Ordos basin (quoted from Chen *et al.*, 2017)

图 4. 鄂尔多斯盆地南部延长组长 8 砂岩储层油迹特征(引自 Chen *et al.*, 2017)

3. 石油充注类型

纵观石油充注发展历程，很少有学者将石油充注进行类型划分。因此，在充分考虑石油充注前储层沉积特征、成岩时间、含油饱和度及油气自身演化程度及其性质等因素的基础上，为了便于理解和展开石油充注对成岩作用影响的科研工作，本文提出两种油气充注类型划分方法(表 1，表 2)，方案 1：基于石油充注的时间与成岩作用的关系，将油气充注划分为三种类型(表 1)：当油气充注时，若古储层处于成岩阶段的早期(区别于现今储层成岩阶段)，则油气充注类型为早期注入；若古储层处于成岩阶段的中期，则油气充注类型为中期注入；若古储层处于成岩阶段的晚期，则油气充注类型为晚期注入。其主要划分依据是，石油充注前成岩作用时间和古储层沉积特征控制着石油充注对成岩作用的影响，且不同成岩阶段的成岩作用类型及其对储层的改造程度不同。因此，油气充注类型为早期注入，石油充注对成岩作用的影响较明显。

Table 1. Relationship between diagenetic stage and types of oil emplacement
表 1. 成岩阶段与油气充注类型的关系

成岩指数 I_D	储层 R_o	成岩阶段	油气注入类型
$I_D < 0.34$	$R_o < 0.5$	早成岩阶段	早期注入
$0.34 \leq I_D < 1.0$	$0.5 \leq R_o < 2.0$	中成岩阶段	中期注入
$1.0 \leq I_D < 1.5$	$2.0 \leq R_o < 4.0$	晚成岩阶段	晚期注入

方法 2：按照相对地质年代的不同，即储油层(储层)和生油层(烃源岩)相对新老关系的不同，通过比较根据油气饱和烃中 C29 甾烷 S/S + R 计算出的 $R_o^{烃}$ (或生成油气烃源岩的 $R_o^{源}$)与储层的 TTI 或化学动力学模型计算出的 $R_o^{储}$ 相对大小(表 2)，将油气充注划分为三种类型：① 当 $R_o^{烃} \approx R_o^{储}$ 时，为同期注入，生储盖组合为自生自储式；② 当 $R_o^{烃} < R_o^{储}$ 时，为晚期注入，生储盖组合为新生古储式生储盖组合；③ 当 $R_o^{烃} > R_o^{储}$ 时，为早期注入，生储盖组合为古生新储式。其主要划分依据是，生储组合及其 R_o 大小一定程度上反映了油气的演化程度，油气演化程度及其不同演化阶段的物理化学性质也是控制石油充注对成岩作用影响的重要因素。一般来讲，油气充注类型为早期注入时，石油充注对成岩作用的影响较为明显。

Table 2. Quantitative judgment criteria of different types of Hydrocarbon emplacement
表 2. 油气充注类型定量判别准则

油、储 R_o	油气注入类型	生储盖组合
$R_o^{烃} \approx R_o^{储}$	同期注入	自生自储
$R_o^{烃} < R_o^{储}$	晚期注入	新生古储
$R_o^{烃} > R_o^{储}$	早期注入	古生新储

4. 结论

- 1) 一般来说，石油充注前成岩时间越短，储层颗粒粒度较粗，含油饱和度较高时，石油充注对成岩作用的影响越明显。
- 2) 随着埋藏深度和温度的增加，石油自身演化程度不同，且具有不同的物理化学性质，对成岩常具有不同程度的影响。

3) 基于上述研究诸多因素对“油充注对成岩作用的影响”的控制作用, 提出两种油气充注类型划分方法。一般来说, 油气充注类型为早期注入时, 石油充注对成岩作用的影响较为明显。

参考文献

- [1] Johnson, R.H. (1920) The Cementation Process in Sandstone. *AAPG Bulletin*, **4**, 33-35. <https://doi.org/10.1306/3D93252D-16B1-11D7-8645000102C1865D>
- [2] Lowry, W.D. (1956) Factors in Loss of Porosity by Quartzose Sandstones of Virginia. *AAPG Bulletin*, **40**, 489-500. <https://doi.org/10.1306/5CEAE3EB-16BB-11D7-8645000102C1865D>
- [3] Scholle, P.A. (1977) Chalk Diagenesis and Its Relation to Petroleum Exploration: Oil from Chalks, a Modern Miracle? *AAPG Bulletin*, **61**, 982-1009. <https://doi.org/10.1306/C1EA43B5-16C9-11D7-8645000102C1865D>
- [4] Hawkins, P.J. (1978) Relationship between Diagenesis, Porosity Reduction, and Oil Emplacement in Late Carboniferous Sandstone Reservoirs, Bothamsall Oilfield, E Midlands. *Journal of the Geological Society*, **135**, 7-24. <https://doi.org/10.1144/gsjgs.135.1.0007>
- [5] Scholle, P.A., and Halley, R.B. (1985) Burial Diagenesis: Out of Sight, Out of Mind! In: Schneidermann, N. and Harris, P.M., Eds., *Carbonate Cements*, SEPM Special Publication, Tulsa, 309-334.
- [6] Dixon, S.A., Summers, D.M. and Surdam, R.C. (1989) Diagenesis and Preservation of Porosity in Nepheloid Formation (Upper Jurassic), Southern Alabama. *AAPG Bulletin*, **73**, 707-728. <https://doi.org/10.1306/44B4A24E-170A-11D7-8645000102C1865D>
- [7] Emery, D., Smalley, P.C. and Oxtoby, N.H. (1993) Synchronous Oil Migration and Cementation in Sandstone Reservoir Demonstrated by Quantitative Description of Diagenesis. *Philosophical Transactions of the Royal Society of London*, **344**, 115-125. <https://doi.org/10.1098/rsta.1993.0080>
- [8] Gluyas, J.G., Grant, S.M. and Robinson, A. (1993) Geochemical Evidence for a Temporal Link Control on Sandstone Cementation. In: Horbury, A.D. and Robinson, A.G., Eds., *Diagenesis and Basin Development*, American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, 22-33.
- [9] Boles, J.R. and Hickey, J.J. (1997) Inhibition of Quartz Cementation by the Presence of Hydrocarbons, Point McIntyre Field, North Slope, Alaska. In: Hendry, J.P., Carey, P.F. and Parnell, J., Eds., *Second International Conference on Fluid Evolution, Migration and Interaction in Sedimentary Basins and Orogenic Belts*, The Queens University, Belfast, 272-274.
- [10] Friis, H., Molenaar, N. and Varming, T. (2014) Chlorite Meniscus Cement—Implications for Diagenetic Mineral Growth after Oil Emplacement. *Terra Nova*, **26**, 14-21. <https://doi.org/10.1111/ter.12061>
- [11] Ramm, M. (1992) Porosity-Depth Trends in Reservoir Sandstones: Theoretical Models Related to Jurassic Sandstones Offshore Norway. *Marine and Petroleum Geology*, **9**, 553-567. [https://doi.org/10.1016/0264-8172\(92\)90066-N](https://doi.org/10.1016/0264-8172(92)90066-N)
- [12] Nedkvitne, T., Karlsen, D.A., Bjørlykke, K. and Larter, S.R. (1993) Relationship between Reservoir Diagenetic Evolution and Petroleum Emplacement in the Ula Field, North Sea. *Marine and Petroleum Geology*, **10**, 255-270. [https://doi.org/10.1016/0264-8172\(93\)90108-5](https://doi.org/10.1016/0264-8172(93)90108-5)
- [13] Ramm, M. and Bjørlykke, K. (1994) Porosity/Depth Trends in Reservoir Sandstones: Assessing the Quantitative Effects of Varying Pore-Pressure, Temperature History and Mineralogy, Norwegian Shelf Data. *Clay Minerals*, **29**, 475-490. <https://doi.org/10.1180/claymin.1994.029.4.07>
- [14] Midtbø, R.E.A., Rykkje, J.M. and Ramm, M. (2000) Deep Burial Diagenesis and Reservoir Quality along the Eastern Flank of the Viking Graben. Evidence for Illitization and Quartz Cementation after Hydrocarbon Emplacement. *Clay Minerals*, **35**, 227-237. <https://doi.org/10.1180/000985500546602>
- [15] Aase, N.E. and Walderhaug, O. (2005) The Effect of Hydrocarbons on Quartz Cementation: Diagenesis in the Upper Jurassic Sandstones of the Miller Field, North Sea, Revisited. *Petroleum Geoscience*, **11**, 215-223. <https://doi.org/10.1144/1354-079304-648>
- [16] Marchand, A.M.E., Haszeldine, R.S., Macaulay, C.I., Swennen, R. and Fallick, A.E. (2000) Quartz Cementation Inhibited by Crestal Oil Charge: Miller Deep Water Sandstone, UK North Sea. *Clay Minerals*, **35**, 201-210. <https://doi.org/10.1180/000985500546585>
- [17] 门相勇, 赵文智, 胡素云, 季汉城. 准噶尔盆地腹部二叠系、三叠系储集层特征及烃类侵位对深部储集层物性的影响[J]. 石油勘探与开发, 2006, 33(2): 209-211.
- [18] 孟元林, 潘雪梅, 吴河勇, 等. 松辽盆地北部中浅层含油饱和度和孔隙度的关系与油气侵位对成岩作用的抑制[J]. 矿物岩石地球化学通报, 2010, 29(1): 11-16.
- [19] Worden, R.H., Bukar, M. and Shell, P. (2018) The Effect of Oil Emplacement on Quartz Cementation in a Deeply Bu-

- ried Sandstone Reservoir. *AAPG Bulletin*, **102**, 49-75. <https://doi.org/10.1306/02071716001>
- [20] Chen, H., Zhu, X., Chen, C., *et al.* (2017) Diagenesis and Hydrocarbon Emplacement in the Upper Triassic Yanchang Formation Tight Sandstones in the Southern Ordos Basin, China. *Australian Journal of Earth Sciences*, **64**, 957-980. <https://doi.org/10.1080/08120099.2017.1375983>
- [21] Vandeginste, V., John, C.M. and Manning, C. (2013) Interplay between Depositional Facies, Diagenesis and Early Fractures in the Early Cretaceous Habshan Formation, Jebel Madar, Oman. *Marine and Petroleum Geology*, **43**, 489-503. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2012.11.006>
- [22] Mangerot, X., Gasparrini, M., Gerdes, A., Bonifacie, M. and Rouchon, V. (2018) An Emerging Thermochronometer for Carbonate-Bearing Rocks: $\Delta 47/(U-Pb)$. *Geology*, **46**, 1067-1070. <https://doi.org/10.1130/G45196.1>
- [23] Wilson, M.J., Wilson, L. and Patey, I. (2014) The Influence of Individual Clay Minerals on Formation Damage of Reservoir Sandstones: A Critical Review with Some New Insights. *Clay Minerals*, **49**, 147-164. <https://doi.org/10.1180/claymin.2014.049.2.02>
- [24] Leila, M. (2019) Clay Minerals Distribution in the Pre-, Syn-Messinian Salinity Crisis Sediments of the Onshore Nile Delta, Egypt: Mineral Origin and Implications on the Reservoir Quality. *Journal of African Earth Sciences*, **154**, 35-48. <https://doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2019.03.016>
- [25] Worden, R.H. and Morad, S. (2000) Quartz Cementation in Oil Field Sandstones: A Review of the Key Controversies. In: Worden, R.H. and Morad, S., Eds., *Quartz Cementation in Sandstones*, Blackwell Science, Oxford, 1-20. <https://doi.org/10.1002/9781444304237>
- [26] Morad, S., Al-Ramadan, K., Ketzer, J.M. and De Ros, L.F. (2010) The Impact of Diagenesis on the Heterogeneity of Sandstone Reservoirs: A Review of the Role of Depositional Facies and Sequence Stratigraphy. *AAPG Bulletin*, **94**, 1267-1309. <https://doi.org/10.1306/04211009178>
- [27] Barclay, S.A. and Worden, R.H. (2000) Effects of Reservoir Wettability on Quartz Cementation in Oil Field. In: Worden, R.H. and Morad, S., Eds., *Clay Cements in Sandstones*, Blackwell Science, Oxford, 103-117. <https://doi.org/10.1002/9781444304237.ch8>