

深部砂岩异常孔隙的保存机制研究

周东升¹, 刘光祥², 叶军³, 贾存善²

(1. 中国地质大学, 北京 100083; 2. 中国石化石油勘探开发研究院 无锡实验地质所, 江苏 无锡 214151; 3. 中国石化西南石油局, 四川 成都 610081)

摘要: 该文跟踪国外含油气盆地深部勘探研究的最新进展, 在总结深部砂体发育异常孔隙的机理及控制因素基础上, 以四川盆地川西坳陷中深部沙溪庙组(J_{2s}) 储层为例, 探讨了原生粒间孔隙的保存机制, 指出绿泥石包膜、早期油气充注及异常高压发育是川西地区 J_{2s} 粒间孔隙发育的主要机制。

关键词: 异常孔隙; 绿泥石; 油气充注; 欠压实; 沙溪庙组; 川西坳陷

中图分类号: TE122. 2

文献标识码: A

上世纪 90 年代以来, 盆地的深部勘探取得了重大成就, 在北海盆地南部、挪威大陆架边缘、澳大利亚及得克萨斯等地区深部砂体中相继发现了一大批工业性储层。这些储层埋藏深一般都 > 3 500m、孔隙发育(> 20%)、渗透率高(> 100md)。深部发育异常孔隙不仅可以提高油气产量, 更重要的是能拓展油气勘探领域, 降低油气开采的底限。就北海的勘探情况而言, 1998 年, 产自 3 500m 以下储层的仅占 10%, 但该盆地有三分之一储量位于 3 500m 以下。这充分说明深部具有更广阔的勘探前景。随埋藏深度的增加, 压实作用及成岩胶结作用的影响越来越大, 储层应该越来越致密。为什么在如此深的部位仍然发育异常孔隙? 为什么大量原生粒间孔隙得以保存? 深部储层异常孔隙的发育及保存机制引起了人们的极大关注。综合国外深层油气勘探成果, 深部发育异常孔隙主要受以下 4 种因素控制: a) 早期油气充注, b) 绿泥石包膜, c) 微晶石英, d) 异常高压发育和 e) 次生孔隙。限于篇幅及作者重点阐述粒间孔隙保存机制的本意, 本文仅对前 4 种因素进行讨论。

1 早期油气充注的影响

关于油气充注对孔隙演化的影响存在着很大的

争议。早在 1920 年, Johnson 就提出了油气充注与孔隙异常之间的关系: 油气充注的重要性是使地层水被从孔隙中驱出, 从而使胶结作用停止, 孔隙得以保存。当时这只是一种假设, 而无任何可靠证据支持。随着实验技术的飞速发展及人们认识水平的不断提高, 这一观点直到最近才被大多数学者接受^[1-3]。然而也有一些学者对油气充注对孔隙保存的影响一提及质疑态度^[4,5]。Midtbø 等(2000)认为油气充注后, 一些自生矿物(诸如石英、伊利石)可以继续沉淀^[6]。

1998 年 Worden 等人^[7]通过实验证实早期油气充注可以停止或阻滞成岩作用的进行, 并基于储层岩石的亲水及亲油性, 提出了开放体系和封闭体系中油气早期充注对成岩矿物的影响模式。在开放体系中, 对于亲水储层, 油气充注可以使胶结作用停止。在封闭体系中, 对于亲水岩石而言, 油气充注可以延缓胶结作用的发生; 对于亲油岩石, 石英次生加大停止。例如, 在澳大利亚陆架上西北地区的 Brewster-1 井有明确的数据表明: 由于早期油气充注抵制了石英胶结物的沉淀(石英胶结物含量为 21%, 而非 31%), 使孔隙(Φ 平均值约为 9%)得以保存^[8](图 1)。

众所周知, 矿物的沉淀与溶蚀是在水岩相互作用过程中矿物质等量交换的结果, 在水介质流动的

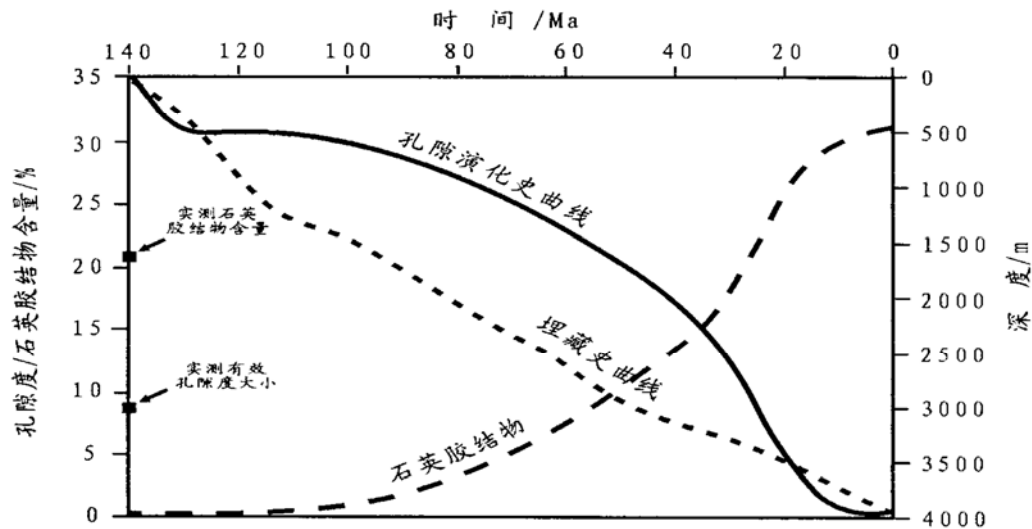


图1 澳大利亚西北陆架 Brewster-1 井油气充注对石英胶结的抑制作用关系图
(据 Lander 和 Walderhaug, 1999, 修改)

Fig. 1 The effect of oil emplacement on retardating quartz cementation in well Brewster-1, northwestern shelf Australia (After Lander and Walderhaug, 1999, modified)

环境中最易发生。因此,无论是亲水岩石,还是亲油岩石,油气的充注必然会大大降低地层水的流动性,从而使矿物质交换的数量受到一定的限制,成岩矿物发生沉淀所必须的离子浓度因此受到制约。而更为客观的事实是:油气充注使岩石颗粒与地层水相隔离,这在一定程度上阻止了成岩作用的继续。

2 颗粒包膜 (grain coats) 有利于异常孔隙的形成

挪威大陆架边缘及北海盆地南部地区,相继在中、上侏罗统 3 400~ 4 400m 深度发现了异常高孔隙 (20%~ 27%)、高渗透率 (100~ 1 000mD) 的优质储层,大量研究发现^[9-17],这些深部储层的典型特征是颗粒包膜较为发育。颗粒包膜,比如早期绿泥石可以抑制石英次生加大,从而有效抵制孔隙度及渗透率随埋藏深度增大而降低,使大量粒间孔隙得以保存。

包膜,顾名思义是指包在骨架颗粒表面的一层薄薄的成岩矿物层,它是成岩矿物自生过程的产物^[18],颗粒包膜主要包括自生粘土(以自生绿泥石为主)和微晶石英颗粒。

2.1 绿泥石包膜

一般来讲,自生绿泥石受沉积环境及物源控制较为明显^[14,15]。绿泥石形成需要一定的水动力条件和水介质条件,多发育于分选好的中-细粒纯净碎屑石英岩中,并且沉积水介质需富含绿泥石形成所需的铁离子及镁离子。考虑铁、镁离子的来源及绿泥石形成所需要的水动力条件, Ehrenberg

(1993)^[14]指出在河流入海处的河道中较易形成。基于源控论,主要是物源组成需富含一定的超基性火山碎屑岩屑,这些碎屑岩屑在沉积过程中,由于溶解作用释放出铁离子,从而为自生绿泥石的形成提供了必需的物质基础^[19]。

自生绿泥石主要发育在粒间孔隙空间中,呈针状垂直颗粒表面向孔隙空间中心生长,形成栉壳状结构,扫描电镜下常见自生绿泥石呈针叶状、板片状玫瑰花状等自形晶集合体形态。绿泥石形成时间较早,大约在颗粒呈点-线接触时形成,它的形成一方面可抑制石英次生加大的进行,有效地抵制化学压实作用对孔隙的进一步破坏,从而使孔隙得以保存,另一方面,由于绿泥石本身的性质较稳定,不易改造,由于它的产生,抵制了粒间孔隙因机械压实作用而进一步缩小,可以有效地使粒间孔隙得以保存;与此同时,自生绿泥石以极其微细的针形簇状形式沿颗粒表面径向生长,其大量的晶粒孔间为流体提供了通道,因而它的发育对储层中孔隙、喉道起到了保护作用^[12]。物极必反,当绿泥石含量过多,并呈密集型形态充填于碎屑颗粒间的时候,则会大大降低或破坏碎屑颗粒之间的原生孔隙,从而不利于油气聚集,这也进一步说明为什么只有细粒以上砂岩发育绿泥石包膜时才容易保存大量原生孔隙,因为颗粒粒径越大,其表面积就小,这样,因石英次生加大导致孔隙降低的面积也就越小^[15]。

2.2 微晶石英

绿泥石包膜对于孔隙的保护作用已被众多地质学家所接受,但对于微晶石英对孔隙的保护作用一直未受到重视^[20],主要原因是,传统观念中当深度

大于 2 500m 时,石英胶结物通常被认为是孔隙降低的最重要的因素^[21],因此石英胶结物一直被认为对储层起到化学致密胶结作用,另一方面,微晶石英由于其镜下难以观察,人们常忽视微晶石英对储层的保护作用。

Nils Einar Aase 等^[20](1996)在研究北海的GYDA 和 ULA 油田上侏罗统砂岩储层异常孔隙度时,探讨了微晶石英对粒间孔隙的保护作用。指出有利于原生粒间孔隙保存在微晶石英膜最佳厚度在 0.1~0.2 μm 左右,且微晶石英的含量在 3% 左右。另外, Ramm、Forsberg(1991)的研究也发现,孔渗性好的储层与微晶石英的发育具有对应关系,并经统计表明,差储层微晶石英含量在 8%~18% 之间,好储层中微晶石英含量 0~2% 左右。

关于微晶石英保护孔隙的机制,主要是微晶石英的生成可以抑制大晶体石英的发育^[20]。

以上讨论表明,石油的早期充注及绿泥石包膜在一定程度上都可抑制石英胶结物的形成,看似与微晶石英也对储层起到保护作用有些矛盾,即:如果上述两种保存机制存在,那么就不会有微晶石英的出现。其实则不然,微晶石英受控于特殊的沉积环境,于富含海绵骨针的浅海相沉积砂岩中最易发育^[15]。

3 异常高压对孔隙保存的影响

超压的形成与多种因素有关^[22,23],包括:欠压实作用、生烃作用、水热增压、粘土矿物脱水及构造应力。除强挤压背景外,欠压实和生烃作用是可独立产生大规模超压的两种主要机制^[24]。

关于孔隙流体超压对孔隙保存的影响已有诸多研究^[25,26]。超压的发生导致最明显的事实是:超压降低了岩石的有效应力,它阻止岩石的进一步机械压实并抑制压溶作用的发生^[27],从而使孔隙得以保存。比如超压状态下 5 000m 深处的岩石有效应力大致相当于 750m 深处静水压力条件下的有效应力^[15]。超压抑制岩石的压实程度依赖于超压发育所经历的时间以及储层的岩性,一般地讲,自浅部就开始发育超压并随埋深增加一直保持超压状态的储层其孔隙保存的就好。必须指出,晚期超压(指砂岩压实、胶结程度很高时发育的超压)对砂岩的孔隙度、渗透率的影响较弱。

另外,超压的发生使超压系统内流体的流动性

减弱,因而导致成岩胶结作用减缓,使深部超压储层保持较高的孔隙度。例如,莺歌海盆地乐东 30-1-1A 井埋藏深度超过 5 000m 的砂岩仍保持点接触,孔隙度可达 20%;北海盆地埋藏深度超过 5 000m 的超压储层孔隙度可达 30% 以上^[28]。

4 实例分析—以四川盆地川西坳陷中深层沙溪庙组为例

自 1990 年 5 月在 CX129 井侏罗系上沙溪庙组(J_2s)取得突破以来,川西中深层(沙溪庙组)勘探开发进展迅速,取得了巨大成功。 J_2s 气藏集致密、非均质性、裂缝、高压于一体,是一个丰度高、储量大、勘探难度大的非常规勘探目标层^[29-34]。

4.1 气藏特征

沙溪庙组储层孔隙度范围 4.4%~16.62%,平均值 < 12%;渗透率 $(0.08\sim 0.2) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均值为 $0.184 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;压力系数为 1.7~2.1,属致密超压气藏。天然气主要分布于三角洲分流河道叠加微相中,砂岩类型以中-细粒砂岩为主,较为纯净,基质含量普遍低于 3%。碎屑物质以颗粒支撑为主,石英含量 37%~48%,长石 22%~32%,岩屑含量 30%~38%。岩屑中含中基性喷发岩、火山岩。

4.2 孔隙类型

川西地区沙溪庙组(J_2s)气藏主要存在 3 种孔隙类型:a)原生粒间孔隙;b)次生孔隙;c)混合孔隙(原生+次生孔隙)。其中,原生粒间孔隙是川西地区普遍存在的现象^[35],如 CX168 井 J_2s C 层孔隙度分布范围为 8.24%~15.33%,平均值为 12.45%,渗透率分布在 $(0.151\sim 2.555) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,平均 $0.723 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔隙类型以原生粒间孔为主。CX169 井 D 砂体孔隙度分布在 3.2%~16.1% 之间,其中含气砂体孔隙度主峰值分布在 8%~14% 之间^[33]。X651 井 J_2s 产气层薄片观察储集空间以原生粒间孔和残余粒间孔为主,少量溶蚀孔隙,中江地区 JS6 井 J_2s 砂岩中也保存了非常好的原生孔隙。

由上可见,在川西坳陷中深层领域,未经成岩等后生改造的原生粒间孔隙与经过各种改造作用产生的次生溶蚀孔隙一样,是普遍存在的一种孔隙类型。它不仅为油气的储存提供了空间,而且是形成工业气层的重要孔隙类型。

4.3 原生粒间孔隙保存机制

川西坳陷在经历快速沉降及多期多次构造运动

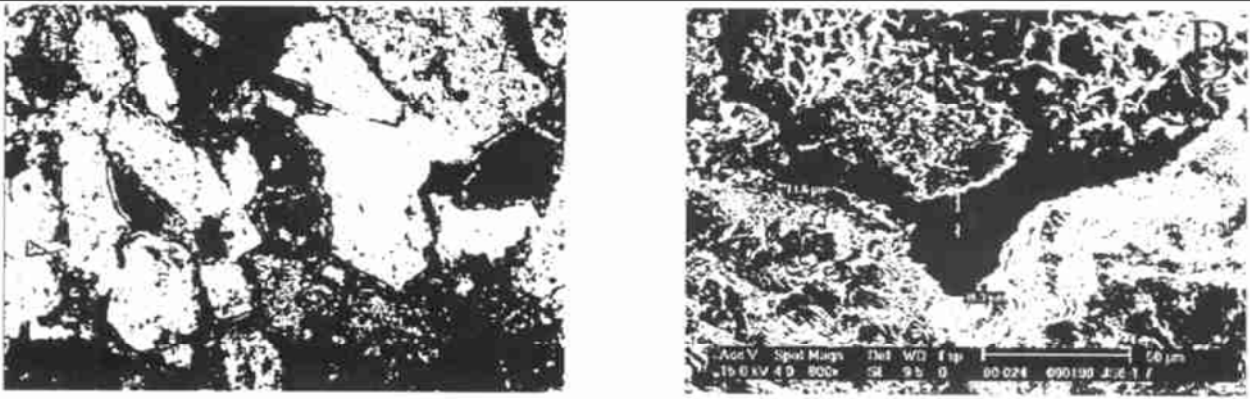


图 2 川西坳陷沙溪庙组绿泥石包膜发育图版

(A. 绿泥石包膜, CH123 井, J_{2s}, 2301.38m, 10×10, 单偏光; B. 粒间孔隙形态, JS6 井, J_{2s}, 800×, 扫描电镜)

Fig. 2 Thin section and SEM photomicrographs of chlorite coats in Chuanxi sag

改造的背景下, 岩石已普遍致密化, 这些粒间孔隙为何能保存下来? 经岩石学及地质综合研究, 川西地区主要存在以下 3 种原生孔隙保存机制。

4.3.1 绿泥石包膜

川西地区沙溪庙组普遍发育绿泥石包膜。自生绿泥石主要发育在粒间孔隙空间中, 呈栉齿状沿颗粒表面径向生长, 扫描电镜下展现出多种形态, 如针叶状、蔷薇花状、蜂窝状等自形晶集合体形态。

从粒间孔隙较为发育的样品观察, 由于颗粒一般被早期绿泥石栉壳边包裹, 孔隙形态一般呈三角状(图 2A), 粒间孔隙最大处达 39.34μm(图 2B)。绿泥石的发育, 抵制了压实作用的进行, 如新场气田 J_{2s} 气藏中获最高自然产能的一口工业气井 X809 井 C 砂层, 井筒返出岩屑呈中粗粒河砂状, 储集空间以原生残留粒间孔为主, 少见溶蚀现象, 颗粒呈点一线接触, 在致密化背景上反映出压实作用较弱的特点^[35]。

绿泥石发育与否与孔隙度大小具有明显对应关系。绿泥石包膜的出现与油气具有密切关系, 以 X651 井为例, 2240m 以上, 绿泥石不发育, 孔隙度较低, 平均孔隙度为 6.446%; 其下, 绿泥石包膜较为发育, 平均孔隙度为 11.96%(图 3)。

有适量绿泥石发育的井段, 其油气显示级别都较高, 80% 以上为气层, 如 CX158 井, A 砂体单层测试产能为 $4.9555 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$, CX129 井 A-C 层的混合测试每日也高达 5 万多方。对于处于碳酸盐相 CX158 井的 B2 砂体, 其测试产能仅 $0.7244 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

以上这些特征表明, 粒间孔隙的发育及天然气产能与绿泥石有明显的对应关系。

4.3.2 石油的早期充注

川西地区储层砂岩孔隙中及孔隙边缘普遍见有

机质浸染和沥青质充填。X809 井和 CX169 等井岩石薄片资料提示, 大多数原生粒间孔隙均遭受了不同程度的沥青或有机质侵染, 有的孔隙甚至被沥青质完全充填。CX169 井 D 层为新场 J_{2s} 气藏中加砂压裂后第一口获高产工业产能气井, 孔隙构成中原生孔隙空间 > 50%, 含沥青普遍^[33]。

这一特定现象揭示, 在川西坳陷中段地区, 存在着液态石油的早期运移^[35], 早期油气充注使其后的成岩胶结作用受到抑制, 从而使原生粒间孔隙得以保存下来。

4.3.3 欠压实造成的异常高压

川西地区沙溪庙组天然气分布与异常高压带密切相关。造成本区中深层异常高压的因素很多, 包括隆升卸载、挤压应力、深部烃源的高压转移等等, 这些基本上属于晚期超压的因素, 不利于粒间孔隙

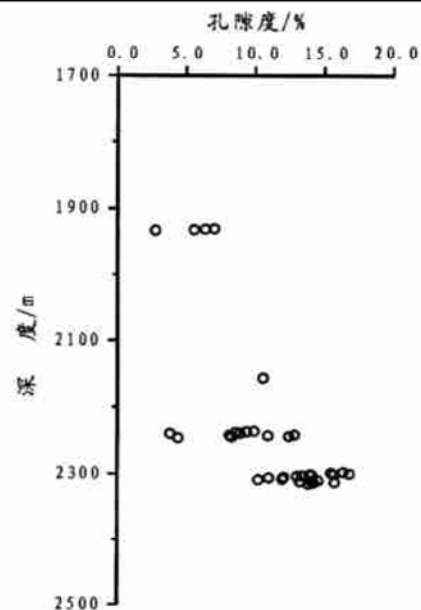


图 3 X651 井孔隙度与深度关系

Fig. 3 Plot of depth vs. porosity in well X651

的保存。另外一个不容忽视的现象是:川西地区发育明显的区域性欠压实段^[36],从1500m开始发育,在2000m以下更为明显。欠压实的发育对川西地区超压形成的作出了贡献。由于欠压实的发育伴随沉积、成岩作用过程同时进行,属于早期超压控制因素之一,对粒间孔隙保存能起到有效的保护作用。

5 讨论

a) 川西坳陷中深层(J_{2s})储层现今埋藏深2300~2500m,而川西坳陷普遍被剥蚀1300~1664m^[36],表明J_{2s}最大埋深3600~4100m,此深度与国外深部储层(>3500m)相当。但其孔隙度,特别是渗透率与国外深部储层相比具有很大的差异性,这一方面是由于川西地区经历了多期多次构造

构造的叠加、复杂的成岩史及油气运聚史;另一方面是由于川西地区砂体组成类型与北海等盆地具有一定差异,一般来讲,石英砂岩储层较有利于原生孔隙的保存。

b) 绿泥石包膜的发生与沉积环境有关,北海盆地绿泥石主要发育在受河流控制的海相砂岩中。相关研究表明:川西地区发育于三角洲水下分流河道的绿泥石的发育主要与其物源组成有关。

c) 粒间孔的保存程度对绿泥石包膜提出了严格的要求。绿泥石发育对孔隙保存除受沉积环境中铁离子浓度控制外,还与砂体骨架颗粒的大小(图4)、刚性颗粒的含量、绿泥石包膜的厚度、覆盖率^[15]及绿泥石胶结物含量有关。扫描电镜观察表明,当覆盖率为60%~80%时对孔隙保存起到建设性作用,孔隙度最大(图5)。适量绿泥石包膜的发育(3%~

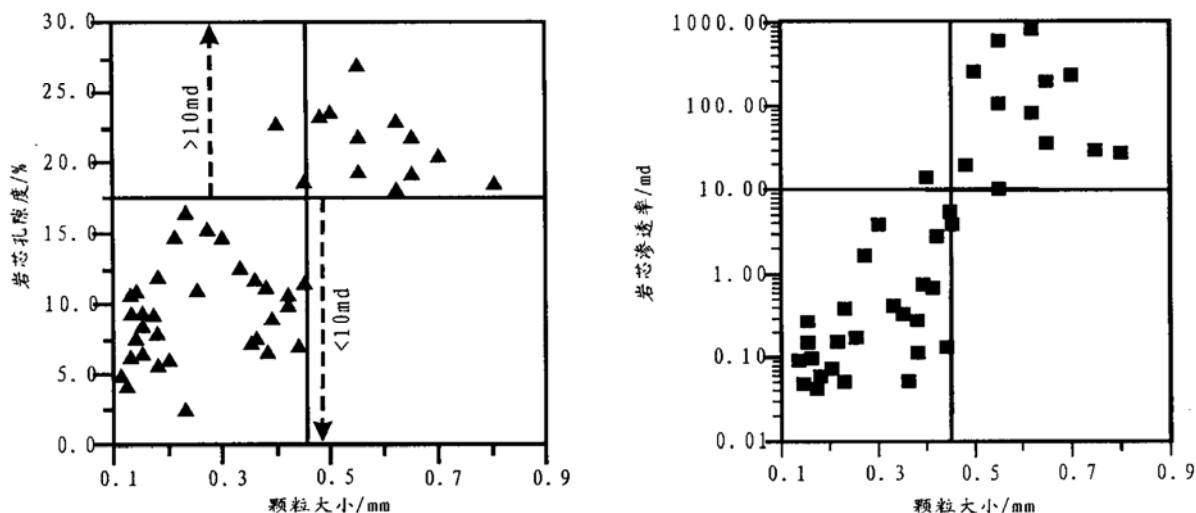


图4 岩石骨架颗粒大小与孔隙度及渗透率的关系^[15]

Fig. 4 Correlation between grain size and porosity and permeability

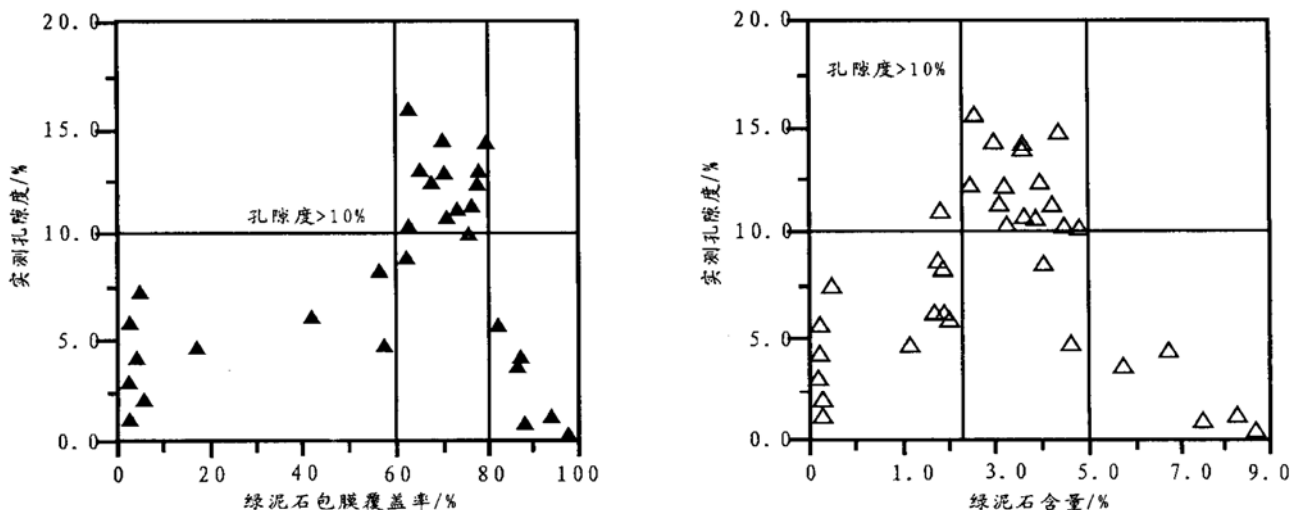


图5 川西坳陷绿泥石含量与实测孔隙度大小关系图

Fig. 5 Correlation between chlorite contents and measured porosity

5%),一方面可抑制成岩胶结作用的进行;另一方面,加固了岩石骨架,增加了其抗压能力,使部分残余粒间孔得以保存,对储层起到建设性保护作用。当绿泥石过度发育(> 5%)时,会使孔喉堵塞,对储层的储集性能起破坏性作用。

6 结论

a) 深部砂体粒间孔隙的主要保存机制: 早期油气充注; 绿泥石包膜; 微晶石英; 异常高压发育。

b) 关于致密砂岩领域绿泥石在成岩演化中地位和作用应该给予足够重视,不能视之为仅对储层起到胶结致密作用。

c) 川西坳陷沙溪庙组粒间孔隙普遍发育,与北海等盆地深部储层异常孔隙的发育具有一定的可比性。其粒间孔隙保存机制主要与绿泥石包膜的发育、油气早期充注及欠压实作用有关。

参考文献:

- [1] Gluyas J G A, A J Leonard, N H Oxtoby. Diagenesis and oil emplacement: the race for space—Ula trend, North Sea [A]. 13th International Sedimentological Congress [C]. International Association of Sedimentologists, 1990. 193.
- [2] Robinson A, J Gluyas. Duration of quartz cementation in sandstones, North Sea and Haltenbanken Basins [J]. Marine and Petroleum Geology, 1992, 9: 324– 327.
- [3] Rothwell N R, A Sorensen, J L Peak, K Byskov, T A M Mc Kean. Gyda: recovery of difficult reserves by flexible development and conventional reservoir management [A]. SPE26778, Proceedings of the Offshore Europe Conference C1. 1993. 271– 280.
- [4] Høiland S, T Barth, A M Blokkhus, A Skauge. The effect of crude oil acid fractions on wettability as studied by interfacial tension and contact angles [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2001, 30: 91– 103.
- [5] Robin M, E Rosenberg, O Fassifihri. Wettability studies at the pore level: a new approach by use of cryo—SEM [J]. Society of Petroleum Engineers Formation Evaluation, 1995, 10: 11– 18.
- [6] Midtbo R E A, J M Rykkje, M Ramm. Deep burial diagenesis and reservoir quality along the eastern flank of the Viking Graben: evidence for illitization and quartz cementation after hydrocarbon emplacement [J]. Clay Minerals, 2000, 35: 231– 241.
- [7] Worden R H, N H Oxtoby, P C Smalley. Can oil emplacement prevent quartz cementation in sandstones? [J]. Petroleum Geoscience, 1998, 4: 129– 137.
- [8] Lander R H, O Walderhaug. Reservoir quality prediction through simulation of sandstone compaction and quartz cementation [J]. AAPG Bulletin, 1999, 83: 433– 449.
- [9] Heald M T, R E Larese. Influence of coating on quartz cementation [J]. Journal of Sedimentary Petrology, 1974, 44: 1269– 1274.
- [10] Ramm M. Porosity depth trends in Upper Jurassic reservoirs, Norwegian Central Graben: an example of porosity preservation at deep burial by grain coating microquartz [A]. AAPG Annual Meeting Abstracts [C]. 1994. 241.
- [11] Walderhaug O. Precipitation rates for quartz cement in sandstones determined by fluid inclusion microthermometry and temperature history modeling [J]. Journal of Sedimentary Research, 1994, 64: 324– 333.
- [12] Hillier S. Pore lining chlorites in siliciclastic reservoir sandstones: Electron microprobe, SEM and XRD data, and implications for their origin [J]. Clay Minerals, 1994, 29: 665– 679.
- [13] Pittman E, D Larese. Compaction of lithic sands: Experimental results and application [J]. AAPG Bulletin, 1991, 75: 1279– 1298.
- [14] Ehrenberg S N. Preservation of anomalously high porosity in deeply buried sandstones by grain coating chlorite: Examples from the Norwegian continental shelf [J]. AAPG Bulletin, 1993, 77(7): 1260– 1286.
- [15] Salman Bloch, Robert H Lander, Linda Bonnell. Anomalously high porosity and permeability in deeply buried sandstone reservoirs: Origin and predictability [J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(2): 301– 328.
- [16] Aagard P, J S Ahren, A O Harstad, O Nilsen, M Ramm. Formation of grain coating chlorite in sandstones: laboratory synthesized vs. natural occurrences [J]. Clay Minerals, 2000, 35: 265– 273.
- [17] Aase N E, P A Bjørkum, P H Nadeau. The effect of grain coating microquartz on preservation of reservoir porosity [J]. AAPG Bulletin, 1996, 80: 1654– 1673.
- [18] Wilson H H. “Frozen in” hydrocarbon accumulations or diagenetic traps—exploration targets [J]. AAPG Bulletin, 1977, 61: 483– 491.
- [19] Pittman E D, R E Larese, M T Heald. Clay coats: occurrence and relevance to preservation of porosity in sandstones [A]. D W Houseknecht, E D Pittman. Origin, diagenesis, and petrophysics of clay minerals in sandstones [C]. SEPM Special Publication 47, 1992. 241– 255.
- [20] Nils Einar Aase, Per Arne Bjørkum, Paul H. Nadeau. The effect of grain coating Microquartz on preservation of reservoir porosity [J]. AAPG Bulletin, 1996, 80(10): 1654– 1673.
- [21] Bjørkum P A, O Walderhaug, N E Aase. A model for the effect of illitization on porosity and quartz cementation of sandstones [J]. Journal of Sedimentary Petrology, 1993, 63: 1089– 1091.
- [22] Osborne M J, Swarbrick R E. Mechanisms for generating overpressure in sedimentary basins: a reevaluation [J]. AAPG Bulletin, 1997, 81: 1023– 1041.
- [23] Swarbrick R E. AADE forum: pressure regimes in sedimentary basins and their prediction [J]. Marine and Petroleum Geology, 1999, 16: 483– 486.
- [24] Hunt J M, Whelan J K, Eglinton L B, et al. Gas generation— a major cause of deep gulf coast overpressures [J]. Oil & Gas Journal, 1994, 16: 59– 62.
- [25] Ramm M K Bjørlykke. Porosity/depth trends in reservoir sandstones: assessing the quantitative effects of varying pore pressure, temperature history and mineralogy, Norwegian shelf area [J]. Clay Minerals, 1994, 29: 475– 490.
- [26] Gluyas J G, C A Cade. Prediction of porosity in compacted sands

- [A]. J A Kupecz, J Gluyas, S Bloch, Reservoir quality prediction in sandstones and carbonates[C]. AAPG Memoir 69, 1998. 19- 28.
- [27] Osborne M J, Swarbrick R E. Diagenesis in North Sea HPHT elastic reservoirs—consequences for porosity and overpressure[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 1999, 16: 337- 353.
- [28] 郝芳, 邹华耀, 倪建华, 等. 沉积盆地超压系统演化与深层油气成藏条件[J]. *地球科学*, 2002, 27(5): 600- 615.
- [29] 叶军, 朱彤, 等. 川西新场气田上沙溪庙组(J_{2s})气藏储集体特征及形成机理研究[J]. *石油实验地质*, 1998, 20(4): 332- 339.
- [30] 曹伟. 川西侏罗系致密砂岩气藏裂缝特征[J]. *石油实验地质*, 1999, 21(1): 12- 17.
- [31] 范小林, 朱彤. 川西地区中深层天然气勘探领域展望[J]. *石油实验地质*, 2002, 22(4): 359- 364.
- [32] 朱彤, 叶军, 王胜. 川西坳陷新场气田成藏环境的划分及识别标志[J]. *石油实验地质*, 2001, 23(2): 174- 177.
- [33] 吕正祥, 卿淳, 曾小英. 川西新场气田下沙溪庙组气藏预测评价研究[J]. *石油实验地质*, 2001, 23(4): 400- 407.
- [34] 饶丹, 周东升, 贾存善. 川西坳陷成岩矿物相带对砂岩储集性能的控制作用[J]. *石油实验地质*, 2002, 24(2): 126- 129.
- [35] 叶军, 唐艳. 川西坳陷J_{2s}储集岩特征与孔隙形成、保存机制[J]. *天然气工业*, 2001, 21(1): 47- 52.
- [36] 周文英, 王信. 川西孝泉、新场地区侏罗系气藏与泥岩压实作用的研究[J]. *天然气工业*, 1999, 19(增刊): 53- 57.

STUDY ON THE MECHANISMS FOR PRESERVING ANOMALOUSLY HIGH POROSITY IN DEEP BURIED SANDSTONE RESERVOIRS

ZHOU Dong-sheng¹, LIU Guang-xiang², YE Jun³, JIA Cur-shan²

(1. *China University of Geosciences, Beijing 100083, China;*

2. *Wuxi Research Institute of Experimental Petroleum Geology, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214151, China;*

3. *Southwest Bureau of Petroleum, SINOPEC, Chengdu, Sichuan 610081, China)*

Abstract: Following up the late progresses on deeply buried sandstone in overseas petroliferous basins, and based on the origin and controlled factors of anomalously high porosity in deep burial reservoirs, the authors discussed, taking the Chuanxi sag in Sichuan basin for the best scenario, that the preserving mechanisms of intergranular porosity in mid to deep burial sandstone intervals, and indicated that the primary conservation mechanisms of intergranular porosity in Shaximiao formation are as follows: development of chlorite coating, early petroleum emplacement and shallow development of fluid overpressure.

Key words: anomalously high porosity; chlorite; hydrocarbon emplacement; undercompaction; Shaximiao formation; western Sichuan Depression