

泥质杂基含量对柴达木盆地昆2井孔隙演化模式影响的压实模拟实验研究

嵇喜准¹⁾, 张林炎²⁾, 陈骁帅¹⁾, 张姣姣¹⁾, 杨建林¹⁾, 李银川¹⁾

1) 辽宁工程技术大学地质系, 辽宁阜新, 123000;

2) 中国地质科学院地质力学研究所, 北京, 100081

内容提要: 随着勘探程度的提高, 油气勘探必然向深层延伸。弄清深部储层的孔隙演化规律, 提高预测精度, 是深入勘探的重要基础。通过对柴达木盆地昆2井岩屑和岩芯样品的系统采集, 运用铸体薄片、扫描电镜和测井解释等手段, 系统分析了古近系与新近系地层的岩石学、矿物学和储层物性特征, 发现泥质杂基含量与砂岩的孔隙演化密切相关。为了正演孔隙的演化过程, 运用分选很好的风成石英砂和粒度细小的红色粘土为材料, 按照粘土杂基含量为5%、10%、15%、20%, 制作了四类石英砂开展模拟实验。松散沉积物的压实模拟, 从1.4MPa试验加压到210.4MPa, 分别进行了21个循环实验。将实验模拟的结果, 与昆2井的岩芯资料进行了对比分析。研究表明, 碎屑岩泥质杂基含量越高, 初始孔隙度越小, 孔隙度衰减越快; 泥质含量较低的净砂岩, 当上覆压力达到76.5MPa时, 颗粒大量破碎并重新排列, 导致粒间体积减缩以及少量直线型粒内裂缝出现, 储层物性明显变差。压实模拟的实验数据, 能够为快速沉降区砂岩的储层质量预测提供依据。

关键词: 柴达木盆地; 泥质杂基; 压实模拟; 储层质量预测

孔隙空间的减缩方式是沉积岩研究的重要内容, 研究得出的孔隙度演化模式常用于油气储层表征和盆地沉降曲线恢复等方面 (Brewster and Crispin, 1985)。沉积物的压实作用是导致砂岩孔隙度和渗透率减小的重要因素, 是通过有效应力的作用使得粒间体积的快速减小这一过程来模拟的 (Lander and Walderhaug, 1999)。压实作用主要有两类: 化学压溶作用、机械压实作用 (Pittman and Lares, 1991)。化学的压溶作用主要发生在纯净的石英砂岩中, 而泥质杂基含量高的砂岩主要为机械压实。机械压实作用主要引起刚性颗粒的破碎与重新排列、塑性颗粒以及杂基的塑性变形等。为了定量研究孔隙的演化过程, 有的学者针对成分成熟度较高的净砂岩, 开展了压实模拟实验 (Chuhan et al., 2001; He Wenwu et al., 2002; Paxton et al., 2002; Baud et al., 2004; 刘国勇等, 2006; 操应长等, 2011), 对杂基含量较高的砂岩却研究较少。

我国很多陆相湖盆成因的储层, 由于邻近物源区, 泥质杂基含量通常较高。很多学者发现泥质杂

基含量高对储层的发育不利, 主要从地质统计或定性的角度进行了分析 (蔺景龙等, 2004)。为了弄清近物源、高杂基沉积区的储层成岩作用与孔隙演化规律, 选取了不同泥质含量的松散砂为模拟材料, 正演模拟砂岩的孔隙演化。随着应力逐渐增大, 模拟样品用激光聚焦显微镜和反射偏光显微镜进行表征, 分析其颗粒形态与孔隙结构的变化规律; 同时用煤油法测定不同应力下的孔隙度。压实模拟的实验结果与昆2井的储层资料进行了对比分析, 以期寻找泥质杂基对孔隙演化的控制机理。

1 昆2井古近系与新近系储层岩石学特征

柴达木盆地地处亚洲腹地, 位于青藏高原东北隅, 在大地构造位置上属于特提斯构造域的东部, 是青藏高原北部东西向构造带里面的一个大致呈NW向展布的高原型叠合含油气盆地 (狄恒恕等, 1991; 戴俊生等, 2000; 汤良杰等, 2000; 王步清, 2006; 吕宝凤等, 2011)。昆2井位于柴达木盆地北缘西段, 距

注: 本文为国家自然科学基金资助项目 (编号 41402101、51404136) 的成果。

收稿日期: 2014-10-10; 改回日期: 2015-08-20。责任编辑: 黄敏。Doi: 10.16509/j.georeview.2015.06.021

作者简介: 嵇喜准, 男, 1981年生。博士, 副教授。地球化学专业。主要从事层序地层学与储层沉积学研究。Email: zhuoxizhun@126.com。

通讯作者: 张林炎, 男, 1981年生。高级工程师, 石油地质专业。主要从事地质力学与裂缝储层评价研究。Email: zhangyixia@sina.com.cn。

祁连山系和阿尔金山系均在数十千米范围内,处于强烈的构造变动区,且遭受强烈的物理剥蚀,属搬运不远的近物源快速沉积区(图1)。

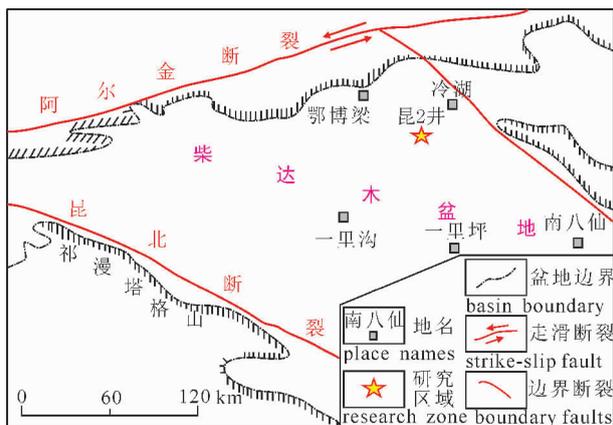


图1 研究区区域地质概况

Fig. 1 Location map of the Qaidam Basin, with the star showing the site of Well kun-2

柴达木盆地古近系与新近系气候日趋干旱,正值多期喜山构造活动(顾延生等,2000),地壳挤压和走滑的共同作用控制了柴达木盆地新生代的构造发展和沉积作用(赵凡等,2013)。故研究区的沉积相主要为近物源的冲积扇、扇三角洲和滨浅湖相,沉积建造以杂基含量高的中粗砂岩与细砾岩、红色泥质粉砂岩为主,并夹砂质泥岩和泥质砂岩(图2)。昆2井钻探深度达5950m,共钻遇了七套地层,从上向下依次为七个泉组(Q_{1+2})、狮子沟组(N_2^3)、上油砂山组(N_2^2)、下油砂山组(N_2^1)、上干柴沟组(N_1)、下干柴沟组(E_3)、路乐河组(E_{1+2})。

昆2井古近系与新近系以岩屑杂砂岩为特点,杂基含量常都大于15%(图2a~2c和图3b),只有扇三角洲前缘水下分流河道中的砂岩杂基含量小于10%(图2d),为颗粒支撑结构(王琪等,2008)。从岩石结构上看,昆2井碎屑物多为基质支撑、分选性差,粗碎屑多为棱角状一次圆状(图2),反映了砂岩结构成熟度比较低。从C—M图可见,昆2井古近系与新近系绝大部分点群落入平行于C=M基线的长条形图框内,说明它具有重力流沉积的特征(图3c)。

岩芯薄片分析表明,昆2井上干柴沟组(N_1)储层填隙物主要是泥质杂基,个别样品中存在少量铁质胶结物;石英(Q)、长石(F)和岩屑(R)的平均含量分别为15.6%、18%、48.8%,岩屑组分主要为花

岗岩,因而碎屑岩骨架颗粒平均组分可表述为 $Q_{19}F_{22}R_{59}$ (图3a)。下干柴沟组(E_3)储层以棕红色、灰色、褐色粉砂岩和细砂岩为主,填隙物主要为泥质杂基,少量为铁质胶结物和含铁方解石;石英、长石和岩屑的平均含量分别为11.9%、17.6%、55.3%,岩屑中常见花岗岩和千枚岩,碎屑岩骨架颗粒平均组分可表述为 $Q_{14}F_{21}R_{65}$ (图3a)。昆2井的稳定组分石英含量比较低,岩屑和长石含量比较高,反映了该区岩石成分成熟度较低。

2 埋藏史与孔隙度垂向变化特征

埋藏史和热演化史与碎屑岩储层的孔隙演化密切相关(王艳忠等,2013)。从昆2井埋藏史可以看出,晚侏罗世至白垩纪末,盆地整体抬升并遭受剥蚀,局部地区中侏罗世地层剥蚀殆尽。进入第三纪后,盆地再次沉降接受沉积,形成了古近系、新近系和第四系的地层(图4),从埋藏曲线可以发现最近60 Ma的总沉积厚度达7000m,说明盆地具有快速沉降、快速充填的特征。从埋藏史和温度史(图4)亦可以看出,昆2井下干柴沟组(E_3)和路乐河组(E_{1+2})埋藏深度大于3500m,地温大于80℃,储层必然经历了强烈的埋藏压实作用。

为了弄清压实作用对碎屑岩孔隙演化的影响,将昆2井古近系与新近系进行了储层物性测井解释。解释结果如下:

(1)七个泉组(Q_{1+2})与狮子沟组(N_2^3):深度50~1309m,储层发育,孔隙度分布在20%~37.1%,渗透率范围在21.1~129.7md,属于高孔低渗储层。

(2)上油砂山组(N_2^2)与下油砂山组(N_2^1):深度1309~2541m,孔隙度分布在13.9%~32.9%,对应的渗透率范围在7.3~91.7md,属于中孔低渗储层。

(3)上干柴沟组(N_1):深度2541~3599m,孔隙度分布在6.8%~21%,平均值是11.8%,对应的渗透率范围在0.9~24md,平均值是5.1md,属于低孔特低渗储层。

(4)下干柴沟组(E_3):深度3599~5334m,孔隙度分布在2.3%~14%,平均值是6.6%,对应的渗透率范围在0.04~7.4md,平均值是1.1md,属于特低孔特低渗储层。

(5)路乐河组(E_{1+2}):深度5334~5950m,孔隙度分布在3.4%~9.4%,平均值是5.2%,对应的渗透率范围在0.12~2.3md,平均值是0.5md,

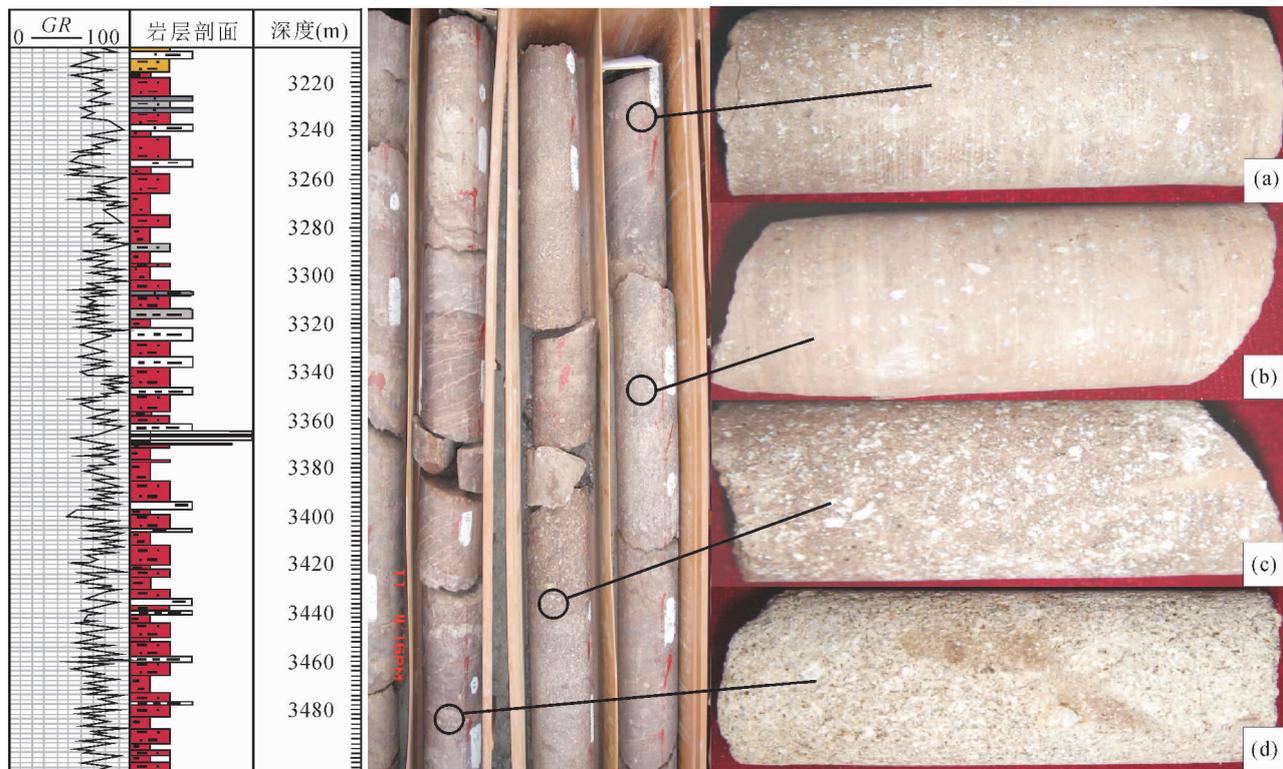


图 2 柴达木盆地昆 2 井扇三角洲砂岩的岩芯特征

Fig. 2 Core photographs illustrating the main characters recognized in sandstones of fan delta, Well kun-2, Qaidam Basin (a) 棕红色含砾泥质粉砂岩、颗粒棱角状、杂基支撑(3360.36m); (b) 棕褐色含砾粉砂岩、颗粒棱角状、杂基支撑(3361.16m); (c) 棕褐色含砾岩屑细砂岩、分选差(3362.13m); (d) 灰白色岩屑细砂岩、含少量细砾、颗粒支撑(3364.12m)

(a) The conglomeratic argillaceous siltstones are brownish-red with angular grains, matrix supported (3360.36m); (b) The conglomeratic siltstones are chocolate brown with angular grains, matrix supported (3361.16m); (c) The conglomeratic litharenites are chocolate brown, poorly sorted (3362.13m); (d) The litharenites are hoar with few fine gravels, grain supported (3364.12m)

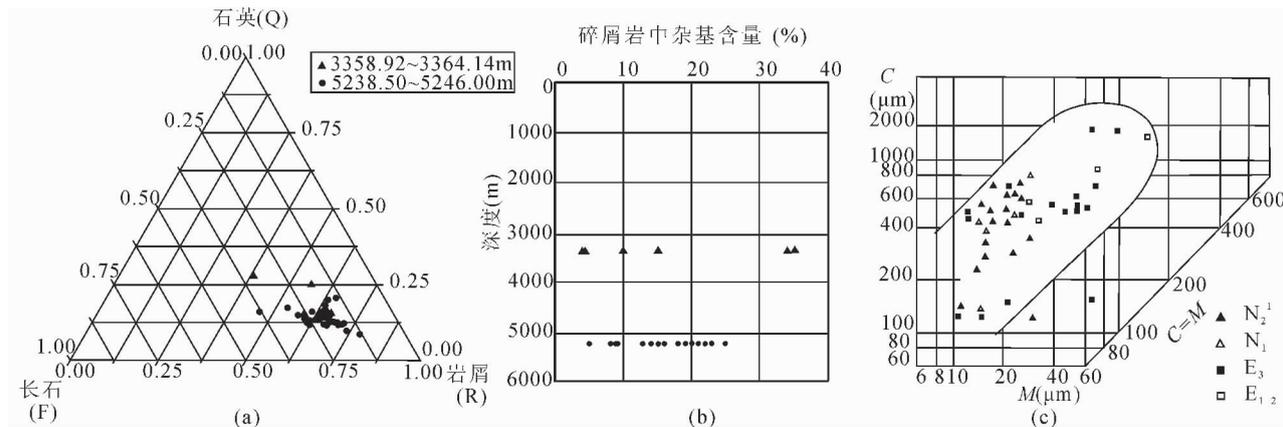


图 3 柴达木盆地昆 2 井储层岩石学特征

Fig. 3 The petrology characteristics of reservoirs in Well kun-2, Qaidam Basin

(a) 碎屑岩颗粒组分相对含量三角图; (b) 取芯层段碎屑岩的泥质杂基含量; (c) 昆 2 井碎屑岩储层的 C—M 图 (a) Triangular graph of clastic rocks which shows relative content of particles components; (b) The cored intervals of detrital rocks, which show the content of argillaceous matrix; (c) C—M diagram of the clastic rock reservoirs in Well kun-2

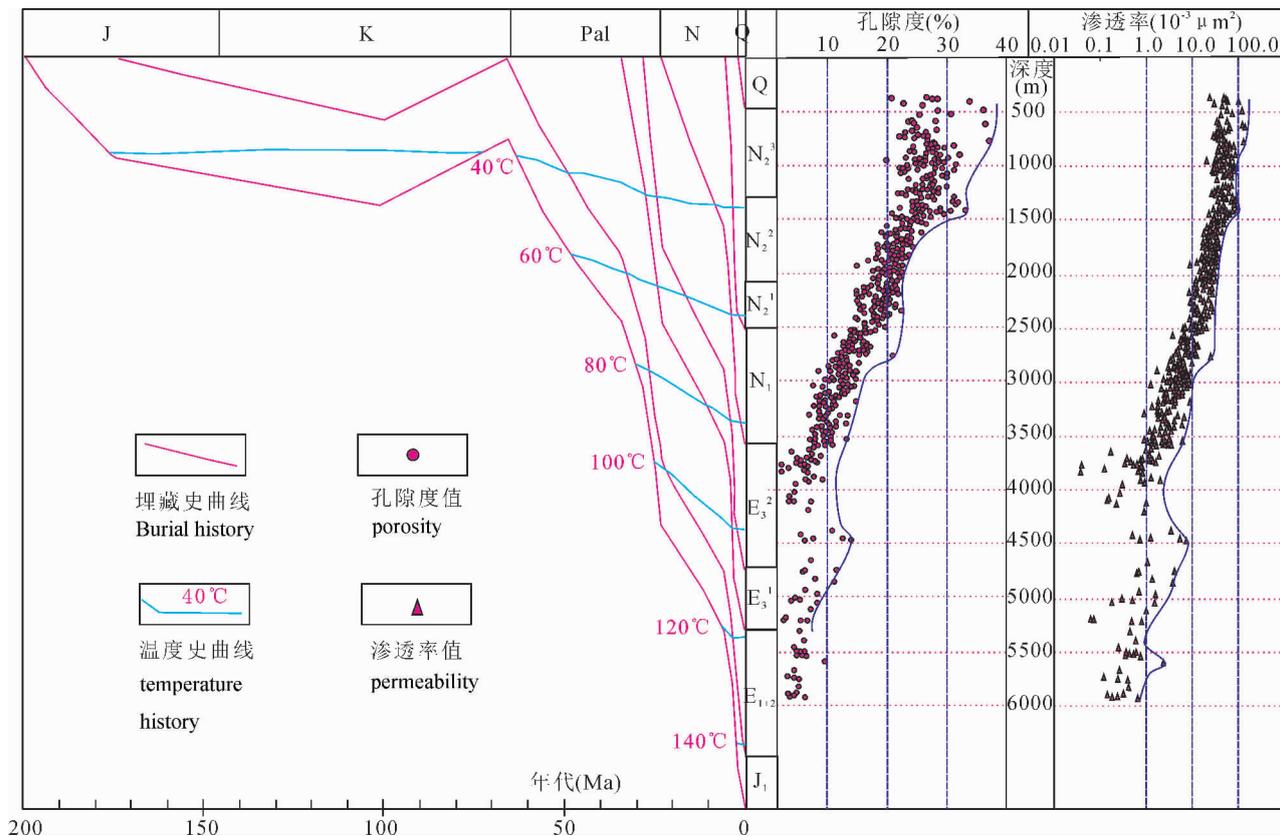


图4 柴达木盆地昆2井埋藏史与测井解释孔隙度、渗透率垂向分布图

Fig. 4 Burial history of Well kun-2 in Qaidam Basin against the logging interpretation porosity and the vertical permeability distribution

属特低孔特低渗储层。

从图4中孔隙度和渗透率最大值的包络曲线可以看出,昆2井纵向上孔隙度和渗透率随深度的增加而明显减小,埋深大于3200m层段的孔隙度低于15%,渗透率小于10md。孔隙度的衰减速率在0~1500m处衰减速率最大,最大孔隙度从近地表处的38%降为1500m处的25%,向深部有降低的趋势;而渗透率在2500~3500m处衰减较为明显,大于3500m的储层渗透率普遍低于5md。

3 泥质杂基含量与颗粒破碎和孔隙结构

昆2井古近系与新近系碎屑岩经历的成岩作用,主要包括压实作用、胶结作用及很微弱的溶蚀作用。压实作用在昆2井主要表现为颗粒变形、重排及产生压裂缝(图5)。随着压实作用的增强,颗粒间的接触关系由点接触(图5a、b)变为点线、线接触,直到凹凸接触(图5h、i)。

埋深小于2500m层段所含的碎屑颗粒主要以

点接触为主,杂基含量低的砂岩孔隙发育,孔喉连通性较好(图5a);杂基含量高的砂岩尽管颗粒接触不紧密,但孔隙被大量粘土杂基和细碎屑充填,孔喉连通性差。由此可见,如果颗粒间粘土杂基和铁质胶结物含量较高,将产生杂基支撑结构,导致原生孔隙不发育(图5b)。由于昆2井周缘扇三角洲重力流作用明显,以泥砂俱下的快速堆积为主,产生的碎屑岩杂基含量较高,因此不利于储层的初始孔隙发育。

深度2500~3500m处,低杂基含量的净砂岩孔隙发育,孔喉连通性较好(图5d)。高杂基含量的砂岩,在颗粒边缘发育贴边孔(图5g),个别岩屑颗粒内部出现裂缝孔(图5e、f、g),但面孔率普遍很低,说明杂基不利于孔隙的发育。杂基含量较低的砂岩,粒内裂缝孔开启程度较高(图5f);杂基含量较高的砂岩,粒内裂缝孔开启程度较低(图5e、g)。

大于3500m的地层中,砂岩主要为线接触—凹凸接触(图5c、h、i),偶尔可见缝合接触,说明压实作用已经很强。杂基含量低的砂岩,也见到部分粒内直线型裂缝(图5h、i)。但具典型杂基支撑结构

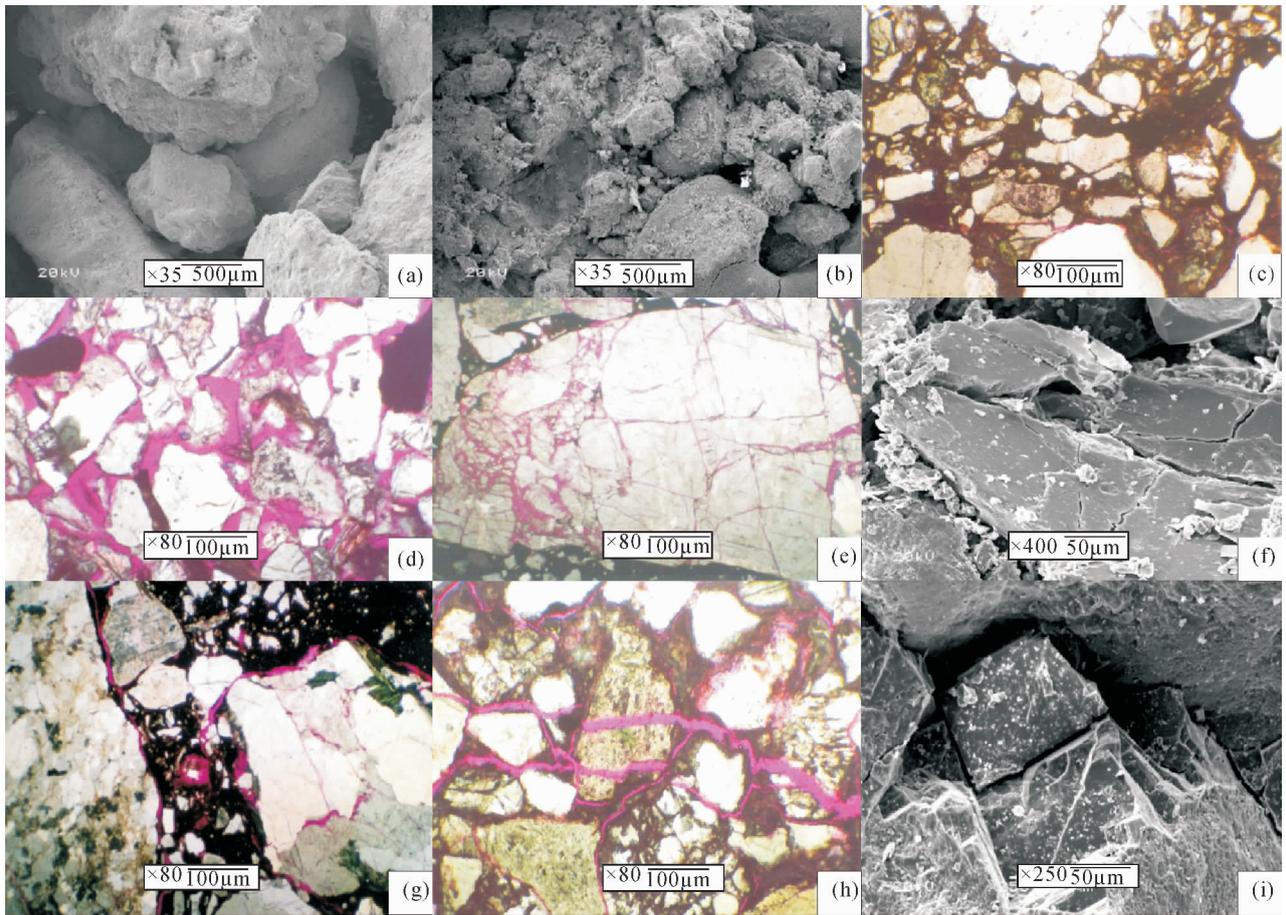


图 5 柴达木盆地昆 2 井深部碎屑岩储层中孔隙特征与颗粒形态

Fig. 5 paragraphs show the pore characteristics and particle morphology of clastic rock reservoir, Well kun-2 in Qaidam Basin

(a) 棕黄色细砂岩(1546 ~ 1550m), SEM, $\times 35$, 颗粒间多呈点接触, 粒间粘土杂基含量低, 原生孔隙发育。(b) 棕黄色粗砂岩(1896 ~ 1900m), SEM, $\times 100$, 尽管颗粒接触不紧密, 但孔隙被大量粘土杂基和细碎屑占据。(c) 棕褐色含砾杂砂岩(5239.08m), 铸体薄片, $\times 80$ (-), 典型的杂基支撑结构, 分选极差, 面孔率小于 1%。(d) 灰白色岩屑细砂岩(3363.42m), 铸体薄片, $\times 80$ (-), 粒间孔发育, 连通性极好, 面孔率 10%。(e) 棕红色含砾粗砂岩(3359.08m), 铸体薄片, $\times 80$ (-), 杂基充填于粒间, 长石颗粒内部出现压裂纹和裂隙, 但粒内裂缝开启程度低。(f) 灰白色岩屑细砂岩(3364.12m), SEM, $\times 100$, 杂基含量低, 颗粒内部压裂缝开启程度高。(g) 棕褐色长石细砾岩(3359.28m), 铸体薄片, $\times 80$ (-), 花岗岩屑内部裂缝孔及其边缘分布的贴边孔。(h) 棕褐色细砾岩(5244.79m), 铸体薄片, $\times 80$ (-), 裂缝孔切穿碎屑颗粒, 并沟通了颗粒边缘的贴边孔。(i) 棕红色含砾不等粒砂岩(5238.56m), SEM, $\times 50$, 颗粒线—凹凸接触, 杂基含量低, 颗粒内部沿解理出现开启程度高的裂缝孔

(a) SEM $\times 35$ image of a brownish yellow fine sandstone (1546 ~ 1550m), which shows point contact most frequently, and the matricial content of intergranular clay is low while primary pores are developed. (b) SEM $\times 100$ image showing a brownish yellow gritstone(1896 ~ 1900m) which pores are occupied by massive clay matrix and fine clasts, though the intergranular contacts are not so tight. (c) Optical photomicrograph of casting thin section, $\times 80$ (-), shows a poorly sorted chocolate brown conglomeratic graywacke(5239.08m) with typical matrix support structure, which face rate is under 1%. (d) Optical photomicrograph of casting thin section, $\times 80$ (-), shows a hoar litharenite (3359.08m), which intergranular pores develop with a great connectivity and the face rate is equal to 10%. (e) Optical photomicrograph of casting thin section, $\times 80$ (-), shows a brownish-red conglomeratic gritstone(3359.08m). Intergranule is filled with matrix and compression cracks turn up inside the feldspar particles, but the opening rate of intragranular crack is low. (f) SEM image shows a hoar litharenite(3364.12m), $\times 100$, the matrix content is low while the intragranular crack opening rate is high. (g) Optical photomicrograph of casting thin section, $\times 80$ (-), shows a chocolate brown feldspar fine conglomerate(3359.28m). Crack holes show up inner granite clasts and welt holes distribute marginally. (h) Optical photomicrograph of casting thin section, $\times 80$ (-), shows a chocolate brown fine conglomerate(5244.79m), which crack holes cross detrital particles and the marginal welt holes of particles are linked. (i) SEM image shows a brownish-red conglomeratic inequigranular sandstone(5238.56m), $\times 50$, whose particles are line—concavo—convex contacts and matrix content is low, inside the particles high opening rate cracks begin to show along the cleavages

的砂岩,面孔率小于1%,未见粒内裂缝孔,孔隙不发育。

昆2井各个层段几乎未见到压溶现象,这与砂岩中石英颗粒所占的比例较小有关。况且大部分砂岩的粒间充填大量杂基,石英颗粒难以相互接触,最终导致压溶作用不发育。

4 不同泥质杂基含量的砂岩压实作用模拟

为了定量表征杂基含量与孔隙演化的关系,本实验选取了日本岛津 SSP-10A 型单轴应变压实装置,样品放入高40mm、底面外圆直径80mm、内圆直径30mm的不锈钢活塞中,模拟无构造应力盆地砂岩的孔隙演化过程。实验样品主要是2种组分的混

合物:直径为0.2~0.5mm分选很好的石英颗粒和粒径小于0.02mm的红色粉砂质粘土,用搅拌筛将样品均匀搅拌,按照红色粘土含量分别为5%、10%、15%、20%,制作了四类人工松散砂。松散沉积物的压实模拟,从1.4MPa试验加压到210.4MPa,每一类样品分别开展了21个循环模拟。在压实模拟之前,加入少量蒸馏水让松散砂的湿度为20%,密闭封存三天。每次装样加压到一定数值后,保压3min,以便让颗粒排列保持稳定。孔隙和裂缝在无压力承载状态下进行观测。实验模拟地层所受压力变化较快,而实际地层中压实作用进行的相对缓慢。

4.1 杂基含量与孔隙演化

压实过程中,粘土杂基含量对孔隙演化的影响

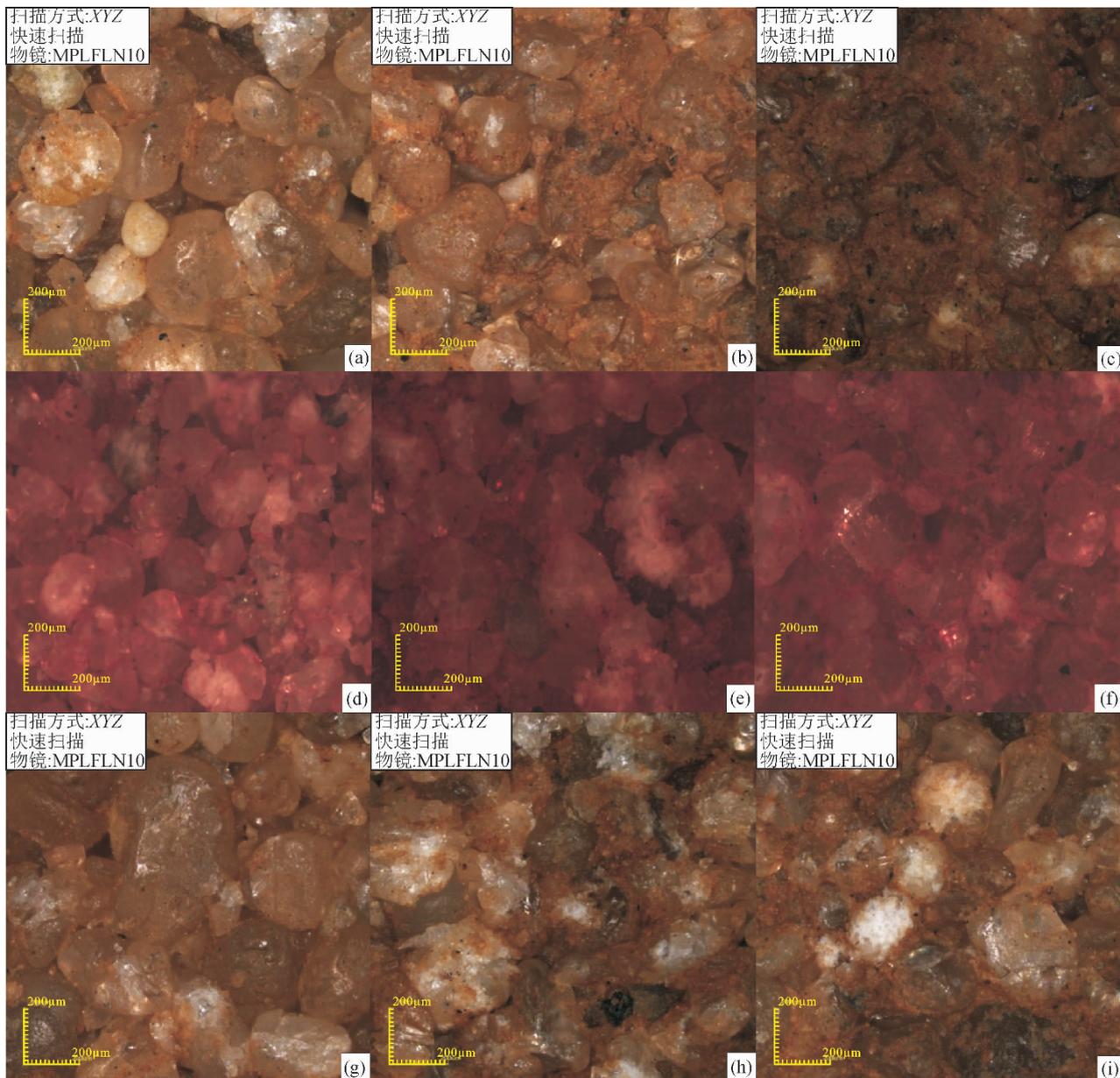


图 6 柴达木盆地昆 2 井不同杂基含量的石英砂在激光聚焦显微镜下的孔隙结构照片

Fig. 6 Pore structural microphotographs of quartz sands against various matrix contents

under confocal laser microscope, Well kun-2, Qaidam Basin

(a) (压力 51.0MPa、泥质杂基 5%) 石英砂粒间孔发育; (b) (压力 51.0MPa、泥质杂基 15%) 石英砂颗粒间被大量杂基充填, 粒间孔仅局部发育; (c) (压力 51.0MPa、泥质杂基 20%) 颗粒间被杂基填满, 孔隙消失殆尽; (d) (压力 76.5MPa、泥质杂基 5%) 石英砂变为点—线接触, 粒间仅发育少量三角形孔隙; (e) (压力 76.5MPa、泥质杂基 10%) 石英砂变形破碎, 粒间体积减缩, 孔隙为杂基充填; (f) (压力 76.5MPa、泥质杂基 15%) 石英砂变为线接触, 粒间体积减缩并被杂基填满, 孔隙消失殆尽; (g) (压力 102MPa、泥质杂基 5%) 石英砂变为线接触, 粒间局部发育少量三角形孔隙; (h) (压力 102MPa、泥质杂基 10%) 石英砂变形破碎, 颗粒为线接触, 绝大多数孔隙为杂基充填; (i) (压力 102MPa、泥质杂基 15%) 石英砂变形破碎, 颗粒间被杂基填满, 孔隙消失殆尽

(a) (Under the pressure of 51.0MPa and the argillaceous matrix reaches 5%) Intergranular holes of quartz sands are developed. (b) (Under the pressure of 51.0MPa and the argillaceous matrix reaches 15%) Pores of sand stone particles are filled with massive matrix. Intergranular holes are only partly developed. (c) (Under the pressure of 51.0MPa and the argillaceous matrix reaches 20%) Intergranule are filled with matrix and holes are only extinguished. (d) (Under the pressure of 76.5MPa and the argillaceous matrix reaches 5%) Point—line contacts are widely developed and only few triangular holes are developed intergranularly. (e) (Under the pressure of 76.5MPa and the argillaceous matrix reaches 10%) Quartz sands are deformed and crushed. The intergranular volumes are shrunked. The pores are filled with matrix. (f) (Under the pressure of 76.5MPa and the argillaceous matrix reaches 15%) Quartz sands are line contact, intergranular volumes are shrunked and filled with matrix, the pores are extinguished. (g) (Under the pressure of 102MPa and the argillaceous matrix reaches 5%) Quartz sands are line contact. Few intergranular triangular holes are developed partially. (h) (Under the pressure of 102MPa and the argillaceous matrix reaches 10%) Quartz sands are deformed and crushed while becoming line-contact. Most of pores are filled with matrix. (i) (Under the pressure of 102MPa and the argillaceous matrix reaches 15%) Quartz sands are deformed and crushed. The pores of sandstones are filled with matrix and extinguished

显著(图 6)。在压力为 51MPa 时, 颗粒以点接触为主, 仅少量为线接触, 泥质杂基含量为 5% 的样品, 填隙物较少, 粒间孔隙发育(图 5a); 而杂基 15% 的松散砂, 粒间被粘土涂抹充填, 仅局部发育粒间孔(图 6b); 杂基 20% 的松散砂, 粒间几乎完全被粘土充填, 孔隙不发育(图 6c)。

当压力增加到 76.5MPa(相当于地层埋深 3200 ~ 3700m), 泥质杂基含量为 5% 的样品颗粒线接触的数量明显增加, 局部颗粒破碎, 粒间仅发育少量三角形孔隙(图 6d); 而杂基含量 10% 的松散砂粒间被粘土涂抹充填, 仅局部发育粒间孔(图 6e); 杂基含量 15% 的松散砂, 粒间几乎被粘土充填, 粒间孔很少存在(图 6f)。

当压力增加到 102MPa(地层埋深 4200 ~ 4700m), 泥质杂基含量为 5% 的样品, 颗粒以线接触为主, 局部颗粒破碎, 仅局部残存发育少量三角形粒间孔隙(图 6g); 而杂基含量 10% 的松散砂, 颗粒变形严重, 粒间被粘土涂抹充填, 粒间孔很少存在(图 6h); 杂基含量 15% 的松散砂, 粒间几乎完全被粘土充填, 孔隙不发育(图 6i)。

4.2 应力与颗粒破碎、裂缝孔隙的形成

含杂基 5% 的石英砂, 随着应力的加大, 颗粒的接触程度不断加大, 逐渐出现裂纹、压裂缝等现象(图 7)。当压力 25.5MPa 时, 颗粒点接触, 粒间孔发育, 约 5% 石英颗粒出现裂纹, 裂纹为简单的直线裂纹, 开启程度很低(图 7a)。当压力 51.0MPa 时,

颗粒点—线接触, 约 10% 石英颗粒出现裂纹, 小于 5% 的颗粒发生破碎, 粒间孔发育(图 7b)。当压力 76.5MPa 时, 颗粒以线接触为主, 约 10% 石英颗粒破碎(图 7c)。当压力为 102.0MPa 时, 石英砂变为线接触、约 20% 石英颗粒破碎, 局部出现粒内裂缝孔, 但粒间孔仍较发育(图 7d、e、f)。

当压力为 76.5 ~ 102.0MPa 时, 杂基含量 5% 的样品中, 粒内裂缝多为直线状, 裂缝孔开启程度最高。当杂基含量增加时, 颗粒的破碎程度降低; 发育的粒内裂缝多为弯曲状、开启程度较低(图 7g)。上述现象说明, 杂基可以支撑部分上覆地层的压力, 同时杂基塑性滑动也可以防止局部应力集中。因此, 随着杂基含量的增加, 颗粒破裂形成直线型张开裂缝的几率减小。

当压力 127.5MPa 时, 石英砂变为线接触—凹凸接触, 约 30% 石英颗粒破碎, 孔隙度显著降低, 仅局部发育少量三角形孔隙。压力增大到 153.0MPa 时, 颗粒为凹凸接触, 约 40% 石英颗粒破碎, 粒间孔大量减少。压力 178.5MPa 时, 颗粒为凹凸接触, 石英砂破碎形成大量假杂基, 堵塞粒间空隙, 孔隙几乎消失; 局部存在的粒内裂缝孔, 开启程度也很低。上述现象说明, 地层压力达到颗粒的破裂强度, 随着地层压力的进一步增大, 很多颗粒将破碎重排, 形成大量假杂基充填粒间, 导致粒间孔隙消失, 粒内裂缝的开启程度也将降低(图 7h、i)。

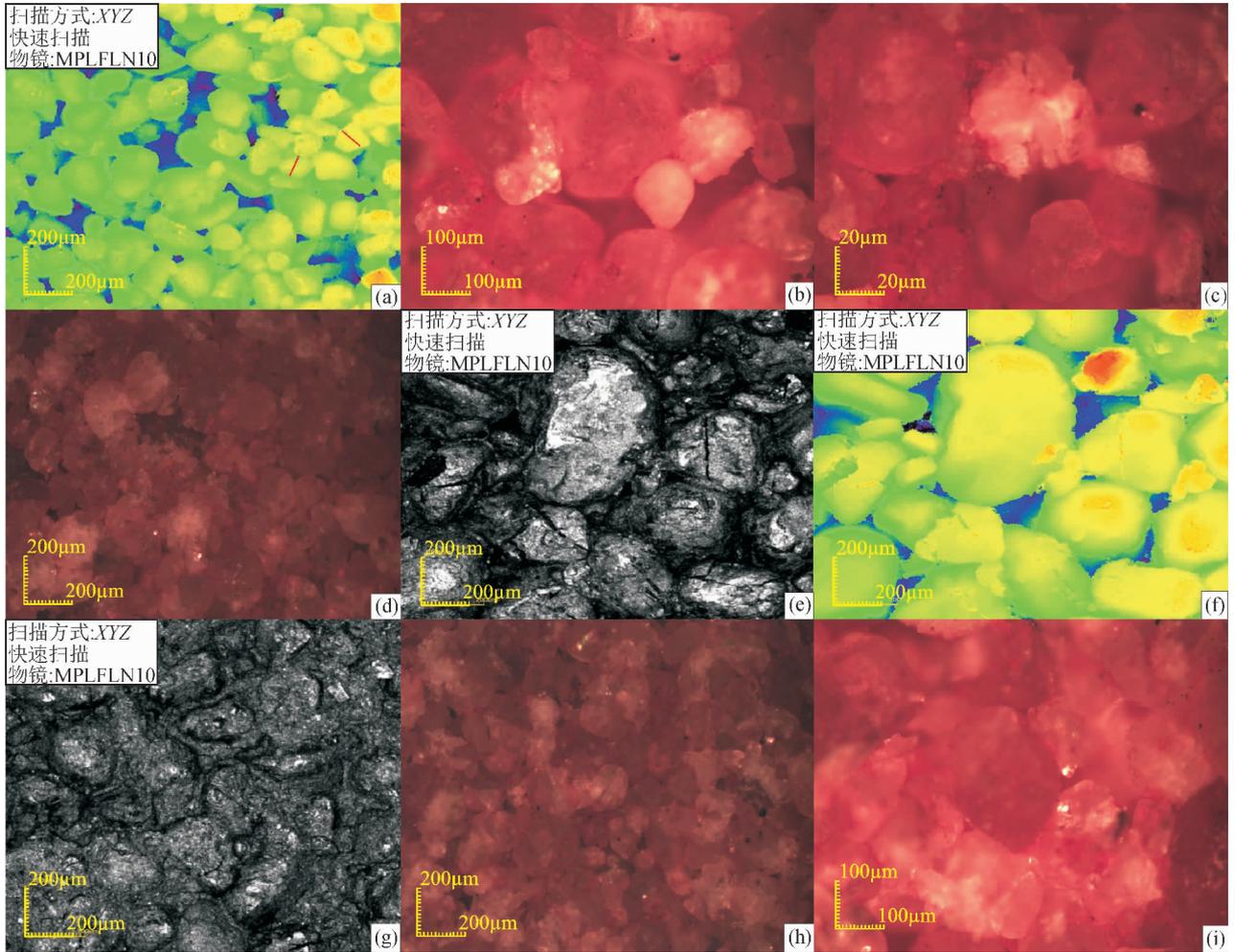


图7 照片显示了柴达木盆地昆2井石英砂在压实模拟过程中的颗粒破裂特征
(样品g杂基含量为20%、其余样品含量均为5%)

Fig. 7 The microphotograph shows fracturing characteristics of quartz sands particles during the compaction simulation, Well kun-2, Qaidam Basin (the content of matrix of sample g reaches 20%, the others are all 5%)

(a) (压力 25.5MPa) 颗粒点接触, 粒间孔发育, 约 5% 石英颗粒出现裂纹, 红色线为粒内裂缝; (b) (压力 51.0MPa) 颗粒点—线接触、粒间孔发育、约 10% 石英颗粒出现裂纹; (c) (压力 76.5MPa) 颗粒以线接触为主、约 10% 石英颗粒破碎; (d) (压力 102.0MPa) 石英砂变为线接触、约 20% 石英颗粒破碎; (e) (压力 102.0MPa) 石英砂变形破碎、约 20% 石英颗粒破碎、局部出现直线型粒内裂缝孔; (f) (压力 102.0MPa) 粒间孔仍较发育、局部出现直线型粒内裂缝孔; (g) (压力 102.0MPa) 颗粒内的裂缝多为弯曲状、开启程度低; (h) (压力 127.5MPa) 石英砂变为线接触、约 30% 石英颗粒破碎、粒间局部发育少量三角形孔隙; (i) (压力 153.0MPa) 颗粒为凹凸接触、约 40% 石英颗粒破碎形成大量假杂基, 粒间孔大量减少

(a) (Under the pressure of 25.5MPa) Note line-contact and intergranular holes are developed, about 5% quartz particles show cracks, the red line is intragranular fracture. (b) (Under the pressure of 51.0MPa) Note point—line contact and intergranular holes are developed, about 10% quartz particles show cracks. (c) (Under the pressure of 76.5MPa) Note line contact and about 10% quartz particles are broken. (d) (Under the pressure of 102.0MPa) Note line contact and about 20% quartz particles are broken. (e) (Under the pressure of 102.0MPa) Quartz sands are deformed and crushed. About 20% quartz particles are broken, linear intragranular crack holes occurred partially. (f) (Under the pressure of 102.0MPa) Intergranular holes are still developing and linear intragranular crack holes are partially occurred. (g) (Under the pressure of 102.0MPa) Most intragranular cracks are curve shape with a low open rate. (h) (Under the pressure of 127.5MPa) Note line contact. About 30% quartz particles are broken. Few intergranular triangular holes are developed partially. (i) (Under the pressure of 153.0MPa) Note concavo—convex contact. About 40% quartz particles are broken into the formation of massive pseudomatrix, and intergranular holes are decreased sharply

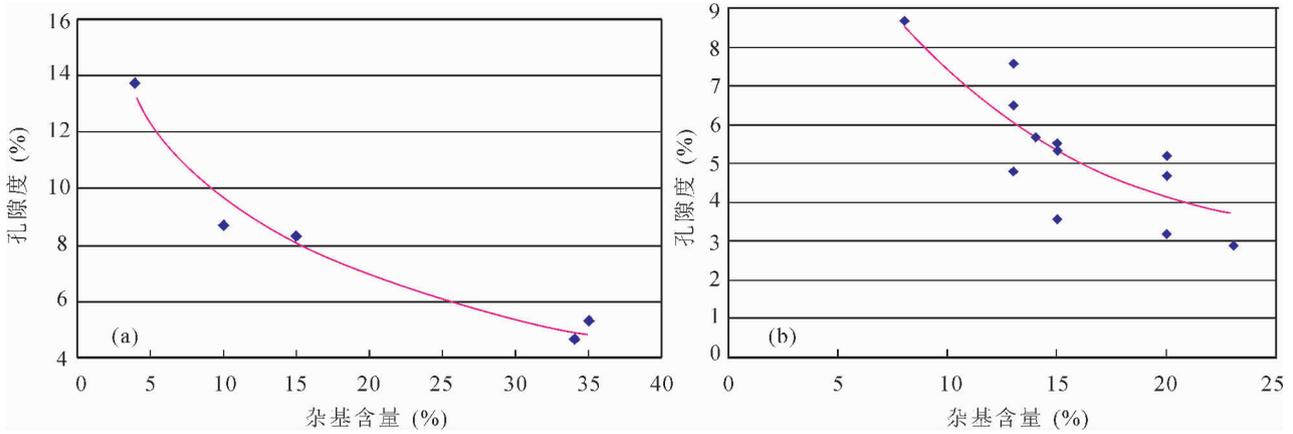


图 8 柴达木盆地昆 2 井孔隙度与杂基含量关系图

Fig. 8 Diagram shows porosity against matrix content, Well kun-2, Qaidam Basin

(a) 深度为 3358.92 ~ 3364.14m 处; (b) 深度为 5238.50 ~ 5246.00m 处

(a) The depth is between 3358.92 and 3364.14m; (b) the depth is between 5238.50 and 5246.00m

5 孔隙度与泥质杂基含量的相关性

昆 2 井 3358.92 ~ 3364.14m 处,杂基含量 4% 的样品,实测孔隙度为 13.8%;而泥质含量为 10% 的样品,实测孔隙度为 8.7% (图 8a)。5238.50 ~ 5246.00m 处,杂基含量与孔隙度也具有明显的负相关性,杂基含量为 8% 的样品,孔隙度为 8.7%;

杂基含量 13% 的样品,孔隙度为 7.6%;杂基含量大于 15% 的样品,孔隙度都低于 6%;杂基大于 20% 的样品孔隙度小于 5%,变为无效储层。从拟合曲线可以看出,相同压实强度的砂岩,随着泥质含量的增加,孔隙度逐渐降低(图 8a、b)。由此可见,

高泥质杂基含量不利于原生孔隙的保存,近物源沉积区的杂基支撑砂岩难以成为有效储层。

压实作用模拟亦显示,杂基含量与孔隙度有明显的负相关性,例如泥质含量 5%、10% 和 15% 的砂岩,1.4MPa 下的孔隙度分别为 31.4%、29.2%、26.4%,在 49.5MPa 下孔隙度分别为 19%、17%、14.5%;上述现象也反映了高杂基含量不利于砂岩的初始孔隙发育。此外,泥质杂基含量与孔隙度的衰减速率也具有明显的相关性,即杂基含量高的砂岩,孔隙度衰减速率较大,尤其压力在 0 ~ 50MPa 这一规律最为明显(图 9a)。压实作用过程中,密度的变化也具有类似特征(图 9b),即红色粘土杂基含

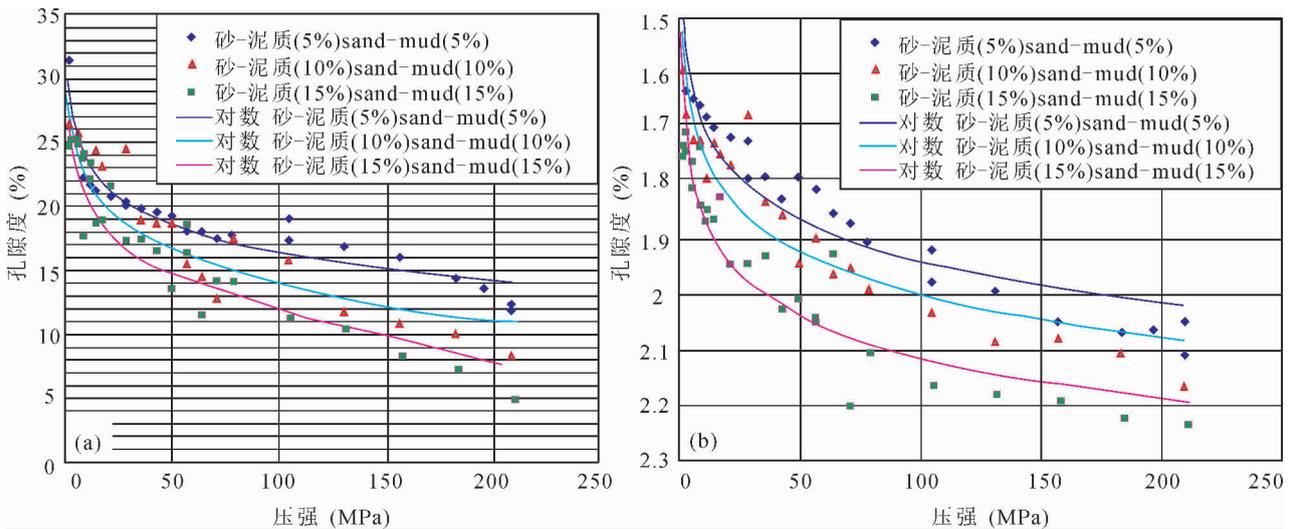


图 9 压实作用下不同泥质杂基含量与密度、孔隙度的关系

Fig. 9 Various argillaceous matrix content against density and porosity under compaction

量高的砂岩密度增加更快,如泥质含量5%、10%和15%的砂岩,在2.8MPa下密度分别为1.63g/cm³、1.67g/cm³、1.70g/cm³,49.5MPa下密度分别为1.79g/cm³、1.94g/cm³、2.0g/cm³;从2.8MPa到49.5MPa加压的过程中,密度的增加量分别为0.16g/cm³、0.27g/cm³、0.30g/cm³。压实模拟数据表明,当埋深大于3500m(模拟地层压力相当于76.5MPa),杂基含量小于5%的砂岩,粒间孔仍可能存在;但杂基大于15%的砂岩孔隙变得不发育。因此,牵引流为主的净砂岩储层,才有可能是在该区深层勘探的甜点。

物理模拟是否可靠的前提是材料的相似性,从昆2井的岩性看主要为泥质杂基含量不同的碎屑岩(图3b),由于主要为重力流成因(图3c),泥质杂基呈均匀分散状;从泥质杂基环绕碎屑颗粒的分布特征来看,与人工砂的结构特征具有很好的相似性(图6b、图6c)。昆2井的碎屑颗粒中主要为岩屑和长石,所以在低杂基含量的岩屑砂岩,压实作用下容易塑性变形或破裂(图5f),导致粒间体积减缩,引起孔隙度降低。人工砂中的碎屑颗粒为石英,塑性变形较少,脆性破碎较多(图7a、图7e)。此外,压实模拟的时间尺度难以跟地质实际接近,模拟过程应力增加迅速,很多颗粒难以及时重排,导致局部应力集中,颗粒破碎程度大于实际地质过程中的机械压实破碎作用(图7h)。尽管如此,在昆2井地质样品和压实模拟数据中,泥质杂基含量对颗粒破碎方式和孔隙演化模式的影响,从泥质含量与孔隙结构的关系上看,具明显的相似性。因而该模拟数据,可以为快速沉降区砂岩的储层质量预测提供依据。

6 结论

(1)昆2井古近系与新近系碎屑岩的成分成熟度和结构成熟度都较低,杂基含量比较高,为近物源快速沉积的产物。杂基含量>15%的砂岩,埋藏压实过程中孔隙度衰减快,因而大于3500m层段的物性总体较差,储层为特低孔—特低渗储层。

(2)砂岩的压实作用模拟显示,杂基含量与孔隙度有明显的负相关性,而且杂基含量高的砂岩,孔隙度衰减速率较大。

(3)粒内裂缝孔开启程度较高的砂岩,杂基含量小于10%;而杂基含量大于15%以及地层压力过大,都不利于粒内直线型开启裂缝的发育。

(4)压实模拟数据表明,当埋深大于3500m,杂基含量小于5%的砂岩,粒间孔仍可能存在;但杂基

大于15%的砂岩孔隙变得不发育。因此,牵引流为主的净砂岩储层,才有可能是在近物源沉积区深层勘探的甜点。

参考文献 / References

- 操应长, 葱克来, 王健, 远光辉, 杨田. 2011. 砂岩机械压实与物性演化成岩模拟实验初探. 现代地质, 25(6): 1152 ~ 1158.
- 戴俊生, 曹代勇. 2000. 柴达木盆地新生代构造样式的演化特点. 地质论评, 46(5): 455 ~ 460.
- 狄恒恕, 王松贵. 1991. 柴达木盆地北缘新生代构造演化探讨. 地球科学, 16(5): 533 ~ 539.
- 顾延生, 李长安, 郭广猛, 黄长生. 2000. 青藏高原东北缘第三纪构造—气候事件与环境变迁. 地质科技情报, 19(2): 1 ~ 3.
- 蒿景龙, 赵海波, 姜涛. 2004. 泥质分布形式对储层渗透率的影响. 大庆石油学院学报, 28(3): 1 ~ 3.
- 刘国勇, 金之钧, 张刘平. 2006. 碎屑岩成岩压实作用模拟实验研究. 沉积学报, 24(3): 408 ~ 413.
- 吕宝凤, 张越青, 杨书逸. 2011. 柴达木盆地构造体系特征及其成盆动力学意义. 地质论评, 57(2): 167 ~ 174.
- 寿建峰, 张惠良, 沈扬, 王鑫, 朱国华, 斯春松. 2006. 中国油气盆地砂岩储层的成岩压实机制分析. 岩石学报, 22(8): 2165 ~ 2170.
- 汤良杰, 金之钧, 张明利, 刘池阳, 吴汉宇, 由福报, 张兵山. 2000. 柴达木盆地构造古地理分析. 地学前缘, 7(4): 421 ~ 429.
- 王步清. 2006. 柴达木盆地新生代构造演化与沉积特征. 新疆石油地质, 27(6): 670 ~ 672.
- 王琪, 白斌, 李小燕, 陈国俊, 嵯喜准, 张瑞. 2008. 柴达木盆地北缘深部碎屑岩储层成岩演化特征研究——以昆特依凹陷昆2井为例. 天然气地球科学, 19(2): 157 ~ 164.
- 王艳忠, 操应长, 葱克来, 宋国奇, 刘惠民. 2013. 碎屑岩储层地质历史时期孔隙度演化恢复方法——以济阳坳陷东营凹陷沙河街组四段上亚段为例. 石油学报, 34(6): 1100 ~ 1110.
- 赵凡, 孙德强, 闫存凤, 张小军, 孙松领, 倪祥龙, 程玉红. 2013. 柴达木盆地新生代构造演化及其与油气成藏关系. 天然气地球科学, 24(5): 940 ~ 947.
- Baldwin B and Butler C O. 1985. Compaction curves. AAPG Bulletin, 69(4): 621 ~ 626.
- Baud P, Klein E, Wong T F. 2004. Compaction localization in porous sandstones: spatial evolution of damage and acoustic emission activity. Journal of Structural Geology, 26(4): 603 ~ 624.
- Chuhan F A, Kjeldstad A, BjØrlykke K, Høeg K. 2001. Porosity loss in sand by grain crushing—experimental evidence and relevance to reservoir quality. Marine and Petroleum Geology, 19: 39 ~ 53.
- He Wenwu, Hajash A, Sparks D. 2002. A model for porosity evolution during creep compaction of sandstones. Earth and Planetary Science Letters, 197: 237 ~ 244.
- Lander R H and Walderhaug O. 1999. Predicting porosity through simulating sandstone compaction and quartz cementation. AAPG Bulletin, 83(3): 433 ~ 449.
- Paxton S T, Szabo J O, Ajdukiewicz J M, Klimentidis R E. 2002. Construction of an intergranular volume compaction curve for evaluating and predicting compaction and porosity loss in rigid-grain sandstone reservoirs. AAPG Bulletin, 86(12): 2047 ~ 2067.
- Pittman E D and Laese R E. 1991. Compaction of lithic sands: experimental results and applications. AAPG Bulletin, 75(8): 1279 ~ 1299.

Influence of the Argillaceous Matrix on Pore Evolution Model of the Deep Reservoir in Well Kun-2, Qaidam Basin

ZHUO Xizhun¹⁾, ZHANG Linyan²⁾, CHEN Xiaoshuai¹⁾, ZHANG Jiaojiao¹⁾, YANG Jianlin¹⁾, LI Yinchuan¹⁾

1) *Department of Geology, Liaoning Technical University, Fuxin, Liaoning, 123000;*

2) *Institute of Geomechanics, Chinese Academy of Geological Sciences, Beijing, 100081*

Abstract: With the enhancement of exploration extent, deep oil—gas exploration is inevitable. It's imperative to figure out the law of porosity evolution of deep reservoirs as well as to raise forecast accuracy, which is the basis of deep exploration. Through systematic collection of cuttings and core samples from Well kun-2, Qaidam Basin and using casting thin sections, scanning electron microscope and logging data interpretation, the characters of petrology, mineralogy and physical properties of reservoirs in both Paleogene and Neogene stratum are systematically analysed. As a result, the content of argillaceous matrix and the porosity evolution of sandstones are closely related. In order to complete the forward modeling of the process of porosity evolution, well-sorted aeolian quartz sands and the fine-grained red clay are chosen as materials, and four kinds of quartz sands are made respectively containing clay matrix of 5%, 10%, 15%, 20% to carry out the simulation. Unconsolidated sediments compaction simulation was carried out from 1.4 MPa to 210.4 MPa, containing 21 cycle experiments respectively. The results of stimulant experiment against the core data of Well kun-2 under a comparative analysis shows that the much higher the content of argillaceous matrix in clastic rocks was, the smaller the primary porosity would be and the faster the porosity would decay; for arenite with low argillaceous content, when the overburden pressure reached 76.5 MPa, a large number of particles were broken and rearranged, which led to intergranular volume reduction and occurrence of few linear intragranular fractures, meanwhile the reservoir physical properties significantly worsen. The experimental data of compaction simulation can provide a basis for the reservoirs quality prediction of the sandstones in rapid subsidence area.

Keywords: Qaidam Basin, argillaceous matrix, compaction simulation, reservoir quality prediction