

# 苏里格气田召51井—统41井区储层成岩作用及致密性成因分析

马浪,雷卞军,杨玥,黄艳

(西南石油大学,四川成都610500)

**摘要:**苏里格气田召51井—统41井区储层属于典型的致密储层。因此,搞清楚致密储层的成因、寻找有利储层是该区施行天然气有效勘探与开发亟待解决的主要问题之一。通过物源分析与岩心观察,并结合岩石薄片、阴极发光及扫描电镜等实验分析,认为研究区砂岩以低成熟度的岩屑砂岩和岩屑质石英砂岩为主。对储层孔隙结构进行分析,结果显示储层孔隙类型主要以晶间孔和粒内溶孔为主。研究区砂岩成岩作用主要有压实作用、胶结作用、溶蚀作用和交代作用,其中压实作用和胶结作用是形成致密性储层的主控因素。通过对研究区砂岩成岩相的分析,认为中等压实、高岭石充填、溶蚀相与中等压实、高岭石充填、方解石充填、溶蚀相是储层的主要成岩相。研究认为研究区储层致密的根本原因是其孔隙空间细小、连通性较差所致。

**关键词:**苏里格气田;致密储层;成岩作用;成岩相

**中图分类号:**TE122.1

**文献标志码:**A

**文章编号:**1672-1926(2013)03-0485-09

**引用格式:**Ma Lang, Lei Bianjun, Yang Yue, *et al.* Diagenesis of sandstone and genesis of tight reservoirs in well block Zhao 51-Tong 41 of Sulige Gas Field, Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(3): 485-493. [马浪, 雷卞军, 杨玥, 等. 苏里格气田召51井—统41井区储层成岩作用及致密性成因分析[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(3): 485-493.]

## 0 引言

鄂尔多斯盆地普遍发育致密性砂岩储层,尤其是苏里格气田砂岩致密性储层已成为制约该区勘探开发的关键因素之一。因此,搞清楚致密性储层特征及其成因具有重要意义。

关于鄂尔多斯盆地苏里格气田储层致密性储层形成的因素,前人主要从物源、沉积作用、成岩作用等方面做了研究。前人研究成果显示,苏里格地区不同区域上储层致密性主控因素是不同的。如苏里格西区,砂岩以石英砂岩和岩屑石英砂岩为主,硅质胶结对储层的破坏作用明显<sup>[1]</sup>。鄂尔多斯盆地南部上古生界低孔低渗储层主要是压实作用所致<sup>[2]</sup>。而对苏里格东区,杨仁超等<sup>[3]</sup>认为苏里格气田东二区致密性砂岩主要是晚成岩期的胶结作用所致。不同

层位储层致密性因素也是有差异的。季汉成等<sup>[4]</sup>认为压实压溶作用和硅质胶结作用是导致鄂尔多斯盆地东部下二叠统山西组山2段储层致密的主要原因。张明禄等<sup>[5]</sup>在研究苏里格地区盒8段储集砂岩成岩作用及孔隙演化中指出,压实压溶作用和高岭石胶结作用是储层孔隙度降低的主要原因。也有人从微观方面进行了讨论,如杨县超等<sup>[6]</sup>认为,苏里格气田储层渗透性差的主要原因是由于孔隙结构非均质性强、孔隙类型多样、粒间孔百分比低造成的。

由于不同区域不同层位致密砂岩类型不同,储层形成演化特征及其致密性因素差别较大。苏里格气田召51井—统41井区处于鄂尔多斯盆地东北部,前人对储层致密性成因仅是在相关区域上有所涉及,并未做详细研究。因此,研究储层致密性因素,对该区储层综合评价和开发有利区带预测具有

重要的指导意义。

## 1 地质概况

研究区位于苏里格气田东北角(图 1),构造上处于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡和伊盟隆起的过渡地带,在西倾单斜背景下发育多排鼻状构造,鼻隆、鼻凹相间排列展布,鼻隆幅度在 10~20m 之间,鼻宽在 2~5km 之间,构造坡降为 5~9m/100m。各层段构造之间存在明显的继承性,局部受小断层错动影响使得小幅度构造格局发生改变。

研究区气藏均属于砂岩岩性圈闭气藏。二叠系山西组及下石盒子组盒 8 段为该区主要产气层段,其中盒<sub>8</sub><sup>上</sup>亚段和山西组属于曲流河相,盒<sub>8</sub><sup>下</sup>亚段为辫状河相,以滩相和主河道充填砂体为有利储集相带。储层平均孔隙度小于 10%,渗透率小于  $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,为典型的低孔—低渗型储层<sup>[7-8]</sup>。

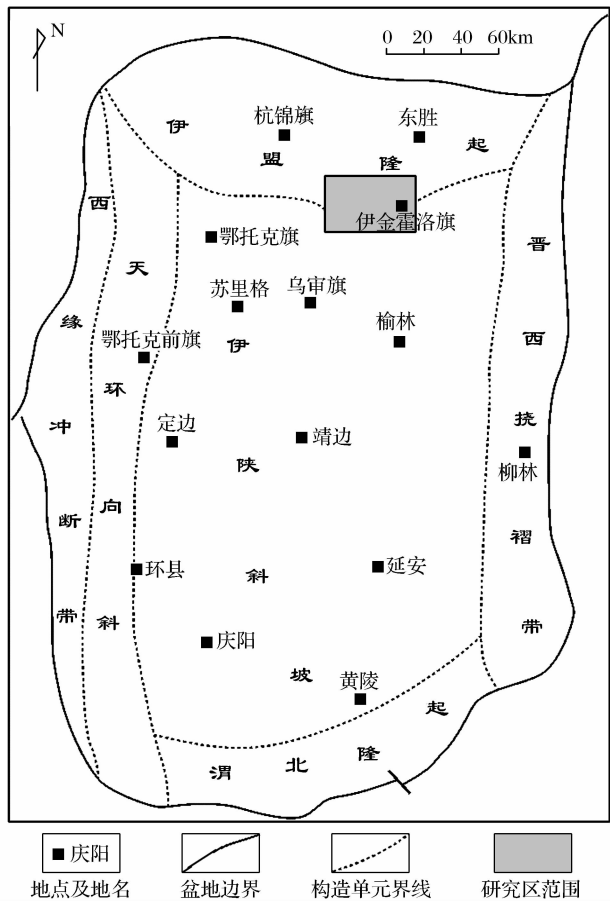


图 1 鄂尔多斯盆地构造区划及研究区位置

## 2 储层特征

### 2.1 储层岩石学特征

#### 2.1.1 物源分析

鄂尔多斯盆地上古生界物源主要来自盆地北缘

阴山地区、大青山地区的中上元古界和太古界变质杂岩<sup>[4]</sup>。

根据中国石油长庆油田公司研究,研究区北部物源区可以分为 2 个大类:一类为富石英物源区,主要由石英岩、变质砂岩组成,该物源区位于盆地的西北部;另一类为贫石英物源区,主要由变质砂岩、片麻岩及灰岩云岩组成,该物源区位于盆地的东北部。杨奕华等<sup>[9]</sup>认为,对于石英砂岩储集层来说,能够提供粗粒石英颗粒的物源主要是石英砂岩组,即石英岩类物源,而如板岩、千枚岩及部分片岩类母岩只能提供泥级黏土质风化产物、岩屑颗粒及粉砂级或细砂级单矿物颗粒(如石英颗粒),对于中粗粒石英砂岩储集层的形成则基本没有意义。因此,石英砂岩往往是石英岩组被集中剥露,沉积物集中堆积形成的<sup>[4]</sup>。据陈安清等<sup>[10]</sup>的研究,岩屑类型在东部、西部略有差异,虽然东部、西部都以变质岩岩屑为主,但是东部地区的沉积岩岩屑的相对含量略多于西部地区。研究区物源主要是偏东部的贫石英物源区。由于离物源较近,该区砂岩属于近物源快速堆积的产物,砂岩中石英含量低,岩屑含量高。岩屑中的塑性组分难以抵抗强烈的压实作用,但岩屑中含有的十字石、磷灰石、角闪石、长石、长石质岩屑或喷发岩岩屑等大量的不稳定组分是溶蚀孔形成的基础<sup>[11]</sup>。可见物源不仅决定了研究区盒 8 段、山西组储层主要以低成熟度的岩屑砂岩为主,而且还间接影响了储层成岩演化和孔隙特征。

#### 2.1.2 岩石学特征

通过研究区内 12 口取心井的岩心观察描述,对 180 余块薄片(含铸体薄片)的鉴定,以及阴极发光、扫描电镜等实验分析,发现盒 8 段、山 1 段主要为岩屑砂岩,岩屑石英砂岩次之,石英砂岩很少见;山 2 段主要为岩屑砂岩和岩屑石英砂岩,石英砂岩较少,砂岩总体上成分成熟度低(图 2)。

储层碎屑颗粒成分主要为石英、岩屑、云母屑和少量长石颗粒(表 1)。其中山 2 段石英颗粒含量明显高于盒 8 段和山 1 段,平均含量为 71.7%,山 1 段石英颗粒平均含量为 50.1%,盒<sub>8</sub><sup>下</sup>亚段石英颗粒平均含量为 50.06%,盒<sub>8</sub><sup>上</sup>亚段石英颗粒平均含量为 48.29%。岩屑组分中变质岩屑和沉积岩屑含量都较高,变质岩屑以千枚岩、变质石英岩屑为主,沉积岩屑以燧石、泥质岩屑为主。除此之外,还见有火山岩屑,但含量较低。碎屑颗粒分选中等,磨圆较差,多为次棱角状—一次圆状,颗粒之间以点—线接触为主,主要胶结方式为孔隙式—接触式。

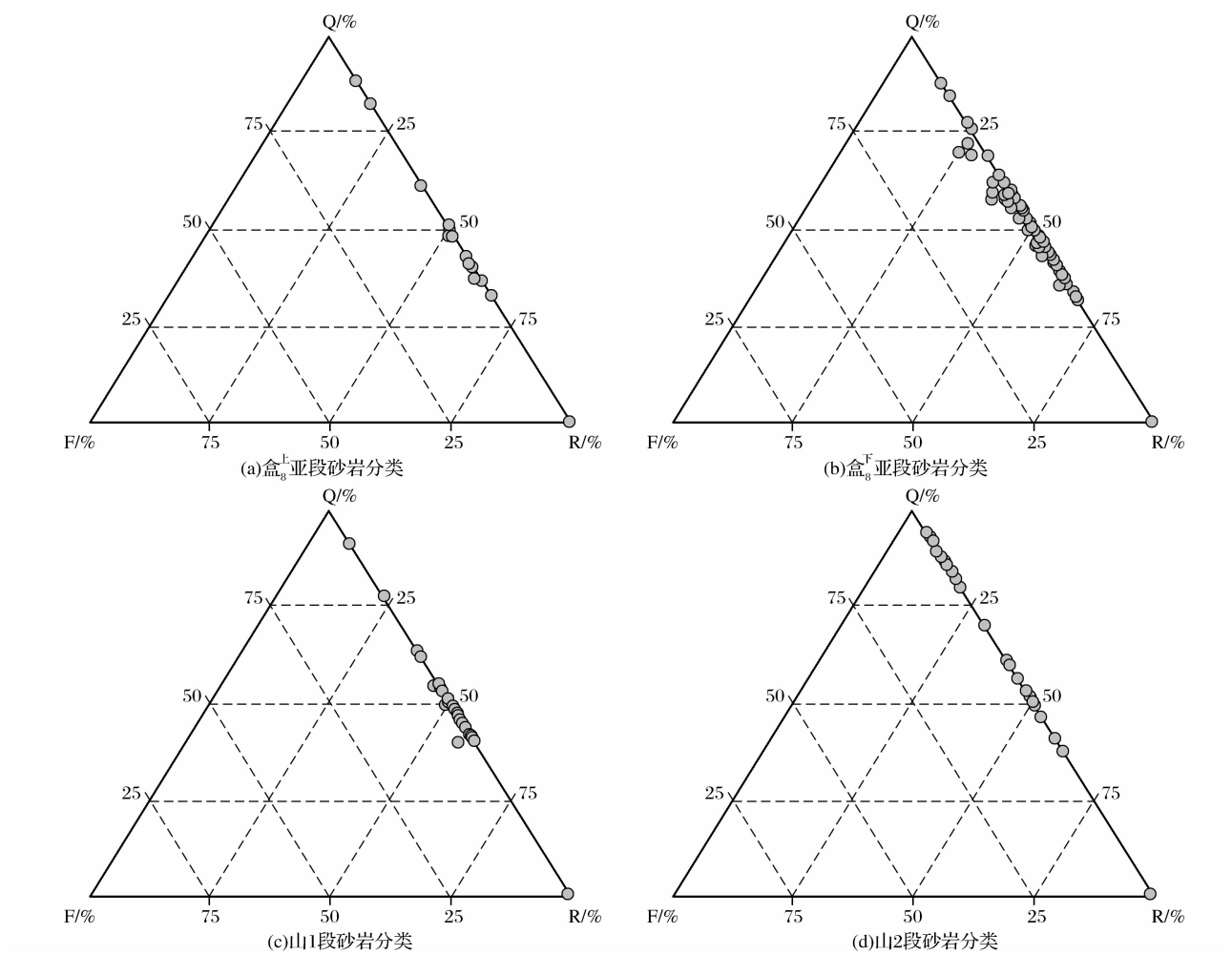


图 2 召 51 井—统 41 井区储层砂岩类型

表 1 研究区储层碎屑颗粒含量统计

层位	石英/%	长石/%	岩屑/%			岩屑总量/%
			变质岩屑	沉积岩屑	云母屑	
盒 <sub>8</sub> <sup>上</sup> 亚段	48.29	0.24	25.98	24.21	1.28	51.47
盒 <sub>8</sub> <sup>下</sup> 亚段	50.06	0.44	23.34	24.61	1.55	49.5
山 1 段	50.1	0.12	22.04	26.54	1.2	49.78
山 2 段	71.7	0	12.7	15.34	0.26	28.3

2.2 孔隙结构特征

根据岩心样品的毛细管压力曲线(图 3),结合排驱压力、孔喉中值半径等孔隙结构参数,将储层孔隙分为 4 类(表 2)。

I 类孔隙主要由残余粒间孔、晶间孔、次生溶孔组成,孔隙连通性较好;储集岩石主要为粗粒、岩屑质石英砂岩及细砾岩,物性好。II 类孔隙以晶间孔、次生溶孔为主,孔隙连通性中等—较差;主要发育在粗—中粒岩屑砂岩中,物性较好。III 类孔隙为少量粒内溶孔、填隙物溶孔和晶间孔,孔隙连通性较差;主要发育在粗—中粒岩屑砂岩中,物性较差。IV 类

孔隙包括少量粒内溶孔、晶间孔及微裂缝;岩石类型主要是中—细粒岩屑砂岩,物性差。

3 主要成岩作用及其对储层物性的影响

如果说物源是储层发育的先天性物质基础,沉积相控制着储层的空间展布,那么,成岩作用才是储层发育的最终决定因素。

研究区盒 8 段、山西组储层埋藏深度大,地质历史时期最大埋深可达 4 000m,现今埋深一般也在 2 500m 以深,埋藏时间在 250Ma 以上。据前人的研究成果,鄂尔多斯盆地北部盒 8 段、山西组储层成岩

作用目前处于中成岩 B 期<sup>[3,12]</sup>。在研究区,对储层物性影响较大的成岩作用有压实作用、胶结作用、溶蚀作用及交代作用(图 4)。

3.1 压实作用和压溶作用

研究区目的层段砂岩经历了强烈的压实作用,其是成岩初期的主要成岩作用,表现为千枚岩屑、泥岩岩屑及云母等塑性颗粒的扭曲变形,甚至出现石英等刚性颗粒的破裂现象[图 5(a)]。由于不同岩石颗粒的抗压实能力不同,对于压实作用的响应具有很大的差异。研究区盒 8 段、山西组砂岩主要是

岩屑砂岩,岩屑中塑性岩屑如千枚岩岩屑、泥质岩屑、云母等含量高,在压实作用下,这些岩屑多包围石英颗粒、燧石、多晶石英等刚性颗粒,部分呈假杂基状充填颗粒之间,使砂岩孔隙度大幅降低(图 6)。石英等抗压实能力较强的颗粒含量越高,砂岩孔隙性越好(图 7)。因此,研究区少量石英砂岩和抗压实作用能力较强的变质石英、燧石岩屑等刚性岩屑比例较高的岩屑石英砂岩及岩屑砂岩孔隙损失量要小一些。压实作用下砂岩孔隙减少约为 20%~30%(图 4),其是研究区砂岩致密的主要原因之一。

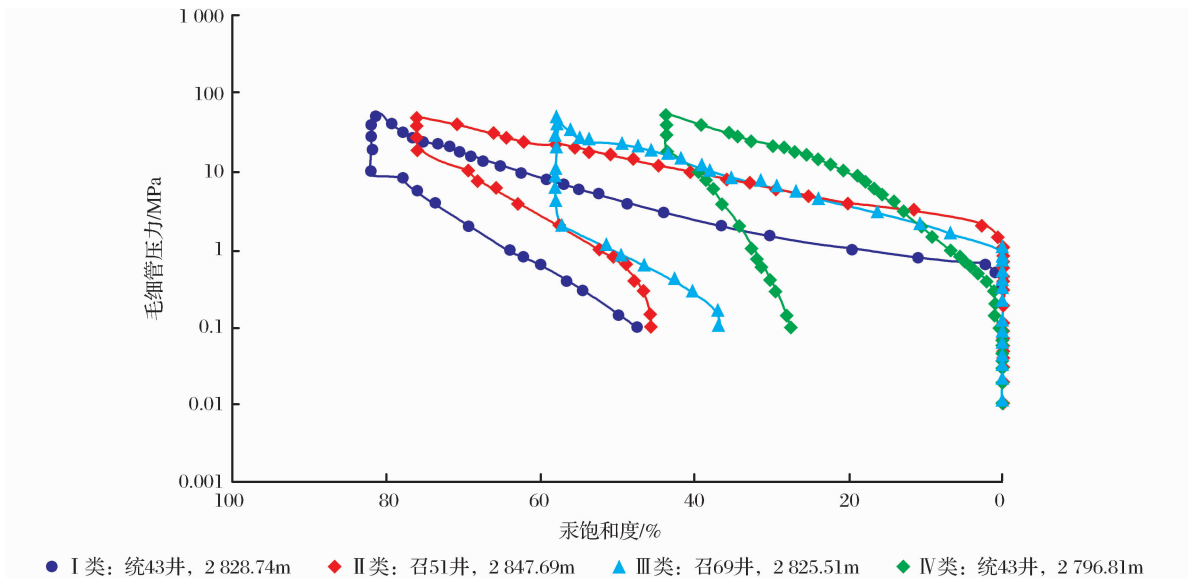


图 3 不同孔隙类型毛管压力曲线特征

表 2 研究区储层孔隙类型

孔隙结构类型	I	II	III	IV
孔隙度/%	≥12	9~12	4~10	<4
渗透率/(10 <sup>-3</sup> ×μm <sup>2</sup> )	≥0.5	0.3~0.8	0.2~0.5	<0.2
孔喉半径/μm	0.25~1.065	0.25~0.146	<0.25	分布分散
排驱压力/MPa	0.5~0.7	0.99~3.028	1.05~2.003	0.701~2.997
R <sub>50</sub> /μm	0.23	0.23	0.29	0.22
孔隙分选性	较好	较好—中等	中等—较差	差
孔隙连通性	好—中等	中等—较差	较差	差
面孔率/%	4~6	3~5	2~4	1~2
岩 性	粗粒岩屑石英砂岩、岩屑砂岩 及细砾岩	粗粒、中粗粒岩屑砂岩	中粗粒、中粒、 岩屑砂岩	中粒、细粒岩屑砂岩
主要孔隙类型	残留粒间孔、晶间孔、铸模溶孔、 填隙物溶孔,少量粒内溶孔	晶间孔、粒内溶孔、 铸模溶孔、填隙物溶孔	粒内溶孔、填隙 物溶孔和晶间孔	少量溶孔、晶间孔、 裂缝

3.2 胶结作用

研究区盒 8 段、山西组胶结作用主要有石英次生加大胶结作用、碳酸盐岩胶结作用、黏土矿物胶结作用等。

3.2.1 石英次生加大胶结作用

研究区目的层段砂岩中石英次生加大现象较少,岩屑石英砂岩和山 2 段石英砂岩中较普遍。按照石英次生加大 5 级分类划分<sup>[13]</sup>,部分薄片石英颗

粒中可见加大边为Ⅰ—Ⅱ级,少数可见为Ⅲ级加大。加大后的石英常呈相互贴面,或呈紧密镶嵌接触[图 5(b)]。加大严重者,会使孔隙度降低 4%~6%。在岩屑砂岩中,孔隙损失 1%~2%(图 4)。

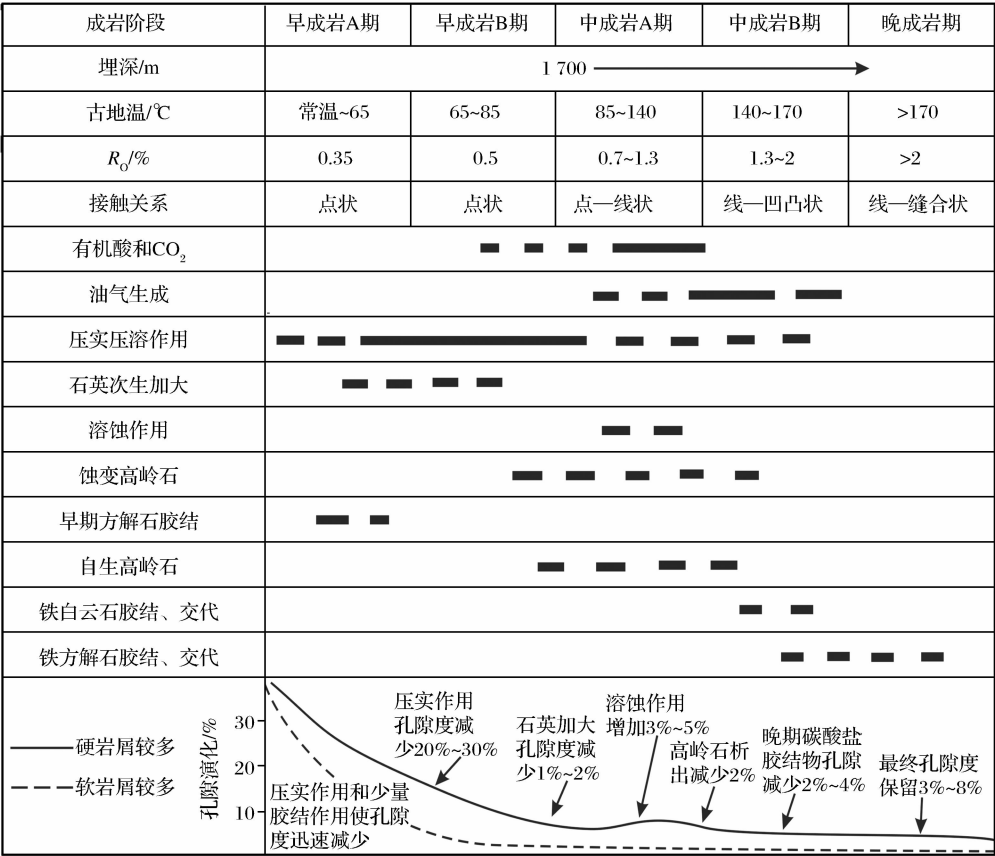


图 4 研究区岩屑砂岩成岩作用及孔隙演化模式

3.2.2 碳酸盐胶结作用

碳酸盐胶结物主要为方解石,在研究区普遍存在。盒<sub>8</sub><sup>上</sup>亚段、盒<sub>8</sub><sup>下</sup>亚段、山 1 段、山 2 段方解石的平均含量分别为 3.32%、3.1%、4.15%、5.18%。方解石胶结物有早、晚 2 期。

早期方解石胶结物主要呈基底式—孔隙式胶结,呈嵌晶结构,严重充填粒间孔隙[图 5(c)],但早期方解石胶结物对压实作用具有一定的抵抗性,同时阻止了石英的次生加大<sup>[2,11]</sup>。晚期方解石胶结物呈斑块状充填粒间孔隙和各种溶蚀孔隙,导致孔隙度有较大幅度的降低(图 4)。如图 8 所示,随着方解石胶结物含量的增加,面孔率逐渐降低,部分样品中方解石胶结物含量在 10% 以上,此时,储层孔隙基本不发育。

3.2.3 黏土矿物胶结作用

研究区储层广泛发育高岭石胶结物和伊利石,绿泥石次之,而蒙脱石含量相对较少。伊利石胶结物呈细鳞片状、纤维状或毛发状,多呈网状分布于各种孔隙中;而绿泥石胶结物主要呈等厚环边薄膜状

或衬边形式产出,部分充填孔隙。

研究区高岭石含量为 3%~14%,平均为 5%,其中盒<sub>8</sub><sup>上</sup>亚段和山 2 段高岭石胶结物相对较多,平均含量分别为 4.84%和 6.12%,盒<sub>8</sub><sup>下</sup>亚段和山 1 段高岭石胶结物含量相对较低,平均为 3.26%和 3.87%。常以自生矿物形式沉淀产出于粒间孔和溶蚀孔隙。显然高岭石胶结物本身是对储层孔隙的一种破坏。这种破坏作用一般使孔隙降低 6% 左右(图 4),同时造成渗透率严重下降。然而,由于碎屑颗粒溶蚀后溶孔中常见自形极好的自生高岭石呈典型的书页状充填其中,并且堆积松散,从而保留了良好的晶间孔[图 5(d)]。关于自生高岭石的来源,杨仁超等<sup>[3]</sup>认为苏里格气田东二区高岭石主要来源于长石、喷出岩岩屑的溶蚀。也就是说高岭石胶结物的形成常与溶蚀作用相伴生,有大量高岭石胶结物的地方溶蚀作用一般较强,各种溶蚀孔隙较发育。因此,高岭石胶结物含量越多,储层面孔率还有增加趋势(图 9)。朱宏权等<sup>[2]</sup>在研究鄂尔多斯盆地北部上古生界储层物性影响因素时,也得出类似的结论。

这种高岭石晶间孔与溶蚀孔的组合成为该岩相储层主要的储集空间类型之一,也是研究区主要的储层类型之一。

### 3.2.4 溶蚀作用

据前人<sup>[9]</sup>研究表明,鄂尔多斯盆地东北部的溶蚀作用主要是酸性地层水的溶蚀。砂岩在渐进埋藏成岩环境过程中,有机质成岩作用产生大量有机水溶液,尤其是山2段煤系地层中的有机质在成熟早期( $0.5\% < R_o < 1.2\%$ )裂解产生大量有机酸,使地层水介质呈酸性,从而使岩石中的不稳定组分发生溶蚀,产生次生溶蚀孔隙<sup>[5,14]</sup>。据薄片观察发现,砂岩经历了较强的溶蚀作用,且溶蚀作用发生于中成岩A期以后(图4)。

砂岩中常见长石、岩屑以及填隙物的溶蚀。长石溶蚀多沿解理缝和破裂缝进行,形成粒内溶孔[图

5(f)]。溶蚀严重者,形成粒内蜂巢状溶孔或铸模孔。被溶岩屑主要为中—酸性喷出岩屑,岩屑中的长石晶体被溶,形成斑点状溶孔。与溶蚀长石相比,此类溶孔在数量及大小上都相差甚远,对孔隙度增长贡献较小。此外,还可见白云岩岩屑的溶蚀现象。对填隙物的溶蚀主要是早期方解石胶结物[图5(g)]及泥质杂基。

研究区砂岩中岩屑含量普遍较高,压实作用下砂岩孔隙损失严重,缺少流体渗流的通道,后期溶蚀作用无法进行。因此,只有那些残留了一定的原生粒间孔的粗粒砂岩,后期酸性介质才能进入孔隙产生有效的溶蚀作用。溶蚀作用能使砂岩孔隙度增加3%~5%(图4)。研究区内砂岩在遭受严重压实作用后,溶蚀作用对于提高储层物性质量起着重要的作用。

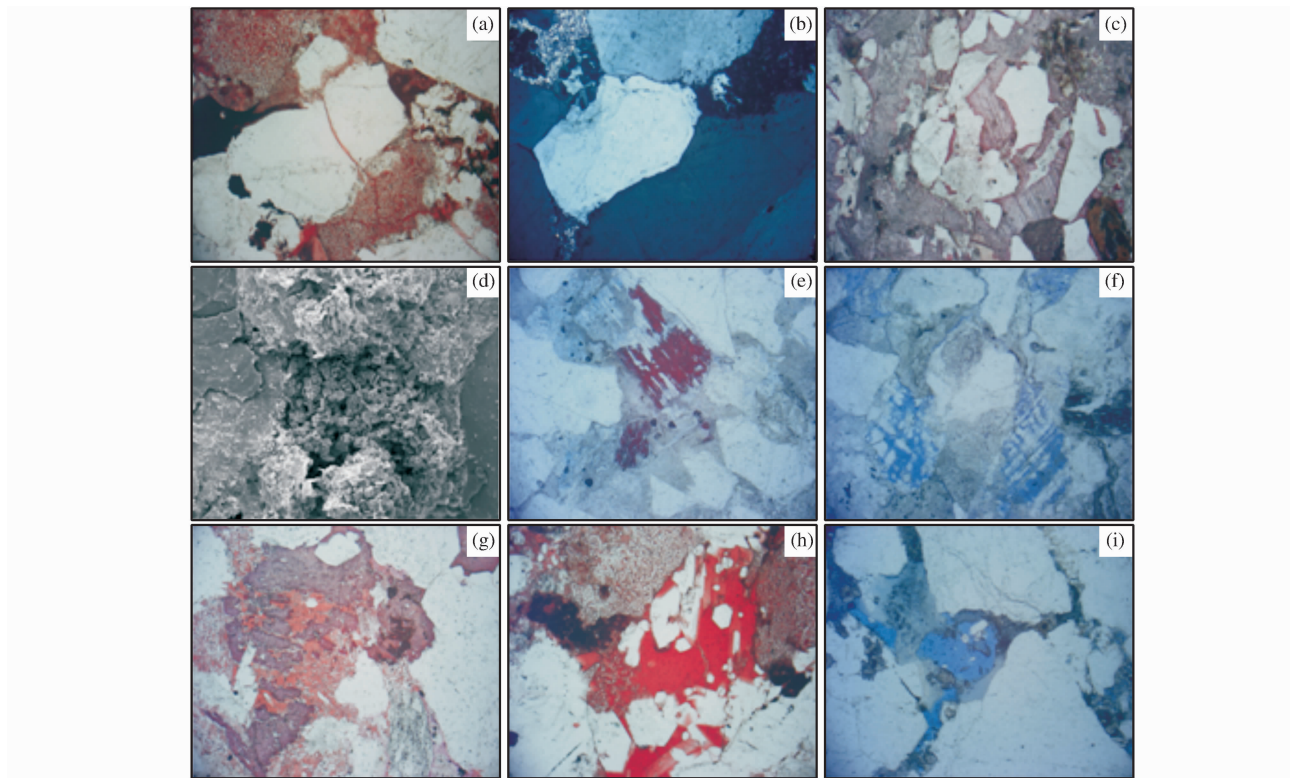


图5 研究区储层显微照片特征

(a)石英颗粒破裂形成裂缝,统32井,2 684.44m,单,×100;(b)石英次生加大,统43井,2 828.74m,正交,×100;(c)方解石胶结呈嵌晶结构,统44井,2 690.1m,单,×100;(d)高岭石充填孔隙,召51井,5(61/84),扫描电镜,×500;(e)方解石交代长石,统41井,3(80/108),单,×100;(f)长石溶蚀孔,统41井,2(34/71),单,×100;(g)方解石胶结物被溶蚀,统43井,2 828.74m,单,×100;(h)溶蚀孔,统32井,2 684.44m,单,×100;(i)岩屑质石英砂岩,粒间孔,召51井,5(61/84),单,×100

### 3.2.5 交代作用

研究区最主要的交代作用是高岭石的交代作用与方解石的交代作用。

高岭石常交代长石和杂基等。蚀变形形成的高岭

石晶形较差,蚀变高岭石仍然部分保存着被交代颗粒的形态,呈不连续的团块状分布[图5(a),图5(h)],高岭石堆积紧密、晶间孔不发育,晶体较小,一般在2~5 $\mu\text{m}$ 之间。当蚀变高岭石晶形较好,发



育大量晶间微孔隙, 微孔虽小, 但对于天然气来说仍然属于有效孔隙, 研究区普遍以低孔低渗储层为主的情况下, 微孔使砂岩储集性能在一定程度上得到改善。砂岩中还可可见方解石胶结物交代岩屑或长石, 交代型方解石晶形不好, 常保留着被交代岩屑的残余和假象[图 5(e)]。方解石交代作用对研究区储层物性的影响较小。

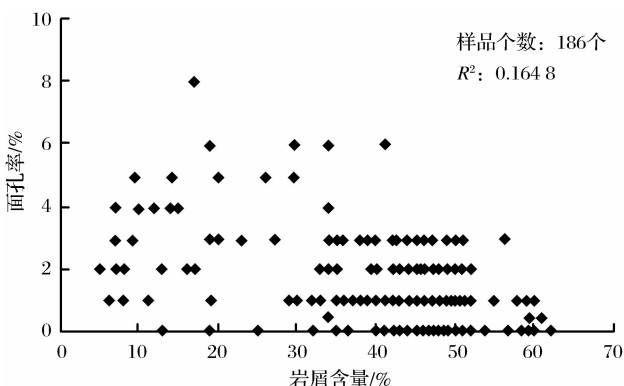


图 6 岩屑与孔隙度的关系

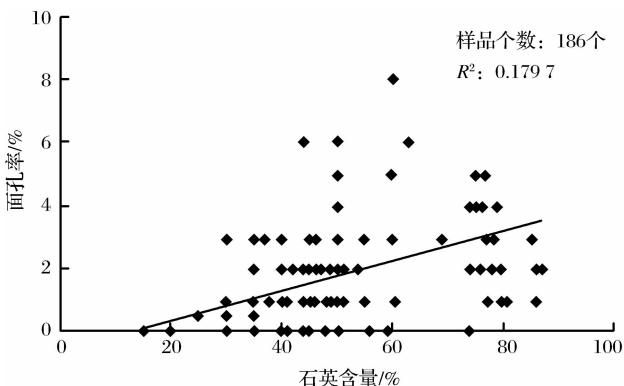


图 7 石英含量与孔隙度的关系

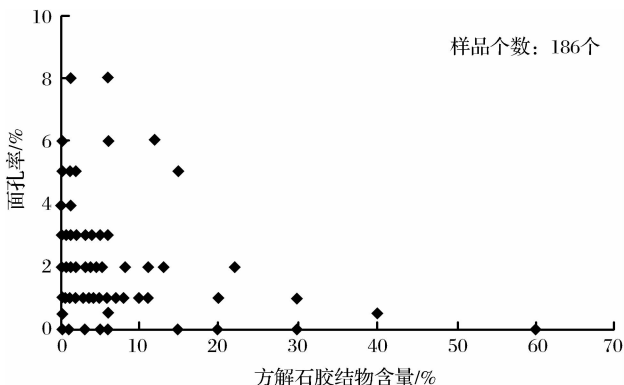


图 8 方解石胶结物与孔隙度的关系

## 4 主要成岩相研究

通过对研究区 180 余块薄片(含铸体薄片)的观察, 以及阴极发光、扫描电镜等实验的综合分析, 认为研究区的砂岩成岩相可以归纳为以下 5 种。

### 4.1 中等压实、石英加大中等、溶蚀相

该岩相主要以粗粒岩屑质石英砂岩为主, 部分石英砂岩。中石英次生加大发育, 有一定的自生高岭石充填孔隙, 碳酸盐胶结物含量少。由于砂岩的成分成熟度较高, 残余有一定的原生孔隙, 同时有利于后期溶蚀作用的进行。因此, 该岩相带储集空间主要以粒间孔、溶蚀孔、微裂隙的组合形式出现[图 5(h)]。该种类型的储层物性较好, 但在研究区较少见, 多分布于山 2 段边滩及河床滞留沉积中。

### 4.2 中等压实、高岭石充填、溶蚀相

主要见于分选、磨圆较好的中—粗粒岩屑砂岩, 部分岩屑质石英砂岩。填隙物主要以高岭石为主, 高岭石自形好, 晶间孔发育, 同时有一定的碳酸盐岩胶结物, 石英次生加大现象较少见, 高岭石交代长石和岩屑普遍。砂岩以剩余原生粒间孔[图 5(i)]、溶蚀孔和高岭石晶间孔的组合形式出现。该种类型的储层物性较好, 多分布于盒 8 段、山 1 段主河道中, 是研究区主要的储层类型之一。

### 4.3 中等压实、高岭石充填、方解石充填、溶蚀相

砂岩以成熟度较低的中粗粒岩屑砂岩为主。胶结物主要是高岭石和方解石胶结, 可见高岭石和方解石交代岩屑颗粒。常见岩屑颗粒和长石颗粒被溶蚀的现象, 早期方解石胶结物后期发生溶蚀[图 5(g)]。砂岩以高岭石晶间孔、粒内溶孔及填隙物溶孔为主。该种类型的储层物性中等, 其分布最广, 在盒 8 段、山西组河道中都有分布, 是研究区主要的储层类型之一。

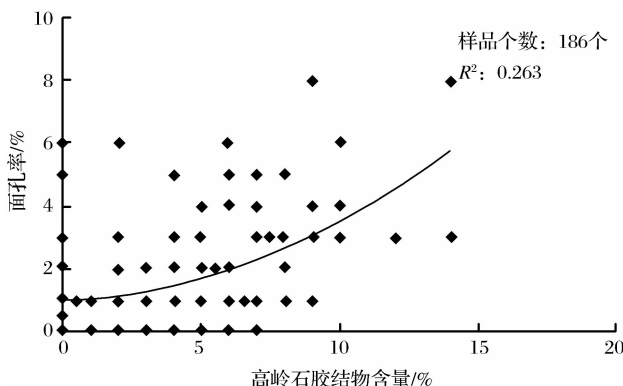


图 9 高岭石胶结物与孔隙度的关系

### 4.4 强压实致密相

该种岩相砂岩的特征是抗压实能力较弱的塑性岩屑含量高, 在压实作用下孔隙损失殆尽, 以致具溶蚀性的流体无法进入砂岩发生有效的溶蚀作用。故砂岩多为非储层。砂岩中的塑性岩屑多是弱水动力条件下的产物, 因此, 该类砂岩多分布于河道边缘、

废弃河道中。

4.5 碳酸盐岩胶结相

砂岩以中粗粒岩屑质石英砂岩和岩屑砂岩为主,其分选、磨圆都很差。主要表现为早期方解石胶结物含量很高,部分含量达到 20% 以上,颗粒被其包围,呈嵌晶结构[图 5(c)]。砂岩孔隙主要是少量溶孔和微裂缝,属于差储层。这类砂岩主要见于盒<sub>8</sub><sup>下</sup>亚段和山 2 段主河道中,在研究区分布比较少见。

总之,研究区储层成岩相的中等压实、高岭石充填、溶蚀相和中等压实、高岭石充填、方解石充填、溶蚀相最发育,其主要的孔隙类型有残余原生粒间孔、溶蚀孔和高岭石晶间孔,并且残余粒间孔所占比例较小,微裂缝很少发育,只在局部起连通孔隙的作用。因此,储层孔隙主要是Ⅱ类、Ⅲ类(表 3),可见储层致密的根本原因是其主要孔隙是孔隙空间较小、连通性较差的次生孔隙。

表 3 主要成岩相及其孔隙类型

主要岩性	主要成岩相	孔隙类型	评价
粗粒岩屑石英砂岩为主,部分石英砂岩	中等压实、石英加大中等、溶蚀相	Ⅰ、Ⅱ	好储层,但分布局限
中粗粒岩屑砂岩,部分岩屑质石英砂岩	中等压实、高岭石充填、溶蚀相	Ⅱ、Ⅲ	较好—中等
中粗粒岩屑砂岩	中等压实、高岭石充填、方解石充填、溶蚀相	Ⅱ、Ⅲ	较好—中等
岩屑砂岩	强压实致密相	无	非储层
中粗粒岩屑质石英砂岩、岩屑砂岩	碳酸盐胶结相	Ⅳ或无	差—非储层

5 结论

(1)研究区储层物源区属于贫石英物源区,主要由变质砂岩、片麻岩及灰岩云岩组成;砂岩为河流相近物源快速堆积的产物,导致储层致密的岩性主要为低成熟度的岩屑砂岩和岩屑石英砂岩。

(2)砂岩主要成岩作用有压实作用、胶结作用、交代作用和溶蚀作用。其中压实作用和胶结作用是储层物性变差的主要成岩作用,交代作用对于储层物性的影响较小,而溶蚀作用是储层物性改善的主要成岩作用。

(3)通过对 5 种主要成岩相的分析,认为储层主要成岩相为中等压实、高岭石充填、溶蚀相和中等压实、高岭石充填、方解石充填、溶蚀相。储层以孔隙空间较小、连通性较差的Ⅱ类、Ⅲ类孔隙为主,是其致密的根本原因。

参考文献(References):

[1] Lin Jian, Zhang Hongling, He Shunli, *et al.* Features and influencing factors of reservoirs in west Sulige Gasfield[J]. Journal Chongqing University of Science and Technology: Natural Science Edition, 2011, 13(1): 25-27. [林健, 张红玲, 何顺利, 等. 苏里格气田西区储层特征及影响因素分析[J]. 重庆科技学院学报: 自然科学版, 2011, 13(1): 25-27.]

[2] Zhu Hongquan, Xu Hongjie. Factors affecting reservoir properties of Upper Paleozoic in Ordos Basin [J]. Journal of Chengdu University of Technology: Natural Science Edition, 2005, 32(2): 133-137. [朱宏权, 徐宏节. 鄂尔多斯盆地北部上古生界储层物性影响因素[J]. 成都理工大学学报: 自然科学版, 2005, 32(2): 133-137.]

[3] Yang Renchao, Wang Xiuping, Fan Aiping, *et al.* Diagenesis of sandstone and genesis of compact reservoirs in the east Ⅱ part of Sulige Gasfield, Ordos Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2012, 30(1): 112-119. [杨仁超, 王秀平, 樊爱萍, 等. 苏里格气田东二区砂岩成岩作用与致密储层成因[J]. 沉积学报, 2012, 30(1): 112-119.]

[4] Ji Hancheng, Yang Xiao. Pore types and genetic analysis of Shan-2 Member of Shanxi Formation in eastern Ordos Basin [J]. Geological Journal of China Universities, 2008, 14(2): 181-190. [季汉成, 杨潇. 鄂尔多斯盆地东部山西组山 2 段储层孔隙类型及成因分析[J]. 高校地质学报, 2008, 14(2): 181-190.]

[5] Zhang Minglu, Da Shipan, Chen Tiaosheng. Diagenesis and pore evolution of P<sub>1</sub>h<sub>4</sub><sup>8</sup> reservoirs in Sulige Gasfield[J]. Natural Gas Industry, 2002, 22(6): 13-17. [张明禄, 达世攀, 陈调胜. 苏里格气田二叠系盒 8 段储集层的成岩作用及孔隙演化[J]. 天然气工业, 2002, 22(6): 13-17.]

[6] Yang Xianchao, Zhang Li, Li Jiang, *et al.* Characteristics of Micro-pore structure in Sulige Gasfield in Ordos Basin[J]. Geological Science and Technology Information, 2009, 28(3): 73-76. [杨县超, 张林, 李江, 等. 鄂尔多斯盆地苏里格气田储层微观孔隙结构特征[J]. 地质科技情报, 2009, 28(3): 73-76.]

[7] Zhao Jingzhou, Wang Li, Sun Binghua, *et al.* Effect of structural evolution on the formation and distribution of Upper Paleozoic giant gas fields in the east Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2010, 21(6): 875-880. [赵靖舟, 王力, 孙兵华, 等. 鄂尔多斯盆地东部构造演化对上古生界大气田形成的控制作用[J]. 天然气地球科学, 2010, 21(6): 875-880.]

[8] Liu Jiyu, Ma Zhixin, Sun Shuyan. Present research situation and prospects of tight gas sands[J]. Natural Gas Geoscience, 2008, 19(3): 316-319. [刘吉余, 马志欣, 孙淑艳. 致密含气砂岩研究现状及发展展望[J]. 天然气地球科学, 2008, 19(3):



- 316-319. ]
- [9] Yang Yihua, Bao Hongping, Jia Yani, *et al.* Analysis on control factors of sandstone reservoir of the Upper Paleozoic in Ordos Basin[J]. *Journal of Palaeogeography*, 2008, 10(1): 25-31. [杨奕华, 包洪平, 贾亚妮, 等. 鄂尔多斯盆地上古生界砂岩储集层控制因素分析[J]. *古地理学报*, 2008, 10(1): 25-31. ]
- [10] Chen Anqing, Chen Hongde, Xiang Fang, *et al.* Sandstone characteristic and provenance analysis of the Permian Shanxi Formation-Shangshihezi Formation in the northeast of Ordos Basin, China[J]. *Chengdu University of Technology: Natural Science Edition*, 2007, 34(3): 305-311. [陈安清, 陈洪德, 向芳, 等. 鄂尔多斯东北部山西组上石盒子组砂岩特征及物源分析[J]. *成都理工大学学报: 自然科学版*, 2007, 34(3): 305-311. ]
- [11] Hu Jiangnai, Zhang Shaonan, Li Demin. The influence of diagenesis on reservoir quality in Shihezi-Shanxi Formation in northern Ordos Basin[J]. *Chengdu University of Technology: Natural Science Edition*, 2001, 28(2): 169-173. [胡江奈, 张峭楠, 李德敏. 鄂尔多斯盆地北部下石盒子组—山西组成岩作用与储层的关系[J]. *成都理工学院学报: 自然科学版*, 2001, 28(2): 169-173. ]
- [12] Ji Hancheng, Weng Qingping, Yang Xiao. Division and distribution of diagenetic facies of the Member 2 of Lower Permian Shanxi Formation in eastern Ordos Basin[J]. *Journal of Palaeogeography*, 2008, 10(4): 409-417. [季汉成, 翁庆萍, 杨潇. 鄂尔多斯盆地东部二叠统山西组山 2 段成岩相划分及展布[J]. *古地理学报*, 2008, 10(4): 409-417. ]
- [13] Xing Shunquan. Evolution Characteristics of authigenic quartz and feldspar in sandstone and their geological significance[J]. *Petroleum Geology & Oil field Development in Daqing*, 1983, 2(3): 171-177. [邢顺全. 砂岩中自生石英和长石的演变特征及其地质意义[J]. *大庆石油地质与开发*, 1983, 2(3): 171-177. ]
- [14] Li Huijun, Zhang Wencai, Zhu Lei. Factors controlling reservoirs with high quality in giant Sulige Gasfield[J]. *Geological Journal of China Universities*, 2007, 27(12): 16-18. [李会军, 张文才, 朱雷. 苏里格气田优质储层控制因素[J]. *天然气工业*, 2007, 27(12): 16-18. ]

## Diagenesis of Sandstone and Genesis of Tight Reservoirs in Well Block Zhao 51-Tong 41 of Sulige Gas Field, Ordos Basin

MA Lang, LEI Bian-jun, YANG Yue, HUANG Yan

(Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China)

**Abstract:** The reservoir in well block Zhao 51-Tong 41 of Sulige Gas Field is a typical tight reservoir. Therefore, figuring out the genesis of tight reservoir, searching for the favorable reservoir is one of the main problems for the natural gas exploration and development in this area. Through the analysis of provenance and core observation, combining with slice identification, casting slice, cathode luminescence and scanning electron microprobe studies, we reached the following conclusions: the main lithology of sandstone in this area is lithic sandstone and lithic silicarenite with low grade of maturity. The reservoir pore structures are analyzed, and the results show the dominant types of pore are intergranular pore and intragranular dissolved pore. Diagenesis of sandstone in this area mainly includes compaction, cementation, corrosion and metasomatism, and the compaction and cementation are the main factors of tight reservoir. Based on the analysis of diagenetic facies, we found that moderate compaction-kaolinite filling-dissolution phase and moderate compaction-calcite filling-kaolinite filling-dissolution phase are the main ones. The conclusion is that small pore space and poor connectivity of pore are the underlying cause of tight reservoir in this study area.

**Key words:** Sulige Gas Field; Tight reservoir; Diagenesis; Diagenetic facies