

文章编号:1000-0550(2016)02-0364-11

doi: 10.14027/j.cnki.cjxb.2016.01.015

大牛地气田大18井上古生界致密砂岩储层物性及其成岩主控因素

陈修 曲希玉 邱隆伟 张立强

(中国石油大学(华东)地球科学与技术学院 山东青岛 266580)

摘要 以大牛地气田大18井上古生界致密砂岩储层为研究对象,利用显微镜下研究手段和储层物性数据等资料,研究了大18井上古生界储层的岩石学特征、孔隙及物性演化特征、致密化成因及优质储层主控因素。分析结果表明:大18井上古生界储层孔隙以次生孔隙为主,包括石英颗粒溶解所形成的粒间溶孔和粒内溶孔、晶间孔,偶见铸模孔和超大孔;储层平均孔隙度为7.1%,平均渗透率为 $0.34 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于低孔低渗储层;压实作用是本区储层致密化的大背景,硅质、钙质及黏土矿物胶结充填孔隙、堵塞孔喉是致密化的主要原因;溶解作用是大18井优质储层形成的主控因素,特别是石英溶解最为发育,而绿泥石环边胶结作用通过增强岩石的抗压强度、抑制石英次生加大保护原生孔隙,但不能增加储层物性。

关键词 大18井 物性特征 致密化 胶结作用 优质储层 溶解作用

第一作者简介 陈修男 1987年出生 硕士 储层地质学 E-mail: cxixu226@163.com

通讯作者 曲希玉 男 副教授 E-mail: quxiyu@upc.edu.cn

中图分类号 P618.13 **文献标识码** A

0 引言

在油气藏勘探开发过程中,对低孔低渗条件下发育的相对“高孔高渗”储层的特征及成因机制研究日渐深入,形成了压实、胶结和溶解等成岩作用是影响储层孔渗性能的关键因素的共识^[1-8]。近年来,大牛地气田被公认为是一个典型的低孔低渗的致密砂岩气田,其致密储层逐步受到关注,许多学者对其储层特征和成岩作用特征作了深入研究,普遍认为压实作用和胶结作用是破坏储层储集性能的主要影响因素,分别表现为压实孔隙和堵塞孔喉;而溶解作用表现为增大孔隙空间,是改善储层物性,提高孔渗性的主要原因^[9-17]。另外,部分学者认为沉积作用对低孔低渗储层有一定的控制作用,是优质致密储层形成的基础^[3,5,17]。虽然前人已经提出了沉积作用、成岩作用等储层物性的影响因素,但对大牛地气田大18井上古生界储层的孔隙演化、致密化及相对优质储层的成因分析还不够明确,本文通过对大18井进行单井解剖,从成岩作用角度具体分析储层物性的垂向演化、储层致密及相对优质储层的主控因素。

1 地质概况及研究方法

1.1 地质概况

大牛地气田,面积约为2 003.71 km²,地理位置上北邻内蒙古自治区,南接陕西省,位于两省区交界处,构造上位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡东北部,区域构造活动弱,断裂不发育,为北东走向平缓的(地层倾角不足1°)西倾单斜。大牛地气田地层发育齐全,未出现沉积间断,受古地貌和沉积相带的影响地层厚度在不同地区有一定的变化^[12-13,18-19]。大18井的地理坐标为X:19 391 971.95,Y:4 308 024.28,Z:1 291.65,研究的主要目的层段为上古生界石炭系太原组(Ct)、二叠系山西组(Ps)与下石盒子组(Ph),经历了海相—海陆过渡相—陆相的沉积过程^[18-20]。

1.2 研究方法

本文中所用资料主要有收集资料和实测资料,其中收集资料包括岩芯数据、孔隙结构数据和储层物性数据;实测资料包括铸体薄片照片,激光共聚焦照片、面孔率及孔径大小,扫描电镜照片,所用仪器分别为XPL-2型偏光显微镜、LSM-700型激光共聚焦显微

收稿日期 HTSS: 2014-11-06; 收修改稿日期: 2015-04-07

基金项目: 国家自然科学基金项目(41372133, 41472105); 国家科技重大专项(2011ZX05009-002); 中央高校基本科研业务费专项资金(12CX04004A) [Foundation: National Natural Science Foundation of China, No. 41372133, 41472105; National Science and Technology Major Project, No. 2011ZX05009-002; Fundamental Research Funds for the Central Universities, No. 12CX04004A]

镜,S-4800型场发射扫描电镜,测试单位为中国石油大学(华东)山东省高校盆地分析与油气储层地质重点实验室和胜利油田地质科学研究院石油地质测试中心。

文中主要应用了两种研究方法:单因素分析法和反演回剥法。单因素分析法,分析压实作用对物性的影响时把岩石成分、粒度、胶结类型等因素分别单独分析,排除其他因素带来的干扰,最后对压实作用进行综合判断;反演回剥法,对不同成岩阶段孔隙度恢复时,以铸体薄片现今孔隙特征为基础,从现今孔隙度逐步回剥,计算反演各成岩阶段的面孔率的变化量,建立面孔率—孔隙度关系式,最终计算各个成岩阶段孔隙度的变化量^[21]。

2 储层岩石学特征

按照 Folk 的岩石分类标准^[22],通过对大18井上古生界储层68块岩心样品的岩石薄片观察统计发现,整个研究层段内岩屑砂岩含量最高,约占砂岩样品总量的63.20%;其次为岩屑石英砂岩,约占砂岩样品总量的25%;石英砂岩的含量最少,约占砂岩样品总量的10.3%(图1)。大18井储层砂岩成分成熟度具有中等偏低的特点,其中石英含量主要集中在54%~98%范围内,平均73.9%左右;岩屑含量主要为11%~38%,平均为19.5%,岩屑类型主要为变质岩、燧石等(图版I-a);储层中基本不含长石,最高含量不超过3%。另外,砂岩中胶结类型主要为硅质胶结、碳酸盐胶结及黏土矿物胶结,其中硅质胶结物含量主要集中在0.5%~5%,平均含量为1.66%,主要包括石英次生加大边及少量自形石英;碳酸盐胶结物含量主要为0.3%~3%,最高含量为17%,平均含量1.26%,主要表现为方解石胶结交代,另含少量铁方解石和铁白云石;黏土矿物含量主要分布在1%~10%,平均含量为3.63%,主要包括绿泥石、高岭石和伊利石三种类型。储层内砂岩结构成熟度中等偏高,颗粒粒度主要为中—粗粒,分选中等,次棱角状磨圆,孔隙式胶结,颗粒支撑,点—线接触。

3 储层孔渗特征

3.1 孔隙类型

通过对岩心样品的普通薄片、铸体薄片及扫描电镜观察分析,大牛地气田大18井太原组、山西组和下石盒子组主要发育次生孔隙,同时可见少量原生孔隙,此外裂缝也较发育。其中,原生孔隙主要是剩余

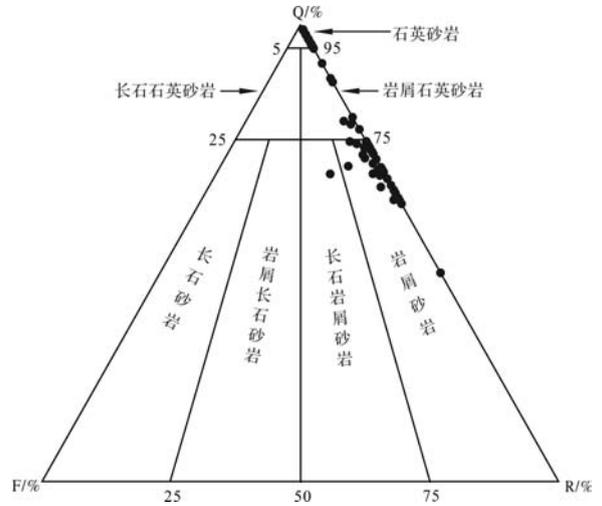


图1 大18井上古生界储层砂岩分类

Fig.1 Classification of sandstones in the Upper Paleozoic reservoir of Well D18

粒间孔;次生孔隙包括粒间溶孔、粒内溶孔、晶间孔、铸模孔和超大孔^[23]。

(1) 剩余粒间孔:原生孔隙经机械压实作用和化学胶结作用改造保留下来,由石英颗粒包围的较规则孔隙,常呈三角形或者多边形,边界清晰,颗粒无溶蚀现象(图版I-b)。

(2) 粒间溶孔:溶蚀作用发生于颗粒之间,主要是石英颗粒边缘被溶蚀扩大形成“港湾状”,孔隙中可见残余物(图版I-c)。

(3) 粒内溶孔:颗粒内部局部发生溶蚀作用,研究层段内的粒内溶孔主要是石英颗粒内部部分溶蚀形成的孔隙(图版I-d)。

(4) 晶间孔:一般是晚期形成的高岭石等黏土矿物晶体间的孔隙,偶见溶蚀现象(图版I-e)。

(5) 铸模孔:整个石英颗粒完全被溶蚀所形成,颗粒外形轮廓基本保留,一般呈椭圆状(图版I-f)。

(6) 超大孔:一般是多个石英颗粒和胶结物被溶蚀所致,溶孔面积大(图版I-g)。

(7) 裂缝:一种是由压实作用导致切穿石英颗粒的切粒缝(图版I-h);另一种是因颗粒收缩形成的贴粒缝(图版I-i)。

3.2 孔喉结构特征

通过分析来自大牛地气田大18井太2段储层的13条毛管压力曲线特征发现:总体上,13条毛管压力曲线基本均位于对角线偏右上方,反映出孔隙结构差,孔喉分选不均匀,偏细歪度,渗透率较低,排驱压力较高;然而最大进汞饱和度较高,分布在72.35%~

92.37%之间,平均84.78%,储集性能较好(图2)。在此基础上,13条曲线又可分为两大类:第一类,曲线有相对较长的平坦段(缓坡段),这类孔喉分布较集中,分选相对较好,孔隙半径较大,孔渗性相对较好(图2I);第二类,曲线的平坦段(缓坡段)相对较短,孔喉分选较差,渗透性较差(图2II)。

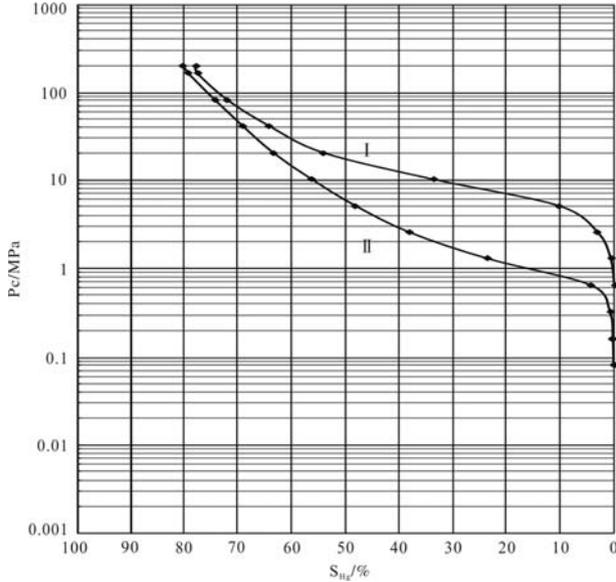


图2 大18井上古生界储层毛管压力曲线

Fig.2 Capillary pressure curve of the Upper Paleozoic reservoir of Well D18

3.3 储层物性特征

据大牛地气田大18井上古生界储层241个样品的物性数据分析表明:整个研究区的孔隙度变化范围

为1.9%~13.4%,平均孔隙度为7.1%,主要集中在2%~11%之间;渗透率的变化范围为 $0.014 \sim 3.21 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均渗透率为 $0.34 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;主要集中在 $0.01 \sim 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,属低孔—低渗致密储层。由大18井的物性垂向演化图可以发现,在2630 m以下孔隙度和渗透率垂向演化特征相似,其中山2段、太2段出现两个物性异常高值区,对应深度分别为2685 m、2770 m(图3)。

4 储层致密化成因

根据对储层物性的影响结果,成岩作用可划分为提高储集性能的建设性成岩作用和降低储集性能的破坏性成岩作用^[16,24]。破坏性成岩作用主要表现为占据孔隙空间降低孔隙度、堵塞孔喉降低渗透率,从而损害储层质量^[16],是导致大18井储层致密化的主要原因。研究层段内破坏性成岩作用包括压实作用、硅质胶结作用、碳酸盐胶结作用、黏土矿物胶结作用等。

4.1 压实作用

压实作用是大牛地气田大18井砂岩储层致密化的大背景,在成岩作用早期机械压实作用使碎屑沉积物迅速压实,颗粒及填隙物变形并呈定向排列(图版I-j)。随着埋藏深度的增加,压实强度逐渐增强,石英颗粒由浅层的点接触逐渐转变为深层的线接触(图版I-k)。

压实作用是使碎屑颗粒重新排列填充,孔隙空间快速减少,物性变差的直接原因^[25]。以大18井铸体

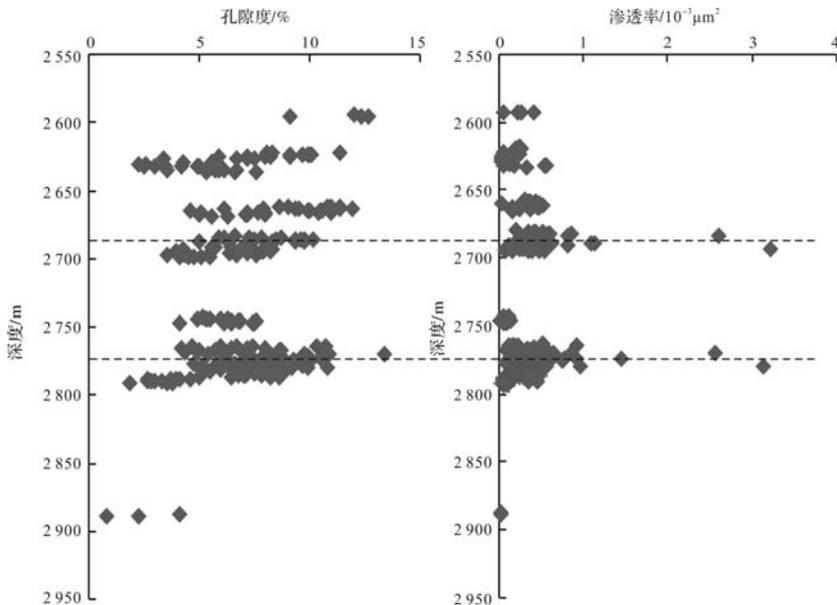


图3 大18井上古生界储层孔隙度和渗透率垂向变化

Fig.3 Vertical variation of porosity and permeability in the Upper Paleozoic reservoir of Well D18

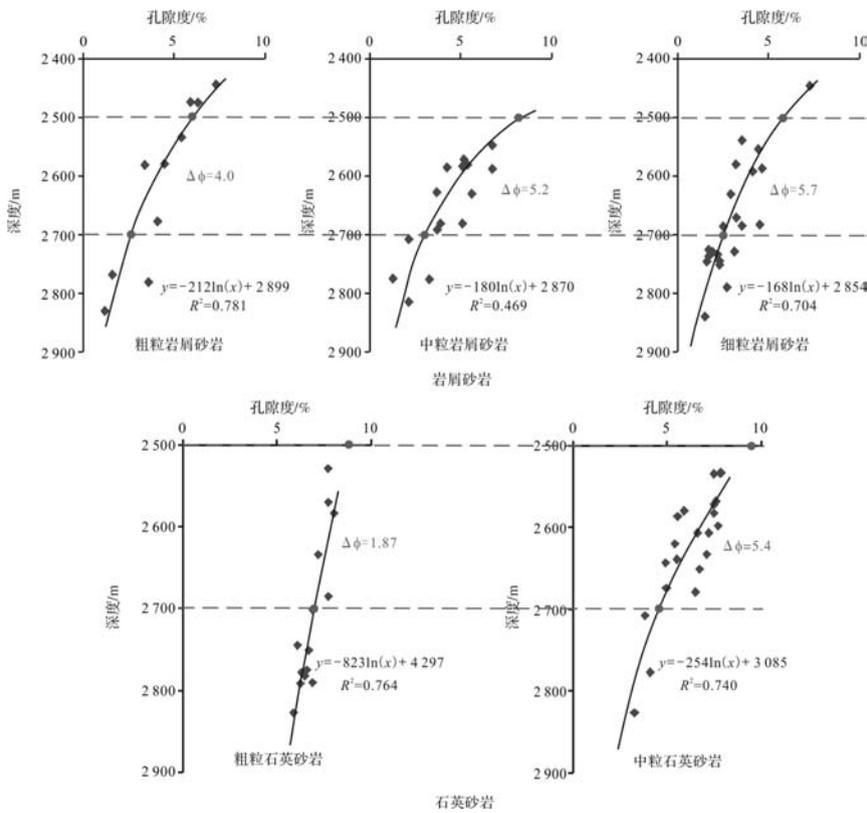


图 4 不同粒度及岩性砂岩孔隙演化图

Fig.4 Porosity evaluation of different size and lithology sandstones

薄片样品的现今孔隙特征为基础,结合成岩演化定量恢复的大 18 井 2 784.35 m 样品成岩作用早期由压实压溶作用导致的孔隙度减少可达 16.50%。

通过对大 18 井致密砂岩储层单因素分析发现,相同深度范围内(2 500~2 700 m),岩屑砂岩孔隙度平均变化 4.97%,而石英砂岩孔隙度平均变化 3.62%,压实作用对岩屑砂岩致密化的影响速度强于石英砂岩;细粒砂岩孔隙度平均变化 5.70%,而中粗粒砂岩孔隙度平均变化 4.12%,压实作用对细粒砂岩的影响强于中粗粒砂岩(图 4)。

4.2 胶结作用

胶结作用是大牛地气田大 18 井上古生界砂岩储层成岩中后期致密化的主控因素。大 18 井致密储层中胶结物主要为硅质和碳酸盐矿物,其次为绿泥石、高岭石等黏土矿物。

4.2.1 硅质胶结

在大 18 井整个上古生界储层中硅质胶结普遍存在,硅质胶结物在砂岩储层中主要表现为石英的次生加大,偶见自形石英。石英的次生加大主要是由于孔隙水中溶解的过饱和的 SiO₂在石英碎屑颗粒边缘沉淀所致^[24]。根据石英的加大边的形态特征,大 18 井

上古生界储层中石英加大可分为 2 期,加大边宽度一般小于 50 μm(图版 I-1)。

大 18 井上古生界储层孔隙度与石英次生加大边的含量存在较好的线性关系:孔隙度随硅质胶结物含量的升高逐渐降低(图 5)。通过定量恢复的大 18 井 2 784.35 m 样品因硅质胶结作用导致孔隙度减少 9.23%。

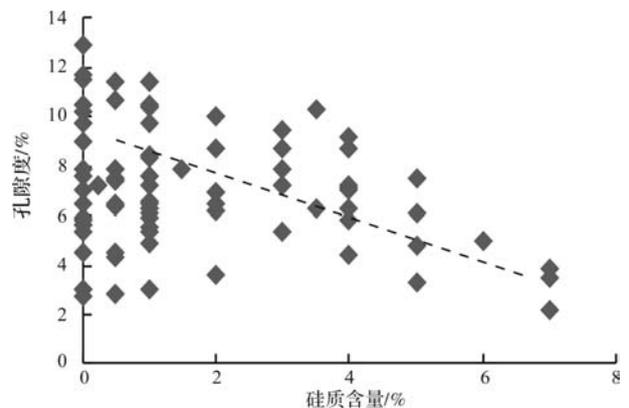


图 5 硅质胶结物含量与孔隙度关系

Fig.5 Relationship between the content of siliceous cement and porosity

4.2.2 碳酸盐胶结

碳酸盐胶结物在大18井上古生界储层中普遍发育,主要以粒间孔隙充填物或交代物的形式存在^[26],胶结物含量变化较大,最高含量可达17.30%,主要矿物为方解石及铁方解石,另含少量铁白云石(图版I-m),可导致储集空间减小,孔隙度和渗透率变差。孔隙度与钙质胶结物含量的关系总体上表现出随钙质胶结物含量的升高,孔隙度呈下降趋势(图6)。通过定量恢复大18井2784.35 m样品由钙质胶结作用导致孔隙度减少8.37%。

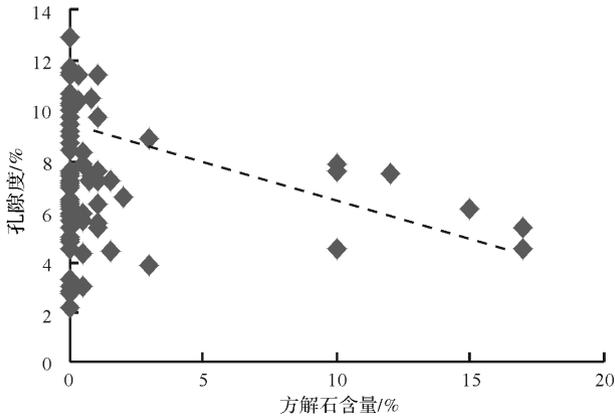


图6 方解石含量与孔隙度关系

Fig.6 Relationship between the content of calcite and porosity

4.2.3 黏土矿物胶结

根据统计大18井上古生界储层中黏土矿物含量较低,主要以绿泥石胶结为主,高岭石、伊利石胶结次之。储层中的黏土矿物,主要是由碎屑颗粒蚀变、水云母杂基转化及黏土矿物自身相互转化而来(图版I-n),充填于粒间孔隙^[27]。定量恢复的大18井2784.35 m样品因黏土矿物胶结导致的孔隙度减少仅1.65%。虽然黏土矿物对孔隙的减少贡献较小,但其堵塞孔隙对渗透率的影响较大,受其影响大18井渗透率最小值达 $0.034 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

5 优质储层成岩主控因素

5.1 致密砂岩储层孔隙的垂向演化

对大牛地气田大18井进行解剖,借助激光共聚焦显微镜观察目的层位的26件砂岩样品,并定量分析每个样品的孔径、面孔率及实测孔隙度数据的垂向演化。

结合孔径演化特征及激光共聚焦照片不难发现,大18井的孔隙半径最小为 $3.11 \mu\text{m}$,最大达 $332.51 \mu\text{m}$,平均为 $8.05 \mu\text{m}$ (表1),孔隙连通性较好,呈网格

状展布(图版I-o,p)。其最大孔隙半径的垂向演化与孔隙度的垂向演化特征相似(图7),最大孔隙半径发育的层位与孔隙度较高的层位基本一致,说明颗粒之间的溶蚀孔、扩大孔等次生孔隙是致密砂岩储层物性变好的重要原因。

大18井砂岩实测孔隙度和实测面孔率分析结果显示:孔隙度在H1-1、S2-1及T2段有迅速减小趋势,伴随出现3个孔隙度低值区,最小孔隙度值为2.90%(图7),储层达到致密化,这主要是由压实作用及胶结作用共同作用的结果;在S2-2、T2段同时出现孔隙度升高的趋势,并在这两个层段出现孔隙度高值区,最大孔隙度达10.55%(图7),这主要是由于碱性流体充注,石英颗粒及其次生加大边、硅质岩屑被溶蚀(图版I-q),使孔隙度增大,形成相对优质的储层。

表1 大18井实测面孔率及孔径大小

Table 1 The size of actual measurement of thin section porosity and pore diameter

深度 /m	层位	面孔率 /%	最小孔径 / μm	最大孔径 / μm	平均孔径 / μm
2 624.00	H1-2	4.03	6.42	168.40	8.15
2 625.36	H1-2	7.13	6.61	135.27	8.56
2 629.00	H1-1	5.22	6.53	155.61	7.40
2 633.00	H1-1	4.85	5.48	138.96	7.25
2 634.00	H1-1	6.80	6.13	127.81	7.74
2 635.90	H1-1	4.26	4.46	156.93	6.82
2 636.50	H1-1	7.54	6.56	101.14	8.76
2 643.30	H1-1	6.45	5.85	170.78	8.03
2 666.02	S2-2	5.96	4.67	147.00	6.98
2 686.50	S2-1	7.33	6.03	191.46	10.79
2 691.50	S2-1	7.54	5.42	135.36	8.80
2 695.50	S2-1	3.04	3.11	186.48	4.49
2 698.00	S2-1	3.99	3.46	255.62	7.74
2 699.35	S2-1	6.17	3.76	237.23	8.12
2 744.00	S1-1	6.42	4.33	144.42	8.71
2 745.20	S1-1	7.63	8.74	332.51	11.33
2 771.20	T2	4.84	6.41	172.45	8.93
2 772.00	T2	4.69	7.35	224.68	10.01
2 774.20	T2	1.95	4.87	181.48	7.69
2 778.60	T2	3.90	4.43	175.39	5.17
2 780.30	T2	7.05	6.07	271.89	8.44
2 781.30	T2	5.63	6.12	220.92	8.09
2 784.90	T2	3.23	4.16	141.39	4.76
2 787.20	T2	5.24	6.39	157.03	8.10
2 788.00	T2	5.55	6.62	313.54	8.13
2 788.50	T2	5.73	7.68	196.36	10.41

5.2 优质储层主控因素

大牛地气田大18井建设性成岩作用主要是通过形成新的次生孔隙或保护原生孔隙提高致密储层的

孔隙度和渗透率,达到改善储层物性的目的。本区建设性成岩作用主要有溶解作用和绿泥石环边胶结作用,相对“高孔高渗”储层即是在建设性成岩作用下形成的^[16,24]。

5.2.1 溶解作用

在成岩作用过程中,次生孔隙的产生主要是岩石组构中部分骨架颗粒和填隙物发生溶解作用的结果。大18井上古生界储层中的溶解作用主要是石英颗粒及其次生加大边的溶蚀,溶蚀形态上主要表现为偏光显微镜下石英颗粒边缘“港湾状”溶蚀,扫描电镜下石英颗粒表面“雨痕状”溶坑(图版 I-q,r)。与硅质溶解共存的碳酸盐胶结物发育(图版 I-s),证实了大18井上古生界储层整体处于碱性环境中,溶解作用主要为碱性溶解。

大18井溶解作用的结果主要是石英被溶蚀形成次生孔隙。以大18井2784.35 m为例,结合其成岩共生序列(图8),采用“反演回剥法”恢复不同成岩阶段的孔隙度如下:原始孔隙度为34.92%左右,早期(早成岩B期)压实作用损孔率大,使原生孔隙迅速减小,减孔达16.50%,晚期(中成岩B期)压实减孔较小,仅为1.83%;早期(早成岩B期)胶结作用的减

孔量为10.53%,主要为碳酸盐胶结及绿泥石胶结,晚期(中成岩A₂期)胶结作用的减孔量为8.72%,主要为石英的第三期加大、高岭石等泥质胶结物充填(图8,9);碱性溶解作用提供大量次生孔隙,增孔达11.39%,是储层物性改善的主要原因,现今孔隙度为8.73%(图9)。孔隙成岩演化特征为:压实作用使原生孔隙减少,胶结作用充填堵塞孔隙,压实及胶结作用是致密砂岩储层致密化的主要原因,碱性溶解作用作为主要的溶解形式使石英溶蚀形成次生孔隙,增加孔隙度。总体上,压实、胶结作用使储层物性变差,碱性溶解作用提供优质储层。

5.2.2 绿泥石环边胶结

绿泥石环边胶结作用对物性的改善主要是通过增强岩石的抗压强度、抑制石英等颗粒的次生加大来实现的^[28]。大18井上古生界储层中绿泥石含量不均,含量主要分布范围为0.5%~5%,平均含量为1.25%。通过分析可知,绿泥石含量与孔隙度、渗透率有如下关系:当绿泥石含量小于7%时,孔隙度、渗透率随绿泥石含量的增加而升高;当绿泥石含量大于7%时,孔隙度、渗透率随绿泥石含量的增加而降低(图10)。这主要是由于绿泥石含量较低时,绿泥石

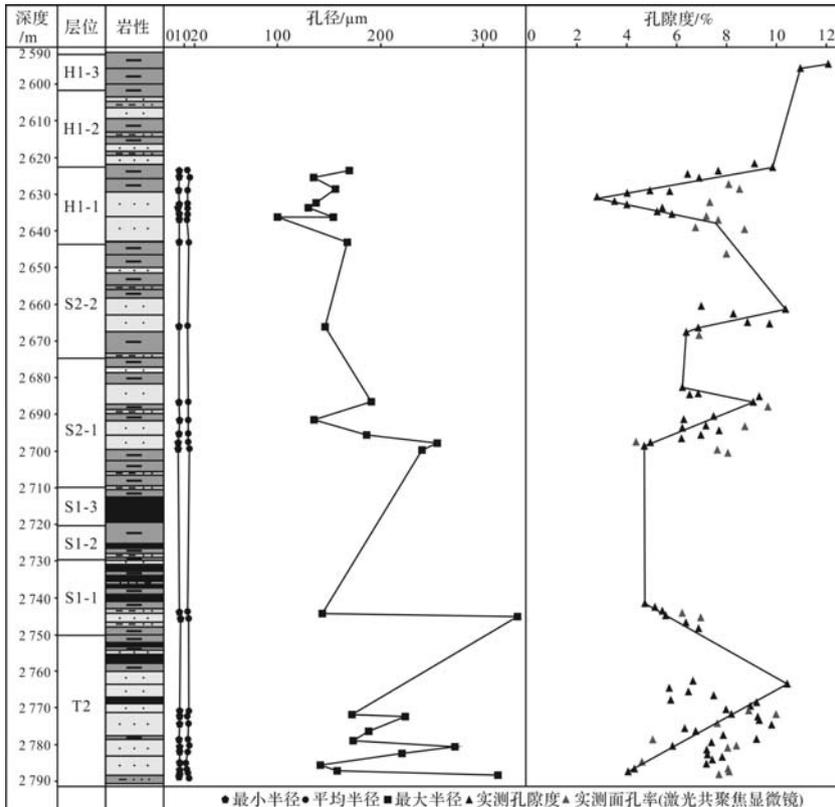


图7 大18井上古生界储层孔隙垂向演化图

Fig.7 Vertical evaluation of porosity in the Upper Paleozoic reservoir of Well D18

中心其晶形渐好,颗粒渐大,该产状的绿泥石可抑制石英的次生加大,保护孔隙。绿泥石是在富 Fe^{2+} 、 Mg^{2+} 的碱性环境下形成的^[29],同时证明了大18井上古生界储层碱性溶解作用的存在。

综上所述,大18井是在压实作用(图版 I-j,k)的大背景下,由硅质(图版 I-l)、钙质(图版 I-m)及黏土(图版 I-n)等胶结作用使其致密化,碱性溶解作用形成粒间溶蚀孔、扩大孔等次生孔隙(图版 I-q,r),绿泥石环边胶结作用保护孔隙(图版 I-t,u)的成岩演化过程中形成优质储层。

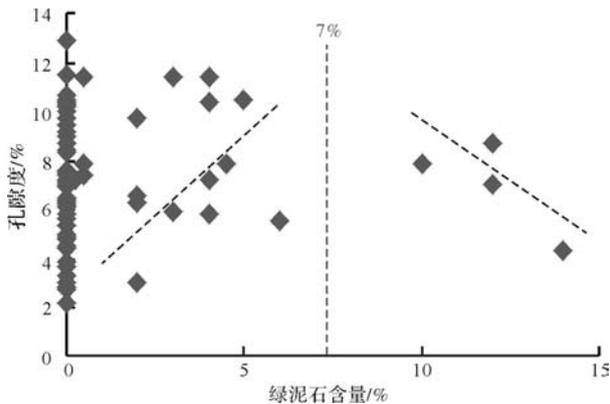


图10 绿泥石含量与孔隙度关系

Fig.10 Relationship between the content of chlorite and porosity

6 结论

(1) 大18井上古生界致密砂岩储层的岩石学特征研究表明,岩石类型以岩屑砂岩为主,岩屑石英砂岩次之,石英砂岩含量相对较少,主体粒级中—粗粒,分选中等,孔隙式胶结,点—线接触,表现为成分成熟度中等偏低,结构成熟度中等偏高的特点。

(2) 大18井上古生界储层中发育原生孔隙和次生孔隙两大类,其中原生孔隙主要为剩余粒间孔,次生孔隙主要包括颗粒溶解(尤其是石英颗粒)所形成的粒间溶孔、粒内溶孔,偶见晶间孔、铸模孔和超大孔;孔隙结构差,孔喉分选不均匀,孔隙度和渗透率主要分布范围为2%~11%和 $0.01 \sim 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

(3) 压实作用是大18井上古生界储层致密化的大背景,特别是在早成岩期,压实作用是颗粒由点接触逐渐变为线接触,破坏粒间原生孔隙;胶结作用是储层致密化的主控因素,硅质、钙质及黏土矿物胶结可充填孔隙,堵塞吼道,从而破坏储层物性。

(4) 大18井上古生界优质储层(相对“高孔高渗”储层)主要是在溶解作用和绿泥石环边胶结作用

的控制下形成的。溶解作用,特别是石英溶解是本区优质储层形成的最重要的控制因素,石英溶解作用的增孔量可达11.39%;绿泥石环边胶结作用主要通过保护已形成的孔隙以达到保护储层的目的,同时自生绿泥石的存在证实了碱性溶解作用的存在。

参考文献 (References)

- 1 Ceriani A, Giulio A D, Goldstein R H, et al. Diagenesis associated with cooling during burial: an example from Lower Cretaceous reservoir sandstones (Sirt Basin, Libya) [J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(9): 1573-1591.
- 2 Salem A M, Morad S, Mato L F, et al. Diagenesis and reservoir quality evolution of fluvial sandstones during progressive burial and uplift: evidence from the Upper Jurassic Boipeba Member, Recêncavo basin, Northeastern Brazil [J]. AAPG Bulletin, 2000, 84(7): 1015-1040.
- 3 唐海发,彭仕宓,赵彦超,等.致密砂岩储层物性的主控因素分析[J].西安石油大学学报:自然科学版,2007,22(1):59-63.[Tang Haifa, Peng Shimi, Zhao Yanchao, et al. Analysis of main control factors of the physical property of tight sandstone reservoir [J]. Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition, 2007, 22(1): 59-63.]
- 4 雷卞军,刘斌,李世临,等.致密砂岩成岩作用及其对储层的影响[J].西南石油大学学报:自然科学版,2008,30(6):57-61.[Lei Bianjun, Liu Bin, Li Shilin, et al. Diagenesis of tight sandstone and the influence on reservoir [J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2008, 30(6): 57-61.]
- 5 张哨楠.致密天然气砂岩储层:成因和讨论[J].石油与天然气地质,2008,29(1):1-10.[Zhang Shaonan. Tight sandstone gas reservoirs: Their origin and discussion [J]. Oil & Gas Geology, 2008, 29(1): 1-10.]
- 6 吕正祥,刘四兵.川西须家河组超致密砂岩成岩作用与相对优质储层形成机制[J].岩石学报,2009,25(10):2373-2383.[Lü Zhengxiang, Liu Sibing. Ultra-tight sandstone diagenesis and mechanism for the formation of relatively high quality reservoir of Xujiahe Group in western Sichuan [J]. Acta Petrologica Sinica, 2009, 25(10): 2373-2383.]
- 7 丁晓琪,张哨楠,葛鹏莉,等.鄂尔多斯盆地东南部延长组储层成岩体系研究[J].沉积学报,2011,29(1):97-104.[Ding Xiaoyi, Zhang Shaonan, Ge Pengli, et al. Research on diagenesis system of Yanchang Formation reservoirs, southeast Ordos Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2011, 29(1): 97-104.]
- 8 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):111-119.[Yang Renchao, Wang Xiuping, Fan Aiping, et al. Diagenesis of sandstone and genesis of compact reservoirs in the East II Part of Sulige gas field, Ordos Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2012, 30(1): 111-119.]
- 9 尹昕,应文敏.鄂尔多斯盆地大牛地气田上古生界低孔渗砂岩储层评价[J].矿物岩石,2005,25(2):104-109.[Yin Xin, Ying Wenmin. Reservoir evaluation for the low porosity and permeability sandstone of Upper Paleozoic in the Daniudi gas field, Ordos Basin [J]. Journal of

- Mineralogy and Petrology, 2005, 25(2): 104-109.]
- 10 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.[Zhu Hongquan, Xu Hongjie. Factors affecting reservoir properties of Upper Paleozoic in Ordos Basin[J]. Journal of Chengdu University of Technology: Science & Technology Edition, 2005, 32(2): 133-137.]
 - 11 赵彦超,郭振华. 大牛地气田致密砂岩气层的异常高孔隙带特征与成因[J]. 天然气工业,2006,26(11):62-65.[Zhao Yanchao, Guo Zhenhua. Characteristics and origins of high-porosity zones in tight gas sand in Daniudi gas field, the Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(11): 62-65.]
 - 12 罗月明,刘伟新,谭学群,等. 鄂尔多斯大牛地气田上古生界储层成岩作用评价[J]. 石油实验地质,2007,29(4):384-390.[Luo Yueming, Liu Weixin, Tan Xuequn, et al. Diagenesis and reservoir evaluation on the Upper Paleozoic reservoir sandstones in Daniudi gas field, the Ordos Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2007, 29(4): 384-390.]
 - 13 杨智,何生,邹才能,等. 鄂尔多斯盆地北部大牛地气田成岩成藏耦合关系[J]. 石油学报,2010,31(3):373-378.[Yang Zhi, He Sheng, Zou Caineng, et al. Coupling relationship between reservoir diagenesis and natural gas accumulation of Daniudi gas field in north Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(3): 373-378.]
 - 14 林春明,张霞,周健,等. 鄂尔多斯盆地大牛地气田下石盒子组储层成岩作用特征[J]. 地球科学进展,2011,26(2):212-223.[Lin Chunming, Zhang Xia, Zhou Jian, et al. Diagenesis characteristics of the reservoir sandstones in Lower Shihezi Formation from Daniudi gas field, Ordos Basin[J]. Advances in Earth Science, 2011, 26(2): 212-223.]
 - 15 王永建,王延斌,李霞,等. 大牛地气田上古生界储层物性差异影响因素[J]. 石油实验地质,2011,33(5):513-516.[Wang Yongjian, Wang Yanbin, Li Xia, et al. Controlling factors of physical property of Upper Paleozoic reservoir, Daniudi gas field[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2011, 33(5): 513-516.]
 - 16 徐深谋,林春明,王鑫峰,等. 鄂尔多斯盆地大牛地气田下石盒子组盒2-3段储层成岩作用及其对储层物性的影响[J]. 现代地质,2011,25(5):909-916.[Xu Shenmou, Lin Chunming, Wang Xinfeng, et al. Diagenesis and its effect on reservoir of member 2-3 of the Lower Shihezi Formation in Daniudi gas field, Ordos Basin[J]. Geoscience, 2011, 25(5): 909-916.]
 - 17 朱春俊,王延斌. 大牛地气田低渗透层成因及评价[J]. 西南石油大学学报:自然科学版,2011,33(1):49-56.[Zhu Chunjun, Wang Yanbin. Reservoir genesis and evaluation for the low porosity and permeability sandstone in the Daniudi gas field[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2011, 33(1): 49-56.]
 - 18 侯瑞云. 大牛地气田盒一段低孔渗砂岩储层特征[J]. 石油与天然气地质,2012,33(3):467-478.[Hou Ruiyun. Reservoir characteristics of low porosity and permeability sandstone of Member I of Xiashihezi Formation in Daniudi gas field, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(3): 467-478.]
 - 19 曲希玉,邱隆伟,宋璠,等. 大牛地气田石英次生加大特征及其对储层物性的影响[J]. 石油实验地质,2014,36(5):567-573.[Qu Xiyu, Qiu Longwei, Song Fan, et al. Characteristics and its effect on reservoir physical property of quartz overgrowth at Daniudi gas field[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2014, 36(5): 567-573.]
 - 20 陈俊亮,吴亮,崔建军. 大牛地气田沉积相特征[J]. 焦作工学院学报:自然科学版,2004,23(2):89-94.[Chen Junliang, Wu Liang, Cui Jianjun. The sedimentography characteristics of Daniudi gas field[J]. Journal of Jiaozuo Institute of Technology: Natural Science, 2004, 23(2): 89-94.]
 - 21 操应长,葱克来,王艳忠,等. 冀中坳陷廊固凹陷河西务构造带古近系沙河街组四段储集层孔隙度演化定量研究[J]. 古地理学报,2013,15(5):593-604.[Cao Yingchang, Xi Kelai, Wang Yanzhong, et al. Quantitative research on porosity evolution of reservoirs in the Member 4 of Paleogene Shahejie Formation in Hexiwu structural zone of Langgu sag, Jizhong depression[J]. Journal of Palaeogeography, 2013, 15(5): 593-604.]
 - 22 Folk R L. Petrology of Sedimentary Rocks[M]. Austin Texas: Hemphills, 1974: 159.
 - 23 朱筱敏,王英国,钟大康,等. 济阳坳陷古近系储层孔隙类型与次生孔隙成因[J]. 地质学报,2007,81(2):197-204.[Zhu Xiaomin, Wang Yingguo, Zhong Dakang, et al. Pore types and secondary pore evolution of Paleogene reservoir in the Jiyang sag[J]. Acta Geologica Sinica, 2007, 81(2): 197-204.]
 - 24 王伟,吴奎,张中巧,等. 青东凹陷沙河街组三、四段储层成岩作用及孔隙演化[J]. 矿物岩石,2012,32(3):94-102.[Wang Wei, Wu Kui, Zhang Zhongqiao, et al. Diagenesis and porosity evolution of reservoir of the 3rd, 4th member of Shahejie Formation in Qingdong sag[J]. Journal of Mineralogy and Petrology, 2012, 32(3): 94-102.]
 - 25 Sullivan K B, McBride E F. Diagenesis of sandstones at shale contacts and diagenetic heterogeneity, Frio formation, Texas[J]. AAPG Bulletin, 1991, 75(1): 121-138.
 - 26 张胜斌,王琪,李小燕,等. 川中南河包场须家河组砂岩沉积-成岩作用[J]. 石油学报,2009,30(2):225-231.[Zhang Shengbin, Wang Qi, Li Xiaoyan, et al. Depositional diagenetic coupling complex of Xujiahe sandstone in Hebaochang Block in the south part of the central Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(2): 225-231.]
 - 27 伏万军. 粘土矿物成因及对砂岩储集性能的影响[J]. 古地理学报,2000,2(3):59-68.[Fu Wanjun. Influence of clay minerals on sandstone reservoir properties[J]. Journal of Palaeogeography, 2000, 2(3): 59-68.]
 - 28 黄思静,谢连文,张萌,等. 中国三叠系陆相砂岩中自生绿泥石的形成机制及其与储层孔隙保存的关系[J]. 成都理工大学学报:自然科学版,2004,31(3):273-281.[Huang Sijing, Xie Lianwen, Zhang Meng, et al. Formation mechanism of authigenic chlorite and relation to preservation of porosity in nonmarine Triassic reservoir sandstones, Ordos Basin and Sichuan Basin, China[J]. Journal of Chengdu University of Technology: Science & Technology Edition, 2004, 31(3): 273-281.]
 - 29 徐同台,王行信,张有瑜,等. 中国含油气盆地粘土矿物[M]. 北京:石油工业出版社,2003:63-69.[Xu Tongtai, Wang Xingxin, Zhang Youyu, et al. Clay Minerals in Petroliferous Basins of China

[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003: 63-69.]

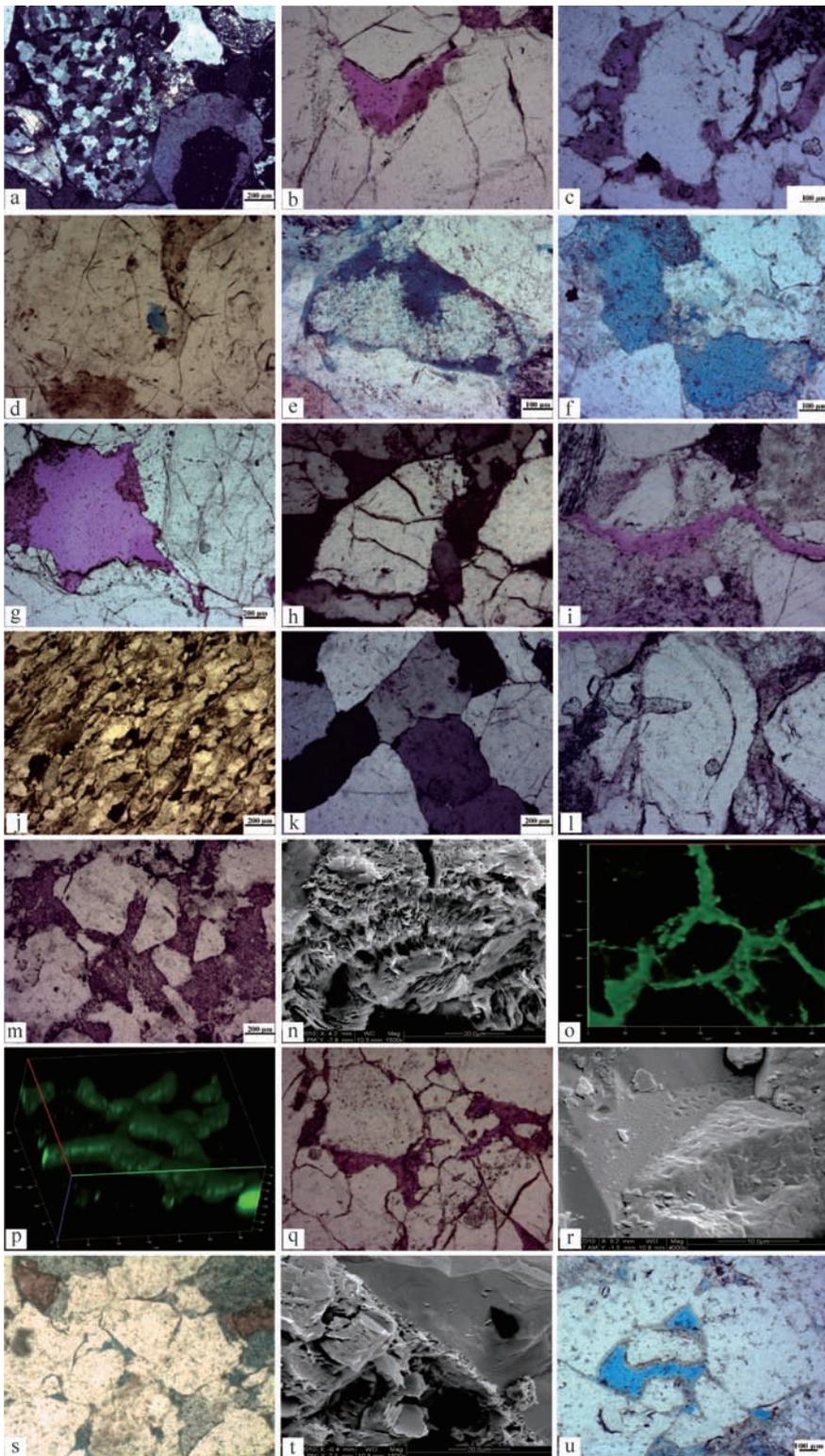
Physical Property of the Upper Paleozoic Tight Sandstone Reservoir and Its Main Controlling Factors during Diagenesis of Well D18 in Daniudi Gas Field

CHEN Xiu QU XiYu QIU LongWei ZHANG LiQiang

(School of Geosciences, China University of Petroleum, Qingdao, Shandong 266580, China)

Abstract: Taking the Upper Paleozoic tight sandstone reservoir of Well D18 in Daniudi Gas Field as research object, utilizing microscopic methods and reservoir physical property data, we have performed researches on petrologic features, pore types, physical property evaluation characteristics, causes of densification and favorable reservoir main controlling factors. The analyzing results provide some indications. Firstly, Well D18 the Upper Paleozoic reservoir space is mainly dominated by secondary pore including quartz intergranular dissolved pore, quartz intragranular dissolve pore, intercrystal pore, rarely mold pore and oversized pore. Secondly, the reservoir belongs to low porosity and low permeability reservoir; the average porosity is 7.1%, and the average permeability is $0.34 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$. Thirdly, compaction is the general background of reservoir densification; siliceous, calcareous and clay cements are the main causes of densification. Lastly, dissolution is the main controlling factor of Well D18 favorable reservoir, especially the quartz dissolution most growing; chlorite cementation can preserve primary pores without increasing reservoir physical property by enhancing the resisting compaction strength of rocks and inhibiting quartz over growth.

Key words: Well D18; physical property characteristic; densification; cementation; favorable reservoir; dissolution



图版 I 说明 a.椭圆形燧石岩屑与周围颗粒紧密接触, 2 595.70 m, H1-3; b.石英颗粒支撑形成的剩余原生孔隙, 2 778.50 m, T2; c.石英颗粒边缘溶蚀形成的粒间溶孔, 2 781.30 m, T2; d.石英颗粒内部溶蚀形成的粒内溶孔, 2 771.20 m, T2; e.高岭石晶间孔及颗粒溶蚀形成的粒间溶孔, 2 745.40 m, S1-1; f.颗粒被完全溶蚀而外形保留下来的铸模孔, 2 743.54 m, S1-1; g.多个颗粒溶蚀形成的超大孔, 2 778.50 m, T2; h.强压实形成的切粒缝, 2 784.90 m, T2; i.石英颗粒收缩形成的贴粒缝, 2 695.00 m, S2-1; j.机械压实作用导致的颗粒定向排列, 2 635.90 m, H1-1; k.强压实使石英颗粒呈线接触, 2 780.30 m, T2; l.两期石英次生加大边, 2 666.02 m, S2-2; m.铁方解石胶结充填孔隙, 2 698.00 m, S2-1; n.粒间孔隙充填的假六边形片状高岭石向发丝状伊利石转化, 2 636.00 m, H1-1; o.二维网格状孔隙展布, 2 745.20 m, S1-1; p.三维网格状孔隙展布, 2 745.20 m, S1-1; q.石英颗粒边缘溶蚀, 形成粒间溶孔, 2 784.90 m, T2; r.石英颗粒表面“雨痕状”溶坑, 2 595.70 m, H1-3; s.石英溶解伴随碳酸盐胶结现象, 2 743.54 m, S1-1; t.片状绿泥石包壳抑制石英颗粒的次生加大, 2 623.50 m, H1-2; u.绿泥石包壳, 保护原生粒间孔隙, 2 595.70 m, H1-3。