

文章编号: 1009-6248(2010)03-0127-05

靖边油田长6油层组储层特征及物性影响因素

党犇¹, 赵虹¹, 向连格¹, 燕洲泉², 张杰³, 康晓燕¹, 仵康林¹, 葛海影¹

(1. 长安大学地球科学与资源学院, 陕西 西安 710054; 2. 西安地质矿产研究所, 陕西 西安 710054;
3. 长庆油田分公司第一采油厂, 陕西 延安 716009)

摘要: 通过大量岩心铸体薄片、黏土矿物X衍射、扫描电镜及物性等资料分析, 总结研究了靖边油田长6油层组的储层特征及影响因素。结果表明: 长6储层具有成分成熟度低、结构成熟度高的岩石学特点。孔隙类型为浊沸石溶孔-长石溶孔-残余粒间孔组合, 物性特征为中孔、特低渗透型和超低渗透型为主, 局部为低渗透型。孔隙结构为细孔-微孔、细喉-微细喉型。影响储集性能的因素主要表现为两方面: 平面上受三角洲平原亚相沉积相带的控制; 纵向上受成岩作用的影响。

关键词: 储集层; 影响因素; 长6油层组; 靖边油田; 鄂尔多斯盆地

中图分类号: TE122.2 **文献标识码:** A

靖边油田位于鄂尔多斯盆地陕北斜坡中部偏北地带, 发育多套含油层系, 主要勘探开发层系为中下侏罗统延安组延9、延10油层组和上三叠统延长组长2、长6油层组。其中, 长6油层组为三角洲平原亚相沉积, 分流河道、分流河道间、天然堤及决口扇为其主要微相。区内长6砂体较为发育, 主要为分流河道砂体, 为靖边油田延长组的主要储集层。

油田开发动态资料表明: 由于储集条件不同, 油田开发方案和开发效果存在明显差异(赵虹等, 2005; 陈永胜等, 2009)。因此, 开展研究区延长组长6油层组储层特征及其物性影响因素的研究, 对于靖边油田今后进一步的勘探开发具有重要意义。

笔者在丰富的岩心观察、铸体薄片、黏土矿物X衍射、扫描电镜、物性及压汞等分析测试资料基础上, 探讨了研究区长6储集层的岩石学特征、物性特征、孔隙结构特征, 并分析了影响储集性能的主要因素(韩会平等, 2008; 王洪建等, 2008)。

1 储层岩石学特征

1.1 成分特征

根据大量岩心观察、铸体薄片资料分析, 长6油层组储层岩性主要表现为一套灰色—浅灰绿色细砂岩, 其次为粉—细砂岩, 少量的中粒砂岩。并以长石砂岩为主, 少量岩屑长石砂岩(图1)。碎屑组分以长石为主, 含量为43.0%~80.0%, 平均含量为57.3%; 其次为石英, 含量为12.0%~38.0%, 平均为23.0%。岩屑含量变化较大, 为3.0%~29.0%, 平均12.1%。岩屑成分以变质岩岩屑为主, 其次为火山岩岩屑。云母碎屑为2.0%~7.0%, 平均为4.2%, 以黑云母为主。黑云母泥化、水化, 一般呈片状、纤维鳞片状、长条状定向排列。填隙物以浊沸石、绿泥石、碳酸盐和长英质为组合特征(图2), 总含量平均约12.4%。

1.2 结构特征

根据岩心观察和薄片鉴定, 靖边油田延长组长

收稿日期: 2010-02-22; 修回日期: 2010-07-06

基金项目: 中国地质调查局“西北中小盆地群油气资源远景调查”项目(1212010733506)

作者简介: 党犇(1966-), 男, 陕西富平人, 副教授, 博士, 从事石油地质学与储层地质学方面的研究。E-mail: dangben@126.com



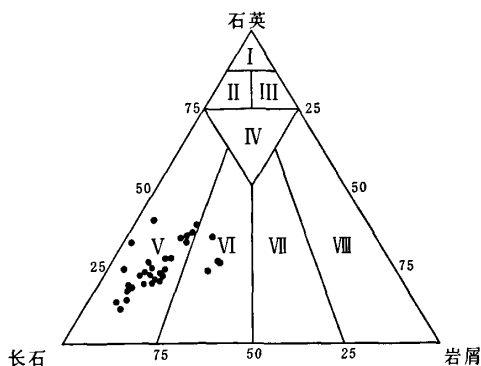


图1 长6油层组砂岩分类三角图

Fig. 1 Sandstone classification Triangular diagram of Chang 6 oil-bearing group

I. 石英砂岩; II. 长石质石英砂岩; III. 岩屑质石英砂岩; IV. 长石岩屑质石英砂岩; V. 长石砂岩; VI. 岩屑质长石砂岩; VII. 岩屑长石质岩屑砂岩; VIII. 岩屑砂岩

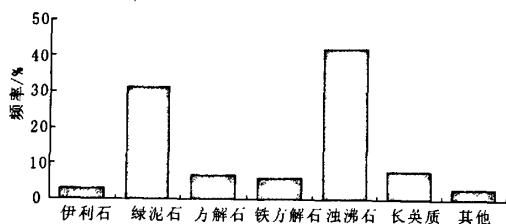


图2 长6油层组填隙物含量频率直方图

Fig. 2 Marix content histogram of Chang 6 oil-bearing group

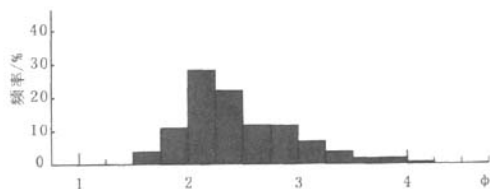


图3 长6油层组粒度分布直方图

Fig. 3 Granularity distribution histogram of Chang 6 oil-bearing group

6储层岩石结构特征表现为:以细粒为主(图3),主要粒径为0.07~0.30 mm,分选好,磨圆度为次棱角状,颗粒间为线接触,胶结类型以薄膜-孔隙式胶结为主。结合上述成分特征,长6储层具有结构成熟

度较高、成分成熟度低的特征。

2 储层物性及孔隙结构特征

2.1 物性特征

根据大量岩心样品物性测试成果分析,长6储层孔隙度主要分布在10%~15.5%(图4),平均孔隙度为11.7%。渗透率分布比较分散,最小值为 $0.056 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,最大值为 $18.29 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图5),平均渗透率为 $2.54 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。主要以中孔、特低渗透层和超低渗透层储集层为主,局部为低渗透层。表现为孔隙度变化不大,但渗透率变化较大的特征。

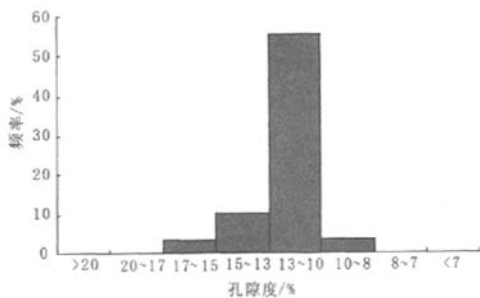


图4 长6油层组孔隙度分布直方图

Fig. 4 Permeability distribution histogram of Chang 6 oil-bearing group

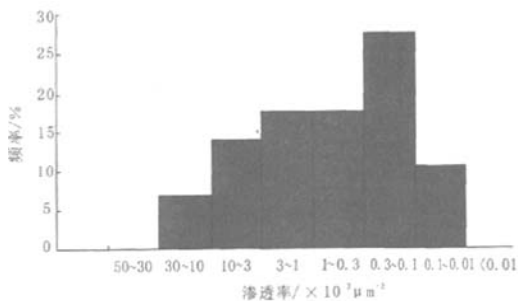


图5 长6油层组渗透率分布直方图

Fig. 5 Porosity distribution histogram of Chang 6 oil-bearing group

2.2 孔隙类型

根据铸体薄片观察统计分析,粒间孔占总面孔

率的50%~60%,孔径一般为0.02~0.25 mm。浊沸石溶孔占20%~25%,长石溶孔占10%~15%,岩屑溶孔占7%~10%,晶间孔占7%~10%(图6)。由此可见,靖边油田长6油层组孔隙类型主要为原生残余粒间孔,次为长石溶孔和浊沸石溶孔,少量岩屑溶孔和晶间孔。故长6储层为浊沸石溶孔-长石溶孔-残余粒间孔孔隙组合。

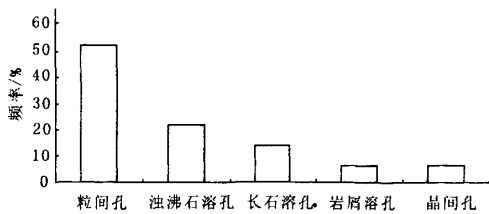


图6 长6油层组孔隙类型分布频率直方图
(长石与浊沸石对换)

Fig. 6 Porosity types content histogram
of Chang 6 oil-bearing group

2.3 孔隙结构特征

根据研究区长6砂岩样品的毛管压力测定,通过毛细管压力曲线特征(图7),对长6储层孔隙结构特征进行了分析研究,大致可以分为相对好和相对差两大类,特征如下:

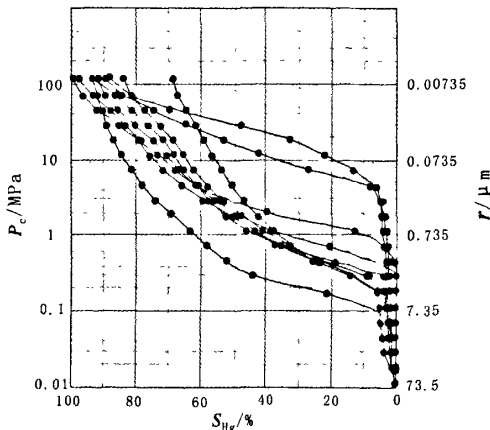


图7 长6油层组压汞曲线特征

Fig. 7 Characteristics of mercury injection
curves in Chang 6 oil-bearing group

(1) 排驱压力不大,孔隙结构相对好的,一般

为0.2~0.3 MPa,最大连通孔喉半径大于2.5 μm。相对差的排驱压力大于1 MPa,最大连通孔喉半径小于0.5 μm。

(2) 中值压力和中值半径变化较大,中值压力为0.39~30.17 MPa,中值半径为1.9~0.05 μm。

(3) 相对好的储集岩孔喉分选系数大,而相对差的储集岩分选系数反而较小,此乃低渗储层总体以发育微小孔隙为主,较好的储层同时发育较大的孔隙所致。孔喉变异系数小,细歪度。

(4) 退汞效率平均为26.2%,但是变化较大,一般为20.7%~32.4%,显示长6储层砂岩的孔隙结构具有较强的非均值性。

(5) 长6储层主要为细孔-微孔、细喉-微细喉型孔隙结构。

3 储层物性影响因素分析

研究区储层物性主要受沉积环境或沉积相、成岩作用等因素的影响。

3.1 沉积环境或沉积相的影响

储集层的平面展布主要受沉积环境——实质上即沉积相带的控制。不同环境中形成不同成因、不同规模和不同形态的储层砂体,且不同成因的砂体在成分、粒度、磨圆、分选性、杂基含量等方面都存在较大差异,在储层物性方面区别也较大,从而表现出不同沉积相对储集层物性的重要控制作用(柳广弟等,2009)。研究区长6期表现为三角洲平原亚相沉积,分流河道砂体为其骨架砂体,构成区内延长组物性相对较好的储集层。砂体平面上具有较好的继承性,砂体的延伸受沉积相展布控制,呈北东—南西相。

3.2 成岩作用

成岩作用对砂岩的孔隙性和渗透性有很大的影响(朱国华,1985a;朱国华,1985b;柳益群等,1996;杨晓萍等,2002)。储集性好坏在纵向上受成岩作用的影响,成岩作用对储集性能的影响较为复杂,对储层孔隙既有破坏作用,又有建设性作用,直接影响着储集层的孔隙演化(郑凌茂等,1989)。根据研究区长6油层组岩心及其铸体薄片的观察,结合扫描电镜、X衍射黏土分析等资料,认为研究区砂岩的成岩作用主要有压实、压溶作用、胶结作用和溶解作用等。

3.2.1 压实、压溶作用

强烈的机械压实、压溶作用是孔隙结构变差的主要因素之一。沉积物被埋藏后,随着压实、压溶作用的增强,颗粒间由点接触变成点-线接触和线接触,大大降低了孔隙度。研究区长6储层岩石主要属于线接触,薄片面孔率很低,平均只有2.5%。

3.2.2 胶结作用

胶结作用是物性变差的又一个主要因素,主要表现为浊沸石、绿泥石、碳酸盐等胶结。浊沸石是研究区长6及其以下储层的主要和特征的胶结物,它是斜长石和凝灰质蚀变的产物,在碱性水介质下形成,一般发育在三角洲平原和三角洲前缘的河道砂中。长6储层中由于浊沸石含量较高,一般为2.3%~12%,平均为4.74%。浊沸石多数呈充填孔隙的形式产出,在一定程度上堵塞了孔隙,但同时又成为成岩晚期潜在的孔隙,即可以形成溶蚀孔隙。

绿泥石是研究区延长组储层中普遍存在而又含量较高的自生胶结物,它是微碱性水介质中析出的产物,通常与纤维状伊利石相伴生。绿泥石含量一般为2.33%~4.91%,平均为3.56%。其析出较早,一般以薄膜式胶结最发育,堵塞孔隙,降低物性。在长6储层中偶见高岭石,且结晶差,与绿泥石伴生,可能为绿泥石的蚀变产物。

碳酸盐胶结通常是储层物性变差、非均质性增强的主要原因,对渗透率的控制尤其显著。研究区长6砂岩中的碳酸盐胶结物是次于浊沸石和绿泥石的主要胶结物,含量一般为0.5%~2.8%,平均为1.5%。研究区延长组碳酸盐胶结早期以星散状方解石为主,晚期多为补丁状零星分布的铁方解石。在薄片中铁方解石充填于方解石的溶孔中,或交代方解石,说明铁方解石较晚生成,即碳酸盐胶结具有多期性的特点。

3.2.3 溶解作用

溶解作用是次生孔隙形成,储层物性得以改善的主要因素。成岩中晚期,碎屑岩中各种碎屑组分、胶结物和杂基在特定的成岩环境下都可发生溶解并生成次生孔隙。研究区内长6储层溶解作用发育,薄片鉴定显示被溶解的组分有:①碎屑颗粒,如长石、云母及不稳定岩屑等。②自生胶结物,如浊沸石、方解石、铁方解石等。③杂基黏土,如水云母、混层黏土和凝灰质等。其中,浊沸石和长石的溶蚀孔隙对于物性的改善起了非常明显的作用。

4 结论

(1)长6油层组砂岩储层总体具有成分成熟度较低、结构成熟度较高的岩石学特点。

(2)长6油层组物性特点为中孔、特低渗透型和超低渗透型为主,局部为低渗透型。孔隙类型为浊沸石溶孔-长石溶孔-残余粒间孔组合。孔隙结构为细孔-微孔,细喉-微细喉型。

(3)影响储集性能的因素主要表现为两方面:平面上主要受三角洲平原亚相沉积相带的控制,纵向上主要受成岩作用的影响。

参考文献 (References):

- 赵虹,党森,党永潮,等.安塞油田延长组储集层特征及物性影响因素分析[J].地球科学与环境学报,2005,27(4):45-48.
- Zhao Hong, Dang Ben, Dang Yongchao, et al.Characteristics of Yangchang Formation Reservoirs and Its Influence Factors in Ansai Oilfield [J]. Journal of Earth Science and Environmental, 2005, 18 (4): 45-48.
- 陈永胜,赵虹,郑小杰,等.鄂尔多斯盆地志丹探区延长组储层特征研究及评价[J].西北地质,2009,42(2):83-88.
- Chen Yongsheng, Zhao Hong, Zheng Xiaojie, et al. Reservoirs Characteristics and Evaluation of Yanchang Formation in Zhidan Area, Ordos Basin [J]. Northwestern Geology, 2009, 42 (2): 83-88.
- 柳广弟.石油地质学[M].北京:石油工业出版社,2009.
- Liu Guangdi. Geology of Petroleum [M]. Petroleum Industry Press, Beijing, 2009.
- 朱国华.陕甘宁盆地西南部上三叠系延长统低渗透砂体和次生孔隙砂体的形成[J].沉积学报,1985,3(2):1-17.
- Zhu Guohua. Formation of Low Permeability Sandbodies and Secondary Pore Sandbodies in the Upper Triassic Yanchang Series of South-Western Shan-Gan-Ning Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1985, 3 (2): 1-17.
- 朱国华.陕北浊沸石次生孔隙砂体的形成与油气关系[J].石油学报,1985,6(1):1-8.
- Zhu Guohua. Formation of Lomonitic Sand Bodies with Secondary Porosity and Their Relationship with Hydrocarbons [J]. Acta Petrolei Sinica, 1985, 6 (1):

- 1-8.
- 韩会平, 武春英, 蒋继辉, 等. 大路沟地区三叠系延长组长6储层特征及影响因素 [J]. 地球科学与环境学报, 2008, 30 (2): 149-155.
- Han Huiping, Wu Chunying, Jiang Jihui, et al. Characteristics and Main Controlling Factors of Chang-6 Reservoir of Triassic Yanchang Formation in Dalugou Area, Ordos Basin [J]. Journal of Earth Sciences and Environment, 2008, 30 (2): 149-155.
- 王洪建, 吴小斌, 孙卫, 等. 陇东地区延长组长3、长4+5储层物源及其对储层物性的影响 [J]. 地球科学与环境学报, 2008, 30 (1): 38-43.
- Wang Hongjian, Wu Xiaobin, Sun Wei, et al. Provenance of Member 3 and Member 4+5 in Yanchang Formation of Longdong Area in Ordos Basin [J]. Journal of Earth Sciences and Environment, 2008, 30 (1): 38-43.
- 柳益群, 李文厚. 陕甘宁盆地东部上三叠统含油长石砂岩的成岩特点及孔隙演化 [J]. 沉积学报, 1996, 14 (3): 87-96.
- Liu Yiqun, Li Wenhui. Diagenetic Characteristics and Porosity Evolution of the Oil-Bearing Arkoses in the Upper Triassic in the Eastern Shan-Gan-Ning Basin [J]. Journal of Sedimentary, 1996, 14 (3): 87-96.
- 杨晓萍, 袁亦楠. 鄂尔多斯盆地上三叠统延长组浊沸石的形成机理、分布规律与油气关系 [J]. 沉积学报, 2002, 20 (4): 628-632.
- Yang Xiaoping, Qiu Yinan. Formation Process and Distribution of Laumontite in Yanchang Formation (Upper Triassic) of Ordos Basin [J]. Journal of Sedimentary, 2002, 20 (4): 628-632.
- 郑浚茂, 庞明. 碎屑岩储集岩的成岩作用研究 [M]. 武汉: 中国地质大学出版社, 1989.
- Zheng Junmao, Pang Ming. Study on Diagenesis of Clastic Rock Reservoirs [M]. Geosciences Press of China University, Wuhan, 1989.

Reservoirs Characteristics and Influence Factors of Chang 6 Oil-Bearing Group in Jingbian Oilfield

DANG Ben¹, ZHAO Hong¹, XIANG Lian-ge¹, YAN Zhou-quan²,
ZHANG Jie³, KANG Xiao-yan¹, WU Kang-lin¹, GE Hai-ying¹

(1. School of Earth Sciences and Resources Management, Chang'an University, Xi'an 710054, Shaanxi, China; 2. Xi'an Institute of Geology and Minerals Resources, Xi'an 710054, Shaanxi, China; 3. No. 1 Oil Producing Plant, Changqing Oilfield Branch Company, Yan'an 716009, Shaanxi, China)

Abstract: The characteristics and influence factors of Chang 6 Formation reservoirs in the Jingbian Oilfield are studied based on the data of drilling cores, costing thin sections, X-ray diffraction of clay, SEM (scanning electron microscopy), as well as physical property in the area. The result shows that it has the petrological characteristics of lower mineral and high structure maturity. Its pore types are combinations of laumontite dissolution pores-feldspar dissolution pores-primary intergranular pores. The physical property represents that Chang 6 reservoirs are of medium-porosity extra-low to ultra-low permeability, locally of low permeability. The pore texture types are fine to micro pore with fine to micro-fine throat. The main factors affecting reservoir property are the distribution of delta plain facies in the plane and diagenesis in the vertical.

Key words: reservoir; influencing factors; Chang 6 oil-bearing group; jingbian oilfield; ordos basin