

文章编号: 1009-3850(2013)01-0062-06

渤中凹陷西斜坡东营组储层特征及其控制因素

王启明, 王德英, 于海波, 郭涛, 张参

(中海石油(中国)有限公司天津分公司, 天津 300452)

摘要: 通过岩心、薄片、扫描电镜等资料, 对渤中凹陷西斜坡东营组储层进行了详细的研究。结果表明, 该研究区东营组储集砂体主要以长石砂岩、岩屑长石砂岩为主, 含少量长石岩屑砂岩。孔隙类型主要包括粒间孔隙、粒内溶蚀孔隙以及微裂缝, 为中孔-中低渗储层。储层的发育程度对油气成藏具有重要的控制作用。沉积作用宏观上控制储层的发育; 成岩作用在微观上影响储层内部结构的变化; 深层的超压作用对次生孔隙的保护起着重要的作用, 但过大的地层压力对储层的物性也会带来不利的影响。

关键词: 渤中凹陷; 东营组; 储层特征; 控制因素

中图分类号: TE122.2⁺³

文献标识码: A

1 区域地质概况

渤中凹陷西斜坡位于渤中凹陷的西北部, 北面以“二台阶”形式和石臼坨凸起断层接触(图1); 西与沙垒田凸起与石臼坨凸起之间的鞍部呈超覆接触, 局部为断阶接触。西斜坡总体开阔、自北西向东南表现为斜坡背景, 东南侧沉降最深。

该区古近系主要发育沙河街组和东营组地层, 且以东营组沉积较厚。东营组沉积时期, 以大规模湖侵为特征, 东三段湖区广阔, 中深湖相发育, 扇三角洲局部发育。该时期暗色泥岩发育, 为研究区一套重要的湖相烃源岩。东二下段伴随凹陷沉降的减慢, 湖水大规模退缩, 局部发育了大型的辫状河三角洲沉积, 是该区重要的储层发育段。到了东二上段沉积时期, 整个西斜坡处于拗陷期, 地势平缓, 发育大规模的辫状河三角洲沉积, 且以厚层砂岩夹薄层泥岩为特征。东营组是目前该区重要的勘探层系。前人对该区的层序构成与沉积充填做了一定的研究^[1], 但受资料限制, 该区钻井比较少, 研究程度低, 古近系地层埋藏比较深, 很大程度上制约了该区的勘探进程。渤海的勘探经验表明, 古近系

储层发育程度是影响油气成藏的关键因素^[2]。因此, 对该区的古近系, 特别是东营组储层的进一步认识, 对加快本区的勘探工作具有重要的指导作用。



图1 渤中西斜坡区域位置图

Fig. 1 Location of the Bozhong western slope of the depression

收稿日期: 2012-01-10; 改回日期: 2012-01-30

作者简介: 王启明, 石油地质专业, 现从事沉积与层序地层研究。E-mail: wangqm@cnooc.com.cn

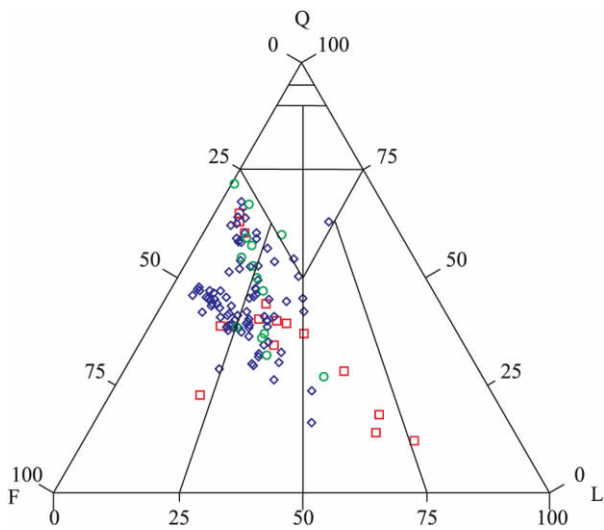


图2 渤中凹陷西斜坡东营组岩石类型

Fig. 2 Triangular diagram for the types of the reservoir sandstones from the Dongying Formation on the western slope of the Bozhong depression

2 储层特征

2.1 岩石学特征

根据研究区内薄片分析资料,该区东营组储层类型主要有砂砾岩、砂岩、粉砂岩。砂岩的成分主要为石英、长石、火成岩岩屑、变质岩岩屑,以及少量花岗岩岩屑。颗粒分选中等,磨圆差-中等。经过统计(图2),东二上段砂岩石英平均含量37.3%,长石平均含量34.8%,岩屑平均含量30.0%;东二下段砂岩石英平均含量44.8%,长石平均含量38.9%,岩屑平均含量16.3%;东三段砂岩石英平均含量49.3%,长石平均含量33.9%,岩屑平均含量16.8%。总的来看,东营组储层主要为岩屑长石砂岩、长石砂岩,少数为长石岩屑砂岩。垂向上从东三段到东二上段,长石砂岩、岩屑长石砂岩依次减少,而长石岩屑砂岩依次增多。受石臼坨凸起和沙垒田凸起母岩类型的差异的影响,靠近石臼坨凸起区,石英颗粒与长石含量较高,而靠近沙垒田区岩屑普遍含量高。岩石类型及组分的变化受东营组地层沉积演化以及母岩类型所影响。

2.2 物性特征

通过薄片和扫描电镜资料分析,渤中凹陷西斜坡东营组储层主要发育3类孔隙类型:粒间孔、溶蚀孔、微裂缝。粒间孔隙主要是指原生孔隙,是在成岩过程中,保存下来未被充填的原生粒间孔隙。根据成岩作用来划分,渤中凹陷西斜坡东营组成岩演化阶段主要处于晚成岩A期^[2],成岩作用比较强,

原生空隙多被后期填隙物所充填,数量大大减小,主要为残余的原生粒间孔。次生空隙是该区东营组储层发育主要的储集空间类型(图3E)。表现在长石和部分岩屑颗粒的溶蚀,这些骨架颗粒的溶蚀系碱性介质条件下有机络合剂的作用所致,主要表现为长石和碳酸盐胶结物的溶蚀,一般在粒内和粒间发生溶蚀作用。

储层物性是评价储层质量的重要指标^[8]。根据该区资料统计,东二上段孔隙度为14.5%~30.7%,平均为23.8%;渗透率为0.1~790.5mD,平均为229mD;东二下段孔隙度为5.5%~36.1%,平均为20.2%;渗透率为0.01~541mD,平均为17mD;东三段孔隙度为0.6%~13.9%,平均为7.8%;渗透率为0.1~22mD,平均为2mD(表1)。总体来看,该区的储层孔隙度普遍较好,孔隙度一般大于15%;而渗透率随深度变化比较大,主要集中在0.1~100mD,为中-低渗透储层,储层的非均质性比较强。

表1 西斜坡东营组储层物性特征

Table 1 Statistics of the porosity and permeability of the reservoir sandstones from the Dongying Formation on the western slope of the Bozhong depression

		样品个数	所占比例(%)
孔隙度 (%)	$5 < \varphi < 10$	6	1.7
	$10 \leq \varphi < 15$	17	4.8
	$15 \leq \varphi < 20$	137	38.7
	$\varphi \geq 20$	194	54.8
渗透率 (mD)	$K < 0.1$	36	12.5
	$0.1 \leq K < 1$	63	22
	$1 \leq K < 10$	100	34.8
	$10 \leq K < 100$	73	25.4
	$K \geq 100$	15	5.2

3 储层物性的控制因素

对于断陷湖盆来说,储层物性是影响油气成藏的关键因素。储层的发育程度受到多种因素的影响,沉积作用从宏观上控制了储层的展布;成岩作用则从微观上控制储层的内部结构;超压作用在一定程度上改善储层的质量,对油气成藏具有重要的作用。

3.1 沉积作用对储层的影响

沉积作用实质是由于沉积环境和水动力条件的不同^[3-4],进而影响储层的质量。沉积环境和水动力条件的差异,导致岩石类型颗粒大小分选情况等都有差异,因此控制了储层的储集性能差异。

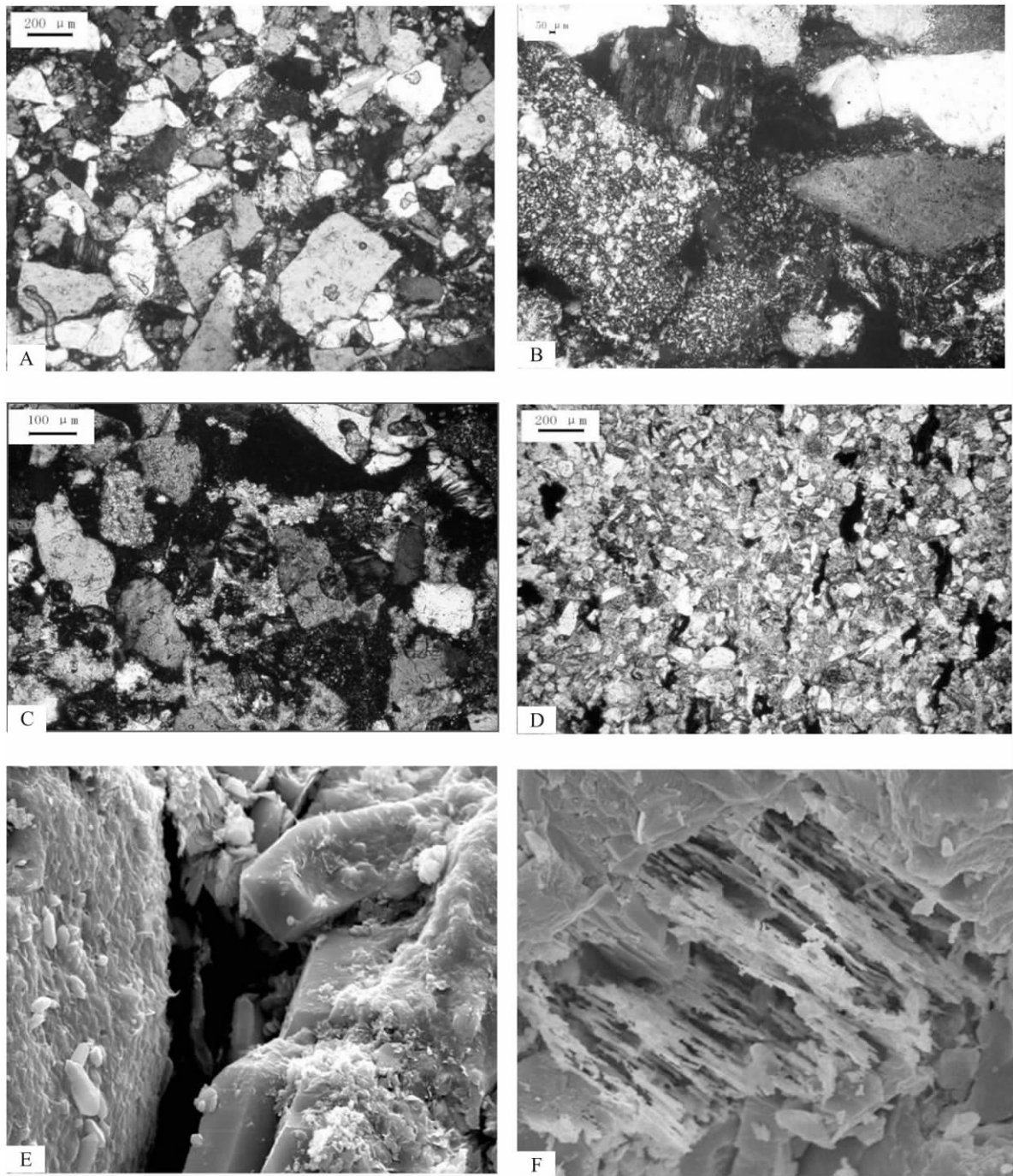


图3 西斜坡东营组成岩作用

A: BZ2-1-B 井 2998.56m 颗粒间线状接触; B: BZ1-1-B 井 3451m 颗粒间高岭石充填; C: BZ1-1-B 井 3453m 晚期碳酸盐胶结; D: BZ2-1-B 井 3343.9m 菱铁矿和方解石胶结 E: BZ8-4-A 井 3538m 溶蚀作用形成粒间孔隙 F: BZ2-1-B 井 3340.55m 长石选择性溶蚀

Fig. 3 Diagenetic features in the Dongying Formation on the western slope of the Bozhong depression

A. Linear contact between the particulars at the depth of 2998.56 m of the BZ2-1-B well; B. Kaolinite filling between the particulars at the depth of 3451 m of the BZ1-1-B well; C. Carbonate cementation during the late stages at the depth of 3453 m of the BZ1-1-B well; D. Siderite and calcite cementation at the depth of 3343.9 m of the BZ2-1-B well; E. Dissolution resulting in the formation of the intergranular solution openings at the depth of 3538 m of the BZ8-4-A well; F. Selective dissolution of feldspar at the depth of 3340.55 m of the BZ2-1-B well

从东三段到东二上段,研究区经历了一次完整的沉积旋回,总体上体现了由湖进到湖退的演化过程。从东二下到东二上段,储层的粒度由细向粗演化,造成了在垂向上储层物性由差变好的演化规律。在横向上,由于不同的沉积相带所处的水动力条件不同,造成了储层在空间的展布和质量方面都有很大的差异。该区东营组主要发育辫状河三角洲沉积,主要以辫状河道、河口坝、席状砂为主。统计表明,不同的沉积微相,具有不同的储层条件(表2),以辫状河道和河口坝储层的物性最好。BZ2-1构造靠近石臼坨凸起,距离物源比较近,处于三角洲沉积的主体。东二段储层比较发育,主要为河道和河口坝砂体,基本属于中高孔-中等渗透储层;而BZ1-1构造的东二下段属于辫状河三角洲远源沉积,储层厚度薄,单层厚度小,泥岩含量高,造成该层段储层物性比较差。分析认为,在沉积主体部位,水动力条件比较强,砂岩颗粒粗,分选好,往往具有较高的孔渗条件。

表2 不同沉积相带与储层物性的比较

Table 2 Comparison of porosity and permeability of the reservoir sandstones in different sedimentary facies

沉积微相	水下分流河道	河口坝	席状砂
孔隙度(%)	19.5	18.5	12.9
渗透率(mD)	35.1	27.2	1.0

3.2 成岩作用对储层的影响

任何储集砂体都要受到压实作用的改造^[5-6],不同岩矿成份的砂岩受压实改造的程度差异较大。一般刚性颗粒含量高的砂岩,如母岩为太古代-元古代变质岩的砂岩抗压能力较强;塑性火山岩颗粒含量较高的砂岩,如以中生代火成岩为母岩的砂岩抗压能力弱,储层物性一般较差。因此,在该研究区,以区域物源为主的东二段砂岩抗压能力较强,以中生代火成岩为物源的东三段砂岩的抗压能力较弱。另据薄片资料,该区东营组经历了强烈的压实作用,造成颗粒之间多呈线性接触关系。压实作用导致岩石更加致密,在成岩早期对储层具有破坏性作用。根据孔隙度与深度的关系,随着深度的增大,孔隙度呈现下降的趋势。(图3A,图5)。

胶结作用也是影响储层物性的重要因素,主要有碳酸盐岩和粘土矿物的胶结作用。研究区的碳酸盐岩胶结物可分为两大类:准同生期碳酸盐岩与自生碳酸盐岩。准同生碳酸盐岩形成时间早,以隐晶、细晶方解石为主,如菱铁矿等。自生碳酸盐岩胶结物主要有铁方解石、方解石、铁白云石、白云石

等。本区的方解石类矿物以方解石、白云石为主,部分层位见铁方解石胶结。晚期含铁方解石多,染色后呈砖红色,有些方解石裂缝,呈脉状。碳酸盐胶结物对储层的物性具有双重作用。早期成岩阶段能有效的增加抗压实程度,保护孔隙。晚期碳酸盐胶结物则填充在孔隙中,减少了储集空间。渤中西斜坡东二下段砂岩中发育大量的晚期碳酸盐岩胶结物(图3C,3D),高者含量达20%。从碳酸盐含量与储层物性之间的关系来看,碳酸盐含量对孔隙度影响不大,但对渗透率影响甚大。当碳酸盐含量达到10%时候,渗透率急剧下降,对储层的渗透率造成了极大的破坏(图4)。

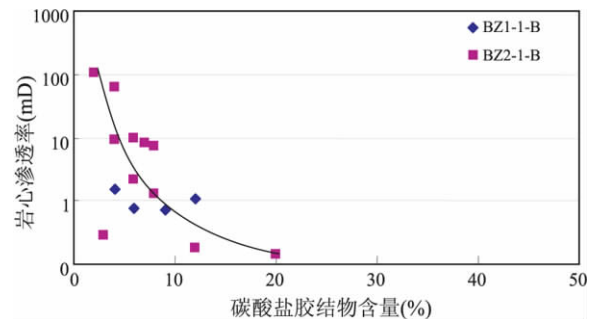


图4 碳酸盐胶结物含量对储层渗透率的影响

Fig. 4 Relationship between the permeability (mD) and carbonate contents (%) in the reservoir sandstones from the BZ1-1-B (◆) and BZ2-1-B (■) wells

自生粘土矿物是在沉积-成岩阶段以化学沉淀方式形成的。粘土矿物的数量、类型和分布对碎屑岩的储集物性有明显的影 响。研究区自生粘土以自生高岭石为主(图3B),填充于粒间孔隙中,晶体呈六方板状,集合体呈书页状。粘土矿物填充在粒间孔隙,使孔隙空间明显减少。

溶解作用在该区普遍发育^[7-8],对储层起重要的建设性作用。渤中凹陷西斜坡中深部碎屑岩储层中长石含量范围为0%~66.05%,平均含量大于30%。长石颗粒溶蚀现象普遍,常见高岭石化。个别层位长石沿解理缝发生溶蚀,形成粒内溶孔,多是由岩屑内部不稳定组分溶蚀形成。溶蚀严重者成蜂窝状-铸模孔。与长石一样,碳酸盐岩胶结物在酸性水介质下会发生溶解。碳酸盐岩胶结物颗粒溶蚀现象普遍,碳酸盐岩胶结溶蚀孔与高岭石共生,说明长石与碳酸盐岩胶结物可同时发生溶解,形成次生孔隙。在成岩作用过程中产生的溶蚀作用,对储层的物性具有一定的保护作用(图3E,3F)。从图5可以明显看出,在3600~3800m之间,

孔隙度曲线偏离了正常的斜率,大于由正常压实作用造成的孔隙度递减,包络线明显向右突出,表明有次生孔隙发育,这与该区发生溶蚀作用有一定的关系。另外,裂缝的存在可以显著提高储层的渗透性^[3],对储层流体活动与矿物溶解的作用非常明显。一些致密碳酸盐岩胶结砂岩由于有裂缝的发育,发生明显的溶解,储层物性得到显著提高。研究区砂岩中可以看到零星的裂缝发育,对储层的成岩作用影响较大。

总之,该区东二下-东三段,由于埋藏比较深,随着深度的增加,压实作用增强。与东二上段相比,储层的物性发生了明显的改变,孔隙空间逐渐减小。到了成岩中后期,随着胶结作用的产生,特别是碳酸盐和自生矿物的胶结作用,对储层的物性有明显的破坏作用。后期的溶解作用形成了次生孔隙带,一定程度上改善了储层的物性,对该区的深部储层物性具有一定的建设性意义。

3.3 超压作用对储层物性的影响

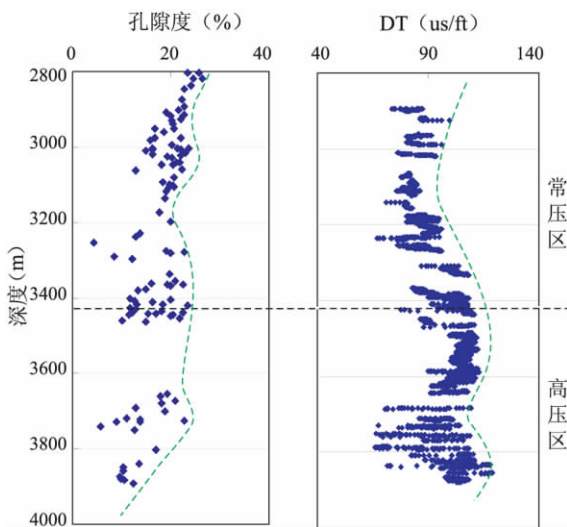


图5 超压对储层物性的影响

Fig. 5 The effects of the deep-seated overpressure on the porosity and permeability of the reservoir sandstones

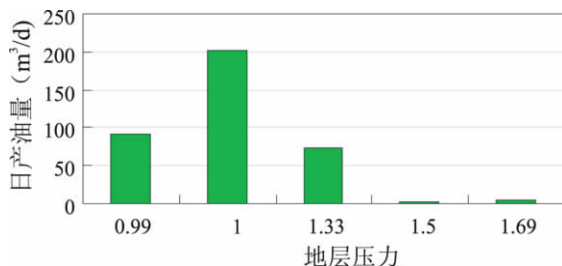


图6 地层压力与产能的关系

Fig. 6 Relationship between the formation pressure and productivity

前人对超压的形成机制和与油气的分布关系做了大量的研究^[9-10],而对储层的影响研究程度比较低。普遍认为,超压有利于储层的原生和次生孔隙的保护,对储层的物性有明显的改善作用。高温高异常压力的存在,储层矿物成分大量溶蚀^[12],形成了受异常压力保护的粒间空隙。渤中凹陷西斜坡由于古近系沉积地层厚,地层埋深厚度大,成岩作用强。东二下段和东三段沉积了厚层的泥岩,由于盆地的持续埋深,造成了泥岩压实的不均衡。同时,在成岩作用过程中,由于黏土矿物的转化,释放大量的晶格层间水和吸附水,其在进入孔隙后会使流体体积增大,这是该区形成高压的主要原因。从图5中可以看出,在3400m范围内,孔渗曲线偏离了正常的趋势线。结合成岩演化序列,这主要是由于在成岩时期溶蚀作用形成的孔隙,受到超压的保护所形成。超压的存在,在一定程度上改善了储层物性。这种储层物性随深度的变化规律,对于油气田的勘探具有重要意义。但是,高压的存在,对低渗透的储层的产能会带来一定的影响。对渤中西斜坡东营组地层压力进行统计分析(图6),结果表明该区地层压力系数主要在1~1.7之间。其中高产油层对于压力系数在1.5~1.7之间,在以泥岩发育的地层中,压力的大小与产能并非呈现正相关关系,相反的是,压力越大,产能越低。分析认为,在超压地区,储层物性及质量对油气的产能有重要的影响。BZ1-4-B井构造在东二下段3430~3450m油层段录井显示好,测井解释油层厚14.8m,但测试没有产能。地层压力系数为1.5,该层段储层单层厚度薄,泥质含量高,储层渗透率低。同时,当地层压力系数过大时,测试时开关井容易导致储层中的黏土颗粒等微小粒子堵塞孔隙喉道,从而降低渗透率影响产能。而泄压时流体流速过快,会使油水呈乳状或溶解在油中的气体逸出,发生速敏效应^[11],从而对油气产能产生不利影响。因此,超压对储层的影响应该辩证地来分析。对渤中凹陷西斜坡东营组来说,地层压力在小于1.5范围之内,对储层具有建设性作用,并能获得油气高产。

4 结论

(1) 研究区东营组储层主要为岩屑长石砂岩、长石砂岩,少数为长石岩屑砂岩。垂向上从东三段到东二上段,长石砂岩、岩屑长石砂岩依次减少,而长石岩屑砂岩依次增多。岩石类型及组分的变化受东营组地层沉积演化以及母岩类型所影响。

(2) 研究区储层的主要储集空间为次生溶蚀孔,包括溶蚀粒间孔、粒内溶孔及裂缝。从东三到东二上段,储层物性逐渐变好。东营组储层孔隙度平均为 20.1%,渗透率平均为 21.6 mD,属中孔、中-低渗储层,且非均性强。

(3) 研究区储层的发育程度主要受多种因素影响。研究区储集层主要为辫状河三角洲前缘沉积,沉积作用宏观上控制了储层的发育,河道和河口坝微相储层物性相对较好。成岩作用对储层的微观结构起了重要的作用,压实作用以及胶结作用破坏了储层的储集性能,而溶解作用很大程度上改善了储层的物性。超压的存在对次生空隙的保护提供了良好的条件,但对于研究区而言,地层埋藏深,成岩作用强,由压实不均衡和成岩作用造成的超压环境,并非压力越大储层物性越好,过大的地层压力对流体发生速敏效应,影响油气的产能。

参考文献:

- [1] 邓宏文,王红亮,王敦则. 古地貌对陆相裂谷盆地层序充填特征的控制—以渤中凹陷西斜坡下第三系为例[J]. 石油与天然气地质, 2001, 22(4): 293-296.
- [2] 谢武仁,邓宏文,王洪亮,等. 渤中凹陷古近系储层特征及其控制因素[J]. 沉积与特提斯地质, 2008, 28(3): 101-107.
- [3] 冯明石,刘家铎,孟万斌,等. 四川盆地中西部须家河组储层特征与主控因素[J]. 石油与天然气地质, 2009, 30(6): 713-719.
- [4] 杨永剑,刘家铎,孟万斌,等. 柴达木盆地北缘潜西地区古近系储层发育特征及主控因素[J]. 岩性油气藏, 2010, 22(增刊): 60-65.
- [5] 曾允孚,夏文杰. 沉积岩石学[M]. 北京:地质出版社, 1986. 115-122.
- [6] 时丕同,高喜龙,杨鹏飞,等. 渤海湾坳北低凸起东斜坡东营组储层特征及其控制因素[J]. 沉积与特提斯地质, 2009, 29(3): 47-55.
- [7] 穆曙光,张以明. 成岩作用及阶段对碎屑岩储层孔隙演化的控制[J]. 西南石油学院学报, 1994, 16(3): 22-27.
- [8] 郑俊茂. 碎屑储集岩的成岩作用研究[M]. 武汉:中国地质大学出版社, 1989.
- [9] 赵振宇,顾家裕,郭彦如,等. 车西洼陷沙四上亚段异常高压形成机制及其对特低渗储层特性的影响[J]. 中国石油大学学报:自然科学版, 2010, 34(5): 12-17.
- [10] 王占国. 异常高压对储层物性的影响[J]. 油气地质与采收率, 2005, 12(6): 31-33.
- [11] 黄继新,彭仕宓,黄述旺,等. 异常高压气藏储层应力敏感性研究[J]. 西安石油大学学报:自然科学版, 2005, 20(4): 21-25.
- [12] 傅强,夏庆龙,周心怀,等. 渤中凹陷古近系沙河街组相对高孔渗储层成因分析[J]. 中国海上油气, 2010, 22(4): 221-224.

Characteristics and controls of the reservoir sandstones from the Dongying Formation on the western slope of the Bozhong depression

WANG Qi-ming, WANG De-ying, YU Hai-bo, GUO Tao, ZHANG Can
(Tianjin Branch, CNOOC, Tianjin 300452, China)

Abstract: With the aid of the cores, thin sections and SEM examination, the present paper gives a detailed study of the reservoir sandstones from the Dongying Formation on the western slope of the Bozhong depression. The reservoir sandstones in the Dongying Formation consist mainly of arkose and lithic arkose, with subordinately feldspathic litharenite. The porosity types comprise intergranular and intragranular solution openings and microfissures, suggesting the mesopores and low-to medium-permeability reservoir sandstones. The controlling factors include the deposition influencing the development of the reservoir sandstones and diagenesis exercising a major control on the internal structures of the reservoir sandstones. The deep-seated overpressure may be favourable for the preservation of the secondary porosity. However, the overloaded formation pressure may bring about the velocity sensitivity and decrease the oil productivity of the low-permeability reservoir sandstones.

Key words: Bozhong depression; Dongying Formation; reservoir sandstone; controlling factor