

Research on Reservoir Heterogeneity of Lower Member of Es2 in the First Block of Shanghe Oilfield in Huimin Sag

Xiaoqian Song¹, Jingxing Guo², Qiuju Gao¹, Suyu Ba¹, Tao Shi¹

¹Geophysical Research Institute of Sinopec Shengli Oilfield, Dongying Shandong

²School of Geosciences in China University of Petroleum, Qingdao Shandong

Email: sxqpc@163.com

Received: Feb. 17th, 2019; accepted: Mar. 6th, 2019; published: Mar. 13th, 2019

Abstract

By means of detailed observation and description of core, thin section observation, scanning electron microscope analysis and other methods, combined with reservoir physical property test data and comprehensive interpretation results of logging data, heterogeneity analysis and control factors of the reservoir in the lower member of Es2 in the first block of Shanghe oilfield were studied. The results showed that: ① positive rhythm, negative rhythm and compound rhythm were developed in the reservoir, and the interlayer was well developed. The shale interlayer and calcium interlayer were the main interlayers, and the lateral stability was poor. The maximum difference of permeability between small layers can be up to $87 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$. Based on the comprehensive comparison of the differences in permeability and development scale of individual sand layers, it is concluded that the interlayer heterogeneity is strong in the study area. ② sand body morphology is mainly controlled by sedimentary microfacies, and the reservoir physical properties and sedimentary microfacies have a good correlation. The main body of underwater distributary channel and the estuary dam were much thicker with good plane continuity and the best physical properties, and for this part, the plane heterogeneity is weak; to the side of the channel and the edge of the dam, the thickness of the reservoir decreases, and the number of shale interlayers increases, and the physical properties of the reservoir become worse. ③ sedimentary environment is the root cause affecting the reservoir heterogeneity in the study area. It controls the development scale and distribution state of the sand body, and plays a decisive role in the reservoir physical property. Diagenesis, such as compaction, cementation and dissolution, leads to uneven secondary changes in the pore and permeability of the reservoir, which further aggravates the heterogeneity of the reservoir.

Keywords

Reservoir Heterogeneity, The Lower Part of Es2, Shanghe Oilfield, Huimin Sag

惠民凹陷商河油田商一区沙二下亚段储层非均质性研究

宋晓倩¹, 国景星², 高秋菊¹, 巴素玉¹, 师涛¹

¹中石化胜利油田分公司物探研究院, 山东 东营

²中国石油大学地球科学与技术学院, 山东 青岛

Email: sxqupc@163.com

收稿日期: 2019年2月17日; 录用日期: 2019年3月6日; 发布日期: 2019年3月13日

摘要

通过岩心精细观察描述、岩石薄片观察、扫描电镜分析等方法, 结合储层物性测试资料以及测井资料综合解释结果, 对商河油田一区沙二下亚段储层开展非均质性分析及其控制因素研究。结果表明: ① 储层发育正韵律、反韵律和复合韵律三种韵律模式, 层内夹层较发育, 以泥质夹层、钙质夹层为主, 横向稳定性较差, 储层层内非均质性强; 小层间渗透率最大差异可达 $87 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 综合比较各单砂层渗透率、隔层发育规模等的差异, 认为研究区层间非均质性较强; ② 砂体形态主要受控于沉积微相, 储层物性与沉积微相有较好的相关关系, 水下分流河道和河口坝主体砂体厚度大, 平面连续性好, 物性最好, 其平面非均质性较弱; 向河道侧翼及坝体边缘储层厚度减薄, 泥质夹层增多, 储层物性变差, 平面上非均质性较强; ③ 沉积环境是影响研究区储层非均质性的根本原因, 控制了砂体的发育规模及展布状态, 并对储层物性起决定作用, 压实、胶结及溶蚀等成岩作用导致储层的孔渗等发生不均一的次生变化, 进一步加剧了储层的非均质性。

关键词

储层非均质性, 沙二下亚段, 商河油田, 惠民凹陷

Copyright © 2019 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

储层非均质性是指储层的岩性、物性、电性、含油性等特征在三维空间上表现的不均一性或各向异性[1]。储层非均质性决定着储层质量, 是影响油田产能和采收率, 决定油田开发效果的重要因素[2]。近年来, 众多学者通过室内实验、参数分析等多种分析方法对储层非均质性开展一系列研究工作, 主要研究内容涵盖储层非均质性与剩余油分布的关系、非均质性的定量表征等, 对油田提高勘探开发效益起到了积极的指导作用[2] [3] [4] [5] [6]。商河油田作为中国东部陆相盆地的富油油田之一, 受到国内石油地质工作者的广泛关注。前人对商河油田沙二下亚段储层沉积微相、同沉积断层对储层特征的影响作用、商三区沙三上亚段储层特征等方面进行了深入研究[7] [8] [9], 然而, 针对商一区沙二下亚段的储层特征

研究较少。目前,伴随油气勘探开发的逐步深入,商河油田已进入高含水开发阶段,储层地质条件复杂导致剩余油分布零散,油田增储上产难度大[3] [4] [5],因而,加强储层非均质性研究对油田提高采收率具有非常重要的现实指导意义。为高效挖掘剩余油,本文对商一区沙二下亚段储层非均质性开展深入研究,探讨沉积、成岩作用对储层非均质性的控制作用,以期为老油田高含水期剩余油挖潜及开发方案调整提供有力支撑。

2. 工区基本地质特征

商河油田商一区区域构造上位于济阳拗陷惠民凹陷的中央隆起带临邑大断层的东端,商河油田的中北部,沙二下亚段油藏类型为中低渗复杂断块油藏[10]。商一区发育多套含油层系,其中沙二下亚段是其主力含油层系,油藏埋深 1600~1850 m [10]。研究区经过多年的开发,主力油层水淹程度高,剩余油分布不清。本文依据“沉积旋回-岩性厚度”和“等高程沉积时间单元”对比法,对全区 170 余口井开展地层精细划分与对比,将目的层自下而上划分出 4 个砂组,并进一步细分为 19 个小层。该区沙二下亚段属于三角洲前缘沉积体系,发育水下分流河道、水下天然堤、分流间湾、河口坝、席状砂等多种沉积微相类型,储层岩性以灰褐色、灰色粉砂岩、细砂岩为主,发育平行层理、波状层理等多种沉积构造。结合取芯井岩石薄片及扫描电镜资料可知,储层储集空间类型多样,包括原生粒间孔隙、溶蚀孔隙、裂隙等。

3. 储层宏观非均质性

3.1. 层内非均质性

层内非均质性是指一个单砂层内储层性质(岩性、物性、含油性)的变化情况,是油气开发中造成层内矛盾的关键要素[11] [12]。层内非均质性的研究内容主要包括储层层内粒度韵律特征、渗透率垂向变化及夹层分布特征等。

3.1.1. 储层层内粒度韵律特征

综合取芯、测井资料,研究区发育正韵律、反韵律、复合韵律三种垂向韵律变化模式(图 1),不同韵律模式直接影响了开发过程中注入剂在砂体内的波及面积以及剩余油在层内的分布情况[2]。研究区正韵律模式常发育在水下分流河道砂体中,储层岩性表现为粒度下粗上细,对应的高孔渗段位于砂体底部,SP 曲线表现为钟形。反韵律模式储层特征与前者相反,SP 曲线表现为漏斗形,河口坝是其常见的发育相带。除此之外,研究区发育复合韵律模式,垂向上多个韵律层的叠加,形成了强水淹段和弱水淹段的相互组合,层内不同部位水淹程度相差较大,高渗部位水洗程度高,剩余油量少,低渗部位水洗程度低,剩余油相对富集,SP 曲线形态多样,如齿化钟形、钟形-漏斗形叠加等,该类模式在水下分流河道和河口坝中均可出现。在注水开发过程中,反韵律、复合韵律砂体在纵向上整体波及面积较大,驱油效果相对较好,而正韵律砂体的顶部常常未被注入水波及,水洗程度相对较弱,利于剩余油赋存,是挖潜的重点区域。

3.1.2. 渗透率非均质性特征

油田开发中常用渗透率非均质程度表征储层的非均质性,反映渗透率非均质性差异程度的参数主要包括渗透率变异系数(V_k)、渗透率突进系数(T_k)等,这些参数直接反映了储层内部渗透率的各向异性,其数值越大,反映渗透率变化程度越大,油气开采过程中注入剂则优先沿着高渗透率路径突进,使得驱油效果不佳[13]。由取芯井的物性资料可知,研究区沙二下亚段储层平均孔隙度为 25.6%,平均渗透率为 155.4 mD,但不同沉积微相的储层发育存在明显差异,为精细表征不同沉积微相砂体的层内非均质性,本文分微相

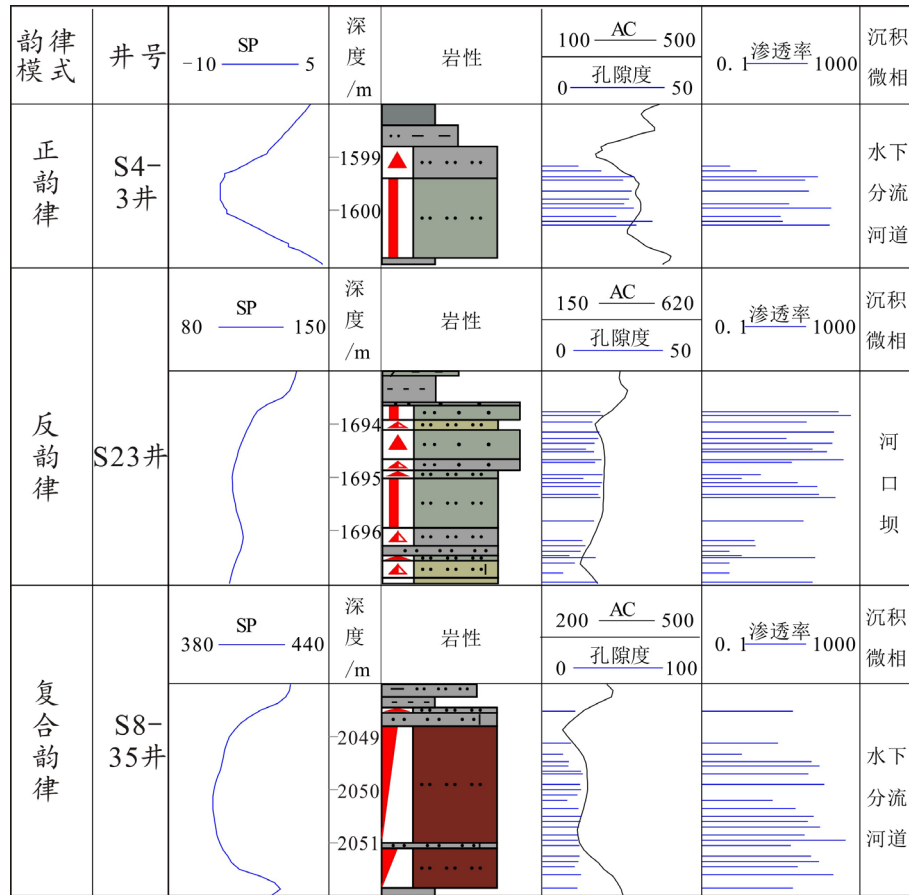


Figure 1. The vertical rhythm pattern of lower member of Es2 in the first block of Shanghe oilfield
图 1. 商一区沙二下亚段储层垂向韵律模式

类型对其开展研究(表 1)。统计发现, 水下分流河道和河口坝储层的厚度相对较大, 介于 1.0~7.3 m, 平均厚度分别为 2.3 m 和 3.1 m, 平均孔隙度 > 25%, 平均渗透率 > 200 mD, 反映储层的储集性能较好, 而渗透率变异系数 $V_k > 0.8$, 突进系数 $T_k > 5$, 表示非均质性较强; 水下天然堤和席状砂砂体厚度介于 0.5~2.6 m, 平均厚度为 1.2~1.3 m, 平均孔隙度约为 21%, 平均渗透率分别为 185.7 mD 和 148.9 mD, 储层物性较水下分流河道和河口坝砂体变差, 砂体渗透率变异系数 $V_k > 1.0$, 突进系数 $T_k > 5.5$, 表示储层非均质性也较强。

Table 1. Statistics of heterogeneity parameters in different microfacies of lower member of Es2 in the first block of Shanghe oilfield

表 1. 商一区沙二下亚段不同微相层内非均质性参数统计

沉积微相	平均厚度/m	平均孔隙度/%	平均渗透率/mD	渗透率变异系数	突进系数	非均质性程度
水下分流河道	2.3	25.2	228.2	0.99	5.26	强
河口坝	3.1	26.1	243.4	0.87	6.44	强
水下天然堤	1.2	21.1	185.7	1.19	5.51	强
席状砂	1.3	21.8	148.9	1.03	5.71	强

3.1.3. 夹层分布特征

夹层是指储层内部发育的非渗透或低渗透层, 主要受控于气候、水体能量等因素, 其厚度一般较小,

横向稳定性也相对较差。注水开采中, 夹层的数量、发育程度对水驱油能力产生较大影响, 并对地下流体的分布起控制作用。在注采井距范围内, 分布相对稳定的夹层对地下油气起到遮挡和隔绝的作用, 而不稳定夹层则使油水在地下的运动与分布复杂化[13]。按照夹层的成因类型和特征, 研究区夹层可分为3类: 泥质夹层、钙质夹层和物性夹层。泥质夹层主要为水下分流河道侧向迁移或水体能量减弱形成的极细粒沉积, 岩性以泥岩、粉砂质泥岩等为主; 钙质夹层的形成主要与后期成岩作用密切相关, 岩性以钙质砂岩、钙质粉砂岩等为主, 渗透性极低, 具有一定的流体阻隔能力, 封隔性能较好。物性夹层的形成大多与砂体沉积过程中水体能量的减小有关, 岩性以泥质粉砂岩和粉砂质泥岩等为主, 流体分隔能力相对较弱。由170余口井夹层统计情况来看, 研究区沙二下亚段水下分流河道和河口坝储层中普遍发育泥质夹层、钙质夹层, 单砂体内夹层发育1~2个层, 夹层厚度介于0.3~1.7 m。在水下分流河道和河口坝主体部位, 夹层分布频率、分布密度多表现为低值, 而在砂体边缘夹层分布频率和密度数值普遍较高, 夹层分布的不稳定性, 使得横向和纵向上砂体连通性变差。

3.2. 层间非均质性

层间非均质性是指储层纵向上砂体间物性等的差异情况, 如砂层间的渗透率非均质性、隔层展布情况等, 其主要受沉积相因素影响[11]。研究层间非均质性是划分开发层系、决定开采工艺的依据, 也是注水开发过程中层间干扰和水驱差异的重要原因[11][12]。

3.2.1. 层间非均质程度

根据170余口井测井二次解释数据统计, 各小层渗透率差异较大(图2), 其中 1^4 小层与 2^1 小层砂体间渗透率差异最大, 差值为 $87 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。分析认为, 不同沉积时期储层发育程度的差异是影响储层物性差异的关键因素, 由于湖平面的升高以及水体能量的减弱, 在 2^1 小层沉积时期形成的细粒沉积使得该时期储层的储集性能变差; 当 1^4 小层沉积时期, 湖平面的降低以及物源供应的增加, 形成了全区广泛发育的水下分流河道及河口坝砂体, 使得储层表现出较好的储集性能。整体来看, 研究区2、4砂组层间渗透率差异较大, 表现出较强的层间非均质性, 而1、3砂组层间渗透率差异相对较小, 层间非均质程度中等。

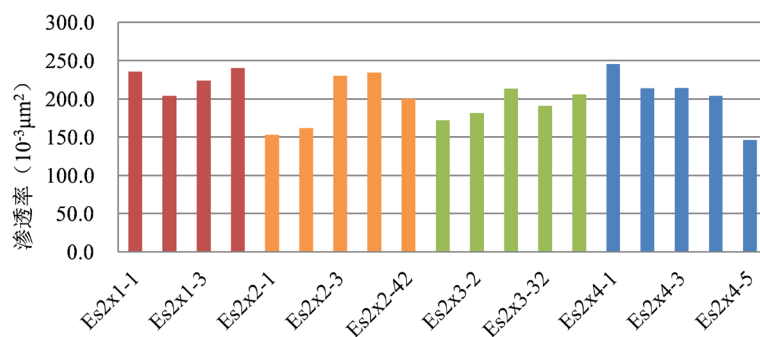


Figure 2. The mean permeability distribution histogram of each sand layer of lower member of Es2 in the first block of Shanghe oilfield
图2. 商一区沙二下亚段各砂层渗透率均值分布直方图

3.2.2. 隔层展布情况

层间隔层是分割砂层的相对非渗透层, 其岩性以泥岩、粉砂岩、膏岩为主, 发育和展布一般相对稳定[2]。对于三角洲沉积体系而言, 由于受湖平面涨落变化影响, 多发生进积和退积的相应变化, 因而而在该沉积环境下垂向上多表现为砂泥岩的频繁互层[14]。针对研究区19个小层的层间隔层发育情况(图3),

研究区各单砂体间隔层发育广泛, 岩性以泥岩为主, 横向连续性较好, 属于分流间湾和半深湖沉积。其中 4¹ 小层沉积末期, 研究区发生大规模的湖侵, 在 3⁴、4¹ 小层间发育全区稳定的泥岩隔层, 泥岩厚度 10~15 m。受水体能量变化影响, 其余各小层间隔层发育的连续性存在差异, 隔层厚度介于 0.2~4.5 m, 表明研究区层间非均质性较强。

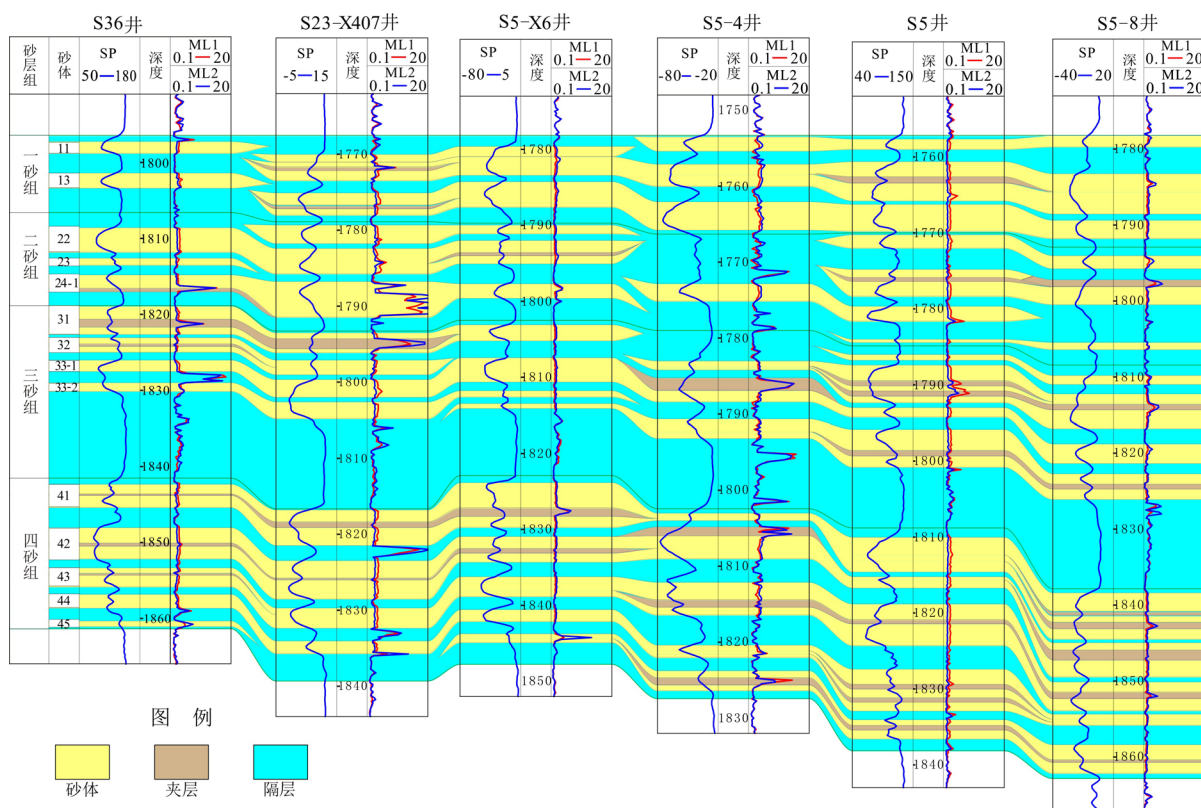


Figure 3. A profile of the interlayer along the provenance direction of lower member of Es2 in the first block of Shanghe oilfield

图 3. 商一区沙二下亚段顺物源方向隔夹层剖面分布图

3.3. 平面非均质性

平面非均质性是指储层砂体的几何形态、规模、连续性以及物性的平面变化所引起的非均一性, 它直接影响着注入剂的平面波及效率和剩余油在平面上的展布[2] [11] [12]。研究区砂体形态主要受控于沉积微相, 其中水下分流河道砂体平面上以带状展布为主, 河道的侧向摆动也易形成平面连片分布的砂体; 水下天然堤砂体主要分布于水下分流河道两侧, 呈窄条带状展布; 河口坝砂体则呈长轴方向与河流方向平行的扇形、朵状等; 席状砂体分选好, 层薄, 平面呈席状展布(图 4)。

一般通过砂体钻遇率参数来反映砂体在平面上的规模和连续性, 砂体钻遇率高, 则反映平面砂体连续性好。统计数据表明, 研究区各小层砂岩平均厚度在 1.4~2.9 之间, 平均为 2.1 m, 砂岩钻遇率一般为 30.4%~90.7%, 平均为 62.0% (图 5)。1³、1⁴、2² 小层砂体钻遇率均大于 80%, 砂体展布连续性较好, 平面非均质性较弱; 2⁴、3²、4⁵ 小层砂体钻遇率普遍较低, 不足 40%, 砂体连续性差, 反映较强的平面非均质性, 其余各层平面非均质性中等。由各小层储层参数平面图(图 6)可知, 储层物性与沉积微相有较好的相关关系, 水下分流河道和河口坝主体砂体厚度大, 平面连续性好, 是物性最好的储集部位, 其平面非均质性较弱。向河道侧翼及坝体边缘储层厚度减薄, 泥质夹层增多, 储层物性变差, 平面上非均质性较强。

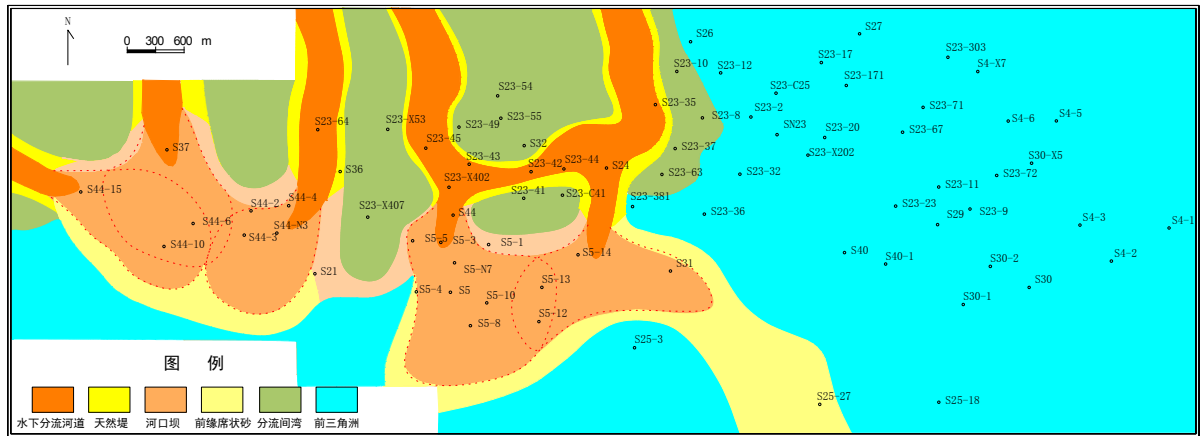


Figure 4. The sedimentary micro-facies map of 3^2 layer of lower member of Es2 in the first block of Shanghe oilfield
图 4. 商一区沙二下亚段 3^2 小层沉积相平面图

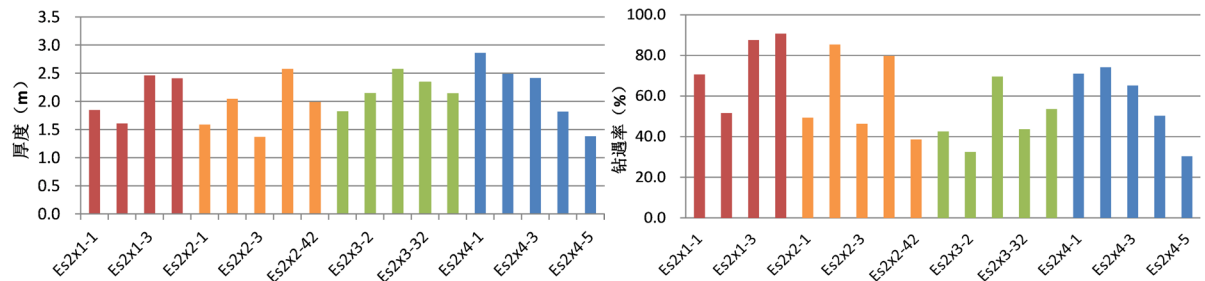


Figure 5. Bar chart of average thickness and drilling rate of sand body of each layer in the first block of Shanghe oilfield
图 5. 商一区各小层砂体平均厚度及砂体钻遇率柱状图

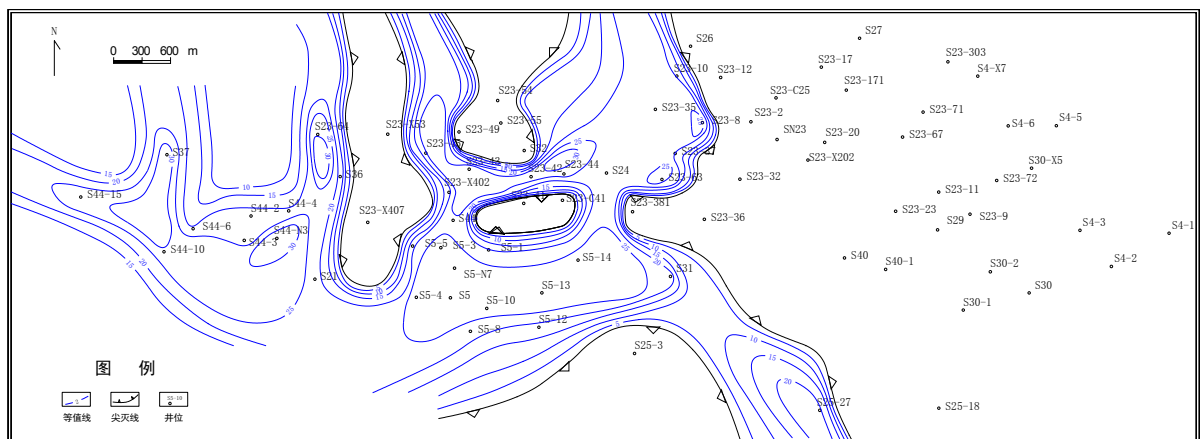


Figure 6. Porosity map of 3^2 layer of lower member of Es2 in the first block of Shanghe oilfield
图 6. 商一区沙二下亚段 3^2 小层孔隙度平面图

4. 储层非均质性影响因素

4.1. 沉积环境

研究区发育三角洲前缘沉积，原始沉积作用直接构成了储层的原始骨架，控制了砂体的发育规模及展布状态，并对储层物性起决定作用[2]。根据研究区 4 口取芯井薄片分析资料，储层岩石类型以长石粉砂岩、岩屑长石粉砂岩为主，矿物成分石英含量为 42%~65%，平均为 55%；长石含量为 14%~38%，平

均为 31.9%，其中钾长石含量略大于斜长石；岩屑含量为 6%~27%，平均为 12.6%，主要为石英岩、喷出岩、碳酸盐岩屑及碎屑等，泥质杂基占 6%~15%。颗粒分选中等 - 好，磨圆度为次圆 - 次棱角、次棱角状，颗粒多呈点 - 线接触。综合分析认为研究区储层的成分成熟度、结构成熟度中等，反映水体能量整体不高。由于不同沉积微相沉积时水体能量存在差异，不同沉积微相的储层岩石学特征表现出差异性。对于同一沉积微相类型，水动力的变化沉积的细粒沉积使得储层物性变差，也造成了储层结构和物性的不均一性。另外，沉积环境对砂体几何形态与空间展布起控制作用，决定了砂体的平面延展范围。研究区水下分流河道和河口坝储层平面连续性相对较好，砂体厚度大，储层物性较水下天然堤和席状砂好。

4.2. 成岩作用

沉积物沉积后发生一系列的成岩作用，导致储层的孔渗等发生不均一的次生变化，加剧了储层的非

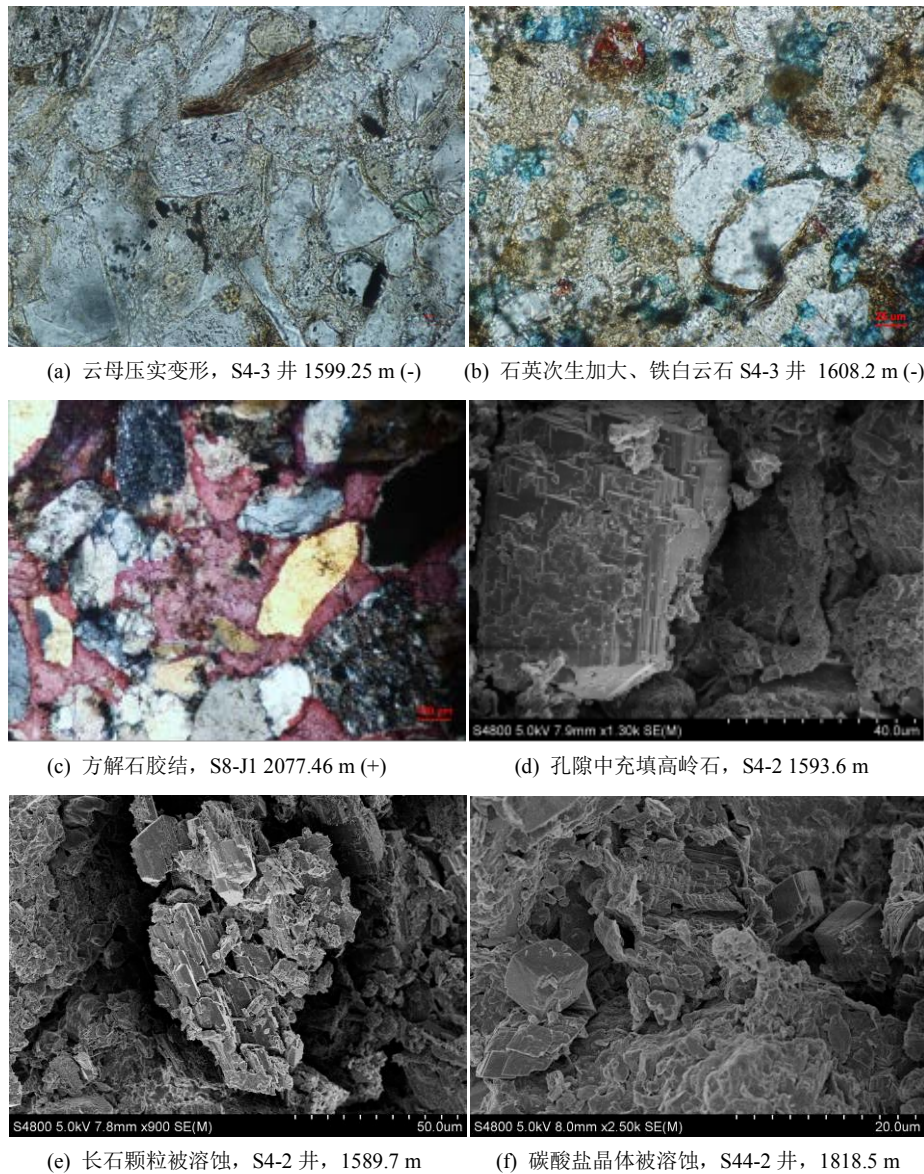


Figure 7. Thin section and scanning electron micrograph of lower member of Es2 in the first block of Shanghe oilfield

图 7. 商一区沙二下亚段薄片及扫描电镜照片

均质性[2]。通过镜下薄片观察、扫描电镜资料分析,研究区储层主要经历了机械压实、胶结和溶解等变化,使得储层孔隙结构特征发生改变。云母、岩屑等柔性物质在机械压实作用下发生塑性变形,碎屑颗粒发生转动,颗粒间呈现凹凸接触,储层孔隙流体排出,导致储层孔渗性降低(图 7a)。

储层常见硅质胶结物、碳酸盐岩胶结物、泥质胶结物等。其中,硅质胶结物多以石英次生加大出现(图 7b),石英次生加大可以形成于原生孔隙的砂岩中,也可以形成于次生孔隙中,它缩小了喉道,严重影响了储层的渗透性。碳酸盐岩胶结物如方解石、铁方解石、铁白云石等普遍存在(图 7(b), 图 7(c)),堵塞了孔喉结构,降低了储层的储集性能。研究区自生粘土矿物主要为片状充填的伊/蒙混层、蒙脱石、高岭石(图 7d)。粘土矿物定量分析结果表明,粘土含量一般为 7%~17%,平均为 10.8%。自生粘土矿物中薄膜状或衬边状蒙脱石和伊蒙混层的存在,易于堵塞孔喉,导致砂岩孔渗性降低。此外,研究区发育长石、粘土矿物、碳酸盐岩等的溶蚀作用,使得原始孔隙变大,利于形成次生孔隙(图 7(e), 图 7(f)),能够有效改善储层物性,为油气富集提供场所。

5. 结论

1) 商一区沙二下亚段储层发育正韵律、反韵律、复合韵律三种垂向韵律变化模式,层内夹层较发育,以泥质夹层、钙质夹层为主,其横向稳定性较差;各单砂体间隔层发育广泛,各小层渗透率及隔层发育的连续性差异较大;储层层内和层间非均质性较强。

2) 发育扇形、带状、窄条带状、席状等多种几何形态砂体;储层物性与沉积微相有较好的相关关系,水下分流河道和河口坝主体砂体厚度大,平面连续性好,物性最好;各层位渗透率平面变化大,储层平面非均质性较强。

3) 沉积环境对储层砂体形态、发育规模、岩性及物性等起控制作用;成岩作用既可堵塞孔喉结构,使得储层孔渗性降低,也可形成次生孔隙,有效改善储层物性。

参考文献

- [1] 吴胜和,熊琦华. 油气储层地质学[M]. 北京:石油工业出版社,1998:155-172.
- [2] 李旭,李碧龙,郝家坪地区长 2 储层非均质性及其控制因素分析[J]. 重庆科技学院学报(自然科学版),2016,18(2):36-39.
- [3] 李庆,姜在兴,由雪莲. 惠民凹陷商 847 块湖相深水浊积岩储层非均质性特征及主控因素[J]. 油气地质与采收率,2016,23(5):44-49.
- [4] 杨柏,杨少春,姜海波,等. 胜坨油田储层非均质性及与剩余油分布的关系[J]. 特种油气藏,2009,16(4):67-70 + 78 + 108.
- [5] 王石,高先志,路建国. 薄互层砂岩储层非均质性对油气分布的影响——以陆 9 井区 K_1h_2~6 油藏为例[J]. 东北石油大学学报,2016,40(4):26-34 + 95 + 5-6.
- [6] 孙博,周晓星. 鄂尔多斯盆地 B 区长 8 储层非均质性定量研究[J]. 石油化工应用,2016,35(2):78-81 + 89.
- [7] 李尊芝,杨志军,王思文,等. 商河油田储层特征及同沉积断层对其影响作用[J]. 高校地质学报,2010,16(4):539-546.
- [8] 韩作振,高丽华,杨仁超,等. 商河油田沙河街组二段下亚段沉积微相展布及构造成因分析[J]. 矿物岩石,2007,27(3):88-93.
- [9] 王宁. 商三区沙三上亚段沉积相与储层研究[D]:[硕士学位论文]. 荆州:长江大学,2013.
- [10] 国景星,宋晓倩,王思文,等. 惠民凹陷商河油田商一区河口坝储层构型精细剖析[J]. 地球科学与环境学报,2016,38(3):378-386.
- [11] 江志强. 濮城油田沙二上亚段 2+3 砂组储层非均质性研究[J]. 上海国土资源,2015,36(3):83-86.
- [12] 封从军,单启铜,时维成,等. 扶余油田泉四段储层非均质性及对剩余油分布的控制[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2013,37(1):1-7.

-
- [13] 谢青, 王建民, 时圣彪. 鄂尔多斯盆地太阳湾油区长 2 储层非均质性研究[J]. 岩性油气藏, 2015, 27(4): 61-67.
- [14] 胡望水, 曹春, 何海泉, 等. 新立地区嫩三段储层非均质性及其影响因素分析[J]. 岩性油气藏, 2012, 24(6): 20-26.

知网检索的两种方式:

1. 打开知网页面 <http://kns.cnki.net/kns/brief/result.aspx?dbPrefix=WWJD>
下拉列表框选择: [ISSN], 输入期刊 ISSN: 2163-3967, 即可查询
2. 打开知网首页 <http://cnki.net/>
左侧“国际文献总库”进入, 输入文章标题, 即可查询

投稿请点击: <http://www.hanspub.org/Submission.aspx>

期刊邮箱: ag@hanspub.org