

束鹿凹陷沙三下亚段致密油储层特征 及有利目标区预测

周磊^{1,2)}, 卢双舫³⁾, 吴建平⁴⁾, 郭永军⁴⁾

1) 中国石化胜利油田分公司勘探开发研究院, 山东东营, 257000;

2) 中国石化胜利石油管理局博士后科研工作站, 山东东营, 257000;

3) 中国石油大学(华东) 地球科学与技术学院, 山东青岛, 266580;

4) 中国石油华北油田分公司, 河北任丘, 062552

关键词: 烃源岩评价; 致密储层评价; 有利区带预测; 束鹿凹陷

随着经济社会发展对油气需求的日益攀升以及常规油气资源的逐步消耗、枯竭, 非常规油气的重要性日益凸显。与页岩油气、煤层气等非常规油气的储层相比, 致密岩储层的渗流性、可压裂改造性相对更好, 是目前更为现实的勘探开发目标。

渤海湾盆地冀中坳陷束鹿凹陷沙河街组三段下亚段(简称沙三下亚段)发育一套湖相泥灰岩—砾岩储层, 是致密油勘探的重点目标层系(赵贤正等, 2014)。笔者通过薄片观察、孔渗、压汞、扫描电镜、CT、核磁共振等分析, 揭示了该套泥灰岩—砾岩储层的地质特征; 结合地质、地球化学综合分析, 建立烃源岩和储层分类评价标准, 明确致密油分布的主控因素, 指出致密油勘探有利区带。

1 致密岩石分类及特征

束鹿凹陷沙三下亚段在中洼槽区的陡侧和缓坡带沉积了多期叠置的碳酸盐质砾岩体, 深洼槽区沉积了巨厚的混积成因的灰泥岩(赵贤正等, 2014)。束鹿凹陷沙三下亚段自下而上可划分为五个三级层序(Sq^1 - Sq^5), 砾岩主要集中在 Sq^1 发育, Sq^2 和 Sq^3 少量发育, 泥灰岩则在 Sq^2 - Sq^5 均有发育(赵贤正等, 2015)。

砾岩的砾石以陆源的碳酸盐砾石和盆内沉积岩砾石为主, 砾间充填砂级、粉砂级石英、长石及泥灰质填隙物, 分为颗粒支撑和杂基支撑两种类

型; 泥灰岩组成以方解石为主, 其次为白云石, 粘土矿物与石英、长石含量低, 按沉积构造分为块状和层状结构, 纹层状泥灰岩有机质含量较高; 根据岩石矿物成分及含量、有机质丰度($TOC > 2.0\%$ 为富有机质, $0.7\% < TOC < 2.0\%$ 为含有机质, $TOC < 0.7\%$ 为贫有机质)(对砂砾岩而言按砾石来源划分为混源和陆源两类)、沉积构造按照三端元法(图 1)对泥灰岩(和砾岩)进行了岩性岩相分类, 并统计各类岩石厚度, 结果表明以含有机质块状泥灰岩、陆源颗粒支撑砾岩最为发育, 厚度最大; 其次为富有机质块状泥灰岩和陆源杂基支撑砾岩, 再次为富有机质纹层状泥灰岩和含有机质纹层状泥灰岩, 其它类型致密岩石厚度较小, 发育较为有限。

泥灰岩在湖盆围绕洼陷带分布较厚, 向西部斜坡方向厚度变薄; 砾岩则在西部斜坡带分布最厚, 其次在北部陡坡带有少量发育。

2 储层表征及源储评价

2.1 致密岩石的储集物性特征

泥灰岩的储集空间主要包括纹层缝、有机质孔、溶蚀孔缝、粘土矿物晶间孔、方解石晶间孔、黄铁矿晶间孔等类型, 以纳米级孔喉为主, 其中纹层缝发育与否是纹层状泥灰岩与块状泥灰岩最显著的特征(付小东等, 2019), 前者纹层缝发育, 导致其物性优于块状泥灰岩, 纹层状泥灰岩平均孔隙度 1.18%, 渗透率 $0.23 \times 10^{-3} \mu m^2$, 而块状泥灰岩平均孔隙度 1.05%, 渗透率 $0.12 \times 10^{-3} \mu m^2$; 因此,

注: 本文为国家油气重大专项(编号: 2017ZX05049004-003)和国家自然科学基金资助项目(编号: 41330313)的成果。

收稿日期: 2020-01-10; 改回日期: 2020-02-10; 责任编辑: 费红彩。DOI: 10.16509/j.georeview.2020.s1.048

作者简介: 周磊, 男, 1985 年生, 博士, 助理研究员, 地质学专业, Email: zhouleiupc@163.com。

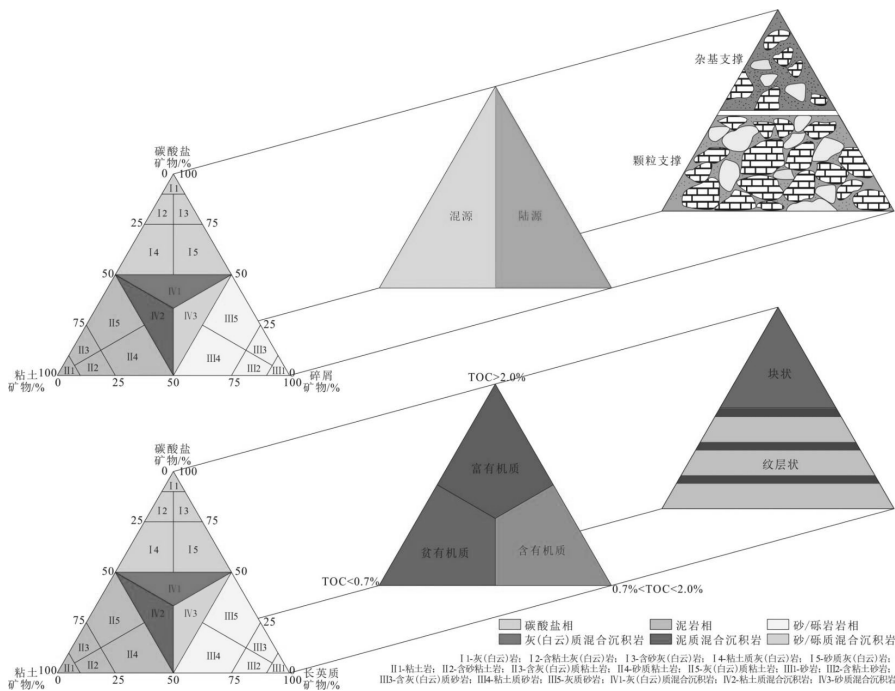


图1 束鹿凹陷沙三下亚段致密岩石类型三端元分类示意图

泥灰岩储层发育孔隙型、裂缝（纹层缝）—孔隙型孔隙介质，以纳米级孔喉为主，纹层状泥灰岩由于纹层缝发育，孔喉连通性也优于块状泥灰岩（表1）；砾岩储层纳米级孔喉约占比在70%~90%，由于发育陆源的白云石砾石，砾石中含有一定的微米级的砾内溶蚀孔，其余储集空间为粒间微孔和微裂缝等；陆源颗粒支撑砾岩主要发育裂缝—孔隙型孔隙介质，平均孔隙度2.76%，渗透率 $1.07 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ；陆源杂基支撑砾岩发育孔隙型孔隙介质，平均孔隙度1.71%，渗透率 $0.04 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ （表1）。

2.2 致密岩石的储层及烃源岩评价

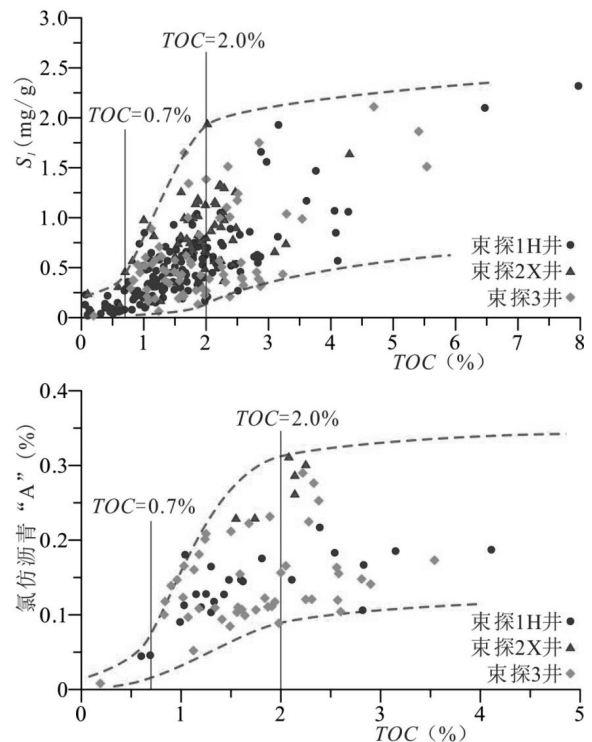
根据束鹿凹陷沙三下亚段泥灰岩与砂砾岩致密储层储集空间发育类型及特征，提出了致密储层连通储集空间的划分方案，即微孔（孔喉直径<25 nm）、小孔（孔喉直径<100 nm）、中孔（孔喉直径介于100~1000 nm）、大孔（孔喉直径介于1000~10000 nm）和裂隙（>10000 nm）五种类型，根据不同致密岩石中五种储集空间发育的含量，将致密储层划分为I、II、III、IV、V五个级别，I类和II类储层裂隙和大孔含量超过或接近50%，属裂缝—孔隙型储层，渗透性好、结构简单，为优质储层，渗透率大于 $0.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ；III类储层大孔、中孔、小孔含量之和超过70%以上，孔隙型和裂缝—孔隙型孔隙介质均发育，同时发育少量大孔和裂

隙，为中等储层，渗透率介于 $(0.04 \sim 0.4) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ；IV类和V类储层微孔、小孔含量之和接近70%，属孔隙型储层，大孔裂隙含量极低，裂缝基本不发育，为差储层，渗透率小于 $0.04 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

泥灰岩作为储层的同时也是烃源岩，束鹿凹陷沙三下亚段泥灰岩有机质以II₁-I型为主，有机碳含量介于0.10%~4.25%，平均含量为1.5%；总烃含量（S₁+S₂）介于0.5~29.8 mgHC/g，平均值为8.66 mgHC/g；氯仿沥青“A”介于0.04%~0.29%，平均值为0.146%；根据泥灰岩有机碳含量对其烃源岩性质进行了评价（卢双舫等，2012），分为三类：I级资源TOC>2.0%，II级资源TOC

介于0.7%~2.0%，III级资源TOC<0.7%（图2）。

束鹿凹陷沙三下亚段优质砂砾岩储层主要分布在S_q¹，其次为S_q²和S_q³；而优质烃源岩以S_q²最为发育。

图2 束鹿凹陷沙三下亚段烃源岩 TOC 与 S₁、氯仿沥青“A”关系图

3 成藏要素及有利预测

3.1 致密油气藏成藏要素分析

束鹿凹陷沙三下亚段致密油气藏主要受有效烃源岩、岩石类型及展布、构造作用产生的裂缝等这三个因素控制。有效烃源岩对致密油气藏的控制表现在两个方面：一方面有效烃源岩优先供给距离其位置较近的致密储层，因此在 Sq^2 下伏和上覆层位致密油较为富集；另一方面有机质热演化产生大量的有机酸流体，对泥灰岩和砂砾岩储层均有明显的溶蚀改善作用，也有利于优质储层的发育。

勘探表明砂砾岩储层普遍含油，纹层状泥灰岩含油性由于块状泥灰岩。这是因为颗粒支撑砾岩相对于杂基支撑砾岩物性级孔喉连通性更好，脆性更高，易产生裂缝，有利于油气的富集；纹层状泥灰岩由于纹层缝的存在其孔喉连通性也优于块状泥灰岩，使得其油气更易赋存。

构造作用一方面能产生沟通源储的断层，另一方面使得致密岩石产生大量微裂缝，能改善储层物性和油气运移条件。

3.2 致密油气藏有利区预测

综合认为烃源岩层系内 (Sq^2) 或紧邻烃源岩层系 (Sq^1 和 Sq^3) 的盆地坡折带是发育颗粒支撑陆源砾岩的优势岩相区，特别是 Sq^2 内的大套砾岩储集层上、下被泥灰岩所包围，这套优质烃源岩所生成的油气直接运移至就近砾岩体中聚集，构成了“源—储共生”型砾岩致密油气藏。

而 Sq^2 、 Sq^3 和 Sq^4 层序内围绕洼槽沉积中心环带分布的富有机质纹层状泥灰岩，在生成油气过程

中，形成大量有机孔洞，并产生有机酸对含碳酸盐岩较高的泥灰岩进行溶蚀改造，形成丰富的溶蚀孔洞。在生烃高压条件下，又可导致微裂缝的形成，使泥灰岩烃源岩生成的大量油气原地富集成藏，从而形成了“源—储—运”型泥灰岩致密油气藏。

参 考 文 献 / References

- 赵贤正, 朱洁琼, 张锐锋, 鱼占文, 王吉茂, 郭永军. 2014. 冀中坳陷束鹿凹陷泥灰岩砾岩致密油气成藏特征与勘探潜力. 石油学报, 35(4): 613~622.
- 赵贤正, 姜在兴, 张锐锋, 李海鹏, 杨德相, 崔周期, 崔永谦, 朱洁琼. 2015. 陆相断陷盆地特殊岩性致密油藏地质特征与勘探实践—以束鹿凹陷沙河街组致密油藏为例. 石油学报, 36(S): 1~9.
- 付小东, 吴建平, 寿建峰, 王小芳, 周进高, 张天付, 郭永军. 2019. 渤海湾盆地束鹿凹陷古近系沙河街组湖相混积泥灰岩致密油储层特征. 石油与天然气地质, 40(1): 78~91.
- 卢双舫, 黄文彪, 陈方文, 李吉君, 王民, 薛海涛, 王伟明, 蔡希源. 2012. 页岩油气资源分级评价标准探讨. 石油勘探与开发, 39(2): 249~256.

ZHOU Lei, LU Shuangfang, WU Jianping, GUO Yongjun: Characteristics of tight-oil reservoir and accumulation area prediction in Lower part of the 3rd Shahejie Formation of Shulu sag

Keywords: source rock grading evaluation, tight reservoir grading evaluation, Shulu Sag, accumulation area prediction

表 1 束鹿凹陷沙三下亚段致密岩石孔隙结构参数

岩石类型	孔隙介质类型	孔隙度/%	渗透率/ $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	排驱压力/Mpa	孔喉直径均值/ μm	最大汞饱和度/%	分选系数	半径小于 $0.1 \mu\text{m}$ 的孔喉含量/%
泥灰岩	裂缝(纹层缝)—孔隙型	$\frac{0.4-2.1}{1.18}$	$\frac{0.04-12.80}{0.23}$	$\frac{0.05-0.14}{0.09}$	$\frac{1.56-6.16}{2.99}$	$\frac{30.51-51.68}{39.84}$	$\frac{5.08-23.23}{10.7}$	$\frac{65.62-83.14}{77.87}$
	孔隙型	$\frac{0.5-2.3}{1.05}$	$\frac{0.04-13.40}{0.18}$	$\frac{2.15-23.04}{10.55}$	$\frac{0.02-0.14}{0.04}$	$\frac{20.84-43.47}{28.83}$	$\frac{0.05-0.15}{0.1}$	$\frac{85.99-95.50}{92.21}$
砂砾岩	裂缝—孔隙型	$\frac{0.7-4.3}{2.18}$	$\frac{0.04-17.10}{1.07}$	$\frac{0.04-0.18}{0.11}$	$\frac{1.30-10.83}{3.53}$	$\frac{26.74-66.63}{41.29}$	$\frac{4.26-43.66}{12.81}$	$\frac{53.78-77.78}{69.75}$
	孔隙型	$\frac{0.5-2.3}{1.71}$	$\frac{0.04-0.06}{0.04}$	$\frac{1.39-9.31}{5.12}$	$\frac{0.03-0.25}{0.09}$	$\frac{24.05-67.27}{39.95}$	$\frac{0.04-0.50}{0.14}$	$\frac{81.72-93.60}{85.77}$

注：分子为区间值，分母为平均值。