

文章编号: 0253-2697(2011)03-0459-07

# 碳酸盐岩储层孔隙结构评价方法

## ——以土库曼斯坦阿姆河右岸气田为例

郭振华<sup>1</sup> 李光辉<sup>1</sup> 吴蕾<sup>2</sup> 李序仁<sup>2</sup> 韩桂芹<sup>1</sup> 姜英辉<sup>1</sup>

(1. 中国石油长城钻探工程公司 北京 100101; 2. 阿姆河天然气公司 阿什哈巴德 744020)

**摘要:** 对土库曼斯坦阿姆河右岸气田两种构造类型的碳酸盐岩储层孔隙结构进行了对比评价。结果表明,大背斜构造储层主要表现为孔洞型储层,披覆构造储层主要表现为孔隙型、裂缝—孔隙型储层。对于大背斜构造储层,孔喉中值半径越大,孔喉分布越偏向较大孔喉,呈现“好上加好”的特点。针对碳酸盐岩天然气储层及其开发特点,从动、静态角度以及物性综合指数与毛细管中值压力等试验结果的相关性角度进行分析,提出了评价碳酸盐岩储层的新物性综合指数 $Z_s$ 。结合毛细管中值压力和物性综合指数 $Z_s$ ,将碳酸盐岩储层分为4个级别,并在实例分析中验证了 $Z_s$ 的合理性和可操作性。应用储层毛细管压力曲线,还原气藏条件下各级别储层的气柱高度,并结合常规测井、成像测井以及地层测试资料研究了储层纵向和区域上的气水分布特征。储层普遍存在气水过渡带,相比于大背斜构造储层,披覆构造储层气水过渡带要更厚一些。裂缝在该区域发育程度和有效性存在明显差异,裂缝及微裂缝对于研究区碳酸盐岩储层求产,尤其是披覆构造储层求产作用关键。

**关键词:** 碳酸盐岩储层;物性综合指数;储层分类;气水分布;裂缝;土库曼斯坦

中图分类号: TE112.23

文献标识码: A

## Pore texture evaluation of carbonate reservoirs in Gasfield A, Turkmenistan

GUO Zhenhua<sup>1</sup> LI Guanghui<sup>1</sup> WU Lei<sup>2</sup> LI Xuren<sup>2</sup> HAN Guiqin<sup>1</sup> JIANG Yinghui<sup>1</sup>

(1. PetroChina Great Wall Drilling Company Ltd., Beijing 100101, China;

2. Amu-Darya Gas Company Ltd., Ashgabat 744020, Turkmenistan)

**Abstract:** This research compared and evaluated pore textures formed by two different kinds of structures in carbonate reservoirs in Gasfield A of Turkmenistan. It suggests that reservoirs of mega-anticline structures are characterized mainly by vuggy texture, while those of drape structures mainly showed characteristics of pore texture and fracture-pore texture. As to mega-anticline structures, the larger the medium throat size (corresponding to experimental medium value of capillary pressure), the more obvious tendency of pore throat size distribution to larger size. In view of carbonate gas reservoirs and their special features represented during development, a new aggregative index  $Z_s$  is proposed to evaluate physical properties of reservoirs based on both dynamic and static texture analysis as well as the correlation of the aggregative index with an experimental medium value of capillary pressure. As a result, carbonate reservoirs can be divided into four grades by integrating the medium value of capillary pressure with the aggregative index. The rationality and feasibility of the index was validated by applying it to example analyses in the evaluation of carbonate reservoirs in Gasfield A. Gas saturation, i. e. gas-column height, was reconstructed under gas-reservoir conditions for each grade of different reservoirs by using capillary pressure curves of reservoirs. Also, the characteristics of vertical and regional distributions of gas and water in reservoirs were examined by combining conventional logging data with image logging data and formation testing data. It was found that a gas-water transition zone was common in carbonate reservoirs, and, when compared with reservoirs of mega-anticline structures, the reservoirs of drape structures generally had a thicker transition zone. The development and availability of fractures in this area showed an apparent regional diversity, and therefore fractures and microfractures play a very important role in gas deliverability in carbonate reservoirs, especially those of drape structures.

**Key words:** carbonate reservoir; aggregative index of physical property; reservoir classification; gas/water distribution; fracture; Turkmenistan

碳酸盐岩储层物性主要受沉积相、成岩作用和构造运动的控制。与碎屑岩相比,碳酸盐岩具有储集空间类型多(基质孔隙、溶蚀孔洞、裂缝、微裂缝)、次生变化明显、非均质性强的特点<sup>[1]</sup>。由于建立储层模型困

难、储层参数难以确定,使得测井解释评价工作面临很大的挑战。土库曼斯坦阿姆河右岸气田碳酸盐岩储层具有物性差异大、非均质性强的典型特点。裂缝对于碳酸盐岩储层产能具有重要作用,尤其是对小孔隙喉

基金项目:国土资源部国家油气专项(GT-YQ-QQ-2008-2-07)资助。

第一作者及通讯作者:郭振华,男,1979年8月生,2006年获吉林大学矿产普查与勘探专业硕士学位,现为中国石油长城钻探工程公司工程师,主要从事测井、测试资料解释和储层评价工作。E-mail: guozhenhua@cnlc.cn

道的储层。关于碳酸盐岩储层的分类评价,基于侧重点的不同具有多种不同的分类方案<sup>[2-4]</sup>。基于物性差异,笔者对土库曼斯坦阿姆河右岸气田碳酸盐岩储层的孔隙结构进行了评价,突出储层对于油气储集和运移的综合贡献。

## 1 区域地质概况

土库曼斯坦阿姆河右岸气田位于阿姆河盆地。阿姆河盆地是图兰台地东南部的一个大型中生代叠合沉积盆地。盆地基底为古生界火成岩和变质岩。基底之上依次发育二叠系—三叠系陆相碎屑岩过渡层,中—下侏罗统海岸平原—滨、浅海相的含煤砂泥岩,上侏罗统海相碳酸盐岩和蒸发岩,白垩系—古近系碳酸盐岩、蒸发岩、砂泥岩。盆地内主要发育的北西向和北东向两组断裂,控制了盆地构造格局和沉积盖层分布特征。阿姆河右岸气田储层为上侏罗统卡洛夫—牛津阶海相碳酸盐岩,年代距今约 164.7~155.7 Ma,其主要烃源岩为中—下侏罗统含煤层系,其盖层为上侏罗统基末利阶膏盐层。阿姆河右岸气田储层主要有两种构造类型:穹隆状大背斜构造和披覆构造。大背斜构造为气田西部宽缓、规模大的短轴背斜;披覆构造为气田东部在基底断块隆起背景上发育起来的、规模相对较小的局部构造。碳酸盐岩天然气储层在两种类型构造的埋深和地层层序上均有较大差异。相比于大背斜构造,披覆构造碳酸盐岩天然气储层埋藏较深,缺失大背斜构造的上部碳酸盐岩层序。大背斜构造碳酸盐岩沉积相类型丰富<sup>[2]</sup>,储层主要为台地边缘生物礁和浅滩相的礁灰岩、生物碎屑灰岩和鲕粒灰岩等,白云质含量较多;披覆构造碳酸盐岩储层主要为台地前缘缓坡相泥晶、粉晶灰岩及颗粒灰岩,白云质含量较少。

## 2 储层物性

土库曼斯坦阿姆河右岸气田碳酸盐岩储层发育规模较大,厚度为 300 m 左右。根据岩心及测井资料,本区储层的储集空间主要是孔隙、溶洞和裂缝。孔隙以粒间溶孔、体腔孔为主,局部为粒内孔,在细晶灰岩及白云岩储层中见晶间(溶)孔。溶洞主要分布于生物礁(滩)中,多为孔隙溶蚀扩大形成。溶洞常呈蜂窝状分布,在溶蚀作用相对较弱区域,多呈孤立状分布。通过对 5 口钻井不同层段两类构造储层岩心试验资料的分析,对储层孔隙类型及孔隙结构特征展开讨论。

### 2.1 孔渗特征

#### 2.1.1 大背斜构造储层

阿姆河右岸气田大背斜构造储层主要为孔隙型,

其次为孔隙型和裂缝—孔隙型。孔隙度范围分布很广(图 1),集中分布在 8%~23%,平均为 11.3%。储层高孔( $\geq 10\%$ )约占 60%,中孔(5%~10%)约占 16%,低孔(2%~5%)约占 8%,特低孔( $< 2\%$ )约占 16%。孔隙度约 4%以下为非储层,对应声波时差值约为 177  $\mu\text{s}/\text{m}$ 。裂缝主要发育在低孔及特低孔储层段。

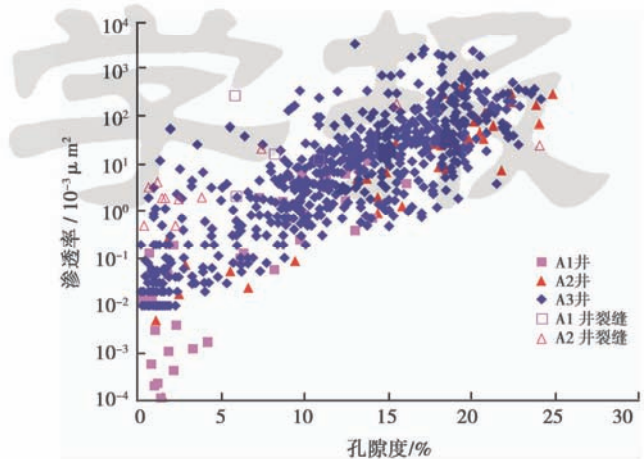


图 1 大背斜构造储层岩心孔隙度与渗透率的关系

Fig. 1 The relationship between porosity and permeability for cores in mega-anticline structure reservoir

受裂缝的影响,在图 1 中能明显看到偏离渗透率主分布范围的一些游离点。渗透率分布范围也很广,除去裂缝点,储层渗透率分布在  $(1\sim 400)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,平均值为  $42\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。储层特高渗( $\geq 500\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ )约占 1%,高渗 $[(100\sim 500)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2]$ 约占 10%,中渗 $[(10\sim 100)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2]$ 约占 35%,低渗 $[(1\sim 10)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2]$ 与特低渗( $< 1\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ )各占 27%。

#### 2.1.2 披覆构造储层

阿姆河右岸气田披覆构造储层主要为孔隙型和裂缝—孔隙型,其次为孔隙型。孔隙度为 1%~12%,平均值 5.5%(图 2)。储层高孔隙度约占 7%,中、低孔隙度各占 43%,特低孔隙度约占 7%。孔隙度约 3%以下为非储层,对应声波时差值约为 174  $\mu\text{s}/\text{m}$ 。裂缝在该储层较为发育,对于渗透率的影响更为明显,表现为几个数量级的差别。除去裂缝岩样,储层渗透率集中分布在  $1\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$  以下,基本为特低渗透率储层。压汞试验数据的分布与常规试验样点的分布基本一致,甚至是重合在一起。这说明两种试验方法可以相互验证,体现了数据的可靠性。

### 2.2 物性综合指数

物性综合指数  $Z$  是综合评价储层物性的有利指标。对于砂岩储层,物性综合指数反映了储层单位孔隙度能提供的渗流能力:

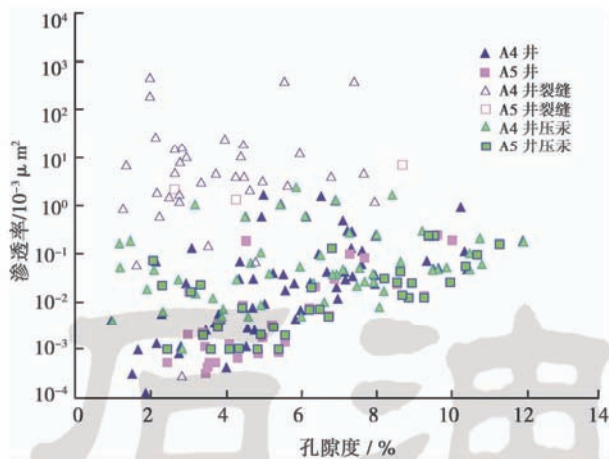


图2 披覆构造储层岩心孔隙度与渗透率的关系

Fig. 2 The relationship between porosity and permeability for cores in drape structure reservoir

$$Z = \sqrt{\frac{K}{\phi}} \quad (1)$$

式中:  $Z$  为物性综合指数,无量纲;  $K$  为渗透率,  $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;  $\phi$  为孔隙度, %。

$Z$  值是对储层孔隙结构好坏的一个静态表述,但考虑到碳酸盐岩储层普遍应用的酸化措施,使得储层物性和产量发生很大变化,从而使碳酸盐岩储层的孔渗参数,尤其是渗透率,成为动态数值(在砂泥岩储层中,这样的变化几乎是不存在的)。而且相比于砂岩储层,研究区碳酸盐岩孔渗拟合关系相关度较小,尤其是披覆构造储层,相关度只有 0.48。例如有 R1 和 R2 两种碳酸盐岩储层, R1 为高孔低渗, R2 为中孔低渗。两种储层在酸化改造前,  $Z$  值明显表明 R1 储层大于 R2 储层,酸化改造后 R2 储层的渗透率会发生较大改善(相比较于 R1 储层),这样使得 R2 储层优于 R1 储层,即  $Z$  值在两种储层之间的大小比较并不确定,不能明确指示储层储集运移性能的优劣。这表明  $Z$  值对于碳酸盐岩储层的评价具有一定的局限性。孔隙度和渗透率任何一项的改善都有利于储层储集运移性能的提高。基于上述认识,笔者提出碳酸盐岩储层评价的新物性综合指数  $Z$ , 其反映了孔隙度与渗透率对于储层物性的综合贡献,表达式为

$$Z_s = \sqrt{K\phi} \quad (2)$$

### 2.3 储层毛细管压力曲线特征

孔隙结构特征是影响储层渗流能力的重要因素<sup>[5]</sup>,应用压汞法毛细管压力曲线能很好地分析储层的孔隙特征,进而研究储层孔隙结构特征。决定毛细管压力曲线形态的主要参数是中值压力、分选性及歪度。

大背斜构造储层岩性主要为礁灰岩和颗粒灰岩,含白云质,井间的岩性差别比较小。虽然岩样取自同

一口钻井,但是这些样品较均匀的分布在储层的各个层段,能较好地反映整个储层的特征(图3)。15个岩样的中值压力为 0.12~28.41 MPa,对应的中值半径为 6.92~0.03  $\mu\text{m}$ ;对应的歪度为 1.11~-1.02;分选系数为 2.92~3.94,平均值为 3.50。这些参数说明储层的物性纵向差异非常大,而且孔喉中值半径越大的储层,越偏向粗歪度,即越偏向较大孔喉分布。分选系数均较大,且和中值压力大小没有明显对应关系。这说明该大背斜构造储层无论较好还是较差,其孔喉大小分布整体上较分散。

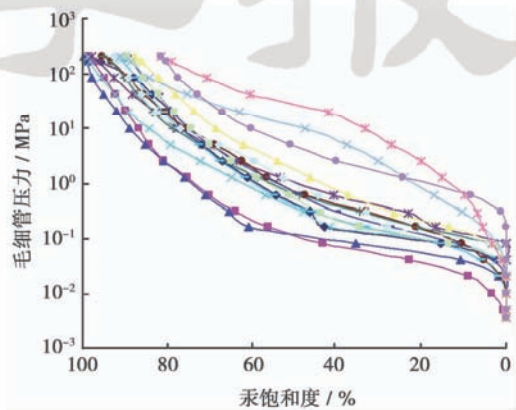


图3 大背斜构造储层压汞法毛细管压力曲线

Fig. 3 Capillary pressure curves of mega-anticline structure reservoir

披覆构造储层岩性主要为泥晶、粉晶灰岩及颗粒灰岩。岩样在灰岩各个层段均有分布,能较好地反映整个储层的特征(图4)。除去6个最大汞饱和度小于60%的致密点外,大量岩样的中值压力为 2.96~86.11 MPa,对应的中值半径为 0.25~0.0087  $\mu\text{m}$ ;分选系数分布在 0.0035~0.96,平均值为 0.13;歪度分布在 0.43~5.62,平均值为 1.98。这些参数说明,该披覆构造相比大背斜构造储层,整体上较差,储层的物性纵向差异也比较大。分选系数均较小,这表明储层

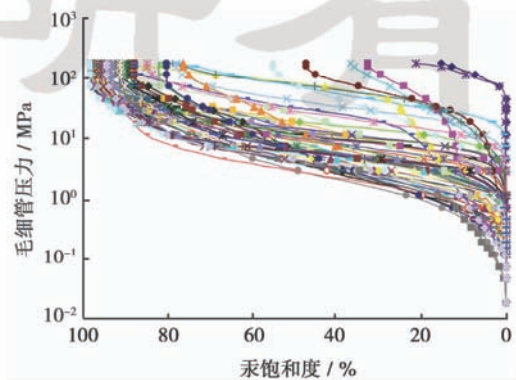


图4 披覆构造储层压汞法毛细管压力曲线

Fig. 4 Capillary pressure curves of drape structure reservoir

孔喉的分选性较好,这是由于孔隙及孔喉整体偏小,而且成像测井资料显示溶蚀作用整体较弱。歪度均为粗歪度,即孔喉大小在较为集中的分布背景上,均略微偏向较大孔喉,歪度和中值压力大小没有明显对应关系。

### 3 储层分类

碳酸盐岩储层有不同分类评价标准<sup>[3-4]</sup>。结合岩心观察和测井解释成果表明,单一的孔隙度分类不能综合反映储层的物性差别,而毛细管中值压力则可以综合反映碳酸盐岩储层的好坏差异,尤其对于储层求产具有较高的参考价值。利用毛细管中值压力将研究区储层分为好、中、差和特差4类。

由于该气田碳酸盐岩储层孔隙度和渗透率具有较小相关性,在与以毛细管中值压力、歪度、平均孔喉半径等指数表征的储层物性的关系比较中,发现物性综合指数  $Z_c$  比  $Z$  具有更高的相关性(图5),从而说明  $Z_c$  对于碳酸盐岩储层评价具有更好的指示意义。

物性综合指数  $Z_c$  与毛细管中值压力的较好对应

关系,为储层进一步细分提供有力工具。孔隙度参数通过常规测井资料获取,而渗透率参数则可以通过电缆地层测试等方法获得。由于存在较大的物性差异,笔者对土库曼斯坦阿姆河右岸气田两种构造类型碳酸盐岩储层各自进行分类(表1和表2)。该分类主要体现孔洞型和孔隙型碳酸盐岩储层的特征,在裂缝发育处,储层类型为裂缝—孔隙型或裂缝型。需要说明的是,由于没有样本,表2中的中等储层暂时空缺,这主要考虑到该类构造后续钻井可能揭示较好物性的储层。阿姆河右岸气田披覆构造的储层物性相比大背斜构造,整体上明显差了一个级别。这反映了碳酸盐岩储层不同岩性、不同岩相组合及不同程度的后期改造在盆地演化过程中所导致的巨大物性差异。

阿姆河右岸气田披覆构造储层较差的物性主要是由于细小孔喉所导致的,而且溶蚀作用也比较弱,在成像测井资料上主要呈带状分布特征。尽管裂缝的有效性需要进一步判断<sup>[6]</sup>,但在不利的喉道条件下,裂缝起到了关键的连通作用。

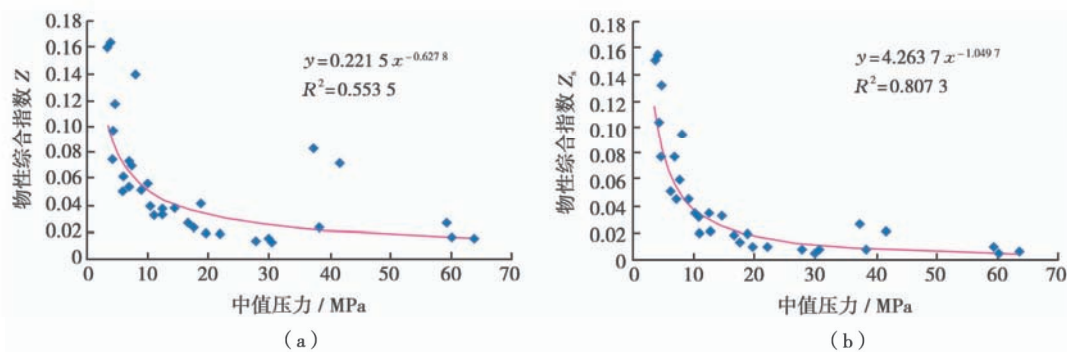


图5 A5井物性综合指数  $Z$ 、 $Z_c$  与毛细管中值压力关系

Fig. 5 Correlation of central capillary pressure with index  $Z$  and  $Z_c$  of Well A5

表1 阿姆河右岸气田大背斜构造碳酸盐岩储层分类

Table 1 The classification of carbonate reservoir in mega-anticline structure of Gasfield A

储层分类	中值压力 /MPa	中值半径 / $\mu\text{m}$	歪度	孔隙度 /%	渗透率 / $10^{-3}\mu\text{m}^2$	物性综合指数 $Z_c$
好	$\leq 0.3$	$> 2.5$	$\geq 0.8$	19~25	60~260	$> 40$
中	0.3~3	0.25~2.5	0.3~0.8	10~23	3~80	6~40
差	3~30	0.025~0.25	$< 0.3$	$< 10$	$< 3$	$< 6$

表2 阿姆河右岸气田披覆构造碳酸盐岩储层分类

Table 2 The classification of carbonate reservoir in drape structure of Gasfield A

储层分类	中值压力 /MPa	中值半径 / $\mu\text{m}$	歪度	孔隙度 /%	渗透率 / $10^{-3}\mu\text{m}^2$	物性综合指数 $Z_c$
中	0.3~3	0.25~2.50				
差	3~30	0.025~0.25	$< 0.3$	4~12	0.01~2.30	0.2~6
特差	$> 30$	$\leq 0.025$	1.0~5.6	1~5	0.001~0.08	$\leq 0.2$

### 4 储层气水分布特征

利用已知储层及实验室参数,应用储层毛细管压力曲线获得含气饱和度与气柱高度关系,从而直观了解储层气水纵向分布特征(图 6)。从大量样品中选择 6 个可以代表性地反映研究区储层基本特征的样本。其中,A3 井 3 个样品 A3-1、A3-2、A3-3 分别代表了大背斜构造好、中、差 3 个级别的储层特征,A4 井 3 个样品 A4-1、A4-2、A4-3 代表了披覆构造差和特差两个级别的储层特征。对于好储层(如 A3-1),以大孔喉为主,孔喉分选性较差,毛细管中值半径为  $6.92 \mu\text{m}$ ;中等储层(如 A3-2),以中孔喉为主,孔喉分选性较差,毛细管中值半径为  $1.05 \mu\text{m}$ ;差储

层(如 A3-3),以小孔喉为主,分选性相对较好,毛细管中值半径为  $0.16 \mu\text{m}$ 。

对于好储层,达到 60% 的含气饱和度仅需要约 5 m 的气柱高度,最大含气饱和度约低于 88%;对于中等储层,达到 60% 的含气饱和度需要约 35 m 的气柱高度,最大含气饱和度约低于 78%;对于差或特差的储层,其气柱高度较高。由于储层在纵向上的非均质性较强,因此实际气水分布特征更为复杂。整体上,储层普遍存在气水过渡带,而且不同构造储层气水过渡带厚度存在差别。相比于大背斜构造储层,披覆构造储层气水过渡带要更厚一些,这在测井资料解释中得到了印证。另外束缚水和吸附气的饱和度大小对储层气水分布起到制约作用。

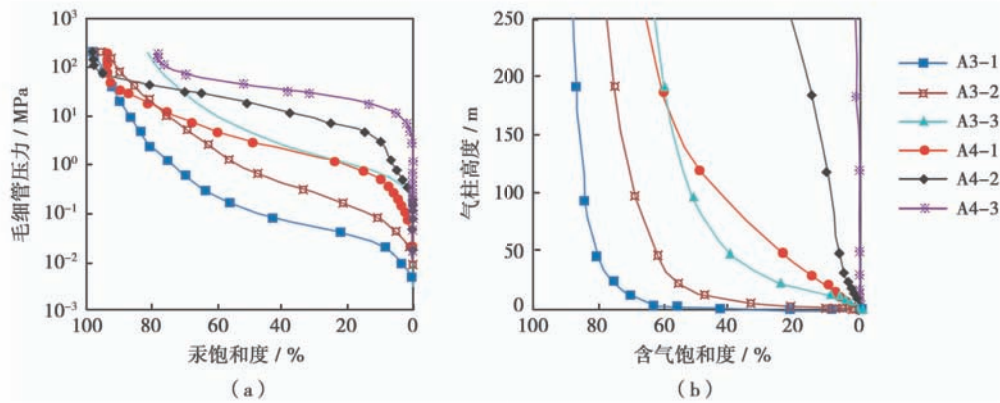


图 6 储层含气饱和度与气柱高度关系

Fig. 6 Relationship of reservoir gas saturation and gas column height calculated by capillary pressure data

大背斜构造 GW3 井储层存在明显的气水过渡带(图 7),气水过渡带厚度约 40 m,该段储层平均孔隙度为 15%,渗透率为  $(0.1 \sim 1) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。该渗透率由储层基质孔渗拟合关系得到,大致反映了多井的平均水平,应用在单井上具有较大的局限性。结合该段储层电缆地层测试和成像测井解释成果(图 7 中第 5 道)分析计算得到,裂缝不发育层段平均渗透率为  $1.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,裂缝发育层段平均渗透率为  $8.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,而该段平均渗透率为  $5.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。依据阿姆河右岸气田碳酸盐岩储层分类(表 1),孔、渗均体现的是中等储层的特征,平均物性综合指数  $Z_e$  等于 8.7。综合判定,其属于中等储层,酸化改造后有望成为好储层。

中等储层代表样品 A3-2 能反映该储层的气水分布特征,即达到 60% 含气饱和度,约需要 35 m 的气柱高度,这与储层的实际情况(图 7)基本吻合。

裂缝区域上的分布特征必然也会影响碳酸盐岩储层气水分布的区域性差别。阿姆河右岸气田裂缝特征参数在大背斜构造和披覆构造之间存在明显的差异,主要体现在裂缝宽度和裂缝密度上(表 3)。披覆构造

储层裂缝发育密度大约是大背斜构造储层的两倍,这与图 1 和图 2 中常规岩心试验结果基本一致,支持了对两类构造储层类型的判断。裂缝宽度反映了储层裂缝的有效性,大背斜构造储层裂缝的平均宽度大约为披覆构造储层裂缝的 3 倍,说明前者裂缝的区域有效性明显好于后者。这是由于大背斜构造储层的现今最大主应力方向和裂缝系统(有效缝)走向的夹角相比较于披覆构造,更小一些。当裂缝系统(有效缝)的走向与现今最大水平主应力方向一致或角度很小时,裂缝能最大程度地发挥其渗滤通道的作用,此时认为裂缝系统的区域有效性较强;反之当二者垂直或斜交角度

表 3 阿姆河右岸气田碳酸盐岩储层成像拾取裂缝参数统计

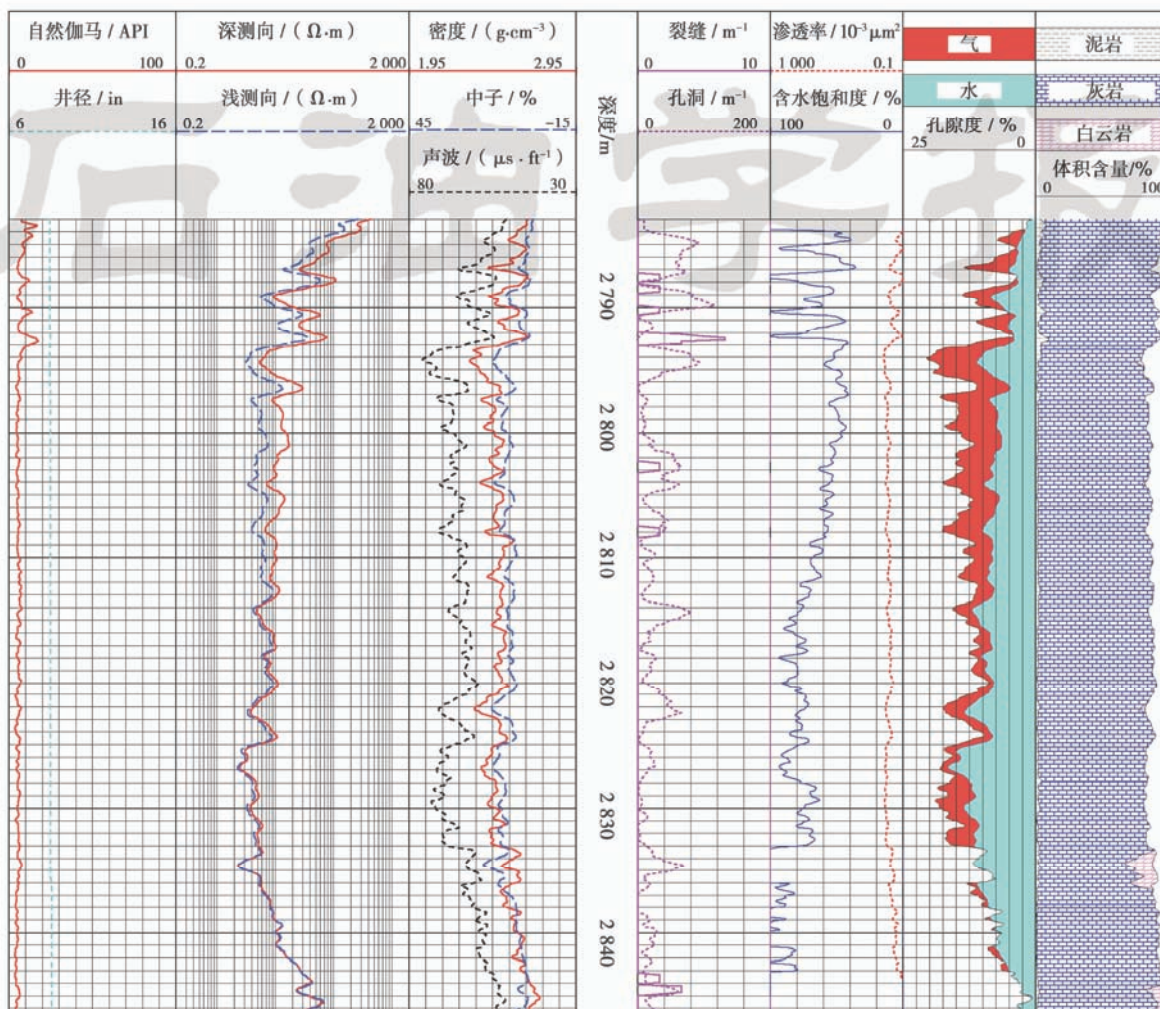
Table 3 Image acquired fractures parameters statistics of Gasfield A

阿姆河右岸气田	裂缝平均长度/ ( $\text{m} \cdot \text{m}^{-2}$ )	裂缝平均宽度/ ( $\text{mm} \cdot \text{m}^{-1}$ )	裂缝平均密度/ $\text{m}^{-1}$
大背斜构造	1.67	0.07	0.24
披覆构造	1.55	0.02	0.40
GW3 井	2.11	0.06	0.22

较大时,裂缝的渗滤作用大大降低,在地应力作用下有可能使裂缝闭合,且随相差角度的增大,裂缝系统有效性变差程度增强<sup>[7-8]</sup>。

结合产能和岩心观察推测,裂缝实际的发育数量更多,且主要是在成像资料上难以拾取的微裂缝<sup>[9]</sup>。

由于碳酸盐岩不同类型储集空间的配比关系是储层建模的重要因素,应用宏观的岩心和成像资料,以及微观的岩石薄片和扫描电镜资料,对阿姆河右岸气田碳酸盐岩储层进行储集空间类型的配比关系研究可以作为下步工作的重点。



注:in 和 ft 为非法定计量单位,1 in = 2.54 cm,1 ft = 30.48 cm。

图7 大背斜构造 GW3 井储层气水过渡带测井特征

Fig. 7 Gas-water transition zone on logging plot of Well GW3 in mega-anticline structure

## 5 结论与建议

(1) 土库曼斯坦阿姆河右岸气田两类构造碳酸盐岩储层发育不同特点的储层类型和孔隙结构。大背斜构造储层类型按照发育程度依次是孔洞型、孔隙型和裂缝—孔隙型;以高、中孔和中、低渗为特点,储层物性纵向差异非常大;孔喉大小分布分散,且对于孔喉中值半径越大的储层,孔喉分布越偏向较大孔喉,呈现“好上加好”的特点。披覆构造储层按照发育程度依次是孔隙型、裂缝—孔隙型和孔洞型;以中、低孔和低、特低渗为特点,储层物性纵向差异也较大;孔喉大小在较为集中的分布背景上,均略微偏向较大孔喉;披覆构造储

层溶蚀作用发育程度不及该区大背斜构造储层。

(2) 对于孔、渗相关性较小并且在开发中普遍应用酸化等增产措施的碳酸盐岩储层,孔隙度和渗透率任何一项改善都有利于储层储集运移性能的提高。物性综合指数  $Z_p$  能更好地评价碳酸盐岩储层。应用毛细管中值压力和物性综合指数  $Z_p$  把研究区碳酸盐岩储层划分为好、中、差和特差 4 个等级。

(3) 通过气藏条件下毛细管压力的计算能得到储层气柱高度与含气饱和度的关系,从而为研究区气水纵向分布的认识提供有力支持。碳酸盐岩气藏普遍存在气水过渡带,相比于大背斜构造储层,披覆构造储层气水过渡带要更厚一些。

(4) 裂缝在碳酸盐岩储层评价中具有重要作用,其对于气水纵向分布的影响也是较大的。裂缝在该区域发育程度和有效性上存在明显差异,披覆构造储层裂缝发育密度大约是大背斜构造储层的两倍,大背斜构造储层裂缝的区域有效性明显好于披覆构造储层裂缝。

(5) 裂缝和微裂缝对于研究区碳酸盐岩储层求产,尤其对于物性较差的披覆构造碳酸盐岩储层的求产具有关键作用。针对微裂缝的研究应给予更多的关注,而对阿姆河右岸气田碳酸盐岩储层进行储集空间类型的配比关系研究可以作为下步工作的重点。

#### 参 考 文 献

- [1] 王立恩,姜复东. 碳酸盐岩储层非均质性定量表征方法[J]. 天然气技术, 2009, 3(1): 27-29.  
Wang Li'en, Jiang Fudong. Quantitatively characterizing heterogeneity in carbonate rock reservoirs[J]. Natural Gas Technology, 2009, 3(1): 27-29.
- [2] 张兵,郑荣才,刘合年,等. 土库曼斯坦萨曼杰佩气田卡洛夫阶—牛津阶碳酸盐岩储层特征[J]. 地质学报, 2010, 84(1): 117-126.  
Zhang Bing, Zheng Rongcai, Liu Henian, et al. Characteristics of carbonate reservoir in Callovian-Oxfordian of Samandep Gasfield, Turkmenistan[J]. Acta Geologica Sinica, 2010, 84(1): 117-126.
- [3] 周彦,谭秀成,刘宏,等. 四川盆地磨溪构造嘉二段孔隙型碳酸盐岩储层的评价[J]. 石油学报, 2009, 30(3): 372-378.  
Zhou Yan, Tan Xiucheng, Liu Hong, et al. Evaluation of porous carbonate reservoir of Jia 2 Member in Moxi structure of Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(3): 372-378.
- [4] 徐婷,伦增珉,谭中良,等. 塔河油田碳酸盐岩岩块系统的参数法分类及孔喉结构特征[J]. 中国石油大学学报:自然科学版, 2008, 32(4): 76-81.  
Xu Ting, Lun Zengmin, Tan Zhongliang, et al. Parameter classification on carbonate rock system and pore-throat structure feature of carbonate matrix in Tahe Oilfield[J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2008, 32(4): 76-81.
- [5] 万云,詹俊,陶卉. 碳酸盐岩储层孔隙结构研究[J]. 油气田地面工程, 2008, 27(12): 13-16.  
Wan Yun, Zhan Jun, Tao Hui. Carbonate reservoir pore texture research[J]. Oil-gas Field Surface Engineering, 2008, 27(12): 13-16.
- [6] 倪国辉,徐剑波,宫清顺,等. 中东 T 油田碳酸盐岩储层测井评价[J]. 石油学报, 2008, 29(6): 853-858.  
Ni Guohui, Xu Jianbo, Gong Qingshun, et al. Logging evaluation of carbonate reservoirs in T Oilfield of Middle East[J]. Acta Petrolei Sinica, 2008, 29(6): 853-858.
- [7] 张景和,孙宗欣. 地应力、裂缝测试技术在石油勘探与开发中的应用[M]. 北京:石油工业出版社, 2001.  
Zhang Jinghe, Sun Zongxin. The application of stress and fracture investigation technology in petroleum exploration and development[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2001.
- [8] 黄继新,彭仕宓,王小军,等. 成像测井资料在裂缝和地应力研究中的应用[J]. 石油学报, 2006, 27(6): 65-69.  
Huang Jixin, Peng Shimi, Wang Xiaojun, et al. Applications of imaging logging data in the research of fracture and ground stress [J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27(6): 65-69.
- [9] 吴忠宝,胡文瑞,宋新民,等. 天然微裂缝发育的低渗透油藏数值模拟[J]. 石油学报, 2009, 30(5): 727-730.  
Wu Zhongbao, Hu Wenrui, Song Xinmin, et al. Numerical simulation on low-permeability reservoir with abundant natural microfractures[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(5): 727-730.

(收稿日期 2010-08-30 改回日期 2010-12-20 责任编辑 熊英)

版权所有