文章编号:1673-5005(2013)02-0007-07

doi:10.3969/j.issn.1673-5005.2013.02.002

塔中奥陶系碳酸盐岩储层缝洞特征

唐 洪1,2,谢 琳1,苏 波3,韩 涛4

(1. 西南石油大学 资源与环境学院,四川 成都 610500; 2. 四川省高校天然气地质重点实验室,四川 成都 610500; 3. 中国石油测井有限公司 油气评价中心,陕西 西安 710054; 4. 塔里木油田开发事业部油藏部,新疆 库尔勒 841000)

摘要:利用岩心、FMI 成像和常规测井资料,采用统计分析和随机建模的方法对塔中奥陶系碳酸盐岩储层缝洞特征进 行分析、定量计算和预测。结果表明:研究区奥陶系碳酸盐岩缝洞发育层段,电阻率出现明显低值,深浅幅度差最 大,声波时差增大,密度降低;鹰山组裂缝比较发育,其储层裂缝渗透率远高于基质渗透率,表明缝洞对于改善奥陶 系储层渗流特性非常明显。

关键词:储层;裂缝描述;随机建模;碳酸盐岩储层;奥陶系 中图分类号:TE 122.2 文献标志码:A

Fracture and vug character of Ordovician carbonate reservoir in Tazhong Oilfield

TANG Hong^{1,2}, XIE Lin¹, SU Bo³, HAN Tao⁴

(1. School of Resource and Environment, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China;

2. Sichuan Province University Key Laboratory of Natural Gas Geology, Chengdu 610500, China;

3. Oil & Gas Evaluation Center of CPL, Xi'an 710054, China;

4. Reservoir Section of Exploitation Department of Tarim Oilfiled, Kuerle 841000, China)

Abstract: Statistical and stochastic modeling methods were adopted to analyze, quantitatively calculate and predict carbonate reservoir fracture and vug character of Ordovician reservoir in Tazhong Oilfield based on core, FMI and normal wireline logging data. The results show that fractures and vugs developed intervals are characterized by obvious low resistivity and maximum amplitude difference, high interval transit time and low logging density. Fractures are developed in Yingshan formation, which makes fracture permeability become largely higher than matrix permeability. Fractures and vugs have obvious effects on reservoir reconstruction and flowing proterties.

Key words: reservoir; fracture description; stochastic modeling; carbonate reservoir; Ordovician

塔河油田位于塔里木盆地沙雅隆起阿克库勒凸起的西南部,阿克库勒凸起是在前震旦系变质基底上发育的一个长期发展的、经历了多期构造运动和变形叠加的古凸起,它先后经历了加里东期、海西期、印支—燕山期及喜马拉雅期等多次构造运动^[14],其中海西早期运动较为强烈,发育多个不整合面。在奥陶系鹰山组和一间房组风化壳之上,形成了与不整合有关的岩溶缝洞型碳酸盐岩油气藏^[57]。奥陶系油藏是经过多期构造运动和古岩溶

共同作用形成的岩溶缝洞型碳酸盐岩油藏。其中一间房组和鹰山组储层以灰岩、白云岩和泥晶灰岩为主,是典型的超低孔超低渗储层。储集空间以缝洞、溶蚀孔洞为主,而基质孔隙度和渗透率非常低,基本不具储渗作用,但由于缝洞的存在,使得储层非均质性变强,它既是油气水的存储空间,又是沟通缝洞的主要通道^[8-10]。因此,笔者对缝洞在鹰山组和一间房组发育特征和分布特征进行描述,利用常规测井资料和 FMI 成像资料对缝洞进行定量分析,并采用

收稿日期:2012-09-06

基金项目:油气藏地质及开发工程国家重点实验室开放项目(国重科研G2)

作者简介:唐洪(1973-),女,副教授,博士,主要从事开发地质、油气藏描述等教学和科研工作。Email:thswpu@126.com。

随机建模的方法,对缝洞进行三维建模。

1 储层基本特征

根据鹰山组和一间房组的岩心描述、岩石薄片、 铸体薄片、荧光薄片和扫描电镜等各项资料观察分 析,塔河油田奥陶系碳酸盐岩储层除生物礁(滩)相孔 隙型储层外,岩石基质孔隙度很低,平均孔隙度约为 1.69%,渗透率约为1.93×10⁻³μm²。无疑仅靠原生 孔隙几乎不能形成有效的储集层,储集空间要依赖于 地层岩石中次生孔隙和裂缝的发育程度。次生孔隙、 裂缝及其在空间上的相互配置决定了储层储集和渗 流能力,同时决定着储层的产出能力。所以缝洞和溶 蚀孔洞必然成为本区储层的主要储集空间和运移通 道。储集空间类型按不同的方式及规模组合,可分为 缝洞型、缝洞-孔隙型及缝洞-孔洞型等储集类型。

缝洞型储层是研究区内最普遍发育的一类储 层,主要包括构造缝、压溶缝和溶蚀缝等。根据研究 区岩心观察统计表明,缝洞以中—高角度缝为主,张 开度较小。表1给出了鹰山组和一间房组部分岩心 裂缝观察描述结果。

序号	井段 H/km	岩心缝洞描述			
		厚度 δ/m	条数	线密 度/m ⁻¹	张开 度/mm
1	5. 507 5 ~ 5. 510 6	3.1	6	1.935	0.6
2	6. 325 3 ~ 6. 331 2	5.9	8	1.356	1.2
3	6. 6217 ~ 6. 6242	2.5	23	9.200	0.9
4	6. 391 2 ~ 6. 393 1	1.9	8	4.211	1.3
5	6.7124~6.7196	7.2	37	5.139	1.0
6	6. 785 2 ~ 6. 791 6	6.4	13	2.031	1.1
7	6. 722 3 ~ 6. 728 1	5.8	19	3.276	0.6
8	6.8123~6.8197	7.4	6	0.811	0.9
9	6. 533 2 ~ 6. 537 5	4.3	10	2.326	1.6
10	6. 489 1 ~ 6. 492 7	3.6	23	6.389	0.4

表 1 岩心缝洞描述 Table 1 Description of fractures and vugs of core

缝洞-孔隙型储层的孔隙既有原生的,也有次 生的,包括晶间孔、晶间溶孔、晶内溶孔、粒间孔、粒 间溶孔、粒内溶孔等多种类型。原生孔隙因受到胶 结充填、压实压溶等成岩作用的破坏,几乎消失殆 尽,孔径一般在几微米至几百微米。这类储层既有 孔隙又有缝洞,两者对储集性能均有相当大的贡献, 是奥陶系碳酸盐岩储层普遍存在的储集空间类 型^[1,11-13]。其中孔洞主要由孔和小洞组成,无巨洞。 荧光资料可见晶间孔、溶孔等发暗黄绿光、黄光荧光 显示,取芯资料可见孔隙含油。此类储层储集性能 较好,产能较高且较稳定,主要分布于中上奥陶统尖 灭线以下一间房组。 缝洞-孔洞型储层的储集空间为大型洞穴和缝 洞,前者储集空间巨大,后者对沟通洞穴和改善渗流 性能作用大。溶蚀孔洞是沿缝洞或微裂隙发生溶蚀 作用形成的孔洞,孔径为2.0~100.0 mm,孔洞内有 时会被粉砂-泥质、方解石等部分或全部充填。大 型洞穴直径大于100.0 mm,它往往被地下暗河沉积 物、砂泥岩、角砾岩、巨晶方解石等物质充填。

2 岩心物性特征

首先,对鹰山组和一间房组 33 口井的取芯资料 进行统计。鹰山组共 543 块样品测量完整的孔隙 度、渗透率参数,其中基质渗透率分析参数包括水平 渗透率 k₁,水平渗透率 k₂ 和垂直渗透率 k₃,针对这 3 个参数,分别做直方图(图1)。其中水平渗透率



Fig. 1 Permeability histogram of Yingshan group matrix

• 9 •

 k_1 主要的分布在(0.001~0.1)×10⁻³ µm²,占 84.34%,其最大渗透率为2.174×10⁻³ µm²,最小为 0.001×10⁻³ µm²,平均渗透率为0.052×10⁻³ µm²。 水平渗透率 k_2 主要的分布在(0.01~0.1)×10⁻³ µm²,占67.21%,其最大渗透率为1.801×10⁻³ µm², 最小为0.001×10⁻³ µm²,平均渗透率为0.065×10⁻³ µm²。垂直渗透率主要的分布在(0.001~0.1)× 10⁻³ µm²,占74.70%,其最大渗透率为8.47×10⁻³ µm²,最小为0.001×10⁻³ µm²,平均渗透率为0.123× $10^{-3} \ \mu m^2$ $_{\odot}$

统计表明,鹰山组孔隙度大部分小于 2%,占样 品数的 84.23%。平均孔隙度为 1.19%。一间房组 有样品 217 块,其孔隙度大部分小于 2%,占样品数 的 87.35%。其中最大孔隙度为 21.389%,最小为 0.01%,平均孔隙度为 1.55%,属于特低孔。孔隙 度分布情况如图 2 所示。

以上统计数据表明,基质的孔隙度和渗透率都 非常低,难以形成有效的储集空间和油气渗流通道。



图 2 基质孔隙度分布直方图 Fig. 2 Porosity histogram of matrix

3 缝洞特征

3.1 岩心和成像测井资料缝洞统计

研究区的裂缝并不是十分发育,对其中8口取 芯井321块岩心详细描述总结后,统计出121个明 显的缝洞,其中裂缝以构造缝为主,以单组系充填或 半充填缝的中小斜交缝为主。鹰山组有效缝79条, 一间房组发育有效缝43条,鹰山组的有效缝洞比例 高于一间房组,鹰山组缝洞比一间房组相对发育。

3.2 缝洞特征

3.2.1 溶洞的响应特征

对于较大的溶洞,常规曲线的特征表现为:低电 阻率(深侧向一般小于100 $\Omega \cdot m$)且深浅电阻率正 差异很大(一般 R_i/R_{so} 大于3);三孔隙度曲线为高 时差、高中子、低密度,时差远大于50 $\mu s/ft$,有的甚 至更高,密度测井值低于2.55 g/cm³,中子值也远大 于3%;井径明显增大;自然伽马曲线中有的呈高值 响应特征(大于5 API),有的变化不明显,呈低值响 应。以Tz1 井为例,其井径曲线在5.374~5.376 km 处表现为扩径,井径最大值约0.21 m,自然伽马和 去铀伽马曲线为低值;三孔隙度明显增大,贴井壁测 的密度为异常低值,密度最小值为1.55 g/cm³,中子 增大,声波增大约为55.2~60.6 μs/ft,双侧向电阻 率在高阻背景下有了明显降低,深侧向电阻率为20 ~600 Ω·m,浅侧向电阻率为7.5~210 Ω·m,双 侧向电阻率呈明显正差异(图3)。

3.2.2 裂缝在常规曲线和成像测井上的特征

高角度裂缝,双侧向测井曲线呈"正差异";低角 度裂缝,双侧向测井曲线呈"负差异";裂缝在 60°~ 75°时,双侧向差异较小或无差异;45°裂缝时,双侧向 "负差异",且差异幅度最大;裂缝双侧向测井曲线读 值,随着裂缝发育程度的增加而降低,裂缝越发育,即 裂缝张开度、裂缝密度、裂缝孔隙度、裂缝径向延伸深 度越大,双侧向测井电阻率相对基质岩石电阻率下降 幅度也更大一些。三孔隙度曲线相对上下围岩有明 显响应,密度值降低,声波、中子增大,推断可能存在 裂缝。结合井周声波成像图(CBIL)一起判断,是否 与三孔隙度综合推断一致。岩性、地层含气、泥质薄 互层、井眼不规则,裂缝和溶(孔)洞发育程度不同都 可能影响三孔隙度识别裂缝的准确度。

以 Tz2 井为例,该井在 5.5075~5.5106 km 段的 特征为:总自然伽马值相对较高,由能谱曲线可知,此 层段的高伽马主要是富含铀矿物引起的,不是泥质原 因,结合三孔隙度和双侧向,推断为裂缝发育段。FMI 成像图上显示 5.5075~5.5106 km 段发育多条裂缝, 与伽马能谱判断的裂缝结果一致,而双侧向曲线相应

不明显,由对应的成像图上,可以判断裂缝张开度较小。其特征如图4所示。





图 4 Tz2 井测井曲线和 FMI 成像 Fig. 4 Log plot FMI map of well Tz2

3.3 裂缝的定量计算

要准确地把握鹰山组和一间房组储层裂缝的发 育特征,必须对裂缝进行定量计算。要计算的参数 通常包括裂缝的张开度、裂缝发育密度、裂缝孔隙度 和裂缝渗透率等。结合成像资料编写了裂缝参数计 算程序,首先判断裂缝或发动存在的位置,然后对该

区测井资料进行处理,如图5所示。



Fig. 5 Comprehensive plot of well X1

4 储层缝洞建模

根据本区 54 口井逐点裂缝参数的计算结果,对 裂缝的孔隙度、渗透率和张开度等参数的采用随机 模拟的方法,对裂缝空间分布规律进行井间模拟 (图 6)。根据探索颜色缝洞的发育特征,采用序贯 高斯模拟的方法^[14-17],首先设定参数计算半径,然 后计算各节点条件分布函数的累积概率,再从累积 概率中提取模拟值,最后将模拟好的点加入到被模 拟参数中,这样做可以充分利用已知条件去模拟地 质参数三维空间的变化规律以及各参数之间的关 系,选择条件函数,并要求符合高斯分布,其数学期 望和方差可以采用克里金方程组求解获得。已有的 应用表明,这种方法能较好地模拟非均质性严重的 储层参数分布,真实地再现低孔低渗储层参数复杂 的变化规律和非均质性特征。



图 6 鹰山组缝洞参数数值模拟



从图 6 中可以看出,塔河油田鹰山组缝洞发育 58.2) × 10⁻³ μm²,占 89.37%。最大渗透率为 非均质性很强。缝洞渗透率主要分布在(0.001 ~ 627.41×10⁻³ μm²,平均渗透率为 63.992×10⁻³ μm²。

(3):8-12.

渗透率极差达到了5个数量级,说明裂缝的渗透率 差异很大。

缝洞孔隙度主要的分布在 0.01% ~ 0.3%,占 72.31%。其中最大孔隙度为 0.922%,最小为 0.016%,平均孔隙度为 0.105%。孔隙度的极差变 化不大。

缝洞 张 开 度 主 要 分 布 在 100 ~ 890 μm, 占 67.51%。其中最大张开度为 2 394.544 μm,最小为 1.338 μm,平均张开度为 263.815 μm。展开度极差 较大,它主要影响裂缝的渗透率。

5 结 论

(1)在缝洞发育层段,电阻率出现明显低值,且 深浅幅度差最大,声波时差增大,密度降低。对裂缝 的识别,应该配合 FMI 或 FMS 等成像图综合分析。

(2)根据常规电阻率测井曲线可以计算裂缝孔 隙度、渗透率和张开度等参数,鹰山组裂缝比较发育,裂缝渗透率可以达到几十个毫达西,平均孔隙度 约为0.105%,平均张开度约为263.815 μm。

(3) 鹰山组储层裂缝渗透率远高于基质渗透 率,说明缝洞对于改造奥陶系储层渗流特性非常明显,也是该碳酸盐岩储层产能较好的主要原因。

参考文献:

 [1] 李阳.塔河油田奥陶系碳酸盐岩溶洞型储集体识别及 定量表征[J].中国石油大学学报:自然科学版,2012, 36(1):1-7.

LI Yang. Ordovician carbonate fracture-cavity reservoirs identification and quantitative characterization in Tahe Oilfield [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science),2012,36(1):1-7.

[2] 艾合买提江,阿不都热和曼,钟建华,李阳.塔河油田 奥陶系缝合线特征及石油地质意义[J].中国石油大 学学报:自然科学版,2010,34(1):7-11.

> AHMATJAN Abdurahman, ZHONG Jian-hua, LI Yang, et al. Stylolite characteristics and petroleum geology significance of Ordovician carbonate rocks in Tahe Oilfield [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2010, 34(1):7-11.

[3] 郭建华.塔里木盆地轮南地区奥陶系潜山古岩溶及其 所控制的储层非均质性[J].沉积学报,1993,11(1): 56-63.

> GUO Jian-hua. Burial hill palaeokarst and its controlled reservoir heterogeneity in Ordovician, Lunnan region of Tarim Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1993, 11 (1):56-63.

- [4] 吕修祥,金之钧.碳酸盐岩油气田分布规律[J].石油 学报,2000,21(3):8-12.
 LÜ Xiu-xiang, JIN Zhi-jun. Distribution of oil-gas fields in the carbonate rock[J]. Acta Petroleum Sinica,2000,21
- [5] 朱登朝,肖承文,李华纬.塔里木盆地轮南潜山奥陶系 碳酸盐岩储层的测井评价[J].海相油气地质,2001,6 (2):28-32.

ZHU Deng-chao, XIAO Cheng-wen, LI Hua-wei. Log interpretation of Ordovician carbonates in Tahe Oilfield [J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2001, 6(2):28-32.

- [6] 牛永斌,钟建华,王培俊,等.成岩作用对塔河油田二 区奥陶系碳酸盐岩储集空间发育的影响[J].中国石 油大学学报:自然科学版,2010,34(6):13-19.
 NIU Yong-bin, ZHONG Jian-hua, WANG Pei-jun, et al. Effect of digenesis on accumulate capability of Ordovician carbonate rock in block 2 of Tahe Oilfield[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science),2010,34(6):13-19.
- [7] 李翎,魏斌,贺铎华. 塔河油田奥陶系碳酸盐岩储层的测井解释[J]. 石油与天然气地质,2002,23(1):50-54.
 LI Ling, WEI Bin, HE Ze-hua. Log interpretation of Ordovician carbonate reservoirs in Tahe Oilfield [J]. Oil & Gas Geology,2002,23(1):50-54.
- [8] 张希明,杨坚. 塔河缝洞型碳酸盐岩油藏描述及储量 评估技术[J]. 石油学报,2004,25(1):13-18. ZHANG Xi-ming, YANG Jian. Reservoir description and reserves estimation technique for fracture-cave type carbonate reservoir in Tahe Oilfield[J]. Acta Petroleum Sinica,2004,25(1):13-18.
- [9] 钱一雄,蔡立国,李国荣,等.碳酸盐岩岩溶作用的元 素地球化学表征:以塔河1号的S60井为例[J]. 沉积 学报,2002,20(1):70-74.
 QIAN Yi-xiong, CAI Li-guo, LI Guo-rong, et al. Element geochemical implications for carbonate Karstification interpretation: taking well S60 in Taihe as an example

[J]. Acta Sedimentological Sinica, 2002, 20(1):70-74.

- [10] 何登发,李德生.塔里木盆地构造演化与油气聚集 [M].北京:地质出版社,1996:1-4.
- [11] 杨威,王氰化,赵仁德,等.和田河气田奥陶系碳酸盐 岩裂缝[J].石油与天然气地质,2000,21(3):252-255.

YANG Wei, WANG Qing-hua, ZHAO Ren-de, et al. Fractures of Ordovician carbonate rocks in Hetian river gas field [J]. Oil & Gas Geology, 2000,21(3):252-255.

[12] 万云,刘存革,刘洪,等. 塔河油田奥陶系多期岩溶作

用的识别标志[J].中国石油大学学报:自然科学版, 2009,33(3):6-11.

WAN Yun, LIU Cun-ge, LIU Hong, et al. Identification signs of multiphase karstification of Ordovician reservoir in Tahe Oilfield [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science),2009,33(3): 6-11.

[13] 吴欣松,魏建新,昌建波,等.碳酸盐岩古岩溶储层预 测的难点与对策[J].中国石油大学学报:自然科学 版,2009,33(3):16-21.

> WU Xin-song, WEI Jian-xin, CHANG Jian-bo, et al. Difficulty and countermeasures in carbonate paleokarst reservoir prediction [J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2009,33(3): 16-21.

[14] 刘钰铭,侯加根,胡向阳,等.塔河油田古岩溶储集体 三维建模[J].中国石油大学学报:自然科学版,

2012,36(2):16-21.

LIU Yu-ming, HOU Jia-gen, HU Xiang-yang, et al. 3D modeling of paleokarst reservoir in Tahe Oilfield [J] Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2012, 36(2):16-21.

- [15] JIA Chen-zhao, SENNIKOV N V. Symposium on petroleum geology of Tarim Basin in China and siberia platform in Russia[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2001:1-16.
- [16] YARUS Jeffrey M, CHAMBER Richard L. Stochastic modeling and geostatistics [C]. Tulsa, Oklahoma: AAPG, 1994:91-108.
- [17] JOURNEL A G. Stochastic modeling of a fluvial reservoir: a comparative review of algorithms [J]. JPSE, 1998,21: 95-121.

(编辑 徐会永)

(上接第6页)

[18] 许孝凯,陈雪莲,范宜仁,等. 斯通利波影响因素分析
 及渗透率反演[J]. 中国石油大学学报:自然科学版,
 2012,36(2):97-104.

XU Xiao-kai, CHEN Xue-lian, FAN Yi-ren, et al. Influence factors of Stoneley wave and permeabiligy inversion of formation [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2012,36(2):97-104.

[19] 于振锋,程日辉,赵小青,等.海拉尔盆地乌南凹陷南

一段高伽马砂岩成因与识别[J]. 中国石油大学学报:自然科学版, 2012, 36(3): 76-83.

YU Zhen-feng, CHENG Ri-hui, ZHAO Xiao-qing, et al. Genesis and identification of high gamma sandstone in the first member of Nantun formation of Wunan depression in Hailar Basin[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2012, 36 (3):76-83.

(编辑 徐会永)