

文章编号: 1006-6616 (2006) 04-0462-08

# 江汉油田盐间非砂岩储层的特征及裂缝的成因

向树安<sup>1</sup>, 凌庆珍<sup>2</sup>, 涂水江<sup>3</sup>, 王 锋<sup>1</sup>

(1. 中国地质大学能源学院, 北京 100083; 2. 中国石油辽河石油勘探局, 辽宁 盘锦 124010;  
3. 中国石油长庆油田, 陕西 西安 717408)

**摘要:** 江汉盆地潜江凹陷盐韵律发育, 部分韵律层段存在有工业价值的油藏, 岩性主要为泥岩、泥膏岩、含膏泥岩、钙芒硝质白云岩等, 储集空间有孔隙、孔洞和裂缝, 以裂缝为主。同一储层中多种储集类型共存。在该类储层中, 渗透率的高低不完全取决于孔隙度的大小, 而与孔隙结构的分选性, 即孔喉的大小、形状、连通程度和裂缝发育情况、充填程度等有关。孔隙结构整体以微喉为主, 综合评价属中孔、低渗-特低渗储层。通过大量岩心观察、薄片分析、试井资料和裂缝的形态、产状、密度、分布范围研究后认为, 裂缝主要是在高压异常、差异压实、成岩、构造等综合作用下形成的, 其中成岩作用是水平层间缝、构造作用是各类扩张缝和剪切缝的主导因素。

**关键词:** 江汉油田; 盐间非砂岩储层; 裂缝; 成因; 高压异常; 差异压实; 构造作用

**中图分类号:** TE122.2

**文献标识码:** A

江汉盆地为一内陆盐湖盆地, 在封闭性、高盐度、强蒸发环境下, 其潜江凹陷古近系潜江组沉积了厚达 4500m 的盐系地层, 由盐韵律和砂泥岩段频繁交互而成<sup>[1]</sup>。潜江组共发育有 193 个盐韵律, 在过去的勘探开发中, 发现部分韵律层含有工业开采价值的油藏。每个韵律由两部分明显不同的沉积物组成, 上部盐岩段厚度一般 5~20m, 个别达 80m, 下部为碳酸盐岩、泥质岩、钙芒硝及它们的混合物所组成的一套复杂岩层 (图 1), 因其不含砂岩, 在江汉称之为“盐间非砂岩”段, 厚度一般 3~8m, 裂缝发育。近年来, 随着江汉油区勘探程度的不断提高, 隐蔽性油藏勘探越来越占据重要的位置, 盐间非砂岩油藏就是其中之一, 研究该类储层特征及裂缝成因对勘探和开发, 都具有重要意义。

## 1 盐间非砂岩储层基本特征

### 1.1 岩性特征

根据薄片、化验分析、阴极发光、X 衍射等资料综合分析, 盐间非砂岩储层的矿物组分比较复杂, 有碳酸盐矿物、盐类矿物、粘土矿物及少量铝硅酸盐矿物, 还有部分泥岩粒级的

收稿日期: 2006-02-16

作者简介: 向树安 (1972-), 男, 在读博士, 工程师, 主要从事储层沉积学及层序地层学研究。E-mail: xsajh@163.com

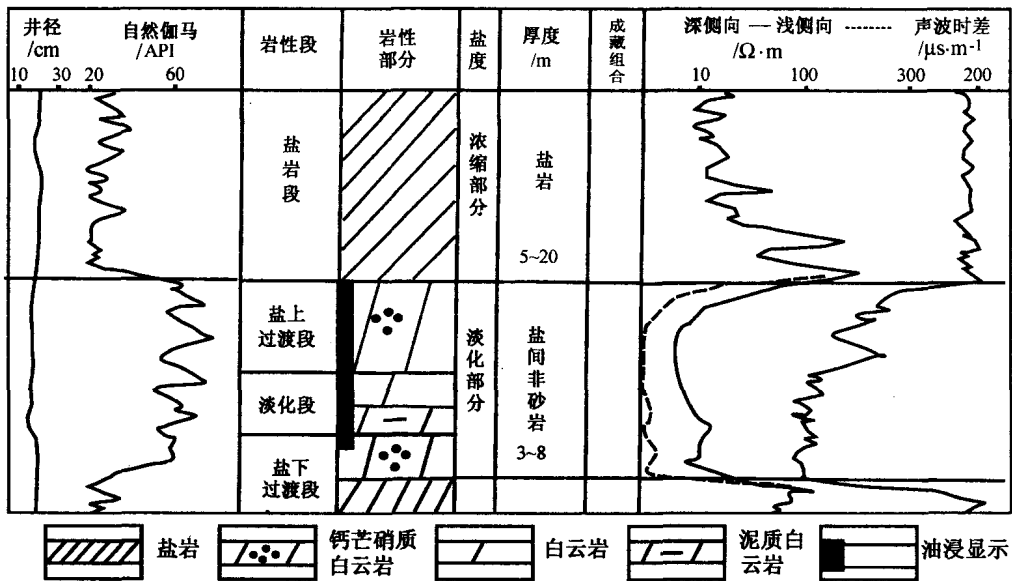


图1 潜江组盐韵律组合图

Fig.1 Combination of salt rhythms in the Qiangjiang Formation

陆源碎屑。碳酸盐矿物以白云石为主，方解石次之，含少量菱铁矿及文石；粘土矿物以伊利石为主，少见蒙脱石、高岭石；盐类矿物以钙芒硝为主，含少量硬石膏、石盐及天青石、重晶石；铝硅酸盐矿物主要有方沸石、片钠铝石及自生石英。此外，盐间非砂岩储层中还含有少量黄铁矿，数量虽少但分布普遍。据王盐2井等4口井43个样品分析资料统计，盐间非砂岩储集层整体以碳酸盐矿物和粘土矿物为主，钙芒硝次之。各类矿物含量：碳酸盐为38%，泥质为36%，钙芒硝（含少量石膏）为24%，黄铁矿、石英等为2%。但各层段岩性变化较大，潜四上段以泥质白云岩为主，岩石坚硬，油层厚度大；潜三段以泥页岩、碳酸盐岩、钙芒硝岩薄层为主，水平层理发育；潜二段以泥质钙芒硝岩为主，盐类矿物发育。

1.2 物性特征

王云10-6、王平1等13口井岩心分析统计，盐间非砂岩储层孔隙度最大值为29.2%，最小值为2.3%，平均12.7%。渗透率因裂缝影响变化较大，最大为 $477 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，最小仅有 $0.018 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，平均值为 $43.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。从岩性上看，白云岩类的孔隙度值最高，平均为19%，孔隙类型主要为白云石晶间和晶内溶孔；次为泥岩类，平均13.4%，孔隙类型为泥质间（溶蚀）微孔和微裂缝；钙芒硝岩类最低，平均8.6%，孔隙类型主要为晶间和晶内溶孔，3大岩类孔隙度总平均值为12.7%。同一岩类不同组分的岩性其孔隙度有一定变化。但是，尽管白云岩类具有相对高的孔隙度，但渗透率较低，平均值仅为 $25.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ；泥岩类孔隙度中等，但渗透率平均值达到 $68.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ；钙芒硝岩类孔隙度较小，但渗透率却高于白云岩类，平均值达到 $36.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。这一结果表明，渗透率的高低不完全取决于孔隙度的大小，而主要与孔隙结构的分选性，即孔喉的大小、形状、连通程度和裂缝发育情况、充填程度等有关。孔隙结构整体以微喉为主，平均孔喉半径多在 $2 \sim 0.1 \mu\text{m}$ 之间，综合评价属中孔、低渗—特低渗储层<sup>[2-4]</sup>。

### 1.3 盐间非砂岩储层的储集空间类型

综合岩石薄片、扫描电镜、铸体薄片、成像测井和岩心观察资料,盐间非砂岩储层的储集空间类型可分为三大类,即孔隙、孔洞和裂缝,同一储层中往往多种储集类型共存。

**孔隙特征:**有原生孔隙和次生孔隙,起主要储集作用,原生孔隙有泥质间微孔,孔径一般小于 $3\mu\text{m}$ ;粒间孔,多不发育,为孔隙充填物充填;晶间孔,为微细孔隙,孔径 $1\sim 8\mu\text{m}$ ,常小于 $2\mu\text{m}$ 。次生孔隙主要有粒间、粒内溶孔,在粒屑白云岩中较少或偶尔可见,孔隙度一般小于1%。晶间、晶内溶孔较常见,一般为溶蚀微孔,孔径 $2\sim 20\mu\text{m}$ ,少量达 $40\mu\text{m}$ ,一般为 $5\sim 6\mu\text{m}$ ;泥质间溶蚀微孔和孔隙分布普遍,前者一般 $1\sim 9\mu\text{m}$ ,以小于 $3\mu\text{m}$ 者多见,后者一般 $3\sim 15\mu\text{m}$ ,以 $5\sim 6\mu\text{m}$ 者多见。

**孔洞特征:**多为等轴状储集空间,平均直径大于 $2\text{mm}$ ,起油气富集作用,可分为2类,即孔隙性洞隙和裂缝性洞隙。这类孔隙虽然在各类观察分析中不多见,但在钻井过程中出现的严重井漏和钻具放空现象就可能是钻遇溶洞或大裂缝的结果。如王80-2井在井深 $2791\sim 2792.95\text{m}$ 发生井漏,漏失钻井液 $12.5\text{m}^3$ ;在井深 $2808.90\text{m}$ 时漏失钻井液 $57.5\text{m}^3$ 。王云10-6井在钻至井深 $1496.65\text{m}$ 时,漏失钻井液 $110\text{m}^3$ ,漏速达 $33\text{m}^3/\text{h}$ ;在 $1505.6\text{m}$ 时漏失 $70\text{m}^3$ 。

**裂缝特征:**肉眼及成像测井可见的裂缝有垂直、斜交、网状、层理缝等几种,有张性和闭合之分(图2)。部分裂缝中充填有石膏、盐、芒硝、方解石等,部分裂缝为原油、沥青所充填。裂缝的发育程度与构造部位有密切关系。如在王场背斜构造的轴部两翼及倾没端,主要发育北西向高角度张裂缝。在车挡断层附近发育北东向张裂缝。构造轴部、两翼地层挠曲带及倾没端是两组裂缝发育的部位,裂缝成网状分布(图3)。层理缝主要发育于钙芒硝岩、白云岩和泥岩呈互层地层中。岩心观察可见这类缝可达 $1\sim 2\text{mm}$ 宽,常充填液态原油,岩心出筒即沿层面向外冒油冒气(图2f)。

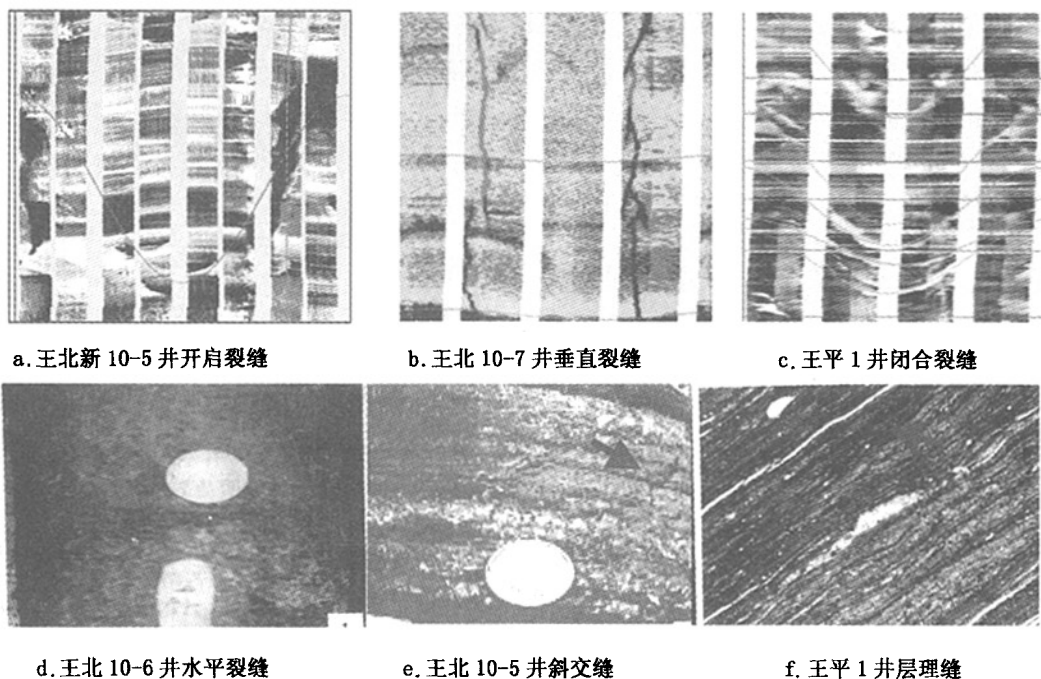


图2 盐间非砂岩油藏裂缝类型

Fig.2 Fracture types of inter-salt non-sandstone reservoir

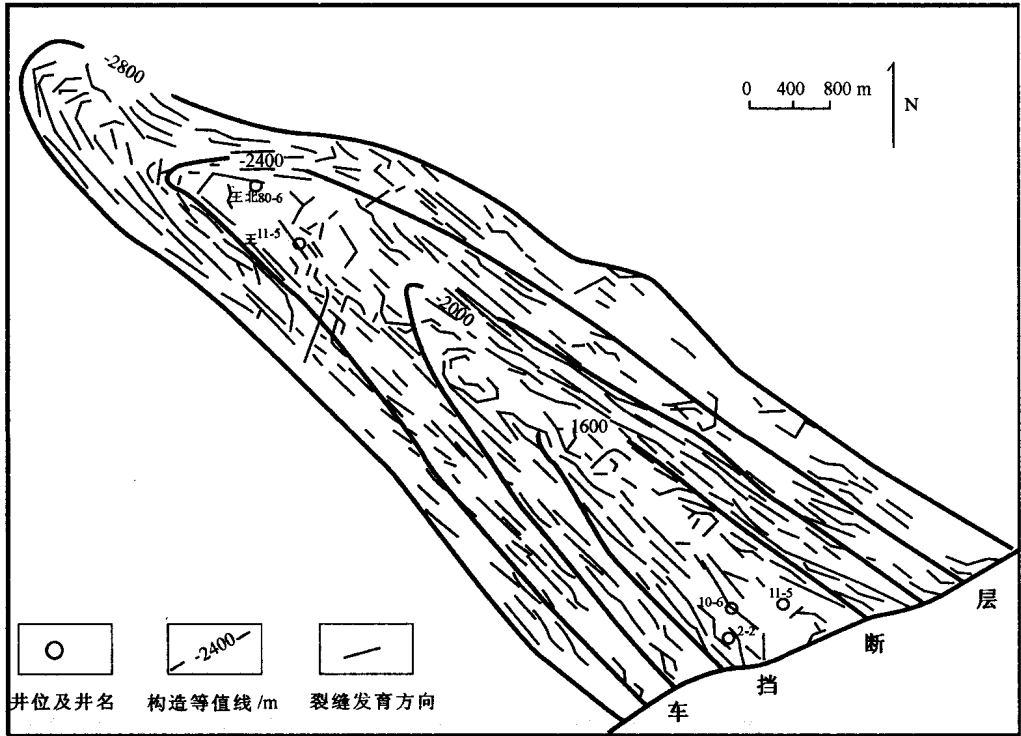


图 3 王场地区裂缝分布图

Fig.3 Distribution of fractures in the Wangchang area

1.4 盐间非砂岩储层的储集层孔隙结构特征

根据王平 1 井和王云 10-6 井 56 块压汞孔隙结构测试数据统计结果 (表 1), 盐间非砂岩储层孔喉半径平均值为  $0.494\mu\text{m}$ , 最大孔喉半径平均值为  $7.958\mu\text{m}$ , 排驱压力平均值为  $3.673\text{MPa}$ , 中值压力平均值为  $13.095\text{MPa}$ , 分选系数为  $0.701$ 。毛管压力曲线类型主要为“两段式”(图 4), 其特征是排驱压力很大, 一般在  $2\sim 4\text{MPa}$  以上, 孔喉半径小, 集中在  $0.05\sim 0.5\mu\text{m}$ , 这类孔喉占总孔喉的  $45\%\sim 65\%$ , 对渗透率的贡献值为  $90\%$  以上。

上述特征参数值和图件表明, 盐间段储层的孔隙喉道普遍较小, 分选性很差, 较大喉道仅占很小的比例, 因而储层的渗透性大都很差。

表 1 压汞法毛管压力测试特征参数<sup>[1]</sup>

Table 1 Characteristic parameters of capillary pressure measurements by the mercury injection method

特征参数	平均孔喉半径/ $\mu\text{m}$	最大孔喉半径/ $\mu\text{m}$	中值压力/ $\text{MPa}$	排驱压力/ $\text{MPa}$	分选系数
范围	0.03 ~ 3.39	0.01 ~ 74.99	0.01 ~ 32.10	0.01 ~ 24.96	0.010 ~ 5.751
平均值	0.494	7.958	13.095	3.673	0.701

2 盐间非砂岩储层裂缝成因分析

以岩石学研究为基础, 结合岩相古地理分析和古构造应力场模拟试验结果, 认为盐间非砂岩储层裂缝的形成主要受异常高压、构造应力、岩石差异压实及成岩等作用的综合影响,

其中成岩作用是水平层间缝产生的主要原因，构造作用是裂缝发育的主导因素。

### 2.1 异常高压作用是裂缝产生的一个重要因素

盐间非砂岩地层在压实过程中，由于内部流体排出受阻或来不及排出，流体承受了部分上覆地层的有应力，岩层中的流体具有高于静水压力的异常压力。当岩层中存在异常孔隙压力时，则产生了类似降低围压的效果，使岩层容易破裂，产生裂缝<sup>[3-6]</sup>。盐间非砂岩油藏夹于非渗透性的盐韵律层之间（图1），大量的测压资料证明，盐间非砂岩油藏具有很高的异常高压，压力系数为1.45左右，最高达2.1<sup>①</sup>，且钻井在钻遇该类岩层段时，往往发生井喷、井涌等现象。

异常高压裂缝的形成原理如图5所示，主要考虑了两个方面的情况：一是理论上液体压力必须大于最小水平应力和岩石的抗张强度之和，实际中盐间岩石抗张强度较小，实验测试为30kg/km<sup>2</sup><sup>[7]</sup>，又因裂缝总是沿着薄弱面先形成，是一个瞬时的过程，裂缝形成后会造液体释放，造成流体压力降低，因此，只要现今流体压力大于最小水平应力就可形成超压缝；二是在一个沉积盆地中流体压力最大只能达到0.8倍的负荷压力（ $\delta_1$ ），若超过，则会形成超压缝<sup>[3]</sup>。

### 2.2 成岩作用是产生层间裂缝的主要原因

成岩收缩缝主要成因而于岩石成岩过程中粘土矿物转化和其他矿物相变引起的体积缩小<sup>[7-8]</sup>。盐间非砂岩油藏储层为一套混合岩类组成的特殊储层，随着埋深的增加，成岩作用加剧，在各类岩类互层的情况下，因其成岩序列不一样，在层与层之间就形成了因成岩作用产生的层间缝<sup>[2]</sup>。扫描电镜观察，成岩收缩缝在泥岩层和水平层理泥灰岩夹层中常见，顺层分布或在层间发育，连

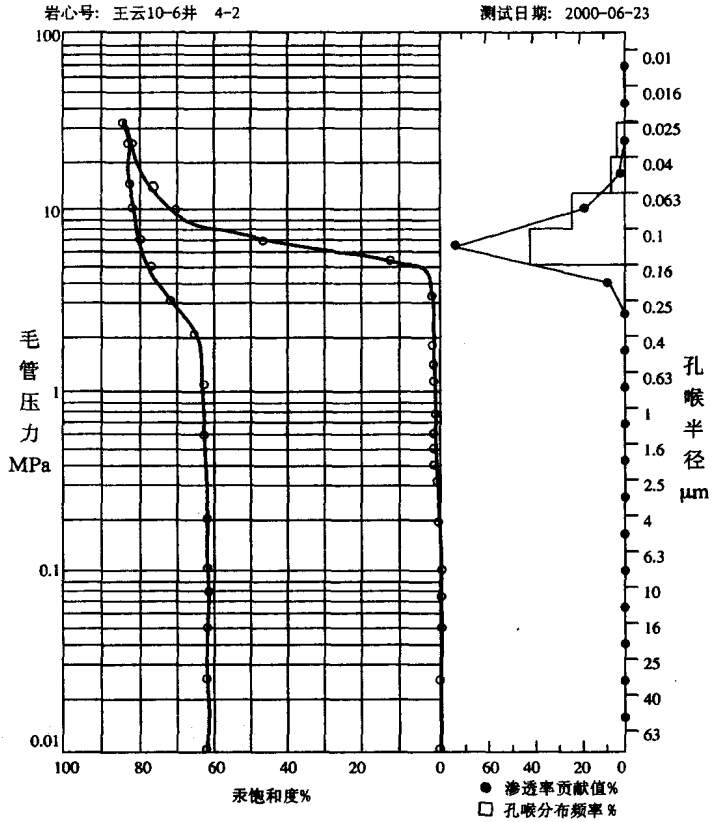


图4 毛管压力曲线与孔喉半径频率图  
Fig.4 Curve of capillary pressure and frequency distribution of radiuses of pore throats

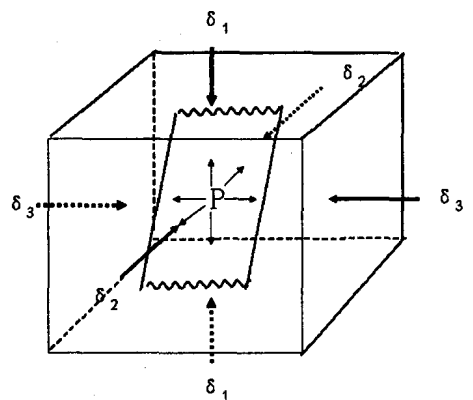


图5 超压缝形成示意图<sup>[8]</sup>  
Fig.5 Block diagram showing the formation of super-pressure fractures

① 方志雄. 江汉盐间非砂岩石油地质研究 [R]. 江汉油田研究院. 2002.

通性较好，开度一般在  $5 \sim 15\mu\text{m}$  之间，镜下可见这些层间缝被原油充填（图 2f）。在钙芒硝岩、白云岩和泥岩呈互层时更为发育。岩心观察见这类缝可达  $1 \sim 2\text{mm}$  宽，常充填液态原油，岩心出筒时沿层理面向外冒油冒气。

### 2.3 差异压实作用是构造轴部裂缝产生的主要原因

差异压实裂缝的形成机理是由于不断增加的静压力所致。实验证明，只要在巨厚的沉积岩体之下存在足够幅度的基底古地形隆起，重力（沉积物重量）将对古隆起之上的沉积物产生差异压实，在隆起的翼部和远离隆起的地方所受压实作用大，而隆起之上的部位压实作用弱，因而在构造之上和周围便产生一个小的剪切带，在该小范围剪切带内作用于岩石的不均衡压力最终将在岩石中导致裂缝的形成<sup>[6]</sup>。王场构造是潜四下开始形成的一个继承性隆起构造，这个隆起对上部沉积厚度起到继承性的控制作用，在沉积过程中，隆起部位的沉积厚度较翼部薄。在古隆起的基础上，随着沉积、埋深不断加大，压实作用不断增强，同时，轴部高点处压实率明显小于翼部，这样，在重力垂向挤压作用下顶部沉积物压薄的同时会向侧向运移，当垂向压薄及侧向挤压作用进一步加强时，就产生裂缝<sup>[5]</sup>。王场构造潜二段时隆起幅度达 1000m 以上（图 6），构造两翼差异压实作用显著，在该区轴线部位钻井取样常发现有高角度、开度较大、延伸较远的裂缝，也进一步证明了这一点。差异压实作用产生的裂缝主要发育于构造的轴部<sup>[6]</sup>。

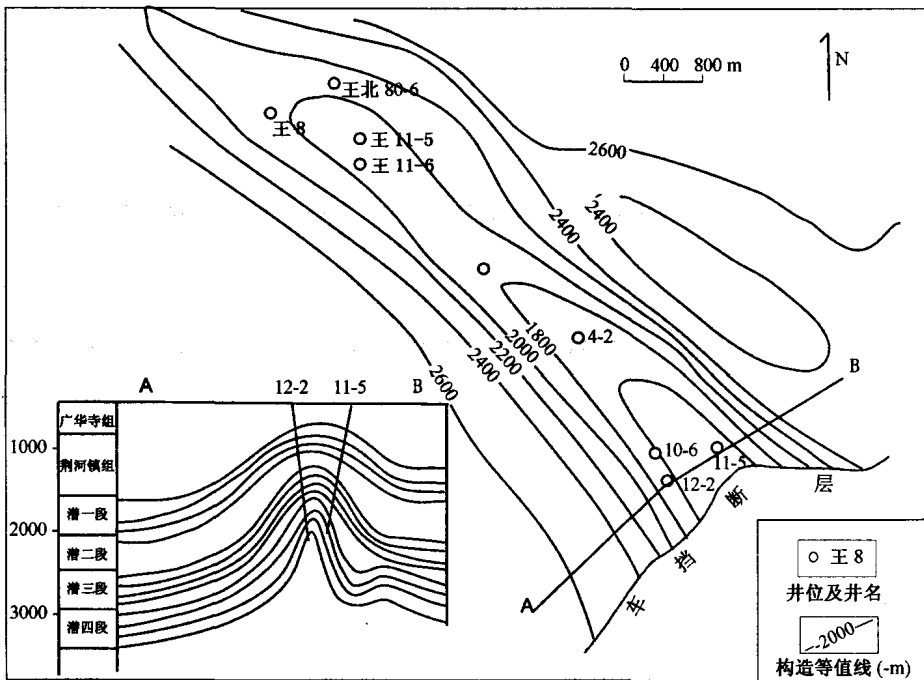


图 6 王场背斜构造图

Fig.6 Tectonic map of the Wangchang anticline

### 2.4 构造作用是盐间裂缝形成的最主要因素

当岩层发生构造变动时，其应力和应变都发生变化<sup>[9-11]</sup>。王场构造处于潜江凹陷的中心，是一个狭长的背斜。潜四下在翼部附近塑性层厚度约为 1000m，而在构造核部急剧增厚至 2200m，幅度达 800m，盐的底辟作用强烈（图 6）。同时，该区又叠合了周矶旋转构造体系中的旋转区域应力作用，处于逆时针旋转应力线上，最大主应力  $\sigma_1$  作用于褶皱轴的方向

(走向), 最小主应力平行于构造倾向和层理面, 中间主应力仍垂直于层面<sup>[1,7]</sup>, 这就导致背斜沿走向方向的缩短, 在这种情况下, 将产生沿走向方向的扩张裂缝(扩张裂缝为纵向裂缝)和平面 X 剪切缝<sup>[9]</sup>(图 3)。开发生产动态资料也说明了这一点, 北西走向的裂缝是影响油气生产的最主要因素, 说明构造对裂缝的产生有重要影响。

### 3 结论及认识

盐间非砂岩储层岩性为碳酸盐、泥质及钙芒硝系列的混合岩类, 以碳酸盐岩为主, 混合岩类、泥质岩类次之, 钙芒硝岩占有一定比例。盐间非砂岩储层储集空间类型多样, 同一储层中往往是多种储集类型共存。在该类储层中, 渗透率的高低不完全取决于孔隙度的大小, 而主要与孔隙结构的分选性, 即孔喉的大小、形状、连通程度和裂缝发育情况、充填程度等有关。孔隙结构整体以微喉为主, 综合评价属中孔、低渗—特低渗储层。盐间非砂岩储层裂缝是高压异常、差异压实、成岩、构造等综合作用形成的, 其中成岩作用是水平层间裂缝产生的主要原因, 构造作用是各类扩张裂缝和剪切缝的主导因素, 构造作用导致的北西走向的裂缝是影响油气生产的最主要因素。

### 参 考 文 献

- [1] 王典敷, 汪仕忠. 盐湖油田地质 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2000.
- [2] 肖淑蓉, 张跃明. 辽河盆地基岩潜山油藏裂缝型储层特征 [J]. 中国海上油气 (地质), 2000, 11 (4): 108 ~ 112.
- [3] 王允诚, 周文, 朱家铭, 等. 裂缝性致密油气储集层 [M]. 北京: 地质出版社, 1992.
- [4] 袁静. 沾化凹陷罗家地区沙四段顶部至沙三段泥质岩裂缝特征及其影响因素 [J]. 石油大学学报 (自然科学版), 2003, 27 (4): 2003 ~ 2007.
- [5] 邢振辉, 程林松, 周新桂, 等. 鄂尔多斯盆地北部塔巴庙地区上古生界致密砂岩气藏天然裂缝形成机理浅析 [J]. 地质力学学报, 2005, 11 (1): 32 ~ 37.
- [6] Knott S D, Beach A, Brockbank P J, et al. Spatial and mechanical controls on normal fault populations. J. Struct. Geol., 1996, 18 (2/3): 359 ~ 372.
- [7] 梅廉夫, 徐思煌. 江汉盆地王场地区裂缝作用与烃类运移 [J]. 科学通报, 1994, 39 (14): 1312 ~ 1315.
- [8] Barion C. Fractal analysis of scaling and spatial clustering of fracture. In: Barion, Lapointe P R (ed.), Fractals in the Earth Science. New York: Plenum Press, 1995, 141 ~ 178.
- [9] Howard JH, Nolen-Hoeksema R C. Description of natural fracture systems for quantitative use in petroleum geology. AAPG Bulletin, 1990, 74 (2): 151 ~ 162.
- [10] Knott S D, Beach A, Brockbank P J, et al. Spatial and mechanical controls on normal fault populations. J. Struct. Geol., 1996, 18 (2/3): 359 ~ 372.
- [11] 朱志澄. 构造地质学 [M]. 武汉: 中国地质大学出版社, 2001.

(下转第 453 页)

displacement, friction coefficient on fault planes are decisive factors of heat quantity produced by faulting; the rate of fault movement has nothing to do with the cumulative heat quantity produced by fault friction, but it is a key factor of the temperatures on the fault plane; under the conditions of a high rate of fault movement (e. g. earthquake type), very high temperatures may be produced by fault friction, which can cause partial melting of rocks near fault planes but the scope and lasting time of its influence on the thermal evolution of rocks are very limited.

**Key words:** fault; heat produced by friction; quantitative model; thermal evolution; stress

---

(上接第 468 页)

## CHARACTERISTICS OF INTER-SALT NON-SANDSTONE RESERVOIRS AND GENESIS OF FRACTURES IN THE JIANGHAN OIL FIELD

XIANG Shu-an<sup>1</sup>, LING Qing-zhen<sup>2</sup>, TU Shui-jiang<sup>3</sup>, WANG Feng<sup>1</sup>

(1. School of Energy, China University of Geosciences, Beijing 100083; 2. Liaohe Oilfield, Panjing 124010, Liaoning;

3. Changqing Oilfield, Xi'an 717408, Shaanxi)

**Abstract:** Salt rhythms are well developed in the Qianjiang subbasin, Jianghan basin, and some rhythms contain oil accumulations of commercial value. The rocks consist predominantly of mudstone, evaporite, gypsiferous mudstone and glauberite dolostone. The reservoir spaces mainly include pores, cavities and fractures, with fractures predominating. There are several types of reservoir spaces in one reservoir. In such reservoirs, permeability does not completely depend upon porosity but is related to the size, shape and degree of connection of pore throats, as well as the development of fractures and degree of filling. The reservoir belongs to a medium-porosity, low- to very low-permeability one. Based on core observations, thin-section analysis, well tests and study of the shape, attitudes, density and distribution scope of the fractures, the authors consider that the fractures mainly formed under the integrative effects of high abnormal pressures, differential compaction, diagenesis and tectonism, of which diagenesis was the main factor for the formation of horizontal interlayer fractures and tectonism is the main factor for the formation of swelling and shear fractures.

**Key words:** Jianghan oil field; inter-salt non-sandstone reservoir; genesis; fracture; abnormal pressure; differential compaction; tectonism