

# 碳酸盐岩油气藏缝洞单元多学科 综合划分方法研究

## ——以塔里木盆地轮古11井区为例

邓兴梁<sup>1</sup>, 刘俊锋<sup>1</sup>, 裴广平<sup>1</sup>, 李保华<sup>1</sup>, 翟姝玲<sup>1</sup>, 常少英<sup>2</sup>, 高翔<sup>1</sup>, 王霞<sup>1</sup>

(1 中国石油塔里木油田公司勘探开发研究院; 2 中国石油杭州地质研究院)

**摘要** 对于已进入开发中后期的碳酸盐岩缝洞型油气藏, 进行缝洞单元精细研究非常重要。盲目部署加密井, 很容易导致因为所在单元的储量已被动用而失利。本文采用的碳酸盐岩缝洞单元多学科综合划分方法是: 在有井控制的地区, 首先分析井间连通性, 然后结合生产动态、常规解析试井、流体性质、数值试井等多学科资料确定缝洞单元边界; 在无井控制的地区, 影响连通性最重要的主控因素是储层本身的相互连通性, 其次才是断裂和裂缝, 这时可在连通性约束下进行储层和裂缝预测, 并以此为主要依据确定缝洞单元边界。对塔里木盆地轮古油气田轮古11井区划分出80个缝洞单元, 其中有55个为储量未动用单元(潜力单元), 并部署了一些加密井, 已钻的XW1井获得了成功, 投产初期日产油95t, 不含水。

**关键词** 碳酸盐岩油气藏; 缝洞单元; 综合研究; 轮古油气田

**中图分类号**: TE112.3

**文献标识码**: A

塔里木盆地轮古油气田一些开发区块已进入开发中后期, 近年来, 加密井和侧钻井出现了流体与老井沟通、同属一个缝洞单元因而导致失利的现象, 而且这种情况呈逐年上升的趋势。因此, 对缝洞单元划分的研究显得非常重要。

张希明<sup>[1]</sup>、吕爱民<sup>[2]</sup>、鲁新便<sup>[3]</sup>等先后在缝洞单元研究方面做了大量工作, 其成果主要反映在以下三个方面: (1) 明确了缝洞单元是缝洞型碳酸盐岩油气藏开发的基本单元, 碳酸盐岩油气藏储层非均质性极强, 一个缝洞单元就是一个连通体系, 是一个特殊意义上的“油藏”; (2) 提出了通过压力降落法、类干扰试井、示踪剂及生产特征一致性等技术来分析井间的连通性; (3) 在连通性研究的基础上, 通过岩溶古地貌、构造、断裂及地震属性等资料来确定缝洞单元边界。根据这些概念和方法所建立的连通性分析技术已非常成熟, 但对缝洞单元边界的确定主要依据静态资料, 对动态资料利用较少, 这容易导致缝洞单元划分结果与加密开发所需的要求相差较远。

本文以塔里木盆地轮古油气田轮古11井区为例, 首先借鉴前人的研究成果对工区内所有井进行了井间连通性分析, 在此基础上分析出影响连通性的主控因素, 并在连通性的约束下进行了储层与裂缝预测, 最后, 综合运用多学科的方法确定缝洞单元边界, 由此形成了一套完整的缝洞单元划分方法, 这是对前人研究成果的一种补充与修正。

## 1 研究区概况及研究思路

### 1.1 研究区概况

轮古11井区位于塔里木盆地塔北隆起的轮古油气田(图1), 它为一个近东西向展布、构造上呈长轴状的断背斜, 是一个带油环的凝析气藏。主要产层段为奥陶系一间房组和鹰山组, 平均埋深5 300 m, 岩性以亮晶颗粒灰岩为主, 属于缝洞型储层。截至2012年7月, 该井区共钻井21口, 投产14口, 投产率达67%, 高效井7口, 占投产井数的50%, 属于高效开发井区。

收稿日期: 2012-08-27; 改回日期: 2013-03-11

基金项目: 本文受国家自然科学基金项目《缝洞型碳酸盐岩油藏溶洞参数识别方法研究》(编号: 51074176)资助

邓兴梁: 1969年生。1992年本科毕业于石油大学(华东)石油地质专业; 2011年获南京大学地科系构造地质博士学位。现从事碳酸盐岩油气开发工作。通讯地址: 841000 新疆库尔勒市; 电话: (0996)2172487

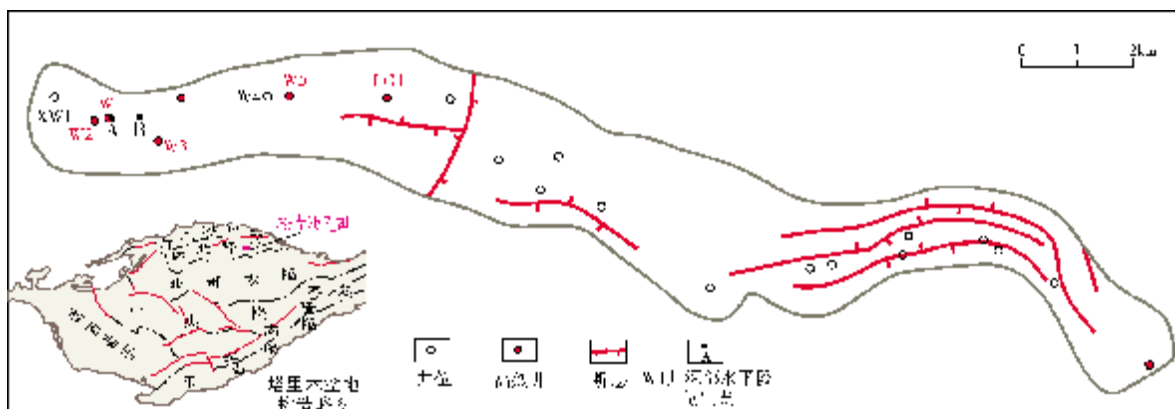


图1 塔里木盆地轮古油气田轮古11井区油气开发特征图

位于轮古11井区西边、相邻的桑南西井区轮南54井是一口1991年投产的高效井,累积产油 $5.4 \times 10^4$  t,产水 $1.8 \times 10^4$  t。2009年第一次向该井北东方向侧钻,与原井眼距离370 m,试油出水,含油花;2011年第二次向该井北西方向侧钻,与原井眼距离270 m,试油获高产,但投产不足1月即暴性水淹关井。两次侧钻的串珠均与原井口串珠沟通,因而导致侧钻失利。在轮古11井区W3井,2006年投产时的地层压力系数仅为0.62,说明该井已被动用,且该井区储层连通性较好,故在该井区部署加密井的风险较大。

## 1.2 研究思路

本文的研究思路如图2所示,首先结合油气田的

动、静态特征进行井间连通性分析,进一步搞清影响连通性的主控因素,再通过地球物理勘探技术达到储层和裂缝的预测与实际连通性相一致,然后结合主控因素、储层与裂缝预测、试井与生产动态等多种资料综合确定缝洞单元边界,得到未动用的缝洞单元(潜力单元),并优选出有地震串珠特征的潜力单元,部署新井或侧钻井。

## 2 连通性分析及应用

### 2.1 井间连通性分析

采用压力降落法、流体性质差异法、生产类干扰法等方法<sup>[1-3]</sup>对轮古11井区各井之间的连通性进行

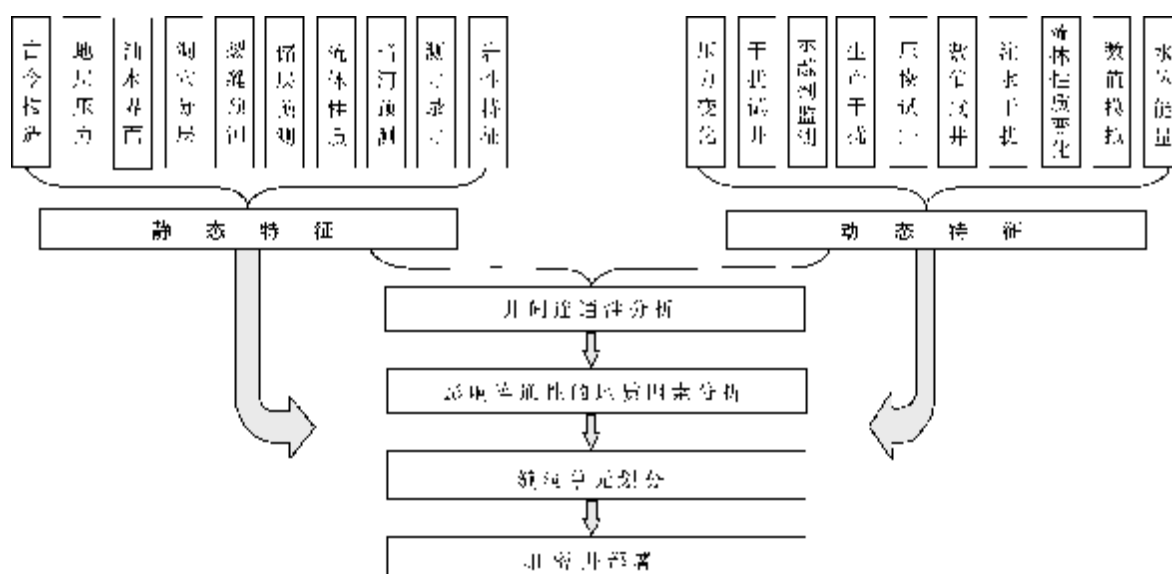


图2 碳酸盐岩油气藏缝洞单元划分思路图

了分析,结果显示,该井区内只有 W1 与 W3 两口井是连通的。

## 2.2 影响连通性的主控因素

W1、W2 与 W3 井 (位置参见图 1) 位于同一残丘, W1 井水平段 B 点与 W3 井相距 400m, 两井是连通的, 而 W1 井水平段 A 点与 W2 井也相距 400m, 但两井不连通, 说明处于同一个残丘并不是影响连通

性的主控因素。

从 W1 井至 W3 井储层预测剖面 (图 3) 可看出两井间储层发育非常连续, 属于同一岩溶系统。从 W1—W3 井连井主流裂缝预测技术 (AFE) 剖面 (图 4) 可看出, W1 与 W3 连通是因为有裂缝沟通, 而 W1 与 W2 井之间无裂缝沟通, 所以不连通。由此认为, 影响连通性的主控因素为储层本身的连通性及裂缝 (或断裂)。

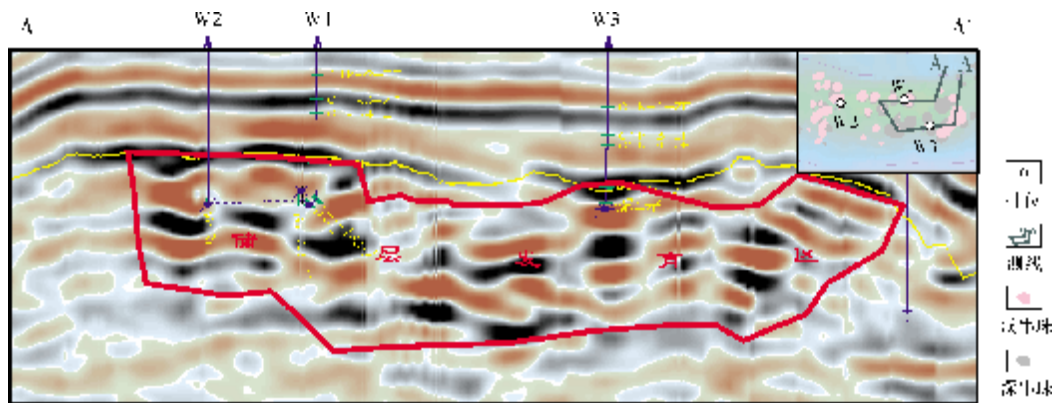


图 3 轮古 11 井区 W1—W3 井连井常规剖面

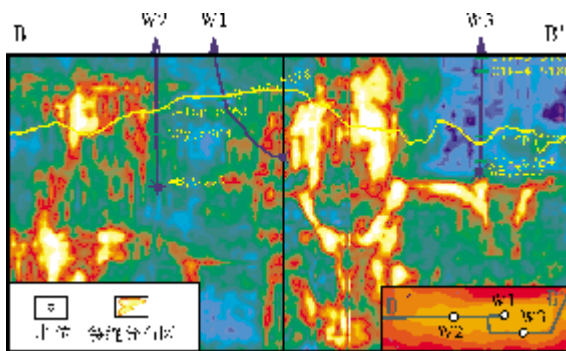


图 4 轮古 11 井区 W1-W3 井连井 AFE 剖面  
AFE 主流裂缝预测技术

## 2.3 在连通性约束下的储层和裂缝预测

在连通性的约束下, 不断调节阈值, 使储层和裂缝预测结果与生产动态相吻合, 从而使无井控制区域的储层和裂缝预测结果更加准确。在图 5 中, 图 5a 的阈值过大, 得到的储层预测和裂缝预测过于集中且连片; 而图 5c 的阈值过小, 得到的储层预测与裂缝预测的结果过于分散。用这两类阈值得到的结果与实际生产动态均不吻合。图 5b 的阈值适

中, 得到的储层预测和裂缝预测结果与实际生产动态相吻合。

## 3 多学科方法综合确定缝洞单元边界

### 3.1 常规解析试井——确定 W1 井的缝洞单元边界

W1 井和 W3 井之间是通过洞穴与裂缝相互串连而沟通的。结合储层预测与裂缝预测, 得到主要连通路径折线距离 1 380 m (图 6 中地层连通路径在两井之间的部分)。W1 井于 2006 年 8 月进行了压力恢复试井测试, 解释探测半径为 1 168 m, 与连通路径折线距离基本吻合。而且从沿裂缝发育的连井地震剖面上分析, 串珠反射非常连续 (见图 3)。再结合影响连通性的主控因素<sup>[1-5]</sup>, 确定 W1 井的缝洞单元边界, 结果如图 6 中的橘黄色框线所示。

### 3.2 生产动态特征——确定 W2 井的缝洞单元边界

室内实验与实际生产证实, 当油井钻遇单洞和

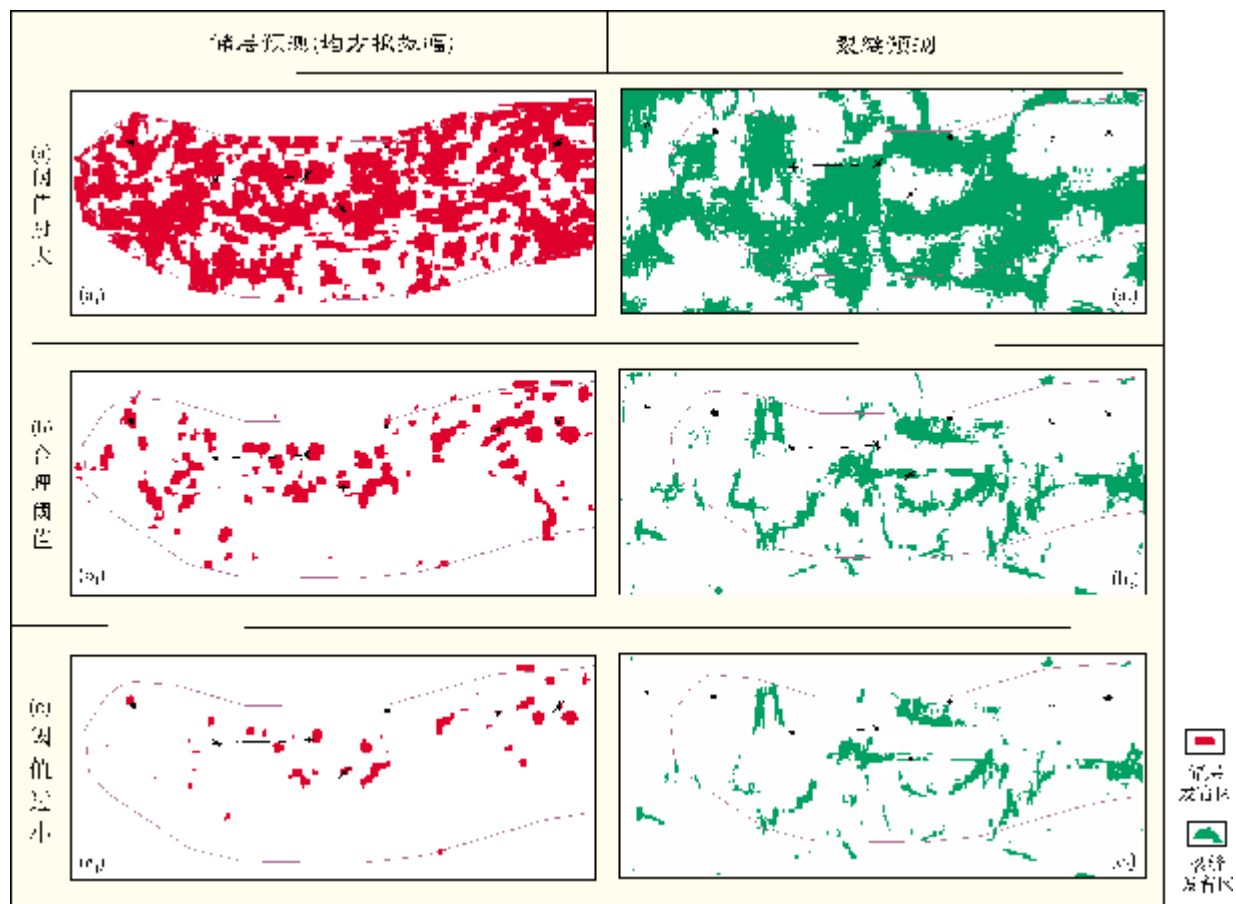


图 5 轮古 11 井区不同阈值下的局部储层和裂缝预测图

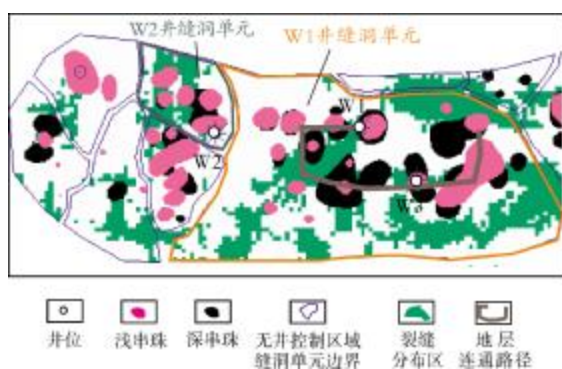


图 6 轮古 11 井区西部 W3 井以西部分缝洞单元划分

多洞时所表现出来的生产动态特征有明显差异。当钻遇单洞时,生产能力递减呈现单指数拟合关系,累积产液量与累积压降呈直线关系<sup>[6-7]</sup>;钻遇多洞时,生产能力递减呈双指数拟合关系,累积产液量与累积压降呈末端上翘的特性<sup>[8]</sup>。通过实际生产数据判

断,轮古 11 井区 W2 井符合钻遇单洞的生产特征。从沿裂缝发育走向的地震剖面(图 7)分析,W2 井钻遇了该井以北的(而不是以南的)一个多串珠连通的单洞型储集体。再结合影响连通性的主控因素,划分出 W2 井所在的缝洞单元边界如图 6 中的蓝灰色边框所示。

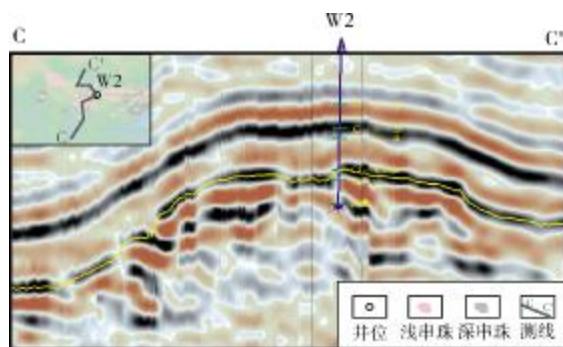


图 7 过 W2 井沿裂缝带走向的地震剖面图

### 3.3 流体性质及动态储量——确定 W5 井的缝洞单元边界

从图8上可见,W4井与W5井相距很近,两井之间的直线距离只有220m。W4井比W5井奥陶系顶面高11m,但W4井试油的气油比( $4\,397\text{ m}^3/\text{m}^3$ )并没有比W5井的气油比( $122\,207\text{ m}^3/\text{m}^3$ )高,反而还要低很多,因此认为这两口井是不连通的。从W5井生产曲线(图9)还可判断,它有两个储集体在不同时间参与供给,这两个储集体如图8中W5井缝洞单元内的洞1和洞2所示。洞1的天然气的储量 $1.5\times 10^8\text{ m}^3$ ,气油比 $11\,000\text{ m}^3/\text{t}$ ,洞2的天然气的储量 $0.6\times 10^8\text{ m}^3$ ,气油比 $31\,500\text{ m}^3/\text{t}$ 。由于洞1的储量比洞2大,气油比也较低,且洞1的洞穴顶面比洞2的低了7m,所以W5井是先连通洞1,再连通洞2的。再

结合上面所述的解析试井等动态资料,确定出W5井缝洞单元边界如图8中橘黄色边框所示。

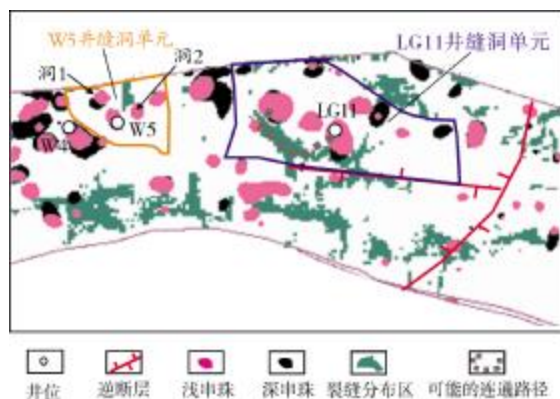


图8 轮古11井区西部W5井和LG11井缝洞单元划分

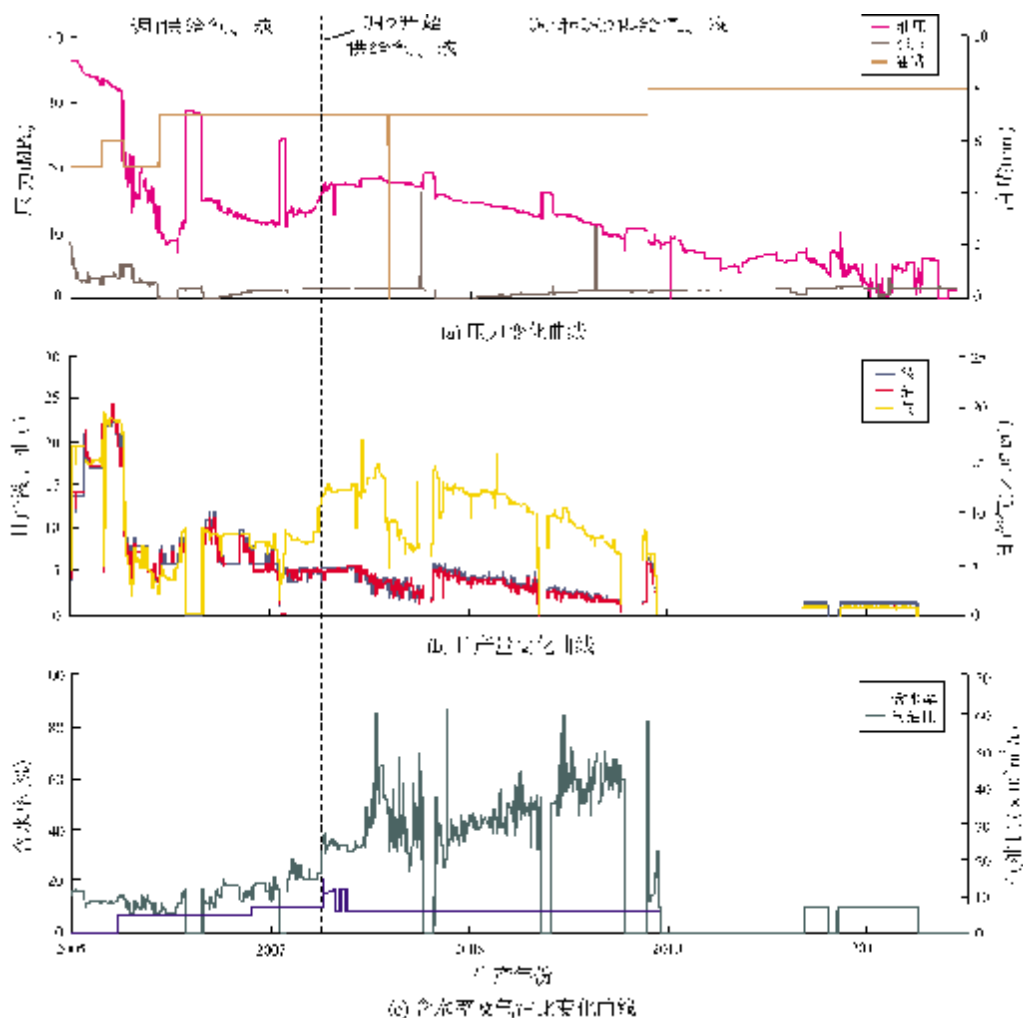


图9 轮古11井区W5井生产曲线  
洞1、洞2是W5井缝洞单元内的两个储集体

### 3.4 数值试井——确定 LG11 井的缝洞单元边界

对LG11井,从数值试井解释参数(表1),并结合数值试井模型(图10)分析,区1和区2是反映井底钻遇串珠,其它4个方向中,位于西北方向的区3,流度比最低,那么可以认为LG11井连通的优势方向是北西向。该井井底的串珠与在其西北方向的串珠之间明显是有裂缝连通的,连通裂缝分布带的折线距为830 m(图8中深褐色虚线所示的可能连通路经),这与该井2006年9月压力恢复试井得到的探测半径851 m基本吻合。同时,区4、区5流度比高,说明LG11井向南连通的可能性低,证实了在其南边断层具有一定的封堵性。据此划出了LG11井缝洞单元的边界(如图8中的蓝色边框所示)。

表1 轮古11井区 LG11 井数值试井解释参数

参数	数值
地层系数( $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$ )	420
近井渗透率( $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ )	21
各区流度比*	1.75/2/5/15/55/55/80
表皮系数	-3.5
井储系数( $\text{m}^3/\text{MPa}$ )	3.07
测点拟合压力(MPa)	56.60
地层压力系数	1.13
探测半径(m)	851

\* 流度比是指驱替相的流度与被驱替相的流度的比值;流度是指流体在多孔介质中流动,有效渗透率与黏度的比值。在油、水黏度不变的情况下,流度比越低,油相有效渗透率越高,即连通性越好。数值栏的数据序列对应的各区顺序为从区1、区2到区7。

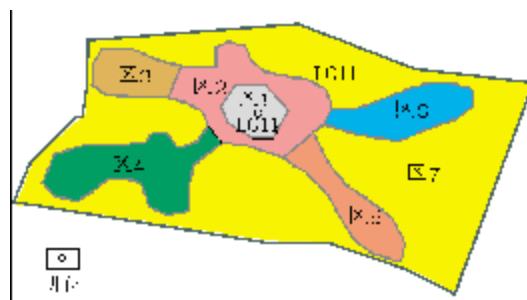


图10 轮古11井区 LG11 井数值试井模型

### 3.5 无井控制区域缝洞单元划分

无井控制区域主要根据前述连通性约束下的储层和裂缝预测结果,再适当结合古、今地貌来划分缝洞单元<sup>[1-5]</sup>。根据这一方法对研究区划分出了一部分缝洞单元边界如图6中的蓝色边框所示。

## 4 井位部署与实施效果

采用上述缝洞单元划分方法,对塔里木盆地轮古油气田轮古11井区作了划分(图11),划分出80个缝洞单元,其中有65个未动用储量,可加密部署一些井位。优选后上钻XW1井(位置参见图1),于2012年6月酸压试油获高产,4 mm油嘴,油压17 MPa,折合日产油72.58 m<sup>3</sup>,不含水。投产初期日产油95 t,不含水。XW1井的构造深度明显比W2井低(图12),W2井累积产水2.4×10<sup>4</sup> t,已转注水井,累积注水11×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>,而XW1井获高产且不见水,由此可见这两口井之间是不连通的,这也验证了本文所述的缝洞单元划分方法是可行的。

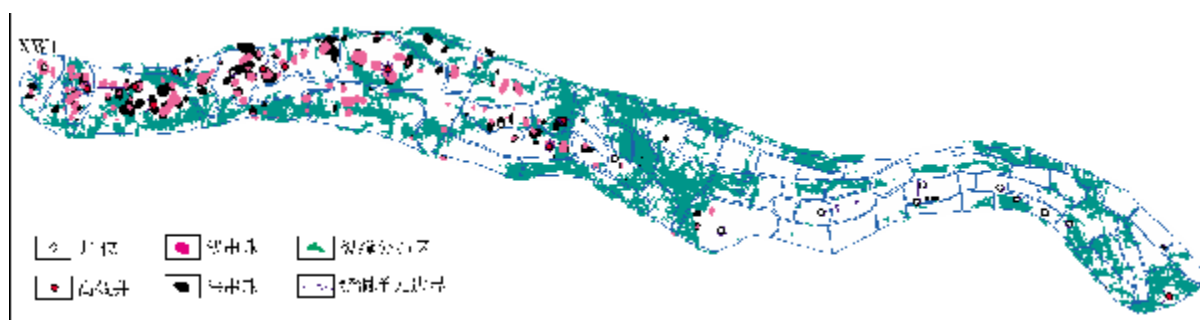


图11 轮古11井区缝洞单元划分图

## 5 结论

(1)影响井间连通性的主控因素是储层、裂缝

(或断裂),但最重要的是储层本身相互连通。在连通性约束下得到的储层与裂缝预测更加可信。

(2)在有钻井的缝洞单元,常规解析试井、生产

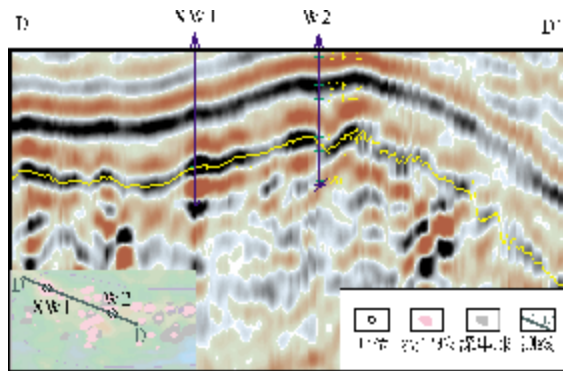


图 12 轮古 11 井区 XW1—W2 井连井地震剖面图

动态特征、流体性质及动态储量、数值试井等方法与静态相结合能够有效地确定出其边界；在无井控制的区域，可以根据连通性约束下的储层和裂缝预测结果确定缝洞单元边界。

(3)采用多学科综合方法划分缝洞单元,在塔里木盆地轮古油气田轮古 11 井区取得了较理想的效果,说明该方法是可行的。

#### 参考文献

- [1] 张希明,朱建国,李宗宇. 塔河油田碳酸盐岩缝洞型油气藏的特征及缝洞单元划分[J]. 海相油气地质, 2007, 12(1):21-24.
- [2] 吕爱民. 碳酸盐岩缝洞型油藏油藏工程方法研究——以塔河油田为例[D]. 中国石油大学, 2007: 20-23.
- [3] 鲁新便,蔡忠贤. 缝洞型碳酸盐岩油藏古溶洞系统与油气开发——以塔河碳酸盐岩溶洞型油藏为例[J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(1):22-27.
- [4] 宋化明,刘建军. 塔河油田四区缝洞性油藏缝洞单元划分方法研究[J]. 石油地质与工程, 2011, 35(3):61-64.
- [5] 张洪波. 塔河油田奥陶系油藏缝洞单元的划分及开发对策[J]. 石油天然气学报, 2010, 32(2):204-205.
- [6] 熊伟,常宝华,潘懋,等. 单井缝洞系统注水对含水率的影响分析[J]. 断块油气田, 2011, 18(4): 479-481.
- [7] 程倩,熊伟,高树生,等. 单井区弹性开采的试验研究[J]. 石油钻探技术, 2009, 37(3):88-90.
- [8] 班凡生,高树生,熊伟,等. 裂缝-孔隙型双重介质油藏流体窜流规律[J]. 辽宁工程技术大学学报:自然科学版, 2008, 27(5):677-679.

编辑:吴厚松

## Research on Multi-subject Integrated Division of Fracture and Cave Units in Carbonate Reservoirs: A Case of Well LG-11 Area in Lungu Oil Field, Tarim Basin

Deng Xingliang, Liu Junfeng, Pei Guangping, Li Baohua,  
Zhai Shuling, Chang Shaoying, Gao Xiang, Wang Xia

**Abstract:** It is important for the fractured and caved carbonate oil and gas reservoirs during the middle-late development period to study fracture-cave units in detail. Such blind deployment as infilling wells will be likely to lead to defeat because of having used the petroleum reserves in fracture-cave units. A method of multi-subject integrated division of fracture-cave units is proposed to determine the boundaries of fracture-cave units for the carbonate reservoirs in well areas and no well areas. This method is applied in Well LG 11 area of Lungu Oil Field where 80 fracture-cave units are divided, among which 55 units are reserves-unused (potential units). Some infill wells are deployed in this area, in which the drilled Well WX-1 is succeeded and yields 95t of oil per day, without water.

**Key words:** Carbonate oil reservoirs; Fracture and cave unit; Integrated research; Lungu Oil Field; Tarim Basin

Deng Xingliang; male, Dr., Add: Exploration and Development Research Institute, PetroChina Tarim Oilfield Company, Korla, 841000, China