

# 甘谷驿油田长6油层裂缝特征 及对注水开发的影响

钱 杰<sup>1</sup>, 付国民<sup>2</sup>, 刘云焕<sup>2</sup>, 李园园<sup>2</sup>, 于 波<sup>2</sup>

(1. 成都理工大学 能源学院, 成都 610059; 2. 长安大学 地球科学与国土资源学院, 西安 710054)

[摘要] 甘谷驿油田长6油层为低孔、特低渗透细喉型碎屑岩储层。根据地面相似露头裂缝观测、岩心裂缝描述、镜下薄片裂缝观测、地层倾角裂缝解释及注水开发生产动态表明,长6油层是地面以东西和南北向宏观构造裂缝发育为主、地下主要以东西向为主的微裂缝。这种裂缝在地下大部分呈孤立、闭合状,在现今北东向80°的最大水平主应力背景下,油井压裂投产使东西向微裂缝连通并优先开启,其次为北西向裂缝。南北向微裂缝始终处于挤压状态而闭合,因此,造成油田注水开发注入水沿东西向裂缝油井水串,南北向油井见效差。

[关键词] 裂缝;长6油层;注水开发;甘谷驿油田;鄂尔多斯盆地

[中图分类号] P618.13; TE321 [文献标识码] A [文章编号] 1672-6561(2005)04-0049-04

[作者简介] 钱杰(1968-),男,安徽桐城人,大庆油田采油一厂高级工程师,成都理工大学博士研究生,从事油田开发研究。

## 0 引言

甘谷驿油田位于鄂尔多斯盆地东部陕北斜坡中部,主要储集层为下三叠世延长组长6油层,为一套陆源碎屑储层。长6油藏埋深450~600 m,构造较平缓,倾角一般不超过1°,区域内不发育断层和褶皱,为典型的岩性油藏。甘谷驿油田长6油层物性差,为低孔特低渗透层。

## 1 裂缝特征

### 1.1 露头裂缝发育特征

在长6油层出露的延河剖面菜家坪一带选择发育较好的河道大砂体进行地面裂缝观测。在露头上,长6油层发育的裂缝主要为区域性构造裂缝,裂缝具有分布规则、规模较大、延伸较远、发育范围广、间距较宽、产状较稳定等特点,裂缝方向以东西、南北向为主,东西向裂缝为主导裂缝(表1)。此外,某些区域还存在北东—北西向裂缝。东西向裂缝平均密度为6.37条/m,南北向为2.8条/m,北东、北西

向裂缝较不发育,裂缝密度平均为1.2条/m。裂缝延伸长度3~500 cm,裂缝宽度变化0.1~250 mm,一般认为,延伸长度较大的裂缝,其宽度也较大。在露头上长6油层主要以宏观构造裂缝为主,裂缝较发育,可能与地层出露后应力释放有关<sup>[1]</sup>。

表1 延河剖面长6储层裂缝分布统计

Table 1 Fracture of Chang 6 Reservoir in Yanhe Plateau					
走向区间	裂缝条	频率/%	走向区间	裂缝条	频率/%
0~10	20	15.5	80~90	47	48
10~20	6	4.8	90~100	30	23
20~30	6	4.8	100~110	0	0
30~40	1	0.8	110~120	0	0
40~50	4	3.1	120~130	0	0
50~60	4	3.1	130~140	0	0
60~70	2	1.5	140~150	3	2.3
70~80	4	3.1			

### 1.2 岩心裂缝分布特征

对甘谷驿油田6口取心井的岩心裂缝发育情况进行了观测,发现裂缝12条,裂缝密度为0.079条/m。岩心上的裂缝长度多数小于0.5 m的较小裂缝,产状以高角度斜缝或垂直缝为主,倾角大于70°的裂缝占裂缝总数的81.5%。据观察,裂缝多数在岩性自然状态下能够张开,无次生矿物充填,

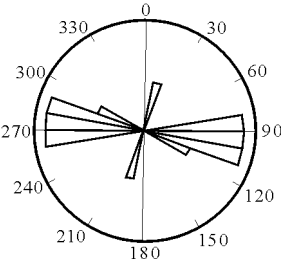


图 1 长 6 储层压性  
裂缝古地磁方向<sup>[2]</sup>

Fig. 1 Fractural Position  
Derived from the Palaeom  
Magnetism of the Cores

1.3 镜下微裂缝发育特征

对 3 口取心井中的 6 块岩石薄片进行了显微镜下微裂缝观测, 微裂缝宽度小于  $100\text{ }\mu\text{m}$ 。这些裂缝必须借助显微镜观察。镜下观测统计, 岩心薄片上存在两种类型的微裂缝, 一类与层面呈高角度

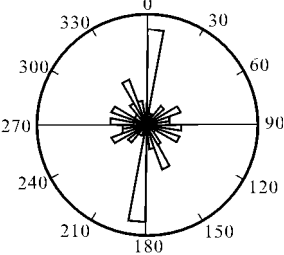


图 2 长 6 储层微裂缝与东  
西向主裂缝夹角统计<sup>[2]</sup>

Fig. 2 Counting Angle of  
Reservoir Micro Fracture and  
EW trending Direction Fracture

相交或近于垂直, 另一类与层面平行, 前者约为 40%, 后者为 60%, 微裂缝的平均面密度为  $0.08\text{ mm}^{-1}$ 。微裂缝形态各异, 缝面平直或弯曲, 延伸长短不一, 多数较短, 为  $0.5\sim 1.5\text{ mm}$ , 宽度为  $5\sim 45\text{ }\mu\text{m}$ , 多数为  $6\sim 15\text{ }\mu\text{m}$ 。微裂缝多呈孤立状

1.4 地层倾角测井解释  
裂缝方向

地层倾角测井是裂缝识别较有效方法, 甘谷驿油田至今未开展该项工作, 与其毗邻的川口油田对同一储层长 6 油层进行了 3 口井地层倾角测井裂缝解释。结果表明, 裂缝类型以高角度斜缝或垂直缝占绝对优势, 解释层位的裂缝优势方位为近东西向 (图 3)<sup>[3]</sup>

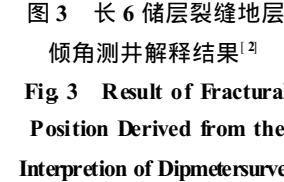


图 3 长 6 储层裂缝地层  
倾角测井解释结果<sup>[2]</sup>

Fig 3 Result of Fractural  
Position Derived from the  
Interpretation of Dipmetersurvey

2 现今应力场特征及地下裂缝关系

储层天然裂缝的分布和发育受古构造应立场的控制, 而现今地应力会影响天然裂缝的保存状态及渗流特征, 控制天然裂缝在地下有效性(裂缝的开启情况和连通情况)。此次研究主要应用 FLAC<sup>3d</sup> (Fast Lagrangian Analysis of Continua) 软件进行应力场数值模拟来分析研究区现今应力场特征, 以预测天然裂缝及人工裂缝分布状况。

FLAC<sup>3d</sup> 是由美国 Itasca 公司开发的拉格朗日显式有限差分程序。拉格朗日分析方法是描述材料自身力学性质的本构关系式建立在随动坐标系下, 然后进行显式差分求解的一种数值方法。通过有限差分应力场数值拟合, 得出研究区域最大、最小、中间主应力及  $6^1$  模拟层应力场分布特征。甘谷驿油矿长 6 储层现今最大主应力方向为北东  $80^\circ$ , 平均最大主应力为  $19.4\text{ MPa}$ , 最小水平主应力为中间应力, 平均  $11.45\text{ MPa}$ , 垂直主应力为最小主应力, 平均为  $6.45\text{ MPa}$ 。同时注水开发动态显示, 注入水主要沿东西向水窜, 其次为北东向、南东向, 南北向注水效果不明显。地面露头观测, 裂缝主要为东西向, 次为南北向, 镜下薄片统计、古地磁定位及倾角测井解释裂缝主要为东西向。

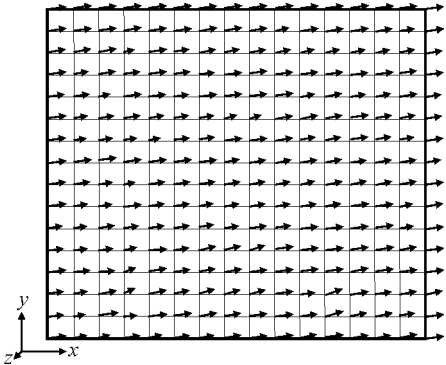


图 4 甘谷驿油田长 6 处层最大主应力矢量图

Fig. 4 Maximum Principle Stress of  
Chang 6 Reservoir in Ganguyi Oil Field

由于采用各种方法检测, 所以裂缝方位存在一定差异。通过对裂缝成因机制探讨认为, 受构造运动影响, 东西向及近东西向主要形成张性缝, 南北向以压性缝为主。各类裂缝均在地下为孤立、隐蔽、短小不连通。在现今应力场背景下, 物理模拟及其生产动态验证, 与最大主应力方向, 即北东  $80^\circ$  夹角最小的裂缝在外力诱导(压裂)下, 优先开启,

也就是说, 东西向裂缝最先开启, 其次为北西至南东向, 近南北向裂缝处于挤压状态, 不易开启, 表现为闭合状况。另一方面, 注水引起地层温度降低, 使热应力减小, 孔隙压力增大, 天然裂缝沿垂直于最小主应力方向延伸。其次, 油水井在压裂过程中, 产生垂直于最小主应力方向的人工裂缝, 使油水井之间的裂缝连通, 从而造成水串<sup>[4]</sup>。

3 地下微裂缝发育对注水开发的影响

唐 80 井区是甘谷驿油田同步注水开发试验区, 注水开发两年来, 生产动态特征反映出在水井压裂投注、油井加砂压裂投产的情况下, 地下天然微裂缝

开启、人工裂缝与天然裂缝沟通, 引起油井水串。  
甘谷驿油田唐 80 井区目前有注水井组 20 个, 注水井 18 口, 注水受益井 79 口, 统计分析注水一年来, 首先见效的油井是东西向, 其次为东北—西南向, 而南北向始终未见效, 产油量一直呈下降趋势。在含水率超过 70% 以上的 28 口油井中(表 2), 东西向油井占 50%、北东-西南向油井占 38.89%。  
综上所述, 长 6 储层虽然微裂缝发育, 但在地层条件下多呈闭合状态, 只有在注水压力或其他外力超过裂缝开启压力后, 裂缝才会张开, 使注入水沿着裂缝延伸方向突进, 油井见效后, 部分井较快水淹; 天然裂缝不发育的区域, 油井产量一直处于递减趋势, 油井注水效果不理想, 给注水开发带来困难。

表 2 甘谷驿油田唐 80 井区注水受益井含水> 70% 油井统计  
Table 2 Oil Well of Tang 80 Well Region Water Bear> 70% in Ganguyi Oil Field

注水井					采油井					
井号	投注日期	投注方式	压力/MPa	注入量 /m <sup>3</sup>	井号	方位/(°)	位移 /m	加砂量/m <sup>3</sup>	测试日期	CI <sup>+</sup> /10 <sup>-6</sup>
丛 13	20020430	压裂	0.0	10.0	13-7	269.82	130.00	27	20020430	4 836.34
20020929 调剖			9.0	3 069.7	13-4	72.14	120.00	27	20030622	3 223.18
丛 48	20030327	爆燃	11.0	419.9	48-3	90.79	147.41	10	20030612	4 895.64
			8.0	1 488.9	48-6	275.81	135.82	10	20031215	7 453.6
丛 57	20020630	爆燃	7.8	1 634.3	57-2	254.51	95.60	21	20030522	2 045.31
			7.8	1 634.3	57-6	230.01	152.08	20	20030522	1 645.14
丛 58	20020630	爆燃	8.8	1 437.6	58-4	273.02	125.47	22	20030805	2 223.16
			8.8	770.6	58-5	83.43	155.68	21	20030522	2 134.23
丛 64	20020530	爆燃	10.1	1 163.1	64-3	46.19	176.05	28	20021124	2 243.45
20030424 调剖			9.3	1 768.6	64-8	273.7	108.24	26	20030211	6 758.4
丛 65	20020513	爆燃	13.2	1 434.0	65-2	315.61	162.09	28	20021217	2 845.64
20020907 调剂			8.5	745.46	65-5	273.56	146.60	28	20020827	2 845.64
			11.5	1 017.1	65-7	226.35	151.72	16	20021009	2 045.31
			9.6	2 178.2	65-3	43.19	163.08	28	20030526	2 445.47
			9.6	2 178.2	65-5	273.7	146.60	28	20030526	2 845.64
			9.6	2 178.2	65-6	134.23	171.09	20	20030523	2 045.31
丛 67	20030326	压裂	10.3	471.6	67-4	111.98	111.14	16	20030627	2 223.16
			10.3	471.6	67-5	289.97	177.02	14	20030609	3 413.21
			7.3	591.7	67-6	62.21	193.46	14	20030702	4 895.86
			10.3	471.6	67-8	24.68	191.99	14	20030609	2 257.96
唐 83	20021231	压裂	4.3	685.4	83-6	265.9	156.67	10	20030702	3 645.99
丛 35	20030112	爆燃	8.0	1 814.7	35-7	265.41	152.25	16	20031215	14 761.5
			8.0	1 814.7	35-5	226.35	174.65	16	20031215	13 872.6
丛 54	20030327	爆燃	10.0	1 165.5	54-6	273.97	145.33	8	20031215	7 046.7
丛 55	20030327	爆燃	10.0	900.1	55-2	86.74	200.64	3	20031215	3 024.5
			10.0	900.1	55-6	275.56	172.87	3	20031215	20 452.8
丛 56	20030409	爆燃	9.0	1 201.9	56-3	84.66	153.68	15	20031215	7 674.5
			9.0	1 201.9	56-6	234.25	166.12	15	20031215	20 630.6

水井压裂投注提高了人工裂缝与天然裂缝的沟通机会,在提高水驱油效率的同时也加速了油井水窜,例如丛 13 井投注当天,13-7 井就发生水窜;丛 67 井投注 90 d,67-4 井就发生水串。由此看来,压裂投注应为今后注水井投注的主要方式。

通过生产动态分析,东西向是地层裂缝发育的主要方向,一般注水开始生产 20~80 d 暴性水淹,水线推进速度快(1.2~1.4 m/d),含水稳定时间短,高含水比直线上升直至水淹关井,造成见效快,见水快,水淹快。东北—西南向,为裂缝—孔隙发育带,是水线推进的次要方向,裂缝只穿过注水井或部分油井的压裂裂缝,油井见效周期为 140~320 d,造成水淹速度为 0.33~0.42 m/d,与东西向油井相比见效速度慢,见效周期和见效后产液量稳定,但增产幅度小,注水开发后局部注水压力超过裂缝开启压力,注入水易沿着砂体轴向裂缝水串,造成水淹。南北向地层微裂缝不发育,裂缝短、裂缝孤立、连通性差,产量一直递减或见效缓慢。注入水推进速度为 0.3~0.4 m/d,占注水井组比例大,50%~62%的油井见不到注水效果。基于以上原因,注水波及范围很有限,利用率或有效率<sup>[5~7]</sup>。

## 4 结论

(1)长 6 油层地面以宏观构造缝为主,裂缝主要以东西、南北向为主,其他方向次之。裂缝延伸较远,裂缝面平直,裂缝密度为 2.8~6.67 条/m。地面构造裂缝的发育与地层出露后应力释放有关,

其根本受盆地新生代构造应力场控制。

(2)岩心描述与镜下薄片观察,地层倾角测井解释及注水开发生产动态表明,长 6 油层以东西微裂缝发育为主,多为孤立和闭合状,总体微裂缝不发育。

(3)甘谷驿油矿长 6 油层最大水平主应力方向为北东 80°。东西向裂缝最优先开启和连通,并在油层压裂投产下形成东西向人工裂缝与天然裂缝串通,而南北向裂缝始终处于积压闭合状态,南北、东北向介于二者之间。

(4)地下裂缝发育和开启次序严重影响注水开发效果,使注入水沿东西向裂缝线水串,造成井组含水上升过快或水淹而南北向油井始终注水不见效,产量加速递减。

## [ 参 考 文 献 ]

- [1] 王志章. 裂缝性油藏描述及预测[M]. 北京: 石油工业出版社, 1999.
- [2] 张莉, 杨亚娟. 陕甘宁盆地川口油田低渗透油藏长 6 油层裂缝特征[J]. 地质科技情报, 2003, 22(2): 22~24.
- [3] 付国民, 李永军, 石京平. 樊家川油田河流相储层砂体非均质模型及剩余油分布[J]. 长安大学学报: 地球科学版, 2003, 25(1): 15~19.
- [4] 张莉, 岳乐平, 杨亚娟. 鄯善油田地应力、裂缝系统与油田开发[J]. 石油与天然气地质, 1999, 20(4): 330~332.
- [5] 杨亚娟, 张莉. 川口油田长 6 油层裂缝特征及对注水开发的影响[J]. 西北地质, 2000, 2(33): 22~26.
- [6] 杨亚娟, 王秀娟. 头台油田储层天然裂缝对注水开发的影响[J]. 西北大学学报: 自然科学版, 2001, 31(1): 71~73.
- [7] 杨永林, 张莉, 杨亚娟, 等. 鄯善油田裂缝体系及对注水开发效果的影响[J]. 西北大学学报: 自然科学版, 2004, 34(1): 97~100.

# Fractures' Characteristics of Chang 6 Reservoir in Ganguyi Oil Field and Its Influence on Water Injection

QIAN Jie<sup>1</sup>, FU Guo min<sup>2</sup>, LIU Yun huan<sup>2</sup>, LI Yuan yuan<sup>2</sup>, YU Po<sup>2</sup>

(1. School of Energy Resources, Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, China;

2. School of Earth Sciences and Resources Management, Chang'an University, Xi'an 710054, China)

**Abstract:** The Chang 6 reservoir belongs to low porosity and excessively low permeability micro throat elastic rock reservoir. By field investigation, rock core and slices observation, and the dip log interpretation, it is found that, in the Chang 6 reservoir, the fractures are extend in the direction of near EW and SN on the ground surface and orientated east west underground and most of the fractures are alone and closed. Due to the present action of the greatest horizontal stress with an orientation NE80°, EW NW trending fractures are connected and opened successively by the oil well fracture. However, the SN trending fracture is closed due to compression. Therefore, during the water injection, water is going forward along the EW trending fracture, but the result of water injection of SN trending oil well is bad.

**Key words:** fractures; Chang 6 reservoir; water injection; Ganguyi Oil Field; Ordos Basin

[ 英文审定: 苏生瑞 ]