

文章编号: 1000-0747(2002)05-0093-03

# 特低渗透油藏开发压裂技术

赵惊蛰, 李书恒, 屈雪峰, 刘莉莉

(中国石油长庆油田勘探开发研究院)

**摘要:**介绍靖安油田长 6 油藏开发地质特征和开发压裂试验区的试验方案优化设计, 重点分析开发压裂实施效果, 讨论开发压裂技术对特低渗透油藏开发的适应性与可行性。认为对于非均质性较强的特低渗透油藏, 实施开发压裂有利于实现井网与人工裂缝的合理匹配, 既可保证单井控制足够的经济可采储量, 又能充分满足特低渗透油层加大压裂规模的要求, 并易于在压裂缝的侧向建立有效压力驱替系统, 提高油藏的注水波及系数及最终采收率。开发压裂技术在特低渗透油藏具有较高的推广应用价值。图 3 表 4 参 4(赵惊蛰摘)

**关键词:**特低渗透油藏; 开发压裂; 矩形井网; 数值模拟

中图分类号: TE537. 2      文献标识码: A

“九五”期间, 长庆油田针对特低渗透油田的地质特点及生产特征<sup>[1]</sup>提出开发压裂技术, 以优化匹配井网系统、裂缝系统与压力系统为目标, 开展多项相关专题研究, 在靖安油田五里湾一区进行的开发压裂技术试验取得了明显经济效益。

## 1 试验区地质特征

靖安油田五里湾一区位于鄂尔多斯盆地陕北斜坡中段的新红鼻褶带。试验区长 6<sub>2</sub> 主力油层是志靖三角洲五里湾朵状体的一部分, 渗透层平均厚 17. 8m, 油层厚 12. 4m, 以近北东向的水下分流河道、河口坝相复合砂体为主, 岩性主要为中—细粒的岩屑质长石砂岩, 孔隙度为 12. 2%, 空气渗透率为  $1. 27 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 油、水相等渗点处的含水饱和度为 51%, 相对渗透率为 13. 4%, 束缚水饱和度 (35. 6%) 下的油相渗透率为  $0. 26 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 残余油饱和度 (38. 6%) 下的水相渗透率为  $0. 182 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 平均无水采油期驱油效率 24. 8%, 含水 98% 时水驱油效率 41. 2%, 最终水驱油效率 48. 9%。属中孔特低渗储集层。

露头及岩心观察证实, 长 6<sub>2</sub> 油层的成岩缝和构造缝较发育 (裂缝线密度为 0. 2 ~ 0. 6 条/m)。成岩缝一般平行层理面, 长 1 ~ 5cm, 具有断续、尖灭、合并和弯曲等特点; 两组构造缝一般与层理面高角度相交, 分布规则。裂缝在原始地层状态下均闭合, 油井无自然产能或产量较低, 压裂后才能开启, 获得较高产量。

## 2 试验方案优化设计

特低渗透油田开发压裂要求采用矩形井网, 目的是适当放大井距、缩小排距, 并使井排与裂缝走向平

行。放大井距可通过压裂制造长缝而提高油井产量并延缓见水时间; 缩小排距易在压裂缝的侧向建立有效压力驱替系统<sup>[2, 3]</sup>。但靖安油田采用正方形反九点井网注水开发, 与矩形井网的渗流特点差异较大, 很难用现有的常规油藏工程方法论证。

鉴于此, 主要采用数值模拟法进行试验区开发压裂的井网形式与裂缝系统、压力驱替系统的整体优化设计。油藏模拟模型根据油藏地质特征建立, 充分考虑人工裂缝及被其串通的天然微裂缝与井网的耦合作用。用有效渗透率差异 (相差 3 倍) 表征油层的各向异性,  $x$  方向设为  $0. 9 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,  $y$  方向和  $z$  方向均设为  $0. 3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ; 模拟裂缝的穿透率 (缝长与井距的比值) 为 0. 7, 裂缝导流能力为  $22. 5 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$ ; 在裂缝前缘设置一高渗带 (渗透率为  $80 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 导流能力为  $8 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$ )。根据以上模型, 假设人工裂缝与井网均处于最佳配置状态, 模拟对比正方形反九点井网与矩形井网的开发指标 (见表 1)。

表 1 开发压裂区不同井网形式开发指标对比

开发指标	井网形式	生产时间(a)					
		4	8	12	16	20	
累计产量 (10 <sup>4</sup> t)	正方形反九点	26.6	45.4	62.5	77.7	90.3	
	矩形	38.2	74.8	102.4	120.6	132.2	
采出程度 (%)	正方形反九点	4.7	8.0	11.0	13.7	16.0	
	矩形	6.6	12.9	17.8	21.0	23.0	
含水率 (%)	正方形反九点	角井	78.1	83.8	87.3	89.9	91.9
		边井	2.1	2.5	7.7	19.0	33.1
	矩形	2.5	23.7	51.7	71.1	81.6	

对比结果表明, 矩形井网各项开发指标均优于正方形反九点井网, 生产 20a 时的采出程度, 前者比后者

高近 7 个百分点<sup>[4]</sup>。此外, 根据李道品等提出的特低渗透油藏经济实用井网密度的计算方法, 试验区的经济实用井网密度约为 10ha/well。为了确保单井控制足够的经济可采储量, 在经济实用井网密度附近设计了 5 种矩形井网, 对 5 种井网 20a 的采出程度和各种经济指标进行模拟对比的结果(见表 2), 960m×300m 和 960m×360m 的矩形井网开发效果较好。

表 2 不同井网密度经济指标和开发指标对比

井网密度 (m)	投资回收期 (a)	财务净现值 (10 <sup>4</sup> 元)	第 20 年采出 程度(%)	第 6 年单井 产油量(t/d)
1200×200	5.1	1048		
960×300	3.6	8608	23.0	6.7
960×360	3.9	7746	22.0	7.1
900×400	4.4	6223	21.1	6.7
800×500	5.5	3515	18.2	5.6

参考安塞油田王窑区侧向加密调整的经验, 试验区选用 960m×330m 的矩形井网, 即采油井井间距为 480m, 注水井井间距为 960m, 注、采井排距为 165m, 井排走向为 NE70°(见图 1)。加大了采油井压裂规模, 设计水力压裂半缝长约 170m; 要求注水井进行小规模压裂后投注。配套技术政策界限为: 初期注水井流压小于地层破裂压力的 90%; 按照注采平衡原理, 初期单井日注水量为 25~40m<sup>3</sup>。

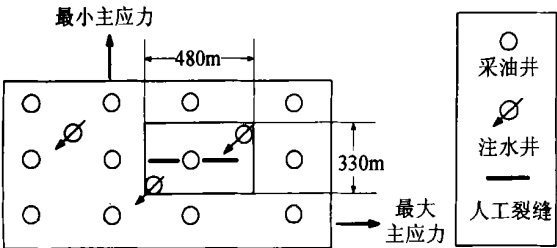


图 1 开发压裂试验区井网平面展布示意图

3 试验效果分析

试验区 1997 年开始开发压裂前期研究、准备, 1998 年建成完整的注采系统(采油井 42 口, 注水井 16 口), 当年 10 月开始投入注水开发, 年底 16 口注水井全部投注。实施开发压裂后主要有以下几方面效果。

3.1 较大规模的压裂改造具有一定增产效果

开发压裂井与五里湾一区常规施工井油层情况相似。试验区压裂规模较大, 单井加砂量平均提高 6.2 m<sup>3</sup>, 排量提高 0.62m<sup>3</sup>/min, 与常规施工区相比, 单井排量平均提高 1.56m<sup>3</sup>/d, 油井投产后 3month 内单井产量平均提高 2.1t/d, 月递减率降低 3.76 个百分点(见表 3)。

表 3 试验区与常规施工区油井压裂措施与效果对比表

对比项目	试验区	常规施工区
油层厚度(m)	12.4	11.32
孔隙度(%)	11.86	12.30
渗透率(10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup> )	4.02	4.42
含水饱和度(%)	44.05	47.27
加砂量(m <sup>3</sup> )	28.6	22.4
排量(m <sup>3</sup> /min)	2.2	1.58
砂比(%)	33.95	33.8
试排产油(m <sup>3</sup> /d)	22.66	21.1
试排产水(m <sup>3</sup> /d)	0.0	0.63
试采初期产量(t/d)	8.3	6.2
试采初期月递减率(%)	8.4	12.16

3.2 注水井吸水性较好

在试验区投入注水开发的初期, 注水强度为 2.1~2.6m<sup>3</sup>/d·m, 单井注水量为 30~40m<sup>3</sup>/d, 1999 年 4 月起下调到 20m<sup>3</sup>/d 左右, 目前单井注水强度保持在 1.5m<sup>3</sup>/d·m 以上。在注水以来的 32~34month 中, 井口注入压力一直相对稳定(3~5MPa), 月注采比初期为 0.5~1.1, 最高时(1999 年 3 月)达 1.82, 此后一直控制在 1.1 左右。统计 4 口注水井的吸水剖面资料, 地层吸水较均匀, 井均吸水厚度 11.6m, 单井吸水强度 1.7~3.7 m<sup>3</sup>/d·m, 平均 2.4m<sup>3</sup>/d·m。

3.3 注水见效后油井增产稳产效果较好

试验区投入注水开发后, 1999 年 2 月油井便开始陆续见效, 到 2001 年 6 月底有 39 口油井不同程度见效, 见效井占区内油井总数的 95.2%, 比邻区提高 10.4 个百分点; 见效周期 2~6month, 平均周期比邻区缩短 0.5month; 见效井单井产量由见效前的 4.42t/d 提高到目前的 6.12t/d, 比邻区约高 0.2t/d(见表 4)。

表 4 注水见效情况对比分析

对比项目		试验区	邻区	全区
平均见效程度(%)		95. 2	84. 8	86. 0
平均见效周期(month)		4. 5	5. 0	5. 0
平均产油 (t/d)	见效前	4. 42	4. 86	4. 8
	见效后	5. 33	5. 77	5. 7
	目前	6. 12	5. 96	5. 99
平均含水 (%)	见效前	3. 5	3. 2	3. 3
	见效后	2. 3	2. 9	2. 8
	目前	0. 8	1. 0	1. 0
平均动液面 (m)	见效前	1481	1445	1450
	见效后	1372	1368	1368
	目前	1264	1278	1276

注水见效前, 试验区与五里湾一区其它井区的单井产量相近, 注水见效后产量稳中有升(见图 2), 初产

比邻区约高 2.0 t/d, 目前保持在 6.0 t/d 左右, 而邻区稳产约 4 month 后开始缓慢递减, 单井产量降为 4.8 t/d 左右。这表明, 矩形井网的见效程度较高, 稳产时间较长。

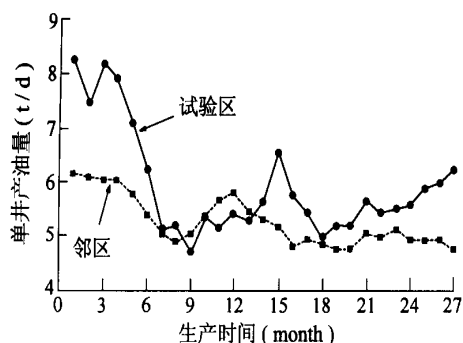


图2 试验区与邻区产能对比图

### 3.4 油井见效之后含水稳定

其它井区油井见效即见水, 而试验区油井见水之后含水稳定。分析认为这与试验区矩形井网的形式有关: 井排方向与人工裂缝方向一致(根据地层倾角测井、岩心差应变-古地磁以及现场压裂裂缝动态监测等资料, 最大主应力优势方向为  $NE60^{\circ} \sim 75^{\circ}$ ), 油水井连线方向与天然裂缝方向及人工裂缝方向均有一定夹角(见图3); 同时, 注水井改造规模小, 仅在其井筒附近形

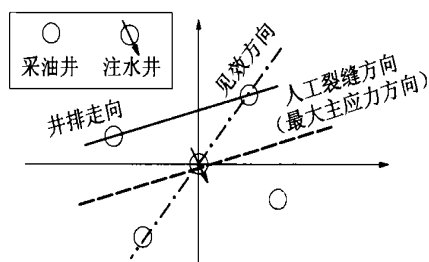


图3 试验区油井见效方向示意图

成较短的人工裂缝, 即使发生指进, 注入水也只能沿天然微裂缝方向或高渗透带方面指进, 提高油井的见效程度, 不可能直接与油井沟通, 造成水淹。从这个意义上讲, 矩形井网水窜的可能性较小, 既是有效的, 也是安全的。

## 4 结语

特低渗透油藏采用矩形井网实施开发压裂, 能够适应加大压裂规模以提高单井产量的要求, 实现井网与人工裂缝的合理匹配; 有利于建立有效的压力驱替系统, 提高注水波及系数和最终采收率; 能够推迟油井见水时间, 延长无水采油期。

对于提高低—特低渗透油藏的单井产量及最终采收率, 开发压裂作用明显。

### 参考文献:

- [1] 李道品等. 低渗透砂岩油田开发[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997.
- [2] 王道富, 李忠兴, 等. 特低渗透油田注水开发技术(上)[A]. 中国石油天然气股份公司油气田开发技术座谈会文集[C]. 北京: 石油工业出版社, 2001. 145-175.
- [3] 史成恩, 潘增耀, 等. 特低渗透油田开发的主要做法[J]. 低渗透油田, 2000, 5(3): 57-69.
- [4] 李书恒, 等. 靖安油田长6开发压裂试验效果分析[R]. 西安: 长庆油田勘探开发研究院, 2000.

第一作者简介: 赵惊蛰(1965-), 男, 陕西蒲城人, 学士, 长庆油田勘探开发研究院高级工程师, 现从事油田开发地质与方案编制研究和科研管理工作。地址: 陕西省西安市兴隆园小区, 长庆油田勘探开发研究院, 邮政编码: 710021。

收稿日期: 2002-04-19

(编辑、绘图 王孝陵)

## Fracturing technique of super-low permeability reservoir development

ZHAO Jing-zhe, LI Shu-heng, QU Xue-feng, LIU Li-li

(Research Institute of Exploration and Development, Changqing Oil Field, PetroChina, Shaanxi 710021, P. R. China)

**Abstract** In the paper, the development character, the optimization design and test result of pilot test fracturing of Chang 6 reservoir in Jing'an oil field is introduced, and the adaptability and feasibility of the fracturing technique used in the reservoir with super low permeability is clarified. It indicates that development-fracturing technique can achieve the reasonable mate between well pattern and artificial fracture in the reservoir with low and super low permeability. On one hand, it can assure oil well of controlling enough economic recoverable reserves; on the other hand, it can fully satisfy the demand to improve the fracturing scale of low-permeability oil-bearing formation, and it is easy in the lateral to establish effective pressure-displacement system, and increase sweep efficiency and ultimate recovery factor. This technique has high popularizing value.

**Key words** extra-low permeability oil reservoir; development fracturing; rectangular pattern; numerical simulation