

文章编号:1000-5870(2005)06-0053-04

低渗透油藏矢量井网设计与整体压裂优化研究

李 阳^{1,2}

(1. 中石化 胜利油田有限公司, 山东 东营 257001; 2. 中国石油大学 石油工程学院, 山东 东营 257061)

摘要:低渗透油藏渗流规律的研究表明,受储层非均质性及微裂缝的影响,注采井网的部署、整体压裂方案的优化对于改善低渗透油藏的开发效果和采收率有着重要的影响。提出了矢量井网的概念,阐述了矢量井网与储层非均质性的关系,研究了与矢量井网配套的压裂工艺,包括深井限流压裂、转向压裂、分步加砂压裂等。将矢量井网与整体压裂方案在胜利油田史深100块进行了现场实施。结果表明,矢量井网是实现低渗透油田高效开发的重要手段。

关键词:胜利油田;低渗透油藏;各向异性;矢量井网;整体压裂

中图分类号:TE 348;TE 357.1 **文献标识码:**A

Design of vector well pattern and optimization of integral fracturing in low permeability reservoir

LI Yang^{1,2}

(1. Shengli Oilfield Limited Company, China Petrochemical Corporation, Dongying 257001, China;

2. College of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Dongying 257061, China)

Abstract: The study results of fluid flow in low permeability reservoirs show that the design of flood pattern and optimization of integral fracturing strategy have important effect on improved development effect and oil recovery of low permeability reservoirs due to reservoir heterogeneity and microfractures. The concept of vector well pattern was proposed, and the relationship between vector well pattern and reservoir heterogeneity was expounded. The supporting fracturing technologies including deep well limited entry fracturing, deflection fracturing and multiple-stage sand fracturing were discussed. The strategy of vector well pattern and integral fracturing was implemented in Shishen 100 block of Shengli Oilfield, and the results show that the vector well pattern is an important approach to improve development effect of low permeability reservoirs.

Key words: Shengli Oilfield; low permeability reservoir; anisotropy; vector well pattern; integral fracturing

低渗透油藏是指储层空气渗透率小于 $0.05 \mu\text{m}^2$ 的油藏。胜利油田低渗透油藏储量丰富,近几年低渗透油藏在新增探明储量中所占的比例越来越大,已经成为增储建产的主要组成部分。低渗透油藏具有储层非均质性强、微裂缝较发育的特点,所以在开发设计和压裂改造过程中,必须加强储层非均质性、地应力与微裂缝分布规律的研究,必须注重微裂缝与井网的优化匹配。从20世纪90年代以来,胜利油田逐步探索并形成了矢量井网与整体压裂改造的开发技术,即按低渗透储层最大渗流方向(包括压裂形成裂缝的方向)部署注采井网,以此来提高该

类油田的开发效果和经济效益。

1 储层非均质性与矢量井网设计

1.1 低渗透储层非均质性

低渗透储层的非均质性主要体现在两个方面:一是储层物性的各向异性,二是天然微裂缝的张开度和延伸方向,后者受古应力场和现今应力场的控制。

储层物性的各向异性是指厚度、渗透率、孔隙度等宏观物性参数的各向异性,主要是由于储层沉积微相的不同而引起储层物性在平面上的变化。如牛庄油田牛20沙三中 D^{3+4} 油积扇砂体平均渗透率为

收稿日期:2005-06-11

基金项目:国家重点基础研究发展规划项目(G19980040801)

作者简介:李阳(1958-),男(汉族),山东东平人,教授级高工,博士,中国石油大学博士生导师,从事油田开发研究和管理工作。

$50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 在扇体核部微相渗透率大于 $60 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 而扇体外缘微相渗透率小于 $20 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

低渗透储层中的天然裂缝大多为构造裂缝, 力学性质既有张性的也有剪性的, 一般以剪裂缝为主。天然裂缝的分布规律主要受古应力场控制, 张裂缝的延伸方向与古应力场的最大主应力方位一致, 剪裂缝的延伸方向与古应力场的最大主应力方位一般呈 45 夹角。现今应力场的方向和大小对天然裂缝的连通程度有一定的影响。天然裂缝除了具有方向、密度、连通性的各向异性外, 不同时期裂缝组系间还有差异。如牛 20 块发育微裂缝, 裂缝宽度一般为 $15 \sim 50 \mu\text{m}$, 并且表现为统一应力场作用下产生的剪裂缝特征。裂缝与基质的渗透率、孔隙度对比表明, 微裂缝的渗透率高于基质渗透率, 二者同时起到储集体与渗流通道的作用, 成为双重介质。

1.2 低渗透油藏矢量井网设计

由于低渗透储层参数的各向异性, 即数学上的矢量性, 特别是古地应力和微裂缝分布的矢量性, 必然导致注水开发过程中油水运动在不同方向上的差异性。为了提高低渗透油藏的产能, 在油田开发过程中要对储层进行压裂改造。压裂形成的裂缝分布具有一定的方向性, 一般受现今地应力场和天然裂缝分布的控制(图 1)。压裂裂缝中一部分追踪天然裂缝, 其走向与天然裂缝走向差别小于 45° , 一部分是与现今最大主应力方向平行的新生岩石裂缝。因此在低渗透油藏注水开发过程中, 开发井网的部署必须考虑储层参数和裂缝的各向异性(矢量性), 并与之相匹配, 故应进行矢量井网及整体压裂设计。

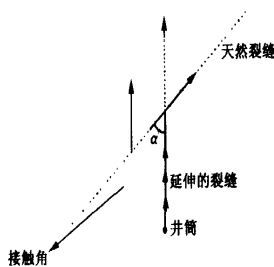


图 1 压裂裂缝走向方位示意图

均质低渗透储层压裂裂缝的延伸方向应当是储层的最大渗流方向, 但是受储层非均质性、天然裂缝和水力裂缝的影响, 非均质储层的最大渗流方向分布比较复杂。在开发过程中受天然裂缝的影响, 流固耦合作用明显, 随着储层压力的变化, 天然裂缝开张或闭合对流体渗流存在着非常显著的控制作用, 这也是矢量井网布置需要解决的关键问题。

2 矢量井网与整体压裂方案的优化

考虑低渗透油田的渗流规律, 通过室内实验研究给出低渗透油藏井距推导公式。油井以定产量生产时, 其驱替压力梯度随半径 r 的增大而逐渐减小, 即

$$\frac{dp}{dr} = \frac{q\mu}{2kh} \frac{1}{r} + \dots \quad (1)$$

式中, dp/dr 为驱替压力梯度, MPa/m; p_w 为最小驱替压力梯度, MPa/m; q 为流量, m^3/s ; μ 为流体粘度, mPa·s; k 为储层渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; h 为储层厚度, m。

从式(1)可以看出, 当驱替压力梯度 dp/dr 等于最小驱替压力梯度 p_w 时, 油井的产量等于零, 液体质点不再流动, 这时对应的半径 r 为油井的极限控制半径。

低渗透油层非线性渗流过程的流量方程为

$$q = \frac{2kh(p_e - p_w)}{\mu \ln \frac{r_e}{r_w}} \left[1 - \frac{(r_e - r_w)}{(p_e - p_w)} \right] \quad (2)$$

将方程(1), (2)联立, 求解可得

$$\frac{dp}{dr} = \frac{(p_e - p_w) \left[1 - \frac{(r_e - r_w)}{(p_e - p_w)} \right]}{\ln \frac{r_e}{r_w}} \frac{1}{r} + \dots \quad (3)$$

由式(3)可以看出, 当 $dp/dr = p_w$ 时, 由室内实验得到

$$\left(\frac{-p}{L} \right)_{\min} = 0.00031 \left(\frac{k_e}{\mu} \right)^{-0.5992} \quad (4)$$

将式(4)代入式(3), 并经单位换算, 可得到极限控制半径 r_{lim} 为

$$r_{\text{lim}} = 3.226 (p_e - p_w) \left(\frac{k_e}{\mu} \right)^{-0.5992} \quad (5)$$

式中, p/L 为压力梯度, MPa/cm; k_e 为有效渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; r_e 和 r_w 分别为油藏供给半径和井筒半径, m; p_e 为地层压力, MPa; p_w 为油井流压, MPa。

由式(5)可以确定一定工艺技术水平下流体在油藏中的最大流动范围, 见图 2。

同理可得地层流体容易流动的半径 r_{easy} 为

$$r_{\text{easy}} = \left[\frac{(p_e - p_w)}{\left(\frac{-p}{L} \right)_{\max} \ln \left(\frac{r_{\text{lim}}}{r_w} \right)} \right] \quad (6)$$

在井网方式设计上国内学者给出了不同井网方式与裂缝的最佳匹配关系(图 3), 即注采主流线最大限度的与裂缝延展方向避开^[2]。如五点法布井,

当注采方向与裂缝方向成 45° 夹角时效果最好。目前,认为矩形井网对储层裂缝分布的适应性较好,是值得推荐的布井方式。

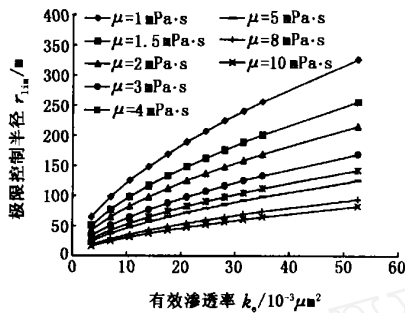


图 2 不同粘度下流体流动极限控制半径与有效渗透率的关系

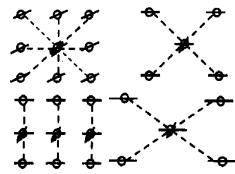


图 3 不同井网形式与裂缝的最佳匹配关系

因为低渗透油藏储量品位低,为了经济有效地开发,必须进行压裂改造。矢量井网与整体压裂是相互影响的组合,不同的井网布置需要对整体压裂方案进行优化,而整体压裂又影响矢量井网的井距参数。

油藏压裂模拟技术是优化矢量井网布置及压裂方案选择的主要手段。通常砂岩油藏采用均匀等效的裂缝网络模型来描述双重介质,该模型中忽略了裂缝分布的方向性,进行整体压裂方案优化时容易产生较大误差。要在模拟中解决好相互关联但特征差别又极大的基质孔隙与裂缝系统,同时又要考虑水力裂缝在区块中的非一致性,需要进行复杂的油藏模拟。通过具有不同裂缝方位的均质储层在不同井网下的整体压裂模拟实验看出,在同一井网、相同水力裂缝长度条件下,大井距压裂后可获得较高的单井产能,但采油速度低于小井距开采方案^[2]。

3 与矢量井网配套的压裂工艺

矢量井网要求压裂工艺的实施尽可能在目标产层内按照整体压裂方案设计,实现裂缝长度、导流能力和裂缝高度在油层内的矢量布置及水力裂缝与油藏的最佳匹配。

3.1 深井限流压裂

由于多层段压裂时常规射孔后井筒压力系统不

足以克服层间应力差异,不能实现多层同时改造和不同的改造规模,所以采用限流压裂工艺。通过优化射孔数目、孔径和射孔位置,可以实现不同层具有不同的孔眼压差、不同层段同时改造以及在不同层系形成设计的水力裂缝^[3]。

3.2 转向压裂

控制水力裂缝延伸至产层外,是保证矢量井网开发效果的重要措施。水力压裂全三维模拟结果表明,在产层与夹层应力相近的情况下,裂缝容易延伸进入隔层,支撑剂容易在隔层铺置,这不仅影响产层内裂缝的铺置和增产效果,更重要的是如果裂缝向相邻水层延伸,将导致压裂后产水或者是注水后油井快速见水。

转向压裂是利用人工应力遮挡材料,在垂向裂缝的上部和下部形成人工隔层来控制缝高的双向延伸。物理模拟试验结果表明,采用双转向材料(压裂转向剂)可以增加 2~3 MPa 的隔层应力,能较好地控制裂缝高度延伸(图 4 中 V_z 为压裂转向剂注入量)。

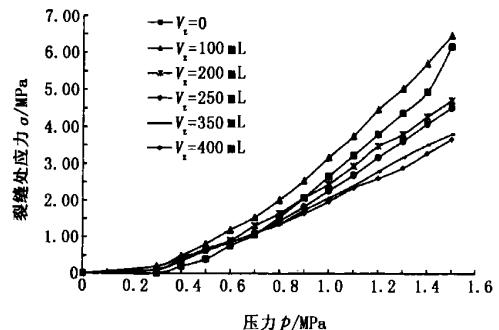


图 4 不同量的压裂转向剂下人工应力遮挡曲线

3.3 分步加砂压裂

低渗透油藏普遍具有隐式裂缝的特征,同时由于岩心非均质性、储层砾岩成分的影响,容易导致压裂液大量滤失和水力裂缝绕流变窄,造成压裂早期砂堵。分步加砂是重新建立由于压裂液滤失变窄的流动通道,避免加砂过程中的早期砂堵,保证优化裂缝方案的实施。

不采取分步加砂措施时,在中替开始前缝口处支撑剂的体积比达到了 0.7 以上,按照一般情形会产生局部砂堵,并很容易导致缝口全部砂堵,而分步加砂压裂时支撑剂在缝内的分布不会产生局部完全闭合和前缘加砂部分无效的现象。该项工艺在胜利油区低渗透砂岩双重介质储层的压裂改造中起到了重要的作用。

4 应用实例

史南油田史深 100 沙三段油藏,渗透率为 $13.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。1994 年对该油藏开展地应力研究,主应力方向为 N 70°E 到 N 110°- 130°E,在两条断层之间近似南北方向。按照矢量井网的布置原则,先期采用 400 m × 283 m 反九点法面积井网,后期加密调整为五点法面积井网(图 5),整体压裂优化油井支撑缝长为 100 m,导流能力为 0.25 ~ 0.30

$\mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$,水井支撑缝长为 80 m,导流能力为 0.30 ~ 0.35 $\mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$ 。

通过生产动态及试井分析发现,该块天然裂缝较为发育,裂缝具有较强的方向性。为了优化整体压裂设计,井网加密调整时应用矢量井网研究成果,井排方向与最大主应力方向成 22.5°的夹角,使注入水沿最小渗流方向均匀推进,避免压裂后受天然裂缝影响油井快速见水水淹,提高了水驱效率。

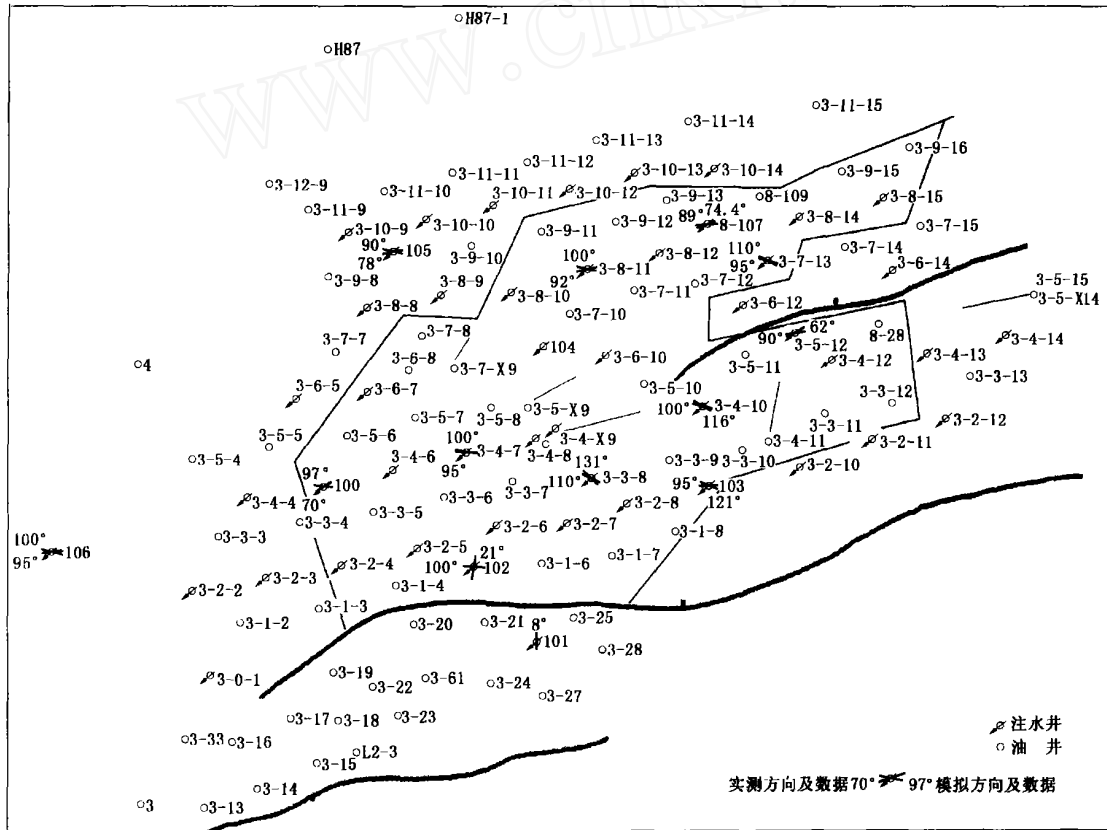


图 5 史深 100 块整体压裂注采井网布置

该块从 1994 年投入开发到 2004 年 6 月,分阶段进行了 76 井次压裂改造,保持了高速高效的开发,目前采出程度已达到了 13.9%,综合含水率仍保持在 13.5%,采油速度为 1.3%,注采比为 1.1,取得了很好的开发效果。

保证了压裂裂缝在油藏中的位置,并最大可能保证了矢量井网的开发效果。

5 结论

- (1) 低渗透储层非均质性主要表现在储层物性的各向异性、天然裂缝和压裂裂缝的方向性等方面。
- (2) 通过矢量井网设计和整体压裂方式与储层非均质性的优化匹配可以较好地改善开发效果。
- (3) 转向压裂、限流压裂、分步加砂压裂等技术

参考文献:

- [1] 李道品. 低渗透砂岩油田开发[M]. 北京:石油工业出版社,1997.
- [2] 王鸿勋,张士诚. 水力压裂数值计算方法[M]. 东营:石油大学出版社,1998.
- [3] 王鸿勋,张琪. 水力压裂技术原理[M]. 北京:石油工业出版社,1986.
- [4] GIDLEY J L, HOLDITHCH S A, NIERODE D E, et al. 水力压裂技术新发展[M]. 蒋圃,单文文,朱兆明,等,译. 北京:石油工业出版社,1995. 891 - 959.

(编辑 李志芬)