

·油气钻采工程·

低渗透油藏裂缝方向偏转时井网与水力裂缝适配性研究

张璋,何顺利,刘广峰

(中国石油大学(北京)石油工程学院,北京 102249)

摘要:受储层非均质性等因素的影响,人工裂缝方向可能偏离井网方向。若裂缝参数设计不合理,则会给油田开发带来风险。为此,对低渗透油藏裂缝方向发生偏转时井网与水力裂缝适配性进行了研究。采用流线模拟技术,分析了菱形反九点井网压裂后的渗流场特征。以华庆油田X井区为例,建立了裂缝方向发生偏转时的压裂数值模拟模型,研究了不同井裂缝参数对生产动态的影响。结果表明:当裂缝方向发生偏转时,压裂井网渗流场会发生明显变化,应根据流线分布特点重新划分井组模拟单元;不同井处缝长对生产动态的影响程度不同,且各井裂缝之间存在明显的干扰现象;增加处于裂缝不利方位上的边井处缝长,提高采出程度效果较差,该井处裂缝不易过长,而在一定范围内增加处于裂缝有利方位上的边井和角井处缝长,提高采出程度效果显著,可适当增加其缝长。利用正交试验,优选出裂缝方向发生偏转时与井网相匹配的最佳裂缝参数组合为:1号边井、2号边井和角井处的裂缝穿透比分别为0.3、0.7和0.6,裂缝导流能力为 $30 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$ 。

关键词:裂缝方向偏转 井网 适配性 缝长 裂缝穿透比 采出程度

中图分类号:TE357.1

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2013)03-0098-04

利用人工压裂改造储层是低渗透油气藏勘探开发不可缺少的增产手段^[1]。受现今地应力的控制,压裂形成的水力裂缝具有一定的方向性,在进行井网部署时,须考虑井网系统与水力裂缝系统的合理匹配关系。自20世纪80年代中后期,中国学者针对油田开发实际,对水力裂缝与井网适配性进行了探索,并形成了针对低渗透油藏井网部署和压裂设计的思路和方法^[2-8]:按储层裂缝发育方向(最大主应力方向)部署注采井网,并运用系统工程方法,以整个区块或独立的井组单元为研究对象,综合考察储层、井网和裂缝3项参数的不同组合方案对开采指标的影响程度,以实现井网、裂缝与基质3系统之间的最佳匹配^[9-17]。

目前研究均是基于井网与裂缝方向一致的情况,但由于实际地层情况较为复杂,受油藏构造、沉积和非均质性等因素影响,同一区块不同区域地应力分布规律不一致,导致裂缝延伸方向不一致。在油田开发前期部署井网时,由于缺乏足够的测试资料,对油藏平面上地应力和裂缝分布无法做出准确判断,常借鉴相邻区块或以单井监测数据来确定井

网方向,这就可能存在裂缝方向偏离井网方向的情况。裂缝方向发生偏转极有可能造成沿其方向上的生产井过早见水,使实际生产动态达不到设计效果,给油田开发带来风险。鉴于此,笔者在前人研究的基础上,利用整体压裂数值模拟技术,研究了裂缝方向偏离井网方向时井网与水力裂缝的适配性问题,分析了不同裂缝参数对生产动态的影响,以为低渗透油藏的压裂设计提供理论指导。

1 压裂井网渗流场特征

以菱形反九点井网为研究对象,分析压裂后井网的渗流场特征。为排除其他因素干扰,仅考虑储层裂缝方向的影响,建立均质油藏模型进行研究。利用流线模拟技术^[18],计算并分析了裂缝方向未发生偏转和发生偏转时的流线分布。

当裂缝方向未发生偏转时(图1a),压裂井网渗流场呈对称分布,流线从注水井出发,早期在注水井井壁均匀分布,随着水驱前缘的推进,流线不断向生产井扩散。沿裂缝延伸方向的流线汇集于角

收稿日期:2013-03-07。

作者简介:张璋,男,在读博士研究生,从事油气藏工程研究。联系电话:15010263290, E-mail: zhangzhangky@163.com。

基金项目:国家科技重大专项“油田开采后期提高采收率新技术”(2011ZX05009-004)。

大于0.5时,随着缝长的增加,井组采出程度呈下降趋势。这是因为,当裂缝方向发生偏转时,1号边井处于不利方位,增加缝长虽可发挥生产井压裂裂缝的增产效果,但会使1号边井过早见水并形成水窜,造成无效注水循环,最终降低整体采出程度。从图2亦可看出,增加1号边井处缝长,虽提高了1号边井的累积产油量,但2号边井和角井的累积产油量显著降低。这主要是因为1号边井处裂缝靠近注水井,缝长增加,对注水前缘推进影响增大,进而降低了地层向其他生产井的供液能力。因此,1号边井处裂缝不宜过长。

2号边井处缝长 当2号边井处裂缝穿透比小于0.2时,随着缝长的增加,井组采出程度大幅提高;当裂缝穿透比为0.2~0.8时,随着缝长的增加,井组采出程度增幅降低;当裂缝穿透比大于0.8时,井组采出程度增幅进一步降低(图3)。分析认为,裂缝方向发生偏转,使2号边井处于有利方位,增加缝长生产井压裂增产效果显著。同时,增加2号边井处缝长,对1号边井的累积产油量影响不大,但角井的累积产油量显著降低(图3)。这主要是因为2号边井处裂缝靠近角井处裂缝,而远离1号边井处裂缝,井间干扰对1号边井影响不大。从模拟结果来看,适当扩大2号边井的压裂规模,可提高井组的整体采出程度。

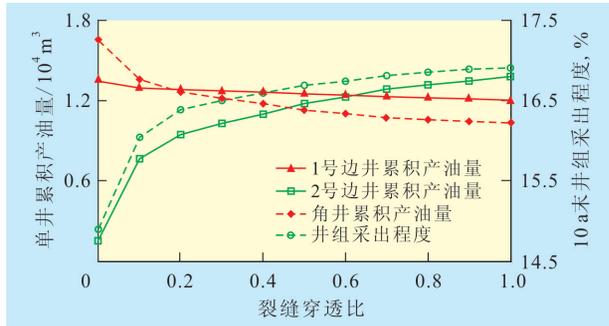


图3 2号边井处不同裂缝穿透比下单井累积产油量和井组采出程度

角井处缝长 当角井处裂缝穿透比小于0.2时,随着缝长的增加,井组采出程度大幅提高;当角井处裂缝穿透比为0.2~0.7时,随着缝长的增加,井组采出程度增幅降低;当裂缝穿透比大于0.7时,井组采出程度略有降低(图4)。分析认为,当裂缝方向发生偏转时,沿主渗流方向(裂缝方向)角井裂缝偏离注水井,裂缝不再位于注水井与角井的注采连线上,角井处于相对有利方位。分析图4发现,增加角井处缝长对1号边井的累积产油量影响较小,却显著降低了2号边井的累积产油量。这主要是因为角井处裂缝靠近2号边井处裂缝,而远离1号边井

处裂缝和注水井,井间干扰对2号边井的影响较大。因此,可适当扩大角井的压裂规模,且角井与注水井之间不会过早形成水线。

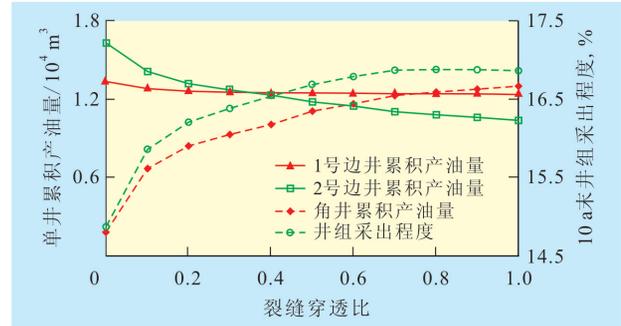


图4 角井处不同裂缝穿透比下单井累积产油量和井组采出程度

裂缝导流能力 当1号边井、2号边井和角井处裂缝穿透比均为0.5时,由不同裂缝导流能力下井组采出程度(图5)可以看出:当裂缝导流能力小于30 μm²·cm时,随着裂缝导流能力的增加,采出程度大幅提高;当裂缝导流能力大于30 μm²·cm时,采出程度增幅逐渐变缓。

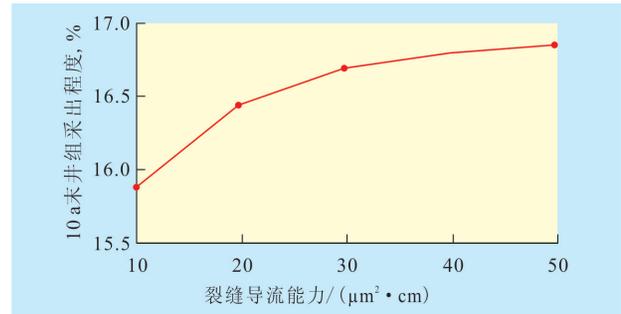


图5 裂缝导流能力对采出程度的影响

3 与井网系统适配的裂缝参数优选

由上述研究可知,边井和角井处缝长对采出程度的影响程度不尽相同,且改变单一井处的缝长将影响其他生产井的产量。因此,在进行整体压裂设计时,采用预先固定1个或几个变量来优化其他参数的方法具有一定的局限性。为了从整体上分析各因素的影响,根据裂缝参数影响因素分析结果,设计了正交试验方案^[20],分析各因素对采出程度的影响程度,并以10 a末采出程度为目标函数,优选整体压裂裂缝参数最优组合方案。

分别选取1号边井处裂缝穿透比(L_1),2号边井处裂缝穿透比(L_2),角井处裂缝穿透比(L_3)以及生产井裂缝导流能力(F_1)这4个参数的3个水平值,设计了4因素3水平正交试验方案,并计算了不

同方案对应的采出程度(E_R)(表1)。

方案	L_{11}	L_{12}	L_{13}	$F_f / (\mu\text{m}^2 \cdot \text{cm})$	$E_R, \%$
1	0.2	0.6	0.5	25	16.46
2	0.2	0.7	0.6	30	16.72
3	0.2	0.8	0.7	35	16.93
4	0.3	0.6	0.6	35	16.81
5	0.3	0.7	0.7	25	16.80
6	0.3	0.8	0.5	30	16.77
7	0.4	0.6	0.7	30	16.88
8	0.4	0.7	0.5	35	16.85
9	0.4	0.8	0.6	25	16.83

根据数理统计理论,计算了试验方案各因素的极差(表2)。由表2可知,在所选取参数水平范围内,角井裂缝穿透比的极差最大,2号边井裂缝穿透比的极差最小。说明角井缝长对井组采出程度的影响程度更大,在进行压裂施工设计时应着重考虑。

因素	k_1	k_2	k_3	R
L_{11}	16.70	16.79	16.85	0.15
L_{12}	16.72	16.79	16.84	0.12
L_{13}	16.69	16.78	16.87	0.18
F_f	16.69	16.79	16.85	0.16

注: k_1 , k_2 和 k_3 分别为不同因素各水平试验结果平均值; R 为不同因素各水平试验结果极差。

由表1可知,裂缝参数组合为方案3时,采出程度最高(16.93%)。但从试验结果可以看出,当生产井缝长超过一定值时,对采出程度的影响甚微。因此考虑到压裂成本,从经济角度出发,最终确定的最优方案为:1号边井、2号边井和角井处的裂缝穿透比分别为0.3,0.7和0.6,裂缝导流能力为 $30 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$ 。由于原正交试验方案中并不包括此方案,作为补充方案,利用所建模型计算10 a末采出程度为16.82%,与试验中最高采出程度仅相差0.11%。

4 结论

对于低渗透油藏,当裂缝方向发生偏转时,菱形反九点井网生产井裂缝与注水井之间相对位置改变,渗流场会明显变化,在进行整体压裂优化设计时,应根据流线分布特征重新划分井组单元。

不同生产井处缝长对生产动态影响程度不同,且各井处裂缝之间存在明显的干扰现象。模拟结果表明:增加1号边井处缝长,提高采出程度效果较差,应适当控制该井处缝长;在一定范围内增加2号

边井和角井处缝长,提高采出程度效果显著,可适当增加其缝长。

利用正交试验,优选出了裂缝方向偏转时与井网相匹配的最佳裂缝参数组合为:1号边井、2号边井和角井的裂缝穿透比分别为0.3,0.7和0.6,裂缝导流能力为 $30 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$ 。

参考文献:

- [1] 李宗田,李凤霞,黄志文.水力压裂在油气田勘探开发中的关键作用[J].油气地质与采收率,2010,17(5):76-79.
- [2] 贾文瑞,李福垠,肖敬修.低渗透油田开发部署中几个问题研究[J].石油勘探与开发,1995,22(4):47-51.
- [3] 鲜成钢,程浩,郎兆新,等.低渗透油田井网模式研究[J].石油大学学报:自然科学版,1999,23(2):51-54.
- [4] 侯建锋.安塞特低渗透油藏合理井网开发系统研究[J].石油勘探与开发,2000,27(1):73-75.
- [5] 丁云宏,陈作,曾斌,等.渗透率各向异性的低渗透油藏开发井网研究[J].石油学报,2002,23(2):64-67.
- [6] 史成恩,李健,雷启鸿,等.特低渗透油田井网形式研究及实践[J].石油勘探与开发,2002,29(5):59-61.
- [7] 陈国利,梁春秀,刘子良,等.裂缝和砂体方向性明显油藏注采井网的优化[J].石油勘探与开发,2004,31(4):112-115.
- [8] 孙致学,姚军,唐永亮,等.低渗透油藏水平井联合井网型式研究[J].油气地质与采收率,2011,18(5):74-77.
- [9] 杨能宇,张士诚,王鸿勋.整体压裂水力裂缝参数对采收率的影响[J].石油学报,1995,16(3):70-76.
- [10] 温庆志,蒲春生,曲占庆,等.低渗透、特低渗透油藏非达西渗流整体压裂优化设计[J].油气地质与采收率,2009,16(6):102-104.
- [11] 陈作.ZJ60井区开发井网与水力裂缝系统优化组合研究[D].北京:中国地质大学(北京),2002.
- [12] 寇永强.大型压裂技术在特低渗透薄互层油藏的应用[J].油气地质与采收率,2004,11(3):61-62.
- [13] 李阳.低渗透油藏矢量井网设计与整体压裂优化研究[J].石油大学学报:自然科学版,2005,29(6):53-56.
- [14] 黄波,马收,刘言亭,等.腰英台油田特低渗透油藏压裂技术研究及应用[J].油气地质与采收率,2007,14(4):101-102.
- [15] 隋微波,张士诚.低渗复杂断块整体压裂裂缝参数优化设计[J].石油勘探与开发,2007,34(1):98-103.
- [16] 肖毓祥,吴忠宝,康丽侠.整体水力压裂油藏压裂缝地质模型[J].油气地质与采收率,2008,15(1):95-97.
- [17] 闫建文,王群崑,张士诚.低渗透油田压裂注水采油整体优化方法[J].大庆石油地质与开发,2000,19(5):50-52.
- [18] 黄钢,王晓东,惠钢,等.压裂直井井网流线模拟研究[J].油气地质与采收率,2011,18(5):100-103,107.
- [19] 吴忠宝,胡文瑞,宋新民,等.天然裂缝发育的低渗透油藏数值模拟[J].石油学报,2009,30(5):727-730.
- [20] 刘应红,李宗田,赵碧华.利用正交试验设计方法优选低渗透油藏整体压裂方案[J].断块油气田,2000,7(3):46-49.

井裂缝缝端,流线沿裂缝垂直方向汇集于边井单翼裂缝壁面。4口边井裂缝周围流线数量基本相等,裂缝垂直方向上仅有少量流线到达角井。区域ABCD无流线穿越,为独立的渗流单元。

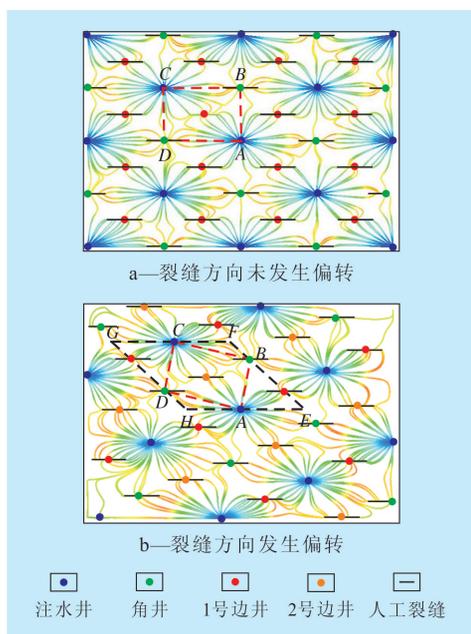


图1 菱形反九点压裂井网流线分布

当裂缝方向发生偏转时(图1b),由于生产井处裂缝与注水井相对位置发生改变,渗流场发生了明显变化。根据裂缝与注水井的相对位置不同,将边井分为1号和2号边井(图1b)。1号边井处裂缝偏向注水井,2号边井处裂缝偏离注水井,从1口注水井分散的流线主要汇集于1号边井单翼裂缝壁面,到达2号边井的流线减少。区域ABCD有流线穿越,不再是独立的渗流单元。分析后发现,与裂缝方向平行的区域EFGH无流线流入或流出。该单元边界上的井均处于2个相同的单元,有效井数为1口注水井、1口角井和2口边井,注采井数比为1:3。因此,整体压裂模拟时可选择此单元作为独立的井组模拟单元。另外,由于1号和2号边井处裂缝与注水井的对应关系不同,应作为2口井分别进行研究。

2 裂缝参数对生产动态的影响

选取华庆油田X井区基础数据为计算实例,研究裂缝方向发生偏转时不同裂缝参数对生产动态的影响。X井区为典型的超低渗透致密砂岩油藏,该区构造平缓,埋藏较浅,原始驱动类型为弹性溶解气驱。储层物性参数包括:平均孔隙度为11.4%,平均渗透率为 $0.56 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均原始地层压力为16.41 MPa,压力系数为0.779。流体物性参数包括:

地层原油密度为 0.723 g/cm^3 ,地层原油粘度为 $1.07 \text{ mPa}\cdot\text{s}$,饱和压力为12.08 MPa,溶解气油比为 $115.7 \text{ m}^3/\text{t}$ 。

2.1 井网与裂缝方向

以单井地应力测试数据为基础,利用有限元数值模拟技术,预测了X井区现今最大主应力分布规律。结果显示,X井区最大主应力方向为北东 $70^\circ \sim 90^\circ$,优势方位为北东 75° 。井下压裂微地震监测结果显示,水力裂缝延伸方向基本与最大主应力方向一致。该区在部署开发井网时,初期采用菱形反九点井网,井距为480 m,排距为150 m,井网方向按照最大主应力优势方位为北东 75° 。根据地应力预测结果可知,部分地区井网方向与最大主应力方向偏差约为 10° ,最高可达 15° 。

2.2 整体压裂数值模拟模型

运用数值模拟软件Eclipse2009中的压裂模块实现人工裂缝模拟,模型网格中x方向为裂缝延伸方向,井网方向与裂缝延伸方向的夹角为 10° 。研究区储层发育的天然微裂缝虽起到了沟通孔隙、增强渗流能力的作用,但未形成连续、独立的渗流系统。因此,基于等效连续介质理论,以等效的基质总渗透率来表征储层天然微裂缝与基质所起的综合渗流效应,表现为渗透率水平具有各向异性^[19]。根据研究区天然裂缝参数计算得到渗透率水平各向异性系数为3。

2.3 裂缝参数影响因素

注水井不压裂,利用天然微裂缝注水,固定其他井裂缝穿透比为0.5,通过改变单口生产井裂缝穿透比,分别研究了1号边井、2号边井和角井处缝长和裂缝导流能力对井组生产动态的影响。

1号边井处缝长 分析1号边井处不同裂缝穿透比下井组的采出程度(图2)可知:当1号边井处裂缝穿透比为 $0 \sim 0.2$ 时,随着缝长的增加,井组采出程度大幅提高;当裂缝穿透比为 $0.3 \sim 0.5$ 时,随着缝长的增加,井组采出程度增幅降低;当裂缝穿透比

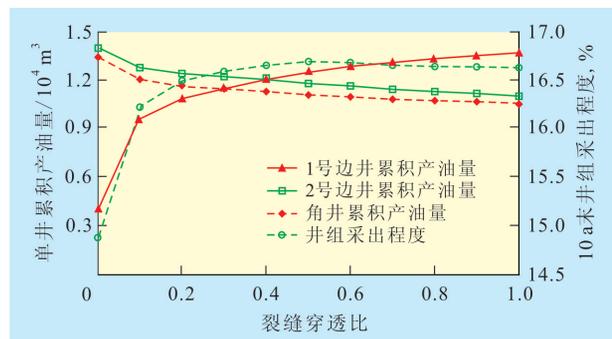


图2 1号边井处不同裂缝穿透比下单井累积产油量和井组采出程度