

基于精细地质模型的大型压裂裂缝参数优化

苟波,郭建春

(西南石油大学 油气藏地质及开发工程国家重点实验室,四川 成都 610500)

摘要:以Z23北区特低渗透油藏为例,基于Petrel软件建立的储层精细地质模型分析了控制工区压裂效果的关键地质因素。根据控制压裂效果的地质因素(油层厚度、渗透率),将改造目的层一砂组、二砂组和三砂组各分为4类储层。以储层精细地质模型为基础,采用数值模拟方法和经济净现值法优选了8类储层的大型压裂裂缝参数。裂缝参数优选结果表明:对于非均质性强的储层,与储层相匹配的裂缝参数差异较大;要获得理想产能,低渗透储层需要造长缝,而渗透率相对较高的储层需要高导流能力裂缝。现场应用实践表明:按照此方法优选的裂缝参数压裂效果好,储层改造针对性强,可以推广。

关键词:大型压裂;裂缝参数优化;经济净现值;储层精细地质模型;低渗透油藏

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Fracture parameter optimization of large hydraulic fracturing based on the fine geological model

Gou Bo, Guo Jianchun

(State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China)

Abstract: The key geological factors determining fracturing effect in north Z23 ultra-low permeability reservoir are analyzed based on the fine geological model of reservoir established by using the Petrel software. According to the key geological factors (reservoir thickness, permeability), the target layers of sand unit 1, 2 and 3 are classified into four types. Fracturing parameters of eight reservoir types are optimized by using numerical simulation and ENPV methods based on the fine geological model. The results show that the fracturing parameters vary greatly for reservoirs with intense heterogeneity. To obtain ideal productivity, long fractures are needed for the low permeability reservoir, while fractures with high flow conductivity is needed in reservoirs with relative high permeability. Field test shows that the hydraulic fracturing with fracture parameters optimized by using this method is effective.

Key words: large hydraulic fracturing, fracture parameter optimization, ENPV, fine geological model of reservoirs, ultra-low permeability reservoir

低渗透砂岩油藏是指空气渗透率小于或等于 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的油藏,储层物性差、非均质性严重、油层联通性差、自然产能低,压裂是此类油藏经济高效开发的关键技术^[1-2]。对于低渗透油藏,水力裂缝参数(裂缝缝长、导流能力)与储层地质特征相匹配才能获得经济产能,提高压裂效果^[3],因此国内外学者非常注重裂缝参数优化研究。目前裂缝参数优化的方法分为解析法和数值模拟法。解析法中最有代表性的是Economides等人提出的以支撑剂指数优化油井无因次采油指数和裂缝参数,假设油藏各向同性均质,不考虑地应力与水力裂缝的匹配,这与实际的油藏地质特征

存在差异^[4-5]。数值模拟方法以整个油藏为研究对象,建立地质模型,利用大型数值模拟软件模拟不同水力裂缝参数对油藏生产动态的影响,以一定的生产参数为指标优选裂缝参数;要实现裂缝参数与储层地质特征相匹配,地质模型的建立非常关键。目前裂缝参数优化的地质模型主要是依据储层物性参数、井网特征以及宏观非均质性而建立^[6-9]。这样的地质模型在宏观上反映了储层特征,以优化的一套裂缝参数作为整个油藏压裂的指导依据,实际上没有考虑储层的砂体展布和微观的非均质性。因此,为实现压裂裂缝参数与储层地质特征的真正匹配,需要基于储层精细地

收稿日期:2012-09-17;修订日期:2013-10-21。

第一作者简介:苟波,(1984—),男,博士研究生,油气田增产理论与技术。E-mail: gouboyouxiang@163.com。

基金项目:国家科技重大专项(2011ZX05006-002);四川省青年科技创新研究团队资助计划项目(2011JTD0018)。

质模型优化裂缝参数。采用 Petrel 地质建模软件利用钻井、地震、测井、地层对比等信息,采用多种建模方法建立的符合储层地质特征的全三维精细地质模型经过模型粗化后可以用于数值模拟研究,利用此地质模型进行裂缝参数优化可以较好的实现裂缝参数与油藏地质特征的匹配^[10]。

文中以 Z23 北区特低渗透油藏大型压裂裂缝参数优化为例,基于 Petrel 软件建立的全三维精细地质模型,利用公认的数值模拟软件 Eclipse 开展裂缝参数优化研究,同时考虑了经济因素,实现了裂缝参数与储层地质特征的经济高效匹配。

1 压裂相关的储层精细地质模型

1.1 Z23 区块基本概况

Z23 北区处于五号桩洼陷构造较低部位,为东、西高、中央低的向斜构造形态,油藏主要受岩性控制,构造对油层分布不起主要作用。主力含油层段为沙河街组三段下亚段一砂组、二砂组、三砂组 ($E_s^{3(1)}$, $E_s^{3(2)}$, $E_s^{3(3)}$), 油层厚度大(单井油层厚度大于 150 m),埋藏深(3 600 ~ 3 900 m),地层压力系数 1.2,地温梯度 49.2 °C/km; 储层平均孔隙度 11.4%,平均渗透率 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,为典型的高温高压低孔特低渗透构造岩性油藏。目前该油藏部署总井数 41 口,其中新钻井 36 口,老井 5 口,采用一套层系、一套 480 m × 150 m 井网(井网方向沿着最大水平主应力北东 80°)、直井(或定向井)大型分段压裂弹性开发。油层厚度大,3 个主力产层笼统压裂难以实现储层的充分改造,因此根据油层厚度、隔层厚度特征分两段大型压裂,一砂组为一段,二砂组、三砂组为一段;根据各砂组的地质特征优化相匹配的大型压裂裂缝参数。

1.2 压裂相关的地质特征

低渗透油藏压裂井产能计算公式^[11]:

$$q = \frac{0.543Kh(p_e - p_w)}{\mu B \left(\operatorname{arcosh} \frac{r_e}{x_f} + \frac{\pi K x_f}{K_f w_f} \right)} \quad (1)$$

式中: q 为油井产量, m^3/d ; K 为储层渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; h 为油层厚度, m ; p_e 为储层压力, MPa ; p_w 为井底流压, MPa ; μ 为原油粘度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; B 为原油体积系数,无量纲; r_e 为泄油半径, m ; x_f 为裂缝半长, m ; K_f 为裂缝渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; w_f 为裂缝宽度, m 。

由公式(1)知,影响压裂井产能的地质因素有油层厚度、储层渗透率;水力裂缝参数有裂缝长度和裂缝导流能力;地层流体参数有原油密度和原油体积系数;生产制度有生产压差($p_e - p_w$)。对于特定油藏,要获得理想油井产能,必须实现水力裂缝参数(裂缝长度、裂缝导流能力)与储层地质特征(储层渗透率、油层厚度)相匹配。

由图 1 知油藏砂体沿东南-西北方向展布,一砂组厚度沿着砂体展布方向分布较均匀,且较厚,二砂组、三砂组砂体厚度较一砂组薄,且在西北方向存在不同程度的缺失。

由图 2 知油藏西南方向的物性明显优于西北方向的储层物性。一砂组在整个砂体展布方向渗透率分布较为均匀,二砂组西南方向的渗透率明显高于西北方向,三砂组在砂体中部储层物性较好。

由图 1、图 2 知油藏在不同砂组之间和同一砂组之间沿着砂体展布方向油层厚度与渗透率存在较强的非均质性,为实现最大理想产能需要不同的裂缝参数与储层地质特征相匹配。综合考虑油层厚度和储层渗透率两个地质特征参数,直接用地层系数(Kh)表征地质特征参数。

图 3 为统计的需要压裂的 36 口井的地层系数,由图知整个一砂组地层系数分布较二砂组、三砂组均匀;一砂组与二砂组、三砂组的地层系数均呈阶梯状分布。按照地层系数的分布区间,将改造目的储层进行分类(表 1),每类储层选择一口典型的井作为优化对象,优

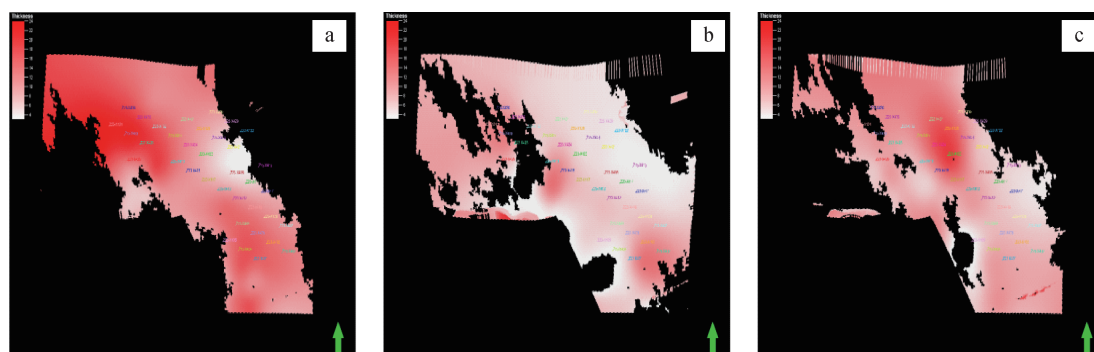


图 1 Z23 北区主力产层油层厚度平面分布

Fig. 1 Thickness map of the main pay zones in north Z23 area

a. 一砂组; b. 二砂组; c. 三砂组

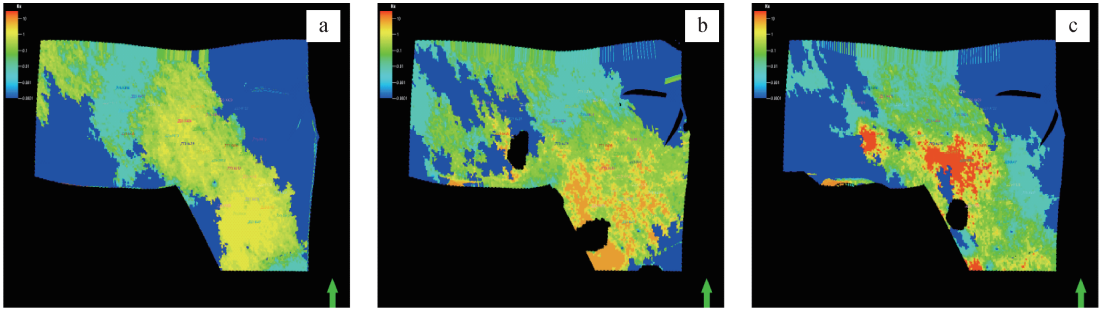


图 2 Z23 北区主力产层油层渗透率平面分布
Fig. 2 Permeability map of the main pay zones in north Z23 area
a. 一砂组;b. 二砂组;c. 三砂组

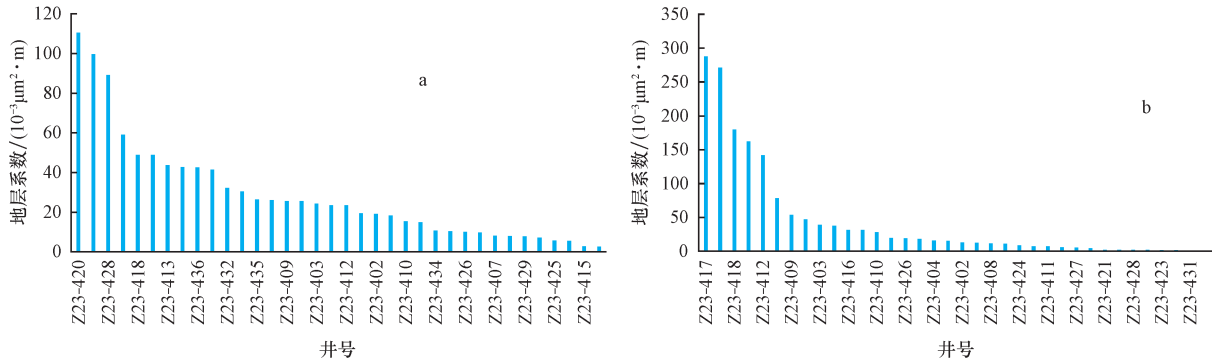


图 3 Z23 北区主力产层地层系数统计
Fig. 3 Statistics of formation factors in the main pay zones in north Z23 area
a. 一砂组;b. 二砂组、三砂组

表 1 Z23 北区油藏压裂裂缝参数优化结果

Table 1 Optimized fracturing parameters in north Z23 area

砂组	储层类型	地层系数区间范围/ ($10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$)	典型代表井				裂缝参数优化结果		
			井号	地层系数/ ($10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$)	储层厚度/ m	平均渗透率/ ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	缝长比	缝长/ m	导流能力/ ($\mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$)
一砂组	一类	> 60	Z23 - 424	99.66	83.7	1.19	0.43	204	20
	二类	60 ~ 30	Z23 - 427	41.48	84.7	0.49	0.38	180	20
	三类	30 ~ 15	Z23 - 412	23.52	87.1	0.27	0.43	204	20
	四类	< 15	Z23 - 434	9.99	83.3	0.12	0.33	156	20
二砂组、 三砂组	一类	> 180	Z23 - 413	271.53	67.2	4.04	0.28	132	50
	二类	180 ~ 80	Z23 - 412	141.86	68.2	2.08	0.33	156	40
	三类	80 ~ 20	Z23 - 403	39.13	55.1	0.71	0.38	180	20
	四类	< 20	Z23 - 434	12.45	67.4	0.19	0.33	156	20

化的裂缝参数作为该类储层的裂缝参数,从而实现不同的裂缝参数与不同类型的储层相匹配。

2 数值模型的建立

在 Petrel 软件建立的精细地质模型基础上,按照井网部署选取各类储层典型代表井的地质模型单元。单元控制面积为 480 m × 150 m,平面 x 和 y 方向网格步长设为 10 m,纵向网格划分为 19,网格步长设为实际地层厚度。

压裂人工裂缝的缝宽一般小于 10 mm,裂缝渗透率通常比储层渗透率大 2 ~ 3 个数量级,如果将实际裂缝参数作为网格裂缝尺寸,容易出现求解不收敛现象。

为此对人工裂缝附近网格进行二次加密,同时根据等值渗流阻力法对裂缝网格进行处理。

等值渗流阻力法将裂缝和储层基质看成一个整体(图 4),利用水电相似原理,即渗流的流量相应于电流强度,压差相应于电位差,渗流阻力相应于电阻,将复杂的渗流过程等效于电路流动过程,利用电路定律求解复杂的渗流计算公式^[12-13]。

2.1 裂缝水平向的等效渗透率

沿裂缝水平方向(y 方向),裂缝系统与储层基质系统并联,根据水电相似原理和达西定律, y 方向的总流量为裂缝系统流量与基质系统流量之和,且压差相等($\Delta p = \Delta p_m = \Delta p_f$),即有:

$$q = q_f + q_m = 0.0864 \frac{K_f w_f h_f}{\mu} \frac{\Delta p}{x_f} + 0.0864 \frac{K(\Delta x - w_f) h_f}{\mu} \frac{\Delta p}{x_f} \quad (2)$$

将裂缝系统、基质系统等效为一个渗透率为 K_y 的系统,且在相同压差 Δp 时流量为 q ,则有:

$$q = 0.0864 \frac{K_y \Delta x h_f}{\mu} \frac{\Delta p}{x_f} \quad (3)$$

根据式(2)、式(3),可得裂缝水平向的等效渗透率为:

$$K_y = \frac{K(\Delta x - w_f) + K_f w_f}{\Delta x} \quad (4)$$

2.2 裂缝垂向的等效渗透率

沿裂缝垂向(x 方向),裂缝系统与储层基质系统串联,根据水电相似原理和达西定律, x 方向的总压差为裂缝系统压差与基质系统压差之和,且流量相等($q = q_f = q_m$),即有:

$$\Delta p = \Delta p_f + \Delta p_m = 11.574 \frac{q \mu w_f}{K_f x_f h_f} + 11.574 \frac{q \mu (\Delta x - w_f)}{K x_f h_f} \quad (5)$$

将裂缝系统、基质系统等效为一个渗透率为 K_x 的系统,且在相同流量 q 时压差为 Δp ,则有:

$$\Delta p = 11.574 \frac{q \mu \Delta x}{K_x x_f h_f} \quad (6)$$

根据式(5)、式(6),可得裂缝垂向的等效渗透率为:

$$K_x = \frac{K K_f \Delta x}{K_f (\Delta x - w_f) + K w_f} \quad (7)$$

2.3 裂缝纵向的等效渗透率

裂缝纵向的渗透率与水平方向求取原理相同,则有:

$$K_z = \frac{K(\Delta x - w_f) + K_f w_f}{\Delta x} \quad (8)$$

式中: q, q_m, q_f 分别为等效系统流量、储层基质系统流量和裂缝系统流量, m^3/d ; K_x, K_y, K_z 分别为 x, y, z 方向上的等效渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; h_f 为裂缝高度, m ; Δp ,

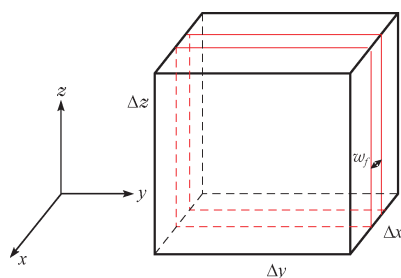


图4 等效渗流模型示意图

Fig. 4 Schematic diagram of the equivalent seepage model

$\Delta p_m, \Delta p_f$ 分别为等效系统压差、储层基质系统压差和裂缝系统压差, MPa ; Δx 为含有裂缝网格尺寸, m 。

同时,通过生产数据历史拟合得到了数值模拟所需的数据(表2)。

3 大型压裂裂缝参数优化

根据建立的数值模型,采用全实验的设计方法,模拟不同裂缝参数组合(裂缝缝长比、导流能力)对累计产油量的影响,同时考虑压裂工程实现裂缝参数所需的经济成本,采用净现值 NPV 法优选裂缝参数。

3.1 数值模拟实验方案设计

根据区块油藏地质特征和大型压裂造长缝的特点,选取裂缝缝长比为 0.18, 0.23, 0.28, 0.33, 0.38 和 0.43 六个级别优化;根据区块选择的支撑剂导流能力特征,选取 10, 20, 30, 40 和 $50 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$ 五个级别优化,采用缝长比和裂缝导流能力两两组合全实验共 30 种方案进行优化。

3.2 水力裂缝参数优化

以一砂组一类储层典型井 Z23-424 为例,阐释裂缝参数优化的全过程。Z23-424 井一砂组共计 8 个小层,地层厚度 83.8 m,平均渗透率为 $1.19 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,地层系数为 $99.76 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$,属于一砂组一类储层的典型井。在选择精细地质模型中按照上述方法建立数值模型,植入人工裂缝,按照数值模拟方案计算 30 组裂缝参数组合对生产动态的影响。

3.2.1 裂缝参数对生产动态的影响

低渗透油藏压裂后产能递减一般经历建产、快速递减、减速递减、缓慢衰减 4 个阶段,其中前 3 个阶段主要是人工裂缝对产能贡献,历时约 3 年时间^[14-15],因此取压裂后 3 年的累计产量进行裂缝参数评价。从图 5 知,在同一导流能力条件下,累计产量随着缝长比增加而增加,当缝长比由 0.33 增加到 0.38 时,累计产

表2 历史拟合得到的输出数据

Table 2 Output of history matching

原始地层压力系数	1.2
原油密度/($\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$)	0.766 7
地层原油粘度/($\text{mPa} \cdot \text{s}$)	1.13
原油体积系数	1.197
原油压缩系数/(10^{-4}MPa^{-1})	13.49
地层水密度/($\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$)	1
地层水粘度/($\text{mPa} \cdot \text{s}$)	0.37
地层水体积系数	1.1
地层水压缩系数/(10^{-3}MPa^{-1})	4.3
岩石压缩系数/(10^{-4}MPa^{-1})	5.65

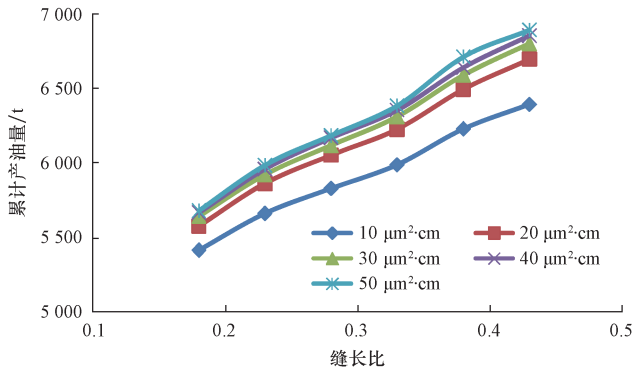


图5 裂缝参数对累计产油量的影响
Fig. 5 Influence of fracturing parameters on cumulative oil production

量由5 991.6 t增加到6 231.4 t,增加了239.8 t,当缝长比由0.38增加到0.43时,累计产量增加了166.7 t,增加幅度降低,从产量最大化考虑,优选的缝长比范围为0.33~0.43。在同一缝长比条件下,累计产量随导流能力的增加而增加,当缝长比为0.38时,导流能力由 $10\mu\text{m}^2\cdot\text{cm}$ 增加到 $20\mu\text{m}^2\cdot\text{cm}$ 时,累计产量由6 231.4 t增加到6 498.5 t,增加了267.1 t;当导流能力大于 $20\mu\text{m}^2\cdot\text{cm}$ 时,随导流能力的增加累计产量增加很小,导流能力由 $30\mu\text{m}^2\cdot\text{cm}$ 增加到 $40\mu\text{m}^2\cdot\text{cm}$,累计产量仅增加了50.9 t,因此,根据生产动态分析,优选的裂缝导流能力为 $20\sim 30\mu\text{m}^2\cdot\text{cm}$ 。

3.2.2 裂缝参数的经济评价

以3年弹性开发的累计产量为指标,初选了裂缝的缝长比为0.33~0.43,导流能力 $20\sim 30\mu\text{m}^2\cdot\text{cm}$,这仅考虑了压裂裂缝参数与储层地质特征的匹配。压裂要获得收益,必须要求压裂所得产量的收益大于压裂施工成本费用,因此为获得最经济的与储层地质特征相匹配的裂缝参数,需要建立裂缝参数优化的经济模型,目前主要采用净现值(NPV)方法^[16]。

净现值法将预测的投资方案的未来现金流量以预定的折现率进行折现,计算出投资方案的NPV值,并利用NPV值的大小来评价投资方案的一种投资决策方法。净现值是投资方案的现金流入总量现值减去现金流出总量现值所得的余额,即^[16]:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+r)^t} - F_0 \quad (9)$$

式中:NPV为净现值, 10^4 元; F_t 为第 t 年现金净流量(现金流入量与现金流出量之差), 10^4 元; F_0 为初始投资额, 10^4 元; r 为预定的折现率,无量纲; n 为项目从投资到终结的年数。

NPV法优选裂缝参数的基本原则是:在多个裂缝参数组合计算的NPV中,以NPV值最大者对应的裂缝参数组合为最优。

表3 Z23北区压裂作业成本

Table 3 Cost of fracturing operation in north Z23 area

压裂液价格/ (10^4 元· m^{-3})	0.12	车组作业费/ (10^4 元· m^{-3})	0.13
油管及其他材料价格/ (10^4 元·井 $^{-1}$)	12	射孔费/ (10^4 元·井 $^{-1}$)	10
作业劳务费/ (10^4 元·井 $^{-1}$)	35	技术服务费/ (10^4 元·井 $^{-1}$)	12
支撑剂价格/ (10^4 元· t^{-1})	0.28	采油成本费/ (10^4 元· t^{-1})	0.015
原油商品率	0.97	原油价格/ (10^4 元· t^{-1})	0.276

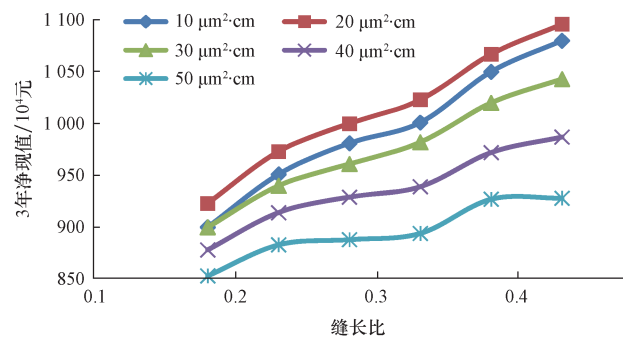


图6 不同裂缝参数组合的经济净现值
Fig. 6 The NPV in different fracture parameters combination

根据目前Z23北区压裂的经济成本(表3),利用式(9)可计算得到30种方案的净现值(图6)。

由图6知,在低导流能力条件下(小于 $30\mu\text{m}^2\cdot\text{cm}$)随着缝长比的增加净现值增加,由于缝长比增加带来的收益完全大于所需的成本;在高导流能力条件(大于 $30\mu\text{m}^2\cdot\text{cm}$)下,随着缝长比增加,净现值增加缓慢,这时增加缝长产生的收益刚好可以弥补所需的成本。在同一缝长比条件下,当导流能力大于 $20\mu\text{m}^2\cdot\text{cm}$,随着导流能力的增加净现值减小,当缝长比大于0.28时此种现象更加明显。当导流能力满足储层地质特征的需求时,再提高导流能力会增大压裂成本,提高导流能力所带来的收益完全小于所增加的成本,因此高导流能力裂缝对应的净现值较少。由净现值最大化原则,可知此类储层的最佳裂缝参数为缝长比0.43,导流能力 $20\mu\text{m}^2\cdot\text{cm}$ 。

3.2.3 Z23北区油藏大型压裂裂缝参数优化

按照类似的方法,根据储层地质特征,优选了与一砂组四类储层、二砂组、三砂组四类储层相匹配的8套裂缝参数(表1)。

由前面的地质特征分析知,一砂组非均质性较弱,渗透率低,地层系数区间变化范围不是特别大,因此整个一砂组对裂缝的缝长要求较高,缝长比0.38~0.43之间,导流能力要求不高($20\mu\text{m}^2\cdot\text{cm}$),只有一砂组

表 4 Z23 北区大型压裂实施情况
Table 4 Large hydraulic fracturing operation in north Z23 area

井号	井段/m	地层系数/ (10 ⁻³ μm ² · m)	储层类型	优化的裂缝参数			压裂实际参数		压裂 30 d 后 平均日产油/t
				缝长/ m	导流能力/ (μm ² · cm)	砂量/ m ³	压裂监测 实际缝长/m	平均砂液比/ %	
Z23 - 425	3 663.0 ~ 3 716.6	5.8	一砂组第四类	156	20	80	146.8	29.4	9.3
Z23 - 403	3 847.8 ~ 3 891.0	39.1	二砂组、三砂组	180	20	80	188.1	26.3	14.3
Z23 - 416	3 847.0 ~ 3 880.9	31.5	第三类	180	20	64	174.0	27.9	7.6
Z23 - 428	3 821.6 ~ 3 843.1	1.9	二砂组、三砂组	156	20	72	166.0	27.7	5.4
Z23 - 421	3 830.0 ~ 3 887.4	2.2	第四类	156	20	70	145.0	29.9	5.6

四类储层物性太差,从经济成本考虑追求长缝已不是经济的办法。二、三砂组非均质性较一砂组强,地层系数变化范围大,一、二类储层的渗透率和地层系数明显比一砂组一类储层大,此类储层通常对导流能力要求高于缝长要求^[17],裂缝参数优化结果正好验证了该结论;三类储层接近一砂组二类储层,四类储层与一砂组四类储层比较接近,因此优化的裂缝参数也比较接近。表 3 提供了油藏一砂组、二砂组、三砂组与储层特征相匹配的经济裂缝参数,对于新井压裂设计只需参考测井资料和地质资料,计算出地层系数,根据所在砂组和地层系数区间范围即可确定压裂裂缝参数。

4 应用实例

目前 Z23 北区油藏已经实施大型压裂 5 井次(表 4),压裂裂缝监测表明压裂参数基本达到了优化的裂缝参数。5 口新井压裂前均无任何产油产液显示,压裂投产 30 d 的平均日产油量表明,大型压裂取得了明显的增产效果,设计裂缝参数与储层地质特征较匹配。进一步分析压后产量发现,二砂组、三砂组的三类储层(Z23 - 403 井、Z23 - 416 井)压裂效果明显优于四类储层(Z23 - 428 井、Z23 - 421 井),说明压裂效果受储层地质特征影响明显;同类储层压裂效果也有一定差异,如 Z23 - 403 井、Z23 - 416 井,分析可能受二砂组、三砂组较强的非均质性地质特征影响。目前仅在一砂组四类储层压裂实施了 Z23 - 425 井,压裂效果明显,由于一砂组较二砂组、三砂组非均质性弱,因此可预测一砂组压裂效果明显,压后产量差异没有二砂组、三砂组明显。

5 结论

- 1) 控制低渗透油藏产能的地质因素主要有油层厚度和渗透率,低渗透油藏要获得较好的压裂效果需要大型压裂,且压裂裂缝参数需与储层地质特征相匹配。
- 2) 从储层精细地质模型出发,根据储层地质特征

划分不同储层类型,根据储层类型采用数值模拟方法和经济净现值 NPV 法可以优选对应储层地质特征的裂缝参数。

3) Z23 压裂实践表明本文提供的裂缝参数优化方法具有较强的储层针对性,现场指导性强,取得了理想的压裂效果,可以为类似油藏的压裂裂缝参数优化提供借鉴。

致谢:感谢中石化胜利油田鲁明油气勘探开发有限公司在论文写作中的资料提供、支持和帮助。

参 考 文 献

[1] 张学文,方宏长,裴悻楠,等.低渗透率油藏压裂水平井产能影响因素[J].石油学报,1999,20(4):51-55.
Zhang Xuewen,Fang Hongchang,Qiu Yinan,et al.A study on factors affecting the performance of hydraulically fractured horizontal well in low permeability reservoirs[J].Acta Petrolei Sinica,1999,20(4):51-55.

[2] 廖群山,胡华,林建平,等.四川盆地川中侏罗系致密储层石油勘探前景[J].石油与天然气地质,2011,32(5):815-838.
Liao Qunshan,Hu Hua,Lin Jianping,et al.Petroleum exploration prospect of the Jurassic tight reservoirs in central Sichuan Basin[J].Oil & Gas Geology,2011,32(5):815-838.

[3] 谢润成,周文,高雅琴,等.应用偏相关+灰关联方法进行致密砂岩气藏压裂地质选层[J].石油与天然气地质,2008,29(6):797-805.
Xie Runcheng,Zhou Wen,Gao Yaqin,et al.Application of partial and grey correlation methods to layer selection for fracturing in tight sand gas reservoirs[J].Oil & Gas Geology,2008,29(6):797-805.

[4] Economides M J,Oligney R E,Valko P.Unified fracture design[M].bridging the gap between theory and practice Alvin,USA:Orsa Press,2002.

[5] 马新仿.水力压裂参数优化的解析方法[J].中国石油大学学报(自然科学版),2011,35(1):102-105.
Ma Xinfang.Analytical method for parameter optimization in hydraulic fracturing[J].Journal of China University of Petroleum,2011,35(1):102-105.

[6] 姜晶,李春兰,杨敏.低渗透油藏压裂水平井裂缝优化研究[J].石油钻采工艺,2008,30(4):50-52.
Jiang Jing,Li Chunlan,Yang Min.Fracture optimization for horizontal wells in low permeability reservoir[J].Oil drilling & Production Technology,2008,30(4):50-52.

[7] 刘卫东,李玉红,张雅玲,等.罗 1 井区压裂水平井裂缝系统优化[J].科技导报,2012,30(2):28-31.

- Liu Weidong, Li Yuhong, Zhang Yaling, et al. Fracture optimization of horizontal wells in Luo1 well area[J]. Science & Technology Review, 2012, 30(2): 28-31.
- [8] 张士诚, 温庆志, 王凤和, 等. 水平缝四点井网整体压裂裂缝参数优化设计[J]. 石油学报, 2004, 25(1): 74-78.
- Zhang Shicheng, Wen Qingzhi, Wang Fenghe, et al. Optimization design of integral fracturing parameters for four spot well pattern with horizontal fractures[J]. Acta Petrolei Sinica, 2004, 25(1): 74-78.
- [9] 温庆志, 张士诚. 改进的水平缝四点井网整体压裂数值模拟[J]. 石油大学学报(自然科学版), 2005, 29(5): 57-60.
- Wen Qingzhi, Zhang Shicheng. Improved integral fracturing numerical simulation for four spot pattern with horizontal fractures[J]. Journal of China University of Petroleum, 2005, 29(5): 57-60.
- [10] 石晓燕. Petrel 软件在精细地质建模中的应用[J]. 新疆石油地质, 2007, 28(6): 773-774.
- Shi Xiaoyan. Application of Petrel software to 3D fine geologic modeling[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2007, 28(6): 773-774.
- [11] 黄勇, 李春兰, 程林松, 等. 低渗透油藏垂直裂缝井产能评价新方法[J]. 油气地质与采收率, 2010, 17(1): 99-101.
- Huang Yong, Li Chunlan, Cheng Linsong, et al. A new method of estimating productivity of vertically fractured wells in low permeability oil reservoirs[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2010, 17(1): 99-101.
- [12] 葛家理, 宁正福, 刘月田, 等. 现代油藏渗流力学原理[M]. 北京: 石油工业出版社, 2001: 313-317.
- Ge Jiali, Ning Zhengfu, Liu Yuetian, et al. Mechanics of modern reservoir seepage[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2001: 313-317.
- [13] 刘慧卿. 油藏数值模拟方法专题[M]. 山东东营: 石油大学出版社, 2001: 127-132.
- Liu Huiqing. Special topic of reservoir numerical simulation method[M]. Dongying, Shandong: University of Petroleum Press, 2001: 127-132.
- [14] 朱维耀, 孙玉凯, 王世虎, 等. 特低渗透油藏有效开发渗流理论和方法[M]. 北京: 石油工业出版社, 2010: 215-217.
- Zhu Weiyao, Sun Yukai, Wang Shihu, et al. The seepage theory and method of special low permeability reservoir effective development[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2010: 215-217.
- [15] 王建民, 魏天存, 魏文科, 等. 鄂尔多斯盆地中生界特低-超低渗透油藏递减规律[J]. 兰州大学学报(自然科学版), 2011, 47(2): 44-49.
- Wang Jianmin, Wei Tiancun, Wei Wenke, et al. Decline law of extra-low-ultra-low permeability of mesozoic reservoir in the Ordos basin[J]. Journal of Lanzhou University (Natural Science Edition), 2011, 47(2): 44-49.
- [16] 计有权, 杨天行, 聂晶, 等. 压裂井经济分析的优化方法[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2003, 33(3): 312-314.
- Ji Youquan, Yang Tianxing, Nie Jing, et al. Optimum method of economical analysis on hydraulic fracture well[J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2003, 33(3): 312-314.
- [17] 李颖川. 采油工程[M]. 北京: 石油工业出版社, 2009: 236-237.
- Li Yingchuan. The technology of petroleum production[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009: 236-237.

(编辑 高岩)

(上接第 742 页)

- [11] 王勇, 徐晓荣, 付晓燕, 等. 苏里格气田苏6井区上古生界沉积相特征研究[J]. 西北大学学报(自然科学版), 2007, 37(2): 266-272.
- Wang Yong, Xu Xiaorong, Fu Xiaoyan, et al. Research on the sedimentary facies characteristics of Upper Paleozoic reservoir in Su6 region, Sulige gasfield[J]. Journal of Northwest University (Natural Science Edition), 2007, 37(2): 266-272.
- [12] 邹才能, 赵文智, 张兴阳, 等. 大型敞流坳陷湖盆浅水三角洲与湖盆中心砂体形成与分布[J]. 地质学报, 2008, 82(6): 813-825.
- Zou Caineng, Zhao Wenzhi, Zhang Xingyang, et al. Formation and Distribution of shallow-water deltas and central-basin sandbodies in large open depression lake basins[J]. Acta Geologica Sinica, 2008, 82(6): 813-825.
- [13] 张永贵, 刘振峰. 鄂尔多斯盆地北部上古生界致密砂岩气藏储层建模[J]. 石油与天然气地质, 2011, 32(4): 560-567.
- Zhang Yonggui, Liu Zhenfeng. Reservoir modeling of tight gas sands in the Upper Palaeozoic of the northern Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2011, 32(4): 560-567.
- [14] 胡光明. 鄂尔多斯盆地苏里格地区二叠系河流相砂体展布规律[J]. 油气地质与采收率, 2004, 11(1): 4-7.
- Hu Guangming. Spreading rule of the fluvial fades sandbody of permian in Sulige area of Eerduosi Basin[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2004, 11(1): 4-7.
- [15] 王昌杰. 河流动力学[M]. 北京: 人民交通出版社, 2001.
- Wang Changjie. River dynamics[M]. Beijing: People's Traffic Press, 2001.
- [16] 于兴河, 马兴祥, 穆龙新, 等. 辫状河储层地质模式及层次界面分析[M]. 北京: 石油工业出版社, 2004.
- Yu Xinghe, Ma Xingxiang, Mu Longxin, et al. The braided fluvial river reservoir geologic model and the level interface analysis[M]. Beijing: Oil Industry Press, 2004.
- [17] Leeder B E. Reiverchannelpatters: braided, meandering and straight[M]. United States Government Printing Office, 1973: 39-85.
- [18] Schumm S A. Effects of sediment type on the shape and stratification of some modern fluvial deposits[J]. Geological Society of America Bulletin, 1960, 258: 177-184.
- [19] John C, Lorenz J C, Heinze D M, et al. Determination of widths of meander-belt sandstone reservoirs from vertical downhole data, Mesa verde Group, Piceance Creek basin, Colorado[J]. AAPG Bulletin, 1985, 69(5): 710-721.
- [20] Bridge J S, Machey S D. A theoretical study of fluvial sandstone body dimensions[J]. Special Publications of the International Association of Sedimentologists, 1993, 15(1): 65-82.

(编辑 董立)