

致密油水平井分段多簇优化设计方法

翁定为^{1,2}, 张启汉³, 郭子义³, 郑力会¹, 梁宏波², 刘哲²

(1. 中国石油大学石油天然气工程学院, 北京 102249; 2. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院压裂酸化中心, 河北廊坊 065007; 3. 中国石油青海油田分公司钻采工程研究院, 甘肃敦煌 736200)

摘要:为提高致密油水平井分段多簇设计的针对性,建立一种新的水平井分段多簇优化设计方法。采用岩心试验和垂向非均质平面均质(VTI)应力模型评价水平井水平段的应力与脆性指数剖面,并结合测井解释的储层品质参数及水力裂缝优化结果,采用模糊模式识别模型优选水平井段的射孔簇位置。试验结果表明:可采用岩石力学参数方法建立连续的脆性指数剖面,可根据水平井导眼井校正后的模型参数计算水平段的VTI应力剖面;模糊模式识别模型优选的射孔簇储层品质与脆性较好,宜作为裂缝布置的位置;现场试验效果较好。

关键词:水平井;分段多簇设计;模糊识别模型;脆性指数;VTI应力模型

中图分类号:TE 357.1 **文献标志码:**A

引用格式:翁定为,张启汉,郭子义,等.致密油水平井分段多簇优化设计方法[J].中国石油大学学报:自然科学版,2015,39(5):117-123.

WENG Dingwei, ZHANG Qihan, GUO Ziyi, et al. Multi-stage and cluster fracturing design in horizontal wells for tight oil production[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2015, 39(5): 117-123.

Multi-stage and cluster fracturing design in horizontal wells for tight oil production

WENG Dingwei^{1,2}, ZHANG Qihan³, GUO Ziyi³, ZHENG Lihui¹, LIANG Hongbo², LIU Zhe²

(1. College of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Beijing 102249, China;
2. Fracturing and Acidizing Center, RIPED-Langfang, PetroChina, Langfang 065007, China;
3. Drilling and Production Institute of Qinghai Oilfield, PetroChina, Dunhuang 736200, China)

Abstract: A new design method was presented for multi-stage and cluster fracturing in horizontal wells for tight oil production in this paper. Core analysis and VTI stress models were used to build up the profiles of brittleness index and stress in the lateral rocks around a horizontal well. Integrated with the reservoir property data and fracturing optimization, a fuzzy identification model was used to determine the perforation cluster location. The testing results show that the continuous brittleness index and the VTI stress profiles could be built up based on the characteristic parameter method and the calibrated VTI model coefficients, respectively. The selected perforation cluster locations have better reservoir property and brittleness and are suitable for fractures to be placed. The method has been applied for the multi-stage and cluster fracturing design in horizontal wells for tight oil production and has obtained good stimulation response.

Keywords: horizontal well; multi-stage and cluster design; fuzzy identification model; brittleness index; VTI stress model

水平井分段多簇优化设计是提高水平井改造效果的关键之一,其核心是实现在水平井中人工裂缝与储层的最佳匹配。为达到该目的,须开展水力裂缝间距优化、分段数优化、射孔簇位置选择等多方面

的研究。前人做过大量相关研究,Cipolla等^[1]建立了一种基于地应力、岩石力学性质以及天然裂缝的层段和射孔簇优选方法,该方法综合完井质量和储层品质的评价结果(好或坏)得到复合完井指数,根

据该指数决定分段长度以及射孔簇的位置;Khaled 等^[2-3]开发了随钻测井工具,利用该工具解释得到矿物组分和总有机碳,并据此优选射孔位置;Mullen 等^[4]利用新型方位聚焦电阻率和方位深度电阻率工具研究水平井段的天然裂缝聚集区和岩石力学性质的变化,结果表明在天然裂缝区射孔可使累积产量提高 20%;Lolon 等^[5]采用油藏数值模拟的方法对 Bakken 致密油不同渗透率下的裂缝条数等进行优化;Chaudhary 等^[6]也是采用油藏数值模拟的方法对 Eagle Ford 致密油进行了优化,认为横向裂缝间距越小,油的初始产量和最终采收率越高。以上方法主要局限在水力裂缝优化或射孔簇选择等单一因素,笔者在储层品质和地质力学参数评价的基础上,开展压裂油藏工程研究,得到合理的水力裂缝间距范围,最后采用模糊数学综合分析方法实现对裂

缝位置的优化。

1 储层品质及地质力学参数评价

1.1 储层品质参数

储层品质参数包括储层厚度、岩石组分、孔隙度、渗透率、含油饱和度、总有机碳、孔隙压力、天然裂缝的分布等,其中有些参数相互包含,相互影响,如储层的总有机碳与储层孔隙度及含油饱和度密切相关;而有些参数在水平井段难以获得,如水平段的储层垂向厚度。在评价储层品质时,一方面应该选取易于获取的参数,另一方面应选取更能说明储层性质的参数。本文中主要选取孔隙度、渗透率和含油饱和度 3 个反映储层品质的参数,如图 1 所示。此外,对以上 3 个参数均根据直井导眼段岩心的试验结果进行了校正。

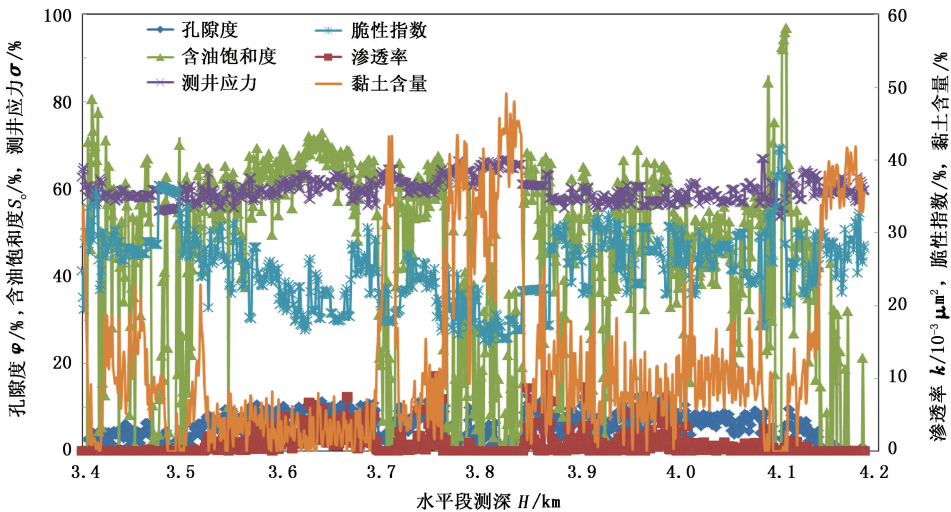


图 1 致密油水平井 A 水平段储层品质与地质力学参数

Fig. 1 Reservoir quality and geomechanical parameters for lateral of tight oil horizontal well A

1.2 储层地质力学参数

储层地质力学参数评价主要包括储层的脆性及应力两方面。Rickman 等^[7-8]根据北美页岩压裂实践经验,提出了岩石脆性与压裂裂缝形态的关系,认为岩石的脆性特征指数越高,页岩储层裂缝延伸形态越复杂;储层应力则是控制裂缝起裂与延伸的主要因素。

1.2.1 储层岩石脆性评价

储层的脆性主要用脆性指数 I_B 评价。目前,国内外主要有 3 种脆性指数评价方法,分别是岩石矿物分析法、岩石力学参数法和储层岩石破坏峰值强度及残余强度方法^[9-10]。首先分别采用 3 种方法评价储层的脆性。

(1) 储层岩石矿物组份法。通过 X 衍射分析得

到水平井 A 所在井区岩石组分如图 2 所示,其平均含量石英约为 40%,长石约为 20%,碳酸盐岩矿物含量 20%,黏土含量 20%。计算得到目的层脆性指数 I_{B1} 为 71.4%。

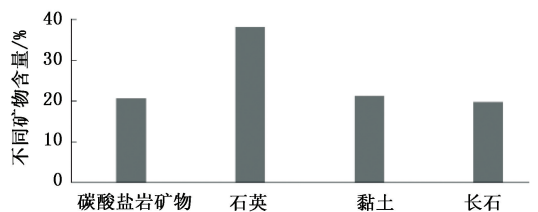


图 2 致密油水平井 A 井井区岩石组分分布

Fig. 2 Distribution of rock constituents of tight oil horizontal well A

(2) 储层岩石力学参数法。采用水平井 A 的导眼井岩心完成了三轴岩石力学试验,试验围压为 62

MPa,轴压为 76 MPa,结果见表 1。由表 1 可知,岩石平均弹性模量和泊松比分别为 43 325 MPa 和 0.26,由此计算储层的脆性指数 I_{B2} 为 52%。

表 1 致密油水平井 A 三轴岩石力学试验结果

Table 1 Triaxial test results of tight oil horizontal well A

岩心号	密度/ (g·cm ⁻³)	岩性	深度/ m	静态弹性模量/ MPa	静态泊松比	抗压强度/ MPa	体积压缩系数/ MPa ⁻¹	动态弹性模量/ MPa	动态泊松比	VTI 模型应力系数	ISO 模型应力系数	系数差值/ %
3 号垂直	2.53	棕褐色粉砂岩	3289.29	39250	0.24	418	6×10 ⁻⁵	56578	0.18	0.36	0.31	14.5
23 号平行	2.61	棕褐色粉砂岩	3289.99	44340	0.25	340	5×10 ⁻⁵	63031	0.12			
18 号垂直	2.54	含砾不等粒砂岩	3289.60	37370	0.31	423	8×10 ⁻⁵	58397	0.12	0.40	0.45	10.3
2 号平行	2.46	含砾不等粒砂岩	3288.71	38400	0.21	424	1×10 ⁻⁴	54353	0.11			
11 号垂直	2.59	灰色泥岩	3279.29	41900	0.27	501	9×10 ⁻⁵	59450	0.15	0.37	0.37	0.1
24 号平行	2.69	灰色泥岩	3314.55	44140	0.23	283	3×10 ⁻⁵	64358	0.24			
12 号垂直	2.59	灰色泥岩	3279.29	46850	0.30	475	7×10 ⁻⁵	58283	0.18	0.48	0.43	11.2
21 号平行	2.70	灰色泥岩	3272.52	54350	0.27	408	2×10 ⁻⁵	74234	0.26			
平均值				43325	0.26	412.9		61086	0.17			9.0

表 2 全应力应变试验法计算脆性指数

Table 2 Brittleness index calculated by full stress-strain relationship

深度/ m	岩心编号	围压/ MPa	峰值强度/ MPa	残余强度/ MPa	I_{B3}
3276	1-1	20	283.6	132	0.58
	1-2	30	264.7	167.3	0.41
3277	2-1	20	307.4	157	0.52
3284	3-1	20	355.3	113	0.72

以上 3 种方法评价中,全应力应变试验法与岩石力学参数方法计算结果相近,因此取信于这两种方法的计算结果。

在计算水平井段的脆性指数时,首先根据测井声波数据计算动态弹性模量和泊松比,再根据动、静态弹性模量的转换关系计算岩石的静态弹性模量,得到水平井段的脆性指数分布,如图 1 所示。根据岩石力学试验结果得到的动、静态弹性模量转换关系如图 3 所示,二者间的关系式为

$$Y_{\text{staic}} = 0.7Y_{\text{dyna}}, R^2 = 0.689. \quad (1)$$

式中, Y_{staic} 为静态弹性模量, MPa; Y_{dyna} 为动态弹性模量, MPa。

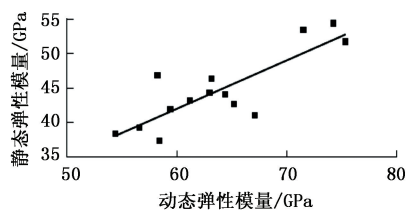


图 3 致密油水平井 A 动、静态弹性模量交会图
Fig.3 Cross plot of dynamic and static elastic modulus of tight oil horizontal well A

(3)全应力应变试验法。利用全应力应变试验,根据储层岩石破坏峰值强度和残余强度评价方法计算储层的脆性指数 I_{B3} 为 56%。

1.2.2 水平井段应力评价

非常规储层特别是页岩储层由于其强烈的非均质性,在计算应力时多采用垂向非均质、平面均质模型(VTI)^[11-12],如图 4 所示。

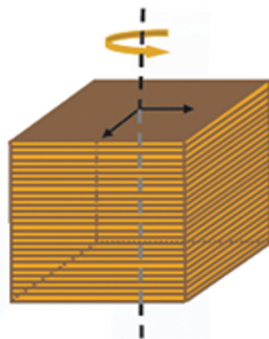


图 4 垂向非均质平面均质模型示意图

Fig.4 Sketch map for VTI geomechanical model

在该模型中,需要 5 个独立的声波速度,一般是垂向横波速度、垂向纵波速度、平面横波速度、平面纵波速度和 45°方向的纵波速度,求解得到 5 个弹性参数,表达式为

$$\begin{bmatrix} a_{11} \\ a_{22} \\ a_{33} \\ a_{23} \\ a_{13} \\ a_{12} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_{11} & C_{12} & C_{13} & 0 & 0 & 0 \\ C_{12} & C_{11} & C_{13} & 0 & 0 & 0 \\ C_{13} & C_{13} & C_{13} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & C_{44} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & C_{44} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & C_{66} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \varepsilon_{11} \\ \varepsilon_{22} \\ \varepsilon_{33} \\ \varepsilon_{23} \\ \varepsilon_{13} \\ \varepsilon_{12} \end{bmatrix}. \quad (2)$$

其中

$$C_{12} = C_{11} - 2C_{66}.$$

式中, a_{ij} 为岩石应力, $i=j$ 时为正应力, $i \neq j$ 时为剪应力, MPa; ε_{ij} 为应变, $i=j$ 时为正应变, $i \neq j$ 时为剪应

变; C_{ij} 为弹性系数。

得到弹性参数后,求取岩石的弹性模量、泊松比以及储层的最小水平主应力,

$$E_h = \frac{\Delta}{C_{11}C_{33} - C_{13}^2}, E_v = \frac{\Delta}{C_{11}^2 - C_{12}^2}, \quad (3)$$

$$v_h = \frac{C_{12}C_{33} - C_{13}^2}{C_{11}C_{33} - C_{13}^2}, v_v = \frac{C_{12}(C_{11} - C_{12})}{C_{11}C_{33} - C_{13}^2}, \quad (4)$$

$$\sigma_h = \frac{E_h v_v}{E_v(1 - v_h)}(\sigma_v - \alpha p_p) + \alpha p_p + \sigma_t. \quad (5)$$

其中

$$\Delta = \begin{vmatrix} C_{11} & C_{12} & C_{13} \\ C_{12} & C_{11} & C_{13} \\ C_{13} & C_{13} & C_{33} \end{vmatrix}.$$

式中, E_h 和 E_v 分别为水平和垂直方向的弹性模量, MPa; v_h 和 v_v 分别为水平和垂直方向的泊松比; σ_h 为水平方向的最小主应力, MPa; σ_v 为垂向主应力, MPa; p_p 为孔隙压力, MPa; α 为孔隙弹性系数; σ_t 为

构造应力, MPa。

实际应用中,由于测井获取的声波速度只是垂向即井筒方向的纵波和横波速度,因此常用的方法是利用垂向的横波和纵波速度,根据经验公式计算得到其他两个方向的 3 个声波速度,再计算各弹性参数、垂向弹性模量、泊松比以及平面岩石弹性模量和泊松比,最后得到连续的最小主应力剖面。在此过程中,需要根据岩心试验数据对经验公式进行校正。

以致密油水平井 A 的应力剖面计算为例,首先根据导眼井测井声波数据计算各弹性参数和岩石力学参数,用表 1 的试验结果校正经验公式,校正后的导眼井岩石力学参数剖面如图 5 所示,最后根据校正后的经验公式以及水平井段的测井数据计算得到水平井段的最小主应力剖面(图 1)。根据计算结果,第 1 施工段地层应力为 63 MPa,现场测试压裂得到第 1 段地应力约为 66 MPa,两者吻合较好。

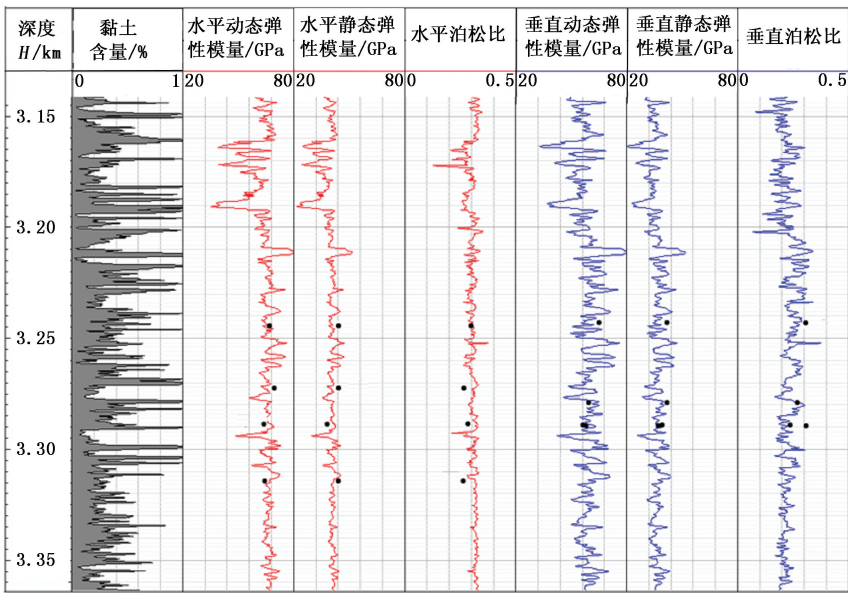


图 5 岩石力学参数剖面及试验结果拟合

Fig. 5 Rock mechanical parameters profile calibrated by triaxial test

2 分段多簇优化设计

2.1 水力裂缝间距优化

仍以水平井 A 为例。A 井附近试采的直井有 Z1 和 Z2 井。首先建立两口直井的单井模型,通过压裂施工数据的历史拟合得到裂缝尺寸,建立油藏数值模拟模型,基本参数见表 3。拟合结果显示储层有效渗透率分别为 1.2×10^{-3} 和 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

建立水平井油藏地质模型,如图 6 所示。分别在储层有效渗透率为 1.2×10^{-3} 和 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 下,以

累积产油量为目标函数优化裂缝条数,如图 7 所示。

表 3 两口直井的储层及裂缝参数

Table 3 Reservoir and fracture parameters of two vertical wells

井号	目的层段/m	厚度/m	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	孔隙度/%	拟合裂缝参数	
					裂缝半长/m	裂缝导流能力/ $(\mu\text{m}^2 \cdot \text{cm})$
Z1	3 292 ~ 3 303	11	1.2	6.1	49.3	6.7
Z2	3 548 ~ 3 552	4	0.5	6.3	146.4	37.6

由图 7 可知,两种储层有效渗透率下累积产油

量与裂缝条数变化趋势基本一致,裂缝条数超过21条之后,裂缝条数增加,产量增加不明显,因此最优的裂缝条数为21~24。水平井A有效水平段长740 m,最优的平均裂缝间距约为30.8 m。

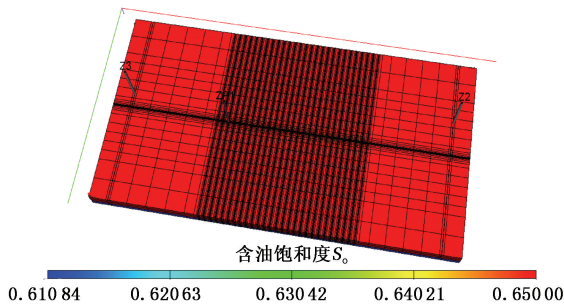


图6 水平井A的油藏模型

Fig.6 Reservoir model of horizontal well A

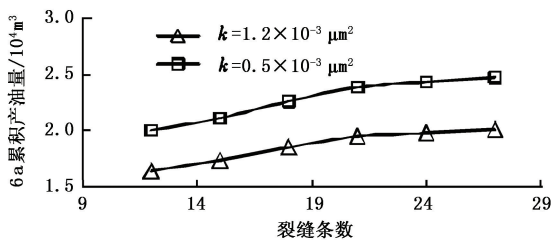


图7 累积产油量与水力裂缝条数关系

Fig.7 Relationship between cumulative oil production and fractures number

2.2 射孔簇的优选

在水力裂缝间距优化结果的基础上,须综合考虑储层的品质以及地质力学参数优选射孔簇位置,一方面确保压开并形成多条人工主裂缝,另一方面尽量使每条人工裂缝都能跟储层接触面积达到最大。采用模糊模式识别模型综合评价各项参数,实现对裂缝位置的优化。

2.2.1 模糊模式识别模型

模糊模式识别模型是一种评价待选样本与标准样本间差异的方法^[13],它以标准样本作为理想模式,用欧氏贴近度表征待选样本与标准样本的贴近程度。

设 B 为待选样本组成的集合, P 为相应的特征参数组成的集合,由集合 B 到集合 P 的一个模糊关系记为 R ,因 B 和 P 都是有限论域,故 R 可表示为

$$\begin{cases} R = [r_{ij}]_{n \times m}, i = 1, 2, \dots, n, j = 1, 2, \dots, m; \\ r_{ij} \in [0, 1]. \end{cases} \quad (6)$$

式中, r_{ij} 为待选样本与标准样本 a_i 具有参数 P_j 特征的隶属度。

按半升梯形法求集合 B 到集合 P 间的模糊关系 R :

$$r_{ij} = \mu(x) = \begin{cases} 0, & x \leq a_1; \\ \frac{x - a_1}{a_2 - a_1}, & a_1 < x < a_2; \\ 1, & x \geq a_2. \end{cases} \quad (7)$$

式中, x 为待选样本的任一特征参数; a_1 和 a_2 分别为待选样本任一特征参数的最小值和最大值。

将 R 划分为 n 个次级模糊矩阵 R_1, R_2, \dots, R_{n-1} 及 R_n^* (R_1, R_2, \dots, R_{n-1} 表示 $n-1$ 个待选样本与相应特征参数间的模糊关系,而 R_n^* 表示标准样本与其特征参数间的模糊关系)。现以标准样本作为理想模式,求 $n-1$ 个待选样本与标准样本的贴近程度,可用欧氏贴近度表征,

$$\rho(R_j, R_n^*) = 1 - \sqrt{w_i \sum_{i=1}^m [R_j(P_i) - R_n^*(P_i)]^2}. \quad (8)$$

式中, w_i 为各特征参数所占权重,可通过相关性分析或者经验关系决定。

综上所述,欧式贴近度是表征待选样本与标准样本贴近程度的评价参数。根据该值即可对水平井段的射孔位置进行排序,实现对射孔簇的综合优选。

2.2.2 射孔簇优选

首先对各储层品质及地质力学参数评价结果的分布规律进行统计,得到标准样本的特征参数分布分别为孔隙度(1~10)%、渗透率 $(0.1 \sim 6) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、含油饱和度(10~70)%、脆性指数(30~70)% ,之后根据区块产量相关性分析得到以上各参数的权重系数分别为0.2、0.3、0.3和0.2,最后采用模糊模式识别模型计算待选样本即各射孔位置与水平最高时的欧氏贴近度,结果如图8所示。

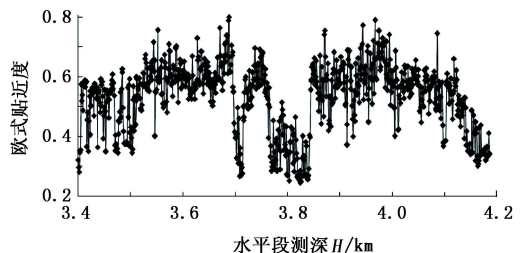


图8 水平井A射孔簇优化结果

Fig.8 Optimized result of perforation location for horizontal well A

对比图8和图1可知,孔隙度、饱和度、渗透率以及脆性指数均为低值,而黏土含量高的3760~3840 m段欧式贴近度最低,不适宜当作射孔簇的目的位置;相反,图1上储层品质和脆性指数高的

层段,欧式贴度高,适宜作为射孔簇的目的位置。

2.3 分段多簇优化结果

根据井口施工限压、设备能力以及经济性等计算得到水平井 A 的最优施工排量为 8 ~ 10 m³/min, 计算此排量下不同孔眼数量可以达到的限流摩阻, 结果如图 9 所示。

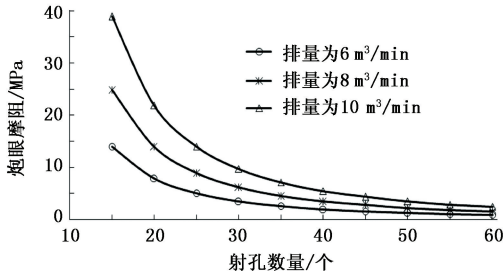


图 9 不同排量下孔眼限流摩阻与射孔数量的关系

Fig. 9 Relationship of perforation current-limiting friction and perforation number under different pumping rate

由图 9 可知,在设计排量 8 ~ 10 m³/min 下,当孔眼数为 25 时,限流摩阻为 8.9 ~ 14.0 MPa;当孔眼数为 50 时,限流摩阻为 2.2 ~ 3.5 MPa。在选择射孔簇时,应根据应力的评价结果选择段内与最小主应力相近的射孔位置;当同一段内应力差值显示非均质性较强时,由水平井筒的破裂压力计算可知各射孔簇间主应力的最大差值不能超过限流摩阻的 1/3^[14]。如排量 10 m³/min 下,25 个射孔眼可以达到的限流摩阻为 14.0 MPa,因此各射孔位置之间的应力差不应超过 4.7 MPa。

根据射孔簇的优选结果,同时考虑水平段内应力差与限流摩阻的对应关系,可确定最终的射孔簇位置,进而确定分段长度。水平井 A 的分段结果见表 4。平均簇数为 2.7,平均缝间距为 28.9 m,平均段间距为 79.6 m。

2.4 现场应用

致密油储层水平井 A 于 2014 年 6 月按照设计分段多簇结果完成现场实施,由于施工期间水平井段出现了套管变形,现场指挥人员对实际施工的射孔簇进行了调整(前 3 段按照设计书执行,第 4 后半段和第 5 段调整为实际施工的第 4 段,第 6 段和第 7 段调整为实际施工的第 5 段,设计的第 9 和第 10 段由于靠近水层未施工),施工井段现场施工参数严格按照设计执行,施工累积泵入压裂液 7 853.3 m³,加入支撑剂 511.4 m³。由于实际压裂段数比原设计少,导致压后产量比预测的 76 m³/d 低,压后采用 2 mm 油嘴控制放喷,井口压力 16 MPa 时,日产

油 30 m³。

表 4 水平井 A 分段多簇优化结果

Table 4 Grouped perforation location for horizontal well A

分段数	簇数	顶深/m	底深/m	射孔长度/m	缝间距/m	桥塞位置/m	段间距/m
1	2	4 146	4 147	1			
		4 118	4 119	1	29		
		4 086	4 087	1	33		
2	3	4 064	4 065	1	23	4 110	73
		4 044	4 045	1	21		
		4 024	4 025	1	21		
3	3	3 994	3 995	1	31	4 037	70
		3 975	3 976	1	20		
		3 952	3 953	1	24		
4	3	3 935	3 936	1	18	3 969	58
		3 915	3 916	1	21		
		3 901	3 902	1	15		
5	3	3 871	3 872	1	31	3 909	72
		3 851	3 852	1	21		
		3 792	3 793	1	60		
6	3	3 753	3 754	1	40	3 845	112
		3 737	3 738	1	17		
		3 694	3 695	1	44		
7	3	3 671	3 672	1	24	3 725	90
		3 646	3 647	1	26		
		3 618	3 619	1	29		
8	3	3 588	3 589	1	31	3 635	82
		3 559	3 560	1	30		
		3 528	3 529	1	32		
9	2	3 484	3 485	1	45	3 553	80
		3 461	3 462	1	24		
10	2	3 421	3 422	1	41	3 471	

3 结束语

建立了一种新的分段多簇优化设计方法,综合储层物性、岩石力学参数、地层应力、数模计算结果采用模糊模式识别模型综合优选射孔段位置,可提高设计的针对性及压后效果。采用岩石力学试验结果校正 VTI 应力模型,得到考虑纵向非均质性的水平井段最小主应力剖面,为水平井段最小主应力剖面计算提供了新方法。应用该方法进行了致密油试验井的分段多簇优化设计并取得较好的增产效果,该方法可推广应用到其他非常规储层的分段多簇优化设计中。

参考文献:

[1] CIPOLLA C, WENG X, ONDA H, et al. New algorithms and integrated work flow for tight gas and shale completion[R]. SPE 146872, 2011.

- [2] HASHMY K H, TONNER D, ABUEITA S, et al. Shale reservoirs; improved production from stimulation of sweet spots[R]. SPE 158881, 2012.
- [3] HASHMY K H, ABUEITA S, BARNETT C, et al. Log-based identification of sweet spots for effective fracs in shale reservoir[R]. SPE 149278, 2011.
- [4] MULLEN M, PITCHER J, HINZ D, et al. Does the presence of natural fractures have an impact on production? a case study from the Middle Bakken Dolomite, North Dakota[R]. SPE 135319, 2010.
- [5] LOLON E P, CIPOLLA C L, WEIJERS L, et al. Evaluating horizontal well placement and hydraulic fracture spacing/conductivity in the Bakken Formation, North Dakota [R]. SPE 124905, 2009.
- [6] CHAUDHARY A S, ECOMOMIDES C E, WATTENBARGER R. Shale oil production performance from a stimulated reservoir volume[R]. SPE 147596, 2011.
- [7] RICK R, MIKE M, ERIK P, et al. A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: all shale plays are not clones of the Barnett shale[R]. SPE 115258, 2008.
- [8] CIPOLLA C L, WARPINSKI N R, MAYERHOFER M J, et al. The relationship between fracture complexity, reservoir properties, and fracture treatment design [R]. SPE 115769, 2008.
- [9] SONG Lili, WANG Yonghui, LI Yongping. A novel experiment method of evaluating the brittleness of rock[R]. SPE 167730, 2014.
- [10] 李庆辉,陈勉,金衍,等. 页岩脆性的室内评价方法及改进[J]. 岩石力学与工程学报, 2012, 31(8): 1680-1685.
- LI Qinghui, CHEN Mian, JIN Yan, et al. Indoor evaluation method for shale brittleness and improvement[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2012, 31(8): 1680-1685.
- [11] WATERS G A, LEWIS R E, BENTLEY D C. The effect of mechanical properties anisotropy in the generation of hydraulic fractures in organic shales[R]. SPE 146776, 2011.
- [12] SAROUT J, MOLEZ L, GUEGUEN Y, et al. Shale dynamic properties and anisotropy under triaxial loading: experimental and theoretical investigations [R]. Physics and Chemistry of the Earth, 2007, 32: 896-906.
- [13] 翁定为,蒋廷学,胥云,等. 安塞油田重复压裂选井选层研究[J]. 石油钻采工艺, 2008, 30(4): 58-62, 66.
- WENG Dingwei, JIANG Tingxue, XU Yun, et al. Study on well and layer selection for refracturing in Ansai Oilfield [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2008, 30(4): 58-62, 66.
- [14] JIN X, SHAH S N, ROEGIERS J C, et al. Breakdown pressure determination — a fracture mechanics approach [R]. SPE 166434, 2013.
- [15] 樊冬艳,姚军,孙海,等. 页岩气藏分段压裂水平井不稳定渗流模型[J]. 中国石油大学学报:自然科学版, 2014, 38(5): 116-123.
- FAN Dongyan, YAO Jun, SUN Hai, et al. Transient flow model of stage-fractured horizontal wells in shale gas reservoirs[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2014, 38(5): 116-123.

(编辑 李志芬)