

鄂尔多斯盆地致密油藏天然裂缝与人工裂缝特征及开发意义

樊建明^{1,2}, 陈小东^{1,2}, 雷征东³, 高武彬^{1,2}, 王 冲^{1,2}

(1. 中国石油长庆油田公司勘探开发研究院, 陕西西安 710018; 2. 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室, 陕西西安 710018; 3. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100000)

摘要: 裂缝特征参数是致密油藏开发方式及井网优化的依据; 针对致密油藏体积压裂下如何确定开发方式, 通过对矿场测试的人工裂缝、天然裂缝和地应力方向采用高斯函数拟合, 研究三者之间优势方向的耦合关系。针对致密油藏体积压裂人工裂缝有效参数的认识, 提出以自然能量开发井网为研究对象, 依据人工压裂缝控制区域和非控制区域压力变化规律的差异性, 通过建立水平井分区渗流模型及拟合水平井生产数据, 确定人工裂缝有效缝长; 在此基础上, 建立典型井精细地质模型及数值模型, 对比不同裂缝有效宽度下数值模拟平均单段产量与实际统计单段平均产量, 观察水平检查井取芯结果。结果表明: 人工裂缝的优势方向与地应力优势方向基本一致; 地应力的优势方向与天然裂缝优势方向差异较大的致密油藏, 采用准自然能量开发, 基本一致或差异小的致密油藏, 具有注水补充能量的潜力; 人工裂缝平均有效宽度小于等于 10 m。

关键词: 致密油藏; 天然裂缝; 人工裂缝; 有效参数; 鄂尔多斯盆地

中图分类号: TE 349 **文献标志码:** A

引用格式: 樊建明, 陈小东, 雷征东, 等. 鄂尔多斯盆地致密油藏天然裂缝与人工裂缝特征及开发意义 [J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2019, 43(3): 98-106.

FAN Jianming, CHEN Xiaodong, LEI Zhengdong, et al. Characteristics of natural and hydraulic fractures in tight oil reservoir in Ordos Basin and its implication to field development[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2019, 43(3): 98-106.

Characteristics of natural and hydraulic fractures in tight oil reservoir in Ordos Basin and its implication to field development

FAN Jianming^{1,2}, CHEN Xiaodong^{1,2}, LEI Zhengdong³, GAO Wubin^{1,2}, WANG Chong^{1,2}

(1. Research Institute of Exploration and Development, Changqing Oilfield Company, PetroChina, Xi'an 710018, China;
2. National Engineering Laboratory of Low Permeability Oilfield Exploration and Development, Xi'an 710018, China;
3. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing 100000, China)

Abstract: The characteristics of the fractures in a tight oil reservoir are the basis for the selection of oil exploitation modes and well pattern optimization. In this study, a Gauss function fitting method was adopted to investigate the coupling relationship among the natural fractures, fractures generated by hydraulic fracturing and in-situ formation stress. Using the effective parameters of the hydraulic fracturing via volumetric fracturing in the tight oil reservoirs, the effective length of the hydraulic fractures can be identified through the analysis of the pressure difference between fracture controlled and uncontrolled zones by fitting the production data of the horizontal wells according to the established flow model based on the natural energy development mode. On this basis, a numerical simulation model of typical wells can be established. By comparing the production predicted by the numerical simulation and the actual field data, the reliability of the above analysis method can be verified along with the coring observation from the inspection wells between the horizontal wells. The results show that the dominant di-

rection of the hydraulic fractures is basically the same as that of the in-situ stress, and these reservoirs can be produced via a natural energy development mode. For the tight oil reservoirs with the dominant direction of the in-situ stress different from that of its natural fractures, water injection technique can be considered. For the cases studied in this paper, the average effective fracture width is less than or equal to 10 m.

Keywords: tight oil reservoir; natural fractures; hydraulic fractures; effective parameter; Ordos Basin

裂缝的组系与方位是低渗致密油藏开发方式及井网布置的基本参数和依据^[1-4],前期学者关于天然裂缝的分布特征、形成机制及其发育规律的研究较多^[5-11],人工裂缝与天然裂缝耦合特征研究也开展了一些工作^[12],主要是在室内通过岩心或大型露头实验,模拟储层中存在天然裂缝的情况下人工裂缝的分布特征方面取得了一些研究成果,但也存在一些问题:一是储层中天然裂缝方向总的来说有一定规律,但局部还比较复杂,室内实验很难复原储层中天然裂缝的分布特征;二是实验给出的是人工裂缝的展布形态,对人工压裂后的特征参数很难统计,也很难说明跟天然裂缝和地应力方向之间的关系,是一个定性的认识,离量化的应用还有较远的距离。因此,笔者对鄂尔多斯盆地致密油藏天然裂缝与人工裂缝分布特征进行研究。

1 致密油藏天然裂缝储渗特征

天然裂缝储渗特征包括储集和渗流特征两个方

面,天然裂缝的储集能力评价采用其对孔隙度的影响确定,天然裂缝渗流能力的贡献主要通过其对储层渗透率的贡献值确定。

1.1 天然裂缝孔隙度和渗透率定量化描述

微观天然裂缝孔隙度及渗透率可采用镜下薄片面积法进行计算和统计,其计算公式为

$$\varphi_f = (\sum_{i=1}^n b_i L_i) / S, i = 1, 2, 3, \cdots, n, \tag{1}$$

$$k_f = \sum_{i=1}^n (85 b_i^2 \varphi_f) / n, i = 1, 2, 3, \cdots, n. \tag{2}$$

式中, b_i 为第*i*个微天然裂缝宽度,μm; L_i 为第*i*个微天然裂缝长度,μm; φ_f 为微天然裂缝孔隙度,%; k_f 为微天然裂缝渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$;S为薄片面积, $S = 2.4 \times 3.2 \text{ cm}^2$ 。

假设天然裂缝均未充填情况下,且未考虑取芯后应力释放使裂缝变宽等情况,以HQ地区长6₃岩石微天然裂缝孔隙度及渗透率估测为例,见表1。

表 1 HQ 地区长 6₃ 油藏岩石微天然裂缝特征及孔隙度、渗透率估测

Table 1 Micro-natural fractures, porosity and permeability estimation of Chang 6₃ reservoir in HQ area

井号	岩性	深度 h/m	薄片					孔隙度 $\varphi_{\text{f}}/\%$	渗透率 $k_{\text{f}}/10^{-3}\mu\text{m}^2$
			裂缝方向/ ($^{\circ}$)	裂缝长度 $L_{\text{f}}/\mu\text{m}$	裂缝宽度 $b_{\text{f}}/\mu\text{m}$	描述			
B180	泥质粉砂岩,有油污	2082.10 ~ 2082.24	358.9	1200	10 ~ 60	充填沥青	0.019	22.70	
			3.9	1500	30				
			3.9	750	50				
			3.9	800	30				
B180	泥质粉砂岩,有油污	2077.73 ~ 2077.90	217.4	0.5	10	充填沥青	0.000	0.89	
			217.4	0.3	10				
B410	泥质粉砂岩	2168.20 ~ 2168.50	183.3	1000	50	充填沥青	0.010	10.79	
			118.3	2500	10				
B191	粉砂岩	2106.91 ~ 2107.07	336.3	8000	15	黑色炭质充填	0.016	2.99	
B166	泥质粉砂岩	2093.36 ~ 2093.50	285.2	1200	10	黑色炭质充填	0.002	0.13	
Y285	细砂岩	2143.68 ~ 2143.84	97.5/37.5	1500	30	X型缝	0.006	4.48	
B410	泥质粉砂岩	2168.20 ~ 2168.50	133.3	3000	15	充填泥炭质	0.014	6.72	
			333.3	2100	30				
B453	含油粉砂岩	1907.08 ~ 1907.61	4.9	150000	10	未充填	0.020	16.60	
B191	粉砂岩	2106.91 ~ 2107.07	116.3	150000	30		0.059	448.24	
B411	粉砂岩	2113.80 ~ 2113.90	83.6	150000	10		0.020	16.60	
B180	泥质粉砂岩,有油污	2082.10 ~ 2082.24	183.9	4000	30 ~ 200	很发育	0.052	442.71	

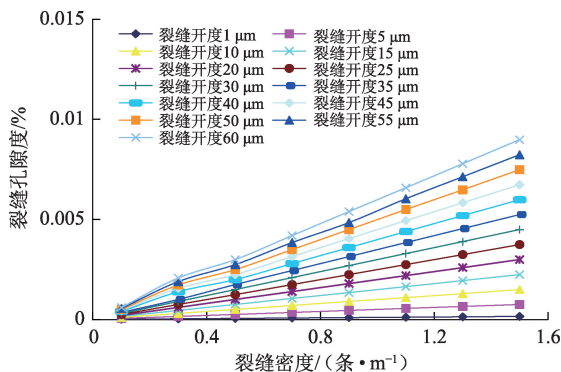
注:孔渗计算均假设天然裂缝未充填,且未考虑取芯后应力释放使裂缝变宽等情况。

HQ 地区长 6₃ 储层天然裂缝孔隙度较低,介于 0. 002% ~ 0. 059%,而天然裂缝渗透率因裂缝宽度

的差异而相差很大,其天然裂缝渗透率为(0. 13 ~ 44. 8)×10⁻³ μm²。如果考虑取芯后应力释放使裂缝

变宽等情况,孔隙度可按当前值乘以 $2/\pi$ 计算,渗透率可按当前值乘以 $8/\pi^3$ 计算,则 HQ 地区长 6₃ 地下天然裂缝孔隙度主要介于 0.001 3% ~ 0.037%,渗透率为 $(0.03 \sim 11.5) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

在薄片对天然裂缝孔隙度和渗透率估测的基础上,应用 RMS 软件中的天然裂缝模块,研究天然裂缝特征参数(天然裂缝密度、开度、延伸长度和切深)对其孔隙度、渗透率的敏感程度,结果表明:①



天然裂缝密度和开度对天然裂缝的渗透率影响较大,天然裂缝的延伸长度、切深对天然裂缝渗透率影响较小;②天然裂缝的特征参数对天然裂缝孔隙度有影响,但是天然裂缝产生的孔隙度与基质岩心的孔隙度相比,绝对值太小。在天然裂缝属性参数对孔隙度和渗透率影响因素分析的基础上,建立主要影响因素天然裂缝密度、开度与天然裂缝渗透率、孔隙度的量化计算图版(图 1)。

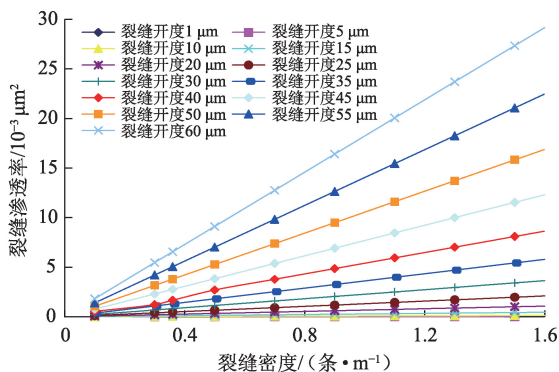


图 1 天然裂缝渗透率和孔隙度量化描述图版

Fig. 1 Quantitative description of natural fracture permeability and porosity

1.2 不同方向天然裂缝渗流能力有差异性

大量的薄片定向观察已经表明,不同方向天然裂缝开度有一定差异性。以 HQ 地区长 6 油藏和 XAB 地区长 7 油藏为例。HQ 地区长 6 油藏(天然裂缝的优势方位为北东向)薄片鉴定方向为 $44^\circ \sim 79^\circ$ 天然裂缝宽度最大,天然裂缝缝宽在 $32 \sim 64 \mu\text{m}$,在 105° 附近,天然裂缝缝宽在 $21 \sim 32 \mu\text{m}$,其他方向天然裂缝缝宽较小(图 2(a))。XAB 地区长 7 油藏(天然裂缝多方向发育)薄片鉴定方向为 $60^\circ \sim 77^\circ$ 的较多,而且天然裂缝宽度一般大于 $10 \mu\text{m}$, $101^\circ \sim 105^\circ$ 裂缝发育次之,天然裂缝宽度也相对较小, $111^\circ \sim 122^\circ$ 之间偶有裂缝发育,但是天然裂缝宽度更小,总体上表现出天然裂缝集中在 $63^\circ \sim 77^\circ$,该区域天然裂缝数量最多,宽度最大(图 2(b))。鄂尔多斯盆地整体上来看,现今应力场最大主应力的方向为北东向。一般认为,同一地区,与现今应力场最大主压应力近平行分布的天然裂缝在构造挤压力的作用下呈拉张状态,连通性好,开度大,渗流能力强;与现今应力场最大主压应力近垂直分布的天然裂缝呈挤压状态,连通性差,开度小,渗流能力弱;而与现今应力场最大主压应力斜交的天然裂缝介于上述两者之间,并随着二者交角的增大,天然裂缝的开度降低,渗流能力也降低。

2 人工裂缝和天然裂缝优势方向耦合

鄂尔多斯盆地致密油藏天然裂缝和最大地应力优势方向在不同区带有一定差异,同时由于该类油藏岩心致密、物性差,需要压力改造后才能提高单井产量,体积压裂后的储层中就存在天然裂缝的方向、最大主应力的方向和人工裂缝的方向,因此需要研究体积压裂后人工裂缝的方向、储层中天然裂缝优势方向、最大地应力优势方向三者之间的关系,以及三者耦合后储层中裂缝的优势方向,从而确定井网合理的开发方式和井网的井排方向。长庆油田科研工作依据前期同一区块成像测井、地应力和人工裂缝测试资料,统计不同方向的频率分布,并对频率分布进行高斯函数拟合,研究人工裂缝、天然裂缝和地应力耦合关系。研究表明:人工裂缝的优势方向与地应力优势方向基本一致;地应力的优势方向与天然裂缝优势方向不同区块有一定的差异性(图 3),优势方向夹角差异较大的油藏,开发初期裂缝水淹井比例较高,采用准自然能量开发,这是因为这类油藏注水体积压裂开发时容易形成多个优势渗流方向,增加了裂缝性水淹的风险。JY 地区安 83 区长 7 天然裂缝、人工裂缝及最大主应力方向耦合关系见图 3(a),天然裂缝优势方向与最大主应力、人工裂缝的优势方向差异较大,该油藏(井网排距 150 m,井距 500 ~ 600 m,小水量温和注水)注水开发

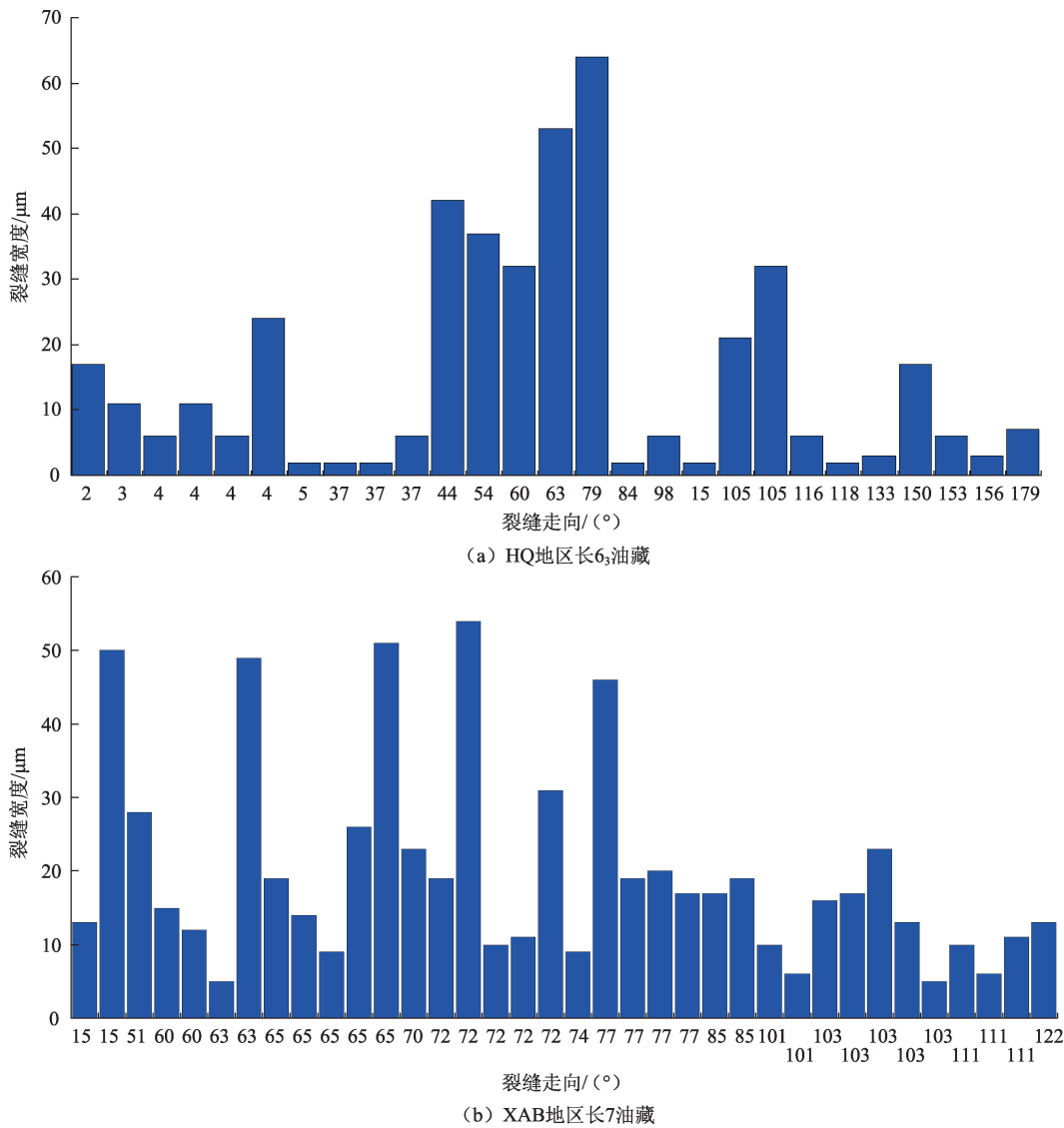


图 2 不同裂缝方向裂缝开度分布

Fig.2 Distribution of fracture aperture in different fracture directions

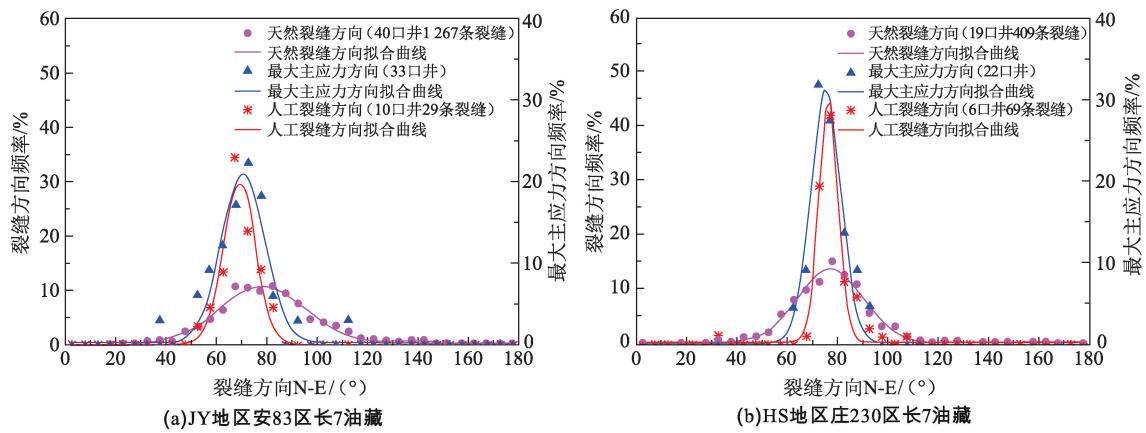


图 3 天然裂缝、人工裂缝及最大主应力耦合方向关系

Fig.3 Diagram of coupling directions of natural fracture, hydraulic fracture and maximum principal stress

水平井 54 口, 见水井 38 口, 裂缝性见水比例达到 70%; 差异小或者基本一致, 采用注水开发, 这是因 为体积压裂后形成的优势渗流通道与天然裂缝的优 势渗流通道比较一致, 优势渗流通道比较单一, 在注

采井网优化设计中容易确定合理的注水井位置,降低了发生裂缝性水淹的风险。HS地区庄230区长7天然裂缝、人工裂缝及最大主应力方向耦合关系见图3(b),天然裂缝优势方向与最大主应力、人工裂缝的优势方向基本一致,该油藏(井网排距150 m,井距500~600 m,小水量温和注水)注水开发水平井54口,见水井12口,裂缝性见水比例22%,注水开发效果较好。一般新区产能建设时,根据前期的探井和评价井资料比较容易获得的是最大主应力和天然裂缝方向的测试资料,针对致密油藏不同储层特征合理开发方式确定的难题,本文中提出通过定量计算天然裂缝优势方向与最大主应力优势方向的夹角确定致密油藏的开发方式。

3 人工裂缝有效参数评价

人工裂缝有效参数评价是井网优化的基础,目前人工裂缝有效参数的评价手段比较欠缺。人工裂缝的参数除了人工裂缝的展布方向外,还有人工裂缝缝长、缝宽和缝高3项参数。目前矿场试验中用的最多是采用井下微地震监测的方法获取人工裂缝相关参数,存在的问题是微地震参数反映的是信号所达到的区域的参数,测试的结果一般偏大。

3.1 人工裂缝有效缝长

由于致密油藏基质渗流能力较弱、天然裂缝较发育,水平井体积压裂沟通了水平井周围的微裂缝,形成一个相对优势渗流区域。压力首先在内区(图4)传播,也就是人工裂缝有效控制的区域,以下的内区都指人工裂缝有效控制的区域,达到边界后向外区传播,即分区渗流^[13]。分析采用Blasingame渗流图版法^[14-15]有效确定内区对水平井渗流的影响。

在建立模型时,将水平井体积压裂椭圆形分区渗流等效转换为圆形分区渗流,应用Blasingame理论方法^[14],得出水平井圆形等效分区渗流模型。

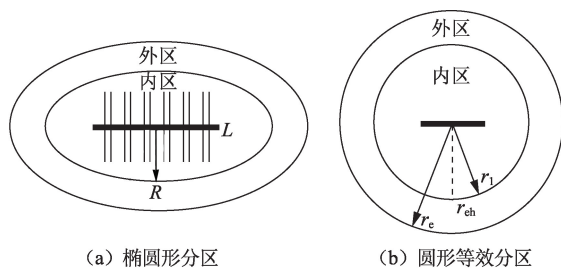


图4 水平井体积压裂分区渗流示意图

Fig.4 Dominate flow area of volumetric fracturing

horizontal well in different zone

等效转换公式为

$$r_{ch} = \sqrt{R \left(R + \frac{L}{2} \right)}. \quad (3)$$

式中, r_{ch} 为圆形等效渗流半径,m; R 为椭圆形内区短半轴长,m; L 为水平段长度,m。

分区渗流模型为

$$\begin{cases} \frac{\partial^2 p_1}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p_1}{\partial r} - \frac{1}{\eta_1} \frac{\partial p_1}{\partial t} = 0, & r_w < r < r_1; \\ \frac{\partial^2 p_2}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p_2}{\partial r} - \frac{1}{\eta_2} \frac{\partial p_2}{\partial t} = 0, & r_1 < r < r_e. \end{cases} \quad (4)$$

内边界条件为

$$\left(r \frac{\partial p_1}{\partial r} \right)_{r=r_w} = \frac{q \mu_1 B}{2 \pi k_1 h}. \quad (5)$$

交界面条件为

$$\begin{cases} p_1(r_1, t) = p_2(r_1, t), \\ \left(\frac{\partial p_1}{\partial r} \right)_{r=r_1} = \frac{1}{M_c} \left(\frac{\partial p_2}{\partial r} \right)_{r=r_1}, \\ M_c = \frac{k_1 / \mu_1}{k_2 / \mu_2}. \end{cases} \quad (6)$$

外边界条件为

$$\left(\frac{\partial p_2}{\partial r} \right)_{r=r_e} = p_i. \quad (7)$$

初始条件为

$$p_1(r, 0) = p_2(r, 0) = p_i. \quad (8)$$

式中, p_1 和 p_2 分别为内区和外区压力,MPa; r_w 、 r_1 和 r_e 分别为渗流半径、井筒内径、内区半径和供给半径,m; q 为产油量, m^3/d ; t 为生产时间,d; h 为油层厚度,m; k_1 和 k_2 分别为内区和外区渗透率, $10^{-3} \mu m^2$; μ_1 和 μ_2 分别为内区和外区黏度,mPa·s。

由于致密油藏基质物性差,渗流能力弱,在准自然能量开发井距优化时要确保水平井间均为内区边界大小,所以这里采用水平井体积压裂分区渗流模型建立归一化Blasingame理论图版,然后将矿场动态数据导入模板中,拟合分析确定内区边界,即可确定出水平井的内驱半径或人工裂缝有效半径(图5)。

图版中坐标轴归一化时间、产量积分、产量求导公式^[14]分别为

$$t_{Dd} = \alpha t_D = \alpha \frac{N_p}{q}, \quad (9)$$

$$q_{Dd} = \frac{q}{\Delta p} = \frac{q}{p_i - p_{wf}}, \quad (10)$$

$$q_{Ddi} = \left(\frac{q}{\Delta p} \right)_i = \frac{1}{t_D} \int_0^{t_D} \frac{q}{p_i - p_{wf}} dt, \quad (11)$$

$$q_{Ddid} = \left(\frac{q}{\Delta p} \right)_{id} = - \frac{d \left(\frac{q}{\Delta p} \right)_i}{d \ln t_D} = - t_D \frac{d \left(\frac{q}{\Delta p} \right)_i}{dt_D}. \quad (12)$$

式中, a 为拟合系数; t_D 为物质平衡时间, d; N_p 为累积产量 m^3 ; q 为日产油量, m^3 ; p_i 、 p_{wf} 分别为地层压力和井底流压, MPa。

图 5 为鄂尔多斯盆地 HS 地区五点注水开发井网下的 GP26-24 水平井 Blasingame 理论图版拟合结果, 该井水平段长度为 435 m, 油层钻遇率 100%, 采用水平井分段多簇体积压裂工艺改造方式, 于 2013 年 12 月投产, 投产初期单井日产油 8.4 t, 含水率 7.9%, 生产 1 a 后日产油量为 5.2 t, 周围 4 口水平井平均单井日注水量为 22.5 m^3 。拟合生产动态表明, 该水平井有效内区椭圆形短半轴为 174 m, 有效内区面积为 0.214 km^2 , 内区控制储量为 10.3 $\times 10^4$ t。

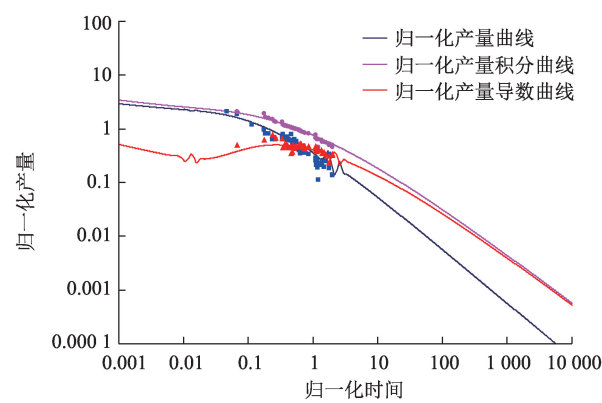


图 5 GP26-24 井分区渗流图版

Fig. 5 Flow chart of well GP26-24

综合鄂尔多斯盆地 HS 地区生产时间较长的 37 口采油水平井, 以水平井体积压裂后分区渗流模型为基础, 通过建立水平井分区渗流图版拟合确定不同水平井的有效内驱半径, 并建立入地液量和水平井开发初期内驱半径 (人工裂缝有效缝长) 的关系 (图 6)。

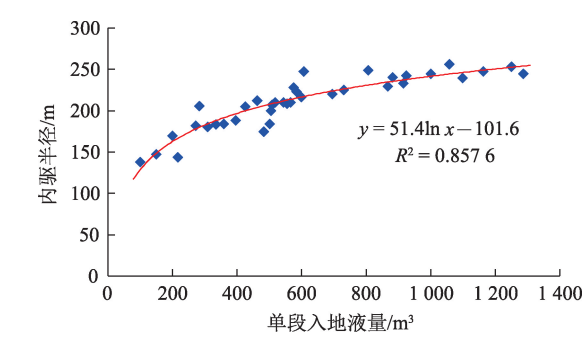


图 6 HS 地区长 6 油藏单段入地液量与内驱半径关系

Fig. 6 Relationship between injected liquid volume in single section and radius of internal area of horizontal wells in Chang 6 reservoir, HS area

3.2 人工裂缝有效宽度

人工裂缝的有效宽度是指致密油藏体积压裂后人工裂缝有效控制的宽度范围, 在这个宽度范围内人工裂缝的导流能力与基质导流能力存在比较大的渗透率级差。人工裂缝有效宽度模拟计算时, 人工裂缝缝高的处理原则是保证人工压裂缝的高度大于油层厚度 (油层厚度约为 10 m), 即油层纵向上全部压穿。在有效人工裂缝缝长认识的基础上, 建立水平井的三维精细地质模型, 数值模拟计算自然能量开发下不同人工裂缝宽度水平井的平均单段产量, 通过对比数值模拟计算的平均单段产量与实际单段平均产量统计结果, 确定水平井体积压裂后有效人工裂缝宽度。建立 X233 区块长 7 油藏 YP1 水平井三维精细地质模型, 采用油藏数值模拟的方法, 在 YP1 有效裂缝带长和带高基本确定的情况下, 分别设计裂缝有效宽度 1、5、10、15、20、30、40 和 50 m, 通过改变裂缝有效宽度得到不同人工裂缝宽度下自然能量开发的平均单段产量, 然后与 YP1 实际单段平均产量对比, 确定人工裂缝有效宽度。数值模拟计算基本参数: 平均有效厚度 10.0 m、平均空气渗透率 $0.22 \times 10^{-3} \mu m^2$ 、平均孔隙度 10.8%、地层原油黏度 0.98 $mPa \cdot s$ 、脱气原油密度 853 $kg \cdot m^{-3}$ 、原始含油饱和度 0.65%、原油体积系数 1.31、原始地层压力 15.8 MPa、生产井井底流压 7.0 MPa、裂缝导流能力 35.0 ~ 40.0 $\mu m^2 \cdot cm$ 、主向与侧向的渗透率级差 3.0、主向与垂向的渗透率级差 10.0, 不同裂缝有效宽度下油藏数值模拟计算的平均单段产量 (图 7), YP1 平均单段初期产量 1.4 t/d, 该区其他改造规模相似的水平井 (50 口) 平均单段初期产量为 1.3 ~ 1.5 t/d; 数值模拟计算平均单段产量结果与实际统计对比结果显示, 人工裂缝平均有效宽度小于等于 10 m。

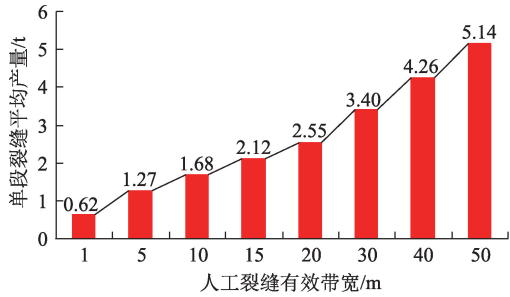


图 7 不同平均裂缝有效宽度下初期单段产量

Fig. 7 Oil production at initial stage in single section with different effective crack widths

2017 年 6 月在 JY 长 7 致密油藏选取 A239-24 井开展水平井取芯验证有效裂缝宽度试验, 该井

2014 年分别在原射孔段和补射孔段开展了井下微地震监测,微地震监测结果见图 8,监测数据见表 2。

结合微地震监测资料成果,以压裂带宽验证为主,选取定向井区 A239-24 井区域部署 AP 检 239-

24 井。AP 检 239-24 井垂直 A239-24 井人工裂缝展布方向,设计水平段长度 85 m,方位 NW7°,距 A239-24 井排距 80 m,常规取芯设计 85 m(图 9)。

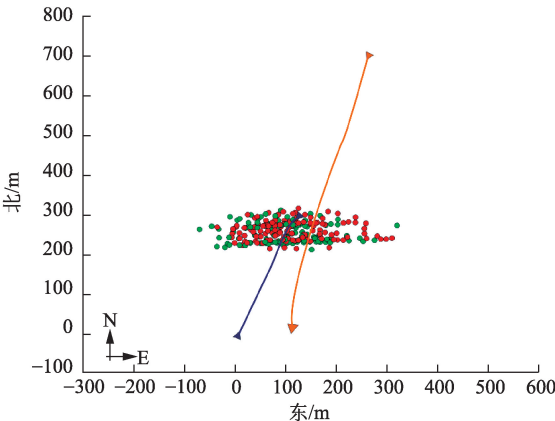


图 8 A239-24 井井下微地震监测图

Fig. 8 Down-hole micro-seismic monitoring results of well A239-24

表 2 A239-24 井下微地震观测裂缝网络属性

Table 2 Underground micro-seismic properties of fracture network in well A239-24

阶段	总液量/m ³	总砂量/m ³	人工裂缝信号带长/m		人工裂缝信号带宽/m	人工裂缝信号带高/m	人工裂缝走向
			西翼	东翼			
原射孔段	682	64. 0	168	180	85	54	北偏东 84°
补射孔段	761	36. 6	168	142	64	42	北偏东 82°

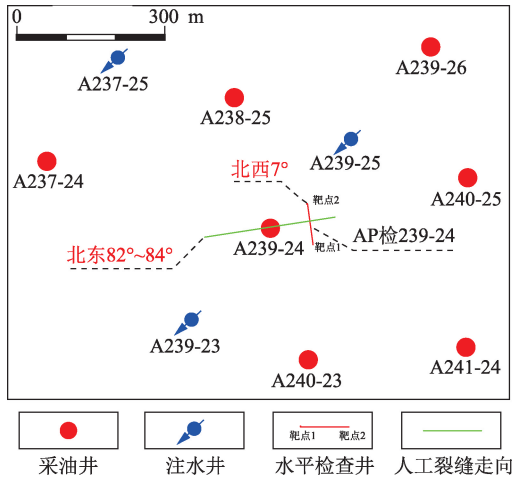


图 9 AP 检 239-24 部署示意图

Fig. 9 Well location of AP J239-24

检查井取芯观察结果:在整个宽度为 85 m 取芯岩心段未观察到明显的复杂人工压裂缝网系统,仅在 1 m 左右宽度岩心范围内可见 3 条疑似人工压裂缝(图 10),断面光滑,未见明显压裂支撑剂显示,与微地震监测带宽(64 ~ 85 m)差距很大,与数值模拟反演的有效裂缝宽度小于等于 10 m 的认识吻合度较大。

人工裂缝的有效宽度对于水平井人工裂缝段间距的优化有重要影响,目前人工裂缝段间距优化的原则是:优化段(或者簇)间距以确保人工裂缝之间

储量能够充分动用,数值模拟法模拟的有效人工裂缝宽度(小于等于 10 m)为人工裂缝最小段间距,在这个段间距(或者簇)内能够保证人工裂缝之间被缝网充分覆盖,目前矿场实践中发展的趋势是缩小段间距(或者簇间距),本文中的研究给出了能够缩小的下限。

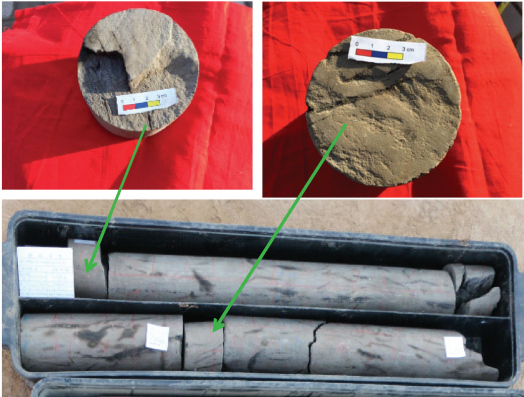


图 10 APJ239-24 井可见裂缝段取芯照片

(取芯段深度:2514. 70 ~ 2521. 20 m)

Fig. 10 Core photo of fracture section in well APJ239-24

(depth: 2514. 70-2521. 20 m)

考虑地层压力的影响,水平井在开采过程中地层压力与井筒中的流压会产生生产压差,除了缝网

有效覆盖的区域在生产压差的驱替下能够有效动用以外,生产压差产生的地层压力梯度大于启动压力梯度的区域也能够产生流动,实现动用的目标,人工裂缝段间距也存在一个上限。人工裂缝之间地层压力梯度计算公式为

$$G_D = \frac{p_e - p_f}{\ln \frac{R-r}{R-r}} \cdot \frac{1}{r_w} \tag{13}$$

式中, G_D 为地层压力梯度,MPa/m; p_e 为人工裂缝中线处压力,MPa; p_f 为人工裂缝处压力,MPa; R 为人工裂缝半段间距,m; r 为距人工裂缝中线距离,m。

压力剖面计算示意图见图 11。



图 11 人工裂缝之间压力剖面计算示意图

Fig. 11 Schematic diagram of pressure profile calculation between hydraulic fractures

通过式(13)计算不同段间距下的地层压力梯度,结果如图 12 所示。由于准自然开发油藏渗透率较低,启动压力梯度较高,依据地层压力梯度大于启动压力梯度的原则,优化段间距约为 30 m,能够建立驱替系统,裂缝间储量能够得到充分动用。

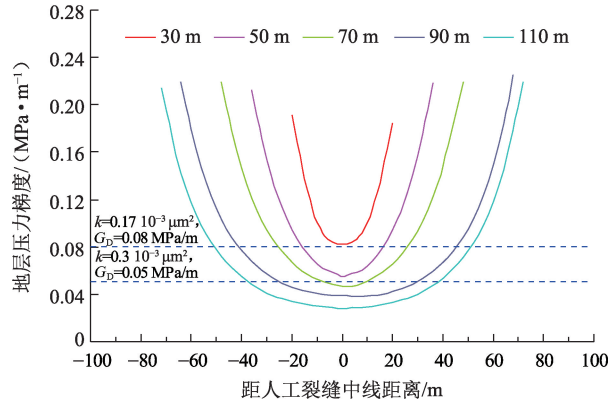


图 12 不同段间距下地层压力梯度

Fig. 12 Formation pressure gradient at different interval

数值模拟法计算的有效裂缝宽度为人工裂缝最小段间距,而人工裂缝宽度末端与人工裂缝中线有一定距离可以根据地层压差泄油,因此根据地层压力梯度法确定极限泄油距离,即最大段间距。可以

通过以上两种方法得出合理段间距范围。

4 结 论

(1)天然裂缝储集能力有限,主要起渗流贡献作用,但不同方向渗流能力有一定差异。

(2)人工裂缝的优势方向与地应力优势方向基本一致,天然裂缝的优势方向与地应力的优势方向不同区域有一定差异;地应力的优势方向与天然裂缝优势方向差异较大的致密油藏可采用准自然能量开发;基本一致或差异小的致密油藏,具有注水补充能量的潜力。

(3)人工裂缝平均有效宽度小于等于 10 m,在目前微地震监测的几十米的基础上更进了一步,对于提高致密油藏的动用程度有重要意义。

参考文献:

[1] 樊建明,屈雪峰,王冲,等. 鄂尔多斯盆地致密储集层天然裂缝分布特征及有效裂缝预测新方法[J]. 石油勘探与开发, 2016,43(5):740-748.
FAN Jianming, QU Xuefeng, WANG Chong, et al. Natural fracture distribution and a new method predicting effective fractures in tight oil reservoirs of Ordos Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2016,43(5):740-748.

[2] 周新桂,张林炎,范昆. 油气盆地低渗透储层裂缝预测研究现状及进展[J]. 地质论评,2006,52(6):777-782.
ZHOU Xingui, ZHANG Linyan, FAN Kun. The research situation and progresses of natural fracture for low permeability reservoirs in oil and gas basin[J]. Geological Review, 2006,52(6):777-782.

[3] 樊建明,杨子清,李卫兵,等. 鄂尔多斯盆地长 7 致密油水平井体积压裂开发效果评价及认识[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2015,39(4):103-110.
FAN Jianming, YANG Ziqing, LI Weibing, et al. Assessment of fracturing treatment of horizontal wells using SRV technique for Chang-7 tight oil reservoir in Ordos Basin[J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2015,39(4):103-110.

[4] 赵继勇,樊建明,何永宏,等. 超低渗致密油藏水平井开发注采参数优化实践:以鄂尔多斯盆地长庆油田为例[J]. 石油勘探与开发,2015,42(1):68-75.
ZHAO Jiyong, FAN Jianming, HE Yonghong, et al. Optimization of horizontal well injection-production parameters for ultra-low permeable tight oil production: a case from Changqing Oilfield, Ordos Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015,42(1):68-75.

[5] 张莉. 陕甘宁盆地储层裂缝特征及形成的构造应力场

- 分析[J]. 地质科技情报, 2003, 22(2): 21-24.
- ZHANG Li. Characteristics of reservoir fracture and the analysis of stress field in Shaanxi-Gansu-Ningxia Basin [J]. Geological Science and Technology Information, 2003, 22(2): 21-24.
- [6] 周新桂, 邓宏文, 操成杰, 等. 储层构造裂缝定量预测研究及评价方法[J]. 地球学报, 2003, 24(20): 175-180.
- ZHOU Xingui, DENG Hongwen, CAO Chengjie, et al. The methods for quantitative prediction and evaluation of structural fissures in reservoirs[J]. Acta Geoscientia Sinica, 2003, 24(20): 175-180.
- [7] 曾联波, 李忠兴, 史成恩, 等. 鄂尔多斯盆地上三叠统延长组特低渗透砂岩储层裂缝特征及成因[J]. 地质学报, 2007, 81(2): 174-180.
- ZENG Lianbo, LI Zhongxing, SHI Cheng'en, et al. Characteristics and origin of fractures in the extra low permeability sandstone reservoirs of the upper triassic Yan-chang formation in the Ordos Basin[J]. Acta Geologica Sinica, 2007, 81(2): 174-180.
- [8] ZENG Lianbo, GAO Chunyu, QI Jiafu, et al. The distribution rule and seepage effect of the fractures in the ultra-low permeability sandstone reservoir in east Gansu Province, Ordos Basin[J]. Science in China(Ser D): Earth Sciences, 2008, 51(sup II): 44-52.
- [9] ZENG Lianbo, LI Xiangyang. Fractures in sandstone reservoirs of ultra-low permeability: the Upper Triassic Yan-chang Formation in the Ordos Basin, China[J]. AAPG Bulletin, 2009, 93(4): 461-477.
- [10] 曾联波, 文世鹏, 肖淑蓉. 低渗透油气储集层裂缝空间分布的定量预测[J]. 勘探家, 1998, 3(2): 24-26.
- ZENG Lianbo, WEN Shipeng, XIAO Shurong. Quantitative prediction of fracture space distribution in low-permeability reservoir[J]. Petroleum Explorationist, 1998, 3(2): 24-26.
- [11] 宋惠珍, 曾海荣, 孙君秀, 等. 储层构造裂缝预测方法及其应用[J]. 地震地质, 1999, 21(3): 205-213.
- SONG Huizhen, ZENG Hairong, SUN Junxiu, et al. Methods of reservoir tectonic fracture prediction and its application[J]. Seismology and Geology, 1999, 21(3): 205-213.
- [12] 万晓龙, 高春宁, 王永康, 等. 人工裂缝与天然裂缝耦合关系及其开发意义[J]. 地质力学学报, 2009, 26(10): 245-250.
- WAN Xiaolong, GAO Chunning, WANG Yongkang, et al. Coupled relationship between created and natural fractures and its implication to development[J]. Journal of Geomechanics, 2009, 26(10): 245-250.
- [13] 魏漪, 冉启全, 李冉, 等. 基于分区补给物质平衡法预测致密油压裂水平井动态储量[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(3): 448-455.
- WEI Yi, RAN Qiquan, LI Ran, et al. Determination of dynamic reserves of fractured horizontal wells in tight oil reservoirs by multi-region material balance method [J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(3): 448-455.
- [14] BLASINGAME T A, MCGRAY T L, LEE W J. Decline curve analysis for variable pressure drop/variable flow rate systems[R]. SPE 21513-MS, 1991.
- [15] 孙贺东. 油气井现代产量递减分析方法及应用[M]. 北京: 石油工业出版社, 2013.

(编辑 李志芬)