

深层砂岩裂缝性气藏缝网压裂裂缝导流能力分析

林应之,林启才,邓世杨,李翼

中国石油集团川庆钻探工程公司井下作业公司 四川成都 610052

通讯作者:Email: linqicai1557@ Lina. com

引用:林应之,林启才,邓世杨,等. 深层砂岩裂缝性气藏缝网压裂裂缝导流能力分析[J]. 油气井测试,2021,30(5):9-17.

Cite: LIN Yingzhi, LIN Qicai, DENG Shiyang, et al. Analysis on fracture conductivity of fracture network fracturing in deep sandstone fractured gas reservoir [J]. Well Testing, 2021,30(5):9-17.

摘要 针对深层、超深层气藏缝网压裂及其裂缝特征,采用高强度支撑剂对支撑裂缝导流能力进行评价,结合岩心裂缝流动实验,对支撑剂不同铺置浓度的支撑裂缝导流能力,岩心单裂缝、多裂缝交错缝的连通与导流能力等进行模拟实验,分析了裂缝连通与支撑对裂缝及裂缝网络渗流性的影响。研究结果表明,裂缝支撑主要有支撑剂铺置支撑、错位缝自支撑和岩石碎块支撑。其中多层铺置和局部单层铺置支撑裂缝具有高导流能力,是缝网裂缝重要的渗流特性。采用变粒径、变黏度、变排量 and 阶梯连续加砂等技术措施,有利强化复杂裂缝的支撑和提高缝网裂缝的连通性和导流能力。该分析方法对深层、超深层缝网压裂工艺技术的改进具有重要指导性,对页岩等非常规气藏的体积压裂也具有借鉴作用。

关键词 深层;砂岩;裂缝性气藏;缝网;压裂;连通性;导流能力;支撑剂

中图分类号:TE357 **文献标识码**:A **DOI**:10.19680/j.cnki.1004-4388.2021.05.002

Analysis on fracture conductivity of fracture network fracturing in deep sandstone fractured gas reservoir

LIN Yingzhi, LIN Qicai, DENG Shiyang, LI Yi

Downhole Operation Company, CNPC Chuangqing Drilling Engineering Company Limited, Chengdu, Sichuan 610052, China

Abstract: According to the “fracture network” fracturing and fracture characteristics of deep and ultra-deep gas reservoirs, high-strength proppant is used to evaluate the conductivity of supporting fractures. In addition, combined with the core fracture flow experiment, the simulation experiments are carried out on the conductivity of supporting fractures with different proppant paving concentrations, the connectivity and conductivity of single fracture and multi fracture staggered fracture in the core, and the effects of fracture connectivity and support on the permeability of fractures and fracture network are analyzed. The results show that the fracture support mainly includes proppant placement support, dislocation fracture self-support and rock fragment support. Among them, multi-layer and local single layer supported fractures have high conductivity, which is an important seepage characteristic of “fracture network” fractures. The adoption of technical measures such as variable particle size, variable viscosity, variable displacement and stepped continuous sand addition is beneficial to strengthen the support of complex fractures and improve the connectivity and conductivity of “fracture network” fractures. The analysis method has important guidance for the improvement of deep and ultra-deep “fracture network” fracturing technology and can also be used as a reference for the volume fracturing of unconventional gas reservoirs such as shale.

Keywords: deep; sandstone; fractured gas reservoir; sewing mesh; fracturing; connectivity; diversion capacity; proppant

深层、超深层气藏是目前国内重要的勘探开发领域,在四川盆地川西坳陷和塔里木盆地库车凹陷等相继发现了致密砂岩裂缝性气藏^[1-2]。气藏基质孔隙度1.2%~8.0%,渗透率0.01~1.10 mD,并不同程度地发育天然裂缝,属于低渗、低孔致密砂岩裂缝性气藏,天然气产量主要受裂缝发育程度控制。水力加砂压裂是储层增产的有效措施,经过不

断实践,逐步形成了以“网缝”体积压裂为主的改造技术,为气藏高效开发提供了有力技术支撑^[3-5]。

受储层埋藏深和地层压力高以及天然裂缝分布的不确定性等因素影响,深层致密砂岩气藏压裂施工压力高,高达125 MPa以上,接近极限压力,增加缝网压裂改造难度。同时受井筒摩阻影响,难于大幅提高施工排量和砂浓度,影响支撑剂在裂缝中

输送和铺置,造成缝网压裂裂缝支撑剂铺置率低。但气藏经缝网改造的增产效果显著^[6],显然裂缝被激活以及沟通新的裂缝,对气藏改造效果起着关键作用^[7]。

缝网压裂形成的裂缝复杂,主裂缝产生多级侧枝次压裂缝,各分枝次压裂缝延伸与天然裂缝沟通,组成裂缝网络^[8-9]。裂缝的长度、分布和走向各异,裂缝交错连接错综复杂。支撑剂在缝网中分布不均匀,支撑剂铺置支撑方式各异,造成裂缝渗流性复杂化。

支撑剂在裂缝中输送及分布是影响裂缝渗流的重要因素,对此曾做过大量研究^[10],但目前仍难大幅度提高支撑剂在复杂裂缝中的输送能力和精准铺置。裂缝有效支撑与连通是控制裂缝网络渗流能力的关键因素。激活和沟通天然裂缝,保持其裂缝支撑和有效导流能力,是提高气藏增产的关键措施。

对裂缝导流能力和渗流能力研究,主要集中在支撑剂性能评价及其对支撑裂缝导流能力的影响实验研究^[11-12]。也曾用三维激光扫描、CT扫描仪和数字岩心技术,对页岩裂缝表面粗糙度、裂缝长度、裂缝分布和渗透率等进行过研究^[13-14]。但对深

层、超深层气藏压裂形成的裂缝导流能力研究较少,尤其对缝网改造裂缝的连通与渗流性的模拟实验与研究更少,更缺乏系统和综合研究。

针对深层、超深层气藏缝网压裂及其裂缝特征,采用高强度支撑剂对支撑裂缝导流能力进行评价,结合岩心裂缝流动实验,对支撑剂不同铺置浓度的支撑裂缝导流能力,岩心单裂缝、多裂缝交错缝的连通与导流能力等进行模拟实验。结合现场实践,分析了裂缝连通与支撑对裂缝及裂缝网络渗流性的影响。研究结果对深层、超深层缝网压裂工艺技术的改进具有重要指导性,同时对页岩等非常规气藏的体积压裂也具有借鉴和参考作用。

1 裂缝渗流模拟实验

根据缝网压裂裂缝及支撑裂缝特点,采用支撑裂缝导流能力与岩心微裂缝流动相结合,模拟主压裂缝、远井(远程)裂缝及微裂缝的渗流。

1.1 裂缝连通性及渗流模拟实验

模拟不同浓度铺置的支撑裂缝,岩心的原位微裂缝、错位缝以及支撑微裂缝和多裂缝交错连接缝的渗流实验,研究裂缝的连通性与渗流性。主要实验模型如图1所示。

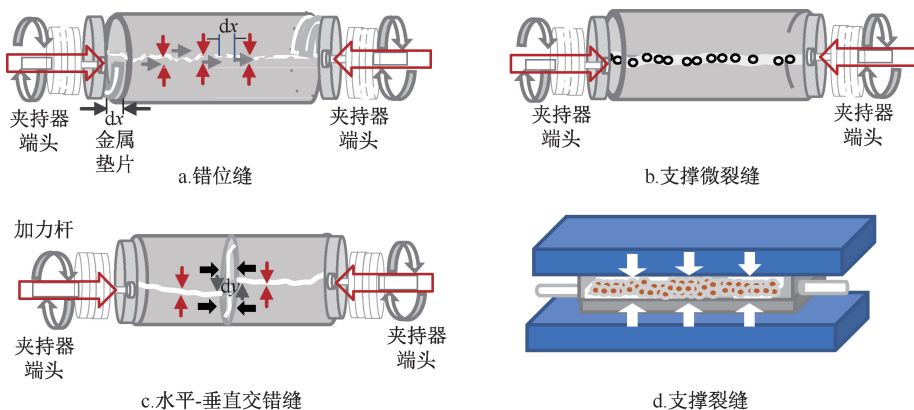


图1 裂缝渗流实验示意图

Fig.1 Schematic diagram of fracture seepage experiment

液体、气体渗透率和导流能力依据以下公式,即

$$K_l = \frac{Q\mu L}{A(p_1 - p_2)} \times 10^{-1}$$

$$K_{lw} = \frac{Q\mu L}{h(p_1 - p_2)} \times 10^{-1}$$

$$K_g = \frac{2p_o Q_o \mu L}{A(p_1^2 - p_2^2)} \times 10^{-1}$$

$$K_{gw} = \frac{2p_o Q_o \mu L}{h(p_1^2 - p_2^2)} \times 10^{-1}$$

式中: K_l, K_g 分别为液体和气体渗透率, μm^2 ; K_{lw}, K_{gw} 分别为液体和气体导流能力, $\mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$; A 为岩心截面积, cm^2 ; L 为岩心长度, cm ; p_1, p_2 分别为岩心进、出口压力, MPa ; μ 为黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; p_o 为大气压力, MPa ; Q, Q_o 分别为液体流量和气体大气压力下流量, cm^3/s ; h 为裂缝高度, cm 。

1.2 支撑裂缝导流能力实验

深层、超深层裂缝闭合压力高,有的极限闭合压力达 100 MPa 以上。目前,国内深层、超深层气

藏压裂用支撑剂为 30/50 目 (600~300 μm)、40/70 目 (425~212 μm), 抗 103 MPa 压力破碎的高强度支

撑剂。实验所用支撑剂为深井现场压裂用的 30/50 目、40/70 目高强度支撑剂, 其主要性能见表 1。

表 1 实验现场压裂高强度支撑剂性能

Table 1 Performance of high strength proppant for field fracturing

支撑剂规格	类型	体积密度/ (g·cm ⁻³)	视密度/ (g·cm ⁻³)	圆度	球度	符合粒径规格/ %	粒径均值/ μm	103 MPa 破碎率/ %
30/50 目 (600~300) μm	陶粒	1.82	3.26	0.9	0.9	98.7	428	6.5
	覆膜陶粒	1.75	3.15	0.9	0.9	96.9	439	2.3
40/70 目 (425~212) μm	陶粒	1.84	3.28	0.9	0.9	95.3	307	5.7
	覆膜陶粒	1.78	3.16	0.9	0.9	96.5	315	2.5

支撑裂缝导流能力实验采用 30/50 目的高强度陶粒支撑剂, 铺置浓度按 (0.1、0.3、0.5、0.7、1.0、3.0、5.0、7.0、10.0) kg/m², 在不同闭合压力下气测和水测导流能力。

水测导流能力高几倍~十几倍, 在局部单层区间, 这种差值更大, 反映了支撑裂缝渗流性受不同流体的影响。

依据单层铺置理论浓度计算公式, 即

$$C_m = 10(1 - \phi_p) \rho_a \bar{d}$$

或

$$C_m = 10 \rho_b \bar{d}$$

式中: ϕ_p 为支撑剂孔隙度, 无因次。

裂缝导流能力表现出较强的压力敏感性, 随闭合压力增加而导流能力降低。低浓度铺置裂缝导流能力的压力敏感性比高浓度多层铺置的压力敏感性更强, 同时液体导流能力的压力敏感影响比气体更敏感。主要原因与支撑剂的破碎及碎屑分散运移有关。

采用支撑剂视密度 ρ_a 、体积密度 ρ_b 和颗粒粒径均值 \bar{d} 等实测数据, 对支撑剂铺置浓度、铺置层数对导流能力的影响进行分析。铺置浓度和铺置层数对支撑裂缝导流能力的实验结果如图 2 所示。

同时, 在闭合压力 80 MPa 下, 用实验的支撑剂和相应铺置浓度的破碎实验结果表明 (图 3), 支撑剂破碎率随铺置浓度降低而增大, 低浓度单层、局部单层铺置的支撑剂比高浓度多层铺置的更容易破碎, 且随铺置浓度的降低破碎加剧。特别在低浓度 0.1 kg/m² 铺置时, 破碎率高达 68%~76%, 但仍有 20% 以上未破碎的支撑剂颗粒与部分碎屑颗粒一起以“桥墩”式支撑裂缝, 使裂缝具有一定的导流能力。由于液体比气体更易引发碎屑颗粒分散运移, 降低其支撑效果。当铺置浓度过低和压力过高, 将导致裂缝支撑作用失效。

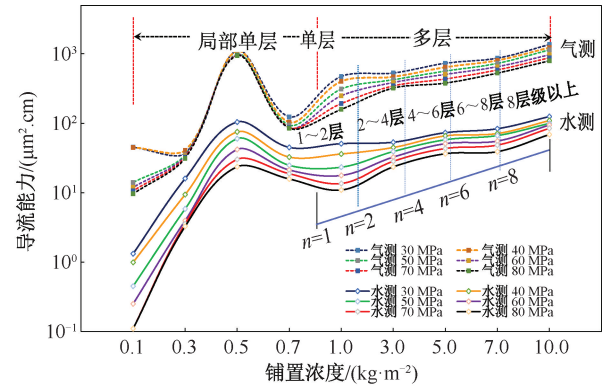


图 2 支撑剂铺置浓度和铺置层数对导流能力影响

Fig. 2 Effect of proppant laying concentration and number of layers on conductivity

铺置浓度不小于 1 kg/m² 为多层铺置, 导流能力随铺置浓度和铺置层数增加而增大; 铺置浓度小于 1 kg/m² 为单层、局部单层铺置, 导流能力在则随铺置浓度呈“单峰状”变化。气测和水测导流能力具有相同实验结果。实验表明, 支撑剂高浓度多层铺置和低浓度局部单层铺置支撑裂缝都能获得高导流能力, 甚至在特定的低浓度铺置下支撑的裂缝导流能力可达最大值。与早期 Darin 和 Huitt 用石英砂低闭合压力的实验结果类似^[15]。

图 3 压力 80 MPa 下不同浓度支撑剂的破碎率

根据近井压裂缝和远井 (远程) 压裂缝, 优化支

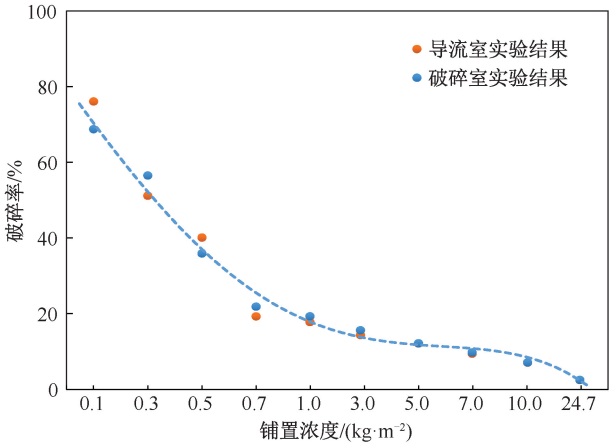


图 3 压力 80 MPa 下不同浓度支撑剂的破碎率

Fig. 3 Crushing rate of proppant with different concentrations under pressure of 80 MPa

撑剂铺置模式设计,提高裂缝有效支撑和导流能力。借鉴局部单层支撑颗粒“桥墩”支撑理念,采用交替注入“携砂液-压裂液-携砂液”措施,使支撑剂在裂缝中形成团块式的“桥墩”支撑,提高闭合压力下的支撑能力,达到油气通道式快速流动,以此形成了脉冲压裂或“Hiway”通道式压裂技术^[16-17]。

1.3 岩心裂缝流动模拟实验

实验岩心为新疆库车地区深井白垩系储层致密砂岩,岩心基质渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。使用专用造缝工具,压制单裂缝、多裂缝和交错裂缝的岩心。对无支撑剂的原位缝和错位缝,低浓度铺置支撑的微裂缝和交错裂缝岩心渗流进行模拟实验,分析远程裂缝和微裂缝的连通与渗流性。

1.3.1 原位缝与错位缝流动模拟实验

错位缝是剪切滑移产生的裂缝,因其表面粗糙与凹凸不平,使裂缝不能完全吻合而产生的细微裂隙。对无支撑剂支撑的裂缝,错位缝的渗流具有非常重要的意义。

采用单一裂缝岩心,对无支撑剂的原位裂缝和不同错位距的裂缝进行气测渗透率实验。错位裂缝制作,是先在单一缝岩心的进出两端,按裂缝水平向的上、下侧(或垂直向的左、右侧)错开,分别垫置一定厚度的半环形金属片,按裂缝原位固定装入岩心夹持器内。在未施加环压下,通过旋紧岩心夹持器两端的端头来推动岩心顶筒,使岩心裂缝产生错位。改变进出端金属环片厚度,可以调节裂缝的错位距离。错位缝与原位裂缝渗流实验结果如图4所示。

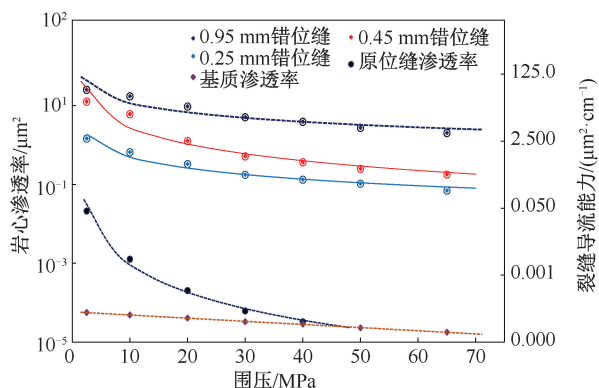


图4 原位缝与错位缝渗流对比实验曲线

Fig. 4 Comparison experimental curve of seepage between in-situ joint and dislocation joint

实验表明,无支撑的原位裂,在岩心围压小于 20 MPa,裂缝尚未完全闭合,岩心的渗透率比基质渗透率高 1~2 数量级。围压超过 30 MPa,随着围压

增加,岩心渗透率逐渐接近基质渗透率。当围压高于 40 MPa 时,裂缝开始闭合,岩心表现为基质渗流特征。

错位缝实验表明,错位距 0.25~0.95 mm 的错位缝,在围压 65 MPa 时,仍具有较高的渗透率,渗透率可达 $79.20 \times 10^{-3} \sim 2.03 \mu\text{m}^2$,高于基质渗透率 4~5 个数量级,表现为裂缝渗流特征。根据所测岩心裂缝的平均缝高计算岩心裂缝导流能力,围压 65 MPa 时导流能力达 $0.157 \sim 4.020 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$,可见错位缝具有较高的导流能力或渗流能力,其导流能力随裂缝错位距离增加而增大。

错位缝具有一定的渗流能力。错位缝的渗流能力与地层裂缝发育、岩石结构、剪切滑移强度以及错位距和错位缝表面粗糙度等因素有关。错位缝的渗透率变化范围较大,并具有很大的随机性,其差值 1~2 个数量级。从趋势看,裂缝错位距离越大,越难恢复原始状态,产生的错位缝渗透率也越大。

1.3.2 支撑微裂缝流动模拟实验

采用高强度的 30/50 目、40/70 目的陶粒和覆膜陶粒以及 70/140 目的小粒径陶粒,铺置浓度为 0.08 kg/m^2 ,模拟低浓度铺置支撑微裂缝的流动实验,实验结果如图 5 所示。

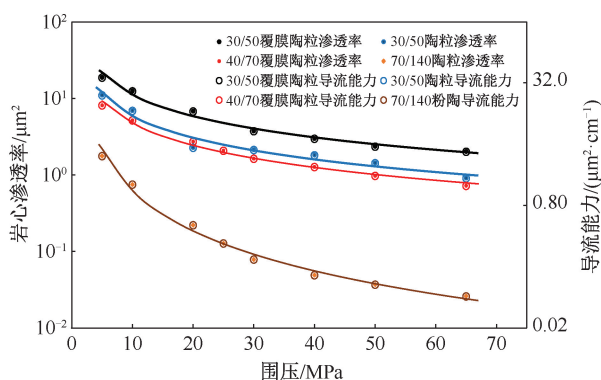


图5 低浓度支撑剂铺置裂缝渗流实验曲线

Fig. 5 Experimental curve of fracture seepage with low concentration proppant

实验表明,30/50、40/70 目陶粒和覆膜陶粒在围压 65 MPa 下,岩心渗透率高达 $0.725 \sim 2.030 \mu\text{m}^2$,导流能力 $1.44 \sim 4.02 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$,渗透率比基质渗透率高 4~5 个数量级。而 70/140 目小粒径陶粒,在围压 65 MPa 下,岩心渗透率仍可达 $26.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,导流能力则达 $51.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$,渗透率比基质渗透率高 2 个数量级。

经实验压后裂缝观察,覆膜陶粒多数能保持较

完整颗粒原状,而陶粒多数破碎成细小的碎屑,显然覆膜陶粒在抗破碎和预防碎屑分散等方面更具优势。






使用小粒径支撑剂,以低浓度铺置支撑裂缝,仍可获得一定的导流能力。这种铺置与支撑,对于远程裂缝及微裂缝的渗流具有非常重要的作用和意义。

1.3.3 交错缝连通与渗流模拟实验

用长约 7.0 cm 的致密砂岩岩心,沿轴向和端面标着基准标识线。先按岩心压断成长约 3.5 cm 的

两段,再将两段岩心在断缝面上错开 4.0~5.0 mm,沿岩心长度方向各压一条水平缝,将两段裂缝组合成水平与垂直交错的复合缝。用支撑剂或厚 0.2 mm,长 3.0 mm 和宽 2.0 mm 的铜片,先水平缝铺垫,固定后再垂直放置,在垂直缝面铺垫,将两段按原标识线固定,组合成水平-垂直交错缝,放入岩心夹持器。通过施加轴向压和围压,对水平-垂直交错缝的连通性与渗流性进行模拟实验。实验结果见表 2。

表 2 交错缝连通及渗流模拟实验结果

Table 2 Experimental results of staggered joint connection and seepage simulation							
编号	岩心渗透率/ (μm^2)	裂缝导流能力/ ($\mu\text{m}^2\cdot\text{cm}$)	围压/ MPa	裂缝组合及 支撑示意图	加压情况	支撑材料及 铺置浓度	实验结果
1 [#]	1.71×10^{-2}	3.43×10^{-2}	5	 水平与垂直缝 无支撑	未加轴向压 施加环压	无	微缝连通 具基质-裂缝渗流
	2.37×10^{-3}	4.76×10^{-3}	10				
	2.10×10^{-4}	$<4.21\times 10^{-4}$	20				
2 [#]	1.78×10^{-4}	$<1.86\times 10^{-4}$	5	 垂直缝支撑 水平缝无支撑	加轴向压 施加环压	厚 0.2 mm 铜片, 均匀垫置	水平连通差 具基质渗流
	1.41×10^{-4}	导流极低	10				
	6.40×10^{-5}	水平缝闭合	20				
3 [#]	3.09×10^{-4}	$<4.41\times 10^{-4}$	5	 水平缝支撑 垂直缝无支撑	加轴向压 施加环压	厚 0.2 mm 铜片, 均匀垫置	水平连通差 具基质渗流
	1.23×10^{-4}	导流极低	10				
	8.00×10^{-5}	垂直缝闭合	20				
4 [#]	7.410	14.88	5	 水平与垂直缝支撑	加轴向压 施加环压	核桃壳 40/60 0.08 kg/m ²	裂缝连通 具裂缝渗流
	2.380	4.79	10				
	0.593	1.19	20				
5 [#]	14.140	28.42	5	 水平与垂直缝支撑	加轴向压 施加环压	陶粒 30/50 0.08 kg/m ²	裂缝连通 具裂缝渗流
	5.950	11.96	10				
	2.750	5.52	20				

实验表明:(1)无支撑缝相交、相切的交错缝,在闭合压力下,交错裂缝的连通性和导流能力都较差,表现出微裂缝-基质渗流特征(表 2,1[#])。(2)支撑缝与无支撑缝相交、相切,交错缝的连通性和传导方向将发生改变:①当水平支撑缝与无支撑垂直缝相交、相切,交错缝的水平缝连通效果将变差,甚至在闭合压力下,失去连通,被封隔成两段裂缝(表 2,3[#]);②当无支撑水平缝与支撑垂直缝相交、相切,交错缝在水平缝的连通性差(表 2,2[#]),但裂缝的传导性将向支撑的张开垂直缝方向转换(本实验受岩心围压限制,未模拟向垂直裂缝传导转向过程)。(3)相交、相切的裂缝均为支撑缝,形成的交错连接缝表现为有效连通性和高导流能力(表 2,4[#]、5[#])。

综合实验得出,裂缝交错与多裂缝交汇等的连接节点是影响裂缝连通和连接缝导流能力的关键

节点。当这类关键节点无有效支撑时,在地层压力下易闭合,使部分已连通的裂缝失去连通性,或者将改变裂缝传导方向。

缝网压裂形成的裂缝及其裂缝网络更复杂,压裂初期形成的张开连通裂缝,由于受支撑剂输送等因素影响,部分裂缝可能缺失支撑剂有效铺置与支撑,在地层压力下闭合而失去连通性。特别是远程的裂缝及裂缝网络,支撑剂铺置率更低,在地层压力下更容易产生裂缝失去连通性,成为封阻或被封阻的裂缝,造成液体滞留裂缝网络中,将影响缝网改造效果。因此,提高复杂裂缝的支撑剂铺置与支撑,是提高缝网改造效果的有效措施之一。

2 缝网压裂裂缝有效连通与渗流分析

缝网压裂形成的裂缝和裂缝网络,增加了裂缝

与基质的接触面,提高了地层的渗透率。裂缝的不规则和裂缝的连接复杂化,使裂缝及渗透率具有很强的非均质性和各向异性。

2.1 缝网压裂裂缝特征

缝网体积压裂形成的裂缝具有:(1)分形分叉裂缝网络特征^[18-19]。表现为主裂缝与各级分枝裂缝和天然裂缝相连的复杂裂缝网络系统。裂缝的长度、分布和走向各异,裂缝交错连接错综复杂。(2)支撑剂在裂缝网络中分布不均匀,主要分布在主、次压裂裂缝中,少量分布在远程裂缝和微裂缝中。(3)裂缝的铺置支撑方式有:①支撑剂铺置支撑(包括多层铺置、单层和局部单层铺置支撑);②错位缝自支撑;③岩石碎块支撑;④特殊的高压“液体”支撑等。其中前三种为有效支撑,错位缝和碎块支撑随机性大。“液体”支撑属暂时性支撑,随

压裂液的返排,或向地层浸入将逐渐消失。

2.2 缝网压裂裂缝渗流特性

缝网压裂裂缝的主体渗流特性表现为:

(1)分枝裂缝汇流特征,具有次级向上一级裂缝逐级汇流。

(2)裂缝渗流具有多通道和多路径,并遵循流径“最短”和驱替压力“最小”的原则。

(3)存在气-液两相流与串流现象,使裂缝渗流变化更复杂。

(4)裂缝支撑与连通是控制裂缝有效流径和导流能力的关键因素,特别是裂缝与次分枝裂缝的交汇、多裂缝交错等连接节点,是影响裂缝及裂缝网络渗流与导流能力的关键节点。

根据裂缝支撑及渗流特征,归纳为主要如图6所示的三种模式。

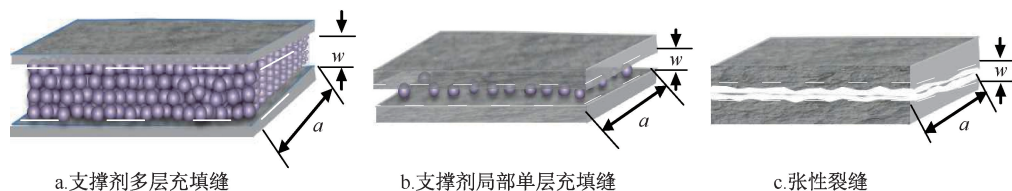


图6 裂缝支撑及裂缝渗流模型

Fig. 6 Fracture support and fracture seepage model

对于多层铺置支撑,裂缝渗流表现为支撑剂堆积的多孔介质渗流特征,而张裂缝、充填性裂缝和错位缝以及单层、局部单层铺置支撑裂缝,则表现为裂缝渗流特征。根据 Kozeny-Carman 多孔介质渗流和裂缝渗流理论^[20],相应裂缝渗透率和导流能力有以下关系式,即

(1) 多层裂缝

$$K = \phi r^2 / (8\tau^2)$$

$$K_w = 8.33 \times 10^6 \phi_i w^3$$

(2) 张性裂缝

$$K = 8.33 \times 10^6 w^2$$

$$K_w = 8.33 \times 10^6 w^3$$

(3) 局部单层裂缝

$$K = 8.33 \times 10^6 \phi_i w^2$$

$$K_w = 8.33 \times 10^6 \phi_i w^3$$

式中: r 为多孔介质平均孔道半径,cm; τ 为孔道迂曲度; w 为缝宽度,cm; ϕ , ϕ_i 分别为多孔介质孔隙度和裂缝孔隙度。

单层、局部单层裂缝在支撑剂未破碎和嵌入时,缝宽 w 为支撑剂颗粒平均直径 \bar{d} 的特殊缝。局部单层渗透率和导流能力则有以下关系式,即

$$K = 8.33 \times 10^6 \phi_i \bar{d}^2$$

$$K_w = 8.33 \times 10^6 \phi_i \bar{d}^3$$

多层支撑裂缝渗流或导流能力主要由支撑剂堆积的多孔介质的孔隙渗流通道和堆积支撑裂缝宽度决定。主要与支撑剂的粒径,抗压强度,圆度与球度,支撑剂铺置浓度和堆积厚度等有关。

对于张裂缝,其渗流能力则由有效缝宽决定,即裂缝渗透率或导流能力是裂缝宽度的平方或三次方关系。对于错位缝、充填性裂缝、单层和局部单层支撑裂缝,其渗流能力由裂缝有效宽度和裂缝孔隙度综合决定,其中裂缝孔隙度与支撑颗粒和充填数量等因素有关。

对于主压裂缝,使用高强度、圆度与球度好、大粒径的支撑剂,采用高浓度多层铺置设计,有利提高主压裂缝的导流能力,以此作为现场主压裂缝选用支撑剂和铺置模式设计的重要依据。

对于远程压裂缝或微裂缝,用低浓度的小粒径支撑剂,以局部单层铺置模式设计,满足远程小裂缝、微裂缝的支撑和维持与之相适应缝宽和导流能力。因此,小粒径、低密度、抗高压破碎和减缓支撑剂嵌入等,是远程裂缝支撑剂选择的重要依据。

在深层缝网压裂应用中,应综合考虑储层岩性、基质渗透率和岩石嵌入以及裂缝特征等因素,合理选择支撑剂,提高不同裂缝有效铺置与导流能力。

缝网压裂主要使用水基压裂液,裂缝系统中存在“气-液”两相流现象。裂缝越狭窄,渗流通道也越迂回弯曲,液体对气相渗流的影响也越严重。特别是远程裂缝及微缝网络,在地层压力下液体易滞留微缝网络和地层中,将影响裂缝改造效果。提高裂缝有效支撑与连通性,降低液体滞留的影响,能有效提高缝网的改造效果。

3 提高裂缝有效连通和渗流能力的措施

针对深层、超深层砂岩裂缝性气藏地质特点,采用地质工程一体化设计,评选储层改造“靶区”,选用缝网改造工艺。结合储层物性与裂缝特点,优化施工设计和施工参数,优选工作液及支撑材料。

对于裂缝发育和污染严重储层,可用缝网酸压改造,激活天然裂缝,溶解其缝内酸溶性的钙质填充物及泥浆污染物,提高或恢复其自然产能。根据改造效果,再实施缝网加砂压裂,进一步扩大缝网改造效果。

对于裂缝发育的 II、III 储层,可采用缝网加砂压裂,用“低黏滑溜水+高黏携砂液”组合及交替泵注模式,结合“缝内、缝端”转向技术,形成主缝与多级侧枝压裂缝,使之延伸与天然裂缝沟通,形成复杂的裂缝网络,实现缝网体积改造,提高裂缝连通与导流能力。

在施工中,根据实时监测施工和裂缝动态模拟曲线,及时调整施工排量、砂浓度和泵注程序,使施工参数与地层最大程度地相匹配,确保施工成功和缝网改造效果最大化。

3.1 支撑剂粒径和输送技术优化

根据深层、超深层缝网压裂及裂缝特点,选用抗 103 MPa 高压破碎的高强度支撑剂。针对不同裂缝,采用不同粒径支撑剂和铺置模式,利用相应的携砂输送技术,实施主裂缝多层铺置,远程裂缝及微裂缝局部单层铺置,提高不同裂缝有效支撑与导流能力。

对于主裂缝和次压裂缝,选用 30/50、40/70 目支撑剂及其组合,采用高浓度与多层铺置,满足主裂缝高导流能力和对有效缝宽要求。对于远程裂

缝或微裂缝,用 40/70 目覆膜支撑剂和 70/140 目的小粒径支撑剂,采用低黏压裂液、大排量等措施来提高远程裂缝的铺置与导流能力。

结合储层裂缝特征,采用滑溜水、线性胶、交联压裂液交替泵注,利用“水动力与高黏液体”混合携砂模式,借助施工排量变化、改变压裂液黏度和交替泵注等措施,促使支撑剂运移、沉积,再运移至更远的位置,利用支撑剂易在交错缝与裂缝转向附近区域沉降和堆积,强化裂缝的有效支撑与连通。同时,通过以上措施,激化天然裂缝,促使产生更多的错位缝,达到提高缝网裂缝的渗流性。

3.2 小粒径和特殊支撑剂使用

覆膜陶粒和核桃壳属于特殊类支撑剂,具有抗高压破碎、减缓支撑剂嵌入、预防碎屑分散运移和支撑剂返流等特殊性能,合理使用能有效提高缝网裂缝的导流能力。

核桃壳密度低,其密度 1.25 g/cm^3 ,与同粒径的石英砂和陶粒相比,其沉降速度可降低 84.5%~88.8%。同时核桃壳具特殊抗压性和减缓颗粒嵌入等特性,其 60 MPa 压力破碎率小于 1.5%,压缩率仅 10%左右^[21],更利于以低浓度局部单层铺置与支撑,维持有裂缝有效宽度和保持其支撑裂缝的导流能力。

覆膜陶粒密度比相同陶粒低 5%~8%,沉降速度则可降低 7.2%~11.6%。覆膜陶粒具抗高压破碎、可固化防碎屑分散和支撑剂返流等特性,用于远程小裂缝、微裂缝的铺置,能保持颗粒分散,提高支撑效果和导流能力,同时还用于加砂时尾追以防支撑剂返流。

根据现场实际,用粒径 40/70 目及以下的小粒径覆膜支撑剂,与小粒径陶粒混合使用,利用小粒径易进入裂缝和不同支撑剂的运移分布差异,强化复杂裂缝的有效支撑,提高裂缝连通和导流能力。

针对深层、超深层气藏缝网压裂特征,结合现场,加强室内模拟研究。开展复杂裂缝支撑剂运移分布,裂缝转向与裂缝渗流等研究,加强高温高压缝网压裂材料的筛选与评价,指导和改进现有压裂工艺及技术,满足深层、超深层气藏缝网改造的发展需要。

4 结论

(1) 深层、超深层砂岩裂缝性气藏是国内重要的勘探开发领域,缝网压裂是气藏重要的增产工

艺。缝网裂缝导流能力研究,对深层、超深裂缝性气藏的压裂增产和气藏的高效开发具有重要意义,同时对非常规气藏体积压裂也具有借鉴作用。

(2)研究结果表明,高强度支撑剂多层和局部单层支撑裂缝具有高导流能力的特性,对缝网裂缝渗流具有非常重要意义。使用高浓度支撑剂实现近井主裂缝多层铺置来获得高导流能力;远井(远程)微裂缝则采用低浓度、极低浓度小粒径支撑剂以局部单层铺置,维持与之相应的缝宽和导流能力。

(3)现场施工中,通过改变支撑剂粒径及组合、借助施工排量变化、改变压裂液黏度和交替泵注等技术措施,能提高裂缝的输送与铺置率,强化复杂裂缝的有效支撑和提高裂缝网络的连通性与导流能力。

(4)目前,深层、超深层砂岩裂缝性气藏压裂后产量高,结合缝网压裂特点,加强裂缝转向技术及缝网裂缝高油气流气体、液体单相和气-液两相的非达西渗流研究,为优化压裂液和支撑材料,改进压裂工艺和提高气藏压后评估技术提供更有效的指导。

致谢:感谢川庆钻探井下作业公司同意本文公开发表;感谢塔里木油田公司实验检测研究院提供的实验帮助和支持。

参考文献

- [1] 江同文,孙雄伟. 库车前陆盆地克深气田超深超高压气藏开发认识与技术对策[J]. 天然气工业,2018,38(6): 1-9.
JIANG Tongwen, SUN Xiongwei. Development of Keshen ultra-deep and ultra-high pressure gas reservoirs in the Kuqa foreland basin, Tarim basin: Understanding points and technical countermeasures [J]. Natural Gas Industry, 2018,38(6): 1-9.
- [2] 刘忠群,徐士林,刘君龙,等. 四川盆地川西坳陷深层致密砂岩气藏富集规律[J]. 天然气工业,2020,40(2): 31-39.
LIU Zhongqun, XU Shilin, LIU Junlong, et al. Enrichment laws of deep tight sandstone gas reservoirs in the Western Sichuan Depression, Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2020,40(2): 31-39.
- [3] 胥云,雷群,陈铭,等. 体积改造技术理论研究进展与发展方向[J]. 石油勘探与开发,2018,45(5):874-887.
XU Yun, LEI Qun, CHEN Ming, et al. Progress and development of volume stimulation techniques [J]. Petroleum Exploration and Development, 2018,45(5):874-887.
- [4] 刘洪涛,刘举,刘会锋,等. 塔里木盆地超深层油气藏试油与储层改造技术进展及发展方向[J]. 天然气工业,

2020,40(11):76-88.

- LIU Hongtao, LIU Ju, LIU Huifeng, et al. Progress and development direction of production test and reservoir stimulation technologies for ultra-deep oil and gas reservoirs in Tarim basin [J]. Natural Gas Industry, 2020,40(11): 76-88.
- [5] 吴晓光,袁莉,李萌,等. 川西坳陷洛带气田致密砂岩气藏压力恢复试井特征分析[J]. 油气井测试,2021,30(1):59-65.
WU Xiaoguang, YUAN Li, LI Meng, et al. Pressure build-up test characteristics of tight sandstone gas reservoir in Luodai gas field, Western Sichuan depression [J]. Well Testing, 2021,30(1):59-65.
- [6] 徐国伟,邹国庆,朱绕云. 库车凹陷博孜超深凝析气藏加砂压裂技术[J]. 油气井测试,2020,29(6):50-54.
XU Guowei, ZOU Guoqing, ZHU Raoyun. Sand fracturing technology for Bozi ultra deep condensate gas reservoir in Kuqa depression [J]. Well Testing, 2020, 29(6):50-54.
- [7] 石莹. 榆树林油田影响缝网压裂改造体积因素分析[J]. 油气井测试,2019,28(4):32-37.
SHI Ying. Analysis of influencing factors on volume of network fracturing stimulation in Yushulin Oilfield [J]. Well Testing, 2019,28(4):32-37.
- [8] 吴奇,胥云,王腾飞,等. 增产改造理念的重大变革:体积改造技术概论[J]. 天然气工业,2011,31(4):7-12,16.
WU Qi, XU Yun, WANG Tengfei, et al. The revolution of reservoir stimulation: An introduction of volume fracturing [J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(4):7-12,16.
- [9] 崔明月,刘玉章,修乃领,等. 形成复杂缝网体积(ESRV)的影响因素分析[J]. 石油钻采工艺,2014,36(2):82-87.
CUI Mingyue, LIU Yuzhang, XIU Nailong, et al. Analysis of factors affecting the formation of effective stimulated reservoir volume (ESRV) [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2014,36(2):82-87.
- [10] 潘林华,王海波,贺甲元,等. 水力压裂支撑剂运移与分布模拟研究进展[J]. 天然气工业,2020,40(10): 54-65.
PAN Linhua, WANG Haibo, HE Jiayuan, et al. Progress of simulation study on migration and distribution of proppants in hydraulic fractures [J]. Natural Gas Industry, 2020,40(10):54-65.
- [11] 董小丽,潘文启,杨红英,等. 压裂支撑剂性能对导流能力影响室内研究[J]. 石油工业技术监督,2017,33(8):24-27.
DONG Xiaoli, PAN Wenqi, YANG Hongying, et al. Laboratory study on effect of fracturing proppant on seepage capacity of fracture [J]. Technology Supervision in Petroleum Industry, 2017,33(8):24-27.
- [12] 王雷,张士诚,张文宗,等. 复合压裂不同粒径支撑剂组合长期导流能力实验研究[J]. 天然气工业,2005,

- 25(9):64-66.
- WANG Lei, ZHANG Shicheng, ZHANG Wenzong, et al. Experimental research on long time conductivity of the proppant combination with different grain sizes in complex fracturing [J]. Natural Gas Industry, 2005, 25(9): 64-66.
- [13] 周彤,张士诚,邹雨时,等. 页岩气储层充填天然裂缝渗透率特征实验研究[J]. 西安石油大学学报(自然科学版),2016,31(1):73-78.
- ZHOU Tong, ZHANG Shicheng, ZOU Yushi, et al. Experimental study on permeability characteristics of filled natural fractures in shale gas reservoir [J]. Journal of Xi'an Shiyu University (Natural Science Edition), 2016,31(1):73-78.
- [14] 李滔,李骞,胡勇,等. 不规则微裂缝网络定量表征及其对多孔介质渗流能力的影响[J]. 石油勘探与开发, 2021,48(2):368-378.
- LI Tao, LI Qian, HU Yong, et al. Quantitative characterization of irregular micro-fracture network and its effect on the permeability of porous media [J]. Petroleum Exploration and Development, 2021,48(2):368-378.
- [15] (美国)米卡尔 J. 埃克诺米德斯,等. 张保平(译). 油藏增产措施[M]. 北京:石油工业出版社,2002: 375-382.
- [16] 郭建春,高阳,赵志红,等. 脉冲纤维压裂液携砂机理[J]. 石油钻采工艺,2016,38(1):88-92.
- GUO Jianchun, GAO Yang, ZHAO Zhihong, et al. Research on and-carrying mechanism of fiber-based fracturing fluid [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2016, 38(1):88-92.
- [17] 姚锋盛,曹冰,胡忠太,等. 东海低渗气藏脉冲式加砂压裂技术[J]. 油气井测试,2019,28(3):42-48.
- YAO Fengsheng, CAO Bing, HU Zhongtai, et al. Pulse sanding fracturing technology for low permeability gas reservoirs in the China Sea [J]. Well Testing, 2019,28(3):42-48.
- [18] 郁伯铭,徐鹏,陈俊. 裂缝网络多孔介质渗流特性研究[J]. 西安石油大学学报(自然科学版),2007,22(2): 21-25.
- YU Boming, XU Peng, CHEN Jun. Study on the seepage characteristics in fractured network porous media [J]. Journal of Xi'an Shiyu University (Natural Science Edition), 2007,22(2):21-25.
- [19] 李玮,赵欢,李思琪,等. 页岩裂缝网络的几何特征二维表征及连通性分析[J]. 石油钻探技术,2017,45(6):70-76.
- LI Wei, ZHAO Huan, LI Siqi, et al. 2D characterization of geometric features and connectivity of fracture networks in shale formations [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2017,45(6):70-76.
- [20] 何更生,唐海. 油层物理[M]. 北京:石油工业出版社, 2011: 62-68.
- [21] 李波,李璐,黄勇,等. 树脂包裹坚果壳超低密度支撑剂的研制[J]. 油田化学,2009,26(3):256-259.
- LI Bo, LI Lu, HUANG Yong, et al. Preparation of resinified granulated walnut shell as fracturing proppant of ultralow density [J]. Oilfield Chemistry, 2009,26(3): 256-259.

编辑 苏璇

第一作者简介:林应之,1990年出生,工程师,2013年毕业于西南石油大学石油工程专业,主要从事储层改造技术及现场服务。电话:0996-2178242,18139290421;Email:linyiz_jx@cnpc.com.cn。通信地址:新疆库尔勒市交通东路七星东苑川庆新疆井下事业部,邮政编码:841000。