

·油气钻采工程·

复杂缝网导流能力实验研究

温庆志,王淑婷,高金剑,段晓飞,王峰,刘欣佳,杨柳
(中国石油大学(华东)石油工程学院,山东青岛266580)

摘要:缝网导流能力是影响致密油气藏储层改造效果的重要因素之一。设计新型导流室,通过室内导流能力实验研究闭合压力、铺砂浓度、砂堤高度、支撑剂及缝网结构等因素对缝网导流能力的影响,并利用正交试验分析各参数对缝网导流能力的影响程度。结果表明:随着闭合压力的增大,缝网导流能力先缓慢降低后大幅降低,最终下降趋势平缓;随着铺砂浓度和砂堤高度的增大,缝网导流能力增大;缝网导流能力随着支撑剂粒径的增大而增大,大粒径支撑剂承压能力差,随着闭合压力的增加,缝网导流能力下降较快;随着次生裂缝数量的增多,与出口端距离减小,缝网导流能力增大。各参数对缝网导流能力的影响程度分别为:闭合压力影响最显著,次生裂缝位置和支撑剂粒径影响较大,铺砂浓度和次生裂缝数量有一定影响,砂堤高度与支撑剂类型影响最弱。

关键词:复杂缝网 缝网导流能力 新型导流室 缝网结构 正交试验

中图分类号:TE357.1

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2016)05-0116-06

Research on flow conductivity experiment in complex fracture network

Wen Qingzhi, Wang Shuting, Gao Jinjian, Duan Xiaofei, Wang Feng, Liu Xinjia, Yang Liu

(School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao City, Shandong Province, 266580, China)

Abstract: Flow conductivity of fracture network is one of the key factors influencing reformation effect in tight reservoir. New diversion chamber was designed. Indoor flow conductivity experiment was made to study the influence of closure pressure, sand concentration, sandbank height, proppant diameter and type and fracture network structure on the flow conductivity of fracture network, and orthogonal experiment was made to analyze the effect degree of different factors. The results show that with the increase of closure pressure, the flow conductivity of fracture network will decrease slowly, then sharply, finally gently; with the increase of sand concentration and sandbank height, the flow conductivity will increase; the flow conductivity increases with proppant diameter, and the loading capacity of large particle is relatively poor, resulting in quick decline of flow conductivity with the increase of closure pressure; the flow conductivity will increase with larger amount of secondary fractures and smaller distance to exit end. For the effect degree of different factors on flow conductivity, the influence of closure pressure is outstanding; the influence of secondary fracture distribution and proppant diameter is large; the influence of sand concentration and secondary fracture amount is relatively low; while the influence of sandbank height and proppant type is weak.

Key words: complex fracture network; flow conductivity of fracture network; new diversion chamber; fracture network structure; orthogonal experiment

随着油气资源的不断开发,对致密砂岩油气和页岩油气等非常规油气藏的开采越来越受重视,因其储层物性差、非均质性强,开发难度极大^[1-3]。体

积压裂技术可以在储层中形成人工裂缝与天然裂缝相互交错的裂缝网络,增大储层改造体积,从而有效提高采收率^[4-9],近年来在非常规油气藏的开发

收稿日期:2016-05-06。

作者简介:温庆志(1976—),男,江西南康人,副教授,博士,从事低渗透油气藏增产机理方面的教学和科研工作。联系电话:13963368795, E-mail:wenqingzhi@upc.edu.cn。

基金项目:山东省自然科学基金“页岩气藏水平井滑溜水压裂支撑剂输送机理研究”(ZR2012EEM001)。

中应用广泛。裂缝导流能力是评价压裂施工效果的重要参数^[10-14],但一般对裂缝导流能力的研究主要针对单一裂缝。裂缝网络因为存在各级裂缝交错,缝网结构各异等情况使得对导流能力的研究更为复杂,不能简单地照搬单一裂缝的理论及实验模型。目前,中外关于缝网导流能力的研究较少^[15-16],缺乏相关的实验设备和实验方法。为此,笔者设计了能够测试缝网导流能力的新型导流室,开展室内导流能力实验,研究缝网导流能力变化规律,以期为压裂施工参数优化设计提供依据。

1 实验装置与实验方法

1.1 实验装置

测试复杂缝网导流能力的新型导流室由上密封板、大理石岩板、导流室主体和下密封板组成(图1)。导流室主体外壁有4个接口,分别为气体进出口和进出口压力接口。气体进出口及测压接口设置有滤塞,以防止破碎的支撑剂粉末冲出。导流室主体内腔长度为170 mm,宽度为90 mm,有效高度为50 mm,用于放置不同形状大理石岩板模拟的不同结构缝网,岩板周围用玻璃胶密封。上、下端盖与上、下压头分离设计,之间设置有固定垫块,可调节测试缝网的高度。装置整体为不锈钢锻件,最大闭合压力可达100 MPa。

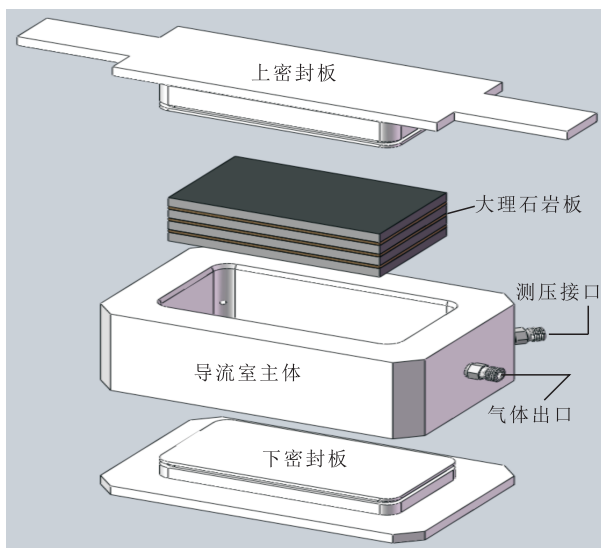


图1 新型导流室结构

Fig.1 New diversion chamber structure

利用FCES-100型裂缝导流仪注入测试气体,控制压力并记录数据。裂缝导流仪主要由新型导流室、导流室夹持装置、加压装置(最大压力为120 MPa)、空气压缩机和控制装置5部分构成。

1.2 实验方法

利用自主研发的新型导流室,设计实验方案,研究缝网导流能力的变化规律。应用离散裂缝网络模型,根据不同的正交组合,设计9种典型的缝网结构(图2)。按照次生裂缝的数量和分布,将缝网结构分为“一”型、“T”型、“F”型、“E”型、“十”型、“干”型和“丰”型;其中,按照次生裂缝距离气体出口的距离不同,将“十”型缝网结构又细分为“十”-I型、“十”-II型和“十”-III型。

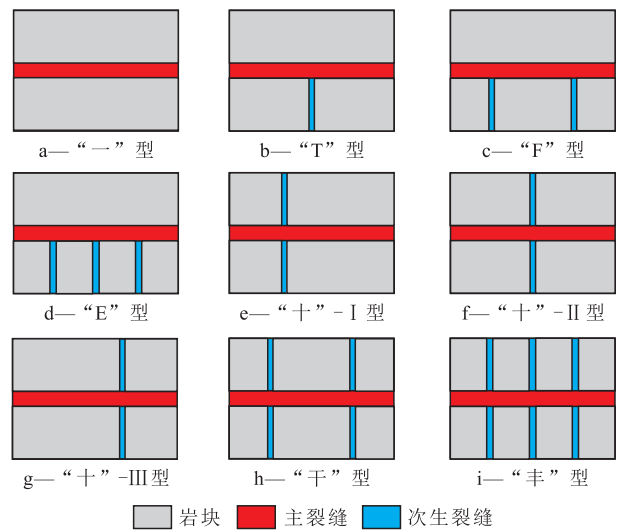


图2 9种典型的缝网结构

Fig.2 Nine typical fracture network structures

实验中所用岩块长、宽和高分别为16.0, 3.6和5.0 cm。岩块可按实验要求进行切割,以组合出不同类型的缝网结构。实验测试气体为空气,用以模拟地层天然气,由空气压缩机提供,其粘度为0.017 98 mPa·s。

常规裂缝导流能力等于缝宽与渗透率的乘积。裂缝网络中裂缝条数较多,无法简单确定裂缝宽度,因此本次实验采用体积等效法,将裂缝网络中的裂缝总体积(V)通过平行于渗流方向单缝的形式进行等效,已知该裂缝在导流室内的延展面积为 S ,则等效缝宽为 V/S 。测试气体在裂缝导流仪中的流动符合达西定理,渗透率的计算式为

$$K = \frac{Q\mu_g L}{A\Delta p} \quad (1)$$

式中: K 为支撑裂缝渗透率, μm^2 ; Q 为气体流量, cm^3/s ; μ_g 为地面气体粘度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; L 为构造缝网长度, cm ; A 为构造缝网截面积, cm^2 ; Δp 为进出口压力差,0.1 MPa。

“一”型缝网不同影响因素的实验方案如表1所示,其余缝网结构下的实验方案与其类似,固定铺砂浓度、砂堤高度、支撑粒径和支撑剂类型,测试不

表1 “一”型缝网不同影响因素的实验方案
Table1 Experimental scheme of different influence factors in line fracture network

影响因素	砂堤高度/mm	铺砂浓度/($\text{kg}\cdot\text{m}^{-2}$)	支撑剂粒径/目	支撑剂类型	闭合压力/MPa
铺砂浓度	50	1.5	20~40	陶粒	10~60
	50	2.0	20~40	陶粒	10~60
	50	2.5	20~40	陶粒	10~60
	50	3.0	20~40	陶粒	10~60
	50	3.5	20~40	陶粒	10~60
	50	4.0	20~40	陶粒	10~60
砂堤高度	23	4.0	20~40	陶粒	10~60
	36	4.0	20~40	陶粒	10~60
	50	4.0	20~40	陶粒	10~60
支撑剂粒径	50	4.0	20~40	陶粒	10~60
	50	4.0	40~70	陶粒	10~60
	50	4.0	80~100	陶粒	10~60
支撑剂类型	50	1.5	20~40	石英砂	10~60
	50	2.0	20~40	石英砂	10~60
	50	2.5	20~40	石英砂	10~60
	50	3.0	20~40	石英砂	10~60
	50	3.5	20~40	石英砂	10~60
	50	4.0	20~40	石英砂	10~60

同缝网结构和闭合压力下的缝网导流能力。

实验步骤:①根据实验方案选择切割好的岩板,放入导流室内组合出设计的缝网结构,并铺入预定质量的支撑剂,检查支撑剂铺入是否平整,保证岩板受力均匀;②用密封胶密封岩板与导流室周边的间隙,安装导流室上密封板;③将导流室外壁的4个接口与FCES-100型裂缝导流仪的对应接口相连,检查整套装置的密封性;④用液压泵加压,测试不同闭合压力下的流量和进出口压力;⑤实验结束后,断开导流仪接口,清理导流室内腔,准备下一组实验。

2 缝网导流能力影响因素

以“一”型缝网结构为例,分析铺砂浓度、闭合压力、砂堤高度、支撑剂等因素对缝网导流能力的影响;并研究缝网结构改变时,缝网导流能力的变化规律。

2.1 铺砂浓度和闭合压力

测试不同铺砂浓度和闭合压力下的实验流量及进出口压力,绘制缝网导流能力随闭合压力变化曲线。由图3可以看出:①不同铺砂浓度下缝网导流能力随闭合压力的变化趋势相似,均随闭合压力

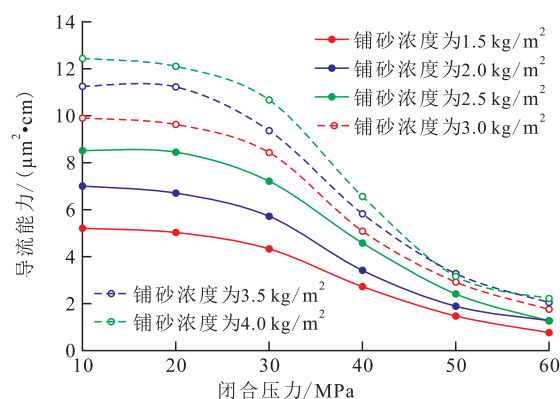


图3 不同铺砂浓度下“一”型缝网导流能力随闭合压力的变化

Fig.3 Variations of flow conductivity of line fracture network with closure pressures under different sand concentrations

的增大呈下降趋势。整个下降过程可分为3个阶段,当闭合压力小于30 MPa时,缝网导流能力缓慢下降;当闭合压力为30~50 MPa时,缝网导流能力急剧下降;超过50 MPa后下降趋势平缓。以铺砂浓度为 4.0 kg/m^2 为例,当闭合压力为10 MPa时,缝网导流能力为 $12.45 \mu\text{m}^2\cdot\text{cm}$,当闭合压力为30和60 MPa时,缝网导流能力分别下降了14.2%和82.1%。当铺砂浓度由 1.5 kg/m^2 增至 4.0 kg/m^2 ,闭合压力由10 MPa增至60 MPa时,缝网导流能力的下降幅度由81.7%增至85.1%。这是因为,当闭合压力较低时,支撑剂未破碎或者破碎较少,支撑剂颗粒发生弹性变形,粒间孔隙减小,缝网导流能力小幅度降低;当闭合压力较高时,支撑剂破碎明显,破碎后颗粒粒径变小,裂缝孔隙度低,缝网导流能力大幅度降低。②缝网导流能力随铺砂浓度的增大而增大,在低闭合压力下,这种差异更加明显。例如,在闭合压力为10 MPa的条件下,当铺砂浓度由 1.5 kg/m^2 递增至 4.0 kg/m^2 时,缝网导流能力增加了 $7.23 \mu\text{m}^2\cdot\text{cm}$;而在闭合压力为60 MPa的条件下,当铺砂浓度由 1.5 kg/m^2 递增至 4.0 kg/m^2 时,缝网导流能力仅增加了 $1.45 \mu\text{m}^2\cdot\text{cm}$ 。

2.2 砂堤高度

由图4可以看出:缝网导流能力随砂堤高度的增大而增大,且高闭合压力下增幅较小。例如,在闭合压力为10 MPa的条件下,当砂堤高度从23 mm递增至50 mm时,缝网导流能力增加了 $5.39 \mu\text{m}^2\cdot\text{cm}$,而在闭合压力为60 MPa的条件下,当砂堤高度从23 mm递增至50 mm时,缝网导流能力仅增加了 $0.92 \mu\text{m}^2\cdot\text{cm}$ 。

2.3 支撑剂

支撑剂粒径 由图5可以看出:不同支撑剂粒

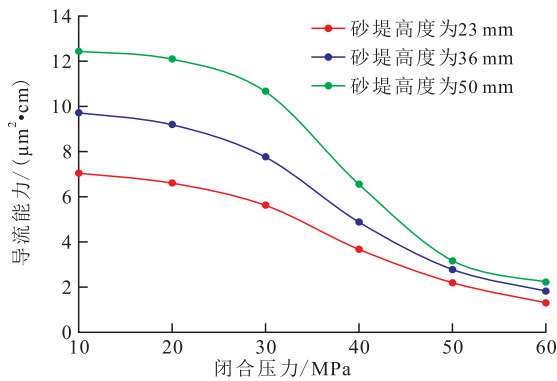


图4 不同砂堤高度下“一”型缝网导流能力随闭合压力的变化

Fig.4 Variation of flow conductivity of line fracture network with closure pressures under different sandbank heights

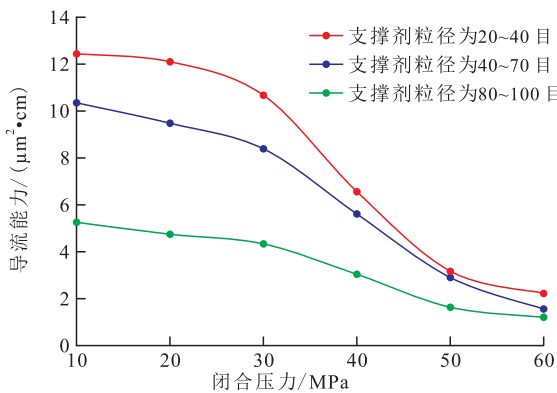


图5 不同支撑剂粒径下“一”型缝网导流能力随闭合压力的变化

Fig.5 Variation of flow conductivity of line fracture network with different closure pressures under different proppant diameters

径下,缝网导流能力均随闭合压力的增大呈下降趋势,但降幅不同。当闭合压力由10 MPa增至60 MPa时,20~40,40~70和80~100目下“一”型缝网的导流能力分别下降了9.89,7.93和3.54 $\mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$,说明支撑剂粒径越大,缝网导流能力下降越快。这是因为,大粒径支撑剂在低闭合压力下能够提供较高的导流能力,但随着闭合压力的增加,支撑剂颗粒破碎加剧,缝网导流能力迅速下降,说明大粒径支撑剂承压能力差。

支撑剂类型 当支撑剂由陶粒改为石英砂时,不同闭合压力下的缝网导流能力(图6)表明:缝网导流能力的下降过程可分为3个阶段,当闭合压力小于20 MPa时,缝网导流能力缓慢下降;当闭合压力为20~45 MPa时,缝网导流能力急剧下降;当闭合压力大于45 MPa时,缝网导流能力下降趋势逐渐平缓。对比图3与图6发现,2个分界点对应的闭合压力均低于陶粒,说明石英砂的强度小于陶粒。当闭合压力由10 MPa增至60 MPa时,缝网导流能力

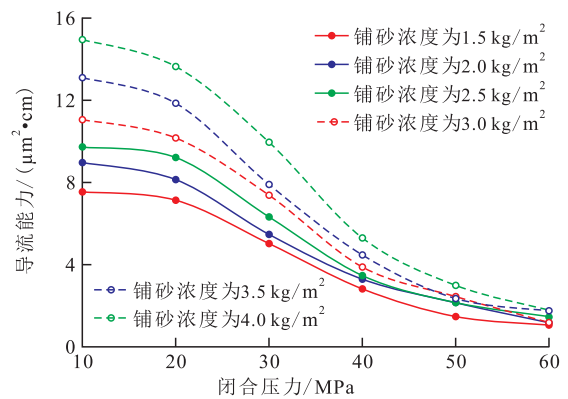


图6 支撑剂为石英砂时“一”型缝网导流能力随铺砂浓度和闭合压力的变化

Fig.6 Variation of flow conductivity of line fracture network with different sand concentrations and closure pressures when proppant is silica sand

的下降幅度达92.1%,石英砂已失去了基本的导流能力。因此,石英砂只能应用于低闭合压力地层,而不适用于高闭合压力地层。

2.4 缝网结构

在铺砂浓度为4.0 kg/m²、砂堤高度为50 mm、支撑剂为20~40目陶粒的条件下,分析不同缝网结构的缝网导流能力(图7)可以看出:丰型缝网的导流能力最大,其他由大到小依次为“干”型、“十”-III型、“E”型、“F”型、“十”-II型、“T”型、“十”-I型和“一”型。

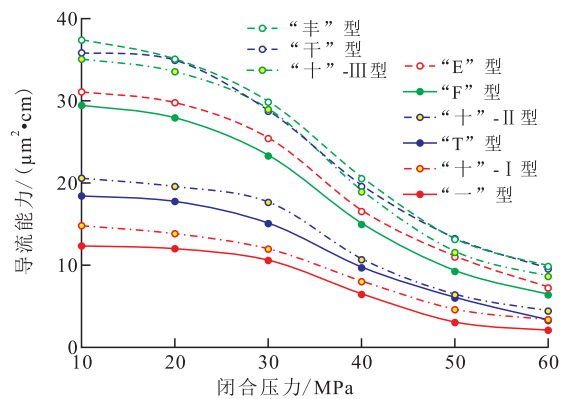


图7 不同缝网结构的缝网导流能力

Fig.7 Variation of flow conductivity of fracture network with different structures

分析次生裂缝数量对缝网导流能力的影响(表2)发现:与一型缝网相比,随着次生裂缝数量的增加,缝网导流能力的增长倍数不断增加;由最终导流能力可以看出,次生裂缝的数量越多,缝网的最终导流能力越大,即高压下次生裂缝对缝网导流能力仍具有增幅作用。这是由于次生裂缝具有分流作用,在次生裂缝存在的情况下,测试气体可由次生裂缝和主裂缝同时进入缝网,单条裂缝内流量减少,压力损失降低,缝网导流能力增加。

表2 次生裂缝数量对缝网导流能力的影响
Table2 Influence of secondary fracture amount on fracture network conductivity

缝网类型	次生裂缝数量/条	初始导流能力/ $(\mu\text{m}^2 \cdot \text{cm})$	最终导流能力/ $(\mu\text{m}^2 \cdot \text{cm})$	增长倍数	
				初始导流能力	最终导流能力
“一”型	0	12.45	2.23		
“T”型	1	18.49	3.41	1.49	1.53
“F”型	2	29.47	6.51	2.37	2.92
“E”型	3	31.10	7.36	2.50	3.30
“干”型	4	35.84	9.65	2.88	4.33
“丰”型	6	37.42	9.96	3.01	4.47

分析次生裂缝位置对缝网导流能力的影响(表3)可知,与“一”型缝网相比,“十”型缝网可不同程度地增大缝网的导流能力;且次生裂缝越接近气体出口,缝网导流能力增长倍数越大,最终导流能力越大。这是因为:在主裂缝与次生裂缝的交点处,主裂缝和次生裂缝内气体汇合,气体分子发生碰撞,造成部分能量损失,次生裂缝越接近气体出口,主裂缝内气体在汇合节点处的能量越低,发生汇合时的能量损失越小;且分流气体流动过程中的阻力越小,能量损失越小,因此总压力损失降低,缝网导流能力增加。

表3 次生裂缝位置对缝网导流能力的影响
Table3 Influence of secondary fracture position on fracture network conductivity

“十”型分类	与气体出口距离/mm	初始导流能力/ $(\mu\text{m}^2 \cdot \text{cm})$	最终导流能力/ $(\mu\text{m}^2 \cdot \text{cm})$	增长倍数	
				初始导流能力	最终导流能力
“十”-I型	120	14.90	3.52	1.20	1.58
“十”-II型	80	20.64	4.55	1.66	2.04
“十”-III型	40	35.07	8.74	2.82	3.92

3 正交试验结果与分析

利用正交试验,研究闭合压力、铺砂浓度、砂堤高度、支撑剂粒径、支撑剂类型、次生裂缝数量及次生裂缝位置等参数对缝网导流能力的影响程度,各影响因素之间无交互作用。支撑剂类型取2个水平,其余参数各取3个水平,设计正交试验方案 $L_{18}(2 \times 3^7)$,以缝网导流能力为评分标准。用方差分析法检验因子的显著性,显著性水平 α 值取0.05,结果(表4)表明:闭合压力对缝网导流能力影响为高度显著,说明其影响程度最大;次生裂缝位置和支撑剂粒径对缝网导流能力影响为显著,说明两者影响程度较大;铺砂浓度和次生裂缝数量对应的 F 值

表4 方差分析结果
Table4 Analysis results of variance

影响因素	平方和	自由度	平均平方和	F 值	显著性
支撑剂类型	0.275	1	0.275	0.118	
次生裂缝数量	11.536	2	5.768	2.468	
次生裂缝位置	80.685	2	40.343	17.263	显著
砂堤高度	2.631	2	1.315	0.563	
铺砂浓度	19.490	2	9.745	4.170	
支撑剂粒径	61.517	2	30.758	13.161	显著
闭合压力	140.412	2	70.206	30.041	高度显著
误差	9.349	4	2.337		

较小,说明两者对缝网导流能力影响较弱;砂堤高度与支撑剂类型对应的 F 值相对最小,说明两者对缝网导流能力影响最小。

4 结论

自主设计新型导流室,可与FCES-100型裂缝导流仪相连测试缝网导流能力。导流室内腔可放置不同形状大理石岩板模拟的不同结构缝网,支撑剂类型、铺置方式等均可自由调节。

陶粒缝网导流能力实验结果表明:缝网导流能力的变化可分为3个阶段,当闭合压力小于30 MPa时,缝网导流能力缓慢下降;当闭合压力为30~50 MPa时,导流能力急剧下降;超过50 MPa后下降趋势平缓。石英砂支撑剂有相似的变化趋势,但因石英砂强度较低,分界点处对应闭合压力相对较低。

随着铺砂浓度和砂堤高度增大,缝网导流能力增大,低闭合压力下这种差异更明显。随着支撑剂粒径增大,缝网导流能力增大。大粒径支撑剂承压能力差,随闭合压力增加缝网导流能力下降较快。

次生裂缝具有分流作用,随着次生裂缝数量增加,压力损失降低,缝网导流能力增加。次生裂缝越接近气体出口,气体流动及汇合过程中能量损失越小,缝网导流能力越大。不同缝网结构导流能力由大到小依次为:“丰”型、“干”型、“十”-III型、“E”型、“F”型、“十”-II型、“T”型、“十”-I型和“一”型。

闭合压力对缝网导流能力影响最显著,次生裂缝位置和支撑剂粒径对缝网导流能力影响较大,铺砂浓度和次生裂缝数量对缝网导流能力影响较弱,砂堤高度和支撑剂类型对缝网导流能力影响最小。

参考文献:

- [1] 王香增,任来义,贺永红,等.鄂尔多斯盆地致密油的定义[J]. 油气地质与采收率,2016,23(1):1-7.

- Wang Xiangzeng, Ren Laiyi, He Yonghong, et al. Definition of tight oil in Ordos Basin [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2016, 23(1): 1-7.
- [2] 王崇孝, 罗群, 宋岩, 等. 纳米石油地质学: 非常规油气地质理论与研究方法探讨 [J]. *石油实验地质*, 2014, 36(6): 659-667.
- Wang Congxiao, Luo Qun, Song Yan, et al. Nano-meter petroleum geology: Discussion about geology theory and research method of unconventional petroleum [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2014, 36(6): 659-667.
- [3] 陈新彬, 王国辉. 低渗透油藏综合分类方法 [J]. *大庆石油地质与开发*, 2014, 33(1): 58-61.
- Chen Xinbin, Wang Guohui. Method of the comprehensive classification for low-permeability oil reservoirs [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2014, 33(1): 58-61.
- [4] 刘向军. 高速通道压裂工艺在低渗透油藏的应用 [J]. *油气地质与采收率*, 2015, 22(2): 122-126.
- Liu Xiangjun. Application of Hiway technology in the low permeability reservoirs [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2015, 22(2): 122-126.
- [5] 王瑞. 致密油藏水平井体积压裂效果影响因素分析 [J]. *特种油气藏*, 2015, 22(2): 126-128.
- Wang Rui. Analysis on influential factors for volumetric fracturing effects in horizontal well in tight reservoir [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2015, 22(2): 126-128.
- [6] 杜保健, 程林松, 曹仁义, 等. 致密油藏体积压裂水平井开发效果 [J]. *大庆石油地质与开发*, 2014, 33(1): 96-101.
- Du Baojian, Cheng Linsong, Cao Renyi, et al. Development effects of the volumetric fracturing horizontal well in tight oil reservoirs [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2014, 33(1): 96-101.
- [7] 翁定为, 雷群, 胥云, 等. 缝网压裂技术及其现场应用 [J]. *石油学报*, 2011, 32(2): 280-284.
- Weng Dingwei, Lei Qun, Xu Yun, et al. Network fracturing techniques and its application in the field [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2011, 32(2): 280-284.
- [8] 温庆志, 高金剑, 李杨, 等. 页岩储层SRV影响因素分析 [J]. *西安石油大学学报: 自然科学版*, 2014, 29(6): 58-64.
- Wen Qingzhi, Gao Jinjian, Li Yang, et al. Analysis of the factors of influencing stimulated volume of shale reservoir volume fracturing [J]. *Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition*, 2014, 29(6): 58-64.
- [9] 卫秀芬, 唐洁. 水平井分段压裂工艺技术现状及发展方向 [J]. *大庆石油地质与开发*, 2014, 33(6): 104-111.
- Wei Xiufen, Tang Jie. Technical current status and development direction of horizontal-well staged fracturing technology [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2014, 33(6): 104-111.
- [10] 温庆志, 李杨, 徐希, 等. 水力压裂单缝中常用压裂液携砂性能评价 [J]. *油气地质与采收率*, 2015, 22(4): 123-126.
- Wen Qingzhi, Li Yang, Xu Xi, et al. Evaluation on sand carrying capacity of commonly used fracturing fluid in the single fracture by hydraulic fracturing [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2015, 22(4): 123-126.
- [11] 黄禹忠, 何红梅, 孙光权. 压裂支撑剂导流能力影响因素新研究 [J]. *天然气技术与经济*, 2012, 6(5): 59-61.
- Huang Yuzhong, He Hongmei, Sun Guangquan. Influencing factors of flow conductivity for fracturing proppant [J]. *Natural Gas Technology and Economy*, 2012, 6(5): 59-61.
- [12] 金智荣, 郭建春, 赵金洲, 等. 支撑裂缝导流能力影响因素实验研究与分析 [J]. *钻采工艺*, 2007, 30(5): 35-38.
- Jin Zhirong, Guo Jianchun, Zhao Jinzhou, et al. Experimental study and analysis for the influence factors on flow conductivity of fracture proppants [J]. *Drilling & Production Technology*, 2007, 30(5): 35-38.
- [13] 曲占庆, 周丽萍, 曲冠政, 等. 高速通道压裂支撑裂缝导流能力实验评价 [J]. *油气地质与采收率*, 2015, 22(1): 122-126.
- Qu Zhanqing, Zhou Liping, Qu Guanzheng, et al. Experimental study on influencing factors of flow conductivity for channel fracturing proppant [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2015, 22(1): 122-126.
- [14] 肖勇军, 郭建春, 王文耀, 等. 不同粒径组合支撑剂导流能力实验研究 [J]. *断块油气田*, 2009, 16(3): 102-104.
- Xiao Yongjun, Guo Jianchun, Wang Wenyao, et al. Study on conductivity of proppant with different size combination [J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2009, 16(3): 102-104.
- [15] 温庆志, 李杨, 胡蓝霄, 等. 页岩储层裂缝网络导流能力实验分析 [J]. *东北石油大学学报*, 2013, 37(6): 55-62.
- Wen Qingzhi, Li Yang, Hu Lanxiao, et al. Experimental analysis of the flow conductivity of the network-like fractures in shale reservoir [J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2013, 37(6): 55-62.
- [16] 卢强, 何岩峰, 徐伟彬, 等. 体积压裂裂缝网络对导流能力的影响 [J]. *常州大学学报: 自然科学版*, 2014, 26(2): 70-74.
- Lu Qiang, He Yanfeng, Xu Weibin, et al. Volume fracturing fracture network configuration's influence on fracture diverting capacity [J]. *Journal of Changzhou University: Natural Science Edition*, 2014, 26(2): 70-74.

编辑 常迎梅