

致密油储层支撑剂嵌入导流能力伤害实验分析

李超^{1,2}, 赵志红¹, 郭建春¹, 张胜传³

(1.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; 2.中国石油大港油田分公司 采油一厂, 天津 300280; 3.中国石油大港油田分公司 石油工程研究院, 天津 300280)

摘要:致密油储层相比于致密气需要更高的支撑裂缝导流能力,而致密油泥质含量通常较高,支撑剂嵌入岩石较严重;常规支撑剂嵌入测试未考虑岩石矿物组成、力学性质及压裂液的影响,不能正确认识支撑剂嵌入对导流能力的影响,对铺砂浓度优化和支撑剂的优选带来较大的困难。对致密油岩样矿物成分及力学参数进行分析,分别使用不同液体浸泡岩心和非浸泡岩心,利用自行研制的嵌入和导流能力测试仪器进行嵌入测试。实验数据分析表明:闭合压力越大,支撑剂粒径越大,铺砂浓度越低,支撑剂嵌入深度越大;脆性矿物含量越高,粘土含量越低,嵌入深度越低;浸泡后的岩心较未浸泡岩心嵌入深度大,氯化钾溶液浸泡岩心较清水浸泡岩心嵌入深度低。研究表明加强压裂液的防膨能力和尽可能使用大粒径的支撑剂,能够有效降低支撑剂嵌入对导流能力的伤害。

关键词:致密油 支撑剂嵌入 导流能力 压裂 脆性矿物

中图分类号:TE357.12

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2016)04-0122-05

Experimental study on conductivity decline with proppant embedment in tight oil reservoir

Li Chao^{1,2}, Zhao Zhihong¹, Guo Jianchun¹, Zhang Shengchuan³

(1.State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu City, Sichuan Province, 610500, China; 2.No.1 Oil Production Plant, PetroChina Dagang Oilfield Company, Tianjin City, 300280, China; 3.Petroleum Engineering Research Institute, PetroChina Dagang Oilfield Company, Tianjin City, 300280, China)

Abstract: Tight oil reservoirs require higher fracture conductivity compared to the tight gas reservoirs, and shale content is usually higher in the tight oil reservoirs resulting in serious embedment of fracturing proppant in rock. Conventional proppant embedment tests do not consider the influence of rock mineral composition, mechanical properties and fracturing fluids, which leads to the incorrect understand of the impact of proppant embedment on the conductivity and great difficulty of optimization on sand concentration and proppant selection. Mineral composition and mechanical parameters of the rock in tight oil reservoirs were analyzed. Self-developed measuring instrument of embedment and conductivity was applied to embedment test using cores soaked with various liquids and non-soaked ones. The results of experimental data show that the embedded depth of the proppant increases with the closure pressure and the proppant diameter and decreases with the sand concentration increasing. The embedded depth is relatively small when the brittle mineral content is relatively high and the clay content is relatively low. The embedded depth in soaked core is larger than that in the original core. The cores soaked with KCl can obtain a smaller embedded depth than the cores soaked with fresh water. The research concludes that the damage of the proppant embedment on the conductivity can be reduced by strengthening anti-swelling capacity of fracturing fluid and applying proppant with diameter as large as possible.

Key words: tight oil; proppant embedment; conductivity; fracturing; brittle mineral

水力压裂是致密油储层有效动用的关键技术, 其中裂缝导流能力保持是压裂设计的目标之一。

收稿日期:2016-04-23。

作者简介:李超(1984—),男,河北黄骅人,工程师,在读硕士研究生,从事油气井开发研究。联系电话:13820138575, E-mail: 282220448@qq.com。

基金项目:国家自然科学基金“页岩油藏网络裂缝导流模型研究”(51374178)。

压裂施工后由于地层闭合压力的作用,支撑剂将不同程度地嵌入裂缝壁面,从而使裂缝导流能力下降。为此,中外学者进行了大量研究,郭建春等通过自行研制的支撑剂嵌入程度测试分析系统,考察了不同铺砂浓度、不同应力下对不同岩心的支撑剂嵌入情况^[1-2]。郭天魁等通过FCES-100裂缝导流仪,研究了不同类型、粒径及不同规格支撑剂的嵌入程度及导流能力,总结了影响嵌入程度的因素^[3]。李勇明等通过微元受力分析建立了支撑剂嵌入深度的定量计算模型,为计算嵌入程度提供了理论依据^[4-5]。此外,还有其他关于支撑剂嵌入的实验研究^[6-10],但这些研究都忽略了储层岩性、力学性质及压裂液类型对嵌入程度的影响,因而不能全面反映储层岩石压裂后闭合阶段的真实嵌入过程。因此,笔者通过对岩样进行矿物成分及三轴力学实验分析,分别使用不同压裂液体浸泡岩心并进行支撑剂嵌入测试,并分析总结了影响致密油储层支撑剂嵌入的因素,为优化致密油储层压裂设计、提高裂缝导流能力提供了实验依据。

1 实验方法

1.1 岩石矿物成分分析

岩石矿物成分通过X射线衍射仪来测定,其鉴定晶体的理论依据为布拉格定律

$$n\lambda = 2d \sin \theta \quad (1)$$

式中: n 为大于0的整数; λ 为入射X射线的波长, \AA ; d 为晶面间距, \AA ; θ 为X射线的入射角度, ($^\circ$)。

不同的岩石矿物由于晶体结构和组成不同,其产生衍射的晶面间距和对应的强度也不同,即衍射图的特征不同,因此可以根据X射线衍射图的特征来鉴定岩石的矿物成分。

选取某油田9组致密油岩心进行实验,实验前将岩样研磨成100目的岩粉,用石油醚洗油烘干后通过X射线衍射仪对岩样进行岩石矿物分析。实验结果(表1)表明,脆性矿物总体含量不高,平均为39.20%,矿物脆性指数也不高,平均值仅为30.80%。

1.2 岩石力学测试

致密油岩心微裂缝发育,钻取岩样前采用干冰封冻6 h后,采用水钻进行岩心钻取,取心后采用高温高压岩石三轴实验仪器测定岩石力学参数(表2)。从岩石力学参数来看,平均杨氏模量为23 605 MPa,平均泊松比为0.278,力学脆性指数为34.18%。综合矿物脆性和力学脆性而言,该储层脆

表1 岩石矿物成分分析结果

岩样编号	粘土	石英	正长石	斜长石	方解石	脆性矿物	矿物脆性指数
1	3	22.84	4.18	8.72	1.6	37.34	40.36
2	24.57	16.54	4.88	5.56	13.2	40.18	25.54
3	24.17	22.00	4.54		2.93	40.58	33.98
4	18.98	9.37	2.32	1.76	16.38	29.83	19.20
5	16.45	22.60	7.02	4.25	10.53	44.40	37.14
6	19.20	28.00	2.62	7.04	5.24	42.90	45.09
7	32.33	16.08	6.07	15.84		37.99	22.87
8	28.40	18.02	7.80	14.22		40.04	26.33
9	28.80	18.10	9.00	12.40		39.50	26.50
平均	23.60	19.3	5.40	9.00	5.50	39.20	30.80

表2 岩石力学参数分析结果

岩样编号	围压/MPa	孔压/MPa	温度/ $^\circ\text{C}$	杨氏模量/MPa	泊松比	力学脆性指数,%
1	40	25	70	24 173	0.252	39.72
2	40	25	70	24 346	0.300	30.25
3	40	25	70	25 392	0.280	34.99
4	40	25	70	22 898	0.359	17.41
5	40	25	70	28 358	0.263	40.51
6	40	25	70	31 234	0.278	39.57
7	40	25	70	18 462	0.270	32.04
8	40	25	70	17 458	0.254	34.53
9	40	25	70	20 124	0.243	38.63
平均				23 605	0.278	34.18

性中等偏低。从定性分析可知,支撑剂的嵌入对导流能力影响可能较大。

1.3 支撑剂嵌入深度和导流能力测试

实验前需要将岩心制成97 mm×40 mm×19 mm的岩板,应用自行研制的支撑剂嵌入测试分析系统,对岩样进行不同粒径、不同铺砂浓度下的支撑剂嵌入测试,并借助超长焦距连续变焦视频显微镜和电镜扫描仪对测试的嵌入深度进行分析验证和校正(表3)。在与支撑剂嵌入测试相同的粒径和铺砂浓度的条件下,利用自行研制的支撑剂裂缝导流

表3 支撑剂嵌入深度测试结果

岩样编号	工作液	闭合压力/MPa	支撑剂粒径/目	铺砂浓度/($\text{kg}\cdot\text{m}^{-2}$)	嵌入深度/ μm
1		40	20/40	5	78.16
2		40	30/50	5	66.79
3		40	40/70	5	55.60
4		40	30/50	3	81.91
5		40	30/50	8	51
6		40	30/50	10	46
7	破胶液	40	30/50	5	102
8	清水	40	30/50	5	128
9	清水和2%的氯化钾溶液	40	30/50	5	83

能力测试系统测试支撑剂的导流能力^[11]。从实验结果(表3)可以看出,在相同铺砂浓度下,支撑剂粒径越大,嵌入深度越大;在相同支撑剂粒径下,铺砂浓度越低,嵌入深度越大。对不同的工作液而言,清水条件下嵌入深度最大,其次为破胶液,最后为清水和质量分数为2%的氯化钾溶液。

2 支撑剂嵌入深度影响因素

2.1 闭合压力

据20/40目和30/50目支撑剂的嵌入深度测试结果(图1)可知,闭合压力是影响嵌入深度的直接因素,2种粒径支撑剂的嵌入深度均与闭合压力呈线性正相关;20/40目支撑剂的嵌入深度大于30/50目支撑剂的嵌入深度,这与表3中的测试结果一致。

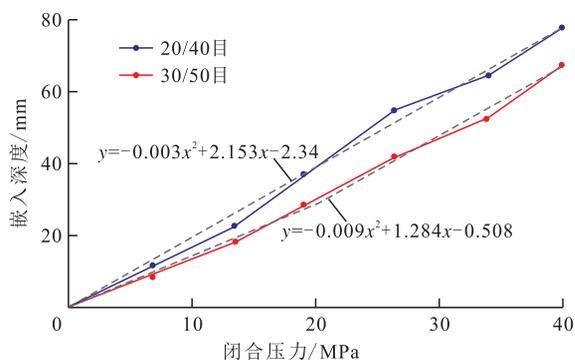


图1 支撑剂嵌入深度与闭合压力的关系

Fig.1 Relationship between embedded depth and confining pressure

2.2 杨氏模量

从嵌入深度与杨氏模量的关系(图2)可以看出,两者呈负相关关系。岩石的杨氏模量越大,支撑剂嵌入深度越低。通过实验对比发现,同一层段的岩心在清水和质量分数为2%的氯化钾溶液中浸泡后的岩石杨氏模量高于只在清水中浸泡的,而嵌入深度更低。实验结果说明,压裂液中加入氯化钾溶液将会起到延缓岩石杨氏模量损失、降低嵌入深

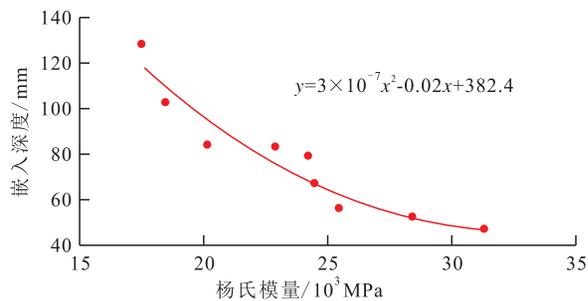


图2 嵌入深度与杨氏模量的关系

Fig.2 Relationship between embedded depth and Young's modulus

度的作用。

2.3 工作液类型

据不同类型工作液对支撑剂嵌入深度的影响(图3)分析可知,浸泡在不同类型工作液后的岩心支撑剂嵌入深度高于未浸泡的岩心;相同闭合压力下,清水浸泡的岩心支撑剂嵌入深度最高,浸泡在清水和氯化钾溶液、破胶液中的岩心支撑剂嵌入深度都较低,但实验中观察到破胶液浸泡过的岩心表层遗留有大量残渣,影响支撑裂缝的导流能力。

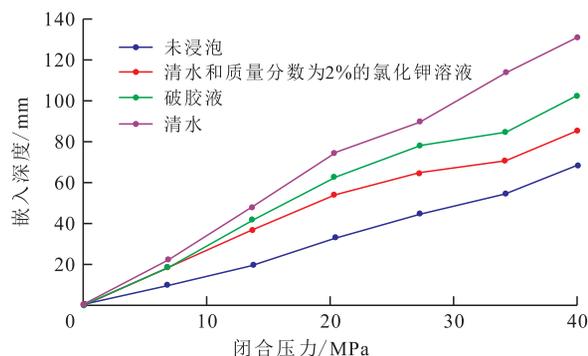
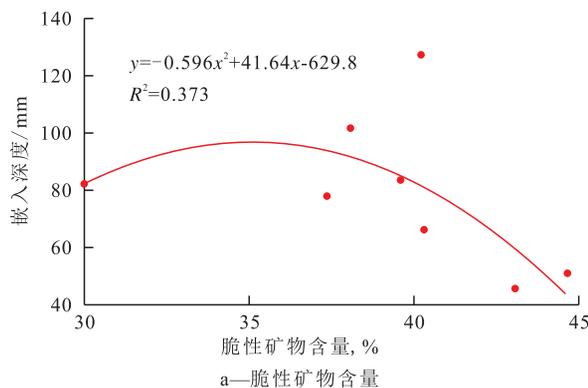


图3 嵌入深度与不同类型工作液的关系

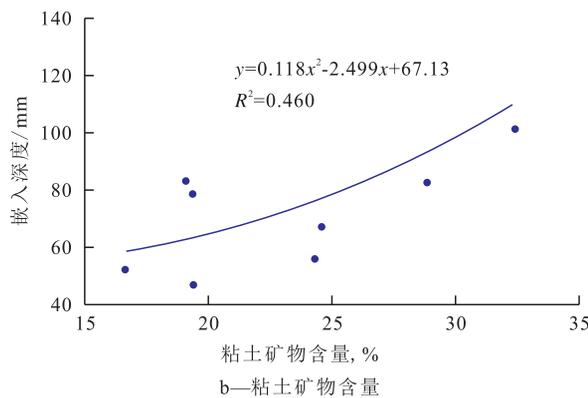
Fig.3 Relationship between embedded depth and different types of fluid

2.4 矿物类型及含量

根据脆性矿物和粘土矿物含量对支撑剂嵌入深度的影响(图4)分析可知,随脆性矿物含量的增



a—脆性矿物含量



b—粘土矿物含量

图4 脆性矿物和粘土矿物含量对支撑剂嵌入深度的影响

Fig.4 Relationship between embedded depth and brittle mineral content and clay mineral content

加,支撑剂嵌入深度降低;粘土矿物含量增加,支撑剂嵌入深度增加。实验结果表明,压裂时选取脆性矿物含量较高的层段进行压裂将降低支撑剂嵌入深度的影响。

3 支撑剂嵌入因素对支撑裂缝导流能力的影响

导流能力降低分析 在支撑剂嵌入深度分析的基础上,结合支撑剂在无嵌入条件下所测试的导流能力,并应用支撑裂缝导流能力计算公式,分析支撑剂嵌入后支撑裂缝的导流能力。

计算支撑裂缝导流能力的公式为

$$F_{cd} = K_f w_f \quad (2)$$

式中: F_{cd} 为钢板测试的支撑裂缝导流能力,

$10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$; K_f 为支撑裂缝渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; w_f 为实验测试的支撑裂缝宽度, cm。

考虑支撑剂嵌入后的支撑裂缝宽度为

$$w_f' = w_f - h \quad (3)$$

式中: w_f' 为考虑支撑剂嵌入后的支撑裂缝宽度, cm; h 为支撑剂嵌入深度, cm。

由于支撑剂嵌入并未改变支撑裂缝的渗透率,仅是改变支撑裂缝缝宽。因此,考虑支撑剂嵌入后的支撑裂缝导流能力的计算式为

$$F_{cd}' = K_f (w_f - h) \quad (4)$$

式中: F_{cd}' 为考虑支撑剂嵌入后的支撑裂缝导流能力, $10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$ 。

结合不同粒径的支撑剂导流能力测试和支撑剂嵌入深度测试结果,得到考虑支撑剂嵌入因素对不同粒径的支撑剂导流能力的测试结果(表4)。分

表4 考虑支撑剂嵌入因素时不同粒径支撑剂导流能力测试结果
Table4 Results of proppant conductivity of different sizes considering embedding effect

岩样编号	支撑剂	粒径/目	铺砂浓度/ ($\text{kg} \cdot \text{m}^{-2}$)	钢板测试结果/ ($\mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$)	岩板测试结果/ ($\mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$)	递减率, %	工作液
1	陶粒1	30/50	5	55.52	53.50	3.6	
2		30/50	8	77.81	76.24	2.0	
3		30/50	10	81.35	79.96	1.7	
4	陶粒2	20/40	5	71.43	69.14	3.2	
5		30/50	5	55.62	53.90	3.0	
6		30/50	8	65.99	64.66	2.0	
7		30/50	10	73.82	72.64	1.6	
8		40/70	5	17.62	17.20	2.4	
9		30/50	5	55.52	51.64	7.0	清水
10	陶粒1	30/50	5	55.52	53.00	4.5	2%的氯化钾溶液
11		30/50	5	55.52	53.26	4.0	破胶液

析测试结果可知,铺砂浓度增加,递减率降低,说明增加铺砂浓度有利于降低嵌入对导流能力的伤害。在相同铺砂浓度下,虽然粒径越大,嵌入深度增加,递减率会有所增加,但初始导流能力远优于小粒径,因此支撑剂粒径变大,有利于导流能力的增加。从工作液类型来看,递减率最大的为清水,最小的为破胶液。

支撑剂粒径 支撑剂粒径是影响支撑裂缝导流能力的主要因素。经实验发现,在相同情况下,支撑剂粒径越大,嵌入深度越深,支撑裂缝导流能力递减率越大。

铺砂浓度 根据表4中的实验数据所得到的铺砂浓度对支撑裂缝导流能力的影响可知,支撑剂嵌入对支撑裂缝导流能力的影响程度随铺砂浓度的增加而减小。其原因是压裂施工过程中,适当提高铺砂浓度将可减少支撑剂嵌入对支撑裂缝导流能力的影响,从而提高支撑裂缝的导流能力。

不同类型工作液 根据不同类型工作液对支撑裂缝导流能力的影响可知,3种工作液浸泡岩心均比未浸泡岩心的支撑裂缝导流能力递减得更快;清水浸泡的岩心比在清水中加入质量分数为2%的氯化钾溶液和在破胶液中所浸泡岩心的支撑裂缝导流能力递减得快,破胶液所浸泡岩心支撑裂缝导流能力递减得最慢。因此,加强压裂液的防膨能力,有利于降低由于支撑剂嵌入而导致的支撑裂缝导流能力的递减^[12-13]。

4 结论

通过实验分析,认识了致密油储层支撑剂嵌入的基本规律,对降低支撑剂嵌入程度及提高支撑裂缝导流能力具有一定的指导意义:致密油压裂时选用大粒径支撑剂,同时提高铺砂浓度可有效降低嵌入影响;破胶液浸泡岩心嵌入深度较清水低,但高

于清水加氯化钾溶液,因此压裂液中应加入氯化钾以降低支撑剂嵌入深度,同时增加压裂液的防膨能力;脆性矿物含量越高,粘土矿物含量越低,嵌入程度越低,压裂时选取脆性矿物含量较高层段可降低嵌入影响;支撑剂的嵌入对支撑裂缝的导流能力具有一定的影响,加强压裂液的防膨能力,能有效降低支撑剂嵌入对导流能力的伤害。

参考文献:

- [1] 郭建春,卢聪,赵金洲,等.支撑剂嵌入程度的实验研究[J].煤炭学报,2008,33(6):661-664.
Guo Jianchun, Lu Cong, Zhao Jinzhou, et al. Experimental research on proppant embedment[J]. Journal of China Coal Society, 2008, 33(6): 661-664.
- [2] 卢聪,郭建春,王文耀,等.支撑剂嵌入及对裂缝导流能力损害的实验[J].天然气工业,2008,28(2):99-101.
Lu Cong, Guo Jianchun, Wang Wenyao, et al. Experimental research on proppant embedment and its damage to fractures conductivity[J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(2): 99-101.
- [3] 郭天魁,张士诚.影响支撑剂嵌入的因素研究[J].断块油气田,2011,18(4):527-529.
Guo Tiankui, Zhang Shicheng. Study on the factors affecting proppant embedment[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2011, 18(4): 527-529.
- [4] 李勇明,刘岩,竭继忠,等.支撑剂嵌入岩石定量计算模型研究[J].西南石油大学学报:自然科学版,2011,33(5):94-97.
Li Yongming, Liu Yan, Jie Jizhong, et al. Research on quantitative calculation model of proppant embedding in rock [J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2011, 33(5): 94-97.
- [5] Guo Jianchun, Liu Yuxuan. Modeling of proppant embedment: elastic deformation and creep deformation[C]. SPE 157449, 2012.
- [6] Lacy L L, Rickards A R. Embedment and fracture conductivity in soft formation associated with HEC, borate and water-based fracture designs[C]. SPE 38590, 1997.
- [7] Lacy L L, Rickards A R, Bilden D M. Fracture width and embedment testing in soft reservoir sandstone[C]. SPE 36421, 1998.
- [8] 温庆志,张士诚,王雷,等.支撑剂嵌入对裂缝长期导流能力的影响研究[J].天然气工业,2005,25(5):65-68.
Wen Qingzhi, Zhang Shicheng, Wang Lei, et al. Influence of proppant embedment on fracture long-term flow conductivity[J]. Natural Gas Industry, 2005, 25(5): 65-68.
- [9] Alramahi, Sundberg. Proppant embedment and conductivity of hydraulic fractures in shales[C]. SPE 2012-291, 2012.
- [10] 孙海成,胥云,蒋建方,等.支撑剂嵌入对水力压裂裂缝导流能力的影响[J].油气井测试,2009,18(3):8-10.
Sun Haicheng, Xu Yun, Jiang Jianfang, et al. Influence of embedment of propping agent to conductivity of fracture created by hydraulic fracturing[J]. Well Testing, 2009, 18(3): 8-10.
- [11] 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.
- [12] 游利军,王巧智,康毅力,等.压裂液浸润对页岩储层应力敏感性的影响[J].油气地质与采收率,2014,22(6):102-106.
You Lijun, Wang Qiaozhi, Kang Yili, et al. Influence of fracturing fluid immersion on stress sensitivity of shale reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 22(6): 102-106.
- [13] 赵琳,王增林,吴雄军,等.表面活性剂对超低渗透油藏渗流特征的影响[J].油气地质与采收率,2014,21(6):72-75.
Zhao Lin, Wang Zenglin, Wu Xiongjun, et al. Effect of surfactant on seepage characteristics of ultra-low permeability reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(6): 72-75.

编辑 王星