

玉门油田细粉砂低温油藏防砂技术研究

雷光伦¹ 刘永山² 徐志俊² 范晓东² 彭翔² 李勇²

(1. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东东营 257062; 2. 玉门油田分公司, 甘肃玉门 735200)

摘要:为解决玉门油田细粉砂低温油藏防砂技术难题,研究了一种新的人工岩层防砂技术,分析了人工固结岩层防砂机理。对新型防砂材料的固结条件、固结温度、固结岩心的强度、渗透率和孔喉分布进行了室内试验研究,结果表明,防砂材料能在20℃的低温水环境中固结,固结岩心渗透率大于 $3\mu\text{m}^2$,强度大于4MPa,岩心孔喉分布均匀,最小防砂粒径为 $4\mu\text{m}$ 。现场应用表明,该防砂技术成功率高,可解决高泥质含量的低温细粉砂岩防砂技术难题。

关键词: 低温; 化学防砂; 防砂机理; 渗透率; 玉门油田

中图分类号: TE358⁺.1 **文献标识码:** B **文章编号:** 1001-0890(2006)06-0004-03

玉门油田老君庙、石油沟和白杨河等区块的浅层砂岩低渗油藏,埋藏浅,胶结疏松,砂粒细,泥质含量高,粘土矿物遇水膨胀,油层出砂严重,严重影响了油田的生产。防止细粉砂岩油层出砂较有效的方法是形成人工岩层的化学防砂^[1]。目前主要是用树脂型的覆膜砂,其固结温度要求高,须在50℃以上^[2-3],但玉门油田细粉砂岩油层的温度只有30℃左右。因此急需研究适用于高泥质含量的低温细粉砂岩油藏防砂技术。

1 低温细粉砂油藏防砂技术

1.1 出砂特征及对防砂技术的要求

玉门油田浅层细粉砂岩油藏油层平均温度30℃,油井出砂为红色泥浆状细粉砂,取样分析表明,红色泥浆状细粉砂中泥质含量8%~15%,砂粒85%~92%,并含少量原油。其中砂粒的粒度组成见图1。

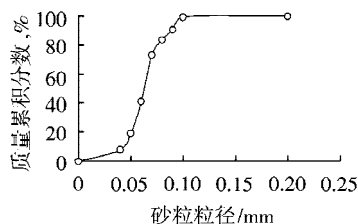


图1 油井细粉砂粒径分布累积百分曲线

由图1可看出,油井所出细粉砂砂粒粒径主要分布在0.04~0.10mm,占总质量的93%。

由于细粉砂粒径极细,用传统的绕丝管、割缝管等机械防砂方法不可能挡住细粉砂,对于滤砂管,因其过滤半径太小,砂中的泥质会很快堵塞滤砂管导致防砂失败^[4-7]。因此采用渗滤面积大、孔道细而分布

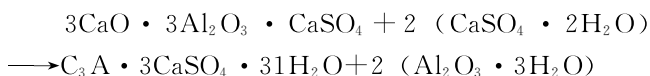
均匀并在低温下能固结的人工岩层防砂,才能有效解决该类型油藏防砂问题。

1.2 低温防砂材料的固结与防砂机理

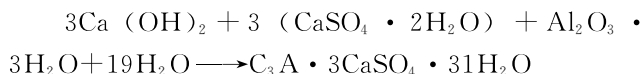
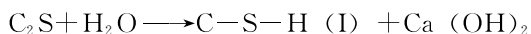
低温防砂材料主要是由铝凡土、石灰石、石膏、粘土等按一定比例混合并在1300~1500℃高温下反应生成的固体颗粒,主要成分是 $3\text{CaO} \cdot 3\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot \text{CaSO}_4$ 和硅酸二钙,能在低温水环境中发生复杂的化学反应,固结形成强度高、渗透性好、孔隙分布均匀的人工岩层。

1.2.1 水化反应过程

人工岩层形成过程包括水化过程和凝结硬化过程,低温水化过程主要反应式为^[8]:



硅酸二钙除水化生成水化硅酸钙凝胶外还产生氢氧化钙,而氢氧化钙与氢氧化铝凝胶和石膏起反应生成钙矾石,反应式为:



1.2.2 凝结硬化过程

水化反应从防砂材料的表面开始,并逐步向深部

收稿日期: 2006-06-27; 改回日期: 2006-08-16

作者简介: 雷光伦(1963—),男,重庆人,1990年毕业于石油大学(华东)石油工程系,1993年获石油大学(北京)硕士学位,2001年获石油大学(华东)博士学位,教授,博士生导师。

联系电话: (0546) 8391155

发展，从反应表面进入水中的胶态离子迅速增加，晶体开始相互连接，逐渐絮凝成凝胶结构，凝胶相当于粘合剂，颗粒中不进行水化的杂质和未进入水中的胶态粒子构成骨架材料。

低温防砂材料的水化过程进一步发展，大量凝胶形成晶体，并相互连接相互穿插，使胶体更加紧密，固结强度明显增加，逐渐硬化成微晶结构的固体胶结体，形成强度高、渗透性好、孔径分布细而均匀的挡砂岩体。

1.2.3 防砂机理

防砂材料水化固结形成的人工岩层孔径迂回曲折，细粉砂粒在孔隙喉道处通过架桥而阻挡砂粒进一步运移。同时在人工岩层孔道中，液体流动的方向不断改变，细粉砂粒在惯性力的作用下沉积。再者，人工岩层半径大，渗滤面积大，细粉砂中的泥质不会造成防砂层渗流阻力的较大增加，可满足细粉砂岩防砂后的产能要求。

1.3 人工岩心固结试验及基本特性参数

1.3.1 防砂材料粒径及固结岩心参数

在薄壁玻璃管中分别装入粒径 0.2~0.4、0.4~0.6、0.6~0.8 mm 的防砂材料后加水，固结反应 3 d，然后取出岩心烘干，测岩心渗透率和强度，结果见表 1。

表 1 不同粒径防砂材料固结岩心强度及渗透率			
颗粒直径/mm	岩心编号	渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	抗压强度/MPa
0.2~0.4	2-2	2 662	4.32
	2-4	3 124	3.85
	2-5	2 913	4.12
0.4~0.6	4-1	4 324	3.55
	4-2	4 185	3.67
	4-3	4 165	3.75
0.6~0.8	6-1	5 673	2.55
	6-2	5 541	2.65
	6-3	5 323	2.43

注：固结温度为 20℃；固结时间 72 h。

由表 1 可看出，防砂材料能在 20℃ 的水环境中固结，颗粒越细强度越大，颗粒越粗，渗透率越大。

1.3.2 温度对防砂材料的固结及岩心参数的影响

将粒径 0.2~0.4 mm 的防砂材料在不同温度下进行固结试验并测定岩心参数，结果见表 2。

表 2 不同温度对防砂材料固结性能的影响			
固结温度/℃	岩心编号	渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	抗压强度/MPa
20	20-2	2 662	4.32
	20-4	3 124	3.85
	40-1	3 042	4.55
40	40-2	2 685	3.87
	60-1	2 573	4.35
60	60-2	2 541	4.25
	80-1	2 523	4.43
80	80-2	2 721	4.57

注：固结时间为 72 h。

由表 2 可看出，在低温和高温下，防砂材料均能固结，且温度对固结岩心的渗透率和强度影响不大。

1.3.3 防砂材料固结岩心孔径分布测定

用常温固结的人造岩心，在自动压汞仪上进行毛管压力曲线测试，以掌握固结岩心的孔道分布，确定平均毛管半径和固结人造岩层防砂粒径大小。试验结果见表 3。

表 3 不同粒径防砂材料固结岩心的毛管力曲线特征值					
颗粒直径/mm	岩心编号	渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	p_{c50} /MPa	$r_{50}/\mu\text{m}$	$r_{\text{均}}/\mu\text{m}$
0.2~0.4	2-1	2 662	0.118 7	6.197	14.04
	2-2	3 124	0.121 1	6.135	14.21
	2-3	2 913	0.106 7	6.730	15.34
0.4~0.6	4-1	4 324	0.041 2	16.73	24.45
	4-2	4 185	0.039 2	18.76	25.61
	4-3	4 165	0.037 3	19.36	26.65
0.6~0.8	6-1	5 673	0.033 2	23.35	31.54
	6-2	5 541	0.031 5	25.23	32.35
	6-3	5 323	0.034 5	21.31	29.59

注： p_{c50} 为汞饱和度为 50% 时的毛管力； r_{50} 为汞饱和度为 50% 的孔喉半径；阈压均为小。

由 Barkman 和 Davidson 提出的多孔介质中微粒运移堵塞的架桥理论^[9]可知， $3d_{\text{颗}} > d_{\text{孔}}$ 时，砂粒在喉道处形成砂拱阻止后续砂粒通过喉道。

粒径 0.2~0.4 mm 的防砂材料固结岩心的孔喉半径最小，且所形成岩心的强度和渗透率亦高，为防止更小的微小砂粒运移，选用该粒径的防砂材料。由表 3 知，该粒径防砂材料固结岩心的 r_{50} 为 6.135~6.73 μm ，则可防砂的最小粒径 $d_{\text{颗}}$ 为 4.1~4.5 μm ，即最小粒径为 4 μm 的细粉砂粒可被形成的防砂层阻挡在外面，从而实现细粉砂油层防砂。

玉门油田浅层油井所出细粉砂粒径主要分布在 40~100 μm ，99% 砂粒大于 44 μm ，远大于 4 μm ，因此 0.2~0.4 mm 粒径防砂材料形成的人工岩层完全可以阻挡住细粉砂进入油井。

1.3.4 固结岩心的挡砂试验

用固结岩心和图 2 所示流程进行实际挡砂试验，结果见表 4。

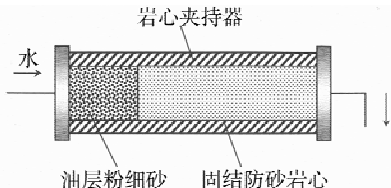


图 2 固结岩心挡砂试验流程

从表 4 可看出，油井出细粉砂的各个粒径均未引起固结岩心渗透率的下降，并且产出液中也观察不到砂粒，这说明 0.2~0.4 mm 粒径防砂材料固结岩心能防止玉门油田细粉砂油层出砂。

表 4 挡砂试验前后固结岩心渗透率变化

岩心号	气测渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	水测渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	挡砂粒径/ μm	注 100PV 水后 水测渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	渗透率 降低, %
2-1	2 875	1 340	250~100	1 340	0
2-2	2 662	1 225	100~90	1 224	0
2-3	2 745	1 278	90~75	1 278	0
2-4	3 124	1 450	75~60	1 451	0
2-5	2 913	1 332	60~53	1 331	0
2-6	2 801	1 275	53~44	1 273	0
2-7	2 840	1 268	<44	1 255	1

注: PV 为孔隙体积。

1.3.5 固结岩心耐老化和耐介质腐蚀试验

将固结岩心置于水中浸泡不同时间后测岩心强度和渗透率, 结果见图 3。

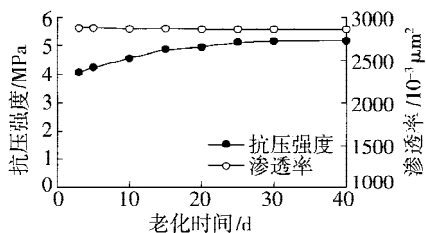


图 3 岩心老化试验曲线

由图 3 可看出, 随老化时间的增加, 固结岩心强度有较大增加, 在 30 d 左右强度基本达到最大值; 渗透率随老化时间的增加稍有降低。

将固结岩心在相同温度下分别置于清水、1% 盐酸、1% 氢氧化钠溶液中浸泡 3、6 d 后, 在清水中和碱液中的固结岩心的强度均有所增加但渗透率基本不变, 即碱环境对固结岩心的性质影响不大。浸泡在酸液中的固结岩心岩心强度有明显降低, 渗透率有大幅增加, 即人工防砂层对酸液敏感, 作业时慎用酸液, 防砂后如有油层堵塞, 油井产液量低时, 可用盐酸进行适当处理。

2 现场应用

目前玉门油田在 17 口油井应用了低温细粉砂防砂技术, 防砂效果明显的井有 15 口, 成功率大于 88%, 防砂有效期在 18~24 个月以上。

A Tiny Sand Control Technology for the Low-Temperature Reservoirs in the Yumen Oilfield

Lei Guanglun¹ Liu Yongshan² Xu Zhijun² Fan Xiaodong² Peng Xiang² Li Yong²

(1. College of Petroleum Engineering, China University Of Petroleum (Huadong), Dongying, Shandong, 257062, China;
2. Branch Company of Yumen Oilfield, Yumen, Gansu, 735200, China)

Abstract: A novel artificial sand control technique has been developed to tackle sand production of low-temperature reservoirs containing tiny sand in the Yumen Oilfield. The mechanism is also analyzed to control tiny sand production via artificial consolidated rocks. New type of sand control materials have been tested with respect to bonding condition, bonding temperature, strength of consolidated cores, permeability, and pore distributions etc. Test results indicate that such material can work well at 20 °C with core permeability more than 3 μm^2 , strength over 4 MPa, uniform pore distribution, and the minimum effective diameter of 4 μm . The field applications show that this sand control method is able to prevent low-temperature tiny sand with high silt content from sand producing with high success ratio.

Key words: low temperature; chemical sand control; sand control mechanism; permeability; Yumen Oilfield

I247 井生产层位为老君庙 M 层, 出红泥浆状细粉砂, 2004 年 3 月检泵时砂面在井深 656 m 处, 射孔段全部砂埋, 出砂严重。4 月采用低温细粉砂防砂技术进行防砂, 防砂后油井恢复正常生产, 产液量稳定在 8.07 m^3/d , 含水 67%, 截止 2004 年 10 月, 累计增油 155 t。

G189 井生产层位为老君庙 M3 层, 2003 年 3 月产液量明显下降, 出现间歇出油现象, 采取压裂增产措施后初期产量 8.0 m^3/d , 含水 60%, 之后油井出红泥浆状细粉砂, 2004 年 2 月停产, 3 月采用低温细粉砂防砂技术进行防砂, 防砂后产液正常, 产液量稳定在 8.7 m^3/d , 含水 57%, 截止 2004 年 10 月, 累计增油 522 t。

3 结 论

1) 低温细粉砂防砂材料可在 20 °C 左右的低温水环境中固结, 固结后岩心渗透率大于 3 μm^2 , 抗压强度大于 4 MPa, 且岩心孔道分布均匀, 最小防砂粒径 4 μm , 可满足低温细粉砂油藏防砂要求。

2) 形成的防砂人工岩层耐老化性能好, 但对酸液敏感, 防砂后应慎用酸液进行酸化解堵。

3) 低温细粉砂防砂技术成功率高, 效果好, 在低温及中高温细粉砂油藏防砂中有很好的应用前景。

参 考 文 献

- [1] 黄立明. 人工井壁防治细粉砂技术研究 [J]. 特种油气藏, 2003, 10 (6): 65-66.
- [2] 万仁溥, 罗英俊. 采油技术手册 (第七分册) [M]. 北京: 石油工业出版社, 1991.
- [3] Fader F D. New low-cost resin system for sand water control [R]. SPE24051, 1992.
- [4] 雷光伦, 张建国, 方立新. CMAS 人工岩层防砂技术 [J]. 石油钻采工艺, 1999, 21 (1): 71-74.
- [5] 衣春霞, 朱彩虹, 吴修利, 等. 油田开发后期砂岩油藏防砂工艺适应性分析 [J]. 石油钻探技术, 2002, 30 (3): 47-49.
- [6] 陈宗毅, 孙辉, 孙守港. G. F 纤维滤砂管的试验研究 [J]. 石油钻探技术, 2002, 30 (4): 63-64.
- [7] 梅明霞, 曲杰, 朱彩虹, 等. 疏松砂岩油藏水平井表皮污染探讨 [J]. 石油钻探技术, 2003, 31 (2): 47-48.
- [8] 龙世宗, 廖广林. 早强胶凝材料性能研究 [J]. 中国建材, 1996 (3): 35-36.
- [9] 张绍槐, 罗平亚. 保护储集层技术 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1993.

[审稿 程远方]