

降水防砂复合材料的研究与应用

李怀文¹,邵力飞¹,刘计超²,王艳山¹,于 静¹

(1. 中国石油大港油田公司石油工程研究院,天津 300280;2. 中国石油大港油田公司,天津 300280)

摘 要:针对大港油田疏松砂岩区块含水上升快、出砂加剧,常规防砂工艺技术无法解决既防砂又能有效降水的问题,研制出了一种自身可固结的颗粒型降水防砂复合材料(粒径 0.3~0.5,0.5~0.7 和 0.7~1.4 mm)。采用正交试验进行了材料配方优选,并对优选出的材料进行了固化温度和固化时间对人工岩心固结强度和渗流能力的影响评价、耐酸碱介质性能评价和岩心稳定性评价。结果表明:该系列降水防砂复合材料适用于井温 30~80 ℃ 的油井,人工岩心抗压强度大于 3 MPa,液相渗透率 0.3~0.8 μm^2 (根据粒径可以调节)。该降水防砂复合材料在大港油田成功实施了 16 井次,防砂施工成功率 100%,防砂有效率 93.8%,平均降水率达 14.7%,取得了较好的降水防砂效果。

关键词:疏松地层 高含水 防砂 抗压强度 渗透率 大港油田

中图分类号:TE358 **文献标识码:**A **文章编号:**1001-0890(2011)05-0079-03

Research and Application of Composite Material for Lowering Water Cut and Sand Control

Li Huaiwen¹, Shao Lifei¹, Liu Jichao², Wang Yanshan¹, Yu Jing¹

(1. *Petroleum Engineering Research Institute of CNPC Dagang Oilfield Company, Tianjin, 300280, China*; 2. *CNPC Dagang Oilfield Company, Tianjin, 300280, China*)

Abstract: In order to resolve the problem of water cut increase rapidly and sand production seriously from unconsolidated sand formation in Dagang Oilfield which can not be resolved with conventional technology, a composite material with self-consolidation (grain size of 0.3–0.5, 0.5–0.7, and 0.7–1.4 mm) was developed to lower water production and control sand. The material formulation was optimized by orthogonal experiment design. Using the selected materials, the impacts of temperature and time on strength and permeability of artificial core were evaluated. The anti-acid, alkali property and stability were also evaluated. The results showed that the composite materials can be used in wellbore with temperature of 30–80 ℃, the strength of artificial core is higher than 3 MPa, and the liquid permeability is 0.3–0.8 μm^2 which is adjustable according to grain size. This composite material was used successfully in sixteen wells to control sand and water cut. The sand control efficiency is 93.8% and water cut reduction is 14.7%.

Key words: unconsolidated formation; high water cut; sand control; compressive strength; permeability; Dagang Oilfield

目前大港油田综合含水率达到 89.32%,尤其是港西、羊三木等易出砂区块进入特高含水期,如港西区块综合含水达 90.37%,羊三木区块综合含水已达 94.6%。油井高含水加剧了出砂的程度,导致油井生产周期越来越短,套管变形井大量增加,油井产油量越来越低,而目前常规的防砂工艺技术无法满足高含水出砂井降水防砂增油的需求^[1-3],因此急需研究适合高含水出砂井的防砂工艺技术,实现油井降水防砂增油的目的。

1 降水防砂原理

针对油井出水出砂状况进行粒径组合选择,在防砂施工前期注入粒径 0.3~0.5 mm 复合材料,后期

收稿日期:2011-05-15;改回日期:2011-08-12。

作者简介:李怀文(1969—),男,四川营山人,1992 年毕业于西南石油学院应用化学专业,高级工程师,主要从事采油工艺技术研究与应用工作。

联系方式:(022)25923433,lihuaiwen@163.com。

注入粒径 0.5~0.7 或 0.7~1.4 mm 复合材料,在防砂施工后,粒径 0.3~0.5 mm 的降水防砂复合材料在不污染油层的情况下自身固结,封堵因注入水或底水形成的大孔道;粒径 0.5~0.7 或 0.7~1.4 mm 的复合材料固结形成具有较高强度和渗透率的人工井壁,起到既能有效降水又能有效防砂的双重功效,实现降水防砂的目的,满足高含水期的生产需求。

2 室内研究

2.1 降水防砂复合材料配方优选

应用正交试验设计 L9(3⁴) 进行配方优选试验。试验温度 30 ℃,根据试验材料确定影响指标因素为特种水泥、JS-2 有机降水表面活性剂、KH550 偶联剂。试验结果见表 1。

表 1 复合材料配方优选试验

Table 1 Composite formulation optimization experiments						
配方	降水防砂颗粒粒径/mm	特种水泥泥加量,%	JS-2 降水剂加量,%	KH550 偶联剂加量,%	抗压强度/MPa	液相渗透率/ μm^2
1	0.3~0.5	6.0	0.3	0.5	4.6	0.29
2	0.3~0.5	8.0	0.5	1.0	4.9	0.36
3	0.3~0.5	10.0	0.7	1.5	4.4	0.25
4	0.5~0.7	6.0	0.5	0.5	3.5	0.57
5	0.5~0.7	8.0	0.7	0.5	3.8	0.51
6	0.5~0.7	10.0	0.3	1.0	3.6	0.45
7	0.7~1.4	6.0	0.7	1.0	3.1	0.80
8	0.7~1.4	8.0	0.3	1.5	3.3	0.72
9	0.7~1.4	10.0	0.5	0.5	3.0	0.68

根据表 1 优选出降水防砂复合材料的配方,见表 2。

表 2 降水防砂复合材料配方优选结果

Table 2 Optimization results of composite material for lowering water cut and sand control				
配方	降水防砂颗粒粒径/mm	特种水泥加量,%	降水剂加量,%	偶联剂加量,%
1	0.3~0.5	8.0	0.5	1.0
2	0.5~0.7	8.0	0.5	1.0
3	0.7~1.4	8.0	0.5	1.0

2.2 室内配方验证试验

对应用正交试验优选出的 3 个配方做成的人工岩心进行验证试验,结果见表 3。

由表 3 可知,根据上述配方研制的系列化(粒径 0.3~0.5,0.5~0.7,0.7~1.4 mm)降水防砂复合材料满足降水防砂施工的技术要求。

表 3 人工岩心配方验证试验

Table 3 Validation test for artificial cores		
配方	抗压强度/MPa	液相渗透率/ μm^2
1	4.6	0.31
2	3.8	0.52
3	3.3	0.74

3 性能评价

3.1 固结温度对抗压强度和渗透率的影响

测试降水防砂复合材料(粒径 0.5~0.7 mm)在不同温度下固结 72 h 后形成人工岩心的抗压强度和液相渗透率,结果见表 4。

表 4 温度对人工岩心强度和渗透性的影响试验

Table 4 The impact of temperature on strength and permeability of artificial cores		
温度/℃	抗压强度/MPa	液相渗透率/ μm^2
30	3.4	0.59
40	3.9	0.58
50	4.4	0.57
60	4.7	0.55
70	4.9	0.51
80	4.8	0.48

从表 4 可以看出:在温度为 30 ℃ 时,岩心抗压强度大于 3 MPa,满足防砂施工要求;温度对人工岩心渗透率基本没有影响。

3.2 固结时间对人工岩心抗压强度的影响

将降水防砂复合材料(粒径 0.5~0.7 mm)形成的人工岩心在 30 ℃ 下养护,测试固结时间对人工岩心抗压强度的影响,结果见图 1。

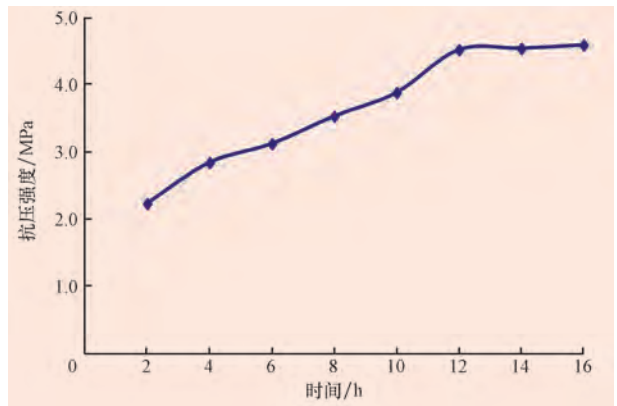


图 1 固结时间对人工岩心抗压强度的影响

Fig. 1 The impact of consolidation time on strength and permeability of artificial cores

从图 1 可以看出,人工岩心养护 6 h 后,固结强度就可以达到 3.0 MPa,12 h 后抗压强度达到 4.5 MPa,且不再有明显变化。

3.3 耐酸碱介质性能评价

将固结后的人工岩心(粒径 0.5~0.7 mm)分

别置于清水、地层水、1.0%盐酸和 1.0%氢氧化钠溶液中浸泡 3 和 7 d 后,测试其抗压强度和渗透率变化,结果见表 5。

表 5 耐酸碱介质性能测试
Table 5 Anti acid and alkali medium performance test

浸泡时间/d	抗压强度/MPa				渗透率/ μm^2			
	清水	地层水	1%盐酸	1%NaOH	清水	地层水	1%盐酸	1%NaOH
3	3.81	4.18	2.58	3.84	0.55	0.51	0.65	0.48
7	3.76	4.21	2.23	3.78	0.57	0.50	0.69	0.50

从表 5 可以看出,该降水防砂复合材料,耐水和耐碱性能良好,但酸性介质对岩心有一定的破坏作用,所以油井在使用降水防砂复合材料防砂后,应避免酸性液体流入。

3.4 人工岩心稳定性测试

将制备好的降水防砂人工岩心(粒径 0.5~0.7 mm)在 50 ℃水浴中养护,分别放置 3,10,15 和 30 d 后,测试其强度和渗透率变化,结果见表 6。

表 6 人工岩心稳定性试验
Table 6 Artificial cores stability test

放置时间/d	抗压强度/MPa	液相渗透率/ μm^2
3	4.53	0.58
10	4.62	0.56
15	4.59	0.50
30	4.78	0.46

从表 6 可以看出,随着放置时间的增加,降水防砂复合材料人工岩心的抗压强度和渗透率基本保持不变,说明该材料具有良好的稳定性。

4 现场应用

降水防砂复合材料自投入现场应用以来,在大港油田羊三木、港西和港东等区块共应用了 16 井次,施工成功率 100%,防砂有效率 93.8%,平均降水率 14.7%。截至 2010 年 12 月 31 日,累计恢复产油 16 540 t,累计增油 9 008 t,取得了较好的降水防砂、增油效果。

羊 10-34-1 井是大港油田羊三木区块的一口生产井,该井防砂井段 1 410.0~1 412.0 m,有效厚度 2.0 m,由于出砂严重不能正常生产,防砂前日产液 18.3 m³,日产油 0.8 t,含水 95.6%,该生产层底部距离水层 6.2 m,由于底水锥进导致了该井含水上 升且严重出砂。针对该井底水锥进和出砂的特点,采用降水防砂复合材料进行防砂施工。防砂施工后日产液 5.7 m³,日产油 4.3 t,含水 24.5%,降水率达到了 71.1%,目前继续有效,取得了较好的降水

防砂增油效果。

5 结 论

1) 系列化降水防砂复合材料可针对不同含水情况进行粒径组合使用;粒径 0.3~0.5 mm 的复合材料固结封堵因注入水或底水形成的大孔道,起降水作用;粒径 0.5~0.7 或 0.7~1.4 mm 的复合材料固结形成较高强度和渗透率的人工井壁,起防砂作用。

2) 降水防砂复合材料固结后的抗压强度大于 3 MPa,能满足防砂施工要求。

3) 降水防砂复合材料耐水和耐碱的性能良好,但酸性介质对其有破坏作用,因此采用降水防砂复合材料防砂的油井,应避免酸性介质进入。

4) 降水防砂复合材料适用于井温 30~80 ℃的油井。

参 考 文 献

[1] 万仁溥,罗英俊. 采油技术手册:防砂技术[M]. 北京:石油工业出版社,1991:113-128.
Wang Renpu, Luo Yingjun. Oil technical manual: sand control technology[M]. Beijing: Petroleum Industry Press. 1991:113-128.

[2] 魏善全. 单家寺油田热采井高含水期防砂工艺探讨[J]. 特种油气藏,1995,2(4):36-39.
Wei Shanquan. An approach to sand controlling technology during high water content period in thermal recovery well of Shanjiashi Oil Field[J]. Special Oil & Gas Reservoirs,1995,2(4):36-39.

[3] 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.
Yi Chunxia, Zhu Caihong, Wu Xiuli, et al. Adaptability analysis of sand control technology in sand reservoir during late development [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2002,30(3):47-49.

[4] 郑永哲,杨士明,于学良,等. 大港滩海赵东区块水平井裸眼砾石充填防砂完井技术[J]. 石油钻探技术,2009,37(4):88-92.
Zheng Yongzhe, Yang Shiming, Yu Xueliang, et al. Horizontal well open hole gravel packing sand control completion technique used in Zhaodong Block, Dagang Offshore[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2009,37(4):88-92.

[5] 何育荣,朱海波. 膨胀筛管的研制及现场试验[J]. 石油钻探技术,2011,39(3):106-109.
He Yurong, Zhu Haibo. Expansion sand screen development field test[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011,39(3):106-109.