

## 水平井控流筛管完井技术研究及应用

徐 鑫

(中石化胜利石油工程有限公司钻井工艺研究院,山东东营 257017)

**摘要:**为解决水平井筛管完井后期出现的高含水或水淹问题,研究了水平井控流筛管完井技术。首先,利用数学模拟方法建立了三维模型,得到了流体在控流筛管流道内的流动特点;然后,通过室内试验得到了控流筛管中流体黏度、流量和压差3个关键参数之间的对应关系,并建立了数学模型;最后,利用筛管性能评价装置,对控流筛管的基本性能以及控流能力进行了测试。水平井控流筛管完井技术已在胜利油田12口井进行了现场应用,验证了数学模拟和室内试验结果,控流筛管性能满足现场应用要求,增压控流结构对流体产生了有效的控制和阻流作用,达到了设计要求。现场应用表明,水平井控流筛管完井有效降低了水平井含水率,延长了油井寿命。

**关键词:**水平井完井 流量控制 筛管 数学模型 现场应用 胜利油田

中图分类号:TE925<sup>+</sup>.3;TE257<sup>+</sup>.9 文献标识码:A 文章编号:1001-0890(2014)03-0071-05

### Development and Application of Flow Control Screen Completion for Horizontal Wells

Xu Xin

(Drilling Technology Research Institute, Sinopec Shengli Oilfield Service Corporation, Dongying, Shandong, 257017, China)

**Abstract:** To solve the high water cut or watered out which has occurred in horizontal wells completed with screen in the late development stage, the completion with flow control screen for horizontal wells has been developed. Firstly, a 3D model was set up using mathematical simulation method to obtain the flowing characteristics of fluid in the flow control screen, and then the relationships between viscosity, flow rate and pressure difference were determined by lab test, and the corresponding mathematical model was set up, finally basic properties of the screen pipe and flow control ability were tested by using screen performance evaluation device. The technique has been used on 12 wells in Shengli Oilfield, which had verified the results of mathematical simulation and laboratory test, and proved the performance of flow control screen met the demand of field application, pressure control structure could effectively control and block fluid flow in horizontal wells, meeting design requirement. By decreasing water cut of horizontal wells, the technique could extend the working life of the oil wells.

**Key words:** horizontal well completion; flow control; screen liner; mathematical model; field application; Shengli Oilfield

水平井筛管完井具有泄油面积大、储层污染小、成本低等优势,逐渐成为水平井主要完井方式<sup>[1-3]</sup>。然而,筛管完井后出现一个严重的问题,即油井生产一段时间后常发生水淹或出现高含水现象。以胜利油田为例,2 000余口筛管完井水平井的统计结果显示,含水率达95%以上的井占29.6%,高含水已经严重制约了水平井的高效生产<sup>[4]</sup>。研究认为,产生该问题的主要原因是水平段的地层渗透率存在差异,导致各段生产压差不同,底水容易从生产压差较高的部位突破,一旦某点见水,全井立刻就会水淹<sup>[5]</sup>。因此,解决水平井筛管完井的高含水问题已

成为油藏高效开发的关键。水平井控流筛管完井技术是解决该问题的一个发展方向,该技术结合水平井的地质和油藏等情况,通过分析水平井的产液状况,判断水进趋势,利用控流筛管等工具调节水平井

收稿日期:2013-05-22;改回日期:2014-01-10。

作者简介:徐鑫(1982—),男,山东德州人,2006年毕业于中国石油大学(华东)机械设计及自动化专业,现从事石油完井工具开发及配套工艺研究方面的工作。

联系方式:13561053246,zjyxuxin@163.com。

基金项目:国家科技重大专项课题“低渗油气田完井关键技术”(编号:2011ZX05022-006)部分研究成果。

各段的生产压差和渗流剖面,达到均衡供液的目的<sup>[6]</sup>。目前国外控流筛管完井技术已经发展较为成熟,但国内要引进应用的话成本相当高。因此,国内一些研究院所和科研机构也开展了相关研究,只是多还在攻关、试验阶段。胜利油田钻井工艺研究院也开展了水平井控流筛管完井技术相关研究,并进行了现场试验和应用,取得了较大进展。

## 1 控流筛管结构与原理

根据使用条件的不同,设计的控流筛管分为流道式和稠油式 2 种类型。

### 1.1 流道式控流筛管

流道式控流筛管由基管、进液孔、筛网、流道式控流结构等组成,如图 1 所示。其工作原理是,将液体的流动方向由径向改为轴向,流体进入管内之前经过流道式控流结构,使液体的流动阻力增大,由此产生一定的附加压差,以达到控制流量的目的。流道式控流筛管适用于边底水活跃、防砂要求较高的水平井。

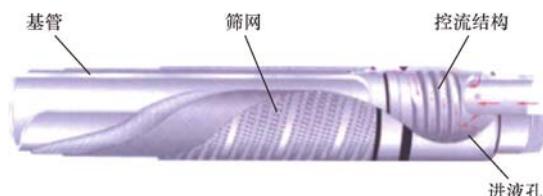


图 1 流道式控流筛管的基本结构

Fig. 1 Basic structure of channel-type flow control screen

### 1.2 稠油式控流筛管

稠油式控流筛管由基管、进液孔、筛网、稠油式控流结构等组成,如图 2 所示。该控流筛管主要利用了多级压降和迷宫效应,适用于黏度高、流动性差、油水黏度比大的稠油油藏。测试表明,通过迷宫结构时,水的流动阻力比油高出 50%,因而该结构对油水黏度比大的稠油具有显著的控制作用。另外,多级压降结构也有利于减少流体对控水结构的冲蚀,可以延长筛管寿命。



图 2 稠油式控流筛管的基本结构

Fig. 2 Basic structure of heavy oil flow control screen

## 2 筛管控流效果分析

为了验证控流筛管的控流效果,采用数学模拟和室内试验的方法对其性能进行了分析评价。由于 2 种筛管的评价方法相同,笔者仅以稠油式控流筛管为例进行分析。

### 2.1 模拟分析

#### 2.1.1 三维模型

以长度 1 m 的控流结构样件为基本分析单位,由此形成的迷宫式控流筛管流道的三维模型见图 3,利用处理软件 Gambit 得到的导流式控件网格划分结果见图 4。网格划分采用结构化网格,网格总数 506 605 个。等角倾斜度基本控制在 0.6 以内,表明网格划分合理,可以满足计算要求。

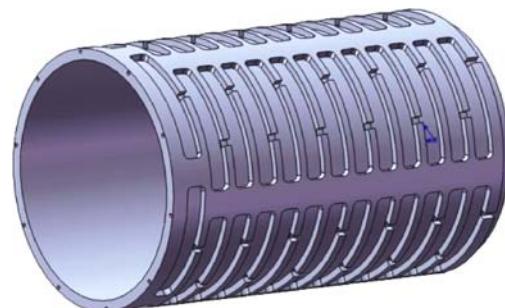


图 3 稠油式控流结构三维模型

Fig. 3 3D model of heavy oil flow control screen



图 4 稠油式控流结构的网格划分

Fig. 4 Unit division of heavy oil flow control screen

#### 2.1.2 条件设置

利用 FLUENT 软件对稠油式控流结构流道内的流体流动状态进行数值模拟,其条件设置如下:

1) 进出口边界条件采用压力入口、压力出口条件,即已知控流结构流道进出口压差,通过数值模拟计算即可求出对应压差条件下通过流道流体的流量;

2) 固壁边界为无滑移边界条件,采用标准壁面函数法处理边界湍流;

3) 端流模型采用 STANDARD  $\kappa-\epsilon$  模型计算<sup>[7]</sup>。

### 2.1.3 流体流动分析

利用稠油式控流结构三维模型模拟分析流道压降分布,结果如图 5 所示。图 5 中,流道内不同颜色代表不同压力,对应左侧压力柱状图;流道右侧代表入口压差,左侧代表出口压差。从图 5 可以看出,不同流量、黏度条件下,流道压降分布各不相同,产生的进出口压差也不相同。经过对多组测试结果整理

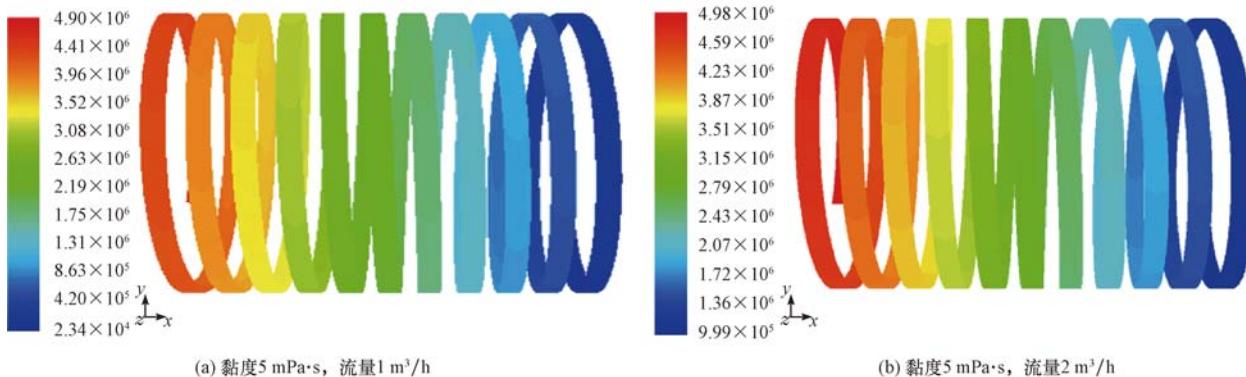


图 5 不同条件下稠油式控流结构流通压降分布

Fig. 5 Pressure drop in heavy oil flow control tube under different conditions

表 1 稠油式控流结构内流体黏度、压差、流量试验数据

Table 1 Viscosity, differential pressure, flow experimental data of heavy oil flow control screen

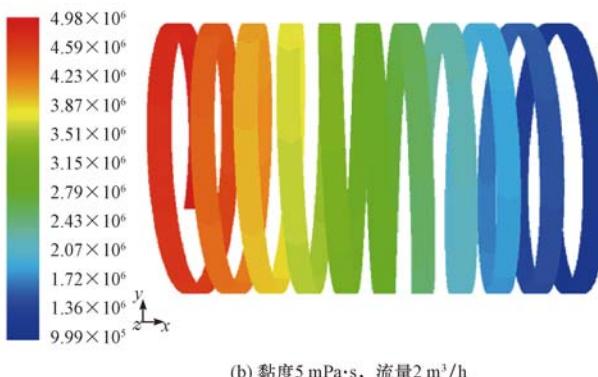
黏度/ (mPa·s)	不同压差下的流量/(m³·h⁻¹)				
	1 MPa	2 MPa	3 MPa	4 MPa	5 MPa
1	3.391 1	4.969 6	6.210 2	7.271 7	8.217 1
10	2.542 0	3.777 4	4.756 9	5.599 2	6.352 1
25	2.194 2	3.289 2	4.168 1	4.922 2	5.597 7
50	1.676 4	2.842 5	3.682 0	4.388 5	5.006 3
100	0.954 8	1.812 2	2.606 8	3.355 6	4.016 1
150	0.672 3	1.283 7	1.869 6	2.439 7	2.997 4
200	0.517 1	0.998 3	1.460 7	1.910 0	2.349 4
300	0.356 6	0.693 2	1.020 1	1.339 8	1.653 3
500	0.221 2	0.432 9	0.639 9	0.843 6	1.044 6
1 000	0.114 1	0.225 1	0.334 3	0.442 4	0.549 4
3 000	0.039 0	0.077 6	0.115 9	0.154 1	0.192 0
5 000	0.023 6	0.047 0	0.070 2	0.093 4	0.116 6
10 000	0.011 8	0.023 6	0.035 4	0.047 1	0.058 8
50 000	0.002 4	0.004 8	0.007 1	0.009 5	0.011 9
70 000	0.001 7	0.003 4	0.005 1	0.006 8	0.008 5

由表 1 可知:在流体黏度一定的条件下,压差随着流量的增加而增大;在流体流量一定的条件下,压差随着黏度的增加而增大;压差与流量、黏度成正对

分析发现,其特点是随着流量、黏度(与流速成对应关系)的增加,进出口压差逐渐增大。

### 2.1.4 流体黏度、压差和流量的关系

为了更准确地描述稠油式控流结构中流体黏度、压差和流量之间的对应关系,进行了模拟试验。试验采用胜利油田钻井工艺研究院自主研制开发的筛管性能评价装置,该装置能够对筛管不同试验条件下的流体流量、黏度和压差等指标进行测试。试验结果见表 1。



应关系,与图 5 一致,但更为精确。

### 2.2 数学模型

结合流道内的流体流动情况分析及黏度、流量和压差之间关系的分析结果,可知迷宫式控流结构中流体产生压力损失的原因有流道表面摩擦阻力损耗、流体内摩擦力损耗、流道局部阻力损失和流体涡旋损耗<sup>[8]</sup>。据此,笔者建立了迷宫式控流结构的流量-压差-黏度数学模型,见式(1)。其中,流道局部阻力与涡旋损耗对流道压降的影响归为系数 A 和 B 的变化之中。

$$Q = \alpha A(\mu) \Delta p^{B(\mu)} \quad (1)$$

式中: Q 为流道过流流量, m³/h;  $\alpha$  为误差修正系数;  $A(\mu)$ ,  $B(\mu)$  为与流体黏度相关的系数;  $\Delta p$  为流道进出口压差, MPa。

通过大量试验可获得不同流体黏度下的系数 A( $\mu$ ) 和 B( $\mu$ ),其取值见表 2。

在原油性质已定(即黏度确定)的条件下,根据数学模型可以计算出长度为 1 m 的控流结构中流量和压差的关系,进而可以根据实际需要调控附加压差来选择控流筛管的长度,以达到控流、均衡供液的目的。

表 2 不同流体黏度下系数 A( $\mu$ )和 B( $\mu$ )的取值Table 2 Values of A( $\mu$ )、B( $\mu$ )under different fluid viscosity

黏度/(mPa·s)	A( $\mu$ )	B( $\mu$ )
1	2.455 3	0.492 1
50	3.008 5	0.497 4
100	2.796 6	0.556 3
500	1.324 1	0.792 8
1 000	0.760 2	0.895 9
3 000	0.268 7	0.976 8
5 000	0.162 8	0.987 4
10 000	0.082 0	0.993 8
50 000	0.016 5	0.999 0
70 000	0.011 8	0.999 5

### 2.3 室内模拟试验

为了进一步测试控流筛管的基本工作性能及其控流能力,进行了室内模拟试验。该试验主要测试了筛管的抗堵塞性、流通性及挡砂性能等3个关键参数。在相同的试验条件下,将控流筛管与目前常用的精防筛管进行了性能测试对比,试验结果见表3。

表 3 控流筛管室内试验结果

Table 3 Laboratory test data of flow control screen

评价指标	稠油式控流筛管	常用精防筛管
初始流量/(L·min <sup>-1</sup> )	6.52	6.95
平均流量/(L·min <sup>-1</sup> )	5.35	6.87
初始驱替压力/kPa	73.42	37.57
平均驱替压力/kPa	74.12	64.53
初始驱替压差/kPa	3.07	1.67
平均驱替压差/kPa	8.53	5.26
标称挡砂精度/mm	0.15	0.15
抗堵塞性指数	0.55	0.41
流通性指数	0.71	0.92
挡砂性能参数	1.00	1.00
整体性能参数	0.91	1.00

由表3可知:控流筛管整体性能参数接近常规筛管,说明筛管结构的改进并没有对其性能造成影响,满足现场应用要求;在驱替过程中,控流筛管的平均驱替压差明显大于常规筛管,表明筛管的增压控流结构对流体产生了有效的控制和阻流作用,也达到了设计要求<sup>[9]</sup>。

### 3 现场应用

目前,水平井控流筛管已在胜利油田12口井完井中进行了现场应用,累计使用长度550 m。应用井中有8口井与邻井相比投产后同期含水率有效降低;另外4口井投产后经过一段时间生产,虽然含水率没有明显降低,但增长趋势减缓,高含水以及水淹

的现象得到显著改善。

如永8-平18井,该井位于胜利油田东辛永8区块,井区边底水活跃,永8区块之前没有应用控流筛管,油井含水率较高。该井开发层位储层物性好,吸水能力强,地层能量充足。考虑到控制底水以及防砂的要求,决定在该井采用均衡供液筛管完井技术,使用流道式均衡供液滤砂管。通过设计优化,该井采用常规滤砂管与控流筛管结合使用的方案,在水平段趾部使用60 m挡砂精度为0.15 mm的常规滤砂管,向上至水平段跟部依次使用30和20 m流道式均衡供液滤砂管,根据调节压差的不同,其规格有所差别(见表4),井身结构如图6所示。

表 4 永8-平18井控流筛管规格

Table 4 Flow control screen specifications of Well Yong 8-Ping 18

编号	长度/m	控流通道螺纹间距/mm	控流通道长度/m	理论压降/MPa	挡砂精度/mm
1	20	2.0	3.0	0.7	0.15
2	30	2.5	1.5	0.4	0.15

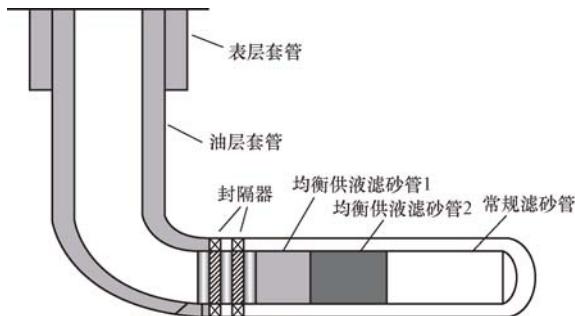


图 6 永8-平18井井身结构示意

Fig. 6 Casing program of Well Yong 8-Ping 18

跟踪调查永8-平18井的生产情况发现,该井投产后产量一直维持在5 t/d左右,开采近一年后含水率控制在10%以内,如图7所示。与同区块邻井相比,含水率上升速度明显减缓,从而延长了油井的生产寿命。

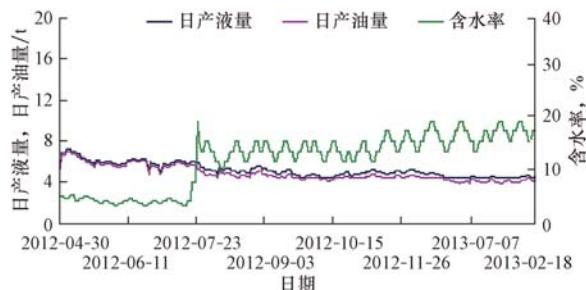


图 7 永8-平18井生产曲线

Fig. 7 Production curve of Well Yong 8-Ping 18

## 4 结论与建议

- 1) 针对胜利油田筛管完井后含水率高、易水淹的问题,研究并应用了控流筛管完井技术,取得了较好的使用效果。
- 2) 水平井控流筛管完井技术可有效降低水平井含水率,延长油井寿命,建议加大推广应用力度。
- 3) 下一步需要继续跟踪已应用井的生产情况,摸清水平井出水规律,为研究更加有效的防水控水技术奠定基础。

### 参 考 文 献

#### References

- [1] 万仁溥.现代完井工程[M].3版.北京:石油工业出版社,2008:56-59.  
Wan Renpu. Advanced well completion engineering[M]. 3rd ed. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008:56-59.
- [2] 陈民峰,姜汉桥,郑伟,等.渤海BZ25-1油田开发井型及完井方式适应性[J].断块油气田,2010,17(4):458-461.  
Chen Minfeng, Jiang Hanqiao, Zheng Wei, et al. Compatibility of different well types and well completion systems with reservoirs in BZ25-1 Oilfield[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2010,17(4):458-461.
- [3] 熊友明,刘理明,张林,等.我国水平井完井技术现状与发展建议[J].石油钻探技术,2012,40(1):1-6.  
Xiong Youming, Liu Liming, Zhang Lin, et al. Present status and development comments on horizontal well completion techniques in China[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40

- (1):1-6.
- [4] 徐鑫,张海燕,杨海波.胜利油田完井筛管现状及研究展望[J].石油矿场机械,2012,41(9):10-14.  
Xu Xin, Zhang Haiyan, Yang Haibo. Research status and prospect of horizontal well completion screen in Shengli Oilfield [J]. Oil Field Equipment, 2012,41(9):10-14.
- [5] 王嘉淮,刘延强,杨振杰,等.水平井出水机理研究进展[J].特种油气藏,2010,17(1):7-11.  
Wang Jiahui, Liu Yanqiang, Yang Zhenjie, et al. Research progress on water break through mechanism for horizontal well [J]. Special Oil & Gas Reservoir, 2010,17(1):7-11.
- [6] 赵勇,杨海波,何苏荣.胜利低渗油田水平井筛管分段控流完井技术[J].石油钻探技术,2012,40(3):18-22.  
Zhao Yong, Yang Haibo, He Surong. Well completion technique with screen pipe controlling flow by segments in horizontal well of low permeability reservoirs in Shengli Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012,40(3):18-22.
- [7] 王三武,毛龙,杨涛,等.基于FLUENT的两种管道内流体分析[J].机械,2011,38(6):18-20.  
Wang Sanwu, Mao Long, Yang Tao, et al. Fluid analysis of different pipeline based on fluent radial[J]. Machinery, 2011, 38 (6):18-20.
- [8] 袁恩熙.工程流体力学[M].北京:石油工业出版社,2005:87-88.  
Yuan Enxi. Engineering fluid mechanics[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2005:87-88.
- [9] 朱春明,王希玲,邓金根.防砂筛管性能评价实验方法的建立[J].新疆石油天然气,2011,7(4):69-72.  
Zhu Chunming, Wang Xiling, Deng Jinggen. The establishment of performance evaluation of the sand control screen experiment method[J]. Xinjiang Oil & Gas, 2011,7(4):69-72.

〔编辑 令文学〕

## 加拿大 GASFRAC 公司推出无水压裂技术

加拿大 GASFRAC 能源服务公司推出一项无水压裂技术——液化石油气(LPG)压裂。LPG 压裂技术主要是应用丙烷混合物替代水进行压裂作业,将压缩到凝胶状态的丙烷与支撑剂一起压入压裂地层,具有有效裂缝长、支撑剂悬浮能力强、适应不同油藏施工、无污染、二氧化碳零排放、可 100% 回收利用等优势。

常规水力压裂只有 20%~50% 的裂缝长度为有效裂缝,而 LPG 压裂产生的裂缝长度全部为有效裂缝,可将最终采收率提高 20%~30%。LPG 的黏度较高,能够使支撑剂完全悬浮,避免了常规水力压裂液由于黏度较低而出现的支撑剂沉积现象,可以完全打开产层,获得更好的压裂效果。与水力压裂液相比,LPG 压裂液具有低表面张力、低密度、能与储层中的烃类物质相融合等特性,可以获得更长的有效裂缝、更大的初始产量、更好的环保效果和更长的油气生产寿命。LPG 压裂无需耗水,平均每口井可节省压裂用水( $1.14 \sim 4.54 \times 10^4 \text{ m}^3$ )。

该技术在多口井进行了现场应用,最大水平段长度 1 188.72 m,分 10 级压裂,支撑剂用量 453.59 t;最大作业压力为 90 MPa;最大泵速为  $7.0 \text{ m}^3/\text{min}$ ,支撑剂质量浓度  $0.958 \text{ g/cm}^3$ ;最大垂深达 4 008.12 m,地层温度为  $15 \sim 135^\circ\text{C}$ 。

目前,LPG 压裂技术正在逐渐由部分单井施工向整体区块施工发展,将来可在有特定需求的油气区块发挥重要作用。