

水平井开发底水油藏的物理模拟试验研究

刘欣颖^{1,2} 胡 平³ 程林松¹ 黄世军¹ 刘新光¹

(1. 中国石油大学(北京)石油工程学院,北京 102249;2. 中国石油天然气勘探开发公司,北京 100034;3. 中国石化国际石油勘探开发有限公司,北京 100191)

摘 要:采用三维可视化物理模拟试验设备,在满足模型内流体的流动符合达西渗流规律、物理试验与实际油藏具有可比性的条件下,模拟了水平井开发均质底水油藏时底水水脊形成与发展的过程,分析了底水油藏中不同水平井长度和不同生产压差下水平井的见水规律。试验结果表明:在开发均质底水油藏时,水平井的水淹模式符合“中部见水—沿井扩展—全井水淹—翼部抬升”的规律;在相同的生产压差条件下,随着水平井长度的增加,受水平井井筒摩擦损失的影响,水平井产能是非线性增加的;当水平井长度相同时,水平井的产能与生产压差成正比;生产压差过大会导致水脊脊进速度加快,无水采油期变短,且见水后含水率迅速上升;在低含水期阶段,采用长水平段和低生产压差可以有效开发底水油藏,而在高含水期阶段,对水平井采取关井压水锥措施,“控水稳油”效果十分明显。

关键词:底水油气藏;水平井;底水锥进;物理模拟;开发评价

中图分类号:TE349 **文献标识码:**A **文章编号:**1001-0890(2011)02-0096-04

Experimental Study of Horizontal Well with Bottom Water Drive

Liu Xinying^{1,2} Hu Ping³ Cheng Linsong¹ Huang Shijun¹ Liu Xinguang¹

(1. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Beijing, 102249, China; 2. Gas Exploration and Development Corporation, CNPC, Beijing, 100034, China; 3. Sinopec International Petroleum Exploration and Production Corporation, Beijing, 100191, China)

Abstract: Using three-dimensional visualization of physical simulation test equipment, the formation of bottom water coning and development was simulated when horizontal wells was used to develop homogeneous formation when the fluid flow in model is Darcy flow and the physical condition is comparable with actual field. Water flooding under different lengths of horizontal wells and different production pressures were studied. The results showed that in homogeneous reservoirs with bottom water drive, water flooding follows “the water breakthrough at the central of the horizontal wellbore, then extended along the horizontal wellbore, finally to the shoulders of coning”. Under the same drawdown pressure, horizontal well productivity increased nonlinearly with the increase of horizontal length due to friction loss. When horizontal wells length were the same, the productivity was proportional to drawdown pressure. Large drawdown pressure would result in fast bottom water coning and water cut would increase quickly. At low water cut, reservoirs with longer horizontal wellbore and lower drawdown pressure could effectively develop the reservoir. At high water cut, the effect of controlling water coning and steady oil production was very obvious.

Key words: bottom water reservoir; horizontal well; bottom water coning; physical analog; development evaluation

水平井开发底水油藏有着直井无法比拟的优势:水平井可以增大与油层的接触面积,提高波及面积,改变底水锥进模式,变“锥进”为“脊进”,从而减弱底水锥进趋势^[1]。对于底水油藏水平井的底水脊进,国内外学者们进行了广泛的物理试验研究:文献[2]利用二维平板试验研究了不同水平井长度对见

收稿日期:2009-10-09;改回日期:2011-02-15

作者简介:刘欣颖(1982—),男,黑龙江尚志人,2007年毕业于大庆石油学院石油工程专业,2010年获中国石油大学(北京)油气田开发工程专业硕士学位,助理工程师,主要从事海外油气业务生产运行的管理工作。

联系方式:(010)58551778,liuxinyinghp@163.com

水点的影响,得出了跟端见水的结论,然而该试验脱离了实际情况,没有考虑试验流体的流速应控制在达西渗流的范围之内;文献[3]利用二维平板模型研究了水平井长度和生产压差对底水脊进的影响,但只给出了最终时刻的水脊形态图;文献[4]利用三维物理模型,研究了粘滞力、重力和毛管力对底水油藏水平井产能的影响,但没有对水脊正面进行探测。文献[5]的三维试验虽采用 γ 射线透视技术跟踪底水,但没有提出水脊的上升形态,也并没有对水脊突破点进行论述。

为此,笔者通过三维可视化物理模拟装置,研究了水平井开采底水油藏时流体的流动规律,通过摄像设备全程跟踪水脊的脊进过程,研究了不同水平井段长度、不同生产压差条件下水脊的形成与发展、水平井的产能和含水上升特征,并对开发前期和高含水期采取的措施进行了效果评价。

1 试验装置与操作步骤

1.1 试验装置

底水油藏水平井三维可视化物理模拟装置如图 1 所示。该装置由底水供给系统、三维可视化模型和记录计量系统组成,各部分的组成及功能分别如下:

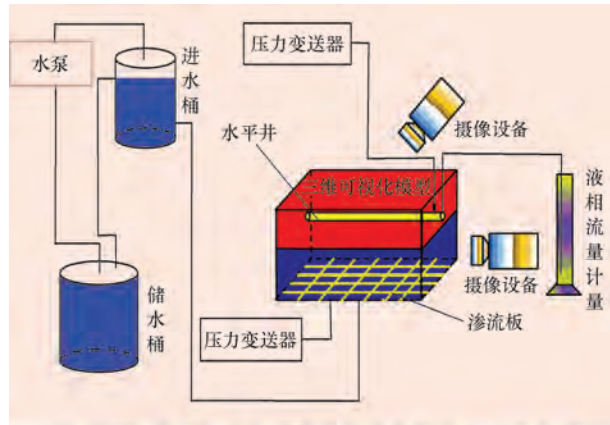


图 1 底水油藏水平井三维可视化物理模型装置

Fig.1 3D physical model of horizontal wells in bottom water drive reservoir

1) 底水供给系统。该系统由进水箱、储水箱、水泵及其连接管线组成,进水箱设有两条进水通道和两条出水通道,其中一条出水通道为三维地层模型供给底水,另一条出水通道用于保持进水箱水位以保证底水压力恒定。底水采用添加红色染色剂的蒸馏水。

2) 三维可视化模型。该模型由厚的有机玻璃板组成,模型尺寸(长×宽×高)为 35 cm×20 cm×

25 cm,内部填充不同粒径的玻璃珠模拟油藏。用特制的有机玻璃管模拟不同长度的水平井段,有机玻璃管的直径为 8.0 mm,采用射孔完井方式,水平井置于模型壁面中间处,便于观察。

3) 记录计量系统。该系统由两台智能压力显示器、两台数字摄像设备以及秒表、量筒等设备组成,主要用于测量底水层、水平井跟端的压力,记录试验时间,计量流量。

1.2 试验方法

把煤油与机油按一定比例混合配制模拟油,其黏度为 11 mPa·s。用玻璃珠模拟地层多孔介质,其渗透率为 $5.1 \mu\text{m}^2$ 。采用湿填法填充试验模型,以保证模型中多孔介质充分饱和模拟油。用蒸馏水模拟地层水,为了便于观察,采用红色水溶性染料将其染成红色。利用秒表和量筒计量不同时刻的液体总流量及油水两相流量,并记录对应时间下的底水层及水平井跟端、趾端的压力。模拟 7 和 14 cm 两种长度的水平井以及 0.55、1.10 kPa 生产压差下的底水油藏水平井的生产情况,观察底水脊进形态及水淹规律。

2 试验结果与分析

2.1 试验流型的判断^[6]

实际油藏中远离水平井的区域及水平井井筒附近区域,原油的流动都符合达西渗流模式,为了使试验结果与实际具有可比性,试验中液体的流速应控制在达西渗流范围内。

$$Re = \frac{v \sqrt{K} \rho}{17.50 \mu \phi^{\frac{3}{2}}} \quad (1)$$

式中: Re 为雷诺数; v 为渗流速度, cm/s; K 为渗透率, μm^2 ; μ 为黏度, mPa·s; ρ 为密度, kg/L; ϕ 为孔隙度, 无因次。

一般认为 Re 在 0.2~0.3 之间满足达西渗流模式。取 $Re=0.2$, 则临界流速计算公式为:

$$v_c = \frac{3.5 \mu \phi^{\frac{3}{2}}}{\rho \sqrt{K}} \quad (2)$$

式中, v_c 为临界流速, cm/s。

将试验数据代入式(2),求得 $v_c = 1.01 \times 10^{-3}$ m/s。以生产压差为 1.10 KPa 的试验为例,初始产液量(最大产液量)为 48 mL/min 时,井壁处的液体流速 v 为 5.46×10^{-4} m/s。可见 $v < v_c$, 即井壁处满

足达西渗流模式,可保证试验模型内流体流动满足达西渗流模式,试验数据与真实油藏具有可比性。

2.2 水脊的形成与发展

图2为长度7 cm水平井生产过程中的初始时刻、见水时刻及含水率为60%和90%时所对应的水脊形态。从图2可以看出,开发初期并未形成水脊,随着生产的进行,靠近主流线处(水平井中部)的油水边界变形较大,逐渐形成对称状的水脊。随着生产的进行,底水突破到水平井,为点状见水,其见水位置为水平井中部,水脊两翼存在大量的剩余油。此后底水沿水平井继续向井筒的跟端和趾端扩展,同时水脊的两翼继续抬升,直至全井水淹,此后两翼的水脊持续抬升,含水率达到90%时,最终的水脊形态略低于水平井井筒。由图2可以得出底水脊进的发展过程及水平井水淹模式,概括为“中部见水—沿井扩展—全井水淹—翼部抬升”。

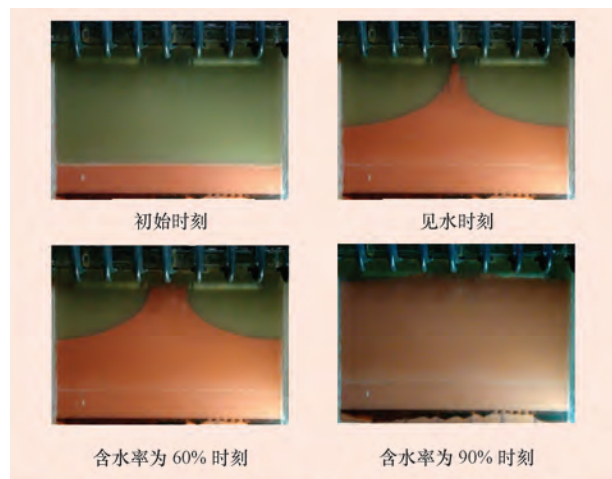


图2 水平井长度为7 cm时的水脊形成与发展过程
Fig.2 The formation and development of water coning when the length of horizontal well was 7 cm

2.3 水平井产能变化特征

图3为不同长度水平井的产油速度曲线。从图3可以看出,长度7 cm水平井的初始产能为30 mL/min,而当水平井长度为14 cm时,水平井的初始产能为50 mL/min,并非是60 mL/min,即在相同的生产压差条件下,随着水平井长度的增长水平井产能增加,但增加的幅度下降,分析原因认为主要是沿水平井井筒产生的摩擦损失所致,因为水平段越长产生的摩擦阻力越大,从而导致水平井产能下降。因此,水平井段并非越长越好,应考虑摩擦损失的影响。图4为不同生产压差下的产油速度曲线。从图4可以看出,当水平井长度相同时,0.55 kPa生产压差下

水平井的初始产能为23.5 mL/min,1.10 kPa生产压差下水平井的初始产能为47.0 mL/min,由此可以得出水平井的产能与生产压差成正比,即随着生产压差的增大水平井的产能也随之成比例增大。

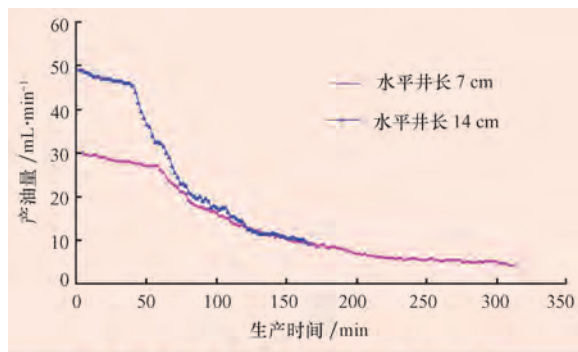


图3 不同水平井长度下的产油速度曲线
Fig.3 The comparison of oil production rate with different length

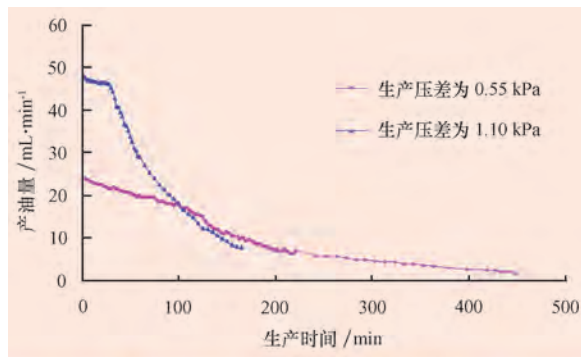


图4 不同生产压差下的产油速度曲线
Fig.4 The comparison of oil production rate under different drawdown pressure

此外,从图3、图4还可以看出:在水平井见水之前,产油速度随生产时间增加缓慢下降,但水平井可以保持高的产能生产;底水一旦突破至水平井致其见水后,水平井产油速度迅速下降,并且以长水平段和大生产压差生产时产能递减较快;但当产油速度下降到一定程度之后,下降的趋势不再明显,由此可判断,此时油藏已经进入高含水期。

2.4 水平井含水上升特征

图5、图6分别为不同长度水平井及不同生产压差下含水率与生产时间的关系曲线。

从图5可以看出,在相同生产压差下,长14 cm的水平井比长7 cm的水平井见水时间早,并且阶段含水率要一直高于后者。分析认为:随着水平井长度的增大,水平井的单井控制面积也随之增大,水平井产能增加,短时间内可有效采出原油,油藏阶段动用程度好,同时也导致了水平井见水时间提前,见水

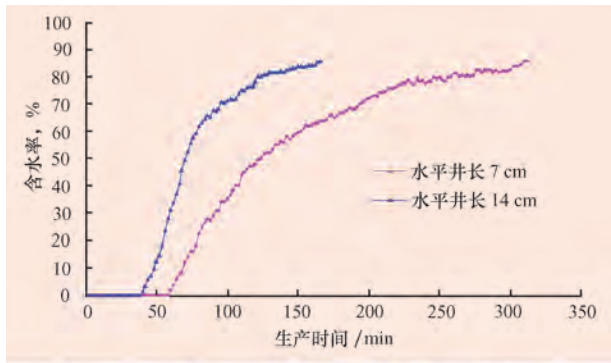


图 5 不同水平井长度下含水率与生产时间的关系
Fig.5 The relationship between water cut and production time for different horizontal well length

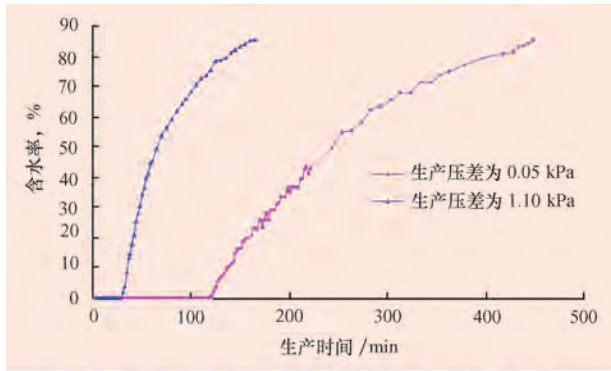


图 6 不同生产压差下含水率与生产时间的关系
Fig.6 The relationship between water cut and production time under different drawdown pressure

后底水沿井筒扩展较快,含水率迅速上升。从图 6 可以看出,水平井长度相同时,1.10 kPa 生产压差下水平井见水早,无水采油期较短,且见水后含水率迅速上升,短时间内即可达到高含水阶段,与 0.55 kPa 生产压差生产相比,在相同的阶段采出程度下含水率甚至可高出十几个百分点,且无水采油量和最终采收率都大幅度下降。因此,不难发现,采取增大生产压差的措施不利于油藏开采。

2.5 高含水期开发措施评价

目前,国内的油田大多进入高含水期甚至特高含水期,控水稳油形势较为严峻。笔者模拟了高含水期水平井采取的关井压水锥技术措施:当含水率达到 85% 时关井停止生产,关井 30 min 后继续开井生产。图 7 为关井前后的生产动态曲线。观察图 7 发现,采取关井压水锥措施后含水率降低,产油量提高,“控水稳油”效果明显。

3 结 论

1) 采用三维可视化物理模拟装置,研究了水平

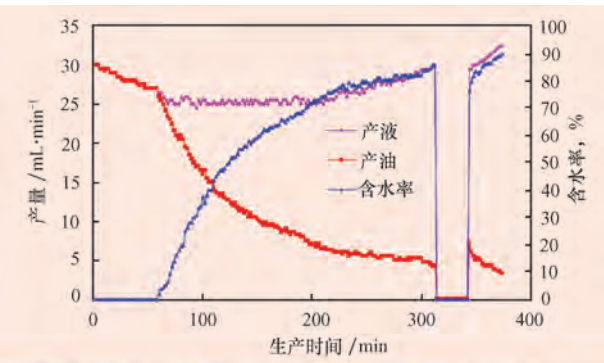


图 7 高含水期水平井关井压水锥措施动态曲线
Fig.7 The production performance with well shut-in to control water coning at high water cut

井开发均质底水油藏时底水水脊形成与发展的过程,发现水平井的水淹模式符合“中部见水—沿井扩展—全井水淹—翼部抬升”的规律。

2) 在开发前期,采取延长水平段和降低生产压差的措施可以提高油藏采出程度,降低含水率,有利于底水油藏开发。

3) 进入高含水期后,采取关井压水锥措施既可以降低含水率,又可以提高产油量,“控水稳油”效果明显。

参 考 文 献

[1] 万仁溥. 中国不同类型油藏水平井开采技术[M]. 北京:石油工业出版社,1997:52-98.
Wan Renpu. Different types reservoirs of horizontal well technology in China[M]. Beijing: Petroleum Industry Press,1997:52-98.

[2] Permadi P, Gustiawan E, Abdassah D. Water cresting and oil recovery by horizontal wells in the presence of impermeable streaks[R]. SPE 35440, 1996.

[3] 王家禄,刘玉章,江如意,等. 水平井开采底水油藏水脊脊进规律的物理模拟[J]. 石油勘探与开发,2007,34(5):590-593.
Wang Jialu, Liu Yuzhang, Jiang Ruyi, et al. 2-D physical modeling of water coning of horizontal well production in bottom water driving reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2007, 34(5): 590-593.

[4] Wibowo W, Permadi P, Mardisewojo P, et al. Behavior of water cresting and production performance of horizontal well in bottom water drive reservoir: a scaled model study [R]. SPE 87046, 2004.

[5] 裴柏林,黄登峰,刘裕威. 水平井物理模型及其试验[J]. 石油钻采工艺,2003,25(6): 50-53.
Pei Bolin, Huang Dengfeng, Liu Yuwei. Horizontal well physical model and simulation test [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2003, 25(6): 50-53.

[6] 张建国,雷光伦,张艳玉. 油气层渗流力学[M]. 山东东营:石油大学出版社,1998:11-12.
Zhang Jianguo, Lei Guanglun, Zhang Yanyu. Reservoir fluid mechanics mechanics[M]. Shangdong Dongying: Petroleum University Press, 1998: 11-12.