

文章编号: 0253-2697(2008)01-0097-04

底水油藏开发室内模拟试验研究

朱玉双^{1,2} 吴 均³ 武平仓⁴ 刘新菊⁵ 党永潮⁵

(1. 西北大学大陆动力学国家重点实验室 陕西西安 710069; 2. 西北大学地质学系 陕西西安 710069;
3. 冀东油田公司采油工艺研究院 河北唐山 063004; 4. 长庆油田公司勘探开发研究院 陕西西安 710021;
5. 长庆油田公司第一采油厂 陕西延安 716000)

摘要: 利用特制的底水油藏砂岩微观孔隙模型,对底水油藏后期治理和先期堵水的负压开采进行了室内模拟试验研究。研究表明:地质体的非均质状况与底水油藏开发有密切的关系,堵剂的赋存状态与堵剂的注入时机也密切相关。在先期堵水时,堵剂多呈居中向前的“尖顶瘦扇状”;而后期治理时,堵剂多呈不规则的扁平状,赋存状态不理想。开发方式、储层非均质状况和堵剂的赋存形态是影响底水油藏开发中流体渗流特征和开发效果的重要因素。后期治理和先期堵水负压开采的最终开采效果差距较大,二者最终驱油效率相差约 27%。

关键词: 底水油藏;砂岩孔隙模型;先期堵水;后期治理;模拟试验;开采效果;影响因素

中图分类号: TE319 **文献标识码:** A

Indoor simulation experiment on exploitation of bottom water reservoir

ZHU Yushuang^{1,2} WU Jun³ WU Pingcang⁴ LIU Xinju⁵ DANG Yongchao⁵

(1. State Key Laboratory for Continental Dynamics, Northwest University, Xi'an 710069, China;
2. Department of Geology, Northwest University, Xi'an 710069, China;
3. Oil Production Technology Research Institute, PetroChina Jidong Oilfield Company, Tangshan 063004, China;
4. Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an 710021, China;
5. The First Oil Production Factory, PetroChina Changqing Oilfield Company, Yan'an 716000, China)

Abstract: The indoor simulation experiment on the exploitation of bottom water reservoir was done by using the special micromodel of sandstone pore. The earlier water block-off examination and the later regulation were analyzed. The result showed that the shape of block-off agent is closely related to the injecting time of the agent. In the early stage of water block-off, the agent always locates in the middle position and going ahead in the shape of a thin fan with tine head. In the later stage of water regulation, the shape of the block-off agent always is irregular and invaluable to block off bottom water. The exploitation scheme, the heterogeneity of pore structure and the locating shape of the block-off agent are the important factors affecting the flowing characteristics and exploitation efficiency. The oil-displacement efficiency of water block-off in the early stage is higher than that of later water block-off by nearly 27%.

Key words: bottom water reservoir; sandstone pore model; early water block-off; later regulation; simulation experiment; exploitation efficiency; affecting factor

利用底水天然能量进行开发的底水油藏,底水锥进是所面临的一个最大问题。为了抑制底水锥进,油田工作者进行了许多有益的尝试^[1-4]。根据夹层对流体运动的隔挡作用,提出了控制底水的“人造夹层减锥工艺”技术,即在水平井或直井中靠近油水界面处注入化学堵剂或注入水泥制造一个“人工夹层”^[5-8]。本研究以 A 油田为例,首次利用特制的真实砂岩微观孔隙模型进行了底水油藏开发的室内模拟试验研究,为提高现场施工的成功率提供科学依据。

1 A 油田储层概况

A 油田主力区块部分层系为底水油藏,在开发过程中,底水锥进造成了油井含水率高,限制了产能的正常发挥。该底水油藏为高孔高渗储层,储层岩性主要为细砂岩、粗砂岩及含砾砂岩,胶结物以蒙脱石为主,含量一般为 33.9%~38.7%,胶结类型以孔隙接触为主。岩心分析资料表明,孔隙度为 28%~34%,渗透率为 $(250\sim 4\,000)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。底水油藏最高渗透率

基金项目: 国家自然科学基金项目(No. 40172055)和国家重点基础研究发展规划(973)项目(2003CB214603)联合资助。

作者简介: 朱玉双,女,1969年1月生,2004年获西北大学地质系博士学位,现为西北大学地质系副教授,主要从事油层物理与油田开发地质研究。
E-mail: yshzhu@nwu.edu.cn

层段位于底部,向上渗透率逐渐降低,其级差为 $(10\sim 20)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,属于中等非均质程度。

2 试 验

2.1 试验模型

目前,对大部分注水开发渗流特征的研究,主要使用真实砂岩微观孔隙模型,该模型用途广泛^[9-10]。由于底水油藏有底水区域和含油区域,开发中还需要人造夹层,因而产生了底水油藏开发室内模拟试验用的特制模型(图1)。该模型的岩石孔隙空间分为底水区和采油区两个部分,同时有5种流体的进、出口。

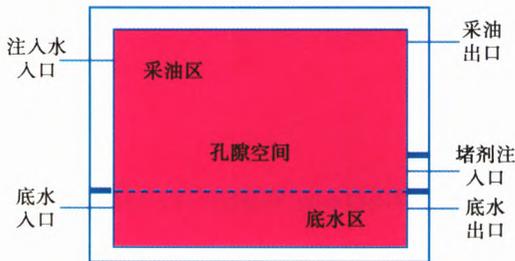


图1 砂岩微观孔隙特制模型示意图

Fig. 1 The sketch map of special sandstone micromodel

2.2 试验流体

为了更真实地模拟地层条件下的流体运动情况,试验中所用的模拟油是据研究区实际地层原油性质配制而成的,黏度为 $2.6\sim 4.88\text{mPa}\cdot\text{s}$,密度为 $0.8654\sim 0.8666\text{g}/\text{cm}^3$ 。为了在实验过程中便于观察,在模拟油中加入了少量油溶红(呈红色)。实验中所用的水是根据实际地层水的组成配制而成,为了在实验过程便于观察,部分模型实验在水中加入了甲基蓝(呈蓝色),其他模型实验用水为无色。试验中使用的堵剂为TP910,实验过程中堵剂多保持原色,个别试验中加入少量着色试剂,堵剂呈蓝色或红色。

2.3 试验种类

根据人工制造夹层的时机不同,底水油藏的实际开发中采取后期治理和先期堵水两种开发方案。底水油藏的后期治理开发方案是:油藏首先靠天然底水能量进行开采,待底水发生锥进后进行堵水,即制造人工夹层以减缓和阻挡底水锥进,之后再依靠底水的天然能量进行开采。底水油藏的先期堵水开发方案是:在底水锥进之前或在底水油藏尚未开发之前,先制造一个人工夹层,控制及减缓底水锥进的速度。本次试验根据堵剂的注入时机分为两类:后期治理试验和先期堵水试验。

试验过程中可通过控制采油出口负压差的大小来控制采液速度,通过图像采集系统实时记录流体的渗

流特征,并利用显微恒温装置对试验温度进行控制。

3 底水油藏开采效果影响因素

3.1 开发方式

3.1.1 后期治理试验

当岩石的孔隙结构较均质时,首次负压开采的初期,底水很快就上窜至采油区出口(图2),这时只出水不出油,对应的油井即为“水淹”。试验发现,采液速度越快,底水向上窜的速度也越快,采油区出口被“水淹”的速度也越快。当采油区出口被“水淹”时,采油区绝大部分区域的油还未被动用,再加大采液强度,只是采油区出口的出水速度加快,而未动用的油几乎仍未动用。

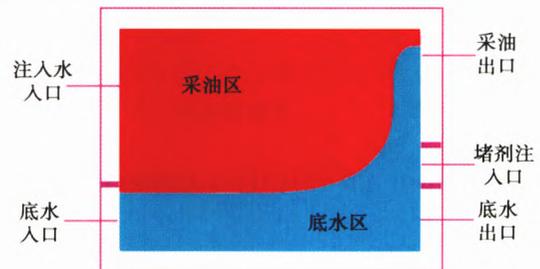


图2 后期治理开发方式首次负压开采底水锥进示意图

Fig. 2 The sketch map of bottom water coning in the first exploitation using negative pressure in the later water regulation

在注入堵剂后的再次负压开采中,由于堵剂在采油区出口端一侧的底水区上部形成了形状不甚规则的“软隔板”,对底水的上窜起到了较好的阻隔作用。这样在再次负压开采中,底水会绕过“软隔板”向采油区运动(图3),驱出了相当一部分油。试验中观察到,采

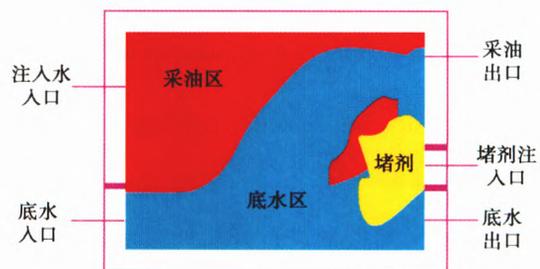


图3 后期治理开发方式再次负压开采底水驱油示意图

Fig. 3 The sketch map of oil displacement by bottom water in the second exploitation using negative pressure for the later water regulation

液速度越快,底水驱油的路线弯曲程度越差,即水驱油路线容易“弃弯取直”,使底水驱油的路线大大减少,驱油效果也就变差。一旦有某一路线的底水到达采油区出口,其他线路的底水驱油速度明显减慢。

3.1.2 先期堵水试验

由于注入堵剂后的负压开采中“软隔板”的存在,

底水的运动特征与后期治理试验的再次负压开采过程中底水的运动特征相类似。但是,由于堵剂在前期堵水和后期治理试验中的赋存状态有差异,使先期堵水试验负压开采中底水驱油路线更多,驱油更彻底。

3.2 岩石的孔隙结构非均质性

由于孔隙结构非均质性,对底水驱油的渗流特征产生重要的影响,因而造成开采效果的不同。

3.2.1 先期堵水

当孔隙结构较均质时,一般先期堵水的开采效果优于后期治理。但在试验中发现,当孔隙结构有较明显的非均质性时,情况未必如此。从 3-1 模型的先期堵水试验结果(图 4)可见,在注入堵剂后的负压开采过程中,底水绕过大片采油区,直接从堵剂前缘一高渗透通道快速地上窜至采油区的出口,而绝大部分采油区的油未被动用,使该模型先期堵水后的负压开采效果变差(图 4 中油为红色,底水为无色,堵剂为蓝色)。

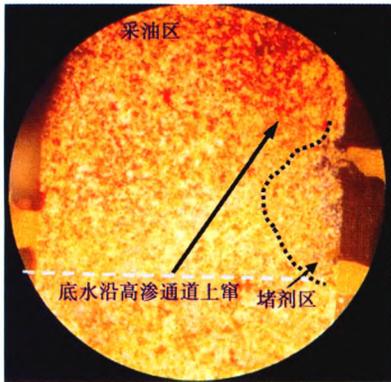


图 4 3-1 模型先期堵水负压开采底水驱油状况

Fig. 4 The characteristics of oil displacement by bottom water in the exploitation using negative pressure in 3-1 model earlier water block-off

3.2.2 后期治理

在 2-1 模型后期治理试验中的首次负压开采,底水较均匀地进入采油区驱替油,开采效果好(图 5,油为红色,底水为无色)。分析结果表明,影响 2-1 模型流体渗流特征及开采效果的主要因素是岩石的孔隙结构非均质性。2-1 模型在采油区靠近出口端一侧存在一个低渗透区域,其作用等同于堵剂所起的作用,对底水上窜起到了天然的封隔作用。因而在该模型首次负压开采中,底水绕过该低渗透区域后上升进入至采油区,使大部分采油区的油被驱走,提高了首次负压开采效果(图 5)。

3.3 堵剂的赋存状态

堵剂的赋存状态是影响底水油藏堵水效果的重要因素。堵剂的赋存状态与多种因素有关,如:注入堵剂的时机(开采方式),堵剂的注入速度,油藏原油是否脱

气等。其中,注入堵剂的时机是影响堵剂赋存状态的首要因素。注入堵剂的时机可分为两种:①在首次负

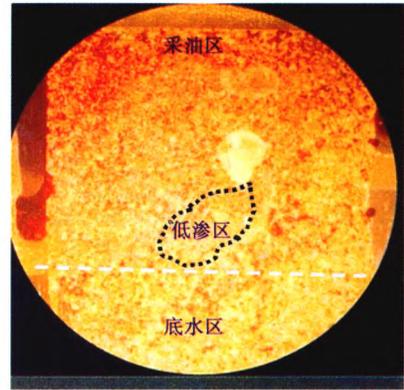


图 5 2-1 模型后期治理首次负压开采后底水驱油状况

Fig. 5 The characteristics of oil displacement by bottom water in the first exploitation using negative pressure in 2-1 model later regulation

压开采之后注入堵剂,即后期治理;②在负压开采之前注入堵剂,即先期堵水。试验观察到,堵剂的注入时机对堵剂的赋存状态影响非常大。若由堵剂入口处至堵剂前缘的最大距离为 L_1 ,堵剂入口处至堵剂向采油区前缘延伸的最大距离为 L_2 ,那么堵剂的赋存状态可用 L_1/L_2 来描述(如图 6)。当注入堵剂的量一定, L_1/L_2 的值越大,即堵剂向 L_1 方向延伸越远,而向 L_2 方向延伸的越近,这样的堵剂赋存状态最理想。

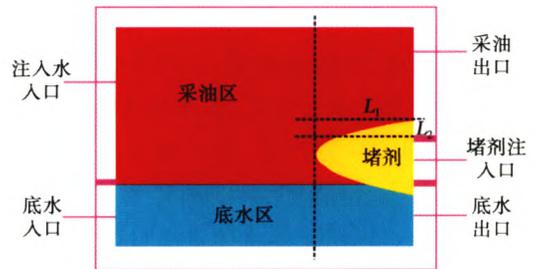


图 6 堵剂赋存状态示意图

Fig. 6 The shape of block-off agent

堵剂的赋存状态与堵剂的注入时机的关系表明(表 1),先期堵水堵剂的赋存状态多呈居中向前状, L_1/L_2 值也较大,平均为 4.6~5.3,堵剂赋存状态较理想;而后期治理堵剂的赋存状态多呈不规则的扁状,且堵剂常常进入底水区或沿着底水上窜的路线进入采油区, L_1/L_2 值也较小,平均为 1.44~1.69,堵剂赋存状态不太理想。

由于后期治理和先期堵水堵剂的形态有差别,必定影响两种方式注堵剂后的开采效果。试验结果表明,先期堵水最终驱油效率平均为 57%;而后期治理中首次负压开采驱油效率平均为 13.80%;注堵剂后

表 1 堵剂的赋存状态与堵剂注入时机的关系
Table 1 The relation between the shape of block-off agent and injection time

模型号	先期堵水	
	堵剂状态描述	L_1/L_2
3-1	居中向前	3~4
9-1	居中向前	5.5
11-1	进入底水区	4~4.5
15-1b	居中向前,稍偏向底水区	6~7
平均	居中向前	4.6~5.3
模型号	后期治理	
	堵剂状态描述	L_1/L_2
2-1	进入底水区	1~1.5
14-1	居中	1.5~2
7-1	进入采油区	0.25
12-1	进入底水区(采油区有气)	3
平均	形状不规则	1.44~1.69

再次负压开采最终驱油效率平均为 29.75%。不同开采方式下驱油效果差距较大,最终驱油效率相差约 27%。产生差距的原因之一是开采方式不同,不同开采方式下注入堵剂的赋存状态不同,底水驱油的渗流特征不同,最终的开采效果也就产生了很大的不同。

4 现场应用

从现场应用的 3 口井分析,先期堵水技术对顺利地开发底水油藏及提高采收率有明显的效果。主要体现在两个方面:①这 3 口试验井投产时含水率低于 20%,与未采取先期堵水而直接投产的底水油藏平均含水率 80% 相比,有明显效果;②因 3 口试验井地层存在堵塞,因而都实施过解堵,但未出现直接投产井酸化后含水率达 100% 的现象,说明堵剂产生了较强的“隔层”作用。

因此,从室内模拟实验及现场应用表明,底水油藏采取先期堵水方式进行开采,是提高油藏开采效果的有效途径。

5 结 论

(1) 地质体的非均质状况是底水油藏开发现场施工的重要影响因素。根据地质体隔夹层和高渗带的位置,可确定是否需要造人工夹层及人造夹层的最佳长度,从而成功地进行底水封堵施工。

(2) 开发方式和储层孔隙结构的非均质状况以及堵剂的赋存形态是影响底水油藏开发中流体渗流特征和开发效果的重要因素。堵剂的赋存状态与堵剂的注入时机密切相关。先期堵水试验中堵剂的赋存状态多呈居中向前的“尖顶瘦扇状”,堵剂赋存状态较理想,因而开发效果较好;而后期治理试验堵剂的赋存状态多

呈不规则的较扁状,堵剂赋存状态不理想。因而其开采效果较差,二者最终驱油效率相差约 27%。

参 考 文 献

- [1] 周代余,江同文,冯积累,等. 确定底水油藏水平井无水期合理产能的简单方法[J]. 石油学报,2005,26(6):86-89.
Zhou Daiyu, Jiang Tongwen, Feng Jilei, et al. A simplified approach for determining the reasonable water-free production of horizontal well with bottom water drive reservoir [J]. Acta Petrolei Sinica, 2005, 26(6): 86-89.
- [2] 金勇,唐建东,赵娟,等. 边底水油藏合理生产压差优化方法及其应用[J]. 石油学报,2003,24(1):68-72.
Jin Yong, Tang Jiandong, Zhao Juan, et al. Determining method for reasonable draw down pressure of oil reservoir with edge and bottom water [J]. Acta Petrolei Sinica, 2003, 24(1): 68-72.
- [3] 杜玉洪,孟庆春,王皆明. 任 11 裂缝性底水油藏注气提高采收率研究[J]. 石油学报,2005,26(2):80-84.
Du Yuhong, Meng Qingchun, Wang Jieming. Study on enhanced oil recovery of Ren 11 fractured bottom water reservoir by gas injection [J]. Acta Petrolei Sinica, 2005, 26(2): 80-84.
- [4] 朱怀江,刘先灵,刘玉章,等. 石西油田深井高温底水封堵试验研究[J]. 石油学报,2003,24(1):63-67.
Zhu Huaijiang, Liu Xianling, Liu Yuzhang, et al. Water shut-off pilot test at a deep well with high temperature and bottom water in Shixi Oilfield [J]. Acta Petrolei Sinica, 2003, 24(1): 63-67.
- [5] 窦宏恩. 提高原油采收率的一种新理论与新方法[J]. 石油学报,1998,19(1):71-74.
Dou Hong'en. A new method and theory of improving oil recovery [J]. Acta Petrolei Sinica, 1998, 19(1): 71-74.
- [6] 曹建坤,杨生柱,张宏强,等. 底水油藏堵水技术研究[J]. 石油勘探与开发,2002,29(5):80-81.
Cao Jiankun, Yang Shengzhu, Zhang Hongqiang, et al. A research for water shutoff in the bottom water reservoir [J]. Petroleum Exploration and Development, 2002, 29(5): 80-81.
- [7] 张兴国,田世澄,陈丛林,等. 人工夹层的抑制水锥作用的研究[J]. 现代地质,2002,16(1):83-87.
Zhang Xingguo, Tian Shicheng, Chen Conglin, et al. Function of man-made barrier on bottom water coning [J]. Geoscience, 2002, 16(1): 83-87.
- [8] 陈凯,赵福麟,戴彩丽,等. 陆梁油田薄层底水油藏控制水锥技术研究[J]. 石油学报,2006,27(6):75-78.
Chen Kai, Zhao Fulin, Dai Caili, et al. Controlling technique for water coning in thin oil reservoir with bottom water in Luliang Oilfield [J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27(6): 75-78.
- [9] 李劲峰,曲志浩,孔令荣. 用微观模型组合实验研究最低吸水层渗透率[J]. 石油学报,2000,21(1):55-59.
Li Jinfeng, Qu Zhihao, Kong Lingrong. Study on the minimum permeability of water drawing layer by using multimodel experiment [J]. Acta Petrolei Sinica, 2000, 21(1): 55-59.
- [10] 朱玉双,曲志浩,蔺方晓,等. 油层受水敏伤害时水驱油渗流特征[J]. 石油学报,2004,25(2):59-64.
Zhu Yushuang, Qu Zhihao, Lin Fangxiao, et al. Seepage flow characters of oil displacement with water drive in water-sensitive formation of Mubo Yan10 reservoir [J]. Acta Petrolei Sinica, 2004, 25(2): 59-64.