

文章编号:1673-5005(2006)03-0072-05

薄层底水油藏底水锥进控制可视化研究

戴彩丽¹, 路建国², 任 焱¹, 石国新², 韩 力², 赵福麟¹

(1. 中国石油大学 石油工程学院, 山东 东营 257061; 2. 新疆油田公司 陆梁油田作业区, 新疆 克拉玛依 834000)

摘要:常规底水油藏采用射孔建立底水隔板控制底水锥进。针对薄层底水油藏的底水锥进提出了不射孔建立底水隔板的方法。该方法通过冻胶型选择性堵剂的选择性注入和由工作液与原油的密度差而产生的重力分异作用形成隔板, 控制底水锥进。在隔板建立中, 选择性堵剂、高密度盐水和过顶替液起了重要作用。通过可视化物理模拟形象直观地表达了薄层底水油藏不射孔建立底水隔板控制底水锥进的过程。现场应用证明, 该方法可以解决陆梁油田的薄层底水油藏底水锥进问题。

关键词:堵水; 底水锥进; 薄层底水油藏; 选择性堵剂; 可视化物理模拟

中图分类号:TE 349

文献标识码:A

Visual studies on controlling water coning in thin oil reservoir with bottom water

DAI Cai-li¹, LU Jian-guo², REN Shang¹, SHI Guo-xin², HAN Li², ZHAO Fu-lin¹

(1. College of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Dongying 257061, Shandong Province, China;

2. Luliang Oil Recovery Factory of Xinjiang Oilfield, Karamay 834000, the Xinjiang Uygur Autonomous Region, China)

Abstract: A common technique of controlling water coning in oil reservoir with bottom water is to build up barrier by perforating and setting packer. A new technique was proposed to build up gel barrier without perforation to control water coning in thin oil reservoir with bottom water. This technique takes fully advantage of selective plugging effect of gel blocking agent and gravity segregation resulted from density contrast of oil and water, and could control water coning by gel barrier in vicinity of oil-water interface. Three types of operating fluids including high-density brine, selective blocking agent and over-displacing fluid are important to build up barrier. The progress of building up gel barrier without perforation to control water coning is shown visually and directly in visual physical analogy experiment. The results of field experiments confirm that the technique is effective for controlling water coning of thin oil reservoir with bottom water in Luliang Oilfield.

Key words: water shutoff; bottom water coning; thin oil reservoir with bottom water; selective blocking agent; visual physical analogy

陆梁油田属于薄层底水油藏。薄层一般指厚度小于 5 m 的油层。这类底水油藏生产时, 由于油层薄, 底水极易锥进至油井射孔段产出。控制底水锥进的基本方法是在油水界面附近建立底水隔板^[1-4]。但对于薄油层来说, 对射孔段找准、封隔器坐准提出了苛刻的要求, 通过射孔建立底水隔板的方法难以适用。因此, 为了控制陆梁油田的薄油层底水锥进问题, 笔者提出一种不射孔建立底水隔板的方法, 通过选择性堵剂的选择性注入和由工作液与原油的密度差而形成的重力分异作用, 在油水界面上建立起控制底水锥进的隔板, 控制底水锥进。

1 不射孔建立底水隔板的技术关键

不射孔建立底水隔板的技术关键有 5 个。一是选择性堵剂: 选择性堵剂选用水基堵剂, 原因在于水基堵剂将优先进入含水饱和度和高的水锥入侵通道和底水层; 二是选择性注入: 在油井生产时注入水基堵剂, 因地层含水饱和度和越高, 水(包括水基堵剂)的渗透率也越高, 因此该堵剂将优先沿含水饱和度和高的底水入侵通道进入底水层; 三是选择性扩散: 进入底水层的堵剂, 将选择性地沿水平方向向四周扩散, 原因在于地层的水平渗透率高于垂直渗透率; 四是在

收稿日期: 2005-11-20

作者简介: 戴彩丽(1971-), 女(汉族), 山东威海人, 副教授, 博士研究生, 从事油田化学的教学与科研工作。

底水中建立高密度盐水层;向油井注入高密度盐水,该盐水将沿底水入侵通道进入底水层,并水平地向四周扩散,建立起高密度盐水层,其后注入的选择性堵剂,由于其密度介于油密度和高密度盐水密度之间,选择性堵剂在油水界面附近建成隔板;五是堵剂顶替出油层:注入高粘度的过顶替液,活塞式地将水锥入侵通道中的选择性堵剂顶替至油水界面附近。留在水锥入侵通道中的过顶替液,将在油井生产时为油层产液逐渐带走。

2 工作液的选择

不射孔建立底水隔板需要 4 种工作液。

(1)高密度盐水。高密度盐水是指在油层条件下其密度高于地层水密度的盐水。高密度盐水是在注入水中溶入一定量的可溶性盐配成的。所选高密度盐水必须满足如下要求:与地层、地层水和后置工作液配伍;密度高于选择性堵剂的密度;粘度高于地层水粘度;pH 值为 6.5~8.5;来源广,价格低。根据上述要求,氯化钠为理想的配制高密度盐水的水溶性盐。为了选择氯化钠的用量,测定了不同质量分数的氯化钠溶液的基本性质,见表 1。油藏条件下,配制用水的 pH 值为 7.76,粘度为 0.6761 mPa·s,密度为 0.9640 g/cm³。

用氯化钠配制高密度盐水时,要求高密度盐水的密度比配制用水密度至少高 0.05 g/cm³,从表 1 中可以看出,37℃条件下,氯化钠质量分数可以在 10%~25%选择。

高密度盐水会对水基冻胶型堵剂的性能产生较大影响。为了消除这种不利影响,可在高密度盐水上建立过渡密度盐水层,一般采用指数递减的方

法建立。若选用 10%氯化钠的高密度盐水,其上过渡密度盐水层中氯化钠的质量分数应为 5.0%和 2.5%。

表 1 不同质量分数氯化钠溶液的性质(37℃)

氯化钠质量分数 $w/\%$	pH 值	粘度 $\mu/(\text{mPa}\cdot\text{s})$	密度 $\rho/(\text{g}\cdot\text{cm}^{-3})$
0.0	7.76	0.6761	0.9640
2.5	7.73	0.7074	0.9964
5.0	7.71	0.7474	1.0098
10.0	7.60	0.8126	1.0199
15.0	7.51	0.9071	1.0591
20.0	7.43	1.0612	1.1171
25.0	7.41	1.2926	1.1582

(2)选择性堵剂。选择性堵剂是指能优先进入含水饱和度高的地层的堵剂。底水侵入油层的通道和底水层都是含水饱和度高的地层,选择性堵剂将优先进入这些地层。水基堵剂是一种重要的选择性堵剂,在水基堵剂中可优选冻胶型堵剂^[5,9],因为冻胶型堵剂适用于温度低于 90℃、地层水矿化度低于 3×10^4 mg/L 的地层,而陆梁油田 $K_1h_2^3$ 地层温度为 37℃,地层水矿化度为 8822.78 mg/L。同时冻胶型堵剂具有强度大、成冻时间可调、选择性封堵、稳定性好、配制简单、成本低等特点。为了在油水界面附近建立起控制底水锥进隔板,可选用不同成冻时间的冻胶。在本研究中选用成冻时间(该配方的冻胶强度达到 Sydansk 强度划分码^[10]中的 H 级时的时间)为 1,3,5 d 的配方,其性能见表 2,其中 1 d 配方为无机铬冻胶,3 d 和 5 d 配方为有机铬冻胶。

从表 2 中可以看出,不同成冻时间的冻胶配方密度介于高密度盐水与地层油密度之间,有利于在油水交界面上建立隔板。

表 2 不同成冻时间的冻胶配方及相应的性质(37℃)

成冻 时间 t/d	冻胶配方	pH 值	粘度 $\mu/(\text{mPa}\cdot\text{s})$	密度 $\rho/(\text{g}\cdot\text{cm}^{-3})$
5	0.20% HPAM + 0.2% YG107	6.72	6.49	0.9701
3	0.30% HPAM + 0.20% YG107	6.82	10.15	0.9707
1	0.40% HPAM + 0.10% YG101(I) + 0.20% YG101(II)	7.35	28.65	0.9793

(3)过顶替液。过顶替液是指能将工作液顶替至地层内目的位置的液体。过顶替液的使用可减少堵剂对油层的污染。过顶替液的选择必须满足 2 个条件:一是过顶替液粘度必须高于隔板液粘度,使过顶替液产生类似于活塞式的驱替,保证隔板液尽可能少地滞留在油层内;二是油井生产时可以被地层流体驱替出来,保证生产时油层对地层流体的渗透性影响不大。其原理如图 1 所示。

为将选择性堵剂顶替出油层,直到油水界面附近,可用粘度大于选择性堵剂粘度的聚合物溶液。由于建立近井地带防止底水锥进隔板 1 d 成冻的 101 冻胶中 HPAM 质量分数为 0.40%,因此过顶替液的配方可选用 0.45% HPAM。该配方在 37.0℃时的粘度为 32.89 mPa·s,大于 101 冻胶的粘度。

(4)顶替液。顶替液是指能将过顶替液顶替至地层渗滤面的液体。油田污水或清水均可用作顶替

液。顶替液用量应为油管容积加上油管至地层渗滤面那一部分容积。

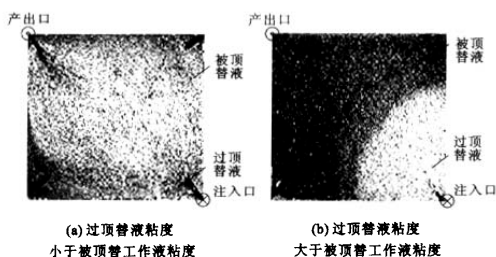


图1 过顶替液对被顶替工作液的顶替

3 可视化物理模拟

3.1 模拟装置

该物理模拟装置由计算机、可变微量泵、摄取台(放置模型)、摄像机、监视器等部分组成,如图2所示。

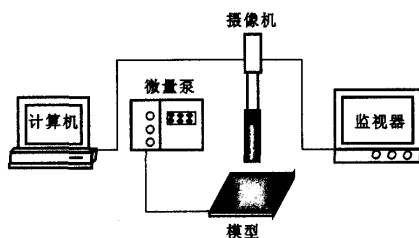


图2 可视化物理模拟装置

3.2 薄油层底水油藏模型

薄油层底水油藏模型由玻璃间填砂,边沿用环氧树脂密封做成(图3)。模型底部两侧有底水入口,油井设在模型中间的顶部,模拟薄油层底水油藏采油时只射开油层的上部套管。

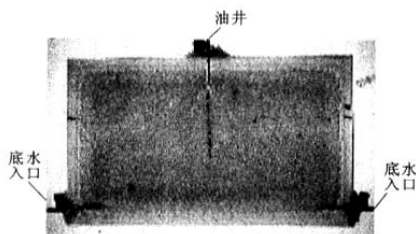


图3 薄油层底水油藏模型

3.3 模拟过程

(1)将薄油层底水油藏的模型垂直放置,由底水入口饱和油,再用底水将油托至模型上部,形成薄油层,见图4(a)。

(2)在薄油层底水油藏采油时,产生底水锥进,见图4(b)。

(3)注高密度盐水,该盐水沿含水饱和度高的底水入侵通道经油层进入底水层,见图4(c)。

(4)注隔离液,隔离液为过渡密度盐水,该隔离液将高密度盐水顶替至底水层并与后面注入的冻胶型堵剂隔开,见图4(d)。

(5)注冻胶型堵剂,该堵剂优先沿底水入侵通道进入底水层,并沿水平方向铺开,见图4(e)。

(6)注过顶替液,该过顶替液将冻胶型堵剂顶替至油水界面附近,见图4(f)。

(7)关井候凝,等冻胶型堵剂成冻后,恢复生产。隔板抑制了底水锥进,提高了底水的波及面积,使油井的产油量提高,产液中的含水率下降,见图4(g)。

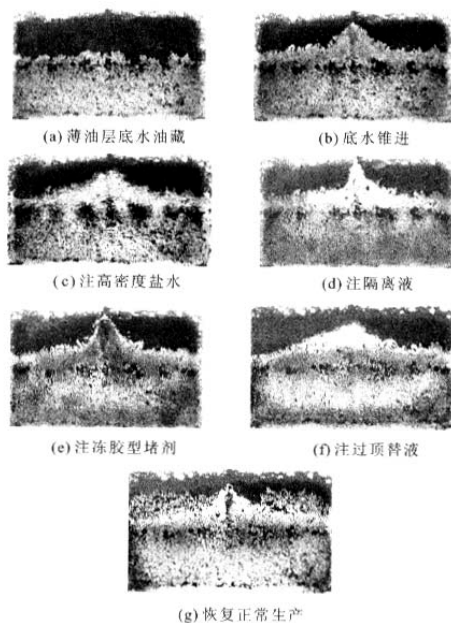


图4 可视化物理模拟过程

由可视化物理模拟可以看到,高密度盐水注入后,加大了底水与油的密度差,为随后注入的冻胶型选择性堵剂在油水界面建立水平隔板创造了条件,该隔板的形成迫使底水只有绕过隔板才能锥进入油井,隔板越长,控制底水锥进的作用越好。另外,隔板建立后,一旦底水再次突进,可进行第二次施工,以延长隔板长度。

4 现场应用

2003年10月至今,采用不射孔建立底水隔板的方法在陆梁油田试验了8口井,累积注入工作液1963 m³,有效率达到100%,截至2005年10月底,

累积增油 2 622 t,降水 4 968 m³,含水下降幅度在 11.3%~38.4%。创经济效益 94.03 万元,直接投入产出比为 1:2.350 8。

以陆 9 井区 LU2180 井为典型井例说明该技术的现场应用。LU2180 井的基本情况见表 3。

表 3 LU2180 井的基本情况

投产日期	采油层位	油层井段 h_1/m	射孔井段 h_2/m	沉积 韵律	渗透率 $k/10^{-3}\mu\text{m}^2$	孔隙度 $\varphi/\%$	油水界面深度 h_3/m	地层温度 $t/^\circ\text{C}$
2001-03-28	K ₁ h ₂	1 161.875~1 166.375	1 162.0~1 165.0	反韵律	2 971.326	34.86	1 167	37

从表 3 可以看出,LU2180 井油层厚度为 4.5 m,射孔段长度为 3 m,油水界面距离射孔段底部仅有 2 m。该井从 2001 年 3 月开始投产,到 8 月份含水率开始迅速增加,日产油量降低,该油井的无水采油期仅为 4 个月。到 2005 年 4 月,平均日产液量为 5.3 t,日产油量为 1.1 t,含水率为 78.6%。由测井

解释资料判断,该井出水是由底水锥进入油井造成的,因此需要建立控制底水锥进的隔板。

2005 年 5 月 21 日开始施工,累积注入各种工作液 414 m³(见表 4),挤注结束后再用 8 m³水将过顶替液挤入油层,关井候凝,5 月 30 日开井。

表 4 各种工作液的用量计算

工作液	计算公式	计算中使用的参数			用量 V/m^3
		作用半径 R/m	厚度 h/m	孔隙度 $\varphi/\%$	
高密度盐水	$V = \pi R^2 h \varphi$	6	3		118
隔板液	$V = \pi R^2 h \varphi$	10	2.5	34.86	273
过顶替液	$V = \frac{1}{3} \pi R^2 h \varphi$	5	2.5		23

注:(1)高密度盐水包括 10%NaCl,5%NaCl,2.5%NaCl,体积比为 1:1:1;(2)隔板液包括成冻时间分别为 1,3,5 d 的冻胶,体积比为 1:1:1。

为了减少堵剂对油层的污染,必须有足够低的注入速度。但从现场施工时间考虑,注入速度又不能太低,综合分析认为较适宜的注入速度为 3~5 m³/h。

施工结束后该井的生产曲线见图 5。

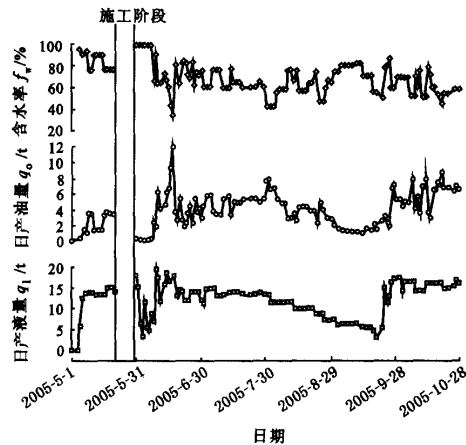


图 5 LU2180 井施工前后的生产曲线

从图 5 中可以看到,施工结束后的一段时间,由于油井排液造成含水率较高,同时产油量几乎为零,但到 6 月 7 日以后,油井开始有良好的表现:施工前含水率平均为 80%,最高达到 95%,施工后最低为 33%,并且稳定在 60%左右;产油量由施工前平均

1.1 t/d 增加到 5.0 t/d;由于对产水层的封堵,液量逐渐下降,到 9 月 19 日液量降为 3.07 m³,9 月 23 日换大泵后液量增加到 13.8 m³,而此时含水率没有上升反而逐渐下降,油量保持稳定。截止到 2005 年 10 月 27 日,该井仍然有效。

5 结 论

(1)不射孔建立底水隔板控制底水锥进适合于薄油层底水油藏,该隔板是通过选择性堵剂的选择性注入和由工作液与原油的密度差而产生的重力分离作用形成的。

(2)选择性堵剂、高密度盐水和过顶替液在不射孔建立底水隔板控制底水锥进中起重要作用。

(3)不射孔建立底水隔板的技术思路通过可视化物理模拟可以更加直观形象地表现出来。

(4)该方法可以解决陆梁油田的薄层底水油藏底水锥进问题。

参考文献:

[1] 赵福麟. 采油用剂[M]. 东营:石油大学出版社,1997: 73-75.
[2] 窦宏恩. 提高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 enhanced oil

- recovery[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 1998, 19(1): 71-74.
- [3] 戴彩丽, 赵福麟, 李耀林, 等. 海上油田水平井底水脊进控制技术[J]. *石油学报*, 2005, 26(4): 69-72.
DAI Cai-li, ZHAO Fu-lin, LI Yao-lin, et al. Control technology for bottom water coning in horizontal well of offshore oilfield[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2005, 26(4): 69-72.
- [4] 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 Xing-guo, TIAN Shi-cheng, CHEN Cong-lin, et al. Function of man-made barrier on bottom-water coning[J]. *Geoscience*, 2002, 16(1): 83-87.
- [5] MENNELLA A. Pore scale mechanism for selective permeability reduction by polymer injection [R]. SPE 39634, 1998.
- [6] STAVLAND A, NILSSON S. Segregated flow is the governing mechanism of disproportionate permeability reduction in water and gas shutoff [R]. SPE 71510, 2001.
- [7] LIANG J, SERIGHT R S. Wall-effect/gel-droplet model of disproportionate permeability reduction [R]. SPE 74137, 2001.
- [8] NILSSON S, STAVLAND A, JOHNSBRATEN H C. Mechanistic study of disproportionate permeability reduction[R]. SPE 39635, 1998.
- [9] LIANG J T, SERIGHT R S. Further investigations of why gels reduce water permeability more than oil permeability[R]. SPE 37249, 1997.
- [10] SYDANSK R D. A new conformance-improvement-treatment chromium (Ⅲ) gel technology [R]. SPE 17329, 1988.

(编辑 刘为清)

(上接第 71 页)

- [17] 丁式江. 海南岛中西部金矿集中区断裂构造的分形研究[J]. *地质前缘*, 2004, 11(1): 189-204.
DING Shi-jiang. Fractal analysis on fault system in central and western Hainan gold metallogenic province[J]. *Earth Science Frontiers*, 2004, 11(1): 189-204.
- [18] BARTON Christopher C, La POINTE Paul R. Fractals in petroleum geology and earth processes [M]. New York: Plenum Press, 1995: 59-93.
- [19] 江田汉, 邓莲堂. Hurst 指数估计中存在的若干问题——以在气候变化研究中的应用为例[J]. *地理科学*, 2004, 24(2): 177-182.
JIANG Tian-han, DENG Lian-tang. Some problems in estimating a Hurst exponent: a case study of applications to climatic change [J]. *Scientia Geographica Sinica*, 2004, 24(2): 177-182.
- [20] 陈春仔, 金友渔. 分形理论在成矿预测中的应用[J]. *矿产与地质*, 1997, 60(4): 272-276.
CHEN Chun-zai, JIN You-yu. Application of fractal theory in metallogenic prognosis[J]. *Mineral Resource and Geology*, 1997, 60(4): 272-276.
- [21] 黄勇, 周志芳, 王锦国, 等. R/S 分析法在地下水动态分析中的应用[J]. *河海大学学报*, 2002, 30(1): 85-87.
HUANG Yong, ZHOU Zhi-fang, WANG Jin-guo, et al. Application of R/S method to dynamic ground water analysis[J]. *Journal of Hehai University*, 2002, 30(1): 85-87.
- [22] 陈发堂, 周宗放. 电话发展的 R/S 分析[J]. *重庆邮电学院学报*, 1997, 9(2): 30-32.
CHEN Fa-tang, ZHOU Zong-fang. An R/S analysis of the development of telephone[J]. *Journal of Chongqing University*, 1997, 9(2): 30-32.
- [23] 周厚云, 余素华, 朱照宇, 等. 西昆仑山甜水海钻孔氧化铁指标的 R/S 分析及其意义[J]. *冰川冻土*, 1999, 21(2): 136-140.
ZHOU Hou-yun, YU Su-hua, ZHU Zhao-yu, et al. R/S analysis of indexes of ferric oxide from Tianshuihai lake core and their implication[J]. *Journal of Glaciology and Geocryology*, 1999, 21(2): 136-140.

(编辑 李志芬)