

含夹层气顶底水油藏开发技术对策

戴建文, 冯沙沙*, 李伟, 谢明英, 柴愈坤

中海石油(中国)有限公司深圳分公司, 深圳 518067

* 通信作者, fengshsh@cnooc.com.cn

收稿日期: 2020-11-27

中海石油(中国)有限公司深圳分公司生产性科研(SCKY-2018-SZ-07)资助

摘要 气顶底水油藏在开发过程中面临气窜、水窜的风险, 夹层发育可以延长单井无气、无水采油期, 控制含水上升速度, 提高油藏采收率, 因此“寻夹避窜”为此类油藏高效开发的关键。Z油藏为典型的气顶强底水油藏, 具有统一的油气界面及油水界面, 该油藏中部连续分布具有一定渗透性的夹层, 且位于夹层上下的储层物性差异较大。本文应用油藏数值模拟技术, 研究了夹层对于开发指标的影响以及Z油藏的开发技术对策, 创新性地提出了采用“划层系、分区域”的开发策略和先底部采油后边部采油的开发方式, 即以夹层为界限将油藏分为两套层系、三个区域, 其中层系I按照气顶底水油藏进行开发并且尽量避免油气同采, 层系II按照强底水油藏进行开发, 紧贴夹层底部布井。研究认为: 在夹层底部布井可极大程度减少产气量以抑制气窜, 但是在气顶区域布井不能阻碍油侵气顶的发生。综合考虑油藏采收率和初期产量贡献, 推荐先底部采油后边部采油的开发方式。底部油藏最优布井数量为4口, 单井最优配产1500 m³/d, 边部油藏最优布井数量为2口, 单井最优配产100 m³/d。

关键词 气顶底水油藏; 夹层; 层系划分; 数值模拟

Discussion on the development technology policy of gas cap and bottom water reservoirs with interlayer

DAI Jianwen, FENG Shasha, LI Wei, XIE Mingying, CHAI Yukun

Shenzhen Branch of China National Offshore Oil Corporation, Shenzhen 518067, China

Abstract Reservoirs with gas cap and bottom water are exposed to the risk of the situation that the oil and gas are mutually turbulent in the development process. The development of the interlayer can prolong the gas-free and water-free oil recovery period in a single well, control the bottom water coning speed and improve the oil recovery. Therefore, the key to efficiently explore such reservoirs is to seek the interlayer and avoid the turbulence. The Z reservoir is a typical reservoir with gas cap and strong bottom water containing a uniform oil-gas interface and oil-water interface. Interlayers with certain permeability are continuously distributed in the middle part of the reservoir, and it is quite different between the reservoir above the interlayer and below the interlayer in terms of properties. The development technology policy of such reservoirs was established by means of reservoir numerical simulation. The influence of the interlayer on the development index and the development technology strategy of the Z reservoir were studied. According to the research, it is believed that the development of such reservoirs should adopt the method of “drawing the layer system and making regional separation”. According to the reservoir feature, the reservoir

引用格式: 戴建文, 冯沙沙, 李伟, 谢明英, 柴愈坤. 含夹层气顶底水油藏开发技术对策. 石油科学通报, 2022, 02: 222-228

DAI Jianwen, FENG Shasha, LI Wei, XIE Mingying, CHAI Yukun. Discussion on the development technology policy of gas cap and bottom water reservoirs with interlayer. Petroleum Science Bulletin, 2022, 02: 222-228. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2022.02.020

is separated to two development systems and three zones by interlayer. The zone I of reservoir above the interlayer is developed according to the reservoir with gas cap and bottom water, and try to avoid the way of oil and gas producing together. The zone II of reservoir below the interlayer is developed according to the reservoir with bottom water. The wells are mostly located closed to the interlayer. The research results show that when the well is drilled under the interlayer, it can slow the gas coning speed and control the gas production rate. But when the well is drilled at the top gas zone, it cannot stop the oil from going back to the top gas zone. Reservoir above the interlayer was developed according to the reservoir with gas cap and bottom water, and reservoir below the interlayer was developed according to the reservoir with bottom water. In addition, it had better development effect on firstly develop of the bottom layer considering the maximum oil recovery factor and high initial oil rate. The optimum number of wells in bottom reservoir is four, and the optimal production allocation is 1500 m³/d. The optimum number of wells in edge reservoir is two, and the optimal production allocation is 100 m³/d.

Keywords gas cap and bottom water reservoirs; interlayer system division; reservoir numerical simulation.

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2022.02.020

0 引言

近年来,南海东部海域陆续新发现了储量丰富的气顶底水油藏,此类油藏储量规模大、在油田整体储量中占比高,且由于受气顶、底水两个能量体的作用,在开发过程中同时面临气窜、水窜的风险,开发难度较大,制约着整个油田的开发以及公司的增储上产任务。因此如何经济有效地开发此类油藏是目前亟待解决的问题。

通过文献调研发现:常规的气顶底水油藏油层较厚,一般采用控制油气界面稳定的方法开发,此类开发方式一般根据油藏具体条件制定合理的射孔位置^[1-5]并通过临界产量的研究控制较小的合理生产压差^[6-9],部分油藏采用打屏障井、下人工屏障的方式来起到阻碍气窜水窜的开发效果^[10-11]。还有部分学者,如窦松江、张蔓等研究了不同开发方式、不同油柱高度对气顶油藏开发效果的影响^[12-13]。

薄层气顶底水油藏由于油藏类型复杂且厚度较小,通过常规的减缓气窜与水窜的开发方法很难实现,无水采油、采气期变得很短,导致开发难度大大增加。通过研究发现,对于薄层气顶底水油藏,隔夹层可以起到减缓气、水窜速度的作用,大幅改善油藏开发效果。因此,寻找隔夹层的位置并且对其进行开发效果的评估至关重要。目前国内外学者对于隔夹层在气顶底水油藏开发效果中的作用研究实例寥寥无几,仅有少数学者对于不含夹层气顶底水薄油藏的开发规律进行了研究^[14]。本文充分利用储层含有连续分布低渗夹层的特点,创新性地提出了采用“划层系、分区域”的开发策略和先底部采油后边部采油的开发方式,夹层以上的区域按气顶底水油藏开发,夹层以下的区域按底水油藏开发,此种开发技术政策可以取得较好

的开发效果。

1 油藏特征及开发关键

Z油藏为典型的薄层气顶底水油藏,其主要地质油藏特征参数如下:含油面积为11.89 km²;储层物性较好,平均孔隙度21.1%~26.2%,平均渗透率为1457 mD,整体为中高孔~高渗储层;储层较薄,气顶(CO₂)厚9.1 m,油层厚6.4 m,水层厚3.6 m。全区具有统一的油气界面及油水界面,油气界面-1603.6 m,油水界面-1610 m,气顶区域CO₂含量占97%,气顶指数为0.5,具有较强的边底水。在油藏中部发育一套完整的具有一定渗透性的夹层,将Z油藏分割为上下两个区域,上部区域为整个气顶加边部的油环,原油地质储量284 × 10⁴ m³,下部区域为油层的中间部分,原油地质储量193 × 10⁴ m³。两个区域储层物性差异较大,上部区域平均渗透率为106 mD,且层间非均质性严重,下部区域平均渗透率2232 mD,夹层平均渗透率3 mD。

气顶底水油藏在开发过程中应采取相应的措施以减缓气窜水窜,对于具有较小气顶的油藏还应考虑油侵气顶对开发效果的影响。Z油藏由于夹层的存在,上下两个区域的油气水分布情况是不同的,若完全将两个区域单独来考虑,上部区域可视为气顶油环边底水油藏,而下部区域可视为纯底水油藏,此外,两个区域的储层物性差异巨大,导致了渗流环境有所差异。因此,Z油藏夹层的作用成为了决定此油藏开发技术政策的关键因素,下文将具体分析具有一定渗透性的夹层对气顶、油层的封隔能力及其对气顶底水油藏开发的影响,并在此夹层条件下确定了Z油藏的最优开发方式。

2 夹层的综合评价

通过Z油藏5口井连井剖面可以发现:油藏内部发育两套夹层将储层分为3套砂体ZI, ZII和ZIII, 其中影响油藏开发的主要夹层是ZI(CO₂气顶)和ZII(下部油层)之间的夹层m, m夹层在a井和b井为泥质夹层, 厚度约1.3~2.2 m, 但在b井、c井和e井为钙质夹层。a井处夹层井壁心岩性为含钙泥质粉砂~中砂岩, 渗透率1.88~8.63 mD, 具有一定的渗透率; b井井壁心泥质夹粉砂岩, 渗透率0.106 mD, 夹层变致密。

气顶底水油藏平面、纵向的油气水分布见图2。将Z油藏以夹层为界限, 夹层以上的区域称为层系I、

夹层以下的区域称为层系II, 层系I的气顶区域成为油藏顶部, 层系I的油环区域称为油藏边部, 层系II称为油藏底部。

分别在油藏底部、油藏顶部布置一口长度为500 m的水平井, 生产制度为控制井底流量500 m³/d, 模拟时间为20年, 三相饱和度场图如图3所示。

在底部布井的情况下, 由于强底水和夹层的作用, 生产20年时(图3(a)), 气顶区域没有明显的变化, 仅有小部分气顶气通过夹层进入生产井, 约占总产气量的41%, 气顶气累产量20年仅为 0.19×10^8 m³, 单井累产气量曲线如图4。说明在较强能量底水的压制作用下, 夹层极大程度减弱了气窜的程度, 但是在实际开发过程中应控制合理的生产压差, 避免气顶气压力

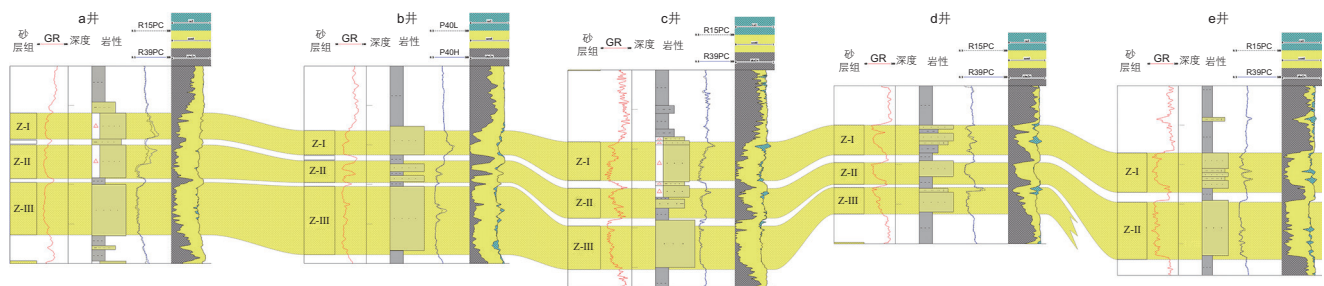


图1 Z油藏连井剖面图

Fig. 1 Well section of Z reservoir

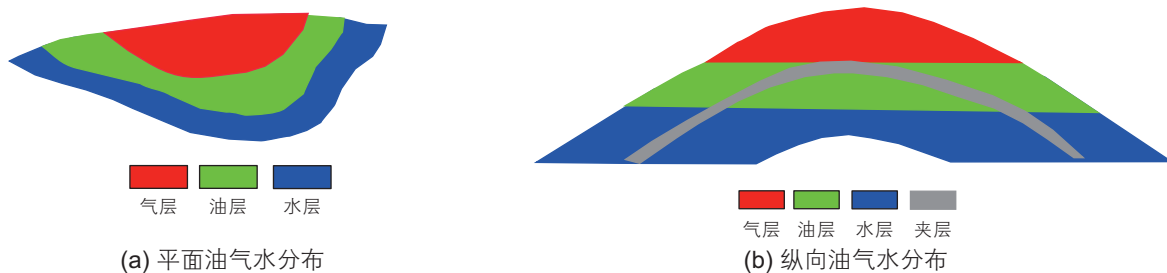


图2 Z油藏油气水分布场图

Fig. 2 Oil gas and water distribution figure

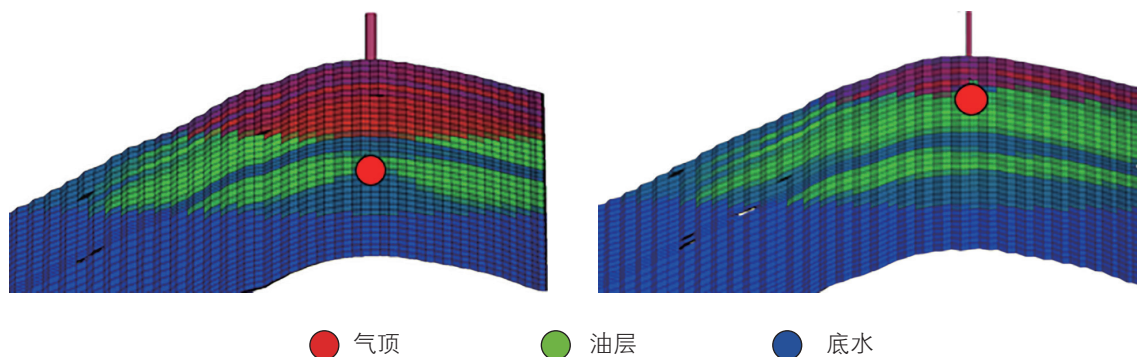


图3 三相饱和度场图(20年)

Fig. 3 Three phase saturation figure(20 years)

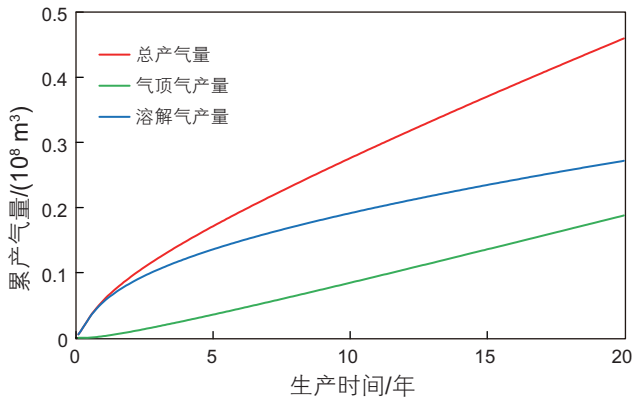


图4 单井累产气量曲线

Fig. 4 Cumulative gas production curve of single well

下降过快,发生油侵气顶。

在顶部布井的情况下,通过三相饱和度场可以看出(图3(b)),在20年末发生了明显的油侵气顶现象,主要原因是由于小气顶压力下降较快,油藏边部和底部的原油通过夹层侵入油藏顶部,同时边底水侵入油藏边部和底部。说明在较强能量底水的驱动作用下,夹层无法阻止底部原油侵入气顶。

综合评价Z油藏夹层的作用,通过数值模拟研究认为:在夹层底部布井可极大程度减少产气量以抑制气窜,但是在气顶区域布井不能阻碍油侵气顶的发生,因此提出通过“划层系、分区域”的方式来开发含隔夹层的气顶底水油藏,该方式可以高效开发此类油藏并最大程度提高原油采收率,具体开发技术对策将在后文进行详细论述。

3 开发技术对策研究

3.1 开发方式优选

对于小气顶薄油层底水油藏,由于油柱高度较小,气窜是无法避免的,油气同采作为此类油藏的最佳开发方式^[4],但是由于气顶能量较低,底水能量较强,

隔夹层具有隔气不隔油的特性,因此在油气同采的过程中就会出现底部原油的损失(受油藏非均质性影响)。因此按“划层系、分区域”的原则进行开发方式的优选,如图2所示,将Z油藏以夹层为界限,夹层以上的区域称为层系I、夹层以下的区域称为层系II,层系I的气顶区域成为油藏顶部,层系I的油环区域称为油藏边部,层系II称为油藏底部。

通过数值模拟优选6种开发方式。方式1:底部采油,即仅在隔夹层底部布井生产;方式2:顶部采气—底部采油,即在气顶区域和夹层底部布井同时生产;方式3:底部采油—边部采油,即在夹层上部的油环区和夹层底部布井同时生产;方式4:三区同采,即在夹层上部的油环区、夹层上部的气顶区和夹层底部布井同时生产;方式5:先底部采油后三区同采,即先在隔夹层底部布井生产,再夹层上部的油环区、夹层上部的气顶区和夹层底部布井同时生产;方式6:先底部采油后边部采油,即先在隔夹层底部布井生产,再夹层上部的油环区布井生产。其中油藏顶部、边部、底部的布井示意图见图5,不同开发方式下20年的原油采出程度曲线见图6。

分析模拟结果可以看出,在两个层系的开发政策上:由于底水的压制作用,夹层能有效地封隔气窜,并且油藏底部的储层物性较好,因此层系II可采用底水油藏紧贴夹层布井的开发方式,底部采油(方式1)已经可以获得较高的采出程度,此时层系I边部的原油还未动用。由于底水的驱动作用,夹层不能有效地防止油侵气顶,因此层系I应按气顶底水油藏的开发方式进行油气同采或只在边部布井。底部采油边部采油(方式3)可以获得较高的初产,三区同采(方式4)由于气顶压力下降较快,部分底部原油进入油藏顶部,导致初产较低。由于油侵气顶,在开发层系I的过程中会对层系II产生一定的影响,此外,层系II的储层物性要好于层系I,因此在开发次序上:先开发层系II后开发层系I(方式5、6)可以得到较高的原油采出程度,但是由于初期只开发油藏底部,原油的初产不高;

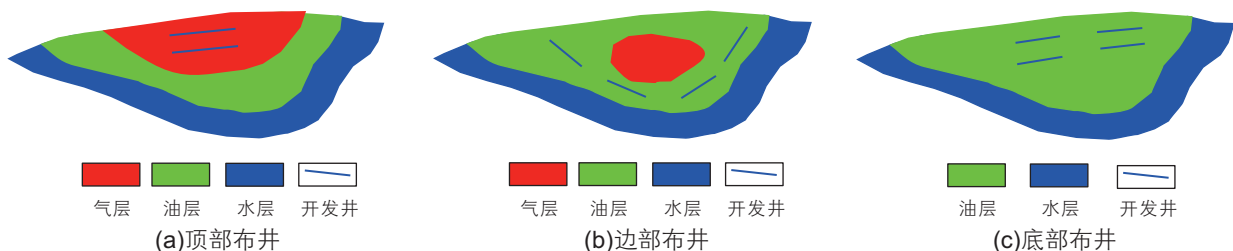


图5 不同油藏区域布井示意图

Fig. 5 Schematic diagram of well layout in different reservoir areas

层系I、II同时开发可以得到较高的初产但是原油采出程度较低。

综合考虑油藏采收率和初期产量贡献,推荐先底部采油后边部采油的开发方式。

3.2 布井数量优化

分别对油藏底部、边部的布井数量进行优化,不同井数下的底部、边部原油采出程度柱状图见图7。对于底部区域,在井数大于4口的情况下,采出程度变化不明显;对于边部区域,在井数大于2口的情况下,采油增量大幅下降。优选底部最优布井数量为4口、边部最优布井数量为2口。

3.3 生产制度优化

优化油藏底部、油藏边部两个区域的生产制度,根据Z油藏的探井DST测试数据,当生产压差为0.1 MPa时,产量约为150 m³/d,结合Z油藏的地饱压差,对层系II的单井产液范围在500~5000 m³/d进行优化;由于油藏底部物性较好,边部物性较差,两者渗

透率差异较大(底部含油区渗透率约为边部含油区的10倍),对层系I的单井产液范围在50~300 m³/d进行优化。

图8为油藏底部不同单井产液量下的原油采出程度与日产气量曲线,可以看出:随着单井产液量的增加,油藏初期产能增加,产气量增加,气顶向生产井的气窜量越大。但在单井产液量大于2000 m³/d之后,初期产油量增幅大大减小,在单井产液量大于500 m³/d之后,油藏采出程度几乎不变,说明在达到一定值后,不同的配产只影响初期产能,并不影响原油采出程度。优选最优生产制度为单井配产1500 m³/d,在此条件下既可以得到较高的初期产能与原油采出程度,并且产气量平稳,有利于生产开发。

图9为油藏边部不同单井产液量下的原油采出程度曲线与气顶采出程度柱状图,可以看出:随着单井产液量的增加,原油的采出程度先增大后减小,且变化幅度不大,气顶气采出程度逐渐增大。优选最优生产制度为单井配产100 m³/d,在此条件下可以得到最高的油藏采出程度和较小的产气量。

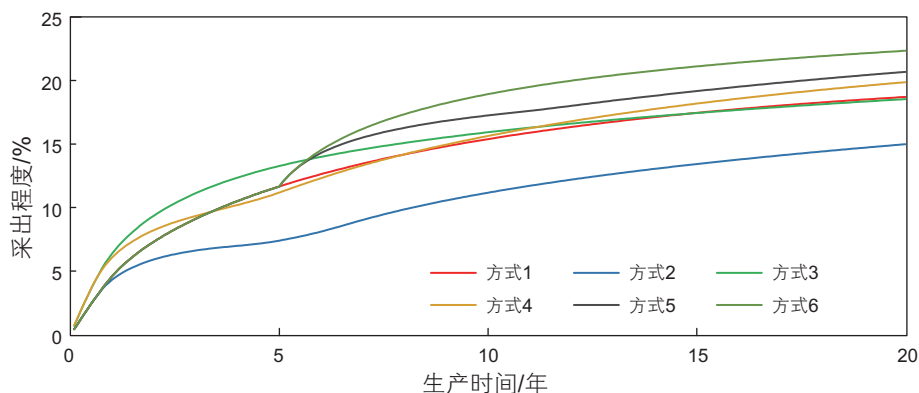


图6 不同开发方式下原油采出程度曲线

Fig. 6 Crude oil recovery curve under different development methods

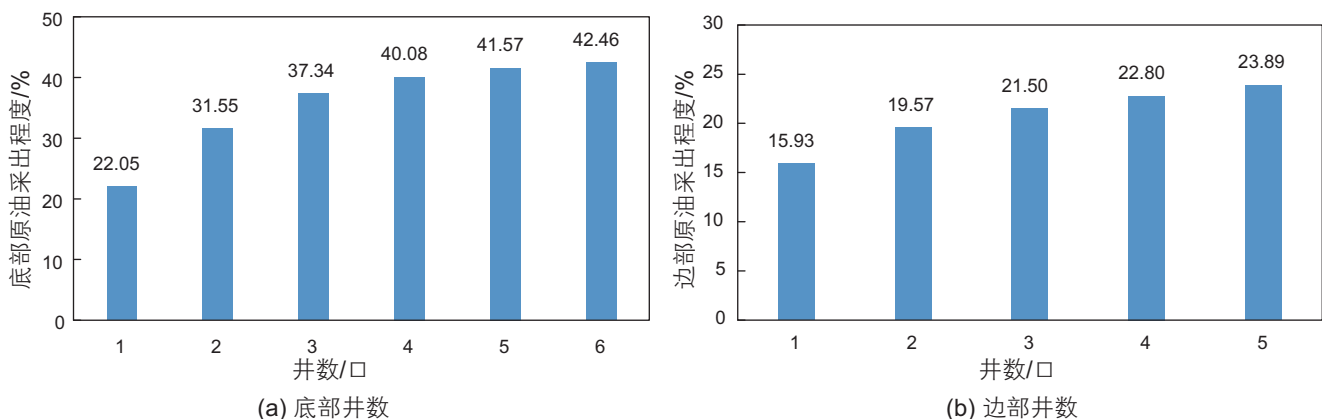


图7 不同布井数量原油采出程度曲线

Fig. 7 Crude oil recovery curve of different number of wells

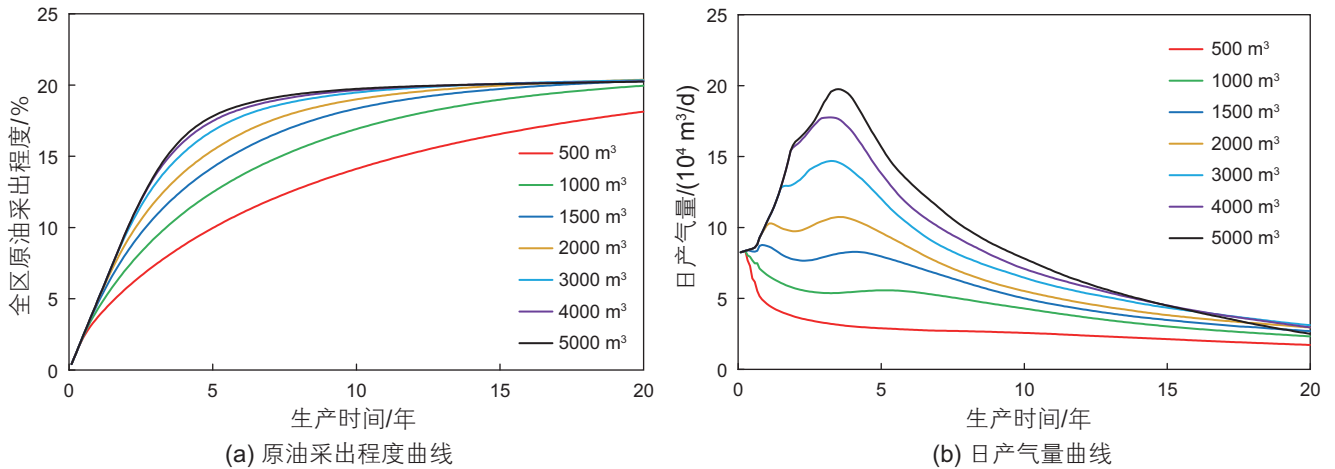


图 8 油藏底部不同单井产液量下的原油采出程度与日产气量曲线

Fig. 8 Curves of crude oil production and daily gas production under different single well fluid production at the bottom of the reservoir

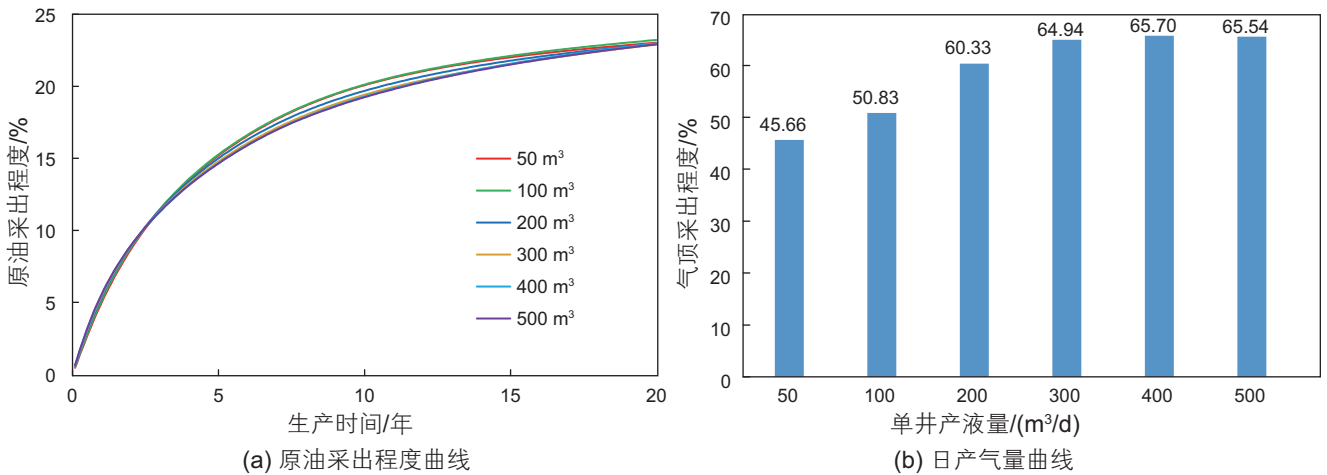


图 9 油藏边部不同单井产液量下的原油采出程度曲线与气顶采出程度柱状图

Fig. 9 Crude oil recovery curve and gas cap recovery histogram under different single well fluid production at the edge of the reservoir

4 结论

(1) 在 Z 油藏中部连续发育一套具有一定渗透性 (平均 3 mD) 的夹层, 由于底水能量较强, 在底水能量的压制作用下, 在夹层底部布井开发并且控制合理的生产压差可以很大程度上减小气窜量; 但是在底水能量的驱动作用下, 在夹层以上布井开发, 夹层不能起到阻止油侵气顶的作用。

(2) 对于小气顶薄油层底水油藏, 通过对隔夹层的综合评价, 系统地分析了隔夹层对于开发效果的影响, 并创新性提出了适用于此类复杂油藏“划层系、分区域”的开发政策, 即以夹层为界限将油藏分为 2 套层系、3 个区域, 其中层系 I 按照气顶底水油藏进行开发

并且尽量避免油气同采, 层系 II 按照强底水油藏进行开发, 紧贴夹层底部布井。

(3) 开发层系 II 对层系 I 的影响不明显, 开发层系 I 会使层系 II 中的原油一定程度上侵入气顶, 对开发效果造成影响。因此先开发层 II 后开发层系 I 会获得较高的原油采出程度, 但初期产能较低, 而同时开发层系 I、层系 II 可以获得较高的初产, 但由于油侵气顶, 油藏采出程度较低。综合考虑油藏采收率和初期产量贡献, 推荐先底部采油后边部采油的开发方式。

(4) 针对 Z 油藏的实际情况, 通过数值模拟结果表明: 最优开发方式为同时开发油藏底部与边部, 其中底部油藏最优布井数量为 4 口, 单井最优配产 1500 m³/d, 边部油藏最优布井数量为 2 口, 单井最优配产 100 m³/d。

参考文献

- [1] 何巍, 黄全华, 管琳. 气顶底水油藏油井最佳射孔井段确定新方法[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2011, 33(04): 111-115. [HE W, HUANG Q H, GUAN L. A new method of determining the optimum perforation intervals of wells in reservoirs with bottom water and gas cap[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute(Science & Technology Edition), 2011, 33(04): 111-115.]
- [2] 周科, 唐海, 吕栋梁, 等. 气顶底水油藏射孔位置优化[J]. 油气井测试, 2010, 19(03): 8-10, 14. [ZHOU K, TANG H, LV D L, et al. Optimum perforated position for gas cap and bottom water reservoir[J]. Well Testing, 2010, 19(03): 8-10, 14.]
- [3] 李春兰, 杨炳秀, 程林松. 气顶底水油藏直井开采最佳射孔位置和最佳射开厚度确定方法[J]. 中国海上油气, 2004(02): 34-35. [LI C L, YANG B X, CHENG L S. A method to determine the optimum perforation place and height in a vertical well of gas-water coning reservoir[J]. China Offshore Oil and Gas, 2004(02): 34-35.]
- [4] 朱志强, 李云鹏, 葛丽珍, 等. 气顶底水油藏水平井垂向位置确定模型及应用[J]. 石油钻探技术, 2016, 44(05): 104-108. [ZHU Z Q, LI Y P, GE L Z, et al. The model and application in determining the vertical position of horizontal well in gas cap and bottom water reservoirs[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2016, 44(05): 104-108.]
- [5] AZAR-NEJAD F, TORTIKE W S, FAROUQ ALI S M. Horizontal well performance in oil reservoirs with bottom water or gas cap[C]// Petroleum Society of Canada Annual Technical Meeting, Calgary, Alberta, 1996.
- [6] 袁淋, 李晓平, 刘盼盼. 气顶底水油藏水平井临界产量计算方法[J]. 岩性油气藏, 2015, 27(01): 122-126. [YUAN L, LI X P, LIU P P. New method for determining critical rate of horizontal well in gas cap and bottom water reservoirs[J]. Northwest Oil & Gas Exploration, 2015, 27(01): 122-126.]
- [7] 李传亮, 张厚和. 带气顶底水油藏油井临界产量确定[J]. 中国海上油气, 1993(05): 47-54. [LI C L, ZHANG H H. A formula to determine the critical oil-production rate of wells producing from bottom water reservoir with a gas cap [J]. China Offshore Oil and Gas (Geology), 1993(05): 47-54.]
- [8] 何巍. 气顶底水油藏流体界面控制技术[D]. 西南石油大学, 2006. [HE W. Study on gas cap and bottom water reservoir fluid contact control technology[D]. Southwest Petroleum University, 2006.]
- [9] AGGOUR, MOHAMED A, KHAN, IRFAN S. HELE-SHAW model study of horizontal well performance in reservoir with gas cap and bottom water drive[J]. Petroleum Science and Technology, 2001, 19(5-6): 661-672.
- [10] 刘佳, 程林松, 范子菲, 等. 气顶油藏屏障注水数值模拟[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2018, 45(05): 559-564. [LIU J, CHENG L S, FAN Z F, et al. Study on numerical simulation of barrier waterflooding for gas cap reservoir[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2018, 45(05): 559-564.]
- [11] 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(01): 83-87. [ZHANG X G, TIAN S C, CHEN C L, et al. Function of man-made barrier on bottom-water coning[J]. Geoscience, 2002(01): 83-87.]
- [12] 窦松江, 冯小宁, 李炼民. 尼日尔G油田气顶油气藏开发策略研究[J]. 非常规油气, 2015, 2(05): 34-37. [DOU S J, FENG X N, LI L M. Development strategy for gas cap reservoirs in Niger G oilfield[J]. Unconventional Oil & Gas, 2015, 2(05): 34-37.]
- [13] 张蔓. 气顶底水油藏水平井开发技术政策研究[D]. 中国石油大学(北京), 2016. [ZHANG M. Horizontal well development of reservoir with bottom water and gas cap technology policy research[D]. China University of Petroleum(Beijing), 2016.]
- [14] 杨晨旭, 冯沙沙, 张伟, 等. 小气顶底水薄层油藏开发规律及技术政策[J]. 断块油气田, 2020, 27(01): 85-89. [YANG C X, FENG S S, ZHANG W, et al. Development rules and technical policies of thin-layer reservoir with small gas cap and bottom water. Fault-Block Oil and Gas Field, 2020, 27(01): 85-89.]

(责任编辑 李俊健 编辑 马桂霞)