



气顶边水油藏中后期开发调整三维物理模拟研究

葛丽珍 孟智强 祝晓林 岳宝林 朱志强

Three-Dimensional Physical Simulation Experiment on the Development Adjustment of Reservoirs with Gas Cap and Edge Water in Middle and Late Stage Reservoirs

GE Lizhen, MENG Zhiqiang, ZHU Xiaolin, YUE Baolin, ZHU Zhiqiang

在线阅读 View online: <http://doi.org/10.11911/syztjs.2023115>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

气顶边水窄油环水平井生产压差调控实验研究

Experimental Study on the Draw-Down Pressure Control of Horizontal Wells with Gas-Cap/Edge Water Narrow Oil Rims

石油钻探技术. 2019, 47(1): 90–95 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2018152>

特低渗透油藏定面射孔压裂技术研究与应用

Research and Application of Fixed-Plane Perforating and Fracturing Technologies in Ultra-Low Permeability Reservoirs

石油钻探技术. 2019, 47(5): 104–109 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2019088>

特高含水期油田“四点五类”剩余油分类方法

“Four Points and Five Types” Remaining Oil Classification in Oilfields with Ultra-High Water Cut

石油钻探技术. 2017, 45(2): 76–80 <http://doi.org/10.11911/syztjs.201702012>

塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏气水复合驱技术

Gas-Water Composite Flooding Technology for Fractured and Vuggy Carbonate Reservoirs in Tahe Oilfield

石油钻探技术. 2020, 48(1): 61–65 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2019124>

基于非均质大模型的特高含水油藏提高采收率方法研究

Research on Large Scale Heterogeneous Model Based EOR Methods for Ultra-High Water Cut Reservoirs

石油钻探技术. 2018, 46(5): 83–89 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2018078>

自蔓延化学点火火烧油层物理模拟研究

Physical Simulation Study of In-Situ Combustion by a Chemical Self-Propagating Igniter

石油钻探技术. 2018, 46(3): 93–97 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2018060>



扫码关注公众号，获取更多信息！

◀ 油气开发 ▶

doi:10.11911/syztjs.2023115

引用格式: 葛丽珍, 孟智强, 祝晓林, 等. 气顶边水油藏中后期开发调整三维物理模拟研究 [J]. 石油钻探技术, 2023, 51(6): 85-92.

GE Lizhen, MENG Zhiqiang, ZHU Xiaolin, et al. Three-dimensional physical simulation experiment on the development adjustment of reservoirs with gas cap and edge water in middle and late stage reservoirs [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2023, 51(6): 85-92.

气顶边水油藏中后期开发调整三维物理模拟研究

葛丽珍, 孟智强, 祝晓林, 岳宝林, 朱志强

(中海石油(中国)有限公司天津分公司, 天津 300459)

摘要: 气顶边水油藏天然能量开发中后期气窜、水锥加剧, 地层压力加速下降, 产量递减加快, 生产形势急剧变差。为探索其后期开发调整方向, 以海上气顶边水油藏为例, 根据相似理论, 设计了气顶边水油藏大型三维物理模型, 研究了继续天然能量开发、转屏障注水和转老井侧钻等3种开发调整方式的生产特征及其挖潜效果。试验结果表明, 天然能量开发以气顶能量为主, 受高渗层气窜影响, 水平井上部的中、低渗透率储层为后续挖潜的方向; 屏障注水开发可以抑制高渗层气顶气窜, 对低渗层增产和稳产效果明显; 老井侧钻开发对中等渗透率储层占比大的油藏更为有效。现场优选了1口老井, 实施了高部位侧钻, 取得了良好的现场试验效果。研究结果可以为提升多种提高采收率方式的调整效果提供理论指导。

关键词: 气顶边水; 开发调整; 物理模拟; 剩余油; 挖潜

中图分类号: TE341

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2023)06-0085-08

Three-Dimensional Physical Simulation Experiment on the Development Adjustment of Reservoirs with Gas Cap and Edge Water in Middle and Late Stage Reservoirs

GE Lizhen, MENG Zhiqiang, ZHU Xiaolin, YUE Baolin, ZHU Zhiqiang

(Tianjin Branch of CNOOC Limited, Tianjin, 300459, China)

Abstract: In the middle and late stages of natural energy development, reservoirs with gas cap and edge water are affected by gas channeling and intensified water coning, and the formation pressure drops rapidly. The production declines greatly, and production conditions deteriorate sharply. In order to explore the development adjustment direction of this type of reservoir in the middle and late stages, a large-scale three-dimensional physical model of the reservoir with a gas cap and edge water was designed based on the similarity theory by taking an offshore reservoir with large gas cap and middle edge water as the prototype. Three development adjustment methods and potential tapping effects were studied, namely, continued natural energy development, barrier water injection development, and sidetracking of old wells towards high locations. The experimental results show that the natural energy development of reservoirs with gas cap and edge water is dominated by gas cap energy and affected by gas channeling in the high-permeability layer. Oil enrichment occurs in the upper part of horizontal wells in reservoirs with medium and low permeability, which is the direction for subsequent potential investigation. The barrier water injection can effectively suppress the gas channeling of the gas cap in high-permeability layers and has a significant effect on increasing and stabilizing production in low-permeability layers. The sidetracking of old wells is more effective in improving oil recovery in reservoirs with a high proportion of medium-permeability layers. One old well underwent sidetracking towards higher locations, achieving good on-site application results. The research result can provide a reference for improving adjustment effect of multiple methods to enhance oil recovery.

Key words: gas cap and edge water; development adjustment; physical simulation; remaining oil; tapping potential

收稿日期: 2023-06-20; 改回日期: 2023-11-20。

作者简介: 葛丽珍 (1973—), 女, 天津人, 1996年毕业于石油大学(华东)油藏工程专业, 2008年获中国石油大学(华东)地质资源与地质工程专业硕士学位, 正高级工程师, 主要从事油气田开发方面的研究工作。E-mail: gelzh2@cnooc.com.cn。

基金项目: 国家科技重大专项“渤海油田加密调整及提高采收率油藏工程技术示范”(编号: 2016ZX05058001)资助。

气顶边水油藏是一种气相、油相和水体处于同一个水动力学体系中的油藏，水动力平衡十分敏感^[1]，为避免过早发生气窜和水锥，目前国内主要的开发方式是水平井天然能量开发^[2-3]。在天然能量开发早期，随着原油开采，油气、油水能量交换，油气及油水界面运移，表现为气窜、水锥^[4-7]；随着油藏进入开发中后期，气顶气、边底水侵入油井，气窜或水锥加剧，导致产量递减加快，生产形势急剧变差^[8-11]，亟待进一步研究剩余油分布特征及相应挖潜方式。开发中后期，受气顶、边水双向驱替影响，平面及纵向剩余油分布特征复杂^[12-13]，对开发调整方式提出了很高的要求。目前，国内外主要研究采用水平段垂向位置优化、屏障注水、边外注水等方式抑制气窜、水锥，提高开发效果方面，但多集中在油田开发初期^[14-18]，且以数值模拟为主要研究手段。范子菲等人^[19]利用数值模拟方法研究了屏障注水开发的可行性，以此确定研究区的最优开发方案。郑兴范等人^[20]利用数值模拟的方法研究了在传统屏障注水中加入聚合物和交联剂分隔油气的开发效果。蒋明等人^[21]利用油藏工程方法分析了不同注水方式的注水位置、注采比等参数。敖西川等人^[22]分析了采用屏障注水方式保压开发提高采收率的效果。然而，上述研究多采用数值模拟方法，分析问题以宏观指标为主，对平面和层间剩余油分布及提高中后期开发效果的相关研究较少，特别是缺少屏障注水、老井高部位侧钻等开发方式开发效果的试验与对比研究，提高采收率机理仍不清晰。

为此，笔者采用大型气顶边水油藏三维物理模拟装置，模拟研究了气顶边水油藏天然能量开发条件下的生产特征和剩余油分布状态，开展了屏障注水和老井高部位侧钻的物理模拟试验，明确了屏障注水、老井高部位侧钻等提高采收率方式的驱油机理，分析了不同开发调整方式的效果，以期为实际矿场的应用提供理论指导。

1 试验装置与原理

1.1 试验设备

物理模拟试验设备由注油、注水、注气、回压控制、分离计量及监测系统组成，如图 1 所示。为模拟具有一定气顶指数和边底水条件的油藏，装置外围同时连接适当容积的气瓶和 ISCO 高压柱塞泵。试验岩心采用胶结法制备，向岩心填充流体，模拟气顶边水窄油环油藏。三维岩心的尺寸和倾角可调

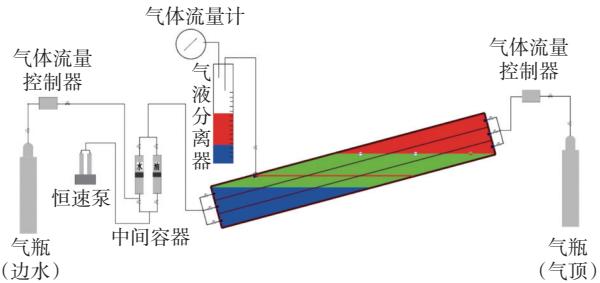


图 1 气顶边水油藏物理模拟试验装置设计

Fig.1 Design of physical simulation experiment device for reservoir with gas cap and edge water

节，以满足试验的几何条件相似。将水平井预先埋置在岩心的不同位置并适时开启，模拟天然能量开发及开发中后期不同的挖潜方式。压制的人造三维岩心内部设置一系列压力探针和饱和度电极，探针、电极与计算机连接，实时检测和记录压力和饱和度。

1.2 相似准数群建立

以几何相似、动力相似和运动相似为基本原则，利用量纲分析法和方程分析法，得出气顶边水油藏三维物理模拟的相似准则，见表 1。

表 1 气顶边水油藏物理模拟试验相似准数群

Table 1 Similar dimensionless number group and physical meaning of physical simulation experiment of reservoir with gas cap and edge water

相似准则分类	相似准则数	物理意义
几何相似	$\eta_1 = L_1/L_2$	油环长度与宽度之比
	$\eta_2 = L_1/H$	油环长度与厚度之比
	$\eta_3 = m$	气顶指数
	$\eta_4 = \theta$	地层倾角
物性相似	$\eta_5 = \rho_o/\rho_w$	油水密度之比
	$\eta_6 = \rho_o/\rho_g$	油气密度之比
	$\eta_7 = K_{ro}\mu_w/(K_{rw}\mu_o)$	油水流度之比
	$\eta_8 = S_{oi}$	初始饱和度场
运动相似	$\eta_9 = B_g/B_{gi}$	气相体积系数与原始状态体积系数之比
	$\eta_{10} = DKK_{ro}\Delta p H_p / (\mu_o L_1 q_o)$	
	$\eta_{11} = DKK_{rw}\Delta p H_p / (\mu_w L_1 q_w)$	油、气、水相产量
	$\eta_{12} = DKK_{rg}\Delta p H_p / (\mu_g L_1 q_g)$	
动力相似	$\eta_{13} = q_o t / N$	油产量与地质储量之比
	$\eta_{14} = \Delta p / (\rho_o g H)$	生产压差与重力之比
	$\eta_{15} = \Delta p / p_c$	生产压差与毛管力之比

表 1 中: η 为相似准数; L_1, L_2, H 分别为油环长度、宽度、高度, m; m 为气顶指数; θ 为地层倾角, ($^{\circ}$); ρ_o, ρ_w, ρ_g 分别为油、水、气密度, kg/m^3 ; K_{ro}, K_{rw} 分别为油相、水相相对渗透率; μ_o, μ_w 分别为地层条件下油、水黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; S_{oi} 为原始含油饱和度; B_g, B_{gi} 分别为气相体积系数、原始状态气相体积系数; p, p_i 分别为地层压力、原始地层压力, MPa; K 为油层渗透率, mD; Δp 为生产压差, MPa; t 为生产时间, d; d 为孔隙度; D 为油井直径, m; H_p 为油井射孔段厚度, m; q_o, q_w, q_g 分别为油、水、气相产量, m^3/d ; N 为地质储量, 10^4 m^3 ; g 为重力加速度, m/s^2 ; p_c 为毛细管压力, MPa。

1.3 试验参数设计

以海上 A 油田某井区大气顶中等边水油环油藏为原型, 根据相似准则制定了相应试验参数^[23-24]。该油藏的典型特征是大气顶、窄油环、中等边水, 气顶指数 2.1、水体倍数 40, 油环平面宽度小于 600 m。油藏整体长度 2 350 m, 宽度 335 m, 油层厚度 30 m。受隔夹层发育影响, 油藏共分 3 个小层, 各层之间连通性差, 采用水平井平行流体界面穿多层开发。每小层厚 10 m 左右, 从上到下平均测井渗透率分别约为 500, 200 和 100 mD。地层倾角 15°, 地层原油黏度 3.1 $\text{mPa}\cdot\text{s}$, 原始地层压力 16.5 MPa。

依据相似准则, 设计每块大型三维岩心的尺寸为 1.00 m×0.10 m×0.05 m, 从上到下岩心渗透率分别为 499, 202 和 101 mD, 与油田测井渗透率基本一致。将 3 块岩心叠置并联模拟实际油藏的 3 个小层, 除生产井和气顶边水之外, 小层之间互不连通, 并联生产模拟穿多层开发水平井, 气顶、边水分别采用一套氮气瓶将三组岩心并联, 模拟与原型油藏相同体积倍数的气顶和水体能量, 模型原初始压力为 0.3 MPa。试验用油为煤油, 黏度为 3.84 $\text{mPa}\cdot\text{s}$ 。为控制其他变量影响, 除开发调整方式之外, 3 组方案采用同样参数。

2 物理模拟试验

考虑 A 油田某井区实际开发参数, 以油环为主要开采目标, 设计了 3 组试验方案。试验初期为天然能量开发阶段, 根据运动相似准则, 均设定以 3% 的采油速度自喷生产, 水平井含水率达到 90% 之后, 分别执行天然能量开发方案(方案 1)、屏障注水方案(方案 2)和老井高部位侧钻方案(方案 3)等 3 种开发调整试验方案。其中, 天然能量开发

方案保持工作制度恒定继续生产; 屏障注水方案开启屏障注水井注水, 生产井工作制度不变; 老井高部位侧钻方案关闭老井, 开启侧钻井生产, 工作制度与老井一致。当产油速率为 0 时, 停止试验。

按一定砂料配比混合砂料、压制岩心、钻取圆柱型岩心, 并测试气测渗透率, 通过试验明确不同渗透率岩心的砂料配比, 根据配比调制 120 目和 325 目 2 种石英砂, 混合树脂压制所需渗透率的人造胶结岩心。压制时, 在人造岩心中布置了 2 口水平采油井和 1 口定向屏障注水井。根据几何相似准则, 2 口水平井水平段垂向位置与该井区一致, 分别位于油环油柱高度下 1/3 处和油气界面处, 1 口定向屏障注水井位于油气界面处。岩心压制完成后, 采用耐油性密封树脂包封模型, 验证气密性良好后, 按照饱和水、饱和油的顺序模拟人造岩心束缚水饱和油状态, 渗透率 499, 202 和 101 mD 层段的初始原油饱和体积分别为 330, 300 和 290 mL, 饱和后静置老化 48 h。按照注水、注气的顺序, 依次填充岩心相应边水、气顶部分, 每次填充均需静置一段时间, 使油气水在重力分异作用下完全分层, 按照 3 个试验方案, 每隔 30 min 记录一次出油量、出水量、出气量, 以及三层岩心的压力、饱和度, 直至三层岩心不再出油。

3 不同开发阶段的生产特征及开发效果分析

3.1 天然能量开发阶段

天然能量开发阶段为 0~240 min, 根据运动相似准则, 天然能量开发阶段试验时长相当于实际油藏开发 12 年, 与原型井区目前开发时间基本一致。通过分析该开发阶段的生产特征和剩余油分布, 为开发调整方式的选择及其机理认识提供基础。

3.1.1 生产特征

模拟结果表明, 气顶边水油藏天然能量开发初期生产井产量较为稳定, 稳产期为 90 min 左右(见图 2)。随着开发进行, 生产井逐渐见气、见水, 无气窜采油期为 30 min 左右, 无水采油期为 60 min, 生产井见气时间早于见水时间。随着生产井油气比、含水率上升, 产油量逐渐下降。至开发中后期, 油藏油气比上升速度加快、含水率逐渐上升, 产油量快速递减, 天然能量开发至含水率 90.0% 时采出程度为 34.5%。

各层产油量随时间增加均表现出前期产量增

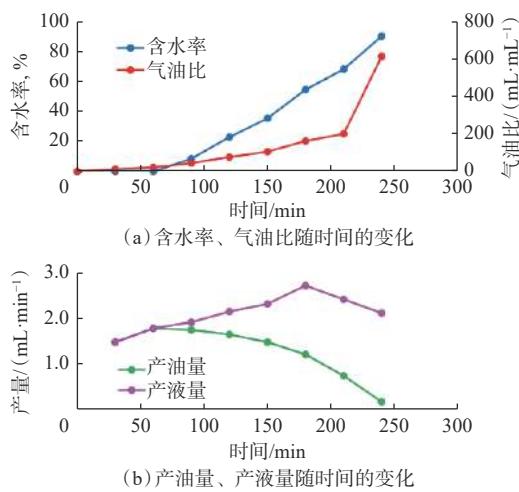


图 2 天然能量开发生产曲线

Fig.2 Production curve of natural energy development

加、后期产量逐渐降低的特征,如图3所示。其主要原因在于,初期天然能量供给充足,随着开发的进行,天然能量逐渐减弱,各层产量均出现快速递减。对比各层产油量贡献,统一压力系统下,高渗透率时段渗流阻力更小,其产油量明显高于低渗透率层,渗透率499, 202和101 mD时段的累计产油量贡献占比分别为50.2%, 31.6%和18.2%。对比各层原油采出程度,渗透率499, 202和101 mD时段的采出程度分别为48.0%, 33.0%和19.7%,表明天然能量开发时,高渗透率层是主要动用层段。观察含水率曲线,高渗透率时段见水时间为30 min,早于低渗透率时段的见水时间(90 min),表明在高渗透率层

中,油水界面的运移速度更快。

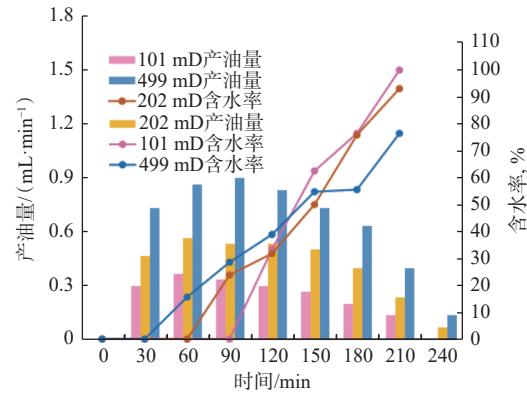


图 3 天然能量开发不同渗透率储层生产情况

Fig.3 Production of reservoirs with different permeability in natural energy development

3.1.2 剩余油分布

利用预先埋置在岩心中的饱和度电极,测定不同位置的剩余油饱和度参数,并通过空间插值形成剩余油饱和度场,见图4。对比剩余油的富集程度发现,渗透率101 mD时段开发中后期剩余油富集范围更大,饱和度更高,与图3所示3个小层的原油采出量相对应。渗透率499, 202和101 mD时段的剩余原油体积占比分别为28.3%, 33.2%和38.5%。若以该类油藏岩心试验采收率60.0%计算,各层剩余原油可采体积占比分别为16.5%, 34.2%和49.3%,表明中、低渗透率层为剩余油的主要富集和挖潜时段。

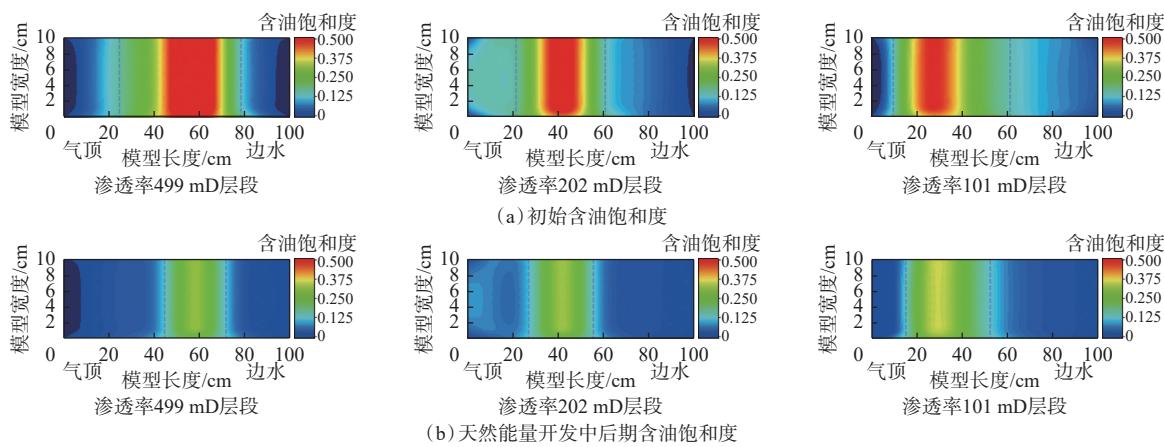


图 4 天然能量开发不同渗透率储层的剩余油分布

Fig.4 Distribution of remaining oil in reservoirs with different permeability in natural energy development

从含油面积分布范围进一步分析其富集机理和位置,渗透率499 mD时段初始状态含油面积分布在24~78 cm,开发中后期含油面积分布在45~72 cm,含油面积分布范围运移距离气顶部分为21 cm,边

水部分为6 cm,剩余油主要存在于油环下部。渗透率202 mD时段初始状态含油面积分布在22~62 cm,开发中后期含油面积分布在28~56 cm,含油面积分布范围运移距离气顶部分为6 cm,边水部分为6 cm,

油水界面和油气界面以相对平衡的速度同时向井眼移动, 原油富集区无明显位置变化。渗透率 101 mD 层段初始状态含油面积分布在 10~62 cm, 至开发中后期含油面积分布在 15~52 cm, 含油面积分布范围运移距离气顶部分为 5 cm, 边水部分为 10 cm, 含油面积向岩心上部发生运移, 剩余油主要存在于油环上部(见图 4)。

3 个层段的剩余油富集位置差异原因主要由气顶边水的开发动态博弈导致。在气顶边水油藏中, 气顶能量供给快, 是整个系统中的能量主导者。开发初期气顶能量充足, 气顶气首先沿 499 mD 层段窜进, 该层段油气界面和油水界面同时向下移动。受 499 mD 层段气窜泄压影响, 其他两个层段油气界面向下运移缓慢。随着气窜加剧, 气顶能量快速损失, 499 mD 层段边水推动油水界面向油环方向回移, 最终剩余油主要存在于油环下部。其他两个层段由于初期油气界面、油水界面向下运移较少, 气顶能量亏空后受边水驱动, 油水界面回移, 剩余油主要存在于油环中上部。

因此, 气顶边水油藏水平井采用天然能量开发时, 初期以高渗透率层气窜为主, 油环受气顶气驱, 向边水方向运移。随着油环的采出, 气窜加剧, 气顶能量逐步降低, 至天然能量开发末期, 油环受边水驱动逐步向气顶方向运移, 生产井进一步表现为高含水特征。天然能量开发末期, 中、低渗透率储层剩余油富集, 为提高采收率的主要方向。

3.2 开发调整阶段

3.2.1 生产特征

3 个开发调整方案设置相同试验条件, 保证 3 个方案开发调整效果具有可对比性, 并进行不同方案的试验, 结果表明, 各方案天然能量开发阶段的生产曲线和生产指标十分接近(见图 5、图 6)。方案 1 继续采用天然能量开发后, 生产井产液量持续降低, 产油量快速递减为 0。其原因在于, 天然能量开发至含水率达到 90.0% 后, 生产井气窜、水淹均十分严重。随着含水率和气油比进一步上升, 生产井无法继续产油, 采收率提升幅度受限。方案 2 实施屏障注水后, 水气混合驱动油环, 约 30 min 后气油比逐步下降, 表明注水屏障形成, 一定程度上抑制了气窜, 维持了油气区压力, 同时含水率降低, 具有一定增油效果; 后续因边水和高部位注入水共同侵入油环, 含水率再次升高, 最终 420 min 时含水率达到 100%。方案 3 老井侧钻至油气界面开发, 由于油环上部储量的动用, 侧钻井产油量、产液量、产

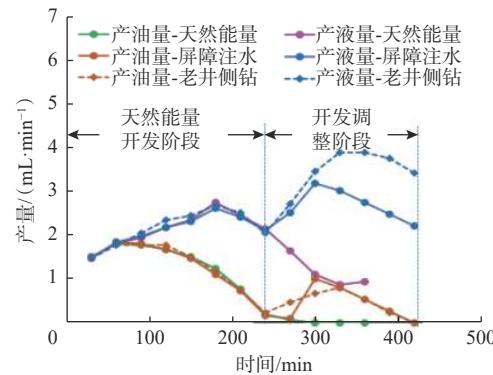


图 5 不同开发调整方案生产曲线

Fig.5 Production curves of different development adjustment schemes

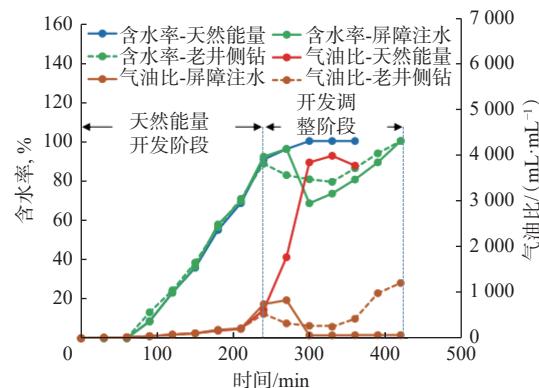


图 6 不同开发调整方案生产指标

Fig.6 Production indicators of different development adjustment schemes

气量都迅速增长, 由于油量增长幅度较大, 相应含水率、气油比呈现逐渐降低趋势, 开发至 420 min 时, 侧钻井受含水上升和气窜影响, 产油量逐步降为 0。

3.2.2 采收率

3 组方案的采收率对比表明, 方案 1 最低(34.2%), 方案 3 次之(42.7%), 方案 2 最高(43.1%)。对比 3 组方案的提高采收率幅度, 方案 1 最小(0.2 百分点), 方案 2、方案 3 接近(分别为 9.0 百分点和 8.8 百分点), 表明屏障注水和老井侧钻是剩余油挖潜的有效方式, 均能提高储量的动用程度, 开发方式的选择应根据剩余储量的富集特征以及海上、陆上油田不同开发方式下的经济评价结果综合判定。

不同渗透率层段在不同开发方式下采收率、阶段产油量对比表明, 渗透率 101 mD 层段屏障注水开发的采收率优于老井侧钻开发的采收率(见图 7、图 8)。其原因在于, 渗透率 101 mD 层段渗透率相对较低, 剩余油动用难度较大, 仅依靠剩余的天然能量, 侧钻井初期产油量较老井具有一定提高幅

度,但是随着能量衰减,增产有效时间较短(见图7)。渗透率202 mD层段老井侧钻采收率优于屏障注水开发采收率。其原因主要在于,渗透率202 mD层段剩余油相对富集且渗透率较高,采用老井侧钻储量动用范围较大,增产时间较长,而屏障注水后该层段水淹较快,开发效果较差。渗透率499 mD层段屏障注水与老井侧钻提高采收率幅度基本一致,该层段天然能量开发阶段采出程度高,为主要的气窜和水淹层段,驱替较为彻底,剩余油可采储量较少,老井侧钻后该层段主要表现为气窜特征,屏障注水后该层段主要表现为水淹特征,2种提高采收率方式驱油效果差异不大。

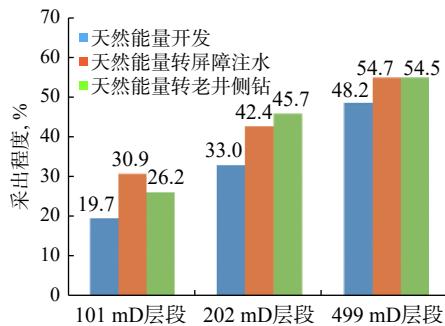


图7 不同开发调整方式下采收率对比

Fig.7 Comparison of oil recovery under different development adjustment methods

3.2.3 剩余油分布

对比各层开发末期含油饱和度发现,继续采用

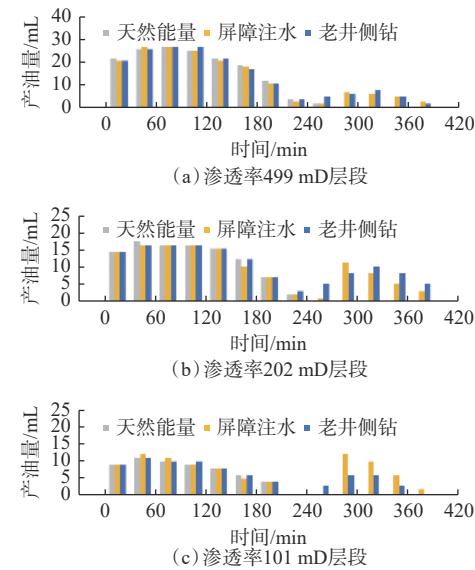


图8 不同开发调整方式下各层段产油量对比

Fig.8 Comparison of oil recovery of each layer under different development adjustment methods

天然能量开发剩余油较为富集;若采用屏障注水或老井侧钻方案,含油饱和度明显降低,与采收率特征一致(见图9)。

进一步对比屏障注水和老井侧钻开发剩余油富集特征和分布规律发现,渗透率499 mD层段屏障注水与老井侧钻开发剩余油饱和度基本一致,但其油环上部含油饱和度更低、剩余油分布区域较老井侧钻方案更靠下,表明屏障注水较好地驱替了油环

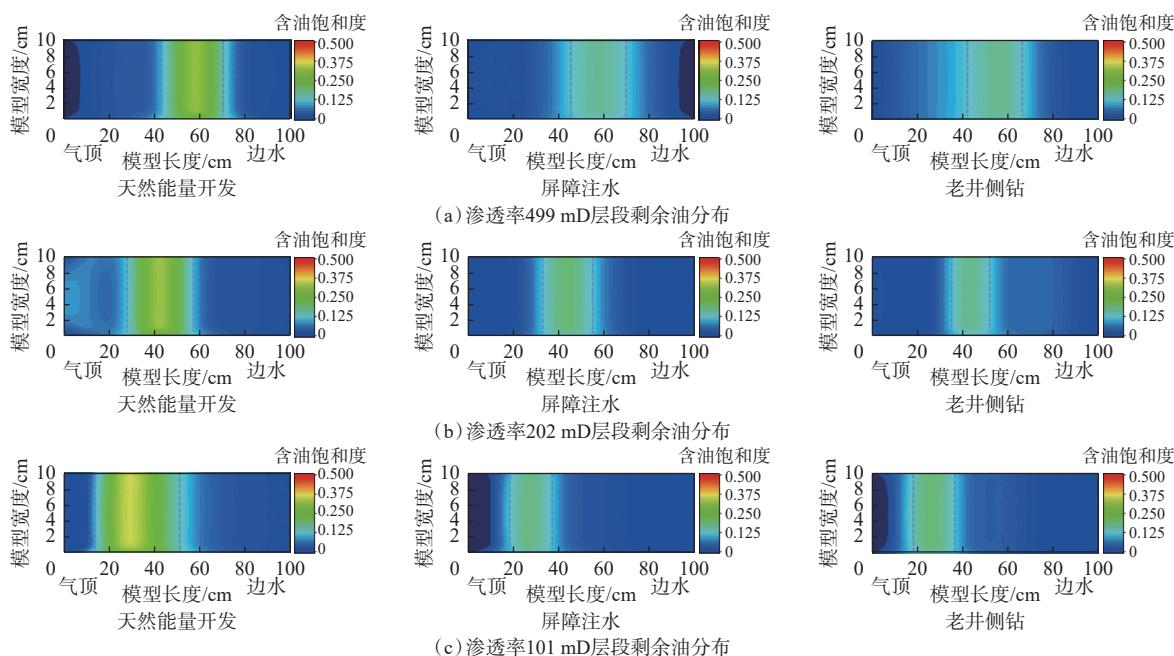


图9 不同开发调整方式下各层段的剩余油分布

Fig.9 Distribution of remaining oil in each layer under different development adjustment methods

上部剩余油, 较老井侧钻冲刷更加充分。渗透率 202 mD 层段老井侧钻含油饱和度最少, 且油环分布区域较屏障注水方案更为集中, 表明老井侧钻较好地平衡了气顶和边水的驱动能量, 有效动用了该层段剩余油。渗透率 101 mD 层段屏障开发剩余油最少, 主要是由于渗透率 101 mD 层段能量最弱, 采用屏障注水能够充分补充上部能量, 同时避免边水的快速锥进, 能够有效动用该层段剩余油。

综上所述, 对于开发至中后期的气顶边水油藏, 应按中低渗透率储层的储量占比、地层压力保持水平、屏障注水和老井侧钻的经济性等参数共同决定开发调整的方式。若开发中后期水体能量较为充足, 地层能量保持较好, 且中等渗透率储层的占比大, 实施侧钻井经济性更优, 应优选老井高部位侧钻的方式提高采收率, 充分利用现有地层能量动用水平井上部剩余油, 远离边底部水侵; 若开发中后期地层能量降低幅度过大, 且相对低渗透率储层的占比大, 实施侧钻井与屏障井经济性差别不大, 应优选屏障注水的方式提高采收率, 补充地层能量, 增加高部位驱替压差动用低渗透率储层中的剩余油。

4 现场试验

海上 A 油田某井区气顶边水油藏已进入开发中后期, 采出程度为 34.8%, 含水率为 92.8%, 开发矛盾突出。根据精细历史拟合结果, 水平井上部气驱采出程度和采收率较低, 具备开发潜力。根据油田目前地层能量较充足和中等渗透率储层占比较大的特征, 选择老井高部位侧钻的开发方案。考虑油田气顶边水窄油环的特殊性, 海上油田尚无此类油藏老井高部位侧钻调整挖潜的经验, 因此先期实施 1 口先导试验井。

以气窜严重、纵向驱替不均衡、剩余油富集为优选原则, 于 D4H 井、B15HS 井间高部位布设老井侧钻水平采油井。D4H-B15HS 井组井控地质储量 $98.26 \times 10^4 \text{ m}^3$, 当前采出程度 31.0%, 气油比 $5670 \text{ m}^3/\text{m}^3$, 含水 85.0%, 受气窜影响, 日产液量由初期的平均 $250 \text{ m}^3/\text{d}$ 降至当前的 $95 \text{ m}^3/\text{d}$, 日产油量为 $5 \text{ m}^3/\text{d}$, 有待调整开发方式。侧钻老井实施于油柱高度上方 $1/3$ 处, 初期为防止气窜小压差生产, 生产压差 0.4 MPa, 日产油量 $37 \text{ m}^3/\text{d}$, 含水率 60.2%, 气油比 $520 \text{ m}^3/\text{m}^3$, 生产稳定。分析气顶边水油藏开发中后期水平井上部剩余油富集特征, 以及老井高部位侧钻开发方式的可行性, 预计累计增产油量 $4.15 \times 10^4 \text{ m}^3$, 累计增产

气量 $0.43 \times 10^8 \text{ m}^3$, 井组提高采收率 4.2 百分点, 为油田老井侧钻挖潜方案的实施奠定了基础。

5 结 论

1) 水平井天然能量开发方式下, 中、低渗透率储层采出程度较差, 高渗透层气顶能量供给快, 为主要的产量贡献层段; 开发中后期, 气顶能量下降, 剩余油主要集中于中、低渗透率储层。

2) 屏障注水能够增加水平井高部位的地层能量, 提高低渗透储层的产油幅度和增产时间, 对地层能量保持水平低、低渗透率层段储量占比大的油藏更为有效。

3) 老井高部位侧钻对地层能量保持水平较高、中等渗透率层段储层占比大的油藏更为有效, 但对于低渗透率储层, 其渗透率较低, 能量供给不足, 开发效果较差。

4) 天然能量开发气顶边水油藏中后期调整开发方式时, 应根据剩余储量的富集特征及海上、陆上油田不同开发方式的经济评价结果综合判定。

参 考 文 献

References

- [1] 祝晓林, 葛丽珍, 孟智强, 等. 顶气边水窄油环油藏高效开发技术与实践 [J]. 石油钻采工艺, 2019, 41(1): 71–77.
ZHU Xiaolin, GE Lizhen, MENG Zhiqiang, et al. Efficient development technology of narrow oil rim with gas cap and edge water & its practice[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2019, 41(1): 71–77.
- [2] 房娜, 刘宗宾, 祝晓林, 等. 气顶边水油藏水平井垂向位置优化研究 [J]. 特种油气藏, 2019, 26(4): 91–96.
FANG Na, LIU Zongbin, ZHU Xiaolin, et al. Longitudinal position optimization of horizontal-wells in the gas-cap oil reservoir with edge-aquifer[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2019, 26(4): 91–96.
- [3] 王雨, 雷源, 江聪, 等. 渤海小气顶油藏油气界面下移规律及应用 [J]. 断块油气田, 2021(1): 100–103.
WANG Yu, LEI Yuan, JIANG Cong, et al. The law of oil-gas interface moving down in small gas cap reservoir in Bohai Sea and its application[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2021(1): 100–103.
- [4] 张朝琛. 气顶砂岩油藏开发模式 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1997: 1–2.
ZHANG Chaochen. The development models of gas cap sandstone reservoirs[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997: 1–2.
- [5] 余忠, 赵会杰, 李卫京, 等. 正确选择气顶油藏高效开发模式 [J]. 石油勘探与开发, 2003, 30(2): 70–72.
YU Zhong, ZHAO Huijie, LI Weijing, et al. Optimization of development scheme for gas-cap reservoir[J]. Petroleum Exploration and Development, 2003, 30(2): 70–72.
- [6] 陈存良, 马奎前, 王相, 等. 基于最大注水效率的平面均衡驱替方法 [J]. 石油钻探技术, 2021, 49(3): 124–128.

- CHEN Cunliang, MA Kuiqian, WANG Xiang, et al. Research on the planar equilibrium displacement based on maximum water injection efficiency[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2021, 49(3): 124–128.
- [7] 贾贻勇, 李永康. 胜坨油田套损井分层注水及测调技术 [J]. *石油钻探技术*, 2021, 49(2): 107–112.
- JIA Yiyong, LI Yongkang. Techniques of layering injection and the measurement-adjustment towards wells with casing damage in Shengtuo Oilfield[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2021, 49(2): 107–112.
- [8] 孟智强, 葛丽珍, 祝晓林, 等. 气顶边水油藏气/水驱产油量贡献评价方法 [J]. *岩性油气藏*, 2022, 34(5): 162–170.
- MENG Zhiqiang, GE Lizhen, ZHU Xiaolin, et al. Oil production contribution evaluation method of gas/water drive in gas-cap and edge-water reservoirs[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2022, 34(5): 162–170.
- [9] 岳宝林, 王双龙, 祝晓林, 等. 气驱–水驱联合特征曲线在气顶边水油藏中的应用 [J]. *石油钻探技术*, 2022, 50(2): 99–104.
- YUE Baolin, WANG Shuanglong, ZHU Xiaolin, et al. Application of a gas and water drive combined characteristic curve in reservoirs with gas cap and edge water[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2022, 50(2): 99–104.
- [10] 杨庆红, 童凯军, 张迎春, 等. 利用水平井开发大气顶窄油环油藏研究与实践 [J]. *中国海上油气*, 2011, 23(5): 313–317.
- YANG Qinghong, TONG Kaijun, ZHANG Yingchun, et al. A study on horizontal-well development of reservoirs with big gas cap and narrow oil rim and its practice[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2011, 23(5): 313–317.
- [11] LI Tingli, GE Lizhen, ZHAO Chunming, et al. Research for horizontal well reasonable drawdown pressure of heavy oil reservoir with bottom water[R]. SPE 136730, 2010.
- [12] 张迎春, 童凯军, 郑浩, 等. 气顶边水油藏水平井开发效果影响因素分析 [J]. *中国海上油气*, 2012, 24(增刊1): 57–61.
- ZHANG Yingchun, TONG Kaijun, ZHENG Hao, et al. An analysis of the factors to influence development of oil reservoirs with gas cap and edge water by horizontal wells[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2012, 24(supplement1): 57–61.
- [13] 程奇, 文佳涛, 孟智强, 等. 渤海 JS 油田气顶边水油藏气窜水淹规律探索 [J]. *石油地质与工程*, 2017, 31(3): 84–86.
- CHENG Qi, WEN Jiatao, MENG Zhiqiang, et al. Gas channeling and water flooding regularities of oil reservoirs with gas cap and edge water in JS Oilfield of Bohai Sea[J]. *Petroleum Geology and Engineering*, 2017, 31(3): 84–86.
- [14] 葛丽珍, 李傲, 孟智强, 等. 气顶边水窄油环水平井生产压差调控实验研究 [J]. *石油钻探技术*, 2019, 47(1): 90–95.
- GE Lizhen, LI Ao, MENG Zhiqiang, et al. Experimental study on the draw-down pressure control of horizontal wells with gas-cap/edge water narrow oil rims[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2019, 47(1): 90–95.
- [15] 童凯军, 赵春明, 张迎春, 等. 大气顶窄油环油藏屏障注水开发技术适应性研究: 以渤海锦州 25-1 南油田 Es3-I 油藏为例 [J]. *天然气地球科学*, 2011, 22(3): 566–570.
- TONG Kaijun, ZHAO Chunming, ZHANG Yingchun, et al. Adaptability and development suggestion of barrier water flooding for reservoir with big gas cap and thin oil-ring[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2011, 22(3): 566–570.
- [16] 潘玲黎, 童凯军, 聂玲玲, 等. 气顶油藏水平井开发油藏数值模拟研究 [J]. *天然气勘探与开发*, 2011, 34(4): 56–59.
- PAN Lingli, TONG Kaijun, NIE Lingling, et al. Numerical simulation for development of gas-cap oil reservoir by horizontal well[J]. *Natural Gas Exploration and Development*, 2011, 34(4): 56–59.
- [17] 苑登御. N₂ 泡沫/CO₂ 复合吞吐提高采收率三维物理模拟试验研究 [J]. *石油钻探技术*, 2022, 50(6): 126–132.
- YUAN Dengyu. Experimental study of CO₂ huff and puff combined with N₂ foam for enhanced oil recovery by three-dimensional physical models[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2022, 50(6): 126–132.
- [18] 邱士莹, 程时清, 代力, 等. 致密油藏水平井注水吞吐效果评价方法 [J]. *特种油气藏*, 2022, 29(2): 91–97.
- QIU Shiyang, CHENG Shiqing, DAI Li, et al. Evaluation method of water-flood stimulation effect of horizontal wells in tight oil reservoirs[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2022, 29(2): 91–97.
- [19] 范子菲, 李云娟, 王京, 等. 屏障注水机理研究 [J]. *石油勘探与开发*, 2001, 28(3): 54–56.
- FAN Zifei, LI Yunjuan, WANG Jing, et al. Mechanism study of barrier water flooding[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2001, 28(3): 54–56.
- [20] 郑兴范, 杨正明, 魏丛达, 等. 喇嘛甸油田层状气顶油藏注剂隔障数值模拟 [J]. *油气地质与采收率*, 2007, 14(5): 75–77.
- ZHENG Xingfan, YANG Zhengming, WEI Congda, et al. Numerical simulation of barrier injection flooding for layered gas-cap reservoirs in Lamadian Oilfield[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2007, 14(5): 75–77.
- [21] 蒋明, 赫恩杰, 肖伟. 气顶边水油藏开发策略研究与实践 [J]. *石油钻采工艺*, 2011, 33(5): 68–71.
- JIANG Ming, HE Enjie, XIAO Wei. Study and practice of developing strategy on reservoirs with gas cap and edge water[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2011, 33(5): 68–71.
- [22] 敖西川, 蒋明, 陈果, 等. 哈萨克斯坦贝克塔斯气顶边水油藏开发对策与实践 [J]. *重庆科技学院学报(自然科学版)*, 2014, 16(3): 48–52.
- AO Xichuan, JIANG Ming, CHEN Guo, et al. Development strategy and practice on a reservoirs with gas cap and edge water, Kazakhstan[J]. *Journal of Chongqing University of Science and Technology(Natural Sciences Edition)*, 2014, 16(3): 48–52.
- [23] 刘佳, 程林松, 范子菲, 等. 气顶油环协同开发下油气界面运移规律研究 [J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2015, 37(5): 99–105.
- LIU Jia, CHENG Linsong, FAN Zifei, et al. Experimental studies on oil and gas coordinated development mechanism of oil rim reservoirs[J]. *Journal of Southwest Petroleum University(Science & Technology Edition)*, 2015, 37(5): 99–105.
- [24] 葛丽珍, 孟智强, 朱志强, 等. 气顶边水油藏初期合理采油速度三维物理模拟实验 [J]. *中国海上油气*, 2019, 31(6): 99–105.
- GE Lizhen, MENG Zhiqiang, ZHU Zhiqiang, et al. Three-dimensional physical simulation experiment of reasonable initial oil recovery rate for the gas cap/edge water reservoirs[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2019, 31(6): 99–105.