

[引著格式] 李林祥, 李祥同. 孤东油田二区新近系馆陶组边底水油藏提高采收率技术研究 [J]. 石油天然气学报 (江汉石油学院学报), 2015, 37 (5+6): 39~42.

孤东油田二区新近系馆陶组边底水油藏 提高采收率技术研究

李林祥 (中石化胜利油田分公司孤东采油厂, 山东 东营 257237)

李祥同 (中石化胜利油田分公司东胜公司, 山东 东营 257000)

[摘要] 孤东油田二区新近系馆陶组上段第6沉积结构单元层经过水驱开发后, 综合含水率已达96.3%, 采出程度44.8%, 进入近极限含水开发阶段, 为进一步提高油藏采收率, 精细描述了储层物性在层内、层间、平面的变化及隔层的分布情况, 分析了剩余油普遍分布、差异富集的分布规律。在此基础上, 研究了提高采收率开发调整技术, 层内上利用水平井技术挖掘厚油层顶部剩余油, 平面上利用边外注水强化注入提高储量动用程度, 注采参数上利用数模技术优化配置。编制了调整方案, 实施后单元综合含水率比老井低了49%, 增加可采储量 7.6×10^4 t, 提高采收率2.1%。

[关键词] 孤东油田; 边底水油藏; 剩余油; 提高采收率

[中图分类号] TE327

[文献标志码] A

[文章编号] 1000-9752 (2015) 05+06-0039-04

1 区块基本情况

1.1 基本概况

孤东油田是一个以新近系馆陶组疏松砂岩为主要储集层的大型披覆背斜构造整装油藏。其中孤东油田二区馆陶组上段第6沉积结构单元(Ng_u^6)含油面积 2.2 km^2 , 地质储量 $369 \times 10^4 \text{ t}$, 主要包含1、2含油小层, 渗透率 1460 mD , 地面原油黏度为 $500 \sim 2000 \text{ mPa} \cdot \text{s}$, 油层埋深 $1410 \sim 1485 \text{ m}$ 。该单元于1986年9月投产, 开发20多年来, 先后经历天然能量开发、注水递减以及综合调整3个开发阶段, 目前单元综合含水率96.3%, 进入特高含水后期开发, 采油速度0.62%, 采出程度44.8%, 面临着套损井多、井网不完善、单井产量低、效益差等诸多问题^[1,2]。但取心井和动态监测资料显示目前单元平均剩余油饱和度33.9%, 平面上油井之间剩余油饱和度高达45%, 纵向上顶部剩余油富集^[3~5], 因此如何实施单元注采调整, 进一步提高单元采收率需要深入研究。

1.2 地质特征

孤东二区 Ng_u^6 整体构造比较简单平缓, 受断层的作用北部为斜坡区, 中部为背斜区, 南部为平台区, 其中中部背斜区为主要油气聚集区^[6,7]。油气在平面上主要呈宽带连片状分布, 部分油层厚度 $5 \sim 9 \text{ m}$, 控制因素主要为构造及岩性, 从油藏剖面可以看出, 纵向上油气主要分布在 Ng_u^6 顶部1小层($Ng_u^{6(1)}$)、2小层($Ng_u^{6(2)}$), 中下部基本为水层。

根据单井相分析、连井剖面相分析及平面相分析的研究成果, Ng_u^6 为辫状河沉积, 河流在平面上连席状, 并且分叉、汇聚频繁, 河网化程度介于曲流河和网状河之间, 具有稳定的多条河道沉积。砂体在平面上多呈连片状、席状、条带状分布, 非主力小层以土豆状和条带状砂体为主。

从隔夹层研究来看, 主力层 $Ng_u^{6(1)}$ 、 $Ng_u^{6(2)}$ 间隔层发育差, 中部连通区域面积分别占小层含油面积的51%和56%, 显示为纵向上相互连通的合层。从层内来看 $Ng_u^{6(1)}$ 可划分为 $Ng_u^{6(1-1)}$ 、 $Ng_u^{6(1-2)}$ 2个韵律层, 夹层较发育。其中 $Ng_u^{6(1-2)}$ 为主力小层, 大片连通; $Ng_u^{6(1-1)}$ 以小土豆砂体为主。 $Ng_u^{6(2)}$ 层可划

[收稿日期] 2015-02-01

[基金项目] 国家科技重大专项 (2011ZX05011-002)。

[作者简介] 李林祥 (1968—), 男, 教授级高级工程师, 从事油田开发研究与管理工作, lilinxiang823.slyt@sinopec.com。

分为 $Ng_u^{6(2-1)}$ 和 $Ng_u^{6(2-2)}$ 2 个韵律层, 夹层分布面积大。

2 剩余油分布特征研究

2.1 油井之间剩余油富集

统计单元近 2 年完钻的 16 口新井资料, 单元平均含油饱和度 36.1%, 油井之间以及砂体边部剩余油饱和度较高, 其中油井间饱和度高达 45% (图 1), 剩余油较富集。

从动态上看, 水锥影响底水单元剩余油分布。统计资料表明, 距离老井越远含油饱和度越高。距离老井 70m 以上时, 含油饱和度均在 40% 以上, 而且趋于稳定 (图 2)。距离老井 70m 以上, 剩余油富集厚度达到 3m 以上, 距离老井 100m 以上, 剩余油富集厚度可达 4m。根据对水锥的分析, 单元目前井间驱替效果较差, 老井井间水锥半径未波及的区域是下步调整的潜力区。

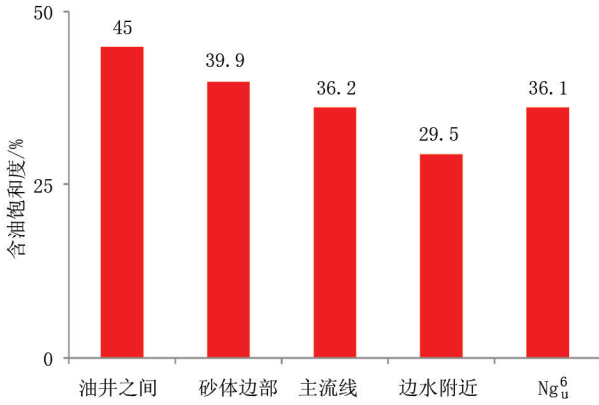


图 1 二区 Ng_u^6 新井含油饱和度柱状图

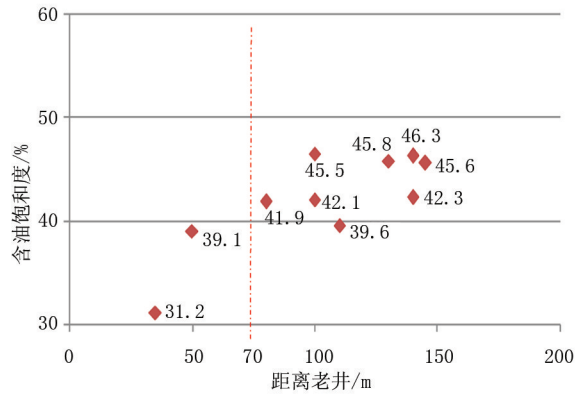


图 2 新井资料含油饱和度与老井距离关系散点图

2.2 厚油层顶部含油饱和度较高

从 16 口新井含油饱和度统计结果来看, $Ng_u^{6(1-1)}$ 、 $Ng_u^{6(1-2)}$ 水淹程度低, 剩余油饱和度较高, 分别为 40.4% 和 41.8%; $Ng_u^{6(2-1)}$ 、 $Ng_u^{6(2-2)}$ 水淹程度相对较高, 剩余油饱和度较低, 分别为 32.1% 和 30.2%。

从监测资料来看, 夹层发育的区域剩余油在 $Ng_u^{6(1-2)}$ 和 $Ng_u^{6(2-1)}$ 顶部均富集, 夹层不发育的区域剩余油在 $Ng_u^{6(1-2)}$ 顶部富集。通过数值模拟研究, 层内纵向上含油饱和度存在差异, 顶部剩余油相对富集, 平均剩余油饱和度为 49.2%, 顶部动用差; 而底部水淹严重, 剩余油饱和度为 30.5% (图 3)。

3 提高采收率技术研究

孤东油田二区 Ng_u^6 边底水油藏 2002 年以来采用水平井挖潜顶部剩余油, 投产油井 8 口, 初期平均单井日产油 15.2t, 含水率 36.3%, 提高采收率 2.3%, 效果比较好。

3.1 水平井开发技术研究

3.1.1 水平井开发可行性分析

根据水平井设计条件 (表 1), 二区 Ng_u^6 油藏条件满足水平井开采的基本条件。

表 1 水平井设计条件与二区 Ng_u^6 油藏条件对比

项目	油藏埋深/m	油气层厚度/m	渗透率/mD	千米井深日产油/t	油层压力/MPa	剩余可采储量/t	油藏类型
水平井设计条件	1000~4000	>6	>60	>2.5	≥0.5	≥0.6	边底水等
孤东二区 Ng_u^6	1410~1485	7.7	11242	3.2	0.96	1.2	边底水

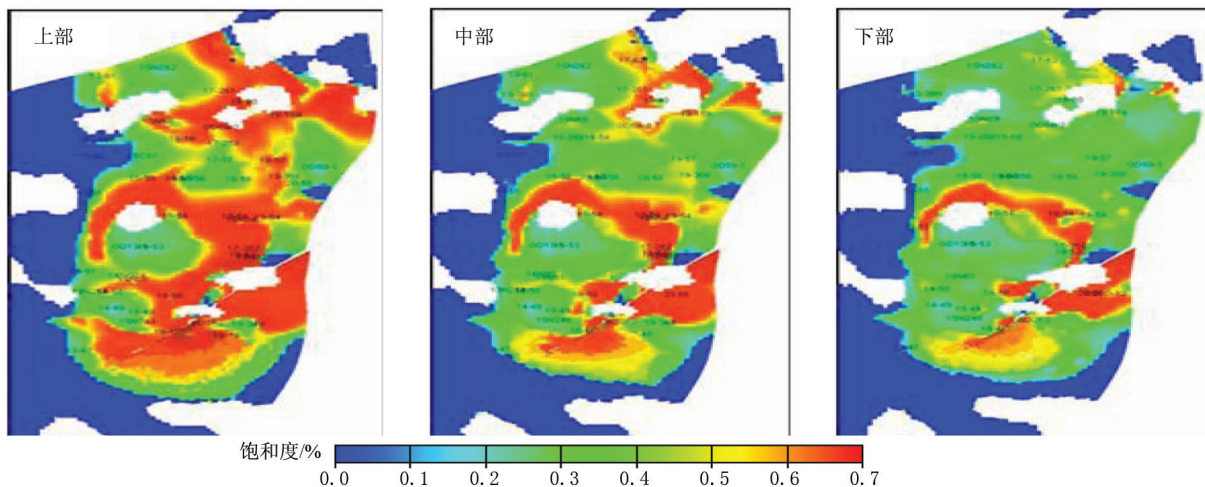


图 3 二区 Ng₆ 剩余油分布图

3.1.2 水平井参数设计

在平面井位的设计上，充分考虑剩余油及物性夹层分布情况，结合平均水锥半径平面井位优化为，水平井 A、B 靶点距老井水锥半径远端 100m 以上，剩余油富集厚度大于 4m 的井区布井。

在水平井长度的设计上，根据孤东二区 Ng₆ 储层发育情况同时结合老井间井距及水锥影响，确定水平井最优长度为 200m。

在水平段距顶位置优化上，从随水平段距油层距离不同临界产量的变化关系图（图 4）中可以看出，当水平段与油层底部的距离是油层厚度 0.9 倍的时候，临界产量最高，而且离油层底部越近，临界产量越小。结合孤东二区 Ng₆ 储层状况（油层厚度 6~8m）及矿场实践，认为水平段距顶 0.6~0.8m 左右较为合理。

3.2 合理产液量的确定

水平井采液强度影响含水上升率与采出程度。研究表明初期产液强度小于 0.22t/(d·m) 时，油井中低含水期可达 30~45 个月以上，随着产液强度增加，中低含水期生产时间缩短（图 5）。提液后产液强度在 0.5~0.8t/(d·m) 时，采出程度与采油速度最高，小于或大于该范围采出程度与采油速度下降 20%~50%（图 6）。同时结合孤东二区 Ng₆ 实际情况及孤东馆下边底水油藏水平井生产情况，设计水平井初期液量 40t，高含水后提液至 150t。

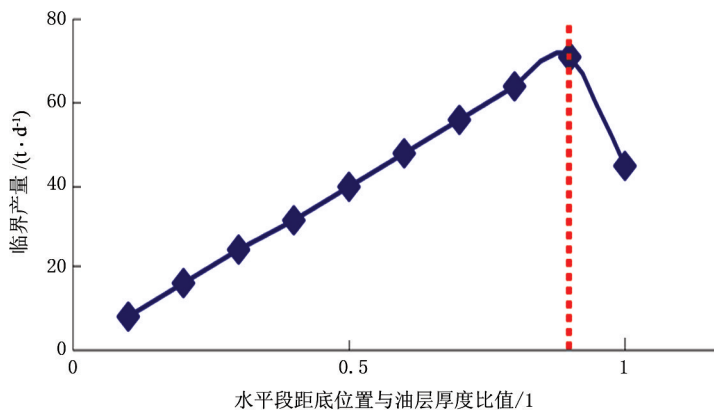


图 4 水平段距底位置与油层厚度比与临界产量关系

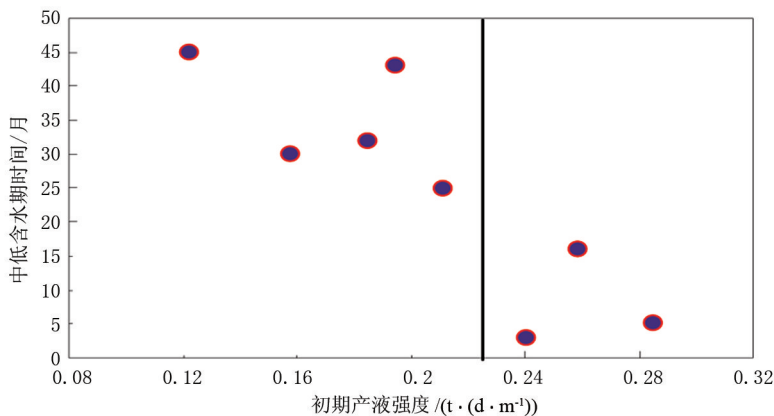


图 5 初期产液强度与中低含水时间关系

提液时机选择上, 考虑到单元物性夹层普遍分布, 具有渗透性, 含水率 85% 以后提液, 对采收率影响不大, 因此确定提液的合适时机为 85.0%。

3.3 调整方案优化及实施

以主力韵律层 $Ng_u^{6(1-2)}$ 、 $Ng_u^{6(2-1)}$ 为主要调整对象, 通过厚油层水平井挖潜 $Ng_u^{6(1-2)}$ 、 $Ng_u^{6(2-1)}$ 次生水油藏顶部剩余油, 提高储量动用程度。井网部署上, 设计厚油层顶部水平井 4 口, 砂体边部配套水井工作量 3 口, 以强化注水,

满足后期提液需求。该方案于 2014 年底进行了矿场实施, 部署的 4 口水平井初期平均单井日产油 10.5t, 综合含水率 47.3%, 比老井综合含水率低了 49%, 目前平均单井日产油 7.3t, 综合含水率 67%, 根据数值模拟结果方案新增可采储量 7.6×10^4 t, 提高采收率 2.1%。

4 结论

- 1) 影响剩余油分布因素主要是储层非均质性、井网方式和水锥半径。平面剩余油富集区主要位于油井间附近, 层内剩余油富集区主要位于厚油层顶部。
- 2) 通过设计水平井参数, 优化不同时期合理液量, 控制合理生产压差, 强化有效注水, 可以充分提高储量动用程度, 进一步提高油田采收率。
- 3) 孤东油田二区馆陶组上段第 6 沉积结构单元在特高含水、高采出程度的情况下, 调整方案后取得了很好的效果, 对于河流相砂岩储层油藏剩余油的开发, 提高油藏采收率具有重要的指导意义。

[参考文献]

[1] 李林祥, 张栋杰. 孤东油田馆陶组水驱特征与调整挖潜对策研究 [J]. 西安石油大学学报, 2008, 23 (2): 48~51.
 [2] 俞启泰, 罗洪. 我国陆上油田采收率与波及系数评价 [J]. 油气采收率技术, 2000, 7 (2): 33~37.
 [3] 李林祥. 厚油层“油帽子”剩余油富集影响因素分析 [J]. 石油天然气学报 (江汉石油学院学报), 2014, 36 (6): 136~138.
 [4] 耿站立, 姜汉桥, 周崇科, 等. 特高含水油藏复杂韵律层重组模式研究 [J]. 石油天然气学报 (江汉石油学院学报), 2006, 28 (6): 102~106.
 [5] 林承焰. 剩余油形成与分布 [M]. 东营: 石油大学出版社, 2000.
 [6] 贾俊山, 王建勇, 段杰宏, 等. 胜利油区整装油田河流相开发单元开发潜力及对策 [J]. 油气地质与采收率, 2012, 19 (1): 91~94.
 [7] 束青林. 正韵律厚油层剩余油分布模式及水平井挖潜——以孤岛油田中一区 Ng_3^3 层为例 [J]. 油气地质与采收率, 2004, 11 (6): 34~38.

[编辑] 帅群

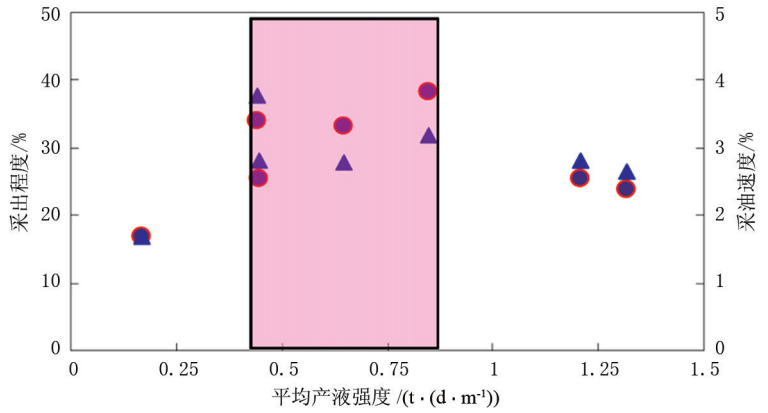


图 6 提液后产液强度与采收程度、采油速度关系