

封闭断块稠油油藏控水降粘一体化技术的研究与应用

李昂¹ 单海丹² 隋小兵²

1. 胜利油田鲁胜石油开发有限责任公司; 2. 德仕能源科技集团股份有限公司

DOI: 10.12238/jpm.v4i3.5748

[摘要] 复杂断块稠油油藏多被断层控制, 断块内部发育微断裂、非均质性严重、边底水能量充足、原油流动性差, 多年弹性开采导致递减迅速、含水快速上升、单井产能逐渐降低、注采系统不完善的问题, 而常规注水、提高采收技术等难以发挥有效作用^[3]。A断块为受断层控制的独立封闭性断块稠油油藏, 投产以来依靠天然能量开发, 随着开采时间增加, 储层动用逐年降低、含水不断上升, 造成目前产能下降严重。采用控水降粘一体化技术, 利用氮气重力分异、膨胀驱替等作用补充地层能量和压水锥, 利用降粘驱油剂降低原油粘度、驱替原油流动, 利用氮气泡沫封堵高渗透层, 调整氮气及降粘驱油剂波及体积, 从而达到提高采收率的目的。

[关键词] 氮气泡沫; 压水锥; 控水降粘; 膨胀驱替; 提高采收率

Research and application of integrated technology of water control and viscosity reduction in heavy oil reservoir in closed broken block

Leon 1, Shan Haidan 2, Sui Xiaobing 2

(1. Shengli Oilfield Lusheng Petroleum Development Co., LTD. 257083; 2. Desz Energy Technology Group Co., LTD. 257081;)

[Abstract] complex fault block heavy oil reservoir by fault control, fault internal development micro fracture, heterogeneous, bottom water energy sufficient, poor crude oil liquidity, years of elastic mining lead to rapid decline, water rapid rise, single well capacity gradually reduced, injection and mining system is not perfect, and conventional water injection, improve the harvesting technology is difficult to play an effective role [3]. A fault block is an independent closed fault block heavy oil reservoir controlled by fault. Since its production, it relies on natural energy development. With the increase of mining time, the reservoir consumption decreases year by year and the water content keeps rising, resulting in a serious decline of the current production capacity. The integration technology of water control and viscosity reduction is adopted, the nitrogen gravity differentiation and expansion displacement are used to supplement the formation energy and water pressure cone, the oil viscosity displacement agent is used to reduce the viscosity and oil flow, the nitrogen foam is used to block the high permeability layer, adjust the affected volume of nitrogen and viscosity displacement oil agent, so as to improve the oil recovery.

[Key words] Nitrogen foam; water cone; water control; expansion displacement; oil recovery

近年来, 随着技术的不断发展进步, 控水技术或降粘一体化技术在国内外市场及业务范围逐渐扩大, 但一体化协同技术应用相对较少, 且大多数集中在常规稠油油藏。A块为封闭性断块稠油油藏, 2020年开始对该区实施进行控水降粘一体化施工, 标

志着其在断块稠油油藏的技术服务进一步扩大, 对提高断块稠油油藏采收率具有重要的里程碑意义。本文根据封闭断块稠油油藏特征, 通过控水降粘一体化协同技术在封闭性断块油藏适用性技术研究, 开展注气及降粘驱油一体化提高该类油藏采收率的现场

试验研究, 以期为后续此类油藏的开采提供参考依据^[2]。

1 油藏地质特征

A 断块位于沾化凹陷义南断裂带中段, 主要含油层系 Ngs、Ngx 及 Ed, 构造上为破碎低序极断层为发育, 多条断层的组合方式不断发生变化, 新增断层形成更为封闭式断块, 属于一个封闭独立系统。A 断块含油面积约 2.3Km², 地质储量 839 万吨。

A 断块主要为河流相沉积的细砂、粉细砂及含砾砂岩。纵向上呈正韵律分布、岩矿组成成分主要为石英, 长石和岩屑, 颗粒多为次棱角状, 分选中等, 胶结物以泥质为主。胶结类型主要为孔隙-接触式, 胶结疏松, 平均孔隙度 30.3%, 平均渗透率 $1202 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。平均油层埋深 1289.1~1521.6m, 地层温度 60℃, 地温梯度 3.1~3.4℃/100m; 原始地层压力 12.85MPa, 压力梯度 0.96~0.99MPa/100m, 属于常温常压、中~高孔、中~高渗复杂断块普通稠油油藏。

2 开发历程及现状

2.1 开发现状

截止 2020 年 7 月, A 断块生产油井 68 口, 开井数 48 口, 井口日产液 3268t/d, 日产油 122t/d, 含水 96.3%, 采油速度 0.53%, 采出程度 27.2%; 注水井 2 口, 开井 1 口, 日注水量 95m³, 累积注采比 0.03。

2.2 开采特征

(1) 油藏边底水活跃, 地层能量充足: A 块注水前每采出 1%地质储量地层压降 0.1MPa, 弹性产率达 $48.6 \times 10^4 \text{t}/\text{MPa}$; 压力资料分析, A 块平均地层压降只有 1.22MPa; 参考测井解释数据, 该块边底水活跃, 地层能量较为充足。

(2) 油井初期产能较高: 该块初期投产 Ed 组油层, 单井日产油一般在 30t/d 以上, 最高日产油达到 100.7t/d, 平均每米采油指数为 19.8t/dMPa·m, 千米井深日产油高达 30.83t/d·km, 该油藏的油井产能比较高。

(3) 各层系原油性质差异大: 该块的地面原油性质差异大, 自上而下由稠变稀, 由差变好。Ng 组原油粘度最高可达 3800mPa·s, 原油相对密度 0.97mg/L; Ed3 组原油粘度 21mPa·s, 原油相对密度 0.88mg/L。

(4) 含水上升快, 产量递减大: 由于边底水活跃, 层间物性和原油性质差异较大, 该井区无水采油期很短, 且含水在 20%~80%时含水上升率均高于理论曲线, 产量递减快。

3 存在的主要问题

(1) 油层发育较多但叠合差, 平面及纵向差异大。

A 块内部被多条次级断层切割成多个含油小断块, 西部馆陶组单层厚度大, 东部主要发育馆下-东营油层, 主要为薄互层; 储层厚度分布不均。

(2) 剩余油分布无规律。

根据动态监测资料显示厚层顶部储量动用状况较差, 薄层内剩余含油饱和度受采液强度、渗透率、边水推进的影响, 剩余油层内分布无规律。

(3) 储层非均质性强, 层间、层内动用不均衡。

该区块储层非均质性较强、边底水能量充足, 在弹性开采过程中, 高渗透层动用程度较高, 而低渗层未能得到有效动用。

(4) 区块采出程度高、高含水水淹, 产液结构不合理(见图 1)。

断块内局部构造高部位油井初期产量高、含水上快, 同时因为构造复杂, 注采较难完善, 造成含水上快, 产量递减较大。其中, 含水在 95%以上油井 24 口, 占比 50.0%; 含水大于 98%以上油井 10 口, 占开井数的 20.8%。

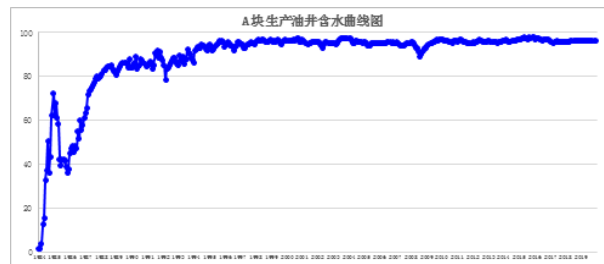


图 1 A 断块含水曲线图

4 控水降粘一体化机理研究

采用“油溶降粘剂体系+多介质”协同降粘驱油^[2], 将堵水调剖和降粘冷采工艺合二为一、实现“一体化控水降粘”, 其主要作用机理如下:

(1) 重力分异作用, 延缓底水锥进^[1]: 注入气体为可压缩性气体, 如氮气, 注入底层后氮气上浮于油藏上方形成气顶, 在近井地带形成压降漏斗, 压迫水锥下移, 同时也可延缓水锥锥进。

(2) 暂堵高渗层, 提高波及系数: 注入气体(如氮气、CO₂)在地层中与表面活性剂形成丰富、稳定的泡沫体系, 暂堵高渗透率地层, 使蒸汽转向中低渗透层, 提高蒸汽波及系数。同时在纵向上调整各小层吸汽量, 平面上减少汽窜的发生。

(3) 补充地层能量, 溶解气驱: 气体(如氮气、CO₂)进入地层后, 一部分溶解于原油, 使原油体积膨胀, 增加液体的内动能; 一部分充满地层孔隙, 扩大蒸汽波及面积, 有利于原油回采; 另一部分形成次生气顶, 增加弹性。当开井压力降低时, 气体会从原油中析出并连续把油驱入压力更低的井筒, 起到溶解气驱的作用。

(4) 降粘助排, 改善流度比^[5]: 在降粘增溶剂作用下, “原油膨胀抑制水锥”增能近水机理; 同时气体(如氮气)注入地层后, 一部分会溶解于原油, 在溶胀作用下, 与地层原油形成混相, 可有效降低原油粘度, 提高原油的流动能力, 改善油水两相流度比。

(5) 酸化解堵, 有效疏通油流通道: CO₂溶于水后呈酸性并与地层基质发生反应, 会溶蚀一部分杂质, 尤其是在碳酸岩含量较高的地层中, 会反应生成溶解于水的碳酸氢盐, 可以提高油层的渗透率。另外 CO₂在油层条件下迅速气化, 在连续注入的压差下, 气体对孔隙中的堵塞物有一定的冲刷作用, 可有效疏通因二次污染造成的地层堵塞。

5 协同降粘控水一体化方案优化设计

5.1 X 井基本情况

A 块采油井 X 于 2017 年投产, 日产液量 22.9t/d, 日产油量 2.1t/d, 综合含水 90.8%, 动液面 320m, 长期高含水、低效生产。该井井轨迹处于油层中上部, 且 Ngs38 层上部含油饱和

度高, 剩余油富集。分析该井高含水原因是水平段垂直于构造线, 低部位水平段受储层物性差异及生产压差增大影响, 底水局部推进造成高含水^[4]。考虑到该井水平段较短(筛管段长70m), 且距离油水边界较远, 未形成整段脊进, 有较大潜力。

5.2 协同降粘控水一体化方案优化设计

设计氮气总注入量 $0 \times 10^4 \text{m}^3$ 、 $2 \times 10^4 \text{m}^3$ 、 $4 \times 10^4 \text{m}^3$ 、 $8 \times 10^4 \text{m}^3$ 、 $12 \times 10^4 \text{m}^3$ 、 $15 \times 10^4 \text{m}^3$ 六种方案, 注气过程中注入油溶性降粘剂, 预测6个月的阶段累增油量。数值模拟结果显示, 注气波及范围内气体饱和度差异较大, 注气量增加阶段增油量随之增加, 但一定程度后增油幅度减小。因此优化设计氮气(地上)注入量 $8 \times 10^4 \text{m}^3$, 油溶性降粘剂 16 吨, 混合注入二氧化碳 200 吨, 预测增油量 664t(图2)。

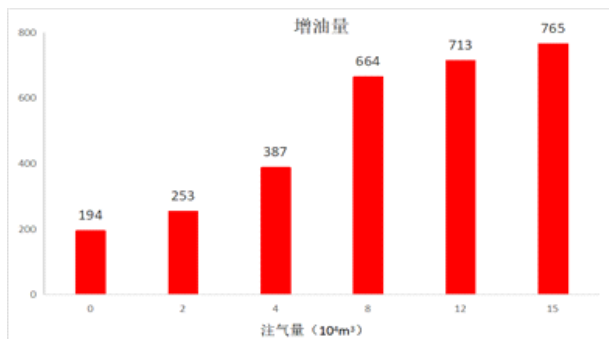


图2 不同注入量方案阶段累增油量对比图

6 矿场实施效果

6.1 典型单井实施效果

X井2020年11月矿场实施了控水降粘一体化试验方案, 11月6-20日降粘冷采9天, 注气压力16.8MPa; 焖井8天, 2020年11月21日开井生产, 日产液 10.0m^3 , 日产油 5.5t, 含水 45.0%(图3); 措施日增油量 3.5t, 含水下降了 51.2%, 节约日掺水量 7.76m^3 , 截至2021年12月, 周期内累增油量 877t(持续有效)。该井的成功实施, 表明了该技术在A断块具有较好的适应性, 底水得到一定程度控制, 同时降低了管理难度, 取得较好的经济效益。

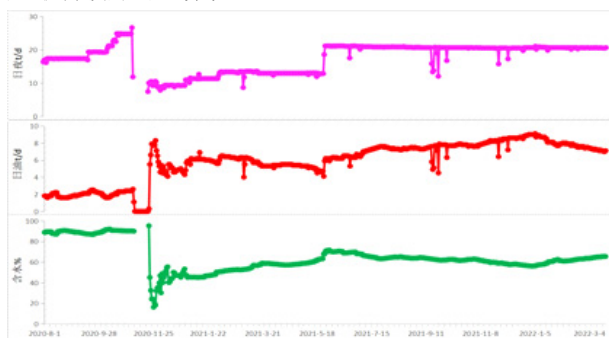


图3 X井日度生产曲线图

6.2 A块矿场实施效果

截止2021年12月, A区块边底水常规稠油油藏控水降粘一体化试验应用先后实施7井次, 初期日增油 36.4t/d, 平均含水下降 52.6%, 液面下降 2243m。截止2021年12月, 日增油 13.0t/d, 含水下降 9.7%, 累计增油 2822t, 平均见效天数 174天。投入产出比达 1: 6.2, 且持续见效(表1)。

表1 A断块底水稠油油藏控水降粘试验初期生产情况统计表

单元	井号	构造位置	井型	对比				累增油 t	见效生产天数 d
				日液 t/d	日油 t/d	含水%	动液面 m		
A	A-P25	构造高部位	水平井	-15.5	9.1	-79.4	-40	734	269
	X			-12.5	5.8	-66.8	244	877	234
	A-P12			-12.7	3.1	-38.9	84	257	194
	ZH27-C P10			-23.5	4.2	-49.5	665	332	139
	ZH27-P 4	构造低部位		-42	10.5	-86.2	863	64	58
	A-P23	构造腰部		-17.9	5.6	-34	509	328	116
	A-X60	定向井		7.1	4.1	19.5	-40	230	110
合计/平均				-130.2	36.4	61.1	243	2822	1220

从构造位置看: 构造高部位井效果最好, 日增油能力达到 22.2t/d, 累增油 2200t, 效果远好于构造腰部及构造低部位; 构造腰部次之, 日增油能力为 9.7t/d, 累增油 558t, 平均见效周期为 113天; 构造低部位见效周期短, 增油效果不理想。

7 几点认识

- (1) 多介质流体在稠油中有一定溶解性和溶胀作用, 对稠油有较明显降粘作用, 且对稠油有较高的驱替和置换作用。
- (2) 多介质流体及降粘剂协同开采方式可以充分发挥气体的膨胀驱动能和对原油膨胀、降粘等机理, 开采效果较好。
- (3) 控水降粘一体化协同技术具有一定的适用性, 构造位置、储层物性、水窜程度、能量保持水平、剩余物质基础、油水边界距离等需要综合考虑。
- (4) 控水降粘一体化协同技术开采进一步改善边底水稠油油藏开采效果, 并有较好的矿场应用和推广意义。

[参考文献]

- [1]刘成. 氮气技术在油气生产中的应用[J]. 断块油气田, 2001, 8(4): 64-67.
 - [2]张津滔. 降粘剂+氮气增能技术在达14断块稠油油藏中的应用[J]. 钻采工艺, 2019(03): 47-49.
 - [3]吴捷, 曹蕾, 陈昌永, 冯汝强, 李洋, 王丹霞. 超稠油边底水油藏水平井多元控水技术研究与应[J]. 新疆石油天然气, 2018(02): 59-63.
 - [4]孙鹏霄;王凯;汤晨阳;李珂;潘岳;汤婧. 底水稠油油藏水平井含水规律预测方法[J]. 科学技术与工程, 2021(20), 8421-8426.
 - [5]张连社;张萍;周玉龙. 边底水稠油油藏营13断块开发技术与应用[J]. 石油地质与工程, 2012(03): 79-83.
- 作者简介: 李昂((1996-), 男, 山东东营人, 胜利油田鲁胜石油开发有限责任公司, 技术员, 主要从事氮气及泡沫与提高采收率研究。