

苏里格西区效益建产模式探索

李昊隆

西安石油大学

DOI: 10.12238/ems.v6i11.10025

[摘要] 苏里格气田历经 20 余年开发, 经过前期评价、规模上产、持续稳产、二次加快发展四个历程, 2022 年产量突破 300 亿方, 成为我国第一大致密气田。而面对富集区动用程度高储层品质劣质化、苏西富水区域常规测井气水识别符合率低的地质概况, 中高含水气藏压排采工艺技术需进一步攻关。加之生产组织压力大, 降本增效要求迫切, 以及严峻的安全环保风险形势, 产建实施难度不断增大。重点围绕西区产建“有利目标区筛选、井位部署”两大难题, 组建地质部署专班, 聚焦断裂及小幅度刻画、砂体展布、气水分布等关键问题, 强化多专业一体化攻关, 开展“井网完善区、滚动扩边、甩开评价区”井位精细论证, 持续推进气田高质量稳产。

[关键词] 产能建设; 井位优选; 特殊测井; 压裂新工艺; 射流排采注技术

Exploration of Benefit oriented Production Model in Sulige West District

Li Haolong

Xi'an University of Petroleum

[Abstract] After more than 20 years of development, the Sulige gas field has undergone four stages: preliminary evaluation, large-scale production, sustained stable production, and secondary accelerated development. In 2022, its production will exceed 30 billion cubic meters, becoming the largest dense gas field in China. However, facing the geological situation of high utilization degree and poor reservoir quality in the enriched area, as well as low conformity rate of conventional logging gas water identification in the Suxi rich water area, further research is needed on the pressure drainage technology for medium and high water content gas reservoirs. In addition, with the high pressure on production organization, urgent requirements for cost reduction and efficiency improvement, and severe safety and environmental risks, the difficulty of implementing production and construction continues to increase. Focusing on the two major challenges of "screening favorable target areas and deploying well locations" in the production and construction of the western region, a geological deployment team will be established to focus on key issues such as faults and small-scale characterization, sand body distribution, and gas water distribution. Multi disciplinary integration will be strengthened to carry out detailed demonstration of well locations in the "well network improvement zone, rolling expansion zone, and evaluation zone", and continue to promote high-quality and stable production of gas fields.

[Keywords] Capacity building; Well location selection; Special logging; New fracturing technology; Jet production and injection technology

1、苏西开发现状

1.1 区块简况

西区辖 13 个区块 (自营区苏 47、苏 48 和苏 54 区块), 开发面积 1.57 万平方公里, 地质储量 1.09 万亿方, 开发层位为盒 8、山₁段, 受断层、构造、储层非均质性等影响, 储层含气饱和度较低, 气水分布复杂。

1.2 开发历程

西区自营区 2008 年开始建产, 经历“评价、上产、稳产、再评价、升级”五个阶段, 2013 年产量达到 18.8 亿方, 之后产量一直保持在 15 亿方左右。

1.3 生产现状

苏西自营区块累计投产气井 1187 口 (水平井 145 口), 单井日产 0.4 万方, 套压 7.5MPa, 日均产气 395 万方, 历年累计产气 176.5 亿方。

1.4 开发面临的难点

1.4.1 储层地质条件复杂

(1) 断裂普遍发育, 气藏主控因素复杂: 储层断裂发育, 期次多, 广泛发育。不同期次断裂对气藏控制因素不明, 三维地震覆盖率低 (占比 10.6%), 精准刻画难度大。

(2) 外围普遍产水, 产建目标区优选难度大: 集中建产

区开发程度高, 下一步建产空间有限; 外围区域井控程度低, 储层横向变化快, 含水现象普遍, 气水关系复杂, 产建目标区落实难度大。

1.4.2 气井单井产量低

近五年苏西自营富集区直井首年井均日产气 0.86 万方、EUR1572 万方; 水平井首年井均日产气 2.45 万方、EUR4018 万方; 苏西自营扩边区直井首年井均日产气 0.7 万方、EUR1349 万方。苏中自营区直井首年井均日产气 1.0 万方、EUR2007 万方; 水平井首年井均日产气 3.0 万方、EUR5231 万方。

1.4.3 苏西富水区域常规测井气水识别符合率低

目前现状: 苏西富水区域气水关系复杂, 目前以常规测井系列为主, 气水识别符合率仅 71.43%, 低阻气层、中高组含水层识别难。存在问题及挑战: ①井况复杂、泥浆电阻率低, 影响阵列感应资料采集质量及评价效果; ②含水储层产水特征认识不清, 需建立产水率分级定量评价标准; ③岩石物理实验数据、地质资料等欠缺, 影响解释评价方法完善。

1.4.4 中高含水气藏压排采工艺技术需进一步攻关

(1) 含水气藏压裂工艺及配套液体仍需攻关研发

目前苏西出水井试气产量低、排液周期长, 产水井压裂液返排周期高达 31.8 天, 较常规井增加 9.8 天。同时试气产水对气井产量影响较大, 产水量越大, 产量越低。为了提高含水气藏单井产量, 差异化设计模式及易返排压裂液体系仍需攻关研发。

(2) 经济适用的大水量排采技术体系尚未定型

高含水气藏储层气水分布复杂, 液气比普遍大于 2 方/万方, 大部分气井自然携液期缺失, 常规排采工艺不适用; 强排工艺单井效益差, 需开展低成本一体化完井排采工艺技术研究, 定型适用于高含水气藏的经济排采模式。

2、2023年产建实施效果

2.1 高质量完成 2023 年产能建设任务

践行效益开发理念, 开展分区、分带精细地质研究, 制定差异化开发技术对策。2023 年直/定向井 I+II 类比例 90.6%, 无阻流量 14.6 万方/天, 水平井无阻流量 67.0 万方/天, 超前完成 6.5 亿方产能建设工作。

2.2 实施效果

2.2.1 整体效果

(1) 直/定向井: 完钻直/定向井 164 口, I+II 类井比例 90.6%, 完试 59 口, 平均无阻流量 14.6 万方/天, 试气产水气井 10 口, 平均水气比 8.2 方/万方。

(2) 完钻水平井 8 口 (完钻比例 80%), 平均水平段长 850m, 有效储层钻遇率 64.3%, 完试 3 口, 平均无阻流量 67.0 万方/天, 与去年基本持平。

2.2.1 分区效果

(1) 井网完善区效果突出: 部署直定向井 81 口, 完钻 96 口, I+II 类比例 94.6%, 完试 14 口, 平均无阻流量 15.0 万方/天。完钻水平井 6 口, 平均水平段长 817m, 有效储层钻遇率 50.5%, 完试 3 口, 平均无阻流量 67.0 万方/天。

(2) 滚动拓边区有序推进: 部署直定向井 50 口, 完钻 58 口, I+II 类比例 81.5%, 完试 10 口, 平均无阻流量 9.8 万方/天。完钻水平井 2 口, 平均水平段长 950m, 有效储层钻

遇率 100%。

(3) 甩开评价区初见成效: 部署骨架井 23 口, 完钻 12 口, I+II 类比例 83.3%, 完试 6 口, 平均无阻流量 10.7 万方/天。

3、主要做法与成效

3.1 多专业一体化开展井位精细论证

针对西区产建有利目标区筛选、井位部署两大难题, 组建地质部署专班, 聚焦断裂及小幅度刻画、砂体展布、气水分布等关键问题, 强化多专业一体化攻关, 开展“井网完善区、滚动扩边、甩开评价区”井位精细论证。

3.2 强化随钻跟踪调整确保实施效果

地质部署建立地质、地震、工程、测井一体化支撑模式, 坚持“日跟踪、周分析、月总结、季考核”, 在直定向井追发、缓钻、侧钻、调整井型以及水平井入靶等关键环节一体化运行, 确保实施效果, 有效规避了地质风险。

3.3 持续强化特殊测井提高气水识别精度

3.3.1 创新双饱和度法

针对苏里格西区气水识别难题, 通过感应和侧向测井对高矿化度地层的差异响应机理提出双饱和度法, 实现了可动水饱和度定量评价及产水率预测方法, 提高了气水识别的精度。

3.3.2 加测阵列感应

富水区加测阵列感应后气水识别效果好, 2022-2023 年苏西 28 口阵列感应测井, 阵列感应在气水识别上效果明显, 双饱和度法在低阻气层、中高组含水层应用效果较好, 解释符合率 94.44%, 复杂气水区加测阵列感应后符合率达到苏里格平均水平。

3.4 持续加大小井眼优快钻井技术推广力度

2023 年, 针对多层系漏失, 一次上返难等难题, 开展防塌堵漏、提高井筒质量技术等攻关, 定型快速钻井技术模板。苏西小井眼完钻 92 口, 占比由 20.3% ↑ 73.0%, 其中苏 54 区块占比由 0 ↑ 48.4%, 钻井周期较常规井缩短 4.2 天, 单井费用节省约 33 万, 提速降本成效显著。

3.5 含水气层压裂新工艺试验稳步推进

针对苏里格西区储层气水关系复杂, 深化平面及纵向气水分布规律认识, 攻关含水储层差异化精准压裂改造技术、研发配套压裂液材料、提高采出水循环利用, 实现含水气藏有效开发。

3.6 持续攻关大水量井一体化排采技术

针对不同含水饱和度气藏排水采气问题, 按照“全生命周期一体化完井”理念, 攻关含水饱超 45% 以上储层强排系列技术, 形成差异化的一体化完井解决方案, 拓宽含水气藏排采工艺边界, 提升经济效益。

3.7 高含水气藏地面集输工艺攻关

3.7.1 创新地面射流排采注配套工艺

结合不同井丛类型、注入压力、液相动力、气相动力等射流排采注工艺需求, 创新采出流体就地“油水分离、采出水回注、气液动力排采、油气混送”的地面配套工艺, 针对 2 座 4 井丛、1 座 7 井丛完成了射流排采注实验站施工图设计。

3.7.2 研发高效分离设备, 提升站场分离效率

通过开展高液气比流体分离动态模拟, 创新优化或优选

分离元件, 配套研发高液气比高效分离设备, 提升站场分离效率。目前已初步确定高液气比高效分离内件类型, 正在开展进一步模拟分析和优化。

3.7.3 扩大气液两相计量试验, 完善适应性评价

针对中高含水气井低成本气液两相计量需求, 采用超声波+文丘里的测量原理, 开展低成本气液两相计量扩大试验, 进一步评价液相计量精度, 完善井口湿气气液两相流量计评价内容。目前已在苏西部署9口气井。

3.7.4 研发小型试验装置, 满足压裂液配置需求

按照“不加药破乳”技术思路, 开展“电催化+离子脱除”攻关, 创新地面水处理工艺满足压裂液配置需求。已完成小型试验装置研发, 开展试验分析1次, 正在优化参数, 预期可实现去除污油及悬浮物90%以上。

3.7.5 创新电解制氢全流程耦合工艺, 部署开展先导试验

通过攻关电解水和光解水制氢技术(图7-5), 创新采出水电解制氢全流程耦合工艺, 可进一步提升采出水资源化利用水平。目前先导试验方案已通过油田公司审查, 在第一处理厂部署开展相关试验, 预计产品氢气纯度达99.9%。

4、存在问题及下一步工作

4.1 攻关储层预测技术, 提高含气预测精度

甩开评价区受到断裂、物性、非均质性等因素影响, 气水分布复杂, 有效储层变化快, 地震二维测线稀疏, 储层含气性预测及构造精细刻画难度大。需进一步开展含气性控制因素研究, 刻画有效储层, 落实产建有利区。

4.2 气水层单试和测井多方法研究

4.2.1 持续完善测井解释图版, 提高气水识别精度

苏54-24-76井盒8段31号层、苏54-20-96井山1段27号层在常规解释图版上均在气区, 双饱和度显示含明显可动水, 精细解释为气水同层。建议对气水层进行单试, 进一步验证阵列感应测井符合率。继续完善基于阵列感应侧向联测图版, 提高气水层识别精度。

4.2.2 提高储层关键参数计算精度, 建立产水率预测方法

针对储层孔隙结构复杂, 储层束缚水饱和度变化大, 低阻气层与高阻水层多的解释难点, 开展储层束缚水饱和度评价方法、产水率预测等方法, 解决气水识别问题。

4.2.3 加大阵列感应应用力度

苏西气水关系复杂, 阵列感应、核磁共振测井覆盖率低, 低阻气层、中高阻水层识别精度低。建议加大阵列感应应用力度, 阵列感应加入“综合测井”系列, 为固定测井项目。

4.3 加快射流强排试验

结合主体套管规格及工艺特点, 射流同井采注工艺选择同心双管工艺; $4\frac{1}{2}$ 英寸套管射流强排选择单管工艺。2023年选取2个产建井组开展试验, 已列入钻采方案待实施。

2023年在单井试验的基础上, 通过单井→多井的转变, 实现“多井排采、一井回注、气驱为主、一体完井”的经济排采目标, 进一步完善“撬装化、轻量化、无人化”的射流同井采注工艺流程。

4.4 加快未动用储量区评价井实施进度

2023年苏54区块在探明未开发储量区部署评价井9口(水平井1口), 目前2口井正钻, 3口井待钻, 4口井正办手续, 预计9月底前可全部完钻, 11月底前完成试气。

4.5 开展水平井压裂效果示踪剂评价试验

压裂示踪剂技术可以通过监测地层各段产气(液)的贡献判断压裂后的产出情况。为进一步评价苏西水平井差异化改造效果、不同压裂段产气产液情况, 计划开展2-3口井现场试验, 优化气井射孔及储层改造方案, 提升苏西水平井开发效果。

5、结论和认识

(1)深化地质研究, 优化井位部署, 不断提升开发效果, 围绕井网完善、滚动扩边、甩开评价, 开展差异化的目标区优选技术研究, 共落实有利区28个, 面积468.4km², 论证下发井位坐标290口。

(2)地质部署专班建立地质、地震、工程、测井一体化支撑模式, 坚持“日跟踪、周分析、月总结、季考核”, 在直定向井追发、缓钻、侧钻、调整井型以及水平井入靶等关键环节一体化运行, 确保实施效果。2023年追加部署井位21口, 侧钻6口, 成功6口; 缓钻及调整井型17口, 有效规避了地质风险。

(3)针对苏里格西区气水识别难题, 通过感应和侧向测井对高矿化度地层水的差异响应机理提出双饱和度法, 实现了可动水饱和度定量评价及产水率预测方法, 提高了气水识别的精度。

(4)2023年, 针对多层系漏失, 一次上返难等难题, 开展防塌堵漏、提高井筒质量技术等攻关, 定型快速钻井技术模板。苏西小井眼完钻92口, 占比由20.3%↑73.0%, 其中苏54区块占比由0↑48.4%, 钻井周期较常规井缩短4.2天, 单井费用节省约33万, 提速降本成效显著。

(5)对不同含水饱和度气藏排水采气问题, 按照“全生命周期一体化完井”理念, 攻关含水饱超45%以上储层强排系列技术, 形成差异化的一体化完井解决方案, 扩宽含水气藏排采工艺边界, 提升经济效益。

(6)结合不同井丛类型、注入压力、液相动力、气相动力等射流排采注工艺需求, 创新采出流体就地“油水分离、采出水回注、气液动力排采、油气混送”的地面配套工艺。

[参考文献]

[1]何自新, 付金华, 席胜利, 付锁堂, 包洪平. 苏里格大气田成藏地质特征[J]. 石油学报, 2003, 24(2): 6-12.

[2]方义生, 刘合年, 罗凯. 关于气井产能、气田稳产特征和气区开采潜力的探讨[J]. 石油勘探与开发, 1000-0747(2006)04-0399-07

[3]田景春, 吴琦, 王峰, 林小兵, 张锦泉, 曹桐生. 鄂尔多斯盆地石盒子组盒8段储集砂体发育控制因素及沉积模式研究[J]. 岩石学报, 2011, 27(8): 2403-2412.

[4]王国用. 苏里格气田水平整体开发区技术优势及条件制约, 北特种油气藏, 2012.2.

[5]罗瑞兰, 周兆华. 苏里格气田苏14区块一桃2井区储层产能评价及开发潜力研究[C]. 长庆油田研究报告, 2009.