

羊圈山油区精细油藏描述及开发调整研究

李正勇¹, 荣斌¹, 李宁²

1. 中国石油西南油气田分公司川中油气矿, 四川 遂宁 629000

2. 延长油田七里村采油厂, 陕西 延安 716000

DOI: 10.61369/ME.2026040009

摘 要 : 针对羊圈山油区开发过程中存在的多小层混合开发、层间矛盾突出、单井产量低、注水效果不明显及地质资料匮乏等问题, 开展了系统的地质研究与油藏建模工作。通过地层精细划分对比、构造特征分析、沉积微相研究、储层特征评价等一系列工作, 明确了研究区地质特征; 采用确定性与随机性相结合的模拟方法建立了三维地质模型和油藏数值模型; 通过油藏分析及数值模拟揭示了剩余油分布规律; 基于研究成果提出了综合治理建议。研究结果表明, 羊圈山油区长 6 段为三角洲前缘沉积, 有利沉积微相为水下分流河道, 储层以长石砂岩为主, 孔隙度 7–11%, 渗透率 0.1–0.5mD, 非均质性强; G598 等区块剩余油饱和度较高, 挖潜潜力大; 新部署加密井 34 口、转注井 14 口及优化注水方案等措施可有效提高油田开发效率。该研究为羊圈山油区精细注水开发提供了可靠的地质依据, 对七里村油田持续稳产具有重要意义。

关 键 词 : 羊圈山油区; 精细油藏描述; 剩余油分布; 开发调整

Study on Fine Reservoir Description and Development Adjustment in Yangjuanshan Oil Area

Li Zhengyong¹, Rong Bin¹, Li Ning²

1. Central Sichuan Oil & Gas District, PetroChina Southwest Oil & Gas Field Company, Suining, Sichuan 629000

2. Qilicun Oil Production Plant, Yanchang Oilfield, Yan'an, Shaanxi 716000

Abstract : Aiming at the problems existing in the development process of the Yangjuanshan Oil Area, such as the mixed development of multiple small layers, prominent interlayer conflicts, low single-well production, insignificant water injection effect, and lack of geological data, systematic geological research and reservoir modeling have been carried out. Through a series of work including fine stratigraphic division and correlation, structural characteristic analysis, sedimentary microfacies research, and reservoir characteristic evaluation, the geological characteristics of the study area have been clarified. A deterministic and stochastic combined simulation method is adopted to establish a 3D geological model and a reservoir numerical model. The remaining oil distribution law has been revealed through reservoir analysis and numerical simulation. Based on the research results, comprehensive management suggestions have been put forward. The research results show that the Chang 6 Member of the Yangjuanshan Oil Area is a delta front deposit, with the favorable sedimentary microfacies being underwater distributary channels. The reservoirs are mainly composed of arkose, with a porosity of 7–11% and a permeability of 0.1–0.5 mD, showing strong heterogeneity. Blocks such as G598 have high remaining oil saturation and great potential for tapping potential improvement. Measures such as newly deploying 34 infill wells, converting 14 injection wells, and optimizing the water injection scheme can effectively improve the efficiency of oilfield development. This study provides a reliable geological basis for the fine water injection development of the Yangjuanshan Oil Area and is of great significance for the continuous stable production of the Qilicun Oilfield.

Keywords : Yangjuanshan Oil Area; fine reservoir description; remaining oil distribution; development adjustment

引言

鄂尔多斯盆地延长组长 6 段超低渗透岩性油气藏是重要开发领域^[1], 羊圈山油区该层位储量丰富, 但开发中存在多小层混合开发致

层间矛盾突出、单井产量低、注水效果差等问题^[2]，且缺乏精细地质资料支撑，原有成果无法满足精细注水开发需求，同时该层位砂体成因、储层成岩演化等相关研究仍待深化。精细油藏描述是油田中后期挖潜提效的核心手段，本研究以羊圈山油区长6油层组为对象，开展系列精细地质研究，明确开发潜力区并提出综合治理建议，以期解决开发矛盾、提升采收率，也为盆地同类超低渗油藏精细开发提供参考。

一、研究区概况

羊圈山研究区域位于延长油田七里村采油厂^[3]，开发面积15.7km²，地质储量为813.72×10⁴t，主力开发层位为长6油层组的6₁2、6₁4、6₂2、6₃1小层^[4]。截至研究开展时，区域内共有井数444口，水驱控制面积4.49km²，水驱控制储量232.76×10⁴t。开发指标方面，区域平均单井日产油0.17t/d，综合含水率19.11%，采出程度7.66%，采油速度0.32%，整体开发效果不佳。

在开发过程中，羊圈山油区暴露出三大核心问题：一是多小层混合开发模式导致层间矛盾突出，各小层储层物性差异大，开发过程中相互干扰，影响整体开发效率；二是区域单井产量低，注水效果不明显，水驱控制程度低，未能有效调动剩余油；三是缺乏区域内精细地质资料，图件短缺，地质研究资料不系统、不完善，过去建立的郭旗西区整体地质油藏工程成果已不能满足该区域精细注水开发的技术需求，严重制约了油田开发部署的科学性和合理性。

二、精细油藏描述

（一）地层与构造特征

羊圈山油区地处鄂尔多斯盆地陕北斜坡中东部，区域构造为平缓的近南北向展布、由东向西倾斜的大型单斜，倾角普遍小于1°，平均坡降约10m/km，整体构造幅度较大但倾角平缓，中部呈现“隆凹相间”起伏特征，局部发育因差异压实作用形成的低幅度鼻状构造，且低幅度构造鼻隆具有从下向上发育的特点^[5-6]。研究区延长组地层构造活动微弱，沉积连续完整，无突变缺失现象，长6油层组作为主力含油层位^[7]，自下而上划分为长6¹、长6²、长6³、长6⁴四个亚组，进一步细分为12个小层，各小层顶面均呈现“东高西低”的地貌特征，局部伴生洼陷构造；地层厚度横向变化稳定，各小层平均厚度介于6.95–16.10m之间，其中长6₂²小层厚度最大，平均达16.1m，为主要主力小层。

（二）沉积相特征

长6沉积期羊圈山油区处于三角洲前缘沉积环境^[8]，主要发育水下分流河道、分流间湾、席状砂等微相类型，其中水下分流河道为最有利储集相带，河口坝、远砂坝发育较少且常被后期水下分流河道冲刷改造^[9]。平面上，水下分流河道呈北东–南西向展布，砂地比介于30%–100%之间，宽度0.31–4.01km，砂体连通性较好，构成储层骨架；纵向上具有明显的沉积演化规律，长6¹亚组以三角洲平原分流河道沉积为主，长6²–长6⁴亚组以三角洲前缘沉积为主，砂体多呈多期叠合分布特征，形成“准连续”储

集体，且不同小层沉积微相展布存在差异，长6₄¹、长6₃¹、长6₂²等小层水下分流河道砂体范围较大，长6⁴砂体整体厚度较优。



羊圈山地区岩心沉积构造特征

（三）储层特征

羊圈山油区长6油层组储层以长石砂岩为主，具低石英、高长石特征，石英、长石、岩屑平均含量为24.44%、68.54%、7.02%，填隙物平均7.5%，胶结物占比更高，方解石、浊沸石为主要胶结物。砂岩以细粒为主、分选较好，胶结以孔隙–接触式为主。储集空间由原生和次生孔隙组成，溶蚀孔为核心有效孔隙；孔隙结构分四类，I、II类为主要有效储层，孔喉大、渗透率高。该储层属特低孔特低渗类型，孔隙度平均9.3%、渗透率平均0.7×10⁻³μm²，二者正相关，长6²、长6³亚组物性更优，长6⁴亚组较差。储层非均质性强，层内以正韵律为主，层间分层系数差异显著，平面受沉积相控制，主河道均质度高、间湾地带非均质性强。储层呈中等偏弱速敏、中强水敏、强酸敏特征，润湿性偏亲水，束缚水饱和度较高，水驱油最终效率47.8%，油水相对渗透率曲线表现出油相渗率降速慢、水相升速快的特点，具备较好注水开发潜力^[10]。

（四）储层油藏特征

羊圈山油藏为岩性–物性油藏，无边底水，天然能量匮乏，驱油类型以弹性溶解气驱为主^[11]；地面原油具低密度、低粘度、低含硫、中含蜡、高凝固点特性，原油族组分以饱和烃为主，地层水为CaCl₂型且总矿化度高，油藏属低压特征，油层中部温度低、压力系数小，地层破裂压力平均26.3MPa。油水分布呈纵向多套油层、平面连片的准连续特征，长6₁²、长6₁⁴、长6₂²和长6₂¹为核心主力油层，无明显稳定油水界面，油井自然产能低，需压裂改造方可达到工业油流标准，生产动态上含水率整体稳定，产液、产油量呈指数递减规律。

三、剩余油分布特征

（一）剩余油定量分布

通过水淹层测井解释与油藏数值模拟相结合的研究方法，系统明确了羊圈山油区剩余油的定量分布特征，整体呈现“分散性分布、局部富集”的核心规律。平面上，剩余油饱和度较高的富

集区块集中在 G598 ~ G702、G819 ~ G817 等区域, 这些区块剩余油饱和度均大于 50%, 具备显著的挖潜潜力; 其他区域剩余油呈零散分布状态, 饱和度多介于 30%~50% 之间。纵向上, 各小层剩余油分布存在明显差异, 其中长 6¹²、长 6¹⁴、长 6²² 和长 6³¹ 小层不仅剩余油饱和度较高, 且储量丰度突出, 均大于 25 × 10⁴ m³ / km², 是油区后续开发挖潜的重点层位; 其余小层剩余油储量丰度相对较低, 多小于 15 × 10⁴ m³ / km², 仅局部构造高点或河道主体部位存在小范围富集区。结合地质储量复算结果, 羊圈山油区地质储量为 753.28 × 10⁴ t, 截至 2022 年 11 月采出程度仅 7.66%, 整体剩余油资源量大, 且富集区块边界清晰、潜力集中, 为针对性开展开发调整提供了明确的目标方向。

(二) 剩余油控制因素

羊圈山油区剩余油分布受沉积微相、微构造、井网完善程度及注入水波及范围综合控制, 沉积微相为基础因素, 水下分流河道主体水洗充分剩余油饱和度低, 河道侧缘、分流间湾及砂体上部因渗流阻力大成为剩余油富集区; 微构造起导向作用, 局部鼻状构造隆起、低幅度高点等部位因注入水难以波及形成剩余油富集带; 井网完善程度直接影响剩余油动用效率, 井网控制薄弱区剩余油饱和度高, 井网密集区易形成水动力滞留型剩余油; 注入水波及范围受储层非均质性与注采参数影响, 渗透率高的区域成为注入水突进通道, 注采分流线附近及低渗透条带因注入水难以到达形成剩余油富集区, 多因素共同作用造就了油区剩余油局部富集、整体分散的分布格局。

四、开发调整策略

(一) 开发方式优化

羊圈山油区开发方式优化以注水开发为核心方向, 通过必要性论证、可行性分析及水质标准明确, 构建科学高效的能量补充体系。从开发必要性来看, 油藏天然能量匮乏, 驱动类型以弹性溶解气驱为主, 其中弹性采收率仅 4.5%, 溶解气驱采收率 1.7%, 自然能量开采总采收率仅 6.2%, 远低于注水开发 15.9% 的采收率水平; 且现场试采数据显示, 自然能量开发模式下地层压力下降快、油井动液面递减迅速、产量衰减明显, 同时储层特低渗特性导致压敏效应显著, 注水开发可有效补充地层能量, 减缓渗透率下降趋势, 维持油藏稳定生产。

在可行性方面, 水源保障充足, 羊圈山供水站日供水量达 300 方 / 天, 结合郭旗区 89 方 / 天的产出水, 可满足注水需求; 储层条件适配, 砂体连通性较好且呈偏亲水特征 (相对润湿指数 0.17), 相邻邻庄区块注水开发实践已验证, 注水后油藏自然递减率从 11.6% 降至 7.61%, 单井日产油从 0.14 t 提升至 0.16 t, 增油降水效果显著。注水水质执行 A1 级标准, 以油田采出水为主、清水补充, 严格控制悬浮物含量 ≤ 2.0 mg / L、含油量 ≤ 3.0 mg / L、平均腐蚀率 ≤ 0.076 mm / a、硫酸盐还原菌 ≤ 10 个 / ml, 确保注入水

与地层水配伍性良好, 岩心伤害率控制在 30% 以内, 避免储层敏感性伤害, 保障注水开发效果。

(二) 开发层系与井网优化

羊圈山油区开发层系与井网优化基于储层地质特征与开发现状, 形成 “层系整合、井网适配” 的优化方案。开发层系划分方面, 长 6 油层组各小层沉积背景一致, 储层物性、压力系统及流体性质差异较小, 且亚组间缺乏稳定隔层, 各亚组地质储量丰度均较低, 不具备独立分层开采的地质条件, 因此确定采用一套井网、一套层系的合采模式, 可减少层间干扰, 提高整体开发效率。井网优化选取菱形反九点井网, 该井网对角线排平行于区域最大主应力方向 (NE → SW 45°), 注采井数比例为 1 : 3, 兼具灵活性与适应性, 后期可根据剩余油分布动态调整为排状注水或五点法井网; 通过数值模拟与矿场实践验证, 该井网能有效扩大注入水波及体积, 改善平面驱替均衡性。

为进一步完善井网控制程度, 针对剩余油富集区规划新部署加密井 34 口, 重点补充 G598 ~ G702 等区块的井网密度, 同时将 14 口现有油井转为注水井, 构建 “注采对应、均衡驱替” 的井网体系, 大幅提高剩余油富集区的动用程度, 为油藏稳产挖潜提供井网支撑。

(三) 注水方案优化

注水方案优化以 “压力控界、方式适配、动态调控” 为核心, 构建精准高效的注采体系。压力控制方面, 基于地层破裂压力测试数据 (平均 26.3 MPa), 确定注水井井底最大流压界限为 16.2 MPa (取破裂压力的 80%), 避免地层破裂导致水窜; 结合油层平均埋深 600 m 及井筒摩阻 0.2 MPa, 计算得出注水井井口最大压力为 11.4 MPa, 确保注水压力处于安全合理区间。油井生产压力配套优化, 综合同类油藏开发实践与经验公式计算, 确定初期合理井底流动压力为 1.322 MPa, 合理生产压差控制在 4.53 MPa 以内, 既保证产能释放, 又避免井底脱气影响开发效果。注水方式上推广周期注水技术, 根据区域储层非均质性差异制定差异化参数: 西线 19 口井采用 “注 3.5 ~ 5 m³ / 天、持续 20 天” 的周期模式, 东线 6 口井采用 “注 5 ~ 7 m³ / 天、持续 10 天” 的周期模式, 通过周期性停注与恢复注水, 打破水驱前缘突进格局, 扩大注入水波及体积。

动态调控体系方面, 建立压力、含水率、产油量三位一体的监测网络, 定期分析地层压力保持水平 (目标维持在原始地层压力的 105% ~ 115%, 即 5.2 ~ 5.69 MPa), 针对高含水井及时采取关井或转注措施, 对低产低含水井适度加大生产压差, 实现注采参数的动态优化匹配, 提升整体驱油效率。

五、结论与建议

1. 羊圈山油区长 6 油层组为三角洲前缘沉积, 储层以长石砂岩为主, 属特低孔特低渗且非均质性强, 油藏为岩性 - 物性型, 天

然能量匮乏、低压，油井需压裂才能实现工业油流。

2.该油区剩余油呈分散分布、局部富集特征，G598 ~ G702等区块及长6₁²、长6₁⁴等小层为挖潜重点，整体采出程度低，剩余油资源量大且富集区目标明确。

3.剩余油分布受沉积微相、微构造、井网完善度和注入水波

及范围综合控制，不同因素分别在不同区域形成剩余油富集区。

4.该油区注水开发必要性、可行性充分，通过层系井网优化、部署加密井与转注井，搭配控压、差异化周期注水及动态调控的注水方案，可有效提升剩余油动用程度，改善开发效果。

参考文献

[1] 陈义国, 封从军, 魏登峰, 等. 鄂尔多斯盆地东南部三叠系延长组6段致密油的形成、分布与勘探对策 [J]. 石油学报, 2025, 46(02): 335–354.

[2] 刘昊伟. 鄂尔多斯盆地白豹地区延长组长8沉积相研究 [D]. 西北大学, 2007.

[3] 白静. 七里村采油厂郑庄油区吴起区域油藏浅析 [J]. 石化技术, 2024, 31(04): 233–235.

[4] 邱东亚. 鄂尔多斯盆地吴起地区三叠系延长组长6储层特征研究 [D]. 西安石油大学, 2024. DOI: 10.27400/d.cnki.gxasc.2024.000980.

[5] 辛红刚, 李弛, 马艳丽, 等. 鄂尔多斯盆地环县地区长82亚段致密储层孔隙演化与油气充注定量耦合关系表征 [J]. 天然气地球科学, 2025, 36(07): 1194–1207.

[6] 高辉, 朱耿博伦, 王滋懿, 等. 鄂尔多斯盆地延长组致密砂岩储层微观孔喉特征差异及其成因 [J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(02): 302–312.

[7] 方朝刚, 李凤杰, 陈俊宇, 等. 鄂尔多斯盆地姬源油田上三叠统延长组长6油层组有利储层分布及控制因素 [J]. 地质科技情报, 2014, 33(03): 126–132.

[8] 王楠, 王继伟, 王芳, 等. 水下分流河道带砂体内部构型解剖研究及应用——以鄂尔多斯盆地吴起地区长8段为例 [J]. 石油地质与工程, 2021, 35(02): 23–29.

[9] 李克永, 李文厚. 浅水型三角洲前缘砂体叠加样式——以鄂尔多斯盆地姬源地区长9油层组为例 [J]. 地质科学, 2020, 55(03): 757–766.

[10] 张小银, 詹容若, 段亮, 等. 致密砂岩含油非均质性储层的野外实例三维数字模型和精细解剖——以鄂尔多斯盆地三叠系延长组安沟油砂露头为例 [J]. 地质力学学报, 2024, 30(04): 609–621.

[11] 白静. 七里村采油厂郑庄油区吴起区域油藏浅析 [J]. 石化技术, 2024, 31(04): 233–235.