

# 提高低渗透浊积岩油藏采收经济效益的主要做法

王小秀(中国石化胜利油田分公司鲁胜公司, 山东 东营 257000)

**摘要:**某油田某区块位于含油层系为沙三中、下亚段, 为浊积砂体沉积, 油藏具有埋藏深、层多层薄、渗透率低的特点, 为一般低渗透油藏。目前区块主要开发矛盾是局部井网不完善; 注水压力高, 常规注水无法满足油藏需求, 地层能量不足; 水驱波及范围小, 水驱效果差。针对油藏开发矛盾, 制定了整体调整四部曲: ①通过建网、补网、固网, 高效完善井网; ②借助压驱注水技术, 配套压驱+组合调整措施, 快速补充地层能量, 扩大水驱波及范围; ③在能量补充的基础上, 开展CCUS矿场实践, 实现油藏绿色、低碳、高效开发; ④应用建模数模指导油藏开发, 打造数字化油藏。通过以上四部曲调整, 最终提高油藏采收率, 从而提高油田采收经济效益。

**关键词:**低渗透; 压驱注水; 压驱+; CCUS; 建模数模; 采收率; 采收效益

## 1 区块概况

### 1.1 油藏情况分析

本区块位含油层系沙三中下亚段, 主力含油砂层组为沙三中4、5、6砂组和沙三下2砂组, 表现为大套泥岩中夹薄层砂岩的特征。区块北部紧靠洼陷控藏大断层, 断层落差较大, 沙三中早期断距可达200m以上, 东南为洼陷的沉降中心; 各层构造简单, 整体表现为北西高、东南低的单斜构造, 地层倾角 $5^{\circ} \sim 8^{\circ}$ ; 研究区内低序级断层不发育。

储层岩石成分以石英(44%)、长石(34.1%)为主, 成分成熟度较低; 填隙物以碳酸盐矿物胶结物和粘土杂基为主, 颗粒以点、线接触为主, 孔隙式胶结, 分选中-好, 磨圆为次棱角状, 结构成熟度较低, 粘土矿物含量平均为15.3%, 主要粘土矿物以伊利石(48%)为主, 伊蒙间互层(46%)次之。

沙三段为近物源, 短距离搬运, 快速沉积的深水重力流的特征<sup>[1]</sup>。根据岩心分析, 沙三中砂岩平均孔隙度18.1%, 渗透率11.2mD, 沙三下砂岩平均孔隙度16.2%, 渗透率10.8mD, 为中低孔、低渗储层。根据测井解释数据, 沙三中砂岩平均孔隙度16.1%, 渗透率27.6mD, 沙三下砂岩平均孔隙度18.0%, 渗透率34.5mD。层内非均质性较强, 根据岩心分析, 渗透率极差1.2~67。

沙三段储层表现弱速敏、弱水敏、非酸敏、弱碱敏, 中等盐敏。区块主要有7个开发层系, 主力层4个, 油层厚度大, 连片发育, 平均效厚4m~7m; 非主力小层3个, 整体较薄、变化快、呈条带状或土豆状零散分布; 平均效厚2m~4m。

### 1.2 油田开发历程

区块共经历三个开发阶段。第一阶段: 弹性开发

阶段(1995年~2008年)。第二阶段: 注水试验阶段(2008年~2012年)。第三阶段: 产能建设阶段(2012年~至今), 采油速度0.37%, 采出程度7.9%, 目前处于低采出层度, 低采油速度阶段。

## 2 主要开发矛盾

### 2.1 局部注采井网不完善

研究区块储量丰度低, 沙三中、沙三下一套井网开发; 油井合采, 水井分注。采用行列式井网, 井距210m~380m。目前井网控制程度较低, 静态注采对应率76.1%, 动态注采对应率64.2%。平面上以单向对应为主, 占比48.5%; 纵向上, 各小层注采对应率差异大。第一, 停产停注井多, 局部井网不完善。区块共停产油井9口, 停产水井5口。其中, 沙三中油井套损停井2口, 低液停井4口, 水井套损停井1口, 因注不进停井2口; 沙三下油井套损停井1口, 套损上返1口, 高含水动停1口, 水井套损上返1口, 累计失控储量56.8万吨。第二, 断层边部井区因储层展布论证不充分, 部署水井风险大, 一直弹性开发, 未完善注采井网。

### 2.2 地层亏空大, 压力保持水平低

区块整体能量保持状况差。2017年全面注水、2021年压驱后, 动液面上升明显, 压力逐步回升, 但地层能量仍然不足, 压力保持率仅60%。区块需大量、快速补充地层能量。区块整体地下亏空 $26 \times 10^4 \text{m}^3$ 。区块低液井多, 占比50%, 从平面来看, 低液井主要集中在砂体边部、无能量补充井区(见图1)。

### 2.3 水驱波及范围小, 水驱效果差

受储层厚度和地应力方向影响, 水驱方向性强, 水驱波及范围小。主流线方向含水高, 不受效方向低



图1 研究区块历年压力柱状图

产低液。整体水驱效果较差。含水与采出程度曲线显示，实际曲线偏离理论曲线，含水上升速度较快。另一方面，区块累积存水率下降、耗水率上升，注入水沿高渗通道采出，注水利用率差。

### 3 提高区块采收率与采收效益的主要做法

在精细油藏地层对比和分析的基础上，针对井网不完善、地层能量不足、油井低产低效、水驱动用不均衡等问题，主要开展了井网完善、水井压驱增能、油井“压驱+”组合措施引效、油水联动调整，建立有效驱替，压驱补能达到混相压力后，转开发方式实施CCUS，提高单元采收率，增加采收效益。

#### 3.1 建网补网固网，高效注采完善

##### 3.1.1 精细方案部署，赋予零散井、更新井双重使命

按照“油田开发基础管理深化年”总体部署，立足油藏效益开发需求，突出问题导向，深入开展“摸家底”大调查，明确油藏潜力方向，深化油藏基础研究。研究区块通过开展老井复查<sup>[2]</sup>、测井二次解释、井震结合、注采动态响应、动态监测资料等动静一体化分析，认真梳理井网做好零散新井部署，认清浊积砂体沉积样式<sup>[3]</sup>，实现浊积砂体精准井间预测，并依托单元整体调整方案编制，开展区块综合治理工作。

针对井网不完善、局部储层展布不落实的问题，部署新油井4口，部署新水井2口。部分新井优化设计双靶点，完善注采井网的同时，进一步落实无井控制区储层展布情况，为下步持续开展扩边增储工作提供依据。同时根据大幅提产能要求，优化投产顺序，坚持“水井先压驱增能，油井后压裂投产”的开发理念。

##### 3.1.2 高效扶停，提高储量动用

调整前研究区块油水井开井率仅58%，通过与井网需求相结合、动态监测手段相结合、增产增注技

术相结合。实施同步转注1井次，增加水驱控制储量30.2万吨，井组日油增加3.5t。实施扶停7井次，开井率增加16%，动态注采对应率增加12.2%（见图2）。

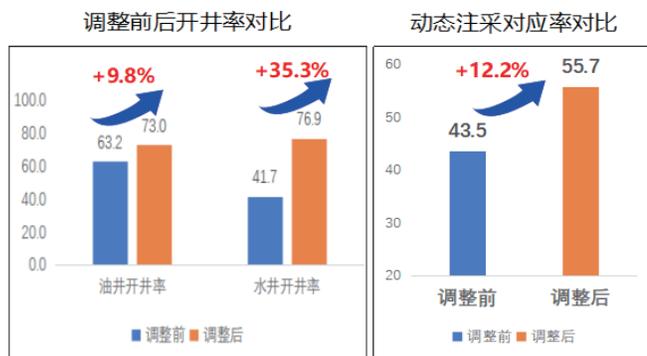


图2 研究区块调整前后指标对比图

#### 3.2 优化压驱注水，提高地层能量，改善水驱效果

##### 3.2.1 优化压驱方案，完善开发流程

第一，压驱设计原则。①优选井况良好、注采完善、受效油井多、注水压力高、水驱波及范围小的水井压驱注水；②整体部署，分批实施，同批次至少实施两个井组以上，多井组规模压驱，保证整体压力平衡，促多向见效；③精细压驱设计，差异化设计单井注水、产液量，非均质明显井组考虑压驱调剖剂，扩大水驱波及，抑强扶弱，均衡驱替；④应分尽分，水井分层压驱，缓解层间矛盾。区块水井总共14口，共部署压驱工作量10井次，根据油藏需要，笼统压驱3口，分层压驱7口。

第二，压驱注水量设计。区块目前压力保持水平低，压力保持率仅60%，通过压驱注水将压力系数回升到1.2，综合考虑井组亏空及扩波及需求，根据物质平衡法，设计注入总水量为 $27 \times 10^4 \text{m}^3$ 。根据前期压驱效果，结合区块储层物性及井网适应性（注采井区210~380m），设计压驱排量在 $0.2 \sim 0.7 \text{m}^3/\text{min}$

之间。

第三，动态监测部署。为了更好的监测压驱过程中能量恢复状况、压力传导情况、优化开井顺序等，进行监测方案设计，共部署监测工作量 15 井次，其中油井 7 井次，水井 8 井次。

### 3.2.2 压驱全过程“四端”管控，实现顺利开发

注入端：在安全注入基础上，变排量注入有利于形成短宽缝；可以形成井底势差交变，激动压力场扩波及，有利于均衡驱替。结合动态监测，根据油井动态变化情况及时调整压驱水量和排量。

监控端：成立压驱工作交流群，建立压驱注水跟踪台帐，通过 PCS 系统监测油水井的各项压力、注入量、液面等参数，并设置报警预警。注入采出各项参数可以通过手机及电脑实施监控，每日向压驱工作群推送压驱进度，每周三召开压驱注水例会，解决压驱中存在问题，分析压驱效果并制定下步调整方案。

采出端：通过实时液面监测、井底压力监测，对压驱井组跟踪分析，及时调整油井生产参数，优化开关井状态，均衡流线。

保障端：完成污水处理厂管线铺设，解决压驱供水问题。地面管线铺设干线加支线共计 6.3 公里，输水量为 2000m<sup>3</sup>/d，处理后水质达到压裂水源水质要求。同时，实现供水后，可取消目前 3 口水源井，实现保护水源的目的。

### 3.2.3 “压驱+”组合调整，实现压驱效益最大化

常规注水阶段，已形成历史流线，注入水沿高渗通道采出，注水利用率差。在压驱过程中，为了增能引流，扩大驱替范围，打组合拳调流线，加强压驱与多种技术融合，完善“压驱+”组合配套技术，实施了压驱+酸化、压驱+深抽、压驱+水力喷射解堵、压驱+参数调整等多种组合模式。

以某井组为例。2022 年实施 3 口井压驱。本着水井压驱注水，补充地层亏空，增能夯基，油井实施压驱+措施，配套措施引效，扩大水驱波及，建立有效驱替的压驱思路，王 69 砂体在压驱过程中，通过压驱+组合配套调整，油水联动，建立新流线 5 条，强化次流线 2 条，井组内 7 口油井均受效，日增油 8.1t/d。油井见效效率 100%，阶段增油 1330 吨。阶段投入产出比 1:1.8，有效提升采收效益。

## 3.3 加快推进 CCUS，实现绿色低碳经济发展

设计原则：

①充分利用老井，依托老井网，节约投资，提高

经济效益。

②注采井距过小不利于 CO<sub>2</sub> 驱的井区，调整井网流线。

注入方式，数值模拟表明：连续气驱时，水相抑制气相过早气窜，三相增阻延缓气相突破，因此气水交替具有更大优势。

注入时机。目前区块地层压力低于最小混相压力，为尽快实现混相驱、节约成本、最大提高经济效益，目前借助压驱快速将地层压力恢复至最小混相压力（32MPa）以上。在确保油藏地层压力高于最低地层压力保持水平后，保持较高的采油速度，保持较高的油井、注入井利用率，促进企业实现绿色低碳经济发展。

## 3.4 推进建模数模，打造数字化油藏

通过地质模型建立和数值模拟计算，认识剩余油分布状况，同时探索不同模式下驱替特征，指导注采调配方案。

## 4 优化后取得的经济效益

开发指标明显好转：自然递减率下降 3.6%、含水上升率降低 0.63，采油速度提升至 0.56%，预计采收率提高 4.1%。

经济效益大幅提升：预计累增油 1.6 万吨，阶段效益 2791 万元。

三率指标有效提升：分注率提升 14.3%、注采对应率提升 17.5%。

地层能量大幅提升：动液面提升 106m，平均单井日液水平增加 1.2t/d。

## 5 结束语

井网完善是水驱油藏开发的基础，有井网才能控储，而地层能量是水驱油藏开发的核心。在井网完善的基础上，要通过各种技术手段，有效补充地层能量，有能量才有液量。并且流线调控是实现效益开发的重要手段。因此，水井“注好水”，油井“用好能”，才能实现均衡驱替。

## 参考文献：

- [1] 杨田, 操应长, 王艳忠, 等. 深水重力流类型、沉积特征及成因机制 [J]. 石油学报, 2015, 36(9): 1048-1052.
- [2] 方锡贤, 董传杰, 王岚. 老井复查技术的应用与探讨 [J]. 录井工程, 2006, 17(增): 1-4.
- [3] 饶孟余, 钟建华等. 东营凹陷东部沙三段滑塌浊积砂体沉积特征 [J]. 煤田地质与勘探, 2004, 32(3): 15-17.
- [4] 杨红, 余华贵, 黄春霞等. 低渗油藏水驱后 CO<sub>2</sub> 驱潜力评价及注入参数优化 [J]. 断块油气田, 2015, 22(2): 240-244.