

低幅度油藏高含水期剩余油潜力分析与挖潜对策

——以达尔其油田为例

刘阿超¹ 李梦寒² 唐玉祥³ 吴 魏⁴ 许华伟⁵

1.中原油田勘探开发研究院 河南 濮阳 457001

2.中原油田文留采油厂 河南 濮阳 457001

3.中原油田勘探开发研究院 河南 濮阳 457001

4.中原油田内蒙采油厂 河南 濮阳 457001

5.中原油田内蒙采油厂 河南 濮阳 457001

【摘要】：为揭示低幅度复杂断块油藏在高含水期的剩余油分布规律及有效挖潜途径，以白音查干凹陷达尔其油田为例，综合动静态资料，对剩余油类型进行定性与定量分析。研究表明，剩余油可划分为井网未控制型、构造型、层间潜力型和滞留型四大类。针对不同类型剩余油特征，提出了相应挖潜对策，包括井网加密与修复、构造高部位与断层边角侧钻、层系接替及化学驱等。现场实践表明，通过实施油水井协同调整，区块日产油量显著提升，含水率有效下降，为类似油藏高含水期稳产提供了可借鉴的经验。

【关键词】：低幅度油藏；高含水期；剩余油类型；挖潜对策；达尔其油田

DOI:10.12417/2811-0722.26.06.097

1 油藏概况

达尔其油田位于白音查干凹陷南部缓坡带，为一系列低幅度断块组成的油藏群。统计 31 个断块，平均单块含油面积 0.29km²，平均地质储量 23×10⁴t。沉积相上属于辫状河三角洲沉积，多期河道叠加单期河道砂体薄（一般小于 3m）储层岩性以灰色细砂岩、粉砂岩、含砾砂岩为主。

断块延伸长度 1200~2000m，油层主要富集于断块高部位，含油高度 10~35m、含油条带宽度一般小于 300m。储量丰度平均为 79×10⁴t/km²，储量丰度低。储层平均孔隙度 21%，平均渗透率 65mD，属中孔 - 中低渗低幅度复杂断块油藏^{[1][2]}。

1.1 油藏地质特征

1.1.1 地层特征

达尔其油田地层层序自上而下为新生界新近系、古近系地层；上白垩统二连达布苏组地层；下白垩统巴彦花群地层。巴彦花群是白音查干凹陷的主要沉积层，最厚处达 3000m 以上，从上往下又分为赛汉塔拉组、都红木组、腾格尔组、阿尔善组。都红木组和腾格尔组是达尔其油田的含油气层系，油藏埋深 400--1500m。

1.1.2 构造特征

白音查干凹陷是二连盆地西缘川井坳陷中最大的一个次级构造单元。该凹陷同二连盆地其它凹陷一样，是发育在海西褶皱基底之上的中生代沉积盆地，为受边界正断层控制形成的、整体北断南超的箕状凹陷。西、北邻巴音宝力格隆起（索伦山），南接赛呼都格凸起，呈北东东向展布，东、西长约

150km，南北宽约 15~28km，面积约 3200km²。

达尔其油田位于白音查干凹陷南部缓坡带（白音一翁特断裂构造带）中部（图 1-1-1）。其主体位于白音断层的下降盘，受白音断层控制，构造呈北东东走向，地层倾向北北西，地层倾角 5-100。构造内主要发育一组北东东向的顺向和反向补偿断层，中间部位发育两条近北西向的断层，即达尔其横断层。以达尔其横断层为界，达尔其构造可划分为达尔其东构造和达尔其西构造。东、西构造特征、沉积相带、油气藏特征等方面存在明显差异。达尔其东构造是白音断层控制下的牵引鼻状构造，在白音断层下降盘主要发育一系列与之相伴的补偿反向断层，形成断鼻、断块圈闭；达尔其西构造白音断层活动减弱，顺向断层的伴生或补偿断层较为发育，构成垒堑相间的结构，以断块圈闭为主。

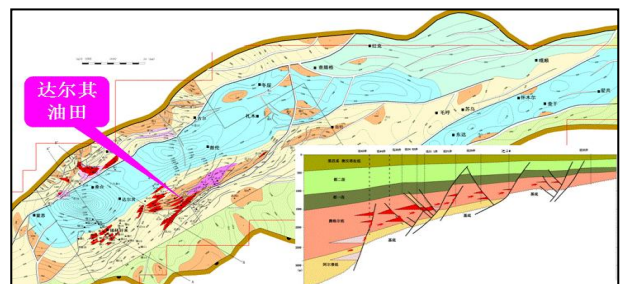


图 1-1-1 达尔其油田构造位置图

1.1.3 储层特征

根据岩心薄片资料统计表明，储层岩性主要为长石质岩屑砂岩、不等粒砂岩，少量含砾。石英含量一般 50-65%，长石含量一般 10-35%，云母碎屑 10-30%，有时高达 40-50%，岩屑

含量 10-30%。碎屑颗粒主要粒径 0.05-0.25mm，粒度中值 0.11-0.18mm，颗粒分选中一差，磨圆以次棱状一次圆状，分选中等，填隙物约占 10%，其中粘土杂基含量 5-10%，支撑类型为颗粒支撑，胶结类型主要为接触式胶结和孔隙式胶结，胶结物以泥质、方解石为主。储层类型为砂岩储层。达 24 块、达 39 块、达 34 块测井解释孔隙度 14.3-29.0%，平均孔隙度 19.1%，渗透率 1.1-553mD，平均渗透率 14.7mD，储层属中孔低渗储层。达 31、达 31-1 断块测井解释孔隙度在 11.7%-20.8%之间，平均是 15.3%。渗透率在 0.1mD-14.3mD 之间，平均 2.8mD，属于中孔-特低渗储层。

1.1.4 油藏特征

达尔其油田各断块区油层分布主要受构造控制，油层呈层状分布，具多套油水系统。油层沿各个小块的控油断层聚集在各个块的构造高部位，在构造高部位油层发育、厚度大，向构造低部位油层厚度逐渐减薄，并过渡到水区。在平面上呈长条的柳叶状或不规则的纺锤状形态，油藏类型均属断块层状油藏，具有多套油水关系。

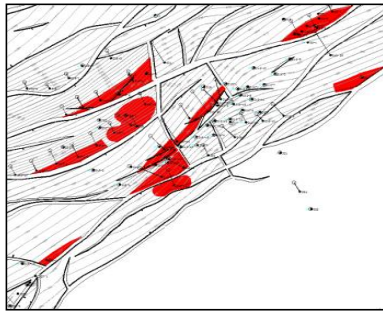


图 1-1-2 达尔其油田××层位含油面积图

1.2 存在问题

目前开发过程中存在的主要问题一是都红木组原油粘度高、注水易水窜、平面矛盾突出，二是腾格尔组注采井距 300m 偏大、注水不见效或增液不增油。

截至 2022 年 12 月，油田地质储量 696.04×104t，可采储量 51.75×104t，标定采收率 7.43%。生产层系包括都红木组与腾格尔组，且层系纵向不重叠。历经 20 余年开发，油田已进入开发中后期，综合含水率达 89.28%，整体处于高含水阶段。如何有效控水增油、经济高效地挖潜剩余油，已成为维持油田可持续生产的关键^{[3][4]}。

2 剩余油潜力类型与分布特征

基于动静态资料综合分析，将达尔其油田剩余油划分为四类^[5]，其占比分别为：井网未控制型 28.82%、构造型 25.33%、层间潜力型 22.91%、滞留型 22.94%。

2.1 水驱特征分析

2.1.1 注水效果分析

油田共有 53 个注水井组，其中 18 个井组注水见效明显，占比 33.9%。见效井组主要分布于浅层都红木组及腾格尔组腾上段（埋深 450~750m），且多位于同期河道或封闭性较好的小断块内部。这些井组通常具备“注采对应关系好、储层连通性强、断层侧向封堵好”的有利条件。反之，注水不见效井组则主要分布于埋藏较深（>800m）、构造复杂、小断层密集发育的区块，表现为注水压力高、注水量受限、油井压力与产量响应微弱。

2.1.2 吸水剖面分析

受层间非均质性影响，各小层吸水量差异大，其中 d1、ts 段吸水动用较好，d1-II-2、d1-II-3 和 ts1-3、ts2-1 四个小层累注水超过 10 万方；腾下段吸水动用较差，分析腾下段吸水动用较差主要原因是物性差且注水量不够，导致腾下段水驱动用整体较差。下一步需有针对性的进行加强补能。

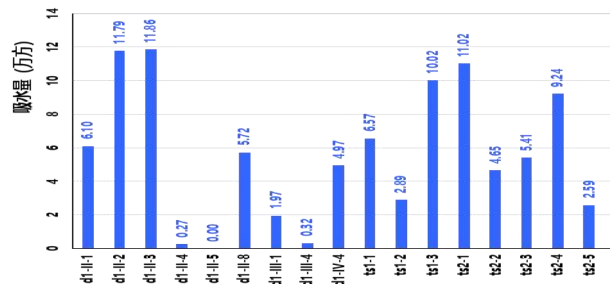


图 2-1-1 达尔其油田各小层吸水量图

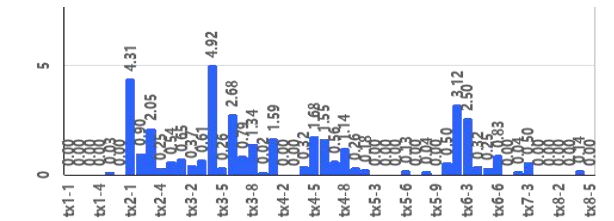


图 2-1-2 达尔其油田各小层吸水量图

2.2 剩余油类型定义

在系统开展剩余油分布特征研究过程中，以精细油藏描述为基础，整合加密井网测井解释、三维地质建模及动态生产数据（包括注采对应关系、吸水剖面、产液剖面及压力恢复曲线），利用数值模拟方法对不同开发阶段的水驱波及状况进行了历史拟合与预测。在此基础上，重点从四个维度剖析剩余油成因：一是井网完善程度与井筒完整性；二是构造形态及断层遮挡效应；三是主力层与非主力层之间的动用差异；四是储层物性虽好但水驱推进不均衡导致的滞留区。依据上述研究，将油藏剩余油归纳为井网未控制型、构造型、层间潜力型及滞留型四类，从而为后续调整挖潜提供明确的目标与依据。

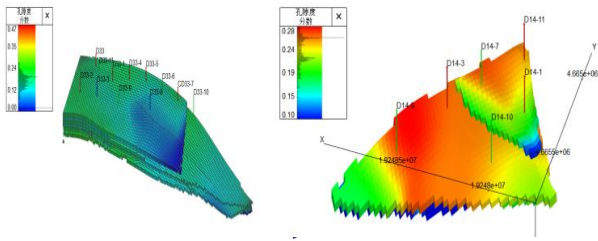


图 2-1-2 达尔其××块孔隙度图

井网未控制型：因原井网部署不完善或井筒损坏导致井网失控所形成的剩余油。构造型：主要分布于断层边角及构造高部位，受构造格局控制明显。层间潜力型：存在于非主力层（二、三类层）中，待主力层开发后期接替挖潜。滞留型：储层物性较好，但因注入水推进不均或未波及而形成的剩余油^[6]。

3 不同类型剩余油挖潜对策

3.1 井网未控制型

针对原井网未控制区域，首先通过剩余油饱和度模拟和动态储量计算进行潜力排序，优先在剩余油富集程度高、经济可采储量大的井区部署加密井。加密井位优选应遵循“避开水淹通道、靠近剩余油富集区”的原则。针对井损导致的井网不完善，通过老井大修恢复注采系统，并优化注采对应关系。

3.2 构造型

首先开展精细构造解释，识别断层遮挡型和构造高部位型剩余油。评估剩余油潜力和注水响应情况后，选择性采用老井侧钻至构造高部位、换井底避开水淹层、或在构造高点部署短水平井进行定向挖潜。对构造幅度较大、水驱响应尚可的区域，可强化水驱或实施低浓度表面活性剂驱以降低界面张力，提高洗油效率。

3.3 层间潜力型

在主力层潜力充分释放、含水率超过经济极限后，通过精细地层对比划分小层，明确二、三类层的分布与物性特征，实施层系调整或补孔措施，将注水层位和采油层位转移至非主力层，实现接替开发。同时，需优化注水参数，防止因压力过大压穿隔层导致层间干扰。

3.4 滞留型

该类型区域水驱效率低，易形成优势水流通道，是水驱开

发后期主要的增油潜力所在。建议采用化学驱（如聚合物驱、表面活性剂/聚合物二元复合驱）、调驱调剖（深部调驱、弱凝胶调剖）或不稳定注水（周期性注水、脉冲注水）等手段，通过扩大波及体积、改善流度比、提高洗油效率，从而提高层内及层间原油采收率。

4 挖潜实践与效果分析

4.1 井网未控制型挖潜实践

在达 33 块，主产层为腾格尔组腾上段，原井网为“低注高采”模式，注采井距 200~260m，油井井距 300m。研究认为井间剩余油未有效控制，遂部署加密井 2 口。投产后初期日增油 5.0t，同时在边角注水未见效区实施水井大修换底，日增油 1.1t。调整后井网由 6 注 6 采优化为 5 注 9 采，区块日产油由 2.4t 提升至 6.3t，增幅 162.5%；含水率由 88.6% 降至 85.4%，下降 3.2 个百分点。

4.2 滞留型挖潜实践

达 14 断块埋深浅、储层单一，主产层为都红木组，平均孔隙度 23.1%，渗透率 4.1~395.3 mD，属中孔中渗区块。该块水驱后期出现主力层水淹，在高部位有位置、注采井距 150-300 左右，油井实施大修换井底挖潜高部位剩余油、水井同时进行温和补能，在井网完善区域，水井实施调驱调剖及不稳定注水等措施来挖潜剩余油；经过整体治理，区块日产油从 8.6t 提高至 15.1t，增幅 75.6%；含水率由 93.1% 降至 85.82%，下降 7.28 个百分点。达尔其油田经过近 3 年时间的治理调整，2025 年 12 月与 2022 年 12 月对比，日产油从 22.1t 提升至 2025 年 12 月的 40.1t，产量提升率达 81.4%，综合含水由 89.28% 下降为 88.21%，降低 1.07 个百分点，自然递减减缓 2.45 个百分点，综合递减减缓 8.06 个百分点。

4.3 认识与结论

(1) 低幅度油藏高含水期实现稳产的关键在于如何有效控制含水上升。(2) 明确边水影响，实施油水井协同调整：油井可采取堵水、大修换底等措施；水井宜通过调剖调驱、低强度不稳定注水等方式改善水驱效果。上述对策成本较低、操作性强，是低幅度油藏进一步效益挖潜剩余油、提高采收率的有效途径。

参考文献：

- [1] 王任一,周锡生,徐耀东等.白音查干凹陷构造演化及油气成藏特征[J].新疆石油地质,2015,36(3):310-315.
- [2] 张威,刘震,党胜国等.二连盆地白音查干凹陷腾格尔组储层特征及控制因素[J].岩性油气藏,2016,28(4):54-62.
- [3] 韩大匡.关于高含水油田二次开发理念、对策和技术路线的探讨[J].石油勘探与开发,2010,37(5):583-591.
- [4] 康晓东,唐恩高,何春百等.高含水油田提高采收率技术现状与展望[J].石油学报,2022,43(1):132-142.
- [5] 俞启泰.关于剩余油研究的探讨[J].石油勘探与开发,1997,24(2):46-50.
- [6] 林承焰,余成林,董春梅.剩余油形成与分布[M].东营:中国石油大学出版社,2011.