

# 海上稠油高效开发管理

米思润

(中石化胜利油田分公司海洋采油厂, 山东 东营 257000)

**摘要** A区位于海上某油田主体西北部, 自投产以来, 存在油井低液高产、变频井多、黏度偏高、外输困难、采油速度快、单向注采对应率高等难题, 管理难度大、躺井风险高。本文主要针对区块独特的特点, 在以往稠油区块管理经验的基础上, 以新投产的高效区块A块为例, 探索现场管理、单井提效、注水管理等高质量稠油开发管理模式, 深化地质认识, 分类施策提效益, 旨在为实现海上稠油区块高效开发提供参考。

**关键词** 海上稠油油藏; 高效开发管理; 原油黏度; 举升工艺; 注采井网

中图分类号: TE5

文献标志码: A

文章编号: 2097-3365(2024)05-0064-03

稠油黏度高, 渗流能力差, 降低原油黏度, 增加原油流动性是稠油开发的技术核心<sup>[1]</sup>。海上稠油开发不同于陆地稠油开发, 由于受环境等影响因素, 使得海上稠油的开发较困难。对于注水开发稠油油田而言, 由于储层自身非均质性导致水驱开发油田注采不均衡、油层含水差异较大, 随着开发的深入以及开发方式的影响, 使得这种差异越来越明显, 从而使得剩余油的分布复杂多样<sup>[2]</sup>。稠油的高效开发与精细的油藏管理密不可分, 本文主要以某油田A区为例, 探索现场管理、单井提效、注水管理等高质量稠油开发管理模式, 实现海上稠油区块高效开发。

## 1 海上稠油油藏概况

A区位于某油田主体西北部, 包括A块、B块、C块、D块及E块五个井组平台。整体构造为西南高、北东低的斜坡构造, C块与D块井区受主断层的两条分支断层夹持, 南高北低。储层物性较好, 均为高孔高渗储层, 平均黏度大于1000 MPa·s, 发育多套油水界面, 属于高孔、高渗、常温、常压、稠油、岩性构造层状油藏。

## 2 海上稠油油藏开发存在的问题

### 2.1 原油黏度与举升工艺的不适应

A区主要开采层位明化镇和馆上段, 地面原油黏度1000 MPa·s以上, 较主体而言, 原油密度大, 黏度高且层间差异较大, 主力层突出, 非均质性强<sup>[3]</sup>。且海上稠油冷采、电泵生产无现成经验可以借鉴, 在投产初期普遍存在低含水、低泵效的状况, 面临机采系统与外输系统两大难题, 外输举升困难。

A区的C、D块投产后因工艺不适应、原油黏度大, 一直处于低产低效, 单井平均日油能力14.5 t/d, 较

主体低。其中两口井组织活性高分子降粘等提产能实验, 均未取得效果。

### 2.2 注采井网与注水方案的不适应

E块2019年投产, 初期采取沿断层一线采油、内部点状辅以边缘排状注水的井网方式, 注采对应率仅为73.3%, 其中单向对应率高达39.5%。受砂体展布和布井方式的影响, 区块油水井以单向对应为主, 局部注采井网不完善。且平台处于注水环网的末端, 海管长度超过13 km, 沿途热损大, 冬季出站水温58℃, 井口注水温度不到20℃, 导致部分水井注水压力高, 注水量低, 地层压力恢复缓慢; 另外, 低温注入水进入高温地层后, 系统内温度、压力、组分发生动态变化, 注水量越大, 井底温度越低, 原油黏度越大, 水驱效果越差。

### 2.3 单向注采对应率高, 采油速度快, 控递减难度大

A块为2022年新投产的区块, 砂体较为零碎, 生产层位单一(平均单井动用7.6 m/1.8层)、注采关系简单、油井以单向对应对应为主, (单向注采对应率高达62.5%), 具有断块油藏特征。同时此区块是管理区近年重要的上产阵地, 年初要求自然递减在14.0%以内, 含水上升率5%。投产后, 年产油和采油速度都要高于方案预测。借鉴初期油田开发实践经验, 测算年递减达到28%, 另外利用俞启泰理论自然递减率计算公式(水驱砂岩油藏自然递减理论图版的制作与应用)测算年递减达到30%, 因此A块控递减难度非常大。

## 3 海上稠油区块高效开发管理模式

稠油区块高效开发模式的内涵是在以往稠油区块管理经验的基础上, 根据稠油单井产量、动态、工况

的差异进行分类,制定不同的提效措施,构建以单井提效为核心的油井管理模式,实现 A 区高效开发。

### 3.1 总结归纳,稳定采输,夯实提效

1. 摸索稠油运行规律,合理调整参数。海上稠油电泵开采无现成经验可以借鉴,只能根据试抽情况再结合公式、图表确定生产参数,分析实际生产中的具体矛盾,再进一步调整、增措。结合井下工况传感仪监控的油井参数,探索出适应稠油井的调参方案:即在满足毛管压力不低于 300 Psi、电机电流不超过额定电流、电机温度不大于 90 °C 的情况下,适当提高油井频率放大油嘴生产,达到增油增液的目的。

2. 开展药剂对比实验,优化加药降粘方案。选取水溶性降粘剂、油溶性降粘剂和稠油分散减阻剂三种药剂分别对不同油井进行现场投加试验,并通过提液效果评价,秉承经济最优原则,最终确定加药方案。

3. 冬季低温防护,油嘴套保温稳定油井生产。针对高黏度流体在油嘴处严重截流的现象,总结出稠油区块冬季运行特殊管理办法:当海上气温环境降低到 0 °C 后,及时开展对稠油井放大油嘴生产,并且对油井的油嘴套进行伴热保温,尽可能地保障冬季平稳生产。

4. 末端平台升温降粘,降低外输压力。C、D 块平台位于集输管网末端,外输压力大、安全生产风险高。由水力摩阻系数计算式可知,黏度越高,水力摩阻越大,外输干压越高。经过不断的实验调整,总结出开启加热器保持平台干温,以 1% 的浓度添加水溶性破乳剂组织 E 块平台外输流程投加水溶性破乳剂,成功将平台干压控制在 1.7 MPa 以内,保证了平稳外输。

### 3.2 加强现场管理,聚焦单井提效,分类施策提效益

1. 强化新区块油水井基础资料管理,确保精准施策。

(1) 对于油井:一是 A 块块水平井占比 57%,单向注采对应率 68%,已有 1/3 的油井进入高含水阶段,其中水平井 3 口。2023 年加强对整个区块油井资料的跟踪,开展油井计量 424 井次,含水化验 597 井次。通过对 A 块油井差异化的管理,总结 A 块的特点:首先,油井见水后即高含水,产能大幅下降;其次,控液生产可以减缓含水上速度,但部分井规律波动。目前仍有 10 口油井处于低含水期,其中水平井 5 口;加密油井基础资料、生产情况的跟踪,做好预警是延长区块油井的低含水期必要手段。二是外来液体进入稠油储层后,会和原油形成新的混合体系,原油中的沥青质、胶质等天然活性物质及外来液体中活性剂会造成油水乳化,乳化液相对于纯油、水流体来讲,对岩石的弱

亲水表面上分布的粘土矿物有更强的剪切破坏和携带能力<sup>[4]</sup>。因此原油乳化后会造更严重微粒迁移,使产量下降。在实际化验过程中,我们发现 A 井油样乳化现象比较严重,同一口井在化验方式未改变的情况下也出现含水化验数据偏差较大、失真。为此,我们不断优化化验含水的方式,确保油井产液数据真实性、精准性。最终,我们采取冷冻法化验论证,该井实际含水在 60% 左右。

(2) 对于水井:一是 A 块水井自投产以来,水井注水压力上升较快,加强油藏水井基础管理,每日监控水井资料,及时发现问题,及时采取措施,防止欠注。同时,建立欠注预警机制,现场做到上平台即调节,确保井口注水的准确性,保证注水效果。截至目前,该区块水井内外管无一发生超欠注情况。二是开展问题水井治理,攻欠增注。自 A 块水井投产以来,共开展水井治理 1 井次。B 井内管注压过高并且日注水量无法满足注水需求,于是对该井实施酸化解堵。解堵后,该井内管注压降低 4.1 MPa,日注水量提升 40 m<sup>3</sup>。

2. 油水联动,保持能量开发。针对 A 块单向注采对应率高、采油速度高、控递减难度大的矛盾,自投产以来,在完善地质认识的基础上,按照“补能控含水控递减”工作思路,优化注水政策与生产制度,根据油井生产动态变化及时实施油水联动优化调整,实现区块长效开发。

在前期 C、D 等井组开发过程中我们总结出来海上的稠油区块应注采同步、保压开发,避免因注水之后导致原油黏度升高而增加开采难度<sup>[5]</sup>。因此,为保持 A 块压力开发,在投产初期油水井同步投产投注,注采比维持在 1.0 保压力开发。投产前期,分批稳步提高注采比,恢复地层能量;之后,区块内部分油井含水上升加快,于是下调注采比,控制含水上升。此外,针对 A 块主流线亏空大、边底水能量强、单向对应高等特点,及时开展油水联动调整,优化生产参数。主要归纳为两点做法:一是降采液强度控含水调流线,延长低含水采油期。二是优选时机提液,提高油井产能。以 A 井为例:A 井受井网不完善、边底水能量充足、控水难度大等影响,该井投产两个月后含水迅速上升,产量下降明显。为延长低含水采油期,前期实施调控液措施,有效延长了该井的低含水采油期 7 个月,之后该井含水从 60% 涨到 90%,于是为了保证该井单井产能,实施提液增效措施,主动优化油井生产参数,最后,该井含水下降 25%。

3. 应用泵下掺水工艺,低液井提产能。工欲善其

事必先利其器，针对E平台处于注水环网的末端，热损大，低温注入水进入高温地层后，系统内温度、压力、组分发生动态变化，注水量越大，井底温度越低，原油黏度越大，水驱效果越差的难题，我们从源头上下功夫，制定了水源井热水驱的方案，经过现场评估、方案研究，利用水源井，在E块平台新建1套注水规模为3000 m<sup>3</sup>/d的注水系统，投注后注水温度由35℃上升至75℃，注水压力平均下降3.0 MPa，同时也为下一步提升现场管理、释放油藏潜力、优化注采方案打下基础。

4. 小幅多级调参，稳定油井产能。A区部分油井在生产过程中出现产量下滑，井口资料变化不大，但流压缓慢回升的情况。通过月度提取工况传感器资料，细致分析油井生产情况，制定小幅多级调参策略，缓解机组效率变差带来的递减。以C井为例：对比流压与计量数据，液量下降，流压回升，判断机组效率下降；组织频率微调，调频后液量上涨、含水稳定，产能保持较好，有效期长；频率调至46 Hz后，液量成倍上涨，单井产能上升20 t，频率调整节点有了更新的认识，为稠油井提液稳产提供新的思路。

### 3.3 深化地质认识，挖掘层间潜力，稠油开发再提效

1. 扎实推动稠油水平高效建产。2022年，A块贯彻“少井高效”的开发理念，创新配套大幅度提产能先进技术，建立海上油田钻完井“全链条精品”管控模式，从油藏、钻井、完井三方面的21个节点，实现优快钻井、高效完井，实现了高效建产，采油速度4.1%。2023年新建产能主要集中在7砂组，具有块散、油稠、水强的特点，控递减难度大。需要扎实做好基础资料的跟踪，及时发现问题、解决问题。

2. 优化注采调整，恢复地层能量。E块区块刚进入高含水期，注采调整仍有较大空间，越早调平衡，越利于实现均衡注采（注平衡、采平衡）。对E块来说，注采比0.6是分水岭，超过0.6时，平均毛管压力开始回升。为兼顾补能量与控含水，E区块注采比保持0.7~0.8较合适。

针对E块2022年下半年含水上升速度加快，受保钻、作业关井、中心注水井配注下调影响，月注采比下降、毛管压力波动的问题，2023年以来，先后分批稳步提高注采比，实施水井调配23井次，调整水量595 m<sup>3</sup>，实施测调4轮次、吸水剖面测试1轮次，平均毛管压力保持稳定（730 Psi），压降2.5 MPa，压力系数0.79。及时开展水井测试测调，了解每一层的吸水情况，精

准实施适宜调配方案，确保每一层精准注水，保证油井稳产稳油。

3. 加强地质研究，认清砂体连通性，明确油水井措施潜力。A区投产时间短，地质认识有待加深，针对开发动态中暴露出的矛盾，加强地质统层工作，逐层逐井开展井网梳理，明确砂体连通关系、低级序小断层位置、油水边界位置，为下一步注采调整、井网优化打好基础。以D、E井为例：D井与E井之间5砂小层砂体地震反射不连续，结合动态资料，综合分析认为砂体不连通，做好调整。一是落实D井压力情况，组织增产措施。二是后期转注完善井网。

## 4 取得的认识与下一步方向

1. 泵下掺水对稳定稠油低液井工况，延长机组寿命有显著效果。

2. 油井见边水后，通过控制参数能够有效减缓含水上升速度。

3. 热水驱有效改善了海上稠油开发现状。

4. 通过A块水平井的高效开发结果表明，运用水平井开发，大大提高了单井产能，有效释放不同物性条件油层的产能，改善开发效果，A块的高效开发同时也为下一步稠油开发提供了管理经验。

探索稠油高效开发技术，扎实做好地质基础资料跟踪是关键。需要立足现场，发现问题，提出建议，做好“一井一策”管理，为开发施策做好支撑，保障开发调整效果。同时，稠油开发是系统性工程，需要多维度推进。围绕油藏经营管理，以价值化对思维组织、技术和管理进行优化，各个部门目标统一、相互支撑、形成合力，保障稠油产量、效益的双提升。最后，守正创新，在坚守成熟技术的基础上攻关突破。

### 参考文献：

- [1] 孙鹏霄,刘英宪.渤海稠油油藏开发现状及热采开发难点与对策[J].中国海上油气,2023(02):85-92.
- [2] 袁玉凤,高杰,戎凯旋,等.海上稠油X油田热水复合增效机理及注采参数优化[J].石油地质与工程,2023,37(02):83-87.
- [3] 李中,谢仁军,吴怡,等.中国海洋油气钻完井技术的进展与展望[J].天然气工业,2021(08):178-185.
- [4] 周文超,孙君,付云川,等.海上稠油油藏自扩散降黏增效技术研究[J].山东石油化工学院学报,2023,37(02):56-58.
- [5] 苏彦春,郑伟,杨仁锋,等.海上稠油油田热采开发现状与展望[J].中国海上油气,2023,35(05):100-106.