

见水高含水水平井分段采油机理研究和现场试验

马钰锋 李泽琳

中国石油长庆油田分公司第八采油厂, 陕西西安, 710021;

摘要: 近几年, 长庆油田在水平井开发时间的延续过程中, 受微裂缝发育和注水开发的影响, 水平井见水数量增加, 如何判识水平井出水段, 结合卡封出水段开采出油段恢复水平井产能是目前水平井长期开发需要思考的问题。本文开展了见水高含水水平井堵水位置预测及潜力评价方法研究, 通过构建水平井水窜通道识别模型判识出水位置, 提出了针对见水高含水水平井堵水的方法, 根据见水特征制定出三段式找堵一体化管柱工艺, 解决了中部、端部及多点出水见水井高效复产难题。

关键词: 水平井; 高含水; 找堵一体化

DOI: 10. 64216/3080-1508. 25. 01. 010

1 研究背景

长庆油田三叠系油藏随着水平井大规模投产, 伴随着注水开发, 部分水平井见水后含水率升高, 油量下降, 为恢复见水水平井产能, 现结合油藏地质情况, 通过实际生产动态、单井物性模拟实际油藏生产现状, 完成对传导率和连通体积这两个重要参数的反演, 进而进行水驱效果评价, 定性识别出可能存在的出水段^[1-5], 对出水段通过找堵一体化管柱工艺将出油层与出水层段封隔开, 实现出油段独立生产, 达到控水增油的效果。

2 高含水水平井见水规律特征研究

长庆致密油藏水平井开发区块储层天然裂缝与人工裂缝共存, 注水开发补充地层能量, 随着生产时间的延续, 部分注水井注水方向沿着水驱裂缝局部突破, 形成水驱优势通道, 导致水平井裂缝发育, 部分水平井局部见水, 产能损失严重, 通过对见水区块潜力评价, 见水水平井堵水位置预测的方法研究, 判识来水方向, 结合找堵一体化工艺手段提高堵水措施有效性。

2.1 试验井井况

LP467-3-3井是一口水平井, 完钻井深 2311.00 m, 该井生产长 63 层, 水平段长度 300 m, 钻遇油层 184.2 m、油层 76.9 m、差油层 21.4 m, 钻遇率 94.2%, 喷点 10 个, 初期加砂 511.4 m³, 总入地液 3007 m³, 试油: 日产油 52.92 t, 日产水 0.0 m³。初期日产液 19.0 m³, 日产油 6.3 t, 含水 61.3%, 治理前日产液 9.3 m³, 日产油 0.0 t, 含水 100%, 该井于 2023 年 6 月含水由 54.3% ↑ 77.3% ↑ 95.2%, 对注水井 L467-3、L468-2 停注观察后见水方向不明。

2.2 见水高含水水平井水窜通道识别

结合该井区块地质特征、单井物性及井组生产动态, 将注采系统等效为井间传导率和连通体积组成的连通网络, 利用井点注采量和物质平衡进行井间一维流动求解, 通过自动拟合反求井间连通参数、劈分系数以及驱油效率, 精准识别水平井窜流通道。

2.2.1 井间窜流通道识别模型的建立

将井间复杂孔、缝离散成由井间传导率和连通体积组成的连通单元, 考虑双重介质及低渗透油藏裂缝-基质发育特征和流体窜流特征, 将渗流系统分为基质系统和裂缝系统, 等效成裂缝传导率和连通体积, 基质传导率和连通体积两个体系; 采用虚拟井点加密技术实现水平井分段流量和连通性表征, 在此基础上以连通单元为对象建立井间连通性物质平衡方程组, 构建形成水平井井间窜流通道识别模型。

2.2.2 生产动态参数计算与分析

根据各井注采液量, 获取井点平均压力和各井间两相流体的流量, 通过饱和度追踪实现井点处油水动态计算, 获得区块产液、产油以及单井产液、产油等动态指标。

2.2.3 井间窜流通道识别

以油井为中心, 采用路径追踪搜索方法, 建立劈分系数、动态连通体积等参数表征方法, 实现相关参数的计算, 获取不同时间步下劈分系数、动态连通体积等参数, 进而实现井间窜流通道定量识别。

2.3 拟合结果

LP467-3-3井组采用五点法立体式水平井井网规模建产, 对注水井 L467-3、L468-2 停注观察后见水方向不明, 后期对该井实施隔采措施, 含水短期内上

升至 100%，效果甚微，因此需识别出射孔点存在水窜优势通道，进行隔采。将模型模拟的生产动态结果与历史生产动态进行拟合。各注水井对 LP467-3-3 井注水劈分如图 1 所示，对应连接传导率如图 2 所示。

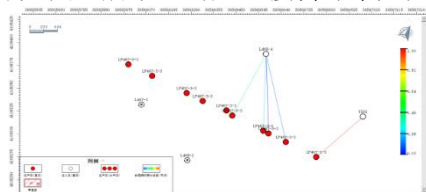


图 1. LP467-3-3 井组劈分情况图

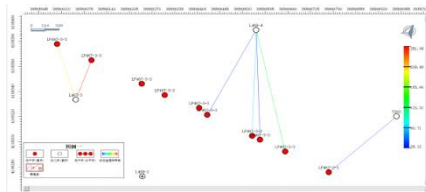


图 2. LP467-3-3 井组连接传导率情况图

注水井 L467-3、L468-2 配合 LP467-3-3 井判断出水位置停注，长时间观察，无法确定来水方向，目前仍停注。通过油、水井井间连通传导率和注水劈分计算模拟结果表明，L468-4、Y303 水量劈分为该井 1.2.3.4.5 喷点，水驱主要方向为 LP467-3-3 井 1.2.3.4.5 喷点，计算注水利用率判断该井出水位置集中在 1.2.3.5 喷点。

3 找堵水一体化管柱机理研究

3.1 一体化找堵水工艺

针对多点见水水平井，采用相对成熟的“智能开关器+封隔器”找堵一体化工艺技术将射孔段按照判识见水位置分为三部分，通过地面控制开关器开合状态，地面取样、单量资料分析，关闭出水位置对应的开关器，实现出油层段单独生产的目的。

3.1.1 工作原理

用 Y341 封隔器将水平井射孔段封隔开，在封隔层段各放置一个智能开关器，入井前地面设置好智能开关器的工作制度^[7-8]，依托地面抽油机连续生产实现井下各段的自由生产，通过地面计量和取样化验，得到各段稳定生产的液量和含水情况，后续关闭高含水段，单独开采出油层段（LP467-3-3 井合采 7d 排液，然后单采趾部 15d，单采跟部 15d，单采中部 7d，地面录取液量和含水，通过录取的资料分析各部分产油量、含水和供液能力，根据油量贡献情况确定后期合采跟部）（见图 3）。

3.1.2 工艺特点

下入一趟管柱完成多段见水水平井分段找、堵水

一体化作业，地面智能设置不同层段生产制度。

3.2 试验结果和分析

依托“智能开关器+封隔器”找堵一体化管柱下入，将 LP467-3-3 井十个喷点按“3-4-3”组合卡封分段求产，验证该井出水层段和出油层段。其中生产测试地面资料录取情况如下（见图 4）。

层段	时间	7 (天)	15 (天)	15 (天)	7 (天)	长期
第一层段 (1987、2018、2050m)		开	关	开	关	开
第二层段 (2080、2108、2136、2164m)		开	关	关	开	关
第三层段 (2191、2230、2260m)		开	开	关	关	关
说明		合采排液	单采第一层段	单采第二层段	单采第三层段	根据各段产油情况 确定单采跟部

图 3. LP467-3-3 井开关器分段生产制度表

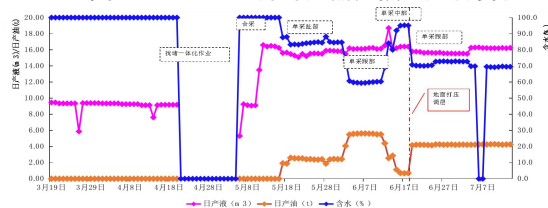


图 4. LP467-3-3 井找堵生产情况图

通过智能开关器开合和地面单量、取样化验含水资料对照分析可知：分段卡封生产过程中，各段互不干扰，卡封合采过程中，该井平均含水 100%，平均日产液 16.59 m³，判断该井 10 个喷点中存在水窜优势通道，遏制出油层段产油；单采趾部 15 天，稳定生产后该井平均含水为 81.4%，平均日产液 15.41 m³，判断 1.2.3 喷点存在高含水段；单采跟部 15 天，稳定生产后该井平均含水为 59.9%，平均日产液 16.08 m³，判断 7.8.9 喷点为主力出油段；单采中部 7 天，稳定生产后该井平均含水为 95.0%，平均日产液 16.39 m³，判断 4.5.6 喷点存在高含水段。该方法验证趾部和中部单采含水偏高，跟部为主力出油层段。

4 LP467-3-3 井示踪剂监测验证出水段

4.1 示踪剂监测原理

在各段压裂液中加入不同种类的液体示踪剂，然后定时监测返排液中示踪剂的浓度变化。通过计算各段不同示踪剂的产出量、返排时的产油（液）量和贡献率等，从而确定水平段的产液剖面情况。

4.2 示踪剂监测目的

针对 LP467-3-3 井各压裂段（10 段）投入不同种类的油基示踪剂和水基示踪剂共 20 种（油基 10 种和水基 10 种），测试该井压裂改造后所投示踪剂段的产液情况。通过监测返排时井口不同种类示踪剂的浓

度，确定监测期间主力产出段、低产段及不产段。

4.3 LP467-3-3 井各段示踪剂跟踪情况（见图 5、图 6）

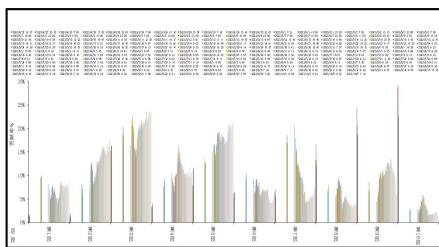


图 5. LP467-3-3 井各段产水动态剖面图

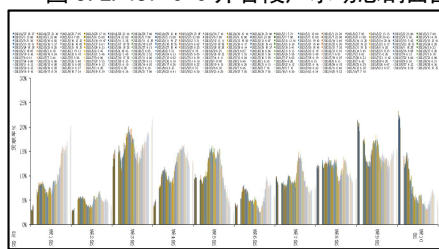


图 6. LP467-3-3 井各段产油动态剖面图

由各段产水、产油动态剖面图分析可知：1、主力产水段为第 3 段、第 5 段、第 2 段、第 9 段和第 4 段，第 8 段和第 10 段贡献率比较低；2、主力产油段为第 3 段、第 9 段、第 5 段、第 8 段和第 4 段，第 6 段和第 2 段贡献率比较低；3、主力产液段为第 3 段、第 5 段、第 9 段、第 4 段和第 2 段，第 6 段和第 10 段贡献率比较低。高出水层段主要集中在中部和趾部，其中第 2.3.5 段为主力出水层段几率最大。

5 经济效益评价

长水平井示踪剂监测单井成本 80.2 万元左右，该方法通过反排各类化学示踪剂的浓度计算各段不同示踪剂的产出量，从而确定水平段的产液剖面情况，对井筒质量要求较高，大液量、溢流水平井适用性差；分布式光纤产液剖面测试单井成本 131.2 万元左右，利用光缆监测井筒温度剖面、压力数据、声波振动剖面，实现产出数据可视化，定量分析水平井生产过程中各段产液量，该工艺操作较为复杂；机械拖动找水工艺单井成本 20.5 万左右，该工艺与井筒处理井壁质量和封隔器质量关联性强，在拖动过程中存在封隔器失效的风险，逐次更换封隔器起下找水管柱周期长。根据分析水平井和对应注水井的动态参数和所属区块油藏的地质特征模拟油、水并动态趋势，分析水平井整体拟合情况，判识优势水驱通道，推演出水平井主力出水段和产油段，结合“智能开关器+封隔器”一体化找堵水工艺实现堵水，单井成本 16.6 万元左右，有效避免了封隔器拖动失效的风险，降低了起下

管柱的趟次，对任何部位出水都能有效隔采（表 1）。

表 1. 找堵水工艺成本周期对比分析

找堵水工艺	工序	起下封隔器	冲砂	通井	置管测压	起下找水管柱	找水	起下堵水管柱	下堵水管柱	合计	备注
常规找水	作业周期（天）	0.5	0.5	0.5	0.5	1	15	1	1	20.5	大液量、溢流水平井适用性差，需通井
	费用（万元）	0.76	1.88	0.48	1.1	0.52	0.76	75	0.76	81.22	泵中测试成本相对较低
分布式光纤产液剖面测试	作业周期（天）	0.5	0.5	0.5	0.5	1	15	1	1	20.5	通井找水成本高，需通井找水成本高
	费用（万元）	0.76	1.88	0.48	1.1	0.52	0.76	125	0.76	131.22	大液量、溢流水平井适用性差，需通井找水成本高
机械拖动找水	作业周期（天）	0.5	0.5	0.5	0.5	1	70	1	1	73.5	通井找水成本高，需通井找水成本高
	费用（万元）	0.76	1.88	0.48	1.1	0.52	0.76	143	0.76	150.32	通井找水成本高，需通井找水成本高
“智能开关器+封隔器”找水一体化	作业周期（天）	0.5	0.5	0.5	0.5	1	21			24.5	通井找水成本高，需通井找水成本高
	费用（万元）	0.76	1.88	0.48	1.1	0.52	0.76	11.9		16.6	通井找水成本高，需通井找水成本高

6 结论和认识

(1) 提出了见水高含水水平井堵水位置预测、堵水潜力评价方法，明确了不同见水高含水水平井窜流通道及堵水潜力主控因素，解决了来水方向判识难、堵水有效性低的问题，可以很好的匹配实际生产动态，模拟时间比较迅速，能够为油藏实时生产优化奠定基础。

(2) 形成了三段式找堵水一体化管柱工艺，实现了单点、多点，不同位置出水井找堵一体化工艺。

(3) 三段式找堵水一体化管柱工艺智能隔采方式较常规拖动找水节约了时间，减少了起下找堵水管柱的趟次，更高效地防止了封隔器拖动过程中失效，对于任意喷点出水都能够有效隔采，并且提高了找堵水成功率。

参考文献

- [1] 刘忠宇. 油田注水系统能耗分析与优化[J]. 石油石化节能, 2021, 11(10):8-10+68+7.
- [2] 雷昇, 周玉辉, 王宁, 赛尔江·阿哈提, 郑强, 盛广龙. 基于井间连通性的碳酸盐岩油藏注采关系优化[J]. 新疆石油地质, 2021, 42(05):584-591.
- [3] 宋旭, 赵雪峰, 李宏斌, 边孝琦, 王永东. 油气田地面工程智能化建设探索[J]. 油气田地面工程, 2021, 40(07):1-5.
- [4] 陈存良, 岳红林, 石洪福, 王立垒, 张俊廷. 基于油藏井间连通性识别优势通道的新方法[J]. 承德石油高等专科学校学报, 2021, 23(03):20-23+52.
- [5] 史树彬. 基于井间动态连通性模型的注采参数优化方法[J]. 科学技术与工程, 2021, 21(12):4918-4923.
- [6] 吕亿明, 王百, 等. 水平井找水测试一体化工艺技术[J]. 石油矿场机械, 2011, (2): 93-95.
- [7] 慕立俊, 朱洪征, 等. 低产液量水平井找堵水管柱的设计与应用[J]. 石油钻探技术, 2014, (1): 90-94.
- [8] 王百, 黄伟, 等. 旋转活塞控制式智能开关器的研制与应用[J]. 石油矿场机械, 2011, (11): 47-50.