

《环江油田超低渗油藏增注技术攻关与试验》

成果简介

一、项目概况

环江油田开发油藏 46 个（低渗透 17 个，特低渗-超低渗 I、II 类 18 个，超低渗 III 类、页岩油 11 个），以超低渗 II、III 类为主，储量占比 70.7%，产量占比 61.3%。油藏具有埋藏深（3084m），物性差（0.21mD），注水压力高（27.5MPa）等特点。历年环江油田面临欠注井数多（> 90 口），年欠注水量 36 万方以上，地层能量下降，欠注区域压力保持水平低（80%）的情况，油藏自然递减大（18%），开发效益差，剩余的 4770.7 万吨难动用探明储量无法经济有效开发。前期依托已有治理措施仍有无效井 42 口，日欠注 585m³/d，且无效井前期平均措施增注 3 次，其中罗 228 西北部 2 口欠注井加砂 50 方压裂仍达不到地质配注；同时存在临界欠注井 76 口，平均油压 22.4MPa，套压 22.3MPa，配注 1120m³/d，处于欠注临界点；由于地面 25MPa 注水系统已无提压空间，分批建设局部增压橇 31 座，管辖欠注井 79 口，平均压力提升 2.0MPa，日增注 427m³，现场管理难度加大。

2021 年以来，第七采油厂先后开展《环江油田罗 228 欠注治理工艺分析及优化》、《环江油田井筒防垢工艺研究及应用》、《环江油田超低渗油藏增注技术攻关与试验》项目研究，分析环江油区超低渗油藏欠注、堵塞机理，通过储层敏感性、流体配伍性、储层物性等分析，明确欠注要因；对罗 228 区 32MPa 地面增压消欠技术进行研究，分析压力上升趋势、吸水剖面变化、对应油井动态等内容；分析临界欠注井压力变化规律，研究降压增注配方体系，增大注入半径，延长有效周期，实现新增欠注井有效预防，有力消除了欠注井，持续提

高了地层压力保持水平，降低了油藏递减，保障了水驱油藏持续高产稳产。

二、取得成果

1、提出启动压力高、储层敏感性高是环江油田欠注主控因素。通过对储层泥质夹层、砂地比、渗透率、生产曲线、井位分布、管线压损、管柱组合等进行大数据分析，形成欠注井欠注原因辨识图。环江油田超低渗储层属于小孔-微细喉结构，孔喉连通性较好。平均储层启动压力 0.1MPa/m ，且随渗透率降低呈幂指数上升，当渗透率小于 $0.4\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ，启动压力梯度与欠注程度大幅上升。绿泥石含量（47.69%）最高，水敏风险较高。

2、形成环江油田储层微纳米增注剂等酸液解堵综合体系。一是微纳米增注剂+柠檬酸预防体系，试验调整微纳米浓度为 0.3%-0.5%，可降低油水界面张力至 $0.59\text{--}1.27\text{mN}\cdot\text{m}^{-1}$ ，0.5%微纳米增注剂+2.0%柠檬酸浓度、注入速度在 $0.1\text{--}0.2\text{mL}\cdot\text{min}^{-1}$ ，实施后产出投入比达到 3.6 以上，效果效益突出；二是形成采用组分为硫酸葡聚糖（DS）、有机膦羧酸（PBTCA）、乙烯三胺五甲叉膦酸（DTPMP）的阻垢剂；三是优化储层多级电离酸+表面活性剂增注解堵液体系，采用多级电离酸+5%表面活性剂+2%防膨缩膨剂，实现超低界面张力性质（ $10\text{--}3\text{mN/m}$ ），用 0.3%表面活性剂处理 24h 的载玻片与水滴的接触角变化量最大（ 46.84° ），岩心实验降压效果显著，平均降压率 20.71%。

3、形成储层解堵、地面增压欠注井治理体系。针对骨头欠注井形成治理体系标准，采用酸化、注聚解堵剂、润湿反转等解除地层堵塞，采用压裂、建设增压橇等措施消除物性差导致欠注。首创性试验 32MPa 增压橇 2 座，覆盖 18 口井，8 口欠注井全部消欠，区域水驱动用程度 $81.3\uparrow 85.2\%$ ，对应油井 31 口，投运后油井液量 $38.0\uparrow 40.1\text{m}^3$ ，含水 $67.2\downarrow 57.4\%$ ，月度递减 $9.4\downarrow 0.2\%$ ，储

层微裂缝未开启，实施效果显著；优化措施工艺，试验骨头欠注井井组体积压裂 4 口，通过提高排量至 $8\text{m}^3/\text{min}$ ，多级投加暂堵剂制造复杂缝网，调整改造渗流场，改造后注水压力下降 1.5MPa ，实现消欠。

4、形成注水系统智能监控管理体系。一是以 SCADA 系统注水井管理模块为基础，创新性采用“绿色好、黄色欠、红色超、黑色停”的四色管理法，将注水井运行情况目视化区别显示，将 24 小时手动调配变到 1 小时智能自动调配。二是针对水质对储层伤害影响，分析矛盾，形成了以全流程管理、全天候管理、全过程管理、全指标管理为主要内容的采出水水质“四全”综合管理体系。

三、技术创新

通过持续研究，该项目共取得以下三项技术突破。

一是 100%自主研发环江油田储层微纳米增注剂等酸液解堵综合体系。微纳米增注剂+柠檬酸预防体系，试验调整微纳米浓度为 $0.3\%-0.5\%$ ，可降低油水界面张力至 $0.59-1.27\text{mN}\cdot\text{m}^{-1}$ ， 0.5% 微纳米增注剂+ 2.0% 柠檬酸浓度、注入速度在 $0.1-0.2\text{mL}\cdot\text{min}^{-1}$ ，实施后产出投入比达到 3.6 以上，效果效益突出；采用组分为硫酸葡聚糖（DS）、有机膦羧酸（PBTCA）、乙烯三胺五甲叉膦酸（DTPMP）的阻垢剂，该阻垢剂易制备，室温物理混合即可，相比于常规的胶囊包裹技术制备更简单，缓释阻垢剂阻垢剂释放速度、浓度可以控制，制备后可将悬浮液直接使用（纳米级，易分散注入），不需要二次处理；优化储层多级电离酸+表面活性剂增注解堵液体系，采用多级电离酸+ 5% 表面活性剂+ 2% 膨胀剂，实现超低界面张力性质（ $10-3\text{mN}/\text{m}$ ），用 0.3% 表面活性剂处理 24h 的载玻片与水滴的接触角变化量最大（ 46.84° ），岩心实验降压效果显著，

平均降压率 20.71%。

二是首创性试验 32MPa 增压橇 2 座，实现高压注水系统下的二次升压，覆盖 18 口井，8 口欠注井全部消欠，区域水驱动用程度 81.3↑85.2%，对应油井 31 口，投运后油井液量 38.0↑40.1m³，含水 67.2↓57.4%，月度递减 9.4↓-0.2%，储层微裂缝未开启，实施效果显著；优化措施工艺，试验骨头欠注井井组体积压裂 4 口，通过提高排量至 8m³/min，多级投加暂堵剂制造复杂缝网，调整改造渗流场，改造后注水压力下降 1.5MPa，消欠 3 口，为同类油藏后续提高注入压力提供参考。

三是形成注水系统智能监控管理体系。一是以 SCADA 系统注水井管理模块为基础，创新性采用“绿色好、黄色欠、红色超、黑色停”的四色管理法，将注水井注水情况目视化区别显示，将注水井配注由 24 小时手动调配变到 1 小时智能自动调配，“四色管理”自主创新度达到 100%。