

第三部分 油田开发形势

截止 2022 年底，长庆油田已开发 35 个油田（包含李庄子、马家滩、东红庄、直罗），探明含油面积 15735.6 平方公里，地质储量 681813.99 万吨，可采储量 121844.3 万吨；动用含油面积 11303.81 平方公里，地质储量 539704.15 万吨，可采储量 103015.99 万吨。

全油田共有采油井 69200 口，开井 53854 口，井口日产油水平 65044 吨，单井日产油水平 1.21 吨，综合含水 62.96%，地质储量采油速度 0.45%，地质储量采出程度 8.34%，可采储量采油速度 2.35%，可采储量采出程度 43.65%，剩余可采储量采油速度 4.0%；共有注水井 24819 口，开井 19570 口，日注水平 351899 方，单井日注水量 18 方，月注采比 1.79，累积注采比 1.62。

年产油量超 100 万吨的油田 8 个（储量占比 75.1%，产量占比 73.2%），是长庆油田持续稳产的骨干油田（见附件）。同期对比，自然递减由 12.1% ↓ 11.5%，含水上升率由 1.0% ↓ 0.8%，其中，姬塬、靖安、安塞、华庆、合水、胡尖山及南梁油田自然递减及含水上升率稳定或下降，庆城油田自然递减上升（17.2% ↑ 18.9%）。

年产油量在 50~100 万吨的油田 5 个（储量占比 13.8%，产量占比 16.8%），同期对比，自然递减由 9.9% ↑ 10.8%，含水上升率由 0.7% ↓ 0.4%，其中，环江、吴旗、演武油田自然递减稳定或下降，镇北油田（11.1% ↑ 13.2%）和西峰油田（5.4% ↑ 8.6%）自然递减增大。

年产油量 50 万吨以下的油田 22 个（储量占比 11.1%，产量占比 10.0%），同期对比，自然递减由 12.5% ↓ 12.0%，含水上升率由 2.2% ↓ -0.4%，其中，马岭、新安边、樊家川、元城、白豹等 15 个油田自然递减保持稳定或下降，华池（14.1% ↑ 15.3%）、油房庄（8.9% ↑ 12.4%）等 2 个油田自然递减加大。

第四部分 存在的主要问题

一、效益建产的理念仍需加强

近两年，SEC 石油储量接替率都在 1.0 以下，效益建产目标落实程度不够。探明未开发地质储量主要集中在长 6、长 8 超低渗油藏和页岩油，实现产建收益率整体大于 8% 目标，需持续攻关非常规资源提产提效技术。水平井提高单井产量技术基本成熟，但递减大，效益开发难度大；页岩油动用储量由 I 类转为 II 类，单砂体厚度更薄（2~5 米 ↓ 2~3 米），横向连续性更差，流体性质局部变差，开发难度加大。

二、老油田稳产仍然存在很大的挑战

（一）陕北老区资源不足，稳产难度大

一是资源动用程度高，后备资源不足。陕北区综合含水即将突破 70%，探明储量动用率高达 90%，新区建产比例逐年下降，油田老龄化和资源劣质化加剧，稳产形势严峻。二是剩余储量有效动用难度大。陕北地区效益 I + II 类储量规模小，平面上较为分散，为超低渗 III 类和高水饱油藏，效益开发难度大。三是加密调整潜力小。陕北老区主力油藏井网密度已接近极

限井网密度，随着开发深入，安塞、靖安等早期加密油藏水洗程度高，二次加密调整潜力小。

（二）部分油藏效益稳产难度大

常规油藏持续推进以精细注水为核心的降递减工程，自然递减连续 6 年保持控降态势。特低渗、超低渗油藏稳中向好；低渗透“双高”油藏局部储量失控、页岩油自然能量开发，递减绝对值仍较大。

（三）井筒问题突出，套损、大修和欠注存量较大

一是套损井上升趋势得到缓解，但基数仍较大，年新增近 200 口；二是现有待大修注水井长周期检串风险高，治理费用较大；三是欠注治理年工作量超 1000 井次，多轮次后常规增注效果变差，措施有效期较短。

（四）长停井、低产井占比较高

长停采油井占油田总井数 11%左右，低产井占油田总井数 22%。多轮次改造效果逐渐变差，提产难度大。且小于 1 吨的低产水平井低成本重复改造、找堵水技术储备不足，提产难度大。

三、提高采收率工作仍需持续攻关

（一）基础工作较为薄弱

空气泡沫驱、化学驱和微生物驱等体系研发、物理模拟、基础理论研究深度亟需加强，泡沫驱、聚表二元驱油体系等高效低成本的关键药剂产品系列自主研发能力不足；油套管防腐、气密性评价、气驱防窜等配套的体系和工艺技术还需继续攻关完善，尤其是气驱的单井配气、产出计量及组分在线监测工艺设备不成熟。

（二）主体技术需进一步攻关

除转方式和 CO₂ 驱外，空泡驱、化学驱、烃类气驱等试验规模小，试验成本偏高，效益不明显，关键的体系和配套工艺技术仍不成熟，不具备规模推广应用条件，低渗透油藏水驱后大幅提高采收率主体技术仍需攻关探索。

附件： 主力油田开发形势

一、姬塬油田

（一）开发现状

姬塬油田主要开发新庄、耿湾、吴仓堡、马家山、刘峁塬、铁边城等区块，开采层位以长 8、长 6、长 4+5 为主。2022 年底，采油井总井数 19999 口，开井 14601 口，井口日产油水平 16281 吨，单井产能 1.12 吨/天，综合含水 59.78%，地质储量采油速度 0.44%，地质储量采

出程度 7.26%，可采储量采油速度 2.32%，采出程度 38.33%；注水井总井数 6661 口，开井 5256 口，日注水平 100525 方，单井日注 19 方，月注采 2.06，累积注采比 1.65。

（二）总体开发形势

2022 年，姬塬油田通过细分注水单元、精细注采调控、欠注井治理、低产低效井及长停井治理，持续推进提高采收率试验等工作，整体开发形势稳定。

1. 水驱状况逐步改善

通过井网完善、剖面治理、分层注水等工作，油藏水驱状况逐步改善，与 2021 年相比，水驱储量控制程度由 84.0% ↑ 84.5%，水驱储量动用程度由 71.9% ↑ 72.9%。

2. 油藏能量稳中有升

2022 年通过欠注井治理、精细注采调整等措施，三叠系地层压力保持水平逐步上升，由 2021 年的 91.5% ↑ 92.1%；侏罗系地层压力保持水平由 86.9% ↓ 86.0%。

3. 两项递减和含水上升率明显下降

同期相比，自然递减由 12.4% ↓ 11.3%，综合递减由 9.8% ↓ 9.0%，老井含水上升率由 0.8% ↓ 0.5%，开发形势稳中向好。

（三）主要工作及效果

1. 深化单砂体刻画，完善注采对应

重点开展砂体剖面叠置关系、横向接触关系研究，深化认识单砂体级别下的储量控制和动用、水驱特征及剩余油分布。2022 年重点在罗 1、耿 155、虎 2、罗 38、元 48、池 11-池 46 等区块开展单砂体刻画，累计刻画 8390 井次，制定油水井补孔、分注、隔采、重复压裂等措施 799 口，实施 630 口，水驱储量控制程度 ↑ 0.6%，水驱储量动用程度 ↑ 0.9%，综合含水下降 5.2%。

2. 精细注水管理，夯实稳产基础

精细注水：在细分注水单元的基础上，针对不同开发阶段矛盾，持续优化注采技术政策，明确不同开发阶段注水强度、压力保持水平、生产压差等参数合理界限。2022 年重点在黄 219、罗 1、黄 3 长 6、元 214、耿 271 等区块开展精细注水调整，共优化注水政策 3176 井次，对应油井见效 1336 口，累计增油 2.87 万吨，开发效果改善明显。

周期注水：根据姬塬油田储层特征及水驱特征，通过数值模拟、油藏工程研究等手段，优化不同类型油藏的周期注水方式、注水频率、注水波动幅度参数，形成了以超低渗Ⅰ类轮换异步、超低渗Ⅱ类排状异步、超低渗Ⅲ类隔排异步为主的周期注水技术体系，全面推广周期注水 1282 井次，对应油井数 4377 口，见效率 19.2%，阶段累增油 2.81 万吨，累降注水量 24.37

万方。

3. 加强欠注井治理，确保注够水

突出“临界高压井超前治理、高压欠注井分类治理、骨头欠注井攻关治理”的思路，积极开展双子膜活性剂、压裂增注等新工艺试验攻关，完成黄 3 长 8、罗 1、黄 57 长 8、耿 83、黄 220 等油藏欠注井治理 283 口，日增注 2718 方。

4. 精细措施挖潜，提高单井产能

以改善油藏开发效果为目的，突出长停井挖潜、低成本措施、套损井治理及油藏综合挖潜治理方向，进一步提高措施质效。2022 年实施各类油井措施 763 井次，累增油 6.2 万吨，有效提升了单井产能。其中：

低成本解堵：以地层堵塞特征认识为基础，重点在长 2、长 4+5 油藏推广中性液解堵、常规酸化、低成本复合解堵等短平快措施，单井日增油 0.8 吨，投入产出比 1：2.1。

油井压裂：针对长 2 油藏中高含水期深部堵塞、长 4+5 油藏中含水期频繁堵塞、长 8 油藏物性差驱替建立难度大的问题，开展常规压裂、暂堵压裂、宽带压裂等进攻型措施 733 口井，单井日增油 0.98 吨，年增油 13.1 万吨。

套损井防治：常态化开展缓蚀剂投加，结合检泵对产量大于 1 吨的油井配套阳极短节；综合考虑采出程度、腐蚀情况，按照“隔采座封、井筒再造、井网重构”的分类治理思路，加大长效治理、老井侧钻力度，试验复合贴堵、小套固井，2022 年治理 199 口，隔采有效率 66.1%，产能恢复率 44.4%，日恢复油量 152 吨。

5. 扩大堵水调剖，改善水驱效果

通过先导试验、扩大试验、推广试验、规模推广四个阶段，形成了不同区块、不同水驱特征下调剖调驱参数与注水政策相结合的技术体系。特低渗~超低渗 I 类油藏采用深部调驱+均衡注水，超低渗 II 类油藏采用先堵后驱+控制注水，超低渗 III 类油藏优化调剖调驱体系+周期注水。2022 年共实施堵水调驱 1467 井次，见效油井 1491 口，见效率 34.7%，年增油 11.8 万吨，年降水 12.7 万方。

6. 优化井网井型，挖潜动用剩余油

针对侏罗系套损、三叠系水淹等储量失控问题，强化剩余油研究，结合工程测井、生产动态等分析精准井位部署，老井侧钻重点瞄准侏罗系底水锥进区、长 2 以上浅层套破区、三叠系裂缝见水区等三个方向，突出抓好“剩余油分布规律研究、井位部署、储层改造、政策优化”四个环节，侧钻效果逐年变好，2022 年实施侧钻井 44 口，主要是长 2 以上油藏，平均单井日产油 1.7 吨，综合含水 67.6%。

7. 开展提高采收率试验，积极做好技术储备

严格方案执行，强化现场管理，稳步推进二氧化碳驱、纳米小分子水驱、表面活性剂驱等提高采收率试验，取得了较好的试验效果。

（1）二氧化碳驱油试验

在黄 3 长 8 油藏西北部形成了“9 注 38 采”实施规模，累计注入 19.0 万吨，完成总设计量的 35.6%，累注 0.089PV。与注入前相比，区域地层压力由 15.10 MPa ↑ 15.7 MPa，水驱储量动用程度由 75.0% ↑ 79.6%。目前开井 36 口，见效 14 口，见效率 37.8%，见效井日增油 15.4 吨，累增油 19875 吨。

在黄 436 延 9 油藏实施“1 注 6 采”重力辅助二氧化碳驱，目前一期已完注，二期正注入，累计注入 CO₂ 9033 吨（0.148pv），完成总设计 14.8%，目前试验区油井关井。

（2）泡沫辅助减氧空气驱试验

在耿 271 区开展 5 井组泡沫辅助减氧空气驱先导试验，探索裂缝性水淹区有效的驱替方式，目前单井日注 42.5 方，气液比 1.6，注采比 2.7，累积注入 0.2646PV，完成设计量的 52.9%，对比相邻注水区，试验区水驱储量动用程度由 67.4% ↑ 69.2%，吸水厚度由 9.0 米 ↑ 9.1 米，纵向动用程有所提高，自然递减由 11.5% ↓ 7.0%。区块压力稳中有升，试验前后侧向井可对比井 8 口，可对比井平均压力由 14.6 MPa ↑ 18.0 MPa，预计提高采收率 6.5%。

（3）纳米小分子水降压驱油试验

在罗 1 长 8 油藏实施 10 注 36 采，累计注入 1168.6 吨（完成方案设计的 18.9%），累计注入 0.057PV，试验后整体注水压力由 16.8 MPa ↑ 17.3 MPa，油井见效 10 口，见效率 30.6%，日增油 3.6 吨，累增油 9265 吨。2022 年起受高压欠注 4 口、单层不吸 1 口、钻停 4 口（停注 33 天）影响，能量补充不足，目前已强化注水 4 口、降压增注 3 口补充地层能量。

（4）乳化调控表活剂驱油试验

罗 1 长 8 油藏西南部实施 6 注 29 采，累加药量 287.5 吨，完成方案设计总量的 10.7%，累计注入 0.032PV。见效油井 15 口，见效率 51.7%，见效井日增油 11.7 吨，累增油 3262 吨，区域日产液由 104 吨 ↓ 82 吨，日产油由 17.1 吨 ↑ 23.0 吨，综合含水由 83.6% ↓ 71.8%，自然递减由 3.6% ↓ -10.8%，含水上升率由 5.4% ↓ -6.4%，开发指标明显改善。

（5）侏罗系油藏粘弹自控剂控水试验

针对侏罗系油藏底水锥进、边水内推、含水逐年上升问题，在评价效果、总结经验的基础上，优化区域选井、调整工艺参数，不断提高措施适应性，2022 年在黄 9、耿 162、元 267 延 8 延 9、元 251 延 91 等区块实施粘弹调驱 28 口，累计增油 1820 吨。其中在黄 9、耿 162 区块开展试验 10 口，油井见效 16 口，见效率 40.0%，平均见效周期 97 天，单井日产油由 1.4 吨 ↑ 2.0 吨，累计增油 872 吨。

（四）存在的主要问题

1. 侏罗系油藏局部采液强度大，存在含水上升风险

沙 106、盐 44、黄 261 等边底水发育区块，受边水内推及底水锥进影响，含水上升速度加快。2022 年控压生产 80 口，采液强度由 1.8 ↓ 1.0 方/天·米，控压后含水上升速度减缓，目前仍有 56 口井采液强度偏大，含水上升风险大。

2. 储层纵向非均质性强，水驱不均矛盾突出

目前剖面吸水不均井占比 46.9%，层间（内）矛盾突出。吴 433 油藏层内非均质性较强，吸水剖面吸水不均（45.5%），主要表现为小层单段不吸水、指状尖峰吸水，注水沿高渗带突进，造成采出端纵向呈现条带状水洗，剩余油在低渗、水驱未波及层段富集。

3. 注水井频繁欠注，能量补充困难

姬塬长 6、长 8 等油藏受储层物性差、剖面连通性差、水质不配伍等影响，地层渗流阻力大，欠注问题突出。年新增高压欠注井 147 口，目前仍有高压欠注井 201 口，主要分布在罗 1 长 8 中部（52 口）、黄 3 长 8 断层区（28 口）、黄 57 长 8 中北部（18 口）及黄 220 长 8（15 口）等油藏，受其影响，罗 1 中部、黄 3 中部欠注区地层压力保持水平下降（78.4% ↓ 73.7%），自然递减加大（7.2% ↑ 13.5%）。

4. 套破井逐年增多，治理效果有限

受措施频次多及水质差等因素影响，套破井逐年增多，治理难度大。沙 106、盐 44 等侏罗系油藏进入集中套破期（5-7 年），近三年累计出现套损井 113 口，年均新增 30 口，套损井增长速度加快（24 ↑ 33 口/年）。

目前以隔采座封、套管补贴为主，产能恢复率低，且随着座封次数增加产能恢复率逐年下降（75.3% ↓ 25.8%）。同时侏罗系油藏受连续大段腐蚀穿孔井多（300m 以上占比 70.8%）、边底水发育、单井采出程度高（89 口 > 20%）影响，存在见水与套损并存现象，选井空间小，长效治理潜力小。2021 年-2022 年姬塬油田侏罗系油藏共套损 112 口，治理后产能恢复率仅 56.1%，损失产能 51 吨。

5. 低产井、长停井多，挖潜难度大

受储层物性差、孔隙~裂缝见水等因素影响，长 6/长 8 油藏注水见效率低、注采压差逐年增大，有效驱替系统难建立，低产井、长停井逐年增加。其中罗 1 长 8 和黄 57 长 8 油藏低产井、长停井年均增加 60 口左右，近年通过精细注采调整、加大改造强度、开展新工艺试验等治理，取得一定效果，但仍有待进一步提升。

（五）下步重点工作

1. 优化注采政策，提升开发水平

(1) 精细注采调整。按照“侏罗系温和注水、长 2 油藏强化注水、长 4+5~长 8 油藏推广周期注水”原则，以油藏的压力、剖面、产能等动态特征为指引，在沙 106、耿 271、耿 60、黄 116、黄 57 长 8 等油藏持续开展精细注水调控；同时对侏罗系 56 口井采液强度偏大井实施采液强度优化，降低含水上升风险。

(2) 推广周期注水。在不同类型油藏周期注水适应性评价的基础上，明确不同油藏类型、不同开发阶段、不同开发矛盾下合理周期注水模式及参数，重点对罗 1、黄 117、耿 166、耿 19、黄 3 长 8、耿 271、池 141 等油藏进行参数优化，计划实施 1478 井次。

(3) 精细分层注水。针对长期水驱后剖面矛盾加剧、小层潜力未充分发挥的问题，以提高分注率、提高水驱动用程度、缓解剖面矛盾为目的，在单砂体刻画基础上，继续开展层内分注，扩大提级分注，改善纵向水驱状况。2023 年计划在耿 83 长 4+5、吴 433 长 6、耿 271 长 8、罗 1 长 8 等油藏分注 100 口左右。

2. 加强欠注治理，补充地层能量

加大欠注井攻关试验力度。在长 1~长 8 油藏扩大双子膜活性剂降压增注新工艺试验，长 4+5、长 8 油藏攻关注聚井复合解堵、宽带压裂增注技术，2023 年计划实施各类措施 202 口。其中：长 8 油藏以黄 3 中部和罗 1 中部为重点，开展两项新技术试验 16 口；长 1~长 2 油藏耿 19 和耿 155 扩大双子膜降压试验 9 口；同时以增大缝宽、改善渗流通道为目的，开展宽带压裂增注试验 5 口，探索长效增注方式。

3. 加强剖面治理，改善水驱

按照“持续注入、面上推广、攻关试验”思路，突出“特低渗~超低渗油藏规模注入、低渗透油藏攻关试验”两个方向，坚持小粒径、低浓度、长周期注入，2023 年部署聚合物微球驱 1418 口、深度调剖 424 口、PEG 调剖 195 口。其中在罗 1 东南部、黄 57 中北部等适应性较好的单元持续微球注入 291 口，罗 1 西北部压力恢复区扩大微球注入 37 口；在黄 50、黄 57 长 2、耿 179 长 2 区持续开展深部调驱 39 口，冯 111 区西部连片开展 PEG-1 堵水调剖 5 口。同时结合粘弹调驱在元 267 延 9、元 212 延 8 等油藏阶段效果及认识，持续并扩大对耿 162、元 267、元 212、耿 54 等侏罗系油藏开展粘弹自调驱试验 29 口。

4. 加强低产低效井治理，挖掘油藏潜力

针对长 4+5、长 6、长 8 油藏低产井、长停井多占比大的问题，加大措施挖潜力度。一是在水驱改善及能量恢复区，实施压裂引效、重复改造；二是深入剖析堵塞机理、见水机理及低产成因，通过开展暂堵压裂、暂堵酸化为主的措施工艺，同时扩大分层暂堵酸化、分层暂堵压裂规模；三是原层无潜力，上返潜力层，提高单井产能。

5. 持续推进重点开发试验

以储备油藏持续稳产及提高采收率技术为目的，扎实做好现场试验攻关和效果评价。

一是扩大井网调整试验。结合前期实施效果及储层特征，突出井网完善、短水平井试验、储

层优化改造，2023年在黄57南部、罗1西北部等单方向见水区开展超短水平井试验11口，缓解开发矛盾，充分动用剩余油。

二是持续开展老井侧钻更新。按照低渗透油藏井间、特低渗透油藏油井排挖潜提高采收率，超低渗油藏水线侧向试验水平井提单产的思路，2023年计划实施老井侧钻、更新共69口，其中在侏罗系沙106、盐44、元214、罗27等油藏实施侧钻37口、更新9口。

三是优化扩大泡沫辅助减氧空气驱。在耿271先导试验的基础上扩大空泡区试验规模24口，助力油田稳产。

四是持续二氧化碳驱先导试验。继续跟踪黄3长8油藏“9注37采”方案，新增黄138、盐67和黄39油藏40个井组CCUS现场试验，积极探索超低渗透油藏CCUS配套技术体系。

五是重力辅助CO₂驱试验。继续跟踪盐44、黄436延9油藏重力辅助CO₂驱试验，探索CO₂驱油技术在侏罗系油藏的提采效果。

六是扩大乳化调控表活剂驱油试验规模。稳步推进罗1西南部“6注29采”试验，优选先导区外围储层物性相当、水驱矛盾相近的13个井组，扩大形成“19注65采”的试验规模，同时新增池335南部加密区20注45采试验。

七是开展微泡先导试验区。在耿271油藏北部选取“8注39采”开展微泡先导性试验，探索“二三结合”提升开发效果新模式。

6. 积极开展姬塬油田长8油藏压舱石工程

依托姬塬长8压舱石工程规划部署，在罗1、黄3、黄57、池335及耿271等油藏重点部署精细水驱465井次、精细措施481井次、提高采收率108注（二氧化碳、表面活性剂乳化调驱、微泡驱等技术），按照整体方案设计稳步推进；而且围绕油藏稳产难点，开展3项先导试验（罗1中部注采系统及注采结构调整、黄3欠注综合治理先导试验和池11-池46特低渗透空气热混相驱），为示范区稳产上产提供技术支撑。

7. 夯实陕北硬稳产示范区工作

2023年进一步夯实陕北硬稳产示范区姬塬油田元87长4+5油藏、耿83长4+5油藏各项基础工作。

一是加强精细注水调整+调剖调驱相结合工作。元87主力区微球全覆盖，同时根据能量及生产动态及时优化注水参数；耿83注水调整200井次以上，欠注治理18井次，剖面治理26井次。

二是优化开发层系，减少层间干扰，计划在耿83和元87油藏各实施3井组层系优化。

三是元87加密区实施注驱采一体化治理。井网不完善区转注4口采油井，低压区开展2口骨头欠注井增注，见水区开展3井组表活剂现场试验。

四是精细措施挖潜，提升单井产能。耿 83 堵塞井实施暂堵压裂、宽带压裂等 15 井次，试验冻胶堵水 2 井次，隔采 4 井次。元 87 区在高压区开展低产井连片治理 18 井次。

8. 完善油田动态监测配套

立足不同油藏开发需求，按照油水井定点测压 $\geq 70\%$ 、吸水剖面 $\geq 30\%$ 的两个资料录取要求，注重分注井测调、压力测试合理平面分布、油水井井筒状况监测，突出多层合采区分层多参、低渗透油藏定点剩余油测试、采收率试验区效果评价类测试，为油田开发调整和效果评价提供科学依据。2023 年姬塬油田部署各类监测 7797 井次，其中：油水井测压 1836 井次，吸水剖面 1258 井次，产出剖面 35 井次，工程测井 119 井次，剩余油 38 井次，井间示踪剂监测 41 井组，分层调配 2696 井次，吸水指示曲线 1227 口。

二、靖安油田

（一）开发现状

靖安油田共开发陕 123-DP10、白于山、ZJ42-ZJ53、ZJ6-XP18、塞 392 等区块。2022 年底，采油井总井数 7329 口，开井 5898 口，井口日产油水平 6443 吨，单井产能 1.09 吨/天，综合含水 73.59%，地质储量采油速度 0.45%，采出程度 12.30%，可采储量采油速度 2.29%，采出程度 62.12%；注水井总井数 2814 口，注水井开井 2365 口，日注水平 55387 方，单井日注 23 方，月注采比 2.09，累积注采比 1.85。

（二）总体开发形势

2022 年靖安油田围绕控制含水、降低递减、提升开发水平的目标，开展精细注采调控、强化低产低效井治理及井网加密，以注水井为核心实施剖面治理、规模推广聚合物微球调驱，油田开发形势稳定。

1. 水驱状况稳定

2022 年油田通过开展精细注水、剖面治理、聚合物微球驱等工作，油田水驱状况整体逐步向好，目前水驱控制程度 86.6%，水驱动用程度 70.2%。

2. 油藏能量保持水平合理

三叠系地层压力保持水平 99.3%，侏罗系层压力保持水平 74.5%，地层能量基本保持稳定。

3. 自然递减率、含水上升率基本保持稳定

与 2021 年相比，全油田年对年自然递减稳定在 10.4%，老井含水上升率稳定在 2.3%。

（三）主要工作及效果

1. 强化油藏基础研究，研用结合指导油藏开发

2022 年通过对单砂体接触关系、连通性进行研究，主要筛选盘古梁、虎狼峁等油藏重点部位，进行逐井组单砂体自主二次刻画，完成 4184 井次。刻画井组水驱储量控制程度 83.3%，注采不对应小层 1517 层，已制定方案 912 井次，实施各类油水井措施 861 井次。

加强精细油藏描述研究成果应用：结合五里湾长 6、盘古梁长 6 油藏精细描述成果，深入剖析油藏水驱特征及含水上升原因，持续优化开发技术政策。五里湾长 6 油藏，模拟一次水驱+二次加密+三次采油综合治理工作量 11 项 143 井次，为压舱石工程方案奠定地质基础。盘古梁长 6 油藏精细刻画不同单元剩余油分布，模拟制定补孔、加密、水驱治理等工作量 10 项 125 井次，有效指导油藏开发调整。

2. 精细平面注采调整，优化开发技术政策

以精细注水调整，控制含水上升为目的，2022 年共计调整注水 898 井次，其中强化注水 544 口，控制注水 354 口，对应 2152 口井中 401 口井见效，累计增油 7197 吨。见效采油井单井日产量由 0.99 吨上升到 1.11 吨，综合含水 60.9%，与见效前相比下降 2.29 个百分点。

以提高注水有效性、扩大注水波及体积为目的开展周期注水，对特低渗+超低渗 I / II 类油藏储层物性差、非均质性油藏以井间交互式周期注水方式在陕 123-DP10、白于山、天 160、虎狼峁等 20 个油藏推广实施，规模扩大至 565 个井组，对应油井 2008 口，年累计增油 3499 吨，降采出水 1.50 万方，降注入水 31.68 万方。

3. 开展水井综合治理，缓解剖面平面矛盾

以油藏需求为导向，以提升注水有效性为目标，近年规模实施调剖调驱，持续改善剖面、提升水驱，见到了明显的效果。特低渗~超低渗油藏按照单点矛盾局部治理，平面矛盾整体调整的思路，实施精准 PEG 调剖，通过先堵水再调驱结合，延长中高含水期水驱治理有效期及效果，低渗透油藏通过加大“微凝胶+N”“粘弹自调控”堵水调剖试验力度开发效果得到改善。2022 年实施各类调剖调驱 815 井次，对应采油井 2428 口，见效井 557 口，年累增油 2.53 万吨。

结合单砂体刻画、小层吸水状况动态监测等成果新增分层注水 94 口，分注井数达到 1241 口，分注率 58.1%，对应油井 346 口中 91 口见效，平均单井日增油 0.1 吨，年增油 1176 吨，实施区水驱储量动用程度由 54.0% ↑ 58.5%。

4. 加强油井措施挖潜，努力提高单井产量

以效益增产为目标，按照先算后干、算赢再干的原则，突出原层剩余油挖潜、非主力层评价再认识，结合精细油藏描述及单砂体刻画成果，深化地质研究，优化选井选层，加强长停井、低产井、水平井、套损井治理，2022 年开展压裂、解堵、补孔等措施 249 井次，有效 216 井次，措施有效率 86.7%，单井日增油 0.62 吨，年累计增油 3.60 万吨。

5. 开展提高采收率试验，积极做好技术储备

以提高波及体积、驱油效率为目标，着力推进泡沫辅助减氧空气驱、功能性水驱两项技术试验，通过加强井组差异化调整及配套技术研究，整体试验效果持续向好。

空气泡沫驱：2009年11月在五里湾长6油藏进行试注，经历了先导试验到扩大试验阶段，部署22注97采，先导试验15井组已注入0.2480PV，完成总设计量的49.6%，井均日注液11方，日注气30方，气液比2.7:1，与注前比年对年自然递减23.2%↓2.74%，含水上升率13.6%↓0.38%，递减法累增油9.46万吨，单井日增油0.3吨，见效率95%，动态采收率提高3.1%；扩大试验区已注入0.122PV，完成总设计量的30.51%，井均日注液12方，日注气35方，气液比2.9:1。与注前比自然递减率17.0%↓4.7%，含水上升率8.0%↓0.5%，递减法累增油7678吨，单井日增油0.26吨，油井见效率85.0%。

功能性水驱：2018年开始在五里湾长6油藏南部实施功能水驱试验10井组，突出井组差异化调整22井次，重点开展单一离子调整6井组、离子调整+微泡注入16井组，离子调整+微泡注入效果优于单一调整。单一离子调整剂：见效周期5个月，见效比例55.0%，以降水净增油为主，递减法累增油571吨，有效期过后降水效果变差；离子调整剂+微泡：微泡注入2个月后逐步见效，2021年9月达到增油高点，整体含水由63.3%↓59.9%，日产油由22.6吨↑27.5吨，日增油4.9吨，整体见效比例76.5%，阶段递减由6.57%↓-21.06%，含水上升率由20.93%↓-14.33%，累计净增油706吨，递减法累增油1368吨。

（四）存在的主要问题

1. 中高含水期稳产难度加大

2022年底，靖安油田可采储量采出程度已达62.12%，塞39区长2（98.59%）、ZJ42-ZJ53长6（70.74%）、ZJ6-XP13长6（88.86%）等油藏进入中高含水开发阶段后，含水上升速度加快，长期水驱后剖面矛盾突出，吸水不均比例50%左右，单层水驱突破后水驱效率持续下降，剩余油主要分布在薄差层，常规手段进一步挖潜稳产难度增大；ZJ6-XP13、陕123-DP10、高1一高15等油藏裂缝发育，主向水淹，侧向见效缓慢，治理难度大。

2. 侏罗系油藏控水稳油形势严峻

新52、ZJ2等侏罗系油藏进入高含水开发阶段，高液量、高含水，剩余油分布复杂；杨66、陕92中含水油藏进入含水快速上升阶段，平面、剖面矛盾突出；高86、XP18等油藏部分油井采液强度大于合理采液范围，造成边水内推，油井含水上升速度加快，产能损失明显。

通过近年来注水井整体剖面治理，侏罗系水驱动用程度由67.1%上升到72.4%。但部分水井吸水形态变差，注入水易沿高渗通道突进，导致水驱效率降低，油井含水上升率上升（1.2%↑2.3%），递减加大；且侏罗系油藏整体上水井措施工作量小，常规措施效果差。

3. 套破井逐年增多，影响油藏正常开发

靖安油田开发时间较长，管杆超期服役，故障突出，局部井网不完善，ZJ6-XP13长6受套破、套变等因素影响，加密区域配套转注无法实施，水油比0.43↓0.37，造成局部注水点强面弱，

井网未完善区域月度递减 0.74% ↑ 1.42%，月度含水上升幅度 0.23% ↑ 0.47%；DP2 长 2 油藏共发现套破油井 18 口，产能恢复率为 30.3%，管柱服役时间 > 15 年的油井有 68 口（占 34.0%），套破风险较大，影响油藏正常开发。

4. 低产低效、长停井多，措施增产难度大

目前靖安油田低产低效采油井 1098 口，长停采油井 1025 口，近年来措施增产效果逐年下降，常规措施手段挖潜剩余油难度大。

（五）下步重点工作

1. 精细注采调整，进一步夯实水驱基础

优化注采技术政策：在水驱规律研究的基础上，将 41 个油藏细分为 98 个开发单元，2023 年重点在窄砂体、注入水易突进的高 86、塞 261 油藏扩大实施单层间歇周期注水 35 井组，在超低渗塞 392 南部、虎狼峁南部及特低渗五里湾长 6 南部、盘古梁西南等非均质性强部位持续实施长周期排间交互周期注水 266 井组，并对实施效果较差的五里湾南部、虎狼峁东南部开展参数优化；针对部分侏罗系油藏注水突进、底水锥进的问题，严格执行合理开发技术政策，加强注采平衡、径向调差，控制含水上升速度，注入端突出注水强度、注采比两个合理；采出端严格执行开发技术政策，对侏罗系 I 类底水油藏低含水高产井实施控液 52 口。

优化注采系统：针对局部油水井数高、水驱前缘突进严重油藏，进一步完善注采系统，形成“点弱面强”的注采格局，2023 年计划在 ZJ42-ZJ53 和 ZJ6-XP13 区开辟注采系统调整先导示范区，将原菱形反九点井网调整为五点井网，油水井数比由 3:1 ↓ 1:1。

2. 加强注水不正常井治理工作，确保注够水

DP2 区长 2 油藏加大注水消欠力度，实施新工艺降压增注措施 10 口，提升地层压力保持水平；ZJ6-XP13 长 6、白于山长 4+5 等油藏针对具备治理潜力套破井实施小套管固井 22 口，ZJ4-塞 247、塞 392 等油藏针对通井遇阻、井下落物井开展大修作业 20 口，恢复正常注水。

3. 强化水井剖面治理，提升水驱效果

精细分层注水：在深入油藏单砂体刻画及水驱规律研究的基础上，细化注水单元，以精细注水管理为基础，依托油藏精细单砂体刻画成果，借鉴前期层内分注、隔注效果，以“化堵+分注”为主要手段改善油藏水驱，控制油井含水上升速度，2023 年计划实施分注 39 口。

差异化调剖调驱：持续开展调剖调驱，优化措施工艺。特-超低渗透油藏坚持“连片扩大、持续优化”的思路，增加大剂量深部调驱覆盖率，以缓解“层内、层间”两大矛盾为目的，充分运用吸水剖面、水驱前缘、示踪剂等动态监测资料，结合井组动态变化，持续提升调剖调驱覆盖率，2023 年计划实施 670 井次。低渗透油藏扩大“微凝胶+N、粘弹自调控堵水”试验 111 井次，并探索低渗透油藏水驱治理新技术。

4. 加强低产井分类治理工作，提高单井产量

针对 ZJ6-XP13、高 1-高 15 等区块物性相对较差、有效驱替系统建立困难，持续低速低效开发情况，突出集中连片治理，加大宽带压裂、体积压裂等工艺应用，2023 年实施油井常规措施 91 井次，长停井治理 15 井次。

陕 123-DP10 依托靖安压舱石工程在油藏中部加密区建立低产低效井治理先导试验区，针对不同剩余油特征，采用多级暂堵压裂，配套绳结暂堵剂、多粒径水溶暂堵剂等关键材料，提高纵向动用程度、扩大泄油面积；针对采出程度较高的低产井，以“控制缝长、增加带宽”为思路，试验宽带压裂技术，提高侧向剩余油动用程度，安排各类采油井措施 56 口。

长 2 油藏特高含水、措施选井难度大，转变措施思路，重点开展低成本的小型解堵措施，提高单井产量。

5. “二三结合”，提高油藏采收率

按照“立足水驱、改善水驱、三次采油”工作思路，坚持“五重”技术路线，全方位升级开发体系，构建靖安长 6 油藏中高含水期稳产和提高采收率技术体系。在 ZJ6-XP13 开展 87 井组试验，探索“注采系统调整重构井网渗流场+表面活性剂提高采收率”技术，在 ZJ42-ZJ53 长 6 油藏开展中相微乳液先导试验区 13 井组，打造中相微乳液先导示范区。同时做好五里湾长 6 油藏空气泡沫驱 22 井组及功能水驱 8 井组的继续注入及效果跟踪评价工作。

6. 积极开展靖安油田压舱石工程及陕北示范区工程

依托公司靖安长 6 压舱石工程规划部署，在 ZJ42-ZJ53、ZJ6-XP13、高 1-高 15、陕 123-DP10 长 6 油藏重点部署注采调整、分层注水、调剖调驱等精细水驱 1420 井次，低产井治理 244 井次，提高采收率 188 注（表面活性剂乳化调驱、微泡驱、中相微乳液驱等技术），开展 3 项先导试验（五里湾一区（ZJ42-ZJ53）和盘古梁（ZJ6-XP13）注采系统调整试验、五里湾长 6 油藏中部中相微乳液驱试验、陕 123-DP10 和高 1-高 15 提高单井产能试验，为示范成果推广应用奠定基础。

陕北稳产示范区塞 39 区：围绕提水驱和降递减两大目标，通过改善油藏水驱、精准剩余油动用，持续改善油藏开发效果，部署各类措施 84 井次，其中侧钻 2 口，油水井补孔 13 口；微球调驱 40 口，剖面治理 5 口。

7. 强化油藏综合治理，提升开发水平

结合油藏分类分级评价结果，持续开展油藏综合治理，强化基础研究，深化单砂体研究应用，开展技术政策再认识，做好精细注采调整，改善油藏水驱。2023 年公司级综合治理区 2 个（陕 92、陕 123-DP10），陕 92 油藏受储层非均质性较强的影响，剖面吸水不均比例占 60% 以上，局部油井采液强度偏大，底水锥进或平面注水突进含水上升风险较大。2023 年以改善水驱、提升水驱为目的，优化交互式周期注水政策，优化采液强度 9 口，开展微凝胶+PEG-2C 堵水调剖 15 口、堵水调剖+皮克林微乳液试验 4 井组，预计治理后自然递减率控制在 11.0% 以内，含水上升率控制在 2.8% 以内。陕 123-DP10 油藏裂缝、高渗带北东向发育，注入水沿

裂缝和高渗条带突进，侧向低产占比 39.6%。2023 年全力推进“压舱石工程”建设，试验自适应深部调堵剂封堵高渗通道，计划注入 95 井次；油藏中部开展低产低效连片治理，计划安排各类采油井措施 56 口。预计治理后自然递减率控制在 10.5%以内，综合递减率控制在 10.0%以内，含水上升率控制在 2.8%以内。

三、安塞油田

（一）开发现状

安塞油田主要开发王窑、侯市、杏河、坪桥等区块，主力含油层系为长 6。2022 年底，采油井总井数 9416 口，开井数 7667 口，井口日产油水平 5913 吨，单井产能 0.77 吨/天，综合含水 72.3%，地质储量采油速度 0.42%，采出程度 11.98%，可采储量采油速度 1.88%，采出程度 53.61%；注水井总井数 3667 口，开井数 2860 口，日注水平 38472 方，单井日注 13 方，月注采比 1.58，累积注采比 1.85。

（二）总体开发形势

持续推进三年（2020~2022）精细注水提升工程，以“完善水驱、改善水驱、三次采油”为思路，2022 年通过持续开展单砂体挖潜、注采结构调整、周期注水、调剖调驱、加密调整等注采结构调整，有序推进气驱、化学驱等三次采油工作，油田开发形势基本保持稳定。

1. 水驱状况稳定

通过完善注采对应关系、规模调剖调驱等工作，水驱储量控制程度 87.8%，水驱储量动用程度 77.7%。

2. 地层能量稳定

通过欠注治理、注水调整等措施，地层压力 9.02MPa，压力保持水平 105.2%，整体压力保持水平合理。

3. 自然递减、含水上升率减小

同期对比，自然递减 11.9%↓11.6%，含水上升率由 5.6%↓3.9%。

（三）主要工作及效果

1. 强化精细注水，筑牢油藏稳产基础

（1）精细单砂体刻画

2022 年围绕注采对应再梳理、砂体构型再解剖，7 个重点油藏 6457 口完成单砂体二次刻画，基于单砂体条件下剩余油动用，完成油水井补孔、复压、分注、层系优化简化等 187 口。

（2）强化分层注水

依托单砂体精细划分，按照“应分尽分”原则，可分注井实施全面清零，问题分注井实施工艺升级，全年实施 410 口，全部采用同心双管和波码数字式新工艺分注，实现了小层自动精准测调、层间自动验封，解决了测调成功率低、检配合格率低的问题，分注合格率提升至 83.9%。

（3）推进注采双向调控

以合理地层能量为导向，突出合理注采比与生产压差，提高注水有效性，制定重点油藏不同开发阶段技术参数，注入端配注调整 2627 井次，采出端控制液量 155 口，月注采比 1.97 ↓ 1.74，压力保持水平 101.1%，月含水上升速度 0.23 ↓ 0.09%。

（4）规模调剖调驱

2022 年总体实施 662 口（微球 328 口+PEG234 口），覆盖 12 个油藏，统计开注超过 2 个月的 416 个井组，对应井组见效比 90.8%，月度自然递减由 1.25% ↓ 0.16%，月度含水上升速度 0.51% ↓ 0.08%。

（5）其他专项治理

井筒治理方面：加大检串投入，2022 年计划检串 747 口，完成 697 口，三年未检串率由 35.4 ↓ 24.1%。

水质提升方面：按照“源头上完善、管理上四清”的思路，围绕不同油藏注入水质控制要求，深入分析影响水质的核心问题，部署工艺完善、强化管理、节点治理三类 1109 项工作，完成 920 项，采出水水质达标率由 95.4 ↑ 98.1%。

2. 优化措施结构，增产效果提升

（1）采油井措施

2022 年以油藏治理需求为导向，以提高质量效益为目标，坚持措施结构调整，严格控制采油井措施数量，不断提高措施效果效益，共实施各类采油井措施 330 口，水油比例达到 1.81，其中化学堵水、堵水压裂、暂堵压裂等占比 33.0%，同期对比，措施井单井日增油 0.90 吨，含水上升幅度减小。

（2）老井侧钻

以动用剩余油、提高井筒利用率为目的，在水驱规律、剩余油认识的基础上，分析总结前期加密及侧钻井认识，优化部署井位。2022 年实施老井侧钻 50 口，生产满三个月共 47 口，平均单井产能 1.6 吨，因受选井空间、储层条件影响，同比效果有所变差，目前单井产能 1.0 吨/天，日产水平 46 吨，累产油 1.43 万吨。

（3）长停井治理

以精细地质研究为基础，深入开展长停井成因分析和资源潜力复查，坚持“五个不等于”理念，持续开展长停井潜力摸排，依托现有成熟工艺和新工艺新技术，不断丰富和完善长停井治理的技术手段。2022 年初计划长停井治理 50 口，6 月根据实际情况计划调整为 35 口，完井 40 口，有效 36 口，有效率 90.0%，有效井单井日增油 0.85 吨，累计增油 5370 吨。

3. 开展提高采收率试验，有序推进三次采油

2022 年，紧扣“提高采收率是油田开发永恒的主题”，开展了 5 项提高采收率试验，通过完善工艺技术、优化注采参数、配套堵水调剖等措施，重点“突出试验效果提升、突出现场精细管控”，探索安全、高效、低成本管理模式，各项试验稳步推进。

（1）王窑区泡沫辅助减氧空气驱

2017-2020 年陆续开注，2020 年 12 月集中注入站点试运行，累计注入泡沫液 17.9 万方，减氧空气 32.6 万方，注气液井 17 口，10 月起开展纯注气试验，单井日均注气 15 方。目前已完成总设计量的 13.7%（0.068PV），年递减由 17.6%下降为 6.6%，与水驱相比阶段采出程度提高 0.2%，见效比 48.3%，从注入剖面测试成果来看，注入剖面吸气与吸液趋于均匀，新增动用了储层中上部低渗储层，目前纵向吸气与吸液相对均匀，储量动用程度提高了 5.6%（71.2 ↑ 76.8%），与水驱相比，泡沫驱可扩大波及体积，但动用程度有限。通过综合治理及地面工艺优化，后期正常连续注入后，效果将进一步提升。

（2）ZJ85 区粘弹表活剂驱

2018 年在杏河油藏 ZJ85 区开展了“3 注+19 采”先导试验，2020 年 4 月新增 1 口，2021 年 12 月 7 日新增 2 口，设计“6 注 32”采按计划全部开注，注入浓度 0.3%，日注干剂 460 千克，已累计注入体积 0.066PV，注入药剂 701.3 吨，完成设计注入量的 22.0%。

实施效果：一是试验区油水界面张力由 21.72 ↓ 2.74 ↑ 3.58 ↑ 9.78 毫牛每米，8 口同井对比界面张力 16.3 ↓ 2.88 ↑ 3.18 ↑ 10.86 毫牛每米，表明随着注入时间的增加，粘弹表活剂注入对地下张力改善作用减弱。二是 2022 年实行主力层长 611-2 停注（4 井组停注）、长 612 控制（日注 5 方）的注水政策，配套开展油井堵水、控采等措施，积极保障粘弹表活剂稳定注入，综合含水由年初 75.8% ↓ 年底 60.6%，日产油水平年初 28 吨 ↑ 年底 30 吨，实现了净增油，试验区整体动态趋于好转。

（3）塞 37 区聚合物微球+表活剂驱

2019 年在侯市油藏塞 37 区部署 15 注 57 采，设计微球、表活剂段塞按半年交替注入 10 个周期。目前进入第三周期微球阶段，累注聚合物微球 190.648 吨，累注表活剂 184.196 吨，完成总体设计（1597.7 吨）占比 23.7%。

实施效果：一是 2022 年通过注水政策优化调整及措施治理等工作，试验区整体日产油 56 吨 ↑ 60 吨，目前见效井 29 口，见效率 50.9%，日增油 2.5 吨，累增油 9476 吨，见效以液量

上升为主。二是两种体系试验效果均有效，CDMP-1 常规表面活性剂，主要体现驱油效果，注入压力稳定；CDMP-2 基液粘度高，主要体现封堵效果，注入压力由 11.6 MPa ↑ 12.7 MPa。平面高渗通道得到封堵。三是 2 口示踪剂结果显示，高渗带油井减少 4 个（7 ↓ 3 个），新增 2 个见效方向，水线推进速度变慢（66.1 ↓ 9.1 米/天），渗流关系得到改善。剖面动用程度得到改善，平均吸水厚度增加 3.1 米，水驱储量动用程度 68.1% ↑ 83.2%。

（4）微生物活化水驱

2020 年在王窑寨 169 油藏部署 33 注 95 采，6 月 15 日开注，2021 年 4 月 18 日因搬迁注入设备停注。2022 年新增 12 注 28 采，2 月 22 日重新开注，累注 25.24 万方，完成设计（96.1 万方）26.3%。

实施效果：一是前期部署 33 注 95 采，开井 84 口（计关 4 口，高含水停 7 口），在微生物活化水注入阶段，日产油由 111 吨 ↓ 105 吨，含水由 65.9% ↑ 66.2%，2021 年 4 月站点改造停注后，整体日产液 329 方 ↑ 373 方，日产油 105 吨 ↓ 90 吨，含水 66.2% ↑ 73.5%，递减率 3.5% ↑ 8.4%，含水上升率 -1.8% ↑ 4.6%。2022 年 2 月重新开注后，试验区日产油 90 吨 ↑ 108 吨 ↓ 85 吨，含水 73.5% ↓ 67.0% ↑ 75.0%，累增油 3228 吨。二是新增部署区开井 28 口，微生物活化水注入后试验区日产油 32 ↑ 39 ↓ 34 吨，小幅增油，10 月份部分井组含水有所上升，目前已进行注水政策优化。

（四）存在的主要问题

1. 新区储量资源不足，产建规模逐年缩减

安塞油田近年无新增探明地质储量，产能建设面临“边找边建”的困境，主要为超低渗 II、III 类油藏，且面临着“点多、分散、规模小”的局面，2022 年建产区块 16 个，平均建产规模 0.44 万吨，效益建产难度大。

2. 开发矛盾日益突出，老油田稳产难度大

（1）ZJ85、化 109 等油藏进入高含水开发阶段，剩余油分布分散，水驱效率低，稳产难度加大。目前共有 29 个区块进入高含水开发阶段，产量占 74.1%，油井见水问题突出，无效注水加大，剩余油分布复杂，措施增产手段与开发需求不匹配。

（2）塞 160、塞 6 油藏注采系统不完善，注采结构矛盾突出。2010 年以来实施以加密为主的井网调整，配套精细注采调控，整体采油速度及预测采收率有所上升，开发技术政策整体适应，但局部油水井数比偏高，欠合理，开发效果有所变差。塞 160 油藏北部及东南裂缝区由于注水井初期配套不完善，塞 6 油藏受局部侧钻、井筒问题、核销井影响，导致局部油水井比例失衡，导致水驱前缘指状推进严重。近两年通过实施温和注水，塞 160、塞 6、化 108 等油藏地层压力逐步趋于合理，但油藏局部存在高压带，导致局部注采强度不合理，进而加剧平面水驱不均，产液结构不均、侧向含水上升加快。

（3）套损井数增多，治理难度大，产能恢复率低。随着开发时间的延长，井网内部受井筒套损、套破影响，导致井网不完善、精细注采政策难以落实，储量失控加剧。近年来在王窑、

中山川库区流域，累计关停采油井 389 口、注水井 157 口，覆盖储量 3685 万吨，损失产能 15 万吨。

（4）提高采收率主体技术尚未形成。2017 年以来泡沫辅助减氧空气驱、聚合物微球+表活剂驱、微生物活化水驱等三次采油技术持续推进，近年取得一定的成果，试验区递减有所减缓，但仍存在递减绝对值较大、投入产出高、试验规模小及技术不成熟等问题，不具备规模推广应用条件，在体系配方、综合调整等方面仍需攻关探索。

（五）下步重点工作

1. 着力开展增储评价，夯实资源保障

以“深化老区、拓展浅层、攻关深层”为指导增储思路，老区争取实现连片开发，外围加大西河口、沿河湾区域勘探评价，下组合长 7、长 8 层突出产能评价。结合资源现状，实现新增探明地质储量 1500 万吨以上，新建产能 7 万吨。

2. 深化地质研究，实现靶向发力

（1）加大单砂体二次精细解剖，为全面单砂体动用梳理潜力，利用 2 年时间完成 13115 口单砂体二次刻画，绘制油层剖面图 6833 幅，剩余工作量 2023 年全部完成。

（2）加强科技攻关，为油田持续稳产提供技术支撑。针对目前安塞油田面临的稳产难题，持续加大科技攻关力度，从基础研究、解决生产难题、技术储备三方面加大科研投入，2023 年开展《安塞老区周边长 6 低效储量再评价及有效动用技术研究》《南梁大型复合岩性油藏应力场及裂缝展布规律研究》《塞 160 油藏加密后水驱规律研究与开发技术对策》和《三次采油效果评价体系及相关分析试验》4 项科研项目。

3. 抓有效注水工程，夯实注水稳产基础

（1）采出水水质提升。突出站点源头全部改造，突出满周期储罐全部清理，持续推进节点提升与系统维护等精细化管理，计划站点工艺改造 3 座，配套负压排泥装置 11 套，清理储罐 109 具，污水池 48 座，2023 年底水质达标率完成 100%。

（2）井筒专项治理。以“消存量、控增量”为目标，围绕“注不上水、带病注水”问题，通过大修、小套管复注、工艺升级治理，安排工作量 4339 井次，问题分注井实现清零，分注合格率由 83.9%↑88.5%。

4. 坚持四个调整，降低油田自然递减

（1）坚持注采结构调整。针对塞 6、塞 160 等油藏局部注采比过高的问题，结合精细油藏描述成果及动态变化，在不同相带处、压力保持水平低的区域分年开展注水井配套工作，整体注采比控制在 1.5 左右；坚持以合理采液强度、合理地层压力为导向的注采政策调整，坚持“温和注水”政策，按照“一井组一对策”原则，持续做好注采参数优化。定向井参考区块平均液量、动态表现，优先对 8 方以上或有明显快速上升趋势的井优化，年底前实施 50

口、配套注水调整 35 口，2023 年实施 150 口。

（2）坚持井网优化调整。针对井筒故障大修、套损造成井网残缺，结合开发需求调整，转注 25 口、更新 10 口、侧钻 8 口，提高水驱储量控制程度。

（3）坚持精细剖面调整。通过系统排查油水井注采对应，扩大微球调驱、深部堵水调剖、选择性增注、强化分注井管理，进一步提高水驱效率。2023 年计划补孔分注 50 口、剖面增注 80 口。

（4）坚持精准驱替调整。围绕控水稳油，在抓好“调驱与调控、调驱与调剖、调驱与新工艺”三个结合的基础上，突出治理吸水剖面差、注水压力下降、注水压力异常低、平面水驱不均的井，突出个性化方案设计，“堵—调—驱”协同调整提高注水有效性，2023 年部署 688 口，预测区域递减下降 3.0%。

5. 抓好油藏综合治理及稳产示范区建设，改善开发效果

按照油藏分类分级标准，结合油藏开发形势和产量规模，2023 年在塞 160、塞 6、塞 21 等 5 个油藏开展综合治理，以精细有效注水为核心，解决多油层开发、双高开发阶段油藏稳产难题。

（1）公司级治理：塞 160 油藏立足加密井网条件下的精准注采调控，突出水驱规律研究，强化平面、剖面两个精细调整，部署各项措施 5 类 1257 井次，递减控制在 14.0%以内；塞 6 油藏立足高含水期提高采收率，突出改善水驱、提升驱油效率，重点抓好精细有效注水、产液结构调整、三次采油技术攻关及现场保障，部署各类措施 501 井次，确保自然递减率控制在 10.9%以内。

（2）厂级治理：塞 21 油藏立足精细注水，突出平面、剖面水驱改善，部署各类重点工作 5 项 365 井次，力争自然递减率控制在 10.5%，含水上升率 2.5%，压力保持水平提高到 93.0%，水驱储量动用程度提高 8.0%；桥 31 油藏以合理注采强度为抓手，强化注采双向调整，加大剖面治理，部署各类重点工作 5 项 60 井次，确保自然递减率控制在 10.5%，含水上升率控制在 1.0%以内。

（3）稳产示范区塞 127 长 6 油藏：2023 年继续针对性的开展注水调整 95 井次，实施油井措施 43 井次，开展注水井措施 93 井次，配套实施动态监测 99 井次，确保自然递减控制在 9.8%以内，含水上升率控制在 1.5%以内。

6. 优化措施结构，提升增产效果

持续控制采油井措施规模，将控制含水上升作为措施评价的重要指标，将产出投入比 >1.0 作为措施实施的底线，在实现单井增产的同时达到治理油藏的目的。2023 年安排措施 270 口（水油措施井数比 1.8 \uparrow 2.9），减少压裂类措施，提高恢复型、暂堵类措施工作量。

7. 完善提高采收率系列，储备有效技术

在保障现有泡沫辅助减氧空气驱方案执行基础上，优化注采参数，在高含水区开展大气液比注入，适当探索纯注气模式；加强微生物活化水驱、粘弹表活剂驱、聚合物微球+表活剂驱等试验，加强效果分析评价、优化注采参数和注入体系，进一步提升试验效果。

四、华庆油田

（一）开发现状

华庆油田主要开发元 284、里 183、白 153、白 168 等区块，主力含油层系为长 6、长 8 层。截止 2022 年 12 月，华庆油田共有采油井 4254 口，开井 3452 口，井口日产油水平 4461 吨，单井产能 1.29 吨/天，综合含水 50.4%，地质储量采油速度 0.33%，采出程度 3.50%，可采储量采油速度 1.83%，采出程度 19.65%；注水井总井数 1982 口，开井 1421 口，日注水平 24126 方，单井日注 17 方，月注采比 2.12，累积注采比 0.83。

（二）总体开发形势

华庆油田 2022 年持续以“降递减、提单产、提采油速度”为思路，通过开展精细单砂体刻画、注采调整、周期注水、调剖调驱、低产井治理等降递减、提单产工作，有序推进元 284 转变开发方式和白 153 微生物活化水驱三次采油试验，油田开发形势保持稳定。

1. 水驱状况稳定

通过完善注采对应关系、规模调剖调驱等工作，同期对比，华庆油田整体水驱状况稳定，水驱储量控制程度由 87.8% ↑ 88.7%，水驱储量动用程度由 70.6% ↑ 71.7%。

2. 地层能量稳定

通过欠注治理、注水调整等措施，压力保持水平保持在 90%以上，压力平面分布趋于合理。

3. 两项递减和含水上升率保持平稳

同期对比，年对年自然递减由 8.7% ↑ 9.4%，综合递减由 5.9% ↑ 7.1%，含水上升率由 1.2% ↓ 0.4%，开发形势基本平稳。

（三）主要工作及效果

1. 深化油藏研究，筑牢稳产基础

（1）精细单砂体刻画

坚持“提水驱、挖潜力”的思路，深入单砂体特征解剖，全年计划刻画 1007 口，完成 1022 口，完成年度计划的 101.5%。单砂体一次刻画覆盖率 97.6%，二次刻画覆盖率 33.7%，刻画表明华庆油田单砂体呈现小厚度、窄河道、低宽厚比特征。针对 4 种砂体构型制定 5 类挖潜对策，已实施治理 229 井次，日增油 32.5 吨，实施区水驱储量控制程度 81.1% ↑ 87.9%，水

驱储量动用程度 72.4% ↑ 73.2%，采收率提高 0.2%。

（2）精细油藏描述

2022 年对白 153、白 182 等 3 个区块开展精细油藏描述研究，深入开展裂缝建模、渗流场精细表征等研究。目前华庆油田精细油藏描述一次覆盖率 95.0%，二次覆盖率 55.0%，为油藏持续稳产提供技术支撑。基于精细油藏描述成果，开展措施挖潜 122 次，日增油 53.5 吨；精细小层调整 95 井次，油井见效 29 口，日增油 16.3 吨；采油井更新 12 口，日产油 24.9 吨，预测最终采收率提高 0.8%。

2. 坚持精细注水，降控油藏递减

（1）强化欠注治理

2022 年开展消欠措施 88 口，其中井筒治理 35 口、措施增注 53 口，日增注 1388 方，累增注 14.5 万方，同时开展地面治理 397 项。治理井组地层压力保持水平由 88.4% ↑ 89.7%。

（2）精细分层注水

一是依托单砂体刻画成果，深挖老井分注潜力，坚持产建源头分注，应分尽分，2022 年实施精细分注 45 口（其中产建分注 32 口），分注率提升至 74.7%，水驱储量动用程度由 70.1% ↑ 71.3%；二是坚持“按需测调、洗测结合”思路，开展洗井 3000 余井次，主力油藏测调频次达到 3.0 次/井·年以上，吸水不均井占比下降 8.3%；三是持续优化升级数字式分注工艺，重点针对电池到期井检串维护 48 口，分注合格率由 67.8% ↑ 69.8%。

（3）优化技术政策

针对华庆长 6 油藏“控水与补能矛盾突出”的问题，2022 年按照“三低区加强、三高区控制、变化区优化”的原则，应用单砂体刻画成果，坚持“动态调整回头看”，注水端开展小层注水优化 1140 井次，对应油井见效 291 口，见效比例 17.9%，调整区自然递减 11.2% ↓ 10.5%；采出端结合地层压力变化，重点在元 284、里 183 等油藏开展流压优化 32 井次，调整区月度递减由 1.3% ↓ 1.0%。

（4）推广周期注水

结合油藏地层压力、见效见水特征，持续开展以脉冲注水促见效、限压注水控含水为重点的周期注水模式，2022 年规模实施 630 个井组，实施区地层压力稳定，含水由 54.6% ↓ 53.2%，见效油井 193 口，见效比例由 14.5% ↑ 15.6%，见效区自然递减下降 0.6%。

（5）规模调剖调驱

以“降递减、控含水、提效益”为目标，坚持油藏整体调驱理念，2022 年新增调剖调驱 61 井组，实施规模达到 470 注 1045 采，实施区油井见效率 26.9%，累计增油 1.4 万吨，含水上升率由 2.8% ↓ 1.7%，吸水均匀井占比上升 31.0%。

（6）其他专项治理

一是持续加大洗井检串力度，改善井筒环境。2022 年累计实施检串 372 口，3 年以上未检串率由 46.8% ↓ 19.7%，洗井 3896 井次，洗井后平均油压 13.4 MPa ↓ 13.2 MPa；二是针对采出水水质不达标、工艺不完善等问题，重点开展三清、工艺升级等治理，2022 年开展清罐 56 座、清池 30 座、清管 335 条、完善流程 6 座，采出水合格率由 96.5% ↑ 98.2%，11 个站点水质合格率由 98.3% ↑ 100%。

3. 优化措施结构，突出效益优先

（1）常规措施

坚持效益优先原则，针对不同油藏类型及开发特征，优化措施结构，加大注水端措施力度，水油井措施比例提升到 2.5；采油端重点对低产低效井实施差异化治理，突出复合解堵、小型压裂等恢复性措施，实施 158 口，井均日增油 0.8 吨，评价期内产出投入比由 1.5 ↑ 1.6。

（2）长停井治理

坚持主力层挖潜与立体复查相结合，突出原层精细挖潜、非主力层动用，全年治理 31 口，日增油 31.2 吨，累计增油 4920 吨，提高开井率 0.6%。结合长停井治理后试油试采效果，通过精细构造分析及测井解释，落实长 3 以上浅层高效油藏 2 个，新增地质储量 215 万吨。

4. 推进重点试验，提升油藏开发水平

（1）元 284 转变开发方式工业化试验

持续推进元 284 转变开发方式三年（2020 年-2022 年）工业化试验，计划实施 55 口，其中水平井 22 口、采油井 16 口、转采井 17 口。截止 12 月底开井 50 口（水平井 18 口、定向井 32 口），实施区日产油水平由 33 吨上升至 153 吨，累计增油 2.0 万吨。

主要认识：①通过近 6 年转变开发方式认识，定型了“压前补能、压中增能、压后续能”的一体化补能模式，形成了以“渗流场重构、压驱一体化、多方式补能、全方位驱替”为核心的四项转变开发方式技术系列；②随着油藏地质条件逐年变差、水平段长度变短，水平井单井产能有所下降，优化调整工艺参数后，增产倍数保持稳定；③定向井连片实施效果比单点实施效果好，2022 年定向井连片压裂单井产能 2.6 吨，缝控储量得以有效动用；④转采井实施前累注水量高，排液周期长，实施后效果不理想（单井产能 1.0 吨），需持续攻关堵水压裂技术；⑤先导试验区转方式后 2-3 年开展水平井缝间注采、定向井吞吐补能试验，但补能效果仍需进一步评价，补能时机、补能参数等仍需进一步优化，后续需探索尝试气驱、CO₂等不同注入介质补能效果。

（2）白 153 微生物活化水驱试验

历经“采出水生化处理-驱油先导试验-规模扩大试验”三个阶段，目前已实施 21 注 80 采，

2021 年 12 月 1 日因微生物净化罐故障暂停注入，2022 年 5 月 26 日修复完成恢复注入，目前累注活化水 77.8 万方，注入倍率 0.052PV，完成设计的 26.11%，试验区月度递减由试验前 0.9% ↓ 0.5%，主侧向压差由 1.6 MPa ↓ 0.9 MPa。

主要认识：①微生物场初步建立。注采两端菌落数量级均为 10⁷，已形成有效微生物场，主向井菌浓大于侧向井，为微生物优势场，裂缝水线仍为水驱优势方向。②驱替效果持续改善。第一阶段（注入 10 个月）：见效较好，建立有效驱替井达 76.3%，较试验前 ↑ 18.8%；第二阶段（注入 20 个月）：裂缝驱替特征明显，油井含水上升，侧向驱替变差，后期需开展过程调剖封堵裂缝通道。

（四）存在的主要问题

1. 平面砂体连通性差，纵向剖面矛盾突出

华庆油田主产层长 6 为半深湖滑塌浊流沉积，平面砂体连通性差，单砂体宽度 80-200m，一次井网对单砂体控制程度低，油井难见效；纵向油层厚度大，平均油层厚度 19.2m，纵向发育 3-4 个隔夹层，单砂体多期叠置，垂向以分离式和切叠式为主，注采对应率低（75.0%~85.0%），剖面矛盾突出，吸水不均井占比 56.0%~71.0%，小层动用差异大。

2. 储层微裂缝发育，水驱规律复杂，注采调整难度大

华庆长 6 油藏发育多组裂缝（NE40° ~80°、NE100° ~110°），注水过程中天然缝、人工缝、动态缝耦合，渗流规律复杂，采油井多方向、多角度反复见水，油井见效见水比例高（38.9%），受微裂缝发育影响，白 239 等老区重复堵水效果逐渐变差，里 183 等新区补能与控水矛盾凸显，近三年华庆油田年均注水调整 1100 余井次，见效率 18.5%，见水井控水稳油难度加大。

3. 多方向裂缝水窜后，渗流场复杂，井网调整难度大

多方向裂缝窜流后，油水关系复杂，应力场、压力场、渗流场和剩余油特征认识难度大，且一次井网排距较小（120 米-150 米），调整空间有限，加密后见水风险大，加密井储层改造面临低液量与高含水的矛盾。

4. 储层物性差，油藏采油速度低，水平井缝控储量低

华庆长 6 油藏平均渗透率 0.41mD，受储层物性差影响，油藏整体采油速度低（0.2%~0.4%），水平井开发老区储量缝控程度低。2022 年在元 284 长 6 油藏庆平 48 井周围 430m 处部署 1 口水平检查井，取芯段长 39.8m，未发现水洗现象，岩心观察到 3 条高角度裂缝及多条沿水平段轨迹方向裂缝，未受人工缝波及，核磁录井解释为油层。

（五）下步重点工作

1. 深化油藏基础研究，重新认识储层特征和剩余油分布

（1）复杂缝网渗流场精细表征

综合岩心观察、成像测井、吸水剖面等资料，识别天然裂缝，基于单井裂缝识别、应力场分布建立天然裂缝模型，根据压裂施工参数、微地震监测成果等，明确天然缝与人工缝耦合关系，实现三维缝网形态精细表征。结合动态监测及生产动态等认识，综合研究裂缝扩展及闭合规律，精细认识剩余油分布，实现复杂缝网渗流场精细表征。

（2）重点油藏和重点试验区精细油藏描述

一是对里 183 新区开展一次精描，深化地质特征和注采对应关系认识；二是对元 284 转变开发方式试验区开展补能机理和后续稳产对策研究，深化渗流规律和剩余油认识；三是自主开展小区域剩余油分布特征研究，指导周期注水、调剖调驱、单砂体补孔等工作。

2. 坚持“四条注水”，夯实老油田稳产基础

（1）完善井网“注够水”

针对局部井网不完善、注水井欠注及井筒故障导致平面压力分布不均等问题，计划开展井网完善措施 4 类 115 口，其中措施增注 80 口、系统增注 15 口、大修及更新 15 口、转注 5 口。2022 年白 452 区开展大修、增注及系统优化等专项治理 415 井次，治理区地层压力保持水平 81.6% ↑ 83.1%，目前欠注井、井筒故障井存量依然较大（25 口），2023 年持续开展专项治理 79 井次，治理区地层压力保持水平力争提升 3% 以上。

（2）水质提升“注好水”

一是扎实开展采出水处理百站提升工程，重点开展三清、工艺升级等治理 400 余次，持续配套完善处理工艺，并做好节点水质检测。二是针对产建区来液含聚合物、压裂液、砂等问题，自主开展 3 站点预处理装置配套优化，目前庆三联已投运，含油由 45 ↓ 19mg/l，悬浮物由 96 ↓ 22mg/l，剩余 2 座站点正有序组织，预计 2023 年完成。

（3）坚持分注“精细注水”

一是以提升分注质量为目标，坚持源头分注，深挖老井分注潜力，抓实单砂体剖面治理，均衡纵向水驱。2023 年重点开展源头分注、提级分注、补孔分注等五类 57 井次，力争 2023 年分注率 ≥ 75.0%。二是全力推进注水井检串洗井。优化检串标准及方式，狠抓重点工序及管具更换等，计划实施检串 400 口，洗井 4600 井次，改善井筒状况，提升分注质量，2023 年分注合格率 ≥ 73.6%。

（4）技术集成“有效注水”

一是持续推广周期注水。针对平面水驱不均、多向裂缝水窜等问题，持续优化周期注水方式，2023 年重点在元 284 定向井区、里 183 大斜度区等推广实施脉冲注水、限压注水、交互增减等周期注水方式 600 余井组，不断提高水驱效率。二是差异化开展调剖调驱。按照“整体调驱+区域调剖”的思路，调驱坚持“长周期、低浓度、小粒径”，调剖坚持“短周期、小排量、多轮次”，2023 年计划在华庆油田白 239、白 168 等区块实施调剖调驱 400 余井组。

3. 重点油藏综合治理，提升油藏开发水平

结合油藏开发形势和产量规模，2023 年重点针对递减较大的白 239、白 131、白 409、元 427、山 177 五个区块开展综合治理，制定精细注采调控、剖面治理、低产井挖潜、配套动态监测等 1021 井次，预计治理后自然递减由 18.2%↓13.0%。

白 239 长 6 油藏：针对大斜度区和水平井区裂缝多方向见水且见水方向识别难度大等问题，在 2022 年综合治理基础上，持续开展周期注水、调剖调驱、措施挖潜等工作 10 项 485 井次，递减控制在 13.5%以内。白 131 长 4+5 油藏：在 2022 年治理基础上，重点针对油藏东西部开发差异及补能与控水矛盾突出的问题，持续开展分单元注水政策优化、差异化周期注水、低产低效井治理等工作 6 项 160 井次，递减控制在 11.0%以内。白 409 长 6 油藏：重点针对双层系（长 4+5、长 6）注水开发导致剖面矛盾突出等问题，开展小层轮注、堵水调剖、措施挖潜等工作 6 项 67 井次，递减控制在 14.0%以内。元 427 长 9 油藏：重点针对平面物性差异大、低产井堵塞井逐年增多等问题，开展调剖调驱、低产井治理等工作 9 项 151 井次，递减控制在 12.0%以内。山 177 长 6 油藏：重点针对储层物性差、采油速度低等问题，开展欠注井治理、措施挖潜等工作 8 项 158 井次，递减控制在 13.0%以内。

4. 分类措施挖潜，有效动用剩余油

一是低产低效井分类挖潜。低含水井应用成熟提液增油技术、中高含水井推广控水增油技术、高含水井探索堵水增油技术，堵塞井推广复合解堵技术，2023 年计划分类治理 170 余口。二是长停井效益治理。依托万口油井评价挖潜工程，按照效益优先原则，采用注入端深部调剖调驱、采出端措施改造等措施，2023 年计划治理长停井 43 口，预计开井率提升 0.5%。

5. 稳步推进各项重点试验，助推华庆油田提速提采

以提产提速和提高采收率为目标，持续推进超低渗透油藏转变开发方式试验、微生物活化水试验和补能技术攻关。

（1）持续推进超低渗油藏转变开发方式试验

2023 年计划开展转变开发方式 75 口（水平井 54 口），其中，元 284 区以剩余 5 口工作量为 主，新增白 257、白 239、白 465 等 4 个区块以先导试验为主。2023 年重点强化转变开发方式单井分类地质评价和方案设计，优化补能政策及改造工艺，持续提升技术适应性，助推“十四五”末华庆转方式上产百万吨。

（2）攻关转变开发方式有效补能技术

一是定向井探索二氧化碳吞吐补能试验。微观实验表明，闷井过程中微缝间压力差引起的驱替是油进入裂缝的主要原因，增加前期补能、驱替液体粘度或降低油水界面张力有利于实现微缝间驱替。与注水吞吐相比，CO₂ 吞吐可有效增能提压、降低界面张力，改善吞吐补能效果。2023 年计划在元 284 先导试验区定向井补能 3 口。二是水平井进一步优化缝间注采补能参数。针对目前 2 口水平井缝间注采试验效果不理想的问题，2023 年进一步优化补能方

式、补能时机和补能参数，为转变开发方式后续有效补能提供方向和指导。

（3）持续开展微生物活化水驱

2023 年以恢复有效注入、提升试验效果为目标，突出注采两端双向提升。注入端计划在白 153、白 452 试验区开展以提升井筒质量、改善剖面为主的治理工作 22 口，采出端探索微生物+宽带压裂、微生物+长停井复产等工作 7 口，同时配套动态监测 71 井次。

五、庆城油田

（一）开发现状

庆城油田主要开发西 233、庄 183、庄 230、庄 240、板 4 等区块，开采层位长 7。2022 年底，采油井总井数 933 口，开井 854 口，井口日产油水平 5071 吨，单井产能 5.9 吨/天，综合含水 53.3%，地质储量采油速度 0.66%，采出程度 2.44%，可采储量采油速度 5.88%，采出程度 21.66%；注水井总井数 123 口，开井 62 口，日注水平 1165 方，单井日注 19 方，月注采 0.21，累积注采比 0.42。

（二）总体开发形势

按照“页岩油全生命周期”的开发管理思路，统筹规划。通过开展“甜点”优选、部署调整、开发技术政策优化、基础管理、井筒净化等工作，庆城油田较去年单井产能上升（5.7 ↑ 5.9 吨/天），油田开发形势保持稳定。

1. 压力保持水平有所上升

地层压力保持水平较低，但是整体呈回升趋势。2022 年庆城油田平均压力 13.7 MPa，压力保持水平由去年的 86.2% ↑ 89.9%，能量下降的状况得到缓解。

2. 两项递减增大

同期对比，自然递减由 17.2% ↑ 18.9%，综合递减由 14.7% ↑ 15.6%。重点油藏庄 183 区受压裂水淹影响，自然递减同比增大（14.5% ↑ 20.8%）。

（三）主要工作及效果

1. 强化基础研究，筑牢科研生产根基

一是多方法综合评价页岩油具有混合润湿性特征；二是大数据分析基本明确页岩油水平井产量主控因素为油饱、气油比、粘度、油层厚度、孔隙度、渗透率（按影响效果排序）；三是初步明确不同开发技术政策对产量的影响。前四年单井产量主要受改造段数、水平段长度影响，第五年开始井距对产量的影响逐渐增强；四是初步建立页岩油动态分析方法。

2. 优化技术政策，夯实水平井稳产基础

（1）固化成熟技术

一是水平段长度。依据单套砂体延伸长度、投资与产量增幅关系、后期维护措施难度，将主体水平段长度由 1500~2000 米进一步优化固化为 1500 米，适应客观地质条件，降低成本。

二是井距。考虑单井控制储量、递减规律、单井投资及操作成本，综合经济极限、油藏工程和经济效益计算结果，优化固化水平井合理井距为 500 米。

三是优化布井模式。多油层叠置发育、隔层厚度<10 米，单套层系单层井网，主平台井数 6~8 口；多油层叠置发育、隔层厚度>10 米，多套层系立体动用，不同层交错布井，平台井数 8~10 口；注水叠合区差异化布井，平台井数 6~8 口。

（2）合理生产制度优化

一是闷井制度。考虑压力、油井初产情况，综合数值模拟及矿场统计方法，确定合理闷井时间为 30 天。

二是生产制度。根据地质油藏方案排液量要求，结合开发特征、生产动态，将生产制度细分为三个部分：

含水 $\geq 90\%$ ：返排强度为 4.0~5.0 方/百米，1500 米水平井排液量 60~75 方/天，增大基质与人工缝间压差，助力地层流体突破水锁渗流屏障。

含水 60%~90%：返排强度为 2.0~3.0 方/百米，1500 米水平井排液量 30~45 方/天，避免井筒出砂严重。

含水<60%：按照正常生产四个阶段合理采液强度执行。低生产气油比阶段（3 年左右），流饱比控制在 1.0 以上、采液强度控制在 1.3-2.0 方/（天·百米油层）；中-高生产气油比阶段（第 4-7 年），流饱比 0.8-1.0，采液强度控制在 1.0-1.3 方/（天·百米油层）；高生产气油比阶段（第 8-9 年），流饱比小于 0.8，采液强度控制在 0.8-1.0 方/（天·百米油层）；生产气油比快速下降阶段，溶解气驱的后期，地层脱气严重，生产气油比不断降低。

3. 开展水平井措施攻关，发挥单井最大产能

一是建立“三因子”产能恢复选井图版。统计产能恢复效果与储层条件、改造参数、生产动态之间的相关性，建立“油藏+完井+生产”三因子选井图版，2022 年依据图版指导选井 85 井次，单井恢复油量 4.3 ↑ 5.5 吨/天，有效率 73.7% ↑ 91.6%。

二是明确“有机缓速酸+精准分段酸化”的主体产能恢复技术。针对水平井冲砂返砂量少，近井地带结垢导致油井低产的问题，通过开展酸液体系、用量优化及精准分段酸化等工艺试验，产能恢复效果明显（分段酸化 38 口，单井日增油 5.8 吨）。

4. 加强跟踪分析，现场试验稳步推进

（1）二氧化碳补能试验

按照“连片补能、同注同闷同采”的思路，在阳平 2~阳平 5 井开展 CO₂ 吞吐补能试验。5 口水平井于 9 月初陆续开注，设计单井配注 155 吨/天，因气源影响目前实注 27.8 吨/天，单井平均累计注气 1029 吨，井口压力提升较为明显。

（2）老井重复压裂

为补充地层能量，提高采收率，针对西 233 老区油藏条件好、开发初期压裂改造强度小、累产低的油井，开展“注水补能+重复压裂”试验。计划实施 4 口水平井，平均水平段长度 1039 米，油层钻遇率 91.8%，均于 2014 年 1 月投产，累产油 4384 吨，目前累注水 36014 方，西平 230-45 井已压裂改造一段。

（四）存在的主要问题

1. 水平井递减较大，预计采收率较低

页岩油水平井整体递减大，中后期单井产量低，有效补能方式尚在探索试验阶段，预测最终采收率低（9.1%）。

2. 新井压窜导致含水持续高位，造成产量损失

受区域裂缝发育、入地液量大、井距小的综合影响，新井易压窜，导致周围井含水持续高位。2022 年压裂水淹井 15 口，产能恢复率仅为 34.7%，目前仍日影响 91 吨。

3. 水平井出砂、结垢等复杂井况严重

页岩油大平台水平井井身轨迹复杂、原油含蜡量高，以结蜡、偏磨、结垢为主的复杂井况严重，且多种因素交互影响，治理难度较大。做好入井压裂液与地层配伍性评价；做好井下措施工艺攻关，措施工艺可由单一冲砂向冲砂+笼统酸化、冲砂+分段酸化转变。2022 年庆城油田华池地区实施冲砂+分段酸化 11 口，井均日增油 8.4 吨，日产油由年初 133 吨↑187 吨，累增油 7783 吨。

4. 低产井比例高

随着页岩油准自然能量开发时间延长，后期能量补充缺乏有效手段，低产低效井比例逐步增加，庆城油田低产低效水平井比例已达到 37.9%。

（五）下步重点工作

1. 深化基础研究

（1）压裂缝网表征与渗流机理研究

围绕进一步提高水平井累产油量和采出程度，突破体积压裂增产机理认识，深化缝网特征精准刻化和基质、流体渗流相关关键参数表征，揭示微纳米级孔喉-复杂缝网系统中多相、多介质耦合渗流机理，为提高页岩油开发水平提供重要理论技术支撑。

（2）二氧化碳补能机理研究

北美及大庆油田页岩油现场试验表明，注气补能是页岩油提高采收率的技术方向，下步将持续深化二氧化碳补能机理研究。

2. 页岩油水平井开发规律研究

一是开展不同生产阶段的缝控储量研究，“回头看”优化改造规模及排采制度；二是结合矿场统计及数值模拟，分区建立标准生产曲线递减规律，指导生产井的技术政策制定；三是深化不同气油比、粘度等流体性质对产量递减的影响，逐步实现半定量化-定量化评价；四是建立动液面-压力-生产气油比关系图版，优化采液强度、延长稳产期。最终明确页岩油开发规律，形成合理开发技术政策及稳产对策，为后续有效开发提供技术保障。

3. 强化“甜点”优选，提高优质油层钻遇率

强化平台骨架井、探评井岩心描述，精细优选纵向“甜点”，针对砂体更薄的 III 类储量，攻关 3 米左右薄层地震预测技术，并全面应用井震结合的三维地质模型，精细刻画单砂体展布规律，优化水平井轨迹设计，同时全面推广方位伽马、旋转导向等水平井随钻导向技术，强化随钻过程跟踪，提高油层钻遇率。

4. 页岩油水平井井筒工艺技术研究

针对页岩油井井筒复杂，开展工艺技术和工具材料研发，建立方法图版，最终形成页岩油水平井全生命周期井筒防蜡、防磨、防垢、防砂等防治工艺技术体系，并快速应用。

5. 持续探索低产水平井产能恢复工艺

持续以“三个延伸”为思路，狠抓措施选井、工艺优化、过程管控，加大新工艺新技术试验，提升措施效果效益。一是扩大并定型机械分割+暂堵酸化工艺。针对老井产液剖面非均质性强，部分低压井段漏失量大问题，下步扩大并定型机械分割+暂堵酸化工艺，提升酸化解堵精细程度（一趟管柱实现 6 段以上作业）；二是进一步研发低成本酸液体系。2022 年共计实施水平井酸化 74 井次，井均用酸 150 方，单井成本 89 万元，满足页岩油水平井大规模、低成本的需求，但是更安全、更高效的中性解堵液体系有待进一步研发。

6. 严格执行合理技术政策

根据体积压裂裂缝闭合规律、放喷流速与出砂规律及返排率与含水下降相关性，制定“连续、平稳、按量”的返排制度，2023 年新投 76 口井分含水阶段制定排液制度，并严格执行，缩短排液见油期、提高新井阶段产油。

7. 加强重点试验跟踪和分析

（1）扇形井网压裂试验。针对合 H9、合 H60 平台扇形井网特征，基于三维地质力学模型，开展地应力场演化与应力干扰分析，对已投产的水平井持续跟踪。

（2）注气补能开发试验。针对老区中后期地层能量不足、供液能力降低问题，在庆城油田华池区已开展 5 口水平井注天然气吞吐试验，探索老井注气补能提高采收率技术。2023 年计划建立供碳站，第一轮完成注气 6.2 万吨，采油 600 天，预计首轮增油 1.3 万吨。

（3）持续开展重复压裂先导试验。针对西 233 区改造强度小、采出程度低的水平井，选取不同水平段长度、不同簇间距、不同采出程度的井开展重复压裂试验，计划在低产区实施重复压裂 5 口，进行连片治理，配套开展示踪剂产液剖面测试，预计单井日增油 5-8 吨。

（4）水力压裂试验。选取庆城南庆 H41 平台开展水力压裂试验，主要集中于庆 H41-3 和庆 H41-4 井。计划 2023 年 9 月完成两口检查井钻井取心作业，2023 年 12 月初步完成各项测试解释及取心描述等工作。

六、合水油田

（一）开发现状

合水油田主要开发庄 211、庄 73、庄 36 等油藏，主力开发层系为长 3、长 6、长 8。目前采油井总井数 3068 口，开井数 2583 口，井口日产油水平 3715 吨，单井产能 1.44 吨/天，综合含水 44.8%，地质储量采油速度 0.55%，地质储量采出程度 5.29%，可采储量采油速度 3.63%，地质储量采出程度 35.17%；注水井总井数 1307 口，开井 1097 口，日注水平 16133 方，单井日注 15 方，月注采比 1.87，累积注采比 1.83。

（二）总体开发形势

2022 年，合水油田通过精细注水调整、加强欠注治理、扩大微球调驱实施范围、优化措施结构、有序推进转变开发方式等工作，油田总体开发形势保持稳定。

1. 水驱状况稳定

2022 年通过完善井网层系、强化剖面治理，分注工艺升级等工作，整体水驱状况保持平稳，水驱储量控制程度 87.6%，水驱储量动用程度 70.3%。

2. 三叠系压力水平下降，侏罗系压力水平上升

受庄 73 钻停、欠注及庄 36 注水井井筒不正常等因素影响，三叠系油藏压力保持水平有所下降（86.3%）；侏罗系油藏压力呈上升趋势，压力保持水平由 2021 年的 91.5% 上升至 2022 年的 93.6%。

3. 两项递减稳定，含水上升率上升

与 2021 年相比，年对年自然递减稳定在 10.1%，综合递减由 6.4% ↓ 6.0%；受庄 211、庄 288 等区块压裂水淹及庄 36、庄 205 等区块剖面吸水不均造成含水上升影响，油田老井含水上升率由 1.6% ↑ 3.7%。

（三）主要工作及效果

1. 狠抓注水基础工作，夯实稳产基础

（1）开展水质提升工程。2022 年推动 10 项采出水系统改扩建工作，开展庄一联、庄十转及庄五转 3 座站点预处理装置试验、三级过滤系统配套及含聚返排液处理攻关研究，采出水水质合格率提升至 98.5%。

（2）优化治理措施结构。全年实施增注 105 口 196 井次，年增注水量 14.6 万方，对应油井见效 137 口，累增油 2638 吨。

（3）加强井筒治理工作。2022 年共实施洗井 2126 井次、检串 462 井次、更换防腐油管 33.0 万米、套损井治理 35 口，实施后，测调成功率提升 0.5%，三年以上未检串率由 40.9% 下降至 17.6%，普通涂料油管占比由 29.2% 下降至 9.7%，恢复日注水量 271 方。

（4）升级分注工艺。全年实施数字式分注 231 口，累计应用 346 口，占分注井数的 40.2%，分注合格率提升 10.6%。

2. 精细注采调控，提升水驱效果

（1）精细单砂体刻画。2022 年完成庄 211、宁 138、庄 205、庄 288、板 49 区 5 个油藏 1345 口油水井单砂体刻画，重新评价后水驱储量控制程度由 92.9% 下降至 91.0%，摸排注采不对应井 84 口，已全部治理。其中庄 211 立体开发区，有采无注井 45 口，2022 年实施补孔分注 43 口，水驱控制程度上升 0.8%，对应油井月度递减由 4.5% 下降至 1.8%。

（2）优化注水技术政策。2022 年优化 1107 井次，老井少递减 1.5 万吨，拉低自然递减 1.1%。特低渗~超低渗 II 类油藏从压力保持水平、注采比、采液强度等综合评判，开展技术政策优化 44 项 358 井次，有效遏制递减增大趋势；针对常规注水调整有效率低的问题，摸索合理周期注水技术政策，实施 223 井组，累降注入水 5028 方。

（3）强化剖面治理。2022 年围绕“注-驱-采”系统工程，坚持“整体治理、先堵后驱”的思路，推进连片剖面治理，实施堵水 1 口、调剖 24 口、微球调驱 504 口（连续注入 111 口），水井覆盖率达到 37.1%，油井见效比例由 58.8% 提升至 78.7%，实施区域月度递减率 0.29% 下降至 0.02%，水驱动用程度提高 0.4%，少递减原油 2.7 万吨，有效期内投入产出比 1:1.16。

（4）优化注采井网。针对庄 73 区主向井水淹、侧向井不见效的问题，2022 年实施主向水淹井转注 4 口，对应油井 16 口，见效 12 口，转注后井组月度递减由 3.1% 下降到 1.6%；同时在庄 73 加密部署区配套转注 9 口，补充地层能量。

3. 精准施策综治油藏，开发形势稳定受控

2022 年综合治理油藏 4 个，其中庄 211、宁 138 区通过注水政策优化、微球调驱、低产井治理等综合治理后，开发形势好转，自然递减由 11.2% 下降到 4.6%，含水上升率由 4.0% 下降到 0.8%，全面实现治理目标；庄 205、庄 288 区受微裂缝发育及剖面水驱不均影响，含水上升快，递减增大，未达到治理目标，但经过完善注采对应、连片调剖调驱，月度递减由 2.5% 下降至 1.0%，开发形势趋于好转。

4. 优化措施结构，有效提高单井产能

（1）措施方向突出油藏治理。针对油藏注采系统矛盾，从提高动用、均衡平面产液结构、恢复产能三个方面入手，2022 年油井压裂 124 口、酸化 173 口、补孔 97 口、转注 9 口，水油措施井数比增加至 2.8；重点油藏治理 373 井次，工作量占比 38.1%，单井日增油 1.13 吨，提高区块采油速度 0.04%。

（2）措施结构突出经济效益。通过调整措施类型、优化工艺参数，进攻型措施同比增加 72 口，单井累增油由 236 吨提升至 243 吨，产出投入比由 1.54 ↑ 1.59。

（3）长停井治理突出增产增储。2022 年完成长停井治理 58 口，单井恢复产能 1.13 吨，开井率提高 1.8%，全年增油 1.1 万吨。通过复查老井试获工业油流井 10 口，落实庄 264 延 8、庄 36 延 9、徐 81-6 延 10、庄 206 长 2 共 4 个油藏，落实含油面积 3.2 平方公里，地质储量 140 万吨。

（4）水平井治理保障高效开发。2022 年水平井实施各类措施 30 口，年增油 8274 吨，其中冲砂洗井 1 口，单井产能提升 2.8 吨，年增油 1024 吨；酸化解堵 16 口，年增油 3072 吨；压裂改造 1 口，年增油 170 吨。

（5）老井侧钻增加可采储量。2022 年投产 10 口，年产油 3353 吨，单井初期产量 3.3 吨/天，目前单井产量 1.4 吨/天。其中在庄 73 区主向井水线侧向实施侧钻 4 口，成功率 100%，初期平均单井产能 3.4 吨，综合含水低于 30%，实施效果较好。

5. 推进转变开发方式试验，提高采油速度

针对超低渗Ⅲ类储层物性差、注水受效差及井筒复杂状况等挑战，攻关井筒再造、压驱一体化工程，开展转变开发方式试验 2 口。

（四）存在的主要问题

1. 特低渗~超低渗油藏水驱矛盾日益突出

特低渗~超低渗Ⅱ类主力油藏进入中含水期，受储层非均质性及微裂缝发育影响，平面上水驱方向由单一向多方向转变，剖面吸水不均井占比高，如庄 73、庄 36、庄 205 区 2022 年剖面吸水不均井占比大，对应油井含水上升，制约油藏稳产。

2. 水平井有效补能和低产井治理技术仍需攻关

（1）受大规模压裂及储层非均质性影响，水平井注采敏感、易见水，注水受效差、见效程度低，有效注水驱替系统难建立，控制含水与能量补充的矛盾突出，地层能量持续下降。例如庄 288 区，2018 年投入开发，目前见水井 42 口，见水率 66.6%，为了控制含水上升，2020 年起开展周期注水、见水区停注观察等，对应油井液量及地层压力下降，目前区块地层压力保持水平仅 77.0%。

（2）低产水平井占比高。日产油小于 1 吨井 131 口，占水平井总井数的 25.3%，产量占比仅为 4%，平均单井累计产油 4391 吨，地质储量采出程度 2.3%，采油速度 0.1%，剩余未动用储量大。目前采取的机械找堵水、冲砂等治理手段有效率低，效果差，水平井低成本有效提单产技术需进一步攻关。

3. 叠合区，新井钻井、试油对老区影响大

庄 211、庄 51、庄 73 等油藏新老区动用层位高度叠合，在产建钻、试过程中井间干扰严重，老井影响大。一是钻井过程中配合停注导致区域压力保持水平下降 5~10%，递减增加 6%；二是新井压裂规模大，裂缝延伸长，缝网串通，造成老井水淹，压裂结束后，含水下降恢复需 1~3 个月，平均产恢复率 73.8%。

4. 高含水井堵水技术需加大攻关力度

特低渗~超低渗Ⅱ类主力油藏进入中含水期，现有高含水井 677 口（占比 21.4%），受微裂缝及高渗条带影响，平面上见水规律复杂，控水增产工艺虽取得了一定进展，但成本偏高，措施有效期 1 年不到，见水规律研究及堵水治水关键技术需加大攻关力度。

（五）下步重点工作

1. 精细注水管理，夯实稳产基础

以“立足水驱、完善水驱、改善水驱”为目标，通过优化技术政策、精细水驱挖潜、强化井筒治理、促进水质提升等工作，努力降低三类油藏递减，保障油田稳产形势持续好转，确保实现水驱动用程度 $\geq 70.0\%$ ，压力保持水平 $\geq 87.0\%$ 。

（1）完善注采对应。按照“平面上完善井网系统、纵向上完善注采对应”的思路，一是在庄 36、庄 205、庄 288 等综合治理区及板 49、庄 271 产建新区开展单砂体刻画 1053 井次，同时对摸排的 14 个注采不对应井组（有采无注井 4 口，有注无采井 10 口），2023 年加快成果转化；二是计划在庄 36 等裂缝发育区转注 11 口、庄 73 加密区转注 4 口、庄 211 水平井注采不完善区域转注 2 口。

（2）精细注采参数调整。以“均衡平面水驱”为目的，低渗透油藏突出合理注水参数调整，特低渗~超低渗Ⅱ类油藏突出小层注水调整，超低渗Ⅲ类突出注水方式调整，计划实施注水调整 800 井次。其中周期注水重点在裂缝发育的庄 211、庄 288、庄 51 等超低渗Ⅲ类油藏，

开展注-停式周期注水 126 井组，进一步研究总结不同类型油藏合理注水方式、注水周期，形成一藏一单元差异化周期注水模式。

（3）攻关长 3 以上浅层高压欠注治理技术。立足欠注机理、水质配伍性研究，试验固体酸、优选防膨剂及双子膜在线酸化等新工艺试验，实现深部解堵。2023 年计划实施各类措施增注 80 口，增注水量 7.5 万方。

（4）强化水井剖面治理。通过扩大微球调驱、堵水调剖、选择性增注、强化分注井管理，进一步提高水驱。

一是微球调驱。以控含水、降递减为目的，在合理注水政策基础上，做好微球效果跟踪评价，全面提高见效程度、提升效果效益。2023 年计划实施 504 个井组，预计少递减 1.9 万吨，实施区自然递减下降 1.2%。其中在特低渗~超低渗Ⅱ类油藏实施 314 个井组，超低渗Ⅲ类油藏实施 190 个井组，同步配套周期注水，实现“微球+”联作治理，探索合理注入方式，改善水驱效果。

二是堵水调剖。重点在庄 211、庄 288 水平井注水开发区及庄 36、庄 205 连片水淹区实施。2023 年计划实施 16 口，预计累增油 0.21 万吨，投入产出比 1: 1.35。

三是分注工艺升级。按照“产建一次性配套、老油田逐步升级”的原则，2023-2025 年计划实施波码通讯数字式分注 615 口（产建 100+老油田 515），实现分注工艺全面升级，数字式分注井分注合格率达 90%以上，其中 2023 年计划实施 237 口，打造宁 138 波码分注示范区。

（5）强化注水井日常管理工作。以实现井筒良性循环为目的，重点开展检管、洗井、大修及套损井治理工作。计划实施检串 305 井次，其中带压作业 180 口、快速泄压 125 口，更换油管 30.0 万米，三年以上未检串率下降至 18.0%；加强分注井及采出水井洗井管理，计划洗井 4392 井次；做好四清三管工作，计划实施 434 项，实现采出水水质合格率达 98.0%以上；开展小套固井及注水井更新 3 口；实施注水井大修 33 口。

2. 突出综合治理，提升开发水平

以开发形势、产量比重为参考要素，选取年产油 ≥ 2.0 万吨、自然递减 $\geq 11.0\%$ 、开发形势变差的 5 个油藏开展综合治理，制定治理对策 5 类 1076 项，改善开发形势。

（1）庄 36 长 8 油藏。2023 年针对注水井井筒问题和剖面吸水不均的开发矛盾，以精细有效注水为目的，重点开展“分注井管理、精细注水调控、改善剖面水驱”等 3 项 210 井次工作，其中分注 29 口，注水政策优化 80 口，微球调驱和常规调剖 92 口。预计通过治理后，自然递减率控制在 13.5%以内，含水上升率控制在 1.5%以内，水驱控制程度 86.0%，水驱动用程度 65%，压力保持水平达到 94.0%。

（2）庄 205 长 8 油藏。重点开展“剖面治理、低产井治理、强化剩余油挖潜”等 3 项 96 井次工作，其中优化注水政策 60 口，微球调驱 26 口，堵水及重复压裂 12 口。预计通过治理后，自然递减率控制在 11.0%以内，含水上升率控制在 2.0%以内，水驱控制程度 80.0%，水驱动用程度 70%，压力保持水平达到 95.0%。

(3) 庄 288 长 6 油藏。2023 年继续以剖面治理为目的, 重点开展调剖调驱治理、精细注水调控、加强水淹井治理等 4 项 55 井次工作, 其中周期注水 22 口, 微球调驱和常规调剖 27 口, 冲砂+分段酸化 2 口。预计通过治理后, 自然递减率控制在 11.0%以内, 含水上升率控制在 2.0%以内, 水驱控制程度 92%, 水驱动用程度 70%, 压力保持水平达到 80%。

(4) 庄 138 长 6 油藏。2023 年以“控水稳油”为目标, 重点开展“突出剖面治理、低产井治理、强化水驱研究”等 2 项 27 井次工作, 其中注水调整 15 口, 水驱前缘测试 2 口, 增注 5 口。预计通过治理后, 自然递减率控制在 12.0%以内, 含水上升率控制在 1.5%以内, 水驱控制程度 96%, 水驱动用程度 70%, 压力保持水平达到 60%以上。

(5) 庄 51 长 6 油藏。2023 年继续以转变开发方式试验为重点, 同时注水区持续优化注水政策、强化剖面治理等 3 项 29 井次工作, 其中优化注水政策 20 口, 冲砂+酸化和老井重复压裂 5 口, 堵水 2 口。预计通过治理后, 自然递减率控制在 16.0%以内, 含水上升率控制在 4.0%以内, 压力保持水平达到 65%以上。

3. 优化措施结构, 挖掘油藏潜力

措施提单产: 以提升效益、改善油藏开发效果为目标, 突出原层剩余油挖潜、非主力层评价再认识, 深化地质研究, 优化选井选层, 重点推广重复压裂、酸化、水平井冲砂、宽带压裂、在线酸化等工艺, 攻关水平井重复压裂、化学堵水技术, 计划实施油井措施 136 口, 措施增油 ≥ 3.0 万吨, 平均单井日增油 ≥ 1.1 吨, 计划治理注水井 240 口。

老井侧钻: 以充分挖潜剩余油为目标, 主要针对庄 36、庄 9 等区套破井、高含水井, 考虑井筒、井场条件, 2023 年优选实施侧钻 10 口, 预计侧钻井初期平均井产能 ≥ 2.0 吨。

4. 推进提高采收率试验, 储备新技术

按照成熟技术推广应用、前瞻技术探索试验的思路, 持续优化技术参数, 强化试验效果分析。

(1) 庄 73 长 3 油藏加密。部署加密井 16 口, 钻遇油层稳定, 岩心未水洗, 目前已投产 9 口, 平均单井日产油 2.3 吨。下步加快剩余井钻试投进度, 评价加密效果, 为后期规模建产提供支撑。

(2) 庄 51 长 6 油藏转变开发方式。做好庄 51 区转变开发方式“闷压驱采”一体化提产技术适应性研究, 尽早实现技术成果转化。目前 2 口井已完成压裂, 正闷井, 下步根据井口压力变化情况, 确定开井时间; 1 口井压裂第二段处遇阻, 下步优化工艺方案, 加快压裂施工进度, 按照井口压力变化情况, 优化闷井时间; 措施后生产技术政策严格按照方案要求执行, 加强措施后相关资料录取及开发效果跟踪评价工作。

5. 强化动态监测, 支撑油藏稳产

2023 年, 针对油藏平面上多方向见水、剖面上吸水不均, 压力保持水平下降等问题, 以吸水剖面、压力测试、剩余油测试为重点, 结合产出剖面、示踪剂等测试, 加强分注井调配力

度，全年安排各项动态监测 2318 井次，其中老区 2214 井次，产建区 104 井次，为精细水驱调整及提高采收率提供指导。

七、胡尖山油田

（一）开发现状

胡尖山油田主要开发侏罗系的延 9、延 10 以及三叠系的长 4+5、长 6 以及等油藏，包括胡 307-新 46、胡 151、胡 154、安 201 等 50 余个区块。油井总井数 4239 口，开井数 3034 口，井口日产油水平 2932 吨，单井产能 0.97 吨/天，综合含水 74.98%，地质储量采油速度 0.38%，地质储量采出程度 8.29%，可采储量采油速度 2.04%，地质储量采出程度 43.99%；注水井总井数 1372 口，开井数 1021 口，日注水平 16940 方，单井日注 17 方，月注采比 1.43，累计注采比 1.42。

（二）总体开发形势

2022 年，紧扣降递减、控含水、提效益工作主线，坚持问题导向、聚焦开发矛盾，持续抓好油田开发深度调整、基础管理提升、注水专项治理等工作，油藏开发形势整体好转。

1. 水驱基本保持稳定

目前水驱储量控制程度 88.3%，水驱储量动用程度 70.1%。水驱状况基本保持稳定。

2. 地层能量保持状况

侏罗系油藏地层压力 9.3 MPa，压力保持水平 86.1%，趋于合理；三叠系油藏地层 13.6 MPa，压力保持水平 90.7%，其中，A17 长 4+5 油藏（67.0%）、安 201 长 6 油藏（83.0%）方向性见水明显，侧向井不见效，元 196 长 9 油藏（77.5%）长期欠注等原因压力保持水平较低。

3. 两项递减及含水上升率下降

与 2021 年相比，自然递减率由 16.5%↓13.6%，综合递减率由 13.4%↓11.4%，含水上升率由 1.4%↓0.6%，开发形势好转。

（三）主要工作及效果

1. 持续深化地质认识，实现增储建产有序接替

2022 年，增储研究以郝滩新区勘探开发一体化、老区精细复查为重点，发现并扩大有利区 15 个，新增地质储量 1200 万吨，指导部署探评井 51 口，完钻 23 口，发现侏罗系含油显示井 16 口，落实高效储量 500 万吨。

老区复查以“微构造油藏，低阻油藏，叠合油藏”为主，复查老井 800 口，新增建产有利区 8 个，地质储量 700 万吨。

2. 深度油田开发调整，油藏开发形势持续向好

一是“两优化”。优化注采政策：坚持分油藏类型、分开发阶段差异化调控，注水调整 882 口，优化注水 0.7 万方/天（注采比 1.7 ↓ 1.3），采液强度优化 248 口（1.3 ↓ 0.9 方/米·天），同比阶段标定递减 8.3% ↓ 5.7%，年含水上升幅度 2.7% ↓ -0.4%，吨油耗水量 6.7 ↓ 5.1 方/吨；层系优化简化：利用现有井网，结合单砂体刻画，通过注水井层系优化简化+油井转注，重构注采井网，实现由“精细分层注水”向“精准单砂体注水”转变，2020-2022 年实施 202 口，其中注水井层系优化简化 143 口，转注 59 口。

二是“三推广”。推广调剖调驱：坚持多体系组合、目标井导向的“223”精准双调思路，已实施双调 462 口（覆盖产量 24.8%），实施区平均月度递减 1.4% ↓ 0.9%，含水上升幅度 0.2% ↓ 0.1%；推广周期注水：2022 年在 A17、胡 154 等区实施 112 口，月度递减由 3.6% ↓ 0.6%，综合含水由 72.7% ↓ 65.9%，其中 A17 长 4+5 油藏实施开停式周期注水 45 注 91 采，月注采比 4.7 ↓ 3.7，含水由 76.6% ↓ 63.3%，累计降水 8.5 万方，吨油耗水 24.5 ↓ 8.9 方/吨；推广合理注采比：在裂缝油藏安 201 中部 8 条裂缝区域实施水线合理注采比（56 井组），注采比由 8.0 ↓ 3.7，阶段存水率 0.91 ↑ 0.93，预计最终采油率提升 1.5%。

三是“两治理”。油藏综合治理：治理油藏 6 个，工作量完成计划的 100.7%。其中胡 154 长 4+5、新 46 延 9、胡 307 延 9、元 72 延 9 油藏达到治理目标，安 62 延 10、A21 西长 2 油藏由于水驱矛盾突出、套损井增多等问题未达到治理目标，2023 年将继续进行综合治理；注水专项治理：重点做好水井维护、水质提升、精细分注、欠注井治理四项工作，完成各项水井工作 3502 井次、站点改造 9 座，配注合格率 98.7% ↑ 99.1%，水质达标率由 93.5% ↑ 97.6%。

四是“两攻关”。井网重构攻关：针对油井水淹，常规注采调整剩余储量难动用的低效油藏，利用老井开窗侧钻，完成胡 305 延 9、安 91 延 9 油藏 11 口，盘活失控储量 54 万吨，动态采收率提高 6% 以上；可逆凝胶暂堵检串攻关：针对胡 154 等区块地层压力较高，注水井检串泄压放水量大，且易造成地层能量损失的问题，研发攻关暂堵检串工艺技术，替代部分带压作业，实施 14 口，减少泄水量 100 方/井次，缩短措施占井 4 天，降低作业费 4 万元/井次。

3. 精细油田注水，完善改善水驱

按照“完善水驱、改善水驱”思路，重点做好注采对应关系、层系优化简化、精细注采调控、精准调剖调驱、注水专项治理五项工作。一是精细小层对应。自主开展 A8、A21 等 6 个油藏 891 口油水井单砂体刻画，指导油井转注 13 口，补孔分注 9 口，潜力层补孔 60 口，实施区水驱动用程度提高 0.8%。二是层系优化简化。为实现精准注水，减少层间干扰，通过油水井优化简化+精细分层注水，重构注采井网。2022 年实施油水井优化层系 15 口（2+13），新增分注井 9 口，水驱动用程度 70.3 ↑ 70.9%，实施区同期含水上升速度 1.3% ↓ 0.3%。三是精细注采调控。结合单砂体刻画成果及井网条件，针对不同油藏开发矛盾，开展平面注采调整、预控注水（措施前先控制注水）、周期注水、裂缝水线控注一系列注采调控工作 399 井次，月含水上升率控制在 0.1% 以内。

4. 精细油藏开发管理，推进油田深度开发

（1）打造标杆示范油藏

结合现状、问题和效益，打造胡 154 长 4+5 稳产示范区、安 237 延 8 粘弹自调控、安 201 长 6 合理注采比、A17 长 4+5 周期注水四个标杆示范油藏，效果初显。

胡 154 长 4+5 油藏陕北稳产示范区：实施温和注水政策、调剖调驱、分注管理、井网重构 410 井次，月度递减 0.1% ↓ -0.3%；安 237 粘弹自调控剂调驱标杆：开展粘弹自调控调驱 9 注 34 采，月度递减 0.5% ↓ -0.8%；安 201 长 6 油藏合理注采比标杆：在 8 条裂缝区调整合理注采比 (42 井组)，注采比 6.2 ↓ 3.4，月度递减 0.6% ↓ 0.3%；A17 长 4+5 油藏周期注水标杆：30 天开停式周期注水 45 注 91 采，月度递减 0.1% ↓ -0.1%。

（2）提高采收率试验

推进微生物活化水驱、粘弹自调控剂驱、前置段塞+微生物驱油技术试验 84 井组，实施区含水上升幅度均得到控制，其中粘弹自调控剂驱可分析井 183 口，平均月度递减由 2.0% ↓ 1.0%，月均含水上升速度由 0.5% ↓ 0.2%。

5. 明确油水挖潜方向，提高措施效果效益

坚决贯彻“油水并重、注水先行”理念，持续加大注水井措施力度，措施水油比 0.23 ↑ 0.93，同时坚持“两转变三提升、特色技术相匹配”的常规措施思路，加强长停及低效井治理，强化储量失控区的油井侧钻及套损井防治工作。

（1）油水井常规措施

一是低成本解堵效果显著。油井完井 175 口，日增油 64 吨，水井增注 13 口，全部见效，累计增注 11866 方；二是控水增油技术效果初显。2022 年实施生物酶解堵、小型压裂及立体多缝压裂等措施 35 口，见效 33 口，单井日增油 1.12 吨，综合含水下降 5.6% (69.7 ↓ 64.1%)；三是低产水平井治理。。2022 年采取冲砂、隔采和小型解堵等低成本措施治理 21 口，见效 19 口，目前平均生产 194 天，日增油 26.4 吨，累增油 4038 吨，平均单井费用 10.6 万元，阶段产出投入比 3.6。

（2）油井侧钻

重点针对套破井、底水锥进、水淹井等剩余储量富集区实施老井侧钻。2022 年侧钻 15 口，日产油 25.3 吨，恢复失控储量 95 万吨，预计全年累产油 0.5 万吨，同期对比有效率 81.5% ↑ 86.7%，初期单井产能 1.7 吨/天 ↑ 1.9 吨/天。

（3）套损井治理

近五年套损井增速显著下降，实施长效治理 40 口（正实施 4 口），长效隔采 60 口，日恢复油量 95 吨，累计恢复油量 9547 吨，恢复失控储量 182 万吨。

（四）存在的主要问题

1. 低渗透油藏注采强度大，含水上升速度快

产量占比 91.5%的油藏已进入高-特高含水期，采液强度大于 1.5 方/米·天油井 218 口，亟待优化注采政策，改善水驱效果。

2. 部分油藏多层系开发，井网适应性差

一是胡 154 长 4+5 油藏纵向多个小层发育，储层非均质性强，注入水易沿高渗层段突进，层间水驱及动用状况差异大。二是侏罗系安 175、安 81 等油藏 2-3 层叠合开发，井网不规则，水驱效果不佳，2022 年实施油水井优化层系 6 口，实施区含水上升速度 0.2%↓-1.2%。下步需持续层系优化简化，重构注采井网。

3. 部分油藏局部井网不完善，水驱控制程度低

元 72 延 9、胡 307 延 10、安 116 延 8 等油藏局部存在水井配套不及时、井网不完善区域，水驱控制程度低，压力下降快，开发效果有待进一步改善。

4. 低渗油藏套损日益突出，储量失控加剧

套损井开井 158 口，占低渗透油藏开井数 10.5%，数量逐年增加。治理难度大，影响整体开发效益。目前关井 44 口（油井 41，水井 3），失控储量 200 万吨。

5. 特低渗~超低渗油藏水驱规律复杂，治理难度大

一是长 4+5 油藏受天然裂缝、人工裂缝、动态裂缝共同影响，油井多方向性见水。二是长 9 油藏储层水敏严重，顽固欠注井 21 口，缺乏有效治理手段，能量保持水平低。

（五）下步重点工作

1. 强化油藏基础研究

一是做好精细油藏描述。重点突出油藏特征、水驱状况、剩余油分布“三个再认识”，提升注采政策制定的针对性及科学性。2023 年自主开展精细油藏描述 2 项、公司科研立项 1 项（胡 154 三次描述），一描覆盖率 87.6↑90.5%；二是精细单砂体刻画。2023 年计划一次刻画 3 个区块、二次刻画 2 个区块，单砂体刻画覆盖率提升至 95.0%。

2. 精细注采政策优化

精细注水调整。特低渗~超低渗油藏持续推广应用周期注水、层系优化、水线合理注采比等成熟技术，低渗透油藏坚持温和有序开发调整，重点做好局部注水强度优化、注水单元细分工作，确保低渗透油藏开发良性循环。结合 113 个不同开发单元开发特征及存在问题，及时调整注水政策。

强化注水专项治理。狠抓水井维护、水质提升、精细分注、井网完善四项工程，2023 年部署工作 9 项 4753 井次，预计 10 月份前完成全部工作。

分注工艺升级。目前波码分注井 119 口，占分注井的 25.8%，分注合格率超 90%，2023 年计划推广波码分注 80 口，持续提升分注合格率。

精准调剖调驱。按照“单点精准调剖、集中规模调驱、优化新试验技术”的思路，根据不同类型油藏不同见水特征，差异化施策，计划实施堵水调驱 425 井次，改善水驱效果。

合理采液强度。侏罗系油藏根据油水接触关系，优化 121 口井采液强度，采液强度 1.7 ↓ 1.2 方/米·天，特低渗~超低渗油藏均衡平面采液优化 54 口。

3. 强化油藏综合治理及陕北示范区建设

2023 年对胡 307、安 62、新 46 等 9 个油藏实施综合治理，计划各类措施工作量 2439 井次，预计自然递减由 16.5% ↓ 13.5%。优选胡 154 长 4+5、安 62 延 10、安 83 长 7 区 3 个主力油藏，通过技术攻关、持续提升，打造稳产示范区，形成可复制、可推广的技术模式。

陕北示范区胡 154 长 4+5 油藏：2023 年在单砂体刻画的基本上，继续完善注采对应关系，计划实施 10 井组；优化油水井开发层系，计划实施 5 个井组；注水政策由“控制注水”向“温和注水”转变，继续推广周期注水；加强调剖调驱井组效果跟踪分析，及时优化参数，提升效果。

4. 三次采油技术攻关

深化安 62 油藏 38 注 128 采微生物活化水驱机理研究，加快组合技术、低成本高效驱油体系及配套综合调整的攻关研究。

八、南梁油田

（一）开发现状

南梁油田多层叠合发育、分层系立体开发、共部署 6 套井网，主要开发南梁西、午 86 长 4+5、午 102 和午 72 等 20 个区块，开采层位以长 4+5 和延 9 为主。

2022 年底，采油井总井数 2925 口，开井 2524 口，井口日产油水平 2897 吨，单井产能 1.15 吨/天，综合含水 58.66%，地质储量采油速度 0.50%，地质储量采出程度 6.91%，可采储量采油速度 2.69%，地质储量采出程度 36.89%；注水井总井数 1114 口，开井 996 口，日注水平 18299 方，单井日注 18 方，月注采 2.35，累积注采比 2.24。

（二）总体开发形势

2022 年，南梁油田通过精细注采调整、加强油水井措施、推广周期注水等工作，平面及剖

面矛盾得到进一步改善，递减显著下降，含水上升速度得到控制，油田开发形势稳定。

1. 水驱状况好转

与 2021 年相比，水驱控制程度由 89.1% ↑ 89.4%，水驱储量动用程度由 67.9% ↑ 69.3%。

2. 地层压力基本保持稳定

2022 年三叠系地层压力保持水平保持在 91.1%，侏罗系地层压力保持水平保持在 92.5%。

3. 自然递减及含水上升率下降，开发形势变好

同期对比，自然递减率由 11.9% ↓ 9.7%，综合递减率由 8.3% ↓ 6.9%，含水上升率由 4.8% ↓ 1.5%，整体开发形势变好。

（三）主要工作及效果

1. 持续优化开发技术政策，降低油藏自然递减

三叠系油藏根据油藏压力、水驱状况、油井动态，分单元、分井组实施差异化精细注水调整，提升水驱效率。共开展注水调整 353 井次，其中强化注水 147 井次，控制注水 206 井次，对应油井 675 口，油井见效 131 口，单井日增油 0.10 吨，累计增油 2349 吨；侏罗系油藏依据油水接触关系优化注水调整 91 井次、优化采液强度 241 井次，井组含水下降 3.4%，单井日增油 0.42 吨，累计增油 8638 吨。

2. 开展油井措施挖潜，提高单井产能

按照“持续稳产、提质增效”的思路，通过提液增油向控水增油、进攻增油向层内挖潜、单井治理向区域治理三个转变，精心选井选层，提高措施质量效益。三叠系油藏完成各类油井措施 74 井次，有效井 69 井次，措施有效率 93.2%，单井日增油 0.59 吨，累计增油 2.9 万吨，侏罗系油藏完成 74 井次，有效井 64 井次，措施有效率 86.5%，单井日增油 1.18 吨，累计增油 2.9 万吨。

3. 持续抓好有效注水工程，提高水驱效率

三叠系油藏针对平面见水、纵向上吸水不均的问题，通过常规调剖、微球调驱相结合，扩大水驱波及，抑制含水上升速度，促进整体见效。2022 年实施微球调驱 290 个井组+局部 PEG 调剖 7 个井组，吸水剖面明显好转，水驱动用程度稳步提升，累计增油 8801 吨，累计降水 6709 方；针对侏罗系底水油藏常规调驱工艺适应性差的问题，2022 年在白 211 延 10 底水油藏开展粘弹自调控制剂调驱试验 7 注 16 采，日增油 1.0 吨，综合含水下降 0.6%，阶段累计降递减稳油 596 吨，区域月度递减由 3.1% ↓ -0.5%，含水上升趋势减缓。

4. 推广周期注水，动用低渗层剩余油

综合考虑“储层地质条件、压力保持水平、水驱渗流特点、油藏开发阶段”四项关键因素，优选实施区域，提高周期注水的针对性，创新形成了井间交替、排间交错、层间轮换的多元化周期注水模式。2022 年规模推广 1006 口，累计降注水量 12.9 万方，控水效果明显。其中三叠系油藏 904 口，油井见效率 30.2%，累增油 19616 吨，累计降注水量 12.6 万方；侏罗系油藏 102 口，油井见效率 19.1%，累增油 305 吨，累计降注水量 0.3 万方。

5. 开展层系优化简化试验，解决层间动用不均的矛盾

针对油藏开发层系多、剖面矛盾突出等问题，借鉴胡 154 开发经验，优选午 102 油藏北部矩形井网区域开展层系优化简化试验。封隔高含水层（长 4+513），单采含水相对较低层（长 4+512），2022 年实施 6 口井，见效井 3 口，含水由 88.7%↓84.5%，日增油 0.4 吨。

6. 开展套破井治理，有效挖潜剩余油

针对午 243、午 225、午 292 等区块套破井集中出现的问题，2022 年通过防治结合，开展套破井治理工作：①预防方面：在午 72 等区块投放胶囊缓蚀剂、牺牲阳极短节等配套措施全覆盖，腐蚀速率由 0.51↓0.33 毫米/年，新增套损井同比下降 20 口。②治理方面：在午 243 等区块通过隔采、小套固井和合金贴堵等措施恢复油量 85.2 吨，套破前日产油 168.5 吨，产能恢复率 50.5%。

（四）存在的主要问题

1. 微裂缝及纵向多小层发育，平面、剖面矛盾突出

午 86 长 4+5 油藏主向井见水比例 83.2%，高含水关停 46 口，侧向井压力保持水平低（93.4%）、见效率低（见效率 41.5%）；南梁西长 4+5 油藏纵向非均质性强，小层水驱差异性强，含水上升快，全区见水比例 91.9%；午 102 油藏多期砂体叠置发育，注采剖面不均衡，注采调整有效率低（21.6%），吸水不均井占比 47.6%。

2. 动态缝开启，油井多方向见水

长 3 层：长 3 层 12 口油井与长 4+5 层注水井注采反应敏感，天然缝开启使窜层见水特征明显。

长 4+5 层：午 102 油藏随多次改造及长期高强度注水开发（注采比 2.4），天然动态缝逐步开启（井口 15 MPa 以上 68 口），平面多方向见水井增多。试井解释裂缝型占比 19.0%，示踪剂显示跨井组和多方向见水特征，近三年 58.3%见水井为裂缝型见水。示踪剂监测、岩心观察及长 3 层、长 6 层采油井动态判断储层高角度裂缝开启，注水沿裂缝上下窜层。

长 6 层：上部长 4+5 层注水开发 10 年，主力长 4+513 层距长 63 层顶 110 米左右，但中间泥质遮挡条件较差，加之裂缝发育，长 6 层钻试高压溢流、投产高液量 13 口，见长 4+5 层注入水。午 34-6 钻试过程中高压溢流、出水出气问题严重；另有 8 口大斜度井，受注水窜影响，长期高液量、高含水。

3. 套破井治理难度大，产能恢复率低

侏罗系油藏受高矿化度、Cl⁻及 CO₂ 腐蚀影响，套损严重，表现为套破范围大、识别难度大、产能恢复率低的特征，近三年套破 116 口（其中 2022 年 21 口），套破前日产油 267.5 吨，套破后日产油 89.3 吨，产能恢复率 74.9%。

4. 部分侏罗系油藏边底水活跃，含水上升快

午 243 油藏细分为 4 个具有独立水系统的小圈闭群，构造幅度低，圈闭规模小，边底水局部发育，水驱开发特征差别大，其中延 7 层弱底水/无底水，能量不足，延 92+3 层南部圈闭边底水活跃，含水上升快；午 99 延 10 油藏底水接触关系复杂，I、II、III类接触井相间分布，受底水锥进影响，含水上升速度快。

（五）下步重点工作

坚持以“降递减、控含水、提水驱”为核心，强化基础地质研究，抓好重点油藏综合管理，着力提升老油田的持续稳产能力。

1. 优化注采政策，确保油藏长期稳产

三叠系油藏突出分区域、分单元注采政策优化。南梁油田注采单元细分为 46 个单元。其中南梁西长 4+5 油藏细分为 8 个单元，同时针对含水上升快、多向见水矛盾，进一步优化注采政策，对午 9~午 10 单元高压高含水区整体控制注水，减小周期注水增减注期水量差，山 106 单元~山 109 单元压力下降区适当加强注水；午 86 长 4+5 油藏细分为 7 个注采单元，分井组实施差异化注水政策，主向井已水淹或高含水停井，则对应水井加强注水以促进侧向见效，主向井未水淹则控制注水，控制主向见水速度，降低主向油井见水风险；午 222 油藏南部压力保持水平低，部分油井出现能量不足特点，整体加强注水，注水强度 1.25 ↑ 1.35 方/天·米；午 102 油藏细分为 4 个注采单元，2023 年以压力为导向，合理优化注水政策，配套周期注水、产液结构调整。注水政策：按照“中部温和注水、南部减少无效注水、边部控水”的思路，减少无效注水 1332 方，注采比 3.01 ↓ 2.01。注采调整：控制高液量高含水井采液强度，促进非优势方向井见效。控采调整 20 口，配套优化注水 34 口（控水 80 方）。

侏罗系油藏以“边部加强、中部优化”为主，在合理采液强度研究的基础上，结合储层油水接触关系，开展平面采液强度优化，降低油井含水上升风险。2023 年计划在午 243、午 72、白 211 等区块，开展平面采液强度优化 15 井次，井网优化 6 井次，平面优化注水 25 井次，充分发挥油藏潜力。

2. 精细注水调整，提高水驱开发效果

（1）精细单砂体刻画。在单砂体刻画的基础上，结合吸水、产液剖面 and 剩余油测试，精细评价厚层砂体内水驱动用状况，开展“补、分、调、转”为主的小层综合调整，完善小层注采对应关系。2023 年继续完善注采对应关系 21 口（4+17），预测动用程度提升 0.3%。

（2）细化周期注水政策。南梁西全区覆盖周期注水（增注周期 15d，减注周期 15d），分单

元水量差优化。2023 年根据生产动态持续优化周期注水参数，在午 304、午 324、午 71、午 138 单元主向井水淹长停区域，实施大水量差周期注水（平均水量差 $10 \uparrow 12$ 方），促进侧向见效；在午 117、午 148 单元实施小水量差周期注水（平均水量差 $10 \downarrow 8$ 方），促进均匀见效；午 102 区扩大实施范围，推广周期 10 天的开停模式。

（3）精细小层分注。按照“应分尽分”的原则，2023 年继续开展新增分注 6 口，分注工艺升级 66 口。

（4）加强剖面治理。三叠系油藏突出治理吸水剖面差、注水压力下降、注水压力异常低、平面水驱不均问题井。根据不同剖面矛盾和水驱特征，推广酸化调剖（分流酸化）、PEG 堵水调剖及聚合物微球深部调驱等。2023 年微球持续注入 205 口，实现全覆盖；开展以 PEG 为主要体系的堵水调剖 61 口，其中午 102 区 2023 年继续开展 46 口。侏罗系油藏在 2022 年开展粘弹自调控剂驱 21 注 78 采的基础上，持续优化粘弹自调控剂的参数及地质配注，降低油井见水风险。

3. 持续套损井治理，坚持防治结合

围绕“消减套损井、恢复油井产能”两项目标，按照“预防为主、防治结合、安全环保隐患治理为主、兼顾增油”的思路，2023 年重点开展源头防控、工艺技术改进、注水井专项防治三项工作，计划在午 72 区、白 211 区等持续开展缓蚀剂及胶囊缓蚀剂投加 150 口，开展牺牲阳极配套等 3 项预防措施共 29 口；针对常规隔采产能恢复率低，计划新工艺长效隔采治理 3 口。午 243 区计划小套固井 2 井次，合金贴堵 2 井次；开展预隔采+套管保护液 15 井次。为有效动用油藏剩余储量，提高油藏整体开发效果，针对多次治理无效井，在储量失控区部署更新井 4 口。