

创新点/亮点: 在复杂井网下采用连续油管分段压裂技术, 开展避水井、已压裂井压裂改造, 解决了在复杂井网下水平井体积压裂无法兼顾控水防窜的难题, 在防窜方面, 前人指标为 90.0%, 经此方法实施后提升至 95.2%, 改善幅度达 5.7%; 于生产含水率而言, 传统方法的指标为 83.3%, 采用该方法后降为 64.4%, 优化率达 22.7%。

引用格式: 郭丁菲, 哈长鸣, 张文昌, 李玉印, 张伟, 余训兵, 王硕. 连续油管分段压裂在复杂井网下避射压裂方法 [J]. 石油钻采工艺, 2024, 46(6): 715-727. // GUO Dingfei, HA Changming, ZHANG Wenchang, LI Yuyin, ZHANG Wei, YU Xunbing, WANG Shuo. Avoiding perforation fracturing idea of coiled tubing staged fracturing in complex well pattern [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2024, 46(6): 715-727.

连续油管分段压裂在复杂井网下避射压裂方法

郭丁菲, 哈长鸣, 张文昌*, 李玉印, 张伟, 余训兵, 王硕

辽河油田采油工艺研究院, 辽宁盘锦

*通信作者: 张文昌, 电子邮箱: zwcscr@petrochina.com.cn

基金项目: 体积压裂提产关键技术研究 (2022KJZX-04)。

摘要: (目的意义) 探索复杂井网下防窜控水压裂技术, 解决水平井压后高产水、低产油的难题, 提高油井产能, 提升注水开采效率。(方法过程) 针对复杂井网中水平井桥塞分段压裂存在的裂缝起裂位置不明确、簇间改造不均衡等问题, 提出了“精细划分、精准开发、科学评价”的压裂策略, 通过精准地质导向, 结合地质模型与水体分布, 优化了压裂起裂点。采用连续油管底封拖动压裂技术, 精确把控起裂位置, 差异化设计改造规模, 精准调控裂缝形态。(结果现象) 在 TB1 区块成功应用四井次, 与桥塞分段压裂工艺相比, 纵向、横向上防窜效果有所提升, 有效簇率、出油均一性指数指标有所提升, 控水增油效果明显, 产量提升了 1.8 倍, 平均含水率下降了 31.4%。该方法的成功应用解决了水平井因压窜而高含水的问题, 显著提升了水平井产能, 实现了良好的增产效果。(结论建议) 水平井连续油管分段避射压裂思路为解决复杂井网注水开发后期挖潜难题提供了有效解决方案。

关键词/主题词: 压裂; 水平井; 连续油管; 含水率; 压窜; 提高采收率; 工程技术; 现场实践

中图分类号: TE3 文献标识码: A DOI: 10.13639/j.odpt.202412005

收稿日期: 2024-06-02; 修回日期: 2024-08-08; 录用日期: 2024-10-18; 编辑: 杨春莉

Avoiding perforation fracturing idea of coiled tubing staged fracturing in complex well pattern

GUO Dingfei, HA Changming, ZHANG Wenchang*, LI Yuyin, ZHANG Wei, YU Xunbing, WANG Shuo

Oil Production Technology Research Institute, PetroChina LIAOHE Oilfield Company, Panjin, Liaoning, 124010, China

*Corresponding author. ZHANG Wenchang, E-mail addresses: zwcscr@petrochina.com.cn

Abstract: Explore the fracturing method of avoiding channeling and controlling water under complex well pattern, solve the problem of high water production and low oil production after horizontal well fracturing, improve oil well productivity and improve water injection efficiency. The reasons for the problems of bridge plug staged fracturing technology in horizontal wells under complex well pattern are analyzed. For example, the location of fracture initiation is not clear, and the transformation between clusters is not balanced. It is easy to break through with water injection wells and fractured wells. The fracturing idea of 'fine division, precise development and scientific evaluation' is put forward. Accurate geological guidance, combined with geological model and water distribution map, optimizes the fracturing initiation point, uses coiled tubing bottom sealing to drag fracturing technology to accurately control the initiation position, differentiates the design and transformation scale, and accurately controls the fracture morphology. It has been successfully applied in four wells in TB1 block. Compared with the bridge plug staged fracturing process, the results show that the vertical and horizontal anti-channeling effect has been improved, the effective cluster rate and oil uniformity index have been improved, the water control and oil increase effect is obvious, the production has increased by 1.8 times, and the average water content has decreased by 31.4 %. The successful application of this method solves the problem of high water cut in

horizontal wells due to pressure channeling, significantly improves the productivity of horizontal wells, and achieves a good effect of increasing production. The idea of avoiding shooting fracturing of coiled tubing staged fracturing in horizontal wells.

Key words: Fracture; Horizontal well; Coiled tubing; Water cut; Pressure channeling; Engineering Technology; Improve recovery rate; On-site practice

<https://doi.org/10.13639/j.odpt.202412005>

Received 2 June 2024; Revised in revised form 8 August 2024; Accepted 18 October 2024

0 引言

在油藏的勘探开采进入中后期阶段后,注水开发已成为维持油田产量的主要手段之一。在辽河油田的外围区块 TB1 块,长期属于低速低效开发状态,面临着资源潜力挖掘与经济效益优化的双重挑战。长期注水致使地层压力分布的失衡、地层流体与粘土颗粒的迁移、原生孔隙结构的破坏以及储层物性的显著变化^[1],不仅导致储层中优势渗流通道的形成,甚至诱发水淹现象,开发难度大^[2]。注水开发后,油井出现长期无效应或见效即见水的情况,水驱效率低、注采关系差,易形成无效循环,造成含水率持续上升、水平井过早水淹,严重影响整体开发成效^[3]。因此,有效识别水平井邻井注水井、油井对应的水平段位置,采取有效的控水技术、防窜技术,减少人工裂缝与优势渗流通道窜通,提高储量动用程度,对改善水平井开发效果显得尤为重要。

为了应对油藏高含水期的挑战,众多学者提出了多种解决策略。在油藏水驱开发高含水期对策方面,2020 年,王有慧等针对北布扎奇油田高含水砂岩老油田在注水开发过程中面临的平面波及方向性强、井间水窜现象严重等问题,根据注水开发矛盾和剩余油差异富集的特点,采用组合式技术手段进行调控,如注采井网调整、注采方式优化、注采动态调配等方式,进行剩余油挖潜开发并取得了一定的增油效果^[4]。2021 年,胡佳妮利用淀粉接枝共聚物凝胶进行堵水调剖,研究了淀粉接枝共聚物凝胶的性能,包括基本特性、注入性和封堵性,并评估了其在不同条件下的稳油控水效果。结果显示,该凝胶初始黏度低,易于注入,但受成胶空间影响大,空间越大,强度越高,其对高渗透岩心封堵能力强于低渗透岩心,对中低渗透储层伤害小,有一定选择性封堵作用,然而,增加凝胶注入量会加大对中低渗透岩心的伤害,不利于液流转向^[5]。2022 年,阴艳芳针对平面、层间、层内、流体“四大”矛盾加剧、剩余油高度分散等注水开发问题,强调了深化油藏含水期储层联通质量和剩余油定量描述是开展精细水驱挖潜的重要性,认为这是开展精细水驱挖潜的基础,她提出,发展精细注水调整技术是实现稳油控水的核心举措,并针对沈 84-安 12 块提出了实施开发层系调整、多级细分注水、水淹层挖潜、多元注采调控等优化对策^[6]。2023 年,彭梓俊开展自膨胀封隔器对水平井进行层间封隔研究,探讨了有效实施分层控水堵漏的可行性,自膨胀封隔器作用原理为接触井眼内特定流体发生持续膨胀,封隔器膨胀后空间受限与井壁过盈挤压产生接触应力,进而对环空实现密封隔离^[7]。除了有机封堵和机械封堵,还可以采用高强度固井水泥对射开的层段进行封堵,但封堵近井地带,范围较小,并且在压裂改造的过程中存在着较高的压窜风险^[8]。

大庆长垣油田针对薄差油层发育厚度小、储层物性条件差、动用程度低、层间干扰明显等问题,在精细描述砂体的基础上开展压裂、水井酸化等技术进行挖潜^[9],然而,随着长垣油田可采储量采出程度、综合含水率均超过 95%,进入双特高后期开发阶段后,常规压裂改造后的单井累增油量由 400 t 下降到了 300 t^[10],因此,以注采井网调整为主技术措施也难以满足挖潜的需要。同时,面对井周污染、低渗区见效弱等问题,不能单纯依靠调剖或者封堵进行调整,需借助压裂措施挖掘低渗区潜力。

尽管压裂改造工艺作为提高油井产量的主要手段,但在高含水期的适应性差,为此各学者开展了控水压裂相关技术的研究,在明晰储层特性与应力分布的基础上,对裂缝延伸方向予以分析并控制其形态,依不同情形制定差异化策略:

(1) 针对油水层不同层情况,封堵高含水层,同时压裂低含水层,解决油水层间的矛盾;

(2)针对油水同层且容易区分的储层,在高含水高渗透率带实施封堵,对低渗透带进行压裂改造;

(3)对于油水同层,不容易区分的油水混合区,改变油水相对渗透关系的选择性堵水技术,实现油的高效开采和水的有效控制。

2004年,李臣等认为在开展储层静态特征深入认识的同时,需要针对性开展调驱、酸化、挤液破堵、压裂引效、转抽提液、堵隔水层、补层动用新层等一系列措施提高低渗层的动用^[11]。2007年,王德喜等针对纵向非均质性高的高含水厚油层,提出了油井补孔、堵水、压裂与水井细分注水相结合的3种厚油层精细挖潜方法,其中为了减少高产液层对压裂层的干扰,采取先压裂后立即堵水的策略,设计了“压上堵下、压下堵上、压中间堵两端”3种不同工艺管柱结构,主要由可捞可钻空心桥塞封隔器、长胶筒封隔器和平衡封隔器组成,优化施工参数,在进行压裂挖潜的同时平衡隔层上下压差,保证隔层的稳定性虽然在试验取得了一定效果,但复杂管柱不适用于水平井压裂,具有一定的局限性^[12]。2013年,朱或等针对高含水井厚油层内进行剩余油挖潜工艺探索,现场试验50井次,总结了葡萄花油田主要高含水压裂手段,包括相渗透率改善剂控水压裂工艺、覆膜砂控水压裂、先堵后压工艺等,虽然取得了较好的试验效果,但试验规模还较小^[13]。2019年,冯兴武针对低渗透薄互层储层开展选井选层和控水压裂技术适应性研究,利用应力差与储隔层厚度界限图版开展选井选层,配套支撑剂段塞打磨技术、低黏压裂液+变排量+人工隔层组合控缝高工艺、透油阻水支撑剂+压裂堵水剂组合控水材料,优化施工参数设计,实现纵向上控制缝高、平面上控制含水的目的,试验1井次见到效果,但因矿场试验较少对方法无法评价^[14]。

在压裂控水材料方面,2019年,梁海滨在其学位论文《低渗砂岩中高含水油层控水压裂技术研究》中探讨了相渗透率改善剂存在的主要问题为导致地面泵注压力增加、储层伤害加大等,为此进行相渗透率改善剂体系的研发,将优选出的4种单体合成改善后的相渗透率改善剂,与优选的 Al^{3+} 交联剂进行合成,提升了不堵油、控水的作用,但重点对优化的相对渗透率改善剂进行大量的室内实验工作,因未开展矿场试验对工艺无法定论。2022年,李洋洋利用控水材料对储层孔喉壁面进行改性,将其改性为中性润湿或疏水性壁面,降低产水量对产能的影响,进替补提高产量^[15]。2022年,韩增军从提高堵剂封堵效果、合理化注入工艺两方面入手,设计了“前置堵剂(弱凝胶+油溶树脂)+主剂(酚醛树脂凝胶)+封口剂(TP910和高强度酚醛树脂凝胶)”三段塞立体封堵工艺,按比例(2:8:1)注入,对地层实现了有效封堵,虽取得了一定控水和增油的效果,但未说明长期效果跟踪^[16]。2022年,周万富等研发了带活性基团的阻水透油支撑剂,通过将有机硅化物覆膜于石英砂上,提高支撑剂表面油润湿指数以疏水亲油,实验证明该支撑剂油流速是水流速的10倍以上,现场应用效果明显好于常规石英砂^[17],虽取得了一定效果,但试验井较少。综合调研,尽管前人开展了诸多针对性的储层高含水期剩余油挖潜工艺和调整思路的研究,但防窜思路压裂-控水一体化技术结合得尚不紧密,当前的做法大多数侧重于在压裂改造完成后,油井进入见水阶段后再利用特定工具和材料进行控水,这种解决油井高含水问题的方法较为局限,缺乏更为前瞻性和综合性的技术手段。

分析复杂井网下注采关系差、油井压裂改造后高含水的原因主要是长期注水与前期压裂在地层形成了渗透率较高的优势通道,在密集井网下进行水平井压裂改造时,井间干扰严重,导致裂缝起裂位置不明确、改造不均衡、有效簇率降低,人工裂缝与优势通道连通,难以针对性改造低渗区,造成初期效果轻微甚至没有效果、含水率上升速度快。为了有效进行针对性改造、控制含水率并提升经济效益,形成防窜控水-压裂一体化技术,关键就是在储层改造过程中同步开展避射防窜工作,确保精确改造。连续油管底封拖动压裂技术通过精确的定点定向射孔,能够有效控制压裂裂缝的起裂位置,从而增强压裂作业的针对性和有效性。随着连续油管压裂的配套工具在设计、应用方面不断完善,施工效率得到提高,连续油管能够更好地适应复杂地质条件和作业需求,该技术在矿场应用经验越来越丰富^[18],但经过前期调研,关于采用连续油管压裂在复杂井网下开展避射防窜压裂降低含水率的研究较少。

基于此,在TB1区块充分发挥连续油管底封拖动分段压裂技术的优势,精细划分、精准开发、科学评

价,推动防窜控水-压裂一体化技术的发展。首先要深入分析和掌握复杂井网中的注采关系特性,其次围绕复杂井网下优势裂缝分布、水体分布情况,优化裂缝起裂位置,最后为了防止裂缝压窜,要控制裂缝形态,实现规避水井和已压裂井的压裂作业,从而提高了油气的采收率。这一技术的应用为复杂井网环境下油田的增产改造开辟了新思路。

1 方法过程

1.1 成果研究过程

根据辽河油田 TB1 区块的现有的改造难题,开展针对性避射控水储层改造精准挖潜研究,如图 1 所示。

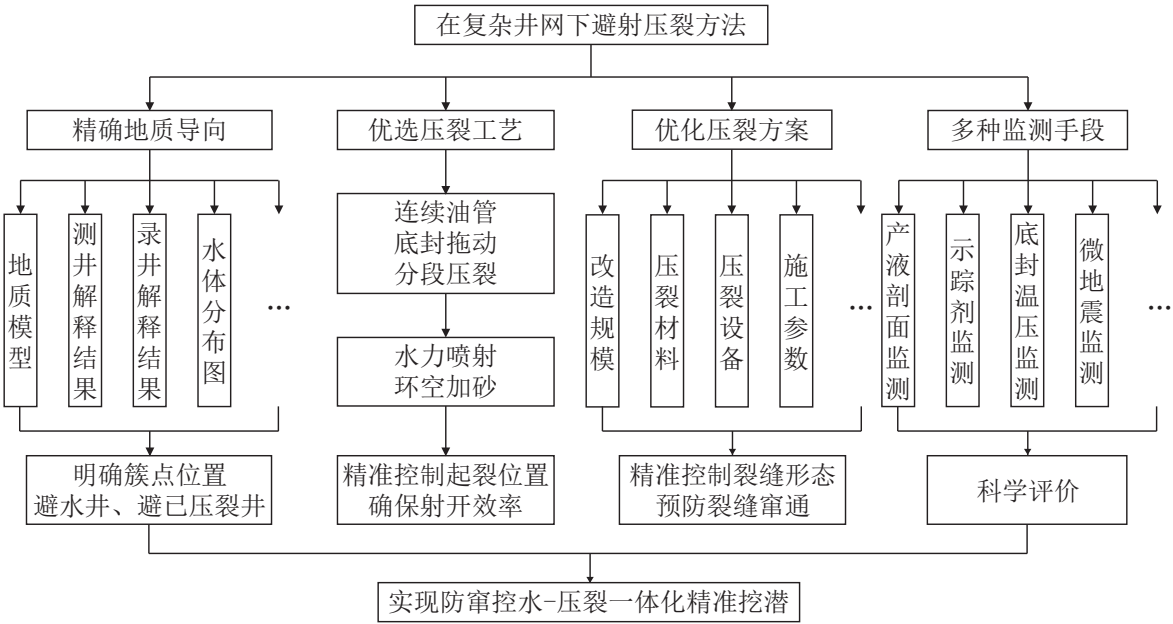


图 1 避射压裂思路流程图

Fig. 1 Flow chart of avoiding shooting fracturing idea

从图 1 中可以看出,在复杂井网下开展避射压裂方法,以地质为导向,借助地质资料明确簇点位置以避开水井和已压裂井,优选连续油管底封拖动分段压裂等工艺,优化压裂方案,控制裂缝延伸,为了对比复杂井网下避射压裂思路与常规压裂工艺,配合开展科学监测进行评价。

1.1.1 改造难点

(1)储层特性和开发模式。在辽河油田的外围区块 TB1 块,油藏埋深 860~1 090 m,主要储层类型为砂砾岩,表现出中孔、中低渗的储层特性。历经 30 年开发过程,TB1 块逐步转向一套层系注水开发模式,纵向注水井段跨度达到 160 m。然而,本区块非均质性强,不同油组物性差异大,渗透率级差为 8~743 倍不等,受层间干扰的影响,直井纵向水驱动用程度有所下降,开展储层改造后含水率上升较快,直井平均含水率达到 87.5%,注采对应关系差。

为了应对这一挑战,采用直平组合优化井网:在现有直井井网(注采井距 110~156 m)间穿插部署了水平井,前期采用“水平井+桥塞分段压裂”模式进行储层改造,在一定程度上提高了油井的产量。为了进一步提升产能,下一步要继续深化水平井压裂改造技术挖潜工作,但在此过程中,面临着以下难点:井间动态响应显著,高产水、高含水率问题突出;裂缝起裂位置不明确、簇间改造不均衡。这些难点使得压裂效果难以得到有效发挥,严重制约了常规增产措施的有效性,导致下一步水平井改造困难、剩余油气采收率难以进一步提升的困境。

(2)井间动态响应明显,高产水、高含水率问题突出。以 TB-13 井为例,在实施桥塞分段压裂施工后,其邻井的压力和日产量均发生了显著变化。虽然在该井设计过程中充分考虑了通过段内规模的优化进行防窜,但在施工过程中,邻井(位置距离 TB-13 井第二段仅 43 m)仍出现了明显的油压、套压升高现象,油压由 1.2 MPa 上升至 4.6 MPa,套压由 2.5 MPa 上升至 5.1 MPa。压裂液在施工过程中可能短暂地为邻井提供了能量补给,邻井开井后含水率大幅度升高,产油量在开井初期有所增加,但很快出现了递减的情况。分析认为,老缝的存在对新裂缝发育干扰显著,影响了裂缝的延伸与展布,进而影响压裂效果和开发效果^[19]。

(3)裂缝起裂位置不明确、簇间改造不均衡。对 TB-13 井进行了微地震监测,该井各段裂缝长度在 205 m 到 292 m 的范围内,其中,在第 2 段、第 4 段、第 6 段出现了裂缝长度失控的现象,东西两翼的裂缝长度差异尤为明显,鉴于桥塞分段压裂井为地震监测数据只能反映出某一段的裂缝缝长^[20],但所反映的可能只是该段中某一簇超级缝(异常增长)的缝长。分析认为,这种情况受到了储层非均质性或优势通道的影响,段内不均匀裂缝发育,产生超级缝。

结合产液剖面进一步分析, TB-13 井有效产油簇数偏低,簇有效率仅为 65.8%,结合邻井的生产动态进行分析, TB-13 井第 2 段的产液量并不理想,认为与相邻的注水井发生窜通,导致该井含水率高达 98%。

1.1.2 针对性开发对策

为解决复杂井下水平井压裂控水的改造难点,综合考虑低产低效井的成因,包括地质因素、油藏因素、工艺因素等^[21],选择有改造价值的区域,考虑规避水井和已压裂井、平台井交叉布缝策略成为了此次作业的核心考量。

(1)精准地质认识优化压裂起裂点。遵循压裂工程一体化原则,结合录井解释结果、测井解释结果以及试油数据分析等地质生产资料,分析储层特征精细划分甜点区^[22],甜点区通常被分为 I 类、II 类和 III 类,其中 I 类甜点区综合品质最好,是压裂工程的首选目标;II 类甜点区次之,但仍具有一定的开发潜力;III 类区则属于储层品质较差的区域。同时,利用地质软件构建井网关系,结合前期的微地震监测数据,构建出能够准确反映已压裂井裂缝密度、长度、方向等基本参数及其空间分布特征的裂缝模型,再结合水体分布图进行分析。由于是在直井井网间穿插部署了水平井,增加了水平井周围环境的复杂性,井间可能同时存在注水井、已压裂井,针对距离较近的注水井,在相对应的水平段不考虑进行布压裂点,并适当增加段间距,确保有足够的安全隔离带,防止注水井对裂缝造成干扰,同时,应当全面评估压裂裂缝与注水井积水区相互作用可能导致的压裂后产水量过高问题,通过模拟不同裂缝长度下的产量变化,来确定裂缝长度的最优范围,以减缓产量增长趋势的放缓^[23];对于距离较远的注水井,通过精细控制改造规模,以避免新裂缝与注水井发生窜通为前提,最大程度地对砂体进行改造;若邻井为已压裂的油井,控制起裂点和裂缝形态以预防新裂缝向老裂缝方向发育,防止裂缝的窜通,因此,精准描述井间地质特征,是成功开展避射压裂的基础。

(2)连续油管精准控制起裂位置,确保射开效率。目前桥塞分段压裂技术主要问题包括但不限于压后工艺流程繁琐、簇间流体注入量与支撑剂分布不均等,难于保证能够进行精确的裂缝控制。相比之下,连续油管底封拖动压裂工艺展现出了显著的技术优势^[24]:在施工方式上,连续油管底封拖动分段压裂技术施工排量较小且能够确保每个射孔点得到充分改造;施工过程中可进行连续作业,避免了起下钻等复杂作业程序,一旦发生砂卡可直接循环快速清砂,无需进行打捞作业;施工结束后,也无需钻磨桥塞,可直接放喷、下泵生产。在施工方法、压后油井管理以及作业效率等多个维度上均展现出显著的优势。此外,连续油管底封拖动技术能够灵活地适应不同的井况和作业要求,使得施工人员可以更加精准地控制作业进度和质量;多位学者通过现场实践,进一步验证了其精准定位的特性及高度的针对性^[25],不仅提高了作业效率,还大大降低了作业风险,从而充分满足了精准压裂改造挖潜的具体需求。

在明确压裂起裂位置和施工工艺后,采用水力喷砂射孔压裂联作技术,不仅能够提高造缝精度,还能减少近井地带的污染^[26],通过优化射孔排量以确保孔眼的开启,但喷砂射孔工况是连续油管水力喷砂射孔

作业中最易出现强度和稳定性问题的过程^[27]，需要优化射孔排量、管柱尺寸、喷嘴的数量、孔眼直径等参数，计算不同条件下的射流速度和摩阻，保证射开套管的前提下，油管摩阻、环空摩阻、喷嘴节流压差、回压的总和要在井口和管柱的承压范围内。为达到水力喷射效果，要求喷嘴流速在 200 m/s 以上，同时能够减少喷嘴磨损，从而提高作业的效率 and 工具的使用寿命。

(3)精准控制裂缝形态，差异化设计方案。在深入研究井网井距与地质条件对裂缝扩展效果及产能贡献的基础上，针对不同甜点段的地质特性，遵循“优质储层多加砂”的精细化设计理念，对各甜点段的加砂规模进行了差异化设计，具体设计原则如下：优先改造 I 类甜点区：针对资源富集、潜力巨大的区域，实施重点改造，优化半缝长，通过提液提砂技术最大化采收率；适度改造 II 类甜点区：针对资源基础良好、开发条件复杂（规避水井、已压裂井）的区域，采取灵活多样的改造策略，各段规模差异化较大，逐步提升采收率，以避免对周边临井造成不利影响；III 类区保持原状：对于资源潜力有限或地质条件复杂的区域，暂不进行改造，以节约资源并降低风险；限制避射点区域改造规模：所有接近水井、已压裂井的区域，无论其甜点级别如何，均需严格限制压裂作业的规模和范围，确保作业安全，防止发生水窜。

1.2 成果应用过程

为开展对比试验，在 TB-13 井同油组中选定 TB-02 井和 TB-03 井这两口水平井，进行连续油管分段避射压裂改造现场试验。根据前期监测结果，明确 TB1 块的裂缝发育方向为 NE78°。在此基础上，紧密结合地质模型，对 TB-02 井和 TB-03 井这两口水平井改造位置进行优化，以确保压裂改造能够精准、高效地进行，充分发挥该区域的油气开采潜力。

在复杂井网下，TB-02 井周边的井位布局较为复杂，在其 50 m 井距范围内，分布着 4 口注水井和 2 口油井。这些注水井在过往的生产过程中，累计注入水量达到了 $3.83\times10^4\text{ m}^3$ ，对 TB-02 井的压裂改造作业产生限制。而 TB-03 井邻井距离相对较远，在其 50 m 井距范围内有 1 口注水井、2 口油井，在 100 m 井距范围内还有 3 口注水井和 2 口油井，其注水井累计注入水量高达 $15.35\times10^4\text{ m}^3$ ，同样面临着复杂的地质条件和井位环境的挑战。针对复杂的井位布局情况，经过详细分析和优化，明确 TB-02 井设计 36 段进行压裂改造，TB-03 井设计 34 段进行压裂改造，且均采用一段一簇模式，这种方式有助于提高压裂改造的针对性和效果，为实现高效油气开采奠定坚实基础。

(1)射孔方案优化。影响喷砂射孔的参数主要有喷射速度、射孔砂硬度和粒径、携砂液体性质、喷嘴尺寸、压力等多种因素。以 TB-02 井为例，基于连续油管参数（外径 50.8 mm、壁厚 4.75 mm、钢级 ST110）、喷嘴组合（6 个 $\text{Ø}3.175\text{ mm}$ 喷嘴）以及井身条件（ $\text{Ø}139.7\text{ mm}\times10.54\text{ mm}$ P110 套管），另外，对该井地层压力、流体性质以及施工工艺要求等多方面因素的综合考虑，设定回压为 10 MPa，对不同排量下喷嘴流速和摩阻进行了精确计算，见表 1。

表 1 不同排量下施工泵压

Table 1 Wellhead pump pressure at different displacements

喷射参数	排量/(m ³ /min)	出口流速/(m/s)	喷嘴压降/MPa	摩阻/MPa	预计泵压MPa
6个3.175 mm喷嘴	0.3	105.3	7.1	7.5	24.6
	0.4	140.3	12.6	11.2	33.8
	0.5	175.4	19.7	15.8	45.5
	0.6	210.5	28.3	21	59.3
	0.7	245.6	38.5	27.2	75.7
	0.8	280.7	50.3	34.1	94.4

从表 1 中可以看出，随着排量的增加，喷嘴流速呈现上升趋势，当射孔排量达到 0.6 m³/min 时，喷嘴流速达到 200 m/s 以上，满足连续油管水力喷射的技术标准和要求。由于排量增加的同时摩阻也逐渐增加，不

仅会消耗更多的能量,降低施工效率,还可能导致连续油管内的压力过高,超过其安全工作压力范围,引发安全事故,因此,在方案参数优化设计中,充分考虑现场设备抗压等级以及井控安全规范以及其他相关因素,经过综合评估,优化射孔排量为 0.6 m³/min,一方面能实现水力喷射的要求,减少在施工过程中喷嘴的过度磨损,从而延长工具的使用寿命;另一方面,可以确保施工过程中的安全,最大程度降低潜在的风险。

(2)压裂方案优化。为了切实有效地把控裂缝的延伸情况,需要对施工参数进行优化模拟,以实现最大化的油气产量为目标,避免因裂缝过度延伸而引发裂缝压窜^[28]。根据 TB-02 井垂深 977.35~1003.61 m,估算地层闭合压力在 14~16 MPa 范围内,为满足人工裂缝支撑缝长和导流能力的需求,选择 0.212~0.425 mm 石英砂与 0.425~0.85 mm 石英砂作为支撑剂,结合软件模拟与现场经验,优化 0.212~0.425 mm 石英砂与 0.425~0.85 mm 石英砂比例为 3:7,以确保支撑效果最佳。在压裂液的选择上,结合前期施工经验,采用变粘滑溜水压裂液体系。为提升压裂效果,环空加砂阶段提高前置液比例,增加入井液量;在主加砂阶段采用阶梯式加砂方式,且为保障加砂顺利,最高砂比不超 30%。结合地质条件以及流体性质,假设压裂不受邻井的干扰,利用软件针对 60~140 m 范围内不同半缝长条件下年累计产量开展模拟实验,以压后获最大产能为基准确定最佳半缝长。模拟结果显示,当半裂缝达 110 m 后,年累计产量呈现显著平台效应,此半缝长条件下产量增长幅度渐小,原因在于裂缝越长,其内部阻力影响越大,致使水平井产量增长幅度趋缓^[29],因此依据 110 m 半缝长设计单井加砂规模,旨在实现经济效益与产能潜力之间的最优平衡。由于类甜点区存在需特别避开水井及已压裂井位置等复杂因素,此类因素对裂缝扩展影响重大,为确保开采作业高效精准,对各簇开展裂缝扩展模拟,实施个性化设计调整,以减少裂缝间的相互干扰和水窜的风险。运用相同的方法和思路,完成 TB-03 井的设计。除了 TB-13 井,选取地质条件相近、同油组水平井 TB-14 井也作为对比井,实验井与对比井具体施工规模,见表 2。

表 2 实验井与对比井压裂参数统计表

Table 2 Statistical table of fracturing parameters for experimental and comparative wells

井号	改造段长/ m	段数/ 簇数	油层 占比	压裂暂堵球/ 个	射孔排量/ (m ³ /min)	最大施工排量/ (m ³ /min)	液体强度/ (m ³ /m)	加砂强度/ (t/m)	备注
TB-02	608.00	36/36	0.70	0	0.6	4.8	24.1	1.6	实验井
TB-03	631.50	34/34	0.46	0	0.6	4.8	22.2	1.5	实验井
TB-13	576.25	7/41	0.50	142	/	14	20.8	1.3	对比井
TB-14	562.00	7/41	0.59	144	/	14	22.8	1.4	对比井

从表 2 中可以看出,实验井采用每段一簇进行压裂改造,整体上分段更细,裂缝密度由百米 5 条增加到百米 5.7 条,有助于更充分地开发储层;在压裂规模方面也有明显的增加,单簇规模更大。

(3)现场实施。采用连续油管带底封拖动技术进行分段压裂,将连续油管与管柱工具串连接后下入井底,利用定位器精确定位,每一段验封合格后先后进行连续油管水力喷射射孔和环空加砂压裂。连续油管水力喷射通过高压水流的强大冲击力,在设计的裂缝起裂点形成有效的射孔通道,环空加砂压裂则是利用环空空间,将携带有支撑剂的压裂液注入地层,在地层中形成具有一定导流能力的裂缝,完成一段压裂改造后上提管柱进行下一段的压裂施工^[30],完成所有层段压裂后,上提连续油管出井口完成施工。

TB-02 及 TB-03 井,共 16 天完成 70 段压裂改造,平均单段施工 2.5 h,累计加砂 1968 m³,累计加液 28644 m³。以 TB-02 井第二段施工曲线为例,在射孔阶段,排量为 0.6 m³/min,施工压力在 65~50 MPa 范围内,部分层段的施工曲线存在明显的破裂特征;在前置液阶段,排量逐渐提高,在前置液阶段加入 2-4 个段塞,砂比 4%~7%,油套环空最高施工压力 55 MPa,油管最高压力为 63 MPa,施工曲线存在明显的上升后逐渐下降,呈现为地层破裂形态,判断地层压开;在携砂液及顶替液阶段,排量保持不变,砂比 14%~30% 逐渐增加,油套环空最高施工压力 30 MPa,油管最高压力为 49 MPa,携砂液阶段排量稳定,砂比基本稳定,随着

裂缝的延伸和扩展, 泵压波动起伏呈现压力波动型^[31], 施工压力曲线较为平稳。

2 结果现象讨论

2.1 防窜效果讨论

(1) 压窜原因分析。流体从储层流向井筒分为基质流向人工裂缝和人工裂缝流向井筒两部分。基质低渗透率导致流体渗流阻力大, 限制单井产量, 通过压裂改造形成人工裂缝可提高储层渗流能力, 是提高油井产能最直接、最经济的技术手段。但压窜现象对油井地层能量及压裂效果产生不良影响, 导致压裂效果未及预期, 进而影响其首年日产、EUR(最终可采储量)等, 降低油井产能。针对注水区块不同的油水层分布情况, 引起裂缝窜通的原因也不同: 对于油水同层和差油层、注水关系差且复杂的区块, 复杂的油水关系导致油层的压力分布不稳定, 已压裂井产生的诱导应力可能干扰目标井常规压裂时水力裂缝不均匀起裂、延伸不受控制。Zhang 等通过实验模拟发现人工裂缝的延伸受应力干扰作用明显, 并且人工裂缝中的高流体压力可能导致人工裂缝以大角度偏转, 易出现压窜情况, 影响压裂效果。对于油水不同层的区块, 在薄油层或者遮挡层应力遮挡弱的储层, 压裂改造极易穿透上下隔层, 导致人工裂缝沟通上、下层, 裂缝纵向上过度延伸不仅会减小裂缝的有效缝长, 还会油井含水率高、增油效果差^[32]。因此, 采取针对性、有效的防窜措施的发生至关重要。

(2) 防窜机理分析。防窜核心在于通过合理的工艺技术和措施手段控制裂缝形态, 裂缝的长度、高度和宽度。2014 年, 王理国在其学位论文中深入探讨了裂缝形态的影响因素, 包括裂缝长度的影响因素前置液量、施工排量; 裂缝高度的影响因素地应力、岩石力学杨氏模量、泊松比、施工排量、以及滤失性、稠度系数、粘度、密度等压裂液性能参数; 裂缝宽度的影响因素施工排量和压裂液粘度、支撑剂浓度、岩石力学参数杨氏模量以及射孔方位、密度及孔径^[33]。例如, 在压裂过程中采用前置段塞对微裂缝进行“预处理”, 采用“多级加砂和多级组合”的方式注入上浮剂和下沉剂, 在纵向上构建一道人工隔层^[34]; 在压裂施工过程中, 前置液阶段小排量造缝+泵入小规模细砂, 并停泵使其形成人工隔层, 再阶梯升排量控制裂缝向上延伸^[35]。研究表明, 变排量、改变压裂液粘度对控制缝长、缝高和增加缝宽方面效果较好, 但在薄层水平井的现场实验中, 监测数据表明仅有 90% 裂缝在砂体内延伸, 且井距小于 200 m 时, 井间老裂缝引起的应力干扰使目标井压裂改造过程中形成了不受控制的水力裂缝, 影响储层改造效果^[36]。因此, 除了工艺上采取相应措施外, 在已压裂邻井对应的水平改造段位置前后 10 m 以外进行科学合理射孔定点, 实现进一步降低压窜风险。

(3) 避射压裂控制裂缝窜通、降低含水率分析。以同油组的 TB-02 井、TB-03 井、TB-13 井、TB-14 井为例, 讨论避射压裂思路的降低含水率效果。TB-13 井平均含水率为 91.7%, 最高含水率达 98%, TB-14 井平均含水率 73.1%, 采用连续油管避射分段压裂思路改造后, TB-03 井自喷期平均含水率 70.2%, 平均含水率 54.2%; TB-02 井投产初期含水率高, 达 95%, 转抽生产后含水率下降。结合产液剖面测试结果和矿化度监测结果, 分析认为 TB-02 井初期产水量高可能是裂缝发育延伸到邻井注水井积水区, 随着生产进行, 有效注采对应关系逐渐形成, 产油量上升, 含水率下降, 表明 TB-02 井采用的连续油管分段避射压裂技术有效控制了裂缝形态, 防窜控制效果显著。

针对不同油层防窜效果, 以水平井 TB-41 井为例, 该井与 TB-02 井等不属于同一油组, 该井的纵向、横向地质环境更为复杂, 具体表现为: 1) TB-41 井水平改造段下部离油水界面不足 35 m; 2) 平面上距大规模改造压裂水平井约 200 m, 存在低应力区; 3) 同层位邻井有 3 口水井, 井距 43~47 m, 累计注水 $3.77 \times 10^4 \text{ m}^3$; 该井水平改造段上部紧邻另一口已经进行过压裂改造的水平井, TB-41 井趾端与此水平井垂直距离 28~33 m, 而实际测量距离范围为 50~60 m 左右, 该上部水平井 2022 年 12 月大规模桥塞分段压裂, 微地震监测结果显示裂缝高度达到了 54~70 m, 半缝高为 27~35 m, 使 TB-41 井面临极高的压窜风险。因此该井在优化

各项参数以避免平面上发生水淹的同时, 还需特别关注防止裂缝向下延伸至油水界面、向上压窜至上部水平井。按照设计划分为 31 段进行单簇压裂作业, 对趾部至中部 (第 1 段至第 20 段) 进行控缝改造, 对跟部进行充分改造, 其中特别针对 7 至 8 段、17 至 18 段、28 段实施了避水、避老缝的压裂改造。经底封温压监测和微地震监测, 第一段缝高超过地质要求, 导致井间窜通, 其余各段压裂效果基本符合预期, 防窜效果提高到 95.2%。综合全井监测数据, 认为该井在目前压裂改造排量和规模的条件下, 当段间距 ≤ 15.5 m 时, 发生过度改造的概率为 37.5%, 表明簇间距过密会导致过度改造的可能性大幅增加; 当段间距 < 16 m 时, 易出现过度改造; 当段间距 > 22 m 时, 易出现孤立簇, 无法形成有效缝网。

综上所述, 尽管采用诸如变排量压裂和控制压裂液粘度等技术手段可以在一定程度上控制裂缝形态, 但 these 方法也无法完全保证控制裂缝如预想的方式进行延伸与发育; 而采用避射与控制规模的策略配合压裂改造, 减弱了诱导应力对裂缝延伸方向的影响, 结合施工规模的优化, 避免提供裂缝继续延伸的不利条件, 从而有效控制了裂缝窜通问题发生。

2.2 生产效果讨论

(1) 产液剖面监测。产液剖面监测技术在评估油气井生产效果、测试评价层段动用差异以及压后产量差异方面具有重要作用。但实际应用中, 各段流体压力、温度、流动状态不同, 流体在井筒内汇集时相互干扰, 增加了测试结果解释的难度^[37]。为此, 运用常规仪器和分布式光纤监测分别在 TB-02 井、TB-03 井投产初期对其进行产液剖面测试, 对水平井压裂改造进行全过程、全井段的跟踪和监测^[38], 并对比了同油组的 TB-13 井、TB-14 井的产液剖面测试数据。结果表明, TB-02 井有效簇率最高, 为 95.7%, TB-03 井有效簇率为 93.1%, 均明显高于 TB-13 井 (70.4%)、TB-14 井 (86.2%), 连续油管分段压裂施工具有明显优势。

(2) 示踪剂监测。示踪剂可分为放射性元素、稳定同位素和化学物质等体系, 示踪剂监测技术可准确评价水平井各段的有效动用情况, 计算水平井各段的产量贡献率^[39], 为降低潜在危害, 采用稳定同位素进行压裂改造评估, 分别对 TB1 区块的 4 口井投入油溶性和水溶性示踪剂, 进行了各井各段产量贡献率的对比分析, TB-02 井和 TB-03 井的每 4 至 5 段采用一类示踪剂。TB1 块 4 口井示踪剂测试结果, 如图 2 所示。

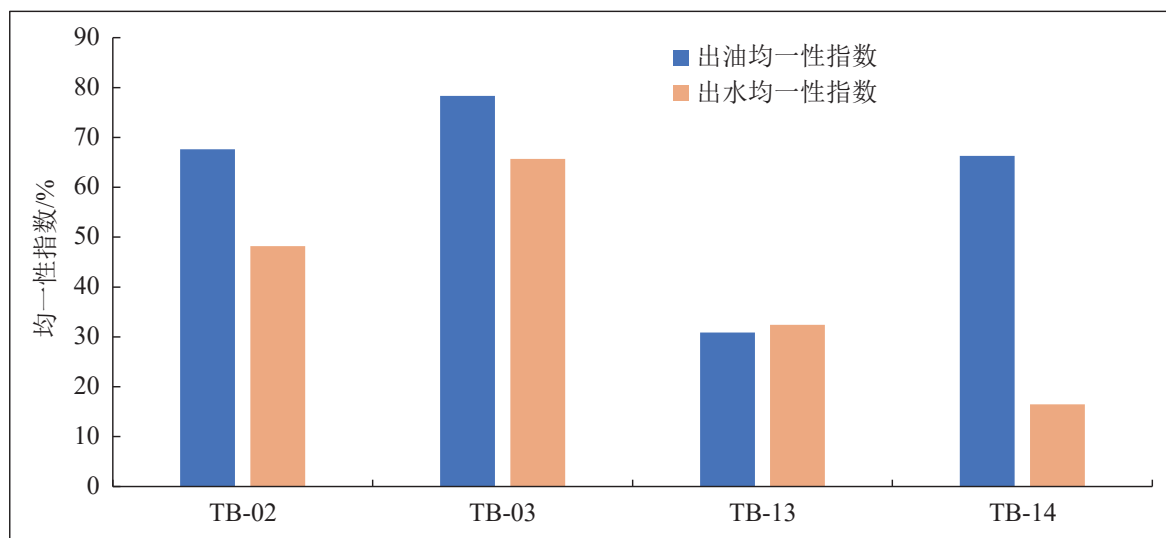


图 2 TB1 块 4 口井示踪剂测试结果

Fig. 2 Tracer test results of 4 wells in TB1 block

从图 2 中可以看出, TB-02 井、TB-03 井的出水、出油均一性明显好于 TB-13 井、TB-14 井, 连续油管分段压裂平均出水均一性为 56.5%、平均出油均一性为 72.8%; 桥塞分段压裂的平均出水均一性仅为 24.5%, 平均出油均一性为 48.6%。其中, TB-02 井产水剖面除了第 4 段, 其他层段产水量差距较小; TB-03 井第三段

与其他层段的产水量差异较大,但各层段产油量差距最小;TB-13 井各段产水、产油剖面差距都比较明显;TB-14 井产水差距较大,第 3 段、第 4 段的出水量较多,产油剖面差距较小。

(3)产量分析。为直观地对比不同工艺生产效果,将同油组四口井的生产数据进行对比分析,如图 3 所示。

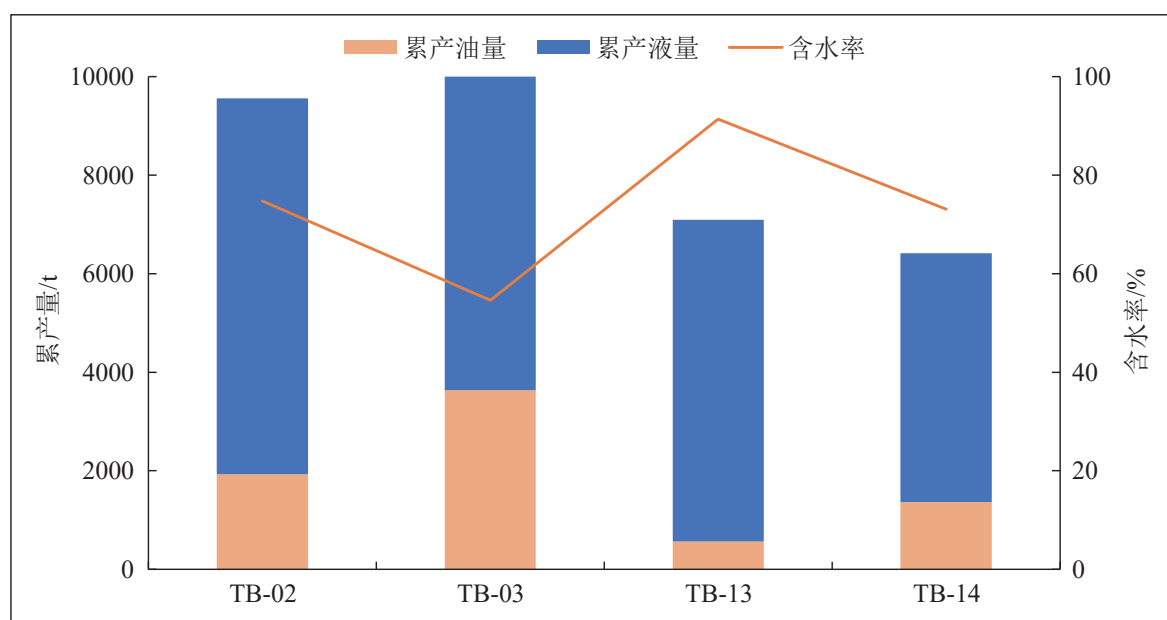


图 3 TB1 块 4 口井生产效果

Fig. 3 Production of 4 wells in TB1 block

从图 3 中可以看出,连续油管避射压裂增产效果、控制含水率效果明显。截至 2024 年 11 月,4 口井均已为机采方式开采,生产情况分别为:TB-13 井累产液 6 549.70 t,累产油仅 562.30 t,平均日产液 20.40 t,平均日产油 1.75 t;TB-14 井累产液 5 055.70 t,累产油 1 361.00 t,平均日产液 14.60 t,平均日产油 3.93 t;TB-02 井累产液 7 134.80 t,累产油 1 925.00 t,平均日产液 20.70 t,平均日产油 5.59 t;TB-03 井累产液 8 010.10 t,累产油 3 635.00 t,平均日产液 23.40 t,平均日产油 10.60 t。进一步与同区块整体水平对比,TB1 区块水平井平均自喷期 53 天,平均单井累产液 1 480.00 t,平均单井累产油 331.80 t,表明 TB-02 井、TB-03 井优于区块的平均水平,各项指标都有了大幅的提升。通过同油组、同区块的对比,证实了连续油管分段避射压裂方法的增产有效性,同时通过避射技术避免在可能导致水窜或其他不利影响的区域进行压裂,提高了压裂的针对性和有效性。

综上所述,连续油管分段避射压裂方法在 TB1 块的实际应用中,结合“精细划分、精准开发、科学评价”的原则,成功实现了避水、避已压裂井与控制含水率的目的,施工数据及生产实践均表明,压裂增产效果明显,相较于水平井桥塞分段压裂技术具有明显优势,为区块的高效开发提供了坚实的技术支持。

3 结论建议

(1)连续油管分段避射压裂方法成功解决了复杂井网下注采关系差、水平井压裂改造后压窜和高含水的关键问题。通过精确地质导向与精细射孔点位设计,结合改造规模的个性化控制,有效克服了起裂点不明确、压裂改造不均衡及裂缝沿优势通道发育导致邻井窜通等难题,大幅减少井间干扰。在 TB1 区块应用中,防窜效果提升至 95.2%,产量提升 1.8 倍,平均含水率降低 31.4%,为复杂井网下高含水单井产能提升提供了有效范例,也为类似油井改造提供了重要技术与经验支撑。

(2)在长期注水开发的复杂井网中,通过注采井网关系分析、数值模拟和水体分布情况分析等手段,建立了连续油管分段避射压裂方法,有效应对了水平井裂缝窜通、高含水的问题,推动了压裂改造方法的创

新。然而, 由于油藏剩余油描述的精度不足以及直井裂缝发育微地震监测覆盖率的局限, 对水平井压裂受效层段的优化仍有提升空间。

(3) 下步建议聚焦于深化数值模拟研究与裂缝发育情况分析, 紧密结合矿场实践优化压裂选点, 增强单井改造效果, 精准调整压裂改造范围, 实现资源高效利用, 推动该方法在油藏开发中持续创新与发展, 提升复杂井网油藏整体开发效益。

致谢

感谢辽河油田公司以及辽河油田采油工艺研究院对该项目的支持, 感谢相关兄弟单位的配合。

稿件申明

全体作者对排名无异议, 学术观点一致。版权已转让编辑部, 不涉及任何企业技术商业秘密, 文中所述学术成果不包含任何受保密协议约束的内容。严格遵守学术诚信原则。

署名贡献声明

郭丁菲, 参与压裂方法研究、压裂方案优化设计、压裂矿场试验以及论文撰写。

哈长鸣, 参与方案优化、推进矿场实验, 梳理关键环节与要点。

张文昌, 参与制定压裂方法思路与软件模拟, 凭借丰富经验为压裂方案提供指导性意见。

李玉印, 参与制定压裂材料优化实验方案, 校验数据, 进行技术剖析, 指导论文撰写。

张伟, 参与压裂方法研究与压裂方案制定, 为方案提供技术支持, 为研究提供基础资料与分析素材, 指导论文撰写。

余训兵, 参与压裂方案优化以及压裂矿场试验, 负责数据跟踪与效果分析, 参与论文撰写工作。

王硕, 开展压裂材料优化工作, 调研整理文献, 参与论文撰写工作。

利益冲突说明

1. 论文不涉及企业技术商业秘密。

2. 专家审稿时没有需要避讳的问题。

数据可用性声明

文中所有相关数据均来源于企业内部网络, 无法对外公开获取。如有相关需要, 请联系通信作者。

参考文献

- [1] 王浩南, 吕文雅, 冯敏, 等. 层状砂岩油藏协同开发优势渗流通道分布规律——以非洲 M 盆地 P 油田 Y 油组为例 [J]. 东北石油大学学报, 2022, 46(6): 75-87. //WANG Haonan, LYU Wenya, FENG Min, et al. Distribution law of dominant seepage channels in collaborative development of layered sandstone reservoirs: a case study of the Y Formation of P Oilfield in M Basin of Africa [J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2022, 46(6): 75-87.
- [2] 钟洪娇, 王涛, 田苗, 等. 水驱油田特高含水阶段无效水循环带的判别方法——以渤海 B 油田为例 [J]. 石油地质与工程, 2023, 37(6): 68-71. //ZHONG Hongjiao, WANG Tao, TIAN Miao, et al. Identification method for invalid water circulation zone in ultra-high water cut stage of water drive oilfield-by taking Bohai B Oilfield as an example [J]. Petroleum Geology and Engineering, 2023, 37(6): 68-71.
- [3] 沈振振, 王铭伟, 高勇, 等. 水平井找水方法及堵水技术综述 [J]. 特种油气藏, 2023, 30(2): 10-19. //SHEN Zhenzhen, WANG Mingwei, GAO Yong, et al. A review of water detection method and plugging technology for horizontal wells [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2023, 30(2): 10-19.
- [4] 王有慧, 鲍君刚, 王呈呈, 等. 高含水砂岩老油田剩余油综合分析及开发实践 [J]. 石油化工高等学校学报, 2020, 33(5): 86-91. //WANG Youhui, BAO Jungang, WANG Chengcheng, et al. Comprehensive analysis of residual oil in high water cut sandstone oilfield and development practice [J]. Journal of Petrochemical Universities, 2020, 33(5): 86-91.
- [5] 胡佳妮, 李欢, 唐煜东, 等. 淀粉接枝共聚物凝胶的稳油控水效果及工艺参数优化 [J]. 油田化学, 2021, 38(4): 634-641, 646. //HU Jiani, LI Huan, TANG Yudong, et al. Oil stabilizing effect and process parameters optimization of starch graft copolymer gel [J]. Oilfield Chemistry, 2021, 38(4): 634-641, 646.
- [6] 阴艳芳. 沈 84-安 12 块特高含水期精细注水开发实践 [J]. 重庆科技学院学报 (自然科学版), 2022, 24(1): 46-51. //YIN Yanfang. Fine water injection strategy in Ultra-High water cut stage of Shen 84-An 12 block [J]. Journal of Chongqing Uni-

- versity of Science and Technology(Natural Sciences Edition), 2022, 24(1): 46-51.
- [7] 彭梓俊, 殷金周, 李明明, 等. 自膨胀封隔器的研制现状及展望 [J]. 山东石油化工学院学报, 2023, 37(4): 73-78. //PENG Zijun, YIN Jinzhou, LI Mingming, et al. Development status and prospect of self-expanding packer [J]. Journal of Shandong Institute of Petroleum and Chemical Technology, 2023, 37(4): 73-78.
- [8] 杨乾隆, 令永刚, 赵小光, 等. 裂缝型砂岩油藏高含水井化学堵水压裂技术研究及应用 [J]. 钻采工艺, 2020, 43(5): 57-60+8. //YANG Qianlong, LING Yonggang, ZHAO Xiaoguang, et al. Reservoirs research and application of chemical water shutoff fracturing technology for high water cut wells in fractured sandstone [J]. Drilling & Production Technology, 2020, 43(5): 57-60+8.
- [9] 李贺. 大庆长垣油田特高含水后期水驱控水提效试验区开发效果 [J]. 大庆石油地质与开发, 2021, 40(4): 94-100. //LI He. Evaluation on development effects of water cut control and efficiency-improvement test areas at the late stage of ultra-high water cut in Daqing Placanticline Oilfield [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2021, 40(4): 94-100.
- [10] 张赫, 单高军, 杜庆龙, 等. 大庆长垣油田特高含水后期水驱开发技术难题及其对策 [J]. 大庆石油地质与开发, 2022, 41(4): 60-66. //ZHANG He, SHAN Gaojun, DU Qinglong, et al. Technical challenges and solutions of water flooding development in late stage of ultra-high water cut in Placanticline oilfield in Daqing [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2022, 41(4): 60-66.
- [11] 李臣, 杨晓丽, 古力扎旦, 等. 砂砾岩油藏高含水期控水稳油技术对策——以克拉玛依油田一区三叠系油藏为例 [J]. 新疆石油学院学报, 2004, 16(3): 56-59+88-89. //LI Chen, YANG Xiaoli, GULI zhadan, et al. Technical countermeasures for water control and oil stabilization in high water-containing exploitation period of grit frame reservoir [J]. Journal of Xinjiang Petroleum Institute, 2004, 16(3): 56-59+88-89.
- [12] 王德喜, 张建军, 高志刚, 等. 喇嘛甸油田特高含水期厚油层挖潜工艺 [J]. 石油学报, 2007, 28(1): 98-100+106. //WANG Dexi, ZHANG Jianjun, GAO Zhigang, et al. Potential excavation technology for thick formations of extra-high water cut period in Lamadian Oilfield [J]. Acta petrolei sinica, 2007, 28(1): 98-100+106.
- [13] 朱或, 张传华. 高含水井厚油层控水压裂增产技术探讨 [J]. 内蒙古石油化工, 2013, 39(14): 105-106. //ZHU Huo, ZHANG Chuanhua. Discussion on the technology of controlling water fracturing and increasing production in thick oil layer of high water cut wells [J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2013, 39(14): 105-106.
- [14] 冯兴武. 双河油田高含水开发后期薄互层控水压裂技术研究 [J]. 石油地质与工程, 2019, 33(5): 107-111. //FENG Xingwu. Thin interlayer-controlled water fracturing technology in the late stage of high water-cut development of Shuanghe oilfield [J]. PETROLEUM GEOLOGY AND ENGINEERING, 2019, 33(5): 107-111.
- [15] 李洋洋. 锦储旗致密砂岩气藏控水压裂材料评价优选研究 [J]. 辽宁化工, 2022, 51(6): 790-794. //LI Yangyang. Study on evaluation and optimization of water control fracturing materials in hangjinqi tight sandstone gas reservoir [J]. Liaoning Chemical Industry, 2022, 51(6): 790-794.
- [16] 韩增军. 低渗透油田水平井化学堵水工艺优化与应用 [J]. 石油石化节能, 2022, 12((4)): 29-33+9. //HAN Zengjun. Chemical water shutoff technology for horizontal wells in low permeability oilfield optimization and application [J]. Energy Conservation in Petroleum & Petrochemical Industry, 2022, 12(4): 29-33+9.
- [17] 周万富, 李庆松, 韩重莲, 等. 阻水透油支撑剂在高含水储层的应用 [J]. 石油钻采工艺, 2022, 44(5): 637-641. //ZHOU Wanfu, LI Qingsong, HAN Chonglian, et al. Application of water-blocking and oil-permeable proppant in the high water-cut reservoir [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2022, 44(5): 637-641.
- [18] 艾白布·阿不力米提, 普宏彬, 刘永红, 等. 致密油水平井连续油管自适应定向水力喷砂射孔改造技术的应用 [J]. 科学技术与工程, 2022, 22(15): 6066-6074. //AIBAIBU·Abulimidi, PU Hongbin, LIU Yonghong, et al. Application of adaptive directional hydraulic sand blasting perforation technology for coiled tubing in tight oil horizontal wells [J]. Science Technology and Engineering, 2022, 22(15): 6066-6074.
- [19] 赵向原, 吕文雅, 王策, 等. 低渗透砂岩油藏注水诱导裂缝发育的主控因素——以鄂尔多斯盆地安塞油田 W 区长 6 油藏为例 [J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(3): 586-595. //ZHAO Xiangyuan, LYU Wenya, WANG Ce, et al. Major factors controlling waterflooding-induced fracture development in low-permeability reservoirs-a case study of Chang 6 reservoir in W block in Ansai oilfield, Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(3): 586-595.
- [20] 陈百军, 赵海波, 任朝发. 双井监测在微地震事件定位及压裂裂缝解释中的优势——以松辽盆地一口水平井的压裂监测为例 [J]. 物探化探计算技术, 2020, 42(3): 318-323. //CHEN Baijun, ZHAO Haibo, REN Chaofa. The advantage of dual downhole monitoring in location of microseismic event and interpretation of hydraulic fracture-taking a horizontal well in Songliao basin for example [J]. Computing Techniques for Geophysical and Geochemical Exploration, 2020, 42(3): 318-323.
- [21] 张俊廷, 王公昌, 王立垒, 等. 渤海稠油油田高含水期低产低效井综合治理技术 [J]. 石油钻采工艺, 2021, 43(5): 687-692. //ZHANG Juntong, WANG Gongchang, WANG Lilei, et al. Comprehensive treatment technologies for the stripped and deficient wells of Bohai heavy oil field in high water cut stage [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2021, 43(5): 687-692.

- [22] 杨川, 李啸, 吴涛, 等. 准噶尔盆地致密砾岩储层特征及“甜点”预测——以中佳地区佳木河组二段一砂组储层为例 [J]. 天然气地球科学, 2023, 34(2): 253-270. //YANG Chuan, LI Xiao, WU Tao, et al. Characteristics and "sweet spot" prediction of tight conglomerate reservoir: case study of the first sand group of the second member of Jiamuhe Formation in the Zhongjia area, Junggar Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2023, 34(2): 253-270.
- [23] 张浩. 老油田压裂技术优化与应用 [J]. 内蒙古石油化工, 2022, 48(9): 89-93. //ZHANG Hao. Optimization and application of fracturing technology in old oilfield [J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2022, 48(9): 89-93.
- [24] 王瑞华. 致密油连续油管体积压裂技术探索与实践 [J]. 采油工程, 2022(2): 19-23, 90. //WANG Ruihua. Exploration and practice of volume fracturing technology with coiled tubing for tight oil reservoir [J]. Oil Production Engineering, 2022(2): 19-23, 90.
- [25] 张志强. 连续油管水力喷射穿层压裂工艺在台 105 区块薄互层水平井的应用 [J]. 化学工程与装备, 2023(6): 144-146, 137. //ZHANG Zhiqiang. Application of coiled tubing hydraulic jet cross-layer fracturing technology in thin interbedded horizontal wells in Block Tai 105 [J]. Chemical Engineering and Equipment, 2023(6): 144-146, 137.
- [26] 周福建, 李根生, 刘皓, 等. 致密油气藏精准压裂-提高采收率一体化技术发展现状及建议 [J]. 前瞻科技, 2023, 2(2): 75-88. //ZHOU Fujian, LI Gensheng, LIU Hao, et al. Current status and future trend of an integrated technology of precise fracturing with enhanced oil recovery for tight oil and gas reservoirs [J]. Science and Technology Foresight, 2023, 2(2): 75-88.
- [27] 张启龙, 张明, 陈玲, 等. 连续油管喷砂射孔管柱校核方法研究与应用 [J]. 当代化工, 2023, 52(7): 1604-1609. //ZHANG Qilong, ZHANG Ming, CHEN Ling, et al. Research and application of checking method for sand blasting perforation string of coiled tubing [J]. Contemporary Chemical Industry, 2023, 52(7): 1604-1609.
- [28] 任佳伟, 张先敏, 王贤君, 等. 致密砂岩油藏水平井密切割压裂改造参数优化 [J]. 断块油气田, 2021, 28(6): 859-864. //REN Jiawei, ZHANG Xianmin, WANG Xianjun, et al. Optimization of parameters of close cutting fracturing for horizontal well in tight sandstone reservoir [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2021, 28(6): 859-864.
- [29] 龚悦, 崔悦琦, 刘畅, 等. 致密砂岩油藏体积压裂水平井产能影响因素分析 [J]. 石油化工应用, 2024, 43(8): 13-20. //GONG Yue, CUI Yueqi, LIU Chang, et al. Analysis of factors affecting productivity of volume fracturing horizontal wells in tight sandstone reservoirs [J]. Petrochemical Industry Application, 2024, 43(8): 13-20.
- [30] 张宏岩, 王金友, 王永和, 等. 连续油管水力喷射环空压裂提质增效方法研究与应用 [J]. 采油工程, 2021(2): 1-4, 90. //ZHANG Hongyan, WANG Jinyou, WANG Yonghe, et al. Research and application of method for improving quality and efficiency in hydraulic jet annulus fracturing with coiled tubings [J]. Oil Production Engineering, 2021(2): 1-4, 90.
- [31] 蒲草, 王玲, 熊荣园, 等. 水力压裂施工曲线的应用研究——以 Z 油田压裂施工为例 [J]. 广州化工, 2023, 51(2): 211-213, 239. //BAI Yanling. Applied study on hydraulic fracturing construction Curves--Taking fracturing construction in Z oil-field as an example [J]. Guangzhou Chemical Industry, 2023, 51(2): 211-213, 239.
- [32] 陈书豪. 薄油层或底水油藏控水压裂技术现状 [J]. 中国石油和化工标准与质量, 2024, 44(8): 196-198. //CHENG Shuhao. Present situation of water-controlled fracturing technology for thin oil layer or bottom water reservoir [J]. Technology Supervision in Petroleum Industry, 2024, 44(8): 196-198.
- [33] 刘威. 大牛地气田薄储层控缝高压裂工艺技术 [J]. 断块油气田, 2021, 28(2): 284-288. //LIU Wei. The thin layer fracture-height controlled fracturing technology in Daniudi gas field [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2021, 28(2): 284-288.
- [34] 程佳, 宋爱莉, 孙常伟, 等. LH 油田底水发育储层压裂方式模拟研究 [J]. 非常规油气, 2023, 10(6): 88-94. //CHENG Jia, SONG Aili, SUN Changwei, et al. Simulation study on fracturing mode of reservoirs developed in Bottom water development of LH oilfield [J]. Unconventional Oil & Gas, 2023, 10(6): 88-94.
- [35] 魏凯, 邓校国, 付杰, 等. 海南流沙港组致密砂岩体积压裂工艺研究及应用 [J]. 钻探工程, 2022, 49(5): 194-201. //WEI Kai, DENG Jiaoguo, FU Jie, et al. Volume fracturing technology for tight sandstone reservoir stimulation in Liushagang Formation in Hainan [J]. Drilling Engineering, 2022, 49(5): 194-201.
- [36] 罗志锋, 李建斌, 张楠林, 等. 小井距压裂防窜机理研究与应用 [J]. 断块油气田, 2023, 30(4): 593-600. //LUO Zhifeng, LI Jianbin, ZHANG Nanlin, et al. Research and application of anti-channeling mechanism in small well spacing fracturing [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2023, 30(4): 593-600.
- [37] 刘建峰. 水平井分段压裂生产剖面测试技术进展与展望 [J]. 特种油气藏, 2022, 29(5): 1-8. //LIU Jianfeng. Progress and prospect of production profile testing technology for staged fracturing in horizontal wells [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2022, 29(5): 1-8.
- [38] 刘合, 王松, 叶泽禹, 等. 光纤传感技术在油气田开发中的应用 [J]. 石油物探, 2024, 63(4): 707-717. //LIU He, WANG Song, YE Zeyu, et al. Application of fiber optic sensing technology in oil and gas field development [J]. Geophysical Prospecting for Petroleum, 2024, 63(4): 707-717.
- [39] 孟令韬, 鲍文辉, 郭布民, 等. 示踪剂技术在压裂效果评价中的研究进展 [J]. 石油化工应用, 2022, 41(3): 1-4, 23. //MENG Lingtao, BAO Wenhui, GUO Bumin, et al. Research progress of tracer technology in fracturing effect evaluation [J]. Petrochemical Industry Application, 2022, 41(3): 1-4, 23.