

塔里木盆地超深层油气藏试油与储层改造技术进展及发展方向

刘洪涛¹ 刘 举¹ 刘会锋¹ 邱金平² 才 博³ 刘军严¹ 杨战伟³ 刘豈瑜¹

1. 中国石油塔里木油田公司 2. 中国石油勘探与生产分公司 3. 中国石油勘探开发研究院

摘要：近年来，中国石油塔里木油田公司（以下简称塔里木油田）在塔里木盆地超深层油气勘探陆续取得重大突破。这与其超深层试油与储层改造技术的进步是密不可分的，随着超深井的逐渐增多，试油与储层改造技术仍需要持续升级、完善。为此，通过总结塔里木油田试油与储层改造技术的发展历程，系统梳理了其在超深层油气藏试油与储层改造方面取得的主要技术进展，并结合新的勘探开发形势与要求，指出了塔里木盆地超深层油气藏试油与储层改造技术今后一个时期的发展方向。研究结果表明：①塔里木油田已形成了一系列专项技术——超深高温高压气井安全快速测试技术，超深层、高含硫、缝洞型碳酸盐岩气藏完井试油一体化技术，超深层缝洞型碳酸盐岩储层深度改造技术，以及超深层、高温高压裂缝性致密砂岩气藏储层缝网改造技术，支撑了该盆地超深层油气藏的持续勘探突破和持续高效开发；②随着油气勘探开发深度领域迈向 9 000 m，储层地质条件更加复杂，完井试油与储层改造技术面临着新的技术难题；③今后将围绕“可靠、安全、高效”的目标进行试油完井工具和工艺的持续升级和改进，需要不断完善储层改造地质工程一体化设计、改造工作液和材料以及耐高温高压工具和装备，以支撑精细化缝网体积改造；④新形势下，为了满足井完整性的要求，需要完善相关配套技术，同时建立套管磨损评价与地面管汇剩余寿命检测方法，以保障试油和储层改造工艺的顺利实施。结论认为，该研究成果可以为国内外超深层油气藏的安全高效建井与提产提供借鉴。

关键词：塔里木盆地；超深层；致密砂岩气藏；缝洞型碳酸盐岩油气藏；高温高压；试油；储层改造；井完整性

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2020.11.009

Progress and development direction of production test and reservoir stimulation technologies for ultra-deep oil and gas reservoirs in Tarim Basin

LIU Hongtao¹, LIU Ju¹, LIU Huifeng¹, QIU Jinping², CAI Bo³, LIU Junyan¹, YANG Zhanwei³, LIU Jiangyu¹

(1. PetroChina Tarim Oilfield Company, Korla, Xinjiang 841000, China; 2. PetroChina Exploration and production Branch Company, Beijing 100007, China; 3. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 40, ISSUE 11, pp.76-88, 11/25/2020. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: In recent years, PetroChina Tarim Oilfield Company has successively achieved great breakthroughs in ultra-deep oil and gas exploration in the Tarim Basin. And these achievements are closely related with the progress of ultra-deep production tests and reservoir stimulation technologies. As the number of ultra-deep wells increases, production tests and reservoir stimulation technologies shall be upgraded and improved continuously. By summarizing the development history of production tests and reservoir stimulation technologies in PetroChina Tarim Oilfield Company, this paper systematically analyzes the major progresses of production tests and reservoir stimulation technologies for ultra-deep oil and gas reservoirs. Then, the development directions of production tests and reservoir stimulation technologies for ultra-deep oil and gas reservoirs of the Tarim Basin in the near future are pointed out based on the new exploration & development situations and requirements. And the following research results were obtained. First, a series of special technologies have been developed in PetroChina Tarim Oilfield Company to support successive exploration breakthroughs and continuous efficient development of ultra-deep oil and gas reservoirs in the Tarim Basin, including safe and fast production test technology for ultra-deep HTHP gas wells, integrated production tests and well completion technology for ultra-deep fractured-vuggy carbonate gas reservoirs with high sulfur content, in-depth stimulation technology for ultra-deep fractured-vuggy carbonate reservoirs, and fracture-network stimulation technology for ultra-deep HTHP fractured tight sandstone gas reservoirs. Second, as exploration and development steps into the fields below 9 000 m, where reservoir geological conditions are more complex, well completion, production tests and reservoir stimulation technologies will face new technological challenges. Third, in the future, production tests and well completion tools and technologies will be continuously upgraded and improved based on the target of reliability, safety and efficiency. And it is necessary to continuously improve geology-engineering integrated design of reservoir stimulation, stimulation fluids and materials, and HTHP tools and equipment to support fine fracture-network volumetric stimulation. Fourth, in order to meet the requirements of well integrity in new situations, it is necessary to improve the related supporting technologies while establishing casing wear evaluation and surface manifold remaining life test methods, so as to ensure the smooth implementation of production tests and reservoir stimulation technologies. In conclusion, the research results can provide references for the safe and efficient well construction and production increase in ultra-deep oil and gas reservoirs at home and abroad.

Keywords: Tarim Basin; Ultra-deep layer; Tight sandstone gas reservoir; Fractured-vuggy carbonate oil and gas reservoir; HTHP; Production test; Reservoir stimulation; Well integrity

基金项目：国家科技重大专项“库车坳陷深层—超深层天然气田开发示范工程”（编号：2016ZX05051）、中国石油天然气股份有限公司重大科技专项“塔里木盆地大油气田增储上产关键技术研究与应用”（编号：2018E-1809）。

作者简介：刘洪涛，1983年生，高级工程师；主要从事油气藏钻完井、储层改造方面的研究及技术管理工作；地址：（841000）新疆维吾尔自治区库尔勒市石化大道6号。ORCID: 0000-0003-2101-7947。E-mail: liuhongtao-tlm@petrochina.com.cn

通信作者：刘会锋，1986年生，高级工程师；主要从事储层改造及试油完井方面的研究工作。地址：（841000）新疆维吾尔自治区库尔勒市石化大道6号。ORCID: 0000-0002-2596-8371。E-mail: liuhuifeng123@126.com

0 引言

塔里木盆地是我国陆上最大的含油气盆地，也是目前国内勘探难度最大、增储上产潜力最大的盆地之一。该盆地储层埋深介于 4 500 ~ 6 000 m 为深层，超过 6 000 m 为超深层^[1-2]。塔里木盆地油气藏普遍为超深层并且地质构造复杂程度高。该盆地已探明油气资源总量为 178×10^8 t，其中石油 75×10^8 t、天然气 12.9×10^{12} m³。截至 2019 年底，中国石油塔里木油田公司（以下简称塔里木油田）矿权内的勘探程度仅为 22.9%，油气勘探开发前景十分广阔。近年来，随着中秋 1 井^[3]、博孜 9 井^[4]、轮探 1 井^[5] 等陆续获得重大油气发现，超深层油气藏勘探持续取得重大突破。塔里木油田油气勘探开发对象已全面迈向超深层，该类油气藏将是该油田油气增储上产的重要资源保障。

塔里木盆地超深层油气藏主要分布在库车含盐前陆盆地^[6]、塔北隆起和塔中隆起，根据油气储层岩石类型可以分为裂缝性致密砂岩气藏^[7]和缝洞型碳酸盐岩油气藏^[8]。在库车含盐前陆盆地主要分布裂缝性致密砂岩气藏，其主要特点是埋藏深（6 000 ~ 8 000 m）、地层压力高（100 ~ 136 MPa）、地层温度高（150 ~ 190 °C）、储层厚度大（200 ~ 300 m）、基质低孔隙度（4% ~ 8%）、基质低渗透率（0.01 ~ 0.10 mD），并且不同程度地发育天然裂缝^[9]。在塔北隆起和塔中隆起则以缝洞型碳酸盐岩油气藏为主，其主要特点是埋藏深（6 000 ~ 8 000 m）、地层温度高（130 ~ 170 °C）、易喷易漏（压力当量密度窗口仅 0.02 g/cm³）、硫化氢含量高（介于 10 ~ 100 g/m³，最高达 622 g/m³）、储集空间类型复杂（含洞穴、裂缝、基质孔隙）^[10-11]。这些地质工程特点给油气井测试、完井和储层改造的顺利实施带来了极大的挑战。

“十一五”以来，塔里木油田针对超深层裂缝性致密砂岩气藏和缝洞型碳酸盐岩油气藏的试油、完井和储层改造中的一系列瓶颈问题持续开展技术攻关，所取得的研究成果支撑了塔里木盆地超深层油气藏陆续取得勘探突破并且实现高效开发。随着深度 8 000 ~ 9 000 m 超深井的逐渐增多，储层地质条件更加复杂，试油与储层改造技术仍需要持续升级、完善。为此，笔者通过总结塔里木油田在超深层油气藏试油与储层改造技术的发展历程，系统梳理了已形成的耐高温高密度试油工作液、APR 测试管柱配置、管柱力学精细校核、完井试油一体化工艺等超深井试油技术，以及储层改造工艺优选方法、耐高

温加重压裂液、裂缝性砂岩纤维暂堵压裂工艺、缝洞型碳酸盐岩深度酸压工艺等超深井储层改造技术，结合新的勘探开发形势与要求，厘清了下一步需要研究攻关的技术难题，进而指出该盆地超深层油气藏试油与储层改造技术今后一个时期的发展方向，以期为国内外超深层油气藏的安全高效建井与提产提供借鉴。

1 技术发展历程

自 1989 年塔里木石油会战以来，塔里木油田的勘探经历了从深层到超深层，从常温常压到高温高压、再到超高温超高压，从均质储层到非均质储层的转变，相应的试油与储层改造技术也在不断发展和升级。

1.1 试油技术

塔里木油田试油技术的发展为地质认识和勘探发现取得突破提供了有效动力，自 1989 年以来主要经历了 4 个阶段。

1.1.1 钻杆中途测试（DST）技术发展完善阶段（1989—1996 年）

该阶段以轮南油田为代表，试油井段深度介于 3 500 ~ 6 000 m、压力介于 50 ~ 70 MPa、温度介于 110 ~ 120 °C^[12]。形成了以裸眼中途测试技术、射孔—测试联作技术、跨隔测试技术和小井眼测试技术为主的测试技术系列，特别是由于中途测试技术的应用，可以在第一时间对油气显示层进行测试，实现了油气勘探的提前发现，加快了勘探进程。

1.1.2 以高压油气井测试技术为主的发展阶段（1997—2000 年）

该阶段以克拉 2 气田为代表^[13-14]，试油井段深度介于 4 000 ~ 6 500 m、压力介于 60 ~ 90 MPa、温度介于 100 ~ 130 °C。为了应对升高的地层压力，通过引进 APR 测试工具，并且对管柱进行优化配置，形成了“气密封油管+全通径测试工具+RTTS 封隔器+射孔枪”的射孔—测试联作技术；配套了 105 MPa 采气井口和形成了包括高压管汇、地面安全阀、除砂器、高压油嘴管汇、加热器、三相分离器、数据自动采集系统的高压地面测试流程。

1.1.3 高温高压油气井试油技术完善阶段（2001—2007 年）

该阶段以迪那 2 气田为代表^[15]，试油井段深度介于 5 000 ~ 7 000 m、压力介于 90 ~ 110 MPa、温

度介于 130 ~ 150 °C。通过开展试油工作液体系优选、井筒安全评价、管柱力学分析与校核、配套地面测试流程优化、测试资料处理解释等一系列技术攻关,为库车前陆盆地迪那 2 凝析气田、大北气田的发现、评价以及克深构造带获得勘探突破提供了支撑。

1.1.4 超高温超高压油气井试油技术发展完善阶段(2008 年至今)

该阶段以克深 2、克深 9^[16]、克深 13 气田为代表,试油井段深度介于 6 000 ~ 7 930 m、压力介于 110 ~ 136 MPa、温度介于 150 ~ 186 °C。在研发超高温超高压射孔器的基础上,优化形成了超深井 APR 测试工艺,提高了测试施工一次成功率(由 2009 年的 70% 提升至 2018 年的 90%),实现了对克深气田的评价及获得博孜 9 井、轮探 1 井等勘探突破,夯实了塔里木油田建设 3 000 × 10⁴ t 的资源基础。

1.2 储层改造技术

塔里木油田超深层储层改造技术与钻完井技术同步发展。1995 年东河油田 DH1-4-6 井(注水井)在井深 5 894.5 ~ 5 910.0 m 加砂压裂取得成功,标志着塔里木盆地 6 000 m 以深储层改造技术研究与应用进入新阶段。至 2020 年 1 月,塔里木油田改造井最深达 8 882 m(轮探 1 井)。塔里木油田储层改造技术的发展主要经历了 3 个阶段。

1.2.1 早期探索阶段(2000 年前)

该阶段受制于设备、工具及改造液材料耐高温高压性能的不足,以直井进行笼统改造为主,实现了深层压裂技术从无到有。90 年代中期,塔里木东河油田成功实施了 6 000 m 注水井的加砂压裂,突破了超深井加砂技术瓶颈,实现了塔里木油田超深层油气藏的高效增产增注^[17-18]。

1.2.2 快速发展阶段(2000—2010 年)

该阶段以塔里木库车前陆冲断带超深层砂岩储层直井加砂压裂及台盆区碳酸盐岩超深水平井分段酸压为代表,超深层储层改造理论、工艺技术、改造液材料等均得到快速发展。以大北 301 井为代表,压裂井段深度介于 6 930 ~ 6 988 m,实现了 7 000 m 高温高压气井的加砂压裂;以塔中 82 井为代表,采用变黏酸+胶凝酸多级注入酸压,实现了超深层碳酸盐岩储层“多元化”深度酸压^[19]。储层改造技术的快速发展有力推动了塔里木油田快速勘探发现与建产。

1.2.3 理念突破与技术定型阶段(2010 年至今)

“十二五”以来,以“缝网体积改造”理念为指

导^[20-22],塔里木油田超深层储层改造技术得到了快速、充分发展。直井在 7 000 m 以深高应力砂岩储层实现了“机械分层+纤维暂堵分层”复合分层缝网体积改造,在 8 000 m 以深实现了“纵向转层、层内转向”纤维暂堵缝网酸压改造,定型了缝网体积压裂与缝网体积酸压两套工艺技术^[23-24]。超深层缝洞型碳酸盐岩储层实现了水平井分段体积酸压,探索了水力喷射、裸眼封隔器+滑套、全通径分段等多种分段酸压工具和工艺^[25-27]。随着 8 000 ~ 9 000 m 探井和评价井越来越多(博孜 9 井、克深 21 井、轮探 1 井等),储层地质条件更加复杂,高应力区大斜度井/水平井也在陆续开钻(克深 1002 井、迪探 2 井等),储层改造技术仍需要持续升级、完善,从而为更深更复杂油气藏的高效勘探开发提供技术支撑。

2 主要技术进展

2.1 超深高温高压气井安全快速测试技术

超深高温高压气井的测试主要面临以下 4 个方面的难点问题:①产层套管一般采用 127.0 mm 或 139.7 mm 套管完井,由于井眼尺寸小,导致封隔器选择困难,对试油工作液的传压性能要求高,一旦发生事故则处理难度大;②由于地层压力系数高,要求试油工作液密度足够高,同时对井下工具、地面控制设备及储层改造装备的承压能力要求高;③由于地层温度高,对井下工具、仪器和地面设备的耐高温性能以及试油工作液的抗高温稳定性要求高;④测试期间压力、温度变化大,测试管柱受力复杂,对整个测试管柱的安全性提出了更高的要求。

2.1.1 耐高温、高密度试油工作液

与钻井作业不同,进行试油作业时试油工作液长时间静置而无法实时循环调整,因此,对工作液性能提出了更高的要求。在迪那、克拉、大北等气田,密度介于 1.80 ~ 2.30 g/cm³ 的水基磺化试油工作液在地层温度低于 160 °C 的高压气井应用时取得了很好的效果。但温度超过 160 °C 时,水基磺化试油工作液容易出现高温增稠、硬质沉淀。针对克深、大北等气田地层温度超过 160 °C 的井,目前主要采用超微重晶石和抗高温、高密度的油基、有机盐三套试油工作液体系。

2.1.1.1 超微重晶石试油工作液体系

该试油工作液体系引入超微重晶石以提高自悬浮能力,耐温 200 °C、密度为 2.40 g/cm³, 200 °C 静

置 15 d 仍具有良好的悬浮稳定性和流变性，并且可重复利用^[28]。该体系基本配方包括水、超微粉体重晶石加重剂（表面改性）、分散剂、稳定剂、双电层激发剂和黏切控制剂。

2.1.1.2 抗高温、高密度油基试油工作液体系

在钻井液基础上，通过调整主/辅乳化剂、润湿剂用量，提升工作液体系的稳定性。研究形成耐温 190 °C、密度为 2.00 g/cm³ 的试油工作液体系，其配方包括柴油、盐水、主/辅乳化剂、增黏剂、降滤失剂、润湿剂、加重剂（重晶石）和 pH 调节剂，室内评价试验显示在 190 °C 高温条件下静置 15 d，不沉降，具有良好的稳定性。

2.1.1.3 抗高温、高密度试油工作液体系

通过对基浆和添加剂成分的研究及反复试验，优选出具有良好抗高温性能的有机盐体系。该体系耐温 200 °C、密度为 2.39 g/cm³，配方包括水、纯碱、提切剂、抗温抗盐降滤失剂、复合盐、抑制防塌剂、润滑剂、加重剂（有机盐、重晶石）和 pH 值调节剂，室内评价试验显示在 200 °C 高温条件下静置 15 d，不沉降，稳定性较好。

2.1.2 测试工艺选择及管柱配置技术

针对仅录取温度压力资料，不要求得准确产能的井，采用“短、平、快”的中途测试工艺。其主要管柱结构包含 RDS 安全循环阀 + RD 循环阀 + 液压循环阀（RD 循环阀失效时的备用阀）+ RTTS 封隔器 + 电子压力计托筒（2 只），如图 1-a 所示。其中，RDS 安全循环阀用于井下关井测压及关井后提供循环压井通道。测压结束后，打开 RD 循环阀，用于平

衡封隔器上下压力及提供压井通道。液压循环阀作为 RD 循环阀的备用工具，当 RD 循环阀不能开启时，可以通过上提管柱打开液压循环阀。该工艺具有结构简单、施工周期短、费用低的特点。

针对需要得准确产能的井，或需要进行储层改造的井，则采用 APR 测试工艺^[29-30]。其主要管柱结构包含 RDS 安全循环阀（备用）+ RDS 安全循环阀 + RD 循环阀 + 液压循环阀（RD 循环阀失效时的备用阀）+ E 型阀（常开）+ RTTS 封隔器 + 电子压力计托筒（2 只），如图 1-b 所示。其中 E 型阀在封隔器坐封、换装井口后为替入低密度环空保护液提供循环通道，下井过程中为常开状态，替液结束后，投球关闭；两个 RDS 安全循环阀“一用一备”，以提升测试成功率。

2.1.3 试油管柱力学核校技术

管柱力学核校技术是保障高温高压气井安全试油作业安全的重要手段。基于国际高温高压井协会的建议和推荐做法，塔里木油田于 1995 年开始进行复杂工况试油管柱力学分析与校核技术研究，进而开展现场实践。多年来通过优选管柱载荷、应变等计算模型，优化井筒温度、压力场计算模型，综合考虑管柱屈曲、鼓胀、温度和活塞效应的影响，开发高温高压管柱力学核校软件，同时借鉴国内外先进的管柱力学核校方法，形成了“工况 + 部件”全覆盖的管柱力学核校技术，制订了相应的校核标准化流程^[31]。通过该项技术的应用，计算得到各工况下管柱的轴向变形、载荷及三轴应力强度安全系数（表 1），进而优化管柱配置、油套管压力等参数。目前，库车前陆盆地高温高压气井的试油管柱力学核校已全部采用该项技术，从未出现试油期间管柱断脱、落井等事故。

2.2 超深层、高含硫、缝洞型碳酸盐岩油气藏完井试油一体化技术

塔里木盆地超深层碳酸盐岩储层多为缝洞型储层，油气井压力窗口窄，容易发生井喷和漏失；同时，产出的天然气硫化氢含量高。该类储层完井和试油的主要难题是井控风险高。自 2005 年塔中 823 井井喷事故以来，通过不断优化完井试油工艺技术，塔里木油田目前已形成适用于超深层高含硫碳酸盐岩储层的完井试油一体化技术，其中包含 3 套完井试油一体化管柱、4 套试油专用井控工具和 1 项地面安全控制与计量技术。

2.2.1 完井试油一体化管柱配置技术

针对碳酸盐岩储层特点，根据不同油气井完井

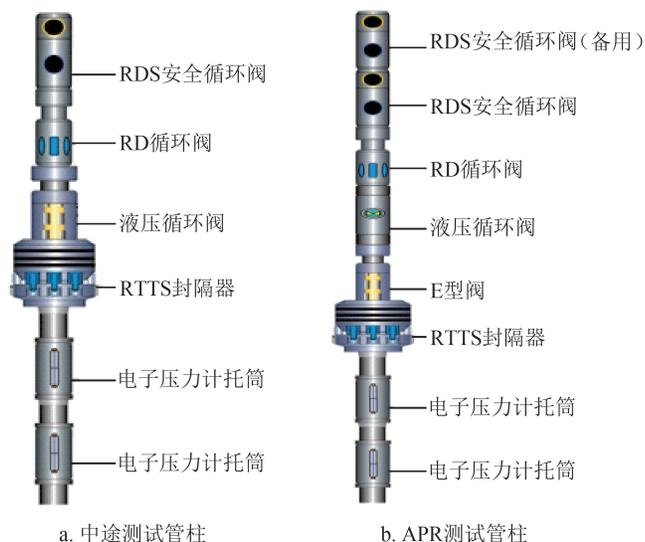


图 1 中途测试管柱和 APR 测试管柱结构示意图

表 1 试油管柱力学核工况及安全系数取值统计表

| 变形类型 | 安全系数 | 工况 | 注意事项 |
|------|---------------|------------------|---|
| 外挤 | 1.40 | 低产 | 油管仅气柱压力，封隔器上部油管是否会被挤毁、封隔器下部套管是否会被挤毁 |
| | | 环空压力上升 | 计算环空最大带压值，防止油管被挤毁 |
| | | 对 A 环空进行压力测试 | 计算油管平衡压力大小，防止造成封隔器上部油管被挤毁 |
| 内压 | 1.25 | 油管泄漏 | 最大危险点为封隔器上部油管 |
| | | 试压 | 施加的压力是否会超过油管抗内压强度 |
| | | 热关井 | 是否会超过油管抗内压强度 |
| | | 注入（改造、压井等） | 油套压差是否会超过油管抗内压强度 |
| | | 初次热压井 | 初次泵注压井液，地面压力要大于关井压力，高温持续时间有限，计算最低环空平衡压力 |
| 轴向 | 1.60 (空气中) | 油管传输射孔枪点火 | 射孔瞬时高压是否会超过油管屈服强度 |
| | | 上提解卡 | 上提载荷是否会超过抗拉强度 |
| 三轴应力 | 1.50 | 冷流体注入（试压、改造、压井等） | 冷流体导致的油管收缩是否会使封隔器解封 |
| | | 包含以上所有工况 | |

试油目的和要求，通过研发关键工具，配套形成了测试—改造—投产、封堵—改造—投产、改造—封堵—回采 3 套完井试油一体化管柱，在超深层碳酸盐岩储层已应用 250 余井次，并且实现了安全和高效。

2.2.1.1 测试—改造—投产管柱

该管柱适用于油气显示一般，需要进行储层改造且能够正常起下钻的井，核心工具是可回收式完井封隔器。管柱结构自上而下依次为油管+伸缩管+常闭阀+可回收式完井封隔器+油管+座封接头+油管鞋。该管柱一趟钻可完成测试、储层改造、投产等多项工序。若测试获得油气，可以作为完井管柱直接投产；若未获得油气，就可以解封封隔器，然后起出管柱。

2.2.1.2 封堵—改造—投产管柱

该管柱适用于直接钻遇缝洞系统并且要求长期完井的油气井，核心工具是 POP 阀和二次封堵阀。管柱结构自上而下依次为油管+井下安全阀+油管+棘齿锁定密封+可脱手、回插的永久式完井封隔器+磨铣延伸筒+ POP 阀（二次封堵阀）+筛管+圆头盲堵。与常规管柱相比，该管柱能有效解决易喷易漏井管柱的防喷问题，实现了下钻过程的井控安全。

2.2.1.3 改造—封堵—回采管柱

该管柱适用于需要进行多层试油、并根据试油结果进行选择回采的易漏易喷井，核心工具是

SHP 封隔器和 CMQ-22 开关滑套。该管柱分为内外两部分，外部管柱自上而下包含油管+伸缩管+常闭阀+锚定密封+ HP-1AH 封隔器+磨铣延伸筒+密封延伸筒+ CMQ-22 滑套+油管+丝堵；内部管柱接在锚定密封之下，其结构自上而下依次为筛管+油管密封+ CMQ-22 滑套操作杆。该管柱可以一趟钻完成测试、改造、求产、封堵、回采等多项作业，施工工序简单并且周期短。在将管柱与封隔器脱开后，可将产层完全隔绝，以避免产层被二次污染。

2.2.2 完井试油井控技术

研发了油管内堵塞阀、新型试油井口、多功能四通和井下液面监测仪等完井试油井控工具^[32]，为超深层、易喷易漏碳酸盐岩储层安全高效试油提供了技术保障。

2.2.2.1 油管内堵塞阀和新型试油井口

针对直接钻遇缝洞系统并且需要进行多层试油的井，通过研发油管内堵塞阀和新型试油井口，配套形成了完井试油井控装备，解决了换装井口时处于无控状态的问题，其中油管内堵塞阀的应用已成为超深层碳酸盐岩储层换装井口期间的必备动作。

2.2.2.2 多功能四通

若钻遇大的缝洞系统，钻井转试油换装采油四通时的井控风险较大，为此，研发了多功能四通，将钻井四通和采油四通一体化，实现了“一通两用”，保障了换装井口期间的作业安全。

2.2.2.3 井下液面监测仪

为了及时掌握失返性漏失井的液面动态,对井下液面监测仪的应用进行了全面推广,实现了作业期间液面的连续、实时监测,进而为吊灌起下钻、换装井口灌入试油工作液量的确定提供科学依据。该设备通过氮气发出声呐脉冲波,通过环空传送至井下液面,然后在地面接收脉冲波信号,计算液面深度,从而实现对液面的实时监控。另外,还具有液面异常变化预警功能,为起下钻、电测等作业吊灌量提供指示。

2.2.3 地面安全控制与计量技术

针对产出天然气高含 H_2S 的问题,配套了密闭罐、二级分离、原油脱硫和油水自动计量等装置,形成了集压力控制、分离与计量(含油水自动分离计量)、原油脱硫、数据自动采集、 H_2S 和 CO_2 气相在线监测、现场实时传输、视频监控共 7 项功能的多功能地面安全控制与计量技术。

2.3 超深层缝洞型碳酸盐岩储层深度改造技术

超深层缝洞型碳酸盐岩储层改造面临以下两个方面的难点问题:①由于改造段位置深、地层温度高,对改造工作液性能的要求高;②缝洞体展布及油水分布关系复杂,对储层评估技术和酸压改造工艺要求高。通过在储层压前综合地质评估与设计优化、储层深度改造工作液体系研发、深度改造工艺优化三个方面开展了研究和优化,取得了重要成果。

2.3.1 压前储层综合地质评估与压裂工艺优选

基于缝洞型储层特征,结合地质研究、三维地震及垂向地震剖面、钻录井显示、常规测井及远探测声波测井解释、测试资料,形成“五位一体”、动静结合的压前综合地质评估技术,对缝洞的探测精度提高到 10 m 级,实现了对井筒及井周缝洞空间展布的有效预测。

储层压前综合地质评估结果能够有效指导储层改造选井选层和改造工艺优选。通常,储层压前综合地质评估结果及适合采用的储层改造工艺为:①储层呈强“串珠”状反射,实钻井眼位于缝洞体顶部,目的层钻进过程中有一定漏失,测录井结果显示储层品质好,可以采用小规模酸压(化)改造,疏通近井缝洞系统,对酸液的缓速性能要求低;②储层呈“串珠”状反射,实钻井眼偏离“串珠”中心,井周 30 m 范围内发育异常反射体,并且主应力与串珠展布方位、天然裂缝发育方位相匹配,钻井无放空漏失,测录井解释结果显示储层品质较差,可以采用中等规模酸

压改造,沟通井周缝洞储集体,因此,要求压裂液体系具有较强造缝能力,以及酸液体系具有一定的缓速性能;③储层呈“串珠”状反射,实钻井眼偏离“串珠”中心,井周 30 m 范围内无异常反射体,并且主应力与串珠展布方位、天然裂缝发育方位相匹配,钻井无放空漏失,测录井解释结果显示储层品质较差,需要采用大规模深穿透酸压进行改造,沟通井周缝洞储集体,因此,要求压裂液体系具有较强造缝能力,以及酸液体系具有良好缓速性能;④储层呈“串珠”状反射,实钻井眼偏离“串珠”中心,而主应力与串珠展布方位、天然裂缝发育方位不匹配,钻井无放空漏失,测录井解释结果显示储层品质较差,需要采用暂堵转向酸压工艺,强制裂缝转向沟通井周缝洞储集体,因此,要求压裂液体系具有较强的造缝能力,酸液体系需要具有一定的缓速性能,以及暂堵转向材料具有一定的承压能力;⑤储层呈“片状”或者“杂乱”反射,钻井无放空漏失,测录井解释结果显示储层品质一般,需要采用加砂压裂或者酸携砂改造工艺,造高导流能力的长支撑裂缝,增大井周的泄流面积。

2.3.2 超深层缝洞型碳酸盐岩储层深度改造工作液体系

为了实现不同类型储层的有效沟通,研发了 6 套改造工作液体系,其中包括 4 套酸液体系(胶凝酸、温控变黏酸、交联酸、清洁自转向酸)和 2 套压裂液体系(低伤害交联胍胶压裂液、改性黄原胶非交联压裂液)(表 2)。

2.3.3 超深层缝洞型碳酸盐岩储层深度改造工艺技术

塔里木油田缝洞型碳酸盐岩储层非均质性强、缝洞分布复杂。基于储层综合地质评估结果,针对不同的储层钻遇模式,集成配套了垂向酸压(化)、深穿透酸压、转向酸压、加砂压裂/交联酸携砂酸压 4 种深度改造工艺技术,以实现缝洞体的充分沟通(表 3)。

2.4 超深层、高温高压裂缝性致密砂岩气藏储层缝网改造技术

近年来,针对超深层高温高压裂缝性致密砂岩气藏,塔里木油田在储层改造工艺优选与设计、工作液体系、缝网改造工艺及配套工具、设备等方面不断取得突破,成效显著。

2.4.1 工艺优选及设计

库车前陆区的储层地质特点决定了改造天然裂

表 2 塔里木盆地超深层缝洞型碳酸盐岩储层深度改造工作液性能指标与适用条件统计表

| 工作液名称 | 基本配方 | 性能指标 | 适用条件 |
|-------------|-----------------------------------|---|-------------------------------|
| 胶凝酸 | 20.0%HCl + 0.8% 胶凝剂 + 辅助单剂 | 耐温 120 ~ 150 °C, 黏度 45 ~ 56 mPa·s, 在 120 °C 条件下, 170 s ⁻¹ 剪切 60 min 后黏度大于 20 mPa·s | 适用于中高温储层的深穿透酸压 |
| 温控变黏酸 | 20.0%HCl + 0.8% 温控胶凝剂 + 辅助单剂 | 温度大于 70 °C 时酸液黏度迅速增大, 形成凝胶; 温度大于 120 °C 时, 酸液逐渐破胶; 反应过程中酸液黏度大于 200 mPa·s, 降解后黏度小于 10 mPa·s | 适用于中高温储层的深穿透酸压 |
| 交联酸 | 20.0%HCl + 0.8% 稠化剂 + 交联剂 + 辅助单剂 | 耐温 120 ~ 140 °C, 基液黏度 27 ~ 33 mPa·s, 交联时间 20 ~ 270 s 可控, 交联后冻胶黏度大于 800 mPa·s, 在 120 °C 条件下, 170 s ⁻¹ 剪切 60 min 后黏度大于 200 mPa·s, 破胶后黏度为 6 mPa·s | 适用于高温储层的深穿透酸压或酸携砂压裂 |
| 清洁自转向酸 | 20.0%HCl + 8% ~ 10% 清洁自转向剂 + 辅助单剂 | 耐温 90 ~ 150 °C, 反应过程中黏度增大, 可达 400 ~ 800 mPa·s; 遇地层中烃类易破胶, 与大量地层水接触后黏度增加 | 缝洞方位不在最大主应力方向上, 采用该酸液体系进行转向酸压 |
| 低伤害交联胍胶压裂液 | 0.30% ~ 0.45% 胍胶 + 交联剂 + 辅助单剂 | 耐温 120 ~ 180 °C, 在 180 °C 条件下, 170 s ⁻¹ 剪切 120 min 后黏度为 150 mPa·s 左右; 储层伤害率小于 20% | 作为前置液酸压或多级交替注入酸压时的前置液 |
| 改性黄原胶非交联压裂液 | 0.3% ~ 0.8% 黄原胶 + 辅助单剂 | 耐温 120 ~ 160 °C, 浓度为 0.6% 改性黄原胶非交联压裂液在 120 °C 条件下, 170 s ⁻¹ 剪切 120 min 后黏度大于 40 mPa·s; 具有高抗盐性, 可以直接采用井场水进行配置 | 作为前置液酸压或多级交替注入酸压时的前置液 |

表 3 超深层缝洞型碳酸盐岩储层深度改造工艺技术适用情况与施工参数统计表

| 工艺名称 | 工艺原理 | 适用情况 | 施工参数 | 应用情况 |
|--------------|---|--|--|---|
| 垂向酸压(化) | 疏通或扩张已有流动通道 | 实钻井眼位于缝洞体顶部, 目的层钻进过程中有一定漏失, 测录井解释结果显示储层品质好 | 改造液体系组合为黄原胶非交联压裂液 + 胶凝酸, 酸压规模 100 ~ 300 m ³ , 施工排量 4.0 ~ 6.0 m ³ /min | 应用超过 80 井次, 改造后平均单井日产油 24.1 m ³ |
| 深穿透酸压 | 利用压裂液与酸液的黏度差形成“指进”, 提高酸液有效作用距离, 非均匀刻蚀裂缝壁面, 形成长、高导流能力酸蚀裂缝来提高酸压效果 | 实测井眼偏离强“串珠”反射区, 但“串珠”展布方位、天然裂缝发育方位与地应力匹配关系好 | 改造液体系组合为低伤害交联压裂液 + 交联酸/温控变黏酸, 一般采用 2 ~ 3 级交替注入 + 闭合酸化工艺, 酸压规模 400 ~ 600 m ³ , 施工排量 4.0 ~ 6.0 m ³ /min | 应用超过 300 井次, 改造后平均单井日产油 49.2 m ³ |
| 转向酸压 | 采用暂堵材料或高黏度液体强行阻挡裂缝的延伸或者隔离酸液与岩石的接触面, 使人工裂缝的延伸偏离原来的方向 | 实测井眼偏离强“串珠”反射区, 且与储集体缝洞系统连通性差, 串珠展布方位、天然裂缝发育方位与地应力匹配关系差 | 改造液体系组合为低伤害非交联压裂液 + 交联酸/温控变黏酸 + 暂堵转向剂、低伤害非交联压裂液 + 清洁自转向酸, 一般采用 2 ~ 3 级交替注入 + 闭合酸化工艺, 酸压规模 600 ~ 800 m ³ , 施工排量 4.0 ~ 6.0 m ³ /min | 应用超过 130 井次, 改造后平均单井日产油 40.0 m ³ |
| 加砂压裂/交联酸携砂酸压 | 通过制造支撑裂缝沟通井筒远端缝洞体/将交联酸深穿透机理与加砂压裂造高导流裂缝原理相结合 | 适用钻遇地震反射为杂乱或者片状反射的裂缝孔洞型储层, 为了建立长、高导流能力裂缝, 并保证裂缝具有长期高导流能力 | 采用低伤害交联压裂液进行加砂压裂; 采用交联酸进行携砂酸压, 同时满足携砂和刻蚀要求。改造规模 500 ~ 800 m ³ , 施工排量 4.0 ~ 7.0 m ³ /min, 单井加砂量最高 70.8 m ³ , 砂浓度最高 733 kg/m ³ | 应用 22 井次, 改造后平均单井日产油 52.8 m ³ |

缝是提产的关键。应用地质、成像测井、地质力学、井漏等数据充分评估天然裂缝有效性, 并提出针对性改造措施。对于 I 类天然裂缝, 该类裂缝力学活性好, 渗透率高并且激活天然裂缝需要的施工净压力

低, 可以采用酸化对天然裂缝系统进行疏通; 对于 II 类天然裂缝, 该类裂缝有一定的力学活性, 自然渗透率中等, 激活天然裂缝需要的施工净压力较之 I 类天然裂缝偏高, 采用酸压工艺激活、疏通天然裂缝,

并配合暂堵工艺进行充分改造;对于Ⅲ类天然裂缝,该类裂缝力学活性差,自然渗透率低,激活天然裂缝需要的施工净压力高,采用加砂压裂制造人工长缝,并结合暂堵工艺进行充分改造。

针对酸压或加砂压裂的井,在设计阶段根据储层物性和可压裂性进行分级射孔设计,为分层改造创造条件;然后,应用摩尔—库伦准则预测不同井底压力下天然裂缝的剪切激活情况及与人工裂缝的交互作用规律^[33-35],根据激活目标设计施工排量并预测施工泵压;最后,模拟不同液量和加砂量下的缝网尺寸,确定最优施工规模。

2.4.2 耐高温压裂液、加重压裂液及酸液体系

根据库车前陆盆地超深层砂岩储层超高温、高应力的特点,发展了耐高温压裂液、加重压裂液及低腐蚀酸液体系^[36]。耐高温压裂液以羟丙基瓜尔胶压裂液为主,最高耐温达 180 ℃。在加重压裂液方面,塔里木油田早期研发了氯化钾加重压裂液,最大密度为 1.17 g/cm³,于 2002 年在野云 2 井成功应用,最高施工泵压为 123 MPa,成功加入支撑剂 28.5 m³,为国内首口使用加重压裂液进行加砂压裂的井。为进一步提升加重效果,“十二五”期间研发了硝酸钠加重压裂液,密度为 1.35 g/cm³,最高耐温达 180 ℃,在克深 2 和克深 8 区块进行了广泛应用^[37-38]。同时,根据新疆维吾尔自治区安全环保工作要求,与国内科研院所联合研发了聚合物氯化钙加重压裂液,加重后液体密度为 1.35 g/cm³,耐温达 180 ℃。酸液体系主要为土酸与有机酸复合的缓速酸,并研发了适用于 13Cr 管材的专用酸化缓蚀剂来抑制酸液对完井管柱的腐蚀^[39],在 160 ℃条件下该酸液体系对 13Cr 管材的动态腐蚀速率为 63.56 g/(m²·h)。

2.4.3 缝网体积改造工艺

库车前陆区超深层裂缝性致密砂岩气藏储层改造工艺已由早期的直井全井筒酸化或笼统改造发展成为缝网体积改造工艺技术,主要包括缝网酸压、缝网加砂压裂两套工艺。其中,缝网酸压采用“低黏压裂液+酸液”组合泵注的模式,激活天然裂缝,溶解天然裂缝内的钙质填充物及钻完井液堵塞物,进而提高缝网导流能力;然后,采用不同粒径配比的暂堵材料封堵已改造层段,迫使液体转向并流至可压裂性差的层段,实现纵向上的充分改造。而缝网加砂压裂则采用“低黏前置液+高黏携砂液”组合泵注模式,支撑剂采用 70/140 目、40/70 目、30/50 目陶粒分级注入模式,激活天然裂缝并对不同尺度的

天然裂缝进行支撑;纵向上采用封隔器机械分层(硬分层)+纤维暂堵分层(软分层)的复合分层工艺以最大限度地扩大改造范围。

“软硬结合”的复合分层缝网改造工艺在库车前陆区首口大斜度井——克深 1002 井成功应用,“硬分”2 段,“软分”2 段,全井共进行 4 段压裂,用液量为 2 562 m³,加砂量为 159 m³,改造后采用内径为 9 mm 的油嘴求产,油压为 77 MPa,日产气量为 74×10⁴ m³,无阻流量是改造前的 8.3 倍。

2.4.4 耐高温高压井下工具、作业设备

为满足超深层高温高压井加砂压裂的需要,升级了完井封隔器,目前其性能参数如下:最大外径为 108.2 mm,耐压差 91 MPa,最小坐封压力为 31.2 MPa,最高耐温 232 ℃,长期耐温为 177 ℃。同时,针对钢球开启压裂滑套后返排难度大的问题,研发了可溶球,溶解前承受压差能力达 40 MPa,72 h 内完全溶解,可以满足打开压裂滑套和压裂施工的要求。现场应用过程中,打开滑套时升压作用明显,改造后放喷过程中未见不溶残渣。

此外,为满足现场 140 MPa 超高压条件下压裂施工作业的需求,配置了全套 2500 型压裂车组、高压阀件、地面流程和远程控制系统,形成了一套适合于塔里木油田超深层高温高压气井中一大型规模储层改造的配套设备,在施工压力为 136 MPa 条件下,施工排量可达到 8.4 m³/min,保障了超深层高温高压井储层改造的施工需要。远程控制系统可以通过视频监控、仪表采集与控制、数据处理等模块的协同运用,实现对压裂施工全过程的远程监控,以保障高压条件下压裂施工作业的安全性。

2.4.5 超深井改造监测评估技术

准确的裂缝监测及评估是促进储层改造技术发展进步的保障。人工裂缝位于地下几百至几千米,对其精确认识及描述异常困难。超深层油气藏温度压力条件苛刻、对监测工具性能要求高;无线监测手段信号传输距离远、信号保真度低;超深井压裂监测成本也更高。以上诸多因素导致超深层储层改造监测及评估技术发展缓慢。近年来,国内外在超深层已实施的改造监测探索试验主要包括井下微地震监测、示踪剂测试及产出剖面测试^[40-41]。2013 年,塔里木油田克深 2-2-8 井在加砂压裂过程中进行了井下微地震监测,该井垂深为 6 761 m,截至目前为井下微地震监测实施的最深井,通过评估认为该井储层增产改造体积(SRV)为 15 066 000 m³。

3 技术发展方向

近年来,虽然塔里木油田在深层、超深层油气藏试油与储层改造方面取得了丰硕的成果,但随着勘探开发对象所处的深度继续加深,地层温度、压力指标不断被刷新,新的技术难题也随之出现,相应的试油与储层改造技术必须稳步跟上。

3.1 技术难点

3.1.1 完井试油方面

塔里木油田重点勘探领域不断向超深层拓展,试油段最深已达 8 882 m(轮探 1 井)，“三超”特征更加突出,完井试油作业面临更多难题;同时,“低油价”形势对降本增效要求更高,完井试油作业不但要满足安全的要求,还要尽量提高作业时效、缩短作业周期。

目前,主要面临的挑战包括以下 3 个方面:①库车山前高温高压井采用钻杆传输射孔,由于长井段的射孔爆轰力对套管损伤严重,不得不将厚储层长井段的射孔作业分多趟管柱分次进行。如中秋 1 井、克深 21 井、克深 1002 井均采用两趟管柱射孔,平均损失作业时效 62 h。若能实现超长井段分时射孔作业,既不对套管造成严重损伤,又能实现一趟管柱完成射孔作业,从而有效缩短作业时间,提升作业效率的同时又能保证作业安全。②机械分层改造对高温高压气井的提产体现出明显优势,但仍存在局限性,一方面是两层改造还不能满足山前巨厚储层的改造需求,另一方面是在用分层工具完井管柱通径受限,不利于后期的冲砂疏通及大修作业。③目前在用的高比重试油工作液虽然解决了高温高压气井安全试油问题,但仍存在以下两个方面的局限性:一方面是污染储层,如克深 134 井分 2 层测试,2 层合采气产量为 $19.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,远低于单层气产量 $37.7 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,分析原因是射孔段内试油工作液老化、堵塞下部优质储层所致;另一方面是堵塞工具,如柯中 107 井在密度为 2.0 g/cm^3 的试油工作液中下入外径为 177.8 mm 的改造—投产一体化管柱,经 THT 封隔器验封显示油套管窜通,起出完井封隔器进行拆解,上、下两级活塞的 8 个传压孔均被堵住。

3.1.2 储层改造方面

储层改造技术也面临着以下 4 个方面的难点问题:①地质工程一体化实施的难度更大。针对地质工程一体化提产设计与作业,要求从业者从储层改造的角度对区域井网部署、开发方案、钻完井、油气藏层

位选择等方面提出具体的要求。面对超深层油气藏越来越复杂的工程地质状况,各专业都面临新的挑战,实施地质工程一体化的难度更大。②对超深层储层在体积改造后形成缝网的机理和规律的认识难度更大。成功的体积改造必须建立在充分认识、利用天然裂缝的基础上,而弄清超深层储层天然裂缝纵横向发育状况、裂缝开启状态、倾角、倾向,以及层理弱面、胶结情况等基础信息的难度更大,改造目的层的环境条件也使研究人员无法通过真实的物理模拟实验来验证数学模型的准确性,进而使认识缝网形成机理和规律的难度增大。③对入井材料的要求更高。更深的目的层段带来更高的井底温度,要求压裂液耐高温、耐剪切、可加重,并且携砂性能稳定,另外还需要具有较低的摩阻系数和良好的泵送性能;对酸液体系的耐温、缓蚀性能要求更高,要求在高温下具有较好的深部穿透能力和较低的腐蚀速率;更深的目的层段还造成更高的裂缝闭合压力,因此,要求支撑剂具有高强度,并且在高强度下仍有较好的导流能力,同时支撑剂粒径需要尽量小,从而在动态缝宽较小的情况下支撑剂仍能进入裂缝并对其进行支撑,而不出现砂堵的现象。④对入井工具及地面配套设备要求更高。要实现高效的体积改造,施工排量是保障。入井管柱、工具以及地面压裂设备既要能够满足大排量施工的要求,又要具备足够的可靠性、安全性和经济性。在工具和设备选择和检测过程中需要有一定的参考标准,以确保作业安全、高效实施。

3.2 技术发展方向

3.2.1 完井试油方面

面对越来越复杂的井况和工况,“十四五”乃至更长一段时间内,塔里木油田超深层油气藏完井试油技术应当围绕“可靠、安全、高效”3 个目标开展研究与试验,以保障超深层复杂油气井的优快完井试油。

3.2.1.1 加强完井试油关键工具的升级与完善,确保工具可靠

开展耐温高于 $177 \text{ }^\circ\text{C}$ 封隔器的升级与现场试验,对封隔器芯轴、胶筒和密封圈进行全面升级;改进、升级小井眼永久式完井封隔器(主要适用于外径为 139.7 mm 的套管),在不削弱耐温耐压性能的前提下减小封隔器外径,增大超深井下入过程中封隔器与套管的间隙;研发分层改造封隔器和滑套,满足 3 个以上层位的机械分层改造需求,作业后的内径满足后期下入工具的要求。

3.2.1.2 加强完井试油管柱及工艺优化, 确保作业安全

研发、推广管柱动力学监测系统, 测量管柱振动速度、加速度、轴向力等数据, 弄清作业过程中管柱受到的动态载荷, 为工艺优化提供指导; 完善、提升基于许用应力的管柱力学核算与设计方法, 使校核结果能更真实地反映管柱安全情况; 优化射孔段完井管柱配置, 最大限度地减小射孔爆轰对管柱安全性的影响; 研发关键工具, 论证、试验二次完井工艺技术, 使完井管柱不接触钻井液, 以确保完井管柱在生产过程中的安全。

3.2.1.3 加强完井试油工具的研发与配套, 确保作业高效

研发一体化井筒准备工具, 最大限度减少刮壁、通井、钻塞等试油井筒准备作业期间的下钻次数, 提高时效; 研发配套分时射孔工具和管柱, 实现长井段分时射孔作业, 既不对套管造成严重影响, 又能实现一趟管柱完成整个目的层射孔作业; 探索射孔测试联作工艺技术, 实现射孔—改造—测试一体化, 缩短作业周期。

3.2.2 储层改造方面

超深层油气藏地质和工程条件的复杂性使得储层改造的难度越来越大, 超深层储层改造技术也需要瞄准勘探开发需求持续攻关完善。

3.2.2.1 强化超深层储层改造机理研究, 完善改造理论

开展复杂地质和工程条件下的裂缝起裂、延伸机理精细研究; 加强超高温条件下岩石力学性能及人工裂缝与天然裂缝耦合延伸机理研究; 加强缝内暂堵转向机理研究; 建立高温高压专业实验室, 开展地层条件下压裂液携砂流动规律、支撑剂运移沉降规律以及支撑裂缝剖面变化规律研究; 在高闭合应力及高产油气流冲击的条件下, 开展支撑剂充填层导流能力动态变化研究。

3.2.2.2 深入理解地质工程一体化工作内涵, 完善地质工程一体化提产设计与运行机制

储层改造管理者应充分解放思想, 以“提产”为核心目标进行技术布局; 具体地, 远探测声波测井技术、改造前试井解释技术、压裂过程中“缝周围”地应力场计算与裂缝解释技术等都需要进一步攻关, 以更好地为提产服务。同时, 还应组建地质工程一体化研究团队, 建立地质工程一体化协作运行机制, 在超深层储层改造工作实践中, 将地质、开发、钻完井、试油等多学科充分融合, 达到“1+1 > 2”的目标。

3.2.2.3 针对超深层储层改造研发更具针对性的工作液和材料

研发耐高温、低摩阻系数、可加重、携砂性能稳定及低伤害的压裂液体系, 同时满足低成本及绿色环保要求; 对于超深层高温储层改造用酸液体系, 重点是研发配套的高温酸液缓蚀剂; 研发高强度、小粒径或微粒径支撑剂是超深层储层缝网改造用陶粒型支撑剂的发展方向, 同时也应探索其他支撑剂材料在超深层储层改造中的适应性; 完善纤维暂堵材料的堆积暂堵机理及定量设计方法, 并进行新型暂堵转向材料的研发。

3.2.2.4 持续攻关超深层、巨厚储层精细分层/分段改造工艺技术

在研发新型分层/分段工具和暂堵材料的基础上, 发挥机械分层和暂堵分层各自的优势, 合理设计分层/分段数; 优化暂堵时机、暂堵排量、液体黏度、暂堵剂加入速度等工艺参数, 完善多粒径支撑剂分级注入工艺技术, 实现纵向上分层/分段合理、储层动用充分; 横向上裂缝充分延展、裂缝系统支撑到位, 实现水力裂缝系统和支撑裂缝系统的高效构建。

3.2.2.5 研发适用于超深层储层改造的水力裂缝监测与评估技术

强化用于人工裂缝监测的工具材料研究, 提升其耐高温高压性能; 试验超深井示踪剂监测技术; 加强裂缝监测评估方法研究, 从施工基础数据挖掘出井底人工裂缝的变化信息; 加强改造期间井底温度/压力数据的监测和分析。

3.2.2.6 研制耐高温高压的井下改造工具及耐高压配套井口设备

强化超深井储层改造作业井下工具的研发, 包括封隔器、压裂滑套、可溶球等, 使其适应 150 MPa、200 °C 的工作环境; 研发适用于超深井压裂作业的快钻桥塞、可溶桥塞及配套组合工具, 使其性能可靠, 并且操作简易。建立并完善压裂车组、井口设备、压裂管线等地面装备安全性评价及判废标准, 确保作业过程的安全、可靠; 同时, 应研发经济环保型压裂装备, 如采用绿色能源的压裂泵车。

3.2.3 井完整性方面

自《高温高压及高含硫井完整性指南》^[42]《高温高压及高含硫井完整性设计准则》^[43]《高温高压及高含硫井完整性管理规范》^[44]及高温高压井完整性标准^[45]发布以来, 塔里木油田超深层、高温高压、高含硫井的试油、完井和储层改造均按照这“三部曲”

的要求进行设计和实施,确保了油气井全生命周期的安全。近年来,塔里木油田在完井试油阶段的井完整性技术方面虽然取得了重要进展,但关键技术仍需要进一步攻关、完善,主要表现在以下 3 个方面。

3.2.3.1 套管磨损数据库和评价方法

试油前的井筒评价是安全试油的前提,也是试油设计的依据;而套管磨损评价是试油前井筒评价最重要的部分^[46]。套管磨损评价的关键是如何准确选取套管磨损效率,目前国际上通用的 DEA-42 磨损效率数据库多为低钢级套管(N80、L80、C110、K55),无法满足塔里木油田实际的工况要求,需要建立适合于塔里木油田实际情况的套管磨损数据库和评价方法。

3.2.3.2 完井管柱材质

目前,13Cr 管材已是库车前陆区高温高压气井完井管柱的主体材质,配合甲酸盐完井液和高效酸化缓蚀剂的使用,基本能保障完井管柱的安全。然而,随着勘探开发领域迈向更深,对于井底温度大于 200℃的井况,13Cr 管材将不再适用,需要探索满足 200℃以上高温条件的完井管柱材质。

3.2.3.3 超高压地面管汇剩余寿命检测方法

目前,地面流程中超高压管汇在服役期间每半年进行一次常规检测,检测结果虽然均显示合格,但是在现场试压、试油过程中仍有部分管汇出现了不同程度的泄漏情况。目前的地面管汇检测方法不能进行剩余寿命评定,无法保证在下一个检测周期前的有效性。需要针对不同的检测部位和存在不同失效机理的检测对象,进行失效后果及失效概率评估,确定风险等级,进而明确其检验频率、检验部位及检验方法,并根据检验结果进行剩余寿命预测,以确保完井试油和储层改造作业的安全高效实施。

4 结束语

塔里木盆地的勘探开发势头正盛,陆续取得中秋 1 井、博孜 9 井、轮探 1 井等重大发现,为该盆地超深层资源利用注入了强大动力,也将为我国“西气东输”工程和“一带一路”宏伟事业提供坚实的资源保障。而试油和储层改造作业在油气勘探开发中起着“临门一脚”的作用,安全、高效的试油和储层改造技术是支撑油气田增储上产的“利器”。此次全面梳理了“十一五”至今塔里木油田在超深层试油和储层改造技术方面取得的主要成果,并提出

了下一步的发展方向,可以为国内外超深油气藏的安全高效建井与提产提供有益的借鉴。

参 考 文 献

- [1] 郭秋麟,武娜,闫伟,等. 深层天然气资源评价方法[J]. 石油学报, 2019, 40(4): 383-394.
GUO Qiulin, WU Na, YAN Wei, et al. An assessment method for deep gas resources[J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(4): 383-394.
- [2] 赵迎冬,赵银军. 油气资源评价方法的分类、内涵与外延[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2019, 40(2): 64-74.
ZHAO Yingdong, ZHAO Yinjun. Classification, content and extension of evaluation methods for oil and gas resources[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2019, 41(2): 64-74.
- [3] 杜金虎,田军,李国欣,等. 库车坳陷秋里塔格构造带的战略突破与前景展望[J]. 中国石油勘探, 2019, 24(1): 16-23.
DU Jinhu, TIAN Jun, LI Guoxin, et al. Strategic breakthrough and prospect of Qiulitag structural belt in Kuqa Depression[J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(1): 16-23.
- [4] 李鹭光,何海清,范士芝,等. 中国石油油气勘探进展与上游业务发展策略[J]. 中国石油勘探, 2020, 25(1): 1-10.
LI Luguang, HE Haiqing, FAN Tuzhi, et al. Oil and gas exploration progress and upstream development strategy of CNPC[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(1): 1-10.
- [5] 杨海军,陈永权,田军,等. 塔里木盆地轮探 1 井超深层油气勘探重大发现与意义[J]. 中国石油勘探, 2020, 25(2): 62-72.
YANG Haijun, CHEN Yongquan, TIAN Jun, et al. Great discovery and its significance of ultra-deep oil and gas exploration in Well Luntan-1 of the Tarim Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(2): 62-72.
- [6] 杜金虎,王招明,胡素云,等. 库车前陆冲断带深层大气区形成条件与地质特征[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(4): 385-393.
DU Jinhu, WANG Zhaoming, HU Suyun, et al. Formation and geological characteristics of deep giant gas provinces in the Kuqa foreland thrust belt, Tarim Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(4): 385-393.
- [7] 江同文,孙雄伟. 库车前陆盆地克深气田超深超高压气藏开发认识与技术对策[J]. 天然气工业, 2018, 38(6): 1-9.
JIANG Tongwen, SUN Xiongwei. Development of Keshen ultra-deep and ultra-high pressure gas reservoirs in the Kuqa foreland basin, Tarim Basin: Understanding points and technical countermeasures[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(6): 1-9.
- [8] 赵宽志,张丽娟,郑多明,等. 塔里木盆地缝洞型碳酸盐岩油气藏储量计算方法[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(2): 251-256.
ZHAO Kuanzhi, ZHANG Lijuan, ZHENG Duoming, et al. A reserve calculation method for fracture-cavity carbonate reservoirs in Tarim Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(2): 251-256.
- [9] 刘春,张荣虎,张惠良,等. 库车前陆冲断带多尺度裂缝成因及其储集意义[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(3): 463-472.
LIU Chun, ZHANG Ronghu, ZHANG Huiliang, et al. Genesis

- and reservoir significance of multi-scale natural fractures in Kuqa foreland thrust belt, Tarim Basin, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2017, 44(3): 463-472.
- [10] 杨学文. 塔里木盆地超深油气勘探实践与创新 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2019.
YANG Xuewen. *Ultra-deep oil & gas exploration practices and innovation in Tarim Basin*[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2019.
- [11] 彭军, 曹俊娇, 李斌, 等. 塔北与巴楚下丘里塔格群白云岩储层特征对比 [J]. *西南石油大学学报 (自然科学版)*, 2018, 40(2): 1-14.
PENG Jun, CAO Junjiao, LI Bin, et al. Comparison of dolomite reservoir characteristics between the Northern Tarim Basin and Lower Qiulitage Group of Bachu[J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2018, 40(2): 1-14.
- [12] 何银达, 陶世军. 深井超深井中途测试工艺技术在塔里木盆地的应用 [J]. *油气井测试*, 1997, 6(3): 50-55.
HE Yinda, TAO Shijun. Application of drill stem test technology in deep and super deep wells in Tarim Basin[J]. *Well Testing*, 1997, 6(3): 50-55.
- [13] 闫根歧, 何正卫, 李旭方. 高压高产气井的完井测试工艺 [J]. *油气井测试*, 1999, 8(2): 50-52.
YAN Genqi, HE Zhengwei, LI Xufang. The completion test technology of a high pressure and high production rate gas well[J]. *Well Testing*, 1999, 8(2): 50-52.
- [14] 刘德海, 秦桂珍, 闫根歧. 克拉 2 井异常高压气层测试工艺 [J]. *天然气工业*, 1999, 19(2): 113-114.
LIU Dehai, QIN Guizhen, YAN Genqi. Abnormally high pressure formation testing technology in Kela 2 Well[J]. *Natural Gas Industry*, 1999, 19(2): 113-114.
- [15] 冯广庆, 谢宇. 高温高压油气井井下作业技术在迪那 2 气田的应用 [J]. *油气井测试*, 2007, 16(4): 39-41.
FENG Guangqing, XIE Yu. Application of dowehole operation technology for HTHP oil & gas well in Dina 2 gas field[J]. *Well Testing*, 2007, 16(4): 39-41.
- [16] 陈华良, 刘兴华, 徐茂荣, 等. 克深 902 井 APR 测试工具应用与认识 [J]. *钻采工艺*, 2016, 39(5): 96-98.
CHEN Hualiang, LIU Xinghua, XU Maorong, et al. Application of APR testing tools in well Keshen 902 and the understandings[J]. *Drilling & Production Technology*, 2016, 39(5): 96-98.
- [17] 王振铎, 代自勇, 崔明月. 超深井压裂工艺技术研究 [J]. *石油钻采工艺*, 1996, 18(3): 54-59.
WANG Zhenduo, DAI Ziyong, CUI Mingyue. Study on fracturing technology of super deep well[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 1996, 18(3): 54-59.
- [18] WANG Yonghui, ZHANG Fuxiang, CHENG Xingsheng, et al. Proppant fracturing for ultra-high pressure deep gas reservoir[C]//SPE Deep Gas Conference and Exhibition, 24-26 January 2010, Manama, Bahrain. DOI: 10.2118/130905-MS.
- [19] 丁云宏, 程兴生, 王永辉, 等. 深井超深井碳酸盐岩储层深度改造技术——以塔里木油田为例 [J]. *天然气工业*, 2009, 29(9): 81-84.
DING Yunhong, CHENG Xingsheng, WANG Yonghui, et al. The intensive stimulation technologies of carbonate reservoirs in deep and ultra-deep wells: A case study of the Tarim Oilfield[J]. *Natural Gas Industry*, 2009, 29(9): 81-84.
- [20] 雷群, 胥云, 蒋廷学, 等. 用于提高低一特低渗透油气藏改造效果的缝网压裂技术 [J]. *石油学报*, 2009, 30(2): 237-241.
LEI Qun, XU Yun, JIANG Tingxue, et al. "Fracture network" fracturing technique for improving post-fracturing performance of low and ultra-low permeability reservoirs[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2009, 30(2): 237-241.
- [21] XU Wenyue, THIERCELIN M J, CALVEZ J L, et al. Fracture network development and proppant placement during slickwater fracturing treatment of Barnett shale laterals[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 9-22 September 2010, Florence, Italy. DOI: 10.2118/135484-MS.
- [22] 吴奇, 胥云, 王腾飞, 等. 增产改造理念的重大变革——体积改造技术概论 [J]. *天然气工业*, 2011, 31(4): 7-12.
WU Qi, XU Yun, WANG Tengfei, et al. The revolution of reservoir stimulation: An introduction of volume fracturing[J]. *Natural Gas Industry*, 2011, 31(4): 7-12.
- [23] WANG Liwei, ZHAI Wen, CAI Bo, et al. 220 °C Ultra-temperature fracturing fluid in high pressure and high temperature reservoirs[C]//Offshore Technology Conference Asia, 22-25 March 2016, Kuala Lumpur, Malaysia. DOI: 10.4043/26364-MS.
- [24] 胥云, 雷群, 陈铭, 等. 体积改造技术理论研究进展与发展方向 [J]. *石油勘探与开发*, 2018, 45(5): 874-887.
XU Yun, LEI Qun, CHEN Ming, et al. Progress and development of volume stimulation techniques[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(5): 874-887.
- [25] 杨战伟, 胥云, 程兴生, 等. 水力喷射酸压技术在轮南碳酸盐岩水平井中的应用 [J]. *钻采工艺*, 2012, 35(1): 49-51.
YANG Zhanwei, XU Yun, CHENG Xingsheng, et al. Research and application of hydraulic jetting and acid fracturing technology in horizontal well of Lunan carbonate formation[J]. *Drilling & Production Technology*, 2012, 35(1): 49-51.
- [26] 季晓红, 黄梦云, 单锋, 等. 塔里木盆地塔中地区奥陶系超埋深碳酸盐岩凝析气田水平井储层分段酸压改造应用实践及认识 [J]. *天然气地球科学*, 2015, 26(增刊 2): 186-197.
JI Xiaohong, HUANG Mengyun, SHAN Feng, et al. Practice and cognition on the reservoir reconstruction application by segmented acid fracturing for openhole horizontal wells in Tazhong Ordovician carbonate condensate gas field with ultra depth[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2015, 26(S2): 186-197.
- [27] 周建平, 郭建春, 季晓红, 等. 水平井分段酸压投球封堵最小排量确定方法 [J]. *新疆石油地质*, 2016, 37(3): 332-335.
ZHOU Jianping, GUO Jianchun, JI Xiaohong, et al. Determination of the minimum displacement of staged acid-fracturing ball-off in horizontal wells[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2016, 37(3): 332-335.
- [28] 高尊升, 朱良根, 周梦秋, 等. 高密度超微重晶石完井液在塔里木油田超深井的应用 [J]. *钻井液与完井液*, 2013, 30(5): 50-52.
GAO Zunsheng, ZHU Lianggen, ZHOU Mengqiu, et al. Applica-

- tion of high density ultra-fine barite completion fluid in ultra-deep wells of Tarim Oil Field[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2013, 30(5): 50-52.
- [29] 刘洪涛, 黎丽丽, 吴军, 等. 库车山前高温高压气井测试管柱优化配置与应用[J]. *钻采工艺*, 2016, 39(5): 42-45.
LIU Hongtao, LI Lili, WU Jun, et al. Optimum configuration and application of well testing string for ultra-deep HTHP gas wells in Kuqa, Tarim[J]. *Drilling & Production Technology*, 2016, 39(5): 42-45.
- [30] 宋志同. “四阀一封”地层测试技术在克深9井的应用[J]. *中国石油和化工标准与质量*, 2014(23): 62.
SONG Zhitong. The application of "Four Valves & One Packer" formation testing technology in Well Keshen 9[J]. *China Petroleum and Chemical Standard and Quality*, 2014(23): 62.
- [31] 田军, 郑新权, 胥志雄, 等. 超深油气井试油与完井投产技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2019.
TIAN Jun, ZHENG Xinquan, XU Zhixiong, et al. Ultra-deep oil and gas wells testing and completion technologies[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2019.
- [32] 杨向同, 彭建新, 贾海, 等. 缝洞型含硫碳酸盐岩试油井控技术研究[J]. *油气井测试*, 2013, 22(4): 53-55.
YANG Xiangtong, PENG Xinjian, JIA Hai. The testing well control technology research on seam hole type sulfur carbonate[J]. *Well Testing*, 2013, 22(4): 53-55.
- [33] 仲冠宇, 王瑞和, 周卫东, 等. 人工裂缝逼近条件下天然裂缝破坏特征分析[J]. *岩土力学*, 2016, 37(1): 247-255.
ZHONG Guanyu, WANG Ruihe, ZHOU Weidong, et al. Failure characteristics of natural fracture in the vicinity of hydrofractures[J]. *Rock and Soil Mechanics*, 2016, 37(1): 247-255.
- [34] 程万, 金衍, 陈勉, 等. 三维空间中水力裂缝穿透天然裂缝的判别准则[J]. *石油勘探与开发*, 2014, 41(3): 336-340.
CHENG Wan, JIN Yan, CHEN Mian, et al. A criterion for identifying hydraulic fractures crossing natural fractures in 3D space[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2014, 41(3): 336-340.
- [35] ZHANG Fuxiang, QIU Kaibin, YANG Xiangtong, et al. A study of the interaction mechanism between hydraulic fractures and natural fractures in the KS tight gas reservoir[C]//EUROPEC 2015, 1-4 June 2015, Madrid, Spain. DOI: 10.2118/174384-MS.
- [36] 徐敏杰, 管保山, 刘萍, 等. 近十年国内超高温高压裂液技术研究进展[J]. *油田化学*, 2018, 35(4): 721-725.
XU Minjie, GUAN Baoshan, LIU Ping, et al. Domestic progress of ultrahigh-temperature fracturing fluids in the last decade[J]. *Oilfield Chemistry*, 2018, 35(4): 721-725.
- [37] LIU Huifeng, YANG Xiangtong, LIU Hongtao, et al. Processing and recycling of waste flowback fracturing fluids in Tarim Basin, China[C]//SPE Health, Safety, Security, Environment, & Social Responsibility Conference - North America, 18-20 April 2017, New Orleans, Louisiana, USA. DOI: 10.2118/184448-MS.
- [38] JIANG Tongwen, LIU Huifeng, YANG Xiangtong, et al. Initiatives in cooperating with local government and communities promote the development of a HTHP gas field in remote area of China: Development of Keshen Gas Field[C]//SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 23-25 October 2018, Brisbane, Australia. DOI: 10.2118/191955-MS.
- [39] 王远, 张娟涛, 尹成先. 13Cr 管材专用超高温酸化缓蚀剂[J]. *石油科技论坛*, 2015, 34(增刊1): 140-142.
WANG Yuan, ZHANG Juantao, YIN Chengxian. Ultra-high temperature acidizing corrosion inhibitor for 13Cr tubular goods[J]. *Oil Forum*, 2015, 34(S1): 140-142.
- [40] GREEN L, ENTZMINGER D, TOVAR D, et al. Tying horizontal measurements to well performance using production logs and chemical tracers in multiple Wolfcamp shale wells, Delaware Basin[C]//SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, 5-7 February 2019, The Woodlands, Texas, USA. DOI: 10.2118/194318-MS.
- [41] STARK P F, BOHRER N C, KEMNER T T, et al. Improved completion economics through real-time, fiber optic stimulation monitoring[C]//SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, 5-7 February 2019, The Woodlands, Texas, USA. DOI: 10.2118/194314-MS.
- [42] 吴奇, 郑新权, 张绍礼, 等. 高温高压及高含硫井完整性指南[M]. 北京: 石油工业出版社, 2017.
WU Qi, ZHENG Xinquan, ZHANG Shaoli, et al. Well integrity guidelines for HTHP & High H₂S content[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2017.
- [43] 吴奇, 郑新权, 张绍礼, 等. 高温高压及高含硫井完整性设计准则[M]. 北京: 石油工业出版社, 2017.
WU Qi, ZHENG Xinquan, ZHANG Shaoli, et al. Well integrity design for HTHP & High H₂S content[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2017.
- [44] 吴奇, 郑新权, 邱金平, 等. 高温高压及高含硫井完整性管理规范[M]. 北京: 石油工业出版社, 2017.
WU Qi, ZHENG Xinquan, QIU Jinping, et al. Well integrity management specification for HTHP & High H₂S content[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2017.
- [45] 苏华. 我国首套高温高压井完整性标准系列面世[EB/OL]. (2017-02-21)[2020-07-04]. <http://www.cnpc.com.cn/cnpc/jtxw/201702/2aff786f1884879b8683b092d2804a6.shtml>.
SU Hua. Issue of the first HTHP well integrity standard series in China[EB/OL]. (2017-02-21)[2020-07-04]. <http://www.cnpc.com.cn/cnpc/jtxw/201702/2aff786f1884879b8683b092d2804a6.shtml>.
- [46] 饶富培, 付建红, 张智, 等. 非均匀套管磨损对套管强度的影响[J]. *天然气工业*, 2009, 29(8): 63-65.
RAO Fupei, FU Jianhong, ZHANG Zhi, et al. The effects of non-uniform casing wear on casing strength[J]. *Natural Gas Industry*, 2009, 29(8): 63-65.

(修改回稿日期 2020-09-25 编辑 孔玲)