

超深层油藏高温稳定酸化压裂技术优化及现场试验

叶 飞 蒋 亮 邹介南

中石化西南石油工程有限公司井下作业分公司 四川 德阳 618000

摘 要: 本文聚焦超深层油藏高温稳定酸化压裂技术,先分析超深层油藏地质与开发特征,明确酸化压裂技术适配性需求;接着优化高温稳定压裂液体系,确定配方并评价性能;开展高温酸岩反应实验与裂缝延伸模拟,制定工艺参数优化方案;最后进行现场试验,阐述试验井选择、方案实施及异常处理。结果表明,该技术可有效提升超深层油藏开发效果。

关键词: 超深层油藏; 高温酸化压裂; 酸液体系优化

引言: 超深层油藏作为油气资源开发的重要接替领域,其埋深超6000米、地层温度常突破150°C的特征,使常规酸化压裂技术面临严峻挑战。高温易导致压裂液降解、酸岩反应失控,高压则加剧设备损耗与井控风险,制约开发效益。当前技术因适配性不足,难以破解储层低孔低渗、非均质性强等难题。因此,立足超深层油藏地质本底,针对性优化高温稳定酸化压裂技术体系,通过材料研发与工艺革新提升改造效果,对推动这类油藏高效开发具有重要现实意义。

1 超深层油藏地质与开发特征分析

1.1 目标油藏地质特征

超深层油藏埋深超6000米,受长期地质构造运动影响,储层岩石多为致密砂岩、碳酸盐岩,低孔低渗,孔隙度低于12%,渗透率0.1-10mD。纵向发育多套含油层系,单层厚5-20米,层间岩性变化大,夹层分布不稳。地层温度超150°C,部分超200°C,压力系数1.2-1.8,属高温高压储层。流体特殊,原油黏度因高温较低,但含蜡等高,易沉淀。孔隙结构复杂,流体渗流阻力大,天然裂缝发育不均且部分被充填,非均质性强。

1.2 油藏开发核心挑战

超深层油藏开发挑战重重。储层致密使天然产能极低,常规开发难经济有效,需储层改造。高温高压下,工作流体性能劣化,设备损耗大,作业安全风险高;井控难度大,易井喷、井漏,增加成本。储层非均质致油气分布不均,开发易水窜、气窜,影响采收率^[1]。另外,埋藏深使井眼轨迹控制难,固井质量难保证,后期增产改造措施实施难度与成本双高,制约高效开发。

1.3 酸化压裂技术适配性需求

鉴于超深层油藏地质与开发特征,酸化压裂技术有各方面适配需求。高温适配上,压裂液体系在150-200°C及以上要维持黏度、悬砂和破胶性能,防降解、交联失

效;酸液体系要提升高温缓蚀性,降低对管柱腐蚀,保证酸岩反应可控,延长有效作用距离。高压适配方面,压裂设备要能高压作业,压裂管柱需高强度、高承压,确保作业安全可靠。

2 超深层油藏高温稳定酸化压裂液体系优化

2.1 压裂液体系核心性能要求

超深层油藏高温稳定酸化压裂液体系需满足多项核心性能要求。高温稳定性是首要要求,在150-200°C及以上温度环境下,经过2-4小时以上的高温静置后,压裂液黏度需保持在50mPa·s以上,确保具备良好的悬砂能力,防止支撑剂在施工过程中沉降。交联性能需稳定,交联时间可根据施工需求调控在30-120秒之间,交联后的冻胶强度需达到III级以上,能有效传递施工压力,造缝能力强。破胶性能需优异,破胶后残渣含量低于500mg/L,破胶液黏度低于5mPa·s,避免破胶不彻底产生残渣堵塞储层孔隙和裂缝。滤失性能需良好,滤失系数需控制在 $1 \times 10^{-4} \text{m}^2/\text{min}^{1/2}$ 以下,减少压裂液向储层基质的无效滤失,提高造缝效率。压裂液还需具备良好的抗剪切性能,在高速剪切条件下黏度保持稳定,同时与储层岩石和流体配伍性良好,不发生黏土膨胀、矿物沉淀等储层伤害现象。

2.2 关键添加剂优化研发

关键添加剂优化研发是提升压裂液高温稳定性的核心环节。稠化剂方面,在传统胍胶基础上进行改性处理,通过引入耐高温基团和抗剪切基团,研发出新型改性胍胶稠化剂,其在200°C高温下的黏度保留率提升至80%以上,用量降低至0.3%-0.5%,同时减少残渣生成。交联剂采用有机锆交联体系,通过调整配体结构和比例,优化交联剂配方,使交联反应更稳定,在高温下不易发生解交联,交联时间可精准调控,适配不同施工节奏。破胶剂选用高温延迟破胶剂,通过微胶囊包裹技术,控制破

胶剂释放速率,确保压裂液在造缝和携砂阶段保持良好性能,施工结束后4-6小时内彻底破胶,破胶率达到95%以上。缓蚀剂采用复配体系,将咪唑啉衍生物与硫脲类化合物按3:1比例复配,在200°C、15%盐酸体系中,缓蚀率达到99%以上,有效保护井下管柱^[2]。

2.3 完整压裂液体系配方确定与性能评价

综合关键添加剂优化结果,确定完整压裂液体系配方为:改性胍胶0.4%、有机锆交联剂0.3%、高温延迟破胶剂0.05%、复配缓蚀剂1.5%、聚季铵盐黏土稳定剂0.8%、其余为清水。该配方通过正交试验优化确定,各组分比例经过多轮调试,确保协同作用发挥最佳效果。性能评价结果显示,在200°C高温下,压裂液黏度为65mPa·s,静置4小时后黏度仍保持58mPa·s,高温稳定性优异;交联时间为60秒,符合施工要求;破胶后残渣含量为320mg/L,破胶液黏度为3.2mPa·s,破胶效果良好;滤失系数为 $8 \times 10^{-5} \text{m}^3/\text{min}^{1/2}$,滤失控制能力强;在 170s^{-1} 剪切速率下剪切30分钟后,黏度保留率为75%,抗剪切性能良好。与储层岩石和流体配伍性试验表明,该压裂液对储层渗透率伤害率低于8%,黏土膨胀抑制率为92%,无矿物沉淀生成,满足超深层油藏高温酸化压裂需求。

3 高温储层酸岩反应规律与裂缝延伸模拟优化

3.1 高温酸岩反应动力学实验

为明确高温储层酸岩反应规律,开展系列动力学实验,实验选用储层岩心样品和15%盐酸溶液,在150-200°C、10-30MPa条件下进行,采用旋转岩盘仪测定反应速率,通过取样分析酸液浓度变化。实验结果表明,高温下酸岩反应速率显著升高,200°C时反应速率是150°C时的3.2倍,主要因高温加快分子运动,提高反应活化能。压力对反应速率影响较小,压力每升高10MPa,反应速率仅增加5%-8%。酸液流速增大可降低反应界面酸液浓度梯度,减少产物层厚度,当流速从0.5m/s增至2.0m/s时,反应速率提升1.8倍。岩性对反应速率影响明显,碳酸盐岩反应速率是致密砂岩的4.5倍,因碳酸盐岩中碳酸钙含量高,与盐酸反应更剧烈。通过数据拟合建立高温酸岩反应动力学模型: $v = k \cdot c^{0.8} \cdot T^{1.5} \cdot v^{0.6}$,其中v为反应速率,k为反应速率常数,c为酸液浓度,T为温度,v为流速,该模型可精准预测不同条件下酸岩反应进程。

3.2 裂缝延伸与支撑剂运移数值模拟优化

采用有限元数值模拟软件,结合高温储层参数,建立裂缝延伸与支撑剂运移耦合模型,模型考虑高温对压裂液性能、岩石力学参数的影响,以及酸岩反应对裂缝壁面的溶蚀作用^[3]。模拟结果显示,高温下岩石弹性模量降低15%-20%,泊松比增大8%-12%,导致裂缝更容易延

伸,裂缝长度较常温下增加25%-30%,但裂缝宽度有所减小。支撑剂运移受压裂液黏度和流速影响显著,黏度降低会导致支撑剂沉降速度加快,200°C时支撑剂沉降速度是150°C时的1.6倍,通过提高压裂液黏度至60mPa·s以上,可有效控制支撑剂沉降,使支撑剂在裂缝中均匀分布。优化模拟参数后确定:施工排量为3.5-4.0m³/min,支撑剂粒径选用20-40目,砂比从10%逐步提升至30%,该参数组合下,裂缝延伸长度可达85-100米,支撑剂铺置浓度均匀,导流能力达到80D·cm以上。模拟还发现,酸岩反应形成的溶蚀沟槽可提高裂缝导流能力,使裂缝导流能力提升30%-40%。

3.3 酸化压裂工艺参数优化方案

基于高温酸岩反应动力学实验和数值模拟结果,制定酸化压裂工艺参数优化方案。酸液参数:选用15%盐酸+2%氟硼酸复合酸液体系,酸液用量根据储层厚度和孔隙度确定,每米储层用量为8-10m³,酸液注入速率为2.5-3.0m³/min,通过分段注酸控制酸岩反应进程,每段注酸时间为15-20分钟。压裂参数:施工排量为3.5-4.0m³/min,施工压力控制在地层破裂压力1.2倍以内,裂缝条数设计为2-3条,裂缝长度目标为80-100米,裂缝宽度目标为3-5mm。支撑剂参数:采用20-40目和40-70目混合支撑剂,比例为7:3,砂比分阶段提升,前置液阶段砂比0%,携砂液阶段从10%逐步提升至30%,总砂量每米储层为1.2-1.5m³。施工工艺:采用滑溜水前置液造缝+复合酸液酸化+携砂液支撑的组合工艺,同时实施分段酸化压裂,根据储层非均质性划分3-4个改造段,各段施工间隔为30分钟,确保改造效果均匀。

4 超深层油藏高温酸化压裂现场试验

4.1 试验井选择与前期准备

试验井选择依据储层特征、开发需求和代表性原则,选取位于超深层油藏区块的X1井作为试验井。该井埋藏深度6800米,储层岩性为致密砂岩,地层温度195°C,地层压力系数1.6,孔隙度10%,渗透率3mD,含油饱和度65%,具备超深层油藏高温高压、低孔低渗的典型特征,且前期试油天然产能仅为0.5t/d,亟需通过酸化压裂改造提高产能。前期准备工作包括:地质资料收集与分析,整理该井测井、录井、岩心分析等资料,明确储层厚度、岩性分布和裂缝发育情况;井眼准备,对井眼进行通井、刮管处理,清除井壁结垢和套管腐蚀产物,确保井眼畅通,通过井压试验检验套管密封性,试验压力为地层压力1.5倍,稳压30分钟无漏失;设备与材料准备,配备耐高温高压压裂车组、酸化设备和监测仪器,确保设备承压能力满足施工要求,备好优化后的压裂液、酸液和支撑剂

等材料,提前进行现场性能复配检验;方案编制与交底,制定详细施工方案和应急预案,组织施工人员进行技术交底和安全培训,明确各岗位职责和操作流程。

4.2 现场试验方案实施

现场试验方案按照预定流程分步实施,首先进行施工前检查,对压裂机组、酸化设备、管柱连接和监测仪器进行全面检查,确保设备正常运行,仪器数据准确。施工开始后,先注入前置液,采用优化后的滑溜水前置液体系,注入速率 $3.5\text{m}^3/\text{min}$,总用量 300m^3 ,目的是造缝并冷却地层,降低后续酸液对管柱的腐蚀。前置液注入结束后,注入复合酸液体系,注入速率 $2.8\text{m}^3/\text{min}$,分3段注入,每段用量 80m^3 ,注酸间隔20分钟,注入过程中通过监测酸液浓度和压力变化调整注入参数。酸液注入完成后,注入携砂液,采用混合支撑剂,砂比从10%逐步提升至30%,注入速率 $4.0\text{m}^3/\text{min}$,总砂量 150m^3 ,携砂液注入过程中实时监测支撑剂浓度和沉降情况,确保支撑剂均匀铺置。施工过程中采用多参数监测系统,实时监测施工压力、排量、温度、酸液浓度和支撑剂运移情况,共设置5个监测点,数据采集间隔为10秒,确保施工参数符合设计要求。整个施工过程历时8小时,各项参数均在设计范围内,未出现异常情况。

4.3 试验过程异常情况处理

现场试验过程中出现两项异常情况,均按照应急预案及时有效处理。第一项异常:酸液注入第二段时,施工压力突然从 85MPa 升至 100MPa ,超过设计压力上限。现场技术人员立即分析原因,结合监测数据判断为裂缝延伸受阻,可能因地层存在致密夹层。处理措施:降低酸液注入速率至 $2.0\text{m}^3/\text{min}$,同时加入0.5%的破胶剂前置

液,注入量 50m^3 ,通过降低注入压力和溶解夹层矿物疏通裂缝,30分钟后施工压力降至 88MPa ,恢复正常注入速率继续施工^[4]。第二项异常:携砂液注入后期,监测到支撑剂浓度突然下降,判断为混砂车砂比控制系统故障。处理措施:立即暂停携砂液注入,切换备用混砂车,同时对故障设备进行紧急维修,更换砂比控制传感器,20分钟后备用设备启动,重新调整砂比从25%逐步提升至30%,恢复注入,通过后续监测确认支撑剂铺置均匀。试验结束后,对异常情况原因进行复盘分析,优化施工参数,将酸液注入速率调整为 $2.5\text{--}2.8\text{m}^3/\text{min}$,同时增加备用设备数量,为后续推广应用提供经验。

结束语

超深层油藏开发难度大,高温稳定酸化压裂技术是关键。本文通过系统研究,从地质特征分析到技术适配需求,再到压裂液体系优化、酸岩反应规律探索及现场试验,形成一套完整技术方案。现场试验虽有异常,但成功解决并优化参数。未来,该技术有望进一步推广应用,为超深层油藏高效开发提供有力支撑,推动油气行业技术进步。

参考文献

- [1]朱新宇.油井压裂增产技术及创新[J].化学工程与装备,2022,(01):66-67.
- [2]李婷婷.油井重复压裂工艺技术探析[J].中国石油和化工标准与质量,2022,37(06):98-99.
- [3]汪海阁,乔磊,杨雄,等.中石油页岩油气工程技术现状及发展建议[J].石油学报,2024,45(10):1552-1564.
- [4]赵靖雯,杨江,马诚.缓蚀剂和无机盐对黏弹性表面活性剂流变性能的影响[J].应用化工,2023,52(03):775-778.