

中国石化页岩油水平井分段压裂技术现状与发展建议

蒋廷学 王海涛

The Current Status and Development Suggestions for Sinopec's Staged Fracturing Technologies of Horizontal Shale Oil Wells

JIANG Tingxue, WANG Haitao

在线阅读 View online: <http://doi.org/10.11911/syztjs.2021071>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

[中国石化石油工程技术现状及发展建议](#)

Current Status and Outlook for the Development of Sinopec's Petroleum Engineering Technologies

石油钻探技术. 2019, 47(3): 9-17 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2019061>

[中国石化海外油气田钻井完井技术现状与发展建议](#)

Drilling Completion Technologies of Sinopec Overseas Oilfields: Status Quo of Technology Development Suggestions

石油钻探技术. 2018, 46(5): 1-7 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2018128>

[武隆区块常压页岩气水平井分段压裂技术](#)

Multi-Stage Fracturing Technology of Normally Pressured Shale Gas in Horizontal Wells in the Wulong Block

石油钻探技术. 2019, 47(1): 76-82 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2018129>

[中国石化重点探区钻井完井技术新进展与发展建议](#)

New Progress and Development Suggestions for Drilling and Completion Technologies in Sinopec Key Exploration Areas

石油钻探技术. 2020, 48(4): 11-20 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020069>

[我国地下储气库钻井完井技术现状与发展建议](#)

Current Status and Development Suggestions in Drilling and Completion Technology of Underground Gas Storage in China

石油钻探技术. 2020, 48(3): 1-7 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020041>

[中国石化极地冷海钻井技术研究进展与发展建议](#)

Achievements and Developing Suggestions of Sinopec's Drilling Technologies in Arctic Sea

石油钻探技术. 2021, 49(3): 1-10 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2021046>



扫码关注公众号，获取更多信息！

◀ 综 述 ▶

doi:10.11911/syztjs.2021071

引用格式: 蒋廷学, 王海涛. 中国石化页岩油水平井分段压裂技术现状与发展建议 [J]. 石油钻探技术, 2021, 49(4): 14-21.

JIANG Tingxue, WANG Haitao. The current status and development suggestions for Sinopec's staged fracturing technologies of horizontal shale oil wells [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2021, 49(4): 14-21.

中国石化页岩油水平井分段压裂技术现状与发展建议

蒋廷学^{1,2}, 王海涛^{1,2}

(1. 页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室, 北京 102206; 2. 中国石化石油工程技术研究院, 北京 102206)

摘 要: 水平井分段压裂技术是实现页岩油高效开发的关键, 经过十几年的技术研究与实践, 中国石化初步形成了以“超密切割布缝、暂堵转向、高强度加砂、储层保护”为主体的页岩油水平井分段压裂技术, 并在部分地区实现了页岩油勘探重大突破, 但是工艺参数和技术水平与国外水平井分段压裂技术相比尚有差距。为此, 在介绍中国石化页岩油水平井分段压裂技术现状的基础上, 对比了国内外主要页岩油区块地质特征的差异, 分析了中国石化页岩油压裂技术需求及面临的挑战, 并针对中国石化陆相页岩油储层的特点, 从地质-开发-工程一体化研究与实施的角度出发, 同时考虑经济性及现场可操作性, 提出了中高成熟度页岩油压裂技术和中低成熟度页岩油原位改质技术的发展建议, 对于尽快形成中国石化页岩油开发技术体系, 实现页岩油经济效益开发具有一定的指导意义。

关键词: 陆相页岩油; 页岩油开发; 水平井; 分段压裂; 技术现状; 发展建议; 中国石化

中图分类号: TE357.3 文献标志码: A 文章编号: 1001-0890(2021)04-0014-08

The Current Status and Development Suggestions for Sinopec's Staged Fracturing Technologies of Horizontal Shale Oil Wells

JIANG Tingxue^{1,2}, WANG Haitao^{1,2}

(1. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Beijing, 102206, China; 2. Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, 102206, China)

Abstract: Staged fracturing technologies of horizontal wells are the key to efficient development of shale oil. After more than a decade of research and practice, Sinopec has achieved major breakthroughs in shale oil exploration in several areas, and has preliminarily developed the staged fracturing technologies for horizontal shale oil wells, which are characterized by ultra-dense fractures, temporary plugging and diverting, high concentration proppant adding and reservoir protection. However, a gap still exists when comparing with the technological parameters and the technical level of the counterparts abroad. In this work, engineering geological characteristics of shale oil at home and abroad were compared, and the requirements and challenges for Sinopec's shale oil fracturing technologies were analyzed. In addition, based on the characteristics of continental shale oil reservoirs, development suggestions for the fracturing technologies of shale oil with medium-high maturity and the in-situ upgrading technologies of the shale oil with medium-low maturity were provided with respect to the research and implementation of integration of geology and engineering, with consideration of economy and field operational feasibility. The suggestions can provide guidance in accelerating the building of a technical system for continental shale oil development and achieving the goal of economic development of shale oil.

Key words: continental shale oil; shale oil development; horizontal well; staged fracturing; technical status; development suggestions; Sinopec

收稿日期: 2021-05-10。

作者简介: 蒋廷学 (1969—), 男, 江苏东海人, 1991 年毕业于石油大学 (华东) 采油工程专业, 2007 年获中国科学院渗流流体力学研究所流体力学专业博士学位, 正高级工程师, 中国石化集团首席专家, 主要从事水力压裂机理、优化设计方法、现场试验及后评估方面的研究工作。系本刊编委。E-mail: jiangtx.sripe@sinopec.com。

基金项目: 国家自然科学基金企业创新发展联合基金项目“海相深层油气富集机理与关键工程技术基础研究” (编号: U19B6003-05) 资助。

页岩油是指有效生烃泥页岩地层内的液态石油及非气态烃类,热演化程度低。据美国能源信息署(EIA)评估结果,全球页岩油技术可采资源量为 $473 \times 10^8 \text{ t}$ ^[1]。我国页岩油资源储量丰富,主要分布在鄂尔多斯、准噶尔、松辽、渤海湾和柴达木等盆地,“十三五”期间,中国石油页岩油探明地质储量 $7.37 \times 10^8 \text{ t}$,剩余控制及预测储量为 $18.3 \times 10^8 \text{ t}$,预测页岩油田建成后的产能可达 $400 \times 10^4 \text{ t/a}$ ^[2];中国石化页岩油地质资源量 $90 \times 10^8 \text{ t}$,可采资源量 $10.9 \times 10^8 \text{ t}$,其中,镜质组反射率 R_o 大于0.7%(埋深小于4 500 m)的页岩油储量 $65 \times 10^8 \text{ t}$,主要分布在济阳拗陷、复兴地区和溱潼凹陷等。目前,中国石油已探明1个10亿吨级和1个亿吨级页岩油田^[3],建成了年产 $144 \times 10^4 \text{ t}$ 的长庆陇东页岩油田,准噶尔盆地吉木萨尔凹陷及大港油田沧东凹陷等也展示了良好的建产潜力^[4-6]。中国石化在济阳拗陷、川东复兴地区侏罗系、江汉盆地古近系、苏北探区的溱潼凹陷、泌阳凹陷等进行了页岩油勘探评价,并在部分地区实现了页岩油勘探重大突破^[7-9]。

随着页岩油资源勘探开发规模化、商业化的不断扩大,页岩油水力压裂开发技术不断成熟。北美在不断探索与实践中逐渐形成了“长水平段多段多簇密切割+大液量+高砂量”的体积压裂技术,水平段长度约2 700 m,压裂级数由18级增加到38级,单井支撑剂用量由1 200 t增加到3 400 t,压裂液排量 $13 \sim 16 \text{ m}^3/\text{min}$,90%以上的页岩油水平井采用滑溜水压裂,支撑剂普遍采用石英砂^[10]。目前,国外页岩油水平井分段压裂已不再刻意追求增加缝长,而是最大化地实现近井地带全方位改造。国内在页岩气储层改造技术的基础上,开展了页岩油储层可压性评价、裂缝起裂与扩展规律、渗吸与压裂液返排机理、高导流通道压裂、 CO_2 干法压裂和密切割强加砂压裂等技术研究与现场试验,并取得了一定的研究成果,但也存在一些技术瓶颈,亟待攻关解决。为此,笔者系统梳理了中国石化页岩油水平井分段压裂技术现状,详细剖析了面临的技术需求和挑战,并针对中高成熟度页岩油和中低成熟度页岩油,分别提出了页岩油压裂技术及原位改质技术的发展建议,以期实现我国陆相页岩油的有效开发,并推动页岩油开发进入更快的高质量发展阶段。

1 页岩油开发概况与压裂技术现状

中国石化页岩油勘探始于2010年,经历了页岩

油战略选区及先导试验、重点地区攻关与突破2个阶段。

1)页岩油战略选区及先导试验阶段(2010—2017年)。2010年,中国石化钻探了第一口陆相页岩油井——AS1井,并对其古近系核桃园组核三段页岩进行了大规模水力压裂,施工排量 $10 \text{ m}^3/\text{min}$,累计注入滑溜水压裂液 $2\,280 \text{ m}^3$;采用段塞式加砂,累计加入40/70目低密度陶粒 65 m^3 、100目粉陶 10 m^3 ,试油最高产油量 $4.68 \text{ m}^3/\text{d}$ 。随后,在泌阳凹陷和济阳拗陷部署了一批页岩油专探井,均发现了页岩油流,并分别评价了古近系核桃园组核三段、沙四上—沙三下亚段页岩的储集性能、含油气性、可压性及产能。2012年,在四川盆地部署了YYHF-1井,目的层为侏罗系千佛崖组二段页岩油层。该井水平段长1 050 m,分10段压裂,单段2簇,采用“滑溜水+线性胶+冻胶”混合压裂液、“100目粉陶+40/70目低密度陶粒+30/50目高强度陶粒”组合支撑剂及段塞式加砂模式,累计注入压裂液 $12\,628 \text{ m}^3$,陶粒 697.86 m^3 ,压后试油页岩油产量 14 t/d 、页岩气产量 $0.72 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,累计产油 $2\,943 \text{ t}$ 、产气 $305.32 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。前期页岩油勘探开发实践表明,中国石化探区具有较好的陆相页岩油富集条件、较大的资源潜力和良好的勘探开发前景,但由于工程技术的适应性较差,普遍存在“压不开、撑不住、返排低、稳产难”的问题。2014—2017年,中国石化重点围绕陆相页岩油甜点预测、可流动性和储层可压性进行了技术攻关,并针对不同油区、不同页岩油储层特点,进行了多尺度复杂缝网压裂、高导流通道压裂和二氧化碳干法压裂等先导试验,并取得了一定的成果,为陆相页岩油的有效开发奠定了基础。

2)页岩油重点地区攻关与突破阶段(2018年至今)。在该阶段,中国石化在江汉油田部署了BY1HF井和BY2井,对潜江盐间页岩油进行了勘探开发试验,应用了 CO_2 +酸性压裂液及水基复合压裂液,压后初期产量为 4.5 t/d ;在复兴地区部署了FY10HF井和TY1HF井,勘探评价凝析型页岩油气,应用了密切割+投球暂堵(限流)+多尺度裂缝强加砂+穿层扩体压裂工艺,压后产油量分别为 17.6 和 $9.8 \text{ m}^3/\text{d}$,产气量分别为 5.58×10^4 和 $7.50 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$;在济阳拗陷部署了YYP1井和FYP1井,勘探评价中等成熟度纹层型钙质页岩油,压后产量分别为 93 和 117 t/d ;在苏北溱潼凹陷部署了SD1井,对深层页岩油进行勘探评价,压后最高产量 51 t/d 。该阶段,中国石化在济阳拗陷沙河街组、四川盆地

侏罗系、溱潼凹陷阜二段取得页岩油勘探突破,证实了陆相中高成熟度页岩油采用密切割强加砂分段压裂技术的可行性。

目前,中国石化初步形成了以“超密切割布缝、暂堵转向、高强度加砂、储层保护”为主体的页岩油水平井分段压裂技术。主体压裂液以变黏滑溜水体系为主,辅以少量胶液体系,并根据地层特点注入功能性液体,如前置二氧化碳、胶凝酸等,以提高压裂改造效果;部分页岩油水平井采用纳米压裂液体系,应用压后闷井工艺,通过改变储层润湿性来降低界面张力,从而提高渗吸置换效果,达到提高采收率的目的^[11];以混合粒径支撑剂为主,重视多级裂缝导流能力,提高小粒径支撑剂比例,逐步采用石英砂代替陶粒,以降低压裂成本。

我国不同页岩油区块的储层特性差异较大,水平井分段压裂设计具有差异化、区块化等特点,技术水平与国外相比尚有差距,主要压裂参数对比情况见表1^[12-23]。

2 页岩油水平井分段压裂面临的挑战与技术需求

我国陆相页岩油在盆地规模、构造环境及沉积条件等方面都与北美海相页岩油存在巨大差异(见

表1 国内外页岩油水平井分段压裂参数对比

Table 1 Comparison between staged fracturing parameters of shale oil horizontal wells at home and abroad

技术参数	国内	国外
井网参数	单井为主或4井/平台,井距300~500 m	6~10井/平台,井距150~300 m
水平段长/m	800~2 000	2 000~3 000
压裂段长/m	60~80	45~56
段簇划分/(簇·段 ⁻¹)	2~4	4~6
加砂强度/(t·m ⁻¹)	1.0~2.5	3.0~3.5
砂液比,%	2~8	6~10
压裂方式	CO ₂ 伴注压裂、逆混合压裂、拉链式压裂	多井同步分流压裂、拉链式压裂

表2)。北美海相页岩油层厚度较大,连续性较好,处于轻质油—凝析油窗口,气油比较高,地层能量较充足,采用水平井、压裂、工厂化作业的开发模式,单井可获得较高初产和累计产量,可以快速规模建产,开发效益比较好。我国陆相页岩油储层横向分布变化大,甜点区(段)评价和选择难度较大,且热演化程度偏低、厚度偏小、原油含蜡量偏高、地层能量较低、单井产量与累计产量相对较低,效益开发难度较大,未来发展规模尚有较大不确定性^[24]。

表2 国内外页岩油区块地质特征对比

Table 2 Comparison between geological characteristics of shale oil blocks at home and abroad

区块	埋深/m	优质页岩厚度/m	孔隙度,%	TOC,%	地层压力系数	硅质含量,%	碳酸质含量,%	杨氏模量/GPa	泊松比	水平应力差/MPa
国外 Eagle Ford	1 219~3 658	50~350	4~12	2.00~12.00	1.30~1.80	10~25	40~90	30~58	0.15~0.30	
Permian	2 286~3 750	30~150	8~12	2.00~9.00	1.50	>90 ^①			<0.20	
Bakken	1 370~2 300	>30	5~12	11.00~20.00	1.30~1.50	60~80 ^①			0.22~0.29	
中国石化 济阳凹陷	3 150~4 500	40~60	3~12	1.00~6.00	1.00~1.50	15~20	55~60	10~50	0.15~0.19	5~10
潜江凹陷	3 200~3 900	10~15	3~10	1.00~9.00	1.00~1.70	3~15	40~60	13~23	0.20~0.37	4~7
复兴地区 侏罗系	2 500~2 900	26~28	4~7	1.64~2.08	>1.48	27~32	5~11	13~20	0.15~0.19	7~11
中国石化 吉木萨尔	2 500~3 000	8~12	6~16	平均5.16	1.00	21	26	25~29	0.25~0.28	3~10
长庆	2 000~2 400	>5~10	5~10	3.00~22.00	0.90~1.10	50~60	18~20	15~30	0.19~0.30	2~3
沧东凹陷	3 300~3 800	37~93	1~9	0.13~12.90	1.00~1.67	17~48	10~58	—	0.27~0.30	6~25

注:①为硅质和碳酸质的含量和。

我国陆相页岩油与北美海相页岩油地层特性的差异巨大,决定了我们无法复制美国页岩油开发技术。目前,中国石化页岩油水平井分段压裂主要面临4个方面的挑战:1)陆相页岩油储层非均质性

强,各区块物性特征差异大,水平井分段压裂技术不具有通用性;2)陆相页岩油水平井分段压裂效果较差^[25];3)压裂投资大、油井产量差异大,压裂设计时需要综合考虑压裂成本与预计效益之间的关系;

4) 井场布局受地理位置及地形影响, 压裂规模易受到井场平台、开发模式、水源供应和运输成本等限制, 导致新技术及新工艺现场应用难度大^[26]。

针对上述挑战, 中国石化应积极推动技术攻关, 加大页岩油勘探开发力度, 集中力量进行核心区域优质甜点区的开发: 1) 针对“井工厂”作业难度大的问题, 进一步开展地质工程一体化设计、集约化井工厂作业模式研究; 2) 开展差异化压裂优化设计技术攻关, 提高单井产量, 降低投资风险及开发成本; 3) 研究压后效果综合监测评价技术, 建立学习曲线, 通过经验积累、调整及优化等措施, 降低压裂综合成本。

3 页岩油水平井分段压裂技术发展建议

页岩油属于非常规低品位资源, 中高成熟度 ($1.0\% < R_0 < 1.6\%$) 和中低成熟度 ($0.5\% < R_0 < 1.0\%$) 页岩油均有较大的资源潜力。目前, 中国石化在中高成熟度页岩油富集区取得了突破, 但由于平衡油价为 65~90 美元/桶, 实现效益开发难度大, 亟需开展低成本高效钻井完井和储层改造技术攻关; 中低成熟度页岩油采用水平井和分段压裂技术开发难以获得经济产量, 必须采用地下原位改质技术开发, 目前中国石化仅开展了部分前瞻性研究。因此, 需要针对不同成熟度页岩油储层的特征, 开展中高成熟度页岩油压裂技术和中低程度页岩油改质技术攻关研究, 以实现页岩油经济效益开发。

3.1 中高成熟度页岩油压裂技术

1) 少水压裂技术。陆相页岩油储层的黏土含量相对较高, 以消耗大量水资源为特点的大型压裂在一定程度上可能会造成储层水敏膨胀伤害, 在相当程度上抵消了水化渗吸带来的正面效应, 还会面临返排液处理带来的环保压力及压裂成本较高的问题。因此, 在确保泄油改造体积的前提下, 需最大限度地降低压裂作业的用水量, 因而少水压裂技术将成为主要发展方向之一。值得注意的是, 少水压裂是个广义的概念^[27], 既包括二氧化碳干法压裂及液化石油气 (LPG) 压裂等无水压裂技术, 也包括二氧化碳泡沫和氮气泡沫等泡沫压裂技术。与传统压裂技术相比, 以微泡沫压裂液为核心的少水压裂技术充分利用了水基压裂液和无水/少水压裂液的优势, 可以克服常规泡沫压裂液的摩阻高和稳定性差等缺点, 同时可满足降滤失、增能、强加砂和大排量等压裂作业要求。在不同的泵注方式及工艺参数条

件下, 少水压裂技术的造缝效果、支撑效果、水化作用效果、返排及压后产量等都有很大不同。因此, 现场应用时需要结合目标井储层特点进行详细的室内试验及模拟优化, 以确定最优的压裂作业方案。为实现页岩油少水压裂, 建议开展以下技术研究: 1) 开展页岩油压裂储层保护机制研究, 明确页岩油储层伤害的主控因素及储层流体高效流动机制; 2) 开展页岩油少水压裂缝网高效构建技术研究, 明确页岩油储层形成复杂缝网的机理, 并确定最优压裂工艺参数; 3) 开展页岩油少水体积压裂技术研究, 形成能显著增大改造体积、提高改造效果的技术体系, 包括配套压裂设计方法、低伤害驱油一体化压裂液、高效暂堵及支撑剂等。

2) 双缝高导流压裂技术。该技术就是将适用于主裂缝的高通道压裂技术, 通过深化研究拓展应用到转向支裂缝中, 实现转向支裂缝的密切割和大范围延伸, 将常规的多段多簇压裂模式转变为少段少簇, 进一步促进裂缝缝高上的延伸和提高缝网的导流能力。该技术能够较好地解决“密切割+强加砂+暂堵转向”的页岩油水平井压裂技术存在的降本增效和稳产困难、常规暂堵压裂技术存在的压力窗口窄等问题, 对多岩性叠合的陆相页岩油压裂更具优势, 且可最大限度地强化转向支裂缝的加砂强度及加砂量, 大幅度降低压后产量的递减幅度。针对双缝高导流压裂工艺需求, 需在研究暂堵条件下多簇多尺度裂缝扩展机制的基础上, 优化多级暂堵工艺关键参数, 研发低密度暂堵球、等密度速溶型暂堵剂, 最终实现主裂缝、支裂缝的有效打开及充填, 从而提高裂缝网络的复杂性及导流能力。

3) 页岩油注采大系统提高采收率整体协调性优化设计技术。页岩油注采大系统包括注水(气)站—注水(气)井口—注水(气)井筒—注水(气)井裂缝—基质—采油井裂缝—采油井筒—采油井口—集输站等 9 个环节, 其整体协调性就是在注采平衡的前提下, 按照节点协调性原理, 以最小的注采压差生产出最多的页岩油。同时, 注采井间的采收率也最大。为此, 要求注采系统各个节点连接处的压力与流量都应对应相等。值得指出的是, 在不同开发生产阶段, 裂缝导流能力随时间逐渐降低, 储层压力和页岩油井的产能也逐渐降低。换言之, 各节点间的协调压力与流量是实时变化的, 需要适时地进行动态优化与注采参数的调整。因此, 需研究高效率、多相多组分、流固耦合、地质工程一体化的提高页岩油采收率整体协调性优化设计技术: 开展水平

井注气驱或吞吐注气的适应性研究;加强页岩油多尺度通道中多相多组分渗流机理研究,明确其主控因素;攻关多相多组分流固耦合地质工程一体化油藏数值模拟方法及软件,实现基质—基质、基质—裂缝、裂缝—裂缝、裂缝—井筒等不同渗流通道尺度的流动模拟。

4)“井工厂”延时压裂技术。进行“井工厂”多井同步压裂、拉链式压裂或同步拉链式压裂时,为了避免出现多井多缝间的应力干扰效应造成的多簇裂缝起裂不均衡现象,需要研究应用“井工厂”延时压裂技术。“延时压裂”是指改变不同井排压裂井的压裂顺序(如图1所示,压裂顺序为B1—D1—A1—C1—B2—D2—A2—C2……),可以实现“井工厂”压裂作业的无缝衔接,大大提高压裂时效,最大限度地利用诱导应力的积极作用,规避其不利影响。因此,确定各井的压裂顺序是提高“井工厂”延时压裂效果的核心问题。通过建立“井工厂”多井多缝诱导应力场模型,模拟压裂次序、井数、压裂级数、压裂规模和延时时间等参数对“井工厂”改造体积和裂缝复杂性的影响,形成不同页岩油区块的“井工厂”延时压裂技术系列。

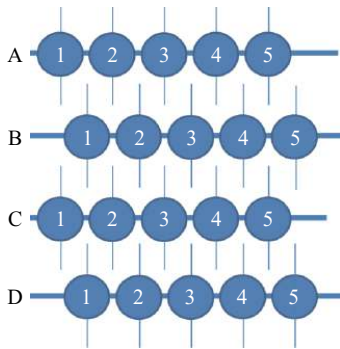


图1 “井工厂”延时压裂示意

Fig.1 Time-delayed fracturing with “multi-well pad”

5)多簇裂缝起裂延伸与加砂的均衡性控制技术。水平井分段多簇压裂时,裂缝的均衡起裂与延伸至关重要。其中,均衡起裂是基础,如果不能均衡起裂,必然不会均衡延伸。但即使各簇裂缝均衡起裂了,裂缝能否均衡延伸仍存在诸多的制约因素,如储层基质应力的非均质性、簇间暂堵球封堵的随机性(不需要封堵的簇裂缝可能反而被封堵住)、支撑剂的流动跟随性(支撑剂更倾向于在靠近趾部簇裂缝缝口处堆积)、部分簇裂缝的早期砂堵效应等。为此,需要开展酸预处理过程中逐级提高排量工艺(可形成均匀布酸)、变参数射孔技术、限

流和极限限流射孔技术、簇间低密度暂堵球转向技术、低密度支撑剂充填技术、早期段塞式超前加砂技术及剪切增稠压裂液体系等攻关研究。此外,即使实现了裂缝的均衡延伸,多簇裂缝均衡加砂也存在很大难度。支撑剂输砂试验结果(各簇裂缝设置为等缝长和等角度)及数值模拟结果表明,各簇裂缝间的支撑剂体积可能相差1倍以上^[28]。究其原因,主要是水平井筒内存在一定的压力梯度,尤其是多簇压裂时的排量相对较高,加砂中后期的压裂液黏度也逐渐增大,使水平井筒内的压力梯度更大,最终导致各簇裂缝内排量分配的不均衡性加剧,从而造成支撑剂分布的不均衡性。为此,需结合颗粒动力学、断裂力学,建立考虑缝间干扰、支撑剂跟随性影响的多簇裂缝扩展模型,优化可促进多簇均衡进液和均匀充填的压裂工艺参数,优化支撑剂、压裂液等的性能参数。基于此,研究应用高比例的低密度支撑剂及小粒径支撑剂、常规密度的自悬浮支撑剂、缝内暂堵剂、连续加砂或激进式加砂技术等,从而提高多簇裂缝起裂延伸及加砂的有效性、均匀性,实现全水平段的高效改造。

6)复杂缝网修复技术。页岩油水平井压裂后即使形成了复杂缝网,但由于支撑剂浓度低、数量少、承受的有效闭合应力高等原因,转向支裂缝导流能力会快速降低并失效,且失效速度远高于主裂缝,导致复杂缝网部分失效。随着生产进行,在储层内各种岩石微细颗粒运移和破碎支撑剂颗粒运移的共同作用下,加上压裂液残渣与有效闭合应力降低导致的支撑剂二次运移等效应,主裂缝导流能力也会逐渐降低直至完全失效,则复杂缝网会完全失效。此时,复杂缝网中大部分支撑剂仍然存在,即使部分支撑剂被压碎了,但残留的较大体积的支撑剂碎块仍具有一定的导流能力。因此,为了最大限度地利用裂缝中残留的支撑剂,并在一定程度上降低压裂成本,需要攻关复杂缝网修复技术,研究溶解储层岩石微粒而不溶解支撑剂的特殊反应型修复流体及泵注修复工艺。特殊反应型修复流体通过溶解堵塞在主裂缝及转向支裂缝缝口的储层岩石微细颗粒,可在很大程度上恢复支撑剂的导流能力;配套泵注修复工艺则主要立足于缝网重新张开、破碎支撑剂输送及铺置充填等工艺研究。

7)储层动态描述、裂缝监测可视化及实时解释技术。该技术是实现地质—工程一体化的前提。目前,地质—工程一体化研究与应用还仅仅停留在压裂前与压裂后,缺乏描述压裂施工过程中储层动态

的有效手段,更缺乏每簇裂缝监测的可视化尤其是实时解释方面的技术和方法。因此,在压裂过程中难以科学地实时调整施工参数。目前,利用压裂施工曲线及数据可以实时定量反演分析储层岩石的脆性、渗透率、岩石力学参数、三向应力及天然裂缝发育程度等^[22],但还没有集成为相应的软件系统。在裂缝监测方面,目前的研究热点是阵列式光纤及光栅等,通过 DTS(分布式温度测量)、DAS(分布式声波测量)或 DPS(分布式压力测量)等可实时分析解释进入每簇裂缝的压裂液量。建议开展多维裂缝监测及储层动态识别技术研究,一是整合现有的裂缝监测及识别技术体系,形成裂缝解释方法和配套软件,达到提高储层动态识别准确度、裂缝监测精度和可信度的目的;二是开展高分辨率井下裂缝成像技术攻关,进一步提高裂缝监测精度;三是开展压裂裂缝精细测绘与智能实时诊断技术攻关,不但能够实现压裂裂缝的精准识别,而且能够测绘裂缝的尺度,并结合施工参数对裂缝扩展情况进行智能实时诊断,达到实时优化压裂工艺的目的,最终实现压后评估与压裂工艺调整实时一体化的效果。

8)页岩油“井工厂”多井协同压裂及协同排采技术。多井协同压裂指的是两口以上的井进行同步压裂或拉链式压裂或同步拉链式压裂,协同排采指的是两口以上的井同步进行排采,体现了注采大系统的整体协同性。与单井压裂模式相比,多井协同压裂可以将各种工序无缝衔接,从而最大限度地提高压裂施工的时效性。同时,多井多缝间的诱导应力干扰效应,还会大幅度提高裂缝的复杂性及整体泄油体积。各井及各段间的压裂顺序优选对于协同压裂至关重要,既能最大限度地提高泄油体积,又可最大限度地降低诱导应力对各簇裂缝非均衡起裂与延伸的负面影响。需要指出的是,多井协同压裂的页岩油井可以是单个“井工厂”范围内的所有井(如 4~6 口),也可以是多个“井工厂”范围内的所有井,最终达到类似集群式压裂的效果。当然,需要精细分析研究井场的面积与压裂机组间的匹配关系。同样地,与单井排采模式相比,多井协同排采有利于在整个页岩油富集区域产生均匀的压降漏斗,避免井间和缝间的流动干扰叠加效应甚至倒灌现象,也有利于最大限度地提高整个区域的采出程度、后续的注水(气)波及系数及最终的采收率。要充分发挥“井工厂”多井协同压裂提高井组改造效果的技术优势,重点是压裂参数优化,需要建立兼顾应力场、渗流场和温度场的多场耦合模型,深入

研究页岩油储层多井多缝之间的诱导应力和干扰作用,探索储层压裂后油、水相的流动机理,建立考虑基质-裂缝-井底-井口系统性流动的页岩油“井工厂”多井协同压裂及协同排采工艺流程、制度及规范。

9)智能化精准压裂技术。目前,页岩油水平井大多采用适用于页岩气水平井的“密切割+强加砂+暂堵转向”压裂技术,压裂的段簇数越来越多,压裂液及支撑剂的用量也越来越大,导致压裂成本越来越高,但页岩油水平井的产量并没有随着压裂成本增加而大幅提高,也就是说,高投入并没有产生高收益。另外,水相的大量侵入是否会造成高黏土含量的页岩油储层伤害也没有明确的结论。因此,目前的高投入压裂模式无法满足页岩油经济效益开发的要求,需进行智能化精准压裂技术攻关研究。一是建立页岩油甜点、甜度及可压度的实时评价模型及可视化系统,并结合裂缝的三维扩展规律,以最大限度地沟通工程地质甜点为目标进行井眼轨道设计。二是裂缝起裂位置及扩展方向要沿着页岩油渗流的方位实现智能精准延伸。裂缝起裂位置可基于甜点、甜度及可压度沿水平井筒的分布剖面进行精确控制,而裂缝智能延伸的难度极大,尤其是远离井筒位置的页岩油富集区域的分布规律可能具有较大的随机性。因此,需要研制压力响应型、离子响应型及剪切速率响应型等智能响应型压裂液。压力响应型压裂液对地层应力具有较强的敏感性,当裂缝延伸至高应力区(一般是页岩油不发育区)时,压裂液黏度会迅速升高而起到类似缝端暂堵的作用,迫使裂缝向低应力区延伸;离子响应型压裂液对矿物或离子具有较强的敏感性,当遇到黄铁矿或其他与页岩油富集相关的矿物或离子时,压裂液黏度会迅速降低,裂缝会大范围沟通附近的页岩油富集区,增大压裂改造体积;剪切速率响应型压裂液对剪切速率具有较强的敏感性,当遇到高应力区时,因裂缝宽度变窄导致剪切速率增大,使压裂液黏度随之升高,从而迫使裂缝向低压区转向延伸。如果智能响应型压裂液能够研制成功,可大幅降低低效或无效裂缝的延伸比例,从而实现真正的智能化精准压裂和降本增效的目标。需要指出的是,每簇裂缝起裂与延伸的实时可视化系统的研制则是实现智能化精准压裂的前提条件。

3.2 中低成熟度页岩油原位改质技术

我国中低成熟度页岩油储量约是中高成熟度页岩油储量的 2 倍,但采用水平井和水力压裂技术难

以实现效益开发,需要研究应用页岩油地下原位改质技术,提高原油在储层中的流动能力,实现油井产量的大幅提高。目前,壳牌公司的ICP原位转化技术最为成熟,已进行了大规模的现场应用,包括与中国石油联合开展了现场试验,并取得了一定效果,但经济性较差。我国中低成熟度页岩油开发技术基本处于理论研究及室内试验阶段,尚未形成地质、油藏、完井、开发等方面的成型理论与技术体系。依据目前中低成熟度页岩油开发状况及认识,国内中低成熟度页岩油要实现经济有效开发需要满足以下条件:一是储层要具有有机质丰度高、产液态烃能力强的特点,要求TOC均值大于6%,且越大越好,有机质类型以I、II₁型干酪根为主;二是页岩油地下原位改质技术要有效,加热温度要足够高(350℃以上);三是储层的渗透率要高,便于固态有机质转化为可流动烃后在储层中的渗流,如果储层过于致密,渗流阻力大,则需要采取压裂改造等技术措施,以提高储层的渗透率;四是页岩油开发工艺要满足环境友好、经济有效等要求。

综合分析中低成熟度页岩油地质特征及各种原位改质技术特点,我国中低成熟度页岩油采用“改质+改造(压裂)”开发技术应具有较高的可行性。建议以改造(压裂)与二氧化碳/催化裂化剂组合吞吐原位开采技术为主,并与双缝高导流压裂技术结合。考虑将支撑剂导电与井筒电加热复合,可对低成熟度页岩油从裂缝波及范围到井筒范围实现大面积加热降黏,因此,必要时可将原位开采技术与井筒电加热或导电支撑剂结合,以进一步提高油井产量。值得注意的是,应使复合加热波及范围与二氧化碳/催化裂化剂波及区域尽可能重叠,以实现协同增效效应最大化。由于复合加热区域和二氧化碳/催化裂化剂波及区域的动态变化,难以保证这两个区域持续同步,因此后续需要进行“复合加热与二氧化碳/催化裂化剂”多轮次的吞吐及复合加热循环,直至波及整个页岩油富集区域。

4 结论与建议

1)北美海相页岩油与我国陆相页岩油地层的特性存在差异巨大,其页岩油开发技术无法直接复制,需要针对不同成熟度页岩油储层的特征,开展中高成熟度页岩油压裂技术和中低程度页岩油改质技术攻关研究,形成陆相页岩油开发技术体系,实现页岩油经济效益开发。

2)针对中国石化页岩油主力区块的工程技术难题,需开展相应的基础性研究和工程技术攻关,并加大现场试验力度,集合整个集团公司的力量,尽快实现页岩油开发的单点突破,由此逐渐实现面上的突破,形成规模效益开发。

3)中高成熟度页岩油应作为目前研究重点,且早期应以单井的增产稳产为主、降本为辅,尽快探索形成页岩油主体压裂技术,拓展应用到“井工厂”大平台,并尽可能地增加平台的井数。同时,要注重注采大系统提高采收率的协同技术攻关与集成,包括二氧化碳大型体积压裂与二氧化碳驱等碳储存和综合利用技术,并积极探索降本的思路与途径,以实现页岩油的经济有效开发。

4)低成熟度页岩油目前应聚焦基础和前瞻性研究及相关的实验室建设工作,需注重跨学科技术交流和融合,并择机开展单井的先导性试验工作。

致谢:在文章相关资料收集和整理过程中,中国石化石油工程技术研究院孙海成、卞晓冰、沈子齐、许国庆、左罗、仲冠宇、张世昆、李双明等同志提供了大量帮助,在此一并表示感谢。

参 考 文 献

References

- [1] 王倩茹,陶士振,关平.中国陆相盆地页岩油研究及勘探开发进展[J].天然气地球科学,2020,31(3):417-427.
WANG Qianru, TAO Shizhen, GUAN Ping. Progress in research and exploration & development of shale oil in continental basins in China[J]. Natural Gas Geoscience, 2020, 31(3): 417-427.
- [2] 石林,张鲲鹏,慕立俊.页岩油储层压裂改造技术问题的讨论[J].石油科学通报,2020,5(4):496-511.
SHI Lin, ZHANG Kunpeng, MU Lijun. Discussion of hydraulic fracturing technical issues in shale oil reservoirs[J]. Petroleum Science Bulletin, 2020, 5(4): 496-511.
- [3] 何海清,范士芝,郭绪杰,等.中国石油“十三五”油气勘探重大成果与“十四五”发展战略[J].中国石油勘探,2021,26(1):17-30.
HE Haiqing, FAN Tuzhi, GUO Xujie, et al. Major achievements in oil and gas exploration of PetroChina during the 13th Five-Year Plan period and its development strategy for the 14th Five-Year Plan[J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(1): 17-30.
- [4] 廖腾彦,余丽彬,李俊胜.吉木萨尔致密砂岩油藏工厂化水平井钻井技术[J].石油钻探技术,2014,42(6):30-33.
LIAO Tengyan, YU Libin, LI Junsheng. A factory-like drilling technology of horizontal wells for tight sandstone reservoirs in the Jimusaer Area[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(6): 30-33.
- [5] 柳伟荣,倪华峰,王学枫,等.长庆油田陇东地区页岩油超长水平段水平井钻井技术[J].石油钻探技术,2020,48(1):9-14.
LIU Weirong, NI Huafeng, WANG Xuefeng, et al. Shale oil hori-

- zontal drilling technology with super-long horizontal laterals in the Longdong Region of the Changqing Oilfield[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2020, 48(1): 9–14.
- [6] 杨灿, 王鹏, 饶开波, 等. 大港油田页岩油水平井钻井关键技术[J]. *石油钻探技术*, 2020, 48(2): 34–41.
YANG Can, WANG Peng, RAO Kaibo, et al. Key technologies for drilling horizontal shale oil wells in the Dagang Oilfield[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2020, 48(2): 34–41.
- [7] 雷浩, 何建华, 胡振国. 潜江凹陷页岩油藏渗流特征物理模拟及影响因素分析[J]. *特种油气藏*, 2019, 26(3): 94–98.
LEI Hao, HE Jianhua, HU Zhenguo. Physical simulation and influencing factor analysis of the flow characteristics in the shale oil reservoir of Qianjiang Depression[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2019, 26(3): 94–98.
- [8] 万绪新. 渤海区块页岩油地层油基钻井液技术[J]. *石油钻探技术*, 2013, 41(6): 44–50.
WAN Xuxin. Oil-based drilling fluid applied in drilling shale oil reservoirs in Bonan Block[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2013, 41(6): 44–50.
- [9] 孙焕泉, 周德华, 赵培荣, 等. 中国石化地质工程一体化发展方向[J]. *油气藏评价与开发*, 2021, 11(3): 269–280.
SUN Huanquan, ZHOU Dehua, ZHAO Peirong, et al. Geology-engineering integration development direction of Sinopec[J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2021, 11(3): 269–280.
- [10] 王敏生, 光新军, 耿黎东. 页岩油高效开发钻井完井关键技术与发展方向[J]. *石油钻探技术*, 2019, 47(5): 1–10.
WANG Minsheng, GUANG Xinjun, GENG Lidong. Key drilling/completion technologies and development trends in the efficient development of shale oil[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2019, 47(5): 1–10.
- [11] 管保山, 刘玉婷, 梁利, 等. 页岩油储层改造和高效开发技术[J]. *石油钻采工艺*, 2019, 41(2): 212–223.
GUAN Baoshan, LIU Yuting, LIANG Li, et al. Shale oil reservoir reconstruction and efficient development technology[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2019, 41(2): 212–223.
- [12] DU H, RADONJIC M. The mechanism of fracture initiation in shale rocks: Pottsville cap-rock-shale vs. Marcellus unconventional reservoir-shale[R]. ARMA-2019-0144, 2019.
- [13] ELTAHAN E, REGO F B, YU W, et al. Impact of well shut-in after hydraulic-fracture treatments on productivity and recovery in shale oil reservoirs[R]. SPE 200395, 2020.
- [14] MAHMOOD M N, GUO B Y. An analytical method for optimizing fracture spacing in shale oil reservoirs[R]. SPE 197083, 2019.
- [15] SAKAI T, KURIHARA M. Development of a three-dimensional, three-phase, quadruple-porosity/quadruple-permeability white oil ty-pe simulator with embedded discrete fracture model for predicting shale gas/oil flow behavior[R]. SPWLA-JFES-2017-Q, 2017.
- [16] MAGSIPOC E, ABDELAZIZ A, HA J, et al. Analysis of the fracture morphologies from a laboratory hydraulic fracture experiment on montney shale[R]. ARMA-IGS-20-061, 2020.
- [17] LI M, MAGSIPOC E, ABDELAZIZ A, et al. Mapping fracture complexity in hydraulically fractured montney shale by serial section reconstruction[R]. ARMA-2020-2053, 2020.
- [18] BODINI S A, FORNI L P, TUERO F, et al. Unconventional EOR: field tests results in Vaca Muerta shale play: a capillary based improved oil recovery case study for shale/tight oil scenarios[R]. SPE 191877, 2018.
- [19] ZHANG R X, HOU B, ZENG Y J, et al. Investigation on hydraulic fracture initiation and propagation with LPG fracturing in shale formation based on true tri-axial laboratory experiments[R]. SPE 191107, 2018.
- [20] LI Z, HOU B, ZHANG K, et al. Microscopic fracture mechanism of inter-salt shale oil reservoir based on three-dimensional reconstruction of CT[R]. ISRM-EUROCK-2020-126, 2020.
- [21] JIANG B Y, LU C, HUANG C H, et al. A study on deformation characteristics of shale self-propped fracture under normal stress[R]. ARMA-2020-1744, 2020.
- [22] CHEN Z M, LIU H, LIAO X W, et al. Pressure transient analysis of wells in shale oil reservoirs with complex hydraulic fracture networks based on numerical approach[R]. SPE 196568, 2019.
- [23] YANG X, GUO B Y, TIMIYAN T A. A mathematical model for predicting long-term productivity of channel-fractured shale gas/oil wells[R]. SPE 204471, 2020.
- [24] 黎茂稳, 马晓潇, 蒋启贵, 等. 北美海相页岩油形成条件、富集特征与启示[J]. *油气地质与采收率*, 2019, 26(1): 13–28.
LI Maowen, MA Xiaoxiao, JIANG Qigui, et al. Enlightenment from formation conditions and enrichment characteristics of marine shale oil in North America[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2019, 26(1): 13–28.
- [25] 孙焕泉, 蔡勋育, 周德华, 等. 中国石化页岩油勘探实践与展望[J]. *中国石油勘探*, 2019, 24(5): 569–575.
SUN Huanquan, CAI Xunyu, ZHOU Dehua, et al. Practice and prospect of Sinopec shale oil exploration[J]. *China Petroleum Exploration*, 2019, 24(5): 569–575.
- [26] 闫林, 陈福利, 王志平, 等. 我国页岩油有效开发面临的挑战及关键技术研究[J]. *石油钻探技术*, 2020, 48(3): 63–69.
YAN Lin, CHEN Fuli, WANG Zhiping, et al. Challenges and technical countermeasures for effective development of shale oil in China[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2020, 48(3): 63–69.
- [27] 蒋廷学, 左罗, 黄静. 少水压裂技术及展望[J]. *石油钻探技术*, 2020, 48(5): 1–8.
JIANG Tingxue, ZUO Luo, HUANG Jing. Development trends and prospects of less-water hydraulic fracturing technology[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2020, 48(5): 1–8.
- [28] MANCHANDA R, ZHENG S, SHARMA M. Fracture sequencing in multi-well pads: impact of staggering and lagging stages in zipper fracturing on well productivity[R]. SPE 199729, 2020.