

页岩油气储层改造理论技术演进路径探讨

蒋廷学^{1,2,3}, 周 璿^{1,2,3}

(1. 页岩油气富集机理与高效开发全国重点实验室, 北京 102206; 2. 中国石化 页岩油气钻完井与压裂重点实验室, 北京 102206;
3. 中国石化 石油工程技术研究院有限公司, 北京 102206)

摘要: 总结了我国页岩油气储层改造理论与技术的发展历程及演进路径, 为今后的高效勘探开发提供理论指导与技术支持。通过对比中美页岩储层地质参数特征及差异分析, 采用文献追踪方法, 系统梳理压裂理念、理论模型及关键技术的演进路径, 提出我国页岩油气储层改造技术的整体发展框架。我国通过“高强度改造”弥补储层劣势, 压裂液黏度逐步降低至滑溜水主导(占比>90%), 支撑剂向多级微支撑演进, 裂缝监测实现高精度处理与解释, 最终形成复杂缝网压裂技术体系及调控闭环系统。揭示了中国特色页岩油气储层改造技术演进规律, 提出了地质-工程一体化、少水环保技术和智能化装备等发展方向, 对实现页岩油气革命及国家能源战略目标具有重要指导意义。

关键词: 复杂缝网; 技术发展; 理论演进; 储层改造; 提高采收率; 页岩油气

中图分类号: TE357.1

文献标识码: A

Evolutionary paths for the theoretical and technological development of shale oil and gas reservoir simulation

JIANG Tingxue^{1,2,3}, ZHOU Jun^{1,2,3}

(1. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Beijing 102206, China; 2. Key Laboratory of Drilling Completion and Fracturing of Shale Oil and Gas, SINOPEC, Beijing 102206, China; 3. Research Institute of Petroleum Engineering Co., Ltd., SINOPEC, Beijing 102206, China)

Abstract: This study presents a comprehensive review of the development process and evolutionary paths of the theories and technologies for China's shale oil and gas reservoir stimulation, aiming to provide theoretical guidance and technical support for the efficient exploration and exploitation of shale resources in the future. By comparing the geological parameters and characteristics of shale reservoirs in China and the United States, we systematically organize the evolutionary paths of fracturing concepts, as well as theoretical models and critical technologies for reservoir stimulation, using the citation tracking method. Accordingly, an overall development framework of techniques for China's shale oil and gas reservoir stimulation is established. China has adopted "intensive stimulation" techniques to overcome the disadvantages of its shale reservoirs. Consequently, the viscosity of fracturing fluids has been gradually reduced, with slickwater predominating presently (accounting for more than 90%). Meanwhile, proppants have evolved toward micro-proppants for supporting multi-scale fractures, and high-precision processing and interpretation have been achieved for fracture monitoring. These advancements have collectively contributed to the development of a fracturing technology system capable of generating complex fracture networks and the establishment of a closed-loop control system. The evolutionary pattern of the shale reservoir simulation technologies with Chinese characteristics is thus revealed, and future development directions, including geological-engineering integration, water-saving and environmentally friendly technologies, and intelligent equipment, are proposed. This study can serve as a valuable guide for advancing the shale oil and gas revolution and achieving national energy strategic goals.

Key words: complex fracture network, technical development, theoretical evolution, reservoir stimulation, enhanced oil recovery, shale oil and gas

收稿日期: 2025-08-15; 修回日期: 2025-10-19。

第一作者简介: 蒋廷学(1969—), 男, 正高级工程师, 中国石化集团公司首席专家, 水力压裂理论及技术研究。E-mail: jiangtx. sripe@sinopec.com。

基金项目: 国家科技重大专项(2024ZD1404700)。

引用格式:蒋廷学,周珺.页岩油气储层改造理论技术演进路径探讨[J].石油与天然气地质,2025,46(6):2041-2058. DOI:10.11743/ogg20250619.

JIANG Tingxue, ZHOU Jun. Evolutionary paths for the theoretical and technological development of shale oil and gas reservoir simulation[J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(6): 2041-2058. DOI: 10.11743/ogg20250619.

众所周知,页岩油气资源储量巨大^[1-3],是未来重要的油气资源战略接替阵地。美国率先实现了页岩油气革命^[4-7],至2020年实现了从油气净进口国向净出口国的历史性转变(图1,图2),深刻地改变了全球能源格局及地缘政治态势。页岩油气的勘探开发主要依赖于钻井与储层改造技术,尤其是储层改造技术的进步。这些技术大幅度提高了页岩油气产量、估算最终可采储量(EUR)、储量动用率和内部收益率,同时大幅降低了综合成本和经济平衡油气价。可以说,储层改造技术是推动页岩油气革命的主要驱动力。

页岩油气储层改造技术的发展历史,经历了不同的发展理念、理论及技术演进阶段:在裂缝形态上,从双翼对称简单裂缝演进为复杂裂缝形态及缝网形态;在压裂液体系上,从高黏度胍胶演进为中、低黏度聚合物压裂液及滑溜水压裂液;支撑剂由单一粒径-大粒径主导转变为多种粒径-小粒径组合;裂缝支撑模式

上,从主裂缝支撑转向裂缝与小微尺度的微支撑;井型从直井逐步过渡到定向井及水平井;模拟模型由经典二维模型(如PKN、KGD)向拟三维、全三维及立体缝网模型深化;压裂方式则从单井单缝,逐步升级为单井多缝和多井多缝的井工厂作业模式。

本文通过对比中国与北美页岩油气的储层特征,以及储层改造理念、理论、技术发展历程演进与里程碑事件,系统阐述了中国页岩油气储层改造的特色发展路径,并结合问题导向和目标导向,对今后的页岩油气储层改造发展趋势进行了展望,对实现中国页岩油气革命具有重要的指导和借鉴意义。

1 中国与北美页岩油气储层特征对比

表1列出了美国主要页岩层系的地质特征^[8]。与北美地区相比,受限于构造与沉积特征制约,中国页岩油气储层特征更为复杂多变,具体表现为埋深普遍较深、脆性较低、厚度较小、含气量偏低。总体来看,压裂地质工程甜点指标较差。国内外页岩油气地质特征的显著差异,决定了其压裂理念、理论与技术虽可借鉴,但绝不能照搬。中国石化及中国石油在页岩油气勘探开发早期(约2010年前后)几乎完全依赖于国外压裂技术,但绝大多数井的压裂改造效果均不理想。因此,唯有立足中国实际储层特征,开展针对性的研究与应用工作,方能实现压裂技术的真正突破,才能揭开中国页岩油气商业性开发的序幕。此外,国内不同页岩油气储层之间亦存在较大差异,表2为国内外主要页岩气盆地地质特征对比^[9]。这导致早期形成的适合海相中深层页岩油气储层的压裂技术,并不适用于陆相页岩油气及深层页岩气等领域的情况,因此需要研发与之匹配的针对性压裂策略及方案。

2 压裂理念演进

鉴于国内外页岩油气储层特征的差异,在压裂理念上需兼顾共性与区别。例如,早期国内曾普遍借鉴国外的全程低黏度滑溜水压裂技术,虽然在一定程度上提升了裂缝复杂性,但由于国内页岩油气储层垂向应力与最小水平主应力差相对较小,导致在同等施工规模及排量下裂缝缝高受限,从而大幅度降低了裂缝

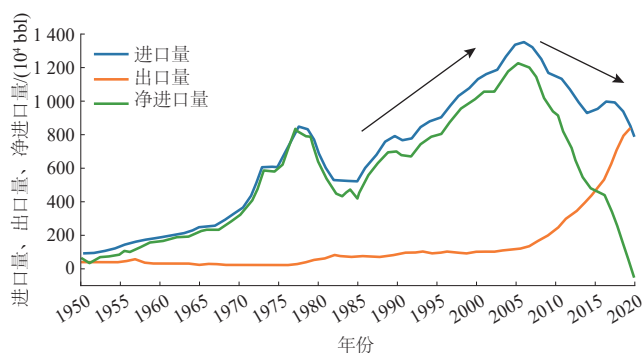


图1 1950—2020年美国石油进口量、出口量和净进口量变化曲线^[6]

Fig. 1 Curves showing the crude oil imports, exports, and net imports of the United States from 1950 to 2020^[6]

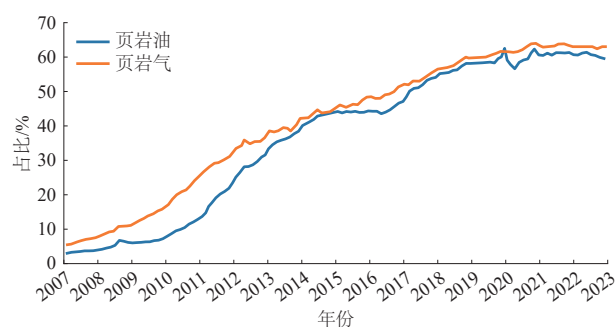


图2 2007—2023年美国油气总产量中的页岩油气占比变化^[7]

Fig. 2 Curves showing the proportions of shale oil and gas in total hydrocarbon production in the United States from 2007 to 2023^[7]

表1 美国主要页岩层系地质特征^[8]Table 1 Geological characteristics of major shale formations in the United States^[8]

地层		面积/km ²	埋深/m	厚度/m	孔隙度/%	黏土矿物含量/%	TOC/%	岩相描述
统	组							
上白垩统	尼尔布拉勒组	丹佛-朱尔斯堡盆地:15 680*; 粉河盆地:10 734*	粉河盆地:610 ~ 2 134	粉河盆地:46 ~ 198	粉河盆地:3.0 ~ 8.0	20 ~ 30	丹佛-朱尔斯堡盆地:0.50 ~ 8.00, 平均值3.20; 粉河盆地:0.90 ~ 3.24	白垩岩和泥灰岩互层, 西部局部见砂岩, 向盆地中心逐渐过渡为页岩和粉砂岩
	鹰滩组	35 584	232 ~ 4 893, 平均值2 583	8 ~ 78, 平均值37	平均值6.6	14 ~ 20	0.82 ~ 4.94, 平均值2.62	富有机质泥灰岩、浮游有孔虫泥灰岩和颗粒灰岩, 圣马科斯隆起以东黏土含量增加
上侏罗统	海恩斯维尔组	14 747	3 102 ~ 4 939, 平均值3 589	0 ~ 117, 平均值62	平均值6.7	10 ~ 50	0.70 ~ 6.20	生物扰动钙质泥岩、层状钙质泥岩、粉砂质鲕粒状钙质泥岩、非层状钙质富有机质泥岩
下二叠统	狼营组(米德兰盆地)	39 648	210 ~ 2 133, 平均值1 465	210 ~ 1 302, 平均554	平均值7.6	26	0.50 ~ 6.40, 平均值2.40	硅质泥岩、钙质泥岩、泥质生物碎屑岩、骨架泥灰岩/泥粒灰岩
	狼营组(特拉华盆地)	32 864	170 ~ 2 867, 平均值1 942	38 ~ 2 989, 平均值865	平均值7.6	21	0.50 ~ 7.30, 平均值2.30	黏土质泥岩、硅质泥岩、泥质生物碎屑岩、骨架泥灰岩/泥粒灰岩、泥质浮石
上密西西比统	费耶特维尔组	6 032	80 ~ 2 401, 平均值886	18 ~ 215, 平均值83	平均值6.3	29 ~ 32	0.10 ~ 10.80, 平均值4.07	灰色-黑色页岩, 下部有机质含量较高, 局部砂岩将该套页岩分成上、下两段
	巴内特组	21 111	799 ~ 2 484, 平均值1 638	18 ~ 286, 平均值87	平均值5.6	27	2.00 ~ 6.00; 0.36 ~ 9.66, 平均值3.10; 3.30 ~ 4.50	层状硅质泥岩、层状含黏土灰岩、骨架黏土质灰泥岩
上泥盆统-下密西西比统	巴肯组	44 853	1 376 ~ 2 737, 平均值2 286	0 ~ 24, 平均值11	平均值5.9	20 ~ 30	1.79 ~ 20.20, 平均值2.62	富有机质硅质泥岩、粒泥灰岩、钙质粉砂岩、白云岩、粉砂岩、云质泥岩
上泥盆统	伍德福德组	35 715*	平均值2 610	平均值75	3.0 ~ 6.8	15 ~ 3	5.00 ~ 6.50	黏土质页岩、黏土质硅质页岩、白云质黏土质泥岩、硅质泥岩, 往南燧石夹层增多
中泥盆统	马塞勒斯组	46 648	95 ~ 2 239, 平均值1 325	3 ~ 178, 平均值39	平均值7.4	0 ~ 65	1.00 ~ 10.00, 1.40 ~ 4.30; 3.87 ~ 11.25; 0.17 ~ 7.22, 平均值2.11	粗粒钙质泥岩、骨架粒泥灰岩/泥粒灰岩、钙质/炭质中粒泥岩、硅质炭质细粒泥岩、含黏土粗粒泥岩
中奥陶统	尤蒂卡组/波因特普莱森特组	63 772*	933 ~ 3 773, 平均值2 348	17 ~ 75, 平均值46	3.2 ~ 6.5	32 ~ 49	尤蒂卡组:1.00 ~ 3.50; 波因特普莱森特组上段:贫有机质页岩, 含少量碳酸盐岩; 8.00, 平均值范围4.00 ~ 5.00(对应不同井位)	尤蒂卡组:含钙页岩(方解石含量10% ~ 60%); 波因特普莱森特组上段:贫有机质页岩, 含少量碳酸盐岩; 波因特普莱森特组下段:富有机质页岩(碳酸盐矿物含量40% ~ 60%)

注:TOC为总有机碳含量;TOC的多个数值对应不同来源的数据。*为根据开发井分布范围估算值。

的整体改造体积。同时,国内页岩脆性普遍较弱,全程使用低黏度滑溜水也制约了造缝能力。为此,国内针对性提出了“逆压裂”技术,即先注入高黏度压裂液再注入低黏度滑溜水,该工艺更适应中国的页岩储层特

征,也因此取得了更好的效果,如涪陵页岩气田的压裂功勋井——焦页1HF井即为成功案例。然而,该“逆压裂”技术在深层页岩气井中仍面临挑战,因低黏滑溜水的造缝能力及携砂能力不能满足深井高闭合应力造

表2 国内外主要页岩气田地质参数对比^[9]

Table 2 Comparison of the geological parameters of major shale gas fields in China and the United States^[9]

页岩层系	美国页岩气层					中国页岩气层		
	Fayetteville	Barnett	Haynesville	Marcellus	Utica	涪陵	黔南	延长组
沉积盆地	Arkoma	Fort Worth	Louisiana salt	Appalachian	Appalachian	四川	四川	鄂尔多斯
地层时代	石炭纪	石炭纪	侏罗纪	泥盆纪	奥陶纪	奥陶纪—志留纪	奥陶纪—志留纪	三叠纪
地层名称	Fayetteville	Barnett	Haynesville	Marcellus	Utica	五峰组—龙马溪组	五峰组—龙马溪组	延长组
分布面积/(10 ⁴ km ²)	2.30	1.55	2.30	24.60	28.00	0.70	0.76	8.00~10.00
深度/m	330~2300	1980~2591	3350~4270	1200~2400	2100~4300	2000~4000	2000~4500	500~1800
净厚度/m	6~60	30~180	61~107	18~83	20~300	40~60	40~60	16~24
沉积环境	深水陆棚	深水陆棚	深水陆棚	陆表海	陆表海	深水陆棚	深水陆棚	湖相
主要岩石类型	页岩	页岩	页岩	页岩	页岩	页岩	页岩	页岩
TOC/%	4.00~9.80	4.00~5.00	0.50~4.00	4.4~9.7	3.00~8.00	2.00~8.00	2.50~8.50	0.50~25.50
R _o /%	1.00~4.00	0.80~1.40	1.80~2.50	1.23~2.56	0.60~3.20	2.65	2.50~3.80	0.50~1.50
总孔隙度/%	2.0~8.0	4.0~5.0	8.0~9.0	9.0~11.0	3.0~6.0	1.2~8.1	2.0~12.0	0.8~3.0
孔径/nm	5~100	5~750	20	10~100	15~200	50~200	50~100	3~100
基质渗透率/(10 ⁻³ μm ²)	0.100~0.800	0.073~0.500	0.050~0.800	0.100~0.700	0.800~3.500	0.001~5.700	0.020~1.730	0.012~0.650
孔隙类型	有机质孔	有机质孔	有机质孔	有机质孔	有机质孔	有机质孔	有机质孔	无机孔+有机孔
含气量/(m ³ /t)	1.70~6.23	8.50~9.91	2.83~9.34	1.70~2.83	—	1.30~6.30	2.00~6.00	0.50~3.00
游离气比例/%	60~80	80	80	40~90	20~65	70~80	60~80	50~60
脆性矿物含量/%	70~80	30~60	50~70	40~70	70~80	50~80	55~80	40~70
泊松比	0.23	0.23~0.27	0.20~0.30	0.15~0.35	0.20~0.30	0.11~0.29	0.15~0.25	0.15~0.27
压力系数	0.98	0.97~1.00	1.60~2.00	0.45~0.91	1.10~1.35	1.55	1.20~2.10	1.00
井控面积/(10 ⁴ m ²)	0.300~0.500	0.240~0.650	0.164~2.270	0.160~0.650	0.720	0.600~0.800	0.600~0.800	—
地质资源量/(10 ⁸ m ³)	14700	92600	203000	424700	60000	6008	67900	5630
储量丰度/(10 ⁸ m ³ /km ²)	6.30	3.16	5.07	1.73	1.00~1.50	10.00	5.00~8.00	2.20
技术可采资源量/(10 ⁸ m ³)	3624	7362	20493	22281	10352	481	12000	—
水平井初产量/(10 ⁴ m ³ /d)	7.0	5.3	28.0	12.5	13.3	18.0	13.0	0.5~1.0
单井EUR/(10 ⁸ m ³)	0.42	0.70	2.50	1.06	1.30	1.50	1.00	0.10~0.30
2016年总产量/(10 ⁸ m ³)	208	330	393	1691	403	50	28	0

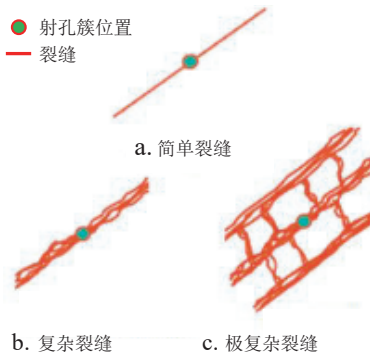
注:EUR为估算的最终采收率;TOC为总有机碳含量;R_o为镜质体反射率。“—”表示无数据。

缝的需求,需进一步开展技术迭代,例如在上述工艺中大幅提高高黏度滑溜水的比例以替代低黏度滑溜水等。

2.1 从双翼对称延伸的简单主裂缝向主裂缝主导的复杂裂缝演进

早期压裂技术主要以高黏度压裂液造简单主裂缝为主^[10],但这种高黏度压裂液无法沟通和延伸储层中的小、微尺度裂缝系统,而对页岩油气储层而言,小、微尺度裂缝系统的有效支撑及流体流动对压后稳产及

EUR的提升至关重要。因此,压裂技术逐渐向低黏度压裂液转变,以沟通并拓展小、微尺度裂缝系统。在此基础上,形成了以简单主裂缝为主体架构,同时存在多个转向分支裂缝的复杂裂缝系统^[11-12](图3)。显然地,复杂裂缝的理念一旦实现,必将大幅度增加页岩油气的波及体积,即所谓的改造体积(SRV)^[13]。但由于裂缝的复杂性程度仍不够,因此,该理念还必须向“逆压裂”与高-低黏度压裂液交替注入的方向发展。利用低黏度压裂液在高黏度压裂液中的黏滞指进效应,实现裂缝全缝长范围内的复杂裂缝分布。

图3 页岩压裂复杂裂缝示意图^[12]Fig. 3 Schematic diagram showing the complex fractures in shale fracturing^[12]

2.2 密切割理念由主裂缝密切割向适度密切割及多尺度裂缝密切割演进

早期页岩油气压裂的簇间距都相对较大(15~25 m),造成簇间页岩存在大量未被水力裂缝有效波及的页岩体积。未被裂缝波及的页岩基质中,页岩油气流动1 m的距离就可能需要数十年甚至数百年以上的时间,这种改造不充分区域显然不利于提高SRV。为此,缩小簇间距在典型的页岩油气藏开发中已成为一种趋势^[14-15]。但从缝间流动干扰角度来看,过密的簇间距会导致过度改造,压后产量反而增幅有限。因此,适度密切割应是更合理的选择。但今后随着缝内暂堵技术的完善及推广,转向支裂缝的转向角及转向半径将逐渐加大,原有密切割的距离也可适当放大,使其与转向支裂缝的转向角及转向半径相匹配。

需要指出的是,以上阐述都是从主裂缝密切割角度出发的。考虑到还有小尺度的转向支裂缝甚至三级微裂隙等共同存在,因此,如果拓宽思路,通过缝内多级定点暂堵的方法,实现更多的转向支裂缝及三级微裂隙充

分开裂和延伸,大幅度增加它们的密切割程度或分布密度,则整体裂缝改造体积SRV会更大。对页岩油气而言,上述主裂缝侧翼方向的多个转向支裂缝及三级微裂隙对压后稳产及EUR的提升具有至关重要的意义。但转向支裂缝及三级微裂隙数量众多,因此,缝高延伸大幅度受限,这也严重制约了裂缝整体改造体积的最大化。因此,至少在转向支裂缝中(暂不考虑三级微裂隙)进行二次缝内暂堵是未来的发展方向。

2.3 强加砂理念由主裂缝强加砂向多尺度裂缝分级强加砂演进

早期页岩油气开发中,加砂强度和综合砂/液比都相对较低,导致压后产量递减较快,EUR也相对较低,经济开发价值大打折扣。为此,不同典型页岩油气区块逐渐增加加砂强度,并取得了显著的效果^[16-18]。但由于国内外页岩油气储层特征存在较大差异,尤其是两向水平应力差较大导致的主裂缝与转向支裂缝缝宽差异较大(图4),在这种情况下,如果一味追求高加砂强度(主要通过提高综合砂/液比或控液增砂来实现),则转向支裂缝中进入的支撑剂量会锐减。这是因为在主裂缝与转向支裂缝共存条件下,因主裂缝的流动阻力最小,会吸引更多的液体和支撑剂,进一步减少转向支裂缝的进砂量。同时,因转向支裂缝的缝宽较窄,高砂/液比的混砂浆更难以进入。此外,主裂缝中多种粒径支撑剂混杂分布,会降低导流能力,因为原本设计进入转向支裂缝中的小粒径支撑剂因进入的体积减小,必然滞留于主裂缝中。综合砂/液比的提高还会导致进缝阻力增大,支撑剂运移距离减少。这些因素最终导致有效的裂缝改造体积(ESRV)或油气流动波及的体积(DSRV)锐减。而垂向应力差较小导致的主裂缝缝高降低,进一步加剧了上述3个锐减的进程。因此,

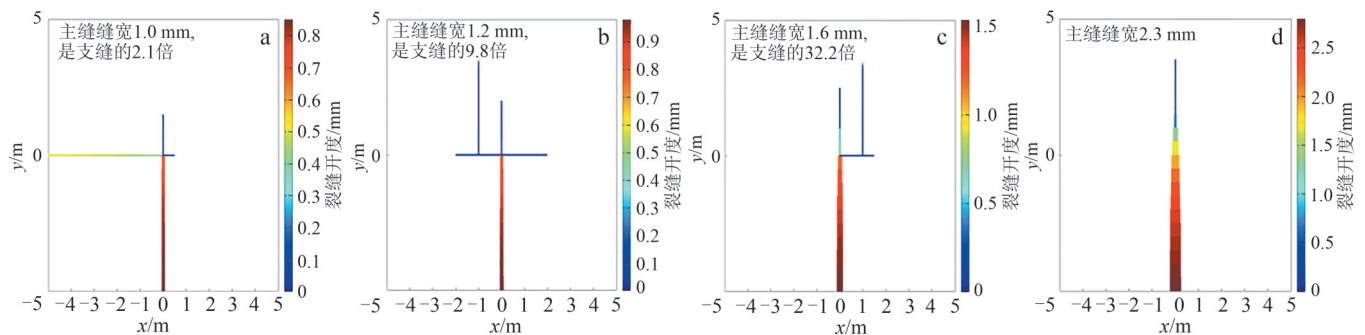


图4 不同水平应力差条件下主裂缝与转向支裂缝的缝宽差异对比

Fig. 4 Comparison of width differences between major fractures and diverted branch fractures under varying horizontal stress differences

a. $\Delta\sigma=3$ MPa; b. $\Delta\sigma=5$ MPa; c. $\Delta\sigma=10$ MPa; d. $\Delta\sigma=15$ MPa(x,y为坐标轴; $\Delta\sigma$ 为水平应力差。)

必须由主裂缝强加砂向多尺度裂缝分级强加砂转变,才能实现*ESRV*的经济最优化目标。但因多种支撑剂粒径的存在,很难避免相互间的混杂分布及其对裂缝导流能力的不利影响,因此,应用单一小粒径支撑剂或均匀粒径的小粒径支撑剂应当是今后的发展方向。

2.4 暂堵理念由单级暂堵向双暂堵、多级双暂堵及多级迂回双暂堵方向演进

暂堵技术作为提升页岩油气裂缝复杂性程度和改造体积的重要手段,其成功应用显著改善了压裂改造的效果^[19]。然而,单级暂堵球或暂堵剂暂堵在增加裂缝条数和密度方面的效果有限。因此,双暂堵技术应运而生^[20-21]。与单级暂堵技术相比,暂堵球和暂堵剂的协同暂堵在相互作用后,暂堵参数的优化及其效果都有显著不同,未来,有必要继续深化相应的机理及方法研究。

单级双暂堵技术在增加裂缝条数和密度上仍有很大的发展空间。因此,多级双暂堵技术正逢其时。它要求每级双暂堵压裂的参数优化和控制方法都各不相同,如果每一级双暂堵都取得了预期的效果,则多级双暂堵也必然会取得更大的渐近式累积效果。但随着页岩油气埋深的大幅度增加,井口压裂施工的压力窗口极其有限,每次暂堵操作都会导致井口压力有不同程度的上升,多级双暂堵可能会使井口压力窗口丧失。为了解决这一问题,多级迂回双暂堵技术顺势诞生^[22]。迂回暂堵的原理是,在井口压力窗口快速降低后,主动降低注入排量,从而降低井筒、孔眼和近井筒的摩阻,相当于部分恢复了井口压力窗口。只要能确保暂堵有效,即使排量降低,裂缝净压力仍然会增加,只是增加的幅度会有所降低。如果井口压力窗口再次

丧失,则可多级降排量注入,只要注入排量大于零,缝内净压力就会持续增加,最终会达到突破转向支裂缝所需的临界净压力,则排量可再次恢复到原先的排量甚至可以高于原先的排量。这种暂堵技术的演变极大地改变了裂缝的扩展路径和压后油气流动方式。只要运用得当,既可最大限度地扩大多尺度裂缝的有效改造体积,尤其是主裂缝侧翼方向的转向支裂缝及三级微裂隙的有效改造体积,进而改变过去主裂缝一枝独秀的被动局面,又能避免过度改造造成的成本浪费。

2.5 穿层理念逐渐由近井筒向中、远井演进

由于页岩油气储层中水平层理缝/纹理缝异常发育,在裂缝高度延伸过程中,这些裂缝因吸液张开(垂向应力居中的三向主应力状态加剧了这一趋势)导致裂缝高度大幅度降低(图5),从而极大降低了裂缝的整体改造体积和*EUR*。另外,夹层型页岩油储层压裂的裂缝缝高衰减趋势比上述仅有水平层理缝、纹理缝的情况更为严重。因此,以高黏度胶液前置的“逆压裂”模式在国内各个主要的页岩油气区块已成为一种主流趋势^[23-24]。

虽然“逆压裂”模式能够有效解决近井筒的裂缝高度拓展问题,但随着裂缝扩展的进行,注入能量逐渐衰减,导致远井的裂缝高度衰减更为严重,因此亟需研发能够大幅度提高远井缝高的工艺方法。目前,中、远井缝高拓展的主要技术有高黏度胶液中途顶替和缝内多级定点暂堵等。这些技术的应用能够显著提升有效储层厚度内的油气流动能力和波及体积。但仅靠压裂技术本身的优化及控制,仍难以实现有效的近井和远井的协同穿层压裂。因此,压裂与钻井的一体化设计显得尤为重要,例如,将井眼轨迹控制在高应力层再进行

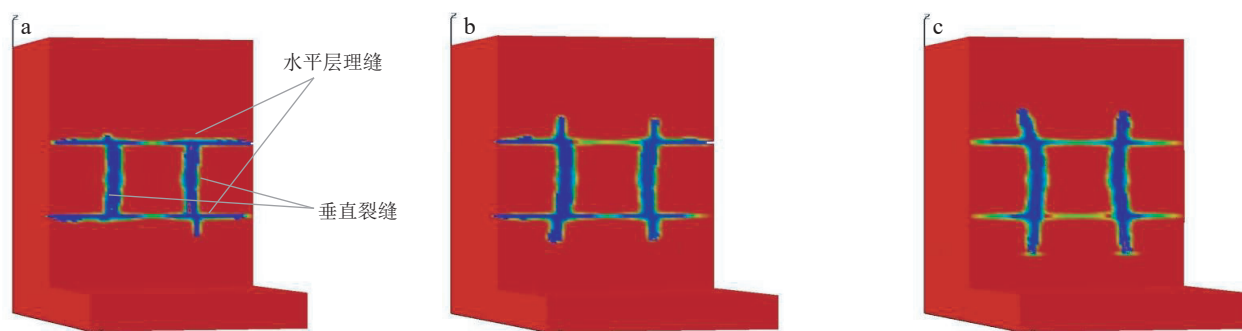


图5 不同层理缝强度对缝高的影响程度模拟结果(水平层理缝顶、底各1条,垂直裂缝为2条)

Figure 5 Simulation results showing the impacts of bedding-parallel fracture intensity on fracture height (two horizontal bedding-parallel fractures, with one at the roof and one at the floor, and two vertical fractures)

a. 水平层理缝强度为基质体的15%; b. 水平层理缝强度为基质体的30%; c. 水平层理缝强度为基质体的60%

(红色表示岩石基质;其他颜色表示裂缝开度。)

压裂,可以显著增加压裂缝高。此外,再由单井压裂向多井协同压裂转变,可进一步增加压裂缝高在井工厂范围内的整体性提升。

2.6 支撑理念由主裂缝支撑向转向支裂缝及三级微裂隙中的微支撑演进

早期采用高黏度压裂液和单一中、大粒径支撑剂的压裂模式,只能产生大尺度的主裂缝并实现其有效支撑,虽然压后初期产量较高,但递减速度较快。这是因为主裂缝的延伸方向通常是最大主渗透率方向,而真正为主裂缝提供稳定油气供给能力的却是垂直于主裂缝方向的最小主渗透率。近年来的研究发现,采用微支撑剂(粒径 <100 目)可以有效支撑主裂缝之外的转向支裂缝及三级微裂隙。这种微支撑技术通过大量分布的转向支裂缝及三级微裂隙的有效支撑,大幅度增加了多尺度裂缝的有效改造体积,可以确保在压后相当长的时间内有足够的油气向主裂缝内供给。

2011年,Christine A. Ehlig-Economides等^[25]提出了以“水作为支撑剂”的理念,这也可以被视为一种微支撑方式。该理念认为,水波及到的区域都可认为是对全尺度裂缝的微支撑。该文揭示了页岩压裂中大量未返排水滞留于裂缝中的原因是页岩具有纳米达西级的超低渗透率,这使得压裂水无法向基质渗滤,滞留在裂缝中的水通过自身不可压缩性来支撑裂缝(宽度可达 0.35 in,约 8.89 mm)。气态烃通过水相形成气泡或通道流动,维持导流能力。现场数据(Fayetteville和Haynesville页岩)显示,低返排率($10\% \sim 40\%$)与裂缝的长期导流能力是共存的,这一发现挑战了传统支撑剂的必要性认知,并为优化压裂设计提供了新思路。

在Barnett页岩气的现场应用中,微支撑剂的效果得到了很好的验证^[26],传统支撑剂(粒径 ≥ 100 目)因尺寸较大,无法有效支撑复杂裂缝网络中的次级裂缝和天然裂缝(孔径 $30 \sim 1\,000\ \mu\text{m}$),导致这些裂缝在压后闭合。相比之下,微支撑剂(如粒径 $30\ \mu\text{m}$ 的陶瓷颗粒)能够与裂缝孔径相匹配(粒径为裂缝宽度的 $1/7 \sim 1/3$),从而显著提升渗透率。Barnett页岩现场试验表明,使用微支撑剂后,气体和凝析油的产量分别提高了 $36\% \sim 55\%$ 和 $23\% \sim 47\%$ 。空心玻璃微珠因其密度低、抗压强度高($10\,000 \sim 18\,000$ psi,约 $68.95 \sim 124.11$ MPa)成为理想的微支撑剂候选材料,但需进一步优化其粒径与地层匹配性。

在巴肯页岩油的7口试验井[包括Middle Bakken(简称MB)层和Three Forks层]中应用陶瓷微支撑剂(中值粒径 $d_{50}=325$ 目)的效果表明^[27],与13口对照井

相比,MB层的产量提升了 15% ,而Three Forks层的产量提升了 9% 。微支撑剂通过提高射孔簇效率(降低无效支撑层的占比)和有效支撑微裂缝,使处理压力降低 $1\,700$ psi(约 11.72 MPa)。生产曲线分析表明,早期增产源于簇效率的提升,200 d后产量递减速度的减缓则得益于微裂缝长期维持的导流能力。经济效益分析显示,微支撑剂成本在数月内即可通过增产回收。

室内研究结果表明^[28],微支撑剂的嵌入程度明显降低。实验对比了传统支撑剂与325目微支撑剂的嵌入与破碎特性,结果显示,在 50 MPa的闭合应力下,微支撑剂的嵌入深度仅 0.003 mm,且破碎率低于 2% 。纳米压痕测试发现,经过超临界 CO_2 和水溶浸后,页岩矿物(如方解石、白云石和黏土矿物)的弹性模量降低了 $5\% \sim 38\%$,硬度下降了 $5\% \sim 30\%$,导致微支撑剂的嵌入深度增加了约 10% 。基于微观力学参数建立的弹塑性嵌入模型显示,在溶浸条件下,微支撑剂的嵌入深度较干燥条件下增加了 10% ,从而验证了该模型的有效性。

综上所述,微支撑剂通过优化与控制不同尺度的裂缝支撑效果,大幅度改善了压裂效果,成为提升非常规储层开发效率的关键技术,未来需结合地层特性进一步优化材料性能与施工参数。

3 储层改造理论演进路径

3.1 理论萌芽阶段(20世纪50—90年代)

压裂理论起源于常规砂岩储层的开发,主要以裂缝起裂与扩展模型为主,早期研究主要集中在二维裂缝扩展模型上,这些模型基于弹性力学理论建立PKN和KGD等经典模型^[29-30]。随后,理论逐渐发展到拟三维和全三维模型^[31-35]。此阶段主要采用线性胶和交联冻胶压裂液体系,以单一主裂缝延伸为目标。在美国Barnett页岩气开发初期(1981—1997年)仍沿用常规压裂理念^[36],但发现低渗页岩难以形成有效渗流通道。

3.2 理论突破阶段(2000—2010年)

3.2.1 脆性评价体系建立

岩石脆性评价是实现多尺度缝网的基础。2008年Rickman提出了基于矿物组分(石英和碳酸盐矿物含量)与力学参数(杨氏模量和泊松比)的双因素脆性指数计算模型,为缝网压裂奠定了理论基础^[37]。2012年国内学者李庆辉^[38]引入强度参数,改进了动态脆性评

价方法。蒋廷学等^[39]提出了远井地层脆性评价方法,并进一步提出了基于甜点、甜度和可压度的综合脆性评估方法^[40]。这些脆性评价体系的建立,为水平井段簇的精细划分奠定了坚实的基础。总体而言,脆性评价的发展历程经历了从岩石矿物组分评价到应力-应变评价的转变,从近井脆性评价到远井脆性评价的拓展,从直导眼井脆性评价到水平段脆性评价的深化,以及地质工程甜点、甜度及可压度的迭代升级。今后需要研究由压裂施工参数反演储层关键参数的模型和方法,以实现压裂过程中的脆性实时评价。

3.2.2 缝网扩展模型突破

众多专家学者对缝网模型进行了深入研究。陈勉和庄茁等^[41-42]认为中国页岩气的开发主要集中在非线性地质力学、无水压裂及微纳米渗流理论的突破上,这些研究攻克了深层钻井中的多场耦合、动态裂缝控制与长效导流等难题,为焦石坝示范区的高效开发提供了有力支撑,并推动了少水环保技术体系的构建。然而,深层压裂与重复改造仍然是当前面临的核心挑战。

赵金洲等建立了水平井多簇射孔裂缝竞争性起裂扩展模型^[43]。Xu等人^[44-45]提出线网模型(Wire-Mesh),首次将复杂裂缝网络简化为椭球体结构,并考虑了天然裂缝与水力裂缝的力学相互作用。Weng^[46]建立了非常规压裂模型(UFM),实现了天然裂缝的动态激活模拟。上述研究从水平井单簇裂缝起裂扩展模型拓展到水平井多簇裂缝竞争性扩展模型,考虑了诱导应力转向引起的裂缝转向及缝网的协同关系。但没有考虑压裂过程中的储层岩石物理参数及力学参数的实时变化,这将是未来研究需要进一步深化的方向。

3.3 理论完善阶段(2011—2020年)

3.3.1 井工厂压裂的四维应力场模型

应力场研究是缝网模拟的基础。Ibáñez等^[47]提出了一种创新方法,用于捕捉非常规储层中的应力各向异性。Jiawei Ren等^[48]提出了四维动态应力场驱动的集成地质工程工作流。通过建立初始压裂的三维裂缝网络模型,并结合生产历史数据与人工智能算法来校准井口施工压力,他们构建了嵌入式离散裂缝模型(EDFM),以实现储层与渗流的耦合。Haixin Yang等^[49]针对四川盆地深部页岩气储层的首个多井平台(C3井台)开展压裂参数优化研究,基于流固耦合数值模型揭示水平应力扰动范围约为裂缝长度的1.6倍,垂直扰动范围与裂缝高度相当。上述研究从单井四维

地质力学模型研究逐步拓展至“井工厂”模式下的多井协同压裂优化,研究成果愈发贴近现场油气开发需求,但应力场随时间迭代的步长仍偏大,未能实现段间四维地应力场的迭代更新。

3.3.2 复杂缝网模拟技术

在应力场研究的基础上,多位专家学者开展了针对性的模型构建工作。2011年,Kresse等开发了UFM模型,整合了天然裂缝分布与应力阴影效应^[50],建立了离散裂缝网络模型。Zhiyu Sun等^[51]通过ABAQUS有限元软件建立三维模型,结合Drucker-Prager岩石本构模型和B-K混合断裂准则,分析了多裂缝同步扩展时的应力干扰效应。赵金洲等^[52]认为中国页岩气缝网压裂技术已实现突破,形成了脆性综合评价体系、复杂缝网模拟方法以及少水压裂液体系,这些技术在焦石坝示范区的应用显著提升了产量。然而,深层压裂、重复压裂优化以及无水压裂液的研发仍面临挑战,需要进一步完善SRV评价方法与施工曲线诊断技术,以支撑高效开发。Edgar Urban-Rascon等^[53]通过全耦合流体-地质力学模型,对加拿大Horn River页岩的复杂裂缝网络进行了三维建模,整合了微震数据与应力分析数据,优化了裂缝网络的离散化方法。该模型揭示了生产过程中的应力阴影效应与渗透率的演变规律,改进了历史匹配精度,并提出基于应力变化的再压裂候选区评估方法。研究结果表明,HHF模型可有效优化井距及压裂段间距,且在气价为2.67美元/MSCF(MSCF为千标准立方英尺)时,早期再压裂(1.5~3.0a)具备经济可行性。Nilzon Aguirre等^[54]采用三维混合CFD模型与颗粒动力学(KTGF)方法,揭示了复杂曲折裂缝网络中支撑剂的运移规律:①小粒径支撑剂(粒径0.2 mm)在次级裂缝中的穿透深度较40目和70目小粒径支撑剂提升40%,高黏度流体(黏度10 mPa·s)使有效支撑面积扩大了3倍;②入口流速提升至0.5 m/s时,主裂缝中支撑剂的沉降高度降低了27%,次级裂缝的填充率提高了65%;③裂缝网络曲折度的增加导致流动阻力上升28%,形成了波浪状的支撑剂堆积形态。Togaev等^[55]提出基于神经网络的离散裂缝网络(DFN)建模方法,通过构建人工神经网络模型(复相关系数 $R^2 > 0.90$),将常规测井数据(声波时差、自然伽马值和井径等)与微电阻率成像裂缝密度关联,实现无成像数据井段裂缝强度的预测。上述研究考虑的因素越来越复杂,如天然裂缝的影响以及支撑剂运移的耦合等,但对转向支裂缝及三级微裂隙内支撑剂的运移分布特征及长期导流能力的时-空演化特征等,尚未进行精细

模拟,需要今后进一步强化研究的力度。

3.3.3 裂缝形态认识演进路径

裂缝形态及几何尺寸的监测与解释是检验缝网模型精度的必要工作,鉴于常规微地震等裂缝监测解释技术的局限性,多井现场试验监测成为主要手段。Jordan Ciezobka 等^[56]基于美国能源部 HFTS 项目在二叠盆地开展的压裂测试(HFTS-1 项目与 HFTS-2 项目),通过斜井取心揭示了裂缝系统的复杂性。HFTS-1 项目的岩心分析显示裂缝簇密集分布(部分仅数英寸间隔),支撑剂垂向分布不均;HFTS-2 项目引入光纤监测与多级微震阵列,验证了裂缝的再激活机制,并提出了基于动态压力脉冲的变速率压裂技术(VRF),该技术提升单井产能 24%。Weijermars^[57]等基于 Permian 盆地 HFTS 项目数据,结合线性叠加方法(LSM)揭示了页岩井水力压裂过程中微震活动与剪切滑移的关联机制。研究表明:①裂缝尖端周围的剪切滑移区域随裂缝扩展逐步外移,其范围受地应力各向异性、岩石内聚力和裂缝净压力的共同控制;②多裂缝相互作用会导致剪切滑移区合并形成连续微震云;③对 130 286 次微震事件分析显示,平均震级 $M_w = -2.66 \sim -1.53$,对应单次剪切滑移位移 2 ~ 20 cm,总能量释放 242.3 GJ;④微震能量仅占注入能量的百万分之一量级,主体能量以弹性应变形式储存于水力裂缝系统。该研究为 SRV 表征和压裂优化提供了理论支撑。Fatima Almarzoog 等^[58]基于美国能源部 HFTS-1-III 项目数据,通过耦合多相渗流与地质力学模型,整合生产、压力和应变数据,揭示了 Eagle Ford 页岩井压裂裂缝的几何特征。孙焕泉等^[59]在涪陵页岩气立体开发区部署了 6 口取心井,采用保压取心工艺获取压后缝网数据。压裂后形成的裂缝分为天然裂缝、水力裂缝和机械外力致裂 3 大类、6 小类,人工缝网形态以“一”字形为主(占比 70%)。支撑剂最远运移距离达 62.2 m,纵向波及范围达 47.0 m。结果表明,现有压裂工艺可实现差异化储层改造,但需优化暂堵转向与限流射孔技术以提升裂缝复杂度及均衡性。

通过压后取心分析裂缝形态及几何尺寸,可对上述缝网模型进行进一步的修正。上述研究从间接方法发展到直接取心方法,对裂缝形态的刻画越来越精准,但对多种裂缝监测方法的一致性分析及综合分析、现场多源监测解释数据的深度挖掘及智能解释等研究还不够深入。这些研究的进一步开展,对于实时分析储层参数及压裂施工参数变化时裂缝形态及其几何尺寸的变化至关重要。

4 储层改造技术演进路径

储层改造技术经历了压裂设计目标由追求产量到提高 EUR、井型由直井到水平井、裂缝形态由简单主裂缝到复杂裂缝及缝网、压裂液黏度由高到低、支撑剂由单一粒径到多种粒径,并且粒径从大变小、裂缝监测技术由测斜仪到微地震,再到光纤等多源技术等的转变。

以 Barnett 页岩气和 Eagle Ford 页岩油为例,Fredd 等^[60]建立了低成本学习曲线。分析认为北美页岩气和页岩油开发中约 40% 的井因储层非均质性和完井技术差异等因素不具经济性,导致资源(如水和支撑剂)的浪费。通过技术迭代与经验积累,Barnett 页岩气和 Eagle Ford 页岩油的开发可节省总投资 400 亿美元。

4.1 Barnett 页岩气和 Eagle Ford 页岩油关键技术演进路径

4.1.1 Barnett 页岩气关键技术演进路径

1) 早期试验阶段(约 1980—1999 年),以垂直井+交联聚合物压裂为主,这种方式成本较高而产量相对较低。

2) 中期水平井革命阶段(2000—2009 年),以水平井多级压裂为主,使单井 EUR 提升 3 倍,成本仅增 2 倍。

3) 后期效率优化阶段(2010—2020 年),以高通道压裂技术为主要手段,该技术减少了 36% 的用水量和 40% 的支撑剂用量,同时保持了产量的稳定。

关键经验总结:微地震监测技术助力优化裂缝几何形态;地质导向与射孔方案的优化显著提升了射孔簇效率。

4.1.2 Eagle Ford 页岩油关键技术演进路径

1) 借鉴 Barnett 页岩气开发的成功经验,水平井多级压裂技术快速得到推广,单井压裂段数从 10 段增至 24 段。

2) 在技术创新上,应用三维地震与地质建模识别天然裂缝的“甜点”区域;利用动态裂缝网络模拟(UFM)进行压裂优化设计,以提升有效裂缝体积;应用示踪剂技术分析压裂液的流动路径,从而优化井距。

表 3 是 Barnett 页岩气和 Eagle Ford 页岩油通过技术迭代和学习曲线建立(根据文献[60]整理)的最终经济指标对比情况。

上述分析体现了技术迭代的优势。但技术迭代的高效性通常建立在储层条件相似的基础之上,这也解

表 3 Barnett 页岩气和 Eagle Ford 页岩油经济指标对比^[60]

Table 3 Comparison of economic indicators between the Barnett shale gas play and the Eagle Ford shale oil play

指标	Barnett 页岩气 (15 Tcf)	Eagle Ford 页岩油 (1 BBOE)
减少井数	11 700 口 (50%)	4 100 口 (35%)
节约水资源量	200 亿加仑 (25%)	200 亿加仑 (25%)
节约支撑剂量	210 亿磅 (45%)	400 亿磅 (60%)
节省成本金额	230 亿美元	180 亿美元

注:1 Tcf $\approx 283 \times 10^8 \text{ m}^3$;1 BBOE = $10 \times 10^8 \text{ bbl}$ 油当量;1 美制加仑 $\approx 3.8 \text{ L}$;1 磅 $\approx 0.45 \text{ kg}$ 。

释了为什么国外的技术迭代速度更快(因为其储层多为海相沉积,纵、横向地质条件变化较小),有时甚至一个月就能完成一次技术迭代升级。相比之下,如果储层条件发生了较大变化(例如国内页岩油气储层纵、横向非均质性强),那么进一步研究技术迭代的内涵及代差等就显得尤为迫切。

4.2 国内页岩油气储层改进技术演进路径

通过整合先进技术、优化资源利用并借鉴早期应用经验,非常规资源开发可显著降低投资成本并提升经济效益,从而避免重蹈北美早期高成本开发的路径。在技术层面,主要包括以低黏度压裂液为主的直井大型低伤害压裂技术、直井缝网压裂技术、水平井分段压裂与缝网压裂技术及智能压裂技术等。这些技术的不断发展和迭代,充分体现了压裂技术在非常规油气资源开发中的进步与创新。以下将分别对这些技术进行详细阐述。

4.2.1 直井大型低伤害压裂技术

该技术主要以扩大压裂规模和提高低黏度压裂液使用比例为特点。蒋廷学等^[61]针对松辽盆地南部深层致密气藏面临的高温-高压和特低渗等特征导致压裂难度大等问题,研究创新采用耐高温低伤害压裂液体系(残渣量仅 127 ~ 206 mg/L)、小粒径高强度陶粒支撑剂(以粒径 30 ~ 60 目为主)及多级优化设计技术。通过螺旋式加砂程序和变排量控缝高工艺,实现单井最高加砂量 90 m³。经过 9 井次试验,成功率由 50% 提升至 80%,支撑缝长与导流能力显著改善,为深层天然气勘探开发提供了有力的技术支持。许泽君等^[62]针对二连探区低孔-特低渗储层,采用线性胶与低稠化剂冻胶组合注入、多级变排量控缝高、变粒径支撑剂体系等 8 项创新工艺,在赛 51 等井实现加砂规模突破,压后获得 6.3 m³/d 以上的高产油流,为同类储层勘探开发提供技术范例。上述研究改变了以往一直采用高黏度压裂液的做法,采用交联的高黏度压裂液与未交联的线性胶压裂液混合注入的方法,这种技术就是后续

出现的低黏度滑溜水缝网压裂技术的雏形,尽管它在降低储层伤害程度、增加缝高以及提升裂缝导流能力方面都取得了显著成效,但对渗透率更低的致密油气储层而言,仍具有较大的局限性。

4.2.2 直井缝网压裂技术

直井缝网压裂技术是针对常规单一简单裂缝压裂的重大变革。雷群等^[63]通过控制裂缝延伸净压力与储层水平主应力差值,在低孔隙度和低渗透率砂岩油气藏中成功构建了网状裂缝系统。该技术利用主裂缝周围的分支裂缝网络,有效增强基质向裂缝的渗流能力,主要适用于不含天然裂缝的储层。实现方式包括水平井多段压裂、端部脱砂以及层内液体爆炸等工艺,可显著提升压裂增产效果。该文是国内报道缝网压裂技术的最早期刊文献。该研究作为缝网压裂技术的开拓性工作,具有重要的理论和实践价值。然而,其技术路径相对单一,也未有现场裂缝形态的监测验证,需要今后攻关解决。

4.2.3 水平井分段压裂技术

水平井分段压裂在直井压裂的基础上实现了裂缝支撑面积和改造体积的大幅提升,是一个里程碑式的事件。陈作等^[64]认为水平井分段压裂主要采用化学隔离(液体胶塞)、机械封隔(桥塞/封隔器)、限流以及水力喷射等技术。其中,水力喷射技术通过高速射流实现自动封隔,适用于多种完井方式,施工过程安全高效,是未来联作连续油管与开发低伤害暂堵胶塞的重点方向。蒋廷学等^[65]提出页岩气水平井分段压裂优化新方法,通过量化裂缝复杂性指数(综合考虑分支裂缝分布密度及渗流干扰面积),建立了一套以提升指数为核心的设计流程。针对层理缝和天然裂缝储层,采用滑溜水与胶液交替注入工艺优化排量(12 ~ 14 m³/min)和单段液量(1 545 m³)。现场应用显示,焦石坝 B 井无阻流量达 21.18 $\times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,较邻井提升 26%,验证了方法的有效性。周德华等^[66]在中国石化涪陵地区实施的首口海相页岩气水平井 JY1HF 井上,采用 15 段大型分

段压裂技术,累计注入压裂液 $1.99 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、支撑剂 968.8 m^3 ,通过组合加砂和泵送易钻桥塞工艺,成功形成复杂裂缝网络,最终该井获得了产量 $16.7 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的高产页岩气流,为海相页岩气压裂提供了重要技术示范。贾长贵等^[67]在DY2HF井针对川东南丁山深层页岩气高温-高应力难题,采用高减阻滑溜水与活性胶液混合压裂、低密度覆膜支撑剂组合加砂技术。通过优化段簇间距及排量 ($13.6 \text{ m}^3/\text{min}$),实现井口限压 95 MPa 下注入液量 $29\,516 \text{ m}^3$ 、砂量 319 m^3 ,减阻率达到了78%,压裂后该井获得了 $10.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的工业气流,成功突破了深层页岩气压裂技术瓶颈。

蒋廷学等^[68]通过正交设计分析了13个参数,明确了页岩气水平井压后排采的主控因素:破胶液黏度、压力系数和井底流压对返排率有显著影响,而裂缝形态与导流能力决定产能。优化后涪陵焦石坝区块多口井日产气量超过 $10 \times 10^4 \text{ m}^3$,验证了可控参数调节对储层改造的关键作用。蒋廷学等^[69]认为中国石化页岩油水平井分段压裂技术以超密切割、暂堵转向和高强度加砂为核心,但与国外相比还存在一定差距。针对陆相储层非均质性強和开发成本高等挑战,研究团队开发了少水压裂和双缝高导流技术,并在中、低成熟度储层中探索原位改质技术,助力页岩油经济开发。上述研究主要聚焦于水平井分段压裂技术与复杂缝网及支撑剂运移的优化与控制,取得了压裂效果的重大突破。但裂缝的复杂性程度仍有较大的提升空间。因此,有效提升裂缝整体改造体积的技术,需要进一步研究与完善。

4.2.4 水平井缝网压裂技术

水平井缝网压裂技术是在分段压裂技术的基础上进行迭代升级形成的。刘立峰等^[70]通过控制初次压裂诱导应力来改变近井地应力场,从而在二次压裂中形成垂直于井筒的缝网结构。该方法基于应力叠加原理,通过优化裂缝形态(缝高 30 m 、缝宽 0.8 cm),使最大和最小主应力差值缩小至 8 MPa ,结合低黏度压裂液和小粒径支撑剂,该技术能够实现多向裂缝扩展。现场应用显示,重复压裂后G函数曲线呈现多缝特征,这证实了应力场重构对缝网形成的有效性,为非常规储层的体积改造提供了一条新路径。蒋廷学等^[71]针对常压页岩气低压、低丰度的难题,创新性地采用了平面射孔与多簇裂缝均衡扩展技术,通过优化段簇密度(单段 $4 \sim 6$ 簇)、变黏度滑溜水组合注入以及多粒径支撑剂填充,形成多尺度裂缝网络。配套低成本滑溜水-胶液体系(成本 $< 30 \text{ 元}/\text{m}^3$),使单井压后产量提升至 $10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,较传统工艺成本降低 32.6% 。郭建春

等^[72]针对深层页岩缝网压裂面临的高应力与复杂地质条件的挑战,开展了以下研究:①脆性评价模型从矿物组成转向力学参数综合,但需要进一步融合高温流固耦合效应;②多裂缝扩展机理揭示应力干扰导致非均匀起裂,三维动态模拟尚待突破;③支撑剂在裂缝网络转向输送机制受限,需优化粗糙裂缝内运移模型;④高闭合应力下裂缝导流能力维持依赖组合支撑与自支撑协同;⑤水岩作用揭示黏土矿物水化引发微裂缝扩展的双刃效应。未来需发展高温-高压本构模型、多场耦合模拟及长效裂缝支撑技术。位建成等^[73]通过“复杂缝网+主裂缝”的结构设计,采用微支撑剂填充微裂缝($0 \sim 200 \mu\text{m}$)与高导流通道工艺结合,实现90%以上的有效支撑面积。该技术利用不同粒径微粉动态充填及脉冲式聚合剂注入,在吉木萨尔凹陷页岩油开发中应用后,单井日产油量提升至 9.6 t ,较常规工艺增产显著且递减减缓,形成“乡村小道+主干道”立体渗流体系。上述研究从多场耦合建模、诱导应力转向、多簇裂缝均衡压裂和多尺度缝网构建到多尺度裂缝饱和充填等方面开展了大量工作,取得了显著的效果,体现了目前缝网压裂或者强化体积压裂技术的最高水平。但在深层页岩油气储层的适应性方面,仍需要进一步完善和提升。

4.2.5 水平井重复压裂技术

中国石油和中国石化均在2017年对其首口页岩油气井重复压裂试验进行了报道。此后,相关的研究文献大量发表。光新军等^[74]认为,北美页岩油气重复压裂通过暂堵转向和机械封隔等技术激活老井产能,选井时需综合考量剩余储量和井筒条件等因素,压裂时机多选在投产 $1 \sim 2 \text{ a}$ 后。该技术可恢复裂缝导流能力或压开新缝,成本仅为新井的 $30\% \sim 40\%$,但需攻克地质建模、工艺优化及监测评估等关键技术。李彦超等^[75]在页岩气水平井上通过RDPEI模型优选重复压裂层段,综合岩石物性、微地震及生产动态数据,经实例井验证,测试产量提升 38.9% ,年累计产气量增加 62.5% ,有效开发了初次压裂形成的“死气区”。任岚等^[76]建立了页岩气水平井重复压裂产能模型,综合考虑多尺度流动与动态储层参数,通过实例井验证显示:重复压裂可提升裂缝导流能力,储层吸附气采出程度显著提高,而有效应力变化则为优化压裂时机提供依据。肖博等^[77]认为中国页岩气井因产量递减需暂堵重复压裂增产,但暂堵技术面临封堵失效、裂缝转向困难和工艺优化不足等挑战。他们建议研发高效暂堵材料,优化动态裂缝转向工艺,结合地质-工程一体化提升改造效

果,同时借鉴国外经验完善技术体系。豆瑞杰等^[78]在涪陵页岩气田应用套中固套重复压裂技术,通过套管居中、簇间补孔优化及高效固井工艺,成功实施12井次,单井EUR提升 $0.41 \times 10^8 \text{ m}^3$,解决暂堵失效难题。

值得注意的是,近端部脱砂压裂技术在改变重复压裂裂缝延伸方向并不断向剩余油气丰富的高应力区域延伸方面,发挥着至关重要的作用。早期的端部脱砂压裂技术主要用于渗透率较高的砂岩油气藏甚至稠油油藏。然而,页岩油气储层的渗透率极低,按常理来说,端部脱砂压裂技术并不适用。但对页岩油气重复压裂井而言,情况却有所不同,因为第一次压裂激活了大量的天然裂缝,加上压后长期生产,导致页岩储层的滤失相对较大,因而符合端部脱砂或近端部脱砂压裂技术的选井-选层条件。

Hung等^[79]在越南白虎油田首次应用近缝端脱砂压裂技术,针对该油田渐新统砂岩层存在高闭合应力及钻井液损害问题,采用高强支撑剂和高温压裂液,通过校准测试优化裂缝参数,成功实现负表皮效应,单井产量提升达5倍,验证了该技术在深层硬岩油藏中的高效性。Polina Khmelenko等^[80]基于西伯利亚油田数据,构建支撑剂尖端堆积的双连续介质模型,揭示压力呈二次型增长规律,通过调整悬浮液剪切黏度参数改进模拟精度,为压裂施工压力预测提供理论支撑。

上述研究从重复压裂的时机、造缝模型及工艺方法等方面开展了大量的工作,具备了现场试验的基础,但对重复压裂的剩余油气潜力区及井筒重构技术等方面研究还不多,需要今后进一步深化。

4.2.6 无水-少水压裂技术

由于水资源的匮乏,无水/少水压裂技术也在逐渐兴起。李颖虹^[81]认为全球页岩气无水压裂技术主要包括 CO_2 压裂、氮气压裂、泡沫压裂及LPG压裂,这些技术具有环保、对储层伤害小等优势。目前,全球在该领域的研发较为活跃,美国处于主导地位,中国紧随其后,相关学科主要集中于工程学与地质学。未来需要遴选经济环保技术,强化顶层设计和知识产权保护。Jin等^[82]认为LPG无水压裂技术以丙烷为主剂,具有低密度、低黏度和低表面张力的特性,无需返排且可完全回收,可形成更长裂缝并提高支撑剂的悬浮能力。该技术适用于中国四川和鄂尔多斯盆地等水资源匮乏及生态敏感地区,相比常规滑溜水压裂,可节约水资源并降低环境风险。Majed Almubarak等^[83]认为水力压裂技术消耗大量水资源并可能引发地层损害及废水处理难题。无水压裂技术通过烃基流体、液态 CO_2 、泡沫

(CO_2/N_2)和液化气体(如液氮)等替代水基流体,减少用水量,缓解黏土矿物膨胀和渗透率损害,尤其适用于水敏地层。但该技术需克服流体稳定性、设备成本和复杂操作等挑战。Abdullah Alharith等^[84]认为,近年来水压裂技术快速发展,主要包括:①液态氮/ CO_2 压裂,利用低温热冲击或超临界特性形成裂缝,减少地层伤害;②LPG压裂,以液化石油气替代水,其低表面张力可提升裂缝延伸能力;③等离子体脉冲,通过高压电脉冲产生冲击波,形成微裂缝网络;④高能激光技术,精准穿透岩石形成深层隧道,渗透率提升最高达700%;⑤原位放热反应,化学触发高压气体生成裂缝,实验显示可突破4 000 psi(约27.58 MPa)围压;⑥泡沫压裂,减少水量同时保持携砂能力。这些技术减轻了传统水基压裂的水资源依赖和污染问题,尤其适用于缺水地区和水敏性储层,但面临设备复杂度、成本控制及规模化应用等挑战。Qinghai Yang等^[85]提出了一种新型立式 CO_2 无水压裂封闭混砂车,该设备通过螺旋输送机、蝶阀开度与流体补给率的协同控制实现砂比稳定,其有效容积为 27 m^3 ,最大排量可达 $8 \text{ m}^3/\text{min}$,额定压力为3 MPa,现场应用20余次,单次排量可达 $8 \text{ m}^3/\text{min}$,产气量可达传统水力压裂的2.4倍,兼具立式结构紧凑与非机械输砂低维护的优势。蒋廷学等^[86]认为少水压裂技术通过超临界 CO_2 与滑溜水复合破岩、多簇裂缝均衡控制及全程加砂工艺,融合了水力、无水与泡沫压裂的优势,在确保复杂裂缝形成的同时大幅减少用水量,提升砂/液比和压裂效率,对水资源匮乏地区页岩气开发具有重要应用价值。上述研究从无水-少水压裂机理、无水-少水压裂液到配套装备等方面开展了大量工作,但现场应用案例相对较少,未来还需要对无水-少水压裂技术的适应性及投入/产出比等进行深入探讨。

4.2.7 智能压裂技术

智能压裂技术是近期研究与应用的热点,可以最大限度地实现提效降本的目标。蒋廷学等^[87]认为智能压裂技术在优化参数、流体材料、设备工具及裂缝监测方面已取得显著进展,但整体体系尚不完整。未来,该技术将重点发展小数据挖掘、三维地质工程决策平台、智能响应材料、四维裂缝可视化监控及无人化设备,推动压裂技术的智能化革新。Qin He等^[88]探讨了人工智能在页岩气水力压裂设计中的应用。通过整合储层特征和施工数据等建立时空数据库,构建神经网络模型,分析压裂参数对产量的影响。案例研究表明,注入支撑剂量和清洁体积等参数与24个月累计产量呈正相关,AI模型可快速模拟200种压裂方案,较传统

数值模拟效率显著提升,为优化压裂设计提供数据驱动支持。Chuxi Liu等^[89]提出了EDFM-AI工作流,结合嵌入式离散裂缝模型与人工智能,实现了复杂三维裂缝网络的自动历史匹配。该方法应用于Eagle Ford页岩油井案例,量化分析水力/天然裂缝的参数,发现天然裂缝导流能力虽为水力裂缝的1/100,但贡献了25%的30年EUR,排水半径由200 in(约61 m)增加至500 in(约152.4 m),为优化井距设计提供了重要依据。蒋廷学等^[90]研发的压裂方案经济优化智能专家系统,采用遗传算法随机生成数百种候选方案,通过杂交变异优化参数,结合油价与利率波动模型,筛选出净现值最大方案。现场应用表明,该系统优化效果显著优于传统方法,显著提升了压裂效率与经济效益。李丽哲等^[91]提出了水平井多级压裂高维参数智能优化方法,该方法耦合裂缝扩展模拟、CMG产能预测与智能算法(遗传算法和贝叶斯算法),建立了自动化工作流。通过遗传算法优化压裂参数,经济指标提升了55%;贝叶斯算法虽然迭代次数较少,但可以融入先验知识,二者均适用于压裂黑盒优化,具有比较大的应用潜力。王峻源等^[92]在页岩气水平井智能压裂监测技术方面取得了重要进展,该技术通过实时采集井下压力和微地震等数据,结合人工智能算法优化压裂参数,实现了裂缝扩展精准控制。该技术可提高储层改造效果15%以上,降低施工成本20%,已在川南页岩气田规模化应用。曾凌翔等^[93]研发的页岩气水平井加砂压裂智能预警技术通过层次分析、LSTM模型及决策树算法构建风险预警系统,结合实时压裂数据监测,使施工时效提升27%,砂堵率降低90%,井口测试产量增长28.8%,有效支撑了页岩气的高效开发。袁彬等^[94]提出了基于Att-BiLSTM神经网络与改进Unet++的水平井压裂事件智能识别方法,该方法构建压力实时预测模型,实现了多类型事件的预警。“点”类事件(压裂起止和地层破裂等)识别精度超过97%，“阶段”类事件(泵球和砂堵等)识别误差小于0.2%，推动压裂决策智能化。Alotaibi等^[95]通过整合巴肯页岩的压裂和生产数据,利用XGBoost等机器学习模型分析了2 500余种压裂化学剂对产量的影响,建立了高精度产量预测模型,并识别出关键增效化学剂,形成压裂液配方智能决策体系,实现了油气的增产优化。

上述研究着重从压裂的智能优化、异常工况识别与预警以及压裂参数调控等方面开展,但尚未建成“压裂设计-预警-调参决策-控制”一体化的智能闭环控制体系,同时在智能甜点识别、智能材料和智能工具等方面还需要强化攻关试验的力度。

5 结论与建议

5.1 结论

1) 中美页岩油气储层改造路径差异显著。中国通过“强干预”技术体系(如超密切割、高砂/液比、多级暂堵)来弥补储层埋深大、脆性弱和地应力复杂等先天不足;而北美则更依赖天然裂缝系统和立体开发模式实现高效动用。中国在裂缝均匀性评价、井筒完整性修复及经济性材料体系方面形成了自身特色,但在智能压裂工具链和矿场实验室建设方面仍处于追赶阶段。

2) 压裂理论历经了二维裂缝扩展、缝网模拟以及动态应力场耦合三个演进阶段。中国学者在线网模型、嵌入式离散裂缝网络(EDFM)及四维应力演化模型等领域取得重要进展,但全三维动态裂缝扩展模拟与复杂缝网表征精度方面与国际先进水平仍存在差距。

3) 技术演进呈现“三化”特征。① 复杂化:裂缝形态从双翼对称裂缝向多尺度缝网拓展,支撑模式从主裂缝强支撑转向微裂缝立体支撑;② 低碳化:滑溜水占比提升至90%以上,无水压裂技术(如CO₂/LPG)突破水敏储层开发瓶颈;③ 智能化:AI算法实现压裂参数优化、风险预警及裂缝动态监测,压裂效率提升20%~30%。

4) 深层页岩油气开发面临核心挑战:① 高闭合应力下长效导流能力维持困难;② 高温环境导致压裂液性能劣化;③ 多薄互层间缝高控制精度不足;④ 重复压裂经济界限模糊。

5.2 建议

1) 加强地质-工程一体化研究:① 建立“甜点刻画—可压性评价—裂缝反演”动态工作流,融合微地震、分布式光纤和纳米示踪剂数据,构建四维缝网模型;② 优先攻关四川盆地志留系龙马溪组和鄂尔多斯盆地三叠系延长组长7油层组等示范区,形成可复制的“地质属性驱动压裂设计”模板。

2) 发展少水环保技术体系:① 推广变黏滑溜水与超临界CO₂复合压裂工艺,将单井用水量从 2.5×10^4 m³降至 1.2×10^4 m³;② 研发可降解暂堵剂(90 d降解率>95%)与生物基降阻剂,降低压裂液环境毒性。

3) 建立全生命周期矿场实验室:① 借鉴北美HFTS项目经验,在涪陵和吉木萨尔等区块设立长期观测站,开展压裂—生产—重复改造全周期监测;② 实施“压裂大数据共享计划”,构建覆盖10万口井的压裂

参数-产量关联数据库。

4) 突破智能化压裂装备瓶颈:① 开发国产化智能混砂车(排量 $\geq 16 \text{ m}^3/\text{min}$,砂比误差 $< 2\%$)与自适应暂堵球投放系统;② 探索数字孪生技术,实现裂缝扩展实时预测与施工参数动态优化,将砂堵率从8%降至3%以下。

5) 完善政策与标准体系:① 制定页岩油气储层改造碳排放核算标准,推动碳捕集与压裂返排液处理协同技术应用;② 设立国家页岩油气压裂技术创新基金,重点支持微支撑剂(粒径 $< 100 \text{ }\mu\text{m}$)和耐高温智能材料($\geq 200 \text{ }^\circ\text{C}$)研发。

通过以上举措,可推动中国页岩油气储层改造技术从“跟跑”向“并跑-领跑”跨越,支撑2030年页岩油气产量战略目标的实现。

参 考 文 献

- [1] 雷群,翁定为,管保山,等.中美页岩油气开采工程技术对比及发展建议[J].石油勘探与开发,2023,50(4):824-831.
LEI Qun, WENG Dingwei, GUAN Baoshan, et al. Shale oil and gas exploitation in China: Technical comparison with US and development suggestions [J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(4): 824-831.
- [2] 张奥博,汤达祯,陶树,等.中美典型含油气页岩地质特征及开发现状[J].油气地质与采收率,2019,26(1):37-45.
ZHANG Aobo, TANG Dazhen, TAO Shu, et al. Analysis of geological background and development situation of typical oil/gas-bearing shales in China and America [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(1): 37-45.
- [3] 金之钧,白振瑞,高波,等.中国迎来页岩油气革命了吗?[J].石油与天然气地质,2019,40(3):451-458.
JIN Zhijun, BAI Zhenrui, GAO Bo, et al. Has China ushered in the shale oil and gas revolution? [J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(3): 451-458.
- [4] 杨金华.页岩油气革命促成美国非常规油气开发常规化、主流化[J].世界石油工业,2022,29(2):78-79.
YANG Jinhua. The shale oil and gas revolution has contributed to the normalization and mainstreaming of unconventional oil and gas development in the United States [J]. World Petroleum Industry, 2022, 29(2): 78-79.
- [5] 张福祥,李国欣,郑新权,等.北美页岩革命时代带来的启示[J].中国石油勘探,2022,27(1):26-39.
ZHANG Fuxiang, LI Guoxin, ZHENG Xinquan, et al. Enlightenment from the post shale revolution era in North America [J]. China Petroleum Exploration, 2022, 27(1): 26-39.
- [6] U. S. Energy Information Administration. Monthly energy review: DOE/EIA-0035[R/OL]. (2021-03-25)[2024-01-01]. <https://www.eia.gov/totalenergy/data/monthly/archive/00352103.pdf>.
- [7] U. S. Energy Information Administration. Natural gas [EB/OL]. [2024-01-01]. <https://www.eia.gov/naturalgas/data.php>.
- [8] MCMAHON T P, LARSON T E, ZHANG T, et al. 美国页岩油气地质特征及勘探开发进展[J].石油勘探与开发,2024,51(4):807-828.
MCMAHON T P, LARSON T E, ZHANG T, et al. Geologic characteristics, exploration and production progress of shale oil and gas in the United States: An overview [J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(4): 807-828.
- [9] 邹才能,赵群,董大忠,等.页岩气基本特征、主要挑战与未来前景[J].天然气地球科学,2017,28(12):1781-1796.
ZOU Caineng, ZHAO Qun, DONG Dazhong, et al. Geological characteristics, main challenges and future prospect of shale gas [J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(12): 1781-1796.
- [10] VEATCH R W Jr, MOSCHOVIDIS Z A. An overview of recent advances in hydraulic fracturing technology [C]//International Meeting on Petroleum Engineering, Beijing, 1986. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1986: SPE-14085-MS.
- [11] PENNY G S, PURSLEY J T, CLAWSON T D. Field study of completion fluids to enhance gas production in the Barnett shale [C]//SPE Gas Technology Symposium, Calgary, 2006. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2006: SPE-100434-MS.
- [12] MAXWELL S C, URBANCIC T I, STEINSBERGER N, et al. Microseismic imaging of hydraulic fracture complexity in the Barnett shale [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, 2002. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2002: SPE-77440-MS.
- [13] MAYERHOFER M J, LOLON E P, WARPINSKI N R, et al. What is stimulated reservoir volume (SRV)? [C]//SPE Shale Gas Production Conference, Fort Worth, 2008. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2008: SPE-119890-MS.
- [14] JARIPATKE O A, BARMAN I, NDUNGU J G, et al. Review of Permian completion designs and results [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, 2018. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2018: SPE-191560-MS.
- [15] XIONG Hongjie. The effective cluster spacing plays the vital role in unconventional reservoir development-Permian Basin case studies [C]//SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, The Woodlands, 2020. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2020: SPE-199721-MS.
- [16] MELCHER H, MAYERHOFER M, AGARWAL K, et al. Shale frac designs move to just-good-enough proppant economics [C]//SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, The Woodlands, 2020. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2020: SPE-199751-MS.
- [17] XU Tao, ZHENG Wei, BAIHLY J, et al. Permian basin production performance comparison over time and the parent-child well study [C]//SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, The Woodlands, 2019. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2019: SPE-194310-MS.
- [18] ALTHANI M, LANGE I. US tight-oil efficiency: A Permian basin case study [C]//SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, Denver, 2023. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2023: URTEC-3832698-MS.
- [19] GRIESER B, WIEMERS T, HILL B. Fluid frictional diversion technique for sequential multistage horizontal stimulation [C]//SPE Rocky Mountain Regional Meeting, Gillette, 1999. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1999: SPE-55615-MS.
- [20] JIANG Tingxue, ZHANG Shikun, WANG Haitao, et al. Case

- study: Dual temporary plugging & high proppant intensity fracturing stimulation technique in deep shale gas play in Sichuan Basin, China [C]//56th U. S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, Santa Fe, 2022. Alexandria: American Rock Mechanics Association, 2022: ARMA-2022-0659.
- [21] JIANG Tingxue, WANG Haitao, LIU Hu, et al. The integrated & dynamic geo-engineering fracturing technology for deep shale gas play in southeast Sichuan Basin, China [C]//57th U. S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, Atlanta, 2023. Alexandria: American Rock Mechanics Association, 2023: ARMA-2023-0514.
- [22] 蒋廷学, 卞晓冰. 深层油气藏多级迂回暂堵压裂技术研究[J]. 深圳大学学报(理工版), 2021, 38(6): 590-597.
- JIANG Tingxue, BIAN Xiaobing. Multistage circuitous-temporary plugging fracturing technology for deep oil-gas reservoirs [J]. Journal of Shenzhen University (Science & Engineering), 2021, 38(6): 590-597.
- [23] 蒋廷学, 肖博, 沈子齐, 等. 陆相页岩油气水平井穿层体积压裂技术[J]. 石油钻探技术, 2023, 51(5): 8-14.
- JIANG Tingxue, XIAO Bo, SHEN Ziqi, et al. Vertical penetration of network fracturing technology for horizontal wells in continental shale oil and gas [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2023, 51(5): 8-14.
- [24] 蒋廷学. 非常规油气藏新一代体积压裂技术的几个关键问题探讨[J]. 石油钻探技术, 2023, 51(4): 184-191.
- JIANG Tingxue. Discussion on several key issues of the new-generation network fracturing technologies for unconventional reservoirs [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2023, 51(4): 184-191.
- [25] EHLIG-ECONOMIDES C A, ECONOMIDES M J. Water as proppant [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, 2011. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2011: SPE-147603-MS.
- [26] LAU H C, RADHAMANI A V, RAMAKRISHNA S. Maximizing production from shale reservoir by using micro-sized proppants [C]//International Petroleum Technology Conference, Beijing, 2019. Red Hook, NY: Curran Associates, Inc., 2019: IPTC-19437-MS.
- [27] PALISCH T, LORWONGNAGAM A O, KALFAYAN L, et al. Initial observations from a Bakken microproppant field trial [C]//SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, The Woodlands, 2023. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2023: SPE-212341-MS.
- [28] 程鹏. ScCO_2 压裂页岩缝内微支撑剂弹塑性压嵌实验研究 [D]. 重庆: 重庆大学, 2022: 1-103.
- CHENG Peng. Experimental study on the elastoplastic embedment of micro-proppant in shale fractures in ScCO_2 fracturing [D]. Chongqing: Chongqing University, 2022: 1-103.
- [29] RAMURTHY M, TOWLER B F, HARRIS H G, et al. Effects of high pressure-dependent leakoff (PDL) and high process-zone stress (PZS) on stimulation treatments and production [C]//SPE Unconventional Resources Conference and Exhibition-Asia Pacific, Brisbane, 2013. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2013: SPE-167038-MS.
- [30] SHLYAPOBERSKY J, WONG G K, WALHAUG W W. Overpressure calibrated design of hydraulic fracture stimulations [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, 1988. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1988: SPE-18194-MS.
- [31] 卢祥国, 任书泉. 裂缝几何尺寸的拟三维数值计算模型和方法 [J]. 石油钻采工艺, 1990, 12(3): 47-54.
- LU Xiangguo, REN Shuquan. 3D numerical model and method for geometric size simulation of fracture [J]. Oil Drilling & Production Technology, 1990, 12(3): 47-54.
- [32] 赵金洲, 彭瑀, 李勇明, 等. 考虑垂向摩阻的裂缝拟三维延伸模型 [J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2016, 40(1): 69-78.
- ZHAO Jinzhou, PENG Yu, LI Yongming, et al. A pseudo 3D fracture propagation model with consideration of vertical flow resistance [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2016, 40(1): 69-78.
- [33] MEYER B R. Design formulae for 2-D and 3-D vertical hydraulic fractures: Model comparison and parametric studies [C]//SPE Unconventional Gas Technology Symposium, Louisville, 1986. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1986: SPE-15240-MS.
- [34] CLEARY M P, BARR D T, WILLIS R M. Enhancement of real-time hydraulic fracturing models with full 3-D simulation [C]//SPE Gas Technology Symposium, Dallas, 1988. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1988: SPE-17713-MS.
- [35] ADVANI S H, LEE T S, DEAN R H, et al. Consequences of fracturing fluid lag in three-dimensional hydraulic fractures [C]//Low Permeability Reservoirs Symposium, Denver, 1993. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1993: SPE-25888-MS.
- [36] COULTER G R, BENTON E G, THOMSON C L. Water fracs and sand quantity: A Barnett shale example [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, 2004. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2004: SPE-90891-MS.
- [37] RICKMAN R, MULLEN M, PETRE E, et al. A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: All shale plays are not clones of the Barnett Shale [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, 2008. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2008: SPE-115258-MS.
- [38] 李庆辉, 陈勉, 金衍, 等. 页岩气储层岩石力学特性及脆性评价 [J]. 石油钻探技术, 2012, 40(4): 17-22.
- LI Qinghui, CHEN Mian, JIN Yan, et al. Rock mechanical properties and brittleness evaluation of shale gas reservoir [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40(4): 17-22.
- [39] 蒋廷学, 卞晓冰, 苏媛, 等. 页岩可压性指数评价新方法及应用 [J]. 石油钻探技术, 2014, 42(5): 16-20.
- JIANG Tingxue, BIAN Xiaobing, SU Yuan, et al. A new method for evaluating shale fracability index and its application [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(5): 16-20.
- [40] 蒋廷学, 路保平, 左罗, 等. 页岩气地质—工程可压度评价方法研究及应用 [J]. 天然气与石油, 2022, 40(4): 68-74.
- JIANG Tingxue, LU Baoping, ZUO Luo, et al. Research and applications on shale gas geologic-engineering fracness evaluation method [J]. Natural Gas and Oil, 2022, 40(4): 68-74.
- [41] 陈勉, 葛洪魁, 赵金洲, 等. 页岩油气高效开发的关键基础理论与挑战 [J]. 石油钻探技术, 2015, 43(5): 7-14.

- CHEN Mian, GE Hongkui, ZHAO Jinzhou, et al. The key fundamentals for the efficient exploitation of shale oil and gas and its related challenges[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2015, 43(5): 7-14.
- [42] 庄苗, 柳占立, 王永亮. 页岩油气高效开发中的基础理论与关键力学问题[J]. *力学季刊*, 2015, 36(1): 11-25.
- ZHUANG Zhuo, LIU Zhanli, WANG Yongliang. Fundamental theory and key mechanical problems of shale oil gas effective extraction[J]. *Journal of Mechanics*, 2015, 36(1): 11-25.
- [43] 赵金洲, 陈曦宇, 李勇明, 等. 水平井分段多簇压裂模拟分析及射孔优化[J]. *石油勘探与开发*, 2017, 44(1): 117-124.
- ZHAO Jinzhou, CHEN Xiyu, LI Yongming, et al. Numerical simulation of multi-stage fracturing and optimization of perforation in a horizontal well[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2017, 44(1): 117-124.
- [44] XU Wenyue, THIERCELIN M, GANGULY U, et al. Wiremesh: A novel shale fracturing simulator[C]//International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, Beijing, 2010. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2010: SPE-132218-MS.
- [45] XU Wenyue, LI J, DU M. Quick estimate of initial production from stimulated reservoirs with complex hydraulic fracture network[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, 2011. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2011: SPE-146753-MS.
- [46] WENG X, KRESSE O, COHEN C, et al. Modeling of hydraulic fracture network propagation in a naturally fractured formation[C]//SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, 2011. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2011: SPE-140253-MS.
- [47] IBÁÑEZ E, ALVARELLOS J, BEZERRA DE MELO R C, et al. A novel methodology to capture anisotropy in unconventional reservoirs: A case study with stress anisotropy[C]//ADIPEC, Abu Dhabi, 2023. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2023: SPE-216543-MS.
- [48] REN Jiawei, MU Lijun, LI Xiangping, et al. Optimizing refracturing models in tight oil reservoirs: An integrated workflow of geology and engineering based on four-dimensional dynamic stress field[C]//International Geomechanics Symposium, Al Khobar, 2023. Alexandria: American Rock Mechanics Association, 2023: ARMA-IGS-2023-0114.
- [49] YANG Haixin, TANG Xuanhe, ZHU Haiyan, et al. Four-dimensional stress evolution and optimization of child well fracturing parameters in multi sub-layers shale gas reservoir[C]//58th U. S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, Golden, 2024. Alexandria: American Rock Mechanics Association, 2024: ARMA-2024-0070.
- [50] KRESSE O, COHEN C, WENG X, et al. Numerical modeling of hydraulic fracturing in naturally fractured formations[C]//45th U. S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, San Francisco, 2011. Alexandria: American Rock Mechanics Association, 2011: ARMA-11-363.
- [51] SUN Zhiyu, LIU Changyin, HUANG Zhiwen, et al. Mechanical interaction of multiple 3D fractures propagation for network fracturing[C]//SPE Asia Pacific Unconventional Resources Conference and Exhibition, Brisbane, 2015. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2015: SPE-176916-MS.
- [52] 赵金洲, 任岚, 沈骋, 等. 页岩气储层缝网压裂理论与技术研究新进展[J]. *天然气工业*, 2018, 38(3): 1-14.
- ZHAO Jinzhou, REN Lan, SHEN Cheng, et al. Latest research progresses in network fracturing theories and technologies for shale gas reservoirs[J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(3): 1-14.
- [53] URBAN-RASCON E, VIRUES C, AGUILERA R. 3D geomechanical modeling in the complex fracture network of the Horn River Shale using a fully-coupled hybrid hydraulic fracture HHF model: Permeability evolution and depletion[C]//SPE Canada Unconventional Resources Conference, Calgary, 2018. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2018: SPE-189795-MS.
- [54] AGUIRRE N, HU Xiaodong. Numerical simulation of proppant transport in complex fracture network[C]//SPE Argentina Exploration and Production of Unconventional Resources Symposium, Buenos Aires, 2023. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2023: SPE-212713-MS.
- [55] TOGAEV S E, GAVRILOV A V, ABIDOV K A, et al. Practical aspects of discrete fracture network modelling with neural network assisted integration of available data[C]//SPE Caspian Technical Conference and Exhibition, Atyrau, 2024. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2024: SPE-223399-MS.
- [56] CIEZOBKA J, REEVES S. Overview of hydraulic fracturing test sites (HFTS) in the Permian Basin and summary of selected results (HFTS-I in Midland and HFTS-II in Delaware)[C]//AAPG/SEG Latin America Unconventional Resources Technology Conference, Virtual, 2020. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2020: URTEC-2020-1544-MS.
- [57] WEIJERMARS R, WANG J. Microseismicity and dry shear-slip in the stimulated rock volume during fracture treatment in shale wells: Analyzing data from the hydraulic fracture test site (Permian Basin) with the linear superposition method (LSM)[C]//55th U. S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, Virtual, 2021. Alexandria: American Rock Mechanics Association, 2021: ARMA-2021-1808.
- [58] ALMARZOOG F, WU Kan, JIN Ge. Effective fracture geometry analysis based on data of well production, pressure gauge, and strain change of HFTS-1-III in Eagle Ford Shale[C]//SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, Houston, 2024. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2024: URTEC-4034948-MS.
- [59] 孙焕泉, 路智勇, 刘莉, 等. 四川盆地涪陵页岩气立体开发区压裂后取心技术与认识[J]. *石油勘探与开发*, 2025, 52(3): 653-664.
- SUN Huanquan, LU Zhiyong, LIU Li, et al. Technology and understanding of post-fracturing coring in three-dimensional development zone of Fuling shale gas, Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2025, 52(3): 653-664.
- [60] FREDD C N, DANIELS J L, BAIHLY J D. \$40 Billion learning curve: Leveraging lessons learned to minimize the overall investment in unconventional plays[C]//SPE Middle East Unconventional Resources Conference and Exhibition, Muscat, 2015. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2015: SPE-

- 172973-MS.
- [61] 蒋廷学, 李治平, 才博, 等. 松辽盆地南部致密气藏低伤害大型压裂改造技术与试验[J]. 石油钻采工艺, 2009, 31(4): 6-11.
- JIANG Tingxue, LI Zhiping, CAI Bo, et al. Study and field test of low damage & massive hydraulic fracturing techniques in tight gas reservoirs in the South of Songliao Basin [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2009, 31(4): 6-11.
- [62] 许泽君, 夏红, 路占军, 等. 低伤害变参数大型压裂技术在二连探区的应用研究[J]. 油气井测试, 2006, 15(6): 53-56.
- XU Zejun, XIA Hong, LU Zhanjun, et al. The application research the big model of adding sand fracture tech in Erlian exploration district[J]. Well Testing, 2006, 15(6): 53-56.
- [63] 雷群, 胥云, 蒋廷学, 等. 用于提高低-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.
- [64] 陈作, 王振铎, 曾华国. 水平井分段压裂工艺技术现状及展望[J]. 天然气工业, 2007, 27(9): 78-80.
- CHEN Zuo, WANG Zhenduo, ZENG Huaguo. Status quo and prospect of staged fracturing technique in horizontal wells [J]. Natural Gas Industry, 2007, 27(9): 78-80.
- [65] 蒋廷学, 卞晓冰, 袁凯, 等. 页岩气水平井分段压裂优化设计新方法[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(2): 1-6.
- JIANG Tingxue, BIAN Xiaobing, YUAN Kai, et al. A new method in staged fracturing design optimization for shale gas horizontal wells [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(2): 1-6.
- [66] 周德华, 焦方正, 贾长贵, 等. JY1HF页岩气水平井大型分段压裂技术[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(1): 75-80.
- ZHOU Dehua, JIAO Fangzheng, JIA Changgui, et al. Large-scale multi-stage hydraulic fracturing technology for shale gas horizontal Well JY1HF [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(1): 75-80.
- [67] 贾长贵, 路保平, 蒋廷学, 等. DY2 HF深层页岩气水平井分段压裂技术[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(2): 85-90.
- JIA Changgui, LU Baoping, JIANG Tingxue, et al. Multi-stage horizontal well fracturing technology in deep shale gas Well DY2 HF[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(2): 85-90.
- [68] 蒋廷学, 卞晓冰, 王海涛, 等. 页岩气水平井分段压裂排采规律研究[J]. 石油钻探技术, 2013, 41(5): 21-25.
- JIANG Tingxue, BIAN Xiaobing, WANG Haitao, et al. Flow back mechanism study of multi-stage fracturing of shale gas horizontal wells [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(5): 21-25.
- [69] 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.
- [70] 刘立峰, 张士诚. 通过改变近井地应力场实现页岩储层缝网压裂[J]. 石油钻采工艺, 2011, 33(4): 71-74.
- LIU Lifeng, ZHANG Shicheng. Net fracturing by changing the surrounding in-situ stress in shale reservoirs [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2011, 33(4): 71-74.
- [71] 蒋廷学, 苏瑗, 卞晓冰, 等. 常压页岩气水平井低成本高密度缝网压裂技术研究[J]. 油气藏评价与开发, 2019, 9(5): 78-83.
- JIANG Tingxue, SU Yuan, BIAN Xiaobing, et al. Network fracturing technology with low cost and high density for normal pressure shale gas [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2019, 9(5): 78-83.
- [72] 郭建春, 赵志红, 路千里, 等. 深层页岩缝网压裂关键力学理论研究进展[J]. 天然气工业, 2021, 41(1): 102-117.
- GUO Jianchun, ZHAO Zhihong, LU Qianli, et al. Research progress in key mechanical theories of deep shale network fracturing[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(1): 102-117.
- [73] 位建成, 单海丹, 游艳平, 等. 立体全支撑缝网压裂技术在页岩油开发中的应用[J]. 山东石油化工学院学报, 2024, 38(2): 76-82.
- WEI Jiancheng, SHAN Haidan, YOU Yanping, et al. Application of three-dimensional full support fracture network fracture technology in shale oil development [J]. Journal of Shandong Institute of Petroleum and Chemical Technology, 2024, 38(2): 76-82.
- [74] 光新军, 王敏生. 北美页岩油气重复压裂关键技术及建议[J]. 石油钻采工艺, 2019, 41(2): 224-229.
- GUANG Xinjun, WANG Minsheng. Re-fracturing key technologies of shale oil and gas in North America and the suggestions[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2019, 41(2): 224-229.
- [75] 李彦超, 何昀宾, 肖剑锋, 等. 页岩气水平井重复压裂层段优选与效果评估[J]. 天然气工业, 2018, 38(7): 59-64.
- LI Yanchao, HE Yunbin, XIAO Jianfeng, et al. Optimal selection and effect evaluation of re-fracturing intervals of shale-gas horizontal wells [J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(7): 59-64.
- [76] 任岚, 黄静, 赵金洲, 等. 页岩气水平井重复压裂产能数值模拟[J]. 天然气勘探与开发, 2019, 42(2): 100-106.
- REN Lan, HUANG Jing, ZHAO Jinzhou, et al. Numerical simulation on productivity when shale-gas horizontal-well refracturing [J]. Natural Gas Exploration and Development, 2019, 42(2): 100-106.
- [77] 肖博, 李双明, 蒋廷学, 等. 页岩气井暂堵重复压裂技术研究进展[J]. 科学技术与工程, 2020, 20(24): 9707-9715.
- XIAO Bo, LI Shuangming, JIANG Tingxue, et al. Research progress on temporary-plugging refracturing technology for shale gas wells [J]. Science Technology and Engineering, 2020, 20(24): 9707-9715.
- [78] 豆瑞杰, 高婷, 李强. 页岩气水平井重建井筒重复压裂技术及应用[J]. 江汉石油职工大学学报, 2025, 38(1): 37-40.
- DOU Ruijie, GAO Ting, LI Qiang. Refracturing technology and application for reconstructed wellbores of horizontal shale gas wells [J]. Journal of Jiangnan Petroleum University of Staff and Workers, 2025, 38(1): 37-40.
- [79] HUNG L V, SAN N T, SHELOMENTSEV A G, et al. Near-tip-screenout hydraulic fracturing of oil wells in the Bach Ho field,

- offshore Vietnam [C]//SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference, Kuala Lumpur, 1995. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1995: SPE-29284-MS.
- [80] KHMELENKO P, SHEL E, BORONIN S, et al. Proppant packing near the fracture tip during tip screenout: Asymptotic models for pressure buildup calibrated on field data and verified with two-continua simulations [J]. SPE Journal, 2022, 27(4): 2126-2144.
- [81] 李颖虹. 全球页岩气无水压裂技术特点及研发策略分析[J]. 世界科技研究与发展, 2016, 38(3): 465-470.
- LI Yinghong. Analysis on characters of global waterless fracturing technologies for shale gas and research & development strategy [J]. World Sci-Tech R & D, 2016, 38(3): 465-470.
- [82] JIN F, SHUNYUAN Z, BINGSHAN L, et al. Green fracturing technology of shale gas: LPG waterless fracturing technology and its feasibility in China [C]//SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, 2017. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2017: SPE-185500-MS.
- [83] ALMUBARAK M, ALMUBARAK T, NG J H, et al. Recent advances in waterless fracturing fluids: A review [C]//Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, 2020. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2020: SPE-202981-MS.
- [84] ALHARITH A, BATARSEH S, SAN ROMAN ALERIGI D, et al. Overview of recent waterless stimulation technologies [C]//Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, 2020. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2020: SPE-202762-MS.
- [85] YANG Qinghai, MENG Siwei, YU Chuan, et al. Design, optimization and application of the closed blender for CO₂ waterless fracturing [C]//International Petroleum Technology Conference, Dhahran, 2020. Red Hook, NY: Curran Associates, Inc., 2020: IPTC-19770-Abstract.
- [86] 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.
- [87] 蒋廷学, 周珺, 廖璐璐. 国内外智能压裂技术现状及发展趋势[J]. 石油钻探技术, 2022, 50(3): 1-9.
- JIANG Tingxue, ZHOU Jun, LIAO Lulu. Development status and future trends of intelligent fracturing technologies [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2022, 50(3): 1-9.
- [88] HE Qin, ZHONG Zhi, ALABBOODI M, et al. Artificial intelligence assisted hydraulic fracturing design in shale gas reservoir [C]//SPE Eastern Regional Meeting, Charleston, 2019. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2019: SPE-196608-MS.
- [89] LIU Chuxi, GUPTA A, ATES H, et al. Automatic calibration of complex 3D discrete fracture networks using EDFM-AI [C]//International Petroleum Technology Conference, Riyadh, 2022. Red Hook, NY: Curran Associates, Inc., 2022: IPTC-22183-MS.
- [90] 蒋廷学, 汪永利, 丁云宏, 等. 压裂方案经济优化的智能专家系统研究[J]. 石油学报, 2004, 25(1): 66-69.
- JIANG Tingxue, WANG Yongli, DING Yunhong, et al. Expert system for economic optimization of hydraulic fracturing design [J]. Acta Petrolei Sinica, 2004, 25(1): 66-69.
- [91] 李丽哲, 周福建, 王博. 水平井多级压裂高维参数智能优化方法研究[J]. 石油科学通报, 2023, 8(3): 347-359.
- LI Lizhe, ZHOU Fujian, WANG Bo. Method investigation on intelligent optimization of high dimension HWMHF parameters [J]. Petroleum Science Bulletin, 2023, 8(3): 347-359.
- [92] 王峻源, 王文, 弋山, 等. 页岩气水平井智能压裂监测技术研究 [C]//中国石油学会天然气专业委员会. 第32届全国天然气学术年会(2020)论文集, 重庆, 2020. 成都: 西南油气田分公司开发事业部, 2020: 1555-1560.
- WANG Junyuan, WANG Wen, YI Shan, et al. Research on intelligent fracturing monitoring technology for shale gas horizontal wells [C]//Natural Gas Professional Committee of China Petroleum Society. Proceedings of the 32nd National Natural Gas Academic Annual Conference (2020), Chongqing, 2020. Chongqing: Development Division of Southwest Oil and Gas Field Company, 2020: 1555-1560.
- [93] 曾凌翔, 陈锐, 郑云川, 等. 页岩气水平井加砂压裂智能预警技术研究 [C]//上海联合非常规能源研究中心, 上海市经济学会能源经济研究专业委员会. ECF国际页岩气论坛2021第十一届亚太页岩油气暨非常规能源峰会论文集, 上海, 2021. 成都: 川庆钻探工程有限公司井下作业公司, 2021: 62-68.
- ZENG Lingxiang, CHEN Rui, ZHENG Yunchuan, et al. Research on intelligent early warning technology for sand fracturing in shale gas horizontal wells [C]//Shanghai United Unconventional Energy Research Center, Shanghai Economic Society Energy Economy Research Professional Committee. Proceedings of the 11th Asia Pacific Shale Oil and Gas and Unconventional Energy Summit 2021 at the ECF International Shale Gas Forum, Shanghai, 2021. Chengdu: Chuanqing Drilling Engineering Co., Ltd. Underground Operation Company, 2021: 62-68.
- [94] 袁彬, 赵明泽, 孟思炜, 等. 水平井压裂多类型复杂事件智能识别与预警方法[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(6): 1298-1306.
- YUAN Bin, ZHAO Mingze, MENG Siwei, et al. Intelligent identification and real-time warning method of diverse complex events in horizontal well fracturing [J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(6): 1298-1306.
- [95] ALOTAIBI N, DURSUN S. Optimizing the hydraulic fracturing fluid systems using the completion and production data in Bakken shale [C]//Middle East Oil, Gas and Geosciences Show, Manama, 2023. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2023: SPE-213360-MS.

(编辑 刘格云)