

引文: 朱海燕, 焦子曦, 刘惠民, 等. 济阳拗陷陆相页岩油气藏组合缝网高导流压裂关键技术[J]. 天然气工业, 2023, 43(11): 120-130.
ZHU Haiyan, JIAO Zixi, LIU Huimin, et al. A new high-conductivity combined network fracturing technology for continental shale oil and gas reservoirs in the Jiyang Depression[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(11): 120-130.

济阳拗陷陆相页岩油气藏组合缝网高导流压裂关键技术

朱海燕^{1,2} 焦子曦^{1,2} 刘惠民³ 周广清³ 王建东³ 张潦源³

1. 油气藏地质及开发工程全国重点实验室·成都理工大学 2. 成都理工大学能源学院 3. 中国石化胜利油田分公司

摘要: 济阳拗陷页岩油气藏具有埋藏深、构造复杂、沉积相变化快、纹层发育、原油黏度高复杂特征, 采用常规缝网压裂技术时改造效果普遍不理想、压后产量低且衰减快, 亟待攻关能形成与之相适应的长期高导流能力复杂缝网的压裂新技术。为此, 基于地质工程一体化思路, 开展了地质—工程双甜点评价、四级组合缝网构建、主裂缝脉冲加砂理论与技术研究, 形成了组合缝网高导流压裂关键技术, 并实现了规模应用。研究表明: ①充分考虑页岩油气富集、可动性、页岩纹层发育情况等特征, 建立了考虑“岩屑—岩心—井眼—储层”的“地质—工程”双甜点评价模型, 井位布置、压裂层位及射孔位置优选更加精准; ②构建了 CO₂ 与酸液联合降低破裂压力, 低黏度压裂液造复杂缝、高黏度压裂液促缝高的组合压裂液新模式, 增加了压裂后缝网的复杂性; ③形成了多层叠置储层压裂后的“大缝宽主裂缝+分支裂缝+自支撑裂缝+酸化蚀孔缝”四级组合缝网体系, 提出了主裂缝脉冲加砂、分支裂缝连续加砂的高导流缝网加砂压裂新方法, 提升了缝网的长期导流能力。结论认为, “双甜点布缝+CO₂与酸液降低破缝+压裂液变黏高黏+主裂缝脉冲加砂”的组合缝网高导流压裂关键技术, 促进了济阳拗陷陆相页岩油气藏的高黏度原油经济高效开发, 为类似地区页岩油气藏的改造提供了理论与技术参考。

关键词: 济阳拗陷; 页岩油气藏; 双甜点评价; 四级组合缝网; 脉冲加砂; CO₂ 压裂; 高导流压裂; 簇式支撑裂缝

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2023.11.011

A new high-conductivity combined network fracturing technology for continental shale oil and gas reservoirs in the Jiyang Depression

ZHU Haiyan^{1,2}, JIAO Zixi^{1,2}, LIU Huimin³, ZHOU Guangqing³, WANG Jiandong³, ZHANG Liaoyuan³

(1. State Key Laboratory of Oil & Gas Reservoir Geology and Exploitation//Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan 610059, China; 2. College of Energy, Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan 610059, China; 3. Sinopec Shengli Oilfield Company, Dongying, Shandong 257000, China)

Natural Gas Industry, Vol.43, No.11, p.120-130, 11/25/2023. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: Shale oil and gas reservoirs in the Jiyang Depression have complex characteristics, such as great burial depth, complex structure, rapid sedimentary facies change, developed lamina and high oil viscosity, which make it difficult to implement sufficient stimulation by using the conventional network fracturing technology. As a result, the production rate after fracturing is low and declines fast. Therefore, it is urgent to research and develop a suitable new fracturing technology for the formation of complex fracture networks with long-term high conductivity. Based on the idea of geology-engineering integration, this paper researches geological-engineering double sweet spots evaluation, four-order fracture network construction, and main fracture pulse sanding theories and technologies, and develops and applies the key technologies of high-conductivity combined network fracturing. In addition, a "geological-engineering" double sweet spots evaluation model considering "cutting-core-borehole-reservoir" is established. A new fracturing fluid combination mode is constructed, in which, CO₂ and acid are combined to reduce fracturing pressure, low-viscosity fracturing fluid is used to create complex fracture networks and high-viscosity fracturing fluid is used to promote fracture height growth. A four-order fracture network system of "wide main fracture + branched fracture + self supporting fracture + acidizing wormhole fracture" is formed for multiple-layer superposed reservoirs after fracturing. A new sand high-conductivity network fracturing method is proposed, which conducts pulse sanding in main fractures and continuous sanding in branched fractures. Eventually, a new high-conductivity combined network fracturing technology for shale oil reservoirs is formed, i.e., "arranging fractures through geological-engineering double sweet spots + combining CO₂ and acid to reduce fracturing pressure and promote fracture development + increasing fracturing fluid viscosity + performing pulse sanding in main fracture". And the following research results are obtained. First, the 3D "geological-engineering" double sweet spots evaluation model, which fully considers the characteristics of shale oil and shale enrichment, movability and shale lamina, is helpful in the optimization of well location layout, fracturing zone and perforation location. Second, the new fracturing fluid combination mode with combined CO₂ and acid to reduce the fracturing pressure, low-viscosity fracturing fluid to create complex fractures and high-viscosity fracturing fluid to promote fracture height growth is helpful in increasing the complexity of fracture networks after fracturing. Third, the four-order fracture network system of "wide main fracture + branched fracture + self supporting fracture + acidizing wormhole fracture" is formed in multiple-layer superposed reservoirs after fracturing, and a new sand high-conductivity network fracturing method of pulse sanding in main fractures and continuous sanding in branched fractures is proposed, which is conducive to improving the long-term conductivity of fracture networks. In conclusion, this new technology solves the problem in the economic and efficient development of high-viscosity shale oil in the continental shale oil and gas reservoirs of the Jiyang Depression, and provides theoretical and technical support for the stimulation of similar shale oil and gas reservoirs in the same block.

Keywords: Jiyang Depression; Shale oil and gas reservoir; Double sweet spots evaluation; Four-order fracture network; Pulse sanding; CO₂ fracturing; High conductivity fracturing; Cluster supporting fracture

基金项目: 国家自然科学基金面上项目“页岩气立体加密井组压裂复杂裂缝扩展与井间干扰机理研究”(编号: 52374004)、国家自然科学基金联合基金重点项目“四川深层页岩智能传控靶向复合压裂基础研究”(编号: U20A20265)。

作者简介: 朱海燕, 1984 年生, 教授, 博士, 本刊编委; 主要从事石油钻采岩石力学的教学和科研工作。地址: (610059) 四川省成都市成华区二仙桥东三路 1 号。ORCID: 0000-0001-6474-615X。E-mail: zhuhaiyan040129@163.com

0 引言

渤海湾盆地济阳拗陷是我国东部典型陆相断陷湖盆，济阳拗陷古近系页岩油气藏埋深 3 000 ~ 5 000 m，具有构造复杂、沉积相平面变化快、非均质性强、页岩纹层发育、页岩油热演化程度低等世界独有的复杂特征，采用常规水力压裂技术时改造效果普遍不充分、压后产量低、衰减快，面临诸多技术瓶颈：缺乏强非均质性储层的可压裂性评价方法，难以优选出具备形成复杂缝网潜力的储层；缺乏高水平应力差、层理发育储层的缝网高效构建方法；常规连续加砂压裂方法难以满足高黏度页岩油对较高缝网导流能力的特殊需求^[1-8]。

美国、加拿大等地区率先完成页岩油气革命，实现了页岩油气的大规模商业化开采^[9-11]。北美页岩油气藏多为海相沉积，储集层单层厚度较大、水平地应力差较小、页岩油黏度低，多层立体式压裂后易形成具有足够导流能力的裂缝网络，可实现页岩油气的高效开发^[12-13]。此前，国内外页岩油气藏压裂通常采用水平井完井、分段多簇射孔、滑溜水携砂等体积压裂改造技术。相比国内水平井施工参数，国外水平井井段更长、簇间距更小，压裂后纵向沟通的层位更多^[14-15]。济阳拗陷早期开采阶段，主要借鉴国外页岩油气开发技术，出现了单井产量低、衰减快、压后效果不理想等问题^[6,16-17]。通过总结大量勘探实践经验，学者们对济阳拗陷的地质认识由“连续成藏、局部富集”转变为“局部富集、甜点高产”，并在多地区取得重大战略突破，证明该类油气藏具有形成高产能缝网的潜能^[5,18-19]。多层立体开发时，精确定位储层甜点，纵向扩展缝高、横向控制单段内多条裂缝在宽度方向的覆盖长度（以下简称：“带宽”）、提高主裂缝缝宽和缝网复杂程度是实现改造体积最大化、达成济阳拗陷页岩油气藏高效增产目标的有力保障^[20-21]。

围绕济阳拗陷页岩油气藏压裂面临的主要技术难题，基于地质工程一体化思路，以复杂地质特征为基础，开展地质—工程双甜点评价、四级组合缝网构建、主裂缝脉冲加砂理论与技术研究，形成了四级组合缝网高导流压裂新技术，支撑了济阳拗陷页岩油气的勘探突破，以期为全国页岩油气开发提供示范。

1 济阳拗陷页岩油气藏组合缝网压裂新技术

1.1 油气藏工程地质特征

济阳拗陷是陆相断陷盆地的典型代表，地质构造复杂，断层普遍发育，沉积相平面变化快^[22-27]。济阳拗陷页岩油气藏埋藏深，层位处于 3 000 ~ 5 000 m^[28]，呈高水平地应力差与异常高压，其Ⅱ、Ⅲ类储集层的孔喉半径平均值为 0.4 ~ 0.6 μm^[26]，渗透率小于 3 mD。储层中薄互层、层理缝发育且内含多类型、多级次微裂缝^[16]，不同薄互层由于矿物成分不同，表现出脆性或塑性特征，纵向非均质性强^[28-30]。相比层状、块状泥页岩，储层中富有机质纹层状泥页岩水平方向的渗透率和孔隙度更高，孔缝网络体系更复杂，是页岩油气富集的主要场所^[31-35]。济阳拗陷页岩油以内表面吸附态为主，黏度大（50 ℃下平均黏度为 57.7 mPa·s）、密度高、流动性差；页岩黏土组分含量高、塑性强、成岩弱；储层压裂相对困难，压裂求产难度大^[5,36-38]。

北美鹰滩、大庆古龙等国内外页岩油藏在浅层进行常规压裂即可获得工业油流，济阳拗陷页岩油气藏与其相比（表 1），地质构造更复杂，储层物性更差，在异常高压发育的深部储层才存在含油性好、利于采收的游离态页岩油。

表 1 国内外非常规油气藏主要岩性、地质特征对比表

区块	埋深 / m	沉积环境	裂缝发育特征	弹性模量 / GPa	泊松比	地应力差 / MPa	页岩油密度 / (g·cm ⁻³)	干酪根类型	TOC
北美鹰滩	1 000 ~ 3 400	海相	微裂缝发育	14.00 ~ 42.00	0.200 ~ 0.270	1.0 ~ 3.0	0.80 ~ 0.87	I、Ⅱ	2.0% ~ 8.0%
胜利济阳	3 000 ~ 5 000	陆相	薄互层 / 层理缝发育	9.26 ~ 42.80	0.120 ~ 0.400	4.6 ~ 11.8	0.80 ~ 0.93	I	0.6% ~ 16.7%
大庆古龙	1 600 ~ 2 500	陆相	高角度裂缝发育	9.25 ~ 44.15	0.110 ~ 0.350	2.4 ~ 7.0	0.70 ~ 0.80	I	1.4% ~ 4.5%
长庆鄂尔多斯	1 000 ~ 2 600	湖相	层理缝发育	11.25 ~ 40.10	0.118 ~ 0.311	1.5 ~ 7.6	0.80 ~ 0.86	Ⅱ ₁	2.0% ~ 20.0%

1.2 储层压裂的技术难题

自 2012 年以来，济阳拗陷部署的 BYP1 井、

BYP2 井、Y182 井等先导井拉开了主动探索济阳拗陷页岩油气的序幕^[5,19,20]，其中水平专探井最高日产

油量为 2.30 ~ 9.48 t, 鲜少获工业油流^[5]。早期勘探开发阶段, 由于济阳拗陷页岩油气藏埋藏深、厚度薄、面积小, 勘探工作难以进行, 主要通过专探井考察各层位页岩油气产能, 缺乏考虑复杂地质条件的储层甜点精准预测方法; 开发时常使用连续加砂压裂方法, 部署在两个优质段间的水平井鲜少沟通上下两个层位, 未能实现万立方米级液体、千立方米级砂的改造规模^[5,28]。

济阳拗陷页岩油气藏与国内外海相浅埋、平坦均质、厚储集层油气藏相比, 在储层地质条件、有利储集岩相及内生储集空间、原油性能等方面都存在较大差异, 面临的压裂技术难题包括:

1) 济阳拗陷页岩油气储层埋深普遍超过 3 500 m, 塑性强、压开难度大; 构造复杂、物性和地质力学特征等空间非均质性强, 如何优选出最具形成复杂缝网潜力的储层, 以及布井、选段、布缝都缺乏有效的可压裂性评价方法。

2) 储层水平地应力差异大, 薄互层和层理缝发育, 施工压力高, 裂缝难以同时在缝高和缝长两个方向实现充分改造; 如何“纵向扩展缝高、横向控制带宽、提高主裂缝缝宽、追求改造体积最大化”, 目

前还缺乏有效的复杂缝网构建方法。

3) 通过常规连续加砂压裂形成的三级裂缝网络, 其导流能力难以满足经济开发要求。需要探索新的加砂压裂方法, 尽可能提高缝网的导流能力, 以增强原油在缝网内的流动能力, 提高最终产量。

1.3 四级组合缝网高导流压裂新思路

针对济阳拗陷页岩油气藏的压裂技术难题, 提出了四级组合缝网高导流压裂新思路(图 1)。针对济阳拗陷页岩油气藏非均质性强、塑性强、纹层弱面多等特征, 提出了复杂页岩储层“地质—工程”双甜点评价方法; 针对层理缝发育、水平主应力差高、裂缝难以在缝高和缝长两个方向充分扩展的难题, 构建了 CO₂ 与酸液联合降低破裂压力、促进裂缝发育(以下简称“降破促缝”), 前期注入低黏度压裂液、后期注入高黏度压裂液(以下简称“变黏高黏”)的组合压裂液新模式, 形成了四级组合缝网体系; 针对储层物性差、原油黏度大的难题, 提出了主裂缝脉冲加砂、分支裂缝连续加砂的高导流缝网加砂压裂新方法, 最终形成了综合“双甜点布缝+CO₂与酸液降破促缝+压裂液变黏高黏+主裂缝脉冲加砂”的济阳拗陷页岩油气藏组合缝网高导流压裂新技术。

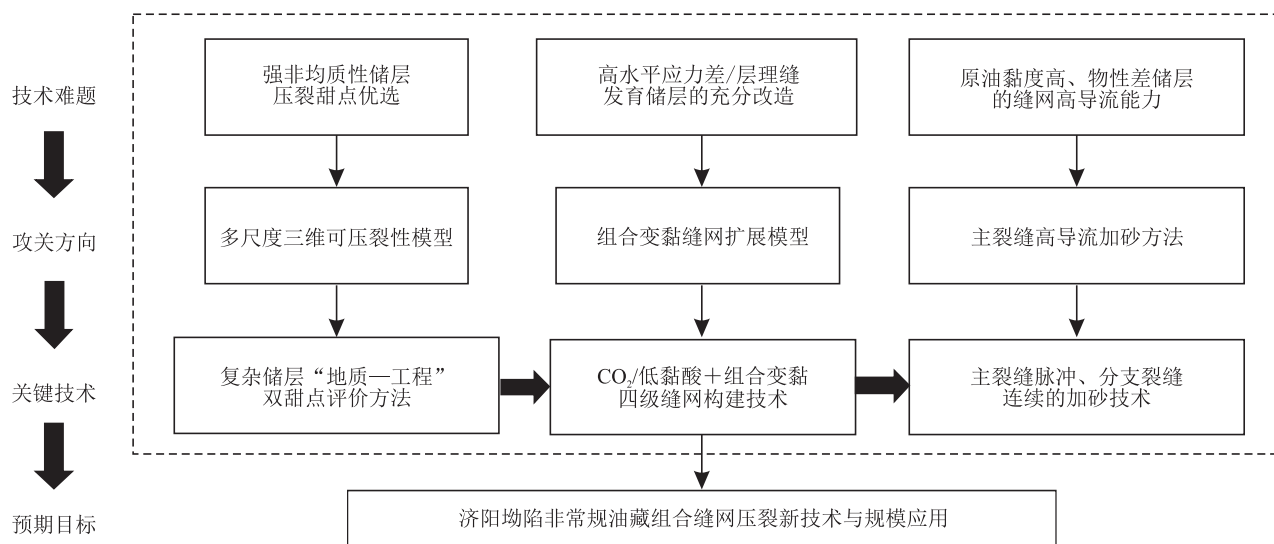


图 1 济阳拗陷非常规油气藏组合缝网高导流压裂新技术思路图

2 复杂储层“地质—工程”双甜点三维可压裂性评价方法

非常规油气藏有效开发需要优选孔隙度大、渗透率高、含油气饱和度高的地质甜点, 及易压裂形成复杂缝网的工程甜点^[39-41]。此前, 储层甜点预测主要基于岩石岩性和力学特征, 很少考虑储层地质

环境特征(包括纹层、天然裂缝、地应力状态、非均质性等因素), 适用于平坦、均质储层, 但不适用于济阳拗陷的复杂地质环境, 因此, 需要建立考虑复杂地质条件下的储层甜点评价方法。

2.1 地质甜点

厘清页岩油气富集要素, 合理划分地质甜点, 对

页岩油气勘探开发具有重要的指导作用。页岩油气藏地质甜点需要综合考虑岩相、埋深、烃类流体性质(黏度和密度)等^[24]。此前,页岩地质甜点预测模型主要考虑天然裂缝分布、孔隙度、渗透率、含油饱和度等参数,对原油的流动性能考虑较少。针对济阳拗陷页岩油原油黏度高、流动性差的难题,创新性引入考虑原油密度、储层渗透率、地层压力系数的可动流体饱和度,使该模型能够考虑原油的可流动性。

2.2 工程甜点

济阳拗陷页岩为裂缝—基质孔隙网络系统,不同岩相孔缝组合特征差异大,其储集空间可划分为 3 大类:纹层状岩相、层状岩相、块状岩相。纹层状岩相孔缝组合为网状缝—基质孔隙型,孔隙度为 8.72%,具有良好的储集性;层状岩相孔缝组合为穿层缝—顺层缝—基质孔隙型,孔隙度为 5.23%,连通性下降;块状岩相孔缝组合为不规则缝—基质孔隙型,孔隙度为 2.28%,连通性最差^[5]。

三维地质模型建模需要构建裂缝强度模型、确定裂缝几何特征、描述裂缝属性特征。针对目前 Petrel、Fracap 等裂缝三维地质建模软件难以直接完成页理缝三维定量地质建模^[42],无法指导复杂页岩储层油气开采的难题,提出了页理缝三维定量地质模型建立方法。基于岩心观察描述,通过离散型变量随机模拟算法,建立单井页岩岩相三维模型;基于不同深度的页理缝的宽度和发育密度数据、岩层面倾角、页理缝延伸方位,形成页理缝模式,建立页理缝强度模型。综合页岩岩相模式、页理缝模式,建立页理缝发育指数模型,输入建模软件得到实现页理缝分布位置、发育规模和延伸方位三维可视化的页理缝离散模型。根据页理缝发育程度不同的岩心试样的孔隙度、渗透率物性,得到发育程度不同的页理缝与基质的孔隙度、渗透率的比例关系,形成页理缝三维等效模型,可定量考虑页理缝所分布区域的孔隙度和渗透率^[43]。

综合考虑济阳拗陷页岩油气藏天然裂缝分布特征、层理缝物性参数、岩石脆塑性转变特征和地应力状态,提出了基于岩屑、岩心、测井和地震资料一体化的多尺度多因素三维可压裂性评价方法。其中岩屑尺度以岩屑的矿物脆性作为岩石学基础,形成目的层岩屑尺度可压裂性指数^[44],该指数可为取心困难的页岩储层的压裂选段提供依据。岩心尺度以井下纹层型岩心的脆性、塑性及破裂状态耦合系数表征岩石力学特征和破裂行为;考虑储层天然裂缝的分布情况及地应力状态,结合测井、地震资料,形成表征影响复杂缝网构建重要边界条件的耦合系

数。三维可压裂性新模型能满足济阳拗陷页岩油气藏等复杂储层精确预测工程甜点的需求,解决了复杂地质体可压裂性评价的技术难题。

2.3 “地质—工程”双甜点

济阳拗陷页岩油气藏地质、工程甜点分布区域存在差异,只有优选出地质和工程甜点重合的区域,才能最大化体积改造效果并确保压裂后的产量。通过灰色关联法耦合地质、工程甜点,创建了复杂储层“地质—工程”双甜点三维可压裂性评价方法,揭示了储层双甜点纵横向分布规律,形成了三维空间内优质页岩储层的井眼轨迹、压裂层段和射孔簇位置优化设计方法。

沙河街组是济阳拗陷的主要烃源岩层,自下而上分为四段。FY1-1HF 井改造目的层为沙河街组三段下亚段、沙河街组四段上亚段(井深为 3 000 ~ 5 000 m)^[22]。钻井结果显示,目的层暗色泥岩发育,主要岩性为钙质泥岩,发育大量层状灰岩夹层,生油岩有机质含量高,转换程度高,油源丰富。该层段中脆性矿物含量约占 70%,黏土矿物含量约占 20% ~ 30%。岩心观察结果显示,目的层宏观构造裂缝以直立缝为主,页岩中纹层普遍发育,内含大量网状缝、顺层缝和溶孔^[5]。

FY1-1HF 井运用该方法进行布井布缝、压裂选段和射孔参数优化(图 2)。根据上述方法得到分布区域存在差异的 FY1-1HF 井地质甜点、工程甜点三维模型;通过计算得到目标区块双甜点指数的纵横向分布,编制考虑双甜点的层位优选及层位分级程序,形成了耦合双甜点分布区域的“地质—工程”双甜点三维模型,通过该模型实现了任意地层双甜点等级划分,获得复杂储层各段各类甜点分布区域。结合微地震反演总缝长及产油贡献率,形成了 FY1-1HF 井压裂层段图。由图 2 可见,储层甜点预测符合率达 95% 以上,为该井的压裂设计提供了有效支撑。

3 含天然裂缝多层叠置储层缝网扩展的流固耦合模型与优化设计方法

含天然裂缝多层叠置储层中,水力裂缝与多级次微裂缝、薄互层、层理缝存在复杂的相互作用模式,单独使用高黏度或低黏度压裂液难以形成页岩油气开采所需的必要渗流通道^[8]。探明多层叠置储层缝网扩展机理,建立含天然裂缝多层叠置储层缝网扩展的流固耦合模型与优化设计方法,有助于实现济阳拗陷页岩油气藏充分改造^[45-46]。

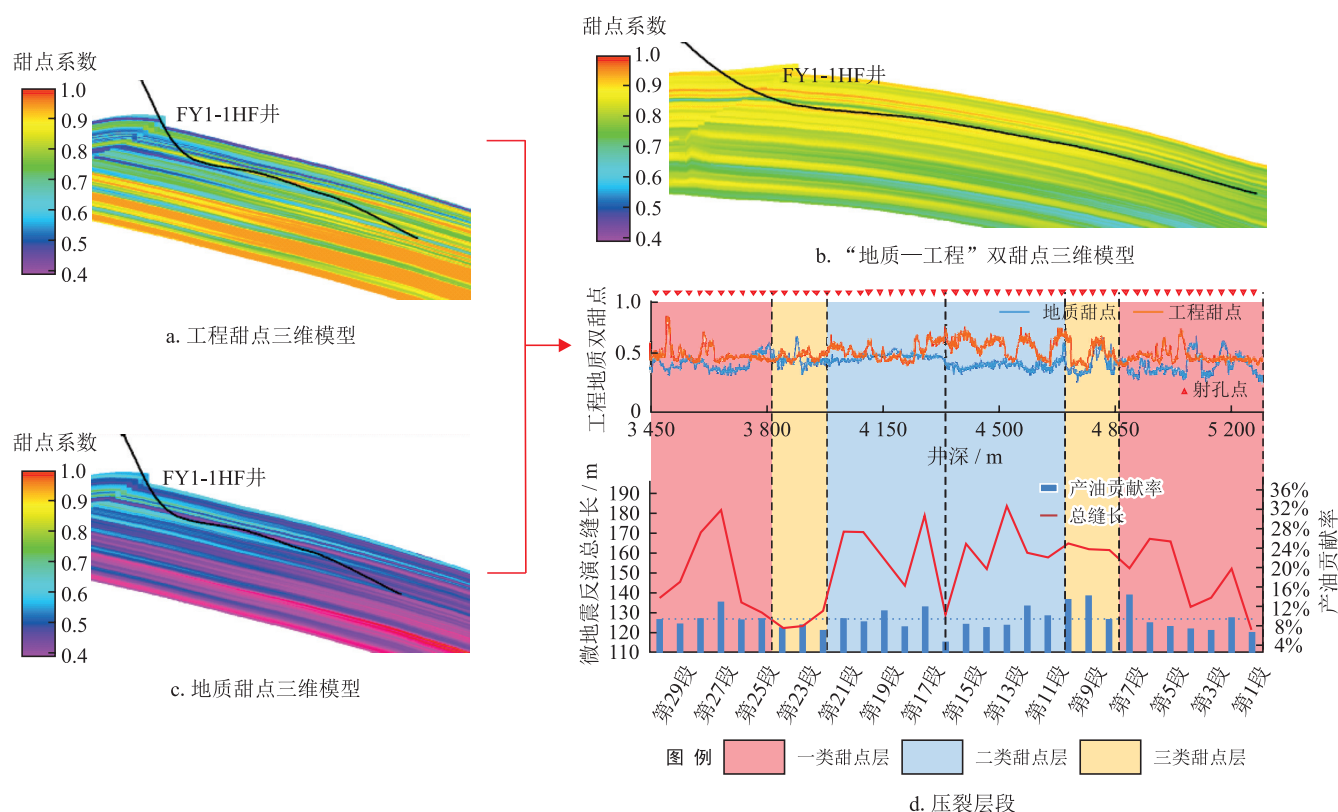


图 2 FY1-1HF 井的布井、压裂选段和射孔优化示意图

3.1 多层叠置储层缝网扩展室内试验

采用具有较大容重以及较小孔隙率的砂浆材料,通过分层铺置、加压养护,制作了 $400\text{ mm}\times 400\text{ mm}\times 400\text{ mm}$ 含有多层理面的人造试样。自主研制了可模拟布井及原位注采的大型物理模拟实验系统,以目的层位三向地应力、岩石强度、现场压裂施工参数等相关参数为基准,根据相似准则核算实验参数(如表2),开展7层叠置储层缝网扩展的大型物理模拟实验。在压裂液黏度为 $20\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 及弱层理面胶结强度的条件下,7层叠置试样的水力裂缝在井筒割缝处起裂,形成了一条沿井筒轴线方向的纵向裂缝,随着层理面开启,纵向扩展受阻

(图3-a);在压裂液黏度为 $20\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 及强层理面胶结强度的条件下,7层叠置试样的水力裂缝在井筒轴向方向起裂,形成主裂缝面并扩展延伸,上部裂缝扩展至试样表面,下部裂缝被胶结面阻挡,延伸受阻,持续增压后张开胶结面(图3-b)。该结果揭示了多层叠置储层缝网扩展机理:水力裂缝缝高受限,裂缝呈现“工”字形;水力裂缝受多级次微裂缝、薄互层和层理缝影响,不再形成简单的双翼平面裂缝,而是形成纵向扩展受限、水力裂缝与天然裂缝间交互模式多样、剪切缝与张拉缝并存的复杂裂缝网络,为多层叠置储层缝网扩展数值模拟提供了实验数据支撑。

表 2 现场参数及室内实验参数一览表

几何参数	井筒直径/mm	射孔直径/mm	最大水平主应力/MPa	最小水平主应力/MPa	垂向应力/MPa	排量/($\text{m}^3\cdot\text{min}^{-1}$)
现场参数	139.7	10.0~20.0	64.8~93.3	54.2~82.1	81.0	11.4~13.6
室内试验参数	18.0	2.0	18.0	14.0	21.0	1×10^{-4}

3.2 含天然裂缝多层叠置储层缝网扩展模型与参数优化方法

页岩地层天然裂缝发育,是典型的双重介质,

通过压裂有效激活和沟通储层天然裂缝是体积改造的关键。此前的研究中,裂缝扩展模型鲜少考虑天然裂缝的展布等因素且难以模拟多裂缝干扰、穿层

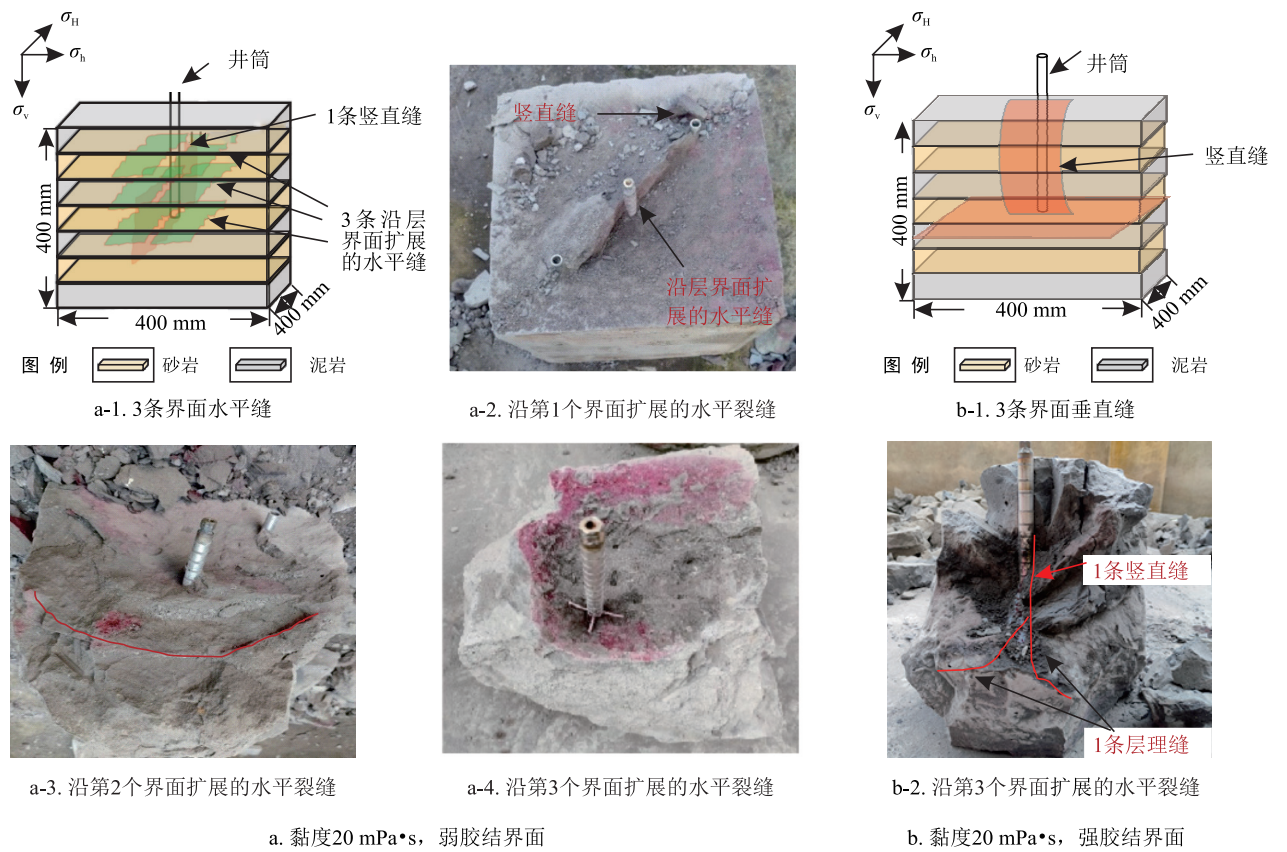


图 3 多层叠置储层缝网扩展室内试验裂缝形态示意图

注： σ_h 、 σ_H 分别代表最大、最小水平主应力方向， σ_v 代表垂向水平主应力方向。

和相交的多场耦合扩展模式。将基质和天然裂缝分开建模，通过离散裂缝网络模型定量刻画储层天然裂缝的空间展布、几何形态及参数；开发了在所有页岩基质单元间嵌入天然裂缝单元的程序，形成了考虑天然裂缝的三维可视化建模技术。发展了基于显式时间积分算法的双线性黏聚力水力裂缝本构方程，描述流体驱动作用下的裂缝张拉、剪切和混合破裂行为，实现了对复杂裂缝生成机理的分类刻画，

建立了含天然裂缝储层缝网扩展的 DFN—FEM 流固耦合模型（图 4），其中 u 表示位移， p_m 表示基质处压力， p_f 表示裂缝内压力，提出了页岩储层双重介质多裂缝起裂与扩展（含裂缝面剪切摩擦过程）的数值模拟方法，解决了水力压裂复杂裂缝的相交与分叉扩展模拟难题。

通过页岩储层裂缝扩展模型，开展压裂施工参数（施工排量、压裂液黏度）、工艺参数（簇数、簇

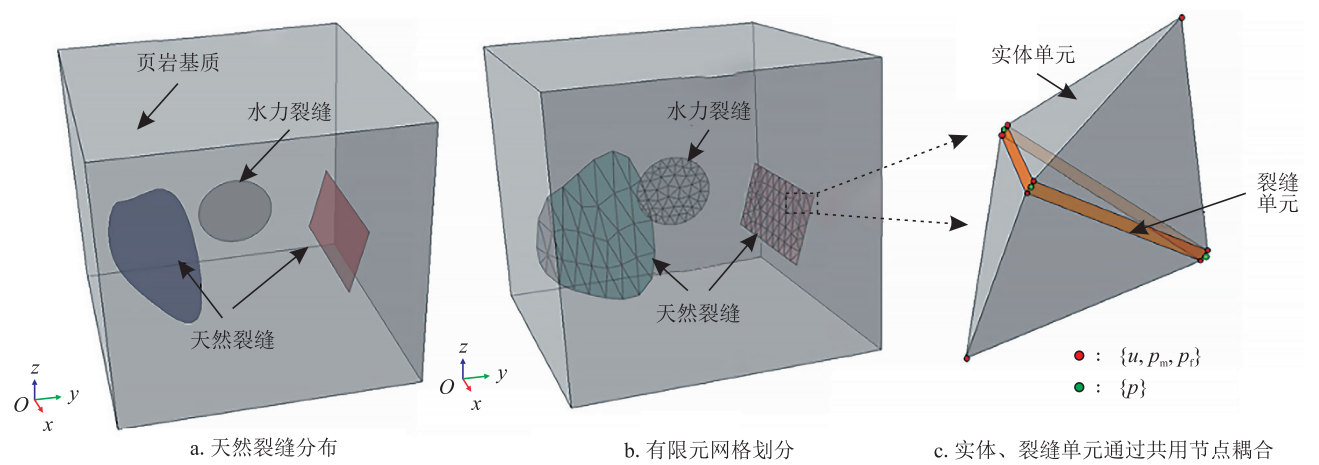


图 4 含天然裂缝储层的 DFN—FEM 模型及数值模拟方法示意图

间距、射孔孔眼数) 等对复杂裂缝穿层扩展的数值模拟研究, 揭示了限流压裂工艺参数对裂缝多簇起裂扩展、改造体积和缝内压力的影响规律, 如 4 簇射孔孔眼压裂, 簇间距设为 10 m, 射孔孔眼组合为 3—6—6—3 孔, 施工排量为 $12 \text{ m}^3/\text{min}$, 压裂液黏度为 $30 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 时, 4 簇裂缝扩展最均衡。图 5 是泵注不同黏度压裂液的缝网形态, 由图可见, 压裂

液黏度会显著影响页岩储层的缝网形态, 变黏度压裂液能兼顾缝网复杂程度、有效改造体积和有效缝宽, 以此提出了“初期泵注低黏度压裂液形成复杂裂缝、后期泵注高黏度压裂液促进缝高纵向扩展”组合压裂液新模式(图 5), 压裂液变黏度组合为 3—9—14—21—45 $\text{mPa} \cdot \text{s}$ 时缝网改造体积和缝宽均为最优^[47]。

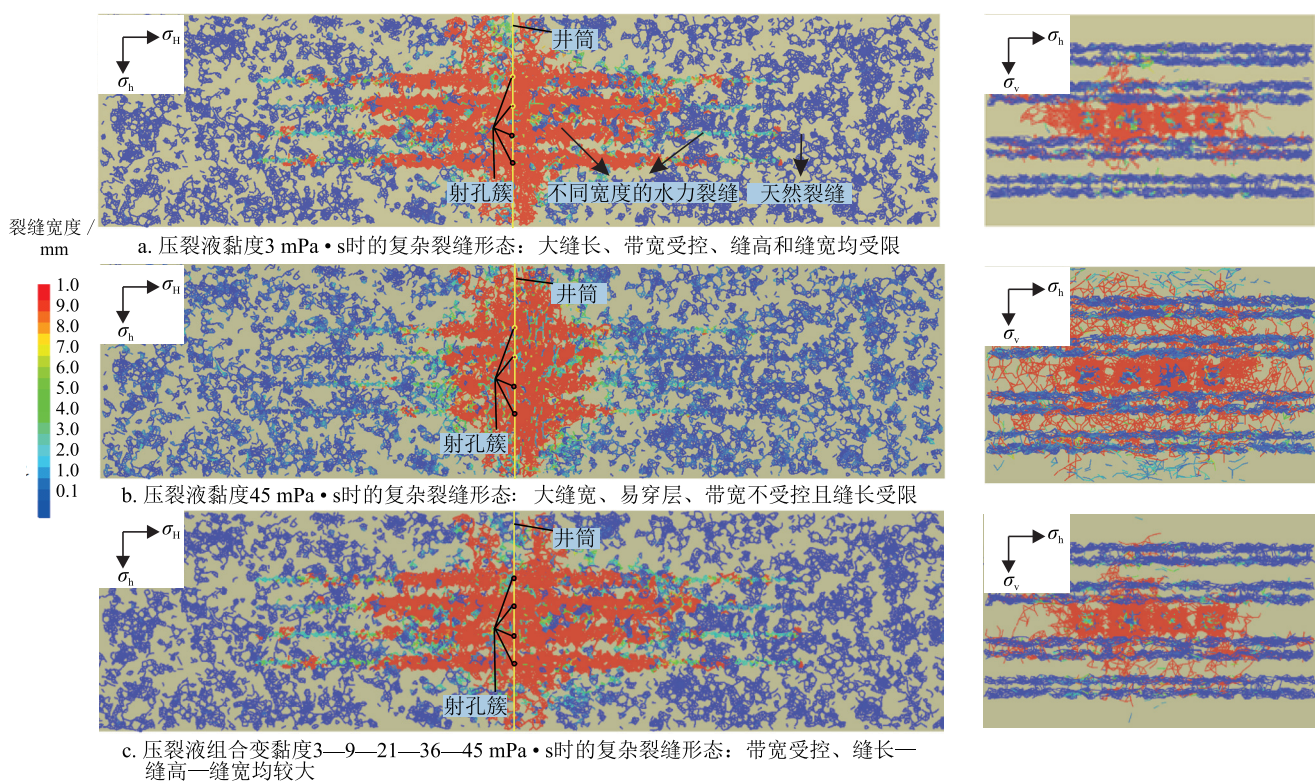


图 5 不同压裂液黏度下的复杂裂缝形态图

4 主裂缝脉冲加砂的四级高导流缝网压裂新方法

济阳坳陷页岩油气藏基础物性差、原油黏度高, 常规连续加砂压裂形成缝网的导流能力难以满足经济高效开采需求。如 B1H 井压后 1 个月, 页岩油产量从峰值 8.22 t/d 跌至不足 1 t/d , 因此需要探索新的加砂压裂方法, 选择合适的支撑剂柱尺寸, 尽可能提高缝网的导流能力, 增强页岩油在缝网内的流动能力, 提高最终产量。复杂缝网可分为自支撑缝、分支裂缝和主裂缝。自支撑缝通过裂缝表面的凹凸实现自支撑; 分支裂缝内含少量单层或多层支撑剂, 连接主裂缝和自支撑裂缝; 主裂缝内铺置多层支撑剂, 与井眼直接相连。支撑剂柱的几何特征及其间距将决定裂缝闭合后通道的最终形态及其导流能力。如何构建“乡村道路(自支撑裂缝)—县省道(分支裂缝)—

高速公路(簇式支撑主裂缝)”高导流能力组合缝网, 选择能形成高导流能力稳定渗流通道的支撑剂柱尺寸、间距, 是复杂页岩油气储层发挥体积压裂优势、高效稳产的关键。

4.1 簇式支撑主裂缝的高导流加砂方法

针对济阳坳陷页岩油气藏复杂储层特征和原油特性, 提出了簇式支撑主裂缝的高导流加砂方法, 该方法通过交替脉冲泵注纯压裂液和携砂液, 以纤维聚砂成柱(图 6), 实现支撑剂柱在裂缝内的不连续分布, 形成开放的流体渗流通道, 原油流动也由达西流变为高速非线性流, 显著提高了裂缝网络的导流能力。支撑剂柱的几何特征及其间距决定裂缝闭合后通道的最终形态及其导流能力; 通过实验首次建立了支撑剂柱非线性变形本构模型, 发现簇式支撑裂缝导流能力和连续铺砂裂缝相比可提高 $5 \sim 7$ 倍^[48]。

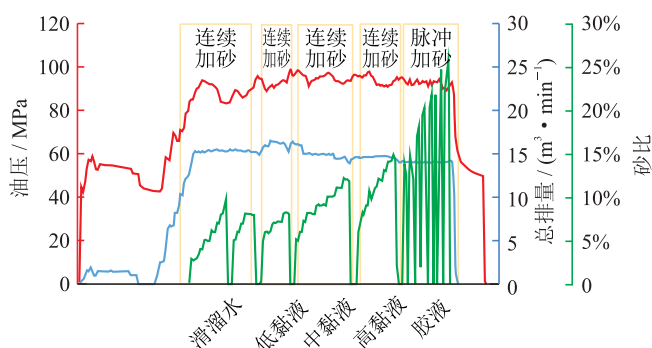


图 6 前期连续加砂，后期主裂缝脉冲加砂压裂曲线图

4.2 裂缝导流能力预测模型与关键参数优化

综合考虑支撑剂柱与裂缝面的非线性变形、支撑剂颗粒的嵌入情况等，在储层—支撑剂柱非均匀缝宽的导流能力预测模型中，创新性引入裂缝非均匀变形、支撑剂柱高度减小、支撑剂颗粒嵌入引起的缝宽变化量，解决了传统模型无法考虑支撑剂柱和裂缝面非线性变形的难题^[49-50]。针对济阳坳陷页岩油气藏的岩石力学及地应力特征，在储层闭合应力 60 MPa、杨氏模量 30 GPa、单簇排量 5 m³/min 条件下（通常设置 3 簇，施工参数见表 2），开展了不同支撑剂柱直径、不同支撑剂柱间距下的主裂缝导流

能力模拟，发现簇式支撑主裂缝导流能力随支撑剂柱间距先增大后减小，随支撑剂柱直径增大而减小，用于支撑通道的簇式支撑簇直径与距离最佳比率约为 0.6 ~ 0.7。通过模型计算，优化出当支撑剂柱直径为 0.3 ~ 0.75 m、柱直径与间距比为 0.58 ~ 0.64、携砂时间为 50 ~ 60 s、中顶液脉冲时间为 60 s 左右时，既能保持高导流通道的形成，也能保证主裂缝具有最大的裂缝导流能力^[48,50-52]。

4.3 CO₂ 与酸液联合降破促缝新方法

针对济阳坳陷非常规高灰质油气藏，提出了超临界 CO₂ 浸泡下页岩强度测试方法，揭示了超临界 CO₂ 作用下页岩强度弱化、脆性增强、孔隙度与渗透率增大的基质形变演化机理，室内实验结果显示：CO₂ 处理能将岩石的破裂强度降低 9% ~ 20%。以此提出了 CO₂ 与酸液联合降破促缝新方法，通过初期注入 200 tCO₂ 和 30 m³ 低黏度酸液，降低储层破裂压力达 19 MPa；随后大规模泵注压裂液，充分扩展复杂裂缝，并使混合酸液始终作用在高灰质储层裂缝尖端，产生酸蚀蚓孔缝，形成了“簇式支撑主裂缝+分支裂缝+自支撑裂缝+酸蚀蚓孔缝”的四级组合缝网新体系（图 7）。

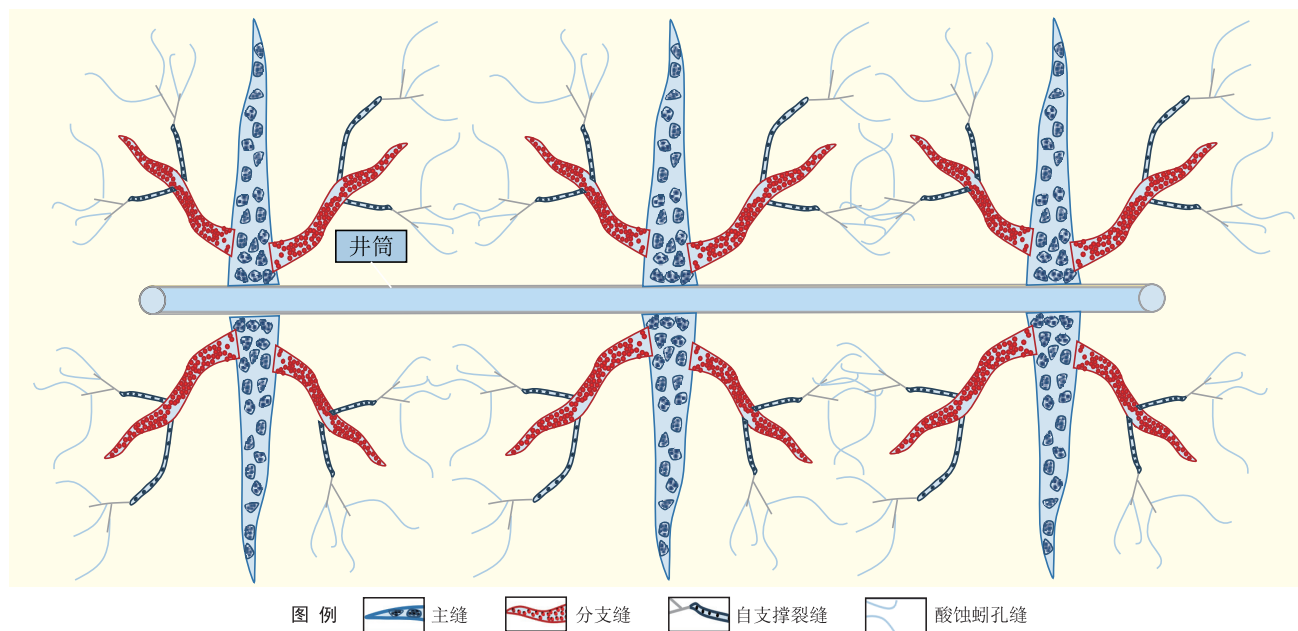


图 7 四级组合缝网新体系示意图

5 组合缝网高导流压裂新技术应用

针对纹层型页岩储层非均质性强、地应力高、原油黏度高的难题，构建了“双甜点布缝+压裂液变黏高黏+主裂缝脉冲加砂”的四级组合缝网高导流压裂新

技术，该技术在中国石化胜利油田渤南扇三角洲、东营北带砂砾岩、东营南坡滩坝砂等区块页岩油气藏已规模化应用，实现了济阳坳陷页岩油气勘探开发的战略性突破：2020 年投产的樊页平 1 井，最高日产油量为 171 t、日产气量为 1.6×10⁴ m³，创当年我国页岩油

气单井日产量最高纪录,至今仍保持日稳产 20 t 的成绩; 2022 年投产的丰页 1-IHF 井, 最高日产油量为 262.8 t, 创国内单井页岩油日产油量最高纪录, 支撑了济阳坳陷页岩油气国家级示范区建设方案通过专家论证。

6 结论

1) 基于地质—工程一体化思路, 充分考虑页岩油气富集、可动性、页岩纹层型等特征, 提出了综合岩屑、岩心、测井和地震资料的多尺度多因素三维工程甜点评价方法, 构建了复杂储层“地质—工程”双甜点三维评价模型, 指导了济阳坳陷页岩油气储层井位布置、压裂层位及射孔位置优选, 为复杂页岩储层压裂优化提供了理论与技术支撑。

2) 针对济阳坳陷页岩油气藏构造复杂、储层非均质强、原油黏度高的难题, 创新性提出了综合“双甜点布缝+CO₂与酸液降破促缝+压裂液变黏高黏+主裂缝脉冲加砂”的四级组合缝网高导流压裂新技术, 实现了济阳坳陷页岩油气的勘探突破, 支撑了济阳坳陷页岩油气国家级示范区建设。

3) 当前储层甜点预测多参考储层静态参数, 如何将“地质—工程”双甜点评价方法与压裂微地震实时监测结果、动态压裂施工数据相结合, 动态实时更新三维储层模型, 及时优化调整压裂施工方案; 当前建立三维地应力模型时, 储层岩相与岩石力学特征关联性分析不足, 如何关联地质—力学耦合单井岩相与测井曲线, 建立基于岩心—测井的地质—力学耦合岩相模型, 提取、优选对地质—力学耦合岩相敏感的地震属性, 形成耦合地质、测井和地震信息的岩相三维双甜点模型, 将是未来亟须攻关的重要方向。

参 考 文 献

- [1] 刘惠民, 于炳松, 谢忠怀, 等. 陆相湖盆富有机质页岩微相特征及对页岩油富集的指示意义——以渤海湾盆地济阳坳陷为例[J]. 石油学报, 2018, 39(12): 1328-1343.
LIU Huimin, YU Bingsong, XIE Zhonghuai, et al. Characteristics and implications of micro-lithofacies in lacustrine-basin organic-rich shale: A case study of Jiyang Depression, Bohai Bay Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39(12): 1328-1343.
- [2] 李国欣, 刘国强, 侯雨庭, 等. 陆相页岩油有利岩相优选与压裂参数优化方法[J]. 石油学报, 2021, 42(11): 1405-1416.
LI Guoxin, LIU Guoqiang, HOU Yuting, et al. Optimization method of favorable lithofacies and fracturing parameter for continental shale oil[J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(11): 1405-1416.
- [3] 孙龙德, 邹才能, 贾爱林, 等. 中国致密油气发展特征与方向[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(6): 1015-1026.
SUN Longde, ZOU Caineng, JIA Ailin, et al. Development characteristics and orientation of tight oil and gas in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(6): 1015-1026.
- [4] 张善文. 中国东部老区第三系油气勘探思考与实践——以济阳坳陷为例[J]. 石油学报, 2012, 33(增刊 1): 53-62.
ZHANG Shanwen. Thinking and practice of Tertiary oil and gas exploration of maturing region in eastern China: A case study of Jiyang Depression[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(S1): 53-62.
- [5] 宋明水, 刘惠民, 王勇, 等. 济阳坳陷古近系页岩油富集规律认识与勘探实践[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(2): 225-235.
SONG Mingshui, LIU Huimin, WANG Yong, et al. Enrichment rules and exploration practices of Paleogene shale oil in Jiyang Depression, Bohai Bay Basin, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(2): 225-235.
- [6] 邹才能, 谢增业, 李剑, 等. 典型碳酸盐岩大气田规模聚集差异性及其主控因素——以四川盆地安岳气田和鄂尔多斯盆地靖边气田为例[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(1): 1-15.
ZOU Caineng, XIE Zengye, LI Jian, et al. Differences and main controlling factors of large-scale gas accumulations in typical giant carbonate gas fields: A case study on Anyue Gas Field in the Sichuan Basin and Jingbian Gas Field in the Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(1): 1-15.
- [7] 朱海燕, 龚丁, 张兵. 致密砂岩气储层多尺度“地质—工程”双甜点评价新方法[J]. 天然气工业, 2023, 43(6): 76-86.
ZHU Haiyan, GONG Ding, ZHANG Bing. A multi-scale geology-engineering sweet spot evaluation method for tight sandstone gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(6): 76-86.
- [8] 唐煊赫, 朱海燕, 李奎东. 基于 FEM—DFN 的页岩气储层水力压裂复杂裂缝交错扩展模型[J]. 天然气工业, 2023, 43(1): 162-176.
TANG Xuanhe, ZHU Haiyan, LI Kuidong. A FEM-DFN-based complex fracture staggered propagation model for hydraulic fracturing of shale gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(1): 162-176.
- [9] SHAKYA S, LI Bingxin, ETIENNE X. Shale revolution, oil and gas prices, and drilling activities in the United States[J]. Energy Economics, 2022, 108: 105877.
- [10] 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.
- [11] THOMAS M, PIDGEON N, BRADSHAW M. Shale development in the US and Canada: A review of engagement practice[J]. The Extractive Industries and Society, 2018, 5(4): 557-569.
- [12] 邹才能, 杨智, 朱如凯, 等. 中国非常规油气勘探开发与理论技术进展[J]. 地质学报, 2015, 89(6): 979-1007.
ZOU Caineng, YANG Zhi, ZHU Rukai, et al. Progress in China's unconventional oil & gas exploration and development and theoretical technologies[J]. Acta Geologica Sinica, 2015, 89(6): 979-1007.
- [13] 王世谦, 王书彦, 满玲, 等. 页岩气选区评价方法与关键参数[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2013, 40(6): 609-620.
WANG Shiqian, WANG Shuyan, MAN Ling, et al. Appraisal

- method and key parameters for screening shale gas play[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2013, 40(6): 609-620.
- [14] 郭建春, 梁豪, 赵志红, 等. 页岩气水平井分段压裂优化设计方法——以川西页岩气藏某水平井为例[J]. 天然气工业, 2013, 33(12): 82-86.
GUO Jianchun, LIANG Hao, ZHAO Zhihong, et al. An optimal design of multi-stage fracturing for horizontal shale gas wells: A case study from the western Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(12): 82-86.
- [15] 薛凤龙. 页岩油气水平井分段技术现状与下步攻关方向[J]. 江汉石油职工大学学报, 2023, 36(1): 60-62.
XUE Fenglong. Status quo of shale oil and gas staged fracturing technology in horizontal wells and its direction of research[J]. Journal of Jiangnan Petroleum University of Staff and Workers, 2023, 36(1): 60-62.
- [16] 张善文, 张林晔, 李政, 等. 济阳拗陷古近系页岩油气形成条件[J]. 油气地质与采收率, 2012, 19(6): 1-5.
ZHANG Shanwen, ZHANG Linye, LI Zheng, et al. Formation conditions of Paleogene shale oil and gas in Jiyang Depression[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012, 19(6): 1-5.
- [17] 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.
- [18] 赵贤正, 周立宏, 蒲秀刚, 等. 陆相湖盆页岩层系基本地质特征与页岩油勘探突破——以渤海湾盆地沧东凹陷古近系孔店组二段一亚段为例[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(3): 361-372.
ZHAO Xianzheng, ZHOU Lihong, PU Xiugang, et al. Geological characteristics of shale rock system and shale oil exploration in a lacustrine basin: A case study from the Paleogene 1st sub-member of Kong 2 Member in Cangdong Sag, Bohai Bay Basin, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(3): 361-372.
- [19] 王勇, 王学军, 宋国奇, 等. 渤海湾盆地济阳拗陷泥页岩岩相与页岩油富集关系[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(5): 696-704.
WANG Yong, WANG Xuejun, SONG Guoqi, et al. Genetic connection between mud shale lithofacies and shale oil enrichment in Jiyang Depression, Bohai Bay Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(5): 696-704.
- [20] 袁建强. 济阳拗陷页岩油多层立体开发关键工程技术[J]. 石油钻探技术, 2023, 51(1): 1-8.
YUAN Jianqiang. Key engineering technologies for three-dimensional development of multiple formations of shale oil in Jiyang Depression[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2023, 51(1): 1-8.
- [21] 刘合, 匡立春, 李国欣, 等. 中国陆相页岩油完井方式优选的思考与建议[J]. 石油学报, 2020, 41(4): 489-496.
LIU He, KUANG Lichun, LI Guoxin, et al. Considerations and suggestions on optimizing completion methods of continental shale oil in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(4): 489-496.
- [22] 杨勇. 济阳陆相断陷盆地页岩油富集高产规律[J]. 油气地质与采收率, 2023, 30(1): 1-20.
YANG Yong. Enrichment and high production regularities of shale oil reservoirs in continental rift basin: A case study of Jiyang Depression, Bohai Bay Basin[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2023, 30(1): 1-20.
- [23] 郝雪峰, 尹丽娟, 林璐. 济阳拗陷油藏类型及属性分布有序性[J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(1): 8-13.
HAO Xuefeng, YIN Lijuan, LIN Lu. Ordered distribution of reservoir type and its attributes in Jiyang Depression[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(1): 8-13.
- [24] 张顺, 刘惠民, 刘雅利, 等. 渤海湾盆地济阳拗陷页岩油地质甜点类型划分[J]. 地质论评, 2021, 67(增刊 1): 237-238.
ZHANG Shun, LIU Huimin, LIU Yali, et al. Shale oil geological dessert types in Jiyang Depression, Bohai Bay Basin[J]. Geological Review, 2021, 67(S1): 237-238.
- [25] 宁方兴, 王学军, 郝雪峰, 等. 济阳拗陷页岩油甜点评价方法研究[J]. 科学技术与工程, 2015, 15(35): 11-16.
NING Fangxing, WANG Xuejun, HAO Xuefeng, et al. Evaluation method of shale oil sweetspots in Jiyang Depression[J]. Science Technology and Engineering, 2015, 15(35): 11-16.
- [26] 王永诗, 高阳, 方正伟. 济阳拗陷古近系致密储集层孔喉结构特征与分类评价[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(2): 266-278.
WANG Yongshi, GAO Yang, FANG Zhengwei. Pore throat structure and classification of Paleogene tight reservoirs in Jiyang Depression, Bohai Bay Basin, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(2): 266-278.
- [27] 张善文, 曾溅辉, 肖焕钦, 等. 济阳拗陷岩性油气藏充满度大小及分布特征[J]. 地质论评, 2004, 50(4): 365-369.
ZHANG Shanwen, ZENG Jianhui, XIAO Huanqin, et al. Oil-gas filling degree and distribution characteristics of the lithological oil-gas reservoir in the Jiyang Depression[J]. Geological Review, 2004, 50(4): 365-369.
- [28] 孙焕泉. 济阳拗陷页岩油勘探实践与认识[J]. 中国石油勘探, 2017, 22(4): 1-14.
SUN Huanquan. Exploration practice and cognitions of shale oil in Jiyang Depression[J]. China Petroleum Exploration, 2017, 22(4): 1-14.
- [29] 张林晔, 李政, 朱日房, 等. 济阳拗陷古近系存在页岩气资源的可能性[J]. 天然气工业, 2008, 28(12): 26-29.
ZHANG Linye, LI Zheng, ZHU Rifang, et al. Resource potential of shale gas in Paleogene in Jiyang Depression[J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(12): 26-29.
- [30] 宁方兴. 济阳拗陷页岩油富集机理[J]. 特种油气藏, 2015, 22(3): 27-30.
NING Fangxing. Mechanism of shale oil enrichment in Jiyang Depression[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2015, 22(3): 27-30.
- [31] 王民, 马睿, 李进步, 等. 济阳拗陷古近系沙河街组湖相页岩油赋存机理[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(4): 789-802.
WANG Min, MA Rui, LI Jinbu, et al. Occurrence mechanism of lacustrine shale oil in the Paleogene Shahejie Formation of Jiyang Depression, Bohai Bay Basin, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(4): 789-802.
- [32] 刘雅丽, 刘鹏. 陆相富有机质泥页岩中夹层特征及其作用——以济阳拗陷为例[J]. 油气地质与采收率, 2019, 26(5): 1-9.
LIU Yali, LIU Peng. Interlayer characteristics and their effect on continental facies organic-rich shale: A case study of Jiyang Depression[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(5): 1-9.
- [33] 熊伟, 闵伟, 尚冰, 等. 济阳拗陷地层型油气藏成藏模式[J]. 地球科学(中国地质大学学报), 2007, 32(2): 219-226.
XIONG Wei, MIN Wei, SHANG Bing, et al. Strata reservoir

- forming mode in Jiyang Depression[J]. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 2007, 32(2): 219-226.
- [34] 林腊梅, 程付启, 刘骏锐, 等. 济阳拗陷渤南洼陷沙一段页岩油资源潜力评价[J]. *中国海上油气*, 2022, 34(4): 85-96.
LIN Lamei, CHENG Fuqi, LIU Junrui, et al. Evaluation of shale oil resource potential in the Es1 Member in Bonan sag, Jiyang depression[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2022, 34(4): 85-96.
- [35] 马炳杰, 范菲, 孙志刚, 等. 济阳拗陷纹层状页岩油流动能力影响因素实验[J]. *大庆石油地质与开发*, 2022, 41(5): 153-159.
MA Bingjie, FAN Fei, SUN Zhigang, et al. Experimental study on influencing factors of shale oil flow capacity in laminar shale in Jiyang Depression[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2022, 41(5): 153-159.
- [36] 包友书. 济阳拗陷超压和应力场对页岩油富集的影响[J]. *断块油气田*, 2018, 25(5): 585-588.
BAO Youshu. Influence of overpressure and stress on shale oil enrichment in Jiyang Depression[J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2018, 25(5): 585-588.
- [37] 刘鹏, 张磊, 王胜奎, 等. 济阳拗陷古近系页岩油运移路径探讨及其石油地质意义[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2022, 46(6): 89-98.
LIU Peng, ZHANG Lei, WANG Shengkui, et al. Discussion on migration path of Paleogene shale oil in Jiyang Depression and its petroleum geological significance[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2022, 46(6): 89-98.
- [38] 韩来聚, 杨春旭. 济阳拗陷页岩油水平井钻井完井关键技术[J]. *石油钻探技术*, 2021, 49(4): 22-28.
HAN Laiju, YANG Chunxu. Key technologies for drilling and completion of horizontal shale oil wells in the Jiyang Depression[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2021, 49(4): 22-28.
- [39] 朱海燕, 徐鑫勤, 钟安海, 等. 深层页岩油水平井密切割裂缝均衡扩展数值模拟——以胜利油田 YYP1 井为例[J]. *石油与天然气地质*, 2022, 43(1): 229-240.
ZHU Haiyan, XU Xinqin, ZHONG Anhai, et al. Numerical simulation of evenly propagating hydraulic fractures with smaller cluster spacing in the horizontal Well YYP1 for deep shale oil in the Shengli Oilfield[J]. *Oil & Gas Geology*, 2022, 43(1): 229-240.
- [40] 宁方兴, 王学军, 郝雪峰, 等. 济阳拗陷不同岩相页岩油赋存机理[J]. *石油学报*, 2017, 38(2): 185-195.
NING Fangxing, WANG Xuejun, HAO Xuefeng, et al. Occurrence mechanism of shale oil with different lithofacies in Jiyang Depression[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2017, 38(2): 185-195.
- [41] 梁兴, 朱斗星, 韩冰, 等. 地震地质工程一体化技术及其在山地页岩气勘探开发中的应用[J]. *天然气工业*, 2022, 42(增刊 1): 8-15.
LIANG Xing, ZHU Douxing, HAN Bing, et al. Seismic geology and engineering integration technology and its application in mountain shale gas exploration and development[J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(S1): 8-15.
- [42] 聂永生, 田景春, 魏生祥, 等. 裂缝三维地质建模的难点与对策[J]. *油气地质与采收率*, 2013, 20(2): 39-41.
NIE Yongsheng, TIAN Jingchun, WEI Shengxiang, et al. Difficulties and treatments in three-dimensional geological modeling of fractural reservoirs[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2013, 20(2): 39-41.
- [43] 欧成华, 李朝纯. 页岩岩相表征及页理缝三维离散网络模型[J]. *石油勘探与开发*, 2017, 44(2): 309-318.
OU Chenghua, LI Chaochun. 3D discrete network modeling of shale bedding fractures based on lithofacies characterization[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2017, 44(2): 309-318.
- [44] LIU Qingyou, TAO Lei, ZHU Haiyan, et al. Macroscale mechanical and microscale structural changes in Chinese Wufeng shale with supercritical carbon dioxide fracturing[J]. *SPE Journal*, 2017, 23(3): 691-703.
- [45] 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.
- [46] 欧阳伟平, 孙贺东, 韩红旭. 致密气藏水平井多段体积压裂复杂裂缝网络试井解释新模型[J]. *天然气工业*, 2020, 40(3): 74-81.
OUYANG Weiping, SUN Hedong, HAN Hongxu. A new well test interpretation model for complex fracture networks in horizontal wells with multi-stage volume fracturing in tight gas reservoirs[J]. *Natural Gas Industry*, 2020, 40(3): 74-81.
- [47] HUANG Chuhao, ZHU Haiyan, WANG Jiandong, et al. A FEM-DFN model for the interaction and propagation of multi-cluster fractures during variable fluid-viscosity injection in layered shale oil reservoir[J]. *Petroleum Science*, 2022, 19(6): 2796-2809.
- [48] ZHANG Fengshou, ZHU Haiyan, ZHOU Hanguo, et al. Discrete-element-method/computational-fluid-dynamics coupling simulation of proppant embedment and fracture conductivity after hydraulic fracturing[J]. *SPE Journal*, 2017, 22(2): 632-644.
- [49] 朱海燕, 刘英君, 王向阳, 等. 考虑支撑剂颗粒破碎的页岩分支裂缝导流能力[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2022, 46(1): 72-79.
ZHU Haiyan, LIU Yingjun, WANG Xiangyang, et al. Modeling on conductivity of branched fractures of shale gas reservoir considering proppant fragmentation[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2022, 46(1): 72-79.
- [50] ZHU Haiyan, ZHAO Yapu, FENG Yongcun, et al. Modeling of fracture width and conductivity in channel fracturing with nonlinear proppant-pillar deformation[J]. *SPE Journal*, 2019, 24(3): 1288-1308.
- [51] 肖阳, 刘守昱, 何永志, 等. 致密砂岩裂缝性气藏缝网压裂裂缝复杂程度评价方法[J]. *特种油气藏*, 2022, 29(2): 157-163.
XIAO Yang, LIU Shouyu, HE Yongzhi, et al. Evaluation method of fracture complexity of fracture network fracturing for tight sandstone fractured gas reservoir[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2022, 29(2): 157-163.
- [52] ZHU Haiyan, SHEN Jiandong, ZHANG Fengshou. A fracture conductivity model for channel fracturing and its implementation with Discrete Element Method[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, 172: 149-161.

