

# 基于数值模型的高泥质疏松砂岩储层产能主控因素分析

张云鹏,高尚,符扬洋,代磊阳,牟媚,张璐

中国海油石油有限公司天津分公司渤海石油研究院 天津 300459

项目支持:中海油天津分公司科研项目“高泥质疏松砂岩油藏压裂工艺研究”(CCL2024TJT0NST1043)

引用:张云鹏,高尚,符扬洋,等. 基于数值模型的高泥质疏松砂岩储层产能主控因素分析[J]. 油气井测试,2025,34(6):64-69.

Cite: ZHANG Yunpeng, GAO Shang, FU Yangyang, et al. Main control factors analysis of production capacity in argillaceous unconsolidated sandstone reservoirs based on numerical models [J]. Well Testing, 2025,34(6): 64-69.

**摘要** 高泥质疏松砂岩储层压裂改造后产能变化规律尚不清晰,压裂参数与生产制度优化缺乏可靠的定量评价基础,严重制约了该类油藏储量的有效动用。以渤海某高泥质疏松砂岩油藏为研究对象,建立三维数值模型并通过历史拟合约束地质与工程参数,模拟裂缝长度、导流能力、注水强度和生压差组合变化对产能的影响,并采用 Pearson 相关性识别开发前后期主控因素。结果表明,开发前期产能主要受裂缝导流能力和注水强度控制,后期则以生压差和裂缝长度为主。推荐裂缝长度 120~160 m、导流能力 $>1\ 000\ \text{mD}\cdot\text{m}$ ,配合生压差约 8 MPa、注水强度 70~90  $\text{m}^3/\text{d}$ ,可有效提高产能。上述成果应用于渤海某油田 A 井压裂改造设计,结果表明该研究能够合理平衡压裂规模、裂缝导流能力和生压差。该成果为提高同类型油藏的开发效果提供了有力支撑。

**关键词** 渤海油田;高泥质疏松砂岩;产能主控因素;数值模拟;压裂改造;生产制度优化;Pearson 相关性

**中图分类号**:TE349 **文献标识码**:B **DOI**:10.19680/j.cnki.1004-4388.2025.06.010

## Main control factors analysis of production capacity in argillaceous unconsolidated sandstone reservoirs based on numerical models

ZHANG Yunpeng, GAO Shang, FU Yangyang, DAI Leiyang, MOU Mei, ZHANG Lu

Bohai Petroleum Research Institute, China National Offshore Oil Corporation Limited, Tianjin 300459, China

**Abstract:** The post-fracturing productivity behaviour of high-argillaceous unconsolidated sandstone reservoirs remains insufficiently understood, and the optimization of fracturing parameters and production regimes lacks a reliable quantitative evaluation basis, which seriously constrains the effective utilization of reserves in such reservoirs. In this study, a 3D numerical model is established for a high-argillaceous unconsolidated sandstone reservoir in the Bohai sea and geological as well as engineering parameters are constrained through history matching. On this basis, the combined effects of fracture length, fracture conductivity, water injection intensity and production pressure differential on productivity are simulated, and the dominant controlling factors in the early and late development stages are identified using Pearson correlation analysis. The results show that productivity in the early development stage is mainly controlled by fracture conductivity and water injection intensity, whereas in the later stage it is dominated by production pressure differential and fracture length. A recommended parameter combination of fracture length 120~160 m and fracture conductivity  $>1\ 000\ \text{mD}\cdot\text{m}$ , together with a production pressure differential of about 8 MPa and a water injection intensity of 70~90  $\text{m}^3/\text{d}$ , can effectively enhance productivity. This study provides a methodological basis for the quantitative characterization of productivity-controlling patterns in high-argillaceous unconsolidated sandstone reservoirs and offers technical support for the optimization of fracturing treatment parameters in similar reservoirs.

**Keywords:** Bohai oilfield; high-argillaceous unconsolidated sandstone; productivity-controlling factors; numerical simulation; fracturing stimulation; optimization of the production system; Pearson correlation

我国疏松砂岩油气储量非常丰富,其产量在原油总产量中占有十分重要的地位<sup>[1-2]</sup>。随着优质油气藏勘探开发的不断深入,人们不得不将开发的目标转向劣质的油气藏,高泥质疏松砂岩储层逐渐成

为重要的开发对象<sup>[3-5]</sup>。储层的物性特征对生产潜力有着至关重要的影响,如渤海某油田高泥质疏松砂岩储层,该类型储层岩心物性差,在常规开发方式下难以实现有效开发<sup>[6]</sup>。然而由于高泥质疏松

砂岩储层埋藏浅、成岩差、胶结弱,裂缝起裂机理和规律不明确,压裂工艺参数优化缺乏理论基础和指导原则<sup>[7]</sup>。高泥质疏松砂岩储层的主要特征是泥质含量较高、岩性疏松且塑性强,这些因素使得该类储层在开发过程中具有较强的非均质性,影响着油气的运移和采收效率<sup>[8-10]</sup>。深入分析该类储层的物理性质、裂缝发育、以及泥质对流体流动的阻碍作用,对于优化开采方案、提升产能至关重要<sup>[11-14]</sup>。因此,开展高泥质疏松砂岩储层的产能主控因素研究,为该储层有效开发奠定理论基础,对提升油田开发效率和经济效益具有重要的意义。

本文通过数值方法建立了高泥质疏松砂岩油藏机理模型,分析了裂缝长度、导流能力、注水强度和生压差对高泥质疏松砂岩储层的产能影响程度,利用 Pearson 相关性评价方法分析产能的主控因素,并结合渤海某油田的实际情况,提出改造优化建议。

## 1 研究背景

渤海某油田位于辽东湾下辽河坳陷与辽西低凸起过渡带,受辽西 1 号断层控制形成北东向半背斜构造,储层岩性以中低模量疏松砂岩为主,泥质含量普遍达到 30%~40%,孔隙度<27%,电阻率<10  $\Omega \cdot m$ ,被划分为差油层。该类储层具有胶结方式弱、塑性强,层间非均质性强等特征。这些因素共同导致在压裂改造时存在着以下三方面关键挑战:首先,高泥质含量与弱胶结结构导致起裂应力高度敏感,裂缝易发生偏折、分支或受泥质条带控制而

提前终止,使裂缝扩展规律具有强不确定性;其次,压后导流能力受应力敏感性、支撑剂嵌入及裂缝闭合行为影响显著,裂缝几何规模与生产制度之间的耦合关系尚未明确,造成增产效果预测困难;最后,海上作业条件下针对高泥质疏松砂岩的压裂液体系及施工参数缺乏成熟经验。综上,亟需基于实验、数值模拟与现场试验开展系统研究,明确裂缝扩展机理及改造方案。

## 2 高泥质疏松砂岩油藏数值模型

高泥质疏松砂岩储层受泥质含量高、胶结弱和非均质性强等因素影响,渗流通道易受压裂扰动及细粒运移的共同控制,单靠常规试井与产能分析难以准确刻画压裂前后储层流动特征及参数变化对产能的影响规律。为在油藏尺度上定量评价裂缝长度、导流能力、注水强度和生压差等因素的耦合作用,有必要构建充分结合地质认识与工程实测数据的三维数值模型。本节在油藏地质与开发现状的基础上,建立高泥质疏松砂岩油藏数值模型并完成历史拟合,为后续产能敏感性分析和主控因素识别提供可靠的计算平台和参数基础<sup>[15-16]</sup>。

### 2.1 模型建立及参数

H 区块油层的纵向砂岩组有效厚度约为 0.6 m。如图 1 所示,为构建符合实际的油藏数值模型,初期在纵向上将油藏划分为 20 个模拟层,总计建立了  $332 \times 242 \times 20 = 1\ 606\ 880$  个网格节点,具体参数见表 1。

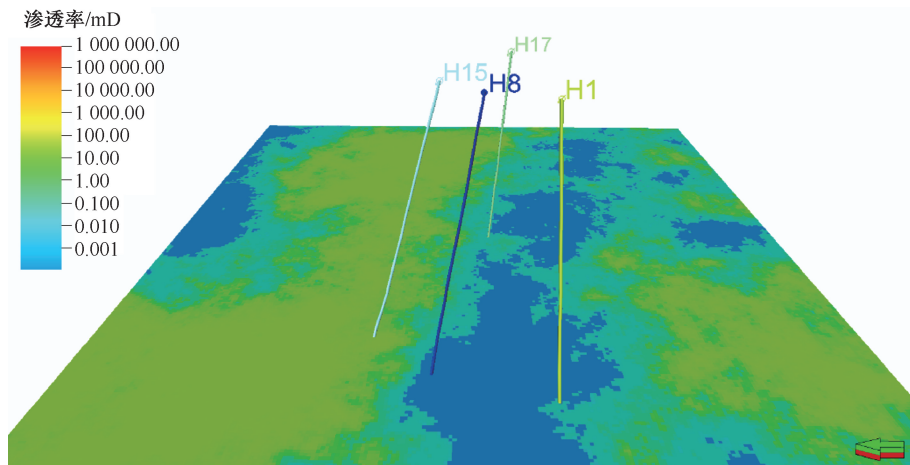


图 1 高泥质疏松砂岩油藏数值模型

Fig. 1 Numerical model of high argillaceous loose sandstone oil reservoirs

### 2.2 模型验证

历史拟合是油藏开发中的一个重要环节,它为

动态预测指标的准确性提供了前提和依据。通过对历史生产数据进行拟合,可以对地质模型和储层

表1 模型基本参数

Table 1 Basic parameters of the model

层位类型	数值
渗透率/mD	1 500
油藏顶深/m	1 750
注入量/( $\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$ )	141
井底流压/MPa	3.16
压力梯度/(MPa/100 m)	1.02
储层岩石压缩系数/ $\text{MPa}^{-1}$	$0.4 \times 10^{-4}$
地温梯度/( $^{\circ}\text{C}/100 \text{ m}$ )	3.22
饱和压力/MPa	7.00
溶解气油比/( $\text{m}^3/\text{m}^3$ )	15
地面原油密度/( $\text{t}/\text{m}^3$ )	0.985
原始地层压力/MPa	14.280

物性参数进行进一步的评估和优化,从而提高数值模型与实际油藏状态之间的吻合度。在本次历史拟合过程中,重点针对采油井的生产历史数据进行模拟和调整。模型的地层流体数据采用油田提供的真实数据导入,岩石属性根据针对高泥质疏松砂岩物性特征从 Petrel 数据库选用符合数据。拟合的井包括一口采油井 H8,三口注水井 H1, H15, H17。日产油和累产液拟合的时间跨度从 2001 年到 2024 年,涵盖了 24 年的生产数据。井底压力拟合的时间跨度从 2017 年到 2024 年,涵盖了 8 年的生产数据。在模拟过程中,最大时间步长设置为 5 d,以保证计算的精度和计算效率。为了提高拟合精度,调整了包括相对渗透率、含水饱和度、表皮因子等关键参数,并且充分考虑了注采过程中可能存在的计量误差等影响因素。拟合结果如图 2—图 4 所示,最终实现了较高的拟合精度,拟合结果达到了预期的准确性。

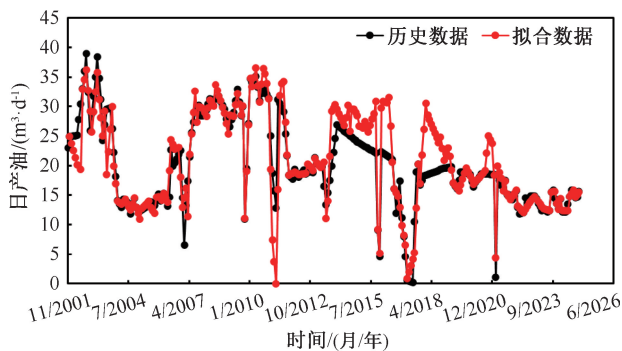


图2 日产油历史拟合效果

Fig. 2 Historical fitting effect of daily oil production

在拟合结果的验证过程中,整个模型的主要动态指标,包括日产油量、累积产液量、累积产水量以及井底流压等数据的拟合误差均控制在 5% 以内,显示出模型与实际油藏行为的高度一致性。此外,油层的平均压力值为 14 MPa,接近实际测试值,进

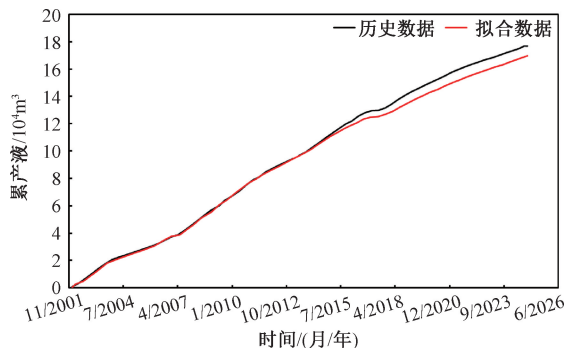


图3 累产液历史拟合效果

Fig. 3 The historical fitting effect of the accumulated liquid

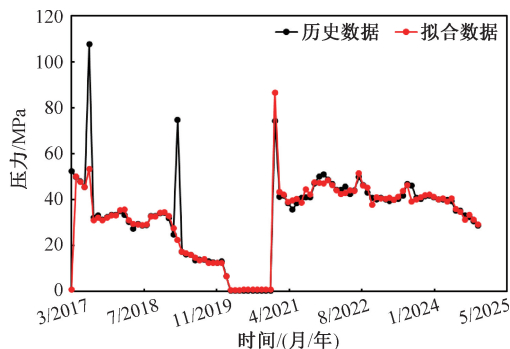


图4 井底压力历史拟合效果

Fig. 4 Historical fitting effect of bottom hole pressure

一步验证了地质模型的准确性和可靠性。

### 3 产能影响因素分析

为系统揭示不同压裂与生产参数对高泥质疏松砂岩储层产能的影响机理,有必要对各类因素进行逐项分解与敏感性评价。基于前述数值模型及历史拟合结果,本节从裂缝几何、导流能力和生产制度等方面入手,通过不同施工参数模拟对比,量化其对高泥质疏松砂岩油藏产能的影响规律。

#### 3.1 裂缝长度和导流能力

如图 5 所示,改造后累计产能与未改造产能之比( $C/C_0$ )反映了不同压裂参数对产能的影响。在前 0.5 年内,裂缝长度和导流能力增大,累计产量也随之提高。然而,在第 1 年、1.5 年和 2 年中,产能提升并不完全与裂缝参数的增大成正比。当裂缝内流体流速超过临界启动流速时,流体拖拽力会大于砂粒的抗剪切力与胶结力,导致裂缝壁面的砂粒被剥离并随流体发生运移。裂缝导流能力越大,流体流速越高,能够启动运移的砂粒粒径范围越广,参与运移的砂粒总量也越多,从而堵塞流体通道,降低产量。因此,在高泥质疏松砂岩中,压裂施工前应进行压裂规模与出砂评估,以优化施工参数。

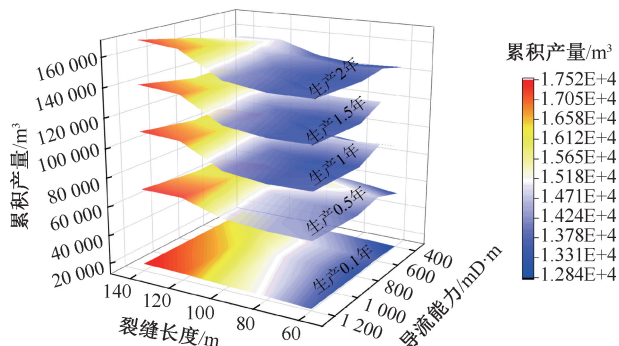


图5 不同压裂参数下增产效果图版

Fig. 5 Diagrams of stimulation effects under different fracturing parameters

### 3.2 生产压差和注水强度

如图6所示为不同生产参数对产能的影响效果。随着生产时间增加,注水强度对产能影响会发生反转。在前0.5年,需要提高生产压差和注水强度才能获得高产能。然而,在第1年之后,必须要降低注水强度才能保持高产能。这可能是因为注水强度过高时,会导致水突破形成水窜,使得水与油气一起生产,进而影响产量。水窜发生的本质是“指进效应”主导的非均匀渗流。低强度注水时,注入水与地层流体的黏度差、储层渗透率的微观非均质性对渗流的影响较弱,水驱前缘相对平整;当注水强度过高,注入压力梯度陡增,高渗透条带的渗流优势被急剧放大,注入水会沿高渗透条带快速突进,形成指进式水窜通道,会造成水突破。因此,在生产过程中需要适当降低注水强度。

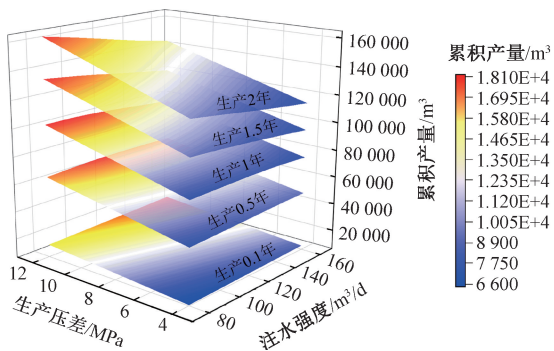


图6 不同生产参数下增产效果图版

Fig. 6 Diagrams of stimulation effects under different production parameters

### 3.3 产能主控因素分析

Pearson 相关系数 ( $R$ ) 是用于衡量两个连续变量间线性关系强度和方向的常用统计量,值越接近1或-1,表示变量间的线性关系越强。本文利用Pearson 相关性评价方法定量分析压裂参数和生产参数对产能的影响程度,结果如图7所示。裂缝长

度和生产压差在开发过程中一直与产能保持较高的正相关关系,根据现有压裂工艺和生产制度允许范围内,尽量形成较高的裂缝长度和生产压差。裂缝导流能力在生产前期占据主要地位,但是在生产中后期其对产能给贡献减小。注水强度在生产前期起到正相关作用,在生产中后期较高的注水强度反而不利于提高产能。在实际开发过程中,要根据产量变化及时动态调整注水强度,以保持高产。根据Pearson 系数大小,开发前期储层产能主控因素为:裂缝导流能力>注水强度>生产压差=裂缝长度;开发后期储层产能主控因素为:生产压差=裂缝长度>裂缝导流能力>注水强度。最优裂缝参数:裂缝长度120~160 m,导流能力大于1 000 mD·m。最优生产参数:生产压差8 MPa,注水强度70~90 m³/d。研究结论仅适用于与本研究油田目标区块地质、流体参数相近的同类型海上高泥质油藏。

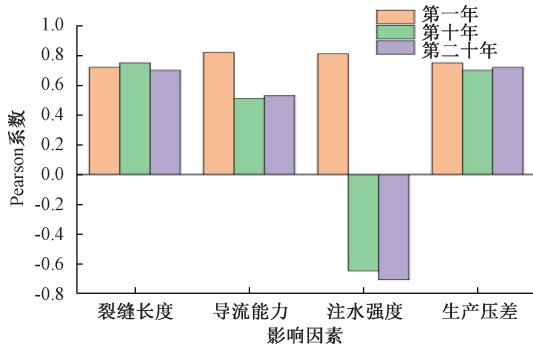


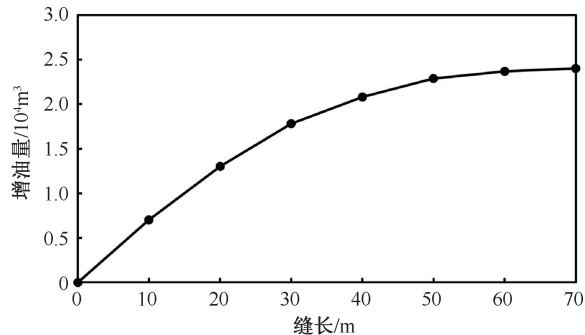
图7 不同年份下影响因素与产能联系

Fig. 7 The connection between influencing factors and production capacity in different years

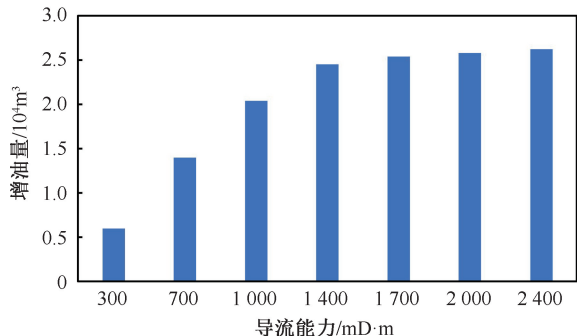
## 4 现场应用

为验证高泥质疏松砂岩储层产能主控因素认识及参数优化方法的有效性,将研究成果应用于渤海某油田A井压裂改造设计。该油田与整体表现为泥质含量较高、孔喉半径小、速敏矿物含量高,粘土矿物以高岭石、伊利石和伊蒙混层为主,速敏性和水敏性突出。A井生产层位为馆陶组L54~L84层,净厚约52.7~90.6 m,渗透率71~1 678 mD,平均约762.9 mD,孔隙度19.9%~28.9%,平均约24.67%,泥质含量3.4%~20.9%,平均约13.09%。投产初期该井油藏能量较充足,产量较高,但递减速度快,产液量明显低于周边邻井,先后实施的常规酸化改造措施增产幅度有限且持续时间短,表明储层内部存在一定程度的细粒运移和孔喉堵塞问题,单纯依靠酸化难以形成稳定高效导流通道。

基于本文建立的数值模型,在满足不穿越主要断层、避免压裂缝与大断层连通的前提下,开展压裂参数优化,结果如图8所示,在裂缝长度大于50 m,导流能力超过1 400 mD·m时,增油效果不明显,因此综合考虑经济考虑优选A井适宜的裂缝几何参数为:半缝长约50 m、裂缝导流能力约1 500 mD·m。



a. 缝长和增油量之间的关系



b. 导流能力和增油量之间的关系

图8 A井裂缝参数优化分析

Fig. 8 Optimization analysis of fracture parameters in well A

通过将“数值模拟+Pearson相关性评价”得到的主控因素认识与现场地质、工程约束相结合,形成了“主控因素识别+参数敏感性分析+裂缝与生产参数联合优化+现场分段压裂实施”的一体化技术路线。A井的压裂设计实践表明,该方法能够在高泥质疏松砂岩储层非均质性和敏感性条件下,合理平衡压裂规模、裂缝导流能力和生产制度,为提高同类型油藏的开发效果提供了有力支撑。

## 5 结论

(1) 建立的高泥质疏松砂岩油藏数值模型在日产量、累积产液量及井底流压等动态指标上拟合误差控制在5%以内,能够较好表征储层渗流与压裂改造响应特征,可作为评价压裂与生产参数组合效果的有效工具。

(2) 裂缝长度和导流能力对早期增产效果敏感,但裂缝导流能力过大易导致砂粒迁移加剧,堵

塞流体通道,削弱中后期产能。因此,压裂施工前需开展压裂规模和出砂风险评价,在保证有效导流的前提下合理控制裂缝导流能力与规模,实现增产与控砂的协同优化。

(3) Pearson相关性评价结果表明,开发前期储层产能主控因素依次为:裂缝导流能力 > 注水强度 > 生产压差 = 裂缝长度;开发后期则演化为:生产压差 = 裂缝长度 > 裂缝导流能力 > 注水强度。早期应侧重提高裂缝导流能力并配合较高注水强度以快速建产,后期则应维持较高生产压差和有效裂缝长度,同时降低注水强度以减缓水窜、稳产控降。

(4) 综合数值模拟与相关性分析,优选压裂与生产参数为:裂缝长度约120~160 m、裂缝导流能力大于1 000 mD·m,配合生产压差约8 MPa、注水强度70~90 m<sup>3</sup>/d,可显著提高高泥质疏松砂岩储层的累计产能。上述参数组合和调控思路可为同类型海上高泥质疏松砂岩油藏的压裂工艺优化和动态生产制度调整提供参考与借鉴。

致谢:感谢中国海油石油有限公司天津分公司同意本文公开发表。

## 参考文献

- [1] 张卫东,杨志成,魏亚蒙. 疏松砂岩水力压裂裂缝形态研究综述[J]. 力学与实践,2014,36(4):396-402.  
ZHANG Weidong, YANG Zhicheng, WEI Yameng. Advances research of hydraulic fractures in unconsolidated sands [J]. Mechanics in Engineering, 2014, 36(4): 396-402.
- [2] 杨琛. 泥质疏松砂岩储层水力压裂裂缝形态研究[D]. 青岛:中国石油大学(华东),2018:1-81.  
YANG Chen. Study on the fracture geometry of hydraulic fracture in the shaly loose sandstone reservoir [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2018: 1-81.
- [3] 杜志敏,马力宁,朱玉洁,等. 疏松砂岩气藏开发管理的关键技术[J]. 天然气工业,2008,28(1):103-107.  
DU Zhimin, MA Lining, ZHU Yujie, et al. Key technologies of unconsolidated sandstone gas reservoir development and management [J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(1): 103-107.
- [4] 李海平,贾爱林,何东博,等. 中国石油的天然气开发技术进展及展望[J]. 天然气工业,2010,30(1):5-8.  
LI Haiping, JIA Ailin, HE Dongbo, et al. Technical progress and outlook of natural gas development for the PetroChina [J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(1): 5-8.
- [5] 李宁静. 泥质疏松砂岩水力压裂裂缝扩展机理与模拟研究[D]. 北京:中国石油大学(华东),2016:1-84.

- LI Ningjing. Study on the mechanism and simulation of the hydraulic fracture propagation in the shaly loose sandstone [D]. Beijing: China University of Petroleum (East China), 2016: 1-84.
- [6] 王景鹤. 弱胶结泥质粉砂岩储层裂缝起裂扩展机理研究 [D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2023: 1-89.
- WANG Jinghe. Study on fracture initiation and propagation mechanism of weakly consolidated argillaceous siltstone reservoir [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2023: 1-89.
- [7] 袁文奎, 黄杰, 郭布民, 等. 泥质疏松砂岩裂缝起裂实验研究 [J]. 内蒙古石油化工, 2018, 44(4): 107-111.
- YUAN Wenkui, HUANG Jie, GUO Bumin, et al. Experimental study on fracture initiation in loose argillaceous sandstone [J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2018, 44(4): 107-111.
- [8] 兰夕堂, 黄宇科, 张丽平, 等. 中高渗疏松砂岩水力喷射压裂水动力封隔特性 [J]. 油气井测试, 2023, 32(6): 1-7.
- LAN Xitang, HUANG Yuke, ZHANG Liping, et al. Simulation and feasibility analysis of hydrodynamic sealing in hydraulic jet fracturing of medium to high permeability unconsolidated sandstone [J]. Well Testing, 2023, 32(6): 1-7.
- [9] XU B, WONG R C. A 3D finite element model for history matching hydraulic fracturing in unconsolidated sands formation [J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2010, 49(4): 58-66.
- [10] 鹿晓涵, 侯满福, 黄国辉, 等. BQ 地区东营组疏松砂岩试油测试压差确定方法 [J]. 油气井测试, 2023, 32(6): 8-12.
- LU Xiaohan, HOU Manfu, HUANG Guohui, et al. A method to determine the differential pressure for oil testing in the Dongying formation loose sandstone in BQ area [J]. Well Testing, 2023, 32(6): 8-12.
- [11] 唐洪明, 朱柏宇, 龚小平, 等. 疏松砂岩稠油油藏油井产能下降潜在因素分析 [J]. 油气藏评价与开发, 2017, 7(6): 39-45.
- TANG Hongming, ZHU Baiyu, GONG Xiaoping, et al. Potential factors analysis of well productivity reduction in loose sandstone heavy oil reservoir [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2017, 7(6): 39-45.
- [12] 陈斌. 低渗透砂岩储层成岩差异性研究及产能评价——以鄂尔多斯盆地延安组、延长组为例 [D]. 西安: 西北大学, 2020: 1-185.
- CHEN Bin. Research on diagenesis difference and productivity evaluation of low permeability sandstone reservoir; taking Yan'an formation and Yanchang formation in Ordos basin as examples [D]. Xi'an: Northwest University, 2020: 1-185.
- [13] 朱焱, 谢进庄, 杨为华, 等. 提高油藏数值模拟历史拟合精度的方法 [J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(2): 225-229.
- ZHU Yan, XIE Jinzhuang, YANG Weihua, et al. Method for improving history matching precision of reservoir numerical simulation [J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35(2): 225-229.
- [14] 刘洋, 王玥, 段云刚, 等. 伊朗 AHWAZ 油田膨胀筛管防砂技术 [J]. 油气井测试, 2020, 29(3): 50-56.
- LIU Yang, WANG Yue, DUAN Yungang, et al. Technology of expandable screen for sand control in Iran AHWAZ oilfield [J]. Well Testing, 2020, 29(3): 50-56.
- [15] 李帮民, 汪志明, 薛亮, 等. 渤海疏松砂岩油藏水平井筒携砂能力数值模拟研究 [J]. 石油钻探技术, 2011, 39(2): 86-90.
- LI Bangmin, WANG Zhiming, XUE Liang, et al. Numerical simulation study on sand carrying capacity of horizontal wells in shale sandstone oil reservoirs in the Bohai sea [J]. Petroleum Drilling Technology, 2011, 39(2): 86-90.
- [16] 卢家亨, 刘道杰, 高贺存, 等. 构造-岩性油藏剩余油分布数值模拟模型研究 [J]. 特种油气藏, 2015, 22(2): 111-114.
- LU Jiating, LIU Daojie, GAO Hecun, et al. Research on numerical simulation model for residual oil distribution in structural-lithology reservoirs [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2015, 22(2): 111-114.

编辑 邵振鹏

第一作者简介: 张云鹏, 男, 1978 年出生, 高级工程师, 硕士, 2015 年毕业于西南石油大学油气田开发专业, 现主要从事油气藏增产改造理论技术与现场应用工作。电话: 17612296257, Email: zhangyp33@cnoc.com.cn。通信地址: 天津市滨海新区海川路 2121 号渤海石油管理局 B 座 0723, 邮政编码: 300459。