

裂缝性礁灰岩油藏微粒充填控水效果定量评估方法研究

冯沙沙 张晓林 戴建文 谢明英 缪云 肖连伟

中海石油(中国)有限公司深圳分公司, 广东 深圳 518054

摘要: L 油藏为天然裂缝十分发育的强底水驱礁灰岩油藏, 经 20 多年开发已整体处于特高含水期, 水平井投产初期高含水。为改善开发效果, 近几年采用自行研发的微粒充填控水工艺控水增油成效显著。为定量评估增产油量, 在微粒充填控水工艺已有的机理认识基础上, 通过建立模拟井区裂缝分布的控水井双重介质模型、表征裂缝充填过程的数学模型, 经迭代拟合井口泵注压力建立裂缝充填动态模拟数值模型, 形成了控水和未控水井生产动态预测方法, 实现了控水生产井累增油量定量预测。经现场井例验证, 预测结果与实际生产动态吻合较好。研究成果为微粒充填控水工艺大规模推广应用提供了依据。

关键词: 礁灰岩; 天然裂缝; 控水; 微粒充填; 定量评估

DOI: 10. 3969 /j. issn. 1006-5539. 2024. 03. 017

Research on quantitative evaluation method of the water control technology with particle filling in fracture for reef limestone reservoir

FENG Shasha, ZHANG Xiaolin, DAI Jianwen, XIE Mingying, MIAO Yun, XIAO Lianwei

CNOOC China Limited, Shenzhen Branch, Shenzhen, Guangdong, 518054, China

Abstract: The L reservoir is a reef limestone formation characterized by highly developed natural fractures and driven by strong bottom water. The reservoir has been in the ultra-high water cut stage after 20 years' development, with horizontal wells initially producing at elevated water cuts. In recent years, to enhance development efficiency, a proprietary water control technology utilizing particle filling within fractures has been developed, yielding significant results in water control and oil production enhancement. To quantitatively evaluate incremental cumulative oil production, a methodology has been established based on the existing understanding of the water control mechanism. This involves developing a dual-porosity model to simulate fracture distribution around the wellbore and a mathematical model to characterize the process of particle infilling in fractures. Through iterative fitting of the wellhead pumping pressure, a dynamic numerical model for fracture infilling simulation has been developed, enabling the prediction of both controlled and uncontrolled water well production dynamics. This has allowed for the quantitative prediction of incremental cumulative oil production in water control wells. The predicting results are in accordance with the production performance after field tests, providing important basis for widespread application of the water control technology with particle filling.

Keywords: Reef limestone; Natural fracture; Water control; Particle filling; Quantitative evaluation

收稿日期: 2023-08-30

基金项目: 中海石油(中国)有限公司重大专项“南海东部油田上产 2 000 万吨关键技术研究”(CNOOC-KJ 135 ZDXM 37 SZ)

作者简介: 冯沙沙(1986-), 男, 湖北广水人, 高级工程师, 硕士, 主要从事油田开发研究与管理。E-mail: fengshash@cnoc.

com. cn

0 前言

L油藏发育一套厚层礁灰岩油藏,底水能量充足,地质储量超亿方,1996年投产,目前采出程度约13.0%,综合含水率95.0%。岩心、测井及地震资料均显示,天然裂缝十分发育,且以中—高角度裂缝为主。不同于国内外常见裂缝性碳酸盐岩油藏储渗特征,L油藏岩心孔隙度平均约22%,渗透率平均约560 mD,以高孔、中—高渗为主,基质既是储集空间也是渗流通道。由于裂缝导流能力远高于基质导流能力,易形成水窜通道,开发中后期裂缝网状水淹,基质中渗流作用受到抑制,基质剩余油主要通过渗吸作用进入裂缝,以“水包油”形式被缓慢采出。受复杂地质油藏条件影响,油田整体开发效果不理想,高含水期加密生产井实钻储层物性、含油性均较好,但开井后含水率高达90%,产量递减快^[1-2]。为改善油井开发效果,在已有地质油藏特征及渗流机理认识基础上,通过多年来不断地实践探索和深化研究,形成了微粒充填控水工艺技术^[3-7],并于2018—2022年先后在L油藏4口水平控水井应用,4口水平控水井投产初期含水率13.0%~63.8%,整体取得了较好的控水效果。但对于如何定量评估控水井的增油量,尚未形成完善的技术方法。针对这一问题,本文在该工艺

已有的机理认识基础上,引入非结构化网格油藏数值模拟技术,开展了单井双重控堵水数值模拟方法探索研究。

1 双重控堵水施工过程与机理认识

礁灰岩油藏典型微粒充填控水井矿场施工曲线见图1,图1展示了泵注过程中携砂液入口流量、回流流量和泵注压力随泵注时间的动态变化。将泵注施工过程划分为2个阶段。

高压充填阶段,最大泵注压力约3.3 MPa。通过快速提高泵注压力,向井筒中高速泵入携砂液,并保持稳定高压足够长时间,过程中出现压力陡降后快速回升的现象,此时地层中天然裂缝发生扩张并被微粒充填^[8],最终完成生产井周围储层中裂缝的饱和充填。

低压充填阶段,泵注压力0.6~1.2 MPa。在持续低压泵入足够时间后,泵注压力曲线尾端出现压力快速攀升并达到稳定的现象,稳定后泵注压力约4.0 MPa,超过高压充填阶段最大泵注压力,此时环空中的微粒在压力作用下不断被压实,环空充填结束。

与矿场施工过程对应,礁灰岩油藏过饱和充填控堵水技术的控水增产原理分为2个部分,即裂缝堵水和环空控水^[9],微粒充填控水工艺施工曲线见图2。

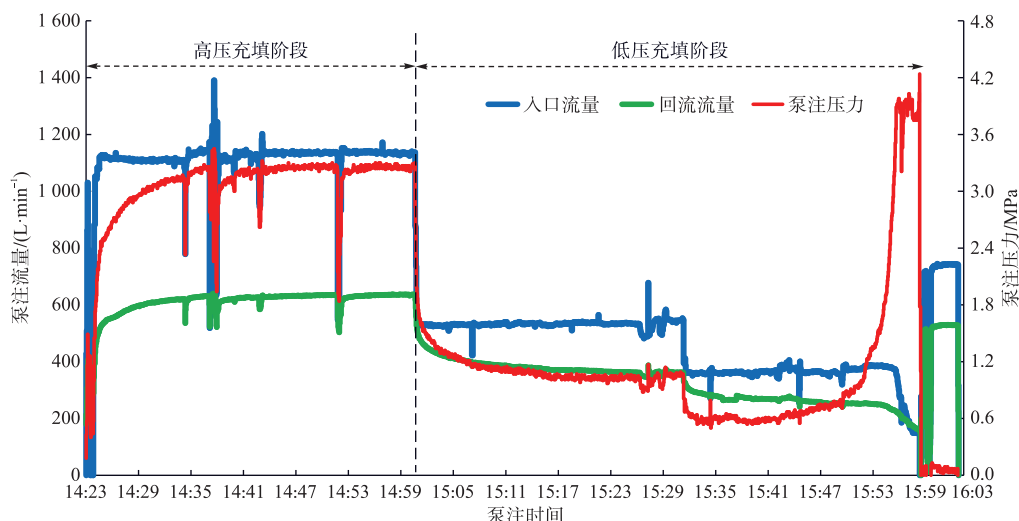


图1 微粒充填控水工艺施工曲线图

Fig. 1 Curves of water control technique with particle filling in fracture

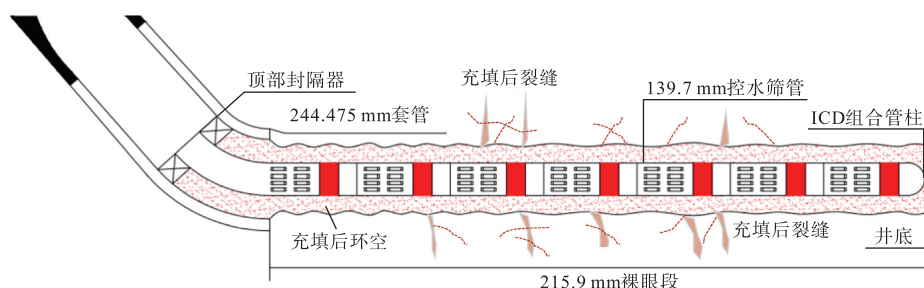


图2 微粒充填控水工艺示意图

Fig. 2 Figure of water control technique with particle filling in fracture

裂缝堵水。在流入控制装置 (Inflow Control Device, ICD) 完井基础上, 通过高压向井筒中泵注携砂液, 微粒随携砂液进入油井周围的天然裂缝, 降低裂缝导流能力, 抑制裂缝水窜, 提高基质中水驱波及系数和体积。

环空控水。在裂缝充填结束后, 通过低压泵注携砂液, 微粒逐步充实井筒环空, 沿水平段方向限制井筒轴向窜流, 并与 ICD 管柱结合均衡产液剖面, 最终达到延缓水窜和油井含水上升速度、增加技术可采储量的作用。

2 裂缝充填过程数值模拟

2.1 单井非结构化网格模型建立

单井非结构化网格模型的基质模型采用角点网格模拟, 构造和基质属性的建模方法与常规砂岩油藏建模方法相同。为了更好地模拟裂缝中油水运移, 采用非结构化网格建立裂缝模型^[10-15], 统计分析井点随钻电阻率成像测井 (Geo Vision Resistivity, GVR) 解释成果确定井区裂缝分布, 包括裂缝倾向、裂缝走向和裂缝倾角等, 见图 3。同时结合地震反演结果作为裂缝模拟的约束条件, 建立模拟井区裂缝分布的控水井双重介质模型, 典型控水井模型见图 4。

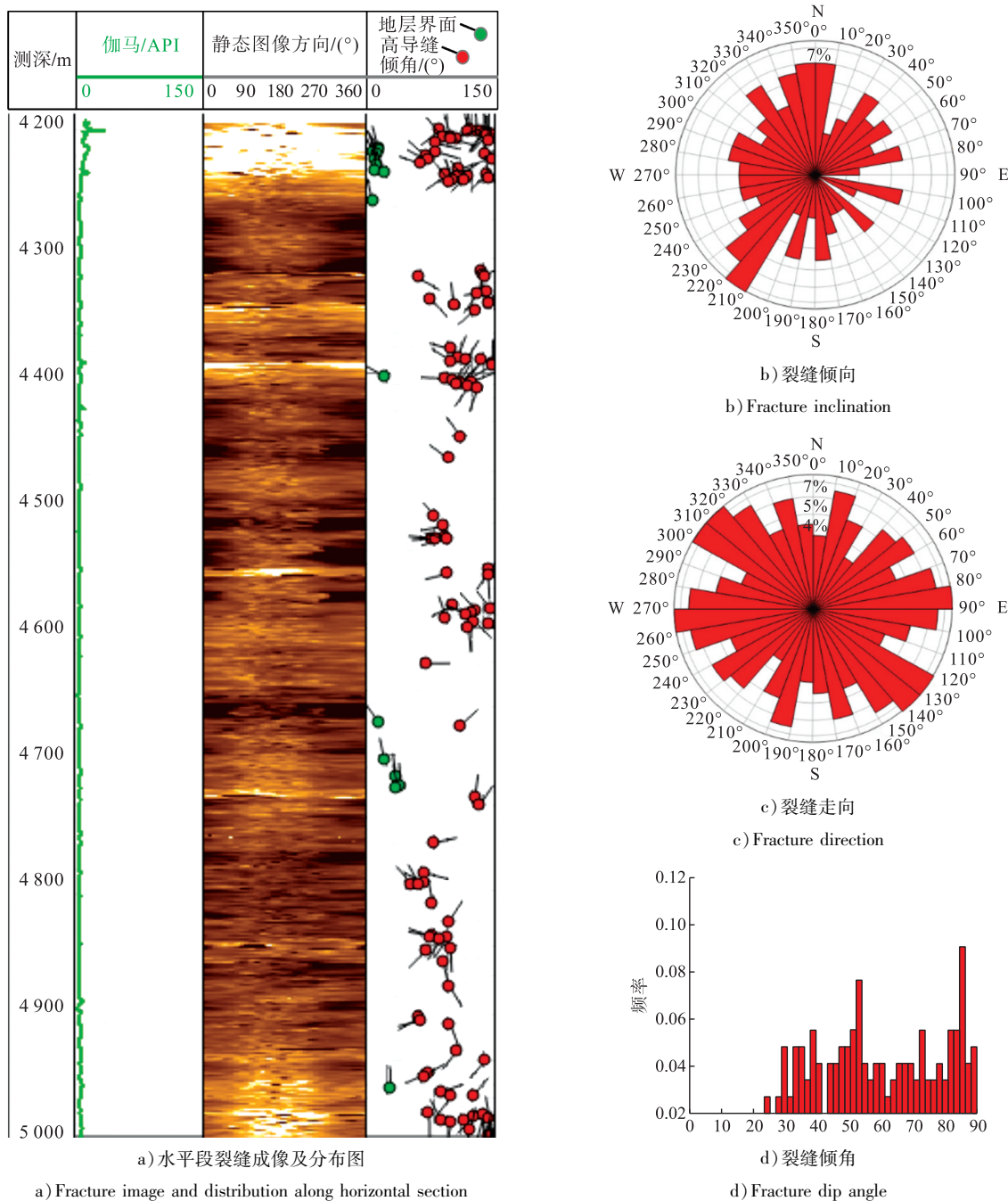


图 3 控水井 L3H 的 GVR 解释成果图
Fig. 3 GVR interpreting results of well L3H

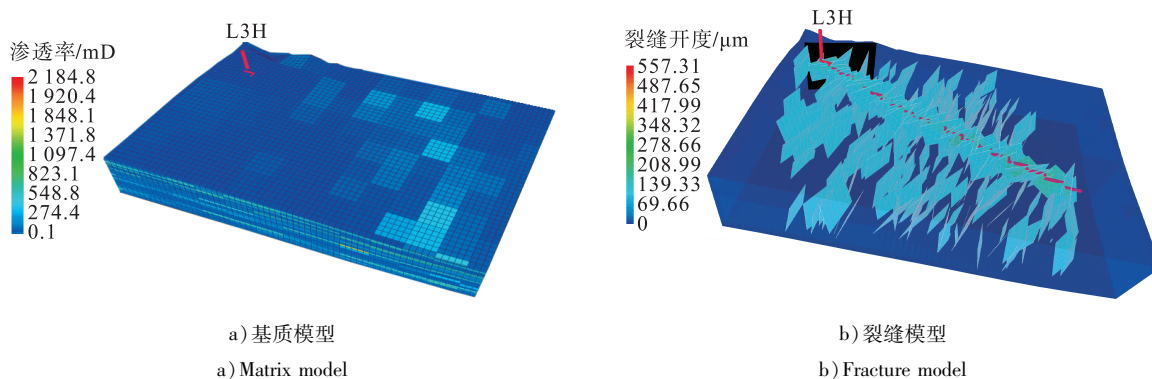


图4 控水井 L3H 双重介质模型图

Fig. 4 Dual-porosity model of well L3H

2.2 裂缝充填过程数学模型建立

裂缝充填过程数学模型需要考虑控水工艺微粒充填施工阶段携砂液在井筒中的流动、携砂液进入裂缝以及携砂液在裂缝中的流动。假设微粒充填过程中岩石变形与流体流动完全耦合,裂缝扩张遵守线弹性断裂力学理论。

1) 井筒中携砂液流动过程。假设井筒中携砂液与充填微粒混合均匀,流速相同。在向井筒中泵注混合充填微粒的携砂液时,井筒中流体作用在地层上的压力逐步上升,当达到近井地带天然裂缝开启压力后,天然裂缝开始张开,携砂液携带充填微粒进入裂缝。随裂缝开度逐步增大,进入裂缝中的充填微粒体积相应增大。井筒与裂缝之间的流体流动遵循质量守恒定律。

井筒中携砂液质量守恒方程见式(1)。

$$-\nabla \cdot [\rho_f \vec{v}_f x_f (1 - c_p)] + \dot{q}_{f, \text{inj}} - \dot{q}_{f, \text{wf}} = \frac{\partial}{\partial t} [\rho_f x_f (1 - c_p)] \quad (1)$$

充填微粒质量守恒方程见式(2)。

$$-\nabla \cdot (\vec{v}_p c_p) + \dot{q}_{p, \text{inj}} / \rho_p - \dot{q}_{p, \text{wf}} / \rho_p = \frac{\partial}{\partial t} (c_p) \quad (2)$$

式中: ρ_f 为携砂液密度, g/cm^3 ; ρ_p 为充填微粒密度, g/cm^3 ; c_p 为携砂液的砂比,即充填微粒在携砂液中所占体积比; x_f 为携砂液中除充填微粒外的液体体积比; $\vec{v}_f$ 为携砂液流速, cm/s ; $\vec{v}_p$ 为充填微粒流速, cm/s ; $\dot{q}_{f, \text{inj}}$ 为由井口注入井筒的携砂液流量, g/s ; $\dot{q}_{f, \text{wf}}$ 为由井筒流入裂缝的携砂液流量, g/s ; $\dot{q}_{p, \text{inj}}$ 为由井口注入井筒的充填微粒流量, g/s ; $\dot{q}_{p, \text{wf}}$ 为由井筒流入裂缝的充填微粒流量, g/s ; t 为泵注过程中携砂液流动时长, s 。由于充填微粒与携砂液在井筒中流速相同,因此 $\vec{v}_f = \vec{v}_p$ 。

2) 裂缝中携砂液流动过程。井口泵注的携砂液通过井筒流入裂缝,在裂缝中流动控制方程与井筒中流动控制方程类似。裂缝中携砂液质量守恒方程见式(3)。

$$-\nabla \cdot [\rho_f \vec{v}_f x_f (1 - c_p) w] + \dot{q}_{f, \text{inj}} = \frac{\partial}{\partial t} [\rho_f x_f (1 - c_p) w] \quad (3)$$

充填微粒质量守恒方程见式(4)。

$$-\nabla \cdot (\rho_p \vec{v}_p c_p w) + \dot{q}_{p, \text{wf}} = \frac{\partial}{\partial t} (\rho_p x_f c_p w) \quad (4)$$

式中: w 为裂缝开度, mm 。

3) 裂缝扩张过程。天然裂缝在携砂液压力作用下张开,充填微粒随携砂液进入裂缝。裂缝开度大小决定了充填微粒的体积。裂缝开度与压力的关系式^[16]见式(5)。

$$w = w_0 + w_r e^{c_f(p - \sigma_n)} \quad (5)$$

式中: w_0 为天然裂缝初始开度, mm ; w_r 为常数,代表裂缝和岩石的固有性质, mm ; c_f 是裂缝可压缩系数, MPa^{-1} ; p 为天然裂缝内流体压力, MPa ; σ_n 为作用于裂缝壁面的法向应力, MPa 。

充填后裂缝导流能力等于裂缝开度与裂缝平均渗透率的乘积,裂缝平均渗透率由已充填微粒部分裂缝渗透率和未填充部分裂缝渗透率经调和平均得到。已充填微粒部分渗透率可用 Kozeny-Carman 方程计算得到,见式(6)。

$$k_{\text{CD}} = \frac{\varphi^3 d_{\text{CD}}^2}{180(1 - \varphi)^4} \quad (6)$$

式中: k_{CD} 为已充填微粒部分的裂缝渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; φ 为最密堆积孔隙度; d_{CD} 为充填微粒粒径, mm 。

未充填部分的裂缝渗透率根据 Mcclure 公式^[17]得到,见式(7)。

$$k_{\text{nf}} = k_o w_{\text{nf}} + \frac{w_{\text{nf}}^2}{12} \quad (7)$$

式中: k_{nf} 为未充填部分的裂缝渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; k_o 为给定常数, μm ; w_{nf} 为未充填部分裂缝平均开度, mm 。

结合式(6)、(7),采用调和平均,得到充填过程中裂缝的导流系数表达式,见式(8)。

$$f = \frac{32[w_0 + w_r e^{c_f(p - \sigma_n)}] k_{\text{CD}} k_{\text{nf}}}{c k_{\text{nf}} + (1 - c) k_{\text{CD}}} \quad (8)$$

式中: f 为导流系数, $\text{D} \cdot \text{cm}$; c 为裂缝充填比例,即充填部分长度与裂缝总长度之比。

2.3 裂缝充填过程数值模拟

在对微粒充填控水机理认识的基础上,结合上述理论模型和控水井双重介质模型,改进水力压裂模拟的算法^[18-20],模拟井口泵注过程中裂缝扩张、微粒在裂缝中运移以及微粒充填期间储层参数变化。裂缝充填动态模拟流程见图 5,通过输入控水井矿场施工过程中井口泵注排量、井口压力等数据,检验模型预测井口压力与矿场施工井口压力吻合度,如吻合较好,表明已建立的非结构化网格双重介质地质模型能够较好表征控水井所在井区裂缝发育特征,可进入下一步控水后生产动态模拟;如模型预测井口压力与矿场施工井口压力吻合较差,需进一步调整地质模型中裂缝参数,优化裂缝模型,进而分别模拟泵注过程中地层应力变化、裂缝扩张过程及微粒随携砂液在裂缝中运移过程,进而预测井口压力曲线,通过多次迭代拟合井口泵注压力,优化建立能够合理表征裂缝充填过程的数值模型,用于预测控水井生产动态。

典型控水井 L3H 裂缝充填过程模拟结果见图 6~7。充填微粒主要进入近井地带裂缝网络,较少波及距离井筒更远的裂缝;在充填过程中,近井地带裂缝开度逐渐增大,由近井地带到远井地带增幅逐渐减小;随着近井

地带裂缝开度增大,充填微粒随携砂液进入裂缝网络,裂缝导流能力先快速下降、后降幅趋缓,有效充填后裂缝导流能力可降低至初始值的 0.001 倍。

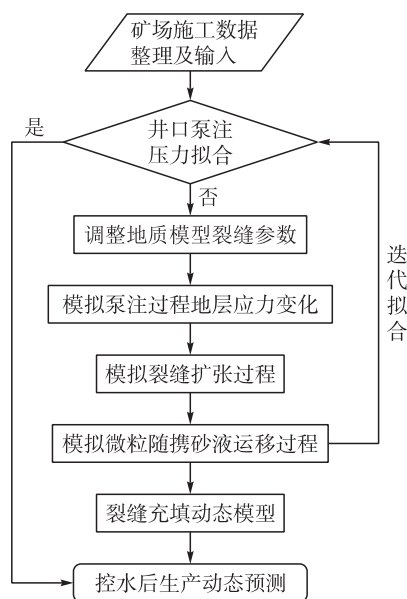


图 5 裂缝充填动态模拟流程图

Fig. 5 Procedure for simulation of particle filling in fracture

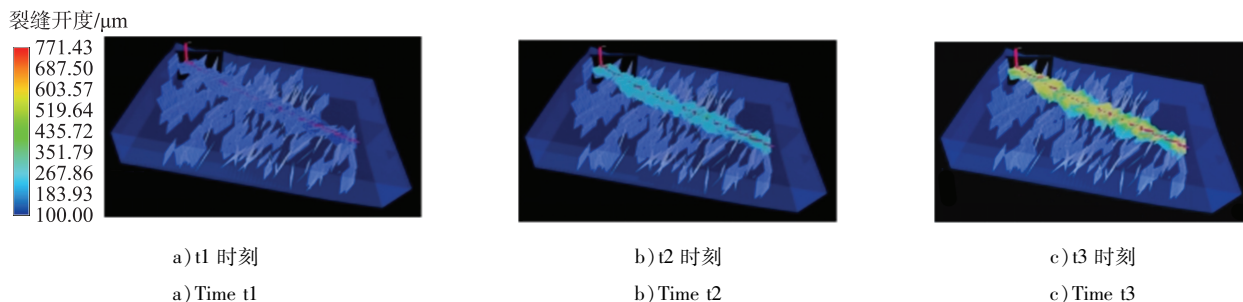


图 6 典型控水井 L3H 近井地带裂缝开度增大过程模拟结果图

Fig. 6 Simulation results of fracture opening up process near wellbore L3H

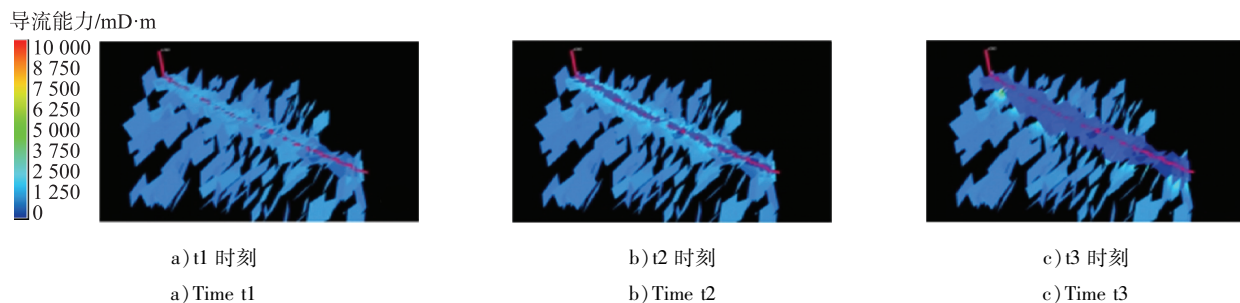


图 7 典型控水井 L3H 近井地带裂缝导流能力降低过程模拟结果图

Fig. 7 Simulation results of fracture conductivity decreasing process near wellbore L3H

3 控水井开发指标预测及效果分析

采用拟合矫正后的典型控水井 L3H 裂缝充填动态模型预测控水井生产动态,未控水井生产动态通过拟合

矫正前的模型预测,未控水与控水 2 种条件下的生产动态预测结果对比见图 8。对比控水井生产动态预测结果与实际生产动态数据,模型预测结果与实际生产动态吻合较好。L3H 井实际投产初期含水率为 5.8%,预测未

控水初期含水率 29.3%,控水效果显著。对比未控水与控水累产油预测结果,评估控水累增油量为 $15.5 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

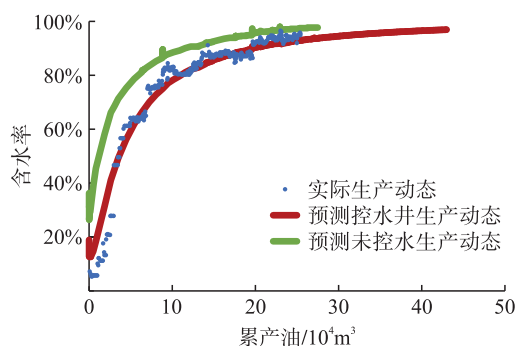


图8 控水井 L3H 与未控水井生产动态预测结果对比图

Fig.8 Prediction results comparison of water controlling and without water controlling for L3H

本文研究成果已应用于 L 油藏 4 口控水井增产效果评估,结果见表 1。

表 1 L 油藏 4 口控水井控水累增油预测结果表

Tab.1 Cumulative oil production increment of 4 water controlling wells in L reservoir

井号	投产时间	实际初产 / ($\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	初始 含水率	预测累增 油 / 10^4 m^3
L3H	2019 年 1 月	206.9	14.3%	15.5
L4H	2018 年 8 月	420.7	13.0%	6.1
L5H	2019 年 8 月	132.9	63.8%	10.1
L6H	2022 年 7 月	161.4	23.4%	6.3

同时结合已实施控水井的生产动态认识,将本文研究成果推广应用于 L 油藏开发调整方案研究,方案中 24 口开发井均应用微粒充填控水工艺后,预测累计增加技术可采储量 $98.07 \times 10^4 \text{ m}^3$,为微粒充填控水工艺大规模推广应用提供了依据。

4 结论

1)在对微粒充填控水机理认识的基础上,通过建立模拟井区裂缝分布的控水井双重介质模型、表征裂缝充填过程的数学模型和经迭代拟合井口泵注压力建立裂缝充填动态模拟数值模型,形成了裂缝性礁灰岩油藏微粒充填控水效果定量评估方法,实现了控水生产并累增油量定量预测。

2)经现场井例验证,预测结果与实际生产动态吻合较好。裂缝性礁灰岩油藏微粒充填控水效果定量评估方法为微粒充填控水工艺大规模推广应用提供了依据。

参考文献:

- [1] 朱旭. LH 生物礁灰岩油藏剩余油形成机理及提高采收率研究[D]. 成都:西南石油大学,2018.
ZHU Xu. Study on the mechanism of remaining oil formation and enhanced recovery in LH bio-reef tuff reservoir [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2018.
- [2] 张晓林,王亚会,徐伟,等. 裂缝性礁灰岩油藏驱替机理研究及应用[J]. 石油化工应用,2021,40(11):15-20.
ZHANG Xiaolin, WANG Yahui, XU Wei, et al. Research and application on water displacement mechanism of fractured reef limestone reservoir [J]. Petrochemical Industry Application, 2021, 40 (11): 15-20.
- [3] 单彦魁. 南海东部油田 ICD 控水完井工艺[J]. 西部探矿工程,2018,30(12):26-28.
SHAN Yankui. Application of ICD for water control in east of South China Sea [J]. West China Exploration Engineering, 2018, 30 (12): 26-28.
- [4] 裴柏林. 一种用于同井注采的封隔方法及完井结构: 201910623000. X[P]. 2019-9-17.
PEI Bolin. A kind of well completion device for injection and production in the same well; China, 201910623000. X [P]. 2019-9-17.
- [5] 谢日彬,李海涛,杨勇,等. 礁灰岩油田水平井微粒充填 ICD 均衡控水技术[J]. 石油钻采工艺,2019,41(2):160-164.
XIE Ribin, LI Haitao, YANG Yong, et al. Particle filling based ICD isostatic water control technology used for horizontal wells in limestone reef oilfields [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2019, 41 (2): 160-164.
- [6] 饶志华,薛亮,单彦魁,等. ICD 筛管环空连续封隔+裂缝充填双重控水实验——以南海东部 X 油田裂缝型礁灰岩油藏为例[J]. 大庆石油地质与开发,2023,42(1):83-90.
RAO Zhihua, XUE Liang, SHAN Yankui, et al. Experiment of dual water control by ICD screen annular continuous packing + fracture filling: Taking fractured reef limestone reservoir of X Oilfield in east of South China Sea as an example [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2023, 42 (1): 83-90.
- [7] 杨勇,李锋,张伟,等. 礁灰岩油藏微粒过饱和充填技术机理及创新实践[J]. 西南石油大学学报(自然科学版),2022,44(4):129-138.
YANG Yong, LI Feng, ZHANG Wei, et al. The mechanisms

- and innovative applications of over-saturated particles well completion technique in limestone reservoir [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2022, 44 (4): 129-138.
- [8] 张伟,戴宗,龚斌,等. 裂缝性礁灰岩过饱和充填控水影响因素分析[J]. 特种油气藏, 2022, 29(2): 164-169.
- ZHANG Wei, DAI Zong, GONG Bin, et al. Analysis on factors affecting water control by super saturated filling of fractured reef limestone [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2022, 29 (2): 164-169.
- [9] 徐伟,王亚会,张晓林,等. 礁灰岩油田双重控水增产技术认识与实践[J]. 当代化工, 2021, 50(12): 2934-2938.
- XU Wei, WANG Yahui, ZHANG Xiaolin, et al. Study and practice of dual water control and production increase technology in reef limestone oilfields [J]. Contemporary Chemical Industry, 2021, 50 (12): 2934-2938.
- [10] 熊琪,李黎,兰正凯,等. 海上特低渗油藏宽带压裂数值模拟研究[J]. 钻采工艺, 2021, 44(5): 50-53.
- XIONG Qi, LI Li, LAN Zhengkai, et al. Research on the development law of broadband fracturing in offshore ultra-low permeability reservoirs [J]. Drilling & Production Technology, 2021, 44 (5): 50-53.
- [11] 马俊修,兰正凯,王丽荣,等. 有效改造体积压裂效果评价方法及应用[J]. 特种油气藏, 2021, 28(5): 126-133.
- MA Junxiu, LAN Zhengkai, WANG Lirong, et al. Evaluation method and application of ESRV fracturing effect [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2021, 28 (5): 126-133.
- [12] 吕坐彬,霍春亮,徐静,等. 基于非结构化网格的离散裂缝建模技术研究[J]. 重庆科技学院学报(自然科学版), 2019, 21(1): 25-29.
- LYU Zuobin, HUO Chunliang, XU Jing, et al. Study on new technology of discrete fracture modeling based on unstructured grid [J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology (Natural Sciences Edition), 2019, 21 (1): 25-29.
- [13] 郑松青,李阳,张宏方. 碳酸盐岩缝洞型油藏网络模型[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2010, 34(3): 72-75.
- ZHENG Songqing, LI Yang, ZHANG Hongfang. Fracture-cavity network model for fracture-cavity carbonate reservoir [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2010, 34 (3): 72-75.
- [14] ZHANG Wei, DAI Zong, GONG Bin, et al. Application of an accurate and efficient modeling approach to a multiscale fractured reservoir in South China Sea [J]. Geofluids, 2021.
- [15] 陈烨菲,蔡冬梅,范子菲,等. 哈萨克斯坦盐下油藏双重介质三维地质建模[J]. 石油勘探与开发, 2008, 35 (4): 492-497.
- CHEN Yefei, CAI Dongmei, FAN Zifei, et al. 3D geological modeling of dual porosity carbonate reservoirs: a case from Kenkiyak pre-salt oilfield, Kazakhstan [J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35 (4): 492-497.
- [16] ZHANG Xi, JEFFREY R G, THERCELIN M. Mechanics of fluid-driven fracture growth in naturally fractured reservoirs with simple network geometries [J]. Journal of Geophysical Research: Solid Earth, 2009: 114 (B12).
- [17] McClure M W. Modeling and characterization of hydraulic stimulation and induced seismicity in geothermal and shale gas reservoirs [D]. U. S. Stanford University, 2012.
- [18] 刘长龙,兰夕堂,张丽平,等. 低渗透油藏增能压裂数值模拟研究[J]. 当代化工, 2022, 51(6): 1451-1455.
- LIU Changlong, LAN Xitang, ZHANG Liping, et al. Numerical simulation of energy increasing fracturing in low permeability reservoirs [J]. Contemporary Chemical Industry, 2022, 51 (6): 1451-1455.
- [19] 董研. 复杂水力裂缝网络数值模拟及压裂效果评估 [D]. 合肥: 中国科学技术大学, 2022.
- DONG Yan. Numerical simulation of complex hydraulic fracture network and assessment of fracturing effect [D]. Hefei: University of Science and Technology of China, 2022.
- [20] 朱争,贾自力,刘滨,等. 考虑启动压力梯度与裂缝时变性的特低渗油藏数值模拟[J]. 中国海上油气, 2021, 33 (4): 78-83.
- ZHU Zheng, JIA Zili, LIU Bin, et al. Numerical simulation of ultra-low permeability reservoir considering start-up pressure gradient and fracture time variation [J]. China Offshore Oil and Gas, 2021, 33 (4): 78-83.