

鄂尔多斯盆地庆城页岩油提高采收率实践及探索

牛小兵¹, 樊建明^{2,3}, 张超^{2,3}, 任奕霖^{2,3}, 何右安^{2,3}, 常睿^{2,3}, 成良丙^{2,3}

(1. 中国石油长庆油田公司, 陕西西安710018; 2. 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室, 陕西西安710018;

3. 中国石油长庆油田公司勘探开发研究院, 陕西西安710018)

摘要:针对页岩油准自然能量开发中地层压力下降快、产量递减大导致的原油采收率低这一核心问题,长庆油田通过10余年的持续攻关,系统开展了理论探索、室内模拟、开发试验和规模应用研究,形成了针对新区和老区的差异化提高采收率技术体系。在新区开发方面,创新提出了“小井距+小簇距+大规模交错布缝”的井网-缝网协同优化技术;在老区改造方面,研发了“精细分段+大排量注气+结构化驱替”的多介质复合补能技术和区域补能重复压裂技术。研究结果表明:新区小井距开发模式可提高一次井网采收率4.0%以上,老区提采技术综合应用可提高采收率3.0%~5.0%。通过新区和老区技术协同优化,预计可将鄂尔多斯盆地庆城页岩油藏的标定采收率由当前的7.5%提高至15.0%以上。研究成果能够为鄂尔多斯盆地及国内外类似页岩油藏提高采收率提供重要的理论依据与技术借鉴。

关键词:新区;老区;提高采收率技术;页岩油;庆城油田;鄂尔多斯盆地

中图分类号:TE357

文献标识码:A

Practices and research for enhanced shale oil recovery in the Qingcheng oilfield, Ordos Basin

NIU Xiaobing¹, FAN Jianming^{2,3}, ZHANG Chao^{2,3}, REN Yilin^{2,3}, HE You'an^{2,3}, CHANG Rui^{2,3}, CHENG Liangbing^{2,3}

(1. Changqing Oilfield Company, PetroChina, Xi'an, Shaanxi 710018, China; 2. National Engineering Laboratory for Exploration and Development of Low-Permeability Oil & Gas Fields, Xi'an, Shaanxi 710018, China; 3. Research Institute of Exploration and Development, Changqing Oilfield Company, PetroChina, Xi'an, Shaanxi 710018, China)

Abstract: Shale oil production through quasi-natural depletion faces a key challenge of low crude oil recovery due to a rapid decline in reservoir pressure and a marked decrease in oil production. Over more than a decade of persistent efforts, the Changqing oilfield has carried out systematic theoretical research, laboratory simulations, pilot tests, and large-scale field applications. These initiatives have led to the development of differential enhanced oil recovery (EOR) techniques tailored to newly developed and mature blocks. Specifically, for newly developing blocks, an innovative well pattern-fracture network collaborative optimization technology is proposed, featuring “small well spacing, small cluster spacing, and large-scale cross fracturing design.” Techniques developed for the stimulation of mature blocks include a multi-media energy replenishment technique integrating “fine-scale division of injection intervals, high gas injection rates, and structured displacement” and a regional energy replenishment-based refracturing technique. The field application results of these techniques indicate that in newly developing blocks, the collaborative optimization technology can enhance shale oil recovery by more than 4% under the well pattern during primary recovery. For mature blocks, the integrated application of the EOR techniques can enhance shale oil recovery by 3% to 5%. The collaborative optimization of techniques for both newly developing and mature blocks is projected to increase the calibrated recovery of shale oil reservoirs in the Qingcheng oilfield, Ordos Basin, to over 15% from the present 7.5%. The results of this study provide an important theoretical basis and technical reference for EOR of shale oil reservoirs in the Ordos Basin and

收稿日期:2025-04-02;修回日期:2025-07-03。

第一作者简介:牛小兵(1978—),男,博士、教授级高级工程师,油田勘探开发管理与科研。E-mail: nxb_cq@petrochina.com.cn。

通讯作者简介:樊建明(1976—),男,博士、正高级工程师,页岩油开发研究。E-mail: fanjm_cq@petrochina.com.cn。

基金项目:国家科技重大专项(2025ZD1404800);中国石油天然气股份有限公司重大攻关性应用性科技专项(2023ZZ15YJ03);中国石油长庆油田公司重大专项(2023DZZ04)。

other similar reservoirs worldwide.

Key words: green field, brown field, enhanced oil recovery (EOR) technique, shale oil, Qingcheng oilfield, Ordos Basin

引用格式:牛小兵,樊建明,张超,等. 鄂尔多斯盆地庆城页岩油提高采收率实践及探索[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(5): 1664–1681. DOI: 10. 11743/ogg20250517.

NIU Xiaobing, FAN Jianming, ZHANG Chao, et al. Practices and research for enhanced shale oil recovery in the Qingcheng oilfield, Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(5): 1664–1681. DOI: 10. 11743/ogg20250517.

经过60余年的探索,北美海相页岩油/致密油通过创新水平井体积压裂技术实现了跨越式发展,以美国为例,2024年其页岩油/致密油产量达 4.43×10^8 t,占到国内原油总产量的70%,成功实现了能源自给。中国陆相页岩油经过10多年的技术攻关与自主创新,在借鉴北美经验的基础上,通过自主攻关,基本实现了陆相页岩油的工业化规模开发。中国陆相页岩油主要分为夹层型、混积型和泥纹型^[1]3类,广泛分布于鄂尔多斯、准噶尔、松辽、渤海湾、柴达木和四川6大盆地^[2-8],资源丰富,预测中-高熟页岩油资源量超过 400×10^8 t^[9-11]。其中,鄂尔多斯盆地夹层型、准噶尔盆地混积型以及松辽和渤海湾盆地泥纹型页岩油开发进展显著,截至2024年底,中国页岩油年产量接近 600×10^4 t,鄂尔多斯盆地Ⅰ类和Ⅱ₁类夹层型页岩油年产量达 320×10^4 t,占全国年产量的50%以上,其中庆城油田页岩油年产量达 270×10^4 t,是中国最大的页岩油产区。经过多年的勘探开发实践,页岩油地质甜点筛选、井网优化和改造参数优化等工作已形成了众多共识^[12-14],对提高单井产量和降低井投资成本奠定了重要基础。然而,与传统低渗透油藏采用注水连续补充能量驱替开发相比,页岩油大规模体积压裂准自然能量开发面临地层压力下降快、产量递减快以及采收率低(5%~8%)^[15-16]等共性挑战,如何有效提高采收率已成为北美海相和中国陆相页岩油开发面临的共同难点和热点问题。

在页岩油提高采收率技术方面,北美地区针对页岩油/致密油提高采收率先导试验大致经历了3个发展阶段。早期在Eagle Ford与Bakken等盆地开展了包括注水吞吐、CO₂吞吐、天然气吞吐、天然气驱和丙烷驱等多种方式的探索性试验,井网配置形式包括单井、多井、水平井五点法、Toe-Heel注采水平井和直井注-水平井采等模式;注入方式包括单井吞吐、多井同步吞吐、连续气驱和异步注采等。这些试验面临以下几类主要问题:①气体窜逸严重,气驱注入气沿裂缝发生快速突进,邻近井较快见气,波及范围有限,吞吐井地层压力难以维持;②北美页岩油/致密油提高采收率

先导试验均为衰竭开发后期进行吞吐,参数设计不合理,补能效果不佳;③增产原油中轻质组分较多,重质组分无法有效采出。2018年后,逐步开始探索纳米流体协同CO₂等新技术,2021年以来又进一步试验了天然气凝液等其他技术。Shale Ingenuity公司提出的液态烃“SuperEOR”技术虽在小规模试验中见到一定效果,但仍存在明显的局限性,应用于中国陆相页岩油时,仍面临实施难度大、效果不确定和成本高等多重风险。在系统总结北美页岩油/致密油提高采收率实践经验的基础上,庆城页岩油产区逐步形成了新区与老区充分协同推进的提高采收率技术路线。新区开展了井网参数优化以提高采收率,相关研究与试验表明^[17],在当前压裂工艺条件下,缩小井距可以提高新井采收率,但同时易引发井间压窜,影响单井累计产油量。因此,实现井网与缝网相互匹配、最大化缝网控制储量,是目前面临的主要问题。老区则主要攻关重复压裂及二次补能技术,开展了水平井重复压裂,以及注CO₂、天然气、驱油剂和表面活性剂等介质的补能先导试验^[18-20],但目前矿场应用中成功的案例仍较为有限。

随着鄂尔多斯盆地三叠系长(延长组)7油层组夹层型页岩油水平井体积压裂开发技术逐步发展成熟,实现了Ⅰ类和Ⅱ₁类储层规模效益开发。在这一进程中,提高采收率的探索持续进行,本文在系统总结庆城油田页岩油提高采收率实践与认识的基础上,通过关键技术攻关,提出了有效的提高采收率技术方向,以期为全球陆相页岩油提高采收率提供借鉴与参考。

1 地质特征

鄂尔多斯盆地页岩油主要赋存于长7油层组,为一套半深湖相-深湖相的细粒沉积岩系,地层厚度约110 m,纵向上可分为长7¹、长7²和长7³油层亚组3套 layers^[21]。长7³油层亚组以泥页岩为主(泥纹型),是目前风险勘探及原位转化攻关试验的重点目标层系^[22-24]。长7¹油层亚组和长7²油层亚组(夹层型)为泥页岩夹多期薄层粉-细砂岩的岩性组合,是目前庆城

油田页岩油勘探开发的主要对象。庆城油田位于湖盆生烃中心,具备近源成藏特征,油藏充注充分,烃源岩品质好,有机质类型主要为Ⅰ型和Ⅱ₁型,总有机碳含量(TOC)高,平均值为13.81%;热演化程度适中(镜质体反射率 R_o 为0.6%~1.1%)^[25]。该区属于西南沉积体系,岩心观察显示多期重力流沉积形成的薄层砂岩夹于泥页岩中,单砂体厚度普遍小于5 m,储层纵向和横向非均质性强^[26]。区内小断层和高角度裂缝较发育,天然裂缝线密度介于0.04~0.20条/m,平均值为0.14条/m。储集层整体表现出非均质性强、岩性致密以及压力系数低的特点;但同时具备脆性指数高、含油饱和度高及原油物性好等有利条件。气测孔隙度平均值为8.8%,空气渗透率平均值为 $0.08 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。油藏埋深为1 750~2 030 m,地层压力为14.7~15.8 MPa,压力系数低(0.77~0.82),属典型的低压油藏。脆性指数平均值为46.7%,高于一般低渗-超低渗储层,有利于通过水平井体积压裂形成复杂缝网。长7油层组油气为近源充注,原始含油饱和度较高,平均值约为70%,含油性好。原始溶解气/油比高、平均值为101 m³/t,地层原油黏度低、平均值为1.35 mPa·s,易于流动。

2 油田开发历程与提高采收率实践

庆城油田的开发历程可分为勘探发现、评价探索、开发试验和规模开发4个阶段:①2011年之前为勘探发现阶段,通过深化深水重力流富砂理论研究,明确了湖盆中部发育规模储集体;但受技术条件限制,定向井难以有效动用。②2011—2013年为评价探索阶段,以“水平井+体积压裂”为技术突破口,开展水平井体积压裂提产试验。该阶段平均水平段长度1 560 m,井距为600~1 000 m,平均初期产油量12.1 t/d。实践表明,水平井分段多簇体积压裂是页岩油开发的有效手段。③2013—2017年为开发试验阶段,开展了水平井注水开发和长水平井大井距体积压裂开发试验。但前者因储层致密难以建立有效压力驱替系统,导致开发见效难,且裂缝沟通见水风险大;后者因井距过大导致采油速度低和储量动用程度低。两项实验均未能实现规模效益开发。④2018年至今为规模开发阶段,通过集成应用长水平井、小井距、大井丛立体式布井和细分切割体积压裂自然能量开发等关键技术,并配套相适应的生产组织管理模式,最终实现了长庆油田长7油层组页岩油的规模开发。

从庆城页岩油的开发实践来看,基于长水平井和

细分切割体积压裂技术,百米水平段长度的初期产量基本稳定在0.9~1.1 t/d,预测采收率仅能维持在8%~10%^[27]。因此开展页岩油提高采收率技术研究,对实现该油藏持续高效开发具有决定性的意义。

从影响采收率的要素来看,合理的单井控制储量是提高采收率的关键,其核心是井距的优化。自2011年以来,庆城页岩油通过开展不同井距的开发试验,探索出既能实现规模效益开发、又能提高一次井网下最终采收率的开发模式^[28]。同时,借鉴北美水力压裂的成功经验,深入研究人工裂缝的空间展布特征,评估裂缝支撑范围及铺置状态,并建立了长7油层组页岩油水力压裂试验场,开展全生命周期缝网动态特征研究,为优化井网和缝网配置提供了科学依据。

针对老区采出程度低,剩余油富集的开发现状,自2015年以来累计开展了33井次先导试验,主要包括页岩油井补能、烃类气驱和重复压裂3类技术。对于早期改造程度低、采出程度低及采油速度低的低产水平井,开展了常规复压、体积复压和区域补能体积重复压裂等技术,共实施14井次,为提升老区页岩油藏采收率发挥了重要作用。

经过10余年的矿场实践,庆城页岩油开发形成了以井网-缝网协同优化为核心的新区提高采收率技术体系,以及补能和重复压裂相结合的老区提高采收率技术体系,对陆相页岩油藏具有很好的示范效应。

3 井网-缝网协同优化提高新区采收率技术

井网-缝网协同优化是新区提高采收率的核心,关键在于实现井间储量与段间储量的高效动用。在庆城油田页岩油水平段长度已固化在1 500~2 000 m的开发背景下,井间储量动用的核心在于优化水平井井距,段间储量的有效动用则依赖于簇间距的优化设计。通过井间与段间双维度协同,配合交错布缝实现缝网全覆盖,可有效提升单井控制储量,最终形成以井网-缝网协同为核心的采收率提升方法。

3.1 井网优化

3.1.1 矿场实践法

井距是页岩油开发中争议较大的问题:井距较小有利于提高采油速度和采收率,但易导致压窜井段比例上升,不利于发挥体积压裂改造能力;井距较大可增加单井控制储量,但往往伴随采收率偏低和制约大平

台规模化开发的挑战。在不同井距(150, 200, 300, 400, 500和600 m)开发试验的基础上,按照投产时间较长、储层物性相近的原则,完成了不同井距开发效果评价。表1为不同井距试验的基本参数及效果对比;图1分别为不同井距试验井加砂量、入地液量、压裂改造段数、压裂改造簇数与相同时间(第55个月)累计产油量关系曲线;图2为不同井距试验井百米加砂量与相同时间(第55个月)累计产油量关系曲线。从图1和图2可以看出:总体上加砂量、入地液量、压裂改造段数和压裂改造簇数与累计产油量有一定的正相关关系;但同一井距下压裂改造参数存在合理值,并不是越大越好;井距越小,合理的改造参数越小。由表2对比不同井距下最终可采储量(EUR)、单位面积累计产油量和采收率(EOR)3项指标可见,300 m井距开发效果最优。在目前的压裂工艺和改造强度条件下,初期百米产油量基本稳定,保障了单井初期产能达标。因此,立足于一次井网提高采收率的需求,在保障缝控储量的前提下,适度缩小井距是新区提高采收率的有效途径。

3.1.2 检查井取心观察法

庆城油田长7油层组页岩油水力压裂试验场的研究聚焦于主力开发层长7¹油层亚组和长7²油层亚组的多期砂体叠置厚层型储层。以QH41平台为试验对象,该平台油层叠置厚度大、分布稳定、物性与含油性好,为典型的I类储量。平台共有5口水平井,选取QH41-3井和QH41-4井为试验井,井距为350 m,平均水平段长度为1 300 m,钻遇率达73.3%。压裂模式以多段少簇为主,实验过程中在QH41-3井的第18段和第19段注入绿色支撑剂,第20段和第22段注入蓝色

支撑剂,第21段和第23段注入红色支撑剂,分别对应8簇、3簇和1簇3种压裂方式。

在QH41-3和QH41-4两口水平井之间部署了两口取心检查井——大斜度取心井QHJ41-1井和水平取心井QHJ41-2井。具体部署位置如图3所示。

通过对QHJ41-2水平取心井裂缝面和水平井段的对应关系进行分析,发现第41次取心所识别的最远人工裂缝对应于水平井QH41-3第23段,据此确定水力裂缝半长最远可达220 m;镜下观察显示,第15次取心中人工裂缝面上可直接观察到明显的绿色支撑剂充填,该裂缝面对应于水平井QH41-3第19段,由此确定最大支撑裂缝半长为175 m(图4)。基于QH41平台人工裂缝有效裂缝半长最大可达220 m的新认识,为了实现井间储量的有效动用,需要采用缩小井距和交错布缝的开发方式。井距设计通常基于最大人工裂缝有效半长与基质最大渗流距离之和,研究表明鄂尔多斯盆地长7油层组基质最大渗流距离约为75 m^[29],同时结合取心井人工裂缝有效裂缝半长可达220 m的新认识,将一次井网井距由原来的500 m优化调整到约300 m,通过缩小井距,实现单井设计控制储量和实际缝网控制储量相匹配,从而有效提高采收率。

3.2 缝网优化

在井距优化的基础上开展缝网优化,其核心在于确定合理的簇间距,以实现缝间储量的最大化动用。通过对检查取心井QHJ41-1裂缝面的观察,共识别出326条人工裂缝,主要沿主应力方向展布,裂缝密度为0.49条/m。结合QH41-3井压裂段各簇空间位置和检查井取心压裂缝的空间位置,按照计算最短路径将人工裂缝与射孔段-簇进行位置对应后发现:缝间距越

表1 鄂尔多斯盆地庆城油田不同井距投产井基本参数(地质条件相近)

Table 1 General parameters of production wells with similar geological parameters but different well spacing values in the same block in the Qingcheng oilfield, Ordos Basin

井距/m	井数/口	水平井井网参数			压裂改造参数				生产动态参数			预测 EUR/ (10 ⁴ t)	预测 EOR/%	单位面 积累计 产油量/ (10 ⁴ t)
		平均水 平段长 度/m	油层钻 遇率/%	单井控 制储量/ (10 ⁴ t)	改造 段数	改造 簇数	砂量/m ³	入地 液量/m ³	初期单 井日产 油量/t	生产 时间/ 月	累计产油量 (2025.2)/ (10 ⁴ t)			
150	4	1 901	80.2	14.3	25	151	3 789	32 266	17.0	61	1.64	2.20	15.4	7.7
200	11	1 647	77.9	16.5	23	112	3 088	28 616	12.8	69	1.44	2.43	14.8	7.4
300	5	1 684	77.2	25.3	25	108	2 903	27 281	15.6	57	1.60	3.71	14.7	7.3
400	4	1 854	72.9	37.1	26	135	4 573	40 852	19.2	70	2.21	3.45	9.3	4.7
500	4	1 647	79.0	41.2	21	147	2 830	28 056	18.1	59	2.25	3.84	9.3	4.7
600	6	1 377	72.5	41.3	21	102	3 314	27 577	16.2	72	2.15	3.62	8.8	4.4
合计/平均	34	1 685	76.6	29.3	24	126	3 416	30 775	16.5	65	1.88	3.21	12.0	6.0

注:EUR为最终可采储量;EOR为采收率。

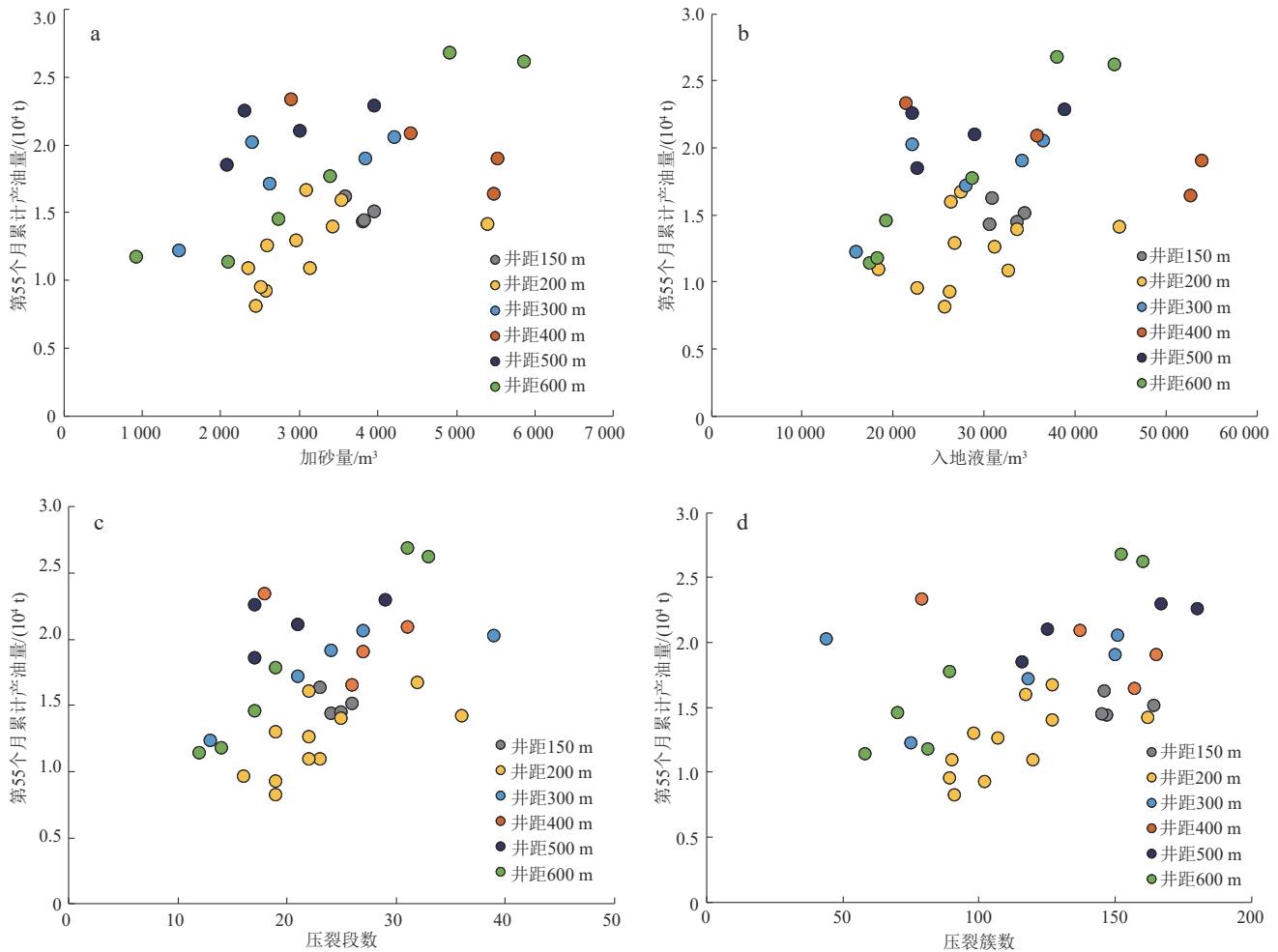


图1 鄂尔多斯盆地庆城油田不同井距水平井各压裂参数与累计产油量关系

Fig. 1 Relationships between fracturing parameters and cumulative oil production under different well spacing values in the Qingcheng oilfield, Ordos Basin

a. 百米加砂量; b. 入地液量; c. 压裂段数; d. 压裂簇数

小,裂缝条数越多;压裂缝呈集群式分布,常见不同间距的平行裂缝群;少数裂缝出现分叉和偏转,微裂缝发育处有局部方位变化;裂缝空间形态简单,存在局部裂缝未控制区。这些现象表明目前的布缝密度尚不足以实现最大化的储层改造效果,部分区域的油渗流通道不畅,严重制约了储层整体导流能力的发挥,影响整体采收效率。

根据QH41平台2口水平井取心分析结果,在常规地质模型基础上进行了两方面关键改进:①进一步细化岩性分类,依据测井曲线特征建立了细砂岩、粉砂岩、泥质粉砂岩和泥岩4类岩性模型,显著提升了岩性表征精度;②根据水平井取心观察获得的压裂水平井每个射孔段内单段射孔簇对应的人工裂缝条数及距射孔点的距离,采用基于离散裂缝模型(DFM)的非结构化网格方法,在数值模型中对观察到的每条裂缝进行网格剖分,精准定位单段射孔簇人工裂缝的网格位置。人工

裂缝缝长的设置方法如下:首先建立微地震监测的人工裂缝缝长与岩心观察缝长之间的校正关系,然后确定数值模型中每段裂缝的长度。缝高设置采用压窜目的层含油层段,遇稳定泥质隔层终止,从而更真实地反映人工裂缝分布特征,提高数值模拟可靠性。数值模拟结果表明,在相同施工条件下,段数由2增加到3,簇数由8增加到12,可显著扩大支撑缝面积并提高累计预测产量。因此,通过将簇间距从6~12 m优化至4~8 m、段密度从2.0~2.5段/(100 m)提升至2.5~3.0段/(100 m),可有效增加缝控程度,强化裂缝对基质的覆盖与控制,促进原油从基质向裂缝的渗流,最终实现采收率提升。

采收率为累计产油量在地质储量中的占比,地质储量与含油面积相关,含油面积则与水平段长度和井距成正比。基于前述研究成果,在新区开发中可采取小井距、小簇间距、大规模压裂、交错布缝及缝口-缝内复合暂堵技术为核心的一体化策略,通过将水平井

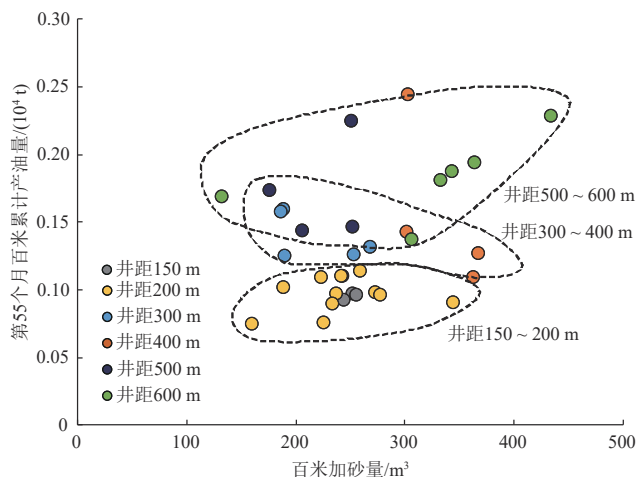


图2 鄂尔多斯盆地庆城油田不同井距水平井百米加砂量与累计产油量关系

Fig. 2 Relationships between proppant volume per 100 m stage length and cumulative oil production of fractured horizontal wells under different well spacing values in the Qingcheng oilfield, Ordos Basin

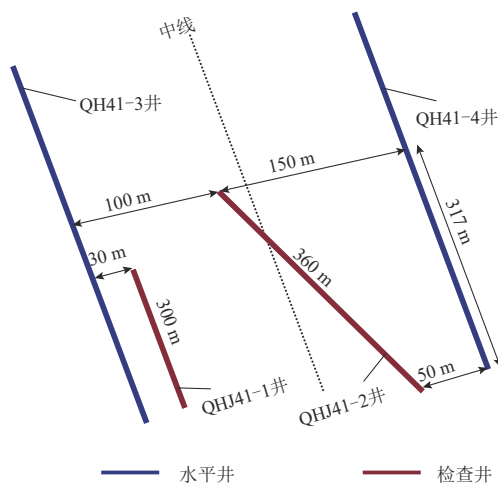


图3 鄂尔多斯盆地庆城油田取心检查井与目标水平井平面位置关系

Fig. 3 Diagram showing the spatial relationship between cored wells and target wells in the Qingcheng oilfield, Ordos Basin

井距从500 m缩小到300 m,当其他地质条件和单井累计产油量不变的情况下,含油面积变为原来的0.6倍,地质储量也变为原来的0.6倍,采收率从目前的约7.0%提升至11.2%,提升幅度超过4%。

4 多介质补能和重复压裂提高老区采收率技术

页岩油水平井地层压力下降快,投产后第3—第4年即降至原始地层压力的70%左右,导致采油速度与预

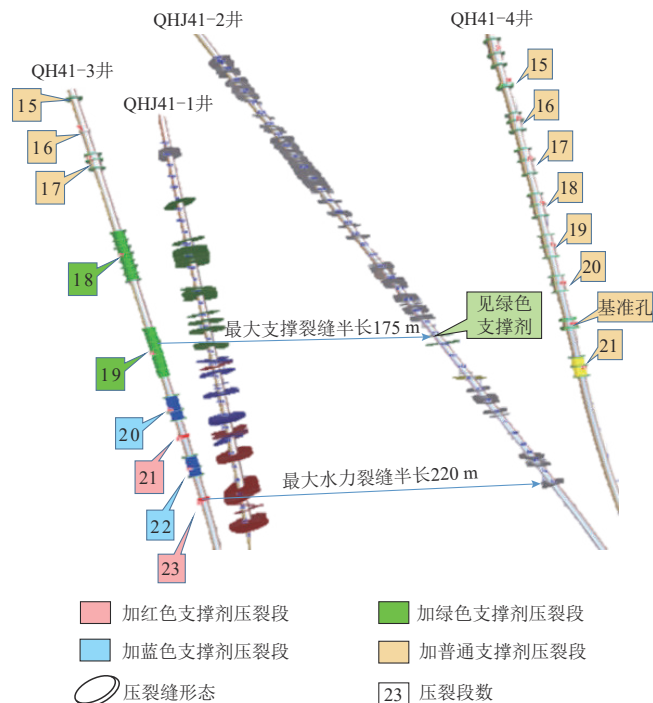


图4 鄂尔多斯盆地庆城油田检查取心井与目标水平井裂缝对应关系平面图

Fig. 4 Diagram showing the correspondence between fractures in cored wells and target wells in the Qingcheng oilfield, Ordos Basin

测采收率偏低,地层中仍赋存大量的剩余油。精细刻画地下剩余油分布特征是实施二次补能和重复压裂的基础。针对老区低压和低渗的突出问题,应在明确剩余油分布的前提下,通过针对性地补能和重复压裂实现地层增压和增渗,从而有效提升单井产能和油田采收率。

4.1 剩余油分布特征

4.1.1 PNNPlus 饱和度测井

在庆城油田页岩油开发老区,通过YP3井开展了国内首次页岩油PNNPlus饱和度测井^[30],成功获取了短、长源距热中子计数率、热中子衰减矩阵以及近、远源距低能和高能活化伽马计数率曲线。测井结果显示,各压裂储层含油饱和度为31.74%~54.91%,对比初始含油饱和度下降3.76%~16.37%,前期未改造油层段的含油饱和度变化范围为仅为0.23%~3.80%、平均值为1.92%。

根据YP3井初始含油饱和度及PNNPlus测井资料,分析了该井累计生产140个月期间各压裂段含油饱和度的动态变化,并结合储层物性、岩性和含油性参数进行对比,得出以下认识:①储层声波时差、泥质含量、原始含油饱和度及气测全烃含量参数与含油饱和

度变化无明显相关性;②基于高精度三维地质建模,定量评价的三维地质品质的“甜点”指数GQ与含油饱和度变化呈正相关关系;③目前含油饱和度(剩余油)与初始含油饱和度成正相关关系。由于页岩油储层致密,水平井采用衰竭式开发,导致动用半径小、驱油效率低,剩余油主要分布在未动用的压裂段间区域以及初始含油性较好的压裂段邻近部位。

4.1.2 数值模拟

以具备微地震监测与剩余油饱和度监测资料的YP3井为研究对象,采用数值模拟方法深入分析页岩油水平井开发中、后期剩余油的分布特征。

针对研究井组建立了三维精细地质模型,网格大小为 $10.00\text{ m} \times 10.00\text{ m} \times 0.25\text{ m}$,并在此基础上构建了网格步长为 $10.00\text{ m} \times 10.00\text{ m} \times 1.00\text{ m}$ 的数值模型,总网格数约为 62×10^4 个。模型基本参数包括:渗透率为 $(0.05 \sim 0.15) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔隙度为 $7.5\% \sim 11.0\%$,平均含油饱和度为 65% ,油层厚度为 10 m ,原始地层压力为 15.8 MPa ,原始溶解气/油比为 $101.7\text{ m}^3/\text{m}^3$,地层原油黏度为 $1.42\text{ mPa}\cdot\text{s}$,油藏温度为 $65\text{ }^\circ\text{C}$;油-水、油-气相对渗透率见图5a,b,岩石压缩系数见图5c。基于YP3井原油高压物性数据建立流体模型,

各拟组分参数见表2。采用Kinetix模块中的非常规裂缝扩展模型(UFM),结合该井实际施工参数模拟水力压裂缝分布,结果显示受储层地应力非均质性影响,模型中水力压裂缝分布呈现出较强的非均质性。通过拟合现场生产动态数据模拟衰竭开发,获得了YP3井在初始状态、衰竭开发第5以及第10年时的压力场与含油饱和度场分布(图6)。

根据数值模拟结果,YP3井衰竭开发5年,各压裂段平均含油饱和度下降 9.10% ,年均降幅为 1.82% ;衰竭开发第6—第10年,各压裂段平均含油饱和度下降 3.80% ,年均降幅为 0.76% 。含油饱和度的这一变化趋势与油井生产动态具有良好的一致性。

根据数值模拟结果,YP3井衰竭开发10a后,各压裂段含油饱和度下降幅度差异大,其中,第1,2,3,4,6和7段含油饱和度降幅介于 $8\% \sim 11\%$,平均值为 9.8% ;而第5,8,9,10和11段降幅为 $14\% \sim 21\%$,平均值为 16.6% ,该变化趋势与PNNPlus饱和度测井结果基本一致(图7)。数值模拟饱和度场显示,页岩油水平井衰竭开发后剩余油呈现明显的“强非均质”分布特征,剩余油主要富集于人工裂缝未能有效控制区域和裂缝控制范围内因压力降低而形成的低压带,构成局部剩余油“滞留带”。

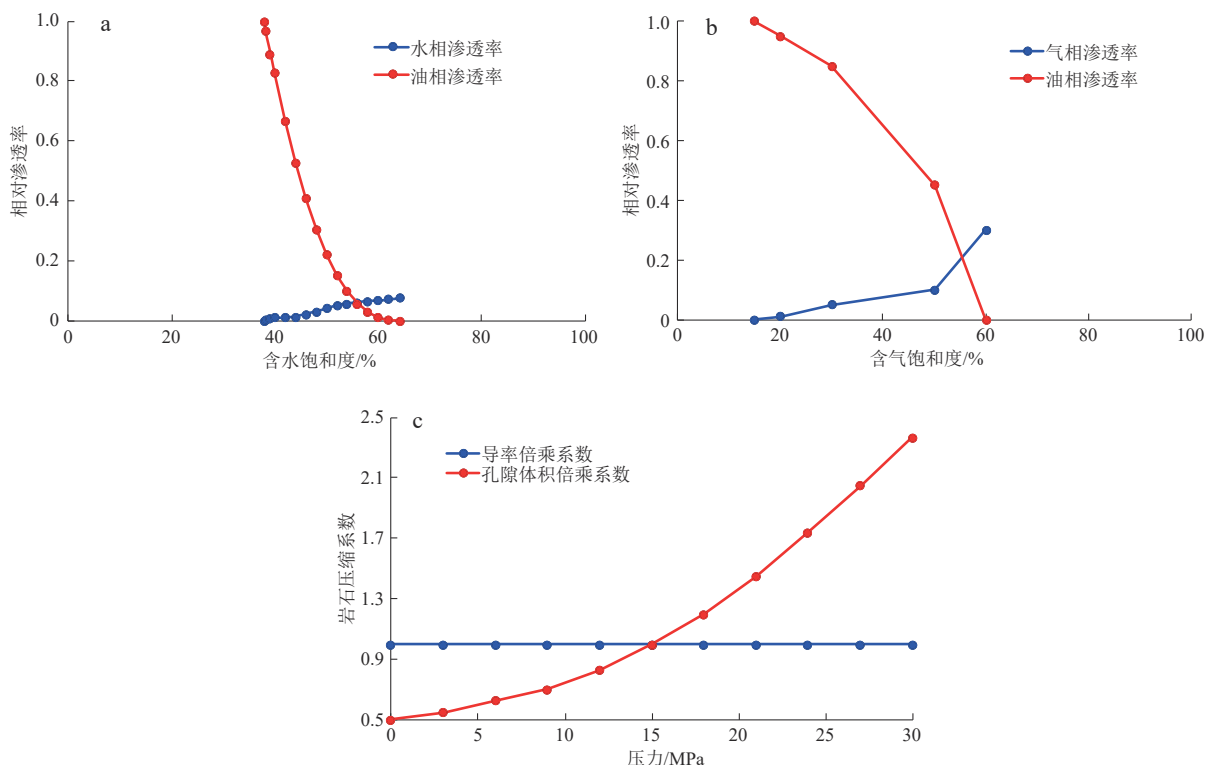


图5 鄂尔多斯盆地庆城油田油-水和油-气相对渗透率及岩石压缩系数

Fig. 5 Curves showing the oil-water and oil-gas relative permeability and rock compression coefficient of the Qingcheng oilfield, Ordos Basin

a. 油-水相对渗透率曲线;b. 油-气相对渗透率曲线;c. 岩石压缩系数-压力关系

表 2 鄂尔多斯盆地庆城油田拟组分参数统计

Table 2 Statistics of fitted compositional parameters of the Qingcheng oilfield , Ordos Basin

序号	组分	摩尔分数/%	分子量	临界温度/K	临界压力/MPa	离心因子	临界体积/m ³	相对密度	沸点/K
1	CO ₂	0.129	44.01	304.2	7.38	0.228 0	0.094 0	0.818 0	194.690
2	C ₁	27.403	16.04	190.6	4.60	0.012 0	0.098 6	0.300 0	111.670
3	C ₂	8.432	30.07	305.3	4.87	0.100 0	0.145 5	0.356 0	184.570
4	C ₃	9.842	44.10	369.8	4.25	0.152 0	0.200 0	0.507 0	231.040
5	C ₄ —C ₁₀	28.354	103.92	503.2	3.31	0.360 2	0.521 8	0.691 4	350.677
6	C ₁₁ —C ₂₀	18.378	197.18	700.2	2.27	0.495 6	0.680 4	0.806 4	456.896
7	C ₂₁₊	7.461	286.35	802.8	1.65	0.681 4	0.834 9	0.881 0	579.482

注:C₁为甲烷;C₂为乙烷;C₃为丙烷;C₄—C₁₀为丁烷—癸烷,轻质的汽油馏分;C₁₁—C₂₀为十一烷—二十烷,中质的煤油/柴油馏分;C₂₁₊为碳数大于21的重质的油和蜡组分。

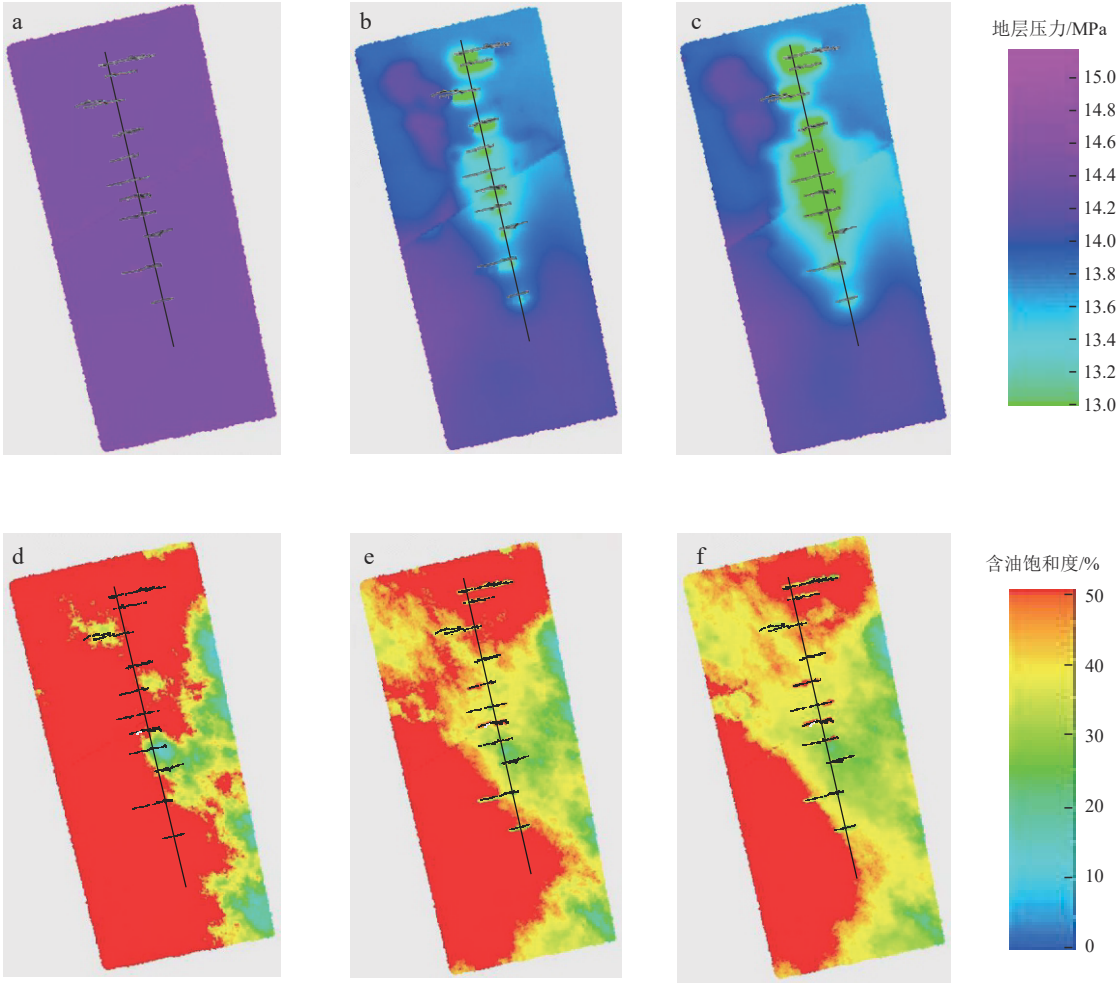


图6 鄂尔多斯盆地庆城油田YP3井不同时间地层压力场和含油饱和度场分布

Fig. 6 Time variations of the distributions of pressure field and oil saturation field in well YP3, Qingcheng oilfield, Ordos Basin

a. 初始时刻压力场;b. 衰竭开发5 a时压力场;c. 衰竭开发10 a时压力场;d. 初始时刻含油饱和度场;e. 开发5 a时含油饱和度场;f. 开发10 a时含油饱和度场

4.2 多介质复合体系提高采收率技术

鄂尔多斯盆地老区补能提高采收率试验表明,开发中、后期的页岩油水平井仅依靠注水或注气等单一介质补能难以大幅提高采收率,需攻关多介质协同增

效的二次补能提采技术。老区投产水平井可以通过实施“精细分段+大排量注气+结构化驱替”的多介质复合补能和重复压裂技术,可有效动用水平井剩余油,预期采收率可提高3%~5%。该补能方式主要适用于初期改造程度较高、投产开发6a后采出程度大于5%且

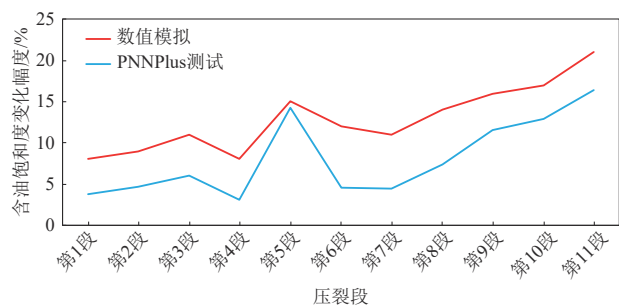


图7 鄂尔多斯盆地庆城油田YP3井不同压裂段含油饱和度数值模拟与PNNPlus测试结果对比

Fig. 7 Comparison of oil saturation derived from numerical simulation and PNNPlus logging in the Qingcheng oilfield, Ordos Basin

15a后预测采出程度介于7%~9%的井区,随着CO₂气源价格的进一步降低,该项补能方式的应用前景较为广阔。

4.2.1 补能方式优化

主要开展了页岩油本井补能与烃类气驱两类先导试验,取得了一定的进展和成效。

1) 老区补能矿场实践

① 本井补能

注水吞吐补能:自2015年起,陆续开展了常规注水吞吐、快速注水吞吐以及分段注水+驱油剂吞吐补能试验。2015—2016年,在鄂尔多斯盆地东北部新安边油田A83区实施常规注水吞吐17口井,措施有效井仅2口,措施有效率11.7%,效果较差。2017年,在庆城油田X233区及新安边油田A83区开展快速注水吞吐12口井,措施后平均单井产液量7.00 m³/d,产油量2.29 t/d,单井累计增油366 t。2018—2020年,在A83区与X233区实施分段注水+驱油剂吞吐4口井,措施后平均单井产液量13.19 m³/d,产油量1.88 t/d,单井累计增油555 t。注水吞吐试验结果显示,分段快速注入吞吐更有利于补能介质向裂缝深部运移,实现裂缝壁面冲洗、深部补能及井间-段间驱替,并具有一定的扩缝效果;然而,水平井注水吞吐效果差异显著,整体难以作为页岩油开发的主体技术。

注气吞吐补能:开展了常规注CO₂吞吐与同步注CO₂吞吐补能试验。2017年,在A83区实施1口水平井常规注CO₂吞吐,累计注入液态CO₂2000 t,措施后产油量由2.40 t/d升至3.00 t/d,含水率由26.4%升至46.4%,有效期仅10 d。注气过程中出现明显气窜,15口邻井井口快速见气。2022—2023年,基于“同注、同闷、同采”的技术思路,在X233区实施5口水平井同步

注CO₂补能试验,单井累计注气量(1.2~1.7)×10⁴ t,地层压力由8.5 MPa升至21.4 MPa,峰值产液量达7.70~38.10 m³/d,注气过程中邻井未发生气窜。该“区域补能、同步升压”吞吐模式有效降低了井间气窜风险,但由于水平井段间改造不均,导致产液和吸气剖面差异显著,注入气体易在部分压裂段富集,闷井扩散后仍主要滞留于水力裂缝分布,开井后大量气体无效返排,制约了补能增油效果。因此,精细分段补能技术和提高补能介质利用率是下步优化的重要方向。

② 烃类气驱

2020年以来,庆城油田Z230区开展了烃类气驱补能试验,采用“3注9采”井网结构,包括1口注气水平井、2口注气定向井和9口采油水平井。注气过程经历了4个阶段的优化调整:水平井与定向井同时注入、定向井单独注入、水平井单独注入以及水平井与定向井轮换注入。目前水平井注气量为6500 m³/d,定向井注气量为3000 m³/d,累计注气量达359.8×10⁴ m³,地下体积折算为0.0089 PV(PV为孔隙体积),其中水平井累计注气占比为78.8%。在连续注气过程中,3口采油井出现气窜现象。另有6口井的生产动态显示见效特征,对比措施前增油量1.67 t/d,累计增油量达2636 t。当前水平井连续气驱仍面临气窜风险,制约了增产效果,需进一步加强气窜防治技术的研究与应用。

2) 注入方式优化

前期笼统补能过程中,补能介质会优先向局部低压区运移,闷井扩散后仍主要滞留于水力裂缝带内,未能实现有效波及。开井生产后CO₂迅速返排至地面,能量利用率低,导致增油效果不佳。

为定量分析段间非均质性对二次补能效果的影响,以庆城油田采出程度低的典型井组XP236(包括XP236-43井和XP236-44井)作为研究对象,通过数值模拟研究注气过程中各段吸气差异对开发效果的影响。该井组位于鄂尔多斯盆地西南部,目的层为长7²油层亚组,埋深2031 m,平均有效厚度8.4 m。井组内2口水平井平均水平段长1385 m,井距500 m,控制面积1.39 km²,控制地质储量49.0×10⁴ t。开发过程中采用水平井体积压裂进行一次补能,并实施衰竭式开发,平均单井改造10段、20簇,加砂量1007 m³,排量7~8 m³/min,总入地液量12889 m³。井组于2014年投产,生产初期平均日产油6.2 t,之后产量快速递减。截至目前,平均单井累计生产时间10.4a,地层压力保持水平为76.9%,平均单井日产油0.9 t,采油速度0.12%。典型井XP236-44分段产能贡献拟合结果如图8所示,一次改造后段间产能贡献差异明显,总体上

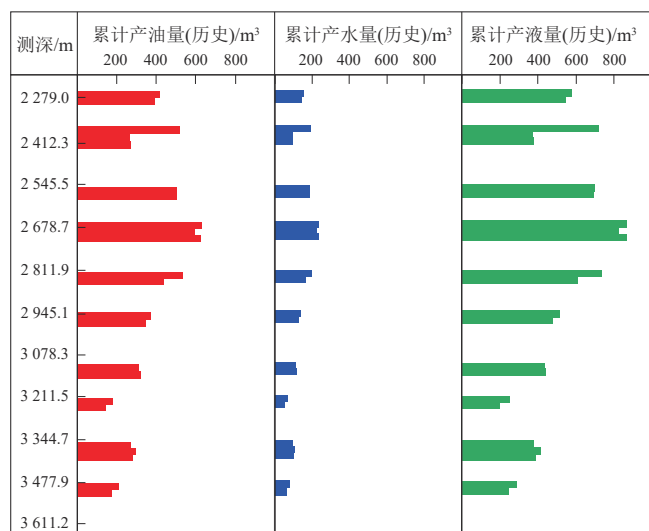


图8 鄂尔多斯盆地庆城油田XP236井组分段产液拟合结果

Fig. 8 Fitted fluid production across different fracturing intervals in well group XP236-44, Qingcheng oilfield, Ordos Basin

储层品质较好的改造段产能贡献较高,与前述剩余油分布研究结论一致。

模拟方案的设计原则为:在总注气量相同的条件下,对比不同数量压裂段吸气对吞吐增油效果的影响。

据此设计了3套模拟方案。

①方案一:所有改造段(第1段—第10段)参与吸气,注气量为8 000 t,注气速度为100 t/d,闷井时间为30 d,井底流压控制在8 MPa,生产时长为3 650 d。

②方案二:部分改造段(第1段—第7段)参与吸气,注气量为8 000 t,注气速度为100 t/d,闷井时间为30 d,井底流压控制在8 MPa,生产时长为3 650 d。

③方案三:部分改造段(第1段—第4段)参与吸气,注气量为8 000 t,注气速度为100 t/d,闷井时间为30 d,井底流压控制在8 MPa,生产时长为3 650 d。

通过对不同开发方案的模拟,获得了相应的生产气/油比、累计产CO₂量和累计产油量变化曲线(图9)。结果显示,在注气量相同的条件下,生产气/油比和累计产CO₂量与吸气段数成反比关系,而累计产油量则与吸气段数成正比。注入气体主要沿裂缝进入并扩散至基质中,相同注气量下,吸气段越少,气体与基质接触体积越小,大量CO₂聚集在裂缝周围,开井后容易发生无效返排,导致初期生产气/油比和累积返排CO₂量高,注气补能的能量利用率低,最终累计产油量也较低。因此,实施精细分段补能,降

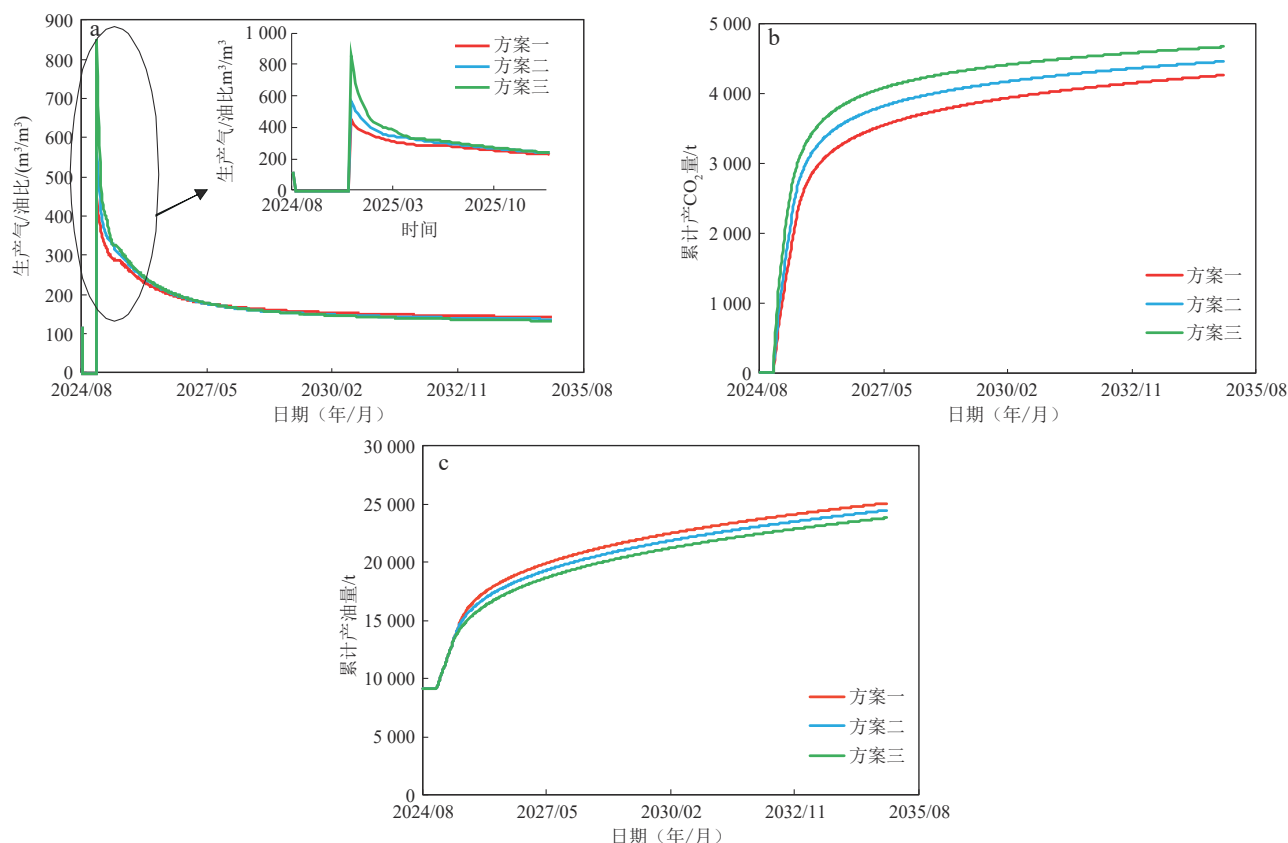
图9 鄂尔多斯盆地庆城油田不同吸气段的生产气/油比(a)、累计产CO₂量(b)和累计产油量(c)曲线

Fig. 9 Producing gas/oil ratio, cumulative CO₂ production, and cumulative oil production under different numbers of CO₂ adsorption intervals in the Qingcheng oilfield, Ordos Basin

低段间非均质性的不利影响,扩大补能介质在裂缝和基质中的波及范围,是页岩油水平井二次补能提高采收率的关键。多级滑套分段注入工艺通过在井筒内安装多级滑套,实现对不同层段的分隔与流体注入控制,能够有效实现分段注入和分段闷井,避免井间干扰,提高补能效果。

4.2.2 补能介质组合优选

受自身物理和化学特性的影响,不同补能介质与页岩油储层及流体之间可发生多种差异性相互作用,与单一介质相比,多介质复合补能具有更大的提高采收率潜力。

前期研究表明,随着注气量的增加,原油的饱和压力上升,体积发生膨胀,黏度及界面张力均有所下降,说明注气可以有效改善原油物性。在伴生气、 N_2 及减氧空气等介质中, CO_2 对鄂尔多斯盆地长7油层组页岩油的物性改善效果最为显著: CO_2 -原油混合体系表现出更低的饱和压力、黏度和界面张力,与原油互溶能力更强,原油体积膨胀系数更高,更易实现混相,且在基质岩心驱替实验中显示出更高的驱油效率,因而是页岩油补能的最优气体介质。鄂尔多斯盆地碳源丰富, CO_2 市场供应量超过4 000 t/d,可充分满足页岩油井 CO_2 补能和前置 CO_2 压裂补能等提高采收率试验的气源需求。

常规化学驱油剂主要包括聚合物类、表面活性剂类和碱类等;近年来,纳米流体和智能凝胶等新型驱油剂也逐渐得到应用。长庆油田自主研发的量子点纳米驱油剂,其粒径 ≤ 10 nm,耐温达80℃,耐矿化度达300 mg/L。在天然岩心微观模型评价中,该驱油剂的浓度在0.3%时其驱油效率为85.16%,具有良好的传质能力,可增强液-液界面与液-固界面之间的双向作用,通过降低原油黏附力,快速剥离油滴,有效动用赋存于孔隙角隅的黏附原油,并挤占原油赋存位点,从而大幅提高原油动用效率。

以驱油剂类型和化学剂段塞注入顺序为变量,选用量子点纳米驱油剂开展室内化学辅助 CO_2 吞吐实验,共设置了4组方案:空白对照组(方案一:0.6 PV CO_2 ;方案二:0.6 PV CO_2 +0.2 PV 水)、表面活性剂组(方案三:0.6 PV CO_2 +0.2 PV 0.3%驱油剂)以及段塞位置组(方案四:0.2 PV 0.3%驱油剂+0.6 PV CO_2)。实验结果表明,采用 CO_2 与驱油剂组合段塞可显著提高采收率,较单纯 CO_2 吞吐的26.39%提升至50.18%,显示出良好的开发效果。因此,优选量子点纳米驱油剂作为多介质复合体系中的液相介质,并推荐采用

“ CO_2 段塞+量子点纳米驱油剂段塞”的组合方式。

4.2.3 注采参数优化

长7油层组页岩油为轻质油,地层条件下原油黏度低、易混相,溶胀增能是长7油层组页岩油注 CO_2 吞吐补能的主要作用机理,因此保证 CO_2 长时间溶解于原油并避免过早析出,是实现有效补能和提高产量的关键。本文提出了“精细分段+大排量注气+结构化驱替”于一体的多介质复合补能技术方案:其中“精细分段”指采用多级滑套分段注入工艺,实现分段注入和分段闷井,以有效避免段间干扰;“大排量注气”通过压裂车组来实现,通过大排量快速注入可以促进原有闭合裂缝的二次开启,扩大补能介质作用范围,同时迅速注入升压助力构建段间和井间结构化驱替系统;“结构化驱替”基于驱替在页岩油水平井衰竭开发过程中产液贡献超70%的认识,通过压裂段间交错注入(图10)推动本井高压补能缝与低压生产缝的段间驱替、以及本井补能缝(高压)与邻井生产缝(低压)的井间驱替,从而高效动用段间和井间剩余油。多介质复合补能体系采用 CO_2 段塞与量子点纳米驱油剂段塞组合,针对长7油层组储层混合润湿性(大孔隙偏亲油、小孔隙偏亲水)特征,先注入气体段塞使 CO_2 进入小孔隙补能并扩大波及体积,后注入驱油剂段塞使其占据裂缝和大孔隙,通过降低原油黏附力、快速剥离油滴和动用角隅黏附原油,提高驱油效率,最终通过 CO_2 与驱油剂的协同作用大幅提高采收率。

通过对研究井组开展油藏数值模拟,以“精细分段+大排量注气+结构化驱替”多介质复合补能方案为对象,采用控制单一变量的方法依次优化了单一气介质的注入量与注入速度、多介质协同的注气量与驱油剂用量以及闷井时间等注采参数。基础模型参数设定为注入速度100 t/d,闷井时间30 d,井底流压8 MPa,生

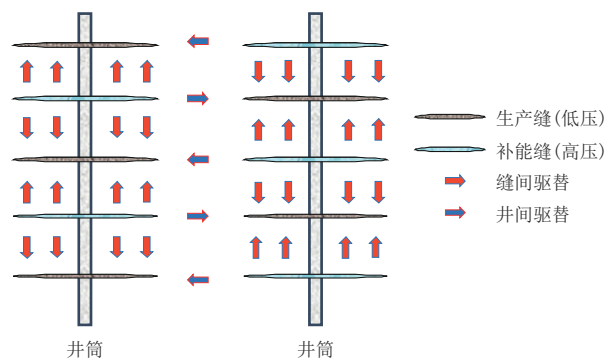


图10 补能提高采收率试验中结构化补能示意图

Fig. 10 Schematic diagram showing structured energy replenishment

产时长 3 650 d;通过模拟不同注气量(2 000, 4 000, 5 000, 6 000, 7 000, 8 000 和 10 000 t)下的阶段产油量和近井地带平均压力变化。如图 11 所示,阶段产油量随注入量增加而上升,但当注气量超过 7 000 t 时曲线出现拐点,增产幅度趋缓,因此将单井最优注气量确定为 7 000 t,该条件下闷井后近井地带平均压力可达到最小混相压力,实现 CO_2 与原油的充分混相。

不同注入速度下的阶段产油量模拟结果(图 12)显示:随着注入速度增大,单井阶段产油量快速上升,主要原因是大排量快速注入可以促进裂缝二次开启,从而提升裂缝导流能力、扩大补能介质作用范围,最终改善增油效果;当注入速度大于 $2 \text{ m}^3/\text{min}$ 后,单井阶段产油量上升速度变缓,因此将注入速度优化为 $2 \sim 6 \text{ m}^3/\text{min}$,现场可根据实际条件在该范围内进行调整。

从不同单井 CO_2 注入量与单井阶段产油量的关

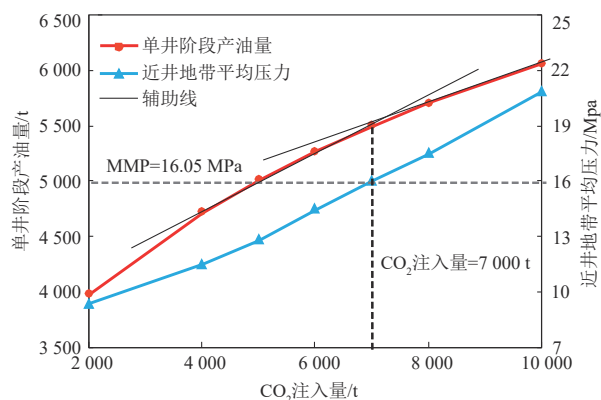


图 11 鄂尔多斯盆地庆城油田不同注气量下单井阶段产油量和近井地带平均压力变化

Fig. 11 Single-well staged oil production and average near-wellbore pressure under different CO_2 injection volumes in the Qingcheng oilfield, Ordos Basin (MMP: 最小混相压力。)

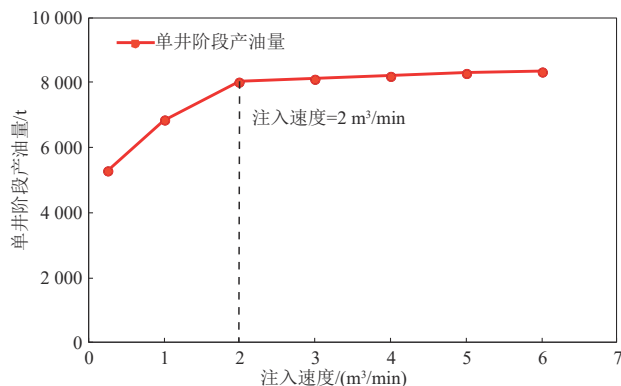


图 12 鄂尔多斯盆地庆城油田注入速度与单井阶段产油量关系

Fig. 12 Variation in single-well staged oil production with injection rate in the Qingcheng oilfield, Ordos Basin

系可以看出(图 13),在注入量相同的条件下,随着注气比例提高,单井阶段产油量持续增加。注入的 CO_2 在流动波及和扩散波及作用下溶解于原油中,并不断向基质深处扩散;注气量越大,气体波及体积越大,溶解于原油的 CO_2 量越多,增能效果越好。根据产油量曲线的拐点特征,将单井 CO_2 最佳注入量优化为 5 000 t。

从不同单井驱油剂注入量与单井阶段产油量的关系可以看出(图 14),随着单井驱油剂用量的增加,单井阶段产油量持续增加。该方案采用先注 CO_2 后注驱油剂的段塞组合:驱油剂充填于裂缝和大孔隙中,推动前缘气体段塞向地层深部扩散;开井生产过程中,驱油剂优先返排,降低近井地带压降速度,避免 CO_2 过早从原油中析出,从而延长注入气体溶解降黏和膨胀增能的作用时间,提高注入气体补能利用率。驱油剂用量

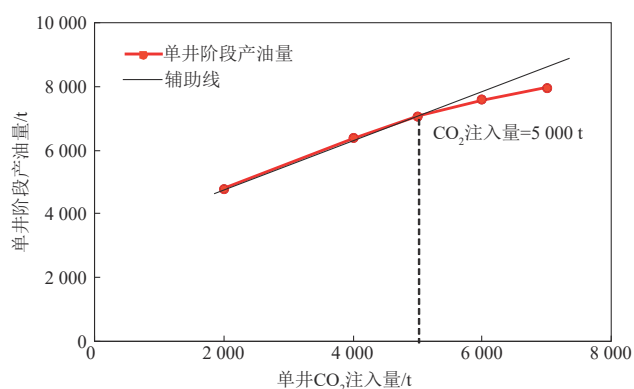


图 13 鄂尔多斯盆地庆城油田单井 CO_2 注入量与单井阶段产油量关系

Fig. 13 Variation in single-well staged oil production with single-well CO_2 injection volume in the Qingcheng oilfield, Ordos Basin

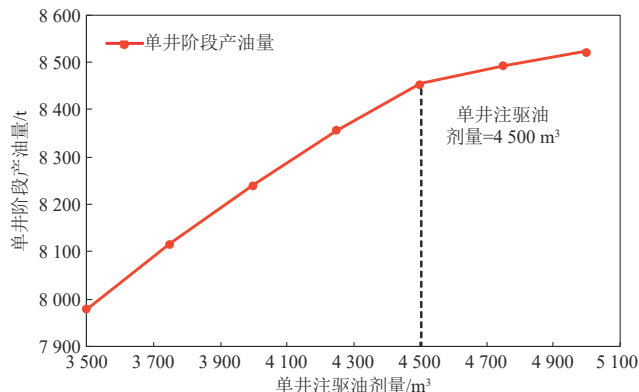


图 14 鄂尔多斯盆地庆城油田单井注驱油剂量与单井阶段产油量关系

Fig. 14 Variation in single-well staged oil production with single-well oil-displacing agent injection volume in the Qingcheng oilfield, Ordos Basin

越大,驱替前端的气体扩散波及范围越广,补能效果也越显著,根据阶段累计产油量曲线的拐点特征,将驱油剂最佳注入量优化为4 500 m³。

从不同闷井时间与近井地带平均压力系数的关系可以看出(图15),闷井初期压力下降较快,之后随着闷井时间延长,CO₂扩散溶解的有效波及范围基本稳定,井底压力逐渐平稳,继续延长闷井时间对提产增油的贡献显著减小。根据压力变化曲线的拐点特征,将最优闷井时间优化为50 d;试验现场中可通过监测压力稳定性判断闷井是否充分,并据此选择合适时机开井生产。

4.2.4 效果预测

数值模拟结果表明,研究井组采用“精细分段+大排量注气+结构化驱替”的多介质复合补能措施后,设置单井CO₂注入量5 000 t,量子点纳米驱油剂用量4 500 m³,注入速度2 m³/min,闷井时间50 d,井底流压控制在8 MPa,生产时间15a。预测日产油量和累计产油量如图16所示,措施后生产15a的累计产油量为18 937 t,对比衰竭式开发增油量15 488 t,采收率提高3.16%,可有效改善开发效果(图16)。

4.3 重复压裂提高采收率技术

2017年以来,针对早期改造程度低、采出程度低以及采油速度低的低产水平井,开展了常规复压、体积复压和区域补能体积复压等技术探索。2017年主要采取原人工裂缝复压为主、加密新缝为辅的方式,单井初期日增油量3.1 t。2020年转为以加密造新缝为主、

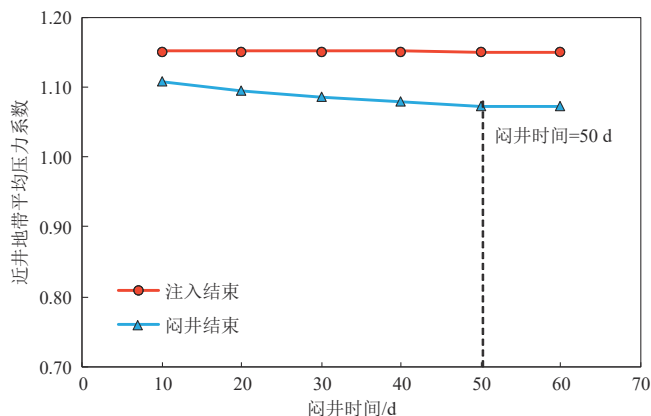


图15 鄂尔多斯盆地庆城油田闷井时间与近井地带平均压力系数关系

Fig. 15 Variation in the average pressure coefficient of the near-wellbore zone with soaking time in the Qingcheng oilfield, Ordos Basin

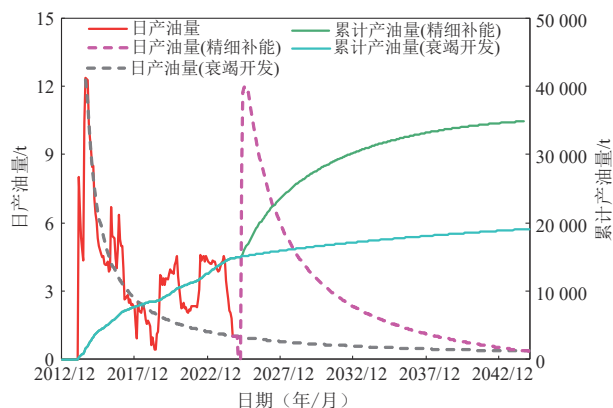


图16 鄂尔多斯盆地庆城油田研究井组日产油量与累计产油量预测曲线

Fig. 16 Curves of predicted daily and cumulative oil production for the investigated well group in the Qingcheng oilfield, Ordos Basin

原人工裂缝复压为辅,单井初期日产油量提高至7.7~11.3 t。至2023年,针对体积复压后产油量递减显著的问题,进一步将压裂前补能方式由“本井分段补能”优化为“本井分段补能+邻井笼统补能”,并采用4"+3^{1/2}"无接箍大通径压裂管柱组合,实现单井初期日产油量7~10 t(表3)。

通过重复压裂矿场实践的总结,主要获得以下认识:①缝控储量与井筒控制储量之间存在显著差异,重复压裂可有效动用段间剩余储量,有助于提高低产水平井的采油速度和最终采收率;②重复压裂过程中,选择老层段进行压裂对增油的贡献一般较小;③受天然/人工裂缝连通性影响,水平井在压前补能和重复压裂过程中邻井见水问题较为突出,通过区域统筹与整体实施,能够减轻对老井产能的影响。

按照“区域补能、井筒再造、体积压裂、渗吸驱油”的思路,在老区优选初期改造不充分、采油速度低及采出程度低的水平井,开展了老井重复压裂试验(图17),本文以典型井XP230-45井和XP231-48井为例,讨论重复压裂前、后生产效果的对比。

4.3.1 基本情况

本次对2口水平井实施了重复压裂,平均单井控制地质储量达24.0×10⁴ t,油层平均厚度9.4 m,孔隙度10.2%,气/油比103.3 m³/t,水平段长度1 211 m,井距500 m,油层钻遇率91.7%,全烃含量9.6%。试验井一次改造中平均单井改造11.0段、22簇,加砂量720 m³,入地液量10 096 m³。2023年实施的重复压裂中,平均单井改造规模提高至15.5段、32簇(图18),加砂量

表3 鄂尔多斯盆地长7油层组页岩油重复压裂水平井改造和生产情况对比统计

Table 3 Statistical comparison of horizontal well stimulation and production in the 7th member of the Yanchang Formation, Ordos Basin

分类	井号	改造工艺	水平 段长 度/m	控制 储量/ (10 ⁴ t)	段数	加砂 量/m ³	入地液 量/m ³	布缝密 度/[段/ (100 m)]	加砂量/ (m ³ /段)	入地液量/ (m ³ /段)	加砂 强度/ (m ³ /m)	进液 强度/ (m ³ /m)	初期 产油 量/t	达产 年产 油量/t
一次改造	西平230-45	水力喷砂	890	16.8	8	633.0	8 022	0.9	79	1 003	0.7	9.0	4.5	3.4
	西平231-48	水力喷砂	1 531	31.2	14	807.5	12 169	0.9	58	869	0.5	7.9	6.4	4.5
平均值			1 211	24.0	11	720.0	10 096	0.9	68	936	0.6	8.5	5.4	4.0
二次改造	西平230-45	单封双卡	890	16.8	15	1 820.0	22 023	2.6	121	1 468	2.0	24.7	9.8	7.7
	西平231-48	井筒再造+ 单封双卡	1 531	31.2	16	2 620.0	39 500	1.0	164	2 469	1.7	25.8	6.9	5.9
平均值			1 211	24.0	16	2 220.0	30 762	1.8	143	1 968	1.9	25.3	8.3	6.8

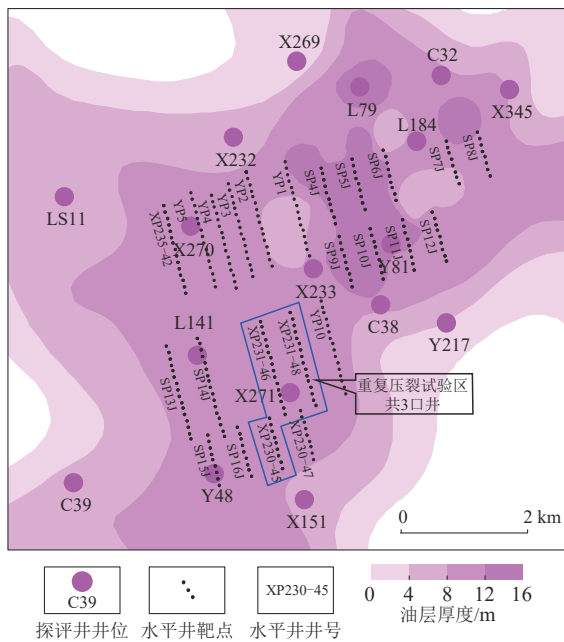


图17 鄂尔多斯盆地庆城油田页岩油提高采收率试验区平面部署

Fig. 17 Deployment of the pilot test area for enhanced shale oil recovery in the Qingcheng oilfield, Ordos Basin

2 220 m³,入地液量 30 762 m³,与试验前相比,各项改造参数均有提升:布缝密度由 0.9 段/(100 m)提高至 1.8 段/(100 m),单段加砂量由 68 m³/段增加至 143 m³/段,单段入地液量由 936 m³/段增加至 1 968 m³/段,加砂强度由 0.6 m³/m 提升至 1.9 m³/m,进液强度由 8.5 m³/m 提高至 25.8 m³/m,压裂排量也从 6.0 m³/min 提升至 8.0~10.0 m³/min。

4.3.2 实施效果

试验井在重复压裂前,投产初期日产液量为 10.5 m³,日产油量 5.4 t,达产年(即含水量下降至 60% 后的

12 个月内)平均日产液量为 6.2 m³,日产油量 4.0 t,含水率 24.8%。生产 109 个月后,日产液量降至 1.8 m³,日产油量 1.0 t,含水率上升至 33.5%,累计产油量 6 092 t,采出程度为 2.54%。2023 年实施重复压裂后,试验井生产效果显著提升,初期日产液量为 20.6 m³,日产油量 8.3 t,达产年日产液量和日产油量分别提高至 14.8 m³和 6.8 t,分别为改造前的 1.7 倍。截至目前已投产 21 个月,平均单井阶段产油量达 3 729 t。根据递减规律预测,措施后生产 15a 累计产油量可达 14 036 t,采收率将提升至 8.39%,增幅达到 4.8%,采出程度实现大幅增长。

重复压裂有效提升了水平井的储量动用程度,但在后续生产过程中仍面临含水下降缓慢和产量递减较快的情况(图 19),预测 15a 内单井量 EUR 为 1.4 × 10⁴ t,与采用相同改造工艺的新投产水平井相比偏低。2023 年 10 月 8 日—2024 年 5 月 5 日,在 XP231-48 井开展了量子点示踪剂产液剖面测试,测试结果显示,各压裂段在产油和产水方面的贡献差异显著。该井主产油段为第 3、7 和 9 段,其中第 7 段平均产油贡献率约为 30%,第 3 段和第 9 段产油贡献率在 8%~12%,其余压裂段产油贡献率均低于 5%。主产水段为第 1、5、14 和 15 段,排液初期产水贡献率超过 15%,含水稳定后下降至 5%~10%。XP231-48 井的主要产油和产水贡献段均为大段、多簇改造的压裂段,每段布设 3~4 簇,相比之下,每段仅改造 1 簇的第 8、11 与 13 段产油和产水贡献率较低。该生产特征的主要原因为水力压裂形成的缝网形态较为简单,压裂缝多为平行裂缝群,在相同施工条件下,随着每段改造簇数增加,支撑缝面积增大,缝网控制储量提高,从而增强了人工裂缝的导流能力和储层的供液能力。

重复压裂改善老区水平井开发效果的优势是能够

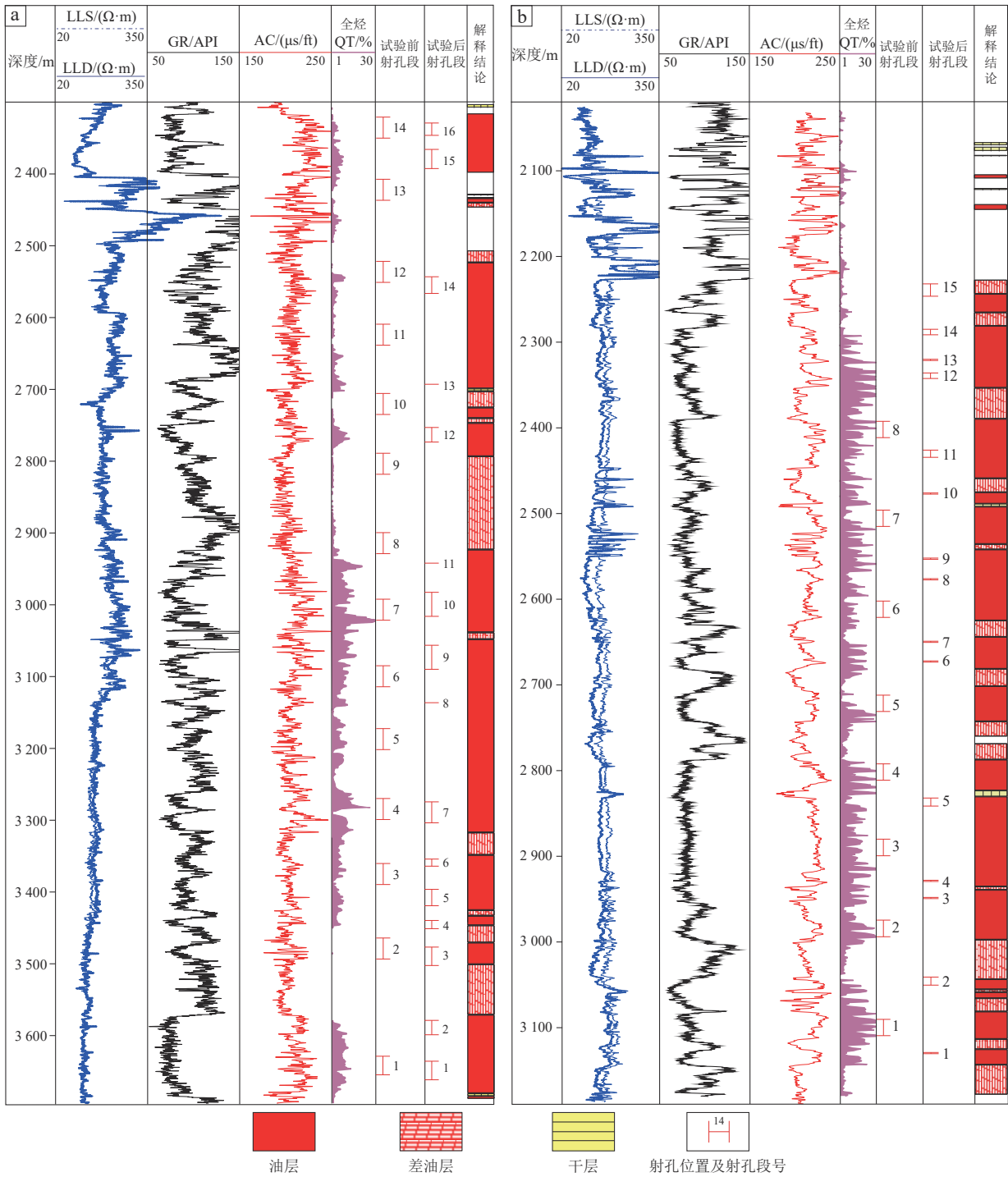


图 18 鄂尔多斯盆地庆城油田 XP230-48 井(a)和 XP230-45 井(b)重复压裂前、后射孔段位置剖面及综合解释成果

Fig. 18 Perforation interval locations before and after refracturing of wells XP231-48 (a) and XP231-45 (b) in the Qingcheng oilfield, Ordos Basin

形成新缝、建立新的渗流通道,有效动用前期的剩余油,从而提高单井 *EUR* 和 *EOR*。自 2018 年以来,庆城油田规模开发的水平井段间距(20~40 m)和簇间距(5~20 m)普遍较小,通过水平段井筒再造技术,能够有效实现重复压裂造新缝的目标。在水平井衰竭开发过程中,随着储层流体持续产出、孔隙压力持续下降,

导致有效应力发生重构。同时,一次改造形成的缝网系统所产生的应力阴影区,会显著影响二次压裂裂缝的扩展方向,制约缝网复杂程度。针对长期生产后实施重复压裂的水平井,可在压裂前通过“区域补能”调整地层应力场,压裂过程中配合使用可降解暂堵剂,以提升缝网复杂性和改造均匀性。该工艺有助于增强裂

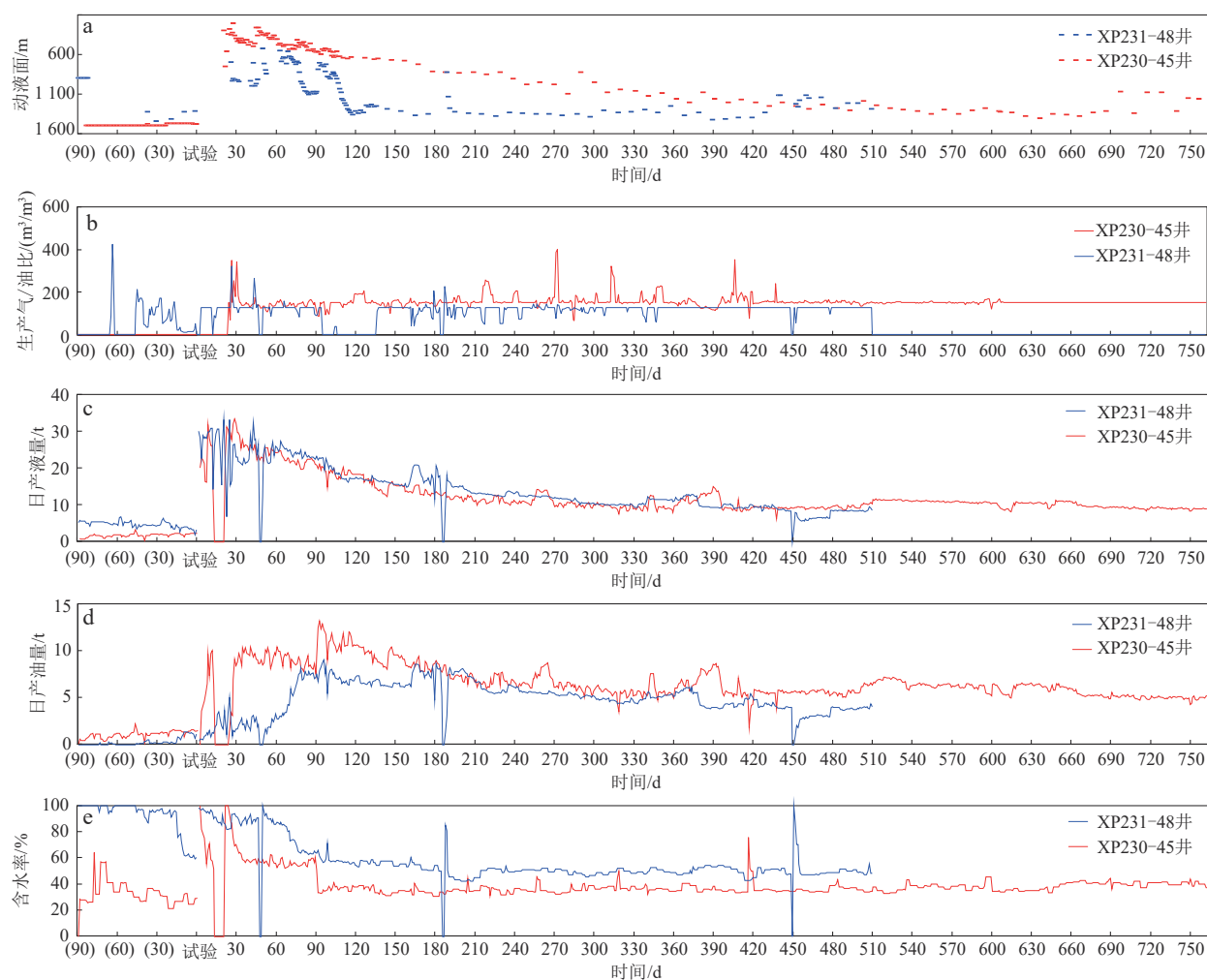


图19 鄂尔多斯盆地庆城油田XP230-45井和XP231-48井重复压裂试验后生产曲线

Fig. 19 Production curves of wells XP230-45 and XP231-48 after refracturing tests in the Qingcheng oilfield, Ordos Basin

a. 动液面; b. 生产气/油比; c. 日产液量; d. 日产油量; e. 含水率

[(30), (60)和(90)分别表示试验前30, 60和90 d。]

缝导流能力、扩大缝控储量,从而减缓油井递减、延长稳产期,最终提高单井累计产油量。

5 结论

1) 井网-缝网协同优化是提升新区页岩油采收率的核心技术,关键在于实现井间与段间储量的充分动用,提高油藏体积波及系数与整体储量动用程度。QHH41平台水力压裂试验场检查井取心结果显示,压裂缝呈集群式分布,约70%的裂缝缝间距集中在1 m以内,局部表现出不均匀分布特征,水力裂缝半缝长最大可达220 m。基于上述研究认识,提出了“小井距+小簇距+大规模+交错布缝+缝口+缝内复合暂堵”的井网-缝网协调优化策略,水平段长度控制在1 500~2 000 m,优化后井距由500 m缩小至

300 m,簇间距由6~12 m降到4~8 m。该策略应用于新区小井距试验区后,预测采收率可提高4%以上。

2) 室内实验及矿场实践均表明,驱替补能开发效果优于吞吐补能。通过采用多级滑套分段注入工艺,可建立多介质协同的高压补能缝与低压生产缝之间的驱替系统,有效发挥井间与段间的驱替作用,已成为老区初期改造程度较好的水平井提高采收率的重要方向之一。攻关形成了以“精细分段+大排量注气+结构化驱替”为核心的多介质复合补能技术,优选CO₂段塞+量子点纳米驱油剂段塞作为多介质组合方式,确定单井最优注入量为CO₂ 5 000 t、量子点纳米驱油剂4 500 m³,最优注入速度为2 m³/min,闷井时间为50 d,井底流压控制在8 MPa。应用该技术后,采收率较自然能量衰竭开发提高了

3. 16%。

3) 针对老区初期改造不充分、采油速度低、采出程度低的水平井,采用重复压裂技术可显著提升生产效果。压裂前通过“区域补能”调整应力场,压裂过程中使用“井筒再造、体积压裂与可降解暂堵剂”等工艺,有效提升剩余油动用程度与缝网复杂度,增强裂缝导流能力并扩大缝控储量,采油阶段充分发挥“渗吸驱油”的作用,减缓产量递减、延长稳产期,最终提高单井累计产油量。现场试验显示,重复压裂后平均产油量达到改造试验前的1.7倍,预期采收率可提高4.8%。

参 考 文 献

- [1] 焦方正, 邹才能, 杨智. 陆相源内石油聚集地质理论认识及勘探开发实践[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(6): 1067-1078.
JIAO Fangzheng, ZOU Caineng, YANG Zhi. Geological theory and exploration & development practice of hydrocarbon accumulation inside continental source kitchens [J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(6): 1067-1078.
- [2] 金之钧, 朱如凯, 梁新平, 等. 当前陆相页岩油勘探开发值得关注的几个问题[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(6): 1276-1287.
JIN Zhijun, ZHU Rukai, LIANG Xinping, et al. Several issues worthy of attention in current lacustrine shale oil exploration and development [J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(6): 1276-1287.
- [3] 李国欣, 朱如凯. 中国石油非常规油气发展现状、挑战与关注问题[J]. 中国石油勘探, 2020, 25(2): 1-13.
LI Guoxin, ZHU Rukai. Progress, challenges and key issues of unconventional oil and gas development of CNPC [J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(2): 1-13.
- [4] 焦方正. 陆相低压页岩油体积开发理论技术及实践——以鄂尔多斯盆地长7段页岩油为例[J]. 天然气地球科学, 2021, 32(6): 836-844.
JIAO Fangzheng. Theoretical technologies and practices concerning “volume development” of low pressure continental shale oil: Case study of shale oil in Chang 7 member, Ordos Basin, China [J]. Natural Gas Geoscience, 2021, 32(6): 836-844.
- [5] 付锁堂, 付金华, 牛小兵, 等. 庆城油田成藏条件及勘探开发关键技术[J]. 石油学报, 2020, 41(7): 777-795.
FU Suotang, FU Jinhua, NIU Xiaobing, et al. Accumulation conditions and key exploration and development technologies in Qingcheng Oilfield [J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(7): 777-795.
- [6] 郭旭升, 马晓潇, 黎茂稳, 等. 陆相页岩油富集机理探讨[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1333-1349.
GUO Xusheng, MA Xiaoxiao, LI Maowen, et al. Mechanisms for lacustrine shale oil enrichment in Chinese sedimentary basins [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(6): 1333-1349.
- [7] 王建, 郭秋麟, 赵晨蕾, 等. 中国主要盆地页岩油气资源潜力及发展前景[J]. 石油学报, 2023, 44(12): 2033-2044.
WANG Jian, GUO Qiulin, ZHAO Chenlei, et al. Potentials and prospects of shale oil-gas resources in major basins of China [J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(12): 2033-2044.
- [8] 杨华, 李士祥, 刘显阳. 鄂尔多斯盆地致密油、页岩油特征及资源潜力[J]. 石油学报, 2013, 34(1): 1-11.
YANG Hua, LI Shixiang, LIU Xianyang. Characteristics and resource prospects of tight oil and shale oil in Ordos Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(1): 1-11.
- [9] 李志明, 刘雅慧, 何晋译, 等. 陆相页岩油“甜点”段评价关键参数界限探讨[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1453-1467.
LI Zhiming, LIU Yahui, HE Jinyi, et al. Limits of critical parameters for sweet-spot interval evaluation of lacustrine shale oil [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(6): 1453-1467.
- [10] 赵文智, 刘伟, 卞从胜, 等. 保存条件对陆相中高熟页岩油富集与流动性保持的作用[J]. 石油勘探与开发, 2025, 52(1): 1-14.
ZHAO Wenzhi, LIU Wei, BIAN Congsheng, et al. Role of preservation conditions on enrichment and fluidity maintenance of medium to high maturity lacustrine shale oil [J]. Petroleum Exploration and Development, 2025, 52(1): 1-14.
- [11] 李明, 王民, 张金友, 等. 中国典型盆地陆相页岩油组分评价及意义[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1479-1498.
LI Ming, WANG Min, ZHANG Jinyou, et al. Evaluation of the compositions of lacustrine shale oil in China's typical basins and its implications [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(6): 1479-1498.
- [12] 孙龙德, 赵文智, 刘合, 等. 页岩油“甜点”概念及其应用讨论[J]. 石油学报, 2023, 44(1): 1-13.
SUN Longde, ZHAO Wenzhi, LIU He, et al. Concept and application of “sweet spot” for shale oil [J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(1): 1-13.
- [13] 李嘉成, 邹家伟, 田刚, 等. 基于地质工程一体化压裂模型的页岩油压裂方案优化——以吉木萨尔凹陷芦苇沟组为例[J]. 断块油气田, 2025, 32(1): 35-46.
LI Jiacheng, ZOU Jiawei, TIAN Gang, et al. Shale oil fracturing scheme optimization based on geology-engineering integrated fracturing model: Taking Lucaogou Formation, Jimsar Sag as an example [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2025, 32(1): 35-46.
- [14] ZHANG J J, FAN Zhihui. Key technologies for increasing production based on the best practices of major shale oil and gas basins [J]. Energy Geoscience, 2025, 6(3): 100414.
- [15] 何永宏, 薛婷, 李桢, 等. 鄂尔多斯盆地长7页岩油开发技术实践——以庆城油田为例[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(6): 1245-1258.
HE Yonghong, XUE Ting, LI Zhen, et al. Development technologies for Triassic Chang 7 shale oil in Ordos Basin: A case study of Qingcheng Oilfield, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(6): 1245-1258.
- [16] 付金华, 王龙, 陈修, 等. 鄂尔多斯盆地长7页岩油勘探开发

- 新进展及前景展望[J]. 中国石油勘探, 2023, 28(5): 1-14.
- FU Jinhua, WANG Long, CHEN Xiu, et al. Progress and prospects of shale oil exploration and development in the seventh member of Yanchang Formation in Ordos Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2023, 28(5): 1-14.
- [17] 袁士义, 韩海水, 王红庄, 等. 油田开发提高采收率新方法研究进展与展望[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(4): 841-854.
- YUAN Shiyi, HAN Haishui, WANG Hongzhuang, et al. Research progress and potential of new enhanced oil recovery methods in oilfield development [J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(4): 841-854.
- [18] 杨坤, 杨胜来, 刘新月, 等. 页岩油储层渗吸及CO₂吞吐提高采收率——以吉木萨尔芦草沟组为例[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2024, 39(5): 1-9.
- YANG Kun, YANG Shenglai, LIU Xinyue, et al. Enhancing oil recovery of shale oil reservoirs through spontaneous imbibition and CO₂ huff-puff: A case study of Lucaogou Formation in Jimsar [J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2024, 39(5): 1-9.
- [19] 肖文联, 陈神根, 易勇刚, 等. 压裂液辅助二氧化碳吞吐提高页岩油采收率核磁共振实验[J]. 新疆石油天然气, 2024, 20(3): 83-90.
- XIAO Wenlian, CHEN Shengen, YI Yonggang, et al. NMR-based experiments of fracturing fluid assisted CO₂ huff-n-puff for enhancing shale oil recovery [J]. Xinjiang Oil & Gas, 2024, 20(3): 83-90.
- [20] 袁士义, 雷征东, 李军诗, 等. 陆相页岩油开发技术进展及规模效益开发对策思考[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2023, 47(5): 13-24.
- YUAN Shiyi, LEI Zhengdong, LI Junshi, et al. Progress in technology for the development of continental shale oil and thoughts on the development of scale benefits and strategies [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2023, 47(5): 13-24.
- [21] 赵喆, 白斌, 刘畅, 等. 中国石油陆上中-高成熟度页岩油勘探现状、进展与未来思考[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(2): 327-340.
- ZHAO Zhe, BAI Bin, LIU Chang, et al. Current status, advances, and prospects of CNPC's exploration of onshore moderately to highly mature shale oil reservoirs [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(2): 327-340.
- [22] 付金华, 郭雯, 李士祥, 等. 鄂尔多斯盆地长7段多类型页岩油特征及勘探潜力[J]. 天然气地球科学, 2021, 32(12): 1749-1761.
- FU Jinhua, GUO Wen, LI Shixiang, et al. Characteristics and exploration potential of multi-type shale oil in the 7th member of Yanchang Formation, Ordos Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2021, 32(12): 1749-1761.
- [23] 付金华, 刘显阳, 李士祥, 等. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组长7段页岩油勘探发现与资源潜力[J]. 中国石油勘探, 2021, 26(5): 1-11.
- FU Jinhua, LIU Xianyang, LI Shixiang, et al. Discovery and resource potential of shale oil of Chang 7 member, Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(5): 1-11.
- [24] 侯连华, 米敬奎, 罗霞, 等. 压力对页岩原位加热产出油气特征的影响——以鄂尔多斯盆地三叠系延长组7段3亚段页岩为例[J]. 石油学报, 2024, 45(4): 629-641.
- HOU Lianhua, MI Jingkui, LUO Xia, et al. Pressure effect on the characteristics of oil and gas produced by in-situ heating of shale: A case study of the third submember of Member 7 Yanchang Formation in Ordos Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(4): 629-641.
- [25] 张亚雄. 鄂尔多斯盆地中部地区三叠系延长组7段暗色泥岩烃源岩特征[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(5): 1089-1097.
- ZHANG Yaxiong. Source rock characterization: The dark mudstone in Chang 7 Member of Triassic, central Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(5): 1089-1097.
- [26] 金之钧, 张谦, 朱如凯, 等. 中国陆相页岩油分类及其意义[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(4): 801-819.
- JIN Zhijun, ZHANG Qian, ZHU Rukai, et al. Classification of lacustrine shale oil reservoirs in China and its significance [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(4): 801-819.
- [27] 李阳, 赵清民, 吕琦, 等. 中国陆相页岩油开发评价技术与实践[J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(5): 955-964.
- LI Yang, ZHAO Qingmin, LYU Qi, et al. Evaluation technology and practice of continental shale oil development in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(5): 955-964.
- [28] LI Jijun, YOU Hang, ZHANG Xinwen, et al. Influence of shale reservoir properties on shale oil mobility and its mechanism [J]. Energy Geoscience, 2024, 5(4): 100329.
- [29] 何永宏, 李桢, 樊建明, 等. 鄂尔多斯盆地页岩油开发井网优化技术及实践——以庆城油田为例[J]. 石油学报, 2024, 45(4): 683-697.
- HE Yonghong, LI Zhen, FAN Jianming, et al. Optimization technical of development well pattern of shale oil in Ordos Basin and its application: A case study of Qingcheng Oilfield [J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(4): 683-697.
- [30] 周超, 李兵, 陈春宇, 等. PNNPlus饱和度测井技术及其应用[J]. 中国石油天然气研究, 2022, 1(3): 32-42.
- ZHOU Chao, LI Bing, CHEN Chunyu, et al. PNNPlus saturation logging technology and its application [J]. Chinese Petroleum and Natural Gas Research, 2022, 1(3): 32-42.

(编辑 刘格云)