



陆相页岩油气水平井穿层体积压裂技术

蒋廷学 肖博 沈子齐 刘学鹏 仲冠宇

Vertical Penetration of Network Fracturing Technology for Horizontal Wells in Continental Shale Oil and Gas

JIANG Tingxue, XIAO Bo, SHEN Ziqi, LIU Xuepeng, ZHONG Guanyu

在线阅读 View online: <http://doi.org/10.11911/syztjs.2023078>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

川南深层页岩气水平井体积压裂关键技术

Key Technology of Volumetric Fracturing in Deep Shale Gas Horizontal Wells in Southern Sichuan

石油钻探技术. 2020, 48(5): 77–84 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020073>

大港油田陆相页岩油滑溜水连续加砂压裂技术

Continuous Sand Fracturing Technology with Slick Water for Continental Shale Oil in the Dagang Oilfield

石油钻探技术. 2021, 49(4): 118–124 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2021021>

玛湖凹陷风城组页岩油巨厚储层直井体积压裂关键技术

Key Technology of Volumetric Fracturing in Vertical Wells of Hugely Thick Shale Oil Reservoirs in the Fengcheng Formation of the Mahu Sag

石油钻探技术. 2021, 49(4): 99–105 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2021092>

鄂尔多斯盆地页岩油体积压裂技术实践与发展建议

Practice and Development Suggestions for Volumetric Fracturing Technology for Shale Oil in the Ordos Basin

石油钻探技术. 2021, 49(4): 85–91 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2021075>

吉木萨尔页岩油下甜点二类区水平井压裂技术

Fracturing Technologies for Horizontal Wells in the Second-Class Shale Oil Reservoirs of the Lower Sweet Spot Areas in Jimusar

石油钻探技术. 2021, 49(4): 112–117 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2021089>

安83区页岩油水平井大规模蓄能体积压裂技术

Large-Scale Energy Storage Volumetric Fracturing Technology for Horizontal Wells in the An 83 Shale Oil Reservoir

石油钻探技术. 2021, 49(4): 125–129 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2021026>



扫码关注公众号，获取更多信息！

doi:10.11911/syztjs.2023078

引用格式: 蒋廷学, 肖博, 沈子齐, 等. 陆相页岩油气水平井穿层体积压裂技术 [J]. 石油钻探技术, 2023, 51(5): 8-14.

JIANG Tingxue, XIAO Bo, SHEN Ziqi, et al. Vertical penetration of network fracturing technology for horizontal wells in continental shale oil and gas [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2023, 51(5): 8-14.

陆相页岩油气水平井穿层体积压裂技术

蒋廷学^{1,2}, 肖博^{1,2}, 沈子齐^{1,2}, 刘学鹏^{1,2}, 仲冠宇^{1,2}

(1. 页岩油气富集机理与高效开发全国重点实验室, 北京 102206; 2. 中石化石油工程技术研究院有限公司, 北京 102206)

摘 要: 针对陆相页岩油气储层纵向不同岩性夹层发育、黏土含量高等对压裂带来的挑战, 研究提出了陆相页岩油气水平井穿层体积压裂技术。该技术主要包括陆相页岩油气储层可压性评价、以预计最终可采储量 (EUR) 为目标的裂缝参数优化、以单簇裂缝模拟为基础的压裂施工参数优化、以提高远井缝高为基础的全程穿层压裂工艺优化、渗吸驱油一体化压裂液体系及性能评价和以渗吸机理为基础的压后闷井制度优化方法。研究表明, 陆相页岩油气压裂的裂缝复杂性程度普遍较低, 要实现体积压裂应聚焦于压裂主裂缝的密切割和全程穿层压裂。现场试验结果表明, 穿层体积压裂技术可使产量提高 20% 以上, 表明该技术具有推广应用价值。

关键词: 陆相; 页岩油; 页岩气; 水平井; 体积压裂; 穿层; 现场试验

中图分类号: TE357.1 文献标志码: A 文章编号: 1001-0890(2023)05-0008-07

Vertical Penetration of Network Fracturing Technology for Horizontal Wells in Continental Shale Oil and Gas

JIANG Tingxue^{1,2}, XIAO Bo^{1,2}, SHEN Ziqi^{1,2}, LIU Xuepeng^{1,2}, ZHONG Guanyu^{1,2}

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

Abstract: In view of the challenges of many lithology interlayers vertically and high clay content in continental shale reservoirs, the vertical penetration of network fracturing technology for horizontal wells is proposed. This technology primarily includes the fracability evaluation of continental shale, optimization of fracture parameters for estimated ultimate recovery (EUR) maximization, optimization of fracturing treatment parameters based on single cluster fracture propagation simulation, optimization of whole-process vertical penetration of fracturing based on improving fracture height far from the borehole, development and evaluation the integrated fracturing fluid system with high imbibition and oil displacement efficiency, and optimization of post-fracturing shut-in period based on imbibition mechanisms, etc. The research results show that the complexity of fractures in continental shale oil and gas fracturing is generally low. To achieve network fracturing, the focus should be on the “dense cluster spacing” fracturing and the vertical penetration fracturing throughout the whole process. The field tests show that the production by vertical penetration of network fracturing can be increased by more than 20%. Therefore, this technology has significant potential for widespread application.

Key words: continental; shale oil; shale gas; horizontal well; network fracturing; vertical penetration; field test

目前, 随着国内页岩油气勘探开发进程的加快, 陆相页岩油气逐渐成为新的油气产量增长点和研究热点^[1-3], 如渤海湾盆地济阳洼陷页岩油^[4-10]、鄂尔

多斯盆地庆城页岩油^[11-12]、松辽盆地古龙凹陷页岩油^[13-15]等。陆相沉积页岩油气资源丰富, 仅四川盆地侏罗系湖相页岩气评价资源量就超过 $1 \times 10^{12} \text{ m}^3$,

收稿日期: 2023-06-23; 改回日期: 2023-08-23。

作者简介: 蒋廷学 (1969—), 男, 江苏东海人, 1991 年毕业于石油大学 (华东) 采油工程专业, 2007 年获中国科学院渗流流体力学研究所流体力学专业博士学位, 正高级工程师, 中国石化集团公司首席专家, 主要从事水力压裂理论及技术研究工作。系本刊编委。E-mail: jiangtx.sripe@sinopec.com。

基金项目: 国家自然科学基金企业创新发展联合基金项目“海相深层油气富集机理与关键工程技术基础研究” (编号: U19B6003-05) 资助。

是中国石化“十四五”规模增储上产的重要产能接替区。上述页岩油气田的经济开发主要依赖水平井钻井及体积压裂技术。

与海相页岩油气储层相比,陆相页岩油气储层具有纵向多岩性夹层、黏土含量高、天然裂缝相对不发育和含油气丰度低等特点,导致采用常规水力压裂技术时存在缝高受限、裂缝复杂性程度低及压后预计最终可采储量(estimated ultimate recovery, EUR)低等瓶颈问题,极大地制约了陆相页岩油气的有效勘探与经济开发。

大量页岩油气储层岩心的观察结果发现,大多数页岩的水平层理缝分布密度大,每米分布多达 8 000~10 000 条层理缝,且油气显示级别较高,判断应是油气的主要储集空间。分析认为,水平井体积压裂的主要矛盾是在储层可压性评价与密切割主裂缝长度达到设计预期的前提下,如何尽可能地增加裂缝的平均缝高(包括造缝缝高及支撑缝高,基于缝长加权平均),才能最大限度地增大裂缝整体的泄流面积,进而在密切割的协同作用下,实现

水平井穿层体积压裂的技术目标。为此,笔者研究提出了陆相页岩油气水平井穿层体积压裂技术,包括陆相页岩油气储层可压性评价、以 EUR 为目标的裂缝参数优化、以单簇裂缝模拟为基础的压裂施工参数优化、以提高远井缝高为基础的全程穿层压裂工艺优化、渗吸驱油一体化压裂液体系及性能评价和以渗吸机理为基础的压后闷井制度优化方法,以期提高陆相页岩油气的压裂水平及勘探开发效益。

1 陆相页岩油气储层可压性评价

陆相湖盆离物源较近且受构造、气候等因素影响显著,陆相细粒沉积岩的成因机制不只是单一的“安静水体环境中缓慢悬浮沉积”,也可以是浊流、异重流、流体化沉积物流、风暴作用等搬运成因^[16]。以四川盆地元坝地区、复兴地区的陆相页岩和涪陵海相页岩为例,对比了陆相沉积页岩与海相页岩的可压性参数,结果见表 1。

表 1 陆相页岩与海相页岩可压性参数对比

Table 1 Comparison of fracibility parameters between continental and marine shale

类别	评价参数	陆相沉积					海相沉积	
		JY1井	YY3井	YY2井	TY1井	FY10井	PA1井	涪陵海相页岩
地质可压性参数	深度/m	3 165~3 209	3 565~3 567	3 858~3 800	2 584~2 651	2 778~2 770	2 992~3 011	2 250~3 500
	页岩层厚/m	44.00	14.12	17.50	25.00	17.60	27.00	38.00
	总有机碳含量, %	2.36	1.97	1.03	2.40	1.95	1.24	3.50~6.00
	热成熟度, %	1.53	1.30~1.60		1.10~1.40	1.40~2.00	1.55	2.42~2.80
	孔隙度, %	6.70	3.52	3.95	3.03~3.53	5.86	3.40~7.00	2.50~7.10
	含气量/(m ³ ·t ⁻¹)	0.76	1.51	1.22	1.31	0.97	3.20	4.70~5.70
	压力系数	1.00	1.80	1.95	1.30	1.75	1.80~1.90	1.35~1.55
工程可压性参数	硅质含量, %	41.00	37.19	36.97	42.00	28.30		52.30
	黏土含量, %	36.00	48.17	38.62	41.00	60.20	41.00	31.20
	碳酸盐含量, %	14.00	6.49	15.73	6.70	9.80		11.00
	弹性模量/GPa	21.70~24.70	34.50	23.30	33.50	12.10		38.00
	泊松比	0.20~0.36	0.26	0.24	0.27	0.24	0.24~0.28	0.20~0.22
	水平应力差/MPa	12.20~13.92	13.60	12.70	6.85	7.00		3.80~11.90
	脆性指数, %	55.00	43.68	52.70	48.70	38.10	39.20	56.60
天然裂缝	层理缝发育	不发育	不发育	发育	不发育		层理缝发育	

从表 1 可以看出,与海相页岩相比,陆相页岩的总有机碳含量、含气量、脆性矿物含量、弹性模量

及天然裂缝发育程度等相对较低,黏土含量、泊松比、水平应力差等相对较高。总体而言,陆相页岩

的可压性相对较低。

2 穿层压裂参数和工艺优化

2.1 以 EUR 为目标的穿层压裂裂缝参数优化

为了实现页岩油效益开发,需要遵循“逆向设计,正向施工”的模式,以效益开发需要达到的 EUR 为目标,对裂缝参数进行优化。页岩油储层纵向非均质较强,存在薄互层或夹层,有较大应力遮挡,并且纹层较为发育,导致缝高扩展非常困难,极大地影响压裂改造体积。因此,要想取得较好的压裂效果,一般需要采用穿层压裂的工艺模式。预测了 A 井不同缝高下不同年份的累计产油量(预测了 10 年),结果如图 1 所示。

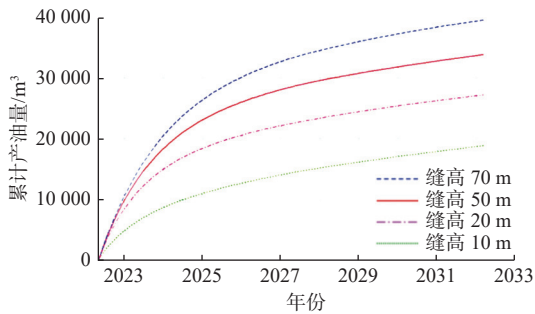


图 1 不同缝高下 A 井累计产油量预测结果

Fig.1 Cumulative oil production results of Well A at various fracture heights

由于 EUR 不易获得,笔者以生产 10 年的累计产油量替代 EUR 进行分析。从图 1 可以看出,穿层缝高对 EUR 影响极大。就 A 井而言,当缝高由 10 m 增至 20 m 时, EUR 可提高 30% 以上。在以 EUR 为目标优化穿层压裂裂缝参数后,需以此优化的裂缝参数组合为目标,优化压裂工艺参数。

2.2 以单簇裂缝模拟为基础的穿层压裂工艺参数优化

首先进行单簇裂缝模拟,然后基于设备能力确定最大允许射孔簇数,此为不加暂堵球最大允许射孔簇数。如为了降低压裂成本,设计射孔簇数大于上述优化射孔簇数,则需设计暂堵球参数。基于离散元数值模拟方法,进行了不同射孔簇下水力裂缝的扩展数值模拟。图 2 为射孔 3 簇条件下某陆相页岩地层裂缝的缝高剖面模拟结果(缝宽放大 1 000 倍),由图 2 可知,射孔 3 簇时,裂缝高度基本可以实现压裂裂缝优化目标。

由于陆相页岩油开采的复杂性,为了提高开采

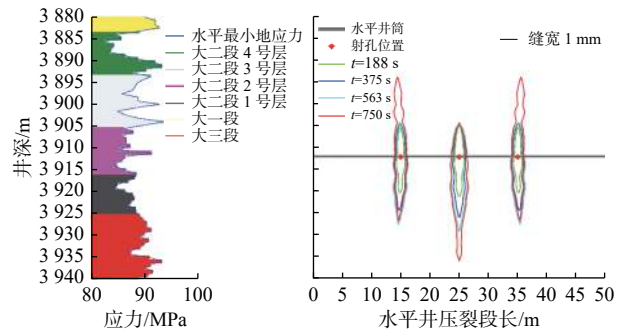


图 2 射孔 3 簇时水力裂缝的扩展情况(缝宽放大 1000 倍)

Fig.2 Fracture propagation for 3-cluster fractures (fracture width enlarged 1000 times)

效益,通常采用少段多簇的压裂模式。为了多簇裂缝均衡开启延伸,通常需要投加暂堵球,实现对已开启优势进液孔道的封堵,开启未打开射孔孔眼。其中,如何进行投球前的分级裂缝起裂延伸,防止投球前所有簇不同程度开启,是提高暂堵球压裂效果的重要前提。基于物理模拟与数值模拟研究,提出低排量较长时间注入、优化射孔方式、非均匀布酸等几种工艺方式来实现分级起裂。

1)低排量较长时间注入。通过研究不同排量条件下多簇裂缝的簇间流量差异系数变化情况(见图 3),发现排量由 18 m³ 降至 10 m³ 时,5 簇裂缝的簇间流量差异系数可由 20% 增至 45%。可见,排量越低,簇间流量差异系数越大,因此,可通过控制泵注初期排量,实现部分段簇的优先开启,待此部分裂缝充分扩展延伸后,通过投加暂堵球实现液流转向,开启未打开孔道,从而实现多簇裂缝均衡起裂延伸。

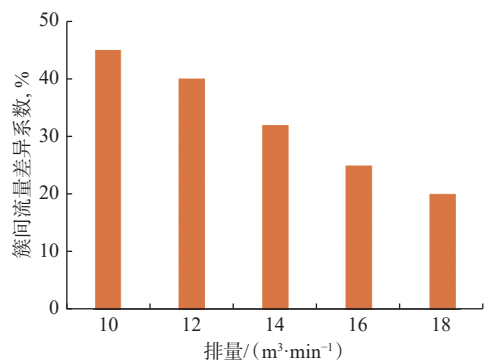


图 3 不同排量条件下多簇裂缝的簇间流量差异系数

Fig.3 Intercluster flow difference coefficient of multi-cluster fracture under different pumping rate

2)优化射孔方式。为了实现段内多簇裂缝的分批起裂,可以对水平段应力分布状况进行精细描述,选择在应力差异较大的位置射孔,从而使低应

力位置先起裂, 高应力位置后起裂。此外, 还可以通过设置射孔方式, 增大不同簇间储层的破裂压力差异, 从而实现分批起裂。研究表明, 在段内可以采用螺旋射孔与近平面射孔复合的射孔方式。螺旋射孔和近平面射孔条件下裂缝参数的对比情况见表 2。

表 2 螺旋射孔和近平面射孔条件下裂缝参数的对比
Table 2 Comparison of fracture parameters between spiral and plane perforation conditions

射孔方式	螺旋射孔	平面射孔
总液量/m ³	2 000	2 000
排量/(m ³ ·min ⁻¹)	12	12
单段簇数	5	5
射孔密度	20孔/m	4孔/周
起裂压力/MPa	81.7	75.4
单缝缝高/m	48	51
单缝缝宽/mm	3.0	3.2
单缝缝长/m	220	260
单缝有效改造体积/m ³	8.00×10 ⁴	94.8×10 ⁴

由表 2 可知, 近平面射孔的起裂压力较低, 可以优先起裂, 然后通过暂堵实现螺旋射孔簇的开启。

同时, 采用变参数射孔方式也可以实现多簇裂缝的分级起裂。一般采用增大趾部簇孔密或孔径的方式实现: 增大趾端的孔密或孔径, 会降低压裂液的流动摩阻, 从而实现趾端优先起裂。

3) 非均匀布酸。非均匀布酸会使不同射孔簇的溶蚀程度不同, 造成破裂压力降低程度各异, 从而实现分批起裂扩展。现场通过替酸时快速提高顶替排量的方式实现非均匀布酸, 使酸大部分向趾端方向运移分布, 且优先进入趾端缝簇, 进而较大幅度地降低破裂压力。

2.3 以提高远井缝高为基础的全程穿层压裂工艺优化

即使是单一岩性储层, 水力裂缝的扩展形态也是近井筒处缝高最高, 越往裂缝端部方向缝高越低, 甚至接近 0。这是因为, 随着压裂液造缝和滤失的进行, 越往端部, 造缝的排量及净压力越低。而对陆相页岩油气纵向多岩性夹层的情况而言, 即使是在近井筒处, 可能也难以实现裂缝的纵向贯通, 远井的缝高延伸程度就更低了。因此, 只有大幅度提高裂缝的平均缝高, 尤其是远井缝高, 才能促使油气从纵向不同岩性夹层及不同的水平层理缝中水平地流向裂缝, 然后再从裂缝中水平地流向井筒。换言之, 对于纵向多岩性夹层和多个密集分布的水平层理缝而言, 水平方向的渗透率远大于垂向渗透

率, 因此必须依靠水力裂缝实现纵向上的全覆盖, 才能在短簇间距的协同作用下, 最大限度地提高单井 EUR^[17]。

在提高纵向裂缝穿层方面, 目前主要采用基于高黏度胶液前置的逆压裂模式结合快速提高排量的策略, 以快速在井筒内积聚起足够高的压力。基于某口陆相页岩油井应力剖面, 利用压裂软件, 模拟了不同黏度压裂液条件下水力裂缝缝高的延伸情况, 结果见图 4。

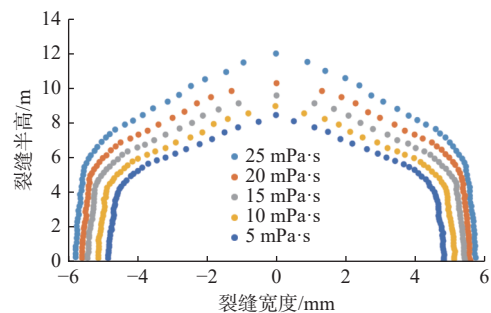


图 4 不同黏度压裂液的水力裂缝半高模拟情况对比
Fig.4 Fracture height under different fracturing fluid viscosity conditions

此外, 还采用高黏度胶液的中顶手段, 但效果不佳。因其暂堵的起压效果确实不尽如人意。

虽然以往也提出过“3次暂堵球+4次暂堵剂”的多级暂堵模式, 但基本上只能实现一次缝内暂堵, 因不同级的暂堵剂是针对投球压开的新裂缝而言的, 且暂堵的位置大部分可能仅局限于近井地带, 因暂堵后压力升高的速度大部分相对较大, 这是近井筒暂堵的压力特征响应。

因此, 本文提出一次或二次缝内暂堵的策略。如果是采用一次缝内暂堵, 则应在裂缝中部进行定点暂堵设计; 如果是二次暂堵, 则应分别在裂缝的前 1/3 和后 1/3 进行定点暂堵。定点暂堵设计目前已基本成型, 就是利用成熟的压裂优化设计软件, 将暂堵剂当作支撑剂, 模拟预期暂堵处暂堵剂的纵横覆盖程度, 如基本覆盖, 且基于暂堵剂浓度计算的支撑缝宽与该处的造缝宽度基本相当, 则说明暂堵剂实现了定点暂堵。需要指出的是, 缝内二次暂堵设计时, 一般第二次暂堵时暂堵剂的浓度及用量等应大于第一次暂堵时的对应参数, 因为第二次暂堵时的裂缝几何尺寸都大于第一次暂堵处的对应值。

一旦实现了一次或二次缝内定点暂堵, 则暂堵处必然优先憋压, 因此, 该处的缝高也在一定程度上得以继续扩展。基于自研软件, 模拟了一次暂堵

和二次暂堵条件下裂缝的缝高扩展情况,具体模拟结果如图5所示(以井筒中心为0点,水平方向为缝长方向,垂直方向为缝高方向)。

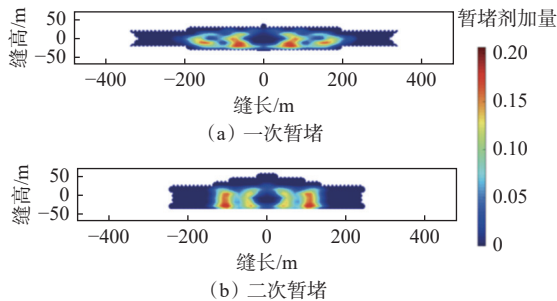


图5 一次暂堵和二次暂堵裂缝缝高延伸情况

Fig.5 Fracture height propagation under primary and secondary temporary plugging

由图5可知,实施二次暂堵后,由于暂堵剂的集聚效应,会在缝长方向一定位置处憋压,使缝内净压力升高,造成暂堵处的缝高进一步扩展。对于多纹层的陆相页岩而言,纹层内游离烃相较于富集,缝高的扩展会极大提升压裂后改造效果。

3 渗吸驱油一体化压裂液及性能评价

水平井穿层体积压裂包括2个过程:1)压裂施工期间的快改造过程,在施工的3~4 h内即实现水力造缝及支撑剂的有效充填,该过程相当于压裂后把常规中等规模的长期注水补能过程浓缩到上述极短的施工周期内,并将注水量一次性在该周期内注入完毕;2)压裂液水化渗吸的慢改造过程,虽然涉及临界渗吸的概念,但只是达到上述临界渗吸时间点后的渗吸速度变慢而已。实际上,只要压裂液没有返排完,上述水化渗吸机制就一直存在。而水化(一般大于黏土膨胀效应)可在垂直于裂缝壁面相当大的范围内,实现对岩石基质的长期慢改造。

因此,要求压裂液具有渗吸-驱油一体化功能是必然的选择。通过在压裂液中加入渗吸剂,进一步促进水化渗吸效果。同时,在压裂液中加入驱油剂,可在压后生产过程中进一步降低油气流动阻力。

通过优选具有特殊结构的阴离子表面活性剂,实现表面活性剂分子在溶液表面的紧密排布,降低表面张力。同时,由于分子疏水端的特殊结构,使分子界面润湿性强,能够显著降低润湿角。加入一定量的阳离子表面活性剂,通过与阴离子表面活性剂的静电吸引作用,增加表面分子吸附膜的紧密

度,进一步协同降低表面张力。配方中加入两性表面活性剂,强化低界面张力和对油藏中重质成分的剥离性能。引入非离子表面活性剂,利用其良好的渗透性,进一步强化界面油剥离。中国石化石油工程技术研究院研发了压裂用渗吸剂SFDB,其为淡黄色水溶性液体。性能测试表明,SFDB加量大于0.1%的水溶液界面张力小于1 mN/m,表面张力小于28 mN/m,满足助排剂的指标要求;岩心渗吸试验结果表明,加入渗吸剂前后,渗吸率提高28.8%。

采用页岩岩心分别进行水自发渗吸(见图6)和0.1%SFDB溶液自发渗吸(见图7),并采用低场核磁共振技术跟踪观察。观察可知,加入渗吸剂后更容易将较小孔隙内的油渗吸出来。试验条件下,13 d时水的自发渗吸采收率为17.56%,0.1%SFDB溶液的自发渗吸采收率为20.73%,加入渗吸剂后采收率提高了3.17个百分点。

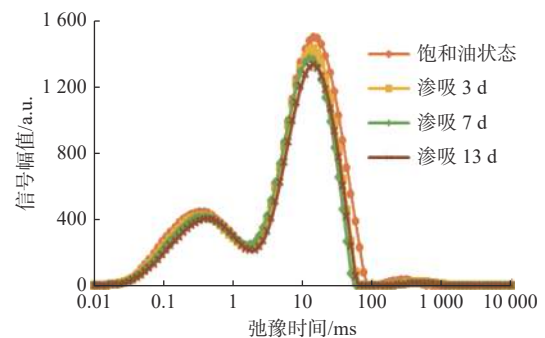


图6 页岩自发渗吸核磁 T_2 谱变化

Fig.6 Changes in the Nuclear Magnetic Resonance (NMR) T_2 spectrum of shale with spontaneous imbibition

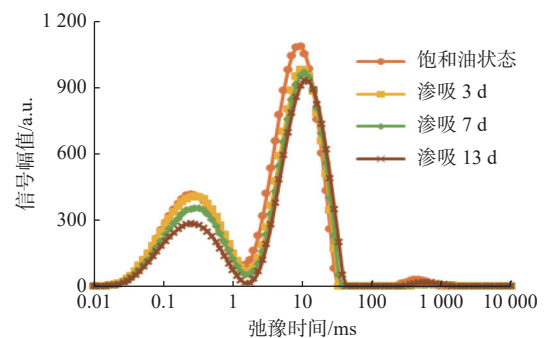


图7 页岩自发渗吸(加入0.1%SFDB)核磁 T_2 谱变化
Fig.7 Changes in the NMR T_2 spectrum of shale with spontaneous imbibition (0.1% SFDB addition)

4 以渗吸为基础的压后闷井制度优化

页岩油气储层压裂之所以强调压后闷井,主要

原因在于水化渗吸对岩石基质的扩孔增渗效应还没有完全释放到位。以往一般基于室内物理模拟和数值模拟等手段进行相应的研究。但水化渗吸对裂缝壁面岩石基质的影响范围及影响参数, 还难以耦合进数值模型中去, 因为从室内岩心尺度的水化渗吸效应如何放大到油藏尺度是个难题。

鉴于此, 可基于现场闷井期间的压力下降速度进行综合评判。优化的目标是最大限度地发挥水化渗吸的效果。理论上, 以连续 3 d 的井口压力下降速度趋于 0 为标准确定最佳闷井时间, 但这可能需要很长的时间, 现场条件也不允许, 因此需要一个相对折中的方案。因为刚开始闷井时, 水化渗吸还处于早期阶段, 扩孔增渗效应相对较大, 因此, 每天

的压力下降速度相对较大, 如大于 2 MPa/d。但随着闷井时间延长, 水化渗吸效应逐渐减弱, 井口压力的下降速度也逐渐减缓, 有时甚至低于 0.1 MPa/d。特别是, 当压力下降速度低于某个临界值后, 压力的下降速度也大幅度下降, 有时压力下降 0.1 MPa, 可能需要 10 多天甚至一个月以上的时间。因此, 可折中取 0.1 MPa/d 作为闷井时间的优化依据。

5 现场试验

陆相页岩油气水平井穿层体积压裂技术在页岩油气水平井 A 井和 B 井进行了现场先导试验, 施工概况见表 3。

表 3 A 井和 B 井穿层压裂概况

Table 3 Overview of vertical penetration fracturing in Wells A and B

井名	垂深/m	射孔方式	暂堵方式	穿层缝高/m	渗吸闷井时间/d	压裂改造效果
A 井	2 932	变孔密射孔	二次暂堵	22~26	15	产油量 13.0 m ³ /d
B 井	3 380	变孔密射孔	二次暂堵	17~20	25	产气量 10.3×10 ⁴ m ³ /d

其中, A 井以 EUR=3×10⁴ m³ 为目标开展压裂参数优化, 采用了“密切割段簇划分+复杂缝造缝+渗吸提产”的主体思路, 共泵注压裂液 88 000 m³, 支撑剂 8 600 m³, 暂堵剂 7.5 t, 采用了渗吸驱油一体化压裂液体系, 压后根据压力变化情况闷井 15 d, 压后反演裂缝缝高 22~26 m, 全部覆盖了产层(16~23 m), 实现了穿层压裂。

B 井以 EUR 为目标开展压裂参数优化, 共实施 23 段压裂施工, 泵注压裂液 51 900 m³, 支撑剂 3 250 m³, 暂堵剂 2.4 t, 压后根据压力变化情况闷井 20 d, 压后反演裂缝缝高 17~20 m, 全部覆盖主力产层(15~19 m), 取得了较好的改造效果。

6 结论与建议

1) 研究提出了陆相页岩油气水平井穿层体积压裂技术, 主要包括储层可压性评价、穿层裂缝参数优化、穿层压裂工艺参数优化、渗吸-驱油一体化压裂液及闷井时间优化等。

2) 现场试验结果表明, 陆相页岩油气水平井穿层体积压裂技术适应性好, 针对性和可操作性也相对较好, 可实现多纹层陆相页岩油气储层缝高的有效覆盖。

3) 要实现真正的穿层体积压裂, 必须强化地质-工

程一体化及钻井与压裂一体化。建议从以下方面进一步深化研究: 进一步细化纵向多夹层及水平层理缝的地应力剖面研究, 有时因夹层薄受上下岩性的影响相对较大, 在分层地应力模型研究上如何避免上下邻层的影响, 难度极大, 但必须攻克; 加强缝内暂堵有效性的判识方法研究, 如考虑水击效应对暂堵压力响应特征的影响及模型研究等; 进一步加强岩心尺度水化渗吸的扩孔增渗效应与油气藏尺度数值模型的耦合研究, 以便从模型优化上提出合理闷井时间。

参 考 文 献

References

- [1] 张永平, 魏旭, 唐鹏飞, 等. 松辽盆地古龙页岩油储层压裂裂缝扩展机理与压裂工程技术 [J]. 大庆石油地质与开发, 2020, 39(3): 170-175.
ZHANG Yongping, WEI Xu, TANG Pengfei, et al. Fracture propagating mechanism and fracturing engineering technology in Gulong shale oil reservoirs of Songliao Basin [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2020, 39(3): 170-175.
- [2] 石林, 张鲲鹏, 慕立俊. 页岩油储层压裂改造技术问题的讨论 [J]. 石油科学通报, 2020, 5(4): 496-511.
SHI Lin, ZHANG Kunpeng, MU Lijun. Discussion of hydraulic fracturing technical issues in shale oil reservoirs [J]. Petroleum Science Bulletin, 2020, 5(4): 496-511.
- [3] 王隼钊, 侯冰, 王栋, 等. 页岩油多储集层穿层压裂缝高扩展特征

- [J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(2): 402–410.
- WANG Yizhao, HOU Bing, WANG Dong, et al. Features of fracture height propagation in cross-layer fracturing of shale oil reservoirs[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(2): 402–410.
- [4] 马晓潇, 黎茂稳, 胡克珍, 等. 渤海湾盆地济阳坳陷古近系异常高压成因及其与陆相页岩油富集的关系 [J]. *石油实验地质*, 2023, 45(1): 145–156.
- MA Xiaoxiao, LI Maowen, HU Kezhen, et al. Abnormal pressure genesis and its relationship with continental shale oil accumulation in Paleogene, Jiyang Depression, Bohai Bay Basin[J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2023, 45(1): 145–156.
- [5] 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.
- [6] 刘惠民, 李军亮, 刘鹏, 等. 济阳坳陷古近系页岩油富集条件与勘探战略方向 [J]. *石油学报*, 2022, 43(12): 1717–1729.
- LIU Huimin, LI Junliang, LIU Peng, et al. Enrichment conditions and strategic exploration direction of Paleogene shale oil in Jiyang Depression[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2022, 43(12): 1717–1729.
- [7] 韩来聚, 杨春旭. 济阳坳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.
- [8] 薛仁江. 济阳坳陷页岩油储层裂缝起裂与扩展机理研究 [D]. 成都: 西南石油大学, 2018.
- XUE Renjiang. Fracture initiation and propagation mechanism of shale oil reservoir in Jiyang Depression[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2018.
- [9] 宁方兴, 王学军, 郝雪峰, 等. 济阳坳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.
- [10] 孙焕泉. 济阳坳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.
- [11] 薛婷, 黄天镜, 成良丙, 等. 鄂尔多斯盆地庆城油田页岩油水平井产能主控因素及开发对策优化 [J]. *天然气地球科学*, 2021, 32(12): 1880–1888.
- XUE Ting, HUANG Tianjing, CHENG Liangbing, et al. Dominating factors on shale oil horizontal well productivity and development strategies optimization in Qingcheng Oilfield, Ordos Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2021, 32(12): 1880–1888.
- [12] 张矿生, 唐梅荣, 陶亮, 等. 庆城油田页岩油水平井压增渗一体化体积压裂技术 [J]. *石油钻探技术*, 2022, 50(2): 9–15.
- ZHANG Kuangsheng, TANG Meirong, TAO Liang, et al. Horizontal well volumetric fracturing technology integrating fracturing, energy enhancement, and imbibition for shale oil in Qingcheng Oilfield[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2022, 50(2): 9–15.
- [13] 付丽. 松辽盆地北部齐家-古龙凹陷青一段页岩油资源潜力研究 [C]//2019 油气田勘探与开发国际会议论文集. 西安: 西安石油大学, 2019: 430–431.
- FU Li. A study on the shale oil resource potential of the Qingyi member in the Qijia Gulong Depression of the northern Songliao Basin[C]//Proceedings of the 2019 International Conference on Oil and Gas Field Exploration and Development. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2019: 430–431.
- [14] 赵莹, 张金友. 松辽盆地北部古龙凹陷青一段页岩油富集主控因素研究 [C]//2019 油气田勘探与开发国际会议论文集. 西安: 西安石油大学, 2019: 783–785.
- ZHAO Ying, ZHANG Jinyou. Main controlling factors of shale oil enrichment in Qing 1 member, Gulong Sag, northern Songliao Basin[C]//Proceedings of the 2019 International Conference on Oil and Gas Field Exploration and Development. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2019: 783–785.
- [15] 白静, 徐兴友, 陈珊. 陆相页岩油富集可采主控因素分析: 以松辽盆地古龙凹陷青山口组为例 [J]. *地质论评*, 2017, 63(增刊1): 117–118.
- BAI Jing, XU Xingyou, CHEN Shan. Analysis of controlling factors of shale oil enrichment and recoverable capacity in continental shale: a case study from Qingshankou Formation[J]. *Geological Review*, 2017, 63(supplement1): 117–118.
- [16] SCHIEBER J. Mud re-distribution in epicontinental basins—exploring likely processes[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2016, 71: 119–133.
- [17] 陈思源, 刘浩, 金衍, 等. 压裂支撑剂发展综述与展望 [J]. *石油科学通报*, 2023, 8(3): 330–346.
- CHEN Siyuan, LIU Hao, JIN Yan, et al. Review and prospect of fracturing proppant development[J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2023, 8(3): 330–346.

[编辑 令文学]