

◀油气开发▶

doi:10.11911/syztjs.2021080

引用格式: 李彬彬, 孙虎, 张冕, 等. 长庆油田陇东地区页岩油水平井细分切割压裂技术 [J]. 石油钻探技术, 2021, 49(4): 92-98.

LI Shanshan, SUN Hu, ZHANG Mian, et al. Subdivision cutting fracturing technology for horizontal shale oil wells in the Longdong Area of the Changqing Oilfield [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2021, 49(4): 92-98.

长庆油田陇东地区页岩油水平井细分切割压裂技术

李彬彬^{1,2}, 孙 虎³, 张 冕^{1,2}, 池晓明^{1,2}, 刘 欢^{1,2}

(1. 中国石油集团川庆钻探工程有限公司长庆井下技术作业公司, 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. 中国石油集团川庆钻探工程有限公司长庆指挥部, 陕西西安 710018)

摘 要: 长庆油田陇东地区页岩油储层脆性指数低、天然裂缝不发育、不易形成复杂缝网, 进行分段多簇体积压裂时, 受储层物性、地应力、各向异性及水力裂缝簇间干扰等因素影响, 簇间进液不均, 达不到储层均匀改造的目的。针对该问题, 依据缝控储量最大化原则, 在分级评价页岩油水平段储层品质及建立非均质地质模型的基础上, 开展了基于甜点空间分布和综合甜点指数的细分切割单簇压裂布缝设计方法研究, 优化了压裂施工参数, 形成了页岩油水平井细分切割压裂技术。该技术在长庆油田陇东地区 10 口页岩油水平井进行了现场应用, 取得了很好的压裂效果, 应用井投产后日产量较邻井高出 35.9%。长庆油田陇东地区页岩油水平井细分切割压裂技术的成功应用, 为类似页岩油储层改造提供了新的技术思路。

关键词: 页岩油; 水平井; 细分切割压裂; 缝控储量; 陇东地区; 长庆油田

中图分类号: TE357.1

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2021)04-0092-07

Subdivision Cutting Fracturing Technology for Horizontal Shale Oil Wells in the Longdong Area of the Changqing Oilfield

LI Shanshan^{1,2}, SUN Hu³, ZHANG Mian^{1,2}, CHI Xiaoming^{1,2}, LIU Huan^{1,2}

(1. Changqing Downhole Service Company, CNPC Chuanqing Drilling Engineering Company Limited, Xi'an, Shaanxi, 710018, China; 2. National Engineering Laboratory for Exploration and Development of Low-Permeability Oil & Gas Fields, Xi'an, Shanxi, 710018, China; 3. Changqing Command Post, CNPC Chuanqing Drilling Engineering Company Limited, Xi'an, Shaanxi, 710018, China)

Abstract: The shale oil reservoirs in the Longdong area of the Changqing Oilfield are characterized by low brittleness index and undeveloped natural fractures. In this case, complex fracture networks are difficult to form. During multi-stage and multi-cluster volumetric fracturing, uniform reservoir stimulation is hard to achieve due to various effects of reservoir properties, in-situ stresses, anisotropy and inter-cluster interference of hydraulic fractures, and uneven fluid inflow within the clusters. According to the principle of maximizing fracture-controlled reserves, reservoir quality was evaluated and graded for the shale oil horizontal sections, and a heterogeneous geological model was built. On this basis, the layout of single-stage and single-cluster fractures by subdivision cutting fracturing was designed according to the spatial distribution of sweet spots and the comprehensive sweet spot index, and the fracturing parameters were optimized accordingly. As a result, a subdivision cutting fracturing technology for horizontal shale oil wells was developed. Field tests were conducted in 10 horizontal shale oil wells in the Longdong area of the Changqing Oilfield with good stimulation effect, where the daily oil production of the test wells was 35.9% higher than that of adjacent wells. With its successful application, this technology provides a new idea for the stimulation of the similar shale oil reservoirs.

Key words: shale oil; horizontal wells; subdivision cutting fracturing; fracture-controlled reserves; Longdong Area; Changqing Oilfield

长庆油田陇东地区长 7 段页岩油储层埋深一般为 1 600~2 200 m, 渗透率 0.07~0.22 mD, 压力系数 0.77~0.85, 脆性指数 0.34~0.45^[1]。长 7 段页岩油

藏与北美页岩油藏具有相似性, 但开发更具挑战, 主要表现为: 沉积环境是湖相沉积, 非均质性更强, 地层压力系数低, 脆性指数低, 天然裂缝相对不发

收稿日期: 2021-02-24; 改回日期: 2021-06-28。

作者简介: 李彬彬 (1984—), 女, 吉林镇赉人, 2006 年毕业于长江大学地理信息系统专业, 2009 年获长江大学矿物学、岩石学、矿床学专业硕士学位, 工程师, 主要从事油气田开发工作。E-mail: lishanshan001@cnpc.com.cn。

育。前期该页岩油藏的水平井主体采用水力泵送桥塞分段体积压裂工艺,初期单井日产油量 10 t 左右,未达到预期效果。分析认为,水平井分段多簇压裂改造过程中,受储层物性、地应力、各向异性及水力裂缝簇间干扰等因素影响^[2-5],各簇不能均匀开启,簇间进液不均,达不到均匀改造储层的目的。因此,需要开展精细化分段压裂技术研究,以实现精细分层、规模可控,从而解决水平井分段多簇压裂部分射孔簇压不开,或虽已压开但并未建立起有效驱替压差,导致有效期短、无法实现长期有效驱动的问题。为此,长庆油田开展了单段单簇细分切

割压裂技术研究,形成了页岩油水平井细分切割压裂技术,实现了储层均匀改造、缝控储量的目的。目前,该技术已在陇东地区 10 口页岩油水平井进行了现场应用,取得了显著的增产效果。

1 单段单簇细分切割压裂模拟研究

1.1 多簇压裂和细分切割单段单簇压裂模拟

利用软件模拟分析了多簇压裂和细分切割单段单簇压裂时的裂缝扩展情况,结果见图 1(缝高、缝宽变化)。

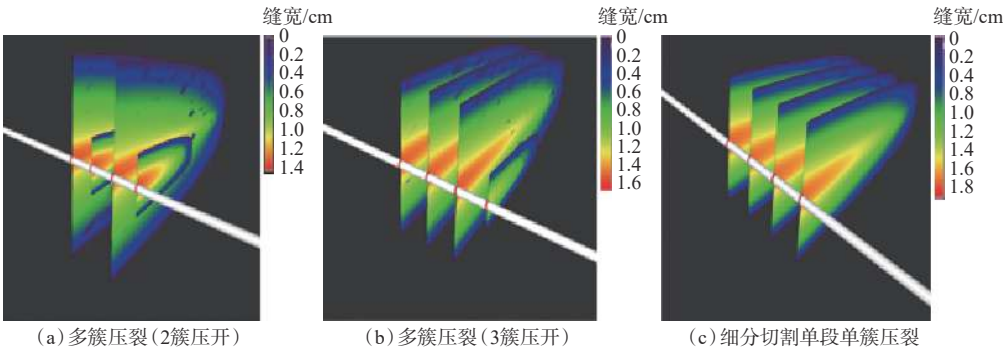


图 1 不同压裂方式下的裂缝扩展对比

Fig.1 Comparison of fracture propagation under different fracturing modes

多簇压裂方式下,2 簇压开缝长 260.00 m,缝高 92.00 m;3 簇压开缝长 210.00 m,缝高 67.00 m。模拟可知,并非所有簇都能均匀开启,压窜邻井(井距 400.00 m)的风险很高,压穿相邻含水层的风险也升高。现场常出现某井压裂造成邻井含水率迅速升至 100% 的情况,证实了普遍存在压窜。

细分切割单段单簇压裂方式下,各裂缝长度为 180.00 m,缝高 52.00 m。模拟可知,该压裂方式可以确保储层各射孔位置均匀分布,能够保证每段均匀开启、充分改造,避免了压窜邻井的风险。

1.2 多簇合压和单簇单压下的产量预测

模拟了长 7 段页岩油藏 1 口页岩油水平井在多簇合压和单簇单压下的裂缝形态,并采用软件预测了 2 种工艺下的采油指数、无阻流量(见表 1)和产能(见图 2)。

表 1 多簇合压和单簇单压下的采油指数和无阻流量
Table 1 Productivity index and open flow capacity under multi-cluster fracturing and single-cluster fracturing

序号	压裂工艺	采油指数/(m ³ ·d ⁻¹ ·MPa ⁻¹)	无阻流量/(m ³ ·d ⁻¹)
1	多簇合压	2.058 46	32.93
2	单簇单压	2.241 65	35.86

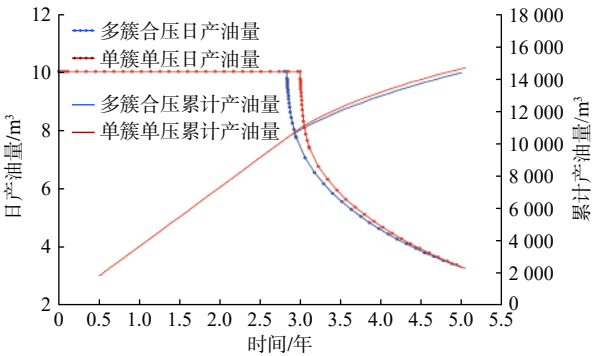


图 2 多簇合压和单簇单压下的产能预测曲线

Fig.2 Productivity prediction curves under multi-cluster fracturing and single-cluster fracturing

由表 1 和图 2 可知,单簇单压下的采油指数和无阻流量明显高于多簇合压,且单簇单压较多簇合压的稳产时间更长。

2 细分切割压裂优化设计

以实现“缝控储量最大化”为原则,利用压裂地质一体化设计方法,进行压裂改造方案优化,确定合理的储层改造工艺参数。

2.1 压裂段数优化

以华 HXX-X 井为例进行压裂优化设计。该井的基本参数: 储层有效厚度 16.00 m, 储层压力 16 MPa, 孔隙度 10.1%, 渗透率 0.18 mD, 含水饱和度 40%, 采用页岩油水平井细分切割压裂工艺, 每段 1 簇。

根据不同压裂段数下压裂后的累计产量、压裂成本及压裂净现值模拟计算结果(见图 3), 建议该井采用细分切割压裂的最优段数为 38~42 段。

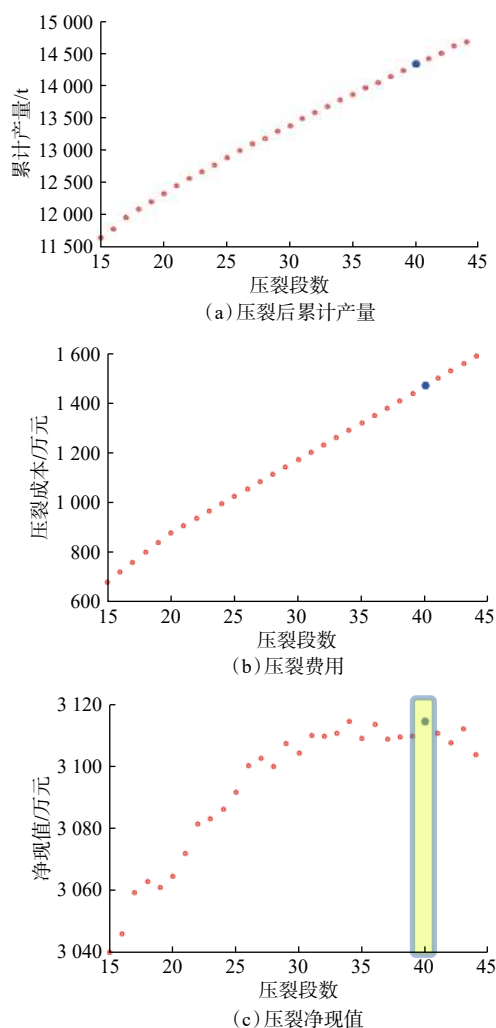


图 3 华 HXX-X 井不同压裂段数下压后效果的模拟结果
Fig.3 Simulation results of fracturing effect under different fracturing sections of Well Hua HXX-X

2.2 射孔位置优化

2.2.1 非均质地质模型的建立

以陇东地区华 H34 平台为例, 根据测井解释的水平段储层物性参数, 利用克里金空间插值方法, 建立了华 H34 平台的非均匀地质模型^[6](见图 4)。

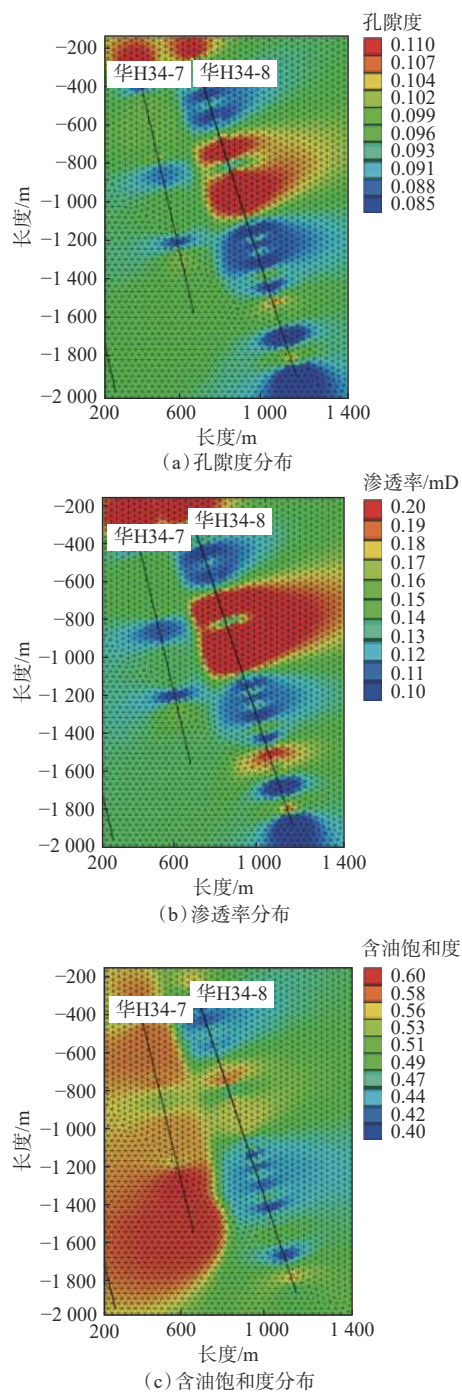


图 4 华 H34 平台的非均匀地质模型

Fig.4 Heterogeneous geological model of the Platform Hua H34

2.2.2 综合甜点指数计算

首先, 分别计算页岩油储层的工程甜点指数(可压性)和地质甜点指数(含油性); 然后, 将二者结合得到综合甜点指数^[7-8]。其中, 工程甜点指数由岩性和岩石力学参数 2 部分构成, 岩性参数为脆性矿物含量与全岩矿物含量的比值, 岩石力学参数为归一化的弹性模量和泊松比的平均值; 地质甜点指数为

归一化的孔隙度、渗透率、含油饱和度及全烃值乘以权重系数之和;综合甜点指数为工程甜点指数和地质甜点指数乘以权重系数之和。

2.2.3 华 H34 平台综合甜点分布

根据华 H34 平台各井的测井数据,计算得到了井筒综合甜点指数,再利用空间插值获得了区域甜点分布情况,如图 5 所示(图例中的数据为该平台综合甜点指数)。

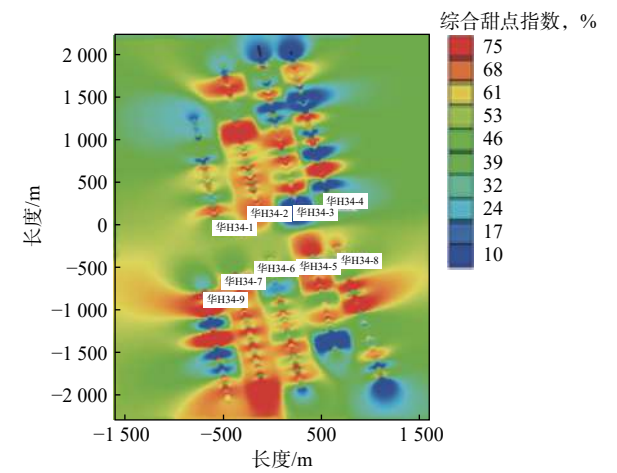


图 5 华 H34 平台综合甜点分布

Fig.5 Sweet spot distribution on the Platform Hua H34

2.2.4 射孔位置优选

基于综合甜点指数分布,设置最小缝间距,以压裂射孔位置总甜点指数最高为目标,避开套管接箍,优选射孔位置,结果见表 2。

表 2 射孔位置优选结果
Table 2 Optimized perforating positions

压裂 段次	射孔 位置/ m	段间 距/m	综合 甜点 指数, %	压裂 段次	射孔 位置/ m	段间 距/m	综合 甜点 指数, %
1	3 221.50		55.9	13	2 741.90	25.00	66.2
2	3 169.60	51.90	59.2	14	2 711.10	30.80	79.1
3	3 133.80	35.80	82.9	15	2 670.40	40.70	77.5
4	3 106.30	27.50	60.0	16	2 643.30	27.10	72.0
5	3 079.80	26.50	73.9	17	2 598.10	45.20	64.1
6	3 053.40	26.40	60.5	18	2 568.60	29.50	73.0
7	3 028.10	25.30	71.4	19	2 540.60	28.00	64.5
8	3 002.80	25.30	54.7	20	2 510.90	29.70	70.0
9	2 962.00	40.80	62.1	21	2 480.90	30.00	87.7
10	2 928.10	33.90	56.0	22	2 455.10	25.80	66.5
11	2 792.10	136.00	63.1	23	2 393.60	61.50	52.5
12	2 766.90	25.20	80.8	24	2 354.00	39.60	87.5

由表 2 可知,24 段平均段间距 37.70 m,平均综合甜点指数 68.4%。

2.3 裂缝半长优化

陇东地区页岩油华 H34 平台平均井距 308 m。在此条件下,模拟不同裂缝半长下的累计产油量,结果如图 6 所示。从图 6 可以看出,裂缝半长大于 135 m 之后产油量增幅明显减小。因此,将平均裂缝半长优化为 135 m。至于具体每一段的裂缝半长的设计值,可根据实际井距进行调整。

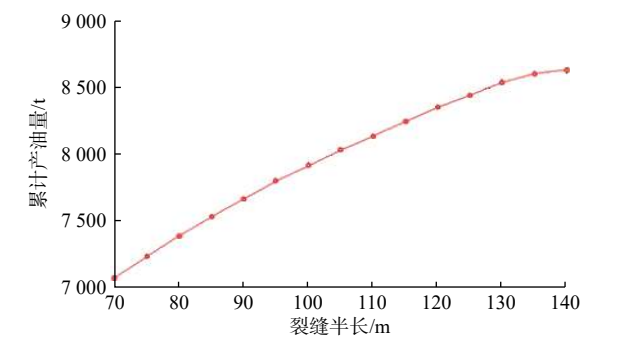


图 6 不同裂缝半长下的累计产量

Fig.6 Cumulative production with different half-lengths of fractures

3 压裂施工参数优化

3.1 加砂量、砂比的优化

采用压裂地质一体化软件,模拟了相同液量、不同砂比(加砂量)下的裂缝参数及压后的产量,结果见表 3。模拟采用的基本参数:储层压力 16 MPa,渗透率 0.10 mD,含水饱和度 45%,井距 300 m,水平段长度 1 750 m,储层钻遇率 80%,压裂 43 段,前置液占比 40%。

表 3 相同液量、不同砂比(加砂量)下的裂缝参数及压后的产量

Table 3 Fracture parameters and post-fracturing production with the same fluid rates but different proppant concentration (sand content)

序号	砂比, %	每段液量/ m ³	每段加砂量/ m ³	支撑缝长/m	导流能力/ (mD·m)	无因次导流能力	第1年产量/t
1	21	620	78.0	131.30	740.3	56.4	4 083.2
2	18	620	66.8	130.40	644.5	49.4	4 053.0
3	15	620	55.7	129.50	538.8	41.6	4 023.5
4	12	620	44.6	121.50	454.3	37.4	3 773.6
5	9	620	33.4	108.70	381.8	35.1	3 226.3

从表3可以看出,砂比降低,裂缝导流能力下降,但导流能力对产量的影响较小,主要是因为基质渗透率很低、压裂段数很多,且产量不高,裂缝的导流能力能满足生产;但砂比降低到一定程度后,支撑缝长明显缩短,产量大幅度降低。经过综合对比确定最佳砂比为15%,每段最佳加砂量为 55.7 m^3 。

3.2 压裂支撑剂组合的优化

模拟计算了40/70目和20/40目支撑剂(石英砂)以不同比例组合后的裂缝导流能力与压后的产量,结果见表4。

表4 两种粒径支撑剂以不同比例组合后的裂缝导流能力与压后产量

Table 4 Fracture conductivity and post-fracturing production after the proppant with two particle sizes were combined in different proportions

序号	40/70目和20/40目 支撑剂配比	导流能力/ (mD·m)	无因次导流 能力	第1年 产量/t
1	1:3	533.4	25.8	5 263.1
2	1:2	481.7	23.3	5 253.6
3	1:1	405.9	19.6	5 243.4
4	2:1	327.5	15.8	5 233.8
5	3:1	276.5	13.4	5 179.2

由表4可知,40/70目和20/40目支撑剂组合中,随着40/70目支撑剂所占比例增大,裂缝导流能力降低,压后第1年的产量虽然有所降低但降低幅度非常小,这主要是因为导流能力已经可以满足流体流动的需求。不过,小粒径支撑剂沉降速度更小,液体能携带更远,支撑剂铺置剖面更均匀,有利于形成更长的支撑裂缝^[9-11]。因此,综合考虑40/70目与20/40目支撑剂的最优组合比例为2:1。

3.3 施工排量的优化

模拟计算了不同尺寸连续油管在不同排量下的环空流速,结果见表5。

根据表5中数据,参考石油天然气行业标准《石油钻采高压管汇的使用、维护、维修与检测》(SY/T 6270—2012)高压管汇液体流速不大于12.2 m/s的要求,并考虑连续油管在水平段会发生螺旋屈曲、增大冲蚀等情况,设计安全系数为1.20,将 $\phi 58.4\text{ mm}$ 连续油管最大施工排量优化为 $5.6\text{ m}^3/\text{min}$ 。

4 现场应用

页岩油水平井细分切割压裂技术在长庆油田陇

表5 不同尺寸连续油管在不同排量下的环空流速

Table 5 Annular flow velocity of coiled tubings in different sizes under different flow rates

排量/ ($\text{m}^3 \cdot \text{min}^{-1}$)	不同尺寸连续油管对应环空流速/($\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$)		
	$\phi 58.4\text{ mm}$	$\phi 50.8\text{ mm}$	$\phi 43.2\text{ mm}$
6.4	11.5	10.6	10.1
6.6	11.9	10.9	10.4
6.8	12.2	11.2	10.7
7.0	12.6	11.6	11.0
7.2	12.9	11.9	11.3
7.4	13.3	12.2	11.7
7.6	13.7	12.5	12.0
7.8	14.0	12.9	12.3
8.0	14.4	13.2	12.6
8.2	14.7	13.5	12.9
8.4	15.1	13.9	13.2

东地区10口井的长7段进行了应用,通过“精细分段、定点布缝”,达到了精准压裂、有效改造的效果,施工成功率100%,改造后增加了缝控储量,提高了单井产量。

其中,XP237井组投产时间最长,生产31个月,应用井XP237-72井有效储层长度和改造强度均比同平台邻井略低。但从XP237平台改造和投产数据对比数据(见表6)及XP237平台产油量曲线(见图7)可以看出:目前XP237-72井日产油量14.4 t,比邻井平均日产油量高15.6%;累计产油量17 633.6 t,比邻井平均累计产油量高39.5%。而从XP237平台含水曲线(见图8)可以看出,XP237-72井的含水率明显低于同平台邻井。

5 结 论

1)针对长庆油田陇东地区页岩油储层脆性指数低、天然裂缝不发育、不易形成复杂缝网,以及采用分段多簇体积压裂时因受储层物性、地应力、各向异性及水力裂缝簇间干扰等因素影响导致簇间进液不均、达不到储层均匀改造目的的问题,研究了更具针对性的单段单簇细分切割压裂技术。

2)利用压裂优化设计及监测评价技术一体化平台,建立了页岩油水平井非均质地地质模型;基于甜点空间分布优化压裂段数,形成了细分切割压裂设

表 6 XP237 平台各井改造和投产数据对比

Table 6 Comparison of stimulation and production data of the wells on the Platform XP237

井别	井号	投产时间	目前情况		改造工艺	段数	簇数	入地液量/ m ³	加砂量/ m ³	水平段 长度/m	油层钻遇 率, %	加砂强度/ (m ³ ·m ⁻¹)	进液强度/ (m ³ ·m ⁻¹)
			油量/ t	含水 率, %									
对比井	XP 237-71	2018/02/18	8.85	16.3	桥塞分段	31	67	29 660.6	3 261.3	2 237.0	79.8	1.8	16.6
	XP 237-74	2018/08/03	17.53	25.8		22	62	26 418.5	3 321.4	1 876.0	85.3	2.1	16.5
	XP 237-75	2018/08/19	8.62	33.7		26	67	28 779.0	3 102.7	1 682.3	79.3	2.3	21.6
	XP 237-76	2018/08/19	14.78	18.5		18	58	22 676.4	2 842.8	1 934.6	87.1	1.7	13.4
应用井	XP 237-72	2018/05/21	14.39	19.2	细分切割	40	40	23 467.7	2 610.0	1 535.0	99.7	1.7	15.3

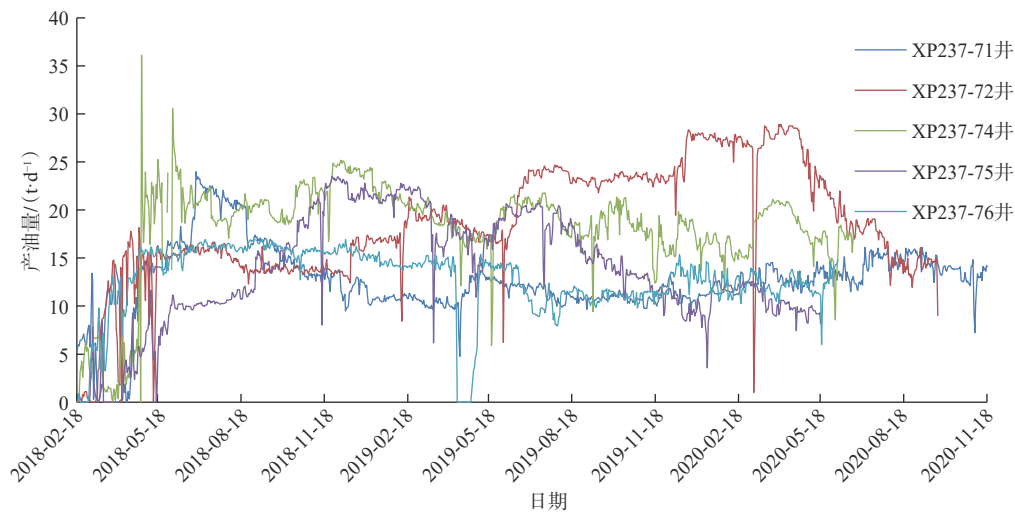


图 7 XP237 平台各井的产油量曲线

Fig.7 Oil production curves of the wells on the Platform XP237

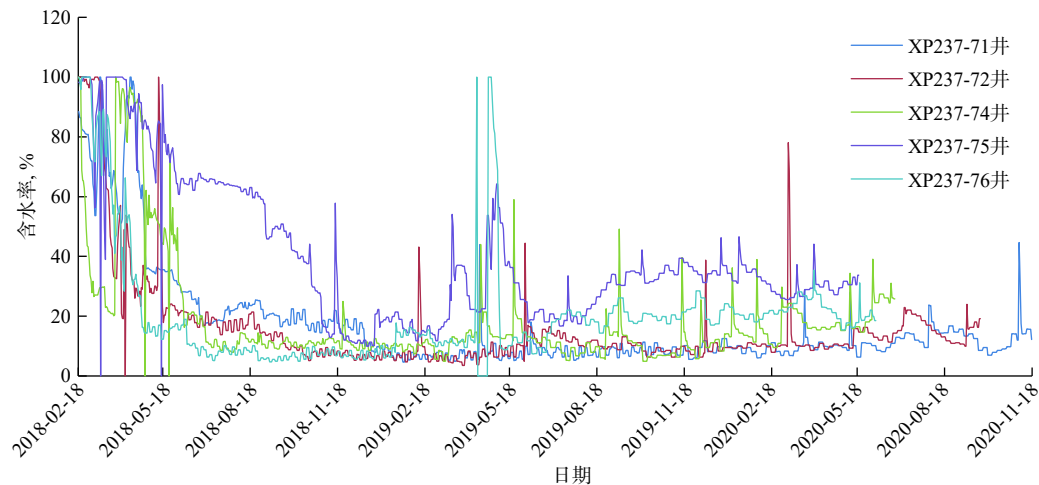


图 8 XP237 平台各井的含水率曲线

Fig.8 Water cut curves of the wells on the Platform XP237

计方法。同时,优化了加砂量、砂比和排量等压裂施工参数,实现了细分切割压裂的充分改造。

3)长庆油田陇东地区页岩油水平井细分切割压裂技术已在现场应用 10 口井,采用“精细分段、定点布缝”压裂设计,借助连续油管底封拖动压裂工艺,对长 7 段储层进行了充分改造,改造效果明显优

于邻井采用的常规压裂技术。

参 考 文 献

References

- [1] 石道涵, 张兵, 何举涛, 等. 鄂尔多斯长7致密砂岩储层体积压裂可行性评价[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2014, 29(1): 52-55.
SHI Daohan, ZHANG Bing, HE Jutao, et al. Feasibility evaluation of volume fracturing of Chang-7 tight sandstone reservoir in Ordos Basin[J]. Journal of Xi'an Shiyou University(Natural Science), 2014, 29(1): 52-55.
- [2] 蒋廷学. 页岩油气水平井压裂裂缝复杂性指数研究及应用展望[J]. 石油钻探技术, 2013, 41(2): 7-12.
JIANG Tingxue. The fracture complexity index of horizontal wells in shale oil and gas reservoirs[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(2): 7-12.
- [3] 苏良银, 常笃, 杨海恩, 等. 低渗透油藏侧钻水平井小井眼分段多簇压裂技术[J]. 石油钻探技术, 2020, 48(6): 94-98.
SU Liangyin, CHANG Du, YANG Haien, et al. Segmented multi-cluster fracturing technology for sidetrack horizontal well with slim holes in low permeability reservoir[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2020, 48(6): 94-98.
- [4] 梁潇, 喻高明, 黄永章, 等. 大牛地气田分段多簇缝网压裂技术[J]. 断块油气田, 2019, 26(5): 617-621.
LIANG Xiao, YU Gaoming, HUANG Yongzhang, et al. Segmented multi-cluster net fracturing technology in Daniudi Gas Field[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2019, 26(5): 617-621.
- [5] 张矿生, 王文雄, 徐晨, 等. 体积压裂水平井增产潜力及产能影响因素分析[J]. 科学技术与工程, 2013, 13(35): 10475-10480.
ZHANG Kuangsheng, WANG Wenxiong, XU Chen, et al. Analysis on stimulation potential and productivity influencing factors of network fractured horizontal well[J]. Science Technology and Engineering, 2013, 13(35): 10475-10480.
- [6] 翁定为, 付海峰, 梁宏波. 水力压裂设计的新模型和新方法[J]. 天然气工业, 2016, 36(3): 49-54.
WENG Dingwei, FU Haifeng, LIANG Hongbo. New models and methods for hydraulic fracturing design[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(3): 49-54.
- [7] 王汉青, 陈军斌, 张杰, 等. 基于权重分配的页岩气储层可压性评价新方法[J]. 石油钻探技术, 2016, 44(3): 88-94.
WANG Hanqing, CHEN Junbin, ZHANG Jie, et al. A new method of fracability evaluation of shale gas reservoir based on weight allocation[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2016, 44(3): 88-94.
- [8] 蒋廷学, 卞晓冰. 页岩气储层评价新技术: 甜度评价方法[J]. 石油钻探技术, 2016, 44(4): 1-6.
JIANG Tingxue, BIAN Xiaobing. The novel technology of shale gas play evaluation: sweetness calculation method[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2016, 44(4): 1-6.
- [9] 白晓虎, 齐银, 陆红军, 等. 鄂尔多斯盆地致密油水平井体积压裂优化设计[J]. 石油钻采工艺, 2015, 37(4): 83-86.
BAI Xiaohu, QI Yin, LU Hongjun, et al. Optimization design for volume fracturing of horizontal wells in tight oil reservoir of Ordos Basin[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2015, 37(4): 83-86.
- [10] 吴奇, 胥云, 张守良, 等. 非常规油气藏体积改造技术核心理论与优化设计关键[J]. 石油学报, 2014, 35(4): 706-714.
WU Qi, XU Yun, ZHANG Shouliang, et al. The core theories and key optimization designs of volume stimulation technology for unconventional reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(4): 706-714.
- [11] WEDDLE P, GRIFFIN L, MARK PEARSON C. Mining the Bakken II—pushing the envelope with extreme limited entry perforating[R]. SPE 189880, 2018.

[编辑 令文学]