

文章编号: 1000-7393(2018)03-0369-06

DOI:10.13639/j.odpt.2018.03.016

低成本致密油层水平井重复压裂新方法 ——以吐哈油田马 56 区块为例

隋阳 刘德基 刘建伟 蒋明 刘建辉 张宁县

吐哈油田公司工程技术研究院

引用格式: 隋阳,刘德基,刘建伟,蒋明,刘建辉,张宁县. 低成本致密油层水平井重复压裂新方法——以吐哈油田马 56 区块为例 [J]. 石油钻采工艺,2018,40(3): 369-374.

摘要: 吐哈油田马 56 区块致密油层水平井体积压裂后高产期短、一次采收率低,必须通过重复压裂提高产量,但常规重复压裂难以实现低油价下的水平井增产需求。为探索水平井低成本重复压裂新方法,通过分析区块前期生产特征,从提高采收率与体积压裂结合的方向出发,开展了岩心润湿、长岩心驱替、数值模拟以及注水现场试验等 4 项基础试验,验证大排量注水结合体积压裂工艺有助于恢复水平井产量,最终形成压前大排量注水蓄能(注入量为 2 倍采出量),再以高于初次压裂的排量进行全程滑溜水+小粒径支撑剂重复压裂,最后闷井 5~15 d 的重复压裂新方法。现场压裂试验取得成功,6 井次压后平均日产油 18.1 t/d,恢复到首次压裂产量 77.4%;成本较首次压裂降低 140 万元/井次。该方法将笼统注水与重复压裂相结合,为致密油层水平井重复压裂探索出一条新途径。

关键词: 致密油层;水平井;重复压裂;注水增能;吐哈油田

中图分类号: TE357.1 **文献标识码:** B

A new low-cost refracturing method of horizontal well suitable for tight oil reservoirs: A case study on Ma 56 Block in Tuha Oilfield

SUI Yang, LIU Deji, LIU Jianwei, JIANG Ming, LIU Jianhui, ZHANG Ningxian

Engineering Technology Research Institute, Tuha Oilfield, Shanshan 838202, Xinjiang, China

Citation: SUI Yang, LIU Deji, LIU Jianwei, JIANG Ming, LIU Jianhui, ZHANG Ningxian. A new low-cost refracturing method of horizontal well suitable for tight oil reservoirs: A case study on Ma 56 Block in Tuha Oilfield [J]. Oil Drilling & production Technology, 2018, 40(3): 369-374.

Abstract: When stimulated reservoir volume (SRV) of horizontal well is used in the tight oil reservoirs of Ma 56 Block in Tuha Oilfield, the high-yield period is short and the primary recovery factor is low, so it is necessary to increase the production rate by means of refracturing. However, the conventional fracturing can hardly satisfy the horizontal well stimulation requirement at low oil price. Therefore, a new low-cost refracturing method of horizontal well was explored. Firstly, the previous production characteristics of Ma 56 Block were analyzed. Then, in order to combine EOR with SRV, 4 basic tests were conducted, i.e., core wettability test, long core test, numerical simulation and field water injection test. It is verified that the combination of high-rate water injection and SRV is beneficial to the production recovery of horizontal wells. Finally, a new refracturing method was developed. In this method, water is injected before SRV

基金项目: 中国石油天然气股份有限公司油气田开发重大科技项目“新疆油田和吐哈油田勘探开发关键技术研究与应用”课题 14“试油及储层改造关键技术研究”(编号: 2012E-34-14)。

第一作者: 隋阳(1984-),2008年毕业于四川大学材料成型及控制工程专业,现从事压裂工艺与技术研究工作。通讯地址:(838202)新疆吐鲁番鄯善县火车站镇吐哈油田工程技术研究院。E-mail: suiyang1@petrochina.com.cn

at high rate to store the energy (injection rate is 2 times of production rate), then slick-water+small-size proppant refracturing is carried out in the whole course at the rate higher than that during the initial fracturing, and finally well soaking is performed for 5-15 d. Its field fracturing test is successful. After 6 times' fracturing, the average daily oil production is 18.1 t/d, which is 77.4% of the oil production rate after the initial fracturing, and its cost is RMB1.4 million/well time lower than that of the initial fracturing. This method combines the commingled water injection with the refracturing, and it provides a new way for horizontal well refracturing of tight oil reservoirs.

Key words: tight oil reservoir; horizontal well; refracturing; water injection for energy supplement; Tuha Oilfield

体积压裂工艺可以通过缝网改造解决页岩、致密储集层增产难题,压后存在较长时间的稳产期,吐哈油田马56油区致密油层正是通过水平井体积压裂获得高产^[1],成功建成国内第2个致密油开发示范区。然而与国内外页岩储集层不同的是,该区通过水平井体积压裂后产量很快下降至区块上产目标以下,高产期短,一次采收率低,难以形成稳定的生产模式,需要重复压裂改造^[2-3]。目前国内通常采用双封单卡、暂堵压裂等工艺实施水平井重复压裂,白晓虎等人分别介绍了双封单卡、暂堵压裂工艺解决鄂尔多斯致密油藏水平井重复压裂改造难题的应用成果,研究表明双封单卡有利于解决前期改造规模小的水平井重复压裂难题;暂堵压裂有利于解决裂缝间距大、改造规模小、水平段中部能量补充困难的水平井重复压裂难题^[4-5]。但马56区块致密油层前期采用水平井体积压裂大规模密集改造储层,存在区块增产需求与这两种重复压裂工艺不适应、重复压裂成本不断升高与近期油价持续低迷的形势冲突等问题,必须开展与之适应的低成本重复压裂新方法研究。笔者通过对马56区块致密油层生产情况分析,发现存在“见油快、后期产量及含水稳定”的特点,以此为基础开展提高采收率基础试验,验证注水有利于补充地层能量,再结合体积压裂工艺,形成致密油低成本水平井重复压裂增产技术。

1 储层特征及生产现状

1.1 储集层特征

马56油区致密油层埋深主要分布在2 000~3 000 m,油层厚度10~40 m。储集层岩性以凝灰岩为主,基质含油性较好,孔隙度分布14%~22%,渗透率主要分布0.1~0.5 mD,平均含油饱和度70.2%,属于中高孔、特低渗、高含油饱和度致密油层。

1.2 井型选择

开发初期,主要采用直井压裂完井,单井产量低、有效期短,难以形成商业开采价值。由于储集层岩石具有弹性模量高(25.2~30.8 GPa)、泊松比低

(0.21~0.23)、脆性较强(脆性指数0.46~0.54)的特点,后采用水平井体积压裂,致密油储集层得到有效动用。压后初期平均单井产量15 t/d,稳产8 t/d,有效期近1年。

1.3 前期改造工艺

通过不同水平井段长、压裂工艺(速钻桥塞分簇压裂、固井滑套分段压裂、裸眼分段压裂)实施效果对比,最终形成水平井套管完井、长水平段(>800 m)、速钻桥塞多段分簇(前期水平段短,平均6段,每段3簇)、大排量(12 m³/min)、复合压裂液(滑溜水55%+冻胶45%)、组合粒径支撑剂的压裂工艺。

2 常规重复压裂存在问题及拟解决方案

2.1 存在的问题

目前常采用双封单卡压裂、笼统压裂以及暂堵转向压裂等工艺解决水平井重复压裂增产难题,但前期现场试验情况表明双封单卡压裂受施工排量影响(目前仅能达到10 m³/min)不能进一步增大改造体积,且作业时效低;笼统压裂与暂堵转向压裂增产幅度中等或较小,未能达到预期效果,而且暂堵压裂施工压力变化不明显,无有效技术手段监测裂缝开启以验证工艺有效性。与此同时,压裂工具、材料的大规模应用,造成施工成本的增加。

2.2 解决方案

体积压裂要求大液量改造,单段注入规模>800 m³,单井压裂规模>5 000 m³,在压后排液过程中出现返排率5%~15%、压裂液尚未完全排出地层就见油的现象,即具有“见油快、后期产量及含水稳定”的特点。研究认为大量滞留的压裂液在地层中起到类似“注水吞吐”的效果,因此,在后期重复压裂过程中,拟采用注水和体积压裂相结合的新方法,期望通过补充地层能量及增大改造体积而获得高产。

3 重复压裂新方法研究

针对低渗透油田而言,造成水平井低产的因素较多,研究表明渗透性差导致油井不见效和递减快

是主要原因,因此重复压裂设计时需着重考虑扩大储层改造体积和恢复地层能量,以便促进油井受效,在提高单井产量的同时,延长有效期^[6]。结合区块前期生产特征,着眼于提高采收率与体积压裂结合的方法,通过分析储集层润湿性,寻找注水补充地层能量的依据,优选体积压裂工艺扩大储层改造体积,提高单井产量和采收率,形成低成本重复压裂改造新方法。

3.1 储集层润湿性

润湿性实验^[7-10]主要研究目的是为验证该储集层亲水特征以及注水对补充地层能量有利。选取马56-12H井16块岩心,马56-15H井33块岩心,共计49块岩心。所取岩心直径3.84 cm、长度4~7 cm,部分岩心表面可见裂缝。

3.1.1 储集层原始润湿性 润湿性测定实验采用Amott方法,首先将润湿相流体自动渗吸进入岩心,驱替非润湿流体,结合渗吸和强制驱替来测量岩心的平均润湿性,在实验测定中使用油藏岩心和流体,且在高温高压条件下进行,以模拟油藏实际地层条件。从图1测试结果可看出,相对润湿指数0.18~0.48,平均值0.37;相对润湿指数小于0.3的岩样7块,0.3~0.4的岩样8块,0.4~0.5的岩样13块,0.5~0.7的岩样2块。根据岩石润湿性判断标准,储集层原始润湿性表现为弱亲水-亲水特征。

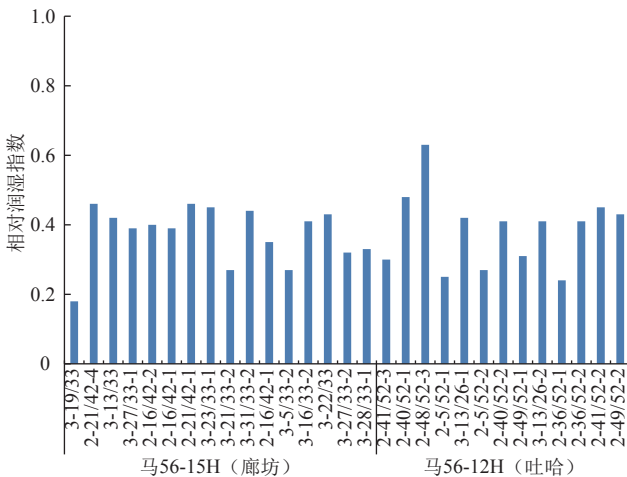


图1 储集层岩心原始润湿性测试结果
Fig. 1 The test on the original wettability of the reservoir

3.1.2 压裂液对储层润湿性的影响 选择马56-15H、马56-12H井各3块岩心用Amott法开展压裂液对储集层润湿性的影响实验。压裂液分别采用中石油廊坊分院及吐哈油田工程院现场实际用压裂液体体系各2000 mL(两种液体区别是HPG加量分

别为0.1%和0.2%,黏土稳定剂加量分别为0.3%和0.5%,其他添加剂及其加量相同)。从图2测试结果可以看出,压裂液作用前相对润湿指数0.41~0.46,平均0.43;压裂液作用后相对润湿指数0.63~0.72,平均0.67,增加幅度0.46~0.67(增加幅度为压裂液作用后相对润湿指数与压裂液作用前平均相对润湿指数差值),平均增加幅度0.56,反映压裂作用后储集层亲水性更强。

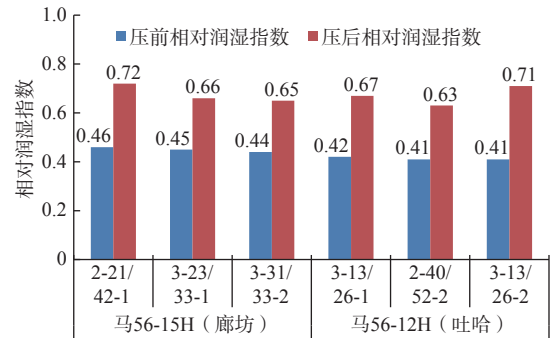


图2 压裂液作用前后储层岩心润湿性对比
Fig. 2 Wettability contrast before and after the fracturing

3.2 长岩心驱替实验

长岩心驱替实验介质作用距离比较大,一般可以达到50~80 cm。一般选取多块直径为25 mm、长度为30~70 mm的天然岩心柱拼接成长岩心^[11]。本实验选取6块岩心组合成长岩心,为了消除岩石的末端效应,每块短岩心之间用滤纸连接。组合长岩心平均渗透率11.36 mD,总长度36.2 cm。实验模拟实际井大规模压裂的情况,采用人工造缝,用造缝后的岩心开展长岩心驱替实验,分别进行衰竭实验1组、注水实验1组、CO₂驱实验1组、N₂驱实验1组、烃类气驱实验1组(表1)。

表1 不同注入介质驱替实验结果对比
Table 1 Comparison between displacement test results of different injection media

介质	突破体积 / HCPV	突破采出程 度 / %	最大注 入压 差 / MPa	最大注入 体积 / HCPV	最终采 出程 度 / %	增加采 出程 度 / %
衰竭					1.83	
水	0.46	31.2	12.2	2.27	44.58	42.73
CO ₂	0.43	32.98	9.5	4.75	53.03	51.2
烃类气	0.40	31.78	9.93	4.73	40.07	38.24
N ₂	0.32	23.73	10.02	4.84	33.95	32.12

从表1实验结果可看出,衰竭式开采采出程度低,仅有1.83%。通过补充地层能量,可大幅度提高原油采出程度,最高为CO₂驱,可提高采出程度

51.2%,最低 N₂ 驱,可提高原油采出程度 32.12%。比较水驱与气驱实验结果,水驱比气驱突破略晚,突破时采出程度与气驱基本一致;水驱最终采出程度比烃类气、N₂ 好,采出程度达到 44.58%。另外由于水-油黏度比远大于气-油黏度比,不易窜;水相难以压缩,注入烃类孔隙体积倍数(HCPV)远小于气体,因此,考虑水驱为致密油储层首选注入介质。

3.3 数值模拟

在对油气藏地质模型、注水过程中地层油和注入水之间相态变化以及油藏工程等研究的基础上,结合室内长岩心水驱实验结果,运用三维三相黑油模型对不同注水时机方案进行开发指标预测^[12]。

采用角点网格系统,X方向划分数量为30,Y方向划分数量为40,步长为20 m×20 m,Z方向划分数量为4,网格节点总数6 355。从30 d向地层注入不同液量后地层压力变化曲线(图3)可以看出,注入液体对地层能量有补充作用。注入初期,压力上升较快,2 d后压力平稳;注入5 000 m³液体时,30 d后地层压力上升1.1 MPa;注入10 000 m³时,30 d后地层压力将上升2.14 MPa;注入15 000 m³,30 d后地层压力上升3.13 MPa,注入液量越大,地层压力上升越高。而从模拟的增加不同地层压力对累计产出液量的影响关系曲线可以看出(图4),随着地层压力的增加,单井的累计产出液量增加。地层压力增加1 MPa,10年后累计产液量3.4×10⁴ m³;压力增加2 MPa,10年后累计产液量3.7×10⁴ m³;地层压力增加3 MPa,10年后累计产液量3.9×10⁴ m³。

3.4 注水先导性试验

优选压前低产井开展本井注水先导性试验,先

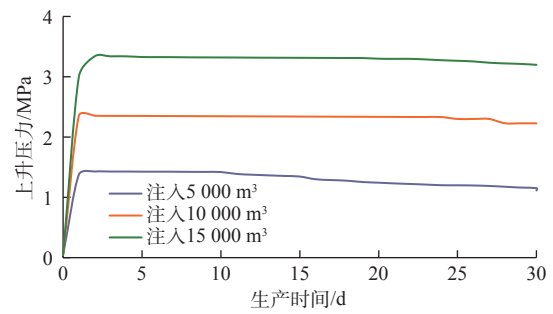


图3 注入不同液量对地层压力的影响
Fig. 3 Effect of liquid injection rate on reservoir pressure

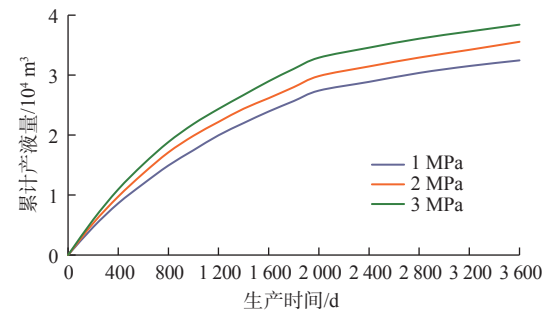


图4 增加不同地层压力对产出液量的影响
Fig. 4 Effect of reservoir pressure increment on liquid production rate

后完成常规注水、小排量注水、大排量注水等试验(均开展1轮次注水试验),结果表明,通过注水补充地层能量实现油水置换,单井产量得以提高。从表2注水先导性试验参数及效果可以看出,注水有利于恢复单井产量,且增大规模提产效应明显;当注水规模大于采出量的2倍时更有利于增产,但仅仅小排量注水有效期短,需结合重复压裂工艺,保持长期稳产。

表2 重复压裂先导性参数及效果
Table 2 Parameters and results of water injection pilot

井号	注入时间	注入方式	施工设备	日注时间/h	施工排量/(m ³ ·min ⁻¹)	注入量/m ³	前期已采出液量/m ³	注入量与采出量之比	注入前效果		注入后效果	
									日产液/(m ³ ·d ⁻¹)	日产油/(t·d ⁻¹)	日产液/(m ³ ·d ⁻¹)	日产油/(t·d ⁻¹)
马55井	2014-07-14	常规注水	高压注水系统	12	0.15~0.2	108	215	0.5	0.22	0.18	3.4	2.97
马56-5H井	2015-09-09	小排量注水	压裂车	7.5	0.7~1.4	630	573	1.1	5.57	4.27	11	8.51
马56-7H井	2015-12-23	大排量注水	压裂车	4.2	12.6~13	3200	1685	1.9	2.5	1.8	16.4	12.5

3.5 重复压裂工艺优选

3.5.1 压裂方式优选 考虑低成本及注水见效等因素,本次重复压裂目的是延伸原有裂缝,保持原有导流能力。工艺优选大排量注水+笼统压裂^[8-12],通过增大施工排量,尽可能动用死油区;增大入井液

量,补充地层能量。压后闷井5~15 d,保持地层能量。
3.5.2 压裂规模优化 根据注水先导性试验结果,注水量大于2倍采出量。根据数值模拟结果,受地层物性条件限制,改造体积存在上限,入井液量为800~1 000 m³时改造体积增加幅度变缓,优化压裂

液量 800~1 000 m³。

3.5.3 施工排量优选 考虑施工排量应大于初次压裂排量,区块水平井初次压裂排量为 12 m³/min,本次提高注水与重复压裂排量至 14 m³/min(考虑油田压裂设备能力)。

3.5.4 压裂液和支撑剂优选 本次压裂目的是延伸原有裂缝,不考虑建立高导流能力裂缝,采用全程滑溜水、段塞加砂、小粒径支撑剂(石英砂与陶粒组合),具有砂堵风险和施工成本低、保持原有裂缝导流能

力的优势^[13-16]。

4 现场试验

重复压裂现场试验 6 井次(其他井采用暂堵、选层压裂等工艺结合的方式,不在统计范围内),改造前低产油,平均单井日产油 2.5 t,改造 30 d 后日产油达到 18.1 t,增效突出,产量恢复到初期压裂产量的 77.4%,6 口井措施后当年累计增油合计 6 567 t(效果见表 3)。

表 3 笼统注水+重复压裂施工效果
Table 3 Application results of commingled water injection & refracturing

井号	措施日期	首次压裂初期产状			重复压裂措施前产状			重复压裂措施后产状			措施后累产油/t
		日产液 / (m ³ ·d ⁻¹)	日产油 / (t·d ⁻¹)	含水 / %	日产液 / (m ³ ·d ⁻¹)	日产油 / (t·d ⁻¹)	含水 / %	日产液 / (m ³ ·d ⁻¹)	日产油 / (t·d ⁻¹)	含水 / %	
马 56-7H	2015-12	33.7	23	19.7	3.2	2.4	14.3	21.3	16.3	14.3	1 802
马 56-19H	2016-01	49.5	36	18.3	5.3	3.8	18.5	50	37.5	15.8	1 165
马 56-28H	2016-07	17.3	13.5	12.2	2.1	1.6	16.7	34.5	23	25	1 326
马 57H	2016-09	32	24.7	9.5	2.4	1.8	14.2	21	12.2	34.8	756
马 56-15H	2017-02	26.9	21.3	11.2	6.7	4.75	20.3	24.5	11.9	20.6	1 210
马 56-5H	2018-03	46.2	21.6	10.8	0.83	0.54	27.1	16.76	7.65	48.7	308
平均 / 合计		34.3	23.4	13.6	3.4	2.5	18.5	28.0	18.1	26.5	6 567

以马 56-7H 井为例,该井水平段长 509.7 m,首次压裂于 2014 年 5 月完成 6 段 18 簇改造,累计入井液量 4 466.6 m³,砂量 277.1 m³,压后获得日产油 23 t 高产,截止重复压裂前,累产液 3 812.3 m³,累产油 2 792.5 t,压前日产油为 2.4 t。2015 年 12 月开展笼统注水与重复压裂试验,累计入井液量 8 507 m³(注入采出量比为 2.2),入井砂量 71.5 t(全程小粒径陶粒组合),施工排量 12.6~13.2 m³/min。压后日产油 16.3 t/d,达到初期产量的 70.9%,增效显著。

注水与体积压裂结合是对前期体积压裂再次动用的一种补充方式,该方式成本极低,以前期水平段平均 6 段计算,节省工具费用(平均 5 段,每段工具费用按 8 万元计算) 40 万元/井次;采用全程滑溜水施工,较初期复合压裂液(按每段入井液量 1 200 m³计算),节省压裂材料费用 100 万元/井次;按原油价格 50 美元计算,平均每口井增产油 715 t 即可收回成本。该方法目前已在 新井、重复压裂与暂堵结合等措施并推广应用,取得显著效果,尤其“缝控”体积压裂井压后日产油达到 24.8 t。

5 结论与建议

(1) 利用储集层亲水特征,压前预先注水补充能

量,结合大排量压裂提高波及系数,是区块重复压裂井增产的有效改造手段,可以快速恢复低效井单井产量,回收成本快,有效率高,施工风险低。

(2) 通过数值模拟并与现场不同规模的注水试验结合,认为注水规模大于采出量的 2 倍时更有利于增产,该结果可用于指导马 56 区块重复压裂设计。

(3) 注水与体积压裂结合,既为水平井重复压裂探索出一条新途径,又成为保持致密油层高产、稳产开发的新方式。

参考文献:

- [1] 刘建伟,张佩玉,廖天彬,刘海廷,李天君,滕强. 马 58H 致密油藏水平井分段多簇射孔压裂工艺[J]. 石油钻采工艺,2015,37(3): 88-92.
LIU Jianwei, ZHANG Peiyu, LIAO Tianbin, LIU Haiting, LI Tianjun, TENG Qiang. Staged multi-cluster perforation fracturing technology for horizontal Well Ma-58H in tight reservoir [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2015, 37(3): 88-92.
- [2] 周长静,张燕明,周少伟,苏国辉,韩巧荣,郝瑞芬. 苏里格致密砂岩气藏水平井体积压裂技术与试验[J]. 钻采工艺,2015,38(1): 44-47.
ZHOU Changjing, ZHANG Yanming, ZHOU Shaowei,

- SU Guohui, HAN Qiaorong, HAO Ruifen. Study and experiment on volumetric fracturing technology of horizontal well for sulige tight sandstone gas reservoir [J]. *Drilling & Production Technology*, 2015, 38(1): 44-47.
- [3] 王志刚. 涪陵焦石坝地区页岩气水平井压裂改造实践与认识 [J]. *石油与天然气地质*, 2014, 35(1): 425-430.
- WANG Zhigang. Practice and cognition of shale gas horizontal well fracturing stimulation in Jiaoshiba of Fuling area [J]. *Oil & Gas Geology*, 2014, 35(1): 425-430.
- [4] 白晓虎, 张翔, 杜现飞, 达引朋, 苏良银, 赵伯平. 一种提高致密油藏低产水平井产量的重复改造方法 [J]. *钻采工艺*, 2016, 39(6): 34-37.
- BAI Xiaohu, ZHANG Xiang, DU Xianfei, DA Yinpeng, SU Liangyin, ZHAO Boping. A refracturing approach to enhance productivity of low-production horizontal wells in tight oil reservoir [J]. *Drilling & Production Technology*, 2016, 39(6): 34-37.
- [5] 白晓虎, 陆红军, 庞鹏, 达引朋, 黄婷, 苏良银. 超低渗透油藏五点井网水平井无阻重复压裂技术研究与应用 [J]. *钻采工艺*, 2016, 39(3): 57-59.
- BAI Xiaohu, LU Hongjun, PANG Peng, DA Yinpeng, HUANG Ting, SU Liangyin. Research and application of open flow refracturing technique in five spot horizontal wells of the ultralow permeability reservoir in the ordos basin [J]. *Drilling & Production Technology*, 2016, 39(3): 57-59.
- [6] 苏良银, 庞鹏, 白晓虎, 黄婷, 段鹏辉. 低渗透油田水平井重复压裂技术研究与应用 [J]. *石油化工应用*, 2015, 34(12): 32-35.
- SU Liangyin, PANG Peng, BAI Xiaohu, HUANG Ting, DUAN Penghui. Research and application of re-fracturing technology for horizontal well in low permeability oilfield [J]. *Petrochemical Industry Application*, 2015, 34(12): 32-35.
- [7] CHAUDHARY A S. Shale oil production performance from a stimulated reservoir volume [D]. Texas: Texas A & M University, 2011.
- [8] CHEN K. Evaluation of EOR potential by gas and water flooding in shale oil reservoirs [D]. Texas: Texas Tech University, 2013.
- [9] WAN T. Evaluation of the EOR potential in shale oil reservoirs by cyclic gas injection [D]. Texas: Texas Tech University, 2013.
- [10] WANG X, GU Y. Oil recovery and permeability reduction of a tight sandstone reservoir in immiscible and miscible CO₂ flooding processes [J]. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2011, 50(4): 2388-2399.
- [11] 吕蓓, 马庆, 程宏杰. 长岩心注 CO₂ 气水交替驱试验模拟研究 [J]. *天然气与石油*, 2015, 33(2): 69-72.
- LYU Pei, MA Qing, CHENG Hongjie. Simulation research on CO₂ and water flooding of long core test [J]. *Natural Gas and Oil*, 2015, 33(2): 69-72.
- [12] 王黎, 饶良玉, 李薇, 李捷. 苏丹 P 油田注水时机实验及数值模拟研究 [J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2011, 33(3): 109-113.
- WANG Li, RAO Liangyu, LI Wei, LI Jie. Experimental study and numerical simulation on P oilfield in the process of water injection [J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Natural Science Edition)*, 2011, 33(3): 109-113.
- [13] 温庆志, 高金剑, 刘华, 刘欣佳, 王淑婷, 王峰. 滑溜水携砂性能动态实验 [J]. *石油钻采工艺*, 2015, 37(2): 97-100.
- WEN Qingzhi, GAO Jinjian, LIU hua, LIU Xinjia, WANG Shuting, WANG Feng. Dynamic experiment on slick-water prop-carrying capacity [J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2015, 37(2): 97-100.
- [14] 温庆志, 胡蓝霄, 翟恒立, 罗明良, 陆斌. 滑溜水压裂裂缝内砂堤形成规律 [J]. *特种油气藏*, 2013, 20(3): 137-139.
- WEN Qingzhi, HU Lanxiao, ZHAI Hengli, LUO Mingliang, LU Bin. Study on the rule of forming sand bank in fractures of slick-water fracturing [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2013, 20(3): 137-139.
- [15] 孟凡坤, 苏玉亮, 鲁明晶, 任龙, 崔静. 长 6 特低渗透油藏重复压裂复杂缝网参数优化 [J]. *石油钻采工艺*, 2015, 37(4): 87-91.
- MENG Fankun, SU Yuliang, LU Mingjing, REN Long, CUI Jing. Parameters optimization of complex fracture network under repeated fracturing for Chang6 ultra-low-permeability oil reservoir [J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2015, 37(4): 87-91.
- [16] 达引朋, 陆红军, 杨博丽, 李转红, 白晓虎. 低渗透老油田新型多缝重复压裂技术研究与应用 [J]. *石油钻探技术*, 2015, 43(2): 65-70.
- DA Yinpeng, LU Hongjun, YANG Boli, LI Zhuanhong, BAI Xiaohu. Research and application of new refracturing technology in low permeability oilfield [J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2015, 43(2): 65-70.

(修改稿收到日期 2018-04-19)

[编辑 朱伟]