

·油气钻采工程·

## 碳酸盐岩超深水平井纤维分流暂堵复合 酸压技术及其应用

杨乾龙<sup>1</sup>,黄禹忠<sup>2</sup>,刘平礼<sup>1</sup>,赵立强<sup>1</sup>,丁 咚<sup>2</sup>,冯饮升<sup>1</sup>

(1.西南石油大学 油气藏地质及开发工程国家重点实验室,四川 成都 610500;

2.中国石化西南油气分公司 工程技术研究院,四川 德阳 618000)

**摘要:**酸压是碳酸盐岩油气藏投产、增产的关键技术。对于井况复杂须分段酸压改造的超深水平井,由于井深、井身结构等因素的影响,使得机械封隔酸压技术受到限制而无法使用,为保证该类井施工的成功率及增产效果,研制了新型可降解纤维暂堵剂,并对其性能进行了评价,发现该纤维暂堵剂具有较好的分散性能和降解性能,且分流暂堵效果明显;同时,提出了纤维分流暂堵复合酸压技术。截至2014年6月,现场应用施工10井次,暂堵后流压上升3~10 MPa,暂堵有效率约为80%,增产倍比为1.75~6.1,施工后产气量均大于 $50 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,部分井产气量高达 $100 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,增产效果显著。室内实验和现场试验结果表明,该技术能够实现对强非均质性且裂缝发育的超深水平井的清洁有效改造,工艺简单,施工风险低,适应性强,建议大力推广使用。

**关键词:**碳酸盐岩 水平井 酸压 纤维暂堵剂 封堵

中图分类号:TE357.2

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2015)02-0117-05

## Research and application of composite acid fracturing technology with fiber diversion temporary plugging in ultra-deep carbonate horizontal wells

Yang Qianlong<sup>1</sup>, Huang Yuzhong<sup>2</sup>, Liu Pingli<sup>1</sup>, Zhao Liqiang<sup>1</sup>, Ding Dong<sup>2</sup>, Feng Yinsheng<sup>1</sup>

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu City, Sichuan Province, 610500, China; 2. Engineering Technology Research Institute, Southwest Oil and Gas Company, SINOPEC, Deyang City, Sichuan Province, 618000, China)

**Abstract:** Acid fracturing is the key production and stimulation technology for the carbonate reservoirs. Ultra-deep horizontal wells should be reformed through staged acid fracturing for their complex well conditions. Mechanical packer acid fracturing technology is limited and cannot be used in the ultra-deep horizontal wells due to the influence of well depth and structure. A new type of biodegradable fiber temporary plugging agent has been developed to ensure the success rate and stimulation effect of these wells. Performance evaluation indicates that the new agent has great dispersion and degradation performance, and the diverting and plugging effect is obvious; in the meanwhile, a composite acid fracturing technology has been put forward. By the end of June 2014, 10 wells have been treated with this technology achieving 3–10 MPa increase in flow pressure, 80% of efficiency, and 1.75–6.1 times of stimulated production. The gas production rate after treatment is about  $50 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$  and some are higher than  $100 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ , which indicates significant stimulation effect. Laboratory experiment and field tests both confirm that this technology can realize effective stimulation in the ultra-deep horizontal wells with strong heterogeneity and developed fractures. The treatment process is simple with low operation risk and great adaptability. So it is recommended to apply widely.

收稿日期:2015-01-04。

作者简介:杨乾龙(1988—),男,陕西宝鸡人,在读硕士研究生,从事酸化压裂增产技术研究。联系电话:18782213670, E-mail: yangql\_frac@126.com。

基金项目:中国石化科研攻关项目“元坝超深高含硫气藏开发关键技术研究”(P13056)。

**Key words:** carbonate rocks; horizontal wells; acid fracturing; fiber temporary plugging agent; sealing

酸压是碳酸盐岩油气藏投产、增产的关键技术。酸液能否均匀置放决定着碳酸盐岩水平井酸压施工的成败。目前,酸液分流转向技术主要分为机械转向和化学转向2大类<sup>[1]</sup>。机械转向虽然有效,但对于某些超深、高温、高压、井身结构特殊的长井段水平井来说,采用机械封隔技术风险极大,若使用不当,易造成井下事故。为保证该类井施工的成功率及增产效果,化学分流暂堵技术成为其有效的替代方法。

中外常用的暂堵剂主要包括有机冻胶暂堵剂<sup>[2-3]</sup>、化学颗粒暂堵剂<sup>[4-6]</sup>及纤维暂堵剂<sup>[7-9]</sup>等。有机冻胶暂堵剂主要用于封堵微米级裂缝;化学颗粒暂堵剂暂堵效果较好,但存在堵塞裂缝的问题;可降解纤维暂堵剂虽在强非均质性和天然裂缝发育储层的酸化改造中取得了较好的暂堵效果<sup>[10]</sup>,但目前纤维大多用于钻井<sup>[11]</sup>和压裂<sup>[12]</sup>施工中,在酸化和酸压施工中应用较少。为此,笔者根据目标储层地质特征和井况,从降滤、分流和现场要求出发,研制了新型可降解纤维暂堵剂,并进行了性能评价。将暂堵酸化工艺与深度酸压技术相结合,形成了纤维分流暂堵复合酸压技术,以期对碳酸盐岩超深水平井均匀改造提供有力保障。

## 1 储层地质特征和开发现状

目标气藏位于川东北长兴组,属于海相深层碳酸盐岩气藏,储层岩性主要为灰质白云岩和粉—细晶白云岩。纵向上具有早期成滩、晚期成礁的沉积特征;发育生物礁、滩相沉积;因位于缓斜坡台地边缘,水动力条件相对较弱,以侧向加积为特征,纵向上储层层数多,单层厚度薄;横向交错分布,连通性差,非均质性强<sup>[13-14]</sup>。

储层埋深约为7 000 m,原始地层压力为66~88 MPa,地层温度为140~160 ℃,孔隙度主要为2%~5%,渗透率主要为 $0.01 \times 10^{-3} \sim 0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。整体而言,储层基质孔隙度较差,渗透率级差较大,储层溶孔、溶洞和天然裂缝相对发育。

研究区大部分井为大斜度井和衬管完井的水平井,由于储层埋藏超深和井身结构的限制,难以实现有效的机械封隔改造。初期改造采用胶凝酸闭合酸压技术,工艺简单,虽然获得了工业气流,但是此技术只起到一定的降阻作用,而没有起到较好的分流暂堵作用,产量贡献仍主要来自高渗透带,

低渗透带对产量的贡献较少。因此,要充分挖掘水平段的产能,必须改善储层吸酸剖面,采用有效的分流技术,迫使更多的酸液进入低渗透带,才能使整个井段均得到有效改造,释放全井段产能。

## 2 可降解纤维暂堵剂性能评价

研制的新型可降解纤维暂堵剂(简称纤维)呈白色丝状,密度为 $1.3 \text{ g/cm}^3$ ,其与地层水和压裂液配伍性较好。采用熔融纺丝法得到横截面直径为35  $\mu\text{m}$ 的纤维,长度可根据需求自行选择切割。

### 2.1 分散性能

采用压裂液作为携带液,在常温下将不同质量分数的纤维与携带液混合,充分搅拌5 min,静置30 min,观察对比其分散性能。实验结果表明:将质量分数为1%~2%的纤维加入到质量分数为0.4%胍胶压裂液(简称纤维暂堵液)中,30 min后,无沉降、分层现象且分散均匀;而质量分数为5%的纤维在压裂液中难以分散,有明显的团、块状存在。说明纤维质量分数越高,其流动性和分散性越差。现场施工时应选择适当质量分数的纤维,以保证纤维暂堵液具有较好的流动性。

### 2.2 静态封堵承压性能

为了验证可降解纤维暂堵剂对裂缝的封堵承压性能,对岩心进行人工造缝,采用静态封堵实验仪进行纤维封堵承压性能实验。根据测井资料结果,确定实验缝宽为1 mm。在缝宽相同的条件下,采用不同长度和质量分数的纤维分别对裂缝进行封堵,携带液采用质量分数为0.4%胍胶压裂液。

首先采取较小的驱替压力对裂缝进行封堵,待裂缝封堵后,逐级加压,测试纤维滤饼的承压能力和封堵后液体的滤失情况。结果(表1)显示:对于缝宽为1 mm的裂缝,长度为4 mm的纤维难以封堵,纤维暂堵液全部漏失;长度为6 mm的纤维封堵成功,且随着纤维质量分数的增加,封堵用量和封堵后滤失量明显下降,但其用量和封堵后滤失量仍较大;而质量分数为1%、长度为8 mm的纤维和质量分数为0.5%、长度为12 mm的纤维与质量分数为1.5%、长度为6 mm纤维的封堵效果相当;采用质量分数为1.5%、长度为12 mm的纤维封堵裂缝时,暂堵液用量仅为55 mL,封堵后仅漏失了9 mL,且最高承压达7 MPa;说明随着纤维长度和质量分数的增加,封堵用量和滤失量均明显下降,承压能力显著

表1 不同长度和质量分数纤维的封堵效果

Table1 Plugging effect of the fiber under different lengths and concentrations

长度/ mm	质量分 数,%	暂堵液 用量/mL	封堵后滤失 量/mL	最高承压/ MPa	是否完 全封堵
4	0.5		全部漏失		否
	1.0		全部漏失		否
	1.5		全部漏失		否
6	0.5	310	57	4.0	是
	1.0	240	32	4.5	是
	1.5	190	25	6.0	是
8	0.5	210	35	4.7	是
	1.0	150	22	6.0	是
	1.5	110	14	7.0	是
12	0.5	170	22	6.0	是
	1.0	100	15	7.0	是
	1.5	55	9	7.0	是

提高。结果表明,纤维越长且质量分数越高,则封堵裂缝所用纤维暂堵液量越小,封堵后滤失量越小,最高承压越大,封堵效果越好;由此可得出纤维长度和质量分数是影响封堵效果的主要因素。

### 2.3 降解性能

为了满足施工要求,可降解纤维暂堵剂必须保证在施工结束后短时间内降解,以达到对储层清洁改造的目的。通过对目标气藏前期酸压施工情况进行总结分析得知,当酸液进入井筒后,储层温度大幅度降低,施工过程中井底温度大致为65~70℃,因此,选择在70℃条件下,将等质量的可降解纤维分别加入同体积的蒸馏水、碱水和20%盐酸溶液中进行实验,并计算其在不同溶液中的降解率。

结果(表2)表明:70℃下,可降解纤维在蒸馏水和碱水中2h的降解率分别为53.56%和54.44%,可见其能够保证携带液的携带有效性;在20%盐酸溶液中2h的降解率达92.34%,说明其在高温酸性条件下几乎可完全降解。酸压施工结束后,关井1~2h,储层仍处在酸性环境中,且储层温度将缓慢上升

表2 70℃下纤维降解率测定实验结果

Table2 Experimental measurement result of fiber degradation rate under 70℃

溶液	时间/h	纤维质量/g		降解率,%
		前	后	
蒸馏水	1	1.504	0.746	50.40
	2	1.516	0.704	53.56
碱水	1	1.501	0.718	52.17
	2	1.499	0.683	54.44
20%盐酸 溶液	1	1.512	0.284	81.22
	2	1.528	0.117	92.34

至约150℃,在高温残酸环境下,纤维会降解得更彻底。

## 3 纤维分流暂堵复合酸压技术

在评价新型可降解纤维性能的基础上,针对目标气藏储层特征,为使储层得到充分有效的改造,提出了纤维分流暂堵复合酸压技术。

### 3.1 纤维分流暂堵机理

由于流体流动遵循最小阻力原理<sup>[15]</sup>,纤维暂堵液将首先进入高渗透带和天然裂缝,在压差的作用下,在高渗透带和天然裂缝的表面及浅层快速形成一层有效的纤维薄层滤饼,实现对裂缝的封堵,使更多的酸液流向低渗透带以达到均匀改造的效果。

通过大量实验发现,纤维封堵裂缝过程主要包括3个阶段,即纤维暂堵剂在裂缝浅层堆积阶段、纤维暂堵剂在裂缝口处堆积阶段和纤维滤饼压实阶段。阶段I为内滤饼形成过程,纤维暂堵液首先进入裂缝内部,由于裂缝壁面粗糙程度不一,使得纤维暂堵剂停留在裂缝浅层,从而降低了裂缝渗透率,减少了后续纤维暂堵液的进入量。阶段II为外滤饼形成过程。由于前一阶段纤维暂堵剂已经在裂缝内部充填并形成滤饼,从而使得大量纤维暂堵剂在裂缝口处堆积,逐渐形成纤维外滤饼,进一步降低裂缝渗透率。阶段III为纤维滤饼压实过程,较大的驱替压力对纤维滤饼起到压实作用,更进一步降低了裂缝渗透率,最终在裂缝口和高渗透带处形成了一层致密的纤维滤饼,阻止酸液继续进入高渗透带和天然裂缝,从而迫使后续酸液流向低渗透带,最终达到均匀改造储层的效果。

通过对纤维封堵裂缝过程的观察和分析,发现纤维暂堵液封堵裂缝后形成3个区域:纤维外滤饼区、纤维内滤饼区和纯携带液侵入区(图1)。纤维暂堵液主要通过前2个区域实现对裂缝的封堵。

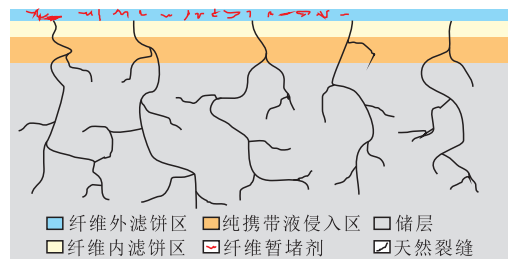


图1 纤维暂堵液封堵裂缝后的分布情况

Fig.1 Distribution of fiber plugging fractures

### 3.2 施工流程

纤维分流暂堵复合酸压技术是暂堵酸化、前置



液酸化、多级注入酸压及闭合酸压技术<sup>[16]</sup>的融合。该技术的具体施工流程为:①先以低排量注入前置酸液,对泥浆污染严重的水平井跟部进行小规模解堵;②进行多级交替注入,交替注入纤维暂堵液和酸液。纤维暂堵液不仅能对高渗透带和裂缝带起到暂堵作用,迫使酸液流向低渗透、污染严重的层段,而且还能降低储层温度,减缓酸岩反应速率,增加酸液有效作用距离;③待最后一级纤维暂堵液进入储层后,采用大排量泵入酸液,在储层中建立压差,迫使在地应力小的地方压开新裂缝,从而达到均匀改造的效果;④闭合酸压阶段,酸液进一步溶蚀近井地带裂缝岩石壁面,大大提高近井地带的导流能力;⑤施工结束后,关井1~2 h,使储层温度得以恢复,纤维在高温残酸环境下高度降解,从而达到清洁改造的效果。

为保证暂堵效果,确保施工前期不压破地层,采用小排量注入,并与酸液分段间隔注入,同时在纤维暂堵液段塞前后分别注入一段高粘度压裂液,一方面为了降温,另一方面起到隔离酸液和纤维暂堵液的作用。

相对普通酸压、前置液酸压技术,纤维分流暂堵复合酸压技术具有以下优点:①用酸量小,酸液有效利用率高;②分流暂堵效果好,具有较好的均匀改造储层的效果;③不受井深、井身结构等的限制,适用范围广,施工操作简单,风险低。

## 4 现场应用效果

A1井是川东北长兴组②号礁带的1口水平开发评价井,完钻斜深为7971 m,完钻垂深为6946.44 m,为衬管完井方式,水平井段长度为717.69 m。该井储层岩性主要为灰质白云岩、粉一细晶白云岩。测井解释各类储层共96层760 m,其中Ⅰ类气层12层43.3 m,Ⅱ类气层39层426.2 m,Ⅲ类气层34层233.9 m,含气层11层56.6 m。根据录井显示、测井解释结果等资料,决定对该井6969~7202和7453~7950 m层段进行酸压改造施工,同时确定采用2级暂堵。

A1井于2014年3月17日进行酸化施工,共注入液体1296 m<sup>3</sup>,其中胶凝酸930 m<sup>3</sup>,闭合酸20 m<sup>3</sup>,顶替液41 m<sup>3</sup>,压裂液215 m<sup>3</sup>,纤维暂堵液90 m<sup>3</sup>,纤维暂堵剂加入量为1500 kg,暂堵液中纤维质量浓度为16.7 kg/m<sup>3</sup>,具体的施工泵注程序见表3。其中,暂堵阶段采用小排量注入,暂堵阶段结束后采用大排量注入酸液进行施工,以期压开新裂缝,达到均

表3 A1井施工泵注程序  
Table3 Pumping program of Well A1

泵注顺序	液体类型	实际注入量/m <sup>3</sup>	排量/(m <sup>3</sup> ·min <sup>-1</sup> )	泵压/MPa	液氮排量/(Sm <sup>3</sup> ·min <sup>-1</sup> )
1	胶凝酸	100	1.5~1.6	7.5~73.9	
2	压裂液	50	3.0	15.7~40.6	
3	纤维暂堵液	45	1.1	14~19.1	
4	压裂液	50	3.0	32.6~41.2	
5	胶凝酸	280	3.0	16.3~38.5	
6	压裂液	50	3.0	16.5~33.8	
7	纤维暂堵液	45	1.1	9.0~15.9	
8	压裂液	65	3.0	28.9~38.1	
9	胶凝酸	550	5.1~7.0	50.5~66.1	200
10	闭合酸	20	3.0~4.2	18.9~20.7	80
11	顶替液	41	2.0~3.0	18.9~21.9	80
12	液氮	3		3.5~20.5	200

匀改造的效果。与此同时,由于储层地压系数较低,残酸返排困难,决定酸压施工后期采用伴注液氮工艺助排。其中在第9—11阶段伴注液氮,最后泵注3 m<sup>3</sup>纯液氮,以增加地层能量,提高返排率。

由A1井酸压施工曲线(图2)可以看出:暂堵阶段,纤维暂堵液进入储层后,在排量稳定的情况下,施工压力分别提高了5和8 MPa,说明纤维暂堵转向效果非常明显;在后期大排量注入酸液时,施工压力出现明显的尖峰,说明地层中有新裂缝开启,达到了均匀改造的效果。

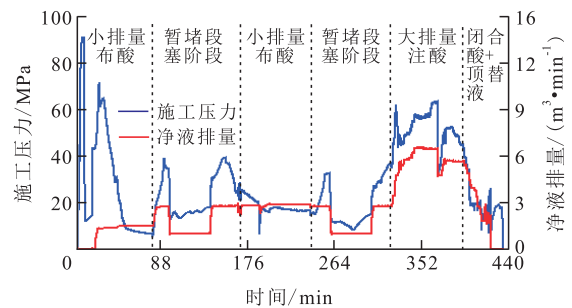


图2 A1井酸压施工曲线

Fig.2 Acid fracturing operation curve of Well A1

返排结束后,油压稳定在36 MPa,井口温度为56.5℃,酸压后产气量为82.5×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d,无阻流量高达310.5×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d,增产倍比为2.9,增产效果显著。

截至2014年6月,纤维分流暂堵复合酸压技术在目标气藏共实施10井次,工艺成功率达100%。施工中纤维暂堵剂用量为600~1650 kg,暂堵后流压上升3~10 MPa,说明纤维暂堵剂对高渗透带及天然裂缝实现了有效封堵,暂堵有效率约为80%;酸压施工后,产气量均大于50×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d,部分井产气量高达100×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d,增产倍比为1.75~6.1,增产效果显著。

## 5 结论

研制的新型可降解纤维暂堵剂在携带液中分散性能好,能封堵天然裂缝,且能高度降解,达到清洁改造储层的效果。

纤维封堵裂缝分为纤维暂堵剂在裂缝浅层堆积、纤维暂堵剂在裂缝口处堆积和纤维滤饼压实3个阶段。

A1井酸压施工曲线中暂堵阶段施工压力上升明显,酸压改造后产量显著增加,均匀改造效果好。纤维分流暂堵复合酸压技术可以有效地解决强非均质性和天然裂缝发育储层的酸压改造酸液分布问题,是机械方式无法封隔改造时有效的替代方法,可显著提高酸压改造效果。

### 参考文献:

- [1] Frank F Chang, Qiu Xiangdong, Hisham A Nasr-El-Din. Chemical diversion techniques used for carbonate matrix acidizing: an overview and case histories[C].SPE 106444, 2007.
- [2] Lslam Taha, Mostafa Hamdy, Arshad Waheed, et al. New acid diversion technique helps increase oil production and simultaneously reduce water cut [C].SPE paper IPTC 13553, presented at the International Petroleum Technology Conference in Doha, Qatar, December 7-9, 2009.
- [3] 张建华. 聚合物凝胶体系在孔隙介质中交联及运移封堵性能研究[J]. 油气地质与采收率, 2012, 19(2): 54-56, 63.  
Zhang Jianhua. Study of crosslinking and transport blocking properties of polymer gel system in porous media[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012, 19(2): 54-56, 63.
- [4] 罗跃, 张煜, 杨祖国, 等. 长庆低渗油藏暂堵酸化技术研究[J]. 石油与天然气化工, 2008, 37(3): 229-232.  
Luo Yue, Zhang Yu, Yang Zuguo, et al. Application of temporary plugging and acidization in Changqing low permeability reservoirs [J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2008, 37(3): 229-232.
- [5] 李年银, 刘平礼, 赵立强, 等. 水平井酸化过程中的布酸技术[J]. 天然气工业, 2008, 28(2): 104-106.  
Li Nianyin, Liu Pingli, Zhao Liqiang, et al. Technology on acid distribution in the process of acidification in horizontal wells [J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(2): 104-106.
- [6] 吴文明, 秦飞, 欧阳冬, 等. 塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏堵水技术[J]. 油气地质与采收率, 2013, 20(6): 104-107.  
Wu Wenming, Qin Fei, Ouyang Dong, et al. Study on water plugging technology in fractured-cavity carbonate reservoirs, Tahe oil-field [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(6): 104-107.
- [7] Quevedo M, Tellez F, Resendiz T, et al. An innovative solution to optimizing production in naturally fractured carbonate reservoirs in southern Mexico [C]. SPE 152554, 2012.
- [8] Cohen C E, Tardy P M J, Lesko Tim. Understanding diversion with a novel fiber-laden acid system for matrix acidizing of carbonate formations [C]. SPE 134495, 2010.
- [9] Jairo Leal Jauregui, Malik Ataur R, Ricardo Solcares J, et al. Successful application of novel fiber laden self-diverting acid system during fracturing operations of naturally fractured carbonates in Saudi Arabia [C]. SPE 142512, 2011.
- [10] 齐天俊, 韩春艳, 罗鹏, 等. 可降解纤维转向技术在川东大斜度井及水平井中的应用[J]. 天然气工业, 2013, 33(8): 58-63.  
Qi Tianjun, Han Chunyan, Luo Peng, et al. Application of diversion technology using degradable fiber to highly-deviated and horizontal wells in the eastern Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(8): 58-63.
- [11] 刘静, 康毅力, 陈锐, 等. 碳酸盐岩储层损害机理及保护技术研究现状与发展趋势[J]. 油气地质与采收率, 2006, 13(1): 99-101.  
Liu Jing, Kang Yili, Chen Rui, et al. Present research situation and developing trend of formation damage mechanism and protection technology for carbonate rocks [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2006, 13(1): 99-101.
- [12] 温庆志, 徐希, 王杏尊, 等. 低渗透疏松砂岩纤维压裂技术[J]. 特种油气藏, 2014, 21(2): 127-134.  
Wen Qingzhi, Xu Xi, Wang Xingzun, et al. The fiber fracturing in low-permeability unconsolidated sandstone reservoir [J]. Special Oil & Gas Reservoir, 2014, 21(2): 127-134.
- [13] 王良军, 邹华耀, 段金宝. 元坝气田油气输导体系及其对成藏的控制作用[J]. 油气地质与采收率, 2014, 21(5): 40-44.  
Wang Liangjun, Zou Huayao, Duan Jinbao. Study of carrier system and its control on hydrocarbon reservoirs, Yuanba gasfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(5): 40-44.
- [14] 范存辉, 郭彤楼, 王本强, 等. 四川盆地元坝中部地区须家河组储层裂缝发育特征及控制因素[J]. 油气地质与采收率, 2013, 20(5): 52-54.  
Fan Cunhui, Guo Tonglou, Wang Benqiang, et al. Characteristics and controlling factors of reservoir fractures in Xujiahe formation, central Yuanba of Sichuan basin [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(5): 52-54.
- [15] 刘平礼, 刘义刚, 赵立强, 等. 渤海高渗高孔油田酸化分流技术研究及应用[J]. 西南石油学院学报, 2005, 27(1): 52-56.  
Liu Pingli, Liu Yigang, Zhao Liqiang, et al. Study and application on acidizing high permeability & high porosity reservoir in Bohai Bay oil-field [J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2005, 27(1): 52-56.
- [16] 王栋, 徐心茹, 杨敬一, 等. 普光气田多级交替注入闭合酸压技术及其应用[J]. 油气地质与采收率, 2012, 19(6): 108-110.  
Wang Dong, Xu Xinru, Yang Jingyi, et al. Multistage alternating injection closed acid fracturing technology and its applications in Puguang gas field [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012, 19(6): 108-110.

编辑 常迎梅