

四川盆地普光地区嘉陵江组二段碳酸盐岩 储层裂缝发育规律

祖克威^{1,2}, 范凌霄¹, 王波³, 曹东升², 管聪², 李中超¹, 程秀申¹

[1. 中国石化 中原油田分公司 勘探开发研究院, 河南 郑州 450018; 2. 中国石油大学(北京) 地球科学学院, 北京 102249;
3. 中海油能源发展股份有限公司 工程技术分公司 中海油实验中心, 天津 300452]

摘要:利用野外露头、岩心、薄片和测井资料,对四川盆地普光地区嘉陵江组二段(简称嘉二段)碳酸盐岩储层裂缝的参数特征、发育规律和控制因素开展综合分析。研究表明,普光地区嘉二段裂缝发育有北东-南西向、东西向、南北向和北西-南东向4组裂缝。其中北东-南西向为优势方位,裂缝以高角度裂缝为主,开度通常小于300 μm 。裂缝孔隙度和渗透率计算结果表明,嘉二段裂缝的储集作用相对较弱,在储层中主要起到渗流通道的作用。垂向上,裂缝主要发育在嘉二段3个亚段膏岩下伏的白云岩段,嘉二中亚段裂缝最为发育。嘉二段储层裂缝的发育受构造、岩石力学层厚、岩性和成岩作用等因素控制。研究区现今水平最大主应力方位为近东西向,在开发过程中,东西向裂缝更容易优先开启,成为主要的渗流通道,同时北东-南西向裂缝作为优势发育方位易形成定向的高渗带。

关键词:裂缝;碳酸盐岩;嘉陵江组;普光地区;四川盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Development patterns of fractures in carbonate reservoirs in the 2nd member of Jialingjiang Formation, Puguang area, Sichuan Basin

Zu Kewei^{1,2}, Fan Lingxiao¹, Wang Bo³, Cao Dongsheng², Guan Cong², Li Zhongchao¹, Cheng Xiushen¹

[1. Exploration and Development Research Institute, SINOPEC Zhongyuan Oilfield Company, Zhengzhou, Henan 450018, China;
2. College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China;
3. Experimental Center, CNOOC EnerTech-Drilling & Production Co., Tianjin 300452, China]

Abstract: The parameter characteristics, development pattern and controlling factors of fractures in carbonate reservoirs in the second member of the Jialingjiang Formation (Jia 2 member) in the Puguang area, Sichuan Basin, are analyzed through an integrated study of outcrop, core and thin section observations as well as logging data of the member. The results show that the member contains 4 sets of well-developed fractures of NE-SW-, E-W-, N-S- and NW-SE-trending. The dominant fractures of NE-SW strike are mainly those with a high dip-angle and an aperture normally less than 300 μm . The porosity and permeability calculation shows that the fractures serve as seepage channels rather than reservoiring space. Vertically, the fractures are mainly developed in the dolomite underlying the gyrock in each of the three sub-members, of which the middle sub-member has the most developed fractures. Factors such as the structure, rock mechanical stratigraphic thickness, lithology and diagenesis, control the development of the fractures. The present major principal stress is measured to be nearly E-W orientied, making the E-W striking fractures the most prone to be initiated as the chief flow channels in exploitation, and the NE-SW striking fractures of a preferred direction more likely to form high-permeability zones.

Key words: fracture, carbonate rock, Jialingjiang Formation, Puguang area, Sichuan Basin

收稿日期:2019-04-16;修订日期:2020-03-20。

第一作者简介:祖克威(1986—),男,博士,职称构造应力场分析与储层裂缝评价。E-mail: zukewei1234@aliyun.com。

基金项目:国家科技重大专项(2016ZX05017);中国石化十条龙项目(P1802-1)。

1 地质概况

普光地区位于四川盆地东北部宣汉 - 达县境内,面积约 1 100 km²,构造格局上受北部米仓山,东北部大巴山和东南部川东断褶带的影响,研究区内发育有一系列北东 - 南西向和北西 - 南东向构造,在平面上被划分为多个次级构造单元(图 1),垂向上发育有上三叠统雷口坡组 - 下三叠统嘉陵江组和志留系 - 奥陶系两套滑脱层^[1]。普光地区发育有多套含气层系,其中上二叠统长兴组 - 下三叠统飞仙关组的礁滩相储层为普光气田的主力产层^[2-3],诞生了目前中国海相地层中规模最大、储层埋藏最深、储层性质最好、天然气最干的特大型整装碳酸盐岩气田^[4]。上覆嘉陵江组,尤其是嘉陵江组二段(简称嘉二段),为四川盆地重要的区域性产层^[5]。目前,普光地区已在该层系相继钻

遇良好的气测显示,是未来普光气田增产稳产的重要层系。普光地区嘉二段厚度约 141 ~ 310 m,整体为局限台地 - 蒸发台地相^[6],垂向上发育 3 个亚段,自下而上分为嘉二下亚段(T_{ij}²⁽¹⁾),嘉二中亚段(T_{ij}²⁽²⁾)及嘉二上亚段(T_{ij}²⁽³⁾),每个亚段内均发育有一套石膏 - 白云岩 - 灰岩组合。岩心基质孔隙度通常不超过 4%,基质渗透率大部分小于 0.25 × 10⁻³ μm²,为低孔 - 低渗储层。

自嘉陵江组沉积以来,相继经历了印支运动,燕山运动和喜马拉雅运动^[7,8],产生了多组天然裂缝。天然裂缝的存在大大改善了储层的物性^[9],根据目前的单井试气结果,天然裂缝的发育程度同产气量具有良好的相关性。普光地区嘉二段碳酸盐岩储层裂缝不仅控制了天然气的富集成藏,也影响了开发方案的部署和压裂改造效果。

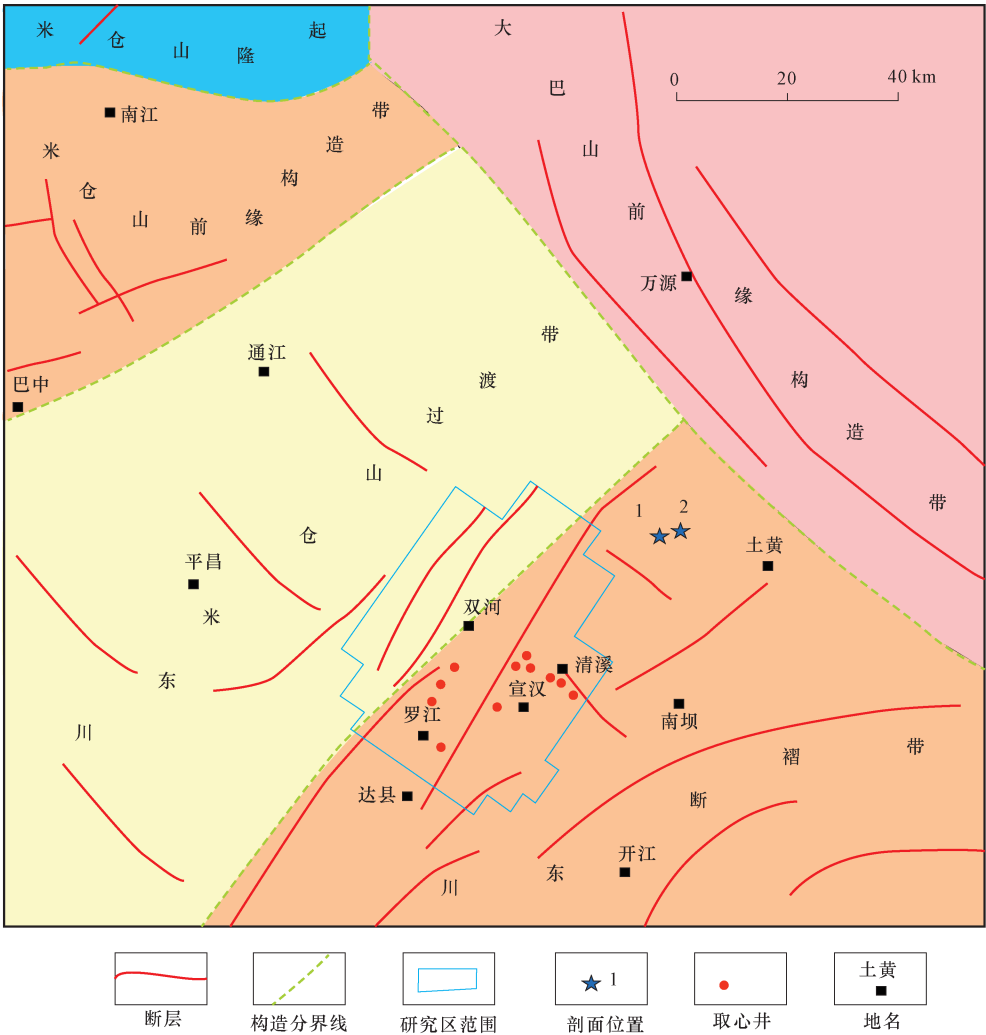


图 1 四川盆地普光地区构造位置
Fig. 1 Locations of structures in the Puguang area, Sichuan Basin

2 裂缝类型与发育特征

对川东北地区百里峡剖面嘉二段野外地质露头统计,结合普光地区11口取心井171.79 m的岩心观察描述和13口井635份薄片鉴定分析(取心井位置见图1),普光地区嘉二段裂缝按照成因类型可以分为构造裂缝和非构造裂缝,构造裂缝以同层面垂直或高角度相交的区域性共轭剪切裂缝为主^[10-13],在平面上表现为相互切穿的X型裂缝,断层和褶皱发育区可见局部构造相关裂缝,如由于断层活动引起的,主要分布在断裂带周围的断层伴生裂缝和在地层变形过程中,由于褶皱顶部受到拉张应力产生的同褶皱枢纽方向一直的纵张裂缝。非构造裂缝主要包括缝合线、层理缝和异常高压裂缝(图2)。普光地区嘉二段裂缝以构造裂缝为主,并改善了复杂碳酸盐岩的储层物性。

野外实测的区域性共轭剪切裂缝发育有北东-南西向,东西向,南北向和北西-南东向四组,利用裂缝间距指数,即利用野外实测的裂缝层厚度与该层内裂缝平均间距的比值,分别对四组裂缝的相对发育程度进行评价,北东-南西向裂缝最为发育,其

次为东西向和南北向,北西-南东向裂缝发育程度相对较差。

普光地区嘉二段构造裂缝和非构造裂缝开度通常小于300 μm ,未充填裂缝和充填裂缝均以高角度裂缝为主,有效裂缝高度通常小于0.6 m,无效裂缝高度通常小于0.3 m。

利用薄片和成像测井的参数表征结果计算的嘉二段储层裂缝孔隙度小于0.6%,裂缝渗流率通常小于 $500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。相比于基质孔隙度和基质渗透率(图3),裂缝对储层的储集作用贡献有限,但裂缝的存在将储层的渗透率提高了1~3个数量级,因此,在嘉二段中,裂缝主要起到渗流通道的作用。

碳酸盐岩储层溶蚀作用强烈,对裂缝响应较为敏感的深、浅侧向曲线易受基质孔隙影响,引起识别误差。本次研究通过拟合非裂缝发育段中,深侧向电阻率和补偿中子测井的函数关系作为求取基质电阻率的公式,利用深侧向电阻率曲线同基质电阻率的差异来识别储层裂缝发育段,对普光地区分布在9个构造带30口井的单井裂缝发育段进行识别,进而分析嘉二段储层裂缝在垂向上的发育规律,经过岩心观察和成像测井识别统计,该方法符合率为83.2%。

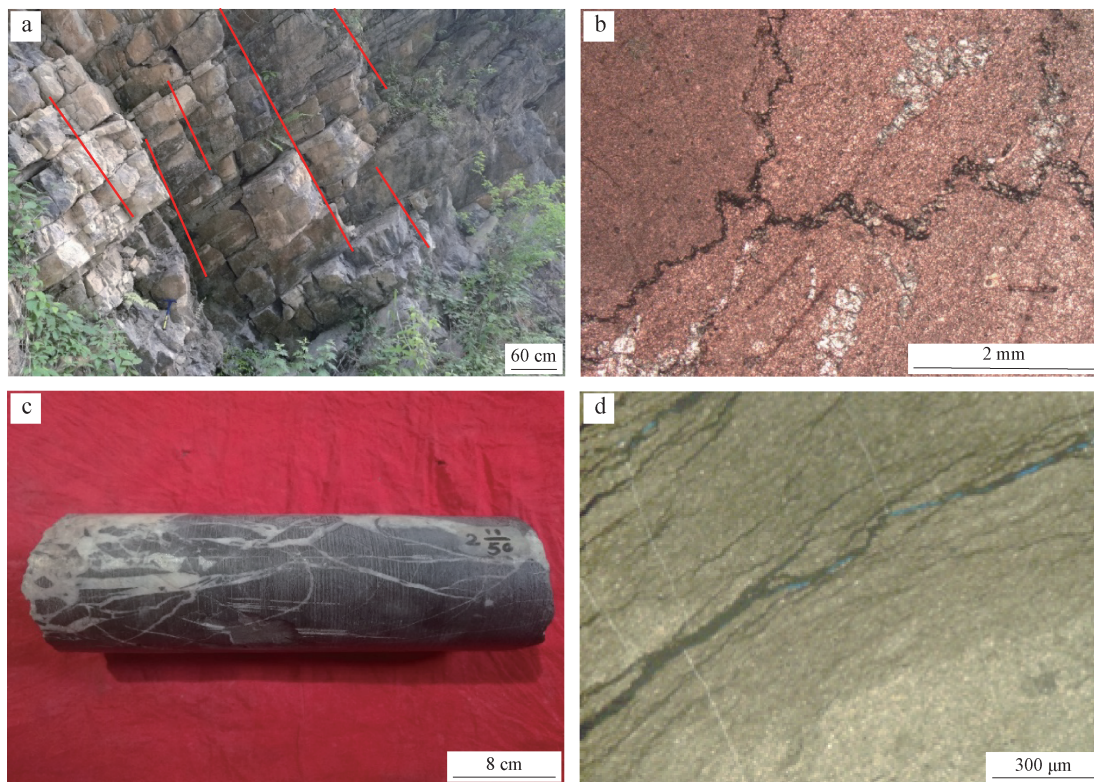


图2 四川盆地普光地区嘉二段裂缝发育类型

Fig. 2 Images showing the fracture patterns developed in the Jia 2 member in the Puguang area, Sichuan Basin

a. 川东北河口剖面,嘉陵江组区域性共轭剪切裂缝;b. 嘉二段,埋深3 657.26 m,泥晶灰岩,薄片下缝合线;c. 嘉二段,埋深3 648.99 m,岩心上的异常高压裂缝;d. 嘉二段,埋深3 641.62 m,薄片下的层理缝

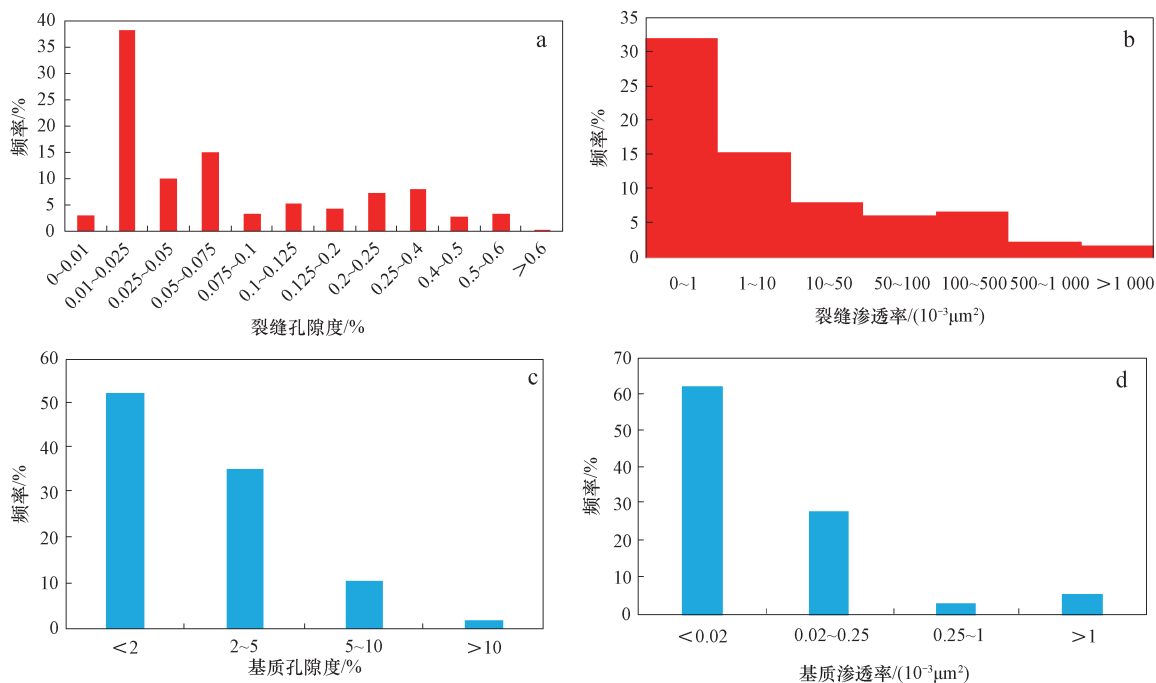


图3 四川盆地普光地区嘉二段裂缝和基质物性参数分布特征

Fig. 3 Distribution of property parameters of fractures and matrix in Jia 2 member, Puguang area, Sichuan Basin

a. 裂缝孔隙度分布; b. 裂缝渗透率分布; c. 基质孔隙度分布; d. 基质渗透率分布

本次研究定义单井层内裂缝发育段的累计厚度与层段厚度的比值为单井的裂缝发育强度,无量纲。结果表明,嘉二段的3个亚段中,白云岩和灰岩均有裂缝发育,主要分布在各个亚段中膏岩层下覆的白云岩段。3个亚段中,嘉二中亚段裂缝最为发育,平均裂缝发育强度为0.187 5,嘉二下亚段平均裂缝发育强度为0.138,嘉二上亚段裂缝发育程度较低,平均裂缝发育强度为0.093。

3 影响裂缝发育的因素

3.1 裂缝与构造的关系

构造是影响和控制裂缝发育程度和类型的重要因素,局部构造控制了裂缝的发育强度和类型^[14]。构造因素可以进一步分为褶皱对裂缝的控制作用和断层对裂缝的控制作用。

3.1.1 褶皱对裂缝的控制作用

褶皱对裂缝的控制作用,主要体现在褶皱在形成过程中,随着地层变形程度的增加,在不同部位产生的裂缝发育类型和裂缝发育程度不同。

普光地区主体构造西南部为一处背斜构造(图4a),对背斜不同部位的单井裂缝发育强度进行计算(图4b)。计算结果表明,从背斜枢纽到翼部,裂缝发

育强度整体上呈减少趋势,离背斜枢纽越远,裂缝的发育程度越低。

3.1.2 断层对裂缝的控制作用

在断层附近,由于在断层形成过程中产生的应力扰动作用,沿着断裂带,发育有一定宽度的同断层走向一致的断层伴生裂缝发育带。利用边缘检测属性,对普光地区嘉二段不同构造方向的裂缝发育带宽度进行统计分析,结果表明,北东-南西向断层裂缝发育带平均宽度为400 m,北西-南东向断层裂缝发育带平均宽度为854.8 m。

结合断层参数分析控制裂缝发育带宽度的主控因素(表1),其中断层倾角对发育带宽度的控制作用更为明显,北东-南西向断层倾角相对较大,平均为72°,北西-南东向断层倾角相对较小,平均为48°,断层倾角越小,断层活动过程中应力扰动带宽度越大^[15-17],而断层延伸长度对裂缝发育带宽度的影响作用不明显。因此,北西-南东向断层周围附近地层的变形程度要高于北东-南西向断层。

3.2 裂缝与岩石力学层厚的关系

裂缝的发育层控性强,往往终止在一个特定的沉积界面^[18],这种界面上下的岩石单元具有不同的力学性质^[19],这种约束了裂缝延伸的沉积界面为力学界

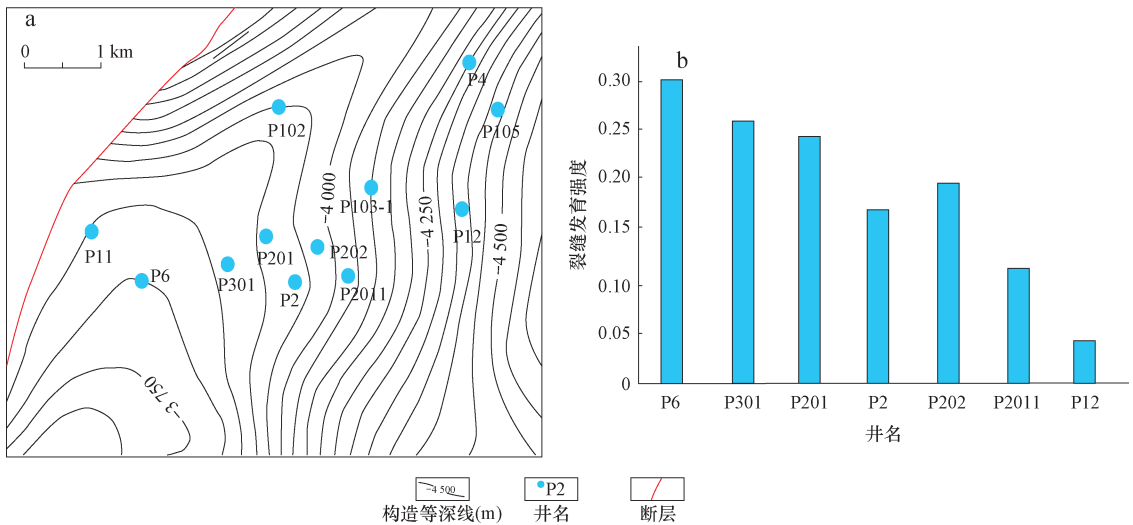


图 4 四川盆地普光地区嘉二段背斜不同部位同单井裂缝发育强度关系

Fig.4 Fracture development intensities of the same well at different positions of the anticline in

Jia 2 member in the Puguang area, Sichuan Basin

a. 普光主体西南部的背斜构造;b. 单井裂缝发育强度统计结果

表 1 四川盆地普光地区嘉二段裂缝发育带宽度与断层参数关系

Table 1 Correlation between the width of fracture development zones and fault parameters in Jia 2 member in the Puguang area, Sichuan Basin

裂缝发育带 宽度/m	倾角/ (°)	斜向 断距/m	曲率/ (km ⁻¹)	断层延伸 长度/m	断层走向
752.00	50	511.719 7	5.628 112	14 782	北西 - 南东
915.66	50	219.308 4	5.628 112	11 481	北西 - 南东
1 036.00	36	353.870 7	2.618 654	9 541	北西 - 南东
729.00	52	147.206 1	2.618 654	9 673	北西 - 南东
503.00	68	554.256 3	1.409 710	14 782	北东 - 南西
346.00	74	75.705 28	1.409 710	11 481	北东 - 南西
407.88	66	207.298 4	2.403 311	9 541	北东 - 南西
271.00	76	131.263 4	2.403 311	9 673	北东 - 南西

面,相邻界面间的距离为力学层厚^[20]。对川东北地区野外嘉二段露头力学层厚度和层内裂缝间距进行统计(野外露头位置见图 1),结果表明,随着力学层厚的增加,裂缝间距增加,两者满足线性关系(图 5)。

3.3 裂缝与岩性的关系

岩性对裂缝发育特征的影响主要是通过组成岩石的岩石颗粒大小、岩石成分及其物性等岩石结构和构造方面的差异不同,进而引起了岩石力学性质的不同。在经历相同的构造作用下,裂缝的发育程度不同。

普光地区嘉二段主要发育有石膏,白云岩和灰岩,局部段发育有少量的泥岩。利用研究区岩心资料,计算不同岩性下裂缝发育的总条数与该岩性的总厚度的比值作为该岩性裂缝发育的密度。结果表明,嘉二段

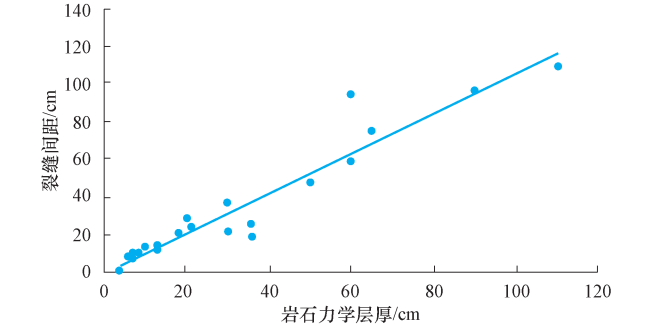


图 5 四川盆地普光地区野外露头统计的嘉二段岩石力学层厚与裂缝间距关系

Fig.5 Correlation between the rock mechanical stratigraphic thickness and the fracture spacing in Jia 2 member measured from the outcrops in the Puguang area, Sichuan Basin

白云岩中裂缝密度为 1.15 条/m,灰岩密度为 0.45 条/m,石膏中无裂缝发育。

岩石成分对裂缝的影响主要是由岩石中不同力学性质矿物含量引起岩石力学性质的改变。岩石中的脆性矿物,包括白云石,方解石,石英等具有较低的延展性、较高的抗压与抗张强度比、高回弹能等性质的矿物^[21-23]。当岩石中脆性矿物含量较高时,岩石往往会表现出较强的能干性,经历强烈的构造活动,更容易通过破裂作用来吸收应变能。本次研究尝试在碳酸盐岩储层中,分析脆性矿物(主要为白云石和方解石)含量同裂缝发育程度的关系。

利用薄片资料,统计见遇裂缝的薄片脆性矿物含量和未见遇裂缝的薄片脆性矿物含量的关系(图 6)。结果表明,当岩石中白云石含量大于 75%或

者方解石含量大于80%时,更有利于裂缝的发育,当岩石中白云石含量小于75%且方解石含量小于80%时,不利于裂缝发育。

分析取心井段裂缝发育密度和对应深度的脆性矿物含量之间的关系(图7)。裂缝通常发育在脆性矿物含量大于75%的岩石中,随着矿物含量的增加,岩石能干性增强,更有利于裂缝发育,并近似的满足指数函数的关系。

3.4 裂缝与成岩作用的关系

成岩作用是控制和影响碳酸盐岩储层裂缝发育的重要因素,尤其在非构造控制区^[24]。首先要分析碳酸盐岩成岩演化序列同产生大规模破裂的构造运动之间的匹配关系,在大规模破裂作用发生前,压实作用和胶结作用可以促使岩石更加致密,增强岩石的能干性,更容易发生脆性破裂;溶蚀作用促使岩石疏松多孔,在同样的构造作用下,疏松多孔的岩石首先发生压实作用,

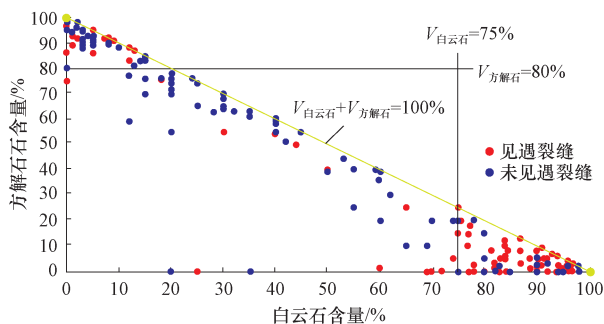


图6 四川盆地普光地区嘉二段碳酸盐岩矿物含量与裂缝发育关系

Fig. 6 Correlation between the carbonate mineral content and fracture development in Jia 2 member in the Puguang area, Sichuan Basin

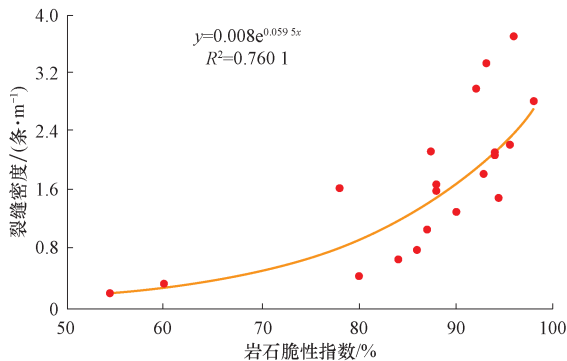


图7 四川盆地普光地区嘉二段岩心裂缝密度与岩石脆性矿物含量的关系

Fig. 7 Correlation of fracture density and brittle mineral content of core samples from Jia 2 member, Puguang area, Sichuan Basin

通过岩石内部的形变,吸收的构造应力,不利于裂缝的形成^[25]。

普光地区海相碳酸盐岩储层压实和胶结作用发生在燕山运动前^[26],尚未产生大规模的破裂^[27]。本次研究主要利用岩心和薄片资料从压实作用和胶结作用分析成岩作用对裂缝影响。

3.4.1 压实作用

利用岩心统计的目的层段裂缝发育密度,并建立裂缝发育密度同埋深的关系。结果表明,随深度的增加,嘉二段裂缝发育密度整体上呈增加的趋势。

3.4.2 胶结作用

基于薄片资料,统计嘉二段岩石胶结类型,并比较有无胶结作用发生时,薄片中出现裂缝的比重。嘉二段的胶结方式主要为方解石胶结,偶尔可见白云石和石膏胶结。当岩石发生胶结作用时,灰岩中裂缝出现的概率从无胶结作用时的8%提高至44%,白云岩中裂缝出现的概率从无胶结作用时的22%提升至70%。当储层发生胶结作用时,增强了岩石的能干性,促进破裂作用的产生。

4 天然裂缝对开发的影响

在油气藏开发过程中,天然裂缝的存在一方面可以将致密储层的渗透率提高几个数量级^[28-29],作为重要的运移通道,改善储层的渗流状况;同时,天然裂缝的发育加剧了储层非均质性,在开发过程中,裂缝的开启会成为边水底水快速水侵通道^[30]。

实际上,地下发育的多组系天然裂缝并非都有效,只有开启的天然裂缝才能成为有效的运移通道,其有效性受现今地应力的控制^[31-35]。当天然裂缝走向同现今水平最大主应力方向垂直时,裂缝开度最小,有效性最差,当天然裂缝走向同现今水平最大主应力方向平行时,裂缝开度最大,有效性最好^[32-39]。

利用30口井的钻井诱导缝和井壁崩落信息对普光地区嘉二段现今水平最大主应力方向进行统计,同时利用组合弹簧模型对单井现今主应力大小进行计算。在此基础上,利用公式(1)^[33],从单井上分别对普光地区嘉二段四组裂缝的有效应力进行计算。

$$p_i = \frac{\mu}{1-\mu} H \rho_s g \sin \theta + H \rho_s g \cos \theta - H \rho_o g + \sigma_H \sin \theta \sin \beta + \sigma_h \sin \theta \cos \beta \quad (1)$$

式中: p_i 为作用在裂缝面上的有效应力,MPa; μ 为岩

表 2 四川盆地普光地区嘉二段不同方向裂缝开启压力的大小

Table 2 Statistics of opening pressures of fractures of different directions in Jia 2 member in the Puguang area, Sichuan Basin

井名	深度/m	东西向裂缝开启压力/MPa	北东向裂缝开启压力/MPa	北西向裂缝开启压力/MPa	南北向裂缝开启压力/MPa
PG1	4 845 ~ 4 908	35.75	45.25	80.75	83.25
PG2	4 337 ~ 4 395	34.59	44.41	80.59	83.41
PG4	5 025 ~ 5 085	36.59	44.41	81.58	82.81
PG5	4 255 ~ 4 307	34.93	44.06	80.86	83.06
DW1	4 508 ~ 4 553	35.72	45.1	80.55	83.1
DW2	4 209 ~ 4 275	35.01	43.99	81.01	82.99
LB1	2 393 ~ 2 462	32.68	42.22	78.88	81.11
LJ1	5 412 ~ 5 488	37.29	46.27	80.73	83.27
DY1	3 948 ~ 4 005	34.64	44.31	80.93	83.07
F1	4 509 ~ 4 563	35.57	43.42	81.58	82.42
F2	5 945 ~ 6 012	38.62	48.88	80.84	86.16

石泊松比,无量纲; H 为裂缝埋藏深度,m; ρ_s 为岩石密度, kg/m^3 ; g 为重力加速度, N/kg ; θ 为裂缝倾角, $(^\circ)$; β 为现今水平最大主应力与裂缝走向的夹角, $(^\circ)$; ρ_f 为孔隙流体密度, kg/m^3 , σ_H 为水平最大主应力大小,MPa; σ_h 为水平最小主应力,MPa。

结果表明,东西向裂缝面上的有效应力最小,主要集中在 32~39 MPa,南北向裂缝面上的有效应力最大集中在 78~90 MPa(表 2)。

因此,在开发过程中,随着注入压力的增加,东西向裂缝更容易优先开启,成为主要的渗流通道。此外,由于北东-南西向为普光地区嘉二段储层裂缝发育的优势方位,且同水平最大主应力方向夹角相对较小,容易形成定向的高渗带,南北向裂缝面上有效应力最大,开启难度高,渗流能力最差。

目前,开发区在 103,203,204 和 105 井区出现了裂缝性水侵,其中 103,203 和 204 井区水侵方向为近东西向,由于 105 井区以北东向裂缝为主,在该井区水侵方向表现为北东-南西向。实测的水侵方向与基于不同组系裂缝面上的有效应力和裂缝发育优势方位预测的水侵方向基本一致(表 3)。在后续的开发过程中,控制好注入压力,防止地层破裂,对东西向和北东-南西向两个优势渗流通道,实施调剖封堵,以防止出现裂缝性水淹水窜。

5 结论

1) 四川盆地普光地区嘉二段碳酸盐岩储层裂缝发育有北东-南西向,东西向,南北向和北西-南东向四组裂缝,北东-南西向为优势方位,裂缝以高角度裂缝为主,开度通常小于 300 μm ,缝高通常小于 0.6 m,

表 3 四川盆地普光气田开发区裂缝水侵方向
预测与实测统计

Table 3 Statistics of the predicted and measured preferential orientations of aquifer encroachment into a reservoir under fracturing in the development zone of the Puguang gas field, Sichuan Basin

井名	深度/m	裂缝优先 开启方位	预测裂缝 水侵方向	实测裂缝 水侵方向
PG103	5 036 ~ 5 074	东西	东西	近东西
PG203	5 254 ~ 5 288	东西	东西	近东西
PG204	5 570 ~ 5 608	东西	东西	近东西
PG105	5 305 ~ 5 340	东西	东西或 北东-南西	北东-南西

裂缝的储集作用相对较弱,主要起到渗流通道的作用。垂向上,裂缝主要发育在嘉二段 3 个亚段膏岩下覆的白云岩段,嘉二中亚段的裂缝最为发育。

2) 研究区裂缝的发育受构造,岩石力学层厚,岩性和成岩作用等因素控制。其中构造作用包括褶皱和断层对裂缝发育类型和发育程度的控制,成岩作用主要为压实作用和胶结作用,通过影响岩石的力学性质而影响裂缝的发育。

3) 研究区嘉二段现今地应力状态结合裂缝产状计算不同组系裂缝开启压力,东西向裂缝开启压力最低,在开发过程中该组裂缝会优先开启,成为有效的运移通道,北东-南西向裂缝为优势发育方位,同水平最大主应力方向夹角较小,容易形成高渗带。

参 考 文 献

[1] 汤良杰,郭彤楼,余一欣,等. 四川盆地东北部前陆褶皱-冲断带盐相关构造[J]. 地质学报,2007,81(8):1048-1056.
Tang Liangjie, Guo Tonglou, Yu Yixin, et al. Salt-related structures in

- the foreland fold-thrust belt of the northeastern Sichuan Basin, south China[J]. *Acta Geology Sinica*, 2007, 81(8): 1048–1056.
- [2] 马永生, 储昭宏. 普光气田台地建造过程及其礁滩储层高精度层序地层学研究[J]. *石油与天然气地质*, 2008, 29(5): 548–556.
Ma Yongsheng, Chu Zhaozhong. Building-up process of carbonate platform and high-resolution sequence stratigraphy of reservoirs of reef and oolitic shoal facies in Puguang gas field[J]. *Oil & Gas Geology*, 2008, 29(5): 548–556.
- [3] 王正和, 郭彤楼, 谭钦银, 等. 四川盆地东北部长兴组—飞仙关组各沉积相带储层特征[J]. *石油与天然气地质*, 2011, 32(1): 56–63.
Wang Zhenghe, Guo Tonglou, Tan Qinyin, et al. Reservoir characteristics of different sedimentary facies in the Changxing and Feixianguan formations, northeast of the Sichuan Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2011, 32(1): 56–63.
- [4] 马永生, 郭旭生, 郭彤楼, 等. 四川盆地普光大型气田的发现与勘探启示[J]. *地质论评*, 2005, 51(4): 477–480.
Ma Yongsheng, Guo Xusheng, Guo Tonglou, et al. Discovery of the large-scale Puguang gas field in the Sichuan Basin and its enlightenment for hydrocarbon prospecting[J]. *Geological Review*, 2005, 51(4): 477–480.
- [5] 李爱国, 易海永, 刘超, 等. 川东北地区嘉陵江组嘉二段储层特征研究[J]. *天然气勘探与开发*, 2008, 31(3): 1–5.
Li Aiguo, Yi Haiyong, Liu Chao, et al. Reservoir characteristics in Jialingjiang 2 member in northeastern Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Exploration & Development*, 2008, 31(3): 1–5.
- [6] 余海涛, 王兴志, 李斌, 等. 川东北地区嘉陵江组二段沉积相特征研究[J]. *海相油气地质*, 2011, 16(3): 55–62.
Yu Haitao, Wang Xingzhi, Li Bin, et al. Sedimentation characteristics of lower Triassic Jialingjiang 2nd member in northeast part of Sichuan Basin[J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 2011, 16(3): 55–62.
- [7] 唐永, 梅廉夫, 肖安成, 等. 川东北宣汉—达县地区晚中生代—新生代构造应力场转化及其油气意义[J]. *石油学报*, 2013, 34(1): 59–70.
Tang Yong, Mei Lianfu, Xiao Ancheng, et al. Transition of tectonics stress field and hydrocarbon significance of the late Mesozoic–Cenozoic in Xuanhan–Daxian region, northeastern Sichuan Basin[J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2013, 34(1): 59–70.
- [8] 唐大卿, 汪立君, 曾韬, 等. 川东北宣汉—达县地区构造演化及其对油气藏的改造作用[J]. *现代地质*, 2008, 22(2): 230–238.
Tang Daqing, Wang Lijun, Zeng Tao, et al. Tectonic evolution function to oil and gas pool's reformation in Xuanhan–Daxian area, northeastern Sichuan Basin[J]. *Geoscience*, 2008, 22(2): 230–238.
- [9] 于建宁, 邹华耀. 川东北清溪场裂缝型气藏形成过程分析[J]. *石油天然气学报*, 2012, 34(1): 31–34.
Yu Jianning, Zou Huayao. Gas reservoir accumulation process of Qingxiang fractured reservoir in northeastern Sichuan Basin[J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2012, 34(1): 31–34.
- [10] 曾联波, 高春宇, 漆家福, 等. 鄂尔多斯盆地陇东地区特低渗透砂岩储层裂缝分布规律及其渗流作用[J]. *中国科学 D*, 2008, 38(S1): 41–47.
Zeng Lianbo, Gao Chunyu, Qi Jiafu, et al. The distribution rules and seepage effect of fractures in the ultra-low permeability sandstone reservoir in East Gansu Province, Ordos Basin[J]. *Science in China (Series D)*, 2008, 38(S1): 41–44.
- [11] Nelson R A. *Geologic Analysis of naturally fractured reservoirs*[M]. Houston: Gulf Publishing Company, 1985.
- [12] Lorenz J C, Teufel L W, Warpinski N R. Regional fractures I: A mechanism for the formation of regional fractures at depth in flat-lying reservoirs[J]. *AAPG Bulletin*, 1991, 75(11): 1714–1737.
- [13] Lorenz J C, Finley S J. Regional fractures II: fracturing of mesaverde reservoirs in the Piceance basin, Colorado[J]. *AAPG Bulletin*, 1991, 75(11): 1738–1757.
- [14] 曾联波. 低渗透砂岩储层裂缝的形成与分布[M]. 北京: 科学出版社, 2008.
Zeng Lianbo. Formation and distribution of fractures in low-permeability sandstone reservoir [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009.
- [15] Erslev E A. Trishear fault-propagation folding[J]. *Geology*, 1991, 19: 617–620.
- [16] Allmendinger R W. Inverse and forward numerical modeling of trishear fault-propagation folds[J]. *Tectonics*, 1998, 17(4): 640–656.
- [17] Miller J F, Mitra S. Deformation and secondary faulting associated with basement-involved compressional and extensional structures[J]. *AAPG Bulletin*, 2011, 95(4): 675–689.
- [18] 徐芳, 邢玉忠, 张兴阳, 等. 力学地层单元对裂缝发育的控制作用[J]. *大庆石油地质与开发*, 2015, 34(4): 44–50.
Xu Fang, Xing Yuzhong, Zhang Xingyang, et al. Controls of the mechanical stratigraphic units on the fracture development[J]. *Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing*, 2015, 34(4): 44–50.
- [19] 赵乐强, 冯建伟. 岩石力学层与构造裂缝发育关系研究[J]. *山东科技大学学报(自然科学版)*. 2018, 37(1): 35–46.
Zhao Leqiang, Feng Jianwei. Interrelationship study between rock mechanical stratigraphy and structural fracture development[J]. *Journal of Shandong University of Science and Technology (Natural Science)*, 2018, 37(1): 35–46.
- [20] 刘显凤, 吴楠, 蔡忠贤, 等. 新疆西克尔地区碳酸盐岩层系垂向裂缝层控发育模式[J]. *地球科学*, 2011, 36(6): 1125–1133.
Liu Xianfeng, Wu Nan, Cai Zhongxian, et al. Pattern of vertical fracture development controlled by mechanical stratigraphy in Carbonate Layer in Xikeer outcrop area of Xinjiang autonomous region[J]. *Earth Science*, 2011, 36(6): 1125–1133.
- [21] Hucka V, Das B. Brittleness determination of rocks by different methods[J]. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences and Geomechanics Abstracts*, 1974, 11(10): 389–392.
- [22] 赵向原, 曾联波, 祖克威, 等. 致密储层脆性特征及对天然裂缝的控制作用——以鄂尔多斯盆地陇东地区长7致密储层为例[J]. *石油与天然气地质*, 2016, 37(1): 62–71.
Zhao Xiangyuan, Zeng Lianbo, Zu Kewei, et al. Brittleness characteristics and its control on natural fractures in tight reservoirs: A case study from Chang 7 tight reservoir in Longdong area of the Ordos Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2016, 37(1): 62–71.
- [23] 曾联波, 肖淑蓉. 低渗透储层中的泥岩裂缝储集体[J]. *石油实验地质*, 1999, 21(3): 266–269.
Zeng Lianbo, Xiao Shurong. Fracture in the mudstone of tight reservoirs[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 1999, 21(3): 266–

- 269.
- [24] 董兆雄,罗强,王振宇. 沉积成岩作用是影响碳酸盐岩裂缝发育不可忽视的因素[J]. 西南石油学院学报,1993,15(S1):35-37.
Dong Zhaoxiong, Luo Qiang, Wang Zhenyu. Sedimentary diagenesis is an important factor on influencing the fracture development in carbonate[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 1993, 15(S1): 35-37.
- [25] 巩磊,曾联波,杜宜静,等. 构造成岩作用对裂缝有效性的影响——以库车前陆盆地白垩系致密砂岩储层为例[J]. 中国矿业大学学报,2015,44(3):514-519.
Gong Lei, Zeng Lianbo, Du Yijing, et al. Influences of structural diagenesis on fracture effectiveness: a case study of the Cretaceous tight sandstone reservoirs of Kuqa foreland basin[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2015, 44(3): 514-519.
- [26] 王瑞华,牟传龙,谭钦银,等. 达县-宣汉地区长兴组礁滩白云岩成岩作用与成岩环境研究[J]. 沉积与特提斯地质,2006,26(1):30-36.
Wang Ruihua, Mu Chuanlong, Tan Qinyin, et al. Diagenetic processes and environments of the reef shoal dolostones from the Changxing Formation in the Daxian-Xuanhan region, northeastern Sichuan[J]. Sedimentary Geology and Tethyan Geology, 2006, 26(1): 30-36.
- [27] 祖克威,曾大乾,程秀申,等. 普光地区嘉二段构造裂缝形成机理及预测[J]. 新疆石油地质,2017,38(4):407-413.
Zu Kewei, Zeng Daqian, Cheng Xiushen, et al. Forming mechanism and prediction of structural fractures in the second member of Jialingjiang formation in Puguang area[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2017, 38(4): 407-413.
- [28] 曾联波,郑聪斌. 陕甘宁盆地靖安地区区域裂缝及对开发的影响[J]. 西安石油学院学报,1999,14(1):16-18.
Zeng Lianbo, Zheng Congbin. Origin of the regional fracturing in Yanchang epoch, Shanganning basin, significance for geology of oil and gas[J]. Regional Geology of China, 1999, 18(4): 391-396.
- [29] 周新桂,张林炎,黄臣军. 华庆探区 6_3 储层破裂压力及裂缝开启压力估测与开发建议[J]. 中南大学学报(自然科学版),2013,44(7):2812-2818.
Zhou Xingui, Zhang Lindan, Huang Chenjun. Estimation of formation breakdown pressure and fracture open pressure of Chang 63 low permeable reservoir in Huaqing area and development suggestions[J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 2013, 44(7): 2812-2818.
- [30] 朱圣举,赵向原,张皎生,等. 低渗透砂岩油藏天然裂缝开启压力及影响因素[J]. 西北大学学报(自然科学版),2016,46(4):573-578.
Zhu Shengju, Zhao Xiangyuan, Zhang Jiaosheng, et al. Fracture opening pressure and its influence factors in low-permeability sandstone reservoirs[J]. Journal of Northwest University (Natural Science Edition), 2016, 46(4): 573-578.
- [31] 张莉,岳乐平,杨亚娟. 鄯善油田地应力、裂缝系统与油田开发[J]. 石油与天然气地质,1999,20(4):330-332.
Zhang Li, Yue Leping, Yang Yajuan. In-situ stress, fracture system and oil-field development in Shanshan oilfield[J]. Oil & Gas Geology, 1999, 20(4): 330-332.
- [32] 曾联波,巩磊,祖克威,等. 柴达木盆地西部古近系储层裂缝有效性的影响因素[J]. 地质学报,2012,86(11):1809-1814.
Zeng Lianbo, Gong Lei, Zu Kewei, et al. Influence factors on fracture validity of the paleogene reservoir, western Qaidam Basin[J]. Acta Geologica Sinica, 2012, 86(11): 1809-1814.
- [33] 曾联波. 低渗透砂岩油气储层裂缝及其渗流特征[J]. 地质科学,2004,39(1):11-17.
Zeng Lianbo. Fissure and its seepage characteristics in low-permeable sandstone reservoir[J]. Chinese Journal of Geology, 2004, 39(1): 11-17.
- [34] 倪小威,徐观佑,艾林,等. 大斜度井/水平井中裂缝的阵列侧向测井响应特性[J]. 断块油气田,2018,25(3):341-344.
Ni Xiaowei, Xu Guanyou, Ai Lin, et al. Response characteristics of array lateral logging of cracks in highly deviated wells and horizontal wells[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2018, 25(3): 341-344.
- [35] 周军良. 渤海M油田低渗透储层裂缝特征及对开发的影响[J]. 特种油气藏,2018,25(3):102-107.
Zhou Junliang. Fracture properties of low-permeability reservoir in the M oilfield of middle bohai sea and its impact on development[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018, 25(3): 102-107.
- [36] 梅丹,胡勇,王倩. 裂缝对气藏储层渗透率及气井产能的贡献[J]. 石油实验地质,2019,41(5):769-772.
Mei Dan, Hu Yong, Wang Qian. Experimental study on fracture contribution to gas reservoir permeability and well capacity[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2019, 41(5): 769-772.
- [37] 曹耐,雷刚,董平川,等. 裂缝型储层渗透率应力敏感评价及对生产影响[J]. 断块油气田,2019,26(2):195-199.
Cao Nai, Lei Gang, Dong Pingchuan, et al. Stress sensitivity evaluation of permeability of fractured reservoir and its effect on production[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2019, 26(2): 195-199.
- [38] 吕金龙,卢祥国,王威,等. 裂缝对致密储层渗流能力影响实验研究[J]. 特种油气藏,2019,26(2):141-146.
Lv Jinlong, Lu Xiangguo, Wang Wei, et al. Experiment research on the effect of fracture on the seepage capacity of tight reservoir[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2019, 26(2): 141-146.
- [39] 李虎,范存辉,秦启荣,等. 川东北元坝中部地区须家河组致密储层裂缝特征及成因探讨. 油气藏评价与开发[J],2018,8(2):1-6.
Li Hu, Fan Cunhui, Qin Qirong, et al. Fracture characteristics and its genesis of tight reservoir in Xujiahe formation of central Yuanba area in Sichuan basin[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2018, 8(2): 1-6.

(编辑 董立)