

·油气钻采工程·

致密碳酸盐岩气藏体积酸压可行性研究及施工效果

——以鄂尔多斯盆地下古生界碳酸盐岩气藏为例

李年银¹,代金鑫^{1*},刘超²,刘平礼¹,张燕明²,罗志峰²

(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.低渗透油气田勘探开发国家工程实验室,陕西 西安 710018)

摘要:针对致密碳酸盐岩气藏难以获得高产、稳产这一难题,借鉴国外页岩气体积改造理念,对鄂尔多斯盆地下古生界致密碳酸盐岩气藏体积酸压可行性进行分析。首先阐述了致密碳酸盐岩气藏体积酸压的增产机理,在此基础上,从储层可压裂性、天然裂缝发育状况、水平主应力差、水力裂缝与天然裂缝夹角4个方面分析了体积酸压在致密碳酸盐岩气藏开发中的优势及其局限性,并针对技术局限性提出了相应的改造策略。研究表明,体积酸压可形成复杂的裂缝网络,获得较大的储层改造体积;其增产改造效果与储层中的岩石可压裂性、天然裂缝发育状况及天然裂缝与水力裂缝的夹角密切相关,较大水平主应力差会对裂缝网络的形成产生不利影响,可通过可降解纤维暂堵转向技术或转向酸压来弱化甚至消除该影响。先导试验结果表明,18口井体积酸压后比邻近常规酸压井增产60%以上,1个月后,其中7口井的日产气量比常规酸压井高41%以上,说明体积酸压比常规酸压在鄂尔多斯盆地下古生界碳酸盐岩气藏中具有更好的增产效果和较好的应用前景。

关键词:致密油气 致密碳酸盐岩 体积酸压 裂缝网络 储层改造体积 鄂尔多斯盆地

中图分类号:TE357.1

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2016)03-0120-07

Feasibility research on volume acid fracturing to tight carbonate gas reservoir and its construction effect: A case study of lower Paleozoic carbonate gas reservoir in Ordos basin

Li Nianyin¹, Dai Jinxin¹, Liu Chao², Liu Pingli¹, Zhang Yanming², Luo Zhifeng²

(1.State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu City, Sichuan Province, 610500, China; 2.National Engineering Laboratory of Low Permeability Oil and Gas Field Exploration and Development, Xi'an City, Shaanxi Province, 710018, China)

Abstract: Aimed at the difficulty of achieving high and stable production in the tight carbonate gas reservoir, the feasibility of volume acid fracturing to lower Paleozoic tight carbonate gas reservoir in Ordos basin was analyzed with reference to the volume fracturing for shale gas in foreign countries. Firstly, stimulation mechanism of the volume acid fracturing in the tight carbonate gas reservoir was introduced. Based on this, the advantage and limitation of the volume acid fracturing for the development of the tight carbonate gas reservoir were analyzed on reservoir fracturing probability, natural fracture development, horizontal principal stress difference, intersection angle of natural fracture and hydraulic fracture, and the solution for the limitation was put forward. The study results show that the volume acid fracturing can form complex fracture network, and gain larger stimulated volume of reservoir. The stimulation effect of the volume acid fracturing is closely related to the reservoir fracturing probability, natural fracture development, intersection angle of natural fracture and hydraulic fracture. The large horizontal principal stress difference will have disadvantage impact on the fracture network formation, which may

收稿日期:2016-02-03。

作者简介:李年银(1979—),男,湖北荆州人,副教授,博士,从事油气藏增产改造理论与技术研究和教学工作。联系电话:(028)83032911, E-mail:linianyin@swpu.edu.cn。

*通讯作者:代金鑫(1987—),男,山东诸城人,在读硕士研究生。联系电话:18782971796, E-mail:daijixin1987@126.com。

基金项目:国家科技重大专项“鄂尔多斯盆地大型低渗透岩性地层油气藏开发示范工程”(2011ZX05044),国家自然科学基金项目“复杂非均质碳酸盐岩储层水平井酸化高效布酸基础理论研究”(51474182)。

be removed by the degradable fiber diversion technology or self-diverting acid fracturing. The results of pilot test indicate that gas production of 18 gas wells after volume acid fracturing exceed that of adjacent gas wells of conventional acid fracturing by more than 60%, and the daily gas production of volume acid fracturing in 7 wells exceed that of conventional acid fracturing by more than 41% after one month. It shows that stimulation effect of the volume acid fracturing is better than that of the conventional acid fracturing for lower Paleozoic carbonate gas reservoir in Ordos basin, and the volume acid fracturing has a good prospect of application in future.

Key words: tight oil and gas; tight carbonate rock; volume acid fracturing; fracture network; stimulated reservoir volume; Ordos basin

非常规天然气勘探开发的快速发展为世人所瞩目,对全球的能源格局形成了不容忽视的影响。作为非常规天然气勘探开发的领跑者,20世纪80年代初,美国非常规天然气勘探开发取得重大突破,美国能源信息署的统计结果显示,2011年非常规天然气产量为 $1\ 690\times 10^8\ \text{m}^3$,约占美国天然气产量的26%,并且在未来一段时间内该比例还会上升。

中国非常规天然气储量也很丰富,其中致密气总资源量约为 $16\times 10^{12}\ \text{m}^3$,主要集中在鄂尔多斯盆地和四川盆地^[1]。因此,中国对致密气的勘探也开展了相关工作,并取得了重要进展。在鄂尔多斯、四川、准噶尔、塔里木和松辽等几乎所有含油气盆地均发现了致密油气资源,主要包括湖相碳酸盐岩、深湖水下三角洲砂岩和深湖重力流砂岩3类岩性的储层,总勘探有利面积在 $20\times 10^4\ \text{km}^2$ 以上,地质资源总量约为 $106.7\times 10^8\sim 111.5\times 10^8\ \text{t}$ 。致密油气藏的地质特征与常规油气藏有很大差别,致密油气藏通常具有低孔隙度(小于10%)、低渗透率(小于 $0.1\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$)、钙质含量高(除鄂尔多斯盆地延长组与松辽盆地白垩系外,一般在40%左右)、岩性复杂、天然裂缝发育、储层类型多样、近源成藏及自然产能低等特征。

常规酸压是目前致密碳酸盐岩气藏增产改造的主要手段,虽然初期产气量较高,但产量递减快,稳产难度大^[2-3],且所沟通的天然裂缝系统少,酸液波及体积小。为此,对该类气藏的开发还需进一步的探索、研究及现场实践。最近,中国部分油田已对致密碳酸盐岩油气藏进行了体积酸压先导试验,创建了具有一定导流能力的复杂酸蚀裂缝网络,体积酸压改造效果与现有的体积加砂压裂相当,具有较好的应用前景。为此,以鄂尔多斯盆地某致密碳酸盐岩气藏为研究对象,综合运用力学、概论与统计学、扫描电镜、X射线衍射和测井等众多学科领域的理论方法,采用室内实验与矿场实践相结合的技术手段,研究致密碳酸盐岩储层实施体积酸压的可行性,以期对体积酸压理论的发展提供依据。

1 体积酸压增产机理

体积酸压增产机理主要包括3个方面:①通过水平井钻井扩大储层的接触面积,滑溜水压裂形成水力裂缝,使大部分天然裂缝开启或错位横移,水力裂缝与天然裂缝连通,形成初级裂缝网络。②对于水平主应力差较小的储层,此时已形成裂缝网络,而水平主应力差较大的储层,使用可降解纤维暂堵或转向酸转向技术可以有效增大储层横向和纵向上的改造体积,从而形成裂缝网络。③注酸可对形成的裂缝网络进行非均匀刻蚀,使裂缝网络在施工结束后具有有效的导流能力。此外,在注酸过程中部分蚓孔的形成进一步增加了裂缝网络的复杂程度。

2 体积酸压可行性分析

页岩储层体积压裂改造的经验表明,岩石脆性特征、天然裂缝发育状况、地层水平主应力差、水力诱导裂缝与天然裂缝夹角等储层地质条件决定着体积改造能否形成复杂裂缝网络。然而仅用岩石脆性来表征储层的可压裂性并不完全准确^[4],为了克服这一缺陷,Altindag等提出用岩石的断裂韧性与岩石脆性指数一起来评价储层的可压裂性,且应用效果较好^[5-7]。因此,笔者将岩石脆性评价与岩石断裂韧性分析相结合来共同评价储层的可压裂性,同时,从储层天然裂缝发育状况、地层水平主应力差、水力裂缝与天然裂缝夹角这3个方面分别来分析致密碳酸盐岩气藏实施体积酸压的可行性。

2.1 储层可压裂性评价

2.1.1 岩石脆性

岩石的脆性特征是储层体积改造时能否形成裂缝网络的重要参数之一^[8-10],脆性岩石有利于天然裂缝的发育和压裂后形成具有一定导流能力的网状复杂裂缝。

X衍射全岩矿物成分分析结果表明:鄂尔多斯盆地地下古生界碳酸盐岩的矿物组成比较均匀,以白云石为主,平均含量大于70%;方解石次之,平均含量为28%;含有少量的石英,平均含量约为1%,还有平均含量不足1%的粘土矿物。白云石、方解石及石英等脆性矿物的总含量超过99%,岩石脆性强,有利于压裂时裂缝网络的形成。

由于周转时间与费用的限制,厚度较大的层段用实验室测量的方法来评价岩石脆性是不可行的^[11]。因此,利用测井资料估算的方法更为实际。

利用中国石油大学(北京)岩石力学实验室编制的岩石力学参数计算软件对鄂尔多斯盆地地下古生界碳酸盐岩气藏的测井数据进行了计算,计算结果见图1。

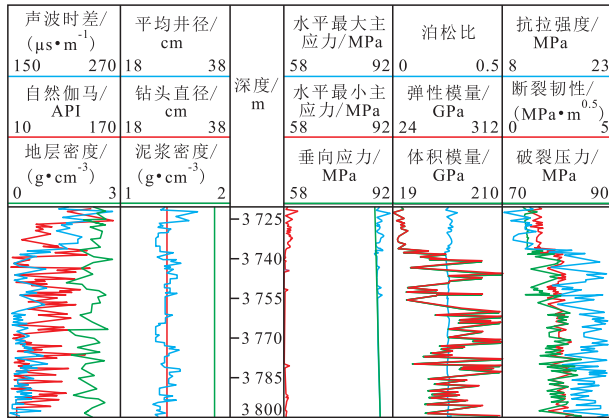


图1 鄂尔多斯盆地地下古生界碳酸盐岩气藏测井资料分析结果

Fig.1 Log data analysis results of lower Palaeozoic carbonate gas reservoir in Ordos basin

Rickman 等在对 Barnett 页岩体积压裂总结时,提出了利用动态杨氏模量与泊松比来评价岩石脆性的方法,并且指出当岩石脆性指数大于0.4时,岩石是脆性的,脆性指数大于0.6时,岩石脆性很强^[12]。其计算公式为

$$B = \frac{\bar{E} + \bar{\sigma}}{2} \tag{1}$$

其中

$$\bar{E} = \frac{E - E_{\min}}{E_{\max} - E_{\min}} \tag{2}$$

$$\bar{\sigma} = \frac{\sigma - \sigma_{\max}}{\sigma_{\min} - \sigma_{\max}} \tag{3}$$

式中: B 为岩石脆性指数; \bar{E} 为均一化杨氏模量; $\bar{\sigma}$ 为均一化泊松比; E 为不同深度处的岩石动态杨氏模量, GPa; σ 为不同深度处的泊松比。

Rickman 脆性评价法的准确性已被 Jin 等^[6-7] 确认,故笔者在对测井资料分析的基础上,利用测井曲线计算得到动态杨氏模量及泊松比,通过式(1)

计算得到鄂尔多斯盆地地下古生界碳酸盐岩气藏储层岩石脆性指数,岩石脆性指数多数为0.4~0.8(图2),说明研究区岩石绝大多数是脆性的,且有部分为强脆性,这对体积酸压形成裂缝网络非常有利。

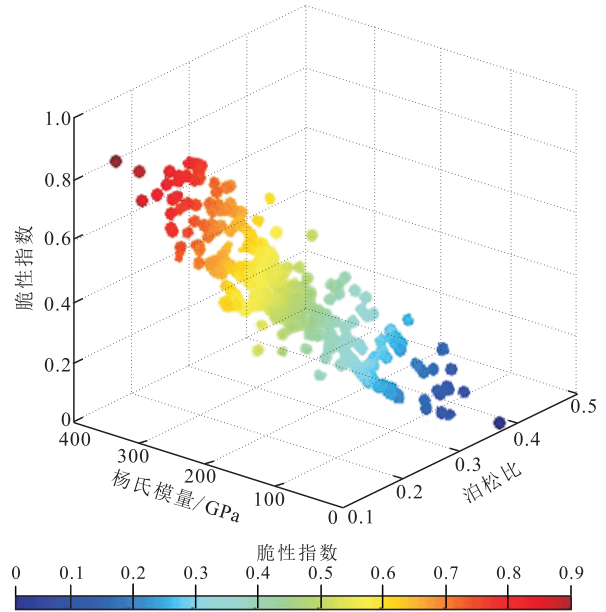


图2 鄂尔多斯盆地地下古生界碳酸盐岩气藏储层岩石脆性指数图版

Fig.2 Plate of reservoir rock brittleness index of lower Palaeozoic carbonate gas reservoir in Ordos basin

X衍射全岩矿物成分分析结果与Rickman脆性评价法的分析结果均表明:鄂尔多斯盆地地下古生界碳酸盐岩气藏储层岩石主要为脆性岩石,且部分岩石为强脆性,这有利于水力压裂时形成裂缝网络。

2.1.2 岩石断裂韧性

岩石断裂韧性是岩石抵抗裂纹扩展断裂的韧性性能,是岩石抵抗脆性破坏的韧性参数。在水力压裂施工过程中,为提高压裂增产效果以实现最大化经济效益,要求在一定的压裂液注入量条件下,能够形成最大的储层改造体积,即水力压裂在研究层段应具有较高的造缝能力。在注入压力等外在因素相同的情况下,水力压裂的造缝能力完全取决于岩石本身抵抗裂缝扩展的能力,而岩石断裂韧性作为表征水力造缝能力的参量,可反映储层压裂的难易程度。其值越小,水力压裂造缝能力越强,越有利于水力压裂^[13]。利用岩石力学参数计算软件,计算得到鄂尔多斯盆地地下古生界碳酸盐岩气藏储层岩石的断裂韧性(图1),结果表明,储层段岩石断裂韧性较小,有利于水力压裂时在储层段造缝。

2.1.3 储层可压裂性

对致密碳酸盐岩储层进行大规模酸压的目的是:①创建并连通复杂裂缝网络;②使储层改造体

积最大化。为了创建复杂裂缝网络并连接它们,候选井储层段岩石应该具有较高的脆性。为了使储层改造体积最大化,水力压裂在研究层段应具有较强的造缝能力。因此,具有较大脆性指数与较小断裂韧性的地层为优良可压裂层。孙建孟等研究发现,脆性较高的地层并不一定有较好的可压裂性,而断裂韧性较小的地层也不一定有较好的可压裂性,只有既有较高脆性又有较小断裂韧性的地层才具有较好的可压裂性^[7]。孙建孟等提出的可压裂性指数数学模型^[7]为

$$F_1 = \overline{B_1} \overline{K_{ICn}} \quad (4)$$

其中

$$\overline{B_1} = \frac{B_1 - B_{1min}}{B_{1max} - B_{1min}} \quad (5)$$

$$\overline{K_{ICn}} = \frac{\overline{K_{ICmax}} - K_{IC}}{\overline{K_{ICmax}} - \overline{K_{ICmin}}} \quad (6)$$

式中: F_1 为可压裂性指数; $\overline{B_1}$ 为均一化脆性指数; $\overline{K_{ICn}}$ 为均一化断裂韧性; B_1 为对应深度处的岩石脆性指数; K_{IC} 为对应深度处的岩石断裂韧性, $MPa \cdot m^{0.5}$ 。

根据式(4)计算得到可压裂性指数,通过 Matlab 软件将脆性指数、断裂韧性与可压裂指数绘制三维坐标图版。分析图3可知,目标储层段的可压裂性指数较大,且绝大多数大于0.24,说明研究层段具有较好的可压裂性。

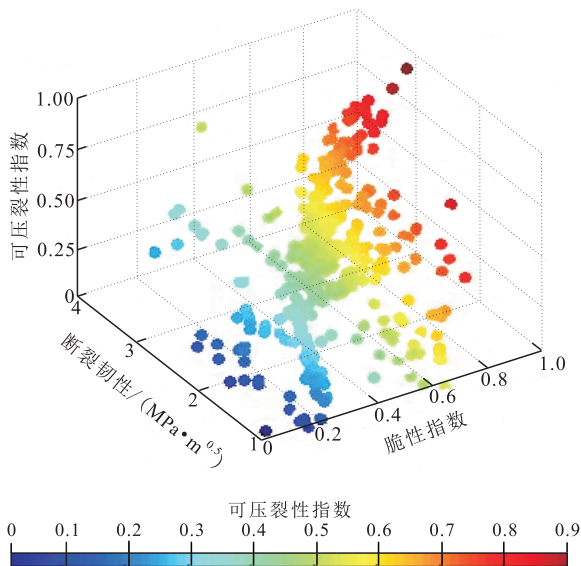


图3 鄂尔多斯盆地古生界碳酸盐岩气藏储层岩石可压裂性指数图版

Fig.3 Plate of fracturing performance index of lower Palaeozoic carbonate gas reservoir in Ordos basin

综上所述,鄂尔多斯盆地碳酸盐岩气藏储层岩石普遍呈现脆性特征,岩石断裂韧性较小,可压裂

性指数较高,说明研究层段具有较好的可压裂性,有利于体积压裂裂缝网络的形成。

2.2 天然裂缝发育状况

天然裂缝的发育程度是体积压裂实施的先决条件,因为体积压裂形成的裂缝网络主要是通过水力裂缝来沟通众多的天然裂缝,使它们交织在一起形成复杂裂缝网络。地层微电阻率测井是目前对地层裂缝发育状况研究较为有效的方法。笔者还通过扫描电子显微镜成像技术从微观方面研究了鄂尔多斯盆地古生界碳酸盐岩气藏储层段的天然裂缝发育状况。

地层微电阻率测井结果和扫描电子显微镜扫描结果(图4)均表明,鄂尔多斯盆地古生界碳酸盐岩气藏储层段天然裂缝发育。另外,从扫描电子显微镜扫描结果还可看出,部分天然裂缝被充填,充填物主要为白云岩。由此可见,鄂尔多斯盆地古生界碳酸盐岩气藏储层段天然裂缝发育状况良好,具备体积压裂形成裂缝网络的条件。

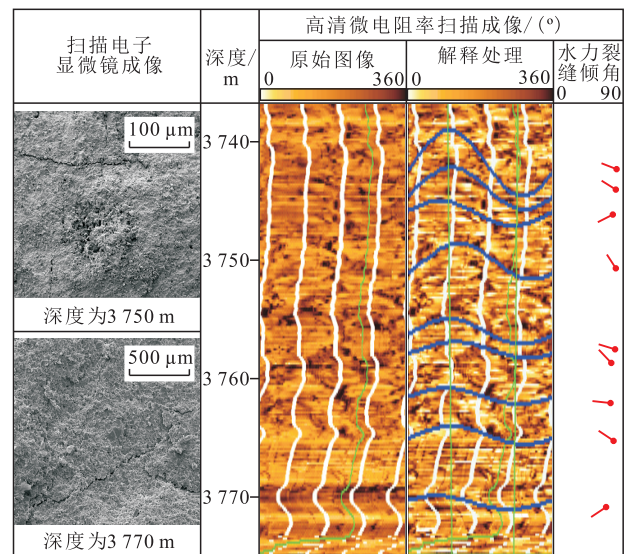


图4 鄂尔多斯盆地古生界碳酸盐岩气藏储层岩石天然裂缝发育状况

Fig.4 Development of natural fracture in lower Palaeozoic carbonate gas reservoir in Ordos basin

2.3 水平主应力差

当对储层进行压裂改造时,水平主应力差的大小与方位决定了人工裂缝的方位与形态。根据弹性力学理论和岩石破裂准则,裂缝通常沿最大水平主应力方向起裂与延伸,因此,当水平主应力差较大时,易于形成单一的主裂缝形态;而当水平主应力差较小时,裂缝的延伸方向就会受地层中天然裂缝的影响,水力裂缝可能会沿天然裂缝方向延伸,从而形成网状裂缝^[14]。

利用岩石力学参数计算软件计算得到储层最

大和最小水平主应力,结果(图1)表明,研究区地层水平主应力差较大,平均约为15 MPa,这显然不利于体积酸压中复杂裂缝网络的形成。因此,如果不采取其他措施,较大的水平主应力差会使水力裂缝沿最大主应力方向延伸,不利于体积酸压时裂缝网络的形成。赵顺超研究发现,可降解纤维的使用可以有效提高储层改造体积,提高泵注排量且使用低浓度纤维可以实现水力裂缝转向,降低泵注排量且使用高浓度可降解纤维可以实现层与层之间的转向^[15]。因此,要在主应力差较大的储层中实现水力裂缝转向,可降解纤维暂堵技术^[16-18]或转向酸酸压

是较为常用的技术手段。

2.4 水力裂缝与天然裂缝的夹角

水力裂缝与天然裂缝的夹角影响着复杂裂缝网络的形成,因为如果水力裂缝穿过天然裂缝,那么水力裂缝保持不变且继续向前延伸,但若水力裂缝与天然裂缝相遇后,使天然裂缝开启或改变方向沿其延伸,就可能形成复杂的裂缝网络^[19]。

由地层微电阻率测井结果可以获得水力裂缝与天然裂缝的方位,结果(图5)显示:水力裂缝的主要方位约为南东向120°;天然裂缝走向约为南东向140°,且以50°~90°高角度裂缝为主。

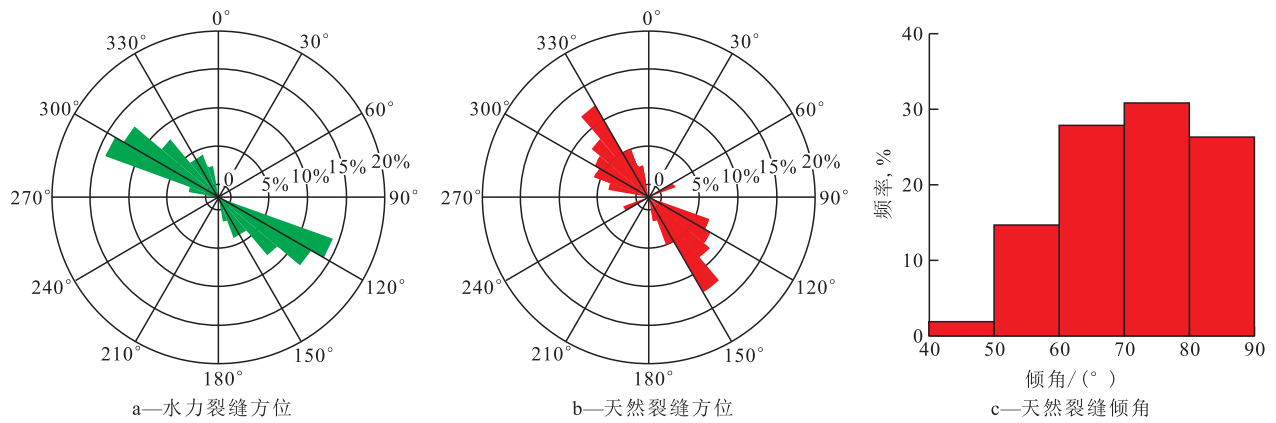


图5 天然裂缝与水力裂缝方位统计结果

Fig.5 Rose diagram showing directions of natural fracture and hydraulic fracture and histogram of natural fracture dip angle

Sharma等研究发现,非软质裂缝性储层进行水力压裂时,当水力裂缝与天然裂缝的夹角较小时(0°~30°),无论水平主应力差多大,天然裂缝均会张开,改变原有的延伸路径,为形成裂缝网络创造条件;当夹角为30°~60°时,在水平主应力差较小的情况下,天然裂缝会张开,具备形成裂缝网络的条件,而当水平主应力差较大时,天然裂缝将不会张开,水力裂缝将直接穿过天然裂缝向前延伸,不具备形成裂缝网络的条件;当夹角大于60°时,无论水平主应力差多大,天然裂缝都不会张开,水力裂缝直接穿过天然裂缝向前延伸,不具有形成裂缝网络的条件^[20]。因此,要改变水力裂缝的延伸轨迹,形成裂缝网络,主要受水力裂缝与天然裂缝的夹角和水平主应力差的控制^[21-22]。鄂尔多斯盆地地下古生界碳酸盐岩气藏储层段的水力裂缝与天然裂缝的夹角主要为20°~40°,由于水平主应力差较大,可能会导致水力裂缝直接穿过夹角超过30°的天然裂缝,这对裂缝网络形成是不利的。

3 应用效果

体积酸压先导试验区主要产气层段为下古生

界奥陶系马家沟组马五段,岩石以白云岩为主,主要储集空间为孔隙、溶洞和裂缝,储层岩石孔隙度、渗透率低,物性差异大,非均质性强,一般气井完井试气产量较低,需要进行酸压改造。前期主要改造工艺为稠化酸加降阻酸酸压和交联酸携砂酸压,酸压后仅部分井获得了较好的增产效果,仍有较大比例的井产量较低,进一步提高高压增产效果的潜力较大。

E3井于2014年体积酸压排液完毕后进行测试求产,无阻流量为15.0 m³/d,与邻近井其他施工工艺相比较(表1),E3井除储层厚度低于2口邻近井外,孔隙度、渗透率、含气饱和度均介于2口邻近井之间,体积酸压后测试获得的无阻流量却超过2口邻近常规酸压井的2倍。

表1 E3井与邻近井施工工艺效果对比

Table1 Comparison of construction effect between Well E3 and its adjacent wells

井号	储层厚度/m	孔隙度, %	渗透率/10 ⁻³ μm ²	含气饱和度, %	工艺类型	无阻流量/(10 ⁴ m ³ ·d ⁻¹)
E3	8.3	2.45	0.172	62.00	体积酸压	15.00
E3-1	9.7	3.01	0.224	64.16	交联酸携砂酸压	6.30
E3-2	14.7	2.09	0.029	50.18	稠化酸+降阻酸酸压	4.14

先后对鄂尔多斯盆地钻遇致密碳酸盐岩气藏的21口井实施体积酸压工艺,平均地层温度为105℃,滑溜水平均用量为176.3 m³,降阻酸平均用量为82.8 m³,转向酸平均用量为107.5 m³,施工成功率100%。体积酸压后,试气18口井,平均无阻流量为36.7×10⁴ m³/d(图6),比邻近井增产超过60%,投产1个月后,其中7口井的平均产气量为8.2×10⁴ m³/d,比邻近井增产超过41%。先导试验结果初步显示体积酸压工艺对这类储层改造的适应性和成效。

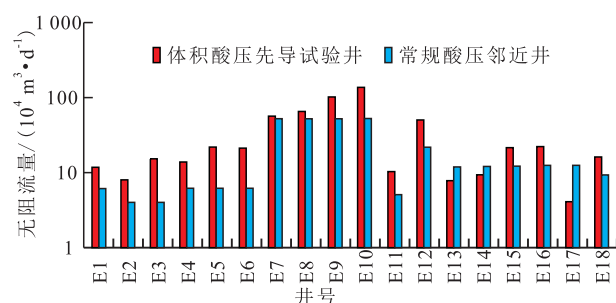


图6 体积酸压先导试验井总体施工效果

Fig.6 Total construction effect of volume acid fracturing in eighteen pilot wells

4 结论

X衍射全岩矿物成分分析结果及Rickman脆性评价法计算结果表明,鄂尔多斯盆地地下古生界碳酸盐岩气藏储层岩石普遍具有脆性特征,压裂时易于形成裂缝网络;由测井资料获得的储层岩石断裂韧性结果表明,岩石断裂韧性较小,有利于裂缝扩展延伸;通过脆性指数与断裂韧性获得的可压裂性指数表明,储层岩石具有较好的可压裂性,具备体积酸压形成裂缝网络的条件。

地层微电阻率测井结果和扫描电子显微镜扫描结果均表明,储层岩石中天然裂缝较发育。水力裂缝与天然裂缝的夹角分析结果表明,多数水力裂缝与天然裂缝的夹角主要为20°~40°,角度较小,具备较好的裂缝网络形成条件。

地层水平主应力差的研究结果表明,鄂尔多斯盆地地下古生界碳酸盐岩气藏地层水平主应力差较大,不利于复杂裂缝网络的形成。但是运用转向酸或可降解纤维暂堵转向等转向技术可弱化甚至消除这种不利影响,使得水力裂缝可以较大程度地沟通储层纵向和横向的天然裂缝系统。

注酸条件、酸液性质和注酸量等对最终裂缝网络的形成有何影响,对最终形成的酸蚀裂缝网络的导流能力有何影响等是今后研究的重点。

参考文献:

- [1] 王南,裴玲,雷丹凤,等.中国非常规天然气资源分布及开发现状[J].油气地质与采收率,2015,22(1):26-31.
Wang Nan, Pei Ling, Lei Danfeng, et al. Analysis of unconventional gas resources distribution and development status in China [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(1): 26-31.
- [2] 金之钧.中国海相碳酸盐岩层系油气勘探特殊性问题[J].地学前缘,2005,12(3):15-22.
Jin Zhijun. Particularity of petroleum exploration on marine carbonate strata in China sedimentary basins [J]. Earth Science Frontiers, 2005, 12(3): 15-22.
- [3] 汤良杰,吕修祥,金之钧,等.中国海相碳酸盐岩层系油气地质特点、战略选区思考及需要解决的主要地质问题[J].地质通报,2006,25(9/10):1 032-1 035.
Tang Liangjie, Lü Xiuxiang, Jin Zhijun, et al. Petroleum geological characteristics, strategic exploration area selection and urgent geological problems of marine carbonate sequences in China [J]. Geological Bulletin of China, 2006, 25(9/10): 1 032-1 035.
- [4] Bruner K R, Smosna R. A comparative study of the Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus Shale [R]. Appalachian Basin: Technical Report DOE/NETL- 2011/1478, National Energy Technology Laboratory (NETL) for The United States Department of Energy, 2011.
- [5] Altindag R. Assessment of some brittleness indexes in rock-drilling efficiency [J]. Rock Mechanics and Rock Engineering, 2010, 43(3): 361-370.
- [6] Jin X, Shah S N, Roegiers J C, et al. An integrated petrophysics and geomechanics approach for fracability evaluation in shale reservoirs [J]. SPEJ, 2015, 20(3): 518-526.
- [7] 孙建孟,韩志磊,秦瑞宝,等.致密气储层可压裂性测井评价方法[J].石油学报,2015,36(1):74-80.
Sun Jianmeng, Han Zhilei, Qin Ruibao, et al. Log evaluation method of fracturing performance in tight gas reservoir [J]. Acta Petroleii Sinica, 2015, 36(1): 74-80.
- [8] 伍岳,樊太亮,蒋恕,等.四川盆地南缘上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组页岩矿物组成与脆性特征[J].油气地质与采收率,2015,22(4):59-63.
Wu Yue, Fan Tailiang, Jiang Shu, et al. Mineralogy and brittleness features of the shale in the upper Ordovician Wufeng Formation and the lower Silurian Longmaxi Formation in southern Sichuan Basin [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(4): 59-63.
- [9] 蒋裕强,董大忠,漆麟,等.页岩气储层的基本特征及其评价[J].天然气工业,2010,30(10):7-12.
Jiang Yuqiang, Dong Dazhong, Qi Lin, et al. Basic features and evaluation of shale gas reservoirs [J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(10): 7-12.
- [10] 付永强,马发明,曾立新,等.页岩气藏储层压裂实验评价关键技术[J].天然气工业,2011,31(4):51-54.
Fu Yongqiang, Ma Faming, Zeng Lixin, et al. Key techniques of experimental evaluation in the fracturing treatment for shale gas res-

- ervoirs[J].Natural Gas Industry, 2011, 31(4): 51-54.
- [11] 王松, 杨洪志, 赵金洲, 等.页岩气井可压裂性综合评价方法研究及应用[J/OL].油气地质与采收率, <http://www.cnki.net/kcms/detail/37.1359.TE.20151106.1439.030.html>.
- Wang Song, Yang Hongzhi, Zhao Jinzhou, et al. Research and application of comprehensive evaluation on fracability of shale gas wells [J/OL]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, <http://www.cnki.net/kcms/detail/37.1359.TE.20151106.1439.030.html>.
- [12] Rickman R, Mullen M J, Petre J E, et al. A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: All shale plays are not clones of the Barnett Shale [C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 21-24 September 2008, Denver, USA.
- [13] Jin X, Shah S N, Roegiers J C, et al. Breakdown pressure determination—a fracture mechanics approach [C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 30 September-2 October 2013, New Orleans, Louisiana, USA.
- [14] 程林林, 程远方, 祝东峰, 等.体积压裂技术在煤层气开采中的可行性研究[J].新疆石油地质, 2014, 35(5): 598-602.
- Cheng Linlin, Cheng Yuanfang, Zhu Dongfeng, et al. Feasibility study on application of volume fracturing technology to coalbed methane (CBM) development [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2014, 35(5): 598-602.
- [15] 赵顺超. 裂缝性致密砂岩储层体积酸压可行性研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2014.
- Zhao Shunchao. Feasibility research on volume acid fracturing in the fractured tight sandstone reservoir [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2014.
- [16] 钟森, 任山, 黄禹忠, 等. 元坝超深水平井纤维暂堵酸化技术[J]. 特种油气藏, 2014, 21(2): 138-140.
- Zhong Sen, Ren Shan, Huang Yuzhong, et al. Fiber temporary blocking & acidizing technique in Yuanba ultra-deep horizontal wells[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2014, 21(2): 138-140.
- [17] 杨乾龙, 黄禹忠, 刘平礼, 等. 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[J]. 油气地质与采收率, 2015, 22(2): 117-121.
- Yang Qianlong, Huang Yuzhong, Liu Pingli, et al. Research and application of composite acid fracturing technology with fiber diversion temporary plugging in ultra-deep carbonate horizontal wells [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(2): 117-121.
- [18] Solares J R, Al-Harbi M, Al-Sagr A M, et al. Successful application of innovative fiber-diverting technology achieved effective diversion in acid stimulation treatments in Saudi Arabian deep gas producers [C]. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 20-22 October 2008, Perth, Australia.
- [19] Gu H, Weng X, Lund J B, et al. Hydraulic fracture crossing natural fracture at non-orthogonal angles, a criterion, its validation and applications [C]. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, 24-26 January 2011, The Woodlands, Texas, USA.
- [20] Sharma A, Chen H Y, Teufel L W. Flow-induced stress distribution in a multi-rate and multi-well reservoir [C]. SPE Rocky Mountain Regional/Low-Permeability Reservoirs Symposium, 5-8 April 1998, Denver, Colorado, USA.
- [21] Ahn C H, Dilmore R, Wang J Y. Development of innovative and efficient hydraulic fracturing numerical simulation model and parametric studies in unconventional naturally fractured reservoirs [J]. Journal of Unconventional Oil and Gas Resources, 2014, 8: 25-45.
- [22] Dahi Taleghani A, Olson J E. How natural fractures could affect hydraulic-fracture geometry [J]. SPEJ, 2014, 19(1): 161-171.

编辑 常迎梅

(上接第119页)

- [8] 王欢, 廖新维, 赵晓亮, 等. 超低渗透油藏分段多簇压裂水平井产能影响因素与渗流规律——以鄂尔多斯盆地长8超低渗透油藏为例[J]. 油气地质与采收率, 2014, 21(6): 107-110.
- Wang Huan, Liao Xinwei, Zhao Xiaoliang, et al. A study on productivity and flow regimes of segmented multi-cluster fractured horizontal well in ultra-low permeability reservoir—a case of Chang8 ultra-low permeability reservoir in Ordos Basin [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(6): 107-110.
- [9] 孙彦春, 王群会, 张雷, 等. 底水油藏水平井出水位置识别方法[J]. 特种油气藏, 2014, 21(6): 109-111.
- Sun Yanchun, Wang Qunhui, Zhang Lei, et al. Water-breakthrough interval identification in bottom-water oil reservoirs [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2014, 21(6): 109-111.
- [10] 任广磊, 周涌沂, 陈奎, 等. 大牛地气田大98井区水平井开发技术政策研究[J]. 油气地质与采收率, 2014, 21(5): 90-93.
- Ren Guanglei, Zhou Yongyi, Chen Kui, et al. Research on horizontal well development technology policy of Da98 well area in Daniudi gas field [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(5): 90-93.
- [11] 王庆, 刘慧卿, 李华锋, 等. 底水油藏水平井见水时间影响因素研究[J]. 油气田地面工程, 2010, 29(9): 6-7.
- Wang Qing, Liu Huiqing, Li Huafeng, et al. Influencing factor of water breakthrough time for horizontal wells in bottom water reservoirs [J]. Oil-Gas Field Surface Engineering, 2010, 29(9): 6-7.

编辑 常迎梅