第18卷 第2期 2018年1月
1671—1815(2018)002-0079-07

科 学 技 术 与 工 程
Science Technology and Engineering

Vol. 18 No. 2 Jan. 2018
ⓒ 2018 Sci. Tech. Engrg.

引用格式:李大奇, 曾义金, 刘四海, 等. 裂缝性地层承压堵漏模型建立及应用[J]. 科学技术与工程, 2017, 17(30): 79—85
Li Daqi, Zeng Yijin, Liu Sihai, et al. Wellbore strengthening model in fractured formation[J]. Science Technology and Engineering, 2017, 17(30): 79—85

石油、天然气工业

裂缝性地层承压堵漏模型建立及应用

李大奇 曾义金 刘四海 林永学
(页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室,中国石化石油工程技术研究院,北京 100101)

摘 要 裂缝性地层承压能力低,承压堵漏难度高。为了解决该难题,从裂缝承压失稳机理出发,建立了考虑封堵层和裂缝扩展的承压堵漏新模型,分析了影响承压的关键因素,据此指导研发了高承压堵漏配方,形成了新型交联成膜堵漏技术,并开展了现场应用。研究表明,裂缝承压失稳包含封堵层失效和裂缝扩展两种形式;裂缝性地层承压能力由封堵层承压和裂缝扩展共同决定;提高承压能力要求堵漏材料抗压强度高,封堵层摩擦系数大、弹性变形率高、渗透率低,封堵层尽量封至缝口及封堵层厚度适中;新型交联成膜堵漏配方对1~5 mm宽的裂缝,封堵层承压可达20 MPa,抗返吐达3 MPa以上,现场应用显著提高了地层承压能力。表明,承压堵漏模型具有较好的适用性,能够有效指导现场施工,为承压堵漏技术的研发提供了理论依据。

关键词 井漏 承压堵漏 堵漏材料 裂缝扩展 应力强度因子
中图法分类号 TE21; **文献标志码** A

裂缝性地层的漏失压力处于孔隙压力与最小主应力之间,一般比孔隙性地层的漏失压力小[1],钻井中易发生井漏,且提高承压能力难。随着钻井逐步向深层、超深层、深水及复杂地层延伸,国内外很多地区在钻井过程中遇到了裂缝性地层承压堵漏难题,比较典型的如塔里木盆地二叠系裂缝性火成岩地层。当裂缝性地层之下存在高压层、盐膏层或易塌地层时,为了确保安全高效钻井,需要大幅度提高裂缝性地层的承压能力。为此,大幅度提高裂缝性地层承压能力一直是国内外研究的热点和难点问题[2—4]。

目前,一般采用在钻井液中加入各种不同类型、大小的颗粒状、片状或纤维状堵漏材料,通过堵漏的方式来提高地层承压能力。1990年,Morita等[5]采用大尺寸岩石,开展了DEA-13工业实验研究,发现水基钻井液失水大、易形成滤饼,封堵能力强于油基钻井液,认为封堵裂缝尖端是提高承压的机理。Alberty等[6]提出了“应力笼”理论,认为增加井周切向应力是提高承压的机理。后来,Wang等[7—9]利用边界元法对“应力笼”理论进行了数值模拟研究,认为封堵和支撑裂缝是提高承压的关键。然而,Salehi等[10]通过数值模拟,发现裂缝被封堵和支撑后,井周切向应力并未得到提高。Feng等[11]进一步利用有限元法对“应力笼”理论进行数模模拟,采用线弹性、孔弹性及渗流等模型,均得到一致的规律,即在缝口架桥可以提高井周切向应力。另外,国外还有裂缝闭合应力理论、滤饼强度理论和裂缝延伸压力理论[12—14],分别对承压堵漏机理进行了模拟或实验等研究。国内,王贵、康毅力、陈勉等,基于岩石力学理论,分别对承压模型进行了探讨和完善[15—19],并得到了一些有益的认识。但是,目前国内外学者对裂缝性地层承压堵漏机理仍存在争论,现有理论尚无法完全有效指导承压堵漏技术研发及现场施工,导致现场施工盲目性大、时间长、效果差。为此,从裂缝承压失稳机理出发,建立了同时考虑封堵层和裂缝扩展的承压堵漏新模型,并利用该模型进行了配方研发和指导现场试验,以期提高裂缝性地层承压堵漏成功率。

1 裂缝性地层承压失稳机理

承压堵漏通常是指采用各种堵漏材料,通过在裂缝内阻挂、架桥、堆积或固结等方式形成封堵层,阻止井筒内钻井液及井筒压力传播至裂缝深部,从而提高地层承压能力,预防后期作业中再次发生井

2017年2月9日收到 国家科技重大专项(2017ZX05005-005)和国家自然科学基金重大项目(51490650)资助
第一作者简介:李大奇(1982—),研究员。研究方向:防漏堵漏及井壁稳定。E-mail:lidq.sripe@sinopec.com。

漏。传统认识是封堵层失效是导致承压失败的主要原因,并建立了单粒及多颗粒架桥模型及1/3架桥、1/3~1/2架桥和D90等粒度选择原则,但没有考虑裂缝扩展的影响,导致承压堵漏成功率较低。

1.1 封堵层失稳

当封堵层承压能力较小,或者裂缝扩展压力较高时,裂缝性地层承压失稳由封堵层失效所导致。当井筒压力持续升高,封堵层受到的正压差亦将逐步增加,将发生整体滑移或剪切破坏,封堵层自身发生失稳,导致承压堵漏失败(见图1)。

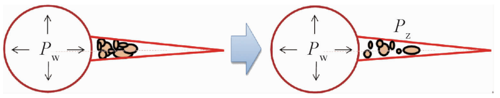

图1 封堵层失稳

Fig. 1 Failure of plugging zones

1.2 裂缝扩展

当封堵层强度较高,或裂缝扩展压力较低时,裂缝性地层承压失稳是由裂缝扩展失稳所导致的。根据断裂力学理论,在井筒压力、缝内压力及地应力的作用下,当裂缝尖端应力强度因子 K_{I} 达到临界应力强度因子 K_{IC} 时,裂缝将会发生扩展。裂缝扩展会导致井周应力场发生变化,作用于封堵层上的裂缝闭合应力降低,封堵层承压能力降低,进而可能导致承压堵漏失败(见图2)。

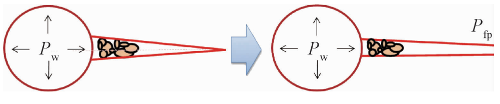

图2 裂缝扩展

Fig. 2 Fracture propagation

2 裂缝性地层承压能力模型

根据裂缝承压失稳机理,裂缝性地层承压能力大小由封堵层和裂缝稳定性共同决定。当井筒压力超过封堵层失效或裂缝扩展的临界压力时,就会导致裂缝承压失稳,因此裂缝性地层承压能力为

$$P_{\mathrm{c}} = \min\{P_{\mathrm{fd}}, P_{\mathrm{fp}}\} \tag{1}$$

式(1)中,P_{c} 为地层承压能力,MPa;P_{fd} 为封堵层失效压力,MPa;P_{fp} 为裂缝扩展压力,MPa。

2.1 封堵层失稳压力

封堵层失稳压力等于封堵层失稳时的井筒压力,即

$$P_{\mathrm{fd}} = P_{\mathrm{z}} + P_{\mathrm{t}} \tag{2}$$

式(2)中,P_{z} 为封堵层承压能力,MPa;P_{t} 为裂缝尖端压力,MPa。

P_{z} 可以由室内实验确定,目前行业标准中采用裂缝模块进行堵漏效果评价时所得到的承压值即为封堵层承压能力。P_{t} 由地层压力、封堵层渗透性和井筒压力共同决定。

2.2 裂缝扩展压力

裂缝尖端应力强度因子决定了裂缝稳定性,进而制约了地层承压能力。根据断裂力学理论,裂缝扩展条件为

$$K_{\mathrm{I}} \geqslant K_{\mathrm{Ic}} \tag{3}$$

式(3)中,K_{I} 为裂缝尖端应力强度因子,$\mathrm{MPa \cdot mm^{0.5}}$;$K_{\mathrm{Ic}}$ 为临界应力强度因子,$\mathrm{MPa \cdot mm^{0.5}}$。

根据应力叠加原理[20],对于单条垂直缝,裂缝尖端应力强度因子为

$$K_{\mathrm{I}} = K_{\mathrm{I}}(\sigma_{\mathrm{H}}) + K_{\mathrm{I}}(\sigma_{\mathrm{h}}) + K_{\mathrm{I}}(P_{\mathrm{w}}) + K_{\mathrm{I}}(P_{\mathrm{f}}) \tag{4}$$

式(4)中,σ_{H} 为最大水平主应力;σ_{h} 为最小水平主应力;P_{w} 为井筒压力,MPa;P_{f} 为裂缝内压力,MPa;$K_{\mathrm{I}}(\sigma_{\mathrm{H}})$、$K_{\mathrm{I}}(\sigma_{\mathrm{h}})$、$K_{\mathrm{I}}(P_{\mathrm{w}})$、$K_{\mathrm{I}}(P_{\mathrm{f}})$ 为 σ_{H}、σ_{h}、P_{w}、P_{f} 引起的裂缝尖端应力强度因子,$\mathrm{MPa \cdot mm^{0.5}}$。

无限大平板内半长为 a 的I型裂缝应力强度因子表示为

$$K_{\mathrm{I}} = \frac{1}{\sqrt{\pi a}}\int_{-a}^{a}\sigma_y(x,0)\sqrt{\frac{a+x}{a-x}}\mathrm{d}x \tag{5}$$

式(5)中,$\sigma_y(x,0)$ 为裂缝面上的有效应力。

当裂缝尖端应力强度因子 K_{I} 达到地层临界应力强度因子 K_{Ic} 时,裂缝开始扩展,此时的井筒压力即为裂缝扩展压力。

3 承压能力影响因素分析

因裂缝性地层承压能力由封堵层失稳压力和裂缝扩展压力中的最小值决定,故分别对这两个压力进行分析,探讨了影响承压能力的关键因素。

3.1 封堵层失稳压力分析

封堵层失稳压力等于封堵层承压能力 P_{z} 与裂缝尖端压力 P_{t} 之和,故分别对这两个参数进行分析。

3.1.1 封堵层承压能力

对于小、微型裂缝,封堵层以单颗粒架桥为主,根据Loeppke等[21]提出的单粒架桥理论,封堵层最大承压为

$$P_{\mathrm{z}} = \left(\frac{4S}{3}\right)\left(\frac{h}{w}\right)^2 \tag{6}$$

式(6)中,S 为颗粒抗拉或抗压强度,MPa;h 为颗粒宽度,mm;w 为裂缝宽度,mm。

根据该理论,封堵层承压与桥接材料强度、颗粒宽度平方成正比,即桥接材料强度越高,颗粒宽度越

大，形成封堵墙强度越高。因颗粒宽度选择受到缝宽大小限制，因此选用高强度的架桥材料，有利于提高封堵层承压能力。

对于大、中型裂缝，封堵层以多粒架桥为主，根据颗粒物质力学理论，封堵层强度由力链强度决定[19]，可得：

$$P_z = \frac{(1-\varphi)k_m\varepsilon\mu_m}{\pi d^2} \tag{7}$$

式(7)中，φ 为封堵层孔隙度；k_m 为颗粒材料刚度，N/mm；μ_m 为表面摩擦系数；ε 为颗粒弹性变形量，mm；d 为颗粒粒径，mm。

由式(7)可以看出，封堵层承压主要受堵漏材料弹性变形量、表面摩擦系数和封堵层孔隙度影响。堵漏材料的弹性变形量、表面摩擦系数越大，封堵层的孔隙度越小，承压能力越高。因此，堵漏配方评价时应以弹性变形量、摩擦系数及封堵层孔隙度为评价标准，优选堵漏配方，以最终提高封堵层承压能力。

3.1.2　裂缝尖端压力

封堵材料在裂缝中的某个位置形成封堵层，如图 3 所示，则缝内压力分布为

$$\begin{cases} P_f = P_w, & r_w < x < x_{wb} \\ P_f = P_b, & r_{wb} < x < x_b \\ P_f = P_t, & x_b < x < a \end{cases} \tag{8}$$

式(8)中，P_b 为封堵层作用于裂缝的压力，MPa。

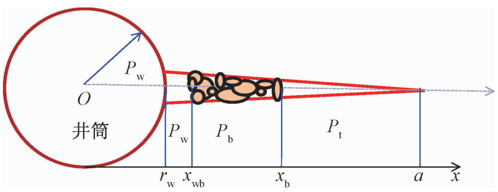

图 3　裂缝封堵后缝内压力分布示意图

Fig. 3　Schematic diagram of pressure distribution in fracture after plugging

为了求得裂缝尖端压力，将封堵层几何形状简化矩形，封堵层厚度为 b，封堵层宽度为 w_b，封堵层高度为 h，根据达西定律可得钻井液通过封堵层进入裂缝内的流量，即

$$Q_{in} = \frac{K_b w_b h(P_w - P_t)}{\mu b} \tag{9}$$

式(9)中，K_b 为封堵层渗透率，μm²；μ 为钻井液黏度，Pa·s。

进入裂缝尖端的钻井液大部分通过裂缝面进入地层，另一小部分则通过压缩缝内流体使得缝内压力增加。根据渗流力学理论，裂缝内钻井液耗散速度与地层渗透性和裂缝尖端长度等紧密相关。为了便于分析，取一种较为简单的情况，假设缝内流体通过裂缝面线性渗流进入地层，距离裂缝面 I_d 处为定压边界，可得

$$Q_{out} = \frac{2K_m \Delta L h(P_t - P_p)}{\mu I_d} \tag{10}$$

式(10)中，K_m 为地层渗透率，μm²；ΔL 为封堵层至裂缝尖端的距离，m；P_p 为地层压力。

当进入裂缝尖端的流量和从裂缝进入地层的流量相等时，可得

$$\frac{K_b w_b h(P_w - P_t)}{\mu b} = \frac{2K_m \Delta L h(P_t - P_p)}{\mu I_d} \tag{11}$$

由式(11)可求得裂缝尖端压力，即

$$P_t = \frac{P_w + \lambda P_p}{1+\lambda} = P_p + \frac{P_w - P_p}{1+\lambda} \tag{12}$$

$$\lambda = \frac{2K_m \Delta L b}{I_d K_b w} \tag{13}$$

通过式(12)可以看出，随着 λ 的增加，裂缝尖端压力减少。而 λ 与地层渗透率、裂缝尖端长度和封堵层厚度呈正比，与封堵层渗透率、裂缝宽度呈反比。因此，当地层渗透性较高或裂缝较长时，裂缝尖端压力接近地层压力，此时提高地层承压能力主要靠提高封堵层自身承压能力，封堵层渗透率不是主要影响因素；当地层渗透性较低或裂缝较短时，裂缝尖端压力接近井筒压力，可能会导致裂缝扩展，需要采取工程措施尽量降低裂缝尖端压力。在裂缝不发生扩展的前提下，裂缝尖端压力增加，封堵层失稳压力会增加，有利于提高地层承压能力。

3.2　裂缝扩展压力分析

根据达西定律，封堵层压力降为线性，封堵层作用于裂缝的压力为

$$P_b = P_w - \frac{(P_w - P_t)}{b}(x - x_{wb}) \tag{14}$$

将地应力、井筒压力及裂缝内压力代入式(5)，可得：

$$K_I(\sigma_h) = -\sigma_h\sqrt{r_w}\left[(\pi b)^{\frac{1}{2}}\left(1 - \frac{2}{\pi}\arcsin\frac{1}{b}\right) + 2(b^2+1)\left(\frac{b^2-1}{\pi b^7}\right)^{\frac{1}{2}}\right] \tag{15}$$

$$K_I(\sigma_H) = 2\sigma_H\sqrt{r_w}\left(\frac{b^2-1}{\pi b^7}\right)^{\frac{1}{2}} \tag{16}$$

$$K_I(P_w) = 2P_w\sqrt{r_w}\left(\frac{b^2-1}{\pi b^3}\right)^{\frac{1}{2}} \tag{17}$$

$$K_I(P_f) = \frac{1}{\sqrt{\pi a}}\int_{-a}^{a} P_f\sqrt{\frac{a+x}{a-x}}\mathrm{d}x \tag{18}$$

式(15)～式(17)中，$b = 1 + a/r_w$。

由此可见，地应力产生的应力强度因子仅与地

应力大小、井眼半径和裂缝长度有关,这些参数难以调控。承压能力作业就是要提高井筒压力,故井筒压力产生的应力强度因子必然要增加。承压堵漏只能改变裂缝内压力分布,进而影响裂缝尖端应力强度因子。

由式(18)可知缝内压力作用项 $K_{\mathrm{I}}(P_{\mathrm{f}})$ 为缝内压力 P_{f} 的增函数,故缝内压力整体越小裂缝尖端应力强度因子越小。由式(8)、式(12)和式(14)可知,缝内压力与封堵层渗透率、封堵层位置和封堵层厚度有关。封堵层渗透率越低,缝内压力越小。封堵层越靠近井筒,缝内压力越小;封堵层厚度对缝内压力影响具有双重作用,对不同的裂缝性地层存在一个最优的封堵层厚度。故承压堵漏时要求封堵层尽量封至井口,封堵层厚度合理,且封堵层渗透率尽量低。

4 高承压堵漏技术研发

根据承压堵漏机理,承压堵漏的关键是形成高强度封堵层和阻止裂缝扩展,即堵漏材料要求抗压强度高,封堵层要求致密、弹性变形率及摩擦系数大,且封堵位置靠近井口,封堵层厚度合适。

4.1 高承压堵漏配方研究

为了获得高性能的封堵层,室内研究了弹性变形率、表面摩擦系数及封堵层孔隙度与封堵层承压能力的关系。堵漏实验表明,堵漏材料的选择上采用刚性颗粒、纤维和弹性颗粒相结合,可有效提高封堵层弹性变形率和表面摩擦系数,并降低封堵层孔隙度(见表1)。三种材料相结合形成的封堵层具有更高的承压能力和更低的累积漏失量(见图4)。

表1 不同类型材料组合的实验结果

Table 1 Experimental results of different types of material combinations

封堵材料类型	弹性变形率(15 MPa)/%	表面摩擦系数	封堵层孔隙度/%
刚性颗粒	0.0	0.150	79.5
刚性颗粒+纤维	2.2	0.185	89.1
刚性颗粒+弹性	9.4	0.179	81.5
刚性颗粒+纤维+弹性颗粒	12.2	0.256	92.3

4.2 新型交联成膜堵漏技术研发

根据现场堵漏实际要求,为了进一步降低封堵层渗透率,提高封堵层整体强度、摩擦系数及结构完整性,并防止堵漏材料返吐。采用物理桥接与化学交联相结合的技术思路,在优选的高性能桥接堵漏配方的基础上,引入一种化学交联固化剂,从而形成了一种新型交联成膜堵漏技术(见图5)。具体来

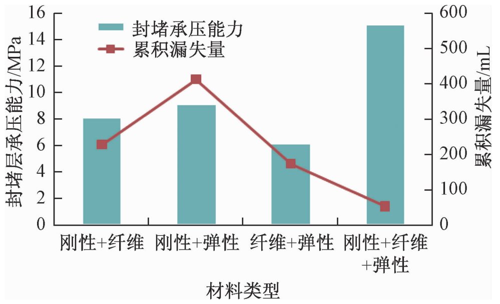

图4 不同类型材料组合的封堵效果

Fig. 4 Plugging effect of different types of material combinations

说,是采用高强度支撑架桥材料,提高架桥强度;采用弹性可变形材料,提高封堵层稳定性;采用抗高温纤维材料,提高韧性和致密性;并引入化学交联剂,通过交联堵漏材料和地层的作用提高堵漏强度和抗反排能力。

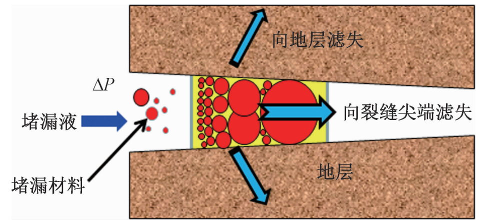

图5 新型交联成膜堵漏技术原理

Fig. 5 Principle of new cross-linked plugging technology

4.3 承压堵漏效果评价

按 SAN-2 工程分布理论确定了各种桥接材料的粒径级配,加入基浆中形成交联成膜堵漏浆,基浆配方为5%土+2% FST-1,分别封堵1~5 mm宽的裂缝,结果见表2。

表2 交联成膜浆承压堵漏效果

Table 2 Plugging effect of cross-linked slurry

裂缝宽度/mm	交联成膜堵漏浆配方	承压值/MPa	漏失量/mL
1	基浆+2%~3%不同粒径堵漏材料+0.5% 3 mm纤维+3%交联固化剂	>20	150
2	基浆+3%~4%不同粒径堵漏材料+0.5% 3 mm纤维+3%交联固化剂	>20	180
3	基浆+4%~6%不同粒径堵漏材料+0.5% 3 mm纤维+3%交联固化剂	>20	200
4	基浆+5%~8%不同粒径堵漏材料+1% 5 mm纤维+3%交联固化剂	>20	250
5	基浆+8%~10%不同粒径堵漏材料+1% 5 mm纤维+3%交联固化剂	>20	210

堵漏作业结束后,在起钻抽吸作用下,有时可能会出现漏层压力高于井筒压力的现象,这样就会造成堵漏材料反吐,使漏失再次发生。室内采用DL—2模拟堵漏实验装置进行交联成膜堵漏配方的抗反吐能力评价,实验结果图6所示。堵漏浆中加入交联

固化剂后，其抗反排能力有较大程度的提高，均大于 3 MPa。

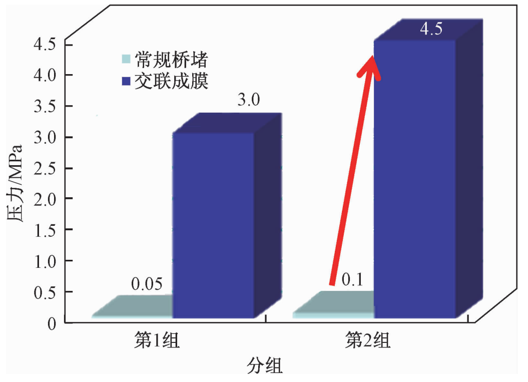

图 6　交联成膜技术与常规桥堵技术抗返吐能力对比

Fig. 6　Comparison of reversed bearing pressures capability between cross-linked plugging technique and conventional bridge plugging technique

5　现场应用

近年来，采用承压堵漏模型指导研发的新型交联成膜堵漏技术及施工工艺在新疆、四川、甘陕、贵州等多个地区 23 口井进行了应用，一次承压堵漏成功率达 90% 以上，解决了多口高难度井的承压堵漏技术难题。下面以两口典型井为例，分别说明了该模型在诱导裂缝性和破碎性地层中的现场应用情况。

5.1　TP335H 长裸眼诱导裂缝性地层承压堵漏

TP335H 井是一口水平井，该井三开钻至井深 6 308 m时地层出水，钻井液密度 1.34 g/cm^3，计划逐步提高钻井液密度至 1.42 g/cm^3，继续钻进至井深 6 447.80 m 发生了井漏，此时钻井液密度为 1.40 g/cm^3，裸眼段长 1 429.8 m(5 018 ~6 447.80 m)。钻井施工方对该井进行了两次桥浆堵漏，均没有堵漏成功，且第二次堵漏时因井下复杂造成卡钻。

该井在提密度中发生漏失，诊断为诱导裂缝性漏失，封堵层失稳形式为裂缝扩展失稳。根据裂缝扩展失稳承压模型，提高承压能力的关键是阻止裂缝延伸。故此，采用交联成膜堵漏技术来降低封堵层渗透性。下钻至井深 6 027 m，注堵漏浆 30 m^3，起钻至井深 5 293 m，注堵漏浆 35 m^3，起钻至井深 3 997 m全裸眼承压堵漏，采用间歇式憋压方式挤注 33 次，最大憋压 14 MPa，累计挤入堵漏浆 17.92 m^3，使得裂缝封堵层逐步形成，并进入裂缝一定深度，形成了稳定的高强度致密封堵层。

承压堵漏结束后，筛除堵漏浆，按照甲方要求使用 1.40 g/cm^3 的钻井液试压 6 MPa，折合套管鞋处当量密度达 1.52 g/cm^3，井底当量密度达 1.49 g/cm^3，压降 0.3 MPa/30 min，达到堵漏设计指标，承压获得成功，表明承压堵漏模型适用于诱导裂缝性地层。

5.2　顺西 2 井二叠系破碎性地层承压堵漏

顺西 2 井是中石化部署在顺托果勒区块满西 1 井南部断背斜构造的一口重点探井，以志留系下统为主要目的层，兼探二叠系火成岩及石炭系。该井二叠系井深 3 709 ~4 025 m，长达 316 m，钻井液密度为 1.19 g/cm^3，钻至 3 810 m 和 3 951 m 发生井漏，采用桥塞和低密度水泥等堵漏 7 次恢复钻进。钻穿火成岩后又在 4 402 m、4 628 m、4 686 m、4 793 m、4 922 m 和 5 008 m 发生 6 次复漏，进行了 4 次桥塞堵漏(堵漏耗时达 2 个月)，继续钻至 5 338 ~5 340 m后又发生失返性漏失。

该井套管鞋地层破裂压力为 1.50 g/cm^3，二叠系地层漏失压力小于 1.19 g/cm^3，为满足后续施工要求，需要承压至 1.55 g/cm^3，即需提高地层承压值 0.36 g/cm^3 以上，达 13.4 ~14.5 MPa。根据二叠系火成岩取心分析可知，二叠系火成岩裂缝发育，地层较为破碎，纵向裂缝可达 1.45 m，缝宽为 2 ~5 mm。经分析，主要难点如下。

(1)地层破碎易发生井壁掉块，导致漏层重新暴露，发生复漏。

(2)设计承压值高，传统堵漏材料抗压强度低，封堵层不能满足承压要求。

(3)裂缝易扩展，导致承压堵漏失败。

因此，首先使用化学固结堵漏技术胶结二叠系破碎性地层，然后再采用交联成膜堵漏技术形成高强度致密封堵层，来提高地层承压能力。施工中采用交联成膜堵漏浆填充整个裸眼井段，然后使用间歇式憋压方式使得地层裂缝逐步张开，最高加压 12.7 MPa，共挤入地层堵漏浆 11.24 m^3，形成了高强度、致密及厚度适中的封堵层。施工结束后，下光钻杆筛除井内的堵漏材料，然后对整个裸眼段采用 1.35 g/cm^3 的钻井液试压验漏，试压 8.5 MPa，停泵 8.2 MPa，压降 0.4 MPa/30 min，折合二叠系当量密度达到 1.55 g/cm^3，达到了设计指标，满足了后续施工要求，表明承压堵漏模型适用于破碎性地层。

6　结论与建议

通过理论分析及室内实验，建立了裂缝性地层承压能力模型，并开展了现场应用，验证了模型的合理性：

(1)裂缝性地层承压失稳形式主要为封堵层失效和裂缝扩展，两种形式相互影响，一旦一种发生，另一种相应也会发生。

(2)裂缝性地层的承压能力由封堵层承压能力和裂缝扩展压力中的最小值决定,提高地层承压能力需要针对性。

(3)裂缝性地层高承压要求堵漏材料抗压强度高,封堵层摩擦系数大、弹性变形率高、致密性好,且封堵层封至缝口及封堵层厚度适中。

(4)基于承压能力模型研发了新型交联成膜堵漏技术,该技术能够大幅度提高裂缝性地层的承压能力和抗反吐能力,现场应用效果显著,具有良好的应用前景。

参 考 文 献

1 李大奇, 康毅力, 刘修善, 等. 基于漏失机理的碳酸盐岩地层漏失压力模型. 石油学报, 2011; 32(5):900—904

Li Daqi, Kang Yili, Liu Xiushan, *et al*. The lost circulation pressure of carbonate formations on the basis of leakage mechanisms. Acta Petrolei Sinica, 2011; 32(5):900—904

2 王业众, 康毅力, 游利军, 等. 裂缝性储层漏失机理及控制技术进展. 钻井液与完井液, 2007; 24(4):74—77

Wang Yezhong, Kang Yili, You Lijun, *et al*. Progresses in mechanism study and control: mud losses to fractured reservoirs. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2007; 24(4):74—77

3 刘四海, 崔庆东, 李卫国. 川东北地区井漏特点及承压堵漏技术难点与对策. 石油钻探技术, 2008; 36(3):20—23

Liu Sihai, Cui Qingdong, Li Weiguo. Circulation loss characteristics and challenges and measures to plug under pressure in Northeast Sichuan Area. Petroleum Drilling Techniques, 2008; 36(3):20—23

4 蔡利山, 苏长明, 刘金华. 易漏失地层承压能力分析. 石油学报, 2010; 31(2):311—317

Cai Lishan, Su Changming, Liu Jinhua. Analysis on pressure-bearing capacity of leakage formation. Acta Petrolei Sinica, 2010; 31(2): 311—317

5 Morita N, Black A D, Fuh G F. Theory of lost circulation pressure: SPE 20409. Richardson:SPE, 1990

6 Alberty M W, Mclean M R. A physical model for stress cages: SPE 90493. Richardson:SPE, 2004

7 Wang H, Towler B F, Soliman M Y. Fractured wellbore stress analysis: sealing cracks to strengthen a wellbore: SPE 104947. Richardson: SPE, 2007

8 Wang H, Sweatman R, Engelman B, *et al*. Best practice in understanding and managing lost circulation challenges. SPE Drilling & Completion, 2008; 23(2):168—175

9 Wang H, Soliman M Y, Towler B F. Investigation of factors for strengthening a wellbore by propping fractures. SPE Drilling & Completion, 2009; 24(3):441—451

10 Salehi S, Nygaard R. Evaluation of new drilling approach for widening operational window: implications for wellbore strengthening: SPE 140753. Richardson:SPE, 2011

11 Feng Y, Arlanoglu C, Podnos E, *et al*. Finite-element studies of hoop-stress enhancement for wellbore strengthening. SPE Drilling & Completion, 2015; 30(1):38—51

12 Dupriest F E. Fracture closure stresses(FCS) and lost returns practices: SPE 92192. Richardson:SPE, 2005

13 Aadnoy B S, Belayneh M, Arriado M, *et al*. Design of well barriers to combat circulation losses: SPE 105449. Richardson:SPE, 2007

14 Fuh G F, Morita N, Boyd A, *et al*. A new approach to preventing lost circulation while drilling: SPE 24599. Richardson:SPE, 1992

15 李家学, 黄进军, 罗平亚, 等. 裂缝性地层随钻刚性颗粒封堵机理与估算模型. 石油学报, 2011; 32(3):509—513

Li Jiaxue, Huang Jinjun, Luo Pingya, *et al*. Plugging mechanism and estimation models of rigid particles while drilling in fracture formations. Acta Petrolei Sinica, 2011; 32(3):509—513

16 王 贵, 蒲晓林. 提高地层承压能力的钻井液堵漏作用机理. 石油学报, 2010; 31(6):1009—1012

Wang Gui, Pu Xiaolin. Plugging mechanism of drilling fluid by enhancing wellbore pressure. Acta Petrolei Sinica, 2010; 31(6): 1009—1021

17 杨 沛, 陈 勉, 金 衍, 等. 裂缝承压能力模型及其在裂缝地层堵漏中的应用. 岩石力学与工程学报, 2012; 31(3):479—487

Yang Pei, Chen Mian, Jin Yan, *et al*. Crack pressure bearing model and its application to plugging of fractured formation. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2012; 31(3):479—487

18 贾利春, 陈 勉, 张 伟, 等. 诱导裂缝性井漏止裂封堵机理分析. 钻井液与完井液, 2013; 30(5):82—86

Jia Lichun, Chen Mian, Zhang Wei, *et al*. A study of induced crack lost circulation plugging mechanism. Drilling Fluid & Completion Fluid ,2013; 30(5):82—86

19 康毅力, 许成元, 唐 龙, 等. 构筑井周坚韧屏障:井漏控制理论与方法. 石油勘探与开发, 2014, 41(4):473—479

Kang Yili, Xu Chenyuan, Tang Long, *et al*. Constructing a tough shield around the wellbore: Theory and method for lost—circulation control. Petroleum Exploration and Development, 2014; 41(4): 473—479

20 谢和平, 陈忠辉. 岩石力学. 北京:科学出版社, 2004

Xie Heping, Chen Zhonghui. Rock mechanics. Beijing: Science Press, 2004

21 Loeppke G E, Glowk D A, Wright E K. Design and evaluation of lost circulation materials for severe environments. Journal of Petroleum Technology, 1990; 42(3):328—337

Wellbore Strengthening Model in Fractured Formation

LI Da-qi, ZENG Yi-jin, LIU Si-hai, LIN Yong-xue

(State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development,

Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing 100101, China)

[**Abstract**] The pressure bearing capacity of fractured formation is narrow, lost circulation is more likely. In order to solve the problem of improving the pressure bearing capacity of fractured formation, the wellbore strengthening model was established, the key factors influencing the bearing capacity were analyzed, and a new cross-link plug technology was developed. Results show that the reasons of wellbore strengthening failure are sealing plug instability or fracture propagation. The pressure bearing capacity of fractured formation is determined by the bearing pressure of sealing plug and the fracture propagation pressure. To get high pressure bearing capacity, lost circulation materials demands high strength, high friction coefficient, high elastic deformation rate, low permeability, sealing plug position demands close to fracture mouth, and the sealing plug thickness need be moderate. The cross-linked plugging technique can significantly improve the positive bearing pressure and reversed bearing pressure of sealing plug. Experimental results show the positive bearing pressures can up to 20 MPa, and the reversed bearing pressures are greater than 3 MPa for 1 ~ 5 mm fractures. Field applications show that the model has good applicability, and it can be used to guide field applications effectively. The model provides a theoretical reference for wellbore strengthening in fractured formation.

[**Key words**] lost circulation　　wellbore strengthening model　　lost circulation materials　　fracture propagation　　stress intensity factor