

基于压力脉冲法的储层基质压裂液伤害评价

张路锋,周福建,张士诚,王 晋,李明辉,刘健伏
(中国石油大学(北京)非常规天然气研究院,北京 102249)

摘要:低渗透油气藏储层基质致密,发育微纳米孔喉,毛管压力作用明显,在压裂过程中由于压裂液返排不彻底而受到伤害,导致油气藏产能降低。目前大量的研究集中于压裂液对储层裂缝的伤害,忽略了对基质的伤害。基于压力脉冲法测定原理,建立基质渗透率测定模型,并根据模型研发了压力传导仪,系统地研究压裂液对塔里木油田克深地区致密砂岩、四川盆地鲁家坪组以及须家河组页岩储层基质的伤害规律。与常规岩心流动伤害评价方法相比,压力脉冲法不需计量岩心出口端流量,而是以记录流体通过岩心时下游压力随时间的变化来评价岩心渗透性和损害程度,从而解决了低渗透岩心渗透率过低而引起的实验误差大、流量监测时间长等常规评价问题。

关键词:压力脉冲法 致密砂岩 页岩 储层基质 压裂液伤害

中图分类号:TE353.3

文献标识码:A

Experimental study on reservoir matrix damage caused by fracturing fluids based on transient pressure pulse method

ZHANG Lufeng, ZHOU Fujian, ZHANG Shicheng, WANG Jin, LI Minghui, LIU Jianfu

(Unconventional Natural Gas Institute, China University of Petroleum(Beijing), Beijing City, 102249, China)

Abstract: The tight sandstone matrix is characterized by development of micro-nano pore throats and strong capillary forces. Fracturing fluids can interact with reservoir rocks and cause formation damage resulting in decrease of productivity in oil reservoir. However, considerable previous studies are focused on the damage of the fracturing fluids on the fractures of formations without taking the effect of matrix damage on productivity into consideration. The damage rule of the fracturing fluid on Keshen tight sandstone and the shale matrix of Xujiahe Formation and Lujiaping Formation was studied systematically using a transient pressure pulse instrument that was developed according to the matrix permeability model based on the principle of transient pressure pulse method. Compared with the conventional damage evaluation method measuring the outlet flow of core, the transient pressure pulse method only records the variation of downstream pressure with time during the fluid flowing through the cores, which can evaluate core permeability and damage degree and overcome the problems of large experiment error and long flow monitoring caused by extreme low permeability of the low-permeability cores.

Key words: transient pressure pulse method; tight sandstone; shale; formation matrix; fracturing fluids damage

致密砂岩和页岩油气藏是中国油气未来增储上产的重要领域,提高其开发水平,是实现油气资源持续有效协调发展的重要保障。由于致密砂岩和页岩油气藏低孔、低渗透的储层特性,不实施压裂增产措施难以达到工业开采价值。压裂液作为压裂改造油气层中的入井流体,在压裂过程中起到传递压力和携带支撑剂的作用,但同时又是储层损

害的主要来源,给储层带来不同程度的伤害^[1-8]。

针对压裂液对储层伤害的研究已有60多年的历史。HOLDITCH开展大量实验研究储层伤害机理,并指出毛管压力和相对渗透率是影响压裂液返排的2个重要因素^[9]。VOLK等研究了压裂液侵入深度和表皮效应对裂缝表面的伤害程度^[10]。YU等研究了水平井多级压裂过程中,压裂液对储层的伤

收稿日期:2018-02-13。

作者简介:张路锋(1991—),男,安徽六安人,在读博士研究生,从事油气藏增产改造相关理论与技术研究。联系电话:18311184737, E-mail: zlfcupb@163.com。

基金项目:国家科技重大专项“碳酸盐岩储层难动用储量高效改造关键技术研究”(2016ZX05030005-002)。

害^[11]。PAGELS等定量分析了压裂液对页岩、泥岩以及致密碳酸盐岩的伤害^[12]。WEAVER等通过一种快速胶体伤害评价方法,研究了压裂液对裂缝导流能力的伤害^[13]。GALL等研究了羟丙基瓜胶压裂液对不同地区砂岩天然裂缝的伤害^[14]。目前的压裂液伤害研究主要集中在对裂缝伤害的评价,但CI-POLLA等研究表明,当渗透率小于 1×10^{-4} mD时,裂缝网络对产能的极限贡献为80%左右^[15],也就是说,针对页岩、致密砂岩等低渗透储层,压裂液对基质的伤害不能忽略。

由于致密砂岩、页岩基质渗透率很低,传统的稳态法评价压裂液伤害效率低,并且实验过程易受到随时间引起的温度变化以及测量系统自身流量不精确的影响而造成较大误差。因此,笔者在BRACE等提出的压力脉冲法^[16-18]的基础上,利用自主设计研发的压力传导仪,系统研究压裂液对塔里木油田克深地区致密砂岩、四川盆地鲁家坪组以及须家河组页岩储层基质的伤害规律,以建立低渗透储层基质伤害评价的新方法。

1 压力脉冲法测定原理

1.1 渗透率模型

压力传导仪渗透率测定物理模型可以用图1简单表示。初始时刻,岩心下游容器中的压力为 p_0 ,实验过程中,岩心上游流动流体保持恒压为 p_m 。

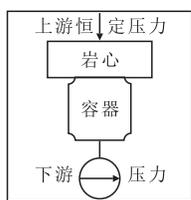


图1 压力传导仪渗透率测定物理模型

Fig.1 Schematic diagram of physical model of permeability measurement by transient pressure pulse instrument

显然,这是一个沿垂直方向的一维饱和渗流问题,依据建立渗流数学模型的方法和步骤,建立基于压力脉冲法测定岩心渗透率的数学模型^[19-21],岩心内一维扩散方程为

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{1}{\eta} \times \frac{\partial p}{\partial t} \quad (1)$$

其中

$$\eta = \frac{K}{\phi \mu C} \quad (2)$$

初始条件为

$$p(x,0) = p_0, \quad 0 < x < L \quad (3)$$

边界条件为

$$\begin{cases} p(0,t) = p_m & t \geq 0 \\ \frac{\partial p(L,t)}{\partial x} = \frac{q\mu}{KA} \end{cases} \quad (4)$$

由于所建实验系统不需要测定岩心在 $x=L$ 处的流速,即出口流速,因此,通过压缩系数对边界条件中的内边界条件进行修正,修正后的内边界条件表达式为

$$\frac{\partial p(L,t)}{\partial x} = -\frac{CV\mu}{KA} \times \frac{\partial p}{\partial t} \quad (5)$$

1.2 模型求解

利用已有的边界条件和初始条件,基于拉普拉斯变换,对式(1)进行求解。

首先,将式(1)变换到拉氏空间,式(1)变为

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} - \frac{sp}{\eta} = -\frac{p_0}{\eta} \quad (6)$$

式(6)为二阶非齐次方程,因此,其通解为

$$p(x,s) = C_1 e^{x\sqrt{\frac{s}{\eta}}} + C_2 e^{-x\sqrt{\frac{s}{\eta}}} - \frac{p_0}{s} \quad (7)$$

由于式(7)中的系数 C_1 和 C_2 值取决于边界条件。为了求解 C_1 和 C_2 值,必须将边界条件变换成拉普拉斯形式,其表达式为

$$\begin{cases} p(0,s) = \frac{p_m}{s} \\ \frac{\partial p(L,s)}{\partial x} = -\frac{CV\mu}{KA}(sp - p_0) \end{cases} \quad (8)$$

利用式(7)和式(8),能够求出 C_1 和 C_2 值,其计算式分别为

$$C_1 = \frac{(p_m + p_0) \sqrt{\frac{s}{\eta}} e^{-\sqrt{\frac{s}{\eta}}L} + \frac{CV\mu}{KA} s(sp - p_0)}{\sqrt{\frac{s^3}{\eta}} e^{-\sqrt{\frac{s}{\eta}}L} + \sqrt{\frac{s^3}{\eta}} e^{\sqrt{\frac{s}{\eta}}L}} \quad (9)$$

$$C_2 = \frac{\sqrt{\frac{s}{\eta}} e^{\sqrt{\frac{s}{\eta}}L} (p_m + p_0) + \frac{CV\mu}{KA} s(sp - p_0)}{\sqrt{\frac{s^3}{\eta}} e^{\sqrt{\frac{s}{\eta}}L} + \sqrt{\frac{s^3}{\eta}} e^{-\sqrt{\frac{s}{\eta}}L}} \quad (10)$$

将 C_1 和 C_2 值代入到式(7),可以得到扩散方程通解的表达式为

$$p(x,s) = \frac{(p_m + p_0) \sqrt{\frac{s}{\eta}} e^{-\sqrt{\frac{s}{\eta}}L} + \frac{CV\mu}{KA} s(sp - p_0)}{\sqrt{\frac{s^3}{\eta}} e^{-\sqrt{\frac{s}{\eta}}L} + \sqrt{\frac{s^3}{\eta}} e^{\sqrt{\frac{s}{\eta}}L}} e^{x\sqrt{\frac{s}{\eta}}} + \frac{\sqrt{\frac{s}{\eta}} e^{\sqrt{\frac{s}{\eta}}L} (p_m + p_0) + \frac{CV\mu}{KA} s(sp - p_0)}{\sqrt{\frac{s^3}{\eta}} e^{\sqrt{\frac{s}{\eta}}L} + \sqrt{\frac{s^3}{\eta}} e^{-\sqrt{\frac{s}{\eta}}L}} e^{-x\sqrt{\frac{s}{\eta}}} - \frac{p_0}{s} \quad (11)$$

针对式(11), CARSLAW 等于 1959 年给出了解析解^[22], 其表达式为

$$\frac{p(x,t)-p_o}{p_m-p_o} = 1 - 2 \sum_{n=1}^{\infty} e^{-\frac{\phi_n^2 \eta t}{L^2}} \frac{\sin \frac{x\phi_n}{L}}{\cos \phi_n \sin \phi_n + \phi_n} \quad (12)$$

其中

$$\phi_n \tan \phi_n = \frac{AL\phi}{V} \quad (13)$$

由于 ϕ_n 主要取决于岩心的孔隙体积与下游容器体积之比, 当岩心的孔隙体积与下游容器体积之比较小时, 在 $x=L$ 时, 式(12)可简化为

$$\frac{p(L,t)-p_o}{p_m-p_o} = 1 - e^{-\frac{AK_i}{\mu CVL}} \quad (14)$$

通过简化式(14), 将等式右边的 1 移至左边后, 两边取对数, 求得渗透率的表达式为

$$K = -\frac{\xi \mu CVL}{A} \quad (15)$$

2 实验器材与方法

2.1 实验仪器

实验仪器为由美国 Core-Lab 公司定制生产的压力传导仪(图 2a), 其主要由 ISCO 高压高精度柱塞泵、真空泵、中间容器、特制的岩心夹持器(图 2b)、氮气瓶、恒温箱以及数据采集系统 7 部分组成。

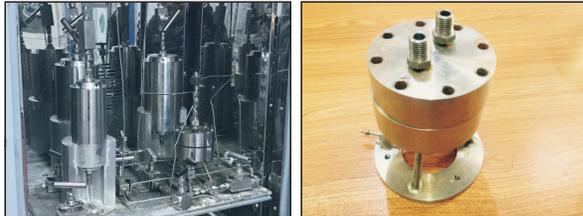


图 2 压力传导仪
a—仪器整体 b—岩心夹持器

Fig.2 Transient pressure pulse instrument

2.2 实验用岩心及压裂液

实验中所使用的岩心为塔里木油田克深地区致密砂岩岩心、四川盆地鲁家坪组以及须家河组页岩岩心, 实验岩心规格均为 $3.6 \text{ cm} \times 3.6 \text{ cm} \times 0.65 \text{ cm}$, 其他参数如表 1 所示。

实验岩心制备步骤为: ①井场取心, 到井口立刻将岩心用厚聚乙烯袋包裹, 放到密封桶内保存, 尽量减少岩心与空气的接触时间。②在实验室内, 打开岩心保护层并将其放到石蜡油中, 然后用切割机将岩心加工成 $3.6 \text{ cm} \times 3.6 \text{ cm} \times 10 \text{ cm}$ 的正四棱柱岩心。③将先前加工的岩心柱放入外径为 6.35 cm 、内径为 5.84 cm 、长度为 20.32 cm 的聚碳酸酯或丙烯酸类耐热塑料管中, 使正四棱柱岩心底面正方形的

表 1 实验岩心参数

Table1 Core sample parameters			
储层	岩心编号	基质渗透率/ 10^{-4} mD	伤害液体
四川盆地	XJH1号	11.00	滑溜水
须家河组	XJH2号	7.20	滑溜水
四川盆地	LJP1号	6.98	滑溜水
	LJP2号	2.75	滑溜水
克深地区致密砂岩	SY1号	5.10	胍胶压裂液
	SY2号	7.85	胍胶压裂液

几何中心与耐热塑料管的圆心重合, 将环氧树脂胶和硬化剂按体积比 1:1 充分混合后倒入上述耐热塑料管中。④将整个体系放置在水平台上, 静置 24 h。⑤将整个体系置于烘箱中, 在 $110 \text{ }^\circ\text{C}$ 条件下烘烤 1 h, 确保正四棱柱岩心与环氧树脂胶胶结为一体。⑥用线切割将其切为 0.65 cm 厚的薄片。

实验用胍胶压裂液由质量分数为 0.5% 的超级胍胶、0.06% 柠檬酸、1.0% 助排剂、1.0% 破乳剂、1.0% 温度稳定剂、0.1% 杀菌剂、0.4% 调节剂和 3% 防水锁剂构成, 实验用滑溜水压裂液由 0.08% 降阻剂、1% 助排剂、0.1% 杀菌剂、1% 防膨剂和 0.5% 破乳剂构成。

2.3 实验方法

实验方法包括: ①连接好仪器, 将压裂液装入中间容器, 将切割好的岩心薄片放入特制的岩心夹持器中, 上、下游同时抽真空 30 min。②以一设定压力如 0.1 MPa 向岩心下游注入煤油, 待下游压力稳定后, 记录下游容器初始压力。③下游压力稳定后, 岩心上游流动流体在恒压为 0.45 MPa 的条件下, 在岩心表面持续流动, 并在出口端加一回压 (0.46 MPa)。④监测下游压力随时间的变化, 即 $p(L,t)$ 。⑤绘制 $\ln[(p_m - p(L,t))/(p_m - p_o)]$ 与 t 的关系曲线, 并求取曲线的斜率 ξ , 利用式(15)计算初始渗透率 (K_1)。⑥关闭装有煤油的中间容器, 打开装有压裂液的中间容器, 在恒压模式下, 以 3.5 MPa 的驱替压力驱替压裂液, 使压裂液在岩心上游持续流动 5 h。⑦压裂液伤害结束后, 重复步骤②—④。⑧绘制 $\ln[(p_m - p(L,t))/(p_m - p_o)]$ 与 t 的关系曲线, 并求取曲线的斜率 ξ , 利用式(15)计算伤害后的渗透率 (K_2)。⑨通过 $\lambda_d = (K_1 - K_2)/K_1 \times 100\%$, 计算压裂液对岩心的伤害程度。

3 实验结果与分析

3.1 页岩滑溜水伤害

页岩储层基质致密, 孔隙度较小, 局部无机矿物含量较高, 容易形成天然裂缝。因此, 在页岩气

开采过程中,大多实施大规模水力压裂,从而形成工业产能。由于页岩储层压裂过程中压裂液返排率极低,大量压裂液滞留于储层中^[23-27],故而极有必要开展滑溜水压裂液对页岩储层基质伤害规律的研究。滑溜水压裂液侵入页岩储层基质,造成粘土膨胀是引起页岩储层基质渗透率下降的主要原因。

由于实验岩心致密且粘土矿物含量较高(表2),容易受到水锁和水敏等伤害。为了避免渗透率测定过程中,测试流体造成实验岩心渗透率降低,上游流体选择煤油。为了消除页岩的渗析作用,下游流体也选择煤油。由于上、下游存在渗透压差和水力作用,下游压力随时间逐渐增大,最终达到稳

定值,同时由于页岩的半透膜效应,下游压力最终不会达到上游压力水平。从图3可见,四川盆地鲁家坪组和须家河组页岩伤害前下游压力上升速度较快,在较短时间压力就达到稳定,伤害后下游压力上升较慢,下游压力达到稳定需要的时间较伤害前长,说明滑溜水对页岩储层基质存在一定的伤害。

根据页岩实验岩心滑溜水伤害前后渗透率计算曲线(图4),通过拟合上、下游实时压差与初始压差之比的对数值与时间的关系,可以得到斜率 ξ ,利用式(15)可以求出渗透率。结果表明:XJH1号岩心伤害前、后渗透率分别为 1.10×10^{-3} 和 7.80×10^{-4} mD,伤害率为29.09%;XJH2号岩心伤害前、后渗透

表2 实验岩心X衍射全岩矿物分析结果

Table2 Results of XRD mineralogy analysis for core samples

储层	粘土矿物相对含量					矿物含量					
	蒙脱石	伊利石	伊/蒙混层	绿泥石	高岭石	粘土矿物	石英	长石	方解石	白云岩	其他
须家河组	5.2	11.5	82.1	0	1.2	44.5	43.1	5.2	2.8	1.7	2.7
鲁家坪组	8.8	7.2	73.3	7.2	3.5	31.1	48.2	7.5	4.5	2.1	6.6

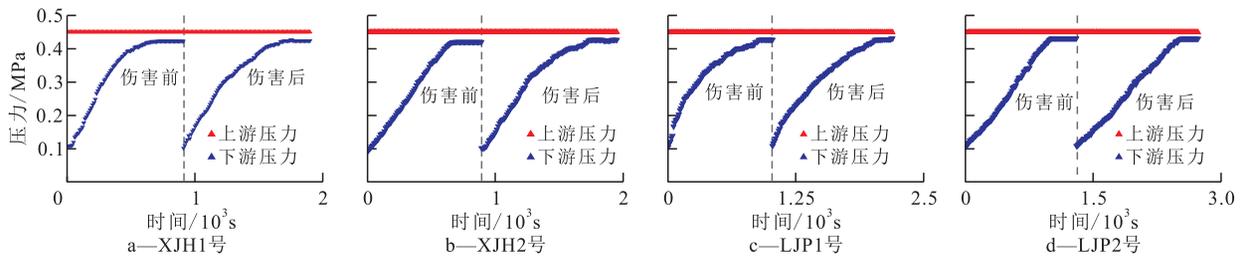


图3 页岩实验岩心滑溜水伤害压力曲线

Fig.3 Pressure curve of shale core samples damaged by slick water

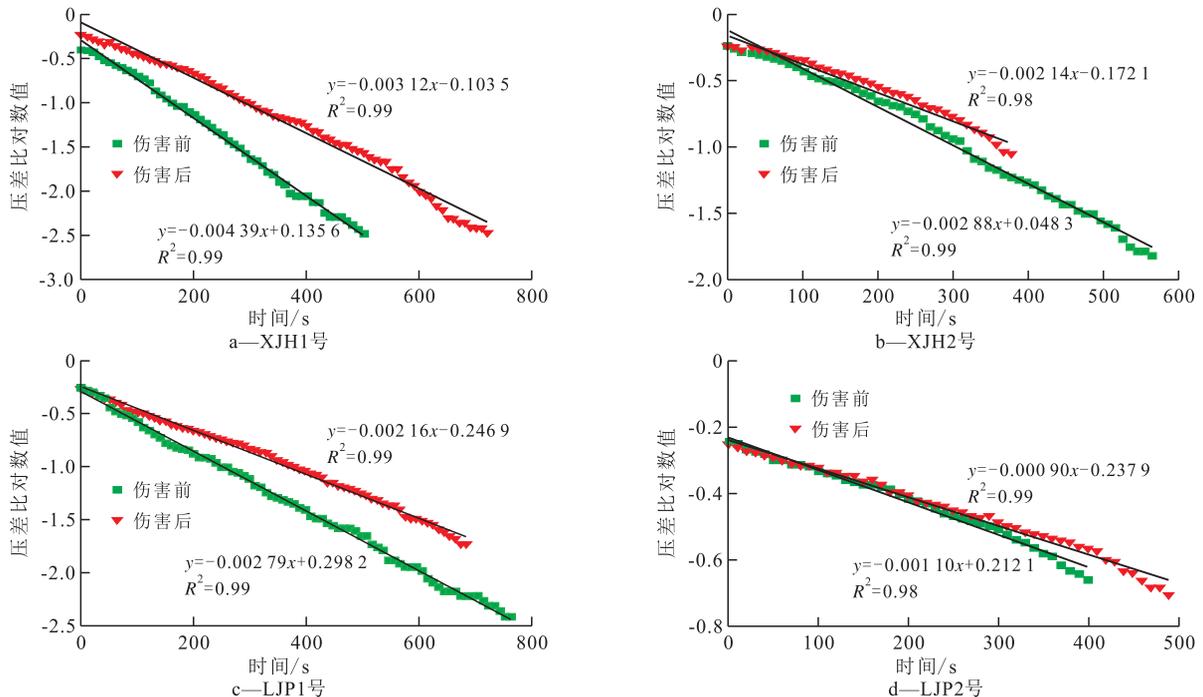


图4 页岩实验岩心滑溜水伤害前后渗透率计算曲线

Fig.4 Permeability calculation results of shale core samples before and after the damage of slick water

率分别为 7.20×10^{-4} 和 5.35×10^{-4} mD, 伤害率为 25.69%; LJP1 号岩心伤害前、后渗透率分别为 6.98×10^{-4} 和 5.40×10^{-4} mD, 伤害率为 22.64%; LJP2 号岩心伤害前、后渗透率分别为 2.75×10^{-4} 和 2.25×10^{-4} mD, 伤害率为 18.19%。说明鲁家坪组岩心滑溜水伤害率略低于须家河组, 其主要原因可能是由于鲁家坪组页岩粘土矿物含量低于须家河组(表2)。

3.2 致密砂岩胍胶压裂液伤害

水力压裂是致密砂岩常见的增产改造措施。在水力压裂过程中, 压裂液携带大量的支撑剂用来支撑人工裂缝, 以形成高导流能力的裂缝网络^[28]。为了确保高效携砂, 一般要求压裂液具有一定的粘度^[29-30]。因此, 从裂缝滤失到基质中的压裂液对储层可能造成伤害。分析克深地区致密砂岩实验岩心胍胶压裂液伤害曲线(图5)可以看出: 与页岩储层基质滑溜水伤害相似的是, 随着时间的逐渐增加, 下游压力逐渐上升, 最终达到稳定; 但两者不同的是, 砂岩半透膜效应不明显, 因此最终下游压力可以上升到与上游压力一致。由图5亦可以看出, 同样与页岩储层基质滑溜水伤害类似, 克深地区致

密砂岩实验岩心伤害前下游压力上升速度较快, 较短的时间内压力达到稳定, 伤害后下游压力上升较慢, 下游压力达到稳定需要的时间较伤害前长, 说明胍胶压裂液对砂岩基质存在一定的伤害。

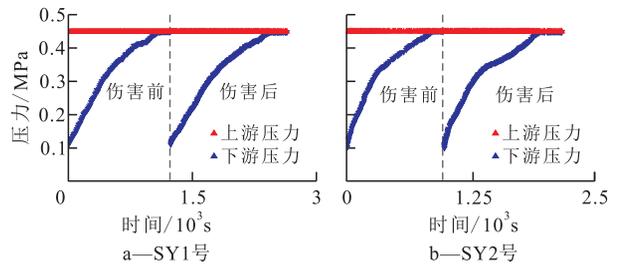


图5 克深地区致密砂岩实验岩心胍胶压裂液伤害压力曲线

Fig.5 Pressure curve of core samples of Keshen sandstone damaged by guar gum fracturing fluid

根据克深地区致密砂岩实验岩心胍胶压裂液伤害前后渗透率计算曲线(图6), 同理可计算得到, SY1 号岩心伤害前、后渗透率分别为 5.10×10^{-4} 和 4.45×10^{-4} mD, 伤害率为 12.75%; SY2 号岩心伤害前、后渗透率分别为 7.85×10^{-4} 和 6.88×10^{-4} mD, 伤害率为 12.36%。

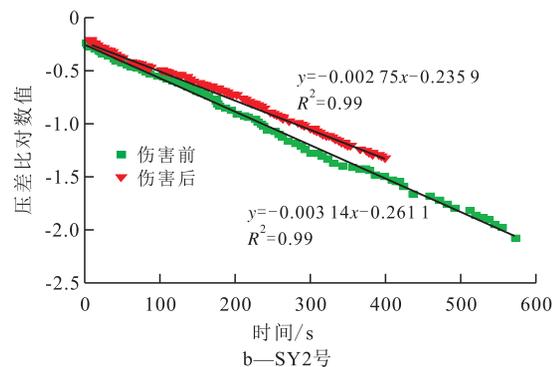
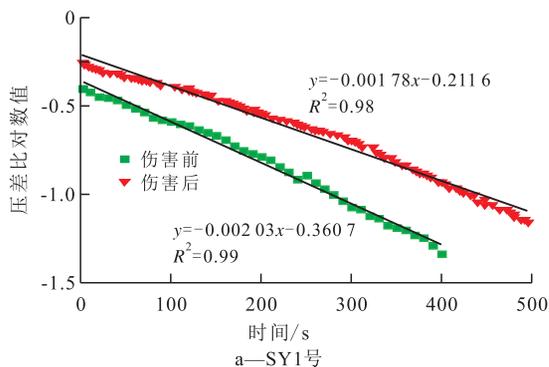


图6 克深地区致密砂岩实验岩心胍胶压裂液伤害前后渗透率计算曲线

Fig.6 Curves of permeability calculation results of core samples of Keshen sandstone before and after the damage of guar gum fracturing fluid

4 结论

基于压力脉冲法, 评价了四川盆地须家河组、鲁家坪组页岩以及塔里木油田克深地区致密砂岩基质压裂液伤害程度。四川盆地须家河组、鲁家坪组页岩滑溜水平均伤害率分别为 27.39% 和 20.42%, 克深地区致密砂岩压裂液平均伤害率为 12.56%。

砂岩最终下游压力与上游压力一致, 而页岩由于膜效应, 上游压力与下游压力存在一定的压差。

压力脉冲法不仅可评价致密储层基质压裂液伤害, 还可用来评价致密储层基质钻井液、完井液等入井流体对基质的伤害, 以及水敏和碱敏等储层

敏感性伤害。

符号解释:

p_0 —— 岩心下游容器初始压力, MPa; p_m —— 岩心上游压力, MPa; p —— 岩心内任意处的压力, MPa; x —— 距岩心下游端面的距离, cm; η —— 岩心的导压系数, cm^2/s ; t —— 时间, s; K —— 岩心渗透率, mD; ϕ —— 岩心孔隙度; μ —— 压裂液粘度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; C —— 压裂液的压缩系数, MPa^{-1} ; L —— 岩心高度, cm; $p(L, t)$ —— 下游压力随时间的变化, MPa; q —— 单位时间的流量, cm^3/s ; A —— 岩心横截面积, cm^2 ; V —— 下游容器体积, cm^3 ; s —— 复变量; $p(x, s)$ —— 拉氏空间下扩散方程的压力通解, MPa; C_1, C_2 —— 扩散方程通解的系数; $p(0, s)$ —— 拉氏空间下的上游

压力, MPa; $p(L, s)$ ——拉氏空间下的下游压力, MPa;
 $p(x, t)$ ——某一时刻岩心内某处压力, MPa; n ——拉氏变换反演后的结果, 即无穷大自然数; ϕ_n ——式(13)的根;
 ξ —— $\ln[(p_m - p(L, t))/(p_m - p_0)]$ 与时间 t 曲线的斜率; K_1 , K_2 ——岩心初始渗透率和压裂液伤害后的渗透率, mD;
 λ_0 ——压裂液伤害程度, %。

参考文献:

- [1] 刘建坤.低渗透砂岩气藏压裂液伤害机理研究[D].北京:中国科学院研究生院, 2011.
LIU Jiankun. Researches on the damage mechanism of fracturing fluid to the low permeability sandstone gas reservoir [D]. Beijing: Graduate University of Chinese Academy of Sciences, 2011.
- [2] 张路锋, 牟建业, 贺雨南, 等. 高温高压碳酸盐岩油藏酸蚀裂缝导流能力实验研究[J]. 西安石油大学学报: 自然科学版, 2017, 32(4): 93-97.
ZHANG Lufeng, MOU Jianye, HE Yunan, et al. Study on acid fracture conductivity behavior of high temperature and high closure pressure carbonate reservoir [J]. Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition, 2017, 32(4): 93-97.
- [3] 徐林静, 张士诚, 马新仿. 胍胶压裂液对储集层渗透率的伤害特征[J]. 新疆石油地质, 2016, 37(4): 456-459.
XU Linjing, ZHANG Shicheng, MA Xinfang. Characteristics of damage of guar gel fracturing fluid to reservoir permeability [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2016, 37(4): 456-459.
- [4] 严谨, 史云清, 郑荣臣, 等. 致密砂岩气藏井网加密潜力快速评价方法[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(1): 125-128.
YAN Jin, SHI Yunqing, ZHENG Rongchen, et al. Quick evaluation methodology of infill drilling potential in tight sandstone gas reservoirs [J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(1): 125-128.
- [5] 陈思宇, 田华, 柳少波, 等. 致密储层样品体积测量对孔隙度误差的影响[J]. 石油实验地质, 2016, 38(6): 850-856.
CHEN Siyu, TIAN Hua, LIU Shaobo, et al. Influence of bulk volume measurement on porosity error in tight reservoir core plug analysis [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2016, 38(6): 850-856.
- [6] 卓仁燕, 张烈辉, 郭晶晶, 等. 含气页岩渗透率实验[J]. 大庆石油地质与开发, 2016, 35(1): 155-157.
ZHUO Renyan, ZHANG Liehui, GUO Jingjing, et al. Experiment of gas-bearing shale permeability [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2016, 35(1): 155-157.
- [7] 司志梅, 李爱芬, 郭海萱, 等. 致密油藏压裂液滤液返排率影响因素室内实验[J]. 油气地质与采收率, 2017, 24(1): 122-126.
SI Zhimei, LI Aifen, GUO Haixuan, et al. Experimental study on the influencing factors of fracturing fluid flowback rate in tight reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(1): 122-126.
- [8] 冉天, 谭先锋, 陈浩, 等. 渝东南地区下志留统龙马溪组页岩气成藏地质特征[J]. 油气地质与采收率, 2017, 24(5): 17-26.
RAN Tian, TAN Xianfeng, CHEN Hao, et al. Geological features of shale gas accumulation in the Lower Silurian Longmaxi Formation, Southeast Chongqing [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(5): 17-26.
- [9] HOLDITCH S A. Factors affecting water blocking and gas flow from hydraulically fractured gas wells [J]. Journal of Petroleum Technology, 1979, 31(12): 1 515-1 524.
- [10] VOLK L J, GALL B L, RAIBLE C J, et al. A method for evaluation of formation damage due to fracturing fluids [R]. SPE/DOE 11638, 1983.
- [11] YU X, GUO B. How significant is the formation damage in multi-fractured horizontal wells? [R]. SPE/DOE 125905, 2010.
- [12] PAGELS M, WILLBERG D M, EDELMAN E, et al. Quantifying fracturing fluid damage on reservoir rock to optimize production [C]. Denver: Unconventional Resources Technology Conference, 2013.
- [13] WEAVER J D, SCHULTHEISS N C, LIANG F. Fracturing fluid conductivity damage and recovery efficiency [C]. Noordwijk: SPE European Formation Damage Conference & Exhibition, 2013.
- [14] GALL B L, SATTLER A R, MALONEY D R, et al. Permeability damage to natural fractures caused by fracturing fluid polymers [C]. Casper: SPE Rocky Mountain Regional Meeting, 1988.
- [15] CIPOLLA C L, WARPINSKI N R, MAYERHOFER M, et al. The relationship between fracture complexity, reservoir properties, and fracture-treatment design [J]. SPE Production & Operations, 2010, 25(4): 438-452.
- [16] BRACE W F, WALSH J B, FRANGOS W T. Permeability of granite under high pressure [J]. Journal of Geophysical Research, 1968, 73(6): 2 225-2 236.
- [17] HSIEH P A, TRACY J V, NEUZIL C E, et al. A transient laboratory method for determining the hydraulic properties of 'tight' rocks—I. Theory [C]. Pergamon: International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts, 1981.
- [18] NEUZIL C E, COOLEY C, SILLIMAN S E, et al. A transient laboratory method for determining the hydraulic properties of 'tight' rocks—II. Application [C]. Pergamon: International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts, 1981.
- [19] 王旭升, 陈占清. 岩石渗透试验瞬态法的水动力学分析[J]. 岩石力学与工程学报, 2006, 25(增1): 3 098-3 103.
WANG Xusheng, CHEN Zhanqing. Hydrodynamic analysis of transient method in rock seepage tests [J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2006, 25 (Supplement 1): 3 098-3 103.
- [20] 张铭. 低渗透岩石实验理论及装置[J]. 岩石力学与工程学报, 2003, 22(6): 919-925.
ZHANG Ming. Theory and apparatus for testing low-permeability of rocks in laboratory [J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2003, 22(6): 919-925.
- [21] 李小春, 王颖, 魏宁. 变容压力脉冲渗透系数测量方法研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2008, 27(12): 2 482-2 487.
LI Xiaochun, WANG Ying, WEI Ning. Research on measuring method of permeability by using storage-variable transient pulse method [J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2008, 27(12): 2 482-2 487.