

裂缝-孔洞型碳酸盐岩储层暂堵性堵漏机理研究

闫丰明¹ 康毅力² 孙 凯¹ 李冬梅^{2,3} 杜春朝³

(1. 中原石油勘探局 钻井一公司, 河南 濮阳 457331; 2. 油气藏地质及开发工程国家重点实验室(西南石油大学), 四川 成都 610500; 3. 中国石化 西北油田分公司, 新疆 乌鲁木齐 830013)

摘 要: 针对裂缝-孔洞型储层从数十微米级至毫米级别漏失通道并存的储层漏失控制问题, 提出漏失控制及储层保护的关键是又好又快地封堵裂缝。进行了塔河油田 12 区钻井液、完井液动态损害评价试验, 结果表明, 该钻井液、完井液难以满足裂缝-孔洞型储层的漏失控制及储层保护的需要。根据暂堵性堵漏思路改进了该钻井液、完井液, 改进后约在 3 min 内形成暂堵率在 99.999% 以上的致密封堵层, 且 60 min 累积滤失量不超过 0.5 mL, 较改进前裂缝封堵能力提高 2.3 倍, 酸溶返排恢复率提高 60%, 证明暂堵性堵漏思路是可行的。暂堵性堵漏具有堵漏材料粒度范围大、架桥快速、封堵层致密、侵入适度、双向承压和酸溶解除等特点, 暂堵性堵漏与屏蔽暂堵技术的差异主要体现在封堵对象、封堵层形成时间、封堵层承压能力、封堵层厚度、封堵层解除方法等方面。

关键词: 裂缝-孔洞型储层; 碳酸盐岩油气藏; 井漏; 堵漏; 承压能力; 渗透率

中图分类号: TE344 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-0890(2011)02-0081-05

Mechanism of Temporary Sealing for Fractured-Vuggy Carbonate Reservoir

Yan Fengming¹ Kang Yili² Sun Kai¹ Li Dongmei^{2,3} Du Chunchao³

(1. No. 1 Drilling Company, Zhongyuan Petroleum Exploration Bureau, Puyang, Henan, 457331, China; 2. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan, 610500, China; 3. Northwest Oilfield Company, Sinopec, Urumqi, Xinjiang, 830013, China)

Abstract: For the problem of co-existence of micron to millimeter-level loss channel in fractured-vuggy reservoirs, this paper suggested that good and fast crack plugging is the key to leakage control and reservoir protection. Drilling fluids dynamic damage evaluation experiments in zone 12 of Tahe Oilfield were conducted, the results indicated this drilling fluid could not meet the requirement of mud loss and formation damage control in fractured-vuggy reservoir. The drilling fluid was improved using temporary plugging theory. The temporary sealing rate of the modified drilling fluid reached 99.999% after 3 mins. The accumulated mud loss was less than 0.5 mL after an hour. The ability was increased by 2.3 times and the recovery rate was improved by 60%. All these indicate the temporary sealing is feasible. The temporary sealing has the characteristics of broad-range of particle size, fast bridging, compact sealing, moderate invasion, bi-directional pressure bearing and acid-removing etc. The differences between temporary sealing and temporarily shield sealing are mud loss formation, sealing form duration, press resistance, seal thickness, and filter cake removing methods.

Key words: fractured-vuggy formation; carbonate reservoir; lost circulation; lost circulation control; resistance to pressure; permeability

裂缝-孔洞型储层是缝洞型碳酸盐岩储层的主要类型, 该类储层裂缝、孔洞发育, 非均质强, 极易发生漏失。由于存在孔洞, 若漏失不能及时控制, 钻井液、完井液就会在储层缝洞系统中传递、延伸到储层深处形成恶性漏失, 严重损害储层, 且处理难度非常大^[1-5]。前人对孔隙性、微裂缝性储层漏失控制和保护方面做了大量研究^[6-10], 但裂缝-孔洞型碳酸盐岩储层的漏失控制及储层保护问题方面鲜有报道。由于不能精确预测漏失通道的类型、位置、产状、尺寸、分布规模及漏失空间几何形

收稿日期: 2010-09-06; **改回日期:** 2011-02-27

基金项目: 国家科技重大专项“碳酸盐岩缝洞型储层保护技术配套”(编号: 2008ZX05049-03-07HZ)、“海相碳酸盐岩层系安全钻井及储层改造关键技术研究”(编号: 2008ZX05005-006-08HZ), 国家重点基础研究发展计划(“973”计划)课题“深井复杂储层漏失与井壁失稳机理及预测”(编号: 2010CB226705)和四川省杰出青年学科带头人培养基金项目“致密砂岩气藏经济开发全过程储层保护”(编号: 07ZQ026-113)部分研究成果

作者简介: 闫丰明(1982—), 男, 河南南阳人, 2007年毕业于西南石油大学石油工程专业, 2010年获西南石油大学油气井工程专业硕士学位, 助理工程师, 主要从事钻井工程、储层保护理论及技术方面的研究工作。

联系方式: (0393)4816190, yfm522@yahoo.com.cn

态等漏失特征参数,于是为了满足钻进施工的需要,采用“遇漏则堵,堵即堵死”的方法进行堵漏,未考虑钻井完井后封堵带的有效解除,堵漏材料进入储层也是造成储层损害的主要原因之一。如何解决漏失预防和控制、堵漏和封堵层解除之间的矛盾是裂缝-孔洞型储层保护的核心问题。因此,亟待创新漏失控制和储层保护思路。笔者认为,与孔洞匹配的堵漏材料尺寸较大,封堵孔洞的难度较大,若从快速封堵裂缝入手,必然会降低裂缝-孔洞型储层漏失控制的难度。

1 问题的提出

文献[1]指出,宽度小于 0.1 mm 的缝称为微裂缝,洞径 2~100 mm 的溶洞称为孔洞。观察塔河油田 12 区 21 口井的岩心发现,宽度小于 0.1 mm 的裂缝占 71.30%,0.1~2.0 mm 的裂缝占 25.60%,大于 2.0 mm 的裂缝占 3.36%。洞径 2~5 mm 的孔洞占 70.89%,5~10 mm 的孔洞占 21.20%,大于 10 mm 的孔洞占 7.91%。储层段漏失通道以微裂缝、孔洞为主。塔河油田 12 区奥陶系油藏共部署 95 口井,47%的井发生漏失,致使油井低产,甚至无产能,漏失对储层造成的损害非常严重。为考察塔河油田钻井液、完井液对储层的保护能力,选用某井钻井液、完井液进行动态损害评价试验。

1.1 试验样品及程序

试验仪器: CWCTAcid-I 型高温高压酸溶解堵评价仪。

试验材料: 选用某井钻井液、完井液,其配方为 2.5%~3.5%膨润土+0.1%~0.2%烧碱+0.1%~0.2%纯碱+3.0%~5.0%磺化酚醛树脂(干粉)+2.0%~4.0%褐煤树脂+0.1%~0.3%增黏降

滤失剂。磺化酚醛树脂的粒度分布以 1~30 μm 为主,粒度中值 $D_{50}=3.38\ \mu\text{m}$, $D_{90}=10.62\ \mu\text{m}$; 人造不同宽度的裂缝来模拟储层裂缝(见表 1)。

表 1 岩样基础参数
Table 1 Basic parameters of cores

岩样	长度 /cm	直径 /cm	液测渗透率 $K_w/10^{-3}\ \mu\text{m}^2$	气测渗透率 $K_g/10^{-3}\ \mu\text{m}^2$	裂缝宽度/ μm	备注
1 [#]	4.027	2.479	331.67	705	59.41	人工缝
2 [#]	3.875	2.473	705.30	1 040	67.58	人工缝
3 [#]	4.365	2.472	1 238.10	1 910	82.75	人工缝
4 [#]	5.649	2.479	926.19	2 020	84.39	人工缝
5 [#]	5.653	2.472	3 492.10	3 600	102.21	人工缝

封堵层形成试验程序: 1) 测定岩样正向地层水渗透率 K_w ; 2) 利用 CWCTAcid-I 型高温高压酸溶解堵评价仪对岩样进行钻井液、完井液反向循环 60 min,并计量不同时间的滤失量; 3) 计算不同时间的岩样渗透率 K_i 及封堵层暂堵率 Z_d ($Z_d=100\% \times (K_w-K_i)/K_w$)。

返排试验程序: 1) 同封堵层形成试验程序中 1)~2); 2) 正向自然返排,测定出不同压差下岩样正向地层水渗透率 K_{wi} ,计算其渗透率恢复率 K_{wi}/K_w ; 3) 岩心端面滤饼与酸液充分反应后,测酸溶后岩样正向地层水渗透率 K_{w2i} ; 4) 计算出不同压差下的渗透率恢复率 K_{w2i}/K_w 。

1.2 封堵层形成

对选取的岩样在 3.5 MPa 正压差下进行封堵层形成试验,结果见表 2。由于 3[#] 岩样(缝宽 82.75 μm)、5[#] 岩样(缝宽 102.21 μm)在封堵层形成过程中发生漏失,甚至开泵即漏失,故未给出钻井液、完井液循环时的累积滤失量及暂堵率。

表 2 封堵层形成试验结果
Table 2 Result of plugged zone formed experiment

岩样	累积滤失量/mL						暂堵率 Z_d , %			备注
	1 min	5 min	7.5 min	10 min	30 min	60 min	1 min	5 min	60 min	
1 [#]	0.019	0.049	0.064	0.074	0.134	0.259	99.998	100	99.999	滤液中无固相
2 [#]	0.020	0.185	0.185	0.185	0.245	0.420	99.999	100	99.999	滤液中有悬浮固相
4 [#]	0.375	0.470	0.488	0.553	1.228	1.503	99.977	99.998	99.999	滤液中有悬浮固相

从表 2 可看出: 2[#]、4[#] 岩样在封堵层形成过程中,滤液中悬浮有固相颗粒; 钻井液、完井液对裂缝宽度为

59.41~84.39 μm 的岩样,在 5 min 内形成暂堵率超过 99.998% 的封堵层,60 min 累积滤失量均不超过 2 mL。

1.3 封堵层返排

封堵层返排试验结果见表 3。从表 3 可看出:除 1[#] 岩样的自然返排恢复率大于 30% 以外,2[#]、

3[#]、4[#]、5[#] 岩样的自然返排恢复率都小于 30%。用 12% HCl 清洗后,返排恢复率都有提高,除 1[#]、2[#] 岩样酸溶助排恢复率大于 50% 外,其余酸洗效果不理想,如 4[#] 岩样,酸溶助排恢复率仅为 11.58%。

表 3 封堵层返排试验结果

Table 3 Reslut of plugged zone recovered experiment

岩样	长度/cm	直径/m	液测渗透率 $K_w/10^{-3}\mu\text{m}^2$	气测渗透率 $K_g/10^{-3}\mu\text{m}^2$	裂缝宽度/ μm	自然返排恢复率,%	酸溶助排恢复率,%	备注
1 [#]	4.028	2.478	663.33	705	59.41	38.67	57.12	滤液中无固相
2 [#]	3.875	2.473	705.30	1 040	67.58	23.11	52.93	滤液中悬浮固相
3 [#]	4.365	2.472	1 238.10	1 910	82.75	29.55		漏失
4 [#]	5.649	2.479	926.19	2 020	84.39	6.18	11.58	滤液中悬浮固相
5 [#]	5.653	2.472	3 492.10	3 600	102.21	8.31	14.66	漏失

1.4 结果分析

室内试结果表明,试验选用的塔河油田某井钻井液、完井液对宽度为 59.41~84.39 μm 的裂缝具有一定的封堵能力,与粒度分布相符合。分析认为,钻井液、完井液中固相颗粒与裂缝匹配欠佳,致使出现架桥不稳甚至发生漏失。粒径较小的固相颗粒侵入裂缝深部或贯穿整个裂缝面,沉降粘附于裂缝壁面,不易返排。虽然酸溶助排有利于返排恢复率的提高,但对固相侵入裂缝深部甚至贯穿整个裂缝面的岩样,酸溶助排恢复率仍不理想。由此可见,该井钻井液、完井液难以满足裂缝-孔洞型储层漏失控制及储层保护的需要。

2 暂堵性堵漏思路的提出

裂缝-孔洞型储层段数十微米级至毫米级漏失通道并存,现场钻井液、完井液仅对部分漏失通道有一定的封堵能力。究其原因主要有:1)钻井液、完井液中缺少大尺寸固相颗粒,难以满足封堵漏失通道的需要;2)难以形成具有一定承压能力的封堵层。为解决裂缝-孔洞型储层漏失及保护问题,借鉴屏蔽暂堵思想,提出了“暂堵性堵漏”新思路。

2.1 暂堵性堵漏的概念

在钻开储层前在钻井液中先加入与储层漏失通道匹配的固相粒子,利用固相颗粒在漏失通道中堵塞的规律,在较短的时间内(<5 min)在储层

段不同漏失通道内形成具有一定双向承压能力、渗透率近于零的封堵层,以防止储层漏失的发生。该封堵层不仅能阻止钻井液、完井液固相和液相进一步侵入储层深部,还能防止钻井抽汲,封堵层反吐造成反复漏失和封堵层的重复形成,在完井投产时,又能够通过物理-化学的方法解除封堵层,避免/减小储层漏失损害。

2.2 暂堵性堵漏机理

暂堵性堵漏的堵塞规律主要有堵塞和填充两个过程。分析固相粒子在漏失通道中的运动规律发现,漏失通道类型、尺寸及内部形态不同,固相粒子在漏失通道内的运动规律也不同,但总体上分为两类:一种是固相粒子尺寸远小于漏失通道尺寸,固相颗粒的运动状态随着流速而变化;另一种是固相粒子与漏失通道匹配性好,在漏失通道中被捕获,阻卡在漏失通道狭窄处,不再发生运移。暂堵性堵漏就是要充分利用固相颗粒被捕获后不再运移的特点,在漏失通道内形成封堵层。现场施工时,可以通过酸溶性评价试验来选择酸溶性在 90% 以上的堵漏材料,以满足暂堵要求;同时根据漏失通道尺寸的分布,考虑应力敏感性后的最大漏失通道尺寸来设计钻井液、完井液中固相颗粒的粒度分布,固相颗粒的粒度分布应尽可能涵盖所有尺寸,以实现堵漏的目的。

2.3 暂堵性堵漏技术特点

粒度分布广 在数十微米级至毫米级漏失通道并存的情况下,暂堵性堵漏液具有固相颗粒粒度分布广,能够满足不同尺寸漏失通道的要求,且能在不

同尺寸漏失通道中形成优质封堵层。

架桥快速 固相粒子进入储层后能在较短的时间内(<5 min)被不同尺寸的漏失通道捕获,减缓钻井液、完井液向储层漏失的速度,变大漏失通道为小漏失通道,为封堵层的形成赢得时间。暂堵性堵漏除选用刚性架桥粒子外,可以适当添加大变形粒子作为架桥粒子,以弥补刚性架桥粒子的缺陷,来满足多尺寸漏失通道快速架桥的要求。

封堵层致密 利用堵漏材料与储层发生物理-化学作用形成致密封堵层,以免钻井压差传递到储层深部,给储层保护带来不利影响。如果封堵层不致密,钻井液、完井液在封堵层形成后,仍继续漏失或大量滤液侵入储层深部,钻井压差就会传递到储层深部,可能会引起压裂性漏失,甚至沟通储层深部裂缝/孔洞等漏失通道,形成难以控制的恶性漏失。

侵入适度 钻遇漏失通道,一方面,允许钻井液、完井液侵入储层一定深度,形成有一定厚度的封堵层,保证封堵层具有一定的承压能力。另一方面,

钻井完井液侵入不能太深。否则,封堵层就起不到控制漏失和保护储层的作用。

双向承压 封堵层不仅能承受从井筒到储层方向钻井液、完井液液柱压力与激动压力之和,还要能承受储层到井筒方向的抽汲压力,以免封堵层被破坏致使储层漏失反复发生。否则,封堵层就可能在压力激动或抽汲中破坏,发生反复漏失和封堵层重复形成,造成储层损害。

酸溶解除 堵漏材料具有 90% 以上的酸溶性,酸溶解除封堵层简单可行且成本低廉。

2.4 暂堵性堵漏的可行性

通过对某井钻井液、完井液进行初步改进,来验证“暂堵性堵漏”思路的可行性。改进后的配方为:原钻井液、完井液+1%~2% 碳酸钙(50~80 目)+3%~4% DFD-1,该配方主要是借鉴暂堵性堵漏堵漏材料“粒度分布广”的思路,在原钻井液、完井液的基础上加入了较大粒径的固相颗粒。表 4 为改进钻井液、完井液封堵层形成及返排试验结果。

表 4 改进钻井完井液封堵层形成及返排试验结果
Table 4 Plugged zone of modified drill-in fluids formed and recovered

岩样	长度/ cm	液测渗透率 $K_w/10^{-3}\mu\text{m}^2$	气测渗透率 $K_g/10^{-3}\mu\text{m}^2$	裂缝宽 度/ μm	累积滤失量/mL				暂堵率 Z_d , %		自然返排恢 复率, %	酸溶助排恢 复率, %
					1 min	7.5 min	30 min	60 min	3 min	60 min		
7#	4.365	326.2	2160	86.21	0.020	0.055	0.175	0.375	99.999	99.999	33.05	91.89
8#	6.677	4340.9		280.00	0.003	0.049	0.215	0.408	99.999	99.999	43.69	86.72

从表 4 可看出:利用暂堵性堵漏思路对钻井完井液进行改进后,约在 3 min 内形成暂堵率在 99.999% 以上的致密封堵层,且 60 min 累积滤失量不超过 0.5 mL;封堵裂缝能力较改进前有显著提高,酸溶助排恢复率达 85% 以上,充分证明了暂堵性堵漏思路是可行的。

3 暂堵性堵漏与屏蔽暂堵差异

暂堵性堵漏与屏蔽暂堵将是或已经是储层保护的重要技术。暂堵性堵漏借鉴了屏蔽暂堵的优点,相同之处主要体现在桥堵和暂堵上,但也有差别之处,它们之间的差别主要体现在以下几个方面:

封堵对象 屏蔽暂堵主要针对孔隙型、微裂缝性储层而提出来的储层保护技术,其对漏失通道尺寸小于 100 μm 的储层保护是胜任的;而暂堵性堵漏是针对数十微米级至毫米级裂缝-孔洞型储层而提出来的漏失控制思路。暂堵性堵漏针对

的漏失通道尺寸具有分布范围广、跨度宽、量级变化大的特点,所选固相颗粒的尺寸要比屏蔽暂堵更大些,固相颗粒粒度分布范围要比屏蔽暂堵更广。

封堵层(滤饼)形成时间 屏蔽暂堵主要是针对孔隙型和微裂缝性储层,其要求形成致密滤饼的时间小于 10 min。而暂堵性堵漏针对的漏失通道尺寸大,漏失发生后漏失规模及速度较大,若不能及时控制,钻井液、完井液就会漏失到储层深部,沟通储层深处漏失通道,形成难以控制的恶性漏失,故要求致密滤饼的形成时间越短越好,滤饼形成时间要小于 5 min,甚至在 3 min 以内。

封堵层承压能力 屏蔽暂堵主要利用正压差作用迫使钻井液、完井液中的固相进入孔隙或微裂缝中形成滤饼来保护储层,压差越大,效果越好,但压差不能超过岩石的破裂强度和滤饼的承压能力;滤饼主要靠负压自然返排解除,故主要考虑钻井完井过程储层的承压能力,以防止发生压

裂性漏失使固相和液相进入储层深部。而暂堵性堵漏是针对尺寸较大的漏失通道进行漏失控制,为防止钻井压力激动或抽汲造成滤饼破裂或滤饼反吐引起反复漏失和滤饼的重复形成,故暂堵性堵漏要能承受从井筒到储层方向的钻井液、完井液液柱压力和激动压力之和,还要能承受储层到井筒方向的抽汲压力。

封堵层厚度 屏蔽暂堵技术主要用来保护孔隙型储层、微裂缝性储层,主要考虑滤饼在井筒到储层方向上的单向承压能力,且为了降低成本,用负压返排解除滤饼就能获得较高的产能,因此要求滤饼尽可能薄。而暂堵性堵漏是针对数十微米级至毫米级漏失通道的漏失控制,为避免滤饼被破坏发生反复漏失,滤饼必须能承受从井筒到储层方向的钻井液、完井液液柱压力和激动压力之和,还要能承受储层到井筒方向的抽汲压力,因此要求滤饼要厚些,以达到双向承压的目的。

封堵层解除方法 屏蔽暂堵解除滤饼主要利用负压返排来解除,也可借助物理-化学的方法来解除,返排恢复率较高。而暂堵性堵漏形成的滤饼比较厚,仅靠自然返排难以达到理想的效果,势必利用物理-化学的方法来解除,故选择堵漏材料时,一定考虑堵漏材料的解除性能。

总之,应用暂堵性堵漏控制漏失时,既要保证堵漏材料在漏失通道中“来得及”、“停得住”、“站得稳”,来满足持续钻进的需要,又要满足完井投产时,封堵层能够被解除以获得较高的返排恢复率。

4 结 论

1) 裂缝-孔洞型储层漏失控制及保护的关键是又好又快地封堵裂缝。提出了“暂堵性堵漏”新思路,暂堵性堵漏具有堵漏材料粒度范围大、架桥快速、封堵层致密、侵入适度、双向承压和酸溶解除等特点。

2) 暂堵性堵漏思路是可行的。利用暂堵性堵漏思路对钻井液、完井液进行改进后,约在 3 min 内形成暂堵率在 99.999% 以上的致密封堵层,且 60 min 累积滤失量不超过 0.5 mL;较改进前封堵裂缝能力提高 2.3 倍,酸溶返排恢复率提高 60%。

3) 暂堵性堵漏与屏蔽暂堵技术的差异主要体现在封堵对象、封堵层形成时间、封堵层承压能力、封堵层厚度、封堵层解除方法等方面。

参 考 文 献

- [1] 康毅力,闫丰明,游利军,等.塔河油田缝洞型储层漏失特征及控制技术实践[J].钻井液与完井液,2010,27(1):41-43,46.
Kang Yili, Yan Fengming, You Lijun, et al. Loss and control in vugular reservoir formations in Block Tahe[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2010, 27(1): 41-43, 46.
- [2] 李怀科,鄢捷年,叶艳,等.保护裂缝性气藏的超低渗透钻井液体系[J].石油钻探技术,2008,36(4):34-36.
Li Huaik, Yan Jienian, Ye Yan, et al. Ultra low filtration drilling fluid for protecting fractured reservoirs [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2008, 36(4): 34-36.
- [3] 闫丰明,康毅力,李松,等.裂缝-孔洞型碳酸盐岩储层应力敏感性实验研究[J].天然气地球科学,2010,21(3):489-494.
Yan Fengming, Kang Yili, Li Song, et al. Simulated experiment on stress sensitivity in fractured-vuggy reservoir [J]. Natural Gas Geoscience, 2010, 21(3): 489-494.
- [4] Chang F F, Civan F. Predictability of formation damage by modeling chemical and mechanical processes[R]. SPE 23793, 1992.
- [5] Davidson E, Richardson L, Zoller S. Control of lost circulation in fractured limestone reservoirs[R]. IADC/SPE 62734, 2000.
- [6] Ali S, Luyster M, Patel A. Dual purpose reversible reservoir drill-in fluid provides the perfect solution for drilling and completion efficiency of a reservoir[R]. SPE/IADC 104110, 2006.
- [7] 张克勤,刘庆来,杨子超,等.无侵害钻井液技术研究现状及展望[J].石油钻探技术,2006,31(1):1-5.
Zhang Keqin, Liu Qinglai, Yang Zichao, et al. Advances and trends in non-invasive drilling fluids technologies[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2006, 31(1): 1-5.
- [8] 闫丰明,康毅力,王业众,等.常用钻井堵漏材料酸溶解堵性实验研究[J].西南交通大学学报,2008,43(增刊 1):29-33.
Yan Fengming, Kang Yili, Wang Yezhong, et al. Experimental researches on acid-solubility and plugging removal of common lost circulation materials[J]. Journal of Southwest Jiaotong University, 2008, 43(supplement 1): 29-33.
- [9] 刘大伟,康毅力,雷鸣,等.保护碳酸盐岩储层屏蔽暂堵技术研究进展[J].钻井液与完井液,2008,25(5):57-61.
Liu Dawei, Kang Yili, Lei Ming, et al. Research progresses in temporary plugging technology for carbonate reservoir protection [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2008, 25(5): 57-61.
- [10] 谢晓永,孟英峰,唐洪明,等.裂缝性低渗砂岩气藏水基钻井液欠平衡钻井储层保护[J].石油钻探技术,2008,36(5):51-53.
Xie Xiaoyong, Meng Yingfeng, Tang Hongming, et al. Under-balanced water based mud to protect fractured tight sandstone gas reservoirs [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2008, 36(5): 51-53.