

四川盆地元坝气田钻井液转化为完井液的工艺技术

唐宇祥 廖成锐

中国石油化工股份有限公司天然气工程项目管理部工程技术处

唐宇祥等. 四川盆地元坝气田钻井液转化为完井液的工艺技术. 天然气工业, 2015, 35(5): 73-78.

摘 要 四川盆地元坝气田超深、高温、高压、高含硫化氢等特殊复杂地质条件, 导致试气测试工作一直存在着诸多技术难题, 特别是测试工作液长期高温静置后易出现降解或固化现象, 引起测试管柱、安全阀等工具失效, 既造成非生产时效增加, 又伤害储层, 甚至导致井下事故频发。为此, 通过大量室内模拟实验, 以降本增效为原则, 对现有钻井液进行调整, 进而转换为试气测试用完井液, 后者具有配伍性好、抗高温稳定性强、储层保护好、成本低等优点; 配套形成的钻井液转换为完井液工艺技术, 具有工艺简便、操作性强、易推广的特点; 在此基础上, 提出了一套适合元坝气田的完井液技术评价方法及技术性能指标。通过元坝气田超深水平井的现场应用, 在 160 °C 条件下静置 250 d 后性能保持稳定, 完井液上、下层密度差小于 0.03 g/cm³, 满足了该气田超深水平井衬管完井的工艺要求。

关键词 四川盆地 元坝气田 高温 硫化氢 试气测试 钻井液 转化 完井液 高温稳定 优化

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2015.05.011

Technology of transforming drilling fluid into completion fluid in the Yuanba Gasfield, Sichuan Basin

Tang Yuxiang, Liao Chengrui

(Engineering Technology Division of Sinopec Natural Gas Project Management Department, Chengdu, Sichuan 610008, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 35, ISSUE 5, pp.73-78, 5/25/2015. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: Special and complex geologic conditions like ultra depth, high temperature, high pressure and high H₂S contents in the Yuanba Gasfield, Sichuan Basin, often bring about many technical problems in the course of formation test for gas, especially, after sitting quietly at high temperatures for a long time, the test fluid is prone to degradation or solidification, and thus resulting in the failure of tools like test strings and safety valves, which not only increases the downtime, but also damages the reservoir, even triggers frequent downhole accidents. For this reason, based on multiple lab simulation experiments under the principle of cost reduction and efficiency improvement, the existing drilling fluid was adjusted and then transformed into completion fluid used in the formation test for gas, which has the advantages like good compatibility, high temperature resistance, strong stability, good protection to reservoir, and low cost; the technology of transforming drilling fluid into completion fluid formed accordingly is characterized by simple process and strong operability. On this basis, this paper presents a set of completion fluid technology assessment methods and technical performance indicators suitable for the Yuanba Gasfield. Field application in the ultra-deep horizontal wells there shows that after sitting quietly at 160 °C for 250 d, the completion fluid is stable in properties, with a differential density between the upper and lower layers of less than 0.03 g/cm³, meeting the technological requirements of liner completion of ultra-deep horizontal wells in this gas field.

Keywords: Sichuan Basin; Yuanba Gasfield; High temperature; Hydrogen sulfide; Formation test for gas; Drilling fluid; Transformation; Completion fluid; High temperature stableness; Optimization

作者简介:唐宇祥, 1968 年生, 高级工程师, 硕士; 长期在四川地区从事高温高压高含硫气田钻完井工程技术管理工作。地址: (610008) 四川省成都市恒德路 8 号。电话: 18208172956。E-mail: trqxbgccc@126.com

四川盆地元坝气田的基本特点为超深高温,二叠系长兴组主力产层埋藏深度在 6 500~7 000 m,井底温度 150~160 ℃,开发初期在测试工作液没有形成体系的情况下,APR 测试采用完钻时使用的钻井液作为完井工作液。在井下经长期高温静置后,存在工作液性能变差,试气测试施工故障频发,成为阻碍高效试气测试施工的一大技术瓶颈。

笔者通过调研、分析现用钻井液性能,开展了完井液技术专项研究,形成一套元坝地区抗高温钻井液转换完井液技术及配套工艺,并结合钻井液测试程序、室内研究成果和现场实际,摸索出一套适合元坝地区的完井液技术评价方法及技术指标。较好地解决了完井液高温降解分层导致工具阻卡等复杂难题,保护了储层,为元坝气田的安全测试提供技术保障。

1 试气测试完井液面临的主要难题

元坝气田长兴组储层薄,非均质性强,主要采用水平井衬管完井方式,是目前国内发现的最深海相碳酸盐岩气田,也是开发难度较大的气田之一。气田开发经济技术评价脆弱,环境保护要求高,勘探开发一体化方案要求:对勘探评价井试气测试主要采用 APR 测试管柱进行射孔、酸压、测试三联作施工;鉴于酸气集输管网和净化厂建设滞后,对开发完井后,采取临时封井,集中试气测试的管理方式。为节省投资、减少气田污水及钻井液废固体物处理量、防止裸眼井壁垮塌,不重新配置完井液,现场施工中主要采用原有钻井液作为试气完井液。但经长期高温静置后,出现沉降稳定性、携带能力、隔离效果等重要指标变差的现象,造成测试管柱堵塞、测试工具失效、封隔器或射孔枪卡埋等复杂情况频繁发生^[1-2],严重影响了气田开发效率。因此,如何在现有钻井液的基础上优化调整使之可转化为完井液,满足长期高温稳定要求就成为亟待解决的技术难题。

2 现用钻井液性能检测及评价分析

现场试气测试施工中完井工作液采用原井钻井液作为完井液。经长期高温静置后,通常存在工作液沉降稳定性变差等现象,为考察时间对钻井液性能的影响,将井浆在不同时间内静恒温老化性能测试,来评价温度和时间对钻井液悬浮性的影响。

取现场钻进下三叠统飞仙关组密度为 1.98 g/cm³ 的钻井液,以老化前 70 ℃,静恒温 150 ℃,时间 16~64 h 为实验条件进行静恒温性能实验,静恒温切力变化曲线如图 1。

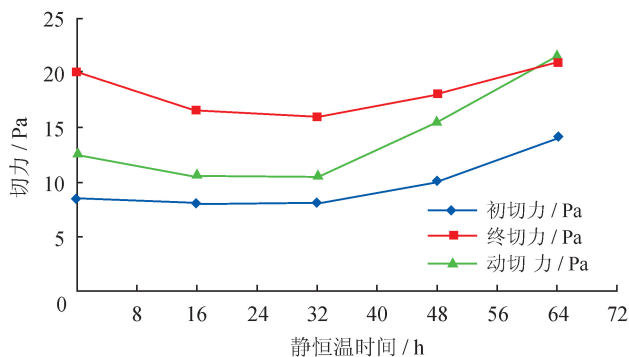


图 1 飞仙关组 1.98 g/cm³ 钻井液静恒温切力变化曲线图

从图 1 可以看出,飞仙关组钻井液随着静恒温时间的增加,当静恒温时间达到 32 h 后,钻井液动切力出现增大趋势。

取现场钻进长兴组密度为 1.45 g/cm³ 的钻井液,以老化前 70 ℃,静恒温 160 ℃,时间 16~64 h 为实验条件进行静恒温性能实验,静恒温切力变化曲线如图 2。

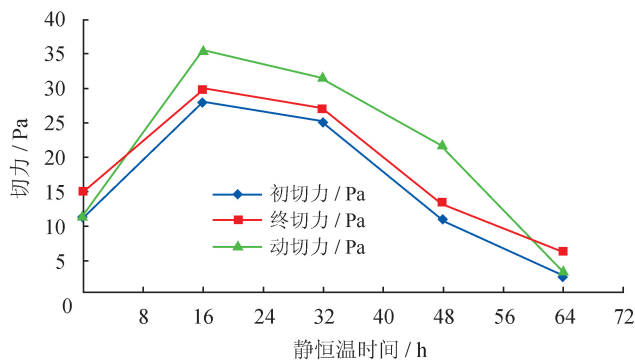


图 2 长兴组 1.45 g/cm³ 钻井液静恒温切力变化曲线图

从图 2 可以看出,长兴组钻井液随着静恒温时间的增加,出现塑性黏度持续增大、切力值先增大后又逐渐下降的趋势,而 pH 值则出现大幅下降。64 h 后老化罐开罐过程中,钻井液出现明显分层现象,底部存在少量重晶石。

综合上述钻井液静恒温实验数据表明,现用钻井液在静恒温 64 h 后,部分井表现出增稠现象,部分井表现出降黏现象。分析认为有 2 个主要原因:①高密度钻井液受 CO₂、膏盐和高矿化度地层水污染,并且井浆密度较高,长时间静恒温后,表现出较强的增黏现象;②低密度钻井液由于井浆重复利用率较高,导致井浆优质膨润土较少,处理剂胶液未能有效与膨润土颗粒形成网状结构,导致长时间静恒温后切力逐渐下降,抗温性较差,表现出较强的降黏切现象。因此,需对完

井前的钻井液进行取样实验,通过对塑性黏度、切力值等主要参数的测试以及观察静恒温后重晶石是否出现下沉,才能确定是否适合完井试气测试使用。

3 钻井液转化完井液技术研究思路和方法

3.1 钻井液转化完井液的技术思路

结合元坝气田超深、高温、高压、高含硫的特点,模拟井底高温,选择合理的热滚时间、静恒温时间,对现用钻井液性能进行综合分析,结合完井测试作业要求,通过大量评价实验,对钻井液转化完井液所需条件和转换工艺有了清晰的认识。为使现场钻井液转化完井液工作具有可操作性和规范性,制订了以下工作流程(图 3)。

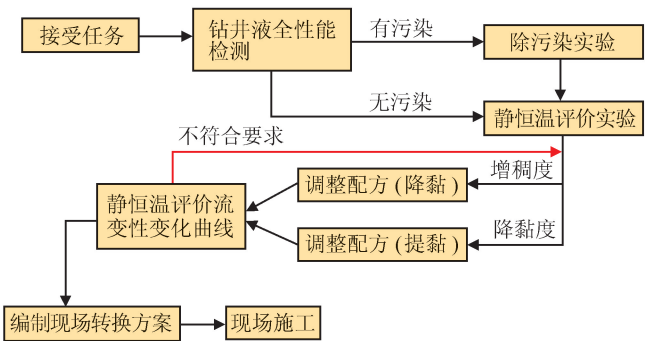


图 3 钻井液转化完井液施工工艺路线图

3.2 钻井液转换完井液配方优化

3.2.1 处理剂优选

为了确保钻井液能够顺利转化成完井液,针对高密度钻井液受二氧化碳、盐膏以及高矿化度地层水污染增稠现象,以降低井浆黏度、切力性能作为评价方法,优选出了稀释剂 FB-FC2 和 HJN-701 两种降粘剂。针对低密度钻井液老化后,黏度、切力大幅下降,钻井液出现分层现象^[3-5]。以提高黏度和切力性能调整展开实验,通过补充膨润土或 NaOH 后,钻井液黏度和切力值都有较大的改善,流变性能明显得到优化,同时采用超细碳酸钙 QS-2 代替重晶石加重,提高完井液抗温稳定性,又减少了完井液体系对储层的损害。

3.2.2 抗高温稳定性能评价实验

3.2.2.1 高密度钻井液转化完井液评价实验

以 YB29-1 井密度为 1.93 g/cm³ 钻井液转化完井液为考察目标,通过加入降黏剂后,改善了原来易增稠的性能趋势,进行了长时间静恒温评价实验(表 1)。

分析表 1 的实验数据可以看出,调整后的井浆在高温静置 24 h 后,由于处理剂的水化作用引起动切力有一定程度的增大,但 72 h 后,动切呈现下降趋势,到 96 h 后,性能基本趋于稳定,滤失量无明显变化。说明优化后的污染井浆在长时间的高温静恒温下具有良好的高温稳定性,没有出现高温增稠的现象,可以满足钻井液转换成完井液的要求。

表 1 高密度钻井液转换为完井液静恒温实验数据表

配方	实验条件	塑性黏度/ (mPa·s)	动切力/ Pa	初切力/ Pa	终切力/ Pa	滤失量/ mL	pH 值	上下层密度差/ (g·cm ⁻³)
井浆+10%水+1%FB-FC2 +0.4%SMC+0.6%SPNH +0.8%DR-8+1.2%SMP-2 +0.4%NaOH+QS-2	老化前 65℃	35	22.5	18.0	21.0	5.0	11	—
	150℃×24 h	30	25.0	16.5	20.0	7.0	10	0
	150℃×48 h	35	22.5	17.0	21.0	6.5	10	0.01
	150℃×72 h	34	22.5	17.0	21.5	6.8	10	0.01
	150℃×96 h	32	20.5	17.0	22.5	6.0	10	0.02
	150℃×120 h	32	18.5	16.0	23.0	7.0	10	0.02
	150℃×144 h	32	18.0	17.0	22.0	7.5	10	0.03
	150℃×168 h	32	18.0	16.0	22.0	7.5	10	0.03
	150℃×192 h	32	17.0	15.0	21.0	7.5	10	0.03

3.2.2.2 低密度井浆转换完井液评价实验

以 YB102-2H 井密度为 1.36 g/cm³ 钻井液为考察目标,在性能优化的基础上,开展了长时间静恒温评价实验,实验结果如表 2 所示。

从表 2 实验数据分析可以看出,调整配方后的钻井液在高温静恒温下保持 8 d 后,切力变化趋势缩小,并且开罐过程中没有出现重晶石沉降现象。由图 4 变化趋势可以看出,完井液经过 192 h 静恒温后,上下层

密度差基本趋于平稳,不再降低。说明完井液在静恒温方面,具有很好的抗温能力,能够满足完井施工需要。

3.3 储层保护性能评价

由于完井液长期浸泡储层,势必会对储层造成一定影响。在钻井液转换完井液过程中,出于储层保护功能的需要,采用了酸溶性加重材料 QS-2 进行补充加重。对现场取样的钻井液以及转换后的完井液泥饼

表 2 低密度钻井液转换完井液静恒温实验数据表

配方	实验条件	塑性黏度/ (mPa·s)	动切力/ Pa	初切力/ Pa	终切力/ Pa	滤失量/ mL	pH 值	上下层密度差/ (g·cm ⁻³)
井浆+3%膨润土(10%预水 化浆)+0.7%LV-PAC+2% SMP-2+2.5%DR-8+ 1%FT-342+1%NaOH ⁺ QS-2	老化前 65℃	37	19.0	10.0	26.5	2.8	12	—
	150℃×24 h	40	10.0	6.5	13.0	4.4	11	0
	150℃×48 h	39	8.5	3.5	9.0	4.6	10	0.01
	150℃×72 h	28	5.5	2.5	6.0	4.8	9	0.01
	150℃×96 h	28	4.0	2.0	4.5	6.0	9	0.02
	150℃×120 h	27	4.0	3.0	6.0	6.2	9	0.02
	150℃×144 h	30	5.0	2.5	5.0	6.5	9	0.03
	150℃×168 h	24	4.0	2.5	5.5	6.5	9	0.03
	150℃×192 h	28	4.5	2.5	4.5	6.5	9	0.03

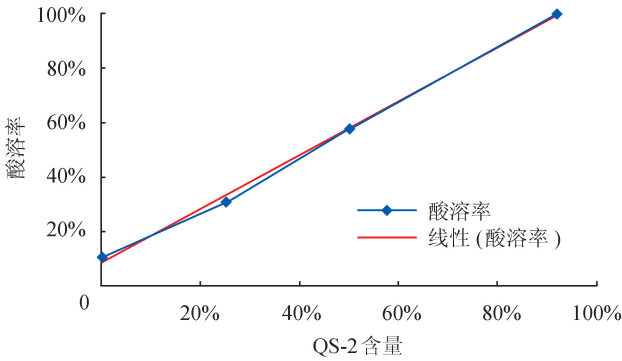
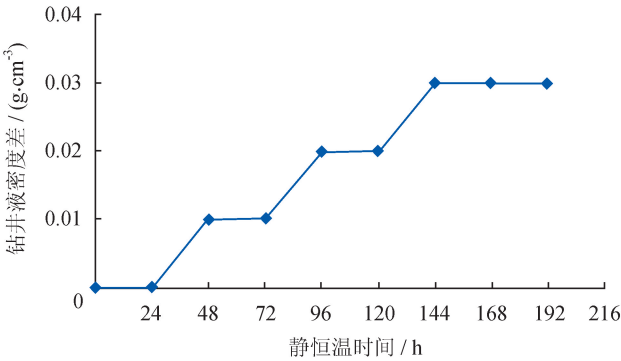


图 4 元坝 102-2H 井长兴组完井液沉降稳定性曲线图

图 5 QS-2 加量与泥饼酸溶率关系图

进行了酸溶率实验(表 3),酸液为 20%盐酸,浸泡 1 h,钻井液密度 1.36 g/cm³。

表 3 完井液中压滤失泥饼酸溶率实验结果表

配 方	滤饼酸溶率
钻井液	10.0%
完井液(QS-2 补充加重,含量 25%)	31.2%

从实验结果可知,现用钻井液泥饼酸溶率约为 10%,而转换后的完井液泥饼酸溶率提高到了 30%,待酸洗后,可有效降低对储层的封堵污染。如果要进一步提高泥饼酸溶率,需要增加完井液中 QS-2 的含量(图 5)。

从图中数据可知,当 QS-2 达到 90%时,泥饼酸溶率可接近 100%。现场可以根据实际情况,视原井浆的膨润土含量和流变性情况,确定最终转换方案和补充加重方案。

4 完井液综合性能参数及其技术经济评价

4.1 综合性能参数及指标范围

元坝气田从钻井工程施工结束后直至开始进行试

气测试,完井液需要在井下静置长达数天乃至数月,需要完井液具有较好的抗温稳定性和沉降稳定性,因此,选择适合的完井液评价方法至关重要。通过对相关资料的调研和现场实际施工经验的总结^[6-9],确立以“密度、黏度、切力、滤失量、沉降稳定性、pH 值、膨润土含量”等 7 个主要评价参数来考察完井液综合性能。综合考虑室内评价结果和现场实际操作,借鉴原有相关行业标准,对应相应的评价方法,分别针对高密度完井液和低密度完井液,建立了具体的评价考核指标。具体指标见表 4。

4.2 经济效益评价

钻井液转换完井液过程中,补充添加了部分处理剂,产生的一定费用,表 5 统计了 4 口现场试验井材料消耗情况,对其成本进行了分析。

从上表中数据可以看出,钻井液转换完井液成本为(0.14~0.17)万元/m³,平均 0.15 万元/m³,适合工区常用的钻井液体系,相比无固相甲酸盐完井液成本大幅降低,并且减少了原有钻井液的排放量,经济效益和社会效益得到了较好的体现。

4.3 储层保护效果评价

由于临时封井导致完井液长期浸泡储层,正是出于此种情况,完井液中采用了可酸溶性加重剂便于后

表 4 完井液性能考核参数及指标推荐范围表

参 数		高密度完井液	中密度完井液	低密度完井液
密度(常温)/(g·cm ⁻³)		2.00~2.20	1.60~2.00	1.20~1.60
pH 值		10~11	11~12	11~12
漏斗黏度/s		60~70	50~60	45~65
膨润土含量/(g·L ⁻¹)		20~35	20~45	45~65
老化性能 (192 h)	塑性黏度/(mPa·s)	35~60	30~50	15~35
	动切/Pa	15~30	12~25	4~15
	初切力/ Pa	9~15	6~9	2~6
	终切力/Pa	19~25	12~20	6~12
	API 滤失量/mL	≤10	≤10	≤10
	高温高压滤失量/mL	≤20	≤20	≤20
	沉降稳定性/(g·cm ⁻³)	≤0.03	≤0.03	≤0.03

表 5 完井液成本分析数据表

井号	完井液类型	完井液用量/m ³	材料消耗/万元	成本/(万元·m ⁻³)
YB10A-X	金属离子聚磺钻井液—转换	50	8.0	0.16
YB20B-X	金属离子聚磺防卡钻井液—转换	30	5.0	0.17
YB10E-X	金属离子聚磺防卡钻井液—转换	60	8.2	0.14
YB20F-X	金属离子聚磺防卡钻井液—转换	50	7.5	0.15
平均值				0.15
新配普通常规完井液				0.25~0.30
新配甲酸盐无固相完井液				0.40~0.50

期酸化解堵,达到保护储层的目的。从现场 4 口试验井的测试产量情况来看,均达到工业气层能力(表 6)。

表 6 测试天然气产量统计数据表

井号	完井方式	测试求产/(10 ⁴ m ³ ·d ⁻¹)
YB10K-X	衬管完井	82.50
YB10M-X	衬管完井	68.96
YB20N-X	衬管完井	104.69
YB20R-X	衬管完井	94.63

5 现场试验应用

YB102-2H 井是中石化西南油气分公司部署在元坝区块东区长兴组②号礁带的一口开发评价水平井。2012 年 11 月 30 日该井用 Ø165.1 mm 钻头钻至 7 802 m,完钻,水平位移 1 263 m。因天然气集输管网和净化厂正在建设中,采用钻井液转化成完井液临时封闭五开井眼水平段等待投产试气。

取现场钻井液测试其全性能和老化 24 h、48 h、64 h 后的性能,评价其抗温性能,发现钻井液在高温静

恒温老化后出现减稠现象,随着时间的延长静切力下降明显,存在重晶石沉降的风险。按钻井液转化完井液配方进行小型实验之后,在现场进行完井液放大试验,经过 192 h 静恒温后,上下层密度差为 0.02 g/cm³。完井液具有良好的沉降稳定性,能够满足完井施工要求。

通过上述完井液放大实验,按照井浆与高黏度、高切力的膨润土浆比为 7∶3 转换成完井液。

为确保安全顺利下套管至设计井段,对完井液的性能在井底实际条件下进行检验,遂进行模拟替入完井液作业,泵入完井液 18 m³至裸眼水平井段,3 d 后通井循环出完井液,取样进行性能测试,数据表明,完井液在井底158 ℃高温条件下静置 50 h 后,具有良好的流变性能、滤失性能、润滑性能以及抗高温性能,各项性能均达到临时封井对完井液各项性能指标。2013 年 2 月 7 日正式替入完井液,下衬管顺利,完成临时封井。2013 年 10 月 9 日(静置 249 d 后),测试队伍进场下通井管柱至井底,完井液循环性能正常,没有出现阻塞、埋卡现象,完井液性能满足施工需要。返出完井液性能见表 7。

表 7 完井液入井前后全性能对比数据表

密度/ (g·cm ⁻³)	漏斗黏度/ s	初切力/ Pa	终切力/ Pa	塑性黏度/ (mPa·s)	动切力/ Pa	HTHP 滤失量/ mL	泥饼厚度/ mm	pH 值	膨润土含量/ (g·L ⁻¹)
1.33	62	5.5	12	40	22	8.6	0.5	11	51.3
1.30	47	2.5	6	39	16	13	0.5	10	39.6

自 2013 年以来,元坝气田现场试验及推广应用 10 余口超深水平井,井下高温静置时间均超过 150 d,完井液返出液密度差均小于 0.03 g/cm³,既取得了良好的效果,又验证了室内高温静置模拟实验的可靠性。

6 结 论

- 1)对现用钻井液进行预处理,采用适合的处理剂调整优化性能,转化成试气测试完井液,既节省投资又减小环保压力,避免了试气测试作业故障。
- 2)研究制订了较为规范的现场转化完井液实验条件和实验流程;规范了转化完井液静恒温实验时间和液体上下层密度差;制订了完井液性能考核参数及指标范围,对现场转化完井液具有较强的指导作用。
- 3)以现有施工条件为基础,通过静恒温实验,形成了一套钻井液转化完井液工艺技术,具有成本低、工艺简便、操作性强、易推广的特点,又验证了室内高温静置模拟实验的可靠性,成为保障元坝气田试气测试工作顺利进行的重要技术之一。

参 考 文 献

[1] 宋兆辉,李舟军,薛玉志,杨庆叙.元坝 103H 超深井水平段钻井液技术[J].石油钻采工艺,2012,34(6):28-32.
Song Zhaohui, Li Zhoujun, Xue Yuzhi, Yang Qingxu. Drilling fluid technology for horizontal section of ultra-deep well Yuanba 103H[J].Oil Drilling & Production Technology,2012, 34(6):28-32.

[2] 赵金洲,赵金海,薛玉志,李公让,蓝强.胜利油田保护储层的水平井钻、完井液技术[J].石油钻采工艺,2009,31(6):64-69.
Zhao Jinzhou, Zhao Jinhai, Xue Yuzhi, Li Gongrang, Lan Qiang.Drilling and completion fluids with reservoir protection of horizontal wells in Shengli Oilfield[J].Oil Drilling & Production Technology,2009,31(6):64-69.

[3] 李冬梅,杜春朝,刘菊泉,黄振琼,林强.封隔液及其应用现状研究[J].长江大学学报:自然科学版,2012,9(12):86-89.
Li Dongmei, Du Chunchao, Liu Juquan, Huang Zhenqiong, Lin Qiang.The study of packer fluid and its application[J].Journal of Yangtze University:Natural Science Edition,2012,9(12):86-89.

[4] 唐波,唐志军,耿应春,唐洪林.国内低渗透油气田高效开发

钻完井关键技术发展现状[J].天然气工业,2013,33(2):65-70.
Tang Bo, Tang Zhijun, Geng Yingchun, Tang Honglin.Drilling and completion technologies for efficient exploitation of low-permeability oil & gas fields in China: A state-of-the-art review[J].Natural Gas Industry,2013,33(2):65-70.

[5] 薛锋,易绍金,杨春风.高温对钻井液/完井液处理剂及体系生物降解性的影响研究[J].江汉石油学院学报,1998,2(4):77-79.
Xue Feng, Yi Shaojin, Yang Chunfeng.Influences of biodegradability on additives in drilling completion fluids and their systems at high temperature[J].Journal of Jianghan Petroleum Institute: Social Science Edition, 1998, 2(4): 77-79.

[6] 窦益华,许爱荣,张福祥,张绍礼.高温高压深井试油完井问题综述[J].石油机械,2008,36(9):140-142.
Dou Yihua, Xu Airon, Zhang Fuxiang, Zhang Shaoli.Remarks on problems with formation testing and well completion of high-pressure and high-temperature deep holes [J].China Petroleum Machinery,2008,36(9):140-142.

[7] 苏镖,赵祚培,杨永华.高温高压高含硫气井完井试气工艺技术与应用[J].天然气工业,2010,30(12):53-56.
Su Biao, Zhao Zuopei, Yang Yonghua.Completion and well testing technology in HTHP and high-HS gas wells of the eastern Sichuan Basin[J].Natural Gas Industry, 2010, 30(12):53-56.

[8] 苏镖,龙刚,许小强,伍强,丁咚,王毅.超深高温高压高含硫气的安全完井投产技术——以四川盆地元坝气田为例[J].天然气工业,2014,34(7):60-64.
Su Biao, Long Gang, Xu Xiaoqiang, Wu Qiang, Ding Dong, Wang Yi.Safe completion and production technologies of a gas well with ultra depth,high temperature,high pressure and high H₂S content: A case from the Yuanba Gas Field in the Sichuan Basin[J].Natural Gas Industry, 2014,34(7):60-64.

[9] 曹耀峰.超深高酸性气田钻井工程技术与实践[M].北京:中国石化出版社,2011.
Cao Yaofeng.Ultra deep and high acid gas field drilling engineering technology and Practice[M].Beijing:China Petrochemical Press ,2011.