

中东 X 区块 U 组致密砂岩压裂过程中的储层保护

尚会昌 李行船 武好杰

(中国石化 国际石油勘探开发有限公司,北京 100083)

摘 要:中东 X 区块的主要目的层 U 组致密砂岩储层埋藏深($>4\ 500\text{ m}$)、温度高($150\text{ }^{\circ}\text{C}$)、压力高(67 MPa)、地应力大(87 MPa)、物性较差(渗透率仅为 $1.0\times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$),因此,储层改造作业存在很大的困难,对改造过程中的储层保护技术也提出了很高的要求。在介绍中东 X 区块 U 组储层基本情况的基础上,分析了 U 层段的黏土矿物,评价、优选了支撑剂体系,进行了包括压裂液基液配制及性能测试、复合交联体系组成及交联性能测试、破胶剂体系组成及性能、压裂液滤失性能的压裂液体系优选评价试验,并基于储层保护进行了储层改造设计和工艺技术优化。该技术在中东 X 区块 MR-0002S 井的储层改造中进行了现场应用,结果表明,返排出的流体黏度逐渐降低,说明压裂液破胶顺利,作业增产达 10 倍左右。

关键词:水力压裂;压裂液;低渗透储层;致密砂岩;储层保护

中图分类号:FE357. 1;TE258⁺. 2 **文献标识码:**B **文章编号:**1001-0890(2010)05-0065-06

Formation Protection Technique in Tight Gas Reservoir Fracturing in Block X of Middle East

Shang Huichang Li Xingchuan Wu Haojie

(Sinopec International Petroleum Exploration and Production Corporation, Beijing, 100083, China)

Abstract: Formation U is the main exploration target in Block X of Middle East. Due to its deep formation depth ($>4\ 500\text{ m}$), high temperature ($>150\text{ }^{\circ}\text{C}$), high formation pressure (67 MPa), high in-situ stress (87 MPa), poor physical properties (permeability only of $1.0\times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$), there is tremendous difficulties in formation stimulation, and the requirements for formation protection during reservoir stimulation is high. After introducing the basic information of U formation of Block X, this paper analyzed the clay minerals, evaluated and optimized the proppant system. The formula of fracturing fluid and its performance were tested, and the compound cross-linked system and its joint performance were tested. Circulation lost of fracturing fluid were evaluated and optimized. For formation protection, formation stimulation was designed and technology was optimized. The application in well MR-0002S shows that the viscosity of the discharged fluid is reduced which indicates that the success of the fracturing fluid gel breaking, and production increased for about 10 times.

Key words: hydraulic fracturing; fracturing fluid; low-permeability reservoir; tight sandstone; reservoir protection

1 概 述

中东 X 区块是中国石化在海外的重点勘探区块,其中,MR 构造带上的 U 组地层是其重要的勘探目的层。2009 年开发该层的第一口井完钻,目的层段 UB (U 层段的一个小层)埋深超过 $4\ 500\text{ m}$,地层压力系数达到 1.48,地层温度达 $150\text{ }^{\circ}\text{C}$,属超深、高温、高压地层。该层段的测井平均渗透率为 $10.76\times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$,岩心扫描平均渗透率为 $43.2\times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$;室内岩心测量平均渗透率为 $4.6\times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$,而加围压至

34.5 MPa 时渗透率平均下降 64%。尽管如此,UB 层段是该区块开展勘探工作几年以来找到的储层物性条件最好的储层。

收稿日期:2010-07-06;**改回日期:**2010-08-25

基金项目:国家科技重大专项“中东鲁卜哈里盆地古生界致密砂岩储层压裂改造技术及气藏商业性评价”(编号:2008ZX0531-002-003)部分研究内容

作者简介:尚会昌(1961—),男,河南开封人,1982 年毕业于华东石油学院钻井工程专业,高级工程师,主要从事油气井工程技术研究及应用等工作。

联系方式:hcs Shang@sipc. ac

该井的完井测试结果与录井结果差异较大,为此,ST 项目部决定对该井实施压裂作业以提高单井产能、佐证勘探成果。但该井实施水力压裂难度是相当大的,不仅要保证地层压得开,使水力裂缝穿透到远井地带并保持一合适的几何形状,更要维持水力裂缝的高导流能力,减少压裂液对地层的二次伤害从而确保改造效果。

鉴于敏感性试验结果显示该目的层仅存在弱水敏和潜在酸敏,而 2.0%的 KCl 盐水即可有效抑制黏土膨胀,可以使用水基压裂液;对潜在酸敏问题,则需在压前酸洗处理时彻底返排以降低伤害即可。因而,在对该目的层实施改造时,基于降低伤害、保证储层改造效果的目的,储层改造的重点放在材料检测及优选、储层改造设计及工艺技术优化方面。

2 支撑剂体系的评价及优选

水力压裂要提高并保持改造效果,重要的一点是保证支撑裂缝的导流能力。影响加砂压裂水力裂缝导流能力的因素主要有三个:

- 1) 支撑剂是否可能嵌入、压碎?
- 2) 作业过程中是否有节流裂缝产生?
- 3) 施工结束后支撑裂缝内压裂液的返排是否彻底? 是否有残渣驻留?

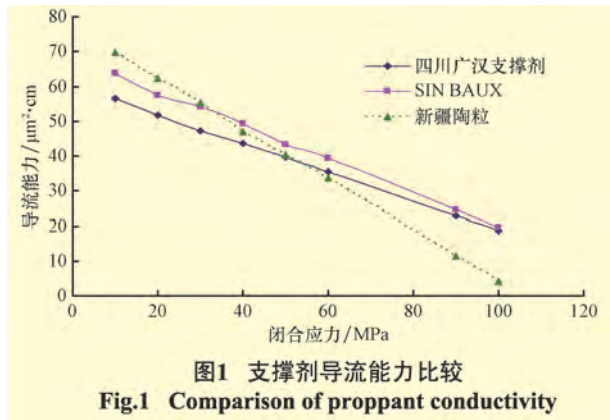
对支撑剂本身来讲,在高应力条件下的低破碎率与相对高导流能力是进行支撑剂检测及优选时重点考虑的因素。按照这一思路,对不同产地的几种支撑剂进行了检测。表 1 为通过试验测定的几种支撑剂的基本物性参数。

表 1 选用的国内外支撑剂的基本物性参数										
Table 1 Basic physical parameters of selected domestic and international proppant										
支撑剂	粒径范围/ μm	体积密度/ $\text{kg}\cdot\text{L}^{-1}$	视密度/ $\text{kg}\cdot\text{L}^{-1}$	不同闭合应力下的破碎率,%			圆度	球度	浊度/FTU	酸溶解度,%
				69 MPa	86 MPa	102 MPa				
四川广汉	600~300	1.94	3.49	1.10	2.60		0.83	0.84	48	4.90
Schlumberger 公司	600~300	2.06	3.63	0.88	1.68		0.85	0.85	180	7.27
新疆	600~300	1.85	3.25	1.80	4.50	7.40	0.85	0.82	96	6.20
行业标准要求	600~300	>1.80	>3.35	≤5.00			≥0.80	≥0.80	≤100	≤5.00

从表 1 可以看出,Schlumberger 公司提供的和新疆、四川广汉生产的均是高密度高强度陶粒,其中 Schlumberger 公司提供的陶粒其视密度和体积密度都是最高的,但其破碎率是最低的。此外,Schlumberger 公司提供样品的浊度超过了我国石油行业推荐标准 SY/T 5108—2006 的要求。但现场供货和中东现场的条件不得不考虑:一方面取样环境可能会影响到其浊度,另一方面要综合考虑筛析和导流能力结果。因此,只有综合考虑了各种情况以后,才能最终确定选用哪种支撑剂。

表 2 为根据行业推荐标准 SY/T6302—1997《压裂支撑剂充填层短期导流能力评价推荐方法》进行的短期导流能力试验结果,图 1 为按照线性回归的支撑剂导流能力的比较结果。由表 2 和图 1 可知,在闭合压力为 90 MPa 时,四川广汉产的支撑剂其导流能力为 $22.85\ \mu\text{m}^2\cdot\text{cm}$,Schlumberger 公司生产的 SIN BAUX 为 $24.52\ \mu\text{m}^2\cdot\text{cm}$,而新疆产的陶粒仅为 $11.52\ \mu\text{m}^2\cdot\text{cm}$ 。当然,这种外推的结果误差较大,不过也可作为优选支撑剂的一种参考。

表 2 不同支撑剂的短期导流能力							
Table2 Short term flow conductivity of proppant							
闭合压力/MPa	四川广汉支撑剂		SIN BAUX		新疆陶粒		备注
	导流能力/ $\mu\text{m}^2\cdot\text{cm}$	渗透率/ μm^2	导流能力/ $\mu\text{m}^2\cdot\text{cm}$	渗透率/ μm^2	导流能力/ $\mu\text{m}^2\cdot\text{cm}$	渗透率/ μm^2	
10	56.57	214.32	63.74	255.25	69.68	256.42	
20	51.73	200.98	57.44	233.03	62.18	231.46	
30	47.29	186.51	54.16	220.81	55.32	209.45	
40	43.70	174.03	49.24	201.14	46.85	178.34	
50	39.61	158.37	43.19	176.42	40.26	153.53	
60	35.45	142.75	39.34	162.99	33.83	130.04	
90	22.85	101.21	24.52	106.00	11.52	52.28	
100	18.69	86.98	19.67	87.41	4.28	26.66	外推结果
110	14.53	72.75	14.82	68.82		1.04	



结合支撑剂高应力下的破碎率及导流能力结果,考虑目的层段地应力较高(87 MPa)的实际,最终确定选用 Schlumberger 公司的高密度高强度支撑剂(SIN BAUX)作为该储层改造的支撑剂。

3 压裂液体系的优选评价试验

压裂液体系的优选是进行有效压裂的重要保障之一。在目前三类主要的水力压裂工作液中,滑流水压裂作业一般需要较大的排量($>8\text{ m}^3/\text{min}$),而中东 X 区块致密砂岩气藏由于其埋藏深、地应力高且井身结构复杂,难以实施大排量作业;其次考虑到清洁压裂液的高成本及中东 RM 石油公司及俄罗斯公司已在盆地内部周边区块应用瓜胶压裂液成功实施了压裂作业的事实,在 MR 构造 U 组储层的改造作业中,将瓜胶原粉为稠化剂的 WF100 压裂液体系作为检测、优选的重点。

选择瓜胶原粉作为压裂液稠化剂,不仅是因为引进稠交联体系扩大了其适用温度范围(可适用于 $150\text{ }^{\circ}\text{C}$ 高温),更重要的是从残渣含量体积比来看要小于羟丙基瓜胶(HPG)及羧甲基羟丙基瓜胶(CMHPG)^[1]。

优选压裂液体系时,综合考虑了众多学者对植物胶在加砂压裂改造过程中伤害地层及对产能的影响特征的研究成果^[2-7],从降低缝内及缝面伤害角度开展了大量室内评价工作:

- 1) 应用 Chann35 流变仪检测了特定瓜胶浓度下的基液黏度;
- 2) 测定了特定瓜胶浓度及不同交联剂配比下的交联时间以确定合适的交联剂浓度;
- 3) 应用 M5600 Grace HP/HT 流变仪进行了全程破胶条件下的抗剪切试验,以确定合适的破胶剂组合;
- 4) 测定了不同稠化剂浓度下压裂液基液的黏

度,并根据可能的施工排量及施工时间确定了交联剂浓度;

5) 进行了滤失性试验,考察了压裂液的滤失性能。
试验旨在使选取的压裂液既能拥有适当高黏度造缝、低滤失,还能够适时破胶以尽可能彻底地返排,进而有效降低缝内及缝面伤害。

3.1 压裂液基液配制及性能测试

根据现场条件及服务公司具有的实际能力,压裂液稠化剂选用瓜尔胶浓缩胶体系,即 Schlumberger 公司的 J877 悬浮体系,密度 1.06 kg/L ,闪点 $60\text{ }^{\circ}\text{C}$ 。其配制方法为将柴油添加到清洁、干燥的罐中,用搅拌器低速搅拌,添加 J457 瓜胶到罐的中央,高速搅拌 30 min 即成。

压裂液基液是将 J877 悬浮体系及相应助剂加入到 5% KCl 盐水中配制而成,表 3、表 4 分别为优选的两种压裂液基液配方及基液性能测试结果(表 4 中基液 pH 值均为 7)。从表 4 可以看出,剪切速率为 170 s^{-1} 下的黏度测试结果达到行业标准,满足配液要求。

表 3 两种压裂液基液的基本配方
Table 3 Basic formulas of two fracturing fluids

序号	添加剂	体积分数, %		备注
		YF145HTD	YF135HTD	
1	5%KCl 盐水	97.63	98.59	重量比
2	M290	0.05	0.05	杀菌剂
3	F075N	0.30	0.30	表面活性剂
4	J353L	1.00	0.27	高温稳定剂
5	J877	1.02	0.79	浓缩瓜尔胶

表 4 两种瓜尔胶基液黏度测试结果
Table 4 Two linear gel's viscosity test results

剪切速率/ s^{-1}	黏度/ $\text{mPa}\cdot\text{s}$	
	YF145HTD	YF135HTD
170	93	57
510	45	35

3.2 交联剂

目前,水基植物胶压裂液常选用有机硼交联剂,以达到延迟交联、耐温耐剪切及快速破胶的目的。根据现场情况,初步确定的交联剂为 Schlumberger 公司提供的复合交联剂体系。针对 WF145 和 WF135 两种线性瓜胶,通过调整不同的交联剂配方及交联比,测定其涡旋及挑挂时间。通过多次试验(WF145 计 13 次、WF135 计 4 次),最终确定作业用交联剂配方及交联比。

复合交联体系组成: 1.0% 清水, 2.0% M002 激

活剂,1.5% L010 交联剂,4.5% J480 延迟交联剂,4.0% J450 稳定剂。表 5 为交联比调整后的试验结果(试验温度 26 ℃)。为了满足低摩阻施工的要求,延迟交联时间应该设定在压裂液抵达射孔井段的 2/3 处,设计需要的延迟交联时间为 4~8 min,试验压裂液的交联时间约 8 min,可以满足施工要求。

表 5 试验确定的交联比及交联性能
Table 5 Experimental measured cross-link and cross-linking performance

压裂液类型	变联比	交联时间/s		
		涡旋时间	吐舌时间	手动挑挂时间
WF145	100.00 : 1.55	35	390	490
WF135	100.00 : 1.40	22	180	310

表 6 “三变”体系的组成及调整情况
Table 6 Components and adjustments of trivariant system

压裂液	温度/℃	交联剂加量,%	质量浓度/kg·m ⁻³			
			J481	J490	J218	J475
YF145HTD	157	1.55	0.02	0.6		
	125	1.40	0.60	0.6		
YF135HTD	93	1.00			0.06~0.20	0.6
	60	1.00			0.60	0.6

不同温度下追加破胶剂及碾碎胶囊破胶剂的破胶数据见表 7。从表 7 可以看出,在采取“三变”措施后,压裂液在较低温度下可以在 30 min 左右破

3.3 破胶剂体系试验

试验用破胶剂采用 Schlumberger 公司高温破胶剂系列(高温破胶剂为 J490 及 J481;低温破胶剂为 J475 及 J218)。为优化压裂液性能,试验时考虑变稠化剂浓度、变交联比和破胶剂的“三变”体系,即根据可能的井底温度变化情况,逐步降低稠化剂和交联剂用量,逐渐增加破胶剂的用量,以达到既能满足施工携砂要求,又能保证在压后快速破胶的目的。

表 6 为“三变”体系的组成及调整情况,并且为了模拟施工过程中的破胶情况,还将 J475 破胶剂碾碎后再次进行了试验。

胶,而且采用适当的胶囊破胶剂,还可以保持压裂液在施工过程中的黏度。这在现场施工时实施楔形添加破胶剂提供了依据。

表 7 压裂液在不同条件下的破胶性能
Table 7 Gel breaking performance of fracturing fluids under different conditions

压裂液	温度/℃	交联剂 加量,%	破胶剂质量浓度/kg·m ⁻³				不同破胶时间 ^① 下的黏度/mPa·s								备注
			J481	J490	J218	J475	18	21	30	35	45	65	85	125	
YF145HTD	157	1.55	0	0	0	0								155	
			0.024	0.6	0	0					8	3	0		
			0.024	0.6	0	0					5	1	0	碾碎	
YF135HTD	125	1.40	0	0	0	0								360	
			0.600	0.6	0	0								400	
	93	14.0	0	0	0	0.6						379	176		
			0	0	0.06	0.6			146.0	0.1					
			0	0	0.24	0.6	263.0	4.34							
			0	0	0.24	0.6	0.1							碾碎	
60	1.40	0	0	0.60	0.6	798.0	563.00	280.0	263.0	174	192	99			
		0	0	0.60	0.6	344.0	291.00	0.1					碾碎		

注:① 破胶时间单位为 min。

3.4 滤失性能试验

使压裂液保持适当高黏度及低滤失是降低缝内

伤害的重要手段。使用高温高压静态滤失仪(采用双层标准滤纸)在 150 ℃、3.5 MPa 压差下测试了水基植物胶压裂液 YF145HTD 的滤失性能,表 8 为其

滤失试验结果及计算分析的滤失参数。试验结果为: YF145HTD 对应滤失时间 1、4、6、9、16、25、36 min 的累计滤失量依次为 2.0、5.0、6.4、8.0、11.2、14.6、18.0 mL,滤失系数 $C_{\text{III}}=6.42\times10^{-4}\text{ m/min}^{\frac{1}{2}}$,静态初滤失量为 $1.73\times10^{-4}\text{ m}^2/\text{m}^3$,滤失速率为 $1.07\times10^{-4}\text{ m/min}$ 。试验结果表明,YF145HTD 具有较低的滤失系数、滤失速率和初滤失量,可以避免严重的缝面伤害。

4 储层改造设计及工艺技术优化

对于 X 区块主要目的层段的压裂改造工作,从油层保护的角度看,确定的工作液体系在确保造缝及携砂的基础上,已基本解决了滤失伤害的问题。对于储层改造的第二个伤害因素即如何保持水力裂缝的导流能力,这是储层改造设计及工艺技术优化重点考虑的问题,即从设计施工作业与返排控制多方面采取措施以保证储层改造效果。

压裂施工作业时主要从三方面考虑:

- 1) 从降低绿泥石对酸敏感而产生地层伤害角度,酸处理射孔孔眼降低摩阻作业后采取快速彻底返排措施;
- 2) 从控制缝高、保证瓜胶压裂液有效破胶并减少残留角度,实施转向^[8]及“三变”压裂液体系作业(见表 8);
- 3) 从保证支撑裂缝有效宽度抑制节流裂缝产生角度,采用支撑剂欠顶工艺(一般欠顶 0.6 m³)。返排时主要采取 3 项措施^[9-11]:
- 1) 从减少压裂液在地层的驻留时间以降低黏土矿物对碱敏感角度考虑,采取强制闭合技术;
- 2) 为尽量避免循环应力加载对支撑剂导流能力的影响,采取连续返排作业;
- 3) 考虑到凝析气藏的反凝析特征,当开采压差过大凝析油析出时,可产生较严重的液锁效应,造成不必要的却高达 35% 的产量损失,返排时严格控制井口压力在露点之上。

表 8 MR-0002S井压裂液及助剂泵注剖面

Table 8 Fracturing fluid and pumping injection profile of Well MR-0002S

泵注阶段	泵速/ $\text{m}^3\cdot\text{min}^{-1}$	工作液	阶段液量/ m^3	破胶剂质量浓度/ $\text{kg}\cdot\text{m}^{-1}$				交联比, %
				J490	J481	J475	J218	
转向压裂前置液	3.5	WF145	15.1	0.6	0	0	0	
1.0 PPA ^①	3.5	WF145	7.6	0.6	0	0	0	
0.5 PPA	2.4	WF145	15.1	0.6	0	0	0	
转向压裂顶替	1.1	WF145	15.1	0.6	0	0	0	
前置纤维	3.5	YF145HTD	37.9	0.6	0.1	0	0	1.55
前置液	3.5	YF145HTD	30.3	0.6	0.1	0	0	1.55
1.0 PPA	3.5	YF145HTD	18.9	0.6	0.4	0	0	1.55
2.0 PPA	3.5	YF145HTD	22.7	0.6	0.4	0	0	1.40
3.0 PPA	3.5	YF135HTD	26.5	0.6	0.4	0	0	1.40
4.0 PPA	3.5	YF135HTD	30.3	0.6	0.6	0	0	1.00
5.0 PPA	3.5	YF135HTD	20.8	0	0.6	0.2	0	1.00
6.0 PPA	3.5	YF135HTD	17.0	0	0.6	0.6	0.1	1.00
7.0 PPA	3.5	YF135HTD	3.8	0	1.0	0.6	0.4	1.00
顶替	3.5	WF120+CaCl ₂	34.3	0	0	0	0.3	

注:①PPA=Pound Proppant Added,表示支撑剂含量,lb;下同。

5 现场应用及储层保护效果评价

在对中东 X 区块 MR-0002S 井 UB 层的改造过程中,充分应用了上述储层保护技术。该井从压裂施工开始到完成用时 98 min,设计加砂 61 462

kg,实际加砂 64 492 kg,多加 3 032 kg;设计作业用液量 312.2 m³,实际泵入流体 313.6 m³。设计与实际施工规模参数见表 9。从表 9 可以看出,该井全面完成了设计任务。

MR-0002S 井用 $\phi 3.0\text{ mm}$ 油嘴实施不间断返排,返排出的流体的黏度逐渐降低,施工 8 h 后返出

液的黏度为 3.47 mPa·s,说明压裂液破胶顺利。

表 9 设计及施工裂缝参数对比
Table 9 Comparison of designed and measured fracture parameters

参数	主压裂设计参数	主压裂拟合参数
最大净压力/MPa	16.2	22.1
闭合压力/MPa	93.5	93.5
液体效率/MPa	68.0	62.0
支撑及总量/kg	61 462.0	64 492.0
裂缝半长/m	203.9	211.2
支撑缝高/m	23.8	23.8
井眼附近缝宽/mm	24.9	21.6
平均支撑缝宽/mm	16.0	14.5
平均裂缝导流/ $\mu\text{m}^2\cdot\text{cm}$	8.8	5.4

根据返排液量估算,井口压力相对稳定期间的平均日产液量 31.8~41.3 m³。后来探砂面后地层产液量逐渐降低,从开始的 38.2 m³/d 降至 22.3 m³/d。对比压前测试 3.2 m³/d 的折算日产量,作业增产 10 倍左右。

6 结束语

中东 X 区块致密砂岩储层的压裂改造之所以能取得比较明显的改造效果,一个重要原因就是加强了储层保护工作。储层改造过程中的储层保护是以保证压裂改造效果为目标的,针对储层改造过程中可能的伤害特征,利用各种手段规避储层伤害,包括:1)结合储层的高地应力特征,筛选高强度的支撑材料及尽可能高的携砂液浓度以缓解支撑剂嵌入、压碎现象;2)在 U 组储层压裂液选取上,通过大量试验优选出既能有效造缝、携砂,又能快速破胶返排的“三变”压裂液体系;3)在压裂施工设计及工艺技术优化方面,采用了欠顶替、全程加破胶剂且变破胶剂配方作业;4)在压后返排方面,采取了强制闭合、快速连续返排技术并确

定了临界的井口返排压力。

参 考 文 献

[1] Phil Rae, Gino di Lullo. Fracturing fluids and breaker systems—a review of the state-of-the-art [R]. SPE 37359,1996.

[2] Ramey Jr H J. Short-time well test data interpretation in the presence of skin effect and wellbore storage [J]. Journal of Petroleum Technology,1970,22(1):97-104.

[3] Narasimhan T N,Palen W A. A purely numerical approach for analyzing fluid flow to a well intercepting a vertical fracture [R]. SPE 7983,1979.

[4] Bennett C O,Rosato N D,Reynolds A C,et al. Influence of fracture heterogeneity and wing length on the response of vertically fractured wells[J]. SPE Journal,1983,23(2):219-230.

[5] Cinco-Ley H,Samaniego-V F. Transient pressure analysis: finite conductivity fracture case versus damaged fracture case [R]. SPE 10179,1981.

[6] Navarrete R C,Cawiezel K E,Constien V G. Dynamic fluid loss in hydraulic fracturing under realistic shear conditions in high-permeability rocks [J]. SPE Production & Facilities,1996,11(3):138-143.

[7] Mathur A K,Ning X,Marcinew R B,et al. Hydraulic fracture stimulation of highly permeable formations:the effect of critical fracture parameters on oilwell production and pressure [R]. SPE 30652,1995.

[8] Thompson J C. The theory,methods of application and results of the use of 100 mesh sand in stimulationg Permian Basin formations[R]. SPE 6374,1977.

[9] 蒋廷学,胥云,张绍礼,等. 水力压裂后返排期间放喷油嘴尺寸的动态优选方法[J]. 石油钻探技术,2008,36(2):54-59.
Jiang Tingxue,Xu Yun,Zhang Shaoli,et al. Optimization of chock size during flowing back after hydroulic fracturing[J]. Petroleum Drilling Techniques,2008,36(2):54-59.

[10] Quabdesselam M,Hudson P J. An investigation of the effect of cyclic loading on fracture conductivity[R]. SPE 22850,1991.

[11] Raba’a A S,Rahim Z. Integrated reservoir studies optimize hydraulic fracturing and post-frac well performance: case studies in Saudi Arabian gas sandstones [R]. SPE 93479,2005.

2011 年专题报道计划

2011 年,《石油钻探技术》报道工作,将继续以国内外石油工程技术,包括钻井、钻井液、固井、完井、油气开采、钻采机械等方面取得的新成果、新进展为报道的重点和焦点,重点展示国家“十一五”计划钻探领域的重点科技攻关成果、重大技术进展,“十二五”计划石油工程前沿技术研究、新能源领域的开发进展。计划组织以下 6 个专题报道:1. 酸性气田钻井完井防腐技术专题;2. 非常规资源钻井完井技术专题;3. 深水钻井专题;4. 超深水平井钻井专题;5. 深井超深井钻井提速提效专题;6. 水平井分段压裂技术专题。

欢迎广大石油工程技术人员踊跃投稿,投稿时请注明专题名称,以免耽误稿件的及时处理。