

苏里格气田致密底水气藏堵水压裂技术

文 果^{1,2}, 蒋文学^{1,2}, 郑维师^{1,2}

(1. 中国石油集团川庆钻探工程有限公司钻采工程技术研究院, 陕西西安 710018; 2. 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室, 陕西西安 710018)

摘 要:针对苏里格气田致密底水气藏压裂改造后易沟通水层,造成含水率上升快,有效期短等问题,通过自主研发固化封堵剂,基于颗粒沉降规律和压裂裂缝的扩展情况,结合苏里格气田 E 区块的储层地质特征,优选射孔位置等工艺参数,将堵水与压裂结合在一起形成了底水致密气藏堵水压裂技术。苏里格气田 E 区块的 14 口井应用了堵水压裂技术,与采用常规压裂技术的邻井相比,平均产水量降低了 62.6%,平均产气量提高明显。这表明固化封堵剂可在储层条件下固化形成低渗封堵层封堵底水上升,实现降低产水量,提高产气量的目的。

关键词:致密砂岩;底水油气藏;封堵剂;压裂;苏里格气田

中图分类号:TE357.1 **文献标志码:**A **文章编号:**1001-0890(2017)04-0097-06

Water Plugging and Fracturing Technology for Tight and Bottom-Water Gas Reservoir in the Sulige Gas Field

WEN Guo^{1,2}, JIANG Wenxue^{1,2}, ZHENG Weishi^{1,2}

(1. Technology & Engineering Research Institute, CNPC Chuanqing Drilling Engineering Co., Ltd., Xi'an, Shaanxi, 710018, China; 2. National Engineering Laboratory of Low-Permeability Oil & Gas Fields Exploration and Development, Xi'an, Shaanxi, 710018, China)

Abstract: Upon completion of fracturing operations, tight gas reservoirs with bottom water may communicate with water-bearing formations, and consequently may cause rapid increases in water cut and reduce the production period. Under such circumstances, an innovative plugging agent has been developed independently. With consideration to rules of grain settlement, patterns in fractures growth, geologic features in reservoir formations of Block E of the Sulige Gas Field, optimized perforation positions and other process parameters, the plugging agent can be used in combination with fracturing operations for water plugging and fracturing in gas reservoirs with bottom-water. The newly developed technology was applied in 14 wells in Block E of the Sulige Gas Field. Compared with performances of neighboring wells with conventional fracturing technologies, the well with the innovative technology has average water production reduction of 62.6%, while gas production increased dramatically. Research results showed that the plugging agent can form low-permeability layers under reservoir conditions to prevent bottom water coning. In this way, relevant wells may have reduced water production and enhanced gas production while effectively controlling bottom water effectively.

Key words: tight sandstone; bottom water reservoir; plugging agent; fracturing; Sulige Gas Field

苏里格气田 E 区块是典型的致密气藏, 不压裂无自然产能^[1-2]。主力气层埋深 3 200.00~3 800.00 m, 渗透率 0.01~1.00 mD, 孔隙度 3.0%~12.0%, 储层温度 90~120 ℃。局部底水发育, 纵向上遵循上气下水的分布规律, 气层和水层之间无隔层和夹层或有一定厚度砂岩的井占 80% 以上; 平面上无规律, 含水较普遍, 局部单个砂体含水高, 区块内无统一的气水界面^[3]。该区块采用常规压裂技术进行改造后, 易出水且出水量较大, 增产幅度小, 单井产气量低。

国内外针对底水气藏的压裂改造进行了研究: Miskimins 等人^[4-8]研究认为, 控制裂缝高度不超过产层可以提高产气量; Leal 等人^[9-11]研究发现, 加入相渗透率改善剂改变岩石的润湿性, 可以降低产水

收稿日期: 2017-03-19; 改回日期: 2017-07-13。

作者简介:文果(1983—), 男, 湖北荆州人, 2005 年毕业于西安石油大学机械设计制造及其自动化专业, 2008 年获西安石油大学油气田开发工程专业硕士学位, 工程师, 主要从事压裂酸化技术方面的研究工作。E-mail: weng_gcy@cnpc.com.cn。

基金项目: 中石油集团公司重大技术现场试验与应用项目“拖过压裂与底水油气藏堵水压裂工艺技术研究与运用”(编号: 2014T-003-009)部分研究内容。

速度,延长压裂有效期。席胜利等人^[12-14]根据控水增气的思路,通过研究形成了水力喷砂射孔求产技术和疏水支撑剂压裂技术,并在现场进行了应用,取得了一定的增产效果,但部分井增产效果不明显,产水量仍较大。为此,笔者针对气层和水层同时射开的情况,根据将堵水和压裂相结合的技术思路,通过自主研发固化封堵剂,优化堵水压裂施工参数,形成了适用于苏里格气田致密底水气藏的堵水压裂技术。苏里格气田的14口井应用了该技术,与采用常规压裂技术的邻井相比,产水量明显降低,产气量明显提高。

1 致密底水气藏常规压裂面临的问题

1) 压裂后未沟通水层 当储层厚度较大或气层与水层之间有一定厚度隔层时,通过控制施工排量和压裂规模,控制人工裂缝只在气层中延伸,压裂后不沟通水层,增产效果较好,但有效期较短,生产一段时间后底水锥进,含水率上升,产气量下降,可能会水淹。X1井储层上部为4.00 m气层,中间为2.30 m干层,下部为3.30 m水层,孔隙度4.9%~6.6%,渗透率0.04~0.11 mD,通过控制压裂排量和压裂规模,压裂后日产气量 $1.06 \times 10^4 \text{ m}^3$,不产水,生产后期见水,产水量增加较快。

2) 压裂后沟通水层 当储层厚度较小或气层与水层之间无隔层或隔层较薄时,压裂后会沟通水层,采用疏水支撑剂和加入相渗透率改善剂等方法进行压裂改造,有一定增产效果,但也会出现含水率较高、有效期短的现象,也可能发生暴性水淹。X2井储层厚度为5.60 m,属于气水同层,孔隙度11.6%,渗透率0.71 mD,加入相渗透率改善剂进行压裂改造,压裂后日产气量 $2.97 \times 10^4 \text{ m}^3$,日产水量 1.28 m^3 。

3) 初次压裂增产幅度小 初次压裂时由于设计或施工等原因造成人工裂缝导流能力差,增产效果不理想,需进行重复压裂。由于初次压裂时已形成一定高度的裂缝,重复压裂时避水高度小,控制裂缝高度的难度增大,沟通水层的概率增大,难以达到增产的目的。X3井储层上部为4.90 m气层,下部为2.10 m水层,孔隙度4.1%~8.2%,渗透率0.06~0.51 mD,初次压裂施工过程中加入 3.1 m^3 陶粒时发生砂堵,井筒排通后产气量非常低,不产水,重复压裂沟通水层的风险较高。

2 堵水压裂技术基本原理

苏里格致密底水气藏储层物性差,砂体内含有气层和水层,水层位于砂体下部,气层和水层间无隔层或隔层较薄,因此,压裂改造既要增加储层裂缝体积,又要控制裂缝高度,以免沟通水层。堵水压裂技术是在压开气层和水层的情况下,泵注固化封堵剂,通过控制泵注排量,使其铺置于人工裂缝下部,上部进行较小规模的加砂,使支撑剂铺置于人工裂缝上部,待裂缝闭合后,固化封堵剂在裂缝内固化,封堵砂体下部水层,上层保留气体流通通道,将堵水与压裂联作,从而降低产水量,提高产气量。

3 固化封堵剂的合成及性能评价

堵水压裂工作液由固化封堵剂、携带液和携砂液3部分组成;固化封堵剂为自主研发产品;携带液配方为1.5%清洁压裂液+清水;携砂液配方为0.45%羟丙基瓜胶+0.30%助排剂+0.50%黏土稳定剂+1.00%起泡剂+0.30%交联剂+清水。堵水压裂工作液中的固化封堵剂采用携带液泵送,采用携砂液泵送30~50目陶粒作为支撑剂。

成功实施底水气藏堵水压裂的关键是封堵底水层的固化封堵剂。为能封堵底水层,要求固化封堵剂能快速下沉至裂缝下部,并在储层温度下具有较强的固化胶结能力,且固化后渗透率低、不发生形变。

3.1 固化封堵剂的合成

首先选取100 g粒径100目高密度金属颗粒(金属颗粒圆球度大于0.8%)加入捏合机,控制捏合机以60 r/min的速度搅拌金属颗粒,并对其进行加热,待将其金属颗粒表面温度达到75℃时,加入5%的基底液,搅拌30 min后,将捏合机内的金属颗粒移至硫化床内,采用一定比例的羟基苯磺酸和六亚甲基聚二异氰酸酯混合液进行喷雾硫化,最后加入1%十二烷基三甲基氯化铵,将其滚动干燥(控制干燥温度60℃)2 h,即得到固化封堵剂。固化封堵剂的密度为 1.95 g/cm^3 ,粒径为70~100目。基底液为在常温下将一定比例的尿素、酚醛、乌洛托品和双酚A型环氧树脂溶解于75%乙醇中得到的溶液。

3.2 固化封堵剂性能评价

3.2.1 导流能力

利用 AFCS-845 型裂缝导流能力评价系统,测试了相同压力下固化封堵剂与陶粒在不同铺置比例下的导流能力,结果见图 1 和图 2。导流室按照 API 标准设计,测试介质为蒸馏水和氮气,压力为 52 MPa,支撑介质为固化封堵剂和 30~50 目陶粒,导流室内支撑介质(分层铺置)的铺置浓度为 5 kg/m²[15-18],固化封堵剂铺置于下层,陶粒铺置于上层。

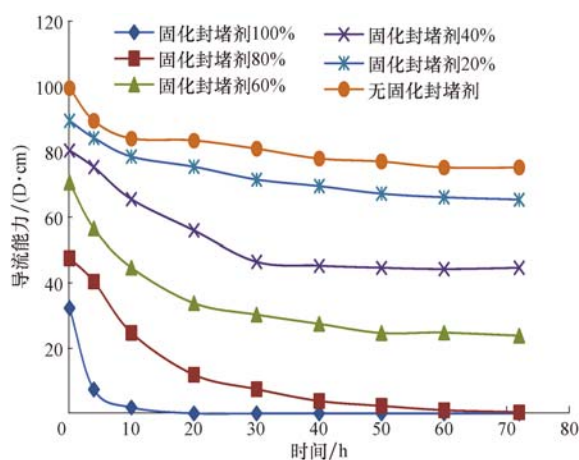


图 1 含固化封堵剂裂缝蒸馏水的导流能力

Fig. 1 Conductivity of fractures with curing plugging agent for distilled water

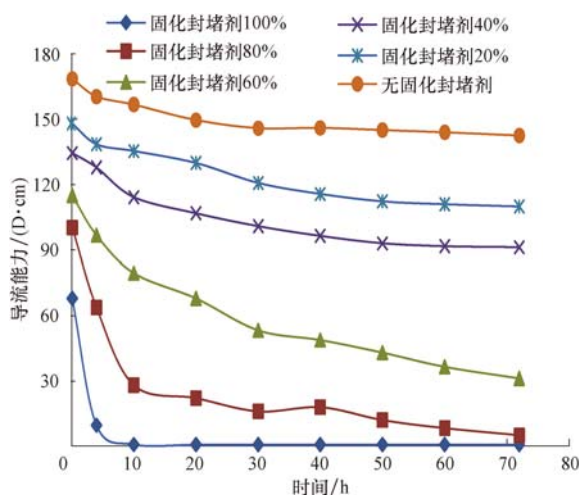


图 2 含固化封堵剂裂缝氮气的导流能力

Fig. 2 Conductivity of fractures with curing plugging agent for nitrogen

由图 1 和图 2 可以看出:导流室内全部铺置固化封堵剂时,蒸馏水和氮气 4 h 后的导流能力均小

于 0.06 D·cm,表明固化封堵剂在裂缝下部固化后可有效阻止底水上升至裂缝,降低产水量;固化封堵剂在导流室的铺置比例大于 80% 时,其导流能力降低明显。因此,进行堵水压裂时应控制固化封堵剂加量。

3.2.2 破碎强度

固化封堵剂与陶粒按不同质量比($m_p : m_c$)混合均匀后,在围压 50 MPa、100 °C 温度下固化成型后,利用压力机测试不同固化时间下固化块的破碎强度,结果见图 3。

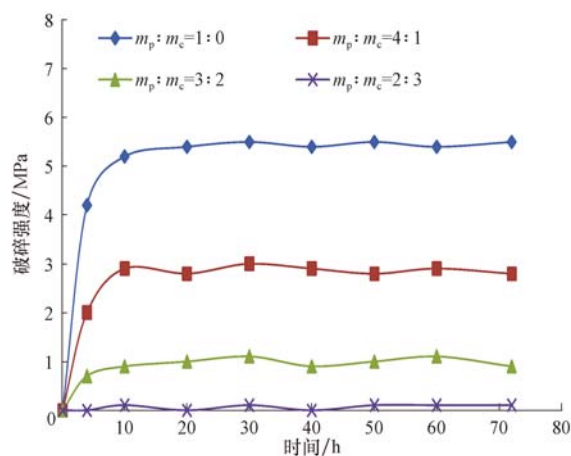


图 3 不同固化时间下含固化封堵剂固化块的破碎强度

Fig. 3 Break strength of blocks with curing plugging agent at different curing times

由图 3 可以看出:固化封堵剂与陶粒按质量比 1:0 和 2:3 混合固化块的破碎强度分别为 5.5 和 0.1 MPa; $m_p : m_c$ 低于 2:3 时固化成型较差。因此,固化封堵剂应尽可能集中加入,以降低固化封堵剂与支撑剂的混合概率。由图 3 还可以看出,固化封堵剂固化后不但具有一定破碎强度,而且长时间老化对固化封堵剂固化块的破碎强度影响较小。

4 工艺参数优选

4.1 射孔位置优选

如果裂缝从气层中部或下部起裂,工作液进入后会形成涡流,影响固化封堵剂的沉降剖面,出现中间沉降多、两边沉降少的现象,甚至会出现前端和末端无固化封堵剂沉降的问题,造成底水层封堵效果差。因此,应选择在气层上部射孔,以免出现这种情况,保证裂缝中固化封堵剂的铺置高度一致。

4.2 施工参数优化

4.2.1 泵注排量

选择的泵注排量既要能同时压开气层和水层,又要使裂缝在同一砂体内延伸。对于有小隔层的储层,可考虑一起压开,但最好不压开隔层。根据颗粒运移规律及斯托克斯定律^[19],固化封堵剂的水平运移距离与工作液的黏度和排量的乘积成正比。为保证固化封堵剂快速下沉,需选用较低黏度的工作液,因此,要让固化封堵剂运移相同的水平距离,就需较高的泵注排量。对于苏里格气田 E 区块,考虑采用常规压裂管柱和所用工作液的性质等,泵注固化封堵剂时的排量设计为 $3.0 \sim 4.0 \text{ m}^3/\text{min}$ (常规加砂压裂时的泵注排量为 $2.2 \sim 3.0 \text{ m}^3/\text{min}$)。

泵注固化封堵剂结束后,需要采用小排量进行过顶替,以保证人工裂缝不闭合、固化封堵剂平稳沉降。

为了使固化封堵剂充分沉降,让气层最上部的固化封堵剂都进入到下部水层,计算了苏里格气田 E 区块不同气层厚度下固化封堵剂的沉降时间,结果见图 4。

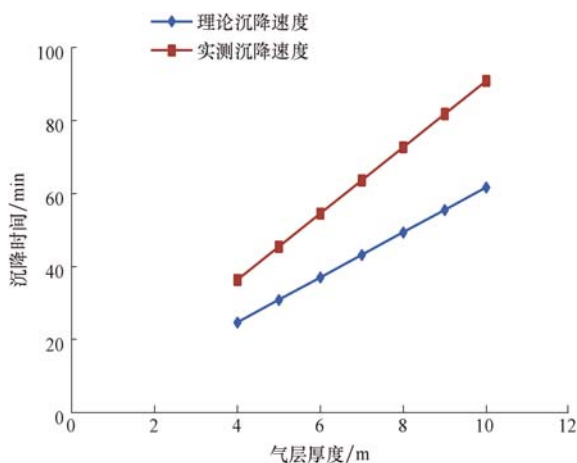


图 4 不同气层厚度下固化封堵剂的沉降时间

Fig. 4 Settling times of curing plugging agents in gas reservoirs with different thicknesses

由图 4 可以看出,沉降时间随气层厚度增大而增长。过顶替时间需大于或等于沉降时间才能保证固化封堵剂沉降至裂缝底部,考虑到苏里格气田 E 区块气层的厚度,过顶替时间设计为 $30.0 \sim 60.0 \text{ min}$ 。

加砂泵注排量须满足以下要求:1) 小于或等于固化封堵剂泵注排量,因为加砂泵注排量大于固化封堵剂泵注排量时,会破坏固化封堵剂沉降时形成的沉降剖面;2) 保证支撑裂缝在同一砂体内;3) 保证加砂施工顺利。苏里格气田 E 区块加砂泵注排量一般设计为 $2.0 \sim 3.0 \text{ m}^3/\text{min}$ 。

4.2.2 固化封堵剂加量

固化封堵剂加量直接关系到堵水压裂的成败。它既要保证在气层和水层之间铺置一定高度的封堵层,又要保证固化封堵剂到达人工裂缝的远端。以苏里格气田 E 区块底水发育储层为例,利用三维压裂软件模拟人工裂缝形态,结合颗粒沉降规律,计算了不同支撑缝长下,不同水层厚度所需的固化封堵剂加量,结果见图 5。计算时假设气层和水层都压开,人工裂缝高度为 10.00 m 。

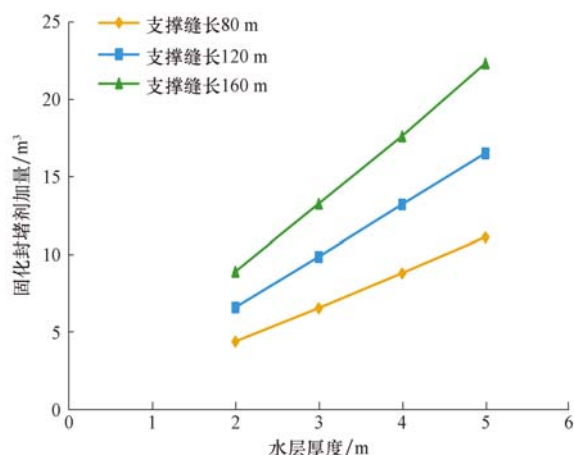


图 5 不同支撑缝长下,不同水层厚度所需固化封堵剂加量
Fig. 5 Volumes of curing plugging agent required in formations with different propped fracture lengths and water layer thicknesses

由图 5 可以看出:固化封堵剂加量随水层厚度增大和支撑缝长增长而增大。考虑到人工裂缝形态、固化封堵剂沉降速度、固化时间及损失等,固化封堵剂加量应大于压开水层的体积。因此,苏里格气田 E 区块固化封堵剂加量设计为 $10.0 \sim 20.0 \text{ m}^3$ (可根据水层厚度进行适当调整)。

4.2.3 加砂量

加砂量主要受固化封堵剂形成人工裂缝的影响。加砂量过大,可能突破固化封堵剂支撑缝长,沟通下部水层;加砂量过小,气层可能得不到充分改造,增产幅度小。堵水压裂一般要求加砂支撑缝长小于固化封堵剂支撑缝长。利用三维压裂软件模拟固化封堵剂加量为 10.0 m^3 时,不同加砂量下的支撑缝长,结果见图 6。

由图 6 可知,当加砂量为 15.0 m^3 时,加砂支撑缝长已超过固化封堵剂支撑缝长,因此,加砂量应小于 15.0 m^3 。进行堵水压裂时,要根据单井储层物性和水层厚度确定加砂量。

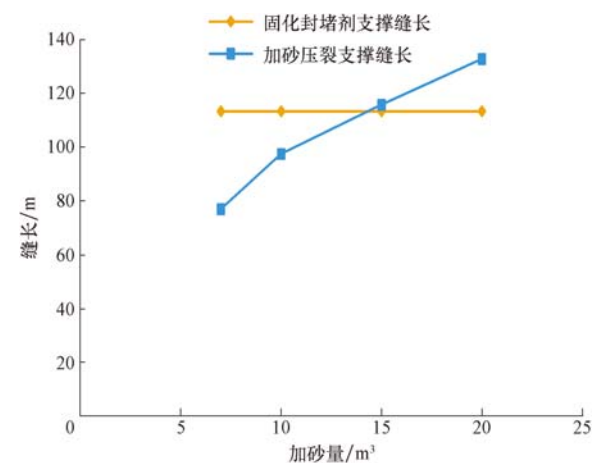


图 6 不同加砂量下的支撑缝长

Fig. 6 Lengths of propped fractures formed with different proportions of proppant

4.2.4 固化封堵剂与携带液质量之比

在相同条件下,固化封堵剂与携带液质量之比越大,沉降速度越慢。根据干扰浓度及工作液效率等,可将固化封堵剂与携带液质量之比控制在某一范围内。为了使固化封堵剂快速沉降,根据颗粒沉降规律得知,固化封堵剂与携带液的平均质量比不能超过 15.0%。

5 现场应用

苏里格气田 E 区块储层致密,局部底水发育,

在已进行试气的 42 口井中,60% 以上的井出水,日产水量 0.6~25.8 m³。为控制产水量,提高产气量,该区块的 14 口井应用底水气藏堵水压裂技术进行了压裂改造,与采用常规压裂技术的邻井相比,压后初期平均产气量增加了 266.1%,平均产水量降低了 62.6%。下面以 A4 井为例介绍具体应用情况。

A4 井为直井,采用 $\phi 139.7$ mm 套管完井,储层埋深 3 572.40~3 582.40 m,气层厚度 5.40 m,含气水层厚度 4.60 m,中间无隔层,储层温度 110.3℃。为封堵水层,该井采用堵水压裂技术进行压裂。施工过程中,泵注固化封堵剂时的排量为 3.4 m³/min,固化封堵剂加量为 18.0 m³,固化封堵剂与携带液质量之比为 12.7%,泵压为 38.6~41.9 MPa,过顶替排量为 1.2 m³/min,过顶替时间为 40.0 min,压力降幅为 1.6 MPa,人工裂缝处于张开状态且没有延伸;加砂泵注排量 3.1~3.4 m³/min,加砂量 12.0 m³,泵压为 43.8~53.9 MPa,压裂施工顺利。表 1 为 A4 井与采用常规压裂技术邻井的压裂效果对比。

由表 1 可以看出,与采用常规压裂技术的 2 口邻井相比,A4 井产气量提高 7 倍以上,产水量降低了 60.2%。A4 井生产一年仍有效,实现了堵水和增产的目的。

表 1 A4 井与采用常规压裂技术的 2 口邻井的压裂效果对比

Table 1 Performances of Well A4 and the adjacent wells treated with conventional fracturing techniques

井号	地层厚度/ m	孔隙度, %	渗透率/ mD	含气饱和度, %	解释结果	产气量/ (m³·d ⁻¹)	产水量/ (m³·d ⁻¹)
A4	5.4	6.41	0.374	68.57	气层	91 236	4.5
	4.6	5.87	0.164	37.88	含气水层		
邻井 1	4.0	9.26	0.100	63.31	气层	11 936	3.6
	4.3	9.63	0.300	26.85	含气水层		
邻井 2	4.1	5.30	0.110	32.19	含气层	9 545	11.3
	3.1	9.54	0.401	43.77	气水层		

6 结论与建议

- 自主研发的固化封堵剂在储层条件下可固化形成低渗透层,对底水进行封堵。
- 与常规压裂相比,致密底水气藏堵水压裂技术实现了堵水与压裂的联作,可以封堵底水,达到降低产水量、提高产气量的目的。
- 为进一步提高致密底水气藏堵水压裂的效

果,建议开展微地震监测,以便为优化致密底水气藏堵水压裂设计提供依据。

参 考 文 献
References

[1] 凌云,李宪文,慕立俊,等. 苏里格气田致密砂岩气藏压裂技术新进展[J]. 天然气工业,2014,34(11):66-72.
LING Yun, LI Xianwen, MU Lijun, et al. New progress in fracturing technologies for tight sandstone gas reservoirs in the Suli-ge Gas Field, Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34

- (11):66-72.
- [2] 李梅,刘志斌,路辉,等.连续管无限级滑套分段压裂技术在苏里格的应用[J].石油机械,2015,43(2):40-43.
LI Mei,LIU Zhibin,LU Hui,et al. Application of CT stepless sliding sleeve stagedfracturing technique in Sulige[J]. China Petroleum Machinery,2015,43(2):40-43.
- [3] 杨华,付金华,刘新社,等.鄂尔多斯盆地上古生界致密气成藏条件与勘探开发[J].石油勘探与开发,2012,39(3):295-303.
YANG Hua,FU Jinhua,LIU Xinshe,et al. Accumulation conditions and exploration and development of tight gas in the Upper Paleozoic of the Ordos Basin[J]. Petroleum Exploration and Development,2012,39(3):295-303.
- [4] MUKHERJEE H,PAOLI B F,MCDONALD T,et al. Successful control of fracture height growth by placement of artificial barrier[J]. SPE Production & Facilities,1995,10(2):89-95.
- [5] MISKIMINS J L,BARREE R D. Modeling of hydraulic fracture height containment in laminated sand and shale sequences[R]. SPE 80935,2003.
- [6] 郭大立,赵金洲,曾晓慧,等.控制裂缝高度压裂工艺技术实验研究及现场应用[J].石油学报,2002,23(3):91-94.
GUO Dali,ZHAO Jinzhou,ZENG Xiaohui,et al. Experimental research and application of fracture-controlled fracturing technology[J]. Acta Petrolei Sinica,2002,23(3):91-94.
- [7] 王永辉,张福祥.水力压裂裂缝高度的控制技术及其成功应用[J].油气井测试,2006,15(4):55-56,58.
WANG Yonghui,ZHANG Fuxiang. Tech of controlling crack height by hydraulic fracture and its application[J]. Well Testing,2006,15(4):55-56,58.
- [8] 张平,赵文,王娟,等.压裂用新型下沉式转向剂的研究与应用[J].断块油气田,2010,17(1):112-115.
ZHANG Ping,ZHAO Wen,WANG Juan,et al. Research and application of new down-diverting agent for fracturing treatment[J]. Fault-Block Oil & Gas Field,2010,17(1):112-115.
- [9] LEAL J A,GONZALEZ M A,ORREGO G V,et al. Unconventional RPM applications in hydraulic fracturing[R]. SPE 97238,2005.
- [10] 邱晓惠,张汝生,杨振周,等.相渗透率改进剂 FA-RPM 的室内研究[J].石油钻探技术,2007,35(1):63-65.
QIU Xiaohui,ZHANG Rusheng,YANG Zhenzhou,et al. Lab study on FA-RPM:a phase permeability improver[J]. Petroleum Drilling Techniques,2007,35(1):63-65.
- [11] 刘建新,张营华,任韶然.新型相对渗透率改善剂控水性能试验研究[J].石油天然气学报,2008,30(5):140-142,148.
LIU Jianxin,ZHANG Yinghua,REN Shaoran. Laboratory study on new relative permeability modifier for water control [J]. Journal of Oil and Gas Technology,2008,30(5):140-142,148.
- [12] 席胜利,刘新社,孟培龙.鄂尔多斯盆地大气区的勘探实践与前瞻[J].天然气工业,2015,35(8):1-9.
XI Shengli,LIU Xinshe,MENG Peilong. Exploration practices and prospect of Upper Paleozoic giant gas fields in the Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry,2015,35(8):1-9.
- [13] 何平,石强,李达,等.苏里格气田西区控水压裂技术研究及应用[J].石油化工应用,2013,32(3):20-23,29.
HE Ping,SHI Qiang,LI Da,et al. Research and application of water control fracturing technology in Sue's west gas field [J]. Petrochemical Industry Application,2013,32(3):20-23,29.
- [14] 关文龙,李敬松,李相方.低渗底水气藏射开水层气水合采新方法[J].天然气工业,2003,23(5):79-82.
GUAN Wenlong,LI Jingsong,LI Xiangfang. New technique of gas water recovering together for low permeability and bottom water reservoir by perforating water-bearing formation [J]. Natural Gas Industry,2003,23(5):79-82.
- [15] 温庆志,张士诚,李林地.低渗透油藏支撑裂缝长期导流能力实验研究[J].油气地质与采收率,2006,13(2):97-99.
WEN Qingzhi,ZHANG Shicheng,LI Lindi. Experimental research of long-term flow capacity of propping fractures in the low permeability oil reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2006,13(2):97-99.
- [16] 蒋建方,张智勇,胥云,等.液测和气测支撑裂缝导流能力室内实验研究[J].石油钻采工艺,2008,30(1):67-70.
JIANG Jianfang,ZHANG Zhiyong,XU Yun,et al. Laboratory research on propping fracture conductivity based on gas logging and liquid logging [J]. Oil Drilling & Production Technology,2008,30(1):67-70.
- [17] 曹科学,蒋建方,郭亮,等.石英砂陶粒组合支撑剂导流能力实验研究[J].石油钻采工艺,2016,38(5):684-688.
CAO Kexue,JIANG Jianfang,GUO Liang,et al. Experimental study on the flow conductivity of quartz sand-ceramsite proppant[J]. Oil Drilling & Production Technology,2016,38(5):684-688.
- [18] 毕文韬,卢拥军,蒙传幼,等.页岩储层支撑裂缝导流能力实验研究[J].断块油气田,2016,23(1):133-136.
BI Wentao,LU Yongjun,MENG Chuanyou,et al. Flow conductivity of propped fracture in shale formation [J]. Fault-Block Oil & Gas Field,2016,23(1):133-136.
- [19] 温庆志,罗明良,李加娜,等.压裂支撑剂在裂缝中的沉降规律[J].油气地质与采收率,2009,16(3):100-103.
WEN Qingzhi,LUO Mingliang,LI Jiana,et al. Principle of proppant settlement in fracture [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2009,16(3):100-103.

[编辑 刘文臣]