

石英砂在苏里格致密砂岩气藏压裂的适应性

寇双锋¹,陈绍宁¹,何乐¹,廖阔²

(1. 中国石油川庆钻探井下作业公司,四川 成都 610052; 2. 中国石油川庆钻探苏里格项目经理部,四川 成都 610052)

摘要: 苏里格气田最小主应力在43~48 MPa,压裂使用的支撑剂一直都为20/40目中等强度陶粒。为评估石英砂替代陶粒的可行性,利用数值模拟、试井资料分析了裂缝导流能力的需求及现状,在此基础上通过室内实验对石英砂选型、石英砂与陶粒混合方式进行了研究,形成了相应方案并进行了现场试验。结果表明,①当前的裂缝导流能力为 $130 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$ 左右,高于I类储层 $94 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$ 、II类储层 $65 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$ 、III类储层 $25 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$ 的裂缝导流能力需求,石英砂用于压裂是可行的;②20/40目石英砂与陶粒进行均匀混合是较好的支撑剂组合方式,在闭合压力40~50 MPa、铺砂浓度 $10 \text{ kg}/\text{m}^2$ 时,二者均匀混合比例为1:0、7:3、1:1、3:7的导流能力是陶粒的20%~46.7%、23.9%~56.7%、46%~74.6%、73%~89.7%;③对于I类储层石英砂与陶粒混合比例应小于1:1,II类储层石英砂与陶粒混合比例应小于7:3,III类储层可全部采用石英砂。

关键词: 苏里格;致密砂岩;气藏;水力压裂;石英砂

中图分类号:TE357

文献标识码:A

Adaptability of quartz sand for fracturing of Sulige tight sand gas reservoir

Kou Shuangfeng¹, Chen Shaoning¹, He Le¹ and Liao Kuo²

(1. Down-Hole Service Company, Chuangqing Drilling and Exploration Engineering Co., LTD., CNPC, Chengdu, Sichuan 610052, China; 2. Sulige Project Department, Chuangqing Drilling and Exploration Engineering Co., Ltd., CNPC, Chengdu, Sichuan 610052, China)

Abstract: The minor principal stress of Sulige gas field was between 43 ~ 48 MPa, while the proppant always used in fracturing was 20/40 mesh ceramic with moderate strength. In order to evaluate the feasibility of replacing the ceramicsite with the quartz sand, we analyzed the demand and current situation of fracture conductivity by numerical modeling and well testing data. On this basis, we studied the selection of quartz sand and the mixed mode of quartz sand and ceramicsite by indoor experiments, thus proposing the corresponding plan and carrying out the field tests. The results showed that, firstly, the present fracture conductivity was about $130 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$, which was higher than the demand of the reservoir in class I ($94 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$), the reservoir in class II ($65 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$) and the reservoir in class III ($25 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$). The quartz sand was available for fracturing. Secondly, the uniform mixing of the 20/40 mesh quartz sand and ceramicsite was a good combination way of proppant. When the closing pressure was between 40 ~ 50 MPa and the proppant placement concentration was $10 \text{ kg}/\text{m}^2$, the conductivity of these who in the proportion of 1:0, 7:3, 1:1, 3:7 respectively were 20% ~ 46.7%, 23.9% ~ 56.7%, 46% ~ 74.6%, 73% ~ 89.7% of that of ceramicsite. Thirdly, the optimal mixed proportion of quartz sand and ceramicsite for the reservoir in class I should be below 1:1. The optimal mixed proportion for the reservoir in class II should be below 7:3. The quartz sand could be used throughout for reservoir in class III.

Key words: Sulige, tight sand, gas reservoir, hydraulic fracturing, quartz sand

苏里格气田位于内蒙古自治区和陕西省境内,是致密砂岩气藏的典型代表,具有“低渗透率、低压力、低丰度”等特征,压裂改造后方能获得工业气流,但单井产能较低,自投入开发以来低成本战略便成

为重要的效益开发保障^[1]。近年来为进一步降低作业成本,国内外开始使用石英砂替代陶粒,美国页岩储层压裂石英砂用量占比平均超过71%,部分地区支撑剂已全部采用石英砂,可降低完井成本近20%^[2]。

收稿日期:2018-09-18。

第一作者简介:寇双锋(1982—),男,工程师,油气田增产技术。

基金项目:中国石油集团工程技术科技项目“苏里格气田合作开发区块持续稳产关键技术研究”(2018T-004-001)。

当前国内对石英砂用于压裂改造的研究主要局限于闭合压力小于 35 MPa 的情况^[3-5], 苏里格气田最小主应力在 43 ~ 48 MPa^[6], 尚未见到石英砂用于此类致密砂岩压裂改造的相关报道。通过数值模拟方法研究了苏里格气田不同类型储层对人工裂缝导流能力的需求, 利用试井资料对当前常规工艺的裂缝导流能力进行了评价, 认为苏里格气田石英砂用于压裂是可行的, 通过室内实验研究对石英砂选型、石英砂与陶粒的混合方式及比例对导流能力的影响进行了研究, 在此基础上形成了不同类型储层的石英砂应用方案, 并进行了现场试验, 取得了较好的效果。

1 苏里格致密砂岩气藏的人工裂缝导流能力分析

1.1 储层分类及其渗透率

水力压裂形成的人工裂缝导流能力需求取决于储层的渗透率。苏里格气田根据孔隙类型、孔隙结构、储层物性等将储层分为四大类^[1]。I类储层是苏里格气田中最好的储层, 渗透率 $>0.82 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 但所占比例很少, 小于 10%; II类储层为中等储层, 渗透率 $(0.1 \sim 0.82) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 占整个储层的 10%左右; III类储层属差储层, 渗透率 $(0.03 \sim 0.1) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 占 30% ~ 35%; IV类属非有效储层(表 1)。

1.2 裂缝导流能力的需求

利用数值模拟方法, 对生产所需的人工裂缝导流能力进行了分析。苏里格气田(主要产层为盒 8、山 1 组)属于典型的干气气藏, 天然气中甲烷含量高, 不含 H_2S , 凝析油量极小, 故选择三维黑油模型。模拟器选用商业化软件 Eclipse 油藏模拟软件。采用块中心网格建立单井数值模型, 平面上采用 $10 \text{ m} \times 10 \text{ m}$

的网格, 为模拟压裂缝形态, 在生产井以及压裂缝周围对网格进行加密, 裂缝所在网格宽度加密至 5 mm 左右, 达到实际压裂缝宽的水平。模拟储层深度 3 300 m, 储层厚度 15 m, 地层压力系数 0.8, 地层渗透率 III类储层 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、II类储层 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、I类储层 $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 地层孔隙度 III类储层 6%、II类储层 8%、I类储层 10%, 含气饱和度统一为 50%, 裂缝半长 70 m。

一般而言, 在储层基质渗透率较低时, 人工裂缝在较低的导流能力下就可实现较好的改造效果, 地层内气体的渗流也达到了较为标准的双线性流动状态; 而在储层基质渗透率较高时, 则需要大幅度提高人工裂缝导流能力才能满足此种状态^[7]。本次模拟结果表明, 在其他条件不变的情况下, 储层类别与人工裂缝导流能力最佳的对应关系为 I类储层 $94 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$, II类储层 $65 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$, III类储层 $25 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$ (图 1)。

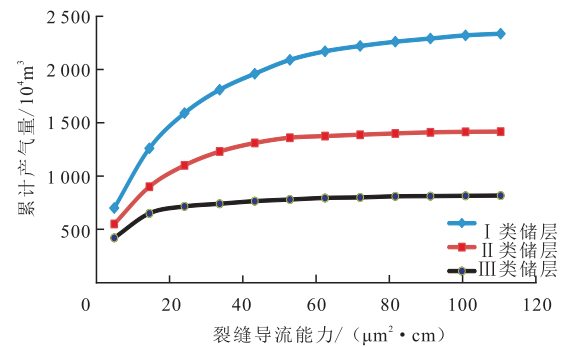


图 1 不同导流能力 3 年累计产量对比

Fig. 1 Cumulative production comparison within 3 years under different flow conductivity

1.3 常规工艺的裂缝导流能力

苏里格气田压裂改造工艺相对较为稳定, 基本原则为降伤害、控缝高、造长缝, 工艺措施为低前置液比、适当砂浓度、低排量的适度规模压裂工艺, 压裂液采用低伤害胍胶压裂液, 支撑剂选择 20/40 目中

表 1 苏里格气田孔隙结构分类与评价标准

Table 1 Classification and evaluation criteria of pore structure of Sugeli gasfield

储层类型	主要孔隙类型	分类标准				储层评价
		$\phi, \%$	$k/10^{-3} \mu\text{m}^2$	$p_{\text{排}}/\text{MPa}$	$r_{\text{中值}}/\mu\text{m}$	
I	粒间孔、粒间溶孔, 连通性好	>10	>0.82	0.03 ~ 0.42	0.298 ~ 3.108 2	好
II	局部溶蚀粒(内)间孔, 残余粒间孔	7 ~ 10	0.1 ~ 0.82	0.31 ~ 1.21	0.168 ~ 0.234 9	中等
III	粒间微孔及晶间孔, 连同性差	5 ~ 7	0.03 ~ 0.1	0.62 ~ 2.43	0.017 9 ~ 0.100 3	差
IV	只有晶间微孔, 基本不连通	<5	<0.03	1.43 ~ 2.59	0.015 8 ~ 0.167 8	非储层

注: ϕ 为孔隙度, %; k 为渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; $p_{\text{排}}$ 为排驱压力, MPa; $r_{\text{中值}}$ 为孔喉半径值, μm 。

等强度陶粒。从压后关井压力恢复试井分析结果看(表2、表3),当前压裂措施形成的人工裂缝导流能力达到了 $130 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$ 左右。结合上述分析,裂缝导流能力还存在降低空间,这也为石英砂的应用提供了前提条件。

2 石英砂陶粒组合支撑剂导流能力实验

2.1 有效应力计算

加载在支撑剂上的有效应力和孔隙压力有关,对于主裂缝垂直于最小主应力方向的情况,加载在主裂缝支撑剂上的有效应力为闭合压力(理论上与最小主应力相等)与孔隙压力的差值,生产过程中孔隙压力逐渐降低,因而作用在支撑剂上的有效应力随之增加^[8],即:

$$P_a = \sigma_{\min} - P_w \quad (1)$$

式中: P_a 为作用在支撑剂上的有效应力,MPa; σ_{\min} 为最小主应力,MPa; P_w 为井底流压力(近似孔隙压力),MPa。

苏里格区块的最小主应力在 $43 \sim 48 \text{ MPa}$ ^[6],假设气井废弃压力为 3 MPa ,则作用在支撑剂上的最大有效应力为 $40 \sim 45 \text{ MPa}$,因而本次实验主要关注各种支撑剂在该区间的导流能力。

2.2 实验方案及材料

按 SY/T 6302-2009《压裂支撑剂充填层导流能力评价推荐方法》,采用 NF-II 型导流仪进行导流能力测试,其中测试介质为 N_2 ,实验温度为室温,测试流量为 100 mL/min ,铺砂浓度为 10 kg/m^2 ,实验所用陶粒、石英砂具体参数见表4。

实验内容主要包括:①40/70目、20/40目石英砂导流能力对比,筛选合适的粒径规格;②石英砂与陶

表2 苏59-A井试井解释结果

Table 2 Well test interpretation results of well-Su-59-A

储层模型	井模型	外边界模型	外推压力 p_w /MPa	地层系数 K_h /($10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$)	储层渗透率 K / $10^{-3} \mu\text{m}^2$	表皮系数 S, f	井筒储存 C /($\text{m}^3 \cdot \text{MPa}^{-1}$)	裂缝半长 x_f /m	导流能力 F /($\mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$)
均匀介质	有限导流垂直裂缝	平行边界	24.255	3.59	0.222	-0.668	0.424	62.1	135

表3 苏5-A井试井解释结果

Table 3 Well test interpretation results of well-Su-5-A

储层模型	井模型	外边界模型	外推压力 p_w /MPa	地层系数 K_h /($10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$)	储层渗透率 K / $10^{-3} \mu\text{m}^2$	表皮系数 S, f	井筒储存 C /($\text{m}^3 \cdot \text{MPa}^{-1}$)	裂缝半长 x_f /m	导流能力 F /($\mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$)
径向复合	有限导流垂直裂缝	无限大	26.398	2.25	0.135	-0.635	23.8	71.2	124

表4 实验所用陶粒及石英砂基本参数

Table 4 Basic parameters of ceramsite and quartz sand used in tests

支撑剂类型	规格范围内样品百分含量, %	顶筛上样品百分含量, %	系列底筛上样品百分含量, %	球度	圆度	酸溶解度, %	视密度/($\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$)	体积密度/($\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$)	浊度, FTU
20/40目陶粒	98.76	0	0.08	0.86	0.87	6.49	3.27	1.78	37.7
20/40目石英砂	93	0.08	0.8	0.7	0.7	4.5	2.61	1.56	83
40/70目石英砂	92	0.09	0.85	0.7	0.7	4.8	2.6	1.54	88

粒采用均匀混合、石英砂后尾追陶粒两种方式下的导流能力对比,优选混合方式;③最佳混合方式下,石英砂与陶粒不同混合比例的导流能力对比实验,筛选最佳的混合比例。

2.3 实验结果

2.3.1 不同规格石英砂破碎率与导流能力

图2为40/70目、20/40目石英砂破碎率和导流能力实验结果。可以看出闭合压力大于30 MPa后,两种规格的石英砂破碎率均明显增大,导流能力均快速下降。同一闭合压力下,20/40目石英砂支撑剂颗粒承受的挤压力更大,破碎率更高,但一方面剩余未破碎的支撑剂仍能提供较好的支撑,另一方面部分破碎的颗粒粒径仍然较大,因而可提供相对较高的导流能力。闭合压力在40~50 MPa区间时,20/40目石英砂的导流能力为40/70目石英砂的1.5~2.8倍,更加适合苏里格气田的应用。

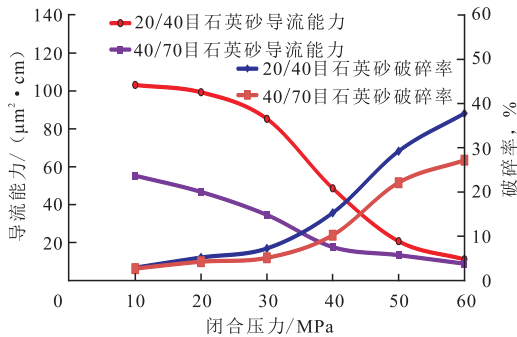


图2 40/70目、20/40目石英砂破碎率和导流能力对比

Fig. 2 Comparison of crushing rate and flow conductivity of 40/70 and 20/40 mesh quartz sand

2.3.2 石英砂与陶粒不同混合方式的导流能力

图3为20/40目石英砂与陶粒混合比例为1:1时两种混合方式的导流能力。与石英砂后尾追陶粒方式相比,均匀混合方式在闭合压力超过30 MPa后导流能力更高。究其原因,均匀混合方式下陶粒和石英砂均匀分散在支撑面上,由于陶粒抗挤压能力远大于石英砂,陶粒的支撑作用使得石英砂的破碎率更低,因而所能提供的导流能力更高。闭合压力在40~50 MPa时,均匀混合的导流能力为尾追方式的1.3~1.4倍,为最佳的混合方式。

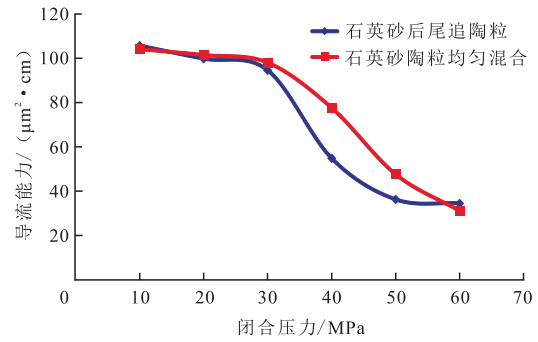


图3 20/40目石英砂与陶粒采取不同混合方式的导流能力对比(比例1:1)

Fig. 3 Comparison of flow conductivity of 20/40 mesh quartz sand and ceramsite when they are mixing in different modes (1:1)

2.3.3 石英砂与陶粒按不同比例均匀混合的导流能力

图4为20/40目石英砂与陶粒按照不同比例均匀混合时的导流能力。可以看出陶粒的导流能力随闭合压力的增加仅略有下降,随着混合石英砂比例的提升,支撑裂缝的导流能力明显下降,特别是闭合压力超过30 MPa后由于石英砂破碎率急剧加大导致导流能力也相应大幅度降低。

应当注意的是,室内实验由于受温度、压力、铺置浓度、铺置状态等所限,不能完全真实反映实际人工裂缝的导流能力,其绝对值对现场应用参考意义较小,但从相对变化中考察石英砂的混入对导流能力的影响则是较为可行的。闭合压力在40~50 MPa时,石英砂的导流能力为陶粒的20%~46.7%;石英砂与陶粒混合比例为7:3的导流能力为陶粒的23.9%~56.7%;混合比例为1:1的导流能力为陶粒的46%~74.6%;混合比例为3:7的导流能力为陶

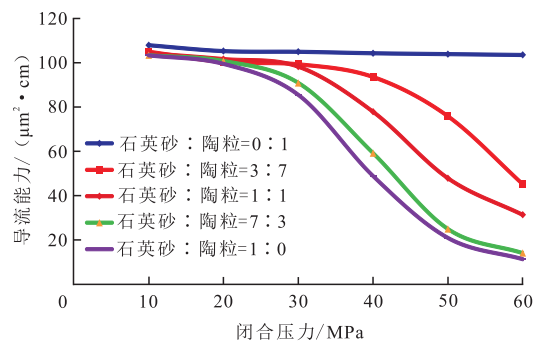


图4 20/40目石英砂与陶粒按照不同比例均匀混合时的导流能力对比

Fig. 4 Comparison of flow conductivity of 20/40 mesh quartz sand and ceramsite when they are mixing in different proportions

粒的73%~89.7%。

3 现场试验方案及应用效果

3.1 试验方案

如前所述,常规人工裂缝导流能力远超过需求,可在陶粒中混入不同比例的石英砂来降低裂缝导流能力,在满足改造需求的同时实现改造成本的最小化。具体而言,当前常规工艺提供的裂缝导流能力为 $130 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$ 左右,I类储层最佳裂缝导流能力为 $94 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$,则石英砂与陶粒混合比例应小于1:1;II类储层最佳裂缝导流能力为 $65 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$,则石英砂与陶粒混合比例应小于7:3;III类储层最佳裂缝导流能力为 $25 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$,则可尝试全部采用石英砂。

3.2 现场试验及效果

3.2.1 桃7-A井现场试验及效果

桃7-A井为苏里格桃7区块中部的一口开发井,目的层位为山西组山1段、石盒子组盒8段,埋深3290~3370 m,目的层砂体厚度8~12 m,有效厚度6.1~11.5 m,孔隙度4.99%~5.8%,渗透率(0.07~

$0.12) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,气测全烃峰值55%~69.5%,为典型的III类储层。该井分3层压裂,全部采用20/40目石英砂,单层加砂量15~20 m^3 ,施工排量2.4 m^3/min ,砂比23.6%~24%(表5)。

本井压后测试产量 $2.32 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,无阻流量4.81 $\times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,投产井口压力20.3 MPa,生产90天后井口压力16.04 MPa,累产 $118.789 \times 10^4 \text{ m}^3$,井口压降速率0.047 3 MPa/d,单位压降产量 $27.885 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{MPa}$,与邻井对比,全部采用石英砂并未影响压后效果(表6)。

3.2.2 桃7-B井现场试验及效果

桃7-B井为苏里格桃7区块南部的一口开发井,目的层位为石盒子组盒8段,埋深3440~3490 m,目的层砂体厚度5~13 m,有效厚度2.2~4.6 m,孔隙度4.8%~7.9%,渗透率(0.05~0.14) $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,气测全烃峰值35.9%~76.1%,为III类储层。该井分3层压裂,全部采用20/40目石英砂,单层加砂量15~20 m^3 ,施工排量2.4 m^3/min ,砂比24%~25.5%(表7)。

本井压后测试产量 $2.112 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,无阻流量 $3.39 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,投产井口压力21.3 MPa,生产90天后井口压力15.18 MPa,累产 $101.813 \times 10^4 \text{ m}^3$,井口压降速率0.069 MPa/d,单位压降产量 $16.636 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{MPa}$,与邻井对比,全部采用石英砂同样未影响压后效果(表8)。

表5 桃7-A井与邻井压裂改造情况对比

Table 5 Comparison of fracturing reconstruction of well-Tao-7-A and adjacent wells

井号	层位	砂体厚度/m	有效厚度/m	孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	气测全烃峰值/%	砂量/ m^3	液量/ m^3	排量/ $(\text{m}^3 \cdot \text{min}^{-1})$	平均砂比/%	支撑剂类型
桃7-A	山1	8	7	5.8	0.1	55.0	15	124.6	2.4	23.8	20/40目石英砂
	山1	10	6.1	4.99	0.07	65.2	15	117.5	2.4	23.6	
	盒8	12	11.5	5.23	0.12	69.5	20	145.6	2.4	24.0	
邻井-1	山1	19	12.1	6.5	0.09	60.3	30	197.7	3~3.2	24.5	20/40目陶粒
	盒8	8	3.9	8	0.13	62.5	15	108.1	2~2.2	22.8	
邻井-2	山1	6	2.6	7.4	0.13	23.9	14	109	2.3	23.7	20/40目陶粒
	山1	8	2.4	8.2	0.1	39.5	17.5	130.2	2.8	24.1	
	盒8	9	3.1	9	0.11	28.8	25	153.8	2.8	25.3	

表6 桃7-A井与邻井压裂改造后效果对比

Table 6 Comparison of effect after fracturing reconstruction of well-Tao-7-A and adjacent wells

井号	测试产量/ $(10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1})$	无阻流量/ $(10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1})$	投产井口压力/MPa	90天井口压力/MPa	90天累计产量/ 10^4 m^3	90天压降速率/ $(\text{MPa} \cdot \text{d}^{-1})$	90天单位压降产量/ $(10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{MPa}^{-1})$
桃7-A	2.32	4.81	20.3	16.04	118.789	0.047 3	27.885
邻井-1	3.6	7.57	24.4	16.11	133.234	0.092 1	16.072
邻井-2	1.17	2.06	23.7	18.6	105.363	0.056 7	20.659

表7 桃7-B井与邻井压裂改造情况对比

Table 7 Comparison of fracturing reconstruction of well-Tao-7-B and adjacent wells

井号	试油层位	砂体厚度/m	有效厚度/m	孔隙度, %	渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	气测全烃峰值, %	砂量/ m^3	液量/ m^3	排量/ $(\text{m}^3\cdot\text{min}^{-1})$	平均砂比, %	支撑剂类型
桃7-B	盒8	8	4.6	4.8	0.06	35.9	20	153.7	2.4	25.4	20/40目石英砂
	盒8	5	3.2	7.9	0.14	76.1	15	118.9	2.4	24.0	
	盒8	13	2.2	7.8	0.05	67.9	20	141.4	2.4	25.5	
邻井-1	山1	4	2.8	7.9	0.1	57.3	12	126.1	2.4	19.6	20/40目陶粒
	盒8	5	2.6	9.7	0.13	86.0	15	121.5	2.4	22.3	
	盒8	6	3.9	7.7	0.1	87.8	15	113.1	2.4	23.7	
邻井-2	盒8	16	4.1	7.9	0.11	44.6	17.6	141.4	2.4	25.5	20/40目陶粒
	盒8	4	2.8	16.4	0.16	50.2	16	120.2	2.4	24.7	
	盒7	3	2.4	9.9	0.19	20.1	12.4	95.6	2.2	23.8	

表8 桃7-B井与邻井压裂改造后效果对比

Table 8 Comparison of effect after fracturing reconstruction of well-Tao-7-B and adjacent wells

井号	测试产量/ $(10^4\text{m}^3\cdot\text{d}^{-1})$	无阻流量/ $(10^4\text{m}^3\cdot\text{d}^{-1})$	投产井口压力/MPa	90天井口压力/MPa	90天累计产量/ 10^4m^3	90天压降速率/ $(\text{MPa}\cdot\text{d}^{-1})$	90天单位压降产量/ $(10^4\text{m}^3\cdot\text{MPa}^{-1})$
桃7-B	2.112	3.39	21.3	15.18	101.813	0.069	16.636
邻井-1	2.69	4.15	23.1	16.12	120.21	0.077	17.222
邻井-2	1.35	2.54	21.6	13.5	118.593	0.09	14.641

4 结论与建议

1) 苏里格致密砂岩分为3类有效储层,不同类型储层对裂缝导流能力的需求差异较大,数值模拟表明,最佳的裂缝导流能力为I类储层 $94\mu\text{m}^2\cdot\text{cm}$,II类储层 $65\mu\text{m}^2\cdot\text{cm}$,III类储层 $25\mu\text{m}^2\cdot\text{cm}$ 。常规压裂措施形成的裂缝导流能力可达到 $130\mu\text{m}^2\cdot\text{cm}$ 左右,有一定降低空间,石英砂用于压裂是可行的。

2) 石英砂陶粒组合支撑剂导流能力实验表明,20/40目石英砂与陶粒均匀混合是较好的组合方式。当闭合压力为 $40\sim 50\text{MPa}$ 、铺砂浓度为 $10\text{kg}/\text{m}^2$ 时,20/40目石英砂与陶粒均匀混合比例为1:0、7:3、1:1、3:7的导流能力为陶粒的20%~46.7%、23.9%~56.7%、46%~74.6%、73%~89.7%。

3) 通过综合分析认为对于I类储层20/40目石英砂与陶粒混合比例应小于1:1,II类储层混合比例应小于7:3,III类储层可全部采用石英砂(2口井的现场试验也验证了此点)。

4) 本文给出的苏里格气田石英砂替代陶粒的实施方案,可在满足改造需求的同时实现改造成本

的最小化,若进行规模性推广应用,则将会大幅降低支撑剂成本,进而带动气田开发的经济性。

参考文献

- [1] 冉新权,李安琪.苏里格气田开发论第二版[M].北京:石油工业出版社,2013.
- [2] 慕立俊,马旭,张燕明,等.苏里格气田致密砂岩气藏储层体积改造关键问题及展望[J].天然气工业,2018,38(4):161-168.
- [3] 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.
- [4] 王雷,张士诚,温庆志.不同类型支撑剂组合导流能力实验研究[J].钻采工艺,2012,35(2):81-83.
- [5] 王志刚,刘锋,王伟,等.致密砂岩中浅层低成本压裂支撑剂组合实验研究[J].化学工程与装备,2014,(12):21-24.
- [6] 马旭,郝瑞芬,来轩昂,等.苏里格气田致密砂岩气藏水平井体积压裂矿场试验[J].石油勘探与开发,2014,41(6):742-747.
- [7] 米卡尔J·埃克诺米德斯,肯尼斯G·诺尔特.油藏增产措施第三版[M].北京:石油工业出版社,2002.
- [8] 万仁溥,罗英俊.采油技术手册第二版[M].北京:石油工业出版社,1998.

(编辑 尹淑容)