



(10) 授权公告号 CN 117821050 B

(45) 授权公告日 2024.09.17

(21) 申请号 202311784090.3

袁兆坤

(22) 申请日 2023.12.22

(74) 专利代理机构 北京智桥联合知识产权代理
事务所(普通合伙) 11560

(65) 同一申请的已公布的文献号

申请公布号 CN 117821050 A

专利代理师 陈露

(43) 申请公布日 2024.04.05

(51) Int.Cl.

C09K 8/66 (2006.01)

E21B 43/26 (2006.01)

C09K 8/80 (2006.01)

(73) 专利权人 中国石油天然气集团有限公司
地址 100007 北京市东城区东直门北大街9
号

专利权人 中国石油集团长城钻探工程有限
公司

(56) 对比文件

苑秀发. 苏里格致密气藏纳米增效剂的研制
与应用. 石油化工应用. 2024, 第43卷(第5期),
38-42.

审查员 胡晨辉

(72) 发明人 田鸿照 苑秀发 赵国英 唐钦锡
王立祥 吴则鑫 杨杰 徐良伟
刘骞 张磊 王磊 李健伟
井元帅 安明 刘晟林 郝坤
王涛 朱新佳 董建辉 彭永成

权利要求书2页 说明书6页

(54) 发明名称

一种致密气藏压裂液体系及压裂方法

(57) 摘要

本发明提供了一种致密气藏压裂液体系及压裂方法,涉及致密气藏水力压裂技术领域。压裂方法的泵注程序分为5个阶段,环空低替阶段采用低黏液;前置液阶段前期采用低黏液,后期采用高黏液;携砂液阶段采用高黏液;顶替液阶段和挤注阶段均采用低黏液。差异化伴注纳米增效剂,前置液阶段添加0.3~0.5%的纳米增效剂、携砂液前期阶段添加0.1%~0.3%的纳米增效剂。本发明通过在压裂液中差异化添加纳米助排剂,深入纳米级储层孔喉中,从而提高压裂液返排效果、快速建产、提高单井产能。

1. 一种致密气藏压裂液,其特征在於,包括低黏度乳液、高黏度乳液和纳米增效剂ME-50;

其中所述低黏度乳液和高黏度乳液由四川申和公司的SRY-1的生物复合乳液配制而成,低黏度乳液的浓度为1.0%~1.6%,黏度为39~51mPa·s;高黏度乳液的浓度为1.8%~2.4%,黏度为60~90mPa·s。

2. 一种致密气藏压裂方法,其特征在於,包括以下步骤:

步骤S1:环空低替阶段:从油管 and 套管之间的环空注入低黏度乳液,将井筒内洗井液替出;

步骤S2:前置液阶段:环空先后依次注入低黏度乳液、加入支撑剂的低黏度乳液、高黏度乳液,在储层中形成主裂缝;

步骤S3:携砂液阶段:环空注入加入支撑剂的高黏度乳液,支撑剂的加入浓度逐渐增加,伴随主裂缝的延伸,在主裂缝的端部及周围形成多条分支缝;

步骤S4:顶替液阶段:注入低黏度乳液;

步骤S5:挤注阶段:注入低黏度乳液,将井筒内携砂液挤入地层,然后注入破胶剂强化压裂液破胶性能;

其中所述低黏度乳液和高黏度乳液由四川申和公司的SRY-1的生物复合乳液配制而成,低黏度乳液的注入浓度为1.0%~1.6%,黏度为39~51mPa·s;高黏度乳液的注入浓度为1.8%~2.4%,黏度为60~90mPa·s;

前置液阶段和携砂液阶段还伴注有纳米增效剂ME-50,前置液阶段伴注压裂液体积0.3~0.5%的纳米增效剂ME-50,携砂液阶段伴注压裂液体积0.1~0.3%的纳米增效剂ME-50。

3. 根据权利要求2所述的致密气藏压裂方法,其特征在於,步骤S1的低黏度乳液的注入速度为0.5~1.5m³/min。

4. 根据权利要求2所述的致密气藏压裂方法,其特征在於,步骤S2的低黏度乳液、加入支撑剂的低黏度乳液、高黏度乳液的注入速度各自独立地为5~6 m³/min。

5. 根据权利要求2所述的致密气藏压裂方法,其特征在於,步骤S2的加入支撑剂的低黏度乳液中支撑剂的加入浓度为50~120 kg/m³。

6. 根据权利要求5所述的致密气藏压裂方法,其特征在於,支撑剂为组合粒径陶粒,包括40~70目、30~50目和20~40目陶粒的组合。

7. 根据权利要求2所述的致密气藏压裂方法,其特征在於,步骤S3的加入支撑剂的高黏度乳液的注入速度为5~6 m³/min。

8. 根据权利要求2所述的致密气藏压裂方法,其特征在於,步骤S3的加入支撑剂的高黏度乳液中支撑剂的加入浓度为50~600 kg/m³。

9. 根据权利要求2所述的致密气藏压裂方法,其特征在於,步骤S4的低黏度乳液的注入速度为5~6 m³/min。

10. 根据权利要求2所述的致密气藏压裂方法,其特征在於,步骤S5的低黏度乳液的注入速度为0.5~1.0m³/min。

11. 根据权利要求2所述的致密气藏压裂方法,其特征在於,步骤S5的破胶剂的注入速度为2~3 kg/min。

12. 根据权利要求2所述的致密气藏压裂方法,其特征在於,前置液阶段和携砂液阶段

全程加入液氮,液氮排量为 $0.1\sim 0.4\text{m}^3/\text{min}$ 。

一种致密气藏压裂液体系及压裂方法

技术领域

[0001] 本发明涉及致密气藏水力压裂技术领域,尤其是涉及一种致密气藏压裂液体系及压裂方法。

背景技术

[0002] 苏里格致密砂岩气藏受低孔、低渗、低丰度的影响,储层物性差、储量丰度低、单井控制储量小、气井基本无自然产能,必须采用压裂技术对储层进行改造才能获得效益开发。压裂液性能和压裂方式的选择对提高致密气藏单井产量具有重要的影响。

[0003] 对于非常规致密砂岩等低渗、超低渗储层,现场一般采用水基压裂液进行压裂作业。但大量压裂液易在低品位储层小孔喉中(孔喉半径中值50nm左右)因毛细管阻力形成水锁无法排出,堵塞气体渗流通道、形成水封气,降低了气井产能,因此及时高效地返排出水锁流体尤为重要。现有技术主要是通过氟碳类助排剂、醇类来防水锁和提高压裂液返排率,但普通的添加剂会被储层及支撑剂很快吸附,无法及时有效地到达致密岩石孔隙中。

[0004] 近年来,应用纳米技术提高水力压裂效果开始受到越来越多的关注。相较于常规助排剂,纳米增效剂(粒径中值1~100nm)可将更多的表面活性剂运送至孔隙深处,被吸附后溶液表面张力更低,接触角更高,防水锁能力更强。但是,不同的纳米增效剂物理化学性能差距较大,而且纳米增效剂伴注比例对其性能的发挥也十分重要,此外压裂方式在发挥纳米增效剂降低深部储层水锁、改善远井微裂缝等低孔喉区域渗流通道也起着十分重要的作用,但相关研究却鲜有报道。

发明内容

[0005] 本发明的目的之一在于提供一种致密气藏压裂液体系。

[0006] 本发明的目的之二在于提供一种致密气藏压裂方法。

[0007] 为了实现本发明的上述目的,特采用以下技术方案:

[0008] 第一方面,本发明提供了一种致密气藏压裂液体系,包括压裂液和纳米增效剂ME-50,压裂液包括低黏度乳液和高黏度乳液;

[0009] 其中所述低黏度乳液的浓度为1.0%~1.6%,黏度为39~51mPa·s;高黏度乳液的浓度为1.8%~2.4%,黏度为60~90mPa·s。

[0010] 本发明的低黏度乳液和高黏度乳液用乳液配制而成相应浓度和粘度。乳液选择生物复合乳液,如四川申和SRY-1、阜城实业FC-II以及东方宝麟-CH3。

[0011] 低黏度生物复合乳液的浓度例如为1.0%、1.1%、1.2%、1.3%、1.4%、1.5%、1.6%,黏度例如为39、40、42、45、46、48、50、51mPa·s;高黏度生物复合乳液的浓度例如为1.8%、2.0%、2.2%、2.4%,黏度例如为60、65、70、75、80、85、90mPa·s。

[0012] 纳米增效剂ME-50可以从长城钻探压裂公司购买,其是一种由表面活性剂、助表面活性剂、有机溶剂和水结合形成的一种纳米级别产品;微观以胶束形态存在,其外部为表面活性剂,其内部为有机溶剂。具体性能指标如下表所示。

	序号	项目	指标
[0013]	1	外观	均匀无色液体
	2	pH 值	6~7
	3	密度, g/cm ³	1.0~1.1
[0014]	4	水溶性	搅拌后迅速溶解
	5	表面张力 (0.2%水溶液), mN/m	≤24
	6	界面张力 (0.2%水溶液), mN/m	≤1.1
	7	润湿性改善率 (0.2%水溶液, 25°C), %	≥60
	8	排出率 (0.2%水溶液, 25°C), %	≥50
	9	粒径中值 (0.2%水溶液), nm	10~50
	10	与其他添加剂配伍性	无变色、无分层、无沉淀

[0015] 第二方面,本发明提供了一种致密气藏压裂方法,包括以下步骤:

[0016] 步骤S1:环空低替阶段:从油管 and 套管之间的环空注入低黏度乳液,将井筒内洗井液替出;

[0017] 步骤S2:前置液阶段:环空先后依次注入低黏度乳液、加入支撑剂的低黏度乳液以及高黏度乳液,在储层中形成主裂缝;

[0018] 步骤S3:携砂液阶段:环空注入加入支撑剂的高黏度乳液,支撑剂的加入浓度逐渐增加,伴随主裂缝的延伸,在主裂缝的端部及周围形成多条分支缝;

[0019] 步骤S4:顶替液阶段:注入低黏度乳液;

[0020] 步骤S5:挤注阶段:注入低黏度乳液,将井筒内携砂液挤入地层,然后注入破胶剂强化压裂液破胶性能;

[0021] 其中所述低黏度乳液的注入浓度为1.0%~1.6%,黏度为39~51mPa·s;高黏度乳液的注入浓度为1.8%~2.4%,黏度为60~90mPa·s;

[0022] 前置液阶段和携砂液阶段还伴注有纳米增效剂ME-50,前置液阶段伴注压裂液(此阶段加入的低黏度乳液和/或高黏度乳液)体积0.3~0.5%的纳米增效剂ME-50,携砂液阶段(特别是携砂液前期阶段,前期阶段指携砂液体积(该阶段整体压裂液量)前50-60%的阶段)伴注压裂液(此阶段加入的低黏度乳液和/或高黏度乳液)体积0.1~0.3%的纳米增效剂ME-50。

[0023] S1:环空低替阶段

[0024] 在一些实施方式中,步骤S1的低黏度乳液的注入速度为0.5~1.5m³/min,如0.5、0.6、0.7、0.8、0.9、1.0、1.2、1.4、1.5m³/min,但不限于此。

[0025] S2:前置液阶段

[0026] 在一些实施方式中,步骤S2的低黏度乳液、加入支撑剂的低黏度乳液以及高黏度乳液的注入速度各自独立地为5~6m³/min,如5、5.2、5.4、5.5、5.6、5.8、6m³/min,但不限于此。

[0027] 在一些实施方式中,支撑剂的加入浓度为50~120kg/m³。

[0028] 在一些实施方式中,支撑剂为组合粒径陶粒(密度为1.75g/cm³),包括40~70目(粒径0.212-0.425mm)、30~50目(粒径0.300-0.600mm)和20~40目(粒径0.425-0.85mm)陶粒的组合,其中20~40目陶粒占比10%~60%,其余目数比例可以根据储层含水情况调整。

注入前按比例混合在砂罐内。

[0029] S3:携砂液阶段

[0030] 在一些实施方式中,步骤S3的加入支撑剂的高黏度乳液的注入速度为 $5 \sim 6\text{m}^3/\text{min}$,如 5.2 、 5.4 、 5.5 、 5.6 、 5.8 、 $6\text{m}^3/\text{min}$,但不限于此。

[0031] 在一些实施方式中,支撑剂的加入浓度(砂浓度)为 $50 \sim 600\text{kg}/\text{m}^3$,随着时间延长,砂浓度由小到大阶梯提升,如 50 、 60 、 70 、 80 、 90 、 100 、 120 、 150 、 200 、 250 、 300 、 350 、 400 、 450 、 500 、 550 、 $600\text{kg}/\text{m}^3$,但不限于此。

[0032] S4:顶替液阶段

[0033] 在一些实施方式中,步骤S4的低黏度乳液的注入速度为 $5 \sim 6\text{m}^3/\text{min}$,如 5.2 、 5.4 、 5.5 、 5.6 、 5.8 、 $6\text{m}^3/\text{min}$,但不限于此。

[0034] S5:挤注阶段

[0035] 在一些实施方式中,步骤S5的低黏度乳液的注入速度为 $0.5 \sim 1.0\text{m}^3/\text{min}$,如 0.5 、 0.6 、 0.7 、 0.8 、 0.9 、 $1.0\text{m}^3/\text{min}$,但不限于此。

[0036] 在一些实施方式中,步骤S5的破胶剂的注入速度为 $2 \sim 3\text{kg}/\text{min}$ 。

[0037] 在一些实施方式中,前置液阶段、携砂液阶段和顶替液阶段也加入破胶剂;前置液阶段和携砂液阶段加入胶囊破胶剂,顶替液和挤注阶段加入过硫酸铵破胶剂。

[0038] 在一些实施方式中,前置液阶段和携砂液阶段全程加入液氮,液氮排量根据设计和实际压力情况调整,一般为 $0.1 \sim 0.4\text{m}^3/\text{min}$ 。

[0039] 乳液为生物复合乳液,可以由独立的添加剂比例泵泵入,按照设计和实际压力情况调整加入浓度。

[0040] 纳米增效剂可以由混砂车配备的添加剂泵泵入。破胶剂可以由混砂车配套的干添泵加入。液氮可以由液氮泵车加入。支撑剂可以由混砂车加入,根据设计和实际压力情况调整加入浓度。

[0041] 本发明的压裂方法中注入方式为环空注入,即从油管 and 套管之间的环空注入压裂液,注入速度根据限压和设计要求调整,一般为 $3.0 \sim 6.0\text{m}^3/\text{min}$ 。泵注程序分为5个阶段,环空低替阶段采用低黏液;前置液阶段前期采用低黏液,后期采用高黏液;携砂液阶段采用高黏液;顶替液阶段和挤注阶段均采用低黏液。前置液和携砂液阶段全程伴注液氮。差异化伴注纳米增效剂,前置液阶段添加 $0.3 \sim 0.5\%$ 的纳米增效剂(体积百分比)、携砂液前期阶段采用 $0.1\% \sim 0.3\%$ 的纳米增效剂(体积百分比)。

[0042] 该方法通过在压裂液中差异化添加纳米助排剂、深入纳米级储层孔喉中,从而提高压裂液返排效果、快速建产、提高单井产能。

[0043] 有益效果

[0044] (1) 通过在水基压裂中伴注纳米增效剂ME-50,一方面改善连通性:致密砂岩低品位储层孔喉小、分选性差,纳米增效剂小于等于储层孔喉半径,即“进得去”;另一方面降低排驱压力:低品位储层的毛细管力导致排驱压力高,纳米增效剂有低表面张力、改变润湿接触角等特点,提高渗流能力,即“出的来”,以上两个方面的性能降低了深部储层水锁、改善远井微裂缝等低孔喉区域渗流通道。低黏度乳液控制初期造缝净压力,防止缝高突破隔层,保障裂缝在优势储层延伸;高黏度乳液相比于低黏度乳液携砂效果更强,有利于实现高砂比加砂,保障裂缝支撑效果。

[0045] (2) 压裂方法上,采用环空注入,油管 and 套管环空流动通道大,对压裂液的摩阻性能要求小,增大了压裂液的选择范围和注入速度;泵注程序上差异化添加纳米增效剂并伴注液氮,降低返排难度、补充返排能量和加快返排速度;组合粒径支撑,实现不同尺度水力裂缝的充填和支撑,提高导流能力。最终实现压后的快速返排、快速建产,达到“低伤害、增排量、高增产”的目标。

[0046] 在上文中已经详细地描述了本发明,但是上述实施方式本质上仅是例示性,且并不欲限制本发明。此外,本文并不受前述现有技术或发明内容或以下实施例中所描述的任何理论的限制。

具体实施方式

[0047] 下面结合实施例对本发明作进一步的说明,需要说明的是,提供以下实施例仅出于说明目的并不构成对本发明要求保护范围的限制。

[0048] 除特殊说明外,在实施例中所采用的原料、试剂、方法等均为本领域常规的原料、试剂、方法。

[0049] 本实施例数据来源于中国苏里格气田某致密砂岩气藏,气井类型为直井,完井方式为射孔完井,压裂方式为水力压裂。

[0050] 压裂液体系的来源如下:

[0051] 生物复合乳液来自四川申和,牌号SRY-1。

[0052] 纳米增效剂ME-50来自长城钻探压裂公司,牌号ME-50。

[0053] 组合粒径支撑剂为组合粒径陶粒(密度为 $1.75\text{g}/\text{cm}^3$),包括40~70目(粒径 $0.212\text{--}0.425\text{mm}$)、30~50目(粒径 $0.300\text{--}0.600\text{mm}$)和20~40目(粒径 $0.425\text{--}0.85\text{mm}$)陶粒的组合,其中20~40目陶粒占比40%,40~70目陶粒占比20%,30~50目陶粒占比40%,注入前按比例混合在砂罐内。

[0054] 实施例1

[0055] 压裂具体实施过程如下:

[0056] 步骤S1:环空低替阶段:从油管和套管之间的环空注入低黏度生物复合乳液(即低黏液,生物复合乳液和水按比例泵入使其浓度为1.6%,黏度为 $51\text{mPa}\cdot\text{s}$),将井筒内洗井液替出。

[0057] 步骤S2:前置液阶段:先环空注入低黏液(浓度如上)、再注入加入组合粒径支撑剂的低黏液(段塞)以及高黏度生物复合乳液(即高黏液,生物复合乳液和水按比例泵入使其浓度为2.3%,黏度为 $81\text{mPa}\cdot\text{s}$),在储层中形成宽且具备一定长度的主裂缝。

[0058] 步骤S3:携砂液阶段:环空注入加入组合粒径支撑剂的高黏液(浓度如上),支撑剂加入浓度范围 $200\text{--}530\text{kg}/\text{m}^3$,由小到大阶梯提升,伴随主裂缝的延伸,在主裂缝的端部及周围形成多条分支缝。

[0059] 步骤S4:顶替液阶段:注入低黏液。

[0060] 步骤S5:挤注阶段:注入低黏液,将井筒内携砂液挤入地层,然后低排量注入过硫酸铵破胶剂强化压裂液破胶性能。

[0061] 进一步地,前置液阶段和携砂液阶段还伴注纳米增效剂ME-50,前置液阶段伴注0.4%,携砂液前期阶段伴注0.2%。

[0062] 进一步地,前置液阶段和携砂液阶段全程加入液氮,排量在 $0.1 \sim 0.2\text{m}^3/\text{min}$ 。

[0063] 进一步地,前置液阶段和携砂液阶段加入胶囊破胶剂,顶替液和挤注阶段加入过硫酸铵破胶剂。

[0064] 压裂过程中,采集油管压力、套管压力、排量、砂浓度等参数。

[0065] 压裂完毕后,根据气井放喷制度进行放喷,若不能自喷则采取诱喷措施。关井压力扩散结束后,利用油嘴进行放喷,打开放喷管线,将压裂液放喷至防喷池,当返排结束即可交井投产。

[0066] 具体泵注参数如表2所示。

[0067] 表2

工序	液型	压裂液量	液氮量	砂量	砂比	砂浓度	砂排量	施工排量	液氮排量	纳米增效剂	时间
		m^3	m^3	m^3	%	kg/m^3	m^3/min	m^3/min	m^3/min	kg	hr:min:sec
环空低替	低黏液	28.5	/	/	/	/	/	1.0-1.5	/	/	00:23:46
前置液	低黏液	65	3.8	/	/	/	/	5.0-6.0	0.35	260	00:10:50
	低黏液	10.5	0.6	0.6	5.7	100	0.33	5.0-6.0	0.35	40	00:01:49
	高黏液	45	2.6	/	/	/	/	5.0-6.0	0.35	180	00:07:30
携砂液	高黏液	17.5	0.9	2	11.4	200	0.64	5.0-6.0	0.3	35	00:03:07
	高黏液	27.2	1.4	4.2	15.4	270	0.85	5.0-6.0	0.3	55	00:04:57
	高黏液	29.2	1.5	6	20.6	360	1.1	5.0-6.0	0.3	55	00:05:28
	高黏液	38.4	1.9	9	23.4	410	1.23	5.0-6.0	0.3	75	00:07:18
	高黏液	35	1.8	9	25.7	450	1.34	5.0-6.0	0.3	/	00:06:44
	高黏液	32.8	1.6	9	27.4	480	1.41	5.0-6.0	0.3	/	00:06:22
	高黏液	20.6	/	6	29.1	510	1.49	5.0-6.0	/	/	00:04:02
	高黏液	13.9	/	4.2	30.3	530	1.54	5.0-6.0	/	/	00:02:44
顶替液	低黏液	28.5	/	/	/	/	/	5.0-6.0	/	/	00:04:45
挤注	低黏液	10	/	/	/	/	/	0.5	/	/	00:20:00
合计		402.1	16	50	23					700	1:49:22

[0069] 注:表中陶粒按照体积密度 $1.75\text{g}/\text{cm}^3$ 、视密度 $2.90\text{g}/\text{cm}^3$ 计算;“/”代表无。

[0070] 对比试验

[0071] 选择与实施例相似的井,按照相似操作流程,改变下面条件:

[0072] 一、纳米增效剂ME-50改为助排剂盘锦汇明实业HM-II;

[0073] 二、纳米增效剂ME-50替换为进口纳米增效剂安东AntonFlo-800;

[0074] 三、纳米增效剂ME-50前置液阶段伴注 0.1% ,携砂液阶段伴注 0.5% 。

[0075] 对比返排阶段点火时间,实施例点火时间为 1.5h 。对比试验一返排点火时间为 6h ,对比实验二点火时间为 2h ,对比试验三点火时间为 3h 。

[0076] 对比压后返排率,实施例返排率为 60% 。对比试验一返排率为 43% ,对比实验二返排率为 55% ,对比试验三返排率为 52% 。

[0077] 可以看出,实施例返排阶段点火时间最短,压后返排率最高,改善了返排效果缩短了建井周期。该发明的成功应用对致密气藏水力压裂具有积极的指导和借鉴意义。

[0078] 以上各实施例仅用以举例说明本发明的技术方案,而非对其限制。尽管参照前述各实施例对本发明进行了详细的说明,本领域的普通技术人员应当理解:在没有脱离本发明权利要求所限定的精神和实质的范围内,可以对前述各实施例所记载的技术方案进行修改,或者对其中部分或者全部技术特征进行等同替换;而这些修改或者替换仍然在本发明

权利要求所限定的范围内。