



(12) 发明专利

(10) 授权公告号 CN 116200183 B

(45) 授权公告日 2024.05.28

(21) 申请号 202310189969.7

CN 113122220 A, 2021.07.16

(22) 申请日 2023.03.02

CN 108587593 A, 2018.09.28

(65) 同一申请的已公布的文献号

CN 113563511 A, 2021.10.29

申请公布号 CN 116200183 A

CN 108676120 A, 2018.10.19

(43) 申请公布日 2023.06.02

CN 107418546 A, 2017.12.01

(73) 专利权人 四川申和新材料科技有限公司

CN 110484230 A, 2019.11.22

地址 618308 四川省德阳市广汉市向阳镇
张化村

US 11479705 B1, 2022.10.25
US 2008064614 A1, 2008.03.13

(72) 发明人 林波 贾振福 杜良军 严向阳

严思明; 王柏云; 张长思; 胡绪则. 油井水泥
减阻剂ASM的合成及性能研究. 精细石油化工进
展. 2012, 第13卷(第7期), 49-52.

陈恒 王捷 邹近 王愉 屈川
秦鹏 杨潘

Wang, Jie; Guo, Panyang; Jiang,
Houshun; Jiang, Houshun. A novel

(74) 专利代理机构 北京君有知识产权代理事务
所(普通合伙) 11630

multifunction fracturing fluid
compounding of nano-emulsion and viscous
slickwater for unconventional gas and
oil. ARABIAN JOURNAL OF CHEMISTRY. 2022, 第
15卷(第5期), 全文.

专利代理师 焦丽雅

(51) Int. Cl.

C09K 8/68 (2006.01)

E21B 43/26 (2006.01)

C09K 8/88 (2006.01)

C09K 8/60 (2006.01)

林惠. 抗盐减阻剂的制备与性能评价. 中国
优秀硕博学位论文全文库. 2021, 第工程科技I
辑卷(第2021年第09期), 全文.

(56) 对比文件

CN 102363727 A, 2012.02.29

CN 103881693 A, 2014.06.25

CN 105778884 A, 2016.07.20

US 2006258541 A1, 2006.11.16

US 2020071603 A1, 2020.03.05

卜涛. 滑溜水用耐盐速溶减阻剂的制备与应
用研究. 中国优秀硕博学位论文全文库. 2021,
第工程科技I辑卷(第2021年第02期), 全文.

(续)

审查员 胡晨辉

权利要求书3页 说明书13页 附图3页

(54) 发明名称

深层煤层气开发的高效能变粘压裂液及一
体化施工方法

(57) 摘要

本发明公开了一种深层煤层气开发的高效
能变粘压裂液及一体化施工方法, 所述高效能变
粘压裂液主要包括按质量百分比计的以下组分:
0.05~2.0%一剂多能乳液减阻剂、0~0.2%纳
米增效剂、0.01~0.1%破胶剂。一体化施工方法
如下: 配套使用本公司研发的在线施工设备, 通
过流程及添加参数控制, 将一剂多能乳液减阻

剂、纳米增效剂可调地泵入混砂车掺合罐, 并由
混砂车干添系统加入破胶剂, 混合形成高效能变
粘压裂液, 完成一体化压裂施工。压裂液的高减
阻、低粘高携砂、低成本等特点以及一体化施工
方法的可控、连续性完全适合深层煤层气大排
量、大砂量、大液量的开发需求, 同时其高效防
垢、低吸附性、低残渣特性进一步提高储层改造
效果。

CN 116200183 B

[接上页]

(56) 对比文件

栾日中;戴彩丽;赵明伟;高明伟;丁飞;李阳;张博涵;宋旭光.新型耐高温聚合物压裂液结构表征及性能评价.2020国际石油石化技术会议论文集.2020,全文.

Shi, Shenglong;Sun, Jinsheng;Lv, Kaihe;Liu, Jingping.Comparative Studies on Thickeners as Hydraulic Fracturing Fluids: Suspension versus Powder.GELS.2022,第8卷(第11期),全文.

1. 一种一剂多能乳液减阻剂,其制备原料按质量百分比包括: 28%~35%的主要聚合单体,45%~48%辅料,其余为水;其特征为:

所述主要聚合单体按质量百分比包括:主体结构单体88.55%~92.1%、双烷基链双翼对称疏水单体0.5%~0.8%、弱极性单体1.5%~2.0%、亲脂性单体0.1%~0.15%、微梳型控制单体4.0%~6.5%、抗盐单体1.5%~2.0%、阻垢单体0%~0.3 % ;

所述辅料按质量百分比包括:油相66.92%~81.97%、复合乳化剂10%~20%、无机盐响应材料3%~5%、液碱5%~8%、引发剂0.03%~0.08% ;

所述弱极性单体为亚氨基二苯乙烯和/或亚氨基二苯乙烯-N-甲酰氯;

所述亲脂性单体为N,N-亚甲基双丙烯酰胺;

所述微梳型控制单体为富马酸二丁酯、戊烯二酸二甲酯、丙烯酸羟乙酯、富马酸聚乙二醇单甲醚酯中的一种或几种;

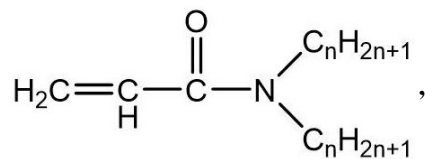
所述抗盐单体为十六烷基烯丙基-2甲基双磺酸钠、AMPS 钠盐、四苯乙烯基双磺酸钠盐中的一种或几种;

所述阻垢单体为3-丙烯酰胺基-3-甲基丁酸钠和/或二己烯三胺五甲叉膦酸;

所述油相为棕榈酸异辛双酰胺脂肪醇聚氧醚,对应的复合乳化剂由甲基椰油酰基牛磺酸钠与卡波Carbopol 940复配而成,两者质量比为2.5~4: 1;

所述无机盐响应材料为环糊精聚轮烷;

所述引发剂为过硫酸铵/亚硫酸氢钠的氧化还原体系,两者质量比为1.15~1.4: 1; 所述双烷基链双翼对称疏水单体的结构式如下:



其中n为10、12、14、16或18;

所述主体结构单体为丙烯酸钠和丙烯酰胺,两者的用量按照主体结构质量单体百分比计分别为50%~55%,45%~50%。

2. 根据权利要求1所述的一种一剂多能乳液减阻剂,其特征为:所述微梳型控制单体为富马酸二丁酯和/或丙烯酸羟乙酯;所述抗盐单体为十六烷基烯丙基-2甲基双磺酸钠。

3. 一种如权利要求1-2任一所述的一剂多能乳液减阻剂的制备方法,其特征为:包括均质剪切、近微射流乳化、反相乳液聚合控制、水解度控制、后处理步骤,具体包括如下步骤:

(1) 均质剪切:

开启反应釜搅拌器,搅拌速度控制在2000~2800r/min,向反应釜中加入油相、复合乳化剂、无机盐响应材料,搅拌均匀后,开启均质剪切泵,从反应釜中循环抽取连续相经过均质剪切泵并返回到反应釜中;

(2) 近微射流乳化:

在均质剪切过程20~30min后,倒换均质剪切泵出口,使连续相流入近微射流乳化器,并由近微射流乳化器的自吸泵吸入配制好的水相,所述水相包含主要聚合单体和部分液碱,水相与油相混合后,流入反应釜,完成反应液的近微射流乳化;

(3) 反相乳液聚合控制:

乳化完成后,向反应釜中通氮气,调节温度至20~40℃,加入引发剂引发聚合,引发过程中,控制反应液的升温速度始终保持在15~20s/0.1℃之间;

(4) 水解度控制:

通过分批次追加液碱和控制反应釜水解温度的方式来进行水解度控制,当反应体系温度升高至50℃时,开始分两批次、间隔20~40min向反应釜中加入剩余的液碱,第二批次加完后,调节温度至60~70℃,保温60min 以上,进行反应液的后水解反应,待温度在5min内变化不超过0.2℃时,反应结束进入下一步;

(5) 后处理:

反应完成后的乳液冷却至室温,过滤后得到所述的一剂多能乳液减阻剂。

4. 一种深层煤层气开发的高效能变粘压裂液,按质量百分比包括0.05~2.0%的一剂多能乳液减阻剂、0~0.3%纳米增效剂、0~0.1%破胶剂,其余为水;

所述一剂多能乳液减阻剂为权利要求1-2任一项所述的一剂多能乳液减阻剂;

其特征为:所述纳米增效剂按质量百分比包含以下组分:具有亚甲基功能基团的酯40%~45%、生物表面活性剂8%~12.5%、解吸附剂5%~8%、修饰助剂8%~10%,其余为水;

所述具有亚甲基功能基团的酯为 α-亚甲基-γ-丁内酯、乙氧基亚甲基丙二酸酯、乙氧基亚甲基丙二酸二乙酯、亚甲基丁二酸二丁酯中的至少一种;

和/或,所述生物表面活性剂为斯匹克斯堡酸、鼠李糖酯、海藻糖酯、槐糖酯中的至少一种;

和/或,所述解吸附剂为脂肪醇聚氧乙烯醚、烷基芳基聚氧乙烯醚、十六烷基三甲基溴化铵、胺基硅醇、胺基聚醚多元醇中的至少一种;

和/或,所述修饰助剂为聚乙二醇(PEG)、聚乙烯醇、丙烯酸酯-AMPS共聚物中的至少一种。

5. 根据权利要求4所述的深层煤层气开发的高效能变粘压裂液,其特征为,所述破胶剂为APS。

6. 根据权利要求5所述的深层煤层气开发的高效能变粘压裂液一体化施工方法,所述方法包括如下步骤:S1、混砂车从储液罐中吸入配液用水进入掺合罐,然后由在线配液施工设备以排量Q1、Q2向掺合罐中泵入一剂多能乳液减阻剂和纳米增效剂,根据设计需要由混砂车干添系统以添加速度Q3向掺合罐中添加破胶剂;

S2各物料在掺合罐中搅拌均匀形成高效能变粘压裂液,携带支撑剂以排量Q4由混砂车出口端排出到压裂车,再经过井口压入地层;

上述流程中,各排量的控制关系满足以下计算公式:

$$Q_1 = 10K_1 * W_1 * Q_4 \dots\dots\dots (式 1)$$

$$Q_2 = 10W_2 * Q_4 \dots\dots\dots (式 2)$$

$$f_1 = \frac{10W_1 * Q_4}{R_1} \dots\dots\dots (式 3),$$

$$f_2 = \frac{10W_2 * Q_4}{R_2} \dots\dots\dots (式 4)$$

$$Q_3 = \frac{K_2}{10} Q_4 \dots\dots\dots (式 5)$$

式中:

W1 为一剂多能乳液减阻剂的使用比,%;

W2为纳米增效剂的使用比例,%;

Q1 为一剂多能乳液减阻剂的泵入排量L/min;

Q2为纳米增效剂的泵入排量,L/min;

Q3为破胶剂的添加速度,kg/min;

Q₄为混砂车排出排量,m³/min;

f1 为一剂多能乳液减阻剂1号添加泵频率,Hz;

f2 为纳米增效剂2号添加泵频率,Hz;

R1 为1号添加泵频率-流量系数,L/Hz;

R2 为 2号添加泵频率-流量系数,/Hz;

K1为一剂多能乳液泵入排量修正系数;

K2 为破胶剂加量修正系数;

R1 和 R2 的取值根据现场施工温度确定:

当现场施工温度>10°C时,所述 R1 取值为 4.0~4.2,R2 取值为 4.5~5.0;

当现场施工温度为 0~10°C时,所述 R1 取值为 3.8~4.0,R2 取值为 4.5~5.0;

当现场施工温度<0°C时,所述 R1 取值为 3.5~4.0,R2 取值为 4.5~4.8;

K1 和 K2 的取值根据施工时对压裂液粘度 η 的要求确定:

当施工要求低粘压裂液时, $1\text{mPa}\cdot\text{s}<\eta\leq 15\text{mPa}\cdot\text{s}$,K1 取值为 0.98~1.01,K2 取值为 1/6;

当施工要求中粘压裂液时, $15\text{mPa}\cdot\text{s}<\eta\leq 40\text{mPa}\cdot\text{s}$,K1 取值为 0.95~1.04,K2 取值为 1/4;

当施工要求高粘压裂液时, $40\text{mPa}\cdot\text{s}<\eta\leq 150\text{mPa}\cdot\text{s}$,K1 取值为 0.9~1.08,K2 取值为 1/2。

深层煤层气开发的高效能变粘压裂液及一体化施工方法

技术领域

[0001] 本发明属于油气藏增产技术领域,具体涉及一种深层煤层气开发的高效能变粘压裂液及一体化施工方法。

背景技术

[0002] 随着非常规油气藏体积压裂技术的不断发展,国内页岩油气、致密气、煤层气区块相继应用了高效能变粘压裂液,普遍具有稳定性好、减阻效果显著、可在线混配并连续化施工的特点,明显提高了压裂施工规模和效率。然而,对于深层煤层气开发,经过长时间的研究和现场实践,技术专家们发现,针对深层煤层气自身的物性特征及开发难点,应形成专有的适合深层开发的压裂液体系。深层煤层气的开发难点主要体现在:一、煤层气成藏机理复杂,“三低”特征突出,使得其需要更大的体积压裂改造规模;二、煤层的节理、裂缝极其发育,“有效支撑缝长”是压裂改造的关键;三、煤层吸附性强,常规压裂液入地后极易对储层造成伤害;四、压裂改造容易造成煤粉运移堵塞伤害,要求入井液体具有相应的煤粉携带能力。

[0003] 在煤层气开发历程中,技术人员先后尝试应用了活性水压裂液、清洁压裂液以及泡沫压裂液,几种压裂液都具有一定的优势,但随着煤层气(油气是深层煤层气)的开发需要,体积压裂以及一体化施工要求下,几种压裂液的劣势不可忽视:活性水压裂液由于粘度低,携砂困难,也极易引起煤粉运移堵塞;清洁压裂液溶胀速度慢很难实现在线压裂施工,并且在煤层低温下不易破胶问题仍然存在;泡沫压裂液仅仅在已有的线性胶、交联胶、清洁压裂液的基础上制得,存在摩阻高,施工规模无法大大提升的难题。如:专利CN111100622A公开了一种深层煤层气井的清洁压裂液及现场施工方法,以叔胺、十八烷基失水甘油基二甲基氯化铵、丙烯酸、丙烯酰胺、1,3-丙烷磺内酯,AMPS、N-乙烯基-2-吡咯烷酮等为单体制成清洁稠化剂,再与交联剂及其它添加剂配制成清洁压裂液,但其合成组分复杂、生产不可控,并且产品抗温差、降阻率低,不适合深层煤层气大规模体积压裂。专利CN1039808778A公开了一种煤层气井泡沫压裂液体系,采用三种表面活性剂为主剂制备成清洁的泡沫压裂液,虽然伤害低,但其抗温、抗剪切性能不佳,并且也无法规模化施工,同样限制了其应用。

[0004] 针对深煤层开发难点以及几种压裂液的缺点,综合设计体积压裂改造方案的同时,压裂液体系应具备高效能(低粘降阻、携砂)、高抗盐(快速溶胀、返排液配液)、低伤害(低吸附、低残渣、煤粉携带等)等重要优势,同时为提高体积压裂应用规模,一体化、低成本也是必不可少的。

发明内容

[0005] 本发明针对现有技术存在的问题,提供了一种深层煤层气开发的高效能变粘压裂液,该压裂液添加剂少、配液简单(或免配液),具有高减阻、耐温耐剪切、低粘高携砂性能以及低吸附、低残渣等性能,并且压裂液性能可在线、实时控制,满足深层煤层气大排量、大规模的一体化开发需求,同时低伤害特性进一步提高储层增产效果。

[0006] 为实现上述目的,本发明采用的技术方案如下:

[0007] 本发明提供了一种深层煤层气开发的高效能变粘压裂液,按质量百分比包括:0.05~2.0%的一剂多能乳液减阻剂、0~0.3%纳米增效剂、0~0.1%破胶剂,其余为水。

[0008] 所述一剂多能乳液减阻剂是采用主体结构单体与阳离子单体、弱极性单体、亲脂性单体、梳型控制单体、抗盐单体、阻垢单体中的几种为主要聚合单体,以油相、复合乳化剂、无机盐响应材料、液碱、引发剂等为辅料,在一定条件下通过均质剪切-近微射流乳化-反相乳液聚合控制-水解度控制-后处理的流程制备而成。

[0009] 进一步地,所述一剂多能乳液减阻剂为一种具有微梳型结构的两性离子多元聚合物乳液,分子中引入了亚甲基基团、疏水基团、耐盐基团、阴、阳离子基团,在水溶液中通过亚甲基与酯基、疏水基团之间的作用形成可逆的空间结构,尤其是亚甲基基团的引入更能提高聚合物分子的亲脂性,显著提高分子链结构强度,从而提高耐温耐盐性能、粘弹性。其分子量控制在1200~1300万,水解度控制在45%~55%。

[0010] 所述纳米增效剂是以具有亚甲基功能基团的酯为溶剂,以生物表面活性剂为乳化剂,复配解吸附剂后在修饰助剂存在的条件下,经过均质剪切-近微射流乳化制备而成。

[0011] 所述破胶剂为普通破胶剂或生物酶破胶剂,或由普通破胶剂与生物酶破胶剂混合制备而成。

[0012] 本发明还提供了一种深层煤层气开发的高效能变粘压裂液一体化施工方法:使用本公司研发的在线配液施工设备,通过流程及添加参数控制,将一剂多能乳液减阻剂、纳米增效剂可调地泵入混砂车掺合罐,并由混砂车干添系统加入破胶剂,混合形成高效能变粘压裂液,完成一体化压裂施工。

[0013] 相对于现有技术,本发明具有以下有益效果:

[0014] (1) 本发明制备的一剂多能乳液减阻剂具有特殊功能基团、微梳型结构,由于其特殊的分子结构,乳液具有较低的临界缔合浓度,可以显著降低产品用量,压裂液抗盐和增粘性能得到极大提升;乳液减阻剂在水溶液中通过亚甲基与酯基、疏水基团之间的作用形成可逆的空间结构,尤其是亚甲基基团的引入更能提高聚合物分子的亲脂性,显著提高分子链结构强度,从而提高耐温耐盐性能、粘弹性;

[0015] (2) 乳液减阻剂中引入复合乳化剂和无机盐刺激响应材料,存储运输时非常稳定,在现场配液水矿化度提高后迅速发生转相破乳,快速溶解,避免反相剂的使用;

[0016] (3) 纳米增效剂具有较低临界浓度,粒径极小,可良好的修饰煤岩表面为润湿性,显著降低毛细管力大小,减小煤岩自吸液量,纳米增效剂内相粒径可达20nm,其与煤岩的作用力强于甲烷气与煤岩的作用力,可促进甲烷气解吸;

[0017] (4) 通过将一剂多能乳液减阻剂与纳米增效剂配套使用,可以进一步提高压裂液的表观粘度、结构强度,同时集低粘度降阻、高粘弹性携砂、助排、防膨、阻垢、煤粉分散、解吸附煤层气等多种功能于一体,形成深层煤层气开发的高效能变粘压裂液;

[0018] (5) 本发明的高效能变粘压裂液采用无毒环保化学原料合成,原材料易得,价格适中,产品性能稳定,具有广阔的应用前景;

[0019] (6) 根据压裂液性能优化了各组分现场用量及过程控制程序,形成高效能压裂液一体化施工方法,具有数据计算全面可靠、添加程序可操作性强等特点,体系及施工方法的结合非常适合非常规油气藏的大规模一体化压裂施工,尤其适合深层煤层气的高效开发。

附图说明

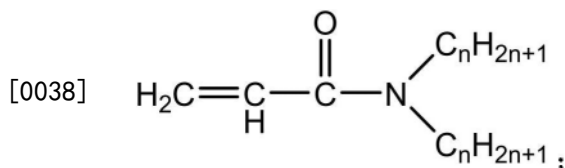
- [0020] 图1为本发明提供的深层煤层气开发的一剂多能乳液减阻剂稳定性展示。
- [0021] 图2为本发明提供的深层煤层气开发的高效能变粘压裂液在盐水中溶解性能。
- [0022] 图3为本发明提供的深层煤层气开发的高效能变粘压裂液耐温耐剪切性能(160℃)。
- [0023] 图4为本发明提供的深层煤层气开发的高效能变粘压裂液耐温耐剪切性能(140℃)。
- [0024] 图5为本发明提供的深层煤层气开发的高效能变粘压裂液悬砂状态(现场施工)。
- [0025] 图6为本发明提供的深层煤层气开发的高效能变粘压裂液用于在线压裂施工的施工曲线。

具体实施方式

- [0026] 下面对本发明的技术方案进行详细说明。
- [0027] 本发明所有原料,对其来源没有特别限制,在市场上购买的或按照本领域技术人员熟知的常规方法制备的即可。
- [0028] 本发明提供了一种深层煤层气开发的高效能变粘压裂液,按质量百分比包括:0.05~2.0%的一剂多能乳液减阻剂、0~0.3%纳米增效剂、0~0.1%破胶剂,其余为水。
- [0029] 进一步地,所述深层煤层气开发的高效能变粘压裂液,按质量百分比包括:0.1~1.6%的一剂多能乳液减阻剂、0.1~0.3%纳米增效剂、0~0.1%破胶剂,其余为水。
- [0030] 所述一剂多能乳液减阻剂是采用主体结构单体与阳离子单体、弱极性单体、亲脂性单体、梳型控制单体、抗盐单体、阻垢单体中的几种为主要聚合单体,以油相、复合乳化剂、无机盐响应材料、液碱、引发剂等为辅料,在一定条件下通过均质剪切-近微射流乳化-反相乳液聚合控制-水解度控制-后处理的流程制备而成。
- [0031] 进一步地,所述一剂多能乳液减阻剂为一种具有微梳型结构的两性离子多元聚合物乳液,分子中引入了亚甲基基团、疏水基团、耐盐基团、阴、阳离子基团,在水溶液中通过亚甲基与酯基、疏水基团之间的作用形成可逆的空间结构,尤其是亚甲基基团的引入更能提高聚合物分子的亲脂性,显著提高分子链结构强度,从而提高耐温耐盐性能、粘弹性。
- [0032] 进一步的,其分子量控制在1200~1300万,水解度控制在45%~55%。
- [0033] 在本发明的一些实施方式中,所述一剂多能乳液减阻剂的制备原料按质量百分比包括28%~35%的主要聚合单体,45%~48%辅料,其余为水。
- [0034] 在本发明的一些实施方式中,所述主要聚合单体按质量百分比包括:主体结构单体88.55%~92.1%、阳离子单体0.5%~0.8%、弱极性单体1.5%~2.0%、亲脂性单体0.1%~0.15%、微梳型控制单体4.0%~6.5%、抗盐单体1.5%~2.0%、阻垢单体0%~0.3%。
- [0035] 在本发明的一些实施方式中,所述主体结构单体为丙烯酸钠和/或丙烯酰胺;进一步地,所述主体结构单体为丙烯酸钠和丙烯酰胺,两者的用量按质量百分比计分别为50%~55%,45%~50%。
- [0036] 在本发明的一些实施方式中,所述阳离子单体为十八烷基二甲基烯丙基二甲铵盐、N,N-二甲基-N-苄基-N-丙烯酰胺基氯化铵以及含双烷基链双翼对称疏水单体中的一

种;

[0037] 进一步地,所述双烷基链双翼对称疏水单体的结构式如下:



[0039] 其中n取10、12、14、16、18中的一个;更优选地,n值取12。

[0040] 在本发明的一些实施方式中,所述弱极性单体为亚氨基二苯乙烯和/或亚氨基二苯乙烯-N-甲酰氯,引入具有亚氨基的单体,其活性强,能够有效降低单体极性,反应活泼,利于聚合。

[0041] 在本发明的一些实施方式中,所述亲脂性单体为N,N-亚甲基双丙烯酰胺、二乙烯基苯、N,N-(1,2-二羟基乙烯)双丙烯酰胺中的一种或几种,用于提高聚合物链亲水性,同时利用苯基、亚甲基等作用,增加聚合物亲脂性。

[0042] 在本发明的一些实施方式中,所述微梳型控制单体为有利于形成梳型结构的单体,包括富马酸、富马酸二丁酯、戊烯二酸二甲酯、甲基丙烯酸钠、丙烯酸羟乙酯、富马酸聚乙二醇单甲醚酯中的一种或几种;

[0043] 进一步地,所述微梳型控制单体为富马酸二丁酯和/或丙烯酸羟乙酯。

[0044] 在本发明的一些实施方式中,所述抗盐单体为十六烷基烯丙基-2甲基双磺酸钠、AMPS钠盐、四苯乙基双磺酸钠盐中的一种或几种;

[0045] 进一步地,所述抗盐单体为十六烷基烯丙基-2甲基双磺酸钠。

[0046] 在本发明的一些实施方式中,所述阻垢单体为3-丙烯酰胺基-3-甲基丁酸钠和/或二己烯三胺五甲叉膦酸。

[0047] 在本发明的一些实施方式中,所述辅料按质量百分比包括:油相66.92%~81.97%、复合乳化剂10%~20%、无机盐响应材料3%~5%、液碱5%~8%、引发剂0.03%~0.08%。

[0048] 在本发明的一些实施方式中,所述油相为硬脂酸甘油酯、棕榈酸异辛双酰胺脂肪醇聚氧醚、棕榈酸聚醚胺中的一种或几种。

[0049] 在本发明的一些实施方式中,所述复合乳化剂由甲基椰油酰基牛磺酸钠、甲基月桂酰基牛磺酸钠、牛磺酸钠中的一种与双(2-乙基己酯)磺酸钠、卡波Carbopol 940中的一种复配而成,两者质量比为(2.5~4):1;优选地,两者质量比为3:1;

[0050] 在本发明的一些实施方式中,所述无机盐响应材料为环糊精聚轮烷、甲基丙烯酰基乙基甜菜碱/丙烯酸酯共聚物、脱乙酰壳聚糖纳米颗粒中的一种或几种。

[0051] 在本发明的一些实施方式中,所述引发剂为过硫酸铵/亚硫酸氢钠的氧化还原体系,两者质量比为(1.15~1.4):1。

[0052] 所述一剂多能乳液减阻剂的制备方法主要包括均质剪切、近微射流乳化、反相乳液聚合控制、水解度控制、后处理等步骤。

[0053] 进一步地,所述一剂多能乳液减阻剂的制备方法包括:

[0054] (1) 均质剪切:

[0055] 开启反应釜搅拌器,搅拌速度控制在2000~2800r/min,向反应釜中加入油相、复

合乳化剂、无机盐响应材料,搅拌均匀后,开启均质剪切泵,从反应釜中循环抽取连续相经过均质剪切泵并返回到反应釜中;

[0056] (2) 近微射流乳化:

[0057] 在均质剪切过程20~30min后,倒换均质剪切泵出口,使连续相流入近微射流乳化器,并由近微射流乳化器的自吸泵吸入配制好的水相,所述水相包含主要聚合单体和部分液碱,水相与油相混合后,流入反应釜,完成反应液的近微射流乳化;

[0058] (3) 反相乳液聚合控制:

[0059] 乳化完成后,向反应釜中通氮气,调节温度至20~40℃,加入引发剂引发聚合,引发过程中,控制反应液的升温速度始终保持在(15~20s)/0.1℃之间;

[0060] (4) 水解度控制:

[0061] 通过分批次追加液碱和控制反应釜水解温度的方式来进行水解度控制,当反应体系温度升高至50℃时,开始分两批次、间隔20~40min向反应釜中加入剩余的液碱,第二批次加完后,调节温度至60~70℃,保温60min以上,进行反应液的后水解反应,待温度在5min内变化不超过0.2℃时,反应结束进入下一步;

[0062] (5) 后处理:

[0063] 反应完成后的乳液冷却至室温,过滤后得到所述的一剂多能乳液减阻剂。

[0064] 本发明制备的一剂多能乳液减阻剂具有特殊功能基团、微梳型结构,由于其特殊的分子结构,乳液具有较低的临界缔合浓度,可以显著降低产品用量,压裂液抗盐和增粘性能得到极大提升;乳液减阻剂在水溶液中通过亚甲基与酯基、疏水基团之间的作用形成可逆的空间结构,尤其是亚甲基基团的引入更能提高聚合物分子的亲脂性,显著提高分子链结构强度,从而提高耐温耐盐性能、粘弹性;乳液减阻剂中引入复合乳化剂和无机盐刺激响应材料,存储运输时非常稳定,在现场配液水矿化度提高后迅速发生转相破乳,快速溶解,避免反相剂的使用。

[0065] 所述纳米增效剂按质量百分比包含以下组分:具有亚甲基功能基团的酯40%~45%、生物表面活性剂8%~12.5%、解吸附剂5%~8%、修饰助剂8%~10%,其余为水。

[0066] 在本发明的一些实施方式中,所述具有亚甲基功能基团的酯为 α -亚甲基- γ -丁内酯、乙氧基亚甲基丙二酸酯、乙氧基亚甲基丙二酸二乙酯、亚甲基丁二酸二丁酯中的至少一种。

[0067] 在本发明的一些实施方式中,所述生物表面活性剂为斯匹克斯堡酸、鼠李糖酯、海藻糖酯、槐糖酯中的至少一种。

[0068] 在本发明的一些实施方式中,所述解吸附剂为脂肪醇聚氧乙烯醚、烷基芳基聚氧乙烯醚、十六烷基三甲基溴化铵、胺基硅醇、胺基聚醚多元醇中的至少一种。

[0069] 在本发明的一些实施方式中,所述修饰助剂为聚乙二醇(PEG)、聚乙烯醇、丙烯酸酯-AMPS共聚物中的至少一种。

[0070] 所述纳米增效剂是以具有亚甲基功能基团的酯为溶剂,以生物表面活性剂为乳化剂,复配解吸附剂后在修饰助剂存在的条件下,经过均质剪切-近微射流乳化制备而成。

[0071] 纳米增效剂具有较低临界浓度,粒径极小,可良好的修饰煤岩表面为润湿性,显著降低毛管力大小,减小煤岩自吸液量,纳米增效剂内相粒径可达20nm,其与煤岩的作用力强于甲烷气与煤岩的作用力,可促进甲烷气解吸。

[0072] 一剂多能乳液减阻剂与纳米增效剂配套使用,可以进一步提高压裂液的表观粘度、结构强度,同时集低粘度降阻、高粘弹性携砂、助排、防膨、阻垢、煤粉分散、解吸附煤层气等多种功能于一体,形成深层煤层气开发的高效能变粘压裂液。

[0073] 所述破胶剂为APS (过硫酸铵) 和包裹生物酶的胶囊破胶剂中的一种或两种,当两种混合使用时,其质量比为(5~6):1,优选为6:1。

[0074] 所述生物酶为多糖酶、芳香基酯酶、羧酸酯酶和乙酰酯酶中的一种;

[0075] 优选地,当选用多糖酶时,其在胶囊中有效含量为10~15%;当选用芳香基酯酶、羧酸酯酶和乙酰酯酶中的一种时,其在胶囊中的有效含量为6~10%。

[0076] 本发明还提供了一种深层煤层气开发的高效能变粘压裂液一体化施工方法,所述方法包括:

[0077] 使用本公司研发的在线配液施工设备,通过流程及添加参数控制,将一剂多能乳液减阻剂、纳米增效剂可调地泵入混砂车掺合罐,并由混砂车干添系统加入破胶剂,混合形成高效能变粘压裂液,完成一体化压裂施工。

[0078] 所述在线配液施工设备公开在本公司的实用新型专利ZL202123428259.0,“一种用于在线施工的精确加料撬装设备”中。

[0079] 进一步地,所述一体化施工方法包括如下步骤:

[0080] S₁、混砂车从储液罐中吸入配液用水进入掺合罐,然后由在线配液施工设备以排量Q₁(通过调节f₁来调整)、Q₂(通过调节f₂来调整)向掺合罐中泵入一剂多能乳液减阻剂和纳米增效剂,根据设计需要由混砂车干添系统以添加速度Q₃向掺合罐中添加破胶剂;

[0081] S₂、各物料在掺合罐中搅拌均匀形成高效能压裂液,携带支撑剂以排量Q₄由混砂车出口端排出到压裂车,再经过井口压入地层;

[0082] 上述流程中,各排量的控制关系满足以下计算公式:

[0083] $Q_1 = 10K_1 * W_1 * Q_4$ (式1)

[0084] $Q_2 = 10W_2 * Q_4$ (式2)

[0085] $f_1 = \frac{10W_1 * Q_4}{R_1}$ (式3)

[0086] $f_2 = \frac{10W_2 * Q_4}{R_2}$ (式4)

[0087] $Q_3 = \frac{K_2}{10} Q_4$ (式5)

[0088] 式中:

[0089] W₁为一剂多能乳液减阻剂的使用比例,%;

[0090] W₂为纳米增效剂的使用比例,%;

[0091] Q₁为一剂多能乳液减阻剂的泵入排量,L/min;

[0092] Q₂为纳米增效剂的泵入排量,L/min;

[0093] Q₃为破胶剂的添加速度,kg/min;

[0094] Q₄为混砂车排出排量,m³/min;

[0095] f₁为一剂多能乳液减阻剂1号添加泵频率,Hz;

[0096] f₂为纳米增效剂2号添加泵频率,Hz;

[0097] R₁为1号添加泵频率-流量系数,L/Hz;

- [0098] R_2 为2号添加泵频率-流量系数,L/Hz;
- [0099] K_1 一剂多能乳液泵入排量修正系数;
- [0100] K_2 为破胶剂加量修正系数。
- [0101] R_1 和 R_2 的取值根据现场施工温度确定;
- [0102] 进一步地,当现场施工温度 $>10^{\circ}\text{C}$ 时,所述 R_1 取值为4.0~4.2, R_2 取值为4.5~5.0;
- [0103] 当现场施工温度为 $0\sim 10^{\circ}\text{C}$ 时,所述 R_1 取值为3.8~4.0, R_2 取值为4.5~5.0;
- [0104] 当现场施工温度 $<0^{\circ}\text{C}$ 时,所述 R_1 取值为3.5~4.0, R_2 取值为4.5~4.8。
- [0105] K_1 、 K_2 的取值根据施工时对压裂液粘度 η 的要求确定;
- [0106] 进一步地,当施工要求低粘压裂液时, $1\text{mPa}\cdot\text{s}<\eta\leq 15\text{mPa}\cdot\text{s}$, K_1 取值为0.98~1.01, K_2 取值为1/6;
- [0107] 当施工要求中粘压裂液时, $15\text{mPa}\cdot\text{s}<\eta\leq 40\text{mPa}\cdot\text{s}$, K_1 取值为0.95~1.04, K_2 取值为1/4;
- [0108] 当施工要求高粘压裂液时, $40\text{mPa}\cdot\text{s}<\eta\leq 150\text{mPa}\cdot\text{s}$, K_1 取值为0.9~1.08, K_2 取值为1/2。
- [0109] 本发明提供的一体化施工方法根据压裂液性能优化了各组分现场用量及过程控制程序,形成高效能压裂液一体化施工方法,具有数据计算全面可靠、添加程序可操作性强等特点,体系及施工方法的结合非常适合非常规油气藏的大规模一体化压裂施工,尤其适合深层煤层气的高效开发。
- [0110] 下面将结合具体实施例对本发明的技术方案进行清楚、完整地描述,显然,所描述的实施例仅仅是本发明一部分实施例,而不是全部的实施例。基于本发明中的实施例,本领域普通技术人员在没有做出创造性劳动前提下所获得的所有其他实施例,都属于本发明保护的范围。
- [0111] 若未特别指出,实施例中涉及到的化学用品均可从常规手段获得。
- [0112] 若未特别指出,实施例中涉及到的百分号“%”均为质量百分比。
- [0113] 实施例1
- [0114] 本实施例提供一种配制高效能变粘压裂液所用的一剂多能乳液减阻剂,包含33%主要聚合单体、45%的辅料,其余为水。
- [0115] 以主要聚合单体体系为100%计算,包括91.25%的主体结构单体丙烯酸钠、丙烯酰胺,0.5%的含双烷基链双翼对称疏水单体 $\text{H}_2\text{C}=\text{CH}-\text{CO}-\text{N}-(\text{C}_{12}\text{H}_{25})_2$,1.5%的亚氨基二苯乙烯、0.15%的N,N-亚甲基双丙烯酰胺、5.0%的富马酸二丁酯、1.5%的十六烷基烯丙基-2-甲基双磺酸钠以及0.1%的3-丙烯酰胺基-3-甲基丁酸钠。
- [0116] 以辅料体系为100%计算,包括70.97%的棕榈酸异辛双酰胺脂肪醇聚氧醚、20%的复合乳化剂(甲基椰油酰基牛磺酸钠与卡波Carbopol 940以3:1复配而成)、3%的无机响应材料环糊精聚轮烷以及6%的液碱,0.03%的过硫酸铵/亚硫酸氢钠(质量比1.2:1)。
- [0117] 利用主要聚合单体、辅料以及水,在一定条件下通过均质剪切-近微射流乳化-反相乳液聚合控制-水解度控制-后处理的流程制备而成一剂多能乳液减阻剂,具体制备过程如下:
- [0118] (1)均质剪切:
- [0119] 开启反应釜搅拌器,搅拌速度控制在2500r/min,向反应釜中缓慢加入油相、复合

乳化剂、无机盐响应材料,搅拌均匀后,开启均质剪切泵,从反应釜中循环抽取连续相经过均质剪切泵并返回到反应釜中;

[0120] (2) 近微射流乳化:

[0121] 在均质剪切过程30min后,倒换均质剪切泵出口,使连续相流入自主设计的近微射流乳化器,并由近微射流乳化器的自吸泵吸入配制好的水相(包含主要聚合单体、部分液碱(70%)),水相通过一个三通结构与油相混合后,高速地注入一个相对狭小、修长的螺旋管道后流入反应釜,完成反应液的近微射流乳化;

[0122] (3) 反相乳液聚合控制:

[0123] 乳化完成后,将搅拌速度调整到800r/min,开始以50L/min的速度通氮气60min,通氮时间满足后,调节通氮速度至20L/min,调节反应釜温控装置至31℃,开始向乳化反应液中加入溶解好的过硫酸铵(10%水溶液),再通过精确计量泵向乳化反应液中缓慢滴加亚硫酸氢钠(5%水溶液)来缓慢引发聚合,引发过程中,通过电脑控制系统控制精确计量泵和反应釜冷却水循环系统,使反应液的升温速度始终保持在(15~20s)/0.1℃之间;

[0124] (4) 水解度控制:

[0125] 通过分批次追加液碱和控制反应釜水解温度的方式来进行水解度控制。当反应体系温度升高至50℃时,开始分两批次、间隔30min向反应釜中加入剩余的液碱(30%),第一批次和第二批次的质量比为0.9:1,第二批次加完后,设置反应釜温控装置至70℃,保温60min以上,进行反应液的后水解反应,待温度在5min内变化不超过0.2℃时,反应结束进入下一步;

[0126] (5) 后处理:

[0127] 反应完成后的乳液转入冷却罐,缓慢搅拌,开启冷却系统快速冷却至室温,乳液通过过滤装置分装到吨桶中得到成品。

[0128] 实施例2

[0129] 本实施例提供一种配制高效能变粘压裂液所用的纳米增效剂,制备的各组分质量百分比分别为:乙氧基亚甲基丙二酸酯40%、匹克斯堡酸10%、胺基硅醇6%、聚乙烯醇9%,其余为水。上述组分混合后经过均质剪切-近微射流乳化制备而成。

[0130] 实施例3

[0131] 本实施例提供一种深层煤层气开发的高效能变粘压裂液,当按质量百分比为0.2%的一剂多能乳液减阻剂、0.1%纳米增效剂、99.7%配液水时,配制的低粘压裂液粘度3~5mPa.s;当按质量百分比为0.5%的一剂多能乳液减阻剂、0.1%纳米增效剂,99.4%配液水时,配制的中粘压裂液粘度21~27mPa.s;当按质量百分比为0.8%的一剂多能乳液减阻剂、0.2%纳米增效剂,99.0%配液水时,配制的高粘压裂液粘度40~48mPa.s。

[0132] 实施例4

[0133] 本实施例提供一种深层煤层气开发的高效能变粘压裂液一体化施工方法。

[0134] 使用本公司研发的在线配液施工设备(实用新型专利ZL202123428259.0),通过流程及添加参数控制,完成在线施工:

[0135] S₁、混砂车从储液罐中吸入配液用水进入掺合罐,然后由在线配液施工设备以排量Q₁(通过调节f₁来调整)、Q₂(通过调节f₂来调整)向掺合罐中泵入一剂多能乳液减阻剂和纳米增效剂,根据设计需要由混砂车干添系统以添加速度Q₃向掺合罐中添加破胶剂;

[0136] S₂、各物料在掺合罐中搅拌均匀形成高效能压裂液,携带支撑剂以排量Q₄由混砂车出口端排出到压裂车,再经过井口压入地层;

[0137] 上述流程中,各排量的控制关系满足以下计算公式:

[0138] $Q_1 = 10K_1 * W_1 * Q_4$ (式1)

[0139] $Q_2 = 10W_2 * Q_4$ (式2)

[0140] $f_1 = \frac{10W_1 * Q_4}{R_1}$ (式3)

[0141] $f_2 = \frac{10W_2 * Q_4}{R_2}$ (式4)

[0142] $Q_3 = \frac{K_2}{10} Q_4$ (式5)

[0143] 式中:

[0144] W₁为一剂多能乳液减阻剂的使用比例, %;

[0145] W₂为纳米增效剂的使用比例, %;

[0146] Q₁为一剂多能乳液减阻剂的泵入排量,L/min;

[0147] Q₂为纳米增效剂的泵入排量,L/min;

[0148] Q₃为破胶剂的添加速度,kg/min;

[0149] Q₄为混砂车排出排量,m³/min;

[0150] f₁为一剂多能乳液减阻剂1号添加泵频率,HZ;

[0151] f₂为纳米增效剂2号添加泵频率,HZ;

[0152] R₁为1号添加泵频率-流量系数,L/HZ;

[0153] R₂为2号添加泵频率-流量系数,L/HZ;

[0154] K₁一剂多能乳液泵入排量修正系数;

[0155] K₂为破胶剂加量修正系数。

[0156] 当现场施工温度为15℃时,所述R₁取值为4.2,R₂取值为5.0;

[0157] 当现场施工温度0℃时,所述R₁取值为3.9,R₂取值为4.8;

[0158] 当现场施工温度-15℃时,所述R₁取值为3.6,R₂取值为4.5。

[0159] 当施工要求压裂液粘度9mPa.s,K₁取值为0.99,K₂取值为1/6;

[0160] 当施工要求压裂液粘度20mPa.s,K₁取值为0.98,K₂取值为1/4;

[0161] 当施工要求压裂液粘度45mPa.s,K₁取值为0.95,K₂取值为1/2;

[0162] 性能测试

[0163] (1) 一剂多能乳液减阻剂聚合物分子量测定

[0164] 将乳液产品提纯、烘干后配制溶液,采用一点法,在超级恒温水浴(30.0±0.1)℃条件下,使用非稀释型乌氏粘度计测定溶液粘度,相对地表征其分子量,本乳液水解度控制在55%,其分子量达到1211.6万。

[0165] (2) 一剂多能乳液减阻剂常温稳定性评价

[0166] 取100ml产品装入密封丝口瓶中,在常温条件下放置,每隔一定时间(10天)观察乳液外观性状并记录,结果见表1。图1为本发明提供的一剂多能乳液减阻剂稳定性展示图。

[0167] 从表1可以看出,在2个月内乳液均匀,无分层、沉淀,上层几乎无清液析出,说明该产品常温稳定性强,放置较长时间后其性能几乎不受影响。并且图1中本发明提供的一剂多

能乳液减阻剂放置50天后无明显变化,体现出其优良的长期稳定性。

[0168] 表1一剂多能乳液减阻剂常温稳定性测试结果

[0169]	放置时间(d)	10	20	30	40	50	60
	上层析出清液(mL)	0	0	0	0	0	2

[0170] (3) 高效能变粘压裂液性能测试

[0171] 1) 表观粘度测试

[0172] 采用总矿化度分别为400mg/L、10000mg/L两种配液水分别配制不同浓度的压裂液,测试溶解时间,表观粘度等数据,结果见表2。图2为10000mg/L盐水中压裂液溶解速度对比,可以看出,加入无机盐响应材料后,随着矿化度的增加,乳液溶解速度提高;纳米乳液增效剂的加入能进一步提高乳液溶解性能,降低乳液溶解时间,同时提高压裂液表观粘度。

[0173] 表2高效能变粘压裂液表观粘度测试结果

压裂液组分, %		高效能变粘压裂液表观粘度测试结果			
		矿化度 400mg/L		矿化度 10000mg/L	
乳液减阻剂	纳米增效剂	溶解时间 (s)	表观粘度 (mPa.s)	溶解时间 (s)	表观粘度 (mPa.s)
0.1	0	49	3.2	24	2.1
0.2	0	46	5	22	3
[0174] 0.2	0.1	41	8	18	5
0.4	0	40	21	15	15
0.4	0.1	34	27	10	21
0.6	0	35	45	12	36
0.6	0.2	29	54	8	39
0.8	0	26	63	10	48
0.8	0.2	18	75	7	57

[0175] 2) 压裂液粘弹性测试

[0176] 采用总矿化度分别为400mg/L、10000mg/L的自来水、盐水分别配制不同组分的压裂液,测试3min时溶液表观粘度,观察溶液粘弹性状态,测试结果见表3。

[0177] 表3高效变粘压裂增稠性能及粘弹性

压裂液组分	水样矿化度, mg/L	表观粘度, mPa.s	液体状态
1%乳液减阻剂	400	96	粘弹性强, 半挑
1%乳液减阻剂	10000	69	粘弹性一般
[0178] 1%乳液减阻剂+0.3%纳米增效剂	400	135	粘弹性强, 可挑挂
1%乳液减阻剂+0.3%纳米增效剂	10000	99	粘弹性强, 半挑

[0179] 从测试对比结果可以看出,加入纳米增效剂后,压裂液的增稠能力大大提升,并且粘弹性也明显提高,说明纳米增效剂与乳液配套使用是成功的,可以明显降低一剂多能乳液减阻剂用量,同时对压裂液增粘性能、抗盐和粘弹性具有重要作用。

[0180] 3) 压裂液耐温耐剪切性能

[0181] 深层煤层气开发的高效能变粘压裂液配方见表4,耐160℃的清水压裂液耐温耐剪切测试结果见图3,耐140℃的盐水压裂液耐温耐剪切测试结果见图4。两组压裂液经过 170s^{-1} 剪切后粘度均保持在 $30\text{mPa}\cdot\text{s}$ 以上,说明压裂液耐盐、耐温耐剪切性能优良。对返排液配液重复利用技术的推进也具有重要意义。

[0182] 表4深层煤层气开发的高效能变粘压裂液配方及性能测试结果

配液水	矿化度, mg/L	压裂液组分	测试条件	测试结果, mPa.s
[0183] 自来水	400	1.5%乳液减阻剂+0.3%纳米增效剂	160℃、 170s^{-1} 剪切 2h	47.6
盐水	10000	1.5%乳液减阻剂+0.3%纳米增效剂	140℃、 170s^{-1} 剪切 2h	40.3

[0184] 4) 压裂液悬砂性能

[0185] 深层煤层气开发的高效能变粘压裂液的悬砂状态见图5。施工过程中,当以28%的砂比加入40/70石英砂时,取混砂液样倒入塑料瓶中,静置5min后,支撑剂几乎无沉降,说明高效能变粘压裂液具有优良的悬砂性能。

[0186] 5) 压裂液减阻性能

[0187] 采用总矿化度分别为400mg/L、10000mg/L的自来水、盐水分别配制不同组分的压裂液,采用室内流动回路摩阻测试系统测试不同流量下压裂液的减阻性能,测试配方及测试结果见表5。结果表明,达到一定排量后,压裂液降阻率基本达到70%以上,高矿化度对压裂液的降阻性能有一定影响,但乳液用量超过0.2%后,其降阻率可达70%以上。

[0188] 表5几个配方的压裂液降阻率测试及拟合结果

压裂液组分		不同排量下 (m^3/h) 降阻率, %			
		2	2.5	3	3.5
[0189] 清水 (400mg/L)	乳液 0.1%	61.3	64.7	68.8	73.0
	乳液 0.2%	61.5	67.9	72.2	75.7
	乳液 0.4%	57.6	66.2	71.3	74.5
	乳液 0.8%	52.4	64.8	68.9	72.7
盐水 (10000mg/L)	乳液 0.1%	62.4	65.9	67.7	70.2
	乳液 0.2%	62.8	67.7	69.6	71.2
	乳液 0.4%	63.1	68.2	72.4	75.1
	乳液 0.8%	58.5	65.3	69.1	73.1

[0190] 6) 压裂液破胶液性能

[0191] 采用自来水分别配制不同组分的压裂液,加入一定比例的破胶剂APS(过硫酸铵),充分破胶,测试破胶液相关数据见表6。可见压裂液具有破胶液粘度低、残渣含量低、破胶液表面张力低的特点,纳米增效剂加入后进一步降低了破胶液的表面张力,提高破胶液返排活性。

[0192] 表6高效能变粘压裂液破胶相关数据

序号	压裂液组分	破胶液粘度 (mPa·s)	破胶液表面张力 (mN/m)	残渣含量 (mg/L)
1	0.2%乳液减阻剂+0.01%破胶剂	1.1	27.9	3.1
2	0.4%乳液减阻剂+0.03%破胶剂	1.2	27.3	5.2
3	0.8%乳液减阻剂+0.05%破胶剂	1.6	26.4	8.4
[0193] 4	1.2%乳液减阻剂+0.08%破胶剂	2.6	25.9	9.5
5	0.2%乳液减阻剂+0.1%纳米增效剂+0.01%破胶剂	1.6	27.4	3.1
6	0.4%乳液减阻剂+0.1%纳米增效剂+0.03%破胶剂	1.7	26.7	5.4
7	0.8%乳液减阻剂+0.2%纳米增效剂+0.05%破胶剂	1.9	25.4	8.3
8	1.2%乳液减阻剂+0.3%纳米增效剂+0.08%破胶剂	2.8	25.1	9.7

[0194] 7) 压裂液破胶液阻垢性能

[0195] 利用6) 中配制的1-4组压裂液破胶液与模拟地层水(模拟高含量钙、锶、钡等)进行配伍性测试(混合比例1:1),混合液置于95℃水浴锅24h,测试破胶液阻垢性能,并用清水,含有机磷酸盐阻垢剂溶液进行同等实验对比,实验结论见表7。

[0196] 表7不同溶液阻垢率测试结果

序号	溶液组分	阻垢率, %	混合溶液现象
1	0.2%乳液减阻剂+0.01%破胶剂	90	微微泛白
2	0.4%乳液减阻剂+0.03%破胶剂	96.3	无沉淀
3	0.8%乳液减阻剂+0.05%破胶剂	96.5	无沉淀
4	1.2%乳液减阻剂+0.08%破胶剂	98.2	无沉淀
5	清水	30.4	大量沉淀
6	0.5%有机磷酸盐阻垢剂	91.2	微微泛白

[0198] 通过数据显示,引入阻垢单体后,一剂多能乳液配制的压裂液破胶液具有一定的阻垢作用,并且随乳液用量的提高,压裂液阻垢率越高,完全可以达到甚至是超过有机磷酸盐阻垢剂的效果。

[0199] 应用实施例

[0200] 本发明提供了深层煤层气开发的高效能变粘压裂液的在线压裂施工实例。

[0201] 南华北盆地太康隆起通许X井,山西组煤层厚度3m平均地温梯3.4℃/100m,预测地层温度为76℃,该煤层前期于2021年4月11日进行压裂施工,入地层净液量527m³,排量2.0-8.0m³/min,加砂量29.8m³,破裂压力27.8MPa,最高压力51.3MPa,停泵压力25.9MPa。试气求产无效果。

[0202] 为扩大压裂体积,实现复杂缝网,该井以实现“饱和加砂、远支撑、有效支撑”为目标,采用“大排量、大液量、高强度”饱和加砂设计思路,排量、加砂量对标延川南和大宁-吉县加砂强度。

[0203] 为此,采用本发明提供的高效能变粘压裂液,前置液高粘液造主缝,高粘液携砂打

段塞、低粘深穿透造缝沟通割理和微裂缝,携砂液采用中粘液携砂造体积缝网,提高有效改造体积。

[0204] 压裂液配方如下:低粘液:0.1-0.2%一剂多能乳液减阻剂+0.1%纳米增效剂+0.01%APS;中粘液:0.3-0.4%一剂多能乳液减阻剂+0.1%纳米增效剂+0.02%APS;高粘液:0.5-0.7%一剂多能乳液减阻剂+0.2%纳米增效剂+0.03%APS。

[0205] 2022年12月23日,该井顺利完成大规模在线体积压裂施工,施工排量6-20m³/min,主体排量20m³/min,累计使用低粘液830m³,高粘液1040m³,中粘液4180.9m³,累计加砂713.46m³,加砂符合率101.73%。整个在线施工过程顺利,施工摩阻低,施工最高砂比达30%,现场压裂液悬砂状态良好,压裂施工曲线见图6。

[0206] 综上所述,本发明提供了一种深层煤层气开发的高效能变粘压裂液,具有稳定性好,溶解速度快,溶胀性能好,耐温耐剪切、耐盐性能优良等特点。通过现场配套设备的使用进行实时调控,可进行大规模的一体化在线施工,该技术已在煤层气储层应用超过300井次,在煤层气一体化在线压裂施工方面具有巨大优势和应用前景。

[0207] 以上所述,仅是本发明的较佳实施例而已,并非对本发明作任何形式上的限制,虽然本发明已以较佳实施例揭露如上,然而并非用以限定本发明,任何熟悉本专业的技术人员,在不脱离本发明技术方案范围内,当可利用上述揭示的技术内容作出些许更动或修饰为等同变化的等效实施例,但凡是未脱离本发明技术方案的内容,依据本发明的技术实质对以上实施例所作的任何简单修改、等同变化与修饰,均仍属于本发明技术方案的范围内。



图1

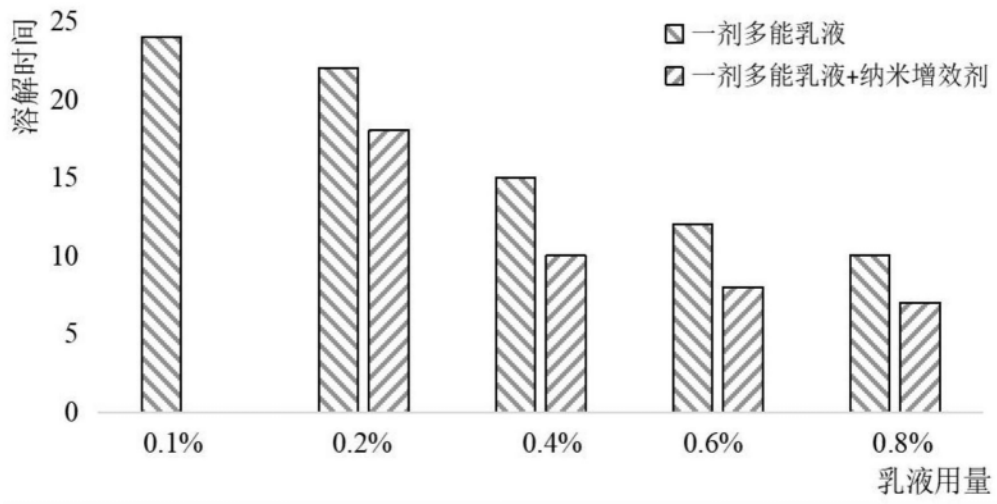


图2

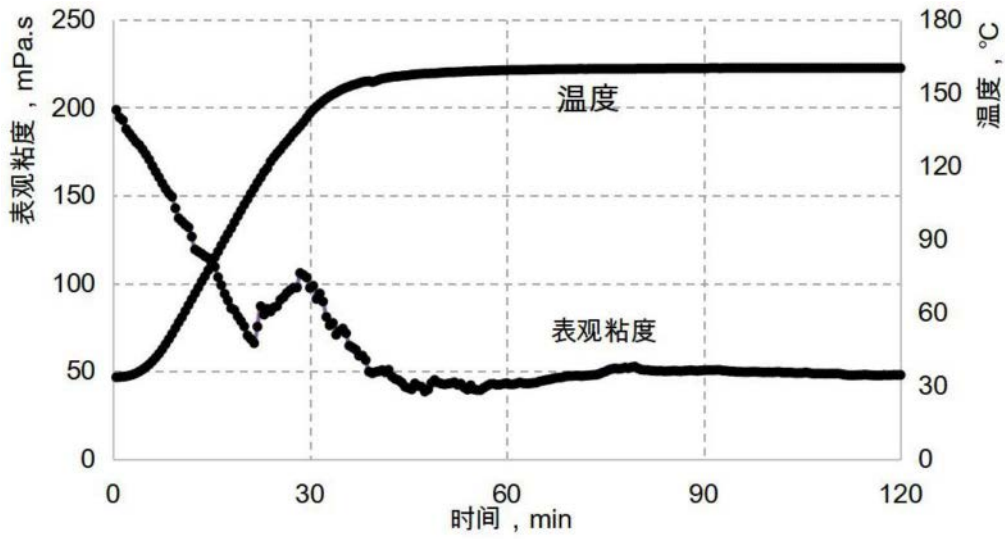


图3

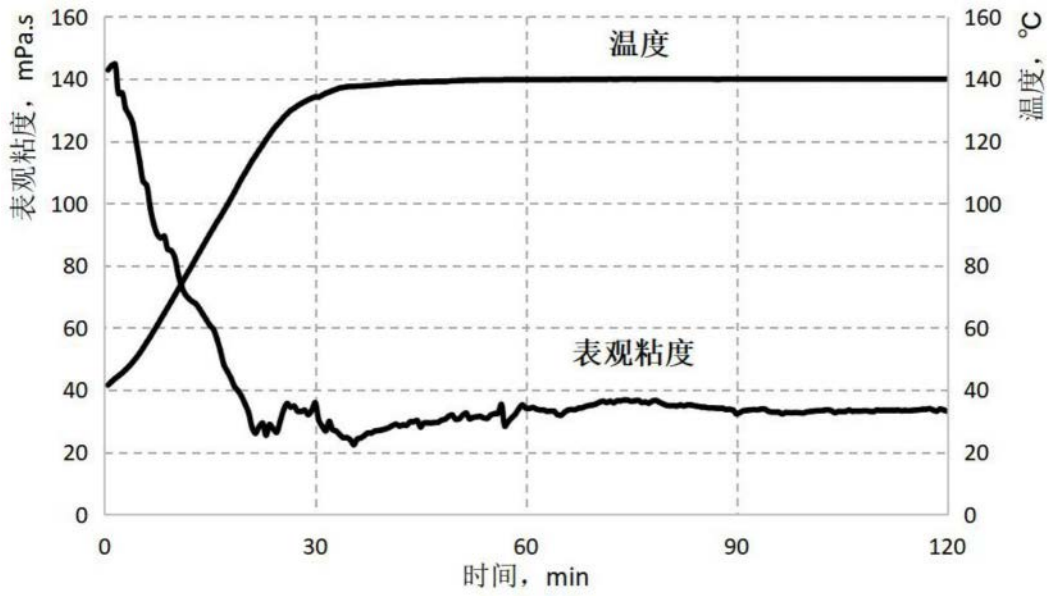


图4



图5

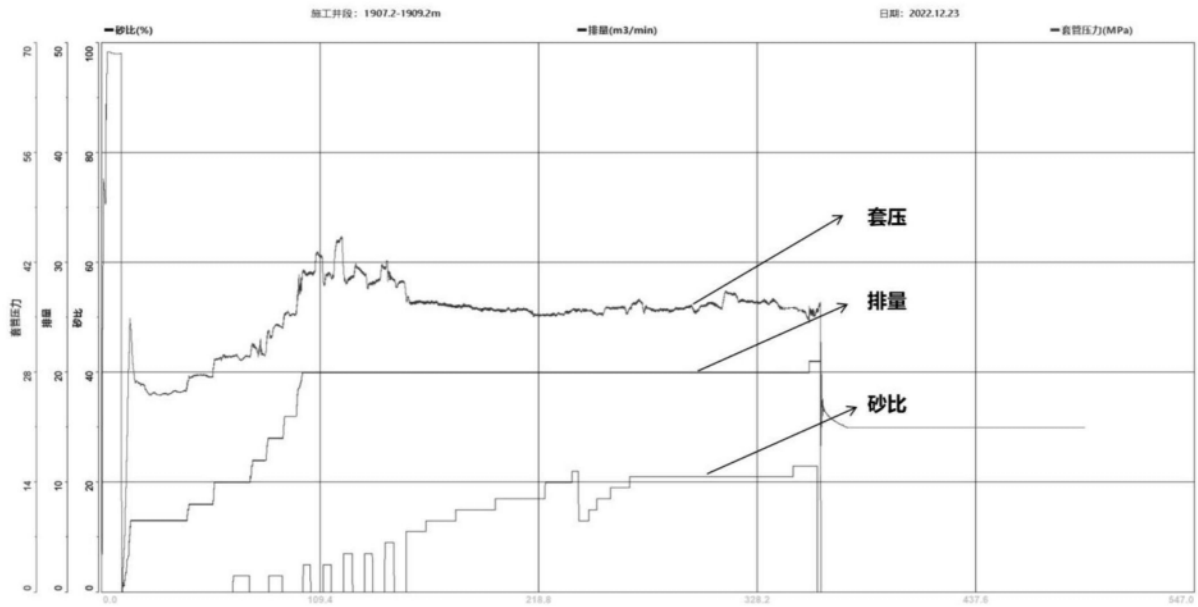


图6