



(12)发明专利

(10)授权公告号 CN 105952432 B

(45)授权公告日 2018.05.04

(21)申请号 201610363232.2

E21B 43/26(2006.01)

(22)申请日 2016.05.27

(56)对比文件

(65)同一申请的已公布的文献号  
申请公布号 CN 105952432 A

CN 103256035 A, 2013.08.21,  
CN 104912537 A, 2015.09.16,  
CN 105239990 A, 2016.01.13,  
US 4974675 A, 1990.12.04,

(43)申请公布日 2016.09.21

(73)专利权人 中国石油天然气股份有限公司  
地址 100007 北京市东城区东直门北大街9号中国石油大厦

赵继勇等.超低渗——致密油藏水平井开发注采参数优化实践——以鄂尔多斯盆地长庆油田为例.《石油勘探与开发》.2015,第42卷(第1期),68-75.

(72)发明人 雷启鸿 王芳 何右安 王冲  
宋鹏 杨卫国 饶欣久 黄天镜

李忠兴等.超低渗致密砂岩油藏水平井井网优化研究——以西峰油田长8油藏为例.《西北大学学报(自然科学版)》.2015,第45卷(第5期),787-794.

(74)专利代理机构 西安吉盛专利代理有限责任公司 61108

代理人 何锐

审查员 程辉

(51)Int.Cl.

E21B 43/30(2006.01)

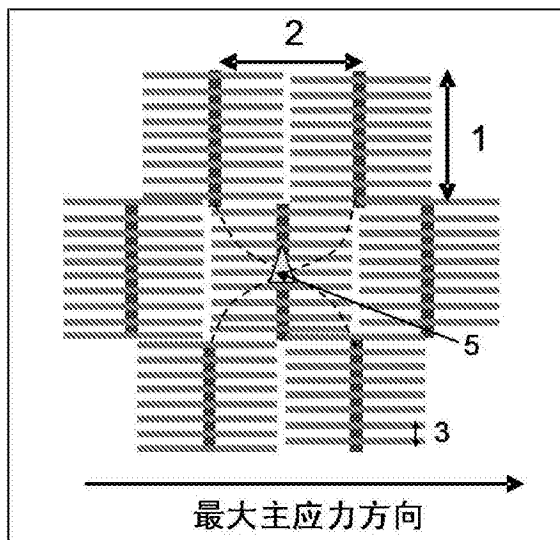
权利要求书1页 说明书4页 附图1页

(54)发明名称

一种超低渗致密油藏体积压裂水平井准自然能量开发交错布井方法

(57)摘要

本发明提供了一种超低渗致密油藏体积压裂水平井准自然能量开发交错布井方法,其步骤包括:1)首先开展综合地质研究,优选水平井井网部署区,开展储层分类评价,确定主力贡献层段;2)水平段长度的优化;3)井距的优化;4)压裂缝段间距的优化;5)确定排距。本发明能将水平井体积压裂缝网的自然能量泄油作用发挥到极限,规避了注水开发的见水风险,体积压裂滞留液起到了初期补充能量的作用。



1. 一种超低渗致密油藏体积压裂水平井准自然能量开发交错布井方法, 其特征在于: 包括如下步骤:

1) 首先绘制砂层等值线图、油层等值线图、孔隙度等值线图、渗透率等值线图, 在这四类图中显示高值的区域进行水平井井网部署, 开展储层分类评价, 确定主力贡献层段;

2) 水平段长度的优化

应用数值模拟方法, 建立储层均质模型, 模拟不同水平段长度下的单井产能确定内部收益率最高时的水平井长度;

3) 井距的优化

(1) 根据压裂工艺优选在确保水平井间形成缝网的情况下确定水平井的井距;

(2) 根据生产动态优选利用视日产液这一参数对比不同井距下水平井生产动态情况, 其中,  $\text{视日产液} = \text{日产液} / \text{压裂段数} / \text{单段入地液量} / \text{排量} \times 1000$

同时结合体积压裂改造的裂缝长度, 确定合理的水平井的井距;

4) 压裂缝段间距的优化

根据不同生产时间视日产液与段间距的生产动态, 投产初期、半年和一年后的视日产液达到最大时确定合理段间距;

5) 确定排距

从平面上看, 上下两口水平井衔接处水平井改造的压裂缝间距定义为排距, 将排距视为压裂缝的段间距, 确定合理的排距。

2. 如权利要求1所述的一种超低渗致密油藏体积压裂水平井准自然能量开发交错布井方法, 其特征在于: 其中步骤1) 具体包括如下步骤:

①结合沉积微相图、成岩相图及孔隙度、渗透率图, 选孔隙度渗透率值最高的区域、剩余未动用储量规模最大的区域部署水平井井网;

②选择射孔层段投产产量高于 $2\text{t/d}$ 的油层段, 为主力贡献层段, 作为水平井的钻遇层段。

3. 如权利要求1所述的一种超低渗致密油藏体积压裂水平井准自然能量开发交错布井方法, 其特征在于: 其中步骤2) 中, 所述水平井的设计长度为 $800\text{m} \sim 1000\text{m}$ 。

4. 如权利要求1所述的一种超低渗致密油藏体积压裂水平井准自然能量开发交错布井方法, 其特征在于: 步骤3) 中, 所述水平井的井距为 $550 \sim 650\text{m}$ 。

5. 如权利要求4所述的一种超低渗致密油藏体积压裂水平井准自然能量开发交错布井方法, 其特征在于: 步骤3) 中, 所述水平井的井距具体为 $600\text{m}$ 。

6. 如权利要求1所述的一种超低渗致密油藏体积压裂水平井准自然能量开发交错布井方法, 其特征在于: 步骤4) 中, 所确定的合理段间距其范围为 $80 \sim 100\text{m}$ 。

7. 如权利要求6所述的一种超低渗致密油藏体积压裂水平井准自然能量开发交错布井方法, 其特征在于: 步骤4) 中, 所确定的合理段间距为 $90\text{m}$ 。

8. 如权利要求1所述的一种超低渗致密油藏体积压裂水平井准自然能量开发交错布井方法, 其特征在于: 步骤5) 中, 所述合理的排距其范围为 $80 \sim 100\text{m}$ 。

9. 如权利要求8所述的一种超低渗致密油藏体积压裂水平井准自然能量开发交错布井方法, 其特征在于: 步骤5) 中, 所述合理的排距具体确定为 $90\text{m}$ 。

10. 如权利要求1所述的一种超低渗致密油藏体积压裂水平井准自然能量开发交错布井方法, 其特征在于: 其中水平井之间井距为人工压裂缝半长的2倍。

## 一种超低渗致密油藏体积压裂水平井准自然能量开发交错布井方法

### 技术领域

[0001] 本发明涉及油田开发方式技术领域,特别涉及致密油藏采用水平井开发油田的方法,具体是一种超低渗致密油藏体积压裂水平井准自然能量开发交错布井方法,是一种提高油田单井产量和开发效益的开发方式。

### 背景技术

[0002] 随着世界石油供需矛盾的日益突出和优质石油资源的逐渐匮乏,超低渗致密油资源(地面空气渗透率小于1.0mD)的开发已成为我国石油工业发展的新课题,国内外致密油藏生产实践已经显示水平井是开发该类油藏的一种有效开发方式。国外致密油藏地层压力系数高(地层压力系数大于1.2),地层原油粘度较低,基本都采用长水平段水平井衰竭式开采,尽管大幅度提高了单井产量,但也存在递减大和采收率(5%~8%)偏低的问题;国内致密油与国外致密油相比,相似之处是储层物性接近、非均质性强、天然裂缝都比较发育,差异之处是地层压力系数低(介于0.6~0.8之间),依据鄂尔多斯盆地油藏矿场实践来看,该类低压超低渗透致密油藏需补充能量水平井开发。

[0003] 从文献调研的情况来看,超低渗致密储层水平井能量补充方式上采用注水井注水补充,可是从鄂尔多斯盆地超低渗致密油藏开发经验表明,裂缝相对发育的致密储层,由于压裂改造规模大,压裂缝网分布复杂,易导致注水开发水平井见水。致密油体积压裂改造形成的复杂缝网系统,一方面有利于扩大泄油体积,补充地层能量,提高单井产能,使水平井保持稳产;但另一方面由于体积压裂改造规模大,压裂缝网分布复杂,易导致注水开发水平井见水,给井网与缝网的匹配造成较大的难度。因此,在储层特征和体积压裂水平井特点研究的基础上,形成适用于裂缝发育的储层体积压裂水平井准自然能量的开发方式。

[0004] 基于工厂化作业的理念及对水平井压裂作业分析,水平井“工厂化”压裂作业思路以丛式水平井井组为核心,以解决压裂用水备水为关键,大幅缩短水平井试油周期,降低开发成本。形成了适用于裂缝发育的储层体积压裂水平井准自然能量的交错布井方法。

### 发明内容

[0005] 本发明的目的是克服上述现有技术中存在的问题,针对裂缝相对发育致密油储层,注水开发见水风险大;在提高单井产量的情况下,提高储量动用程度。同时充分发挥体积压裂缝网的泄油作用,水平井区全部被压裂缝网覆盖,提出一种超低渗致密油藏体积压裂水平井准自然能量开发交错布井方法。

[0006] 为此,本发明提供了一种超低渗致密油藏体积压裂水平井准自然能量开发交错布井方法,包括如下步骤:

[0007] 1) 首先绘制砂层等值线图、油层等值线图、孔隙度等值线图、渗透率等值线图,在这四类图中显示高值的区域进行水平井井网部署,开展储层分类评价,确定主力贡献层段;

[0008] 2) 水平段长度的优化

[0009] 应用数值模拟方法,建立储层均质模型,模拟不同水平段长度下的单井产能确定内部收益率最高时的水平井长度。

[0010] 3) 井距的优化

[0011] (1) 根据压裂工艺优选

[0012] 在确保水平井间形成有效缝网的情况下设计水平井井距,根据致密油体积压裂缝网监测结果确定水平井的井距。

[0013] (2) 根据生产动态优选

[0014] 体积压裂水平井产能受储层物性、压裂改造规模、井网形式、水平段长度等的综合影响,利用视日产液这一参数对比不同井距下水平井生产动态情况,

[0015] 其中,视日产液=日产液/压裂段数/单段入地液量/排量 $\times 1000$

[0016] 同时结合体积压裂改造的裂缝长度,确定合理的水平井的井距;

[0017] 4) 压裂缝段间距的优化

[0018] 根据不同生产时间视日产液与段间距的生产动态,投产初期、半年和一年后的视日产液达到最大时确定合理段间距。

[0019] 5) 确定排距

[0020] 从平面上看,上下两口水平井衔接处水平井改造的压裂缝间距定义为排距,将压裂缝的段间距视为排距,确定合理的排距。

[0021] 上述步骤1) 具体包括如下步骤:

[0022] ①结合沉积微相图、成岩相图及孔隙度、渗透率图,选孔隙度渗透率值最高的区域、剩余未动用储量规模最大的区域部署水平井井网;

[0023] ②选择射孔层段投产产量高于 $2t/d$ 的油层段,为主力贡献层段,作为水平井的钻遇层段。

[0024] 上述步骤2) 中,所述水平井的设计长度为 $800m\sim 1000m$ 。

[0025] 上述步骤3) 中,所述水平井的井距为 $550\sim 650m$ 。

[0026] 上述步骤3) 中,所述水平井的井距具体为 $600m$ 。

[0027] 上述步骤4) 中,所确定的合理段间距其范围为 $80\sim 100m$ 。

[0028] 上述步骤4) 中,所确定的合理段间距为 $90m$ 。

[0029] 上述步骤5) 中,所述合理的排距其范围为 $80\sim 100m$ 。

[0030] 上述步骤5) 中,所述合理的排距具体确定为 $90m$ 。

[0031] 上述水平井之间井距为人工压裂缝半长的2倍。

[0032] 本发明的有益效果:裂缝相对发育致密油储层,水平井交错排列,交错布缝,将水平井体积压裂缝网的自然能量泄油作用发挥到极限。规避了注水开发的见水风险,体积压裂滞留液起到了初期补充能量的作用。在一个井场上可以实现同一个油层钻4口水平井,进行工厂化作业。

[0033] 以下将结合附图对本发明做进一步详细说明。

## 附图说明

[0034] 图1是准自然能量开发井网及构成要素示意图;

[0035] 图2是从式钻井示意图。

[0036] 附图标记说明:1、水平段长度;2、井距;3、裂缝密度;4、排距;5、井场位置。

### 具体实施方式

[0037] 下面结合图1及图2,对本发明提供的一种超低渗致密油藏体积压裂水平井准自然能量开发交错布井方法进行详细的说明。

[0038] 其中井网优化设计的方法和基本原则是:一是综合应用油藏工程、数值模拟和矿场统计等方法,同时考虑技术指标和经济指标;二是能够发挥大规模体积压裂的能力,大幅度提高单井产量。适用条件:裂缝相对发育致密油储层。

[0039] 本发明充分考虑了裂缝相对发育致密油储层,通过开展综合地质研究和超低渗透致密油藏非线性渗流机理研究,总结分析历年水平井不同井网实施效果的基础上,创新提出了超低渗致密油藏体积压裂水平井准自然能量开发交错布井方法,本发明采用:

[0040] (1) 水平井交错排列,水平井之间井距为人工压裂缝半长的2倍,实现两个水平井之间实现缝网的全覆盖,体积压裂改造的人工裂缝与开启的天然裂缝相互交织,交错布缝,缝网全部覆盖水平井布井区,最大程度发挥缝网的泄油作用。

[0041] (2) 自然能量开发,依靠体积压裂入地液量大,返排后地层中仍存在大量滞留液,在一定程度上补充了地层能量,起到超前注水的作用。

[0042] (3) 有利于开展丛式钻井,以丛式钻井为基础,形成集中供水,交替压裂,集中压裂液体回收的水平井工厂化作业模式,大幅节约投资成本,提高经济效益。

[0043] (4) 结合水平井体积压裂准自然能量开发过程可以分为初期稳产、递减较快和稳定递减三个阶段的开发实践,确定了不同阶段采油技术政策。

[0044] 其中水平井的设计长度为800m~1000m,水平井的井距为600m;合理段间距为90m左右。

[0045] 如附图所示,图1显示了准自然能量水平井井网及构成要素示意图;

[0046] 图2显示了丛式钻井示意图;其中:1—水平段长度,2—井距,3—裂缝密度(裂缝段间距),4—排距,5—井场位置。

[0047] 1) 首先绘制砂层等值线图、油层等值线图、孔隙度等值线图、渗透率等值线图,在这四类图中显示高值的区域进行水平井井网部署,开展储层分类评价,确定主力贡献层段;

[0048] ①结合沉积微相图、成岩相图及孔隙度、渗透率图,选孔隙度渗透率值最高的区域、剩余未动用储量规模最大的区域部署水平井井网;

[0049] ②根据定向井的生产动态,射孔层段投产产量高于2t/d的油层段,为主力贡献层段,作为水平井的钻遇层段。

[0050] 2) 水平段长度1的优化

[0051] 应用数值模拟方法,建立储层均质模型,模拟不同水平段长度下的单井产能,根据模拟结果可以看出,在准自然能量开发条件下,水平段长度越长,单井产能越高,但水平段长度较长意味着投资规模较大,结合经济效益评价结果可以看出,在水平段长度为800m~1000m时,内部收益率最高。考虑到现场地形地貌的种种限制,结合数值模拟和经济评价的结论,确定准自然能量开发水平段的合理长度为800~1000m。

[0052] 3) 井距2的优化

[0053] (1) 根据压裂工艺优选

[0054] 水平井井距的设计必须确保水平井间形成有效缝网。而致密油体积压裂缝网监测结果表明:体积压裂后裂缝半长达到300m以上,裂缝宽度近100m。鉴于此,确定长水平段五点井网井距为600m。

[0055] (2) 根据生产动态优选

[0056] 体积压裂水平井产能受储层物性、压裂改造规模、井网形式、水平段长度等的综合影响,利用视日产液这一参数对比不同井距下水平井生产动态情况。

[0057]  $\text{视日产液} = \text{日产液} / \text{压裂段数} / \text{单段入地液量} / \text{排量} \times 1000$

[0058] 由以上公式可以看出,视日产液消除了体积压裂改造规模和水平段长度对产能的影响,有利于对比储层供液能力、优选相应井网参数。同时结合体积压裂改造的裂缝长度,确定合理的井距为600m。

[0059] 4) 压裂缝段间距的优化

[0060] 根据安83井区长7致密油体积压裂准自然能量开发方式下不同生产时间视日产液与段间距的生产动态,投产初期、半年和一年后的视日产液都在段间距为90m时达到最大,开发效果最好,因此确定长7致密油准自然能量开发体积压裂水平井合理段间距为90m左右。

[0061] 5) 排距4

[0062] 从平面上看,上下两口水平井衔接处水平井改造的压裂缝间距定义为排距4。体积压裂水平井准自然能量井网形式缝网全部覆盖水平井布井区,所以排距4相当于压裂缝的段间距,合理的排距为90m左右。

[0063] 丛式钻井(图2)根据目前钻井技术要求,水平井靶前距>260m,偏移距>200m,在一个井场上可以实现同一个油层钻4口水平井,进行工厂化作业。

[0064] 工业实用例

[0065] 利用本发明所取得的一种超低渗透致密油藏水平井布井方法在鄂尔多斯盆地姬塬油田长7油藏取得了较好的开发效果。

[0066] 安83井区长7<sub>2</sub>属东北沉积体系,主要发育三角洲前缘亚相,安83井区主力层长7<sub>2</sub><sup>2</sup>砂体展布方向受沉积相控制,呈北东-南西向展布,砂体宽度约14.0km,平均砂体厚度达17.0m,砂层厚度沿主砂带向两侧逐渐变薄,单层砂体厚度较薄(一般为3~8m),多期沉积河道叠置形成厚砂体。主力层长7<sub>2</sub><sup>2</sup>平均油层厚度10m,平均孔隙度8.9%,平均渗透率0.17mD。为低孔、低渗岩性油藏。

[0067] 利用本发明的布井方法在陕北安83井区长7储层天然裂缝较发育,投产115口准自然能量开发水平井,初期开发效果较好,初期单井日产油10.1t,初期采油速度1.4%,平均生产13个月,井均累计产油1873t,开发效果较好。

[0068] 工厂化作业井组6口井平均建井20.1天,试油周期22.3天,平均水平段长度917m,油层钻遇率91.1%,改造9段19簇,平均单井加陶粒554m<sup>3</sup>,砂比12.4%,排量6.0m<sup>3</sup>/min;初期平均单井日产油12.2t,含水35.6%;目前平均单井日产油6.7t,含水42.5%。

[0069] 本实施方式中没有详细叙述的部分属本行业的公知的常用手段,这里不一一叙述。以上例举仅仅是对本发明的举例说明,并不构成对本发明的保护范围的限制,凡是与本发明相同或相似的设计均属于本发明的保护范围之内。

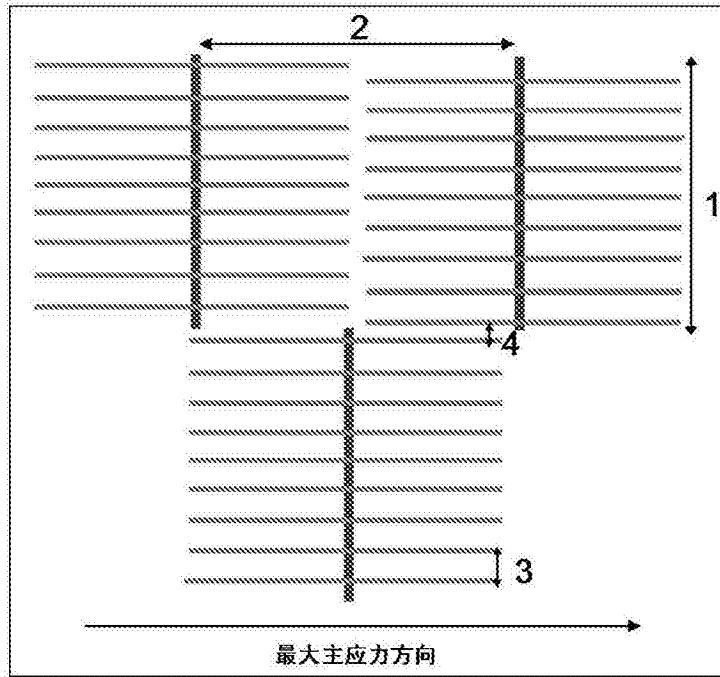


图1

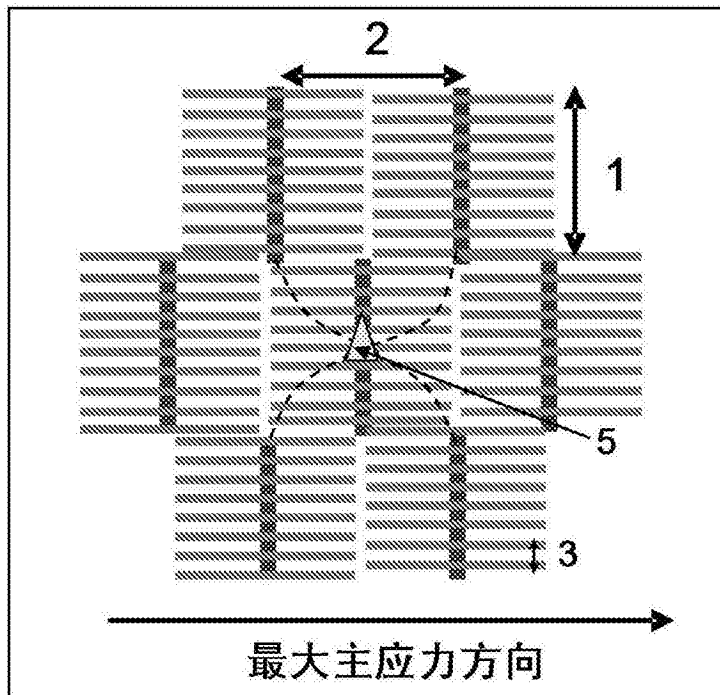


图2