

基于全缝长压裂模拟技术的致密储层压裂改造效果定量表征

刘培刚¹, 杜书恒², 侯飞³

(1. 中国石油大学(华东) 计算机科学与技术学院, 山东青岛 266580; 2. 中国科学院力学研究所非线性力学国家重点实验室, 北京 100190; 3. 中国石化胜利油田油气勘探管理中心, 山东东营 257000)

摘要: 在考虑压裂液滤失的压裂缝形成机制的基础上, 利用石油工程地质一体化的全缝长压裂数值模拟技术, 结合储层地质分析及精细油气藏三维建模, 对松辽盆地白垩统泉头组扶余油层开展水力压裂的目的储层段压裂改造效果定量表征研究。结果表明: 研究区储层微观裂缝较为发育, 黏土矿物含量较高, 自生石英较为发育, 对岩石的力学性质影响较大, 将不可避免地影响到水力裂缝的张开及导流能力的非均质性; 各小层压裂改造效果的“有效导流范围”均可进一步细分为四级导流区, 对原油开采将起到不同程度的促进作用; 提出的“单砂体产液量极限值”及“微地层单元产液量极限值”概念及计算方法, 可为评估单砂体内部产能贡献提供借鉴, 有利于开展单砂体“靶向”改造。

关键词: 致密储层; 单砂体; 水力压裂; 导流能力; 产液量极限值

中图分类号: TE 341

文献标志码: A

引用格式: 刘培刚, 杜书恒, 侯飞. 基于全缝长压裂模拟技术的致密储层压裂改造效果定量表征 [J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2020, 44(5): 10-18.

LIU Peigang, DU Shuheng, HOU Fei. Quantitative characterization of fracturing effect of tight reservoir based on full-length fracturing simulation technology [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2020, 44(5): 10-18.

Quantitative characterization of fracturing effect of tight reservoir based on full-length fracturing simulation technology

LIU Peigang¹, DU Shuheng², HOU Fei³

(1. College of Computer Science and Technology in China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580, China;

2. State Key Laboratory of Nonlinear Mechanics, Institute of Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100190, China;

3. Oil and Gas Exploration Management Center in Shengli Oilfield, SINOPEC, Dongying 257000, China)

Abstract: In the framework of formation mechanism of the pressure fracture with losing fracturing fluid, the quantitative characterization of the fracturing effect of the target reservoir was studied for hydraulic fracturing in the Fuyu oil layer of Quantou formation of Cretaceous in Songliao Basin. Numerical simulations of full-length fracturing are integrated with petroleum engineering geology, and are combined with geological analysis of reservoir and 3D modeling of fine oil and gas reservoir. The results show that the micro-fracture of reservoir is well developed, the clay mineral content is high, and the authigenic quartz is relatively developed, which has a greater control on the mechanical properties of rock. This inevitably affects the opening of hydraulic fracture and the heterogeneity of conductivity. The "effective diversion range" of the fracturing effect of each small layer can be further divided into four-stage sub-areas, which play different roles in promoting crude oil production. The concept and calculation method of "limit value of liquid production in single sand body" and "limit value of liquid pro-

收稿日期: 2020-05-20

基金项目: 国家自然科学基金项目(41902132); 中国石油科技创新基金项目(2019D-5007-2014); 中央高校基本科研业务费专项(18CX02020A)

第一作者: 刘培刚(1979-), 男, 讲师, 博士, 研究方向为计算机应用、信息地质。E-mail: dongfangwy@126.com。

通信作者: 杜书恒(1994-), 男, 助理研究员, 博士, 研究方向为地质力学和储层地质。E-mail: dushuheng@imech.ac.cn。

duction in micro-formation unit" are put forward, which can applied in evaluating the contribution of internal production capacity of single sand body, and is conducive to the "target" improvement of single sand body.

Keywords: tight reservoir; single sand body; hydraulic fracturing; conductivity; limit value of liquid production

随着中国陆相油田进入开发中后期,含水率居高不下、采收程度降低等现象愈发普遍^[1-2]。为进一步挖潜剩余油提高采收率,开展开发单元精细剖分、分层注水措施等研究显得意义重大^[3-5]。对于致密油藏,酸化、封堵、压裂等储层改造措施是提高其产能的关键所在。对于过渡相沉积,如湖相三角洲、河湖交替沉积地层,物性、岩性以及力学性质隔夹层发育均较广泛,压裂改造应将大段砂层单砂体作为基本措施单元,通过分析其剩余油分布及隔夹层分布特点,开展单砂体“靶向”改造,提高采收程度。对于压裂后储层有效改造程度的研究,国内外研究尚缺乏较为统一的判据^[6-8],且各自角度不同^[9-12],绝大多数集中于改造形成的裂缝张开度、裂缝延伸半缝长以及微地震事件分布预测等。水力压裂的最终目的是在渗流困难的储集层中较易形成渗流的有效导流区,将有效波及范围内的剩余油流汇集至导流区内,最终流入井底进而提高产能。因此笔者从这一最终目标出发,以松辽盆地白垩统泉头组扶余油层开展水力压裂的单砂层为例,依据精细油气藏三维建模,结合全缝长拟三维数值模拟技术^[13-15],对单砂层压裂缝平面导流范围分布情况以及产能进行模拟研究,划分导流区级次,提出“单砂体产液量极限值”的概念并依据模拟结果进行产能计算。

1 地质概况

研究区(图1)位于朝阳沟阶地中部,西接三肇凹陷与大庆长垣相隔,为一南东高、北西低的断块构造。受断层影响,区块被分割成若干个面积约为0.4~4.0 km²的单斜或断背斜。主产层白垩统泉头组扶余油层是松辽盆地大规模沉降前期形成的一套以河流相为主的沉积,砂体宽度一般为300~800 m,延伸长度为2 000~12 500 m。其中扶余油层顶部以顺直分河道沉积为主,砂体呈窄条带状,组合形态繁多。研究样品采集自“葡48井”“葡54井”“葡333井”,采集深度分别为1 558.7、1 538.8、1 542.8 m;压裂模拟井为“翻109-D63-2”,压裂单砂体平均有效孔隙度为14.9%,平均空气渗透率为 $2.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均含油饱和度为49.3%。

铸体薄片(图2)显示,研究区储层岩石孔喉呈现明显的“群落式发育”,导致物性、力学性质呈现

较为显著的非均质性,从而对后期裂缝的展布产生较为重要的影响。

实物扫描电镜(图3)显示,研究区储层微观裂缝较为发育,黏土矿物含量较高、自生石英较为发育,对岩石的力学性质影响较大,不可避免地影响到水力裂缝的张开及导流能力的非均质性。孔喉及矿物在微观尺度上的各向异性发育特征为宏观水力裂缝沿井筒的非对称破裂及延伸提供了非常重要的储层地质学依据。

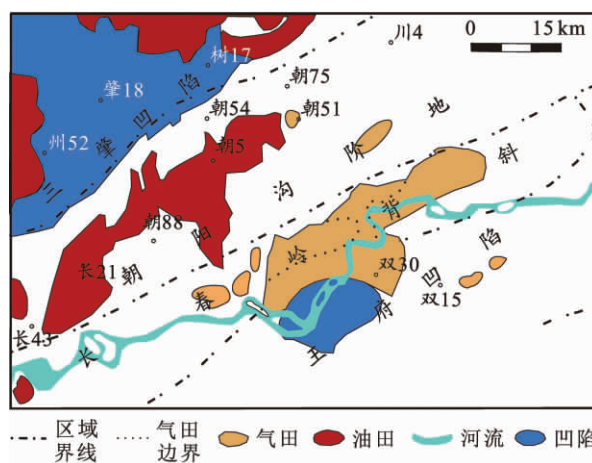


图1 研究区位置示意图(据文献[2],有修改)

Fig.1 Location of study area (After citation [2], modified)

2 研究方法及原理

2.1 计算岩体力学参数

通过X-MAC测井处理方法获得参照井的弹性模量、泊松比等岩体力学参数。分析参照井岩体力学参数对声波时差、自然伽马等曲线的敏感性,筛选出敏感性高的常规测井曲线。采用多元统计回归方法,获得普通井的岩体力学参数计算公式。依据计算公式,计算研究区内所有井的岩体力学参数。

2.2 建立总应力模型

使用研究区内所有井的连井剖面进行单砂体细分,获得最新分层数据。利用井位数据、井斜数据、分层数据、测井数据(包括计算出的所有井的岩体力学参数曲线)等建立单砂体孔隙度、渗透率、弹性模量、泊松比、biot系数等属性模型。根据总应力公式叠加物性参数模型(孔隙度、渗透率)、岩体力学参数模型,建立总应力模型。

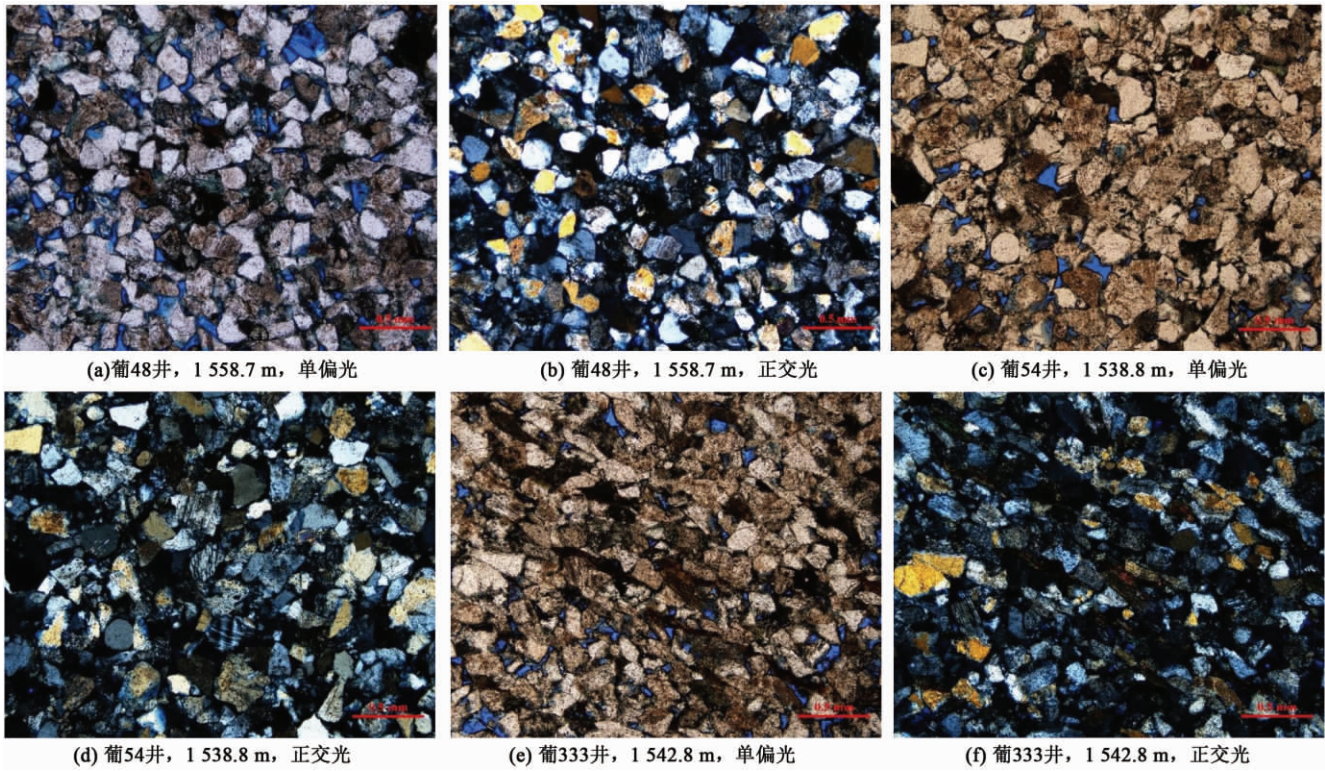


图2 松辽盆地扶余油层铸体薄片

Fig.2 Casting thin section of Fuyu oil layer in Songliao Basin

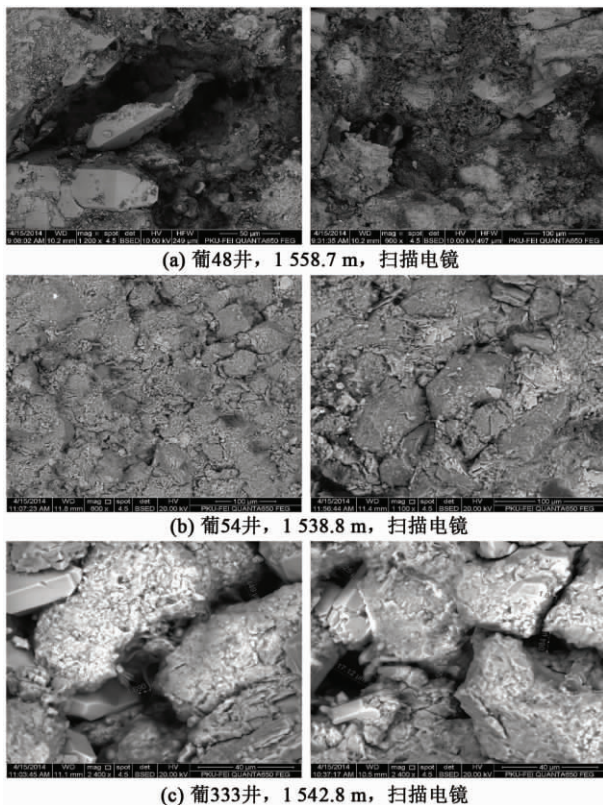


图3 松辽盆地扶余油层岩样实物扫描电镜

Fig.3 Rock sample by SEM of Fuyu oil layer in Songliao Basin

2.3 准备导流范围预测数据

制定压裂施工程序,结合从参数模型和应力模型中提取的单井剖面模型进行压裂模拟,获得研究井周围的压裂缝展布。

研究区内平均井距 150 m,因此提取以井“翻 109-D63-2”为中心、边长为 335 m(半长为 167.5 m)的网格模型,作为压后导流范围预测的模型数据。

为有效对接三维地质网格模型与有限元压裂模拟系统,设置压裂模拟系统中的纵、横向网格精度与地质模型相同(5 m×5 m)。研究压裂段为扶 I3₁ 段单砂体(深度范围为 1 170.0 ~ 1 171.8 m),为精细预测该层单砂体内部压后导流分布情况和产能,以 0.2 m 为基本步长将该段层厚为 1.8 m 的单砂体进一步剖分为 9 个“微地层单元”。分别预测各“微地层单元”的导流情况,将各单元预测的产液量极限值累计,达到预测“单砂体产液量极限值”的目的。图 4 以 1 170.0~1 171.8 m 深度段微地层单元为例,展示该段单砂体压裂基础数据的平面分布(包含影响压裂缝展布的有效孔隙度、渗透率、泊松比、弹性模量 4 个重要参数),图中双向交叉箭头表示井筒所在位置。

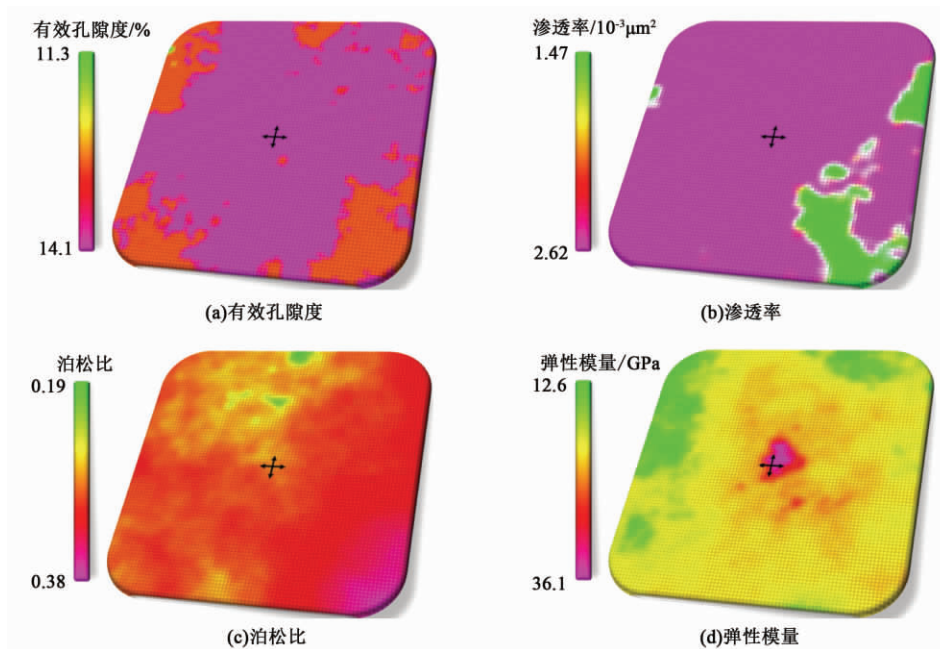


图 4 松辽盆地白垩统泉头组扶余油层单砂体压裂基础数据准备

Fig.4 Basic data for single sand body fracturing of Fuyu oil layer of Quantou formation of Cretaceous in Songliao Basin

3 压裂有效导流范围模拟

压裂后新造缝的导流能力,一般是指裂缝闭合宽度与闭合压力下裂缝渗透率的乘积。压裂支撑剂导流能力将直接决定压裂效果的好坏^[16-18]。实验室中一般根据达西定律,采用导流能力试验仪开展压裂支撑剂短期导流能力试验,可以帮助提高压裂优化设计水平^[19-20]。目前针对储层改造后有效导流范围的判断一般依靠微地震事件及示踪剂方法,精度较低,缺乏对于压后导流能力级次分类及分布规律的研究。

为预测压后导流范围及单砂体产能峰值(即最大有效导流范围),结合工程因素制定压裂加砂程序(平均前置液量为 21 m^3 ,携砂液量为 63 m^3 ,顶替液量为 18 m^3 ,支撑剂选取标准 $380 \sim 830 \mu\text{m}$ 陶粒),分别模拟各“微地层单元”的压后导流分布情况。模拟结果如图 5 所示,长、宽方向网格排布分别为研究区最大水平主应力方向(南北向)和最小水平主应力方向(东西向)。

4 讨论

4.1 导流区级次划分

在致密非均质储层中,受地层本身可压性、构造应力以及压裂过程中非稳态渗流等因素影响,压裂缝展布将呈现非稳态分布,但仍有规律可循。压裂后形成的有效导流区,其真实导流能力与支撑剂的

浓度分布、裂缝张开度以及支撑剂本身的性质均密切相关。根据导流能力及分布范围,对单砂体内各“微地层单元”划分导流区级次,有助于厘清储层改造后新渗流场分布以及对增产真正起到促进作用的优势渗流通道。

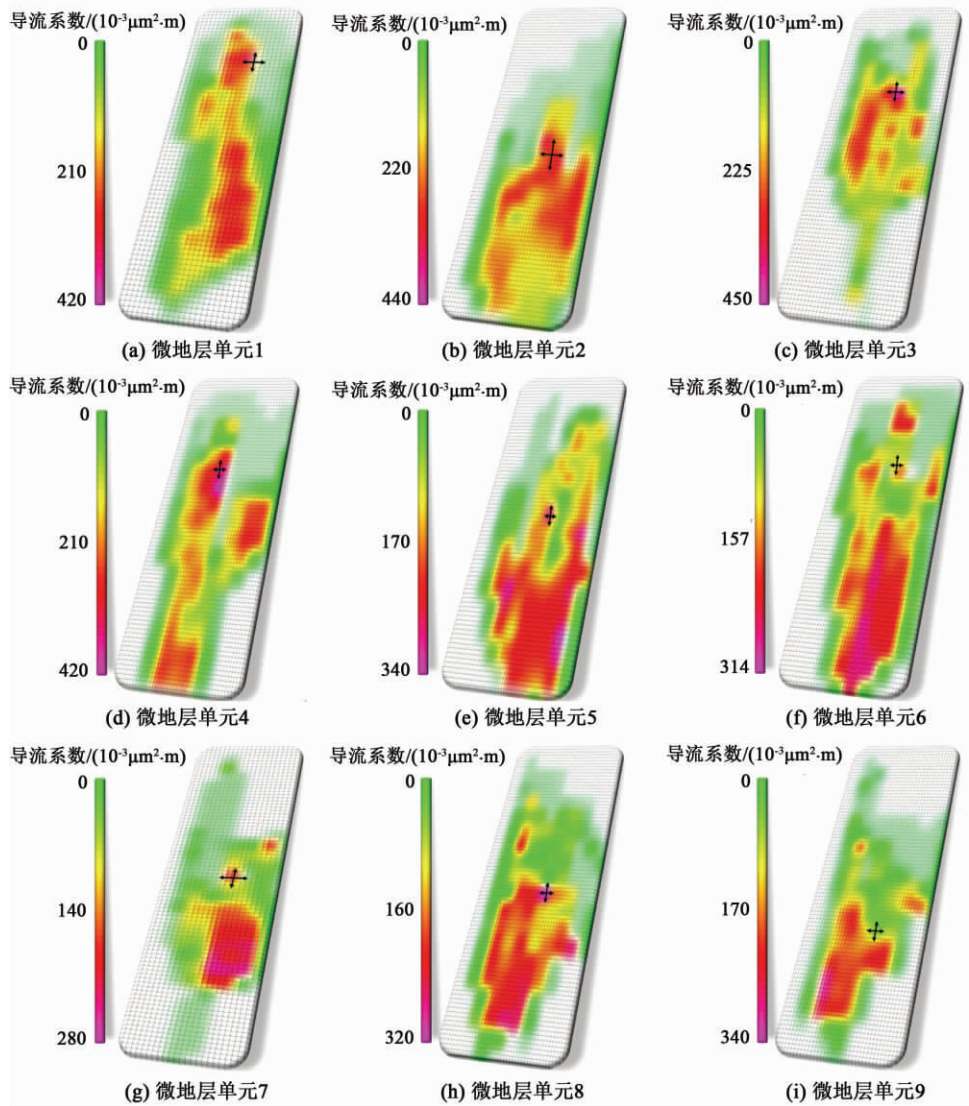
综合导流能力数据总体分布范围,以 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$ 为步长,统计各“微地层单元”导流能力数据(图 6)。

图 4 预测结果直观显示,压后导流场分布基本分为紫、红-橙黄、绿及浅绿 4 类优势颜色范围。图 5 统计显示, $(400 \sim 500) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$ 、 $(300 \sim 400) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$ 和 $(200 \sim 300) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$ 、 $(100 \sim 200) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$ 、 $(0 \sim 100) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$ 四个导流能力范围分别对应以上 4 类优势颜色范围,因此将该单砂体压后导流范围划分为 4 个级次,并结合图 4 对其展布特征进行描述(表 1)。

导流范围级次不仅与其导流能力有关,还与其分布范围有关。在 4 个导流区中, $(300 \sim 400) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$ 和 $(200 \sim 300) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$ 范围导流区因其导流能力数值较大且分布范围较广,将在压后增产中起到关键作用,对保障泄油通道畅通、提高产能贡献最大,划分为 I 级导流区; $(100 \sim 200) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$ 范围导流区因其导流能力略低于 I 级而面积与之相当,总体增产贡献率次之,划分为 II 级导流区; $(0 \sim 100) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$ 导流区虽导流能力较小但分布范围较宽,可能由于导流能力的限制渗流速

度较慢,但最终也可将该导流区控制范围内的剩余油驱替出来,总体增产量仍较乐观,划分为Ⅲ级导流区;最后 $(400\sim 500)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2\cdot\text{m}$ 导流区虽导流能

力较大但分布范围较窄,即波及体积不够,即使能快速有效驱替该导流区控制范围内的剩余油,对总体增产贡献率有限,因此划分为Ⅳ级导流区。



注: 网格步长为 $5\text{ m}\times 5\text{ m}$, (a) 为深度 $1\ 170.0\sim 1\ 170.2\text{ m}$ “微地层单元”结果, (b) ~ (i) 按 0.2 m 步长依次类推。

图5 松辽盆地白垩统泉头组扶余油层单砂体压裂后各“微地层单元”导流范围预测结果

Fig.5 Prediction of diversion range of each "micro stratigraphic unit" after single sand body fracturing in Fuyu oil layer of Quantou Formation of Cretaceous in Songliao Basin

表1 单砂体压后导流范围级次划分及展布特征描述

Table 1 Classification and distribution characteristics of diversion range of single sand body after fracturing

导流范围级次	导流能力/ ($10^{-3}\mu\text{m}^2\cdot\text{m}$)	平均分布 范围次序	展布特征
I	300~400	②	大部分呈长条带状,优势方向基本平行最大水平主应力方向,少数呈斑块状,一般分布与井筒位置以南
	200~300		
II	100~200	③	一般环抱 I 级和 IV 级分布,最大水平主应力方向延伸较远
III	0~100	①	一般分布于 II 级导流区的边缘,为无效改造区和有效改造区的过渡区域
IV	400~500	④	多呈斑块状,零星分布

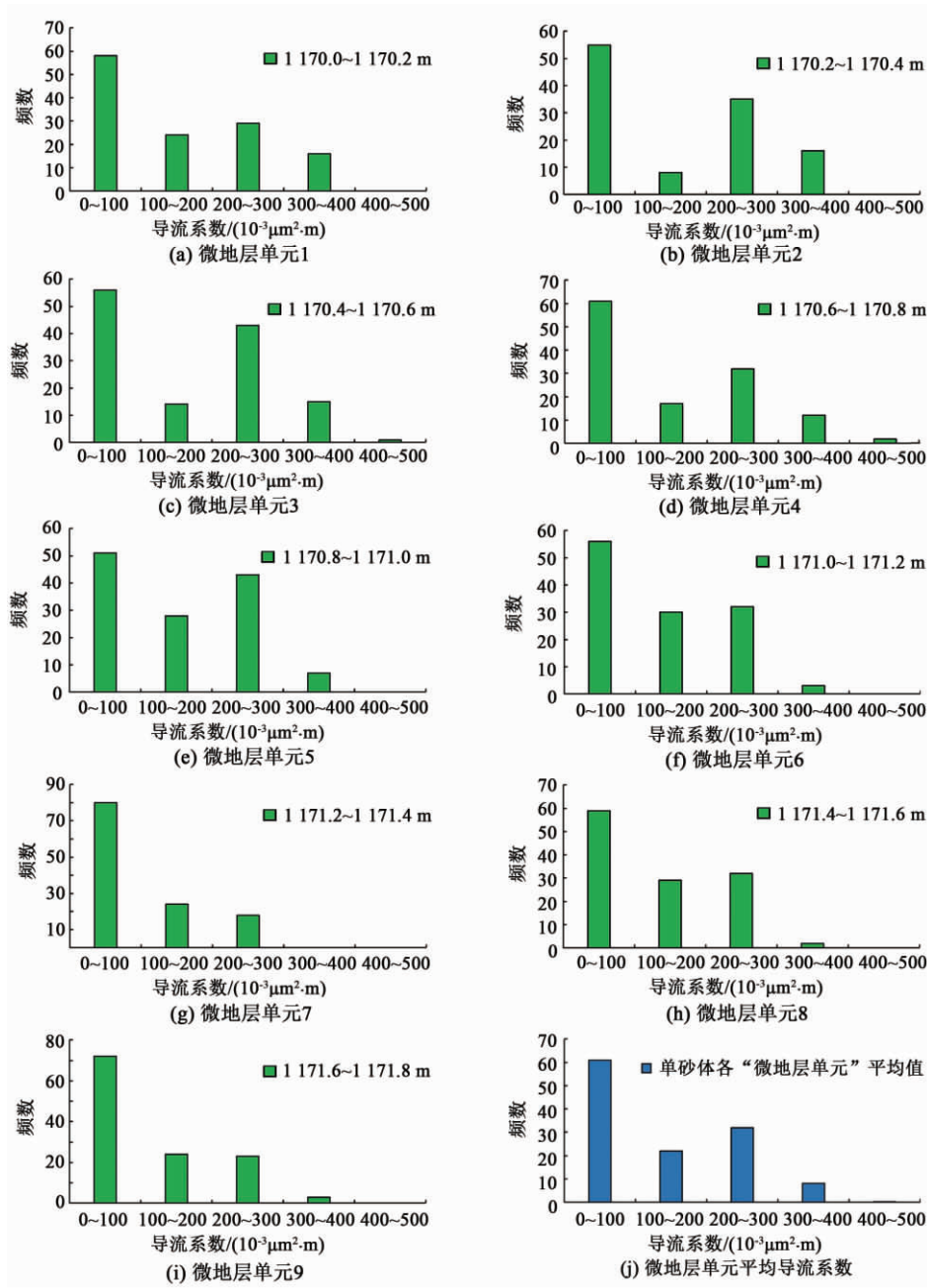


图 6 松辽盆地白垩统泉头组扶余油层单砂体各“微地层单元”导流能力及平均导流能力
 Fig.6 Conductivity and average conductivity of "microstratigraphic units" of single sand body in Fuyu oil layer of Cretaceous Quantou Formation in Songliao Basin

4.2 “单砂体产液量极限值”计算

压裂增产的原理是使地层中径向流变为直线流汇入导流裂缝,进而渗流至井底^[21-22]。研究中剖分的网格三轴步长为 5 m×5 m×0.2 m,网格体积为 5 m³,即使对于导流能力最差的Ⅲ级导流区((0~100)×10⁻³ μm²·m),也能将该网格代表的地层内的剩余油驱替出来,只是周期稍长。因此在不考虑赋存于黏土矿物等界面层或喉道极为细小孔隙

中的束缚油的前提下,认为本次模拟得到单网格代表的地层若处在四级导流区内,即可将该网格中的剩余油进行有效驱替^[23-26]。单网格地层横切面导流影响范围示意图如图 7。

以该单砂体内各“微地层单元”为基本研究对象,将每个“微地层单元”压后的最大产液量为该“微地层单元”的产液量极限值,最后将“微地层单元”产液量汇总,计算得出“单砂体产液量极限值”。建立起含油饱和度三维地质模型,可获得导流范围

内各网格对应的含油饱和度。

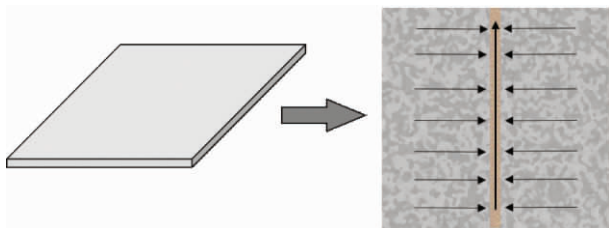


图7 单网格地层横切剖面导流影响范围示意图
Fig.7 Schematic diagram of diversion range of cross section in single grid stratum

以深度 1 170.6~1 170.8 m 为例,计算“微地层单元”有效导流区范围内各网格产油量极限值 V_{o-max} 、产水量极限值 V_{w-max} 、“微地层单元”产液量极限值 V_{ms} 及“单砂体产液量极限值” V_{ss} :

$$V_{o-max} = 5\varphi S_o, \tag{1}$$

$$V_{w-max} = 5\varphi(1-S_o), \tag{2}$$

$$V_{ms} = \sum_{i=1}^n V_{o-maxi} + \sum_{i=1}^n V_{w-maxi}, \tag{3}$$

$$V_{ss} = \sum_{i=1}^m V_{msi}. \tag{4}$$

式中, φ 为地层孔隙度; S_o 为含油饱和度; V_{o-maxi} 表示第 i 个网格的产油量极限值, m^3 ; V_{w-maxi} 表示第 i 个网格的产水量极限值, m^3 ; V_{msi} 表示第 i 个“微地层单元”的产液量极限值, m^3 ; n 表示“微地层单元”中所有处于 4 个级别导流区范围内的网格总数; m 表示单砂体中的“微地层单元”总数。

部分网格的数据统计如表 2,“微地层单元”及单砂体的产油量极限值 V_{o-max} 和产水量极限值 V_{w-max} 计算结果见表 3。

表 2 “微地层单元”有效导流区范围内部分网格产油量极限值 V_{o-max} 、产水量极限值 V_{w-max} 统计(1 170.6~1 170.8 m)
Table 2 Limit value of oil production (V_{o-max}) and limit value of water production (V_{w-max}) of some grids in effective diversion area of "micro stratigraphic unit" (from 1 170.6 to 1 170.8 m)

孔隙度	含油饱和度	产油量极限值 V_{o-max} / m^3	产水量极限值 V_{w-max} / m^3
0.140 26	0.499 28	0.350 15	1.622 29
0.140 26	0.498 07	0.349 30	1.620 47
0.140 26	0.498 92	0.349 89	1.621 74
0.140 26	0.499 72	0.350 46	1.622 94
0.140 26	0.500 47	0.350 98	1.624 06
0.140 26	0.501 16	0.351 47	1.625 10
0.140 26	0.497 58	0.348 96	1.619 72
0.140 26	0.498 47	0.349 58	1.621 06
0.140 26	0.499 32	0.350 18	1.622 35
0.140 26	0.500 14	0.350 75	1.623 57

表 3 “微地层单元”及单砂体的产油量极限值(V_{o-max})和产水量极限值(V_{w-max})统计

Table 3 Limit value of oil production (V_{o-max}) and limit value of water production (V_{w-max}) of "micro stratigraphic unit" and single sand body

微地层单元 深度/m	产油量极限值 V_{o-max} / m^3	产水量极限值 V_{w-max} / m^3
1 170.0~1 170.2	89.2	412.7
1 170.2~1 170.4	84.6	391.4
1 170.4~1 170.6	45.3	209.5
1 170.6~1 170.8	43.5	201.4
1 170.8~1 171.0	45.3	209.5
1 171.0~1 171.2	42.5	196.5
1 171.2~1 171.4	42.8	198.0
1 171.4~1 171.6	42.7	197.9
1 171.6~1 171.8	42.7	198.0
单砂体	478.6	2 214.9

由表 2 和表 3 可知,该单砂体各“微地层单元”产液量极限值在 1 170.4 m 位置处产生大幅“断层”,以该深度为界,上下产液量极限值较为均匀,呈现单砂体产能的“二元结构”。

5 结 论

(1) 压裂后形成的有效导流区,其真实导流能力与支撑剂的浓度分布,裂缝张开度以及支撑剂本身的性质均密切相关。

(2) 根据导流能力及分布范围对松辽盆地白垩统泉头组扶余油层单砂体划分出(300~400) × 10⁻³ μm² · m 和(200~300) × 10⁻³ μm² · m (I 级)、(100~200) × 10⁻³ μm² · m (II 级)、(0~100) × 10⁻³ μm² · m (III 级)、(400~500) × 10⁻³ μm² · m (IV 级) 四级导流区域,这有助于厘清储层改造后新渗流场分布以及对增产真正起到促进作用的优势渗流通道。

(3) 扶余油层单砂体压后四级导流区分布特征各异,与渗流场关系密切。I 级大部分呈长条带状,优势方向基本平行最大水平主应力方向,少数呈斑块状,一般分布于井筒位置以南;II 级一般环抱 I 级和 IV 级分布,最大水平主应力方向延伸较远;III 级一般分布于 II 级导流区的边缘,为无效改造区和有效改造区的过渡区域;IV 级多呈斑块状,零星分布。

(4) “单砂体产液量极限值”及其“微地层单元产液量极限值”概念及计算方法,可为评估单砂体内部产能贡献提供借鉴,有利于开展单砂体“靶向”改造,提高最终采收程度。

参考文献:

[1] 韩大匡.关于高含水油田二次开发理念、对策和技术路

- 线的探讨[J].石油勘探与开发,2010,37(5):583-591.
HAN Dakuang. Discussions on concepts, countermeasures and technical routes for the redevelopment of high water-cut oilfields [J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(5): 583-591.
- [2] 李景伟. 朝阳沟油田外围扶余油层高分辨率层序地层研究及开发潜力评价[D]. 大庆: 大庆石油学院, 2008.
LI Jingwei. High-resolution sequence stratigraphy research and development potential appraise of Fuyu oil layer in the peripheral area of Chaoyangou oil field [D]. Daqing: Daqing Petroleum Institute, 2008.
- [3] 刘合, 裴晓含, 罗凯, 等. 中国油气田开发分层注水工艺技术现状与发展趋势[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(6): 733-737.
LIU He, PEI Xiaohan, LUO Kai, et al. Current status and trend of separated layer water flooding in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(6): 733-737.
- [4] 刘合, 肖国华, 孙福超, 等. 新型大斜度井同心分层注水技术[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(4): 512-517.
LIU He, XIAO Guohua, SUN Fuchao, et al. A new concentric zonal water injection technique for highly-deviated wells [J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(4): 512-517.
- [5] 撒利明, 王天琦, 师永民, 等. 油田开发中后期岩相单元的细分研究[J]. 沉积学报, 2002, 20(4): 595-599.
SA Liming, WANG Tianqi, SHI Yongmin, et al. Subdivision of lithofacies units during middle-late stage of oil development [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2002, 20(4): 595-599.
- [6] 曲占庆, 田雨, 李建雄, 等. 水平井多段分簇压裂裂缝扩展形态数值模拟[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2017, 41(1): 102-109.
QU Zhanqing, TIAN Yu, LI Jianxiong, et al. Numerical simulation study on fracture extension and morphology of multi-cluster staged fracturing for horizontal wells [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2017, 41(1): 102-109.
- [7] 陈勉. 页岩气储层水力裂缝转向扩展机制[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2013, 37(5): 88-94.
CHEN Mian. Re-orientation and propagation of hydraulic fractures in shale gas reservoir [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2013, 37(5): 88-94.
- [8] 姚军, 刘丕养, 吴明录. 裂缝性油气藏压裂水平井试井分析[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2013, 37(5): 107-113.
YAO Jun, LIU Piyang, WU Minglu. Well test analysis of fractured horizontal well in fractured reservoir [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2013, 37(5): 107-113.
- [9] 吴奇, 胥云, 张守良, 等. 非常规油气藏体积改造技术核心理论与优化设计关键[J]. 石油学报, 2014, 35(4): 706-714.
WU Qi, XU Yun, ZHANG Shouliang, et al. The core theories and key optimization designs of volume stimulation technology for unconventional reservoirs [J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(4): 706-714.
- [10] 时贤, 程远方, 蒋恕, 等. 页岩储层裂缝网络延伸模型及其应用[J]. 石油学报, 2014, 35(6): 1130-1137.
SHI Xian, CHENG Yuanfang, JIANG Shu, et al. Simulation of complex fracture network propagation and its application for shale gas reservoir [J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(6): 1130-1137.
- [11] 丁文龙, 尹帅, 王兴华, 等. 致密砂岩气储层裂缝评价方法与表征[J]. 地学前缘, 2015, 22(4): 173-187.
DING Wenlong, YIN Shuai, WANG Xinghua, et al. Assessment method and characterization of tight sandstone gas reservoir fractures [J]. Earth Science Frontiers, 2015, 22(4): 173-187.
- [12] 赵金洲, 许文俊, 李勇明, 等. 页岩气储层可压性评价新方法[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(6): 1165-1172.
ZHAO Jinzhou, XU Wenjun, LI Yongming, et al. A new method for fracability evaluation of shale-gas reservoirs [J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(6): 1165-1172.
- [13] 杜书恒, 关平, 师永民, 等. 低渗透砂岩储层可压裂性新判据[J]. 地学前缘, 2017, 24(2): 257-264.
DU Shuheng, GUAN Ping, SHI Yongmin, et al. New fracturing criteria on low permeability sandstone reservoirs [J]. Earth Science Frontiers, 2017, 24(2): 257-264.
- [14] 杜书恒, 师永民. 低渗油气藏水力压裂理想水驱波及范围预测新方法[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(10): 1956-1962.
DU Shuheng, SHI Yongmin. New forecasting method on ideal water flooding swept volume after hydraulic fracturing in low permeability oil & gas reservoir [J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(10): 1956-1962.
- [15] 杜书恒, 师永民, 徐启, 等. 井震联合非均质储层改造规模的非线性表征方法[J]. 北京大学学报(自然科学版), 2016, 52(2): 241-248.
DU Shuheng, SHI Yongmin, XU Qi, et al. Nonlinear characterization method of fracturing stimulation scale on heterogeneous reservoir by combining logging and seis-

- mic data [J]. *Acta Scientiarum Naturalium Universitatis Pekinensis*, 2016, 52(2): 241-248.
- [16] 温庆志, 张士诚, 王雷, 等. 支撑剂嵌入对裂缝长期导流能力的影响研究 [J]. *天然气工业*, 2005(5): 65-68, 9-10.
WEN Qingzhi, ZHANG Shicheng, WANG Lei, et al. Influence of proppant embedment on fracture long-term flow conductivity [J]. *Natural Gas Industry*, 2005(5): 65-68, 9-10.
- [17] 吴国涛, 胥云, 杨振周, 等. 考虑支撑剂及其嵌入程度对支撑裂缝导流能力影响的数值模拟 [J]. *天然气工业*, 2013, 33(5): 65-68.
WU Guotao, XU Yun, YANG Zhenzhou, et al. Numerical simulation considering the impact of proppant and its embedment degree on fracture flow conductivity [J]. *Natural Gas Industry*, 2013, 33(5): 65-68.
- [18] 王晓冬, 张义堂, 刘慈群. 垂直裂缝井产能及导流能力优化研究 [J]. *石油勘探与开发*, 2004, 31(6): 78-81.
WANG Xiaodong, ZHANG Yitang, LIU Ciqun. Productivity evaluation and conductivity optimization for vertically fractured wells [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2004, 31(6): 78-81.
- [19] 张士诚, 牟善波, 张劲, 等. 煤岩对压裂裂缝长期导流能力影响的实验研究 [J]. *地质学报*, 2008, 82(10): 1444-1449.
ZHANG Shicheng, MOU Shanbo, ZHANG Jin, et al. Experimental evaluation of long-term conductivity of fracturing in coal beds [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2008, 82(10): 1444-1449.
- [20] 赵勇, 李新英, 李达. 苏里格气田细分粒径支撑剂导流能力评价及试验 [J]. *天然气工业*, 2011, 31(8): 65-68, 134-135.
ZHAO Yong, LI Xinying, LI Da. Appraisal and experiment of proppant flow capacity with grain size subdivided in the Sulige Gas Field [J]. *Natural Gas Industry*, 2011, 31(8): 65-68, 134-135.
- [21] 朱海燕, 邓金根, 刘书杰, 等. 定向射孔水力压裂起裂压力的预测模型 [J]. *石油学报*, 2013, 34(3): 556-562.
ZHU Haiyan, DENG Jinggen, LIU Shujie, et al. A prediction model for the hydraulic fracture initiation pressure in oriented perforation [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2013, 34(3): 556-562.
- [22] 曾凡辉, 郭建春, 徐严波, 等. 压裂水平井产能影响因素 [J]. *石油勘探与开发*, 2007, 34(4): 474-477, 482.
ZENG Fanhui, GUO Jianchun, XU Yanbo, et al. Factors affecting production capacity of fractured horizontal wells [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2007, 34(4): 474-477, 482.
- [23] DU S, SHI Y, BU X, et al. New expression of the changing stress field in low-permeability reservoir and its application in secondary exploitation [J]. *Energy Exploration & Exploitation*, 2015, 33(4): 491-514.
- [24] DU S, SHI Y, GUAN P, et al. New inspiration on effective development of tight reservoir in secondary exploitation by using rock mechanics method [J]. *Energy Exploration & Exploitation*, 2016, 34(1): 3-18.
- [25] VISHKAI M, GATES I. On multistage hydraulic fracturing in tight gas reservoirs: Montney Formation, Alberta, Canada [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, 174: 1127-1141.
- [26] MAULIANDA B, PRAKASAN A, WONG C K, et al. Integrated approach for fracture characterization of hydraulically stimulated volume in tight gas reservoir [J]. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2019, 9: 2429-2440.

(编辑 李娟)