Open Journal of Nature Science 自然科学, 2016, 4(3), 346-353
Published Online August 2016 in Hans. http://www.hanspub.org/journal/ojns
http://dx.doi.org/10.12677/ojns.2016.43041

Well Type and Well Pattern Identification and Parameters Optimization Research in Shale Zone F

Geng Zhang

EOR Key Laboratory of Ministry of Education, Northeast Petroleum University, Daqing Heilongjiang
Email: dqzhanggeng@126.com

Received: Aug. 5th, 2016; accepted: Aug. 27th, 2016; published: Aug. 30th, 2016

Copyright © 2016 by author and Hans Publishers Inc.
This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY).
http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/
Open Access

Abstract

Firstly, we analysis the reservoir characteristics and the geological condition in shale zone F. Then we use the Petrel software and CMG software to determine the well type and well pattern. Finally we optimize the three parameters of horizontal well's horizontal section length, horizontal well's well spacing and fracture half length. The results show that the shale zone F fits using horizontal well with large-scale fracturing and depletion way to develop and is divided into a set of development layer system. We determine the 22 horizontal wells as the well pattern deployment plan, and the horizontal wells' direction is 45° north by east. When the horizontal section length is 1300 m; the horizontal well spacing is 900 m; the fracture half length is 300m, the production result is the best. The conclusion is of great significance to the realization and development of this zone.

Keywords

Shale Gas, Well Type and Well Pattern, Horizontal Well, Parameter Optimization

页岩F区井型井网确定及参数优化研究

张　庚

东北石油大学提高油气采收率教育部重点实验室，黑龙江　大庆
Email: dqzhanggeng@126.com

文章引用: 张庚. 页岩 F 区井型井网确定及参数优化研究[J]. 自然科学, 2016, 4(3): 346-353.
http://dx.doi.org/10.12677/ojns.2016.43041

收稿日期：2016年8月5日；录用日期：2016年8月27日；发布日期：2016年8月30日

摘　要

本文首先对页岩F区储层特性和地质概况进行分析，然后运用Petrel地质建模软件和CMG数值模拟软件对页岩F区井型井网进行确定，最后对水平井水平段长度、水平井井距以及压裂裂缝半长这三个参数进行优化。研究结果表明：页岩F区适合采用水平井大规模压裂、衰竭式开发的开发方式并划分为一整套开发层系；确定以22口水平井为井网部署方案，其水平井井排方向为北偏东45˚；水平井水平段长度为1300 m，水平井井距为900 m，压裂裂缝半长为300 m时开采效果最佳。所得结论对该区的认识和开发具有重要的指导意义。

关键词

页岩气，井型井网，水平井，参数优化

1. 引言

从全球范围来看，页岩气资源具有广阔的发展前景，在目前国际能源供需矛盾日益突出的情况下，页岩气资源越来越受到国内外专家和学者的瞩目。在全球范围内页岩气可采资源量约为 456.2×10^{12} m^3，基本相当于煤层气与致密气资源量的总和[1]。不同的井型井网以及其参数对页岩气的开采效果有很大影响，因此有必要对该区的井型井网进行确定并对其参数进行优化，为页岩 F 区的开发设计提供一定的理论依据，促进页岩气田的高效合理开发[2]。

2. 页岩 F 区基本概况

本文研究目标区块为页岩 F 区，地形图如图 1。该区块总体为我国南方丘陵山地，受到来自北西方向的挤压应力作用，以正向构造为主，各背斜带之间以宽缓的向斜带为界。海拔最高为 675 m，最低为 250 m，多在 400~600 m 之间，目标区块在图中用红色区域标出。通过查询《页岩气资源/储量计算与评价技术规范》可知，该区为低孔特低渗高有机碳含量中深层低丰度中型页岩气田[3]。

3. 开发原则

页岩气田开发必须遵循一定的原则，既满足一定的开发速度，同时也要保持尽可能多的稳产年限，还要以尽可能少的投入获得尽可能多的产出。具体如下：

(1) 采气速度：根据《气藏工程管理规定》第十八条可知：对于低渗低丰度气田来说，采气速度应控制在 3%以内。本文页岩 F 区属于低孔特低渗低丰度页岩气田，应将其采气速度控制在 3%以内。

(2) 开采方式：页岩 F 区气田的开采方式可划分为无水采气，气水同产和排水采气三个阶段。

(3) 井网部署：包括基础井网的部署和确定生产井网和射孔方案。井网部署是页岩气田开发方案的关键，利用井网部署能增大压降叠加区域和吸附解吸体积。

(4) 布井原则：布井要满足以下三个条件：保证合理的采气速度、尽可能多的控制地下储量、井网包含的井数尽可能少。只有这样才能获得最好的经济效益。

4. 开发方式确定

由于页岩气的开采机理与常规气藏不同，储层中的页岩气由吸附气和游离气两部分组成，其中游离

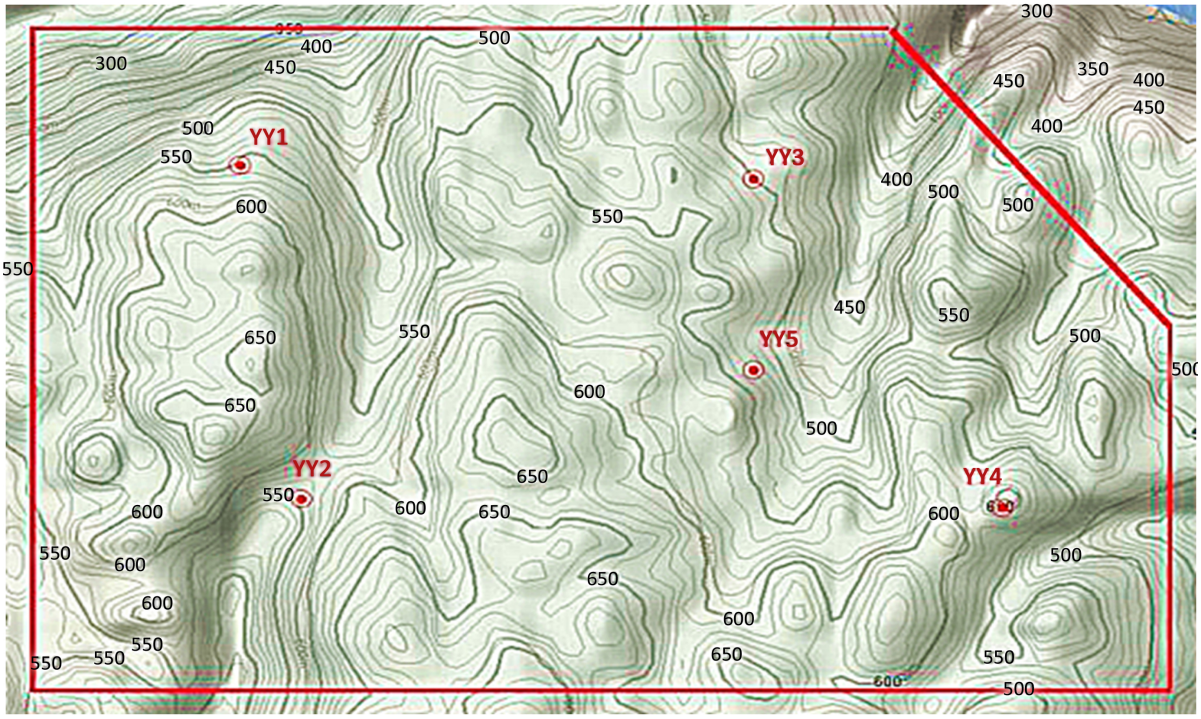

Figure 1. Topographic map of shale zone F
图 1. 页岩 F 区地形图

气较容易采出，吸附气只有当储层压力降低后，经过解吸-扩散-渗流过程才能由页岩颗粒表面流到井筒中，并且吸附气和游离气均为干气，储层含水基本开采不出来，故易采用水平井大规模压裂、衰竭式开发方式[4]。

5. 开发层系划分

页岩 F 区气层总厚度在 83~90 m，纵向上连续，中间无隔层。该区纵向上可分为三段，第 1 段页岩厚度较大，约为 51 m，含气总丰度最大，储量最高；第 2 段厚度约 17 m，含气总丰度次之，储量次之；第 3 段厚度约 19 m，含气总丰度最小，储量最小。三段页岩储层压力系数相差不大，渗透率差别不大，可将其看作统一储层。页岩 F 区块横向、纵向和垂直方向均连续，且总体上分布稳定，故易采用一整套开发层系。

6. 井型井网确定

6.1. 井型选择

水平井技术在国内油田开发生产中运用的越来越广泛。由于水平井生产井段长、生产压差小、泄油面积大、驱替速度均匀等优点，在非常规油气藏(尤其是页岩气藏)的开采上有着直井无法比拟的优势[5]。

页岩 F 区气层总厚度在 83~90 m，该区块纵向上可分为三段，通过查阅区块基础数据可知，各段在全区分布基本稳定，纵向上连续，中间无隔层。水平井对于非常规油气藏，尤其是页岩气藏具有很好的开发效果；水平井段长，形成良好的线性驱替系统，地震反演技术以及水平井配套工艺的发展也降低了水平井经济风险；同时需要采取一定的增产措施(例如压裂)来提高水平井的产量。

因此，页岩 F 区适合采取水平井并配合大规模水力压裂的方式进行生产。

6.2. 井网部署

井网部署对于油气田的开发设计尤为关键，井网部署不仅要考虑区块的地质特点，而且还要考虑其对开发效果的影响[6]。对于页岩 F 区页岩气储层来讲，该区气层总厚度在 83~90 m，储量平均总丰度约 2.54 t/m^3，孔隙度与渗透率双低且具有天然裂缝，属于开采难度较大的区块，井网部署好坏更显得尤为重要。

地质条件和开发要求是影响井网部署情况的最重要两个要因素。地质条件需要考虑的因素主要包括基质渗透率，基质孔隙度，裂缝渗透率，裂缝孔隙度，页岩含气丰度以及构造和裂缝的走向和方位等；开发要求需要考虑的因素主要包括气田生产时间，采气速度，稳产年限，采收率和经济效益等[7]。

因此通过对页岩 F 区块的地质条件和开发要求中需要考虑的众多因素进行综合分析，为最大限度保护环境，节约土地，降低投资，采用以 22(17 口新钻井 ＋5 口开发勘探井)口水平井的开发方式为井网部署方案。其井网部署示意图如图 2。

7. 参数优化

7.1. 水平井井排方向

页岩 F 区为低孔特低渗页岩气田，由于其渗透率很低，故页岩气在储层中的渗流阻力很大，这就需要对水平井采取压裂改造等措施。由于人工裂缝和天然裂缝的共同存在，造成了气藏平面的非均质性，天然裂缝在地层条件下是闭合的，其渗透率比较低，而人工支撑裂缝的渗透率可达数个达西，对储层渗流能力起控制作用的主要是人工裂缝，因此，页岩气藏井网的优化主要就是人工压裂与井网的合理匹配。

井网方位主要是根据页岩储层中天然裂缝的走向以及水平井压裂时新生成的裂缝方向来进行确定。页岩储层中渗透率的大小主要由裂缝发育状况决定，所以，页岩储层中裂缝的主要延伸方向也就是渗透率较大的地方。页岩 F 区块的天然裂缝总体发育状况良好，尤以走向 40˚~50˚的裂缝最为发育，因此布井时应保持井排与天然裂缝方向平行，故确定井网方位为北偏东 45˚走向。

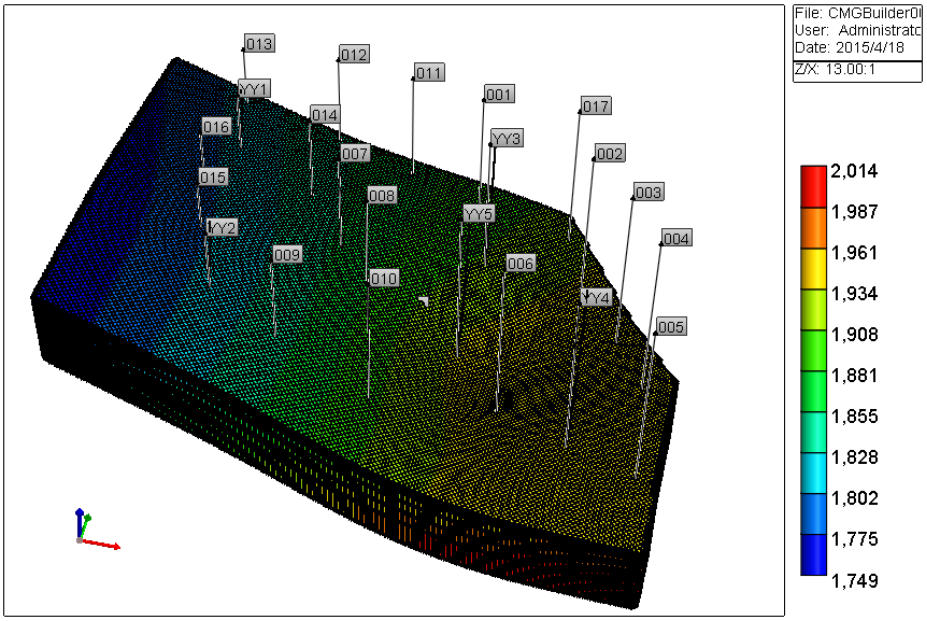

Figure 2. Topographic map of shale zone F
图 2. 页岩 F 区地形图

7.2. 水平井水平段长度优化

与直井相比，水平井在提高油气产量和油气采收率方面效果明显[8]。而水平井水平段长度的大小又是影响开发效果的重要因素之一，在进行水平井开发设计时，水平段长度的选择要充分考虑储层物性、井网井距、气井产能等地质及气藏工程指标，而且还需要考虑钻、完井工程等现场因素，同时经济指标也是需要考虑的一个重要因素。在实际生产中，由于井网部署、储层特点、井筒摩阻、经济效益等影响，水平段长度存在一个合理的区间。

我们通过在 CMG 软件中进行数值模拟分析，区块采用水平井井网进行布井，分别比较 1100 m、1200 m、1300 m 和 1400 m 不同水平段长度下的全区井数及单井控制面积，见表 1，并用模型模拟不同水平段长度下的单井累积产气量，如图 3。在模拟生产年限为 17 年的情况下，水平段长度为 1100 米井距的井网生产到 2030 年时，累积产气量为 4.010×10^8 m^3；水平段长度为 1200 米井距的井网生产到 2030 时，累积产气量为 4.257×10^8 m^3；水平段长度为 1300 米井距的井网生产到 2030 时，累积产气量为 4.484×10^8 m^3；水平段长度为 1400 米井距的井网生产到 2030 时，累积产气量为 4.491×10^8 m^3。综合考虑不同水平段长度各井的单井控制面积和累积产气量，选取水平段为 1300 m 井距进行生产模拟。

7.3. 水平井井距优化

水平井井距的大小也是影响开发效果的重要因素之一。页岩 F 区采取衰竭式开采，合理的井距能在提高产量的同时有效避免井间干扰。井距太大，气田开采不充分且产量较低；井距太小，井间干扰严重且开发成本高[9]。因此，我们要对水平井井距进行优化，确定适合页岩 F 区开采的最佳井距。

区块采用 22 口水平井进行布井，分别比较 700 m、800 m、900 m 和 1000 m 不同井距的全区井数及单井控制面积，见表 2，并用模型模拟不同井距下的累积产气量，如图 4。在模拟生产年限为 17 年的情况下，700 米井距的井网生产到 2030 年时，累积产气量为 3.932×10^8 m^3；800 米井距的井网生产到 2030 年时，累积产气量为 4.093×10^8 m^3；900 米井距的井网生产到 2030 年时，累积产气量为 4.211×10^8 m^3；1000 米井距的井网生产到 2030 年时，累积产气量为 4.252×10^8 m^3。综合考虑各井距的单井控制面积，累积产气量及生产年限，选取 900 m 井距进行生产模拟。

Table 1. Horizontal segment length optimization
表 1. 水平段长度优选表

井网结构	方案	水平段长度/m	井数/口	单井控制面积/km^2
水平井	1	1100	26	1.592
	2	1200	24	1.725
	3	1300	22	1.882
	4	1400	20	2.070

Table 2. Well spacing optimization
表 2. 井距优选表

井网结构	方案	井距/m	井数/口	单井控制面积/km^2
水平井	1	700	28	1.478
	2	800	25	1.656
	3	900	22	1.882
	4	1000	19	2.179

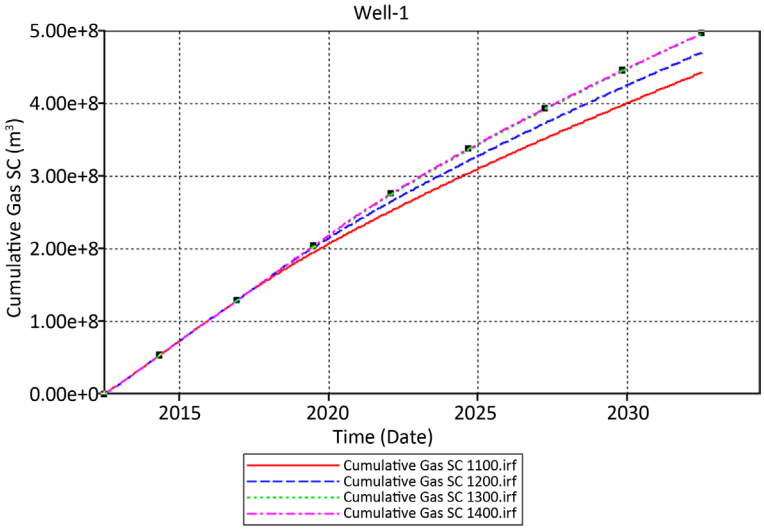

Figure 3. Cumulative gas production at different horizontal length
图 3. 不同水平段长度下的气井累积产气量

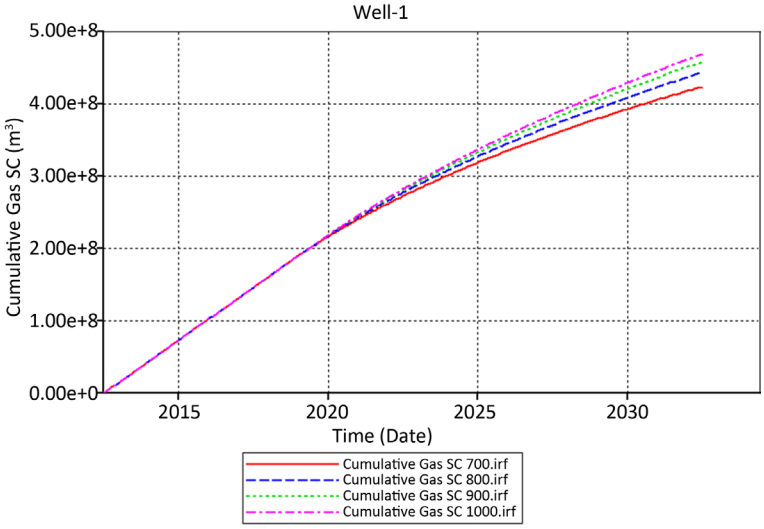

Figure 4. Cumulative gas production at different Well spacing
图 4. 不同井距下的气井累积产气量

7.4. 压裂裂缝半长优化

页岩 F 区为低孔特低渗页岩气田，因此压裂是提高页岩气产量的重要手段[10]。页岩气体积压裂不仅可以沟通地层深部的天然裂缝，而且可以为形成网状裂缝提供可靠的保障，所以裂缝长度优化为页岩气藏体积压裂提供可靠的依据并且有着非常重要的意义。

该区块采用水平段长度为 1300 m，水平井井距为 900 m 的 22 口水平井进行布井，分别将压裂裂缝半长为 200 m、250 m、300 m、350 m 代入模型模拟，见表 3，模拟结果证明，随着裂缝半长从 200 m 增加到 350 m 的过程中，开始压裂裂缝的延长，页岩气总量增加，也证明压裂增产工艺对于提高页岩气产能的作用效果是显著的，但当裂缝半长达到 300 米以后，在我们最优井距 900 m 的前提下，继续增加裂缝半长，会造成井间干扰，导致产量增加不明显。如图 5，这说明压裂裂缝并非越长越好，对于不同井距，压裂裂缝半长存在优化问题。下面为模拟 Well-1 井在不同裂缝半长下的累积产气量图。可以清

Table 3. Fracture half length optimization
表 3. 裂缝半长优选表

井网结构	方案	裂缝半长/m	井数/口	单井控制面积/km^2
水平井	1	200	22	1.882
	2	250		
	3	300		
	4	350		

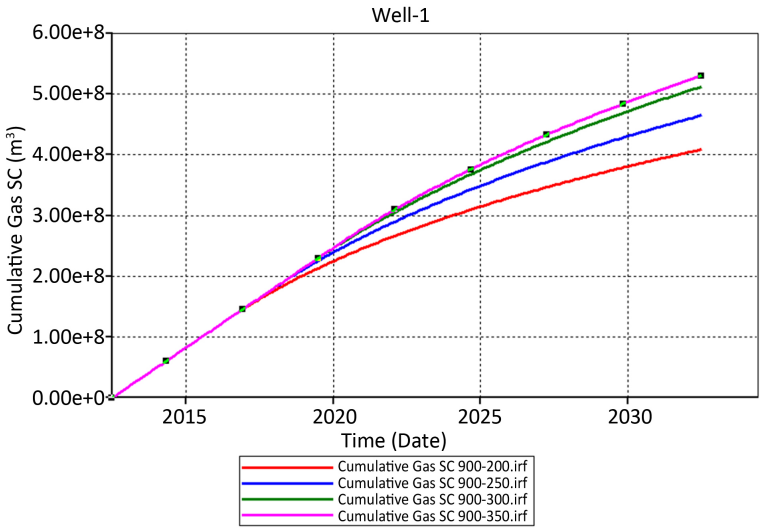

Figure 5. Cumulative gas production at different fracture half length
图 5. 不同裂缝半长下的气井累积产气量

楚的看出选择压裂裂缝半长为 300 m 是经济有效的裂缝半长。

8. 结论

(1) 根据页岩 F 区的储层特性和地质特点，确定该区的开发方式为水平井大规模压裂、衰竭式开发；由于页岩 F 区块横向、纵向和垂直方向均连续，且总体上分布稳定，故易采用一整套开发层系。

(2) 综合考虑页岩 F 区的地质条件、开采成本、采气需求等多种因素，确定以 22 (17 口新钻井 + 5 口开发勘探井)口水平井为井网部署方案，其水平井井排方向为北偏东 45˚。

(3) 对水平井水平段长度，水平井井距以及压裂裂缝半长三个参数进行优化，确定水平段长度为 1300 m，井距为 900 m，裂缝半长为 300 m 时开采效果最佳。

参考文献 (References)

[1] 邹才能, 翟光明, 张光亚, 等. 全球常规-非常规油气形成分布, 资源潜力及趋势预测[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(1): 19-21.

[2] 赵万福. 页岩气开发新井型[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2014, 41(10): 9-12.

[3] 陈元千, 周翠. 中国“页岩气资源/储量计算与评价技术规范”计算方法存在的问题与建议[J]. 油气地质与采收率, 2015, 22(1): 2-3.

[4] 张雪芬, 陆现彩, 张林晔, 等. 页岩气的赋存形式研究及其石油地质意义[J]. 地球科学进展, 2010, 25(6): 597-599.

[5] 陈安明, 张辉, 宋占伟. 页岩气水平井钻完井关键技术分析[J]. 石油天然气学报, 2012, 34(11): 98-103.

[6] 杨秀春, 叶建平. 煤层气开发井网部署与优化方法[J]. 中国煤层气, 2008, 5(1): 13-17.
[7] 董文斌. 某盆地页岩气区开发井网设计[J]. 石化技术, 2015(11): 203.
[8] 顾宇, 张洁. 边水油藏水平井位置及水平段长度优化设计[J]. 内江科技, 2012(5): 126-127.
[9] 史进, 吴晓东, 韩国庆, 等. 煤层气开发井网优化设计[J]. 煤田地质与勘探, 2011, 39(6): 20-23.
[10] 谭宏兵, 李长忠, 郑莉, 等. 气井水力旋转射流清砂技术及其应用[J]. 天然气工业, 2011, 31(10): 61-63.

Hans汉斯

期刊投稿者将享受如下服务：

1. 投稿前咨询服务 (QQ、微信、邮箱皆可)
2. 为您匹配最合适的期刊
3. 24 小时以内解答您的所有疑问
4. 友好的在线投稿界面
5. 专业的同行评审
6. 知网检索
7. 全网络覆盖式推广您的研究

投稿请点击：http://www.hanspub.org/Submission.aspx