

页岩气开发技术现状及研究方向

刘德华, 肖佳林
关富佳

(中国石油天然气集团公司采油采气重点实验室长江大学研究室, 湖北 荆州 434023)

[摘要] 页岩气是一种非常规气藏, 在全世界都有广泛的分布, 近年来在天然气产量中的比例正在不断增加。页岩气是以多种相态存在并富集于页岩地层中的天然气。页岩既是烃源岩又是储集层, 属于典型的自生自储型气藏, 页岩气主要以基质吸附气和裂缝、孔隙中的游离气存在。页岩气储层具有低孔、低渗特征, 在开发上主要表现为常规试气产能低或无产能, 正是由于页岩气具有特殊的地质特征, 常规气藏的开发技术显然无法适应其高效的开发。目前有关页岩气的研究主要集中在成藏、储层特征等地质勘探方面, 对开发方面的研究只涉及到了水平井钻井技术和压裂技术。介绍了页岩气资源的分布状况、页岩气成藏及储层的基本特征, 从页岩气测井、水平井钻井和页岩气储层改造几个方面介绍了页岩气开发技术的现状, 指出了开发中存在的诸如储量的准确计算存在困难、渗流机理复杂多样、渗透率的准确测量困难这几个问题, 初步探讨了页岩气开发技术的研究方向。

[关键词] 页岩气; 开发技术; 研究方向; 综述

[中图分类号] TE375 [文献标识码] A [文章编号] 1000-9752 (2011) 01-0119-05

1 页岩气资源分布概况

全球页岩气资源量为 $456\ 24\times 10^{12}\text{ m}^3\text{[1]}$, 主要分布在北美、中亚、中国、拉美、中东、北非和前苏联。目前美国已对密西根、印第安纳等多个盆地进行了商业性开采, 页岩气产量已超过 $200\times 10^8\text{ m}^3$, 占全美天然气产量的 3%^[1]。加拿大紧随美国之后也积极开展了页岩气方面的勘探及开发试验。在我国, 从成藏机理的角度出发, 结合部分勘探数据分析认为, 四川盆地、鄂尔多斯盆地、渤海湾盆地、江汉盆地、吐哈盆地、塔里木盆地、准噶尔盆地等含油气盆地及其周缘均有页岩气成藏的地质条件。同时, 在含油气盆地以外, 如我国南方寒武系、志留系、二叠系等分布区的页岩气勘探前景亦不容忽视。四川盆地地下古生界海相粘土岩裂缝发育, 气显示活跃, 可能在一定范围内存在裂缝性泥页岩气藏, 四川盆地各地区的成藏要素对比见表 1^[2]。采用多种方法对中国主要盆地和地区的页岩气资源量进行初步估算, 结果表明, 我国主要盆地和地区的页岩气资源量约为 $(15\sim 30)\times 10^{12}\text{ m}^3$, 与美国的大致相当^[3]。

表 1 四川盆地各地区的成藏要素对比

分布地区	主要发育层系	总有机碳含量/%	镜质体反射率 R_o /%	烃源岩有效厚度/m
川东地区	上二叠统	3~ 7. 54	1. 6~ 3. 1	20~ 120
	下志留统	0. 2~ 3. 13	2. 2~ 4. 0	100~ 700 (400)
	下寒武统	1~ 3	> 3. 5	(> 200)
川中地区	下侏罗统	0. 07~ 4. 51 (1. 19)	0. 7~ 1. 12	(< 20)
	上三叠统	0. 5~ 1. 5 (1. 14)	-	20~ 350
川南地区	下志留统 (龙马溪组)	1. 0~ 4. 9	2. 0~ 4. 0	≤1000
	下寒武统 (筇竹寺组)	0. 2~ 9. 98 (0. 97)	-	200~ 400
川西地区	上二叠统	0. 5~ 1. 5	2. 2~ 4. 0	25~ 100
	侏罗统 “红层”	0. 23~ 1. 61	0. 51~ 1. 04	47. 5~ 114

注: 括号内数据为平均值。

[收稿日期] 2010-06-20

[基金项目] 中国石油科技创新基金项目 (2008D-5006-02-04)。

[作者简介] 刘德华 (1962), 男, 1982 年大学毕业, 博士, 教授, 博士生导师, 现主要从事油藏工程方面的科研和教学工作。

2 页岩气成藏及储层基本特征

页岩气成藏具有隐蔽性，成藏机理上具有递变过渡的特点，一般原生页岩气藏具有高异常压力。页岩气藏不以常规圈闭的形式存在，但页岩中裂缝发育有助于游离相天然气的富集和自然产能的提高。当页岩发育的裂隙达到一定数量和规模时，就成为勘探的有利目标^[1,4]。盆地内构造较深部位是页岩气成藏的有利区，页岩气成藏和分布的最大范围与有效气源岩的面积相当。当发生构造升降运动时，其异常压力相应升高或降低，因此页岩气藏的地层压力多变^[5]。

目前可采的工业性页岩气藏埋深最浅为 182m。页岩总孔隙度一般小于 10%，而含气的有效孔隙度一般只有 1% ~ 5%，渗透率则随裂缝发育程度的不同而有较大变化^[3]。页岩具有广泛的饱含气性，天然气的赋存状态多变，吸附态天然气的含量变化在 20% ~ 85% 之间^[1]。

3 页岩气开发技术现状

页岩气藏的特性决定了页岩气只有在特定条件下才能被开采出来。与含气页岩有关的特征包括缺少明显的盖层和圈闭、无清晰的气水界面、天然裂缝发育、最终采收率低于常规气藏以及极低的基岩渗透率。

3.1 页岩气测井技术

页岩气有别于已经大量开采的常规天然气，在成藏机理及赋存特征方面都有其独特的特点，识别页岩气的方法也有别于以往对常规天然气气藏的判别模式。总有机碳含量、成熟度是其重要的判别指标^[6]。通过对这些地球化学指标的认识，作为对可用地化分析样品的补充，利用测井资料计算这两个参数将有助于对页岩气藏的识别。总有机碳含量代表了页岩气源岩的生气潜力，成熟度则表现干酪根的演化程度，两者综合指示页岩储层中可能存在的天然气量。

老井测井资料复查是找到有利页岩气藏的重要途径之一，综合测井资料分析可以在测井曲线上辨别有利的页岩气储层。对页岩气储层有效的测井曲线及对应的响应关系，如表 2^[6]所示。

表 2 页岩气测井曲线响应特征

测井曲线	输入参数	曲线特征	影响因素
自然伽马	自然放射性	高值 (> 100API)，局部低值	泥质含量越高，自然伽马值越大；有机质中可能含有高放射性物质
井径	井眼直径	扩径	泥质地层显扩径（有井眼扩大现象）；有机质的存在使井眼扩径更加严重
声波时差	时差曲线	较高，有周波跳跃	岩性密度：泥岩< 页岩< 砂岩；有机质丰度高，声波时差大；含气量增大，声波值变大；遇裂缝发生周波跳跃；井径扩大
中子孔隙度	中子孔隙度	高值	束缚水使测量值偏高；含气量增大使测量值偏低；裂缝地区的中子孔隙度变大
地层密度	地层密度	中低值	含气量大，密度值低；有机质使测量值偏低；裂缝底层密度值偏低；井径扩大
岩性密度	有效光电吸收指数	低值	烃类引起测量值偏小；气体引起测量值偏小；裂缝带局部曲线降低
深浅电阻率	深探测电阻率、浅探测电阻率	总体低值，局部高值；深浅电阻率曲线几乎重合	地层渗透率；泥质和束缚水均使电阻率偏低；有机质干酪根电阻率极大，测量值局部为高值

国内研究者进一步证明了测井响应识别页岩气目的层的有效性，初步探究和介绍了页岩气藏参数的求算方法，以求能够更加准确有效地识别优质页岩气藏^[6]。在生产实践中，通过了解国外的相关研究和国内的发展形势，利用测井方法对一些老井进行复查，有望获得页岩气勘探方面的重大突破。

3 2 水平井钻完井技术

为了更好地利用储层中的天然裂缝，并且使井筒穿越更多储层，越来越多的作业者都在应用水平井钻井技术。

1) 采用三维地震解释技术设计水平井轨迹 通过沿垂直于最大水平应力方向钻井的方法增加井筒与裂缝相交的可能性，从而打开更多的页岩表面进行开采^[7]。但是，常规的定向钻井技术可能受到扭矩和阻力的影响，扭矩和阻力通常是司钻在井筒造斜过程中由滑动和旋转造成的。在更复杂的井眼轨迹中，扭矩和阻力可能限制横向位移，加大测井难度。因此在开采较直且曲折度不大的井时，可以采用旋转导向系统。某些情况下，从水平段底部到顶部的倾角变化低于 0.5°，应用三维地震解释技术设计水平井轨迹图见图 1^[7]。

2) 应用随钻成像测井技术 随钻成像测井系统已被应用于解决水平井测井存在的一些问题。应用该系统可以在整个井筒长度范围内进行电阻率成像和井筒地层倾角分析。成像测井提供构造信息、地层信息和力学特性信息，用于优化完井作业。成像能够将地层天然裂缝和钻井诱发裂缝进行比较，帮助作业者确定射孔和油井增产的最佳目标，应用随钻测井系统优化完井的示意图见图 2^[7]。利用测井得到的成像资料来识别地震资料无法识别的断层以及与之相关的从下伏喀斯特白云岩中产水的天然裂缝群。在进行加密钻井时，井眼成像有助于识别邻井中的水力裂缝，从而帮助作业者将注意力集中在储层中原先未被压裂部分的增产措施上。井中是否存在钻井诱发裂缝以及裂缝的方向如何，对确定整个水平井的应力变化及力学特性非常有用，而且在减轻页岩完井难度及降低相关费用方面也起到一定作用。

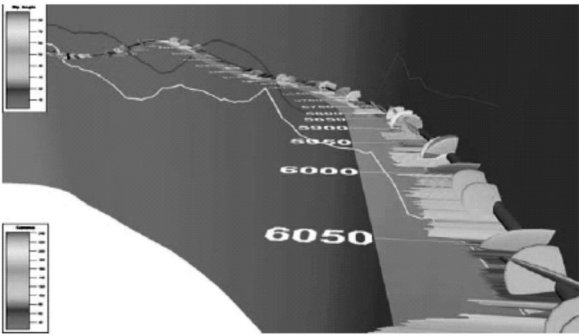


图 1 应用三维地震解释技术设计水平井轨迹图

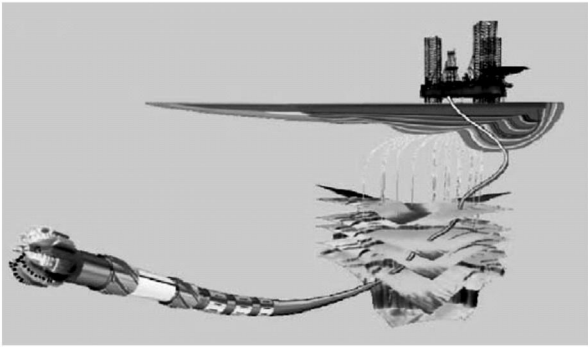


图 2 应用随钻测井系统优化完井

3 3 页岩气储层改造技术

裂缝的发育程度是页岩气运移聚集、经济开采的主要控制因素之一，图 3^[7]为页岩气储层裂缝模型。仅有少数天然裂缝十分发育的页岩气井可直接投入生产，其余 90% 以上的页岩气井需要采取压裂等增产措施沟通其天然裂缝，提高井筒附近储层导流能力。国外一些页岩埋藏较深，地层压力较高的页岩气藏开发历程印证了钻采技术的不断更新：氮气压裂、泡沫压裂、凝胶压裂、清水压裂、水平井钻探技术。

页岩储层改造技术要求针对页岩储层特点优选压裂层位和施工工艺，才能取得比较好的开发效果和经济效益。对于埋藏较浅、地层压力较低的储层通常采用氮气泡沫压

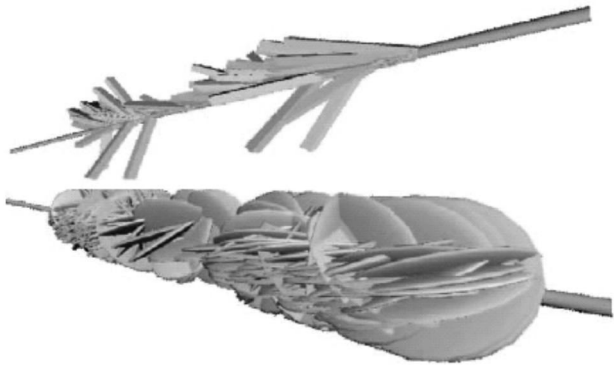


图 3 页岩气储层裂缝模型图

裂。清水压裂的压裂液中一般已加入适量抑制剂,但仍要求储层中膨胀性蒙脱石含量不能很高,原因是其水敏性强,遇水易膨胀、分散和运移,导致岩石渗透率下降,所以利用X射线衍射等测试结果分析粘土矿物的类型和含量十分必要^[7]。

4 存在问题

目前有关页岩气的研究,绝大多数集中在页岩气的地质理论上,包括成藏、储层特征等方面。有关页岩气开发的钻井技术论述较多,也相对成熟一些,主要是将致密储层水平井钻井技术应用于页岩气储层。在测井技术和储层改造技术方面也有大体上的论述,但不够深入,没有形成系统的开发技术体系。在页岩气资源评价方面,重点从地质角度考虑了页岩气的储量规模,而对准确的页岩气储量计算,只局限于常规气藏的类比法、容积法以及动态法,对页岩气的特殊地质特征没有充分考虑。另外,有关页岩气的渗流机理方面研究较少。

4.1 储量的准确计算存在困难

页岩气基本属于自生自储型气藏^[8~11]。因此,页岩气藏有不同于常规气藏的特殊性。页岩气藏有独特的天然气存储特征。在形式上游离气和吸附气并存。由于页岩一般含有较高的有机质和粘土矿物,同时,其孔隙结构使其具有较大的比表面积,有利于在基质孔隙表面吸附大量的天然气,因此,除游离气外,吸附气也成为页岩气藏重要的天然气存在形式^[14]。在存储空间上基质孔隙和次生裂缝并存。因此,页岩气藏中的天然气由3部分组成:裂缝中的游离气、基质孔隙中的游离气和吸附气。

由此可见,要想准确地计算页岩气的储量,必须解决好几个问题:一是页岩基质孔隙度的准确计算;二是裂缝系统的准确评价;三是页岩基质吸附量的准确评价;四是含气饱和度的准确计算。

4.2 渗流机理复杂多样

页岩气藏有特殊的产气机制。与常规低渗气藏不同,天然气在页岩中的流动主要有4种机理,这4种机理覆盖了从分子尺度到宏观尺度的流动。主要表现为游离气渗流、解吸附、扩散和自吸^[12]。

第一,由于气体滑脱效应的存在,游离气在有机质和无机质基岩中的流动属非达西渗流,但在天然或水力裂缝中的流动为达西渗流。

第二,有机质上的吸附气对渗透率有不利的影响,这是由于有机质的天然气吸附层对天然气分子的引力增大所致,但是,如果有机质不属于多孔介质,仅作为连接基质孔隙或为裂缝之用,那么,在生产时,远离孔隙和裂缝的吸附气只能沿有机质表面易扩散的方式进行运移。如果有机质属于多孔介质,部分吸附气能够直接释放进入有机质孔隙,并且,这样会使扩散的重要性被减弱。

第三,自吸作用是当压裂水在致密气藏流动时发生的一种现象,在页岩储层压裂时,由于自吸作用和重力分异作用,导致压裂水的返排率不足50%。因此,气水两相在裂缝中共同流动时,往往气在裂缝的上部流动,此时,在裂缝的下部留有大量的水。在钻井液和增产措施作业水的冷却作用下,储层接触面附近会聚集更多的束缚水,因而也会恶化自吸现象的影响。

5 页岩气开发技术研究方向

伴随页岩气开发技术的逐步成熟,我国页岩气勘探开发的进程也会不断加快。为了适应勘探开发的形势,基于页岩气开发技术方面的进展以及前人所做的工作,认为可从以下几个方面进行重点研究和攻关:第一,页岩气资源量(储量)评价。该研究方向涉及页岩气基质孔隙度、裂缝系统、页岩气吸附规律以及含气饱和度的评价方法。第二,页岩气渗流机理研究。对于渗流机理,要设计出适用于页岩气的多种渗流方式下的试验装置及测试方法,通过试验,建立页岩气渗流规律。第三,水平井及水平井压裂裂缝优化技术。着重研究水平井参数及水平井压裂裂缝参数在不同页岩储层特征下对页岩气井产能的影响。第四,页岩气储集层的储层保护技术。由于页岩储集层孔隙度、渗透率很小,钻井和储层改造过程中储层保护极其重要,包括钻井液体系选择、压裂过程中工作液的选取等。第五,适应页岩气储层特征

的数值模拟器的开发和应用。

6 结 论

页岩气勘探开发现状的调查研究结果表明，页岩气已经成为未来天然气产量的重要组成部分，国外的页岩气开发较早，相关技术相对成熟，国内页岩气研究起步较晚，主要研究集中在地质研究方面，对页岩气的开发技术研究不深入，还有很多问题亟待解决。

1) 如何建立有效的页岩基质孔隙度、裂缝系统、吸附气含量以及含气饱和度的评价方法，从而可较准确地计算页岩气藏储量。

2) 基于页岩气渗流机理，如何确定正确的页岩气渗流方程，并能够对页岩气藏进行准确的产能评价。

3) 页岩气是不同于常规气藏和煤层气的特殊储层，吸附解吸附机理异常复杂，建议开展页岩气吸附解吸附机理的室内试验研究，将有助于页岩气的高效开发。

4) 水平井及其压裂技术是开发页岩气的主要手段，建议开展复杂结构井及其压裂技术攻关研究，在国外技术基础上，开发适合我国页岩气开发的相关配套技术。

[参考文献]

[1] Montgomery S L, Jarvie D M, Bowker K A, *et al.* Mississippian Barnett Shale, Fort Worth basin, north- central Texas: Gas shale play with multi trillion cubic foot potential [J] . AAPG Bulletin, 2005, 89 (2): 155~ 175

[2] 宋岩, 赵孟军, 柳少波, 等. 中国 3 类前陆盆地油气成藏特征 [J] . 石油勘探与开发, 2005, 32 (3): 1~ 6

[3] 张金, 徐波, 聂海宽, 等. 中国页岩气资源勘探潜力 [J] . 天然气工业, 2008, 28 (6): 136~ 140

[4] Hill D G. Overview of Gas Shale Potential, Internal presentation [M] . Alberta: GTI E& P Services Canada, Calgary, 2000

[5] Bowker K A. Recent developments of the Barnett play, Fort Worth Basin [A] . Law B E, Wilson M. Innovative Gas Exploration Concepts Symposium: Rocky Mountain Association of Geologists and Petroleum Technology Transfer Council [C] . Denver, 2002

[6] 潘仁芳, 伍媛, 宋争, 等. 页岩气勘探的地球化学指标及测井分析方法初探 [J] . 中国石油勘探, 2009, 9 (3): 6~ 9

[7] 江怀友, 宋新民, 安晓璇, 等. 世界页岩气资源与勘探开发技术综述 [J] . 天然气技术, 2008, 2 (5): 26~ 29

[8] Martini A M, Walter L M, Budai J M, *et al.* Genetic and temporal relations between formation waters and biogenic methane Upper Devonian Antrim Shale, Michigan Basin, USA [J] . Geochimica et Cosmochimica Acta, 1998, 62 (10): 1699~ 1720

[9] Daniel M J, Ronald J H, Tim E R, *et al.* Unconventional shale gas systems: the Mississippian Barnett shale of north central Texas as one model for thermogenic shale gas assessment [J] . AAPG Bulletin, 2007, 91 (4): 475~ 499

[10] Hill R J, Zhang Etuan, Katz B J, *et al.* Modeling of gas generation from the Barnett Shale, Fort Worth Basin, Texas [J] . AAPG Bulletin, 2007, 91 (4): 501~ 521

[11] Ross D J K, Bustin R M. Characterizing the shale gas resource potential of Devonian Mississippian strata in the Western Canada sedimentary basin: Application of an integrated formation evaluation [J] . AAPG Bulletin, 2008, 92 (1): 87~ 125

[12] Wang F P. Pore networks and fluid flow in gas shales [J] . SPE124253, 2009

[编辑] 萧 雨

to gas well proration method and in combination with phase behaviour theory of condensate gas system and flash calculation of flash balance. The improved mathematical model can not only consider continuous flow from formation bottom hole wellhead surface location, but also consider the fluid composition changes of condensate gas flow. The results is closer to the actual gas well productivity, and it provides a guidance for production.

Key words: condensate gas well; production; two phase flow of gas and liquid; node analysis; dynamic optimization of proration

119 Current Situation and Research Direction of Shale Gas Development

LIU De-hua, XIAO Jia-lin, GUAN Fu-jia (*Author's Address: Key Laboratory of Production Engineering for Oil and Gas of Yangtze University, CNPC, Jingzhou 434023, Hubei, China*)

Abstract: Shale gas was an unconventional gas, which was widely distributed throughout the world. In recent years, it took a high proportion of natural gas production. Shale gas was a gas existed in multi phases and enriched in shale formations. It was both hydrocarbon source rock and reservoir, which was a typical self storage type gas from the reservoirs. Shale gas was mainly presented as matrix adsorption gas and a free gas in fractures the pores. Shale gas reservoirs had low porosity and permeability characteristics, their main performance in the development was conventionally low or no productivity. Because shale gas had special geological features, conventional gas reservoir development technology could not satisfy its effective development. The previous work was focused on shale gas formation in the reservoir, reservoir characteristics of geological exploration, and the study only involved in horizontal drilling techniques and fracturing technology. The distribution and formation of shale gas, essential characteristics of shale gas reservoirs are introduced, and the development technique of shale gas reservoir is also provided specially in well logging of shale gas reservoir, horizontal drilling techniques and reconstruction of shale gas reservoirs, preliminary discussion is given on the major research direction of shale gas technology.

Key words: shale gas; development technique; research direction

124 The Design and Research of Drilling Plan of Well Baiquan 1 in Xinjiang Oilfield

WANG Bo, HUANG Zhi-qiang, WEN Tao, WANG Hai-bo, DUAN Fei-fei (*Author's Address: Key Laboratory of Oil and Gas Drilling Engineering in Hubei Province (Yangtze University); College of Petroleum Engineering, Yangtze University, Jingzhou 434023, Hubei, China*)

Abstract: Well Baiquan was a key risk exploration well deployed by Xinjiang Oilfield in 2009, less well was drilled in the block, the date of adjacent wells were less for reference, and it might exist abnormal high pressure in Fengcheng Formation. The drilling design including wellbore structure design, type of bottom hole assembly, the control of drilling fluid performance and measures of drilling velocity raising are introduced, it can provide technical support and experience for the design and construction of the subsequent drilling in the block of Xinjiang Oilfield.

Key words: drilling design; abnormal high pressure; wellbore structure; drilling fluid; speed raising

127 Experimental Study on Drill cuttings Compact Mechanism

XING Ji-guo (*Author's Address: Key Laboratory of Oil-gas Drilling and Production Engineering of Hubei Province, Yangtze University, Jingzhou 434023, Hubei, China*)

Abstract: The experimental study on drill cuttings compact mechanism was used of solving the problem of high cost and difficult for overall analyzing the drilled formation. Based on the view point of fractal theory and microscopic statistics of macroscopic destruction, the drill cuttings are compacted in the experiment, it is found out that its physical parameters after compaction are consistent with some of the physical parameters.

Key words: drill cuttings; compact mechanism; experiment; fractal

130 Geological Model of "Two stage Uniaxial Continuous Seepage" in Extra low Permeability Reservoirs

QU Jian-shan, WANG Xiang-zeng, ZHANG Shu-qin (*Author's Address: Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Shaanxi Yanchang Petroleum Group, Xi'an 710075, Shaanxi, China*)

Abstract: The production calculation of extra low permeability reservoirs has plagued reservoir engineers. The radial flow formula was generally used for calculation, but it was difficult to compare the actual output with the results of calculation because of high errors. Analysis indicated that the extra low permeability reservoirs did not follow the law of radial flow, it should be calculated with parallel stable seepage model. After reservoir fracturing, it did not follow parallel stable seepage, but two stage uniaxial continuous seepage. On the basis stated above, a "Two stage uniaxial continuous seepage" geological model is established. At the same time, a formula is derived. The theoretical results are compared with actual production data, the error is within the limit extent.

Key words: extra low permeability reservoir; two stage seepage; uniaxial seepage; continuous seepage; geological model; production calculation

135 Optimization of Horizontal Well Development Plan of Fault Block Fu 1 in Songzi Oilfield

HE Qi-chuan, WANG De-xun, CHEN Bo, YAN Li-yong, YAN Min (*First Author's Address: Songzi Oil Production Plant of Jiangnan Oilfield, SINOPEC, Jingzhou 434205, Hubei, China*)

Abstract: According to the geological features of Songzi Oilfield in Jiangnan Basin. The recovery effects of horizontal wells, deviated wells and vertical wells were analyzed and compared by using modern reservoir engineering and numerical simulation techniques, the feasibility of horizontal well production in Songzi Oilfield was demonstrated. The parameters such as the direction of horizontal well, its length and water avoidance altitude were optimized. The production result shows that it is right to optimize horizontal well, and provide reliable references for the further development of the oilfield.

Key words: Songzi Oilfield; horizontal well; numerical simulation; development plan optimization; development effect

139 Study on Development Adjustment Technical Policy of F4 Reservoir in Zarzaitine Oilfield

PENG Dao-gui (*Author's Address: Geological Science Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying 257015, Shandong, China*)

Abstract: The main problems in F4 reservoir of Zarzaitine Oilfield were lower well startup utilization of producers and injectors, not perfect of injection and production well pattern, uneven distribution of formation pressure and low formation pressure in the lower zone, high gas oil ratio in some wells near oil/gas interface. By means of analysis of production history and current status, and in view of existing main problems, a numerical simulation model was established. In combination with numerical simulation and reservoir engineering, the remaining oil distribution law and its potentiality were found out. Researching for the key development technical policy fitted for the sort of reservoirs includes reasonable development scheme, flooding well pattern, pressure maintenance, injection produc-