

文章编号:1673-8217(2011)03-0093-04

南襄盆地泌阳凹陷陆相页岩 储层压裂技术研究与应用

陈 祥,丁连民,刘洪涛,陶良军,蒋尔梁
(中国石化河南油田分公司,河南南阳 473132)

摘要:页岩气作为三大非常规油气资源之一,资源量十分丰富,近期研究认为南襄盆地泌阳凹陷具备页岩油气成藏条件。针对泌阳凹陷陆相页岩储层的地质特征,开展了陆相页岩储层压裂技术研究,以 A1 井为例,通过对射孔工艺、压裂液体系、施工参数及压裂工艺技术的优化与研究,形成了适合泌阳凹陷陆相页岩储层的压裂技术。该压裂技术在泌阳 A1 井现场实施,获得日产 4.68 m³ 的工业油流,从而使泌阳凹陷成为我国首个取得陆相页岩油突破的地区。该技术的成功应用对河南油田及国内陆相页岩储层压裂改造具有重要的指导意义。

关键词:页岩油气;陆相页岩储层;压裂技术;泌阳凹陷;南襄盆地

中图分类号:TE357 **文献标识码:**A

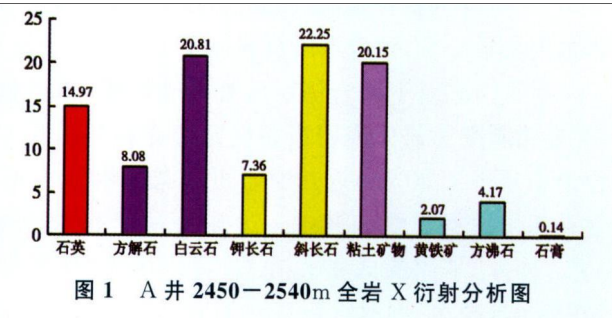
1 概述

页岩通常被认为是一种烃源岩,从全世界范围看,泥页岩约占全部沉积岩的 60%^[1]。北美页岩油气成功的勘探开发打破了传统的石油地质理论,页岩既是烃源岩,又是储集岩。页岩气是从富含有机质黑色页岩中开采的天然气,自生自储在页岩纳米级孔隙中连续聚集的天然气^[2]。页岩油是指热演化程度处于油气生成窗,还未达到裂解阶段,而大量形成以石油为主的赋存于富有机质的页岩储层的原油。页岩油气的工业和商业价值非常高,是一种很清洁的能源。

全球页岩气资源量为 456.24×10¹² m³,主要分布在北美、中亚、中国、拉美、中东和前苏联^[3]。页岩气的勘探开发始于美国,2009 年美国页岩气产量已超过 950×10⁸ m³,页岩气已成为继致密砂岩气和煤层气之后的第三种重要资源^[4-5]。中国页岩气资源丰富,资源量近 100×10¹² m³ (Rogner,1997),在南方、华北、西北等地区都发育着海相富有机质页岩。同时在松辽、渤海湾、南襄等陆相湖盆中也发育着富有机质泥页岩^[6-10]。

南襄盆地泌阳凹陷是典型的第三系陆相湖盆的富油凹陷,页岩纵向上分布在核桃园组核二段和核三段,平面上分布在深凹区,与生烃中心相叠合,具有单层厚度大、分布范围广、有机碳含量高、热演化程度适宜、脆性矿物含量高、微孔隙微裂缝发育等特征,具备形成页岩油气的良好条件。

通过对比分析(表 1),泌阳凹陷陆相页岩油气与美国海相页岩油气指标基本吻合,不同之处在于美国的页岩气沉积环境属于海相沉积,因此,矿物成分中的硅质含量较高,脆性矿物主要包括石英和碳酸盐等^[11]。而泌阳凹陷属于陆相沉积,其石英含量相对较低,长石含量较高,脆性矿物主要包括石英、长石和碳酸盐等^[12]。泌阳凹陷 A1 井脆性矿物高达 73.47%,粘土矿物 20.15%(图 1)。



2 泌阳凹陷陆相页岩储层压裂技术

泌阳凹陷陆相页岩储层具有特低孔超低渗特征,A1 井 2 450~2 510 m 井段基质孔隙度平均 6.67%,渗透率平均 0.000227×10⁻³ μm²,几乎没有自然产能,需要进行压裂改造。根据国外多年的开发实践和研究,页岩压裂改造同常规砂岩改造有很大的不同,页岩压裂的核心是要形成“缝网系统”,缝

收稿日期:2011-03-01
作者简介:陈祥,博士,教授级高级工程师,1962 年生,现从事非常规油气资源的勘探研究及管理工作。

表 1 泌阳凹陷陆相页岩油气与美国海相页岩气评价指标对比表

名称	美国五大页岩气田					泌阳凹陷页岩气田
	Barnett	Ohio	Antrim	New Albany	Lewis	深凹区
埋藏深度/m	1 950~2 550	600~1 500	180~720	180~1 470	900~1 800	1 243~2 885
有效厚度/m	15~61	9~30	21~37	15~30	61~91	15~80
TOC,%	4.5	0~4.7	0.3~2.4	1~2.5	0.45~3.5	1.05~4.35
R _o ,%	1.0~1.9	0.4~1.3	0.4~0.6	0.4~1.0	1.6~1.88	0.57~1.08
石英含量,%	38~55	35~47	26~50	26~58	22~52	14~25
孔隙度,%	4.0~5.0	4.7	9.0	10.0~14.0	3.0~5.5	3.91~8.92
吸附气,%	20	50	70	40~60	60~85	20~80
含气量/(m ³ ·t ⁻¹)	8.5~9.9	1.7~2.8	1.1~2.8	1.1~2.3	0.4~1.3	2.0~5.3

网系统是新压开的裂缝系统和天然微裂缝系统的扩展和延伸,这样才能在致密储层得到最大的油气接触面积^[13]。

针对泌阳凹陷陆相页岩储层的地质特征,该区页岩压裂技术主要从射孔工艺、压裂液体系、施工参数、压裂工艺技术等方面进行研究,使其易于形成足够充分的“缝网系统”。

2.1 射孔工艺优化

射孔井段及工艺优化不仅关系到页岩储层纵向上“甜点”的选择,还影响水力压裂“体积缝网”的形成和近井摩阻大小。

页岩储层“甜点”选择和常规砂岩储层不同,射孔井段应该选择在低应力区、高孔隙度区、石英富集区和富干酪根区^[14]。A1 井 ECS 测井解释成果和地应力特征表明 2 488~2 498 m 是本井最优的页岩储层,从有机碳含量、含气量、脆性矿物、气测显示等各项参数分析,评价该段页岩储层含油气性较好。

射孔工艺对于页岩储层压裂是否形成“体积缝网”非常重要。研究表明当裂缝延伸方向和射孔方位角相差小于 30°时,近井摩阻可以忽略不计。60°射孔相位使得裂缝和其中一边夹角一定不会超过 30°。另外,采用簇式射孔方式,可以增大“体积缝网”的形成机会,同时可以优化射孔孔数,降低射孔孔眼摩阻。

A1 井选择的射孔段为 2 488~2 498 m,分三簇射孔,每簇 2 m,采用 16 孔/m、60°相位角的小 1 m 弹进行螺旋布孔,优化的射孔井段和工艺有利于对“甜点”的充分改造、“体积缝网”的形成以及摩阻的降低。

2.2 压裂液优化

泌阳凹陷页岩层段属低孔、超低渗储层,页岩脆性矿物(石英、碳酸盐、长石)含量较高,脆度大,但粘土矿物含量在 20%以上,常规胍胶压裂液易伤害地层,且施工摩阻大。因此需对压裂液体系进行优化

研究,以适应泌阳凹陷页岩储层的压裂改造。

通过大量研究分析,用清水添加少量的化学剂(降阻剂、防膨剂、稳定剂、助排剂、杀菌剂)作为压裂液来替代常规的胍胶压裂液将明显降低对页岩储层的伤害和施工摩阻(图 2),这种压裂液称为滑溜水压裂液。滑溜水压裂液具有抑制粘土矿物膨胀、降低储层伤害、优异的降阻性能等优点^[15-16],同时粘度较低,可以进入天然裂缝中,沟通更多的天然裂缝,增大缝网体积,因此应采用大规模滑溜水对该区页岩储层进行压裂改造。

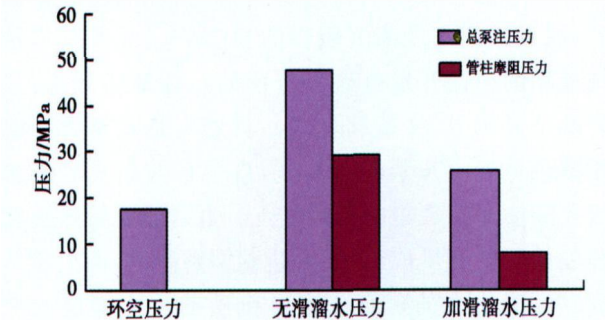


图 2 滑溜水压裂液降阻性能图

结合 A1 井的储层特征和岩心 XRD 分析,优化后的滑溜水配方:0.1%A+0.2%B+0.12%C+0.1%D+0.05%E+清水。该配方的防膨率大于 93.5%,降低管柱摩阻 73%,表面张力小于 30 mN/m,完全满足页岩储层压裂改造对液体的要求。

2.3 施工参数优化

(1)施工排量优化:由于页岩储层裂缝系统发育,因此在井筒条件及施工设备允许的情况下,尽可能采用大排量注入来弥补天然裂缝滤失,从而压开缝网裂缝,增加与地层的沟通面积,提高改造效果。

A1 井井底延伸压力为 62 MPa,估算加砂过程中净压力增加 10 MPa,因此井底最高压力为 72 MPa,得到不同排量下的施工压力(表 2)。

预计地面最高施工压力为 60 MPa,则井底压力最高为 85 MPa,综合考虑该井的井身结构和套管钢

表 2 不同排量下施工压力预测

排量/ (m ³ ·min ⁻¹)	总摩阻/ MPa	管柱 深度/m	液柱 压力/MPa	井口 压力/MPa
6	5.73	2 493	26.92	50.87
8	7.48	2 493	26.92	52.62
10	9.08	2 493	26.92	54.22
12	11.30	2 493	26.92	56.44

注:地层延伸压力梯度 0.0249 MPa/m

级等因素,A1 井油层套管抗内压强度为 87.15 MPa,结合预测的井口压力,确定了最佳施工排量为 10 m³/min。

(2)裂缝参数优化。Meyer 压裂优化软件中 Mshale 模块是目前唯一用于模拟不连续裂缝网络中水力裂缝三维扩展的模型,利用该模型可以数值模拟页岩气储层的改造体积和裂缝参数,从而优化泵注程序和设计。通过 Meyer2010 软件模拟了 A1 井目的层裂缝几何参数^[17-18],体积缝长轴 480 m,体积缝短轴 230 m,体积缝高度 60 m,改造体积为 14.5×10⁶ m³。

2.4 压裂工艺技术

根据泌阳凹陷页岩储层低孔超低渗的特征及大规模高排量压裂施工特点,主要的压裂工艺包括多级段塞加砂工艺技术、三管注入施工工艺等方面。

(1)多级段塞加砂工艺技术。结合滑溜水的粘度(2~3 mPa·s)和携砂特点,同时考虑支撑剂在滑溜水中的沉降、传输和沉积,设计中采用了多级段塞加砂理念,前置液和携砂液交替注入,从而保证将堆积在近井筒附近的砂桥冲刷、传输到裂缝的更远处,降低支撑剂沉积坡度,减少桥堵风险,提高施工成功率。

(2)“两大两小”压裂工艺技术。为了使天然裂缝不断扩张和脆性岩石产生剪切滑移,形成天然裂缝与人工裂缝相互交错的裂缝网络,增加页岩储层改造体积。压裂工艺技术体现了“两大两小”特征:大液量、大排量、小粒径、低砂比。

页岩储层的低孔超低渗特征决定了常规的压裂思路不能达到有效经济开发的效果。应尽量提高压裂施工规模,增大施工用液量,尽可能地泵注更多的压裂液到地层深处,尽可能地沟通页岩储层自身已有的天然裂缝,力求形成“体积缝网”,从而增大页岩储层的天然气流动面积,最终提高压裂效果^[19]。实验结果表明:优选小粒径支撑剂能明显降低支撑剂在滑溜水中的沉降速度,减小砂堵的几率,对于页岩储层支撑剂一般采用 70/100 目石英砂和 40/70 目陶粒^[20]。

(3)三管注入施工工艺。在高排量大规模的施工情况下,为了防止施工过程了压裂井口的偏移和旋转,同时也使每根高压注入管线的排量不会长时间超过 3.5 m³/min,采用了三管注入方式(在井口分正及两侧三方向注入),从而保证井口受到平衡作用力,提高施工的安全性。

3 现场应用与压后效果

泌阳凹陷 A1 井于 2011 年 1 月 23 日实施了页岩层压裂施工,总液量达 2 280.56 m³,前置液 1 116.63 m³,携砂液 1 124.79 m³,加入支撑剂陶粒 75.21 m³,平均砂比 7.64%,最高砂比 12.39%,施工压力 41.4~54.1 MPa,排量达 9.0~10.73 m³/min(图 3)。

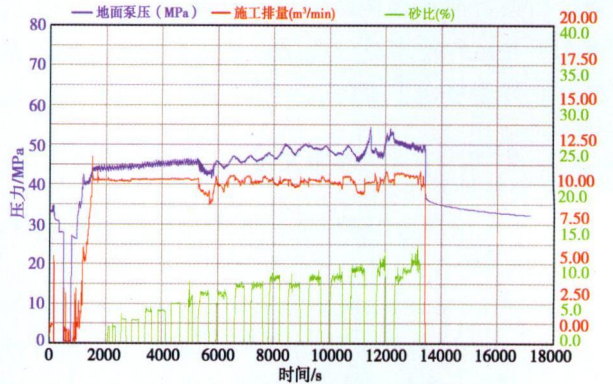


图 3 A1 井压裂施工曲线图

A1 井压后进行了抽汲排液,累积排液 791.6 m³,累积产油 55.46 m³,液体返排率 32.28%,最高日产油 4.68 m³(图 4),压后效果显著。

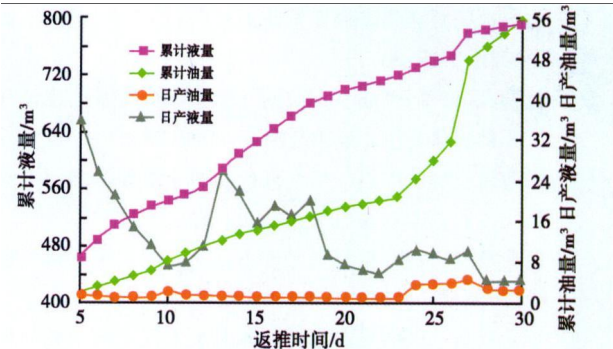


图 4 A1 井压后排液求产曲线

泌阳凹陷 A1 井作为国内陆相页岩油的第一口井,取得了实质性的突破,同时 A1 井页岩压裂技术也为泌阳凹陷陆相页岩油的压裂提供了宝贵的经验和指导意义。

4 结论及认识

(1)优化射孔井段和射孔方式,有利于页岩压裂形成复杂的体积缝网系统,从而改善压后效果。

(2)滑溜水压裂液体系能有效抑制粘土矿物的膨胀和运移,减小对储层的伤害,同时明显降低管柱摩阻,提高了施工成功率。

(3)滑溜水大规模、高排量施工工艺保证了对页岩储层的充分改造,有利于“体积缝网”的形成。

(4)多级段塞加砂和三管注入等压裂工艺有效的解决了页岩压裂“易砂堵”和井口安全的问题,保证了页岩压裂的顺利进行。

(5)A1井直井压后获得工业油气流,率先在国内陆相页岩油领域取得了重要突破,表明了泌阳凹陷陆相页岩油具有良好的勘探开发前景,为下步应用水平井钻井及多级分段压裂技术实现页岩油的经济有效开发奠定了基础。

参考文献

- [1] 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(6):26-30.
- [2] Scott L, Montgomery, Daniel M, 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.
- [3] Kent Perry, John Lee. Unconventional gas reservoirs tight gas, coal seams, and shale. work document of the npc global oil and gas study [R]. Made Available, July 18, 2007.
- [4] 北美地区页岩气勘探开发新进展[M].北京:石油工业出版社,2009:80-92.
- [5] 赵鹏大,汤军,陈建平,等.油气地质异常与非传统油气资源勘探研究[J].地质与勘探,2002,38(2):1-5.
- [6] 张金川,徐波.中国天然气勘探的两个重要领域[J].天然气工业,2007,27(11):1-6.
- [7] 闫存章,黄玉珍.页岩气是潜力巨大的非常规天然气资源[J].天然气工业,2009,29(5):1-6.
- [8] 李新景,吕宗刚,董大忠,等.北美页岩气资源形成的地质条件[J].天然气工业,2009,29(5):27-32.
- [9] 刘洪林,王红岩,刘人和,等.中国页岩气资源及其勘探潜力分析[J].地质学报,2010,84(9):1374-1378.
- [10] 聂海宽,唐玄,边瑞康.页岩气成藏控制因素及中国南方页岩气发育有利区预测[J].石油学报,2009,30(4):484-491.
- [11] Pick Rickman, Mike Mullen, Erik Petre et al. A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization all shale plays are not clones of the barnett shale[J]. US: 115258,2008
- [12] 张士诚.2008年油气增产改造学术研讨会论文集[M].北京:石油工业出版社,2008.
- [13] N R Warpinski, M J Mayerhofer. Stimulating unconventional reservoirs: maximizing network growth while optimizing fracture conductivity [P]. US: 114173, 2009.
- [14] Donald Kundert, Mike Mullen, Halliburton. Proper evaluation of shale gas reservoirs leads to a more effective hydraulic - fracture stimulation [P]. US: 123586, 2009.
- [15] J Daniel Arthur, Brian Bohm. Evaluating implications of hydraulic fracturing in shale gas reservoirs [P]. US: 121038, 2009.
- [16] 崔青.美国页岩气压裂增产技术[J].石油化工应用,2010,29(10):35-37.
- [17] 唐颖,张金川.页岩气井水里压裂技术极其应用分析[J].天然气工业,2010,30(10):33-38.
- [18] M J Mayerhofer, E P Lolon, N R Warpinski, et al. What is stimulated reservoir volume(SRV) [P]. US: 119890,2008.
- [19] 陈作,薛承瑾,蒋延学,等.页岩气井体积压裂技术在我国的应用建议[J].天然气工业,2010,30(10):30-32.
- [20] J Paktinat, J A Pinkhouse, and J Fonitane. Investigation of methods to Improve utica Shale hydraulic fracturing in the Appalachian Basin [J]. US:111063, 2007

编辑:李金华

raised during production, at the same time underground flow condition will be destroyed, eventually influence well production. In this paper we use gas's non-Darcy flow theory, combine with WGR & gas-water relative permeability curve, via equivalent skin factor to correct deliverability equation & IPR curve. Finally get the forecasting method of productivity in water-producing gas well. Case calculation shows that the revised productivity equation has high prediction accuracy in productivity of water-producing gas well.

Key words: water-producing gas well; skin factor; productivity forecast; WGR

76 Study on evaluation method of water flooding development in heavy oil field of half depletion reservoir

Luo Xianbo et al (Bohai Oilfield Exploration and Development Research Institution, Tianjin Branch Company, CNOOC, Tianjin, 300452)

Injection-production ratio in some offshore oilfield of Bohai is less than one, the stratum energy can't be supplied efficiently, layer pressure drop to below bubbling pressure. The development mode between high water flooding and depletion is defined as half depletion development. The concept of injection/production ratio has been induced under the definition of stage remaining rate and water flood index. Based on Tong standard correction water flooding curve and material balance rule, a set of new method to evaluate half depletion water flood developing effect has been established. Actual examples show that this method is applicable, easy and practical, overcome the defect of complicated calculation. The actual data change trends indicate the following comprehensive adjustment direction and time of the oilfield.

Key words: remaining oil distribution; development index; evaluation method; heavy oil field

79 The study on residual oil distribution of Suizhong 36-1 heavy oilfield

Zhao Jinkang et al (Drilling Engineering Research Institute of Energy Development Company, CNOOC, Tanggu, Tianjin, 300452)

As a heavy oil reservoir, Suizhong 36-1 oilfield was put into production in 1993 and the main problem it is facing now is how to make a study on residual oil distribution by the use of available data because of lacking of dynamic monitoring data. This paper, in combination with comprehensive reservoir analysis and numerical simulation technology, makes a research on residual oil distribution and the research results show 80% of drilled oil reservoir is in line with the description, which, therefore, lays a good foundation for the

successful adjustment of the whole oilfield.

Key words: comprehensive reservoir analysis; numerical simulation; Suizhong 36-1 oilfield; residual oil

87 Influences of oil-water zone on water cut of horizontal well development with drilling multi-layer

Wu Junlai et al (Key Laboratory of Petroleum Engineering (Ministry of Education), China University of Petroleum, Beijing 102249)

Zhou 57 is a complex block thin layer reservoir, block faults, water distribution complex and developing lots of oil-water layer, have a great impact on the development of horizontal well. With geological data, combined with the actual production data of horizontal well, we analysed the block distribution of oil and water layers, and then studied the relation between oil-water layer and the water production rate by using numerical simulation, established the appropriate level of water production rate and water saturation interpretation chart, finally gave the corresponding technological counter measures of horizontal well development adjustment in oil-water zone.

Key words: oil-water zone; horizontal well; thin interbed; development adjustment; numerical simulation

93 Study and application of fracturing techniques for continental shale reservoir in Biyang depression of Nanxiang basin

Chen Xiang et al (Henan Oilfield Branch Company, Sinopec, Nanyang, Henan 473132)

Shale gas is one of three unconventional oil and gas resources. Resources are abundant. Recent study suggests that there are conditions of shale oil and gas formation in Biyang depression of Nanxiang basin. According to the geological characteristics of continental shale reservoir in Biyang depression, study of fracturing techniques for continental shale reservoir is performed. At well, for instance, by studying the perforation technology, fracturing fluid systems, construction parameters, fracturing procedures optimization and research, it is established fracturing technology to suit continental shale reservoir. By implementation in At well, commercial oil flows 4.68 m³/d can be obtained, thus turning Biyang depression into obtaining continental shale regions in China firstly. The successful application of this technique has great meaning for fracturing continental shale reservoir for Henan oilfield and domestic continental shale reservoir fracturing reformation.

Key words: shale oil and gas; continental shale reservoir; fracturing techniques; Biyang depression; Nanxiang basin