

通南巴马路背构造带“规模缝网”气藏试气关键技术

许金江

中石化中原石油工程有限公司井下特种作业公司 河南濮阳 457164

通讯作者: Email: 605059036@qq.com

引用: 许金江. 通南巴马路背构造带“规模缝网”气藏试气关键技术[J]. 油气井测试, 2023, 32(3): 31-36.

Cite: XU Jinjiang. A key gas testing technique for reservoirs with large-scale fracture network in Malubei tectonic zone, Tongnanba [J]. Well Testing, 2023, 32(3): 31-36.

摘要 马路背地区上三叠统须家河组受米仓山和大巴山冲断构造带的叠合挤压构造作用影响, 断裂、褶皱及规模缝网发育, 地质构造变形程度大, 完钻试气效果差异大, 常规试气工艺技术具有一定的局限性。通过分析储层特征, 梳理试气工艺及入井阀件的适用性, 优化入井管柱结构及工艺技术, 优选结构简单、操作方便的 E 阀代替 OMNI 阀作为替液阀; 优化高耐压、耐温枪弹, 实现超深穿透, 制定试挤后压裂与否的实用决策模板和压井堵漏原则, 摸索出适合马路背构造带“规模缝网”气藏的试气工艺技术。该技术应用于 M01 井、M02 井、M03 井, 3 口井 5 个地质层均试获工业气流, 实现了须家河组致密砂岩气藏勘探的新突破。

关键词 马路背地区; 规模缝网; 致密砂岩; 替液; 试气技术; 压井堵漏; E 阀

中图分类号: TE353 **文献标识码:** B **DOI:** 10. 19680/j. cnki. 1004-4388. 2023. 03. 007

A key gas testing technique for reservoirs with large-scale fracture network in Malubei tectonic zone, Tongnanba

XU Jinjiang

Sinopec Zhongyuan Petroleum Engineering Co., Ltd. Downhole Special Operation Company, Puyang Henan 457164, China

Abstract: Due to the tectonic compression and superposition of the Micangshan and Dabashan thrust tectonic zones, the Upper Triassic Xujiahe Formation in the Malubei tectonic zone develops faults, folds, and a large-scale fracture network, and presents a significant deformation of geologic structure, which lead to a large variation in gas testing results after drilling and pose limitations to conventional gas testing techniques. By analyzing the reservoir characteristics, the applicability of gas testing techniques and downhole valves was reviewed. The downhole pipe string structure and techniques/processes were optimized by replacing the OMNI valve with the E valve which has a simpler structure and is easier to operate as the displacement valve. The pressure- and temperature-resistant perforating guns and bullets were optimized to enable a deep penetration. Practical decision templates for determining the necessity of post-squeezing fracturing were developed, and principles for well control and leakage plugging were established. Thus, a key gas testing technique for reservoirs with large-scale fracture network in the Malubei tectonic zone is figured out. This technique has been applied in wells M01, M02, and M03, where industrial gas flows were successfully obtained from five geological layers, recording a significant breakthrough in the exploration of tight sandstone gas reservoirs in the Xujiahe Formation.

Keywords: Malubei tectonic zone; large-scale fracture network; tight sandstone; displacement; gas testing technique; well control and leakage plugging; E valve

马路背构造位于四川盆地北部、通南巴构造带中部, 受米仓山和大巴山冲断构造带的叠合挤压构造作用, 表现为被构造作用复杂化的 NE 向断鼻构造。龙门山、米仓山和大巴山三大造山带的构造演化、沉积充填以及后期改造作用异常复杂, 导致须家河组断裂发育程度差异大, 变形程度大, 沟通海相和陆相地层的深大断裂、褶皱及规模缝

网发育^[1]。2019 年以来, 马路背地区上三叠统须家河组(T_{3x})完钻试气 6 口井计 9 层, 其中 5 层获得了高产工业气流, 试采表现为“高产、稳产、不产水、储集丰度大”的特点; 其它 4 层仅试获低产工业气流。完井试气效果的差异性, 揭示了须家河组“大面积、非均质”气藏特点, 持续勘探实践表明形成商业化规模开发的难度大^[2-5]。为加速勘探

开发一体化进程,基于钻井、录井、测井等前期静态资料,联动开展“二高一深”井试气技术瓶颈攻关试验,旨在实现川北地区须家河组资源效益开发,积极推动国内其他地区类似砂岩气藏有效勘探突破。

1 气藏特征

气藏特征分析包括岩性特征、物性特征及压力系统分析。

1.1 岩性特征

须家河组储集岩类型主要为细~中粒岩屑砂岩和岩屑石英砂岩。石英含量 12.5%~40%,长石含量 1%~30%,以钾长石为主;岩屑含量较高,占比 35%~80%。

1.2 物性特征

1.2.1 孔隙度及渗透率

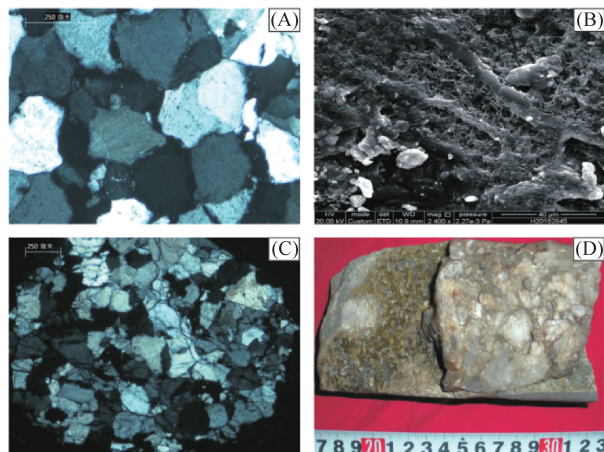
须家河组地层埋藏深(4 200~5 800 m),上覆压实、胶结作用,以及米仓山和大巴山冲断构造带的叠合挤压,导致基质物性普遍较差,普遍表现为基质低孔、低渗。400 多块岩心资料分析显示,孔隙度介于 0.5%~4.1%之间,其中:0~2% 占比 17.08%,2%~3% 占比 53.27%,3%~4% 占比 18.39%,其他占比 11.2%;渗透率介于 0.001~0.1 mD 之间,主要集中在 0.01~0.02 mD^[6],占比 69.13%,小于 0.01 mD 占比 16.08%,0.02~0.03 mD 占比 8.19%,0.03~0.04 mD 占比 5.21%,大于 0.01 mD 占比 2.01%。为致密砂岩气藏特征。

1.2.2 储集空间类型

受复杂成岩作用及盆缘受到强烈构造挤压作用影响,砂岩原生孔隙几乎破坏殆尽,颗粒之间以线接触-凹凸接触为主,紧密排列^[7-8](见图 1)。钻井显示,钻进过程中存在不同程度漏失,漏失类型为裂缝性漏失;FMI 成像测井显示,现今有效储集空间以高角度构造裂缝、次生溶蚀微孔隙及规模网状裂缝为主,近井钻井诱导缝及诱导钻井加强缝发育,裂缝有效沟通了规模微孔隙,形成了有效渗流通道,对储层物性的改善起到了极为重要的作用,使得须家河组气藏在物性极其致密的情况下,仍能获得高产稳产。

1.3 压力系统

须家河组须二段~须四段,钻井液相对密度 1.74~2.3,地震及地质综合预测地层压力系数 1.65~2.05,为高压-超高压地层压力系统。



(A) 颗粒紧密接触,M101 井;(B) 粒内溶孔,M101 井;
(C) 微裂缝,M101 井;(D) 大规模网状微裂缝,M103 井

图 1 须家河组致密砂岩储层微观特征

Fig. 1 Microscopic characteristics of tight sandstone reservoir in Xujiahe Formation

2 试气难点及对策

分别对工艺技术优化、近井污染及解除技术、井漏及堵漏技术的施工难点及采取的技术对策进行分析。

2.1 工艺技术优化

2.1.1 施工难点

气藏埋深为 4 200~5 800 m,地层温度为 130 ℃,预测地层压力系数 1.65~2.05,为典型的“二高一深”储层特征。试气施工中,存在以下施工难点:

(1)加砂压裂期间,测试工具承受压差大,存在封隔器失封、测试工具失效渗漏风险。

(2)高压、高温条件下,高挤注排量、大放喷压差,易导致测试管柱受力复杂,可能出现油管、工具变形、渗漏,甚至断脱风险。

(3)测试阶段,反复操作 OMNI 阀,极易造成失效,导致无法沟通油、套环空,造成井控风险。

(4)高密度泥浆固相颗粒含量高,大排量、高泵压压井循环过程中,对井下工具及管具冲蚀严重;另外,高密度泥浆容易失水沉淀,对后期封隔器解封影响较大。

2.1.2 技术对策

按照“二高一深”试气技术要求,本着低成本施工原则,射孔-压裂-测试求产一趟管柱完成。但在高压、高温、高密度压井液等复杂井筒条件下,入井工具及阀件多,施工一次成功率难以保证。为此,需对试气工艺进行合理优化。

(1) 工艺优化

对于测试层底界-钻井人工井底比较远,即口袋相对大的首试层,或首试层经试气永久弃层上返的次层测试,灰塞面-测试层底界距离相对大,优化采用三联作测试工艺方法(见图 2),即一趟管柱完成射孔-压裂-测试施工。油管打压射孔后,向油管内投球,启动泵车至设计压力,打掉射孔枪丢手器,射孔枪串落井,然后进行压裂-测试施工。

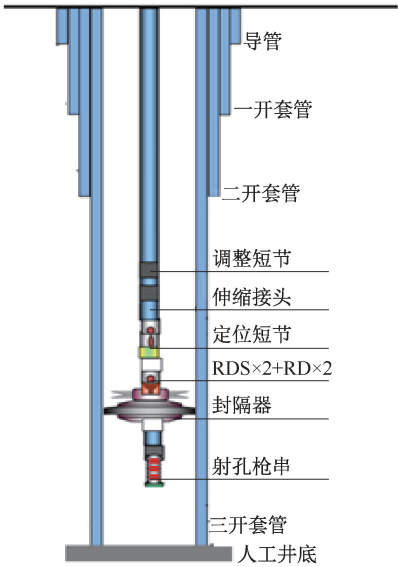


图 2 清水条件下射孔-压裂-测试管柱结构
Fig. 2 Perforation-frack-test string structure in clear water

对于测试层底界-钻井人工井底比较近,即口袋小的首试层,优化测试工艺为两趟管柱施工,一趟管柱完成射孔施工任务,另一趟管柱完成压裂-测试施工任务^[9-12](见图 3)。

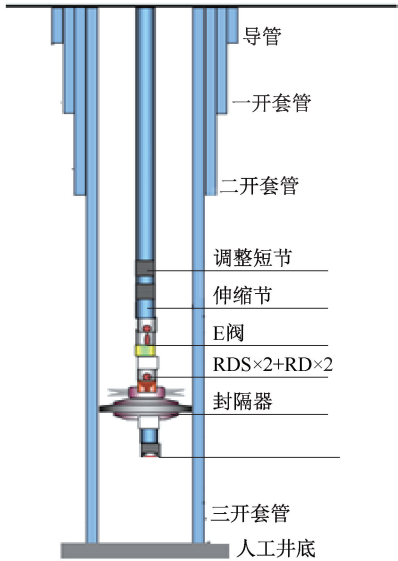
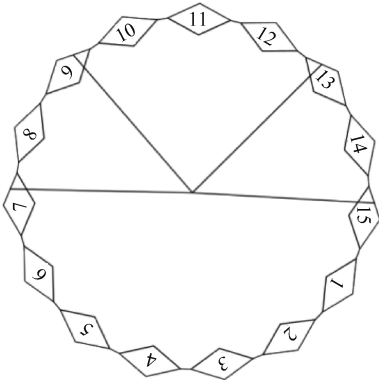


图 3 泥浆条件下压裂-测试管柱结构
Fig. 3 Rac-Test string structure in mud conditions

压裂-测试时,由于射孔枪串已经起出,管柱尾管距离气层顶界有较大一段距离,即使地层出现严重漏失需要堵漏压井,也不会出现堵漏泥浆滤失沉积卡钻现象。

(2) 替液阀的优选

泥浆条件下压裂-测试,由于地层已射孔打开,井筒内为高密度泥浆压井液。为确保封隔器上、下承受压差及防止封隔器上部泥浆沉淀,管串中通常连接替液阀 OMNI 阀(见图 4),用于封隔器坐封后,将井筒和环空替为轻浆的循环通道。

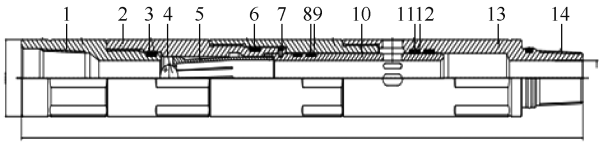


测试位:1、2、3、4、5、6、7;过渡位:8、9;循环位:10、11、12、13;过渡位:14、15

图 4 OMNI 阀工作位置示意图
Fig. 4 OMNI valve working position diagram

OMNI 阀是一种多次循环阀,其工作原理是在工具串入井坐封后,通过环空加压、泄压操作,推动换位心轴运动,实现循环孔及球阀的开、关,而呈现不同的功能状态。该阀运动一周共有 15 个停留位置,依次为测试位置(循环孔关闭,球阀开启)、过渡位置(循环孔关闭,球阀关闭)、循环位置(循环孔开启,球阀关闭)以及过渡位置(循环孔关闭,球阀关闭)。循环位置时,即可实现替浆循环施工。

由于 OMNI 阀内部结构复杂,有多个换位槽,通过环空加压、泄压来实现多次重复开关,环空压力的精准控制难度大,成功率低。为简化现场操作,确保替液一次成功,优选结构简单、操作相对容易的 E 阀作为封隔器坐封后的替液阀(见图 5)。其工作原理为:下钻过程中,循环孔处于打开状态,球阀处于关闭状态。管柱下至设计深度后,通过循环孔进行替液循环,替液完毕,从井口将一只钢球投入管柱通径内,候球入座,封堵管柱通径,用泵车向油管内泵注液体,剪切销钉,球座下移推动循环心轴,关闭循环孔,打开球阀。



1-φ73 mm CAS 上接头;2-球座接头;3-O 型圈;4-钢球 32 mm;5-球座 32 mm;6-支撑密封;7-剪销;8-O 型圈; 9-支撑密封;10-循环心轴;11-O 型圈;12-支撑密封; 13-φ73 mm CAS 下接头;14-支撑密封

图 5 E 型安全循环阀
Fig. 5 E safety cycle valve

2.2 近井污染及解除技术

2.2.1 施工难点

气藏规模网缝发育,近井地层破碎,钻井诱导缝及诱导加强缝发育。钻井液密度高,地层裂缝性漏失严重,试气作业压井液密度高,污染堵塞半径大。如何解除前期钻井、固井作业造成的污染堵塞、沟通流体向井流动通道是施工的关键。

2.2.2 技术对策

(1) 优选射孔枪、弹类型

储层埋藏深、高压、高温,常规射孔枪、弹,无法满足射孔要求。考虑射孔井筒环境为高密度泥浆(2.0~2.3 g/cm³),优化射孔枪为高耐压、耐高温(枪管和火药耐压 195 MPa、耐高温 195 ℃×5 d 以上)。即射孔枪抗压强度在射孔液密度及井口加压引爆射孔枪最大值的基础上再附加 20 MPa;在地层温度条件下,射孔枪耐高温再附加 20 ℃。

试气井目的层段生产套管多为 φ139.7 mm,考虑枪身与套管间隙,优选使用 φ89 mm 射孔枪、深穿透射孔弹,避免卡枪、压井堵漏卡钻风险。

(2) 强化射孔孔道疏通

钻井过程中,受岩性、胶结、缝孔发育等影响,近井钻井诱导缝及诱导加强缝发育,钻井液漏失严重,低渗透“桥架”结构屏障,增加了压裂破压。依据碳酸岩缝、孔、洞气藏试气经验,仅依赖深穿透射孔,疏通污染带,获得自然产能难度大。为此,优化设计射孔后进行高压试挤。即在射孔孔道的基础上,向地层以不同排量挤入液体,冲破“桥架”屏障,进一步沟通地层。通过测取地层吸水能力,决策下一步是否改造,以及为改造施工压力、排量设计提供参数依据。

① 试挤液体优化

根据钻井泥浆及全岩矿物组分,划分黏土组分。为防止粘土矿物膨胀运移,二次污染堵塞流动通道,优选试挤液为浓度 2% 的 KCl 活性水。

② 试挤模式建立

在限压 120 MPa 或 95 MPa 下,以阶梯升泵压、排量,至少试挤 3 个制度,最后一个制度升泵压达到最高值破裂地层,测试每一泵压、排量下的吸水量,每个点稳定 5 min。

③ 试挤压裂决策模板

根据区内施工井经验,形成试挤后压裂与否的决策模板(见表 1)。

表 1 试挤压裂决策模板

Table 1 Trial fracturing decision template

序号	限压/ MPa	破压/ MPa	排量/ (m ³ ·min ⁻¹)	决策条件
1	95	<95	>1.5	试挤后放喷求产。求产不理想,则进行加砂压裂
2		<95	<1.5	直接进行加砂压裂
3	110	<95	>3.0	试挤后放喷求产。求产不理想,则进行加砂压裂
4		<95	<3.0	直接进行加砂压裂

(3) 优化前置液预处理

储层岩石中石英、钾长石、方解石等灰质组分脆性矿物含量 87%,黏土矿物含量 33.3%。根据泥浆及全岩矿物组分,优选 20% 盐酸进行前置溶蚀预处理,疏通射孔孔眼、沟通近井钻井诱导缝,降低破裂压力,为远端流体供给创造条件。

2.3 井漏及堵漏技术

2.3.1 施工难点

(1) 储层规模缝网发育,近井地层破碎,钻井诱导缝、加强缝发育,加剧了射孔后及关井结束的地层漏失,给后期封隔器解封、起管柱带来了井控风险。

(2) 由于 RD 阀/液压旁通阀过流面积小,压井堵漏过程中易堵塞或冲蚀损坏井下工具,压井堵漏难度大。

(3) 压裂有效沟通了储层孔、洞、缝。放喷求产后,压井堵漏难度增大,堵漏浆及堵漏材料性能、数量不易预估,可能出现“上侵下漏”,压井泥浆密度不易控制和调节。

2.3.2 技术对策

(1) 压井堵漏原则

1) 根据设计压井液密度,首先建立循环。

2) 有效控制回压,通过逐步提高压井液密度,寻找漏失平衡点。

3) 若漏失速度<3 m³/h,则吊罐静止堵漏,灌入压井液数量要大于管串代排量,直至压稳气层。

4) 若漏失速度>3 m³/h,则挤入数方一级堵漏浆,提高地层承压能力。

5) 由于是联作管柱压井堵漏, 为避免卡钻风险, 首先优选细颗粒物理堵漏剂堵漏, 尤其是封隔器解封之前的堵漏剂使用, 尽量采用一级堵漏浆, 粒径 $<3\text{ mm}$, 避免造成封隔器解封困难。在其堵漏无效的情况下, 则采用较大颗粒的堵漏剂^[13-14]。

(2) 堵漏技术

一旦发生井漏, 首先要结合地质资料, 准确判断漏层性质。根据地层规模缝网发育程度, 选择压井堵漏技术方法。

1) 静止堵漏

① 地层条件

地层孔隙、微裂缝发育, 局部构造不发育。钻井过程中, 近井地层破碎, 存在钻井诱导缝和渗透性漏失, 漏失速度 $<3\text{ m}^3/\text{h}$ 。

② 堵漏技术方法

采取降低排量, 提高堵漏泥浆粘度的方法。根据预测压力系数, 配制压井液密度。

a. 正循环挤注一定体积的堵漏浆至测试层, 关井观察, 待堵漏浆充分膨胀, 堵塞近井裂缝, 防止堵漏浆回吐。

b. 若循环过程中存在漏失, 则降低排量, 提高堵漏浆密度, 吊灌注入一定量的堵漏浆后, 再重复上述步骤, 小排量($0.2\sim0.3\text{ m}^3/\text{min}$)反循环洗井。直至不溢不漏后, 正循环洗压井2周, 排量 $0.5\text{ m}^3/\text{min}$, 泵压不超过 20 MPa , 洗压井至进出口泥浆密度差 $\leq 0.02\text{ g/cm}^3$ ^[15-17]。

2) 逐级加重压井堵漏技术

① 地层条件

地层规模缝孔普遍发育, 钻井过程中, 近井地层破碎, 存在钻井诱导缝和加强缝, 漏失速度介于 $3\sim10\text{ m}^3/\text{h}$ 之间的裂缝性漏失层。

② 堵漏技术方法

试气层为中高压时, 循环洗井起下管柱过程中, 会发生气侵而井涌, 井中上侵下漏, 泥浆密度不易控制和调节, 密度低了则气侵, 密度高了则井漏。因此, 现场通常采取逐渐加重(每循环周增加密度 0.02 g/cm^3)堵漏浆密度的方法进行压井。

压井堵漏施工结束, 压井液在满井筒静止状态下循环无漏失、无溢流, 则表明堵漏成功; 否则重新组织堵漏, 直至堵漏成功, 方可进行后续封隔器解封、起管柱工序。

3 现场应用

M01井于2020年6月13日采用两趟管柱进行

试气施工, 层位为须二段下亚段。一趟管柱在密度 2.25 g/cm^3 泥浆条件下, 油管传输超正压射孔一次成功, 发射率100%。

2020年6月17日组下压裂-测试管柱, 试挤活性水 61.5 m^3 , 压裂入井液 350 m^3 。考虑射孔段钻井过程中井漏2次, 漏失钻井液 243.67 m^3 , 漏失类型为失返性漏失。为加速井周钻井漏失液返排, 采用从大到小油嘴(10 mm 、 8 mm 、 6 mm 油嘴)放喷排液, 6 mm 油嘴/ 30 mm 孔板、临界速度流量计测试气产量 $36.6681\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 。根据水下分流河道砂体层理及裂缝发育程度, 按设计压井液密度 2.25 g/cm^3 , 首先建立循环, 分别采用循环压井、加重压井和静止堵漏方式, 压井堵漏成功, 敞井观察 28 h , 不溢不漏, 无后效显示。

2019年以来, 针对须家河组气藏缝网发育特点, 应用优化后的试气、射孔、压井堵漏等工艺方法, 实现了M01井、M02井、M03井3口井5个地质层试气一次成功。其中, M01井须二段下亚段采用 8 mm 油嘴气产量 $12.05\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$, 须二段上亚段采用 4 mm 油嘴气产量 $12.82\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$; M02井须三段采用 12 mm 油嘴气产量 $16.5\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$, 须四段采用 14 mm 油嘴气产量 $21.17\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$; M03井须二段采用 6 mm 油嘴气产量 $20.04\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$, 均试获高产工业气流, 实现了须家河组致密砂岩气藏勘探新突破。

4 结论

(1) 根据川北须家河组气藏“二高一深”地层特点, 针对性优化入井管柱结构及工艺技术, 避免了井下复杂发生, 保证了施工一次成功率。

(2) 优选结构简单、操作方便的E阀代替OMNI阀作为替液阀, 采用油管内投钢球关闭循环孔, 避免了误判, 可靠性高, 成功率高。

(3) 在优化高耐压、耐温、超深穿透枪弹类型的基础上, 依据缝、孔、洞地层深度污染特点, 经现场实践, 确定了试挤后压裂与否的决策模板。

(4) 基于地层孔、缝、洞发育程度, 制定出压井堵漏原则, 摸索出了相应的压井堵漏工艺技术方法。

(5) 优化后的试气工艺技术方法, 适用性强, 为下步同类型井的试气施工, 提供了有力的技术支撑。
致谢:感谢领导、同事在论文编写过程中给出的建议, 感谢中国石油化工股份有限公司勘探分公司元坝项目部各位领导在川北须家河组地质资料收集、评价方面给予的大力支持。

参考文献

- [1] 王威,凡睿.四川盆地北部须家河组“断缝体”气藏特征及勘探意义[J].成都理工大学学报(自然科学版),2019,46(5):541-548.
WANG Wei,FAN Rui.Characteristics of Xujiache formation fault-fracture reservoirs in the northern Sichuan basin and its exploration significance[J].Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition),2019,46(5):541-548.
- [2] 刘树根,罗志立,赵锡奎,等.龙门山造山带-川西前陆盆地系统形成的动力学模式及模拟研究[J].石油实验地质,2003,25(2):432-438.
LIU Shugen,LUO Zhili,ZHAO Xikui,et al.Study on the dynamic mode and its simulation in the formation of Longmen mountain-west Sichuan foreland basin system,China[J].Petroleum Geology and Experiment,2003,25(2):432-438.
- [3] 王威.川东北地区须家河组天然气高效成藏模式探讨[J].岩性油气藏,2018,30(3):27-34.
WANG Wei.High efficient reservoir accumulation models of natural gas of Xujiache formation in northeast Sichuan basin[J].Lithologic Reservoirs,2018,30(3):27-34.
- [4] 郭彤楼.四川盆地北部陆相大气田形成与高产主控因素[J].石油勘探与开发,2013,40(2):139-149.
GUO Tonglou.Key controls on accumulation and high production of large non-marine gas fields in northern Sichuan basin[J].Petroleum Exploration and Development,2013,40(2):139-149.
- [5] 王威.高能河道砂体特征及勘探意义-以元坝地区须三段为例[J].石油实验地质,2013,35(6):657-688.
WANG Wei.Characteristics of high-energy channel sandstone and exploration significance: A case from Xujiache formation in Yuanba area[J].Petroleum Geology and Experiment,2013,35(6):657-688.
- [6] 赵会涛,王怀广,刘健,等.鄂尔多斯盆地东部地区盒8段致密砂岩气低产原因分析[J].岩性油气藏,2014,26(5):75-79.
ZHAO Huitao,WANG Huaichang,LIU Jian,et al.Reasons of low yield of tight sandstone gas of He 8 Member in eastern ordos basin[J].Lithologic Reservoirs,2014,26(5):75-79.
- [7] 漆立新.塔里木盆地顺北超深断溶体油藏特征与启示[J].中国石油勘探,2020,25(1):102-111.
QI Lixin.Characteristics and inspiration of ultra-deep fault-karst reservoir in the Shunbei area of the Tarim basin[J].China Petroleum Exploration,2020,25(1):102-111.
- [8] 刘昭茜,罗开平,唐永,等.四川盆地元坝-通南巴地区关键构造期构造特征及陆相致密砂岩天然气成藏响应[J].地球科学,2019,44(3):756-772.
LIU Zhaoqian,LUO Kaiping,TANG Yong,et al.Critical tectonic periods and the response of gas accumulation in non-marine tight sandstone reservoir in Yuanba-Tongnanba area,Sichuan basin[J].Earth Science,2019,44(3):756-772.
- [9] 李加明,黄天朋,金强.雅达瓦兰油田“四高”油气井完井测试工艺技术[J].油气井测试,2019,28(1):25-31.
LI Jiaming,HUANG Tianpeng,JIN Qiang.Completion test technology for “four-high” wells in Yadavaran oilfield[J].Well Testing,2019,28(1):25-31.
- [10] 张永涛,张俊斌,张自印,等.深水非旋转高效APR测试技术[J].油气井测试,2019,28(5):16-20.
ZHANG Yongtao,ZHANG Junbin,ZHANG Ziyin,et al.Non-rotating and high efficiency APR test technology in deep water[J].Well Testing,2019,28(5):16-20.
- [11] 张兴华,周新宇,杨子,等.APR测试工艺在压裂测试井中的技术创新[J].油气井测试,2018,27(5):13-18.
ZHANG Xinghua,ZHOU Xinyu,YANG Zi,et al.Technical innovation of APR testing technology in fracturing test wells[J].Well Testing,2018,27(5):13-18.
- [12] 董海峰,杨顺艳,盛伟.元坝超深含硫气井产能测试工艺技术[J].油气井测试,2010,21(1):42-44.
DONG Haifeng,YANG Shunyan,SHENG Wei.Deliverability test technology for Yuanba superdeep sour gas well[J].Well Testing,2010,21(1):42-44.
- [13] 康毅力,闫丰明,游利军,等.塔河油田缝洞型储层漏失特征及控制技术实践[J].钻井液与完井液,2010,27(1):41-43.
KANG Yili,YAN Fengming,YOU Lijun,et al.Loss and control in vugular reservoir formations in block Tahe[J].Drillind Fluid & Completion Fluid,2010,27(1):41-43.
- [14] 田飞,金强,李阳,等.塔河油田奥陶系缝洞型储层小型缝洞及其充填物测井识别[J].石油与天然气地质,2012,33(6):900-908.
TIAN Fei,JIN Qiang,LI Yang,et al.Identification of small fracture-vugs and their fillings through log interpretation in fractured-vuggy ordovician reservoirs in Tahe oilfield[J].Oil & Gas Geology,2012,33(6):900-908.
- [15] 李培廉,张希明,陈志海.塔河油田奥陶系缝洞型碳酸盐岩油藏开发[M].北京:石油工业出版社,2003,28-45.
- [16] 焦方正,窦之林.塔河碳酸盐岩缝洞型油藏开发研究与实践[M].北京:石油工业出版社,2008,48-60.
- [17] 邹和均,余丽彬,汪志强,等.塔河油田托普区块二叠系高承压堵漏技术[J].钻井液与完井液,2011,28(4):78-80.
ZOU Hejun,YU Libin,WANG Zhiqiang,et al.Research on technology of sealing under high pressure in Permian Tuofu block of Tahe oilfield[J].Drillind Fluid & Completion Fluid,2011,28(4):78-80.

编辑 穆立婷

第一作者简介:许金江,男,1970年出生,高级工程师,2008年7月毕业于中国石油大学(华东)石油工程专业,主要从事修井、侧钻工艺技术研究工作。电话:13673936279; Email:605059036@qq.com。通信地址:河南省濮阳市中原油田濮阳县柳屯镇井下特种作业公司,邮政编码:457164。