

川北通南巴地区须家河组储层孔隙度下限研究

李阳兵, 吴晓光*, 康建云, 吴家安, 赵翔, 朱国庆

中石化经纬有限公司西南测控公司, 四川 成都

收稿日期: 2024年2月20日; 录用日期: 2024年6月10日; 发布日期: 2024年6月18日

摘要

四川盆地北部通南巴地区须家河组致密碎屑岩储层孔隙度下限原为3.5%, 随着勘探开发的持续深入和水力压裂等工艺技术的进步, 原孔隙度下限略显滞后于当前勘探开发水平, 一定程度上制约了气田增储上产工作。基于岩心分析、测井、地质、测试等多种资料, 采用经验统计法、孔渗关系法、分布函数交会法、试气法、类比法(邻区经验借鉴)等方法, 开展了通南巴地区须家河组储层物性下限的重新确定工作, 通过上述多种方法综合确定了通南巴地区须家河组致密砂岩类储层孔隙度下限为3.0%, 须家河组储层孔隙度下限的重新探讨和厘定对于后续气藏储量评估和提交以及开发生产具有重要意义。

关键词

孔隙度下限, 致密碎屑岩, 须家河组, 通南巴地区, 川北

Research on the Porosity Cutoff in the Xu{j}iahe Formation in Tongnanba Area of Northern Sichuan Basin

Yangbing Li, Xiaoguang Wu*, Jianyun Kang, Jia'an Wu, Xiang Zhao, Guoqing Zhu

Southwest Logging & Control Company, Sinopec Matrix Corporation, Chengdu Sichuan

Received: Feb. 20th, 2024; accepted: Jun. 10th, 2024; published: Jun. 18th, 2024

Abstract

The porosity cutoff in the tight clastic reservoir of the Xu{j}iahe Formation in the Tongnanba area of the northern Sichuan Basin was originally 3.5%. With the continuous deepening of exploration and development and the advancement of hydraulic fracturing and other technology, to some extent, the porosity cutoff is slightly lagging behind the current level of gasfield exploration and de-

*通讯作者。

文章引用: 李阳兵, 吴晓光, 康建云, 吴家安, 赵翔, 朱国庆. 川北通南巴地区须家河组储层孔隙度下限研究[J]. 石油天然气学报, 2024, 46(2): 150-158. DOI: 10.12677/jogt.2024.462019

development, which restricts the work of increasing gas field storage and production. Based on various data such as core analysis, logging, geology, and testing, and using methods such as empirical statistics, pore permeability relationship, distribution function intersection, gas testing, and analogy (referring to neighboring area experience), the cutoff of reservoir physical properties in the Xu{j}ahe Formation in the Tongnanba area was redefined. Through the above methods, the porosity cutoff in the tight sandstone reservoir of the Xu{j}ahe Formation in the Tongnanba area was comprehensively determined to be 3.0%. The re-determination of the porosity cutoff in the Xu{j}ahe Formation reservoir is of great significance for subsequent gas reservoir reserve evaluation, submission, and development and production.

Keywords

Porosity Cutoff, Dense Clastic Rock, Xu{j}ahe Formation, Tongnanba Area, Northern Sichuan

Copyright © 2024 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

近年来,中国石油化工股份有限公司在四川盆地东北部的通南巴、巴中、元坝东部等地区须家河组相继发现高产气藏,多口井试采效果较好。通南巴地区的须家河组(须二段、须四段)、巴中地区的须四段、元坝地区的须二段和须三段均有高产井,显示了巨大的勘探潜力。马101井须家河组二段于2009年常规测试日产天然气 $60.11 \times 10^4 \text{ m}^3$,至今累产天然气超 $3 \times 10^8 \text{ m}^3$;马103井须二段常规测试日产气 $13.11 \times 10^4 \text{ m}^3$,至今累产天然气也超过 $2 \times 10^8 \text{ m}^3$,两口井累产气近 $6 \times 10^8 \text{ m}^3$ [1] [2]。2021年,马6井须二段上亚段于2021年常规射孔测试获日产 $36.67 \times 10^4 \text{ m}^3$ 高产天然气流。川北通南巴地区须家河致密碎屑岩储层岩性复杂,物性致密,随着气藏勘探开发研究的不断深入,岩心分析试验、测、录井资料,测试资料不断丰富,当前勘探开发采用的孔隙度3.5%的储层物性下限标准已经不能满足气藏开发的生产需求以及气藏储量评价需要,一定程度上制约了气田的储量评估提交以及开发部署工作,因此有必要开展基于近年来油气勘探开发成果和各类资料,开展川北须家河组致密碎屑岩储层孔隙度下限的重新厘定工作。

天然气储层物性下限关系到气田勘探、开发决策等工作,如果把下限值定得过高,就会把本来可以开采的天然气资源遗漏于地下,若把下限值定得过低,可能导致在当前工程技术条件下气田久攻不克,造成资金和时间的浪费[3];由此可见,气藏有效储层物性参数下限的确定是储集层评价和储量评估的基础[4]。需要注意的是,储层物性下限不是一成不变的,是一个动态数据,随着储层本身性质和现阶段对油气勘探开发的水平而变。储层物性下限是根据现有的资料情况确定的下限,未来随着勘探开发的深入以及新的资料的增加,目前所确定的物性下限可能会发生变化[5]。随着石油天然气工业的技术进步,确定储层物性下限的方法越来越多样,但是每种方法都只是从某一个方面来反映储层的特征,并且运用不同的方法确定的储层物性下限经常有所不同,并不一定都能真实反映储层实际的下限值。因此需要研究储层特征,运用多种方法进行检验和验证,确保得出的结论符合实际情况[6]。在储层物性的评价参数中,孔隙度参数具有直接和易于确定的优点,因此一般将孔隙度下限作为储层的物性下限标准[5]。

本文基于岩心分析、测井、地质、测试等多种资料,共采用了经验统计法、孔渗关系法、分布函数交会法、试气法、类比法(邻区经验借鉴)等方法,开展了川北通南巴地区须家河组储层物性下限研究工作,综合确定了通南巴地区须家河组岩屑砂岩类储层孔隙度下限为3.0%。为后续有效储层划分与精确评价,

气藏储量评估和提交，开发生产等工作提供了科学依据。

2. 储层基本地质特征

通南巴地区构造位置上处于大巴山造山带、米仓山造山带和九龙山造山带所夹持部位，处于苍溪-巴中低缓构造带以北的盆内到盆缘过渡带(图1)。中晚燕山期以来，受龙门山、米仓山以及大巴山构造带多期次、多方向逆冲推覆的影响，使得川北地区须家河组变形程度较强，深大断裂和褶皱成带发育[2][7]。

周缘三个造山带(龙门山造山带、米仓山造山带和大巴山造山带)经历的多期次构造运动和盆山耦合过程造成了通南巴和元坝地区须家河组物源供给的差异和沉积构造格局。盆缘造山活动的强弱控制了川北地区须家河组物源供给和物源区母岩类型的差异,形成了不同类型的砂岩。须家河组主要为陆相辫状河三角洲-湖泊相沉积,地层厚度数百米至近千米,须家河组的顶、底界线较为清晰,与下伏雷口坡组和上覆珍珠冲组在岩性、古生物和电性等方面具有较明显的差异,须家河组顶部与上覆珍珠冲段(J_1z)底部含砾砂岩呈平行不整合接触。

研究区须家河组自下而上划分为须一段至须五段(T_3x^1 ~ T_3x^5)；其中须一段、须三段和须五段以泥岩为主，为滨浅湖相沉积，须二段和须四段以砂砾岩为主[8]。储层主要发育在通南巴地区的须家河组四段、二段，其中须四段储层主要发育于辫状河三角洲前缘水下分流河道微相，储层岩石类型主要为中-细粒岩屑砂岩、岩屑石英砂岩、砾岩、砂砾岩为主，以及少量石英砂岩等。砂岩孔隙类型以粒内溶(微)孔和裂缝为主，薄片下基本看不到孔隙，扫描电镜下可以观察到大量微孔发育，微孔沿微裂缝分布[9]。须二段储层砂岩主要的岩石类型包括岩屑砂岩、岩屑石英砂岩和石英砂岩。研究区须四段 121 个岩性物性样显示岩心孔隙度主要分布在 0.11%~8.17% 之间，平均值为 1.67%，岩心渗透率分布在 $0.003\sim 0.087 2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ；须二段 619 个岩样实测孔隙度分布在 0.2%~11.2% 之间，平均为 2.01%，渗透率分布在 $0.0001\sim 2.833 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间，平均 $0.103 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，整体具低孔隙度、低渗透率-特低孔隙度、特低渗透率的特征。

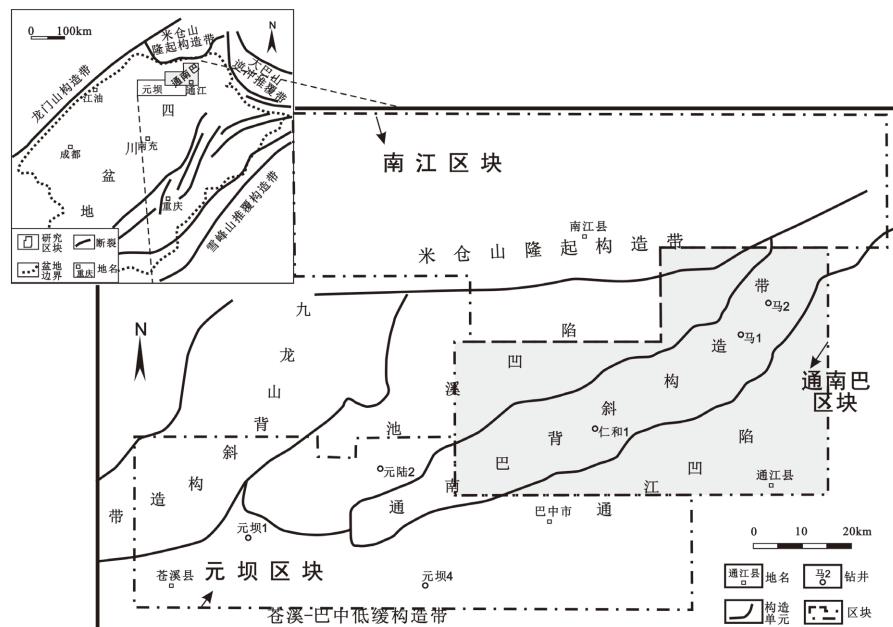


Figure 1. Structural location map of Tongnanba area in the northern Sichuan basin (modified according to reference [10])

图1. 川北通南巴区块构造位置图(据文献[10]修改)

3. 常用致密碎屑岩储层物性下限确定方法

确定储层物性下限的方法有多种,每种方法只是从某一个方面来反映储层特征,不同方法确定的储层物性下限常有所不同,并不一定能真实反映储层实际的下限值。因此,研究储层物性下限,一般是通过运用多种方法进行检验和验证,以确保得出下限符合实际情况[4] [6]。通过对致密砂岩储层孔隙度下限方法开展调研,认为比较适合于致密碎屑岩储层孔隙度下限的方法主要有经验统计法,岩心孔隙度-渗透率交会法,分布函数交会法,试气法,类比法(邻区经验借鉴),最小孔喉法等方法等[3] [4] [5] [6] [10],因研究区压汞实验等资料不足以支持最小孔喉法的开展,故本文采用其他方法开展物性下限研究,并综合各种方法的结果综合分析获得物性下限。以下就文中所采用的确定物性下限方法的原理、特点及适用性进行阐述。

(1) 经验统计法

经验统计法是美国岩心公司常采用的一种方法,现已被国内各大油田所采用,其以岩心孔隙度、渗透率资料为基础,以低孔渗段累积储渗能力丢失占总累积的一定百分比的界限值(多为主观确定)的一种累积频率统计法[10]。丢失的样品主要是一些特低孔、特低渗、高含水饱和度的非储层样品[5]。经验统计法基于对岩心物性分析数据得到的统计结果,岩心取样的代表性以及数量会影响到最终的确定结果;再者由于使用的参数以孔隙度、渗透率、饱和度等静态参数为主,使用的一些关键参数如甩尾法中的丢失比具有主观性,同时依赖于岩心样品的数量,该方法确定的物性下限需要进一步由测试分析方法来验证和刻度[11]。该方法引入国内后,得到了较广泛的应用,对于致密碎屑岩有较好的适用性[4] [6] [10]。

(2) 岩心孔隙度-渗透率交会法

通过绘图确定岩心渗透率和孔隙度分布情况,确定渗透率随孔隙度开始剧烈变化段的拐点作为储层物性下限。该方法简单,容易操作,实际操作时,岩心渗透率与孔隙度常有幂函数统计关系,曲线拐点不易确定,需要孔隙度、渗透率有较大分布范围[11]。例如黎菁等(2012)根据苏里格气田东区致密砂岩岩心分析成果作出孔隙度-渗透率交会图,交会曲线呈现明显3个线段:第一线段渗透率随孔隙度增加而增加甚少,该段孔隙主要为无效孔隙;第二线段渗透率随孔隙度增加而明显增加,此段孔隙是有一定渗透能力的有效孔隙;第三线段为孔隙度增加甚少而渗透率急剧增加,此段岩石渗流能力较强并趋于稳定;从而确定第一、第二线段的转折点为储集层与非储集层的物性界限,即盒8段孔隙度下限为5.0% [12]。

(3) 分布函数交会法

分布函数交会法是通过绘制有效储层与非有效储层的孔隙度频率分布曲线进行交会,上述两种类型的曲线交点确定有效储层物性下限。能够直观地看出有效储层和非有效储层的物性的分布规律,要求试油气试采中有效储层和干层均较多[11]。

实际油气勘探开发实践中所判识的有效含气层和非有效含气层之间常有过渡层存在,因此在确定有效含气层和非有效含气层时,不同的样本集合之间会有一定程度的掺杂,即有效含气层中可能混入了非有效含气层,而非有效含气层中也可能混入了有效含气层,这种情况下出来的分布曲线肯定有相交点存在,且该点对应的频率值必不为零。考虑两条分布曲线,在有效含气层分布曲线中含有小部分非有效含气层样本的贡献,反之亦然。此外在统计学上,当两个样本总体分布在相互混合和交叉时,区分这两个样本的界限定在二者损失概率相等的地方,这样两者损失之和最小,在概率分布曲线上反映在二者相交处,这也是分布函数法确定物性下限的理论依据[13],此方法结合了试气资料,在致密碎屑岩中也有较好的适用性。

(4) 试气法

根据试气成果对储集层进行有效储层(工业气层等)和非有效储层划分(干层),然后将非有效储层和有效储层对应的孔隙度、渗透率绘制在同一坐标系内,两者分界处所对应的孔隙度、渗透率值即为有效储

层物性下限值[6] [14]。试油法求取有效储层物性下限仅需要单层试油成果及对应的孔隙度、渗透率值,对地层压力、流压等资料不做要求,具有对资料要求低,简单、可操作性强的优点,尤其适用于地层测试资料较少的地区。实际操作过程中,气层与干层的分界线不明显,具有一定程度的重叠,可选择重叠部分的中间值作为储层物性下限值[15]。这种方法可以高效直观地划分出有效储层的物性下限,对于各类岩性均具有较好适用性。

(5) 类比法(邻区经验借鉴)

如果所研究的勘探区块试验分析、以及测试资料等较少,不能满足储层物性下限确定的需要,而相邻成熟探区同层位的储层岩石类型、孔隙结构、物性特征以及地质背景与所研究的工区储层较为类似,则可以通过类比、借鉴的方式确定研究区的储层物性下限,此种方法也是致密碎屑岩常用的物性下限及储量评估研究方法之一。

4. 通南巴地区须家河组物性下限确定

(1) 经验统计法

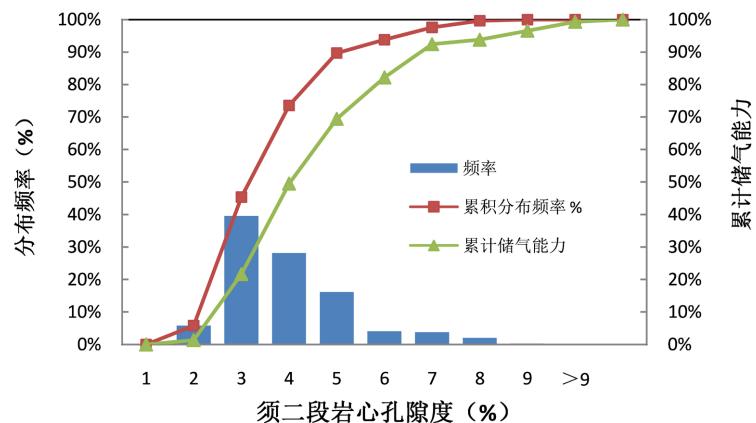


Figure 2. Distribution and porosity cutoff determination of core porosity in the Xu-2 reservoir of Tongnanba area (Empirical statistical method)

图 2. 通南巴须二段储层岩心孔隙度分布与下限确定(经验统计法)

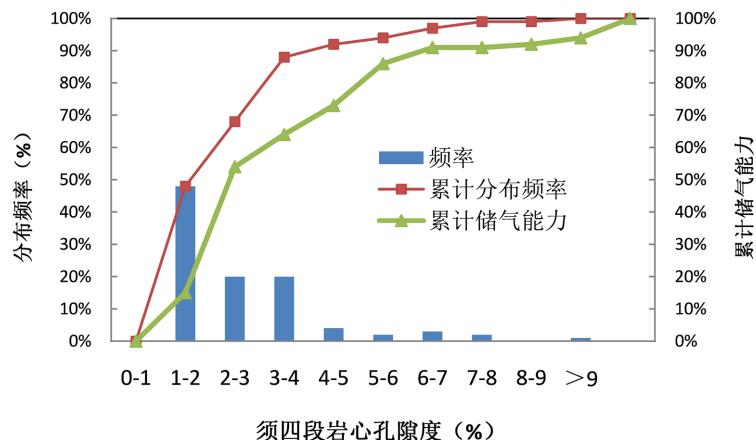


Figure 3. Distribution and porosity cutoff determination of core porosity in the Xu-4 reservoir of the Tongnanba area (Empirical statistical method)

图 3. 通南巴须四段储层岩心孔隙度分布与下限确定(经验统计法)

前文已述及, 经验统计法是基于对岩心物性分析数据得到的统计结果, 岩心代表性以及数量会影响最终的确定结果, 通南巴地区岩心孔隙度平均值整体较低, 从经验统计法得到的储层物性下限略偏低。

通南巴地区须二段 619 岩心孔隙度分布在 0.2~11.2% 之间, 平均为 2.01%; 当孔隙度为 2.5% 时, 孔隙度累计频率为 20%, 累计储气能力丢失约为 10%, 孔隙度下限为 2.5% 的是比较合适的(图 2)。

通南巴须四段 121 个岩心孔隙度 0.11%~8.17%, 平均 1.67%, 岩心孔隙度整体平均值低, 岩心样品数量较少, 代表性弱, 通过经验统计法得出的孔隙度下限明显低于 2.5%, 建议须四段类比须二段, 将须四段孔隙度下限值定为 2.5% (图 3)。

(2) 孔隙关系法

将通南巴地区须家河组二段、四段岩心孔隙度和渗透率进行交会分析, 可以看出岩屑砂岩类储层岩心孔隙度 $\geq 3.0\%$ (下限) 时, 渗透率随着孔隙度的增高开始明显升高; 在 3.0% 以下时, 渗透率对孔隙度的升高增长缓慢, 由此确定须家河组储层孔隙度下限约为 3.0% (图 4)。

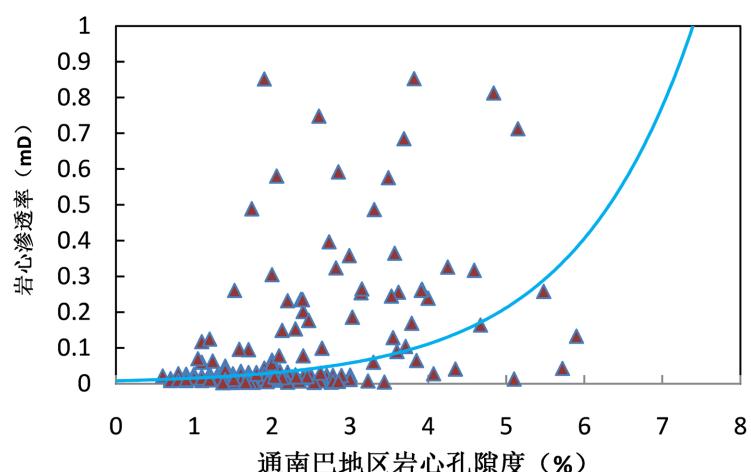
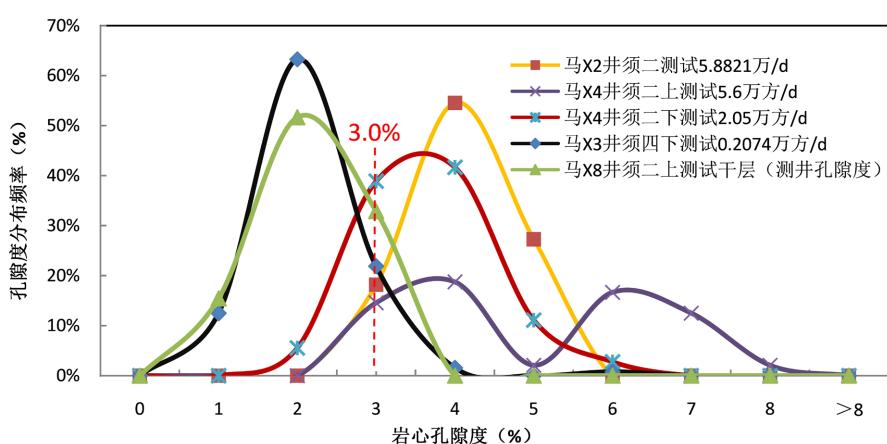


Figure 4. Crossplot of core porosity and permeability of Xujiache formation in Tongnanba area

图 4. 通南巴须家河组储层岩心孔隙度、渗透率交会图



注: 马 X2、马 X3、马 X4 井采用岩心孔隙度数据, 马 X8 井采用测井孔隙度数据。

Figure 5. Distribution function method for determining the porosity cutoff of Xujiache reservoir in Tongnanba area

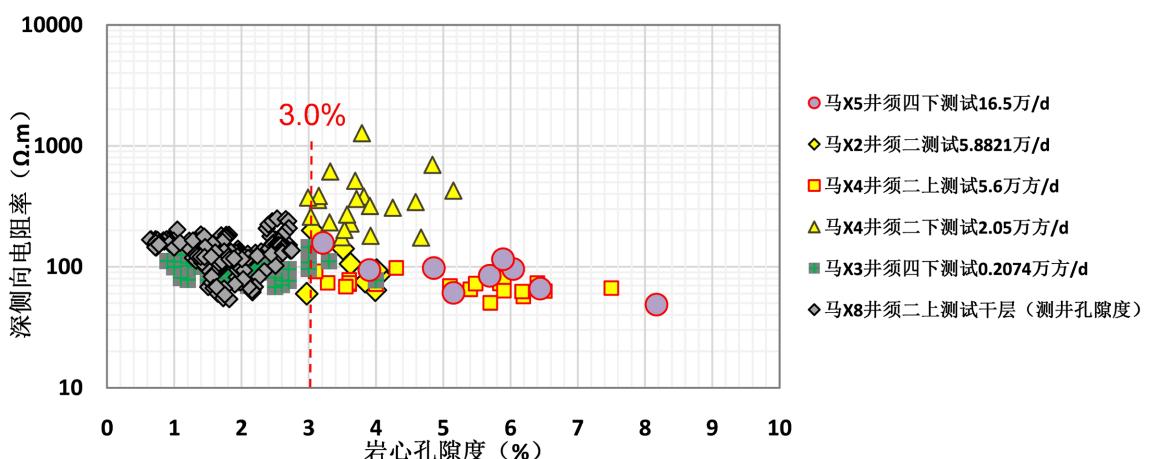
图 5. 分布函数法确定通南巴须家河储层孔隙度下限

(3) 分布函数曲线法

通过绘制通南巴地区已经测试的工业气层与干层的孔隙度频率分布曲线确定物性下限，其中马 X8 井须二上亚段测试为干层，钻井未取心，采用测井计算的孔隙度数据进行曲线交会，其中马 X3 井须四下亚段 5057.0~5079.0 m 测试产天然气 0.2074 万方/天，接近于干层，须四下亚段 5053.7~5079.7 m 岩心孔隙度 0.7%~5.1%，平均 1.77%。从图中可以判出，已测试获产的工业气层与干层孔隙度分布曲线的交点基本位于孔隙度 3.0% 附近，即为储层物性下限(图 5)。

(4) 试气法

根据马 X5、马 X2、马 X3、马 X4、马 X8 井已测试层段的岩心孔隙度与深侧向测井电阻率关系交会图显示，大部分产层段孔隙度均大于或者等于 3.0%。其中马 X3 井须四下亚段测试 0.2074 万方/d，其测试段岩心孔隙度数据点大部分位于 3.0% 以下区域，少部分孔隙度测值高于 3.0%。马 X8 井须二上亚段测试为干层，测试段测井孔隙度数据点整体分布在 3.0% 以下区域。通过试气法确定通南巴地区须家河组储层物性下限约为 3.0% (图 6)。



注：马 X8 井采用测井孔隙度数据。

Figure 6. Determination of the porosity cutoff of Xujiahe reservoir in Tongnanba area by gas testing method
图 6. 试气法确定通南巴须家河储层孔隙度下限

(5) 类比法(邻区经验借鉴)

经调研，邻区普光地区须家河组(二段、四段)、中石油九龙山区块须家河二段孔隙度下限为 3.0%，位于川西坳陷的新场构造须家河须二段气藏孔隙度下限为 3.0%，上述所调研的 3 个地区的须家河组储层类型在岩性、物性特征以及地质背景等方面与通南巴地区须家河组具有较强的可类比性，尤其通南巴地区紧邻普光地区和九龙山地区，采用类比法，通南巴地区的须家河组砂岩类储层孔隙度下限定为 3.0% (表 1)。

Table 1. Statistical table of the porosity cutoff of Xujiahe reservoir in north Sichuan
表 1. 川北须家河储层孔隙度下限统计表

层段	孔隙度下限					
	经验统计法	孔 - 渗关系法	分布函数法	测试法	类比法	综合
通南巴地区须家河组砂岩	2.5%	3.0%	3.0%	3.0%	九龙山须二下亚段 3.0% 普光须家河组储层 3.0%	3.0%

综上, 通过上述多种方法的相互印证与对比, 综合认为通南巴地区须家河组储层孔隙度下限取 3.0% 是符合实际勘探开发形势的, 整体对各类砂岩储层具有较好的普遍适用性。

需要注意的是, 虽然通过上述多种方法确定了当前勘探开发水平下的须家河组储层孔隙度下限, 但是研究区须家河组天然裂缝普遍发育, 已经出现了岩心孔隙度低于 3.0% 依然获得工业产能的储层段, 以马 X 井须四上亚段储层段为例: 马 X 井须四上亚段储层段 5310.8~5399.0 m 为细、中粒岩屑砂岩, 钻井过程中泥浆比重 $2.06\downarrow 2.03 \text{ g/cm}^3$, 气测全烃显示微弱, 无漏失, 孔隙欠发育, 取心段岩心孔隙度仅 0.7%~1.4%, 均值约 1.0%; 自然伽马整体较低值, 反映砂体岩性较纯, 电阻率曲线中高值, 声波中低值, 补偿中子曲线具有一定程度的挖掘效应(图 7); 电成像反映储层天然裂缝与重浆诱导缝共存, 5361.1~5361.6 米井段斜交缝较发育, 5362.4 米, 5373.4 米处发育半充填低角度缝。缺乏有效储层厚度、孔隙度等物质基础, 天然裂缝在储层产能贡献中起到了主要作用, 测试井段 5312.00~5386.00 m, 累计挤入活性水 137.73 m^3 , 焰高 3~5 m, 采用 6 mm 油嘴/20 mm 孔板临界速度流量计求产, 油压 5.63 MPa, 气产量 $3.2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 为低产工业气层。

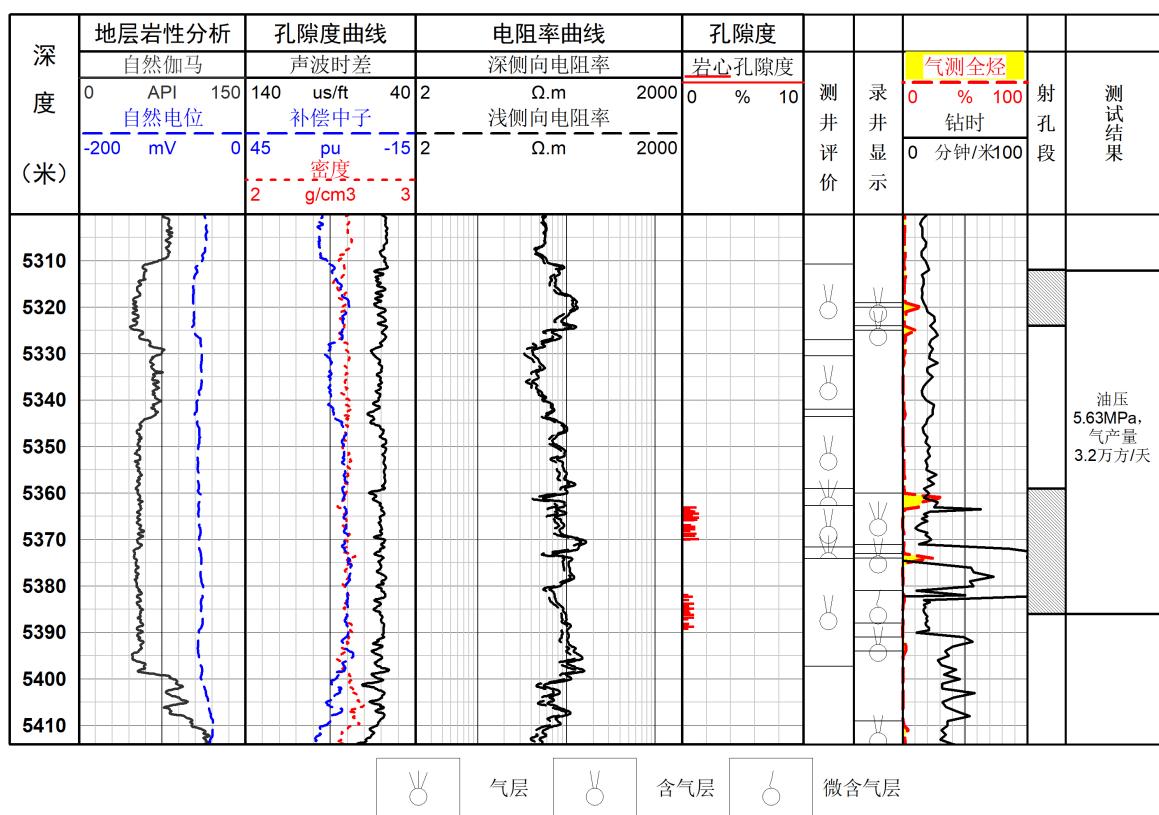


Figure 7. Comprehensive histogram of logging, geology, and testing in the upper sub-member of Xu-4 in Ma-X Well
图 7. 马 X 井须四上亚段测井、录井、测试综合柱状图

5. 结论

(1) 综合岩心、测井、录井、测试等多种资料, 采用经验统计法、孔渗关系法、分布函数交会法、试气法、类比法(邻区经验借鉴)等方法开展了川北通南巴地区须家河组致密碎屑岩储层孔隙度下限的重新厘定工作。综合确定了研究区须家河组储层孔隙度下限为 3.0%, 可为后续有效储层划分, 气藏储量评估和提交, 开发生产提供了技术支撑和可靠依据。

(2) 孔隙度 3.0% 的下限值较之前勘探开发沿用的 3.5% 的孔隙度下限略低, 认为原 3.5% 的孔隙度下限基于较少的勘探开发资料及之前的工程技术工艺得来, 已经明显滞后于当前勘探开发水平; 而基于当前勘探开发形势背景, 工程技术条件的进步情况, 以及更丰富的各类资料信息重新确定的储层物性下限值 3.0% 更合理, 更符合目前气田勘探开发的实际现状。

(3) 通南巴地区构造变形复杂, 须家河组砂岩类储层天然裂缝普遍发育, 随着新钻井测试结果以及勘探开发工作的持续推进, 后续储层孔隙度下限可能会突破至 3.0% 以下, 储层孔隙度届时则需要对孔隙度下限进行及时的修正。

基金项目

中国石油化工股份有限公司勘探分公司科技攻关项目“川北地区须家河组储层测井评价技术攻关”(35450003-22-ZC0607-0004)。

参考文献

- [1] 孙海涛, 钟大康, 王威, 等. 四川盆地通南巴地区上三叠统须家河组致密砂岩储层成因分析[J]. 沉积学报, 2021, 39(5): 1057-1067.
- [2] 王威, 凡睿, 黎承银, 等. 川东北地区须家河组“断缝体”气藏有利勘探目标和预测技术[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(4): 992-1001.
- [3] 戚厚发. 天然气储层物性下限及深层气勘探问题的探讨[J]. 天然气工业, 1989, 9(5): 26-30, 7.
- [4] 李幸运, 郭建新, 张清秀, 等. 气藏储集层物性参数下限确定方法研究[J]. 天然气勘探与开发, 2008, 31(3): 33-38.
- [5] 白工, 黄德明, 刘欣, 等. 川东北超致密砂岩气田储层物性下限确定方法[J]. 天然气技术与经济, 2013, 7(5): 23-25+78.
- [6] 李烨, 司马立强, 闫建平, 等. 低孔、低渗致密砂岩储层物性下限值的确定——以川中 P 地区须二段气藏为例[J]. 天然气工业, 2014, 34(4): 52-56.
- [7] 盘昌林, 刘树根, 马永生, 等. 川东北须家河组储层特征及主控因素[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2011, 33(3): 27-34.
- [8] 宋钰, 张莉, 罗丁文, 等. 四川盆地元坝-通南巴地区须家河组致密砂岩封隔型超压系统压力结构特征[J]. 石油实验地质, 2018, 40(5): 613-620.
- [9] 王爱. 多期次构造运动影响下不同物源成分砂岩致密化机理探讨[D]: [博士学位论文]. 北京: 中国石油大学(北京), 2019.
- [10] 魏小薇, 谢继容, 唐大海, 等. 低孔渗砂岩储层基质物性下限确定方法研究——以川中 LA 构造沙一段油藏为例[J]. 天然气工业, 2005(S1): 28-31, 11.
- [11] 路智勇, 韩学辉, 张欣, 等. 储层物性下限确定方法的研究现状与展望[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2016, 40(5): 32-42.
- [12] 黎菁, 赵峰, 刘鹏. 苏里格气田东区致密砂岩气藏储层物性下限值的确定[J]. 天然气工业, 2012, 32(6): 31-35.
- [13] 万玲, 孙岩, 魏国齐. 确定储集层物性参数下限的一种新方法及其应用——以鄂尔多斯盆地中部气田为例[J]. 沉积学报, 1999, 17(3): 454-457.
- [14] 邵长新, 王艳忠, 操应长. 确定有效储层物性下限的两种新方法及应用——以东营凹陷古近系深部碎屑岩储层为例[J]. 石油天然气学报, 2008, 30(2): 414-416.
- [15] 段亚男, 潘保芝, 庄华, 等. 苏里格气田致密砂岩储层物性下限值的研究[J]. 世界地质, 2014, 33(4): 861-866.