

引用: 赵春妮, 贾松, 徐诗雨, 等. 等量代换法确定强非均质性储层孔隙度下限: 以四川盆地安岳气田震旦系灯影组为例 [J]. 中国石油勘探, 2023,28(3):160-166.
Zhao Chunni, Jia Song, Xu Shiyu, et al. Determination of the lower limit of porosity of highly heterogeneous reservoir by equivalent substitution method: a case study of the Sinian Dengying Formation in Anyue Gasfield in Sichuan Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2023,28(3):160-166.

等量代换法确定强非均质性储层孔隙度下限 ——以四川盆地安岳气田震旦系灯影组为例

赵春妮 贾松 徐诗雨 林怡 夏茂龙 黎洋 曾乙洋 杨京 何开来 祝怡
吕朋一 黄阳 程钰

(中国西南石油气田公司勘探开发研究院)

摘要: 孔隙度下限 (L_p) 是划分有效储层厚度继而使用容积法估算油气藏地质储量的必要参数之一, 有效储层需具有产工业油气流的能力, 渗透率相比孔隙度与产能的关系更直接, 渗透率下限 (L_k) 划分有效储层比 L_p 更准, 目前由于技术水平限制, 生产上多使用 L_p 而非 L_k 划分有效储层。四川盆地碳酸盐岩储层具有孔隙类型多样、孔喉结构复杂和裂缝发育不均的强非均质性特征。为探索强非均质性储层 L_p 的确定方法, 以安岳气田震旦系灯影组为例, 通过岩心、薄片、扫描电镜和压汞研究储层特征, 将储层划分为基质孔型和裂缝型两类, 对这两类储层进行同等条件下产能模拟对比实验。结果表明, 渗透率下限 (L_k) 可确定为 0.008mD, L_p 为一变量, 无论 L_p 取哪个值, 在使用 L_p 划分有效储层时, 均会漏掉一部分低孔高渗有效储层, 也会多出一部分高孔低渗无效储层, 若确定一个 L_p 使这两部分储层储集空间体积一致, 可在现有技术条件下逼近真实的储集空间总体积。在这种等量代换思想指导下, 结合产能模拟, 利用 200 个岩样的物性实验, 换算得到安岳气田灯影组孔隙度下限为 1.56%。

关键词: 非均质性; 碳酸盐岩; 产能模拟; 孔隙度下限; 渗透率下限; 容积法; 地质储量; 四川盆地

中图分类号: TE112.23 **文献标识码:** A **DOI:** 10.3969/j.issn.1672-7703.2023.03.013

Determination of the lower limit of porosity of highly heterogeneous reservoir by equivalent substitution method: a case study of the Sinian Dengying Formation in Anyue Gasfield in Sichuan Basin

Zhao Chunni, Jia Song, Xu Shiyu, Lin Yi, Xia Maolong, Li Yang, Zeng Yiyang, Yang Jing, He Kailai, Zhu Yi, Lv Pengyi, Huang Yang, Cheng Yu

(Research Institute of Exploration & Development, PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company)

Abstract: The lower limit of porosity (L_p) is one of the essential parameters determining the effective reservoir thickness and further estimating geological reserves of oil and gas reservoirs by using volumetric method. Effective reservoir refers to that has the ability to produce commercial oil and gas flows. The reservoir permeability has a better correlation with production capacity than porosity, and the lower limit of permeability (L_k) enables to more accurately classify the effective reservoir than L_p . However, due to the technological limitations in current, L_p is often used to classify effective reservoirs in practice instead of L_k . The carbonate reservoirs in Sichuan Basin show characteristics of high heterogeneity with diverse pore types, complex pore throat structure and uneven fracture development. In order to identify the determination method of L_p of highly heterogeneous reservoir, the characteristics of reservoirs in the Sinian Dengying Formation in Anyue Gasfield are analyzed by using core samples, thin sections, SEM, and mercury injection experiments, and the reservoir is divided into matrix pore type and

基金项目: 四川省自然科学基金项目“超高压特低孔强非均质碳酸盐岩气藏有效储层物性下限研究”(2023NSFSC0261); 中国石油天然气股份有限公司“十四五”前瞻性基础性科技项目“国内已开发气田储采平衡分析与 SEC 增储评估技术研究”(2022DJ7902)。

第一作者简介: 赵春妮 (1989-), 女, 四川绵阳人, 硕士, 2014 年毕业于中国石油大学 (北京), 工程师, 现主要从事天然气地质综合研究及油气勘探方面的工作。地址: 四川省成都市高新区天府大道北段 12 号中国西南石油气田公司勘探开发研究院, 邮政编码: 610041。

E-mail: zhaochunni@petrochina.com.cn

收稿日期: 2022-03-02; 修改日期: 2023-04-26

fractured type. Furthermore, the production capacity simulation comparison experiments on these two types of reservoirs are conducted given the same conditions, which enable to determine L_k to be 0.008 mD. On the other hand, L_ϕ is a variable, that is, regardless of L_ϕ value taken in classifying effective reservoirs, a part of effective reservoir with low porosity and high permeability will be ignored, while a part of ineffective reservoir with high porosity and low permeability will be added. If an L_ϕ value is determined that makes these two parts of reservoir space consistent in volume, the real total volume of reservoir space can be reached by applying the current technologies. Guided by the equivalent substitution concept, and combined with production capacity simulation, as well as physical property results of 200 rock samples, L_ϕ of Dengying Formation reservoir in Anyue Gasfield is determined to be 1.56%.

Key words: heterogeneity, carbonate rock, production capacity simulation, lower limit of porosity, lower limit of permeability, volumetric method, geological reserve, Sichuan Basin

0 引言

四川盆地海相碳酸盐岩气藏具有良好的勘探前景,震旦系灯影组在盆地中广泛分布,拥有均厚 500m 的优质白云岩储层,叠加优越的烃储匹配条件,持续成为勘探开发的重点层系。尽管安岳气田灯影组气藏已累计探明万亿立方米地质储量,但物性下限一直是困扰灯影组强非均质性储层储量研究的重点和难点。

物性下限包括孔隙度下限(L_ϕ)和渗透率下限(L_k),是划分油气藏有效厚度的重要标尺。物性下限的确定方法根据使用资料和适用阶段可分为两大类:岩心法和试油法。岩心法主要用于试油、试采资料较少的勘探阶段,以岩心实验为基础,依据油气成藏或开发等方面实践经验确定物性下限,具体方法包括但不限于经验统计法、最小流动孔喉半径法、核磁共振法、产能模拟法等;试油法主要用于单层测试资料较多时,通过建立单层测试成果与储层物性的相关关系确定物性下限^[1-5]。

根据《石油天然气储量估算规范》(DZ/T 0217—2020),油气层有效厚度是指达到产工业油气标准的那部分储层厚度^[6],有效储层需具有产工业油气流的能力,因此采用试油法确定物性下限比岩心法更直接、更准确,在单层测试较少的勘探初期,产能模拟法是所有岩心法中最接近试油法的方法。前人对该方法的运用可总结为:实验室模拟地层压力、温度、生产压差、地层水矿化度和束缚水饱和度等地层条件对若干岩样进行产能实验,获得模拟单井日产量,建立模拟单井日产量与孔隙度(或渗透率)的相关关系,再代入油气藏所在深度的工业油气标准计算储层 L_ϕ (或 L_k),虽然渗透率相比孔隙度与产能的关系更直接, L_k 划分有效储层比 L_ϕ 更准,但由于常规测井对孔隙度解释精度高,对渗透率解释可靠性低^[7],实际多使用 L_ϕ 而非 L_k 划分有效储层继而估算地质储量。对于相对均质性储层,由于孔隙度与渗透率相关性好,使用 L_ϕ 和 L_k 划分有效储层的结果基本一致,因此产能

模拟法确定的 L_ϕ 较可靠。但该方法运用到以灯影组为代表的碳酸盐岩气藏出现了困难:这类气藏具有复杂的孔喉结构和裂缝分布类型,导致产能实验重复性很差,多次实验确定的孔隙度下限值相差很大而难以确定下来。

本文基于容积法地质储量估算原理,结合安岳气田灯影组最具代表性的岩心、薄片、扫描电镜、30 余次压汞和 200 个岩石样品(简称岩样)的常规孔隙度、渗透率实验,研究灯影组储层岩性特征、储集空间类型、孔隙结构和物性特征,从物性下限影响因素的角度,将储层分为基质孔型和裂缝型两类,选择每类储层典型岩样(共 21 样次)进行产能模拟实验,将常规物性分析实验与产能模拟实验相结合,通过等量代换法,找到一个可代表灯影组复杂储集空间特征的孔隙度下限值,以支撑安岳气田北部斜坡的 PL 含气区灯影组储量提交,也为类似强非均质性储层孔隙度下限的取值提供借鉴。

1 地质概况

安岳气田位于四川盆地中部,是乐山—龙女寺古隆起背景上的一个大型潜伏构造,安岳气田灯影组构造格局总体轮廓表现为一个北东东向鼻状隆起,由西向北东倾伏,南缓北陡,呈多排、多高点的复式构造特征。四川盆地震旦系灯影组为碳酸盐台地沉积,其中台地边缘附近是储层发育的有利相带,发育范围由川北延伸至川南,安岳气田位于灯影组台缘优势沉积相带发育区(图 1)。灯影组由下至上分为 4 段(图 1),灯一段和灯三段为贫微生物段,且厚度较薄,不是主要储层发育段;灯二段和灯四段为富微生物段,是储层集中发育段,其中灯四段厚度为 200~300m,储层主要分布在中上部,单层厚度为 10~25m,累计厚度为 40~70m;灯二段厚度为 450~550m,储层主要分布在上部,单层厚度为 10~30m,累计厚度为 50~80m。安岳气田平面上灯影组储层叠置连片发育,由西至东储层厚度有减薄的趋势。

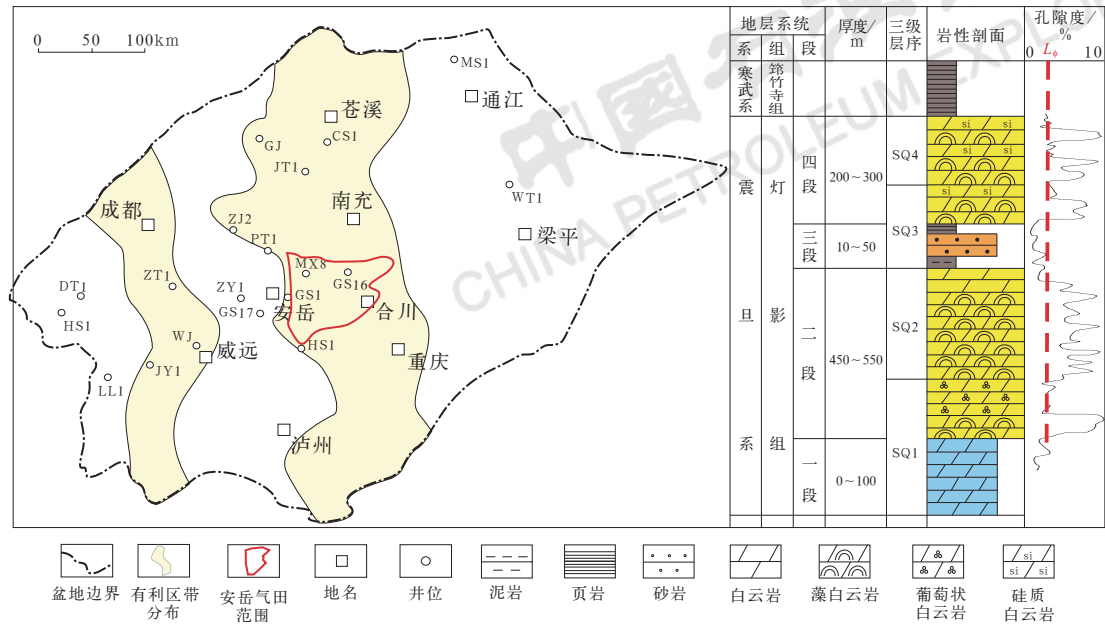


图 1 四川盆地震旦系灯影组勘探有利区带分布图（左）及地层综合柱状图（右）

Fig.1 Favorable exploration zones (left) and stratigraphic column (right) of the Sinian Dengying Formation in Sichuan Basin

2 影响孔隙度下限的储层特征

2.1 储层岩性和储集空间特征

四川盆地灯影组储层主要发育在藻丘、颗粒滩亚

相中，储集岩性以藻白云岩、砂屑白云岩和角砾白云岩为主（图 2），灯影组储集空间类型可以划分为以下 3 种：孔隙、裂缝和洞（图 2）。孔隙包括粒内容孔、粒间溶孔、残余粒间孔、晶间孔、晶间溶孔和格架孔等多种类型。灯影组储层接受多期岩溶作用改造，

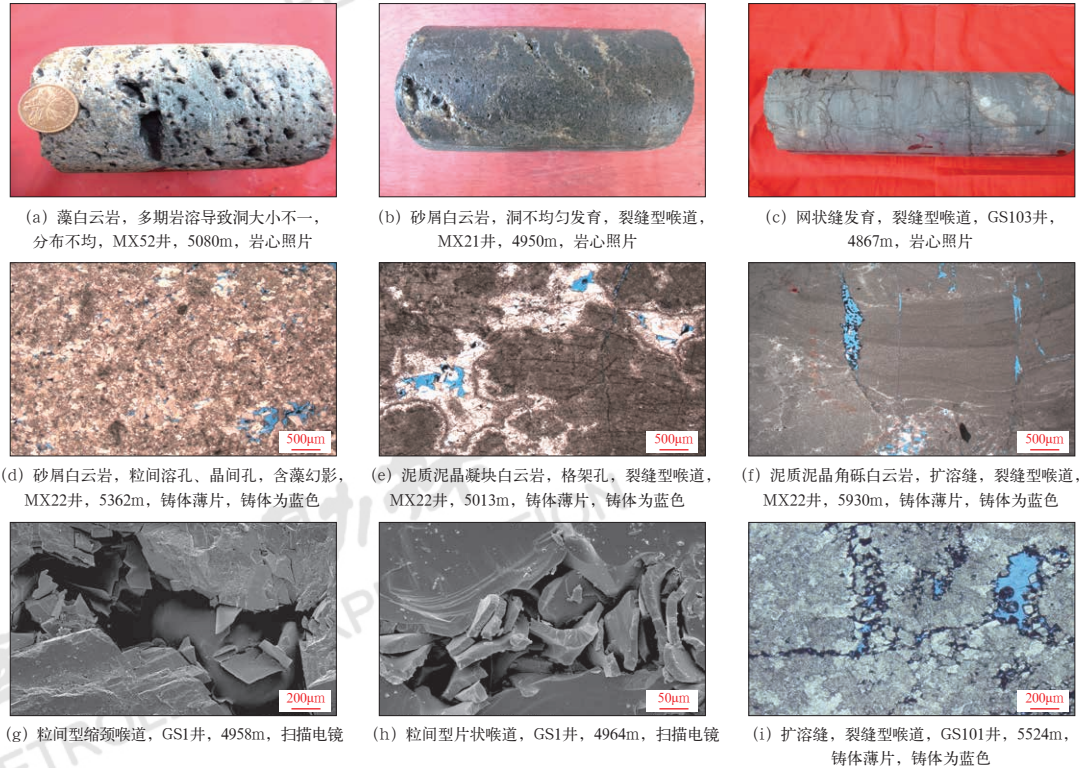


图 2 安岳气田灯影组碳酸盐岩储层岩心、薄片、扫描电镜特征图

Fig.2 Core sample, thin section and SEM characteristics of carbonate reservoir in Dengying Formation in Anyue Gasfield

包括准同期岩溶、表生期岩溶和埋藏期岩溶,发育不均匀的裂缝和洞^[8-9]。从物性下限影响因素的角度,将储层分为基质孔型和裂缝型两类。基质孔型储层是指发育孔隙和(或)洞,但不发育裂缝的储层,裂缝型储层是指发育裂缝的储层。

2.2 储层孔喉结构特征

岩石中喉道的大小和类型决定了油气储集的渗透性,孔喉的配置关系则制约着岩石的储集有效性,利用薄片、扫描电镜研究灯影组储层孔隙结构,分析了灯影组储层喉道类型及特征,按照成因类型可分为两种:粒间型喉道和裂缝型喉道。粒间型喉道包括缩颈喉道(图2g)、片状喉道(图2h),主要指砂屑、凝块等颗粒之间自然接触部分,成岩期晶体生长会使粒间型喉道缩小或者只保留晶面之间的片状空间,粒间型喉道只能连通喉道两侧的空间^[10-16]。粒间型喉道是制约基质孔型储层储集有效性的关键,为了研究灯影组基质孔型储层的孔喉配置是否均匀,选择32块基质孔型储层岩样进行压汞实验,结果表明孔隙度与喉道大小正相关性较差(图3),孔隙喉道匹配不均匀。裂缝型喉道是指岩石在构造作用或者溶蚀—构造作用的控制下发生规模不等的开裂(图2c、f、i),可连通裂缝所经过的大部分孔、洞,裂缝型喉道具有粒间型喉道无法比拟的连通性,对储层渗流能力影响巨大。裂缝型喉道是裂缝型储层中起关键作用的喉道类型。

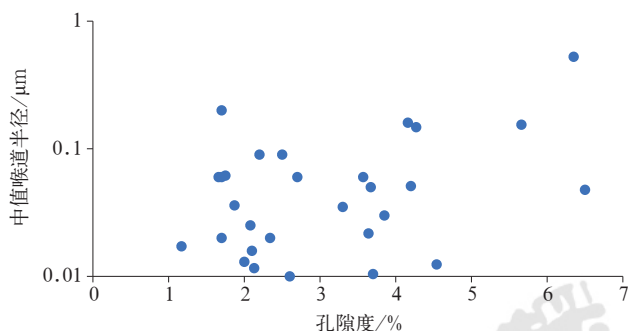


图3 安岳气田灯影组基质孔型储层压汞中值喉道半径与孔隙度相关关系图

Fig.3 Correlation diagram between mercury injection median throat radius and porosity of the pore matrix type reservoir in Dengying Formation in Anyue Gasfield

2.3 储层物性特征

对灯影组200个岩样的物性实验分析表明储层平均孔隙度为3.2%,渗透率主要分布在0.01~10mD之间,物性总体具有低孔、中低渗特征,局部发育高

孔渗段,研究表明裂缝型储层渗透率可比相近孔隙度的基质孔型储层高1~2个数量级(图4)。多孔隙类型和复杂的孔喉结构,叠加裂缝发育的不均匀性,导致四川盆地灯影组储层岩心常规孔隙度与渗透率分布杂乱(图4),相关性差。储层渗透率参数直观反映了储层渗流能力,与油气层产能强相关。灯影组低孔高渗岩样(孔隙度处于0.6%~2%,渗透率大于1mD)表明裂缝可改善低孔段储层的渗透性(图4),使小于孔隙度下限经验值2%的储层也可产出工业气流,从而降低孔隙度下限值;反之,高孔低渗岩样(孔隙度为2%~4%,渗透率低于0.01mD)可能不具备产工业气能力。低孔高渗和高孔低渗储层的广泛赋存说明灯影组孔隙度下限是较宽区间上的变量。

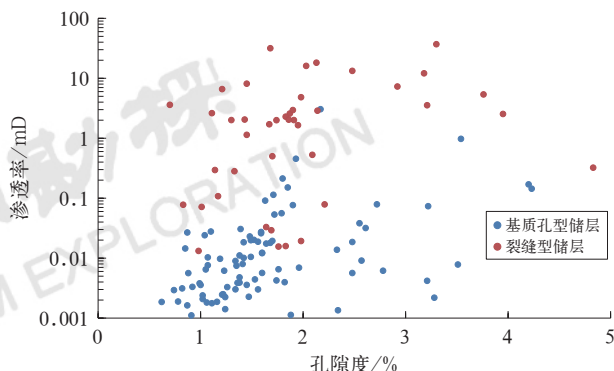


图4 安岳气田灯影组岩心常规孔隙度与渗透率交会图

Fig.4 Cross plot between porosity and permeability of core samples in Dengying Formation in Anyue Gasfield

3 产能模拟法确定储层渗透率下限

为进一步探索强非均质性储层孔隙度下限的确定方法,选用裂缝型储层和基质孔型储层两组岩样(表1)在相同实验条件下进行全模拟产能对比实验。

3.1 实验过程和结果

实验系统为WS-2000全岩心产能全模拟综合测试系统,模拟灯影组高温高压的地层环境:上覆压力125MPa、地层压力57MPa,地层温度155℃。在系统温度、压力达到模拟条件时,对每个岩样沿水平方向由低至高分别建立不同的模拟生产压差做单向渗流模拟实验,以获得单向渗流速度(q),设岩心渗流面积为 A ,井下产层厚度为 h ,井筒半径为 r ,可通过公式 $2\pi rhq/A$ 转换成径向流动条件下的单井日产气量^[2]。实验结果显示储层孔隙度、渗透率值越大,单井产能越高(表1),两组实验岩样孔隙度值范围一致,

均为1%~6%之间(表1), 裂缝型储层渗透率主要在0.1~1.8mD之间, 模拟单井日产量为 $(2\sim71)\times 10^4\text{m}^3$; 基质孔型储层渗透率范围主要在0.004~0.015mD之间, 模拟单井日产量范围为 $(1.7\sim26)\times 10^4\text{m}^3$ 。

表1 安岳气田灯影组气藏两组岩样孔隙度、渗透率及模拟单井在5MPa生产压差、储层厚度15m下日产量

Table 1 Porosity and permeability of two groups of rock samples and simulated gas rate of single well with production pressure difference of 5 MPa and reservoir thickness of 15 m of Dengying Formation gas reservoir in Anyue Gasfield

组别	样品号	孔隙度 /%	渗透率 /mD	模拟单井日产量 / 10^4m^3
裂缝型储层	1	1.09	0.1022	4.95
	2	1.56	0.1864	14.04
	3	1.82	0.9866	9.88
	4	1.83	0.2911	23.69
	5	2.08	0.2205	21.39
	6	2.15	0.0067	2.06
	7	3.15	0.1566	11.56
	8	3.66	1.5252	57.03
	9	4.7	1.1462	61.55
	10	5.45	1.7333	70.99
基质孔型储层	11	1.56	0.0048	1.72
	12	1.84	0.0067	1.69
	13	2.08	0.0089	2.25
	14	2.25	0.0079	2.45
	15	2.52	0.0486	5.42
	16	3.05	0.0802	6.35
	17	3.46	0.0269	7.88
	18	3.59	0.1484	8.93
	19	3.97	0.1073	7.28
	20	4.33	0.1251	8.65
	21	5.08	0.6795	25.85

3.2 模拟单井日产量与孔隙度、渗透率相关性差异特征

安岳气田灯影组所在埋深工业气井产能标准为 $2.0\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$, 根据裂缝型储层实验结果, 该阈值所对应的孔隙度下限、渗透率下限分别为0.7%, 0.008mD; 根据基质孔型储层实验结果, 该阈值所对应的孔隙度下限、渗透率下限分别为1.9%, 0.006mD(图5)。两组岩样通过产能模拟实验所确定孔隙度下限范围0.7%~1.9%过宽, 孔隙度下限值难以直接确定; 但渗透率下限基本一致。分析认为产量与渗透率强相关, 储层强非均质性对渗透率下限的影响较小, 可确定灯影组渗透率下限值为0.008mD, 产量与孔隙度相关性不高, 储层强非均质性对孔隙度下限影响较大, 无法直接通过产能模拟法确定 L_ϕ 。这就引出研究储层孔隙度、渗透率的关系, 通过渗透率下限反推孔隙度下限的思路。

4 等量代换法确定储层孔隙度下限

4.1 等量代换法原理

容积法估算地质储量的基础是准确算出油气藏有效储层的储集空间体积^[1], L_ϕ 是用来划分有效储层段的标尺, 可以过滤掉无效储层, 使储量估算更准确, 但根据裂缝型储层和基质孔型储层产能模拟实验, 在现有样品条件下, 灯影组储层渗透率下限 L_k 为定量, 孔隙度下限 L_ϕ 是变量, 为了确定 L_ϕ , 本文探索一种统计学方法, 称为等量代换法, 该方法的原理为: 对油气藏主要储层段岩心按深度均匀钻取的柱塞样品进行孔隙度、渗透率分析实验, 实验结果基本可代表该油气藏储层孔隙度、渗透率分布(图6)。以 L_ϕ 和 L_k 为分界线可将所取柱塞样分为4个区域(图6), 区域Ⅰ和区域Ⅱ为 L_k 划分的有效储层, 区域Ⅰ和区域Ⅳ为 L_ϕ 划分的“有效”储层, 用岩样孔隙度值表示该处

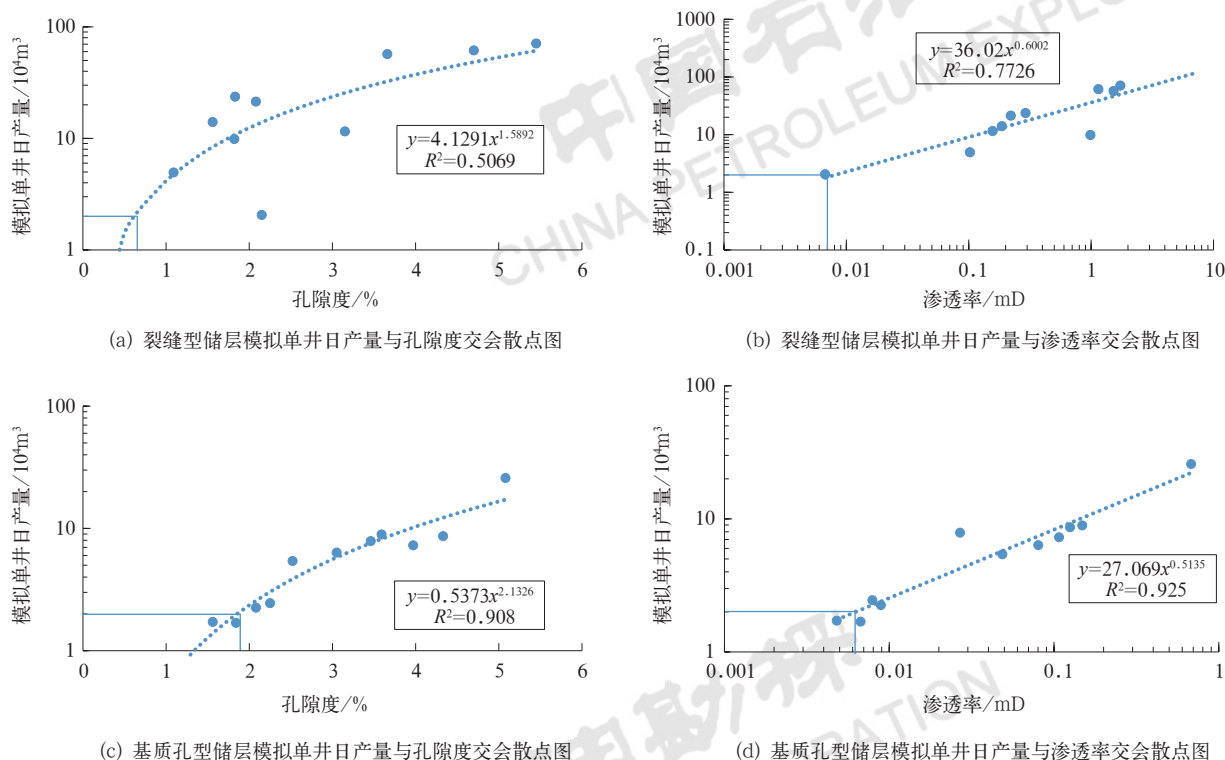


图5 安岳气田灯影组产能模拟实验结果分析图

Fig.5 Analysis of production capacity simulation results of Dengying Formation reservoir in Anyue Gasfield

岩样的储集空间体积,当区域Ⅱ孔隙度之和与区域Ⅳ孔隙度之和相同时, L_{ϕ} 划分的“有效”储层与 L_k 划分的有效储层在储集空间总体积上一致(图6)。等量代换法确定的 L_{ϕ} 用来划分“有效”储层,虽然会漏掉一部分低孔高渗储层(区域Ⅱ),但会用另一部分高孔低渗无效储层(区域Ⅳ)代换掉这部分储层的损失,可在现有技术条件下逼近真实的储集空间总体积。

4.2 等量代换法使用说明

以安岳气田灯影组气藏为例,等量代换法确定孔隙度下限的步骤包括:(1)选择可以覆盖目标气藏主要储层段的岩心均匀取样,一般1m岩心取3~4个柱塞样品,称为目标岩样;(2)对目标岩样进行常规孔隙度、渗透率分析实验,取得目标岩样孔隙度、渗透率数据(图4);(3)从目标岩样中选择若干(一般10~20个)实验岩样进行产能模拟实验(表1),并以工业产油气标准为阈值确定 L_k (图5b、d),本文中 L_k 定为0.008mD;(4)根据 L_k 将目标岩样分为有效岩样和无效岩样两组(图6);(5)有效岩样组(区域Ⅱ)从小到大累加孔隙度值,形成有效岩样累计孔隙度曲线(图6中黄色曲线),代表区域Ⅱ孔隙度之和;无效岩样组(区域Ⅳ)从大到小累加孔隙度值,形成无效岩样累计孔隙度曲线(图6中蓝色曲线),代表区域Ⅳ孔隙度之和。两条曲线的交点意味着 L_{ϕ} 漏掉的有效储层(区域Ⅱ)储集空间可被其多划分的无效储层(区域Ⅳ)代换,储集空间总体积逼近真实值,这个交点对应的X值为1.56%,即为 L_{ϕ} 。

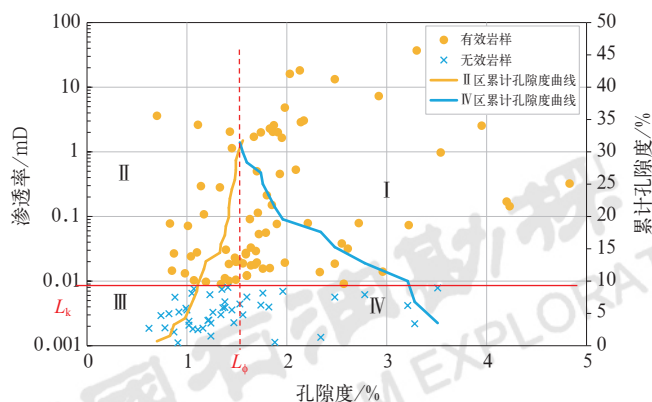


图6 以等量代换法确定安岳气田灯影组孔隙度下限原理图

Fig.6 Schematic diagram for determining the lower limit of porosity of Dengying Formation reservoir in Anyue Gasfield by using equivalent substitution method

5 结论

(1) 四川盆地碳酸盐岩储层具有多孔隙类型、复杂孔喉结构和发育不均匀裂缝的强非均质性特征,用于划分有效储层的孔隙度下限为一较宽区间变量。

(2) 根据强非均质性储层岩心产能模拟实验,以工业产气标准为阈值确定的孔隙度下限具有很大偶然性, L_{ϕ} 划分有效储层结果不可靠;但渗透率下限受储层非均质性影响较小, L_k 可较为准确地划分有效储层。

(3) 基于容积法地质储量估算原理,若 L_{ϕ} 与 L_k 划分的有效储层在储集空间总体积上一致,则使用 L_{ϕ} 就可达到使用 L_k 划分有效储层并估算地质储量的效果。根据气藏产能特征,结合大量岩样的物性数据,通过等量代换确定的 L_{ϕ} ,相比于只运用产能模拟实验确定的 L_{ϕ} 更能代表强非均质性储层储集空间整体面貌,划分有效储层厚度并估算储量更接近真实值。

(4) 运用等量代换法确定四川盆地灯影组储层孔隙度下限为 1.56%, 小于经验值 2%, 说明孔隙度处于 1.56%~2% 也具有工业产能,为灯影组向孔隙度更低的层段勘探求产提供了理论依据。

参考文献

- [1] 刘成川. 应用产能模拟技术确定储层基质孔、渗下限[J]. 天然气工业, 2005,25(10):27-29.
Liu Chengchuan. Determining the porosity and permeability lower limits of reservoir matrix by productivity simulation technique[J]. Natural Gas Industry, 2005,25(10):27-29.
- [2] 李焯, 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.
Li Ye, Sima Liqiang, Yan Jianping, et al. Determination of petrophysical property cutoffs of tight sandstones gas reservoirs: a case study of T_3x^2 gas reservoirs in P area in central Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014,34(4):52-56.
- [3] 徐发, 时琼, 陆克峰, 等. 非常规致密砂岩储层产能模拟分析: 以西湖凹陷 Z 构造为例[J]. 中国海上油气, 2013,25(2):52-55.
Xu Fa, Shi Qiong, Lu Kefeng, et al. The productivity simulation analysis of unconventional tight sandstone reservoir is based on the Z structure in Xihu Sag[J]. China Offshore Oil and Gas, 2013,25(2):52-55.
- [4] 王亮国, 唐立章, 邓莉, 等. 致密储层物性下限研究: 以川西新场大邑为例[J]. 钻采工艺, 2011,34(6):33-36.
Wang Lianguo, Tang Lizhang, Deng Li, et al. A case study on the lower limit of physical property of tight reservoirs in Dayi, Xinchang, western Sichuan[J]. Drilling & Production Technology, 2011,34(6):33-36.
- [5] 安文宏, 杨文静, 石小虎, 等. 致密砂岩储层物性下限求取的一种新方法: 产能模拟法[J]. 内蒙古石油化工, 2013(23):112-114.
An Wenhong, Yang Wenjing, Shi Xiaohu, et al. A new method on petrophysical lower standard study of tight sandstone effective reservoirs: production simulation test method[J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2013(23):112-114.
- [6] 中华人民共和国国土资源部. 石油天然气储量估算规范: DZ/T 0217—2020[S]. 北京: 中国标准出版社, 2020.
Ministry of Land and Resources of the People's Republic of China. Regulation of petroleum reserves estimation: DZ/T 0217—2020[S]. Beijing: China Standard Press, 2020.
- [7] 洪有密. 测井原理和综合解释[M]. 东营: 中国石油大学出版社, 2008:176-177.
Hong Youmi. Logging principles and comprehensive interpretation[M]. Dongying: China University of Petroleum Press, 2008:176-177.
- [8] 马新华, 闫海军, 陈京元, 等. 四川盆地安岳气田震旦系气藏叠合岩溶发育模式与主控因素[J]. 石油与天然气地质, 2021,42(6):1281-1291.
Ma Xinhua, Yan Haijun, Chen Jingyuan, et al. Development patterns and constraints of superimposed karst reservoirs in Sinian Dengying Formation, Anyue Gasfield, Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2021,42(6):1281-1291.
- [9] 文龙, 王文之, 张健, 等. 川中高石梯—磨溪地区震旦系灯影组碳酸盐岩岩石类型及分布规律[J]. 岩石学报, 2017,33(4):1285-1294.
Wen Long, Wang Wenzhi, Zhang Jian, et al. Classification of Sinian Dengying Formation and sedimentary evolution mechanism of Gaoshiti-Moxi area in central Sichuan Basin[J]. Acta Petrologica Sinica, 2017,33(4):1285-1294.
- [10] 姚根顺, 郝毅, 周进高, 等. 四川盆地震旦系灯影组储层储集空间的形成与演化[J]. 天然气工业, 2014,34(3):31-37.
Yao Genshun, Hao Yi, Zhou Jingao, et al. Formation and evolution of reservoir spaces in Sinian Dengying Formation of the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014,34(3):31-37.
- [11] 王修齐, 许红, 宋家荣, 等. 高石梯—龙王庙大气田发现与四川盆地震旦—寒武系油气地质特征及成藏[J]. 海洋地质前沿, 2016,32(3):24-32.
Wang Xiuqi, Xu Hong, Song Jiarong, et al. Geologic characteristics of the Leshan-Longnvisi paleo-high, Sichuan Basin and their bearing on hydrocarbon accumulation[J]. Marine Geology Frontiers, 2016,32(3):24-32.
- [12] 罗冰, 杨跃明, 罗文军, 等. 川中古隆起灯影组储层发育控制因素及展布[J]. 石油学报, 2015,36(4):416-426.
Luo Bing, Yang Yueming, Luo Wenjun, et al. Controlling factors and distribution of reservoir development in Dengying Formation of paleo-uplift in central Sichuan Basin[J]. Acta Petrologica Sinica, 2015,36(4):416-426.
- [13] 王爱, 钟大康, 党录瑞, 等. 川东地区震旦系灯影组储层特征及其控制因素[J]. 现代地质, 2015,29(6):1398-1408.
Wang Ai, Zhong Dakang, Dang Lurui, et al. Reservoir characteristics and control factors of Sinian Dengying Formation in the eastern Sichuan Basin[J]. Geoscience, 2015,29(6):1398-1408.
- [14] Duan Yajun, Xie Jun, Li Baichuan, et al. Lithology identification and reservoir characteristics of the mixed siliciclastic-carbonate rocks of the lower third member of the Shahejie Formation in the south of the Laizhouwan Sag, Bohai Bay Basin, China[J]. Carbonates and Evaporites, 2020,35(2):35-55.
- [15] Richard J, Sizun J P. Control on carbonate reservoir properties along a shallowing-upward sequence: the middle oxfordian jura inner platform predictive model[J]. Marine and Petroleum Geology, 2023,153:396-404.
- [16] Erragragui M, Masrour A, Benbaqqal H, et al. Diagenetic evolution and carbonate reservoir quality of the Domesian-Bajocian South-Rifain Ridges, Morocco[J]. Journal of African Earth Sciences, 2023:104860.