

渤海湾盆地济阳坳陷 中深层低渗砂砾岩油藏控制储量升级标准

李 姝, 黄学斌, 肖玉茹, 郑振恒, 刘丽琼

(中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083)

摘要:近年来,砂砾岩油藏作为重要勘探对象,在多个含油气盆地中获得重大突破。截至 2019 年底,渤海湾盆地济阳坳陷保有的中深层低渗控制储量占到中国石化低渗储量的 15%。但受控于升级标准缺乏及主控因素不清等因素,这些控制储量哪些可以升级,目前尚未形成系统的升级标准。通过已升级储量的状况分析,结合低渗砂砾岩油藏探明储量特点,明确了储层有效性、产能及经济性是影响控制储量升级的主要因素,并分别优选了表征参数。重点研究了合理的初期产量和递减率确定方法。建立了不同地质条件、不同油价下的中深层低渗砂砾岩油藏控制储量升级为探明储量的两级标准:一级为不同埋深、不同渗透率的储层有效性下限标准(包括地下原油黏度、有效厚度、有效孔隙度和含油饱和度等参数);二级为不同井深、不同油价下的单井产能和经济可采储量下限标准,为济阳坳陷中深层低渗砂砾岩油藏储量升级潜力评价提供了依据。通过未升级控制储量区块的实例分析,筛选出的升级潜力区块与区块后续的升级效果基本吻合,验证了上述升级标准的可靠性与合理性。

关键词:关键参数;储量升级标准;单井产能;最小经济可采储量

中图分类号:TE122.23

文献标识码:A

Controlled reserve upgrade standard for middle-deep low permeability glutenite reservoirs in Jiyang Depression, Bohai Bay Basin

LI Shu, HUANG Xuebin, XIAO Yuru, ZHENG Zhenheng, LIU Liqiong

(SINOPEC Petroleum Exploration and Production Research Institute, Beijing 100083, China)

Abstract: Glutenite reservoirs are one of the major targets for petroleum exploration, and some important breakthroughs have been made in many oil-bearing basins in recent years. Through 2019 glutenite reservoirs in the Jiyang Depression of Bohai Bay Basin accounted for 15% of the total low permeability controlled reserves of SINOPEC. However, due to the lack of upgrade standards and the unclear main control factors, which of these controlled reserves can be upgraded is also unclear. Based on the status analysis of upgraded reserves and the characteristics of proved reserves in low permeability glutenite reservoirs, it is suggested that reservoir effectiveness, productivity and economy are the main factors that influence the controlled reserve upgrade. The key parameters for characterizing and controlling reserve upgrading were determined, and the methods for determining rational production and decline rate were studied in detail. A two-level standard for the upgrading of controlled reserves in low permeability glutenite reservoirs was established under different geological conditions and oil prices. First, the lowest limit for reservoir effectiveness was assessed under different permeability and burial depth, such as in situ crude oil viscosity, effective thickness, effective porosity and oil saturation. Second, the lowest limit for single well productivity and minimum economic recoverable reserves of individual wells under different burial depth and oil price was considered. The results provide a basis to evaluate the upgrading potential of controlled reserves of low permeability glutenites in the middle and deep layers of Jiyang Depression. The selected upgrade potential of a block is basically consistent with the subsequent upgrade effect of that block, which verifies the reliability and rationality of the above upgrade standard.

Key words: key parameters; reserve upgrade standard; single well productivity; minimum economic recoverable reserves

收稿日期:2020-04-28;修订日期:2020-10-26。

作者简介:李姝(1975—),女,高级工程师,从事储量评估研究与管理工。E-mail:lishu.syky@sinopec.com。

基金项目:中国石化科技部项目(P18055-4)资助。

砂砾岩体是陆相断陷盆地陡坡带广泛发育的一种典型的沉积体。砂砾岩体油气勘探在渤海湾盆地济阳拗陷、南襄盆地泌阳凹陷、准噶尔盆地玛湖凹陷^[1]均获得了巨大突破。济阳拗陷砂砾岩体是今后勘探的重点方向之一,主要分布在东营、渤南和车镇等凹陷(洼陷)的北部陡坡带。勘探开发实践表明,受沉积作用、成岩作用的影响,砂砾岩储层横、纵向变化快,储集性能整体偏差,大多数属低孔低渗或特低渗储层,且非均质性极强,不同期次扇体之间界线不明显,含油性差异大^[2]。

前人对济阳拗陷砂砾岩的研究主要集中在地震特征^[3]、储层成因^[4-5]、储层分类^[6-9]等方面,同时对低渗透砂岩油藏控制储量升级的影响因素及评价参数也进行了分析,以储量规模、产能(单井产能、采油速度)和井网密度作为储量升级评价参数^[10]。采用分级法或样本等区间劈分法建立了评价参数标准^[10]。由于控制储量阶段取得的各类资料都相对较少,上述3个参数的确定存在着较大的不确定性。通过剖析济阳拗陷低渗透砂砾岩探明和保有控制储量特点,对影响控制储量升级的主控因素及评价标准进行了研究。明确了储层有效性、产能及经济性是影响控制储量升级的主要因素,并分别优选了表征关键参数。表征储层有效性的主要参数包括油层埋藏深度、有效厚度、有效孔隙度和含油饱和度;反映原油渗流能力的参数主要是油层渗透率和地层原油黏度;表征产能及经济性的主要参数包括合理的初期产量、递减律和单井最小经济可采储量。在勘探阶段主要是由试油结果反映产能,存在数据少、不确定性大的特点,而试油与试采产量之间存在正相关性。通过大量的统计分析和多元回归等方法,建立了控制储量升级的两级标准:一级为储层有效性下限标准;二级为单井产能和经济可采储量下限标准。

1 济阳拗陷砂砾岩保有控制储量特点

截至2019年底,济阳拗陷砂砾岩体保有低渗透控制储量占中国石化保有低渗控制储量的15%,主要分布在东营凹陷的滨县凸起南坡、盐家、胜坨油田和沾化凹陷的义东、埕东、渤南等多个油田,主要含油层系为沙三段和沙四段。

保有低渗透砂砾岩体控制储量区块28块,主要分布在中深层(2 100~4 100 m);含油面积差异大,为0.5~26 km²,平均5.45 km²,其中5~10 km²的占比36%;储层有效厚度6.6~50 m,平均19.1 m,其中10~25 m的占比46%,厚度较大;有效孔隙度

6%~20%,平均11.8%,其中10%~12%的占比39%;渗透率 $(0.8\sim 50)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,平均 $15.5\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$;含油饱和度50%~66.2%,平均59%;多为常压油藏,少部分存在异常高压;区块单井平均试油初期产量4.1~43.5 t/d;可采储量丰度 $(4.76\sim 29.96)\times 10^4\text{ m}^3/\text{km}^2$,平均 $14.07\times 10^4\text{ m}^3/\text{km}^2$,其中 $(10\sim 16)\times 10^4\text{ m}^3/\text{km}^2$ 的占比36%,多为低丰度油藏(图1)。

2 影响控制储量升级的主控因素

控制地质储量与探明地质储量的主要差别在于地质认识程度和经济性的不同。参考国家标准《油气矿产资源储量分类:GB/T 19492—2020》,探明地质储量与控制地质储量相比,勘探工作量有所增加,查明了油气藏类型、储集类型、驱动类型、流体性质及分布、产能等,流体界面或油气层底界应是钻井、测井、测试或可靠压力资料证实的;勘探开发程度和地质认识程度有了较大的提高;经评价勘探证实油气藏可提供开采并能获得经济效益,具有经济性^[11]。通过对比,控制地质储量升级为探明地质储量,首先需要进一步认识储量的落实程度,尤其是对油气藏非均质性的认识;其次主要是提高单井产能和有效控制成本,达到经济有效开发的探明储量申报条件。

济阳拗陷砂砾岩体埋深大于2 200 m、渗透率小于 $50\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 的中深层低渗砂砾岩体主要油藏类型为扇根封堵的岩性油藏,具有油层厚度大、纵向叠合、平面连片、扇中富集、油水关系复杂的特征。低渗—致密储层的渗流能力差,但储层厚度大,自然产能低,均需压裂投产。需要优化压裂改造技术,产生优势通道,提高产能。因构造、储层或含油性等方面的非均质性严重,导致不同部位产能差异大。因此制约其控制储量是否能够升级的重要因素分为内在因素和外在因素:内在因素是指储层本身的地质因素,即储层的有效性;外在因素是指现有工艺技术条件下的经济性。

3 关键参数及升级下限标准

济阳拗陷中深层低渗透砂砾岩油藏控制储量的升级受内在与外在双因素控制。通过相关性分析,选取决定两因素的关键表征参数,并确定其升级下限标准。

3.1 储层有效性参数及升级下限标准

3.1.1 储层有效性参数

中深层低渗砂砾岩体储层有效性与油藏类型、

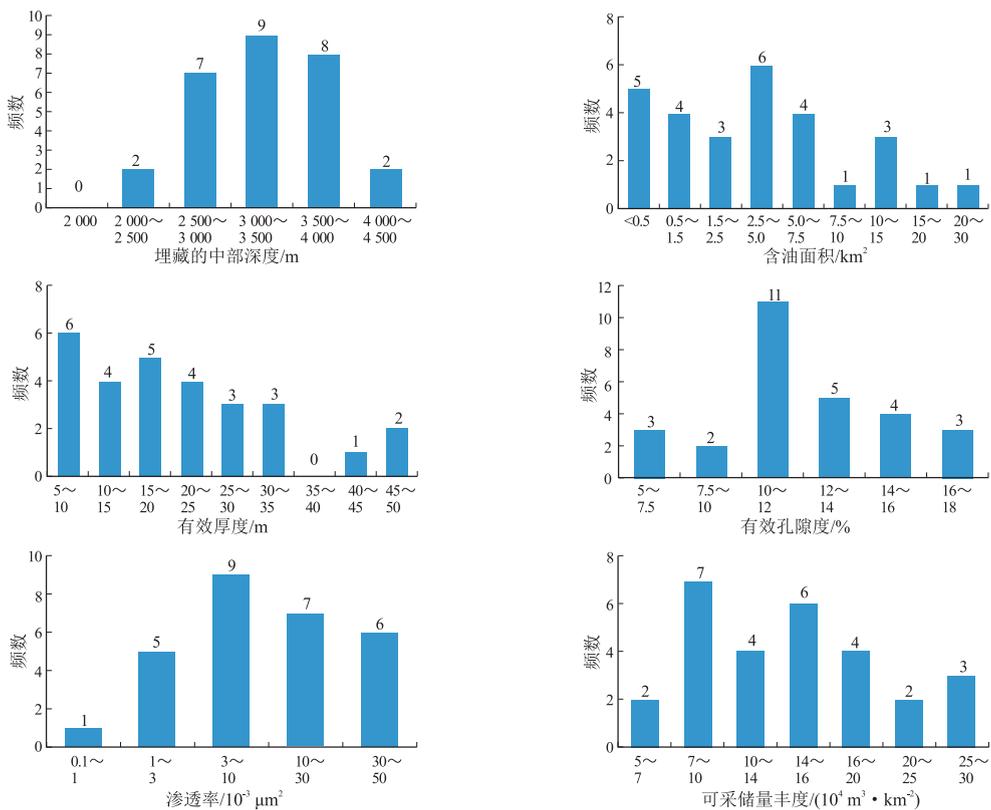


图 1 渤海湾盆地济阳坳陷低渗透砂砾岩体保有控制储量参数分布

Fig.1 Controlled reserve parameters of low permeability glutenite reservoirs in Jiyang Depression, Bohai Bay Basin

储层物性、油藏埋藏深度、胶结物类型、原油性质、地层压力、储量规模及可采储量丰度等有密切关系^[12-22]。研究发现,对于中深层低渗砂砾岩体油藏,在控制储量升级为探明储量后,埋藏深度、原油性质、储层物性、可采储量丰度等几个参数升级前后变化不大,而可采储量丰度能够从一定程度上反映储层有效性。通过相关性分析,可采储量丰度与埋藏深度、储层有效厚度、有效孔隙度、含油饱和度、储层渗透率、地层原油黏度相关性好。优选这 6 个参数,利用多元回归的方法确定各地质参数及对应的影响系数,获得济阳坳陷中深层低渗砂砾岩体油藏可采储量丰度的计算模型,进而评价控制储量区的储层有效性。本次模拟未考虑生产压差、压裂级数对油层产油能力的影响,获得的预测值与实际可采储量丰度的相关系数(R)为 0.898。

$$Y = -0.00375H + 17.378S_1 + 0.0438S_2 + 8.162$$

$$R = 0.898$$

$$S_1 = h\Phi S_0$$

$$S_2 = K/\mu_0$$

式中: Y 为可采储量丰度, $10^4 \text{ m}^3/\text{km}^2$; H 为油藏埋藏深度, m ; S_1 为油藏储层质量系数, f ; S_2 为油层产

油能力系数, f ; h 为油层有效厚度, m ; Φ 为油层有效孔隙度, f ; S_0 为油层含油饱和度, f ; K 为油层渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; μ_0 为油层地层原油黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$ 。

埋藏深度、有效厚度、有效孔隙度、含油饱和度四参数评价储层质量;地下原油黏度和渗透率两参数分析储层渗流能力。

3.1.2 储层有效性下限标准

根据渗透率与埋藏深度分为 4 类,即中浅层低渗、中深—深层低渗、特低渗和致密砂砾岩油藏。由于中浅层低渗砂砾岩油藏较少,主要以中深—深层低渗砂砾岩油藏为研究对象。基于已升级储量的统计分析,建立了 3 种中深—深层低渗砂砾岩油藏升级的储层有效性下限标准。

中深—深层低渗砂砾岩油藏储层有效性下限标准:油藏埋深 2 000~3 900 m;渗透率 $(10 \sim 50) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;有效厚度 2.9~44 m,94%的油藏有效厚度不低于 3.5 m,有效厚度下限标准定为 3.5 m;有效孔隙度 8.6%~25%,由于地层压实作用,随埋藏加深,有效孔隙度逐渐减小,因此其下限也随埋藏加深而逐渐变小,97%的油藏有效孔隙度不低于 11%;含油饱和度 51%~70%,其下限标准定为 50%;地下原油黏度 0.4~38.45 $\text{mPa} \cdot \text{s}$,95%的油藏其地下原油黏度不高于 20 $\text{mPa} \cdot \text{s}$,其下限标准

定为不高于 20 mPa · s。综合评判可采储量丰度下限一般不低于 4.4×10⁴ m³/km²。

中深层特低渗砂砾岩油藏储层有效性下限标准:油藏埋深 2 000~3 500 m;渗透率(3~10)×10⁻³ μm²之间;有效厚度 4.4~49.4 m,92%的油藏有效厚度不低于 4.5 m,85%的油藏有效厚度大于 8.5 m,有效厚度下限标准定为 4.5 m;有效孔隙度 9%~21%,其下限定为 9%;含油饱和度 58%~66%,其下限标准定为 55%;地下原油黏度 0.5~5.2 mPa · s,其下限标准定为不高于 5 mPa · s。综合评判可采

储量丰度下限一般不低于 4.7×10⁴ m³/km²。

中深—深层致密砂砾岩油藏储层有效性下限标准:油藏埋深 2 800~3 900 m;渗透率(0.9~3)×10⁻³ μm²;有效厚度 6~41.4 m,83%的油藏有效厚度大于 8.0 m,有效厚度下限标准定为 6 m;有效孔隙度 7.3%~16%,其下限标准定为 7%;含油饱和度 51%~62%,其下限标准定为 50%;地下原油黏度 0.3~3.9 mPa · s,其下限标准定为不高于 4 mPa · s(表 1,图 2)。综合评判可采储量丰度下限一般不低于 4×10⁴ m³/km²。

表 1 渤海湾盆地济阳拗陷低渗透砂砾岩储层有效性参数下限
Table 1 Lower limit of reservoir effectiveness parameters of low permeability glutenites in Jiyang Depression, Bohai Bay Basin

油藏类型	油藏埋深/m	有效厚度/m	有效孔隙度/%	含油饱和度/%	地下原油黏度/(mPa · s)	可采储量丰度/(10 ⁴ m ³ · km ⁻²)
中深—深层低渗	2 000~3 900	≥3.5	≥11	≥50	≤20	4.4
中深层特低渗	2 000~3 500	≥4.5	≥9	≥55	≤5	4.7
中深—深层致密	2 800~3 900	≥6	≥7	≥50	≤4	4.0

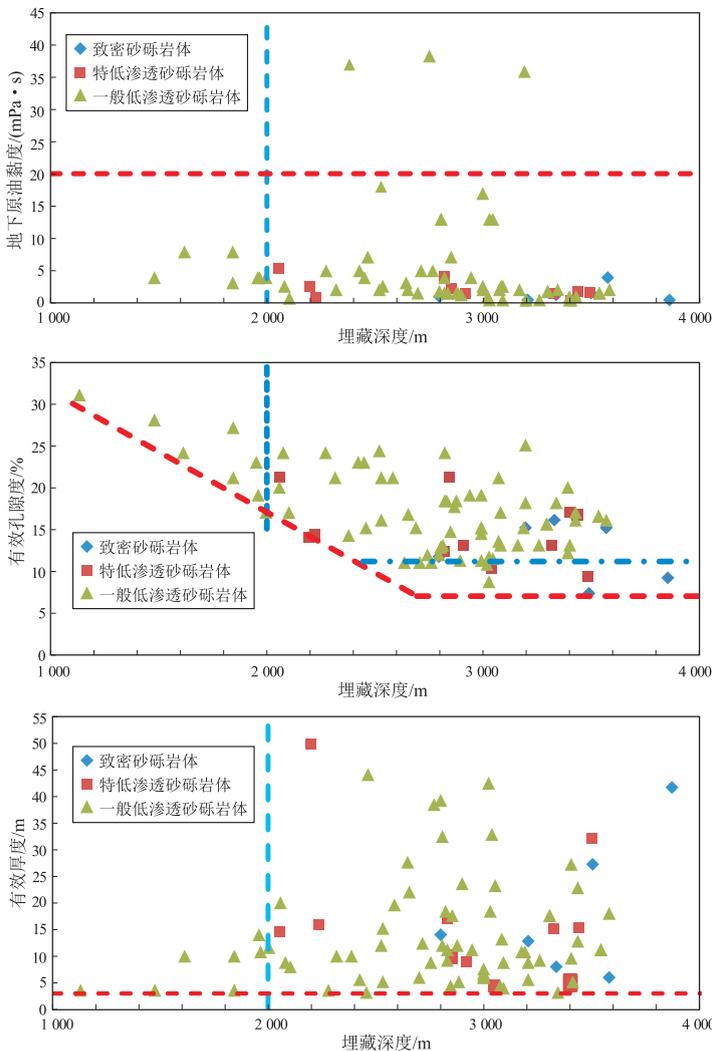


图 2 渤海湾盆地济阳拗陷低渗透砂砾岩油藏储层有效性参数下限图版

Fig.2 Lower limit chart of reservoir effectiveness parameters of low permeability glutenite reservoirs in Jiyang Depression, Bohai Bay Basin

3.2 产能和经济性的确定及升级下限标准

外在因素是指开采油藏的工艺技术条件,从试油产量、初期试采产量、递减率等参数出发,可评价常规或压裂等开采技术下的产能及经济下限可采储量。

在控制储量阶段,探井或评价井的试采时间较短,有些甚至未进行试采,只有试油相关数据资料。初期产能多用试油井的产量进行表征,直接采用测试产量来评价产能进而衡量是否具有商业价值极不合理。为合理评价其升级潜力,有必要通过试油产量合理确定初期产能,再进行经济性评价。

3.2.1 初期合理产能研究

分析济阳坳陷低渗透油藏“十五”以来有试油、试采和生产的探井数据,选择测试层位与生产层位一致、生产时间连续一年以上探井 133 井次进行分析。这些探井主要分布在东营凹陷和沾化凹陷,试油层位主要为沙三段和沙四段。不同的油层条件、试油措施(是否压裂)、试油方式(自喷或泵抽)和开发方式(弹性开发或注水开发),其试采初期稳定产量与试油产量均呈线性相关,但二者之间的折算系数范围较大,在 0.3~0.7 之间,平均值 0.46(图 3)。弹性开发方式的低渗透单元平均单井产能是试油产量的 40%,而注水开发条件下平均单井产能是试油产量的 57%。砂砾岩低渗透层的试采产量与试油产量的折算系数平均为 0.59。

3.2.2 递减规律研究

根据 2010 年以来低渗油藏投产新井的情况统计,初期递减率较大,在 30%~46%之间,平均递减率 38.3%,2014—2016 年投产的新井以斜井为主,占新投产井数的 89%,初期平均递减率 32.3%;1 年后产量递减明显减缓,平均递减率 14.3%(图 4)。

按渗透率分类,2014—2016 年投产的新井中有 83%属于一般低渗,渗透率介于 $(10\sim 50)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$;

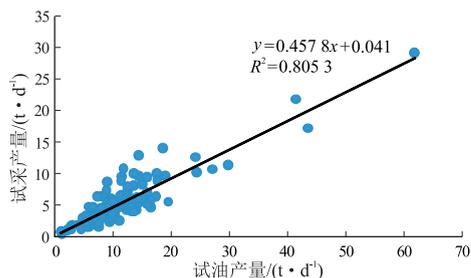


图 3 渤海湾盆地济阳坳陷低渗透油藏试采初期产量与试油产量关系

Fig.3 Relationship between test production and initial production of low permeability reservoirs in Jiyang Depression, Bohai Bay Basin

特低渗透率的井(渗透率介于 $(3\sim 10)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$)占 15%;在致密砂岩(渗透率小于 $3\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$)储层投产的新井仅占 2%。一般低渗的新井初期平均递减率 30.5%,1 年后产量递减明显减缓,后期平均递减率 10.5%;特低渗的新井第一年的递减率 42.6%,前三年年平均递减率 30%,后期产量递减相对较缓(图 4)。

3.2.3 单井产能和经济可采储量下限标准

渗透率大于 $30\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 的低渗砂砾岩油藏一般采用直井水驱开发;渗透率介于 $(10\sim 30)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 之间的低渗砂砾岩油藏一般采用直井小型压裂水驱开发;特低渗砂砾岩油藏一般采用直井大型压裂(仿水平井)水驱开发。中深层致密砂砾岩油藏一般采用直井 CO_2 驱或水平井分段压裂弹性开

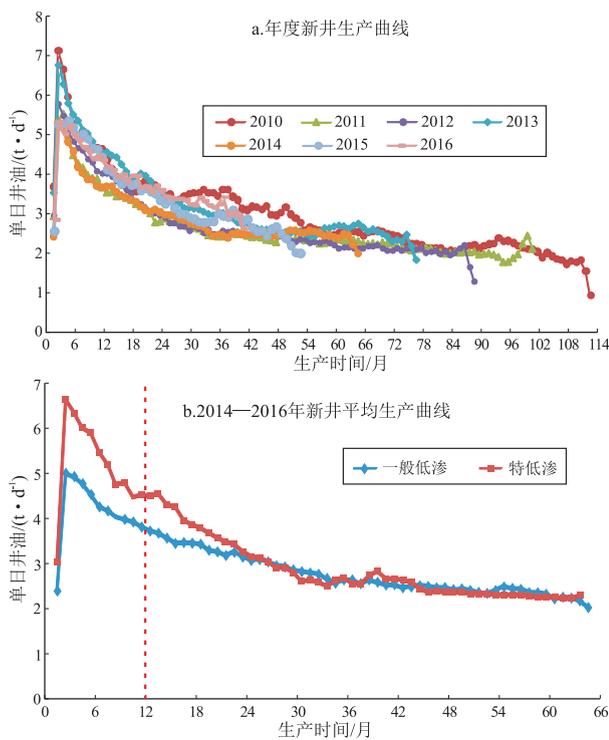
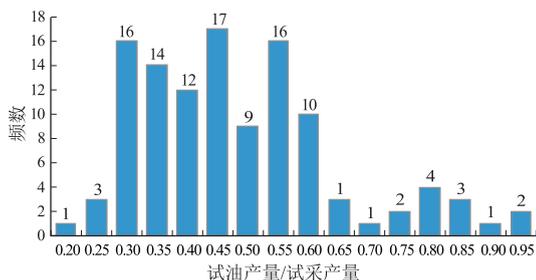


图 4 渤海湾盆地济阳坳陷低渗油藏新井日产量曲线

Fig.4 Oil daily production curves of new wells in low permeability reservoirs in Jiyang Depression, Bohai Bay Basin



发, 在 70 \$/bbl 油价及当前技术条件下, 实现经济有效开发的难度较大。

采用上一年同类型开发区块实际发生值选取投资参数(单井投资、单井固定操作成本、单位可变操作成本、管理费用等), 各种税率依据实际发生值和相关规定取值。预测产能剖面时, 初期递减大, 递减率 32.3%, 1 年后产量递减明显减缓, 递减率 14.3%, 评价期 15 年。

考虑油价、油藏类型、开发方式、投资规模、操作成本、初期产量和递减规律等, 应用现金流法计算净现值为 0 时的单井最小经济可采储量, 从而迭代计算不同井深、不同油价下的单井经济极限初期产量(图 5), 从而反算控制储量升级所需试油产量界限(表 2)。埋深在 3 500 m 左右的低渗透砂砾岩体控制储量升级的试油产量在油价 40~80 \$/bbl 下的下限标准会从 20.3 t/d 下降到 7.3 t/d。油价 40~80 \$/bbl 下的单井最小经济可采储量下限标准会从 1.87×10^4 t 下降到 0.67×10^4 t。

如果采用市场机制和工程公司合作等方式降低开发成本, 济阳拗陷低渗油藏控制储量的升级下限标准可能会下降。在目前低油价情况下, 致密—特低渗储量升级的可能性较小。不同的开发方式, 在初产、递减率发生变化时, 控制储量升级下限标准应进行适当调整。

4 实例应用和方法验证

4.1 升级性评价

首先根据油藏埋深、储层有效厚度、有效孔隙度、含油饱和度、渗透率和地层原油黏度 6 个关键参数, 利用研究所得的模型计算表征储层有效性的参数——油藏储层质量系数(S_1)、油层产油能力系数(S_2)和可采储量丰度; 其次对照储层有效性下限标准筛选不同埋深、不同渗透率的升级潜力区块; 最后对照单井产能和经济性下限标准筛选出不同井深、不同油价下的升级潜力区块, 从而形成不同油价下的控制储量升级序列。

将济阳拗陷中深层低渗透砂砾岩控制储量 28 块根据渗透性分为 3 类, 其中中深—深层低渗透砂砾岩油藏 14 块、中深层特低渗砂砾岩油藏 8 块和中深—深层致密砂砾岩油藏 6 块, 其油藏埋深、储层有效厚度、有效孔隙度、含油饱和度、渗透率、地层原油黏度、试油产量及油藏储层质量系数、油层产油能力系数和可采储量丰度计算结果详见表 3。

根据建立的不同埋深、不同渗透率的储层有效性下限标准, 筛选出符合标准的升级潜力区块 16 块, 其中中深—深层低渗透砂砾岩油藏 9 块、中深层特低渗砂砾岩油藏 4 块和中深—深层致密砂砾岩油藏 3 块; 再次根据建立的不同井深、不同油价

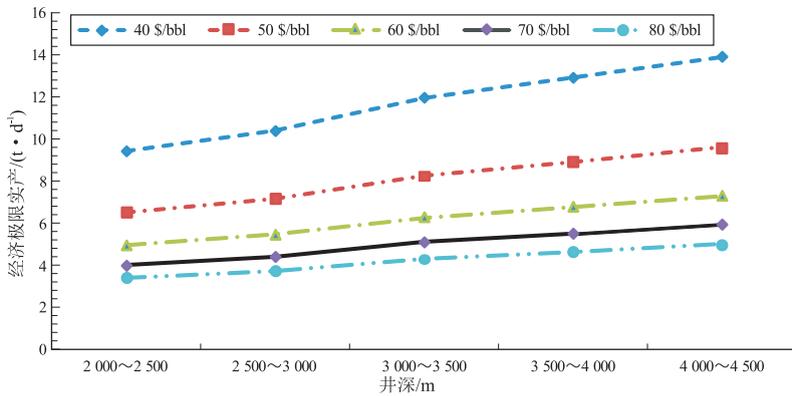


图 5 渤海湾盆地济阳拗陷低渗透油藏不同井深、不同油价下的经济极限初产示意
Fig.5 Economic limit of initial production of low permeability reservoirs in Jiyang Depression under different well depths and oil prices, Bohai Bay Basin

表 2 渤海湾盆地济阳拗陷低渗砂砾岩控制储量升级下限标准

Table 2 Standard for controlled reserve upgrade of low permeability glutenites in Jiyang Depression, Bohai Bay Basin

油藏埋深/m	折算试油产量/(t·d ⁻¹)					单井最小经济可采储量/10 ⁴ t				
	40 \$/bbl	50 \$/bbl	60 \$/bbl	70 \$/bbl	80 \$/bbl	40 \$/bbl	50 \$/bbl	60 \$/bbl	70 \$/bbl	80 \$/bbl
2 000~2 500	16.0	11.0	8.4	6.8	5.8	1.62	0.95	0.73	0.59	0.50
2 500~3 000	17.6	12.2	9.3	7.5	6.4	1.57	1.09	0.83	0.67	0.57
3 000~3 500	20.3	14.0	10.7	8.7	7.3	1.87	1.29	0.99	0.80	0.67
3 500~4 000	21.9	15.1	11.6	9.3	7.9	2.02	1.40	1.06	0.86	0.73
4 000~4 500	23.6	16.3	12.4	10.1	8.5	2.23	1.54	1.18	0.95	0.80

表 3 渤海湾盆地济阳坳陷低渗砂砾岩控制储量升级评价及升级效果分析

Table 3 Evaluation and effect analysis for controlled reserve upgrade of low permeability glutenites in Jiyang Depression, Bohai Bay Basin

油藏类型	区块名称	油藏埋深/m	有效厚度/m	有效孔隙度/%	含油饱和度/%	渗透率/ $(10^{-3} \mu\text{m}^2)$	地层原油黏度/ $(\text{mPa} \cdot \text{s})$	储层质量系数	油层产油能力系数	可采储量丰度/ $(10^4 \text{m}^3 \cdot \text{km}^{-2})$	试油产量/ $(\text{t} \cdot \text{d}^{-1})$	平衡油价/ $(\$ \cdot \text{bbl}^{-1})$	已升级年
中深— 深层 低渗	A1	2 570	11.3	13.8	62.8	41.7	2.04	0.98	20.44	16.45	10.0	60 左右	2013
	A2	2 799	28.8	11.0	62.1	16.0	12.70	1.97	1.26	31.96	11.1	70 左右	
	A3	2 800	41.0	11.0	64.8	18.1	11.50	2.92	1.57	48.47	12.9	50 左右	
	A4	2 980	9.0	10.2	66.2	18.1	5.12	0.61	3.54	7.74	9.0	60 左右	
	A5	2 985	25.9	12.6	58.0	58.0	29.00	1.89	2.00	29.90	9.0	60 左右	
	A6	3 250	5.5	17.5	61.5	14.3	2.70	0.59	5.30	8.35	8.5	70~80	
	A7	3 250	34.2	7.3	58.0	14.3	15.90	1.45	0.90	21.21	8.1	*	
	A8	3 474	5.9	14.6	70.3	15.9	2.31	0.61	6.88	6.04	11.9	60 左右	
	A9	3 660	11.2	5.9	60.0	74.0	1.37	0.40	54.00	3.76	7.4	*	
	A10	3 686	49.0	9.5	63.0	47.0	4.59	2.93	10.24	45.71	24.5	50~60	
	A11	3 750	23.9	10.5	58.6	60.8	13.40	1.47	4.54	19.84	9.8	*	
	A12	3 793	5.1	14.6	70.3	15.9	3.99	0.52	3.98	3.15	22.6	*	
	A13	3 850	30.8	10.9	61.5	47.0	4.47	2.06	10.51	29.98	43.5	50~60	
	A14	3 980	9.8	13.0	61.0	10.4	16.00	0.78	0.65	6.82	18.0	*	
中深层 特低渗	B1	2 250	24.7	11.7	67.2	7.3	4.57	1.94	1.61	33.51	18.7	60~70	2019
	B2	2 770	19.9	17.0	61.5	7.2	1.74	2.08	4.14	34.10	24.3	60~70	
	B3	2 850	9.2	14.4	60.0	6.8	2.90	0.79	2.36	11.31	12.4	*	
	B4	3 062	12.7	7.8	60.2	9.5	17.30	0.60	0.55	7.13	7.8		
	B5	3 207	11.3	11.5	61.0	7.0	6.39	0.79	1.10	9.91	6.0	80 以上	
	B6	3 350	17.9	13.0	55.0	5.6	1.30	1.28	4.31	18.03	25.9	60 左右	
	B7	3 500	15.0	12.0	55.0	3.6	2.45	0.99	1.48	12.31	6.6	*	
	B8	4 100	14.8	11.4	60.0	5.7	0.40	1.01	14.25	10.96	25.0	*	
中深— 深层 致密	C1	3 222	30.3	8.9	56.2	2.5	3.32	1.52	0.75	22.53	6.0	70~80	2019
	C2	3 342	18.7	15.4	60.0	2.4	5.70	1.73	0.43	25.71	4.1	*	
	C3	3 800	50.0	6.0	50.0	0.8	2.45	1.50	0.33	19.99	12.0	*	
	C4	3 800	20.9	9.4	54.8	1.8	2.20	1.08	0.80	12.72	5.2	*	
	C5	3 900	13.2	10.1	58.1	2.8	1.02	0.77	2.76	7.04	6.2	*	
	C6	4 064	40.7	6.4	60.0	2.3	1.00	1.56	2.30	20.13	21.2	*	

注：* 为有效开发技术；红色字体为不达下限标准的数据。

下的单井产能和经济可采储量下限标准,筛选出符合标准的升级潜力区块 14 块,油价 60 \$/bbl 以下可升级的区块 8 块,其中中深—深层低渗透砂砾岩油藏 7 块和中深层特低渗砂砾岩油藏 1 块;油价 60~70 \$/bbl 之间可升级的区块 3 块,其中中深—深层低渗透砂砾岩油藏 1 块和中深层特低渗砂砾岩油藏 2 块;油价 70~80 \$/bbl 之间可升级的区块 2 块,其中中深—深层低渗透砂砾岩油藏 1 块和中深层特低渗砂砾岩油藏 1 块;油价 80 \$/bbl 以上可升级的中深—深层特低渗透砂砾岩油藏 1 块(表 3)。

在油价 70 \$/bbl 以下有升级潜力的 11 个区块,多为中深层低渗砂砾岩体油藏,储层质量系数和油层产油能力系数高,产能好,其中 3 块在 2013—2019 年间实现了升级。从评价结果看,埋

藏浅、储层质量系数和油层产油能力系数高、产能好的控制储量区块升级性高,基本符合油田开发实际。B4 区块为中深层特低渗砂砾岩油藏,虽然其储层有效性稍差,但它与 A3、A4 区块同属于一个砂砾岩扇体,与 A3、A4 区块一起进行经济评价是经济的,在 2019 年 3 块一起升级探明地质储量 500 多万吨。

当然,对于油田勘探的热点地区,尽管综合评价较低,由于储量规模大,也能升级。对于埋藏深度大,储层有效性和产油能力稍差的油藏,需要攻关“甜点”预测技术和有效的开发技术,提高产能,从而实现储量升级。

4.2 实例解剖

A4 块 2016 年上报 E_2s_4 控制含油面积 1.43 km^2 ,地质储量 $63.02 \times 10^4 \text{t}$,技术可采储量 $9.45 \times 10^4 \text{t}$ 。

油藏中部埋深 2 980 m, 沉积类型为近岸水下扇沉积, 有效厚度 9.0 m, 有效孔隙度 10.2%, 含油饱和度 66.2%, 渗透率 $18.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 地层原油黏度 5.12 mPa·s, 可采储量丰度 $7.74 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{km}^2$, 压裂后试油日产油 9.0 t, 油藏类型为构造—岩性油藏。

对照一级标准——中深—深层低渗砂砾岩油藏储层有效性下限标准: 油藏埋深 2 000~3 900 m; 渗透率 $(10 \sim 50) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 有效厚度下限标准 3.5 m; 有效孔隙度不低于 11%; 含油饱和度不低于 50%; 地下原油黏度不高于 20 mPa·s; 可采储量丰度下限不低于 $4.4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。A4 块各项关键参数均超过中深—深层低渗砂砾岩油藏储层有效性下限标准。根据试油产量, 对照二级标准——单井产能和经济可采储量下限标准, A4 块在油价 60 \$/bbl 左右可升级。

上报控制储量后 2017—2018 年新钻 5 口开发井, 压裂求产, 初期日产油 1.1~17.0 t, 单井初期平均日产油 10.7 t, 根据砂体描述, 结合 SMI 波形反演剖面和地球物理属性, 预测描述砂砾岩扇体。油藏受岩性控制, 高部位一般储层物性好, 多为油层, 低部位一般为干层。油藏认识基本清楚, 各项地质参数及产能均超过储量升级的下限标准, 并经开发方案经济评价, 平衡油价为 54 \$/bbl, 2019 年升级为探明储量 $57.95 \times 10^4 \text{ t}$ 。

5 结论与认识

(1) 基于影响控制储量升级的主控因素及开发生产规律研究, 建立了不同地质条件、不同油价下的低渗砂砾岩油藏控制储量升级为探明储量的两级标准: 一级为不同埋深、不同渗透率的储层有效性下限标准(包括地下原油黏度、有效厚度、有效孔隙度和含油饱和度等参数); 二级为不同井深、不同油价下的单井产能和经济可采储量下限标准。通过未升级控制储量区块的实例分析, 筛选出的升级潜力区块与区块后续的升级效果基本吻合, 验证了上述升级标准的可靠性与合理性。

(2) 济阳拗陷中深—深层低渗透砂砾岩 28 块控制储量, 根据建立的不同埋深、不同渗透率的储层有效性下限标准, 筛选出符合标准的升级潜力区块 16 块; 根据建立的不同井深、不同油价下的单井产能和经济可采储量下限标准, 筛选出符合标准的升级潜力区块 14 块, 油价 60 \$/bbl 以下可升级的区块 8 块, 油价 60~70 \$/bbl 之间可升级的区块 3 块, 油价 70~80 \$/bbl 之间可升级的区块 2 块, 油价 80 \$/bbl 以上可升级的区块 1 块, 形成了济阳

拗陷中深层低渗透砂砾岩油藏在不同油价下的升级序列。

(3) 若技术经济条件发生变化, 如技术进步、投资成本水平下降等, 低渗砂砾岩油藏控制储量升级探明储量的下限标准应进行调整。

参考文献:

- [1] 唐勇, 郭文建, 王霞田, 等. 玛湖凹陷砾岩大油区勘探新突破及启示[J]. 新疆石油地质, 2019, 40(2): 127-137.
TANG Yong, GUO Wenjian, WANG Xiatian, et al. A new breakthrough in exploration of large conglomerate oil province in Mahu Sag and its implications[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2019, 40(2): 127-137.
- [2] 王永诗, 王勇, 朱德顺, 等. 东营凹陷北部陡坡带砂砾岩优质储层成因[J]. 中国石油勘探, 2016, 21(2): 28-36.
WANG Yongshi, WANG Yong, ZHU Deshun, et al. Genetic mechanism of high-quality glutenite reservoirs at the steep slope in northern Dongying Sag[J]. China Petroleum Exploration, 2016, 21(2): 28-36.
- [3] 韩宏伟, 崔红庄, 林松辉, 等. 东营凹陷北部陡坡带砂砾岩扇体地震地质特征[J]. 特种油气藏, 2003, 10(4): 28-30.
HAN Hongwei, CUI Hongzhuang, LIN Songhui, et al. Seismic geology of glutenite fan in the North Actic region of Dongying Sag[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2003, 10(4): 28-30.
- [4] 操应长, 杨田, 宋明水, 等. 陆相断陷湖盆低渗透碎屑岩储层特征及相对优质储层成因: 以济阳拗陷东营凹陷古近系为例[J]. 石油学报, 2018, 39(7): 727-743.
CAO Yingchang, YANG Tian, SONG Mingshui, et al. Characteristics of low-permeability clastic reservoirs and genesis of relatively high-quality reservoirs in the continental rift lake basin: a case study of Paleogene in the Dongying Sag, Jiyang Depression[J]. Acta Petroli Sinica, 2018, 39(7): 727-743.
- [5] 鲜本忠, 路智勇, 余源琦, 等. 东营凹陷陡坡带盐 18—永 921 地区砂砾岩沉积与储层特征[J]. 岩性油气藏, 2014, 26(4): 28-35.
XIAN Benzong, LU Zhiyong, SHE Yuanqi, et al. Sedimentary and reservoir characteristics of glutenite in Yan 18—Yong 921 area, steep slope of Dongying Sag[J]. Lithologic Reservoirs, 2014, 26(4): 28-35.
- [6] 姜瑞忠, 孙杰, 孙辉, 等. 低渗透砂砾岩油藏储层分类方法[J]. 油气地质与采收率, 2018, 25(1): 90-93.
JIANG Ruizhong, QIAO Jie, SUN Hui, et al. Reservoir classification method for low-permeability glutenite reservoirs[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2018, 25(1): 90-93.
- [7] 王淑萍, 王铸坤, 操应长, 等. 中深层砂砾岩储层控制因素与分类评价方法: 以东营凹陷永 1 块沙四下亚段为例[J]. 沉积学报, 2019, 37(5): 1069-1078.
WANG Shuping, WANG Zhukun, CAO Yingchang, et al. Controlling factors and evaluation of the medium-deep glutenite reservoirs: an example from the lower part of the fourth member of the Paleogene Shahejie Formation in the Yong1 block, Dongying Sag[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2019, 37(5): 1069-1078.

- [8] 邢恩浩,田景春,林小兵,等.东营凹陷胜坨地区沙四上亚段浊积扇致密砂砾岩储层孔隙演化[J].东北石油大学学报,2019,43(4):29-39.
XING Enhao, TIAN Jingchun, LIN Xiaobing, et al. Porosity evolution of turbidite fan tight glutenite reservoir in Es₄^s of Shengtuo area, Dongying Depression[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2019, 43(4): 29-39.
- [9] 王敏,王永诗,刘学锋,等.砂砾岩储层岩石粒径定量估算新方法[J].地球物理学进展,2019,34(1):208-213.
WANG Min, WANG Yongshi, LIU Xuefeng, et al. New method for quantitative estimation of grain size in sand conglomerate reservoir[J]. Progress in Geophysics, 2019, 34(1): 208-213.
- [10] 李友强.济阳坳陷低渗透砂岩油藏控制储量升级评价[J].石油天然气学报(江汉石油学院学报),2013,35(6):36-40.
LI Youqiang. Controlled reserves upgrade evaluation in permeability sandstone reservoirs of Jiyang Depression[J]. Journal of Oil and Gas Technology (Journal of Jiangnan Petroleum Institute), 2013, 35(6): 36-40.
- [11] 中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局,中国国家标准化管理委员会. GB/T 19492—2004:石油天然气资源/储量分类[S].北京:中国标准出版社,2004:1-10.
General Administration of Quality Supervision, Inspection and Quarantine of the People's Republic of China, Standardization Administration of China. GB/T 19492-2004: Classifications for petroleum resources/reserves [S]. Beijing: China Standard Press, 2004: 1-10.
- [12] 张新顺,王红军,马锋,等.基于多元回归分析的致密油可采资源评价方法[J].石油与天然气地质,2018,39(6):1323-1335.
ZHANG Xinshun, WANG Hongjun, MA Feng, et al. Method to assess recoverable tight oil based on multiple regression analysis[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(6): 1323-1335.
- [13] 陈勇,翟明洋.基于岩心脆性特征的致密砂砾岩储层水力裂缝复杂性分析[J].油气地质与采收率,2020,27(5):33-43.
CHEN Yong, ZHAI Mingyang. Complexity analysis of hydraulic fracture in tight glutenite reservoir based on core brittleness[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(5): 33-43.
- [14] 贾承造,邹才能,李建忠,等.中国致密油评价标准、主要类型、基本特征及资源前景[J].石油学报,2012,33(3):343-350.
JIA Chengzao, ZOU Caineng, LI Jianzhong, et al. Assessment criteria, maintypes, basic features and resource prospects of the tight oil in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(3): 343-350.
- [15] 徐宁宁,王永诗,张守鹏,等.利津洼陷北部砂砾岩储层异常高孔渗带形成机制[J].断块油气田,2020,27(1):17-21, 89.
XU Ningning, WANG Yongshi, ZHANG Shoupeng, et al. Formation mechanism of anomalously high porosity and high permeability zone of sandy conglomerate reservoirs in northern Lijin Sag, Jiyang Depression [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2020, 27(1): 17-21, 89.
- [16] 孙龙德,邹才能,贾爱林,等.中国致密油气发展特征与方向[J].石油勘探与开发,2019,46(6):1015-1026.
SUN Longde, ZOU Caineng, JIA Ailin, et al. Development characteristics and orientation of tight oil and gas in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(6): 1015-1026.
- [17] 王振宇,林伯韬,于会永,等.克拉玛依油田七区八道湾组砂砾岩油藏地应力特征[J].新疆石油地质,2020,41(3):314-320.
WANG Zhenyu, LIN Botao, YU Huiyong, et al. Characteristics of in-situ stress in sandy conglomerate reservoir of Badaowan Formation in district no.7, Karamay oilfield [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2020, 41(3): 314-320.
- [18] 李久娣,孙莉,魏水建,等.东海海域深层HG组低渗储层“甜点”预测方法及应用[J].石油物探,2019,58(5):758-765.
LI Jiudi, SUN Li, WEI Shuijian, et al. "Sweet Spot" prediction and its application in the low permeability reservoir of the deep HG Formation in the East China Sea [J]. Geophysical Prospecting for Petroleum, 2019, 58(5): 758-765.
- [19] 孟阳,李宇志,杨海中,等.东营凹陷永安镇油田沙四段永1砂砾岩体演化过程及成藏意义[J].油气地质与采收率,2019,26(5):58-65.
MENG Yang, LI Yuzhi, YANG Haizhong, et al. Evolution process and hydrocarbon accumulation significance of Yong1 glutenite body in Es₄ Member in Yonganzhen oilfield, Dongying Sag [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(5): 58-65.
- [20] 庞德新.砂砾岩储层成因差异及其对储集物性的控制效应:以玛湖凹陷玛2井区下乌尔禾组为例[J].岩性油气藏,2015,27(5):149-154.
PANG Dexin. Sedimentary genesis of sand-conglomerate reservoir and its control effect on reservoir properties: a case study of the lower Urho Formation in Ma 2 well block of Mahu Depression [J]. Lithologic Reservoirs, 2015, 27(5): 149-154.
- [21] 唐鹏飞.松北致密气藏砂砾岩储层脆性特征实验研究[J].油气地质与采收率,2019,26(6):46-52.
TANG Pengfei. Experimental study on brittleness of glutenite formation in tight gas reservoir of Songbei area [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(6): 46-52.
- [22] 王有智,郑洪涛,田彦林.方正断陷白垩系砂砾岩成岩作用及对储层物性的控制[J].特种油气藏,2019,26(4):38-44.
WANG Youzhi, ZHENG Hongtao, TIAN Yanlin. Cretaceous glutenite diagenesis and its effects on reservoir physical properties in Fangzheng Fault-Depression [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2019, 26(4): 38-44.