

# 海上稠油油藏能量分区评价及开发调整策略

卫喜辉, 闫正和, 谢明英, 罗 泽, 陈一鸣

(中海石油(中国)有限公司深圳分公司研究院, 广东 深圳 518000)

**摘要:**针对南海东部 P 油田投产初期高部位井产量递减快、区域能量供给不足的问题,在油藏整体能量评价的基础上,采用动态分析法和油藏数模法分区评价能量供给状况并确定天然能量开发界限,最终确定油藏边部依靠天然能量开发和中高部位注水开发相结合的开发调整策略,并优化采用中部位环状切割注水辅以高部位点状注水的注水方式。油田后续实施 2 口注水井和 3 口调整井,取得明显的注水增能提产效果。能量分区评价思路、开发调整策略和注水方式对同类型含油面积大的低流度稠油油藏的开发具有借鉴意义。

**关键词:**稠油油藏;水体能量;分区评价;环状切割注水;点状注水

**中图分类号:**TE345 **文献标志码:**A

## Energy partition evaluation and development adjustment strategies for offshore heavy oil reservoirs

WEI Xihui, YAN Zhenghe, XIE Mingying, LUO Ze, CHEN Yiming

(Research Institute of Shenzhen Branch of CNOOC (China)Co.,Ltd.,Shenzhen 518000,China)

**Abstract:** Aiming at the problems of rapid decline in production and insufficient regional energy supply of high part wells of the P Oilfield in the eastern South China Sea at the early stage of production, based on the overall energy evaluation of the reservoir, dynamic analysis and reservoir numerical simulation methods were used to evaluate energy supply status and determine the boundary of natural energy development. Finally, a development adjustment strategy that relies on natural energy development at the edge of the reservoir and water injection development in the middle and high parts was determined, and the water injection mode was optimized, which was circular cutting water injection in the middle part and supplemented by point water injection in the high part. Two water injection wells and 3 adjustment wells were subsequently implemented in the Oilfield, which achieved obvious water injection and energy-increasing effects. The energy partition evaluation ideas, development adjustment strategies and water injection methods have reference significance for the development of the same type of heavy oil reservoirs with large oil-bearing areas and low mobility.

**Key words:** heavy oil reservoir; water body energy; energy partition evaluation; annular cutting water injection; point water injection.

油田合理开发方式取决于天然能量状况,油藏能量评价结果将影响油田整体井网部署策略,海上开采平台是否考虑注水设施,以及最终的开发投资和开发决策。南海东部海上油田开发实践证实海相沉积储层砂体横向连续性好,天然能量充足,采用天然水驱开发取得了高采油速度、高采出程度的开发效果<sup>[1-3]</sup>。P油田整体开发方案设计采用天然能量开发,但投产后高部位井初期产量较高但递减快,稳定产量低,难提液,开发效果明显低于设计。为改善油田开发效果,需对油田能量状况进行评价,以

优化开发方式和确定开发调整策略。目前大多研究针对油藏整体的能量状况进行评价<sup>[4-8]</sup>,很少对油藏不同区域的能量状况进行评价。本文采用能量分区评价思路,将油藏划分为能量充足区和能量不足

收稿日期:2020-05-15;改回日期:2020-06-14。

第一作者简介:卫喜辉(1987—),硕士,工程师,现从事油田开发和油藏研究工作。E-mail: maosan0013@126.com。

基金项目:中海石油(中国)有限公司科技项目“恩平 18 区疏松砂岩稠油油藏有效开发技术”(编号:YXKY-2019-SZ-01)。

区,并基于能量分区认识,确定了油藏边部依靠天然能量开发和油藏中高部位注水开发的开发调整策略。

1 油田概况

P油田是南海东部海域的一个典型的疏松砂岩高泥质稠油油藏,属于在基底隆起上的受一组右行雁列式帚状断层所控制的低幅度断背斜构造,构造呈SWW-NEE走向,地层倾角 $0.32^{\circ}\sim 0.99^{\circ}$ ,闭合高度56~71 m,圈闭面积59.6~73.9 km<sup>2</sup>。油田储层为海相三角洲三角洲外前缘沉积,沉积微相以远砂坝和河口坝为主。储层岩性以细砂岩和粉砂岩为主,油田测井解释泥质含量12.8%~24.7%,平均17.7%;孔隙度22.3%~30.4%,平均25.4%;渗透率 $(54.4\sim 701)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,平均 $215\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ;地层原油黏度111~277 mPa·s,油藏流度 $(0.8\sim 2.8)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2/\text{mPa}\cdot\text{s}$ ,储层总体以中—高孔、中渗为主,但属于特低流度稠油油藏<sup>[9]</sup>。其中主力油藏HJ2-21在含油范围内砂体稳定发育,平面物性分布为西部稍好,水平段测井平均渗透率 $(369\sim 486)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,中部和东部物性相近,水平段测井平均渗透率 $(203\sim 531)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,油藏边部和中高部位的地层原油黏度基本一致。油藏埋深1 200~1 400 m,原始地层压力12.15~13.96 MPa,地层温度68.1~75.9 ℃,为正常的温度压力系统。

油田于2016年9月投产,大多数井在初期产量较高但递减快,生产50 d后产量基本稳定,但稳定产量低,只有初期的1/3~1/2,同时井底流压初期下降快,之后基本稳定,难提液。截至2017年底油田采出程度1.85%,综合含水44.9%,2018年3月开始进行注水开发。与同海域其他海相砂岩油田高速开采特征不同,油田生产动态表现为低产和低采油速度,严重制约经济效益,迫切需要开发调整提高开发效果。

2 油藏能量状况研究

2.1 油藏整体能量评价

油藏及其水体应该是一个研究整体,其中油藏范围及其特征决定了储量规模,而水体范围及其性质决定了应采用天然能量开发还是人工补充能量开发。目前水体能量研究方法主要有三种<sup>[10-16]</sup>:第一种是地质静态法,主要依据构造、测井和地层对比研究水体范围来评价水体能量大小,该方法受地震分辨率和断层认识的制约,需结合区域内已开发油田能量供给情况进行评价。第二种是油藏工程法,采用物质平衡原理分析水体大小及水侵速度,可信度较高,但要求油藏有一定采出程度和明显压降,一般采出程度应大于2%<sup>[17]</sup>,油藏平均压力计算合理且代表性强,否则影响结果准确度。第三种是数值模拟法,通过建立油藏模型调整地层参数拟合地质储量、产液量和压力来分析水体大小。油田开发早期生产时间短,含水低,含水上升规律不明确,影响水侵方向判断和压力拟合,且拟合过程复杂,多用于开发中后期。

P油田南部受断层控制,北部与广阔水体连接。通过地球物理反演确定HJ2-21油藏的砂体分布范围,采用平均储层厚度和孔隙度估算水体倍数为44.2。地层对比发现距油田17 km井的储层对比性强,考虑到同海域内已开发的海相沉积油田均采用天然能量开发,因此前期评价阶段认为水体能量充足,依靠天然能量开发。

油藏工程法计算水体倍数约40倍,同时油藏开发初期弹性能占比82%,2018年9月边水驱动能量占比从18.0%增加到72.7%(见表1),表明油藏具有较大水体,且随着边水逐渐侵入,油藏具有较充足的能量供给。但需指出的是,地质静态分析和油藏工程法均是评价油藏整体能量,而实际上油藏不同区域井的开发动态差异很大,能量供给差异也很大。

表1 HJ2-21油藏驱动能量占比分析

生产阶段	总压降/ MPa	累产液/ 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup>	累注水/ 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup>	岩石孔隙 体积/ 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup>	综合压缩 系数/ 10 <sup>-4</sup> MPa <sup>-1</sup>	弹性 累产液/ 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup>	边水驱 累产液/ 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup>	驱动能量占比/%		
								弹性	边水	注水
2016-12	1.40	3.5	0	1 292	16	2.9	0.6	82.0	18.0	0
2017-06	1.84	11.6	0			3.8	7.8	32.7	67.3	0
2017-09	2.40	15.7	0			5.0	10.7	31.7	68.3	0
2018-09	2.31	37.7	5.5			4.8	27.4	12.7	72.7	14.7

2.2 油藏能量分区评价

首先,采用动态法对油藏进行能量分区评价。一般来说,能量充足区域井的动态特征为投产后液量能保持在较高水平,井底流压相对平稳,提液后液量增加并能保持平稳,井底流压在新水平保持平稳,表现地层供液充足。能量不足区域井的动态特征为投产初期液量水平较高,但液量快速递减,井底流压也快速降低,电潜泵提频后液量不增加或增幅小,而泵温升幅高影响电潜泵正常生产,液量只能维持在较低水平,不能满足海上油田产量需要,表现地层供液不足。因此,基于井的生产动态特征,结合南海东部海域内能量充足类似油藏的液量水平(水平井初期液量 $159\text{ m}^3/\text{d}$ ,高含水期液量能达到 $795\text{ m}^3/\text{d}$ ),将井划分为能量不足井和能量充足井,并依此开展油藏能量分区评价研究。

本油田中能量充足井的动态特征见图1,投产后液量和井底流压高,随生产进行液量增大,且提频后液量增加,井底流压比较平稳,能提液满足未来高液量生产。而能量不足井的动态特征见图2,投产后初期液量水平高,但递减快,稳定后液量水平只有初期的1/2,井底流压液也快速下降,后期提液但液量增加幅度小,不能满足未来高液量生产需求。通过归类发现,油水边界附近井能量充足,井底流压高,生产压差 $0.7\sim 1.3\text{ MPa}$ ,而油藏中高部位井能量不足,生产压差 $3\sim 4\text{ MPa}$ ,地层总压降 $2.5\text{ MPa}$ 。由于油藏构造十分平缓,各井工作制度相似,井底流压也反映了油藏能量状况<sup>[18]</sup>,油水边界附近井底流压 $12.2\sim 12.8\text{ MPa}$ ,中高部位井底流压 $9.5\sim 10.5\text{ MPa}$ 。同时,中高部位井电潜泵提频后液量增加很少而马达温度快速上升到 $120\sim 140\text{ }^\circ\text{C}$ 。这些均表明油藏边部井能量充足而中高部位井能量不足,即油藏不同区域的能量供给状况不同。油井生产动态表明,井在内油水边界外或距内油水边界 $200\text{ m}$ 以内的区域天然能量供给充足(见图3)。

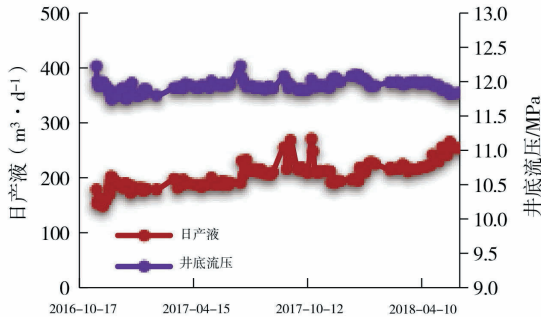


图1 能量充足井生产动态曲线

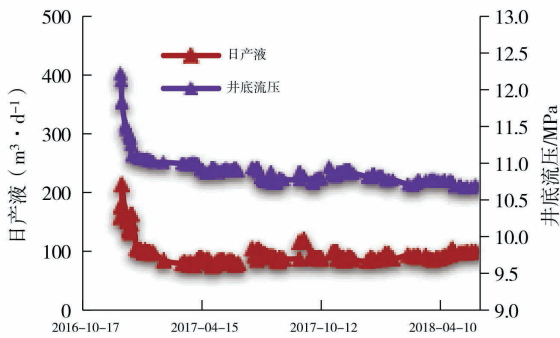


图2 能量不足井生产动态曲线

其次,采用数模法对油藏进行能量分区评价。建立主力油藏HJ2-21的均质概念模型以分析距内油水边界不同距离的能量供给情况,该油藏高点埋深 $-1\ 345\text{ m}$ ,地层厚度 $8\text{ m}$ ,平均地层倾角 $0.69^\circ$ ,平均孔隙度 $26.0\%$ ,平均渗透率 $315\times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$ ,地层原油黏度 $111\text{ mPa}\cdot\text{s}$ ,原始地层压力 $13.63\text{ MPa}$ ,饱和压力 $1.59\text{ MPa}$ 。模型网格数 $N_x\times N_y\times N_z$ 为 $50\times 20\times 16$ ,网格大小为 $50.4\text{ m}\times 50.4\text{ m}\times 0.5\text{ m}$ ,边水水体倍数为40倍(见图4)。

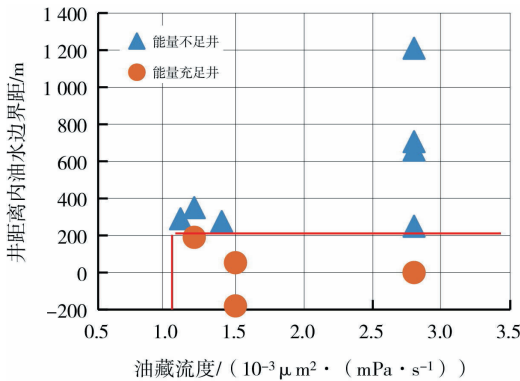


图3 P油田开发井能量状况划分

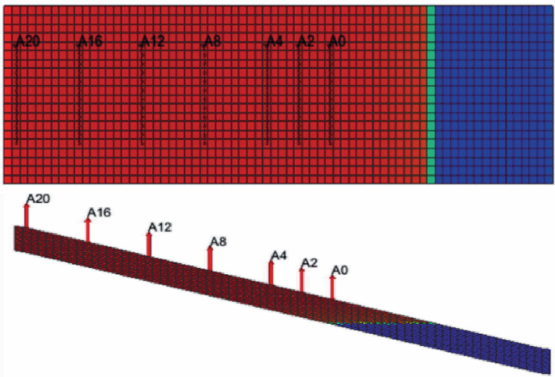


图4 油藏概念模型(平面图和剖面图)

概念模型计算表明:当水平井距内油水界面距离分别为 $0, 200, 400, 800, 1\ 200, 1\ 600, 2\ 000\text{ m}$ 时,在相同的生产控制参数(初产 $159\text{ m}^3/\text{d}$ ,最大液量 $795\text{ m}^3/\text{d}$ )下,距油水边界越远,井底流压下降幅度越大,



当距离为400 m时最小井底流压为8.9 MPa, 此时生产压差4.6 MPa, 大于临界出砂压差, 出砂风险大, 进一步降压提液的空间也很小(见图5)。当距内油水边界不同距离的水平井同时生产时, 除边部2口井能量充足外, 由于边部井的“能量截留”作用, 距内油水边界距离大于400 m以上时最小井底流压为3.5~6.0 MPa(见图6), 已远不能满足生产需要。

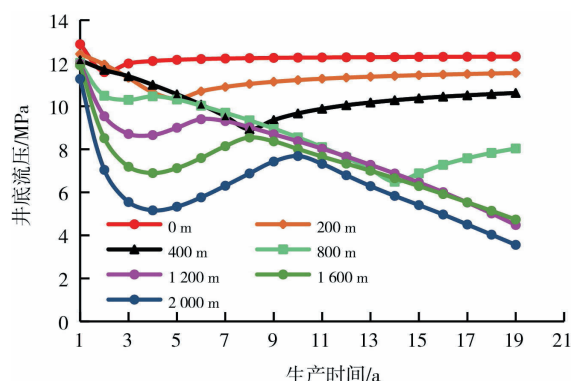


图5 距内油水界面不同距离水平井分别生产时的井底流压

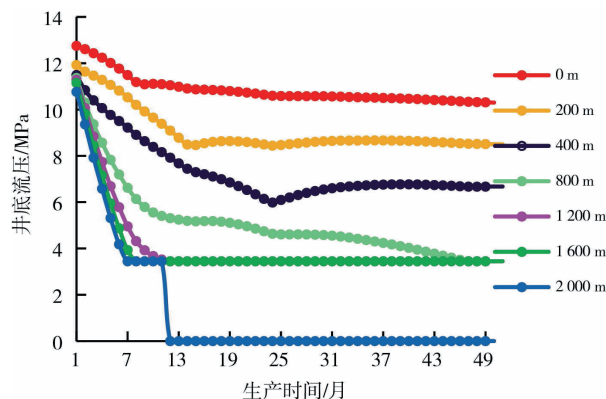


图6 距内油水界面不同距离水平井同时生产时的井底流压

结合动态法和数模法研究结果, 对本油田主力油藏(渗透率 $315 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 油藏流度 $2.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2/\text{mPa} \cdot \text{s}$ )来说, 在距内油水边界200 m以内的区域天然能量充足, 单井液量达到 $795 \text{ m}^3/\text{d}$ , 能满足海上大液量生产要求, 主力油藏的分区能量供给见图7。同时也说明, 水侵速度不仅与水体几何形状和大小、油藏渗透率、油水黏度比、流体和岩石压缩系数、地层压差有关外<sup>[19]</sup>, 也与井距水体的距离远近有重要关系。

### 2.3 中高部能量不足原因分析

油藏边部能量充足但中高部位能量不足, 导致这种能量分区差异的主要原因有:(1) 油藏含油面积 $11.4 \text{ km}^2$ , 井距内油水边界300~1 200 m, 同时储层物性差且非均质性强、流度低等导致储层传导性

差, 边水能量供给速度慢, 低于中高部位产液速度。压力恢复测试中高部位井的压力恢复速度非常缓慢, 关井170 h仅增加1.15 MPa, 最终也未恢复到原始地层压力;(2) 油藏构造形态进一步限制了水侵速度, 油藏南部为封闭性大断层, 仅油藏北部与供水区连通, 水侵圆周角约为 $120^\circ$ , 非定态水侵的水侵系数只有圆形油藏和圆形供水区水侵系数的1/3, 导致水侵量大大减小。

## 3 开发调整策略

根据油藏整体能量和分区能量评价(见图7), 认为油藏边部具有较大水体, 边部能量充足, 但水体传导慢导致中高部位能量不足。因此确定油田开发调整策略是边部依靠天然能量开发而中高部位进行注水开发。

2018年3月在油藏边部和高部位分别实施1口生产井和1口注水井, 生产动态证实油藏边部能量充足, 高部位注水效果好, 验证了调整策略的正确性。此后, 油田进入综合调整阶段, 进行注水方式优化和整体注采井网研究。考虑到油藏边水体积大且油藏部能量充足, 天然水驱“面状驱替”的波及系数远大于注水井点“点状驱替”的波及系数, 如果实施边部注水则不仅增加海上平台投资, 而且导致油井过早见水, 抑制天然能量的充分发挥<sup>[20]</sup>。结合油藏构造特征和能量分区特征, 提出了中部位环状切割注水辅以高部位点状注水的注水方式, 该注水方式的优点是在油藏中部位平行构造线布置一圈注水井, 而高部位已有注水井进一步加强对油藏高部位的能量补充(见图8)。依据整体注采井网部署, 2019年又实施了1口注水井和2口调整井, 注水后累计6口油井受效明显, 4口井日产油增加1倍以上, 油田日产油翻一番, 增产效果显著, 2019年采油速度提高1倍, 主力油藏预测采收率达到37%。

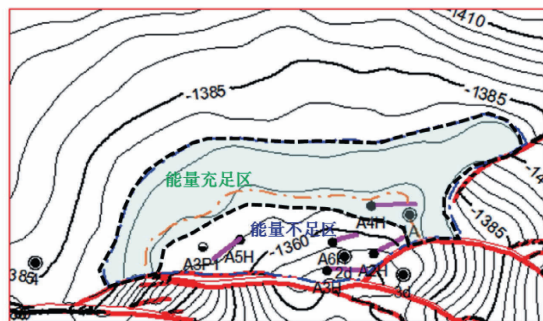


图7 HJ2-21油藏能量分区

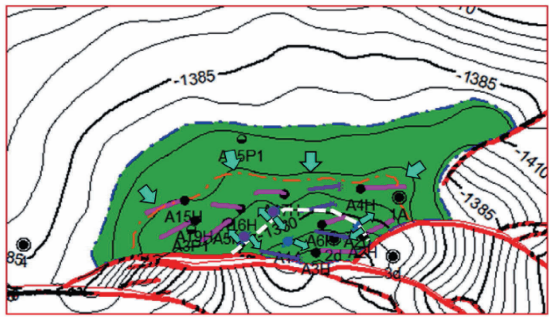


图8 HJ2-21油藏注采井网部署

## 4 结论

(1)静态法和油藏工程法是对油藏整体能量状况的评价,油藏能量分区评价思路更能指导油田注水开发研究。

(2)依据油藏边部能量充足而中高部位能量不足的能量分区评价认识,确定采用油藏边部依靠天然能量开发和中高部位注水开发相结合的开发调整策略。

(3)海上P油田采用中部位环状切割注水辅以高部位点状注水的注水方式,匹配油藏能量供给状况和构造形态,经反复论证及矿场实践验证,这种注水方式适用该类油藏开发。

### 参考文献:

[1] 罗东红. 南海珠江口盆地海上砂岩油田高速开采实践与认识[M]. 北京:石油工业出版社,2013.

[2] 张凤久. 南海海相砂岩油田高速高效开发理论与实践[M]. 北京:石油工业出版社,2011.

[3] 罗东红,梁卫,刘伟新. 珠江口盆地砂岩油藏剩余油分布规律[M]. 北京:石油工业出版社,2011.

[4] 刘银凤,宋考平,李春旭,等. 天然水驱油藏边底水能量计算[J]. 数学的实践与认识,2012,42(8):102-105.

[5] 周春香,李乐忠,王敏. 西58-8小断块边水油藏天然能量评价研究[J]. 岩性油气藏,2009,21(4):111-114.

[6] 马时刚,曹文江,石国新,等. 确定特殊的薄层底水油藏

水体规模的方法[J]. 新疆石油地质,2005,26(6):698-700.

[7] 王杰,范赛华,李彬文,等. 陆9井区K1h2油藏天然能量评价与油藏类型研究[J]. 油气田地面工程,2009,28(11):19-20.

[8] 李传亮,朱苏阳. 油藏天然能量评价新方法[J]. 岩性油气藏,2014,26(5):1-4.

[9] 杨满平,任宝生,贾玉梅. 低流度油藏分类及开发特征研究[J]. 特种油气藏,2006,13(4):48-50.

[10] 李生. 杏西油田南块边部天然水体能量评价方法研究[J]. 大庆石油地质与开发,2006,25(6):67-68,90.

[11] 游小森,周瑜,房志伟,等. 应用非稳定流法计算边底水油藏水油体积比[J]. 断块油气田,2004,11(4):42-43.

[12] 姚翔,董杰,杨慧,等. 基于物质平衡和水侵量的边水容量计算[J]. 油气地球物理,2013,11(2):60-62,67.

[13] 李洪成,李旭东,马青云. 应用油藏工程方法确定天然水驱砂岩油藏水体[J]. 吐哈油气,2000,(4):42-45,99.

[14] 王学忠. 一种简便计算边水体积的新方法[J]. 特种油气藏,2010,17(5):81-83.

[15] 李江龙,张宏方. 物质平衡方法在缝洞型碳酸盐岩油藏能量评价中的应用[J]. 石油与天然气地质,2009,30(6):773-778,785.

[16] 刘道杰,田中敬,LI Jianli,等. 碳酸盐岩气藏储层外部能量评价新方法[J]. 大庆石油地质与开发,2013,32(5):67-71.

[17] 方宏长,武若霞. 油藏天然驱动能力的早期评价方法[J]. 石油勘探与开发,1988,15(5):61-63,60.

[18] 郭龙,郭静,窦立霞. 曲堤油田馆陶组油藏能量状况分析及开发方式优化研究[J].断块油气田,2004,11(5):46-48.

[19] 姜汉桥. 油藏工程原理与方法[M]. 东营:石油大学出版社,2000.

[20] 王华瑾,孙孟义,彭仿熙. 利用天然能量开发小断块油藏[J]. 石油勘探与开发,1985,12(5):63-67.

(编辑 谢 葵)