

珠江口盆地NH-AB海相优质砂岩油田评价方案优化

朱明, 罗东红, 江若霓, 朱义东, 李庆明

(中海石油南海东部石油管理局, 广东广州 510240)

摘要:海上油田由于受海水深度和海况限制, 钻井和录取资料的成本较高, 如何最大限度地优化评价方案, 减少钻井、取心和测试工作量, 经济有效地加快新油田的评价, 一直是海上油田评价的重点。以珠江口盆地新近系中新统NH-AB海相优质砂岩油田评价方案为例, 在评价方案优化可行性分析基础上, 通过对其评价井井位、井数、取心和测试资料的评价方案优化, 可减少钻探评价井2口, 只进行1次取心和1次试油, 节约成本近亿元人民币, 经济有效地加快了NH-AB油田探明石油地质储量的计算和开发评价, 提高了海上油田评价的工作效率和经济性, 为珠江口盆地该类型油田的快速评价提供借鉴。

关键词:评价方案优化 海相优质砂岩 资料录取 探明石油地质储量 珠江口盆地

中国分类号: TE313.3

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2014)03-0095-03

NH-AB油田位于中国南海珠江口盆地东北部, 油田所在海域海水平均深度约为106 m。其平面上由A块(北面)和B块(南面)组成, 两者被近东西走向断层分割, A块圈闭面积为4.1 km², B块圈闭面积为1.1 km², 根据行业标准^[1-2]对新发现储量以油气藏为基本单元, 需要完成地震、钻井、测井、测试、分析化验等资料录取, 才能达到探明石油地质储量的申报要求。按照这种传统方法, NH-AB油田探明石油地质储量申报时至少需要钻探4口井, 完成2次试油以及2次钻井非常规资料取心。考虑该油田整体规模不大, 海上钻井作业成本较高, 过多的钻井和录取资料将大幅增加油田经济成本。在分析珠江口盆地海相砂岩油田的沉积、成藏、演化特征^[3-4]以及储层地质和流体特征的基础上, 对新发现的新近系中新统NH-AB海相优质砂岩油田, 根据其研究区对比性好、储层分布稳定、物性好、原油密度小、流动性好等特征, 通过优化评价方案, 减少了评价井

的数量和取心、试油资料录取的工作量, 经济有效地加快探明石油地质储量的计算和开发评价工作, 以期对珠江口盆地该类型油田的快速评价提供借鉴。

1 可行性分析

地质精细化研究结果表明, NH-AB油田评价方案优化的可行性主要表现在3个方面: 第一, 储层分布稳定, 类比性强(表1)。NH-AB油田与周边已开发油田C和D依次相距约为13 km, 其主力油藏储层为南海东部海域传统勘探开发目的层——新近系中新统珠江组海相砂岩储层, 研究区沉积环境稳定且分布稳定, 砂岩厚度大, 横向和纵向变化小, 为滨岸相沉积砂岩油藏, 测井曲线主要表现为反韵律沉积特征, 油层非均质性较弱。第二, 储层物性好。测井解释油层孔隙度为18.5%~22.2%, 渗透率为

表1 NH-AB油田与周边各油田滨岸相主力油藏特征类比

油田	储层特征				流体特征		产能特征		
	埋深/ m	厚度/ m	渗透率/ 10 ⁻³ μm ²	孔隙度, %	地层原 油密度/ (g·cm ⁻³)	地层原 油粘度/ (mPa·s)	钻杆测试 产油量/ (m ³ ·d ⁻¹)	比采油指数/ (m ³ ·d ⁻¹ · MPa ⁻¹ ·m ⁻¹)	地下流度/ (10 ⁻³ μm ² · mPa ⁻¹ ·s ⁻¹)
NH-AB	2 354.1 ~ 2 520.3	24.2 ~ 24.3	1 617 ~ 2 100	19.4 ~ 22.2	0.792	1.57	285.8	72.8	1 031 ~ 1 339
D	2 343.0 ~ 2 388.3	25.2	1 523 ~ 2 859	18.5 ~ 21.0	0.829	3.88	446.3	55.0	393 ~ 737
C	2 444.2 ~ 2 499.4	26.7	936	21.4	0.767	1.47	843.3	99.9	636

收稿日期: 2014-03-28。

作者简介: 朱明, 男, 高级工程师, 从事油气勘探开发研究。联系电话: (020)84262177, E-mail: zhuming2@cnooc.com.cn。

$936 \times 10^{-3} \sim 2\,859 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于中深、中孔、特高渗透砂岩储层,研究区储层物性基本一致。第三,原油性质好。地层原油密度为 $0.767 \sim 0.829 \text{ g/cm}^3$,地层原油粘度为 $1.47 \sim 3.88 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,原油流动性好,DST(钻杆测试或试油测试)产能高,研究区流体性质和产能特征基本一致。

2 评价方案优化

NH-AB油田A块钻探井A1(图1),取得常规电缆测井和电缆地层压力测试(RCI)资料,主力油藏发现约20 m油柱。依照传统方法,需要再钻探评价井获得取心、试油资料,才能达到探明石油地质储量申报行业标准的的要求。但考虑到海上油田自然环境恶劣、勘探开发成本高等因素,如何经济有效地加快探明石油地质储量的申报工作是评价方案优化的重点。

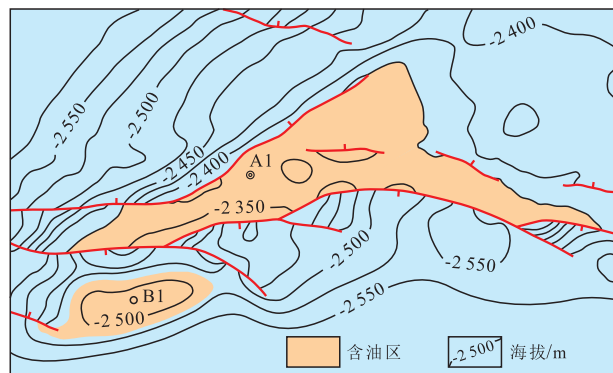


图1 NH-AB油田主力油藏构造

钻探评价井时参考预探井资料,进行研究区精细化地质研究可行性分析,并对其进行评价方案优化,主要包括井位优化、评价井数优化、取心数量优化、测试数量优化等方面。

2.1 井位优化

NH-AB油田A块和B块分别位于断层上、下盘,储层特征相似,部署评价井井位有2种方案:①在A块钻探评价井;②在B块钻探评价井。2种方案均要考虑取心、试油等资料的录取是否能够满足行业标准要求^[5-8]。通过2种方案对比认为:第1种方案仅能达到A块探明石油地质储量申报要求,难以实现储量规模大幅增加和满足海上油田开发门槛要求;第2种方案既能够达到A块探明石油地质储量申报要求,又能够实现主力油层储量增加,同时对主力油层下部珠海组、恩平组含油构造(研究区D油田已发现下部多个油藏)进行评价。通过井位优化分析,采用在B块钻探评价井B1的评价方

案,设计评价井B1的井位与预探井A1距离约为2.4 km。

2.2 评价井数优化

B块钻探评价井B1进行主力油藏的资料录取,包括常规电缆测井、钻井取心、井壁取心、电缆地层压力测试(MDT)、DST以及流体取样等,满足行业标准规定的探明石油地质储量的勘探开发要求。

B1井钻遇主力油藏与A1井钻遇主力油藏资料对比表明:①主力油藏储层分布稳定、类比性强,具有良好的储层物性和原油品质,数据一致性好、精度高;钻前构造和属性研究成果与钻后实钻结果基本一致,说明新近系中新统海相优质砂岩油藏具有较好的稳定性和较强的对比性。B1井的MDT资料录取了8个压力点(6个油点、2个水点),相关性良好,其中6个油点几乎在同一直线上(图2a)。根据MDT基本原理^[9-14]计算的地层流体密度为 0.797 g/cm^3 ,而通过DST和MDT资料录取的8个PVT原油样品分析高压物性结果(表2)可知,地层原油密度为 $0.791 \sim 0.794 \text{ g/cm}^3$,平均为 0.792 g/cm^3 ,与MDT资料推测值相差 0.005 g/cm^3 ,相对误差为0.6%。同时,MDT推测的自由水面为 $-2\,516.3 \text{ m}$,与测井解释和钻井常规岩心观察的 $-2\,516.1 \text{ m}$ 油水界面深度相近,均显示出电缆地层压力测试资料的精度高、可靠性强。而A1井的RCI资料录取了23个有效地层压力值,其中19个油点、4个水点(图2b),近乎每米就能测试1个压力值。根据RCI基本原理计算的流

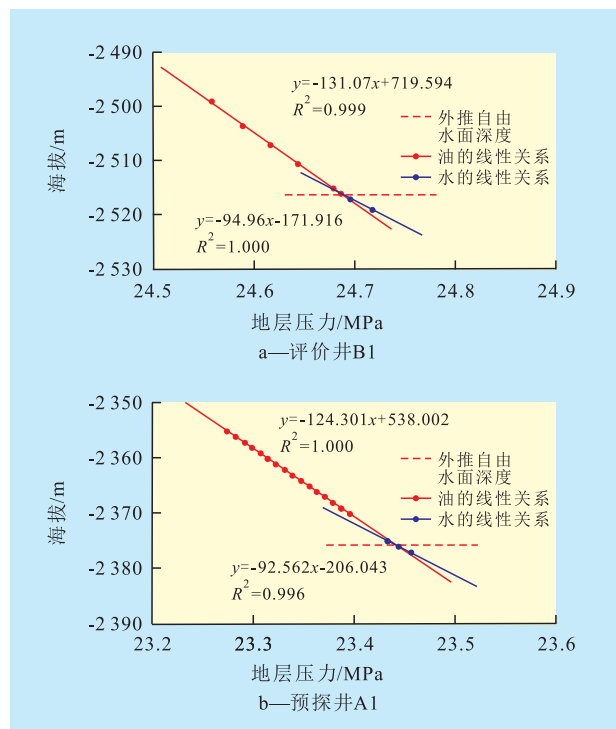


图2 A1井和B1井电缆地层压力测试资料分析

表2 NH-AB油田B1井主力油藏的高压物性数据

取样方式	取样位置	取样数目/ 支	压 力 / MPa			油层温度/ ℃	饱和压力/ MPa	原油密度/ (g·cm ⁻³)	
			流压	静压	取样点			地面	地层
DST	地下	1	24.56	24.89	23.88	115.58	2.00	0.850	0.791
DST	地下	1	24.56	24.89	23.88	115.58	1.83	0.849	0.793
DST	地下	1	24.56	24.89	23.88	115.58	0.50	0.850	0.794
DST	地下	1	24.56	24.89	23.88	115.58	1.20	0.848	0.791
MDT	地下	1		24.56	24.56	117.26	0.69	0.849	0.791
DST	井口	1	24.56	24.89		115.58	0.60	0.848	0.794
DST	井口	1	24.56	24.89		115.58	1.40	0.850	0.791
DST	井口	1	24.56	24.89		115.58	0.62	0.850	0.792

体密度为0.805 g/cm³,与B块地层原油密度相近。同时,外推的自由水面深度为-2 375.9 m,与测井解释的-2 373.6 m油水界面深度相对误差较小。②发现多个深层油层,实现了储量的增加。其中,主力油藏储量占油田总储量的82.5%,预计可采储量占油田总可采储量的93.0%,B1井和A1井基本控制了该油田的储量规模;评价井B1折算平均产油量为285.8 m³/d,远高于行业标准^[2](千米井深稳定产油量大于15 m³/(km·d)),满足油田编制开发方案要求。

通过上述分析,2口井钻遇的主力油藏均表现出储层厚度发育稳定、物性好、原油品质高,其测井资料、地层测试资料均表现出较好的一致性,且与地震研究成果相一致,即典型的海相砂岩储层特征。因此,依照标准需要在A块再实施2口评价井的方案由于对B块地质认识基本清楚,考虑海上开发评价经济性情况下,可减少2口评价井的钻井。

2.3 取心数量优化

B1井和A1井在主力油藏测井解释的平均孔隙度分别为22.2%和19.4%,平均渗透率分别为2 100×10⁻³和1 617×10⁻³ μm²。B1井实验室岩心样品分析平均孔隙度为21.3%,与测井解释接近,相对误差也较小,主要属于中深、中孔、特高渗透砂岩储层,研究区储层物性基本一致。A块和B块地震反演孔隙度分别为21.1%和21.5%,与测井解释的孔隙度也相近。在A块和B块储层研究区对比性好、资料可靠的情况下,可适当减少取心工作量,仅对B1井进行取心即可满足探明石油地质储量的申报要求。

2.4 测试数量优化

B1井钻杆测试平均产油量为285.8 m³/d(行业标准^[2]中单井测试产油量的起算标准为7.5~12.5 m³/d),比采油指数为72.8 m³/(d·MPa·m),属于高产油

藏,与研究区油田同类油藏产能相近。同时,MDT资料显示流度较好,与A1井的RCI资料流度相近。B1井和A1井的电缆地层压力测试资料推测的地层流体密度与高压物性实验室分析结果也相近,资料可靠性强。在储层相对稳定的情况下,流体流动性通过电缆地层压力测试资料获得时,可适当减少其产能测试。通过在B1井上增加MDT资料,从而减少A1井的产能测试资料。

NH-AB油田经过评价方案的优化认为,1口评价井和1口预探井基本能达到开发评价和满足探明石油地质储量的申报要求;通过优化可减少钻探评价井2口,只进行1次取心和1次试油,节约成本近亿元人民币,实现海上油田经济、高效的勘探开发。

3 结束语

通过对NH-AB油田主力油藏精细化地质研究认为,研究区类比性强、储层横向分布稳定、物性好、原油品质高,其测井资料、地层测试资料的录取精度也较高,与岩心资料和流体资料的相关性较好,在勘探开发评价阶段,可以通过优化评价方案,减少评价井的数量和取心、测试工作量,经济有效地加快探明石油地质储量的计算和开发评价工作,从而提高海上油田评价的工作效率和经济性,为珠江口盆地同类油田的快速评价提供借鉴。

参考文献:

- [1] 吕鸣岗,程永才,袁自学,等.DZ/T 0217—2005石油天然气储量计算规范[S].北京:中国标准出版社,2005.
- [2] 陈永武,朱伟林,李茂,等.DZ/T 0252—2013海上石油天然气储量计算规范[S].北京:中国标准出版社,2013.

(下转第101页)