

文章编号: 0253-9985(2004)05-0586-06

江苏油田MQ火山岩油藏开发技术政策研究

张人玲

(中国石化国际石油勘探开发有限公司, 北京 100083)

摘要: 火山岩油藏是一种与沉积岩油藏完全不同的特殊类型油藏, 储渗机理较沉积岩油藏更为复杂, 因而在开发过程中有其独特的生产特征, 所采用的开发技术政策也与砂岩油藏有所不同。对江苏油田MQ火山岩油藏的开发技术政策研究表明, 油井有效位置是影响开发指标和经济效益的重要因素, 开采初期应采用井距为900 m稀井网控制构造高点和孔洞缝发育带, 中后期可适当将井距调整为500 m。合理注水方式为低部位或边缘注水, 最佳注水压力水平为0.45~0.65。油井射孔井段尽量在油水界面之上30 m, 注水井应避射沉积夹层, 注水井注入压力应低于沉积夹层进水的临界压力。

关键词: 火山岩; 油藏; 特征; 开发技术政策; 经济合理井距

中图分类号: TE349

文献标识码: A

Development technique of MQ volcanic oil reservoir in Jiangsu oilfield

Zhang Renling

(International Petroleum Exploration and Production Corporation, SINOPEC, Beijing)

Abstract: Volcanic oil reservoir is a special type oil reservoir, which is completely different from those in sedimentary rocks. Its reservoiring and permeating mechanism is more complex than sedimentary reservoir. It has, therefore, particular production feature and development technique. According to the study of development technique of MQ volcanic oil reservoir in Jiangsu oilfield, effective location of oil well is the key factor affecting development index and economic benefit. In the early stage of development, wide spacing (well spacing of 900m) should be adopted to control the structural high and the zone where pores, fissures and vugs are well developed; and in the middle and later stage, well spacing can be adjusted to 500m. Reasonable injection pattern is that water should be injected in the lower position or edge of reservoir. The optimum injection pressure coefficient is 0.45-0.65. The perforated interval in the well is better to be placed 30m above the oil-water contact. Water injection well should avoid to perforate the sedimentary intercalated bed, and the injection pressure should be lower than the critical pressure of water entering the intercalated bed.

Key words: volcanic rock; oil reservoir; feature; development technique; economic and rational well spacing

1 油藏概况

MQ火山岩油藏位于苏北盆地金湖凹陷MQ断背构造带*, 分为M南、M中和M北三个断块区, 共10个含油断块。油藏主要分布在M北断块区, 埋深1550~1750 m。储层为发育于下第三系阜宁组一、二段的火山岩。MQ油田的火山岩储层是由火山多次喷发而形成的, 具有东厚(370 m)西薄(40 m)楔状体特征。火山岩内裂缝发育且顶部

风化严重, 岩性主要是玄武岩及玄武质角砾岩。火山岩内发育有沉积夹层, 其岩性主要为砂岩、砾岩、泥岩和碳酸盐岩, 夹层自西向东由多套变为一套, 且厚度逐渐变薄。

多次构造运动在改善火山岩物性的同时, 也使该地区的断块型火山岩油藏呈现面积小、储集空间类型复杂的特点。总体上看, 该区火山岩油藏有以下特点。

(1) 构造破碎, 断块多而小。10个含油断块中

作者简介: 张人玲, 女, 48岁, 高级工程师(硕士), 油气田开发, 油藏工程

收稿日期: 2004-09-10

* 杨新明. 闵桥火山岩油藏储层特征研究. 江苏油田地质科学研究院科研报告, 1992

含油面积大于 1 km^2 的仅 1 个, $1 \sim 0.5 \text{ km}^2$ 的有 5 个, 小于 0.5 km^2 的有 4 个。

(2) 储层非均质性严重^[1~3]。火山岩储层具有宏观孔洞缝和基质岩块两大系统, 两大系统均具孔隙结构类型多样、组合复杂、平面分布不均的特点, 加之孔洞缝系统低孔高渗, 基块系统中低孔、低渗, 致使储层非均质性很强。

(3) 断块间无统一油水界面。断块内沉积夹层受岩性和裂缝影响, 隔层作用较差, 油水界面基本一致。个别断块具有多套油水系统。

(4) 油藏饱和压力低($2.2 \sim 4.3 \text{ MPa}$), 原始油气比低($9.4 \sim 12.6 \text{ m}^3/\text{m}^3$)。

(5) 油藏具双重(多重)介质特征, 局部有层状性质或表现为独立储渗单元。

此外, MQ 火山岩油藏还具有原油性质差异较大, 含蜡量、非烃含量、凝固点高和胶质沥青含量中等的特点。

油藏特征决定了该区油气开采特征*, 主要体现在以下几方面。

(1) 断块间、断块内油井初始日产油能力差异较大, 产量分布无规律性, 但各断块第一口井均为断块初始产量最高井。

(2) 油藏天然能量不足, 主力生产区块普遍压降很大(总压降 $10 \sim 14 \text{ MPa}$), 以弹性驱和弱边底水驱为主, 个别区块具一定的边底水(水侵系数 $0.1 \sim 1.5$)。

(3) 初期含水上升速度快、产量递减快。大部分井无水采油期短($3 \sim 48 \text{ d}$)或投产就见水, 平均单井无水采油量 1362.4 t , 各断块无水采油期采出程度仅 $0.3\% \sim 2.8\%$ 。单井基本没有稳产期, 老井年平均综合递减率高达 28.1% 。主力生产区块具有明显井间干扰, 导致油井产量下降, 含水上升。

(4) 受流体性质、储层裂缝的影响, 边底水能量越强, 油水区联通越好, 水驱油效果越差。

2 开发技术政策研究

MQ 火山岩油藏构造破碎, 断块很多, 含油面积、石油地质储量、油水界面差异很大, 各断块取心资料程度也不相同。本次研究采用油藏数值模拟等方法, 并借鉴其他火山岩和裂缝性油藏的开

发经验**^[4~6], 选择了含油面积最大的 M15—18 断块, 对其合理井距确定、地层能量补充、射孔层位选取、注水方式选择等进行研究。

M15—18 断块是一局部具有层状性质的块状油藏, 可将火山岩体划分为多个模拟层, 油水界面深度为 1650 m 。油区南、北被两条东西向正断层封闭, 东西方向开启。构造东陡西缓、储层厚度大, 流体的渗流有重力作用。根据该油藏的特征, 选用全隐式三维三相裂缝黑油模型^[7]。

2.1 合理井距

为了研究 M15—18 断块合理井距, 共设计了 4 种井距方案, 全部采用枯竭方式开采。射孔段为距油水界面 40 m 以上的全部油层。研究结果表明, 井距为 900 m 的方案开发指标最好, 稳产期 6 年, 采出程度可达 10.02% , 累积采水量为 $20.85 \times 10^4 \text{ m}^3$ (图 1)。

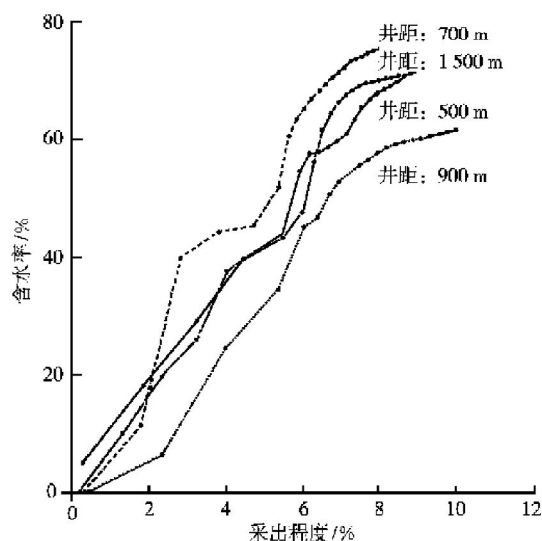


图 1 M15—18 断块不同井距采出程度与含水率曲线
Fig. 1 Relationships between recovery percent of reserves and water contents with different well spacing in fault block M15—18

(1) 火山岩油藏储层非均质性强, 故油井的有效位置是影响开发指标和经济效益的主要因素。裂缝、孔洞发育部位必须有井控制, 这些部位生产井的产量一般占总产量的 $2/3$ 以上。

(2) 开采初期, M15—18 断块井距宜为 $900 \sim 1000 \text{ m}$ 。井网过稀达不到预期的开发效果; 井网过密会造成边底水迅速推进, 含水上升快, 驱替效果变差, 采收率降低。 $900 \sim 1000 \text{ m}$ 的井距既可以

* 张人玲. 闵桥火山岩油藏开采特征与可采储量研究. 江苏油田地质科学研究院科研报告. 1993

** 新疆石油管理局勘探开发研究院. 克拉玛依油田一区石炭系油藏射孔方案. 1989

节省投资,又为中后期井网调整留有余地。

2.2 采液速度

用上述 M15—18 断块模型,在相同井距下(900 m),研究了枯竭开采方式下采液速度对开发效果的影响。由表 1 可见,这类油藏在开采初期断块采液速度限制在 2.6% 以下较好。在稀井网

时,单井最高产液量应小于 50 t/d,最好小于 40 t/d,一般井应控制在 20~ 35 t/d。在低采液速度条件下,地层压力下降幅度相对较小,初期含水上升率低,能取得较好的开发效果。断块油藏采液速度一旦高于 3%,地层压力将迅速下降,含水迅速上升,产量急剧下降,使开发效果变差。

表 1 M15—18 块不同采液速度下开发指标对比表

Table 1 Development indexes with different rate of liquid production in M15- 18 fault block						
方案号	采液速度 / %	单元日产液 /(t·d ⁻¹)	平均单井日产液量 /(m ³ ·d ⁻¹)	初期年含 水上升率/ %	采出程度/ %	压力降至饱和 压力的时间/a
1	2. 61	175	35	6. 4	10. 12	4. 5
2	1. 79	120	24	2. 7	10. 24	6. 0
3	3. 97	260	52	12. 0	9. 89	2. 4
4	3. 13	210	42	11. 5	10. 06	3. 5

对于井距小于 700 m 的井网,投产初期油井最高产液量应低于 35 t/d,一般井应控制在25 t/d以下,否则开发指标急剧变坏,采出程度将会很低。

2.3 补充能量

2.3.1 天然能量

M7,M15—18,M20 和 M21 断块压力、动液面、产量下降幅度很大,表现出较强的供液不足。M19 和 M22 断块动液面和产量也在逐渐下降,能量供

给不足。M16 断块产液量、动液面较稳定,地层供液能力较强。由此看出,储量较大的主力生产区块天然能量严重不足,供需矛盾很大。根据现有资料所做的初步能量分析结果表明:

(1) M7,M15—18 和 M20 断块弹性产率低,分别为 0.2687×10^4 , 0.4569×10^4 , 0.1958×10^4 t/MPa,但与克拉玛依裂缝性断块油藏相比相差不大(表 2)。因油藏属于低饱和油藏,地饱压差较大(12~ 14 MPa),故油区具有一定的弹性能。

表 2 部分油田区块地层天然能量对比表

Table 2 Natural producing energies in some blocks of oilfields											
参数	克拉玛依裂缝性断块油藏								MQ 火山岩油田		
	一区石 炭系	403 断块 石炭系	246 断块 石炭系	417 断块 石炭系	检 188 断 块石炭系	七中区二 叠系佳木 河组	三 4 区古 37 井组石 炭系	百 21 井区百 口泉组	M7 断块	M15- 18 断块	M20 断块
弹性产率 /[10 ⁴ t·(MPa) ⁻¹]	12. 000	0. 270	0. 093	0. 167	5. 675	0. 290	0. 419	9. 140	0. 269	0. 457	0. 196
单位压降采 出程度/ %	0. 350	0. 140	0. 175	0. 167	0. 950	0. 028	0. 190	0. 240	0. 599	0. 348	0. 277

(2) 上述断块中只有 M16 断块边底水能量较高,其余各断块水侵系数低,M7,M15—18 和 M20 断块平均水侵系数分别为 0.1145×10^4 , 0.8819×10^4 和 0.152×10^4 m³/(MPa·a),边底水能量很差,最差为 M7 断块。

(3) 由于本油藏溶解系数仅 7.8~ 4.58 m³/m³,饱和压力很低,故溶解气驱能量亦很小。

(4) 主力区块油柱高度一般在 100 m 左右,加上是块状油藏和低压开采,其重力驱油作用也不

容忽视。

(5) 由于本区原油性质特殊,不同区块油水界面张力较低(7.0~ 11.5 mN/m),一般为常规砂岩油藏 1/5~ 1/2 倍,毛管力也会大大降低,又因该油藏强亲水,毛管力是驱动力,从而使得渗吸作用大大降低,驱油能力变弱。

从以上能量分析来看,该油藏以弹性能(M7,M15—18,M20)和边底水驱动能量(M16)为主,重力、毛管力也起一定驱油作用。但总的来看,天然

能量远远不能满足油田开发需要,单位压降采出程度低,说明依靠消耗天然能量采出程度低,开发效果变差。因此,必须补充地层能量开发。

2.3.2 补充能量方式

据对国内外火山岩油藏开发调研结果^{*},国外这类油藏几乎不注水,全部依靠天然能量开发,因为,其边底水活跃,含水上升快。国内几个较有名的火山岩油藏,如克拉玛依一区玄武岩油藏、内蒙古阿北安山岩油藏等,因边底水能量差,均已投入注水开发。从已有的资料来看,新疆已取得了一些效果,但也遇到了很多问题。阿北油田采用边外注水后,由于流体性质、裂缝的影响,注水效果不好。但是,就来源丰富、成本低廉而言,注水仍是目前广泛采用的方法。注聚合物和CO₂等方法因价格昂贵,来源有限而无法在该油田全面推广。对MQ火山岩油藏,考虑到各方面因素,建议仍采用注水补充能量,如有可能采用段塞式注稠化水方法可改善水驱油前缘的指进。

2.4 射孔层位距油水界面距离

M15—18断块数值模拟结果表明,当油井生产层位距油水界面15~35 m时,含水上升快,采出程度低;在同样采油(液)速度下,生产层位距油水界面40 m以上时,开发指标明显变好(图2)。

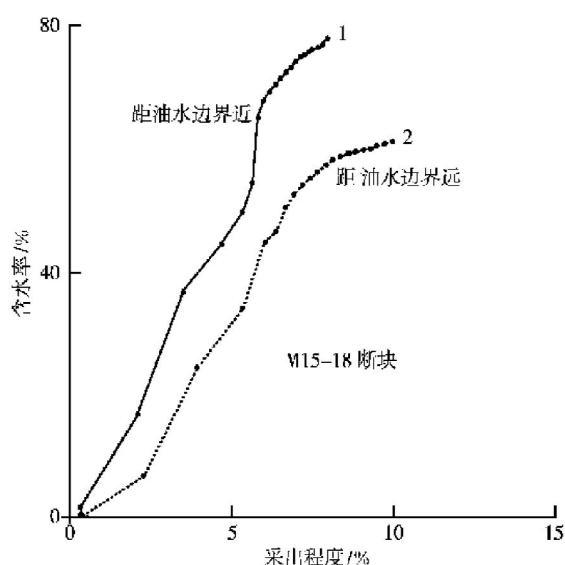


图2 生产井段与油水界面远近对比曲线

Fig. 2 Correlation curves of production intervals and distances from oil-water contacts

对于M15—18断块,从单元开发指标看,射开

层位距油水界面的距离最低应为40 m。因各断块油水界面深度、油柱高度均不相同,应视具体情况来定射开层位距油水界面的距离。

2.5 注水

2.5.1 注水层位

MQ火山岩油藏因含油面积小,含油带较窄很难形成较正规的开发井网。目前井网为不规则井网。因油藏为块状,高角度裂缝发育,而且裂缝分布尚不清楚,为避免注入水沿裂缝窜流,注水井应尽量分布在构造较低部位。M15—18断块数值模拟结果表明,位于构造低部位的注水井注水层位的高低对开发指标几乎没有什么影响。

2.5.2 注水井位置

注水井的位置应在油水边界处或油水边界外,且注水方向最好与裂缝方向垂直^[8],否则将影响注水效果,甚至使生产井含水急剧上升。如M7断块M7井在M13井注水后仅28 d含水就由0升到9%,后达到33%,而且M7井含水随M13井停注或回注而下降或上升,造成这一状况的主要原因是注水井位置选择不当(图3)。M7和M13两井间裂缝发育,且井距较近(250 m左右),注水井注水方向与裂缝发育方向一致,势必会造成注水效果变差。

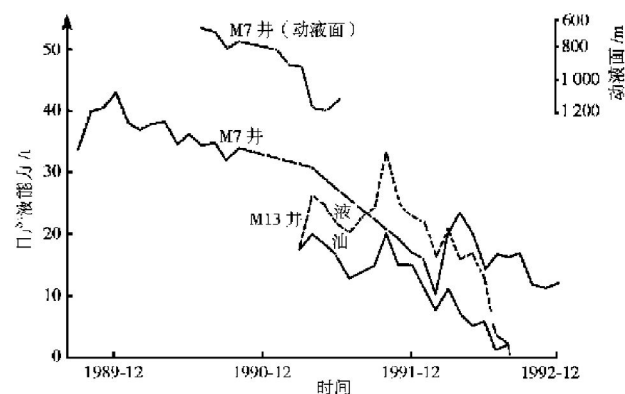


图3 M7和M13井开采对比曲线

Fig. 3 Correlation of production histories between M7 and M13 wells

2.5.3 注水时机

仍以M15—18断块作为研究对象,采用数值模拟方法进行研究。该断块注水井3口,采油井5口,低部位注水。年采液速度1.8%,单井日产量20~40 t/d,单井日注水量25 m³/d,考虑到注水后

* 张人玲. 国内外火山岩油气藏开发调研. 江苏油田地质科学研究院科研报告, 1992

要保持一定的液面和泵效及目前实际工艺水平,最小井底流压定为 1.5 MPa,设计了 6 个方案,各方案分别在地层压力降到 13.13, 10.30, 7.68, 5.26, 3.52 和 2.00 MPa 开始注水,其开发指标及经济评价结果表明:M15—18 断块最佳注水时机为 10.30~7.00 MPa,压力水平为 0.45~0.64;其次分别为 13.13 和 5.26 MPa。对比上述各方案测算结果,得到以下几点结论。

(1) 单井注入水量过高会导致水窜严重,油井含水迅速上升。数模结果表明,单井日注水量达到 35 m³ 时,开发指标急剧变坏。故应采用多井少注的方式注水,平均单井日注量应低于 35 m³。

(2) M15—18 断块进行注水开发最佳时机的地层压力为 10.30~7.00 MPa,地层压力为 3.5~4.5 MPa 是全面注水的最低界限压力,低于此值开发效果、经济指标均会变差。

(3) 在采液速度为 1.8%,注采比为 0.5 时,只能维持较低的压力(3.5 MPa)下生产,要取得较好的开发效果,开发初期要保持油藏具有较强的供液能力,并较好地发挥弹性能、重力、渗吸作用,地层压力水平应保持在 0.3(压力 5 MPa)以上,但不应超过 0.85(压力 13.7 MPa)。

2.5.4 注水压力界限

计算 MQ 火山岩油藏破裂压力采用了两种资料,一种是岩心地应力测定资料,另一种是全声波测井成果解释资料。前者有 3 口井,共 6 块岩心资料,后者用 M15 和 M16 井油层段资料分别计算出破裂压力和全井破裂压力剖面。

最小破裂压力

$$P_f = [2\mu P_o + (1 - 3\mu)P_p] / (1 - \mu) \quad (1)$$

式中 P_f 为破裂压力,MPa; P_o 为上覆地层压力,MPa; P_p 为地层孔隙压力,MPa; μ 为泊松比。

破裂压力梯度

$$G_f = [2\mu / (1 - \mu)] P_o / D + [(1 - 3\mu) / (1 - \mu)] P_p / D \quad (2)$$

式中 G_f 为破裂压力梯度,MPa/m; D 为地层深度,m。

采用岩心分析资料计算出该油藏破裂压力与破裂压力梯度值分别为 24.59~37.78 MPa 和 0.015 9~0.025 3 MPa/m,岩心计算表明,取自不同部位的岩心因泊松比、岩心密度、埋深等不同,所计

算出的破裂压力差别很大。这与用全声波测井处理成果资料所计算的破裂压力剖面数值范围相似。M15 和 M16 井破裂压力范围在 22.51~42.03 MPa,破裂压力梯度在 0.013 5~0.025 4 MPa/m(图 4),可以认为,破裂压力最小部位是裂缝发育部位;最大部位是基块最致密部位。由于 M15 和 M16 井属于裂缝发育井同时又有致密基块,具较强代表性。所以,取其最小破裂压力梯度 0.013 5 MPa/m 作为全油藏最小破裂压力梯度,取其平均破裂压力梯度 0.019 MPa/m 作为全油藏平均破裂压力梯度。

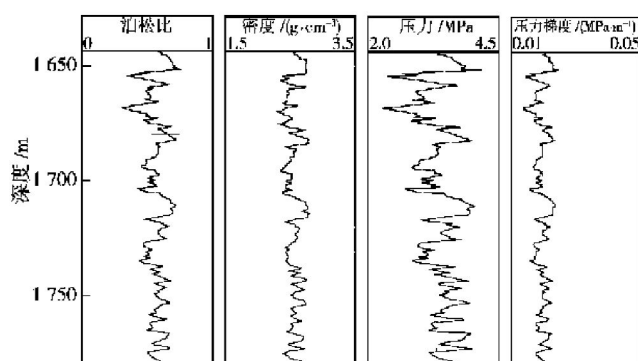


图 4 M15 井压力剖面图

Fig. 4 Pressure profiles from well M15

2.5.5 防止注入水进入沉积夹层

MQ 火山岩油藏火山岩体内发育有多套分布不稳定的沉积夹层,其岩性从泥岩至碳酸盐岩,内有含油裂缝。这种夹层的吸水,造成难以控制水的去向,导致注入水沿隔层窜流,再进入油层或直接进入油井并引起套管变形损坏,使油井寿命缩短。夹层进水与夹层裂缝发育程度和裂缝延伸压力有关,也就是与岩性和射孔段位置有关。碳酸盐含量高的泥岩性脆,泊松比低,水平方向应力小,特别容易进水。反之,纯泥岩特别是欠压实泥岩,泊松比大,水平方向应力大,不容易进水。据 M15 和 M16 井全声波测井资料,夹层的泊松比一般在油层裂缝发育部位高,变化范围为 0.30~0.47,但比致密基块低。据吉林新立油田资料*,最容易造成夹层进水的部位是射孔段或主要射孔段的顶部,这与裂缝延伸压力梯度大于静水柱压力梯度有关。一般静水柱压力梯度为 0.01 MPa/m,而裂缝延伸压力梯度要大于此值。所以,射孔层

* 张人玲. 国内外火山岩油气藏开发调研. 江苏油田地质科学研究院科研报告, 1992

顶部一般是流体压力最先超过裂缝延伸压力的地方, 但是否进水及进水部位还受岩性控制。新立油田注水井吸水剖面反映出, 夹层进水总是发现于某一油层的顶层, 而且多次重复测量发现, 顶层进水范围逐渐向上发展。

因此, 可以利用全声波测井资料判断可能的进水夹层, 而控制夹层进水、油层裂缝水窜所必需的临界压力值, 必须按射孔段的顶界计算, 注水临界压力可由注水井试井曲线求得, 注水压力不可大幅度超过油层注水临界压力。

3 结论与认识

(1) MQ 火山岩油藏开发初期, 经济合理井距应在 900 m 左右; 中后期根据需要适当加密至 500 m。油柱高度大于 50 m 的油层, 射孔层位或裸眼完井位置距油水界面最好大于 30 m, 有利于油井保持较长的无水采油期。

(2) 投产初期, MO 火山岩油藏在较稀井网下单井平均日产量应控制在 20~ 35 t 之内, 在高部位孔、洞、缝发育带, 单井最高日产量应控制在 45 t 以下。井距较密井网, 单井日产量应控制在 25 t 之内, 单井最高日产量控制在 25~ 35 t。断块采液速度应低于 2.6%, 开发中后期应视井网调整情况适当调整采液速度与单井产量。

(3) MQ 油藏注水最佳时机的油层压力水平为 0.45~ 0.65, 地层压力水平 0.21~ 0.28 是全面注水的最低界限值。注水井不宜距油井太近, 初期注水最好采用边缘、边外注水方式或周期注水等。在沉积夹层较发育带注水时, 注水井注入压力不应超过临界压力, 不要射开注水井沉积夹层, 并使注水井段距可能进水的沉积夹层底一定距离。全声波测井成果可以定性预测油水井产液、吸水剖面、最大注入压力和破裂压力剖面。

参 考 文 献

- 1 王璞瑛, 陈树民, 刘万洙, 等. 松辽盆地火山岩相与火山岩储层的关系[J]. 石油与天然气地质, 2003, 24(1): 18~ 23
- 2 刘万洙, 王璞瑛, 门广田, 等. 松辽盆地北部深层火山岩储层特征[J]. 石油与天然气地质, 2003, 24(1): 28~ 31
- 3 蒙启安, 门广田, 赵洪文, 等. 松辽盆地中生界火山岩储层特征及对气藏的控制作用[J]. 石油与天然气地质, 2002, 23(3): 285~ 288
- 4 杨培山. 华北碳酸盐岩潜山油藏开发[M]. 北京: 石油工业出版社, 1985
- 5 中国油藏开发模式研究丛书编委会. 王庄变质岩油藏[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997
- 6 中国油藏开发模式研究丛书编委会. 东胜堡变质岩油藏[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997
- 7 尹定. 全隐式三维三相裂缝黑油模型[J]. 石油学报, 1992, 13(1): 61~ 68
- 8 于庄敬. 丘丘裂缝性碳酸盐岩油藏的注水开发[M]. 北京: 石油工业出版社, 1985

(上接第 564 页)

斜圈闭, 更重要的是沟通了深部的气源。由于压力的释放, 早期聚集在中生界储层中的以水溶相形式存在的天然气迅速脱溶析出, 并沿断层垂向运移至盐下圈闭, 聚集成藏。

参 考 文 献

- 1 马玉杰, 谢会文, 蔡振忠, 等. 库车坳陷迪那 2 气田地质特征[J]. 天然气地球科学, 2003, 14(5): 371~ 374
- 2 刘志宏, 卢华复, 贾承造, 等. 库车再生前陆盆地的构造与油气[J]. 石油与天然气地质, 2001, 22(4): 297~ 303
- 3 汪新文, 陈发景, 李光, 等. 塔北库车坳陷的变形特征及其与油气关系[J]. 石油与天然气地质, 1994, 15(1): 40~ 50
- 4 张希明, 刘青芳, 王贵全, 等. 塔北中、新生代油气藏分布与勘探远景[J]. 石油与天然气地质, 1996, 17(2): 161~ 163
- 5 汤良杰, 贾承造, 皮学军, 等. 库车前陆褶皱带盐相关构造[J]. 中国科学 D 辑, 2003, 33(1): 38~ 46

- 6 刘文汇, 徐永昌. 煤型气碳同位素演化二阶段分馏模式及机理[J]. 地球化学, 1997, 28(4): 359~ 365
- 7 赵孟军, 张宝民. 库车前陆坳陷形成大气区的烃源岩条件[J]. 地质科学, 2002, 37(增刊): 35~ 44
- 8 赵孟军, 卢双舫, 李剑. 库车油气系统天然气地球化学特征及气源岩探讨[J]. 石油勘探与开发, 2002, 29(6): 4~ 7
- 9 孙冬胜, 金之钧, 吕修祥, 等. 沉积盆地超压体系划分与油气运聚成藏[J]. 石油与天然气地质, 2004, 25(1): 14~ 20
- 10 李梅, 李谦, 张秋茶, 等. 库车前陆冲断带天然气具有深埋水溶气的特点[J]. 天然气地球科学, 2003, 14(5): 366~ 370
- 11 周新源. 库车前陆盆地天然气分布规律[M]. 北京: 石油工业出版社, 2002. 220~ 240
- 12 张有瑜, 罗修泉. 油气储层自生伊利石 K-Ar 同位素年代学研究现状与展望[J]. 石油与天然气地质, 2004, 25(2): 231~ 236
- 13 赵靖舟. 前陆盆地天然气成藏理论及应用[M]. 北京: 石油工业出版社, 2003. 25~ 80