

文章编号: 1001-6112(2007)05-0472-05

油气成藏“相—势”耦合作用探讨

——以渤海湾盆地济阳拗陷为例

王永诗

(中国石油化工股份有限公司 胜利油田分公司 地质科学研究院, 山东 东营 257015)

摘要:渤海湾盆地济阳拗陷的勘探实践表明,同一成藏动力条件下,油气充注成藏过程中油气等流体突破储层进/出口界面的抵抗力(突破压力)存在差异,导致选择性地进入储集体和孔隙。将油气的这种突破作用和选择性充注归因于储层介质属性(相)、流体流动能力(势)和两者之间的耦合作用,重点探讨其作用机制,建立“相—势”耦合控藏模型,揭示储层有效接纳油气的临界条件,指出随着油层变浅,远离烃源岩,浮力和烃源岩剩余排替压力降低,油水界面张力增加,储层介质接纳油气的临界渗透率和临界孔隙度逐渐变大,从而建立油气成藏的临界条件预测模型,进一步丰富断陷盆地油气勘探理论与方法。

关键词:成藏机理;“相—势”耦合;突破压力;济阳拗陷;渤海湾盆地

中图分类号: TE122.3

文献标识码: A

STUDY OF FACIES AND POTENTIAL COUPLING EFFECT IN OIL AND GAS POOL FORMATION

—A CASE STUDY IN THE JIYANG DEPRESSION, THE BOHAI BAY BASIN

Wang Yongshi

(Research Institute of Geological Sciences, Shengli Oil Field, SINOPEC, Dongying, Shandong 257015, China)

Abstract: Exploration practices in the Jiyang Depression of the Bohai Bay Basin have indicated that, under the same dynamic condition of oil and gas pool forming, resistivity (breakthrough pressure) of entrance and exit interface is different, so fluid enters reservoir and pore respectively. It is caused by reservoir property (facies), fluid dynamics (potential) and their coupling effect. Mechanism of the effect is discussed and pool-controlling model is set up. Critical terms for reservoir to hold oil and gas are pointed out. As reservoir getting shallow and far away from source bed, buoyancy and residual entry pressures of source rock reduce, oil-water interface tension increases, and critical permeability and porosity for reservoir to hold hydrocarbon gradually increase. Thereby, critical qualification forecast model of pool forming is set up to enrich exploration theory and method in continental fault basins.

Key words: pool forming mechanism; facies and potential coupling; breakthrough pressure; the Jiyang Depression; the Bohai Bay Basin

多孔介质在自然界和工程应用中广泛存在。地质历史条件下,油、气等流体在储层介质中渗流、驱替水,必需突破储层进/出口界面的抵抗力,并受到相际界面的复杂作用,使得油藏中流体分布复杂化,含油气性变化大。但是,在现有油气成藏理论和模式中,没有充分重视这种突破效应,无疑增加了油气勘探实践的风险。本文将这种突破作用归

因于流体和介质之间的耦合作用,重点探讨了其作用机制,丰富了油气成藏理论。

1 油气勘探中值得思考的现象

渤海湾盆地济阳拗陷是我国油气藏分布的重要地区,烃源岩丰富且优质^[1~3],储集体类型丰富,物性条件好,油气接纳空间充足^[4~6]。烃源岩中的

收稿日期: 2007-04-09; 修订日期: 2007-08-17。

作者简介: 王永诗(1964—),男(汉族),山东邹平人,教授级高级工程师,主要从事油气地质勘探工作。

基金项目: 国家“十五”重大科技攻关项目(2001BA605A09)

油气能否在有效驱替动力作用下,通过输送通道抵达、充注储集体并聚集成藏,是油气成藏研究的核心。勘探实践的不断深入和认识不断深化,促使地质学家不断完善已有成藏理论,探索新的成藏模式^[7],如济阳凹陷发育多种类型的储集体,主要包括近岸水下扇体、三角洲砂体、浊积扇体、滩坝砂体和河道砂体等,勘探实践表明,同一成藏动力环境下,储集体中油层、水层分布及成藏特点相差很大^[8]。当前各种测试和实验方法(如流体包裹体测试、物理模拟实验等)可以再现地质历史时期油气生成、运移和成藏等过程,给已有油气成藏理论提出诸多新问题和现象,促使该问题研究更理性、更深入。

1.1 储集体临界物性下限差异

济阳凹陷东营凹陷胜坨、宁海、王庄、利津、郑家等 5 个油田 287 个含油气单元实际统计资料表明,各油田的油层孔隙度、渗透率等物性参数存在一个最小临界值。储集砂体只有满足一定的临界条件,油层孔隙度、渗透率大于相应的临界值后,才能有效接纳运移的油气值(表 1)。孔隙度下限从 13% 至 28%、渗透率下限从 $6.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 至 $89 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 不等,总的趋势是:同一构造带,不同沉积体系(岩相),油层越深,临界孔隙度和临界渗透率就越低。

表 1 渤海湾盆地东营凹陷油层物性下限
Table 1 Statistical list of reservoir critical data in the Dongying Sag, the Bohai Bay Basin

油田	区块	深度/m	层位	孔隙度下限, %	渗透率下限/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$
二区		1 826	沙二上亚段 1 砂组	25	72.50
		1 846	沙二上亚段 2 砂组	24	67.00
		1 865	沙二上亚段 3 砂组	23	61.50
		1 948	沙二上亚段 6 砂组	22	56.00
胜坨		1 653	沙一段 1 砂组	28	89.00
		1 764	沙一段 4 砂组	25	72.50
		2 035	沙二下亚段 8 砂组	22	56.00
		2 080	沙二下亚段 10 砂组	21	50.50
三区		2 193	沙二下亚段 12 砂组	20	45.00
		2 164	沙二下亚段 12 砂组	20	45.00
		利 32—33	2 075 沙二段 3 砂组	21	50.50
利津	店子	2 042	沙二段 1 砂组	20	45.00
		2 236	沙二段 2 砂组	16	23.00
		2 321	沙二段 4 砂组	16	23.00
利古 3	2 550	沙四上亚段 1 砂组	13	6.50	
利 882	2 610	沙三中亚段	16	23.00	
宁海	坨 85	2 523	沙三中亚段	13	6.50

1.2 不同物性储集体含油性差异

埕岛油田馆陶组油层是河流相储层,不同孔隙度的油层含油饱和度差异明显。以 CB22 井馆陶组油层为例,孔隙度为 30% 的储层的含油率与孔隙度为 36% 的储层的含油率相差 20% (图 1)。孔隙度不同的油层含油率变化很大。

利津油田为砂砾岩油藏,以利 85 块为例,位于砂砾岩扇体根部的利 852 井,储层中饱含地层水,无油气显示;位于扇中部位的利 85、利 853 井及位于扇端部位的利 54、利 92 井,储集层输导性能好,油气成藏过程中,地层水被运移而来的油、气驱替和置换,油层饱含油气,试井获工业油流。在油藏的不同部位,油水层分布变化大。

正理庄油田高 89 块沙四段为滩坝砂储集体,含油性则随孔隙度的增大而变好。当孔隙度小于 8% 时,储层不含油。在含油集中段,油层含油性随孔隙度存在明显的分选现象。樊 137 井油层孔隙度下限为 10%,而在高 89 井这个值则是好的含油层,说明油气成藏下限也并不是不变的(图 2)。

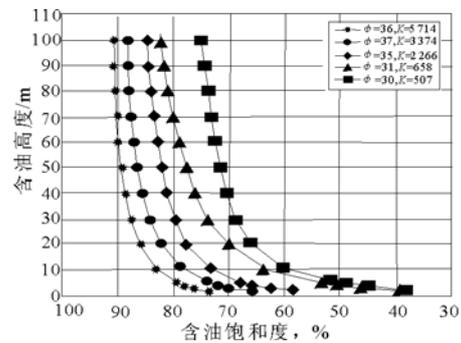


图 1 渤海湾盆地济阳凹陷埕岛油田 CB22 井馆陶组含油饱和度与含油高度关系
 ϕ 为孔隙度, %; K 为渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$

Fig. 1 Relationship between oil saturation and oil column height in the Guantao Formation, Well CB22, the Chengdao Oil Field, the Jiyang Depression, the Bohai Bay Basin

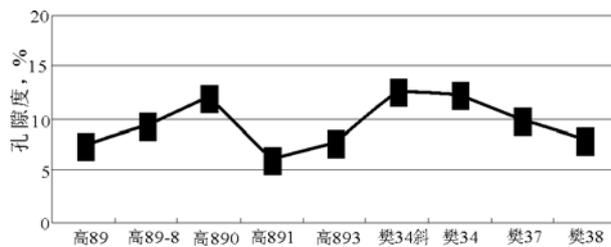


图 2 渤海湾盆地东营凹陷高 89 块沙四段油层孔隙度下限分布

Fig. 2 Distribution graph of reservoir critical porosity in the 4th member of Shahejie Formation in the Gao89 block in the Dongying Sag, the Bohai Bay Basin

这些现象表明,同一成藏动力环境下,油气充注成藏过程中油气等流体选择性地进入储集体和孔隙,使储集体的不同位置、不同孔隙中的含油特征变化很大^[9,10]。油气藏中的这些特点是目前已有成藏模式难以解决的。

2 油气“相—势”耦合成藏

庞雄奇等^[11]研究了岩性油气藏成藏过程,并将其分为油气在烃源岩孔隙中运移、在砂泥岩界面通过孔隙和喉道渗流以及在砂体内富集等阶段。流体势成藏理论也认为,油气在低势能区聚集、成藏。但上述理论和体系仅仅考虑了油气等流体渗流、运移的可能性,并没有涉及不同阶段油气和储层介质之间应满足什么样的条件,油层中才能有效地接纳运移而来的油气。烃源岩生成的分散油滴、油珠从烃源岩孔隙中进入输导体系,在浮力作用下克服流体流动粘滞阻力、储层界面抵抗力和相界面阻力,方能排替砂体内的地层水,并富集成藏,这是流体渗流与储层介质性质的综合作用,是渗流流体与储层介质的耦合作用,而油藏介质中油层和水层则是耦合效果,油气成藏过程则是耦合过程。

渗流流体与储层介质的耦合系统应包含储层介质属性(相)、流体流动能力(势)和两者之间的耦合作用。

2.1 油气成藏过程中的相控作用

通俗地讲,“相”是指储集体类型及物性条件。在地质学应用中,“相”是指在一定条件下形成的、能够反映特定环境或过程的产物。应用到油气成藏中,“相”的概念应该理解为油气运聚成藏的介质条件。

孔隙度、渗透率是反映储层介质属性最直接的定量参数,其大小和均质性制约着岩石介质接纳油气的的能力,可称为岩石介质的物理相,反应油气运聚成藏的介质条件。岩石介质中油气渗流和地层水驱替就受该微尺度物理相控制,造成油藏中油层和水层错综复杂,含油特征变化很大。

油气只有突破储层进/出口界面的抵抗力,才能顺利进入储层介质。这种抵抗是一种突破压力,是非浸润流体单方向挤压饱和多孔介质内的浸润流体时,多孔介质自发产生的抵抗,是由浸润流体向介质内部凹陷形成弯曲界面而产生的。

突破压力是反映流体渗流通过多孔介质时固有的特征压力,在油气成藏过程中是一种阻力,只有当输导层中的油气等非浸润流体压力克服了突破压力时,储层方能有效地接纳运移而来的油气。

储层中突破压力为:

$$\Delta p = \frac{2\sigma\cos\theta}{r_e}$$

式中: Δp 为突破压力,Pa; σ 为界面张力,N/m; θ 为接触角; r_e 为孔隙中油水界面曲率半径,m。

储层突破压力的本质是由孔隙结构决定的。分析表明,砂岩孔隙性储层中微孔隙体积与砂岩总孔隙度之间关系十分密切(图 3),微孔隙体积百分含量与总孔隙度及突破压力呈负相关关系。对于某一特定砂岩,其微孔隙大小是岩石本身的固有参数,与其他因素关系不大。如果岩石含油气,也是该岩石束缚水含量的最小值。一般情况下,储层束缚水含量大于该值,具体为多少则取决于成藏动力。

2.2 油气成藏过程中的势控作用

早在 20 世纪 40—50 年代,Hubbert^[12,13]就用流体势的概念阐述和表达了地下流体(油、气、水)的运动规律,他把流体所具有的能量定义为流体势,来表征流体的流动能力。油气运移过程中,流体的有效渗流和有效驱替能力来源于烃源岩排烃的剩余排替压力(流体的动能)和浮力。对于距烃源岩较远的储层,浮力是输导层中烃类运移的主要动力^[14](图 4),那么:

$$\Phi = f(\Delta\rho g z \cdot V) + f(m \cdot \frac{q^2}{2})$$

式中: Φ 为流体势,J; $\Delta\rho$ 为流体在深度 z 处的密度差,kg/m³; g 为重力加速度,m/s²; z 为研究点到基准面间的距离,m; V 为流体相对某点的距离,m; m 为单位流体质量,kg; q 为地层流体速度,m/s。

随着原油在输导体中运移,能量不断散失,轻质烃类组分越来越少,原油密度越来越大,浮力也越来越小。源自深层的油气在向浅层运移、渗流过程中流体势逐渐降低。

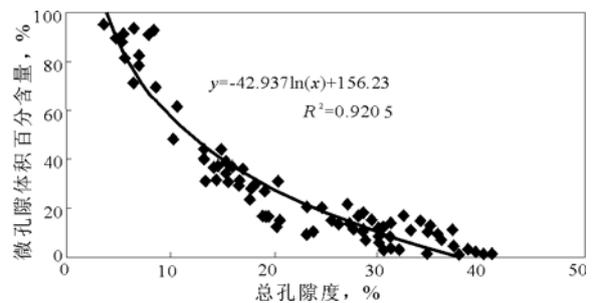


图 3 渤海湾盆地济阳坳陷砂岩储层微孔隙体积百分含量与总孔隙度关系

Fig. 3 Relationship of micropore content and total porosity of sandstone reservoir in the Jiyang Depression, the Bohai Bay Basin

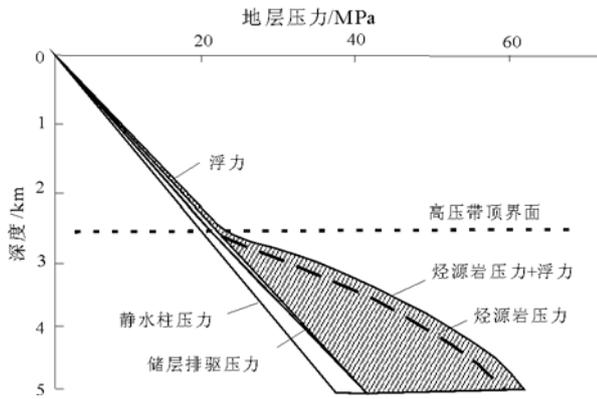


图 4 油气运移动力剖面

Fig. 4 Schematic section of oil and gas migration agent

2.3 油气成藏过程中的“相—势”耦合作用

油气成藏过程中, 油气进入储层介质的能力为浮力和烃源岩剩余排替压力, 进入储层介质的阻力则是界面抵抗力, 只有当流体势克服了储层突破压力时, 储层孔隙中的地层水才能被驱替, 孔隙才能成为接纳油气的有效空间^[15]。

因此, 油气成藏过程中的“相—势”耦合作用就是运移流体克服储层介质突破压力的过程。即:

$$\Phi \propto \Delta p: f(\Delta \rho g z \cdot V) + f(m \cdot \frac{q^2}{2}) \propto \frac{2\sigma \cos \theta}{r_e}$$

运移过程中, 油气进入储层介质的临界条件为:

$$\Phi \geq \Delta p: f(\Delta \rho g z \cdot V) + f(m \cdot \frac{q^2}{2}) \geq$$

$$\frac{2\sigma \cos \theta}{r_e} \pi r^2 = 2\pi r \sigma \cos \theta$$

式中: σ 为界面张力, N/m; θ 为润湿角; r_e 为深度 z 处岩石孔隙毛管半径, m; r 为孔隙半径, μm 。

孔隙半径与渗透率、孔隙度参数有下列函数关系:

$$K = \frac{\phi r^2}{8\tau}$$

式中: K 为渗透率, μm^2 ; ϕ 为孔隙度, %; τ 为孔道迂曲度。

那么临界条件则为:

$$\Phi \geq \Delta p: f(\Delta \rho g z \cdot V) + f(m \cdot \frac{q^2}{2}) \geq$$

$$2\pi r \sigma \cos \theta = 2\pi r \sigma \cos \theta \cdot \tau \sqrt{\frac{8K}{\phi}}$$

只有满足临界条件的储层才能有效接纳运移而来的油气, 油气成藏过程中, 油气等流体选择性地进入储层介质。

临界孔隙度、临界渗透率等物性参数与油层深度的关系表明, 油层浅, 远离烃源岩, 原油中烃类轻

质成分越来越低, 原油密度越来越大, 浮力越来越小, 同时烃源岩的剩余排替压力也逐渐降低。另一方面, 油水界面张力越来越大, 油气进入储层介质所受的毛管阻力就越来越大, 这使接纳油气的储层介质的临界渗透率和临界孔隙度逐渐变大^[16]。

济阳凹陷东营凹陷已发现油气藏的流体势与储层物性下限的关系表明(图 5), 两者呈负相关关系。势能高, 孔隙度下限低; 势能低, 孔隙度下限高。势能大小与沉积相带的耦合决定储层的含油性。“相—势”耦合控制了不同类型油气藏的形成和分布。

根据“相—势”控藏理论所得出的各区块成藏物性界限, 较好地解释了不同深度储层的物性下限差异, 并在其他区块得到了较好的验证。沾化凹陷埕岛油田馆陶组河道砂体, 储层埋深 1 200~1 400 m, 实际有效厚度孔隙度下限为 28%, 本法计算孔隙度下限为 28%, 吻合较好; 东辛油田营 11 区块沙三段砂体, 埋深 3 100 m, 实际有效厚度孔隙度下限为 13.5%, 本法计算孔隙度下限 12%; 牛庄油田沙三段含油砂体, 埋深 2 930~3 375 m, 计算实际有效厚度孔隙度下限为 13.5%, 本法计算孔隙度下限 12%~13%。

综上所述, 断陷盆地油气藏的形成受“相—势”控制。无论何种储集体类型, 只有当其“相—势”耦合时, 才能成藏。压力封存箱内形成高势岩性油藏, 压力封存箱外形成常势地层、岩性油藏。

3 油气“相—势”耦合成藏的地质意义

有效储层的孔隙度随埋藏深度增加而减小, 为深部油气勘探提供指导。利用“相—势”控藏概念, 随埋藏深度增加, 地层压力增高^[17], 成藏势能增大, 储层临界物性下限就可以降低。只要有油气来源和通道, 在相对低势区就有油气聚集。东营凹陷

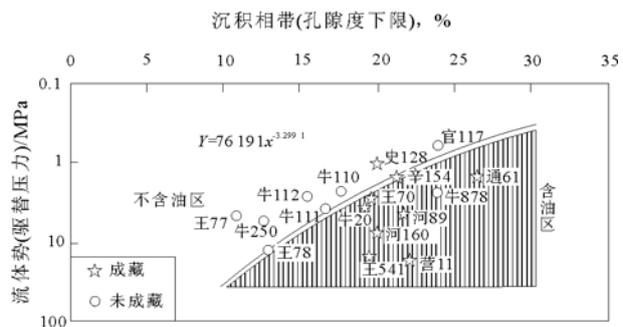


图 5 渤海湾盆地东营凹陷“相—势”耦合控藏关系

Fig. 5 Relationship of facies and potential coupling in the Dongying Sag, the Bohai Bay Basin

丰深 1 井油气藏埋深在 4 000 m 以下, 储层孔隙度 4%~5%, 仍获得了高产工业油气流。

高势背景条件下油气也能够成藏, 为寻找岩性油气藏提供依据。油气聚集在相对低势区, 比如局部构造高点、盆地边缘、断层压力释放带^[18]和相对高孔渗的砂岩体内。在高势背景下的局部低势区, 油气也能聚集成藏。如牛庄洼陷沙三中段存在异常高压, 但内部由于浊积砂岩体的存在, 在泥岩内的高界面能内生成的油气具有向浊积体低界面能运聚成藏的条件, 因此, 在深凹陷高势背景下形成了大量岩性油气藏。

恢复地质历史时期的“相”、“势”条件是油气成藏研究的根本。“相—势”控藏揭示了油气成藏的根本规律, 油气藏分布归根结底取决于油气成藏期的“相—势”耦合关系, 因此恢复地质历史时期的“相”、“势”条件是油气成藏研究的根本。不同性质流体(正常油、稠油、天然气)成藏的“相”、“势”条件存在较大差异, 应分别建立其“相—势”耦合关系。

4 结论

胜利油区勘探实践表明, 同一成藏动力条件下, 油气充注成藏过程中油气等流体选择性地进入储层和孔隙。

油气突破储层进/出口界面的抵抗和相际界面作用进入储层成藏是一个复合动力与阻力相互作用的过程, 是“相—势”耦合过程。

“相—势”耦合模型表明, 油气等流体选择性地进入储层介质, 储层介质接纳运移而来的油气需要一定的临界条件。

断陷湖盆油气成藏受“相—势”耦合作用控制。油气只有突破储层进/出口界面的抵抗力, “相—势”耦合, 储层介质才能有效地接纳油气, 成为有效储集空间。统计与计算表明, 随着油层变浅, 远离烃源岩, 浮力和烃源岩剩余排替压力降低, 油水界面张力增加, 储层介质接纳油气的临界渗透率和临界孔隙度逐渐变大。

参考文献:

- 王永诗, 金 强, 朱光有等. 济阳拗陷沙河街组有效烃源岩特征与评价[J]. 石油勘探与开发, 2003, 30(3): 53~55
- 周 杰, 庞雄奇, 李 娜. 渤海湾盆地济阳拗陷烃源岩排烃特征研究[J]. 石油实验地质, 2006, 28(1): 59~64
- Wang Y S, Li M W, Pang X Q, et al. Fault-fracture mesh petroleum plays in the Zhanhua Depression, Bohai Basin, Part 1: Source rock characterization and quantitative assessment[J]. Organic Geochemistry, 2005, 36: 183~202
- 赵澄林, 张善文, 袁 静. 胜利油区沉积储层与油气[M]. 北京: 石油工业出版社, 1999. 21~31
- 马立驰, 王永诗, 姜在兴等. 断陷盆地碳酸盐岩潜山储层模式: 以渤海湾盆地济阳拗陷为例[J]. 石油实验地质, 2006, 28(1): 21~24
- 李丕龙, 姜在兴, 马在平等. 东营凹陷储集体与油气分布[M]. 北京: 石油工业出版社, 2000. 53~81
- 李丕龙, 张善文, 宋国奇等. 济阳成熟探区非构造油气藏深化勘探[J]. 石油学报, 2003, 24(5): 10~15
- 李丕龙, 张善文, 宋国奇等. 断陷盆地隐蔽油气藏形成机制: 以渤海湾盆地济阳拗陷为例[J]. 石油实验地质, 2004, 26(1): 3~10
- 庞雄奇, 陈冬霞, 李丕龙等. 砂岩透镜体成藏门限及控油气作用机理[J]. 石油学报, 2003, 24(3): 38~41
- 张善文, 王永诗, 石砥石等. 网毯式油气成藏体系: 以济阳拗陷新近系为例[J]. 石油勘探与开发, 2003, 30(1): 1~8
- 庞雄奇, 姜振学, 李建青等. 油气成藏过程中的地质门限及其控油气作用[J]. 石油大学学报, 2000, 24(4): 53~57
- Hubbert M K. The theory of groundwater motion[J]. J Geol, 1940, 48: 785~944
- Hubbert M K. Entrapment of petroleum under hydrodynamic conditions[J]. Am Assoc Pet Geol, 1953, 37: 1954~2026
- 庞雄奇, 金之钧, 左胜杰. 油气成藏动力学模式成因与分类[J]. 地学前缘, 2000, 7(4): 507~514
- 邱楠生, 张善文, 金之钧. 东营凹陷油气流体运移模式探讨: 来自沸腾包裹体的证据[J]. 石油实验地质, 2001, 23(4): 403~407
- 王永诗, 张善文, 曾溅辉等. 沾化凹陷上第三系油气成藏机理及勘探实践[J]. 油气地质与采收率, 2001, 8(6): 32~34
- 许晓明, 刘 震, 谢启超等. 渤海湾盆地济阳拗陷异常高压特征分析[J]. 石油实验地质, 2006, 28(4): 345~349, 358
- 陈宝宁, 白全明, 周香翠等. 陆相断陷盆地断裂系统与异常压力分布特征初探: 以济阳拗陷东营凹陷为例[J]. 石油实验地质, 2005, 27(6): 601~605, 623