

松辽盆地长春岭背斜带油气成藏过程探讨

杨庆杰, 林景晔, 王雅峰 (大庆油田有限责任公司勘探开发研究院, 黑龙江 大庆 163712)

【摘要】应用王府凹陷及周边地区探井取心、录井及试油资料, 结合区域沉积和构造特征的认识成果, 对长春岭背斜带的气顶油环的形成过程进行了深入研究。指出双城油田具有混源特征, 油主要来自三肇凹陷的青一段生油岩; 王府凹陷生油能力较小, 不能为双城油田的形成提供足够的油源。长春岭背斜带在嫩江组沉积末期形成过古油藏, 由于以后来自深层侏罗系天然气的注入, 就形成了现今的气顶油环的油气分布特征。同时提出了油藏含油边界有望扩大的具体地区。

【关键词】长春岭背斜带; 王府凹陷; 双城油田; 三站气藏; 油气成藏; 青山咀

【中图分类号】TE122.1

【文献标识码】A

【文章编号】1000-9752 (2007) 03-0011-04

1 勘探历程及地质背景

1.1 勘探历程

长春岭背斜带构造位于松辽盆地东南隆起区, 是盆地的二级构造单元, 面积约 1605km²。勘探主要目的层为下白垩统泉头组四段的扶余油层及泉头组三段上部的杨大成子油层 (以下简称扶杨油层)。自 1963 年开始地震普查以来, 于 1990~1995 年间先后发现了长春岭、五站、三站及涝州气田, 累计提交天然气探明储量 92.29 × 10⁸ m³。随着勘探工作的深入, 相继在原有气田的周边发现了较好的含油显示, 并于 2001 年在双城油田 (过去称临江油藏) 提交石油预测储量 3653 × 10⁴ t (图 1)。双城油田横跨长春岭背斜带与宾县王府凹陷两个二级构造单元, 尽管过去有关长春岭背斜带出现气顶油环以及油源等问题作过一些研究^[1,2], 但实际勘探部署上仍存在许多难以解释的问题。如王府凹陷北坡能够形成油藏, 那么南坡理应有足够的油源, 为什么没有找到油藏? 为什么气田内的许多气层都有含油产状? 笔者通过对长春岭背斜带油气藏形成过程研究, 指出了王府凹陷生烃潜力以及长春岭背斜带的有利目标区。

1.2 地层和沉积特征

长春岭背斜带第三系大安组、依安组和明水组地层缺失, 四方台组、嫩江组五段至二段地层大部分地区缺失。勘探的主要目的层扶余和杨大成子油层所属的泉头组四段及三段上部, 地层厚度 160~180m, 沉积于南部怀德-长春物源向东北方向形成的分流平原。从探井含油情况来看, 主力油层为分流河道、决口扇沉积等。分流河道沉积的条带状和透镜状错迭连片的砂体为油气藏的形成提供了良好的储集空间。

1.3 构造和断裂特征

在扶余油层顶面构造图上, 长春岭背斜带构造轴向为西南-东北方向, 背斜长轴近 50km, 短轴 5~10km, 背斜向北东方向倾没。构造幅度差异较大, 构造高部位海拔 -440~-700m, 背斜北斜坡的构造低部位海拔为 -1100m, 南斜坡的构造低部位海拔为 -1600m。扶余油层顶面构造发育史研究表明, 青山口组一段沉积时期, 长春岭背斜带已具雏形, 长春岭、三站、五站等正向构造基本形成, 东南隆起开始形成。嫩江组沉积末期, 长春岭背斜带和王府凹陷都已发育定型, 长春岭地区长期抬升遭受剥蚀, 剥蚀厚度 200~550m。区内断裂十分密集, T₂ 层断层以 NNE 向和 SN 向为主, 而近 SN 向断层最发育, 全部为正断层, 延伸长度一般 3~8km, 断距为 15~80m。断裂发育史研究表明, T₂ 层断裂主要是在青山口沉积时期的构造运动中形成的。

【收稿日期】2007-04-06

【作者简介】杨庆杰 (1974-), 女, 1996 年大学毕业, 工程师, 现主要从事石油地质综合研究及储量评价工作。

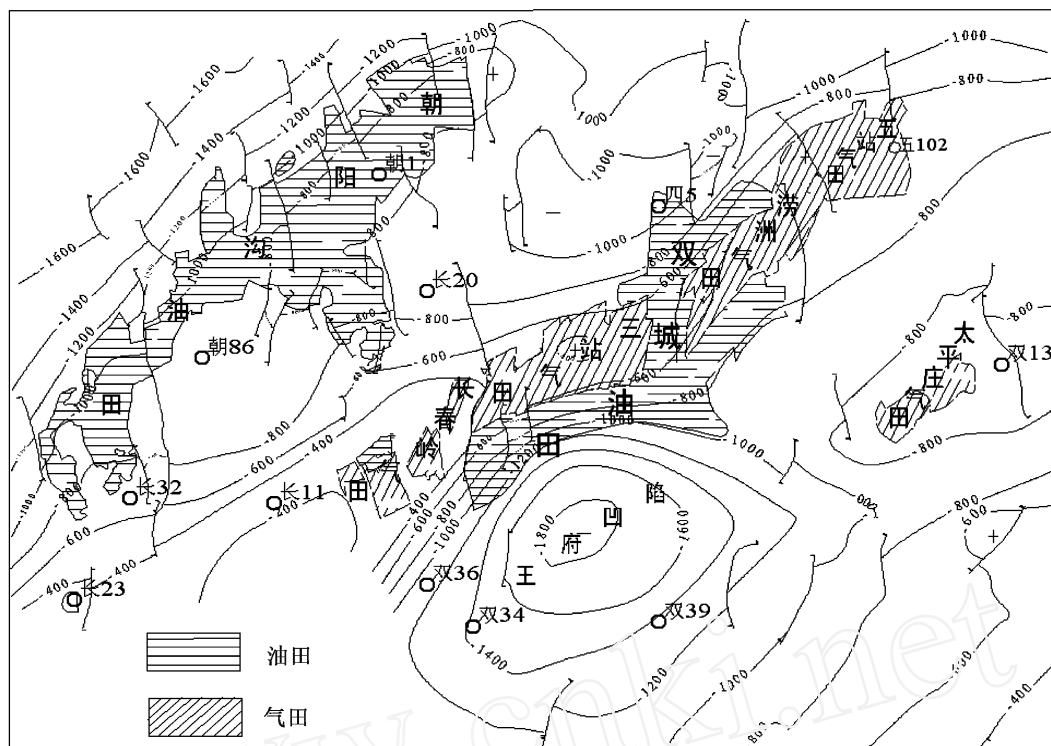


图1 长春岭背斜带扶杨油层勘探成果图

2 长春岭背斜带王府凹陷生烃潜力及油气来源

2.1 王府凹陷生烃潜力

王府凹陷构造位于长春岭背斜带南边, 过去普遍认为王府凹陷内的青山口组一段泥岩是长春岭背斜带及周边地区的主要油源。青一段泥岩的有机地球化学指标分析表明, 有机碳平均为 2.43%, 氯仿沥青“A”为 0.062%~1.13%, 平均 0.425%, 热解产油潜力 0.63~71.5mg/g, 平均 20.75mg/g。有机质丰度综合评价结果表明, 青一段泥岩具有一定的生油能力并且是凹陷中最好的生油岩。青一段顶界埋深 1088~1818m, 其中 1204.8~1899.6m 井段实测镜质体反射率一般 0.5%~0.64%, 成熟度参数 $C_{29}20S/20(S+R)$ 为 0.52, 属于低成熟-成熟特征, 泥岩热解 T_{max} 值为 440~475, 因此青一段泥岩大量生油期埋深大约在 1500m。盆地模拟分析结果表明, 王府凹陷青一段总资源量为 $1.35 \times 10^8 t$ 。

2.2 长春岭背斜带的油来自三肇凹陷

近年来的研究成果普遍认为, 长春岭背斜带的油来自王府凹陷的青一段。尽管人们找到了碳同位素、生物标志化合物等地球化学指标的证据, 但由于取样的局限性及油藏中油源的多源性, 这些对比证据的可信度值得怀疑。笔者认为双城油田的油是多源的, 但以三肇凹陷青一段为主, 理由有如下几个方面。

1) 目前在长春岭背斜带上已经找到了各级石油地质储量, 即石油预测、控制加探明地质储量共计 $4000 \times 10^4 t$ 。而王府凹陷青一段总资源量为 $1.35 \times 10^8 t$, 扣除凹陷轴心(分割槽)向北侧及青一段向上运移的资源量, 那么真正向长春岭背斜带方向扶杨油层中运移的资源量不足 $3375 \times 10^4 t$, 远远小于双城油田目前找到的石油地质储量。

2) 王府凹陷青一段有效生油岩范围约 $200 km^2$, 平均厚度 80m, 成熟度低, 排烃强度小, 因此没有造成王府地区的扶杨油层大面积的含油, 使得离生油凹陷中心稍远地区储层含油性差或不含油。如王府凹陷西南部的探井极少具有工业油流, 仅双 34 井、双 35 井经水力压裂增产后捞油分别获 0.37t/d 和 1.11t/d 产量, 再向边部双 41 井、双 37 井、双 39 井及双 50 井等砂岩发育, 但取心无含油产状; 凹陷

东边双 33 井大厚层砂岩虽有一些含油产状，但经水力压裂增产后捞油未见油产出，再向西双 15 井及处在构造高点太平庄气田的双 132 井、双 17 井及双 17 井等取心都无含油产状；尤其是凹陷北边双 42 井位于生油凹陷至双城油田之间，正处于油二次运移的通道上，然而取心厚层砂岩却无含油产状。

3) 如果王府凹陷青一段有较好的生油能力，在向下排烃的同时其上部高台子、葡萄花油层理应有油充注。处在有效生油岩边缘的双 36 井、双 38 井的扶杨油层都有含油显示，但其上部的高台子、葡萄花油层却无含油显示。

上述诸多迹象表明，王府凹陷青一段虽能够生油，但生油能力有限，不能为双城油田的形成提供足够的油源。

2.3 气主要来自深层侏罗系

研究区深部地层从基底、侏罗系的沙河子组以及白垩系的登娄库二段和泉头组一、二段等有多套暗色泥岩，其中侏罗系的沙河子组的暗色泥岩厚度最大，分布主要受杏山、莺山两大断陷控制，主要形成煤和气；其次是青山口组烃源岩形成原油伴生气。所以长春岭背斜带油气是不同源的。

3 长春岭背斜带油气藏形成的过程

3.1 油二次运移路径

长春岭背斜带的油来自三肇凹陷，那么油二次运移的路径在哪里呢？有研究表明，油气运移的通道与构造形态密切相关^[3,4]，在以浮力为驱动力的二次运移中，油优先充注高孔渗砂岩的大孔隙及构造的脊部。结合该区的构造演化及含油砂岩与断层的配置关系研究，笔者认为二次运移路径大致有 2 个方向（图 2）。其一，由三肇凹陷经朝阳沟西南部，然后分二个方向：一支由长 39 井-长 10 井-长 49 井-长 23 井，形成长 23 油藏^[5]；另一支由长 8 井-长 22 井-长 11 井-长 64 井到长春岭气田形成长 2-6 油藏，这一运移通道为双城油田提供的油较少。其二，由三肇凹陷经朝阳沟油田，沿朝阳沟中段与长春岭背斜带相连的脊部，即经长 14 井-长 26 井-长 28 井再向长春岭背斜带脊部的三 301 井-三 201 井-三 4 井-五 203 井一线形成古油藏。

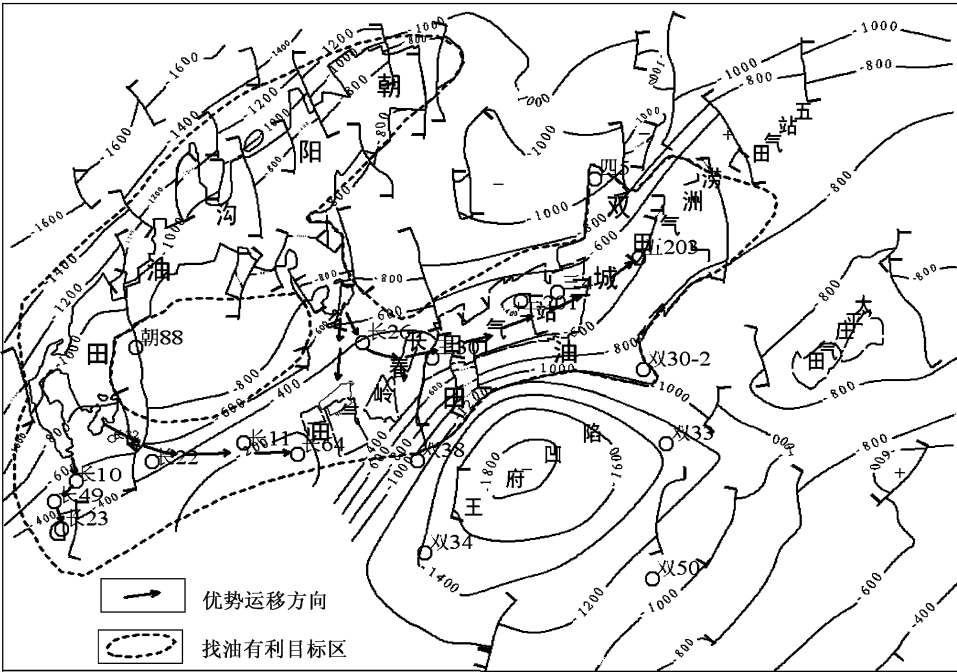


图 2 朝长地区扶杨油层油运移路径及有利区预测图

3.2 油藏的形成时间早于气藏

长春岭背斜带扶杨油层在形成气藏之前曾有过古油藏, 文献 [2] 就提出过这一观点。笔者认为最直接、也是最重要的证据就是构造高部位气田内几乎所有探井取心都有含油产状。长春岭气田的长 541 井、长 54 井、长 50 井、长 631 井, 三站气田的三 4 井、三 3 井、三 101 井、三 201 井、三 2 井及涝州气田的五 203 井、五 211 井等钻井取心见含油产状, 或岩屑录井见含油砂岩。这是先期油藏在后期的深层气注入时, 油被气驱替形成的残余油。嫩江组沉积末期, 三肇凹陷的青一段泥岩下部就进入了生油门限并开始排烃^[6,7], 长春岭背斜带和朝阳沟阶地等已经发育定型, 而且朝阳沟阶地现今构造早于长春岭背斜带, 有利于三肇凹陷生成的油向朝阳沟^[7]、然后向长春岭背斜带运移、聚集成藏。随着侏罗系第三次生气高峰的到来, 在明水组之后的喜山构造运动, 造成大量天然气向上运移至扶杨油层的局部构造中聚集成藏, 形成了涝州、三站和五站等气藏。由于王府凹陷青一段泥岩在明水组沉积末期才进入生油高峰, 此时古油藏已经被破坏, 气藏已经形成, 并且生油量小仅对凹陷北坡的油藏有少量的充注。

3.3 气藏的面积大于古油藏

长春岭背斜带是气藏形成于古油藏之后, 油被气驱替后的油层有残余油, 导致气田内的钻井取心或岩屑录井有含油显示, 据此可以推测古油藏的大致范围。古油藏的西南边界在长春岭气田的西南长 63 井与长 64 井之间; 东北边界在涝州气田中段的五 101 井附近, 古油藏面积要小于现今气藏。

4 结 论

1) 长春岭背斜带的油主要来自三肇凹陷, 气主要来自深层的深层侏罗系, 都具有混源特征并且油气不同源, 在该区曾形成过古油藏, 后来由于来自深层侏罗系气的注入, 在油气密度差的作用下将油藏中的油驱替到构造的低部位, 形成了现今的气顶油环的油气分布格局。

2) 在涝州气田五 211 井-五 107 井东南和三站气田北边有油环存在, 建议部署探井, 双城油田含油面积有望进一步扩大; 而朝阳沟阶地向长春岭背斜带连接的隆起部位, 是三肇凹陷的油向长春岭背斜带二次运移的主要通道, 是形成油藏的有利区, 应进行老井复查和部署探井, 预计可以找到一定的石油地质储量。由于气驱替油受砂岩连通及物性变化影响, 在长春岭、三站及涝州气田内还有油气同层乃至纯油层存在, 在开采气田的同时不能忽视石油的开采。

3) 王府凹陷青一段泥岩虽能够生油, 但成熟度低、生油量及向扶杨油层的排烃量都小。故凹陷中轴线以南构造找到大面积油藏的可能性较小。

【参考文献】

- [1] 黄福堂, 冯子辉. 松辽盆地王府凹陷油气水地化特征与油源对比 [J]. 石油勘探与开发, 1996, 23 (6): 28~33.
- [2] 魏北胜, 苗洪波, 王艳清 等. 松辽盆地长春岭背斜带成藏过程 [J]. 石油勘探与开发, 2006, 33 (3): 351~355.
- [3] 江兴歌, 吕剑虹. 运移路径模拟和应用尝试 [J]. 石油实验地质, 2002, (5): 455~459.
- [4] B E Law, J B Curtis. Introduction to unconventional petroleum systems [J]. AAPG Bulletin, 2002, 86 (11): 1851~1852.
- [5] 李素梅, 张爱云, 王铁冠. 朝长地区原油中的有机含氮化合物及应用 [J]. 现代地质, 1999, 13 (4): 444~449.
- [6] 高瑞祺, 蔡希原. 松辽盆地油气藏形成条件与分布规律 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1997. 176~180.
- [7] 冯子辉, 李景坤, 要丹. 朝阳沟油田原油地球化学特征及油源探讨 [J]. 大庆石油地质与开发, 1994, 13 (4): 23~26.

[编辑] 深 谷

【Sponsored by Yangtze University】

JOURNAL OF OIL AND GAS TECHNOLOGY

(JOURNAL OF JIANGNAN PETROLEUM INSTITUTE—J. JPI)

Vol. 29 No. 3 Jun. 2007

MAIN ABSTRACTS

01 Diagenesis and Pore Formation Mechanism of Jurassic and Cretaceous Reservoirs in Block 3 in the Middle of Junggar Basin

XU Guo-sheng, LI Jian-lin, ZHU Ping, LIAO Feng, LIAO Yi-sha (State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploration, Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, Sichuan, China)

Abstract : In Jurassic and Cretaceous reservoirs of Block 3 in the middle of Junggar Basin, primary intergranular pore was dominated and secondary pore was next. Diagenesis controls the pore formation and evolution. The characteristics of destructive and constructive diageneses were discussed. Based on the type of authigenic mineral and its forming temperature, thermal maturity of organic mass, reservoir physical property and the evolution of pore structural type, the diagenetic changes of Jurassic and Cretaceous clastic rocks are divided into early diagenetic stage A, B and middle diagenetic stage A and B. The depletion of pore formation and evolution is quantitatively calculated. It is pointed out that the secondary pore formation is early fresh water dissolution, part of it is thermal organic dissolution at the middle and later stages.

Key words : reservoir; primary pore; secondary pore; diagenesis; pore evolution; Junggar Basin; Jurassic; Cretaceous

11 On Reservoir Forming Process of Changchunling Anticlinal Belt in Songliao Basin

YANG Qing-jie, LIN Jing-ye, WANG Ya-feng (Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Daqing Oilfield Co. Ltd., CNPC, Daqing 163712, Heilongjiang, China)

Abstract : By using the data of coring, log and formation testing from Wangfu Depression and circumferential areas and in combination with the result of areal depositional and structural characteristics, the formation of gas-cap and oil-ring reservoirs in Changchunling anticlinal belt was studied. It is pointed out that Shuangcheng Oilfield has the characteristics of mixed resources, oil mainly generates from the source rocks in Qingyi Section of Sanzhaoh Depression. Oil generation capacity is weak in Wangfu Depression, no sufficient oil source supplies for forming Shuangcheng Oilfield. Palaeo-reservoirs were formed at the end of Nenjiang Formation in Changchunling anticlinal belt, because the later gas was injected from deep Jurassic system. Thus the characteristics of present gas-cap and oil-ring reservoir distribution are created, at the same time, the areas where oil production limit is expected to be expanded are proposed.

Key words : Changchunling anticlinal belt; Wangfu Depression; Shuangcheng Oilfield; Sanzhan Gas Reservoir; reservoir forming process

15 Marine Source Rock Distribution and Hydrocarbon Generation Potential in Middle and Lower Yangtze Region

LI Xiao-yun, LIU Jian, CHEN Zhi-liang, HE Li-li (Key Laboratory of Exploration Technologies of Oil and Gas Resources (Yangtze University), Ministry of Education; College of Geosciences, Yangtze University, Jingzhou 434023, Hubei, China)

Abstract : Based on the characteristics of structural and sedimentary evolution, the growth and distribution of Mesozoic Palaeozoic marine source rock were analyzed. It was considered that Lower Cambrian source rocks were mainly distributed in slow carbonate slope in the south of middle Yangtze Region and on both sides of central platform in the Lower Yangtze Region. The Lower Silurian source rocks were mainly distributed in the north sea-water-closed environment of the region. By geochemically analyzing the field sample, the characteristics and hydrocarbon generation potential of the marine source rocks are discussed, the analysis indicates that the lower Palaeozoic organic mass is mainly of sapropel with higher thermal evolutionary level, while the upper Palaeozoic source rocks are mixed and putrid types with relative lower thermal evolutionary level. Integral evaluation reveals that both the upper Palaeozoic platform and source rocks have good hydrocarbon generation potentials.

Key words : middle-lower Yangtze Region; Mesozoic; Palaeozoic; marine; source rock; hydrocarbon generation potential

20 Evaluation on Upper Permian Hydrocarbon Source Rock in the Southern Margin of Junggar Basin

XU Yao-hui, WEN Zhi-gang, TANG You-jun (Key Laboratory of Exploration Technologies of Oil and Gas Resources (Yangtze University), Ministry of Education; Department of Geochemistry, Yangtze University, Jingzhou 434023, Hubei, China)

Abstract : Applying to TOC, $S_1 + S_2$, microscopic examination, the carbon isotope of kerogen, R_o %, Rock-eval, T_{max} biomarkers of field samples, the Permian source rocks in the southern margin of Junggar Basin were evaluated. Hydrocarbon source rocks of Lucaogou Formation and Hongyanchi organic mass of upper Permian have high abundances, the mean value of TOC are 3.85 %, 4.90 %, respectively, fully contain sapropel composition. The type of organic matter is III, the thermal evolution degree is at mature stage. The analytical data show that the southern margin of Junggar Basin possess better petroleum exploration prospects.