

准噶尔盆地南缘吐谷鲁群盖层评价及对下组合 油气成藏的意义

田孝茹¹,卓勤功²,张健³,胡瀚文¹,郭召杰¹

(1. 北京大学 地球与空间科学学院 造山带与地壳演化教育部重点实验室,北京 100871; 2. 中国石油 勘探开发研究院,北京 100083; 3. 中国石油 新疆油田公司 勘探开发研究院,新疆 乌鲁木齐 830013)

摘要:通过分析准噶尔盆地南缘下储盖组合吐谷鲁群盖层岩性、泥岩累计厚度和泥岩单层厚度等宏观评价参数以及渗透率和排替压力等微观评价参数,认为下储盖组合主力盖层为呼图壁组,岩性表现为泥岩、粉砂质泥岩及泥质粉砂岩薄互层,泥地比以80%~95%为主,平均泥岩累计厚度为337 m,泥岩最大单层厚度达138 m。吐谷鲁群泥岩渗透率为 $(0.000\ 001\ 84\sim0.000\ 24)\times10^{-3}\ \mu\text{m}^2$,排替压力为4.72~44.85 MPa,根据国内盖层封闭能力分类评价标准属I~II类盖层。通过恢复盖层排替压力的动态演化过程,认为泥岩封闭能力形成时期与烃源岩生、排烃时期具有较好的匹配关系,盖层能够封闭侏罗系烃源岩生成的石油及晚期生成的天然气,同时后期抬升运动及喜马拉雅构造活动产生的多条逆冲断层对盖层的封闭能力未产生较大影响。综合分析认为,吐谷鲁群盖层具有封闭大中型气田的能力。

关键词:渗透率;排替压力;封闭性动态演化;泥岩盖层;吐谷鲁群;准噶尔盆地

中图分类号:TE122.2 **文献标识码:**A

Sealing capacity of the Tugulu Group and its significance for hydrocarbon accumulation in the lower play in the southern Junggar Basin, northwest China

Tian Xiaoru¹, Zhuo Qingong², Zhang Jian³, Hu Hanwen¹, Guo Zhaojie¹

(1. Key Laboratory of Orogenic Belts and Crustal Evolution, School of Earth and Space Sciences, Peking University, Beijing 100871, China; 2. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing 100083, China; 3. Research Institute of Exploration and Development, PetroChina, Xinjiang Oilfield Company, Urumqi, Xinjiang 830013, China)

Abstract: Through the evaluation of macroscopic sealing parameters (lithology, mudstone accumulative thickness and single mudstone thickness) and microscopic sealing parameters (permeability and displacement pressure), this paper gives a comprehensive analysis of the sealing capacity of the Tugulu Group in the southern margin of Junggar Basin. The results show that the Hutubi Formation is the main cap and comprises interbedded mudstone, silt mudstone and pelitic siltstone. The shale stratum ratio, average mudstone accumulative thickness and maximum single mudstone thickness are 80%–95%, 337 m and 138 m respectively. Permeability and displacement pressure of the Tugulu Group mudstone range from $0.000\ 001\ 84\times10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ to $0.000\ 24\times10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ and 4.72 MPa to 44.85 MPa respectively, suggesting type I to II sealing capacity based on the criteria for cap rock evaluation. By restoring the dynamic evolution of displacement pressure of cap rocks, the Tugulu Group is capable of sealing oil and late gas generated by the Jurassic source rock, because the timing of sealing capacity forming is well in tune with the timing of hydrocarbon generation and expulsion. Uplifting and thrust faults evolved during the Himalaya Movement did not destroy the sealing capacity of the Tugulu Group. Through these comprehensive analysis, we conclude that cap rocks of the Tugulu Group maintains the capacity of sealing large to middle gas field.

Key words: permeability, displacement pressure, dynamic evolution of cap rock sealing capacity, mudstone cap rock, Tugulu Group, Junggar Basin

收稿日期:2015-11-30;修订日期:2016-07-02。

第一作者简介:田孝茹(1993—),女,博士研究生,构造地质学和石油地质学。E-mail: tianxr@pku.edu.cn。

通讯作者简介:郭召杰(1963—),男,教授,构造地质学和石油地质学。E-mail: zjguo@pku.edu.cn。

基金项目:国家科技重大专项(2017ZX05008-001);国家油气重大专项(2016ZX05003-0020);中国石油天然气股份有限公司科学研究与技术开发项目(2016B-0502)

勘探实践表明,准噶尔盆地南缘下储盖组合资源量巨大,但探明储量低且未发现大规模油气聚集。准噶尔盆地南缘的构造背景、沉积充填和生烃潜力等成藏条件与库车前陆盆地具有相似性,而盖层条件却有较大差别^[1-2]。准噶尔盆地南缘下储盖组合以下白垩统吐谷鲁群湖相泥岩为盖层,与库车前陆盆地巨厚膏盐岩盖层岩性明显不同。泥岩与膏盐岩相比具有较差的封闭能力,这是否成为制约准噶尔盆地南缘下储盖组合大油气藏形成的关键问题?此外,前人已对准噶尔盆地南缘下储盖组合侏罗系烃源岩和储集层等进行了大量研究^[2-6],但并未对下白垩统吐谷鲁群盖层的封盖能力进行全面系统评价。

本文通过分析盖层岩性、泥岩累计厚度和泥岩单层厚度等宏观评价参数以及渗透率和排替压力等微观评价参数,结合盖层埋藏、抬升过程中封闭性的动态演化以及断裂对盖层封闭的影响,系统总结了下白垩统吐谷鲁群盖层的封闭能力,进而回答盖层是否制约了准噶尔盆地南缘下储盖组合大型气田形成这一问题。

1 地质背景

研究区位于准噶尔盆地南缘(图1),以安集海河

和呼图壁河为界,分为东、中、西3段。新近纪晚期,受印度-亚欧大陆碰撞远程效应的影响,北天山向北推移^[7],分别于约7,2,1 Ma在准噶尔盆地南缘形成托斯台-喀拉扎-齐古山前冲断带、霍尔果斯-玛纳斯-吐谷鲁褶皱冲断带和西湖-独山子-安集海-呼图壁褶皱冲断带^[1,8]。3排冲断带自南向北构造强度依次减弱,构造样式由第一排的基底卷入褶皱、第二排的断层转折褶皱逐渐过渡到第三排的断层传播褶皱^[9]。中生代以来,准噶尔盆地南缘持续沉降,沉积了多套的以湖泊相、冲积扇相以及辫状河三角洲相为主的巨厚陆源碎屑岩^[10-14](图2)。

准噶尔盆地南缘可分为下、中、上3套储-盖组合(图2)^[2,14-16]。下储-盖组合烃源岩以中-下侏罗统八道湾组、三工河组、西山窑组泥岩及煤层为主^[3-4,6],少量油气来自二叠系芦草沟组。侏罗系烃源岩有机质类型以Ⅱ₁-Ⅲ型为主,有机碳含量(TOC)分布在0.5%~1.6%,为中等-极好烃源岩;镜质体反射率(R_o)分布在0.7%~2.1%,均达到了成熟和高成熟演化阶段。储层为侏罗系及下白垩统清水河组分支河道、河口坝和浅湖砂坝砂体,孔隙类型以原生粒间孔为主,同时含有溶蚀孔隙及裂缝。储层物性变化较大,孔隙度与渗透率分别在1.5%~21.5%及 $(0.015 \sim 260) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ^[2,5,15]。

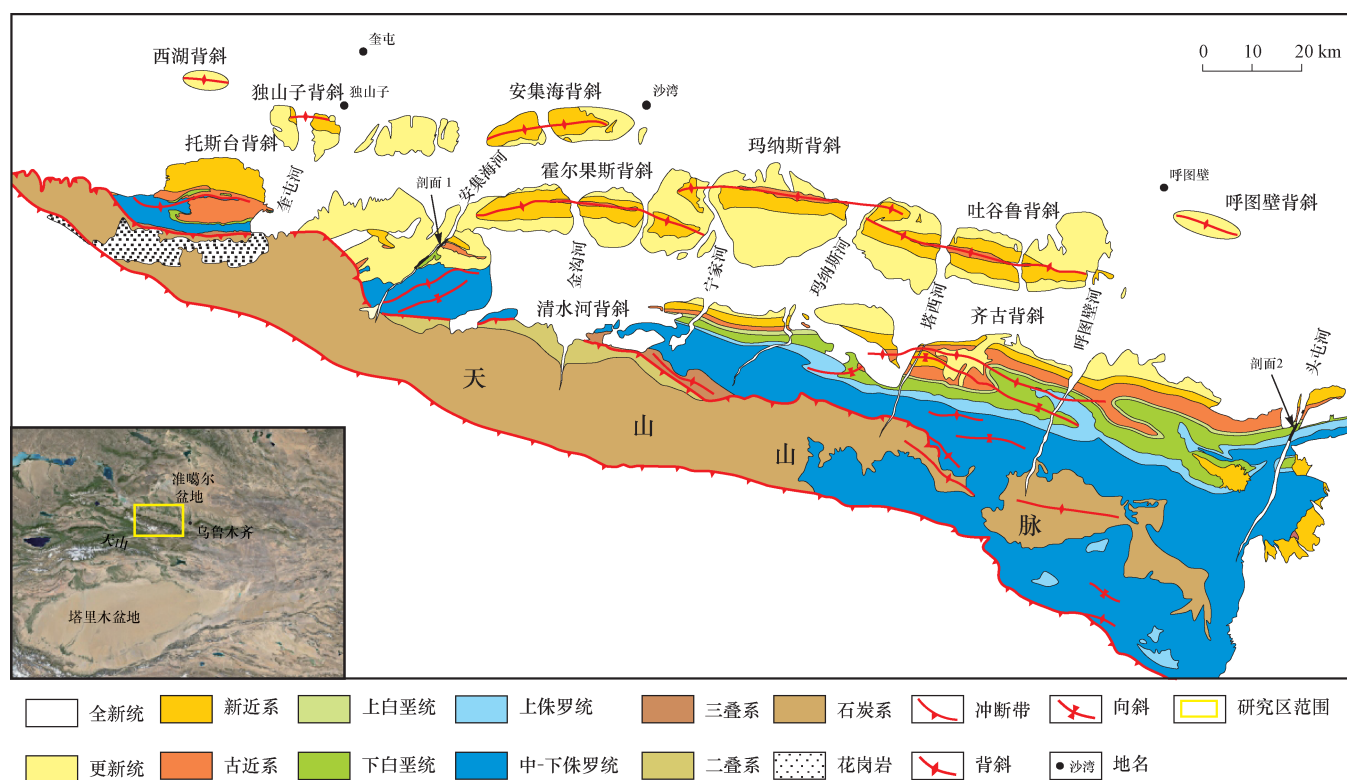


图1 准噶尔盆地南缘区域地质图^[9]

Fig. 1 Regional geology map of the southern Junggar Basin^[9]

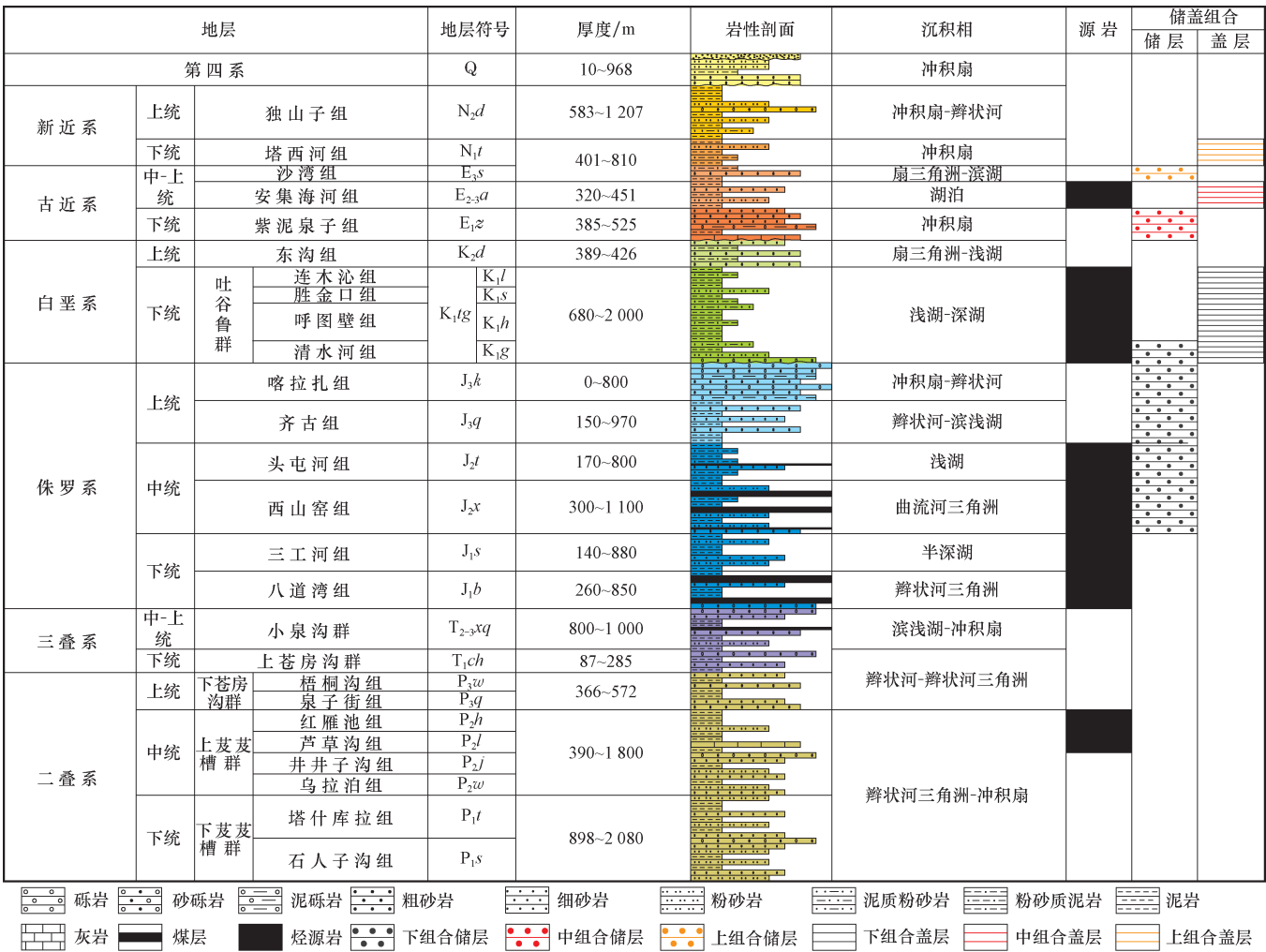


图 2 准噶尔盆地南缘地层综合柱状图^[1]

Fig. 2 Stratigraphic column of the southern Junggar Basin^[1]

2 盖层静态评价

2.1 盖层宏观封闭性

研究区白垩系吐谷鲁群自下而上分为清水河组、呼图壁组、胜金口组和连木沁组。

清水河组岩性以灰绿、棕红色泥岩为主,主要表现为泥岩、粉砂质泥岩和泥质粉砂岩薄互层,地层底部为一套厚层底砾岩,是下储盖组合的有利储层(图 3,图 4)。清水河组泥地比分布在 50%~100%,平均泥岩累计厚度为 188 m,泥岩最大单层厚度为 78 m(表 1)。东段玛纳斯河至呼图壁河一带为地层沉积中心,泥岩累计厚度为 300~650 m;中段次之,泥岩累计厚度为 200~350 m;西段最薄,由凹陷中心的 200 m 向西减薄直至尖灭(图 5a)

呼图壁组岩性以灰绿色和棕红色泥岩为主,主要表现为泥岩、粉砂质泥岩和泥质粉砂岩薄互层(图 3,

图 4),泥地比以 80%~95%为主,平均泥岩累计厚度为 337 m,泥岩最大单层厚度达 138 m(表 1)。东段玛纳斯河至呼图壁河一带为地层沉积中心,泥岩累计厚度为 300~700 m;中段次之,泥岩累计厚度为 300~500 m;西段最薄,由凹陷中心的 500 m 向西减薄直至尖灭(图 5b)。

胜金口组岩性主要表现为泥岩、粉砂质泥岩和泥质粉砂岩薄互层,同时含少量粉砂岩、细砂岩及粗砂岩(图 3,图 4),泥地比分布在 30%~100%,平均泥岩累计厚度为 57 m,自东向西逐渐减薄(图 5c),泥岩最大单层厚度达 48 m(表 1)。

连木沁组岩性主要表现为泥岩、粉砂质泥岩和泥质粉砂岩薄互层,同时含少量粉砂岩、细砂岩及粗砂岩,泥地比分布在 40%~90%,平均泥岩累计厚度为 157 m,自东向西逐渐减薄(图 5d),泥岩最大单层厚度达 124 m(表 1)。

根据我国石油天然气行业标准 SY/T 6942—2013

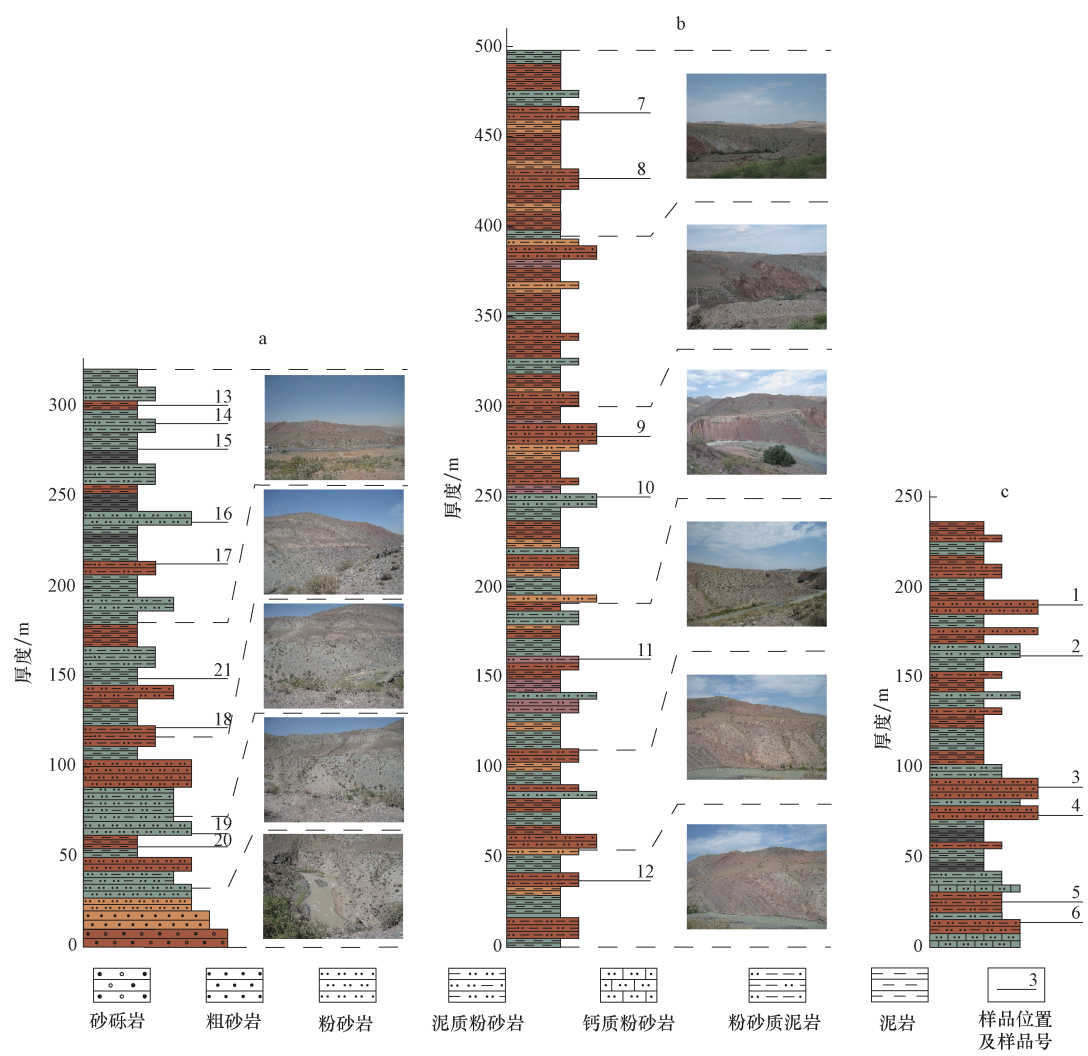


图 3 准噶尔盆地南缘剖面 2(头屯河剖面)吐谷鲁群实测地层柱状图
Fig. 3 Stratigraphic column of the Tugulu Group in Section 2 (Toutunhe Section) of the southern Junggar Basin
a. 清水河组; b. 呼图壁组; c. 胜金口组

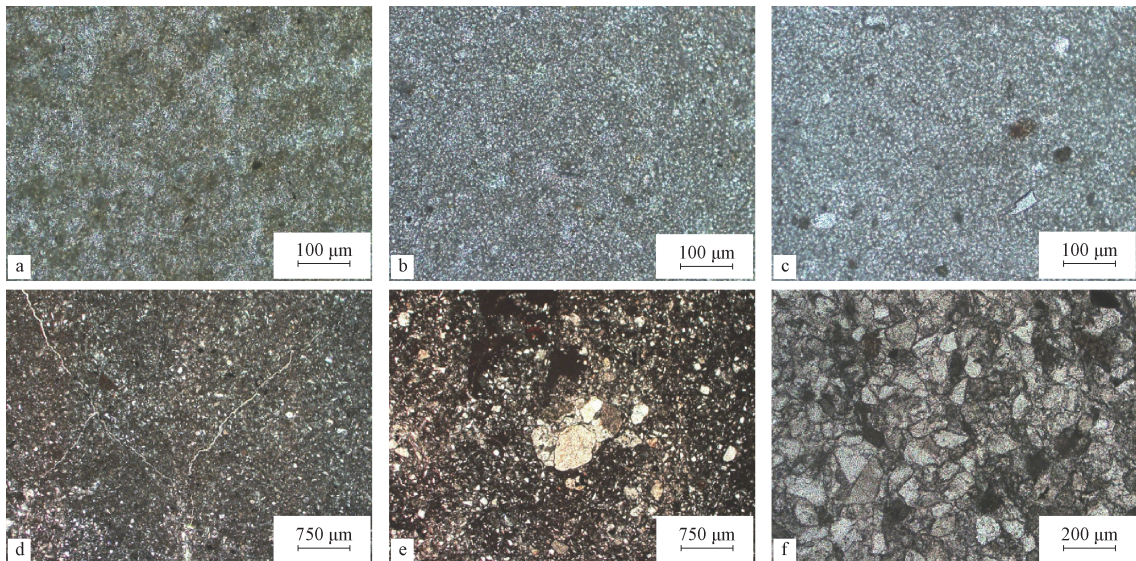


图 4 准噶尔盆地南缘下白垩统吐谷鲁群部分样品镜下照片
Fig. 4 Optical micrographs of samples from the Lower Cretaceous Tugulu Group of the southern Junggar Basin
a. 21 号样品, 泥岩; b. 15 号样品, 泥岩; c. 13 号样品, 泥岩; d. 2 号样品, 泥质粉砂岩; e. 9 号样品, 泥质粉砂岩; f. 19 号样品, 粉砂岩

表1 准噶尔盆地南缘下白垩统吐谷鲁群厚度统计

Table 1 Thickness of the Lower Cretaceous Tugulu Group in the southern Junggar Basin

井号		东段	中段	西段											
		大丰 1	齐古 1	卡 001	卡 002	卡 003	卡 8	卡 10	卡北 1	西湖 1	独山 1	卡 6	卡 9	卡 11	四参 1
K ₁ q	总厚度/m	756	390	123	155	123	137	119	226	160	186	—	—	—	—
	泥岩累计厚度/m	658	306	86	80	98	61	117	176	114	186	—	—	—	—
	泥地比/%	87.0	78.5	69.9	51.6	79.7	44.5	98.3	77.9	71.3	100.0	—	—	—	—
	泥岩单层厚度/m	2~46	4~32	8~34	80	12~78	2~14	2~30	4~56	2~14	4~40	—	—	—	—
K ₁ h	总厚度/m	678	426	294	270	297	281	212	184	636	560	—	—	—	—
	泥岩累计厚度/m	624	358	268	171	277	178	196	180	598	520	—	—	—	—
	泥地比/%	92.0	84.0	91.2	63.3	93.3	63.3	92.5	97.8	94.0	92.9	—	—	—	—
	泥岩单层厚度/m	2~54	8~18	2~64	4~68	3~62	2~56	2~56	24~100	2~138	2~80	—	—	—	—
K ₁ s	总厚度/m	142	66	59	63	57	58	61	34	66	166	—	—	—	—
	泥岩累计厚度/m	118	22	35	32	47	18	54	34	46	160	—	—	—	—
	泥地比/%	83.1	33.3	59.3	50.8	82.5	31.0	88.5	100.0	69.7	96.4	—	—	—	—
	泥岩单层厚度/m	1~24	18	35	8~16	34	4~8	2~6	2~26	2~8	2~48	—	—	—	—
K ₁ l	总厚度/m	810	274	101	73	123	39	49	168	218	308	—	—	—	—
	泥岩累计厚度/m	512	246	74	38	98	16	30	156	200	198	—	—	—	—
	泥地比/%	63.2	89.8	73.3	52.1	79.7	41.0	61.2	92.9	91.7	64.3	—	—	—	—
	泥岩单层厚度/m	2~40	20~66	2~18	0	2~30	2~8	2~22	3~124	4~30	2~18	—	—	—	—
合计 (K ₁ tg)	总厚度/m	2 386	1 156	577	561	600	514	440	612	1 080	1 220	656	140	605	353
	泥岩累计厚度/m	1912	932	463	321	520	273	396	546	958	1 064	468	102	459	334
	泥地比/%	80.1	80.6	80.2	57.2	86.7	53.1	90.0	89.2	88.7	87.2	71.3	72.9	75.9	94.6
	泥岩单层厚度/m	2~54	4~132	2~64	4~80	2~78	2~56	2~56	4~144	2~138	2~80	2~118	4~24	2~52	36~98

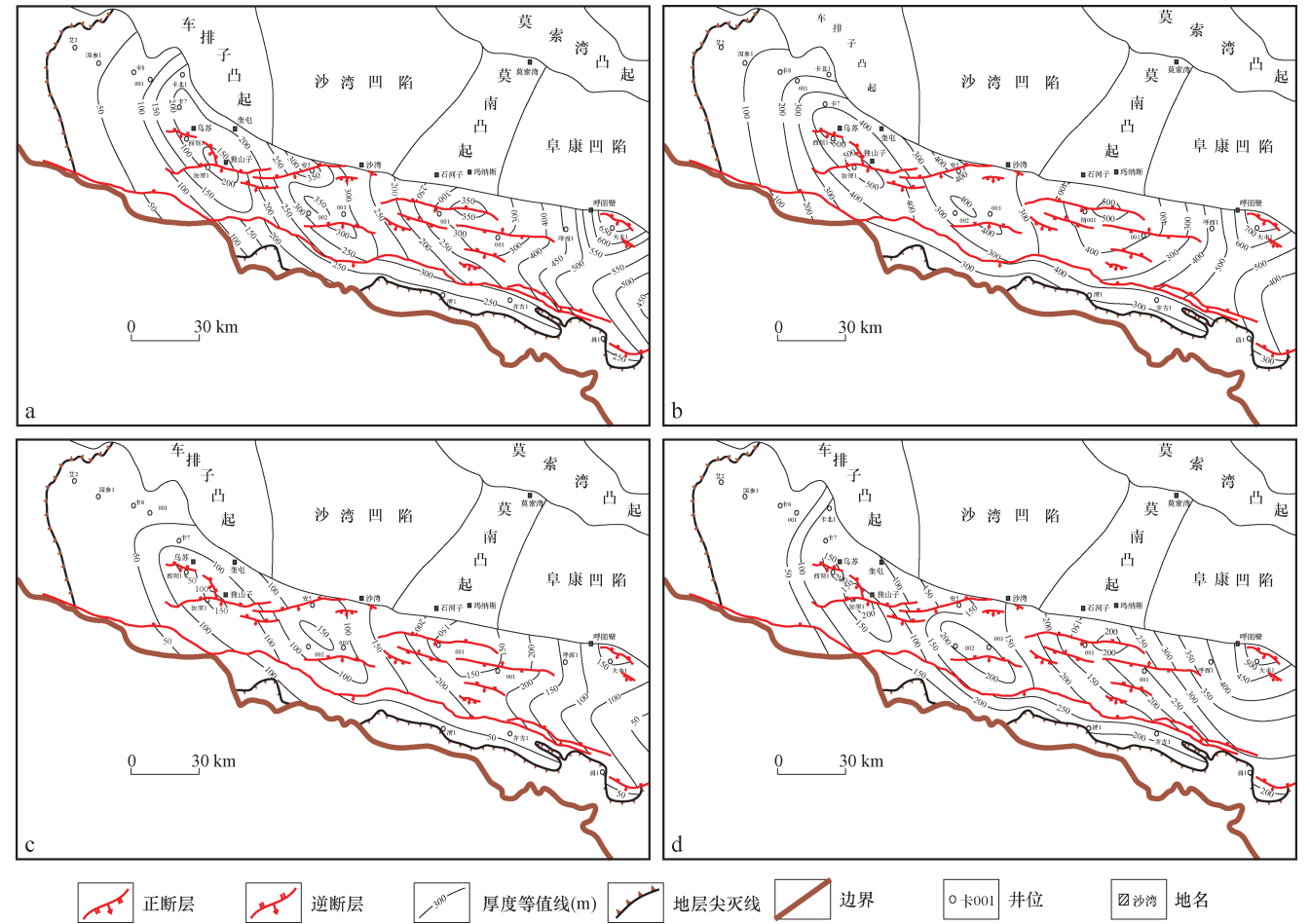


图5 准噶尔盆地南缘下白垩统吐谷鲁群泥岩累计厚度

Fig. 5 Accumulative thickness of the Tugulu Group mudstones in the southern Junggar Basin

a. 清水河组;b. 呼图壁组;c. 胜金口组;d. 连木沁组

《石油天然气盖层评价方法》,以盖层的均质程度分类,呼图壁组中主要岩类的厚度占盖层总厚度的比例(泥地比)大于75%,在4个组中最高,为均质盖层。清水河组、胜金口组及连木沁组泥地比在不同地区存在差异,以50%~75%为主,为较均质盖层,部分钻井显示大于75%或小于50%,分别为均质盖层和非均质盖层。另外,根据地层厚度数据可知,呼图壁组平均泥岩累计厚度及泥岩最大单层厚度均大于清水河组、胜金口组及连木沁组。综合宏观评价资料认为,吐谷鲁群的主力盖层为呼图壁组。

我国将天然气可采储量介于 $(250 \sim 2\,500) \times 10^8 \text{ m}^3$ 的气田定为大型气田^[17],我国大型气田盖层厚度主要分布在100~500 m内^[18-19]。Grunau^[20]总结世界范围内盖层厚度分布,认为大部分油气田泥岩盖层厚度介于数十米到数百米。准噶尔盆地南缘吐谷鲁群盖层泥岩平均累计厚度约为900 m,其中主力盖层呼图壁组平均泥岩累计厚度为337 m,泥岩最大单层厚度138 m,远大于我国大型气田盖层的一般厚度以及世界范围内部分油气田的泥岩盖层厚度。故从盖层宏观评价角度可知,准噶尔盆地南缘吐谷鲁群盖层具备封闭大型气田的能力。

2.2 盖层微观封闭性

毛管封闭是盖层微观封闭的重要机制^[21-22],渗透

率与排替压力是评价盖层微观封闭能力的两个重要参数。从26个样品的渗透率测试结果来看(表2),7个泥岩样品渗透率分布在 $0.000\,001\,84 \times 10^{-3} \sim 0.000\,24 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $0.000\,102 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。其中,2个样品渗透率小于 $0.000\,01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,4个样品渗透率小于 $0.000\,1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。其他8个粉砂质泥岩样品、5个泥质粉砂岩样品及6个粉砂岩样品的平均渗透率分别为 $0.000\,394 \times 10^{-3}$ 、 $0.030\,9 \times 10^{-3}$ 及 $0.014\,8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

选取26个样品中的12个样品进行排替压力测试,得到两组饱和煤油突破压力,再经校正后得到样品的饱和水排替压力。结合渗透率数据可建立排替压力与渗透率的关系(图6),进而拟合得到其他14个样品的排替压力值。从排替压力测试结果可以看出(表2),7个泥岩样品排替压力分布在4.72~44.85 MPa,平均为15.13 MPa,其中3个样品排替压力大于10 MPa,2个样品排替压力大于20 MPa。若以0.5 MPa作为储层的最大排替压力,则根据公式(1)可计算得到泥岩盖层封闭的最大气柱高度为504.1~5 293.4 m。其他8个粉砂质泥岩样品、5个泥质粉砂岩样品及6个粉砂岩样品的平均排替压力分别为6.59、2.36及5.06 MPa,封闭最大气柱高度分别为181.4~1 444.1、0~616.4及0~1 090.8 m。

表2 准噶尔盆地南缘白垩系吐谷鲁群盖层微观评价参数统计

Table 2 Microscopic evaluation parameters of the Tugulu Group cap rocks in the southern Junggar Basin

样品号	层位	岩性	渗透率/ ($0.000\,001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	饱和水排替 压力/MPa	封闭最大气 柱高度/m	样品号	层位	岩性	渗透率/ ($0.000001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	饱和水排替 压力/MPa	封闭最大气 柱高度/m
1	K _{1s}	粉砂岩	66.9	8.53	958.0	14	K _{1q}	粉砂质泥岩	761.8	2.77	271.1
2	K _{1s}	泥质粉砂岩	2 827.7	0.73	27.4	15	K _{1q}	泥岩	191.0	6.21	681.5
3	K _{1s}	粉砂岩	1 519.4	2.01	180.8	16	K _{1q}	粉砂岩	9 542.2	0.86	43.2
4	K _{1s}	粉砂岩	51.7	3.20	322.2	17	K _{1q}	粉砂质泥岩	52.9	9.51	1 075.0
5	K _{1s}	粉砂质泥岩	628.4	2.33	218.4	18	K _{1q}	粉砂质泥岩	134.0	12.60	1 444.1
6	K _{1s}	泥质粉砂岩	4 770.0	1.19	82.1	19	K _{1q}	粉砂岩	191.1	9.64	1 090.8
7	K _{1h}	粉砂质泥岩	45.8	10.16	1 152.3	20	K _{1q}	泥岩	18.6	13.67	1 571.8
8	K _{1h}	粉砂质泥岩	63.5	8.52	957.2	21	K _{1q}	泥岩	240.2	4.72	504.1
9	K _{1h}	泥质粉砂岩	146 227.6	0.24	0.0	22	K _{1q}	泥质粉砂岩	162.1	5.66	616.4
10	K _{1h}	泥质粉砂岩	931.2	3.98	415.3	23	K _{1q}	泥岩	1.8	44.85	5 293.4
11	K _{1h}	粉砂质泥岩	945.8	2.02	181.4	24	K _{1q}	泥岩	8.7	21.84	2 546.3
12	K _{1h}	粉砂质泥岩	522.4	4.82	515.6	25	K _{1q}	粉砂岩	77 245.6	0.33	0.0
13	K _{1q}	泥岩	192.9	5.83	636.1	26	K _{1q}	泥岩	62.7	8.78	988.6

注:下划线标注的饱和水排替压力数据为根据排替压力与渗透率关系拟合得到的数据。1—20号样品取自野外剖面2;21号样品取自野外剖面1,剖面位置见图1,取样品位置见图3;22—26号为岩心样品,其中22—25号样品取自卡002井,对应埋深分别为3 875.1、3 869.1、3 873.4、3 874.1 m;26号样品取自卡11井,埋深4 162.1 m。

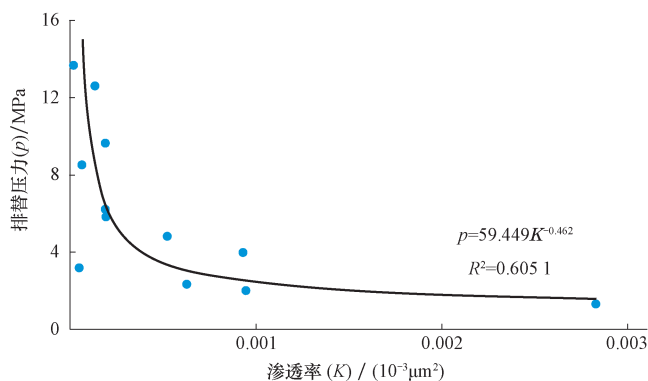


图6 准噶尔盆地南缘排替压力与渗透率关系

Fig. 6 Relation between displacement pressure and permeability of the southern Junggar Basin

$$H = \frac{p_c - p_r}{(\rho_w - \rho_g)g} \times 10^6 \quad (1)$$

式中: H 为可封闭最大气柱高度, m ; p_c 和 p_r 分别为盖层和储层的排替压力, MPa ; ρ_w 和 ρ_g 分别为地层水和天然气在地下的密度, 取 $1\,095\,kg/m^3$ 和 $240\,kg/m^3$ [22]; g 为重力加速度, 取 $9.8\,m/s^2$ 。

为确定主力盖层, 需对比清水河组、呼图壁组、胜金口组及连木沁组渗透率及排替压力数据。由于缺少连木沁组测试数据、呼图壁组泥岩和粉砂岩测试数据及胜金口组泥岩和粉砂质泥岩数据, 给对比带来了一定的困难。但通过对比有测试数据的层位及岩性的渗透率及排替压力, 可初步估计吐谷鲁群各个组其他岩性的渗透率及排替压力的测试数据无较大差异, 推断各个组的微观封闭条件相当。结合宏观评价部分对清水河组、呼图壁组、胜金口组和连木沁组的封闭能力进行对比, 认为吐谷鲁群的主力盖层为呼图壁组。

结合以上泥岩盖层渗透率及排替压力测试结果可知, 若以国内盖层封闭能力分类作为评价标准 [23-24], 准噶尔盆地南缘吐谷鲁群盖层封闭等级为 I - II 类, 作为气藏盖层具有较好的封闭能力; 若以国外等级划分作为评价标准 [25], 则吐谷鲁群泥岩封闭等级为 III - IV 类, 盖层封闭能力中等 - 偏低。

除了毛管封闭外, 超压封闭也是盖层的有效封闭机制 [26-28]。据新疆油田公司资料, 西段卡 6 井吐谷鲁群压力系数为 $1.04 \sim 1.35$, 属于常压 - 高压范围。西湖背斜和独山子背斜盖层压力系数分别为 $1.63 \sim 1.84$ 和 $2.00 \sim 2.47$, 具有明显的异常高压。中段所钻井位较浅, 霍 002 井虽未钻至吐谷鲁群, 但上白垩统东沟组压力系数已达 $1.95 \sim 2.23$ 。东段大丰 1 井吐谷鲁群压力系数为 $1.20 \sim 2.05$, 也具有明显异常

高的孔隙流体压力。因此, 准噶尔盆地南缘吐谷鲁群普遍存在明显的异常高压, 有利于提高盖层对下部油气的封盖能力。

3 盖层动态评价

3.1 埋藏过程中盖层的封闭性

持续埋藏过程中盖层封闭能力不断增强, 表现为岩石孔隙度和渗透率降低, 排替压力增加。根据海拉尔盆地贝尔凹陷 [29] 和准噶尔盆地南缘 [30] 泥岩样品的排替压力数据建立泥岩排替压力与深度的关系 (图 7), 结合吐谷鲁群埋藏史可得到排替压力的动态演化过程。本文分别以 $1\,MPa$ 和 $5\,MPa$ 作为盖层封闭石油和天然气所需要的最小排替压力进行评价 [31]。

西段西湖背斜埋藏史具有早期抬升、晚期快速埋藏的特征, 吐谷鲁群排替压力在白垩纪末期及渐新世分别达到 $1\,MPa$ 和 $5\,MPa$, 并分别具有封闭石油和天然气的能力 (图 8a)。分析生烃史可知, 侏罗系烃源岩自古新世开始大量生烃, 至今仍处在生烃高峰 [32-33]。盖层对石油封闭能力的形成时期早于侏罗系烃源岩大量生油期, 盖层可对其下部石油起到封闭作用。盖层对天然气封闭能力的形成时期晚于侏罗系烃源岩大量生气期, 故盖层只能对渐新世以来生成的天然气起到封闭作用。

中段霍尔果斯背斜埋藏史具有早期持续埋藏/晚期快速抬升的特征。分析排替压力演化与生烃史的匹配关系可知 (图 8b) [2,32-33], 盖层对石油封闭能力的形成时期早于侏罗系烃源岩大量生油期, 对天然气封闭能力的形成时期晚于侏罗系烃源岩大量生气期, 故盖层可封闭烃源岩生成的石油以及渐新世以来生成的天然气。

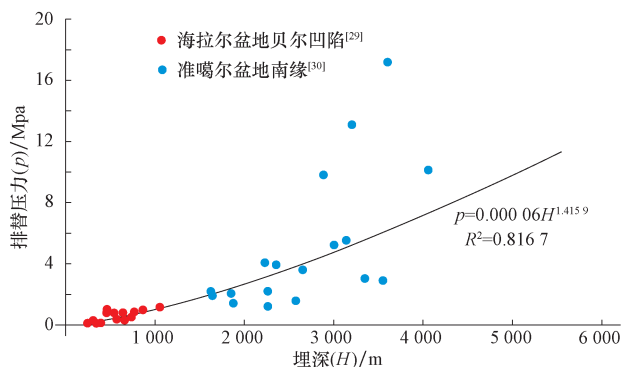


图7 准噶尔盆地南缘排替压力与地层埋深关系

Fig. 7 Relation between displacement pressure and burial depth of the southern Junggar Basin

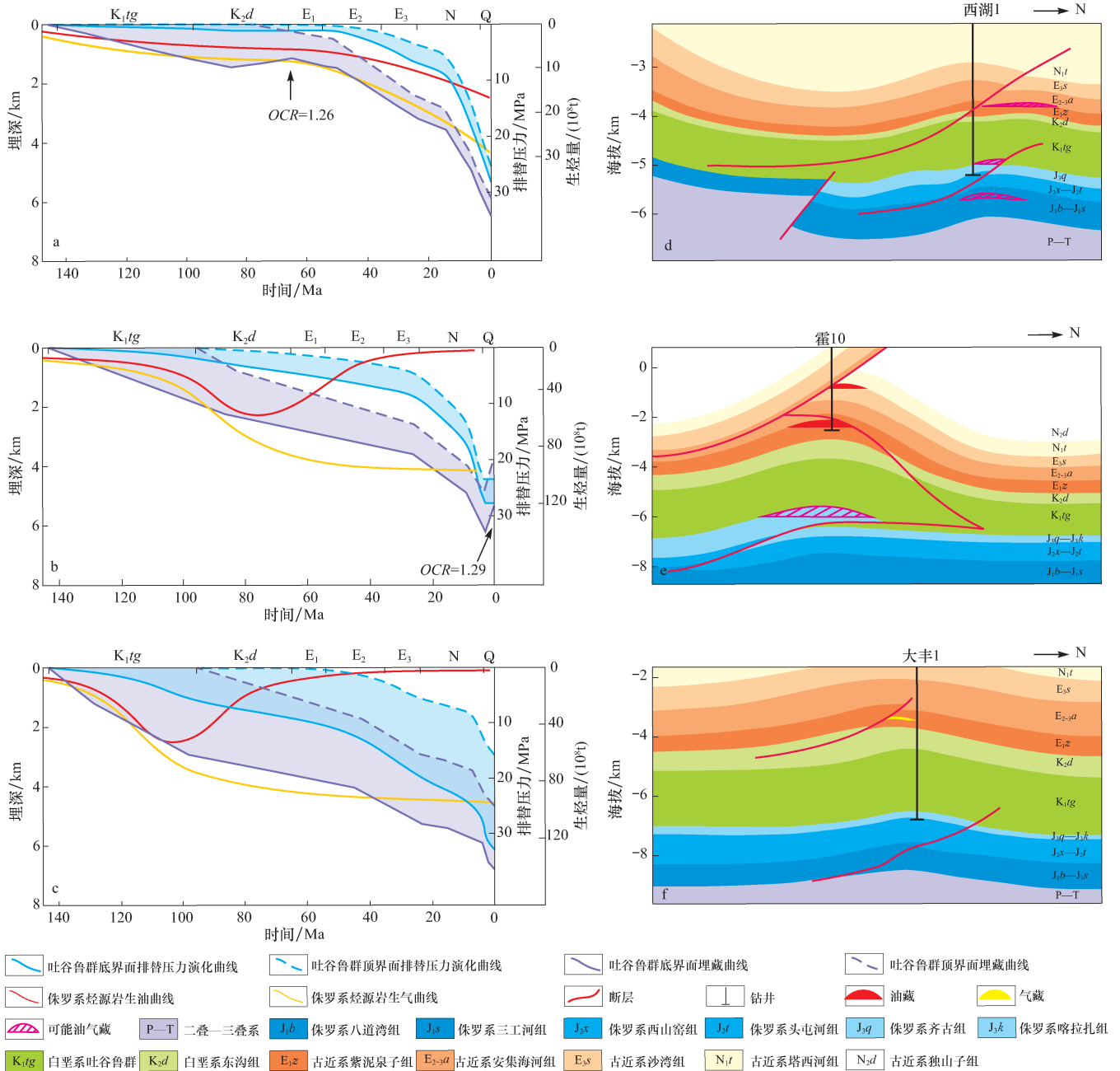


图8 准噶尔盆地南缘吐谷鲁群盖层动态综合评价

Fig. 8 Dynamic sealing capacity evaluation of the Tugulu Group in the Southern Junggar Basin

a. 西湖背斜排替压力动态演化; b. 霍尔果斯背斜排替压力动态演化; c. 呼图壁背斜排替压力动态演化; d. 西湖背斜成藏剖面; e. 霍尔果斯背斜成藏剖面; f. 呼图壁背斜成藏剖面

东段呼图壁背斜埋藏史具有持续深埋的特征。分析排替压力演化与生烃史的匹配关系可知(图8c)^[2,32-33],盖层对石油和天然气封闭能力的形成时期等于或稍晚于侏罗系烃源岩大量生烃期,可对其下部石油和天然气起到有效封盖作用。

3.2 抬升过程中盖层的封闭性

构造抬升泄压会导致泥岩盖层封盖性变差甚至失

去封闭能力^[34]。采用OCR作为泥岩抬升过程中封闭能力的评价参数,定义为泥岩最大有效竖直应力与现今有效竖直应力的比值[公式(2)]^[31,35],认为当 $OCR \geq 2.5$ 时,泥岩盖层将破裂,盖层发生渗漏^[35]。通过计算,西湖背斜、霍尔果斯背斜和呼图壁背斜OCR值分别为1.26,1.56及1(图8a—c),均小于临界值2.5,故3个地区的吐谷鲁群盖层均未因抬升运动发生破裂,盖层保持了原有的封盖性能。

$$OCR = \frac{\sigma'_{vmax}}{\sigma'_v} = \frac{(\rho_1 - \rho_w) \times Z_1}{(\rho_2 - \rho_w) \times Z_2} \quad (2)$$

式中: σ'_{vmax} 为地层最大有效竖直应力,MPa; σ'_v 为地层现今有效竖直应力,MPa; Z_1 为地层最大埋藏深度,m; Z_2 为地层现今埋藏深度,m; ρ_1 和 ρ_2 分别为地层岩石在 Z_1 和 Z_2 深度的密度, kg/m^3 ; ρ_w 为地层水的密度, kg/m^3 。

3.3 构造活动与断-盖配置

构造活动期产生的断裂会破坏盖层的完整性与连续性,从而影响盖层的封闭能力。准噶尔盆地南缘自中生代以来接受了连续的沉积,直至喜马拉雅造山运动末期发生了强烈的构造变形。盆地南缘目前发育的数条近北东向断裂带,是喜马拉雅造山运动晚期与3排背斜带伴生形成的,因此研究吐谷鲁群盖层的断盖配置关系即研究喜马拉雅造山运动晚期构造活动对盖层完整性的影响。

西湖背斜位于南缘第三排冲断带,喜马拉雅造山运动晚期构造变形强度小,以发育断层传播褶皱为主^[8-9],主要发育西湖北断裂与西湖断裂两条滑脱断层。从图8d可知两条滑脱层断面缓,断距小,且均未断穿吐谷鲁群盖层,故断层并未破坏盖层的完整性和连续性。同时根据盖层微观封闭能力的演化史可知,喜马拉雅造山运动时期泥岩盖层排替压力已超过20 MPa,具有较强的封闭能力。

中段霍尔果斯背斜位于南缘第二排冲断带,构造特征以断层转折褶皱为主^[8-9],发育多条逆冲断层(图8e)。深层构造表现为沿侏罗系滑脱的断层转折褶皱,浅部表现为沿古近系安集海河组滑脱并突破至地表的单斜构造^[8-9]。两条滑脱层由沿白垩系吐谷鲁群滑脱的反向逆冲断层连接,共同构成向北楔入的构造三角楔。虽然构造活动期泥岩盖层排替压力已超过20 MPa,但构造三角楔断穿了吐谷鲁群盖层,沟通了侏罗系烃源岩与中、上组合储层,为油气向上运移提供通道,从而破坏了盖层的完整性。

东段呼图壁背斜位于南缘第三排构造带,变形强度小,同样以发育断层传播褶皱为主^[8-9]。从图8f可知,两条滑脱层断面缓,断距小,且均未断穿吐谷鲁群盖层,故西湖背斜虽然存在两条滑脱层,但并未破坏盖层的完整性和连续性。同时根据盖层微观封闭性演化史可知,喜马拉雅造山运动时期泥岩盖层排替压力已超过20 MPa,故盖层具有有效的封闭能力。

玛河气田和霍尔果斯油气田在古近系紫泥泉子组中均发现来自下部侏罗系天然气^[36-37],证实断至吐谷鲁群的断裂曾经呈开启状态,为油气运移提供通道。

紫泥泉子组储层中天然气探明储量只占准噶尔盆地南缘侏罗系烃源岩总排气量的0.035%,表明断层在短期活动后,长期处于封闭状态,故吐谷鲁群盖层应该具有封堵下部大部分天然气聚集的能力。

4 盖层的控藏作用

综合上述盖层评价的各个方面,以西段西湖背斜、中段霍尔果斯背斜和东段呼图壁背斜为例,研究盖层对成藏的影响。根据西湖1井资料,西湖背斜吐谷鲁群泥地比为88.7%,泥岩累计厚度为958 m,最大泥岩单层厚度为138 m,其附近卡因迪克地区卡002井及卡11井岩心渗透率及排替压力参数显示具有较好的封闭能力。分析西湖背斜盖层的动态演化认为,盖层封闭能力的形成时期晚于烃源岩大量生气期,盖层可封闭烃源岩生成的石油以及渐新世以来生成的天然气;白垩纪末期的抬升作用微弱,并未使吐谷鲁群盖层破裂;喜马拉雅造山运动末期发育的两条主要滑脱层均未断穿吐谷鲁群盖层,盖层完整性未被破坏。综上所述,西湖背斜盖层无论是在静态封闭性还是在时间、空间以及断盖配置方面均保持了其封闭能力。

霍尔果斯背斜没有钻穿吐谷鲁群的钻井,故无法对其静态封闭性进行确切评价。对其动态演化分析认为,盖层封闭能力形成时期与烃源岩生排烃期匹配,可封闭石油以及渐新世以来生成的天然气;新近纪末以来的轻微抬升运动并未使盖层破裂;喜马拉雅造山运动时期形成的构造三角楔断穿了盖层,破坏了其完整性。但断层在短期活动后,长期处于封闭状态,故吐谷鲁群盖层应该具有封堵下部大部分天然气聚集的能力。

根据大丰1井的井资料,呼图壁背斜泥地比为80.1%,泥岩累计厚度为1 912 m,最大泥岩单层厚度为54 m。虽没有大丰1井的岩心物性测试数据,但根据其南部剖面1的20块样品的数据估计其具有较好的封闭能力。对呼图壁背斜的动态演化分析认为,盖层可封闭生排烃中后期形成的石油与天然气,喜马拉雅造山运动末期形成的双层滑脱构造也并未断穿盖层。综上所述呼图壁背斜吐谷鲁群盖层具有封闭大中型气田的能力。

通过分析西湖背斜、霍尔果斯背斜和呼图壁背斜盖层的控藏作用可以发现,准噶尔盆地南缘吐谷鲁群盖层岩性虽然不同于库车前陆盆地古近系和新近系巨厚膏盐岩,且少量天然气可沿孔隙喉道或沿早期活动断裂渗漏运移至浅部,但综合上述静态及动态评价可

知,下白垩统吐谷鲁群盖层具有良好的封闭性,仍具备有效封闭下部烃源岩生成的油气的能力。储层致密化时期、生排烃时期和圈闭形成时期等成藏要素在时间上的先后关系及空间上的匹配关系可能是准噶尔盆地南缘下一步勘探需要重点研究的问题。

5 结论

1) 准噶尔盆地南缘下储盖组合主力盖层为呼图壁组,岩性表现为泥岩、粉砂质泥岩及泥质粉砂岩薄互层,泥地比以 80% ~ 95% 为主,平均泥岩累计厚度为 337 m,泥岩最大单层厚度为 138 m,从宏观角度评价具有较强的封闭能力。

2) 吐谷鲁群泥岩渗透率为 $(0.000\ 001\ 84 \sim 0.000\ 24) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,排替压力为 4.72 ~ 44.85 MPa,封闭最大气柱高度为 504.1 ~ 5 293.4 m,根据国内盖层封闭能力分类评价标准属 I - II 类盖层,作为气藏盖层具有较好的封闭能力。

3) 吐谷鲁群盖层封闭能力形成时期与烃源岩生排烃时期具有较好的匹配关系,能够封闭侏罗系烃源岩生成的石油及晚期生成的天然气。轻微的抬升过程并未破坏盖层的完整性。喜马拉雅造山运动时期构造活动产生的多条逆冲断层也并未对盖层封闭性产生较大影响,故盖层基本保持了其完整性和封闭大中型气田的能力。

致谢:样品渗透率测试在中国石油勘探开发研究院实验中心田华的帮助下完成,样品排替压力测试在东北石油大学地球科学学院完成,实验得到了付广教授和于宝老师的帮助,在此一并表示衷心的感谢!

参 考 文 献

- [1] 郭召杰,吴朝东,张志诚,等. 准噶尔盆地南缘构造控藏作用及大型油气藏勘探方向浅析[J]. 高校地质学报,2011,17(2):185 - 195.
Guo Zhaojie, Wu Chaodong, Zhang Zhicheng, et al. Tectonic control on hydrocarbon accumulation and prospect for large oil-gas field exploration in the southern Junggar Basin[J]. Geological Journal of China Universities, 2011, 17(2): 185 - 195.
- [2] 雷德文,张健,陈能贵,等. 准噶尔盆地南缘下组合成藏条件与大油气田勘探前景[J]. 天然气工业,2012,32(2):16 - 22.
Lei Dewen, Zhang Jian, Chen Nenggui, et al. Conditions for gas pooling in the lower assemblage in the southern margin of Junggar basin and the exploration prospect of large hydrocarbon fields[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(2): 16 - 22.
- [3] Nansheng Q, Zhihuan Z, Ershe X. Geothermal regime and Jurassic source rock maturity of the Junggar Basin, northwest China[J]. Journal of Asian Earth Sciences, 2008, 31(4): 464 - 478.
- [4] Guoyi H, Shuichang Z, Jin L, et al. The origin of natural gas in the Hutubi gas field, Southern Junggar Foreland Sub-basin, NW China[J]. International Journal of Coal Geology, 2010, 84(3): 301 - 310.
- [5] 林潼,李文厚,孙平,等. 新疆准噶尔盆地南缘深层有利储层发育的影响因素[J]. 地质通报,2013,32(9):1461 - 1470.
Lin Tong, Li Wenhui, Sun Ping, et al. Factors influencing deep favorable reservoirs on the southern margin of Junggar Basin, Xinjiang Province[J]. Geological Bulletin of China, 2013, 32(9): 1461 - 1470.
- [6] Guo J, Pang X, Guo F, et al. Petroleum generation and expulsion characteristics of Lower and Middle Jurassic source rocks on the southern margin of Junggar Basin, northwest China: implications for unconventional gas potential[J]. Canadian Journal of Earth Sciences, 2014, 51(6): 537 - 557.
- [7] Hendrix M S, Dumitru T A, Graham S A. Late Oligocene-early Miocene unroofing in the Chinese Tian Shan: An early effect of the India-Asia collision[J]. Geology, 1994, 22(6): 487 - 490.
- [8] Li C X, Dupont-Nivet G, Guo Z J. Magnetostratigraphy of the Northern Tian Shan foreland, Taxi He section, China[J]. Basin Research, 2011, 23(1): 101 - 117.
- [9] Li C X, Guo Z J, Dupont-Nivet G. Late Cenozoic tectonic deformation across the northern foreland of the Chinese Tian Shan[J]. Journal of Asian Earth Sciences, 2011, 42(5): 1066 - 1073.
- [10] Allen M B, Windley B F, Chi Z, et al. Basin evolution within and adjacent to the Tien Shan Range, NW China[J]. Journal of the Geological Society, 1991, 148(2): 369 - 378.
- [11] Hendrix M S, Brassell S C, Carroll A R, et al. Sedimentology, organic geochemistry, and petroleum potential of Jurassic coal measures: Tarim, Junggar, and Turpan basins, northwest China[J]. AAPG Bulletin, 1995, 79(7): 929 - 958.
- [12] Eberth D A, Brinkman D B, Chen P J, et al. Sequence stratigraphy, paleoclimate patterns, and vertebrate fossil preservation in Jurassic Cretaceous strata of the Junggar Basin, Xinjiang Autonomous Region, People's Republic of China[J]. Canadian Journal of Earth Sciences, 2001, 38(12): 1627 - 1644.
- [13] Fang Y, Wu C, Guo Z, et al. Provenance of the southern Junggar Basin in the Jurassic: Evidence from detrital zircon geochronology and depositional environments[J]. Sedimentary Geology, 2015, 315: 47 - 63.
- [14] 方世虎,郭召杰,贾承造,等. 准噶尔盆地南缘中-新生界沉积物重矿物分析与盆地格局演化[J]. 地质科学,2006,41(4):648 - 662.
Fang Shihu, Guo Zhaojie, Jia Chengzao, et al. Meso-Cenozoic heavy minerals' s assemblages in the southern Junggar basin and its implications for Basin-orogen pattern[J]. Chinese Journal of Geology, 2006, 41(4): 648 - 662.
- [15] 李学义,邵雨,李天明. 准噶尔盆地南缘三个油气成藏组合研究[J]. 石油勘探与开发,2003,30(6):32 - 34.
Li Xueyi, Shao Yu, Li Tianming. Three oil-reservoir combinations in south marginal of Junggar basin, northwest China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2003, 30(6): 32 - 34.
- [16] 达江,宋岩,洪峰,等. 准噶尔盆地南缘前陆盆地油气成藏系统划分研究[J]. 天然气地球科学,2006,17(4):452 - 455.

- Da Jiang, Song Yan, Hong Feng et al. Division of hydrocarbon accumulation system in the southern Junggar foreland basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2006, 17(4): 452–455.
- [17] 邹才能, 陶士振. 中国大气区和大气田的地质特征[J]. *中国科学: 地球科学*, 2007, 37(S2): 12–28.
- Zou Caineng, Tao Shizhen. Geological characteristics of large gas province and gas fields in China [J]. *Science in China: Series D: Earth Sciences*, 2007, 2007, 37(Sup. 2): 12–28.
- [18] 付广, 刘江涛. 中国高效大中型气田形成的封盖保存条件[J]. *石油勘探与开发*, 2006, 33(6): 662–666.
- Fu Guang, Liu Jiangtao. Sealing and preservation conditions for large and medium gas fields of China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2006, 33(6): 662–666.
- [19] 付广, 孙迪. 中国大气田盖层封气能力综合评价及大气田形成所需盖层条件[J]. *山东科技大学学报(自然科学版)*, 2013, 32(1): 1–9.
- Fu Guang, Sun Di. Comprehensive evaluation of caprock sealing ability and conditions to form effective caprock for large gas fields in China [J]. *Journal of Shandong University of Science and Technology: Natural Science*, 2013, 32(1): 1–9.
- [20] Grunau H R. A worldwide look at the cap-rock problem [J]. *Journal of Petroleum Geology*, 1987, 10(3): 245–265.
- [21] Watts N L. Theoretical aspects of cap-rock and fault seals for single- and two-phase hydrocarbon columns [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 1987, 4(4): 274–307.
- [22] Schlömer S, Krooss B M. Experimental characterisation of the hydrocarbon sealing efficiency of cap rocks [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 1997, 14(5): 565–580.
- [23] 郝石生, 黄志龙. 天然气盖层实验研究及评价[J]. *沉积学报*, 1991, 9(4): 20–26.
- Hao Shisheng, Huang Zhilong. The experimental study and evaluation of caprock of natural gas [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 1991, 9(4): 20–26.
- [24] 付广, 陈章明, 吕延防, 等. 泥质岩盖层封盖性能综合评价方法探讨[J]. *石油实验地质*, 1998, 20(1): 80–86.
- Fu Guang, Chen Zhangming, Lu Yanfang, et al. Comprehensive evaluation of sealing ability of mudstone caprock [J]. *Experimental Petroleum Geology*, 1998, 20(1): 80–86.
- [25] 戴金星. 中国天然气地质学[M]. 北京: 石油工业出版社, 1992: 221–221.
- Dai Jinxing. *Natural Gas Geology In China* [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1992: 221–221.
- [26] Tigert V, Al-Shaieb Z. Pressure seals: their diagenetic banding patterns [J]. *Earth Science Reviews*, 1990, 29(1): 227–240.
- [27] Magara K. Pressure sealing: An important agent for hydrocarbon entrapment [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 1993, 9(1): 67–80.
- [28] Darby D, Stuart Haszeldine R, Couples G D. Pressure cells and pressure seals in the UK Central Graben [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 1996, 13(8): 865–878.
- [29] 李颖. 贝尔凹陷大磨拐河组盖层封闭能力评价[D]. 大庆石油学院, 2010.
- Li Ying. Research on the caprock sealing ability and comprehensive evaluation of mud cap rock in Damoguaihe group of Bei'er depression [D]. Daqing Petroleum Institute, 2010.
- [30] 刘江涛. 中西部三种类型前陆盆地盖层封闭性评价及对比研究[D]. 大庆石油学院, 2007.
- Liu Jiangtao. The evaluation and contrast of caprock seal ability in the foreland basin of Central-Western China [D]. Daqing Petroleum Institute, 2007.
- [31] Jin Z, Yuan Y, Sun D, et al. Models for dynamic evaluation of mudstone/shale cap rocks and their applications in the Lower Paleozoic sequences, Sichuan Basin, SW China [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2014, 49: 121–128.
- [32] 王磊. 淮南前陆冲断带断裂对油气成藏与保存的控制作用研究[D]. 大庆石油学院, 2007.
- Wang Lei. The research on fault control of hydrocarbon accumulation and preservation in the thrust belt of southern Junggar foreland basin [D]. Daqing Petroleum Institute, 2007.
- [33] 龙华山, 王绪龙, 向才富, 等. 准噶尔盆地南缘侏罗系烃源岩评价[J]. *现代地质*, 2013, 27(5): 1070–1080.
- Long Huashan, Wang Xulong, Xiang Caifu, et al. Evaluation on Jurassic hydrocarbon source rock developed in southern Margin of Junggar Basin [J]. *Geoscience*, 2013, 27(5): 1070–1080.
- [34] 金之钧, 袁玉松, 刘全有, 等. J₃–K₁ 构造事件对南方海相源盖成藏要素的控制作用[J]. *中国科学: 地球科学*, 2012, 42(12): 1791–1801.
- Jin Zhijun, Yuan Yusong, Liu Quanyou, et al. Controls of late Jurassic-early Cretaceous tectonic event on source rocks and seals in marine sequences, south China [J]. *Science China (Series D): Earth Sciences*, 2012, 42(12): 1791–1801.
- [35] Nygard R, Gutierrez M, Bratli R K, et al. Brittle-ductile transition, shear failure and leakage in shales and mudrocks [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2006, 23(2): 201–212.
- [36] 吴小奇, 黄士鹏, 廖凤蓉, 等. 准噶尔盆地南缘天然气地球化学特征及来源[J]. *天然气地球科学*, 2011, 22(2): 224–232.
- Wu Xiaoqi, Huang Shipeng, Liao Fengrong, et al. Geochemical characteristics and sources of natural gas from the south margin of Junggar Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2011, 22(2): 224–232.
- [37] 邵雨. 准噶尔盆地南缘深层下组合侏罗系油气成藏研究[J]. *高校地质学报*, 2013, (1): 86–94.
- Shao Yu. Hydrocarbon Accumulation of the Jurassic deeply-buried lower assemblage in the southern Junggar Basin [J]. *Geological Journal of China Universities*, 2013, (1): 86–94.

(编辑 张玉银)