기술보고

델라웨어분지 내 델라웨어마운틴층군 브러쉬캐년층의 오일 생산구간 특성 연구

노영화^{1*}¹(주)지오스캔 기술연구소 부장

Study on the Characteristics of Oil Pay Zone in the Brushy Canyon Formation, Delaware Mountain Group of the Delaware Basin

Young-Hwa No^{1*}¹Department Head, Research and Development Center, Geoscan Co. Ltd.

*Corresponding Author. Young-Hwa No, 2000geo@naver.com, Research and Development Center, Geoscan Co. Ltd., Seoul, Korea

Received

20 January 2021

Final version Received

7 April 2021

Accepted

27 April 2021

Abstract

The Delaware Basin is a Paleozoic sedimentary basin that contains approximately 4 km thick deposits located in western Texas and southern New Mexico, USA. The Delaware Mountain Group is distributed at about 1.22–2.44 km depths. The Brushy Canyon Formation of the Delaware Mountain Group comprises cyclic interbeds of siliciclastics and carbonates deposited by deep-sea turbidity currents. The reservoirs are developed in the channel-levee-lobe complex, where sandstone deposits in the channel are sealed by organic-rich siltstones, forming highly oil-productive intervals distributed at relatively shallow depths. The oil-productive zone of Roadrunner #2 is located at 2,257–2,282 m in depth, with a gamma-ray range of 57–88 API, inferred as the channel depositional facies because of small variations in gamma-ray values. The density ranges 2.1–2.6 g/cm³, while neutron porosity is 9.6–25.4%. Careful evaluation of the geophysical characteristics of the pay zone will help define targets when planning new drilling in the study interval.

Key words : Permian Basin, Delaware Basin, Delaware Mountain Group, Brushy Canyon Formation, Pay Zone

요약

델라웨어분지는 고생대 페름기 퇴적분지인 퍼미안분지의 서브분지로서, 미국 텍사스 서부와 뉴멕시코 남부에 약 4 km 두께의 퇴적층이 분포하며, 이중 델라웨어마운틴층군은 지표하 약 1.22~2.44 km 심도에 분포한다. 델라웨어마운틴층군 중 브러쉬캐년층은 심해 저탁류 기원의 규산쇄설암과 탄산염암의 교호층으로 이루어져 있으며, 저류층은 채널-제방-로브퇴적 복합체 중 채널의 사암체를 유기물이 풍부한 실트암이 덮고 있어 상대적으로 얇은 심도에 생산성이 좋은 오일이 분포하고 있다. 연구 결과 생산정 Roadrunner #2의 오일 생산구간은 심도 2,257~2,282 m에 위치하며, 감마선값이 57~88API의 작은 범위에서 변화하는 것으로 보아 채널 환경 퇴적상으로 유추된다. 밀도는 2.1~2.6 g/cm³로 측정되었고 중성자 공극률은 9.6~25.4%로 대체로 높게 측정되었다. 이러한 오일 생산구간의 물리적 특성은 향후 델라웨어마운틴층군에 새로운 시추를 계획할 때 타겟 구간 선정에 도움을 줄 수 있을 것이다.

주요어 : 퍼미안분지, 델라웨어분지, 델라웨어마운틴층군, 브러쉬캐년층, 생산구간

서 론

미국 내 가장 큰 탄화수소 생산분지 중 하나인 페미안분지(Permian Basin)는 뉴멕시코주 남동쪽과 텍사스주 서쪽의 52개의 카운티에 분포하고 있으며, 그 면적은 194,249 km²(75,000 mile²)에 이른다(U.S. EIA, 2020).

페미안분지 서쪽의 서브분지인 델라웨어분지(Delaware Basin)에서 델라웨어마운틴층군(Delaware Mountain Group)은 최대 1,370 m(4,500 ft) 두께에 이르며, 규산쇄설암과 탄산염암의 교호층으로 이루어져 있다(U.S. EIA, 2020). 탄화수소 근원암은 심해저 저탁류에 의해 분지 바닥에 쌓인 유기물이 풍부한 얇은 실트암층이다. 델라웨어마운틴층군 규산쇄설성 사암에 대해서는 지금까지 층서학과 퇴적학 분야에서 수많은 연구가 진행되었다. King(1942)은 처음으로 델라웨어마운틴층군을 벨캐년층(Bell Canyon Formation), 체리캐년층(Cherry Canyon Formation), 브러쉬캐년층(Brushy Canyon Formation)으로 구분하였다. Nance(2018)는 델라웨어마운틴층군 사암이 심해저 퇴적물 기원이라 하였으며, 풍성(eolian)기원 저탁류(turbidity currents)로 설명하였다. 그리고 델라웨어마운틴층군의 감마선과 전기비저항값에 의해 브러쉬캐년층을 상부-중부-하부로 구분하였다.

연구대상은 델라웨어마운틴층군 중 하부 브러쉬캐년층에 해당하며, 주로 사암으로 이루어져 있다. 하부 브러쉬캐년층 사암은 중립~세립질 규산쇄설암이 95%, 점토는 5% 미만, 그리고 실트암이 부분적으로 교호하고 있다. 낮은 공극률과 투수율로 인해 초기석유 생산은 원시부존량(OOIP, Original Oil In Place) 대비 10% 이내에서 채취되고 있으며, 2000년대 이후 석유회수증진(Enhanced Oil Recovery) 기술의 발전으로 물과 가스주입으로 생산 구동력(drive mechanism)을 높여 오일 생산율을 증대시키고 있으며(Dutton *et al.*, 2003), 이로 인해 최초 생산 이후 20년이 지난 시추정에서도 꾸준히 오일을 생산하고 있다. 2010년 이후 수평시추 및 수압파쇄기술의 발달로 델라웨어마운틴층군 하부 깊은 심도에 분포하는 본스프링층 및 울프캠프층(Wolfcamp Formation)을 대상으로 시추의 범위를 넓히고

있으나 델라웨어마운틴층군은 여전히 델라웨어분지의 주요 오일 저류층 역할을 감당하고 있다. 본 연구는 브러쉬캐년층 중 오일 생산성이 높은 하부 브러쉬캐년층(Lower Brushy Canyon Formation)의 지질학적 배경, 저류층 특성을 조사하고 검증자료로 생산구간(pay zone)의 물리적 특성을 분석하였다.

본 론

페미안분지는 1950년대부터 2018년까지 약 70년 동안 원유 33.4Gbbbl, 천연가스 약 118Tcf를 생산하였다(U.S. EIA, 2019). 최근 10여 년 동안 수압파쇄 및 수평시추 기술의 발달로 페미안분지의 생산량 하락이 반전되어 1970년대 초의 최고 석유생산량을 넘어서고 있으며, 2018년 미국 원유의 35%, 천연가스의 9%를 페미안분지에서 생산하였다(U.S. EIA, 2019). 미국 EIA(Energy Information Administration)는 5Gbbbl 이상의 석유가 페미안분지의 가장자리 경사진 지역에 퇴적된 쇄설성 퇴적암층에 존재하며, 상당량이 델라웨어마운틴층군 중 브러쉬캐년층에 부존되어 있다고 하였다(Green, 1996). 페미안분지 중 뉴멕시코주에 299개의 오일 플레이(oil play)가 있으며, 이들의 누적생산량은 4456.69MMBO이다. 이 중 델라웨어마운틴층군의 분지 사암 저류암에서 1MMBO 이상 오일을 생산한 저류층은 33개소로, 2000년 기준 누적생산량은 약 115MMBO로 페미안분지 모든 오일 플레이 누적생산량의 2.6%이다(Table 1).

2019년에 델라웨어마운틴층군을 타겟으로 하는 3,400개소의 생산정(수직정 2,950개소, 수평정 320개소, 방향시추정 130개소)에서 27,000 bbl/d 이상의 오일과 82MMcf/d의 천연가스를 생산하였다(U.S. EIA, 2020). 델라웨어마운틴층군의 사암층은 치밀사암에 해당하여 2000년 이전 원유 누적생산량은 약 2.6%에 그쳤으나, 석유회수증진기술의 발달로 2000년 생산량이 전체 플레이의 12.1%로 증가함에 따라 본 사암 저류층이 중요해지고 있다(Table 2)(Broadhead *et al.*, 2004).

Table 1. Production data for oil plays in the New Mexico part of the Permian Basin (Broadhead *et al.*, 2004)

Play name	Age	Primary reservoir Lithology	Earliest discovery (1 MMBO reservoirs)	Number reservoirs with > 1 MMBO production	2000 production MMBO	Cumulative production MMBO
Delaware Mountain Group Basinal Sandstone	Guadalupian	Sandstone	1951	33	5.78	114.56

Table 2. A percentage of cumulative production from all plays (Broadhead *et al.*, 2004)

Play name	Age	Number reservoirs with > 1MMBO production	Cumulative production from all plays	2000 Annual production from all plays
Artesia Platform Sandstone	Guadalupian	38	13.2%	6.2%
Delaware Mountain Group Basinal Sandstone	Guadalupian	33	2.6%	12.1%
Upper San Andres & Grayburg Platform - Artesia Vacuum Trend	Guadalupian	13	17.9%	23.6%
Upper San Andres & Grayburg Platform - Central Basin Platform Trend	Guadalupian	8	18.2%	12.0%
Northwest Shelf San Andres Platform Carbonate	Guadalupian	13	2.1%	1.1%
Bone Spring Basinal Sandstone & Carbonate	Leonardian	16	1.6%	5.1%
Leonard Restricted Platform Carbonate	Leonardian	34	9.7%	12.8%
Abo Platform Carbonate	Leonardian	14	10.2%	7.4%
Wolfcamp/Leonard Slope & Basinal Carbonate	Wolfcampian	9	0.7%	1.5%
Wolfcamp Platform Carbonate	Wolfcampian	16	2.5%	1.2%
Northwest Shelf Upper Pennsylvanian Carbonate	Pennsylvanian	34	7.9%	10.1%
Northwest Shelf Strawn Patch Reef	Pennsylvanian	13	1.6%	3.2%
Devonian Thirtyone Deep Water Chert	Devonian	1	0.2%	0.1%
Wristen Buildups and Platform Carbonate	Silurian	36	8.3%	2.2%
Fusselman Shallow Platform Carbonate	Silurian	11	1.4%	0.5%
Simpson Cratonic Sandstone	Ordovician	3	0.5%	0.5%
Ellenburger Karst-Modified Restricted Ramp Carbonate	Ordovician	7	1.4%	0.2%
Total		299	100.0%	100.0%

연구지역의 지질

본 연구지역은 뉴멕시코주 칼스배드(Carlsbad) 남동쪽 약 40 km에 위치하며, 델라웨어분지 북쪽 연변부에 스트라타사(STRATA Production Company)가 하부 브러쉬캐년

층에서 오일을 생산 중인 내쉬드로폴(Nash Draw Pool)을 대상으로 하였다(Fig. 1). 연구지역의 지질학적 배경 및 퇴적환경, 저류층의 특성을 알아보기 위해 브러쉬캐년층이 위치하는 델라웨어분지의 델라웨어마운틴층군을 대상으

Fig. 1. Map of study area (Nash Draw Brushy Canyon Pool). Modified from Dutton *et al.* (2003).

Fig. 2. Production wells in Nash Draw Brushy Canyon Pool. Satellite images from Google Maps.

로 자료조사를 하였으며, 스트라타사로부터 제공받은 내쉬드로폴의 3개소 시추정에서 취득한 물리검층(well logging) 자료를 활용하여 생산구간 저류층 특성을 분석하였다. 하부 브러쉬캐년층이 타켓인 3개소의 생산정은 뉴멕시코주 에디 카운티(Eddy County)에 위치하고 있다(Fig. 2). Forty Niner Ridge #2(API 30-015-25454)는 수직시추정으로 1993년 1월부터 생산을 시작하였으며, 23S 30E 16에 위치한다. Sandy Federal #1(API 30-015-21126)은 수평시추정으로 2006년 2월 생산을 시작하였고, 23S 30E 24에 위치한다. Roadrunner Federal #2(API 30-015-41041)는 수평시추정으로 2014년 10월부터 생산을 시작하였으며, 23S 30E 25에 해당한다.

델라웨어마운틴층군은 사면에 퇴적된 심해저 저탁류 퇴적물로 규산쇄설암과 탄산염암이 교호한다(Fig. 3). 폐름기 동안 수심 305 m 이상의 해양분지에 915~12,192 m 두께의 퇴적층이(Nance, 2018) 빅토리오피크(Victorio Peak)와 본 스프링층 상부에 침식부정합(erosional unconformity) 형태로 놓였다(Fig. 4). 초기 폐름기에는 넓은 탄산염암 플랫폼이 분지 북부를 둘러싸고 있었으며, 해수면 하강과 플랫폼의 융기로 규산쇄설퇴적물은 대륙붕을 통해 이동하여 분지의 해저 선상지(fan)에 퇴적되었다(Nance, 2018).

델라웨어마운틴층군에서 유기물이 풍부한 실트암과 사암층이 순차적으로 교호하는 것은 반복되는 해수면 변화를 반영한다. 해수면이 높을 때는 넓은 대륙붕에 모래가 퇴적되고, 해양의 녹조류와 부유하는 실트가 느리게 축적되어 유기물이 풍부한 실트암의 형태로 분지 바닥에 얇게 퇴적되었다. 해수면이 지속적으로 낮아질 때 탄산염암으로 이루어진 대륙붕이 드러나고 모래는 분지로 운반되었다. 대륙붕에 채널(channel)이 없는 것으로 미루어 보아 바람이 모래를 대륙붕 연변부로 운반하는 중요한 역할을 했을 것

Fig. 3. Generalized geologic cross-section of the Permian Basin along the transect. From Engle *et al.* (2016).

Fig. 4. Surface and subsurface stratigraphy of the Delaware Basin. From Flemings and Mohrig (2012)

으로 보인다. 해수면이 낮을 때는 대륙붕 연변부에 사구가 생성되고 풍성기원의 모래가 저탁류에 의해 분지로 이동되었다(U.S. EIA, 2020).

저류층 특성

지난 세기동안 델라웨어마운틴층군에 11,400개소(수직정 10,440개소, 수평정 740개소, 방향정 220개소)의 시추정이 개발되었으며, 시대별로 저류층의 타겟은 변화하였다. 1950~1980년대에 텍사스주 델라웨어분지의 천부 저류층인 벨캐년층과 체리캐년층이 개발대상이었다. 1990년대와 2000년대에 걸쳐서는 텍사스와 뉴멕시코주에서 더 깊은 심도의 하부 체리캐년층과 브러쉬캐년층을 대상으로 시추활동이 이루어졌다. 2010년까지 대부분의 석유 생산은 유기물이 풍부한 실트암, 석회암과 협재하는 사암층이 주 타겟이었다. 2010년까지 델라웨어마운틴층군에서 375MMb의 오일과 1.3Tcf의 천연가스가 생산되었으며, 최근 10년 동안 비전통저류층 개발 기술의 발전으로 유기물이 풍부하고 투수율이 낮은 실트암층을 대상으로 그 폭을 넓힌 결과 2010~2019에 델라웨어마운틴층군의 3,170개소 시추정에서 160MMb의 오일과 0.4Tcf의 천연가스를 생산하였다(U.S. EIA, 2020).

델라웨어마운틴층군의 탄화수소 근원암은 저류층에 인접한 유기탄소를 함유한 실트암이며, 유기물이 포함된 유체는 속성작용, 용해에 의한 2차 공극 생성, 광물 자생작용에 의해 생성되었다(U.S. EIA, 2020). Dutton *et al.*(2003)은 벨캐년층 조립질 실트암의 총 유기탄소 함량은 최대 46%(by weight)로 이는 일반적으로 유기물이 풍부한 실트암의 총 유기탄소가 4%(by weight) 미만인 것과 매우 대조적이다(Sageman *et al.*, 1998).

Dutton *et al.*(2003)은 델라웨어분지의 사암 플레이(sand-

Fig. 5. Plot of core-derived porosity and permeability measurements of productive sandstones from Bell Canyon and Brushy Canyon Formations. From Dutton *et al.* (2003).

stone play)를 이루는 델라웨어마운틴층군의 저류층 중 장석질사암에서 오일 생산성이 높다 하였다. 그리고 포드제랄딘(Ford Geraldine)필드의 벨캐년층 사암과 내쉬드로(Nash Draw)필드의 브러쉬캐년층 사암의 특성을 비교한 결과, 브러쉬캐년층의 공극률과 투수율이 벨캐년층의 값보다 전체적으로 작지만 두 층의 공극률과 투수율 선형관계는 유사하였다(Fig. 5). 델라웨어마운틴층군의 사암 저류암의 공극은 1차 퇴적과정과 2차 속성과정으로 형성되었다. 델라웨어마운틴층군의 전형적 저류층의 공극률은 10~26%이며, 투수율은 0.1~200 md 범위를 보여준다(Spain, 1992).

저류층은 층서와 구조적인 특성으로 형성되었다. 층서적 요인으로는 횡적으로 불연속적이며 투수율이 좋은 채널(channel)-제방(leeve) 복합체, 오버뱅크(overbank)-스플레이(splay), 로브(lobe) 사암과 조립질 실트암이 투수율이 훨씬 낮고 넓게 분포하는 실트암으로 횡적으로 핀치아웃(pinch-outs)하여 형성되었다. 또한 횡적으로 넓게 분포하는 실트암이 횡적 저류층의 덮개암(top seals)을 이룬다(Nance, 2018; Flemings and Mohrig, 2012). Beaubouef *et al.*(1999)은 델라웨어마운틴층군 퇴적상의 개념모델을 작성하였으며, 사암체의 발달은 사면에서 분지로 갈수록 수직적으로 쌓이기 보다는 횡적으로 넓어지는 양상을 단면으로 도시하였다(Fig. 6). 그리고 Dutton *et al.*(2003)은 감마선 로그를 분석하여 사암체가 횡으로 연장된 실트암에 갇혀 있는 것을 층서 단면으로 보여주었다(Fig. 7).

구조적 요인으로는 라라미드 조산운동(백악기 후기~올리고세에 북아메리카 서부에서 발생)에 의한 단부경사(monoclinical dip)와 국지적인 압밀작용으로 인접 사암체

(sand bodies)의 안티포멀(antiformal), 신포멀(synformal) 구조가 형성되었다.

델라웨어마운틴층군 퇴적물의 조직은 조립질 실트암과

Fig. 6. Schematic model of principal reservoir facies of the Delaware Mountain Group. Modified from Beaubouef *et al.* (1999).

세립질 사암으로 이루어지며, 셰일은 드물다. 유기물이 풍부한 실트암은 평균 2.36%의 총 유기탄소(TOC)를(최대 TOC 46%), 유기물 함량이 낮은 실트암은 평균 0.52%의 총 유기탄소를 포함한다(Thomerson, 1992; Sageman *et al.*, 1998).

유기물은 주로 사면과 분지에 분포하며, 타입 II와 타입 III 케로젠이 혼합된 것으로 보고되어 해양 기원 녹조와 육상 기원 성분이 모두 퇴적물에 포함된 것을 의미한다. 암석에 보존된 유기물의 양과 질은 퇴적속도의 영향을 받으며, 해저에서 분해와 보존 과정을 통해 결정된다(Nance, 2018).

물리검층 분석

델라웨어마운틴층군 플레이(play)는 유기물이 풍부한 실트암과 사암층이 교호하는 곳이며, U.S. EIA(2020)는 델라웨어분지 델라웨어마운틴층군의 상단(top)을 3,200개 시추정 물리검층 자료로 구분하였으며, 1,830개 시추정으로 지층의 기저(base)부를 구분하였다. 델라웨어마운틴층군은 디아블로플랫폼 인접 서쪽 지역의 853 m부터 델라웨어분지 중심부와 동쪽의 -792 m까지 분포한다. 델라웨어마운틴층군의 두께는 지역에 따라 60~1,372 m의 범위이다(Fig. 8).

델라웨어마운틴층군의 층서경계는 King(1948)이 과달루프산 노두 조사로 구분하였으며, Flemings and Mohrig(2012)은 검층자료 대비(well log correlation)로 층서단면을 작성하였다. 델라웨어마운틴층군은 장석질 규산쇄설암보다 낮은 감마선과 높은 음향속도(acoustic velocity)를 보

Fig. 7. Stratigraphic crosssection showing compensatory stacking of sandbodies and laterally extensive siltstone seals. From Dutton *et al.* (2003).

Fig. 8. Thickness map of the Delaware Mountain Group. U.S. EIA (2020).

이는 증발암으로 이루어진 캐스틸층(Castile Formation) 아래에 놓인다(Payne, 1976; Dutton *et al.*, 2003). 델라웨어마운틴층군의 하부는 본스프링층 탄산염암 상위에 놓이는 규산쇄설암의 기저로 정의된다. 본스프링층은 탄산염암층이 두껍게 분포하며, 주로 규산쇄설암인 델라웨어마운틴층군보다 현저히 낮은 감마선과 상대적으로 큰 전기비저항, 밀도, 음향속도를 보인다(Nance, 2018). 오래된 전기비저항 로그에서는 종종 캐스틸층과 아래의 벨캐년층 상부에서 전기비저항값이 증가하기 시작하는데 이로 인해 탄화수소가 캐스틸층 아래에 있는 것으로 오해될 수 있으나 실제로는 물이 함유되어 있을 수도 있다.

벨캐년층과 체리캐년층의 경계는 과달루프와 델라웨어산의 노두에서 정의되었으며, 상부 체리캐년층에 만자니타 석회암(Manzanita Limestone)이 포함된다(King, 1948). 체리캐년층과 브리쉬캐년층의 경계는 Nance(2018)에 의해 유기물이 풍부한 실트암으로 정의되었다. 유기물이 풍부한 실트암의 기저는 브리쉬캐년층 최상위 사암층 상부와 맞닿아 있으며, 바람이 운반한 실트와 해양플랑크톤의 퇴적으로 형성되었다. 유기물이 풍부한 실트암은 국부적으로 근원암 또는 덮개암 역할을 하므로 중요하다. 유기물이 풍부한 실트암층은 매우 높은 감마선 로그값을 보인다.

대부분 델라웨어마운틴층군의 탄산염암은 규산쇄설암

Fig. 9. Well log correlation of Forty Niner Ridge #2, Sandy Federal #1, and Roadrunner #2, Eddy County.

보다 낮은 감마선값을 보이며, 탄산염암을 더 명확하게 구분할 수 있는 로그는 밀도검층으로 다공성 매질인 규산쇄설암보다 높은 밀도값을 나타낸다. 실트암은 사암보다 훨씬 높은 감마선값을 보인다. 사암층은 전체적으로 낮은 감마선값으로 실트암과 구분된다. 사암의 퇴적상을 채널, 제방, 로브퇴적체 등에 상응하는 로그 상으로 해석한다. 예로 채널은 감마선이 작은 범위내만 변하는 경향을 보이고, 조립질과 세립질 쇄설암이 교호하는 제방은 세립질암에 점토와 장석류가 더 포함되어 있어 감마선값이 조금 더 높기 때문에 높고 낮은 감마선값이 반복적으로 나타난다.

연구지역인 에디 카운티 남동쪽에서 델라웨어마운틴층군을 본스프링층과 구분하기 위해 스트라타사에서 제공받은 3개소 생산정의 물리검층 자료를 활용하였다. 각 물리검층 자료는 측정 시기 및 검층장비 제조사가 모두 상이하여 상호 연관 해석할 수 있는 로그는 자연감마선이 유일하였다. 자연감마선은 퇴적물의 입도 구분에 유용하며, 커브 양상은 퇴적환경 및 퇴적상을 반영한다.

캐스틸층과 델라웨어마운틴층군의 경계는 증발암과 규산쇄설퇴적물의 대비로 감마선값이 15API에서 150API로 갑자기 증가하는 지점으로 구분이 가능하며, 델라웨어마운틴층군과 본스프링층의 경계는 탄산염암으로 인해 감마선값이 감소하는 지점으로 구분하였다. 델라웨어마운틴층군의 감마선값이 35~200API로 범위가 넓은 것은 심해저 탁류에 의해 조립질과 세립질 규산쇄설퇴적물이 교호하는 퇴적 양상을 반영하는 것으로 보인다. 내쉬드롭폴에 위치하는 3개소의 생산정에서 델라웨어마운틴층군은 약 1,220 m(4,000 ft)의 두께로 분포한다(Fig. 9).

본 연구지역 델라웨어마운틴층군을 Forty Niner Ridge #1과 Roadrunner #2의 감마선 로그로 벨캐년층, 체리캐년층, 브리쉬캐년층으로 구분하였다. 벨캐년층과 체리캐년층의 경계는 체리캐년층 상부의 석회암에 의해 감마선값이 감소하는 지점으로, 체리캐년층과 브리쉬캐년층의 경계는

채리캐년층 기저의 유기물이 풍부한 실트암에 의해 감마선 값이 증가하는 지점으로 구분하였다(Fig. 10).

생산정 Roadrunner #2의 감마선 로그를 통해 델라웨어 마운틴층군 중 오일의 생산가능성이 높은 하부 브러쉬캐년층을 다른 연구지역의 감마선 로그 결과와 비교하였다. 다른 지역과 마찬가지로 하부 브러쉬캐년층에서 중부 브러쉬캐년층 사이에는 실트암이 두껍게 분포하고 있으며, 하부 브러쉬캐년층에서는 사암의 분포가 더 두드러졌다. 이로 인해 상부 및 중부 브러쉬캐년층과 비교하여 하부 브러쉬캐년층에서 50~80API의 상대적으로 낮은 감마선값이 작은 범위에서 교호하는 경향을 보여주었다(Fig. 11). 이는 사

Fig. 10. Gamma-ray log responses in Forty Niner Ridge #1 and Roadrunner #2 and stratigraphic boundaries of formations in the Delaware Mountain Group.

Fig. 11. Brushy Canyon gamma-ray log curve of research well. The red squares show channel features of depositional facies. Modified from Romans (2009).

암층의 퇴적상 중 채널에 가까운 양상을 보이며, 공극률이 상대적으로 높아 과거 시추시 타겟으로 하였던 주 오일 생산구간인 사암체에 해당하는 것으로 판단된다.

순생산구간 분석

물리검층 자료로 델라웨어마운틴층군 저류층을 평가하기에는 여러 어려운 점이 있다. 첫째, 델라웨어마운틴층군 규산쇄설암은 장석질이 우세하여 세일이 없는 사암도 감마선값이 크게 나온다. 둘째, 점토의 자생작용(authigenesis)으로 생성된 풍부한 미세공극의 결합수(bound water)가 중성자 로그로 감지되어 유효공극과 수포화도가 과도하게 계산되게 한다. 셋째, 침입대(invaded zone)에 잔존하는 오일 포화도가 높아서 전기비저항값의 대비가 낮아 오일과 물의 접촉면을 구분하기 쉽지 않다(Flemings and Mohrig, 2012). 이러한 이유로 오일 생산이 가능한 유효공극률의 계산이 중요하며, 이를 위해서는 미세공극에 포함된 총공극률의 보정이 필요하다. 또한 규산쇄설암의 풍부한 K-장석으로 인해 감마선 로그 분석이 어려워 점토 함유량의 계산도 필요하다. 브러쉬캐년층의 햇메사필드(Hat Mesa field)에서 Thomerson(1992)은 중성자-공극률(ϕ_n)과 밀도-공극률(ϕ_d) 데이터로 점토 양(V_{clay})을 계산하는데 사용하였다.

$$V_{clay} = (\phi N_{shaly\ sand} - \phi D_{shaly\ sand}) / (\phi N_{shale} - \phi D_{shale})$$

Flemings and Mohrig(2012)는 오일을 생산하는 투수성 구간과 물을 생산하는 투수성 구간을 구별하기 위해 암석 물리학적 교차도표(petrophysical crossplots)를 만들었다. 이 표의 해석 결과에 따르면 브러쉬캐년 저류층에서 생산 가능한 최소값(cutoff)은 0.1 md 투수율과 공극률 12%를 도출하였다.

연구지역 하부 브러쉬캐년층 오일 생산구간 특성을 분석하기 위해 생산정 Roadrunner #2의 감마선, 밀도, 단주기 및 장주기 전기비저항검층 자료를 LESA(Log Evaluation System Analysis) Ver.2020 소프트웨어에 적용하였다. 유효공극률 컷오프는 12%로 설정하였으며, 최대 25%로 분석되었다. 투수율은 0.1 md를 컷오프로 설정하고 최대 200 md로 분석되었으며, 주로 1~10 md의 범위를 보였다. 하부 브러쉬캐년층은 심도 2,195~2,286 m(7,200~7,500 ft) 구간에 분포한(Fig. 12). 하부 브러쉬캐년층 중 탄화수소가 존재하는 구간에서 오일 생산 가능성이 높아 순생산구간(Net pay)으로 간주하였으며, 심도 2,219~2,283 m(7,280~7,490 ft) 구간에 64 m의 두께로 분포한다(Fig. 13, Fig. 14). 순생산구간의 감마선값은 47~88API로 상대적으로 낮으며, 작은 범위내에서 반복하여 증감하는 경향을 보였다. 이는 사암체가 투수율이 낮은 실트암에 간혀 있는 채널 형상 퇴적

Fig. 12. Gamma-ray and Resistivity log of Lower Brushy Canyon Formation in Roadrunner #2.

Fig. 13. Effective porosity of Lower Brushy Canyon Formation in Roadrunner #2.

Fig. 14. Net pay of Lower Brushy Canyon Formation in Roadrunner #2.

상을 반영하는 것으로 판단된다.

미국에너지부(DOE, Department of Energy)와 Class III 프로그램으로 스트라타사가 작성한 보고서에 의하면, 오일의 생산성 및 회수율을 높이기 위해 물리검층 해석, 3차원 탄성파탐사, 그리고 코어 분석을 통해 심부의 하부 브러쉬캐년 저류층 특성을 규명하였다. 이 보고서는 오일 생산구간을 평가에 새로운 방법을 고안하였다. 탄화수소가 함유된 사암의 검층자료에서 오일과 물이 혼합된 층을 세밀하게 구분할 수 없으므로 채취한 코어에서 유체 투수율과 잔류오일 포화도를 측정하였다. 검층자료 중 감마선, 중성자, 밀도, 전기비저항검층 자료를 이용하고, 코어 데이터로부터 공극률/투수율의 관계를 결정하였다. 코어 분석에 의한 잔류오일포화도(S_{or}), 물포화도(S_w), 공극률 정보와 보정된 검층 분석 결과를 종합하여 오일 생산구간과 물이 존재하는 구간을 구분하는데 적용하였다. 하부 브러쉬캐년층의 탄화수소가 함유된 사암층을 섹션별로 구분한 결과 L 사암층(L sand)이 주 오일 생산구간이고 K와 K-2 사암층(K, K-2 sand)은 오일보다 물의 생산이 많았다(Murphy, 2006)(Fig. 15, Fig. 16). 이 분석으로 브러쉬캐년층 저류층의 오일 회수율은 최초 추정치인 10%보다 높은 16.6%로 계산되었다.

DOE 보고서를 바탕으로 연구지역 생산정 Roadrunner #2의 K, K-2, L 사암층으로 구분한 결과, 오일 생산성이 높을 것으로 예상되는 L 사암층은 2,257~2,282 m(7,404~7,486

Fig. 15. Stratigraphic framework model for Nash Draw Brushy Canyon. From Murphy (2006).

Fig. 16. Lower Brushy Canyon type log for Nash Draw Pool well #15. From Murphy (2006).

ft) 구간에 25 m 두께로 분포한다(Fig. 17). L 사암층 구간의 자연감마선은 57~88API로 대체로 적은 범위에서 변화하며, 밀도는 2.1~2.6 g/cm³로 일반적으로 델라웨어마운틴층군에서 측정된 값과 유사한 범위이다. 중성자 공극률은 9.6~25.4%, 장주기 전기비저항값은 1.6~16.2 Ωm로 K-2 사암층에 비해 높아 탄화수소의 양이 상대적으로 많은 것으로 해석된다. 이러한 저류층 특성 및 물리검층 정량 자료는 향후 브러쉬캐년층에 시추를 계획할 때 물 생산가능성 구간을 회피하고 오일 생산이 가능한 구간을 타겟으로 하여 경제성 재고에 활용될 것으로 판단된다.

Fig. 17. Lower Brushy Canyon type log for Roadrunner #2.

결론

본 연구는 델라웨어분지 델라웨어마운틴층군 최하부인 브러쉬캐년층의 지질학적 배경과 퇴적환경을 조사하고 물리검층 자료로 오일 생산구간의 특성을 분석하였다.

델라웨어마운틴층군은 고생대 페름기에 퇴적되었으며, 심해저 저탁류 퇴적물인 규산쇄설암이 탄산염암과 교호하며 사면분지에 퇴적되었다. 저탁류 쇄설퇴적물의 공급으로 연구지역 저류층은 채널-제방-로브퇴적 복합체를 형성하였으며, 횡방향으로 연장성이 제한된 채널 사암체가 투수율이 낮은 실트암에 갇혀 있다.

연구지역 상부의 증발암으로 이루어진 캐스틸층과 탄산염암으로 구성된 하부의 본스프링층과 경계를 감마선값으로 구분한 델라웨어마운틴층군의 두께는 약 1,220 m에 달한다. 델라웨어마운틴층군 사암 저류암인 사암의 공극은 1차 퇴적 및 2차 속성과정으로 형성되었으며, 저류층의 공극률은 12~25%, 투수율은 0.1~200 md(일반적으로 1~10 md) 범위이다. 생산정 Roadrunner #2의 물리검층 결과 델라웨어마운틴층군 중 브러쉬캐년층의 감마선값은 상부 중부 브러쉬캐년층에 비해 하부 브러쉬캐년층에서 50~80API로 상대적으로 낮으며, 작은 범위내에서 증감하는 경향을 보였다. 이는 과거 시추 활동의 타겟이 되었던 사암체가 투수율이 낮은 실트암에 횡적으로 갇혀 있는 채널의 퇴적상을 반영하는 것으로 판단된다.

하부 브러쉬캐년층 중 오일 생산구간의 특성을 감마선, 밀도, 단주기 및 장주기 전기비저항검층 자료로 분석하였

다. LESA 소프트웨어에 의해 탄화수소가 존재하는 것으로 추정되는 구간은 오일 생산 가능성이 높아 순생산구간으로 간주하였으며, 심도는 2,219~2,283 m(두께 64 m)에 분포한다.

DOE 보고서를 바탕으로 연구지역 생산정 Roadrunner #2의 K, K-2, L 사암을 구분한 결과, 오일 생산성이 높을 것으로 예상되는 L 사암층은 2,257~2,282 m(두께 25 m) 구간에 분포한다. L 사암층의 자연감마선은 57~88API, 밀도는 $2.1\sim 2.6\text{ g/cm}^3$, 중성자 공극률은 9.6~25.4%로 대체로 높게 측정되었으며, 장주기 전기비저항값은 1.6~16.2 Ωm 로 K-2 사암층에 비해 높은 값을 보여 탄화수소의 양이 상대적으로 많은 것으로 해석된다.

향후 브러쉬캐년층에 시추를 계획할 때 저류층의 특성을 파악하여 물 생산가능성이 있는 구간은 회피하고 탄화수소 존재 구간을 정확하게 예측할 수 있다면 경제성 재고에 기여할 수 있을 것이다.

사 사

본 연구는 산업통상자원부의 재원으로 한국에너지기술연구원(KETEP)의 지원을 받아 수행(20192510102510, 비전통 유가스정 생산성 향상 스마트 관리기술 개발 및 현장실증)되었습니다.

References

- Beaubouef, R.T., Rossen, C., Zelt, F.B., Sullivan, M.D., Mohrig, D.C., and Jennette, D.C., 1999. Deep-water sandstones, Brushy Canyon Formation, West Texas. *Journal of the American Association of Petroleum Geologists*, 40, 50p.
- Broadhead, R.F., Zhou, J., and William, D.R., 2004. *Play Analysis of Major Oil Reservoirs in the New Mexico Part of the Permian Basin: Enhanced Production Through Advanced Technologies*, New Mexico Bureau of Geology and Mineral Resources Report 479, New Mexico, USA, p.3-17.
- Dutton, S.P., Flanders, W.A., and Barton, M.D., 2003. Reservoir characterization of a Permian deep-water sandstone, East Ford field, Delaware Basin, Texas. *Journal of the American Association of Petroleum Geologists*, 87(4), p.609-627.
- Engle, M.A., Francisco, R.R., Matthew, S.V., William, H.O., LinMa, A.J., Ianno, T.M., Schell, P.X., and Kenneth, C., 2016. Geochemistry of formation waters from the Wolfcamp and "Cline" shales: Insights into brine origin, reservoir connectivity, and fluid flow in the Permian Basin, USA. *Journal of the Chemical Geology*, 425, p.79-80.
- Flemings, P., and Mohrig, D., 2012. *GEO391 Field stratigraphy in the Guadalupe mountains; Field Guide*, USA, p.16-17.
- Green, K.M., 1996. *Waterflood feasibility of the Brushy Canyon Formation: Red Tank field, Lea County, New Mexico*, MS Thesis, Texas Tech University, USA, 106p.
- King, P.B., 1942. Permian of west Texas and southeastern New Mexico: Part2. *Journal of the American Association of Petroleum Geologist*, 26(4), p.650-763.
- King, P.B., 1948. *Geology of the southern Guadalupe Mountains, Texas*, U.S. Geological Survey Report 215, USA, 183p.
- Murphy, M.B., 2006. *Advanced oil recovery technologies for improved recovery from slope basin clastic reservoirs, Nash Draw Brushy Canyon Pool, Eddy County, NW*, Final Technical Progress Report, New Mexico, USA. 126p.
- Nance, H.S., 2018. *Middle Permian Basin Siliciclastic deposition in the Delaware Basin: The Delaware Mountain Group(Guadalupean)*, MS Thesis, The University of Texas at Austin, USA, p.9-25.
- Payne, M.W., 1976. Basinal sandstone facies, Delaware Basin, West Texas and southeast New Mexico. *Journal of the American Association of Petroleum Geologists*, 60(4), p.517-527.
- Romans, B.W., 2009. *Sedimentation pattenens of a Permian basinal cycle, upper cutoff, Brushy Canyon, and Lower Cherry Canyon Formations, Western Delaware Basin, West Texas and Southeastern New Mexico, U.S.A*, MS Thesis, Colorado School of Mines, USA, 175p.
- Sageman, B.B., Gardner, M.H., Armentrout, J.M., and Murphy, A.E., 1998. Stratigraphic hierarchy of organic-rich siltstones in deep-water facies, Brushy Canyon Formation (Guadalupean), Delaware Basin, West Texas. *Journal of the Geological society of America*, 26(5), p.451-454.
- Spain, D.R., 1992. Petrophysical evaluation of a slope fan/basin-floor fan complex: Cherry Canyon Formation, Ward County, Texas. *Journal of the American Association of Petroleum Geologists*, 76(6), p.805-827.
- Thomerson, M.D., 1992. *Petrophysical analysis of the Brushy Canyon Formation, Hat Mesa Delaware field, Lea County, New Mexico*, MS Thesis, Texas University, USA, 124p.
- U.S. Energy Information Administration (EIA), 2019. *Permian Basin; Wolfcamp and Bone Spring Shale Plays*, U.S. Department of Energy Report, Washington, USA, 2p.
- U.S. Energy Information Administration (EIA), 2020. *Permian Basin Part 1; Wolfcamp, Bone Spring, Delaware Shale Plays of the Delaware Basin*, U.S. Department of Energy Report, Washington, USA, p.27-30.

노 영화

1999년 전남대학교 자연과학대학 지질
학과 이학사

2016년 SAIT 석유공학사

현재 (주)지오스캔 기술연구소 부장
(E-mail; 2000geo@naver.com)