

Nghiên cứu lựa chọn choòng khoan hợp lý cho công đoạn $14\frac{1}{2}'' \times 16\frac{1}{2}''$ giếng khoan thăm dò dầu khí TTN-2X

Nguyễn Trần Tuấn*

Trường Đại học Mở - Địa chất, Hà Nội, Việt Nam

TÓM TẮT

Công đoạn khoan mở rộng $14\frac{1}{2}'' \times 16\frac{1}{2}''$ của giếng khoan thăm dò dầu khí TTN-2X được xem là công đoạn khó khăn nhất do đi qua hệ tầng Miocene giữa, đặc trưng bởi các tập cát kết và cacbonat chặt xít, có cường độ nén một trục (UCS) cao và biến thiên mạnh theo chiều sâu. Điều kiện địa chất này làm suy giảm hiệu quả khoan và gia tăng nguy cơ tích tụ mùn khoan, đặc biệt khi sử dụng thiết bị mở rộng thành giếng (under reamer). Nghiên cứu này được thực hiện nhằm đề xuất phương án lựa chọn choòng khoan và cấu hình under reamer phù hợp cho công đoạn $14\frac{1}{2}'' \times 16\frac{1}{2}''$ giếng TTN-2X, góp phần nâng cao hiệu quả khoan và giảm thiểu rủi ro sự cố. Nghiên cứu tập trung phân tích công đoạn $14\frac{1}{2}'' \times 16\frac{1}{2}''$ của giếng TTN-2X trên cơ sở tổng hợp đặc điểm địa tầng, tính chất cơ lý đất đá và đối chiếu với dữ liệu khoan thực tế của giếng offset TTN-1X. Kết quả phân tích cho thấy các tập đá có UCS cao, phổ biến trong khoảng 10.000-15.000 psi và cục bộ vượt quá 18.000 psi, là nguyên nhân chính gây suy giảm hiệu quả khoan trong công đoạn này. Trên cơ sở đó, phương án sử dụng choòng PDC nhiều cánh với hạt cắt kích thước trung bình (13-16 mm), kết hợp cấu hình under reamer phù hợp và chế độ khoan đảm bảo HSI ≥ 3 được xác định là phù hợp với điều kiện địa tầng Miocene giữa, đồng thời có thể áp dụng cho các giếng khoan thăm dò trong điều kiện địa chất tương tự.

Từ khóa: Choòng khoan; PDC; Under reamer; Miocene giữa; UCS.

1. Đặt vấn đề

Trong các giếng khoan thăm dò tại bể Nam Côn Sơn, nhiều công đoạn khoan phải đi qua các tập địa tầng có điều kiện cơ lý bất lợi, gây suy giảm tốc độ cơ học khoan và gia tăng rủi ro sự cố (Tung và nnk., 2011). Qua phân tích kết quả khoan giếng TTN-1X và kế hoạch thi công giếng TTN-2X, công đoạn khoan mở rộng $14\frac{1}{2}'' \times 16\frac{1}{2}''$ trong hệ tầng Miocene giữa được xác định là công đoạn khó khăn nhất, ảnh hưởng trực tiếp đến hiệu quả chung của giếng. Do đó, việc nghiên cứu lựa chọn choòng khoan hợp lý cho riêng công đoạn này có ý nghĩa thực tiễn cao và là mục tiêu chính của bài báo.

2. Cơ sở lý thuyết và phương pháp nghiên cứu

2.1. Cơ sở lý thuyết

Hiệu quả phá hủy đất đá của choòng khoan phụ thuộc vào mối quan hệ giữa đặc tính cơ lý đất đá và chế độ khoan. Đối với choòng PDC, cơ chế phá hủy chủ yếu là cắt - đập, hiệu quả trong các tập đất đá có UCS từ thấp đến trung bình, song đòi hỏi thiết kế nhiều cánh và hạt cắt nhỏ hơn khi khoan trong cát kết và cacbonat chặt (Kalinin và nnk., 2007).

Theo Trần (2007) thì mối quan hệ thực nghiệm giữa tốc độ cơ học khoan (ROP), tải trọng lên choòng (WOB) và tốc độ quay (RPM) được biểu diễn:

$$ROP = k \cdot WOB^a \cdot RPM^b \quad (1)$$

Trong đó: k - hệ số tổng hợp (phản ánh đồng thời: độ cứng đất đá (UCS), loại choòng (PDC/TCI), thiết kế choòng (số cánh, kích thước hạt cắt), điều kiện thủy lực, làm sạch giếng khoan; a - độ nhạy của ROP với WOB, (phụ thuộc vào: cơ chế phá hủy đá, loại choòng), trong Miocene giữa-TTN-2X, a không lớn do UCS cao; b - Phản ánh ảnh hưởng của tốc độ cắt (PDC-đá mềm: 0,5-0,8; PDC-đá trung bình: 0,4-0,6; PDC-đá cứng: 0,3-0,5; TCI: 0,3-0,5).

Trong đoạn $14\frac{1}{2}'' \times 16\frac{1}{2}''$, b thường lớn hơn a. Do đó tăng RPM hiệu quả hơn tăng WOB.

Khả năng làm sạch giếng khoan, đặc biệt quan trọng trong công đoạn khoan có under reamer, được đánh giá thông qua chỉ số công suất thủy lực riêng (Trần và nnk., 2024):

* Tác giả liên hệ

Email: nguyentrantuan@humg.edu.vn

$$HSI = \frac{HP}{A} \quad (2)$$

Trong đó: HSI - chỉ số công suất thủy lực riêng tại đáy giếng khoan; A - diện tích đáy giếng khoan; HP - công suất thủy lực tại choòng.

$$HP = (\Delta P \cdot Q) / 1714 \quad (3)$$

Trong đó: ΔP - tổn thất áp suất qua choòng (psi); Q- lưu lượng dung dịch (gallon/phút); 1714 - hằng số chuyển đổi đơn vị.

Giá trị HSI trong khoảng 3-4 được xem là phù hợp cho công đoạn khoan $14\frac{1}{2}'' \times 16\frac{1}{2}''$ nhằm hạn chế tích tụ mùn khoan phía sau under reamer.

2.2. Phương pháp nghiên cứu

Nghiên cứu được thực hiện bằng cách: (i) tác giả phân tích đặc điểm địa tầng và UCS của đoạn Miocene giữa; (ii) tổng hợp dữ liệu khoan công đoạn $14\frac{1}{2}'' \times 16\frac{1}{2}''$ của giếng TTN-1X; (iii) phân tích báo cáo choòng khoan và under reamer; (iv) đối chiếu với cơ sở lý thuyết để đề xuất phương án lựa chọn choòng khoan tối ưu cho giếng TTN-2X.

3. Đặc điểm địa tầng công đoạn khoan $14\frac{1}{2}'' \times 16\frac{1}{2}''$ của giếng khoan thăm dò dầu khí TTN-2X

Công đoạn $14\frac{1}{2}'' \times 16\frac{1}{2}''$ của giếng khoan thăm dò dầu khí TTN-2X nằm trong hệ tầng Miocene giữa - một trong những tập địa tầng dự báo phức tạp nhất trong công tác khoan tại khu vực bể Nam Côn Sơn. Đây là giai đoạn chuyển tiếp quan trọng từ các trầm tích trẻ, có tính chất cơ lý tương đối thuận lợi phía trên, xuống các tập trầm tích cổ hơn với mức độ nén ép cao và đặc tính cơ học bất lợi cho quá trình khoan (Idemitsu Oil & Gas Co., Ltd., 2010).

Phân tích phân bố cường độ nén một trục (UCS) cho thấy giá trị UCS trong đoạn khoan $14\frac{1}{2}'' \times 16\frac{1}{2}''$ có xu hướng tăng theo chiều sâu, với giá trị trung bình dao động trong khoảng 10.000-15.000 psi và tại một số tập cát kết hoặc Cacbonat cứng có thể vượt quá 18.000 psi (Hình 1). So với các hệ tầng phía trên như Pliocene hoặc Miocene trên, UCS của Miocene giữa cao hơn từ hai đến ba lần, phản ánh mức độ nén ép lớn và mức độ gắn kết cao của vật liệu đá. Sự gia tăng UCS này có ảnh hưởng trực tiếp đến cơ chế phá hủy đá của choòng khoan, làm giảm hiệu quả tăng tải trọng lên choòng (WOB) và khiến tốc độ cơ học khoan (ROP) suy giảm rõ rệt nếu không có giải pháp lựa chọn choòng phù hợp.

Đối với choòng PDC, UCS cao làm tăng lực cắt cần thiết tại mỗi hạt cát để phá hủy đất đá, dẫn đến nguy cơ mòn cạnh cắt và sứt mẻ cutter, đặc biệt khi gặp các lớp Cacbonat cứng xen kẽ trong thành hệ. Trong điều kiện này, tải trọng tác dụng lên hạt cắt tăng đáng kể, làm giảm tuổi thọ choòng và ảnh hưởng đến hiệu quả khoan. Đồng thời, sự thay đổi độ cứng của đất đá theo chiều sâu cũng làm gia tăng nguy cơ rung động và mất ổn định trong quá trình khoan. Khi UCS tăng cao, việc gia tăng WOB không còn mang lại hiệu quả tuyến tính đối với ROP như trong các thành hệ mềm hơn, trong khi nguy cơ hư hỏng cutter lại tăng lên. Ngược lại, vai trò của tốc độ quay (RPM) trở nên quan trọng hơn nhằm duy trì cơ chế cắt trượt ổn định và nâng cao hiệu quả phá đá. Đây là cơ sở để khẳng định rằng đoạn khoan Miocene giữa của giếng TTN-2X đòi hỏi thiết kế choòng với cấu hình hạt cắt phù hợp, ưu tiên độ bền, khả năng chịu mài mòn và tính ổn định làm việc trong thành hệ có UCS cao, thay vì chỉ tập trung vào việc sử dụng hạt cắt có kích thước lớn.

Hình 1 trình bày cột địa tầng và phân bố UCS theo chiều sâu giếng TTN-2X, cho thấy sự trùng hợp giữa các tập UCS cao và vị trí công đoạn khoan $14\frac{1}{2}'' \times 16\frac{1}{2}''$, là nguyên nhân chính gây khó khăn trong thi công (Idemitsu Oil & Gas Co., Ltd., 2010).

Bên cạnh đặc tính cơ học phức tạp của đất đá, kích thước giếng khoan lớn ở công đoạn $14\frac{1}{2}'' \times 16\frac{1}{2}''$ cũng là một yếu tố quan trọng làm gia tăng mức độ khó khăn trong quá trình thi công. Diện tích đáy giếng khoan $16\frac{1}{2}''$ lớn hơn đáng kể so với các công đoạn có đường kính nhỏ hơn, trong khi công suất thủy lực cung cấp tại choòng không tăng tương ứng. Điều này làm suy giảm chỉ số công suất thủy lực riêng (HSI), dẫn đến hiệu quả phá hủy đất đá và khả năng làm sạch đáy giếng khoan bị hạn chế. Khi kết hợp với đặc điểm mùn khoan có độ cứng cao, kích thước lớn được tạo ra từ các tập cát kết chặt và đá Cacbonat, khả năng vận chuyển mùn lên khỏi đáy giếng trở nên khó khăn hơn. Hệ quả là nguy cơ tích tụ mùn khoan phía sau under reamer, hình thành các vành mùn cục bộ, gia tăng mô-men xoắn, lực kéo thả và làm tăng đáng kể khả năng xảy ra hiện tượng tắc nghẽn vành xuyên (pack-off) trong quá trình khoan.

Bảng 1. So sánh ROP trung bình các công đoạn khoan tại giếng TTN-1X.

Bit size	Type / IADC	Man	Drilled Interval	Hour	HSI	ROP	WOB	RPM	GPM	Dull Grade	Well
26"											
26"	MT / 1.1.5	NOV	1,021	33.6	1.5	30.4	15-35	100	1100	1-1-WT-A-E-I-No-TD	HT-1P
26"	MT / 1.1.5	Varel	1,018	41.1	0.99	24.8	0-20	120	1100	2-3-WT-A-F-I-No-TD	MT-1P
26"	MT / 1.1.5	Varel	1,034	42	0.94	24.6	5-20	60	1150	2-2-No-A-E-In-No-TD	MT-2X
26"	MT / 1.1.5	Smith	1,004	39	0.94	25.7	5-20	120	1100	1-1-WT-A-E-In-No-TD	CCTB-1X
17 1/2"											
17 1/2"	PDC / S422	NOV	1,296	40.2	2.2	32.2	5-20	160	1100	1-1-WT-G-X-I-CT/ER-TD	HT-1P
21 1/2" UR	Under Reamer	NOV	1296 (1338-2634)	39.2	4.1	33.1	5-10	140	1250	1-2-CT-G-In-E-No-TD	HT-1P
17 1/2"	PDC / S422	NOV	1,078	40.2	2.2	38.1	5-18	120	900	1-1-CT-A-X-I-WT-TD	MT-1P
17 1/2"	PDC / S433	Reed	1090 (1350-2440)	37.2	1.75	29.3	9-26	140	1100	3-3-WT-A-X-I-CT-TD	MT-2X
21 1/2" UR	Under Reamer	NOV	1079 (1354-2433)	22.6	1.28	47.7	1-11	120-130	1050	1-1-WT-A-N-X-CT-TD	MT-2X
20" UR	Under Reamer	NOV	1328 (1227-2555)	25.24	1.36	52.6	1-12	130-140	1050-1100	2-1-CT-P-X-I-WT-TD	TTN-1X
17 1/2"	TCI / 115	Smith	383 (1299-1682)	23		16.4				0-0-No-A-E-In-No-DTF	DN-1X
17 1/2"	TCI / 115	Hughes	297 (2156-2453)	63		5.2				2-2-WT-A-E-In-No-TD	DN-1X
16 1/2"	PDC/S422	NOV	427 (2718-3145)	24	2.1	17.7	15-32	180	1050	0-0-No-A-X-In-No-TD	HT-1P
16 1/2"	PDC/M432	NOV	393 (2426-2819)	17.3	1.51	22.7	8-16	180	950	1-2-BT-S-X-In-CT-TD	MT-2X
16"	PDC/S123	Halliburton	1,966 (1001-2967)	61.4		32	18-25	170	1080	1-1-WT-A-E-In-No-TD	SVW-1X
16"	PDC/S123	Smith	1,224 (1228-2442)	39.24		30.9				0-3-BT-N-X-In-CT-TD	CCTB-1X
14 1/2" Bit & 16 1/2" Under Reamer											
14 1/2"	PDC SF65	Halliburton	557 (2555-3112)	28.4	2	19.5	1-30	140	870	1-1-WT-A-X-I-No-TD	TTN-1X
14 1/2" UR	Under Reamer	NOV	239 (2958-3197)	15.5	4.1	15.8	8-14	180	870	1-1-WT-A-X-I-No-TD	HT-1P
12-1/4" x 14-3/4"	Under Reamer	Halliburton	971	58.6	3.88	16.57	18	190	960	1-1-WT-A-X-In-CT-TD	SV-1X
12-1/4" x 14-1/2"	Under Reamer	SLB	347	46.9	3.1	7.4	20-38	150-180	900	1-1-WT-A-X-In-BU-TD	HT-4P
16 1/2" UR	Under Reamer	Halliburton	557 (2555-3112)	35.98	2.81	15.5	2-15	130-150	900-1030	1-1-WT-A-X-I-No-TD	TTN-1X

Bảng 1 cho thấy sự khác biệt rõ rệt về tốc độ cơ học khoan (ROP) giữa công đoạn 14 1/2" × 16 1/2" và các công đoạn khác của giếng TTN-1X. Trong khi các đoạn khoan có đường kính nhỏ hơn hoặc nằm trong các hệ tầng trẻ (Pliocene, Miocene trên) đạt ROP trung bình tương đối cao và ổn định, thì ROP trong công đoạn 14 1/2" × 16 1/2" suy giảm đáng kể và có biên độ biến thiên lớn theo chiều sâu.

Sự suy giảm ROP trong công đoạn 14 1/2" × 16 1/2" có mối liên hệ trực tiếp với đặc điểm địa chất của hệ tầng Miocene giữa, nơi phổ biến các tập cát kết chặt và Cacbonat xen kẹp với giá trị cường độ nén một trục (UCS) cao (Hình 1). Khi UCS tăng, hiệu quả của việc gia tăng tải trọng lên choòng (WOB) giảm rõ rệt, dẫn đến quan hệ giữa ROP và WOB không còn tuyến tính như trong các hệ tầng mềm phía trên. Điều này được phản ánh qua thực tế khoan tại giếng TTN-1X, khi việc tăng WOB trong một số khoảng không mang lại cải thiện đáng kể về ROP.

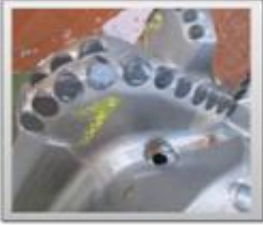
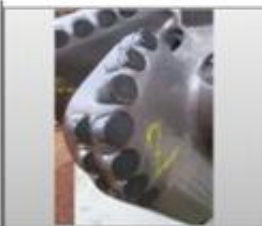
Bên cạnh yếu tố UCS, kích thước lỗ khoan lớn của công đoạn 14 1/2" × 16 1/2" cũng góp phần làm suy giảm hiệu quả khoan. Diện tích đáy giếng khoan tăng lên đáng kể so với các đoạn khoan nhỏ hơn, trong khi công suất thủy lực cung cấp tại choòng không tăng tương ứng, dẫn đến giảm chỉ số công suất thủy lực riêng (HSI). Hệ quả là khả năng làm sạch đáy giếng khoan kém hơn, mùn khoan có xu hướng tích tụ phía sau under reamer, làm tăng lực cản và gián tiếp làm giảm ROP.

Bên cạnh đó, quá trình khoan giếng 16 1/2" có sử dụng under reamer tại giếng TTN-1X cho thấy yêu cầu cao về khả năng làm sạch đáy giếng khoan (Tai và nnk., 2015). Mùn khoan sinh ra từ các tập đá chặt có kích thước lớn, trong khi diện tích đáy giếng khoan tăng đáng kể, làm giảm hiệu quả thủy lực nếu không được thiết kế phù hợp. Một số biểu hiện tăng lực cản khi kéo thả cho thấy việc duy trì công suất thủy lực riêng tại đáy giếng khoan là yếu tố cần được chú trọng trong công đoạn này.

Từ các kết quả trên có thể nhận thấy rằng công đoạn 14½” × 16½” giếng TTN-1X là công đoạn khoan khó, chịu ảnh hưởng đồng thời của UCS cao, địa chất không đồng nhất và yêu cầu thủy lực lớn. Những đặc điểm này là cơ sở quan trọng để lựa chọn choòng khoan cho giếng TTN-2X theo hướng ưu tiên độ bền, khả năng làm việc ổn định trong đá cứng và hiệu quả làm sạch đáy lỗ khoan, thay vì chỉ tập trung vào việc tối đa hóa tốc độ cơ học khoan (Tai và nnk., 2025).

5. Nghiên cứu lựa chọn choòng khoan và under reamer cho công đoạn 14½” × 16½” giếng TTN-2X


BIT PERFORMANCE REPORT

Well No.	Bit No.	BHA No.	Make	Type	Serial No.	SADC Code			
TTN-2X	5	9	Smith	MD6019 LHESP	JPI873	9323			
Depth In (m)	Depth Out (m)	Interval Drilled (m)	Avg. ROP (m/hr)	Hrs Drilling	% Slide/Rotary	WOB (kips)			
2579.6	3130	559.9	7.68	72.42	0	3.26			
Flow Rate (gpm)	Pressure (psi)	Jet Vel	HHPI (in³)	TFA (in³)	Nozzles	P drop at bit, psi			
750-900	3600-4240	64.89	1.4	1.298	7x15	614			
Mud Type	Mud Weight	PV / YP	Torque (kRb)	RPM (Surf / OH)	TBR (krevs)	Date			
GRAME (GACRL)	15.4	42/29	4.32	100-175	672.5	30-Jun-20			
Dull Bit Grading		1-1 WTA-X4-Ha-TC	Formation	clay, siltstone sand					
Comments: The bit was run in hole to drill 27m cement in side shoe, bust collar, and shoe track before drilling formation to TD@3130mMD. Observing high stick-slip when drilling high WOB and medium RPM (the BHA included Rheo-Reamer KSX), Optimum ROP and reduce stick-slip by change parameter drilling to high RPM (160-175) and medium WOB. After reach TD and POCN, the bit at surface in good condition, minor wear on body and cutter.									
   Bit before drilling Bit after drill 14 5/8 to 16 1/2 in HS Blade 1    Blade 2 Blade 3 Blade 4  Picture to be captured after complete hole drilling. One for full bit and the rest for each cone attribute. Picture to be captured after complete hole drilling. One for full bit and the rest for each cone attribute. Blade 5									

Hình 2. Lựa chọn choòng khoan cho công đoạn 14½” × 16½” giếng TTN-2X.

Trên cơ sở phân tích địa tầng và dữ liệu giếng TTN-1X, đoạn lỗ 14½” × 16½” trong khoảng chiều sâu 2.540-3.100 m chủ yếu nằm trong đá sét, cát xen kẹp các lớp đá vôi mỏng và đá sa thạch. Giá trị độ bền nén một trục (UCS) của địa tầng dao động trong khoảng 4.000-5.000 psi, cho thấy đặc trưng địa chất từ mềm đến khá cứng. Trên cơ sở đặc điểm cơ học của đá, choòng khoan PDC được đánh giá là phù hợp nhằm đảm bảo hiệu quả phá hủy đá và ổn định động học cho bộ dụng cụ đáy (BHA).

Để nâng cao khả năng làm việc ổn định của hệ thống khoan và tối ưu tốc độ cơ học khoan (ROP) trong điều kiện địa chất của đoạn khoan nghiên cứu, choòng PDC 5 cánh với kích thước hạt cát 16-19 mm và cấu trúc vôi phun lưu lượng lớn được đề xuất lựa chọn. Cấu hình này cho phép duy trì khả năng phá hủy đất đá hiệu quả, đồng thời cải thiện công tác làm sạch đáy giếng và vận chuyển mùn khoan, góp phần hạn chế hiện tượng tái nghiền mùn khoan và suy giảm tốc độ khoan. Bên cạnh đó, số lượng cánh và kích thước hạt cát được lựa chọn nhằm đảm bảo sự cân bằng giữa khả năng ăn sâu của hạt cát, độ ổn định của choòng và tuổi thọ làm việc trong các tập đất đá có mức độ gắn kết tương đối cao.

Schlumberger

REAMER PERFORMANCE REPORT

ROSNEFT

GENERAL INFORMATION

CUSTOMER	WELL	FIG	FIG SH-W	REAMER RUN#	MAX DLS90m	LAST CSG SIZE(m)/DEPTH(m)
Rosneft VN	TTN-2X	PVD VI	8	1	214	16" / 2003

TOOL INFORMATION

NAME	SN	OPENING SIZE (in)	NO. OF BLADE / BLADE LENGTH (mm)	CUTTER TYPE / SIZE	JETS CONFIG	JETS TFA (in)	INDEX FLOW (gpm)
Rhino XS 14250	90662H	14.5	3 / 40	PDC / 18mm	3, 3, 8/32	0.049	NA
Rhino XC 14250	90668H	14.5	3 / 40	PDC / 18mm	3, 3, 8/32	0.049	450-650
Distance from bottom XS cutter block to bit (in): 26.54m			Activation method:	Rhino XS 14250	Soil log (Dia. 2.25")		
Distance from bottom XC cutter block to bit (in): 7.80m				Rhino XC 14250	Hydraulic based on index flow		

TOOL RUN DATA

TIME IN	TIME OUT	MDTVD IN (m)	MDTVD OUT (m)	INTERVAL (m)	ON STM HRS	PUMPING HRS	RE-PLAN?
23-Jun-20, 07:50	30-Jun-20, 08:00	2579.5 / 2579.4	3130.0 / 3129.9	550.5	72.62	120.23	NO

PARAMETERS

DRILLING MUD

WOB (kda)	RPM	TORQUE (kda)	SPP (psi)	FLOW RATE	TYPE	MW (ppg)	Pu/PV
10-28	60-175	4-32	2600-4210	880-900	SCBM	14-15.4	42/25

DRILLING BIT

DOWNHOLE DRIVE TYPE

MANUFACTURE	SN	TYPE/SIZE (in)	MODEL	IADC	NAME	MANUFACTURE
Smith	JP5475	PDC / 14.5	M25615 LHCBPX	5323	PowerOne RSS	Schlumberger

DULL IN

NEW

FORMATION

DULL OUT	O-G-W-T-A-K-IN-NO-TD			TYPE		
	BIT JETS (32)	7 x 15	BIT TFA	1.208	Claystone	Sandstone

COMMENTS: Successful run for rhino reamers, reaching section total depth at 3130mMD. ROP varies from 5-15m/hr depends on formation type. Tools worked stable at 10-14kda WOB and 150-175RPM. When tools on surface, observed all cutters in good condition. Some metal junk stuck at Rhino XS cutter block as below photos

REAMER CUTTER - IADC DULL

TOOL SN	56642H (13)	Reamer?	NO	Last Dull	NA		
liner	Outer	Primary dull	Location	Bearing	Gauge	Other	Reason Pulled
1	1	WT	G	x	IN	CR	TD

Dull Photos

Before run

After run

Cutter blade #1 Cutter blade #2 Cutter blade #3 Cutter blade #1 Cutter blade #2 Cutter blade #3

Hình 3. Lựa chọn under reamer cho công đoạn 14½" × 16½" giếng TTN-2X.

Việc lựa chọn loại chèo này không chỉ dựa trên đặc điểm địa chất dự báo mà còn được đối chứng với dữ liệu thực tế và kinh nghiệm vận hành từ các giếng khoan lân cận trong cùng khu vực. Kết quả phân tích cho thấy chèo PDC đường kính 14½", phân loại IADC S323 có khả năng đáp ứng tốt yêu cầu kỹ thuật của toàn bộ công đoạn khoan và có tiềm năng hoàn thành đoạn khoan chỉ trong một lần sử dụng. Để đảm bảo tính liên tục của quá trình thi công, giảm thiểu thời gian phi sản xuất và chủ động ứng phó với các tình huống phát sinh ngoài dự kiến, trên giàn khoan cần bố trí đồng thời một chèo chính và một chèo dự phòng cùng chủng loại, sẵn sàng thay thế khi cần thiết.

Chèo khoan được lựa chọn cho công đoạn 14½" × 16½" giếng TTN-2X thể hiện trong Hình 2 do Rosneft Vietnam cung cấp (ROSNEFT, 2020).

Đối với under reamer, cấu hình hạt cắt được đề xuất theo hướng phân bố thưa hơn so với chèo khoan chính nhằm giảm diện tích tiếp xúc đồng thời với thành hệ, từ đó hạn chế mô-men xoắn phát sinh và cải thiện khả năng thoát bùn trong quá trình mở rộng lỗ khoan. Thiết kế này đặc biệt phù hợp trong các khoảng địa tầng có xu hướng sinh nhiều bùn khoan hoặc chứa các lớp đá cứng xen kẽ, nơi nguy cơ tích tụ bùn dưới cánh cắt có thể làm giảm hiệu quả phá đá và gia tăng tải trọng tác dụng lên dụng cụ. Bên cạnh đó, cơ chế mở cánh bằng thủy lực được lựa chọn nhờ khả năng vận hành tin cậy, đảm bảo các cánh mở rộng đạt

đúng kích thước thiết kế và duy trì độ ổn định trong suốt quá trình làm việc.

Do under reamer thực hiện đồng thời nhiệm vụ phá đá và mở rộng tiết diện giếng khoan nên lượng mùn sinh ra thường lớn hơn đáng kể so với khi chỉ khoan bằng chوòng thông thường. Vì vậy, hiệu quả làm sạch đáy giếng và vận chuyển mùn khoan trở thành yếu tố quyết định đến hiệu suất làm việc của dụng cụ. Trên cơ sở đó, chế độ khoan được đề xuất theo hướng giảm WOB và tăng RPM nhằm duy trì cơ chế cắt liên tục, hạn chế hiện tượng rung động, tích mùn cục bộ và kẹt dụng cụ do tải trọng quá lớn. Đồng thời, cần duy trì chỉ số tác động thủy lực đáy giếng $HSI \geq 3$ để đảm bảo năng lượng tia phun đủ lớn cho việc làm sạch vùng đáy giếng, cuốn trôi mùn khoan khỏi khu vực cánh mở rộng và giảm nguy cơ tái nghiền mùn. Sự kết hợp giữa cấu hình under reamer phù hợp và chế độ khoan tối ưu được kỳ vọng sẽ nâng cao hiệu quả mở rộng lỗ khoan, duy trì độ ổn định của hệ thống và hạn chế các sự cố trong quá trình thi công.

Under reamer được lựa chọn cho công đoạn $14\frac{1}{2}'' \times 16\frac{1}{2}''$ giếng TTN-2X thể hiện trong Hình 3 do Rosneft Vietnam cung cấp (ROSNEFT, 2020).

6. Thảo luận

Việc tập trung nghiên cứu và tối ưu hóa công đoạn khoan khó khăn nhất đóng vai trò quan trọng trong việc nâng cao hiệu quả tổng thể của giếng khoan. So với phương án đã áp dụng tại giếng TTN-1X, phương án lựa chọn chوòng khoan đề xuất cho giếng TTN-2X cho thấy tiềm năng cải thiện tốc độ cơ học khoan và giảm thiểu rủi ro sự cố liên quan đến under reamer. Tuy nhiên, trong điều kiện địa tầng Miocene giữa với địa chất và UCS biến thiên theo chiều sâu, các vấn đề về rung động chوòng và mòn hạt cắt vẫn có thể phát sinh. Do đó, các yếu tố này cần được theo dõi và kiểm soát chặt chẽ trong suốt quá trình thi công nhằm đảm bảo phát huy hiệu quả của giải pháp đề xuất.

7. Kết luận

Bài báo đã xác định và tập trung nghiên cứu công đoạn khoan khó khăn nhất của giếng TTN-2X là đoạn $14\frac{1}{2}'' \times 16\frac{1}{2}''$ trong hệ tầng Miocene giữa. Kết quả nghiên cứu cho thấy việc lựa chọn chوòng PDC nhiều cánh, hạt cắt kích thước trung bình kết hợp cấu hình under reamer phù hợp và chế độ khoan tối ưu là giải pháp khả thi, góp phần nâng cao hiệu quả kỹ thuật và giảm thiểu rủi ro sự cố cho giếng khoan.

Lời cảm ơn

Tác giả xin cảm ơn Rosneft Vietnam và NCS Nguyễn Trọng Tài đã cung cấp số liệu và ý kiến chuyên môn phục vụ nghiên cứu.

Đóng góp của tác giả

Tác giả Nguyễn Trần Tuấn là người đề xuất ý tưởng nghiên cứu, xây dựng phương pháp tiếp cận và định hướng nội dung chính của bài báo. Tác giả tổng hợp và phân tích số liệu địa chất, cơ học đất đá và dữ liệu khoan thực tế của các giếng TTN-1X và TTN-2X. Việc lựa chọn chوòng khoan và cấu hình under reamer cho công đoạn $14\frac{1}{2}'' \times 16\frac{1}{2}''$ được tác giả thực hiện trên cơ sở đối chiếu giữa cơ sở lý thuyết và dữ liệu thực tế.

Tài liệu tham khảo

A.G. Kalinin, R.A. Gandzumian, A.G. Messer, (2007). Cẩm nang kỹ sư công nghệ khoan các giếng sâu, Trương biên và nnk. biên dịch. *NXB KHKT, Hà Nội*.

Trần Đình Kiên, Trương Văn Từ, Nguyễn Khắc Long, Vũ Thiết Thạch, Nguyễn Trần Tuấn, Lê Quang Duyên. (2024). Dung dịch khoan và vữa trám. *Nhà xuất bản Giao thông vận tải*.

Trần Xuân Đào. (2007). Thiết kế công nghệ khoan các giếng dầu và khí. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật.

Idemitsu Oil & Gas Co., Ltd. (2010). DRILLING PROGRAM 05-1c-DN-1X Blocks 05-1c.

ROSNEFT. (2018). End of Well reports TTN-1X - Structural and sedimentological analysis of GeoXplorer borehole images.

ROSNEFT. (2020). DRILLING PROGRAM TTN-2X. BLOCK 05-3/11 EXPLORATION DRILLING CAMPAIGN 2020.

Tai Trong Nguyen, Vinh The Nguyen, Rechara Beaton, Thinh Nguyen Van, Tu Van Truong. (2025). Identification of well breathing phenomena in HPHT wells and technical solutions to enhance drilling efficiency in the Nam Con Son Basin. *Journal of Mining and Earth Sciences*, Vol 66, Issue 6 (2025) 19 - 36.

Tai, N.T., Khoat, L.H., Vladimir. (2015). ROSNEFT End of Well reports TTN-1X, in block 05.3/11.

Tung, T.T., Han, T.N., Thi, L.D. (2011). Well Proposals for Hai Thạch - Mộc Tinh and Thọ Tinh Nam wells.

ABSTRACT

Study on the optimal selection of drill bits for the 14½" × 16½" section of the TTN-2X exploratory oil and gas well

Nguyen Tran Tuan

Hanoi University of Mining and Geology, Hanoi, Vietnam

The 14½" × 16½" hole enlargement section of the TTN-2X exploratory oil and gas well is considered the most challenging drilling section due to its penetration through the Middle Miocene formation, which is characterized by compact sandstone and Cacbonat intervals with high unconfined compressive strength (UCS) and significant vertical variability. These geological conditions lead to reduced drilling efficiency and an increased risk of cuttings accumulation, particularly when an under reamer is used for hole enlargement. This study aims to propose an appropriate drill bit selection and under reamer configuration for the 14½" × 16½" section of the TTN-2X well in order to improve drilling performance and mitigate operational risks. The study focuses on the 14½" × 16½" section of the TTN-2X well through an integrated analysis of stratigraphic characteristics and rock mechanical properties, combined with a comparison against actual drilling data from the offset TTN-1X well. The results indicate that high-UCS formations, commonly ranging from 10,000 to 15,000 psi and locally exceeding 18,000 psi, are the primary factors contributing to reduced drilling efficiency in this section. Based on these findings, the use of a multi-blade PDC bit with medium sized cutting particles (13-16 mm), together with an appropriate under reamer configuration and a drilling program ensuring a hydraulic specific energy index (HSI) of at least 3, is identified as suitable for the Middle Miocene formation. The proposed approach can also be applied to exploratory wells drilled under similar geological conditions.

Keywords: Drill bit; PDC; Under reamer; Miocene giũa; UCS.