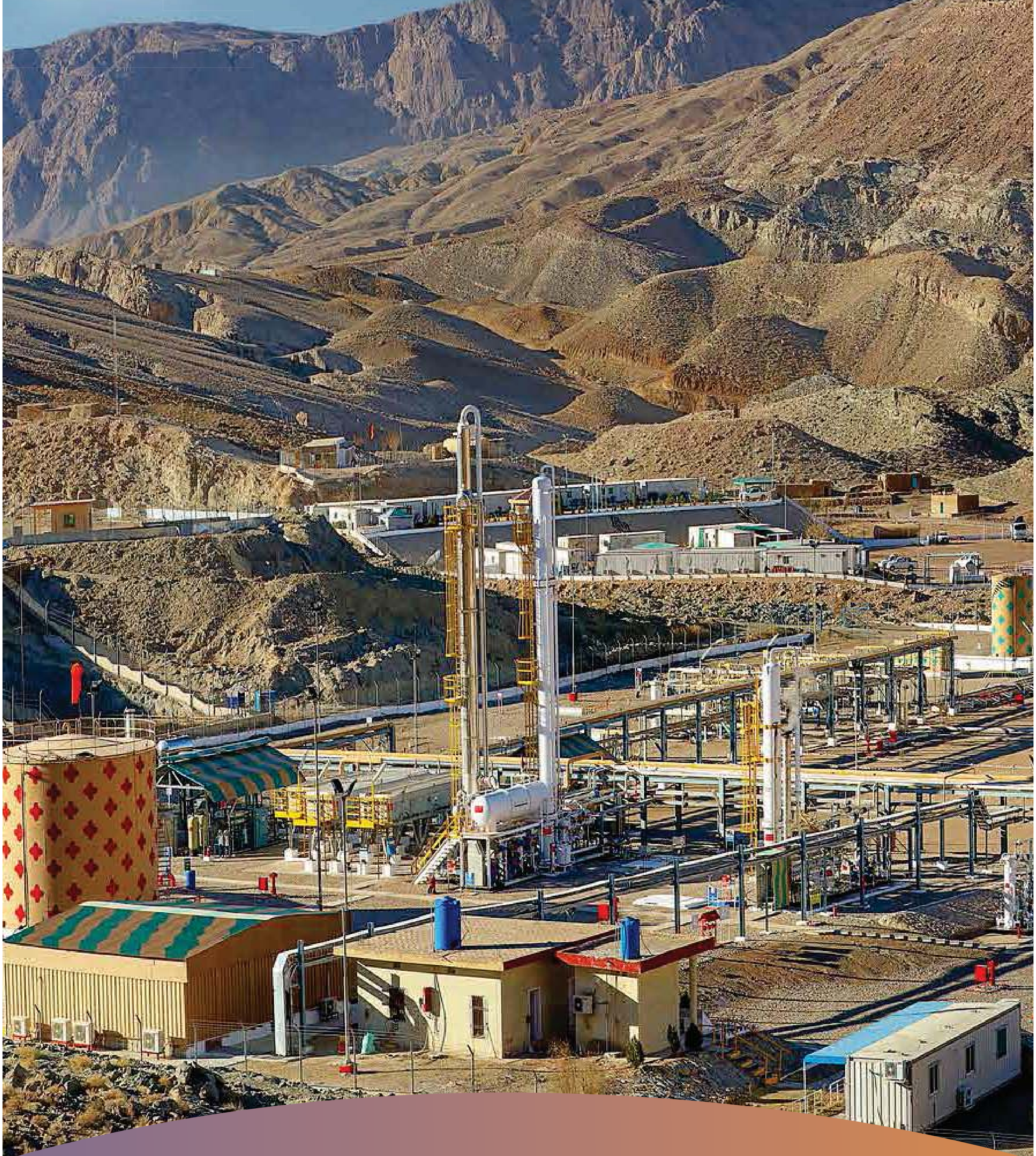
MPCL

Mari Petroleum Company Limited

INTERIM FINANCIAL STATEMENTS

(Un-audited)

For the Six Months Ended December 31, 2018



Company Information

Head Office
21, Mauve Area, 3rd Road, G-10/4
P.O. Box 1614, Islamabad-44000
Tel: 051-111-410-410, 051-8092200
Fax: 051-2352859
Email: info@mpcl.com.pk

Field Office Daharki
Daharki, District Ghotki
Tel: 0723-111-410-410, 0723-660403-30
Fax: 0723-660402

Karachi Office
D-87,Block 4, Kehkashan, Clifton
P.O. Box 3887, Karachi-75600
Tel: 021-111-410-410
Fax: 021-35870273

Quetta Liaison Office
26, Survey-31, Defence Officers
Housing Scheme, Airport Road, Quetta.
Tel: 081-2821052, 2864085, 2839790
Fax: 081-2834465

Auditors
Deloitte Yousuf Adil, Chartered Accountants
18-B/1, Chohan Mansion, G-8 Markaz,
Islamabad - 44000, Pakistan
Tel: 051-8734400-3, Fax: 051-8350602
Email: shali@deloitte.com
Web: www.deloitte.com

Shares Registrar
M/s Corplink (Pvt) Limited
Wings Arcade, 1-K Commercial,
Model Town, Lahore
Tel: 042-35839182, 042-35916714
Email: corplink786@yahoo.com

Legal Advisor
Ali Shah Associates
Advocates High Court
1-Ali Plaza, 4th Floor 1-E, Jinnah Avenue
Blue Area, Islamabad
Tel: 051-2825632

Bankers
Allied Bank Limited
Askari Bank Limited
Bank Alfalah Limited
Habib Bank Limited
National Bank of Pakistan
United Bank Limited

Registration, NTN and GST Numbers

Registration Number	00012471
National Tax Number	1414673-8
GST No	07-01-2710-039-73
Symbol on Pakistan Stock Exchange	MARI

CONTENTS

05 Board of Directors

06 Directors' Review

16 Auditors' Report

18 Condensed Interim Statement of Financial Position

20 Condensed Interim Statement of Profit or Loss

21 Condensed Interim Statement of Other Comprehensive Income

22 Condensed Interim Statement of Cash Flows

23 Condensed Interim Statement of Changes in Equity

24 Notes to the Condensed Interim Financial Statements

01 Directors' Review in Urdu

BOARD OF DIRECTORS

1.	Lt Gen Syed Tariq Nadeem Gilani (Retd) Managing Director, Fauji Foundation	Chairman
2.	Lt Gen Ishfaq Nadeem Ahmad (Retd) Managing Director/CEO, Mari Petroleum Company Limited	
3.	Dr Nadeem Inayat Director Investment, Fauji Foundation	
4.	Maj Gen Javaid Iqbal Nasar (Retd) Director Welfare (Health), Fauji Foundation	
5.	Brig Raashid Wali Janjua (Retd) Director P&D, Fauji Foundation	
6.	Mr Rehan Laiq Director Finance, Fauji Foundation	
7.	Mr Sajid Mehmood Qazi Joint Secretary (A/CA), Ministry of Energy	
8.	Mr Shahid Yousaf Director General (Gas), Ministry of Energy	
9.	Mr Abdul Jabbar Memon Director General (Special Projects), Ministry of Energy	
10.	Mr Zahid Mir Managing Director/CEO, OGDCL	
11.	Mr Ahmed Hayat Lak General Manager (Legal Services), OGDCL	
12.	Engr. S.H.Mehdi Jamal Member, MPCL Board of Directors	
13.	Mr Manzoor Ahmed Managing Director (Acting), NITL	

Mr Muhammad Asif
Chief Financial Officer

Mr Assad Rabbani
Company Secretary

MARI PETROLEUM COMPANY LIMITED

DIRECTORS' REVIEW

We are pleased to present to you Directors' review along with financial statements for the six months ended December 31, 2018.

FINANCIAL RESULTS

Gross sales for the second quarter amounted to Rs. 30,986 million whereas gross sales for six months ended December 31, 2018 aggregated to Rs. 58,115 million as against cumulative sales of Rs. 47,590 million for the corresponding period. Net sales for six months ended December 31, 2018 were Rs. 28,987 million as against Rs. 18,017 million for the comparative period. The increase is mainly due to increase in sales volume as well as wellhead/ consumer prices.

The operating results in the financial statements for second quarter show profit for the period of Rs. 5,916 million as against Rs. 3,202 million for the corresponding quarter. The cumulative profit for the six months to December 31, 2018 is Rs. 11,058 million as against Rs. 6,815 million of the corresponding period. Increase in net sales and finance income and decrease in finance cost were the major reasons for increase in profitability. This was offset with increase in operating expenses, exploration and prospecting expenditure, royalty, other charges and provision for taxation.

OPERATIONS

The Company continued un-interrupted gas supply to all its customers during the period from July 2018 to December 2018.

A cumulative 127,329 MMSCF of gas at a daily average of 692 MMSCF and 7,737 barrels of condensate (42 barrels per day) were produced from Mari Field during the period as against 119,606 MMSCF of gas at daily average of 650 MMSCF and 9,209 barrels of condensate (50 barrels per day) for the corresponding period as per the requirement / withdrawal of the customers.

In addition, 153,994 barrels of crude oil (837 barrels per day), 46,567 barrels of condensate (253 barrels per day), 6,018 MMSCF of gas (33 MMSCF per day) and 19.83 metric ton of LPG (0.11 metric ton per day) was produced and sold from joint ventures during this period, whereas 220,932 barrels of crude oil (1,201 barrels per day), 34,636 barrels of condensate (188 barrels per day) and 6,787 MMSCF of gas (37 MMSCF per day) was produced and sold in the comparative period.

The Company's customers include Engro Fertilizer Limited, Fauji Fertilizer Company Limited, Fatima Fertilizer Company Limited, Foundation Power Company Daharki Limited, Central Power Generation Company Limited, Sui Northern Gas Pipelines Limited, Sui Southern Gas Company Limited, Attock Refinery Limited, National Refinery Limited, Pakistan Refinery Limited, Pak Arab Refinery Limited, Pak Arab Fertilizers Limited, EGAS (Pvt) Limited, Petrosin CNG (Private) Limited and Foundation Gas.

EXPLORATION, OPERATIONAL AND DEVELOPMENT ACTIVITIES

PLANNED WELLS 2018-19 (Operated and Non Operated)

Drilling plan for first year (2018-19) of Five Years Exploration Business Plan in both operated and non-operated blocks is given below:

Operated Blocks and D&P Leases

Sr #	Well	Type	Block / Field	Status
1	**Bolan East-1**	Exploratory	Ziarat	Milestone Oil discovery in Chiltan and Moro/Mughalkot formations in Balochistan Province.
2	**Dharian-1- ST-2**	Exploratory	Ghauri	Testing in progress.

3	**Tipu-2**	Appraisal/ Development	Mari Field	Tipu-2 appraisal/ development well was spud-in on January 11, 2019 and TD achieved at 2,838 meters on February 12, 2019.
4	**Parwaaz-1 (Bhitai DT)**	Exploratory	Mari Field	Well stacked on ground on December 10, 2018 and expected spud-in is in March / April 2019, after completion of Tipu-2 well.
5	**Miraj-1**	Exploratory	Ghauri	Civil works completed. Well shall be spud-in after testing and completion of Dharian-1 ST2 well.
6	**Shaheen-2**	Appraisal/ Development	Mari Field	Location Stacked and the well shall be spud-in during April / May 2019 after completion of Parwaaz-1.
7	**Surghar X-1**	Exploratory	Karak	Well stacked on ground on August 16, 2018. Expected spud-in by second quarter of 2019-20.
8	**1st Exploratory Well**	Exploratory	Bannu West	Spud-in of well is expected subsequent to acquisition, processing and interpretation of Zipper-1 3D seismic data.
9	**5th Exploratory Well**	Exploratory	Sujawal	Contingent well, subject to de-risking of prospect.
10	**18 HRL Wells**	Development	Mari Field	• Mari-103, Mari-104, Mari-105, Mari-106, Mari-107, Mari-108, Mari-109, Mari-110, Mari-114, Mari-120, Mari-111-ST1, Mari-113 have completed as gas producer. • Mari-117: Logging is in progress. • Wells stacked: 5 wells (Mari-112, Mari-115, Mari-116, Mari 118, Mari-119).

Non Operated blocks

Sr #	Well	Type	Block / Field	Status
1	**Benari X-1**	Exploratory	Shah Bandar	Gas discovery in A Sand, which flowed 8.5 MMSCFD of gas and 19 barrels condensate @ 48/64 inch choke size with 753 psi WHFP.
2	**Qamar X-1**	Exploratory	Hala	Plugged and Abandoned.
3	**1st Exploratory Well**	Exploratory	Bela West	Bela West X-1 was spud-in on November 26, 2018. Currently, drilling is in progress.
4	**Togh-1 (Sheikhan South)**	Exploratory	Kohat	Location stacked on December 28, 2018 and spud-in of well is expected during April/May 2019.

In the first year of Five Years Exploration Business Plan (2018-19), drilling of 12 wells was planned including firm and contingent in both operated and non-operated blocks. Out of this, drilling of three wells namely; Dharian-1 ST3 (Testing in progress), Benari X-1 and Qamar X-1 has been completed, while drilling at two wells namely; Tipu-2 and Bela West X-1 is in progress. Further, spud-in of four wells namely; Miraj-1, Parwaaz-1 (Bhitai DT), Shaheen-2 and Togh-1 is expected in forthcoming months. However, drilling of three wells, namely; Surghar X-1, 1st exploratory well in Bannu West and contingent 5th exploratory well in Sujawal block may be delayed due to one or other pretext. In addition, 12 development

wells out of 18 planned wells have also been drilled, while drilling of remaining 6 wells will continue back to back in Mari D&P Lease to extend production plateau of Habib Rahi reservoir.

MARI D&P LEASE

Development, Drilling and Construction of Production facility

In order to support the production plateau of 630 MMSCFD gas from HRL Reservoir up to 2023, a campaign of drilling and completing 19 new wells in HRL formation has been initiated and during the period 05 new wells have been put on production after necessary installation of infrastructure. Resultantly the pressure at the delivery point for downstream customers have been improved and would reflect in securing the advantage of incremental gas price for extended period.

Mari-103, Mari-104, Mari-105, Mari-106, Mari-107, Mari-108, Mari-109, Mari-110, Mari-114, Mari-120, Mari-111-ST1 and Mari-113 have been drilled and completed as gas producers, which are part of drilling of 18 development wells to extend production plateau of Habib Rahi reservoir in Mari D&P Lease.

Mari-117: The well was spud-in on February 05, 2019 and drilled down to target depth of 747 meter as of February 10, 2019. Currently, wire logging is in progress to be followed by its completion.

Mari-112, Mari-115, Mari-116, Mari-118 and Mari-119 Wells

Mari-112, Mari-115, Mari-116, Mari-118 and Mari-119 development wells have been stacked on ground on November 22-23, 2018. Currently, civil works is in progress to drill said wells back to back.

Exploratory Well Parwaaz-1 (Bhitai DT) in Mari D&P Lease

Parwaaz-1 Exploratory well in Mari D&P Lease area has been stacked on ground on December 10, 2018. The well will be drilled down to the depth of +1,225 meter to test the hydrocarbon potential of Sui Upper Limestone and Sui Main Limestone on an independent down thrown block. Long Lead items have been arranged and well is expected to be spud-in during March/April 2019 after completion of Tipu-2 well.

Drilling of Shaheen Appraisal Well

Appraisal Well Shaheen-2 in Mari D&P Lease was stacked on ground on December 30, 2017 to appraise Shaheen Compartment at SML and SUL reservoir levels. The well is planned to be drilled to the target depth of +/-1200 meters. Long Lead Items for Shaheen-2 are available in inventory. Civil works for site preparation have already been completed. The well is expected to be spud-in during April/May 2019 after completion of Parwaaz-1 well.

Gas Supply from Tipu and Drilling of Well Tipu-2

Pursuant to the gas sales agreement with Pak Arab Fertilizers Limited, buyer is committed to withdraw the Tipu gas by March 2019. In order to meet the project timelines, both well drilling and surface facilities / pipeline installation work is likely to be run and completed simultaneously. In this regard, most of the procurement cases have been completed and Purchase Orders have been placed. Transport and spur pipelines have been delivered at site while long lead drilling items from available inventory would be utilized. Drilling of well and construction works of transport pipeline from Tipu-I to CMF-II are in process.

Tipu-2 Well

Appraisal/ Development well has been spud-in on January 11, 2019. The well will be drilled down to the depth of +2,861 meter to appraise the Tipu-1 discovery area at Lower Goru B sand reservoir. TD achieved at 2,838 meters on February 12, 2019.

Installation of Carbon Capture Unit at MDCPF

Subsequent to FEED (Front End Engineering Design) performed by the Engineering consultant for the project. RFQs were floated for supply of Carbon Capture Unit (CCU) and Dry Ice Production Unit on the basis of consultant submitted specifications. Technical proposals for the same were evaluated in detail against MPCL specifications and requirements. Various rounds of clarifications were conducted with bidders to bring quoted proposals in line with MPCL requirements. However none of the bidder was found to be technically qualified as a whole. Only one bidder stood partially qualified. Therefore Management decided to go for re-bidding.

ZARGHUN SOUTH D&P LEASE

G&G Studies

Contract has been awarded to Mari Seismic Unit (MSU) for acquisition of about 100 Line km firm and 28 Line km contingent over Zarghun discovery area. The objective of seismic data acquisition is to place additional development wells/side track for optimum production as part of Field Development Plan commitment. Mari Seismic Unit beta crew is being mobilized in the area for Zarghun South - Block-28 Seismic Survey campaign.

Activities in Zarghun South D&P Lease

All three wells of Zarghun South field are in smooth production. Various steps have been taken in order to reduce the field operating cost. Recently we have evaluated the option of using produced water for treating it down the level to be used as utility water for many purposes, which would result in significant cost savings besides water conservation.

SUJAWAL D&P LEASE

Activities at Sujawal D&P Lease

Sujjal-1 well is producing naturally while Sujawal X-1 along with Aqeeq-1 wells are in production through front end compression aid. Specification gas sales to SSGCL is being supplied continuously and in order to further ensure the gas quality in future, a standby HCDPU Compressor has been procured and commissioned successfully.

Envisioning declining trend of well head flowing pressure of Sujjal -1, compressor has been planned to be installed at well site. Technical proposals followed by detailed clarifications have been evaluated and based on techno-commercial evaluation, purchase orders have been issued. Design documents for the unit are under approval and expected time of arrival of equipment at site is August 2019.

OPERATED BLOCKS

Ziarat Block

G&G Studies

Extended Well Test (EWT) is planned for 24 months at Bolan East-1 discovery to acquire dynamic flow data.

JV Partners agreed to acquire 100 Sq. km 3D seismic data as per Commitment to firm-up Bolan West Lead as a prospect. However, 3D volume may increase to cover Bolan East Discovery area, which will be finalized based on 4-6 months EWT results. In addition, 2D seismic data acquisition is also being finalized to cover other surface leads in the block.

Development of New Find at Bolan East Well

3rd exploratory well in Ziarat block was spud-in on May 22, 2018 and reached TD at 1,500 meters on August 06, 2018 into Chiltan formation. Based on the interpretation of wireline logs and its integration with drilling data, Drill Stem Test was conducted against Chiltan formation, which flowed 810 barrels per day of 15.6º API gravity oil with well head flowing

pressure of 134-167 psi @ 32/64" choke size. Subsequently, DST-2 in Moro/Mughalkot formations flowed 533 barrels per day of 16º API gravity oil and 177 barrels per day of water with well head flowing pressure of 77-117 psi @ 32/64" choke size. The Rig was released from the site on October 30, 2018 after successfully drilling and completing the well.

The said discovery is first ever oil discovery in Chiltan and Moro / Mughal Kot formations in Balochistan province and considering that there is no oil being produced in Balochistan.

The well has been completed in Chiltan Limestone for commercial production. While, Moro and upper part of Mughalkot Formations have been kept behind SSD which may be opened later based on well behavior.

Based on testing results from Bolan East Well, philosophy of producing well on rental basis was finalized. Procurement of essential items including piping fittings, electrical items and cables were carried out and services of rental production equipment and construction contractors were hired.

Basic infrastructure both inclusive of production facility and residential camp has been completed and ready to commence the first oil supply subject to GoP approval and crude oil allocation to refinery.

Karak Block

Activities at Kalabagh

Kalabagh-1A well has been producing gas and condensate since June 2017 and following its natural depletion trend. In the light of updated production profile, different workable options for wellhead compression were devised and same were evaluated economically. Owing to decline in wellhead flowing pressures, installation of compressor is inevitable to inject the targeted gas sales volume into SNGPL network, enhance ultimate recovery and resultantly the revenue. On the basis of economic evaluation results, management granted approval for installation of 04 MMSCFD compression package.

Technical evaluation of proposals was completed in line with MPCL requirements followed by commercial clarifications and finalization. Ensuing longer delivery timelines quoted by technically and commercially qualified bidders, it was decided to consider the option of rental unit as well. RFQ for hiring of Rental compressors for Kalabagh has been floated. Final strategy for hiring or procurement of compressors shall be finalized on comparison of financial aspects of both options and best suited production philosophy for well shall be adopted onwards.

Fourth Exploratory Well Surghar Prospect in Karak Block

The well is planned to drill down to the depth of ±6,000 meters to test the hydrocarbon potential of Eocene, Cretaceous and Jurassic reservoirs. Extensive planning and designing of deep deviated well Surghar X-1 in Karak block has already been carried out and shared with Joint venture partners. Request for quotations for Long Lead Items has been floated. The initial site reconnaissance and well stacking has already been carried out on August 16, 2018 and well is expected to be spud-in by second quarter of 2019-20. M/S NESPAK carried out the topographic survey of the location and finalization of well point is under discussion with JV partner.

Sukkur Block

G&G Studies

Contract for acquisition of 370 Sq.Km 3D and 30 Line Km 2D seismic data has been awarded to M/s SINOPEC and its crew mobilization is in progress for acquiring data over Mian Miro lead at Lower/ Goru/Sembar levels to firm up as prospect. The said acquisition is expected to complete in July 2019. In-house interpretation of recently processed/ reprocessed ~2739 Line km 2D seismic data is in progress.

Ghauri Block

G&G Studies

Ghauri Joint Venture has planned to acquire 100 Sq. Kms 3D seismic data over the Harno West lead to firm up as prospect or otherwise. Preparations are in progress to award the contract to M/s BGP for said acquisition campaign. Data acquisition will be followed by its processing, interpretation and G&G data integration for placing exploratory well or otherwise.

Activities at Ghauri-X-1

Ghauri X-1 well was in normal production with daily rate of 360 barrels. On September 14, 2018, the production ceased suddenly possibly due to problem in installed downhole Jet pump. As a remedial action different scenarios were analyzed accordingly and attempt was made with slickline to retrieve the Jet pump for inspection purposes but no success achieved. Next attempt was made with coil tubing equipped with specialized Thru-tubing tools arranged from UAE and 03 attempts were made to retrieve the Jet pump, but it also did not work.

In order to restore the crude oil production from Ghauri X-1, Rig Mari-1 was mobilized to the location and workover operations were executed. During the Rig workover operations, old completion string was pulled out and stuck jet pump was retrieved from the tubing. Ghauri X-1 was recompleted with conventional Bottom Hole Assembly (BHA) of downhole jet pump and attempts were made to test the well through jet pump operations but these attempts were not successful. Therefore, completion string was pulled out again and recompleted the well with the option to install the downhole jet pump in SSD again.

After successful workover operations, the jet pump was installed in SSD with slick line in Rig less mode and well production resumed back on January 11, 2019.

Exploratory Well Dharian-1

Second exploratory well in Ghauri Block was spud-in on December 21, 2017. Multiple drilling and geological challenges were encountered during drilling of the well. Three side tracks of well were drilled before successfully drilling down to the total depth of 4770 meters MD/ 4472 meters TVD into Khewra Formation.

Based on the encouraging wireline log results and its integration with drilling and G&G data, different perforation zones have been selected for testing in multiple reservoirs. Currently, the well is under testing.

Third Exploratory Well Miraj-1

Third Exploratory well Miraj-1 in Ghauri block has been stacked on ground on March 01, 2018 to test the hydrocarbon potential of multiple reservoirs from Eocene to Cambrian Age rocks. The well has been planned to be drilled down to target depth of +/-5,270 meters. Well Planning and designing has been completed and approved by Joint venture partners. Long Lead items have been received. Civil works at site have already been completed. Well is planned to be spud-in after testing and completion of well Dharian-1.

Bannu West Block

G&G Studies

3D seismic survey of 850 sq. km (in two zippers) against second year's work commitment of 150 sq. km is in progress by M/s Mari Seismic Unit after acquiring limited 99 Line km 2D seismic data. Currently, 282.6 sq. km 3D data has been recorded as of February 11, 2019 despite of all odds and security challenges. 3D seismic data acquisition will be followed by processing and interpretation to firm up the identified leads as prospect or otherwise in order to place the 1st exploratory well on fast track basis.

3D and 2D seismic data processing/reprocessing contract has been awarded to M/s GRI China and accordingly field data

has been shared. In addition, keeping in view the complexity of the area; parallel processing at Mari Seismic Processing Center is also continued. The objective of parallel processing is to identify processing complications in advance and rectify them timely through prudent interactive discussion with GRI for data quality improvement.

First Exploratory Well in Bannu West Block

Planning and designing of deep vertical exploratory well in Bannu West block to the target depth of +/-5,990 meters has already been carried out and approved by MPCL management and Joint Venture partners. Long Lead items have already been ordered and deliveries are expected by March 2019. Spud-in of well is expected subsequent to acquisition, processing and interpretation of Zipper-1 3D seismic data.

Block 28

G&G Studies

Block-28 had been under Force Majeure conditions since 1992 due to security reasons and exploration activities remained on halt since decades. Keeping in view the prospectivity of the area and best national interest, MPCL acquired 95% working interest from Tullow to open up the large area for hydrocarbons exploration activities, while Operatorship of the block was transferred from OGDCL to MPCL on July 31, 2018. Subsequently, MPCL has started concerted efforts to commence exploration activities for which strong contacts with security officials of Southern Command have been developed for provision of elaborate security cover for undertaking exploration activities. In this regard, MPCL's team has recently made reconnaissance visit to the area and held meeting with FC HQ and Southern Command to brief the security authorities about the crew priority of seismic lines acquisition, so that troops could be finalized before embarking seismic data acquisition campaign. In addition, Southern Command has assured the provision of elaborate security cover for smooth seismic operations in Block-28.

In line with the concerted efforts and aggressive plan, MPCL has finalized the acquisition of 1,487 line km (417 Line Km firm and 1,070 Line Km contingent) 2D seismic data on fast track basis. Accordingly, Mari Seismic Unit beta crew is being mobilized in Zarghun South area for Zarghun South - Block-28 Seismic Survey campaign. Meanwhile, Block-28 pre-mobilization preparations will be finalized for seismic operation activities, which are expected to commence during April/ May 2019.

Harnai Block

Way forward of the block is being discussed/deliberated between JV partners including prospectivity of deeper reservoirs.

NON-OPERATED BLOCKS

Hala Block

G&G Studies

Post well evaluation of Qamar X-1 is in progress. Mapping and interpretation of reprocessed PSDM data has been completed in order to evaluate remaining hydrocarbon potential of the Block.

Qamar X-1 Well

Exploratory well in Hala Block was spud-in on June 28, 2018. The well was drilled down to the total depth of 4,607 meters. Based on wireline logs data, DST was conducted in Massive Sand. Due to discouraging results the well has been plugged and abandoned.

Kalchas Block

G&G Studies

Crew was mobilized during October 2018 to acquire 306 Line Km firm and 119.5 Line Km contingent 2D seismic data over the identified surface leads for firming up prospects or otherwise as a part of Commitment. Seismic data acquisition is in progress and 20.9 line km 2D seismic data has been recorded as of February 11, 2019.

Shah Bandar Block

G&G Studies

Post Benari-X1 discovery, AVO Inversion feasibility study has been initiated at M/s Western Geco, Cairo. G&G studies are in progress to evaluate the remaining potential of the block and to decide the way forward.

Benari X-1 Well

The first exploratory well in Shah Bandar block was spud-in on May 22, 2018 to test the hydrocarbon potential of Upper and Massive sands of Lower Goru formation and drilled down to the total depth of 3,470 meters.

Based on wireline logs interpretation, two DST's and cased hole (CH) MDT were carried out. During DST against A-Sand interval, it flowed 8.5 MMSCFD of gas and 19 barrels of condensate @ 48/64" choke with 753psi WHFP. The well has been completed as gas discovery against Lower Goru A-Sand.

Kohat Block

G&G Studies

Interpretation of 319 Sq. km 3D and 240 Line km 2D advance reprocessed seismic data has been completed. Based thereon, one prospect namely Togh-1 (Sheikhan South) has been firmed up for drilling of exploratory well.

Bela West Block

The first exploratory well in Bela West block was spud-in on November 26, 2018 to test the hydrocarbon potential of Branguli and Panjgur formations down to the total depth of ±5,000 meters (MD). Currently, 17" hole has drilled down to the depth of 2,539 meters as of February 07, 2019 and further drilling is in progress.

Exploration Portfolios Expansion – Local and International

In order to achieve long term sustainability, growth and to target the depleting reserve, MPCL is aggressively pursuing to expand its exploration portfolios both local as well as international. Out-look of acreages being pursued is given as below:

- **Block 28:** Subsequent to acquisition of 95% working interest from Tullow, Operatorship from OGDCL to MPCL was transferred on July 31, 2018.
- **Kohat Block:** Acquired 13.33% share from Tullow.
- **Bela West Block:** DGPC has approved assignment of 25% working interest from PPL to MPCL to be followed by execution of DOA and its approval by DGPC.
- **Sukkur Block:** DGPC has approved DOA for acquisition of 41.2% working interest from PEL.
- **OGDCL Blocks:** Evaluation of Orakzai, Tirah, Lakhi Rud and Ranipur Blocks is in progress for possible farm-in opportunity.

- **Block Bidding Round 2018:** Government of Pakistan invited bids for 10 exploration blocks for grant of exploration rights, which were opened on November 26, 2018. MPCL selected 2 blocks based on the relative rating of its potential/ prospectivity viz; “Wali West” situated in KPK/ tribal areas as 100% Operator with a minimum work commitment, 3901 Units and “Taung” located in Sindh, jointly bid with MPCL as 60% Operator and Pakistan Oil Fields (POL) as 40% share against a minimum work commitment of 617 Units. DGPC has provisionally awarded both blocks on January 24, 2019 for exploration rights.

- **International Blocks/Countries:** MPCL is continuously evaluating selected International Blocks/Countries for possible farm-in opportunities. Currently, various international blocks with different E&P Companies are being evaluated generally in Africa and particularly in Egypt, Nigeria, Angola and Gabon.

MARI SERVICES DIVISION (MSD)

MSD is well poised to cater for growing services requirements, consisting of state of the art technology drilling rigs, 2D/3D seismic data acquisition unit, 2D/3D seismic data processing unit by maintaining world class quality as per international oilfield standards.

Mari Seismic Unit (MSU)

MSU with its Alpha Crew using Sercel 508 XT has carried out 282.6 Sq. km 3D (as of Feb 11, 2019) and 99 Line km 2D seismic data acquisition in Bannu West block. The project is expected to complete by the end of FY 2018-19.

MSU Beta Crew equipped with Sercel 428 XL is scheduled to take up Zarghun South 2D Seismic Data Acquisition project starting from third quarter of 2018-19. Later, it will take up Block 28 2D Seismic Data acquisition project in fourth quarter of 2018-19. Block 28 2D is expected to continue in 2019-20.

Mari Drilling Unit (MDU)

MDU operates three drilling rigs including Rig Mari 1 (1500HP), Rig Mari 2 Sky Top Brewster (300 HP) and Rig Mari 3 (2500 HP) with capacity to drill up to the depth of 8,000 meters.

Rig Mari 1 has drilled Bolan East 1 (ST 1) in Ziarat Block. After successful DSTs, the Rig-1 mobilized to Ghauri Block for work over job at Ghauri-X-1 Well. The work over completed in 48 days. Rig-1 is then mobilized to Daharki and currently engaged in drilling of Development Well Tipu-2.

Rig Mari 2 has drilled 12 HRL wells in Mari D&P lease having average depths of around 760 meters approx. Rig Mari 2 is currently drilling HRL 117 development well.

Rig Mari 3 is currently deployed in Ghauri Block where it has completed drilling of Dharian 1 (ST 3) up to the depth of 4,770 meters.

MDU has drilled all the wells in record time without NPT (Non-productive Time) which is a major sign of high quality services being provided to the end user.

Mari Seismic Processing Center (MSPC)

Recently MSPC negotiated a deal with M/S CGG to increase its machine and software capacity. The upgradation rom 96 core to 512 / 256 time and depth processing systems is in process and anticipated to be completed in April 2019. This would allow MSPC to provide multiple time and depth processing projects with better quality and in less time period.

MSPC is using Geovation-1 software by M/S CGG. Since CGG has moved to Geovation-2 (the most advanced) software processing systems, same is planned for MSPC. This shift in the processing software systems would require training of MSPC professionals, which is planned while the upgrade is in process.

MSPC completed, from across Pakistan, around 5,500 line km 2D and 3,164 Sq.km 3D time and depth processing.

ENTERPRISE RISK MANAGEMENT (ERM)

Managing risk is an important facet of business performance and Corporate Governance and one that supports the achievement of organizational objectives. MPCL recognizes the importance of managing its risks from an enterprise perspective and engaged the services of a UK based Consulting, I Risk Group, to facilitate the launch of Enterprise Risk Management programme across MPCL to help develop and provide an approach for the implementation of ERM practices. This engagement covered both a comprehensive review of current ERM practices and the identification of MPCL's enterprise risks in a way that aligns the development of ERM practices with the nature of the risks to be managed. The Consultants have submitted their detailed ERM improvement Roadmap report to assist with embedding an effective ERM framework into the culture of MPCL and to document planned steps and changes in successful implementation.

CORPORATE SOCIAL RESPONSIBILITY (CSR)

CSR Budget (FY 2018- 19)

As per PCA, total budget allocation for social welfare schemes in the Company's operated JV blocks during FY 2017-18 is Rs. 69.40 million which has been deposited in the respective Joint Accounts. Annual CSR Budget for Mari Field is Rs. 128 million and Rs. 725 million has been allocated for other significant projects.

CSR at JV Blocks

Social welfare schemes / contributions are undertaken as per the Company's Welfare Policy, in line with Social Welfare Guidelines issued by Directorate General of Petroleum Concessions in February 2017.

Projects have been identified and concerned DCs have been requested verbally and in writing to hold Social Welfare Committee meetings for utilization of production bonus and obligatory funds deposited in Joint Accounts with the respective DCs.

Tree Plantation Campaign at MPCL Fields – Spring 2018

Tree Plantation Campaign is being carried out at MPCL Fields. Under this drive, approx. 15,000 trees will be planted in and around MPCL fields.

Free Medical Camps

Medical Camps are being organized for the communities, in and around MPCL areas of operations on weekly/monthly basis, fulfilling the basic healthcare requirements of the deprived communities, residing in the vicinity of our Fields.

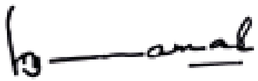
Camps organized at Sujawal, Zarghun, Ghauri and Halini are a significant feature of CSR activities executed by the Company, where the specialist doctors including Medical, ENT, Skin, Surgical, Eye and Gynae specialists attend the medical camps.

ACKNOWLEDGEMENT

The Board of Directors would like to express its appreciation for the efforts and dedication of all employees of the Company, which enabled the management to run the Company efficiently during the period resulting in continued production and supply of hydrocarbons to its customers.

For and on behalf of the Board

Lt Gen Ishfaq Nadeem Ahmad, HI (M), (Retd)
MANAGING DIRECTOR / CEO
Islamabad
February 20, 2019



Engr S. H. Mehdi Jamal
DIRECTOR

AUDITORS' REPORT

To the members of Mari Petroleum Company Limited
Report on review of Interim Financial Statements

Introduction

We have reviewed the accompanying condensed interim statement of financial position of Mari Petroleum Company limited (the Company) as at December 31, 2018 and the related condensed interim statement of profit or loss, the condensed interim statement of other comprehensive income, the condensed interim statement of cash flows and the condensed interim statement of changes in equity, and notes to financial statements for the six-month period then ended (here-in-after referred to as the "interim financial statements"). Management is responsible for the preparation and presentation of this interim financial statements in accordance with accounting and reporting standards as applicable in Pakistan for interim financial reporting. Our responsibility is to express a conclusion on these condensed interim financial statements based on our review.
The figures included in the condensed interim statement of profit or loss and the condensed interim statement of comprehensive income for the three months ended December 31, 2018 and 2017 and related notes have not been reviewed, as we are required to review only the cumulative figures for the six months ended December 31, 2018.

Scope of Review

We conducted our review in accordance with International Standard on Review Engagements 2410, "Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity". A review of interim financial statements consists of making inquiries, primarily of persons responsible for financial and accounting matters, and applying analytical and other review procedures. A review is substantially less in scope than an audit conducted in accordance with International Standards on Auditing and consequently does not enable us to obtain assurance that we would become aware of all significant matters that might be identified in an audit. Accordingly, we do not express an audit opinion.

Conclusion

Based on our review, nothing has come to our attention that causes us to believe that the accompanying condensed interim financial statements as of and for the six months ended December 31, 2018, is not prepared, in all material respects, in accordance with the accounting and reporting standards as applicable in Pakistan for interim financial reporting.

Deloitte Yousuf Adil

Deloitte Yousuf Adil
Chartered Accountants
Engagement Partner: Shahzad Ali

Islamabad
February 20, 2019

CONDENSED INTERIM STATEMENT OF FINANCIAL POSITION (UN-AUDITED) AS AT DECEMBER 31, 2018

	Note	Un-Audited 31.12.2018	Audited 30.06.2018
		(Rupees in thousand)	
EQUITY AND LIABILITIES			
SHARE CAPITAL AND RESERVES			
Authorized capital			
250,000,000 (June 30, 2018: 250,000,000) ordinary shares of Rs 10 each		**2,500,000**	2,500,000
1,059,000,100 (June 30, 2018: 1,059,000,100) preference shares of Rs 10 each		**10,590,001**	10,590,001
		13,090,001	13,090,001
Issued, subscribed and paid up capital	5	**1,212,750**	1,102,500
Undistributed percentage return reserve	6	**330,869**	613,109
Other reserves	7	**12,190,001**	12,190,001
Profit and loss account	8	**37,240,615**	26,286,128
		50,974,235	40,191,738
NON CURRENT LIABILITIES			
Deferred liabilities	9	**8,807,749**	7,952,336
CURRENT LIABILITIES			
Trade and other payables	10	**115,789,198**	93,903,238
Unclaimed dividend		**33,495**	19,371
Provision for income tax		**5,225,567**	2,087,503
		121,051,579	96,021,626
		180,833,563	144,165,700

The annexed notes 1 to 29 form an integral part of these condensed interim financial statements.

Muhammad Asif
General Manager Finance / CFO

Lt Gen Ishfaq Nadeem Ahmad, HI (M), (Retd)
Managing Director / CEO

CONDENSED INTERIM STATEMENT OF FINANCIAL POSITION (UN-AUDITED)
AS AT DECEMBER 31, 2018

	Note	Un-Audited 31.12.2018	Audited 30.06.2018
		(Rupees in thousand)	
ASSETS			
NON CURRENT ASSETS			
Property, plant and equipment	12	**14,013,047**	13,266,282
Development and production assets	13	**11,698,786**	11,886,872
Exploration and evaluation assets	14	**4,203,109**	2,689,549
Long term loans, advances, deposits and prepayments		**261,489**	98,301
Deferred income tax asset		**1,398,314**	1,819,166
		31,574,745	29,760,170
CURRENT ASSETS			
Stores and spares		**1,174,801**	671,051
Trade debts	15	**123,581,603**	95,294,994
Short term investments		**14,346,249**	8,437,354
Loans, advances, prepayments and other receivables	16	**4,775,964**	2,733,223
Cash and bank balances		**5,380,201**	7,268,908
		149,258,818	114,405,530
		180,833,563	144,165,700

Engr S. H. Mehdi Jamal
DIRECTOR

CONDENSED INTERIM STATEMENT OF PROFIT OR LOSS (UN-AUDITED)
FOR THE SIX MONTHS ENDED DECEMBER 31, 2018

	Note	Three months ended 31.12.2018	Three months ended 31.12.2017	Six months ended 31.12.2018	Six months ended 31.12.2017
		(Rupees in thousand)		(Rupees in thousand)	
Gross sales to customers	17	30,985,972	23,051,981	58,114,877	47,589,851
Gas development surcharge		3,462,221	3,118,104	4,002,276	6,227,639
General sales tax		3,337,236	2,703,524	5,976,258	5,597,449
Excise duty		487,924	460,381	982,765	939,184
Gas infrastructure development cess		9,053,084	8,088,466	18,166,954	16,808,595
		16,340,465	14,370,475	29,128,253	29,572,867
Sales - net		14,645,507	8,681,506	28,986,624	18,016,984
Royalty		1,857,274	1,101,194	3,684,925	2,288,440
		12,788,233	7,580,312	25,301,699	15,728,544
Operating expenses	18	2,888,580	2,730,386	5,656,617	4,661,950
Exploration and prospecting expenditure	19	970,644	1,110,473	2,646,511	1,355,745
Other charges		612,319	315,146	1,199,242	660,205
		4,471,543	4,156,005	9,502,370	6,677,900
		8,316,690	3,424,307	15,799,329	9,050,644
Other income / (expenses)	20	131,862	666,733	370,881	308,092
Operating profit		8,448,552	4,091,040	16,170,210	9,358,736
Finance income	21	336,099	184,393	603,714	303,740
Finance cost	22	50,983	312,659	338,496	608,609
Profit before taxation		8,733,668	3,962,774	16,435,428	9,053,867
Provision for taxation	23	2,817,782	760,451	5,377,306	2,238,449
Profit for the period		5,915,886	3,202,323	11,058,122	6,815,418
			(Restated)		(Restated)
Earnings per share - basic and diluted					
Earnings per ordinary share (Rupees)	24	48.78	26.41	91.18	56.20
Distributable earnings per ordinary share (Rupees)	24	1.59	1.41	3.18	2.87

The annexed notes 1 to 29 form an integral part of these condensed interim financial statements.

Muhammad Asif
General Manager Finance / CFO

Lt Gen Ishfaq Nadeem Ahmad, HI (M), (Retd)
Managing Director / CEO

Engr. S.H.Mehdi Jamal
Director

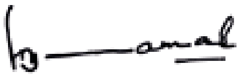
CONDENSED INTERIM STATEMENT OF OTHER COMPREHENSIVE INCOME (UN-AUDITED) FOR THE SIX MONTHS ENDED DECEMBER 31, 2018

	Three months ended		Six months ended	
	31.12.2018	31.12.2017	**31.12.2018**	31.12.2017
	(Rupees in thousand)		**(Rupees in thousand)**	
Profit for the period	**5,915,886**	3,202,323	**11,058,122**	6,815,418
Other comprehensive income	-	-	-	-
Total comprehensive income for the period	**5,915,886**	3,202,323	**11,058,122**	6,815,418

The annexed notes 1 to 29 form an integral part of these condensed interim financial statements.

Muhammad Asif
General Manager Finance / CFO

Lt Gen Ishfaq Nadeem Ahmad, HI (M), (Retd)
Managing Director / CEO



Engr. S.H.Mehdi Jamal
Director

CONDENSED INTERIM STATEMENT OF CASH FLOWS (UN-AUDITED)
FOR THE SIX MONTHS ENDED DECEMBER 31, 2018

	Note	31.12.2018	31.12.2017
		(Rupees in thousand)	
Cash flows from operating activities			
Cash receipts from customers		**29,831,490**	29,546,331
Cash paid to the Government for Government levies		**(11,209,890)**	(14,458,410)
Cash paid to suppliers, employees and others		**(9,107,760)**	(4,764,344)
Income tax paid		**(1,859,071)**	(755,064)
Cash provided by operating activities		**7,654,769**	9,568,513
Cash flows from investing activities			
Capital expenditure		**(3,976,435)**	(1,997,050)
Proceeds from disposal of property, plant and equipment		**110**	9,686
Interest received		**614,768**	280,910
Cash used in investing activities		**(3,361,557)**	(1,706,454)
Cash flows from financing activities			
Long term loans repaid		**-**	(1,363,636)
Redemption of preference shares		**(3,263)**	(6,326)
Finance cost paid		**(65)**	(150,688)
Dividends paid		**(269,696)**	(238,163)
Cash used in financing activities		**(273,024)**	(1,758,813)
Increase in cash and cash equivalents		**4,020,188**	6,103,246
Cash and cash equivalents at beginning of the period		**15,706,262**	6,927,792
Cash and cash equivalents at end of the period	25	**19,726,450**	13,031,038

The annexed notes 1 to 29 form an integral part of these condensed interim financial statements.

Muhammad Asif
General Manager Finance / CFO

Lt Gen Ishfaq Nadeem Ahmad, HI (M), (Retd)
Managing Director / CEO

Engr. S.H.Mehdi Jamal
Director

CONDENSED INTERIM STATEMENT OF CHANGES IN EQUITY (UN-AUDITED)
FOR THE SIX MONTHS ENDED DECEMBER 31, 2018

	Issued, Subscribed and paid up capital	Undistributed percentage return reserve	Other Reserves		Profit and loss account	Total
			Capital redemption reserve fund	Self insurance reserve		
			(Rupees in thousand)			
Balance as at June 30, 2017 (Audited)	**1,102,500**	**496,436**	**10,590,001**	**600,000**	**12,748,733**	**25,537,670**
Total comprehensive income for the period:						
Profit for the period	-	-	-	-	6,815,418	6,815,418
Other comprehensive income	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	6,815,418	6,815,418
Final cash dividend for the year ended June 30, 2017 @ Rs 2.20 per share *	-	(103,745)	-	-	(138,805)	(242,550)
Balance as at December 31, 2017 (Un-Audited)	**1,102,500**	**392,691**	**10,590,001**	**600,000**	**19,425,346**	**32,110,538**
Total comprehensive income for the period:						
Profit for the period	-	-	-	-	8,558,922	8,558,922
Other comprehensive loss	-	-	-	-	(91,847)	(91,847)
	-	-	-	-	8,467,075	8,467,075
First interim cash dividend for the year ended June 30, 2018 @ Rs 3.50 per share *	-	-	-	-	(385,875)	(385,875)
Transfer from profit and loss account to undistributed percentage return reserve	-	220,418	-	-	(220,418)	-
Transfer from profit and loss account to self insurance reserve	-	-	-	1,000,000	(1,000,000)	-
Balance as at June 30, 2018 (Audited)	**1,102,500**	**613,109**	**10,590,001**	**1,600,000**	**26,286,128**	**40,191,738**
Total comprehensive income for the period:						
Profit for the period	-	-	-	-	11,058,122	11,058,122
Other comprehensive income	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	11,058,122	11,058,122
Final cash dividend for the year ended June 30, 2018 @ Rs 2.50 per share * - note 6.1	-	(171,990)	-	-	(103,635)	(275,625)
Issuance of bonus shares *	110,250	(110,250)	-	-	-	-
Balance as at December 31, 2018 (Un-Audited)	**1,212,750**	**330,869**	**10,590,001**	**1,600,000**	**37,240,615**	**50,974,235**

* Distribution to owners - recorded directly in equity

The annexed notes 1 to 29 form an integral part of these condensed interim financial statements.

Muhammad Asif
General Manager Finance / CFO

Lt Gen Ishfaq Nadeem Ahmad, HI (M), (Retd)
Managing Director / CEO

Engr. S.H.Mehdi Jamal
Director

NOTES TO THE CONDENSED INTERIM FINANCIAL STATEMENTS (UN-AUDITED) FOR THE SIX MONTHS ENDED DECEMBER 31, 2018

1. LEGAL STATUS AND OPERATIONS

Mari Petroleum Company Limited ("the Company") is a public limited company incorporated in Pakistan on December 4, 1984 under the Companies Ordinance, 1984 (now replaced with Companies Act, 2017). The shares of the Company are listed on the Pakistan Stock Exchange Limited. The Company is principally engaged in exploration, production and sale of hydrocarbons. The registered office of the Company is situated at 21 Mauve Area, 3rd Road, G-10/4, Islamabad.

2. STATEMENT OF COMPLIANCE

These condensed interim financial statements of the Company for the six months ended December 31, 2018 have been prepared in accordance with the accounting and reporting standards as applicable in Pakistan for interim financial reporting. The accounting and reporting standards as applicable in Pakistan for interim financial reporting comprise of International Accounting Standard (IAS) 34, "Interim Financial Reporting" issued by the International Accounting Standards Board (IASB) as notified under the Companies Act, 2017 and provisions of and directives issued under the Companies Act, 2017. Where the provisions of and directives issued under the Companies Act, 2017 differ with the requirements of IAS 34, the provisions of and directives issued under the Companies Act, 2017 have been followed.

The condensed interim financial statements should be read in conjunction with the financial statements for the year ended June 30, 2018, which have been prepared in accordance with approved accounting standards as applicable in Pakistan.

3. ACCOUNTING POLICIES

The accounting policies and the methods of computation adopted in the preparation of these condensed interim financial statements are the same as those applied in the preparation of annual financial statements for the year ended June 30, 2018, except for the adoption of new and amended standards which became applicable for the current reporting period. The adoption of these standards does not have any material impact on the condensed interim financial statements other than in presentation and disclosures related to the annual financial statements for the year ending June 30, 2019.

4. REVISION IN MARI WELLHEAD GAS PRICE FORMULA

The previous gas price mechanism for Mari field was governed by Mari Gas Well Head Price Agreement ("the Agreement") dated December 22, 1985 between the President of Islamic Republic of Pakistan and the Company. Effective July 1, 2014, the Agreement has been replaced with revised Mari Wellhead Gas Price Agreement (2015) ("Revised Agreement") dated July 29, 2015 in line with the Economic Coordination Committee (ECC) decision explained below:

Effective July 1, 2014, the cost plus wellhead gas pricing formula was replaced with a crude oil price linked formula which provides a discounted wellhead gas price to be gradually achieved in five years from July 1, 2014. Mari field wellhead gas price for the year has been determined in line with the revised formula as approved by ECC. The revised formula provides dividend distribution to be continued for next ten years in line with the previous cost plus formula. Accordingly, the shareholders are entitled to a minimum return of 30%, net of all taxes, on shareholders' funds which is to be escalated in the event of increase in the Company's gas or equivalent oil production beyond the level of 425 MMSCFD at the rate of 1%, net of all taxes, on shareholder's funds for each additional 20 MMSCFD of gas or equivalent oil produced, prorated for part thereof on annual basis, subject to a maximum of 45%. Any residual profits for the next ten years are to be reinvested for exploration and development activities in Mari as well as outside Mari field.

	Note	(Un-Audited) 31.12.2018	(Audited) 30.06.2018
		(Rupees in thousand)	

5. ISSUED, SUBSCRIBED AND PAID UP CAPITAL

	Note	31.12.2018	30.06.2018
24,850,007 (June 30, 2018: 24,850,007) ordinary shares of Rs 10 each issued for cash		**248,500**	248,500
11,899,993 (June 30, 2018: 11,899,993) ordinary shares of Rs 10 each issued for consideration other than cash		**119,000**	119,000
84,525,000 (June 30, 2018: 73,500,000) ordinary shares of Rs 10 each issued as bonus shares	5.1	**845,250**	735,000
		1,212,750	1,102,500

5.1 The Board of Directors in its meeting held on August 30, 2018 proposed issuance of bonus shares in ratio of one share for every ten shares held (i.e. 10%) amounting to Rs. 110,250 thousand. The bonus shares were subsequently issued after approval of the shareholders in the Annual General Meeting held on October 18, 2018.

As at December 31, 2018, 669,200 (June 30, 2018: 608,364) bonus shares have not been issued due to pending resolution of issue relating to deduction of withholding tax on issuance of bonus shares.

6. UNDISTRIBUTED PERCENTAGE RETURN RESERVE

	Note	(Un-Audited) Six months ended 31.12.2018	(Audited) Year ended 30.06.2018
		(Rupees in thousand)	
Opening balance		**613,109**	496,436
Bonus shares issued		**(110,250)**	-
Transferred from profit and loss account		**-**	220,418
Final dividend for the year ended:			
June 30, 2018	6.1	**(171,990)**	-
June 30, 2017		**-**	(103,745)
Closing balance		**330,869**	613,109

6.1 The Board of Directors in its meeting held on August 30, 2018 had proposed a final cash dividend for the year ended June 30, 2018 @ Rs. 2.5 per share amounting to Rs 275.625 million, which was subsequently approved by the shareholders in Annual General Meeting held on October 18, 2018. Out of this Rs, 171.990 million has been appropriated out of undistributed percentage return reserve while balance amount of Rs. 103.635 million represents undistributed guaranteed return for the year ended June 30, 2018.

6.2 The amount held in this reserve represents the balance of the percentage return reserve on Shareholders' Funds as referred to in the Revised Agreement.

	Note	(Un-Audited) 31.12.2018	(Audited) 30.06.2018
7. OTHER RESERVES		**(Rupees in thousand)**	
Capital redemption reserve fund	7.1	**10,590,001**	10,590,001
Self insurance reserve	7.2	**1,600,000**	1,600,000
		12,190,001	12,190,001

7.1 Capital Redemption Reserve Fund

This reserve was created for redemption of redeemable preference shares in the form of cash to the preference shareholders.

7.2 Self Insurance Reserve

The Company has set aside a specific capital reserve for self insurance of general assets, vehicles and personal accident for security personnel.

8. PROFIT AND LOSS ACCOUNT	Note	(Un-Audited) 31.12.2018	(Audited) 30.06.2018
		(Rupees in thousand)	
Undistributed return	8.1	**386,012**	103,635
Unappropriated balance		**36,854,603**	26,182,493
		37,240,615	26,286,128

8.1 This represents guaranteed return @ 45% per annum on shareholders' funds for six months ended December 31, 2018 (December 31, 2017 @ 43.51%).

	(Un-Audited) 31.12.2018	(Audited) 30.06.2018
	(Rupees in thousand)	
9. DEFERRED LIABILITIES		
Provision for decommissioning cost	**7,955,012**	7,127,202
Provision for employee benefits - unfunded	**579,438**	577,090
Provision for compensated leave absences	**267,144**	242,707
Deferred income	**6,155**	5,337
	8,807,749	7,952,336

	Note	(Un-Audited) 31.12.2018	(Audited) 30.06.2018
		(Rupees in thousand)	

10. TRADE AND OTHER PAYABLES

	Note	(Un-Audited) 31.12.2018	(Audited) 30.06.2018
Creditors		**1,556,027**	1,758,493
Accrued liabilities		**2,550,612**	2,818,867
Joint operating partners		**962,630**	1,032,168
Retention and earnest money deposits		**35,723**	51,646
Gratuity funds		**339,976**	399,289
Gas development surcharge		**8,622,155**	6,552,132
General sales tax		**7,237,257**	6,005,547
Excise duty		**163,024**	173,499
Gas Infrastructure Development Cess (GIDC)	15.2	**92,335,075**	74,168,121
Royalty		**661,580**	516,504
Redeemable preference shares	10.1	**115,782**	119,045
Profit accrued on redeemable preference shares		**10,115**	10,180
Workers' Welfare Fund		**247,166**	248,366
Workers' Profit Participation Fund		**952,076**	49,381
		115,789,198	93,903,238

10.1 As at December 31, 2018, 5,335,946 preference shares (June 30, 2018: 5,335,946) have not been issued due to pending resolution of issue relating to deduction of withholding tax on issuance of bonus shares. Further, 6,242,212 preference shares (June 30, 2018: 6,568,536) have not been claimed/redeemed by certain minority shareholders

11. CONTINGENCIES AND COMMITMENTS

Commitments

	(Un-Audited) 31.12.2018	(Audited) 30.06.2018
	(Rupees in thousand)	
Capital expenditure:		
Share in joint operations	**5,050,732**	5,182,592
Mari field and Rigs	**3,464,566**	1,745,102
	8,515,298	6,927,694

	(Un-Audited) Six months ended 31.12.2018	(Audited) Year ended 30.06.2018
	(Rupees in thousand)	
12. PROPERTY, PLANT AND EQUIPMENT		
Opening book value	**10,269,436**	10,341,416
Movement during the period / year:		
Additions	**426,608**	1,533,169
Tangible assets transferred from exploration and evaluation assets	**-**	26,642
Tangible assets transferred from development and production assets	**-**	16,769
Revision due to change in estimates of provision for decommissioning cost	**-**	(76,240)
Written down value of disposals	**(13,381)**	(27,931)
Depreciation charge	**(793,921)**	(1,544,389)
	(380,694)	(71,980)
	9,888,742	10,269,436
Add: Capital work in progress	**2,473,339**	1,135,128
Add: Stores and spares held for capital expenditure	**1,650,966**	1,861,718
Closing book value	**14,013,047**	13,266,282

	(Un-Audited) Six months ended 31.12.2018	(Audited) Year ended 30.06.2018
	(Rupees in thousand)	
13. DEVELOPMENT AND PRODUCTION ASSETS		
Opening book value	**11,886,872**	7,409,878
Movement during the period / year:		
Additions	**1,128,718**	1,980,229
Transfer to property, plant and equipment	**-**	(16,769)
Transfer from exploration and evaluation assets	**-**	5,291,479
Impairment of well cost	**(500,000)**	-
Revision due to change in estimates of provision for decommissioning cost	**-**	(651,444)
Amortization charge	**(816,804)**	(2,126,501)
	(188,086)	4,476,994
Closing book value	**11,698,786**	11,886,872
14. EXPLORATION AND EVALUATION ASSETS		
Opening book value	**2,689,549**	5,972,108
Movement during the period / year:		
Additions	**1,823,330**	2,623,232
Transfer to development and production assets	**-**	(5,291,479)
Tangible assets transferred to property, plant and equipment	**-**	(26,642)
Revision due to change in estimates of provision for decommissioning cost	**-**	21,855
Cost of dry and abandoned wells written off	**(309,770)**	(609,525)
	1,513,560	(3,282,559)
Closing book value	**4,203,109**	2,689,549

15. TRADE DEBTS

	(Un-Audited) 31.12.2018	(Audited) 30.06.2018
	(Rupees in thousand)	
Due from associated companies - considered good		
Fauji Fertilizer Company Limited	**44,270,049**	33,613,548
Foundation Power Company Daharki Limited	**6,130,381**	4,498,109
	50,400,430	38,111,657
Due from others - considered good		
Fatima Fertilizer Company Limited	**37,519,542**	33,244,678
Engro Fertilizer Limited	**13,074,782**	9,948,641
Pak Arab Fertilizers Limited	**-**	251,735
Sui Southern Gas Company Limited	**2,722,930**	2,382,854
Sui Northern Gas Pipelines Limited	**1,166,204**	1,164,932
Central Power Generation Company Limited	**17,854,837**	9,158,284
Byco Petroleum Pakistan Limited	**199,192**	349,192
National Refinery Limited	**59,014**	62,779
Attock Refinery Limited	**455,076**	500,418
Pakistan Refinery Limited	**65,411**	49,915
EGAS (Private) Limited	**18,462**	15,238
Pak Arab Refinery Limited	**16,843**	26,604
Petrosin CNG (Private) Limited	**28,880**	28,067
	123,581,603	95,294,994

15.1 Trade debts due from associated companies are net of provision for doubtful debts amounting to Rs 238.00 million (June 30, 2018: Rs 238.00 million).

15.2 Trade debts include Gas Infrastructure Development Cess (GIDC) withheld by fertilizer companies amounting to Rs 85,764 million (June 30, 2018: Rs 69,479 million) due to stay orders from various High Courts, resulting in a corresponding payable to the Government of Pakistan.

16. LOANS, ADVANCES, PREPAYMENTS AND OTHER RECEIVABLES

	(Un-Audited) 31.12.2018	(Audited) 30.06.2018
	(Rupees in thousand)	
Advances to employees, suppliers and others	**2,775,090**	1,425,994
Receivables from joint operating partners	**1,356,310**	1,106,350
Short term prepayments	**363,902**	66,714
Interest accrued	**117,510**	103,183
Others	**163,152**	30,982
	4,775,964	2,733,223

	Three months ended		Six months ended	
	31.12.2018	31.12.2017	**31.12.2018**	31.12.2017
	(Rupees in thousand)		**(Rupees in thousand)**	
17. GROSS SALES TO CUSTOMERS				
Sale of:				
Gas	**30,325,299**	22,405,316	**56,614,825**	46,333,537
Crude Oil	**481,333**	534,579	**1,106,197**	1,047,439
Less: Transportation charges	**16,410**	15,365	**33,070**	37,768
	464,923	519,214	**1,073,127**	1,009,671
Condensate	**193,302**	121,729	**412,773**	232,122
Less: Transportation charges	**13,082**	4,031	**19,519**	7,080
	180,220	117,698	**393,254**	225,042
LPG	**1,633**	-	**1,633**	-
Own consumption	**13,897**	9,753	**32,038**	21,601
	30,985,972	23,051,981	**58,114,877**	47,589,851

17.1 Sale of gas includes sale from Sujawal, Zarghun, Hala, Karak and Sukkur blocks/fields invoiced on provisional prices. There may be adjustment in sales upon issuance of final wellhead prices notification by Oil and Gas Regulatory Authority (OGRA).

	Note	Three months ended		Six months ended	
		31.12.2018	31.12.2017	**31.12.2018**	31.12.2017
		(Rupees in thousand)		**(Rupees in thousand)**	
18. OPERATING EXPENSES					
Salaries, wages and benefits	18.1	**1,617,740**	999,176	**2,928,796**	2,022,774
Rent, rates and taxes		**32,421**	40,669	**119,876**	108,744
Legal and professional services		**18,759**	8,807	**25,160**	13,628
Fuel, light, power and water		**28,509**	39,477	**83,971**	73,066
Maintenance and repairs		**129,309**	194,509	**260,670**	269,103
Insurance		**13,967**	13,674	**26,311**	24,011
Depreciation		**250,450**	242,441	**488,992**	483,101
Amortization		**298,168**	813,443	**816,804**	977,983
Employees medical and welfare		**118,186**	87,241	**198,991**	172,383
Field and other services		**393,319**	296,210	**787,165**	615,481
Travelling		**35,560**	20,058	**71,944**	44,901
Communications		**10,198**	8,215	**18,892**	12,540
Printing and stationery		**5,785**	10,259	**8,329**	13,222
Office supplies		**8,929**	7,094	**13,232**	10,690
Technical software		**2,824**	7,917	**47,245**	12,004
Auditor’s remuneration		**628**	681	**811**	681
Mobile dispensary and social welfare		**54,862**	34,884	**100,446**	67,690
Training		**109,163**	59,622	**144,283**	88,267
Advertisement		**10,342**	5,292	**12,524**	7,435
Books and periodicals		**215**	290	**379**	490
Public relations and social activities		**3,454**	8,527	**5,144**	8,866
Reservoir study and production logging		**9,050**	3,813	**9,050**	6,448
Directors’ fee and expenses		**3,639**	2,416	**7,809**	5,251
Subscriptions		**1,280**	966	**1,917**	8,049
Miscellaneous		**6,679**	18,628	**18,925**	27,791
		3,163,436	2,924,309	**6,197,666**	5,074,599
Less: Recoveries from joint operating partners		**274,856**	193,923	**541,049**	412,649
		2,888,580	2,730,386	**5,656,617**	4,661,950

	Three months ended		Six months ended	
	31.12.2018	31.12.2017	**31.12.2018**	31.12.2017
	(Rupees in thousand)		**(Rupees in thousand)**	
Operating expenses include operating expenses (excluding depreciation and amortization)				
Karak block	**91,931**	99,279	**204,468**	193,993
Sujawal block	**96,021**	115,117	**169,826**	166,737
Hala block	**78,852**	88,930	**128,480**	137,151
Zarghun field	**24,322**	38,110	**80,102**	78,148
Ghauri block	**38,628**	21,978	**87,252**	41,841
Sukkur block	**19,449**	9,684	**45,985**	19,992
Kohat block	**747**	-	**747**	702
	349,950	373,098	**716,860**	638,564

18.1 "Salaries, wages and benefits" expense, include employee benefits in respect of management and non-management gratuity, provident fund, non-management pension, management post retirement leaves and management post retirement medical amounting to Rs 281.13 million, Rs 36.38 million, Rs 4.22 million, Rs 16.80 million and Rs 3.58 million (December 2017: Rs 74.24 million, Rs 31.81 million, Rs 3.48 million, Rs 13.06 million and Rs 2.73 million respectively).

	Note	Three months ended		Six months ended	
		31.12.2018	31.12.2017	**31.12.2018**	31.12.2017
	Note	**(Rupees in thousand)**		**(Rupees in thousand)**	
19. EXPLORATION AND PROSPECTING EXPENDITURE					
Prospecting expenditure		**660,874**	1,101,028	**1,836,741**	1,253,007
Impairment of well cost		**-**	-	**500,000**	-
Cost of dry and abandoned wells written off		**309,770**	9,445	**309,770**	102,738
		970,644	1,110,473	**2,646,511**	1,355,745

		Three months ended		Six months ended	
		31.12.2018	31.12.2017	**31.12.2018**	31.12.2017
		(Rupees in thousand)		**(Rupees in thousand)**	
20. OTHER INCOME / (EXPENSES)					
Mari Seismic Unit income - net	20.1	**86,843**	736,962	**291,524**	536,540
Mari Drilling Unit income / (loss) - net	20.2	**75,342**	(111,851)	**100,477**	(266,625)
Mari Seismic Processing Centre loss - net		**(35,520)**	(16,431)	**(30,439)**	(25,241)
Line heaters rental income		**1,358**	1,069	**3,222**	3,178
Gain on disposal of property, plant and equipment		**97**	9,686	**97**	9,686
Miscellaneous		**3,742**	47,298	**6,000**	50,554
		131,862	666,733	**370,881**	308,092
20.1 Break-up of Mari Seismic Unit income - net is as follows:					
Income:					
Mari Seismic Unit income		**524,803**	1,037,838	**1,282,438**	1,037,838
Interest income on bank deposits		**25,367**	-	**25,381**	183
		550,170	1,037,838	**1,307,819**	1,038,021
Less: Expenses					
Operating expenses		**374,444**	239,430	**837,542**	378,409
Depreciation of property and equipment		**88,873**	61,427	**178,735**	123,044
Bank charges		**10**	19	**18**	28
		463,327	300,876	**1,016,295**	501,481
		86,843	736,962	**291,524**	536,540

	Three months ended		Six months ended	
	31.12.2018	31.12.2017	**31.12.2018**	31.12.2017
	(Rupees in thousand)		**(Rupees in thousand)**	
20.2 Break-up of Mari Drilling Unit income / (loss) - net is as follows:				
Income:				
Rig rental income	**169,477**	53,186	**334,441**	53,186
Less: Expenses				
Operating expenses	**63,810**	128,398	**179,201**	255,390
Depreciation of property and equipment	**16,957**	36,639	**41,395**	64,421
Loss on disposal of property, plant and equipment	**13,368**	-	**13,368**	-
	94,135	165,037	**233,964**	319,811
	75,342	(111,851)	**100,477**	(266,625)

21. FINANCE INCOME

Interest income on bank deposits	**96,262**	120,566	**246,844**	193,741
Interest income on short term investments	**239,837**	63,827	**356,870**	109,999
	336,099	184,393	**603,714**	303,740

22. FINANCE COST

Interest on long term financing	**-**	73,026	**-**	151,264
Unwinding of discount on provision for decommissioning cost	**189,458**	176,776	**381,002**	356,909
Exchange loss / (gain)	**(139,094)**	62,630	**(47,385)**	98,095
Interest on Workers' Profit Participation Fund	**-**	-	**3,714**	1,783
Bank charges	**619**	227	**1,165**	558
	50,983	312,659	**338,496**	608,609

23. PROVISION FOR TAXATION

Current	**2,349,716**	706,609	**4,956,454**	1,976,058
Deferred	**468,066**	53,842	**420,852**	262,391
	2,817,782	760,451	**5,377,306**	2,238,449

	Three months ended		Six months ended	
	31.12.2018	31.12.2017	**31.12.2018**	31.12.2017
		(Restated)		(Restated)
24. EARNINGS PER SHARE - BASIC AND DILUTED				
Profit for the period (Rupees in thousand)	**5,915,886**	3,202,323	**11,058,122**	6,815,418
Distributable earnings (Rupees in thousand)	**193,006**	170,527	**386,012**	347,849
Number of shares outstanding (in thousand)	**121,275**	121,275	**121,275**	121,275
Earnings per ordinary share (in Rupees)	**48.78**	26.41	**91.18**	56.20
Distributable earnings per ordinary share (in Rupees)	**1.59**	1.41	**3.18**	2.87

Total number of shares and earnings per share for the period ended December 31, 2017 have been restated taking into account the effect of bonus shares @ 10% issued during the period as explained in note 5.1.

25. CASH AND CASH EQUIVALENTS

For the purpose of condensed interim statement of cash flows, cash and cash equivalents comprise the following:

	31.12.2018	31.12.2017
	(Rupees in thousand)	
Cash and bank balances	**5,380,201**	4,525,784
Short term investments	**14,346,249**	8,505,254
	19,726,450	13,031,038

26. TRANSACTIONS WITH RELATED PARTIES

The related parties of the Company comprise of entities having significant influence over the Company, employees' retirement funds and key management personnel. Key management personnel are those persons having authority and responsibility for planning, directing and controlling the activities of the Company directly or indirectly. The Company considers its Chief Executive and Directors to be key management personnel.

Nature of relationship	Nature of transaction	Un-Audited 31.12.2018	Audited 30.06.2018
		(Rupees in thousand)	
Entities with significant influence over the Company			
Fauji Foundation	Dividend payable	**7,909**	6,990
OGDCL	Dividend payable	**3,954**	3,495

		Six months ended	
		31.12.2018	31.12.2017
		(Rupees in thousand)	
Entities with significant influence over the Company			
Fauji Foundation	Dividend paid	**109,331**	96,211
OGDCL	Dividend paid	**54,666**	48,106
Employees' retirement funds	Contribution	**440,811**	216,885
Key management personnel			
Chief Executive	Remuneration and allowances	**15,760**	13,734
Directors	Fee and reimbursable expenses	**7,809**	5,251

Amounts receivable from / payable to related parties have been disclosed in relevant notes to these condensed interim financial statements.

27. OPERATING SEGMENTS

27.1 Basis of segmentation

The Company has following three strategic divisions based on the main types of activities, which are considered its reportable segments:

i) Exploration and Production

ii) Mari Seismic Unit

iii) Mari Drilling Unit

27.2 Information about reportable segments

Information related to each reportable segment is set below. Segment profit / (loss) before tax is used to measure performance because management believes that this information is the most relevant in evaluating the results of the respective segment. Accordingly, information about segment assets and liabilities is not presented.

	Exploration and Production	Mari Seismic Unit	Mari Drilling Unit	Total
	---------- (Rupees in thousand) ----------			
Period ended December 31, 2018				
Revenue from external customers	58,114,877	571,714	334,441	**59,021,032**
Inter-segment revenue	-	710,724	747,765	**1,458,489**
	58,114,877	1,282,438	1,082,206	**60,479,521**
Operating expenses	4,350,821	837,542	573,980	**5,762,343**
Depreciation and amortization	1,305,796	178,735	124,265	**1,608,796**
Impairment of well cost	500,000	-	-	**500,000**
Cost of dry and abandoned wells written off	309,770	-	-	**309,770**
Other income / (expenses)	(21,120)	-	(13,368)	**(34,488)**
Finance income	603,714	25,381	-	**629,095**
Finance cost	338,496	18	-	**338,514**
Profit / (loss) before taxation	16,043,427	291,524	370,593	**16,705,544**

Period ended December 31, 2017				
Revenue from external customers	47,589,851	-	53,186	**47,643,037**
Inter-segment revenue	-	1,037,838	461,571	**1,499,409**
	47,589,851	1,037,838	514,757	**49,142,446**
Operating expenses	3,200,866	378,409	519,114	**4,098,389**
Depreciation and amortization	1,461,084	123,044	143,590	**1,727,718**
Cost of dry and abandoned wells written off	102,738	-	-	**102,738**
Other income / (expenses)	38,177	-	-	**38,177**
Finance income	303,740	183	-	**303,923**
Finance cost	608,609	28	-	**608,637**
Profit / (loss) before taxation	8,783,952	536,540	(147,947)	**9,172,545**

27.3 Reconciliation of segments' revenue and profit before taxation

		31.12.2018	31.12.2017
		(Rupees in thousand)	
i)	Revenue from reportable segments	**60,479,521**	49,142,446
	Elimination of inter-segment revenue - Mari Drilling Unit	**(747,765)**	(461,571)
	Revenue of the Company	**59,731,756**	48,680,875
	Revenue of the Company comprises:		
	- Gross sales to customers	**58,114,877**	47,589,851
	- Mari Seismic Unit - other income	**1,282,438**	1,037,838
	- Mari Drilling Unit - other income	**334,441**	53,186
		59,731,756	48,680,875
ii)	Profit before taxation from reportable segments	**16,705,544**	9,172,545
	Elimination of inter-segment profit - Mari Drilling Unit	**(270,116)**	(118,678)
	Profit before taxation of the Company	**16,435,428**	9,053,867

27.4 Other information

Revenue from external customers for products of the Company is disclosed in note 17.

Revenue from major customers of the Company constitutes 97% of the total revenue during the period ended December 31, 2018 (December 31, 2017: 97%).

28. CORRESPONDING FIGURES

Following changes have been made in corresponding figures to conform to current period's presentation:

Statement of Financial position	**Rupees in thousand**
Amount reclassified to "Trade and Other Payables" from "Current maturity of long term financing"	119,045
Amount reclassified to "Trade and Other Payables" from "Interest accrued on long term financing"	10,180

29. DATE OF AUTHORIZATION FOR ISSUE

These condensed interim financial statements were authorized for issue by the Board of Directors of the Company on February 20, 2019.

Muhammad Asif
General Manager Finance / CFO

Lt Gen Ishfaq Nadeem Ahmad, HI (M), (Retd)
Managing Director / CEO

Engr. S.H.Mehdi Jamal
Director

ماری پیٹرولیم کمپنی لمیٹڈ

ڈائریکٹرز جائزہ

ہم 31 دسمبر 2018ء کو ختم ہونے والی ششماہی پر ڈائریکٹرز جائزہ کے ساتھ مالیاتی گوشوارے پیش کرنے پر خوشی محسوس کر رہے ہیں۔

مالیاتی نتائج

دوسری ششماہی کے لیے مجموعی سیلز کی رقم 30,986 ملین روپے ہوگئی جبکہ 31 دسمبر 2018 کو ختم ہونے والی ششماہی کے لیے مجموعی سیلز 58,115 ملین روپے رہیں، گزشتہ برس اسی مدت کے دوران یہ رقم 47,590 ملین روپے تھی۔ 31 دسمبر 2018 کو ختم ہونے والی ششماہی کے لیے خالص سیلز 28,987 ملین روپے رہیں جبکہ گزشتہ برس اسی مدت کے دوران یہ رقم 18,017 ملین روپے تھی۔ یہ اضافہ سیلز کے حجم کے ساتھ ساتھ صارفین کی قیمتوں میں اضافہ کی وجہ سے ہوا ہے۔

اسی طرح دوسری سہ ماہی میں مالیاتی گوشواروں کے عملی نتائج سے ظاہر ہوتا ہے کہ اس عرصے میں 5,916 ملین روپے کا منافع ہوا جبکہ اس کے مقابلے میں گزشتہ سال اس سہ ماہی میں کل منافع 3,202 ملین روپے تھا۔ 31 دسمبر 2018 کو ختم ہونے والی ششماہی میں مجموعی منافع 11,058 ملین روپے تھا جبکہ گزشتہ سال اسی مدت کے دوران یہ رقم 6,815 ملین روپے تھی۔ منافع میں اضافہ کی وجوہات میں خالص سیلز اور مالی آمدن میں اضافہ جبکہ مالیاتی لاگت میں کمی شامل تھیں۔ یہ اضافہ رائلٹی، جاری اخراجات، تیل کی تلاش کے ممکنہ اخراجات، دیگر چارجز اور ٹیکسز کی ادائیگی سے کم ہوا۔

آپریشنز / منصوبے

کمپنی نے جولائی 2018ء سے دسمبر 2018ء کی مدت کے دوران اپنے تمام صارفین کو گیس کی بلا تعطل فراہمی جاری رکھی۔

ماری گیس فیلڈ سے صارفین کی ضروریات کے مطابق یومیہ MMSCF 692 کی اوسط سے مجموعی طور پر 127,329 MMSCF گیس اور 7,737 بیرل خام تیل (42 بیرل روزانہ) نکالے گئے جبکہ گزشتہ سال اس مماثل مدت کے دوران 650 MMSCF یومیہ کی اوسط سے 119,606 MMSCF گیس اور 9,209 بیرل خام تیل (50 بیرل یومیہ) صارفین کی ضروریات کے مطابق نکالے گئے۔

علاوہ ازیں اِس مدت کے دوران مشترکہ کاروباری معاہدہ جات کے ذریعے 153,994 بیرل خام تیل (837 بیرل یومیہ)، 46,567 بیرل کنڈنسیٹ (253 بیرل یومیہ) اور 6,018 MMSCF گیس (33 MMSCF یومیہ) اور 19.83 میٹرک ٹن LPG (0.11 میٹرک ٹن یومیہ) کی پیداوار اور فروخت ہوئی جبکہ اس مماثل مدت کے دوران گزشتہ سال 220,932 بیرل خام تیل (1,201 بیرل یومیہ)، 34,636 بیرل کنڈنسیٹ (188 بیرل یومیہ)، 6,787 MMSCF گیس (37 MMSCF یومیہ) پیدا ہوئی اور فروخت کی گئی۔

نمبر	کنواں	قسم	بلاک / فیلڈ	کیفیت
1	**بولان ایسٹ۔1**	آزمائشی	زیارت	صوبہ بلوچستان کے علاقے چلتن اور مورو / مغل کوٹ کی فارمیشنوں میں تیل کی اہم دریافت۔
2	**دھاریاں۔1 ST-2**	آزمائشی	غوری	ٹیسٹنگ کا کام جاری ہے۔
3	**ٹیپو۔2**	تشخیصی	ماری فیلڈ	ٹیپو۔2 تشخیصی کنویں میں کھدائی کا کام 11 جنوری 2019 کو شروع ہوا تھا اور 12 فروری 2019 تک 2,838 میٹر کی کھدائی حاصل کی جا چکی ہے۔

4	پرواز۔1(جھٹائی DT)	آزمائشی	ماری فیلڈ	زمین پر کنویں کی جگہ کی نشاندہی 10 دسمبر 2018 کو ہو چکی ہے، اس کی کھدائی کا کام مارچ/اپریل میں ٹیپو۔2 کنویں کی کھدائی مکمل ہونے کے بعد شروع ہو گا۔
5	معراج۔1	آزمائشی	غوری	سول کام مکمل ہو گئے ہیں۔ کنویں کی کھدائی دھاریاں۔1 ST2 کی تکمیل کے بعد شروع ہو جائے گی۔
6	شاہین۔2	تشخیصی	ماری فیلڈ	جگہ کی نشاندہی ہو چکی ہے اور اپریل/مئی 2019 میں پرواز۔1 کی تکمیل کے بعد کھدائی کا کام شروع ہو جائے گا۔
7	سرغر X-1	آزمائشی	کرک	16 اگست، 2018 کو زمین پر کنویں کی نشاندہی ہو گئی اور 2019-2020 کی دوسری سہ ماہی تک کھدائی متوقع ہے۔
8	پہلا آزمائشی کنواں	آزمائشی	بنوں ویسٹ	3D Zipper-I سیسمک ڈیٹا کے حصول، پروسیسنگ اور تشریح کے بعد کنویں کی کھدائی شروع ہو جائے گی۔
9	پانچواں آزمائشی کنواں	آزمائشی	سجاول	ہنگامی کنواں جو کہ کسی خطرے کی صورت میں استعمال کیا جائے گا
10	18 HRL کنویں	ترقیاتی	ماری فیلڈ	• ماری 103، ماری 104، ماری 105، ماری 106، ماری 107، ماری 108، ماری 109، ماری 110، ماری 114، ماری 120، ماری۔111۔ST1، ماری 113 مکمل ہو چکے ہیں اور ان سے گیس کی پیداوار حاصل کی جا رہی ہے۔ • ماری 117: کھدائی کا کا جاری ہے۔ • نشاندہی کردہ 5 کنویں: (ماری 112، ماری 115، ماری 116، ماری 118، ماری 119)۔

کمپنی کے صارفین میں اینگرو فرٹیلائزر لمیٹڈ، فوجی فرٹیلائزر کمپنی لمیٹڈ، فاطمہ فرٹیلائزر کمپنی لمیٹڈ، فاؤنڈیشن پاور کمپنی ڈھرکی لمیٹڈ، سنٹرل پاور جنریشن کمپنی لمیٹڈ، سوئی ناردرن گیس پائپ لائنز کمپنی لمیٹڈ، سوئی سدرن گیس کمپنی لمیٹڈ، اٹک ریفائنری لمیٹڈ، نیشنل ریفائنری لمیٹڈ، پاکستان ریفائنری لمیٹڈ، پاک عرب ریفائنری لمیٹڈ، پاک عرب فرٹیلائزر لمیٹڈ، EGAS (پرائیویٹ) لمیٹڈ، پیٹروسن سی این جی (پرائیویٹ) لمیٹڈ اور فاؤنڈیشن گیس شامل ہیں۔

تلاش، آپریشنل اور ترقیاتی سرگرمیاں

2018-19 کی منصوبہ بندی میں شامل کنویں (فعال اور غیر فعال)

پانچ سالہ تلاش کے کاروباری منصوبے کے پہلے سال (2018-19) کے لیے فعال اور غیر فعال دونوں بلاکس میں کنوؤں کی کھدائی کے منصوبے کی تفصیل درج ذیل ہے:

فعال بلاکس اور D&P لیز

غیر فعال بلاکس

نمبر	کنواں	قسم	بلاک / فیلڈ	کیفیت
1	بیناری X-1	آزمائشی	شاہ بندر	اے سینڈ میں گیس دریافت ہوئی جس کا بہاؤ8.5MMSCFD تھا اور کنڈینسیٹ 64/48 انچ چوک سائز753 پی ایس آئی WHFPکے ساتھ 19 بیرل تھا۔
2	قمر X-1	آزمائشی	ہالہ	کھودا گیا اور بند کر دیا گیا۔
3	پہلا آزمائشی کنواں	آزمائشی	بیلاویسٹ	بیلاویسٹ X-1 میں کھدائی کا آغاز 26 نومبر 2018 کو ہوا، اس وقت کھدائی کا کام جاری ہے۔
4	ٹوغ-1 شیخان ساؤتھ	آزمائشی	کوہاٹ	28 دسمبر 2018 کو جگہ کی نشاندہی ہوئی، کنویں کی کھدائی کا کام اپریل/مئی 2019میں شروع ہو گا۔

پانچ سالہ تلاش کے کاروباری منصوبے کے پہلے سال (2018-19) کے دوران مستقل اور عارضی 12 کنوؤں کی کھدائی کا منصوبہ بنایا گیا، یہ کنویں فعال اور غیر فعال دونوں بلاکس سے تعلق رکھتے ہیں۔ ان میں سے تین کنوؤں یعنی دھاریاں-ST3 1 (ٹیسٹنگ کا کام جاری ہے)، بیناری X-1 اور قمر X-1 پر کام مکمل ہو چکا ہے، جبکہ دو کنوؤں ٹیپو-2 اور بیلاویسٹ X-1 پر کھدائی کا کام جاری ہے۔ مزید بر آں چار کنوؤں یعنی معراج-1، پرواز-1 (بھٹائی DT)، شاہین-2 اور ٹوغ-1 میں کھدائی کا کام آنے والے مہینوں میں متوقع ہے۔ تاہم تین کنوؤں یعنی سرغر X-1، بنوں ویسٹ میں پہلے آزمائشی کنویں اور سجاول بلاک میں عارضی پانچویں آزمائشی کنویں کی کھدائی کا کام ہو سکتا ہے مختلف وجوہات کی بناء پر تاخیر کا شکار ہو جائے۔ اس کے علاوہ 18 ترقیاتی کنوؤں کی منصوبہ بندی کی گئی جن میں سے 12 کنوؤں کی کھدائی کا کام مکمل ہو چکا ہے جبکہ باقی ماندہ 6 کنوؤں کی کھدائی کا کام D&P لیز ماری میں ہو گا تا کہ حبیب راہی ریزروائر میں پیداوار بڑھائی جا سکے۔

ماری D & P لیز

پروڈکشن مرکز کی ترقی، ڈرلنگ اور پیداوار

2023 تک 630 MMSCFD کی پیداواری حجم میں اضافہ کرنے کے لیے اضافی گیس کی قیمت سے متعلق فائدہ کو برقرار رکھنے کے لیے حبیب راہی لائم سٹون ذخیرہ میں اضافی 19 ترقیاتی کنوؤں کی کھدائی کا کام شروع کیا گیا ہے، اس عرصے کے دوران 5 نئے کنوؤں میں ضروری ڈھانچے کی تنصیب کے بعد ان سے پیداوار لینے کا کام شروع کیا گیا ہے۔ اس کے نتیجے میں صارفین کے لیے گیس کا پریشر بہتر ہوا ہے، نتیجتاً گیس کی قیمتوں میں اضافے کے ذریعے کمپنی کو فائدہ ہو گا۔

ماری 103، ماری 104، ماری 105، ماری 106، ماری 107، ماری 108، ماری 109، ماری 110، ماری 114، ماری 120، ماری۔111-ST1، ماری 113 مکمل ہو چکے ہیں اور ان سے گیس کی پیداوار حاصل کی جا رہی ہے، یہ ماری D&P لیز میں حبیب راہی ریزروائر سے گیس پیداوار میں اضافے کی غرض سے کھودے جانے والے 18 ترقیاتی کنوؤں کا حصہ ہیں۔

ماری 117: اس کنویں کی کھدائی کا کام 5 فروری 2019 کو شروع ہوا اور 10 فروری 2019 تک ہدف سے 747 میٹر کی گہرائی تک کھود دیا گیا ہے۔ اس وقت تاروں کی صفائی کا کام جاری ہے اور اس کے بعد تکمیلی مرحلہ آئے گا۔

ماری 112، ماری 115، ماری 116، ماری 118 اور ماری 119 کنویں

ماری 112، ماری 115، ماری 116، ماری 118 اور ماری 119 ترقیاتی کنوؤں کی جگہ کی نشاندہی 22 اور 23 نومبر 2018 کو کی گئی۔ اس وقت وہاں تعمیراتی کام جاری ہے جس کے فوری بعد کھدائی کا کام شروع ہوگا۔

ماری D&P لیز میں آزمائشی کنواں پرواز 1 (بھٹائی DT)

ماری D&P لیز میں آزمائشی کنویں پرواز 1 کے لیے جگہ کی نشاندہی 10 دسمبر 2018 کو ہوئی۔ یہ کنواں 1225± میٹر سے زیادہ کھودا جائے گا تاکہ سوئی اپر لائم سٹون اور سوئی مین لائم سٹون میں تیل و گیس کی ممکنہ موجودگی کا سراغ لگایا جاسکے۔ زیادہ گہرائی میں استعمال ہونے والے سامان کا انتظام کیا جاچکا ہے اور کنویں کی کھدائی کا کام مارچ / اپریل 2019 میں ٹیپو 2 کنویں کی تکمیل کے بعد شروع ہوگا۔

شاہین تشخیصی کنویں کی کھدائی

30 دسمبر، 2017 کو ماری D&P لیز کے علاقے میں شاہین آزمائشی کنویں-2 کی زمین کی نشاندہی کی گئی تاکہ SML اور SUL ذخائر کی سطحوں پر شاہین کنویں کی جگہ کا جائزہ لیا جائے۔ اس کنویں کی 1,200-/+ میٹر کے ہدف کی گہرائی تک کھدائی کرنے کی منصوبہ بندی کی گئی ہے۔ شاہین۔2 کی کھدائی کے لیے انوینٹری میں لانگ لیڈ آئیٹم موجود ہیں۔ سائٹ کی تیاری کے لیے سول کام پہلے ہی مکمل ہوچکا ہے۔ اپریل / مئی 2019 میں پرواز 1 کنویں کی تکمیل کے بعد اس کی کھدائی کا کام شروع ہونے کی توقع ہے۔

ٹیپو سے گیس کی فراہمی اور ٹیپو۔2 کنویں کی کھدائی

ٹیپو کنویں سے پاک عرب فرٹیلائزر لمیٹڈ (PFL) کو گیس کی فراہمی کے معاہدے پر دستخط کے بعد خریدار مارچ 2019 سے گیس حاصل کرنے کے لیے تیار ہے۔ پراجیکٹ کی ٹام لائن پر پورا اترنے کے لیے کنویں کی کھدائی اور زمین پر سہولیات / پائپ لائن کی تنصیب کا کام ایک ساتھ شروع ہونے اور مکمل ہونے کا امکان ہے۔ اس سلسلے میں پروکیورمنٹ کے زیادہ تر کیسز مکمل ہوچکے ہیں اور خریداری کے آرڈر دیئے جاچکے ہیں۔ ٹرانسپورٹ اور پائپ لائنز سائٹ پر منتقل کی جاچکی ہیں جبکہ زیادہ گہرائی میں کھدائی کے لیے درکار سامان دستیاب انوینٹری سے استعمال کیا جائے گا۔ کنویں کی کھدائی اور ٹیپو 1 سے سی ایم ایف-II تک ترسیل کے لیے پائپ لائن کی تعمیر کا کام جاری ہے۔

ٹیپو۔2

اس تشخیصی کنویں کی کھدائی کا کام 11 جنوری 2019 کو شروع کردیا گیا ہے۔ اس کنویں کو 2,861± میٹر سے زائد گہرائی تک کھودا جائے گا تاکہ لوئر گورو B ریت کے ذخیرے میں ٹیپو 1 کے دریافت کے علاقے کی تشخیص کی جاسکے۔ 12 فروری 2019 تک کنویں کو 2,838 میٹر تک کھودا جاچکا ہے۔

MDCPF میں کاربن کیپچر یونٹ کی تنصیب

پراجیکٹ کے انجینئرنگ کنسلٹنٹ کی طرف سے فرنٹ اینڈ انجینئرنگ ڈیزائن کے بعد کنسلٹنٹ کی تخصیصات کی روشنی میں کاربن کیپچر یونٹ اور ڈرائی آئس پروڈکشن یونٹ کے قیام کے لیے تجاویز مانگی گئیں۔ تکنیکی تجاویز کو MPCL کی تخصیصات اور تقاضوں کی روشنی میں جانچا گیا۔ بولی دہندگان کے ساتھ تجاویز کی وضاحت کے کئی دور منعقد ہوئے تاکہ یہ تجاویز MPCL کے تقاضوں سے ہم آہنگ ہوجائیں۔ تاہم کوئی بھی بولی دہندہ مکمل طور پر فنی اہلیت کا حامل نہیں پایا گیا۔ صرف ایک بولی دہندہ جزوی اہلیت کا حامل تھا۔ اس لیے انتظامیہ نے دوبارہ بولی منعقد کرنے کا فیصلہ کیا۔

زرغون ساؤتھ D&P لیز

G&G اسٹڈیز

زرغون میں دریافت کے متعلقہ علاقے میں 100 لائن کلومیٹر مستقل اور 28 لائن کلومیٹر ہنگامی ڈیٹا کے حصول کے لیے ماری سیسمک یونٹ (MSU) کو ٹھیکہ دیا گیا ہے۔ اس سیسمک ڈیٹا کے حصول کا مقصد مزید ترقیاتی کنویں کھودنا ہے تاکہ فیلڈ ڈویلپمنٹ کے منصوبے کو پورا کیا جاسکے۔ ماری سیسمک یونٹ کے عملے کو زرغون ساؤتھ بلاک 28 میں سیسمک سروے کی مہم کے لیے روانہ کیا جارہا ہے۔

زرغون ساؤتھ D&P لیز میں سرگرمیاں

زرغون ساؤتھ فیلڈ میں تمام تینوں کنویں معمول کے مطابق پیداوار دے رہے ہیں۔ فیلڈ کی آپریٹنگ لاگت کو کم کرنے کے لیے متعدد اقدامات کیے گئے ہیں۔ حال ہی میں اس آپشن پر غور کیا ہے کہ پیدا ہونے والے پانی کو صاف کر کے استعمال میں لایا جائے۔ اس سے نہ صرف پانی کی بچت ہوگی بلکہ لاگت میں بھی کمی آئے گی۔

سجاول D&P لیز

سجاول D & P لیز کی سرگرمیاں

سجل 1 کنواں قدرتی طور پر پیداوار دے رہا ہے جبکہ سجاول X-1 اور عقیق-1 کنویں سے پیداوار کے حصول کے لیے فرنٹ اینڈ کمپریشن اپڈ استعمال کی جارہی ہے۔ SSGCL کو گیس کی فراہمی معمول کے مطابق جاری ہے جبکہ مستقبل میں گیس کے معیار کو مزید بہتر بنانے کے لیے HCDPU کمپریسر تیار ہے، اس کی پروکیورمنٹ اور تنصیب کامیابی سے ہو چکی ہے۔

سجاول 1 کنویں میں قدرتی طور پر گیس کا بہاؤ کم ہونے کے باعث کمپریسر کی تنصیب کی منصوبہ بندی کی گئی ہے۔ تکنیکی تجاویز کا تفصیلی طور پر جائزہ لینے کے بعد خریداری کا آرڈر دیا جا چکا ہے۔ یونٹ کے ڈیزائن کی دستاویزات منظوری کے عمل سے گزر رہے ہیں اور اس کی آمد اگست 2019 تک متوقع ہے۔

فعال بلاکس

زیارت بلاک

G&G سٹڈیز

بولان ایسٹ 1 دریافت میں بہاؤ کا تحرک پذیر ڈیٹا حاصل کرنے کے لیے 24 ماہ تک ایکسٹنڈڈ ویل ٹیسٹ (EWT) کی منصوبہ بندی کی گئی ہے۔

مشترکہ شراکت داری کے پارٹنرز 100 مربع کلومیٹر کا 3D سیسمک ڈیٹا حاصل کرنے کے لیے معاہدے کے مطابق رضامند ہو گئے ہیں، اس کا مقصد بولان ویسٹ میں امکانات کو مزید بہتر بنانا ہے۔ تاہم ہو سکتا ہے بولان ایسٹ میں دریافت کے علاقے کو وسیع کرنے کے لیے ڈیٹا کے حجم کو بڑھایا جائے، اس کا حتمی فیصلہ EWT کے چار سے چھ ماہ کے نتائج کی بنیاد پر کیا جائے گا۔ اس کے علاوہ بلاک کی سطح پر مزید معلومات کے حصول کے لیے 2D سیسمک ڈیٹا کے حصول کی منصوبہ بندی بھی کی جارہی ہے۔

بولان ایسٹ کنویں پر نئی تلاش کی تیاری

زیارت بلاک میں تیسرے آزمائشی کنویں کو 22 مئی، 2018 کو کھودا گیا تھا اور چلتن فارمیشن میں 06 اگست، 2018 تک 1500 میٹر گہرائی تک پہنچ گئی۔ وائر لائن لاگز کی تشریح اور ڈرلنگ کے اعداد و شمار کے ساتھ اس کے ارتباط کی بنیاد پر، چلتن فارمیشن کا ڈرل سٹم ٹیسٹ (DST-1) کیا گیا تھا، جس کا بہاؤ 32/64” @ 134-167 psi چوک سائز کے کنویں کے بہاؤ کے ساتھ 15.6° API گریویٹی آئل کا بہاؤ 810 بیرل یومیہ تھا۔ بعد ازاں مورو / مغل کوٹ کی فارمیشنوں میں DST-2 کا ٹیسٹ کیا گیا تھا، جس کا بہاؤ 16° API گریویٹی آئل کا 533 **بیرل** یومیہ تھا اور پانی کے 177 بیرل یومیہ کا ”32/64 @ 77-117 psi Wellhead Flowing Pressure چوک سائز تھا۔ کنویں کی کامیاب کھدائی اور تکمیل کے بعد 30 اکتوبر 2018 کو سائٹ سے ریگ (**Rig**) ریلیز کر دی گئی۔

مذکورہ دریافت اس لحاظ سے منفرد ہے کہ صوبہ بلوچستان میں چلتن اور مورو / مغل کوٹ کی فارمیشنوں میں یہ تیل کی سب سے پہلی دریافت ہے اور اس وقت بلوچستان میں تیل پیدا نہیں ہوتا ہے۔

چلتن لائم سٹون میں کنواں کاروباری پیداوار کے لیے مکمل ہو چکا ہے۔ جبکہ مورو اور مغل کوٹ فارمیشنوں کے بالائی حصے کو SSD کے بعد رکھا گیا ہے جنھیں کنویں کے معمول کا جائزہ لینے کے بعد کھولا جا سکتا ہے۔

بولان ایسٹ کنویں کی ٹیسٹنگ کے نتائج کو دیکھنے کے بعد کنویں کی پیداوار کرائے کی بنیاد پر کرنے کے فلسفے کو اختیار کرنے کا فیصلہ کیا گیا۔ اہم اشیاء بشمول پائپنگ فٹنگز، بجلی کا سامان اور تاروں وغیرہ کی پروکیورمنٹ مکمل کر لی گئی ہے اور پیداوار سامان کرائے پر حاصل کرنے نیز کنسٹرکشن کنٹریکٹرز کی خدمات حاصل کرنے کا انتظام کر لیا گیا ہے۔

پیداواری اور رہائشی انفراسٹرکچر مکمل ہو چکا ہے اور تیل کی سپلائی شروع کرنے کے لیے حکومتی منظوری نیز ریفائنری کو خام تیل کی الاٹمنٹ کا انتظار ہے۔

کرک بلاک

کالاباغ میں سرگرمیاں

کالاباغ-1A کنویں سے جون 2017 سے اب تک پیداوار یعنی گیس اور کنڈنسیٹ جاری ہے اور اس میں قدرتی کمی کا رجحان پایا جارہا ہے۔ شعبہ ذخائر کی تازہ ترین پیداواری پروفائل کی روشنی میں اس کنویں کے ویل ہیڈ کمپریشن (Wellhead Compression) کے لیے مختلف قابل عمل طریقے وضع کیے گئے تھے اور ان کا اقتصادی جائزہ لیا گیا تھا۔ کنویں کے بہاؤ کے پریشر میں کمی آنے کی وجہ سے کمپریسر کی تنصیب ناگریز ہوگئی ہے تاکہ SNGPL نیٹ ورک میں مقررہ گیس کے حجم کی فروخت زیادہ ہو، حتمی وصولی میں اضافہ ہو اور نتیجتاً آمدنی بڑھے۔ اقتصادی جائزے کے نتائج کی بنیاد پر انتظامیہ نے کالاباغ گیس اور کنڈنسیٹ فیلڈ میں 04 MMSCFD کمپریشن پیکیج لگانے کی منظوری دے دی۔

MPCL کی ضروریات کے مطابق تکنیکی تجاویز کا جائزہ مکمل ہو چکا ہے، نیز کاروباری کلیریفکیشن بھی ہو چکی ہے۔ تکنیکی اور کاروباری لحاظ سے کامیاب بولی دہندگان کی طرف سے ڈیلوری کے لیے زیادہ وقت مانگے جانے کے باعث کرائے کا یونٹ حاصل کرنے کے آپشن پر غور کیا جارہا ہے۔ کالاباغ کے لیے کرائے کا کمپریسر حاصل کرنے کے لیے RFQ دیا جاچکا ہے۔ کمپریسر خریدا جائے گا یا کرائے پر حاصل کیا جائے گا، اس کا فیصلہ دونوں آپشنز کے مالیاتی پہلوؤں کا جائزہ لینے کے بعد کیا جائے گا۔

کرک بلاک میں چوتھا آزمائشی کنواں سرغر

اس کنواں کی 6,000± میٹر تک کھدائی کرنے کی منصوبہ بندی کی گئی ہے تاکہ کنواں ایوسین، کریٹاسیس اور جراسک ذخائر کی ہائیڈروکاربن استعداد کا جائزہ لیا جاسکے۔ کرک بلاک میں سرغر X-1 کنویں کو کھودنے کے لیے پہلے ہی وسیع تر منصوبہ بندی اور ڈیزائننگ کی جاچکی ہے اور اس کے بارے میں مشترکہ وینچر کے شراکت داروں کے ساتھ تبادلہ خیال کرلیا گیا ہے۔ لانگ لیڈ آئیٹم کے حصول کے لیے کوٹیشنز طلب کی جاچکی ہیں۔ سائٹ کی ابتدائی جانچ پڑتال اور کنویں کی جگہ کا جائزہ 16 اگست 2018 کو پہلے ہی کرمکمل ہو چکا ہے اور اب کنویں کی کھدائی 20-2019 کی دوسری سہ ماہی میں شروع ہونے کی توقع ہے۔ میسرز نیسپاک اس مقام کا جغرافیائی سروے کرچکا ہے۔ کنویں کے مقام کے بارے میں حتمی فیصلے کے بارے میں جائنٹ وینچر کے شراکت داروں کے ساتھ بات چیت جاری ہے۔

سکھر بلاک

G&G اسٹڈیز

370 مربع کلومیٹر 3D اور 30 لائن کلومیٹر 2D سیسمک ڈیٹا کے حصول کا ٹھیکہ میسرز SINOPEC کو دیا جاچکا ہے، اس کا عملہ میاں میرو میں لوئر گورو کے مقام پر کام میں مصروف ہے تاکہ امکانات کو مزید بہتر بنایا جاسکے۔ یہ کام جولائی 2019 میں مکمل کرلیا جائے گا۔ حال ہی حاصل ہونے والے 2739~ لائن کلومیٹر 2D سیسمک ڈیٹا کی تشریح کا کام جاری ہے۔

غوری بلاک

G&G اسٹڈیز

غوری مشترکہ وینچر ہرنو ویسٹ کے 100 مربع کلومیٹر 3D **سیسمک ڈیٹا** حاصل کرنے کے لیے منصوبہ بندی کر رہا ہے تاکہ پراسپکٹ یا دوسری صورت میں مضبوط بنانا ہے۔ ڈیٹا کے حصول کا کام میسرز BGP کو دینے کی تیاریاں جاری ہیں۔ ڈیٹا کے حصول کے بعد اس کی پروسیسنگ، تشریح اور اسے G&G ڈیٹا میں ضم کرنے کا کام ہوگا جس کے بعد یہاں آزمائشی اور کسی اور کنویں کا فیصلہ ہوگا۔

غوری X-1 میں سرگرمیاں

غوری X-1 کنواں 360 بیرل یومیہ کی شرح سے معمول کے مطابق پیداوار دے رہا تھا۔ 14 ستمبر 2018 کو پیداوار اچانک بند ہوگئی، ممکنہ طور پر ایسا گہرائی میں جیٹ پمپ میں خرابی کے باعث ہوا۔ اس مسئلے کے حل کے لیے مختلف خیالات پر غور کیا گیا سلک لائن کے ذریعہ پمپ کو ٹھیک کرنے کی کوشش کی گئی تاہم کوئی کامیابی نہیں ہوئی۔ اس کے بعد کوائل ٹیوبنگ کے ذریعے تھرو ٹیوبنگ آلات کو استعمال کرتے ہوئے پمپ کو درست کرنے کی کوشش کی گئی، یہ آلات متحدہ عرب امارات سے منگوائے گئے، تاہم اس کے باوجود کوئی کامیابی نہیں ہوئی۔

غوری X-1 سے خام تیل کی پیداوار بحال کرنے کے لیے ماری-1 سے ریگ کو وہاں پہنچایا گیا اور کام شروع کیا گیا۔ ریگ آپریشن کے دوران پرانی تار کو نکال لیا گیا اور ٹیوب میں پھنسے ہوئے جیٹ پمپ کو نکال لیا گیا۔ غوری X-1 کو روایتی باٹم ہول اسمبلی (BHA) کے ذریعے دوبارہ مکمل کیا گیا اور کنویں کو جیٹ پمپ آپریشن کے ذریعے چلانے کی کوشش کی گئی تاہم کوئی کامیابی نہیں ہوئی۔ اس کے بعد تکمیل کے لیے استعمال ہونے والی رسی کو نکال لیا گیا اور جیٹ پمپ کو SSD میں دوبارہ نصب کر کے مکمل کیا گیا۔ اس آپریشن کی کامیابی کے بعد جیٹ پمپ کو SSD میں سلک لائن سے نصب کیا گیا اور کنویں سے پیداوار 11 جنوری 2019 کو بحال ہو گئی۔

آزمائشی کنواں دھاریاں-1

غوری بلاک میں دوسرے آزمائشی کنویں کی کھدائی کا کام 21 دسمبر 2017 کو شروع ہوا۔ کھدائی کے دوران متعدد جغرافیائی مشکلات کا سامنا کرنا پڑا۔ کھیوڑہ فارمیشن میں 4770 میٹر MD/4472 میٹر TVD تک کھدائی کے لیے تین سائیڈ ٹریکس کھودنا پڑے۔

وائر لائن لاگ کے امید افزاء نتائج اور اس کے ڈرلنگ اور G&G ڈیٹا کے ساتھ ارتباط کے بعد ٹیسٹنگ کے لیے مختلف ذخائر میں زونز کا انتخاب کیا گیا ہے۔ اس وقت کنویں کی ٹیسٹنگ کا کام جاری ہے۔

تیسرا آزمائشی کنواں معراج-1

تیسرے آزمائشی کنویں معراج-1 کا زمینی کام یکم مارچ 2018 سے شروع ہو چکا ہے، اس کا مقصد ایوسینی دور سے کیمبرین دور تک کے ہائیڈروکاربن ذخائر کا پتہ چلانا ہے، اس کنویں کی کھدائی تقریباً 5270± میٹر تک کی جائے گی۔ کنویں کی منصوبہ بندی اور ڈیزائننگ کا کام مکمل ہو چکا ہے، جوائنٹ وینچر کے شراکت داروں نے اس کی منظوری دے دی ہے۔ گہرائی میں استعمال ہونے والا سامان موصول ہو چکا ہے۔ سائٹ پر تعمیری کام مکمل ہو چکا ہے۔ اس کنویں کی کھدائی کا کام دھاریاں-1 کنویں کی کھدائی، ٹیسٹنگ اور تکمیل کے بعد شروع کیا جائے گا۔

بنوں ویسٹ بلاک

G&G اسٹڈیز

850 مربع کلومیٹر (دو زپرز میں) علاقے کا 3D سیسمک سروے جاری ہے حالانکہ دوسرے سال کے لیے 150 مربع کلومیٹر علاقے کے سروے کا وعدہ کیا گیا تھا، یہ سروے میسرز ماری سیسمک یونٹ کر رہا ہے، اس سے پہلے 99 لائن کلومیٹر کا 2D سیسمک ڈیٹا حاصل کیا جا چکا ہے۔ تمام مشکلات اور سیکیورٹی مسائل کے باوجود 11 فروری 2019 تک 282.6 مربع کلومیٹر رقبے کا 3D ڈیٹا ریکارڈ کیا جا چکا ہے۔ 3D ڈیٹا کے حصول کے بعد ڈیٹا کی پروسیسنگ اور اسٹڈی کا کام شروع ہو گا تاکہ ذخائر کے امکانات کو مزید بہتر بناتے ہوئے پہلے تجرباتی کنویں کی کھدائی کا کام تیزی سے شروع کیا جا سکے۔

3D اور 2D ڈیٹا کی پروسیسنگ / ریپروسیسنگ کی تکنیکی اور مالیاتی بولیوں کی جانچ پڑتال کا کام مکمل ہو چکا ہے۔ اس کے مطابق کنٹریکٹ چین کی میسرز GRI کو تفویض کیا جا چکا ہے۔ مزید برآں علاقے کی پیچیدگی کو مدنظر رکھتے ہوئے ماری سیسمک سنٹر میں بھی متوازی طور پر پروسیس کیا جائے گا۔ اس متوازی پروسیس کا مقصد پروسیسنگ کی مشکلات کا پیشگی اندازہ لگانا اور GRI کے ساتھ ڈیٹا کے معیار میں بہتری کے حوالے سے بات چیت کرنا ہے۔

بنوں ویسٹ بلاک میں پہلا آزمائشی کنواں

بنوں ویسٹ بلاک میں تقریباً 5990 -/+ میٹر گہرائی کے آزمائشی کنویں کی کھدائی کے لیے منصوبہ بندی اور ڈیزائننگ کا کام مکمل ہو چکا ہے، **MPCL** کی انتظامیہ اور جوائنٹ وینچر کے شراکت داروں نے اس کی منظوری بھی دے دی ہے۔ گہرائی میں استعمال ہونے والے سامان کا آرڈر دیا جا چکا ہے اور امید ہے کہ یہ سامان مارچ 2019 تک موصول ہو جائے گا۔ کنویں کی کھدائی کا کام زیر 1 سے **3D** سیسمک ڈیٹا کے حصول، پروسیسنگ اور اس کی تشریح کے بعد شروع کیا جائے گا۔

بلاک 28

G&Gاسٹڈیز

بلاک 28 میں سیکیورٹی وجوہات کی بناء پر 1992 سے کام زیر التواء کی حالت میں ہے اور عشروں سے اس پر کام رکا ہوا ہے۔ اس علاقے میں ذخائر کی توقعات اور قومی مفاد کے پیش نظر MPCL نے اس علاقے کے 95 فیصد تجرباتی حقوق تلو(Tullow) سے حاصل کر لیے ہیں، اس علاقے کو ہائیڈروکاربن کی تجرباتی سرگرمیوں کے لیے دوبارہ کھولا جائے گا، جبکہ OGDCL سے حقوق کی MPCL کو منتقلی 31 جولائی 2018 کو ہوئی۔ اس کے بعد MPCL نے تلاش کی سرگرمیوں کو شروع کرنے کے لیے سنجیدہ کوششیں شروع کر دی ہیں اور سیکیورٹی کے حصول کے لیے جنوبی کمان سے رابطے کیے گئے ہیں۔ اس سلسلے میں MPCL کی ٹیم نے علاقے کا دورہ کیا اور ایف سی ہیڈکوارٹر و جنوبی کمان کے ہیڈکوارٹر میں ملاقاتیں کیں۔ ان ملاقاتوں کا مقصد سکیورٹی حکام کو سیسمک لائنز کے حصول کے حوالے سے عملے کی ضروریات سے آگاہ کرنا تھا تاکہ سیسمک ڈیٹا کے حصول سے قبول سکیورٹی اہلکاروں کو تعینات کیا جاسکے۔ مزید یہ کہ جنوبی کمان نے بلاک 28 میں سیسمک آپریشنز کے لیے مکمل سکیورٹی فراہم کرنے کی یقین دہانی کروائی ہے۔

ان سنجیدہ کوششوں اور تیز تر عمل کو آگے بڑھاتے ہوئے MPCL نے 1487 لائن کلومیٹر (417 لائن کلومیٹر مستقل اور 1070 لائن کلومیٹر عارضی) 2D سیسمک ڈیٹا کے فوری حصول کو حتمی شکل دی ہے۔ اس کے مطابق ماری سیسمک یونٹ کے عملے کو زرغون ساؤتھ ایریا میں بھیجا جارہا ہے تاکہ بلاک 28 میں سیسمک سروے کی مہم شروع کی جاسکے۔ اس دوران بلاک 28 میں تیاریوں کو حتمی شکل دی جارہی ہے اور وہاں سرگرمیاں اپریل / مئی 2019 میں شروع ہوں گی۔

ہرنائی بلاک

ہرنائی بلاک میں آگے بڑھنے کے حوالے سے جوائنٹ وینچر کے شراکت داروں کے ساتھ بات چیت جاری ہے، جس میں گہرائی میں موجود ذخائر کے امکانات پر بھی غور کیا جارہا ہے۔

غیر فعال بلاکس

ہالہ بلاک

G&Gاسٹڈیز

قمر X-1 کا مابعد جائزہ جاری ہے۔ ری پروسیسڈ PSDM ڈیٹا کی تشریح کا کام مکمل ہوچکا ہے اس کا مقصد بلاک میں باقی ماندہ ہائیڈروکاربن امکانات کا جائزہ لینا ہے۔

قمر X-1 کنواں

ہالہ بلاک میں تجرباتی کنویں کی کھدائی کا کام 28 جون 2018 کو شروع کیا گیا تھا۔ یہ کنواں 4607 میٹر تک کھودا گیا۔ کھدائی کے دوران حاصل ہونے والی معلومات کی بنیاد پر Massive sand میں DST کیا گیا۔ نتائج حوصلہ افزا نہ ہونے کے باعث کنویں کو بند کر دیا گیا ہے۔

کلچاس بلاک

G&Gاسٹڈیز

306 لائن کلومیٹر مضبوط اور 119.5 لائن کلومیٹر ہنگامی 2D ڈیٹا کے حصول کے لیے عملے کو اکتوبر 2018 میں روانہ کیا گیا ہے، یہ ڈیٹا سطح کے بارے میں معلومات فراہم کرے گا جو تجربات یا دیگر مقاصد کے لیے استعمال کی جائیں گی۔ سیسمک ڈیٹا کے حصول کا کام جاری ہے اور 11 فروری 2019 تک 20.9 لائن کلومیٹر 2D سیسمک ڈیٹا حاصل کیا جاچکا ہے۔

شاہ بندر بلاک

G&Gسٹڈیز

پوسٹ بیناری۔ X1 کی دریافت کے بعد AVO انورژن فزیبلٹی سٹڈی کا کام میسرز ویسٹرن جیکو، قاہرہ میں شروع ہوچکا ہے۔ اس بلاک میں مزید امکانات کا جائزہ لینے کے لیے G&G سٹڈیز جاری ہیں اور اس کے بعد فیصلہ کیا جائے گا۔

بیناری X-1 کنواں

شاہ بندر بلاک میں پہلے آزمائشی کنویں کی کھدائی کا کام 22 مئی 2018 کو شروع کیا گیا۔ اس کا مقصد Lower گورو فارمیشن میں upper and massive sands میں ہائیڈروکاربن کا سراغ لگانا ہے، اس کنویں کی کھدائی 3,470 میٹر تک کی گئی۔

وائرلائن لاگز کی تشریح کی بنیاد پر دو DSTs اور MDT (CH) ہول بھی کیے گئے۔ A-Sand کے حوالے سے DST کے دوران 753psi WHFP کے ساتھ "48/64 @ choke پر 8.5 MMSCFD گیس اور 19 بیرل کنڈینسیٹ کا بہاؤ تھا۔ اس کنویں سے گیس کی دریافت کا کام مکمل ہو چکا ہے۔

کوہاٹ بلاک

G&G سٹڈیز

319 مربع کلومیٹر 3D اور 240 لائن کلومیٹر 2D ایڈوانسڈ ری پروسیسڈ سیسمک ڈیٹا کی تشریح کا کام مکمل ہو چکا ہے۔ اس کی بنیاد پر ایک جگہ یعنی ٹوغ 1 (شیخاں سائوتھ) میں تجرباتی کنویں کی کھدائی کا فیصلہ کیا گیا ہے۔

بیلاویسٹ بلاک

بیلاویسٹ بلاک میں پہلے تجرباتی کنویں کی کھدائی کا کام 26 نومبر 2018 کو شروع ہوا۔ اس کا مقصد باران گلی اور پبّ گر میں ہائیڈروکاربن ذخائر کی موجودگی کا پتہ چلانا تھا۔ یہ کنواں تقریباً 5,000± میٹر تک کھودا جائے گا۔ اس وقت 7 فروری 2019 تک 17 انچ کے سوراخ کو 2539 میٹر تک کھودا جا چکا ہے اور مزید کھدائی کا کام جاری ہے۔

تلاش کے پورٹ فولیو/Portfolio کی وسعت۔ مقامی اور عالمی

عرصہ طویل میں استحکام، ترقی کے حصول اور ختم ہوتے ذخائر کے تناظر میں MPCL دستیاب ذخائر کی ملکیت کو وسعت دینے کے لیے مقامی اور عالمی طور پر شدت سے کوششیں کر رہی ہے۔ ذخائر کے حصول کے لیے کی جانے والی کوششیں حسب ذیل ہیں:

- **بلاک 28:** تلو سے 95 فیصد ورکنگ انٹرسٹ کے حصول کے بعد آپریٹر شپ کے حقوق OGDCL سے MPCL کو 31 جولائی 2018 کو منتقل ہو چکے ہیں۔
- **کوہاٹ بلاک:** تلو سے 13.33 فیصد شیئر حاصل کر لیے گئے ہیں۔
- **بیلاویسٹ بلاک:** DGPC نے PPL سے MPCL کو 25 فیصد ورکنگ انٹرسٹ کی منتقلی کی منظوری دے دی ہے جس کے بعد ڈیڈ آف ایگریمنٹ اور DGPC سے اس کی منظوری کا کام ہو گا۔
- **سکھر بلاک:** PEL کے 41.2 فیصد ورکنگ انٹرسٹ کے حصول کے لیے DGPC نے منظوری دے دی ہے۔
- **OGDCL بلاکس:** اورکزئی، تراہ، لکھی رڈ اور رانی پور بلاکس میں ممکنہ طور پر کام ڈھونڈنے کے حقوق حاصل کرنے کے حوالے سے ان بلاکس کی قدردانی کا کام جاری ہے۔
- **بلاکس کی بولی کا عمل 2018:** حکومت پاکستان نے 10 تجرباتی بلاکس میں تجرباتی حقوق کی تفویض کے لیے بولیاں 26 نومبر 2018 کو کھولیں۔ MPCL نے رٹینگ کو مد نظر رکھتے ہوئے دو بلاک منتخب کیے، یعنی "ولی ویسٹ" جو کے پی کے/قبائلی علاقہ میں موجود ہے، اس کے 100 فیصد حقوق کے لیے بولی لگائی گئی ہے، کم از کم کام کا تقاضہ 3901 یونٹس ہے، دوسرا بلاک "ٹونگ" سندھ میں واقع ہے، اس میں 60 فیصد شیئر ایم پی سی ایل جبکہ 40 فیصد شیئر پاکستان آئل فیلڈز کے ہوں گے، اس میں کم از کم کام کا تقاضہ 617 یونٹ ہے۔ DGPC نے عبوری طور پر دونوں بلاکس تفویض کرنے کی منظوری 24 جنوری 2019 کو دے دی ہے۔
- **عالمی بلاکس/ممالک:** MPCL تسلسل کے ساتھ بیرون ملک منتخب کیے گئے بلاکس کی قدردانی کا سلسلہ جاری رکھے ہوئے ہے۔ اس وقت بھی ایسے کئی بلاکس کی جانچ کی جا رہی ہے جو مختلف توانائی اور پٹرولیم کی کمپنیوں کے پاس ہیں، یہ بلاکس افریقہ اور بالخصوص مصر، نائجیریا، انگولا اور گیبون میں واقع ہیں۔

ماری سروسز ڈویژن (MSD)

MSD سروس کی بڑھتی ہوئی ضروریات پوری کرنے کے لیے تیار ہے جن میں جدید ٹیکنالوجی سے لیس ڈرلنگ رگز، سیسمک ڈیٹا یونٹ، 2D/3D سیسمک ڈیٹا پراسیسنگ یونٹ شامل ہیں اور یہ تیل کے شعبے کے عالمی معیارات کے مطابق سرانجام دیا جائے گا۔

ماری سیسمک یونٹ (MSU)

MSU کے الفا کریو جس کے پاس سر سل XT 508 موجود ہے، نے بنوں ویسٹ بلاک میں (11 فروری 2019 تک) 282.6 مربع کلومیٹر 3D سیسمک ڈیٹا جبکہ 99 لائن کلومیٹر 2D سیسمک ڈیٹا حاصل کیا ہے۔ یہ منصوبہ 19-2018 کے آخر تک مکمل ہونے کی توقع ہے۔

MSU بیٹا کریو جس کے پاس سر سل XL 428 موجود ہے، 19-2018 کی تیسری سہ ماہی سے زرغون ساؤتھ میں 2D سیسمک ڈیٹا کے حصول کا کام شروع کرے گا۔ اس کے بعد یہ بلاک 28 میں 19-2018 کی چوتھی سہ ماہی سے 2D سیسمک ڈیٹا کے حصول کا کام شروع کرے گا۔ بلاک 28 میں 2D ڈیٹا کے حصول کا کام 20-2019 میں بھی جاری رہنے کی توقع ہے۔

ماری ڈرلنگ یونٹ (MDU)

MDU تین ڈرلنگ رگز پر کام کر رہا ہے۔ ان میں رگ ماری 1 (1500 HP)، رگ ماری 2 سکائی ٹاپ بریوسٹر (300 HP) اور رگ ماری 3 (2500 HP) شامل ہیں، یہ 8000 میٹر تک کھدائی کی صلاحیت رکھتا ہے۔

رگ ماری۔1 نے زیارت میں بولان ایسٹ 1 (ST 1) کی کھدائی کی ہے۔ کامیاب DSTs کے بعد رگ 1 کو غوری بلاک میں غوری X-1 پر کام کے لیے بھیج دیا گیا۔ وہاں کام 48 دن میں مکمل ہوا۔ اس کے بعد رگ 1 کو ڈھرکی بھیج دیا گیا اور اس وقت وہ ترقیاتی کنویں ٹیپو 2 میں کھدائی کا کام کر رہا ہے۔

رگ ماری 2 نے ماری D&P لیز میں 12 HRL کنوؤں کی کھدائی کی ہے ان کی اوسط گہرائی تقریباً 760 میٹر ہے۔ رگ ماری 2 اس وقت HRL 117 ترقیاتی کنویں کی کھدائی میں مصروف ہے۔
رگ ماری 3 اس وقت غوری بلاک میں کام کر رہا ہے جہاں اس نے دھاریاں۔1 آزمائشی (ST 3) کنواں 4770 میٹر تک کھود لیا ہے۔
MDU نے ریکارڈ ٹائم میں NPT (غیر پیداواری وقت) کے بغیر کنوؤں کی کھدائی کا کام مکمل کیا ہے، یہ اس بات کا اشارہ ہے کہ کمپنی آخری صارف تک اچھے معیار کی سہولیات پہنچا رہی ہے۔

ماری سیسمک پروسیسنگ سنٹر (MSPC)

MSPC نے اپنی مشینوں اور سافٹ ویئر کی صلاحیت کو بہتر کرنے کے لیے حال ہی میں میسرز CGG سے ایک معاہدے پر بات چیت کی ہے۔ روم (rom) 96 کور کو 512/256 پر اپ گریڈ کرنے اور گہرائی میں کام کرنے والے نظام کو بہتر بنانے کا عمل اپریل 2019ء تک مکمل ہو جائے گا۔ اس سے MSPC وقت اور گہرائی کے حوالے سے متعدد پروسیسنگ پراجیکٹس پر بہتر کوالٹی کے ساتھ کام کر سکے گا نیز وقت کی بھی بچت ہوگی۔

MSPC میسرز CGG کا Geovation1 سافٹ ویئر استعمال کر رہا ہے۔ کیونکہ اب CGG جدید سافٹ ویئر Geovation2 پر منتقل ہو چکا ہے، اس لیے MSPC کے لیے بھی اسی سافٹ ویئر کی منصوبہ بندی کی گئی ہے۔ پروسیسنگ سافٹ ویئر سسٹم میں تبدیلی کے لیے ایم ایس پی سی کے عملے کو تربیت کی ضرورت ہوگی، اپ گریڈ کے ساتھ ساتھ اس ٹریننگ کی بھی منصوبہ بندی کی گئی ہے۔

MSPC نے پاکستان بھر میں 5,500 لائن کلومیٹر 2 D اور 3,164 مربع کلومیٹر 3D ڈیٹا کی پروسیسنگ مکمل کر لی ہے۔

انٹرپرائز رسک مینجمنٹ (ERM)

خطرات کا انتظام کاروباری کارکردگی اور کارپوریٹ گورننس کا اہم جزو ہے، تنظیمی مقاصد کے حصول میں اس کا اہم کردار ہے۔ MPCL نے اس حقیقت کا ادراک کرتے ہوئے برطانیہ کی ایک کنسلٹنگ کمپنی I Risk Group کی خدمات حاصل کی ہیں تاکہ رسک مینجمنٹ پروگرام کو MPCL میں لانچ کیا جا سکے اور ERM کی پریکٹسز کی تشکیل اور ان پر عمل کیا جا

سکے۔ اس میں ERM کے موجود طریقوں کے جائزے MPCL کے کاروباری خطرات کی نشاندہی کی جائے گی تاکہ ERM کی پریکٹسز کو زیر انتظام خطرات کی نوعیت سے ہم آہنگ کیا جاسکے۔ کنسلٹنٹس نے اس حوالے سے ERM میں بہتری کا تفصیلی روڈ میپ جمع کروادیا ہے تاکہ ایک موثر ERM فریم ورک MPCL کے کلچر میں متعارف کروایا جاسکے اور کامیاب عملدرآمد کے لیے جن اقدامات کی منصوبہ بندی کی گئی ہے انہیں دستاویزی شکل دی جاسکے۔

کاروباری سماجی ذمہ داری (CSR)

CSR بجٹ (مالی سال 19-2018)

جن JV بلاکس میں کمپنی کی سرگرمیاں جاری ہیں وہاں سماجی بہبود کی سکیموں کے لیے PCA کے مطابق مالی سال 18-2017 کے لیے 69.40 ملین روپے کا بجٹ مختص کیا گیا ہے جو کہ متعلقہ مشترکہ اکاؤنٹس میں جمع کروادیا گیا ہے۔ ماری فیلڈ کے لیے سالانہ CSR بجٹ
128 ملین روپے ہے جبکہ دیگر اہم منصوبوں کے لیے 725 ملین روپے مختص کیے گئے ہیں۔

JV بلاکس میں CSR

کمپنی کی ویلفیئر پالیسی کے تحت سماجی بہبود کی سکیموں پر عمل کیا گیا ہے۔ یہ کام ڈائریکٹوریٹ جنرل آف پٹرولیم کنسیشنز کی جانب سے فروری 2017 میں جاری کردہ سماجی بہبود کے رہنما اصولوں کے مطابق انجام دیا گیا ہے۔

اِس حوالے سے منصوبوں کی نشاندہی کی گئی اور متعلقہ DCs سے زبانی اور تحریری طور پر کہا گیا کہ وہ سماجی بہبود کی کمیٹیوں کے اجلاس بلائیں تاکہ پروڈکشن بونس اور لازمی فنڈز کی جو رقم متعلقہ DCs کے ساتھ مشترکہ اکاؤنٹس میں جمع کرائی گئی ہے اس کے استعمال کو یقینی بنایا جاسکے۔

MPCL فیلڈز میں شجرکاری مہم - بہار 2018

MPCL فیلڈز میں شجرکاری مہم شروع کی گئی، اس کے تحت MPCL فیلڈز میں تقریباً 15000 درخت لگائے گئے۔

مفت طبی کیمپ

MPCL کی فیلڈز اور آس پاس کے علاقوں کی آبادیوں کے لیے ہفتہ وار اور ماہانہ بنیادوں پر مفت طبی کیمپ لگائے جارہے ہیں جس کا مقصد سہولیات سے محروم آبادیوں کو صحت کی بنیادی سہولیات فراہم کرنا ہے۔

سجاول، زرغون، غوری اور ہلینی میں لگائے جانے والے کیمپ کمپنی کی کاروباری سماجی ذمہ داریوں کا حصہ ہیں۔ ان کیمپوں میں میڈیکل، ای این ٹی، جلد، سرجیکل، آنکھ اور امراض زچہ وبچہ کے ڈاکٹرز نے حصہ لیا۔

اظہار تشکر

بورڈ آف ڈائریکٹرز کمپنی کے تمام ملازمین کی انتھک محنت اور لگن کی حد درجہ تعریف کرتا ہے۔ جس کی بدولت انتظامیہ اس عرصہ میں کمپنی کو موثر طور پر چلانے کے قابل ہوئی اور اپنے صارفین کو ہائیڈروکاربن کی مسلسل پیداوار اور فراہمی کو یقینی بنایا۔

دستخط

لیفٹیننٹ جنرل اشفاق ندیم احمد ہلال امتیاز (ملٹری)، (ریٹائرڈ)
مینجنگ ڈائریکٹر / سی ای او

انجینئر ایس ایچ مہدی جمال
ڈائریکٹر

اسلام آباد
20 فروری 2019

MARI PETROLEUM COMPANY LIMITED
VISION AND MISSION STATEMENT

Vision

MPCL envisions becoming an international integrated exploration and production company by enhancing its professional capacity through highly knowledgeable and talented workforce that builds its petroleum reserves by consistently discovering more than what it produces within Pakistan and abroad; and improving financial capacity and profitability through efficient operations, while taking environmental safeguards and catering to social welfare needs of the communities inhabiting the area of operations.

Mission

To enhance exploration and production by exploiting breakthroughs in knowledge and technological innovations, adopting competitive industrial practices to adequately replenish the produced reserves and optimizing production for maximizing revenues and return to the shareholders whilst maintaining the highest standards of HSE and CSR.

ISO 9001 : 2008 | ISO 14001 : 2004 | OHSAS 18001 :2007 | ISO/IEC 27001:2005 | PERFORMANCE ISO 26000

Head Office
21 Mauve Area, 3rd Road, G-10/4, Islamabad - 44000, Pakistan
UAN: +92-51-111 410 410 Fax: +92-51-2352859
www.mpcl.com.pk

Daharki Field Office
Daharki, District Ghotki
Pakistan
UAN: +92-723-111 410 410
Fax: +92-723-660402

Karachi Liaison Office
D-87, Block-4, Kehkashan,
Clifton, Karachi-75600, Pakistan
UAN: +92-21-111 410 410
Fax: +92-21-35870273

Quetta Liaison Office
26, Survey-31,
Defence Officers Housing Scheme
Airport Road, Quetta, Pakistan
Tel: +92-81-2821052, 2839790
Fax: +92-81-2834465