Mari Petroleum Company Limited

Interim Financial Statements (Un-audited) For the First Quarter Ended September 30, 2018

MPCL

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 Condensed Interim
Statement of Financial Position

18 Condensed Interim
Statement of Profit or Loss

19 Condensed Interim
Statement of Other Comprehensive Income

20 Condensed Interim
Statement of Cash Flows

21 Condensed Interim
Statement of Changes in Equity

22 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.	Mr Qaiser Javed Director Finance, Fauji Foundation	
4.	Dr Nadeem Inayat Director Investment, Fauji Foundation	
5.	Maj Gen Javaid Iqbal Nasar (Retd) Director Welfare (Health), Fauji Foundation	
6.	Brig Raashid Wali Janjua (Retd) Director P&D, Fauji Foundation	
7.	Mr Sajid Mehmood Qazi Joint Secretary (A/CA), Ministry of Energy	
8.	Qazi Mohammad Saleem Siddiqui Director General (Gas), Ministry of Energy	
9.	Mr Shahid Yousaf Director General (LG), 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 three months ended September 30, 2018.

FINANCIAL RESULTS

Gross sales for the period under review increased to Rs. 27,129 million from Rs. 24,538 million for the corresponding period. Net sales for the quarter were Rs. 14,341 million as against Rs. 9,335 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 first quarter show profit for the period of Rs. 5,142 million as against Rs. 3,613 million for the corresponding quarter. Increase in net sales, other income and finance income were the major reasons for increase in profitability. This was offset with increase in royalty, operating expenses, exploration and prospecting expenditure, 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 September 2018.

A cumulative 64,117 MMSCF of gas at a daily average of 697 MMSCF and 3,835 barrels of condensate (42 barrels per day) were produced from Mari Field during the period as against 61,481 MMSCF of gas at daily average of 668 MMSCF and 5,221 barrels of condensate (57 barrels per day) for the corresponding period as per the requirement / withdrawal of the customers.

In addition, 89,663 barrels of crude oil (975 barrels per day), 25,744 barrels of condensate (280 barrels per day) and 3,073 MMSCF of gas (33 MMSCF per day) was produced and sold from joint ventures during this period, whereas 117,128 barrels of crude oil (1,273 barrels per day), 17,438 barrels of condensate (190 barrels per day) and 3,231 MMSCF of gas (35 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

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

Tipu-2	Appraisal	Mari Field	Well stacked on ground on June 26, 2018. Expected spud-in during October /November 2018.
Shaheen-2	Appraisal	Mari Field	Location Stacked and the well shall be spud-in during January/February 2019
Miraj-1	Exploratory	Ghauri	Civil works completed. Well shall be spud-in after completion of Dharian-1 ST2 Well
Bhitai DT	Exploratory	Mari Field	Expected well stacking in end September/ early October and expected spud-in during April 2019.
Surghar X-1	Exploratory	Karak	Well stacked on ground on August 16, 2018. Expected spud-in by May 2019.
1st Exploratory Well	Exploratory	Bannu West	Spud-in of well is expected subsequent to acquisition, processing and interpretation of 3D seismic data.
5th Exploratory Well	Exploratory	Sujawal	Contingent well, subject to de-risking of prospect
18 HRL Wells	Development	Mari Field	• Mari-103, Mari-104, Mari-105 and Mari-107 have been completed as gas producer • Mari-108: Drilling in progress • Wells stacked: 6 (Mari-109, Mari-110, Mari-111, Mari -113, Mari-114, Mari-120)

Non Operated blocks

Well	Type	Block / Field	Status
Benari X-1	Exploratory	Shah Bandar	Drilling in Progress
Qamar X-1	Exploratory	Hala	Plugged and Abandoned
1st Exploratory Well	Exploratory	Bela West	Expected Spud-in by end of October 2018
Sheikhan South	Exploratory	Kohat	Interpretation of 3D seismic data is in progress to place the well or otherwise

MARI D&P LEASE

Development, Drilling and Construction of Production facility

Aiming to extend the production plateau of 630 MMSCFD until 2023 to continue securing the advantage associated with incremental gas price, MPCL planned to drill additional 19 developmental wells in Habib Rahi Limestone reservoir, along with construction of new spur lines vis-à-vis revamping of existing gas pipeline gathering network. So far five wells (102,103,104, 105 and 107) have been drilled, completed and hooked up with the existing gas gathering network.

Further, Mari-108 well was spud-in on October 02, 2018 and drilled down to the depth of 327 meter as of October 5, 2018. Currently, wait on cement (WOC) is in progress.

In addition, Mari-109, Mari-110, Mari-111, Mari-113, Mari-114 and Mari-120, development wells have been

stacked on ground from September 8-12, 2018. Currently, civil works is in progress to drill back to back wells.

Drilling of Shaheen Appraisal Well

Appraisal Well Shaheen-2 in Mari D&P Lease area was stacked on ground on December 30, 2017 to appraise Shaheen Compartment at SML and SUL reservoirs levels. The well is planned to be drilled to the target depth of +/-1,200 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 January/February 2019 after rig release from Tipu-2.

Gas Supply from Tipu and Drilling of Well Tipu-2

Post signing of term sheet and allocation of gas supply from Tipu well to Pak Arab Fertilizers Limited (PFL), MPCL initiated in-house working and devised operational philosophy for workable options for sale of Tipu Gas to PFL. Facility development plan was worked out keeping in view the delivery point pressures requirement by Gas Customer as major constraint. Initially, production is planned from Tipu-I and Tipu-2 wells. As per the finalized development philosophy, Tipu production facility shall comprise of Gathering Header at Tipu-1 and Separation Facility at CMF-II. A 10" 4 km Spur Pipeline shall be laid from Tipu-2 to Tipu-1 where gathering header shall be constructed. From there, main gas transport pipeline of 14" shall be laid over a distance of 12 km for transporting produced gas from gathering header to production facility at CMF-II. Production Facility at CMF-II shall comprise of a three-phase separator and fiscal metering skid. For handling of condensate production from TIPU wells, separate two storage tanks of 500 Barrels capacity each shall be constructed at CMF-II along with dedicated condensate loading gantry.

Owing to high pressures and corrosive nature of Tipu's Hydrocarbon Fluid, detailed in-house engineering study was carried out for preparation of material specifications and sizing of Line-Pipe, fittings and valves for Tipu facilities. Considering the High CO2 content in saturated stream, specification documents were prepared for Corrosion-Resistant Alloy Lined Line Pipe and fittings. On the basis of worked out specifications, MPCL initiated procurement cases for setting up of gas production facilities and construction of gas transport pipeline. Most of the procurement cases have been completed and POs' have been placed. Transport and spur pipelines are expected to be delivered at site by mid of October 2018 after which line construction and laying works shall commence.

Additionally, acquisition of land required for production facilities and main transport pipe line is in process and shall be completed before commencement of construction works.

As scheduled, production facilities are envisaged to be installed and commissioned at site by March/April 2019, after which the first gas of 40 MMSCFD shall be delivered to PFL.

Tipu-2

Appraisal well has been stacked on ground on June 26, 2018. The well will be drilled down to the depth of ±2,860 meters to appraise the Tipu-1 discovery area at Lower Goru B sand reservoir. Spud-in of well is expected during October/November 2018.

Installation of Carbon Capture Unit at MDCPF

MPCL hired third party consultant for conducting feasibility study for production and sale of food-grade liquid Carbon Dioxide from available gas compositions at Mari Field Daharki in lieu with MPCL's vision of business diversification. On the basis of the highlighted results, Company decided to go ahead for installation of 40 Metric Tonnes Carbon Capture Facility as Pilot Project at Mari Field Daharki. Engineering Consultant was hired subsequently for conducting Front End Engineering Design (FEED) Study for the project. FEED Study

for the project is now complete and contractor has submitted major deliverables. RFQs have been 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 are awaited.

Exploratory Well Bhitai Downthrown in Mari D&P Lease

Exploratory Well Bhitai DT in Mari D&P Lease is planned to be drilled to the target depth of +/-1200 meters. Long Lead Items have been ordered and are expected to be received by December 2018. Well is planned to be spud-in during April 2019.

ZARGHUN SOUTH D&P LEASE

G&G Studies

JV Partners agreed to acquire 2D seismic data of about 100 line km firm and 42 line km contingent over Zarghun discovery area to place additional development wells/sidetrack for optimum production as part of Field Development Plan commitment.

Zarghun South field was put on production in August 2014. Routine inspection and maintenance activities were carried out timely as per periodic maintenance scheduling. Based on the feedback of preventive as well as corrective maintenance activities, first comprehensive maintenance turnaround carried out from July 01 - 06, 2018.

Effective planning and timely execution of all planned maintenance activities resulted in early resumption of gas supplies in 06 days instead of planned 11 days. Its appeasing that the detailed inspection / maintenance work revealed field equipment may be used with full confidence besides corrosive gases presence.

SUJAWAL D&P LEASE

G&G Studies

Contract for core studies of Sujawal Deep-1 and Aqeeq-1 has been awarded to CGG London, UK. The said study is expected to complete by January 2019.

Activities at Sujawal D & P Lease

Aqeeq-1 well was put on production on November 08, 2017 after necessary surface facilities installations but with conventional monitoring of parameters and fiscal energy metering. After the arrival of latest available gadgets at field, existing raw gas metering has been revamped by incorporation of Aqeeq - 1 real time monitoring of parameters & digitized fiscal energy metering. Besides parameters real time monitoring & reporting, advanced fire & gas detection system has been installed & commissioned successfully, resulting in enhancing the processing facilities integrity level.

As the compressor has been planned to be installed at Sujjal-1 well, technical proposals followed by detailed clarifications have been evaluated and based on techno-commercials, purchase orders have been issued. Expected time of arrival of equipment at site is 40 - 42 weeks (August 2019).

OPERATED BLOCKS

Ziarat Block

Development of New Find at Bolan East Well

Third Exploratory well in Ziarat Block was spud-in on May 22, 2018 and Bolan East-1 ST 1 reached total

depth of 1500 M as on August 06, 2018 into Chiltan formation. Based on the interpretation of wireline logs and its integration with drilling data, Drill Stem Test (DST-1) 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 was conducted, which also 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 said discovery is unique as it is the first ever oil discovery in Chiltan and Moro/MughalKot formations in Balochistan Province and considering presently there is no oil being produced in Balochistan.

Currently, the well is being completed against Chiltan and Moro/Mughalkot formation by isolating Lower part of Mughal Kot formation based on PSP Survey, which is contributing water production.

With the availability of preliminary testing results from Chiltan formation at Bolan East, MPCL has worked out development plan and operational philosophy of Crude Oil facility at site. Based on initial estimates, in-house working has been carried out to identify major equipment for facility and bill of quantities required for mechanical, piping, fabrication and electrical construction works. Equipment sourcing has been completed on rental/ZJV owned and outright purchase basis whereas advance working for equipment and consumables hiring/purchase has been started by Operations and Procurement departments for timely acquisition of equipment and materials. It is pertinent to mention that advance working for supply of short-listed equipment and services at Dharian X-1 was carried out and is recently concluded. Adopting a prudent and fast-track approach, some of the procurement cases for Bolan East Facility are being finalized on the basis of re-validation of rates by technically qualified and commercially lowest vendor already finalised for supply of equipment/services at Dharian X-1.

DST of second zone of Moro / Mughalkot formation is in progress.

Karak Block

Activities at Kalabagh

Kalabagh-1A well has been on production i.e. Gas and Condensate, since June 2017 and following its natural depletion trend. In the light of updated Production Profile shared by Reservoir Department, different workable options for wellhead compression were devised and same were forwarded to BD Department for economic evaluation. Owing to decline in wellhead flowing pressures, installation of compressor is inevitable to inject the targeted sales gas volume into SNGPL network, enhance ultimate recovery and resultantly the revenue. On the basis of economic evaluation results, management granted approval for installation of 4 MMSCFD Compression Package at Kalabagh Gas and Condensate Field. Technical proposals are under evaluation and clarifications are being sought from concerned vendors to align submitted proposals with MPCL requirements on apple-to-apple basis.

4th Exploratory Well Surghar Prospect in Karak Block

Surghar X-1 Exploratory well in Karak block was stacked on ground on August 16, 2018. The well will be drilled 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 to a target depth of +/-6710 meters has already been carried out and shared with Joint Venture partners. Request for Quotations for Long Lead Items will be floated after finalization and concurrence of well design by JV partners. The initial site reconnaissance and well stacking has already been carried out on August 16, 2018. M/s NESPAK is engaged to carry out the topographic survey of the location and the possible approach as the drilling site is located at a higher altitude and development of site and approach is a real challenge.

Sukkur Block

G&G Studies

Preparations are in progress to acquire 370 Sq.Km 3D seismic data over the identified Mian Miro lead to firm up as prospect or otherwise for which bid evaluation process is in progress. Moreover, processing/ reprocessing of newly acquired and vintage ~2739 Line Km 2D seismic data is in progress at MSPC. Meanwhile, parallel interpretation of said data is also in progress to firm up identified leads as prospect at SML level for drilling of exploratory well or otherwise.

Ghauri Block

G&G Studies

Ghauri Joint Venture is planning to acquire 100 Sq. Kms 3D seismic data over the Harno West lead to firm up as prospect or otherwise. The said seismic data acquisition is planned from November/December 2018 and expected to complete in February 2019. Data acquisition will be followed by its processing, interpretation and G&G data integration for placing exploratory well or otherwise.

Exploratory Well Dharian-1

Second exploratory well Dharian-1 in Ghauri Block was spud-in on December 21, 2017 with targeted vertical depth of 4,900 meters with estimated well cost of USD 23.7 million. Initially the well was drilled down to 4874 meters and based on the results of wireline logs, two VSP surveys (look ahead and offset) were conducted and based on the results of VSP survey; it was decided to side track the well. The mother hole was plugged and abandoned with top of cement plug at 4397m. The estimated cost incurred on the mother hole was around USD 14.3 Million.

The revised planned depth of well is worked out 5675 M (MD) / 5110 M (TVD). The well was side tracked by cutting a window in 9-5/8” casing at 3312m with Whip stock. 8-1/2” hole has been successfully drilled down to 4445 M MD / 4233 M TVD as on October 5, 2018. Currently, cementation of 7” liner is done. Several challenges like excessive hard reaming, bore hole stability & well cleaning issues, directional control, high erratic torques and frequent rotary stalling were encountered during drilling of the well which were being tackled efficiently and successfully. The well will be drilled down to the depth of ±4590 M (TVD)/ 4943 M MD to test the hydrocarbon potential of multiple reservoirs from Cambrian to Eocene age.

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 and planned to be drilled down to target depth of +/-6000 meters. Well planning and designing has been completed and approved by Joint venture partners. Partial Long Lead items have been received whereas remaining items like Liner hangers, 9-5/8”, 7” and 5” casings will be received in October and November 2018 respectively. Civil works at site have already been completed. Well is planned to be spud-in after drilling, testing and completion of well Dharian-1.

Peshawar East Block

G&G Studies

The Company has requested DGPC for provision of security clearance from concerned security agencies to undertake exploration activities in the block and has also been requested to allow time adjustment / compensation in initial phase of the license till grant of NOC. In addition, Ministry of Defence has also been

requested to grant NOC/security clearance for entering into the area and to acquire seismic data.

Bannu West Block

G&G Studies

Subsequent to the transfer of operatorship to MPCL, exploration activities are in progress on fast track basis and accordingly, 3D seismic survey of 850 sq. km (in two zippers) against 2nd 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, 172 sq. km 3D data has been recorded as of October 5, 2018 on fast track basis despite 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.

Technical and financial evaluation of bids for 3D and 2D seismic data processing/reprocessing has been completed. Accordingly, preparations are in progress to award the contract to M/s GRI China. Moreover, keeping in view the complexity of the area, parallel processing at Mari Seismic Processing Center shall also be carried out.

1st Exploratory Well in Bannu West Block.

Planning and designing of deep vertical exploratory well in Bannu West Block to the target depth of +/-5990 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. Well is planned to be spud-in by June, 2019.

Block 28

G&G Studies

Block-28 was under Force Majeure conditions since 1992 due to security reasons and exploration activities were 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 huge area for hydrocarbons exploration activities, while transfer of Operatorship to MPCL is in progress. Thereafter, MPCL has proactively planned to acquire 760 Line km (firm) and 676 Line km (contingent) 2D seismic data on fast track basis, which is expected to commence from January 2019. Accordingly, Mari Seismic Unit has been lined up along with the arrangement/ provision of elaborate security cover. MPCL's team has recently made reconnaissance visit of the area before embarking seismic data acquisition campaign.

NON-OPERATED BLOCKS

Hala Block

G&G Studies

Reprocessing of merged 525 sq. km 3D seismic data has recently been completed while seismic inversion is in progress. Interpretation of newly processed 525 sq. km data is in progress to finalize location of sixth exploratory well Qamar X-1.

Zarbab X-1, Exploratory Well

Zarbab X-1 exploratory well was spud-in on June 27, 2017. Well TD reached at 4,147M as on July 28, 2017. The well flowed 0.3 MMSCFD gas with WHFP of 110 psi at 32/64" choke size. Based on testing results, well has been suspended for further evaluation.

Qamar X-1

Exploratory well in Hala Block was spud-in on June 28, 2018. The well was drilled down to the total depth of 4607 M. 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

Contract has been awarded to OGDCL for acquisition of 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. Accordingly, crew mobilization is expected during October 2018.

Shah Bandar Block

Benari X-1

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 down to the total depth of ±3776 M (MD). Benari X-1 ST 1 has been drilled down to the depth of 3561 M (MD) into the Massive Sands (2nd target reservoir) of Lower Goru Formation as of October 5, 2018. Subsequently, the string got stuck at 3561 M (MD), which has been released leaving 418 M fish in the hole and currently preparations are in progress to side-track the well from ±2900 M. The well shall be drilled down the total depth of ±3776 M (MD) into Massive Sands. However, after drilling of Upper Sands of Lower Goru Formation, wireline logs were conducted followed by MDT, which upon interpretation and integration indicated encouraging results and presence of gas against Upper Goru “A” Sand level.

NEW VENTURES

The Company is consistently reviewing the data of exploration blocks of different E&P Companies for possible farm-in opportunities to enhance exploration portfolios for further augmenting the reserve led growth strategy.

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:** Transfer of operatorship from OGDCL to MPCL is in progress
- **Kohat Block**: Deed of Assignment (DOA) for transfer of 13.33% Tullow’s working interest to MPCL has been approved by DGPC.
- **Bela West Block**: Farm-Out Agreement (FOA) for acquisition of 25% working interest from PPL is in progress to be followed by approval of DOA by DGPC.
- **Sukkur Block**: FOA for acquisition of PEL’s entire 41.2% working interest in the block has been executed. Approval of DOA by DGPC is in progress.
- **OGDCL Blocks**: Evaluation of Orakzai, Tirah, Lakhi Rud and Ranipur Blocks is in progress for possible farm-in opportunity.

- **Block Bidding Round 2018**: Preparations are in progress to participate in the bidding round 2018 for grant of exploration acreages. The last date for bid submission is November 12, 2018.

- **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.

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 has carried out 172 sq. km of 3D seismic data acquisition in Bannu West block as of October 05, 2018. The project is expected to complete in third Quarter of 2018-19.

Mari Drilling Unit (MDU)

Rig Mari 1 has drilled Bolan East 1 (ST 1) to the TD of 1500 M (MD). The well is currently under production testing.

Rig Mari 3 is currently deployed in Ghauri Block where it has drilled Dharian 1 (ST 2) up to the depth of 4445 M. Currently, drilling is in process.

Rig Mari 2 has drilled 5 HRL wells in Mari D&P lease namely HRL 102, HRL 103, HRL 104, HRL 105 and HRL 106 having average depths of around 760 M approx. Currently, drilling is in progress at HRL 108 well.

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)

MSPC has carried out Sukkur 2700 line kms reprocessing, Mari 3D PSDM 1080 Sq. Kms and Mari 3D Inversion of 1080 Sq. Kms, Karak 2D dip and strike line on Surghar prospect for the validation. Ghauri 3D reprocessing of 456 Sq. Kms started in August 2018 and is under progress.

CORPORATE SOCIAL RESPONSIBILITY (CSR)

CSR Budget (FY 2018- 2019)

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.

Junior National Hockey Players

MPCL has sponsored sports / players as part of its Corporate Social Responsibility. The sponsorship will give an opportunity to emerging players to further polish their talent, bringing laurels to the country and MPCL.

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 Gynea specialists attend the medical camps.

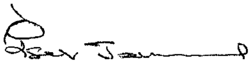
ACKNOWLEDGEMENT

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



Qaiser Javed

DIRECTOR

Islamabad

October 18, 2018

CONDENSED INTERIM STATEMENT OF FINANCIAL POSITION (UN-AUDITED)
AS AT SEPTEMBER 30, 2018

	Note	Un-Audited 30.09.2018	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	**1,102,500**	1,102,500
Undistributed percentage return reserve	6	**613,109**	613,109
Other reserves	7	**12,190,001**	12,190,001
Profit and loss account	8	**31,428,364**	26,286,128
		45,333,974	40,191,738
NON CURRENT LIABILITIES			
Deferred liabilities	9	**8,184,649**	7,952,336
CURRENT LIABILITIES			
Trade and other payables	10	**104,161,535**	93,903,238
Unclaimed dividend		**27,956**	19,371
Unpaid dividend		**1,048**	11,514
Provision for income tax		**3,845,482**	2,087,503
		108,036,021	96,021,626
CONTINGENCIES AND COMMITMENTS	11		
		161,554,644	144,165,700

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

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

Muhammad Asif
General Manager Finance / CFO

	Note	Un-Audited 30.09.2018	Audited 30.06.2018
		(Rupees in thousand)	
ASSETS			
NON CURRENT ASSETS			
Property, plant and equipment	12	**13,275,661**	13,266,282
Development and production assets	13	**11,208,053**	11,886,872
Exploration and evaluation assets	14	**3,518,351**	2,689,549
Long term loans, advances, deposits and prepayments		**98,241**	98,301
Deferred income tax asset		**1,866,380**	1,819,166
		29,966,686	29,760,170
CURRENT ASSETS			
Stores and spares		**728,117**	671,051
Trade debts	15	**108,002,179**	95,294,994
Short term investments		**12,246,249**	8,437,354
Loans, advances, prepayments and other receivables	16	**3,311,638**	2,733,223
Cash and bank balances		**7,299,775**	7,268,908
		131,587,958	114,405,530
		161,554,644	144,165,700

Qaiser Javed
Director

CONDENSED INTERIM STATEMENT OF PROFIT OR LOSS (UN-AUDITED)
FOR THE THREE MONTHS ENDED SEPTEMBER 30, 2018

	Note	30.09.2018	30.09.2017
		(Rupees in thousand)	
Gross sales to customers	17	**27,128,905**	24,537,870
Gas development surcharge		**540,055**	3,109,535
General sales tax		**2,639,022**	2,893,925
Excise duty		**494,841**	478,803
Gas infrastructure development cess		**9,113,870**	8,720,129
		12,787,788	15,202,392
Sales - net		**14,341,117**	9,335,478
Royalty		**1,827,651**	1,187,246
		12,513,466	8,148,232
Operating expenses	18	**2,768,037**	1,931,564
Exploration and prospecting expenditure	19	**1,675,867**	245,272
Other charges		**586,923**	345,059
		5,030,827	2,521,895
		7,482,639	5,626,337
Other income / (expenses)	20	**239,019**	(358,641)
Operating profit		**7,721,658**	5,267,696
Finance income	21	**267,615**	119,347
Finance cost	22	**287,513**	295,950
Profit before taxation		**7,701,760**	5,091,093
Provision for taxation	23	**2,559,524**	1,477,998
Profit for the period		**5,142,236**	3,613,095
Earnings per share - basic and diluted			
Earnings per ordinary share (Rupees)	24	**46.64**	32.77
Distributable earnings per ordinary share (Rupees)	24	**1.75**	1.61

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

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

Muhammad Asif
General Manager Finance / CFO

Qaiser Javed
Director

CONDENSED INTERIM STATEMENT OF OTHER COMPREHENSIVE INCOME (UN-AUDITED)
FOR THE THREE MONTHS ENDED SEPTEMBER 30, 2018

	30.09.2018	30.09.2017
	(Rupees in thousand)	
Profit for the period	**5,142,236**	3,613,095
Other comprehensive income	**-**	-
Total comprehensive income for the period	**5,142,236**	3,613,095

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

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

Muhammad Asif
General Manager Finance / CFO

Qaiser Javed
Director

CONDENSED INTERIM STATEMENT OF CASH FLOWS (UN-AUDITED)
FOR THE THREE MONTHS ENDED SEPTEMBER 30, 2018

	Note	30.09.2018	30.09.2017
		(Rupees in thousand)	
Cash flows from operating activities			
Cash receipts from customers		**14,423,584**	15,462,489
Cash paid to the Government for Government levies		**(5,012,148)**	(6,246,120)
Cash paid to suppliers, employees and others		**(3,434,404)**	(2,728,784)
Income tax paid		**(848,759)**	(387,410)
Cash provided by operating activities		**5,128,273**	6,100,175
Cash flows from investing activities			
Capital expenditure		**(1,531,804)**	(854,856)
Interest received		**245,804**	128,751
Cash used in investing activities		**(1,286,000)**	(726,105)
Cash flows from financing activities			
Redemption of preference shares		**(618)**	(5,810)
Finance cost paid		**(12)**	(117)
Dividends paid		**(1,881)**	(224)
Cash used in financing activities		**(2,511)**	(6,151)
Increase in cash and cash equivalents		**3,839,762**	5,367,919
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	**19,546,024**	12,295,711

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

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

Muhammad Asif
General Manager Finance / CFO

Qaiser Javed
Director

CONDENSED INTERIM STATEMENT OF CHANGES IN EQUITY (UN-AUDITED)
FOR THE THREE MONTHS ENDED SEPTEMBER 30, 2018

			Other Reserves			
	Issued, subscribed and paid up capital	Undistributed percentage return reserve	Capital Redemption reserve fund	Self Insurance Reserve	Profit and loss account	Total
			(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	-	-	-	-	3,613,095	3,613,095
Other comprehensive income	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	3,613,095	3,613,095
Final cash dividend for the year ended June 30, 2017 @ Rs 2.20 per share *	-	(103,745)	-	-	(138,805)	(242,550)
Balance as at September 30, 2017 (Un-Audited)	**1,102,500**	**392,691**	**10,590,001**	**600,000**	**16,223,023**	**28,908,215**
Total comprehensive income for the period:						
Profit for the period	-	-	-	-	11,761,245	11,761,245
Other comprehensive loss	-	-	-	-	(91,847)	(91,847)
	-	-	-	-	11,669,398	11,669,398
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	-	-	-	-	5,142,236	5,142,236
Other comprehensive income	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	5,142,236	5,142,236
Balance as at September 30, 2018 (Un-Audited)	**1,102,500**	**613,109**	**10,590,001**	**1,600,000**	**31,428,364**	**45,333,974**

* Distribution to owners - recorded directly in equity

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

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

Muhammad Asif
General Manager Finance / CFO

Qaiser Javed
Director

NOTES TO THE CONDENSED INTERIM FINANCIAL STATEMENTS (UN-AUDITED) FOR THE THREE MONTHS ENDED SEPTEMBER 30, 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 three months ended September 30, 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 the 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) 30.09.2018	(Audited) 30.06.2018
		(Rupees in thousand)	
5. ISSUED, SUBSCRIBED AND PAID UP CAPITAL			
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
73,500,000 (June 30, 2018: 73,500,000) ordinary shares of Rs 10 each issued as bonus shares	5.1	**735,000**	735,000
		1,102,500	1,102,500

5.1 As at September 30, 2018, 608,364 (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.

5.2 The Board of Directors in its meeting held on August 30, 2018 have proposed (i) final cash dividend for the year ended June 30, 2018 @ Rs 2.5 per share, and (ii) issuance of Bonus Shares in ratio of one share for every ten shares held (i.e. 10%), for approval of the members in Annual General Meeting to be held on October 18, 2018.

6. UNDISTRIBUTED PERCENTAGE RETURN RESERVE

	(Un-Audited) Three months ended 30.09.2018	(Audited) Year ended 30.06.2018
	(Rupees in thousand)	
Opening balance	**613,109**	496,436
Transferred from profit and loss account	**-**	220,418
Final dividend for the year ended June 30, 2017	**-**	(103,745)
Closing balance	**613,109**	613,109

6.1 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) 30.09.2018	(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) 30.09.2018	(Audited) 30.06.2018
		(Rupees in thousand)	
Undistributed return	8.1	**296,641**	103,635
Unappropriated balance		**31,131,723**	26,182,493
		31,428,364	26,286,128

8.1 This represents guaranteed return on shareholders' funds for three months ended September 30, 2018. It also includes the balance amount of distributable return to shareholders' of Rs 103.635 million on account of increase in hydrocarbons production for the year ended June 30, 2018.

	Note	(Un-Audited) 30.09.2018	(Audited) 30.06.2018
		(Rupees in thousand)	
9. DEFERRED LIABILITIES			
Provision for decommissioning cost		**7,318,746**	7,127,202
Provision for employee benefits - unfunded		**582,582**	577,090
Provision for compensated leave absences		**277,755**	242,707
Deferred income		**5,566**	5,537
		8,184,649	7,952,536
10. TRADE AND OTHER PAYABLES			
Creditors		**1,490,285**	1,758,493
Accrued liabilities		**2,571,685**	2,818,867
Joint operating partners		**1,589,875**	1,032,168
Retention and earnest money deposits		**49,475**	51,646
Gratuity funds		**459,737**	399,289
Provident fund		**17,500**	-
Gas development surcharge		**5,652,867**	6,552,132
General sales tax		**7,150,994**	6,005,547
Excise duty		**178,189**	173,499
Gas Infrastructure Development Cess (GIDC)	15.2	**83,281,991**	74,168,121
Royalty		**755,053**	516,504
Redeemable preference shares	10.1	**118,427**	119,045
Profit accrued on redeemable preference shares		**10,168**	10,180
Workers' Welfare Fund		**376,598**	248,366
Workers' Profit Participation Fund		**458,691**	49,381
		104,161,535	93,903,238

10.1 As at September 30, 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, 6,506,704 preference shares (June 30, 2018: 6,568,536) have not been claimed/redeemed by certain minority shareholders

	(Un-Audited) 30.09.2018	(Audited) 30.06.2018
11. CONTINGENCIES AND COMMITMENTS	(Rupees in thousand)	
Commitments		
Capital expenditure:		
Share in joint operations	**4,338,444**	5,182,592
Mari field and Rigs	**2,280,457**	1,745,102
	6,618,901	6,927,694

	(Un-Audited) Three months ended 30.09.2018	(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	**303,658**	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	**-**	(27,931)
Depreciation charge	**(396,406)**	(1,544,389)
	(92,748)	(71,980)
	10,176,688	10,269,436
Add: Capital work in progress	**1,309,309**	1,135,128
Add: Stores and spares held for capital expenditure	**1,789,664**	1,861,718
Closing book value	**13,275,661**	13,266,282

	(Un-Audited) Three months ended 30.09.2018	(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	**339,817**	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	**(518,636)**	(2,126,501)
	(678,819)	4,476,994
Closing book value	**11,208,053**	11,886,872
14. EXPLORATION AND EVALUATION ASSETS		
Opening book value	**2,689,549**	5,972,108
Movement during the period / year:		
Additions	**828,802**	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	**-**	(609,525)
	828,802	(3,282,559)
Closing book value	**3,518,351**	2,689,549

15. TRADE DEBTS

	(Un-Audited) 30.09.2018	(Audited) 30.06.2018
	(Rupees in thousand)	
Due from associated companies - considered good		
Fauji Fertilizer Company Limited	**38,791,397**	33,613,548
Foundation Power Company Daharki Limited	**4,940,407**	4,498,109
	43,731,804	38,111,657
Due from others - considered good		
Fatima Fertilizer Company Limited	**35,543,866**	33,244,678
Engro Fertilizer Limited	**11,436,768**	9,948,641
Pak Arab Fertilizers Limited	**-**	251,735
Sui Southern Gas Company Limited	**2,620,191**	2,382,854
Sui Northern Gas Pipelines Limited	**1,049,114**	1,164,932
Central Power Generation Company Limited	**12,634,010**	9,158,284
Byco Petroleum Pakistan Limited	**274,192**	349,192
National Refinery Limited	**56,096**	62,779
Attock Refinery Limited	**536,955**	500,418
Pakistan Refinery Limited	**47,229**	49,915
EGAS (Private) Limited	**13,667**	15,238
Pak Arab Refinery Limited	**29,503**	26,604
Petrosin CNG (Private) Limited	**28,784**	28,067
	108,002,179	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 77,651 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) 30.09.2018	(Audited) 30.06.2018
	(Rupees in thousand)	
Advances to employees, suppliers and others	**1,645,962**	1,425,994
Receivables from joint operating partners	**1,079,697**	1,106,350
Short term prepayments	**437,727**	66,714
Interest accrued	**125,008**	103,183
Others	**23,244**	30,982
	3,311,638	2,733,223

	Note	30.09.2018	30.09.2017
		(Rupees in thousand)	
17. GROSS SALES TO CUSTOMERS			
Sale of:			
Gas	17.1	26,289,526	23,928,221
Crude Oil	17.2	624,864	512,860
Less: Transportation charges		16,660	22,403
		608,204	490,457
Condensate	17.3	219,471	110,393
Less: Transportation charges		6,437	3,049
		213,034	107,344
Own consumption		18,141	11,848
		27,128,905	24,537,870
17.1 This represents sale of gas as per details below:			
Mari Field		24,196,824	22,060,706
Sujawal block		1,240,966	1,079,292
Zarghun field		328,428	280,848
Hala block		272,827	283,915
Karak block		236,375	210,406
Sukkur block		14,106	13,054
		26,289,526	23,928,221
17.2 This represents sale of crude oil as per details below:			
Karak block		489,055	455,868
Ghauri block		135,809	56,992
		624,864	512,860
17.3 This represents sale of condensate as per details below:			
Mari Field		38,960	30,861
Sujawal block		110,801	64,475
Hala block		23,068	13,556
Zarghun field		1,535	1,501
Karak block		45,107	-
		219,471	110,393

17.4 Sale of gas includes sale from Mari (incremental), 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).

	30.09.2018	30.09.2017
	(Rupees in thousand)	

18. OPERATING EXPENSES

	30.09.2018	30.09.2017
Salaries, wages and benefits	**1,232,714**	961,025
Employee benefits	**78,342**	62,573
Rent, rates and taxes	**87,455**	68,075
Legal and professional services	**6,401**	4,821
Fuel, light, power and water	**55,462**	33,589
Maintenance and repairs	**131,361**	74,594
Insurance	**12,344**	10,337
Depreciation	**238,542**	240,660
Amortization	**518,636**	164,540
Employees medical and welfare	**80,805**	85,142
Field and other services	**393,846**	319,271
Travelling	**36,384**	24,843
Communications	**8,694**	4,325
Printing and stationery	**2,544**	2,963
Office supplies	**4,303**	3,596
Technical software	**44,421**	4,087
Auditor's remuneration	**183**	-
Mobile dispensary and social welfare	**45,584**	32,806
Training	**35,120**	28,645
Advertisement	**2,182**	2,143
Books and periodicals	**164**	200
Public relations and social activities	**1,690**	339
Reservoir study and production logging	**-**	2,635
Directors' fee and expenses	**4,170**	2,835
Freight and transportation	**6,151**	5,499
Subscriptions	**637**	7,083
Miscellaneous	**6,095**	3,664
	3,034,230	2,150,290
Less: Recoveries from joint operating partners	**266,193**	218,726
	2,768,037	1,931,564

Operating expenses include operating expenses relating to joint operations as follows:

	30.09.2018	30.09.2017
Karak block	**112,537**	94,714
Sujawal block	**73,805**	51,620
Hala block	**49,628**	48,221
Zarghun field	**55,780**	40,038
Ghauri block	**48,624**	19,863
Sukkur block	**26,536**	10,308
Kohat block	**-**	702
	366,910	265,466

	Note	30.09.2018	30.09.2017
		(Rupees in thousand)	
19. EXPLORATION AND PROSPECTING EXPENDITURE			
Mari Field		**48,577**	-
Joint Operations			
Cost of dry and abandoned wells written off		**-**	93,293
Impairment of well cost		**500,000**	-
Prospecting expenditure		**1,127,290**	151,979
		1,627,290	245,272
		1,675,867	245,272
20. OTHER INCOME / (EXPENSES)			
Mari Seismic Unit income / (loss) - net	**20.1**	**204,681**	(200,422)
Mari Drilling Unit income / (loss) - net	**20.2**	**25,135**	(154,774)
Mari Seismic Processing Centre income / (loss) - net	**20.3**	**5,081**	(8,810)
Line heaters rental income		**1,864**	2,109
Rental income		**1,500**	1,500
Miscellaneous		**758**	1,756
		239,019	(358,641)
20.1 Break-up of Mari Seismic Unit income / (loss) - net is as follows:			
Income:			
Mari Seismic Unit income		**757,635**	-
Interest income on bank deposits		**14**	183
		757,649	183
Less: Expenses			
Operating expenses		**463,098**	138,979
Depreciation of property and equipment		**89,862**	61,617
Bank charges		**8**	9
		552,968	200,605
		204,681	(200,422)
20.2 Break-up of Mari Drilling Unit income / (loss) - net is as follows:			
Income:			
Rig rental income		**164,964**	-
Less: Expenses			
Operating expenses		**115,391**	126,992
Depreciation of property and equipment		**24,438**	27,782
		139,829	154,774
		25,135	(154,774)

	30.09.2018	30.09.2017
	(Rupees in thousand)	
20.3 Break-up of Mari Seismic Processing Centre income / (loss) - net is as follows:		
Income:		
Mari Seismic Processing Centre income	30,389	11,394
Less: Expenses		
Operating expenses	24,344	15,398
Depreciation of property and equipment	964	4,806
	25,308	20,204
	5,081	(8,810)
21. FINANCE INCOME		
Interest income on bank deposits	150,582	73,175
Interest income on short term investments	117,033	46,172
	267,615	119,347
22. FINANCE COST		
Interest on long term financing	-	78,238
Unwinding of discount on provision for decommissioning cost	191,544	180,133
Exchange loss	91,709	35,465
Interest on Workers' Profit Participation Fund	3,714	1,783
Bank charges	546	331
	287,513	295,950
23. PROVISION FOR TAXATION		
Current	2,606,738	1,269,449
Deferred	(47,214)	208,549
	2,559,524	1,477,998
24. EARNINGS PER SHARE - BASIC AND DILUTED		
Profit for the period (Rupees in thousand)	5,142,236	3,613,095
Distributable earnings (Rupees in thousand)	193,006	177,322
Number of shares outstanding (in thousand)	110,250	110,250
Earnings per ordinary share (in Rupees)	46.64	32.77
Distributable earnings per ordinary share (in Rupees)	1.75	1.61

25. CASH AND CASH EQUIVALENTS

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

	30.09.2018	30.06.2018
	(Rupees in thousand)	
Cash and bank balances	**7,299,775**	7,268,908
Short term investments	**12,246,249**	8,437,354
	19,546,024	15,706,262

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**	**30.09.2018**	30.06.2018
		(Rupees in thousand)	
Entities with significant influence over the Company			
Fauji Foundation	Dividend payable	**6,990**	6,990
OGDCL	Dividend payable	**3,495**	3,495

		30.09.2018	30.09.2017
		(Rupees in thousand)	
Employees' retirement funds			
Gratuity funds (Management and Non-Management)	Contribution	**60,057**	45,755
Provident fund	Contribution	**19,273**	18,057
Key management personnel			
Chief Executive	Remuneration and allowances	**7,763**	8,272
Directors	Fee and reimbursable expenses	**4,170**	2,835

Amounts receivable from / payable to related parties have been disclosed in relevant notes to these 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 September 30, 2018				
Revenue from external customers	27,128,905	340,936	164,964	**27,634,805**
Inter-segment revenue	-	416,699	357,905	**774,604**
	27,128,905	757,635	522,869	**28,409,409**
Operating expenses	2,010,859	463,098	272,038	**2,745,995**
Depreciation and amortization	757,178	89,862	67,038	**914,078**
Impairment of well cost	500,000	-	-	**500,000**
Other income / (expenses)	9,203	-	-	**9,203**
Finance income	267,615	14	-	**267,629**
Finance cost	287,513	8	-	**287,521**
Profit / (loss) before taxation	7,471,944	204,681	183,793	**7,860,418**
Period ended September 30, 2017				
Revenue from external customers	24,537,870	-	-	**24,537,870**
Inter-segment revenue	-	-	207,008	**207,008**
	24,537,870	-	207,008	**24,744,878**
Operating expenses	1,526,364	138,979	237,602	**1,902,945**
Depreciation and amortization	405,200	61,617	71,669	**538,486**
Cost of dry and abandoned wells written off	93,293	-	-	**93,293**
Other income / (expenses)	(3,445)	-	-	**(3,445)**
Finance income	119,347	183	-	**119,530**
Finance cost	295,950	9	-	**295,959**
Profit / (loss) before taxation	5,446,289	(200,422)	(102,263)	**5,143,604**

27.3 Reconciliation of segments' revenue and profit before taxation

		30.09.2018	30.09.2017
		(Rupees in thousand)	
i)	Revenue from reportable segments	**28,409,409**	24,744,878
	Elimination of inter-segment revenue - Mari Drilling Unit	**(357,905)**	(207,008)
	Revenue of the Company	**28,051,504**	24,537,870
	Revenue of the Company comprises:		
	- Gross sales to customers	**27,128,905**	24,537,870
	- Mari Seismic Unit - other income	**757,635**	-
	- Mari Drilling Unit - other income	**164,964**	-
		28,051,504	24,537,870
ii)	Profit before taxation from reportable segments	**7,860,418**	5,143,604
	Elimination of inter-segment profit - Mari Drilling Unit	**(158,658)**	(52,511)
	Profit before taxation of the Company	**7,701,760**	5,091,093

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 September 30, 2018 (September 30, 2017: 97%).

28. CORRESPONDING FIGURES

<u>Statement of Financial position</u>	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 October 18, 2018.

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

Muhammad Asif
General Manager Finance / CFO

Qaiser Javed
Director

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.

ماری پیٹرولیم کمپنی لمیٹڈ

ڈائریکٹرز رپورٹ

ہم30 ستمبر2018ء کو ختم ہونے والی سہ ماہی پر ڈائریکٹرز رپورٹ کے ساتھ مالیاتی گوشوارے پیش کرنے پر خوشی محسوس کررہے ہیں۔

مالیاتی نتائج

زیر جائزہ مدت کے لیے مجموعی سیلز کی رقم 24,538ملین روپے سے بڑھ کر 27,129ملین روپے ہوگئی ہے۔اس سہ ماہی کے لیے خالص سیلز 14,341ملین روپے رہی جبکہ گزشتہ برس مماثل مدت کے دوران یہی رقم9,335ملین روپے تھی۔یہ اضافہ سیلز کے حجم کے ساتھ ساتھ صارفین کی قیمتوں میں اضافہ کی وجہ سے ہوا ہے۔

اسی طرح پہلی سہ ماہی میں مالیاتی گوشواروں کے عملی نتائج سے ظاہرہوتا ہے کہ اس عرصے میں 5,142ملین روپے کا منافع ہوا جبکہ اس کے مقابلے میں گزشتہ سہ ماہی میں کل منافع3,613ملین روپے تھا۔منافع میں اضافہ کی وجوہات میں خالص سیلز، دیگر آمدن اور مالی آمدن شامل تھیں۔یہ اضافہ رائلٹی،جاری اخراجات،تیل کی تلاش کے ممکنہ اخراجات،دیگر چارجزاور ٹیکس کی ادائیگی سے کم ہوا۔

آپریشنز / منصوبے

کمپنی نے جولائی2018ء سے ستمبر2018ء 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 697 MMSCF کی اوسط سے مجموعی طور پر64,117 MMSCFگیس اور 3,835 بیرل خام تیل(42بیرل روزانہ)نکالے گئے جبکہ گزشتہ سال اس مماثل مدت کے دوران 668 MMSCFیومیہ کی اوسط سے 61,481 MMSCFگیس اور5,221بیرل خام تیل(57بیرل یومیہ)صارفین کی ضروریات کے مطابق نکالے گئے۔

علاوہ ازیں اِس مدت کے دوران مشترکہ کاروباری معاہدہ جات کے ذریعے89,663بیرل خام تیل(975بیرل یومیہ)،25,744بیر ل کنڈنسیٹ(280بیرل یومیہ) اور3,073 MMSCF گیس(33 MMSCFیومیہ) کی پیداوار اور فروخت ہوئی جبکہ اس مماثل مدت کے دوران گزشتہ سال117,128بیرل خام تیل(1,273بیرل یومیہ)،17,438بیرل کنڈنسیٹ(190بیرل یومیہ)،3,231 MMSCF گیس(35 MMSCFیومیہ) پیدا ہوئی اور فروخت کی گئی۔

کمپنی کے صارفین میں اینگرو فرٹیلائزر لمیٹڈ(EFL)،فوجی فرٹیلائزر کمپنی لمیٹڈ(FFC)، فاطمہ فرٹیلائزر کمپنی لمیٹڈ(FFCL)، فاؤنڈیشن پاور کمپنی ڈہرکی لمیٹڈ(FPCDL)،سنٹرل پاور جنریشن کمپنی لمیٹڈ(CPGCL)، سوئی ناردرن گیس پائپ لائنز کمپنی لمیٹڈ(SNGPL)،سوئی سدرن گیس کمپنی لمیٹڈ(SSGCL)، اٹک ریفائنری لمیٹڈ، نیشنل ریفائنری لمیٹڈ، پاکستان ریفائنری لمیٹڈ، پاک، عرب ریفائنری لمیٹڈ،پاک عرب فرٹیلائزرلمیٹڈ، EGAS (پرائیوٹ) 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 منصوبہ کی تفصیل درج ذیل ہے:

فعال بلاکس اور D&P لیز

نمبر	کنواں	قسم	بلاک / فیلڈ	کیفیت
1	بولان ویسٹ۔1	آزمائشی	زیارت	بلوچستان کے صوبے چلتن اور مورو / مغل کوٹ کی فارمیشنوں میں تیل کی دریافت
2	ڈھرکی۔1 ST-2	آزمائشی	غوری	کھدائی کا کام جاری ہے
3	ٹیپو۔2	تشخیصی	ماری فیلڈ	26 جون، 2018 کو کنویں کی جگہ کی نشاندہی کی گئی۔ اکتوبر / نومبر 2018 کے دوران کھدائی متوقع ہے۔
4	شاہین۔2	تشخیصی	ماری فیلڈ	جنوری / فروری 2019 کے دوران جگہ کی نشاندہی اور کنویں کی کھدائی شروع ہو جائے گی۔
5	معراج۔1	آزمائشی	غوری	سول کام مکمل ہو گئے ہیں۔ کنویں کی کھدائی ڈھرکی - 1 ST2 کی تکمیل کے بعد شروع ہو جائے گی۔
6	بھٹائی DT	آزمائشی	ماری فیلڈ	ستمبر کے اختتام / اکتوبر کے آغاز پر نشاندہی اور اپریل 2019 کے دوران کھدائی شروع ہو جائے گی۔
7	سرغر X-1	آزمائشی	کرک	16 اگست، 2018 کو زمین کی نشاندہی ہو جائے گی اور مئی 2019 تک کھدائی متوقع ہے۔
8	پہلا آزمائشی کنواں	آزمائشی	بنوں ویسٹ	3D سیسمک ڈیٹا کے حصول، پروسیسنگ اور تشریح کے بعد کنویں کی کھدائی شروع ہو جائے گی۔
9	پانچواں آزمائشی کنواں	آزمائشی	سجاول	کنٹیجنٹ کنواں جو ممکنہ خطرے سے محفوظ ہو
10	18 HRL کنویں	ترقیاتی	ماری فیلڈ	• ماری 103، ماری 104، ماری 105 اور ماری 107 کو گیس پروڈیوسر کے طور پر مکمل کیا گیا • ماری 108: کھدائی کا کا جاری ہے • نشاندہی کردہ کنویں: 6 (ماری-109، ماری۔110، ماری۔111، ماری-113، ماری۔114، ماری۔120)

غیر فعال بلاکس

نمبر	کنواں	قسم	بلاک / فیلڈ	کیفیت
1	بیناری X-1	آزمائشی	شاہ بندر	کھدائی کا کام جاری ہے
2	قمر X-1	آزمائشی	ہالہ	کھودا گیا اور بند کر دیا گیا
3	پہلا آزمائشی کنواں	آزمائشی	بیلا ویسٹ	اکتوبر 2018 کے اختتام تک کھدائی کی توقع ہے
4	شیخان ساؤتھ	آزمائشی	کوہاٹ	3D سیسمک ڈیٹا کی تشریح پر کام جاری ہے

پروڈکشن مرکز کی ترقی، ڈرلنگ اور پیداوار

MPCL نے 2023تک 630 MMSCFD کی پیداواری حجم میں اضافہ کرنے کے لیے اضافی گیس کی قیمت سے متعلق فائدہ کو بر قرار رکھنے کے لیے حبیب راہی لائم سٹون ذخیرہ میں اضافی 19 ترقیاتی کنوؤں کی کھدائی کرنے کی منصوبہ بندی کی گئی۔اس کے ساتھ ساتھ موجودہ گیس پائپ لائن جمع کرنے کے نیٹ ورک کی تعمیر نو کرنے کے مقابلے میں نئی لائنوں کی تنصیب ضروری ہے۔ اب تک تقریباً پانچ کنویں (102 ,105,104,103 اور 107) کھودے گئے ہیں جنھیں موجودہ گیس جمع کرنے والی نیٹ ورک کے ساتھ مکمل اور چلایا گیا ہے۔

اس کے علاوہ، ماری-108 کنواں 02اکتوبر، 2018 کو کھودا گیا تھا اور 5اکتوبر، 2018 تک 327 میٹر گہرائی تک ڈرل کیا گیا تھا۔ فی الحال Wait on Cement (WOC) کا کام جاری ہے۔

مزید بر آں ماری- 109، ماری۔110، ماری-111، ماری-113، ماری-114 اور ماری- 120 کے ترقیاتی کنوؤں کی زمین کی نشاندہی 12-8 ستمبر، 2018 سے کردی گئی ہے۔فی الوقت، کنوؤں کے کھدائی کے لیے سول کام جاری ہیں۔

شاہین تشخیصی کنویں کی کھدائی

30 دسمبر، 2017 کو ماری D&Pلیز کے علاقے میں شاہین آزمائشی کنویں-2 کی زمین کی نشاندہی کی گئی تاکہ SML اور SULذخائر 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 متعلقہ سامان دستیاب ہے۔سائٹ کی تیاری کے لیے سول کام پہلے ہی مکمل ہو چکا ہے۔ جنوری / فروری 2019 کے دوران ٹیپو۔ 2 سے رگ نکلنے کے بعد اس کنویں کی کھدائی کا امکان ہے۔

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

ٹیپو کنویں سے پاک عرب فرٹیلائزر لمیٹڈ (PFL) کو گیس کی فراہمی کی شرائط اور تخصیص پر دستخط کرنے کے بعد MPCL نے ٹیپو کی گیس PFL کو فروخت کرنے کے قابل عمل آپشنز کے لیے اندرونی ورکنگ اور مجوزہ آپریشنل فلاسفی کا آغاز کیا۔ گیس کے صارفین کی طرف سے ترسیل کے نقطہ کے دباؤ کے تقاضوں کو ایک اہم مسئلہ کے طور پر مد نظر رکھتے ہوئے اس ترقیاتی منصوبہ تیار کیا گیا تھا۔ابتدائی طور پر ٹیپو- I اور ٹیپو -2 کے کنوؤں سے پیداوار لینے کی منصوبہ بندی کی گئی ہے۔حتمی ترقیاتی فلاسفی کے مطابق ٹیپو کا پیداواری مرکز ٹیپو - 1 پر Gathering Headerاور CMF-II پر علیحدگی مرکز پر مشتمل ہوگا۔ ایک "10 4 کلومیٹر پائپ لائن کو ٹیپو۔ 2 سے ٹیپو۔1 تک بچھائی جائے گی جہاں Gathering Headerتعمیر کیا جائے گا۔یہاں سے "14 کی مین گیس ٹرانسپورٹ پائپ لائن Gathering Header سے CMF-II کے پیداواری مرکز تک تیار گیس لے جانے کے لیے 12 کلو میٹر کے فاصلے پر بچھائی جائے گی۔ CMF-II کے پیداواری مرکز تین مرحلے پر مشتمل علیحدہ کنندہ اور مالی میٹنگ پر شامل ہوگا۔ ٹیپو کے کنویں 500 بیرل کی استعداد کے حامل دو اسٹوریج ٹینکوں میں سے ہر ایک CMF-II پر کنڈنسیٹ کی لوڈنگ گنٹری کے ساتھ تعمیر کیا جائے گا۔

ٹیپو ہائیڈروکاربن سیال کے زیادہ دباؤ اور تحلیل کنندہ فطرت کی وجہ سے ٹیپو مراکز کے لیے لائن۔پائپ، متعلقہ اشیاء اور والوز کے سامان کی تصریحات اور سائز کی تیاری کے لیے تفصیلی داخلی انجینئرنگ اسٹڈی کی گئی۔اسٹیم کے محلول میں CO_2 کے مواد پر غور کرتے ہوئے تحلیل کے مزاحم لائن۔پائپ اور متعلقہ اشیاء کے لیے تصریحات کی دستاویزات تیار کی گئی تھیں۔ تیار کردہ تصریحات کی بنیاد پر MPCL نے گیس کی پیداواری مراکز اور گیس ٹرانسپورٹ پائپ لائن کی تعمیر کے لیے پروکیورمنٹ/خریداری کے معاملات شروع کیے۔ زیادہ سے زیادہ خریداری کے معاملات مکمل کردیئے گئے ہیں اور

POs جاری کر دیئے گئے ہیں۔ امید ہے کہ اکتوبر 2018 کے وسط تک سائٹ پر نقل وحمل اور پائپ لائنوں کو پھیلا دیا جائے گا جس کے بعد لائن کی تعمیر اور بچھانے کا کام شروع ہو گا۔

اس کے علاوہ، پیداوار مراکز کے لیے زمین کا حصول اور مین ٹرانسپورٹ پائپ لائن کی تعمیر پر کام جاری ہے اور تعمیراتی کاموں کے آغاز سے پہلے مکمل ہو جائے گا۔

شیڈول کے مطابق پیداواری مراکز کی مارچ / اپریل 2019 تک سائٹ پر تنصیب اور کمیشن کا کام شروع ہو جائے گا جس کے بعد 40 MMSCFD کی پہلی گیس PFL کو فراہم کی جائے گی۔

ٹیپو۔2

26 جون، 2018 کو زمین کی تشخیص کا کام کر دیا گیا تھا۔ اس کنویں کی 2,860+ میٹر گہرائی تک کھدائی کی جائے گی تا کہ لوئر گورو کے ذخائر ٹیپو-1 کے دریافت شدہ علاقے کا جائزہ لیا جائے۔ اکتوبر / نومبر 2018 کے دوران توقع کی جاتی ہے کہ کنویں کی کھدائی شروع ہو جائے گی۔

MDCPF میں کاربن کیپچر یونٹ کی تنصیب

MPCL کے کاروباری تنوع کے ویژن کے ساتھ MPCL نے ماری فیلڈ ڈھرکی کی دستیاب گیس سے فوڈ- گریڈ مائع کاربن ڈائی آکسائیڈ کی پیداوار اور فروخت کے لیے ممکنہ فزیبلٹی اسٹڈی کرنے کے لیے تیسرے فریق کنسلٹنٹ کو بھرتی کر لیا ہے۔ نمایاں نتائج کی بنیاد پر کمپنی نے ماری فیلڈ ڈھرکی میں پائلٹ پراجیکٹ کے طور پر 40 میٹرک ٹن کاربن کے ممکنہ مرکز کی تنصیب کے لیے آگے بڑھانے کا فیصلہ کر لیا ہے۔ اس منصوبے کے لئے فرنٹ اینڈ انجینئرنگ ڈیزائن (FEED) کی اسٹڈی کرنے کے لئے انجینئرنگ کنسلٹنٹ کو رکھا گیا ہے۔ منصوبے کے لئے (FEED) اسٹڈی اب مکمل ہو گئی ہے اور ٹھیکیدار نے اہم اشیاء فراہم کر دی گئی ہیں۔ کنسلٹنٹ کی بیان کردہ تصریحات کی بنیاد پر کاربن کیپچر یونٹ (CCU) اور ڈرائی آئس پروڈکشن یونٹ کی سپلائی کے لیے RFQs جاری کر دیئے گئے ہیں۔ اس کی تکنیکی تجاویز کا انتظار ہے۔

ماری D&P لیز میں آزمائشی کنواں بھٹائی

ماری D&P لیز میں آزمائشی کنویں بھٹائی ڈی ٹی کی 1200-/+ میٹر گہرائی تک کھدائی کرنے کا منصوبہ ہے۔ لانگ لیڈ ز سامان کا آڈر کر دیا گیا ہے اور توقع ہے کہ یہ دسمبر 2018 تک مل جائے گا۔ اپریل 2019 کے دوران کھدائی کرنے کی منصوبہ بندی ہے۔

زرغون ساؤتھ D&P لیز

G&G اسٹڈیز

جے وی پارٹنرز (JV Partners) نے زرغون کے تلاش کے علاقے پر تقریباً 100 لائن کلومیٹر اور 42 لائن کلومیٹر علاقے کے D 2 سیسمک ڈیٹا حاصل کرنے پر اتفاق کیا ہے تا کہ فیلڈ ترقیاتی منصوبہ کے عزم کے حصے کے طور پر زیادہ سے زیادہ پیداوار کے لیے اضافی ترقیاتی کنویں / سائیڈ ٹریک لگایا جائے۔

زرغون ساؤتھ فیلڈ نے اگست 2014 میں پیداوار دینا شروع کی تھی۔ معمول کے معائنہ اور دیکھ بھال کی سرگرمیاں دیکھ بھال کے میعادی شیڈول کے مطابق بروقت انجام دی گئی تھیں۔ بچاؤ کے ساتھ ساتھ اصلاحی بحالی کی سرگرمیوں کی رائے کے مطابق 06-01، جولائی 2018 سے پہلے مکمل بحالی کی ٹرانسمیشن کی گئی۔

مؤثر منصوبہ بندی اور تمام منصوبہ بندی پر مبنی دیکھ بھال کی سرگرمیوں کے بروقت عملدرآمد کے نتیجے میں منصوبہ بندی کے 11 دن کی بجائے 06 دن میں گیس کی فراہمی کی ابتدائی بحالی کا کام ہو گیا۔ اس سے یہ معلوم ہوتا ہے کہ تفصیلی معائنہ / دیکھ بھال کا کام کے لیے فیلڈ کا سامان تحلیل کنندہ گیسوں کی موجودگی کے علاوہ پورے اعتماد کے ساتھ استعمال کیا جاسکتا ہے۔

سجاول D&P لیز

G&G اسٹڈیز

سجاول ڈیپ۔1 اور عقیق۔ 1 کی بنیادی اسٹڈیز کے لیے CGG لندن، برطانیہ سے معاہدہ کیا گیا ہے۔ یہ مذکورہ اسٹڈی جنوری 2019 تک مکمل ہو جائے گی۔

سجاول D & P لیز کی سرگرمیاں

عقیق -1 کنواں نے ضروری آلات کی تنصیب کے بعد 08 نومبر، 2017 کو پیرامیٹرز اور مالی توانائی کی میٹرنگ کی روایتی نگرانی کے ساتھ پیداوار شروع کر دی تھی۔ فیلڈ میں تازہ ترین دستیاب آلات و مشینری کی آمد کے بعد موجودہ گیس کے میٹرنگ نظام میں پیرامیٹرز اور ڈیجیٹل شدہ مالیاتی توانائی کی میٹرنگ کے حوالے سے عقیق -1 کی حقیقی وقت کی نگرانی کو شامل کر کے بہتر بنایا گیا۔ پیرامیٹرز کے علاوہ حقیقی وقت کی نگرانی اور رپورٹنگ، اعلی درجے کا آگ اور گیس کا پتہ لگانے کے نظام کو نصب کر دیا گیا ہے اور کامیابی سے چلایا گیا ہے جس کے نتیجے میں پروسیسنگ مراکز کی سالمیت کی سطح میں اضافہ ہوا ہے۔

جیسا کہ کمپریسر کو سجل کنویں پر نصب کرنے کی منصوبہ بندی کی گئی تو مفصل تصریحات کے بعد تکنیکی تجاویز کا جائزہ لیا گیا اور تکنیکی - تجارتی بنیادوں پر پرچیز آڈرز جاری کر دیئے گئے ہیں۔ سائٹ پر سامان کی آمد کا متوقع وقت 40 - 42 ہفتے (اگست 2019) ہے۔

فعال بلاکس

زیارت بلاک

بولان ایسٹ کنویں پر نئی تلاش کی تیاری

زیارت بلاک میں تیسرے آزمائشی کنویں کو 22 مئی، 2018 کو کھودا گیا تھا اور بولان ایسٹ۔1 ST1 کو 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 API 15.6° 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 API 16° گریویٹی آئل کا **533 بیرل** یومیہ تھا اور پانی کے 177 بیرل یومیہ کا Wellhead Flowing Pressure "32/64 @ 77-117 psi چوک سائز تھا۔

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۔

فی الحال، PSP سروے کی بنیاد پر مغل کوٹ کی تشکیل کے نچلے حصہ کو الگ کر کے چلتن اور مور / مغل کوٹ فارمیشن میں کنویں کی کھدائی کا کام مکمل کیا جا رہا ہے جو پانی کی پیداوار میں اضافہ کر رہا ہے۔

بولان ایسٹ کی چلتن فارمیشن کے ابتدائی ٹیسٹ کے نتائج کی دستیابی کے ساتھ MPCL نے سائٹ پر خام تیل کی جگہ کے ترقیاتی منصوبے اور آپریشنل فلاسفی کا جائزہ لیا۔ ابتدائی تخمینوں کے مطابق، میکینکل، پائپنگ، فیبریکیشن اور الیکٹریکل کے تعمیراتی کاموں کے لیے درکار ضروری سہولیات اور اہم سامان کی نشاندہی کرنے کے لیے بنیادی کام انجام دے دیا گیا ہے۔ سامان کے حصول کا کام کرایہ / ZJV کی ملکیت اور بیرونی ذرائع سے خریداری کی بنیاد پر مکمل کر لیا گیا ہے جبکہ آپریشنز اینڈ پروکیورمنٹ شعبہ جات کی جانب سے آلات اور قابل استعمال اشیاء کے بروقت حصول کے لیے ہائرنگ/خریداری کا کام شروع کر دیا گیا ہے۔ یہ بات قابل ذکر ہے کہ دھاریاں X-1 میں منتخب کردہ سازوسامان اور خدمات کی فراہمی کے لیے پیشگی کام پہلے ہی شروع کر دیا گیا تھا اور حال ہی میں حتمی شکل دی گئی ہے۔ قابل اعتماد اور تیز رفتار طریقہ کار کو استعمال کرتے ہوئے بولان ایسٹ مرکز کے لیے بعض خریداریوں کے معاملات کو تکنیکی اور تجارتی طور پر سب سے کم وینڈرز کے ریٹس کے دوبارہ تصدیق کی بنیاد پر حتمی شکل دے دی گئی ہے جنھیں پہلے ہی دھاریاں X-1 میں آلات / خدمات کی فراہمی کے لیے حتمی طور پر منظور کر لیا گیا ہے۔

مورو / مغل کوٹ فارمیشن کے دوسرے زون کے DST پر کام جاری 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 جا رہا 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 انھیں اقتصادی جائزے کے لیے BD ڈیپارٹمنٹ کو بھیجا گیا تھا۔ کنویں کے بہاؤ کے پریشر میں کمی آنے کی وجہ سے، کمپریسر کی تنصیب ناگریز ہو گئی 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 4 MMSCFD کمپریشن پیکیج لگانے کی منظوری دے دی۔ تکنیکی تجاویز کا جائزہ لیا جا رہا ہے اور متعلقہ وینڈرز سے MPCL کی ضروریات کے ساتھ پیش کردہ تجاویز کو متوازن بنانے کے لیے وضاحتیں لی جا رہی ہیں۔

کرک بلاک میں چوتھا آزمائشی کنواں سرغر

کرک بلاک میں سرغر X-1 کنواں کی زمین کی 16 اگست، 2018 کو نشاندہی کی گئی تھی۔ یہ کنواں ایوسین، کریٹیسس اور جراسک ذخائر کی ہائیڈروکاربن استعداد کا ٹیسٹ کرنے کے لیے کھودا جائے گا۔ کرک بلاک میں سرغر X-1 کنواں کی وسیع پیمانے پر منصوبہ بندی اور ڈیزائن کرنے کے لیے اسے 6710 -/+ میٹر ہدف کی گہرائی تک پہلے سے ہی کھودا جا چکا ہے اور اس کے بارے میں مشترکہ وینچر کے شراکت داروں کے ساتھ تبادلہ خیال ہو گیا ہے۔ JV پارٹنرز کی جانب سے کنویں کے ڈیزائن کو حتمی شکل دینے کے بعد لونگ لیڈز اشیاء کے لیے کوٹیشنز طلب کی جائیں گی۔ ابتدائی سائٹ کی تشریح اور کنویں کی نشاندہی 16 اگست، 2018 کو پہلے ہی کر دی گئی ہے۔ میسرز نیسپاک (M/S NESPAK) اس مقام کا جغرافیائی سروے کرنے میں مصروف ہے اور انتہائی اونچائی پر واقع اس جگہ کی کھدائی اور سائٹ کی تیاری کا ممکنہ طریقہ کار ایک حقیقی چیلنج ہے۔

سکھر بلاک

G&G اسٹڈیز

نشاندہ کردہ میاں میرو پر 370 مربع کلومیٹر 3D سیسمک ڈیٹا حاصل کرنے کے لیے تیاریاں جاری ہیں تاکہ اس کے امکانات کو یقینی بنانے یا دوسری صورت میں تشخیص کے عمل کی پیش رفت کا جائزہ لیا جائے۔ اس کے علاوہ، MSPC میں نئے حاصل شدہ اور 2739 ~ لائن کلومیٹر 2D سیسمک ڈیٹا کی پروسیسنگ / ری پروسیسنگ کا کام جاری ہے۔ اس دوران، مذکورہ ڈیٹا کے مساوی تشریح پر بھی کام جاری ہے تاکہ SML سطح پر آزمائشی کنویں کی کھدائی کے لیے نشاندہی کردہ لیڈز کو مستحکم بنایا جائے۔

غوری بلاک

G&Gاسٹڈیز

غوری مشترکہ وینچر ہرنوویسٹ 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۔ مذکورہ سیسمک ڈیٹا کے حصول کا منصوبہ نومبر/ دسمبر 2018 میں بنایا گیا اور فروری 2019ء میں مکمل ہونے کی توقع ہے۔ آزمائشی کنویں یا دوسری صورت میں ڈیٹا کا حصول اس کی پروسیسنگ، تشریح اور G&G ڈیٹا کے ارتباط کے بعد حاصل ہوتا ہے۔

آزمائشی کنواں دھاریاں-1

غوری بلاک میں دوسرا آزمائشی کنواں دھاریاں -1 کو 21 دسمبر، 2017 میں کھودا گیا تھا جس کنویں کی 23.7 ملین ڈالر کی مجوزہ لاگت کے ساتھ مقررہ گہرائی 4,900 میٹر تھی۔ ابتدائی طور پر کنویں کو 4874 میٹر تک کھودا گیا تھا اور وائر لائن لاگز کے نتائج کی بنیاد پر دو VSP Survey (Look ahead and offset) کیے گئے اور VSP سروے کے نتائج پر مبنی ہیں؛ اس کنویں کا ایک ضمنی راستہ بنانے کا فیصلہ کیا گیا تھا۔ بنیادی سوراخ کھودا گیا تھا اور 4397 میٹر پر سیمنٹ پلگ کی Top کے ساتھ بند کر دیا گیا تھا۔ بنیادی سوراخ پر آنے والی متوقع لاگت 14.3 ملین ڈالر تھی۔

نظر ثانی شدہ کنویں کی گہرائی 5675 میٹر (MD) **یا** 5110 **میٹر** TVD ہے۔ ابتدائی کنویں میں 3312 میٹر کی گہرائی پر whipstock کی مدد سے casing "9-5/8 میں window کاٹ کر sidetrack کیا گیا۔ "8-1/2 سائز کا سوراخ 5 اکتوبر 2018 تک کامیابی کے ساتھ 4445 میٹر MD/ 4233 میٹر TVD تک کھودا جا چکا ہے۔ اب تک 7 انچ کی لائن کو سیمنٹ کیا جا چکا ہے۔ کھدائی کے دوران متعدد مسائل جیسا کہ بہت زیادہ گارا، کھودے گئے Boreholes کا استحکام اور کنویں کی صفائی، directional control, high erratic torques اور frequent rotary stalling کا سامنا کرنا پڑا تاہم ان مسائل سے مستعدی اور کامیابی سے نمٹا گیا۔ کنویں کو تقریباً 4590 میٹر TVD/ 4943 میٹر MD تک کھودا جائے گا، اس کا مقصد کیمبرین دور سے ایوسینی دور تک کے ہائیڈروکاربن ذخائر کا پتہ چلانا 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 6000 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 کچھ سامان موصول ہو چکا ہے جبکہ باقی ماندہ سامان جیسا کہ لائنر ہینگر، "9-5/8، "7 اور "5 کی Casing بالترتیب اکتوبر اور نومبر 2018 میں موصول ہو جائیں گے۔ 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۔

پشاور ایسٹ بلاک

G&Gاسٹڈیز

کمپنی نے اس بلاک میں جائزے کی سرگرمیاں شروع کرنے کے لیے DGPC سے درخواست کی ہے کہ متعلقہ سیکیورٹی ایجنسیوں سے کلیئرنس حاصل کی جائے اور یہ درخواست بھی کی گئی ہے کہ این او سی ملنے تک لائسنس کی ابتدائی مدت میں وقت کی ایڈجسٹمنٹ/ تلافی کی اجازت دی جائے۔ مزید براں یہ کہ وزارت دفاع سے بھی درخواست کی گئی ہے کہ علاقے میں داخلے اور سیسمک ڈیٹا کے حصول کے لیے این او سی/ سیکیورٹی کلیئرنس دی جائے۔

بنوں ویسٹ بلاک

G&Gاسٹڈیز

MPCL کو آپریشن کے اختیارات منتقل ہونے کے فوری بعد تجرباتی سرگرمیاں تیزی سے جاری ہیں۔ چنانچہ 850 مربع کلومیٹر علاقے کا 3 D سیسمک سروے جاری ہے حالانکہ دوسرے سال کے لیے 150 مربع کلومیٹر علاقے کے سروے کا وعدہ کیا گیا تھا، یہ سروے ایم/ایس ماری سیسمک یونٹ کر رہا ہے، اس سے پہلے 99 لائن کلومیٹر کا 2D سیسمک ڈیٹا حاصل کیا جا چکا ہے۔ تیزی سے جاری کام کے نتیجے میں تمام مشکلات اور سیکیورٹی مسائل کے باوجود 5 اکتوبر 2018 تک 172 مربع کلومیٹر رقبے کا 3 D ڈیٹا ریکارڈ کیا جا چکا ہے۔ 3D ڈیٹا کے حصول کے بعد ڈیٹا کی پروسیسنگ اور اسٹڈی کا کام شروع ہوگا 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/ری پروسیسنگ کی تکنیکی اور مالیاتی بولیوں کی جانچ پڑتال کا کام مکمل ہو چکا ہے۔ اس کے مطابق کنٹریکٹ چین کی ایم/ایس GRI کو تفویض کرنے کی تیاریاں جاری ہیں۔ مزید برآں علاقے کی پیچیدگی کو مدنظر رکھتے ہوئے ماری سیسمک سنٹر میں بھی متوازی طور پر پروسیس کیا جائے گا۔

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 جون 2019 میں شروع کیا جائے گا۔

بلاک 28

G&Gاسٹڈیز

بلاک 28 میں سیکیورٹی وجوہات کی بنا 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، حقوق کی MPCL کو منتقلی کا کام جاری ہے۔ اس کے بعد MPCL نے اس علاقے میں 760 لائن کلومیٹر (مضبوط) اور 676 لائن کلومیٹر (ہنگامی) کا 2D سیسمک ڈیٹا فوراً حاصل کرنے کے لیے سبک رفتاری سے منصوبہ بندی کی ہے، ڈیٹا کے حصول کا کام جنوری 2019 سے شروع ہوگا۔ اس تناسب سے ماری سیسمک یونٹ میں ضروریات کے مطابق بہترین سیکیورٹی کا انتظام کیا گیا ہے۔ MPCL کی ٹیم نے ڈیٹا کے حصول کی مہم شروع ہونے سے قبل حال ہی میں علاقے کی صورتحال کا جائزہ لینے کے لیے دورہ کیا ہے۔

غیر فعال بلاکس

ہالہ بلاک

G&Gاسٹڈیز

ملحقہ 525 مربع کلومیٹر 3D سیسمک ڈیٹا کی ری پراسیسنگ کا عمل حال ہی میں مکمل کیا گیا ہے جبکہ سیسمک inversion کا عمل جاری ہے۔ چھٹے آزمائشی کنویں قمر-x-1 کے مقام کو حتمی شکل دینے کے لیے 525 مربع کلومیٹر کے نئے پراسیس کردہ ڈیٹا کی تفہیم کا کام بھی جاری ہے۔

زرباب X-1 آزمائشی کنواں

زرباب x-1 آزمائشی کنویں کی کھدائی 27 جون 2017 کو شروع ہوئی تھی۔ 28 جولائی 2017 کو کنویں کی TD 4147 میٹر تک پہنچ گئی۔ ”WHFP 110 psi @ 32/64 چوک سائز کے دباؤ کے ساتھ کنویں سے گیس کا بہاؤ MMSCFD 0.3 تھا۔ ٹیسٹ کے نتائج کی بنیاد پر مزید جائزے کے لیے کنویں پر سرگرمیاں معطل کر دی گئی ہیں۔

قمر X-1

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&G اسٹڈیز

306 لائن کلومیٹر مضبوط اور 119.5 لائن کلومیٹر ہنگامی 2D ڈیٹا کے حصول کے لیے OGDCL کو ٹھیکہ دیا گیا ہے، یہ ڈیٹا سطح کے بارے میں معلومات فراہم کرے گا جو تجربات یا دیگر مقاصد کے لیے استعمال کی جائیں گی۔ چنانچہ عملے کو وہاں پہنچانے کا کام اکتوبر 2018 میں شروع ہو گا۔

شاہ بندر بلاک

بیناری X-1

شاہ بندر بلاک میں پہلے آزمائشی کنویں کی کھدائی کا کام 22 مئی 2018 کو شروع کیا گیا، اس کا مقصد Lower گوروفار میشن میں upper and massive sands میں ہائیڈروکاربن کا سراغ لگانا ہے، اس کنویں کی کھدائی تقریباً 3776± میٹر (MD) تک کی گئی۔ 5 اکتوبر 2018 تک بیناری X-1 ST1 کنواں 3561 میٹر (MD) تک کھودا گیا۔ اس کے بعد 3561 میٹر (MD) کی گہرائی پر string پھنس گئی جس کے بعد 418 میٹر اوپر آنا پڑا، اب تقریباً 2900± میٹر کی گہرائی پر کنویں کا رخ موڑنے کی تیاری کی جا رہی ہے۔ یہ کنواں گہری مٹی میں تقریباً 3776± میٹر (MD) تک کھودا جانا چاہئے تھا۔ تاہم زیریں گوروفار میشن میں ریت کی اوپری سطح تک کھدائی کے بعد wireline logs کی بنیاد پر MDT کیا گیا، اس کی تشریح اور دیگر معلومات کے ساتھ اس کے نتائج ملانے کے بعد حوصلہ افزا نتائج ملے اور Upper Goru ”A” sand level میں گیس کی موجودگی کے سراغ ملے ہیں۔

نئے منصوبے/وینچرز

کمپنی مختلف E&P کمپنیوں کے جائزہ بلاکس کے ڈیٹا پر مسلسل نظرثانی کر رہی ہے تاکہ ذخائر کی بنیاد پر ترقی کی حکمت عملی کو مزید مستحکم کرنے کے لیے مزید منصوبے لیز پر حاصل کر کے جائزے کے اثاثوں portfolios کو بڑھایا جا سکے۔ PPL نے بیلا ویسٹ بلاک کے مفاد کار کا 25 فیصد MPCL کو دینے پر اتفاق کیا ہے۔ پیشرفت کی بنیا دپر کوٹری بلاک اور سجاول بلاک میں 35 فیصد مفاد کار پر تبادلے کے معاہدے کے لیے MPCL اور PPL کے درمیان مزید مذاکرات بھی جاری ہیں۔

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

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:** آپریٹرشپ کے حقوق OGDCL سے MPCL کو منتقلی کا کام جاری ہے
- **کوہاٹ بلاک:** DGPC نے ذخائر ڈھونڈنے کا 13.33 فیصد کام تلو/Tullow سے MPCL کو منتقل کرنے کے معاہدے کی منظوری دے دی ہے۔

- **بیلاویسٹ بلاک: PPL** سے کام ڈھونڈنے کے 25 فیصد حقوق کی منتقلی کے لیے فارم آوٹ ایگریمنٹ/ Farm-out agreement ہو چکا ہے، DGPC سے ڈیڈ آف اسائنمنٹ / Deed of Assignment کی منظوری کے لیے کام جاری ہے۔
- **سکھر بلاک: PEL** کے مکمل 41.2 فیصد working interest کی MPCL کو منتقلی کے لیے FOA ہو چکا ہے، DGPC سے ڈیڈ آف اسائنمنٹ / Deed of Assignment کی منظوری کے لیے کام جاری 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 قدر دانی کا کام جاری ہے۔
- **بلاکس کی بولی کا عمل 2018:** بلاک کی بولی کے عمل 2018 میں شرکت اور نئے علاقوں میں کام تلاش کرنے کے حقوق کے حصول کے لیے تیاریاں جاری ہیں۔ بولیاں جمع کرانے کی آخری تاریخ 12 نومبر 2018 ہے۔
- **عالمی بلاکس / ممالک: MPCL** تسلسل کے ساتھ بیرون ملک منتخب کیے گئے بلاکس کی قدر دانی کا سلسلہ جاری رکھے ہوئے ہے۔ اس وقت بھی ایسے کئی بلاکس کی جانچ کی جا رہی ہے جو کہ مختلف توانائی اور پٹرولیم کی کمپنیوں کے پاس 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، 3D/2D ڈی 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 نے بنوں ویسٹ بلاک میں 5 اکتوبر 2018 تک 172 مربع کلومیٹر **3D** سیسمک ڈیٹا حاصل کیا ہے۔ یہ منصوبہ **2018-19** کی تیسری سہ ماہی میں مکمل ہونے کی توقع ہے۔

ماری ڈرلنگ یونٹ (MDU)

رگ ماری۔1 نے بولان ایسٹ 1 (**ST 1**) میں 1500 میٹر (**MD**) تک کھدائی کی ہے۔ کنویں سے اس وقت پیداوار کے حصول کے لیے تجربات جاری ہیں۔

رگ ماری 3 اس وقت غوری بلاک میں کام کر رہا ہے جہاں اس نے دھاریاں۔1 آزمائشی کنواں 4445 میٹر تک کھود لیا ہے، تاحال کھدائی کا کام جاری ہے۔

رگ ماری 2 نے ماری **D&P** میں پانچ HRL کنویں کھودے ہیں، یعنی HRL102، HRL103، HRL104، HRL105، اور HRL106۔ ان کی اوسط گہرائی تقریباً 760 میٹر ہے۔ اس وقت HRL108 کنویں میں کھدائی کا کام جاری 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 سکھر بلاک میں 2700 لائن کلومیٹر کی ری پروسیسنگ، Mari 3D PSDM 1080 مربع کلومیٹر اور ماری میں 1080 مربع کلومیٹر Mari 3D inversion، کرک میں 2D ڈیٹا اور سرغر میں ذخائر کی موجودگی کی تصدیق کا کام کیا ہے۔ غوری میں 456 مربع کلومیٹر کی 3D ری پروسیسنگ کا کام اگست 2018 میں شروع ہوا اور ابھی اس پر کام جاری ہے۔

کاروباری سماجی ذمہ داری(CSR)

CSR بجٹ (مالی سال2017-2018)

جن JVبلاکس میں کمپنی کی سرگرمیاں جاری ہیں وہاں سماجی بہبود کی سکیموں کے لیے PCA کے مطابق مالی سال2017-18کے لیے29,495,289روپے کا بجٹ مختص کیا گیا ہے جو کہ متعلقہ مشترکہ اکاؤنٹس میں جمع کروا دیا گیا ہے۔ ماری فیلڈ کے لیے سالانہ CSR بجٹ 112 ملین روپے ہے جبکہ دیگر اہم منصوبوں کے لیے40ملین روپے مختص کئے گئے ہیں۔

JVبلاکس 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 فروری2017میں جاری کردہ سماجی بہبود کے رہنما اصولوں کے مطابق انجام دیا گیا ہے۔

اِس حوالے سے منصوبوں کی نشاندہی کی گئی اور متعلقہDCsسے 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 متعلقہDCsکے ساتھ مشترکہ اکاؤنٹس میں جمع کرائی گئی ہے اس کے استعمال کو یقینی بنایا جا سکے۔

MPCLفیلڈز میں شجرکاری مہم-بہار2018

MPCLفیلڈز میں شجرکاری مہم شروع کی گئی،اس کے تحتMPCLفیلڈز میں تقریباً15000درخت لگائے گئے۔

نیشنل ہاکی جونیئر ٹیم کے کھلاڑی

MPCLنے اپنی کاروباری سماجی ذمہ داری کے تحت کھلاڑیوں اور کھیلوں کو سپورٹ کیا ہے۔ اس معاونت کے تحت نئے ابھرتے ہوئے کھلاڑیوں کو اپنی صلاحیتوں کو نکھارنے کا موقع ملے گا، جو ملک اورMPCLکے لیے باعث افتخار ہوگا۔

مفت طبی کیمپ

MPCLکی فیلڈز اور آس پاس کے علاقوں کی آبادیوں کے لیے ہفتہ وار اور ماہانہ بنیادوں پر مفت طبی کیمپ لگائے جا رہے ہیں،اس کا مقصد 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

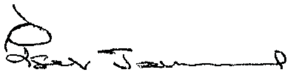
بورڈ آف ڈائریکٹرز کمپنی کے تمام ملازمین کی انتھک محنت اور لگن کی حد درجہ تعریف کرتا ہے۔جس کی بدولت انتظامیہ اس عرصہ میں کمپنی کو موثر طورپر چلانے کے قابل ہوئی اور اپنے صارفین کو ہائیڈروکاربن کی مسلسل پیداوار اور فراہمی کو یقینی بنایا۔

دستخط

لیفٹننٹ اشفاق ندیم احمد ، ہلال امتیاز(ملٹری)، (ریٹائرڈ)

مینجنگ ڈائریکٹر/سی ای او

دستخط

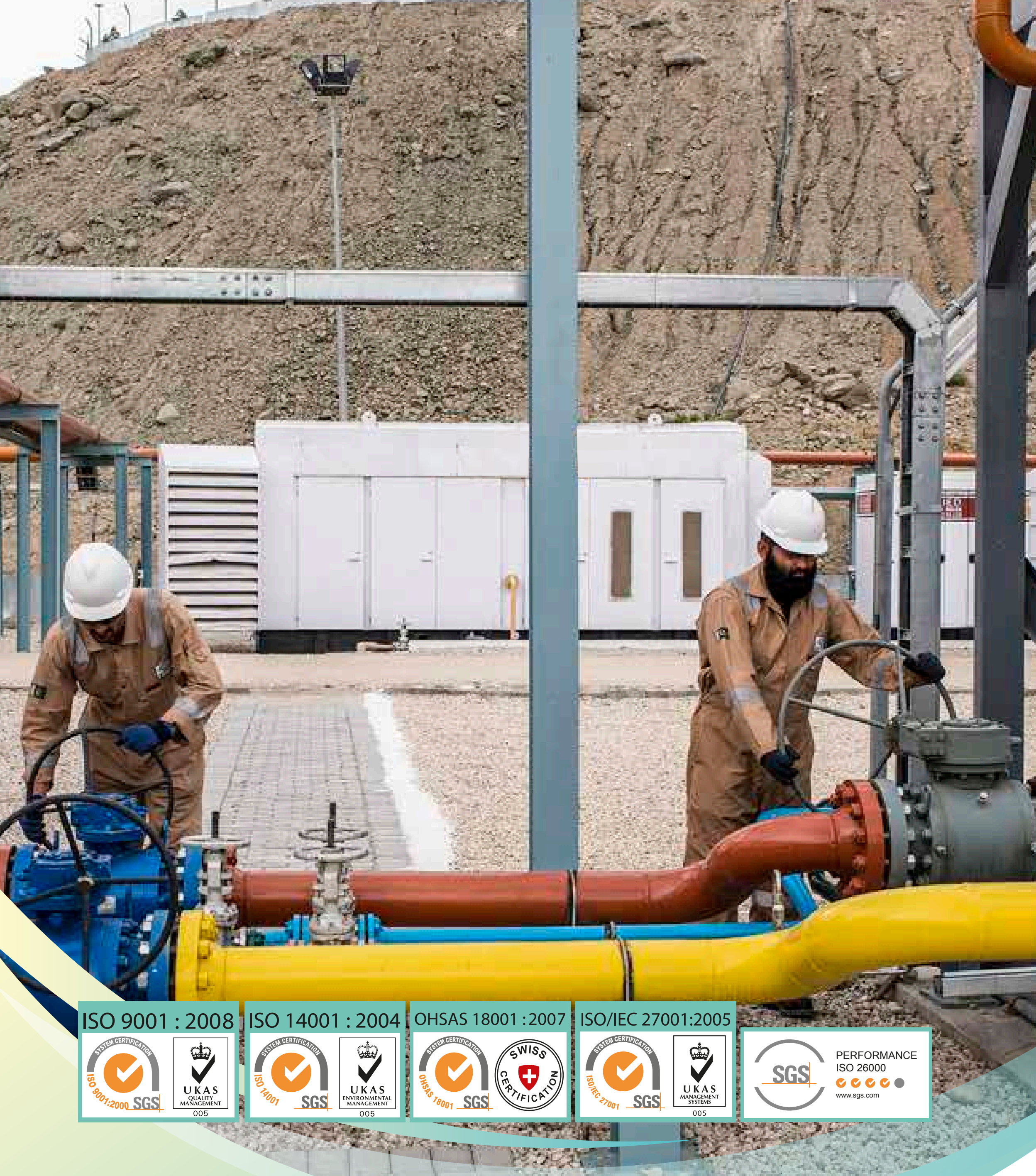


قیصر جاوید

ڈائریکٹر

اسلام آباد

18اکتوبر2018



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

SGS PERFORMANCE ISO 26000

www.sgs.com

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