



Валеев Ильнур Ильсурович - руководитель проекта проектного офиса Центра технологического развития ПАО «Татнефть»

Каримов Ленар Рафикович - ведущий эксперт отдела экспертно-методологического обеспечения Управления охраны окружающей среды и экологии ПАО «Татнефть»

Тимерзянов Марат Галимзянович - заместитель начальника Отдела техники и технологии добычи нефти Управления добычи нефти и газа Департамента добычи нефти и газа СП «Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть»

Ilnur Valeev

- Head of the Project, Project office of the Technological Development Center, Tatneft

Lenar Karimov

- Lead Expert, Division of Expert & Methodological Support of the Environmental Protection & Ecology Department, Tatneft

Marat Timerzyanov - Deputy Head of the Oil Production Engineering & Technology Division of the Oil & Gas Production Directorate of the Oil & Gas Production Department of JV Tatneft-Dobycha, Tatneft

Татнефть: Результаты испытаний системы устьевой диагностики насосно-компрессорных труб

Tatneft: Reducing Logistic, Diagnostic and Maintenance Costs of Downhole Pumps and Tubing

На сегодняшний день значительную долю в достижении стратегических целей ПАО «Татнефть» занимают бизнес-вызовы – своего рода верхнеуровневые задачи по кратному повышению эффективности добычных активов. Всего по Компании выделено порядка 30 таких «проблем», включающих как вопросы поиска технологий по разработке новых, трудноизвлекаемых активов, так и технологий, нацеленных на продление экономической жизни выработанных месторождений, используя рентабельные технологии с низким уровнем риска. Даже первичная проработка бизнес-вызовов показывает, что их решение невозможно без инноваций.

Обычно охват всей проблемы сразу не представляется возможным, поэтому бизнес-

In Tatneft today, “business challenges” occupy a considerable share of the company’s set strategic goals. These are strategic and technical tasks which are set to deliver fold increases in production asset efficiency. About 30 such “challenges” have been identified in different areas, which include searching for technologies that enable the development of hard-to-recover assets, technologies aimed at extending the economic life of depleted fields and using cost effective technologies that have a low implementation risk. The primary evaluation of these business challenges has shown that it is impossible to solve them without using innovative solutions.

It is usually impossible to solve the entire problem at once, therefore, a business challenge is, as a rule, broken down into separate constituents - technical

вызов, как правило, раскладывается на отдельные составляющие, так называемые технологические вызовы. По наиболее приоритетным технологическим вызовам, выделенным в рамках анализа актива, на базе Центра технологического развития ПАО «Татнефть» открываются инновационные проекты. Сценарий реализации подобных проектов включает в себя этапы поиска (разработки), апробации и тиражирования технологий, которых еще нет в технологическом портфеле Компании.

Среди наиболее весомых и приоритетных технологических вызовов, можно выделить проблему высоких эксплуатационных затрат на логистику, диагностику и ремонт скважинного глубинно – насосного оборудования (далее ГНО), а также её значительная доля в составе себестоимости затрат на добычу нефти.

В условиях скважины (эксплуатации) насосно-компрессорные трубы подвергаются различным внешним и внутренним воздействиям, в результате чего происходит деградация металла, механические повреждения, коррозионные процессы, возникают и развиваются трещины на поверхностях труб, а также появляются различные дефекты. Очень важным является своевременное обнаружение таких дефектов до выхода насосно-компрессорных труб (далее НКТ) из строя. Для этого используются различные методы неразрушающего контроля, среди которых наиболее широкое применение получили магнитный и вихретоковый способы дефектоскопии НКТ.

В ПАО «Татнефть» почти половина всех затрат на ремонт и обслуживание ГНО приходится на НКТ. Значительный объем затрат по направлению НКТ обусловлен тем, что в подавляющем большинстве случаев транспортировка, диагностика и ремонт производятся полностью всей подвеской, в связи с невозможностью локального определения точки отказа оборудования в условиях производственных цехов по ремонту глубинно-насосного оборудования.

challenges. The latest technical challenges, identified as part of the asset analysis in the Center for Technology Development in Tatneft, kick started our innovation projects. Such project stages include; searching (development), practical evaluation and replication of the technologies that have been missing in the Company's technology portfolio.

The previous most significant technology challenges included: reducing high OPEX for logistics, diagnostics and maintenance of downhole pumping equipment (DPE) as well as other considerable oil production expenditures.

In an oil well's operational life the tubing is subjected to various external and internal pressures and forces which result in the degradation of metals, mechanical damage, corrosion, cracks appearing and developing on the surfaces of the pipes, as well as the formation of other various defects. It is very important to detect such defects in a timely manner prior to the tubing's failure. Various methods of non-destructive testing have been used for this, the most widely used is tubing electromagnetic integrity defectoscope inspection.

Almost half of Tatneft's entire expenditures for the repair and maintenance of DPE is spent on tubing. Such considerable expenditure is explained by the fact that the transportation, diagnostics and repair is mostly carried out on the entire tubing string since it is impossible to determine the equipment fault point locally, and the DPE is shipped to the workshops for repair.

A classic solution for tubing diagnostics and repair work is to run the total cycle of the pre-washing line (cleaning the tubing of well fluids after the tubing is removed from a well) and the high pressure washing line (cleaning of the internal surface of the tubing from scale and residue), tubing collar back-off tool, wiper trip unit (calibration pigging for tubing), the defectoscope line (tubing wall thickness and defect control), pipe-threading machine, tubing collar back-off line, hydro-testing and the labeling of the tubing (Fig.1).



Рис. 1: Полный цикл диагностики и ремонта НКТ Fig. 1: The full cycle of the tubing diagnostics and repair

Классическим решением производства работ по диагностике и ремонту НКТ является прохождение полного цикла по линии предварительной мойки (очистка НКТ от скважинной жидкости после завоза НКТ со скважины) и мойки высокого давления (очистка внутренней поверхности НКТ от отложений), станка муфтоотворота, установки шаблонировки труб (контроль внутреннего диаметра НКТ), линии магнитной дефектоскопии (контроль толщины стенки НКТ и наличия дефектов), трубонарезной установке, участка муфтонаворота, гидроиспытания и клеймения (рис. 1).

Наиболее очевидным способом оптимизировать процесс транспортировки, диагностики и ремонта НКТ является перенос места проведения работ с сервисной базы на устье скважины. Задача поиска и испытания мобильного устьевого диагностического комплекса была решена в результате совместных усилий специалистов Центра технологического развития и НГДУ «Елховнефть» ПАО «Татнефть».

В процессе поиска решений адаптации существующих геофизических приборов было рассмотрено ряд решений, включающих технологии:

- глубинной расходомерии и термометрии;
- шумометрии;
- дефектоскопии НКТ в процессе их извлечения из скважины.

Процесс глубинной расходомерии применяется в нефтяных компаниях уже давно и не требует представления. Главным недостатком метода, в контексте поставленной задачи, явилась невозможность выделения дефектов насосно-компрессорных труб, еще не принявших сквозной характер.

Другой метод – скважинная шумометрия. Еще в 2017 - 2018 годах специалистами Центра технологического развития и НГДУ «Елховнефть» были проведены экспериментальные работы по локальному определению точки неисправности оборудования в скважине с помощью системы внутрискважинной диагностики, в состав которой входил дефектоскоп и акустический шумомер. Принцип работы дефектоскопа основан на измерении процесса снижения намагниченности металла после воздействия на него импульсом магнитного поля, тогда как принцип работы скважинного шумомера основан на регистрации акустического шума, производимого при движении жидкости через сквозные нарушения в колонне НКТ.

С целью проведения промысловых испытаний системы внутрискважинной диагностики было подготовлено 7

The most obvious way to optimize transportation, diagnostics and tubing repair is to move the service centre to the wellhead. The task of researching and testing a mobile wellhead diagnostic complex was solved as a result of the joint efforts by the specialists of the Center for Technology Development and Tatneft's "Elkhovneft" Field Office.

Several solutions were considered to adapt the existing logging tools, including the following technologies:

- downhole flow and temperature measurements;
- acoustic noise logging;
- tubing NDT during removal from a well.

Downhole flow measurements have already been used by oil companies for a long time and they do not require any attention. The main disadvantage of this method, in the context of this problem, is the impossibility to detect tubing defects that have not yet become fully opened perforations.

Another solution is to use acoustic noise logging. In 2017 and 2018, some experimental trials were carried out by the specialists of the Center for Technology Development and the "Elkhovneft" Field Office to localize the downhole equipment failure areas using downhole diagnostics consisting of a defectoscope and an acoustic noise logging device. The principle operation of a defectoscope is to measure the decreasing intensity of magnetism in a metal after it was subjected to an impulse magnetic field, while the principle of operation of the downhole noise logging device is based on recording the acoustic noise produced by fluids passing through perforations in the tubing string.

While running field tests on the downhole diagnostic system, 7 x 73mm diameter tubing strings were prepared with various artificial flaws – perforations, defects on the external surface and thinning of the tubing wall thickness. The test results confirmed the technological operation of the inline noise logging and identifying the tubing perforated defects. The accurate identification of the tubing defects using smart pigs was not successful in the trial.

Following on, based on the studies of the best professional foreign practices conducted by the teams, the testing of the mobile non-destructive testing service centre was scheduled. The service centre automates the non-destructive testing of the tubing using electromagnetic inspection.

Defectoscopy was conducted during POOH operations and was conducted by the inspection servicing and well workover crews, directly at the wellhead. Moreover, the method makes it possible to detect defects on the

№	Characteristics	Value
1	Processed pipe length, m	6,0 - 11,0
2	Processed pipe diameter, mm	60, 73, 89
3	Defectoscopy method	Magnetic and eddy current
4	Sensor types	Laid-on, touch and contactless sensors
5	Percentage of tubing surface covered by sensors, %	100
6	Pipe movement velocity relative to the defectoscopy module, m/sec	Not less than 0,3
7	Overall dimensions of the flaw detection module (WxDxH), mm	594x604x586
8	Number of sensors in the sensor unit, pieces	8
9	Number of solenoid magnets, pieces	1
10	Number of centering rollers, pieces	2
11	Installed electric power, kW	0,75
12	Identifiable defects	- cracks - catalyst pittings - localized corrosion - critical tool damage - rolling laps - local thinnings - open-end and blind holes - non-metallic impurities
13	Sensitivity setting	Using test specimen
14	Performance capacity, not less than, tubing/hour	40

Table 1

НКТ диаметром 73 мм с различными искусственными дефектами – сквозные отверстия, наличие дефектов на наружной поверхности и утонение толщины стенки НКТ. По результатам испытаний была подтверждена технологическая работоспособность системы внутритрубной шумометрии в части идентификации сквозных дефектов НКТ. Точно идентифицировать дефекты НКТ системами внутритрубной дефектоскопии тогда не удалось.

На следующем этапе, по результату изучения положительного зарубежного опыта Центром технологического развития совместно с НГДУ «Елховнефть» были запланированы испытания мобильного комплекса неразрушающего контроля. Данный комплекс предназначен для автоматизированного неразрушающего контроля насосно-компрессорных труб методом магнитной и

external and internal surfaces of the tubing. The basic technological characteristics of the system are presented in Table 1.

The diagnostic module is mounted on a spider (it is designed for seizing and hang off the tubing string) so that the tubing string could pass through it (see Fig.2), this is connected to the hardware and software systems of the unit using a cable. The non-destructive testing is conducted simultaneously while the pipes are being recovered from the well, the information regarding the current status of the pipes is presented by an optical signal, and it is also possible to scan and archive the primary control data onto a computer hard drive. To control the different diameter tubing, it is necessary to replace the sensor unit for the relevant type and sizes of the pipes. After the diagnostic module is assembled, it becomes necessary to lift the wellhead working platform,

№ п/п	Характеристика	Значение
1	Длина обрабатываемых труб, м	6,0 - 11,0
2	Диаметр обрабатываемых труб, мм	60, 73, 89
3	Метод дефектоскопии	магнитный и вихретоковый
4	Типы датчиков	Накладные, контактные и бесконтактные
5	Охват трубы датчиками, %	100
6	Скорость перемещения трубы относительно модуля дефектоскопии, м/с	не менее 0,3
7	Габаритные размеры модуля дефектоскопии (ШхДхВ), мм	594x604x586
8	Количество датчиков в блоке датчиков, шт.	8
9	Количество соленоидов намагничивания, шт.	1
10	Количество центрирующих роликов, шт.	2
11	Установленная электрическая мощность, кВт	0,75
12	Выявляемые дефекты	- трещины - питинги - язвенная коррозия - критические повреждения инструментом - закаты - локальные утоннения - сквозные и несквозные отверстия - неметаллические включения
13	Настройка чувствительности	по контрольному образцу
14	Производительность, не менее, НКТ/час	40

Таблица 1

вихретоковой дефектоскопии в процессе проведения спускоподъемных операций (далее СПО) на устье скважины бригадами текущего и капитального ремонта скважин. При этом он позволяет выявлять дефекты на наружной и внутренней поверхностях НКТ, а также в теле металла трубы. Основные технические характеристики комплекса представлены в [таблице 1](#).

Диагностический модуль устанавливается на спайдер (предназначен для захвата и удержания на весу колонны НКТ), так, чтобы колонна НКТ проходила через него ([рис. 2](#)) и коммутируется с помощью кабеля с аппаратно-программным комплексом установки. При подъеме труб из скважины одновременно обеспечивается неразрушающий контроль тела, информация о

the hydraulic tongues and the working platform of the current well servicing the operator. Prior to operations in case it is necessary to replace the sensor unit, it is necessary to test the sensitivity setting of the sensors, using a test specimen of tubing. The time required for assembling, disassembling the diagnostic system and testing the sensitivity of settings of the sensors, is around an average of 40 minutes per one repair job.

To run the field trials, wells were selected which had been waiting servicing and had leaking downhole pumping equipment. The Company's 8 producing wells, having had a mean time before failures of 552 days, became the testing targets. The field trials were implemented in two stages: the first stage included inspecting the pipes at the well site, while the second stage was carried out in the service workshops.

годности труб выдается с помощью световой сигнализации, при этом существует возможность просмотра первичных данных контроля и архивирования информации на диске компьютера. Для контроля НКТ отличного диаметра необходимо произвести замену блока датчиков под соответствующий типоразмер труб. После монтажа диагностического модуля возникает необходимость подъема настилаемой на устье скважины рабочей площадки, гидравлического ключа (ГКШ) и рабочей площадки старшего оператора подземного ремонта скважин. Перед началом работ и при замене блока датчиков необходимо провести настройку чувствительности датчиков с использованием контрольных образцов НКТ. Время, затрачиваемое на монтаж, демонтаж диагностического комплекса и настройку чувствительности датчиков, в среднем составляет не более 40 минут на один ремонт.

Для проведения опытно-промысловых испытаний были выбраны скважины, находящиеся в ожидании текущего ремонта, преимущественно с негерметичным глубинно-насосным оборудованием. Объектами испытаний стали 8 добывающих скважин Компании, со средней наработкой на отказ 552 суток. Опытно-промышленные работы проводились в два этапа: первый этап – инспекция труб непосредственно на скважине, второй – в сервисных цехах по ремонту ГНО.

В процессе опытно-промысловых работ оценивалась работоспособность, корректность работы модуля дефектоскопии и изменение продолжительности подземного ремонта скважины. В процессе извлечения НКТ из скважины производится их дефектоскопия (инспекция), с отображением результатов контроля на мониторе ПЭВМ в режиме реального времени (рис. 3) и подачи соответствующего светового (красный – брак, зеленый – годная) и звукового сигналов. По результатам дефектоскопии НКТ производится сортировка труб на годные и бракованные. После отворота бракованной НКТ и укладки на мостки на нее наносилась метка для последующего детального осмотра. После полного подъема, колонны НКТ вывозились в полном объеме в сервисные цеха по ремонту глубинно-насосного оборудования для проведения полного цикла ремонта и диагностики и сопоставления полученных данных в процессе спуско-подъемных операций и с использованием стационарных комплексов в условиях трубных баз.

В процессе экспериментальных работ всего через линию дефектоскопии и ремонта в сервисных цехах по ремонту и обслуживанию ГНО и на устье скважины прошло 1 173 НКТ. При этом в процессе проведения текущего ремонта модулем



Рис. 2: Внешний вид мобильного комплекса диагностики НКТ
Fig. 2: The mobile diagnostic equipment for tubing

Over the course of the field trials usability, correct operation of the defectoscopy module and changes in the duration of well servicing were all assessed.

As the tubing was recovered from a well it underwent defectoscopy inspection with the results displayed in real-time on the computer (see Fig.3) alongside the evaluation signal (red – for defected tubing; green- for useable pipes) with an acoustic signal.

Based on the results of the tubing defectoscopy, the tubes were sorted into the reusable and rejected.

After the rejected tubing pipes were backed off and laid down on the catwalk they were labeled for examination.

After recovery, the disassembled tubing strings were delivered to the service workshops for DPE repair, running the full cycle of repair and diagnostics, and also to analyze the data obtained during POOH operations using the equipment in the pipe repair shops.

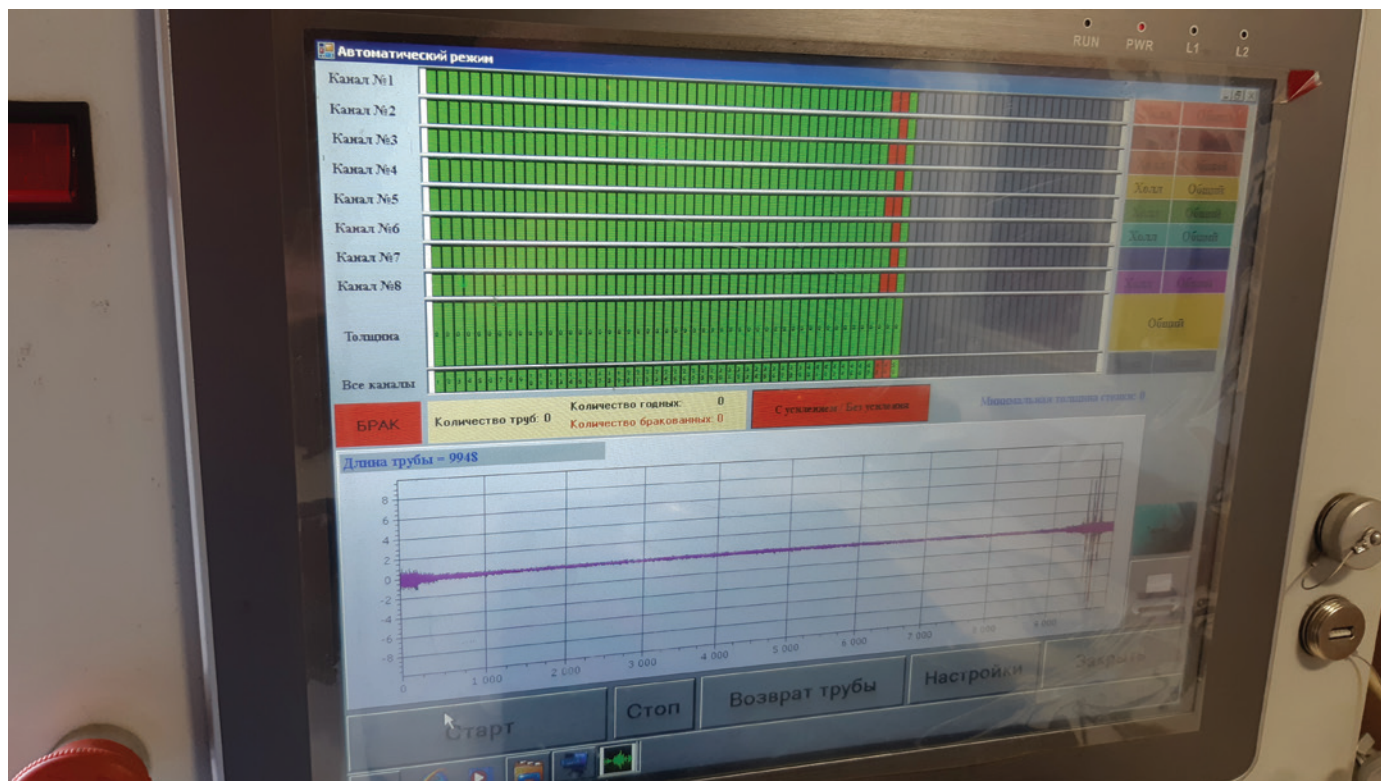


Рис. 3: Отображение информации состояния НКТ на мониторе ПЭВМ в режиме реального времени

Fig. 3: The information of the tubing condition is displayed on a computer monitor in real-time

дефектоскопии было отбраковано 229 НКТ, тогда как на стационарном стенде диагностики – 231, в том числе 224 из тех, что были отбракованы в процессе СПО (таблица 2). Таким образом, общее расхождение результатов диагностики составило порядка 2%, при этом факт проведения дефектоскопии НКТ на устье никак не повлиял на продолжительность подъема оборудования из скважины. При этом было установлено, что наличие асфальто смоло парафиновых отложений на извлекаемом оборудовании, не оказывает никакого влияния на качество дефектоскопии.

В целом, с учетом полученных результатов проведенных экспериментальных работ, можно утверждать, что мобильный комплекс подтвердил свою технологическую эффективность, обеспечивая точность диагностики, сопоставимую со стационарными системами, установленными в сервисных цехах. Полученные в ходе испытаний данные свидетельствуют о возможности оптимизировать объем вывоза и ремонта НКТ по компании до 80%.

Несмотря на достигнутые по результатам испытаний положительные результаты, ряд особенностей мобильного комплекса требует доработок, в первую очередь необходимо реализовать возможность проведения дефектоскопии скважин с УЭЦН (в

In total, 1173 tubing pipes have been processed for DPE repair and maintenance over the course of the trial, at the repair workshops and at the wellhead. Notably, 229 tubing pipes were rejected via defectoscopy during well servicing, while 231 pipes were rejected at the stationary diagnostic stand, of those 224 had been rejected over the course of POOH operations (see Table 2).

Thus, the total difference between the results was about 2 per cent; that notwithstanding, by running the tubing defectoscopy at the wellhead it in no way affected the time to recover the equipment from the well. It was determined that the presence of asphaltine precipitation on the recovered equipment did not have any effect on the quality of the defectoscopy.

In general, taking into account the results obtained over the course of the trial, it is possible to state that the mobile system confirmed its efficiency, proving the accuracy of the diagnostics was comparable to any of the stationary systems installed at the service workshops. The data obtained over the course of the test confirmed that the volume of tubing delivery and repair was optimized by 80 per cent.

Despite the positive results during the trial, a number of features of the mobile system required modification. First, it is necessary to deliver the potential of performing defectoscopy testing at the well site with an ESP (due

Скважина Well	Количество НКТ, шт. Number of tubing pipes, pieces	Количество отбракованных НКТ на устье, шт. Number of rejected tubing pipes at the wellhead, pieces	Количество отбракованных НКТ на базе, шт. Number of rejected tubing pipes at the service base, pieces	В т.ч. не выявленные на устье, шт. <i>Including pipes with defects not detected at the wellhead, pieces</i>
1	139	7	6	1
2	156	38	38	2
3	171	18	18	
4	128	53	53	
5	124	37	37	
6	171	26	29	4
7	133	23	23	
8	151	27	27	
ИТОГО:	1 173	229	231	7

Таблица 2 Table 2

связи с наличием кабеля), уменьшение габаритных размеров диагностического модуля и реализация его в едином блок-боксе, с возможностью его установки с использованием подъемного агрегата для ремонта скважин. Данные рекомендации были направлены производителю оборудования для модернизации оборудования.

Экономический эффект от внедрения мобильного устьевого комплекса неразрушающего контроля НКТ строится на сокращении эксплуатационные затраты на транспортировку, ремонт и диагностику труб за счет замены и вывоза в цеха по ремонту ГНО только бракованных НКТ.

to the presence of cables); it is necessary to minimize the overall dimensions of the diagnostic module and it is necessary to enable its installation using truck mounted workover rigs.

The recommendations were sent to the manufacturer of this equipment for its retrofit.

The economic effect of the introduction of the mobile wellhead system of non-destructive testing of tubing is based on the OPEX savings that have reduced transportation, repair and diagnostics of tubing costs due to the fact that only actually rejected tubing pipes had to be replaced and delivered to the DPE repair workshops.

Авторы - Authors



Валеев Ильнур Ильсурович - руководитель проекта проектного офиса Центра технологического развития ПАО «Татнефть»

Ilnur Valeev - Head of the Project, Project office of the Technological Development Center, Tatneft



Каримов Ленар Рафикович - ведущий эксперт отдела экспертно-методологического обеспечения Управления охраны окружающей среды и экологии ПАО «Татнефть»

Lenar Karimov - Lead Expert, Division of Expert & Methodological Support of the Environmental Protection & Ecology Department, Tatneft



Тимерзянов Марат Галимзянович - заместитель начальника Отдела техники и технологии добычи нефти Управления добычи нефти и газа Департамента добычи нефти и газа СП «Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть»

Marat Timerzyanov - Deputy Head of the Oil Production Engineering & Technology Division of the Oil & Gas Production Directorate of the Oil & Gas Production Department of JV Tatneft-Dobycha, Tatneft