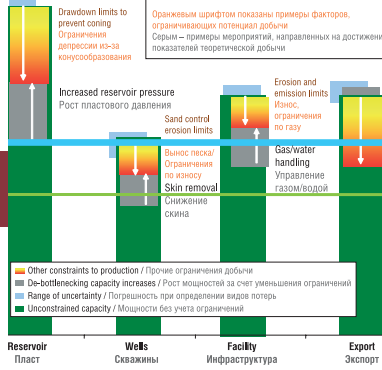
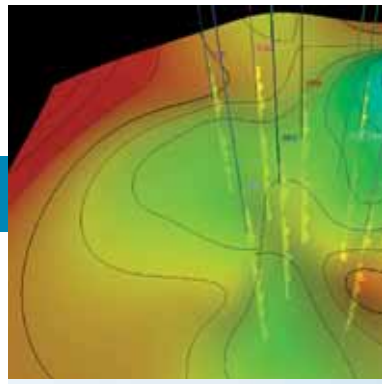


4



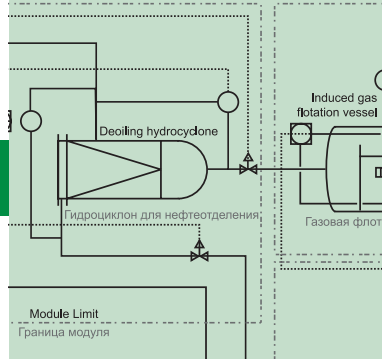
8



14



18



22



28



## Содержание / Contents:

Новости / News Brief .....2

4

### Технологии добычи • Production Technology

Управление производственными потерями как способ повышения эффективности производства / Managing Production Loss to Improve Production Efficiency .....4

8

### Разработка пластов • Reservoir Management

Центр визуального моделирования: эффективное средство для принятия взвешенных решений / Visual Modeling Center: Valued Decision Making through Meticulous Meeting Planning and Preparation .....8

11

### Переработка и сбыт • Downstream

BP Ultimate: топливо нового поколения / BP Ultimate: A New Generation Fuel .....11

14

### Крупные проекты • Major Projects

Русское месторождение: нефть как мед / Russkoye Field: Oil Like Honey .....14

18

### Инжиниринг и инфраструктура • Engineering and Infrastructure

Проектирование систем водоподготовки и нагнетания в пласт / Facility Engineering: Water Treatment and Injection .....18

22

### Компьютерное моделирование • Computer Modeling

Обобщающие интерпретационные 3D-суперпроекты: новые сейсмические и геоинформационные технологии решают старые проблемы данных / 3D Seismic Interpretation Super Projects: New 3D Seismic and GIS Technologies Help to Solve Old Data Problems .....22

28

### Управление целостностью оборудования • Integrity Management

Новые направления обеспечения целостности промысловых трубопроводов / New Directions to Ensure Field Pipeline Integrity ... .28

34

### Обратная связь • Feedback

Журнал «Новатор» глазами наших читателей / Innovator: the Way the Readers See it .....34

## LINIK Starts Producing Low-Sulfur Diesel Fuel

LINIK

On Dec. 27, 2006, LINIK received certificates of conformity substantiating that its new products — diesel fuel whose sulfur content has been reduced to 50 ppm or less — meet all requirements.

Diesel fuel with sulfur content reduced to 50 ppm is European-quality fuel. It will be marketed within Ukraine and exported beyond its boundaries; therefore, it must meet rigid standards. Oksana Babushkina, deputy head of LINIK's central laboratory, noted that all new products that are subject to mandatory certification must undergo tests and be certified via the UkrSEPRO system. LINIK's new diesel products, Babushkina reported, successfully passed examination. On Dec. 27 LINIK received certificates substantiating that three reduced-sulfur diesel brands (C, E and F) conform to requirements.

To control the quality of diesel fuel in compliance with international standards, LINIK purchased automatic analytic instruments: a sulfur content analyzer to ppm level (Euroglas TS-3000 UV-F), instruments to measure the cocking behavior of the fuel and its oxidation stability, a lubricating properties analyzer (equipment from Herzog), a conductivity meter and a liquid chromatograph to analyze polynuclear aromatic hydrocarbon content.

All engineering and technical personnel were trained to use the equipment. The new lab instruments will facilitate full control over the quality of commercial diesel products produced at the Lisichansk Refinery.



PHOTO: LINIK / FOTO: LINIK

Product lab engineer Viktoriya Dryzhak checks the level of sulfur in diesel.

## Saratov Refinery Plans Modernization in 2007

TNK-BP will spend about 1.5 bln rub. during 2007 to modernize the Saratov Refinery and to bring its processes into conformity with stricter environmental and industrial safety standards.

The largest project will be the construction of a new furnace at unit L-35-11/300, where high-octane gasoline component are produced.

The unit consists of reforming and hydrotreating blocks for which one furnace heats gas feedstock blends. One block cannot be shut down while the other is operating. Instead, the entire unit must be stopped, and that increases hazardous emissions. In addition, the unit's activity is below the nominal rate because of insufficient furnace capacity and unbalanced feedstock flow.

All this led to a decision to build a new, up-to-date furnace for the hydrotreating block, leaving the current one to heat gas feedstock at the reforming block. The old furnace will be upgraded to meet current industrial safety requirements. The project's realization will enable the hydrotreating and reforming blocks to operate independently and help the unit achieve nominal productivity and improve efficiency.

The new furnace will be equipped with the latest instruments, gas analyzers, automatic incineration controls and blocking devices. Composition of flue gas will be controlled automatically. All these measures will improve the environmental circumstances and operational safety at the facility considerably.

TNK-BP POVOLZHYE

## TNK-Nyagan Equips Fields with a New Type of Meters

TNK-NYAGAN

In 2006 the group metering stations at TNK-Nyagan fields were replaced with new-generation Mera automated metering stations manufactured by Neftemash, a plant based in Tyumen.

Taras Zinchuk, deputy head of the CGDN-1, commented that the new hydrostatic measuring unit, Mera 40-N-400/600, makes it possible to track well processes more accurately and more expeditiously. The unit measures the bulk flow rate of liquids, water and oil, and the volume flow rate of associated gas. Results of measurements are sent to the oilfield control station.

The unit has a built-in separator that segregates associated gas from liquids (oil-and-water mix). It also measures bulk flow rates of liquids and volume flow rates of gas during alternate infusion of gas and oil-and-water mixes; infusion is effected by an electrical changeover switch. The technology block is equipped with switchgear to control metering of individual wells and commingled flows.

Alexei Sidorov, senior specialist at the CDNG-1 Instrumentation and Control Unit, commented on several engineering advantages of the Mera 40-N-400/600: "When handling large flow rates with low water-cut and foamy oil, the unit automatically switches to metering hydrostatic head pressure after a pause; that pause allows gas bubbles to seep out completely. The same mode is enabled after a calibrated tank level is measured or after a preset filling period. Axial vortex in the gas separator improves gas and liquid segregation."

SOURCE: TNK-NYAGAN / ВИСТОПНИК: ТНК-НІГАГАН

### Specifications

Name	Metering range for connected wells, liquids, cu. m per day	Metering range for connected wells, gas, cu. m per day, maximum	Number of wells connected	Operating pressure range, MPa
AGZU Mera 40-N-400/600	4 – 400	1,200 – 240,000	1 – 20	1.0 – 4.0

## TNK-Uvat Posts New Accomplishments

TNK-BP

During a meeting in late November 2006, the Western Siberian office of the State Reserves Commission accepted 66.7 mln t of in-place oil reserves at the Kosukhinskoye field onto the national books of balance. TNK-Uvat discovered the Kosukhinskoye field in 2006.

The commission reviewed other material presented by subsoil users operating in the southern part of Tyumen Region. Five of the six fields approved by the State Reserves Commission were discovered at TNK-BP license blocks: Kosukhinskoye and Protozanovskoye (TNK-Uvat), Srednekeumskoye and Nemchinovskoye (Radonezh Petroleum), Severo-Kachkarskoye (Tyumenneftegaz). The commission also approved reserves for the Urnenskoye and the Ust-Tegusskoye fields. This gives TNK-BP a green light to begin full-scale development of these projects.

Uvat Exploration Project Director Sergei Khafizov noted that the Company had discovered seven new oil fields in 2006; five of these have already been included in the national books of balance. The Tamarginskoye and the Imeni Malyka fields will be presented to the commission's Western Siberian office in 2007. Since its beginning in the summer of 2004, the Uvat Exploration Project has discovered 10 fields, nine of which are oil fields and one gas-condensate field.

In 2007 geologists will put considerable emphasis on exploration. "We don't expect the kind of fireworks of openings like we had in 2006, but we do look forward to two or three new discoveries. We are pinning our hopes on TNK-Uvat's Yuzhno-Pikhtovy and the Tamarginsko-Severo-Bolotny blocks and the Keumsky block, whose licenses are held by Radonezh Petroleum," Khafizov said.

## «ЛИНИК» выпустил дизельное топливо с пониженным содержанием серы

ЛИНИК

27 декабря ЗАО «ЛИНИК» получил сертификаты соответствия, подтверждающие, что новый вид продукции — дизтопливо с пониженным содержанием серы до 50 ppm — соответствует предъявляемым к нему требованиям.

Дизельное топливо с содержанием серы до 50 ppm — это топливо европейского качества, которое будет поступать на внутренний рынок Украины и экспортироваться за пределы страны, и поэтому к его качеству предъявляются жесткие требования. Как отмечает Оксана Бабушкина, заместитель начальника центральной заводской лаборатории (ЦЗЛ), каждый вид новой продукции, выпускаемый предприятием и подлежащий обязательной сертификации, должен быть подвержен сертификационным испытаниям и сертифицирован в системе УкрСЕПРО. По ее словам, испытания прошли успешно, и 27 декабря «ЛИНИК» получил сертификаты соответствия, подтверждающие, что три марки дизтоплива с пониженным содержанием серы (С, Е и F) соответствуют предъявляемым к ним требованиям.

Для обеспечения контроля качества дизельного топлива в соответствии с международными стандартами было закуплено необходимое автоматическое оборудование: приборы для определения содержания серы на уровне ppm (Euroglas TS-3000 UV-F), коксусности топлива, окислительной стабильности, смазывающей способности (оборудование фирмы Herzog), кондуктометр для определения электропроводности, жидкостный хроматограф для определения полициклических ароматических углеводородов.

Для того чтобы освоить эти приборы, все инженерно-технические работники прошли соответствующее обучение. Использование нового оборудования позволит осуществлять полный контроль качества товарного дизельного топлива, производимого на Лисичанском НПЗ.

## Планы по модернизации Саратовского НПЗ на 2007 год

ТНК-ВР ПОВОЛЖЬЕ

В 2007 году ТНК-ВР выделяет около 1,5 млрд руб. на модернизацию Саратовского НПЗ и на приведение его мощностей в соответствие с современными, более жесткими требованиями экологической и промышленной безопасности.

Наиболее масштабным проектом будет строительство новой печи на установке Л-35-11/300, которая вырабатывает компонент высокооктановых бензинов.

Установка состоит из блоков риформинга и гидроочистки, для которых предназначена одна печь для подогрева газосырьевой смеси. Остановить один блок при работающем втором невозможно. Приходится останавливать всю установку, а это приводит к увеличению выбросов вредных веществ в атмосферу. Кроме того, производительность установки не соответствует номинальным показателям из-за недостаточной тепловой мощности печи и несбалансированности сырьевых потоков.

В связи с этим было принято решение построить на заводе новую современную печь для блока гидроочистки бензинов, а существующую печь задействовать для подогрева газосырьевой смеси блока риформинга с приведением печей в соответствие требованиям действующих правил промышленной безопасности. Реализация этого проекта позволит, во-первых, обеспечить автономную эксплуатацию блоков гидроочистки и риформинга, во-вторых, достичь номинальной производительности установки, увеличить эффективность ее работы.

Печь будет оборудована всеми современными приборами, газоанализаторами, средствами автоматического регулирования процесса сжигания топлива, блокировками, будет налажен автоматический контроль состава дымовых газов. Все это позволит существенно улучшить экологическую обстановку и повысить безопасность эксплуатации установки.



Старая технологическая печь установки Л-35-11300 Саратовского НПЗ

PHOTO: ТНК-ВР / ФОТО: ТНК-ВР

## Месторождения ОАО «ТНК-Нягань» оборудовали измерительными установками нового типа

ТНК-НЯГАНЬ

В 2006 году на месторождениях ОАО «ТНК-Нягань» привычные групповые замерные установки (ГЗУ) были заменены автоматизированными измерительными установками нового типа «Мера», выпущенными тюменским заводом «Нефтемаш».

Как отмечает заместитель начальника ЦДНГ-1 Тарас Зинчук, измерительная установка гидростатического типа «Мера 40-N-400/600» позволяет более точно и оперативно отслеживать режим работы скважин. АГЗУ предназначена для измерения массовых расходов жидкости, воды и нефти и объемного расхода газа нефтяных скважин и передачи данных о результатах измерений на диспетчерский пункт нефтяного промысла.

В технологическом блоке агрегата находится сепаратор, служащий для отделенияпутного газа от жидкости (водонефтяной смеси) и измерения массового расхода жидкости и объемного расхода газа при его попеременном заполнении газом и водонефтяной смесью с помощью переключателя потока с электроприводом. Здесь есть распределительное устройство, служащее для обеспечения очередности измерения дебита подключаемых к установке нефтяных скважин и последующего объединения их в один.

Ведущий специалист КИПиА ЦДНГ-1 Алексей Сидоров отмечает ряд технических преимуществ установки «Мера 40-N-400/600»: «При работе на больших дебитах с малообводненной и пенящейся нефтью предусмотрен автоматический переход на проведение замера гидростатического давления столба жидкости после некоторой паузы, обеспечивающей полный выход пузырькового газа, а также после определения уровня наполнения калиброванного объема измерительной емкости при заранее определенном времени наполнения. Наличие осевого завихрителя в газовом сепараторе позволяет проводить более эффективное отделение газа от жидкости».

SOURCE: ТНК-НЯГАНЬ / ИСТОЧНИК: ТНК-НЯГАНЬ

	3/	3/		
АГЗУ «Мера 40-N-400/600»	4 – 400	1 200 – 240 000	1 – 20	1,0 – 4,0

## Новые успехи «ТНК-Уват»

ТНК-ВР

В конце ноября 2006 года состоялось заседание Западно-Сибирского филиала Государственной комиссии по запасам (ЗСФ ГКЗ), на котором рассмотрено и принято к постановке на государственный баланс 66,7 млн т геологических запасов нефти Косухинского месторождения, открытого в 2006 году компанией «ТНК-Уват».

ГКЗ рассмотрела также другие материалы, представленные недропользователями, работающими на юге Тюменской области. Пять из шести месторождений, утвержденных ГКЗ, открыты на лицензионных участках ТНК-ВР: Косухинское и

Протозановское (ООО «ТНК-Уват»), Среднекеумское и Немчиновское (ЗАО «Радонеж Петролеум»), Северо-Качкарское (ОАО «Тюменнефтегаз»). Комиссия также одобрила отчеты по запасам Урненского и Усть-Тегусского месторождений, что позволит ТНК-ВР начать их полномасштабную разработку.

Директор Уватского геологоразведочного проекта Сергей Хафизов отмечает, что в 2006 году было открыто семь новых нефтяных месторождений, пять из которых уже официально поставлены на баланс. Тамаргинское месторождение и месторождение имени Малька планируется представить на рассмотрение ЗСФ ГКЗ в 2007 году. Всего же с момента реализации Уватского геологоразведочного проекта (лето 2004 года) открыто 10 месторождений, девять из которых нефтяные и одно нефтегазаконденсатное.

В 2007 году геологи планируют сделать значительный упор на разведку. «Такого фейерверка открытий, который был в 2006 году, уже не будет. Но два-три новых месторождения все-таки откроем. Большие надежды сейчас возлагаем на Южно-Пихтовый и Тамаргинско-Северо-Болотный блоки ООО «ТНК-Уват» и Кеумский блок (ЗАО «Радонеж Петролеум»)», — отмечает Хафизов.

# Управление производственными потерями как способ повышения эффективности производства

## Managing Production Loss to Improve Production Efficiency

Все ведущие нефтяные компании стремятся к снижению производственных потерь, а значит, к повышению эффективности производства, и у каждой из них есть свои методы и средства улучшения этих показателей.

Every major oil company aspires to reduce its production losses and thereby improve its production efficiency. Each company employs different methods and techniques to enhance production performance in its business.



**Коллин МакКэффри**  
([HCMcCaffery@tnk-bp.com](mailto:HCMcCaffery@tnk-bp.com)),  
руководитель группы по управлению производственными потерями,  
БН «Технологии», Нижневартовск  
**Colin McCaffery**  
([HCMcCaffery@tnk-bp.com](mailto:HCMcCaffery@tnk-bp.com)),  
Production Loss Management Team Leader,  
Technology, Nizhnevartovsk

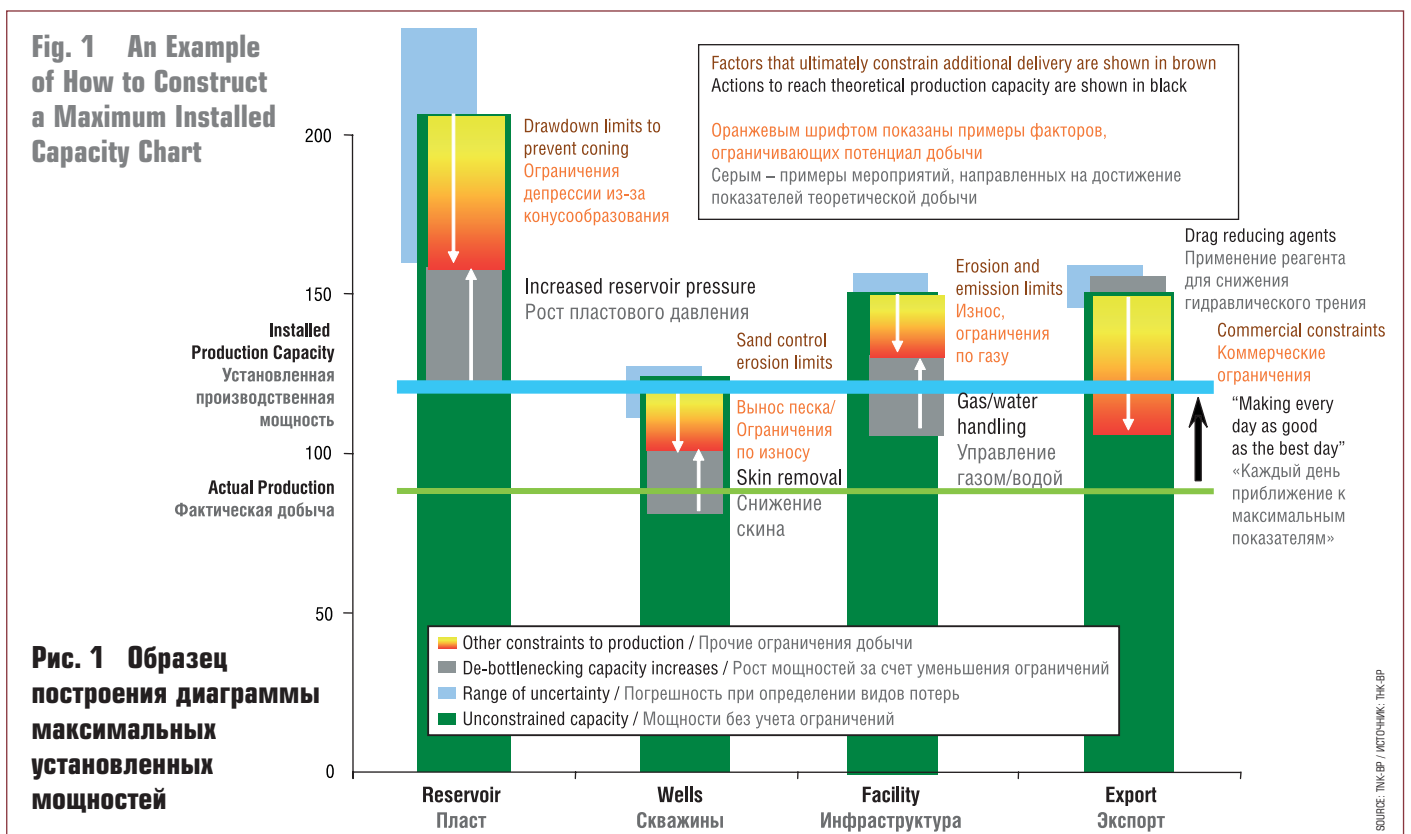
TNK-BP's Production Loss Management (PLM) process was first introduced in 2004 and has been implemented in three pilot PUs in Western Siberia as well as in Udmurtia, which has since been divested. While adopting the principles of the BP Choke Model, TNK-BP is working to establish a process to fit its own requirements. Since initial implementation, process standard documentation has been put in place to ensure consistency and commonality of approach to Loss Management throughout the participating pilot PUs.

В TNK-BP процесс управления производственными потерями (УПП) был впервые представлен в 2004 году. Он был внедрен в качестве пилотных проектов в трех Производственных единицах Западной Сибири, а также в БЕ Удмуртия (в настоящее время не входит в TNK-BP). Одновременно с адаптацией принципов Штуцерной модели, заимствованной из BP, компания TNK-BP разрабатывает этот процесс с учетом собственных потребностей. На начальной стадии внедрения процесса был разработан корпоративный стандарт и руководство по внедрению процесса для обеспечения единого и последовательного подхода к управлению потерями всеми специалистами, задействованными в пилотном проекте.

### Определение мощностей и производственных показателей

Одним из основных элементов процесса управления потерями является создание единой методологии определения производственных мощностей каждого актива (группы активов). Данная информация представлена на диаграмме «максимальных установленных мощностей» (Рис. 1).

Обзор информации по активам в подобном формате помогает определить потенциальные возможности добычи и значение так называемой «установ-



**Fig. 2 An Example of a Production Performance Graph**  
**Рис. 2 Образец графика динамики добычи и УПМ**

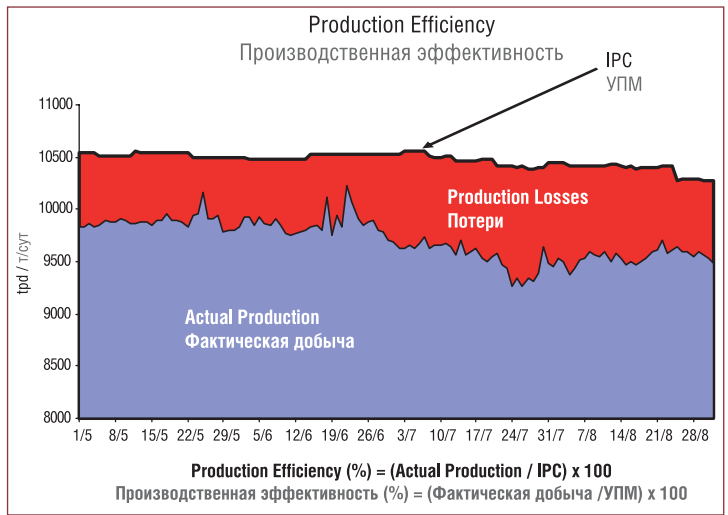
**Determining Capacities and Production Targets**

One of the key elements of any common loss management process is the establishment of a consistent methodology for determining the production capacities of any given asset (or group of assets) and the pre-defined boundaries of the delivery unit. We depict this information in chart form; it is known as the Maximum Installed Capacity Chart (MICC) (Fig. 1).

By viewing all asset information in this manner, we can determine what our production target should be. From the capacities of each element, we can establish the Installed Production Capacity (IPC) for the asset. IPC will change with time, depending on reservoir decline, wells growth and intervention work being carried out. We are currently working to establish this methodology throughout the TNK-BP organization. It will provide clarity and understanding for each of the assets and ensure that we are all measuring our production in a consistent manner. Later, if we measure our actual daily production against the IPC, we can record the production efficiency of the asset(s) (Fig. 2).

**Analyzing Sources and Causes of Production Loss**

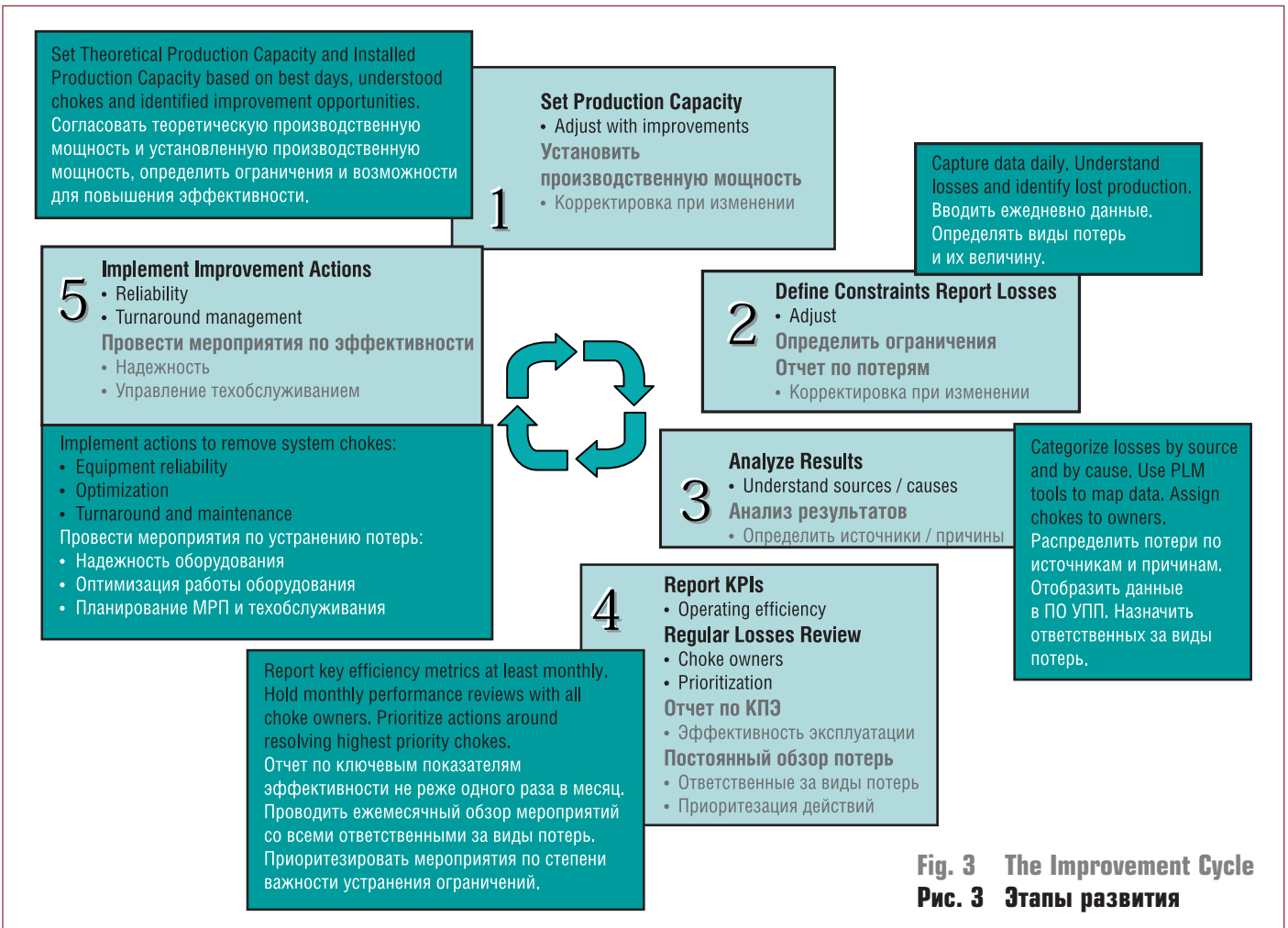
By establishing similar systems in all assets, we will have the opportunity to benchmark our assets against their peers. Using similar methods across the Company also provides a meaningful way of rolling up data to look at the performance of the Company as a whole and identifying the greatest opportunities to improve production. Common sources and causes of production loss become easier to identify, and it will be easier to track the benefits of any improvement actions. The



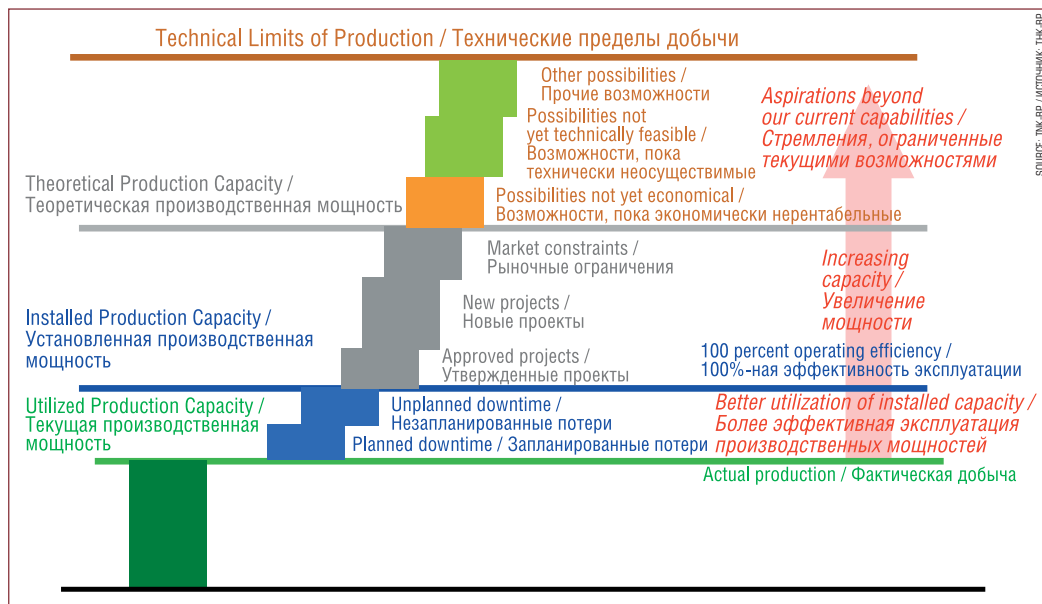
ленной производственной мощности» (УПМ) актива. Со временем эти показатели меняются в результате истощения пласта, увеличения количества скважин и проводимых ГТМ. Сегодня мы занимаемся вопросом внедрения данной методологии по всей компании TNK-BP. Она обеспечит четкость понимания и единообразие анализа добычи по всем активам. Отношение фактической суточной добычи к УПМ позволяет нам определить производственную эффективность актива/активов (Рис. 2).

**Анализ источников и причин производственных потерь**

Создание единой системы даст возможность проведения сравнительного анализа наших активов и предприятий-аналогов. Применение общих методик позволит рассматривать производственные показатели на уровне Компании в



**Fig. 3 The Improvement Cycle**  
**Рис. 3 Этапы развития**



**Fig. 4 The Building Blocks of Lost Production**  
**Рис. 4 Структурные элементы потерь производства**

целом и выявлять самые перспективные направления работы для повышения добычи. Будет легче обнаружить общие источники и причины производственных потерь и отследить положительную динамику мероприятий, направленных на повышение эффективности. Со своей стороны, специалисты корпоративного центра могут оказать значительную помощь в рассмотрении и принятии общего решения для всех активов, что, в конечном

help of specialists may be directed from a central resource, creating a one-time solution for all assets and ultimately saving money for the Company (Fig. 3).

"By establishing a common methodology for production target setting and production loss management across all the assets in TNK-BP, we will be able to create a good foundation from which we can improve our production efficiency," Aidar Sarvarov, Deputy General Director, Production Planning & Technology, TNK-Nizhnevartovsk, observed. "We are working hard to implement the PLM process in our Performance Unit and helping to develop an integrated Russian system that can work with our current reporting system and to apply it throughout the Company."

### Future Production Growth

An opportunity that exists within the scope of the PLM process is the potential to develop another production target, namely the Theoretical Production Capacity (TPC). Here, following identification

итоге, приведет к экономии средств Компании (Рис. 3).

«Применяя в каждом активе компании TNK-BP единую методологию для оценки производственных показателей и управления производственными потерями, мы тем самым создадим хорошую основу для повышения производственной эффективности, — отмечает Айдар Сарваров, заместитель генерального директора по производственному планированию и технологии ОАО «ТНК-Нижневартовск». — Сегодня в нашей Производственной единице продолжается работа по внедрению процесса УПП, также мы помогаем в разработке интегрированной российской системы, адаптированной к нашей существующей отчетности и применимой в дальнейшем по всей Компании».

### Потенциальное увеличение добычи

В рамках развития процесса Управления производственными потерями появляется перспектива для определения другого производственного показателя — теоретической производственной мощности (ТПМ). Здесь предполагается изучение потенциала капитальных вложений и определение наиболее эффек-

PHOTO: TNK-BP / FOTO: TNK-BP



of suitable work programs, we can look at capital investment potential. By analyzing MISC, we can see where any investment could be targeted in order to deliver more oil most effectively. Looking even further ahead, we can employ our technology experts to investigate opportunities that lie beyond our current capability to exploit. Finally, the PLM process could work with the Company's forecasting, planning and scheduling departments, linking their numbers to IPC data. This would help us determine IPC values for more extended periods, allowing us to better track the accuracy of our forecasting and planning (Fig. 4).

### PLM's Introduction in TNK-BP

TNK-BP Technology Stream currently employs four coaches and a team leader in order to implement the PLM process in our pilot assets. We plan to introduce more coaches as we expand the system Company-wide. Coaches work full time with management and engineering staff in the PUs, advising and training them in the use of the process and the supporting software tools. An expert group has been set up to provide us with governance and to help us ensure that our process remains consistent throughout the organization.

The TNK-BP PLM process is in its infancy. Experience has shown that this process is one of evolution: continually developing to suit the environment where it has been implemented. The concepts of PLM have been proven worldwide, but we have to ensure that it is implemented correctly. PLM is not about installing a piece of software to solve an asset's operational problems. It is about applying a systematic approach to the analysis of production losses in order to identify systematically opportunities to improve. **13**

тивных путей их использования. Анализ диаграммы максимальных установленных мощностей поможет выявить приоритетные участки для инвестиций, необходимых для получения максимальной добычи нефти. В дальнейшем, для изучения возможностей, находящихся на данный момент за пределами текущих эксплуатационных мощностей, мы можем воспользоваться опытом специалистов БН «Технологии». Процессы и методология УПП могут использоваться департаментами, занимающимися производственным планированием.

Это поможет нам прогнозировать УПП на длительные периоды и позволит оценить точность процесса планирования (Рис. 4).

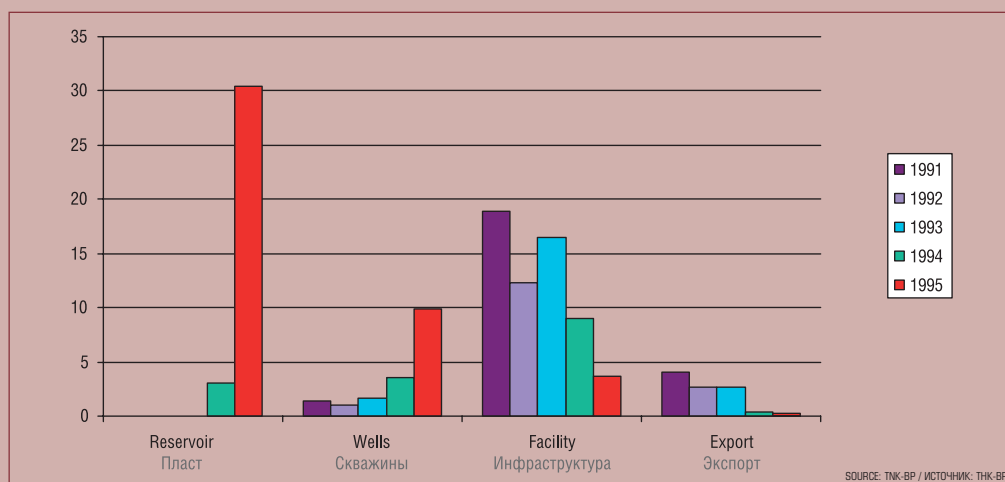
### Внедрение УПП в ТНК-ВР

На сегодняшний день БН «Технологии» ТНК-ВР направило четырех инструкторов и руководителя группы для внедрения процесса УПП в задействованных ПЕ. В связи с распространением системы по всей Компании планируется увеличение количества инструкторов. Для консультирования и обучения инженерно-технического персонала, а также применения процесса и программного продукта, инструкторы работают в административных зданиях ПЕ. Созданная Экспертная Группа по УПП осуществляет функцию управления и поддержания процесса по всей Компании на единой основе.

Сегодня процесс УПП в компании ТНК-ВР находится на ранней стадии развития. Опыт показал – это эволюционный процесс, непрерывно развивающийся и приспособляющийся к условиям среды внедрения. Концепции УПП подтверждены мировым опытом, но нам необходимо обеспечить корректность внедрения этого процесса. Его суть не в установлении программного продукта для решения производственных проблем актива, а в систематизированном подходе к анализу производственных потерь с целью поэтапного определения возможностей их устранения. **13**

## CLIP & SAVE / НАША СПРАВКА

BP developed the Choke Model production loss reporting and analysis system around 15 years ago. The Choke Model focuses on reducing production losses within existing OPEX budgets. The system was the first of its kind in the industry and became the subject of an SPE technical presentation. The model was implemented globally in all company assets and in all company segments (Upstream, Refining and Chemicals). The example below demonstrates how losses were reduced in a BP asset during the first five years following implementation. Note that the reductions occurred mainly in Choke's facility and export areas; these were where the asset encountered most problems. In 1994 the decline phase of the operation had started, and water production became a serious issue for the first time. This demonstrates the importance of focusing on the bigger picture rather than continually "fire-fighting" the issues that appear to be the most important!



15 лет назад Компания ВР разработала «Штуцерную модель» для ведения отчетности по производственным потерям и систему их анализа. «Штуцерная модель» была направлена на снижение производственных потерь в рамках текущих бюджетов оперативных затрат. Это была первая система такого рода, и ее суть была изложена в презентации на конференции Общества инженеров-нефтяников (SPE). Модель внедрялась в каждом активе компании и по всем направлениям («Разведка и Добыча», «Переработка»). Ниже приведены данные по снижению потерь в активах ВР за пять лет внедрения процесса. Обратите внимание, что большинство снижений приходится на ограничения по инфраструктуре и экспорту – самые проблемные зоны актива. В 1994 году основные месторождения перешли на заключительную стадию разработки, которая характеризуется падением добычи нефти при одновременном

увеличении добычи жидкости. Это привело к появлению комплекса проблем, связанных с подготовкой и транспортировкой подтоварной воды, таких как солеотложения, коррозия, нехватка мощностей. Подобная ситуация наглядно продемонстрировала важность изучения деятельности в широком формате, иначе происходит концентрация на хаотично возникающих проблемах, которые кажутся самыми важными!

### Actual Reduction of Production Losses at BP's Magnus Asset 1991-1995

### Фактическое сокращение производственных потерь в активе ВР Magnus в 1991 – 1995 годах

# Центр визуального моделирования: эффективное средство для принятия взвешенных решений

## Visual Modeling Center: Valued Decision Making through Meticulous Meeting Planning and Preparation

Хотя с открытия современного Центра визуального моделирования (ЦВМ) в ТНК-ВР прошло немного времени, он уже доказал, что хорошая организация совместной работы имеет огромное значение. В июле 2006 года специалисты по геологии и геофизике БЕ «Нягань» собрались в ЦВМ для проведения первого заседания по проектированию скважин. Решения, принятые на встрече, имеют большое значение для ТНК-ВР, и для программы развития в целом.

TNK-BP's state of the art Visual Modeling Center (VMC) has quickly demonstrated its strength in showing the true value of organized collaboration sessions. In July 2006, key geological and geophysical staff from Nyagan BU gathered in the VMC for the first of several key well-planning sessions. The decisions made in that meeting have generated great value to TNK-BP and to the development program as a whole.



**Ариель Флорес** (AFlores@tnk-bp.com),  
руководитель МДГ «Нягань»,  
Департамент разработки пластов,  
БН «Технологии»  
**Ariel Flores** (AFlores@tnk-bp.com),  
Nyagan MDG Leader,  
Reservoir Management, Technology



**Лоуренс Вуд** (lwood3@london.oilfield.slb.com),  
старший консультант по ИМ,  
отдел информационного инфраструктурного  
консалтинга, Schlumberger SIS  
**Lawrence Wood** (lwood3@london.oilfield.slb.com),  
Senior IM Consultant,  
Information and Infrastructure Technical Consulting  
Schlumberger SIS

Nyagan BU successfully began using the 3D Visual Modeling Center (VMC) in Arbat-1, Moscow, in June 2006. The key objective was to agree a well trajectory for a horizontal development well targeting a four meter zone in the Kamennoye field. With the aim of proposing a new well trajectory following a review of new logging parameters, it was planned that production targets for the wells be set, with the VMC's facilities and collaboration space providing the platform on which to progress.

Chaired and organized by Ariel Flores, Nyagan MDG Leader, the meeting was attended by a multi-disciplinary Moscow / Nyagan team including representatives from Schlumberger and Halliburton.


В июле специалисты БЕ «Нягань» успешно начали пользоваться услугами Центра визуального моделирования (ЦВМ), который расположен в московском офисе Компании по адресу Арбат, 1. Основной задачей первой встречи было согласование траектории горизонтальной добывающей скважины, нацеленной на четырехметровую зону месторождения Каменное. Для определения траектории скважины на основе анализа новых данных каротажа необходимо было установить план добычи по этому объекту. Центр визуального моделирования предоставил отличные возможности для решения поставленной задачи.

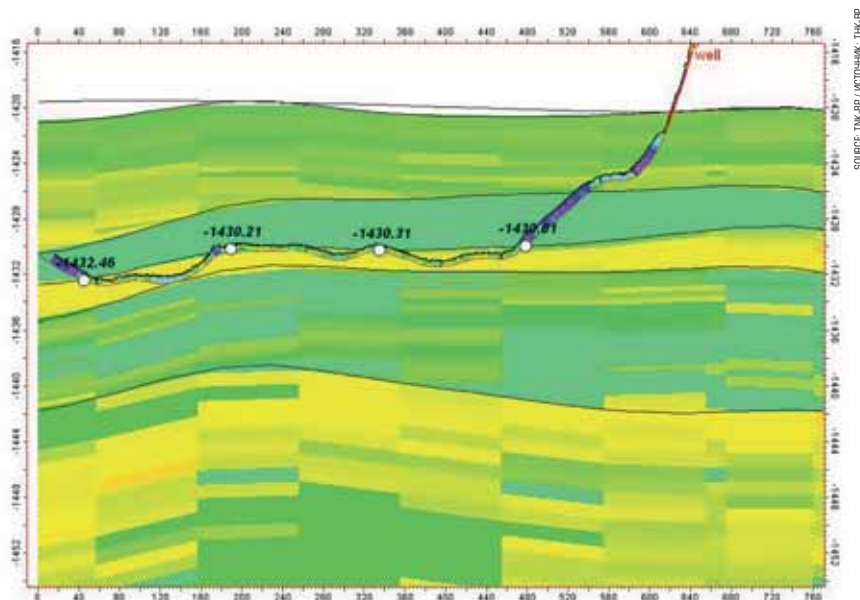
Организатором и председателем встречи стал Ариель Флорес, руководитель мультидисциплинарной группы «Нягань». На заседании присутство-

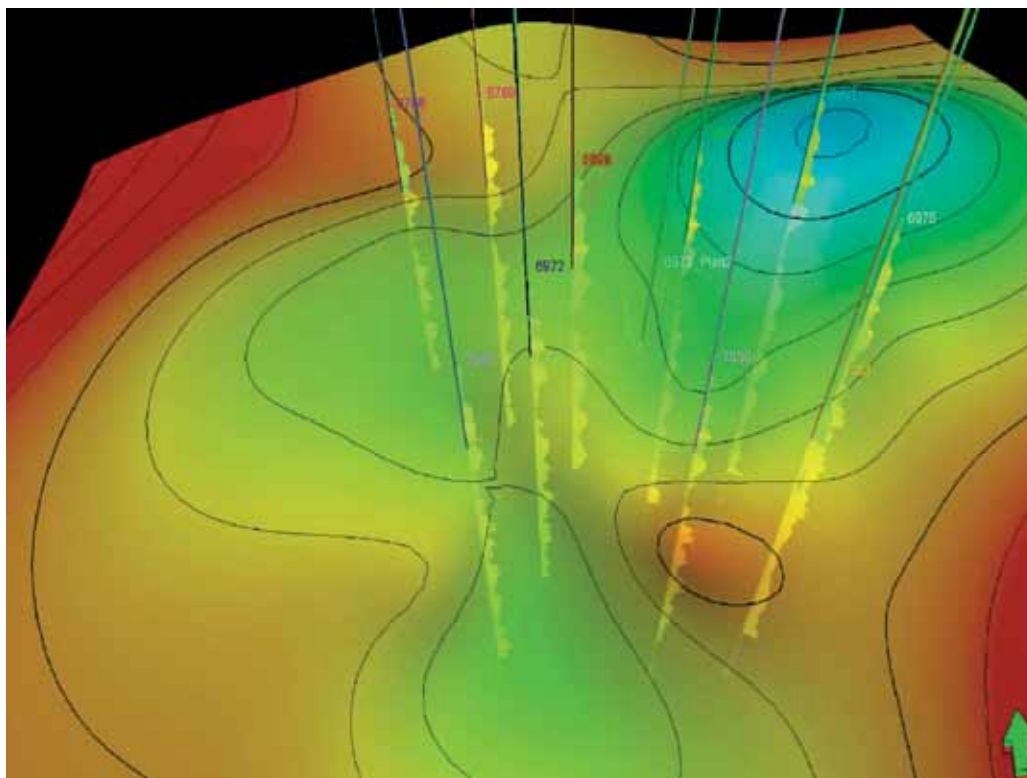
### VMC Advantages

The properties of formation of the Kamennoye field represent certain challenges to engineers. The first thing to mention is that the formation consists of low permeability rock properties. Moreover while targeting the well it is necessary to avoid close underlying water in order to produce oil with economic rates and avoid water production. And this becomes a challenge without innovation.

The Nyagan MDG meeting in July successfully achieved its objectives including reviewing new log interpretation results, testing the sensitivity with different well trajectories and assessing the affect on the future well-drilling program.

The actual trajectory of a horizontal well.   
Фактическая траектория горизонтальной скважины.





Top of reservoir — map of target formation with adjacent vertical walls.

Верхняя часть пласта — карта разрабатываемого пласта с примыкающими вертикальными стенками ствола. ▲

A large part of this success was down to accurate planning and preparation. There was therefore sufficient time to organize, providing for a smooth and successful technical session, with Petrel modeling in place and all data sets ready for manipulation and review.

Pre-session setup required about sixty minutes for loading and testing of all applications and all necessary data including the subsurface model. Petrel\* and Eclipse\* were the primary applications, with the stereo facilities adding an important dimension. MS PowerPoint was used to introduce the issues and to present the background to the meeting.

Considerable value was generated as a result of having available and visible all the different types of information inclusive in the Petrel geological model. These include optimal trajectory planning, saturation analysis and log images. These aspects all provided for simultaneous analysis by the VMC facilities supporting the collaboration environment and led to optimal follow-up decisions with clear post-meeting action items.

### Collaboration in VMC

Like never before, the VMC facilities provided an excellent way to collaborate for different members of the project team. Working in the Center delivered value in terms of both collaboration and decision making. The full development team was quickly brought up to speed on the issues and reached a common understanding of the drilling challenge. The well planning activity involved the whole team and the resulting trajectory choice was a team decision.

The meeting enabled all the key project decision makers to perform the required analysis using comprehensive datasets, concluding with a set of decisions based on the meeting.

As a result of this successful session in the VMC an updated plan that avoids a trajectory down structure was accepted. The horizontal heel was placed at the top of the VK1A (upper part of the VK1 reservoir) to define the initial contact with the pay zone. The target zone

вали специалисты из Москвы и Няганы, а также представители компаний Schlumberger и Halliburton.

### Преимущества ЦВМ

Особенности пород, составляющих Каменное месторождение, представляют для разработчиков определенные трудности. Во-первых, необходимо отметить такие геологические характеристики, как низкая проницаемость пласта. Кроме того, при проектировании скважин важно тщательно продумать их траекторию, чтобы избежать попадания в водоносные слои и обеспечить рентабельную добычу нефти. А сделать это без применения новых технологий довольно трудно.

В ходе заседания мультидисциплинарной группы «Нягань» были решены все поставленные задачи, включая анализ новых результатов данных каротажа, проверку точности различных траекторий, а также оценку последствий для дальней-

шего развития программы бурения.

Во многом плодотворная работа была обусловлена тщательным планированием и подготовкой к встрече.

Непосредственно перед проведением заседания потребовалось около часа для загрузки и тестирования всех приложений, а также файлов данных, включая геологическую модель. Основными приложениями являлись Petrel\* и Eclipse\* — они имеют функцию трехмерного отображения информации, что дает дополнительные преимущества. Для демонстрации вводных и дополнительных материалов использовалась программа MS PowerPoint.

Встреча прошла очень продуктивно благодаря использованию геологической модели Petrel, которая обладает возможностью визуального отображения различных видов данных, включая результаты планирования оптимальной траектории скважины, анализ насыщенности пласта, визуальные данные каротажа. Вся эта информация была предоставлена для анализа в ЦВМ, что обеспечило все необходимое для совместной работы, принятия решений и реализации действий по результатам заседания.

### Условия для совместной работы в ЦВМ

ЦВМ предоставляет возможности, которые не были доступны раньше, — это относится как к совместной работе специалистов различных направлений, так и к процессу принятия решений. Группа разработчиков смогла быстро рассматривать различные вопросы и вырабатывать общее понимание задач бурения. В процесс проектирования скважин были вовлечены все члены группы, и в результате решения по траектории принимались коллективно.

В ходе заседания все специалисты, ответственные за принятие решений, смогли провести необходимый анализ на основе полного комплекта данных, а также выработать комплекс решений поставленных задач.

В результате участники первого заседания ствола смогли принять уточненный план, препятствующий проникновению ствола скважин в более глубокие структуры. Боковой профиль пройдет по поверхности пласта VK1A (верхняя часть пласта VK1) для определения первоначального места вхождения в продуктивный пласт. Целевая зона расположена в центральной области пласта VK1B (нижняя часть пласта VK1). Кроме того, было решено, что

\* Trademark of Schlumberger  
\* Mapka Schlumberger

within the middle of VK1B (lower part of VK1 reservoir) was agreed. It was also concluded that the horizontal well would be 500 m within a 1.5 m window within the VK1B unit.

As a result, two further wells were scheduled to be planned using the same approach.

By using the facilities of the VMC, the Nyagan BU team successfully established a new horizontal well trajectory using the stereo facilities available. True value was attained from enhanced collaboration as a result of drilling managers, engineers and geoscientists all together creating value and making decisions simultaneously. **В**

протяженность горизонтального участка составит 500 м с момента вхождения в окно высотой 1,5 м в продуктивном пласте VK1B.

Первое заседание прошло успешно, и теперь подобные встречи планируется провести при проектировании еще двух скважин.

Возможности ЦВМ, включая использование средств трехмерного отображения информации, позволили специалистам БЕ «Нягань» успешно провести заседание по вопросам проектирования траектории новой горизонтальной скважины. Значительный эффект был достигнут в результате того, что инженеры и специалисты по бурению и геофизике смогли объединить свои усилия для достижения поставленной цели. **В**

## CLIP & SAVE / НАША СПРАВКА

### Visual Modeling Center

TNK-BP's 3D Visual Modeling Center (VMC) was launched in June 2006. According to its functionality and visual presentation capabilities it is considered one of the most advanced facilities of this kind in the industry.

The VMC is much more than a tool for visualizing subsurface models – the traditional role of visualization rooms. Because of the ultra-high resolution and large number of channels available, TNK-BP has the potential to transform the way it works, enabling collaborative workflows that can dramatically improve decision quality and cycle times.

This facility enables viewing complex 3D images required in various surface and subsurface engineering disciplines, where understanding of complex geometries is crucial. These include computer-generated models of geological structures, hydrocarbon reservoirs, well designs and surface production facilities.

The main feature of the VMC is a high-resolution display that exceeds five meters along its diagonal axis. A high quality, ergonomic environment for comfortable team working is supported by sixteen projectors displaying a maximum eight channels in stereo. Four carefully positioned video cameras provide advanced video-conferencing capabilities, supported by ceiling speakers for surround sound, microphones and headsets for simultaneous translations.

Eleven pre-set display scenarios enable the user many options to present information, such as simultaneous news feeds and stock exchange information for the Trading team, or animated 3D engineering plans of rig sites for downstream or HSE personnel.

Therefore the VMC supports cross-disciplinary collaboration: by displaying different types of information together, decision makers have the chance to better comprehend the relationships between them.

Центр визуального моделирования 3D (ЦВМ) начал работу в июне 2006 года. По своим возможностям отображения визуальной информации Центр является одним из лучших в отрасли.

ЦВМ отличается от традиционных залов визуализации, которые просто представляют собой средство визуального представления геологических моделей. Благодаря сверхвысокому разрешению и большому числу каналов, Центр визуального моделирования TNK-BP имеет возможность существенно изменить представление о совместной работе специалистов. Такой подход может значительно повысить эффективность процесса принятия решений, а также сократить необходимое для этого время.

ЦВМ позволяет работать со сложными трехмерными изображениями, относящимися к различным разделам технических наземных и подземных скважинных работ, где понимание сложных геометрических структур имеет решающее значение. Такими трехмерными объектами являются компьютерные модели геологических структур, залежей углеводородов, а также объектов обустройства месторождений.

Главной отличительной особенностью центра является экран высокого разрешения с диагональю более пяти метров. Высокое качество изображения обеспечивается 16 проекторами, способными отображать максимум восемь стереоканалов. Четыре видеокамеры обеспечивают возможности проведения видеоконференций. На стенах размещены динамики объемного звука. Центр оснащен оборудованием для синхронного перевода.

11 предустановленных режимов отображения визуальной информации обеспечивают множество вариантов работы. Например, для специалистов по биржевой торговле на экран может выводиться лента новостей и биржевая информация, а для групп по нефтепереработке или ОТ, ПБ и ООС может отображаться проектная документация или трехмерное изображение буровых площадок.

ЦВМ обеспечивает междисциплинарный подход к решению поставленных перед группой задач: одновременное отображение различных видов информации позволяет специалистам, ответственным за принятие решений, выработать большее понимание взаимосвязей между дисциплинами.

PHOTO: TNK-BP / ФОТО: TNK-BP



# BP Ultimate: топливо нового поколения

## BP Ultimate: A New Generation Fuel

Евгения Федина (ESFedina@tnk-bp.com)  
Yevgenia Fedina (ESFedina@tnk-bp.com)

По итогам 2006 года Премию ТНК-ВР в области технологий получил проект «BP Ultimate – топливо нового поколения». Реализацией проекта руководил Департамент по внедрению стратегии и маркетинга, специалисты ЗАО «РНПК» обеспечили производство нового вида топлива, а ЗАО «ПКЭЖ» (ПЕ «Москва») отвечало за внедрение, реализацию и проведение рекламной кампании. Об особенностях проведенной работы «Новатору» рассказали менеджер по топливному предложению ТНК-ВР Андрей Кузнецов, менеджер по оптимизации производства Департамента переработки ТНК-ВР Константин Рудяк, директор департамента по эксплуатации сети станций ВР Сергей Шрейдер и начальник отдела трейдинга и логистики ЗАО «ПКЭЖ» Андрей Сухоруков.

*The winner of the TNK-BP Award for Technology in 2006 was the "BP Ultimate – A New Generation Fuel" project. The Strategy Implementation and Marketing Dept. managed the project, specialists from the Ryazan refinery were responsible for production of the new fuel, while ZAO PCEC (Moscow PU) designed and implemented the advertising campaign. TNK-BP Fuel Offer Manager Andrei Kuznetsov, Downstream Production Optimization Manager Konstantin Rudyak, BP Gas Stations Operations Dept. Director Sergei Shreider and ZAO PCEC Trading and Logistics Section Head Andrei Sukhorukov shared with Innovator the details of completed project.*

On September 18, 2006, the BP Ultimate gasoline with octane numbers 95 and 98 went on sale at all BP service stations in Russia. This marked the first time when a fuel fully conforming to European standards was offered on the Russian market. BP Ultimate is a premium brand that is well-known internationally, which underscores TNK-BP's ambition to strengthen its presence on Russian retail market by promoting top-quality gasoline.

### Assessing the Opportunities

Several units of the Company were involved in the "BP Ultimate – A New Generation Fuel" project, working in parallel in several areas.

Before starting work on the market entry concept for BP Ultimate in Russia, TNK-BP's Strategy Implementation and Marketing Dept. teamed up with BP's Fuel Management Group to carry out a study of market demand aimed at estimating the demand for premium gasoline. In addition, it assessed drivers' awareness of high-octane gasoline and premium fuels, as well as their willingness to pay extra for such fuel.

Working in parallel, Downstream started preparing production of base fuel for BP Ultimate at the Ryazan refinery. The goal was to upgrade Ai-95 gasoline to the quality level of Euro-4 and, for the first time to launch a production process for 98 gasoline.

Reaching certain parameters of BP Ultimate's specifications presented a serious challenge for the RNPК. Fractional composition, aromatics and sulphur content differed from what Ryazan specialists were used to work with. At the kick-off of the project the primary source of high-octane components was the reforming process. However, it increases content of aromatics, which is unacceptable for BP Ultimate. BP Ultimate's specifications also restrict the use of high-octane additives. All this constituted a major technological task for the refinery's specialists.

It was decided to use catalytic cracking gasoline as feedstock for BP Ultimate 95 base fuel. At that point in time, the refinery had only recently started producing catalytic cracking gasoline. This type of gasoline has a high octane number and low sulfur content, which means less aromatics in BP Ultimate 95.

Another challenge facing production of BP Ultimate related to the delayed launch of alkylation unit. The unit produces alkylate – a valuable gasoline component with octane number of about 95-96. Alkylate is a non-aromatic paraffin hydrocarbon, which has no side effects associated with aromatics. In addition, its calorific value is higher compared to

18 сентября 2006 года на всех автозаправочных комплексах ВР поступил в продажу новый бензин ВР Ultimate с октановым числом 95 и 98. Впервые на российском рынке началось производство и реализация топлива, полностью соответствующего европейским стандартам под известным брендом класса «премиум» – ВР Ultimate. Это подчеркивает стремление ТНК-ВР укрепить свое присутствие на розничном рынке России путем продвижения бензинов класса «премиум».

### Оценка возможностей

В проекте было занято несколько подразделений Компании, и работа велась по ряду направлений одновременно.

Прежде чем начать разработку концепции вывода топлив ВР Ultimate на российский рынок, специалисты Департамента по внедрению стратегии и маркетинга ТНК-ВР совместно с коллегами из Группы по управлению качеством топлива ВР провели исследование потребительского рынка. Его основной целью стало определение спроса на топлива класса «премиум». Кроме того, в рамках исследования оценивались знания водителей о высокооктановых бензинах и топливах класса «премиум», а также возможность платить больше за такое топливо.

Параллельно с этим Департамент переработки начал работу по налаживанию производства базового топлива для ВР Ultimate на РНПК. Необходимо было улучшить показатель Аи-95 до Евро-4, а также впервые запустить линии производства бензина с октановым числом 98.

Ряд параметров нового топлива, устанавливаемых спецификацией ВР Ultimate, было трудно получить на РНПК. Соотношение фракционного состава, содержание ароматических соединений и серы были отличны от того, с чем привыкли работать рязанские специалисты. На момент начала проекта основным источником высокооктановых компонентов был риформинг, однако это приводит к увеличению содержания ароматических веществ, что недопустимо при производстве ВР Ultimate. Кроме того, спецификации ограничивают и применение высокооктановых добавок. Таким образом, перед специалистами стояла сложная технологическая задача.

Для производства базового топлива ВР Ultimate с октановым числом 95 было решено использовать бензин каткрекинга, производство которого началось на Рязанском НПЗ. Он характеризуется достаточно высоким содержанием октана и низким содержанием серы, что позволило получить в составе ВР Ultimate-95 меньше ароматических соединений.

Еще одна проблема для получения ВР Ultimate была связана с более поздним пуском в эксплуатацию установки алкилирования, которая дает продукт алкилат – ценный компонент бензинов с октановым числом порядка 95-96. Это неароматический парафиновый углеводород, который не дает побочных

gasoline produced through cracking and much higher compared to gasoline produced through reforming.

The brand owners of BP Ultimate did not allow Russian producers to use the ADA octane-number boost additive for Ai-95 which became an additional challenge in achieving a high octane number. The ADA additive was earlier used in fuel for military missiles. "Possibly in the future we will be able to use this additive. We have sent it for testing along with the Russian-made BP Ultimate. We are now awaiting response from our foreign colleagues," noted Konstantin Rudyak, Downstream Production Optimization Manager.

### Introducing New Additives

The production of BP Ultimate required introducing new additive packages, which led to additional problems, since the Ryazan refinery lacked capacity for that purpose. A petroleum storage facility in Mytishi owned by the Magistral group of companies was chosen as the blending site.

Specialists from ZAO PCEC put a lot of effort into installing at the storage facility modern computer-controlled dosing equipment manufactured by Enraf. BP uses similar equipment worldwide. The computerized system automatically calculates and dispenses the required amounts of additives. The equipment also controls the process of mix-

эффектов, связанных с ароматическими соединениями. Кроме того, его теплотворная способность лучше, чем у бензина крекинга, и значительно лучше, чем у бензина риформинга.

Дополнительные трудности по получению высокого октанового числа были вызваны тем, что владельцы бренда BP Ultimate не позволили российским производителям применять высокооктановую присадку АДА для производства Аи-95. Это конверсионный продукт, который раньше являлся компонентом ракетных топлив. «Возможно, в дальнейшем мы сможем использовать эту присадку, поскольку мы отправили ее на испытания вместе с образцами BP Ultimate российского производства, и теперь ждем ответа от наших зарубежных коллег», – отмечает Константин Рудяк, менеджер по оптимизации производства Департамента переработки ТНК-ВР.

### Ввод новых присадок

Кроме того, возникли проблемы с тем, что производство BP Ultimate потребовало отдельно ввода другого пакета присадок. На Рязанском НПЗ нет столько возможностей по отгрузке. Для введения присадок была выбрана нефтебаза в Мытищах, принадлежащая Группе компаний «Магистраль». Здесь есть возможность введения присадок как в Аи-95, так и в Аи-98.

Специалисты ЗАО «ПКЭК» провели большую работу по установке на нефтебазе современного дозирующего оборудования с компьютерным управлением производства фирмы Enraf. Аналогичное оборудование используется ВР по

## CLIP & SAVE / НАША СПРАВКА

BP Ultimate is a formulation that improves vehicle performance, cleans engine and delivers less pollution than regular fuels (Table 1).

BP Ultimate has been developed through an extensive and rigorous testing program conducted using more than 60 different vehicles. The test vehicles are fully serviced and checked to ensure that they fully meet all the manufacturers' requirements. Vehicles are then switched to ordinary unleaded, driven over an

extended period of time and then tested for performance and emissions.

After that the vehicles are serviced again and then switched to BP Ultimate fuel and operated over the same distance and driving conditions. The vehicles are again tested for performance and emissions with BP Ultimate.

Fig. 1 shows the significant improvement in engine cleaning power through Inlet Valve Deposit (IVD) reduction with use of BP Ultimate. Independent tests show that, with continuous use, BP Ultimate can help keep an engine virtually as clean as when it was new preventing 97 percent of IVD from forming.

The test results also show an improvement in acceleration times by 5.2 percent on average. There exists an alternative approach in conveying this improvement to an increase in engine size. A selection of cars were reviewed and their change in acceleration time was calculated. An average improvement in acceleration time appeared to be 1.1 percent for every 100 cc increase. For a 5.2 percent increase in acceleration performance this equates to 469 cc.

Moreover, the tests showed improved power output across all cars with an average increase of 6.5 percent.

The test results showed an improvement in fuel consumption as well with the average result showing a 2.0 percent and the individual result being a 3.0 percent improvement.

The comparison in emissions performance is based on the differences in emissions between using ordinary fuel and BP Ultimate. The results show that carbon monoxide is reduced by an average of 11.6 percent, total hydrocarbons reduced by 6.6 percent, nitrogen oxides reduced by 3.3 percent and CO<sub>2</sub> reduced by 2.8 percent. Emission benefits are derived from cleaner engines, better combustion and lower sulphur.

Fuel Feature	Ultimate 95	Ultimate 98	Benefits can include:
Powerful engine cleaning Высокая очистительная способность	+	+	<ul style="list-style-type: none"> <li>Lower emissions</li> <li>Improved performance</li> <li>Improved fuel economy</li> <li>Снижение выбросов</li> <li>Более эффективная работа двигателя</li> <li>Экономия топлива</li> </ul>
Low sulphur Низкое содержание серы	+	+	<ul style="list-style-type: none"> <li>Lower emissions</li> <li>Catalyst protection</li> <li>Снижение выбросов</li> <li>Защита каталитического нейтрализатора</li> </ul>
Friction reduction Снижение трения	+	+	<ul style="list-style-type: none"> <li>Improved performance</li> <li>Improved fuel economy and CO<sub>2</sub></li> <li>Wear protection in fuel pumps</li> <li>Более эффективная работа двигателя</li> <li>Экономия топлива и снижение выбросов CO<sub>2</sub></li> <li>Защита топливных насосов от износа</li> </ul>
High octane Высокое октановое число		+	<ul style="list-style-type: none"> <li>Improved performance</li> <li>Improved fuel economy</li> <li>Increased engine protection</li> <li>Более эффективная работа двигателя</li> <li>Экономия топлива</li> <li>Улучшение защиты двигателя</li> </ul>

SOURCE: ТНК-ВР / ИСТОЧНИК: ТНК-ВР

**Table 1 BP Ultimate Unleaded: Major Features**

**Табл. 1 Основные характеристики BP Ultimate**

ing additives into base fuel, while the use of markers allows to control the dosage of additive.

After the first volumes of BP Ultimate were produced, the new product had to be tested so to compare it with standard gasoline and assess its advantages. The testing was performed by the independent research center at the testing ground in Dmitrov (Moscow Region). The tests were conducted on three pairs of vehicles, of which one was imported and two Russian-made.

Training personnel of the BP service stations was another significant aspect of preparing for the market entry of the new product. Training was organized for about 700 people, including filling personnel, shift heads, cashiers and managers.

### Consumer Recognition

The new product has been positively received by drivers, which led to a 10 percent increase of total sales at BP service stations. As a result, the end-year targets set in the project's financial memorandum were reached after one month following the launch of the product.

The Strategy Implementation and Marketing Dept. is currently developing a new branded fuel for the TNK gas stations. Plans of introducing to the market new branded diesel grades are also being considered. **В**

всему миру. Компьютеризированная система самостоятельно рассчитывает и дозирует количество присадки. Кроме того, это оборудование контролирует процесс перемешивания, а использование маркеров позволяет отслеживать количество введенной присадки.

После получения первых партий BP Ultimate, необходимо было провести тестирование нового продукта, чтобы сравнить его с обычным топливом и оценить его преимущества. Исследования проводил независимый исследовательский центр на полигоне в городе Дмитров (Московская область). Испытания проводились на одной паре автомобилей иностранного производства и двух парах отечественных автомобилей.

Важным аспектом подготовки к выводу нового продукта на рынок стало обучение сотрудников автозаправочных комплексов BP. Всего было обучено порядка 700 человек – среди них заправщики, старшие смен, кассиры и управляющие.

### Потребители «оценили» BP Ultimate

Новинка была положительно воспринята автомобилистами: общие продажи на автозаправочных комплексах BP увеличились более чем на 10%. За первый месяц со дня начала продаж результаты достигли уровня запланированного показателя на конец года в финансовом меморандуме проекта.

В настоящее время Департамент внедрения стратегии и маркетинга ведет разработку брендированного топлива для АЗС ТНК. Также планируется рассмотреть возможность вывода на рынок брендированных дизельных топлив. **В**

Топливо BP Ultimate способствует повышению эффективности работы двигателя и его очищению, а также снижению вредных выбросов по сравнению с обычным бензином (Табл. 1).

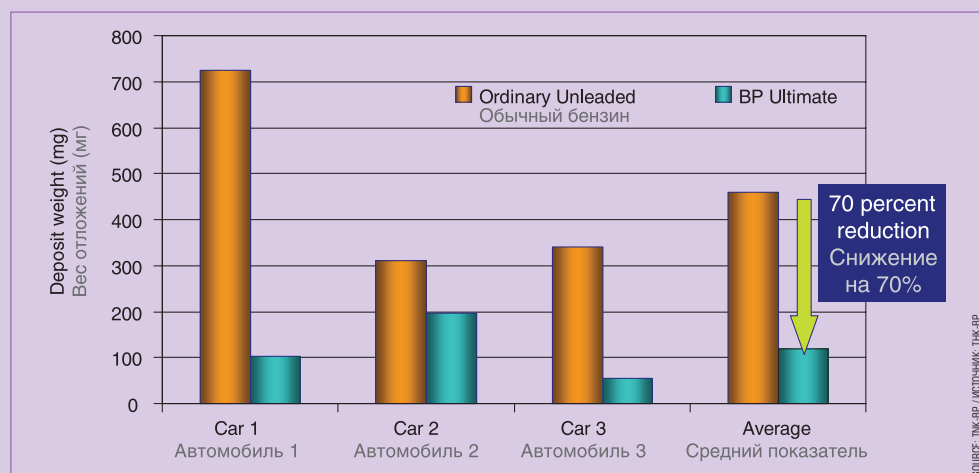
Топлива BP Ultimate были разработаны с опорой на программу всесторонних жестких испытаний, в которых было задействовано более 60 различных автомобилей. Перед испытаниями все автомобили прошли технический осмотр на соответствие параметрам, заявленным производителем. Затем автомобили были заправлены обычным неэтилированным бензином и эксплуатировались в течение длительного периода времени, после чего был произведен замер показателей экономичности и токсичности.

После этого автомобили вновь прошли технический осмотр, были заправлены бензином BP Ultimate и эксплуатировались в условиях и с пробегом, аналогичным этапу эксплуатации на обычном топливе. Затем был произведен замер показателей экономичности и токсичности по топливу BP Ultimate.

На Рис. 1 показано значительное улучшение очистительной способности при использовании BP Ultimate, которое происходит за счет уменьшения массы уже имеющихся на впускных клапанах отложений. Как показывают независимые испытания, при постоянном использовании BP Ultimate новый двигатель останется чистым, поскольку BP Ultimate предотвращает образование 97% отложений.

Результаты испытаний также показали повышение динамики ускорения автомобиля в среднем на 5,2%. Это можно представить в виде «дополнительного»

**Fig. 1 BP Ultimate Unleaded Removes Pre-existing Deposits**  
**Рис. 1 Удаление имеющихся в двигателе отложений**



# Русское месторождение: нефть как мед

## Russkoye Field: Oil Like Honey



PHOTO: SERGEY MELEKHOV / ФОТО: СЕРГЕЙ МЕЛЕХОВ

*Русское месторождение является одним из важнейших неразработанных активов ТНК-ВР. Несмотря на то, что оно было открыто в 1968 году, разработка на нем не велась, поскольку традиционные методы для этого не подходят. Тем не менее, Компания надеется найти способ, который обеспечит рентабельность и эффективность разработки Русского месторождения.*

*Russkoye field is one of the important undeveloped assets in TNK-BP's portfolio. Discovered in 1968 it still remains undeveloped because it could not be developed with traditional methods. But the Company hopes to come up with a method that can make Russkoye production both effective and economical.*



**Рэнди Питерс** (RPeters@tnk-bp.com),  
Проектный менеджер,  
Департамент оценки проектов,  
БН «Технологии»  
**Randy Peters** (RPeters@tnk-bp.com),  
Project Manager, Pre-Projects, Technology



**Саймон Бакши** (SBakshi@tnk-bp.com),  
Проектный менеджер,  
Департамент оценки проектов,  
БН «Технологии»  
**Simon Bakshi** (SBakshi@tnk-bp.com),  
Project Manager, Pre-Projects, Technology

TNK-BP has been holding a license for development and production at Russkoye oilfield since 2002. However, the field's unique features prevented TNK from developing it at the moment of license acquisition. These unique features include the oil structure and chemistry that cause certain problems both for production and transportation. The appearance of British partners and a thorough scientific study allowed the Company to obtain the technologies that can help develop Russkoye field.

### Russkoye Challenge

Russkoye is a big field (35 km by 15 km) holding significant reserves of oil – official recoverable reserves are estimated to be 410 mln t. Still the field has remained undeveloped for more than 35 years. Russkoye field development is complicated by a wide range of factors including heavy oil, complex geological cross-section, lack of infrastructure and challenging production conditions.

TNK-BP владеет лицензией на разработку и добычу нефти Русского месторождения с 2002 года. Однако в силу уникальности месторождения на период получения лицензии ТНК не была готова к его разработке. Эта уникальность заключается в структуре и химическом составе нефти, которые обуславливают сложности как при добыче, так и при транспортировке. С появлением британских партнеров, а также после тщательной научной проработки у Компании появились технологии, позволяющие начать освоение Русского месторождения.

### Проблемы разработки Русского месторождения

Русское месторождение занимает большую территорию (35 км x 15 км) и содержит значительные запасы нефти. По официальным оценкам, извлекаемые запасы составляют 410 млн т. Тем не менее, на протяжении более 35 лет месторождение остается неразработанным. Его освоение осложнено целым рядом факторов, связанных с высокой вязкостью нефти, сложным геологическим разрезом, отсутствием инфраструктуры и непростыми условиями разработки.

One of the primary challenges in Russkoye is the fact that the oil is viscous and heavy (average viscosity is thought to be 220-250 centipoise). The other challenge is surface conditions: the oilfield is located in the polar region and at the time when most activities are scheduled to be performed the temperatures are -30 C to -50 C. Trying to flow this sort of oil at those of the surface conditions is a real challenge.

The reservoir is normally pressured (80-100 bar) and the temperature is about +20 C. So the reservoir conditions are not unique but the development of the field is complicated by the fact that there is 500-600 m of permafrost in this area. Dealing with this problem, the potential of this layer's deconsolidation during production and drilling is key to success at Russkoye.

The transportation is complicated not only due to the hard access to Russkoye, but because of the absence of a permanent road up to the oilfield as well.

The nearest town to Russkoye field is Novyy Urengoy. A very important location for the field's development is Korotchaevo which is about 130 km away from Russkoye. There is a good black top road from Korotchaevo up to Zapolyarnoye. To get from Zapolyarnoye to Russkoye there is a winter road about 45 km long which is in place only from December to May.

TNK-BP is also developing a similar field, the Vanyogan field in Siberia. There are already several horizontal wells drilled, there's been certain success in terms of rate, and this experience can be useful for Russkoye developers. The main difference between the two fields is the fact that Vanyogan is located very near Nizhnevartovsk and there are only about 200 m of permafrost there. But in terms of reservoir, Vanyogan has similar geology.

### Pilot Program in Russkoye

It is extremely important that TNK-BP has confidence before developing Russkoye. It is necessary to estimate the production rates we can expect from horizontal wells. In winter 2006-2007 pilot activities will take place at Russkoye to allow realistic prediction of how the field will produce. It is vital that the collection and laboratory analysis of fluids in each of the different wells are accurate and believable because there will be investment decisions based on this data. The primary objective is to get data, to allow realistic estimation of a development of Russkoye.

Одной из основных проблем, связанных с освоением Русского месторождения, является высокая вязкость нефти (в среднем, она оценивается в 220-250 сантипуаз). Сложность представляют и климатические условия в регионе: месторождение расположено в Заполярье, и в период выполнения основного объема работ температура колеблется от -30°C до -50°C. Прокачка нефти с описанными характеристиками в подобных условиях – весьма серьезная задача.

Пластовые характеристики не являются уникальными: давление находится в нормальных пределах (80-100 бар), температура – порядка +20°C. Однако разработка пласта осложняется тем, что глубина промерзания грунта в районе месторождения составляет порядка 500-600 м. Решение проблемы предотвращения разуплотнения этого слоя в ходе бурения и разработки является ключом к успеху в освоении Русского месторождения.

Процесс транспортировки осложняется не только труднодоступностью месторождения, но и отсутствием постоянной дороги до него.

Ближайшим к Русскому месторождению городом является Новый Уренгой. Другим важным для освоения населенным пунктом является Коротчаево, расположенное примерно в 130 км от Русского месторождения. От Коротчаево до Заполярного месторождения проложена хорошая автомобильная дорога с твердым покрытием, а от Заполярного до Русского можно добраться по 45-километровому «зимнику», который действует только в период с декабря по май.

В Сибири TNK-BP разрабатывает похожее месторождение – Ваньеганское. Там уже пробурено несколько горизонтальных скважин, достигнуты неплохие показатели производительности. Этот опыт может быть полезен для специалистов, осваивающих Русское месторождение. Однако Ваньеганское месторождение расположено в непосредственной близости от Нижневартовска, и глубина промерзания грунта составляет порядка 200 м – в этом и состоит его главное отличие от Русского. Но с точки зрения пласта, Ваньеган имеет аналогичное геологическое строение.

### Реализация пилотной программы на Русском месторождении

Для TNK-BP чрезвычайно важно иметь уверенность в успехе проекта до начала разработки Русского месторождения. Необходимо провести оценку ожидаемой производительности горизонтальных скважин. Зимой 2006-2007 года на Русском месторождении в рамках пилотной программы будут проведены работы, которые позволят сделать реалистичную оценку возможных объемов добычи. Важно обеспечить точность и достоверность анализа проб жидкости, полученных из каждой скважины, поскольку решения о финансировании проекта будут приниматься исходя из этой информации. Основной задачей пилотной программы является сбор данных, обеспечивающих реалистичную оценку целесообразности

## CLIP & SAVE / НАША СПРАВКА

Russkoye gas-and-oil field containing heavy oil was discovered in 1968. The field is located in Tazovsky area of Yamal-Nenets Autonomous District (YNAO), in the northern part of Pur-Taz Oil and Gas Region. Hydrocarbons reservoir is confined to terrigenous rock of Upper Senomanian, at depths of about 800-900 m. The field is considered unique according to the combination of factors presenting major development and production challenges. Russkoye is removed from major industrial centers and developed oil and gas areas.

According to the size of in-place (1.5 bln t) and recoverable (410 mln t) resources the field is one of the largest in Russia.

Hydrocarbons are concentrated at depth of 0.8-0.9 km. Oil density is 0.94 g/ccm. Initial production is up to 9 t for oil and 2 mln cu. m of gas per day.

A distinctive feature of Russkoye oil is its high viscosity in reservoir conditions. This oil may be used as feedstock to produce high-quality jet and diesel fuel, arctic grade low cold-test oil, construction and road bitumen and electrode coke.

Source: *Geologiya Nefti i Gaza* magazine

: « »

Русское газонефтяное месторождение высоковязкой нефти было открыто в 1968 году. Расположено в Тазовском районе Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО), в северной части Пур-Тазовской нефтегазоносной области (НГО). Залежь углеводородов приурочена к терригенным породам верхней части сеноманских отложений, залегающих здесь на глубине около 800-900 м. Месторождение уникально по сочетанию факторов, создающих большие трудности для его освоения и дальнейшей разработки. Оно находится на большом расстоянии от крупных промышленных центров и освоенных нефтепромысловых площадей.

По величине геологических (1,5 млрд т) и извлекаемых запасов (410 млн т) месторождение является одним из крупнейших в России.

Углеводородное сырье находится на глубине 0,8-0,9 км. Плотность нефти 0,94 г/см<sup>3</sup>. Начальный дебит скважины – до 9 т нефти и 2 млн м<sup>3</sup> газа в сутки.

Отличительной особенностью нефти Русского месторождения является ее высокая вязкость в пластовых условиях. Из этой нефти можно получать высококачественное реактивное и дизельное топливо, арктические низкотемпературные малосернистые масла, строительные и дорожные битумы и электродный кокс.

PHOTO: SERGEY MELEKHOV / ФОТО: СЕРГЕЙ МЕЛЕХОВ



Equipment for drilling rigs being delivered to the Russkoye field.

Доставка оборудования для буровых установок на Русское месторождение.

разработки Русского месторождения.

На этапе пилотной разработки специалисты должны провести следующие работы. Во-первых, планируется бурение разведывательной скважины до более глубоких геологических зон. Кроме того, до мая, когда перестанет функционировать «зимник», необходимо пробурить две горизонтальные скважины и провести их испытания для оценки производительности месторождения. На одной из скважин испытания планируется проводить в течение 40-50 дней, на другой – в течение, по крайней мере, нескольких недель.

При строительстве скважин будет применяться особая технология. Заканчивание будет осуществляться

These are the activities, which the specialists are going to perform during this first pilot stage. First of all the plan is to drill an exploration well to access lower geologic zones. It is also scheduled to drill two horizontal wells before the winter road is lost in May and to do long-term tests on both of those wells to assess productivity of the field. One of the wells is expected to be under tests for 40 or 50 days and the other well for at least a couple of weeks. Here it is planned to implement some interesting technology. The wells will be completed open hole with sand-screens. And the specialists will use downhole gages to pick up as much information as possible from the well tests. The focus of these well tests is to understand what this reservoir can deliver. And these gages will stay in there for the lifetime of the well continuously to measure information.

Production with the two horizontal wells not be without it's own set of challenges. As the wells will be completed open hole and the reservoir is very friable with a lot of fine particles, the recommendation is to lift the oil with PCP pumps, because some sand production is expected. The specialists are not expecting to contain all the sand downhole. Indeed, they are expecting sand production and there is a need for a mechanism to measure and monitor the process. That is also important for the future development – either we accept that we have sand production at surface or we try to have alternative jobs that control sand downhole.

The other main thing to do during the pilot stage includes reentering a number of the existing wells to obtain downhole samples in order to assess oil properties around the field because the field is big and the oil can vary in composition, gravity and viscosity.

The next phase for Russkoye is dependant on the success of this pilot. Given success we hope to drill further wells, produce more oil and also investigate alternative recovery mechanisms such as hot water, steam injection in case it is appropriate. The objective is to identify a significant development in the next 3-4 year timeframe and start producing 0.5-2 mln t of oil per year in Russkoye.

## Transportation and Logistics

The unique structure and chemistry of Russkoye oil create difficulties both for production and transportation. The license authorities in Salakhard (Yamalo-Nenets autonomous district) pointed out that the body of the Russkoye oil is similar to honey. Specialists say that such viscous oil is difficult to pump directly into the pipeline.

в открытом стволе с выпадением расклинивающего агента. В ходе испытаний специалисты планируют задействовать внутрискважинные измерительные приборы для сбора как можно большего количества информации. Основной задачей является определение возможной производительности пласта. Измерительные приборы будут находиться в скважине постоянно, обеспечивая непрерывный сбор информации.

Добыча нефти из этих горизонтальных скважин также будет сопряжена с определенными трудностями. Поскольку заканчивание будет осуществляться в открытом стволе, а коллектор содержит множество мелких частиц, рекомендуется применять винтовые насосы. Это обусловлено тем, что специалисты ожидают наличие определенного количества песка в жидкости. Они не планируют удерживать весь песок на забое. Он будет присутствовать в добытой нефти, и для контроля и измерения этого процесса требуется специальный механизм. Кроме того, для дальнейшей разработки необходимо решить вопрос о месте контроля песка – на поверхности или на забое скважины.

В ходе пилотной разработки также планируется повторный вход в ряд существующих скважин с целью отбора проб и оценки характеристик нефти по всему месторождению. Такая необходимость обусловлена большими размерами месторождения, где состав, плотность и вязкость нефти могут варьироваться.

От успеха пилотного этапа будет зависеть следующий этап разработки месторождения. В случае удачного завершения первого этапа мы планируем пробурить дополнительные скважины, увеличить добычу, а также изучить возможность применения альтернативных методов добычи, например, с использованием подогретой воды или нагнетания пара. Наша задача состоит в оценке целесообразности масштабной разработки Русского месторождения в течение следующих трех-четырех лет и достижение уровня добычи 0,5-2 млн т в год.

## Транспорт и логистика

Уникальная структура и химический состав нефти Русского месторождения приводят к тому, что сложности возникают не только при добыче, но также и при транспортировке продукции. Как справедливо заметили члены Комитета по лицензированию в Салехарде (ЯНАО), нефть Русского месторождения по консистенции похожа на мед. Специалисты говорят, что такую вязкую нефть достаточно сложно закачивать непосредственно в нефтепровод.

К счастью для нас, в регионе достаточно источников легкой нефти. Добавление ее в вязкую нефть сделает последнюю более пригодной для транспортировки. Недалеко от Русского месторождения ТНК-ВР разрабатывает Боль-

Fortunately there are quite a few sources for light oil in the area. Light oil can mix with this heavy oil to make it more transportable. TNK-BP has Bolshekhetsky field not far away which has light oil, so most pragmatic way of developing this area would be to somehow link this field with Russkoye into Zapalyarnoye and then out to Transneft.

As far back as four years ago, Russkoye field's numerous challenges seemed insurmountable. Today, it is no longer so – with the right technology in place we can be sure that Russkoye will be brought on stream and make a valuable addition to TNK-BP's host of prize greenfield assets. **В**

шехетскую площадь, содержащую легкую нефть. Наиболее рациональным решением в данном случае представляется соединение этого месторождения с Русским, а затем и с Заполярным месторождением с последующим выходом на систему магистральных трубопроводов «Транснефти».

Еще четыре года назад, трудности, с которыми было сопряжено освоение Русского месторождения, казались непреодолимыми. Сегодня это уже не так – благодаря применению современных технологий можно не сомневаться, что на Русском месторождении в обозримом будущем начнется добыча нефти и оно станет ценным дополнением в портфеле первоклассных «гринфилд»-активов ТНК-ВР. **В**

## POINT OF VIEW / МНЕНИЕ

Richard Herbert, EVP Technology, recently gave the kick-off speech at the Russkoye Pilot Workshop. In this workshop all parties involved in performing the pilot activities in the Russkoye field this winter got together for two days and worked out schedules and protocols for performing the pilot. These excerpts from Richard Herbert's speech give management perspective on the potential importance of the Russkoye field:

"Russkoye project is a very important project for TNK-BP. The Russkoye field was discovered many years ago, it has very large reserves, but it is still undeveloped. We believe as a company that the technologies exist to develop this field and that the market exists to produce and sell the oil that is in this field. And this project is very important both for TNK-BP and I think for Russia.

Russkoye is the kind of oilfield that we'll be looking for in the next generation of development, particularly in West Siberia. Fields that were easy to develop have been found and developed in the past very successfully. The next generation's developments will be more like this one. They will need a new approach. And that is why we are bringing a multidisciplinary group to work together on planning the implementation of this pilot project.

One of the main drivers in Russkoye is our license situation. We have made promises about the activity that we will conduct in the field. And it's very important that our activity is conducted in line with the promises that we've made. So when we schedule these activities, when we drill an exploration well, when we drill the horizontal wells it is very important that we establish a schedule and that we can then deliver that schedule and there are no delays or excuses for why we cannot complete the work on time. Keeping our promises is very important if we are going to have a future with this asset.

I would like to emphasize the importance of this project to TNK-BP and we will be watching the progress with great interest as we move to the implementation of drilling and production, and I am sure we will have great interest from the authorities as well. So when we do the work in Russkoye field, we have to make sure that we do it safely and in compliance with all of the safety and environmental requirements of the country and of our Company".

Ричард Герберт, Исполнительный вице-президент БН «Технологии», сделал вступительный доклад на семинаре по пилотному проекту разработки Русского месторождения. В ходе двухдневного семинара все стороны, принимающие участие в проекте, разрабатывали графики и процедуры его реализации. Приведенные ниже выдержки из выступления Ричарда Герберта отражают то значение, которое руководство Компании придает освоению Русского месторождения:

«Проект разработки Русского месторождения является чрезвычайно важным для ТНК-ВР. Это месторождение было открыто много лет назад и содержит значительные запасы углеводородов, но по-прежнему не разрабатывается. Компания полагает, что существуют технологии, позволяющие вести разработку этого месторождения, а также рыночные условия, обеспечивающие рентабельность добычи. Проект имеет большое значение как для ТНК-ВР, так и, я думаю, для России.

В будущем мы будем разрабатывать именно такие месторождения, в особенности в Западной Сибири. Легкие в разработке месторождения уже открыты, они были успешно освоены в прошлом. Месторождения же следующего поколения будут похожи на Русское. Здесь требуется совершенно новый подход. Поэтому мы собрали многопрофильную группу для совместной работы по планированию и реализации этого пилотного проекта.

Одним из главных факторов, побуждающих нас активизировать работу по Русскому месторождению, является необходимость соблюдения лицензионных обязательств, касающихся производственной деятельности. Для нас очень важно, чтобы наша работа соответствовала данным обещаниям. Таким образом, при планировании деятельности на Русском месторождении, при бурении разведывательной скважины и горизонтальных скважин чрезвычайно важно грамотно разработать график и соблюдать его без каких-либо задержек или объяснений причин, по которым мы не можем завершить работу в срок. Соблюдение взятых нами обязательств важно для дальнейшей работы по данному активу.

Я также хотел бы подчеркнуть значение этого проекта для ТНК-ВР, а также то, что мы будем с большим интересом следить за ходом его реализации при переходе к этапам бурения и добычи. Я также не сомневаюсь, что не меньший интерес к проекту будут проявлять контролирующие органы. Таким образом, при работе на Русском месторождении нам необходимо неукоснительно соблюдать все требования ОТ, ПБ и ООС, установленные как государственными органами, так и корпоративными стандартами».



PHOTO: MAXIM SMIRNOV / ФОТО: МАКСИМ СМЕРНОВ

# Проектирование систем водоподготовки и нагнетания в пласт

## Facility Engineering: Water Treatment and Injection

Основная часть нефтедобычи ТНК-ВР приходится на зрелые месторождения, где поддержание пластового давления (ППД) играет ключевую роль. Кроме того, вода используется для реализации различных технологий заводнения, нацеленных на максимальное извлечение геологических запасов нефти. Для содействия Производственным Единицам (ПЕ) и Управлению «Крупные проекты» в области принятия лучших технических и экономических решений специалисты БН «Технологии» подготовили комплексное Руководство, отражающее основные этапы подготовки проектной документации. Такой подход позволяет быстрее приступить к реализации более поздних этапов проекта, а также ускорить переход непосредственно к добыче.

Most of TNK-BP's production comes from old fields, where reservoir pressure maintenance is critical to arresting the output decline. Furthermore, water is used with various techniques to flood out the remaining oil in place (OIP) the most efficient way possible. In order to assist Performance Units (PU) and Major Projects to obtain a technical and economical solution with less fuss, Technology Stream has created a comprehensive Guidance Document that contains the basic elements needed for a Front End Engineering Design (FEED). This gets us much quicker to the later stages in the project process and quicker to production.



**Дэйв Лит** (DLeet@tnk-bp.com),  
главный инженер-механик,  
Департамент инжиниринга промышленных объектов, БН «Технологии»  
**Dave Leet** (DLeet@tnk-bp.com),  
Senior Rotating Equipment Engineer,  
Facility Engineering, Technology

In addition to the problem of making Water Treatment and Injection (WTI) systems with the proper basic design, TNK-BP has several fields with very low permeability that contain significant amounts of oil. For years, a lot of technical discussion with reservoir and geology experts has centered on the issue of fracturing rock in the injection zone through excessive pressure or via other fluid property variations that weaken the rock. For several of our fields with low permeability, it is believed fracturing is to be avoided, in order to have a more homogeneous sweep of water and to avoid putting water into the wrong zones. Dirty water tends to plug reservoirs, particularly in the near well bore area, and this effect is even worse with low-permeability rock. This is the case where fracturing is not an acceptable way to increase injectivity, so the alternative is to inject very clean water.

### Proper Approach to WTI Design

This point is reflected in the Russian OST standard for water cleanliness, based on permeability and relative porosity (Fig. 1), controlling the two major variables, oil-in-water (OIW) and total sus-

В ТНК-ВР проблема обеспечения систем водоподготовки и нагнетания в пласт дополняется наличием ряда месторождений, содержащих значительные объемы нефти и имеющих достаточно низкую водопроницаемость пластов. На протяжении многих лет разработчики и геологи изучали проблему разрушения породы в зоне нагнетания за счет избыточного давления либо изменения других свойств жидкости, снижающих прочность породы. Считается также, что на некоторых месторождениях с низкой водопроницаемостью следует не допускать разрушения породы, чтобы обеспечить более равномерную фильтрацию воды, а также избежать нагнетания воды в зоны, где она не требуется. Загрязненная вода ведет к закупориванию коллектора, в особенности в призабойной зоне. Это явление носит еще более выраженный характер при низкой водопроницаемости породы. В таких случаях недопустимо применять разрушение породы для повышения приемистости скважины. В качестве альтернативного метода может применяться нагнетание воды высокой очистки.

### Грамотный подход к проектированию систем водоподготовки

Описанный принцип нашел отражение в российском ОСТ на чистоту воды, где приводятся параметры проницаемости и относительной пористости (Рис. 1), от которых, в свою очередь, зависят две важнейшие переменные величины – содержание нефти в воде и общее содержание взвешенных частиц. Здесь не указан еще один параметр, имеющий большое значение при проектировании и выборе оборудования, – распределение по размерам капель нефти и твердых

Fig. 1 Permissible content of solids and oil in water injected into a productive reservoir for maintaining reservoir pressure (reproduced from standard OST 39-225-88).

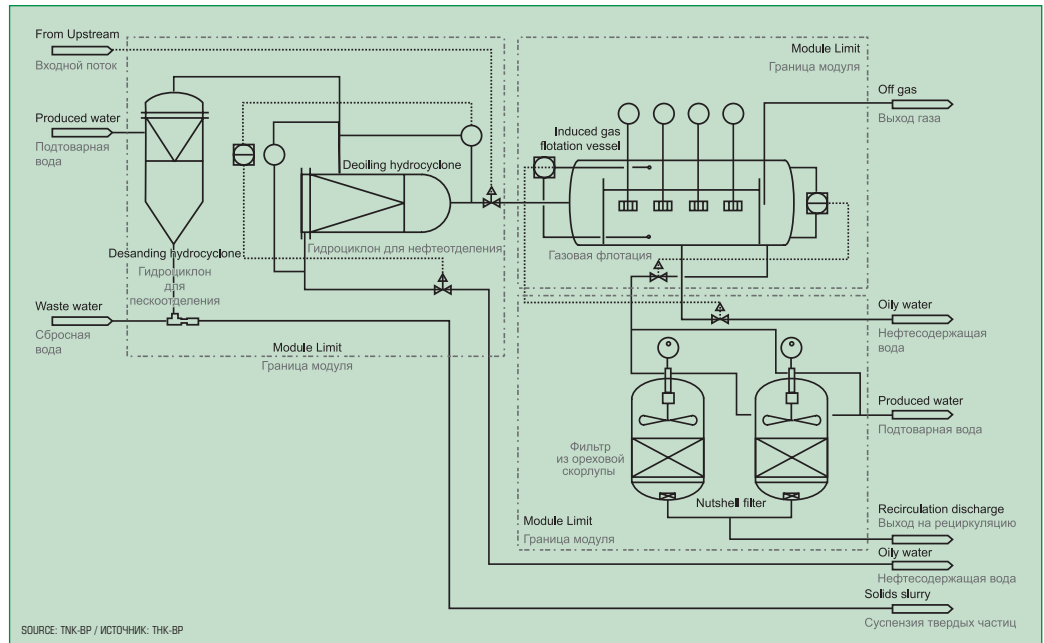
1 Допустимое содержание твердых частиц в воде, закачиваемой в нефтяной пласт для поддержания пластового давления (по стандарту ОСТ 39-225-88).

Permeability of Porous Reservoir Medium ( $\mu\text{m}^2$ ) / ( $\mu^2$ )	Relative Fracture Porosity of Reservoir /	Permissible Content in Water (mg/l) / ( / )	
		Solids /	Oil /
$\leq 0,1$	–	< 3	< 5
$> 0,1$	–	< 5	< 10
$\leq 0,35$	2–6,5	< 15	< 15
$> 0,35$	< 2	< 30	< 30
$\leq 0,6$	3,6–35	< 40	< 40
$> 0,6$	< 3,6	< 50	< 50

SOURCE: TNK-BP / ИСТОЧНИК: ТНК-ВР

Fig. 2 The layout of the modular compact unit. These three components can be used in combination (or omitted) for the desired result. Optional configuration: Solids-Liquid Cyclone + Liquid-Liquid Cyclone + Induced Gas Flotation + Nutshell Filter.

2 Схема модульной компактной установки. Три компонента могут использоваться в комбинации (или быть исключены) для достижения требуемого результата. Дополнительная компоновка: Циклон «Твердые частицы – жидкость» + Циклон «жидкость – жидкость» + Газовая флотация + Фильтр с ореховой скорлупой.



pendent solids (TSS). Another property not listed here, but essential to completing the design and selection of equipment, is the oil and solid particle size distribution.

At the same time, we have found our operating units and major projects for new developments were independently researching the information needed to do WTI. This was therefore picked as an item for which Technology Stream could research the fundamentals, publicize them, and alleviate the need for so many individual units to duplicate their work.

In addition to just being a basic reference, the Guide covers two themes. The first is an emphasis on a modular approach to design, using standard flow sizes that can be combined for the required total flow. This allows use of a limited number of components, and eliminates the need to design a system from the ground up every time. The second point is modular treatment units can be used in combination to achieve the required water-quality level (Fig. 2).

### The Guide's Main Sections

Fig. 3 illustrates an example of how to select the right equipment, which is also found in the Guide. The default is traditional gravity water treatment, which can be integrated with new build packages, including gravity-settling technologies, plate gravity settlers, hydrophobic filters, flotation, and chemical injection.

Produced and aquifer water-treatment process equipment may also need solid/liquid hydrocyclones, desanders, liquid/liquid hydrocyclones (decoilers), induced gas flotation units, nutshell filters, and pumps. Proper application of these is demonstrated with examples within the Guide.

частиц.

В то же время выяснилось, что сотрудники различных производственных подразделений ТНК-ВР, а также специалисты Управления «Крупные проекты», разрабатывающие новые месторождения, самостоятельно занимаются поиском информации, необходимой для разработки систем водоподготовки и нагнетания в пласт. Поэтому БН «Технологии» приняло решение детально изучить эти вопросы и опубликовать основные результаты исследования, тем самым, устранив необходимость проделывать одну и ту же работу сотрудниками различных подразделений Компании.

Помимо справочной информации разработанное Руководство раскрывает еще два важных аспекта. Во-первых, акцент сделан на модульном подходе к проектированию: здесь используются стандартные параметры расхода жидкости, комбинации которых позволяют получить требуемый расход. Это позволяет использовать ограниченное число компонентов, а также устраняет необходимость разработки систем каждый раз «с нуля». Во-вторых, модульные блоки подготовки воды можно комбинировать, что позволит обеспечить требуемое качество очистки жидкости (Рис. 2).

### Основные разделы Руководства

На Рис. 3 показана схема подбора необходимого оборудования, которое также описано в Руководстве. За основу взята традиционная система динамического отстоя воды, которую можно совместить с новыми установками, включающими технологии гравитационного осаждения, дисковые гравитационные емкости для отстаивания, гидрофобные фильтры, флотацию и закачивание реагентов.

## POINT OF VIEW / ТОЧКА ЗРЕНИЯ

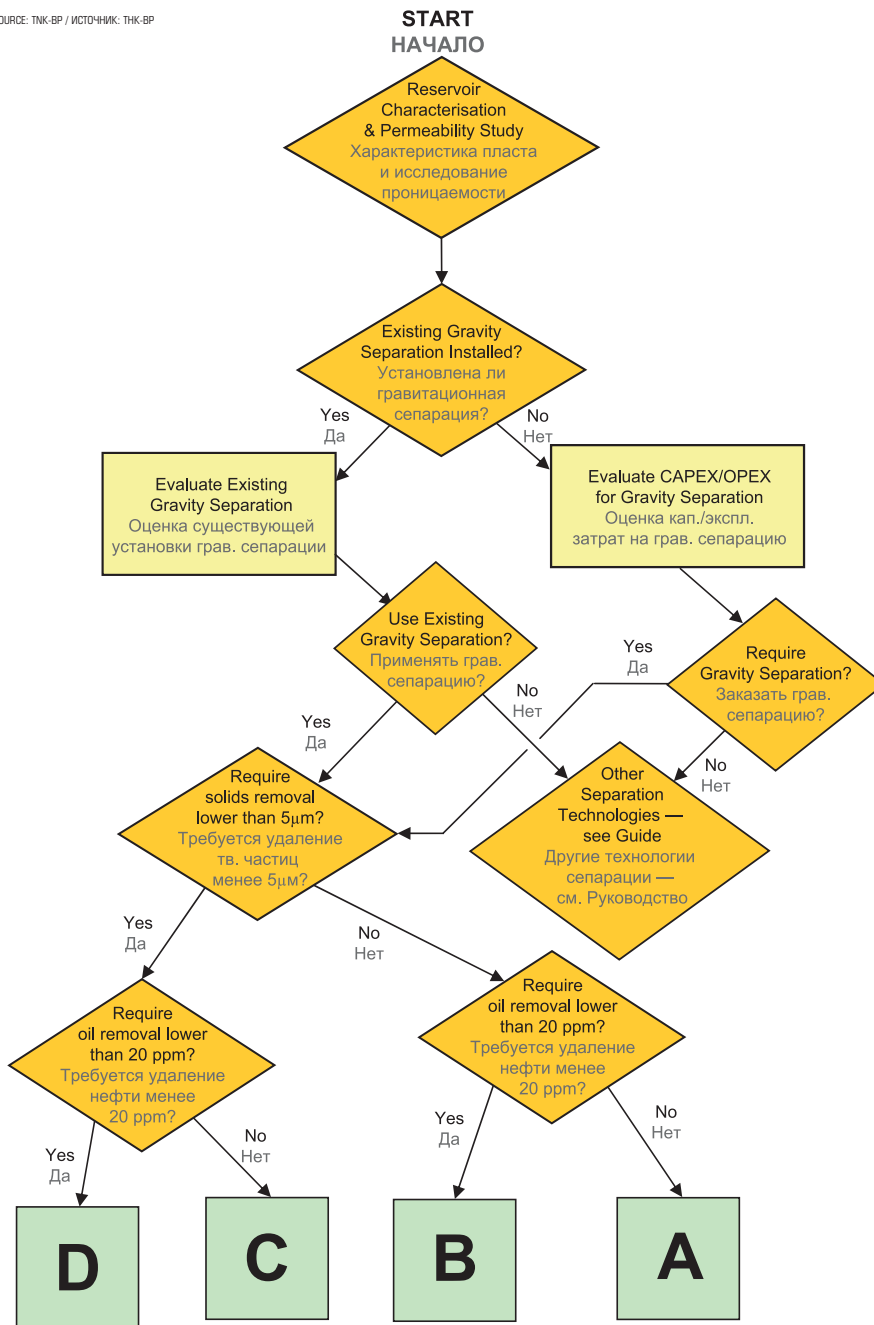


**Виктор Мальцев** (VAMaltsev@tnk-bp.com), главный специалист, отдел производственных активов Западной Сибири, БН «Технологии», Нижневартовск  
**Viktor Maltsev** (VAMaltsev@tnk-bp.com), Chief Specialist, Western Siberia Productive Assets Section, Technology, Nizhnevartovsk

The oilfield development process and oil production level maintenance are followed by the water cut growth which currently exceeds 80 percent (vol.) on average Company-wide, and even higher in the Samotlor field where it is over 92 percent, and in some facilities it even surpasses 95 percent. The present products treatment process concepts in the Samotlor field were developed in the 1970s and 1980s and now require an upgrade.

Процесс разработки нефтяных месторождений и поддержания уровня добычи сопровождаются ростом обводненности продукции скважин, которая в настоящее время в среднем по Компании превышает 80% (об.), по Самотлорскому месторождению значение показателя обводненности еще больше – свыше 92%, а на некоторых объектах оно составляет свыше 95%. Существующие технологические решения подготовки продукции Самотлорского месторождения были разработаны в 70-80 годах прошлого века, и сегодня необходима их корректировка.

SOURCE: TNK-BP / ИСТОЧНИК: TNK-BP



**Fig. 3 Preliminary PWT technology selection flow chart**  
**Рис. 3 Схема предварительного выбора технологии водоподготовки**

Оборудование для подготовки пластовой воды и воды из скважин может также включать гидроциклоны по удалению твердых частиц (пескоотделители), гидроциклоны для разделения воды (обезжириватели), системы газовой флотации, фильтры и насосы. В Руководстве применение всех перечисленных видов оборудования демонстрируется на практических примерах.

Для систем подготовки речной воды приводятся исходные показатели, факторы окружающей среды, а также предварительный отбор процесса. В Руководстве дается описание стандартного очистного оборудования для речной воды, включающего сетчатые фильтры грубой очистки, фильтры из ореховой скорлупы, деаэраторы для удаления кислорода.

Выбор оборудования учитывает капитальные и операционные расходы, вероятность возникновения внештатных ситуаций и наличие рисков (HAZOP), системную интеграцию, профили давления, методы контроля, а также очистку выходящего потока сточных вод. В руководстве также рассматриваются вопросы, связанные с инженерными коммуникациями и материалами изготовления.

Для обеспечения соответствия предъявляемым требованиям и пуска в эксплуатацию необходимо заранее согласовать рабочие технические условия, включающие любые данные по модернизации оборудования, уровень перепада давления на гидроциклонах, руководство по монтажу и эксплуатации, стандартные методы тестирования, гарантии обеспечения удаления нефти и твердых частиц. В Руководстве приводятся примеры такой документации, в том числе бланки опросных листов и описание процедур приемки. Представлены также требования на необходимость проведения инструктажа.

В приложениях к Руководству содержится более подробная техническая и экономическая

River-water treatment specification includes initial specification, environmental factors, and preliminary process selection. Typical equipment is noted: river-water treatment process equipment, including coarse strainers, nutshell filters, and packed deaerator columns for removal of oxygen.

Selection includes consideration of capex and opex, hazards and operability (HAZOP) study, system integration, pressure profile, control philosophy, and handling of effluent from the process package. Other points treated are materials for construction and utilities.

For correct specification and commissioning, an agreed-upon performance specification is required, which includes any process enhancements, hydrocyclone pressure differential ratio, installation and operating manual, standard test methods, oil-removal process

Configuration	New Build Options	
	Solids Removal	Oil Removal
A Gravity Separation Гравитационная сепарация	None Нет	None Нет
B Gravity Separation Induced Gas Flotation Гравитационная сепарация Газовая флотация	None Нет	Secondary Вторично
C Gravity Separation Nutshell Filter Гравитационная сепарация Фильтр с ореховой скорлупой	Secondary Вторично	None Нет
D Gravity Separation Induced Gas Flotation Nutshell Filter Гравитационная сепарация Газовая флотация Фильтр с ореховой скорлупой	Secondary Вторично	Secondary Вторично

## POINT OF VIEW / ТОЧКА ЗРЕНИЯ



**Евгений Армянинов** (EVArmaninov@tnk-bp.com),

начальник отдела производственного планирования и технологий ОАО «Самотлорнефтегаз», БУ «Самотлор», проект Усть-Вах

**Yevgeny Armaninov** (EVArmaninov@tnk-bp.com),

Head of Production Planning and Technology Section, Samotlorneftegaz, Samotlor BU, Ust-Vakh Project

Many reservoirs, both in the Samotlor field and the entire West Siberia region, have relatively low permeability within 1-7 mD. Therefore, fine treatment of the injected agent is required with a solids content outcome of 2-10 mg/l. The water needs to be filtered and treated in order to avoid plugging the reservoir under injection, which also preserves the fluid environmental safety. Water treatment and clean agent injection activities will allow oil companies to increase the recovery factor and extend the field's lifetime.

Многие пласты как на Самотлорском месторождении, так и во всем Западно-Сибирском регионе характеризуются относительно низкими показателями проницаемости, находящимися в пределах 1-7 мД. Поэтому необходима тщательная подготовка закачиваемого агента, содержание механических примесей в подготовленной воде нужно поддерживать на уровне 2-10 мг/л. Вода должна быть профильтрована и очищена, чтобы предотвратить закупорку пласта под закачкой, что также сохраняет экологическую безопасность жидкости. Мероприятия по очистке воды и закачке чистого агента в пласты позволят нефтедобывающим предприятиям увеличить коэффициент нефтеотдачи и продлить жизненный цикл месторождения.

guarantee, and solids-removal process guarantee. Examples are given, including blank forms and commissioning procedures. Points on training requirements are presented.

In the appendices, there are several more specific engineering and economic details, including a current survey of Russian-made equipment, with contacts and field of expertise.

### Practical Applications

This approach has been applied to the Kamennoye-1 pilot project and the Ust-Vakh area in Samotlor. In the first case, a pilot was needed to prove the reservoir performance, before full-field implementation. The proposed plan is based on filtration and centrifuges, which is a higher cost per barrel of water, but gets a predictable result, necessary for a valid pilot. In the second case, a modular treatment unit combining cyclone separators, gas flotation and most certainly nutshell filters (much like in Fig. 2) aims for a removal of virtually all oil in the stream, and a solids load as low as 0.5 mg/l. This is a particularly difficult task because the particle distribution is so small (most particles below 10 microns in size). Guard filters at the wellpads will stop any incidental particles, such as those produced by subsequent oxidation of carbon steel pipe downstream of treatment. Successful implementation of this project will eventually lead to successful production of the entire Ryabchek formation, of which Ust-Vakh is a part.

For the majority of our existing producers without extreme low permeabilities, standard gravity type separation is adequate. Information on this is also presented, including sizing and options for enhancing vessel internals. In other cases, perhaps due to size limits, or perhaps due to a remote location, the more recent and compact technology of cyclone separation may apply.

With any of our PUs, it's important to identify the existing conditions and what the targets should be. The Guide provides some tools to estimate capex and opex for the various options and for dealing with uncertainty. For the future, Facility Engineering considers this Guide as a first edition, and it will continually develop with PUs and Major Projects feedback, as the Company inevitably develops more knowledge and experience on this topic.

информация, включающая обзор оборудования российского производства, контактную информацию производителей и заключение экспертов.

### Практическое применение

На практике такой подход был впервые применен в рамках пилотного проекта «Каменное-1» и на Усть-Вахской площади Самотлорского месторождения. В первом случае целью пилотного проекта было изучение поведения пласта перед началом полномасштабной разработки. Предложенная компоновка включала применение фильтров и центрифуг. Это повышает стоимость очистки барреля воды, но обеспечивает предсказуемый результат, что необходимо для реализации пилотного проекта. На Усть-Вахе применяется модульная установка подготовки, включающая циклоны, газоотделители и, разумеется, фильтры с ореховой скорлупой (аналогичная установка изображена на Рис. 2), что позволит обеспечить практически полное удаление нефти из жидкости, а содержание твердых частиц составит всего 0,5 мг/л. Это достаточно сложная задача, учитывая распределение частиц по размеру (размер большинства частиц не превышает 10 мкм). Защитные фильтры на кустах скважин задержат любые случайные частицы, такие как частицы коррозии труб из углеродистой стали, расположенных за установкой очистки воды. Успешная реализация данного проекта впоследствии обеспечит разработку всего пласта Рябчика, частью которого является Усть-Вах.

Для большинства добывающих скважин, не характеризующихся сверхнизкими показателями проницаемости, достаточной является стандартная очистка типа гравитационной сепарации. В Руководстве представлена информация и для таких объектов, в том числе описания размеров и различных вариантов внутренней начинки аппаратов для улучшения сепарации. В других случаях из-за необходимости ограничения размеров или по причине удаленности объекта может применяться более современная и компактная технология циклонных сепараторов.

Для каждой ПЕ важно охарактеризовать существующие состояние, а также определить требуемые параметры. В Руководстве дано описание методов оценки капитальных и операционных расходов для различных вариантов, а также учета влияния неизвестных факторов. В дальнейшем Департамент инжиниринга промышленных объектов планирует дополнить первое издание Руководства на основе откликов, полученных от специалистов ПЕ и Управления «Крупные проекты», а также по мере накопления знаний и опыта в данной области.

You can access the Guide in the corporate web-portal Navigator: Document Directory // English Documents // 13. Structural Divisions' Sections – Technology // Water Treatment and Injection.

This site will be updated with new input as time progresses.

Alternatively, contact **Elena Seregina** for a CD version:  
phone: +7 (495) 777 7707 ext. 6426  
or e-mail: [ENSeregina@tnk-bp.com](mailto:ENSeregina@tnk-bp.com).

Руководство можно найти в корпоративном веб-портале «Навигатор»: Документы // 13. Разделы подразделений – Технологии // Водоподготовка и нагнетание в пласт.

Информация на сайте будет постоянно обновляться.

Вы также получить компакт-диск с Руководством, связавшись с **Еленой Серegiной** по телефону +7 (495) 777 7707 доб. 6426 или по электронной почте [ENSeregina@tnk-bp.com](mailto:ENSeregina@tnk-bp.com).

# Обобщающие интерпретационные 3D-суперпроекты: новые сейсмические и геоинформационные технологии решают старые проблемы данных

## 3D Seismic Interpretation Super Projects: New 3D Seismic and GIS Technologies Help to Solve Old Data Problems

*Одна из задач многофункциональных исследовательских групп (МДГ) Департамента разработки пластов — оперативное принятие решений в поддержку разработки и нефтедобычи по конкретной проблемной скважине, пласту, месторождению. Для этого требуется наглядная и достоверная исходная геолого-геофизическая, сейсмическая, буровая, промысловая, отчетная, текстовая, пространственная, геоинформационная, цифровая и картографическая информация. При ее отсутствии или неоднозначности многократно возрастают риски получения отрицательных результатов по оптимизации технологических схем разработки, снижения эффективности геолого-технических мероприятий и методов увеличения нефтеотдачи пластов, а также внедряемых новых технологий.*

*Multi-disciplinary groups (MDG) in the Reservoir Management Dept. must make prompt decisions to support development and production at particular problematic wells, reservoirs and fields. These tasks require visual, highly reliable information: geological-geophysical, seismic, drilling, field, reporting, text, 3D, geo-information, digital and mapping. If information is lacking or ambiguous, risks multiply exponentially that efforts to optimize the technological scheme for development will fail; the effectiveness of geological-technical interventions and methods to improve reservoir recovery will decrease, and the potential of newly introduced technology will go unrealized.*



**Марат Шарипов** (MSSharipov@tnk-bp.com),  
главный специалист,  
Департамент разработки пластов,  
БН «Технологии»

**Marat Sharipov** (MSSharipov@tnk-bp.com),  
Chief Specialist, Reservoir Management,  
Technology

**D**uring more than 70 years of exploration and development in the Orenburg area, geophysical organizations have performed a significant amount of drilling and common depth point seismic surveys, vertical seismic profiling and geophysical well surveys (CDP-VSP-GIS).

Nearly all the significant assets of the Company in the region have been covered by regional prospecting, detailed area, profile, 3D, 2D seismic surveys, VSP and seismic logging surveys of varying quality. Overall, the oil and gas producing potential of the region has been evaluated.

### The Problem of Inconsistent Data

Primary and processed geological and geophysical data are dispersed among many geological collections, archives, databases and data-bank systems. Sometimes it is difficult to access information; sometimes information is unprocessed or lost. At the Orenburg BU (Orenburgneft and Orenburggeologiya), not all the issues have been resolved for collecting, synthesizing, analyzing and reprocessing collaboratively 3D seismic and VSP polarization method data. Moreover, there are no continuously updated, readily accessible, digital cadastral inventory maps of

**З**а более чем 70-летнюю историю изучения и освоения Оренбургского региона различные подрядные геофизические организации выполнили значительный объем бурения и сейсморазведочных работ по методу общей глубинной точки, а также по вертикальному сейсмическому профилированию и геофизическим исследованиям скважин (МОГТ-ВСП-ГИС).

Сегодня практически все основные активы Компании покрыты регионально-поисковыми, детальными и детализационными площадными, профильными, скважинными сейсмическими съемками 3D, 2D, ВСП, СК (сейсмокаротаж) различного качества и, в целом, оценены перспективы нефтегазоносности региона.

### Проблема несоответствия данных

Первичная и обработанная геолого-геофизическая информация рассеяна по многочисленным геологическим фондам, архивам, базам и банкам данных. Порой она труднодоступна, не разобрана или утеряна. В БЕ «Оренбург» (ОАО «Оренбургнефть» и ОАО «Оренбурггеология») полностью не решены вопросы сбора, обобщения, анализа, совместной переобработки данных 3D-сейсмике и поляризационных методов ВСП. Кроме того, отсутствуют доступные постоянно обновляемые дежурные кондиционные цифровые кадастровые инвентаризационные карты и геоинформационные атласы различного масштаба геолого-геофизической, сейсмической и буровой изученности территории в целом, а также всех конкретных месторождений и фонда локальных нефтегазоперспективных объектов-структур, активов и лицензионных участков, необходимых для анализа материалов и принятия управленческих решений при планировании мероприятий в сфере разработки и нефтедобычи.

Необходимо отметить сложность поверхностных и глубинных сейсмогеологических условий проведения полевых работ и последующей машинной обработки в преимущественно карбонатном разрезе (изменчивые солевые,

standardized quality; nor are there geo-informational atlases of various scales containing geological and geophysical, seismic and drilling data for the whole region; these do not exist for individual fields or local structures with prospects for oil and gas or assets and license blocks. All of these resources are essential for analyzing material and making management decisions during planning and production.

In the predominately carbonate reservoirs (salt, subsalt and over-saline deposits) of the region, the surface and subsurface seismic conditions for conducting field operations and subsequent machine processing are extremely complex. Moreover, there are errors in primary data obtained from various sources and databases (BASPRO, OIS, PCMS, CMH and others). Problems are associated as well with locating wellheads, directional logging, testing, tagging of reservoirs, reservoir intersections and other indicators. In practice, all this impairs the accuracy and effectiveness of 3D seismic in the region. It will hamper work in the future with highly-accurate 4D seismic surveys, which are more sensitive to interference. That tool's effectiveness has not been tested at onshore fields under conditions that predominate in south-eastern Russia – primarily sulfate and carbonate sections.

At the end of 2006, the Company held 111 active licenses in the Orenburg region. There are 184 fields discovered at these blocks, of which 116 fields are in varying stages of development. At 91 fields, oil and gas production is underway.

The Company's seismic assets in the Orenburg region comprise:

- 64 objects of 3D covering approximately 7,000 sq. km of 3D; some of these objects have been re-processed and re-interpreted by various contracting organizations. These include 48 objects of 3D that are small seismic surveys of 10 sq. km to 100 sq. km of 3D to support development and oil production.
- 53 objects of 2D with total volume of about 15,000 linear km of 2D.

### Characteristic Features of 3D Super Projects

After analyzing and evaluating the current state of seismic and drilling operations and studying the existing data, the Company initiated a summary seismic interpretation project – a 3D super project for Orenburg BU.

Such projects are usually prepared in Windows on a standard work-

над- и подсолевые отложения), наличие ошибок в исходных данных, получаемых из различных источников и баз данных (БД) (BASPRO, OIS, PCMS, CMH и других), местоположений устьев скважин, инклинометрии, опробования, отбивок пластов, пластопересечений и других показателей. На практике все это мешает точности и эффективности 3D-сейсмике в регионе, не говоря уже о будущих более чувствительных к помехам высокоточных прецизионных сейсмических исследованиях 4D, эффективность которых на суше в условиях преимущественно сульфатно-карбонатного разреза юго-востока России практически не опробована.

По состоянию на конец 2006 года в Оренбургском регионе Компания владеет 111 действующими лицензионными участками. В пределах этих лицензионных участков выявлено 184 месторождения, из которых 116 находятся на разных стадиях освоения, на 91 месторождении ведется текущая добыча нефти и газа.

Сейсмические активы Компании в Оренбургском регионе составляют:

- 64 объекта 3D суммарным объемом порядка 7 000 км<sup>2</sup> 3D, часть из которых повторно переобработывалась и переинтерпретировалась различными подрядными организациями (из них 48 объектов 3D – это небольшие по площади сейсмические съемки 10-100 км<sup>2</sup> 3D в поддержку разработки и нефтедобычи);
- 53 объекта 2D суммарным объемом порядка 15 000 пог. км 2D.

### Особенности 3D-суперпроектов

В результате анализа и оценки текущего состояния сейсмических и буровых работ, а также анализа имеющихся данных, были инициированы работы по разработке обобщающего сейсмического интерпретационного 3D-суперпроекта по БЕ «Оренбург».

Такие проекты создаются в среде Windows на стандартном APM на базе программного обеспечения (ПО) Petrel (Schlumberger) с модулем расширения OpenSpirit Plug-in for Petrel и ArcView/ArcGis (ESRI) с OpenSpirit ArcView Extension. Они предназначены для ввода, хранения, автоматизированной обработки, переобработки, экспресс-интерпретации и переинтерпретации, кадастрового учета и инвентаризации ресурсов (МОГТ-ВСП-ГИС, бурения, результатов опробования и испытания пластов и других), а также для стратегического бизнес-планирования и поддержки принятия управленческих решений в сфере недропользования. Кроме того, реализация 3D-суперпро-

## POINT OF VIEW / ТОЧКА ЗРЕНИЯ

**Сергей Шапоренко** (SNShaporenko@tnk-bp.com), главный геофизик-сейсмик, МФГ ОАО «Оренбургнефть»

**Sergei Shaporenko** (SNShaporenko@tnk-bp.com), Chief Seismic Geophysicist, Orenburgneft MDG

Orenburg leads Russia's regions in coverage (60 percent of the fields) and in the pace of 3D exploration. For seismic specialists, the actuality of integrating seismic and geo-informational GIS technology is already obvious and no longer requires discussion.

Obviously, as with any new work, in connection with 3D seismic interpretation super projects there are still questions and problems to resolve. It takes time and effort – and occasionally it is even impossible – to hoist all the information that has been accumulated over 70 years. Nonetheless, this working project is already in demand, and seismic service specialists in Orenburg are using it to plan and analyze 3D seismic survey data. In the future, as the volume of geological and geophysical information grows, the project will be used to interpret and re-interpret three dimensional, cross-sectional, borehole seismology, CDP-VPS-GIS for all the Company's Orenburg assets.

This much-needed work to integrate 3D seismic surveys, drilling, logging, VSP and GIS data, unquestionably, needs extension – financing as a separate item in Research and Development to support development and oil production.

В процентном отношении (60% месторождений), и по темпам изучения 3D-сейсмозазведкой Оренбургский регион занимает лидирующее место в России. Поэтому для производителей-сейсмиков актуальность интеграции сейсмических и геоинформационных ГИС-технологий очевидна и уже давно не обсуждается.

Очевидно, что, как и в любой новой работе, при создании обобщающих интерпретационных сейсмических 3D-суперпроектов решены еще не все вопросы. Трудно, долго и порой невозможно поднять огромный пласт накопленной за 70 лет информации. Но уже сейчас рабочий проект востребован и используется специалистами сейсмической службы Оренбургского региона на стадии планирования, оперативного анализа 3D-сейсмических исследований. В дальнейшем по мере накопления геолого-геофизической информации (ГГИ) проект будет использоваться на стадии интерпретации / переинтерпретации данных пространственной, профильной, скважинной сейсмозазведки МОГТ-ВСП-ГИС по всем Оренбургским активам Компании.

Эта очень важная работа по обобщению данных 3D-сейсмозазведки, бурения, сейсмокаротажа, ВСП, ГИС, несомненно, требует своего продолжения, финансирования отдельной строкой в рамках тематических НИОКР в поддержку разработки и нефтедобычи.

Fig. 1 A digital map of 3D information on TNK-BP's Orenburg assets (on a graded topographical land relief).

The region's principal oil and gas fields are highlighted in red; 3D seismic survey sites and key frame regional 2D seismic profiles are outlined in white on standard geodesic sheets at 1:1,000,000 scale. The most important operating gas pipelines and individual wells in the region are marked in yellow. Oil pipelines appear in gray. Russia's administrative and national borders are outlined in blue. Orenburg BU's (Buguruslan, Buzuluk, Sorochinsk) regional and territorial oil and gas producing centers and adjacent regions are in black. Offset captions show the locations where the latest 3D comprehensive interpretation projects have been completed in 2006 (Davidovsky – 455 sq. km of 3D at four fields; Olshansky – 190 sq. km of 3D at two fields, Rodnikovsky – 334 sq. km of 3D at four fields, Smolyanoy – 258 sq. km of 3D at five fields). These projects will support development and production, prospecting and exploration of hydrocarbons.

1 Дежурная цифровая карта изученности 3D-сейсморазведкой Оренбургских активов ТНК-ВР (на градуированной топооснове рельефа суши).

Красным цветом показаны основные нефтегазовые месторождения региона, белым цветом – контуры площадных 3D сейсмостоек и ключевых каркасных связующих региональных сейсмостоек 2D на стандартных геодезических листах масштаба 1:1 000 000. Желтым цветом показаны основные действующие газопроводы и отдельные скважины региона, серым цветом – нефтепроводы, синим цветом – административные и государственные границы России, черным цветом – областные и территориальные центры нефтегазодобычи БЕ «Оренбург» (Бузуруслан, Бузулук, Сорочинск) и сопредельных областей. Выносные надписи показывают местоположение последних завершённых в 2006 году сводных сейсмических 3D интерпретационных проектов в поддержку разработки и добычи, поисков и разведки углеводородов (Давыдовский – 455 км<sup>2</sup> 3D по четырем месторождениям, Ольшанский – 190 км<sup>2</sup> 3D по двум месторождениям, Родниковский – 334 км<sup>2</sup> 3D по четырем месторождениям, Смоляной – 258 км<sup>2</sup> 3D по пяти месторождениям).

station with Schumberger Petrel software with extension module OpenSpirit Plug-in for Petrel and ArcView/ArcGis with OpenSpirit ArcView Extension. These tools facilitate resource entry, storage, automatic processing, re-processing, express interpretation and re-interpretation, cadastral recordkeeping and inventorying of resources (CDP-VSP-GIS, drilling, results of sampling and testing reservoir) for strategic business planning and to support management decisions related to subsoil use. The 3D super project will make it possible to expeditiously analyze, assess and monitor seismic and drilling operations during exploration, development and production of hydrocarbons at all Orenburg BU licenses and prospects. Teams and MDGs of the Reservoir Management, Technology, could study and develop pay and prospective zones at old and new fields.

### Geological Conditions of the Orenburg Region

Current geological conditions in the Orenburg region are illustrated in Fig. 1.

The digital topographical relief map shows clearly that the primary oil and gas-bearing areas, fields, regional trends of principal zones of accumulation, and sedimentary basins are located on platforms largely on the shallow-water carbon-terrigenic shelf. They are drawn toward belt zones, tectonic steps of the Caspian syncline in the south, and in the east – the near-Urals fore-deep.

Most of the commercial hydrocarbon accumulations have been discovered within a wide stratigraphic range – from mid-Riphean and Vendian (the so-called Leonidovskaya formation in well #412 of the Olkhovskaya prospect) and Lower Devonian through Upper Perm.

TNK-BP's petroleum assets in the north of Orenburg Region are mainly associated with small producing fields. Seismic surveys to support devel-

екта позволит оперативно анализировать, оценивать и проводить мониторинг текущего состояния сейсмических и буровых работ по поискам и разведке, разработке и добыче углеводородов на всех действующих лицензионных участках и площадях БЕ «Оренбург». Необходимо отметить и возможность исследования и разработки нефтегазопродуктивных и перспективных пластов на старых и новых месторождениях, в командах и МДГ Департамента разработки пластов Управления технологии добычи БН «Технологии».

### Геология Оренбургского региона

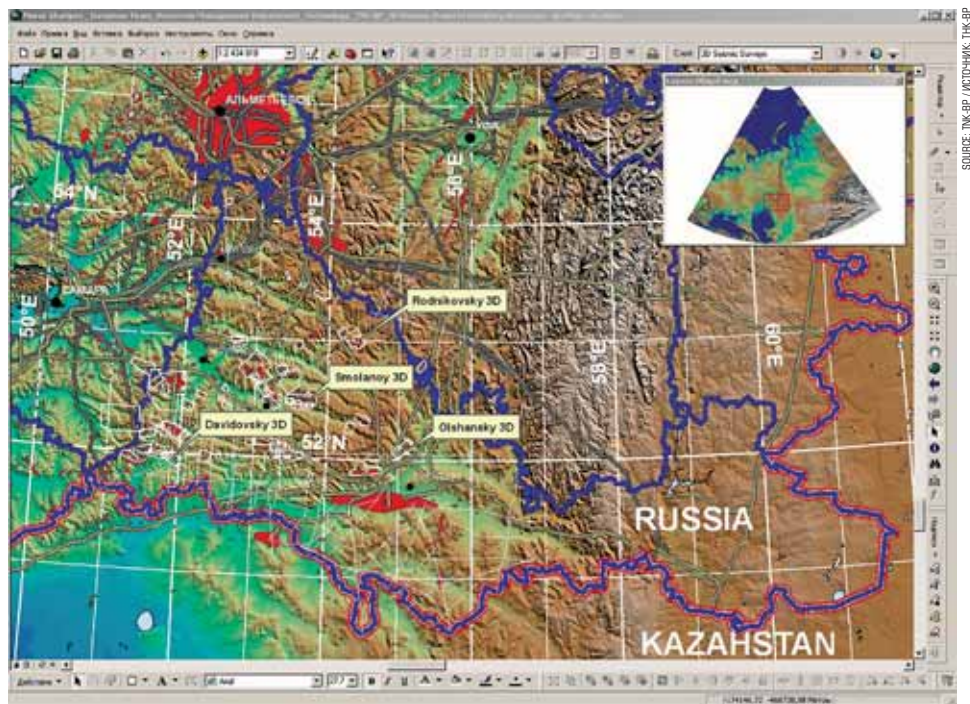
Современная геологическая обстановка Оренбургского региона показана на Рис. 1.

На цифровой топокарте рельефа хорошо видно, что основные нефтегазоносные районы, месторождения, региональные тренды основных зон нефтегазоаккумуляции и исследуемых осадочных бассейнов расположены в платформенных условиях преимущественно мелководного карбонатно-терригенного шельфа и тяготеют к прибортовым зонам, тектоническим ступеням Прикаспийской синеклизы на юге и Предуральяского краевого прогиба на востоке.

Основные промышленные скопления углеводородов обнаружены в широком стратиграфическом диапазоне – от среднего олифея-венда (так называемая леонидовская свита в скважине 412 Ольховской площади) и нижнего девона до верхней перми включительно.

Нефтяные активы ТНК-ВР на севере Оренбургской области в основном связаны с небольшими по площади разрабатываемыми месторождениями. Площади выполненных сейсмостоек в поддержку разработки и добычи составляют в среднем 10-50 км<sup>2</sup> 3D. В ПЕ «Центр» максимальные объемы новой поисково-разведочной сейсмике 3D на Бузулукском лицензионном участке ТНК-ВР достигают более 1 000 км<sup>2</sup> 3D.

Как видно из обзорной карты, основные перспективы нефтегазоносности



opment and production range, on average, from 10 sq. km to 50 sq. km of 3D. In the Center PU, the maximum size of new exploration seismic surveys, at TNK-BP's Buzuluk license area, exceeds 1,000 sq. km of 3D.

The general map shows that most promising oil- and gas-bearing territories in the south and southwest of the Orenburg Region are associated with deep-seated, complex subsalt deposits in bort zones of the Caspian syncline. These have not been sufficiently explored by drilling and 3D seismic CDP-VSP-GIS surveys. Large and unique oil- and gas-condensate fields with formations ranging to 1,000 m and greater (Karachaganak oil-and-gas-condensate field) are under exploitation in this area. Gas and gas-condensate wells have had flow rates of as much as 1 mln cu. m per day (Orenburgskoye gas-condensate field).

The latest software from the field's leading firms – Schlumberger, OpenSpirit and ESRI – was introduced in 2006. These tools were pilot tested to evaluate and analyze the new opportunities afforded by different extension modules to load, re-calculate, exchange, export and import data from various geophysical applications.

In 2006 the Orenburg MDG used computer-based seismic and GIS technology to create a summary 3D seismic interpretation super project. This was the first time in Russia that such a comprehensive project had been created for an entire region. The super project includes all of the multitudinous seismic assets belonging to TNK-BP at all functioning license areas of the Orenburg BU (Fig. 2).

The Orenburg MDG is using the database of the summary interpretive 3D super project in its current work – analyzing and studying problematic wells, formations, fields; estimating oil and gas content of undeveloped

территории на юге и юго-западе Оренбургского региона могут быть связаны с глубокопогруженными сложнопостроенными и недостаточно изученными бурением и 3D-сейсморазведкой МОГТ-ВСП-ГИС подсолевыми отложениями бортовых зон Прикаспийской синеклизы, где уже выявлены и разрабатываются весьма крупные и уникальные нефтегазоконденсатные месторождения с высотами залежей до 1 000 м и более (Карачаганакское НКМ), с дебитами отдельных газовых / газоконденсатных скважин до 1 млн м<sup>3</sup>/сут. (Оренбургское ГКМ).

На новом, внедренном в 2006 году современном технологическом ПО ведущих фирм разработчиков в данной области – компаний Schlumberger, OpenSpirit, ESRI – проведены тестовые опытно-методические работы по оценке и опробованию новых возможностей различных модулей расширенных геофизических приложений.

В результате исследования, проведенного в 2006 году МДГ «Оренбург» с использованием современных компьютерных сейсмических и ГИС-технологий, впервые в России в целом по региону был создан обобщающий интерпретационный 3D-суперпроект, включающий все многочисленные сейсмические активы ТНК-ВР по всем действующим лицензионным участкам БЕ «Оренбург» (Рис. 2).

Базы данных созданного обобщающего интерпретационного сейсмического 3D-суперпроекта оперативно использовались в текущей работе МДГ «Оренбург» при анализе и изучении проблемных скважин, пластов, месторождений, оценке перспектив нефтегазонасыщенности неразрабатываемых интервалов разреза и прилегающих граничных периферийных участков соседних сейсмосъемок 3D, ранее не увязанных между собой. Они нашли применение и при подготов-

## POINT OF VIEW / ТОЧКА ЗРЕНИЯ

**Сергей Птецов** (*SergeiPt@paradigmgeo.com*), технический директор, Россия и СНГ, Paradigm Geophysical

**Sergei Ptetsov** (*SergeiPt@paradigmgeo.com*), Technology Director, Russia & CIS, Paradigm Geophysical

The database for Orenburg BU's 3D super project incorporates the results of processing and interpreting data from 3D seismic surveys and GIS, maps and attribute-reflection cubes that Paradigm Geophysical has performed under contract to Orenburgneft.

Such databases are used mainly for informational support and substantiation of business projects to explore or extend exploration at fields, promising areas and deep intervals of producing clusters that were missed or skipped earlier with the goal of exploitation. The primary value in such a system lies with its flexible, efficient access to geological and geophysical information, enabling management to reach decisions quickly. Paradigm Geophysical's experience confirms the efficacy of this approach as well as its greater precision in forecasting the depths of formations and properties of reservoirs.

To create the 3D super project, the specialists had to reconcile data obtained from various Russian and foreign interpretation systems. Another problem was in manipulating 3D seismic cubes in the MS Windows operating system – their size reached dozens and hundreds of gigabytes. Analyzing a 3D cube covering more than 1,000 sq. km requires special pixel data presentation and special, super-efficient graphic cards. If the waiting time to receive and visualize the cross-section of a super cube exceeds 10 seconds, it is worth considering how to integrate software more effectively.

For the developers of the 3D super project one task of considerable current interest is to maintain the system in working order, monitoring its performance while handling new data and resolving new assignments. Paradigm Geophysical is a constant partner of TNK-BP and Orenburgneft. As such, the company is prepared to contribute to filling that system with results from processing and interpreting 3D seismic shooting and GIS on the territory of TNK-BP's operations under new projects.

В базу данных 3D-суперпроекта по БЕ «Оренбург» ТНК-ВР вошли результаты обработки и интерпретации данных 3D-сейсморазведки и ГИС, карты и кубы атрибутов отражений, выполненные компанией Paradigm Geophysical по заказу ОАО «Оренбургнефть».

Основной сферой приложения такой базы данных является информационное и доказательное обеспечение бизнес-проектов на разведку и доразведку месторождений, выявление перспективных территорий и пропущенных глубинных интервалов продуктивных комплексов для целей эксплуатации. Главная ценность подобной системы – оперативность доступа к геолого-геофизической информации и возможность быстрого принятия управленческих решений. Опыт компании Paradigm Geophysical показал высокую продуктивность такого подхода и существенное повышение точности прогноза глубин горизонтов и коллекторских свойств пород.

При разработке 3D-суперпроекта необходимо было согласовать данные, полученные в различных российских и зарубежных системах интерпретации. Еще одной проблемой стала сложность манипулирования 3D-сейсмическими кубами объемом десятки и сотни гигабайт в операционной системе MS Windows. Оперативный анализ 3D-куба площадью более 1 000 км<sup>2</sup> требует специального пиксельного представления данных и применения специальных сверхпроизводительных графических карт. Если время ожидания получения и визуализации сечений суперкубов превышает 10 секунд, стоит задуматься, как интегрировать программы более рациональным способом.

Для разработчиков 3D-суперпроекта одной из актуальных задач является поддержание системы в рабочем порядке и ее мониторинг новыми данными и решаемыми задачами. Компания Paradigm Geophysical, как постоянный партнер ТНК-ВР и ОАО «Оренбургнефть», готова внести свой вклад в наполнение этой системы результатами обработки и интерпретации 3D-сейсморазведки и ГИС на территории деятельности ТНК-ВР по новым проектам.

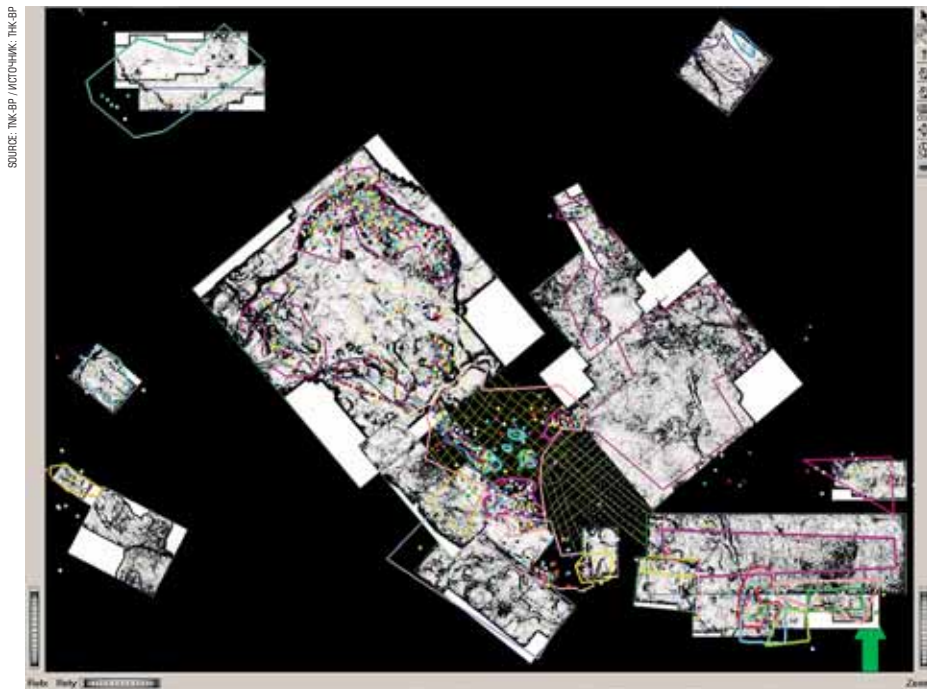


Fig. 2 The central working fragment of the 3D seismic interpretation super project accumulating results from 21 3D seismic surveys covering more than 2,000 sq. km of 3D and two 2D surveys on 25 multilayered fields belonging to Orenburg BU.

This figure shows the outlines of TNK-BP's current license blocks in the region. Blocks of other subsoil users are shown in green. The region's individual wells are clearly visible. Time sections of seismic attribute cubes in Tournai and lower intervals (Carbon-Devon) contain clearly visible channels at the Ananyevskaya-Smolnaya-Kodyakovsko-Rashkinskaya prospects. To date 3D seismic surveys have not been performed within the large multi-layered Sorochinsko-Nikolskoye field. The Sorochinsko-Nikolskoye field is under exploitation; separate gas-water contact contours have been outlined for its Bobrikov deposits.

2 Центральный рабочий фрагмент сейсмического 3D-суперпроекта, аккумулирующий результаты работ по 21 сейсмосъемке 3D объемом 2 000 км<sup>2</sup> 3D и двум съемкам 2D по 25 разрабатываемым многопластовым месторождениям БЕ «Оренбург».

Показаны контуры действующих лицензионных участков ТНК-ВР (зеленым цветом — чужих недропользователей). Показаны отдельные скважины региона. На временных срезах кубов сейсмических атрибутов в интервалах турнея и ниже (карбон-девон) хорошо видны выявленные каналы на Ананьевской-Смоляной-Кодяковско-Рашкинской площадях. До настоящего времени не отработана сеймика 3D в пределах крупного разрабатываемого многопластового Сорочинско-Никольского месторождения, по которому вынесены отдельные контуры газоводяного контакта (ГВК) по бобриковским отложениям.

intervals and adjacent marginal blocks by using adjoining 3D surveys that previously had not been correlated. Databases found application during preparation of offers, project concepts and business plans for the Orenburg BU's 3D seismic operations to support development and production in 2007 and the period through 2011.

During work on the project, through analysis and inventory of corporate informational resources, we found 3D seismic data for a number of multilayered producing fields and active TNK-BP Orenburg assets that had been lost. These data had been absent from the corporate seismic archive, TNNC and the Orenburg BU database. Among them was the Sverdlovskoye field of Orenburgneft, whose license term had expired. The Sverdlovskoye field is located to the east of the large Garchinskoye field and is controlled from the north by a sublatitudinal fault (Fig. 3). Daily flow rates of some wells exceed 64 tpd. We recommend that consideration be

ке предложений, проектов концепций, бизнес-планов работ БЕ «Оренбург» по 3D-сейсморазведке в поддержку разработки и нефтедобычи на 2007 год и долгосрочную перспективу до 2011 года.

В ходе работ над проектом по результатам анализа и инвентаризации корпоративных информационных ресурсов по ряду многопластовых разрабатываемых месторождений и действующих Оренбургских активов ТНК-ВР были найдены утерянные данные 3D-сеймики по БЕ «Оренбург», отсутствовавшие в Корпоративном сейсмическом архиве ЗАО «ТННЦ» и базе данных БЕ «Оренбург». Среди них и Свердловское месторождение (ОАО «Оренбургнефть»), срок действия лицензии на которое истек. Это месторождение расположено к востоку от крупного Гаршинского месторождения и контролируется с севера субширотным разломом (Рис. 3). Дебиты нефти отдельных скважин превышают 64 т/сут. Рекомендуется к рассмотрению возможность возобновления истекшей лицензии и включения в портфель активов в каче-

## POINT OF VIEW / ТОЧКА ЗРЕНИЯ

**Леонид Шмарьян** ([Shmaryan@moscow.oilfield.slb.com](mailto:Shmaryan@moscow.oilfield.slb.com)), Руководитель Бизнес-направления Petrel в России, Schlumberger  
**Leonid Shmaryan** ([Shmaryan@moscow.oilfield.slb.com](mailto:Shmaryan@moscow.oilfield.slb.com)), Russia Petrel Segment Manager, Schlumberger

Work to create a 3D super project, as a whole, for a single oil-producing region, is unique for Russia. Never before was such an amount of data loaded into Petrel software. Earlier, all large projects were created in systems like Geoframe and Openworks, which use databases. These projects required a lot of time and effort to create; they had no interface with the ArcView system, and they could not be used on a PC. This 3D super project, based on new-generation Petrel software, transfers easily from one computer to another and, most importantly, generates a much higher-quality result by integrating geological and geophysical data. It enables 3D modeling for an entire area and facilitates prompt analysis of the presence of oil and gas and promising trends. TNK-BP has adopted Petrel as a standard. Any specialist working at the Company may make use of its output quite easily.

Работа по созданию 3D-суперпроекта в целом по одному региону нефтегазодобычи является уникальной в России. Никогда прежде в Petrel не загружались такие объемы данных. Ранее большие проекты создавались только в таких системах как Geoframe и Openworks, которые основаны на базе данных. Создание таких проектов было очень трудоемким, занимало много времени, не имело связи с системой ArcView и не было возможным на персональном компьютере. 3D-суперпроект, созданный в ПО нового поколения Petrel, является легко переносимым с одного компьютера на другой, и самое главное — позволяет получить намного более качественный результат за счет интеграции геолого-геофизических данных. Он также позволяет создавать 3D-модель по всей площади и оперативно анализировать нефтегазоносные и перспективные тренды. ПО Petrel принято в качестве стандарта ТНК-ВР. Любой специалист Компании может легко воспользоваться полученными результатами.

given to renewing the expired license and including it in the portfolio assets as a satellite to the Garshinskoye field, where oil and gas content have been substantiated by 3D seismic data.

It is important to note that the working databases of the summary 3D seismic interpretation super project will be actualized as new data become available. They will be ready to contribute to the preparation and realization of TNK-BP's subsoil-use strategy for the region.

### Recommendations by Project Developers

Pilot studies have demonstrated the feasibility of integrated access to databases containing seismic and geo-informational applications and exchange of geological-geophysical data in the standard operational environment of Windows.

As a result managers may access data on a timely basis when they need it for analysis, assessment and monitoring of seismic and drilling operations in exploration and production projects at all active licenses and prospects in Orenburg Region.

Some technical and methodology issues remain, but an operating model has been created. It has a prototype base of knowledge encompassing all producing fields in the region. It is what is needed in daily work for effective management and control of assets.

It is essential that we continue research in this area, engaging consultants from leading software development companies in the work.

For the Orenburg BU itself, the first order recommendation is to allocate resources to create or acquire missing VSP and logging data for all the 111 license areas in the region. If acquisition is the preferable route, data could be obtained from state geological and regional funds, databases and data banks or independent service companies. These data are essential to quality processing and interpretation of 3D seismic data.

Considering the high density of injection and producer wells at mothballed and producing fields, great benefit could be derived from inviting a contractor specializing in commercial seismic to undertake sophisticated simultaneous subsurface and surface 3D seismic surveying and PM-VSP. The goal of such application would be to explore interwell space, anisotropy, fracturing properties and to improve processing and visualization of seismic data primarily in carbonaceous sequences in Orenburg Region by drawing on the state-of-the-art Russian and Western technology. [12]

Fig. 4 The southern working fragment of the 3D seismic interpretation super project accumulating results from six 3D seismic surveys covering over 515 sq. km of 3D at six producing multilayered fields belonging to Orenburg BU.

4 Южный рабочий фрагмент сейсмического 3D-суперпроекта, аккумулирующий результаты работ по шести сейсмостъемкам 3D объемом 515 км<sup>2</sup> 3D по шести разрабатываемым многопластовым месторождениям БЕ «Оренбург».

SOURCE: TNK-BP / ИСТОЧНИК: TNK-BP

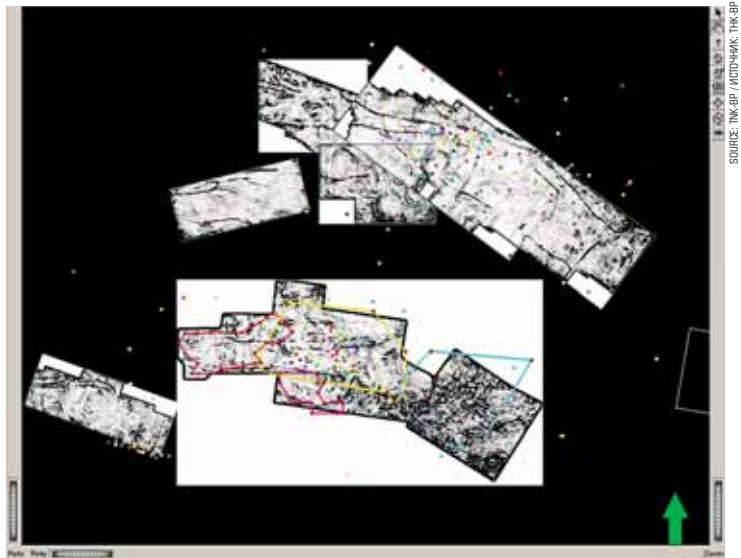
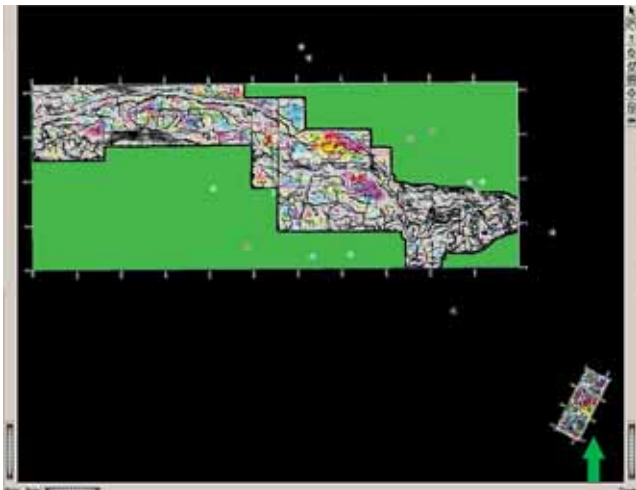


Fig. 3 The southwestern working fragment of the 3D seismic interpretation super project accumulating results of 12 3D seismic surveys covering more than 1,180 sq. km of 3D at 12 producing multilayered fields belonging to Orenburg BU.

3 Юго-западный рабочий фрагмент сейсмического 3D-суперпроекта, аккумулирующий результаты работ по 12 сейсмостъемкам 3D объемом 1 180 км<sup>2</sup> 3D по 12 разрабатываемым многопластовым месторождениям БЕ «Оренбург».

стве ближайшего месторождения-спутника Гаршинского месторождения с доказанной нефтегазоносностью площади исследований 3D.

Следует отметить, что рабочие БД сводного интерпретационного сейсмического 3D-суперпроекта по мере возможности и появления новых данных актуализируются и готовы для дальнейшего применения при разработке и реализации стратегии недропользования TNK-BP в регионе.

### Рекомендации разработчиков проекта

Проведенные опытно-методические исследования показали возможность взаимной интеграции для доступа к базам данных различных сейсмических и геоинформационных приложений и обмена геолого-геофизическими данными в стандартной операционной среде Windows.

В результате появилась возможность своевременно обеспечивать руководство нужными данными для оперативного анализа, оценки и мониторинга текущего состояния сейсмических и буровых работ при поисках, разведке, разработке и добыче углеводородов на всех действующих лицензионных участках и площадях региона.

Необходимо отметить, что не все технические и методические вопросы решены, но создан действующий макет, опытный образец базы знаний по всем разрабатываемым месторождениям региона, так необходимой в повседневной работе для оперативного контроля и управления активами.

Необходимо продолжать исследования в этом направлении с привлечением консультантов фирм-разработчиков передового программного обеспечения.

По БЕ «Оренбург» в первую очередь рекомендуется выделение средств на создание или закупку в государственных геологических и территориальных фондах, базах и банках данных, а также в сторонних сервисных компаниях отсутствующих или утерянных баз данных скважинных сейсмических исследований ВСП и СК по всем 111 лицензионным участкам региона, необходимых для качественной обработки и интерпретации сейсмических данных 3D.

Учитывая высокую плотность нагнетательных и добывающих скважин на разрабатываемых и законсервированных месторождениях, большую пользу принесло бы привлечение специализированного подрядчика по промысловой сейсмике для применения усложненных одновременных методик скважинной и поверхностной сейсморазведки 3D + ПМ-ВСП для изучения межскважинного пространства, анизотропии, трещиноватости разреза, улучшения обработки и визуализации сейсмических данных в преимущественно карбонатном разрезе Оренбуржья на базе передовых отечественных и западных технологий. [12]

# Новые направления обеспечения целостности промысловых трубопроводов

## New Directions to Ensure Field Pipeline Integrity

В последние годы в Компании проведена большая работа по защите промысловых трубопроводов от внутренней коррозии. Значительное снижение аварийности, связанное с расширением ингибиторной защиты, позволило БЕ «Нягань» получить премию ТНК-ВР в области Технологий в 2005 году, а БЕ «Оренбург» — стать финалистом в 2006 году. Компания намерена стать лидером российской нефтегазовой промышленности по вопросам управления целостностью производственных объектов. Для этого необходимо уделять серьезное внимание защите наружной поверхности трубопроводов от подземной (или наружной) коррозии.

Over the recent years the Company has done a lot of work in protecting field pipelines from internal corrosion. The major reduction of failure rates that came as a result of inhibitor protection brought Nyagan BU TNK-BP Technology Award of 2005. Orenburg BU was a runner-up in 2006. The Company aims to become the Russian oil and gas industry leader in integrity management. To achieve this goal we need to pay special attention to protection of external pipeline surface from underground (or external) corrosion.



**Сергей Киченко** (SBKichenko@tnk-bp.com), главный специалист группы по обеспечению целостности трубопроводов, БН «Технологии»  
**Sergey Kichenko** (SBKichenko@tnk-bp.com), Chief Specialist, Pipeline Integrity Team, Technology

Underground corrosion is a type of electrochemical corrosion. Its processes may vary but in most cases damage occurs in the form of pitting. Corrosion depth is substantial and presents a threat to pipeline integrity.

In 2006 seven units of the Company recorded high percentages of pipeline failures caused by underground corrosion (Table 1). The most serious situation has developed in Orenburg BU. This is explained by the fact that BU (particularly North PU) operates the oldest pipelines in the Company. These pipelines mainly have passive protection (bitumen, bitumen-rubber and film coatings with a life of less than 10 years that have already expired). As a result Orenburg BU's pipelines are operated without sufficient protection against external corrosion at the present time.

To address this issue in 2006 Technology and Orenburg BU (Center PU and North PU) started looking for a technology solution that will help to prevent external corrosion and launched a dedicated pilot project.

### Selecting Technology Solution

All underground pipelines must have protective coating, which forms a barrier between metal pipe surface and corrosion environment. But even new coatings have a certain number of defects. Their number increases during pipeline operation. It is therefore always important to use cathodic protection (CP). This method suppresses corrosion at coating defects by altering the potential of the steel to soil interface into a region where the electrochemical corrosion process is reduced.

We must emphasize that underground corrosion has distinctive features that are of key importance when choosing the right technology solution.

Подземная коррозия является разновидностью электрохимической коррозии. Ее механизмы могут быть различными, но в большинстве случаев поражение принимает форму питтинга или язв. Глубина проникновения очагов коррозии велика и представляет угрозу для целостности трубопроводов.

В 2006 году в семи подразделениях Компании зафиксирован значительный процент отказов трубопроводов по причине подземной коррозии (Табл. 1). Наиболее сложная ситуация складывается в БЕ «Оренбург». Это связано с тем, что здесь (особенно в ПЕ «Север») эксплуатируется старейший в Компании парк трубопроводов, в основном с пассивной защитой (битумные, битумно-резиновые и пленочные покрытия со сроками службы не более 10 лет, которые уже истекли). Поэтому в настоящее время трубопроводная система БЕ «Оренбург» эксплуатируется с недостаточной противокоррозионной защитой от наружной коррозии.

**Table 1 External corrosion in TNK-BP (2006)**  
**Табл. 1 Наружная коррозия в ТНК-ВР (2006 год)**

Production Unit	Length of operated pipelines, km	Failures due to external corrosion (percentage of total corrosion failures) (%)
North PU (Orenburg BU) « » (БЕ «Оренбург»)	1945	52,2%
South PU (Orenburg BU) « » (БЕ «Оренбург»)	1712	49,9%
Center PU (Orenburg BU) « » (БЕ «Оренбург»)	4002	33,5%
Gas PU (Orenburg BU) « » (БЕ «Оренбург»)	724	100%
SNG (Samotlor BU) (БЕ «Самотлор»)	2480	51,8%
TNK Nizhneartovsk (Samotlor BU) (БЕ «Самотлор»)	1522	25,1%
SUKG (Samotlor BU) (БЕ «Самотлор»)	1404	81,6%

SOURCE: TNK-BP / ИСТОЧНИК: ТНК-ВР

Underground corrosion occurs not only in holidays in protective coating. In some coating defects coating will lift and allow moisture to contact the steel surface but remain as a barrier to protective current. In these instances CP may not be able to provide protection. This problem often occurs with disbonding at tape wrap coatings.

Therefore when choosing the appropriate external corrosion prevention strategy we need to realize what proportion of serious corrosion damage occurs at coating holidays and what proportion has to do with coating disbonding. The relative proportions of these two types of damage will determine whether the pipeline requires coating repair or CP system retrofit.

The objectives of the pilot project have been set accordingly: define corrosion causes and patterns, estimate external corrosion rate and potential effectiveness of CP, retrofit CP and assess its performance based on operational results.

### Underground Corrosion Causes and Patterns in Orenburg BU

Usually a soil's corrosivity is estimated using soil resistivity. Yet the corrosion environment often changes during pipeline operations due to changes of soil composition.

An extensive research program is therefore required. Specialists from Physical Chemistry Institute of the Russian Academy of Sciences were invited to work on this task.

They have studied technical documents, selected and inspected typical sites on North PU and Center PU pipelines. The inspection scope consisted of field and lab analysis of soil chemical composition, humidity, acidity (pH), ion content (chlorides, sulphates, nitrates, hydrocarbonates etc.) (Fig. 1). Then underground corrosion rate was determined using highly sensitive corrosion probes (HSCP).

Specialists have examined the relationship between the measured by HSCP corrosion rates and the factors that may affect ground corrosivity. They have concluded that in order to determine ground corrosivity in relation to local corrosion in addition to soil resistivity they need to measure iron dissolving agents concentration, primarily chloride ions.

HSCPs that were not connected to pipeline recorded ground corrosion rate of up to 0.5 mm per year. This rate is not sufficient to explain all pipeline failures, since estimated corrosion rates must have been several millimeters per year instead.

To determine the reasons for the actual corrosion rate specialists



PHOTO: LLC «CENTER OF CORROSION TESTING» / ФОТО: ООО «ЦЕНТР КОРРОЗИОННЫХ ИСПЫТАНИЙ»

Fig.1 Field laboratory for soil properties investigation.  
.1 Полевая лаборатория для изучения свойств грунта.



В 2006 году специалисты БН «Технологии» совместно с БЕ «Оренбург» (ПЕ «Центр» и ПЕ «Север») занялись поиском технического решения по борьбе с наружной коррозией и начали реализацию соответствующего пилотного проекта.

### Выбор технического решения

Все трубопроводы подземной прокладки должны иметь защитное покрытие, которое создает барьер между металлической поверхностью трубы и агрессивной средой. Однако даже в новых покрытиях допускается определенное количество сквозных дефектов. В процессе эксплуатации их число возрастает. Поэтому на практике всегда необходимо дополнительно применять катодную защиту (КЗ). Этот метод обеспечивает в сквозных дефектах изоляционного покрытия такие электрохимические потенциалы, при которых ионизация атомов металла уменьшается, и коррозия подавляется.

Необходимо отметить, что процессы подземной коррозии имеют черты, принципиально важные при выборе технических решений.

Коррозия зарождается и протекает не только в сквозных дефектах защитного покрытия. В некоторых случаях покрытие отслаивается и позволяет влаге проникать к поверхности металла, одновременно являясь барьером для защитного тока. В этих условиях катодная защита не может обеспечить эффективную защиту. Эта проблема наиболее актуальна для покрытий из липких лент.

Поэтому при выборе оптимальной стратегии борьбы с наружной коррозией необходимо представлять, какая доля опасных коррозионных повреждений возникает в сквозных дефектах покрытия, и какая доля повреждений связана с развитием коррозии под покрытием. В зависимости от этого определяется потребность либо в ремонте покрытия, либо в реконструкции катодной защиты.

Таким образом, были обозначены цели пилотного проекта: определить причины и закономерности коррозионных поражений, оценить скорости наружной коррозии и потенциальную эффективность катодной защиты трубопроводов, а также реконструировать катодную защиту и оценить ее эффективность по результатам эксплуатации.

### Определение причин и закономерностей подземной коррозии в БЕ «Оренбург»

Обычно коррозионную оценку почв проводят по величине их удельного электрического сопротивления. Однако коррозионные условия часто меняются в процессе эксплуатации трубопроводов из-за изменений состава грунта.

В связи с этим была необходима расширенная программа исследований. Для этого были привлечены специалисты Института физической химии Российской Академии Наук (ИФХ РАН).

Была изучена техническая документация, выбраны характерные участки на трубопроводах в ПЕ «Север» и ПЕ «Центр», и проведено их обследование,

Fig. 2 Layout of a junction box at the monitoring facility.  
.2 Внешний вид измерительной панели КДП.



PHOTO: LLC «CENTER OF CORROSION TESTING» / ФОТО: ООО «ЦЕНТР КОРРОЗИОННЫХ ИСПЫТАНИЙ»

have used special resistance transducers (RT), mounted on 15 monitoring facilities (Fig. 2). RTs were primarily placed in areas where repeated pipeline failures have occurred. To increase data accuracy several transducers of different types were used at one monitoring facility (Fig. 3).

The transducers were placed in ground, at pipeline depth, connected by wire to pipeline. Resistance measurements were periodically taken. Inspection continued for two months.

Fig. 4 shows that excessive salt content in a location of previous leaks increases pipeline corrosion rate 8 to 10 times. The highest pitting rates at inspected sites were a result of corrosion macropairs that appear after produced water with corrosive properties saturates the ground during oil pipeline and produced water pipeline leaks.

During the final stage specialists measured currents on the resistance transducers. Measurements have shown that in all cases currents were positive and remained stable. This means that coating holidays at the monitoring locations always function as anodes and stray currents cause no threat.

Specialists have proven high threat level of ground corrosion in Orenburg BU, which is the after-effect of leaks. They concluded that a major proportion of corrosion damage occurs at coating holidays. In this situation the most effective solution will be to use CP.

### Cathodic Protection Retrofit

It is necessary to mention the distinctive features of designing, adjusting and operation of newly installed cathodic protection at the existing pipeline.

During the front-end engineering stage a current drainage test should be performed to determine the current requirements and optimal current distribution. The experiment is carried out after test facilities are installed to the pipeline under investigation, and it requires temporary installation of one or more groundbeds and DC power sources.

It is believed that it is possible to achieve the protection polarization potential (-0.85 V vs. copper-sulphate reference electrode) and avoid excessive use of electricity at pipeline coating electrical resistance of about  $10^4$  Ohm x sq. m. At the protection potential metal will not corrode, i.e. it is under full cathodic protection.

At lower coating resistance it may be impossible to achieve -0.85 V potential. However, a shift in potential to a level less than full protec-

including field and laboratory chemical analysis of soil on moisture, acidity (pH), content in soil of various ions (chlorides, sulfates, nitrates, hydrocarbonates and others) (Fig. 1). Further were determined rates of soil corrosion with help of highly sensitive indicators of corrosion (ВИК).

Specialists studied a connection between soil corrosion rates, variable indicators (ВИК), and factors, which can determine the aggressiveness of soil with respect to local corrosion besides specific electrical resistance of soil. It is necessary to measure the content of activators of iron dissolution, above all chloride ions.

ВИК, не подключенные к трубе, зафиксировали скорости почвенной коррозии до 0,5 мм/год. Этих скоростей недостаточно для объяснения всех отказов трубопроводов, поскольку расчетные скорости коррозии должны были составлять несколько миллиметров в год.

Для определения причин реальных скоростей коррозии трубопроводов были использованы специальные резисторные датчики коррозии (РДК), установленные на 15 контрольно-диагностических пунктах (КДП) (Рис. 2). В основном РДК были смонтированы в местах, где наблюдались неоднократные порывы трубопроводов. Для получения более достоверных данных на одном КДП использовались несколько датчиков разных типов (Рис. 3).

Датчики размещали в грунте на глубине трубопровода, электрически соединяли их с трубопроводом и периодически измеряли их сопротивления. Наблюдения продолжались два месяца.

Рис. 4 демонстрирует, что засоление грунта в месте ранее произошедшего порыва приводит к увеличению скорости коррозии трубопровода в 8-10 раз. Следовательно, самые высокие скорости язвенной коррозии на обследованных участках трубопроводов являются результатом действия коррозионных макропар, которые возникают из-за попадания в грунт коррозионно-агрессивной попутно-добываемой воды при порывах нефтепроводов и водоводов.

На завершающем этапе были измерены величины и направления токов, стекающих с датчиков коррозии. Измерения показали, что токи во всех случаях были положительны и почти не изменялись по величине, а это означает, что открытые дефекты изоляции в местах установки КДП работают анодами, а блуждающие токи не представляют опасности.

Таким образом, специалисты подтвердили высокую опасность почвенной коррозии в БЕ «Оренбург», которая усугубляется последствиями порывов, и сделали вывод, что основная доля опасных коррозионных повреждений возникает в сквозных дефектах изоляции. В этих условиях высока эффективность использования КЗ.

Fig. 3 Resistance transducers for monitoring facility instrumenting (from top downward): Dpit, DK-1m, DK-1c.

**Resistance transducers DK-1m and DK-1c** are intended for measurement of uniform and localized corrosion rate. The sensing element of transducers is a ribbon made of steel foil 0.1 mm in thickness. Uniform corrosion diminishes the thickness of the sensing element and accordingly increases the electrical resistance of the transducer. The localized corrosion rate is determined on the basis of the time to complete failure of the sensing element.

**Sensor devices Dpit** are intended for measurement of pitting rate. Device has two steel membranes 0.1 mm in thickness with hygroscopic substance between them. In the course of pitting growth the breakdown of membrane occurs, moisture starts to enter the device as a result of which the electrical resistance of the device decreases.

3 Резисторные датчики коррозии для оснащения КДП (сверху вниз): Дпит, ДК-1м, ДК-1ц.

**Датчики коррозии ДК-1м и ДК-1ц** предназначены для измерения скорости равномерной и язвенной коррозии. Рабочий элемент датчиков — лента стальной фольги толщиной 0,1 мм. В процессе коррозии толщина рабочего элемента уменьшается и соответственно увеличивается электрическое сопротивление датчика. Скорость язвенной коррозии определяется по времени разрыва рабочего элемента.

**Сенсорные устройства Дпит** предназначены для измерения скорости роста коррозионных язв малого диаметра. Устройство имеет две стальные мембраны толщиной 0,1 мм, между которыми находится гигроскопичное вещество. При росте язвы происходит пробой мембраны и внутрь устройства начинает поступать влага, в результате чего его сопротивление уменьшается.



PHOTO: LLC «CENTER OF CORROSION TESTING» / ФОТО: ООО «ЦЕНТР КОРРОЗИОННЫХ ИСПЫТАНИЙ»

tion may still see a significant drop in corrosion rate. Under some criteria a negative shift of 0.1 V vs. natural potential is seen as adequate to arrest corrosion.

With the Orenburg BU where local changes in soil chemical composition drive high corrosion rates maintaining a more uniform potential along the pipeline may even be enough to impact the corrosion rate. At the same time cathodic protection must be complemented with a reliable residual corrosion monitoring.

When adjusting CP on old pipelines polarization potential at the drainage point needs not to be set at -1.1 V. For new pipelines with good protective coating the potential must not be more negative than this value to avoid detrimental effects on the coating. For old pipelines with poor coating a more negative polarizing potential may be maintained at the drainage point. This will increase CP operational range.

It should also be noted that a complete cathodic polarization of pipelines with poor external coating may take from several days to several months. It is therefore advisable to assess the effect of cathodic protection over a longer time period compared with newly built pipelines.

In the middle of 2006 two pressure oil pipelines in Orenburg BU have been selected to implement CP:

- Oil pipeline Dolgovka – Bobrovka (Center PU), 13.2 km long, in operation since 1993, has passive bitumen-rubber protective coating;

## Реконструкция катодной защиты

Необходимо отметить особенности проектирования, наладки и эксплуатации катодной защиты на существующем трубопроводе, ранее ей не оснащенном.

На этапе предпроектных изысканий целесообразно экспериментально определить утечки тока с трубопровода. Это позволит установить требуемый для защиты ток и мощность системы КЗ. Эксперимент проводится после обрудования трубопровода контрольно-измерительными пунктами, и для него требуется временное подключение одного или более анодных заземлений и источников постоянного тока.

Обычно считается, что достигнуть защитного поляризационного потенциала металла (-0,85 В по медно-сульфатному электроду) и избежать перерасхода электроэнергии возможно при электрическом сопротивлении покрытия трубопровода порядка  $10^4$  Ом·м<sup>2</sup>. При таком потенциале металл практически не корродирует, то есть находится под полной катодной защитой.

Если сопротивление изоляции ниже, то достижение поляризационного потенциала -0,85 В может быть невозможным. Однако даже при сдвиге потенциала до уровня меньшего, чем защитный, все равно достигается значительное замедление коррозии. Согласно некоторым критериям, сдвига потенциала на 0,1 В отрицательнее стационарного потенциала достаточно для подавления коррозии.

В БЕ «Оренбург», где высокие скорости коррозии вызываются локальными различиями химического состава почвы, для понижения коррозии может быть

## Glossary / Глоссарий

Passive soil corrosion protection includes: <ul style="list-style-type: none"> <li>● Continuous protective coating;</li> <li>● Electrical separation of pipeline by isolating flanges or spools;</li> <li>● Refilling of the pipeline ditch by homogeneous clean soil.</li> </ul>	включает: <ul style="list-style-type: none"> <li>● сплошное изоляционное покрытие;</li> <li>● электрическое разделение трубопровода изолирующим фланцем или вставкой;</li> <li>● засыпку траншеи для укладки труб однородным чистым грунтом.</li> </ul>
Active soil corrosion protection includes: <ul style="list-style-type: none"> <li>● Impressed current cathodic protection;</li> <li>● Sacrificial anode cathodic protection.</li> </ul>	включает: <ul style="list-style-type: none"> <li>● катодную защиту наложенным током;</li> <li>● катодную протекторную защиту.</li> </ul>
Cathodic protection station A combination of equipment installed to provide cathodic polarization to the pipeline by impressed current including transformer-rectifier, groundbed, cathode cable connection, interconnecting cables.	Комплекс сооружений, предназначенных для катодной поляризации трубопровода внешним током, включающий источник выпрямленного тока, анодное заземление, катодный вывод трубопровода, соединительные электролинии.
Groundbed System of buried anodes, to conduct the required current into and through the soil to the steel surface to be protected.	Система заглубленных электродов, предназначенная для подвода требуемого тока через почву к защищаемой стальной поверхности.
Sacrificial anode Usually zinc or magnesium electrode providing current for cathodic polarization by means of galvanic action.	Обычно цинковый или магниевый электрод, обеспечивающий ток для катодной поляризации путем гальванической реакции.
Test facility The junction box with terminated connections from the pipeline and auxiliary equipment, post mounted over the pipeline. Depending on instrumentation, test facilities are used for potential measurement; bonding station control, isolating flange monitoring; sacrificial anode connection, etc.	( ) Установленный в стойке над осью трубопровода контрольный щиток с выводами от трубопровода и вспомогательных устройств. В зависимости от оснащения, КИП используются для измерения потенциалов, настройки токов совместной защиты, проверки изолирующих фланцев, подключения протекторов и других целей.
Monitoring facility Test facility equipped with corrosion transducers. It is installed on the hot spots.	( ) КИП, оснащенный датчиками коррозии. Устанавливается на коррозионно-опасных участках трубопроводов.
Pipe to soil potential Difference in electrochemical potential between a pipeline and a reference electrode in contact with the soil.	« — » Разность электрохимического потенциала между трубопроводом и электродом сравнения, соприкасающимся с почвой.
Polarization Change of the pipe-to-soil potential caused by the flow of DC current between soil and a steel surface.	Изменение потенциала «труба – земля», вызываемое постоянным током, протекающим между почвой и стальной поверхностью.
Natural potential Pipe-to-soil potential measured with no cathodic protection applied.	( ) Потенциал «труба – земля», измеренный при отсутствии катодной защиты.
Stray currents Originating from a foreign source direct currents running through the soil and causing adverse effect on the corrosion and cathodic protection of the pipeline.	Исходящие от постороннего источника постоянные токи, распространяющиеся в почве и неблагоприятно влияющие на коррозию и катодную защиту трубопровода.

	Location Расположение	Comments Комментарий
■ Monitoring Facility #11 КДП №11	Location of leak Место порыва	Very low soil resistivity, high Cl <sup>-</sup> <b>Local corrosion 4.4 mm/year</b>  Очень низкое сопротивление грунта, высокое содержание Cl <sup>-</sup> <b>Локальная коррозия 4,4 мм/год</b>
▲ Monitoring Facility #6 КДП №6	Location in proximity to leak Место вблизи порыва	Low soil resistivity, middle Cl <sup>-</sup> and high Ca <sup>2+</sup> /Mg <sup>2+</sup> , apparently providing corrosion inhibition <b>Uniform corrosion 0.24 mm/year</b>  Низкое сопротивление грунта, среднее содержание Cl <sup>-</sup> и высокое содержание Ca <sup>2+</sup> /Mg <sup>2+</sup> , по-видимому, являющихся ингибиторами коррозии <b>Равномерная коррозия 0,24 мм/год</b>
■ Monitoring Facility #9 КДП №9	Location distant from leak Место, удаленное от порывов	High soil resistivity, low Cl <sup>-</sup> <b>Uniform corrosion 0.04 mm/year</b>  Высокое сопротивление грунта, малое содержание Cl <sup>-</sup> <b>Равномерная коррозия 0,04 мм/год</b>
▲ Monitoring Facility #2 КДП №2	Location with no leaks Место без порывов	Very low soil resistivity, low Cl <sup>-</sup> <b>Uniform corrosion 0.08 mm/year</b>  Очень низкое сопротивление грунта, малое содержание Cl <sup>-</sup> <b>Равномерная коррозия 0,08 мм/год</b>

**Fig. 4 Character species of pipelines' soil corrosion in Orenburg BU**  
**Рис. 4 Характерные виды почвенной коррозии трубопроводов БЕ «Оренбург»**

- Oil pipeline Samodurovka – Grafskoye (North PU), 52.6 km long, in operation since 1977, has passive bitumen protective coating.

To speed up the work one contractor designed and installed CP, and CP commissioning was performed as early as in December. Potential measurements recorded a negative shift at all test facilities, for the main section of pipelines potential shifted by -0.3 V (with IR-drop). This is a good result for the early protection stage, considering the age of external coatings.

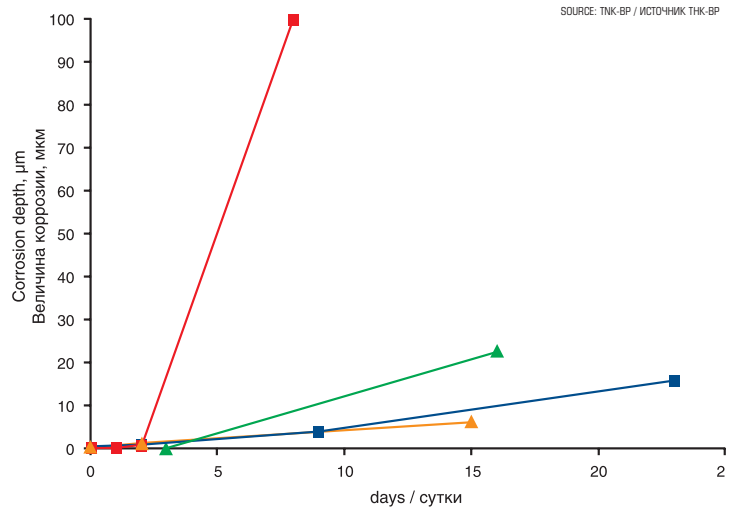
In 2007 CP will be optimized and residual ground corrosion rate will be measured at Dolgovka – Bobrovka and Samodurovka – Grafskoye oil pipelines. Stable measurements of ground corrosion rates allow us to recommend the use of resistance transducers for continuous monitoring of pipeline corrosion and assessment of CP efficiency. To assess CP efficiency transducers are connected by electric wires to protected pipeline and resistance measurements are periodically taken. Inefficient operation of CP or termination of its operation generates transducer resistance growth, which means greater risk for pipeline. Corrosion monitoring program for 2007

CP construction at the oil-line Samodurovka-Grafskoye: drilling a well for vertical impressed current anode

Строительство катодной защиты на нефтепроводе Самодуровка-Графское: производится бурение скважины для установки вертикального анодного заземления



PHOTO: LLC EKIZ / ФОТО: ООО «ЭКЗ»



достаточно даже только «выравнивания» потенциала вдоль трассы трубопровода. Тем не менее, неполная катодная защита должна компенсироваться путем организации системы надежного мониторинга остаточной наружной коррозии.

При наладке КЗ существующего трубопровода необязательно устанавливать в точке дренажа значение поляризационного потенциала -1,1 В. На новых трубопроводах с хорошим изоляционным покрытием следят за тем, чтобы он был не ниже этого значения для предотвращения отслоения изоляции. На старых трубопроводах, где опасность отслоения отсутствует, можно поддерживать более отрицательный поляризационный потенциал в точке дренажа и за счет этого увеличить радиус защитного действия КЗ.

Надо отметить, что полная катодная поляризация трубопроводов с плохим состоянием наружных покрытий может занять от нескольких дней до нескольких месяцев. Поэтому оценивать эффективность катодной защиты надо по истечению более длительного времени, чем требуется для вновь построенных трубопроводов.

В середине 2006 года два напорных нефтепровода в БЕ «Оренбург» были отобраны для оборудования катодной защитой:

- нефтепровод «УПСВ Долговская – УПН Бобровская» (ПЕ «Центр») протяженностью 13,2 км, введенный в эксплуатацию в 1993 году, с пассивной защитой от коррозии битумно-резиновой изоляцией;
- нефтепровод «ДНС Самодуровская – ДНС Графская» (ПЕ «Север») протяженностью 52,6 км, введенный в эксплуатацию в 1977 году, с пассивной защитой от коррозии битумной изоляцией.

Для ускорения графика работ как проектирование, так и строительство катодной защиты выполнялись одной подрядной организацией, и уже в декабре состоялась пробное включение СКЗ. По результатам измерений был зафиксирован сдвиг потенциала в катодную область на всех КИП, причем в основном по протяженности трубопроводов достигается сдвиг потенциалов на -0,3 В (с омической составляющей). Это – хороший показатель в начальный момент защиты, учитывая возраст защитных покрытий трубопроводов.

В 2007 году на нефтепроводах Долговка – Бобровка и Самодуровка – Графское будет проводиться оптимизация режимов катодной защиты и мониторинг остаточной скорости почвенной коррозии. Полученные при определении коррозионной активности грунта стабильные результаты позволяют рекомендовать резисторные датчики коррозии (РДК) для постоянного контроля коррозионного состояния трубопроводов и оценки степени катодной защиты. Для оценки степени катодной защиты датчики электрически соединяют с защищаемым трубопроводом и периодически контролируют изменение сопротивления. Неэффективная работа СКЗ или ее остановка проявляются в росте сопротивления датчиков и, следовательно, в возникновении потенциальной угрозы для трубопровода. Программа коррозионного мониторинга на 2007 год предусматривает установку РДК в пяти характерных точках. Для этого на основании полученных данных о коррозионной агрессивности грунта вдоль трасс трубопроводов организуются специально оборудованные КДП. В перспективе применение РДК может существенно сократить

provides for installation of resistance transducers in five typical locations. For this purpose special monitoring facilities will be installed along pipeline way based on corrosion data obtained. In the future resistance transducers will substantially reduce the scope of traditional diagnostic work requiring pit sampling.

During the final stage of CP retrofit a close-interval potential survey is planned to assess anticorrosion protection efficiency and prepare a corrosion protection quality certificate conforming to state standards.

### Underground Corrosion Protection Plans

A comprehensive reconstruction of underground corrosion protection is a long-term task.

In 2007 the Company plans to determine corrosion causes and patterns in Samotlor BU in a way similar to the one tested in Orenburg BU.

Orenburg BU, where there is a proven risk of underground corrosion, needs to assess the reconstruction scope. This means selecting and testing quick underground corrosion diagnostics methods that do not require setting up monitoring facilities and performing prolonged measurements. These methods are mainly based on electrometric surveys.

The pilot project in Orenburg BU will continue. In addition to previously discussed plans to optimize CP, there are plans to mitigate spill-induced corrosivity of ground. Monitoring facility measurements give us grounds to say that spill consequences can be eliminated using chemical methods. This can be done by backfilling or treating the spillage areas. Local sacrificial anode protection will also be tested at pipeline sections in spillage areas. This will facilitate electrochemical protection.

The planned measures will help us to achieve a high level to the Company's pipelines protection. 

объем традиционных диагностических работ со вскрытием трубопроводов.

Как завершающий этап реконструкции катодной защиты, в проекте предусмотрено проведение интенсивных электрометрических измерений для определения эффективности противокоррозионной защиты и оформления сертификата соответствия качества противокоррозионной защиты требованиям государственных стандартов.


### Планы защиты от подземной коррозии

Широкомасштабная реконструкция противокоррозионной защиты от подземной коррозии – долгосрочная задача.

В 2007 году планируется провести работы по определению причин и закономерностей коррозионных повреждений в БЕ «Самотлор» по схеме, опробованной в БЕ «Оренбург».

Для БЕ «Оренбург», где доказана значительная опасность подземной коррозии, необходимо определить объемы реконструкции. Это подразумевает выбор и опробование методов проведения быстрой диагностики подземной коррозии, которые не требуют организации КДП и проведения длительных измерений. Это, прежде всего, методы электрометрии.

Пилотный проект в БЕ «Оренбург» продолжается. Помимо описанных ранее планов по оптимизации катодной защиты, разрабатываются мероприятия по уменьшению коррозионной агрессивности грунтов, связанной с последствиями разливов. Измерения на КДП позволяют утверждать, что возможна нейтрализация последствий разливов химическими методами путем ингибирования грунта обратной засыпки или обработки площади разлива. Также будет испытана локальная протекторная защита участков трубопроводов в зоне разливов, что обеспечит защиту на этих участках электрохимическими методами.

Выполнение этих мероприятий позволит достичь высокого уровня защиты трубопроводов Компании. 

## Point of View / Точка зрения



**Юрий Макаров**

(UVMakarov@tnk-bp.com),  
начальник отдела по развитию  
инфраструктуры, БЕ «Оренбург»

**Yuri Makarov**

(UVMakarov@tnk-bp.com),  
Head of the Infrastructure  
Development Dept., Orenburg BU

Pipeline leaks caused by external corrosion account for about one third of all leaks in Orenburg BU.

We need to regard this fact when building new pipelines. At the same time the existing pipelines require reconstruction of corrosion protection.

For the existing pipelines protection must be upgraded through improving cathodic protection (CP) or repairing protective coatings. Choosing the right solution is often a creative process since as of now there are no standards setting re-coating time framework, selecting types of repairs and new coating. We also need to keep in mind the future of pipelines being reconstructed, materials and labor costs, cathodic protection costs. We opt for coating repair when enhancing cathodic protection will cost more than re-coating. Another factor reducing the effect of cathodic protection is vandalism: power lines and CP stations are often victims.

All new pipelines at Orenburg BU in 2007 will be designed to have a complex protection (both protective coating and cathodic protection). For new pipelines we can even do without CP stations along the pipeline way between booster stations if isolation coating conforms to GOST R 51164 standard: it is enough to install sacrificial anode groups as an additional protection. This approach also resolves the vandalism issue.

Порывы трубопроводов по причине наружной коррозии в БЕ «Оренбург» составляют около трети от их общего количества.

Этот факт необходимо учитывать при строительстве новых трубопроводов. В свою очередь, на существующих трубопроводах необходима реконструкция противокоррозионной защиты.

Для существующих трубопроводов защита должна реконструироваться путем усиления электрохимической защиты (ЭХЗ) или восстановления защитного покрытия. Выбор оптимального варианта во многом является творческим, поскольку в настоящее время не существует методических нормативов, определяющих сроки переизоляции, выбор вида ремонта и нового типа изоляционного покрытия. Необходимо также учитывать перспективы реконструируемого трубопровода, затраты на материалы и работы по переизоляции, затраты на ЭХЗ. Решение в пользу переизоляции принимается тогда, когда затраты на усиление ЭХЗ становятся больше затрат на переизоляцию. Еще одним фактором, снижающим надежность ЭХЗ, является вандализм: разрушения СКЗ и питающих линий электропередачи происходят часто.

Все новые трубопроводы в БЕ «Оренбург» в 2007 году проектируются с комплексной защитой. В принципе для новых трубопроводов имеется возможность полного исключения станций катодной защиты на всем протяжении трубопровода между компрессорными станциями в том случае, если изоляционное покрытие соответствует требованиям ГОСТ Р 51164: достаточно установки групп протекторов как дополнительного средства защиты. Такой подход одновременно решает проблему вандализма.

# Журнал «Новатор» глазами наших читателей

## Innovator: the Way the Readers See it

*Подводя итоги 2006 года, редакция «Новатора» решила оглянуться назад и попросила вас, уважаемый читатель, дать оценку проделанной работе. Именно от вас мы ждали непристрастных, объективных суждений того, что делаем (хорошо или плохо — вам судить), в связи с чем была приглашена специализированная исследовательская компания, которая в течение месяца изучала читательскую аудиторию и сложившийся образ нашего журнала.*

*Reviewing Innovator's 2006 results, the editorial board decided to look back and ask you, dear reader, to evaluate our work. From you we expected unbiased, objective opinions about our performance. Ultimately, it is up to you readers to decide whether we did a good or a poor job. We invited a specialized research company and in a month's time it surveyed our readership and examined the image of our publication.*

It is difficult to overestimate the importance of reader feedback for a corporate publication. With every issue, you observe how we evolve and it is your opinion that counts for the people who prepare this magazine. We have no reason to doubt the sincerity of your responses. Along with laudatory comments, we also encountered some criticism. Your critical remarks are constructive and help us to move forward and improve the quality of our product. We have not turned a blind eye to the comments we received, and you may be assured that in the future you will see an even more attractive *Innovator*, a magazine that will continue to bring to our readers modern and advanced ideas and proposals. This is the only way for the publication to grow and build its established reputation.

In keeping with this responsive approach, we will present the survey results and the methodology that was used. Our contractor, a well-known company Comcon Research International (CRI), examined a number of aspects of the *Innovator's* performance. The most important were the following:

- Survey the Company employees' attitude towards corporate communications;
- Assess employees' involvement/interest in obtaining information about the Company and in feedback;
- Identify information that is of the most/least interest to employees, identify shortcomings in providing information as well as in providing excessive information;
- Identify possible differences in perception of internal communications by personnel at different levels and areas of work;
- Survey readership attitudes towards the magazine (general perception of the publication; image of magazine; its strong and weak sides).

CRI specialists used two key methods for surveying the readership: group discussions averaging 1.5 to 2 hours in length, each attended by 8-10 participants, as well as in-depth, hour-long interviews. One week before the group discussions, participants had a chance to read the latest issue of the *Innovator*. CRI held the survey sessions at three locations: Moscow, Tyumen and Nizhnevartovsk.

According to survey participants (both specialists and top managers), they perceive TNK-BP as a young, stable and promising company. Employees particularly value the stability and independence of TNK-BP; therefore, information on the Company's future is especially important for them and they would like to know both positive and negative aspects of its activities. Employees also noted their wish to view their own company in the competitive environment context in order to better understand its position and development prospects. Comparing TNK-BP figures with those of competitors, according to survey participants, will stimulate more productive work by personnel.

Важность обратной связи в работе корпоративного СМИ сегодня трудно переоценить — это вы из номера в номер наблюдаете за развитием издания, и именно ваша точка зрения интересна тем, кто ежедневно работает над его созданием. Сомневаться в вашей искренности не приходится — наряду с похвальными комментариями периодически встречались и отзывы критического характера, причем критика эта была конструктивной, той, которая помогает двигаться дальше и улучшать качество продукта. Мы не закрывали глаза на поступившие в адрес журнала замечания и можем заверить, что в будущем вас ждет еще более интересный «Новатор», журнал в котором найдут отражение все интересные идеи и пожелания. Только так можно обеспечить дальнейший рост издания и укреплять его сложившуюся репутацию.

Переходя к практической части, поговорим о результатах исследования и методологии, применявшейся для их определения. Предметом исследования известной компании Comcon Research International (CRI), приглашенной для проведения этой работы, был ряд аспектов, связанных с выпуском «Новатора», среди которых отметим самые важные:

- изучение отношения персонала Компании к корпоративным средствам коммуникации;
- оценка степени вовлеченности / уровня заинтересованности работников в получении информации о Компании и в обратной связи;
- определение характера информации, наиболее/наименее интересной для персонала, выявление недостатков/избытков в информировании;
- выявление возможных отличий в восприятии внутренних коммуникаций со стороны персонала разных уровней и областей деятельности;
- изучение отношения читателей к журналу (общее восприятие издания; имидж журнала; его сильные и слабые стороны).

В своей работе специалисты CRI применяли два основных метода опроса читателей: групповые дискуссии средней продолжительностью полтора-два часа, в ходе которых в обсуждении участвовало, как правило, 8-10 респондентов, а также глубинные часовые интервью. За неделю до проведения групповых дискуссий респонденты знакомились с последним номером издания. Исследование проводилось в трех городах — Москве, Тюмени и Нижневартовске.

По словам респондентов (как рядовых сотрудников, так и топ-менеджеров), TNK-BP они воспринимают как молодую, стабильную и перспективную компанию. Фактор стабильности и независимости TNK-BP сотрудники считают особо важным — информация о перспективах Компании для них весьма ценна, и они хотят знать как о положительных, так и об отрицательных моментах в ее деятельности. Сотрудники также отметили, что им интересно взглянуть на собственную компанию в контексте конкурентной среды, чтобы лучше понять ее отраслевые позиции и перспективы развития. Сравнение показателей деятельности TNK-BP и компаний-конкурентов, утверждают респонденты, служит стимулом для более продуктивной работы персонала.

Company employees, regardless of their position, cited the following most important sources of information about the Company (in descending order): personal communications (including Direct Dialogue seminars that Company top managers hold with employees); corporate web-site and intranet; e-mails; corporate media; mass media; working documents.

### Popular Science Read

Survey participants positively evaluated the *Innovator* as a source of information for Company employees about achievements in oil and gas technology. Among the key benefits of the publication, participants mentioned its popular-science approach, coherent style and clear presentation manner that appeals to the widest audience. According to survey participants, the magazine helps them to broaden their expertise and helps non-technology specialists to increase their awareness of technology/industry specific matters. The publication is also practical for employees seeking to master industry terminology in a foreign language. Parallel bilingual text helps them to test their knowledge and fill in the gaps.


Another cited advantage of the magazine was its coverage of the regions. *Innovator* also facilitates cooperation between different units within TNK-BP, and experience-exchanges between geographically remote locations.

Survey participants also mentioned shortcomings in our work. Most complaints were about circulation. According to survey participants, in some regional units many employees are not even aware of the magazine's existence. The interest shown to the *Innovator* during the survey demonstrates that demand for the publication clearly exceeds its current print run of 4,000 copies. Several participants complained about the lack of an internet-based version of the magazine where one could read an electronic copy of every issue of *Innovator*. We are pleased to report that recently the Company has created such a web-based resource. The site will have a convenient search option that enables readers to look up the topics that are of the most interest in archived issues of the *Innovator*.

Another shortcoming mentioned was "too narrow coverage" of individual issues. Survey participants believe that dedicating an entire issue to a single topic covered in several articles leaves nothing for readers who are not interested in this particular subject. Participants recommended a more balanced approach to planning issues, varying and broadening its content.

The *Innovator* clearly has good growth potential. Survey participants cited several ways to achieve this goal. First is to increase the publication's frequency and its size; second is to optimize circulation. The editorial team has considered these suggestions and we look at additional supplements and all efforts are under way to optimize circulation. The way to improve quality is to publish more diverse technology-related materials. As a result, the magazine will reach a new, industry-wide level that will place it on a par with other industry publications, survey participants believe.

### Instead of Afterword

We are only at the beginning of our journey. This was our first survey and it will certainly not be the last. Having set a fairly high standard over the past two years of work, we will try our best to meet – if not exceed – your expectations. At the end of the year, we plan to touch base with you once again and ask you to share your opinions of the *Innovator* with us. We ask only one favor: please do not view our contact as just another routine call to fill in another questionnaire. We simply would like to invite you to work with us to improve this magazine together. We look forward to your responses. We wish you pleasant reading! 

**Innovator Editorial Team**

Наиболее значимыми источниками информации о Компании сотрудники, вне зависимости от места работы, назвали (по степени значимости): личное общение (в том числе «Прямой диалог» – проведение семинаров руководства Компании с сотрудниками); корпоративный сайт и Интранет; рассылки по электронной почте; корпоративную прессу; СМИ; рабочие документы.

### Научно-популярное чтение

В качестве источника, информирующего персонал Компании о ее достижениях в области нефтегазовых технологий, «Новатор» получил положительную оценку участников опроса. Среди основных достоинств издания респонденты отметили его научно-популярный характер, грамотное изложение и доступную манеру подачи материалов, позволяющие охватывать самую широкую читательскую аудиторию. По мнению респондентов, журнал также помогает повысить квалификацию, а также уровень технической / отраслевой грамотности специалистов, работающих в нетехнических областях. Явным подспорьем он также является для сотрудников, стремящихся овладеть отраслевой терминологией и на другом, иностранном для них языке – параллельный текст позволяет читателям на практике проверить свой уровень знаний и восполнить пробелы.


Еще одним преимуществом журнала участники опроса назвали его региональный охват – «Новатор» способствует сотрудничеству между подразделениями Компании, обмену опытом географически отдаленных друг от друга специалистов.

Участники опроса не обошли стороной и недостатки в нашей работе. Наибольшее количество претензий накопилось у них к распространению издания – по мнению респондентов, в отдельных региональных подразделениях многие сотрудники и не догадываются о существовании журнала. Проявившийся по ходу опроса интерес к «Новатору» свидетельствует о спросе на издание, который явно превышает его нынешний тираж (4 000 экземпляров). Ряд респондентов также посоветовал на отсутствие доступного всем пользователям Интернет-портала, на котором можно было бы знакомиться с электронной версией каждого номера журнала. Им будет приятно узнать, что недавно Компания создала такой ресурс. Он будет оснащен удобной поисковой системой, позволяющей читателям отыскать интересующие их темы, о которых речь шла в архивных номерах «Новатора».

Еще одним недостатком участники опроса назвали «слишком узкую направленность» номеров – по их мнению, акцент на основной теме выпуска, которая освещается целым рядом статей, лишает читателей, не интересующихся данной темой, возможности прочесть о чем-нибудь еще. Предложено более сбалансировано подходить к планированию номера, разнообразить контентную часть.

Потенциал роста у «Новатора», несомненно, есть, и, как видится респондентам, методов достижения этой цели несколько: во-первых, считают они, стоит увеличить периодичность и объем издания, во-вторых – оптимизировать распространение. Редакция журнала внимательно рассмотрела ваши предложения и вполне вероятно в рамках журнала выпустит несколько дополнительных приложений к изданию. Параллельно с этим процессом будет идти работа по улучшению распространения. Качественного улучшения наполнения можно добиться за счет публикации более разнообразных материалов технического характера. В результате принятия перечисленных мер, убеждены респонденты, журнал должен выйти на новый, общеиндустриальный уровень, и стать вровень с другими изданиями отраслевой прессы.

### Вместо послесловия

Мы только в начале пути – это исследование стало первым, но не останется и последним. Установив достаточно высокую планку за прошедшие два года, мы постараемся оправдать ваши ожидания и поднять ее еще выше. Уже в конце этого года мы опять «сверим часы» и еще раз попросим вас поделиться впечатлениями о «Новаторе». Единственная просьба – не воспринимать это как дежурный призыв заполнить очередную анкету. Мы просто приглашаем вас делать этот журнал вместе с нами. Надеемся, что откликнетесь. Приятного Вам чтения! 

**Редакционный коллектив «Новатора»**

# ВЫ ХОТИТЕ ОФОРМИТЬ ИМЕННУЮ ПОДПИСКУ? DO YOU WANT A PERSONAL COPY SENT TO YOU?

+7 495 916 72 76.

: 119019 , A 1, 6C 59,

Fill in the form below and mail it to Olga Grigorieva: 119019 Moscow, Arbat 1, 6C 59 or by fax +7 495 916 72 76.

If you changed address, please, send us another form with your details.

/ Name ▶		
/Company and subdivision ▶		
Position / ▶	Area of responsibility or job functions ▶	
Company address / ▶		
/ ZIP code ▼	/ Telephone ▼	/ E mail ▼

To help us focus Innovator on priority areas, please, note the subjects of your interest:

<input type="checkbox"/> / Drilling	<input type="checkbox"/> Integrity management /
<input type="checkbox"/> Wells and completions /	<input type="checkbox"/> / HSE
<input type="checkbox"/> / Production	<input type="checkbox"/> / Technical training
<input type="checkbox"/> Capital projects /	<input type="checkbox"/> / Exploration
<input type="checkbox"/> Information technology /	<input type="checkbox"/> / Others
<input type="checkbox"/> / Downstream	
<input type="checkbox"/> Pipelines and transportation	

▶

.....

.....

.....

We would appreciate your feedback on the content of our magazine. We will use all the feedback to further enhance the magazine's quality.

▶

.....

.....

.....

« » !  
NOW AVAILABLE ON THE INTRANET AND THE INTERNET AS WELL!

<http://innovator.tnk-bp.ru/>  
<http://www.tnk-bp.ru/press/publications/innovator/>

You can download all the previous issues