

НОВЕТОР

Innovator № 1



Linking people and ideas / Соединяя людей и идеи

November-December / Ноябрь-Декабрь 2004

PTL: A NEW APPROACH TO STANDARD TASKS PTL: НОВЫЙ ПОДХОД К СТАНДАРТНЫМ ЗАДАЧАМ

THE GOOD, THE BAD AND THE UGLY OF FRACTURING OPERATIONAL CLEANLINESS
ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА: «ХОРОШИЙ, ПЛОХОЙ И ЗЛОЙ»

2005 TRAINING PROGRAM
ПРОГРАММА ОБУЧЕНИЯ - 2005

Журнал «Новатор/Innovator» издается один раз в два месяца

Главный редактор

Ольга Григорьева

Редакционная коллегия

Стюарт Боулер, Найджел Джобсон, Джон Долсон, Энди Картер, Гордон Кокс, Рэнди Валенсиа, Ольга Зуйкова

Координатор проекта

Сергей Рудницкий

Ответственный секретарь

Яна Машина

Дизайн и верстка

Олег Васильев

Дизайн и концепция обложки

vasilievbrandbureau

Перевод

RPI, Inc

Учредитель

ТНК-ВР

Издатель

RPI, Inc

Тираж 3000 экз.

Адрес редакции

ТНК-ВР, 119019, Москва, ул. Арбат, 1
Телефон: +7 (095) 777-7707 доб. 3596
Факс: +7 (095) 777-7707 доб. 1734
e-mail: innovator@tnk-bp.ru

"Новатор/Innovator" magazine is published bi-monthly

Editor in chief

Olga Grigorieva

Steering board

Stuart Bowler, Nigel Jobson, John Dolson, Andy Carter, Gordon Cox, Randy Valencia, Olga Zuiikova

Project coordinator

Sergei Rudnitsky

Executive secretary

Yana Mashina

Design and layout

Oleg Vasilyev

Cover design and cover concept

vasilievbrandbureau

Translation

RPI, Inc

Innovator is a publication of

ТНК-ВР

Publisher

RPI, Inc

Press run: 3000

Address

ТНК-ВР, Arbat 1, Moscow, 119019
Tel.: +7 (095) 777-7707 ext. 3596
Fax: +7 (095) 777-7707 ext. 1734
e-mail: innovator@tnk-bp.ru

Cover Photo: Tyumen region, TNK-Nyagan (Oil and Capital) / Фото на обложке: Тюменская область, «ТНК-Нягань» (ИД «Нефть и Капитал»)



James Dupree, Executive Vice President Technology
Джеймс Дюпри, Исполнительный Вице-президент, БН Технологии

It is with great pleasure that we introduce the first edition of TNK-BP's technology magazine Innovator. With the conclusion of the first year as TNK-BP, "technology" has become a common word for the multi-national staff working on all aspects of our operations to deliver business results. Technology has also become an enabler in delivering enhanced oil recovery, oil and gas processing and operations efficiency. However, "technology" is meaningless without the right application and the human resource to implement it. Fortunately, within TNK-BP we have a rich resource base to enhance with

over 250 oil and gas fields, 6 refineries and an Oilfield Services organization that stretches across Russia and Ukraine.

In 2004 we established Expert Working Groups in seven key areas of our operations. These areas included Corrosion Management, Operations Efficiency, Drilling Operations, Drilling Performance, ESP Operations, Wellwork Evaluation Tracking System and Waterflood Injection Excellence. Specialists from every business unit along with technology specialists have participated and been a large part of the delivery of the 2004 work programs. These groups have provided for problem solving, best practice sharing, common standards and processes, enabling technologies and the enhancement of regional expertise. The magazine provides yet another forum to share successes and allow your efforts to resonate beyond your area of operation.

Hydraulic fracturing and integrated waterflood conformance enhancements has been the subject of intense focused efforts throughout our company. In 2004 we will have increased rate delivery from fracing by over 50% when compared to 2003 without eroding \$/bbl metrics. Delivery has occurred through the implementation of processes, tool enhancements and new joint collaboration of cross-stream specialists. Waterflood conformance has been an objective of many, with thousands of blocks being analyzed and understood throughout our operations in this year alone. Integrated intervention programs have been developed for all of our major operating areas and their implementation will be a continually important facet of our production growth.

In the Downstream, the TNK-BP Optimization system continues to create value for our company through robust algorithms that continually enhance the netback of our oil. Projects like the VGO Upgrade in the Ryazan Refinery, Bitumen and Isomerization units in the Lisichansk Refinery and Visbreaker in the Saratov Refinery are implementing technology to position us for the future of oil and gas refining.

There is a lot going on in the Technology front. I now welcome you to the continual Technology Journey within this magazine and the many editions to come!

Я рад представить вашему вниманию первый номер журнала «Новатор», посвященного технологиям. К концу первого года работы компании ТНК-ВР понятие «технология» объединило наш многонациональный коллектив сотрудников, работающих в разных сферах деятельности. Технологии стали движущей силой для повышения эффективности добычи, переработки, всех наших операций. Однако понятие «технология» не имеет смысла без ее умелого использования, а также людей, способных правильно ее внедрить.

К счастью, у ТНК-ВР есть большой потенциал и богатые ресурсы, которые включают 250 нефтяных и газовых месторождений, шесть нефтеперерабатывающих заводов, множество сервисных служб, расположенных по всей территории России и в Украине.

В 2004 году были сформированы экспертные группы для работы по важнейшим направлениям нашей деятельности. К ним относятся: антикоррозионная защита, разработка месторождений, бурение, эксплуатация скважин установками электроподгружных насосов, контроль и оптимизация заводнения. Специалисты каждой Бизнес-единицы совместно с экспертами-технологами приняли участие во встречах, организованных для решения возникающих проблем, обмена успешным опытом, выработки единых технологических стандартов. Журнал также предоставляет читателям возможность рассказать о своей работе и обменяться позитивным опытом, который станет известен далеко за пределами вашего подразделения.

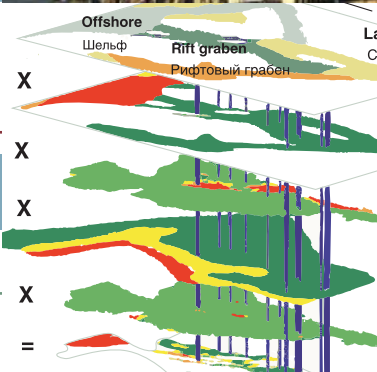
В частности, предметом интенсивной работы специалистов нашей Компании стали улучшение качества проведения гидравлического разрыва пласта (ГРП) и увеличение охвата площади заводнения. В 2004 году при помощи ГРП мы увеличили дебит более чем на 50% по сравнению с 2003 годом, причем затраты на подъем в расчете на один баррель не выросли. Это стало возможным благодаря внедрению более эффективных процессов, доработки оборудования и созданию новых форм междисциплинарного сотрудничества.

Для наших основных производственных участков были разработаны интегрированные программы проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ). Их последующее осуществление станет важной составляющей устойчивого роста добычи Компании.

В области переработки и сбыта создана уникальная модель оптимизации, позволяющая Компании получить максимальную прибыль от каждой тонны добытой нефти и произведенных из нее нефтепродуктов. Такие проекты как ВГО в Рязани, установки изомеризации и производства битума в Лисичанске, и установка висбрекинга в Саратове реализуются с помощью технологий, которые ведут нашу Компанию в будущее в области переработки нефти и газа.

На «фронте» технологий разворачиваются масштабные события. Позвольте пожелать вам увлекательного путешествия по страницам журнала. До встречи в следующем номере!

4



7



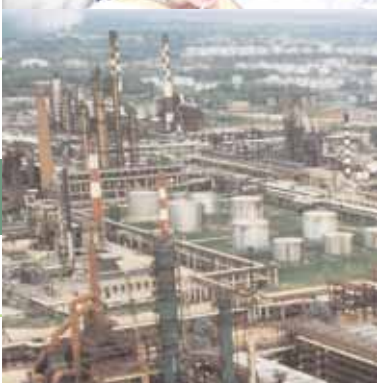
9



14



18



21

Contents / Содержание:

News Brief / Новости2

4 Drilling and completions • Бурение и закачивание скважин

Successful Drilling Peer Assist at Rodnikovskoe Field /

«Независимая поддержка» – ключ к успеху на Родниковском 4

7 Exploration • Разведка

Introducing CCRS Risk Mapping Process to TNK-BP Exploration /

Внедрение метода картографирования риска CCRS для разведочных работ компании ТНК-ВР 7

9 Production • Производство и добыча

PTL: A New Approach to Standard Tasks /

PTL: новый подход к стандартным задачам 9

The Good, the Bad and the Ugly of Fracturing Operational Cleanliness /

Гидро разрыв: «хороший, плохой, злой» 14

18 Technical training • Техническое обучение

Opportunities to increase Project Management skills /

Новые возможности для обучения управлению проектами 18

Technical Training – 2005 Proposed Program /

Программа технического обучения в 2005 году 24

21 Projects and Engineering • Проекты и Разработка

Capital Project Procedure Supported by Operations Committee /

Комитет по производству одобрил процедуру работы по капитальным проектам 21

New Compressor Station to Help Reduce Flares /

Новая КС позволит избавиться от горящих факелов 22

Corrosion Control Done to International Standards

A pilot project to control H₂S corrosion has been launched at the Chutyrskoye oil field, one of the oldest in Udmurtia.

The project involves successive treatment with chemicals of wells, oil gathering and treatment systems, and formation pressure maintenance systems.

Contractors hired by field operator Udmurtneft-North Oil and Gas Production Company include Champion Technologies, Inc., the world's largest corrosion protection service company. Also part of the project are experts from Neftekhim, a Bashkortostan-based company that is one of Russia's largest manufacturers of specialty chemicals, and from Laisan, a Moscow-based company that supplies a unique mobile unit for treating wells equipped with sucker rod pumps.

David Campbell, Head of Udmurtia Business unit, noted that after Chutyrskoye, similar treatment will be carried out at the Mishkinskoye field. "Both projects comply with chemical protection methods for pipelines and processing units that are generally accepted in international practice," he stressed.

In short term TNK-BP intends to increase investment in improving technical condition of pipelines and processing units, as well as investment in new corrosion control technologies.

UDMURTNEFT

Underbalanced Conditions

UDMURTNEFT

The Udmurtia business unit is implementing a project at the Cherepanovsk dome of the Mishkinskoye field to drill wells by primary penetration of producing horizons. Udmurtia is TNK-BP's first region to test this sophisticated technology, long used internationally by the oil industry. The Oil and Gas Production Administration No. 1 of Udmurtneft-South Oil and Gas Production Company operates four wells.

Udmurtneft specialists and independent experts from foreign companies are participating in the project. Work is being carried out by crews from contractors Udmurtneft-Bureniye's First Deep Drilling Expedition and LUKOIL-Bureniye-Perm.

According to David Campbell, head of Udmurtia Business unit, underbalanced drilling is riskier than conventional drilling. The company's near-term plans include thorough analysis of initial results with the aim of assessing cost-effectiveness of the method.

A crew under Udmurtneft-Bureniye drilling foreman Pavel Piniagin (center) participates in the underbalanced drilling project



PHOTO: ALEKSANDR LOBASHOV / FOTO: ATECHAMP / IRE-AUB

New Methods to Control Paraffin Deposits

The Buguruslanneft Oil and Gas Production Administration (Buzuluk-North Production unit) is introducing new methods for controlling paraffin deposits that develop during oil production. Until recently the main way to control paraffin was through well repair. According to Igor Kristian, head of Buguruslanneft's production department, new efficient technologies have appeared in recent years, including mechanical scrapers that clean pipe surfaces several times a day, as well as specialty chemicals.

Buguruslanneft is working on developing such methods together with Tyumen-based (New Oilfield Technology) Scientific Production Association and the Kazan Oil Institute. An experiment to control paraffin residue at Well 439 at Rodnikovskoye field by introducing chemicals through a special flexible hose to a depth of 2,700 m has already demonstrated the method's cost-effectiveness. By end of year, seven more wells will be equipped with this system. The expectation is that the innovations will substantially increase time between well repairs and time between failures, and will eventually increase production.

ORENBURGNEFT

TNK-BP Has Begun Developing Fields with Horizontal Wells

Drilling of horizontal wells at TNK-BP fields began in 2004 under a cooperation agreement between Halliburton and TekhnoBurServis (TBS). TBS's thorough knowledge of local conditions and Halliburton's 85 years of experience made it possible to drill in a shortest than ever timeframe.

The first well was drilled at the Ust-Vakhskoye field. A TBS crew first completed drilling of an intentionally deviated borehole, after which Sperry Sun, a specialized division of Halliburton, began building a 500-meter horizontal segment. LWD and MWD technologies (logging while drilling and measurement while drilling) were used to drill the horizontal section.

This well is now producing a record amount of oil — 800 cu m per day with a water cut of 5%. Both TBS and Halliburton plan to provide services to TNK-BP in the future.

HALLIBURTON

Production control and monitoring systems set in operation

The French company Schlumberger has provided several TNK-BP divisions with integrated access to geological field information. The production control and monitoring system (PCMS) includes a corporate database of field, geological and geophysical information. It integrates data from different existing systems and updates it daily. Standardized access to all information is through a Web interface.

The system also provides information support for the well stock optimization process and production planning and monitoring process at the company's production sites.

According to PCMS developers, the system's introduction will enable TNK-BP specialists to quickly find the information they need and spend more time analyzing and planning operations.

Regional servers will be launched in Izhevsk, Orenburg, Nizhnevartovsk and Nyagan before the end of 2004. Users at production sites, technical centers and regional office centers will be provided access to the data.

By mid-2005, the rest of the company's sites will be connected and a single corporate database, including an archive of TNK-BP seismic information, will be created in Tyumen.

For more information on connecting to the system, email pcms_helpdesk@tnk.ru or call (095) 777 7707, ext. 6449 or 6450.

SCHLUMBERGER

В условиях «депрессии»

ОАО «УДМУРТНЕФТЬ»

На Черепановском куполе Мишкинского месторождения Бизнес-единицы (БЕ) «Удмуртия» реализуется проект бурения новых скважин методом первичного вскрытия продуктивных горизонтов на депрессии. Удмуртия стала первым регионом ТНК-ВР, где опробуется эта прогрессивная технология, давно применяемая нефтяниками за рубежом. Четыре пробуренные скважины эксплуатируются УДНГ № 1 НГДП «Удмуртнефть-Юг».

В проекте участвуют специалисты «Удмуртнефти» и независимые эксперты из зарубежных компаний. Работы ведутся бригадами Первой экспедиции глубокого бурения ЗАО «Удмуртнефть-Бурение» и субподрядчиками из «ЛУКОЙЛ-Бурение-Пермь».

По мнению руководителя БЕ «Удмуртия» Дэйвида Кэмпбелла, технология бурения на депрессии включает в себя больше рисков, чем обычный процесс бурения. В ближайших планах компании — тщательный анализ полученных первых результатов для создания оценки экономической эффективности нового метода.

Новые методы борьбы с парафиновыми отложениями

ОАО «ОРЕНБУРГНЕФТЬ»

В НГДУ «Бугурусланнефть» (ПЕ «Бузулук-Север») внедряются новые разработки по борьбе с парафиновыми отложениями, возникающими в процессе добычи нефти. До недавнего времени основным способом борьбы с парафином было проведение подземных ремонтов. Как сообщил начальник отдела добычи НГДУ «Бугурусланнефть» Игорь Кристьян, в последние годы появились новые эффективные технологии: механические скребки, которые несколько раз в сутки очищают поверхность труб и специальные химреагенты. Совместные работы в этой области ведутся с Тюменским НПО «Новые нефтяные технологии» и Казанским институтом нефти. Для борьбы с парафиновым остатком на скважине №439 Родниковского месторождения проводится эксперимент по введению химреагентов через специальный гибкий шланг на глубину 2700 м, который уже подтвердил свою экономическую эффективность. До конца года подобной системой будет оборудовано еще семь скважин. Планируется, что инновации позволят существенно увеличить межремонтный срок наработок на отказ, и повысится уровень добычи.

ТНК-ВР начала освоение месторождений горизонтальными скважинами

HALLIBURTON

В рамках соглашения о сотрудничестве между компаниями Halliburton и ЗАО «ТехноБурСервис» (ТБС) на месторождениях ТНК-ВР в 2004 году началось бурение горизонтальных скважин. Детальное знание условий местности, которым располагает «ТБС», и 85 летний опыт компании Halliburton позволили начать бурение в короткие сроки.

Первая скважина была пробурена на Усть-Вахском месторождении. Бригада «ТБС» сначала завершила бурение наклонно-направленного ствола скважины, после чего к конструкции 500-метрового горизонтального участка приступило специализированное подразделение Halliburton — Sperry Sun. При бурении горизонтальной секции использовались технологии LWD и MWD (каротажа и измерения параметров скважины в процессе бурения).

Сейчас эта скважина добывает рекордное количество нефти — 800 куб. м в сутки при обводненности продукции 5%. Обе компании, «ТБС» и «Halliburton», планируют и далее предоставлять сервисные услуги для «ТНК ВР».

Борьба с коррозией ведется по международным стандартам

Пилотный проект устранения сероводородной коррозии запущен на Чутырском месторождении, одном из самых старых нефтяных месторождений Удмуртии.

В рамках проекта проводится последовательная обработка химреагентами скважин, систем сбора и подготовки нефти и систем поддержания пластового давления (ППД).

Среди подрядчиков НГДП «Удмуртнефть-Север», эксплуатирующего месторождение, компания Champion Technologies, Inc. — крупнейшая в мире сервисная компания в области защиты от коррозии. В проекте также участвуют представители башкирского завода «Нефтехим», одного из основных в России производителей химреагентов, и специалисты московской фирмы «Лайсан», предоставившей уникальную передвижную установку по обработке скважин, оснащенных штанговыми глубинными насосами.

Руководитель БЕ «Удмуртия» Дэйвид Кэмпбелл отметил, что вслед за Чутырским месторождением, подобный комплекс мер будет реализован на Мишкинском месторождении. «Оба проекта, — подчеркнул он, — соответствуют общепринятым в международной практике методикам химической защиты трубопроводов и технологических установок».

Специалисты Champion Technologies знакомят Дэйвида Кэмпбелла с результатами закачки химреагентов в скважину на Чутырском месторождении.

Началась эксплуатация системы контроля и мониторинга добычи

SCHLUMBERGER

Французская компания Schlumberger обеспечила ряду подразделений ТНК-ВР интегрированный доступ к геолого-промысловой информации. Система контроля и мониторинга добычи (СКМД) включает корпоративную базу данных промысловой, геологической и геофизической информации. Она осуществляет интегрирование данных из различных существующих систем и обеспечивает ежедневное их обновление. Унифицированный доступ ко всей информации предоставляется через WEB-интерфейс.

Система также выполняет информационную поддержку процесса оптимизации скважинного фонда, планирования и мониторинга добычи в производственных подразделениях компании.

По мнению разработчиков СКМД, внедрение системы позволит специалистам компании ТНК-ВР быстрее находить необходимую информацию и уделять больше времени анализу и планированию операций.

До конца 2004 года будут запущены в работу региональные серверы в Ижевске, Оренбурге, Нижневартовске и Нягани. Доступ к данным будет обеспечен для пользователей производственных предприятий, технических центров и центральных региональных офисов.

К середине 2005 года закончится подключение остальных предприятий компании и формирование единой корпоративной БД в Тюмени, включая архив сейсмической информации ТНК-ВР.

По вопросам подключения к системе можно обратиться по электронному адресу: pcms_helpdesk@tnk.ru или тел: (095) 777 7707 доб. 6449, 6450.



Унифицированный доступ ко всей информации СКМД предоставляется через WEB-интерфейс.

SOURCE: SCHLUMBERGER/ИСТОЧНИК: SCHLUMBERGER



Компания ТНК-ВР в ближайшее время намерена увеличить объем инвестиций, направленных на улучшение технического состояния трубопроводов и технологических установок, а также объем вложений в новые технологии в области коррозии.

ОАО «УДМУРТНЕФТЬ»

Successful Drilling Peer Assist at Rodnikovskoe Field

«Независимая поддержка» – ключ к успеху на Родниковском

Victor Haritonov / Виктор Харитонов
Georgiy Sadetskiy / Георгий Садецкий
Nigel Jobson / Найджел Джобсон

The Drilling Operations Expert Working Group (EWG) was formed in February 2004 and consists of senior Drilling representatives from the six upstream Business units, as well as Russia Petroleum, Oilfield Services and Technology. The group's main goal is to deliver drilling performance improvement that increases capital efficiency and productivity

Рабочая экспертная группа по бурению (ЭРГ) была основана в феврале 2004 года. В нее вошли руководители по бурению шести Бизнес-единиц компании, а также Блоков разведки и добычи, компании РУСИА Петролеум, Блока нефтесервисов и Блока технологии. Главная задача группы – работа над улучшением эффективности бурения, которая оказывает влияние на эффективность капитальных вложений и производства в целом



Georgiy Sadetskiy, (sadetskiy@tnk-bp.ru) Well Planning Team Leader, Drilling Technology, TNK-BP
Георгий Садецкий, (sadetskiy@tnk-bp.ru) руководитель группы планирования скважин Департамента бурения, ТНК-ВР

A series of Drilling Operations EWG meetings took place in Moscow, Nizhnevar-tovsk, Buzuluk and Nyagan during 2004. The final meeting for 2004 will be held in Izhevsk in December. The main focus of the meetings has been on HSE leadership, organizational capability, development of Company standards and operational interventions.

The meeting held in Buzuluk in late May focused on a peer assist of the problems encountered while drilling at Orenburg-Saratov's Rodnikovskoe field.

Drilling on the Rodnikovskoe field is being performed by Orenburg-Saratov's Performance Unit (PU) North. Rodnikovskoe is critical for future production growth from the Orenburg-Saratov Business unit (BU). The field is in the initial development stage containing some 9 mln t of recoverable oil reserves. The majority of PU North's current production is from mature fields.

The project includes the drilling of 75 vertical and directional wells to a TD of approximately 3,000 m true vertical depth. Initial well flow rates are from 50 to 120 t/day. September's monthly field production was 54,6 thousand t; the total since drilling began is 2,172,000 t. The plan is to increase production in 2005 by 210,000 t.

According to Victor Haritonov, Drilling services Manager, at the Orenburg-Saratov BU, successful drilling operations are required on the Rodnikovskoe field in order to ensure that the anticipated production growth is delivered.

The Buzuluk drilling team understands that operating experience on this field has been problematic. By resolving these problems, drilling times can be significantly reduced.

The problems include:

- Drilling in intervals with massive lost circulation and wellbore instability;
- Poor 393,7mm bit performance due to poor bottom-hole assemblies and relatively hard rock;
- Poor current production casing and cementing technology;
- Poor well placement, e.g., incorrect well trajectories;
- High levels of nonproductive time (the average for 2004 is currently around 33,5 days/well).

At a joint peer assist meeting between the Orenburg-Saratov BU Drilling Team and the

Drilling rig placed at Rodnikovskoe field ▶

Буровая установка на Родниковском месторождении

В течение 2004 года в Москве, Нижневартовске, Бузулуке и Нягани прошла серия совещаний рабочей экспертной группы по бурению. Заключительная встреча этого года состоится в декабре в Ижевске. По мнению экспертов, основное внимание на совещаниях было сфокусировано на опросах HSE, организационных возможностях компании, разработке стандартов и внутрискважинных операциях.

Главной темой совещания ЭРГ, прошедшего в мае в Бузулуке стали осложнения, встречающиеся в процессе бурения на Родниковском месторождении ОАО «Оренбургнефть».

Бурение на Родниковском месторождении ведется для Производственной единицы (ПЕ) «Север» и Бизнес-единицы (БЕ) «Оренбург-Саратов». Данное месторождение находится в начальной стадии разработки, имеет 9 млн. т нефти извлекаемых запасов. При этом основная часть добычи по Производственной единице «Север» ведется на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки.

Проектом разработки предусматривается буре-



PHOTO: ORENBURGNET / ФОТО: ОРЕНБУРГНЕФТЬ

Opinion / Мнение



Nigel Jobson, (njobson@tnk-bp.ru) Drilling Operations Support Manager, Drilling Technology, TNK-BP

Найджел Джобсон, (njobson@tnk-bp.ru) Менеджер по поддержке проектов бурения Блока Технологии

As part of the operational intervention focus area, peer assists are held when operational locations are visited. For those unfamiliar with the term "peer assist", this can be described as follows: "A meeting or workshop where people are invited from other teams to share their experience, insights and knowledge with a team who have requested some help."

A peer assist can be used to target a specific technical or commercial challenge, gain assistance and insight from people from outside of the team, identify possible approaches and new lines of inquiry, promote sharing of learning with each other, and develop strong networks among staff.

Неотъемлемой частью работ по действующим внутрискважинным процессам является «независимая поддержка». Для тех, кто не знаком с этим термином, он означает следующее:

«Встреча или семинар, на который приглашаются люди из других рабочих групп для обмена опытом, знаниями и пониманием процессов. «Независимая поддержка» помогает в решении определенных технических и экономических задач, определении новых подходов и направлений исследований, обмене знаниями друг с другом и налаживании контактов среди персонала.

Drilling Operations EWG, local specialists summarized current drilling technologies and operating experience, as well as their ideas on drilling performance improvement. "The discussion was heated but fruitful! One important result from the discussion was enabling local specialists to look at familiar problems from a new perspective. Participants started to think about what could be and should be done to solve problems, as opposed to the reasons as to why it is not possible to solve the problems, i.e. looking forwards instead of looking backward," says Georgiy Sadetskiy, Well Planning Team Leader, Drilling Technology.

The meeting resulted in the development of immediate, short-term and long-term actions. The immediate actions did not require serious capital investment or fundamental changes in current technologies and equipment. However, the impact has already been apparent according to Kurt Unger, Director of wells, Volga-Urals TNK-BP.

Recently, the local specialists experimented with options to isolate lost circulation zones by replacing a two-stage, 245 mm liner running procedure with one-stage liner running.

By also involving an international cementing contractor, the two-stage production casing cement job has been replaced with one-stage cementing using a light-weight blend cement.

Aerated drilling has also been used to combat massive lost circulation through reduction of the hydrostatic pressure in the wellbore. Directional well profiles have also been changed. Ninety percent of the bits used to drill the wells are now of Western manufacture.

These changes have facilitated the reduction of average well times from 163 days (in 2003) to 135 days during the first 9 months of 2004. A 28-day reduction in well times has prevented cost escalation even though the cost of services and materials has increased. However, oil can now be produced sooner.

More recently, and indicative of the impact of the peer assist, the drilling time on the latest Rodnikovskoe well was 109 days, 54 days less than the 2003 average.

Currently the team is working on the shorter- and longer-term tasks. This

ние 75 вертикальных и наклонно-направленных скважин с глубиной по вертикали 3 000 м. Первоначальный дебит скважин составляет 50 – 120 т/сут. В настоящее время ежемесячная добыча на промысле составила 54,6 тыс. т за сентябрь месяц, накопленная добыча на месторождении – 2 млн 172 тыс. т. В 2005 году планируется нарастить добычу на 210 тыс. т.

По мнению Начальника отдела обеспечения бурения БЕ Оренбург-Саратов Виктора Харитонов, успешное бурение на Родниковском месторождении позволит поддерживать планируемые темпы роста добычи Производственной единицы.

Специалисты по бурению из Бузулука убеждены, что существующая технология и практика бурения на данном месторождении имеет множество проблем, при решении которых можно значительно сократить сроки строительства скважин. К числу таких проблем в первую очередь относятся:

- Бурение в интервалах катастрофических поглощений при неустойчивости горных пород;
- Низкие показатели работы долот 393,7 мм, в связи с несоответствующей КНБК и относительно твердыми породами;
- Существующая технология крепления эксплуатационных колонн;
- Несоответствующее расположение устьев скважин, а именно неоптимальный выбор траектории ствола;
- Высокий объем непроизводительного времени, в среднем по 2004 году на данный момент порядка 33,5 суток.

На совместном совещании специалистов ЭРГ и специалистов БЕ «Оренбург-Саратов» были тщательно проанализированы существующие технологии и практика ведения буровых работ, предложения по повышению эффективности бурения. «Обсуждение получилось жарким, но плодотворным. Одним из важнейших итогов встречи считаю то, что основная часть местных специалистов по-новому взглянули на давно знакомые проблемы. И, может быть впервые, изменили свое мышление при решении проблем: люди стали думать не о том, почему невозможно решить проблему, а что можно и нужно сделать для того, чтобы ее решить, т.е. смотреть вперед, а не оглядываться назад», – считает руководитель группы планирования скважин Блока технологии Георгий Садецкий.

По результатам проведенного совещания были разработаны мероприятия на ближайшую перспективу, определены среднесрочные и долгосрочные задачи. Причем мероприятия, намеченные на ближайшее время не потребовали серьезных капиталовложений и фундаментального изменения существующих технологий и оборудования, а эффект от их внедрения, по мнению Курта Унгера, менеджера супервайзинга по Волго-Уральского региона TNK-BP, уже очевиден.

За прошедшее время специалистами региона была изменена технология изоля-

Opinion / Мнение



Victor Haritonov, (veharitonov@orneft.tnk-bp.ru) Drilling Services Manager, Orenburg-Saratov BU, TNK-BP

Виктор Харитонов, (veharitonov@orneft.tnk-bp.ru) Начальник отдела обеспечения бурения, БЕ Оренбург-Саратов

The three-day Drilling Operations EWG meeting held in Buzuluk had a positive influence on operations, not only on the Rodnikovskoe

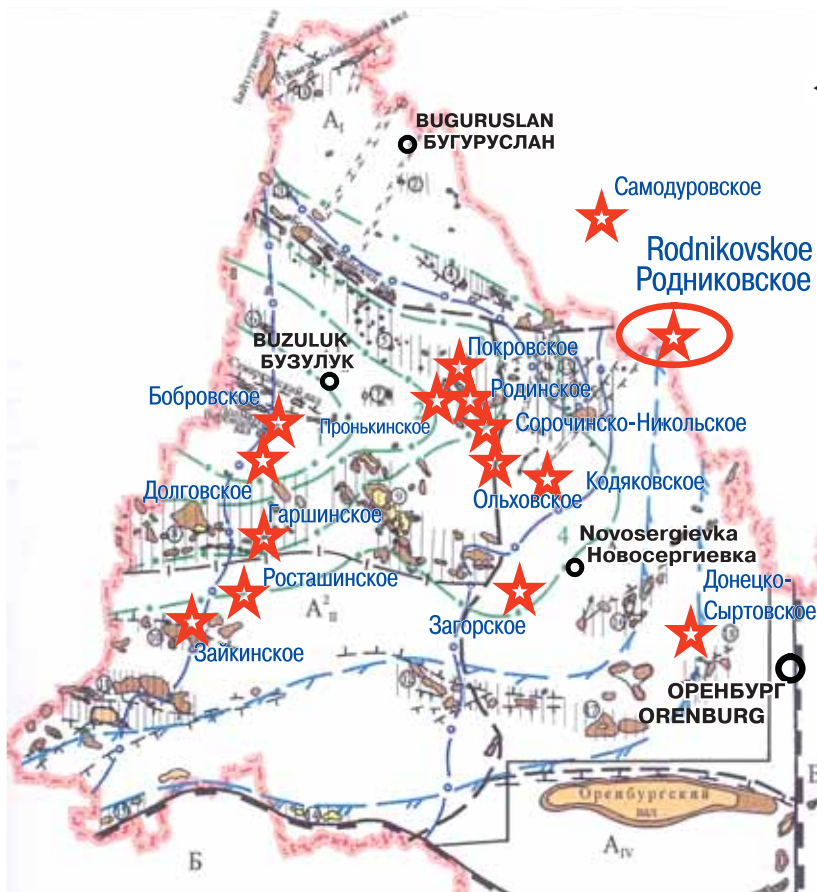
field, but throughout Orenburg and Saratov.

It is even more important that the team now better understand the tasks set before them and realize that there are no issues that can not be solved. It is essential for each specialist to understand the value of his own work, while also feeling like an integral part of one team that believes in, and achieves success for both the team plus the whole of TNK-BP.

Трехдневное собрание ЭРГ в Бузулуке оказало существенное позитивное влияние на работу буровиков не только на Родниковском месторождении но и в целом в регионах Оренбурга и Саратова.

Что особенно важно, пришло лучшее понимание стоящих задач, понимание того, что не может быть не решаемых задач. Важно только каждому специалисту понимать значимость своего труда, при этом чувствовать себя частью одной команды, которая верит и добивается успеха как в своём подразделении, так и в компании TNK-BP в целом.

SOURCE: TNK-BP / ИСТОЧНИК: ТНК-БП



The Rodnikovskoe field is in the initial development stage

Родниковское месторождение находится в начальной стадии разработки

ции зон поглощения: двухсекционный спуск и цементирование 245 мм хвостовика был заменен на односекционный спуск.

С привлечением иностранной компании изменен порядок цементирования эксплуатационных колонн от двухступенчатого к одноступенчатому с применением облегченных цементных смесей.

Опробована технология бурения зон катастрофических поглощений с применением азрированной промывочной жидкости. Изменены профили наклонно-направленных скважин. Изменено процентное отношение проходки используемых долот западного производства в пользу увеличения до 90% в сравнении с отечественными.

Все это позволило сократить к настоящему времени среднюю продолжительность строительства скважин на Родниковском месторождении со 163 суток в 2003 году до 135 суток по итогам работы за 9 месяцев 2004 года. Сокращение сроков строительства на 28 дней позволило, при увеличении стоимости услуг подрядчиков, материалов, не допустить роста затрат. Результатом «независимой поддержки» стало уменьшение продолжительности бурения последней скважины до 109 суток. Это – на 54 дня меньше по сравнению с итогами 2003 года.

Ведется работа по среднесрочным и долгосрочным задачам. Уже в этом году планируется бурение двух скважин по облегченной конструкции обсадных колонн с изоляцией зон катастрофических поглощений с использованием профильных перекрывателей.

year, the team plans to start drilling two wells with a light casing design and isolation of massive lost circulation zones using expandable casing.

“This technology does have an increased risk associated with it, but at the same time, it offers the potential of considerable drilling time reduction. In addition, the experience gained this year from the various trials, in particular, drilling in massive lost circulation zones, provides data which will allow the team to build on this year's successes,” says Nigel Jobson, Drilling Operations Support Manager, Drilling Technology, TNK-BP.

The following key ideas offered at the Drilling Operations EWG meeting are now under engineering review prior to approval:

- Change of well design to allow liner to be run across the reservoir;
- Use API casing sizes to increase range of “bigger hole” bit types;
- Application of PDC bits; use of Western downhole motors allowing greater weight on bit;
- Use of new drilling fluids;
- Use of new cement slurries.

These changes are estimated to reduce drilling times by a further 40 days, or \$100,000 to \$120,000 per well.

Nigel Jobson has worked for BP for 22 years. He currently works as the Drilling Operations Support Manager in the Moscow-based Drilling Technology Team. He has previously worked in Aberdeen, Calgary, London, Algiers, Caracas, Sunbury and Jakarta. Prior to joining TNK-BP, he was bp's Drilling Manager, East Java.

Georgiy Sadetskiy has worked for TNK-BP since December 2003. He currently works as the Well Operations Team Leader within the Drilling Operations Support Team predominantly focused on Orenburg-Saratov operations. Georgiy previously spent 10 years working for Polar Lights in various drilling related positions.

Victor Kharitonov has a degree from Gubkin State Oil and Gas University. He has worked for Orenburgneft since 1987 and has held various positions from rig crew up to his current role of Acting Director, Drilling Department.

«Данная технология сопряжена с определенными рисками, но и сулит значительное сокращение сроков строительства скважин, — отмечает Найджел Джобсон, менеджер по поддержке проектов бурения Блока технологии ТНК-БП, — кроме того, наработки полученные в этом году, в частности бурение зон поглощений, послужат основой наших будущих успехов».

Рабочей экспертной группой по итогам встреч, прошедших в 2004 году был предложен ряд идей, которые проходят инженерный анализ и опытную апробацию. Среди них:

- Изменение конструкции скважин: перекрытие хвостовиком продуктивного интервала;
- Переход на стандартные западные размеры обсадных колонн (API), что позволило бы расширить гамму применяемых долот больших диаметров;
- Применение долот РДС. Применение зарубежных забойных двигателей, позволяющих применять увеличенную нагрузку на долото;
- Применение новых типов промывочных жидкостей;
- Применение новых типов тампонажных растворов.

Расчеты показали, что их применение может позволить сократить время строительства скважин на 40 дней. Примерное сокращение затрат составит 100-120 тыс. долларов США на скважину.

Найджел Джобсон имеет 22-летний опыт работы в компании BP. В настоящее время выполняет обязанности Менеджера по поддержке проектов бурения Блока технологии в Москве. Ранее работал в Абердине, Калгари, Лондоне Алжире, Каракасе, Санбери и Джакарте. До прихода на работу в ТНК-БП занимал должность Управляющего буровыми работами компании BP на острове Восточная Ява.

Георгий Садецкий работает в компании ТНК-БП с декабря 2003 года. В настоящий момент выполняет обязанности Руководителя группы планирования скважин, в основном сконцентрирован на работе в регионах Оренбурга и Саратова. Ранее Садецкий в течение 10 лет работал в компании Polar Lights на различных должностях в бурении.

Виктор Харитонов — выпускник Государственного Университета нефти и газа им. Губкина. С 1987 года работает на предприятии «Оренбургнефть», где занимал ряд должностей от мастера буровой бригады до нынешней позиции — и.о. Директора управления буровых работ.

Introducing CCRS Risk Mapping Process to TNK-BP Exploration

Внедрение метода картографирования риска CCRS для разведочных работ компании ТНК-ВР



John Dolson, (JDolson@tnk-bp.ru) Exploration Advisor, TNK-BP

Джон Долсон, (JDolson@tnk-bp.ru) Советник по разведке ТНК-ВР



Oleg Bakuev, (OVBakuev@tnk-bp.ru) West Siberian Basin Exploration Manager

Олег Бакуев, (OVBakuev@tnk-bp.ru) Менеджер по разведке в Западно-Сибирском бассейне

In the next five years, TNK-BP is committed to finding and developing new oil fields in Russia. This challenge will require 'being in the right spots in the right basins' and being able to explain risks in a simple and clear fashion. How can we do this correctly? Part of the answer lies in a simple technique called 'CCRS' (Composited Common Risk Segment) mapping. The process was developed within BP in the late 1980's and has been adapted broadly by the industry, notably at ExxonMobil and ChevronTexaco.

This technique utilizes a knowledge of the distribution of seals, source rocks and reservoirs to predict the best locations or 'play fairways' in the basin. The spatial distribution of reservoirs, source rocks and seals can be derived from wells, seismic and production data. This information is best displayed by construction of paleogeographic maps (GDE or Gross Depositional Environment maps in BP terminology). The various depositional environments comprising the GDE map will have different levels of risk for reservoir, source and seal presence. For instance, offshore deep-water shales are excellent seals, but thick deltaic sandstones are not. These trends can be colored and gridded with computers to represent risk levels. White colors denote absence of the formation, red colors areas of high risk, yellow areas of uncertain risk and green trends of low risk.

Likewise, other grids, such as the volume of oil generated from a source rock or expected porosity based on burial depth assumptions are generated and displayed as simple risk colors. The final gridded risk maps can then be multiplied against one another (composited).

ТНК-ВР в ближайшие пять лет будет предпринимать активные усилия в области разведки и освоения новых нефтяных месторождений. Для решения этой задачи необходимо «оказаться в нужном месте нужного бассейна». Как же правильно определить это место? Ответ дает простая методика картирования риска CCRS (Composite Common Risk Segment), разработанная в ВР в конце 80-х годов и нашедшая широкое применение в нефтегазовой отрасли, в частности в таких компаниях, как ExxonMobil и ChevronTexaco.

Карты рисков позволяют прогнозировать наиболее перспективные с точки зрения нефтегазоносности участки бассейна, исходя из характера распространения экарирующих пород, материнских отложений и пород-коллекторов. Пространственное распределение этих типов пород можно установить по данным исследования скважин, материалам сейсморазведки и промысловым данным. Наиболее наглядным способом представления этих данных является построение литолого-палеогеографических карт (или, как их называют в ВР, «карт обстановок осадконакопления»). Каждому осадочному комплексу на карте присваивается значение степени риска, которое отражает вероятность присутствия материнской породы, экарирующих отложений, коллектора или других факторов риска. Например, глинистые отложения глубоководного шельфа являются отличными флюидоупорами, а мощные дельтовые песчаники таковыми не являются. При помощи компьютерной программы уровни риска могут быть представлены в цвете и нанесены на карту. Белый цвет указывает на отсутствие залежей, красным представляются районы высокого риска, желтым – неопределенного риска, зеленым – низкого риска.

Подобным же образом, при помощи цвета, на карту наносится вероятность наличия прочих параметров, включая объемы генерации нефти в нефтематеринской породе и порового пространства, прогнозируемого на основе предполагаемых глубин залегания пласта.

Затем полученные электронные карты риска различных параметров перемножаются друг на друга, т.е. происходит их совмещение, при котором участки с наиболее высокими значениями указанных параметров будут соответствовать зонам наиболее низкого риска. Анализ совмещенной карты позволяет уточнить наиболее перспективные области скопления углеводородов и определить для каждого нефтегазового комплекса (включающего

Gross Depositional Environments (GDE)

Палеогеографическая карта

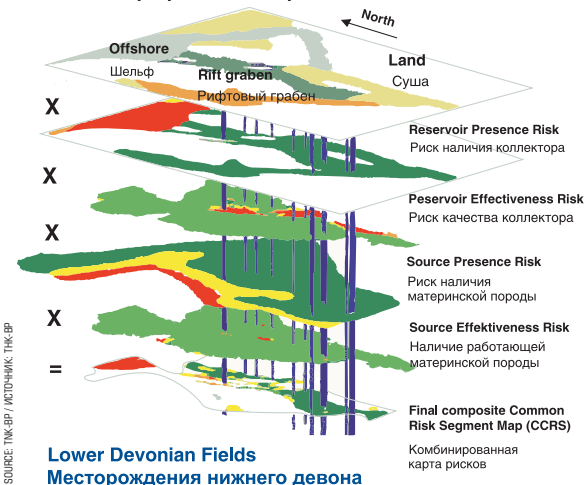
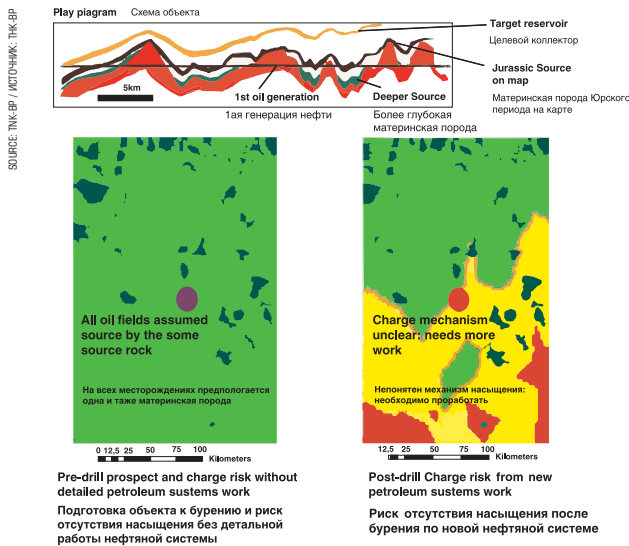


Fig.1 Play fairway analysis example, Timan-Pechora basin, Russia.

Рис.1 Пример анализа продуктивных поясов. Тимано-Печорский бассейн, Россия.



The will have the highest values in the lowest risk areas. Analysis of the final maps should clearly define favorable play fairways. For each reservoir, seal or source rock combination, adding layers together will show the best trends for multi-storied pay in a basin.

Fig. 1 illustrates this technique using a Lower Devonian GDE map from the Timan-Pechora basin. Fields producing from this interval are shown as blue pipes piercing the individual risk layers. In this case, four layers are used. The reservoir presence and effectiveness (predicted permeability) forms the 'common' reservoir risk segment (CRS). The distribution of Domanik (Devonian) source rocks and maturation levels form the second common risk segment. When multiplied together, the final 'composited' or 'CCRS' map defines the fairway for this reservoir and source rock combination.

The simple 'traffic light' concept of red, green and yellow, shows exactly where to concentrate new seismic, acreage acquisition and wells. The technique is powerful, simple and easily documented and re-analyzed by a team, since numbers can quickly be changed and different scenarios examined.

Example for TNK-BP exploration in West Siberia

Fig. 2 illustrates an example of where detailed mapping of the petroleum system in one of TNK-BP's exploration areas will eventually lead to reduced risk by deliberately collecting and integrating data about oil and gas sources and oils. In 2003, TNK-BP viewed this area as a low risk oil trend sourced from a single horizon (black layer on the play schematic). However, in 2004, we discovered significant volumes of gas in the middle of regional oil trends. Re-assessment of the risk of charge from the black layer using more data now shows a much higher risk of charging the Cretaceous reservoirs (orange on the diagram) from this source horizon, as this horizon is mostly shallower than the generation depth for oil throughout much of the area. The new map shows uncertain generation as yellow and areas of high generation risk in red. Information on the types of oils in each field has confirmed a more complex hydrocarbon system, with much of the oil actually being generated from the deeper horizon shown as green on fig. 2.

Further work to understand the vertical and lateral distribution of seals, carrier beds and migration history is necessary to fully explain why such large volumes of gas have been found in an oil-prone area. More detailed analysis using deeper source horizons and better integration of geochemical data will form the basis of a new set of CCRS maps. The maps will more clearly define oil fairways for the 2005 drilling program.

The CCRS approach is a simple and powerful way to make complex problems easy to understand. It allows interpreters to very clearly show the most important work that needs to be done to reduce risk and have a high drilling and appraisal success rate. This technique is also scale independent and can be applied within producing fields to illustrate risks relative to drainage, fault cuts or other attributes. "We expect widespread application of this process throughout TNK-BP as staff become increasingly familiar with the tools and concepts," says Richard Herbert, TNK-BP Vice President, head of exploration division.

Fig. 2 Changes in perception of charge risk in southern West Siberia from drilling and re-evaluation the petroleum system using additional data. Pre-drill prospect shown in purple and post-drill gas field shown in red

Рис. 2 Новая интерпретация риска нефтегазоносности на юге Западной Сибири на основе данных бурения и анализа нефтегазосной системы с использованием дополнительных данных. Перспективный для бурения участок показан фиолетовым цветом, газовое месторождение после бурения изображено красным

коллектор, экранирующие горизонты и материнские отложения) оптимальные направления поиска многопластовых залежей в данном бассейне.

На рис. 1 схематически представлен процесс совмещения картографических слоев на основе литолого-палеогеографической карты отложений нижнего девона Тимано-Печорского бассейна. Продуктивные залежи этого интервала представлены в виде синих трубочек, проходящих сквозь сегменты или слои различных типов рисков. В данном случае карта составлена из 4-х слоев. Наличие коллектора и его эффективность (расчетная проницаемость) представляют единый сегмент риска, связанного с коллектором. Второй слой представлен картой распространения материнской породы доманикского горизонта (девон) и степенью ее зрелости. При совмещении слоев карта показывает наиболее перспективную зону нефтегазоносности.

Характер распределения цветов «светофорной» палитры позволяет точно выделить регионы, на которых компания должна сосредоточить основные усилия при проведении сейсморазведки, приобретении лицензионных участков и бурении. Описанный подход эффективен, прост, и дает возможность легко фиксировать результаты оценки и повторно их анализировать, поскольку значения параметров можно легко изменять для проработки различных вариантов прогноза.

Из геологоразведочной практики ТНК-ВР в Западной Сибири...

На рис. 2 приводится пример того, как подробное картографирование нефтеносной системы одного из перспективных регионов деятельности ТНК-ВР способно повлиять на снижение риска. В 2003 году специалисты Компании рассматривали данный район как нефтеперспективный тренд с низкой степенью риска с единственным нефтематеринским горизонтом (он отмечен черным цветом). Однако в 2004 году в регионе с доминирующими нефтеносными отложениями были обнаружены значительные объемы газа. Переоценка вероятности миграции нефти из «черного» горизонта на основе анализа большего объема данных, выявила наличие более высокого значения риска заполнения ловушек мелового периода (показаны оранжевым цветом) нефтью из данного нефтематеринского горизонта. Дело в том, что на основной площади региона этот горизонт залегает выше основной зоны нефтеобразования.

На новой карте районы неопределенного риска нефтеобразования показаны желтым цветом, а районы высокого риска нефтеобразования показаны красным. Анализ типа нефти на каждом из месторождений подтвердил наличие более сложной нефтегазосной системы, в которой основные объемы запасов нефти, на самом деле генерировались в нижележащем горизонте, показанном на рис. 2 зеленым цветом.

Необходимо провести дополнительную работу по изучению вертикального и горизонтального распределения экранирующих пород, коллекторов и характера миграции углеводородов, чтобы объяснить, откуда взялись такие огромные объемы газа в этом регионе, который по всем признакам является нефтеперспективным. В основу нового комплекта карт CCRS ляжет более детальный анализ глубоких горизонтов и более эффективная интеграция геохимических данных. На картах рисков, которые будут составляться в 2005 году для планирования поисково-разведочного бурения, будут нанесены уточненные границы нефтегазосных комплексов.

Метод CCRS является простым способом описания сложных геологических систем. Он указывает, на то, где следует сосредоточить работу для сокращения степени геологического риска и обеспечения успешной разведки и бурения.

Данный метод не зависит от масштаба и может использоваться при анализе разрабатываемых месторождений для иллюстрации распределения рисков, связанных с охватом нефти вытеснением, местоположением разрывных нарушений и другими параметрами разработки. «Мы ожидаем, что в 2005 году произойдет активное внедрение этого аналитического подхода в ТНК-ВР по мере освоения специалистами новых программных комплексов и концепций», — считает Ричард Герберт, вице-президент ТНК-ВР, возглавляющий Управление геологоразведки.



SOURCE: TNK-BP / ИСТОЧНИК: ТНК-ВР

PTL: A New Approach to Standard Tasks

Ildar Shayhutdinov / Ильдар Шайхутдинов
Olga Grigorieva / Ольга Григорьева

PTL: новый подход к стандартным задачам

One of the tools designed to improve operational performance is the PTL (Production Technical Limits) technique, which BP introduced to Russia. By implementing the PTL in Russian fields, the TNK-BP Operations and Maintenance Support Department plans to increase average annual production growth by 620 tons of oil per day before the end of the year.

Одним из инструментов, позволяющим повысить показатель эффективности производства является технология определения технических пределов добычи PTL (Production Technical Limits), которую в Россию привезла компания BP. Среди задач, намеченных до конца года департаментом экспертной поддержки эксплуатации и технического обслуживания ТНК-ВР – достичь при помощи внедрения PTL на российских месторождениях среднегодового прироста добычи 620 т в сутки.

TNK-BP possesses licenses for the development of 250 oil and gas fields divided into six regional business units: Vostok, Gaz, Nyagan, Orenburg-Saratov, Samotlor and Udmurtia. Today, the PTL technique is used in five of these regions. "It is a connecting link between specialists from various operations and company departments that helps transfer innovations and positive experiences from one region to another," said Craig Maison, a PTL project coordinator at TNK-BP.

Employing this technique, an individual, focused approach is used at each field or site. After a problem site is identified, a comprehensive, in-depth analysis follows together with a search for new opportunities to increase flow rates and reduce costs. Over the following few days,

Компания ТНК-ВР обладает лицензиями на разработку 250 нефтяных и газовых месторождений, поделенных на шесть региональных Бизнес-единиц: «Восток», «Газ», «Нягань», «Оренбург-Саратов», «Самотлор», «Удмуртия». На месторождениях пяти регионов сегодня применяется технология PTL. «Она является связующим звеном между специалистами разных технологических направлений, подразделениями компании, позволяет внедрять инновации и переносить накопленный положительный опыт из одних регионов в другие», – говорит Крейг Мейсон – координатор проекта PTL компании ТНК-ВР.

Технология заключается в том, что к каждому выбранному проекту месторождению или участку месторождения применяется «индивидуальный» сфокусированный подход. Выявляется проблемный участок и далее проводится его всесторонний детальный анализ, а затем поиск новых возможностей увеличения добычи и снижения затрат. В течение нескольких дней идет техническое совещание с участием геологов, разработчиков, буровиков, специалистов по механизированной эксплуатации, специали-



The first PTL project was held at Samotlor field ▲

Первый проект PTL в России проведен на Самотлоре

Craig Maison, Chief specialist, PTL project coordinator at TNK-BP

Крейг Мейсон, координатор проекта PTL компании ТНК ВР ►

a technical discussion then takes place involving geologists, designers, drillers, and mechanized operation and field engineering professionals, who brainstorm to discuss the issues of field development, their linkages and possible solutions.

During the preparatory stage of a technical discussion, information gathering and integrated analysis are undertaken for the "reservoir", "well" and "land infrastructure" systems.

Study of the reservoir system includes an analysis and description of geological and field development data, while the well system describes the

стов по обустройству месторождения, которое, по сути, является «мозговым штурмом». Обсуждаются проблемы разработки месторождения, их взаимосвязь и пути их решения.

На подготовительном этапе к техническому совещанию проводится сбор информации и интегрированный анализ систем «пласт», «скважина» и «наземная инфраструктура».

Изучение системы «пласт» включают анализ и описание данных по геологии и разработке месторождения, система «скважина» описывает существующий фонд скважин и особенности их эксплуатации. Информация об инфраструк-

Opinion / Мнение



Kelly Eager (KEager@tnk-bp.ru), Manager, Operations and Maintenance Support within TNK-BP's Technology Team, was interviewed about PTL program implementation at Russian oil fields / Об опыте внедрения программы PTL на российских месторождениях рассказывает **Келли Игер** (KEager@tnk-bp.ru) – руководитель группы экспертной поддержки эксплуатации и техобслуживания Блока технологий:

Innovator: The PTL program was launched in Russia in late 2003. What are the main criteria for selecting fields that would participate in a project?

Kelly Eager: We drew up a list of the company's fields, then ranked them by production rate and explored reserves. We focused on the top 20 fields with the highest ratings. These were the primary candidates for a PTL. In a more detailed selection that followed, we took into consideration the interest of regional managers in the PTL process, their understanding of the existing operational issues and commitment to assisting in the project.

Innovator: PTL is a completely new practice for the Russian oil industry. What was the reaction of people in the field to the new approach toward field analysis?

K. Eager: Our team members visited the company's major producing units and had several meetings with senior managers and chief engineers on-site. They tried to speak to the people about the benefits of the new approach. In 2004, the PTL projects in Russia involved about 250 staff members, among them specialists invited from BP. In my view, that is quite an outreach. I think in the next year the Russian specialists will be able to conduct PTLs with minimum assistance from foreign partners, and also that specialists from the regions where good results were achieved would visit other regions and help their colleagues.

Innovator: Are there differences in the approach to addressing production technical limits in Russia relative to other countries?

K. Eager: In our very first PTL projects conducted in Russia, we found that Russian specialists did not always understand how people from different operational areas could find common grounds for discussion. Many believed that if they dealt with one area they should not be delving in another's issues.

I also noticed Russia uses a more formal approach to work than other countries. I used to work in Alaska. And while it was often enough to get an oral agreement between managers to launch a project, in Russia, before you start work, you have to get approval on a number of directives and instructions. But it is true that once it's on paper, it will be implemented precisely as spelled out.

I would point out another unique aspect of working in Russia: Here, the practice is to develop more thorough operational risk assessments. For example, for one field we proposed optimization of 11 wells by installing more powerful pumps capable of working at greater depths. Eight wells were successful, while two fell short of expectations. The overall impact from the experiment was positive, but Russian specialists were wary of the outcome. In the West, it is customary to view negative experience as part of common practice. But in Russia launching any project takes significantly longer, and innovations are harder to implement.

Новатор: Программа PTL стартовала в России в конце 2003 года. Каков принцип отбора месторождений, участвующих в проекте?

Келли Игер: Мы составили перечень месторождений компании, затем ранжировали их по объемам добычи и разведанных запасов. Первые двадцать месторождений с наибольшими показателями стали объектами нашего внимания. На них планируется провести PTL в первую очередь. При более детальном отборе мы учитывали заинтересованность региональных руководителей в проведении мероприятий PTL, их представление о существующих производственных проблемах и готовность к содействию проекту.

Новатор: PTL является совершенно новой практикой для российских нефтяников. Как восприняли люди в регионах новый подход к анализу разработки месторождений?

К. Игер: Сотрудники нашей экспертной группы посетили основные добывающие подразделения компании и провели серию встреч с руководителями и главными инженерами на местах. Они старались разъяснить людям преимущества нового подхода. В прошлом году в проекты PTL в России было вовлечено около 250 сотрудников, среди которых были приглашенные специалисты из компании BP. На мой взгляд, это очень большой охват. Думаю, в следующем году российские специалисты будут в состоянии проводить PTL с минимальной помощью иностранных партнеров, причем специалисты из тех регионов, где были достигнуты хорошие результаты будут выезжать в другие регионы и помогать коллегам.

Новатор: Существует ли на ваш взгляд разница в подходе к решению проблемы определения технических пределов добычи в России и других странах?

К. Игер: В самых первых проектах PTL, проведенных в России мы столкнулись с тем, что российские специалисты не всегда понимали, как можно людям из разных областей производства найти единую тему для обсуждения. Многим казалось, что если они занимаются изучением одной области, то им не стоит вникать в проблематику другой.

Я также заметил, что в России существует более формальный подход к работе, чем за рубежом. Я раньше работал на Аляске. И если там для старта проекта порой было достаточно устной договоренности между руководителями, то в России, прежде чем приступить к работе, требуется утвердить ряд директив и инструкций. Но, правда, то, что зафиксировано на бумаге будет выполнено строго согласно предписаниям.

И еще отмечу одну особенность работы в России: здесь принято более детально прорабатывать оценку риска операций. Например, на одном из месторождений мы предложили провести оптимизацию 11-ти скважин при помощи установки более мощных насосов, которые способны работать на большей глубине. Успешными оказались восемь мероприятий, две скважины не подтвердили ожидаемого результата. Эффект от эксперимента в целом был положительный, но российские специалисты отнеслись к полученному результату с опаской. На Западе принято относиться к отрицательному опыту как к опыту в виде обычной практики. Получается, что в России на запуск любого проекта уходит существенно больше времени и внедрение инноваций проходит труднее.

existing wells and their operational details. The infrastructure information discusses the system of oil gathering, treating and transportation.

For each system, a description of existing problems and constraints is formulated and key points are indicated for the PTL team to focus on. Whenever feasible, during the PTL preparation, systems modeling data is used that was obtained by using various software tools including PipeSim**, Hysis***, Sub Pump*, Eclipse 100**.

"Specialists working in the field know very well the specific details and potential of their fields. They have a pretty good picture of the area they are developing. Speakers from BP-TNK Technology Stream and BP, invited to the PTL project, tell us about external practices. Specialists from the Tyumen and Izhevsk scientific research and technical centers of the company also participate in the meeting," said Andrei Kuznetsov, one of the PTL project participants working on Udmurtneft fields.

"We seek a solution for production optimization by working 'in reverse.' We question all existing truths. For example, when we worked on a PTL project at the Mishkinskoye and Listvenskoye fields in Udmurtia, we questioned the existing well-bottom pressure limit. Historically in Russian practice, the well-bottom pressure limit was set at 0.8 of the saturation pressure. This universal unwritten rule, which, by the way, we never found either in official sources or manuals, was commonly used throughout the country. Joe Allan, a specialist in mechanical operations at Helix RDS Ltd., claimed that the electric centrifugal pump units could work at lower well-bottom pressures. This assumption gave rise to a lot of discussions, but, as a result of analysis, a decision was made to launch a pilot project to reduce the well-bottom pressure to 0.6 of the saturation pressure. In just two months, the experiment was given the go-ahead. Today, the 11 wells involved in the experiment produce, in aggregate, an additional 25 thousand t [of oil]," said Ildar Shayhutinov, a TNK-BP PTL project coordinator.

However, not all of the additional opportunities identified as a result of PTL are readily implemented. Upon a more thorough review, some of the ideas must be rejected due to the high risks involved. Risk mapping that shows the relationship between the level of risk from a new operation and its cost vs. expected benefits is one of the critical project components.

For example, the well system task force at the Samotlor field proposed a change of the well tubing hanger diameter from 2.5" to 3.0" in

PTL experts meet in September 2004 in Novosibirsk to discuss the Verkh-Tarskoye field development project

Эксперты PTL встретились в сентябре 2004 года в Новосибирске для обсуждения проекта развития Верх-Тарского месторождения



туре рассматривает систему сбора, подготовки и транспортировки нефти.

По каждой из трех систем формулируется описание существующих проблем и трудностей, указываются ключевые моменты, на которые группе PTL следует обратить внимание. По возможности при подготовке к PTL используются данные моделирования систем, полученные при помощи программных комплексов PipeSim**, Hysis***, Sub Pump*, Eclipse 100**.

«Специалисты, работающие на местах, знают особенности и потенциал своего месторождения досконально. Они имеют реальную картину разрабатываемой территории. Приглашенные в рамках проекта PTL эксперты — специалисты из Блока технологии TNK-BP и из компании BP рассказывают о стороннем опыте. В работе совещания также принимают участие специалисты научно-технических центров компании, расположенных в Тюмени и Ижевске, рассказывает Андрей Кузнецов, один из участников проекта PTL на месторождениях ОАО «Удмуртнефть».

«Поиск решения, направленного на оптимизацию добычи идет «от противного». Под сомнение ставятся все существующие постулаты. Например, когда мы работали по проекту PTL на Мишкинском и Лиственском месторождениях в Удмуртии, на совещании был подвергнут сомнению существующий предел забойного давления в скважине. Традиционно, в российской практике, забойное давление устанавливалось в размере 0,8 единиц от давления насыщения. Это всеобщее негласное правило, которое, кстати, мы так и не обнаружили в официальных источниках и инструкция, действовало по всей стране. Джо Аллан — специалист по механизированной эксплуатации, представитель фирмы Helix RDS Ltd заявил, что установки электро-центробежных насосов (УЭЦН) могут работать при более низком забойном давлении. Вокруг этого утверждения было много дискуссий, но в результате анализа было принято решение запустить пилотный проект со снижением забойного давления до 0,6 от давления насыщения. Уже через два месяца эксперименту был дан старт. В настоящий момент по 11-ти вовлеченным в эксперимент скважинам суммарная дополнительная добыча составила 25 тыс. т», — рассказывает Илдар Шайхутдинов, координатор проекта PTL компании TNK-BP.

Но не во всех случаях, выявленные в результате PTL дополнительные возможности находят скорейшее применение. В процессе более детальной экспертизы от некоторых идей приходится отказываться ввиду высокой степени рисков. Составление карты рисков, демонстрирующей зависимость степени риска введения новой операции от ее стоимости с учетом ожидаемого эффекта — одна из важных составляющих проекта.

Например, рабочей группой системы «скважина» на Самотлорском месторождении была предложена смена подвески НКТ с 2,5" на 3,0" для уменьшения гидравлических потерь. Общая комиссия сделала вывод, что замена НКТ скважин является нецелесообразным по причине возникновения дополнительных рисков при спускоподъемных операциях и глушении скважин. Также изначально была предложена смена типоразмера ЭЦН на двух

* trademark / торговая марка IHS Energy
** trademark / торговая марка Schlumberger
*** trademark / торговая марка Aspentech

PHOTO: SVETLANA DOBROVINA / FOTO: DIMITRIY DROBNIKH



order to reduce hydraulic loss. The General Panel concluded that the proposed change would not be advisable because it created additional risks for lowering and lifting operations and killing of wells. In addition, a change in the size of centrifugal pumps was proposed for two wells, but a PTL meeting decided that the increase size would be risky due to higher water content in the product. The specialists believed that the proposed optimization would result in increase water content, preventing the company from achieving the production growth target. We used the results obtained during a PTL project in Samotlor as a basis for additional calculations and proposed an additional optimization project

скважинах, но по итогам совещания PTL было решено, что увеличение типовых установок на указанных скважинах – рискованно по причине сильного роста обводненности продукции скважин. По мнению специалистов, предлагаемая оптимизация повлекла бы дополнительный рост обводнения, что не позволило бы получить запланированный прирост добычи нефти. С использованием результатов полученных при проведении проекта PTL на Самотлорском месторождении были проведены дополнительные расчеты и предложен к реализации дополнительный проект оптимизация 15 скважин с применением высокопроизводительного оборудования Centrilift. К настоящему времени оптимизировано 13 скважин, их дополнительная добыча составила 65 тыс. т.

Opinion / Мнение



Ildar Yamaliev (yamalieviya@tnk-nv.ru), Chief Process Engineer at TNK-Nizhnevartovsk
Ильдар Ямалиев (yamalieviya@tnk-nv.ru), ведущий инженер-технолог «ТНК-Нижневартовск»

The first Russian PTL project was implemented in November 2003 at TNK-Nizhnevartovsk. It focused on two northern domes of the Samotlor field – Senchenskiy and Kasparovskiy. The main reservoir rock layers end around these domes, forming small local arches. Earlier, these sites had not been included in the development. Recently, however,

they were opened with a small number of wells, some of them horizontal. Selection of these sites for a PTL was completely justified. Most of the production growth in 2004 at TNK-Nizhnevartovsk came from these two domes. The daily average production increase at TNK-Nizhnevartovsk over nine months amounted to 15%. The PTL work team consisted of 20 persons. It comprised specialists from TNK-BP, TNK-Nizhnevartovsk, SNGDU-1, and overseas BP experts from the US and the UK.

During the meetings, 17 proposals were considered for field-development process improvements, some of which were implemented this year. For instance, the expert team confirmed the need for a new oil gathering pipeline 426 mm in diameter to connect the northern sections of the Kasparovsky dome to the preliminary water discharge unit (UPSV-1). Wells were proposed for optimization using high-flow rate, high-pressure submersible centrifugal pump units of foreign manufacture. The need was confirmed for implementing a coupling model in order to evaluate existing losses during oil production.

Some brand-new technical solutions were also suggested. For example, we reviewed improvement options for the horizontal well-drilling technology for the AB1-3 cluster; proposed measures to improve the water injection system; and the possibility of dual operation of two pools, BV8 and YuV1, using ejection and electric subsurface pumps. But this project is unlikely to be implemented in the immediate future due to the lack of reservoir conformity and insufficient knowledge of the technological side of the problem.

I believe that the PTL project implemented at TNK-Nizhnevartovsk was successful. It's an effective measure. It helps re-orient the oil production strategy toward a more profitable field operation, that is, to achieve a minimum cost per lifting of one ton of oil. Although, we did have our doubts before the project began as to whether we would be able to review the full range of tasks and learn all the details in just four days, we had an opportunity to learn about similar approaches used in international practice and integrate the experiences of three companies – TNK, SIDANCO and BP. The project does not end with the end of the meetings. We will continue to study the identified opportunities throughout the year.

Первый российский проект PTL был проведен в ноябре 2003 года в «ТНК-Нижневартовск». Объектом рассмотрения стали два северных купола Самотлорского месторождения: Сенченский и Каспаровский. В районе этих куполов, основные пласты заканчиваются, образуя небольшие локальные поднятия. Раньше эти объекты не были вовлечены в разработку, недавно они были вскрыты небольшим количеством скважин, среди которых есть горизонтальные. Выбор этих объектов для PTL себя полностью оправдал. Основной рост добычи в 2004 году в «ТНК-Нижневартовск», был получен за счет этих двух куполов. Рост среднесуточной добычи нефти за 9 месяцев в ОАО «ТНК-Нижневартовск» составил 15%. Рабочая группа PTL состояла из 20 человек. В нее вошли специалисты из ТНК-ВР, «ТНК-Нижневартовск», СНГДУ-1, зарубежные эксперты из компании ВР, приехавшие из США и Великобритании. В ходе заседания было рассмотрено 17 предложений по технологическому усовершенствованию процесса разработки месторождения, часть из которых была реализована в этом году. Например, экспертная группа подтвердила необходимость строительства нефтесборного трубопровода диаметром 426 мм для соединения северных участков Каспаровского купола с установкой предварительного сброса воды (УПСВ-1). Были предложены для оптимизации скважины с использованием высокодебитных высоконапорных погружных УЭЦН зарубежного производства. Подтверждена была необходимость внедрения штудерной модели для определения существующих потерь при добыче нефти.

Предлагались и принципиально новые технологические решения. Например, рассмотрены вопросы по улучшению технологии бурения горизонтальных скважин на группу АВ1-3, предложены мероприятия по повышению эффективности системы заводнения, возможность совместной эксплуатации двух пластов ВВ8 и ЮВ1 одновременно с использованием эжекторных систем и электропогружных насосов. Но в ближайшее время этот проект не будет реализован ввиду большой разобщенности пластов и недостаточной изученности технологии вопроса.

Я считаю, что проект PTL, проведенный в «ТНК-Нижневартовск» оказался успешным. Это – эффективное мероприятие. Он помогает переориентировать стратегию добычи нефти в направлении более рентабельной эксплуатации месторождения то есть для достижения наименьшего количества затрат на подъем одной тонны нефти. Хотя у нас были опасения перед началом проекта о том, что за четырехдневное совещание мы не сможем рассмотреть полный спектр задач и ознакомиться с деталями. Появилась возможность ознакомиться с зарубежным опытом их решения и объединить опыт наработок трех компаний «ТНК», «Сиданко» и «ВР». С окончанием совещания проект не завершается. Мы продолжаем прорабатывать выявленные возможности еще в течение года.

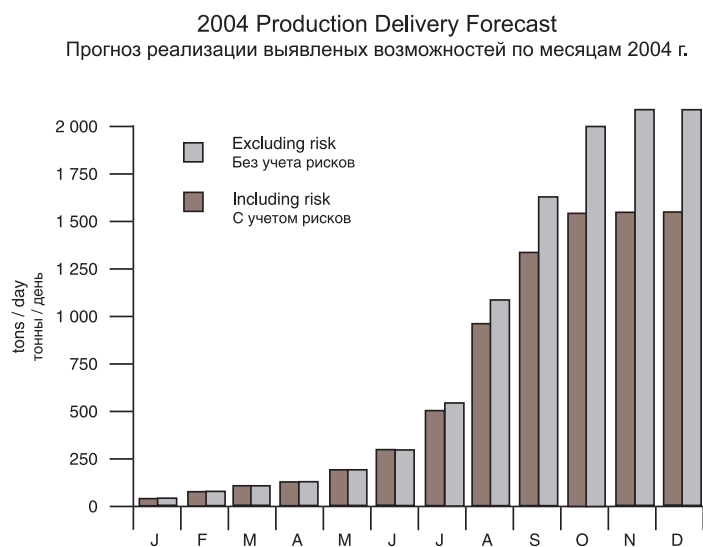
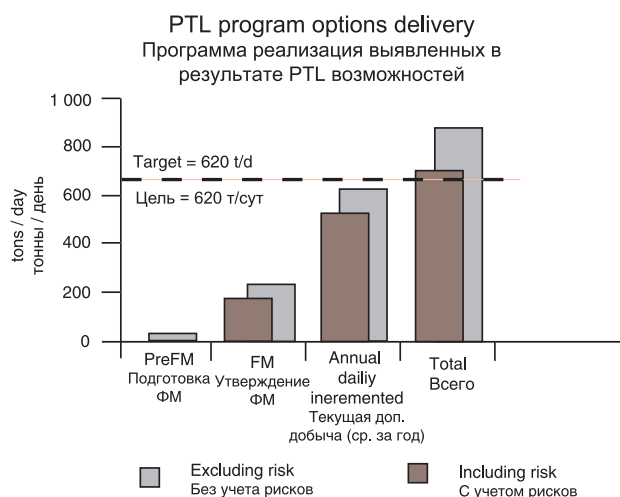
for 15 wells using highly productive Centrilift equipment. Today, 13 wells have been optimized to produce an additional 65,000 t [of oil].

"The ultimate desired outcome of implementing a PTL is increased production and reduced costs," said Shayhutdinov.

In the first 10 months of 2004, the PTL program resulted in additional production of 185,000 t of oil company-wide. The next PTL projects, scheduled for early 2005, will be in Samotlor, TNK-Nizhnevartovsk and Udmurtia. According to Shayhutdinov, in the next 2005 year, PTL projects will focus more closely on following up on the meeting results, while engaging a greater number of TNK-BP specialists working on projects.

«Конечным желаемым результатом реализации PTL является увеличение добычи и снижение затрат», – считает Ильдар Шайхутдинов.

За 10 месяцев 2004 года за счет внедрения программы PTL дополнительная добыча в целом по компании составила 185 тыс. т. Ближайшие проекты PTL, намеченные Компанией на начало следующего года будут проведены на Самотлоре, в «ТНК-Нижневартовск», и в Удмуртии. В следующем году, по словам Шайхутдинова, в рамках проектов PTL больше внимания будет уделяться сопровождению результатов совещания, также увеличится число специалистов из ТНК-ВР, задействованных в проектах.



Opinion / Мнение



Ildar Shayhutdinov (ikshayhutdinov@tnk-bp.ru), PTL project coordinator, senior specialist at TNK-BP
Ильдар Шайхутдинов (ikshayhutdinov@tnk-bp.ru), координатор проекта PTL, ведущий специалист ТНК-ВР

As part of a program to share experience, I was invited to a PTL project recently implemented in Aberdeen, Scotland. An analysis of the Harding field in the North Sea was undertaken. The main production method in this field is gas lift, which is rarely used in Russia. Therefore, a number of the PTL's key issues were somewhat different from those to which we are accustomed.

My main purpose was to study the process for preparing and conducting the production meeting.

The first difference that I noted is how those involved in the Aberdeen project prepared and presented data, and in particular, their description of the area and of existing problems. In Scotland, they use more detailed descriptions than we do here.

Particular attention was paid to the choke model, the results of which were used in assessing company's operational performance – a practice that I believe we should adopt. Current field data incorporated systems modeling results. BP has a number of state-of-the-art licensed software products – something that we clearly have in short supply here.

Another interesting thing about the Aberdeen PTL was the greater degree of personal responsibility and commitment of each project participant. Department heads also actively participated in the meetings.

Для обмена опытом меня пригласили на проект PTL, проходивший недавно в шотландском Абердине. Проводился анализ месторождения Хардинг, расположенного в Северном море. Основной способ эксплуатации этого месторождения – газлифт, мало распространенный в России, поэтому круг основных задач PTL несколько отличался от тех, с которыми мы привыкли работать. Моей главной целью было изучение процесса подготовки и проведения производственного совещания.

Первые отличия, которые я заметил – в подготовке и представлении данных, в частности по описанию региона и существующих проблем. В Шотландии используют более подробное описание, чем у нас.

Особое внимание уделялось штуцерной модели, результаты которой были использованы для оценки эффективности деятельности предприятия. Я считаю, нам тоже следует перенять этот опыт.

Текущие данные по месторождению включали в себя результаты моделирования систем. Компания ВР располагает набором современных лицензионных программных продуктов, нехватка которых явно ощущается у нас.

Другой особенностью PTL в Абердине стало большее значение персональной ответственности каждого участника проекта. Также активно в работе совещания участвовали и руководители подразделений.

The Good, the Bad and the Ugly of Fracturing Operational Cleanliness

Vladimir Baidashin, (Baidashin@rpi-inc.com)
RPI, Inc.
Владимир Байдашин, (Baidashin@rpi-inc.com)
RPI, Inc.

Гидроразрыв: «хороший, плохой, злой»

One of the most effective methods to increase oil recovery and boost oil production is hydraulic fracturing. During the field development hydraulic fracturing is second only to waterflooding. Success of fracturing largely depends on the design calculations and monitoring of the fracturing execution quality.

Одним из наиболее эффективных методов повышения нефтеотдачи и интенсификации притока является гидравлический разрыв пласта (ГРП). По важности разработки месторождения ГРП стоит на втором месте после заводнения. Успех гидроразрыва пласта во многом зависит от расчета «дизайна» его проведения и контроля качества исполнения ГРП.

The main prerequisite for successful fracturing and resulting increase of flow rate is precise execution of all operational parameters. Yaroslav Korovaichuk, Chief Specialist, TNK-BP Stimulation and Optimization, Well Intervention Department, said: "The most important issue is to follow the fluid mixing recipe precisely. It's almost like gourmet cooking: unless we follow the recipe, the dish will not taste great. In our case it means a botched-up or inferior frac job, leading to lower postfrac increments. Also, screenouts would become more frequent, followed by all sorts of negative consequences".

In TNK-BP, the fracturing program is outsourced to service contractors. These include BJ Services, Halliburton, Schlumberger, FilOrAm, Newco, MeCaMiNeft, Katobneft, Katconeft, and PetroAlliance.

In May 2004, a technical audit program was launched by TNK-BP with the purpose of verifying fracturing operational cleanliness. The audit program is ongoing and is designed to be conducted regularly across all regions and fields where the Company has oil production operations. Program implementation is the responsibility of the Technology Team within the Well Intervention Department of TNK-BP.

A fracturing job is known to be based on two main principles: the proper job design and strict quality control during the job. This means keeping the precise gel recipe and the concentrations of the chemicals volumes, pump rates as well as other parameters. Permissible tolerance here may not exceed 5 per cent.

The audit includes a verification of the recipe mix. This is a necessary component for eliminating a whole range of possible problems. Non-observance of the recipe, pumping schedule or other parameters may result in deviations from proper fracture design and permeability. Or sometimes we could fail to pump the planned volume of the proppant, due to a number of reasons, including the following:

- Incorrect calculation of the leakoff rate typically resulting in a lower pad volume. As a result, the entire well could get filled with the proppant, and we would have to clean it. And that could take several days, or even a week. Lower pad would result in deviation from the planned fracture design that would affect the post-frac production of the well.
- Substandard execution, i.e., incorrect fluid recipe

Audit Teams Find Discrepancies

According to Korovaichuk, the audit revealed that "there are virtually no service companies working with TNK-BP that would fully meet customer requirements". Everybody either has a worn-out fleet (including pumps, blenders, the lab, the data-van where all information is gathered, the chemicals blender), or fails to observe the proper control of proppant and additive concentrations.

Observing the correct ratios of gel chemicals is of critical importance for a successful frac job. Any deviation from the required parameter

Главным условием того, чтобы гидроразрыв оказался успешным и привел к увеличению дебита скважины, является тщательное соблюдение всех параметров проведения работ. Ярослав Коровайчук, главный специалист Департамента внутрискважинных работ ТНК-ВР, считает: «Подход к проведению ГРП сравним с кулинарным мастерством: если мы не будем соблюдать рецептуру, блюдо будет не вкусным. А в нашем случае, это будет испорченный ГРП, который может привести к не достижению запланированного коэффициента продуктивности. При этом может увеличиться частота «стопов» со всеми вытекающими негативными последствиями».

Для ТНК-ВР ГРП выполняют по контракту ряд сервисных компаний. Среди них – BJ Services, Halliburton, Schlumberger, «ФилОрАм», Newco, «МеКаМи», «Катобнефть», «Катконефть», «ПетроАльянс».

В мае 2004 года в ТНК-ВР стартовала программа аудита, направленная на проверку точности исполнения процесса ГРП. Программа аудита – постоянная, она будет проводиться регулярно и охватывать все регионы и месторождения Компании. Ее проведение поручено Департаменту внутрискважинных работ Блока технологии.

Программа ГРП базируется на двух «китах»: оптимальный дизайн и его качественное исполнение. Последнее предполагает точное выполнение рецепта приготовления геля, точное добавление всех химреагентов, правильную подачу насосов и другие параметры. Допустимая погрешность при этом составляет не более 5%.

Аудит предполагает проверку исполнения рецепта, необходимого элемента работы, позволяющего выявить и устранить причины разного рода сбоев. Нарушение рецепта, графика закачки и других параметров может повлечь за собой отклонение от геометрии трещины, изменению проницаемости трещины. Можно также столкнуться с проблемой закачки запланированного объема проппанта, происходящей по нескольким причинам:

- В результате неправильного расчета коэффициента утечек и как следствие, заниженного объема подушки. В этом случае вся скважина окажется забита проппантом, и ее придется промывать. Эта процедура может занять несколько дней, а то и неделю. Завышение подушки приведет к изменению геометрии трещины от запланированной по дизайну, что тоже отрицательно скажется на продуктивности скважины после ГРП.
- Из-за некачественного выполнения работ – нарушения рецепта.

Аудит выявил несоответствия

По словам Коровайчука, аудит показал, что «среди сервисных компаний, обслуживающих ТНК-ВР, нет ни одной, которая удовлетворяла бы полностью требованиям заказчика». Некоторые компании располагают изношенным парком (насосами, блендерами, лабораториями, станцией управления, в которой собирается вся информация, датчиков подачи химических реагентов и другого оборудования), другие не всегда соблюдают параметры приготовления смеси.

Большое значение для ГРП имеет соблюдение пропорции химических реагентов геля. Отклонение от заданного параметра чревато негативны-



could cause trouble. Crosslinker variations of 20% cause gel viscosity change of 45%. And that is a critical situation: the gel's carrying capacity disappears, pumping the proppant becomes impossible, and it would settle completely. A failure in a meter responsible for monitoring the correct amount of crosslinker feed during gel preparation could cause a screenout so that the frac job could not be completed.

According to Korovaichuk, the main goal of the audit verification is to check if the service personnel follow through with the execution of their own calculations. Specialists at TNK-BP are aware that a proper frac job means not only pumping the proppant into the fracture, but also keeping the right concentrations and tracking all the required parameters. Also they note, there are many cases when all calculations appear to be correct regarding the flow rate, but the post-frac result is lower than expected. Why did that happen? Upon examination they found out that during the frac job, some processes had been overlooked. This kind of outcome is usually hard to verify because many of the parameters are not recorded automatically, or there is an instrument error.

"We just need to check everything from A to Z," said Korovaichuk, — leaving nothing to chance". This approach has great benefits. We also try to utilize the experience of our colleagues from BP. For example, at one of BP's fields in Alaska, premature screenouts occurred (they had planned to pump 50 t of proppant but only managed to pump 20 t. Pressure spiked, so they had to shut down the equipment). However, they had detailed records, which enabled them to review everything thoroughly, identify problems, and improve the equipment - so the number of screenouts was reduced by 70%".

Today the company can't afford to have qualified supervisors present at every frac job but this situation will change will improve in the nearest time due to training qualified staff for TNK-BP. Presence of company's specialist at each frac is required by our contracts with service companies.

ми последствиями. Так, если разброс по шивателю составит 20%, это приведет к изменению вязкости геля до 45%, что является критическим параметром: несущая способность геля может оказаться недостаточной для прокачивания пропанта. Из-за неполадок датчика, который должен фиксировать правильность пропорции шивателя, подаваемого для приготовления геля, может произойти «стоп». Таким образом, работа по ГРП не будет завершена.

Далеко не всегда, по мнению Коровайчука, компании, соблюдают точность исполнения дизайна ГРП. Поэтому основной целью аудита является контроль правильности исполнения первоначальных расчетов- дизайна, сделанных самими же сервисными компаниями. Специалисты ТНК-ВР уверены, что важно не просто закачать пропант в трещину, а соблюсти заданные пропорции и точность всех расчетных параметров. Они также отмечают, что нередко в практике встречается следующая ситуация: рассчитали прогнозируемый дебит, а реальные показатели оказались ниже расчетных. Возникает вопрос о причинах сбоя? При проверке оказывается, что в процессе исполнения работ по ГРП не все мероприятия были выполнены качественно. Зачастую проверка их исполнения затруднена из-за того, что многие параметры не отражаются в автоматическом режиме или же существуют большие погрешности в работе приборов.

«При проведении аудита, говорит Коровайчук — мы проверяем все «от А до Я», ничего не оставляя «на веру». Такой подход себя оправдывает. Мы также опираемся на опыт коллег из ВР. Например, однажды на одном из месторождений Аляски при проведении ГРП происходили преждевременные «стопы». Например, пла-

▲ BJ Services conducts a series of frac jobs at Samotlor

Компания BJ Services проводит серию операций по ГРП на Самотлорском месторождении

Contractors disqualified

The audit program that began in May of this year has already yielded results. It was discovered that some service companies lacked the proper equipment for frac jobs or some of the instruments are clearly obsolete or worn-out. As a result, some contractors, who don't have appropriate equipment, performed an inadequate service. "We don't need this kind of behavior," says Korovaichuk. "This could result in significant underproduction of oil and loss of revenue. And that's only because this contractor happened to lack a normal lab. So we had better look for a service company that has all of that".

A check of fracturing equipment at six service companies, conducted following the audit program, produced the following results:

- Two contractors do not have radioactive densimeter for slurry metering (not acceptable from auger speeds or difference in clean and dirty volumes).
- Blender is not run in conjunction with a Liquid-Additives Trailer/Chemical Van (four contractors).

Opinion / Мнение

David Fetolejev, Operations Manager, specialist for customer relations Newco / **Давид Фетолеев**, Менеджер производства, специалист по связям с заказчиками компании Newco

TNK-BP is our largest customer. The Company accounts for 63% of the total volume of our frac jobs. This year, we have conducted more than 400 fracs, with 60-70 t of proppant pumped per well. We have performed jobs where we pumped 100 t of proppant. We have just begun working with TNK-BP, and we extended our contract with them several times during the year. As a result, we have completed even more fracs for the company than originally planned. In Varyeganneftegaz alone we have conducted over 70 jobs. These figures show that our performance is satisfactory and suitable for the customer. We monitor all necessary parameters very carefully, and never have significant variance.

We have had visits by specialists, including BP consultant Cecil Parker and TNK-BP specialist Valeriy Litvinov. We were completely open and transparent. Newco equipment meets modern standards and satisfies TNK-BP requirements. Not all of the equipment, but some instruments and sensors — we will upgrade at the client's request. In our company, we made it our priority to listen to our clients, and adopted an underlying policy which requires that we satisfy all customer needs every day.

TNK-BP — наш крупный клиент. Доля заказов Компании в общем объеме проводимых нами работ по ГРП составляет 63%. В 2004 году мы провели более 400 операций по ГРП. Объемы закачиваемого проппанта составили 60-70 т на каждую скважину. Проводились работы с объемом закачки до 100 т проппанта. По итогам года мы выполнили для TNK-BP даже больше работ, чем планировалось в начале года. Большинство операций были проведены для «Варьеганнефтегаза» — свыше 70 работ. Эти показатели говорят о том, что наши услуги удовлетворяют заказчика. Параметры рецепта мы старались выполнять неукоснительно, больших отклонений не было.

С проверкой к нам приезжали специалист из BP Cecil Parker и специалист из TNK-BP Валерий Литвинов. Мы старались предоставить максимально достоверные данные. Оборудование компании Newco удовлетворяет современным стандартам и отвечает требованиям TNK-BP. Но все же часть оборудования, а вернее, отдельные приборы и датчики, по желанию заказчика мы планируем модернизировать. Наша компания в первую очередь прислушиваемся к мнению заказчика, работая по принципу «удовлетворять все потребности заказчика каждый день».

Opinion / Мнение

According to **Jim Housman**, Technology Director of Engineering Managers of the service company **Newco Well Service** from Raduzhny (Khanty-Masnsiyskiy Autonomous Area), qualified checks of their work by TNK-BP's specialists help them in their operations / По мнению **Джима Хаусмана**, Технического Директора сервисной компании **Newco Well Service** из города Радужный (Ханты-Мансийский автономный округ), квалифицированные проверки специалистами компании TNK-BP качества проводимых ГРП только помогает сервисным компаниям в их работе

Our relations with people from TNK-BP are excellent. We obtain from them well-test information, reservoir information, in addition we receive information from TNK-BP audit groups. We work through the local geologists with the fields and with Well Intervention Department in TNK-BP in Moscow to optimize designs. We've seen very good success, very good effect from the post-frac treatment. We can maximize production by increasing conductivity. We're trying to increase the permeability of the proppant. We're looking at retained permeability after the fracs and clean-up. We work for several units: Raduzhny, Nyagan, Tobolsk, Nizhnevartovsk. People from TNK-BP audit program noted improvements we've made in nine areas.

У нас замечательные деловые отношения со специалистами из TNK-BP. От них мы получаем информацию о тестировании скважины и о характеристиках коллектора. Иными словами, эксперты группы аудита предоставляют нам услуги по контролю качества. Мы работаем совместно с геологами над оптимизацией старых схем непосредственно на месторождениях и со специалистами Департамента внутрискваженных работ TNK-BP в Москве. Анализ полученных после ГРП данных дал очень хорошие результаты. Но мы можем получить еще лучший результат путем минимизации варьирования пропорций смеси, при этом увеличивая проницаемость пластов. Мы также пытаемся увеличить подачу расклинивающего наполнителя и сохранить проницаемость после ГРП и очистки. Наша компания ведет работы на нескольких объектах в Радужном, Нягани, Тобольске и Нижневартовске. Специалисты из группы аудита TNK-BP отметили, что нам удалось за последнее время улучшить показатели по девяти параметрам ГРП.

нировалось закачать 50 т проппанта, а удалось закачать только 20 т. Из-за превышения критического давления для оборудования, пришлось отключить оборудование. В результате применения программы аудита были выявлены и устранены не точности выполнения работ. Количество стопов при этом уменьшилось на 70%.

Сегодня Компания пока не в состоянии обеспечить присутствие своих супервайзеров на каждом проекте ГРП, но в ближайшее время ситуация изменится. Приглашенные из BP специалисты проводят подготовку квалифицированных кадров для TNK-BP. Присутствие специалиста Компании на каждой операции ГРП также входит в контракт с сервисной компанией.

В итоге – дисквалификация!

Начавшаяся в мае этого года программа аудита уже дала результаты. Было выявлено, что некоторые сервисные компании не имеют полного набора оборудования для исполнения работ по ГРП, часть парка устарела. «Нам не нужно, чтобы компании делали операции «наугад», — говорит Коровайчук. — Из-за этого мы можем потерять большое количество продукции а, следовательно, и денег. И только потому, что у данного подрядчика не оказалось нормальной лаборатории! Мы лучше привлечем такую сервисную компанию, которая располагает полным набором необходимого оборудования».

Проверка состояния оборудования для ГРП у шести сервисных компаний, проведенная в результате программы аудита, выявила следующие результаты:

- У двух подрядчиков не оказалось радиоизотопных плотномеров для измерения концентрации проппанта. Этот вид измерений необходим для контроля графика подачи проппанта. Подсчет по оборотам шнека неприемлем, так как шнек может вращаться и без проппанта.
- У четырех подрядчиков датчики на blenderе не связаны с блоком подачи химвагентов.

Impact of QA/QC on Hydraulic Fracturing / Влияние контроля качества исполнения ГРП на производительность скважины

Formation-well Data / Данные по пласту и скважине

WC / Обвод.	P _b / Давл.нас	P _{form} / Пласт.	P _{wf to use}	viscosity / вязкость	B	Oil density / Плотность нефти	h	k	PHI / пористость	r _e	r _w
%	atm	atm	atm	cP	N/A	g/sm ³	m	mD	n/a	m	m
10	101	200	50	1	1,21	0,823	10	15	0,16	250	0,1

Frac Design based on formation data/ Дизайн ГРП для данного пласта

Frac volume / Объем ГРП	k _f	F _{CD}	w _f	X _f
тонн/tones	D	—	mm	m
40	200	1.75	7.4	57

PI	Q	Q
m ³ /day/atm м ³ /сут/атм	m ³ /day м ³ /сут	t/day т/сут
2.45	339	251

Example of multiple Deviations / Расчет потерь дебита

	k _f	w _f	X _f	I _x	F _{CD GEOM}	S	PI	Q	Q	PI reduction / Снижение коэф. продуктивности	Losses / Потери
Geom / Геометрия	200	7.4	57	0.227	1.75	-4.33	2.45	339	251	0.93	18
	200	4.0	105	0.4217	0.51	-4.12	2.28	316	234		
Proppant perm / Про- ницаемость пропанта	200	7.4	57	0.227	1.75	-4.33	2.45	339	251	0.87	32
	100	7.4	57	0.227	0.87	-3.92	2.14	296	219		
All together / Все ошибки	200	7.4	57	0.227	1.75	-4.33	2.45	339	251	0.78	56
	100	4.0	105	0.4217	0.25	-3.53	1.90	264	195		



It explains why we do not achieve calculated rates sometime

Это объясняет, почему не достигаются расчетные результаты

- Additive rates are not recorded and not transmitted to the Frac Van (one contractor).
- There is no additional densometer on the treating line close to the wellhead (none of the contractors have) to confirm flush.
- Ability to record and display 8 variables (two contractors can not do it. Others do not display /record).
- Ability to record and display liquid/dry additive rates/data (None of the contractors record all the parameters).
- Six contractors have no PH Meter on location (pH paper is not enough).
- Water-analysis kit (6 contractors do not have it).
- Frac tanks are not cleaned between each treatment.

As a result, several service contractors were disqualified because their fleets were either insufficiently equipped for frac treatment or some of their equipment was worn out. Those with whom TNK-BP continues to work, are given recommendations as to what equipment needs to be bought or upgraded. The main positive outcome of the audit program, according to Korovaiuchuk, is a reduced number of screenouts, less downtime and increased flow rates in some wells.

- Данные о подаче химреагентов не записываются и не передаются на станцию управления в одном случае.
- Ни у одного из подрядчиков на устье скважины не был установлен дополнительный плотномер для контроля продавки.
- У двух подрядчиков отсутствовала возможность учета и отображения восьми параметров ГРП, остальные подрядчики не использовали эту функцию.
- У шести подрядчиков на месте проведения ГРП отсутствовали электронные измерители кислотности (индикаторной бумаги для этого не достаточно).
- Наборы для анализа воды отсутствовали у шести сервисных компаний.
- Емкости для ГРП не промывались после каждой операции во всех компаниях.

По результатам проведенных проверок, по разным причинам, были дисквалифицированы некоторые сервисные подрядчики. В их число вошли те компании, чей парк для ГРП недостаточно оборудован или оборудование сильно изношено. А для тех, с кем TNK-BP продолжает работать, составлен перечень рекомендаций по закупке и модернизации оборудования. Главные положительные итоги программы аудита, по мнению Коровайчука – снижение количества «стопов», уменьшение простоев и увеличение дебита скважин.

HSE / Охрана труда, Промышленная безопасность и Охрана окружающей среды

TNK-BP CEO, Bob Dudley issued the first HSE Performance Standards. The first ten Performance Standards focus on personal safety.

- Leadership
- HSE reporting & investigation
- Personal Productive Equipment (PPE)
- Alcohol and drug abuse
- Energy isolation
- Ground disturbance & confined space entry
- Working at heights
- Lifting Operations
- Permit to work
- Transport



Президент ТНК-ВР Боб Дадли утвердил первый ряд стандартов по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды (ОТ, ПБ и ООС). Первые десять корпоративных стандартов относятся к охране труда.

- Лидерство
- Отчетность по ОТ, ПБ, и ООС и расследование происшествий
- Средства индивидуальной защиты (СИЗ)
- Алкоголь и наркотики
- Изоляция источников энергии
- Земляные работы и работы в замкнутом пространстве
- Работы на высоте
- Грузоподъемные операции
- Допуск к работе
- Транспорт

SOURCE: BP / ИСТОЧНИК: BP



Opportunities to increase Project Management skills

Новые возможности для обучения управлению проектами

During 2004, Technology Block has been introducing new project management skills to a wide range of staff from across TNK-BP. A program of courses has been run and attendees at these courses have come from almost all parts of the Company. In 2005 there are plans to offer twice the number of these project management courses than in 2004. More of these courses will be run in the regions to bring greater local focus to the training.

В течение 2004 года Блок технологии ТНК-ВР провел серию курсов повышения квалификации в области управления проектами, в которых приняли участие сотрудники практически всех подразделений Компании. В следующем году набор предлагаемых курсов по управлению проектами будет увеличен в два раза. Часть из них пройдет в региональных центрах ТНК-ВР и будет ориентирована на специфику локальных условий.

PHOTO: NIKOLAI SHEVANDY / ФОТО: НИКОЛАЙ ШЕВАНД



Stuart Bowler
Стюарт Боулер
(sbowler@tnk-bp.ru)

ment training for anyone who was involved with the management of large activity sets such as operations or projects. In addition, the program had to offer more specialised training to those people

“**W**hen we consulted the Leadership of the new Company on the technical learning needs for 2004, enhancing Project Management skills was the most frequently requested topic,” said Stuart Bowler, Technical Training Manager of TNK-BP. “From the feedback we received it was clear that there was a strong business requirement to provide people working on complex business activities with a common set of project management tools and to increase their project management skills. It was believed that we needed a program that offered general technical project manage-

«**К**огда мы обсуждали с руководством новой Компании планы технического обучения в 2004 году, чаще всего упоминалась необходимость повышения квалификации в области управления проектами, — говорит Стюарт Боулер, Менеджер по техническому обучению ТНК-ВР — Из полученных нами откликов стало ясно, что существует большая потребность в предоставлении типового инструментария по управлению проектами специалистам, занимающимся сложными коммерческими проектами. Требовалась программа общего технического обучения, доступная для каждого. Кроме того, она должна была предусматривать и приобретение специальных навыков для тех, кто обеспечивает реализацию крупных проектов с вероятными капитальными затратами, превышающими 100 млн. долларов».

Такая программа была разработана совместно с компанией ESI International — мировым лидером в области организации производственного обучения. ESI проводит аналогичное обучение для многих международных компаний, в том числе и для ВР. Учебные курсы ESI аттестованы одним из ведущих институтов США по управлению бизнесом — Университетом им. Джорджа Вашингтона (УДВ). Успешное окончание каждого курса дает право на получение сертификата УДВ. Более того, при успешном завершении трех и семи учебных курсов компании ESI, университет выдает сертификаты «Ассистента» и «Магистра» по направлению «управление проектами».

Стив Уотсон, директор ESI International, рассказывает: «Сертификат ассистента по управлению проектами, выданный ESI, подразумевает ознакомление

◀ Attendees of project management courses confident that acquired skills will provide basis for work in the environment of international standards

Слушатели курсов по управлению проектами уверены, что приобретенные навыки станут опорой для работы в рамках принятых в мире стандартов

involved with the delivery of Major Projects where the capital spend is likely to be greater than \$100 million”.

The program was designed and planned in cooperation with ESI International, a leading global learning organisation. ESI delivers similar training to a wide range of international clients, including BP. The courses delivered by ESI are accredited by one of the foremost business studies institutions in the USA, the George Washington University (GWU). As such, the successful completion of each course carries with it a certificate awarded by GWU. Furthermore, the University awards “Associate” and “Masters Certificates” in project management for the successful completion of three and seven of ESI's curriculum courses respectively.

Steve Watson, Director ESI International, said “ESI's Associate's Certificate in Project Management provides an introduction to project management for those professionals who require a less comprehensive approach or who need training in a specific area. Backed by The George Washington University School of Business and Public Management in Washington, DC, this certificate is ideal for project leaders, project team members, professionals from other areas who work with project managers or anyone seeking development in project management. The Project Management Program, therefore, rewards the individual with relevant qualifications, whilst introducing 'best practice' project management tools and processes critical to the profitable success of TNK-BP”.

The project management training program was presented to the Operations Committee and was endorsed to be implemented during 2004.

Eleven basic Managing Projects courses, each of one week duration, have been run in 2004 and attended by a total of 190 TNK-BP staff.

Pavel Alferov, Group Manager IT Projects Department TNK-BP says: “I have participated in a Project Management course held in Moscow late May.

During the short period of the course I acquired much knowledge. The information was presented compactly, some of the materials were submitted excellently. While the largest part of material appeared not to be new for myself, I have focused attention on the way how to teach Project Management. We tried to use this approach in our CVP course for the specialists of IT Department. Concerning my wishes to the organizers, I would like to have closer implement to processes of TNK BP company and its Blocks (subdivisions). It will be also interesting to continue study the developing fields of Project Management – such as “risk management”, and “method of critical chains”.

In addition to the above 'general' courses, Four specialised courses have been run: Risk Management, Contracts and Contracting Management, Scheduling and Cost Control, and Project Management Essentials. A core of 20 people involved with Major Projects attended each of these four courses.

Cheryl Wiewiorowski has been acting as technical custodian of the program during the design and implementation phases of this program. Cheryl is Director of Project Resourcing within the -Projects and Engineering Group in Technology Block.

“There is so much value to be added to the business of TNK-BP by choosing the right projects and then doing those projects right. Proper planning and execution of a project, whether it is drilling a well, changing out a pump, developing a new oilfield or modifying a refinery, is essential to ensuring that the project achieves business objectives in the end. The Managing Projects course is designed to provide reinforcement of existing practices and introduction of new concepts to enhance the success of our project teams and TNK-BP's Capital Construction Business,” says Wiewiorowski.

“In addition to this general course, a pilot series of Major Project “Specialist” courses is being run to for professionals who are actively

Opinion / Мнение



Oleg Panargin, (epanargin@tnk-bp.ru) Manager Technology Block Project Management Department

Олег Панаргин, (epanargin@tnk-bp.ru) Менеджер Департамента управления проектами Блока технологии

This is the fourth time I have taken project management classes. In June I took the general course, then the risk management course. In October we studied contract management, and the topic of the last week-long seminar was management of schedule and cost control.

The knowledge I gained during this series of classes is not narrowly focused, such as on financial or human resource management. They rather give a general understanding of the project management process.

Our group included specialists from various disciplines: personnel from finance departments, people with a solid grasp of production and technology, specialists involved in capital construction. The course that was taught to us was accessible to all; it is based on a general understanding of the goals and tasks of project management.

I liked very much how the seminars were organized: good handouts and teaching aids. The process for working in groups was well developed. We role-played all kinds of scenarios in the classes. This is what Russian training is still lacking.

During the seminars we had the opportunity to make presentations to our colleagues and, in response, of course, to listen to criticism. This is how information is exchanged and closer ties are developed between company divisions. We even established a special forum on company email (project.management@tnk.ru) for project management course participants, and we discuss informational and regulatory documents on project management that are being prepared for release.

Я участвую в тренингах по управлению проектами в четвертый раз. В июне этого года я прослушал общий курс, затем курс управления рисками, в октябре мы изучали управление контрактами, темой последнего недельного семинара стало «управление графиками и контроль затрат».

Приобретенные в ходе серии тренингов знания не относятся к узкоспециальным областям, таким, как управление финансами, или персоналом, они, скорее, дают общее понимание процесса управления проектами.

В нашей группе собрались специалисты разных профильных направлений: сотрудники, пришедшие из финансовых отделов, люди, которые хорошо знают производство и технологии, есть специалисты, занимающиеся капитальным строительством. Преподаваемый нам курс доступен всем, он основан на общем понимании целей и задач управления проектами.

Очень понравился уровень организации семинаров: хороший раздаточный материал, учебные пособия. Отработана технология работы в группах, на занятиях проигрываются всевозможные ролевые ситуации. Это — то чего не хватает пока российской школе.

В ходе семинаров у нас была возможность и самим выступить перед коллегами с презентациями и в ответ, разумеется, выслушать критические замечания. Таким образом происходит обмен информацией и налаживание более тесных связей между подразделениями компании. Мы даже создали специализированный форум в корпоративной почте (project.management@tnk.ru), для участников курсов управления проектами и обсуждаем в нем информационные и регламентирующие документы в области управления проектами, которые готовятся к выходу.

involved in Major Projects, and would like to enhance their learning in specific areas. The debate and challenge amongst the participants that occurs during these courses is exciting to witness. I believe it is this type of learning and challenge that makes us all better project professionals, and helps us add value to the Corporation via successful Major Projects” she added.

In 2005 it is planned to continue to offer training in project management skills. There will be 15 general Managing Projects courses and focused Major Projects training will also be offered. Information about next year's program will be posted on the company website and published in this magazine.

Opinion / Мнение



Aleksandr Rybin, (avrybin@tnk-bp.ru)
Project Control Department Manager
Александр Рыбин, (avrybin@tnk-bp.ru)
Менеджер департамента контроля проектов

In the project management courses we acquire classical knowledge of the project management system that is used worldwide and is especially common in the oil business.

Oil production is a high-profit, but also a high-risk business. Project management is what is needed to improve its efficiency and minimize possible risks.

Acquiring information on the terminology used by managers worldwide, we and our foreign colleagues can more quickly and better understand one another.

Project management training courses help us better understand investment “events” taking place in the company, prepare for future prospects for the growth of our company and the country overall and more easily adhere to western management standards. Experience gained from people who have lived many years in a market economy is unquestionably valuable.

In training seminars and outside classes we talk a lot together. We have already established a sort of corporate project managers club. It unites people who have taken project management training. For Moscow office personnel it is important to have support for modern ideas in the regions, and specialists on site need colleagues in Moscow whom they can ask for advice.

На курсах по управлению проектами мы получаем классические знания по системе управления проектами, которая принята в мировой практике и особенно широко используется в нефтяном бизнесе.

Производство нефти — это высокорентабельный, но и высокорискованный бизнес. Для повышения его эффективности и минимизации возможных рисков необходимо применять именно проектное управление.

Приобретая информацию по терминологии, которая используется менеджерами во всем мире, мы сможем быстрее и лучше понимать друг друга с нашими иностранными коллегами. Учебные курсы по проблемам управления проектами помогают нам лучше понимать происходящие инвестиционные «события» в компании, подготовиться к будущим перспективам развития нашей компании и страны в целом, позволяют легче приобщаться к стандартам западного менеджмента. Опыт, полученный от людей, которые уже многие годы живут в рыночных экономических отношениях, безусловно, ценен.

На учебных семинарах и вне занятий мы много общаемся между собой. Уже создан некий корпоративный клуб проектных менеджеров. Он объединяет людей, прошедших тренинги по курсу «управление проектами». Для сотрудников московского офиса важно иметь опору современных идей в регионах, а специалистам на местах необходимо иметь коллег в Москве, к которым можно обратиться за советом.

с дисциплиной тех специалистов, которым не требуется более детальное обучение или которым необходимо специализированное обучение в определенной области. Этот сертификат, подкрепленный авторитетом факультета экономики и государственного управления УДВ, является необходимым для руководителей проектов, членов проектных групп, людей, специалистов других областей, которые работают совместно с руководителями проектов, а также остальных сотрудников, желающих повысить свою квалификацию в области управления проектами. Программа обучения по управлению проектами «вооружает» людей инструментарием для управления проектами и знакомит их с процессами, имеющими решающее значение для обеспечения успешной прибыльной работы компании ТНК-ВР.



Cheryl Wiewiorowski
Шерил Вивиоровски
(cwiewiorowski@tnk-bp.ru)

Программа обучения в области управления проектами была представлена комитету по производству и одобрена для реализации в прошлом году. В 2004 году было проведено одиннадцать базовых курсов по управлению проектами, продолжительностью по одной неделе. На курсах обучились 190 сотрудников ТНК-ВР.

Павел Алферов, Менеджер группы проектов ИТ ТНК-ВР, делится своими впечатлениями: «Я участвовал в курсах управления проектами, проходившем в Москве в конце мая. За это короткое время я приобрел новые знания. Информация представлялась в сжатом виде, некоторые материалы были подачны превосходно. Значительная часть материалов не была для меня новой, поэтому я концентрировал внимание на том, как преподаются основы управления проектами. Мы постарались использовать этот подход в нашем курсе СVP для специалистов департамента ИТ. Что касается моих пожеланий для организаторов, то я хотел бы, чтобы преподавание было более тесно увязано с процессами, происходящими в компании ТНК-ВР и ее подразделениях. Я также хотел бы продолжить обучение по таким развивающимся направлениям, как «управление рисками», и «методы критических цепочек».

В течение года были сформированы четыре специализированных курса: «управление рисками», «контрактование», «графики и контроль затрат» и «основы управления проектами». Обучение проходило в группах по 20 человек.

Шерил Вивиоровски работала в качестве технического куратора программы на стадиях планирования и реализации программы. Шерил является Директором Департамента управления проектами в группе проектов и инжиниринга Блоке технологий.

«Правильный выбор проектов и их правильное осуществление могут дать огромный эффект для компании ТНК-ВР. Соблюдение стандартов планирования и реализации любых проектов, будь то бурение скважины, замена насоса, освоение нового нефтяного месторождения или модернизация нефтеперерабатывающего завода, имеет решающее значение для достижения конечных деловых целей проекта. Курс по управлению проектами рассчитан на закрепление существующей практики и введение новых концепций, повышающих успешность наших проектных групп и службы капитального строительства ТНК-ВР, — пояснила Вивиоровски — В дополнение к этому общему курсу, была проведена опытная серия специализированных курсов по управлению крупными проектами, предназначенных для тех специалистов, которые принимают активное участие в реализации крупных проектов и хотели бы повысить свою квалификацию в некоторых конкретных областях. Было очень интересно наблюдать за спорами и дебатами между участниками этих курсов. Я считаю, что этот принцип обучения с практическим решением задач делает нас всех более компетентными специалистами в области управления проектами и принесет эффект для компании благодаря успешной реализации крупных проектов».

В 2005 году планируется продолжить серию курсов повышения квалификации по управлению проектами. Будет проведено 15 курсов по общему управлению проектами, а также будут предлагаться специализированные курсы по управлению крупными проектами. Информация о программе на будущий год будет размещена на Интернет-сайте компании и опубликована в журнале «Новатор».



Capital Project Procedure Supported by Operations Committee

Комитет по производству одобрил процедуру работы по капитальным проектам



Tom Rye, (trye@tnk-bp.ru) Director of Project Controls, TNK-BP

Том Рай, (trye@tnk-bp.ru) Директор департамента по контролю проектов, ТНК-ВР

On October 12, 2004, the Operations Committee reviewed the Capital Project Procedure (CPP) to be incorporated in the assessment and development of TNK-BP's major capital projects.

Capital investment in new TNK-BP facilities as well as in the expansion of existing facilities is key to sustaining the Company's growth and increasing profitability. "Capital efficiency and the return gained on our assets is a key to the success of our Company," says Tom Rye.

As a rule, a major capital project is defined as any project in which the investment is greater than \$100 mln, or as any project that is considered strategic.

The CPP is largely, but not entirely based on BP's Capital Value Process (CVP). Planning and executing capital projects in Russia entails specific requirements that BP's CVP process does not address. Also, there are many CVP requirements that, at this time, are not applicable or reasonable to TNK-BP. So, CPP has taken the "best of both worlds" approach to build a process that will both add the necessary value and also be practical to implement.

The CPP is in the process of being finalized and will be available on the company website in December 2004. The CPP will be an integral part of the ongoing training being offered in Project Management in 2005. The Projects and Engineering Department of Technology will be holding a number of seminars to engage the Business units in Upstream and Downstream early in 2005.

More information regarding the CPP can be obtained by contacting Lewis Jeffery, Vice President of Projects and Engineering in the Technology Stream.

12 октября 2004 года комитет по производству рассмотрел процедуру работы по капитальным проектам, которая должна стать частью оценки и реализации крупных проектов компании ТНК-ВР.

Капитальные вложения в новые объекты и в расширение существующих мощностей являются ключевым инструментом обеспечения роста компании и повышения ее прибыльности. «Эффективность капвложений и прибыль, получаемая от эксплуатации наших активов — это ключевой фактор успеха нашей компании», — считает Том Рай.

Крупными капитальными проектами, как правило, считаются такие, инвестиции в которые превышают 100 млн. долларов, либо это проекты, обладающие стратегическим значением.

В основе процедуры работы по капитальным проектам лежит анализ взаимосвязи себестоимости, объема и прибыли, принятой в компании ВР. К планированию и реализации капитальных проектов в России предъявляются особые требования, которые не учтены в процедуре анализа взаимосвязи себестоимости, объема и прибыли ВР. Кроме того, эта процедура содержит ряд требований, которые на данном этапе являются неприменимыми или неэффективными в деятельности компании ТНК-ВР. Таким образом, процедура работы по капитальным проектам вобрала в себя лучшее из «обоих миров» — процесс, который в итоге был разработан, обеспечит необходимый рост прибыльности с одной стороны и практичность в реализации — с другой.

В настоящее время процедура работы по капитальным проектам находится на доработке. В декабре 2004 года информация будет размещена на Интернет-сайте компании. Знакомство с процедурой станет неотъемлемой частью программы обучения по проектному менеджменту в 2005 году. В начале 2005 года Управление по проектам и инжинирингу Блока технологии также проведет ряд семинаров для сотрудников, занятых в процессах добычи, переработки и сбыта.

Более подробную информацию о процедуре работы по капитальным проектам можно получить, связавшись с Льюисом Джефффри, вице-президентом Управления по проектам и инжинирингу Блока технологии.

▲ 2005 capital construction program includes vacuum gasoil hydrotreater and alkylation units at the Ryazan refinery

В программу капитального строительства на 2005 год включено сооружение комплекса гидроочистки ВГО и алкилирования на ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания»

New Compressor Station to Help Reduce Flares

Новая КС позволит избавиться от горящих факелов

PHOTO: NNP / OOO «ННП»



Olga Grigorieva
Ольга Григорьева

One of TNK-BP's major capital projects to be implemented next year is construction of the Khokhryakovskaya compressor station (CS), 220 kilometers northeast of Nizhnevartovsk. It is designed to treat associated gas produced at three fields – Khokhryakovskoye, Kolik-Yeganskoye and Malo-Siktorskoye – and then transport it to the AK Sibur Belozerny gas processing plant. Azat Yakupov, deputy chief engineer for gas utilization at Nizhnevartovsk Oil and Gas Producing Enterprise (NNP) JSC, was interviewed about the project.

Azat, what do NNP's specialists expect the impact of the construction of the Khokhryakovskaya CS to be?

First and foremost, it would lead to a significant reduction of the amount of gas currently burned in flares, and a reduction of hazardous emissions to the atmosphere, helping us to comply with the field development license agreements that require an associated gas utilization rate of at least 95%.

In the longer term – over the next two or three years – construction of less powerful compressor stations is being planned for the Permyakovskoye and Koshilskoye fields. These stations will be used to transport low-pressure gas to the Khokhryakovskaya CS. So, the Khokhryakovskaya CS would become the main station to supply all of the associated gas from NNP's northern fields to Sibur's system, with its capacity reaching 490 mln cu m of gas per year.

What was the driving force behind this project; was it the stricter requirements imposed by new Russian legislation?

Indeed that was a factor. Recently the government began paying closer attention to envi-

One of the largest projects of capital construction of the company TNK-BP, implementation of which is planned for next year, is the construction of the Khokhryakovskaya transport compressor station (CS) in 220 km to the northeast of Nizhnevartovsk. It is intended for the preparation of associated gas, obtained from three fields of the XMAO: Khokhryakovskoye, Kolik-Yeganskoye and Malo-Siktorskoye, and its transportation to the Belozerny gas processing plant of the AK «Sibur». On the project, Azat Yakupov, deputy chief engineer for gas utilization of OAO «Nizhnevartovskoye neftegazodobyvayushcheye predpriyatiye».

Azat, какие перспективы специалисты «ННП» ожидают в связи со строительством Хохряковской КС?

Прежде всего – значительное (кратное) уменьшение количества газа, сжигаемого на факелах, и вредных выбросов в атмосферу т.е. соблюдение лицензионных соглашений на разработку месторождений, которые обязывают обеспечить уровень утилизации попутного газа в размере не менее 95 %.

В перспективе же, через два – три года, планируется строительство компрессорных станций меньшей мощности на Пермьяковском и Кошильском месторождениях, которые будут транспортировать газ низкого давления до Хохряковской КС. Таким образом Хохряковская КС станет головной станцией и будет подавать весь попутный газ Северной группы месторождений ОАО «ННП» в систему АК «Сибур», а ее мощность достигнет 490 млн. м³ газа в год.

Что послужило предпосылками к запуску этого проекта: ужесточение требований со стороны российского законодательства?

В последнее время государственные органы действительно стали уделять более пристальное внимание проблемам экологии и утилизации попутного газа в частности.



Azat Yakupov, (AFYakupov@nnp.tnk-bp.ru) deputy chief engineer for gas utilization at NNPJSC
Азат Якупов, (AFYakupov@nnp.tnk-bp.ru) заместитель главного инженера по утилизации газа ОАО «ННП»

Mitsubishi Heavy Industries-made gas drying and absorbent regeneration unit, now at the Samotlor field compressor station #9 (CS-9), is to be dismantled and installed at the Khokhryakovskoye field.

Установка осушки газа и регенерации абсорбента производства «Mitsubishi Heavy Industries», находящаяся в настоящее время на КС-9 Самотлорского месторождения, будет демонтирована и установлена на Хохряковском месторождении. ▶

◀ The Khokhryakovskoye field will completely get away with flaring, a major source of pollution

Хохряковское месторождение полностью лишится горящих факелов — главных источников выбросов загрязняющих веществ

ronmental issues, and in particular, to the utilization of associated gas.

In 2003, the Vostok Business Unit (BU) developed a special program to increase associated gas utilization at the BU's fields. Its consolidated budget totaled \$31 mln. Plans call for the program to be implemented over five years. It is designed to improve gas utilization ratios at seven BU Vostok fields developed by NNP JSC and Varyeganneftegaz JSC. The first phase of this program is construction of the Khokhrakovskaya CS, an \$11 mln project.

What is the timeline for completion of the first phase of the program, and what organizations are involved in it?

As of today, virtually all of the design work is complete.

Early next year, we plan to announce a tender for facility construction, which is planned to begin as early as the first half of 2005.

The design work is being carried out by the Neftegaz research and development center in Nizhnevartovsk.

Have you used any innovative technology or approaches in designing the new compressor station?

During the construction of the Khokhryakovskaya CS, we plan to use compressor units and equipment manufactured by Mitsubishi Heavy Industries. In the past, these were part of CS-3 and CS-9 operated at the Samotlor field within the gas lift oil production complex. In 2000-2002, as gas lift production of oil in Samotlor slowed, the equipment was mothballed. But its expensive equipment, with a remaining service life of at least five to 10 years. So, in order to conserve resources, it was decided to upgrade the compressor units and install them at the Khokhryakovskaya station.

A totally new approach was used in managing this project as part of new procedures being implemented at TNK-BP in the area of project management. Throughout 2004, our Company management team received extensive training in Moscow by trainers from the UK.

We learned how to manage projects using new standards that have long been used by BP. This approach allows us to better address individual project risks at all stages.

Such risks may be related to failure to keep design and construction schedules, changes in legislation, weather conditions or gas supply restrictions and other factors. In the past, our company did not take into account such situations. Our goal is not just risk minimization, but risk management.



PHOTO: NNP / FOTO: NNP

В 2003 году нашими специалистами была разработана специальная программа по повышению уровня утилизации попутного газа на месторождениях Бизнес-единицы (БЕ) «Восток». Ее консолидированный бюджет составил 31 млн. долларов США. Реализация программы рассчитана на пять лет и предполагает увеличение уровня утилизации газа на семи месторождениях, входящих в БЕ «Восток», разработку которых ведет ОАО «ННП» и ОАО «Варьеганнефтегаз». Первым этапом этой программы является строительство Хохряковской КС, стоимостью 11 млн. долларов США.

Каковы сроки выполнения первого этапа реализации программы, и какие привлеченные организации задействованы в нем?

Сегодня практически завершены работы по проектированию. В начале следующего года будет объявлен тендер на подрядчика по строительству объекта, которое, согласно намеченному плану, начнется уже в первой половине 2005 года. Проектирование ведет научно-исследовательский центр «Нефтегаз» из Нижневартовска.

Применялись ли какие-нибудь новые технологии и подходы при проектировании станции?

Для строительства Хохряковской КС будут использованы компрессорные агрегаты и оборудование производства Mitsubishi Heavy Industries. В свое время они были частью КС-3 и КС-9, эксплуатировавшихся на Самотлорском месторождении в составе комплекса для газлифтного способа добычи нефти. В 2000-2002 годах уровень добычи нефти газлифтным способом на Самотлорском месторождении стал снижаться, и оборудование законсервировали. Учитывая то, что оборудование дорогостоящее, остаточный ресурс его составляет не менее 5-10 лет; с целью экономии средств, было решено модернизировать компрессорные агрегаты и установить их на Хохряковской КС.

Принципиально новый подход применен в области управления проектом, который является частью новых процедур, вводимых сегодня в TNK-BP в области управления проектами. В течение всего 2004 года группа менеджеров нашей Компании прошла курс обучения в Москве, проводимый преподавателями, приглашенными из Великобритании.

Нас научили управлять проектами по новым стандартам, принятым уже давно в компании BP. При таком подходе более детально учитываются все риски проекта на всех его этапах.

Эти риски могут быть связаны с невыполнением сроков проектирования и строительства, с изменением законодательства, с погодными условиями или с ограничением объемов сдачи газа и другими факторами. Ранее ситуации подобного рода на нашем предприятии не оценивались. Нашей задачей является не просто минимизация рисков, а управление ими.

◀ Mitsubishi Heavy Industries compressor unit, currently part of the Samotlor field compressor station #9 (CS-9), is to be also dismantled and installed at the Khokhrakovskoye field.

Компрессорный агрегат производства «Mitsubishi Heavy Industries», находящийся в настоящее время на КС-9 Самотлорского месторождения, будет также демонтирован и установлен на Хохряковском месторождении



PHOTO: NNP / FOTO: NNP

Technical Training – 2005 Proposed Program / Программа технического обучения в 2005 году

	Target population / Целевая аудитория	Course title / Название курса		
Exploration / Разведка	Technical professional staff and management - Upstream and Technology / Технический персонал и руководящий состав – Блок разведки и добычи, Блок технологии	21st Century Geoscientist – program of BP courses / Геофизик 21-го века – программа курсов BP		RISK Assessment / Оценка РИСКА
Infrastructure & Projects / Инфраструктура и проекты	Technical professional staff and management - Upstream, Downstream and Technology / Технический персонал и руководящий состав – Блоки: разведки и добычи, переработки и сбыта, технологии	Project Management -for Major Projects staff - inc CPP, Scheduling etc / Управление крупными проектами, включая анализ взаимосвязи себестоимости, объема и прибыли, составление графиков контроля затрат и др.		Facilities Engineering / Проектирование и строительство объектов Process Engineering / Технология производства
Operations & Maintenance Excellence / Экспертная поддержка эксплуатации и техобслуживания	Technical professional staff and management - Upstream, Downstream and Technology / Технический персонал и руководящий состав – Блоки: разведки и добычи, переработки и сбыта, технологии	Integrity Management, Corrosion Engineering / Управление надежностью операций, технология антикоррозионной защиты		Production Operations technical training / Обучение технологиям и добычи
Reservoir Management / Управление месторождением	Technical professional staff and management – Upstream and Technology / Технический персонал и руководящий состав – Блок разведки и добычи, Блок технологии	Geoscience / Геофизика		Reservoir Engineering / Технология разработки пластов Reserves Management training / Управление запасами
Drilling/ Бурение	Technical professional staff and management - Upstream, Oilfield Services and Technology / Технический персонал и руководящий состав – Блок разведки и добычи, Блок нефтесервисов, Блок технологии	Drilling Engineering – program of courses / Технология бурения – программа курсов		
Well Interventions / Внутрискважинные работы	Technical professional staff and management - Upstream and Technology / Технический персонал и руководящий состав – Блок разведки и добычи, Блок технологии	Well Productivity Enhancement / Повышение производительности скважин	Hydraulic Fracturing / Гидро разрыв пласта	Artificial Lift Systems / Механизированная добыча
Specialist e.g. technical software / Специализированное техническое программное обеспечение	Technical professional staff / Технический персонал	As required / По мере необходимости		
Project Management general / Общий курс управления проектами	Appropriate staff across TNK-BP / Персонал Компании соответствующей квалификации	Managing Projects. 15 one week courses in Moscow or in Regions / Управление проектами. 15 недельных курсов в Москве или в регионах		
Wellsite Supervisors / Супервайзеры на месторождениях	Drilling and Workover Wellsite Supervisors / Супервайзеры буровых работ и капремонта скважин	Wellsite Supervisor Training. 3 programs of 20 Workover or Drilling Wellsite Supervisors. / Подготовка супервайзеров буровых работ и капремонта скважин. 3 программы для 20-ти групп.		
Oilfield Services / Нефтепромысловые сервисные услуги	Technical professional staff / Технический персонал	Program still to be developed / Программа еще не разработана		
Rigcrew Training / Подготовка буровых бригад	Rig crews and Supervisors / Буровые бригады и супервайзеры	Rig Team Training Funding to run 3-day workshops for staff from 30 rigs / Подготовка буровых бригад. 3-х дневные курсы для 30-ти бригад.		
Business Simulation / Моделирование бизнес-процессов	Asset Managers, Hi-potential staff, future trainers / Менеджеры активов и другие перспективные кадры	Two Asset business simulation courses will be run for around 25 people each / Два курса по бизнес-процессам для активов. Примерно для 25-ти сотрудников.		

The outline of courses set out above was designed to address the most important technical skills issues in TNK-BP. At the moment, work is underway to develop this outline into a detailed program which will include each course content/objectives, course provider, the dates and locations when the course will be run. Once there is a calendar of these courses this will be published in this magazine and on the website. Individuals who feel that attending one or more of these courses will should discuss this with their line manager. Once approval has been given they can be nominated to the course. When the calendar of the course is published, information on how course nominations should be handled will be included.

План курсов, представленный выше, разработан с целью повышения квалификации персонала ТНК-ВР. В настоящее время идет доработка деталей программы, в которую будет заложена следующая информация: содержание курса, обучающая компания, дата и место проведения. После доработки, график курсов будет опубликован в журнале и на интернет-сайте Компании. Специалисты, желающие участвовать в одной или нескольких учебных программах, обязаны обсудить это со своими прямыми руководителями. После одобрения руководителя, нужно подать заявку на обучение.

Принцип отбора кандидатов будет опубликован вместе с программой курсов.

Key Contacts within Technology Block

Руководители Блока технологии



Executive Vice President Technology **James Dupree**
Исполнительный Вице-президент, БН Технологии **Джеймс Дюпри**
Assistant: Natalia Petukhova / Ассистент: Наталья Петухова

PPM Department Roger Humphreville, Director
HR Department Olga Zuykova, Director

Департамент по планированию, управлению эффективностью
деятельности и контролю Роджер Хамфревилл, Директор
Департамент по работе с персоналом Ольга Зуйкова, Директор

Exploration Division **Richard Herbert**, Vice President
Управление геологоразведки **Ричард Герберт**, Вице-президент
Assistant: Yuliya Lebed / Ассистент: Юлия Лебедь

Seismic Management and Quality Control Department Kairat Sydykov, Director
Europe Exploration and Exploration Management Department Sergey Ostapenko, Director
West Siberia Exploration Programme Department Oleg Bakuev, Director
Exploration New Ventures Department Howard Leach, Director
Demyan Project Department Dave Russell, Director

Департамент сейсморазведки, управления
и контроля качества сейсморазведочных работ Кайрат Сыдыков, Директор
Департамент геологоразведки в Европе
и управления геологоразведочных проектов Сергей Остапенко, Директор
Департамент геологоразведочных проектов Западной Сибири Олег Бакуев, Директор
Департамент новых геологоразведочных проектов Ховард Лич, Директор
Департамент по Демьянскому проекту Дэвид Рассел, Директор



Infrastructure Projects Division **Lewis Jeffery**, Vice President
Управление инфраструктурных проектов **Льюис Джеффери**, Вице-президент
Assistant: Irina Nikolaeva / Ассистент: Ирина Николаева

Industrial, Ecological and Health Safety Section Tatyana Salamatova, Manager
Engineering Projects Department Gordon Cox, Director
Project Appraisal Department Dan Warden, Director
Refining and Fuels Technology Department Joe Durning, Director
Project Control Department Thomas Rye, Director
Project Resourcing Department Cheryl Wiewiorowski, Director

Отдел промышленной, экологической
безопасности и охраны труда Татьяна Саламатова, Менеджер
Департамент инженерных проектов Гордон Кокс, Директор
Департамент оценки проектов Дэн Ворден, Директор
Департамент технологии нефтепереработки Джо Дернинг, Директор
Департамент контроля проектов Томас Рай, Директор
Департамент управления проектами Шерил Вивиоровски, Директор



Technology Division **Frank Rieber III**, Vice President
Управление технологий **Фрэнк Рибер 3-ий**, Вице-президент
Assistant: Natalia Kavalerova / Ассистент: Наталья Кавалерова

Technical Center (Izhevsk) Iskander Zakirov, Director
Reservoir Management Department Martyn Smith, Director
Operations and Maintenance Expert Support Department David Lane, Director
Drilling Department Paul Tooms, Director
Well Interventions Department Eric Walker, Director

Технический центр (Ижевск) Искандер Закиров, Директор
Департамент разработки пластов Мартин Смит, Директор
Департамент экспертной поддержки эксплуатации и техобслуживания Дэвид Лэйн, Директор
Департамент бурения Пол Тумз, Директор
Департамент внутрискважинных работ Эрик Уокер, Директор





за год мы стали сильнее

Крупнейшее вложение иностранного капитала в российскую компанию. Добыча более 1,4 миллионов баррелей нефти в сутки. Высокие темпы роста добычи и запасов. 100 000 сотрудников в 18 регионах России.

Уже за первый год работы мы инвестировали более 1 миллиарда долларов в экономику России и осуществили налоговые платежи на сумму более 2,5 миллиардов долларов. Мы работаем на будущее поколения россиян.



год успешной работы