

НОВЕТОР

Innovator

№ 3



Linking people and ideas / Соединяя людей и идеи

March-April / Март-Апрель 2005



**Управление эффективностью –
каждый баррель на счету**

**Performance Management:
Counting Every Barrel**

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

Главный редактор

Ольга Григорьева

Редакционная коллегия

Стюарт Боулер, Найджел Джобсон,
Виталий Чубриков, Джон Долсон,
Энди Картер, Гордон Кокс, Рэнди Валенсия

Координатор проекта

Боян Шоч

Ответственный секретарь

Яна Машина

Помощник редакции

Арсений Палагин

Дизайн и верстка

Олег Васильев
Галина Скворцова

Учредитель

ТНК-ВР

Издатель

RPI, Inc.

Тираж 3 000 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

"Novator/Innovator" magazine is published bi-monthly

Editor in chief

Olga Grigorieva

Steering board

Stuart Bowler, Nigel Jobson, Vitaly Chubrikov,
John Dolson, Andy Carter, Gordon Cox,
Randy Valencia

Project coordinator

Bojan Soc

Executive secretary

Yana Mashina

Editorial Assistant

Arseny Palagin

Design and layout

Oleg Vasilyev
Galina Skvortsova

Innovator is a publication of

TNK-BP

Publisher

RPI, Inc.

Press run: 3,000

Address

TNK-BP, 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 designed by Oleg Ukhtinsky /
Дизайн обложки: Олег Ухтинский



Герман Хан, исполнительный директор ТНК-ВР
German Khan, TNK-BP Executive Director

Более двух лет назад ВР и консорциум ААР (Альфа-Групп/Аксесс/Ренова) объявили о намерении создать нефтегазовую компанию нового типа, которая со временем вышла бы на ведущие позиции в отрасли и сравнялась по ключевым параметрам с лучшими мировыми нефтегазовыми компаниями.

В сентябре 2003 года ТНК-ВР начала свою деятельность. За прошедшие полтора года было достигнуто многое – Компания стабильно наращивала объемы добычи и экспорта нефти, переработки сырья, восполняла запасы, строила инфраструктурные объекты и осваивала новые площади.

Все эти успехи немыслимы без полной отдачи сотрудников ТНК-ВР, число которых на сегодняшний день приближается к 100 тысячам. Их преданность делу, опыт и профессионализм – главные составляющие нашего успеха. Внедрение передовых технологий на промыслах позволило существенно повысить наши производственные достижения, а постоянное совершенствование корпоративной практики – увеличить эффективность управления, оптимизировать работу всех звеньев бизнеса, повысить его прозрачность и открытость.

Главная тема этого выпуска "Новатора" – управление эффективностью деятельности – наглядно рассказывает о том, чего мы добиваемся и как нам видится будущее ТНК-ВР. Изначально заложенный в УЗД принцип – всегда стремиться к большему даже тогда, когда стремиться вроде бы больше некуда, – универсален и подходит для любой сферы нашей деятельности, будь то управление запасами, сейсмо-разведка, бурение и другие. От того, как эффективно мы справимся с этими задачами, напрямую зависит наш успех – как корпоративный, так и каждого из нас.

Процесс совершенствования непрерывен и кому как не специалистам по технологии лучше об этом знать. Желая "Новатору" и впредь оставаться рупором тех технологических преобразований, которые происходят в ТНК-ВР. Эффективность бизнеса – это залог будущих успехов. Поэтому еще раз подчеркну мысль, высказанную на обложке – для нас действительно важен каждый баррель!

More than two years ago, BP and the AAR (Alfa Group/Access Industries/Renova) consortium announced plans to create an oil and gas company of a new type, which would transform into an industry leader eventually to be valued on a par with global peers. In September 2003, the Company launched its operations.

Over the last 18 months we have achieved a lot – the Company steadily kept growing production and exports, boosted refining volumes and stepped up campaign to replenish reserves, built infrastructure and developed new areas.

This success would have been unthinkable without the full commitment of TNK-BP staff whose numbers today are approaching 100,000 people. Their dedication, experience and professionalism are the key elements of our success. Implementation of new oilfield technologies allowed us to substantially improve our operating results, while continuous improvement of corporate practice helped us to increase management efficiency, optimize the chain of supply and increase transparency and openness of our business.

The cover story of this issue of the Innovator – Performance Management – illustrates what goals we are trying to achieve and how we see TNK-BP's future. The original moto of Performance Management – to always strive for better even then when it seems there's nothing to strive for further – is universal and fits any of our activities, be it reserves management, seismic acquisition, drilling, etc. Our success – both corporate and individual – depends directly on our efficiency in handling these tasks.

The improvement process is incessant and technology specialists know this better than anybody else in the business. I truly hope that the Innovator will continue to be the mouthpiece of technological transformation taking place inside TNK-BP. Efficiency of our business is a passport to future success. That's why I'll emphasize the thought on the cover once again – we really do care about every barrel!

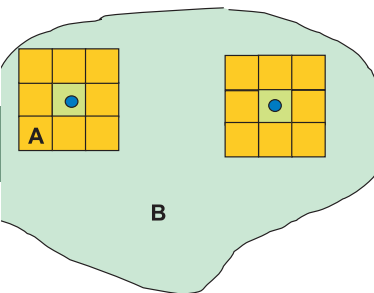
4



7



10



SEC

SPE

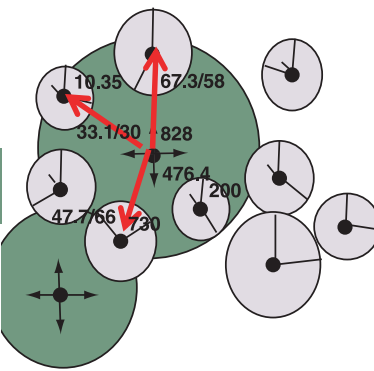
15



19



22



Contents / Содержание:

Новости / News Brief2

4

Обеспечение работоспособности оборудования • Integrity Management

Приоритетные задачи управления коррозией /
TNK-BP Defines Integrity Management Priorities4

7

Узд • Performance Management

Вечный двигатель современной компании /
A Modern Company's Perpetual Motion7

10

Управление запасами • Reserves Management

ТНК-ВР переходит на международные стандарты
управления запасами /
TNK-BP Adopts International Standards for
Reserves Management and Reporting10

15

Сейсморазведка • Seismic Acquisition

Сейсмические технологии ТНК-ВР: статус и
направления развития /
TNK-BP Seismic Technology: Status and
Development Priorities15

19

Управление бурением • Drilling Management

Новая программа бурения
поможет увеличить добычу /
New Drilling Program to Boost Production19

22

Waterflood Management • Управление заводнением

Заводнение – синоним нефтяного бизнеса в России /
Waterflooding – Synonym
of Russia's Oil Business22

26

ПБ, ОТ и ООС • HSE

Москва – Иркутск:
внедрение методики HAZOP /
Moscow to Irkutsk: Implementing HAZOP26

Nizhnevartovsk Refining Facility Starts Producing at Full Capacity

TNK-BP WESTERN SIBERIA

On March 31, Nizhnevartovsk Oil Refining Association (NNPO) commissioned the second phase of facility producing motor fuels. The plant is now operating at full capacity. The facility's rated refining capacity totals 4.5 mln t of crude oil. This converts into about 1.3 mln t of refined products.

TNK-BP invested over \$36 mln in the plant's construction. During the second phase construction, the Company also worked to improve the system for shipping petroleum products, build storage facilities, truck-loading terminals and a railroad loading rack. Today, NNPO incorporates four workshops based on USN4/1 and USN-4/2 oil-stabilizing units and two oil treatment facilities. The refinery also has its own shop for shipping products.

In 2004, NNPO shipped 779,000 t of gasoline including 490,000 t for exports and 457,000 t of diesel fuel. The launch of the second phase will enable the refinery to produce up to 60,000 t of jet fuel per annum, which will fully satisfy the district's demand for TS-1 fuel. Locally-produced TS-1 jet fuel is used to supply airplanes and helicopters in Raduzhny, Surgut, and Khanty-Mansiysk airports, and partially in the Nizhnevartovsk airport.

Speaking at the opening ceremony, Khanty-Mansiysk autonomous district Governor Alexander Filipenko said that it would soon be possible to tackle the issue of slashing regional air transportation rates, which still remain quite high.

Udmurtneft Applies Hot Tapping on Pipelines

OOO Nefte truboprovodservis, a subsidiary of OOO RSCU-Izhevsk, has become Udmurtia's first oil industry enterprise to use the efficient and safe method of hot tapping for installing tie-ins and coils on pipelines without interrupting their normal course of operations. Hot tapping may be performed at any time of day.

"We used this technology at the facilities of our client, Udmurtneft. These included Chutyr and Gremikha oil treatment facilities, as well as for pipeline replacements on the section connecting Gremikha and Izhevskaya oil treatment facilities," said Dmitry Gordeyev, head of Nefte truboprovodservis Production and Technology Dept.

The major advantage of the new technology is that it allows maintenance and repairs to be performed without interrupting the pipelines' operations. This also practically rules out any losses in oil production. In a matter of minutes, a Honda gasoline-powered power station can start the emergency equipment, allowing performance of hot tapping operations, for instance while removing a pipeline clamp. Earlier, similar operations required up to three days and now the entire process takes no more than six to eight hours.

UDMURTNEFT

Oil Separator for Spring Floods

UDMURTNEFT

Installation of a new oil separator on the Izh River is approaching completion. The facility should prevent oil discharge into the water in case of a pipeline accident or well emergencies at Kiengopskoye and Begeshkinskoye fields developed by TNK-BP's Udmurtia Business Unit.

The oil separator is a structure, which includes a 900-meter floodwall equipped with a water passage unit. Two water baffle plates provide additional protection. One plate is made of driven-in metal pipes lined with iron and the other of cast in-situ reinforced concrete. This facility is one of the largest of its kind in Udmurtia.

According to Alexander Permyakov, head of Capital Construction Dept. at Udmurtneft-Sever, particular design feature of this oil separator is that it uses a special geotextile fabric that provides extra protection against washing of the floodwall. This is the first time this particular feature was used in oil separator construction in Udmurtia. The body of the oil separator is so powerful that it can withstand the strongest floodwater currents, including those that have been observed in the area in the last 100 years. The testing of the new facility will be performed under natural conditions during this spring's floods.

Associated Gas Used To Generate Power

ONAKO-MEDIA

TNK-BP continues implementation of its program for utilization of the associated gas in the fields of the Orenburg region. Trial operation of two gas piston power stations manufactured by the U.K.-based Waukesha company has been launched at Vakhitovskoye field, developed by the Buzuluk-Yug production unit.

Power stations will provide electricity to well # 251, which will be transformed from free-flow mode to mechanical production. This will boost oil recovery rates to 25 tpd. In 2005, a total of eight wells will be switched to mechanical production, providing daily flow rates of 980 t.

According to Vladimir Kabaloyev, deputy head of Field Operations at Yuzhorenburgneft, it will take approximately two years to return the funds invested in the purchase of the two power stations, which cost 24 mln rubles (\$870,000) each. Electricity generated by these stations is 20-30 percent cheaper than the power bought from an energy company. Kabaloyev emphasized that power stations operate on gas, which before used to be flared.

TNK-BP has developed a program for introducing minor-scale power generation in oilfield operations. According to Viktor Voronin, head of Field Operations at Zaikinsky gas processing plant, gas-turbine or gas-piston power stations will be installed in the nearest future at five more fields.

Young Specialists' Solutions at Work

The ideas put forward by young specialists during an R&D conference held in 2004 are currently being implemented by OAO Orsknefteorgsintez (ONOS).

These projects include modernization of electrical switching gear, output boost and quality enhancement of liquefied gases, propane evacuation arrangement using bullets, etc.

Among the implemented projects was a new arrangement for distribution of de-oiled condensate at the chemical water and condensate treatment facility, designed by laboratory assistant Irina Palatkina. Economic benefits gained through the project between May 2004 and January 2005 totaled over 1.5 mln rubles.

At present, young specialists at Orsknefteorgsintez are preparing for a new R & D conference of young specialists, which will be held at all TNK-BP units this spring.

ONAKO-MEDIA

Nodal Solution

The Saratov refinery is putting in operation an exhaust gases incinerator facility for the bitumen process.

Bitumen facility was put in operation in 1954. Later, in the 1960s, attempts were made to build a special exhaust gas incinerator. However, the refinery was able to implement this project only today.

Investment program for that purpose was prepared and implemented at the refinery last year. The project was led by the refinery's Deputy Chief Operations Engineer Vladimir Chunyukin, project engineering was performed by the Moscow-based L. Kreking research and production company.

"SPAO-2 and Geotekhnika-S – contractors selected through bidding procedures – built the new facility under a tight schedule and were able to provide good quality of work," said Chunyukin. "Employees of the Workshop # 2 also took an active part in the implementation of this project. In early 2005, after a test run we dried and thoroughly examined the incinerator coating: no cracks or chips of the coating were spotted."

This year's plans include the installation of an exhaust heat waste boiler that will produce super heated steam for technical and fire safety purposes.

TNK-BP POVOLZHYE

ННПО выходит на полную мощность

ТНК-ВР ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ

31 марта была запущена вторая очередь Нижневартовского нефтеперерабатывающего объединения (ННПО), выпускающего моторные топлива. Завод вышел на полную мощность. Планируемый объем годовой переработки сырой нефти составляет 4,5 млн т — это около 1,3 млн т готовой продукции.

ТНК-ВР инвестировала в строительство завода более \$36 млн. Во время сооружения второй очереди параллельно велась работа по отлаживанию схемы отгрузки нефтепродуктов, вводились резервуары для хранения, наливные мощности для вывоза топлива автотранспортом, строилась железнодорожная эстакада.

Сегодня ННПО — это четыре цеха на базе установок стабилизации нефти УСН-4/1, УСН-4/2, двух установок УПН. На предприятии есть свой цех отгрузки товарной продукции.

В 2004 году ННПО отгрузило 779 тыс. т бензина, в том числе 490 тыс. т на экспорт и 457 тыс. т дизтоплива. Ввод второй очереди позволит выпускать до 60 тыс. т в год авиационного топлива, что обеспечит полностью потребности округа в дизельном топливе ТС-1.

В ХМАО местным ТС-1 заправляют самолеты и вертолеты в аэропортах Радужного, Сургута, Ханты-Мансийска и частично в аэропорту самого Нижневартовска.

Как заметил на церемонии открытия губернатор округа Александр Филипенко, в недалеком будущем можно будет поднимать вопрос о снижении стоимости авиа-перевозок, которые в ХМАО достаточно высокие.



Глава администрации Нижневартовска Борис Хохряков, губернатор ХМАО Александр Филипенко и председатель окружной Думы Василий Сондыков (слева направо) присутствовали на церемонии запуска второй очереди ННПО

"Удмуртнефть" применяет метод безогневой врезки труб

ООО "Нефтегазоборудсервис", входящее в состав ООО "РЦСУ-Ижевск", первым среди отраслевых предприятий Удмуртии освоило эффективную и безопасную методику безогневой врезки труб и вырезки катушек в действующих трубопроводах. Операции можно проводить в любое время суток.

"Эта технология была применена нами на объектах заказчика, ОАО "Удмуртнефть", таких, как УПН "Чутьрь" и "Гремеха", а также при замене трубопроводов на участке от УПН "Гремеха" до УПН "Ижевская", — рассказывает начальник производственно-технического отдела ООО "Нефтегазоборудсервис" Дмитрий Гордеев.

Суть новой технологии состоит в том, что ремонтные работы можно проводить не прерывая производственного цикла. При этом потери в добыче нефти практически исключаются. Бензоэлектростанция "Хонда", позволяющая в считанные минуты запускать в действие аварийное оборудование, дает возможность осуществлять безогневую врезку, например, при снятии хомутов. Если раньше на такие операции уходило около трех суток, сейчас весь процесс занимает не более 6-8 часов.

ОАО "УДМУРТНЕФТЬ"

Нефтевушка для весеннего паводка

ОАО "УДМУРТНЕФТЬ"

Подходит к завершению строительство новой нефтевушки на реке Иж. Этот объект должен предотвращать попадание нефти в водоем в случае аварий на трубопроводах или скважинах на Киенгопском и Бегешкинском месторождениях БЕ "Удмуртия".

Нефтевушка представляет собой конструкцию, состоящую из дамбы длиной около 900 м с водопропускным устройством, прораном. Дополнительной защитой являются две водоотбойные стенки, одна из которых состоит из вбитых металлических труб, обшитых железом, а вторая из монолитного железобетона. Это один из самых крупных объектов подобного рода в республике.

По словам начальника отдела капитального строительства НГДП "Удмуртнефть-Север" Александра Пермякова, конструктивной особенностью этой нефтевушки является то, что она имеет особую ткань — геотекстиль, которая дополнительно предохраняет дамбу от размывания. Это новшество ранее нигде в Удмуртии при строительстве нефтевушек не применялось. Тело нефтевушки настолько мощное, что способно выдержать сильнейшие потоки паводковой воды, по крайней мере те, которые наблюдались в течение последних 100 лет. Испытание новой конструкции пройдет в естественных условиях уже во время нынешнего паводка.

Попутный газ для выработки электроэнергии

ОНАКО-МЕДИА

ТНК-ВР продолжает реализацию программы по утилизации попутного газа на месторождениях Оренбургской области.

На Вахитовском месторождении Производственной единицы (ПЕ) "Бузулук-Юг" запущены в пробную эксплуатацию две газо-поршневые электростанции английской фирмы Waukesha.

Потребителем выработанной электроэнергии станет скважина № 251, которую переведут с фонтанного режима на механический. Это позволит повысить добычу нефти на 25 т в сутки. В целом же в течение года намечается перевести на механическую добычу восемь скважин, которые дадут суточный прирост нефти уже 980 т.

По словам заместителя начальника по эксплуатации месторождений НГДУ "Южоренбургнефть" Владимира Кабалоева, станции, каждая из которых стоит 24 млн р., способны окупить себя в течение двух лет. Производимая ими электроэнергия на 20-30% дешевле той, которую приходится покупать у энергетической компании. Кабалоев подчеркнул, что электростанции работают на газе, который ранее сжигался в факелах.

В компании ТНК-ВР разработана программа по внедрению малой энергетики в промысловом хозяйстве. Как сообщил руководитель по эксплуатации Зайкинского ГПП Виктор Воронин, в ближайшее время еще на пяти промыслах будут активно внедряться газо-турбинные или газо-поршневые электростанции.

На ОНОСе внедряют проекты молодых специалистов

ОНАКО-МЕДИА

В ОАО "Орскнефтеоргсинтез" (ОНОС) внедряются в производство идеи молодых специалистов, представленные в 2004 году на заводской научно-практической конференции.

Среди них — проекты модернизации коммутационного силового электрооборудования, увеличения выхода и повышения качества сжиженных газов, схема откачки пропана через буллиты и другие.

Экономический эффект, достигнутый в результате внедрения проекта лаборанта Ирины Палаткиной по оптимизации схемы распределения обезмасленного конденсата на участке химводо- и конденсатоочистки, только с мая 2004 года по январь 2005 года составил более 1,5 млн р.

В настоящее время молодые специалисты ОНОСа готовятся к новой научно-практической конференции молодых специалистов, которая проводится на всех предприятиях ТНК-ВР весной.

Узловое решение

ТНК-ВР ПОВОЛЖЬЕ

На Саратовском НПЗ вводится в эксплуатацию узел дожига газов окисления на битумной установке.

Битумную установку на предприятии ввели в эксплуатацию в 1954 году. Потом, в 60-х годах, пытались построить специальную печь для сжигания образующихся на ней газов, но сделать это удалось только в наше время.

Соответствующий инвестиционный проект был разработан и реализован на заводе в прошлом году. Руководитель проекта — заместитель главного инженера НПЗ по производству Владимир Чунюкин, разработчик — Московская научно-производственная организация "Л. Крекинг".

"Выбранные на тендерной основе подрядные организации СПАО-2 и "Геотехника-С" построили новый технологический объект в сжатые сроки и с хорошим качеством, — рассказывает Чунюкин. — Активное участие в реализации проекта также принимали работники цеха № 2 завода. В начале этого года после пробного прогона была произведена сушка футеровки печи и ее обследование: никаких растрескиваний и сколов не обнаружено".

В 2005 году планируется, используя тепло газов печи дожига, построить котел-утилизатор для выработки перегретого водяного пара, который применится для технических и противопожарных целей.



Приоритетные задачи управления коррозией

Саймон Вебстер (SWebster@tnk-bp.ru)
Simon Webster (SWebster@tnk-bp.ru)

TNK-BP Defines Integrity Management Priorities

В ближайшие пять лет TNK-BP планирует выделить около \$1 млрд на поддержание целостности трубопроводов и наземного оборудования нефтепромыслов. Основная часть выделяемых средств будет направлена на реконструкцию трубопроводных систем, общая длина которых в компании составляет более 28 000 км.

Over the next five years TNK-BP plans to allocate approximately \$1 bln for Improving pipeline and onshore equipment integrity at the oilfields. Major part of appropriate funds will be assigned for rehabilitation of the Company's pipeline systems whose total length exceeds 28,000 km.

The Pipeline Integrity and Corrosion management Expert Group (EG) has played an active role in improving TNK-BP's performance in the area of pipeline integrity. Their efforts are focused on and have resulted in:

- A clear understanding of the current performance of the pipeline system and the regular tracking of key parameters so that we can demonstrate performance improvements
- The development and implementation of six technology pilot projects ranging from corrosion inhibition to pipeline rehabilitation.
- The development and implementation of a pipeline risk and prioritization model so that each BU and TNK-BP as a whole can ensure

Экспертная группа (ЭГ) по управлению коррозией сыграла активную роль в принятии TNK-BP мер в сфере целостности трубопроводов. Ее усилия дали следующие результаты:

- Ясное понимание текущих условий эксплуатации трубопроводных систем и регулярное отслеживание ключевых параметров, характеризующих ее состояние;
- Разработка и выполнение шести технологических пилотных проектов, начиная от борьбы с коррозией и заканчивая восстановлением трубопроводов;
- Разработка и реализация модели оценки и приоритизации рисков, свя-

that resources (people and financial) are focused towards the right BU's / PU's and the most appropriate pipelines.

- Developing standards and guidelines. The key standards being developed in 2005 are corrosion inhibition, pipeline material specifications, pipeline coatings and linings and non-metallic materials for pipeline construction.
- Developing pipeline integrity management strategies for our high priority fields. This approach is being developed in conjunction with the Nyagan and Samotlor BU's.
- Sharing of best practice and learning from one BU to another. This has proved extremely useful in ensuring that the best policies and practices from the heritage companies are known and utilized.

Pipeline Risk Assessment and Prioritization Model

According to experts' evaluation, more than 20 percent of TNK-BP pipelines pose an accident risk and require replacement, the remainder needs to have the most appropriate control methods applied to ensure long-term reliability. This will require considerable effort and as such the company needs to ensure that resources are targeted to where they will have the maximum impact first. This is best achieved by utilizing an objective and structured approach. The EG worked together and developed a single prioritization model database (DB) consistent across TNK-BP. Different actions to improve the reliability of pipelines are planned only after criticality assessment. Hazardous pipelines will be replaced and corrosion protection focused towards the most critical pipelines.

"Risk assessment is carried out on the basis of two factors: failure probability and its consequences," says Adam Petersen, chief corrosion specialist from Operation & Maintenance Excellence Department TNK-BP. This model builds on Russia's chief directive for oil pipelines operation (RD 38 132-94) and also practices which were utilised in TNK and Sidanco prior to the formation of TNK-BP. The new model takes into account not only the current failure rate of the pipelines but also the consequences which include the health, safety and environmental consequences of any failure and the value of the production being transported.

"Besides being morally obsolete and contradictory to the new rules and regulations of construction and operation of oil pipelines, the existing directive's main flaw is that it looks at pipelines in a rather general way, without going into detail and ranks them only by the severity of an accident's consequences and completely neglects the probability of accident occurrence," thinks Ilya Sivokon, TNK-BP chief corrosion specialist. Also environmentally sensitive areas where produced water and oil spill could lead to ecocatastrophe are not segregated. Such areas are Ural-Volga region where the pipelines are laid close to centers of population and rivers.

Western Siberia territory is not less environmentally sensitive. Oilfields are usually located in water protection zones, pipelines cross fish-passing rivers and are at the territory where native population keeps their traditional trades.

By the end of April 2005 all pipelines in our high priority fields will have been evaluated using this new model and approach. This is no small undertaking and will have resulted in thousands of kilometers of pipelines being assessed in a structured manner. This data will be used in the development of the appropriate rehabilitation and corrosion protection program for the year 2006 and beyond.

Pipeline Integrity and Corrosion Management Strategy Development

Pipeline integrity and corrosion management is a very complex issue but actually can be simplified into a small number of key activities. If each of these activities is implemented appropriately then experience shows that pipeline reliability and integrity will be improved. Within TNK-BP we have described each activity by five performance levels ranging from

According to TNK-BP's chief corrosion specialist Adam Petersen, risk assessment is carried out on the basis of two factors: failure probability and its consequences.

По мнению Адама Петерсена, оценка риска выполняется на основе двух факторов: вероятность аварии и ее последствий.



занных с трубопроводами для того, чтобы каждое подразделение TNK-BP могло распределять надлежащим образом людские и финансовые ресурсы на самых важных трубопроводах;

- Разработка стандартов и руководящих документов. Основными стандартами, разрабатываемыми в 2005 году, являются стандарты по ингибиторной защите от коррозии, техническим требованиям к трубопроводным материалам, по внутренним и наружным покрытиям трубопроводов, а также по неметаллическим материалам для строительства трубопроводов.
- Разработка стратегии управления целостностью трубопроводов для наших высокоприоритетных месторождений. В настоящее время эта работа проводится совместно с БЕ "Нягань" и "Самотлор".
- Обмен опытом и лучшими примерами из практики между всеми БЕ. Как доказано, это очень помогает обеспечить осведомленность о лучших политиках и подходах из опыта других компаний и их использование.

Оценка трубопроводных рисков и модель их очередности

По оценке экспертов, более 20% трубопроводов TNK-BP представляют опасность и подлежат замене, остальная часть требует применения самых совершенных методов контроля для обеспечения долгосрочной надежности. Это потребует значительных усилий и, поэтому Компании необходимо направлять ресурсы прежде всего туда, где они дадут максимальный эффект. Это лучше всего достигается с помощью целенаправленного структурного подхода. Совместными усилиями специалистов ЭГ разработала единую базу данных (БД) по модели очередности рисков, применимую для TNK-BP в целом. Лишь после оценки степени критичности планируется принятие различных мер по улучшению надежности наших трубопроводов. Находящиеся в аварийном состоянии трубопроводы будут заменены, а самые важные трубопроводы будут обеспечены антикоррозийной защитой.

"Оценка риска выполняется на основе двух факторов: вероятности аварии и ее последствий", — говорит Адам Петерсен, главный специалист по коррозии Департамента экспертной поддержки эксплуатации и техобслуживания TNK-BP. Данная модель учитывает требование основного российского руководящего документа (РД 38-132-94), а также практический опыт TNK и "Сиданко" до создания TNK-BP. Новая модель учитывает не только нынешний уровень аварийности трубопроводов, но также последствия любой аварии (в том числе для здоровья, безопасности и окружающей среды) и стоимость транспортируемого продукта.

"Главный недостаток этого документа, кроме того, что он устарел морально и противоречит новым нормативным документам, регламентирующим строительство и эксплуатацию нефтепромысловых трубопроводов, — в том, что он рассматривает трубопроводы очень укрупнено и подходит при их ранжировании только лишь с позиций тяжести последствий при аварии и совершенно не учитывает вероятность возникновения аварий, — считает главный специалист по коррозии TNK-BP Илья Сивоконь. — Также, при ранжировании он не выделяет экологически значимые районы, разлив нефти и товарной воды в которых может привести к экологической катастрофе. К таким районам относится Урало-Поволжье и Саратов, где, трубопроводы расположены очень близко к населенным пунктам и рекам".

Не менее экологически уязвима территория Западной Сибири. Месторож-

poor to best. One such example is data registering, which can range from plain paper files to computerized systems providing all kinds of reports, statistic analysis and forecasts.

The first step in the development of the strategy for each PU is to determine the current performance level of an oilfield for each type of activity. In accordance with the five-year development plan we have set the target that high-priority fields should reach a Performance Level of Four, while low-priority fields are expected to reach Performance Level of Two.

After describing the current activities for each performance level it becomes apparent that there may be a certain number of gaps. For each gap an action plan needs to be developed to ensure that the level of performance is in accordance with the expected performance level.

These actions can range from those as simple as the purchase of equipment or software to more complicated ones such as the implementation of an integrated corrosion protection program.

Actions for closing the gaps need to be ranked according to the efficiency and complexity of their execution, including cost. The most efficient and economically viable actions will be performed first. The last in execution line will be the costly activities of low efficiency, which still cannot be overlooked because of their strategic importance and long-term perspective.

The strategy will be a formal improvement plan agreed jointly between the BU, Upstream leadership and Technology block describing the activities, timeframe and resources (people and funds) to deliver the required level of performance.

Inside TNK-BP the 'GAP Analysis' method has been introduced first at TNK-Nyagan and BU Samotlor, which operate the Company's high-priority fields such as Samotlor, Tallinskoye, Yem-Egovskoye. By the end of this year, similar analysis will be carried out at five more high-priority fields.

During the next five years pipelines rehabilitation scale will be increased. Another issue of high importance is the internal corrosion problem and application of inhibition technologies at pipelines and wells. These technologies will be highlighted in the next issue of "Novator".

PHOTO: TNK-BP / ФОТО: TNK-BP



дения часто расположены в водоохранных зонах, трубопроводы пересекают реки рыбохозяйственного значения и находятся на территориях, где коренные народы ведут традиционные промыслы (родовые угодья).

К концу апреля 2005 года все трубопроводы на наших приоритетных месторождениях будут оценены с использованием новой модели и подхода. Это масштабное мероприятие и оно охватит тысячи километров трубопроводов, которым будет дана структурная оценка. Полученные данные будут использованы при разработке соответствующих программ реконструкции и антикоррозийной защиты, начиная с 2006 года.

Разработка стратегии управления целостностью и коррозией трубопроводов

Контроль за целостностью и защитой от коррозии трубопроводов представляет собой очень сложный вопрос, но его можно подразделить на несколько ключевых направлений деятельности. Если каждое из этих направлений выполняется должным образом, тогда, как показывает опыт, надежность и целостность трубопроводов повышаются. В TNK-BP производственная деятельность подразделена на пять уровней, ранжированных по степени эффективности. Одним из примеров в этом отношении является регистрация данных, которая может, как сводиться к составлению обычной бумажной карточки, так и представлять собой компьютеризованные системы, содержащие все виды сообщений, статистический анализ и прогнозы.

Первым шагом в разработке стратегии для каждого подразделения является определение текущего уровня производительности месторождения по каждому направлению деятельности. В соответствии с пятилетним планом развития была установлена цель, которую должны достичь самые приоритетные месторождения. Для них это четвертый уровень, тогда как не столь приоритетные месторождения, согласно расчетам, должны достичь второго уровня.

После классификации нынешней работы по уровням, становится очевидным наличие определенных пробелов. Для их устранения необходимо разработать план мероприятий, чтобы обеспечить уровень работы, который соответствовал бы ожидаемому.

Мероприятия могут быть простыми или сложными. Например, закупка оборудования или программного обеспечения (ПО) или комплексная программа внедрения антикоррозионной защиты.

Мероприятия по ликвидации пробелов в свою очередь ранжируются по эффективности и сложности их реализации в том числе стоимости. В первую очередь будут выполняться эффективные и экономически наиболее привлекательные мероприятия. В последнюю – дорогие и малоэффективные, но, тем не менее, стратегически важные и необходимые в долгосрочной перспективе задачи.

Стратегия станет официальным планом улучшений, совместно согласованным Бизнес-единицами, руководством Бизнес-направлений "Разведка и добыча" и "Технологии". Планом будут предусмотрены мероприятия, сроки их выполнения и людские и финансовые ресурсы, требуемые для того, чтобы обеспечить необходимый уровень производительности.

В TNK-BP GAP анализ был представлен сначала в подразделениях "ТНК-Нягань" и БЕ "Самотлор", которые разрабатывают такие приоритетные месторождения компании, как Самотлорское, Таллинское, Ем-Еговское. К концу текущего года аналогичный анализ будет проведен еще на пяти приоритетных месторождениях.

В течение следующих пяти лет объемы работ по реконструкции трубопроводов будут увеличены. Другим вопросом большой важности является проблема внутренней коррозии и применение технологий борьбы с ней на трубопроводах и скважинах. Об этих технологиях будет рассказано в следующем номере "Новатора".

◀ TNK-BP's Pipeline Integrity and Production Chemistry Team Leader Simon Webster.

Руководитель Группы обеспечения работоспособности трубопроводов и химических технологий добычи — Саймон Вебстер

Вечный двигатель современной компании

A Modern Company's Perpetual Motion

В ноябре прошлого года Том Райт был назначен вице-президентом компании ТНК-ВР по планированию и управлению эффективностью деятельности (ПУЭД). Полгода спустя мы встретились с господином Райтом и попросили поделиться мнением по столь знакомому ему вопросу управления эффективностью деятельности. Мы подробно обсудили ключевые элементы УЭД и методы их внедрения в Компании.

Last November, Tom Wright was appointed TNK-BP executive vice president PPM. Half a year later we met with Mr. Wright and asked him to share his views on the issue he's so familiar with — Performance Management. We discussed at length the key elements of PM and ways to implement them across the Company.

Иноватор: Mr. Wright, what are the major goals of Performance Management and what are the ways to achieve them? How would you explain a Performance culture?

Том Райт: Performance management means different things to different people. This is my view of Performance Management which has been shaped through many years of experience working in different companies and industries. I believe that an organization which has built a truly sustainable performance-oriented culture is one that is characterized by people who are inherently restless and dissatisfied with current performance no matter how good it is and are never complacent when things are going well. It is an organization which is constantly searching for new and improved ways of doing things and relentlessly seeking to outperform the competition. Even when recognized as being the best in its areas of operations or in its industry, it is still not satisfied and looks to establish even higher benchmarks.

The heart of the PM process is setting very clear and measurable targets around the things that are really important for success and which build on the past and demonstrate continuous year-on-year improvement. It's also about establishing the concept of "Stretch" over and above these targets and then motivating and aligning everyone in the organization to find new ways to achieve this "stretch" performance.

The performance-oriented organization will push itself to deliver these extraordinary targets and outcomes even when the way to do so is not fully clear.

For example, in 2005 in TNK-BP we have set tough but achievable targets around key business outcomes in the areas of production, reserves replacement, capital and operational efficiency, HSE, integrity management, and of course earnings. We have also set stretch targets for each of the above. The aim of the stretch targets is to motivate people through the organization to seek the innovative ways, to perform at levels above what we can currently see.

Иноватор: PM process involves people. How do you see their role in PM?

Том Райт: People drive performance, good or bad, it's as simple as that. The PM process has to be clearly linked to reward for performance. In TNK-BP we have a transparent Performance Management process comprising the Corporate Performance Contract which is underpinned by Stream, Functional and individual contracts. We link reward to individual and corporate success throughout STI (short-term incentive) program which was developed in 2003 and which, as you would expect from a performance company is still being refined and expanded across the organization.

Иноватор: What are the key elements of PM?

Том Райт: Obviously, performance is about people and people's attitude to success. The Performance Management process is structured to help to promote a performance-oriented culture but as I have said it is people who drive performance. People working together in teams across disciplines, across functions and taking the best from each other. I feel very strongly that the organization and the processes are the enablers. They help people to do things. They are the tools people require.

Иноватор: Господин Райт, каковы основные задачи УЭД, и каковы способы их решения? Что в Вашем понимании представляет собой понятие "культура деятельности"?

Том Райт: УЭД трактуют по-разному. Мое мнение об УЭД складывалось исходя из многолетнего опыта работы в различных компаниях и отраслях. Я считаю, что для организации, создавшей корпоративную культуру по-настоящему ориентированную на результат, характерно наличие сотрудников, которые внутренне неутомимы и неудовлетворены текущими результатами. Несмотря на то, что дела идут хорошо, такие сотрудники никогда не останавливаются на достигнутом. Это организация, которая находится в постоянном поиске новых, улучшенных решений задач и неустанно стремится взять верх в борьбе с конкурентами. Даже когда компанию признают лучшей в данной сфере деятельности или в отрасли в целом, она устанавливает для себя еще более высокую профессиональную планку.

Суть процесса управления эффективностью деятельности заключается в определении ясных и реально измеримых целей, от которых напрямую зависит успех нашего бизнеса, с обязательной оглядкой на прежние достижения и ориентацией на ежегодное улучшение показателей. Здесь также важна разработка концепции "эластичности" (Stretch), то есть завоевания намеченных рубежей и даже достижения результатов, превышающих изначальные цели. По сути, эта концепция призвана мотивировать сотрудников и мобилизовать все людские ресурсы компании в поиске новых решений для перевыполнения поставленных целей.

Ориентированная на результат организация будет решительно добиваться достижения выдающихся целей даже в тех случаях, когда способ их покорения не совсем ясен. На этот год, к примеру, мы установили в ТНК-ВР достаточно жесткие, но достижимые цели по ключевым показателям нашей деятельности — добыче, восполнению запасов, финансовой и эксплуатационной эффективности, ОТ, ПБ и ООС, обеспечению работоспособности оборудования, и, конечно же, доходам. Мы также установили так называемые "эластичные цели", роль которых заключается в мотивации сотрудников к поиску инновационных подходов, работе на более высоком уровне.

Иноватор: В УЭД неизбежно участие людей. Какова их роль в этом процессе?

Том Райт: Результат деятельности — хороший или плохой — зависит от людей, это прописная истина. Процесс УЭД должен быть четко связан с системой вознаграждения за показанный результат. У нас в ТНК-ВР существует прозрачная процедура управления эффективностью деятельности, составной частью которой является Корпоративный производственный контракт, подкрепленный, в свою очередь, Производственными контрактами Блоков, функциональными и индивидуальными контрактами. Мы увязываем вознаграждение с личными и корпоративными успехами посредством программы краткосрочного стимулирования (STI). Программа была разработана в 2003 году, но, поскольку ТНК-ВР является Компанией, ориентированной на результат, продолжает совершенствоваться и расширяться, охватывая всю организацию.

Иноватор: Каковы ключевые элементы УЭД?

Том Райт: Очевидно, что вопрос деятельности касается сотрудников и их отношения к успеху. Процесс УЭД структурирован таким образом, чтобы спо-



The start of everything is the company's Strategy, which is developed by Management and approved by the Board of Directors. It is long-term and sets the company's strategic goals. The strategy is operationalized through the five-year Business Plan which sets out the key financial and operational targets we need to work towards in pursuit of our strategic goals.

The five-year plan shapes and directs our activities, it sets the framework. The Annual Business Plan is more explicit and detailed. It focuses on the key outcomes necessary to be achieved in the forthcoming year as part of the five-year plan. It is very important for a large organization to be completely focused and aligned around these key metrics (key deliverables).

The Performance Contracting process and interlocking suite of Performance Contracts is to a large extent about building and supporting the essential key relationships, sustaining motivation and securing employee's commitment to the Company and its goals. We use Performance Contracts as a way of aligning the organization on the important things that need to be done in the forthcoming year.

Progress against delivery of these key activities is measured regularly via the Group Stream and Functional GFO's (Group Financial Outlook) and through regular performance reviews within teams and with senior management in order to clearly identify where there are gaps and what actions need to be taken to close them.

The key metrics are tracked and forecast through the GFO clearly segregating the impacts of external environmental changes that could distort underlying performance measurement (for example, oil prices and currency exchange rates).

Innovator: What does PM mean for the technical people in the field? How are they linked to performance culture? What makes them strive to experiment with new ideas, new technologies?

Tom Wright: It means looking for innovative technologies and for ways to successfully deploy them at the scale necessary to improve the business. It means taking measured technical risk, which implies considering what the risks are and having the deep technical skills and experience to be able to successfully manage and mitigate the risks in order to deliver extraordinary business outcomes.

This knowledge in the areas of reservoir management technologies,

◀ According to Tom Wright, TNK-BP is on a journey "that never ends for a truly performance-oriented company."

По мнению Тома Райта, ТНК-БП находится «в пути, который на самом деле никогда не кончается для компании, подлинно ориентированной на результат».

способствовать продвижению бизнес-культуры, ориентированной на результат. Тем не менее, показатели деятельности Компании прежде всего зависят от ее сотрудников. От людей, работающих командой в разных дисциплинах, выполняющих различные функции и черпающих друг у друга лучшее. Я глубоко убежден, что Компания и происходящие в ней процессы дают им такую возможность. Они помогают сотрудникам решать их задачи. Это рабочие инструменты, в которых они нуждаются.

Отправной точкой в этом направлении является стратегия Компании, разрабатываемая менеджментом и утверждаемая Советом Директоров. Стратегия носит долгосрочный характер и она ставит перед Компанией стратегические цели. Воплотить стратегию в жизнь призван пятилетний бизнес-план, определяющий основные финансовые и производственные задачи, которые необходимо решить для достижения стратегических целей.

Пятилетний план формирует и направляет наши действия, определяет их рамочный диапазон. Ежегодный бизнес-план более конкретен и детализирован. В нем делается упор на основные результаты, которых нужно добиться в отчетном году в рамках пятилетнего плана. Для крупной организации очень важно быть полностью сосредоточенной и выработать единую стратегию достижения этих ключевых показателей.

Процесс заключения производственных контрактов и их комплексный набор преимущественно касаются развития и поддержки ключевых взаимоотношений, сохранения мотивации и укрепления преданности сотрудника целям Компании. Мы используем производственные контракты в целях укрепления единства организации вокруг важных задач, решать которые предстоит в этом году.

Результативность ключевых направлений деятельности постоянно отслеживается посредством Групповой Финансовой Отчетности (ГФО) и регулярного проведения анализа производственных результатов с участием команд и высшего руководства. Цель проведения такого анализа – четко выявить слабые места в производственной цепочке и определить круг мероприятий, которые помогут их ликвидировать.

Ключевые показатели фиксируются в ГФО в которых также содержатся прогнозные данные. При этом, в ГФО четко отделяется воздействие внешних факторов, которые могут исказить подлинные показатели производственной деятельности (к примеру, цены на нефть и курсы обмена валют).

"Новатор": Что УЭД значит для техперсонала на местах? Каким образом он связан с производственной культурой? Что может сподвигнуть к экспериментированию с новыми идеями, новыми технологиями?

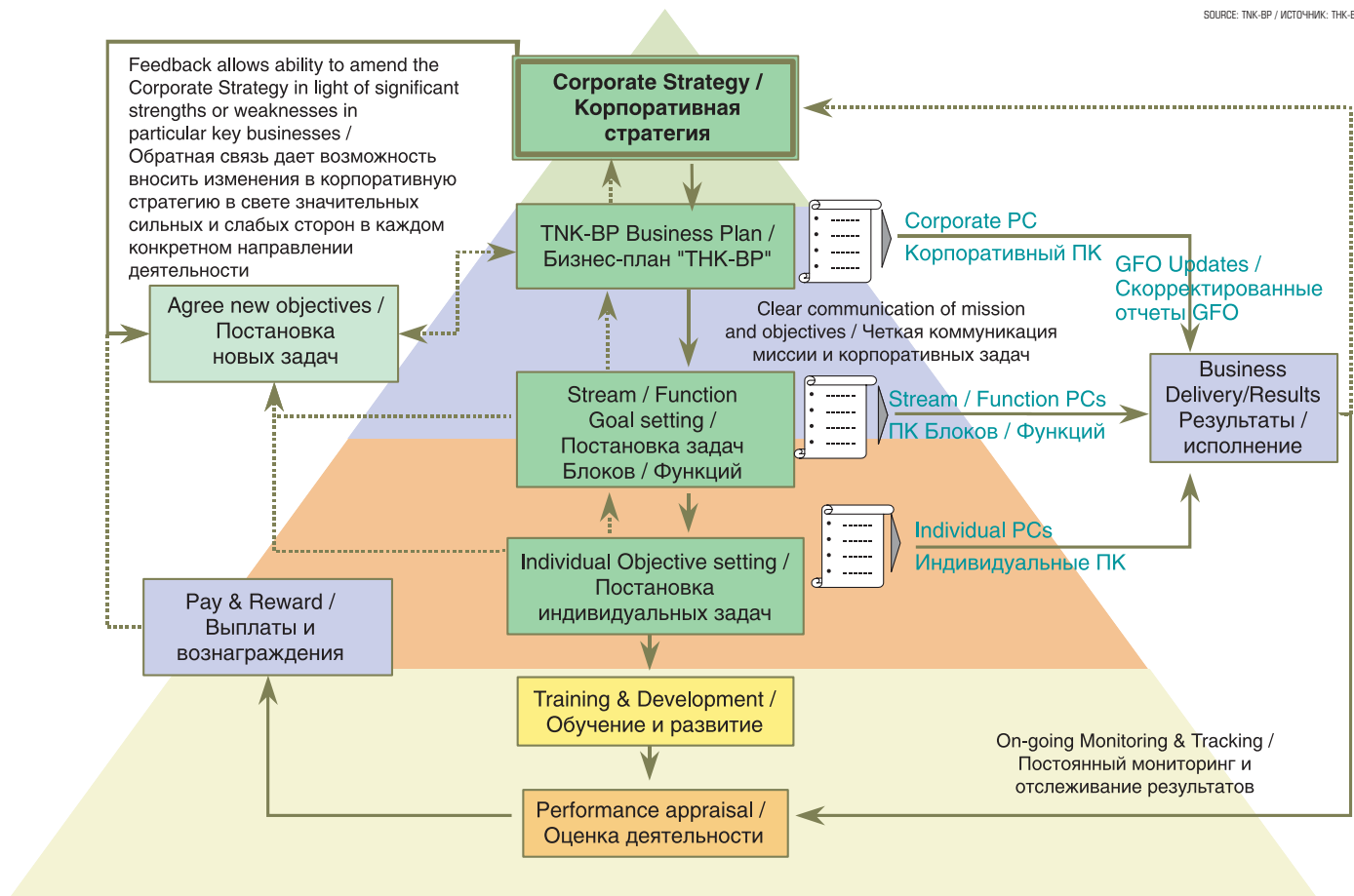
Том Райт: На деле это означает поиск новаторских решений в области технологий и способов их успешного применения в масштабах, необходимых для улучшения бизнеса. В то же время это означает и наличие определенного технического риска, предполагающее, во-первых, проведение оценки самого риска, а также наличие высокого уровня технологического мастерства и опыта, позволяющих успешно управлять рисками и минимизировать их чтобы добиться выдающихся производственных результатов.

Знания в таких областях, как технология разработки пластов, бурение и заканчивание скважин, капитальный ремонт скважин, надежная безопасность и учет требований по охране окружающей среды, необходимо внедрять во всех регионах деятельности Компании. Достижение этой цели требует совместной работы.

Я твердо считаю, что технологическое и производственное превосходство является ключом к нынешним успехам Компании и движет ее к успехам будущим. Поэтому нам нужно побуждать сотрудников стремиться к поиску новых идей и их воплощению в жизнь.

"Новатор": Можно ли сказать, что мы продолжаем развивать культуру производства, созданную еще в ТНК и "Сиданко", и внедряя систему УЭД добиваемся прогресса одновременно воздавая должное прошлому?

Том Райт: Чрезвычайно важно признать и понять прошлое, чтобы построить будущее. Но, как говорится, будущее не всегда повторяет прошлое.



drilling and completions, workovers, excellent safety and environmental awareness needs to be transferred across the regions. Doing this means people need to work together.

I firmly believe that technology and operational excellence is at the heart of what drives the Company's current and future success and that what we need is to encourage people to seek and apply the best ideas.

Innovator: Can we say that we are building on the successful culture that existed in TNK and Sidanco, putting the progresses in support structures through PM, acknowledging the past?

Tom Wright: It's extremely important to recognize and understand the past in order to help build the future but as they say, past performance is not necessarily what will happen in the future. TNK-BP is built from the success of its heritage companies but is building something greater than the sum of the individual parts. Even knowing that you are best you need to become better! Until we are the best we will keep comparing ourselves with the competition and when we do become the best, we will still be looking for new "Stretch" targets.

Setting up the system and the mechanical processes is relatively easy. The real trick is engaging the whole organization in striving for exceptional performance in all the key areas that we work in. We are on that journey and that journey never ends for a truly performance-oriented company. **W**

Tom Wright joined TNK-BP as EVP Planning and Performance Management in November 2004. He has over 30 years financial and business performance management experience, the majority of which has been in the oil industry and is a Chartered Accountant by training.

During his career with BP, he has encompassed a variety of senior management positions covering Financial Management, Business Planning and Control, Joint Venture Management and Operational Management roles.

▲ TNK-BP Performance Contract is designed to re-enforce behaviors that support Business Plan delivery .

Производственный контракт ТНК-ВР составлен таким образом ,чтобы мотивировать сотрудников к выполнению задач бизнес-плана.

ТНК-ВР построена на успехе предшествующих ей родительских компаний, но она создает нечто намного большее, чем сумму отдельных частей, которые полностью относятся к прошлому. Даже если вы знаете, что вы – лучший, вам все равно нужно стать еще лучше! Пока не станем лучшими, мы будем сравнивать себя с конкурентами, а когда в итоге станем лучшими, продолжим искать новые "эластичные" цели.

Создавать систему и налаживать механические процессы относительно легко. Суть УЭД заключается в том, чтобы подвинуть всю Компанию стремиться к исключительным результатам во всех основных сферах нашей деятельности. Мы находимся в пути, который на самом деле никогда не кончается для компании, подлинно ориентированной на результат. **W**

Tom Райт стал членом команды ТНК-ВР в ноябре 2004 года после назначения исполнительным вице-президентом Компании по планированию и управлению эффективностью деятельности. Его опыт работы в сфере управления эффективностью финансовой и производственной деятельности насчитывает более 30 лет, большую часть из которых он трудился в нефтяной отрасли. Господин Райт по специальности профессиональный бухгалтер/аудитор.

В период работы в ВР он занимал ряд высших руководящих постов и курировал финансовое управление, бизнес-планирование и контроль, управление совместными предприятиями и производственной деятельностью.

ТНК-ВР переходит на международные стандарты управления запасами

TNK-BP Adopts International Standards for Reserves Management and Reporting



Арик Каннингем (acunningham@tnk-bp.ru)
менеджер Отдела управления запасами ТНК-ВР
Aric Cunningham (acunningham@tnk-bp.ru)
TNK-BP Reserves Management, manager

ТНК-ВР, как и многие российские компании, приняла международные стандарты корпоративного управления и финансовой отчетности. Это сделано с целью обеспечения большей прозрачности деятельности Компании, востребованной зарубежными и отечественными инвесторами.

In addition to fulfilling our statutory reporting obligations as a license user in Russia, TNK-BP, in line with many Russian companies, has adopted international standards of corporate governance and financial reporting to provide the transparency demanded by the foreign and domestic investor community.

TNK-BP is leading the way with the adoption of the U.S. Securities & Exchange Commission (SEC) and International Society of Petroleum Engineers (SPE) classification schemes for Reserves Management and External Reporting. These systems are now corporate standards, included in the official TNK-BP reserves policy, which sit beside the Russian ABCD system that is stipulated for Russian statutory reporting.

TNK-BP has adopted these systems because they better inform our own investment decisions and help optimize the way we manage our business to realize our strategy of growth. Seeking external funding is only a small part of why we have done so. The basic intent and principles behind these systems are outlined below.

What Are 'Reserves' and Why Should We Care

Put simply, reserves are the future volumes of oil and gas that we can economically extract from the ground. The important concept is that reserves are the resource foundation (or stocks) upon which the company is built. If we don't find more oil in the ground, or better ways to get out what we've already found, then the company eventually shrinks and goes out of business. A fundamental measure of the health of oil & gas companies is Reserves Replacement Rate, or that rate at which reserves are increasing or decreasing. If we don't replace reserves faster than we grow our production then the company shrinks.

The primary reason why we need the international standards is because they are fundamentally different from the Russian system, which is based on 'Technical' criteria. 'Recoverable Reserves' are counted under the Russian system if they are theoretically possible to produce, whether the company loses money in the process or not. Reserves in SEC and SPE by definition must be economic, i.e. the company must make money (positive net cash flow) in the process. In addition, SEC or SPE 'Proved' Reserves imply a level of certainty and commitment to develop. Russian Reserves (ABC1) will thus almost always be higher than SEC or SPE 'Proved' reserves as shown in Fig. 2 for Russia as a whole. This is one reason why the investment community uses SEC and SPE reserves to value companies in that this

TNK-BP одна из первых в России стала применять стандарты, разработанные Комиссией по ценным бумагам и биржам США (SEC) и Международным обществом инженеров-нефтяников (SPE) в сфере управления запасами и внешней отчетности. В настоящее время данные методы являются частью корпоративных стандартов, официально закрепленных в "Положении о запасах" ТНК-ВР. Это положение действует наравне с российским документом, определяющим запасы и ресурсы категорий ABCD и представляющим систему государственной отчетности по запасам в России.

Компания приняла эти стандарты потому, что они дают более четкое представление о собственных инвестиционных планах и помогают оптимизировать управление в рамках реализации стратегии роста ТНК-ВР. Причину такого шага можно лишь частично объяснить поиском внешних источников финансирования.

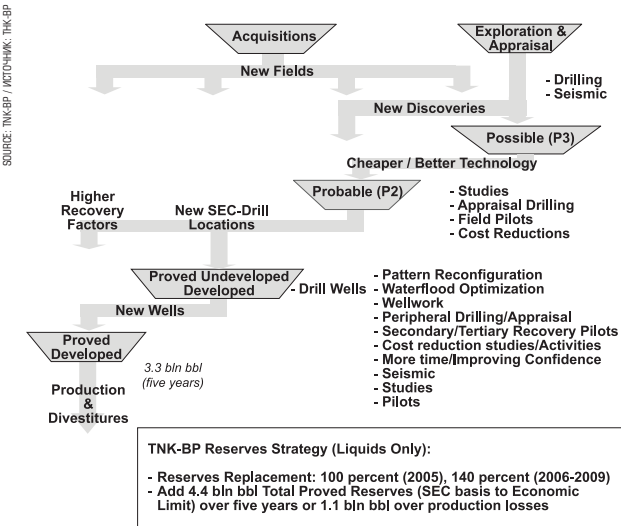
Что такое "запасы" и их роль в бизнесе

Говоря простыми словами, запасы – это будущие объемы нефти и газа, которые мы сможем рентабельно извлечь из недр. Запасы составляют ресурсную основу (активы), на которой строится компания. Если в недрах мы больше не найдем нефти, или не прибегнем к более эффективным способам извлечения того, что уже открыто, масштабы деятельности компании в конечном итоге сузятся, и она будет вынуждена уйти из бизнеса. основополагающим критерием "здоровья" нефтегазовых компаний является темп восполнения запасов, или темп, с которым запасы либо увеличиваются, либо сокращаются. Если запасы восполняются медленнее, чем растет добыча, то компания испытывает спад.

Международные стандарты оценки запасов сильно отличаются от российской системы, основывающейся на "технических критериях". Согласно российской системе, "извлекаемые запасы" – это запасы, добыча которых теоретически возможна, независимо от того убыточно ли это для компании или нет. Извлечение запасов, классифицируемых SEC и SPE, по определению должно быть рентабельно. Другими словами – в процессе добычи компания должна "делать деньги", то есть обеспечить положительный чистый поток наличности.

Наряду с этим, "доказанные запасы" подразумевают определенный уровень достоверности и принятия производственных обязательств. По этой причине российские запасы (категории ABC1) почти всегда будут выше категорий доказанных запасов по классификации SEC и SPE, как это видно на Рис. 2 в целом по России. Это одна из причин того, почему инвесторы используют методы SEC и SPE для

Fig. 1. Reserves Progression



ensures that *value* is likely to be added, not only production. Another important reason is that SEC is globally accepted by all investment banks as a benchmark lending criterion.

TNK-BP Strategy and Reserves Progression

The TNK-BP strategy is to create a sustainable resource base to meet our growth aspirations. If we wish to grow at roughly 7 percent per annum for the next five years and keep the reserves to production ratio (R/P) above 11 (an international norm), we must replace 4.4 bln bbl over this period. The current objective is to replace 100 percent of liquid Total Proved Reserves reserves in 2005, based on SEC – without license cutoffs, followed by 140 percent per annum through 2009. This will require converting roughly 875 mln bpa over the five-year period from the Probable (P2) and Possible (P3) categories to Total Proved, which needs to be delivered dominantly from our operated assets and Greenfield sanctions. 'Greenfields' are defined as discovered fields in the appraisal stage, such as the Uvat area, that have not been sanctioned for full development. This strategy has four elements: in the near term, application of technology delivers further improvements in reservoir management and wellwork from the base with continued reserves growth/replacement (~50 percent); significant growth in 'Brownfield' drilling and appraisal occurs (25 percent); and major sanction of Greenfield developments are successful (15 percent); in the longer-term, exploration success is vital.

TNK-BP has over 20 bln bbl of total liquids resources in the P2 and P3 categories and there are several ways to convert these into Total Proved. We therefore believe we have the resource potential to grow. All reserves, however, require investment (in seismic, studies, pilots, project appraisals, drilling) to advance from one category to another and eventually into Proved Developed (the category that delivers production and cash). The important concept to understand is that there are a number of ways to achieve our strategy, and we want to get there the way that creates the most possible cash for our investments and more efficiently than our competitors. To do this we need to fully understand and manage our options.

Options are simply choices that we create every year for ways to spend our money in progressing reserves. We currently have more options to grow production and reserves than funding available – we must therefore make choices between development options. There are also a number of different ways to progress reserves to production (as shown in Fig. 1), all of which have to compete for capital and operating expenses. We must continually strive to generate more options to ensure we are spending our money optimally.

Opinion / Мнение



Martyn Smith, Director of TNK-BP Reservoir Management Department
Мартин Смит, директор Департамента разработки пластов TNK-BP

We recognize that many of these concepts and reserves systems are new to TNK-BP and require educational, organizational, and systems/documentation development/support. We are therefore designing several seminars as part of the 2006 business planning cycle along with a Reserves Manual. The longer term vision is to have Reserves Experts embedded in each Performance Unit with support provided by the Technology Technical Centers.

Мы отдаем себе отчет в том, что многие из представленных здесь концепций и систем классификации запасов новы для сотрудников TNK-BP и нуждаются в дальнейшем развитии, организационном и документальном оформлении внутри Компании. В связи с этим в рамках процесса составления бизнес плана на 2006 год мы готовим ряд семинаров, а также выпуск "Руководства по запасам". В отдаленной перспективе мне видится наличие штатных специалистов по запасам в каждой производственной единице, поддержку которым оказывают технологические отделы научно-технических центров.

оценки компаний. Данные методы дают гарантию того, что вероятный прирост стоимости будет обусловлен не только добычей, но и всей производственной деятельностью. Другая важная причина – это то, что во всем мире все инвестиционные банки в качестве базовых критериев при выделении финансовых средств используют оценки SEC.

Стратегия TNK-BP и перевод запасов из одной категории в другую

Стратегия TNK-BP заключается в создании солидной ресурсной базы, отвечающей потребностям роста Компании. Если в течение ближайших пяти лет Компания намерена расти с темпом, составляющим примерно 7% в год, и при этом поддерживать коэффициент обеспеченности запасами на уровне 11 (по международным нормам), то необходимо восполнить 4,4 млрд барр. (600 млн т) в течение этого периода. Ближайшая задача – восполнить в 2005 году 100% общих доказанных запасов жидких углеводородов, подсчитанных по методике SEC без учета сроков окончания лицензий, с последующим восполнением 140% запасов ежегодно до 2009 года включительно.

Это потребует перевода запасов из категорий вероятных (P2) и возможных (P3) в общие доказанные запасы в объемах примерно 875 млн барр. (120 млн т) ежегодно в течение пяти лет. Реализация этой стратегии должна основываться преимущественно на эксплуатации собственных освоенных активов и вводе в строй новых месторождений.

Определение "новые" относится к открытым месторождениям, находящимся на стадии оценки. К ним относится Уватская площадь, полномасштабная разработка которой еще не утверждена.

Данная стратегия складывается из четырех элементов. В краткосрочной перспективе внедрение новых технологий ведет к улучшению разработки пластов и ГТМ, тем самым обеспечивая рост и восполнение запасов за счет улучшения базовой добычи (приблизительно 50%), значительное увеличение масштабов бурения, в том числе оценочного, на разбуренных месторождениях (25%); в случае успеха в освоении новых месторождений (15%); в долгосрочной перспективе жизненно важную роль приобретают геологоразведочные работы.

TNK-BP располагает более, чем 20 млрд барр. (2,7 млрд т) общих запасов жидких углеводородов категорий P2 и P3 по классификации SPE. Существует несколько способов их перевода в общие доказанные запасы.

Clip & Save / Наша справка

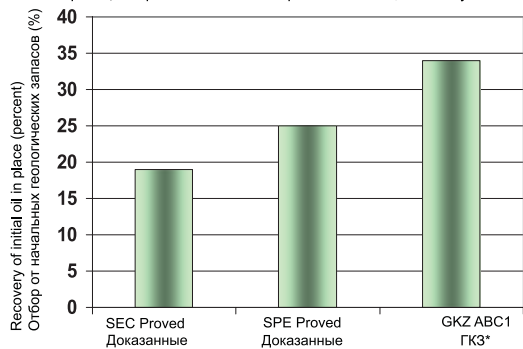
About SPE Reserve Classification System

The Society of Petroleum Engineers (SPE) System is divided into three major resource categories — Proved, Probable, and Possible.

- **Proved Reserves (P1 or TP for Total Proved):** Reserves in which we have 90 percent confidence that they will be produced economically using proven technology (in our fields) and under current oil prices and operating conditions. The key is that we have sufficient production history and studies to demonstrate the high level of certainty. This category is further subdivided into two categories:
 - **Proved-Developed (PD):** Production from wellbores currently in place, either perforated today (PDP for Proved Developed Producing) or from future re-completions (PDNP for Proved Developed Non-Producing), as long as the cost of re-completion requires "minor" capital expenditure (capex).
 - **Proved-Undeveloped (PUD):** Production from wells to be drilled in the future that have either received funding approvals or have longer term development plans that the Company has a track record of implementing.
- **Probable (P2):** Reserves we have 50 percent confidence in producing economically. These reserves generally fall into two categories — Probable-Drilling: undrilled areas of our fields farther away from existing well or seismic data or in areas that have more marginal flow rates; Probable Incremental Recovery: production from water-flood pattern reconfigurations/improved recovery techniques or wellwork that need further time or field studies/pilots to demonstrate 90 percent confidence in. Proved + Probable (or the 2P reserves) are our most likely outcome and should theoretically match our business plan but do not require an investment commitment from the Company at this time.
- **Possible (P3):** Reserves that we have only 10 percent confidence in producing economically. This includes application of untested technology, drilling in areas of the fields that are uneconomic today, or fields far from existing infrastructure (pipelines) that have no current regional plans for accessing. The 3P (Proved + Possible + Probable) represents the entire potential resource in our discovered fields. The company will never plan on producing all these resources because of the 10 percent confidence limit on P3.
- **Exploration Prospects:** These are not considered reserves or resources by SPE until a prospect is drilled and has been discovered.

Fig. 2 International proved reserves vs. GKZ for Russia

Рис. 2 Сравнение категорий запасов: доказанных запасов по международной классификации с российскими категориями запасов, используемых ГКЗ



* Data from DeGolyer & McNaughton - 2004
* Данные взяты из материалов компании DeGolyer & McNaughton - за 2004 год

SOURCE: TNK-BP / ИСТОЧНИК: TNK-BP

О системе классификации запасов SPE

Система, разработанная американским обществом инженеров-нефтяников (SPE), разделяет ресурсы на три основные категории: доказанные, вероятные и возможные.

- **Доказанные запасы (P1 или TP для общих доказанных запасов)** — это запасы, в рентабельной добыче которых мы уверены на 90% при использовании проверенной технологии (на наших месторождениях), с учетом текущих цен на нефть и условий добычи. Ключевым моментом здесь является то, что мы должны располагать достаточной производственной статистикой и результатами исследований, свидетельствующими о высоком уровне достоверности. Данная категория в свою очередь подразделяется на две подкатегории:
 - **Запасы доказанные разрабатываемые (PD):** привязаны к существующим скважинам, запасы добываются либо из горизонтов, перфорированных на данный момент (PDP — запасы доказанные разрабатываемые добываемые), либо будут добыты при переводе скважин на другие продуктивные горизонты (PDNP — доказанные разрабатываемые недобываемые), при условии, что перевод потребует лишь "незначительных" капитальных затрат.
 - **Запасы доказанные неразрабатываемые (PUD)** — это запасы, добыча которых предусматривается из будущих скважин, под бурение которых либо выделены средства, либо эти скважины запланированы к бурению согласно плану разработки, который Компания уже реализует в течение некоторого времени.
- **Вероятные (P2)** — это запасы, в рентабельной добыче которых мы уверены на 50%. Эти запасы делятся еще на две категории: Вероятные от бурения — это запасы, находящиеся в пределах неразбуренных площадей наших месторождений на значительном удалении от существующих скважин, участков, на которые имеются данные сейсмической разведки, или запасы в пределах площадей с низкими дебитами добычи; Вероятные запасы от дополнительной добычи — это запасы, которые предполагается извлечь за счет совершенствования системы заводнения, внедрения методов повышения нефтеотдачи пласта или осуществления геолого-технических мероприятий (ГТМ). Все это требует времени, дополнительных исследований и промышленных испытаний, чтобы поднять уровень достоверности рентабельности добычи запасов до 90%. Запасы доказанные плюс вероятные (или запасы 2P) — это наиболее оптимальный результат изысканий. Теоретически эти запасы должны совпадать с показателями, заложенными в наш бизнес-план, но на данном этапе в их отношении Компания может не связывать себя какими-либо инвестиционными обязательствами.
- **Запасы возможные (P3)** — это запасы, в рентабельной добыче которых мы уверены всего на 10%. Запасы данной категории могут быть добыты при внедрении не опробованных технологий, бурении на тех площадях месторождений, где в настоящее время добыча нерентабельна, или при разбуривании месторождений, значительно удаленных от объектов инфраструктуры (трубопроводов), и где в настоящее время отсутствуют региональные планы их строительства. Запасы 3P (доказанные + вероятные + возможные) представляют собой полный ресурсный потенциал наших открытых месторождений. Компания никогда не станет планировать добычу всех этих ресурсов, так как имеется лишь 10%-я доля уверенности в рентабельной добыче запасов P3.
- **Поисковые блоки:** полезные ископаемые, предполагаемые в пределах этих блоков, SPE не относит ни к ресурсам, ни к запасам до тех пор, пока блок не разбурен и не найдены углеводороды.

SEC Classification and Differences from SPE

The U.S. Securities & Exchange Commission (SEC) System differs from that of SPE in that it only describes Proved Reserves (it does not deal with P2 or P3) and it imposes much stricter evidentiary requirements with respect to the 90 percent confidence limit. The proved developed (PD) categories are virtually identical. The main differences are in three areas with respect to PUD reserves:

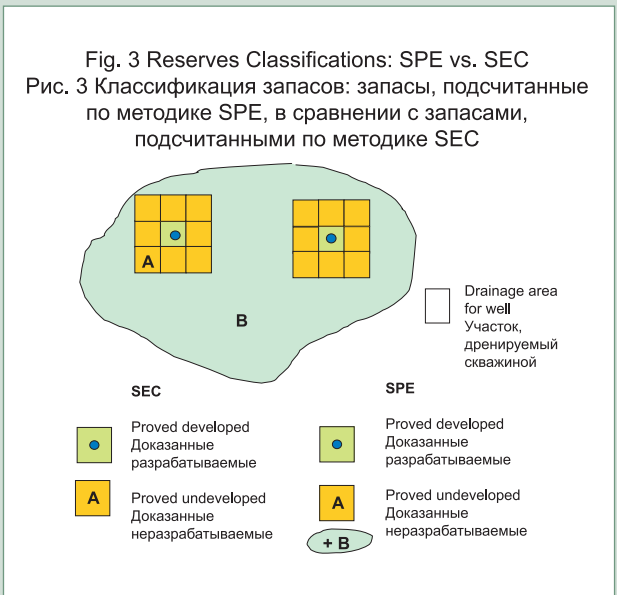
- Distance from existing wellbores (see Fig. 2): SEC requires 'production continuity' or the 1-offset rule, i.e. PUD can only be counted if less than 1.5 development radii away from existing wellbores (all of which must have actual economic well tests) or have had a long term production test demonstrating interference. SPE allows indirect evidence (primarily seismic) and interpretation of well log data to be used to interpret the economic limits of a reservoir.
- Proof of oil/water and gas/oil contacts: SEC allows only the lowest known oil/water contact or highest logged oil/gas contact, tested with an actual flow rate to be used in delimiting the oil column thickness. SPE allows extrapolation from formation pressure testing (RFTs) to be used.
- Proof of incremental recovery techniques: SEC generally requires an actual field pilot showing actual incremental oil production for a long-term (six months) duration. The only exception is where there is a very good analog (same horizon, and of as good or better reservoir properties) from another nearby field. SPE generally allows analog application by itself.

The aggregate result of these differences is that SEC will always be smaller than the SPE reserves. The SEC is preferred by investment banks because it is almost universally used by all public companies and there is less room for interpretation (providing greater consistency to compare different companies). Both these reserves are used and audited by an external third party in TNK-BP annually.

Система классификации запасов SEC и ее отличия от системы SPE

Система классификации запасов Комиссии по ценным бумагам и биржам США (SEC) отличается от аналогичной системы SPE тем, что предметом первой являются только доказанные запасы. В системе SEC нет такого понятия, как запасы категорий P2 и P3. Кроме того, данная система предъявляет более жесткие требования к наличию 90%-й уверенности в рентабельной добыче сырья. Фактически категории доказанных разрабатываемых запасов по SPE и SEC одинаковы. Основные отличия лежат в плоскости доказанных неразрабатываемых запасов:

- Удаленность от существующих скважин (см. Рис. 2): SEC требует доказательств "гарантированной добычи" или соблюдения правила "одного участка разработки, смежного с дренируемым". Таким образом доказанные неразрабатываемые запасы могут быть подсчитаны только на площади, отстоящей не более, чем на один шаг разработки от края зоны дренирования существующих скважин, при условии, что на всех этих скважинах в ходе испытаний получен рентабельный дебит. Доказательством служит также наличие зоны интерференции, подтвержденной в ходе длительного испытания скважины на приток. SPE же допускает косвенные доказательства пределов рентабельной разработки коллектора, определенных главным образом на основе данных сейсмической разведки интерпретации и геофизических исследований скважин.
 - Доказательство установления водонефтяного и газонефтяного контактов: SEC для определения границ нефтяного столба допускает использование нижней границы нефтеносности (НГН) или верхней границы зафиксированного газонефтяного контакта, установленных на основе результатов фактических испытаний скважин на приток. SPE считает достаточными для доказательства выводы о границах контактов, сделанные на основе замеров пластового давления (гидродинамического каротажа).
 - Доказательство увеличения запасов от внедрения методов повышения нефтеотдачи пласта: SEC обычно требует наличия реального проекта опытно-промышленной эксплуатации, в ходе которого в течение длительного времени (шесть месяцев) реально обеспечивается дополнительная добыча нефти. Единственное исключение из этого правила допускается только в том случае, если имеется очень хороший аналог (тот же горизонт, или другой с теми же, или лучшими характеристиками) на другом месторождении, расположенном по соседству. Использование аналогов как таковых является общим правилом SPE.
- Суммарный эффект от различий систем заключается в том, что запасы подсчитанные по методике SEC, всегда будут меньше запасов, подсчитанных по методике SPE. Методике SEC предпочитают банки, занимающиеся инвестиционной деятельностью, так как данная методика используется публичными компаниями почти повсеместно и не оставляет простора для ее двоякого толкования, обеспечивая более четкий подход при сравнении двух различных компаний. В деятельности компании TNK-BP используются категории запасов обеих систем. Независимым подрядчиком ежегодного проводится аудит запасов.



SEC classification is very rigid, conservative and based on direct evidence
1-offset rule away from wells; well test with oil flow > econ rate; low-measured OWC.

SPE classification based on judgment and best "oilfield practice"
Demonstration of reservoir continuity; indirect evidence of flow potential (logs); indirect evidence of OWC (pressures).

Классификация SEC очень строга, консервативна и основана на прямых доказательствах наличия запасов.

Обязательные условия:

Правило "одного участка разработки, смежного с дренируемым" (наличие доказанных запасов допускается на удалении одного шага разработки от границы продуктивного участка, дренируемого скважиной); скважины испытаны на приток с рентабельным дебитом; установлен самый нижний ВНК

Классификация SPE основывается на оценках и "передовом производственном опыте".

Обязательные условия:

Доказательство выдержанности коллектора; косвенное свидетельство потенциала притока (на основе данных каротажа); косвенное наличие ВНК (на основе замеров давления).

Рис. 1. Перевод запасов из одной категории в другую



Следовательно, мы считаем, что у нас есть ресурсный потенциал, необходимый для развития. Однако, во всех случаях для перевода запасов из более низкой в более высокую категорию и, наконец, в категорию доказанных разрабатываемых запасов, обеспечивающих добычу и денежный доход, необходимы инвестиции. Они будут направлены на проведение сейсмической разведки, исследование, осуществление проектов опытно-промышленной эксплуатации, экспертизу проектов и бурение. Важно понимать, что существует несколько путей достижения нашей стратегической цели. Компания выберет тот, который обеспечит наибольшую отдачу на вложенный капитал и лидерство в конкурентной борьбе. Для этого нужно иметь полное представление об имеющихся вариантах развития и умело ими пользоваться.

Наличие вариантов обеспечивает свободу выбора вложения средств в интересах перевода запасов из низших в высшие категории. В настоящее время количество имеющихся в нашем распоряжении вариантов наращивания добычи и запасов, превышает возможности по их финансированию. Следовательно, надо делать выбор из имеющихся вариантов.

Существует несколько способов вовлечения запасов в разработку (см. Рис. 1). Все эти способы должны отбираться исходя из уровня капитальных и эксплуатационных затрат. Нужно постоянно стремиться к выработке как можно большего числа вариантов развития, чтобы иметь уверенность в оптимальном расходовании своих средств. **В**

Readers' Feedback / Отзывы читателей

Dear readers,

We appreciate your feedback about our first two issues of the Innovator and we'll try to take into consideration your constructive proposals. Don't hesitate to send us your comments.

Editor-in-chief
Olga Grigorieva

"Good articles to help spread best practice. Would be useful to test whether this magazine is distributed to those who should read it."

Rob Provan, VP,
Upstream PPC

"I would like to see a Technology Intranet home-page that could be used as a place to "download" information/tools/software/standards, etc."

Martin Ryland
Chief engineer,
TNK-BP Technology

"It would be great to have news briefs in each section, as well as information on achievements in different areas of activity in Russia and around the world."

Roman Kazennov
Chief specialist,
Well Workover, Technology Block

"Very informative. Please continue to highlight success where people have taken risks (not safety risks) and have produced more as a result."

George R. Blankenship
TNK-BP Technology Upstream, VP

"All TNK-BP projects should be covered. Apart from that, the magazine should also describe BP's projects in other CIS countries and abroad."

Oleg Yakovlev
Chief specialist,
TNK-BP Project Control Dept.

"Magazine is very good — excellent start. The idea of a 'Focus' for each issue is good. Try to be 'frank' in stories — point both good and bad and talk about things we could do to become better."

Kelly Eager
Manager,
Operations and Maintenance Support, TNK-BP

"Great start! Format is clear and attractive. As ever with such publications need to focus on simple description of often complex technology."

Howard Leach
Director,
Exploration New Ventures Department

Уважаемые читатели!

Мы ценим ваши отзывы о первых двух номерах "Новатора", и постараемся принять во внимание конструктивные предложения. Не стесняйтесь присылать нам свои комментарии.

Главный редактор
Ольга Григорьева

"Статьи хорошие, они будут способствовать более широкому внедрению лучших [технологических] решений. Было бы полезно узнать доходит ли журнал до тех, кому он нужен".

Роб Прован, вице-президент, БН "Разведка и добыча", PPC

"Я хотел бы увидеть страничку по технологиям на Интранете, которую можно было бы использовать для "скачивания" информации/пособий/програм-ного обеспечения/стандартов, и т.д."

Мартин Райленс
Главный инженер, TNK-BP Блок технологий

"Хотелось бы, чтобы каждый раздел содержал краткие новости и достижения в соответствующих направлениях деятельности по стране и в мире".

Роман Казеннов
Главный специалист по КРС, Блок Технологий

"Весьма информативное издание. Продолжайте освещать темы, в которых сотрудники Компании рискнув (не подвергая при этом риску собственную безопасность) добились успеха, который в результате привел к увеличению добычи".

Джордж Р. Бланкеншип
Вице-президент TNK-BP, БН "Разведка и добыча"

"Следует охватить все проекты TNK-BP. Кроме того, давать описание проектов BP в других странах СНГ и дальнего зарубежья".

Олег Яковлев
Главный специалист Департамента контроля проектов TNK-BP

"Очень хороший журнал — великолепное начало! Идея "главной темы" в каждом выпуске хорошая. Постарайтесь быть "искренними" в материалах — обращайтесь внимание и на хорошее и на плохое и рассказывайте о тех вещах, которые нам нужно делать, чтобы стать лучше".

Келли Игер
Руководитель группы экспертной поддержки эксплуатации и техобслуживания

Отличное начало! Формат журнала четок и привлекателен. Как всегда в изданиях данного типа, необходимо сделать акцент на доступном изложении сути комплексных технологий.

Ховард Лич,
директор Департамента новых геологоразведочных проектов

Сейсмические технологии ТНК-ВР: статус и направления развития

TNK-BP Seismic Technology: Status and Development Priorities



Кайрат Сыдыков, директор Департамента сейсморазведки, Управление геологоразведки ТНК-ВР (KZSydykov@tnk-bp.ru)

Kairat Sydykov, Director of Seismic Operations and Quality, Exploration, TNK-BP (KZSydykov@tnk-bp.ru)

ТНК-ВР сегодня является крупнейшим потребителем услуг по трехмерной (3D) сейсморазведке в России. Около четверти всего объема сейсморазведочных работ 3D в стране выполняется по заказам Компании и ее дочерних предприятий. Наряду с увеличением объемов происходит качественный рост данных 3D, что позволяет рассматривать сейсморазведку как все более эффективное средство разработки нефтегазовых месторождений Компании.

Today, TNK-BP is Russia's largest buyer of 3D seismic services. Around 25 percent of 3D seismic operations in the country are contracted out by the Company and its subsidiaries. As the volume of seismic operation has increased, the quality of 3D data has improved, allowing us to view seismic acquisition as an increasingly efficient tool in developing TNK-BP's oil and gas fields.

For a long time – from its beginnings in the 1930s through the late 1980s – reflection seismic exploration was primarily a method for determining the depths of occurrence of geological boundaries. Using a simple relationship between time and distance through the elastic wave propagation velocity in rock formations, seismic exploration is virtually the only method for designating well-drilling locations.

A modern seismic survey remains a method of studying deep strata composition and improving as such also helps determine the structure and properties of rocks. This has become possible because of advances in the development of 3D technology. All of the world's relatively large and successful oil companies have their own seismic exploration departments that utilize this technology for exploration and appraisal. Moreover, in recent years companies have also begun using 3D seismic to optimize development of their oil and gas assets.

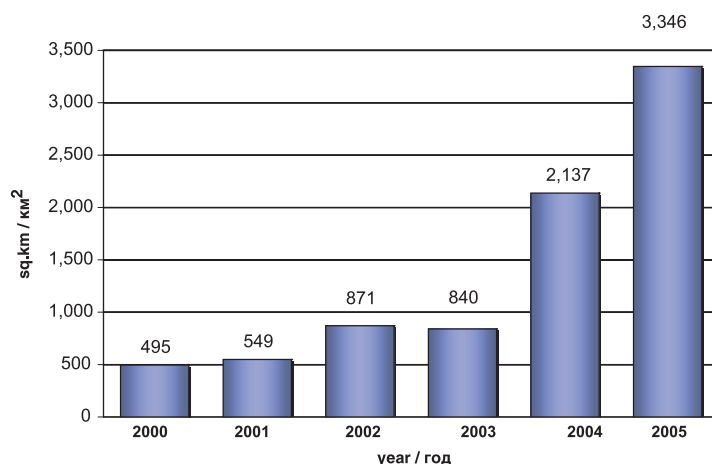
An in-house seismic service at TNK-BP was established just recently – it was in summer 2002, when TNK, one of the company's founders, established the Seismic Operations Section. Before that, the company's technology policy on seismic acquisition had essentially been formulated externally by contractors and the requirements of the former Mineral Resources Replenishment (VMCB) Fund. Consequently, that earlier stage was marked by the dominance of 2D (profile-based) seismic surveys over 3D seismic surveys, and was characterized by the

На протяжении долгого периода времени, с момента ее возникновения в 30-е годы до конца 80-х годов прошлого века, сейсморазведка отраженными волнами являлась, главным образом, методом определения глубин залегания геологических границ. Используя простую связь между временем и расстоянием через скорость распространения упругих волн в горных породах, сейсморазведка оказывается практически единственным методом определения местоположения буровых скважин.

Современная сейсморазведка, продолжая оставаться и совершенствоваться как метод изучения глубинного строения, позволяет также определять структуру и свойства пород. Это становится возможным благодаря развитию технологий 3D, то есть площадной сейсморазведки. Все более или менее крупные и успешные нефтяные компании мира имеют в своем составе службы сейсморазведки, которые обеспечивают использование этих сейсмических технологий для поиска и разведки, а в последние годы и оптимизации разработки своих нефтегазовых активов.

Создание собственной службы сейсморазведки в ТНК-ВР началось совсем недавно: летом 2002 года, тогда еще в ТНК, был создан отдел сейсморазведки. До тех пор технологическая политика Компании в области сейсморазведки, по существу, определялась вне ее стен подрядчиками и существовавшим в то время фондом воспроизводства минерально-сырьевой базы (ВМСБ). Как следствие, тот этап характеризовался явным преобладанием объемов 2D (профильной) сейсморазведки, над объемами 3D сейсморазведки, и примитивными параметрами

Scope of 3D seismic conducted by TNK-BP
Объемы работ ТНК-ВР по трехмерной сейсморазведке





▲ Ultra-modern Nomad-65 vibrators on profile in the East Urengoi gas condensate field, Yamal-Nenets autonomous district. A joint crew of Bashneftegeofizika and Tatneftegeofizika has been contracted to perform seismic survey.

Суперсовременные виброисточники Nomad-65 на профиле на Восточно-Уренгойском газоконденсатном месторождении (ЯНО). Подрядчиком по сейсморазведочным работам выступает совместная партия компаний "Башнефтегеофизика" и "Татнефтегеофизика".

primitive parameters of seismic data acquisition. The key seismic performance indicator was "kilometers," i.e., the physical volume of work rather than the quality of acquired seismic data.

Seismic Policy Turnaround

The situation actually began to change during the 2003-2004 winter field season, following the creation of TNK-BP. By that time, the VMSB Fund had ceased to exist, the Seismic Operations Section had been transformed into a full-blown department, and its staff had grown from two to eight people, including two consultants on assignment from BP. The new Seismic Operations and Quality Department was tasked with solving issues much more complex than the simple structural mapping of key horizons. These new challenges can be summarized as follows:

- Acquiring subsurface images in the form of data cubes after prestack time and depth migration.
- Calculating seismic wave attributes.
- Implementing high operational quality and HSE standards.

During this period, the volume of 3D seismic surveys increased sharply. All aspects of seismic surveying were suddenly in high demand, including not only structural maps, but also seismic images and attributes. Rising demand was based on the fact that seismic

полевой регистрации сейсмических данных. Основными показателями сейсморазведочных работ были "километры", то есть объемы работ, а не качество сейсмических данных.

Новый курс в сейсмике

Фактически ситуация стала меняться начиная с зимнего полевого сезона 2003-2004, после создания ТНК-ВР. К тому времени фонд ВМСБ прекратил свое существование, отдел сейсморазведки был преобразован в департамент, количество сотрудников увеличилось с двух до восьми, включая двух консультантов, прикомандированных из ВР. Перед Департаментом сейсморазведки были поставлены задачи существенно шире, чем просто построение структурных карт основных горизонтов. Они могут быть сведены к следующему:

- получение изображений сред в виде кубов данных после временной и глубинной миграций до суммирования,
- расчет атрибутов сейсмических волн,
- внедрение высоких стандартов качества работ и ОТ, ПБ и ООС.

В это время произошел резкий скачок объемов сейсморазведочных работ 3D. Стал востребованным весь потенциал сейсморазведки, включая не только структурные карты, но и сейсмические изображения и атрибуты. Ведь именно сейсмические изображения и атрибуты – скорости, амплитуды и форма волн – служат основой для оценки пористости и флюидонасыщенности

SOURCE: TNK-BP / ИСТОЧНИК: ТНК-ВР

3D seismic field acquisition parameters Параметры полевых работ по 3D сейсморазведке

Parameter/параметр	Year/год	
	2002	2004
Number of acquisition lines Количество линий приема	8	12
Number of data points in each acquisition line Количество пунктов приема в каждой линии приема	96	144
Total number of seismic channels Общее количество сейсмических каналов	1,160	5,000
Number of observations Кратность наблюдений	24	72

images and attributes – such as velocities, amplitudes and wave form – are exactly the kind of tools that help assess porosity and fluid saturation of rocks. However, for these assessments to be realistic, at least two conditions must be met. First, 3D seismic data must be of high quality. Second, during data interpretation (calibration), data from drilling and logging must be used, and these data also must be reliable.

What measures are taken to ensure that the seismic data acquired for TNK-BP and its subsidiaries meet the highest quality requirements? To answer this briefly, we'll list the activities that have been conducted over the past two years:

- Requirements for contractor selection have increased significantly. Contractors' qualifications have been assessed preliminarily based on the new criteria, resulting in only the best-equipped, most experienced and financially sound contractors being included in the bidder lists.
- Data acquisition parameters improved (see Chart).
- Continuous quality monitoring of field acquisition and data processing, including involvement of foreign supervisors, was established.
- A dedicated processing center, run by a global leader, WesternGeco, was created, implementing procedures to conduct prestack time and depth migration.

An improvement jump in field acquisition parameters is most illustrative. As a result of that improvement, the density of seismic data, which is determined by a number of seismic traces per square kilometer and represents one of the key quantitative features of the seismic data quality, tripled from 2002 to 2004 to 115,200 traces per sq. km. That improvement provides an opportunity to study such subtle compositional features of the geological cross section, which had previously been beyond seismic survey capabilities. This, in particular, has to do with identifying buried channels and delta sediments, which are characterized by improved reservoir properties.

3D Seismic Growth

The implementation of all of these measures has not only helped to significantly improve the quality of seismic data, but also improved HSE practices, an important area of corporate performance. In 2004, the Seismic Operations and Quality Department's achievements in this area were marked by a certificate awarded by the TNK-BP chairman of the board, which recognized the HSE program among the Company's Top 12 programs.

A buried channel in the northeast part of the Ust-Vakh area ► at the depth of 1,650 m.

Палеорусл в северо-восточной части площади Усть-Вах на глубине 1 650 м.

пород. Однако, для того, чтобы такие оценки были реалистичными, необходимо соблюсти как минимум два условия – сейсмические данные 3D должны быть качественными, и при их интерпретации (калибровке) должны использоваться данные бурения и каротажа, которые также должны быть достоверными.

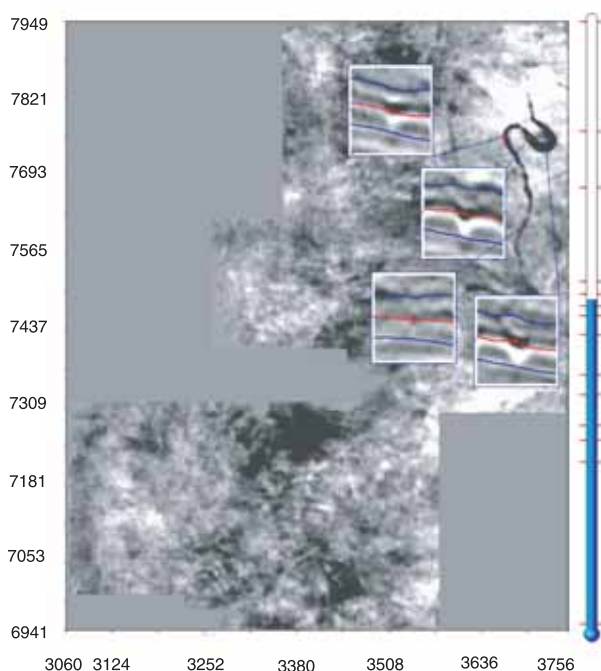
Что же предпринимается для того, чтобы сейсмические данные, получаемые по заказам ТНК-ВР и ее дочерних предприятий, отвечали самым высоким требованиям качества? Коротко на этот вопрос можно ответить, перечислив мероприятия, которые были реализованы Компанией за последние два года:

- существенно повышены требования к выбору подрядчиков – по новым критериям проведена предварительная квалификация подрядчиков, в результате чего только наиболее технически оснащенные, опытные и финансово состоятельные подрядчики включены в списки офферентов;
- улучшены параметры полевых работ (см. таблицу);
- организован непрерывный контроль качества полевых работ и обработки, в том числе с привлечением зарубежных супервайзеров;
- создан выделенный обрабатывающий центр (ВОЦ) под управлением мирового лидера, компании WesternGeco, освоены процедуры временной и глубинной миграции сейсмических данных до суммирования.

Наиболее показательный пример – скачок в улучшении параметров полевых работ. В результате плотность сейсмических данных, определяемая количеством сейсмических трасс на 1 км² и являющаяся одной из основных количественных характеристик качества сейсмических данных, выросла за эти годы в три раза, составив 115 200 трасс/км². Это создает условия для изучения таких особенностей разреза, которые раньше оставались вне пределов возможностей сейсморазведки. В частности, это относится к выявлению погребенных палеорусл и дельтовых отложений, отличающихся, как известно, улучшенными коллекторскими свойствами.

Рост объемов 3D сейсморазведки

Реализация всего комплекса мер позволила существенно повысить не только качество сейсмических данных, но и начать улучшение такого важно-го для Компании показателя работ, как охрана труда, промышленная безопасность и охрана окружающей среды. Прделанная Департаментом сейсморазведки в 2004 году работа в этой области отмечена сертификатом председателя совета директоров ТНК-ВР в числе других 12 лучших программ Компании.



Clip & Save / Наша справка

ТНК-ВР Sets Up Data Processing Center

The practice of setting up separate data processing centers (DPC) is common in the world oil industry. Leading seismic data processing contractors, hired by oil companies, create such centers in the regions where significant volumes of data have been gathered over a number of years. This allows the company to use the best processing capabilities in the given region and establish a close contact between the client and the contractor.

West Siberia and the Saratov-Orenburg area perfectly match these criteria and are the chief targets of TNK-BP's seismic surveys. This is why the creation of a DPC was approved at the corporate level. This decision was followed by a tender, which attracted bids from international leaders in seismic data processing. The contract to set up and run the center was eventually awarded to WesternGeco, the world's largest provider of services in this sector and a joint venture of Schlumberger (70 percent) and Baker Hughes (30 percent).

The Moscow-based data processing center was opened in May 2004. It is equipped with the largest processing system in Russia built on the basis of a 192-processor cluster computer. The data processing team includes both Russian and foreign specialists. The key feature of the center is a high-speed computerized communications link between it and the Company's Department of Seismic Operations and Quality, which helps the Department's staff monitor the quality and participate in the selection of processing parameters without leaving their workstations.



PHOTO: NIKOLAI CHEBANOV / ФОТО: НИКОЛАЙ ЧЕБАНОВ

Annual marketing studies, conducted by the Seismic Operations and Quality Department, show that TNK-BP has been Russia's largest buyer of 3D seismic survey services in the past two years – around 25 percent of total 3D seismic exploration work in Russia has been contracted out by TNK-BP and its subsidiaries. Projects including Talinsky and Sorochinsky recorded the highest density of seismic data in Russian history.

The 2004-2005 season has also been marked by the first-ever use by the company of a three-component recording method, applied at the Verkhne-Kolik-Yogansky block. This will help initiate an assessment of the nature of reservoir fluid saturation on the basis of seismic data.

Over the next few years, a significant amount of work involving both operational technology and process organization must take place in order to approach global industry standards for seismic exploration. We need to continue increasing the density of data in order to assess the fracturing and permeability of reservoirs on the basis of different azimuth acquisition, as well as to reorganize the work on seismic project planning, preparation for field acquisition and selection of contractors. In the immediate future, the Seismic Operations and Quality Department will prioritize these areas of activity in its day-to-day operations. **12**

ТНК-ВР создала центр обработки данных

Практика организации выделенного обрабатывающего центра (ВОЦ) является общепринятой в мировой нефтяной индустрии. Такие центры создаются при нефтяных компаниях ведущими подрядчиками в области обработки сейсмических данных там, где объемы собираемых данных в пределах одного из регионов значительны на протяжении нескольких лет. Это позволяет мобилизовать самые лучшие обрабатывающие возможности в данный регион и установить тесный контракт между клиентом и подрядчиком.

Указанным условиям полностью отвечают основные объекты исследований ТНК-ВР – перспективные залежи в Западной Сибири и Волго-Уральском бассейне (Саратов-Оренбург). Поэтому концепция создания ВОЦ была одобрена на корпоративном уровне и в результате тендера, проведенного с участием мировых лидеров в обработке сейсмических данных, выбрана крупнейшая в мире в этом секторе услуг компания WesternGeco, совместное предприятие компаний Schlumberger (владеет 70% СП) и Baker Hughes (30%).

Московский ВОЦ был открыт в мае 2004 года. Он оснащен крупнейшей в российской индустрии обрабатывающей системой на базе 192-процессорного кластерного компьютера. Группа обработчиков включает как российских, так и иностранных специалистов. Важнейшей особенностью ВОЦ является то, что между ним и Департаментом сейсморазведки установлена высокоскоростная компьютерная связь, позволяющая специалистам Департамента вести контроль качества и участвовать в выборе параметров обработки, не покидая своих рабочих мест.

◀ Roger May, right, manager of the WesternGeco-run data processing center demonstrates the capabilities of the state-of-the-art facility to James Dupree, TNK-BP Executive Vice President, Technology, at the center's opening ceremony in May 2004.

Руководитель ВОЦ, управляемого WesternGeco, Роджер Мэй (справа) демонстрирует исполнительному вице-президенту ТНК-ВР Джеймсу Дюпри возможности центра на церемонии открытия в мае 2004 года.

Ежегодные маркетинговые исследования, проводимые Департаментом сейсморазведки ТНК-ВР, показывают, что последние два года Компания является крупнейшим потребителем услуг по трехмерной сейсморазведке в России – около четверти всего объема сейсморазведочных работ 3D в стране выполняется по заказам ТНК-ВР и ее дочерних предприятий. В отдельных проектах, включая Талинский и Сорочинский, регистрируются сейсмические данные самой высокой плотности, когда-либо получавшейся в России. Впервые в практике Компании в сезоне 2004-2005 на Верхне-Коллик-Еганской площади проводятся работы с применением трехкомпонентной записи. Это позволит начать оценку характера флюидонасыщенности пластов по сейсмическим данным.

В ближайшие годы специалистам Компании предстоит проделать большой объем работы для того, чтобы приблизиться к мировым промышленным стандартам сейсморазведки. Это относится и к технологии работ, и к организации процесса. Необходимо продолжить наращивание плотности данных с целью создания возможностей для решения задач по оценке трещиноватости и проницаемости коллекторов на основе разно-азимутальных наблюдений, а также реорганизовать работу по планированию сейсморазведочных проектов, подготовке к полевым сейсморазведочным работам и выбору подрядчиков. Эти направления деятельности будут являться приоритетными в работе Департамента сейсморазведки ТНК-ВР в ближайшее время. **12**



PHOTO: TNK-BP / ФОТО: ТНК-ВР

Samotloneftegaz drilling crews hope to eliminate last year's production shortfall and produce more crude in 2005 at TNK-BP's giant Samotlor field, photo, as the Drilling Performance Process is implemented across the Company.

В этом году буровики "Самотлор-нефтегаза" постараются наверстать упущенное и добыть больше сырья, благодаря Программе управления качеством бурения, внедряемой ТНК-ВР.

Новая программа бурения поможет увеличить добычу New Drilling Program to Boost Production

Первоначальной целью Программы управления качеством бурения, утвержденной ТНК-ВР в конце 2003 года, было создание и пополнение базы данных по всем буровым проектам, которая впоследствии поможет определить стратегические приоритеты и потенциальные точки роста. В более долгосрочной перспективе ставились задачи улучшить качество буровых работ и повысить производительность скважин. Обе упомянутые задачи соответствуют основной цели Компании — ежегодному увеличению объемов добычи.

The Performance Management Process for TNK-BP's drilling activity was launched in late 2003. Its initial aims were to create and gather a standardized set of data for all drilling projects, from which improvement opportunities and strategic priorities could be identified. Longer-term goals were to drive improvement in drilling performance, and production delivery from drilling. Both of these are aligned with the Company's aspirations for annual production growth.

Drilling projects launched in 2004 underpinned TNK-BP's production growth. However, our detailed analysis has shown that there was potential to deliver even more. The figure we estimate is 615,000 t, almost all of it coming from four areas. These are shown in Fig.1.

The Drilling Performance Management Process has helped us to identify the principal lost opportunities. These include improved reservoir characterization in order to reduce sub-surface uncertainty. This particularly affected areas where the number of wells drilled had grown rapidly. Fig. 2 illustrates the challenges we face in predicting

З упущенные в прошлом году буровые проекты безусловно способствовали росту добычи нефти Компанией. Тем не менее, проведенный специалистами Департамента бурения анализ показывает, что потенциал по добыче не был до конца реализован. Недобор в добыче, по оценкам, составил 615 тыс. т, и пришелся в основном на четыре региональных подразделения Компании. (см. Рис. 1).

Созданная программа управления качеством бурения помогла выявить основные причины невыполнения планов по добыче, а также оценить предстоящие возможности.



Мартин ФEAR (MFear@tnk-bp.ru),
менеджер Отдела управления
эффективностью бурения
Martyn Fear (MFear@tnk-bp.ru),
Drilling Performance manager



Энди Картер (ACarter@tnk-bp.ru),
главный специалист Департамента
разработки пластов
Andy Carter (ACarter@tnk-bp.ru),
Reservoir Management chief specialist

well performance. If we were able to improve this performance we could deliver an average of 20 percent more oil for each dollar spent.

Another opportunity comes from the improvement of well completion practices, particularly the time taken to commission new wells. In 2004, the average time from TD to online was more than three months in one PU. Using best practice would reduce this time by at least one-third, resulting in a tremendous production boost.

Over the last two years we have seen a large rise in oil prices. At the same time there is pressure on production costs. Fig. 3 shows the cost performance since 2003.

The cost/barrel is calculated on a 15-year forecast of spend and production and shows a rise of 50 percent from 2003 to 2005.

The Drilling Performance Process highlights three main sources for this cost pressure – infrastructure construction costs, increase of injection wells and drilling/completions cost inflation.

In 2004, a number of new areas began production. Drilling in these areas requires the development of new infrastructure (roads, pipelines, drill pads). These costs were included in the totals above.

The number of water injection wells included in the program is now much higher. These ensure long-term production delivery, but do not give obvious, immediate oil production. We need to improve the way in which we describe the oil production associated with these injection options.

Drilling and completion cost inflation is high. This has been partially offset by higher well productivity, resulting from the use of new technology. However, there are further opportunities for improvement in this area.

The Challenge

So now that we have a process to monitor and understand these performance issues, we need to define our course of action. Here is a quick snapshot of relevant 2005 initiatives.

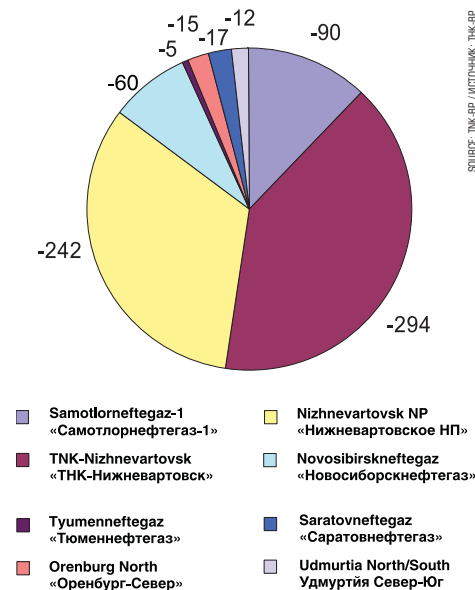
Targets have been set for drilling and completions efficiency in 2005 (4 percent reduction in drilling time, 6 percent in completions/commissioning time). This is the first time that "completions and commissioning" time has a target, and together with improved drilling time is shared by both Upstream and Technology Blocks. The latter is also a target for Oilfield Services Block.

If these targets are achieved, approximately 100,000 t of oil production will be accelerated into 2005, through earlier commissioning of wells.

The Drilling Performance Process will monitor progress towards this target quarterly. Focus will be on the BUs whose programs deliver the bulk of new wells and drilling production in 2005 (Samotlor, Vostok and Nyagan).

Fig. 1. 2004 drilling production shortfall ('000 t)

Рис. 1. Недобор по объемам добычи в 2004 году (тыс. т)



Среди факторов, непосредственно влияющих на производительность, оказалось детальное изучение свойств коллектора, повышающее надежность освоения недр в целом. Этот фактор оказал особое влияние на площадях, где число пробуренных скважин росло быстрыми темпами.

На Рис. 2 отражены те вызовы, с которыми приходится сталкиваться при прогнозировании производительности скважин. Если удастся добиться улучшения этих показателей, то в конечном итоге Компания получит на 20% нефти больше с каждого вложенного доллара.

Другой важной составляющей является совершенствование методов по заканчиванию скважин, особенно в части временных затрат на ввод в работу новых объектов. В 2004 году промежуток с момента выхода на конечную глубину бурения до начала добычи составлял в среднем три месяца по каждому из добывающих подразделений. Использование улучшенной методики заканчивания скважин поможет сократить потери времени как минимум на треть и приведет в итоге к существенному росту добычи.

Мы стали свидетелями крупного роста цен на нефть, который происходит в течение последних двух лет. В то же время, сохраняется и тенденция роста затрат на добычу сырья (см. Рис. 3).

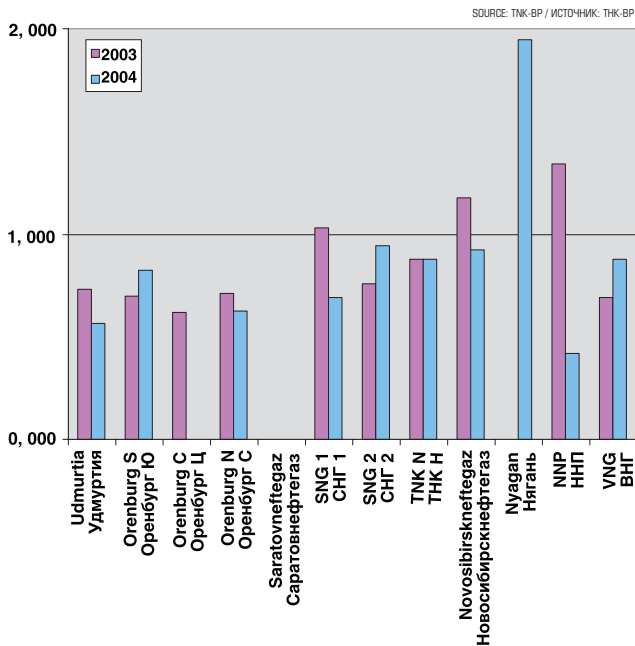
Стоимость добычи одного барреля рассчитана на базе 15-летнего срока реализации проекта. В период с 2003 по 2005 годы стоимость добычи возросла более чем на 50%.

Программа управления качеством буровых работ выявила три основных источника роста стоимости извлечения нефти: затраты на строительство и инфраструктуру, увеличение числа нагнетательных скважин и увеличение затрат на буровые работы.

В 2004 году ТНК-ВР начала разработку целого ряда новых площадей. Для проведения буровых работ на этих площадях потребовалось построить новую инфраструктуру (дороги, трубопроводы, буровые площадки). Эти затраты стали составной частью увеличившейся стоимости добычи.

Fig. 2. Ratio of actual/predicted flow rates from new wells (three-month average, tpd)

Рис. 2. Соотношение объемов фактической и прогнозируемой добычи по новым скважинам (усредненные данные за трехмесячный период, т/сутки)



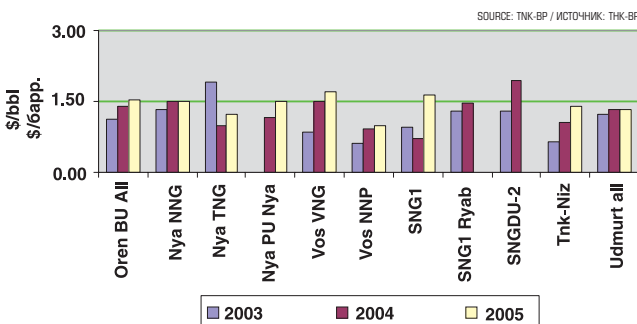
Drilling FMs are being reviewed more rigorously than ever before, particularly to verify sub-surface understanding, and improve prediction of production performance, before a project is sanctioned. In addition, verification of assumed times, costs and production rates is being strengthened, and performance verification data is now included in the FM. These efforts should close the gap between predicted and actual performance, and are particularly relevant to the four areas with most potential to improve, shown in Fig. 1.

The Drilling Operations Expert Working Group uses findings from the Drilling Performance Process to prioritize its technical support efforts, particularly where the pace of well delivery is being slowed by drilling or completions problems. Peer Assists to Orenburg (see Innovator #1), and resolution of cementing problems in various areas, were examples of this in 2004, with more support underway in 2005.

In the longer term, of course, improving our organizational capability in both sub-surface and drilling/completions disciplines, is key to delivering more production and reserves from drilling activity. Teamwork between Assets and Functions, to optimize cost/barrel, is another area under development. Results from the Drilling Performance Process are encouraging and have helped to focus our work in 2005. Data collected this year will tell us how rapidly we are moving towards our goal. **B**

Fig. 3. Development cost per barrel for drilling projects

Рис. 3. Стоимость буровых проектов в расчете за баррель



Количество нагнетательных скважин в рамках Программы управления качеством бурения значительно возросло. Они обеспечат долгосрочный рост добычи, но ожидать немедленного повышения показателей здесь не приходится. Необходимо улучшить схемы увязки нефтедобычи и мероприятий по заводнению скважин.

Постоянно растет стоимость буровых работ и работ по заканчиванию скважин. Ее частично удалось сдержать за счет роста производительности скважин, достигнутого благодаря применению новых технологий. Тем не менее, возможности для дальнейших улучшений в этом направлении не исчерпаны.

Взгляд в будущее

Теперь, когда у нас есть соответствующая программа, с помощью которой сможем отслеживать и понимать выявленные проблемы, нужно определить план действий. Остановимся на основных инициативах, реализация которых запланирована на 2005 год.

Благодаря мерам по повышению эффективности бурения и заканчивания скважин, продолжительность буровых работ должна сократиться на 4%, работ по заканчиванию скважин и их вводу в эксплуатацию – на 6%. Подобные цели по срокам заканчивания и ввода скважин в эксплуатацию установлены в Компании впервые. Также как и задача сократить продолжительность бурения, эта цель поставлена и перед Блоком разведки и добычи и перед Блоком технологии. Не остается без участия и Блок нефтесервисов. Реализация поставленных целей позволит Компании достичь дополнительного прироста добычи около 100 тыс. т нефти за счет сокращения сроков ввода в эксплуатацию новых скважин.

Мониторинг хода работ в рамках Программы управления качеством бурения будет осуществляться ежеквартально. В зоне особого внимания окажутся Бизнес-единицы Компании, в которых предусмотрен ввод крупнейшего числа новых скважин в эксплуатацию и где ожидается существенный прирост нефтедобычи (БЕ "Самотлор", "Восток" и "Нягань").

Контроль финансовых меморандумов по буровым проектам сегодня осуществляется более строго, чем когда-либо. Прежде чем дать "зеленый свет" проекту, тщательно проверяется информация по структуре недр и предусматриваются меры по улучшению прогнозирования производственных показателей. Кроме того, усиливается проверка за предполагаемыми показателями времени, стоимости и производительности, а производственные показатели включаются в финансовый меморандум. Эти усилия должны сократить расходы между прогнозируемыми и фактическими результатами деятельности предприятий. Это особо важно в упоминавшихся четырех регионах, обладающих самым большим потенциалом роста.

Экспертная группа по бурению использует данные Программы контроля качества бурения для определения приоритетных мероприятий по оказанию технической поддержки, в особенности на объектах, где добыча замедляется из-за проблем, связанных с бурением и заканчиванием скважин.

Внедренный в прошлом году опыт так называемой "независимой поддержки" (см. "Новатор" №1) в Оренбурге, а также решение различных проблем цементирования в нескольких регионах стали лучшими примерами взаимодействия специалистов. В 2005 году этим вопросам будет уделяться еще больше внимания.

В более долгосрочной перспективе основным условием увеличения добычи и запасов за счет бурения является улучшение организационной структуры Компании как в сфере внутрискважинных работ, так и в области бурения и заканчивания скважин. Еще одной областью, которая на данный момент находится на стадии развития, является сотрудничество направлений "Активы" и "Бизнес-функции", призванное оптимизировать стоимость нефтедобычи. Первые результаты Программы контроля качества бурения обнадеживают. Они уже помогли нам более четко сформулировать задачи на 2005 год. Данные, которые будут собраны в рамках программы в течение года подскажут как быстро движемся к нашей цели. **B**

Production costs across the Company have demonstrated a steady rise in recent years — in 2003 they totaled \$0.98 per barrel, a year later reached \$1.16, whereas this year a further increase to \$1.52 is expected.

Стоимость добычи внутри Компании в последние годы стабильно повышается — в 2003 году она составляла \$0,98 за баррель, годом позже \$1,16, а в этом ожидается на уровне \$1,52.

Заводнение – синоним нефтяного бизнеса в России

Waterflooding – Synonym of Russia's Oil Business



Брюс Морроу
(bmorrow@tnk-bp.ru),
менеджер
Департамента
разработки пластов
ТНК-ВР

Bruce Morrow
(bmorrow@tnk-bp.ru),
Reservoir Development
Dept. manager,
TNK-BP

2005 год был объявлен в ТНК-ВР "годом технологии заводнения нефтяных залежей". Более 90 % всей эксплуатационной деятельности Компании непосредственно связаны с применением этой технологии. 2 марта в Москве состоялось совещание по усовершенствованию систем поддержания пластового давления (ППД) с участием руководителей первого уровня ТНК-ВР, а также руководителей Бизнес-единиц Компании. Выступивший на открытии совещания Брюс Морроу объяснил, почему заводнение называют синонимом нефтяного бизнеса в России.

2005 has been proclaimed by TNK-BP as the 'Year of the Waterflood.' Over 90 percent of the Company's operations are associated with waterflooding. On March 2, a meeting was held in Moscow to discuss steps how to improve the systems of reservoir pressure maintenance. The meeting was attended by senior executives of TNK-BP, as well as by the Company's business unit leaders. In the event's introductory speech, Bruce Morrow explained why waterflooding is the synonym of the oil business in Russia.

In the 1960s, 70s and 80s, when the big Siberian oilfields were put on production, virtually every one was developed from the beginning with water injection pressure maintenance.

Unfortunately, the waterflood designs and the subsequent operations of the Siberian fields were less than ideal, with inefficient patterns, not enough injectors, and excessive injection rates. The concept was good but the execution was not.

Up until just a few years ago, the industry was still waterflooding in the same old way, with three-row injection, excessive injection pressures and rates, and, with the reinjection of produced water, the added problem of poor water quality. YUKOS was the first major company to begin reconfiguring their waterfloods, converting three-row systems to five- and seven-spot patterns. This change was prompted as much by necessity as science. They had embarked upon an aggressive and successful hydraulic fracturing and optimization program (TNK-BP is fortunate to have as employees two of the architects of that program, Frank Rieber III and Carl Granger*).

The resulting increased off-take rates could not be compensated by the existing injection systems and pressures began to drop. Providing more injectors in a more efficient pattern was the only option if the new, higher oil rates were to be maintained.

TNK recognized that what YUKOS was doing was the way of the future and began doing the same thing – modern fracturing, efficient optimization, and waterflood reconfiguration. The explosive production growth we have enjoyed since mid-2002 is the result of those efforts.

Early on, there was considerable skepticism among the field personnel that the new methods were appropriate. We fought many battles on lowering the bottomhole producing pressure ("you will damage the formation"), fracturing the best candidates first ("why frac a good well"), and converting interior producers to injection ("you will water out the surrounding producers").

Now, however, optimizations are limited by pump capacity and casing size, not fear of formation damage, we are fracing everything in sight, and the 'three-row injection system' is a thing of the past. How things have changed.

We are now at a crossroads. We have done most of the easy stuff. Our fracing and optimization programs are mature and running well, and we are diligent at following the frac and optimization crews around to provide sufficient additional water injection compensation. Our waterflood analysis tools and skills are better than they used to be and our

В 60-х, 70-х и 80-х годах прошлого века, когда вводились в разработку крупные месторождения Западной Сибири, практически на каждом месторождении в проект его разработки закладывалось применение систем поддержания пластового давления (ППД).

К сожалению, методы заводнения и практика их применения на месторождениях Сибири были далеки от идеальных – используемые системы были неэффективными, число нагнетателей не было достаточным, а интенсивность нагнетания была слишком велика. Концепции и разработки были на хорошем уровне, но практическое воплощение составляло желать лучшего.

До недавнего времени поддержание пластового давления с закачкой воды в продуктивные горизонты осуществлялось старым способом с использованием трех насосов, при большой скорости и высоком давлении нагнетания. В то же время, практика закачки добытой воды добавляла еще проблему неудовлетворительного качества самой воды.

НК ЮКОС была первой крупной нефтяной компанией, которая начала модернизацию своей системы ППД путем установки пяти и семи нагнетателей вместо трех. Данное изменение было обусловлено скорее практическими, а не теоретическими соображениями. Компания тогда приступила к реализации масштабной и успешной программы применения методов гидравлического разрыва пластов (ГРП). (Два разработчика этой программы – Фрэнк Рибер III и Карл Гранже – в настоящее время являются сотрудниками ТНК-ВР*).

Темпы отбора, полученные в результате применения этих мер, не соответствовали производительности имеющихся в наличии систем заводнения, и пластовое давление начинало падать. Установка дополнительных насосов и более эффективное их использование были единственным способом поддержания высоких темпов отбора.

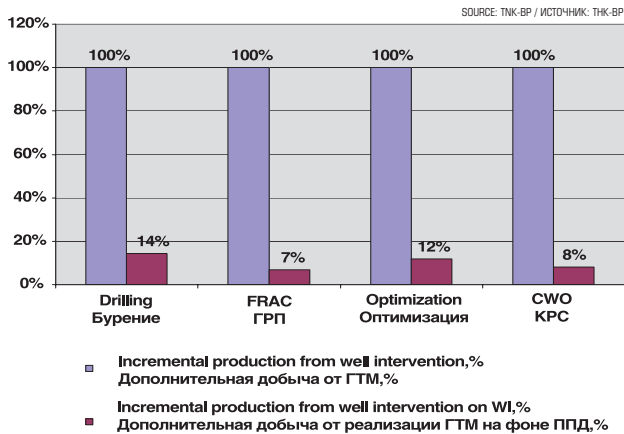
Специалисты ТНК проанализировали и обобщили опыт ЮКОСа, и приступили к реализации аналогичной программы с использованием современных методов ГРП, оптимизации производительности, а также перестройки работы систем заводнения. Существенный прирост добычи с середины 2002 года явился следствием предпринятых усилий в данной области.

Тем не менее, в самом начале реализации программы, среди нефтепромышленного эксплуатационного персонала был распространен скептицизм в отношении целесообразности применения новых методов. Приходилось вести целые

* Frank Rieber III, Vice President, Production Technology, TNK-BP. Carl Granger, Manager, TNK-BP Stimulation and Optimization Dept.

Фрэнк Рибер III является вице-президентом Управления технологий ТНК-ВР. Карл Гранже работает начальником Отдела оптимизации и интенсификации добычи ТНК-ВР.

Incremental production in 2004 Дополнительная добыча в 2004 году



waterfloods are running better than they ever have. Nonetheless, most of our floods are still projected to recover only a fraction of what they should be capable.

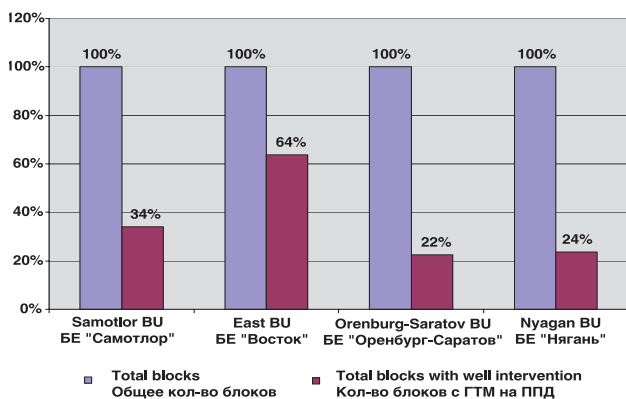
How can we change this? The very significant remaining reserves are locked up in reservoirs complicated by less than ideal past operations, high water cuts and diminishing well stock. Our current analysis techniques are not capable of effectively evaluating the additional potential in these fields. One wonders how many good projects we fail to identify because our analyses are too crude.

Waterflood Excellence Groups – New Practice at TNK-BP

A little over a year ago, TNK-BP Executive Vice President James Dupree determined that what the new company needed were joint Upstream/Technology SWAT Teams to tackle some of the more difficult and important technical problems facing the company. The idea of the teams was twofold: to facilitate the transfer and application of technology into our day-to-day operations and to promote communication and cooperation between the new Technology Block and Upstream.

One of these teams, the Waterflood Excellence Group, is tackling this issue of effective waterflood analysis. This group, which consists of representatives from most of our Upstream operations, as well as our Technology groups in Nizhnevartovsk and Buzuluk, has spent the last year examining many aspects of waterflood performance and design. By combining our in-house Block Analysis with material balance, comprehensive injection well testing, and sector and streamline modeling, we are developing a truly world-class waterflood analysis technique. By year-end, we fully expect to provide these tools, plus the training to use them, to the engineers and geologists in the Performance Units.

Water Injection System Optimization in 2004 Оптимизация системы ППД в 2004 году



◀ Incremental production from well intervention on WI for 2004 made up more than 750,000 t.

За 2004 год дополнительная добыча от реализации ГТМ на фонде ППД составила более 750 тыс. т.

"битвы" за понижение забойного давления, за проведение ГРП на наиболее перспективных объектах, а также перевод внутренних коллекторов на нагнетание. "Вы разрушите пласт! Размоете близлежащие коллекторы! Зачем проводить ГРП на нормальной скважине?!", – таковы были аргументы противников программы.

Сейчас, когда оптимизация ограничена только производительностью насосов и диаметром обсадных труб, а не опасениями разрушить пласт, Компания проводит ГРП непосредственно на месте, и трехнасосные системы ППД остались в прошлом. Таким образом, ситуация существенно изменилась.

Сегодня в TNK-BP программы ГРП и оптимизации ППД стабильно и успешно развиваются, идет непосредственный контроль работы групп ГРП и оптимизации на предмет обеспечения компенсации дополнительного заводнения. Инструменты анализа и навыки применения методов заводнения непрерывно совершенствуются. Тем не менее, в большинстве случаев методы ППД используют лишь долю своего потенциала.

Каким образом можно изменить эту ситуацию? Значительные запасы находятся в пластах, где условия добычи осложнены ранее применявшимися методами добычи, далекими от совершенства. Ситуация осложняется наличием высокой обводненности пластов и сокращением фонда скважин. Методы анализа, применяемые специалистами Компании в настоящее время, не позволяют эффективно оценить дополнительный потенциал таких объектов. Здесь можно только гадать, сколько перспективных проектов мы не сможем идентифицировать только потому, что наши методы анализа слишком приблизительны.

Создание экспертных групп – новая практика для TNK-BP

Менее года назад исполнительный вице-президент TNK-BP Джеймс Дюпри инициировал создание совместных экспертных групп, состоящих из специалистов Блока Разведки и добычи и Блока Технологии, по координации применения новых технологий, которые бы решали наиболее сложные и острые технические проблемы, стоящие перед Компанией. Перед группами ставились две основные задачи: способствовать внедрению и применению новых технологий в каждодневной практике и наладить взаимодействие между блоками Технологии и Разведки и добычи.

Одна из этих групп – Экспертная группа по заводнению, которая занимается вопросами эффективного анализа заводнения. Эта группа, в чей состав входят представители почти всех подразделений Компании, занимающихся разведкой и добычей, а также представители Блока Технологии в Нижневартовске и Бузулуке, в прошлом году изучала различные аспекты техники заводнения и его проектирования. Наша корпоративная методика Блокового анализа вкупе с материальной базой, всеобъемлющим испытанием нагнетательных скважин и секторным моделированием заводнения по ячейкам с трубками тока помогут создать технику анализа методов заводнения по истине мирового класса. До конца года мы планируем обеспечить эти инструменты и обучить инженеров и геологов добывающих предприятий Компании их использованию.

Осенью прошлого года в TNK-BP был проведен практический семинар по методам заводнения, организованный Энди Картером, на котором обсуждались знания и навыки, необходимые для разработки инструментов анализа. Совмещая анализ по блокам с данными материального баланса, данными тестов нагнетательных скважин, и секторным моделированием в едином методе действительно можно создать такую технологию заводнения, которая станет наиболее эффективным средством увеличения добычи.

Определенные успехи в этой области уже достигнуты. Специалисты приступили к тестированию нагнетательных скважин, обновлению базы данных по пластовому давлению, а также интегрированию материального баланса с данными анализа по блокам. К середине года мы намереваемся ознакомить представителей добывающих предприятий с новыми результатами.

Opinion / Мнение



Yevgeny Gorobets, deputy general director for Geology and Oilfield Development, chief geologist, Samotlorneftegaz

Евгений Горобец, заместитель генерального директора по геологии и разработке месторождений, главный геолог ОАО "Самотлорнефтегаз"

The work performed at Yem-Yogovskaya area of the Krasnoleninskoye field has been one of the examples of efficient reorganization of the reservoir pressure maintenance system.

VK1-3 reservoir of Yem-Yogovskaya area was developed according to the plan designed in 1991. A Vikulov formation deposit is separated into blocks by injection wells. Due to low sweep efficiency on the central part of development, this design was inefficient. The reservoir pressure in centers of many development elements dropped twice compared to the initial pressure. Situation was further complicated by poor technical condition of producing and injection wells, behind-casing fluid movement was detected in 58 percent of examined wells.

In 2002, together with repair and isolation works at injection wells, the company launched reorganization of reservoir pressure maintenance system by converting producing wells in the central part of development to injection wells. The measure reduced a production drop from 12.8 percent in 2002 to 7.8 percent in 2003 and increment of base production amounted to 33,900 t. Moreover, due to the reservoir pressure maintenance system optimization we were also able to optimize operational regimes at 55 wells. This resulted in production increase of 68,500 t.

Last year, TNK-Nyagan specialists headed by Field Development Analysis Dept. chief Alexander Grishkevich worked jointly with TNK-BP Technology experts to prepare a comprehensive plan of geological and technical operation to improve development at 18 elements.

For instance, during project implementation the ratio of producing and injection wells at block 7 of sub-block 9 changed from 2.3 to 1.5, allowing us to perform certain work at the oil stock and increased daily production from 150 tpd to 250 tpd. We were able to maintain this level for a long time.

In early 2005, the project's total incremental production amounted to 4,300 t. Total forecast production for the entire period is 173,500 t.

Performance in other segments of development included operations that are traditional for each project: hydraulic fracturing, optimization, injection well workover.

Over the last year we prepared and went on with a complex project of workover solutions for the development elements located in the oil-and-water zone of the VK1-3 reservoir. Sixty percent of VK1-3 oil reserves are concentrated in the oil-and-water zone. The project also envisages the following activities: conversion of four wells to injection, 10 hydraulic fracturing jobs and four optimization jobs. The 2005 production is forecast at 28,000 t.

Complex projects help maintain an ongoing detailed control of development of particular parts of reservoir, facilitate prompt reaction and enhance efficiency of workover activities. As a result overall efficiency of geological and technical operations is increased.

Presently, TNK-Nyagan and TNK-BP Technology specialists are working on selection of blocks at reservoir YUK10 of Talinskaya area to be developed using this complex approach. However, in this case complex geology of reservoir requires very careful selection of geological and technical operations.

Одним из примеров эффективной реорганизации системы поддержки пластового давления (ППД) являются работы, проведенные на Ем-Еговской площади Красноленинского месторождения.

Разработка пласта ВК1-3 Ем-Еговской площади осуществлялась по технологической схеме разработки, построенной в 1991 году. Залежь викуловской свиты разделена на блоки рядами нагнетательных скважин. Вследствие низкой степени охвата вытеснением центральных частей элементов разработки, проектная система разработки оказалась неэффективной. Пластовое давление в центрах многих элементов разработки снизилось вполтину от первоначального. Усугубило положение дел техническое состояние добывающих и нагнетательных скважин, в 58% исследованных скважин были выявлены заколонные перетоки.

В 2002 году наряду с ремонтно-изоляционными работами нагнетательного фонда, была начата реорганизация системы ППД — перевод под нагнетание добывающих скважин в центре элементов разработки. В результате падение базовой добычи уменьшилось с 12,8% в 2002 году до 7,8% в 2003 году. Прирост базовой добычи составил 33,9 тыс. т.

Кроме того благодаря оптимизации системы ППД появилась возможность провести оптимизацию режимов работы на 55 скважинах. Прирост добычи в результате составил 68,5 тыс. т.

В прошлом году специалисты "ТНК-Нягань" под руководством начальника Отдела анализа разработки месторождений Александра Гришкевича совместно со специалистами Блока технологии ТНК-ВР разработали комплексный проект геолого-технических мероприятий, направленный на совершенствование системы разработки в 18 элементах.

Например, в блоке 7 подблока 9 за период реализации соотношение нефтяных скважин к нагнетательным изменилось от 2.3 до 1.5, что позволило провести ряд мероприятий на нефтяном фонде, увеличив суточную добычу со 150 т до 250 т в сутки, и поддерживать этот уровень в течение длительного времени.

В целом по состоянию на начало 2005 года дополнительная добыча по проекту составила 4,3 тыс. т. Ожидаемая добыча за весь период — 173,5 тыс. т.

Работы по остальным элементам разработки проведены традиционно по каждому проекту: гидроразрыв пласта (ГРП), оптимизация, капитальный ремонт нагнетательных скважин.

За последний год создан и защищен комплексный проект геолого-технических мероприятий для элементов разработки, расположенных в водонефтяной зоне залежи ВК1-3. В ВНЗ сосредоточены 60% запасов нефти ВК1-3. Проектом также предусмотрены следующие мероприятия: четыре перевода скважин под закачку, 10 ГРП, четыре оптимизации. Прогнозируемая добыча по проекту в 2005 году составит 28 тыс. т.

Комплексные проекты способствуют постоянному детальному контролю за разработкой определенных участков залежи, быстрому реагированию и соответственно повышают эффективность геолого-технических мероприятий.

В настоящее время специалистами "ТНК-Нягань" и Блока технологии ТНК-ВР ведется работа по подбору участков для разработки комплексных проектов по пласту ЮК10 Талинской площади. Но сложное геологическое строение объекта требует тщательного подбора геолого-технических мероприятий.



PHOTO: TNK-BP / FOTO: TNK-BP

Last autumn, TNK-BP held a Waterflood Workshop, organized by Andy Carter, where participants discussed knowledge and expertise required to develop these superior analysis tools. By combining our Block Analysis, with material balance, injection well testing, and sector modeling, we can have a truly world-class waterflood analysis technique.

We are making good progress with this and have begun injection well testing, pressure database updating, and the integration of material balance with our Block Analysis. By mid-year we expect to introduce the New Block Analysis to the PUs.

Waterflooding Plans for 2005

On the operational side, the big projects include installation of pilot waterfloods in Talinskoye to test the effectiveness of pattern reconfiguration and strict injection control for reactivation of the Jurassic waterfloods. The potential of a successful project is in the hundreds millions of barrels – a huge prize! The Ryabchik waterflood project in Samotlor will also get a lot of attention, particularly in the areas of injection well operation and water quality requirements. This project also has the potential in the hundreds of millions of barrels, but significant technical challenges.

Ongoing projects include the completion of the Jurassic waterflood improvement in Verkne-Kolik-Yoganskoye and Khokhryakovskoye, expansion of the reconfiguration of the Yem-Yogovskoye waterflood, and further pattern modifications in the AV2-3, BV10 and JV1 reservoirs in Samotlor.

On the evaluation front, we will be introducing and implementing the New Block Analysis in all Business and Performance Units by year-end. The New Block Analysis, or NBA, is an amalgamation of our waterflood pattern analysis, with material balance, stream-tube modeling, and injection well testing, that will allow truly world-class evaluation and management of our waterfloods. Training of the first group of specialists begins this April with a three-day in-house course held in Moscow, with an advanced course planned for late May. **12**

Waterflooding technology applied at TNK-BP's Khokhryakovskoye field in Western Siberia should help enhance oil production.

Технология заводнения, применяемая ТНК-ВР на Хохряковском месторождении призвана увеличить объем добычи нефти.

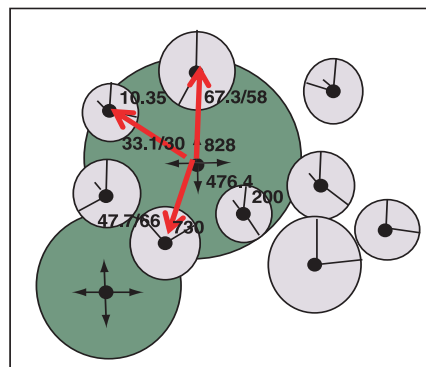
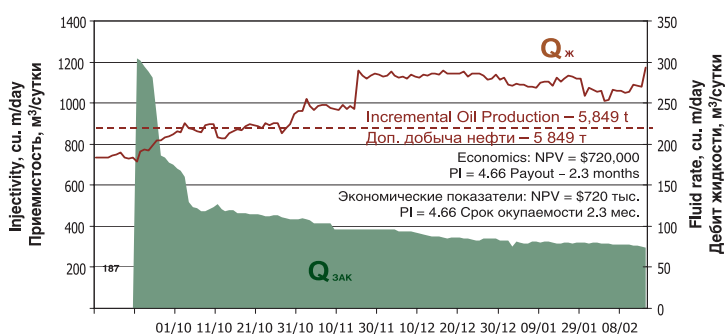
Проекты на 2005 год

Среди крупных проектов 2005 года – проведение пилотного заводнения на Талинском месторождении с целью опробовать эффективность модельной схемы и систему управления закачкой с целью реактивации юрских объектов. Потенциал успешного проекта измеряется сотнями миллионов баррелей – это послужит огромной наградой! Проекту заводнения пласта АВ1-2 "Рябчик" на Самотлоре также уделяется большое внимание, особенно это касается операций по закачке воды в скважину и требований к качеству воды. Потенциал этого проекта тоже равен сотням миллионов баррелей, но с его реализацией связан и ряд существенных технических проблем.

Текущие проекты включают завершение работ по улучшению системы юрских заводнений на Верхне-Коллек-Еганском и Хохряковском месторождениях, а также и расширение схемы юрских заводнений на Ем-Еговском месторождении, работы по дальнейшей модельной модификации резервуаров АВ2-3, БВ10 и ЮВ1 на Самотлоре.

Что касается проведения оценочных работ, мы начнем применять Новый блоковый анализ (НБА) деятельности всех бизнес- и эксплуатационных подразделений к концу года. НБА является сочетанием нашего анализа модели заводнения с материальным балансом, моделированием трубки тока и испытанием заводнения скважин. Такой анализ позволит давать достоверную оценку процессов на уровне мировых стандартов и управлять заводнением. Подготовка первой группы специалистов в области НБА начнется в апреле этого года с трехдневного семинара в Москве. Более сложный учебный курс запланирован на конец мая 2005 года. **12**

Effect of well 828 on wells 187, 730 and 1035 at the Khokhryakovskoye field Влияние скважины 828 на скважины 187, 730 и 1035 Хохряковского месторождения



Москва – Иркутск: внедрение методики HAZOP

Moscow to Irkutsk: Implementing HAZOP

Компания ТНК-ВР приступила к детальной разработке процедуры исследования опасных факторов и безопасной эксплуатации технологического оборудования – HAZOP (Hazard and Operability). В течение 2005 года специалисты разных подразделений Компании пройдут обучение в области применения этой эффективной методики.

A detailed TNK-BP procedure for conducting HAZOP (Hazard and Operability) is being prepared and during 2005 various personnel in the company will be trained to use this powerful technique.



Джордж Чериян
(gcheriyan@tnk-bp.ru),
старший инженер-технолог,
Блок технологии ТНК-ВР
George Cheriyan
(gcheriyan@tnk-bp.ru),
senior process engineer,
Technology Block, TNK-BP

Technology Block (Group Engineering) have traveled the length and breadth of Russia in order to help operating sites assess the process safety of their plant.

Of particular note was a visit to Irkutsk to work alongside personnel from RUSIA Petroleum to carry out a HAZOP study of the Kovykta pilot plant. The objective of the HAZOP study was to ensure that the pilot plant is designed and operated safely. The safe operation of the pilot plant has a significant role in ensuring that TNK-BP continues to leverage the larger Kovykta development and this is why this plant was selected as the first full scale HAZOP within upstream operations.

What Is a HAZOP?

The HAZOP is a new methodology for TNK-BP. It is a structured methodology using guidewords that allow rigorous assessment of plant hazards and operational reliability. This methodology is widely used in other parts of the world and is a key element in preventing major accidents. The approach utilises the skills of a multi-disciplined team working together in a structured and methodical manner. HAZOPs have been universally adopted across the globe (U.K., U.S.A., Australia, India, China and other countries) as a key process for understanding the potential for major hazards from process plant. A key learning of the far-reaching investigation into the ExxonMobil accident at Longford, Australia (where several people were injured/killed) was the lack of importance placed on methodologies such as HAZOP.

The first step in a HAZOP study is to understand where the main changes in pressure or temperature occur within the plant. Those areas of the plant that have pipe-work and pressure vessels that are rated for the same pressure (or protected by a single pressure relief device) are grouped together. Each grouping of the plant is referred to as a node. For each node a set of guidewords such as More Pressure, Less Pressure etc. are used in order to understand how the plant responds to an upset condition. Possible causes for the upset condition are identified and assessed to determine if they are credible. Following this, the impact on the plant and personnel (either Safety, Environment or Operability) is determined. If the safeguards within the design are considered to be inadequate the HAZOP team details recommendations for further improvement of the design and/or operating procedures. Other guidewords such as Flare, Abnormal Operations, Instruments, Maintenance etc. are also applied to the whole plant.

The recommendations resulting from a HAZOP review of a design are

Специалисты Блока технологии (Группа инжиниринга) совершили ряд поездок в регионы России для оказания содействия производственным участкам в оценке состояния техники безопасности на их объектах.

Одной из таких поездок оказался визит в Иркутск, в ходе которого сотрудники Блока технологии работали вместе со специалистами компании "РУСИА Петролеум" по выполнению исследования опасных факторов и безопасной эксплуатации (HAZOP) Ковыктинского пилотного проекта. Целью исследования являлось обеспечение гарантий надежности конструкции и безопасной эксплуатации этого экспериментального объекта. Безопасная эксплуатация пилотной установки играет значительную роль с точки зрения гарантий успешного продолжения расширенной разработки Ковыктинского месторождения компанией ТНК-ВР, и именно поэтому данный производственный объект был выбран для проведения первого полномасштабного исследования HAZOP в рамках деятельности по разработке и добыче сырья.

Что такое HAZOP?

HAZOP – новая методология для ТНК-ВР. Она представляет собой логичную методику, позволяющую выполнять скрупулезную оценку опасных факторов производства и эксплуатационной надежности. Эта методика широко применяется в других странах и является основным элементом работы по предупреждению крупных аварий. При таком подходе используются навыки разнопрофильной группы специалистов, организовано и методично взаимодействующих друг с другом.

Оценки HAZOP широко приняты и используются во всем мире (в Великобритании, США, Австралии, Индии, Китае и других странах) в качестве главного механизма для понимания степени вероятности возникновения рисков в связи с производственной деятельностью предприятия. Основным уроком, извлеченным из имевшего далеко идущие последствия расследования чрезвычайного происшествия на объекте ExxonMobil в Лонгфорде (Австралия), в результате которого погибли и получили травмы несколько человек, явилось понимание опасности недооценки таких методик, как HAZOP.

Первый шаг при выполнении экспертизы HAZOP – это понять, где происходят основные изменения давления и температуры в технологическом процессе. Такие участки объекта, на которых применяются трубы и емкости под давлением, имеющие одинаковое номинальное рабочее давление (или предохраняемые общим ограничителем давления), сводятся в единую категорию. Такие категории именуются ячейками ("nodes"). Для каждой ячейки используется набор ключевых терминов, например, "повышение давления", "понижение давления" и другие, для определения того, как установка будет реагировать на внештатное изменение параметров.

Возможные причины возникновения таких внештатных ситуаций выявляются и оцениваются на предмет их реальной вероятности. После этого определяется степень воздействия события на производство и персонал (угроза безопасности труда, окружающей среде или надежной эксплуатации объекта). В случае, если средства обеспечения безопасности, предусмотренные проектом, признаются неадекватными, группа HAZOP уточняет и представляет рекомендации по дальнейшему совершенствованию проекта и/или операционных процедур. Другие ключевые термины, например, "факел", "нарушение работоспособности", "контрольно-измерительные приборы", "техническое обслуживание" и прочие, аналогичным образом применяются ко всему технологическому оборудованию объекта.

Opinion / Мнение

Valery Amirov, process engineer, Kovykta HAZOP team member

HAZOP is equally useful at different stages of project development. It can be applied both at the stage of documentation assessment and inspection of the operating unit. At first sight, the method seems very simple, mechanical, but when we were going over it with our production workers who have spent many years at the [Kovykta] field, their reaction was quickly changing from light pessimism to sheer enthusiasm and optimism.

HAZOP helps find such vulnerable places in the system that would otherwise be hard to detect by applying other methods. Of course, the outcome largely depends on the facilitator, i.e. the inspection chief, degree of documentation preparedness, presence of required necessary specialists. When I was traveling to Kovykta, I knew nothing about it. When I returned from the field, I was sure of its safety 90 percent.

Валерий Амиров, инженер-технолог, член команды "Ковыкта HAZOP"

HAZOP одинаково полезен на разных стадиях развития проекта. Его можно применять как и на стадии рассмотрения документации, так и при инспекции действующей установки. На первый взгляд эта методика кажется очень простой, механической, но когда мы проделывали ее с производственниками, много лет проработавшими на месторождении, их реакция быстро менялась от легкого пессимизма к нескрываемому энтузиазму и оптимизму.

HAZOP помогает найти такие уязвимые места в системе, которые трудно обнаружить другими методами. Конечно, результативность во многом зависит от фасилитатора, т.е. руководителя инспекции, подготовленности документации, наличия необходимых специалистов. Когда я ехал на Ковыкту, я не знал о ней ничего. Когда я приехал оттуда, я уверен в безопасности на 90%.

often quite numerous. It is therefore important to categorize the recommendations with regard to risk (i.e. risk to the business of not completing a recommendation) and manageability (i.e. how easy is it for the action to be completed). In general terms the risk to the business of not carrying out an action is the probability of an event happening multiplied by the value loss if the hazardous event happens. The action can be displayed on a "Boston Square" as shown below.

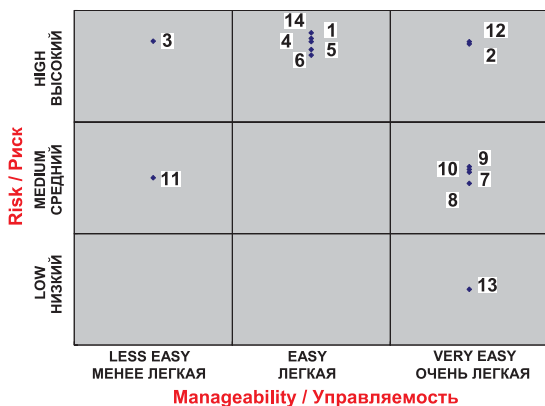
After preparation of the final recommendations by the team, the operations team or the project team should review and rank the recommendations from the HAZOP and formally respond to the HAZOP chairman in order to close out the actions.

Outcome of Kovykta HAZOP Process

There were a total of seven nodes and three system guidewords applied to the Kovykta plant. A total of 46 recommendations were made as part of the review. Twenty-one of these recommendations have a direct impact on the safety of the plant and personnel.

Some of the 21 recommendations can broadly be grouped into three categories. These are:

- Wellhead integrity i.e. monitoring of casing annulus pressure particularly during startup to make sure all components of the well stay within allowable pressure limits.
- Depressurization and flare system integrity i.e. put in place detailed procedures for depressurisation that include methods, flowrates and durations that are backed up by robust calculations of minimum temperatures and their impact on the metallurgy of the plant.
- Over pressure/level and isolation philosophy i.e. ensure that operating procedures adequately address thermal stressing of the heat exchangers particularly during start-up and shut-down following a relief scenario, check relief capacity of vent valves and verify or develop an isolation philosophy for the plant under various upset and emergency situations. [P]



Появляющиеся в результате применения HAZOP рекомендации по проекту зачастую многочисленны. Поэтому важно подразделять эти рекомендации на относящиеся к риску (т.е. риску невыполнения рекомендации) и управляемости (т.е. легкости выполнения действий). Риск невыполнения предприятием определенных действий определяется вероятностью случайного события умноженной на размер материальных убытков в результате этого события. Действие может быть показано на диаграмме "Boston Square" (см. ниже).

После подготовки командой окончательных рекомендаций, оперативная или проектная группа должна рассмотреть и ранжировать рекомендации HAZOP, а затем формально отчитаться перед председателем HAZOP для определения полного цикла действий.

Результаты анализа рисков безопасности производства (HAZOP) Ковыктинского проекта

В процессе анализа производственных рисков Ковыктинского проекта использовались семь узловых точек и три ключевых понятия. В результате анализа были выработаны 46 рекомендаций. 21 из данных рекомендаций напрямую затрагивает вопросы безопасности производства и персонала.

В целом рекомендации подразделяются на следующие категории:

- Контроль состояния устья скважины: мониторинг давления в затрубном пространстве, в особенности на начальном этапе. Необходимо следить за тем, чтобы все элементы скважинного оборудования работали в условиях, не выходящих за рамки допустимого нормативного давления.
- Сброс давления и состояние факельного хозяйства: необходимо разработать и внедрить все детализированные инструкции по осуществлению сброса давления, включающие такие элементы как методы, нормы производительности и временных промежутков. Инструкции должны также содержать четко сформулированные расчеты минимальных температур, а также содержать описание последствий воздействия таких температур на металлические конструкции производства.
- Уровень избыточного давления и обеспечение герметичности: необходимо обеспечить соответствие технологических процессов температурному напряжению в теплообменных аппаратах, в особенности на начальном и конечном этапах после сброса давления. Следует проверить характеристики предохранительных клапанов, а также провести анализ существующих методов или разработать новый подход к эксплуатации запорного оборудования в различных экстремальных и аварийных ситуациях. [P]

◀ Categorizing HAZOP actions is one of the most important parts of the program's implementation.

Категоризация рекомендаций по проекту — одна из важнейших составляющих в применении HAZOP.

Если вы хотите оформить именную подписку на журнал "Новатор", заполните прилагаемую анкету и отправьте ее Ольге Григорьевой по адресу: 119019 Москва, Арбат, 1, 6С-59 или по факсу: +7 095 916 72 76

To receive your own copy of the Innovator magazine by mail fill in the form below and mail it to Olga Grigorieva: 119019 Moscow, Arbat 1, 6C-59 or by fax +7 095 916 72 76.

ФИО / Name ▶		
Компания и подразделение / Company and subdivision ▶		
Должность / Position ▶	Сфера деятельности / Area of responsibility or job functions ▶	
Адрес компании / Company address ▶		
Индекс / ZIP code ▼	Телефон / Telephone ▼	Электронная почта / E-mail ▼

Отметьте, пожалуйста, темы, представляющие для вас интерес:
 Note, please, the area of your interest in this magazine:

- Бурение / Drilling**
 - Буровые растворы / Drilling fluids
 - Буровые установки / Drilling rigs
 - Цементирование / Cementing
 - Горизонтальное и наклонно-направленное бурение / Directional and horizontal drilling
 - Буровые долота / Drilling bits
- Строительство и заканчивание скважин / Wells and completions**
 - Капремонт скважин / Capital workover operations
 - Текущий ремонт скважин, жидкости заканчивания / Workover, completion fluids
 - Обработка забоя, стимуляции / Bottomhole treatments, stimulation
 - Гидроразрыв пласта / Fracturing
 - Заканчивание скважин / Well completions
- Добыча / Production**
 - Механизированная добыча / Artificial lift
 - Построение моделей пласта / Computer modeling
 - Методы увеличения нефтеотдачи / Enhanced production
 - Заводнение / Waterflooding
- Капитальные проекты и строительство / Capital projects**
 - Управление проектами / Project management
 - Оценка затрат / Cost control
 - Графики работ по проекту / Scheduling
- Информационные технологии / Information technology**
 - Применение специализированного ПО / Specialized software application
- Переработка нефти / Downstream**
- Трубопроводы и транспорт / Pipelines and transportation**
 - Применение химреагентов / Production chemistry
 - Защита от коррозии / Corrosion management
 - Пропускная способность / Throughput
 - Материалы / Materials
- Обеспечение работоспособности оборудования / Integrity management**
- ОТ, ПБ и ООС / HSE**
- Техническое обучение / Technical training**
- Геологоразведка / Exploration**
 - Регистрация, обработка и интерпретация сейсмических данных / Seismic acquisition, processing and interpretation
 - Анализ нефтегазовых систем / Petroleum systems analysis
 - Прогнозирование коллекторских свойств коллектора / Reservoir prediction
 - Подсчет запасов / Reserve evaluation
 - Петрофизические исследования скважин / Well petrophysics
 - Биостратиграфический анализ / Biostratigraphy
- Другие / Others**

▶

Нам важно ваше мнение о первых двух выпусках журнала. Мы постараемся учесть все отзывы для улучшения подбора и содержания публикаций.

We would appreciate your feedback on the first two issues of this magazine. We will use all the feedback to further enhance the magazine's quality.

▶



Внимание! Конкурс!

Attention! We Have a New Contest!



Уважаемые читатели,
у вас появилась возможность блеснуть эрудицией!
"Новатор" совместно с журналом "Квант" объявляет конкурс для самых находчивых.
Предлагаем вашему вниманию две задачки. Ответы присылайте по электронному адресу: innovator@tnk-bp.ru до 31 мая.
Среди тех, кто справится с заданием, будет разыгран приз.

Dear readers,
you have an excellent opportunity to test your mind!
Innovator, in cooperation with the Kvant magazine, is launching a contest to find the wittiest among you.
This issue we're offering you two riddles. Please, email your responses to innovator@tnk-bp.ru no later than May 31.
Those who solve the riddles will qualify for our prize lottery.

Задача 1.

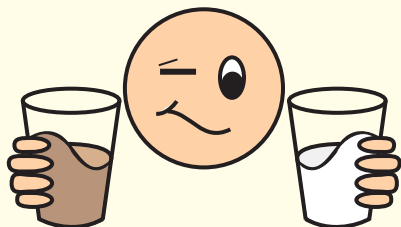
У нас есть стакан молока и стакан кофе. Берем чайную ложку и зачерпываем молоко из стакана. Затем содержимое ложки выплескиваем в кофе. Тщательно перемешиваем. Затем, наполняем ложку перемешанным составом и выплескиваем его обратно в стакан с молоком.

Вопрос первый:

Чего больше: кофе в молоке или молока в кофе?

Вопрос второй:

Какое будет решение задачи, если содержимое второго стакана не перемешивать?



Riddle # 1

We have a glass of milk and a cup of coffee. We take a teaspoon and draw milk from the glass. Then we pour out the milk from the spoon into the cup of coffee. We thoroughly stir the coffee. After that, we fill the spoon with the mix in the coffee cup and pour it back into the glass of milk.

Question #1:

What do we have more - coffee in the milk or milk in the coffee?

Question #2:

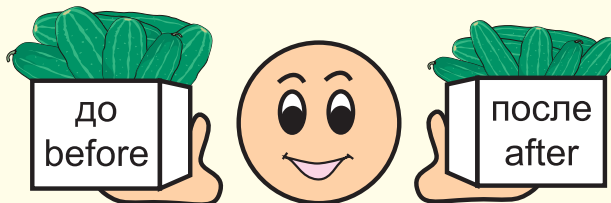
What proportion of the two will we have if we don't stir the mix in the coffee cup?

Задача 2.

На склад привезли партию огурцов весом в 100 кг. Известно, что их влагонасыщенность составляет 99%, (то есть они на 99% состоят из воды). Огурцы долго пролежали на складе безхозно и "подсохли". По прошествии времени снова взяли анализ влажности, и она составила 98%.

Вопрос:

Сколько теперь весит партия огурцов, оставшаяся на складе?



Riddle # 2

A batch of 100 kg of cucumbers has been delivered to a warehouse. We know that their water content makes up 99 percent. Having been stored at the warehouse for a long time, the cucumbers "dried up." After a certain while, a test was done to determine the water level, revealing it had dropped to 98 percent.

Question:

What is the weight of the batch now?

Мы ждем от вас правильных и красивых решений!
Также предлагаем вам переделать задачки "на нефтяной лад".
Приславшие самые оригинальные варианты тоже получают призы от "Новатора".

We are counting on your quick-witted and smart solutions!
We also encourage you to rephrase the questions in the vein of petroleum topics alike. The authors of the most original versions are also eligible to win Innovator's prizes!



за год мы выросли

Мы стали больше и сильнее. Мы пустили крепкие корни в России. Мы увеличили добычу нефти и приумножили запасы. Возросли инвестиции в производство и восстановление окружающей среды. А главное, вырос наш вклад в будущее России – ведь мы работаем на долгосрочную перспективу.

Мы работаем на будущее поколения россиян.



год успешной работы