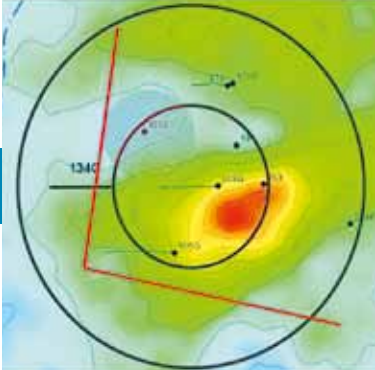


4



9



14



19



22



29



Содержание / Contents:

Новости / News brief 2

4

Разработка пластов • Reservoir Engineering

Моделирование месторождений как эффективный инструмент принятия бизнес-решений / Reservoir Modeling: Effective Tool for Taking Business Decisions 4

Лучшие практики моделирования на месторождениях ТНК-ВР / Reservoir Simulation Modeling in TNK-BP: Thinking Out of the Box 9

Научно-техническое сопровождение разработки месторождений в ТННЦ: новая парадигма взаимодействия с ЦДО / Scientific and Technical Support of Field Development: TNNC's New Paradigm of Cooperation with TNK-BP Target Subsidiaries. 14

19

Люди и организационный потенциал • People and Organizational Capability

Новое поколение специалистов по внутрискважинным работам готовится покорять месторождения Компании / New Generation of Wellwork Specialists Gets Ready to Vanquish Company's Fields 19

22

События • Events

Тему эффективности разработки зрелых месторождений Западной Сибири обсудили на региональном технологическом форуме в Нижневартовске / Regional Technology Forum in Nizhnevartovsk Discusses Efficient Development of Mature Fields in West Siberia 22

29

Переработка и торговля • Downstream

Нетипичная история замены компрессора на Саратовском НПЗ / Compressor Replacement at Saratov Refinery: a Non-Typical Story 29

Teleinspection for New Pipelines in Nyagan

TNK-Nyagan's plans for 2011 include inspection of 645 km of pipelines with the use of various techniques including a new in-line inspection method of teleinspection.

The new solution developed jointly by TNK-Nyagan and Irkutsk State Technical University can detect and identify the exact location of leaks, obstructions, foreign objects, tie-ins and damages in a pipe as well as unsealed wiped joints. The idea is to run a self-contained inspection module equipped with a video system and lighting fixtures into a pipeline. Unlike similar devices operable at the maximum distance of 400 m from the launching point, the new equipment allows inspecting up to 3 km of pipeline at a time. Taking into account the complex landscape in Nyagan Region, the ability to minimize or even eliminate trench excavation to detect and replace off-spec pipeline sections is a major advantage.

"The first pilots were run last year," says Sergey Pyrlikov, Pipeline Integrity Management Section Head at TNK-Nyagan. "Researchers considered all possible problems and in early April the new equipment was used for a robust inspection of 12 km of the 426-millimeter main gathering pipeline in Yug-2 block of Kamennaya area."

Teleinspection will be applied to newly built pipelines only while the existing infrastructure will be inspected conventionally.

TNK-NYAGAN

Varyoganneftegaz Applies Cathodic Protection for Downhole Equipment

Varyoganneftegaz has started applying cathodic protection for downhole equipment, which resulted in its multifold runlife increase.

Previously, cathodic protection had been mostly used to prevent tank corrosion; it was JV Varyoganneft that first applied this method in production wells. Upon last year's test results, Varyoganneftegaz ordered sacrificial anodes of a special design, which both ensures cathodic protection of submersible electric motors and prevents their damage while running in hole.

Today, high-magnesium sacrificial anodes are used, which are resistant to hydrogen sulfide and carbon dioxide present in many wells of Varyoganneftegaz. To date, cathodic protection has been introduced in about 40 wells and by the end of 2011 their number is expected to reach 100 wells.

"Cathodic protection helps us increase downhole equipment runlife, reduce the number of workovers, gain incremental production and save costs for submersible electric motors acquisition," says Alexander Afanasyev, Head of Downhole Equipment Accounting and Design Service at Varyoganneftegaz.

The described method is optimal for equipment protection in wells with corrosive formation water and fluid rates below 500 cu. m per day. Afanasyev believes this method is a promising one, since it can be used to protect pipelines, group metering units, production strings, etc. The relevant experience of Varyoganneftegaz will be then in demand.

TNK-BP WEST SIBERIA



The design of the sacrificial anodes ensures cathodic protection of submersible motors and prevents their damage while running in hole.

Конструкция протекторов способствует катодной защите двигателя и оберегает его от повреждений при спуске в скважину.

PHOTO: TNK-BP / FOTO: THK-BP

New Water Shut-Off Technologies Tested in Samotlor

Samotlorneftegaz has become Russia's first company to apply Bright Water, a water shut-off technology that helps increase oil recovery by at least 5 percent to 10 percent. Pilot tests are currently in progress in Ust-Vakh area of Samotlor field.

Under the new technology, connectivity between injectors and producers will be studied and the thus identified reservoir flushed zones blocked.

First, a liquid tracer chemical is injected into wells and fluid samples are taken from producers during the next two months to be then analyzed with special laboratory methods to find tracers in them. These tests help determine fluid flow velocity and direction of water breakthrough towards producers.

Once the problem zones are identified, a special blocking polymer Bright Water by Nalco will be injected. It will fill in the reservoir flushed zones, block them and displace oil from hard-to-access areas like a piston covering even the areas, which cannot be reached with conventional oil production technologies. Thus, the Bright Water technology will contribute to well watercut reduction (from 94 percent down to 70 percent) and significant oil recovery increase.

TNK-BP WEST SIBERIA

Electric Logging Through a Steel String to Determine Reservoir Oil Saturation

Samotlorneftegaz is actively introducing electric logging through a steel string, a new technology that helps determine reservoir oil saturation more accurately.

According to Ruslan Yarullin, Wellwork Planning Section Head at Samotlorneftegaz, the main advantage of the new technology as compared to the currently used methods is deeper reservoir penetration reaching 2 m to 5 m. Thus, residual oil saturation in each of the reservoirs can be accurately assessed and small-size streaks identified.

"In 2010, the electric logging data were confirmed in three out of five wells," says Yarullin. "For 2011, the plan is to run 20 jobs with this technology, including the 14 jobs completed in January-March. Confirmability of results has reached 78 percent, which is quite an achievement."

The new technology helps cut logging costs and improve wellwork quality. Thanks to electric logging through a steel string, only oil saturated zones rather than the entire reservoir can now be perforated. Besides, the new method allows identifying insufficiently saturated reservoirs where wellwork will not deliver feasible results.

Depending on the results of the jobs completed, a decision will be taken on large-scale implementation of the new technology, which will significantly improve cost efficiency of wellwork in Samotlor.

TNK-BP WEST SIBERIA

Новые трубопроводы в Нягани пройдут телеинспекцию

На 2011 год в ОАО «ТНК-Нягань» запланирована диагностика 645 км трубопроводов, в том числе с применением нового метода внутри-трубной диагностики — телеинспекции (теледиагностики).

Данный метод, разработанный совместно с экспертами Иркутского государственного технического университета, позволяет обнаружить и точно определить местоположение в трубе течи, засоров, посторонних предметов, врезок и разрушений, а также разгерметизацию раз-трубных стыков. Технология заключается в спуске в трубопровод автономного диагностического модуля, оснащенного видеоаппаратурой и осветительными приборами. В отличие от аналогов, работающих на расстоянии не более 400 м от места спуска, новое оборудование позволяет за один раз обследовать до 3 км трубопровода. Учитывая особенности ландшафта в Няганском регионе, такая возможность искать и ликвидировать некондиционные части трубопроводов без обширной раскопки траншей или с применением бестраншейных технологий является значительным преимуществом.

«В прошлом году были проведены первые опытно-промышленные испытания, — рассказывает начальник отдела по управлению целостностью трубопроводов ОАО «ТНК-Нягань» Сергей Пыриков. — Научные сотрудники учли все «подводные камни», и в первой декаде апреля мы провели полноценное обследование 12 км основного нефтесборного трубопровода диаметром 426 мм на участке Юг-2 Каменной площади».

Метод телеинспекции предполагается использовать только на вновь построенных трубопроводах. Для обследования существующей инфраструктуры будут применяться традиционные способы диагностики.

ТНК-НЯГАНЬ

Новые технологии ограничения водопритока внедряют на Самотлоре

В ОАО «Самотлорнефтегаз» впервые в России стали применять технологию ограничения водопритока Bright Water, благодаря которой можно повысить нефтеотдачу пластов как минимум на 5-10%. Пилотные работы ведутся на Усть-Вахской площади Самотлорского месторождения.

Суть технологии заключается в исследовании гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами с последующей блокировкой выявленных промытых зон пласта.

Для начала в нагнетательные скважины закачивается трассер — меченая жидкость определенного химического состава, после чего в течение двух месяцев берут пробы жидкости из добывающих скважин и специальными лабораторными методами выявляют в ней наличие трассера. Эти исследования позволяют определить скорость движения пластовых жидкостей и направление прорывов закачиваемой воды к добывающим скважинам.

После выявления наиболее проблемных зон в нагнетательные скважины закачивается специальный полимер — блокатор Bright Water производства компании Nalco. Заполняя и блокируя промытые зоны нефтяного пласта, он как поршень вытесняет нефть из труднодоступных участков, даже из тех, которые при обычной технологии добычи нефти не могли быть задействованы. Таким образом, технология Bright Water способствует снижению обводненности скважин (с 94% до 70%) и значительному увеличению коэффициента нефтеотдачи пластов.

ТНК-ВР ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ

Метод катодной защиты погружного оборудования применяется в ЦДО «Варьеганнефтегаз»

В ЦДО «Варьеганнефтегаз» начали применять метод катодной защиты (МКЗ) для погружного оборудования — это решение позволилократно увеличить наработку на отказ.

Ранее МКЗ по большей части использовался для борьбы с коррозией резервуаров, опробовать же его на добывающих скважинах впервые решили специалисты ООО «СП «Варьеганнефть». По результатам испытаний в прошлом году по заказу ЦДО «Варьеганнефтегаз» были спроектированы протекторы специальной конструкции, которая не только способствует катодной защите двигателя, но и оберегает его от повреждений при спуске в скважину.

Сегодня для защиты внутрискважинного оборудования от коррозии используется протектор с увеличенным содержанием магния, устойчивый к воздействию сероводорода и углекислого газа, присутствующих во многих скважинах ЦДО «Варьеганнефтегаз». На данный момент МКЗ охвачено порядка 40 скважин предприятия, до конца года их количество планируется довести до 100 скважин.

«Применяя метод катодной защиты, мы продляем срок жизни подземного оборудования и производим меньше ремонтов скважин, получаем дополнительную нефтедобычу и экономим на закупке электродвигателей», — подчеркивает Александр Афанасьев, начальник службы по учету и подбору скважинного оборудования ЦДО «Варьеганнефтегаз».

МКЗ оптимально подходит для скважин с высокой коррозионной активностью пластовых вод и дебитами жидкости не более 500 м³ в сутки. По мнению Афанасьева, у этого метода большое будущее: он может применяться для защиты от коррозии трубопроводов, групповых замерных установок, эксплуатационных колонн и другого оборудования. Опыт ЦДО «Варьеганнефтегаз» в этом вопросе со временем обязательно будет востребован.

ТНК-ВР ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ

The self-contained inspection module can inspect up to 3 km of pipeline at a time.

Автономный диагностический модуль способен за один раз обследовать до 3 км трубопровода.



ФОТО: ТНК-ВР

Определение нефтенасыщенности пласта с помощью электрокаротажа через стальную колонну

В ОАО «Самотлорнефтегаз» активно внедряется новая технология, позволяющая более точно определять нефтенасыщенность пласта, — электрокаротаж через стальную колонну.

По словам начальника отдела планирования геолого-технических мероприятий (ГТМ) ОАО «Самотлорнефтегаз» Руслана Яруллина, основное преимущество новой технологии по сравнению с применяемыми в настоящее время методами исследования заключается в большей глубине проникновения в пласт — до 2-5 м. Это позволяет более точно оценивать остаточную нефтенасыщенность по пластам, а также выявлять пропластки небольших размеров.

«В 2010 году по трем скважинам из пяти было получено подтверждение данных электрокаротажа, — подводит промежуточные итоги Яруллин. — На 2011 год запланировано развитие этой технологии в объеме 20 операций, 14 из которых мы уже осуществили в январе-марте. Подтверждаемость результатов достигла 78% — это хороший показатель».

Применение новой технологии позволяет снизить затраты на исследования и проводить ГТМ более качественно. Теперь не нужно «простреливать» весь пласт целиком — благодаря технологии электрокаротажа через стальную колонну можно перфорировать только его нефтенасыщенные части. Кроме того, новый метод позволяет выявлять пласты с недостаточной нефтенасыщенностью, на которых проведение ГТМ является нецелесообразным.

По результатам проведенных операций будет принято решение о внедрении данной технологии в промышленных масштабах, что позволит существенно повысить экономическую эффективность ГТМ на Самотлоре.

ТНК-ВР ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ

Моделирование месторождений как эффективный инструмент принятия бизнес-решений

Reservoir Modeling: Effective Tool for Taking Business Decisions

Форрест Ф. Крейг в своей книге «Разработка нефтяных месторождений при заводнении» пишет: «Наука о разработке нефтяных месторождений является одной из немногих прикладных наук, имеющих дело с системой, которую в целом нельзя ни увидеть, ни взвесить, ни измерить, ни исследовать». Более или менее точно оценить состояние нефтеносных залежей и прогнозировать их поведение можно с помощью моделирования разработки месторождений. Однако этот инструмент не превращает принятие решений в рутину — наоборот, для получения наилучших результатов требуется творческий подход. Вопросы построения качественных моделей и их широкомасштабного применения в ЦДО Компании обсуждались на Форуме «Моделирование в поддержку бизнеса», прошедшем 7-8 июня в Тюмени.

In his book "The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding" Forrest F. Craig Jr. point out the following: "Reservoir engineering is one of the few applied sciences that deal with a system that cannot in its entirety be seen, weighed, measured, or tested". An oil deposit can be fairly accurately evaluated and its performance predicted through development simulation. However, this tool does not make decision-making routine — on the contrary, a creative approach is required to obtain the best results. The improvement of the quality of reservoir models and their massive application in the Company's target subsidiaries were discussed during a Forum "Reservoir Simulation in Support of Business" held on June 7-8 in Tyumen.

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

The introduction of hi-tech methods of field development planning and reservoir management is key to improving the efficiency of hydrocarbons development. In current global practice, drilling, reservoir pressure maintenance and wellwork programs are widely supported by geological and reservoir modeling, though in Russia there are still very few cases where models are actually used to address operational issues.

In 2009, a comprehensive assessment of the state of modeling in TNK-BP revealed a whole range of issues hampering reservoir simulation and use of models in line with the best international practice. These include a shortage of highly qualified modeling specialists in the Company's target subsidiaries, the absence of reliable models for a whole range of fields, and a lack of understanding of the value of — and therefore limited use of — geological and reservoir models to address operational issues. Of the nine target subsidiaries, for example, only two were using sector models in their daily work, while the others regarded models only as a part of permit documentation and once it was approved they neither updated those models nor used them to substantiate development decisions.

To reinforce the role of modeling in the Company's operations, TNK-BP launched a Reservoir Modeling Program in February 2010. It aims to ensure that by 2020 over 90 percent of the Company's fields have been modeled and that reservoir models are being used to take investment and technical decisions in all of TNK-BP target subsidiaries. Improved modeling processes will reinforce reserves management performance, minimize the risk of drilling dry holes, identify potential pay zones and develop them efficiently. This will add value to the assets, enhance financial and operational performance and give the Company a greater return on its investment.

Внедрение наукоемких методов планирования и управления разработкой месторождений является ключевым аспектом в повышении эффективности освоения запасов углеводородов. Сегодня в мировой практике для сопровождения программ бурения, поддержания пластового давления (ППД), геолого-технических мероприятий (ГТМ) широко применяется геологическое и гидродинамическое моделирование, однако в России случаи использования моделей для решения оперативных задач разработки пока весьма немногочисленны.

Проведенная в 2009 году комплексная оценка состояния моделирования в TNK-BP показала наличие целого ряда проблем, препятствующих созданию и использованию моделей месторождений в соответствии с лучшими мировыми практиками. Среди них — нехватка высококвалифицированных специалистов по моделированию в целевых дочерних обществах (ЦДО) Компании, отсутствие надежных моделей по целому ряду месторождений, а также непонимание ценности и, как следствие, ограниченное использование геолого-гидродинамических моделей для решения оперативных задач бизнеса. Так, из девяти ЦДО только два использовали секторные модели в ежедневной работе, в остальных же модели создавались лишь как компонент проектно-технической документации и после ее утверждения не поддерживались в актуальном состоянии и не использовались для обоснования решений по разработке.

Для усиления роли моделирования в производственной деятельности Компании в феврале 2010 года в TNK-BP была запущена Программа развития моделирования. Цель этой Программы — до 2020 года охватить моделированием более 90% месторождений Компании и обеспечить применение геолого-гидродинамических моделей для принятия инвестиционных и технических решений во всех ЦДО TNK-BP. Развитие функции моделирования позволит более эффективно управлять запасами, минимизировать риски бурения «сухих» скважин, выявлять перспективные участки и эффективно их разрабатывать. В свою очередь, это приведет к созданию дополнительной стоимости активов, повышению финансовой и операционной производительности и росту рентабельности вложений Компании.



PHOTO: VLADIMIR OSNOV / ФОТО: ВЛАДИМИР ОСНОВ

Vladislav Dzyuba, TNK-BP Modeling Director, is confident that the Company has the capability to start applying models to address operational issues.

Директор по моделированию TNK-BP Владислав Дзюба считает, что Компания обладает достаточными возможностями для того, чтобы начать использовать модели для решения практических задач разработки. ▲

Reservoir Modeling in TNK-BP: Improving Step by Step

Eighteen months after the launch of TNK-BP Reservoir Modeling Program the progress is there for all to see: first and foremost, dedicated modeling sections have been established in all of the Company's target subsidiaries. The modeling processes in the regions, however, remain the greatest concern to Upstream management. The issues faced by the target subsidiaries were the focus of attention at a Forum "Reservoir Simulation in Support of Business" held in June with participation of modeling specialists from the target subsidiaries, Tyumen Petroleum Research Center (TNNC) and TNK-BP Corporate Center. "Discussing the issues within the Forum will help us improve reservoir modeling processes in our target subsidiaries thus boosting the development efficiency of the Company's Brownfields and Greenfields as well as shaping our future work in the fields that we are only just planning to develop," noted Sergey Ivanov, Reservoir Management Dept. Director, Upstream, addressing the Forum participants. "It is very important to have an open discussion about the issues of reservoir modeling," agrees Vladislav Dzyuba, TNK-BP Director for Modeling. "Unless we identify problems and discuss ways of resolving them – sometimes with a bit of humor and sometimes without – we won't make any progress."

According to Dzyuba, TNK-BP has the capability to establish a proper modeling function and to start applying models to address operational issues. But why is it not yet so? The impediments and ways to overcome them were the topic of a heated debate at a round table of subsidiaries' chief geologists held as part of the Forum.

Развитие моделирования в TNK-BP: шаг за шагом

Спустя полтора года с момента запуска Программы развития моделирования в TNK-BP прогресс очевиден: по меньшей мере, во всех ЦДО Компании созданы и функционируют выделенные отделы моделирования. Тем не менее, именно работа на региональном уровне вызывает наибольшие опасения у руководства БН «Разведка и Добыча». Проблемы целевых дочерних обществ стали главной темой июньского Форума «Моделирование в поддержку бизнеса», к участию в котором были приглашены специалисты по моделированию из ЦДО, Тюменского нефтяного научного центра (ТННЦ) и Корпоративного центра TNK-BP. «Обсуждение проблем в рамках Форума позволит нам сделать очередные шаги по развитию моделирования в ЦДО для более эффективной разработки как зрелых, так и новых активов Компании, а также создать задел по месторождениям, на которые мы только собираемся выходить с освоением», – отметил, приветствуя участников Форума, директор Департамента по разработке месторождений БН «Разведка и Добыча» Сергей Иванов. «Нам очень важна дискуссия по решению проблем развития моделирования, – согласен с ним директор по моделированию TNK-BP Владислав Дзюба. – Если мы не будем оговаривать проблемы и обсуждать пути их решения – иногда с юмором, а иногда и без него, – то мы не будем двигаться вперед».

По словам Владислава Ильича, TNK-BP обладает достаточными возможностями для того, чтобы выстроить процессы моделирования должным образом и начать использовать модели для решения практических задач разработки. Почему же пока получается далеко не все? Существующие проблемы и пути их решения стали предметом жарких дискуссий на круглом столе главных геологов добывающих предприятий, прошедшем в рамках Форума.

Участники круглого стола были едины во мнении, что ключевым условием успешной реализации Программы развития моделирования в TNK-BP является понимание руководством ЦДО необходимости и ценности сопровождения разработки месторождений на моделях – и сегодня такое понимание уже есть. «Во многих ЦДО мы видим, что руководители всех уровней, даже те, чья деятельность напрямую не связана с геологией и разработкой месторождений, уделяют большое внимание результатам моделирования – и это очень приятно, – отметил в ходе обсуждения Сергей Иванов. – Они даже просят,

Its participants all agreed that the key to successful implementation of TNK-BP Reservoir Modeling Program is to make the management in the target subsidiaries see the need for and the value of development simulation models – and this goal has already been achieved. “We now see it in many target subsidiaries that managers at every level, even those who are not directly related to subsurface and field development, pay much attention to modeling results, and this is really good,” said Sergey Ivanov. “What’s more, they actually require that decision-making should involve simulation of all possible scenarios. Thus, risks and opportunities can be identified prior to taking any initiative.”

В России случаи использования моделей для решения оперативных задач разработки пока весьма немногочисленны

In Russia there are still very few cases where models are actually used to address operational issues

The next step in the Reservoir Modeling Program is to clearly define functions of the modeling section and operations sections (including drilling, sidetracking, wellwork, waterflooding sections, etc.) within subsidiaries. TNK-BP strategy stipulates that the modeling sections are to create and update models, while their application to support development decisions should be the function of reservoir engineers. This means it is also essential to teach specialists to work with models and specialized software, so that they can calculate the parameters of any planned intervention on their own and use the calculation results to take considered decisions.

Another urgent issue is the shortage of highly qualified modeling specialists in target subsidiaries, who will create quality models and update them as new field and geological data become available. The importance of this work cannot be underestimated: only a regularly updated model can rather accurately predict the effect of interventions. Target subsidiaries are currently working hard to recruit and motivate modeling experts; special attention is being devoted to training and development, including via the Geological and Reservoir Modeling Portal, the corporate Knowledge Portal and specialized trainings and modeling conferences. Long-term contracts between the subsidiaries and TNNC will also address the staff shortage problem: specialists in Tyumen Center can provide scientific and technical support for the development of the Company’s key fields.

Engineers are Granted Access to Reservoir Models

During the Forum, modeling specialists presented the status and prospects of the Reservoir Modeling Program in their subsidiaries. According to Vladislav Dzyuba, TNK-BP was the first Russian oil and gas company to give its engineers in operations sections and even in oil production shops access to reservoir models. “I didn’t expect the models to get all the way out to the fields so quickly; and although this creates certain problems and risks, it is not something we are going to discourage,” he said.

The cornerstone of this success is the introduction of tNavigator, an interactive reservoir modeling software, which can be easily used even by engineers with no modeling background. The simulator has a user-friendly graphical interface so users can master the required tools in just a few days and immediately start resolving operational issues based on 3D reservoir models. In Samotlorneftegaz, for instance, 32 reservoir engineers, including field engineers, have already been trained to use tNavigator, and by 2012 over 60 specialists will have been trained to independently use it to calculate well intervention parameters.

чтобы еще на этапе принятия решений на моделях «проигрывались» все варианты развития событий, что позволит оценить как риски, так и новые возможности еще до реализации тех или иных инициатив».

Следующим шагом Программы развития моделирования станет четкое разделение функций между отделом моделирования и профильными отделами (бурения, зарезки боковых стволов (ЗБС), ГТМ, ППД и других) в рамках предприятий. В соответствии со стратегией ТНК-ВР, главной задачей отделов моделирования является создание и поддержание моделей в актуальном состоянии, тогда как оперативные работы по их использованию для сопровождения разработки необходимо возложить на инженерный состав ЦДО. В связи с этим необходимо также обучить специалистов работе с моделями и специализированным программным обеспечением, чтобы они могли самостоятельно рассчитывать планируемые к реализации мероприятия и на основе этих расчетов принимать обоснованные оперативные решения.

Еще одна насущная проблема – нехватка высококвалифицированных специалистов по моделированию в ЦДО для построения качественных моделей и их актуализации в соответствии с новыми промысловыми и геологическими данными. Важность этой работы нельзя недооценивать: только при условии постоянного сопровождения модель позволит с высокой степенью достоверности прогнозировать результаты тех или иных мероприятий на месторождении. В настоящее время в ЦДО ведется активная работа по привлечению и мотивации специалистов по моделированию, особое внимание уделяется их обучению и повышению квалификации, в том числе с помощью Портала по геологическому и гидродинамическому моделированию, корпоративного Портала знаний, а также участия в специализированных тренингах и конференциях. Решить проблему нехватки кадров в ЦДО поможет также заключение долгосрочных договорных отношений между предприятиями и ТННЦ на научно-техническое сопровождение разработки ключевых месторождений Компании.

Цель Программы развития моделирования в ТНК-ВР – до 2020 года охватить моделированием более 90% месторождений Компании и обеспечить применение моделей для принятия решений во всех подразделениях

TNK-BP’s Reservoir Modeling Program aims to ensure that by 2020 over 90 percent of the Company’s fields have been modeled and that reservoir models are being used to take decisions in all subsidiaries

Обеспечить инженерный доступ к моделям

В рамках Форума представители отделов моделирования ЦДО рассказали о статусе выполнения и перспективах Программы развития моделирования на своих предприятиях. По словам Владислава Дзюбы, ТНК-ВР первой в российской нефтегазовой отрасли сумела обеспечить инженерный доступ к геолого-гидродинамическим моделям – причем не только в профильных отделах разработки месторождений, но даже в цехах добычи нефти. «Я не ожидал, что модели так быстро дойдут непосредственно до промыслов. И хотя с этим связаны определенные проблемы и риски, тормозит этот процесс мы не будем», – отметил Владислав Ильич.

Такому успеху способствовало внедрение на предприятиях интерактивного пакета для гидродинамического моделирования пласта tNavigator, использовать

POINT OF VIEW / ТОЧКА ЗРЕНИЯ



Мария Каминко (MPKamionko@tnk-bp.com),
Senior Geologist,
Wellwork Performance Analysis Section,
Wellwork Dept., Samotlorneftegaz

Мария Каминко (MPKamionko@tnk-bp.com),
ведущий геолог,
отдел расчетов и анализа эффективности ГТМ,
Департамент ГТМ, ОАО «Самотлорнефтегаз»

In early 2010, Samotlorneftegaz became the first subsidiary in TNK-BP to begin using tNavigator, and so far we've optimized the development system in 11 sectors of Samotlor using this software.

One of those was the SNG-North sector, where reserve depletion is uneven, compensation is inadequate and the reservoir pressure has dropped. To improve the development scenario there, it was proposed that five horizontal injection sidetracks be drilled. As they were being drilled, the section model was updated, and it turned out that under the option we had chosen there were still zones that were not being developed. With the help of tNavigator, we simulated various numbers of production and injection wells with various profiles in these zones and thus the option was selected that ensured optimal development scenario and high cost-efficiency (Fig. A). This has already been partly implemented: Well # 2590 has been reactivated with a flow rate of 18 t, Well # 2636Б has been drilled with a flow rate of 30 t (both wells have a watercut of less than 20 percent), a horizontal injection sidetrack is under completion in Well # 25181-2, and a similar horizontal injection sidetrack is now being constructed in Well # 2591-2. By the way, the flow rates we got had been predicted very accurately in tNavigator, with just a 10-percent deviation from actual flow rates.

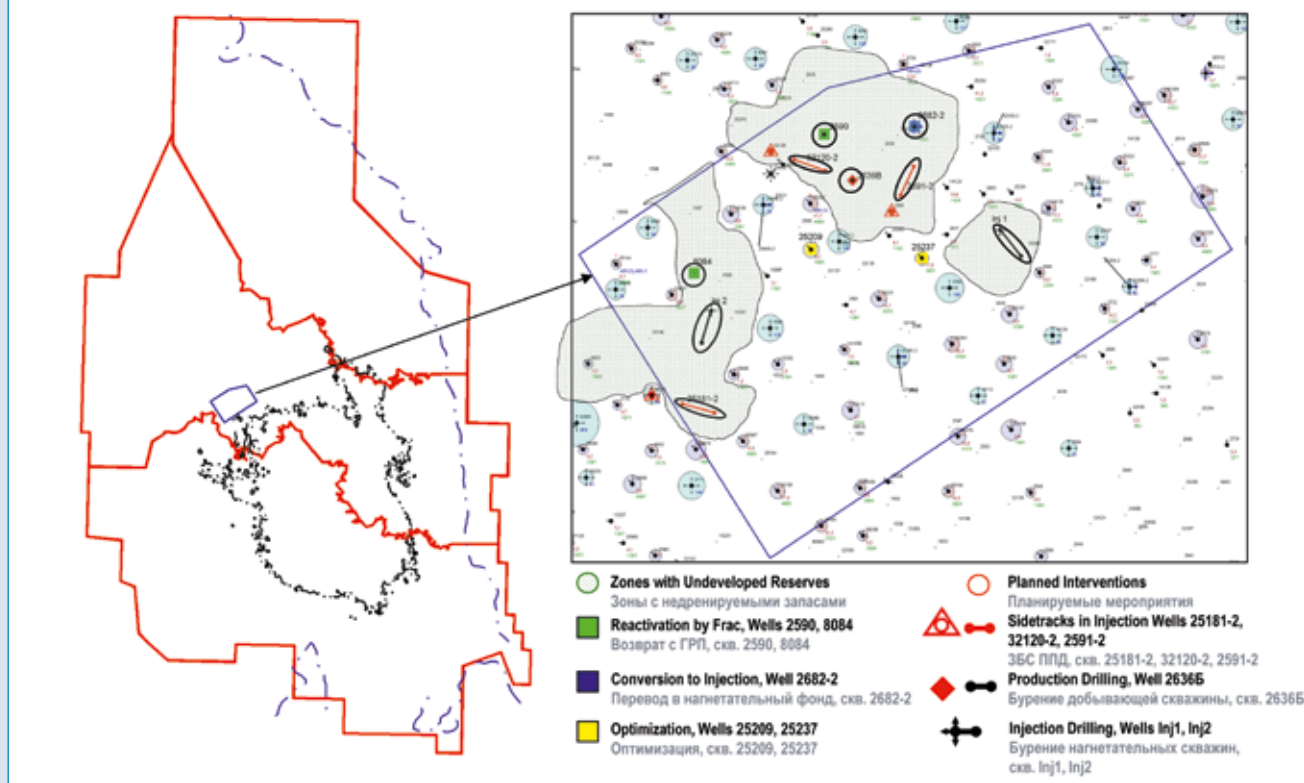
In 2011, Samotlorneftegaz is planning to optimize the development scenario for another 40 sectors. Reservoir engineers, especially those working on-site, clearly understand the value of high-quality up-to-date models, and so we're begging our colleagues in the modeling section to provide us with such models.

В начале 2010 года ОАО «Самотлорнефтегаз» стало первым предприятием ТНК-ВР, начавшим работу с tNavigator, и к настоящему времени с помощью этого симулятора удалось оптимизировать систему разработки на 11 участках Самотлорского месторождения.

Одним из них является участок СНГ-Север, характеризующийся неравномерной выработкой запасов, недостаточной компенсацией, пониженным пластовым давлением. Для улучшения системы его разработки было предложено построить пять горизонтальных нагнетательных боковых стволов. В процессе бурения была выполнена адаптация модели участка, и оказалось, что при выбранном варианте остаются зоны, не охваченные разработкой. В этих зонах с помощью tNavigator мы размещали разное количество добывающих и нагнетательных скважин с различными профилями и в итоге выбрали оптимальный вариант с точки зрения разработки и экономики (Рис. А). Он уже частично реализован: выполнен возврат на скважине №2590 с дебитом 18 т, пробурена скважина №2636Б с дебитом 30 т (обе скважины работают с обводненностью менее 20%), в освоении находится горизонтальный нагнетательный боковой ствол скважины №25181-2, началось бурение горизонтального нагнетательного бокового ствола в скважине №2591-2. Кстати, полученные дебиты прогнозировались в tNavigator с высокой достоверностью – расхождение с фактом составило всего 10%.

В 2011 году ОАО «Самотлорнефтегаз» планирует провести оптимизацию системы разработки еще на 40 участках. Инженеры-разработчики, особенно на нефтепромыслах, прекрасно понимают ценность качественных и актуальных моделей, и поэтому мы очень просим специалистов отделов моделирования такие модели нам предоставлять.

Fig. A Evaluation of Sector Potential in tNavigator
Рис. А Оценка потенциала участка в tNavigator



SOURCE: TNK-BP / ИСТОЧНИК: ТНК-ВР



ФОТО: ВЛАДИСЛАВ ДЗЮБА / ФОТО: ВЛАДИСЛАВ ДЗЮБА

Today, dedicated modeling sections are in place in all of the Company's target subsidiaries. Their representatives reported on the status and prospects of the Reservoir Modeling Program in their subsidiaries during the Forum.

Сегодня во всех ЦДО созданы и функционируют выделенные отделы моделирования, и представители каждого из них выступили на Форуме с докладами о статусе выполнения и перспективах Программы развития моделирования на предприятиях Компании. ▲

Thus, specialists in the modeling section will be able to concentrate on their main task: to create and ensure quality control of geological and reservoir models used by the various departments of Samotlorneftegaz.

Vladislav Dzyuba pointed out, that the key goal the Company is pursuing today in the field of modeling is to further improve engineering access to models. At TNK-BP request, Rock Flow Dynamics company (tNavigator programmer) is introducing new simulator options to accurately model crossflows behind casing, simulate fracs, bottomhole treatments, other well interventions, and waterflooding with nanopolymers. Work is currently underway to simulate rock mechanics in Russkoye and Verkhnechonskoye fields. Another topical issue is to create development simulation methods that combine full-field and sector modeling.

Unfortunately, Rock Flow Dynamics is currently the only company responding to TNK-BP requests to develop its software to meet operational needs. Nevertheless, TNK-BP is open to new proposals. Thus, Rock Flow Dynamics along with Schlumberger and Roxar (two major suppliers of modeling software) as well as Tyumen Oil and Gas Institute, GIFTS, and Geoseis were invited to the Forum in Tyumen. Although the contractors failed to present any tailor-made solutions to the problems facing the target subsidiaries, TNK-BP specialists are confident that their participation in the Forum helped them gain a better understanding of the current needs of the subsidiaries, which means that targeted proposals, including on improving cooperation with the Company or its subdivisions, will follow.

"TNK-BP has consciously gone down the path of modeling improvement, and is determined to continue in this direction," noted Sergey Brezitsky, Executive Vice President, Upstream. "First and foremost, modeling is a tool not for the shareholders, but for the target subsidiaries, and their managers must clearly understand that models, their quality and acceptance are their issues, their value and a precondition for fulfilling their performance contracts." ▣

который могут даже специалисты, не обладающие навыками моделирования. Удобный графический интерфейс симулятора позволяет всего за несколько дней освоить необходимый инструментарий и сразу же приступить к решению промышленных задач на основе трехмерных гидродинамических моделей. Например, в ОАО «Самотлорнефтегаз» обучение работе с tNavigator уже прошли 32 инженера-разработчика, в том числе ИТР на нефтепромыслах, а к 2012 году использовать симулятор для самостоятельного расчета ГТМ смогут уже более 60 специалистов. Это позволит отделу моделирования сконцентрироваться на решении своей основной задачи – создании и контроле качества геолого-гидродинамических моделей, используемых различными службами предприятия.

Как отметил в своем выступлении Владислав Дзюба, в настоящее время самым важным направлением работы в области моделирования в Компании является доработка технологии инженерного доступа к моделям. Разработчик tNavigator компания Rock Flow Dynamics по просьбе TNK-BP дополняет продукт новыми опциями, позволяющими более точно учитывать в моделях заколонные перетоки, процессы, происходящие при гидроразрывах пласта (ГРП), обработках призабойной зоны (ОПЗ) и других ГТМ, заводнении с использованием нанополимеров. Ведутся работы по созданию опций, имитирующих геомеханические процессы на Русском и Верхнечонском месторождениях. Еще одной актуальной задачей является создание методов построения моделей разработки месторождений, совмещающих полномасштабное и секторное моделирование.

К сожалению, пока что лишь Rock Flow Dynamics готова идти навстречу пожеланиям TNK-BP и дорабатывать свой программный продукт под потребности производства. Тем не менее, Компания открыта для новых предложений – в частности, на тюменский Форум были приглашены представители Rock Flow Dynamics, крупнейших поставщиков программного обеспечения по моделированию Schlumberger и Roxar, а также ЗАО «Тюменский институт нефти и газа», ООО «ГИФТС» и ООО «Геосейс». К сожалению, подрядчики не представили адресных решений проблем ЦДО, но специалисты TNK-BP уверены, что участие в Форуме позволило им более четко понять потребности добывающих предприятий, а значит, конкретные предложения, в том числе по улучшению сотрудничества с Компанией или ее отдельными подразделениями, еще появятся.

«TNK-BP встала на путь развития моделирования осознанно и будет целенаправленно продолжать работу в этом направлении, – отметил по завершении Форума Исполнительный вице-президент БН «Разведка и Добыча» Сергей Брезицкий. – В первую очередь, моделирование – это инструмент не для акционеров, а для ЦДО, и руководители ЦДО должны четко понимать, что вопросы моделирования, качества, приемки моделей – это ваши вопросы, ваша ценность и условие выполнения вашего производственного контракта». ▣

Лучшие практики моделирования на месторождениях ТНК-ВР

Reservoir Simulation Modeling in TNK-BP: Thinking Out of the Box

По оценке директора по моделированию ТНК-ВР Владислава Дзюбы, флагманом внедрения Программы развития моделирования в Компании второй год подряд является ЗАО «Роспан Интернешнл». Быстрее остальных ЦДО наладив работу в этом направлении, специалисты предприятия переходят к использованию созданных моделей по прямому назначению — для решения реальных производственных задач, причем делают они это не механически, а творчески. По тому же пути идет и ОАО «Верхнеконскнефтегаз», где на секторных моделях были рассчитаны оптимальные режимы работы нагнетательных скважин.

Vladislav Dzyuba, TNK-BP Modeling Director, believes that Rospan International has been the Company's flagship in implementing the Corporate Reservoir Simulation Program for two years running. Having set up a robust modeling process ahead of other target subsidiaries, Rospan specialists are moving on to use the created models to effectively address real operational needs, and they are doing so very creatively rather than routinely. VCNG is following suit with sector models used to calculate optimized parameters for injection wells.



Максим Аксенов (MAAksenov@tnk-bp.com), начальник отдела моделирования и баз данных, ЗАО «Роспан Интернешнл»
Maxim Aksenov (MAAksenov@tnk-bp.com), Modeling and Databases Section Head, Rospan International



Владислав Менякин (MenyakinVF@vcng.ru), начальник отдела перспективного планирования и моделирования, ОАО «Верхнеконскнефтегаз»
Vladislav Menyakin (MenyakinVF@vcng.ru), Long-Term Planning and Modeling Section Head, VCNG



Леонид Гайдуков (LAGaidukov@tnk-bp.com), главный специалист отдела проекта разработки месторождений нефти, ЗАО «Роспан Интернешнл»
Leonid Gaidukov (LAGaidukov@tnk-bp.com), Chief Specialist, Oil Development Project Section, Rospan International

Today, all assets of Rospan International – Russkoye, Suzun, Tagul, and Russko-Rechenskoye fields – are in pilot production. Their further development will hinge on acquisition of reliable subsurface data, which requires detailed planning and support of pilot production activities. To this end, Rospan team is working to develop and introduce a decision-making process based on reservoir modeling.

In Suzun, for instance, the 2011 program includes interwell tracer tests in five horizontal wells, pressure buildup and falloff tests, and extensive interference testing. Operational plans for these tests should consider the important fact that Suzun is currently a stand-alone development away from infrastructure, and all produced oil has to be reinjected into the subsurface. Such constraints demand a more rigorous approach to well test design and spell more challenges for the planning team.

In order to design the above well test program the Rospan team has to solve a tough optimization problem of maximizing data value with limited well flowing time and the need to handle produced fluids on site. This

В настоящее время все нефтяные активы ЗАО «Роспан Интернешнл» – Русское, Сузунское, Тагульское и Русско-Реченское – находятся на этапе опытно-промышленной разработки (ОПР). Для их дальнейшего развития требуются надежные промысловые и геологические данные, в связи с чем актуальной является задача детального планирования и сопровождения ОПР. Для этих целей в ЗАО «Роспан Интернешнл» разрабатывается и внедряется методика принятия решений на основе гидродинамического моделирования.

В частности, на Сузунском месторождении в 2011 году запланировано проведение индикаторных исследований пяти горизонтальных скважин, исследований по кривым восстановления и падения давления (КВД и КПД) и широкой программы гидропрослушиваний (ГП). Планируя эти гидродинамические исследования (ГДИС), важно помнить об автономности Сузунского месторождения и, как следствие, невозможности вывоза добываемой нефти и необходимости ее утилизации (обратная закачка в пласт), что предьявляет повышенные требования к дизайну проводимых ГДИС и существенно усложняет процедуру планирования.

При проектировании таких исследований специалисты ЗАО «Роспан Интернешнл» решают сложную оптимизационную задачу: получение максимальной информации о пласте при ограниченных отборах в условиях необходимости утилизации продукции. Для этого выполняется комплексное гидродинамическое моделирование каждого этапа ГДИС, включающее секторное моделирование для сопровождения ОПР и полномасштабное моделирование для принятия стратегических решений по развитию актива.

В общем виде процесс выглядит следующим образом. Для обеспечения максимальной информативности ГДИС на секторной гидродинамической модели участка ОПР проводятся многовариантные расчеты, в результате которых определяются ключевые параметры исследований (режимы и последовательность

SOURCE: TNK-BP / ИСТОЧНИК: TNK-BP

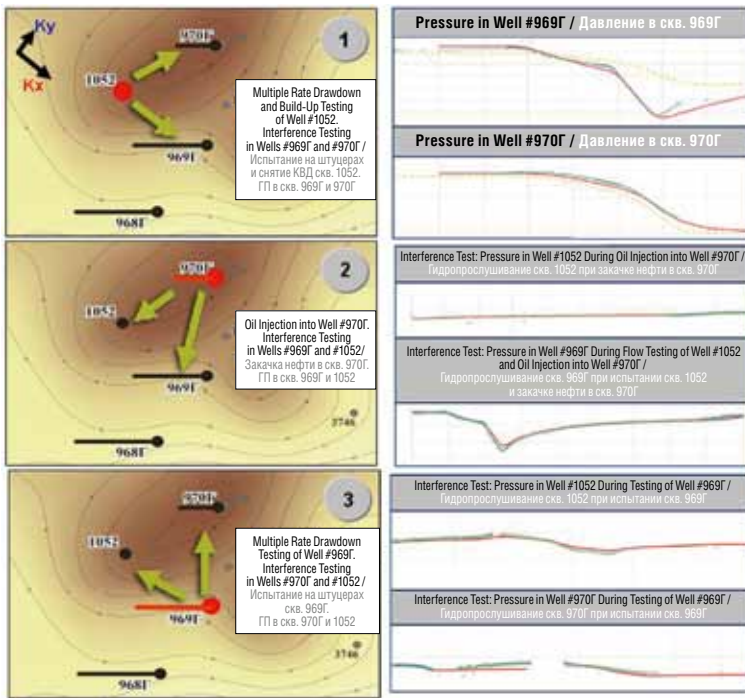


Fig. 1 Interference Test Program in Suzun (Based on ROXAR Simulation Model)

Рис. 1 Сопровождение программы гидропрослушиваний на Сузунском месторождении на основе гидродинамического моделирования (по расчетам ROXAR)

is addressed with integrated reservoir simulation for each test, including sector modeling for production pilots and full-field simulation to support strategic decisions on long-term development of the entire asset.

The overall step-by-step workflow is as follows. First, multiple scenarios are run with the sector model to derive key well test parameters that will help extract as much subsurface information as possible (flow parameters and well sequence, oil recovery volumes, metrology support requirements, etc.). As actual well test data becomes available it is integrated into the sector model to recalculate parameters and update the test program. Following the tests, new and/or updated parameters are incorporated into the full-field reservoir model as a framework for asset development decisions.

Well Testing in Suzun: from Theory to Practice

This approach amply proved its worth as Rospan team planned and supported the testing of NKh-1 reservoir in Suzun.

Since the testing program was finalized for the pilot production area, one directional and three horizontal wells have been drilled (three more horizontals were to be drilled in 2011). Based on the sector model, the testing sequence has been designed to comprise six periods (three test flow periods to produce oil into a storage tank and three reinjection periods to pump oil back through Well #970Г), and test parameters have been optimized to ensure useable interference response in observation wells. The modeling output also helped streamline the overall testing effort: firstly, Well #971Г was cancelled and Well #3746 used instead to deliver the same objectives leading to around \$6 mln in savings, and secondly, a change in the order of different flow periods resulted in more distinct pressure observation responses and enhanced credibility of the information they carried. Finally, the model-driven design put in longer waiting times before reinjection to mitigate cross-influence between wells, and removed the need for retesting of Well #970Г, thus compressing the overall timeframe of the testing program.

исследования скважин, величины отборов нефти, требования к метрологическому обеспечению и другие). Получаемые в ходе ГДИС данные оперативно интегрируются в секторную гидродинамическую модель для пересчета и корректировки текущей программы исследований. По результатам ГДИС, новые и/или уточненные параметры оперативно учитываются в полномасштабной гидродинамической модели, формируя, таким образом, базис для принятия решений по дальнейшему развитию актива.

ГДИС на Сузунском месторождении: от теории к практике

Предложенный подход в полной мере доказал свою эффективность при планировании и сопровождении программы ГДИС на пласте НХ-1 Сузунского месторождения.

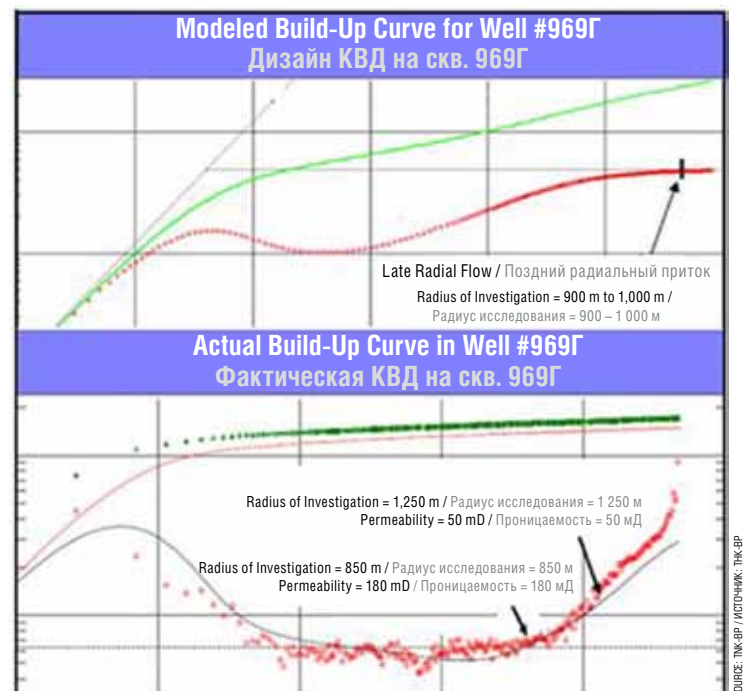
С момента формирования программы исследований на участке ОПР были построены одна наклонно-направленная и три горизонтальные скважины (еще три горизонтальные скважины были запланированы к бурению в 2011 году). По результатам расчетов на секторной гидродинамической модели была сформирована последовательность ГДИС из шести циклов (три цикла отработки скважин на емкость и три цикла обратной утилизации нефти в скважину №970Г), а также определены оптимальные режимы исследований, обеспечивающие получение кондиционных откликов в реагирующих скважинах. Кроме того, была выполнена корректировка программы ГДИС: во-первых, отказ от бурения скважины №971Г и перенос ее геологических задач на скважину №3746 позволил сэкономить около \$6 млн, а во-вторых, изменение последовательности режимов отработки привело к получению более контрастных откликов в реагирующих скважинах, а значит, повысило надежность получаемой информации. Наконец, благодаря увеличению времени ожидания после утилизации нефти удалось снизить взаимовлияние скважин, а также сократить общее время исследований за счет отказа от повторного испытания в скважине №970Г.

К настоящему времени на участке ОПР выполнены три цикла исследований: две отработки на скважинах №1052 и №969Г и один цикл утилизации нефти в скважине №970Г (Рис. 1). Настройка секторной модели на результаты гидропрослушиваний в скважинах №970Г и №969Г при отработке скважины №1052

исследования скважин, величины отборов нефти, требования к метрологическому обеспечению и другие). Получаемые в ходе ГДИС данные оперативно интегрируются в секторную гидродинамическую модель для пересчета и корректировки текущей программы исследований. По результатам ГДИС, новые и/или уточненные параметры оперативно учитываются в полномасштабной гидродинамической модели, формируя, таким образом, базис для принятия решений по дальнейшему развитию актива.

Fig. 2 Build-Up Pressure Test in Well #969Г: Modeled vs. Actual

Рис. 2 Исследования КВД на скважине №969Г: дизайн и фактическая кривая



SOURCE: TNK-BP / ИСТОЧНИК: TNK-BP

Table 1 Original Parameters vs. Test-Derived Values (Calculated in ROXAR)

Табл. 1 Изменение значений параметров пласта в результате ГДИС (по расчетам ROXAR)

Parameter Параметр	Original Value Исходное значение	Updated Value Модифицированное значение
Lateral Anisotropy Azimuth Азимут латеральной анизотропии	0°	-45°
Lateral Anisotropy in Facies 1 (ky/kx) Латеральная анизотропия в фации 1 (ky/kx)	1	0,35
Lateral Anisotropy in Facies 2 (ky/kx) Латеральная анизотропия в фации 2 (ky/kx)	1	1
Vertical Anisotropy in Facies 1 (kz/kx) Вертикальная анизотропия в фации 1 (kz/kx)	0,7	0,3
Vertical Anisotropy in Facies 2 (kz/kx) Вертикальная анизотропия в фации 2 (kz/kx)	0,1	0,1

SOURCE: TNK-BP / ИСТОЧНИК: ТНК-БР

To date, three test periods have been run in the pilot area including two flow periods from Wells #1052 and #969Г and one reinjection into Well #970Г (Fig. 1). The sector model matched to interference data in Wells #970Г and #969Г during flowing of Well #1052 helped identify lateral anisotropy ($k_y/k_x=0.35$) and update the vertical anisotropy ($k_z/k_x=0.3$) (Table 1); the subsequent tests were adjusted accordingly. Actual pressure responses to oil reinjection in Well #970Г and to production from Well #969Г were close to estimates from the updated model, a convincing testimony to its predictive ability.

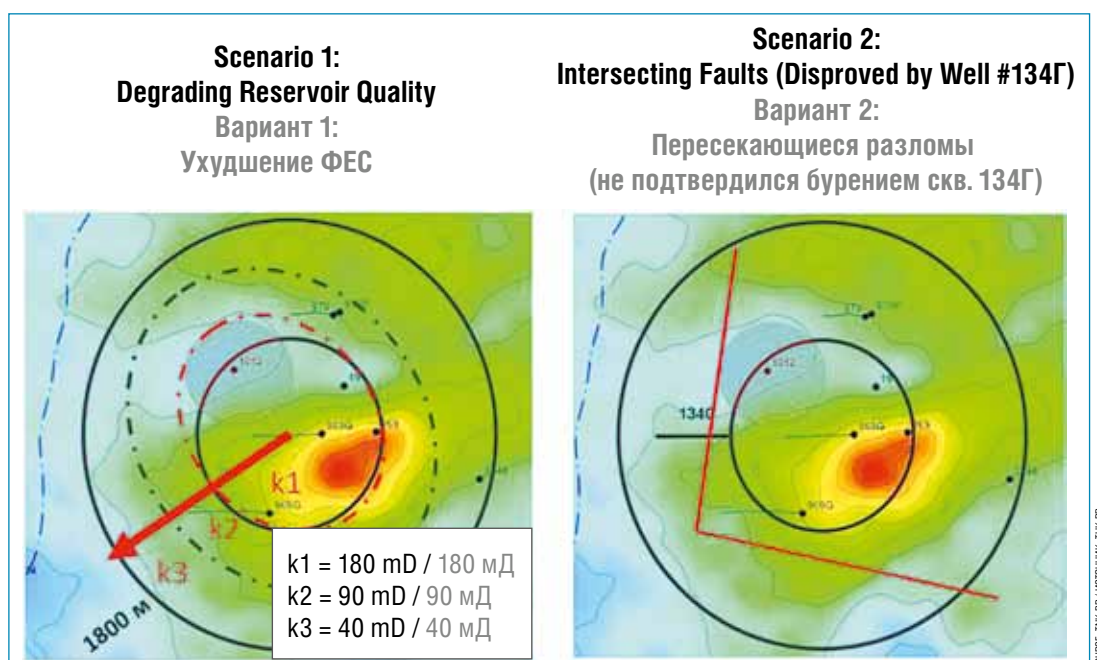
The sector models were also used for planning transient pressure buildup and falloff tests. The tests, including optimized flow parameters before shut-in and test duration, were designed individually for each well on the basis of the 2D model of the pilot area. However, the actual build-up curve recorded in Well #969Г deviated from the projected values (Fig. 2), tentatively, due to either lateral variation in reservoir porosity and permeability or the presence of two intersecting flow barriers (Fig. 3) (Well #134Г drilled later showed the latter scenario to be false). The 2D model was updated accordingly along with the test parameters in order to better understand lateral reservoir heterogeneity. The acquired data is now being used to history match the 3D model of the pilot area.

The well test results will also impact the full-field model, which is used to guide operational and strategic decisions. As an example, the reservoir anisotropy detected by interference testing indicates the need to revise the base well pattern (Fig. 4), an observation equally confirmed by full-field model calculations.

The pilot production / test planning and support methodology based on reservoir modeling, which is being introduced in Rospan International, has been successfully applied in Suzun and will be in due course transposed to other Rospan assets.

Fig. 3 Probable Reasons for Build-Up Curve Deviation from Model

Рис. 3 Возможные причины несоответствия фактической КВД дизайну



SOURCE: TNK-BP / ИСТОЧНИК: ТНК-БР

SOURCE: TNK-BP / ИСТОЧНИК: TNK-BP

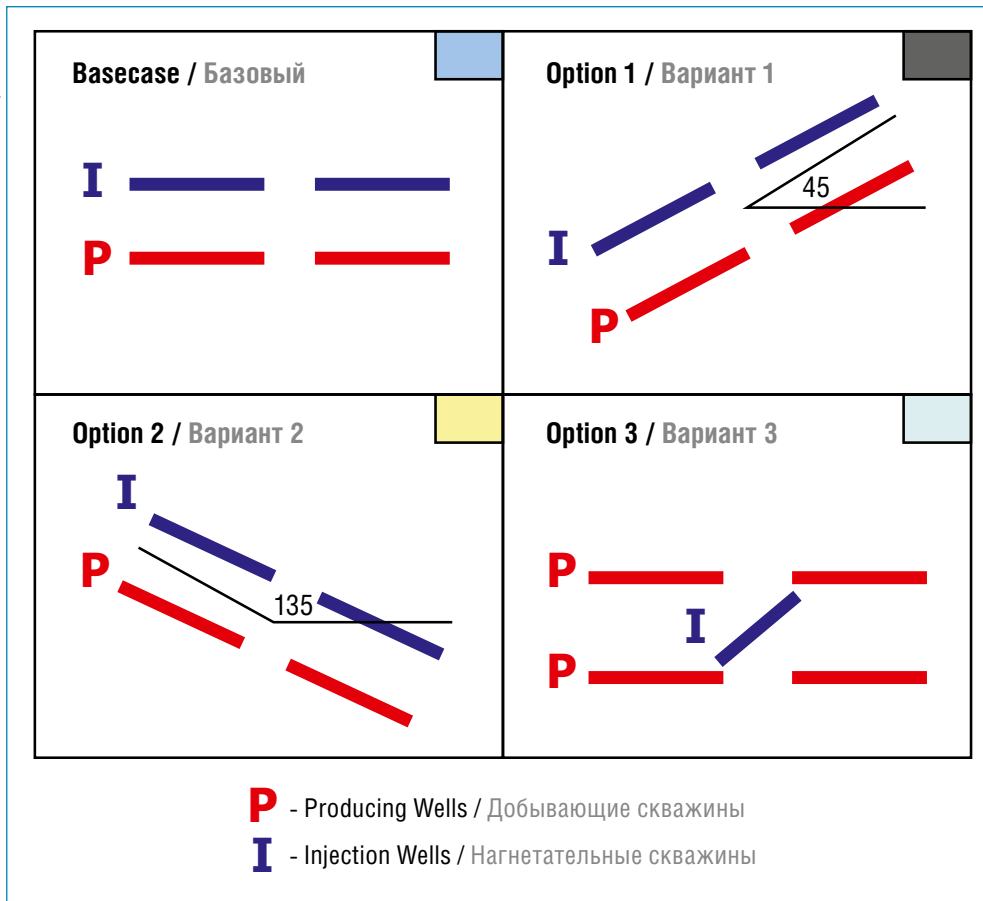


Fig. 4 Proposed Well Pattern Options (NKh-1 Reservoir)

Рис. 4 Варианты проектной сетки (пласт НК-1)

Внедряемая в ЗАО «Роспан Интернешнл» методика планирования и сопровождения ОПР с использованием геолого-гидродинамического моделирования успешно реализуется в ходе исследований на Сузунском месторождении и запланирована к использованию на других активах целевого дочернего общества.

Оптимизация заводнения на Верхнечонском месторождении

Специалисты ОАО «Верхнечонскнефтегаз» также используют постоянно действующую гидродинамическую модель основного объекта разработки – пласта ВЧ – в ежедневной работе, в основном для сопровождения бурения новых скважин и подсчета запасов для краткосрочного и долгосрочного планирования. Однако ее применение не должно ограничиваться этими двумя направлениями, что подтверждает следующий пример.

VC Waterflooding Optimization

VCNG also uses a continuously updated reservoir model of its main development target, VC reservoir, on the day-to-day basis, mostly to support drilling of new wells and reserves estimates for short- and long-term planning. The following illustration, however, shows that reservoir simulation doesn't need to remain confined exclusively to these two applications.

From January 2009 to May 2010, reservoir pressure at Well Pad #5 in Verkhnechonskoye (VC) field declined from 155 atm to about 140 atm, so parameters of injection wells had to be revised to restore the pressure.

A model of Pad #5 waterflooding patterns was constructed to analyze various combinations of producer and injector parameters. Modelers tested several options involving injection increase by 10 percent, 15 per-

cent, 20 percent, and 30 percent. In May 2010, the reservoir pressure at the Well Pad #5 of the Verkhnechonskoye field decreased from 155 atm. to about 140 atm., and for its restoration it was necessary to re-evaluate technological regimes of the well system for maintaining the reservoir pressure (PPD).

For the calculation of different regimes of the producing and injecting wells, a model of the well pattern of the Well Pad #5 was built. On it, the variants were calculated, providing an increase in the injection on the injecting wells by 10%, 15% or 20% (further increase was impossible due to the limitation of the wellbore pressure at the level of 270 atm. (the fracture pressure of the reservoir)), the reduction of the production on the producing wells with the corresponding increase of the wellbore pressure to 1 atm., 3 atm. or 5 atm., and also the transition to the injecting wells №640 (Fig. 5).

The most effective variant in the plan of the restoration of the pressure and the increase of the production was the increase of the injection on the injecting wells by 20% – according to the forecasts for five years, this will allow to increase the cumulative production by 178 thousand tons compared to the base case variant.

Good prospects demonstrated and the transition to the injecting wells №640 (in this case, a forecast was even made for a larger increase in cumulative production), however, this variant was ultimately rejected, because the effect was only on two wells of the field, and also there were risks of accelerated waterflooding of the reservoir and uneven production of the drained area.

The selected technological regimes of the injecting wells were proposed to the development department of OAO «Верхнечонскнефтегаз» and as a result were realized on the field, which allowed to double the restoration of the reservoir pressure compared to the base case variant. At the present time, the work on the monitoring of the created well pattern continues, and the positive experience was spread to other fields of the Verkhnechonskoye field (wells №10, №11 and №14).

Увеличение закачки нагнетательных скважин Верхнечонского месторождения на 20% позволило вдвое ускорить восстановление пластового давления по сравнению с базовым вариантом

The injection increase by 20 percent in VC field helped to rebuild reservoir pressure twice as fast as under the base case plan

Равнение на лучших

Специалисты ЗАО «Роспан Интернешнл» и ОАО «Верхнечонскнефтегаз», продемонстрировав творческий подход к моделированию, на собственном опыте убедились, что гидродинамическое моделирование является эффективным инструментом для принятия эффективных решений по разработке месторождений – от сопровождения программы бурения и разработки программы

cent or 20 percent (constrained by 270 atm bottomhole pressure, beyond which the formation would be fractured), production rate reduction followed by bottomhole pressure increments of 1 atm, 3 atm or 5 atm, and conversion of producing Well #640 to injection (Fig. 5).

The modeling outcomes showed that the best solution in terms of pressure and flow rates was to increase injection by 20 percent because over five years this measure was predicted to deliver 178,000 t of cumulative production on top of the base case volumes.

Although switching Well #640 to injection also looked good with a promise of even higher cumulative production than the previously described scenario, the idea was eventually discarded, because it would impact only two wells and was likely to lead to faster water encroachment and irregular depletion within the drainage area.

The selected scenario (injection increase by 20 percent) was proposed to VCNG Reservoir Management Section and then implemented helping to rebuild reservoir pressure twice as fast as under the base case plan. While VCNG continues reservoir surveillance in the new waterflooding patterns, this solution has been applied to other parts of VC field (Pads #10, #11 and #14).

Learning from Success

Thinking out of the box, Rospan International and VCNG demonstrated that reservoir modeling is a powerful tool for reservoir management to maximize performance of drilling, well data acquisition planning, well-work and waterflooding optimizations. On the business side, model-based forecasting helps to quickly make informed value-adding decisions to shape and update focused field development strategies and make the best use of available operational and financial resources.

Modeling experts in TNK-BP Corporate Center are confident that many more successful applications of reservoir modeling to support business decisions will follow. The advantages are obvious and all TNK-BP subsidiaries will certainly embrace this practice to steer their development projects towards greater productivity, as intended by the Corporate Reservoir Simulation Program. **12**

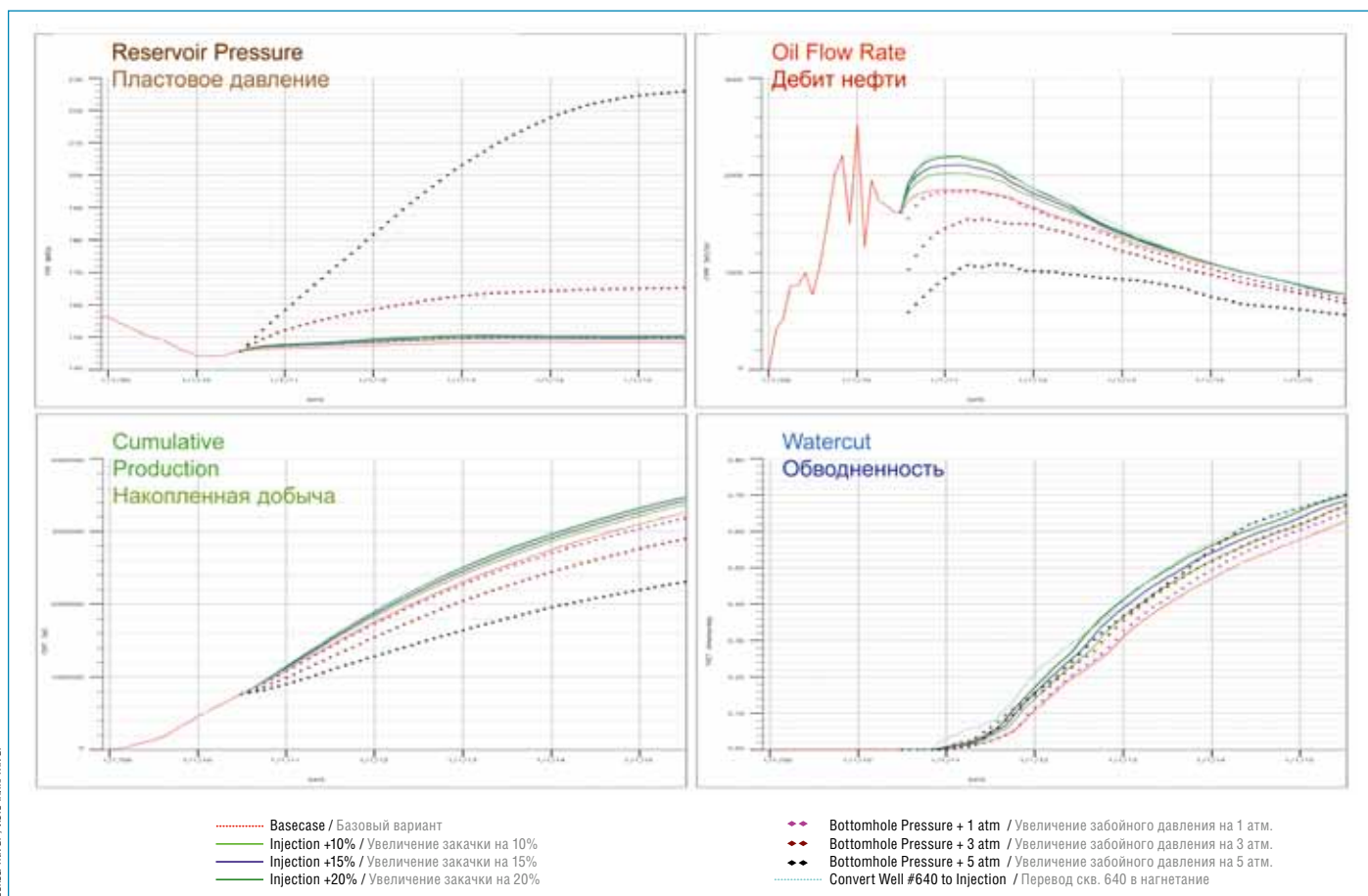
Выявленная латеральная анизотропия пласта НК-1 Сузунского месторождения является предпосылкой для пересмотра базовой сетки скважин

The anisotropy of NKh-1 reservoir indicates the need to revise the base well pattern for Suzun field

исследований скважин до оптимизации программ геолого-технических мероприятий и работы системы ППД. С точки зрения эффективного ведения бизнеса, оперативные расчеты на гидродинамических моделях позволяют обоснованно выбирать оптимальные решения по планированию и корректировке стратегии разработки месторождения и максимально эффективно использовать имеющиеся производственные и финансовые ресурсы.

Эксперты по моделированию Корпоративного центра ТНК-ВР уверены, что за этими успешными примерами использования гидродинамических моделей в поддержку бизнес-решений последуют и другие. Выгоды такого подхода очевидны, и все предприятия ТНК-ВР, несомненно, будут стремиться внедрить его на своих месторождениях, на что, в конечном счете, и направлена реализация Программы развития моделирования в Компании. **12**

Fig. 5 Production Parameter Forecast for Injector Optimization Options in VC
Рис. 5 Прогноз параметров добычи при оптимизации технологических режимов нагнетательных скважин на Верхнечонском месторождении



Научно-техническое сопровождение разработки месторождений в ТННЦ: новая парадигма взаимодействия с ЦДО

Scientific and Technical Support of Field Development: TNNC's New Paradigm of Cooperation with TNK-BP Target Subsidiaries

Основным подрядчиком целевых дочерних обществ ТНК-ВР по сопровождению разработки месторождений, в том числе по геологическому и гидродинамическому моделированию, является Тюменский нефтяной научный центр. Завершившийся недавно переход ТННЦ в структуру БН «Разведка и Добыча» создал уникальную возможность для устранения существовавших ранее административных барьеров и выстраивания максимально эффективного взаимодействия научного центра с его заказчиками — добывающими предприятиями Компании.

Tyumen Petroleum Research Center is the major contractor for TNK-BP target subsidiaries in field development support, including geological and reservoir modeling. As TNNC has now joined the Upstream, a unique opportunity has appeared to eliminate administrative barriers that existed earlier and build up efficient cooperation between the Center and the subsidiaries as its customers.



Андрей Лазеев (ANLazeev@tnk-bp.com),
Генеральный директор, ТННЦ

Andrey Lazeev (ANLazeev@tnk-bp.com),
General Director, TNNC

The strategic objective of Tyumen Petroleum Research Center (TNNC) is to switch over from occasional to regular project support of the development of the Company's key fields under long-term contracts with TNK-BP target subsidiaries. Notably, TNNC's involvement in permit documentation development has been steadily decreasing for several years now while the scope of geological and reservoir modeling has been on the rise with 55 continuously updated models back in 2008 and over 200 continuously updated models today (Fig. 1).

Creating a field model is just the beginning of the story: it should be continuously updated and the forecasts and risks identified with its help should be regularly reevaluated to avoid inadequate forecasting and taking wrong development decisions. In TNNC, the number of models created still by far exceeds the number of models being continuously updated, yet specialists in the Center are doing their best to minimize (and in the longer term to eliminate) this gap (Fig. 2).

Today, the value of geological and reservoir models to support field development is obvious, however it is vital to understand that a model will be most efficient only if it is tailor-made to address specific operational problems. Unfortunately, in TNK-BP this is currently the case neither in Greenfields nor in Brownfields. Target subsidiaries are now to learn to specify problems for daily planning and field development control in support of drilling, waterflooding, wellwork programs as well as pilot tests of new technologies and their subsequent evaluation.

Стратегической задачей Тюменского нефтяного научного центра (ТННЦ) является переход от эпизодического к постоянному проектному сопровождению разработки ключевых месторождений Компании на основе долгосрочных договорных отношений с целевыми дочерними обществами (ЦДО). При этом участие ТННЦ в разработке проектно-технической документации в течение уже нескольких лет уменьшается, а объем работ по геолого-гидродинамическому моделированию, наоборот, увеличивается (Рис. 1): если в 2008 году в ТННЦ было 55 постоянно действующих моделей, то в настоящее время их уже более 200.

Однако мало создать модель месторождения — необходимо постоянно обновлять ее, уточняя прогнозы и возможные риски, в противном случае ее использование может привести к некорректным прогнозам и принятию ошибочных решений при разработке. И хотя разрыв между количеством создаваемых и сопровождаемых моделей в ТННЦ достаточно велик, специалисты Центра делают все возможное, чтобы минимизировать (а в перспективе и устранить) это отставание (Рис. 2).

Сегодня необходимость сопровождения разработки месторождений на геолого-гидродинамических моделях ни у кого не вызывает сомнений, однако важно понимать, что по-настоящему эффективным моделирование будет только в том случае, когда модель создается целенаправленно для решения конкретных производственных задач. К сожалению, пока что этого в полной мере не наблюдается ни на новых, ни на зрелых месторождениях Компании: ЦДО должны научиться детализировать задачи на уровне ежедневного планирования и контроля разработки для поддержки программ бурения, организации системы заводнения, проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ), а также сопровождения опытно-промышленных испытаний новых технологий и последующей оценки их эффективности.

В споре рождается лучшее решение

Тем не менее, ни одна модель не дает готового ответа на вопрос, как правильно разрабатывать то или иное месторождение, — она лишь является инструментом, позволяющим оценить эффективность каждого конкретного мероприятия. Однако, как известно, сколько людей, столько и мнений, и выбрать наиболее взвешенное решение помогает обсуждение всех возможных вариантов в рамках регулярных научно-технических советов (НТС) в ЦДО и ТННЦ.

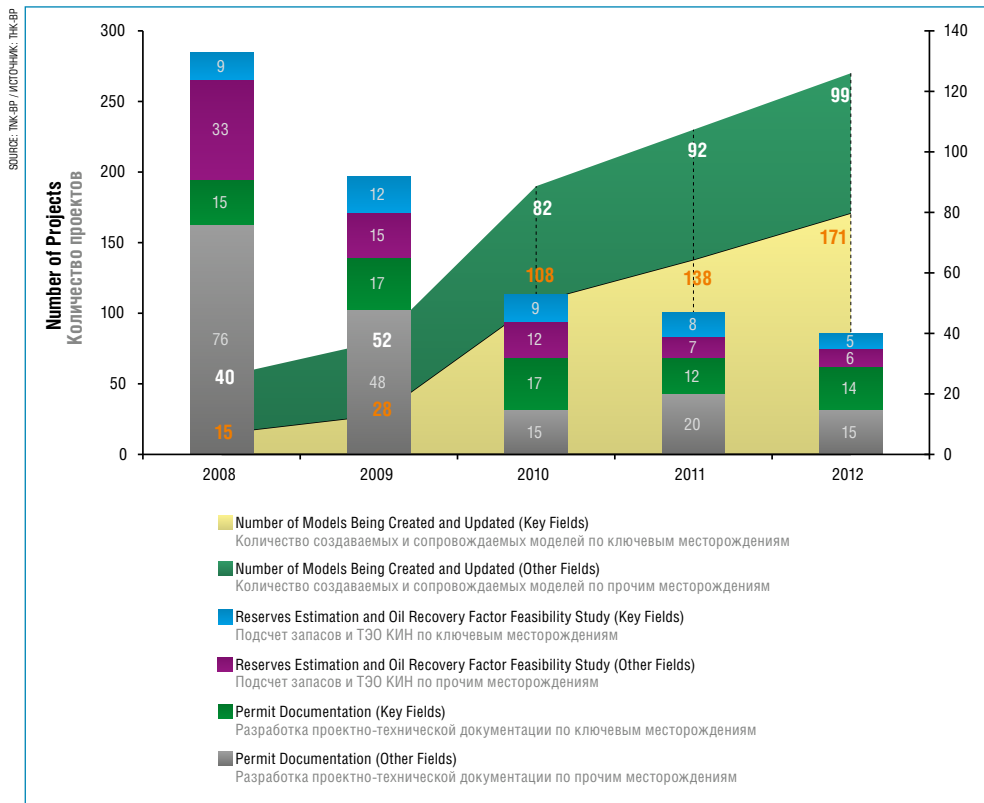


Fig. 1 TNNC's Scope of Work in Support of Field Development

Рис. 1 Объем работ ТННЦ в поддержку разработки месторождений

В первый раз НТС собирается при приемке новой геолого-гидродинамической модели от подрядчика. Участниками совета становятся не только эксперты в области моделирования, но и инженеры-разработчики, которым предстоит непосредственно работать с этой моделью. После устранения замечаний, если таковые будут выявлены, модель передается в эксплуатацию в ЦДО. Но на этом участие НТС в «жизни» модели не заканчивается: результаты расчета нескольких возможных вариантов разработки консолидируются и передаются экспертам научно-технического совета, которые и выбирают из числа предложенных вариантов наиболее эффективный с технической и экономической точек зрения. Аргументированное обсуждение всех опций и их возможных последствий позволяет минимизировать риск принятия ошибочного решения. И хотя невозможно предсказать

Best Solution Is Sprout in Discussion

Nevertheless, models do not give ready answers how to best develop a particular field; they are mere tools to evaluate the effect of each specific activity on the reservoir. It is common knowledge that opinions always differ, and so target subsidiaries and TNNC regularly hold scientific and technical councils to discuss various development options and come up with most considered decisions.

The first meeting of the scientific and technical council is the acceptance of a new geological and reservoir model from a contractor. Council members include modeling experts as well as reservoir engineers who are later to work with this model. If the council has any critical comments they are mended and after that the target subsidiary starts to work with this model. But the council doesn't 'abandon' the model here: after various development options have been analyzed in this model, the results of this analysis are consolidated and presented to

результат того или иного мероприятия со 100%-ной точностью, расчет вариантов разработки на моделях и их последующее обсуждение в рамках НТС повышают качество принимаемых решений.

Кстати, ТННЦ уже имеет положительный опыт долгосрочного сопровождения разработки месторождений ООО «ТНК-Уват» и ОАО «Верхнеконскнефтегаз». В частности, построение петрофизических моделей Верхнеконского и Уватских месторождений позволило увеличить точность прогноза дебитов новых скважин (погрешность снизилась с ± 2 порядков до $\pm 0,5$ порядка). В планах научного центра – распространить положительный опыт сотрудничества с этими предприятиями на подразделения Западно-Сибирского дивизиона, оренбургские активы и ЗАО «Роспан Интернешнл».

Кроме того, в прошлом году в ТННЦ был учрежден экспертный и методический центр в области разработки и геологии, главной задачей которого станет проработка научных тем, имеющих стратегическое значение для Компании. Среди них, в частности, создание методики локализации остаточных извлекаемых запасов,

стандартизация применения методов увеличения нефтеотдачи пластов, повышение достоверности петрофизических моделей (полный список тем представлен в Табл. 1). Участие ученых в анализе этих проблем поможет найти обоснованные решения, которые позволят разрабатывать месторождения Компании с максимальной эффективностью.

Наконец, улучшению взаимодействия ТННЦ с ЦДО будет способствовать изменение организационной структуры научного

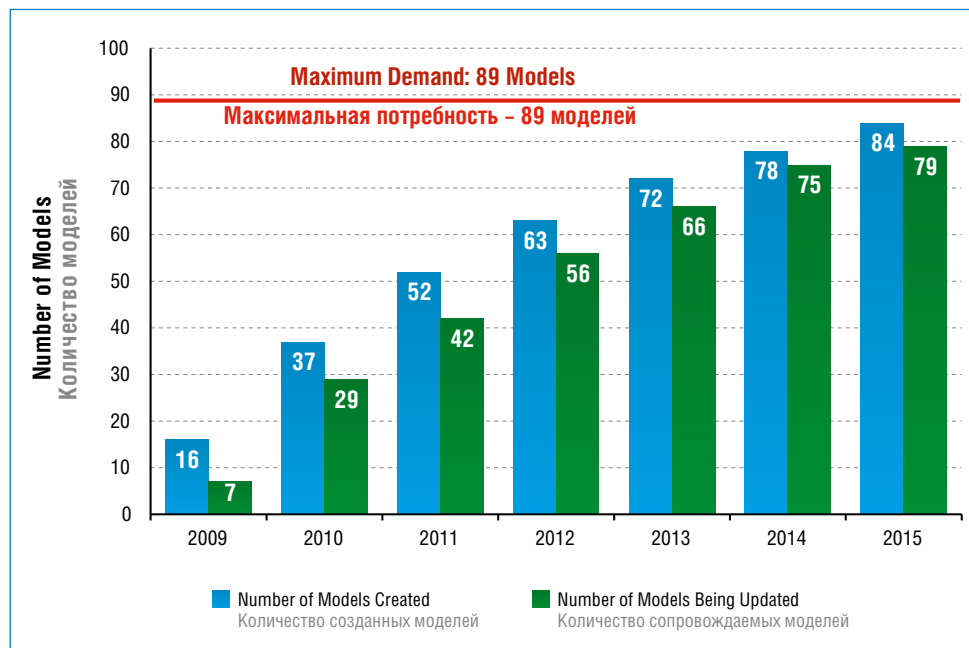


Fig. 2 Number of Models for Development Targets in Key Fields

Рис. 2 Количество моделей основных объектов разработки по ключевым месторождениям

Table 1 Topics for Research in TNNC

Табл. 1 Перечень тематик в рамках развития научной составляющей деятельности ТННЦ

№	Topic Тема	Intended Application Планируемое использование	Value for the Company's Assets Ценность для активов Компании
Seismic Сейсмика			
1.	Develop guidelines for seismic inversion in acoustically abnormal pay zones of VC field Разработка методики выполнения сейсмической инверсии в акустически аномальных продуктивных пластах Верхнечонского месторождения	Forecast reservoir properties of acoustically abnormal horizons (VC) Прогноз фильтрационно-емкостных свойств в акустически аномальных горизонтах (верхнечонский)	VC Верхнечонское
2.	Assess efficiency of geostatistical inversion as applied to peg-leg sums Оценка эффективности применения геостатистической инверсии по частично-кратным суммам	Improve interpretation quality and geological model reliability Повышение качества интерпретации и достоверности геологических моделей	All Все
3.	Develop algorithm of laterally variable wavelet assessment to improve reliability of geological forecast upon results of wave field inversions Разработка алгоритма оценки переменного по латерали импульса для повышения надежности геологического прогноза по результатам инверсионных преобразований волнового поля	Improve interpretation quality and geological model reliability Повышение качества интерпретации и достоверности геологических моделей	All Все
Subsurface Геология			
4.	Analyze sedimentology, identify facies, perform seismic facies analysis and compile paleogeographic maps of Tyumen suite deposits in Krasnoleninsky group Седиментологический анализ, выделение фаций, сейсмофациальный анализ и построение палеогеографических карт отложений тюменской свиты Красноленинского свода	Perform seismic facies analysis to localize prospective zones and develop exploration and development drilling strategy Сейсмофациальный анализ с целью локализации перспективных зон для формирования стратегии геологоразведочных работ и размещения эксплуатационного бурения	Yem-Yogovsky, Kamenny, Talinsky License Areas Ем-Еговский, Каменный, Талинский лицензионные участки
5.	Estimate gas resources in overcenomanian deposits in West Siberia Оценка ресурсов газа в надсеноманских отложениях Западной Сибири	Gas hydrates. Increase the Company's resource base Газогидраты. Увеличение ресурсной базы Компании	Messoyakha, Novo-Urengoysky, Vostochno-Urengoysky License Areas Мессояхское, Восточно-Уренгойский, Ново-Уренгойский лицензионные участки
Petrophysics Петрофизика			
6.	Perform numerical study of displacement process on core to obtain matched capillary pressure curves (CPC) and relative permeabilities (RP) Численное исследование процесса вытеснения в масштабе ядра для получения согласованных кривых капиллярного давления (ККД) и относительных фазовых проницаемостей (ОФП)	Simulate CPC and RP experiments on a numerical model to find regularities and develop a reliable algorithm of deriving RP from CPC Имитация на численной модели экспериментов по снятию ККД и ОФП для выявления закономерностей, позволяющих выработать надежный алгоритм получения ОФП из ККД	All Все
7.	Develop guidelines for loose core analysis Разработка методики по изучению неконсолидированного ядра	Develop guidelines for analyzing core recovered from loose rocks Разработка методики исследований ядра, отобранного из «рыхлых» пород	Russkoye, Vanyogan, Verkhnekolik-Yoganskoye, Samotlor, Messoyakha Русское, Ваньеганское, Верхнеколик-Еганское, Самотлорское, Мессояхское
8.	Develop minimum requirements and methodology for physical modeling of hydrocarbons displacement on core samples Разработка исходных требований и методической базы для физического моделирования процесса вытеснения углеводородов на образцах ядра	Improve quality of reserves estimation and reservoir models Повышение качества подсчета запасов и гидродинамических моделей	All Все
9.	Assess efficiency of nuclear-physical methods (NPM) under different lithologic and fluid conditions by numerical modeling Оценка эффективности комплекса ядерно-физических методов (ЯФМ) ГИС в различной литолого-флюидальной обстановке методом численного моделирования	Select optimal NPMs and justify guidelines for logging interpretation in terrigenous and carbonate reservoirs of VC Обоснование оптимального комплекса ЯФМ ГИС и методики интерпретации ГИС терригенных и карбонатных коллекторов Верхнечонского месторождения	VC Верхнечонское

SOURCE: TNK-BP / ИСТОЧНИК: ТНК-БП

№	Topic Тема	Intended Application Планируемое использование	Value for the Company's Assets Ценность для активов Компании
Development Simulation, Modeling Разработка, моделирование			
10.	Study production processes from under-gas-cap zones based on simulation modeling of gas-oil zones with normal oil viscosity Изучение процессов выработки подгазовых зон на основе имитационного моделирования газонефтяных зон месторождений с обычной вязкостью нефти	VC Верхнечонское	
11.	Perform simulation modeling of viscous oil development from gas-oil reservoirs using gas energy Проведение имитационного моделирования разработки газонефтяных залежей высоковязкой нефти с использованием энергии газа	Facilitate viscous oil development from under-gas-cap zones of Russkoye and Vanyogan Разработка высоковязких нефтей подгазовых зон Русского и Ваньеганского месторождений	Russkoye, Vanyogan, Messoyakha Русское, Ваньеганское, Мессояхское
12.	Assess impact of bottomhole condensate dropout on well productivity Оценка влияния выпадения конденсата на забое скважины на снижение ее продуктивности	Urengoy gas assets Уренгойские газовые активы	Vostochno-Urengoy, Novo-Urengoy License Areas, Russko-Rechenskoye Восточно-Уренгойский, Ново-Уренгойский лицензионные участки, Русско-Реченское
13.	Develop simulation methodology for horizontal boreholes with multi-fracs in Vikulov and Tyumen suites Разработка методологических приемов моделирования горизонтальных стволов с мульти-ГРП на вихуловскую и тюменскую свиту	Optimize development in Kamenny and Talinsky license areas Оптимизация системы разработки Каменного и Талинского лицензионных участков	Yem-Yogovsky, Kamenny, Talinsky License Areas Ем-Еговский, Каменный, Талинский лицензионные участки
14.	Build a model of a carbonate fractured reservoir Создание модели карбонатного трещиноватого коллектора	Improve development efficiency of carbonate fractured reservoirs Повышение эффективности разработки карбонатных трещиноватых коллекторов	Sorochinsko-Nikolskoye, Bobrovskoye Сорочинско-Никольское, Бобровское
15.	Develop guidelines to assess efficiency of enhanced oil recovery (EOR) techniques Разработка методики оценки эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов (МУН)	Assess efficiency of different EOR methods (Bright Water and BP-92 in Samotlor) Оценка эффективности различных МУН (оценка Bright Water и БП-92 на Самотлоре)	Samotlor Самотлорское
16.	Develop simulation methodology considering reservoir rock mechanics Разработка методологических приемов моделирования с учетом геомеханических свойств пластовых систем	Study rock mechanics and consider it in models – a topical issue for reservoir engineering in fields with sloughing and low-permeability rocks (for frac planning) Изучение и учет при моделировании геомеханических свойств пород – актуально при проектировании системы разработки на месторождениях с осыпающимися и низкопроницаемыми коллекторами (при планировании ГРП)	Ust-Teguss, Russkoye Усть-Тегусское, Русское
17.	Develop simulation methodology for VC reservoir brining Разработка методологических приемов моделирования рассолонения пластов Верхнечонского месторождения	Draft proposals to improve functionality of chemical reaction modeling software, including brining and salt water injection; assess impact of brining on oil recovery in VC using sector reservoir models Разработка предложений для совершенствования функциональности ПО по моделированию химических реакций, в том числе рассолонения и закачки соленой воды; оценка влияния рассолонения на нефтеотдачу на Верхнечонском месторождении на секторных гидродинамических моделях	VC Верхнечонское
18.	Develop guidelines to analyze waterflooding and current reserves sweep efficiency based on fluid flow studies in geological and reservoir models created in Eclipse, tNavigator, etc. Разработка методики анализа эффективности систем заводнения и охвата воздействием текущих запасов нефти на основе изучения потоков флюидов в геолого-гидродинамических моделях типа Eclipse и tNavigator	Support field development involving waterflooding, analyze efficiency of current development patterns in design documents Сопровождение разработки с заводнением, анализ эффективности реализуемых систем разработки в проектных документах	All Все
19.	Develop methodology and software to align sector and full-field models of major fields in the same detail as sector models (example: Samotlor AV1-5 reservoir) Создание методического и программного обеспечения для сопряжения секторных моделей и полномасштабного моделирования крупных месторождений с детальностью секторных моделей (на примере пласта АВ1-5 Самотлорского месторождения)	Align sector models for full-field modeling (Samotlor) Сопряжение секторных моделей с целью создания полномасштабных моделей (Самотлор)	Samotlor, Krasnoleninskoye, Urengoy, Russkoye, etc. Самотлорское, Красноленинское, Уренгойское, Русское и другие

During his presentation at the Forum "Reservoir Simulation in Support of Business", TNNC General Director Andrey Lazeev explained to specialists from the target subsidiaries how TNNC can provide scientific and technical support of development of their fields.

Выступая на Форуме «Моделирование в поддержку бизнеса», Генеральный директор ТННЦ Андрей Лазеев рассказал представителям ЦДО о возможностях научно-технического сопровождения разработки месторождений силами специалистов центра. ▶

the council that selects the option that is most efficient in terms of both technology and costs. Reasoned discussion of all options and their potential effect helps mitigate the risk of taking a wrong decision. And although it is impossible to predict reservoir behavior with 100-percent accuracy, the analysis of development options in models and subsequent discussion of the findings at a council improve the quality of decisions taken.

By the way, TNNC has already gained positive experience of long-term field development support with TNK-Uvat and VCNG. For instance, petrophysical models of Verkhnechonskoye (VC) and Uvat group of fields helped improve the accuracy of flow rate forecasts in new wells: the error dropped from ± 2 orders of magnitude down to ± 0.5 order. TNNC is planning to extend this practice to improve cooperation with target subsidiaries in West Siberia Area and Orenburg Region as well as with Rospan International.

Besides, a Center of Expertise and Methodology in Reservoir Engineering and Geoscience was established in TNNC last year to research areas of strategic importance for the Company. These include guidelines development for localization of remaining recoverable reserves, standardization of application of enhanced oil recovery methods, reliability improvement of petrophysical models, etc. (the complete list of topics is presented in Table 1). When scientific potential is engaged in the analysis of these issues, reasonable solutions will be found that will maximize the efficiency of field development in TNK-BP.

Finally, changes in TNNC's organizational structure may help reinforce teamwork of TNNC and the target subsidiaries. For instance, today each region of the Company's operations is supported by two departments in TNNC: Exploration and Reservoir Development. For VC, the idea is to unite the two departments in the near future, which is expected to streamline cooperation both within TNNC and between this new division and VCNG.

This solution is not however universal, and the effect of similar reorganization is to be evaluated individually in each particular case. Indeed, in VC the focus is now shifting from exploration to reservoir engineering efficiency, whereas in Brownfields there is an ever increasing need of a detailed study of regional geology, appraisal activities, and efficient management of C1 + C2 reserves, which have remained undeveloped for decades. Here, a fundamental scientific approach will be in demand, too.

Thus, TNNC is ready to render comprehensive research and expert field development support to all target subsidiaries in the Company. The only prerequisites are to set clear long-term tasks, not to fear bringing up problems as soon as they arise, and be open for cooperation. **LB**



PHOTO: YUSEVNIK FEDINA / ФОТО: ШЕВЧЕНКО СЕРГЕЙ

центра. В настоящее время за каждым регионом присутствия Компании закреплены по два подразделения ТННЦ – Департамент геологоразведочных работ (ГРП) и Департамент разработки месторождений. В ближайшее время планируется объединить ресурсы двух департаментов, работающих по Верхнеконскому месторождению, что позволит заметно улучшить эффективность взаимодействия как внутри ТННЦ, так и между новым подразделением и ОАО «Верхнеконскнефтегаз».

Однако такое решение не является универсальным – целесообразность изменения организационной структуры нужно оценивать индивидуально для каждого конкретного случая. Ведь если на Верхнеконском месторождении в настоящее время акцент смещается с ГРП на повышение эффективности разработки, то на зрелых месторождениях все более актуальными задачами становятся детальное изучение региональной геологии и доразведка, а также управление запасами категорий C1+C2, которые десятилетиями не вовлекаются в разработку. Без основательного научного подхода здесь также не обойтись.

Таким образом, ТННЦ готов оказывать добывающим предприятиям всестороннюю научную и экспертную поддержку в вопросах разработки месторождений. Самое главное – ставить четкие долгосрочные задачи, оперативно поднимать проблемные вопросы и быть открытыми к сотрудничеству. **LB**

Новое поколение специалистов по внутрискважинным работам готовится покорять месторождения Компании

New Generation of Wellwork Specialists Gets Ready to Vanquish Company's Fields

С момента запуска Программы развития молодых специалистов дисциплины «Внутрискважинные работы» прошел год — значит, настало время подводить первые итоги. Можно с уверенностью сказать, что за это время чисто теоретическая задумка не только приобрела реальные черты, но и вылилась в полноценную образовательную программу. Первый и такой важный опыт приобрели руководители и наставники молодых специалистов — не говоря уже о самих участниках, которые полны решимости самостоятельно применять полученные знания и навыки на месторождениях ТНК-ВР.

A year has passed since the launch of Wellwork Young Specialists Development Program so the time is ripe for looking closely at its first results. It is now safe to say that a rather vague idea has over this period come to live and evolved to eventually become a full-fledged educational program. Basic yet crucial experience has been gained by the Program's managers and mentors, to say nothing of the young specialists themselves who are keen on applying their new knowledge and skills to work independently in TNK-BP fields.



Всеволод Садохин (VBSadokhin@tnk-bp.com),
менеджер по развитию
организационного потенциала,
Департамент внутрискважинных работ,
Филиал ОАО «ТНК-ВР Менеджмент»
в Тюмени
Vsevolod Sadokhin (VBSadokhin@tnk-bp.com),
Organizational Capability Development
Manager, Wellwork Dept.,
TNK-BP Management Branch in Tyumen

One year ago, 12 guys and three girls became the first participants in TNK-BP Wellwork Young Specialists Development Program. Although the Program implies very intensive training and frequent field trips, none of these young people gave in. Quite the opposite, both male and female participants proved themselves to be unpretentious and committed to gaining professional experience and knowledge regardless of whether their lodging and work would be comfortable or not.

“A decisive factor for me is that I can develop both as a professional and as a personality,” says one of the young specialists Tatyana Zagornaya. “The Program helps me steadily advance to this goal. Here we develop leadership competencies and acquire teamwork skills, which will help us in our work in the future.”

Up the Spiral

The very structure of the Program encourages dynamic development: the young specialists acquire ever new knowledge, get a deeper insight in to wellwork issues, gain and refine practical skills. Naturally, it all starts with a detailed study of each particular subject within the framework of technical trainings and courses in Tyumen; there are also self-instructional materials like safety standards, technology specifications, procedures of interaction between Customer, Contractor and other stakeholders, etc. It is only after this in-depth theoretical training that field trips begin: the young specialists join Wellwork Supervising Services in target subsidiaries to apply their new knowledge to practice. Coming back to Tyumen, they present their field trip activity reports and work

Ровно год назад 12 парней и три девушки стали первыми участниками Программы развития молодых специалистов ТНК-ВР в дисциплине «Внутрискважинные работы». И хотя Программа подразумевает очень интенсивное обучение и частые командировки на месторождения, никто из ребят не сдался. Наоборот, и юноши, и девушки зарекомендовали себя людьми неприхотливыми и заинтересованными, в первую очередь, в приобретении опыта и знаний вне зависимости от того, насколько комфортными будут условия проживания и работы.

«Для меня решающим фактором является возможность развития как профессионала в своей области, а также личного роста, — говорит молодой специалист Татьяна Загорная. — Участие в Программе помогает мне уверенно идти к этой цели, развивая такие качества как лидерство и умение работать в команде — все это очень важно для будущей работы».

Вверх по спирали

Сама структура Программы подталкивает участников к активному развитию: они постоянно расширяют круг своих знаний, начинают более глубоко разбираться в профильных вопросах, приобретают и отрабатывают навыки практической работы. Естественно, сначала молодые специалисты подробно рассматривают ту или иную тему в рамках технических тренингов и курсов в Тюмени; некоторые материалы, например, стандарты по технике безопасности, описания технологий, регламенты взаимодействия между заказчиком, подрядчиком и другими заинтересованными сторонами, изучаются самостоятельно. И только после углубленной теоретической подготовки молодые специалисты отправляются на месторождения, где в составе Служб супервайзинга по текущему и капитальному ремонту скважин (ТКРС) закрепляют полученные знания на практике. Возвращаясь в Тюмень, они готовят отчет-презентацию о проделанной работе и разбирают возникавшие на промысле ситуации с наставником, после чего все начинается с начала, однако на каждый новый виток спирали участники выходят с расширившимся набором компетенций.

«О Программе развития молодых специалистов дисциплины «Внутрискважинные работы» я узнал от товарищей, участвующих в аналогичной программе для буровиков, — вспоминает участник Программы Кирилл Пилат. — Интерес к ней во мне проснулся не сразу, но со временем я понял, что это хорошая возможность углубить свои знания по внутрискважинным работам и использовать их не только в теории, но и на практике во время работы на месторождениях. Для меня, кстати, стало приятной неожиданностью,

The priority for wellwork young specialists participating in the Program is to gain professional experience and knowledge.

Участники Программы развития молодых специалистов в дисциплине «Внутрискважинные работы» заинтересованы, в первую очередь, в приобретении профессионального опыта и знаний.

with their mentors to analyze various situations they were faced with on site. After that the participants start it all over again, but it is with new competencies that they step upon every new turn of the spiral.

“I’ve learned about the Wellwork Young Specialists Development Program from my friends who participate in a similar program for young drillers,” says another Program participant Kirill Pilat. “At first I did not intend to participate, but as time passed, I realized that it was a good chance to deepen my knowledge in wellwork and apply it not only in theory but in practice too during the field trips. I was also very pleased to find out that apart from field trips the Program includes many training courses aimed at professional and personal growth. We gain new skills in business communication, teamwork, presentation and efficient decision-making in complex situations. All these skills will certainly come in useful in managerial positions that we may occupy in the future.”

Feedback from the Fields

When on site, young specialists are working under guidance of mentors, who are usually senior wellwork supervisors recommended for this role by Supervising Service managers in target subsidiaries. Noteworthy, specialists working on site were very enthusiastic about the opportu-

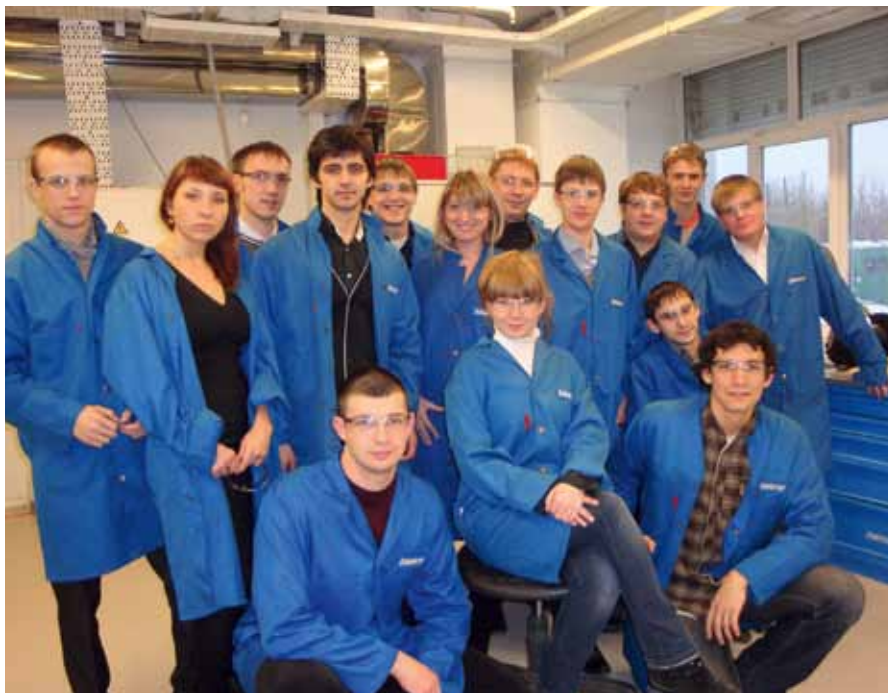


ФОТО: ТНК-БП

что Программа включает не только стажировки, но многочисленные курсы и тренинги, позволяющие развиваться как в профессиональном, так и в личном плане, приобретая навыки делового общения, работы в команде, презентации своих идей, быстрого принятия решений в сложной ситуации. Все это, несомненно, поможет в будущей работе руководителя».

В контакте с производством

Во время стажировок на месторождениях молодые специалисты работают под чутким руководством наставников – как правило, старших супервайзеров по ТКРС из числа работников, рекомендованных руководством служб супервай-

POINT OF VIEW / ТОЧКА ЗРЕНИЯ



Igor Kosarev (IAKosarev@tnk-bp.com),
Manager-Mentor of Wellwork Young Specialists,
Organizational Capability Division,
Upstream Peer Review
and Technical Development Center

The progress of wellwork young specialists is regularly evaluated at semestral and annual exams. The examiners are Program managers and directors of Well Interventions Departments and Wellwork Supervising Departments of Samotlorneftegaz, TNK-Nyagan, TNK-Nizhneartovsk, Orenburgneft. The active involvement of the latter is another confirmation of the high status of the Program and its importance for the Company. Besides, the participation of wellwork managers in certification of young specialists helps them see it for themselves and receive feedback on whether their employees are good mentors as they pass on their knowledge and extensive experience to their younger colleagues.

Program participants also develop their professional and personal skills when they take part in technical conferences for TNK-BP young specialists. For instance, five participants in our Program presented their projects this year at the conference held in the Upstream Peer Review and Technical Development Center, and three of them won top places, while Tatyana Mashkantseva, after her victory in the first round, participated in the regional conference in Tyumen where she won the second place of honor.

Игорь Косарев (IAKosarev@tnk-bp.com),
Менеджер-наставник молодых специалистов по внутрискважинным работам,
Управление по развитию организационного потенциала
молодых специалистов в ключевых дисциплинах,
Центр экспертной поддержки и технического развития, БН «Разведка и Добыча»

Для оценки промежуточных итогов работы молодых специалистов дисциплины «Внутрискважинные работы» проводятся полугодовой и годовой экзамены. Помимо руководителей Программы комиссия включает, в том числе, и директоров департаментов ГТМ и супервайзинга по ТКРС из ЦДО «Самотлорнефтегаз», ЦДО «ТНК-Нягань», ЦДО «ТНК-Нижневартовск», ЦДО «Оренбургнефть», и это еще раз доказывает высокий статус и значимость Программы для Компании. Кроме того, участие руководителей подразделений, ответственных за планирование и проведение внутрискважинных работ, в аттестации молодых специалистов является одной из наиболее эффективных форм обратной связи: менеджеры могут собственными глазами увидеть работу своих сотрудников в качестве наставников, передающих свои знания и богатый опыт новому поколению нефтяников.

Профессиональному и личностному развитию молодых специалистов также способствует участие в научно-практических конференциях (НПК). Например, в этом году на конференциях в Центре экспертной поддержки и технического развития с докладами выступили пять участников нашей Программы – трое из них заняли призовые места, а Татьяна Машканцева после победы на первом этапе приняла участие в региональной тюменской НПК, где заняла почетное второе место.

nity to train young specialists and immediately started to pass on their experience and expertise to their mentees. Managers of Supervising Services in the subsidiaries involved in the Program did not stay aloof either and took active part in developing field trip programs and certification programs and even graded the semestral and annual exams within the Program. This interest is not surprising: Program graduates will have extensive expertise in wellwork, so managers are already evaluating them as potential employees.

In their turn, the young specialists also get acquainted with their future employers and try to decide for themselves where they would like to work after the Program is completed. This is essential since the graduates are obliged to work in TNK-BP fields for at least three years.

"I think all participants of the Program will have dynamic careers because our knowledge and skills will have been tested in several fields of the Company," says Tatyana Zagornaya. "Each region of TNK-BP operations has its own unique features, and the diverse experience we gain during the Program will be our competitive advantage." Kirill Pilat shares this view: "I have no doubt that after the three years of the Program its participants will be true professionals able to contribute to the Company's development. If I were offered to choose my future work place, I'd stay in TNK-Uvat, where Greenfields are being developed and so many challenges will have to be addressed. In any case, it is important to keep developing and design a new road every time you reach a target point."

First Learnings

The experience gained during the first year of the Wellwork Young Specialists Development Program will be certainly taken into account for its further improvement. For instance, online E-learning training courses will help optimize self-training of young specialists. It is a matter of high importance, as graduates in four disciplines may apply for the Program: "Oil and Gas Field Development and Operation", "Oil and Gas Geology", "Oilfield Equipment Mechanics", and "Drilling of Oil and Gas Wells". Specialists in each of these disciplines have their strong points and gaps, and the introduction of a standard interactive training package will ensure that applicants for intermediate and advanced courses in any specific area have more or less the same knowledge base.

In early August 2011, 18 more young specialists will enter the Wellwork Competency Development Program. The experience of their predecessors will be surely taken into account to help the newcomers quickly dive into the class and field work. And next year, the third batch of young specialists will enter the Program. "My advice to future Program participants is simple: don't be scared of much work. Yes, you will have to take great efforts, but it's worth it," says Tatyana Zagornaya. "Moreover, once you've decided to participate in the Program, you've taken the first step forward and, therefore, started developing yourself." **В**

зинга целевых дочерних обществ (ЦДО). Надо отметить, что производственники с энтузиазмом отнеслись к появлению на промысле молодых специалистов и сразу же включились в процесс передачи знаний и опыта. Не остались в стороне и руководители соответствующих служб предприятия, которые активно участвовали в разработке программ стажировок и аттестации молодых специалистов и даже принимали у них полугодовые и годовые экзамены. Такой интерес неудивителен: выпускники Программы будут обладать глубокими профессиональными знаниями, и поэтому присматриваться к ним начинают уже сегодня.

В свою очередь, участники также оценивают потенциальных работодателей и размышляют, на каком из месторождений им хотелось бы работать после завершения обучения, ведь, по условиям Программы, они должны будут отрабатывать на производственных объектах Компании по меньшей мере три года.

«Я думаю, что карьерный рост ожидает каждого из нас, ведь наши знания и навыки прошли проверку даже не на одном, а на нескольких месторождениях Компании, — уверена Татьяна Загорная. — Каждый регион присутствия ТНК-ВР по-своему уникален, и разнообразный опыт, полученный в ходе Программы, несомненно, будет работать на пользу выпускникам». «Я считаю, что по истечении трех лет обучения выпускники Программы станут грамотными специалистами, способными внести свой весомый вклад в развитие Компании, — согласен с Татьяной Кирилл Пилат. — Если бы мне предложили выбрать место будущей работы, я бы остался в ООО «ТНК-Уват»: здесь разрабатываются новые месторождения, а значит, будет много интересных задач. В любом случае, важно не останавливаться на достигнутом и прорисовывать себе новый путь каждый раз, когда доходишь до намеченной точки».

Учитывая первый опыт

Опыт первого года обучения, несомненно, будет учтен при доработке Программы развития компетенций в дисциплине «Внутрискважинные работы». Например, разработка обучения в интерактивном формате E-Learning позволит систематизировать самостоятельную подготовку молодых специалистов. Это особенно важно, ведь участниками Программы могут стать выпускники четырех специальностей: «Разработка и эксплуатация месторождений нефти и газа», «Геология нефти и газа», «Механика нефтепромыслового оборудования» и «Бурение нефтяных и газовых скважин». В арсенале специалистов каждого из этих направлений есть свои сильные стороны и те аспекты, которым следует уделить больше внимания, и введение стандартного пакета интерактивного обучения позволит выровнять базовый уровень подготовки к обучению на курсах среднего и продвинутого уровня в любой специфичной области.

В начале августа 2011 года участниками Программы развития компетенций в дисциплине «Внутрискважинные работы» станут еще 18 молодых специалистов. Опыт их предшественников, несомненно, будет учтен, что позволит новичкам еще быстрее влиться в работу в классе и на месторождениях. А через год в Тюмени будут набирать уже третью группу молодых специалистов. «Мой совет будущим участникам Программы прост: не нужно бояться работы. Да, для развития потребуется приложить немало усилий, но это того стоит, — считает Татьяна Загорная. — Более того, решив принять участие в Программе, вы уже начинаете работать над собой, а значит, первый шаг уже сделан».

ATTENTION, STUDENTS AND YOUNG SPECIALISTS!

If you want to apply for the Wellwork Young Specialists Development Program, please fill in the questionnaire on TNK-BP website (www.tnk-bp.ru) in 'Career — Wellwork Young Specialists Development Program' section and then send it to yswellwork@tnk-bp.com.

Good luck!

СТУДЕНТЫ И МОЛОДЫЕ СПЕЦИАЛИСТЫ!

Если вы хотите стать участниками Программы развития компетенций в дисциплине «Внутрискважинные работы», заполните анкету, размещенную на сайте ТНК-ВР (www.tnk-bp.ru) в разделе «Карьера — Программа развития молодых специалистов внутрискважинных работ», и отправьте ее по адресу yswellwork@tnk-bp.com.

Удачи!

Тему эффективности разработки зрелых месторождений Западной Сибири обсудили на региональном технологическом форуме в Нижневартовске

Regional Technology Forum in Nizhnevartovsk Discusses Efficient Development of Mature Fields in West Siberia

Стратегической задачей Западно-Сибирского дивизиона ТНК-ВР является поддержание добычи и положительных денежных потоков на зрелых месторождениях региона. Для достижения этих целей, поставленных Советом директоров Компании, был разработан план мероприятий по улучшению показателей западносибирских активов. Ключевым аспектом этого плана является масштабное внедрение новых технологий, которые позволят снизить темп падения добычи нефти на зрелых месторождениях и начать разрабатывать трудноизвлекаемые запасы в трехлетней перспективе. Обмен опытом и совместный поиск оптимальных решений стали главными темами регионального технологического форума, прошедшего 15 июня 2011 года в Нижневартовске. В августе аналогичные встречи будут организованы в Бузулуке и Иркутске.

TNK-BP strategic goal in the West Siberia Area is to maintain production and positive cash flow from mature fields in the region. To achieve these aims, which were set by the Company's Board of Directors, an action plan has been drawn up to improve performance of the West Siberian assets. Its key element is the large-scale application of new technologies aimed to slow down production decline rate in mature fields and begin exploiting hard-to-recover reserves in the coming three years. Exchanging experience and jointly seeking optimal solutions were the focuses of a Regional Technology Forum held on June 15, 2011 in Nizhnevartovsk. Similar events are to be run in Buzuluk and Irkutsk in August.



Светлана Дианова
(Svetlana.Dianova@molten-group.com),
менеджер проекта
«Программа Новых Технологий»,
консалтинговая компания «Молтен»
Svetlana Dianova
(Svetlana.Dianova@molten-group.com),
Project Manager for Upstream Technology
Program, Molten Consulting Company

TNK-BP came up with the idea of Technology Forums long time ago. The main purpose of these meetings is to define the Company's technology priorities and involve contractors in searching for new progressive solutions. TNK-BP does not develop new technologies itself so it acts as a 'smart buyer' taking from the market only well proved innovations. For this reason, Upstream management attaches great importance to building lasting and mutually beneficial relationships with service companies.

The Regional Technology Forum "Efficient Development of Mature Fields in West Siberia" became a unique platform for sharing best practices and ideas among managers and specialists from West Siberian production subsidiaries (Samotlorneftegaz, TNK-Nizhnevartovsk, Varyoganneftegaz, and TNK-Nyagan), their colleagues from other TNK-BP regions, and representatives of leading Russian and international service companies.

All speakers at the Forum discussed the Company's priorities including the following: drilling efficiency, multi-stage fracturing, wellwork efficiency, gas utilization, energy efficiency, and infra-

Идея проведения технологических форумов в ТНК-ВР появилась давно. Основными задачами подобных встреч являются определение технологических приоритетов Компании и активное привлечение подрядчиков к поиску новых прогрессивных решений. Не занимаясь самостоятельной разработкой новых технологий, ТНК-ВР ведет себя как «умный покупатель», то есть берет с рынка только хорошо зарекомендовавшие себя инновации. Именно поэтому руководство БН «Разведка и Добыча» считает очень важным выстраивать длительные взаимовыгодные отношения с сервисными организациями.

Региональный технологический форум «Эффективность разработки зрелых месторождений Западной Сибири» стал уникальной площадкой для обмена опытом и передовыми идеями между руководителями и специалистами добывающих предприятий Западно-Сибирского дивизиона (ЦДО «Самотлорнефтегаз», ЦДО «ТНК-Нижневартовск», ЦДО «Варьеганнефтегаз», ЦДО «ТНК-Нягань»), их коллегами из других регионов присутствия ТНК-ВР и представителями ведущих российских и международных сервисных компаний.

Лейтмотивом выступлений стало обсуждение таких приоритетных для Компании тем как эффективное бурение, многостадийные гидроразрывы пласта (ГРП), повышение эффективности геолого-технических мероприятий (ГТМ), утилизация газа, повышение энергоэффективности, реинжиниринг инфраструктуры. Для работы по перечисленным направлениям планируется создание стратегических партнерств с ведущими подрядчиками и активный обмен опытом с международными экспертами и другими нефтегазовыми компаниями.

Сто лет инноваций

Обращаясь к участникам форума, Вице-президент Западно-Сибирского дивизиона Олег Михайлов отметил важность снижения темпов падения

According to Oleg Mikhailov, Vice President, West Siberia Area, the reduction of production decline rate reduction in mature fields is vital both for TNK-BP and for Russia as a whole.

По мнению Вице-президента Западно-Сибирского дивизиона Олега Михайлова, снижение темпов падения добычи на зрелых месторождениях важно не только для ТНК-ВР, но и для всей страны в целом. ►

structure reengineering. To address these issues TNK-BP plans to create strategic partnerships with leading contractors and to actively exchange experience with international experts and other oil and gas companies.

One Hundred Years of Innovation

In his speech Oleg Mikhailov, Vice President, West Siberia Area, pointed out that reducing production decline rate in mature fields is vital both for TNK-BP and for Russia as a whole. In his view, the key to maintaining production is to improve efficiency of drilling and wellwork – these are the areas where new technologies need to be applied at scale. “Fields in Khanty-Mansiysk Autonomous Region – Yugra contain billions of tons of oil and the scale of implementation of new technologies here is thousands of wells. Current reserves in Samotlor will last for decades, and innovative oil recovery methods will make substantial volumes of additional reserves cost-effective too,” stated Mikhailov. “Our common objectives today are to develop hard-to-recover reserves, improve reservoir management processes and develop our organizational capability. Nowadays, many specialists are keen to get into Greenfields, but they are forgetting that it’s in the Brownfields that the most fascinating and innovative work is being done. There are huge opportunities here for growth and development – particularly for service companies that can and should offer their solutions to TNK-BP subsidiaries. And they, in turn, should analyze the best proposals, test them, evaluate their efficiency and roll out the most promising technologies. The management of the West Siberia Area will make every effort to coordinate this activity and to create and maintain an experience exchange platform for TNK-BP target subsidiaries.”

Не занимаясь самостоятельной разработкой новых технологий, ТНК-ВР ведет себя как «умный покупатель», то есть берет с рынка только хорошо зарекомендовавшие себя инновации

TNK-BP does not develop new technologies itself so it acts as a ‘smart buyer’ taking from the market only well proved innovations



PHOTO: BURENVA FEDINA / FOTO: SVETLANA SEDUKHA

добычи на зрелых месторождениях как для ТНК-ВР, так и для всей страны в целом. По его мнению, ключевым моментом в поддержании добычи является повышение эффективности бурения и ГТМ – именно по этим направлениям внедрение новых технологий должно быть масштабным. «Месторождения Ханты-Мансийского автономного округа – Югры – это миллиардные запасы нефти с перспективой внедрения новых технологий на тысячах скважин. Текущих запасов Самотлорского месторождения хватит на десятки лет, а внедрение инновационных методов нефтедобычи сделает рентабельной разработку существенного объема дополнительных запасов, – заявил Олег Михайлов. – Наши общие задачи сегодня – это подъем трудноизвлекаемых запасов, улучшение процессов управления разработкой пластов и развитие организационного потенциала. Сегодня многие специалисты стремятся работать на новых проектах, забывая при этом, что самые интересные и творческие задачи с применением новых технологий решаются именно на зрелых месторождениях. Здесь огромные возможности для роста и развития – в первую очередь, для сервисных компаний, которые могут и должны предлагать свои решения предприятиям ТНК-ВР, а те, в свою очередь, обязаны рассмотреть наилучшие предложения, провести опытно-промышленные испытания, оценить их эффективность и тиражировать наиболее перспективные технологии. Руководство Западно-Сибирского дивизиона приложит все усилия для координации этой работы, а также создания и поддержания информационной площадки для обмена опытом между ЦДО ТНК-ВР».

Инвестиции во внедрение новых технологий играют очень важную роль на текущем этапе развития Компании – так считает директор Департамента по управлению эффективностью Управления по технической деятельности БН «Разведка и Добыча» Джефф Карфанкл. «Такие важные направления деятельности ТНК-ВР как возмещение запасов, сокращение затрат, увеличение добычи зависят от новых технологий», – отмечает он. Его слова подтверждаются цифрами: на сегодняшний день ТНК-ВР направляет около

POINT OF VIEW / ТОЧКА ЗРЕНИЯ



Jeff Karfunkle (JKarfunkle@tnk-bp.com),
Performance Management Dept. Director,
Upstream Technology,
Upstream Technology Program Director

As part of TNK-BP's Upstream Technology Program, the Corporate Center is developing and implementing in the target subsidiaries a Technology Strategy as well as processes and tools aimed to facilitate the Company's innovative development. These tools include training programs, a staff motivation system, and Technology Forums like the one in Nizhnevartovsk. In August two more Regional Technology Forums will be held: one in Orenburg (involving Orenburgneft, Buguruslanneft and Sorochinskneft) and one in Irkutsk with a focus on Greenfield development (involving VCNG, TNK-Uvat and Rospan International).

In October, TNK-BP strategic priorities within the Upstream Technology Program will be presented at a Corporate Technology Forum in Tyumen with participation of international experts in various areas, technical specialists of the Company and representatives of Russian and global service companies. The first Corporate Technology Forum, in December 2010, demonstrated how effective these events can be: it was actually a show-case where people could look into new inventions, exchange experience and expertise, and select the best technologies to be later implemented.

According to Jeff Karfunkle, Performance Management Dept. Director, Upstream Technology, investment in the introduction of new technologies is crucial at the current stage of the Company's development. "Such vital areas of TNK-BP activity as reserves replacement, cost reduction and production growth depend on new technologies," he says. And this is backed up by statistics: innovation accounts for about 10 percent of TNK-BP overall investment. To enhance the efficiency of this investment, Upstream Technology Strategy and Upstream Technology Program Management Process have been developed. Incidentally, Technology Forums like the one in Nizhnevartovsk are an important element of the New Technology Program, because they give Company specialists the opportunity to take their operational issues directly to service companies and get back solutions and proposals on cooperation.

Инвестиции во внедрение новых технологий играют очень важную роль на текущем этапе развития Компании

Investment in the introduction of new technologies is crucial at the current stage of the Company's development

"Oil and gas production has been going on for over a hundred years. During this time, technological innovation has transformed both our understanding of the subsurface and methods of reserves development. I'm confident that we'll see a similar huge leap over the next

Джефф Карфанкл (JKarfunkle@tnk-bp.com),
директор Департамента по управлению эффективностью,
Управление по технической деятельности, БН «Разведка и Добыча»,
директор Программы Новых Технологий

В рамках реализуемой в TNK-BP Программы Новых Технологий Корпоративный центр разрабатывает и внедряет в ЦДО Технологическую стратегию, процессы и различные инструменты, которые способствуют инновационному развитию Компании. К последним относятся, в частности, программы обучения, система мотивации персонала, организация технологических форумов, подобных форуму в Нижневартовске. Так, уже в августе планируется проведение еще двух региональных технологических форумов – один в Оренбуржье (с участием ОАО «Оренбургнефть», ООО «Бугурусланнефть», НГДУ «Сорочинскнефть») и второй, посвященный разработке новых месторождений, в Иркутске (с участием ОАО «Верхнечонскнефтегаз», ООО «ТНК-Уват», ЗАО «Роспан Интернешнл»).

В октябре стратегические приоритеты TNK-BP по Программе Новых Технологий будут рассматриваться на Корпоративном технологическом форуме в Тюмени, куда будут приглашены международные эксперты по различным направлениям, представители технических подразделений Компании, а также зарубежные и российские сервисные подрядчики. Прошедший в декабре 2010 года первый Корпоративный технологический форум доказал эффективность подобных мероприятий: на таких интеллектуальных площадках есть возможность близко познакомиться с новыми разработками, обменяться опытом и знаниями, выбрать наиболее приемлемые технологии для внедрения.

10% всех инвестиций на инновационную работу. Повысить эффективность этих вложений позволят новая Технологическая стратегия БН «Разведка и Добыча» и Процесс управления Программой Новых Технологий (ПНТ). Кстати, технологические форумы, подобные нижевартовскому, являются одним из важных элементов ПНТ, ведь именно здесь специалисты Компании могут напрямую обратиться к сервисным подрядчикам со своими производственными проблемами и получить решения и предложения о сотрудничестве.

«Добыча нефти и газа ведется на протяжении уже более ста лет. За это время технологические инновации совершенно изменили наше понимание геологии и подходы к разработке запасов. Я уверен, что и в следующие сто лет произойдет такой же огромный скачок, и мы, как и сегодня, продолжим добывать нефть и газ на месторождениях Западной Сибири», – добавил Олег Михайлов.

Адресные решения

В самом начале форума представители четырех ЦДО Западно-Сибирского дивизиона выделили основные направления, по которым применение новых технологий может существенно повлиять на уровень добычи нефти. Проблемы у предприятий во многом схожи: это и недостаточная эффективность бурения и ГТМ (в первую очередь, речь идет о ГРП и обработках призабойной зоны (ОПЗ)), и высокая обводненность, и наличие трудноизвлекаемых запасов и многопластовых залежей, и необходимость повышения энергоэффективности нефтедобычи, и многие другие вопросы.

Пути решения обозначенных проблем предложили более 30 представителей сервисных компаний – Baker Hughes, Schlumberger, Weatherford, ООО «Алмас-Н», «Римера», ОАО «ОЗНА», ООО «Югсон-Сервис», ГК «Новомет» и других. На форум были приглашены именно те подрядчики, которые уже имеют положительный опыт работы с предприятиями Компании и способны предлагать инновационные разработки не только сегодня, но и в будущем. В рамках рабочих сессий по бурению и добыче было представлено много инновационных предложений, главным же условием их успешного внедрения должно стать соединение имеющегося опыта и ноу-хау.

hundred years and that we'll continue to produce oil and gas from West Siberian fields just as we are doing today," concluded Oleg Mikhailov.

Targeted Solutions

The Forum started with presentations by the four target subsidiaries of West Siberia. The speakers highlighted the areas where new technologies could have a significant effect on oil production. The problems faced by the four subsidiaries are in many ways similar: inefficient drilling and wellwork (primarily fracs and bottomhole treatments), high watercuts, hard-to-recover reserves, multi-layered formations, low energy efficiency of oil production, etc.

Solutions to these problems were proposed by over 30 representatives from service companies, including Baker Hughes, Schlumberger, Weatherford, Alnas-N, Rimera, OZNA, Yugson-Service, Novomet, etc. Only those companies were invited to participate in the Forum that have a positive track record in TNK-BP subsidiaries and are capable of delivering innovations not only today, but also in the future. Two sessions were held during the Forum: Drilling and Production Technology, and their participants presented numerous innovative solutions. The key to their successful implementation is to combine existing experience and know-how.

At the same time, it is important to develop a constructive dialogue between the Customer and contractors to improve understanding of technical issues, define priorities and seek best solutions. In this respect, the organizers of the Technology Forum achieved their aim: according to service companies, the opportunity to meet managers of TNK-BP production subsidiaries and receive first-hand information on current problems and technology needs was invaluable for both sides. For their part, TNK-BP specialists are also open for long-term collaboration. "Meetings and

Возможность встретиться с руководителями предприятий ТНК-ВР и получить информацию об имеющихся проблемах и потребностях в технологиях «из первых рук» очень ценна для сервисных компаний

The opportunity to meet managers of TNK-BP subsidiaries and receive first-hand information on current problems and technology needs is invaluable for service companies

При этом важно выстроить конструктивный диалог между Заказчиком и подрядчиками для улучшения понимания технологических проблем, определения приоритетов и поиска оптимальных технологических решений. Организаторы технологического форума успешно справились с этой задачей: по словам представителей сервисных компаний, возможность встретиться с руководителями добывающих предприятий ТНК-ВР и получить информацию об имеющихся проблемах и потребностях в технологиях «из первых рук» очень полезна для обеих сторон. В свою очередь, представители ТНК-ВР также

POINT OF VIEW / ТОЧКА ЗРЕНИЯ



Svetlana Dianova
(Svetlana.Dianova@molten-group.com),
Project Manager for Upstream Technology
Program, Molten Consulting Company

Experts in Molten have extensive experience of innovation introduction in international companies and can, therefore, state that in this process the key success factors are knowledge management and innovative thinking, i.e. the ability to dynamically manage creation, application, transformation and integration of knowledge available within the organization and on the market.

The need for innovative application of new technologies in TNK-BP is obvious. It often happens that a technology that has been piloted in one target subsidiary can also be recommended for other subsidiaries where conditions are similar. The reverse is also true: if a technology has proved to be ineffective, lessons learnt need to be communicated to avoid the same mistakes in other fields. This makes it particularly important to have a shared space for networking between specialists from target subsidiaries and contractor companies, with an ongoing exchange of expertise.

These and other objectives form an integral part of the changes being made inside the Company. To ensure that they are implemented efficiently, an Upstream Technology Strategy, a target model of the processes and management structure, a motivation program and other tools have been developed within the framework of the Upstream Technology Program. The Program's future objectives include application of the target processes in the regions, knowledge management and communication support. But it is the innovative environment in the Company that is to drive these processes, otherwise no change is possible. In this respect, the Forum was a good platform for fostering and strengthening the innovation culture in TNK-BP.

Светлана Дианова (Svetlana.Dianova@molten-group.com),
менеджер проекта «Программа Новых Технологий»,
консалтинговая компания «Молтен»

Обширный опыт работы в международных компаниях по теме эффективного внедрения инноваций позволяет специалистам «Молтен» утверждать, что ключевыми факторами успеха являются управление знаниями и инновационное мышление, то есть способность динамично управлять процессом создания, применения, трансформации и интеграции существующих в компании и на рынке знаний.

Необходимость инновационного внедрения новых технологий в ТНК-ВР очевидна. Зачастую бывает так, что технология, которая прошла пилотирование в одном ЦДО, может быть рекомендована на других предприятиях Компании, где существуют аналогичные условия. Возможно и обратное: если технология показала свою неэффективность, необходимо извлечь уроки, чтобы не повторять ошибок на других месторождениях. В этой связи особую важность приобретает совместное сотрудничество для общения специалистов ЦДО друг с другом и с представителями подрядных организаций и постоянный обмен накопленным опытом.

Эти и другие задачи являются неотъемлемой частью проводимых в Компании изменений, для эффективной реализации которых была разработана Технологическая стратегия БН «Разведка и Добыча», целевая модель процессов и структуры управления, программа мотивации и другие инструменты в рамках реализуемой Программы Новых Технологий. Дальнейшие задачи Программы включают в себя внедрение целевых процессов в регионах, управление знаниями и обеспечение необходимой коммуникационной поддержки. Но проводником всего является инновационная среда Компании, без которой невозможны любые изменения. И в этом отношении форум стал хорошей площадкой для формирования и укрепления инновационной культуры.

POINT OF VIEW / ТОЧКА ЗРЕНИЯ



Vitaly Fedorov (VAFedorov@tnk-bp.com),
Long-Term Planning Section Head,
Samotlorneftegaz

Samotlorneftegaz's development strategy is to optimize our economic performance and thus maintain a positive net cash flow throughout the planning horizon. To achieve this, we need to tap the reserves of the complex, but very prospective AB1-2 Ryabchik reservoir as well as cut water production, reengineer Samotlor and optimize all our business processes.

In 2011 alone, Samotlorneftegaz plans to test 40 technologies aimed to increase oil production, reduce watercut and improve energy efficiency. And we are inviting our current and potential partners to take part in this work. To pre-empt and address problems we are making use of all available techniques and methods as well as considering ideas by the Company's staff and contractors. We also plan to create a shared knowledge bank that will be accessible to all TNK-BP subdivisions.

Виталий Федоров (VAFedorov@tnk-bp.com),
начальник отдела перспективного планирования,
ОАО «Самотлорнефтегаз»

Стратегия развития ЦДО «Самотлорнефтегаз» предусматривает оптимизацию экономических показателей предприятия с поддержанием положительного уровня чистого денежного потока на всем горизонте планирования. Для этого необходимо, в частности, вовлечь в разработку запасы сложного, но очень перспективного пласта АВ1-2 «Рябчик», сократить объем добываемой жидкости, провести реинжиниринг Самотлорского месторождения и оптимизировать все бизнес-процессы.

Только в 2011 году ЦДО «Самотлорнефтегаз» планирует испытать 40 технологий, направленных на увеличение добычи нефти, сокращение добычи жидкости, повышение энергоэффективности. И мы предлагаем нашим состоявшимся и потенциальным партнерам принять участие в этом процессе. Для предотвращения и решения проблем привлекаются все доступные методы и способы, принимаются во внимание инициативы работников ЦДО и подрядных организаций, планируется также создание единого банка знаний, которым будут пользоваться все подразделения ТНК-ВР.

round tables like the one today help us unite our efforts aimed to resolve operational issues, boost production efficiency, make intelligent use of new technologies, and communicate with contractors," commented Evgeny Armianinov, Deputy General Director for Long-Term Planning and Operations Development at TNK-Nizhnevartovsk. "If we just keep applying the technologies we were using two years ago, I don't think we're going to succeed. That's why it is essential to develop the oilfield services market and get into long-term partnerships."

готовы к долгосрочному сотрудничеству. «Подобные мероприятия и круглые столы позволяют совместными усилиями решать проблемы месторождений, повышать эффективность добычи, грамотно использовать новые технологии и выстраивать диалог с подрядчиками, — отметил заместитель Генерального директора по перспективному планированию и развитию производства ЦДО «ТНК-Нижнеарттовск» Евгений Армянинов. — Если же мы будем по-прежнему применять технологии, которые использовали два года назад, то, я думаю, мы не придем к успеху. Поэтому необходимо развивать рынок нефтесервисных услуг и ориентироваться на долгосрочные партнерские отношения».



During the Drilling and Production Technology sessions of the Forum service companies presented numerous innovative solutions to TNK-BP specialists.

В ходе рабочих сессий по бурению и добыче эксперты сервисных компаний представили на суд специалистов ТНК-ВР немало инновационных предложений.

Solutions to the problems faced by the subsidiaries in the West Siberia Area were presented by over 30 representatives from service companies.

Пути решения проблем ЦДО Западно-Сибирского дивизиона предложили более 30 представителей сервисных компаний.



PHOTO: YUSEVNA FEDINA / GOTO: YUSEVNA FEDINA

По результатам форума был отмечен целый ряд разработок, которые лягут в основу плана технологий БН «Разведка и Добыча» на 2012-2014 годы

Following the Forum, a whole range of innovations were identified that will form the basis of Upstream Technology Plan for 2012-2014

POINT OF VIEW / ТОЧКА ЗРЕНИЯ



Fedor Leskin (FYLeskin@tnk-bp.com),
Wellwork and Field Development Dept. Director,
TNK-Nyagan

Today, TNK-Nyagan faces various problems; some of them are similar to those of other subsidiaries in the West Siberia Area, others are unique. We strive to improve every aspect of our performance including wellwork, infrastructure reengineering, production, field development, and automation, metrology, communications and IT. Every year we identify our priorities and implement new solutions and the best ones are then improved and rolled out across TNK-Nyagan.

For example, we have implemented two unique technologies that evolved from idea to execution: multi-frac in horizontal wellbore and complete isolation of a bad fracture followed by a successful well reactivation.

I also think that reports presented by young specialists at technical conferences should be consolidated in a single database, which will be very useful for all target subsidiaries. I've seen a number of creative ideas at the latest conference in the West Siberia Area that should be further supported and developed.

Федор Лескин (FYLeskin@tnk-bp.com),
директор Департамента ГТМ и разработки месторождений,
ЦДО «ТНК-Нягань»

На месторождениях ЦДО «ТНК-Нягань» существует целый ряд проблем — как схожих с другими предприятиями Западно-Сибирского дивизиона, так и уникальных для нашего актива. Мы работаем во всех направлениях повышения эффективности деятельности — это и скважинные работы, и реинжиниринг инфраструктуры, и добыча, и разработка, и метрология, автоматизация, информационные технологии и системы. Каждый год мы намечаем для себя направления развития, внедряем новые решения, наиболее успешные из которых впоследствии развиваются и тиражируются в масштабах всего предприятия.

Так, в ЦДО «ТНК-Нягань» от идеи до выполнения реализованы две уникальные технологии: это многостадийный ГРП в горизонтальной скважине и полная изоляция некачественной трещины ГРП с возвращением скважины в эффективную эксплуатацию.

Также считаю нужным отметить важность создания такого ресурса как банк идей, предложенных на научно-практических конференциях молодых специалистов. Он будет очень полезен для всех ЦДО Компании — например, на конференции Западно-Сибирского дивизиона в этом году я увидел ряд очень интересных идей, которые требуют поддержки и развития.

POINT OF VIEW / ТОЧКА ЗРЕНИЯ



Evgeny Armiyaninov (EVArmiyaninov@tnk-bp.com),
Deputy General Director for Long-Term Planning
and Operations Development,
TNK-Nizhnevartovsk

The problems faced by TNK-Nizhnevartovsk are typical of West Siberia and include reservoir pressure reduction caused by ageing well stock and field depletion, increased number of small-diameter strings, low efficiency of bottomhole treatments and fracs, and high water inflow. And although the potential

of the wells is forecast to keep falling until 2015, the application of new technologies could increase the potential of existing and new wells.

Евгений Армянинов (EVArmiyaninov@tnk-bp.com),
заместитель Генерального директора по перспективному планированию
и развитию производства,
ОАО «ТНК-Нижневартовск»

Проблемы ЦДО «ТНК-Нижневартовск» типичны для Западной Сибири. Среди них – снижение пластового давления при стареющем фонде скважин и истощении месторождений, увеличение доли скважин с колоннами малого диаметра, необходимость оптимизации работ по ОПЗ и ГРП и проведения мероприятий по ограничению водопритока в скважины. И хотя до 2015 года прогнозируется падающий потенциал по скважинам, применение новых технологий может увеличить потенциал имеющихся и новых скважин.

All participants in the Regional Technology Forum shared the view that it was a very productive meeting. Following the Forum, a whole range of promising innovations were identified that will form the basis of Upstream Technology Plan for 2012-2014.

“Technology Forums are a place where interaction between the most important groups of participants takes place. This includes specialists from the target subsidiaries who know the specifics of the assets and infrastructure, experts from our technical centers in Tyumen and Moscow who have an overview of technologies and their potential, and contractors, suppliers and other external experts who may have addressed similar problems in other areas of Russia or the wider world and can offer solutions to these problems,” says Emerson Milenski, Vice President, Upstream Technology. “This is a bottoms-up process with active involvement of the contractors and these interactions result in the development of ideas on how to solve our challenges to meet our business goals. Sharing knowledge and best practices helps us establish the working relationships, better define the problems and match them with opportunities to improve business efficiency by deploying technology and innovation. These Technology Forums are a vehicle for this engagement and interaction.”

Все участники регионального технологического форума были едины во мнении, что встреча прошла очень продуктивно. По результатам обсуждений был отмечен целый ряд прогрессивных разработок, которые лягут в основу плана технологий БН «Разведка и Добыча» на 2012-2014 годы.

«Технологические форумы – это площадка для общения самых важных групп участников: специалистов из ЦДО, которые хорошо знают специфику активов и инфраструктуру, технических экспертов из Тюмени и Москвы, которые видят общую технологическую картину и могут оценить потенциал применения инноваций, а также подрядчиков, поставщиков и других внешних экспертов, которым доводилось сталкиваться с аналогичными ситуациями в других регионах России и за ее пределами и которые могут предложить эффективные решения этих проблем, – считает Вице-президент по технической деятельности БН «Разведка и Добыча» Эмерсон Миленски. – Очень важно, что данный процесс происходит по инициативе снизу, с активным привлечением подрядных организаций. И это взаимодействие выливается в разработку идей, которые помогут нам решить актуальные для Компании задачи и добиться поставленных целей. Такой обмен знаниями и лучшими практиками помогает нам выстроить рабочие взаимоотношения и четко определить новые возможности для повышения эффективности бизнеса за счет применения передовых технологий и инноваций. Подобные форумы являются отличным механизмом взаимодействия и создания стратегических партнерств».

POINT OF VIEW / ТОЧКА ЗРЕНИЯ



Viktor Sorokin (VVSorokin@tnk-bp.com),
Deputy General Director for Long-Term Planning
and Operations Development,
Varyoganneftegaz

One of the application points for innovation in Varyoganneftegaz is energy efficiency of oil production. Power costs currently account for up to 33 percent of our lifting costs, and the tariffs are constantly rising. Therefore, we need technologies to improve waterflooding efficiency, eliminate inefficient injection and reengineer

the infrastructure. We are also interested in captive power generation technologies since virtually all of our fields have high gas factors.

The potential for applying new technologies in Varyoganneftegaz is enormous. In 2010, we tested 15 new technologies while this year our plan includes 52 technologies with a major focus on wellwork, artificial lift and field development. So far, we've completed over 2,000 pilots and this demonstrates that Varyoganneftegaz welcomes innovation.

Виктор Сорокин (VVSorokin@tnk-bp.com),
заместитель Генерального директора по перспективному планированию
и развитию производства,
ЦДО «Варьеганнефтегаз»

Одним из основных направлений внедрения инноваций в ЦДО «Варьеганнефтегаз» является повышение энергоэффективности нефтедобычи. В настоящее время на электроэнергию приходится до 33% затрат в структуре себестоимости нефти, причем тарифы постоянно растут, поэтому мы нуждаемся в технологиях по управлению заводнением, снижению неэффективной закачки, реинжинирингу инфраструктуры. Нам также интересны технологии по генерации собственной электроэнергии, ведь практически все наши месторождения характеризуются высоким газовым фактором.

Потенциал по внедрению новых технологий в ЦДО «Варьеганнефтегаз» огромен. Если в 2010 году мы опробовали всего 15 новых технологий, то в этом году наш план включает 52 технологии. Основные направления использования инноваций – ГТМ, механизированная добыча, разработка месторождений. К настоящему времени мы уже провели более 2 000 пилотных операций – это яркое свидетельство открытости ЦДО «Варьеганнефтегаз» новым технологиям.

Нетипичная история замены компрессора на Саратовском НПЗ

Compressor Replacement at Saratov Refinery: a Non-Typical Story

В апреле 2011 года на установке Л-35/11-300 блока риформинга Саратовского нефтеперерабатывающего завода взамен поршневого компрессора был введен в эксплуатацию более производительный центробежный компрессор. Затраты на его установку удалось сократить почти вдвое благодаря творческому подходу специалистов предприятия к решению поставленной задачи.

In April 2011, a piston compressor at the L-35/11-300 unit of Saratov Refinery's reformer was replaced with a more productive centrifugal compressor. The refinery specialists used their innovative potential to nearly halve the cost of compressor installation.

Джалиль Галеев (DMGaleev@tnk-bp.com),
заместитель главного механика, ОАО «Саратовский НПЗ»
Dzhalil Galeev (DMGaleev@tnk-bp.com),
Deputy Chief Mechanic, Saratov Refinery

Compressor fleet renovation has been a long-felt need for Saratov Refinery. In 2007, 5G-600/42-60 piston compressors used at the refinery 'celebrated' their 40th anniversary and called for scheduled replacement due to both their age and technical condition.

However, it was unreasonable to replace the exhausted piston compressors with similar units, since this type of equipment is out of present-day trends in reforming development and upgrade. A centrifugal compressor was needed with a capacity equal to that of three piston compressors taken together.

However, centrifugal hydrogen compressors are very expensive, and their acquisition could greatly affect the Company's investment program. Specialists in the Chief Mechanic Service of Saratov Refinery have managed to come up with a cost efficient solution to this problem thus reducing the upgrade costs by more than 50 percent.

Специалисты Саратовского НПЗ предложили собрать новый центробежный компрессор на основе имевшегося корпуса центробежного компрессора 5RSA56

Specialists in Saratov Refinery suggested using the previously acquired casing of a 5RSA56 centrifugal compressor to assemble a new centrifugal compressor

Необходимость обновления компрессорного парка Саратовского нефтеперерабатывающего завода назрела давно. В 2007 году поршневым компрессорам 5Г-600/42-60, используемым на предприятии, исполнилось 40 лет – и по возрасту, и по техническому состоянию им требовалась плановая замена.

Однако заменять отслужившие свой век поршневые компрессоры на аналогичные агрегаты представлялось нецелесообразным, поскольку этот тип оборудования не соответствует современным тенденциям развития и модернизации риформингов. Необходимо было монтировать центробежный компрессор, который по своей производительности мог бы заменить сразу три поршневых.

Современные центробежные водородные компрессоры, в свою очередь, весьма дорогостоящи, и их приобретение могло бы существенно увеличить нагрузку на инвестиционную программу Компании. Экономически эффективное решение данной задачи удалось найти сотрудникам отдела главного механика Саратовского НПЗ, которые предложили вариант, позволивший более чем вдвое сократить возможные затраты.

Новое – это хорошо модернизированное старое

Идея состояла в том, чтобы использовать имевшийся на заводе корпус центробежного компрессора 5RSA56, приобретенный в свое время у ОАО «Салаваторгсинтез» за символическую сумму (ранее ОАО «Салаваторгсинтез» отказалось от строительства установки ЛЧ-35/11-600, и поставленный из Чехии компрессор оказался не востребован).

Вопрос применимости корпуса 5RSA56 был проработан совместно со специалистами ЗАО НПФ «Невинтермаш» (г. Санкт-Петербург). Выполненные расчеты и конструкторский анализ подтвердили возможность модернизации, после чего была сформирована детальная спецификация, выполнен экономический анализ, защищен инвестиционный проект, а с НПФ «Невинтермаш» заключен договор.

Исполнение и исполнители

В соответствии с заключенным договором, НПФ «Невинтермаш» выполнила все газодинамические расчеты по новому компрессору, разработала конструкторско-технологическую и проектную документацию на модернизацию корпуса, изготовление ротора, комплектующие для компрессорного агрегата, а также поставила все необходимое оборудование. В основном, использовалась отечественная продукция: электродвигатель производства ОАО НПО «ЭЛСИБ» (г. Новосибирск), система плавного пуска электродвигателя производства ГК «Технорос» (г. Санкт-Петербург), повышающий редуктор, изготовленный специализированным редукторным производством для турбомашин ОАО «Компрессорный Комплекс» (г. Санкт-Петербург), ротор компрессора, изготовленный по конструкторско-технологической документации, разработанной НПФ «Невинтермаш», на Кировском заводе (г. Санкт-Петербург). Оборудование маслосистемы – также полностью российского производства.

Dzail Galeev, Deputy Chief Mechanic of Saratov Refinery, in front of the new compressor at the reformer's L-35/11-300 unit.

Заместитель главного механика Саратовского НПЗ Джалиль Галеев на фоне нового компрессора на установке Л-35/11-300 блока риформинга.

Everything Old is New Again – Provided it is Properly Upgraded

The idea was to use the casing of a 5RSA56 centrifugal compressor that had been acquired long ago from Salavatorgsintez for token money (before that, Salavatorgsintez had given up on construction of LCh-35/11-600 unit and no longer needed the compressor delivered from Czech Republic).

The applicability of the 5RSA56 compressor casing for the given purpose was studied by the refinery specialists jointly with Nevintermash research and production company (St. Petersburg). Calculations and design analysis proved that upgrading was possible, so a detailed specification was developed, project economics analyzed, an investment project reviewed, and a contract signed with Nevintermash.

Project Execution and Project Executors

As stipulated in the contract, Nevintermash carried out all gas dynamic calculations for the new compressor, drafted technological design specifications and project documentation on casing upgrade and rotor and compressor components manufacturing, and supplied all the required equipment. Russian-made products were mainly used, including the electric motor by ELSIB research and development company (Novosibirsk), the motor soft starter by Tekhnoros (St. Petersburg), the speeder manufactured by a specialized line for turbine machinery reduction gears at Kompressorny Kompleks (St. Petersburg), and the compressor rotor made according to the technological design specifications by Nevintermash at Kirov Plant (St. Petersburg). The lube system equipment was also Russian-made. The only imported components were special gas seals by John Crane, instrumentation and control sensors, and various-purpose control valves.

The most difficult and critical part of the project was carried out by the refinery's Mechanical Maintenance Shop. Its specialists modified the compressor casing as stipulated in the technological design specifications by Nevintermash: they installed the new rotor, special gas seals, and special bearings designed and supplied by the contractor.

This centrifugal compressor module was then passed on to the contractor who did the assembly. It was installed in the place previously occupied by the most worn-out PK-5 compressor, whose service life was about to expire. The new centrifugal compressor size was quite fit for the PK-5 site and no extra areas were required. The compressor control system was connected to the Trident process controller of the L-35/11-300 unit. At the final stage of the project, Nevintermash was once more engaged to run compressor gas dynamic tests.

Among project executors, personnel of the Compressor Repair Section of Shop #14 deserved special credits. Thanks to their responsible and professional approach, the compressor module was upgraded and assembled in full accordance with the technological design specifications. The very first test starts of the compressor proved the accuracy and quality of the module assembly.

The project contributors also include the Project Design Section who designed compressor siting and the Capital Construction Section who organized and managed construction and assembly activities. Specialists in the Strategic Planning and Development Section supported the investment project, agreed its implementation with the Corporate Center and ensured financial control while their colleagues in the Chief Mechanic Service took up technical management of all activities at every project stage.

Operators at Saratov Refinery's L-35/11-300 unit are now showing great progress in mastering of the equipment, which is still new for them. **IB**



ФОТО: ТК-РР / ООП, ТК-РР

Из импортных комплектующих применены только специальные газовые уплотнения английской компании John Crane, датчики КИПиА и регулирующие клапаны различного назначения.

Самый сложный и ответственный комплекс работ по проекту осуществили специалисты ремонтно-механического цеха Саратовского НПЗ. В соответствии с разработанной НПФ «Невинтермаш» конструкторско-технологической документацией, был доработан корпус компрессора: в него установлен новый ротор, специальные газовые уплотнения, специальные подшипники, спроектированные и поставленные подрядчиком.

Собранный в результате модуль центробежного компрессорного агрегата был передан подрядчику в монтаж. Для его установки был демонтирован самый изношенный компрессор ПК-5, на который уже заканчивался разрешенный срок эксплуатации. Новый центробежный компрессор полностью разместился на площадке, ранее занимаемой ПК-5, новых площадей задействовано не было. Система управления компрессора подключена к технологическому контроллеру Trident установки Л-35/11-300. На заключительном этапе к работе вновь были привлечены специалисты НПФ «Невинтермаш» – на этот раз для проведения газодинамических испытаний компрессора.

По своей производительности центробежный компрессор способен заменить сразу три поршневых

The capacity of a centrifugal compressor is equal to that of three piston compressors taken together

Среди исполнителей проекта особо следует отметить работников участка по ремонту компрессорного оборудования цеха №14. Благодаря их ответственности и профессионализму компрессорный модуль был модернизирован и собран в полном соответствии с проектной конструкторско-технологической документацией. Первые же пробные пуски компрессора подтвердили правильность и качество сборки модуля.

В проекте также принимали участие специалисты проектно-конструкторского отдела, выполнившие проект привязки компрессора, и отдела капитального строительства, осуществившие организацию и проведение строительно-монтажных работ. Сопровождение инвестпроекта, согласование вопросов с Корпоративным центром, финансовый контроль производился специалистами отдела стратегического планирования и развития. Техническое руководство всеми видами работ на всех этапах осуществляли сотрудники отдела главного механика.

В настоящее время эксплуатационный персонал установки Л-35/11-300 Саратовского НПЗ успешно осваивает новый для себя тип оборудования. **IB**

August 23-25, Saratov www.expo.sofit.ru	15th Specialized Exhibition Oil. Gas. Chemistry 2011	23-25 августа, Саратов www.expo.sofit.ru	15-я Специализированная выставка «Нефть. Газ. Хим. 2011»
September 6-8, Aberdeen www.offshore-europe.co.uk	SPE Offshore Europe 2011	6-8 сентября, Абердин www.offshore-europe.co.uk	Европейская конференция SPE по работе на шельфе 2011
September 7-9, Kazan www.expokazan.ru	18th International Exhibition Oil. Gas. Petrochemistry	7-9 сентября, Казань www.expokazan.ru	18-я Международная выставка «Нефть. Газ. Нефтехимия»
September 7-9, Kazan www.geoexpokazan.ru	1st Specialized Exhibition GEO-Kazan: Exploration. Geodesy. Cartography	7-9 сентября, Казань www.geoexpokazan.ru	1-я Специализированная выставка «ГЕО-Казань: Геологоразведка. Геодезия. Картография»
September 12-15, Gelendzhik www.eage.ru	13th Workshop Conference Geomodel 2011	12-15 сентября, Геленджик www.eage.ru	13-я Научно-практическая конференция «Геомодель 2011»
September 13, Moscow www.spe-moscow.ru	SPE Moscow Section Lecture Drilling Chatter Control	13 сентября, Москва www.spe-moscow.org	Лекция московской секции SPE «Управление вибрациями при бурении»
September 13-16, St. Petersburg www.rao-offshore.ru	10th International Conference and Exhibition RAO / CIS Offshore 2011	13-16 сентября, Санкт-Петербург www.rao-offshore.ru	10-я Международная выставка и конференция RAO / CIS Offshore 2011
September 14-16, Moscow www.cttimes.org	12th International Scientific and Practical Conference Coiled Tubing and Well Interventions	14-16 сентября, Москва www.cttimes.org	12-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы»
September 19-20, Moscow www.europetro.com	3rd International Gas Technology Conference and Exhibition IGTC 2011	19-20 сентября, Москва www.europetro.com	3-я Международная газовая технологическая конференция и выставка IGTC 2011
September 20-21, Moscow www.vniineft.ru	3rd International Science Symposium Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice	20-21 сентября, Москва www.vniineft.ru	3-й Международный научный симпозиум «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов»
September 20-21, Moscow www.europetro.com	10th Russia and CIS Petrochemicals Technology Conference and Exhibition RPTC 2011	20-21 сентября, Москва www.europetro.com	10-я Конференция и выставка по технологиям нефтехимии России и стран СНГ RPTC 2011
September 20-22, Tyumen www.spe-moscow.org	SPE Applied Technical Workshop Water Shut-Off	20-22 сентября, Тюмень www.spe-moscow.org	Техническая конференция SPE «Ограничение водопритока»
September 20-23, Tyumen www.expo72.ru	Specialized Exhibition Oil and Gas. Fuel and Energy Complex	20-23 сентября, Тюмень www.expo72.ru	Специализированная выставка «Нефть и газ. Топливо-энергетический комплекс»
September 20-23, Izhevsk www.vcudmurtia.ru	10th International Specialized Exhibition Oil. Gas. Chemistry	20-23 сентября, Ижевск www.vcudmurtia.ru	10-я Международная специализированная выставка «Нефть. Газ. Химия»
September 21-23, Orenburg www.apex-expo.net	13th Specialized Exhibition Orenburg. Oil and Gas. Petrochemistry. Energy 2011	21-23 сентября, Оренбург www.apex-expo.net	13-я Специализированная выставка «Оренбург. Нефть и газ. Нефтехимия. Энерго 2011»
September 21-23, Moscow www.pta-expo.ru	11th International Specialized Exhibition Progressive Technologies in Automation PTA 2011	21-23 сентября, Москва www.pta-expo.ru	11-я Международная специализированная выставка «Передовые Технологии Автоматизации. ПТА 2011»
September 22-23, Moscow www.argus.ru	5th International Conference Argus Russian Oil Products 2011	22-23 сентября, Москва www.argus.ru	5-я Международная конференция «Argus Рынок нефтепродуктов 2011»
September 22-23, Moscow www.europetro.com	11th Russia and CIS Refining Technology Conference and Exhibition RRTC 2011	22-23 сентября, Москва www.europetro.com	11-я Конференция и выставка по технологиям нефтепереработки России и стран СНГ RRTC 2011

ВЫ ХОТИТЕ ОФОРМИТЬ ИМЕННУЮ ПОДПИСКУ?

DO YOU WANT A PERSONAL COPY SENT TO YOU?

Заполните прилагаемую анкету и отправьте ее Евгении Фединой по адресу: 125284, г. Москва, ул. Беговая, д. 3, стр. 1, место 12С-38, или по электронной почте: ESFedina@tnk-bp.com
 Fill in the form below and mail it to Evgeniya Fedina: 125284, Moscow, Begovaya St., 3, Build. 1, Desk 12C-38
 or by e-mail: ESFedina@tnk-bp.com

Если Вы сменили адрес, пожалуйста, пришлите нам Ваши новые координаты.
 If you changed address, please, send us another form with your details.

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 ▾
Дата заполнения / Date ▷	Количество экземпляров / Number of copies ▷	

Чтобы помочь нам определить ключевые темы, отметьте, пожалуйста, темы представляющие для Вас интерес:
 To help us focus Innovator on priority areas, please, note the subjects of your interest:

- | | |
|---|--|
| <input type="checkbox"/> Бурение / Drilling | <input type="checkbox"/> Обеспечение работоспособности оборудования / Integrity management |
| <input type="checkbox"/> Строительство и заканчивание скважин / Wells and completions | <input type="checkbox"/> ОТ, ПБ и ООС / HSE |
| <input type="checkbox"/> Добыча / Production | <input type="checkbox"/> Техническое обучение / Technical training |
| <input type="checkbox"/> Капитальные проекты и строительство / Capital projects | <input type="checkbox"/> Геологоразведка / Exploration |
| <input type="checkbox"/> Информационные технологии / Information technology | <input type="checkbox"/> Другие / Others |
| <input type="checkbox"/> Переработка нефти / Downstream | |
| <input type="checkbox"/> Трубопроводы и транспорт / Pipelines and transportation | |
- ▷

Нам важно ваше мнение о материалах, публикуемых в журнале. Мы постараемся учесть все отзывы для улучшения подбора и содержания публикаций.

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

▷

ЧИТАЙТЕ «НОВАТОР» И В ОНЛАЙН-ВЕРСИИ! / NOW AVAILABLE ON THE WEB AS WELL!

<http://innovator.tnk-bp.ru/>

Инtranет-сайт журнала «Новатор» для сотрудников компании ТНК-ВР
 Innovator Intranet site for TNK-BP employees

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

Для внешней аудитории / For external readers

Также доступны электронные версии предыдущих выпусков журнала
 You can download all the previous issues